

Versorgungssicherheit auf dem Weg zu 60% Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch: eine akteursbezogene Analyse

Laufzeit des Vorhabens: 01.07.2015 – 28.02.2016

Endbericht

Zuwendungsempfänger:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Juri Horst
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
[Email horst@izes.de](mailto:Email_horst@izes.de)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autoren: Juri Horst, Hermann Guss, Uwe Klann, Johannes Kochems, Martin Luxen-
burger, Andreas Weber

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesmi-
nisteriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03MAP317
gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Saarbrücken, den 29.08.2016

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract.....	1
2	Hintergrund der Studie	2
3	Zusammenfassung und Fazit	3
3.1	Verständnis von Versorgungssicherheit	3
3.2	Abschätzung der künftigen Versorgungssituation	4
3.3	Definition und Finanzierung von Back-up	7
3.4	Prüfung weiterer Ansatzpunkte zur Generierung und Finanzierung von Back-up.....	8
4	Verständnis von Versorgungssicherheit im bundesdeutschen Stromsystem unter Berücksichtigung eines europäischen Binnenmarktes	14
4.1	Versorgungssicherheit – Eine Definition	14
4.2	Verständnis von Versorgungssicherheit in Deutschland.....	16
4.3	Versorgungssicherheit aus europäischer Perspektive	25
4.4	Güterwirtschaftliche Charakterisierung der Versorgungssicherheit .	33
4.4.1	Die These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit im Überblick	34
4.4.2	Diskussion der These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit.....	38
5	Versorgungssituation in Deutschland 2035.....	53
5.1	Erläuterung der Modellierung sowie deren Teilfunktionen	54
5.2	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	55
5.2.1	Politische Zielsetzungen	55
5.2.2	Entwicklung des Stromverbrauchs	57
5.2.3	Entwicklung Erneuerbarer Energien	57
5.2.4	Lastoptionen	60
5.3	Szenarien – Beschreibung und Ergebnisse	65
5.3.1	Szenario 0: Basis.....	65
5.3.2	Szenario 1: neue Verbraucher.....	67

5.3.3	Szenario 2: KWK	72
5.4	Technisches Anforderungsprofil der Residuallast.....	78
5.5	Zusammenfassung	83
6	Finanzierungsoptionen für Back-up-Kapazitäten.....	85
6.1	Definition Back-up-Kapazitäten.....	85
6.2	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.....	89
6.2.1	Grundlagen.....	89
6.2.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten.....	89
6.2.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	92
6.2.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)...	93
6.2.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit, Weiterentwicklungspotenzial	93
6.3	Regelbare EE	95
6.3.1	Grundlagen.....	95
6.3.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	101
6.3.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	102
6.3.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können).	103
6.3.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	104
6.4	Regelenergiemärkte	105
6.4.1	Grundlagen.....	105
6.4.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	111
6.4.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	112
6.4.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können).	113
6.4.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	114
6.5	Bilanzkreisausgleich / Ausgleichsenergie	114
6.5.1	Grundlagen.....	114
6.5.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	116
6.5.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	117
6.5.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können).	118
6.5.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	119

6.6	Reservekraftwerksverordnung / Netzreserve.....	119
6.6.1	Grundlagen.....	119
6.6.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	121
6.6.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	121
6.6.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können). 121	
6.6.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	122
6.7	Lastabschaltverordnung	122
6.7.1	Grundlagen.....	122
6.7.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	123
6.7.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	124
6.7.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können). 124	
6.7.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	124
6.8	Netzlastmanagement im Verteilnetzbereich	124
6.8.1	Grundlagen.....	124
6.8.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	126
6.8.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	126
6.8.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können). 127	
6.8.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	127
6.9	Notstromaggregate	128
6.9.1	Grundlagen.....	128
6.9.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	128
6.9.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	128
6.9.4	Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können). 128	
6.9.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	129
6.10	Eigenerzeugung bei Netzanschluss.....	129
6.10.1	Grundlagen.....	129
6.10.2	Generierung von Back-up-Kapazitäten?.....	130
6.10.3	Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten	130
6.10.4	Angemessenheit und Aufgabenverteilung (Wissen und Können) 130	
6.10.5	Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit.....	131

6.11	Zum Zusammenhang der betrachteten Instrumente	131
6.12	Fazit alternativer Finanzierungsoptionen	135
7	Prüfung weiterer Ansatzpunkte zur direkten und indirekten Finanzierung von Back-up-Kapazitäten	136
7.1	Platzierung von Back-up-Kapazitäten innerhalb des Allokationsprozesses	136
7.1.1	Definitionen, Kurzüberblick über einschlägige Abläufe und Präzisierung der Fragestellung	136
7.1.2	Diskussion der Platzierung des Einsatzes von Back-up-Kapazitäten.....	141
7.1.3	Zusammenfassung	153
7.2	Akteure und Instrumente für die direkte Finanzierung von Back-up-Kapazitäten.....	154
7.2.1	Lastmanagement im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten.....	155
7.2.2	Kapazitätsreserven.....	158
7.3	Akteure und Instrumente für die indirekte Finanzierung von Back-up-Kapazitäten.....	165
7.3.1	Verteilnetzbetreiber	165
7.3.2	Händler und Endkundenvertrieb	170
7.3.3	Stromerzeuger.....	173
7.3.4	Eigendynamiken	179
8	Literaturverzeichnis	180

Abbildung 3-1	Leistungsbedarf und technische Einsetzbarkeit zusätzlicher Flexibilitäten zu Deckung der Residuallast 2 bis 2035 bei unterschiedlichen Basis-Wetterjahren (2012, 2013, 2014) bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK	6
Abbildung 4-1	Systematik der Leistungsbilanz	18
Abbildung 4-2	Dimensionen der Versorgungssicherheit.....	24
Abbildung 4-3	Vergleich SAIDI (ungeplante Unterbrechungen) ohne unerwartete Ereignisse (Ursache der Unterbrechung in allen Spannungsebenen möglich).....	30
Abbildung 4-4	Vergleich SAIDI (Ursache der Unterbrechung in allen Spannungsebenen möglich).....	30
Abbildung 4-5	Vergleich SAIDI (ungeplante Unterbrechungen) inklusive unerwartete Ereignisse (Ursache der Unterbrechung in allen Spannungsebenen möglich).....	31
Abbildung 4-6	Vergleich über 5 Jahre gemittelter und aktuellster SAIDI-Wert (10 beste Länder)	31
Abbildung 4-7	Zur Definition eines öffentlichen Gutes.....	44
Abbildung 5-1	Entwicklung der Erneuerbaren Energien 2016 bis 2035 in den Szenarien	58
Abbildung 5-2	Beispielhafte Darstellung der Wirkung der Skalierung von Wind-onshore	59
Abbildung 5-3	beispielhafte Darstellung einer Bewirtschaftung der Residuallast 2 durch Lastoptionen mit verschiedenen technischen Anforderungen	62
Abbildung 5-4	Exemplarische Darstellung des Einsatzes von Stromspeichern im Modell.....	64
Abbildung 5-5	gereichte Residuallast 1, Last abzüglich dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien im Jahr 2035 in 3 Wettervarianten (2012, 2013, 2014).....	66
Abbildung 5-6	Unterstellte Entwicklung der gesamtelektrischen Leistung an Wärmepumpen von 2015 bis 2035 nach Wärmepumpen-Typen	70
Abbildung 5-7	Gesamtsystemisch optimierte KWK-Leistung für definierte Mindest-Vbh unter der Prämisse einer Vollaussnutzung der installierten Leistung, ohne Export, bei 25 % KWK-Anteil an der thermischen Spitzenlast	74

Abbildung 5-8	Gesamtsystemisch optimierte KWK-Leistung für definierte KWK-Strommengen ohne Export, bei 25% KWK-Anteil an der thermischen Spitzenlast	75
Abbildung 5-9	Gesamtsystemisch optimierte KWK-Leistung für definierte KWK-Strommengen ohne Export, bei 50% KWK-Anteil an der thermischen Spitzenlast	77
Abbildung 5-10	Leistungsbedarf und technische Einsetzbarkeit zusätzlicher Flexibilitäten zur Deckung der Residuallast 2 bis 2035 bei unterschiedlichen Basis-Wetterjahren (2012, 2013, 2014) bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK	79
Abbildung 6-1	schematische Darstellung Residuallastvarianten	86
Abbildung 6-2	grundsätzliche Einordnung Back-up-Kapazitäten.....	87
Abbildung 6-3	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von regelbaren EE-Anlagen in Deutschland (2000 bis 2014, in MW).....	96
Abbildung 7-1	Zeitlicher Ablauf der Erbringung einer Kapazitätsreserve (Begrifflichkeit nach Entwurf Stromgesetz §13g und Entwurf Kapazitätsreserveverordnung; Beispiel einer möglichst schnellen und tatsächlichen Erbringung der vollen Kapazitätsreserveleistung)	139
Abbildung 7-2	gefördertes Wärmespeichervolumen im KWKG von 2012 bis 2015 (Stand 07.03.2016; * Zulassungsanträge können noch bis zum 01.07.2016 gestellt werden)	175

Tabelle 3-1	Kapazitäten für das Szenario 2035 mit 50% KWK Grundlastanteil bei einer definierten KWK-Strommenge von 120 TWh/a, EMob-Szenario 1 und ohne KWK Export, bei bis zu 95 GW Jahreshöchstlast (ohne Regelenergie und Netz-Reserven)	7
Tabelle 4-1	Dimensionen von Versorgungssicherheit im Stromversorgungssystem.....	17
Tabelle 5-1	technische Anforderungen an Anlagen zur Bewirtschaftung der Residuallast.....	62
Tabelle 5-2	Veränderung der Spitzenlast innerhalb der Residuallast im Jahr 2035 durch neue Verbraucher und bei Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken.....	71
Tabelle 5-3	durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter Mindest-Vbh über alle Szenarien und Betrachtungsjahre	74
Tabelle 5-4	durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 25% thermischen Leistungsanteils für KWK	75
Tabelle 5-5	durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter Mindest-Vbh über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK	76
Tabelle 5-6	durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK	77
Tabelle 5-7	Definition der Flexibilitätsoptionen zum Einsatz innerhalb der Residuallast nach EE, Stromspeicher und KWK	78
Tabelle 5-8	Spektrum des Leistungsbedarfs an Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Residuallast 2 nach KWK bei 50% thermischem Leistungsanteil für KWK	80
Tabelle 5-9	Spektrum des Leistungsbedarfs an Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Residuallast 2 nach KWK bei 25% thermischem Leistungsanteil für KWK	81
Tabelle 5-10	Kapazitäten für das Szenario 2035 mit 50% KWK Grundlastanteil bei einer definierten KWK-Strommenge von 120 TWh/a, EMob-Szenario 1 und ohne KWK Export, bei bis zu 95 GW Jahreshöchstlast (ohne Regelenergie).....	82
Tabelle 6-1	Einsatzzeiten der Regelenergiearten	106

Tabelle 6-2	Ausgewählte Aspekte der Regelenergieausschreibungen	108
Tabelle 6-3	Die gegenwärtige Höhe der ausgeschriebenen Reserveleistungen (4. Quartal 2015)	110
Tabelle 6-4	Rahmenbedingungen Ausschreibung von abschaltbaren Lasten	123
Tabelle 6-5	Übersicht über gegenwärtige Maßnahmen/Instrumente und deren Interaktion.....	134

1 Abstract

Das Vorhaben untersucht mittels akteursbezogenem Ansatz, inwieweit die energiepolitischen Zielsetzungen eines hohen Anteils an fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien (fEE) sowie hocheffizienter KWK eine Anpassung des Stromsystems notwendig machen, um gleichzeitig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Hierzu wird zunächst Versorgungssicherheit im Kontext der aktuellen Diskussionen diskutiert und güterwirtschaftlich definiert, woraus sich Verantwortlichkeiten einzelner Akteure ergeben. Parallel dazu werden mittels Szenarien künftige Residuallastverläufe bis zum Jahr 2035 ermittelt, die sich nach Abzug von fEE und einem stromseitig systemisch optimierten KWK-Einsatz ergeben. Aus diesen Simulationen kann abgeleitet werden, dass es teils erhebliche Leistungsspitzen von mehreren Gigawatt gibt, die allerdings nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt werden. Auf dieser Grundlage wird der Bedarf an Back-up definiert als Leistung, die sich voraussichtlich nicht an den Energy-Only-Märkten refinanzieren kann. Es werden daraufhin verschiedene Finanzierungsoptionen für Back-up-Kapazitäten – einschließlich bestehender Märkte - und die damit verbundenen Akteure ausgewertet. Es zeigt sich, dass für Back-up gemäß der hier entwickelten Definition die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund ihres Wissens, ihrer Fähigkeiten und bereits bestehender Verantwortlichkeiten die besten Akteure darstellen. Es gibt darüber hinaus noch weitere Akteure und Instrumente, die zur Vermeidung oder Minderung von Back-up beitragen. Anpassungsbedarfe im rechtlichen Rahmen werden herausgearbeitet.

2 Hintergrund der Studie

Mit der in den 1990er Jahren beginnenden Liberalisierung der europäischen Stromsektoren wurde die erzeugerseitige Sicherung der Stromversorgung faktisch an die Märkte delegiert. Ausgehend von ökonomischen Theorien wird unterstellt, dass die in Knappheitssituationen auftretenden Preissignale ausreichen würden, um die Errichtung von notwendigen neuen Kapazitäten anzureizen.

Die empirische Prüfung dieser These steht bislang in Europa noch aus, da die beiden vergangenen Jahrzehnte einerseits durch erhebliche Überkapazitäten aus dem ehemals vollständig regulierten Sektor geprägt, andererseits häufig Sonderkonstellationen wie die kostenlose Überlassung von CO₂-Zertifikaten oder fiskalische Privilegierungstatbestände anzutreffen waren.

Der rasche Ausbau von Strom aus Erneuerbaren Energien verstärkt den Effekt der Überkapazitäten und stellt zunehmend die Wirkung der Preissignale (Merit-Order-Effekt) hinsichtlich der Versorgungssicherheit in Frage, sodass aus Gründen der erzeugerseitigen Versorgungssicherheit unter anderem eine Erweiterung des Stromsystems um weitere Teilmärkte („Kapazitätsmärkte“) aus Teilen der Wissenschaft gefordert wird.

Gleichzeitig ist eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit als Voraussetzung für einen zügigen zukünftigen Ausbau Erneuerbarer Energien zu sehen: Selbst wenn man vom Eigenwert des Zieles einer hohen Versorgungssicherheit absehen würde, wäre die Akzeptanz des Ausbaus gefährdet, falls er die Versorgungssicherheit merklich reduzieren oder die Realisierung nur zu erheblichen Zusatzkosten möglich wäre.

Inwieweit die Stromerzeugung insbesondere aus fEE Anpassungen des Stromsystems notwendig macht, um gleichzeitig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird im Rahmen dieses Vorhabens untersucht. Anders als die bisherigen Untersuchungen, die grundsätzlich einen (großhandels-) marktbasierten Ansatz verfolgen, hat dieses Vorhabens die Auswirkung der energiepolitischen Zielsetzung eines hohen Anteils von (fluktuierenden) Erneuerbaren Energien sowie hocheffizienter KWK auf die Versorgungssicherheit im Rahmen eines akteursbezogenen Ansatzes untersucht.

3 Zusammenfassung und Fazit

Der Ausbau insbesondere fluktuierend einspeisender Erneuerbarer Energien (fEE) mit Grenzkosten nahe Null verursacht im bestehenden Marktdesign einen Preisverfall. Dieser führt dazu, dass gerade hochflexible steuerbare Gaskraftwerke mit hohen Grenzkosten unwirtschaftlich werden, die aber gerade zum Ausgleich der künftig erwarteten, ebenfalls stark fluktuierenden Residuallast sowie von längeren geringen Erzeugungen von fEE benötigt werden. Es besteht – auch in Anbetracht des Atomausstiegs sowie eines diskutierten Kohleausstiegs – die Befürchtung, dass künftig nicht ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen und die Versorgung gefährdet sein könnte.

3.1 Verständnis von Versorgungssicherheit

In der Studie steht daher die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit im Fokus der Betrachtung, auch wenn Versorgungssicherheit weitere Teile umfasst. Es gibt bis heute keine Festlegung von staatlicher Seite, welches Niveau an Versorgungssicherheit als ausreichend gilt. Aufgrund individueller Interessen der verschiedenen Verbrauchergruppen – Privatverbraucher, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie unterscheiden sich hier nicht nur zwischen den Sektoren sondern auch innerhalb dieser – ist das gewünschte Niveau auch sicherlich nicht ohne weiteres zu bestimmen. Der Bedarf einer sehr hohen Versorgungssicherheit wird bisher meist durch eigene Erzeugungsanlagen abgesichert.

Auch die europäischen Mitgliedsstaaten unterscheiden sich in ihrem Niveau an Versorgungssicherheit. Gemessen an den durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungen im Jahr wird ersichtlich, dass ungeplante Unterbrechungen außer in Deutschland vornehmlich eher in kleineren Ländern gering ausfallen. Vergleichbare Industrienationen (z.B. Frankreich) weisen dagegen deutlich längere Unterbrechungszeiten auf.

Um diejenigen Akteure zu identifizieren, die für die Versorgungssicherheit verantwortlich sind bzw. sein sollten, wurde vergleichend mit aktuell bestehenden wissenschaftlichen Untersuchungen von r2b (2014) der güterwirtschaftliche Charakter von Versorgungssicherheit diskutiert. r2b (2014) kommt in seinen Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass der Strombezug und damit die Nutzung eines Teils der begrenzt verfügbaren Erzeugungsleistung für leistungsgemessene Kunden, ein privates Gut sei und für nichtleistungsgemessene Kunden ein Allmendegut. Dabei wird allerdings nicht beachtet, dass Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit als letztes Mittel Lastdrosselungen durchführen. Auch wenn diese Maßnahme sicherlich selten ist, so werden doch Betroffene nicht aufgrund bestehender Verträge ausgewählt, sondern allein aus netztechnischen Gründen. Alle Nichtbetroffenen profitieren von einer solchen Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Nichtrivalität) und werden de facto nicht ausgeschlossen. Die Betroffenen werden ausgeschlossen,

und dies unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft. Deshalb hat die Aufrechterhaltung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch diese letzte Maßnahme durchaus einen öffentlichen Gutcharakter. Damit haben Verbraucher einen Anreiz, ihre Zahlungsbereitschaft für einen Strombezug in Knappheitssituationen nicht zu offenbaren. Inwieweit dies faktisch von Bedeutung ist, hängt davon ab, mit welcher Häufigkeit eine solche Maßnahme durchgeführt und erwartet wird. Jedenfalls ist zu erwarten, dass eine rein marktbasierte Bereitstellung von erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit zu einer - gemessen an den Präferenzen - zu unsicheren Versorgung führt. Dabei ist nochmals deutlich hervorzuheben, dass das Angebot einer Lastdrosselung bei Endverbrauchern zwar mit dem Vertrieb vereinbart sein kann, im Notfall der Netzbetreiber aber letztlich über eine Drosselung entscheidet.

3.2 Abschätzung der künftigen Versorgungssituation

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine bedeutende Säule auf dem Weg zur Erreichung der Klimaziele. In Deutschland werden dabei aufgrund der zur Verfügung stehenden EE-Ressourcen insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen eine wesentliche Rolle spielen. Für beide Typen charakteristisch ist eine dargebotsabhängige Einspeisung, was Auswirkungen auf den übrigen Kraftwerkspark mit sich bringt. Darüber hinaus strebt die Bundesregierung an, mittels Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung (KWK) den Primärenergiebedarf abzusenken und reizt den Einsatz der Technologie an.

Um den Beitragsbedarf der verschiedenen Akteure zur Versorgungssicherheit bestimmen zu können, werden zunächst die installierten bestehenden Kapazitäten aller Erzeuger und Speicher sowie ihr Zusammenspiel analysiert. Ziel ist es dabei, verbleibende Differenzmengen zur erforderlichen Abdeckung der Residuallast mittels Simulationen zu identifizieren. Die Last wird entsprechend der Einflüsse durch neue Stromverbraucher in ihrem Verlauf angepasst. Allerdings wird, entsprechend der Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB 2015b, S. 27), der Gesamtstrombedarf über den gesamten Betrachtungszeitraum auf gleichem Niveau gehalten. Für die zusätzlich benötigte Leistung, welche sich anhand der Residuallast ergibt, werden zudem das technische Anforderungsprofil sowie die voraussichtliche Auslastung bestimmt, wobei neben Erzeugungsanlagen insbesondere auch Lastmanagementmöglichkeiten und Speicherpotenziale Berücksichtigung finden. Zugleich kann auf diese Weise auch ein Anforderungsprofil an mögliche Stromimporte erstellt werden, die künftig vor dem Hintergrund eines sich weiter entwickelnden europäischen Strombinnenmarktes wichtiger werden könnten.

Die Modellierung zeigt auf, welche Anteile der Residuallast durch KWK sinnvoll gedeckt werden können und welche weiteren Lastoptionen für die Deckung der noch verbleibenden Residuallast zum Einsatz kommen müssten.

Innerhalb des Modells wird, die Einspeisung der fEE-Anlagen immer vorausgesetzt, die bestehende Residuallast 1 zunächst durch den Einsatz von KWK (einschließlich Biomasse) möglichst abgedeckt. Aus Erwägungsgründen zum Klima- und Umweltschutz sowie aus Gründen der Primärenergieeinsparung - und damit auch der Versorgungssicherheit – sollte die Residuallast vollständig durch KWK-Anlagen gedeckt werden. Technisch ist dies auch unter Einhaltung des Hocheffizienzkriteriums und bei Verwertung aller anfallenden Wärme – abzüglich Speicherverluste - möglich. Eine nicht unerhebliche Leistung an KWK würde aber nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommen. Aus wirtschaftlichen Aspekten wird die KWK deshalb derzeit üblicherweise für eine Grundlastversorgung ausgelegt und der übrige Wärmebedarf durch Heizkessel bereitgestellt.

In den Simulationen werden daher zwei Ansätze untersucht. Zum einen wird angenommen, dass nur wirtschaftliche Anlagen zugebaut und betrieben werden (Ansatz 1). Aufgrund der sehr individuellen Rahmenbedingungen bei KWK-Investitionsentscheidungen wird daher an dieser Stelle ersatzweise auf Mindest-Vollbenutzungsstunden aus der Literatur abgestellt. Der zweite Ansatz orientiert sich am politischen Ausbauziel des KWKG 2016 (Ansatz 2). In beiden Ansätzen wird die Randbedingung, dass der Ausbau von KWK nicht zu weiteren Stromexporten führen soll, beachtet. Dies bringt eine deutliche Einschränkung der KWK-Fahrweise mit sich. Ebenfalls soll ein der Leistung entsprechender Wärmebedarf gedeckt werden. Zur Flexibilisierung werden Wärmespeicher, aber auch Spitzenlastkessel eingesetzt.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter Ansatz 1 ein Rückgang der stromsystemisch sinnvoll einsetzbaren Leistung zu verzeichnen ist, da die Vollbenutzungsstunden deutlich sinken und die Wirtschaftlichkeit damit nicht mehr gegeben ist. Ansatz 2 verpflichtet sich der Zielerreichung, geht aber auch nicht darüber hinaus, so dass es zu einem Zubau an KW(K)K-Kapazitäten kommt, ebenfalls mit sinkenden Vollbenutzungsstunden. Damit besteht auch weiterhin der Bedarf die Entwicklung von KWK zu monitoren und Anpassungen am KWKG vorzunehmen. Allerdings bedarf es zur Erreichung der KWK-Strommengenzielwerte in Ansatz 2 bereits ab dem Startjahr der Betrachtung in 2015 einer deutlich niedrigeren Leistung von rund 15 GW, was etwa der Hälfte der heutigen entspricht.¹ Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums steigt die installierte Leistung auf 28 GW an.

¹ Das heute scheinbar bei KWK eine Überkapazität vorliegt ist dem Modell geschuldet. Es berücksichtigt nicht, dass Dampfkraftwerke mit optionaler Wärmeauskopplung oftmals derart ausgelegt sind, dass sie zwischen reinem Stromerzeugungsbetrieb und gekoppelter Erzeugung wechseln können. Damit existieren durchaus KWK-Kraftwerke mit vergleichsweise niedrigen Vollbenutzungsstunden, da sie hauptsächlich stromorientiert eingesetzt werden.

Die nach KWK und Stromspeichern bestehende neue Residuallast wird dann noch mit den übrigen steuerbaren Erzeugern (einschließlich sonstiger Biomasse) gedeckt. Zunehmend bilden sich schnelle und hohe Lastwechsel von im Schnitt 2 GW/h heraus, denen aus technischer Sicht nur mit hochflexiblen Erzeugern oder Lastmanagementmaßnahmen begegnet werden kann. So entstehen in Extremsituationen im Betrachtungsjahr 2035 in Szenarien ohne KWK-Stromexport stündliche Lastwechsel von +20 GW und -38 GW. In bis zu 2 % der Jahresstunden übersteigt der stündliche Lastwechsel 10 GW, die technisch maximal verfügbare Kuppelkapazität mit rund 15 GW wird in weniger als 0,1 % der Jahresstunden überschritten.

Zur Deckung dieser Residuallast sind in 3 von 4 Ladeszenarien für Elektromobilität ohne KWK-Strom-Export rund 53 GW an vorzuhaltenden steuerbaren Stromerzeugungsanlagen im Modell ausreichend. In einem vierten Szenario, in welchem Elektrofahrzeuge nur nachts beladen werden, sind rund 64 GW vorzuhalten.

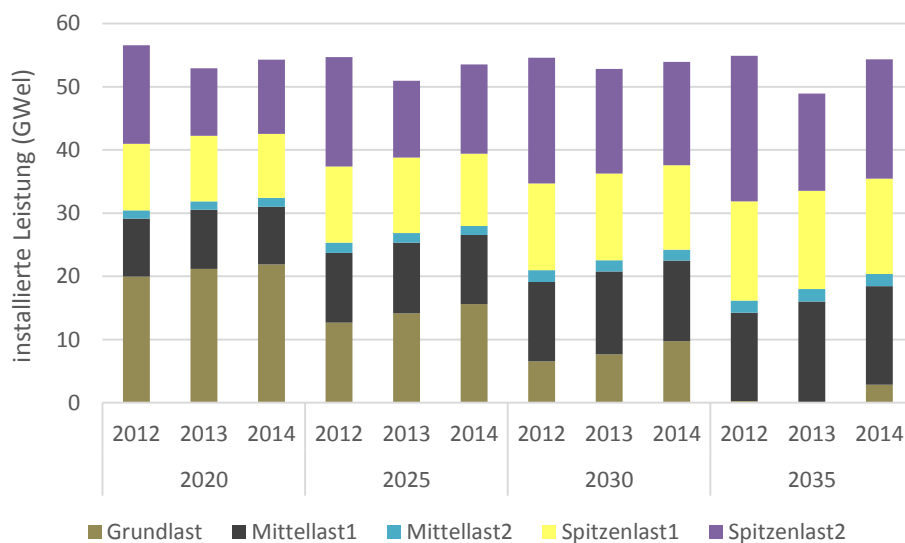


Abbildung 3-1 Leistungsbedarf und technische Einsetzbarkeit zusätzlicher Flexibilitäten zu Deckung der Residuallast 2 bis 2035 bei unterschiedlichen Basis-Wetterjahren (2012, 2013, 2014) bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK

Quelle: eigene Darstellung IZES

Grundlastkraftwerke, im Modell definiert mit einer Mindestvollbenutzungsstundenzahl (Vbh) von 6.000, wären bis zum Jahr 2035 nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben.²

² Aufgrund der hier unterstellten Mindest-Vbh ergeben sich keine Aufschlüsse darüber, ob tatsächlich künftig Grundlastkraftwerke wie beispielsweise Braunkohle nahezu „natürlich“ aus dem Markt gedrängt werden.

Für einen Großteil der bestehenden Residuallast könnten Gas-GuD, für kurzfristige Einsätze Gasturbinen oder -motoren zum Einsatz kommen. Die letztgenannte Gruppe kann auch Spitzenlasten abfahren, wobei Spitzenlast zudem durch Im- und Export sowie Lastmanagement in Grenzen ausgeglichen werden kann.

Tabelle 3-1 Kapazitäten für das Szenario 2035 mit 50% KWK Grundlastanteil bei einer definierten KWK-Strommenge von 120 TWh/a, EMob-Szenario 1 und ohne KWK Export, bei bis zu 95 GW Jahreshöchstlast (ohne Regelenergie und Netz-Reserven)

Kapazitäten	Installierte Leistung [GW]	Gesicherte Verfügbarkeit
Wind on-shore	90	1%
Wind off-shore	19	1%
Photovoltaik	52	0%
Fließgewässer	5	20%
Speicher	10	80%
KWK (inkl. Biomasse)	28	50%
Gas-GuD	21	100%
Gasturbinen/-Motoren	47	100%
Import	15	30%
Lastmanagement	3	1%

3.3 Definition und Finanzierung von Back-up

Back-up-Kapazitäten sollen dazu dienen **systematische und zumindest kurzfristig vorhersehbare Überschussnachfragen** abzudecken. Sie sind daher definitorisch von der Regelenergie abzugrenzen, die stochastische Ungleichgewichte und technische Störungen kompensieren. Zur Deckung von Zeiten vorhersehbarer Überschussnachfragen, wäre demnach lediglich eine Flexibilität erforderlich, die dem Vorhersagezeitraum entspricht. Allerdings müssen bei trägen Kraftwerken die Überschüsse während der Aktivierungsphase sowie während des Hochfahrens auf die benötigte Leistung in ihrer Erzeugungsbilanz ebenfalls ausgeglichen werden. Hier bieten flexible Optionen Vorteile. Zudem sind deren Investitionskosten deutlich günstiger.

Bei Flexibilitätsoptionen, die nur selten zum Einsatz kommen und tendenziell das Grenzkraftwerk stellen, bedarf es entsprechender Deckungsbeiträge und Gewinne,

damit Investitionen getätigt werden. Die Märkte orientieren sich bislang an den Grenzkosten, was einerseits den noch bestehenden Überkapazitäten und andererseits der Wettbewerbsaufsicht zuzuschreiben ist. Ausreichende Vermarktungserlöse einer so selten eingesetzten Leistung auf dem Energy-Only-Markt erscheinen daher unwahrscheinlich, weshalb alternative Vermarktungswege oder Anreize benötigt werden.

Als Back-up-Kapazitäten sind also solche Kapazitäten zu bezeichnen, die systemnotwendig sind, sich aber perspektivisch nicht auf den bestehenden Stromgroßhandelsmärkten refinanzieren können, bzw. die Stromgroßhandelsmärkte eine notwendige Investition nicht anreizen.

Auf Grundlage dieser Definition werden insgesamt 10 Finanzierungsoptionen eingehend untersucht. Aufgrund aktueller Anpassungen, Weiterentwicklungen und Reformen konnte zunächst nur der Stand bis Ende 2015 analysiert werden. Dieser wurde im Laufe der Erstellung der Studie dann möglichst nah an die aktuellen Entwicklungen in Form von Ergänzungen herangeführt. Ausgehend von diesem Projektstand können lediglich vier der zehn Finanzierungsoptionen zur Generierung von Back-up-Kapazitäten beitragen. Diese sind:

- Anlagenflexibilisierung durch entweder größer dimensionierte („überbaute“) Erzeugungsleistungen oder wärmeentkoppelte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in Verbindung mit Wärmespeichern)
- Demand-Side-Management
- Individuelle aber marktorientierte Flexibilitätsoption (z.B. im Rahmen der Stärkung der Anreize für eine Erhöhung der Bilanzkreistreue)
- Kapazitätsreserve

Eine Eingrenzung der Instrumente führt auch zu einer Eingrenzung potenzieller Akteure, welche maßgeblich zum Erhalt der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit beitragen sollen.

3.4 Prüfung weiterer Ansatzpunkte zur Generierung und Finanzierung von Back-up

Um aufbauend auf den vorangegangenen Untersuchungen bestehende Instrumente weiter oder neue Instrumente von Grund auf zu entwickeln, die sich den verantwortli-

chen Akteuren zuordnen lassen und deren bisherigen Geschäftsmodellen und Fähigkeiten Rechnung tragen, bedarf es zunächst einer Einordnung, an welcher Stelle Back-up-Kapazitäten im Prozess der Allokation zu platzieren sind.

Da es sich um vorhersagbare Leistungsdefizite handelt, könnte Back-up, in Abhängigkeit der jeweiligen Flexibilitäten, auf den Spotmärkten zu den jeweils technischen Höchstpreisen angeboten werden. Allerdings sollten die erwarteten Erlöse für Flexibilitätsoptionen durch ein solches Verfahren nicht reduziert werden, damit aus den Märkten selbst möglichst viele Anreize ausgehen in ausreichend Erzeugungsanlagen zu investieren. Es ist daher ein Verfahren zu wählen, dass im Falle einer Rationierung des Angebots zuerst Back-up-Kapazitäten rationiert werden. Die Rationierung von Back-up erfolgt somit vor einer Pro-rata-Zuteilung. Somit wird der Preis auf diesem Markt i. Allg.³ nicht beeinflusst und auch die Erzeugung aus anderen Anlagen nicht unmittelbar reduziert. Denn der Maximalpreis wird unabhängig davon realisiert, ob Back-up-Kapazitäten angeboten werden oder nicht. Zugleich sichert der Vorrang der Rationierung von Back-up-Kapazitäten, dass auch die anderweitigen Angebotsmengen genauso untergebracht werden, wie es ohne Angebote aus Back-up-Kapazitäten der Fall wäre. Sofern sich ein Preis unter dem Maximalpreis einstellt, ist das offensichtlich. Resultiert der Maximalpreis, werden die anderweitigen Anbieter – falls erforderlich – genauso rationiert wie ohne Angebote durch Back-up-Kapazitäten. Deshalb werden Preise und Mengen auf dem Day-ahead-Markt nicht unmittelbar beeinflusst⁴. Falls Erzeugung aus Back-up-Kapazitäten untergebracht wird, halten die Nachfrager nach der Day-ahead-Auktion allerdings andere Positionen. Dadurch sinkt tendenziell die Nachfrage auf den nachfolgenden Spotmärkten. Dort sind deshalb geringere Preise zu erwarten. Da die Preise der verschiedenen Spotmärkte über (Arbitrage)Beziehungen zusammenhängen, ist zu erwarten, dass die Preise auf allen Spotmärkten beeinflusst werden. Die Platzierung von Back-up in der zweiten Runde der Day-ahead-Auktionierung hat somit den Vorteil relativ einfach zu sein und recht zuverlässig, die zum Zeitpunkt des Gebots vorliegenden Erwartungen über ein künftiges Leistungsbilanzdefizit zu nutzen. Gleichzeitig wird dabei mit den Marktentscheidungen auch über die Menge des Einsatzes entschieden. Der Nachteil bei diesem Verfahren liegt darin, dass es schwierig ist, einen fälschlichen Abruf rückgängig zu machen. Es müssen entweder Gegengebote in den Folgemärkten platziert oder mit Regelenergie ausgeglichen werden; beides führt zu zusätzlichen Kosten. Die Wirkungen im Falle eines fälschlichen Abrufs wären damit größer, als bei einer Inbetriebsetzung von Kraftwerken zum möglichen Back-up-Einsatz im Anschluss an die Märkte. Letztendlich beeinflusst die Allokation auch die Spotmärkte.

³ Sofern auch anderweitig Strom zum Maximalpreis angeboten wird.

⁴ Das bedeutet auch, dass die Unterbringung der Erzeugung durch Back-up-Kapazitäten auf dem Day-ahead-Markt die Anreize und Möglichkeit für eine Ausübung von Marktmacht nicht beeinflussen.

Soll eine derartige Beeinflussung ausgeschlossen und mögliche Fehlabrufe vermieden werden, verbleibt nur ein den Märkten nachgelagerter Einsatz. Aufgrund ihrer Systemkenntnisse und der bereits bestehenden Verantwortlichkeiten in Bezug auf die Systemsicherheit empfehlen sich als wesentlicher Akteur die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), welche die Allokation der Kapazitäten und deren Einsatz möglichst kostengünstig zu steuern haben.

Für die ÜNB als wesentliche Akteure wurde zunächst überprüft, welche der identifizierten vier Instrumente (Anlagenflexibilisierung, Demand-Side-Management, Individuelle aber marktorientierte Flexibilitätsoption und Kapazitätsreserve) unter Berücksichtigung der Fähigkeiten und Aufgaben der ÜNB zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit geeignet bzw. weiterzuentwickeln sind.

Außer der Kapazitätsreserve und der AbLaV konnten keine Instrumente identifiziert werden, welche mit Blick auf den Akteur Übertragungsnetzbetreiber zur Generierung von Back-up-Kapazitäten gemäß der Definition in Frage kommen würden. Dort, wo Übertragungsnetzbetreiber auch wesentliche Akteure darstellen, wie z.B. die Netzreserve, ist zwischen netz- und erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit gemäß Definition zu differenzieren. Bei anderen Instrumenten, die den Ausbau von Kapazitäten fördern oder vorgeben, wie beispielsweise das KWKG oder die Bereitstellung von Notstrom, sind die Anlagenbetreiber die wesentlichen Akteure. Die Anlagen stehen bereits – je nach Einsatzzweck und Flexibilität – den Märkten zur Verfügung und tragen dazu bei, einen Nachfrageüberhang gar nicht erst Realität werden zu lassen.

Beide Instrumente, AbLaV und Kapazitätsreserve, wurden nochmals im Hinblick auf ihre Fähigkeit, neue Kapazitäten zu schaffen oder aus Überkapazitäten zu sichern, untersucht.

Die **AbLaV** basiert auf § 13 Abs. 4a EnWG, welcher die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone Ausschreibungen zum Erwerb von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3.500 Megawatt vorzunehmen. Die eindeutige Definition des Adressats „Übertragungsnetzbetreiber“ sowie das Ziel einer Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems lässt den Schluss zu, dass dieses Instrument durchaus geeignet ist, Back-up-Kapazitäten zu einem den Märkten nachgelagerten Einsatz zu schaffen. Bei der AbLaV besteht allerdings Anpassungsbedarf, da diese bislang nur 50 MWel an zusätzlicher Leistung hervorgebracht hat. Insbesondere wird Bedarf gesehen, die Leistungsvergütung deutlich zu senken, um Mitnahmeeffekte von Anlagen im Regelenenergiemarkt zu unterbinden, sowie die Arbeitspreise zu erhöhen. Dies wurde im Kabinettsentwurf zur AbLaV 2016 bereits umgesetzt.

Die AbLaV ist prinzipiell zum Aufbau von Kapazitäten geeignet. Es ist jedoch zu hinterfragen, ob die Mühen zur Aktivierung dieses vergleichsweise geringen und zugleich teuren Potenzials gerechtfertigt sind. Aufgrund ihrer technischen Fähigkeiten sind sie im Regelenenergiemarkt sinnvoller einzusetzen. Davon unberücksichtigt stellt sich die Frage, ob in dem Fall, dass die AbLaV auch künftig nur sehr geringe zusätzliche Kapazitäten initiiert, nicht stattdessen alternativ der Aufbau entsprechender Steuerungs- und Kommunikationsinfrastrukturen bei großen Verbrauchern mittels Förderprogrammen versucht werden sollte, so dass diese dann selbst ihre jeweilige Flexibilitätsoption unter Berücksichtigung produktionstechnischer und liefervertraglicher Belange auf den Spot-Märkten anbieten. Die Förderung sollte zunächst auf eine geringe Auswahl an Branchen beschränkt werden, in denen bereits aus bestehenden Untersuchungen ein Aktivierungspotenzial unterhalb der technischen Höchstpreise des Day-ahead-Marktes besteht. Mit der Förderung sollte verbunden werden, die Aktivierung an eine entsprechende Behörde zu melden, welche für das Monitoring der Maßnahme verantwortlich ist. Ergeben sich dann künftig ausreichend hohe Preise und werden nicht einmal Teile der Kapazitäten aktiviert, so ist auch die Fördermaßnahme in Frage zu stellen.

Die **Kapazitätsreserve** entspricht dem originären Instrument zum Aufbau von Backup-Kapazitäten. Der Gesetzesentwurf zum Strommarktgesetz umfasst dabei bereits alle wesentlichen Punkte. Um allerdings die Kapazitätsreserve auch im Sinne der Netzreserve nutzen zu können, ist der geographische Ort der Kapazitätsreserveanlage in Bezug auf Netzengepässe relevant. In § 13h Abs. 1 Nr.4b des Gesetzesentwurfs zum Strommarktgesetz wäre im Zusammenhang mit dem Begriff „Lage“ zu präzisieren, dass bei Ausschreibungen zur Kapazitätsreserve auf die Bedarfe der Netzreserve Rücksicht zu nehmen ist. Die Netzreserve selbst wird nicht als Back-up verstanden, da die Reserve der netzseitigen Versorgungssicherheit zuzuordnen ist. Durch die geplante und aufgrund von potentiellen Kosteneinsparungen auch erwünschte Vermischung der Reserven wird diese Trennung praktisch schwer aufrecht zu erhalten sein.

Neben technischen Aspekten sollten bei der Auswahl der Kraftwerke für die Kapazitätsreserve künftig auch Auswirkungen auf die gesamte Emissionserzeugung – beginnend bei den spezifischen Emissionen unter Berücksichtigung der gesamten Erzeugungsketten bis hin zur Entsorgung der Abfälle - Berücksichtigung finden. Es sollte daher bei den Ausschreibungen ebenfalls ein wichtiger Punkt sein, welche Folgewirkungen die Wahl von bestimmten Kraftwerken auf den Einsatz der übrigen Kraftwerke hat und wie sich die Emissionen, aber auch (Luft-)Schadstoffbelastungen hierdurch entwickeln könnten.

Die **übrigen betrachteten Instrumente *Anlagenflexibilisierung und individuelle aber marktorientierte Flexibilitätsoption*** unterstützen ebenfalls den Aufbau von Kapazitäten, allerdings nicht von Back-up im Sinne der Definition. Diese Instrumente setzen auf Fördermittel, wie beispielsweise das EEG und KWKG, oder auf wirtschaftliche

Aspekte, wie die Vermeidung von Pönalen, die aus einer geringen Bilanzkreistreue zu erwarten sind. Daher wird zum KWKG auch die Ergänzung einer Kapazitätzahlung zum „Überbau“ der Leistung in Anlehnung an die Regelung für Biomasseanlagen im EEG vorgeschlagen.

Auch die **Regelenergiemärkte** sowie das **Netzlastmanagement im Verteilnetz** führen zur Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen, allerdings dienen sie vorrangig der netzseitigen Versorgungssicherheit und werden daher ebenfalls nicht als Erzeuger von Back-up verstanden. Eine nähere Betrachtung der Obliegenheiten und Möglichkeiten der Verteilnetzbetreiber im Zusammenhang mit Netzlastmanagement in den Verteilnetzen unter Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten zeigt aber auch auf, wie die Erhaltung von netzseitiger Versorgungssicherheit auch erzeugungsseitige Versorgungssicherheit sowie den Ausbau Erneuerbarer Energien unterstützen kann.

Den **Verteilnetzbetreibern** (VNB) obliegt nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG 2013 die lokale bzw. regionale Systemsicherheit mittels netz- und marktbezogener Maßnahmen zu gewährleisten. Zugleich bietet § 14 Abs. 2 EnWG 2013 die Grundlage dafür, den Ausbau von dezentralen Kapazitäten zu unterstützen sowie dabei Netzkosten zu begrenzen. Mit dem bestehenden Passus ist ein Rechtsrahmen geschaffen, der die Verteilnetzbetreiber nahezu auffordert, die Möglichkeit für Energieeffizienz, Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zur Reduzierung des Ausbaubedarfs von Verteilnetzen aktiv auszunutzen. In der Umsetzung bedeutet dies, dass das Verteilnetz und die angeschlossenen Anlagen mit zum Teil innovativen Steuerungs- und Regelungstechnologien ausgestattet werden, die es ermöglichen, im Betrieb das Gesamtsystem zu optimieren. Ziel ist es dabei die Netzsicherheit zu gewährleisten und zugleich die Erzeugungskapazität zu erhöhen, die an eine gegebene Leitungskapazität angeschlossen werden kann. Netzbetreiber mit aktivem Netzmanagement stellen nicht nur ein Netz zur Verfügung, sondern interagieren auch im Betrieb ständig mit ihren Kunden auf der Nachfrage- und der Angebotsseite. Aufgrund des sonstigen Rechtsrahmens entfaltet der § 14 Abs. 2 EnWG aber bislang kaum Anreize für eine derartige Umsetzung, was insbesondere mit der Ausgestaltung der Anreizregulierung in Zusammenhang steht.

Für die Ausgestaltung bedarf es einer optimalen Platzierung von dezentralen Anlagen im Verteilnetz. Gemäß dem bestehenden Rechtsrahmen, die jedem Erzeuger einen Anschluss an das Netz gewährt, wären hierzu Anreize in Form von Zuschüssen notwendig, damit ein Erzeuger den Einspeisepunkt verändert oder seine Einspeisung an die Netzsituation anpasst. Bislang besteht aber nicht die Möglichkeit, die anfallenden Kosten dieser Zuschüsse im Rahmen der Anreizregulierung geltend zu machen und auf die Netzkunden umzulegen.

Es wird vorgeschlagen kein spezielles Regime im Rahmen der Anreizregulierung für die Umsetzung des § 14, 2 EnWG zu etablieren, sondern auf der allgemeinen Regulierung der Netzentgelte aufzubauen. Dabei sind die Mechanismen für dezentrale Optionen auszunutzen. Deren Attraktivität für die VNB ist dahingehend zu verbessern, als dass die mit der Einbindung der dezentralen Optionen einhergehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung akzeptiert werden, wobei die Vorgabe von Pauschalen die nötige Kosteneffizienz einbringt und insgesamt ein hybrider Mechanismus aus kosten- und preisbasierten Elementen vorliegt.

Konkret wird vorgeschlagen, den Verteilnetzbetreibern ein Budget für allgemeine Netzinvestitionen zur Verfügung zu stellen. Aus ureigenstem Interesse wird der VNB bestrebt sein, optimale Entscheidungen zu fällen. Die Höhe des Budgets kann anhand von Vergleichskennzahlen als Gesamtbudget festgelegt werden. Damit das Budget nicht als eine Art „Gewinn“ verbucht wird, ohne dass Investitionen in das Netz erfolgen, ist eine sorgfältigen und strengen Qualitätsregulierung zwingend. Zu diesem Zweck sind entsprechende Qualitätskennziffern zeitnah und kontinuierlich zu überprüfen und Unterschreitungen von Mindeststandards zu sanktionieren. Investitionen in dezentrale Anlagen sind somit im Rahmen der Benchmarks anrechnungsfähig. Sollten Investitionen in dezentrale Flexibilitätsoptionen günstiger sein, als die Option Netzausbau, so besteht der Anreiz Kapazitäten lokal aufzubauen bzw. sie netzkonform zu integrieren. Dadurch sinken wiederum die allgemeinen Netzkosten. Ein Teil der Einsparungen kann der VNB für sich verbuchen und stellt den betriebswirtschaftlichen Anreiz für die Aktivitäten dar.

Diese Herangehensweise bedarf keines speziellen Regulierungsregimes für diejenigen dezentralen Optionen, welche Netzkosten einsparen können. Folglich muss der Regulierer keine Einzelfälle beurteilen.

Im Zusammenhang mit dem Aufbau von Sub-Systemen zur Optimierung der Versorgung in Verteilnetzen sind bereits **Dynamiken** vorhanden. Einerseits sind hier die Bestrebungen zu Smart-Grid auf Stadtwerkebene zu nennen, andererseits der Aufbau von Eigenerzeugungsanlagen sowie Bürgerenergien, welche die Versorgungssicherheit unterstützen. Die Intentionen der daran beteiligten Akteure sind dabei wichtige Antriebe. Allerdings handelt es sich dabei ebenfalls nicht um die Schaffung von Backup im Sinne der Definition. Jedoch können zusätzliche Kapazitäten einen Beitrag dazu leisten, das Entstehen eines Nachfrageüberhangs – zumindest zeitweise – zu begrenzen. Der Betrieb der Flexibilitätsoptionen muss dafür allerdings zeitgleich und in der richtigen Richtung mit einem potentiellen Nachfrageüberhang erfolgen.

4 Verständnis von Versorgungssicherheit im bundesdeutschen Stromsystem unter Berücksichtigung eines europäischen Binnenmarktes

Das Verständnis von Versorgungssicherheit ist wesentlich von Akteursperspektiven geprägt; eine allgemeingültige Definition existiert nicht. Es werden nachfolgend daher in einem ersten Schritt bestehende Definitionen aus der wissenschaftlichen Literatur gesammelt und verdichtet. Im Anschluss erfolgt in einem zweiten Schritt eine Recherche des Verständnisses von Versorgungssicherheit bei den auf den ersten Blick hin relevanten Akteuren. Mit Blick auf Deutschland werden zunächst die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen und Verantwortlichkeiten herausgearbeitet, woraus sich weitere Hinweise auf eine geeignete Definition herauskristallisieren. Im Anschluss wird aus wissenschaftlich-analytischer Sicht zwischen Netzaspekten und ausgeglichener Leistungsbilanz differenziert. Daran schließt sich eine Darstellung der technischen Aspekte aus Sicht der Netzbetreiber an. Auf europäischer Ebene werden einerseits die Europäische Kommission und das Parlament sowie einige Mitgliedsstaaten nach ihrem Verständnis von „Versorgungssicherheit“ hin untersucht, was in erster Linie durch eine Auswertung deren eigener Veröffentlichungen diesbezüglich, wie auch durch die Auswertung relevanter rechtlicher Rahmenbedingungen erfolgt. Weiterhin wird das Verständnis der Internationalen Energieagentur (IEA) sowie des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) erfasst, die zum Teil ausführende Organe darstellen. Die Darstellungen zum Verständnis von Versorgungssicherheit schließen mit einer wissenschaftlichen Diskussion um die güterwirtschaftliche Charakterisierung von Versorgungssicherheit, indem Thesen aus wissenschaftlichen Publikationen aufgegriffen und diskutiert werden.

4.1 Versorgungssicherheit – Eine Definition

Die Sichtung wissenschaftlicher Literatur macht deutlich, dass der Begriff „Versorgungssicherheit“ auf eine Vielzahl von Produkten und Dienstleistungen angebracht werden kann, so dass im Folgenden der Begriff zunächst allgemein und dann im Zusammenhang mit Energie sowie dabei spezifischer in Bezug auf die Stromversorgung analysiert wird.

Der Begriff Versorgungssicherheit als solches definiert gemäß Duden zunächst eine Gewährleistung oder Garantie der Versorgung mit zum Beispiel einem Produkt oder einer Dienstleistung. Im deutschen Sprachgebrauch wird – insbesondere in den aktuellen Diskussionen – hierunter auch die kurz- wie langfristige Versorgungssicherheit mit Energie verstanden. In anderen Sprachen, wie zum Beispiel im englischen Sprachgebrauch, wird dagegen differenziert und in „security of supply“ und „energy security“

unterschieden. Tatsächlich existiert eine solche Differenzierung auch innerhalb der deutschen Sprache, allerdings wird der Begriff „Energie(versorgungs-)sicherheit“ innerhalb der hier betrachteten Literatur nur selten verwendet, ergibt sich aber aus dem Kontext. Im Folgenden ist daher Versorgungssicherheit als kurz- wie langfristige Versorgungssicherheit mit Energie und im Spezifischen mit elektrischer Energie (Strom) zu verstehen.

Je nach Literaturquelle unterscheidet sich aber dennoch das Verständnis, welche Elemente der Begriff Energieversorgungssicherheit umfasst. Als einzelne Aspekte können beispielhaft (nicht vollständig) genannt werden⁵:

- Verbreitung bzw. Fokus der Betrachtung (z.B. Beschränkung auf Teilmarktbeurteilungen der Erzeugung wie EOM, Kapazitätsmärkte, usw., aber auch der Nachfrageseite),
- Auswirkungen (z.B. Berücksichtigung distributiver Aspekte unter dem Begriff „Sozialverträglichkeit“),
- Fokussierung auf Risikomanagement (z.B. Diversität der Energieträger),
- Berücksichtigung von Umweltaspekten,
- Berücksichtigung der zeitlichen Perspektive (z.B. kurz-, ,mittel-, langfristig), hierunter auch Nachhaltigkeitsbetrachtungen,
- nationalstaatliche Abgrenzungen von Problemstellungen (z.B. nationale oder geopolitische Sicherheit),
- Fokussierung auf physische Verfügbarkeit von Energie (meist Erzeugungskapazitäten, aber auch Lastmanagement und Speicher),
- Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit (damit auch Qualität und Versorgungsunterbrechung),
- Preiskomponenten als Definitionsbestandteil (von den Rohstoffen über die zur Verteilung notwendige Peripherie bis hin zu Verbraucherpreisen).

Es handelt sich dabei eher um Abgrenzungen, als um eigenständige Definitionen.

In vielen Studien und Diskussionspapieren wird daher angeführt, wie schwierig die Definition von Energieversorgungssicherheit ist und wie das jeweilige Verständnis sich auf die Komplexität und die Ergebnisse auswirkt. Einige Autoren bezeichnen den Begriff daher als „polysemisch“. Viele der Studien arbeiteten dabei die „4 As“ der Energiesicherheit heraus. Diese sind: availability (Verfügbarkeit), accessibility (Zugänglichkeit), affordability (Erschwinglichkeit) und acceptability (Akzeptanz). (Cherp 2014, S.

⁵ Vgl. Böske (2007, S. 19); Winzer (2011, S. 1); Reeg (2015, S. 7); Allianz ENERGY-TRANS (2015); Consentec et al. (2008, S. 8); Johansson (2013, S. 199); Månsson (2014, S. 2); Sovacool (2013, S. 149); Yergin (2006, S. 1)

415) Zunehmend wird auch die Umweltverträglichkeit – und mit ihr die Nachhaltigkeit – als notwendiger Definitionsinhalt erklärt. (Ang 2014, S. 1090)

Es bedarf somit im Kontext dieser Studie einer eigenen Definition bzw. einer Abgrenzung dessen, was unter der Begrifflichkeit zu verstehen ist. Diese muss auf dem bestehenden Verständnis aufbauen und die Energiewende im Fokus haben. Zugleich ist aber auch das europäische Verständnis nicht zu vernachlässigen, werden doch seitens der Kommission Rahmenbedingungen vorgegeben, welche die Mitgliedsstaaten umzusetzen haben und aus welchen sich Auswirkungen auf das Verständnis von Versorgungssicherheit ergeben.

4.2 Verständnis von Versorgungssicherheit in Deutschland

Da die Deckung des Energiebedarfs in Deutschland mitunter als „lebenswichtig“ angesehen wird, wurde für den Fall, dass die Energieversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört ist und diese Gefährdung oder Störung durch marktgerechte Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln zu beheben ist, gemäß § 1 des Gesetzes zur Sicherung der Energieversorgung die Möglichkeit geschaffen, über Rechtsverordnungen Vorschriften zu erlassen. Die Vorschriften umfassen u.a. *„die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung, die Abgabe, den Bezug, die Verwendung sowie Höchstpreise [...] von sonstigen festen, flüssigen und gasförmigen Energieträgern [...] [und] von elektrischer Energie“*. Dem Staat obliegt im Sinne der Daseinsvorsorge somit das Recht, die Pflicht und die Aufgabe, in kritischen Situationen eine Versorgung mit elektrischer Energie, beginnend bei der Beschaffung und Verfügbarhaltung notwendiger Rohstoffe bis hin zur Versorgung von Endverbrauchern über Regularien sicherzustellen.

Ein wesentliches Instrument, welches die Sicherstellung der erzeugungs- und netzseitigen Versorgung und Stabilität gewährleisten soll und Verantwortlichkeiten an spezifische Akteure adressiert, ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

§ 1 Abs.1 EnWG: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“

Nach § 1 EnWG ist die Sicherheit der Versorgung mit Elektrizität eines der elementaren Ziele der Energiepolitik in Deutschland. Da der allgemeine Begriff der „Versorgungssicherheit“ sehr vielfältige Aspekte betreffen kann, insbesondere

- die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung,
- die Stromerzeugung,

- den Transport des Stroms,
- sowie die Gewährleistung der Stabilität des elektrischen Systems,

ist eine Einordnung und Abgrenzung erforderlich. Dabei findet im Folgenden eine Beschränkung auf die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität statt. Aus Sicht des Gesetzgebers, d. h. nach dem EnWG, ist die grundsätzliche Gewährleistung der Versorgungssicherheit Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen (EVU), jedoch wird zwischen dem regulierten Netzbereich und den vor- und nachgelagerten, wettbewerblich organisierten Bereichen der Stromerzeugung und des -handels unterschieden. (BMWi 2014c, S. 8) Demnach haben sowohl Übertragungsnetz- als auch Verteilnetzbetreiber die Verpflichtung, für eine dauerhaft zur Verfügung stehende Übertragungs- und Verteilungskapazität zu sorgen.⁶

Aus wissenschaftlich analytischer Sicht kann ebenfalls nach Netzaspekten sowie nach einer ausgeglichenen Leistungsbilanz unterschieden werden. Durch die Unterscheidung nach kurzfristiger sowie langfristiger Sicherung der Stromversorgung lässt sich die Betrachtung um eine Dimension erweitern (siehe Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1 Dimensionen von Versorgungssicherheit im Stromversorgungssystem

	Kurzfristige Sicherung des Stromversorgungssystems	Langfristige Sicherung des Stromversorgungssystems
Netz	Einhaltung technischer Grenzwerte im Netzbetrieb	Langfristige Sicherung der Stromversorgung durch ausreichenden Netzausbau
Leistungsbilanz	Kurzfristiger Ausgleich der Leistungsbilanz (Regelleistung)	Langfristige Sicherung des Gleichgewichts der Leistungsbilanz (Erzeugungskapazität)/ Langfristige Verfügbarkeit der Primärenergieträger

Quelle: Consentec/r2b (2015, S. 5)

Hier ist zu beachten, dass die langfristige Sicherung des Versorgungssystems durch eine ausgeglichene Leistungsbilanz zum einen ausreichende Erzeugungskapazitäten und zum anderen die langfristige Verfügbarkeit von Primärenergieträgern voraussetzt. In der energiepolitischen und -wissenschaftlichen Diskussion steht im Rahmen der weit vorangeschrittenen Liberalisierung des Stromsektors die Frage nach einer aus-

⁶ Vgl. § 14 Abs. 1 EnWG sowie §§ 11 bis 14 EnWG für die ausführlicheren Aufgaben und Pflichten der Netzbetreiber.

reichenden, stets verfügbaren Erzeugungskapazität im Vordergrund. Durch den Ausbau fluktuierend einspeisender, erneuerbarer Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen wurde die Debatte in ihrer Dringlichkeit verstärkt.

Die Sicherheit des Stromversorgungssystems, im Sinne einer ausreichend verfügbaren Erzeugungsleistung, wird national durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie auch im ENTSO-E Verbund über Leistungsbilanzen dargestellt.

„Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu einem bestimmten Zeitpunkt dar, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren voraussichtlich geringsten und die zu deckende Last ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen.“ (ÜNB 2014, S. 5)

Die Leistungsbilanz der ÜNB wird gegenwärtig ausschließlich - ergänzt um technisch dem deutschen Stromversorgungssystem zuzuordnende Lasten und Erzeugungseinheiten z.B. in Luxemburg und Österreich - auf nationale Erzeugungseinheiten und Lasten begrenzt. Die gesetzliche Pflicht der ÜNB zur Erstellung von Berichten zur Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich geht aus dem § 12 Abs. 4 und 5 des EnWG hervor.

Folgende Abbildung verdeutlicht die grundsätzliche Systematik einer Leistungsbilanz.

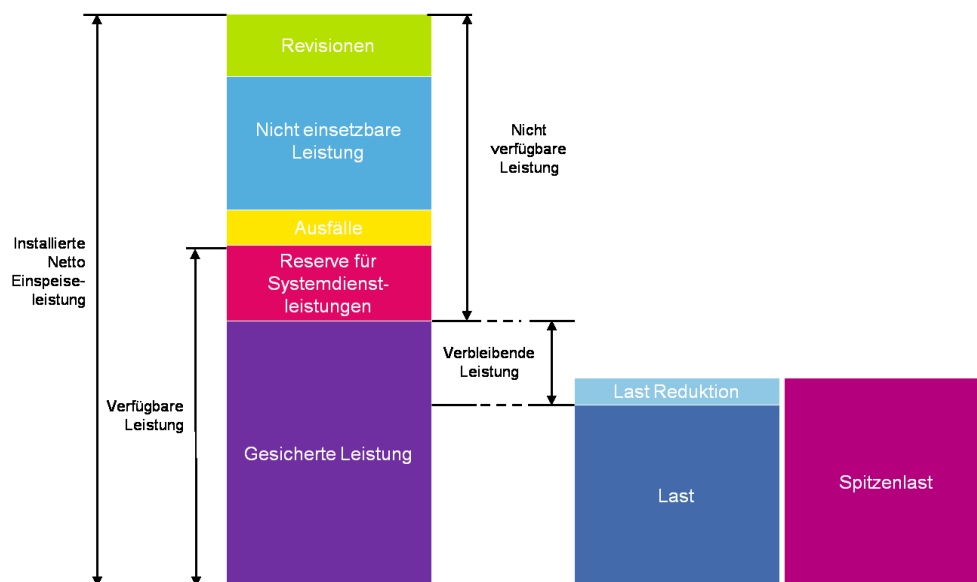


Abbildung 4-1 Systematik der Leistungsbilanz

Quelle: ÜNB (2014, S. 5) (ÜNB 2014, S. 5)

Die installierte Netto-Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern beschreibt die (Wirk-)Leistung, die von den jeweiligen Erzeugungseinheiten an das Netz abgegeben werden kann, also die Bruttoleistung abzüglich der elektrischen Eigenbedarfsleistung. Revisionen führen zu planbar nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen. Darüber hinaus existieren Nichtverfügbarkeiten thermischer Anlagen aufgrund technischer Probleme (Ausfälle). Die Rate der nicht einsetzbaren Leistung beschreibt abweichend von der Ausfallrate eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlendem Primärenergieträger bei konventionellen Kraftwerken, fehlenden Genehmigungen, Fernwärmeauskopplungen, Brennstoffen mit niedrigerem Heizwert, fehlender netztechnischer Anschlussleistung und wettersituationsabhängigen Nichtverfügbarkeiten bei den dargebotsabhängigen Einspeisungen. Der letztgenannte Aspekt reduziert aufgrund der von den ÜNB angesetzten, sehr hohen Nichtverfügbarkeiten für Erneuerbare Energien (z.B. bei Wind 99 %, bei PV 100 %) erheblich deren verfügbare Leistung. Die „Reserve für Systemdienstleistungen“ beschreibt letztlich einen Anteil der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung, der zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserveleistung vorgehalten wird. Die Last zum betrachteten Zeitpunkt beinhaltet die Leistung aller an das Versorgungsnetz (Übertragungsnetz und Verteilnetz) angeschlossenen Kunden sowie die Netzverluste (exklusive des elektrischen Eigenbedarfs konventioneller Kraftwerke sowie der Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW)). Die potentielle Menge reduzierbarer Leistung (zur Abschwächung der Belastungssituation des Netzes) wird über die verfügbare Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt angegeben. *„Die verbleibende Leistung ist der Wert, der als tendenzielles Bewertungskriterium der Leistungsbilanz verwendet werden kann. Ist dieser Wert positiv, ist tendenziell eher von einer Situation mit Sicherheitsreserven auszugehen. Ist der Wert negativ, zeigt dies eine tendenzielle Abhängigkeit von Importen.“* (ÜNB 2014, S. 6–14) Aufgrund von Berechnungen und Erwartungen werden die vorstehenden Größen zum kritischen Versorgungszeitpunkt ermittelt. Laut ENTSO-E repräsentierte der 3. Mittwoch im Januar um 19 Uhr den Zeitpunkt der erwarteten Jahreshöchstlast in Deutschland im Jahr 2014. (ÜNB 2014, S. 6)

Die EU-Gesetzgebung fordert überdies die ENTSO-E dazu auf, die mittel- bis langfristige europäische Ausstattung mit Erzeugung (zur Deckung des Verbrauchs) zu bewerten. Zur Einordnung der Versorgungssicherheit im ENTSO-E-Verbund veröffentlicht die ENTSO-E daher regelmäßig einen Bericht: „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (SOAF-Bericht). Dieser beruht auf den Annahmen relevanten Teilhaber, u.a. der jeweils nationalen politischen Entscheidungsträger, der Regulierungsbehörden und Stromerzeugern. Für Deutschland wird insbesondere auf den Netzentwicklungsplan (NEP) zurückgegriffen. Neben der Betrachtung der einzelnen nationalen Situationen wird zudem eine pan-europäische Betrachtung durchgeführt, welche den Austausch zwischen den Staaten in verschiedenen Szenarien mit berücksichtigt. (ENTSO-E 2015b, S. 6) Der aktuelle SOAF-Bericht kommt zu dem Ergebnis, dass – im Rahmen

der Annahmen und Vereinfachungen⁷ - die Importabhängigkeit der pan-europäischen Staaten in den kommenden Jahren zunehmen wird. Aufgrund der Entwicklungen in der Stromwirtschaft und der Politik ergeben sich zurzeit derart viele Änderungen, dass die ENTSO-E beschlossen hat, jährlich einen SOAF-Bericht zu veröffentlichen. (ENTSO-E 2015b, S. 9)

Das Grünbuch (BMWi 2014b, S. 34–35) des BMWi stellt heraus, dass der statische Ansatz nationaler Leistungsbilanzen mit dem real existierenden Strombinnenmarkt wenig kompatibel und daher überarbeitungsbedürftig ist. Ebenso ist in diesem Kontext die wachsende Bedeutung dargebotsabhängiger Erzeugung zu berücksichtigen. Aufgrund großräumiger (geographischer) Ausgleichseffekte bei den Höchstlasten und des Beitrags der EE zur gesicherten Leistung besteht im europäischen Binnenmarkt grundsätzlich ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern. Es wurde erkannt, dass in einem europäischen Strombinnenmarkt gemeinsame Monitoringkonzepte nötig sind, nicht zuletzt aus Gründen der Kosteneffizienz. Außer dem „SOAF-Bericht“ der ENTSO-E bestehen jedoch gegenwärtig kaum grenzüberschreitende Herangehensweisen. Das Weißbuch des BMWi fokussiert beim Begriff der Versorgungssicherheit im Wesentlichen auf ausreichende Erzeugungs-, Speicher- und flexible Verbrauchskapazitäten. (BMWi 2015b, S. 79) Zur Analyse und Überwachung wird ein neu einzuführendes Monitoring angekündigt, welches erstmals auch staatenübergreifende Betrachtungen anstellen und Ausgleichseffekte bei Erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen berücksichtigen soll. In diesem Zusammenhang wird die Versorgungssicherheit nicht mehr nur statisch (zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) betrachtet. Das Monitoring berücksichtigt nun auch den wahrscheinlichkeitsbasierten Charakter von Versorgungssicherheit. (BMWi 2015b, S. 80)

Versorgungsqualität, Versorgungszuverlässigkeit

In einer Untergliederung gilt die Versorgungsqualität als Teil der Versorgungssicherheit. Die Versorgungsqualität wiederum kann in die drei Dimensionen: Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit und Servicequalität untergliedert werden, eine vierte nicht unterzuordnende, aber beeinflussende Dimension ist zudem die technische Versorgungssicherheit. Gegenwärtig ist in Deutschland lediglich die Dimension der Netzzuverlässigkeit reguliert. Überdies wird die technische Versorgungssicherheit (gem. § 49 Abs. 1 und 2 EnWG) gesetzlich geregelt. Hierzu sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist (Einhaltung der

⁷ Die Berechnungen basieren bislang auf monatlichen Spitzenlasten der jeweiligen Länder. Zukünftig sollen Markt und Netzmodelle Simulationen ermöglichen. (ENTSO-E 2015b, S. 128)

Regeln der Technik, etwa des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V.). (BNetzA 2015a, S. 285–287) Alternative Definitionen (z.B. (CEER 2008)) benennen noch konkret/gesondert die Spannungsqualität⁸ als ein Element der Versorgungsqualität, anstatt der Service Qualität wird zudem eine Kommerzielle Qualität benannt. Normative Vorgaben zur Spannungsqualität sind in der europäischen Norm EN 50160 festgeschrieben. In vorstehender Definition (BNetzA 2015a, S. 285–287) sind Produkt-Qualitätsparameter (bei Strom u.a. auch der zeitliche Verlauf der Spannung) Bestandteil der Netzzuverlässigkeit.

Die Netzzuverlässigkeit findet sich neben der Netzleistungsfähigkeit zudem in den Qualitätsvorgaben der Anreizregulierungsverordnung wieder. Über Qualitätselemente (gem. § 19 und § 20 ARegV) sowie Berichtspflichten (nach § 20 ARegV) soll dafür Sorge getragen werden, dass trotz angereizter Kostenreduktionen auch längerfristig ein leistungsfähiger und zuverlässiger Netzbetrieb sichergestellt ist.⁹ Definitorisch befasst sich die Netzzuverlässigkeit mit der Fähigkeit des Netzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren; die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Netzes, eine zufriedenstellende Energieübertragung zu gewährleisten.¹⁰ Als Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit werden angeführt: „die Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung, die Häufigkeit der Unterbrechung der Energieversorgung, die Menge der nicht gelieferten Energie und die Höhe der nicht gedeckten Last“¹¹ Als Kennzahlen der Netzleistungsfähigkeit werden ausgewiesen: „die Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen und die Häufigkeit und Dauer des Einspeisemanagements nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“¹².

Über die §§ 18-20 sieht die Anreizregulierungsverordnung eine Berücksichtigung der Netzzuverlässigkeit über eine Erlösanpassung durch ein Bonus-/Malussystem bei Abweichung von einem Referenzwert vor. Das Qualitätselement (Q-Element) ist für die Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene von Relevanz, die am regulären Verfahren der Anreizregulierung teilnehmen (kein Q-Element für HöS- und HS-Ebene, kein Q-Element für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren). Mit Einführung der Qualitätsregulierung zum Jahr 2012 wurde das Q-Element der Regulierungsformel zunächst für 2 Jahr festgelegt (2012, 2013). Je nach Bewertung können nach individueller Berechnung Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers

⁸ Die Spannungsqualität wird etwa beeinflusst durch Spannungseinbrüche, Flicker, Transiente Überspannungen, Oberschwingungen etc.

⁹ § 18 ARegV

¹⁰ § 19 Abs. 3 ARegV

¹¹ § 20 Abs. 1 ARegV

¹² § 20 Abs. 5 ARegV

erfolgen. Als Datengrundlage wurde hierzu der Mittelwert der Eingangsdaten der vergangenen drei Jahre, zur Dämpfung der Stochastik, gewählt. Im Jahr 2013 wurden die Zu- und Abschläge für die ersten drei Jahre der zweiten Regulierungsperiode berechnet (2014, 2015 und 2016). Die verbleibenden zwei Jahre der zweiten Regulierungsperiode werden im Jahr 2016 berechnet.

Zur Berechnung der Zu- oder Abschläge werden drei Größen multipliziert. Dies ist zum Ersten die Differenz des individuellen Unterbrechungsmaßes zum individuellen Referenzwert ($SAIDI_i$ bzw. $SAIDI_i^*$), zum Zweiten die Anzahl der Netzkunden und zum Dritten der Monetarisierungsfaktor, welcher unter makroökonomischen Gesichtspunkten bestimmt wird¹³. Gebietsstrukturelle Unterschiede der Netzbetreiber finden über den Parameter Lastdichte (Quotient aus Jahreshöchstlast aller zeitgleichen Entnahmen und der Fläche des Netzbetreibers) Berücksichtigung bei der Berechnung der individuellen Referenzwerte.

Die Auswirkung des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze ist durch eine Kapungsgrenze limitiert. Gegenüber der Ausweisung der Nichtverfügbarkeit in der Niederspannung über den SAIDI (Nichtverfügbarkeit pro Kunde)¹⁴, wird in der Mittelspannung der ASIDI (Nichtverfügbarkeit pro installierter Bemessungsscheinleistung aller Ortsnetz und Letztverbrauchertransformatoren) herangezogen. (BNetzA 2014b, S. 85; CEER 2014, S. 15–16) Eine Abfrage der Kennzahlen erfolgt im Rahmen der Erhebungen gemäß § 52 EnWG.

Bei der Qualitätsregulierung (bzw. den Kennziffern SAIDI/ASIDI) wird zudem die Unterbrechungsart, in Gestalt von geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, berücksichtigt. Unter den ungeplanten Unterbrechungen gehen drei Störungsanlässe ein: "atmosphärische Einwirkung", "Einwirkung Dritter", "Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers / kein erkennbarer Anlass". Geplante Unterbrechungen, welche nicht auf Zählerwechsel zurückgehen, gehen zu 50 % in die Berechnung ein.

Gegenwärtig finden lediglich Versorgungsunterbrechungen Eingang in die Berechnung, die die Dauer von 3 Minuten überschreiten. In der Evaluation der Anreizregulierung aus dem Frühjahr 2015 wird die künftige Einbeziehung kurzer (≤ 3 Minuten) und

¹³ Durch Rückgriff auf verfügbare statistische Daten soll eine gute Nachvollziehbarkeit sowie einer geringer Erhebungsaufwand erreicht werden. Der Wert der kWh in der Industrie ergibt sich aus dem Verhältnis der Wertschöpfung zum Gesamtverbrauch, im Haushaltsbereich wird ein linearer Zusammenhang zwischen dem Wert der Freizeit und dem Stromverbrauch hergestellt.

¹⁴ Zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr wird das Produkt aus der Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen größer drei Minuten und der Anzahl unterbrochener Kunden gebildet und dieses anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Kunden dividiert. (BNetzA 2015a, S. 287)

transienter (< 1 Sekunde) Unterbrechungen zur Diskussion gestellt. Dem Nutzen insbesondere im Hinblick auf geänderte Netzanforderungen im Hinblick auf die Energiewende steht ein erheblicher Mehraufwand gegenüber. (Herrmann 2012, S. 6f.; BNetzA 2015a, S. 292ff.) Der VKU verweist in einer Stellungnahme darauf, dass die wirtschaftliche Relevanz kurzer Versorgungsunterbrechungen für einzelne Unternehmen sehr unterschiedlich ausfällt. Vorsorgemaßnahmen sollten sich daher lokal auf sensible Maßnahmen beschränken und nicht über die Netzentgelte aller Kunden ‚sozialisiert werden‘. (VKU 2013, S. 6)

Es gilt überdies zu beachten, dass die erwähnten individuellen Referenzwerte nicht auf ein konkretes Zielniveau der individuellen Netzzuverlässigkeit abzielen. Unter Berücksichtigung der Anreizrate soll jeder Netzbetreiber eine individuelle Kosten- und Erlösoptimierung durchführen. Die Qualitätsregulierung zielt auf ein gesamtwirtschaftliches Optimum zwischen Kosteneffizienz und Versorgungsqualität ab. (BNetzA 2015a, S. 285–288)

Versorgungssicherheit ist überdies ein wichtiger Betrachtungsgegenstand des jährlich von der Bundesnetzagentur sowie dem Bundeskartellamt gemeinsam erarbeiteten Monitoringberichts. Die dort vorgestellten Maßnahmen lassen zugleich auf besonders dringliche Bedarfe im Kontext der Versorgungssicherheit schließen. Eine Maßnahme ist dabei die Vorhaltung von Reservekraftwerken, die verhindern sollen, dass in kritischen Netzlastsituationen (z.B. starke Windenergieerzeugung und hohe Netzlasten bei gleichzeitigen Kraftwerksausfällen) Stromleitungen zu stark beansprucht werden. Im Regelbetrieb weisen in solchen Situationen die Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke vor und hinter den Engpässen an, ihre Leistung derart anzupassen, dass der Engpass behoben wird (Redispatch genannt). Da jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt und in jeder Region die erfolgreiche Durchführbarkeit von Redispatch-Maßnahmen gewährleistet ist, werden durch die ÜNB zusätzliche Reservekraftwerke vorgehalten. Der Grundstock dieser Kraftwerke besteht aus zur Stilllegung angezeigten deutschen Kraftwerken¹⁵. So soll auch die Stilllegung von Kraftwerken durch eine Vorankündigung (12 Monate im Voraus) besser gesteuert werden können und nur freigegeben werden, wenn eine Kraftwerks-Überprüfung der ÜNB auf „Systemrelevanz“ negativ ausfällt. Andernfalls wird das Kraftwerk für längstens zwei Jahre in die Netzreserve¹⁶ aufgenommen und dem Erzeuger werden die hierbei anfallenden Auslagen erstattet. Ferner wird von einem zukünftigen Strommarktdesign ein wirtschaftlicher Betrieb konventioneller Erzeugungsanlagen (nach einer Marktbereinigung von Überkapazitäten) erwartet. (BMW i 2015b, S. 8)

¹⁵ Findet sich kein Angebot aus bestehenden Kraftwerken, ist (im Extremfall) auch die Errichtung eigener „Netzkraftwerke“ möglich (§ 53 EnWG).

¹⁶ § 13a Abs. 2 EnWG 2013

Die verbindliche Umsetzung einer „Netzreserve“ fand durch Novellierung des EnWG sowie die Verabschiedung der Reservekraftwerksverordnung – ResKV statt.

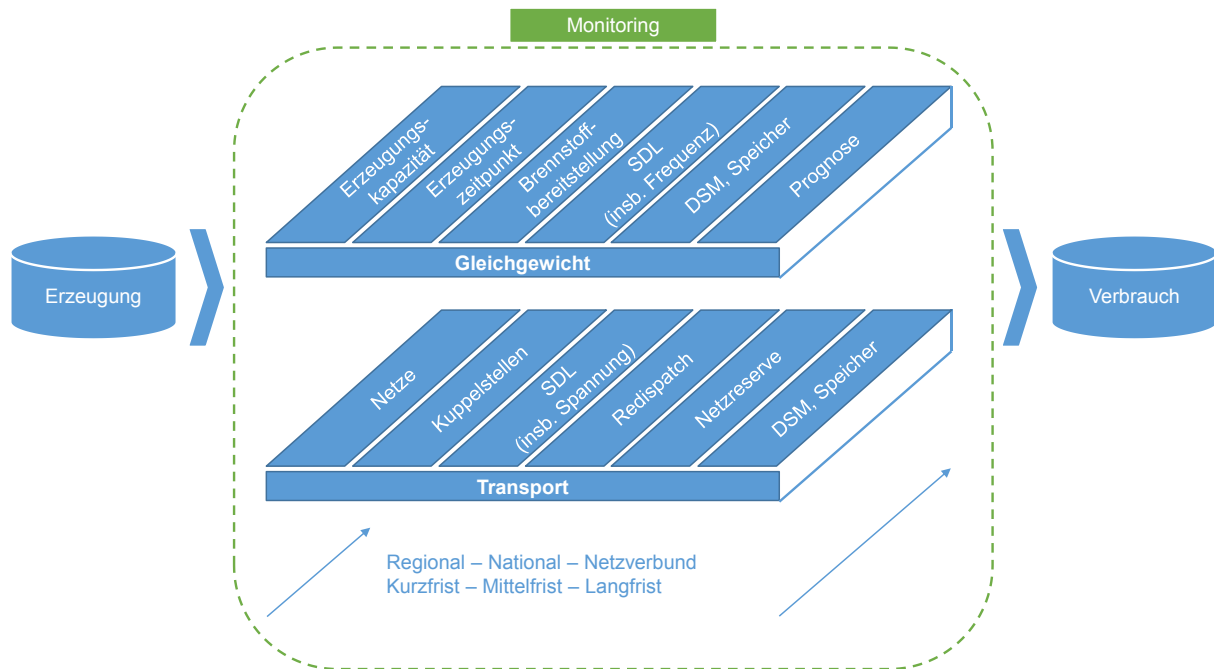


Abbildung 4-2 Dimensionen der Versorgungssicherheit

Quelle: eigene Darstellung IZES

Die vorstehende Abbildung verdeutlicht die zahlreichen Aspekte und Perspektiven eines umfassenden Verständnisses von Versorgungssicherheit (ohne Anspruch auf Vollständigkeit). Die zentrale Aufgabe ist dabei die sichere Versorgung des Verbrauchers mit Strom, der in Erzeugungsanlagen bedarfsgerecht bereitgestellt wird. Um dies zu gewährleisten, muss einerseits eine Transportaufgabe erfüllt werden, da Erzeugung und Verbrauch oftmals nicht an identischen Orten stattfinden. Zum Zweiten müssen stets gewisse Gleichgewichte aufrechterhalten werden. Die Prozesse, Instrumente, technischen Mittel und Verantwortlichkeiten hierzu können sowohl in unterschiedlichen zeitlichen als auch räumlichen Einheiten bewertet werden. Die räumliche Perspektive ist von Bedeutung bezüglich der Bilanzgrenze des Monitorings, der Zuweisung von Verantwortlichkeiten, dem Auftreten/Wirken von Störungen und der Wirkung von Maßnahmen.

Schlussfolgerung

Das Verständnis von Versorgungssicherheit in Deutschland – insbesondere in der aktuellen Diskussion um die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns - fokussiert in erster Linie technische Aspekte, die da wären: Erzeugungskapazität, Infrastruktur, Stromqualität.

Die Hauptverantwortung für die Versorgungssicherheit mit Strom trägt der Staat, Adressat ist gemäß EnWG hier im Spezifischen das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Die technische Umsetzung wird in Deutschland durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen, welche durch die Regulierungsbehörde überwacht werden. Sie garantieren eine nahezu lückenlose Versorgung der Verbraucher. Der Wert der Versorgung, also die wirtschaftliche Perspektive, wird durch die Bilanzkreisverantwortlichen und die Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher definiert. Per Gesetz werden die Netzbetreiber für die Aufrechterhaltung der technischen Versorgung verpflichtet, indem sie mittels technischer Anlagen im Bedarfsfall einen Ausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung herstellen. Die Vorhaltung entsprechender Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber ist nach § 13 EnWG begrenzt. Weitere Verpflichtungen der Verteilnetzbetreiber, Anlagenbetreiber und der Bilanzkreisverantwortlichen generell sollen den Ausgleichsbedarf minimieren.

Gemäß § 53 EnWG ist es letztendlich wieder der Staat, der bei nicht ausreichenden Kapazitäten dafür Sorge zu tragen hat, dass diese in geeigneter Weise erstellt werden.

Der Grad der Versorgungssicherheit ist nicht definiert und eine hiermit verbundene Zahlungsbereitschaft nicht direkt ersichtlich. Auch aus § 1 EnWG lässt sich bestenfalls ablesen, dass die Stromkosten preisgünstig zu sein haben, wobei eine genauere Bezeichnung und damit Rahmenbedingungen für die Notwendigkeit eines Eingreifens durch den Staat fehlt.

4.3 Versorgungssicherheit aus europäischer Perspektive

Während der grenzübergreifende Austausch und Handel mit Strom in Europa bereits gelebte Praxis ist, wird die Sicherstellung der Versorgungssicherheit weiterhin als nationale Herausforderung begriffen.

Konkret existieren im Strombereich gegenwärtig folgende Elemente europäischer Kooperation:

- **Marktkopplung** und Gestaltung eines europäischen Strom-Binnenmarktes: Die grenzkostenbasierte Preisfindung auf den Spotmärkten basiert nunmehr nicht nur auf Grundlage nationaler Kauf- und Verkaufsgebote. Unter Beanspruchung freier Grenzkuppelstellen werden grenzüberschreitende Austausche realisiert, die die Preisungleichgewichte abschwächen sollen. Dies führt etwa auch in Stunden nationaler Bilanzüberdeckungen oder -unterdeckungen zu deutlich milderen Preisspitzen. Im Rahmen des Market Couplings wird auch von ‚impliziten Auktionen‘ der Kapazitäten gesprochen. Aufgrund der Anonymität des Handels

kann der Käufer/Verkäufer nicht die Herkunft des Handelspartners einsehen und sich möglicherweise im Vorfeld Kuppelstellenkapazitäten sichern. Der Händler gibt lediglich sein Gebot ab, ein möglicher grenzüberschreitender Austausch samt Buchung der Kuppelstellenkapazität erfolgt preisabhängig automatisiert durch die Börse.

- Explizite Allokationen (JAO) – langfristige Kapazitätsvergabe: Über die Plattform des gemeinsamen Auktionsbüros der CWE-Netz-Region und CSE-Netz-Region können Energiehändler Grenzkuppelkapazitäten unabhängig von getätigten Handelsgeschäften und geplanten Stromtransiten reservieren. Neben den langfristigen Auktionsprodukten für zukünftige Monate und Jahres sind für einzelne Kuppelstellenkapazitäten auch tägliche und untertägliche (Day-Ahead- und Intraday-)Auktionen verfügbar.
- Primärregelung: solidarische Aufgabe im Netzverbund (ENTSO-E Operation Handbook). Die Frequenz-Wirkleistungsregelung ist in der Kürzestfrist bereits eine gemeinsame Aufgabe des europäischen Netzverbundes. Die automatisch frequenzgesteuert abgerufene Primärregelung wird solidarisch durch alle Verbundpartner im Verhältnis der erzeugten Energie der jeweiligen Regelzone bereitgestellt.
- Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds (ÜNB Deutschland): Über den Netzregelverbund (NRV) wird die Vorhaltung sowie der Einsatz von Regelennergie durch eine Kooperation der regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber aus technischer und ökonomischer Perspektive optimiert. Gegenstand des Netzregelverbundes sind vier Module: Modul 1 zur Vermeidung gegenläufiger Regelleistungs-Aktivitäten, Modul 2 zur gemeinsamen Regelleistungs-Dimensionierung, Modul 3 zur gemeinsamen Sekundärregelleistungs-Beschaffung (bei der Minutenreserve seit 2006 der Fall) sowie Modul 4 zur kostenoptimalen Regelleistungs-Aktivierung (über deutschlandweite Merit-Order-Listen für SRL und MRL). Die deutschen ÜNB streben überdies eine Erweiterung des Netzregelverbundes zu einem internationalen Netzregelverbund (IGCC – International Grid Control Cooperation) an. (ÜNB 2015a) Dies betrifft zunächst insbesondere Modul 1 zur Vermeidung gegenläufiger Regelleistungs-Aktivierung durch eine Saldierung von Leistungsungleichgewichten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Kooperation mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern keinen Einfluss auf die Höhe der in Deutschland beschafften Regelleistung hat und durch den NRV ausgetauschte Leistungen jederzeit (bei physikalischen) Netzengpässen eingeschränkt werden können. Zum Januar 2012 wurde der Regelbetrieb mit dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber umgesetzt, zwischenzeitlich haben sich auch die Niederlande, die Schweiz, Tschechien, Belgien und Österreich der Kooperation angeschlossen. (ÜNB 10.04.2014, S. 1)

- Überdies wurde eine internationale, partielle Kopplung der Primärregelungs-Ausschreibung umgesetzt, die es ausländischen ÜNB erlaubt, Anteile ihres PRL-Bedarfs auf einer gemeinsamen liquiden Plattform (regelleistung.net) zu decken. Folgende Beitritte verzeichnete die Kooperation bis dato.
 - 12.03.2012 Schweiz (Swissgrid) – beschafft 25 MW des PRL-Bedarfs
 - 07.01.2014 Niederlande (TenneT NL) – beschafft 67 MW des PRL-Bedarfs
 - 07.04.2015 Kopplung mit österreichisch-schweizerische PRL-Ausschreibung.

Der PRL-Gesamtbedarf der Kooperation beträgt 750 MW. In Planung ist die Teilnahme Dänemarks. Bei technischen und/oder regulatorischen Gründen ist eine Entkopplung des gemeinsamen PRL-Marktes in zwei Teilmärkte (Österreich-Schweiz sowie Deutschland-Niederlande) möglich. (ÜNB 2015a)

Es ist ersichtlich, dass die vordergründige Motivation zur Aufnahme der angeführten Kooperationen meist wirtschaftlicher Art ist. So sollen „unnötige“ Regelungen vermieden, zeitgleiche Preisunterschiede verringert und die Liquidität der Märkte erhöht werden. Dies impliziert im Regelbetrieb auch eine internationale Übernahme von Versorgungsaufgaben. Dem gegenüber ist anzumerken, dass weiterhin nationale, technische Dimensionierungen gefordert und ggf. auch kurzfristige Aufhebungen der Kopplungen möglich sind. Somit bleibt im Status Quo Versorgungssicherheit im umfassenden Sinne (und im Besonderen hinsichtlich der Verantwortlichkeiten) weiterhin eine überwiegend nationale Anforderung. Überdies wird das Monitoring von Versorgungssicherheit gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG als nationale Aufgabe eingeordnet.

Verstärkte Bestrebungen neben einer gemeinsamen Kopplung von Märkten auch die Facetten der allgemeinen Versorgungssicherheit (vom Monitoring bis zu gemeinsamen Maßnahmen und Verantwortlichkeiten) europäisch zu bewältigen, lassen sich aus jüngeren Meldungen ableiten. Hierbei sind mehrere Institutionen involviert.

Die **Europäische Kommission** verweist in der „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie“ darauf, dass es in zahlreichen Mitgliedstaaten gegenwärtig keinen angemessenen Rahmen für die Sicherheit der Stromversorgung gibt und veraltete und uneinheitliche Vorgehensweisen bei der Bewertung der Versorgungssicherheit angewandt werden. Gemeinsam mit den Mitgliedstaaten möchte die Europäische Kommission akzeptable Risikoniveaus für Versorgungsunterbrechungen sowie eine für die gesamte EU geltende objektive, faktengestützte Bewertungsmethode für die Sicherheit der Stromversorgung in den Mitgliedstaaten festlegen. Hierbei sollen auch grenzüberschreitende Stromflüsse, die variable Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, die nachfrageseitige Steuerung und Speichermöglichkeiten Berücksichtigung finden. Kapazitätsmechanismen zur Wahrung der Versorgungssicherheit sollen nur dann in Erwägung gezogen werden, wenn sich dies aufgrund der Beurteilung der Angemessenheit eines regionalen

Systems als erforderlich erweist. Dem Potenzial für Energieeffizienzmaßnahmen und nachfrageseitige Steuerung soll dabei gesondert Rechnung getragen werden. (Europäische Kommission 2015a, S. 6–7)

Im Mai 2015 verkünden die "**12 elektrischen Nachbarn**" (Belgien, Niederlande, Luxemburg, Frankreich, Deutschland, Österreich, die Schweiz, Norwegen, Schweden, Dänemark, Polen und die Tschechische Republik) erste Maßnahmen zur gemeinsamen Zusammenarbeit bei der Versorgungssicherheit. Im Mittelpunkt steht eine Erklärung mit konkreten, sogenannten „no-regret-Maßnahmen“. (12 Strategische Partner 2015)

Im Kern kann der Erklärung entnommen werden, dass die Nachbarstaaten vereinbaren, verstärkt auf die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage zu setzen und dafür Marktsignale und Preisspitzen zu nutzen (Ablehnung von gesetzlichen Preisobergrenzen einzuführen und Flexibilitäts-Barrieren). Überdies soll in den Nachbarstaaten ein Netzausbau stattfinden und hiermit eine Netzinfrastuktur geschaffen werden, die den Stromhandel auch in Zeiten von Knappheit nicht limitiert. Des Weiteren werden die Nachbarstaaten Versorgungssicherheit künftig verstärkt im europäischen Verbund berechnen und hierfür eine gemeinsame Herangehensweise entwickeln.

Die Erklärung steht dabei im Einklang mit der „Zweiten politischen Erklärung des **Pentalateralen [Energie] Forums**" (PLEF), in dem die Regierungsvertreter und Übertragungsnetzbetreiber der Benelux-Staaten, Frankreichs, Deutschlands, Österreichs und der Schweiz an der Kopplung der Strommärkte und Strombörsen arbeiten. Im März 2015 wurde erstmals ein regionaler Versorgungssicherheitsbericht (PLEF SG2 2015) vorgelegt, der zeigte, dass Versorgungssicherheit im regionalen Verbund zu geringeren Kosten erreicht werden kann. (BMWi 2015c) Weiter wurde mit dem wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatz (in stündlicher Auflösung) belegt, dass die nationalen Höchstnachfragen nicht gleichzeitig auftreten.

Am 24. Juli verabschiedete die **Europäische Kommission** eine **Verordnung** zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement. Unter anderem „*um eine sichere Energieversorgung aufrecht zu erhalten*“, soll die „*Vollendung eines voll funktionierenden und vernetzten Energiebinnenmarkts*“ erfolgen. Die Verordnung beinhaltet harmonisierte Mindestvorschriften für einheitliche Day-Ahead und Intraday-Marktkopplungen mit dem Ziel, ein effizientes und modernes System der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements einzuführen. Ein wesentliches Element der Kapazitätsberechnungen ist ein gemeinsames Netzmodell (auf Übertragungsnetzebene), welches aus aggregierten Einzelnetzmodellen der Übertragungsnetzbetreiber hervorgeht und stündliche Belastungs-Schätzungen erlaubt. Für regionale Kapazitätsberechnungen sollen gemeinsame Methoden Anwendung finden, zur zonenübergreifenden Berechnung wird ein lastflussgestützter Ansatz favorisiert.

Den Einsatz von Countertrading und Redispatch gilt es sowohl intern als auch zonenübergreifend zu koordinieren. Hinsichtlich der Beanspruchung von Kuppelstellen sollen mit Methoden der impliziten Vergabe (implizite Auktion, kontinuierliche implizite Vergabe) Strom und Kapazitäten nach Möglichkeit gemeinsam vergeben werden. (Teilweise konkurrierende) Strombörsen sollen perspektivisch enger zusammenarbeiten, die Vorschriften aus der Verordnung erfordern überdies einen institutionellen Rahmen für Strombörsen. Hierzu sollen nominierte Strommarktbetreiber (NEMO) benannt und ihre Aufgaben definiert werden. Eine einheitliche Marktkopplung erfordert die Zusammenarbeit von ÜNB, NEMO und Regulierungsbehörden sowie die Umsetzung eines Governance-Rahmens. Aufgrund teils beträchtlicher Unterschiede der Märkte/Zonen soll die einheitliche Intraday- und Day-Ahead-Marktkopplung schrittweise, z.B. zunächst über Regionen, erfolgen. Schließlich setzt die Marktkopplung auch die Einführung harmonisierter Höchst- und Mindestclearingpreise voraus. (Europäische Kommission 2015b)

Europäischer Vergleich Versorgungsqualität / Unterbrechungsmaß

Aufgrund nationaler Eigendefinitionen und Methodiken ist es zunächst schwierig, internationale Vergleiche der Qualitäts-/Unterbrechungsmaße anzustellen. In den „Benchmarking Reports on the Continuity of Electricity Supply“ der CEER werden daher zunächst vergleichbare Maße festgelegt (hinsichtlich geplanter, ungeplanter Unterbrechungen oder außergewöhnlicher Ereignisse). Eine perfekte Harmonisierung der Datensätze aller betrachteten Länder ist jedoch nicht möglich. Im Besonderen die Definition folgender Größen kann von Land zu Land sehr unterschiedlich ausfallen:

- die Spannungsebenen EHV (extra-high voltage), HV (high voltage), MV (medium voltage) und LV (low voltage),
- außerordentliche Ereignisse,
- Indikatoren, Störgrößen wie SAIDI, SAIFI, MAIFI etc. (können mit unterschiedlichen Methoden berechnet werden)
- die Unterscheidung zwischen ländlichen, halb-urbanen und städtischen Gebieten. (CEER 2014, S. 5)

Für alle Kategorien ist festzuhalten, dass Deutschland mitunter die geringsten Unterbrechungszeiten aufweist.

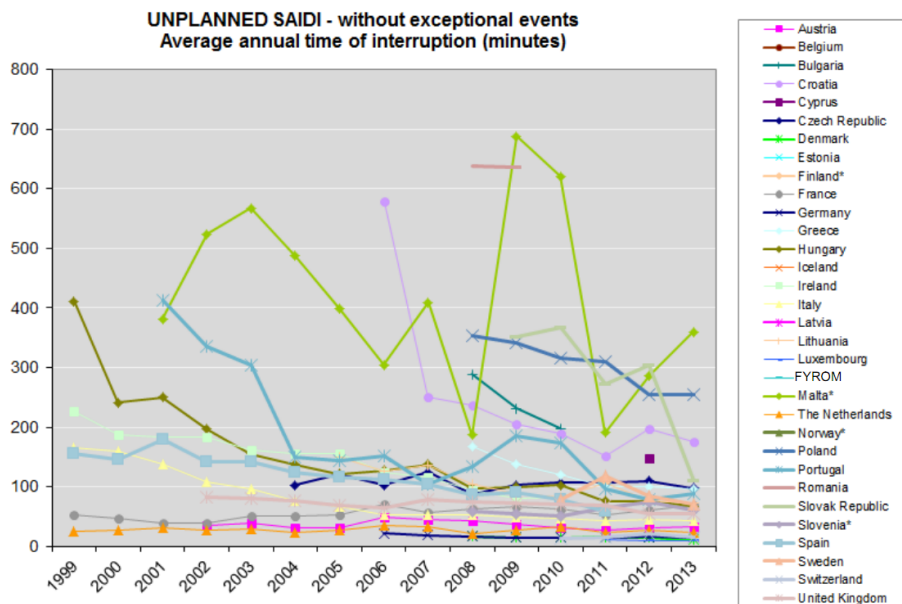


Abbildung 4-3 Vergleich SAIDI (ungeplante Unterbrechungen) ohne unerwartete Ereignisse (Ursache der Unterbrechung in allen Spannungsebenen möglich)¹⁷

Quelle: CEER (2015, S. 9)

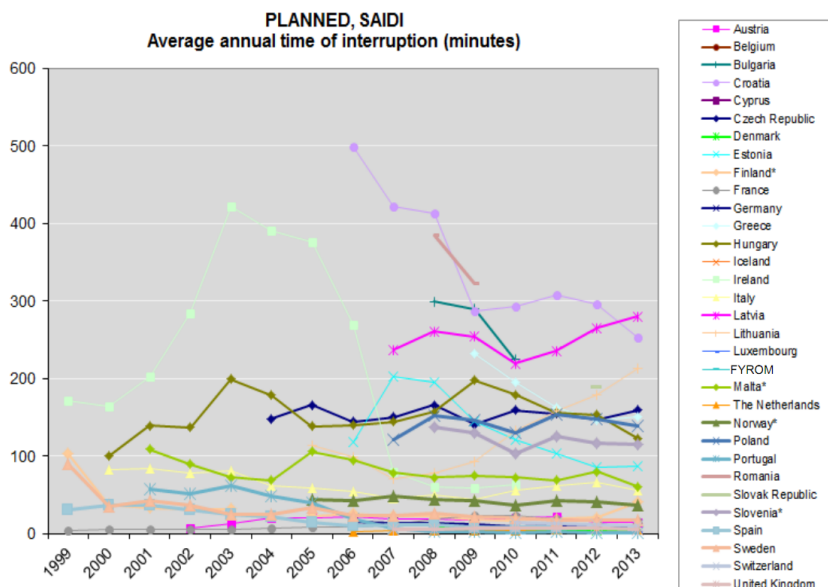


Abbildung 4-4 Vergleich SAIDI (Ursache der Unterbrechung in allen Spannungsebenen möglich)

Quelle: CEER (2015, S. 9)

¹⁷ Mit einem * Stern markierten Länder verwenden eine alternative Kennzahl zum SAIDI.

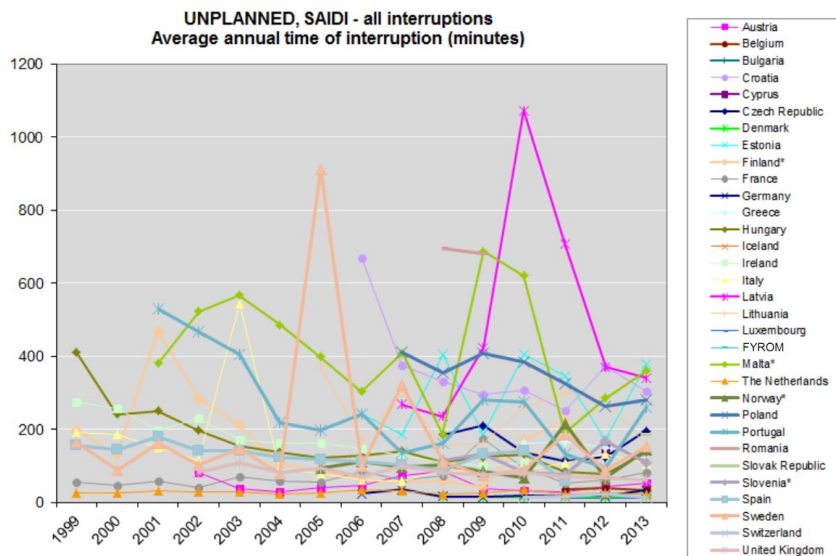


Abbildung 4-5 Vergleich SAIDI (ungeplante Unterbrechungen) inklusive unerwartete Ereignisse (Ursache der Unterbrechung in allen Spannungsebenen möglich)

Quelle: CEER (2015, S. 8)

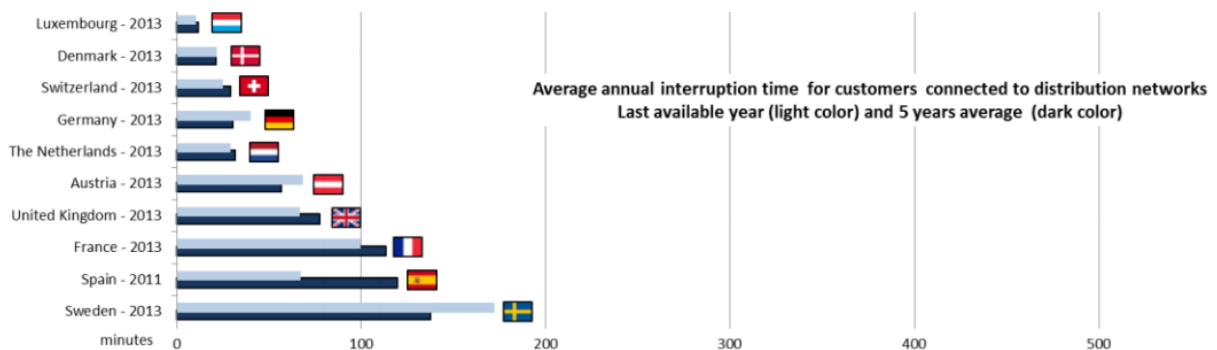


Abbildung 4-6 Vergleich über 5 Jahre gemittelter und aktuellster SAIDI-Wert (10 beste Länder)

Quelle: in Anlehnung an CEER (2015, S. 10)

Vorstehende Abbildung zeigt den SAIDI der 10 europäischen Länder, die die geringsten Werte aufweisen. In die Darstellung gingen sowohl ungeplante wie geplante Unterbrechungen als auch außergewöhnliche Ereignisse ein. Auffällig ist, dass sehr geringe Werte zum einen in Deutschland, darüber hinaus aber vornehmlich eher in kleineren Ländern erreicht werden. Vergleichbare Industrienationen (z.B. Frankreich) befinden sich zwar ebenso in dieser TOP-10 Gruppe, jedoch sind die Unterbrechungszeiten bereits wesentlich länger.

Ein vergleichbares Bild zeigt sich zudem für den SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), eine Kennzahl für die durchschnittliche Anzahl an Unterbrechungen. Kurze Versorgungsunterbrechungen (< 3 Minuten) fließen nicht in diesen Vergleich ein.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob die in anderen Industrienationen ansässigen stromsensiblen Unternehmen sich selbst mit technischen Mitteln abhelfen, oder diese Versorgungsunterbrechungen akzeptiert werden. Ist letzteres der Fall, so ist die Frage zu stellen, ob auch Deutschland diese hohe Versorgungssicherheit benötigt, um sich als Standort im internationalen Wettbewerb zu behaupten, und welche Wirkungen dies auf den Ausbau des Kraftwerksparks hat.

Bedeutung gemeinsamer Network Codes

Mit dem dritten Energiepaket der Europäischen Union wurde die Kooperation der Energieregulatoren (ACER) sowie je ein Verband für die Übertragungsnetzbetreiber im Strom- und Gasbereich eingeführt (ENTSO-E, ENTSO-G). ACER wurde mit der Entwicklung von Framework Guidelines beauftragt, auf deren Grundlage die ENTSO-E sogenannte Network Codes erarbeitete. Ziel der Network Codes ist die Harmonisierung nationaler Regelungen im Netzverbund unter anderem in den Bereichen Netzbetrieb, Netzanschluss, Engpassmanagement und Regelenergie. ACER prüft diese Network Codes und leitet sie an die Europäische Kommission mit Empfehlung zur Annahme weiter. Durch das anknüpfende Komitologieverfahren erlangen die Network Codes eine verbindliche Wirkung. Die zehn Netzcodes lassen sich grob in drei Kategorien einteilen, wobei viele inhaltliche Querverbindungen existieren:

- Anschlussbezogene (Connection) Network Codes
 - Requirements for Generators (RfG)
 - Demand Connection Code (DCC)
 - HVDC Connection Code (HVDC)
- Marktbezogene (Market) Network Codes
 - Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)
 - Forward Capacity Allocation (FCA)
 - Balancing Network Code (EB)
- Betriebsführungs-/Systembetriebsbezogene (Operational) Network Codes
 - Operational Security Network (OS)
 - Operational Planning & Scheduling (OPS)
 - Load Frequency Control & Reserves (LFCR)
 - Operational Procedures in an Emergency (EP)

Nach der Einholung von Expertenmeinungen, der Durchführung von Stakeholder-workshops und mehreren Konsultationsrunden stehen viele der Network Codes unmittelbar vor Ihrer Umsetzung oder befinden sich bereits in diesem Prozess.

Für die vorliegende Betrachtung ist der Network Code OS – Operational Security Network von besonderer Bedeutung. Der Netzcode zielt dabei auf die Festlegung allgemeiner Systemsicherheitsanforderungen und –Prinzipien, die Wahrung von Anforderungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit in der gesamten EU sowie die Koordination der Systembetriebsführung in gemeinsamer und kohärenter Weise innerhalb der EU. Die „Operational Security“ wird dabei definiert als Fähigkeit des Übertragungssystems den Regelbetrieb aufrechtzuerhalten sowie den Regelbetrieb schnellst- und weitestmöglich wiederherzustellen und ist charakterisiert durch thermische Grenzen, Spannungsgrenzen, Kurzschlussleistungen, Frequenz- und Stabilitätsgrenzen. (ENTSO-E 2013, S. 8ff.) Dem Kapitel 1 des Network Code OS mit allgemeinen Bestimmungen folgen das Kapitel 2 mit Anforderung bzgl. der „Operational Security“ sowie ein drittes Kapitel zum Datenaustausch (von Netzstrukturdaten, Echtzeitdaten und Vorhersagen).

Die Anforderungen des zweiten Kapitel beziehen sich wiederum auf folgende Unterpunkte: Systemstatus, Frequenzhaltungsmanagement, Spannungs kontrolle und Blindleistungsmanagement, Kurzschlussleistungsmanagement, Lastflussmanagement, Notfallanalyse und Handhabung, Schutzmaßnahmen und Management der dynamischen Stabilität.

Schlussfolgerung:

Im Kontext einer „europäischen Versorgungssicherheit“ gilt es überdies, einige Zielkonflikte zu berücksichtigen. So kann etwa der Aufbau nationaler Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit den Ausbau der Netz-Kuppelstellen verzögern. Aus ökologischer Perspektive ist zu beachten, dass insbesondere die fossilen und atomaren Kraftwerke eine hohe Verfügbarkeit und exakte Fahrplanerfüllung erreichen. Die Nachfrage nach diesen Kraftwerken (auch im Verbund) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann die nationalen Ausstiegsszenarien konterkarieren. Überdies fallen nach dem Verursacherprinzip Emissionen stets im Land der Erzeugung an. Nationale CO₂-Reduktionsziele können somit durch den Betrieb fossiler Kraftwerke zur Erreichung einer europäischen Versorgungssicherheit gefährdet werden.

4.4 Güterwirtschaftliche Charakterisierung der Versorgungssicherheit

Gegenwärtig sind in der Stromerzeugung Überschusskapazitäten vorhanden. Eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist damit jetzt und in naher Zukunft gewährleistet. Allerdings ist ein Abbau von Erzeugungskapazitäten in Zukunft zu erwarten. Ob

dann oder unter welchen Bedingungen hinreichend Kapazitäten zugebaut werden, die bei einer Anpassung an einen zunehmenden Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten, ist offen. Seit längerem wird dabei kontrovers diskutiert, ob „Energy Only“-Markets (EOM) in der Lage sind, eine hohe erzeugungsseitige Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Das BMWi vertritt die Ansicht, dass dem so ist (BMWi 2015b, S. 4). Es hat inzwischen auch einen Gesetzentwurf vorgelegt, der zu einer langfristigen Sicherung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch EOM beitragen soll (BMWi 2015d). Das Ministerium stützt sich bei dieser Einschätzung auf Studien, die im Jahr 2014 vorgelegt wurden, wobei besonders frontier economics und Formaet (2014, S. 25) und r2b (2014, S. 1) zu nennen sind. Da es sich um eine wegweisende und gravierende Entscheidung handelt, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit den EOM zu überlassen, werden die entsprechenden Thesen der beiden Studien im Folgenden näher betrachtet.

Hierzu wird zuerst eine kompakte Darstellung der einschlägigen Thesen gegeben. Die dort herausgearbeiteten Begründungen werden danach im Einzelnen diskutiert, um einzuschätzen, inwieweit EOM tatsächlich in der Lage sind, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

4.4.1 Die These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit im Überblick

In das Weißbuch zum Strommarktdesign des (BMWi 2015b) und den aus ihm hervorgegangenen Referentenentwurf (BMWi 2015d) gingen Studien ein¹⁸, die die These vertreten, erzeugungsseitige Versorgungssicherheit könne auch langfristig allein durch Energy-only-Märkte (EOM) gesichert werden¹⁹. Um dies zu gewährleisten, schlagen sie Änderungen des Designs verschiedener Märkte vor. Als Vorbereitung zur Diskussion dieser These wird diese und ihre Begründung in diesem Abschnitt kurz dargestellt.

frontier economics und Formaet (2014, S. 25) und frontier economics und Formaet (2014, S. 1) definieren erzeugungsseitige Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt nahezu identisch: Versorgungssicherheit sei gegeben, sofern „Nachfrager elektrische Energie²⁰ beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der

¹⁸ Es handelt sich vornehmlich um frontier economics und Formaet (2014) und r2b (2014).

¹⁹ „Das BMWi lehnt einen Kapazitätsmarkt ab und bekennt sich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt. ... Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Zu diesem Ergebnis kommen verschiedene Gutachten im Auftrag des BMWi.“ (BMWi 2015b, S. 4)

²⁰ r2b (2014, S. 1) ersetzt „Nachfrager elektrische Energie“ durch „Verbraucher Strom“. Im Gegensatz zu r2b schließt frontier economics und Formaet (2014) nach dem Wortlaut demnach insbesondere den Großhandel als Stromnachfrager ein. Der Unterschied ist aber in der weiteren Diskussion unerheblich.

Marktpreis (Kosten) ist.“ Auf Basis dieser Definition wird in den beiden Gutachten diskutiert, inwieweit und unter welchen Bedingungen EOM zu Investitionen in Erzeugungsanlagen führen, die die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nach dieser Definition langfristig gewährleisten. Beide Gutachten kommen zu dem Schluss, dass EOM diese Aufgabe – gegebenenfalls nach Anpassungen einzelner Rahmenbedingungen – erfüllen. Trotz teilweise unterschiedlicher Einschätzung einzelner Sachverhalte sind die Argumentationen hinreichend ähnlich, um sie für den hier verfolgten Zweck gemeinsam darstellen zu können.

Eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist nach dieser Definition gegeben, wenn sich langfristig stets markträumende Preise einstellen. Damit ist verbunden, dass dafür erforderliche Investitionen in (verfügbare) Erzeugungsleistung rentabel sind. Für Stromerzeugungsanlagen kommen Erlöse aus

- den EOM ohne Knappheitspreise entsprechend der Merit-Order,
- den EOM mit Knappheitspreisen bei voller Auslastung der verfügbaren Erzeugungsanlagen sowie
- Märkten für Systemdienstleistungen, insbesondere denjenigen für Regelenergie, und auch aus privaten Kontrakten zu Bereitstellung von Leistung und Terminmärkten

in Betracht.

Die Erlöse aus EOM ohne Knappheitspreise stellen sich ein, wenn die angebotene Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Sofern ein funktionierender Wettbewerb zwischen Erzeugern vorliegt, stellen diese ihre Stromangebote auf Basis ihrer jeweiligen Grenzkosten ein. Ordnet man diese Gebote aufsteigend, erhält man die Merit-Order. Verkauft wird dann die Strommenge, die die Last in diesem Zeitraum – z.B. eine Viertelstunde – deckt. Der einheitliche Preis²¹, der sich für Strom ergibt, entspricht dann den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das noch erforderlich ist, um die Last zu decken. Da der Preis den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks entspricht, erhält dieses durch den Erlös keinen Beitrag für die Deckung fixer Betriebs- und Investitionskosten. Wird das Ausscheiden dieser Kraftwerke unterstellt, so werden bis dato günstigere Kraftwerke, die somit auch noch einen Deckungsbeitrag erwirtschaftet haben, selbst zum Grenzkraftwerk. Aus diesem Grund sinken die Anreize, in neue Kapazitäten zu investieren. Insofern kann allein ein EOM ohne Knappheitspreise keine ausreichenden Einnahmen für den Zubau der Grenzkosten-Kraftwerke generieren. Zur Sicherung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit sind damit Knappheitspreise und/oder Zahlungen für die Bereitstellung von Leistung erforderlich.

²¹ Faktisch entsteht bei den Spotmärkten nur auf dem Day-ahead-Markt ein einheitlicher Preis, auf dem Intraday-Markt sind aufgrund des kontinuierlichen Handels verschiedene Preise für die gleiche Lieferzeit möglich.

Voraussetzung für Knappheitspreise ist, dass die nach Abzug der für Systemdienstleistungen erforderlichen Leistung resultierende verfügbare Erzeugungsleistung nicht ausreicht, um die Nachfrage zu einem Preis, der den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks entspricht, zu decken. Liegt zudem eine preisflexible Nachfrage vor, stellt sich der Preis ein, bei dem die Nachfrage der verfügbaren Erzeugungsleistung entspricht. Nach der Definition von frontier economics und Formaet (2014, S. 25) und r2b (2014, S. 1) ist in diesen Situationen auch eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gegeben. Da dann der Preis auch über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt, trägt er dazu bei, dessen fixe Betriebskosten und Investitionskosten zu decken. Nach frontier economics und Formaet (2014) und r2b (2014) reichen unter geeigneten Rahmenbedingungen die von Investoren antizipierten zukünftigen Preisspitzen aus, um hinreichende Erzeugungskapazitäten und Flexibilität bereitstellen, wodurch langfristig eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Dies ist die Hauptthese der beiden Studien.

Die weiteren Erlösmöglichkeiten - vor allem durch private Verträge zur Sicherung von Erzeugungsleistungen - werden in den Studien aus den Bedingungen für eine langfristig funktionierende Versorgungssicherheit durch EOM abgeleitet und tragen ebenfalls zu einer Versorgungssicherheit im oben genannten Sinne bei. Insbesondere sind dabei auch Terminmärkte zu beachten. So kann sich ein Kraftwerksbetreiber zu einem erheblichen Teil durch einen Verkauf an Terminmärkten finanzieren. Sofern es sich um ein flexibles Kraftwerk handelt, kann der Betreiber über make-or-buy-Entscheidungen zusätzliche Einnahmen erzielen: Sofern sich Spotmarktpreise unterhalb der Grenzkosten einstellen, kann sich der Betreiber durch Verzicht auf eine eigene Erzeugung und einen Zukauf der auf dem Terminmarkt kontrahierten Menge auf dem Spotmarkt zusätzliche Einkommen verschaffen. Inwieweit Terminmärkte geeignet sind, hängt auch von deren zeitlicher Tiefe ab, die mit gegenwärtig drei Jahren²² relativ gering ist²³.

Entscheidend für diese weiteren Erlösmöglichkeiten sind das Bilanzkreiswesen und insbesondere die Höhe von Ausgleichsenergiepreisen. Falls kein markträumender

²² Terminlieferungen werden börslich bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt, wobei lediglich die auf das Betrachtungsjahr folgenden drei Jahre liquide sind.

²³ Die Terminmärkte werden deshalb im Folgenden nicht berücksichtigt. Bei sehr langen Laufzeiten von Terminkontrakten wären zudem die entstehenden Insolvenzrisiken zu berücksichtigen: Sofern der Terminpreis deutlich über dem zukünftigen durchschnittlichen Spotmarktpreis liegt, würde der Anbieter zwar einen Gewinn erzielen. Gleichzeitig sind für den betroffenen Vertrieb aber die Bezugskosten von Strom deutlich höher als für andere Vertriebe, die sich nicht in der Höhe auf dem Terminmarkt eingedeckt haben, was tendenziell den betroffenen Vertrieb in die Insolvenz treiben könnte. In diesem Fall würde der Kraftwerksbetreiber aus dem Termingeschäft nicht den erwarteten Gewinn erzielen. Falls andererseits die Terminpreise deutlich unter den zukünftigen Spotmarktpreisen liegen – z.B. weil die Erdgaspreise schneller als erwartet gestiegen sind – droht dem Erzeuger selbst eine Insolvenz.

Preis gefunden wird, muss eine Überschussnachfrage vorliegen, die sich ex post und netto in unterdeckten Bilanzkreisen manifestiert. Ein Ausgleich erfolgt in diesem Fall durch den Einsatz von Regelernergieleistung durch die Netzbetreiber. Von den Bilanzkreisverantwortlichen der unterdeckten Bilanzkreise ist dann eine Zahlung in Höhe der unterdeckten Arbeit multipliziert mit dem Ausgleichsenergiepreis zu leisten. Der Ausgleichsenergiepreis bestimmt demnach in diesem Fall die Opportunitätskosten einer Unterdeckung des Bilanzkreises für jeden Bilanzkreisverantwortlichen. Damit steuert der Ausgleichsenergiepreis den ökonomischen Anreiz, eine Unterdeckung der Bilanzkreise zu vermeiden. Mithin ist er auch der wesentliche Parameter, um einem Verstoß gegen die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit im hier verwendeten Sinn vorzubeugen²⁴. Damit diese Vermeidung funktioniert, müssen auch entsprechende gesicherte Leistungen oder andere Flexibilitäten vorhanden sein. Um Unterdeckungen zu vermeiden, können Bilanzkreisverantwortliche Kraftwerksbetreibern Zahlungen für die Bereithaltung verfügbarer Leistungen anbieten, was zu einer zusätzlichen Einnahmequelle für Kraftwerke werden kann. Insoweit bestimmt die Höhe des Ausgleichsenergiepreises auch zusätzliche Einnahmen der Kraftwerksbetreiber mit.

Um die Aussage der beiden Studien zu diskutieren, dass EOM eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleisten, werden folgende Festlegungen im Verlauf dieses Papiers diskutiert²⁵:

- Die Definition von Versorgungssicherheit sowie die Einordnung dieser erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit als privates bzw. Almendegut durch r2b (2014, S. 81),
- Die Festlegungen für das Bilanzkreissystem und insbesondere die Ausgleichsenergiepreise dahingehend, dass es im Vergleich zum Bezug von Ausgleichsenergie stets vorteilhaft ist, Strom oder Leistung über Märkte zu beziehen,
- Die Zulassung und das Auftreten von Preisspitzen und die Orientierung potenzieller Investoren in Erzeugungsanlagen daran; Angebote auf den EOM oberhalb der Grenzkosten werden zugelassen und nicht als Indiz einer Marktherrschaft aufgefasst,

²⁴ Nach dem BMWi 2015d, S. 53 wird im Falle eines Abrufs der Kapazitätsreserve ein Ausgleichsenergiepreis von mindestens 20.000 €/MWh vorgesehen. Die Kapazitätsreserve wird abgerufen, sofern ohne sie eine Überschussnachfrage nach Strom vorliegen würde. Die Abgrenzung zwischen einem Einsatz von Regelleistung und von Leistung aus der Kapazitätsreserve ist rechtlich noch nicht geklärt.

²⁵ Die quantitativen Simulationen in frontier economics und FORMAET (2014) und r2b (2014) stehen dabei nicht im Mittelpunkt. Die Simulationen, die auch verschiedene Kapazitätsmärkte betrachten, werden in Öko-Institut 2015b ausführlich diskutiert. Hier sei darauf hingewiesen, dass es fraglich ist, ob Optimierungsmodelle, in denen eine perfekte Voraussicht unterstellt wird, geeignet sind, das Investitionsverhalten und die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen unter verschiedenen institutionellen Bedingungen zu analysieren. Denn letztlich wird durch die Abbildung der Märkte über eine Optimierung bereits implizit angenommen, dass freie Märkte zu einer effizienten Lösung führen.

- Die Erschließung hinreichender Flexibilitätsoptionen, insbesondere:
 - Eine ausreichende Anzahl an Stromnachfrager reagiert hinreichend stark auf Strompreise, um stets einen markträumenden Preis zu gewährleisten, und sie haben einen Anreiz, ihre wahren Kosten einer (vorübergehenden) Reduktion des Strombezugs zu enthüllen,
 - Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiterentwickelt.
- Der erforderliche Netzausbau wird zügig realisiert.²⁶

Zunächst wird für das Hintergrundverständnis kurz skizziert, wie eine Überschussnachfrage – also eine Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit – gegenwärtig ablaufen würde.

4.4.2 Diskussion der These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit

4.4.2.1 Ablauf einer Überschussnachfrage in Deutschland

Eine erzeugungsseitige Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zeigt sich in einer vorhersehbaren Überschussnachfrage in einem bestimmten Zeitabschnitt. Das bedeutet, dass Großhändler oder Vertriebe²⁷ nicht in der Lage sind, sich mit der Strommenge einzudecken, die sie vertraglich zu liefern verpflichtet sind. Da sie nur einen ausgeglichenen Bilanzkreis melden können, sind sie gezwungen, die Strommenge anzugeben, die sie beschaffen konnten²⁸. Die fehlende Strommenge wird hier also nicht ersichtlich. Tritt dann in dem Zeitabschnitt eine Überschussnachfrage ein, ist aus Sicht der ÜNB nicht zu unterscheiden, ob es sich um ein vorhersagbares Ereignis handelt oder nicht. Die ÜNB werden aufgrund des in der Überschussnachfragesituation zu beobachtenden Frequenzabfalls positive Regelenenergie einsetzen. Grundsätzlich werden die ÜNB im weiteren Verlauf zur Stabilisierung der Netzfrequenz von ihnen kontrahierte Erzeugungsleistungen oder Lasten aktivieren. Sofern diese Maßnahmen nicht ausreichen, werden sie Last abwerfen. Im Zuge der Abrechnung werden die Bilanzkreise der betroffenen Vertriebe im Umfang ihrer ex post festgestellten Unterspeisung mit dem Aus-

²⁶ Um das eigene Thema eines unzureichenden Netzausbaus hier zu vermeiden, wird von einer zügigen Realisierung einer „Kupferplatte“ ausgegangen.

²⁷ Im Weiteren wird nur ein Vertrieb betrachtet, da ein Großhändler, der nicht genügend Strom zukaufen kann, um einen Vertrag mit einem Vertrieb zu erfüllen, letztlich einen Verbrauchsüberschuss bei diesem Vertrieb verursacht. Die Beschreibung ist dann – abgesehen von möglichen privatrechtlichen Forderungen des Vertriebs gegen den Großhändler – identisch mit dem Fall, in dem ein Vertrieb der direkte Auslöser ist.

²⁸ Zum Bilanzkreiswesen s. StromNZV §4.

gleichsenergiepreis belastet. Sollten sich derartige Situationen mit den gleichen Vertrieben häufiger wiederholen, droht ihnen eine Schließung ihres Bilanzkreises, was mit einem Ausschluss aus dem Stromhandel gleichzusetzen ist²⁹.

An diesem Ablauf ist hier von Bedeutung:

- Eine klare Trennung zwischen erzeugungsseitiger und netzseitiger Versorgungssicherheit verschwimmt insofern, als eine Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zu einem Einsatz von Erzeugungsleistung oder einer Verringerung von Lasten führt, die für die netzseitige Versorgungssicherheit bereitgestellt wurden. Insofern ist in einer solchen Situation die Wahrscheinlichkeit einer netzseitigen Versorgungsbeeinträchtigung erhöht.
- Bei der Frage, welche Eigenschaften das Gut Versorgungssicherheit hat, ist zu berücksichtigen, inwieweit der Vertrieb oder der Netzbetreiber einen Zugriff auf eine flexible Last hat. Im Falle eines Lastabwurfs durch den Netzbetreiber kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein Verbraucher betroffen ist, der seinem Stromvertrieb eine (ausgenutzte) Flexibilität zur Verfügung stellte. Insofern kann ein Vertrag eines flexiblen Verbrauchers mit einem Vertrieb nicht ausschließen, dass der Verbraucher von einem Lastabwurf des Netzbetreibers aufgrund einer erzeugungsseitigen Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit betroffen sein könnte. Der Vertrag eines Verbrauchers mit seinem Vertrieb hat für den Netzbetreiber keine bindende Wirkung. Vielmehr wäre für einen Verbraucher, der seine Flexibilität seinem Vertrieb anbietet, eine zusätzliche Vereinbarung mit dem Netzbetreiber erforderlich, dass er im Falle eines Lastabwurfs aufgrund einer Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit nicht betroffen ist. Ein solcher Eingriff in die Pflichten und Rechte der ÜNB dürfte schwerlich mit ihrer Aufgabe, die Systemsicherheit zu wahren, vereinbar sein. Ohne einen derartigen Vertrag zwischen dem flexiblen Verbraucher und dem Netzbetreiber ist erzeugungsseitige Versorgungssicherheit aber kein privates Gut, und eine flexible Nachfrage verringert nicht die Wahrscheinlichkeit, im Falle einer Lastabschaltung betroffen zu sein.

In frontier economics und Formaet (2014, S. 208f.) wird dieser externe Effekt als relativ unbedeutend angesehen, da die Wahrscheinlichkeit seines Auftretens gering sei und Verbraucher, die hohe Kosten einer Teilabschaltung zu gewärtigen haben, Netzersatzanlagen vorhielten³⁰. Dies ist insofern zu kurz ge-

²⁹ Im Referentenentwurf BMWi 2015d, S. 100 wird eine Verordnungsermächtigung angesprochen, deren Nutzung „insbesondere zur Abgrenzung von Kapazitätsreserveleistung und Regelleistung“ verwendet werden kann. Gegenwärtig ist diese Abgrenzung noch nicht ersichtlich.

³⁰ Allerdings überschneiden sich auch hier netzseitige und erzeugungsseitige Versorgungssicherheit, da Netzersatzanlagen sowohl eine Absicherung gegen netzseitige als auch gegen erzeugungsseitige Risiken bieten.

griffen, als die langfristige Wahrscheinlichkeit des Auftretens gerade auch davon abhängt, inwieweit zukünftig rechtzeitig ausreichende Investitionen in Erzeugungsanlagen erfolgen und zudem unbeachtet bleibt, dass bei einem „Brown out“ die Wahrscheinlichkeit eines „Blackouts“ steigt. Zur langfristigen Wahrscheinlichkeit des Auftretens ist auch anzumerken, dass in frontier economics und Formaet (2014) ein Konzept einer ökonomisch effizienten erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit verfolgt wird. Die Wahrscheinlichkeit eines Auftretens ist dann von der schwierig zu antizipierenden Entwicklung v.a. des Kraftwerksparks, der Flexibilitäten und Lasten abhängig.

- Für den Fall eines Lastabwurfs wird auch eine Externalität auf der Erzeugerseite genannt (s. r2b (2014, S. 82)): Mit dem Lastabwurf werden vertraglich vereinbarte Lieferungen von Erzeugern unterbunden. Dadurch entgehen den betroffenen Erzeugern Einnahmen gerade in Zeiten mit hohen Preisen. Hierdurch können auch Investitionen in Kraftwerke unrentabel werden. r2b (2014, S. 82) hält „in der derzeitigen Praxis“ den Effekt für unbedeutend, da diese Fälle relativ selten seien und daher einen geringen Erwartungswert aufwiesen. Inwieweit sich dies bei Verfolgung des Konzepts einer ökonomisch effizienten Erzeugungssicherheit zukünftig ändert, ist schwierig einzuschätzen. Bemerkenswert ist aber, dass r2b (2014, S. 82) entgegen ihrer eigenen Schlussfolgerungen vorschlagen, diese externen Effekte ex ante durch eine Kapazitätsreserve oder Entschädigungszahlungen für entgangene Erlöse im Fall einer Abschaltung auszuschließen. Inwieweit eine Kapazitätsreserve oder eine Entschädigungszahlung das r2b-Ziel einer effizient zu gewährleistenden Versorgungssicherheit besser erfüllen, wird nicht diskutiert.

4.4.2.2 Zur Definition der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit

Die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist nach frontier economics und FORMAET (2014) und r2b (2014) gegeben, sofern „Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.“

Diese am Marktgeschehen orientierte Definition ist zu unterscheiden von der Definition einer „ökonomisch effizienten“ Versorgungssicherheit. Letztere würde verlangen, dass die Versorgungssicherheit so gewählt wird, dass die Gesamtkosten minimal sind. Dabei sind die Kosten einer Gewährleistung von Versorgungssicherheit und die Kosten einer Versorgungsunterbrechung zu betrachten. Eine ökonomisch effiziente erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Summe dieser beiden Kosten das Minimum erreicht. Gewöhnlich werden dabei die installierte Leistung oder das

Verhältnis der über die Höchstlast hinausgehenden installierten Leistung zur Höchstlast als Indikatoren für die Versorgungssicherheit herangezogen³¹. Als Ergebnis erhält man die ökonomisch effiziente erzeugungsseitige Versorgungssicherheit. Demnach ist mit der Wahl einer ökonomisch effizienten Versorgungssicherheit das Sicherheitsniveau implizit bereits festgelegt. Es hängt nur mehr von den oben genannten Kosten ab. Hierzu ist zweierlei zu bemerken: Zum Ersten könnte z.B. aus industriepolitischen Gründen eine andere bzw. höhere Versorgungssicherheit erwünscht sein. Dann wäre das Maß an Versorgungssicherheit – die Wahl von Indikatoren und deren Zielgröße – auf andere Weise abzuleiten und zu bestimmen³². Zum Zweiten ist darauf hinzuweisen, dass die Kosten einer Versorgungsunterbrechung äußerst schwierig abzuschätzen sind. Sie hängen u.a. ab vom genauen Zeitpunkt der Unterbrechung, von der Dauer der Unterbrechung und von der Frist, die zwischen der Vorhersage einer Unterbrechung und der Unterbrechung selbst liegt³³. Deshalb ist zu erwarten, dass in einem solchen Ansatz errechnete Niveaus einer ökonomisch effizienten Versorgungssicherheit stark von sehr unsicheren Annahmen in den Schätzungen beeinflusst werden.

Zwischen der Art der Bestimmung einer gewünschten Versorgungssicherheit und den Mechanismen, über die diese erreicht werden kann, besteht kein unmittelbarer Zusammenhang. D.h., selbst wenn eine ökonomisch optimale Versorgungssicherheit erreicht werden soll, folgt daraus nicht, dass sie über einen an EOM orientierten Ansatz realisiert werden kann. Gleichzeitig folgt aus der Wahl eines anderweitigen Versorgungsniveaus nicht, dass sie nicht über einen an EOM orientierten Ansatz realisiert werden kann. Denn auch falls ein an EOM orientierter Ansatz funktionieren sollte, beeinflussen

³¹ S. z.B. frontier economics und Formaet (2014, S. 112ff.) und als Beispiel einer ausführlichen Untersuchung Newell et al. (2014). Für eine Definition und Festlegung der Höhe der Versorgungssicherheit können problemlos auch andere Indikatoren herangezogen werden (s. z.B. frontier economics und Formaet (2014, S. 112ff.)). In Texas wird die erzeugerseitige Versorgungssicherheit ebenfalls über EOM angestrebt. Der ISO, der für den Großteil des texanischen Strommarktes verantwortlich ist (ERCOT), orientiert sich dabei an einer Wahrscheinlichkeit von 0,1 loss-of-load events (LOLE) pro Jahr (s. Newell et al. (2014, S. 40)). frontier economics und Formaet (2014, S. 109ff.) übersetzen LOLE mit Lastüberhangswahrscheinlichkeit und erläutern es, als „die erwartete Anzahl an Stunden in einem Jahr, in denen das abgeschätzte Erzeugungsangebot ... die Last nicht ... vollständig decken kann“. In der erwarteten Anzahl von Stunden muss es nicht notwendigerweise zu einem „Brown out“ kommen, da der Netzbetreiber in diesen Stunden Maßnahmen – z.B. Leistungsreserven aktivieren - ergreifen kann, um dies zu verhindern. ERCOT verwendet eine auf dieser Lastüberhangswahrscheinlichkeit beruhende Zielmarke von 13,75%, um die die verfügbaren Kapazitäten die Last übersteigen sollen. Der Prozentsatz ist allerdings nicht verpflichtend (Anderson 2014, Folie 3). FERC (2015, Folie 7) und Potomac (2014, S. 90) zeigen die entsprechenden Zielwerte für verschiedene Gebiete der USA: Sie liegen stets bei etwa 15%. Zum Vergleich: Im Referentenentwurf BMWi 2015d, S. 96 wird ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 eine Reserveleistung von 5% angestrebt.

³² Besonders falls die zu minimierende Gesamtkostenkurve relativ flach verläuft bietet es sich angesichts der Unsicherheiten an, auch derartige andere Aspekte der Versorgungssicherheitsniveaus heranzuziehen. Zu einem flachen Verlauf s. z.B. Newell et al. (2014).

³³ S. z.B. Böske (2007, S. 44ff.)

regulatorische Festlegungen – z.B. die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises – erheblich die Ergebnisse.

Die Definition der Versorgungssicherheit nach r2b (2014) und frontier economics und Formaet (2014) kann auch bei einer ökonomisch nichteffizienten Versorgung erfüllt sein. Teil der Definition ist nur die Nachfragersicht: Sofern jeder Verbraucher, dessen Zahlungsbereitschaft den sich einstellenden Marktpreis übersteigt, Strom kaufen kann, ist die Bedingung eingehalten. Insoweit ist allein eine Markträumung die ausschlaggebende Bedingung. Inwieweit die Marktpreise zu einer effizienten Allokation führen, ist unerheblich. Zum Beispiel wird die Bedingung einer Markträumung auch bei aufgrund von Marktmacht überhöhten Preisen und verringerten Mengen erfüllt. „Kosten“ werden in der Definition allein als Beschaffungskosten von Nachfragern – also den Marktpreisen – definiert, wobei die Definition offen lässt, welcher Markt mit der Einzahl „Marktpreis“ gemeint ist und welche z.B. auch nicht-börslichen Transaktionen zu berücksichtigen wären. Die Definition ist also keineswegs eindeutig. Sie kann wohl am ehesten so operationalisiert werden, dass eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit vorliegt, sofern alle Spotmärkte geräumt sind³⁴. Das Versorgungssicherheitsniveau, das sich dann bei einer Sicherung über EOM einstellt, hängt von vielen Faktoren ab – z.B. dem Vorliegen von Marktmacht - und ist schwer zu antizipieren. Dazu trägt bei, dass für die Abschätzung der Entwicklung der Versorgungssicherheit eine langfristige Perspektive erforderlich ist und hierzu die zukünftigen Investitionen in Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen u.a. abzuschätzen wären. Diese ergeben sich nach dem Vorschlag von r2b (2014) und frontier economics und Formaet (2014) allein aus den marktlichen Gegebenheiten. Ebenso könnte sich die Last je nach marktlichen Gegebenheiten langfristig unterschiedlich entwickeln. Der entscheidenden Frage, ob und wie häufig dann zukünftig mit einer (rationierten) Überschussnachfrage zu rechnen ist, kann man sich deshalb nur auf Basis quantitativer Untersuchungen annähern³⁵. Jedenfalls wird durch die Entscheidung für eine EOM-orientierte Versorgungssicherheit – konkretisiert nach dem Konzept von r2b (2014) und frontier economics und Formaet (2014) - implizit ein Versorgungssicherheitsniveau festgesetzt, dessen normative Begründung allein in der Tatsache beruht, dass es auf Basis möglichst marktlicher Prozesse zustande kommt. Weder ein ökonomisch effizientes noch ein anderweitig be-

³⁴ Der Begriff bleibt insofern offen, als der Intraday-Handel als kontinuierlicher Handel organisiert ist. Somit wird dort kein einzelner markträumender Preis für eine bestimmte Stunde oder Viertelstunde ermittelt.

³⁵ Die Einrede, dass sich stets markträumende Preise auf den Spotmärkten einstellen und damit eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nach r2b- und Frontier Economics/Formeat-Definition stets vorliege, führt hier nicht weiter. Sie basiert auf der Annahme, dass die Märkte stets geräumt werden. Damit wird das, was zu begründen ist, unmittelbar als Annahme eingeführt.

gründetes Versorgungssicherheitsniveau wird dabei ohne weiteres erreicht. Der normative Gehalt, den die von r2b (2014) und frontier economics und Formaet (2014) verwendete Versorgungssicherheitsdefinition entfaltet, sollte in einer allgemeinen Diskussion der Definition von Versorgungssicherheit und der Festlegung eines erwünschten Niveaus genauer eingeordnet werden.

4.4.2.3 Zur güterwirtschaftlichen Einordnung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit

Private Anreize sind aus rein ökonomischer Sicht dann vorhanden, wenn es sich bei der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit um ein privates Gut und nicht um ein öffentliches Gut handelt. Ein öffentliches Gut liegt vor, wenn eine Nicht-Ausschließbarkeit der Inanspruchnahme sowie eine Nichtrivalität im Konsum gegeben sind. Auch wenn nur eines der beiden Definitionsmerkmale erfüllt ist, kann eine alleinige marktliche Bereitstellung problematisch sein. Falls nur eine Nichtrivalität im Konsum vorliegt, spricht man von einem Klubgut, sofern nur eine Nicht-Ausschließbarkeit vorliegt von einem Allmendegut (s. Abbildung 4-7). Dabei ist für beide Kriterien nicht einfach nur eine ja/nein-Entscheidung möglich, vielmehr sind graduelle Übergänge zu beachten³⁶. Inwieweit ein öffentliches Gut vorliegt, ist dabei zudem nicht eine abstrakte anhaltende Gütereigenschaft. Die Einordnung wird vielmehr auch durch den Stand der Technik und die jeweiligen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen bestimmt.

Eine Nichtrivalität im Konsum liegt vor, wenn der Konsum durch einen Verbraucher den Konsum eines anderen Verbrauchers nicht beeinträchtigt, wie es z.B. bei Straßenbeleuchtung der Fall ist. Eine Nichtausschließbarkeit ist gegeben, wenn man einen Konsumenten nicht an der Nutzung des Gutes hindern kann.

³⁶ Z.B. liegt in einem Schwimmbad bei geringen Besucherzahlen i. Allg. keine Rivalität im Konsum vor, mit steigenden Besucherzahlen nimmt die Rivalität im Konsum aber zu.

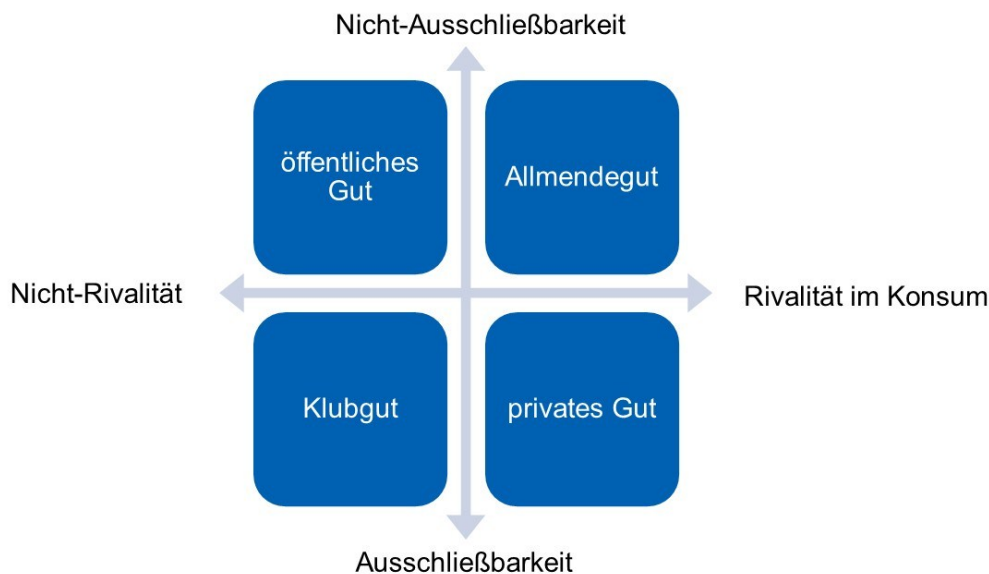


Abbildung 4-7 Zur Definition eines öffentlichen Gutes

Quelle: eigene Darstellung IZES

Für die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kommt r2b (2014, S. 81f.) zu dem Ergebnis, dass der Strombezug und damit die Nutzung eines Teils der begrenzt verfügbaren Erzeugungsleistung für leistungsgemessene Kunden ein privates Gut sei und für nichtleistungsgemessene Kunden ein Allmendegut. Eine Rivalität im Konsum sieht r2b (2014) als gegeben an, da der Stromverbrauch eines Konsumenten den Verbrauch desselben Stroms durch einen anderen Konsumenten unmöglich mache. Sie konkurrierten mithin um die Versorgung mit Strom. Für leistungsgemessene Kunden stellt r2b (2014) fest, dass ihnen die tatsächlichen Kosten des Strombezugs in Knappheitssituationen in Rechnung gestellt werden können und bei fehlender Zahlungsbereitschaft eine Stromlieferung verhindert werden könne. Für nicht-leistungsgemessene Kunden sieht r2b (2014) ein Allmendegut, da eine Bepreisung entsprechend der jeweils aktuellen Knappheitspreise nicht möglich sei. Da deren Lieferanten aufgrund des Bilanzkreiswesens deren Beschaffungsprofil decken müssten, würden dort die entsprechenden Knappheitspreise berücksichtigt. Insofern liege bei einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit kein öffentliches Gut vor.

Bei dieser Einordnung beachtet r2b (2014) aber nicht, dass Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit als letztes Mittel Lastdrosselungen durchführen, wobei die Betroffenen nicht aufgrund bestehender Verträge ausgewählt werden. Alle Nichtbetroffenen profitieren von einer solchen Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Nicht-Rivalität) und werden de facto nicht ausgeschlossen. Die Betroffenen werden zwar ausgeschlossen, allerdings spielt die Zahlungsbereitschaft

keine Rolle für den Ausschluss. Deshalb hat die Aufrechterhaltung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch diese letzte Maßnahme durchaus einen öffentlichen Gutcharakter. Damit haben Verbraucher einen Anreiz, ihre Zahlungsbereitschaft für einen Strombezug in Knappheitssituationen nicht zu offenbaren. Inwieweit dies faktisch von Bedeutung ist, hängt davon ab, mit welcher Häufigkeit eine solche Maßnahme durchgeführt und erwartet wird. Jedenfalls ist zu erwarten, dass eine rein marktbasierte Bereitstellung von erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit zu einer - gemessen an den Präferenzen - zu unsicheren Versorgung führt. Dabei ist nochmals deutlich hervorzuheben, dass das Angebot einer Lastdrosselung zwar mit dem Vertrieb vereinbart sein kann, im Notfall der Netzbetreiber aber letztlich über eine Drosselung entscheidet. Insofern sind für die Frage, inwieweit erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ein privates Gut ist, rechtliche Beziehungen zwischen drei Parteien – Verbraucher, Vertrieb und Netzbetreiber - zu beachten, was r2b (2014) nicht macht.

Für die Einschätzung, inwieweit Versorgungssicherheit tatsächlich für leistungsgemessene Verbraucher ein privates Gut ist, sind darüber hinaus Transaktionskosten und Informationsanforderungen zu beachten. Folgt man der Einschätzung von r2b (2014), dann nimmt man an, dass leistungsgemessene Kunden ihre Kosten einer Drosselung des Stromverbrauchs unter jeweils verschiedenen Rahmenbedingungen kennen und die Kosten zusammen mit den Rahmenbedingungen – z.B. Vorlaufzeit zwischen Bekanntgabe und Eintritt einer Drosselung - mit dem jeweiligen Vertrieb und Netzbetreiber in einem verbindlichen Vertrag vereinbaren können. Diese Annahme ist aufgrund der Komplexität der Abschätzung dieser Kosten kaum für alle leistungsgemessenen Kunden gerechtfertigt. Auch deshalb ist Versorgungssicherheit für leistungsgemessene Kunden, selbst wenn entsprechende technische Möglichkeiten und rechtliche Rahmenbedingungen vorliegen, nicht als privates Gut einzuschätzen. Zumindest ist erzeugungsseitige Versorgungssicherheit dann als Allmendegut anzusehen.

Betrachtet man mithin die praktische Umsetzung von erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit, so sind durchaus signifikante Charakteristika eines öffentlichen Gutes zu erkennen. Eine Rivalität, die vorliegt, falls „Verbraucher ... in Knappheitssituationen auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft um den Bezug von Strom [konkurrieren]“ (r2b 2014, S. 81), ist keineswegs durchweg gegeben, da die Zahlungsbereitschaften in Echtzeit praktisch kaum zu ermitteln sind. Zudem ist faktisch auch eine individuelle Ausschließbarkeit zumindest dann fraglich, wenn ÜNB eine Lastdrosselung nicht bei einzelnen Verbrauchern durchführen, sondern ganze Verteilnetze adressieren, um die Versorgungssicherheit der nichtgedrosselten Verbraucher zu gewährleisten. Insofern hat erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gegenwärtig durchaus Charakteristika eines öffentlichen Gutes, und es ist nicht ersichtlich, dass diese Charakteristika in absehbarer Zeit aufgehoben werden könnten.

Zudem ist zu fragen, inwieweit darüber hinaus eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit Eigenschaften hat, die eine wirtschaftspolitische Festlegung ihres Niveaus

nahelegen. Vor allem ist dabei die hohe Bedeutung der Versorgungssicherheit für Standortentscheidungen von Unternehmen zu nennen. So wird in einer Umfrage an die Industrie des IdW (2012, S. 171) eine „ausreichende und stabile Stromversorgung“ als wichtigster Standortfaktor identifiziert. 73,3 Prozent der Industrieunternehmen nannten „diesen Faktor als völlig unverzichtbar“ IdW (2012, S. 171)³⁷. Da unsicher ist, welcher Umfang an Versorgungssicherheit als ökonomisch effizient anzusehen ist oder aus einer Orientierung an EOM-Märkten resultiert, erfordert eine industriepolitische Perspektive, Indikatoren und Zielwerte für eine Versorgungssicherheit auszuwählen und Maßnahmen zu ergreifen, um diese umzusetzen³⁸. Über die Bedeutung einer Versorgungssicherheit für Unternehmen hinaus ist dabei auch an private Haushalte zu denken, in denen Strom in der Haushaltsproduktion – also der Erzeugung von nutzenstiftenden Gütern aus den gekauften Gütern – zumindest kurzfristig weitgehend nicht zu ersetzen und deren Mengenreaktion auf Strompreise auch deshalb relativ gering ist³⁹.

4.4.2.4 Zur Bedeutung von Flexibilitätsoptionen

Für eine an EOM orientierte Versorgungssicherheit sind Flexibilitäten der Nachfrage von großer Bedeutung. Eine hohe Flexibilität vergrößert den Bereich, in dem die Stromnachfrage relativ preissensitiv reagiert. Damit sinkt sowohl die Wahrscheinlichkeit, dass sehr hohe Knappheitspreise entstehen, als auch die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einer Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit nach Definition von r2b (2014) und frontier economics und FORMAET (2014) kommt.

Eine Reduktion von Knappheitspreisen durch Flexibilitätsoptionen bedeutet gleichzeitig eine Reduktion der Produzentenrente der Stromerzeuger. Damit sinkt der Deckungsbeitrag von Kraftwerksbetreibern. Demnach stehen Flexibilitätsoptionen auch indirekt in Konkurrenz zu neuen Kraftwerken. Potentielle Investoren in Kraftwerke müssen damit auch abschätzen, welche Flexibilitätsoptionen in Zukunft in welchem Umfang eingesetzt werden, um die Rentabilität ihres Projektes zu bestimmen.

Eine hohe Flexibilität der Stromnachfrage schafft einen großen Lastbereich, innerhalb dessen Angebotsänderungen einen relativ geringen Preiseffekt haben und in dem

³⁷ Was genau unter einer „ausreichenden und stabilen Stromversorgung“ verstanden wird, wird nicht näher erläutert. Strompreise sind hier jedoch nicht gemeint; sie wurden in einem anderen Faktor abgefragt. ZEW (2013, S. 93ff.) untersuchen „Stromversorgungssicherheit“ im Rahmen einer Standortstudie für Familienunternehmen. Dort wird aber die Bedeutung des Faktors nicht untersucht.

³⁸ Zu einer Diskussion der Indikatoren s. z.B. Newell et al. (2014, S. 40ff.) und ofgem (2014, S. 26f.)

³⁹ S. z.B. Boogen et al. (2014)

keine Rationierung der Nachfrage auftritt. Sie trägt insofern dazu bei, dass die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nach der Definition von r2b (2014) und frontier economics und Formaet (2014) in einem weiten Leistungsbereich eingehalten wird.

Die Rentabilität und die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen beeinflussen die Versorgungssicherheit erheblich. Für die Entscheidung für einen Kraftwerkszubau sind dabei relativ langfristige Entwicklungen – z.B. über die nächsten zwei Jahrzehnte - relevant. Grundsätzlich können sehr viele verschiedene Techniken für eine Flexibilisierung eingesetzt werden. Deren tatsächlicher zukünftiger rentabler Einsatz ist außerordentlich unsicher und hängt u.a. davon ab, inwieweit energiepolitische Maßnahmen zur Förderung von Flexibilitäten ergriffen werden und Erfolg haben⁴⁰. Insofern sind auch Rentabilitätsrechnungen für neue Kraftwerke mit einer sehr großen Unsicherheit behaftet. Das gleiche gilt dann auch für die energiepolitische Frage, inwieweit zukünftig eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit durch EOM erreicht werden kann.

4.4.2.5 Zu Preisspitzen auf den EOM

Eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit erfordert langfristig den Zubau von Kraftwerken, die den steigenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien ergänzen. Deren Finanzierung über EOM – wie es frontier economics und Formaet (2014) und r2b (2014) vorsehen - erfordert das Auftreten von Knappheitspreisen, die in Höhe und Häufigkeit einen rentablen Betrieb ermöglichen, sowie die Antizipation dieser Preise durch potenzielle Investoren. Die Antizipation muss dabei auch rechtzeitig erfolgen, um vorübergehende Gefährdungen der Versorgungssicherheit zu vermeiden. Im Fall von Knappheitspreisen muss zudem eine Ausübung von Marktmacht verhindert werden.

Wie häufig Knappheitspreise auftreten und wie hoch sie sind, hängt ab von der Entwicklung der verfügbaren Kapazitäten, der Zusammensetzung der Kraftwerksparks, der Höhe der Last und der Preiselastizität der Nachfrage. Dabei unterliegen Knappheitspreise auch stochastischen Einflüssen. Z.B. kann die Windkrafterzeugung zu Hochlastzeiten sehr stark variieren. Insofern ist die Wirtschaftlichkeit für Spitzenlastkraftwerke sehr schwierig abzuschätzen: Relativ seltenen Ereignissen mit sehr hohen Preisen können aufgrund der Seltenheit kaum verlässliche Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden. Die Bestimmung eines Erwartungswerts ist dann sehr unzuverlässig. Zudem muss ein Investor beachten, dass selbst wenn die Wahrscheinlichkeiten der Ereignisse richtig abgeschätzt wurden, mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit in den ersten Jahren nach Inbetriebnahme damit zu rechnen ist, dass sich die erwarteten

⁴⁰ Zu Flexibilitätsoptionen und deren Wirtschaftlichkeit s. z.B. Öko-Institut (2015b); IWES und Energy Brainpool (2015); dena (2014).

hohen Preise nicht einstellen⁴¹. Aus diesem Grund besteht selbst bei korrekter Antizipation ein beträchtliches Risiko, dass sich die Investition nicht rentieren wird⁴². Bei einem Auftreten von Knappheitspreisen werden zudem auch andere Investoren in Erzeugungsanlagen aktiv werden, und zudem können Flexibilitätsoptionen realisiert werden, die die Preisspitzen glätten. Gerade der Umfang von langfristig unter verschiedenen Bedingungen rentablen Flexibilitätsoptionen ist gegenwärtig sehr unsicher (s.o.). Diese Hinweise mögen genügen, um darauf hinzuweisen, dass gerade auf Knappheitspreise angewiesene Investitionen mit besonderen Unsicherheiten verbunden sind. Ein langfristiger Markt, auf dem diese Unsicherheiten z.B. durch Terminkontrakte abgesichert würden, existiert nicht und könnte aufgrund von Insolvenzrisiken die Risiken auch nicht voll abfangen⁴³.

Um vorübergehende Beeinträchtigungen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zu vermeiden, müssen Investoren die Knappheitspreise und deren Häufigkeit so antizipieren, dass eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Neuanlagen erfolgt. An bereits entwickelten Standorten kann eine Gasturbine in 2-3 Jahren errichtet werden⁴⁴, für eine Projektentwicklung ist zusätzlich mit 1-2 Jahren zu rechnen Öko-Institut (2015b, S. 34). Eine rechtzeitige Inbetriebnahme erfordert also eine Voraussicht um mindestens 3 Jahre. Das bedeutet, dass mindestens ca. 2 Jahre vor dem Auftreten von deutlichen Knappheitspreissignalen eine Investitionsentscheidung zu fällen ist. Angesichts der vielfältigen Einflussfaktoren und möglicher regulatorischer Eingriffe dürfte ein Investor generell sowohl Knappheitspreise an sich als auch die politische Reaktion auf Knappheitspreise beobachten wollen⁴⁵. Aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren auf Höhe und Häufigkeit von Knappheitspreisen erscheint es als wenig wahrscheinlich,

⁴¹ s. auch das Beispiel in Öko-Institut (2015b, Folie 8, Kritik 9.)

⁴² In den Simulationsrechnungen scheinen frontier economics und Formaet (2014) und r2b (2014) keinen Risikoaufschlag zu verwenden, um die unterschiedliche Unsicherheit von Investoren in verschiedenen organisatorischen Arrangements abzubilden.

⁴³ Auch der texanische Regulierer, der erzeugungsseitige Versorgungssicherheit über EOM steuern will, verlässt sich nicht allein auf die Wirkung von durch den Markt erzeugten Preisspitzen. Vielmehr wird der Marktpreis für Erzeuger angehoben, sobald die verfügbare Kraftwerksreserve unter einen Schwellenwert sinkt. Dieser Preis steigt mit Abnahme der verfügbaren Kraftwerksreserve auf bis zu 9.000 \$/MWh. (s. Newell et al. (2014, S. 34ff.) sowie Anderson (2014)).

⁴⁴ S. Schürmann (2015, Folie 12)

⁴⁵ Im Referentenentwurf (BMWi 2015d) wird ein sich frei am Markt bildender Preis für Elektrizität im Großhandel als Grundsatz festgeschrieben (§ 1a Abs.1). Damit wird soweit möglich eine Sicherung potentieller Investitionen in Erzeugungsanlagen vor regulatorischen Risiken umgesetzt. Allerdings kann der heutige Gesetzgeber den künftigen Gesetzgeber nicht binden. Vor allem aber ist im weiteren Verlauf der Energiewende mit erheblichen nicht vorhersagbaren gesetzlichen Änderungen zu rechnen, die die Rentabilität langfristiger Investitionen im Strombereich beeinträchtigen können.

dass ein Investor auf Basis von Modellsimulationen rechtzeitig Investitionsentscheidungen trifft. Dies gilt besonders bei dem erforderlichen Übergang vom zu erwartenden Abbau der gegenwärtigen Überschusskapazität zu einem Markt mit gerade ausreichenden Kapazitäten.

In Situationen, in denen Knappheitspreise auftreten, können Erzeuger durch eine physische oder ökonomische Zurückhaltung von Kapazitäten den Strompreis nachhaltig beeinflussen, da dann mit im Vergleich zu anderen Situationen relativ starken Preiswirkungen zu rechnen ist, wenn eine relativ unelastische Nachfrage vorliegt. Um dieser Gefahr zu begegnen, hat z.B. der texanische ISO – der auch auf EOM zur Sicherung erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit setzt – mit den beiden größten Erzeugern Vereinbarungen über deren Bietverhalten getroffen, deren Befolgung den Verdacht eines Marktmachtmisbrauchs ausräumt⁴⁶. Für einen weiteren Anbieter, der unter 5 % der Erzeugungsleistung kontrolliert, ergab eine Untersuchung einen Verdacht auf eine ökonomische Kapazitätzurückhaltung (s. Potomac (2014, S. 114ff.)). Bei einem Marktanteil von unter 5 % geht die texanische Behörde davon aus, dass keine Marktmacht vorliegt. Diese Grenze aufzuheben wird dort diskutiert (s. Potomac (2014, S. 116)). Das Beispiel zeigt, dass selbst relativ kleine Marktanteile genügen können, um eine Marktmacht auszunutzen. Insofern kann die Einschätzung von r2b (2014), dass im deutschen Markt – auch zukünftig – kein Missbrauch einer Marktmacht zu erwarten ist, nicht geteilt werden. So äußert sich auch Ockenfels: „Es wäre blauäugig, darauf zu setzen, dass sich ein Markt, in dem fast alle Anbieter systemrelevant sind, selbst diszipliniert.“ (Die Welt 23.08.2015) Ob Preisobergrenzen ein geeignetes Instrument sind, um die Ausübung einer Marktmacht zu verhindern, muss hier offen bleiben.

Nicht berücksichtigt werden bei der Einschätzung durch frontier economics und Formaet (2014) und r2b (2014) Verteilungseffekte. Diese treten bei Knappheitspreisen zum einen dadurch auf, dass auch Kraftwerke mit geringen Grenzkosten den gleichen Preis erzielen wie das Grenzkraftwerk. Bei einem Knappheitspreis von 10.000 €/MWh in einer Stunde erlässt z.B. ein Braunkohlekraftwerk mit 500 MW Leistung 5 Mio. € in dieser Stunde⁴⁷. Das Beispiel zeigt, dass Knappheitspreise erheblich dazu beitragen können, noch bestehende Kraftwerke, die nicht auf eine Ergänzung von fluktuierenden Erneuerbaren ausgelegt sind, dann weiter zu nutzen und merkliche Umverteilungen von den Stromverbrauchern zu den Altkraftwerkbesitzern zu induzieren. Verstärkt wird ein solcher Effekt, sofern in Knappheitssituationen Marktmacht ausgeübt wird. Während unter Effizienzgesichtspunkten im Fall einer Marktmacht allein die Reduktion der Erzeugung von Bedeutung ist, ist aus Verteilungssicht auch der erhöhte Preis für die

⁴⁶ S. Potomac (2014, S. 104ff.)

⁴⁷ S. hierzu auch Öko-Institut (2015b, Folie 7, Kritik 8)

gesamte Erzeugung relevant. Insofern steigt durch Berücksichtigung von Verteilungsgesichtspunkten auch die Dringlichkeit einer Kontrolle von Marktmacht.

frontier economics und Formaet (2014, S. 254ff.) weisen darauf hin, dass stabile politische Rahmenbedingungen erforderlich sind, um politische Risiken einer Investition in Erzeugungsanlagen zu verringern. Sie nennen dabei explizit die Schaffung von „Klarheit über zukünftiges Instrumentarium zur Dekarbonisierung der Stromversorgung“ und „verlässliche EE-Zubauziele“ (auch europaweit). Es sind jedoch auch in Zukunft vielfältige weitere politische Entscheidungen erforderlich, um die Energiewende zum Erfolg zu führen, die die EOM beeinflussen werden. Genannt seien nur Themen wie die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung, die Entwicklung der Stromeffizienz, die Entwicklung von Stromfahrzeugen, die Verbreitung elektrischer Wärmepumpen oder die weitere Entwicklung des Strombinnenmarkts. Für einen Investor in Erzeugungsanlagen ist – je nach Art der Erzeugungsanlage – mit einem Zeitraum von rund drei bis fünf Jahren zu rechnen, bis beginnend mit der Planung ein Kraftwerk betriebsbereit ist. Inwieweit ein Kraftwerk rentabel ist, entscheidet sich dann über die Lebensdauer, wobei aufgrund der Diskontierung allerdings die ersten Jahre, z.B. das erste Jahrzehnt, entscheidend sind. Innerhalb eines solchen Zeitraums wird es kaum möglich sein, die wesentlichen politischen Entscheidungen zu antizipieren oder zu vermeiden, dass Entscheidungen getroffen werden, die die Stromgroßhandelspreise reduzieren. Hierzu ist die Steuerung der Energiewende zu komplex. Insoweit kann also nicht erwartet werden, dass das – aus Sicht potentieller Investoren - politische Risiko gering ist.

4.4.2.6 Sonstiges

Für die Anreize, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit über EOM bereitzustellen, sind nach frontier economics und Formaet (2014) und r2b (2014) das Bilanzkreiswesen und dabei die Ausgleichsenergiepreise von entscheidender Bedeutung. Sind die Ausgleichsenergiepreise höher als die Kosten anderweitiger Möglichkeiten, den Bilanzkreis auszugleichen, entsteht eine Nachfrage nach Produkten zur Besicherung der Bilanzkreise. Hierzu müssen im Falle von Knappheitspreisen oder einer Überschussnachfrage hohe Ausgleichsenergiepreise verlangt werden. Zusätzlich soll das System der Differenzbilanzkreise und der Bilanzkreise der nicht direktvermarkteten Erneuerbaren-Energien-Einspeisung so verändert werden, dass ein starker Anreiz entsteht, diese Bilanzkreise auszugleichen⁴⁸.

Derartige Änderungen des Bilanzkreiswesens können aber erhebliche Nebenwirkungen aufweisen:

⁴⁸ Zu genaueren Änderungsvorschlägen s. frontier economics und Formaet (2014, S. 252ff.)

- Erzeuger von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die direkt vermarkten, oder deren Direktvermarkter sind durch potentiell höhere Ausgleichsenergiepreise einem höheren Risiko ausgesetzt, was deren Kosten erhöht. Dies gilt insbesondere für relativ kleine Vermarkter, da diese in geringerem Maße Ausgleichseffekte des Gesamtportfolios nutzen können. Deshalb ist mit höheren Kosten des EE-Ausbaus zu rechnen und mit einer weiter zunehmenden Unternehmenskonzentration auf dem Dienstleistungsmarkt einer Direktvermarktung.
- Grundsätzlich das Gleiche gilt für kleine Vertriebe, insbesondere wenn sie überwiegend Gewerbe- und Haushaltskunden beliefern.

Insofern ist zu erwarten, dass gerade eine Erhöhung von Ausgleichsenergiepreisen die Kosten des Erneuerbaren-Energien-Ausbaus erhöht und den Wettbewerb zwischen Direktvermarktern und im Stromvertrieb langfristig reduziert.

4.4.2.7 Zusammenfassung

Die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kann auch für leistungsgemessene Endkunden nicht als privates Gut aufgefasst werden, da dafür erforderliche Verträge zwischen Verbrauchern auf der einen und sowohl Vertrieben als auch Netzbetreibern auf der anderen Seite aufgrund hoher Informations- und Transaktionskosten nicht auch nur annähernd flächendeckend zu erwarten sind. Die Bereitstellung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch EOM dürfte daher zu einer – verglichen mit einem ökonomisch effizienten Niveau – zu geringen Versorgungssicherheit führen. Dabei ist zu beachten, dass allgemein das Ziel eines ökonomisch effizienten Versorgungssicherheitsniveaus weder eine Umsetzung über EOM verlangt, noch dass eine Umsetzung über EOM i. Allg. zu einem ökonomisch effizienten Niveau führt. Daneben ist zu diskutieren, ob ein ökonomisch effizientes Niveau überhaupt als Ziel angestrebt werden soll. Dem stehen zum einen die großen Unsicherheiten bei der Abschätzung der für eine Berechnung des optimalen Niveaus erforderlichen Daten (z.B. der Value of Lost Load) entgegen. Zum anderen legen die hohe Bedeutung einer sicheren Versorgung für die Industrie und die geringe Substituierbarkeit von Strom für Gewerbe- und Haushaltskunden nahe, die gewünschte Versorgungssicherheit politisch festzulegen. Mit den von frontier economics und FORMAET (2014) und r2b (2014) vorgeschlagenen Mechanismen wird jedenfalls ein schwer abzuschätzendes Niveau an Versorgungssicherheit erreicht, das normativ unbegründet ist, sofern man der Tatsache, dass nach diesem Vorschlag möglichst viel über Märkte koordiniert wird, nicht einen normativen Eigenwert zubilligt.

Darüber hinaus sind weitere Zweifel begründet, ob ein an EOM orientierter Ansatz zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit gut funktioniert. Vor allem sind dabei die großen Unsicherheiten zu benennen, denen sich ein potentieller Investor in Erzeugungsanlagen ausgesetzt sieht. Zum einen muss er einschätzen, inwieweit Knappheitspreise auftreten und welche Höhe sie erreichen. Aufgrund des zu erwartenden

relativ seltenen Auftretens hoher Knappheitspreise ist eine derartige Abschätzung mit sehr hoher Unsicherheit behaftet. Sofern hohe Knappheitspreise einen bedeutenden Anteil zur Deckung von Investitions- und fixen Betriebskosten beitragen müssen, wird die Rentabilität einer potenziellen Kraftwerksinvestition sehr unsicher. Dazu trägt auch die hohe Unsicherheit über die künftige Rentabilität von Flexibilitätsoptionen bei. Aufgrund der Zeitspanne von mindestens 3-5 Jahren zwischen Beginn der Planung und Fertigstellung eines Kraftwerks müssten vom potentiellen Investor dabei auch noch zukünftige Preisspitzen Jahre vor ihrem tatsächlichen Auftreten antizipiert werden, sofern Kraftwerksleistung rechtzeitig zur Sicherung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Betrieb genommen werden soll. Insofern ist zu erwarten, dass ein EOM-orientierter Ansatz langfristig zu einem relativ geringen – und unbekannten - Niveau der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit führt. Deshalb ist auch nachvollziehbar, dass das BMWi als Ergänzung eine Kapazitätsreserve implementiert. (BMWi 2015b, 2015d)

Insgesamt ist damit sehr unsicher, welches Niveau einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit bei Umsetzung der Vorschläge von frontier economics und FORMAET (2014) und r2b (2014) erreicht wird. Jedenfalls ist zu erwarten, dass sie geringer ist als die ökonomisch effiziente Versorgungssicherheit. Dabei ist zudem offen, ob es sinnvoll ist, eine ökonomisch effiziente erzeugungsseitige Versorgungssicherheit anzustreben oder ob z.B. aus industriepolitischen Erwägungen ein anderweitig begründetes Versorgungssicherheitsniveau bestimmt werden sollte.

5 Versorgungssituation in Deutschland 2035

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele bedarf es eines Ausbaus von Erneuerbaren Energien (EE). Aufgrund der in Deutschland zur Verfügung stehenden EE-Ressourcen werden dabei Wind- und Photovoltaik-Anlagen eine wesentliche Rolle spielen. Für beide Typen charakteristisch ist eine dargebotsabhängige Einspeisung, also dann, wenn der Wind weht bzw. die Sonne scheint. Im Hinblick auf eine Maximierung der Nutzung der nahezu grenzkostenfreien Stromerzeugung hat dies Auswirkungen auf den übrigen Kraftwerkspark.

Neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien strebt die Bundesregierung an, die Primärenergienutzung weiter zu optimieren. Im Zusammenhang mit der Strom- und Wärmeerzeugung wird dabei auf die gekoppelte Erzeugung von Strom- und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) gesetzt und deren Ausbau über Zuschläge angereizt.

Um den Beitrag der verschiedenen Akteure zur Versorgungssicherheit bestimmen zu können, werden zunächst die installierten Kapazitäten sowie die Stromerzeugung

- der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien (vornehmlich Wind, Photovoltaik und Fließgewässer),
- der Kraft-Wärme-Kopplung inkl. Biomasse und
- des Restbestandes der fossilen Kraftwerke sowie der Pumpspeicherkraftwerke

sowie ihr Zusammenspiel analysiert. Ziel ist es dabei, verbleibende Differenzmengen zur erforderlichen Abdeckung der Residuallast zu identifizieren, wobei eine Simulation mit stündlicher Auflösung zum Einsatz kommt. Für die zusätzlich benötigte Leistung, welche sich anhand der Differenzmengen ergibt, werden zudem das technische Anforderungsprofil, der erforderliche Beitrag zur netzseitigen Versorgungssicherheit sowie die voraussichtliche Auslastung bestimmt, wobei neben Erzeugungsanlagen insbesondere auch Lastmanagementmöglichkeiten und Speicherpotenziale Berücksichtigung finden. Zugleich kann auf diese Weise auch ein Anforderungsprofil an mögliche Stromimporte erstellt werden, die künftig vor dem Hintergrund eines sich weiter entwickelnden europäischen Strombinnenmarktes wichtiger werden könnten.

Die nachfolgende Modellierung eines solchen Kraftwerksparks soll aufzeigen, welche Anteile der Residuallast durch über das KWKG angereizte Kraftwerke sinnvoll gedeckt werden können und welche weiteren Lastoptionen für die Deckung der noch verbleibenden Residuallast zum Einsatz kommen müssten.

5.1 Erläuterung der Modellierung sowie deren Teilfunktionen

Die Berechnung der maximalen KWK-Kapazität für die jeweiligen Betrachtungsjahre erfolgt anhand von Residuallasten. Dazu wird die jeweilige benötigte Last um die Einspeisung aus fluktuierend einspeisenden Erneuerbare Energien (fEE) bereinigt. Dies erfolgt entsprechend der Auflösung der öffentlich zugänglichen Daten auf Stunden-ebene. Anhand der so berechneten „Residuallast 1“ wird wiederum berechnet, wieviel KWK-Strom erzeugt werden kann, ohne fEE zu verdrängen, bzw. ohne ein vorher definiertes akzeptables Maß an Verdrängung zu überschreiten.

Die Kraft-Wärme-Kopplung soll in den betrachteten Szenarien ihre Primärenergieeffizienz maximal ausschöpfen, weshalb eine getrennte Erzeugung ausgeschlossen wird. Der Einsatz der KWK orientiert sich primär am Wärmebedarf, kann aber unter Berücksichtigung von Wärme- und Stromspeicherständen durchaus abweichend eingesetzt werden, sofern eine gekoppelte Erzeugung und Verwertung gesichert ist. Besteht ein Wärmebedarf, aber sowohl Residuallast 1 als auch der Stromspeicherstand verbieten den Einsatz von KWK, wird der Wärmebedarf durch Spitzenkessel bzw. Heizwerke abgedeckt. Was hier zunächst die Einsatzhäufigkeit der KWK bezogen auf das Jahr begrenzt, eröffnet andererseits der KWK eine deutlich höher installierbare Leistung, wenn die maximale Leistung der KWK aus Effizienzgründen ausgeschöpft werden soll.

Durch Abzug der KWK-Stromerzeugung von der Residuallast 1 ergibt sich die Residuallast 2, welche durch weitere Lastoptionen entsprechend den technischen Anforderungen abzudecken ist.

$$\begin{array}{rcl}
 & \text{Strombezug je Stunde} & \\
 - & \text{fEE-Stromerzeugung} & \\
 \hline
 = & \textbf{Residuallast 1} & \\
 & \textit{(unter Berücksichtigung Stromspeicher für fEE)} & \\
 - & \text{KWK-Stromerzeugung (unter Berücksichtigung von Wärme- und Stromspeicher)} & \\
 \hline
 = & \textbf{Residuallast 2} & \\
 - & \text{übrige Lastoptionen} & \\
 \hline
 = & \mathbf{0} &
 \end{array}$$

Die Modellierung der Nachfrage sowie der Erzeugung bedarf einer weiteren Klärung von Randparametern, die nachfolgend dargestellt sind.

5.2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Um die Versorgungssituation in den Jahren 2020, 2025, 2030 und 2035 abbilden zu können, ist eine Reihe von Annahmen für die künftige Entwicklung zu tätigen. Es werden daher zunächst die bestehenden politischen Rahmenbedingungen auf ihre möglichen Wirkungen auf den Kraftwerkspark analysiert. Im Fokus stehen hier insbesondere das Weißbuch und dessen Umsetzung in das Strommarktgesetz, das EEG und das KWKG.

Dem künftigen Kraftwerkspark gegenüber zu stellen ist der Strombedarf. Durch neue Verbraucher ist mit einer teils deutlichen Änderung des Lastverlaufs zu rechnen. Eine Korrelation der Verläufe des Einspeiseprofiles neuer Erneuerbarer Energien-Anlagen und des Lastverlaufs neuer Verbraucher dürfte wohl auf zufällige Effekte zurückzuführen sein. Durchaus wahrscheinlich erscheinen dagegen starke Schwankungen, die durch verschiedene Option ausbalanciert werden müssen.

5.2.1 Politische Zielsetzungen

Aus den Ergebnissen zur Konsultation zum Grünbruch, verschiedener Gutachten im Auftrag des BMWi sowie zahlreichen Gesprächen mit gesellschaftlichen Akteuren fordert das Weißbuch eine Weiterentwicklung des Strommarkts zum **Strommarkt 2.0**. Diesen charakterisiert, dass sich weiterhin Angebot und Nachfrage auf den Energy-only-Märkten (EOM) ausgleichen und diese Märkte somit den Bedarf an verschiedenen Lastoptionen abbilden sollen. Um die Funktionsweise bei gegebenem Rahmen durch EEG und KWKG auch künftig zu gewährleisten, hat die Bundesregierung 20 Maßnahmen definiert. Unter anderem sollen seitens der Regierung die Preise auch zukünftig nicht beschränkt werden, wodurch ausreichend Preissignale an die verschiedenen Akteure entstehen sollen. Weiterhin sollen Stromlieferanten durch den Rechtsrahmen starke Anreize erhalten, ihren Bilanzkreis immer so gut wie möglich auszugleichen. Allein aus diesen beiden Maßnahmen sollen sich die benötigten Kapazitäten bereits refinanzieren lassen. Die Flexibilität der Lastoptionen soll zudem durch weitere Maßnahmen wie eine Erweiterung des Stromaußenhandels, eine Weiterentwicklung der Regelenenergiemärkte und durch Anreize zum netzdienlichen Verhalten erhöht werden. Eine Kapazitätsreserve aus Kraftwerken, die nicht am Strommarkt teilnehmen, soll zusätzlich die Versorgungssicherheit gewährleisten helfen und Unsicherheiten mindern.

Durch die bestehenden Zielsetzungen der Bundesregierung, bis zum Jahr 2025 einen Anteil zwischen 40 % und 45 %, bis 2035 einen Anteil zwischen 55 % und 60 % und bis 2050 mindestens 80 % Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen, bedarf es eines kontinuierlichen Ausbaus und Ersatzes an EE-Anlagen. Das

EEG 2014 will den bisherigen starken Ausbau einiger EE-Technologien aufgrund der langfristigen Folgekosten begrenzen. Dies hat Auswirkungen auf die Zusammensetzung des EE-Anlagenparks. Gleichwohl werden auch künftig dargebotsabhängige Stromerzeugungsanlagen die tragende Säule der Energiewende im Stromsektor darstellen. Die Kapazitäten an Biomasse-Anlagen werden mit den derzeitigen Ausbaugrenzen dagegen mittelfristig zurückgefahren. Für die nachfolgenden Betrachtungen stehen daher zunächst die fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien mit Wind, PV und Fließgewässer im Fokus. Biomasse, Klär-, Deponie- und Grubengas sowie Geothermie werden aufgrund der Speicherbarkeit des Energieträgers und damit der Steuerbarkeit der Anlagen nachrangig behandelt. Kapazitäten von thermischen Abfallverwertungsanlagen (MVA) schließen sich dem an.

Das noch bis Ende 2015 gültige **Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz** (KWKG 2012) visierte bis 2020 einen KWK-Stromanteil von 25 % an der Nettostromerzeugung an. Dies entspricht 124 bis 140 TWh/a. Durch eine Veränderung bei der Vergütungsdauer sowie durch Förderungen für Wärmespeicher sollen die KWK-Anlagen deutlich flexibler werden und sich mehr an den Preisentwicklungen auf den Strommärkten orientieren können, die für deren Wirtschaftlichkeit weiterhin von Bedeutung sind. Sie sollen damit auch einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Photovoltaik leisten können.⁴⁹ Das seit 1. Januar 2016 gültige KWKG sieht dagegen vor, statt eines Anteils eine definierte Strommenge anzuvisieren. So gibt §1 Abs.1 des KWKG 2016 das Ziel aus, bis 2020 die Nettostromerzeugung aus KWK auf 110 TWh bis 2020 und auf 120 TWh bis 2025 zu erhöhen. Gegenüber dem KWKG 2012 werden die KWK-Strommengen somit abgesenkt.

Da KWK-Anlagen aus technischer Sicht alle sonstigen Heizsysteme ablösen könnten, wären prinzipiell installierte thermische Leistungen von geschätzten 645 GW⁵⁰ möglich und dies nur für die Wärmeversorgung von Haushalten. Bei einer beispielhaft unterstellten Stromkennzahl von 0,4 (für Mikro-KWK-Anlagen) wären dies noch immer 258 GW an elektrischer Leistung. Die Wirtschaftlichkeit einerseits sowie der Strombedarf andererseits begrenzen den Ausbau der KWK.

⁴⁹ vgl. Bundestag (2012, S. 14)

⁵⁰ Abgeschätzt aus DESTATIS „Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihe an 1969“ und DESTATIS Fachserie 5, Reihe 1 in Bezug auf den durchschnittlichen Zubau von Wohnfläche und IBS INGENIEURBÜRO FÜR HAUSTECHNIK (http://energieberatung.ibs-hlk.de/eb_begr.htm) bzgl. des Wärmebedarfs je Quadratmeter nach Baualtersklassen.

5.2.2 Entwicklung des Stromverbrauchs

Die Entwicklung des Stromverbrauchs in den nachfolgend betrachteten Szenarien orientiert sich allein an den Annahmen des Netzentwicklungsplans 2015. Der dort benannte Gesamtstrombedarf der Endverbraucher von 543,6 TWh wird über alle Betrachtungsjahre unverändert fortgeschrieben. (ÜNB 2015b, S. 27) Grund hierfür ist, dass aufgrund der Unvorhersehbarkeit der künftigen Entwicklung seitens der Übertragungsnetzbetreiber unterstellt wird, dass die Erfolge im Bereich der Stromeffizienz durch Rebound-Effekte wieder aufgezehrt werden. Die Jahreshöchstlast wird, inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilungsnetz, mit 84 GW über alle Jahre angesetzt. (ÜNB 2015b, S. 31)

Um die Wirkungen eines unterschiedlichen Lastverlaufs ebenfalls berücksichtigen zu können, werden insgesamt 3 Wetterjahre definiert. Während der Strombedarf für Produktionsprozesse der Konjunktur geschuldet ist, wirkt sich die Witterung auf den Bedarf an Beleuchtung, Heizung sowie Kühlung und somit letztendlich auf den Strombedarf aus. Als Basis-Wetterjahre werden die Jahre 2012, 2013 und 2014 gewählt, die sich durch sehr unterschiedliche Verläufe in der Last wie auch in der Einspeisung aus fEE darstellen. Die drei Jahre werden auf einen Gesamtstrombedarf von rund 544 TWh normiert.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass im folgenden Jahrzehnt aufgrund der Energieeinsparverordnung (EnEV), des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) und aus Gründen der Investitionskosten stromgespeiste Wärmepumpen im Neubau und bei umfangreichen Sanierungen hinzugebaut werden. Dies wird nicht ohne Folgen auf das Strombezugsverhalten bleiben. Um dies abzubilden wird im Rahmen der Modellierung das Bezugsverhalten von Wärmepumpen zu bestimmten Außentemperaturen simuliert. Diese zusätzliche Bezugslast wird auf die jeweiligen Lastverläufe der Basisjahre aufgesetzt und auf den Gesamtstrombedarf von rund 544 TWh abgesenkt.

Bis zum Jahr 2030 wird zudem durch die Bundesregierung angestrebt, bis zu 6 Millionen Elektrofahrzeuge (EV – Electric Vehicle) auf deutsche Straßen zu bringen. Auch hier hat - wie bei dem Zubau von Wärmepumpen - die Bezugslast Auswirkungen auf die zu ermittelnden Residuallasten. Wie die künftigen EV-Besitzer die Fahrzeuge laden werden, ist noch ungewiss, weshalb mehrere Ladeoptionen untersucht werden.

5.2.3 Entwicklung Erneuerbarer Energien

Der Zubau von Erneuerbaren Energien entspricht im Modell den Korridoren des § 3 EEG 2014 und startet mit dem Bestand der Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber zum Ende des Jahres 2013. Der Ausbau von PV ist dabei entsprechend § 31 Abs. 6 begrenzt auf das erstmalige Erreichen von 52 GW_{el}.

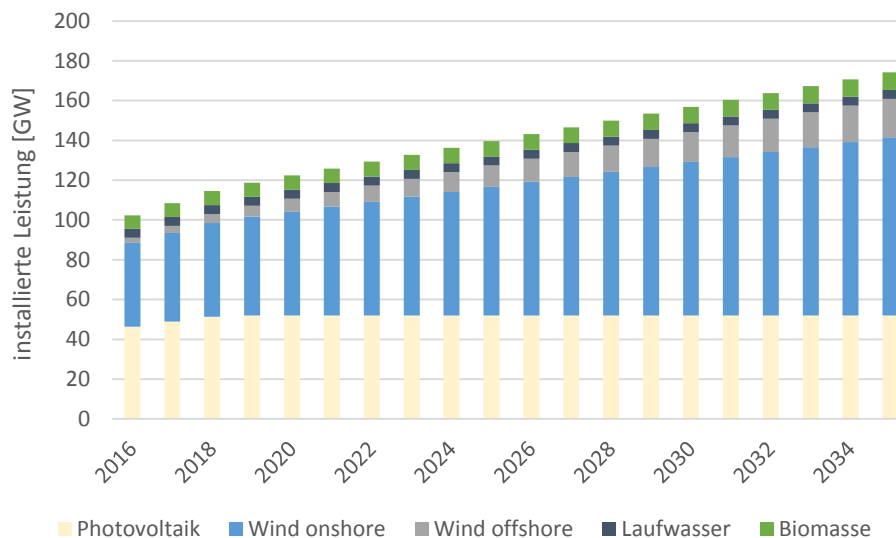


Abbildung 5-1 Entwicklung der Erneuerbaren Energien 2016 bis 2035 in den Szenarien
Quelle: eigene Annahmen IZES auf Basis EEG 2014

Die Modellierung der Stromerzeugung aus den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien erfolgt anhand der stündlichen Einspeisedaten der European Energy Exchange (EEX) für on-shore Windanlagen, Photovoltaik und Laufwasser/natürlichen Zufluss der hier betrachteten Wetterjahre. Die Modellierung von off-shore Windanlagen (WEA) erfolgt anhand der Einspeiseprofile von Tennet TSO. Die jeweiligen historischen Profile wurden anhand der Anlagenstammdaten der ÜNB in relative Einspeiseprofile umgerechnet und entsprechend der erwarteten Leistung in den Betrachtungsjahren 2020 bis 2035 skaliert. Dabei wurde im Rahmen der Skalierung wie folgt vorgegangen:

- PV: lineare Skalierung nach EEG 2014 bis maximal 52 GW_{el}
- off-shore WEA: lineare Skalierung nach EEG 2014
- Wasser: lineare Skalierung nach EEG 2014
- on-shore WEA: Skalierung nach EEG 2014 unter Berücksichtigung der Änderung in den Leistungskurven zukünftiger Anlagen

Die Skalierung von on-shore WEA muss Änderungen in den Leistungskurven zukünftiger Anlagen (höhere Türme, Schwachwindanlagen) sowie eine Zunahme der Binnenanlagen abbilden. Daraus resultiert aus gesamtdeutscher Sicht im Wesentlichen eine Zunahme der Vollbenutzungsstunden sowie eine höhere Einspeisung bei insbesondere mittleren Windgeschwindigkeiten.

Vereinfachend werden diese Effekte über eine quadratische Skalierung abgebildet, die historische, mittlere Windeinspeisungen stärker berücksichtigt. Im Ergebnis entspricht die Summe der skalierten, relativen Einspeisungen den „neuen“ Vollbenutzungsstunden.

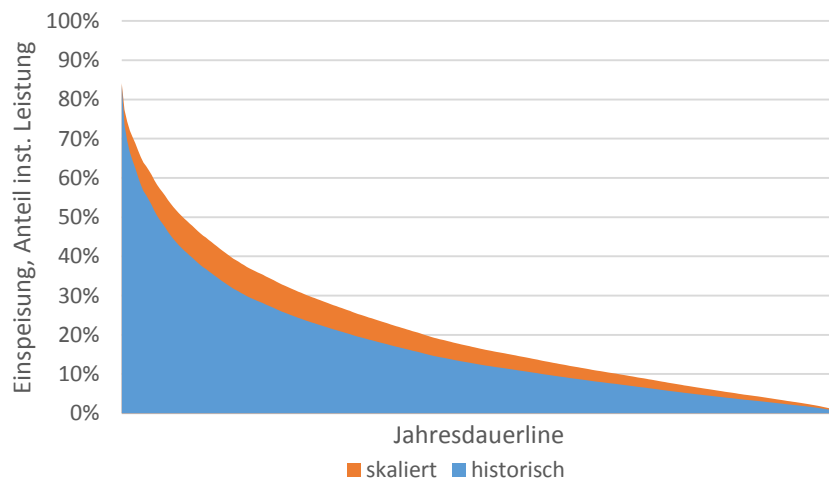


Abbildung 5-2 Beispielhafte Darstellung der Wirkung der Skalierung von Wind-onshore

Quelle: eigene Darstellung IZES

Die Skalierung selbst erfolgt dabei nach folgender Formel:

$$rel_{t,Szen} = rel_{t,hist} + sw * (0,85 * rel_{t,hist} - rel_{t,hist}^2)$$

mit

rel = relative Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung in der jeweiligen Stunde t

sw = Faktor als Ergebnis einer linearen Optimierung über die historischen Profile unter Berücksichtigung der historischen sowie der Ziel-Vollbenutzungsstunden

Der Wert 0,85 bedeutet, dass im Rahmen der Skalierung die maximale Einspeisung 85 % der gesamt installierten Leistung nicht wesentlich überschreitet. Dieser Wert entstammt einer Auswertung historischer Daten.

5.2.4 Lastoptionen

5.2.4.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Mitunter ein Ziel des Forschungsvorhabens ist es zu untersuchen, welche durch bestehende Regelungen angereizten Erzeugungskapazitäten bereits zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen. Hierunter fallen auch KWK-Anlagen, die energie- und umweltpolitisch innerhalb der Residuallast 1 Vorrang vor den übrigen Erzeugern haben sollen.

Wie eingangs bereits erwähnt, kann KWK aus heiztechnischer Sicht deutlich ausgebaut werden. Soll KWK aber keine auf Deutschland bezogenen Überschussmengen produzieren und zugleich ihr Einsatz möglichst primärenergieeffizient sein, ist ihr Einsatz im Modell zu begrenzen.

Die Berechnung des möglichen Anteils der KWK erfolgt anhand eines deutschlandweiten Wärmeprofiles sowie einer durchschnittlichen Stromkennzahl unter der Berücksichtigung von Wärmespeichern. Das Ergebnis versteht sich dabei als KWK-Potential innerhalb Deutschlands, ohne Aussagen zu einzelnen Anlagen oder deren Wirtschaftlichkeit zu treffen.

Auf Basis der Fernwärmeverteilung in Deutschland werden mittlere Tagestemperaturen gebildet. Diese Tagestemperaturen werden nun mithilfe eines an der TU München entwickelten funktionalen Ansatzes („Heizgas-Sigmoid“) zu einem Wärmebedarf umgerechnet, welcher wiederum um den Anteil an Prozessdampf korrigiert wurde, um den statistischen Mengen des historischen Jahres zu entsprechen. Dieses Profil wiederum wird über die durchschnittliche, historische stündliche Leistung eines Bestandnetzes ausgerollt. Dabei wird im Modell angenommen, dass die KWK nur eine (zwischen den Szenarien variable) Grundlast des Wärmebedarfs deckt und die Spitzenlast von Kesseln übernommen wird.

Da für die Abschätzung des KWK-Gesamtpotenzials – unter den vorgenannten Randbedingungen – keine Einzelanlagen betrachtet werden, sind wirtschaftliche Aspekte ausgeblendet. Die Wirtschaftlichkeit kann hier nur in Grenzen betrachtet werden, da je nach künftigem Einsatz an Brennstoffen die Preise auf den Strommärkten variieren können. Bleiben die Stromgroßhandelspreise auf derzeitigem Niveau oder sinken diese gar weiter ab, bedarf es höherer Vollbenutzungsstunden, um KWK-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Steigen die Preise, z.B. aufgrund eines verstärkten Einsatzes von Erdgas, können KWK-Anlagen auch mit weniger Vollbenutzungsstunden auskommen. Mit den nachfolgend definierten Varianten soll diesem Spektrum möglicher Entwicklungen Rechnung getragen werden.

- KWK-Anlagen mit wärmeorientierter Fahrweise werden üblicherweise als Grundlast ausgelegt, wobei die Spitzenlast durch einen Kessel bereitgestellt

wird. Als Ansatz können hier 5.000 Vollbenutzungsstunden unterstellt werden. Im Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes wird in § 13 Abs. 4 S.2 eine Mindestbetriebsdauer von 4.000 h für bestehende KWK-Anlagen unterstellt. Indirekt gilt dies nach § 47 Abs. 1 EEG 2014 auch für Biogas, sofern die Anlagen die Betriebskosten über die Einkünfte an den Stromhandelsplätzen nicht decken können.

- Ist die KWK-Anlage auch für Spitzenlast ausgelegt, so werden hier 2.500 Vbh angesetzt.

Unter Berücksichtigung von Wärme- und Stromspeichern wird der maximale Einsatz je Stunde bestimmt. Diese Werte werden dann absteigend sortiert. Ebenfalls absteigend werden die Stunden des Jahres sortiert und den Leistungswerten beiseite gestellt. Die Leistung, die sich dann bei der definierten Mindest-Vbh einstellt, ist die gesuchte maximale KWK-Leistung.

5.2.4.2 Kraftwerke zur weiteren Deckung der „Residuallast 2“

Die im Rahmen der Szenariorechnung bestimmten „finalen“ Residuallasten, also nach KWK, KWK-Wärme-Speicher und Pumpspeicher werden anhand von Flexibilitätsklassen zerlegt, die die technischen Parameter der unterschiedlichen Erzeugungsklassen bzw. notwendige Flexibilität widerspiegeln sollen. Die Flexibilitätsklassen sind gekennzeichnet durch drei Grundannahmen:

- einer Mindestlaufzeit, die angibt, wie viele zusammenhängende Stunden mindestens „abgefahren“ werden müssen,
- einer Mindeststillstandszeit, die angibt, wie viele Stunden mindestens zwischen einem An-/Abfahrvorgang liegen müssen sowie
- Mindest-Vollbenutzungsstunden, die angeben, wie viele Stunden die letzte Einheit einer Klasse mindestens am Netz sein muss, um wirtschaftlich zu sein.

Dabei gilt, dass jede höhere Klasse durch die nächst niedrigere vollständig abgebildet werden kann. Jede kleinere Klasse ist somit hinsichtlich aller drei Parameter zwingend „besser“ (also niedrigere oder gleiche Grenzwerte), als die nächst höhere Flexibilitätsklasse.

Anhand der so definierten Klassen wird nun die „Bewirtschaftung“ der positiven Residuallast anhand eines Algorithmus optimal bestimmt. Der Ablauf innerhalb des Algorithmus kann wie folgt beschrieben werden:

- 1) Beginne mit derjenigen Klasse, welche die schlechteste Flexibilität repräsentiert.
- 2) Suche nach der Leistung, bei der die Klasse gerade noch die vorgegebene Mindest-Vollbenutzungsstundenzahl erreicht.
- 3) Bestimme innerhalb der Residuallast 2 den Einsatz der Klasse, ohne die Kriterien der Mindestlaufzeit und der -stillstandszeit zu verletzen.
- 4) Übergebe die um die Mengen der Klasse bereinigte (Rest-)Residuallast an die nächst niedrigere Flexibilitätsklasse und wiederhole den Prozess.

Im Ergebnis ergibt sich dann für die Residuallast eine optimale Bewirtschaftung durch die jeweiligen Flexibilitätsklassen. Beispielhaft ist dies in der nachfolgenden Abbildung dargestellt:

Tabelle 5-1 technische Anforderungen an Anlagen zur Bewirtschaftung der Residuallast

Technische Anforderungen	8er	4er	2er	1er
Mindestlaufzeit	8	4	2	1
Mindeststillstandszeit	8	4	2	1
Vollbenutzungstunden	4.000	2.000	500	1

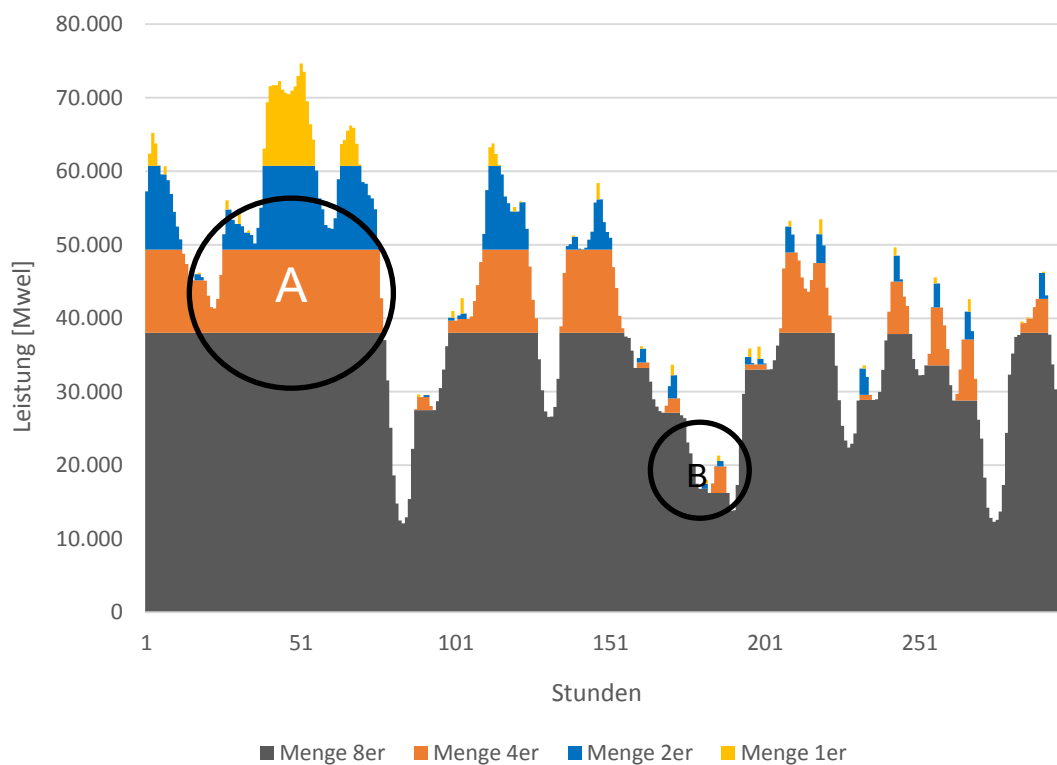


Abbildung 5-3 beispielhafte Darstellung einer Bewirtschaftung der Residuallast 2 durch Lastoptionen mit verschiedenen technischen Anforderungen

Quelle: eigene Darstellung IZES auf Basis des Modells

In Ausschnitt A ist zu erkennen, wie die Anforderung von mindestens 4.000 Vbh an die „8er“-Klasse dazu führt, dass der Bereich, obwohl er die Anforderungen hinsichtlich der Mindestlaufzeit erfüllt, von flexibleren Lastoptionen bedient werden muss. Denn

eine Erhöhung der Leistung in der 8er-Klasse würde das Kriterium von mindestens 4.000 Vbh für jedes Kraftwerk der Klasse nicht mehr einhalten.

Der Ausschnitt B verdeutlicht, wie die Grenzen hinsichtlich der Mindestlaufzeit dazu führen, dass auch in Bereichen grundsätzlich niedriger Residuallast der Einsatz von flexibleren Einheiten notwendig ist.

Gegenüber der hier definierten Klassen ist anzumerken, dass es innerhalb der Lastoptionen auch Erzeuger gibt, die, teils abhängig von ihrem Betriebszustand, mehrere Klassen bedienen können. Die hier bestimmten Flexibilitätscluster dienen lediglich als Grundlage zur Ermittlung bzw. Bewertung des jeweiligen Kraftwerksparks, indem sie zum einen den grundsätzlichen Bedarf anzeigen, aber auch Kombinationen von technischen und wirtschaftlichen Anforderungen, letztere in Form von Mindest-Vollbenutzungsstunden.

5.2.4.3 Stromspeicher

Für den Stromspeicher werden folgende Parameter definiert:

- Leistung je Stunde: Entspricht der maximalen Lade- bzw. Entladeleistung
- Speicherkapazität
- Wirkungsgradverluste für Ein- und Ausspeisung

Im Modell verfolgen die Stromspeicher das Ziel einer Glättung von Extremen und sollen damit das renditeorientierte Verhalten von großen Speicheranlagen nachbilden, wenn unterstellt wird, dass Täler in der Residuallast zugleich niedrige und Spitzen hohe Großhandelsstrompreise abbilden. Durch Anhebung der Nachfragelast während des Speichervorgangs wird der KWK ein verbesserter Einsatz ermöglicht. Durch die Kappung von Lastspitzen wiederum kann die vorzuhaltende Leistung an weiteren Lastoptionen abgesenkt werden.

Der Algorithmus kann wie folgt beschrieben werden:

- Schritt 1: Aufteilung der Zeitreihen in Zyklen, innerhalb denen sich der Speicher optimiert. Die Dauer jedes Zyklus wird bestimmt aus dem Verhältnis der aktuellen Residuallast zum langfristigen Median der Residuallast.
- Schritt 2: Erheblichkeitsschwelle: kleinere Schwankungen sollen dabei ignoriert werden, um sehr kleine Zyklen zu vermeiden. Die Schwelle ist im Modell mit 5 GW festgelegt.
- Schritt 3: Jeder Zyklus enthält eine Kauf- und eine Verkaufsphase mit gleichen Strommengen. D.h. es werden keine Speichermengen über Zyklen hinweg mitgenommen. Der Speicher versucht im Rahmen seiner stündlichen, maximalen Leistung die Residuallast-Extrema eines Zyklus entsprechend zu glätten. Dabei ist er innerhalb eines Zyklus immer optimal.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Arbeitsweise des Speichers.

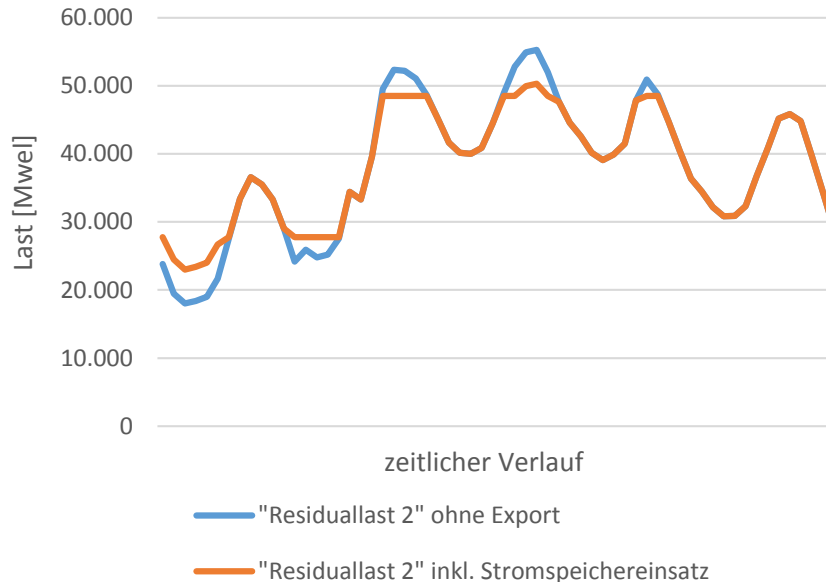


Abbildung 5-4 Exemplarische Darstellung des Einsatzes von Stromspeichern im Modell

Quelle: eigene Darstellung IZES

5.2.4.4 Lastmanagement

In der Industrie findet Lastmanagement heute bereits Einsatz. Insbesondere Produktionsprozesse der Großindustrie (z.B. Aluminiumproduzenten) sind zumeist gut für Lastmanagement geeignet und werden für die Bereitstellung von Regelleistung und als abschaltbare Last im Rahmen der Abschaltverordnung eingesetzt. Erhebungen der dena (2016, S. 9) zeigen auf, dass die Potenziale bei weitem noch nicht ausgeschöpft sind. r2b (2014, S. 65) nennt in seinen Berechnungen für das BMWi als Mindestpreis für die abschaltbare Last rund 200 €/MWh. Das Potenzial für dieses Preisniveau wird dabei auf grob 1.500 MW geschätzt. r2b (2014, S. 65f.) schätzt das Potenzial in 2020 auf 3.550 MW bei Preisen bis zu 3.000 €/MWh bzw. auf bis zu 5.000 MW bei Preisen von bis zu 10.000 €/MWh ab. Für 2030 unterstellt r2b eine Verdopplung des schaltbaren Potenzials zu den jeweils zuvor genannten Preisniveaus. Allerdings kommen die Simulationen im Rahmen der genannten Studie zu dem Ergebnis, dass Lastmanagementoptionen in diesem Umfang nicht zum Tragen kommen, da der Central-West-Europe-Market (CWE) unter realistischen Rahmenbedingungen einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage immer frühzeitig decken wird, bevor Extremwerte, die für eine wirtschaftliche Erschließung des Lastmanagementpotenzials erforderlich wären, erreicht werden r2b (2014, S. 69).

Power-to-Heat (PtH) gilt in der heutigen öffentlichen Diskussion als günstige Option für zuschaltbare Lasten, gerade zu Zeiten eines Angebotsübergangs. Allerdings gehört die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme nicht zu den vom Gesetzgeber favorisierten Nutzungsformen, da wertvolle Exergie in vergleichsweise geringwertige Anergie umgewandelt wird. Dies findet Ausdruck im rechtlichen Rahmen, nachdem für PtH alle Umlagen und Steuern zu entrichten sind. Nach Berechnungen von IWES (2014b, S. 34) benötigt es einer Zahlungsbereitschaft abregelungsbedrohter Erzeuger von 70 €/MWh und mehr, um PtH-Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Dieses Preisniveau ergibt sich aus den Netzentgelten sowie den weiteren Abgaben und Umlagen, die sich in Summe aus heutiger Sicht auf etwa 110 bis 120 €/MWh belaufen. Dem kann eine Wärmegutschrift gegengerechnet werden, welche sich durch den Gaskessel und die Gasbezugskosten von etwa 42 bis 51 €/MWh bestimmt.

Der Einsatz von Lastmanagement erfolgt nicht explizit im Modell selbst. Er ergibt sich allerdings aus dem Einsatz der in Kapitel 5.2.4.2 beschriebenen Klassen an Lastoptionen. Einsatzfälle der 1er-Klassen könnten z.B. durch Lastmanagement gedeckt werden. Angesichts der zuvor genannten Preise sollte aber geprüft werden, ob der Einsatz nicht auch von Gasturbinen übernommen werden kann, insbesondere dann, wenn die benötigte Leistung verhältnismäßig klein im Bezug zur Gesamtlast der betrachteten Stunde ausfällt.

5.3 Szenarien – Beschreibung und Ergebnisse

5.3.1 Szenario 0: Basis

Das Basis-Szenario betrachtet zunächst die Residuallast die entsteht, wenn die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien entsprechend den im EEG unterstellten Zubauraten bis 2035 ausgebaut werden.

Je nach Rahmenbedingungen variiert der Einsatz von KWK. Wie zuvor beschrieben, sollen sich bei dieser Betrachtung alle steuerbaren Erzeuger, und damit auch Biomasse, Geothermie und Speicherwasser, den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien unterordnen. Es wird daher in dieser Betrachtungsvariante unterstellt, dass die fEE allein schon 60% des Bruttostrombedarfs erzeugen, da vor der Simulation nicht absehbar ist, wie hoch der Beitrag aus Biomasse, Geothermie und Speicherwasser sein wird. Darin enthalten ist auch bereits Speicherwasser (Talsperren, Stauseen). Geothermie wird aufgrund des bisherigen und auf absehbare Zeit bestehenden geringen Beitrags hier nicht weiter beachtet.

In den betrachteten Wettervarianten ergeben sich in Szenario 0 Stromerzeugungsmengen der fEE von 280 bis 310 TWh im Jahr 2035. Bei Erstellung der Residuallast wird ersichtlich, dass – vorbehaltlich Export und Stromspeicher – 9 bis 14 TWh des fEE-Stroms national nicht unmittelbar nutzbar sind. Unter Verwendung von Export und Stromspeicher können diese Strommengen auf rund 3 TWh abgesenkt werden. Die

überschüssigen Erzeugungsmengen müssten entweder durch Abschaltung von Anlagen, durch Aufbau neuer Speicherkapazitäten oder durch Einsatz zusätzlicher Lastmanagementoptionen ausgeglichen werden.

Die verbleibende nationale Residuallast weist als Spitzenbedarf noch immer knapp 73 GW aus.

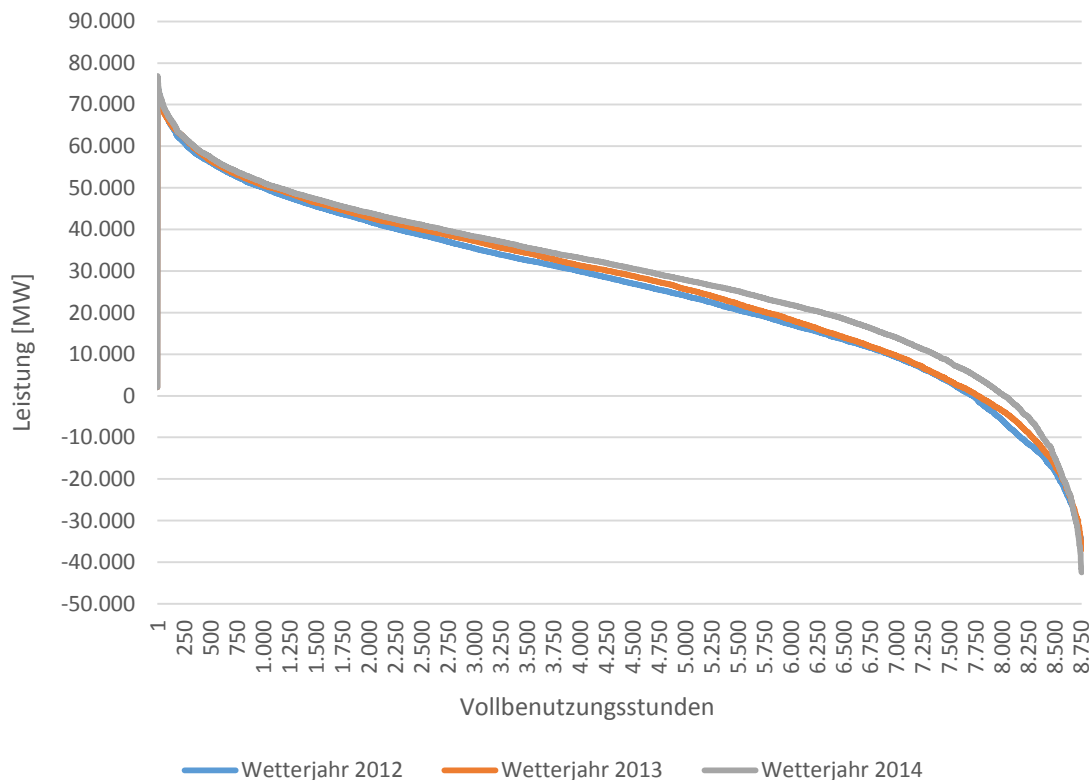


Abbildung 5-5 gereichte Residuallast 1, Last abzüglich dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien im Jahr 2035 in 3 Wettervarianten (2012, 2013, 2014)

Quelle: eigene Darstellung IZES

Die Fläche unterhalb der Residuallasten muss durch steuerbare Lasten ausgeglichen werden. Eine nähere Betrachtung der stündlichen Leistungswechsel verdeutlicht, dass in Extremsituationen stündliche Lastwechsel von bis zu knapp 17 GW vorherrschen, die nicht allein durch Kraftwerkskapazitäten erreicht werden können. Vielmehr sind hier schaltbare Verbraucher notwendig.

Prinzipiell kann die Residuallast technisch über Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Heizkesseln vollständig abgedeckt werden. Da die hohen Investitionskosten in KWK aber – sofern nicht durch umweltpolitisch gewollte Förderungen ausgeglichen –

Mindestlaufzeiten benötigen, um sich zumindest mit der getrennten Erzeugung gleich zu stellen, setzen diese Mindestlaufzeiten die Grenzen des Einsatzes.

5.3.2 Szenario 1: neue Verbraucher

Als neue Verbraucher mit wesentlichem Einfluss auf den Lastverlauf werden in diesem Szenario Wärmepumpen (mit Heizstäben für Spitzenlast) und Elektromobilität berücksichtigt.

Im Zusammenhang mit der Elektromobilität werden insgesamt vier Ladeverhalten untersucht. Der Fokus liegt dabei auf Personenkraftwagen, da zum Mobilitätsverhalten von Pkw-Fahrern statistische Erhebungen in Form der MID-Datensätze (Mobilität in Deutschland)⁵¹ vorliegen. Zu Wegstrecken und dem Verbrauch der öffentlichen Verkehrsmittel liegen keine verwertbaren Daten vor.

Aus den MID-Daten werden sogenannte Nutzertypen mit einem typisierten Fahrverhalten in Form von Wegstrecken und Anzahl Fahrzeuge extrahiert.

Die insgesamt sechs Nutzertypen sind:

1. Berufstätige(r) - Teilzeit
2. Berufstätige(r) – Vollzeit (inkl. Auszubildende und Zivildienstleistende)
3. Hausfrau / Hausmann (inkl. Elternzeit)
4. Rentner / Pensionäre
5. Schüler, Studenten, Kinder
6. Sonstige

Die Typisierung des Mobilitätsverhaltens im Pkw erfolgt als Durchschnittswert über alle Gruppenmitglieder. Es wird ermittelt, zu welcher Stunde welche Wegstrecken zurückgelegt werden und ob das Ziel der Fahrt die eigene Adresse oder eine externe Adresse ist. Mittels dieser Daten kann festgestellt werden, welcher Anteil des definierten Nutzertyps sich zuhause, gerade mobil oder an einem externen Ort parkend befindet.

Vereinfacht werden für alle Nutzertypen gleiche Spezifika der Motorisierung und des Verbrauchs je 100 km unterstellt. Für den hier betrachteten Zeitraum bis längstens 2035 wird ein Verbrauch von 16 kWh je 100 km unterstellt. Die Speichergröße in 2020 wird mit 20 kWh, die ab 2030 mit 40 kWh angenommen.

⁵¹ MOBILITÄT IN DEUTSCHLAND (MiD) ist eine bundesweite Befragung von rund 50.000 Haushalten zu ihrem alltäglichen Verkehrsverhalten im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung (BMVBS). Sie wurde erstmals im Jahr 2002 durchgeführt. Die MID-Daten werden durch das Deutsche Luft- und Raumfahrtzentrum (DLR) erhoben und für die weitere Auswertung im Rahmen des Projekts durch das imove in Kaiserslautern aufbereitet.

Für die Aufladung werden zunächst 3 kWh/h angesetzt. Für jeden Nutzertyp, jedes Jahr und jedes Ladeverhalten wird geprüft, ob sich die Mobilität damit aufrechterhalten lässt. Ist dies nicht der Fall, wird innerhalb der Simulation die Aufladung solange erhöht, bis die Mobilität des jeweiligen Typus gesichert ist.

Das Fahrverhalten an Arbeits- bzw. Schultagen unterscheidet sich von dem am Wochenende. Dies wird in der Simulation berücksichtigt. Dabei ist darauf zu achten, dass in den Übergangszeiten ein verändertes Aufladeverhalten gilt, abhängig vom Bedarf am Folgetag. Dies ist insbesondere von Freitag auf Samstag sowie von Sonntag auf Montag zu erkennen. Daher werden die Zeiten Montag bis Freitag sowie Wochenende differenziert betrachtet. Mittels einer Kalenderfunktion wird das Ladeverhalten an Arbeitstagen und Wochenenden für den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2035 simuliert.

Die vier Ladeverhalten charakterisieren sich wie folgt:

Ladeverhalten 1: Wiederaufladung jederzeit während des Stillstands am Heimatort

Bei diesem Ladeverhalten wird angenommen, dass angesichts einer fehlenden Infrastruktur für Schnellladestationen, aber auch aufgrund der damit verbundenen Wartezeiten, die Besitzer von E-Fahrzeugen zu einer Wiederaufladung zuhause tendieren werden. Für die meisten Wegstrecken reicht eine Wiederaufladung pro Tag aus.

Mit einer Ladeleistung von 3 kWh/h ist der Mobilitätsbedarf allein nicht aufrecht zu erhalten. Die Ladeleistungen bewegen sich daher zwischen 4 bis 11 kWh/h. Allein der Nutzertypus „Berufstätige in Vollzeit“ bedarf einer deutlich höheren Aufladeleistung von 45 kWh/h um mobil zu bleiben.

Durch die unterschiedlichen Arbeits-, Schul- und Einkaufszeiten entsteht eine nahezu gleichhohe Nachfragelast zwischen 6 bis 17 Uhr. Erst in den Abendstunden bis 23 Uhr ist eine kurzzeitige Bedarfsspitze zu finden.

Ladeverhalten 2: Wiederaufladung vorwiegend abends am Heimatort

Es handelt sich somit um eine leichte Abwandlung von Verhalten 1, indem auf Ladezeiten ab 16 Uhr bis in die Morgenstunden von 6 Uhr eingeschränkt wird. Die Verlagerung in die Abendstunden soll dabei ein Extremum darstellen, indem die bereits bestehende Tageslastspitze abends noch weiter erhöht wird. Hier kann nur bedingt PV-Strom zu Mobilitätszwecken nutzbar gemacht werden, es sei denn mit Zwischenspeicherung. Strom aus Windanlagen, der gerade in den frühen Morgenstunden zeitweise zu einem Überangebot an den Stromhandelsplätzen führt, wird dagegen zunehmend Abnehmer finden können.

Durch den bestehenden Mobilitätsbedarf über den ganzen Tag bedürfen die Nutzertypen jedoch abends auch höherer Ladeleistungen, da sie zwischenzeitlich nicht mehr nachladen konnten, teils aber in den frühen Morgenstunden wieder mobil sein müssen. Bis auf den Nutzertypus Hausfrau bzw. Hausmann hat sich die Ladeleistung der einzelnen Typen erhöht.

Die Lastspitzen sind in dem Zeitraum 17 Uhr bis 24 Uhr extrem ausgeprägt und können bei in den 2030er-Jahren unterstellten 6 Millionen E-Fahrzeugen bis zu 32 GW betragen.

Ladeverhalten 3: Wiederaufladung bei jedem Parken

Hierbei wird das Ladeverhalten 1 erweitert um die Option, auch beim Parken an anderen Standorten nachladen zu können. Eine ausgeprägte Infrastruktur bis hin zur Beladungsmöglichkeit auf der Arbeit oder während des Einkaufs führt zu einer Vergleichsmäßigung der Nachfrage gegenüber Strategie 2. Die Ladeleistung liegt bis auf die Gruppen „Berufstätige Vollzeit“ und „Schüler, Studenten, Kinder“ bei unter 6 kWh/h in 2020. Die Ladeleistung der Gruppe „Schüler, Studenten, Kinder“ liegt mit 12 kWh/h und die der Gruppe „Berufstätige Vollzeit“ mit 18 kWh/h aber auch noch deutlich unter den Werten der vorangegangenen Szenarien.

Ladeverhalten 4: Laden bei Bedarf

Entsprechend der bisherigen Gewohnheit wird „nachgetankt“, wenn sich der Kraftstoffvorrat dem Ende nähert. Sind nur noch 20 % des Speichers gefüllt, wird bei nächster Gelegenheit, d.h. in der Folgestunde, nachgeladen. Um die Mobilität aufrecht zu erhalten bedarf es Schnellladungen von rund 80 bis 100 kWh/h. Das Stromnetz wird hierbei stark belastet. Entgegen den vorangegangenen Simulationen, wo Arbeitstage und Wochenenden jeweils einen gleichbleibenden Ladezyklus haben, ist diese Simulation sehr dynamisch und bedarf einer täglichen Neuberechnung des Tankverhaltens aufgrund des Speicherzustands vom Vortag. Diese Simulation kann als Extremum eines Umfeldes verstanden werden, in dem Schnellladung der Standard ist und Netzbetreiber und Stromerzeuger sich durchgängig neuen Lastentwicklungen gegenüber sehen.

Bei der Betrachtung von Gesamtdeutschland ergaben sich Ladeleistungen bei einzelnen Fahrzeughaltergruppen von mehr als 120 kWh/h je Fahrzeug, um die Mobilität zu gewährleisten.

Im Sektor Wärme wird, begünstigt durch EnEV und EEWärmeG sowie aufgrund von Investitionskosten, von einer linearen Zunahme an **Wärmepumpen** ausgegangen. Insbesondere Luft-Luft-Wärmepumpen können auch aufgrund des wirtschaftlichen

Rahmens einer hohen Nachfrage entgegensehen. Die maximale elektrische Bezugsleistung aller Wärmepumpen steigt dabei von rund 2 GW in 2015 auf 4,3 GW in 2035 an.

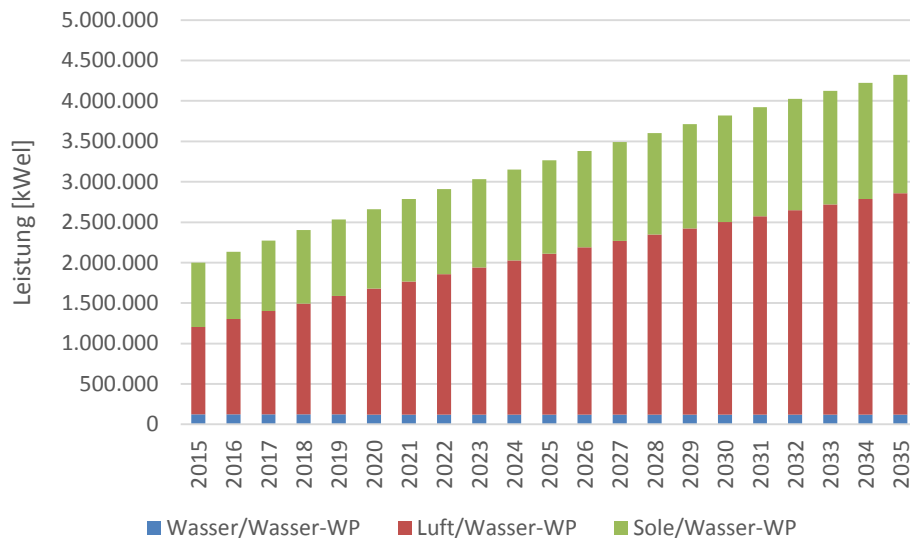


Abbildung 5-6 Unterstellte Entwicklung der gesamtelektrischen Leistung an Wärmepumpen von 2015 bis 2035 nach Wärmepumpen-Typen
Quelle: eigene Darstellung IZES

Um den Strombezug der Wärmepumpen zu simulieren, werden verfügbare Wärmepumpenlastgänge für die Jahre 2012 und 2013 hochgerechnet. Da die Lastgänge nicht repräsentativ für die Wettersituation in ganz Deutschland sind, wird das Bezugsverhalten zu bestimmten Außentemperaturen aus den zur Verfügung stehenden Messwerten abgeleitet und entsprechend der Wetterjahre neu modelliert. So werden in einem ersten Schritt anhand der Außentemperatur Tageslastgänge für den Tagesmittelwert gebildet. Mittels dieser Datensets werden im Anschluss die Tageskurven entsprechend der durchschnittlichen Tagesmittelwerte für Gesamtdeutschland und in Höhe der jeweils installierten Leistungen von Luft-Wasser-, Sole-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpen hochgerechnet.

Diese zusätzliche Bezugslast wird auf die jeweiligen Lastverläufe der Basisjahre aufmodelliert und auf den Gesamtstrombedarf abgesenkt.

In Kombination mit den drei Wetterjahren ergeben sich folgende Residualstrommen und -lastspitzen, welche durch weitere steuerbare Kraftwerke zu decken sind. Die 4 Varianten des Ladeverhaltens für Elektromobilität werden differenziert dargestellt. Sie beinhalten alle zugleich den Strombezug der Wärmepumpen.

Da der Strombedarf der Elektrofahrzeuge aufgrund der gleichbleibenden Wegstrecken kaum unterschiedlich ist und auch die Wärmepumpen in den Betrachtungsjahren einen gleichen Strombedarf aufweisen, sind die Erkenntnisse in Bezug auf die Strommengen weniger aussagekräftig, da gemäß NEP 2015 von einer gleichbleibenden Stromnachfrage ausgegangen wird.

Interessanter sind vielmehr die Veränderungen in der Last, insbesondere bei Ladeverhalten 2, welche die maximale Bezugsleistung der Residuallast gegenüber Szenario 0 noch um bis zu rund 22 GW erhöht, während Ladestrategie 1 und 3 einen Teil der EE-Einspeisung aufnehmen können.

Tabelle 5-2 Veränderung der Spitzenlast innerhalb der Residuallast im Jahr 2035 durch neue Verbraucher und bei Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken

Wetter-Basis-Jahr	Spitzenlast innerhalb der Residuallast in GW _{el}				
	Ohne EV und WP	Ladeverhalten 1	Ladeverhalten 2	Ladeverhalten 3	Ladeverhalten 4
2012	71	73	93	73	75
2013	68	70	79	70	80
2014	73	74	92	74	82

Die Anzahl an Vollbenutzungsstunden bezogen auf die gesamte Kapazität der Residuallast liegt im Schnitt bei 2.540 bis 3.520 Stunden, je nach Szenario. Ein Großteil der Spitzenlast wird nur in wenigen Stunden benötigt. So sind unter den Ladeverhalten 1 und 3 bis zu 23 GW für maximal 1.000 h im Einsatz und noch mindestens 5 GW bei maximal 150 h. Bei Ladeverhalten 2 sind für Spitzenlast in 150 h Kapazitäten von bis zu 27 GW vorzuhalten und bei 1.000 h bis zu 42 GW. Im Szenario Ladeverhalten 4 sind 31 GW bis zu 1.000 h und 18 GW bis zu 150 h bereitzustellen. Gerade in der Ladevariante 2 ergeben sich in einigen Stunden hohe Lastwechsel von bis zu 45 GW, wovon 32 GW von einer nahezu zeitgleichen Nachladung von mehr als zwei Drittel aller E-Fahrzeuge herrührt.

5.3.3 Szenario 2: KWK

Die verbleibende Residuallast könnte aus Erwägungsgründen zum Klima- und Umweltschutz sowie aus Gründen der Primärenergieeinsparung - und damit auch der Versorgungssicherheit - durch KWK-Anlagen vollständig gedeckt werden. Technisch ist dies auch unter Einhaltung des Hocheffizienzkriteriums und bei Verwertung aller anfallenden Wärme – abzüglich Speicherverluste - möglich. Eine nicht unerhebliche Leistung an KWK würde aber nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommen. Aus wirtschaftlichen Aspekten wird die KWK deshalb üblicherweise für eine Grundlastversorgung ausgelegt und der übrige Wärmebedarf durch Heizkessel bereitgestellt. Der Anteil der Grundlast ist dabei von mehreren Aspekten abhängig. Je nach Einsatzanteil der KWK im Wärmeversorgungssystem, je nach eingesetztem Brennstoff und je nach Dämmstandard der Gebäude ergeben sich unter wirtschaftlichen Aspekten Anteile zwischen 20 % und 80 %. Im Neubau sind dabei die rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. So fordert z.B. das EEWärmeG in § 7 Abs. 1 Nr.1, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf zu mindestens 50 % aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) nach Maßgabe der Nummer VI der Anlage zu diesem Gesetz gedeckt wird.

5.3.3.1 Randannahmen

Es wird zunächst geprüft, welche Leistung an KWK in den einzelnen Szenarien systemdienlich einsetzbar ist, wenn die in Kapitel 5.2.4.1 genannten Mindest-Vollbenutzungsstunden von 2.500, 4.000 und 5.000 eingehalten werden sollen und die KWK – vorbehaltlich Export, aber inklusive Speicher – alleinige Wärmequelle ist. Aufgrund der Volatilität der Wärmenachfrage verfügt die im Modell unterstellte Wärmelast über eine Tagesspitze. Die größte Tagesspitze innerhalb eines Jahres gibt somit die Auslegungsleistung der KWK-Anlage vor. Je größer die Differenz zwischen der Lastspitze und der mittleren Last ist, desto geringer fällt die Anzahl der Vollbenutzungsstunden aus.

Um Mindest-Vollbenutzungsstunden von 2.500 und mehr zu erreichen, muss in den Modellrechnungen die KWK auf Grundlastbetrieb ausgelegt sein. Bei volatilem Wärmebedarf, wie er bei der Heizwärme- und Warmwasserversorgung üblich ist, erhöhen sich die Vollbenutzungsstunden, je niedriger der KWK-Anteil an der benötigten Heizkapazität ausfällt. Im Rahmen der Objekt und Nahwärmeversorgung sind Anteile der KWK von 20 % bis 25 % an der Gesamtheizlast (ASUE 2007, S. 5) durchaus üblich. Bei Heizkraftwerken innerhalb eines Fernwärmesystems sind Anteile von rund 50 %⁵²

⁵² Eigene Herleitung auf Basis AGFW (2015): 39,5 GW_{th} (Gesicherte Wärmeengpassleistung gesamt, S. 9), davon rund 20 GW_{th} Wärmeengpassleistung ohne KWK, 19,9 GW_{th} (eigene Anlagen, S.18) + 0,4 GW_{th} (fremde Anlagen, S.21).

möglich. In der Industrie kommen noch höhere KWK-Anteile bezogen auf die Wärmespitzenlast vor, wenn ein kontinuierlicher Prozesswärmebedarf besteht. Ausgehend von den in § 1 Abs.1 KWKG 2016 angestrebten 110 TWh in 2020 und 120 TWh in 2025 als politisch gewünschte Ziele kann unterstellt werden, dass die zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit verwendeten Mindest-Vollbenutzungsstunden nicht allein von Relevanz sind. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Anreize zur Stromerzeugung aus KWK bei Bedarf entsprechend neu justiert werden, so dass auch geringere Vollbenutzungsstunden als akzeptabel eingestuft werden können.

Nachfolgend werden Grundlastanteile von KWK von 25 % (tendenziell Objekt- und Nahwärmeversorgung) sowie 50 % (als unterstellte Durchmischung von Objekt- und Fernwärmeversorgung in Deutschland) im Modell unterstellt und die Ergebnisse vergleichend betrachtet.

5.3.3.2 Wirkung einer KWK mit durchschnittlich 25 % Grundlast zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit

Bei einem unterstellten KWK-Anteile von 25 % bezogen auf die Wärmespitzenlast ergibt sich in 2020 bei für die Wirtschaftlichkeit von Anlagen unterstellten 2.500 Mindest-Vollbenutzungsstunden eine systemisch vertretbare KWK-Stromkapazität von rund 43 bis 45 GW, abhängig von den unterstellten Stromlast- und Wetterszenarien. Bis zum Jahr 2035, für welches ein EE-Stromanteil von 60 % unterstellt wird, sinkt dieses Spektrum auf rund 31 bis 34 GW ab.

Wird unterstellt, dass KWK-Anlagen für ihre Wirtschaftlichkeit mindestens 4.000, wenn nicht gar 5.000 Mindest-Vbh benötigen, so sinkt die systemisch sinnvolle KWK-Kapazität im Modell von 15 bis 25 GW in 2020 auf 0 bis 0,5 GW in 2035 ab.

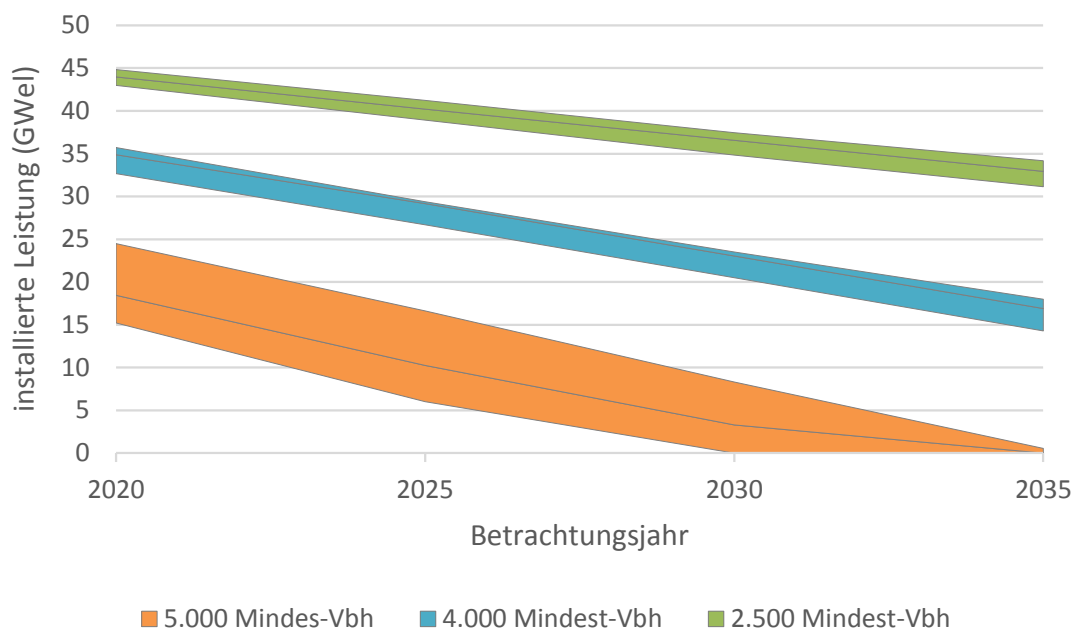


Abbildung 5-7 Gesamtsystemisch optimierte KWK-Leistung für definierte Mindest-Vbh unter der Prämisse einer Vollausnutzung der installierten Leistung, ohne Export, bei 25 % KWK-Anteil an der thermischen Spitzenlast⁵³

Quelle: eigene Darstellung IZES

Die Grenze der Mindest-Vbh besagt, dass jede Anlage mindestens diese Vollbenutzungsstundenzahl erreicht. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstundenzahlen der gesamten installierten Leistung in den Szenarien liegen entsprechend höher.

Tabelle 5-3 durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter Mindest-Vbh über alle Szenarien und Betrachtungsjahre

		Betrachtungsjahr			
		2020	2025	2030	2035
Mindest-Vbh	5.000	7.570	7.420	7.220	0
	4.000	7.260	7.030	6.730	6.410
	2.500	6.780	6.430	6.040	5.630

⁵³ Die graue Linie innerhalb der Fläche zeigt den Verlauf des Median innerhalb des dargestellten Spektrums.

Werden statt Mindest-Vollbenutzungsstunden für das Jahr 2020 eine Nettostromerzeugung aus KWK von 110 TWh/a und ab 2025 120 TWh/a unterstellt, so fällt bei diesen Bedingungen die benötigte gesamtinstallierte Leistung in 2020 deutlich geringer aus. Um ab dem Jahr 2025 die KWK-Strommenge zu halten, muss künftig auch Spitzenlast durch KWK mit abgedeckt werden, da der Ausbau von fEE immer weniger Einsatzzeiten zulässt. Somit steigt der Bedarf an installierter KWK-Leistung über den Betrachtungszeitraum an.

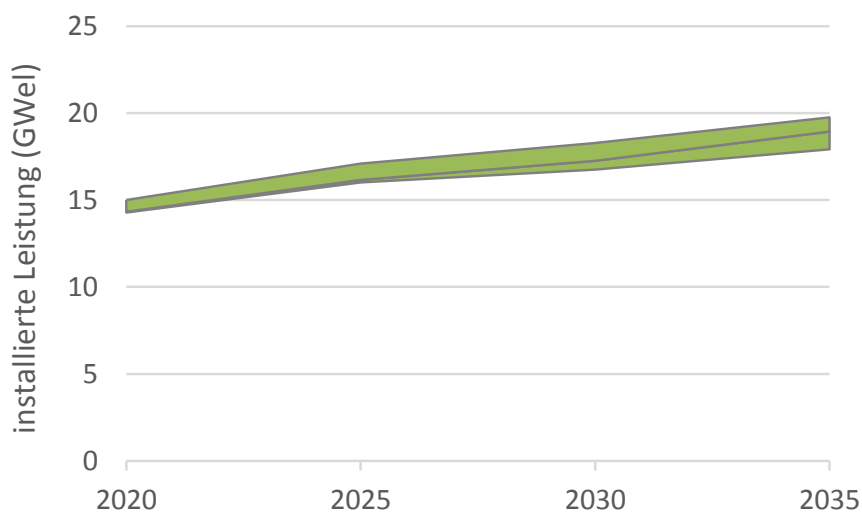


Abbildung 5-8 Gesamtsystemisch optimierte KWK-Leistung für definierte KWK-Strommengen ohne Export, bei 25% KWK-Anteil an der thermischen Spitzenlast

Quelle: eigene Darstellung IZES

Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden fallen gegenüber den Berechnungen mit Mindest-Vollbenutzungsstunden bis 2030 leicht höher aus.

Tabelle 5-4 durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 25% thermischen Leistungsanteils für KWK

		Betrachtungsjahr			
		2020	2025	2030	2035
KWK-Anteil an Gesamt-heizlast	25 %	7.780	7.430	6.950	6.340

Allerdings ist die Gesamtstrommenge an KWK bei Zugrundelegung der Mindestvollbenutzungsstunden (nachfolgend mit 2.500) in 2020 mit rund 300 TWh fast dreimal und in 2035 mit etwas über 180 TWh etwa eineinhalb mal so groß, wie bei den Zielmengen des KWKG 2016. Die Ergebnisse zeigen auch, dass KWK - in einer breiten Sichtweise auf das Stromversorgungssystem - eine Technologie für einen Übergang zu einer EE-Versorgung darstellt. Mit zunehmendem Anteil an Erneuerbaren Energien nehmen auch die Einsatzmöglichkeiten von KWK ab, was deren Wirtschaftlichkeit – insbesondere unter den zuvor genannten Prämissen der Mindest-Vbh und einer durchgehenden gekoppelten Erzeugung ohne Export – erschwert.

5.3.3.3 Wirkung einer KWK mit durchschnittlich 50 % Grundlast zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit

Durch Anhebung des KWK-Anteils im Modell auf 50 % bezogen auf die Wärmespitzenlast ergibt sich eine systemisch vertretbare KWK-Stromkapazität von bis zu 35 GW bei 2.500 Mindest-Vbh, abhängig von den unterstellten Stromlast- und Wetterszenarien. Bis zum Jahr 2035 sinkt dieses Spektrum auf etwa 17 GW ab.

Bei geforderten 4.000, wie auch bei 5.000 Mindest-Vbh kann die KWK schon bereits in 2020 keine Leistung mehr zur Verfügung stellen.

Für diejenige KWK, die ab 2.500 Vbh wirtschaftlich betrieben werden kann, ergeben sich durchschnittliche Vollbenutzungsstunden über alle Anlagen von 5.600 in 2020 bis rund 5.000 in 2035.

Tabelle 5-5 durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter Mindest-Vbh über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK

		Betrachtungsjahr			
		2020	2025	2030	2035
Vbh	2.500	5.590	5.430	5.220	4.980

Bei einer unterstellten Toleranz von bis zu 10 %, wobei die tatsächlich einsetzbare Leistung unterhalb der Nennleistung liegen kann, sind – im Rahmen der hier getroffenen Annahmen und für 2.500 Vbh in Grundlast - **bis zu 23 GW elektrisch an KWK unter Verwendung von Wärmespeichern systemisch kompatibel**. Wird auch der Export von KWK-Strom akzeptiert, der bei üblicherweise unlimitiertem Angebot der Strommengen die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinträchtigen kann, sind bis zu 36 GW elektrisch an KWK systemisch kompatibel.

Ist wiederum die KWK-Nettostrommenge das Ziel, so ergeben sich systemisch kompatible einsetzbare KWK-Leistungen von bis zu 28 GW bis 2030 bei einem unterstellten thermischen Leistungsanteil von 50% für KWK.

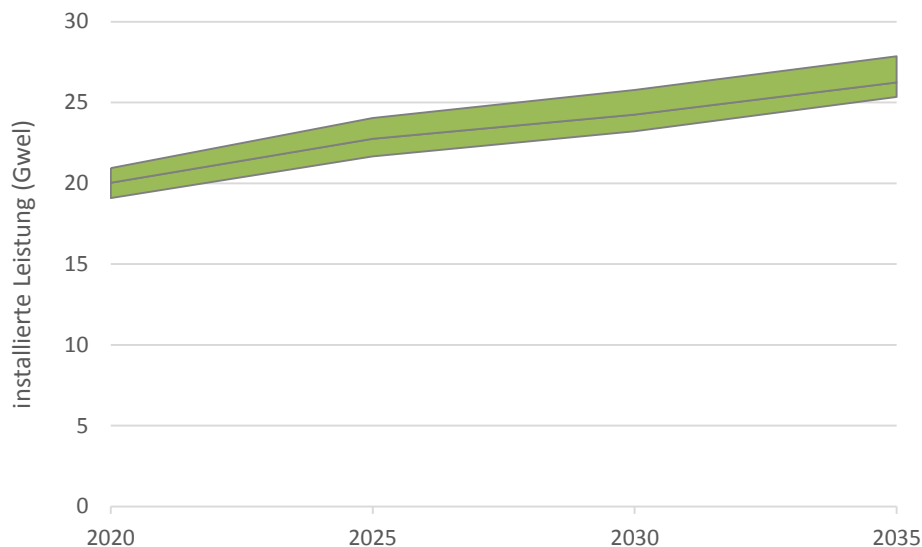


Abbildung 5-9 Gesamtsystemisch optimierte KWK-Leistung für definierte KWK-Strommengen ohne Export, bei 50% KWK-Anteil an der thermischen Spitzenlast

Quelle: eigene Darstellung IZES

Bis 2035 sinkt die Stromerzeugungsmenge bei Vorgabe der Mindest-Vbh unter 120 TWh ab, wogegen zur Erhaltung der Zielstrommenge die Leistung bei abnehmenden Einsatzzeiten zunehmen muss. Die Vollbenutzungsstunden liegen insgesamt leicht unter denen des Mindest-Vbh-Szenarios.

Tabelle 5-6 durchschnittliche Vollbenutzungsstunden der KWK bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK

		Betrachtungsjahr			
		2020	2025	2030	2035
KWK-Anteil an Gesamt- heizlast	50 %	5.480	5.320	5.050	4.700

Die Kraft-Wärme-Kopplung kann unter den zuvor definierten Rahmenbedingungen nur einen Teil der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit leisten. Durch die hier gesetzte Prämisse, dass der Einsatz der KWK nur bei gekoppelter Erzeugung und Verwertung erfolgen soll, **bedarf es zusätzlicher Erzeugungsoptionen**.

5.4 Technisches Anforderungsprofil der Residuallast

Um den Flexibilitätsbedarf und damit die Wahl der Optionen zu bestimmen, wird im Folgenden die Residuallast 2 dahingehend untersucht, welche Anteile eher durch Optionen mit Grundlastverhalten oder durch flexiblere Maßnahmen bereitgestellt werden könnten. Die Optionen unterscheiden sich bezüglich ihres Einsatzes wie folgt:

Tabelle 5-7 Definition der Flexibilitätsoptionen zum Einsatz innerhalb der Residuallast nach EE, Stromspeicher und KWK

Bezeichnung	Grundlast	Mittellast1	Mittellast2	Spitzenlast1	Spitzenlast2
Mindestlaufzeit [h]	14	4	2	1	1
Mindeststillstandszeit [h]	6	4	2	0	0
Mindest-Vbh	6.000	4.000	4.000	1.000	1

Quelle: in Anlehnung an Feldmüller (2013, S. 9) sowie BMWi (2016a, Tab. 22), (gerundet)

Exemplarisch ist an der Flexibilitätsoption „Mittellast1“ nachfolgend dargestellt, welches Spektrum an erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit durch Optionen mit den Eigenschaften der „Mittellast1“ erbracht werden kann. Für die Variante, bei der KWK-Anlagen im Schnitt einen 50 % KWK-Anteil an der thermischen Last, an der sie netzseitig angeschlossen sind, aufweisen, wurde bereits in Abbildung 5-9 verdeutlicht, dass zur Erreichung der KWK-Nettostrommengen mehr KWK-Leistung systemdienlich eingesetzt werden muss, als es bei der Variante mit z.B. 25 % KWK-Anteil der Fall wäre. Bei Zunahme der Stromerzeugung aus fEE und des nach NEP 2015 als konstant unterstellten Strombedarfs müssen die Strommengen aus den übrigen Flexibilitäten (steuerbare EE- und konventionelle Stromerzeugung) absinken. Aufgrund von Konstellationen von hohem Strombedarf, niedriger fEE-Stromerzeugung, niedrigem Wärmebedarf aus KWK und vollen Wärmespeichern, kann dennoch ein hoher Leistungsbedarf konventioneller Flexibilitäten nötig sein.

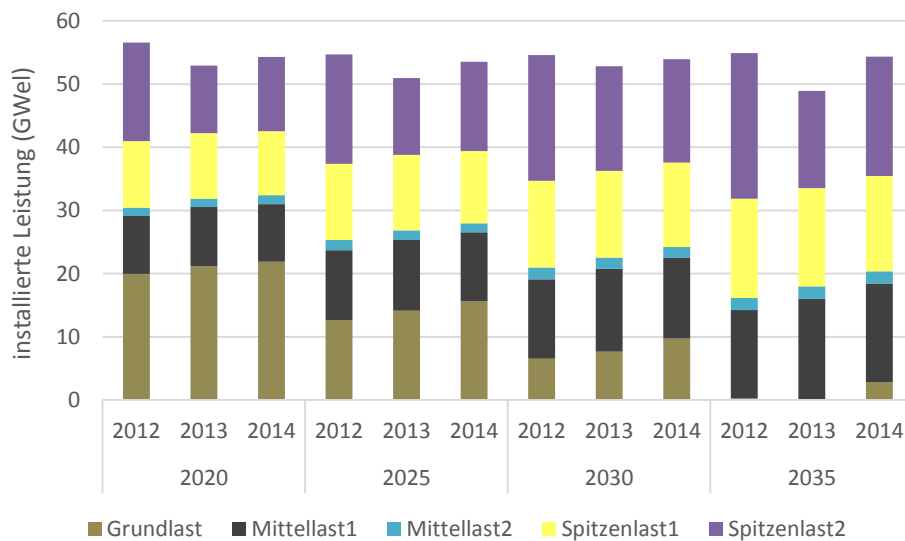


Abbildung 5-10 Leistungsbedarf und technische Einsetzbarkeit zusätzlicher Flexibilitäten zur Deckung der Residuallast 2 bis 2035 bei unterschiedlichen Basis-Wetterjahren (2012, 2013, 2014) bei Vorgabe definierter KWK-Nettostrommengen über alle Szenarien und Betrachtungsjahre, 50% thermischen Leistungsanteils für KWK

Quelle: eigene Darstellung IZES

Trotz des Ausbaus der fEE und maximaler Ausschöpfung der KWK (ohne Export) sinkt der maximale Leistungsbedarf der Residuallast 2 nur unwesentlich. Vielmehr kommt es zum Austausch hin zu flexibleren Erzeugungsanlagen. Aufgrund ihrer hier definierten Eigenschaften kommen Flexibilitäten der Kategorie „Grundlast“ immer weniger zum Einsatz. Sie werden durch Flexibilitäten der Mittel- und Spitzenlast ersetzt. Die Flexibilität Mittellast1 steigert somit ihre Kapazitäten bis 2035 auf 14 bis 16 GW.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Bedarf an installierter Leistung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen.

Tabelle 5-8 *Spektrum des Leistungsbedarfs an Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Residual-
last 2 nach KWK bei 50% thermischem Leistungsanteil für KWK*

		Betrachtungsjahr bei 50% thermischem Leistungsanteil KWK			
		2020	2025	2030	2035
Leistung Flex-Optionen [GW]	Grund- last	20 – 22	13 – 16	7 – 10	0 – 3
	Mittel- last1	9 – 10	11	12 – 13	14 – 16
	Mittel- last2	1,4	1,5	1,8	2
	Spitzen- last1	10 – 11	11 – 12	13 – 14	15 – 16
	Spitzen- last2	11 - 16	12 - 17	16 - 20	15 - 23
Summen		51 - 60	49 - 58	50 - 59	45 - 60

Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden liegen mit durchschnittlich 6.200 Vbh für „Grundlast“, rund 5.300 Vbh für „Mittellast1“, 4.400 Vbh für „Mittellast2“, etwa 2.400 Vbh für „Spitzenlast1“ und rund 270 Vbh für „Spitzenlast2“ auch in 2035 auf einem für den Einsatz der jeweiligen Flexibilitäten passenden Niveau.

Bei einem thermischen Leistungsanteil von 25% für KWK kann die KWK zwar höhere Vollbenutzungsstunden erzielen und bedarf je nach weiteren Rahmenbedingungen weniger finanzieller Zuschüsse zur Zielerreichung, zugleich sinkt aber deren systemisch relevante Leistung ab. Dies hat zur Folge, dass mehr Leistung anderer Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen muss.

Tabelle 5-9 *Spektrum des Leistungsbedarfs an Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Residual-
last 2 nach KWK bei 25% thermischem Leistungsanteil für KWK*

		Betrachtungsjahr bei 25% thermischem Leistungsanteil KWK			
		2020	2025	2030	2035
Leistung Flex-Optionen [GW]	Grund- last	20 – 22	13 – 16	6 – 11	0 – 4
	Mittel- last1	8 - 9	10 - 11	11 – 13	13 – 15
	Mittel- last2	1,5	1,7	1,9	2
	Spitzen- last1	11 – 12	12 – 14	14 - 15	16 – 18
	Spitzen- last2	14 - 18	15 - 20	22	21 - 26
Summen		55 - 63	52 - 63	55 - 63	52 - 65

Ihre Einsatzhäufigkeiten, gemessen in Vollbenutzungsstunden, halten über die Jahre etwa das Niveau wie bei einem 50% thermischen Leistungsanteil der KWK. Die Grundlast weist durchschnittlich rund 6.130 Vbh, die Mittellast1 5.360 Vbh, die Mittellast2 4.350 Vbh, die Spitzenlast1 2.380 Vbh und die Spitzenlast2 280 Vbh in 2035 aus.

Die Gruppe der „Mittellast“ kann zum Beispiel durch Gas-GuD-Anlagen bewirtschaftet werden. Die Gruppe der „Spitzenlast“ könnte durch Gasturbinen abgedeckt werden. Für die kurzfristigen Spitzen könnten in Grenzen der benötigten Leistung zusätzliche Speicher oder aber auch Gasturbinen Einsatz finden. Aufgrund der Wirtschaftlichkeit benötigen die Anlagen aber dann eine hohe Zahlungsbereitschaft der Stromverbraucher. Für hohe Lastwechsel in kurzer Zeit bieten sich Speicher, Lastmanagement wie auch der europäische Lastausgleich als Optionen an. Allerdings wird deren gesicherte Verfügbarkeit seitens der Übertragungsnetzbetreiber als sehr gering eingeschätzt, insofern wird daher die benötigte Leistung bei Gasturbinen hinterlegt.

Tabelle 5-10 Kapazitäten für das Szenario 2035 mit 50% KWK Grundlastanteil bei einer definierten KWK-Strommenge von 120 TWh/a, EMob-Szenario 1 und ohne KWK Export, bei bis zu 95 GW Jahreshöchstlast (ohne Regelenergie)

Kapazitäten	Installierte Leistung [GW]	Gesicherte Verfügbarkeit
Wind on-shore	90	1%
Wind off-shore	19	1%
Photovoltaik	52	0%
Fließgewässer	5	20%
Speicher	10	80%
KWK (inkl. Biomasse)	28	50%
Gas-GuD	21	100%
Gasturbinen	47	100%
Import	15	30%
Lastmanagement	3	1%

Die in Tabelle 5-10 unterstellte Verfügbarkeit von KWK beruht auf den eigenen Ergebnissen bei der Randannahme, dass die Anlage nur im KWK-Betrieb eingesetzt wird. **Wird unterstellt, dass die KWK im Bedarfsfall auch als reine Stromerzeugungsanlage fungieren kann, so kann der Bedarf an Gasturbinen zur Abdeckung der Spitzenlast um etwa 14 GW auf 34 GW sinken.** Je nach eingesetzter KWK-Technologie (z.B. Motoren-BHKW) können die Wirkungsgrade durchaus mit denen von modernen Gasturbinen mithalten oder diese gar leicht übertreffen.

Im Rahmen der zuvor getätigten Annahmen und Szenarien ergeben sich zudem Zeiten mit fEE-Überschüssen. Wird unterstellt, dass aufgrund des in Tabelle 5-10 unterstellten Kraftwerksparkumbaus nur hochflexible Optionen zur Verfügung stehen, und im Idealfall Must-Run-Kapazitäten nicht existieren, so ergeben sich aufgrund der installierten Leistungen an fEE und unter Berücksichtigung der zeitgleich vorhandenen Speicherkapazitäten dennoch Überschüsse von bis zu 41 GW. Diese könnten, je nach fEE-Stromerzeugung in den Nachbarstaaten und nach Angebotspreis, von diesen aufgenommen werden. Die heutige Kapazität an Kuppelstellen in Deutschland reicht dazu aber nicht aus. Insofern nicht ausreichend Speicher oder Lastverschiebepotenziale existieren, sind in diesen Zeiten fEE-Anlagen abzuschalten.

Es verbleibt zu prüfen, welche dieser Kapazitäten durch bereits bestehende Systeme außerhalb der Strommärkte bestehen würden und welche verbleibenden Kapazitäten durch Märkte mindestens bereitzustellen sind.

5.5 Zusammenfassung

Die nach Einsatz der nahezu grenzkostenfreien, aber dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien verbleibende Residuallast, kann aus Gründen des Klima- und Umweltschutzes sowie aus Gründen der Primärenergieeinsparung und damit auch der Versorgungssicherheit durch KWK-Anlagen vollständig gedeckt werden. Technisch ist dies auch unter Einhaltung des Hocheffizienzkriteriums und bei Verwertung aller anfallenden Wärme – abzüglich Speicherverluste - möglich. Eine nicht unerhebliche Leistung an KWK würde aber nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommen, was deren Einsatz unter bestehenden Randbedingungen unwirtschaftlich werden lässt.

Da aus wirtschaftlicher Sicht die Investitionen für den geringen Einsatz zu hoch sind, braucht es entweder einer ausreichenden Kompensation von anderer Seite oder – entsprechend den Einnahmemöglichkeiten auf den Strommärkten – ausreichend Betriebsstunden.

Unter der Prämisse, dass der Betrieb von KWK-Anlagen eine Mindestvollbenutzungstundenzahl überschreiten muss um wirtschaftlich zu sein, lassen sich bei unterstellten Mindestvollbenutzungstunden von 2.500, einem Wärmegrundlastanteil der KWK von 50 % und einer Stromkennzahl von 1 im Jahr 2035 etwa 23 GW an KWK betreiben, bei denen die gesamte Wärme sowie der Strom national genutzt oder kurzfristig gespeichert werden kann. Bildet entsprechend dem KWKG 2016 eine KWK-Nettostrommenge das Ziel, so ergeben sich systemisch kompatible einsetzbare KWK-Leistungen von bis zu 28 GW bei einem unterstellten thermischen Leistungsanteil von 50 % für KWK.

Die verbleibende Residuallast nach KWK und Speichern, nachfolgend als Residuallast 2 bezeichnet, zeichnet sich durch schnelle und hohe Lastwechsel von im Schnitt 2 GW/h aus. In Extremsituationen können in einigen Stunden im Betrachtungsjahr 2035 in Szenarien ohne KWK-Stromexport stündliche Lastwechsel von +20 GW und -38 GW entstehen. In bis zu 2 % der Jahresstunden übersteigt der stündliche Lastwechsel 10 GW, die technisch maximal verfügbare Kuppelkapazität mit rund 15 GW wird in weniger als 0,1 % der Jahresstunden überschritten. Zur Deckung der Residuallast 2 sind in 3 von 4 Ladeszenarien für Elektromobilität ohne KWK-Export rund 53 GW an vorzuhaltenden steuerbaren Stromerzeugungsanlagen im Modell ausreichend. In einem vierten Szenario, in welchem Elektrofahrzeuge nur nachts beladen werden, sind rund 64 GW vorzuhalten.

Für den zeitweise bestehenden „Grundlastbetrieb“ innerhalb der Residuallast 2 könnten Gas-GuD, für kurzfristigere Einsätze Gasturbinen oder -motoren zum Einsatz kommen. Die letztgenannte Gruppe kann auch Spitzenlasten abfahren, wobei Spitzenlast zudem durch Im- und Export sowie Lastmanagement in Grenzen ausgeglichen werden kann.

6 Finanzierungsoptionen für Back-up-Kapazitäten

Nachdem zuvor der Bedarf an vorzuhaltender Leistung verschiedener Flexibilitätsoptionen bis 2035 abgeschätzt wurde, gilt es nun deren Finanzierungsmöglichkeiten zu analysieren. Es besteht heute bereits eine Reihe von Instrumenten und Regelungen, die Zahlungsströme für die Finanzierung von Backup-Kapazitäten generieren, die über die Erlöse aus dem EOM hinausgehen. Nachfolgend werden diese Instrumente und Regelungen auf ihre Wirkung überprüft, ihr Zusammenspiel analysiert und ihre Grenzen diskutiert, wobei der Akteursbezug im Vordergrund steht.

Diese Instrumente und Regelungen sind häufig eine Folge aus netztechnischen Notwendigkeiten und der Zuordnung von Verantwortlichkeiten. Ändern sich Verantwortungen oder Kompetenzen der Akteure, so hat dies auch unmittelbare Auswirkungen auf die Refinanzierungsoptionen. Zudem wird untersucht, inwieweit die gegenwärtige Verteilung der Verantwortlichkeiten den Informationen, dem Wissen und Können der jeweiligen Akteure gerecht wird.

Zunächst gilt es aber Back-up-Kapazitäten für die folgenden Untersuchungen abzugrenzen.

6.1 Definition Back-up-Kapazitäten

Analog zur Methodik der Simulation in Kapitel 5 lässt sich die Lastdeckung in Deutschland anhand des Willens des Gesetzgebers wie folgt unterteilen:

- Erzeugung mit bedingungslosem⁵⁴ Vorrang: fluktuierende Erneuerbare Energien (fEE)
- Erzeugung mit bedingtem Vorrang bzw. zusätzlichen Refinanzierungsmöglichkeiten: KWK, regelbare Erneuerbare sowie ggf. Stromeffizienz
- Erzeugung, die sich ausschließlich über den EOM refinanziert: konventionelle Erzeuger, DSM

Die nachfolgende Abbildung 6-1 verdeutlicht den Zusammenhang.

Verbleibt eine Restmenge in der Residuallast 3, so bedeutet dies, dass ein Nachfrageüberschuss zu erwarten ist, da die zur Deckung notwendigen Kapazitäten sich grundsätzlich nicht über den Markt refinanzieren können: sie werden nur in sehr begrenzten Zeiten benötigt. Sind diese Situationen absehbar, bspw. weil aus betriebswirtschaftlichen Gründen der konventionelle Kraftwerkspark auf den Teil unterhalb der

⁵⁴ De facto aufgeweicht durch die obligatorische Direktvermarktung.

Jahresspitzenlast abschmilzt, der eigenwirtschaftlich betrieben werden kann, so entsteht ein Bedarf an Back-up-Kapazitäten (abgebildet durch Residuallast 3), deren Vorhandensein im Vorfeld durch sekundäre Zahlungsströme organisiert werden will.

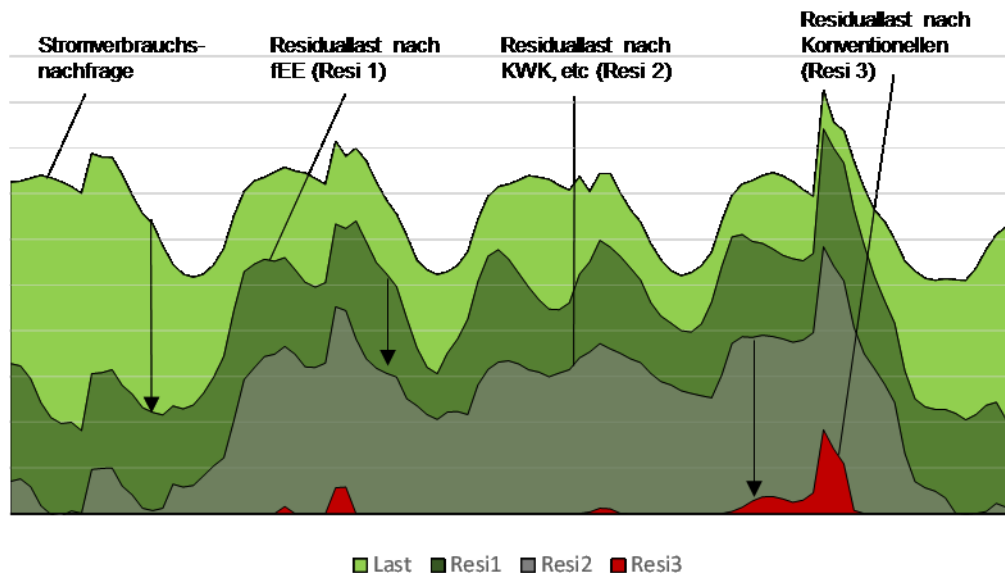


Abbildung 6-1 schematische Darstellung Residuallastvarianten

Quelle: eigene Darstellung IZES

Um eine hohe Versorgungssicherheit auch in Zeiten geringer fEE-Einspeisung (z.B. Wintertag bei Schwachwind) gewährleisten zu können, sind jedoch typischerweise zusätzliche Back-up Kapazitäten erforderlich. Back-up-Kapazitäten sollen **systematische und vorhersehbare Überschussnachfragen** abdecken, ihre Aufgabe ist es jedoch nicht, stochastischer Ungleichgewichte und technische Störungen zu kompensieren. Somit sind Back-up-Kapazitäten etwa gegenüber den Kapazitäten der Regenergie abzugrenzen, welche stets additiv notwendig sind.

Die nachfolgende Abbildung 6-2 zeigt die grundsätzliche Einordnung von Back-up-Kapazitäten innerhalb des Stromsystems auf der Zeitachse und den beiden Grundpfeilern: Ausgleich des SOLL (also der vorhersehbaren Verbräuche / Erzeugungen) sowie dem Ausgleich des IST (also Schwankungen der tatsächlichen Erzeugung/Verbrauchssituationen aufgrund von unvorhersehbaren Schwankungen oder Ausfällen). Die vereinfachende Darstellung dient zunächst der Einordnung⁵⁵. Deutlich wird jedoch, dass

⁵⁵ Tatsächlich ist auch eine implizite Aktivierung von Back-up-Kapazitäten schon im Rahmen der „normalen“ Allokation denkbar, bspw. durch entsprechende Preissignale auf den EOM-Märkten.

Kapazitäten zum IST-Ausgleich unvorhersehbarer Ereignisse, also Kapazitätsreservierung für den (späteren) Regelleistungseinsatz, grundsätzlich nicht als Back-up-Kapazitäten anzusehen sind. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass sich die Inhaber von Kapazitäten vorher entscheiden müssen, für welchen Bereich sie zur Verfügung stehen.

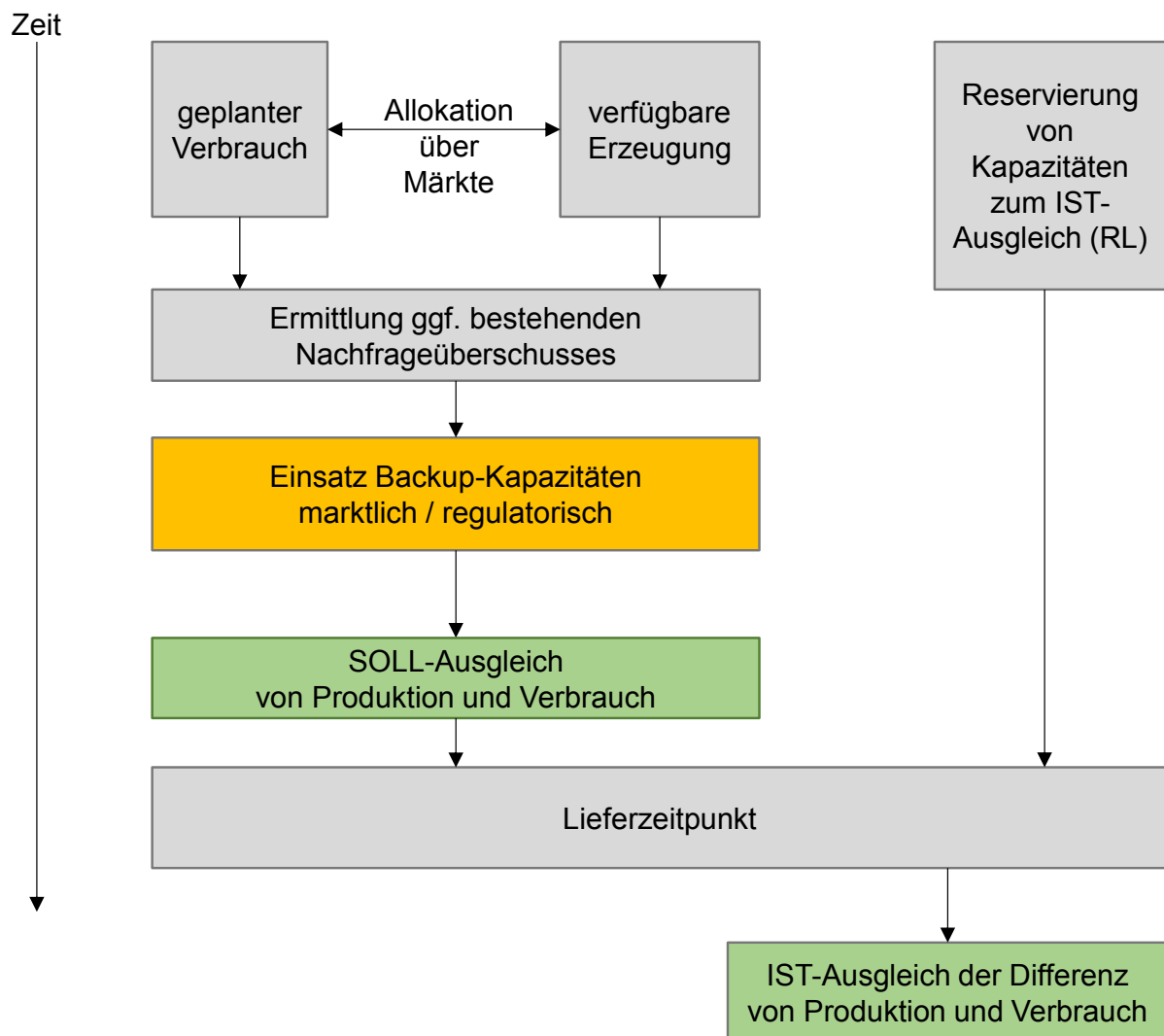


Abbildung 6-2 grundsätzliche Einordnung Back-up-Kapazitäten

Quelle: eigene Darstellung IZES

Back-up-Kapazitäten können weiter hinsichtlich folgender Kriterien untergliedert werden:

Flexibilität: Die fEE können zu schnellen und hohen Lastwechseln führen, so dass eine ausreichend hohe Verfügbarkeit an Flexibilitätsoptionen gewährleistet sein muss.

Diese zeitliche Anforderung kann dabei im Bereich von Sekunden und Minuten, teilweise aber auch von Stunden und Tagen liegen. Je nach Positionierung von Back-up innerhalb oder außerhalb der Märkte, ist eine hohe Flexibilität sicherlich wünschenswert, aber nicht zwingend.

Kapazität: Mit dem Begriff der Kapazität wird zunächst nicht unterschieden, ob die Kapazität einer Anlage / Einheit oder einer anteiligen Anlagenleistung / Kraftwerks-scheibe zuordenbar ist. Auch wird nicht zwischen (physischer) Erzeugung oder DSM unterschieden. Entscheidend ist allein die absenkende Wirkung auf die Residuallast.

Finanzierung: Zur Finanzierung von Back-up-Kapazitäten existieren mehrere Motivationen. Kapazitäts- und Flexibilitätsmechanismen etwa (z.B. die Kapazitäts- und Klimareserve sowie die Flexibilitätsprämie) sind energiepolitische Instrumente, um eine gewisse Kapazität für das Versorgungssystem temporär abzusichern, bzw. erzeugungs-seitige Freiheitsgrade zu schaffen. Back-up-Kapazitäten können überdies auch aus Einzelinteressen heraus (z.B. Notstromaggregate, individuelle Optionen zur Erhöhung der Bilanzkreistreue) errichtet werden. Schließlich können auch in Aussicht stehende Vermarktungserlöse in Gestalt von am Stromgroßhandelsmarkt auftretenden Preisspitzen die Errichtung der Kapazitäten anreizen. Als Back-up-Kapazitäten sind Kapazitäten mit einer sehr geringen Auslastung zusammengefasst, deren jährlich anfallende Fixkostendeckung innerhalb der wenigen Einsatzstunden erfolgen muss. In diesem Verständnis wären die eingesetzten Back-up-Optionen jedoch immer die preissetzenden Grenzkraftwerke. Sie können in einem grenzkostenbasierten Markt somit bestenfalls ihre variablen Kosten, nicht oder nur in geringem Umfang aber ihre fixen Kosten decken. Um eine Refinanzierung derart selten eingesetzter Kapazitäten abseits sonstiger Finanzierungsmechanismen über EOM zu ermöglichen, müssen diese auch ihre Fixkosten einpreisen (mark-up). Die Kartellbehörden haben dabei sicherzustellen, dass hierbei keine Marktmacht missbraucht wird. Fraglich ist jedoch, wie, wenn nicht über Marktmacht zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung, die Durchsetzung von solchen Mark-Up-Preisen hinreichend sicher abgeschätzt werden kann (vgl. hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 4.4.2).

Als Back-up-Kapazitäten sind also solche Kapazitäten zu bezeichnen, die systemnotwendig sind, sich aber perspektivisch nicht auf den bestehenden Stromgroßhandelsmärkten refinanzieren können, bzw. die Stromgroßhandelsmärkte eine notwendige Investition nicht anreizen.

Bereits heute besteht eine Reihe von Instrumenten und Regelungen, die Zahlungsströme für die Finanzierung von Back-up-Kapazitäten generieren können, die über die

Erlöse aus dem EOM hinausgehen. Nachfolgend werden diese Instrumente und Regelungen auf ihre Wirkung überprüft werden. Nach einer Erläuterung der Grundlagen werden jeweils die Akteure, Kompetenzen und Verantwortlichkeiten dargestellt und eingeordnet. Neben dem aktuellen und potentiellen Beitrag zur Versorgungssicherheit soll im Ergebnis auch das jeweilige Potenzial zur Generierung von Back-up-Kapazitäten nach vorstehender Definition herausgestellt werden.

6.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

6.2.1 Grundlagen

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) fördert hocheffiziente KWK-Anlagen durch einen leistungsabhängigen Zuschlag, der für im gekoppelten Betrieb erzeugte Strommengen gezahlt wird. Die Zuschlagzahlungen erfolgen zunächst prinzipiell unabhängig davon, ob die Stromerzeugung in das öffentliche Netz eingespeist oder innerhalb von Objekten selbst verbraucht wird (s. § 4 Abs.3a KWKG 2012 sowie § 4 S.1 KWKG 2016). Mit § 6 Abs.4 KWKG 2016 erfolgt hier jedoch eine deutliche Differenzierung in Abhängigkeit der installierten Leistung, dem Einsatzort bzw. dem Nutzer. Die Zuschlagszahlungen sind grundsätzlich über Vollbenutzungsstunden budgetiert, die abhängig von der KWK-Stromerzeugung über die Lebensdauer der Anlage abgerufen werden können.⁵⁶ Der Anspruch auf die Zuschläge besitzt eine langfristige Rechtssicherheit, nachträgliche Gesetzesänderungen ändern nichts an den Ansprüchen. Dies ist ein gewichtiger Vorteil des KWKG gegenüber anderen Vergünstigungen (z.B. Energiesteuerrückvergütungen, vermiedene Netznutzungsentgelte, ...).

6.2.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten

Theoretisch können die Zuschläge als zeitlich gestreckter Investitionszuschuss gesehen werden. Praktisch ist dies jedoch nicht richtig, da Anteile der Zuschläge zur Betriebskostendeckung sowie für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate aufgewendet werden. Der Anteil, der zur Deckung dieser Kosten dient, ist zum einen abhängig von den aktuellen Preisniveaus (z. B. Stromgroßhandels-, Brennstoffpreise, ...) sowie zum anderen von den Liquiditäts- und Rentabilitätsanforderungen der Anlagenbetreiber. Entsprechend liegen die kumulierten KWK-Zuschläge aus dem KWKG über den reinen Anlagenkosten. Aufgrund des Mengenziels im KWKG kann unterstellt werden, dass die Zuschläge primär der Ausweitung der KWK-Stromerzeugung (also auch der Deckung von Brennstoff- und CO₂-Kosten) dienen sollen und erst sekundär zu einem Ausbau von installierter KWK-Leistung führen, indem hierdurch weitere Wärmesenken

⁵⁶ Die Zuschläge sind für Neuanlagen (> 50 kW) auf 30.000 Vbh budgetiert. Zuschläge für Mini-KWK-Anlagen (< 50 kW) werden längstens für 60.000 Vbh gezahlt. Für modernisierte und nachgerüstete Anlagen gelten niedrigere Vbh (§8 KWKG 2016).

für die KWK erschlossen werden. Die ökologische Wirkung der KWK erfolgt durch deren Betrieb, nicht durch das Vorhandensein der KWK-Anlagen. Entsprechend ist der Gesetzgeber nach der EU-Beihilfeleitlinie auch faktisch dazu angehalten, die KWK-Förderung als eine arbeitsbezogene (kWh) Betriebsbeihilfe auszugestalten.

Die KWK-Zuschläge werden für hocheffizienten, in KWK erzeugten und nutzbaren⁵⁷ Strom gezahlt. Das Hocheffizienz-Kriterium wird in der EU-Effizienzrichtlinie⁵⁸ sowie in den Durchführungsbeschlüssen zur Festlegung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte⁵⁹ definiert. Dieses Kriterium ist jedoch keine Einschränkung von KWK-Anlagen für eine dauerhaft gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung. Wenn KWK-Anlagen für eine ungekoppelte Stromerzeugung technisch ausgelegt sind, können diese auch unabhängig von der Wärmebereitstellung Strom erzeugen. Sie bekommen für diesen Strom zwar keine KWK-Zuschläge, verlieren dadurch aber nicht ihren Anspruch auf diese Zuschläge aus dem KWKG. Das Hocheffizienzkriterium bezieht sich faktisch nur auf den gekoppelten Betrieb der Anlage.⁶⁰

Die Zuschläge aus dem KWKG berücksichtigen die aktuell bestehenden weiteren Fördermechanismen der effizienten Stromerzeugung aus KWK. Hierzu gehören Steuerbegünstigungen aus dem Energie- sowie dem Stromsteuergesetz (für Anlagen bis 2 MW), die Kosteneinsparungen beim Stromselbstverbrauch (Einsparung von Netzentgelten, teilweise Umlagen, Konzessionsabgaben), die Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE) aufgrund dezentraler Einspeisung, Investitionszuschüsse für kleine Anlagen durch das Impulsprogramm (Mini-KWK-Richtlinie) und Einsparungen bei Investitionen aufgrund der Anforderungen der EnEV und des EEWärmeG bei KWK-Wärmenutzung (z. B. durch geringere Dämmmaßnahmen von Gebäudehüllen oder als Ersatzmaßnahme für EE-Wärme). Weiterhin werden Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, nicht zusätzlich durch das KWKG gefördert (§ 1 Abs. 3 KWKG 2016). In der Festlegung der KWK-Zuschläge aus dem KWKG wird die unterschiedliche Rechtssicherheit, die die Fördermechanismen bieten, und die daraus folgende zukünftige Sicherheit der resultierenden Zahlungsströme bzw. Einsparungen nicht berücksichtigt.⁶¹ Alle Zahlungen oder Einsparungen aus den weiteren Fördermechanismen werden gleichwertig verrechnet und dann die Höhe der nötigen Zahlungen

⁵⁷ Nicht für den Kraftwerkseigenverbrauch.

⁵⁸ Europäische Kommission (2012)

⁵⁹ Europäische Kommission (2011)

⁶⁰ siehe § 6 KWKG bzw. AGFW FW 308 Arbeitsblätter 4 bis 6

⁶¹ siehe IZES (2015, S. 7ff.)

aus dem KWKG festgestellt.⁶² Ohne die Zahlungen aus dem KWKG sind der Betrieb sowie ein Zubau von KWK-Anlagen betriebswirtschaftlich nicht möglich. Ein merklicher Zubau von KWK-Anlagen würde daher ohne KWKG nicht stattfinden. Die Zahlungen aus dem KWKG, in der bestehenden Systematik, reichen aber alleine ohne die anderen Fördermechanismen nicht aus, um KWK-Kapazitäten zuzubauen.

Im Zeitraum von 2009 bis 2013 wurden jährlich zwischen 500 und 1.000 MW an KWK-Anlagen im Rahmen des KWKG zugelassen (Öko-Institut (2014) basierend auf BAFA-Daten). Insgesamt wurden in diesem Zeitraum 3,6 GW KWK-Leistung installiert.⁶³ Überschlägig wird für 2012 von einer installierten KWK-Leistung von 30 GW ausgegangen, wovon ca. 95 % fossil gefeuerte Anlagen sind (Öko-Institut 2014). Mit den bisher durch das KWKG induzierten Zubauraten von 500 bis 1.000 MW würde ein Ersatz der bestehenden 30 GW mindestens 30 Jahre dauern, was deutlich über den Kalkulationsdauern von KWK-Projekten liegt.⁶⁴ In der aktuellen Ausprägung wird das KWKG höchstens dem Erhalt der installierten KWK-Leistung dienen, von einem grundsätzlichen Leistungszubau durch das KWKG kann nicht ausgegangen werden.

Mit dem KWKG 2016 wurde zur Sicherung des Bestandes ein Zuschlag für Bestandsanlagen der allgemeinen Versorgung eingeführt sowie generell eine Anpassung der Fördersätze unternommen. In dieser Anpassung wird auch zwischen dem in das öffentliche Netz eingespeisten KWK-Strom und selbst verbrauchten Strom unterschieden. Die Zuschläge für ins öffentliche Netz eingespeisten Strom wurden deutlich angehoben, während die Zuschläge für selbst verbrauchten Strom, abhängig von den Akteuren⁶⁵, abgesenkt oder gestrichen wurden. Für einige Leistungsklassen besteht demnach weiterhin eine starke Investitionsunsicherheiten, zumal zu erwarten ist, dass der übliche Preis (§ 4 Abs. 3 KWKG 2016), der sich am Stromgroßhandelspreis orientiert, aufgrund des Merit-Order-Effekts und der angestrebten Erweiterung des europäischen Stromhandels weiter sinken wird. Inwieweit die im Juli 2015 vom Europäischen Parlament beschlossenen Anpassungen im CO₂-Emissionshandel die gewünschte Wirkung entfalten werden, ist ungewiss. Das novellierte KWKG wird daher maßgeblich als Bestandssicherung in der allgemeinen Versorgung dienen, die auch Reinvestitionen zulassen sollte. Ein merklicher Zubau an KWK-Anlagen und -Leistung ist durch dieses jedoch nicht zu erwarten.

⁶² vgl. Prognos et al. (2014, S. 176ff.)

⁶³ Das Gros der Anlagen von 2,5 GW besitzt Leistungen größer 2 MW. In der Leistungsklasse zwischen 2 MW und 50 kW wurden ca. 0,9 GW installiert und ca. 250 MW an Mini-KWK-Anlagen (kleiner 50 kW).

⁶⁴ Die Kalkulationsdauern von KWK-Projekten (mit Ausnahme von Kohle-Dampfkraftwerken) liegen zwischen 10 und 20 Jahren (Prognos et al. 2014).

⁶⁵ Ausnahmen sind Zuschläge für Kleinanlagen (< 100 kW), die jedoch gesenkt werden, sowie KWK-Zuschläge in der stromintensiven Industrie, die auf dem bisherigen Niveau belassen werden.

Seit dem KWKG 2012 wird eine Flexibilisierung der KWK-Anlagen angestrebt. Die vormals bestehende Fördermittelbegrenzung, welche sowohl eine maximal geförderte Strommenge, aber auch eine zeitliche Begrenzung der Förderzeit vorsah, je nachdem, was zuerst eintraf, wurde auf eine Vorgabe maximaler Vollbenutzungsstundenumgestellt. Weiterhin wurde eine Wärmespeicherförderung eingeführt, wodurch ein zeitlich flexiblerer Betrieb der Anlagen unabhängig vom Wärmebedarf angestrebt wird. Darüber soll ein Beitrag der KWK zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV) ermöglicht werden.⁶⁶

Für die Generierung von Back-up-Kapazitäten bedeutet dies, dass das KWKG mit für einen Zubau einzelner Stromerzeugungsanlagen verantwortlich ist, die auch zum Ausgleich der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien genutzt werden sollen. Primär geht es jedoch um eine Ausweitung der effizienten und klimafreundlichen Stromerzeugung aus KWK. Ein direkter Zubau an Leistung wird nicht direkt angestrebt, ist aber dafür indirekt nötig. Das KWKG führt im Gegensatz zum EEG nicht alleine zu Investitionen in KWK-Anlagen, sondern findet nur im Zusammenhang mit anderen Fördermechanismen statt.

6.2.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Im Rahmen der festgelegten Klimaschutzziele ist der deutsche Staat für die Ausgestaltung des KWKG verantwortlich. Das BMWi schlägt die Ausgestaltung der Förderung durch das KWKG vor, die dann durch die Legislative geprüft, angepasst und verabschiedet wird. Hierbei müssen jedoch die wettbewerbsrechtlichen Anforderungen der EU eingehalten werden. Für EEG und KWKG sind diese in den „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ dargelegt.

Auf der anderen Seite stehen KWK-Anlagenbetreiber und -investoren, die für den rechtmäßigen Betrieb der Anlagen verantwortlich sind. Abhängig vom Geschäftsmodell des Anlagenbetreibers gehen diese weitere privatrechtliche Verpflichtungen ein (z. B. Lieferverträge) oder handeln aus wirtschaftlichem Eigeninteresse (Selbstverbrauch). Abhängig vom Geschäftsmodell können KWK-Anlagenbetreiber verschiedene sein: Energiewirtschaftsbetrieb, Industriebetrieb, Gewerbebetrieb, Dienstleister, Contractor oder Gebäudebesitzer. Im Ganzen sind diese jedoch Erzeuger, die nach ökonomischen Kriterien handeln. Sie können ihren Lieferverpflichtungen bzw. ihrer eigenen Bedarfsdeckung auch nachkommen, indem Sie Strom am Großhandelsmarkt

⁶⁶ siehe Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Drucksache 17/8801

beschaffen und Wärme alternativ bereitstellen (Heizkessel, Wärmespeicher). Entsprechend können sie im Rahmen ihrer privatrechtlichen Möglichkeiten jederzeit einen Marktaustritt anstreben.

Das KWKG nimmt durch die Zuschläge direkten Einfluss auf die ökonomische Attraktivität der hocheffizienten KWK-Erzeugung. Der deutsche Staat hat somit einen Einfluss auf die bereitstehende KWK-Kraftwerksleistung. Eine Verpflichtung in Bezug zur Versorgungssicherheit ist jedoch hierdurch nicht direkt gegeben.

6.2.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Das KWKG dient der Förderung der Stromerzeugung aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, welche als Effizienztechnologie zum Klimaschutz beiträgt. Da diese Technologie rein marktgetrieben nur eine geringe Anwendung findet, wird diese durch den Staat finanziell unterstützt bzw. angereizt. Investoren entscheiden als Marktakteure eigenverantwortlich, ob diese KWK-Anlagen bauen und betreiben. Bezogen auf die Versorgungssicherheit werden KWK-Anlagen nicht anders behandelt als konventionelle Stromerzeugungsanlagen. Der Betreiber ist dabei für einen sicheren, den technischen und rechtlichen Vorschriften entsprechenden Anlagenbetrieb verantwortlich. Dies ist die übliche Aufgabenverteilung, die sich bisher als angemessen erwiesen hat.

6.2.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit, Weiterentwicklungspotenzial

KWK-Anlagen unterliegen grundsätzlich den gleichen Anschlussbedingungen, wie Stromerzeugungsanlagen ohne Wärmeauskopplung. In ihrem Betriebskalkül kommt die Lieferung von Wärme hinzu, die jedoch technisch nicht zwingend sein muss. Ihre Fahrweise unterliegt in der liberalisierten Energiewelt maßgeblich betriebswirtschaftlichen Erwägungen.⁶⁷ Bei einem Herunterfahren der KWK-Anlage fallen Kosten für die alternative Wärmebereitstellung an,⁶⁸ des Weiteren können durch Herunterregeln ebenfalls Einnahmen aus Förderinstrumenten, wie dem KWKG, entfallen. Dies ist bei Make-Or-Buy-Entscheidungen zu berücksichtigen, weshalb häufig KWK-Anlagen erst nach konventionellen Kraftwerken bei geringeren (bzw. negativen) Stromgroßhandelspreisen vom Netz gehen. Selbige Erwägungen gelten auch beim Angebot von Systemdienstleistungen, insbesondere dem Regellenergieangebot. Auch dort gehen die

⁶⁷ Ausnahme ist ein teils angestrebter Mindestbetrieb, der sich aus Anforderungen der EnEV und dem EEWärmeG ergibt. Wärme mit KWK-Anteil dient als Ersatzmaßnahme für höhere Dämmmaßnahmen oder dem Einsatz von erneuerbarer Wärme. Hierfür ist ein fest definierter Anteil an KWK-Wärme nötig, dessen Erreichung kann kurzfristig wichtiger sein als kurzfristige betriebswirtschaftliche Einsatzoptimierungen.

⁶⁸ Kosten für die Wärmespeicherung oder die Erzeugung in Heizkesseln

Wärmeerzeugung und Fördermechanismen in die betriebswirtschaftlichen Entscheidungen mit ein, ob, in welcher Menge und zu welchem Preis Regelenergie angeboten wird.

Der Beitrag von KWK-Anlagen zur Versorgungssicherheit beschränkt sich somit auf das Nachkommen von Lieferverpflichtungen. Diese Lieferverpflichtungen werden jedoch nur dann eingegangen, wenn die Strommärkte sowie der Wärmemarkt die entsprechenden ökonomischen Erwartungen erfüllen. Anderenfalls wird ein Marktaustritt bzw. eine Anlagenstilllegung erwogen werden. Für viele erdgasgefeuerte KWK-Anlagen stellte sich unter den aktuellen Preisniveaus bis vor Kurzem die Frage, ob diese noch weiterbetrieben werden sollen. Das neue KWKG 2016 setzt daher eine Erhöhung der Zuschläge für Neuanlagen⁶⁹, wie auch die Einführung eines Zuschlages für den Bestandserhalt um. Die Menge an KWK-Stromerzeugung sowie die installierte Leistung an KWK-Anlagen hängt somit insbesondere vom politischen Willen, KWK als effiziente und klimafreundliche Technologie zu fördern, ab. Bezogen auf die Versorgungssicherheit kann dies zwei Dinge bedeuten:

- Nach den Anforderungen des Strommarkts 2.0 (BMWi 2015b) soll die KWK in den Strommarkt integriert werden, was insbesondere eine freie Preisbildung bedeutet. Entsprechend bleibt es weiterhin Aufgabe des KWKG aus Klimaschutzgründen die KWK rein ökonomisch zu unterstützen. Der Beitrag der Anlagenbetreiber zur Versorgungssicherheit findet dann weiterhin aus rein betriebswirtschaftlichen Erwägungen statt.
- Wenn KWK-Anlagen staatlich gefördert werden, dann sollen diese auch eine Verantwortung für die Versorgungssicherheit übernehmen. Entsprechend könnten Klauseln in das KWKG eingefügt werden, die der Verbesserung bzw. Sicherstellung der Versorgungssicherheit dienen. Hierfür sollten auch alternative Fördermechanismen untersucht werden. Statt einem fixen Zuschlag könnte beispielsweise ein an Marktpreisen indizierter Zuschlag zu einer besseren Sicherstellung des KWK-Anlagenbetriebes dienen (IWES und Energy Brainpool 2015).

⁶⁹ sowie modernisierte und umgerüstete Anlagen

6.3 Regelbare EE

6.3.1 Grundlagen

Das Kapitel beschäftigt sich mit der Bereitstellung von Back-up-Leistungen durch Erneuerbare Energien. Da damit gerade ein Back-up für fluktuierende Erneuerbare Energien gemeint ist, kann der Inhalt auf nach Plan steuerbare Erneuerbare Energien beschränkt werden.

Wasserkraftwerke werden dabei nicht näher betrachtet, da eine Bereithaltung einer positiven Reserve einen angedrosselten Turbinenbetrieb und/oder ein Aufstauen des Wasserlaufs erfordert⁷⁰. Die verschiedenen Arten von Wasserkraftwerken sind dabei nur eingeschränkt in der Lage positive Reserveleistungen bereitzustellen⁷¹. Eine längerfristige Bereitstellung positiver Leistung würde, sofern sie technisch möglich ist, eine dauerhaft geringere Stromerzeugung erfordern, was aus ökologischen Gründen unerwünscht ist. Zudem ist die Stromerzeugung von Wasserkraftwerken auch von dem jeweiligen Wasserdargebot abhängig und nimmt insofern eine Zwischenstellung zwischen dargebotsabhängigen und nach Plan steuerbaren Erneuerbaren Energien ein. Im Jahr 2014 waren 5,6 GW an Wasserkraftleistung installiert, die 19,6 TWh Strom produzierten⁷², was rund 3.500 Volllaststunden entspricht. Das zusätzliche Erzeugungspotenzial, das teils durch den Umbau bestehender Standorte erschlossen werden kann, beträgt etwa 4,6 TWh⁷³. Für Wasserkraft kann davon ausgegangen werden, dass die gegenwärtig installierte Leistung langfristig in etwa erhalten bleibt oder allenfalls geringfügig steigt.

Aufgrund ihrer relativ geringen Bedeutung wird auch die geothermische Stromerzeugung in diesem Kapitel nicht näher betrachtet⁷⁴.

Die installierten Leistungen der verbleibenden Anlagen sind in Abbildung 6-3 zu sehen⁷⁵: Dort ist ersichtlich, dass auf die Verstromung von fester Biomasse (2014: ca. 2,1 GW) sowie von Biomethan und -gas (2014: ca. 4,1 GW) die größten Leistungen

⁷⁰ s. IAEW et al. (2014, S. 152)

⁷¹ s. IAEW et al. (2014, S. 159) zu Speicherkraftwerken. Zu Laufwasserkraftwerken IAEW et al. (2014, S. 161), wonach deren „flexible Leistung ... primär in Zeiträumen von bis zu 15 Minuten verfügbar“ ist. Diese Zeiträume sind für Back-up-Kapazitäten zu kurz.

⁷² s. BMWi und AGEE (2015, Tabellen 3 und 4)

⁷³ s. IAEW et al. (2014, S. 168ff.)

⁷⁴ Es wird auch kein Zubau erwartet, der zu einer energiewirtschaftlich bedeutenden Leistung geothermischer Kraftwerke bis 2030 führen würde. (IUE 2014, S. 52)

⁷⁵ Der biogene Anteil des Abfalls, der in thermischen Abfallverbrennungsanlagen anfällt, wird nicht berücksichtigt, da Abfallverbrennungsanlagen nicht den anderen Regelungen für EE unterliegen und aufgrund der anderen Komponenten des Mülls nicht als zu den Erneuerbaren gehörig angesehen werden können.

entfallen und auf beide zusammen rund 90 % der installierten Biomasseleistung. Mit ihnen wurden 2014 rund 29,1 TWh Strom aus Biogas und -methan sowie 11,8 TWh aus fester Biomasse erzeugt⁷⁶, was einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl in Höhe von rund 7.100 h/a bzw. 5.700 h/a entspricht. Die hohen Volllaststunden für Biogas und -methan deuten darauf hin, dass ein Großteil dieser Anlagen durchgehend in Volllast Strom erzeugen. Aufgrund ihrer relativ großen Bedeutung fokussiert die weitere Diskussion in diesem Kapitel auf die Nutzung fester Biomasse sowie von Biogas und -methan⁷⁷.

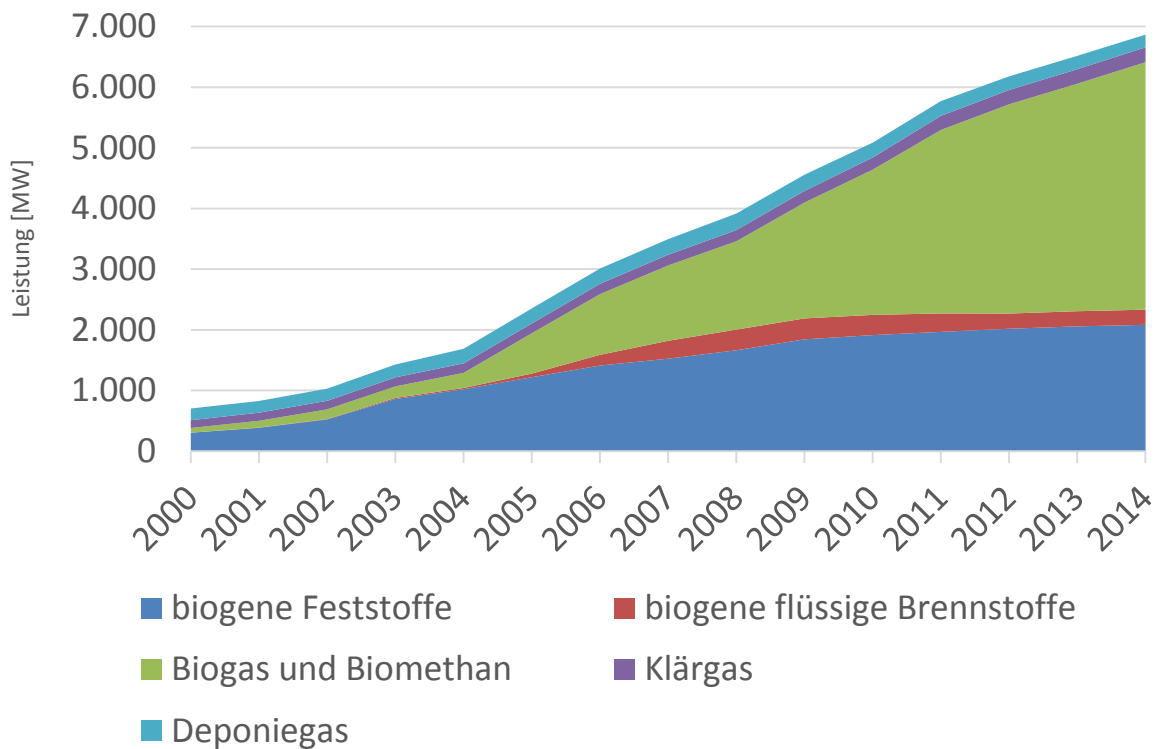


Abbildung 6-3 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von regelbaren EE-Anlagen⁷⁸ in Deutschland (2000 bis 2014, in MW)

Quelle: BMWi und AGEE (2015, Tab. 4)

⁷⁶ s. BMWi und AGEE (2015, Tab. 3)

⁷⁷ Für Deponie- und Klärgas sind zudem keine bzw. keine größeren Ausbaupotenziale vorhanden (s. ZSW et al. (2014, S. 42–47)). Flüssige Biomasse ist nach EEG2014 §47 Abs. 2 nur insofern förderfähig als sie für notwendige Zünd-, Anfahr- und Stützfeuerung eingesetzt wird. Aufgrund des gleichzeitig geringen Bestands von 0,25 GW kann flüssige Biomasse im Weiteren vernachlässigt werden.

⁷⁸ Aufgrund der relativ geringen installierten Leistung wurde Geothermie (2014: 24 MW) nicht in die Abbildung aufgenommen.

Technisch betrachtet sind Biogasanlagen grundsätzlich in der Lage, verschiedene Systemdienstleistungen - insbesondere auch sämtliche Regelenenergieleistungen⁷⁹ - zu erbringen (IWES 2014a). Dadurch könnten sie fossile must-run-Anlagen ersetzen. Im Kontext von Back-up Kapazitäten ist jedoch vor allem bedeutend, dass sie technisch in der Lage sind, als Reaktion auf Änderungen der Residuallast schnell ihre Erzeugung anzupassen⁸⁰ und Leistung bereitzustellen, um bei hoher Residuallast die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierfür sind allerdings anlagentechnischen Voraussetzungen zu erfüllen, die z.B. durch eine Erweiterung der Leistung und einen Zubau von Gas- und gegebenenfalls Wärmespeicher erreicht werden können⁸¹. Inwieweit vorhandene technische Möglichkeiten ausgeschöpft werden, ist dann eine Frage, ob Fördermechanismen für Bestands- und Neuanlagen entsprechende Anreize setzen. Die Fördermechanismen bestimmen dann gleichzeitig auch, welche Leistung an Biomasseanlagen zur Verfügung steht. Die durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden von Biogasanlagen von rund 7.100 h/a zeigen, dass diese Anlagen überwiegend unter Volllast gefahren werden.

Im EEG 2014 § 3 Nr. 4 (und § 28 Abs. 1) wird für die gesamte Biomasse ein geplanter Bruttozubau von maximal 100 MW_{el} pro Jahr festgelegt⁸². Diesen im Vergleich zu den Werten für Photovoltaik und Windkraft-Onshore und Offshore relativ geringen Wert begründet BMWi (2014a, S. 1) damit, dass „die Erzeugung von Strom durch Photovoltaik und Windkraft deutlich kostengünstiger als aus Biomasse“ ist⁸³. Sofern dieser Zielwert für Biomasseanlagen langfristig eingehalten wird, ist mit einem Rückgang der installierten Leistung zu rechnen. Dies kann durch eine einfache Überschlagsrechnung verdeutlicht werden: Falls 100 MW pro Jahr zugebaut würden und Neuanlagen 20 Jahre betrieben würden⁸⁴, ergäbe sich für 2035 ein Bestand von 2 GW, also weniger

⁷⁹ Auch eine Erbringung von Primärregelleistung ist möglich (DBFZ 2014, S. 43 und IWES 2014a, S. 7). In der Tat wird seit Januar 2014 durch Biogasanlagen erbrachte Primärregelleistung angeboten. (IWES 2014a, S. 7)

⁸⁰ IWES (2014a, S. 19)

⁸¹ Zu Möglichkeiten der Flexibilisierung s. DBFZ et al. (2014, S. 32ff.)

⁸² Dabei handelt es sich um installierte Leistung und nicht Bemessungsleistung (siehe unten).

⁸³ Der mögliche Beitrag von Stromerzeugung aus Biomasse zu Systemdienstleistungen und deren im Gegensatz zu Wind und PV gesicherten Leistung werden im dortigen Kostenvergleich nicht berücksichtigt. Ebenso wenig wird die mögliche Bedeutung für die Wärmebereitstellung sowie andere potentielle Leistungen, wie eine Verwertung von Bioabfall in diesem Kontext bewertet.

⁸⁴ Dabei ist zu beachten, dass „im Unterschied zu Windenergie ... die Biomasse mit Sicherheit nicht ohne eine weitere Förderung nach Ende der 20-jährigen Vergütung auskommen können“ (Löschel et al. 2015, S. 27).

als ein Drittel der Ende 2014 installierten Leistung von 6,4 GW⁸⁵. Aufgrund der überwiegend unter 20 Jahren liegenden Lebensdauer von BHKW⁸⁶ und anderer erforderlicher Ersatzinvestitionen sowie gegebenenfalls erforderlicher Investitionen, um steigende rechtliche Anforderungen umzusetzen, wäre sogar mit einer geringeren Leistung in 2035 zu rechnen, da sich diese Investitionen aufgrund der geringen Restlaufzeit der Förderung nicht lohnen könnten⁸⁷. Zudem sieht EEG 2014 §28 zwar eine Erhöhung der Degression vor, sofern der Ausbau den Zielwert überschreitet. Im Gegensatz zu den entsprechenden Regelungen für Onshore-Windkraft (EEG 2014 §29) und PV (EEG 2014 §31) ist dort jedoch keine Reduktion der Degression vorgesehen, sofern der Zielwert nicht erreicht wird. Insofern handelt es sich bei den 100 MW nicht um eine Zielvorgabe sondern eher um eine Deckelung. In dem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass in der Literatur die Einschätzung verbreitet ist, dass diese 100 MW Bruttozubau aufgrund der Vergütungsregelungen des EEG 2014 nicht erreicht würden⁸⁸.

Allerdings sieht das EEG 2014 §2 Abs.5 ohnehin vor, spätestens ab 2017 die finanzielle Förderung und deren Höhe auf Ausschreibungen umzustellen. Hierdurch könnte grundsätzlich gesichert werden, dass die 100 MW Bruttozubau an Biomasseverstromungsanlagen pro Jahr als Zielgröße erreicht werden. Im aktuellen Entwurf zum EEG 2016 (BMWi 2016c, S. 3) ist eine Ausschreibung für Biomasse-Anlagen (ab einer installierten Leistung von mehr als 150 kW) berücksichtigt. Der Gesetzesentwurf zum EEG vom 8. Juni 2016 sieht vor auch Biomasse-Bestandsanlagen an Ausschreibungen zu beteiligen, wenn ihr bisheriger Zahlungsanspruch nur noch höchstens für acht Jahre besteht. (BMWi 2016c, §§ 39f, 39g)

Für Fragen im Zusammenhang mit Back-up-Kapazitäten ist neben der Höhe der installierten Leistungen auch deren Flexibilität bedeutsam, die Erzeugung über einen

⁸⁵ Inklusive flüssiger Biomasse, auf die allerdings nur 0,25 GW entfallen; errechnet aus BMWi und AGEE (2015, Tab. 4). Auch Löschel et al. (2015, S. 27) weisen darauf hin, dass ab 2021, „wenn die ersten [Biomasse]Anlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, [die Stromerzeugung aus Biomasse] signifikant zurückgehen wird.“ Zur möglichen Entwicklung der Bemesungsleistung bis 2034 von Biogasanlagen und Anlagen, die feste Biomasse nutzen s. BBE (2015, S. 8–9) sowie beide Anlagentypen zusammen S.10).

⁸⁶ s. Universität Rostock et al. (2015, S. 3)

⁸⁷ s. Fachverband Biomasse 2014; BBE (2015, S. 4); BMWi (2015a, S. 22)

⁸⁸ s. z.B. DBFZ et al. (2015, S. 28) und BBE (2015, Abb. 3) zu Biomethan; s. Universität Rostock et al. (2015, S. 2f.), bereits zur Entwurfsfassung des EEG 2014 s. Fachverband Biomasse (2014, S. 1) und Thrän et al. (2014). Nach Löschel et al. (2015, S. 27) wird für 2015 ein Zubau von 15 MW prognostiziert. Der Fachverband Biogas (2015) nennt einen Zubau von 36 MW, wovon rund „19 MW arbeitsrelevant“ sind und 17 MW auf flexible Leistungen entfallen. Die meisten Zubauten entfielen dieser Quelle nach auf Güllekleinanlagen mit 75 kW_{el}. Nach BMWi (2015a) ist zu erwarten, dass „unter den Rahmenbedingungen des EEG 2014 nur kleine Anlagen errichtet werden (... Gülleanlagen bis 150 kW, ... Abfallvergärungsanlagen mit 500kW-1MW, deren relativ hohe Förderung beibehalten wurde).“

längeren Zeitraum, über den niedrige Einspeisungen von fEE mit einer gleichzeitig hoher Last gemeinsam auftreten, erhöhen zu können und die Rampen der Residuallast nachzufahren. Zu unterscheiden ist dabei zwischen Neu- und Bestandsanlagen. Inwieweit das attraktiv ist, hängt von den Kosten der dafür erforderlichen Flexibilisierung der Anlagen im Vergleich zu dem zusätzlichen Erlös ab.

Durch die verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen mit einer Leistung über 100 kW, die ab 2016 in Betrieb genommen werden (EEG 2014, § 37 Abs.2), besteht für größere Anlagen grundsätzlich ein Anreiz, sich an marktlichen Strompreisen zu orientieren. Dabei ist darauf zu verweisen, dass nach dem EEG 2014 überwiegend kleine Neuanlagen wirtschaftlich sind und wahrscheinlich zugebaut werden. Insofern könnte ein großer Teil der Neuanlagen unter diese de-minimis-Regel fallen und eine Einspeisevergütung erhalten. Zudem ist durch weitere Regelungen zu sichern, dass Anlagen in der Direktvermarktung ihre Erzeugung tatsächlich an Marktpreisen orientieren und nicht als Grundlastkraftwerke konzipiert werden. Biomasseanlagen in der Direktvermarktung erhalten zusätzlich zu ihren Erlösen aus dem Stromverkauf – und gegebenenfalls aus der Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere von Regelleistung – eine Marktprämie (EEG 2014 § 34). Diese errechnet sich aus der Differenz zwischen einem festgelegten anzulegenden Wert (s. EEG 2014 §§ 44-47)⁸⁹ und dem monatlichen Durchschnittspreis für Strom am Day-ahead-Markt (EEG 2014, Anlage 1, Nr. 2). Demnach können Anlagenbetreiber den Durchschnittserlös aus ihrer Stromerzeugung erhöhen, sofern sie in Zeiten mit überdurchschnittlichen Börsenpreisen relativ mehr Strom verkaufen. Stromerzeugung aus neuen Biogasanlagen wird dabei nur für den Anteil der Erzeugung gefördert, der sich rechnerisch aus der maximalen jährlichen Erzeugung bei Ansatz der Bemessungsleistung ergibt. Die Bemessungsleistung wird für Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW auf 50 % der installierten Leistung festgelegt (EEG 2014 §47 Abs.1)⁹⁰. Das heißt, dass nur 50 % der mit der installierten Leistung maximal möglichen jährlichen Erzeugung eine Marktprämie erhalten. Für eine darüber hinausgehende Erzeugung kann der Anlagenbetreiber nur Markterlöse erhalten. Biogas-Neuanlagen erhalten zudem über die gesamte Förderdauer einen sogenannten „Flexibilitätszuschlag“ von 40 € pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr (EEG 2014 § 53). Insofern haben Neuanlagen einen hohen Anreiz sich an Marktpreisen zu orientieren und besonders bei hohen Marktpreisen einzu-

⁸⁹ In einem Zeitraum mit negativen Börsenpreisen, der mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden umfasst, verringert sich der anzulegende Wert für ab 2016 in Betrieb genommene Anlagen auf null (EEG 2014, § 24 Abs. 1).

⁹⁰ Durch die feste Grenze von 100 kW kann ein Anreiz resultieren, Anlagen mit geringerer Leistung auch dann zu bauen, wenn größere Anlagen wirtschaftlich vorteilhafter sind. Zudem ist hier darauf hinzuweisen, dass sich die Obergrenze für den Bruttozubau von Biomasseanlagen von 100 MW/a auf installierte Leistung bezieht. Aufgrund der Förderung mit Bezug auf Bemessungsleistung ist die damit verbundene Erzeugung wahrscheinlich bedeutend niedriger als im Bestand.

speisen. Aus Gründen der ökonomischen Rentabilität müssen die Marktpreise allerdings über den Grenzkosten liegen, damit sich eine ungeforderte Erzeugung rentiert. Hierzu deuten erste Rechnungen darauf hin, dass die hierfür erforderlichen Strompreise relativ hoch sein müssen (für eine Beispielanlage mit 500 kW) und gegenwärtig nur selten auf dem Day-ahead-Markt zu beobachten sind⁹¹. Da der Zubau von Neuanlagen sehr gering ausfallen dürfte (s.o.), darunter Kleinanlagen stark vertreten sein dürften, die unter die de-minimis-Regeln (höchstens 100 kW installierter Leistung) fallen, und die Grenzkosten im Vergleich zu den Strompreisen relativ hoch sind, ist nicht zu erwarten, dass diese Regelung in absehbarer Zeit zu energiewirtschaftlich nennenswerten flexibel eingesetzten Kapazitäten beiträgt.

Im Bestand von Biogasanlagen wird seit dem EEG 2012⁹² eine Flexibilisierung durch die Flexibilitätsprämie angereizt, die im Rahmen einer Direktvermarktung von Biogasanlagen in Anspruch genommen werden kann⁹³. Die Flexibilitätsprämie wird für die Dauer von 10 Jahre für eine Anlage gezahlt, deren Leistung für eine bedarfsorientierte Erzeugung erhöht wird. Dabei sind sowohl Ober- als auch Untergrenzen im Verhältnis von Bemessungsleistung zu installierter Leistung zu beachten, die dafür sorgen sollen, dass tatsächlich eine Flexibilität geschaffen wurde, die Anlage aber auf der anderen Seite nicht überwiegend außer Betrieb ist. Aufgrund der relativ komplexen Berechnungsweise kann keine kurze quantitative Darstellung erfolgen. Beispielrechnungen sind z.B. zu finden in IZES et al. (2014, S. 121ff. und 183ff.). Zum Ende 2014 nahmen mehr als 2.500 Anlagen die Flexibilitätsprämie in Anspruch (DBFZ 2014, S. 36). Aufgrund der Komplexität des Instruments und der erforderlichen umfangreichen Planungen benötigen Anlagenbetreiber allerdings eine längere Vorlaufzeit, um die Anpassung der Anlagen zu planen und umzusetzen⁹⁴. Die Höhe der Flexibilitätsprämie lässt eine wirtschaftliche Flexibilisierung gegenwärtig dann zu, wenn ohnehin Ersatzinvestitionen anstehen. Ansonsten sind die Kosten einer Flexibilisierung kaum durch zusätzliche

⁹¹ s. IZES (2016). Dort ergaben sich für eine 500 kW Biogasanlage ohne bzw. mit einer Wärmegutschrift Grenzkosten in Höhe von 110 €/MWh bzw. 75 €/MWh. Durch einen Marktaustritt von Kohlekraftwerken könnten die Strompreise zukünftig häufiger über den Grenzkosten der Biogasstromerzeugung liegen. Zudem können sie durch einen KWK-Betrieb reduziert werden; genauer: Da in einem KWK-Betrieb Grenzkosten nicht ökonomisch richtig auf Strom- und Wärmeerzeugung aufgeteilt werden können, ist hier der gemeinsame Erlös aus den beiden Märkten ausschlaggebend, was zu einem wirtschaftlichen Betrieb bei deutlich geringeren Strompreisen, als sie bei alleiniger Stromerzeugung erforderlich wären, führen kann. Die Rechnungen in IZES (2016) deuten allerdings darauf hin, dass auch dann noch gegenwärtig relativ selten auftretende Strompreise erforderlich wären.

⁹² Für Biogasbestandsanlagen wird diese Regelung im EEG 2014 (§ 54 sowie Anlage 3) fortgeführt.

⁹³ Zu einer ausführlichen Darstellung der Flexibilitätsprämie s. IZES et al. (2014, S. 265ff.)

⁹⁴ Nach DBFZ et al. (2014, S. 143) und DBFZ (2014, S. 37) liegen „die Umsetzungszeiträume nach derzeitigem Kenntnisstand bei über einem Jahr.“ Dort ist auch vermerkt, dass „die Nachfrage nach Gutachten für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bis 31.07.2014 stark anstieg“.

Markterlöse zu decken (s. DBFZ (2014, S. 36)). Nach EEG 2014 (Anlage 3, I., Nr. 5) ist die gesamte durch die Flexibilitätsprämie geschaffene zusätzliche Leistung auf maximal 1.350 MW begrenzt. Diese Leistung gibt dann auch die maximal mögliche Back-up-Leistung durch Biogasbestandsanlagen an. Inwieweit sie erreicht wird und wie lange sie bereitgestellt wird, ist offen. Dies hängt auch davon ab, welche Anschlussfinanzierung für Bestandsanlagen gefunden wird. Ansonsten dominiert langfristig der oben beschriebene Effekt einer ab Anfang der 2020er Jahre erfolgenden Reduktion der installierten Leistung von Biomasseanlagen.

6.3.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Biomasseanlagen sind technisch geeignet, als Back-up-Kapazitäten zu dienen. Dies gilt sowohl für die Möglichkeit einer schnellen Residuallaständerung zu folgen als auch in Zeiten hoher Residuallasten gesicherte Leistung anzubieten und dabei auch die Erzeugung über mehrere Stunden zu erhöhen. Im Bestand werden gegenwärtig entsprechende Flexibilitäten überwiegend nicht bereitgestellt, worauf die hohen durchschnittlichen Volllaststunden der Biogasanlagen hindeuten. Allerdings sind Biomasseanlagen bereits auf einigen Systemdienstleistungsmärkten aktiv, aus denen sie prinzipiell auch Kohlekraftwerke zurückdrängen können. Mit der Direktvermarktung wird auch grundsätzlich eine bedarfsgerechte, der Residuallast folgende Erzeugung angereizt. Gegenwärtig erscheinen Durchschnittshöhe und Streuung der Strompreise als zu gering, um faktisch eine der Residuallast folgende Leistung wirtschaftlich werden zu lassen. Allerdings werden die entsprechenden Flexibilitäten erst mit einem weiteren Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und dem Rückgang fossiler Erzeugung häufiger benötigt. Insoweit ist besonders problematisch, dass die Flexibilitäten, die gegenwärtig im Bestand durch die Flexibilitätsprämie angereizt werden, in den 2020er Jahre verschwinden werden, wenn die gegenwärtige Rechtslage weiter anhält und keine Anschlussfinanzierung für Bestandsanlagen gewährt wird. Im Neubau wird durch den Flexibilitätszuschlag und durch die Festlegung der Bemessungsleistung grundsätzlich eine Flexibilität angereizt. Allerdings sind die Vergütungen zu gering, um eine größere flexible Leistungen bereitzustellen. Mit der Obergrenze von 100 MW Bruttozubau pro Jahr dürfte langfristig überschlagsmäßig maximal eine installierte Leistung von 2 GW zu erwarten sein⁹⁵.

⁹⁵ Unter der Annahme von 20 Jahre Lebenszeit der Anlagen. Der Referentenentwurf (BMWi 2016c) sieht dagegen derzeit einen jährlichen Brutto-Zubau von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von a) 150 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und b) 200 Megawatt in den Jahren 2020 bis 2022 vor.

6.3.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Als beteiligte Akteure sind zu nennen:

- Gesetzgeber
- Stromverbraucher
- Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber
- Anlagenbetreiber und potenzielle Anlagenbetreiber
- Direktvermarkter

Der Gesetzgeber bestimmt durch Gesetze und Verordnungen v.a. Art und Höhe für EE-Finanzierungsmechanismen sowie die entsprechenden Bedingungen für eine Finanzierung und legt fest, wer welche Kosten in welcher Form und Höhe zu tragen hat. Die Zahlungen werden sowohl zwischen Netz- und Übertragungsnetzbetreiber als auch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern so verrechnet, dass die Kosten gleichmäßig verteilt werden⁹⁶.

Stromverbraucher sind nur insofern beteiligt, als sie über die Umlage die Kosten des EE-Ausbaus mitfinanzieren.

Netzbetreiber überprüfen, ob die an ihrem Netz angeschlossenen Anlagenbetreiber den Erfordernissen der Regelungen genügen und zahlen den Anlagenbetreibern die gesetzlich vorgeschriebenen Marktprämien oder Vergütungen. Zudem haben die ÜNB denjenigen Strom zu vermarkten, der im Rahmen einer Einspeisevergütung an sie geliefert wird und den dazugehörigen Bilanzkreis zu führen.

Betreiber von Bestandsanlagen entscheiden über die Fahrweise und Ersatzinvestitionen sowie über Investitionen zur Flexibilisierung der Anlage. Sie entscheiden über die Art der Vermarktung und wählen gegebenenfalls einen Direktvermarkter und handeln mit diesem einen Vertrag aus. Den Direktvermarktern müssen sie gegebenenfalls auch einen mittel- oder unmittelbaren Zugriff auf den Anlagenbetrieb gewähren.

Potenzielle Anlagenbetreiber entscheiden, ob sie die Planung einer Anlage in Angriff nehmen, beauftragen mitunter Planungsbüros mit der Konzeptionierung einer Anlage und mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen. In Falle einer Investitionsentscheidung werden erforderliche Genehmigungen eingeholt und der Bau durchgeführt. Anschließend betreiben sie die Anlage.

⁹⁶ Daneben obliegen den Netzbetreibern diverse Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach EEG 2014 §§ 72 und 73, wofür ihnen Anlagenbetreiber entsprechende Daten nach § 71 zur Verfügung stellen müssen. Diese Pflichten werden hier nicht näher betrachtet.

Insbesondere potenzielle Anlagenbetreiber oder Betreiber von Bestandsanlagen werden typischerweise externe Expertise einkaufen, um ihre Entscheidungen vorzubereiten und zu unterstützen und die geplanten Maßnahmen umzusetzen.

Die Direktvermarkter übernehmen entsprechend ihrer Pflichten und Rechte aus Verträgen mit Anlagenbetreibern den von diesen erzeugten Strom und steuern die Anlagen gegebenenfalls nach. Den Strom verkaufen sie an Endverbraucher oder im Großhandel. Zudem sind sie bilanzkreisverantwortlich für den von ihnen von den Biogasanlagen bezogenen Strom.

Zentral für die Bereitstellung von Back-up-Kapazitäten sind die Entscheidungen der (potentiellen) Anlagenbetreiber und Direktvermarkter, die vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorschriften über den Zubau und die Stilllegung von Anlagen entscheiden und über die Verträge mit den Direktvermarktern die Vermarktung mitbestimmen. Diese werden deshalb im Folgenden näher betrachtet.

6.3.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Mit der Entscheidung für eine marktliche Weiterentwicklung der EE-Finanzierung erweitern sich die Anforderungen an potentielle Biomasse-Anlagenbetreiber, die der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegen, beträchtlich. Zusätzlich zu den ohnehin und auch schon früher anfallenden Aufgaben, die Anlage zu planen oder planen zu lassen und die langfristigen Konditionen für den Bezug von Substraten abzuschätzen, kommt nun hinzu, dass der potenzielle Betreiber die zukünftige Entwicklung der Strommärkte, insbesondere der Spotmärkte, in die Planung einfließen lassen muss. Aufgrund der Festlegung der Bemessungsleistung auf 50 % der maximalen potenziellen Erzeugung ist deren Entwicklung für die potentiellen Erlöse einer Anlage höchst bedeutsam. Insbesondere die Häufigkeit von Preisen, die über den erwarteten Grenzkosten der betrachteten Anlage liegen, kann die Rentabilität erheblich beeinflussen. Die größere Unsicherheit kann sich in einer höheren erforderlichen Eigenkapitalrendite niederschlagen. Hierdurch könnten Projekte teurer werden.

Zudem stellt sich auch die Frage, ob der Zugang zu Fremdkapital nicht erheblich erschwert wird, weil Banken eine bessere Absicherung für Kredite als bisher fordern dürften und auch regionale Banken die Entwicklung von Strommärkten nicht in der Form abschätzen können, wie es eine Bewertung im Rahmen einer Projektfinanzierung erfordern würde. Eine resultierende Kreditrationierung könnte den Markteintritt von wenig kapitalkräftigen Akteuren verhindern.

Auf den ersten Blick könnte diese Unsicherheit behoben werden, indem langfristige Kontrakte mit Direktvermarktern bereits im Rahmen der Planung oder des Baus abgeschlossen werden. Derartige Vertragskonstrukte dürften allerdings de facto das Risiko für den potentiellen Anlagenbetreiber nur wenig reduzieren, da nun das Insolvenzrisiko

des Direktvermarkters zu berücksichtigen ist. Diesem sind tendenziell gerade jene Direktvermarkter stärker ausgesetzt, die aus Sicht der Anlagenbetreiber besonders günstige Konditionen anbieten.

Insofern benötigen einzelne potenzielle Anlagenbetreiber ein besonderes Wissen über Strommärkte, dass sie typischerweise nicht haben. Zweifelsohne werden hier intermediäre Dienstleistungen angeboten werden, die diese Lücke zumindest teilweise schließen. Neben professionellen Beratern, können Verbände oder Studien⁹⁷, die Verhaltens- und Vertragsoptionen untersuchen, dazu beitragen. Jedenfalls ist zu erwarten, dass die Regelungen für Biogasanlagen im EEG 2014 kleineren unabhängigen Akteuren den Zugang zum Markt erschweren und über höhere erforderliche Verzinsungen Projekte verteuern. Mit der Entscheidung einer möglichst marktorientierten Regelung sind diese Effekte im Grunde erwünscht, da das Preisrisiko damit stärker bei dem Produzenten angesiedelt wird. Allerdings ist zu erwarten, dass dadurch die Kosten des Zubaus steigen.

Da für Neuanlagen, die nicht größer sind als 100 kW installierter Leistung, die verpflichtende Direktvermarktung nicht vorgeschrieben ist – und deshalb die obigen Ausführungen nicht gelten –, können Kleinanlagen unter ähnlichen Rahmenbedingungen wie bisher geplant und betrieben werden.

Für Betreiber von Bestandsanlagen haben sich die Aufgaben durch das neue EEG 2014 nur wenig verändert. Sie können insbesondere frei entscheiden, ob sie eine Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen wollen. Da sie ansonsten bei einer Direktvermarktung eine Marktprämie - und zudem eine Managementprämie nach EEG 2014 § 100 Nr. 8 - für mindestens 95 % des potenziell in der Anlage erzeugbaren Stroms erhalten (EEG 2014 § 101 Abs. 1), haben sie auch gegenüber einem Direktvermarkter bei Erwägungen, die Anlage zu flexibilisieren, eine bessere Verhandlungsposition.

6.3.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Technisch kann Biomasse einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dies gilt auch für die hier betrachtete erzeugungsseitige Versorgungssicherheit. Nach gegenwärtiger gesetzlicher Lage ist jedoch zu erwarten, dass die installierte Leistung und damit auch der potenzielle Beitrag zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in den 2020er Jahren zurückgehen. Dies ist insofern besonders problematisch, als in diesem Zeitraum der Ausstieg aus der Kohleverstromung ansteht. Demnach ist zum einen zu fragen, wie dies zur Klimaschutzstrategie auf dem Strommarkt

⁹⁷ s. z.B. Leuphana Universität Lüneburg (2015).

passt. Zum anderen ist aber zu erwägen, inwieweit sich eine längerfristige Biomasse-verstromung in eine Biomassestrategie einfügt. Aufgrund der knappen Ressourcen ist dabei eine möglichst effiziente Nutzung – d.h. insbesondere soweit möglich in KWK-Anlagen – anzustreben. Gleichzeitig ist die unter den Erneuerbaren Energien einmalige potenzielle Flexibilität von Biomasseanlagen zu nutzen.

Auch wenn bezüglich der Biomassestrategie und der Erfordernisse des Strommarkts noch erhebliche Unsicherheiten bestehen, scheint eine an die Erfordernisse angepasste möglichst gute Ausnutzung von Flexibilitäten der Biogasanlagen bis 2030 ein robuster Schritt⁹⁸. In die gleiche Richtung ginge eine Ausweitung der Flexibilitätsprämie auf Bestandsanlagen, die feste Biomasse nutzen⁹⁹. Dadurch könnten insbesondere in näherer Zukunft auch konventionelle Must-run-Stromerzeugung verdrängt werden. Anschließend würde, bei entsprechendem weiterem Ausbau von fluktuierenden Erneuerbaren Energien, Biomasse Funktionen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit sukzessive übernehmen. Demnach dürfte eine Anschlussregelung dringlich sein, die gleichzeitig sowohl Effizienz- als auch Flexibilitätspotenziale hebt. Mit einer solchen Regelung würde gleichzeitig noch nicht präjudiziert, dass Biomasse in der Stromerzeugung sehr langfristig (z.B. bis 2050) als entscheidender Grundpfeiler zur Sicherung der Versorgungssicherheit dienen muss. Ein solcher lock-in Effekt sollte auch angesichts der noch offenen Potenziale dann zu Verfügung stehender Techniken im Strombereich und der noch erforderlichen weiteren Untersuchungen zu einer langfristigen Biomassestrategie vermieden werden.

6.4 Regelenergiemärkte

6.4.1 Grundlagen

Regelleistung wird von ÜNB kurzfristig zum Zweck der Frequenzhaltung eingesetzt¹⁰⁰ und dient damit primär einer netzseitigen Versorgungssicherheit. Die Netzfrequenz wird durch eine Überschusserzeugung oder -entnahme in einem Zeitbereich erhöht bzw. gesenkt. Da Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet sind, ausgeglichene Bilanzkreise zu melden (StromNZV § 4 Abs. 2 und § 5 Abs. 1), entstehen nach der Intention der Regelungen des Stromsystems derartige Überschüsse durch unerwartete (stochastische) Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs. Um diese Überschüsse zu beseitigen, setzen ÜNB Regelenergie ein. Die entsprechenden Leistungen werden von ihnen vorab über Ausschreibungen kontrahiert. Dabei wird unterschieden nach

⁹⁸ s. DBFZ et al. (2015, S. 148f.)

⁹⁹ Zu Vorschlägen hierzu s. DBFZ (2014, S. 37f.)

¹⁰⁰ s. VDN (2007b)

- der Geschwindigkeit, in der die Leistung eingesetzt werden kann, und dem Zeitraum, über die die Leistung eingesetzt werden kann, sowie
- nach der Frage, ob sie einen Erzeugungsüberschuss oder ein -defizit behebt.

Nach der Geschwindigkeit und Dauer des Einsatzes wird unterschieden nach Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve (s. Tabelle 6-1). Der Einsatz erfolgt jeweils nach Anforderung durch die ÜNB. Die Primärregelung wird bei Vorliegen eines Bilanzungleichgewichts unmittelbar automatisch und frequenzgesteuert eingesetzt und muss innerhalb von 30 Sekunden komplett bereitgestellt werden. Sie wird maximal 15 Minuten eingesetzt. Bei einem anhaltenden Bilanzungleichgewicht wird sie von der Sekundärregelleistung abgelöst, die innerhalb von 5 Minuten nach Anforderung bereit zu stellen ist. Diese wiederum wird bei anhaltendem Bilanzungleichgewicht durch die Minutenreserve ersetzt, die spätestens 15 Minuten nach Abruf voll zur Verfügung stehen muss und solange erforderlich eingesetzt wird.

Tabelle 6-1 Einsatzzeiten der Regelernergiearten

	Geschwindigkeit der zur Verfü- gungsstellung	Dauer der Verfügungsstellung
Primärregel- leistung	30 Sekunden	15 Minuten
Sekundärregel- leistung	5 Minuten	Bei Bedarf abgelöst durch Minutenreserve
Minutenreserve- leistung	15 Minuten ¹⁰¹	- Bilanzkreisungleichgewichte aufgrund von Kraftwerksausfällen sollen innerhalb 1 Stunde beseitigt werden (StromNZV §5 Abs.4). - Bereitstellung nach Bedarf

Quelle: VDN (2007b, S. 27 u. 50ff.), VDE (2009, S. 5), VDN (2007b, S. 5ff.)

¹⁰¹ Die fahrplantechnische Abwicklung erfolgt nach Viertelstunden. Falls eine „Aufforderung zur Erbringung innerhalb der ersten 7,5 Minuten einer Viertelstunde [erfolgt], beginnt der Minutenreservefahrplan zum Beginn der nächsten Viertelstunde“, ansonsten zur übernächsten Viertelstunde. (VDN 2007a, S. 8)

Regelleistung wird danach unterschieden, ob sie in der Lage ist einen Erzeugungsüberschuss oder ein -defizit zu beheben. Ersteres erfordert eine Reduktion von Erzeugung oder eine Erhöhung der Last (negative Regelleistung). Für das zweite ist eine Erhöhung der Erzeugung oder eine Reduktion der Last (positive Regelleistung) notwendig. Außer für die Primärreserve werden positive und negative Reserveleistung von den ÜNB per Ausschreibung getrennt beschafft. Marktteilnehmer können an den Ausschreibungen teilnehmen, wenn sie für den jeweiligen Regelleistungsbereich – Primärreserve, positive oder negative Sekundärreserve oder positive oder negative Minutenreserve - präqualifiziert sind. Die Präqualifikation muss dabei von jeder einzelnen technischen Anlage sowie vom Anbieter durchlaufen werden.

Der Rahmen der Ausschreibungen ist durch Beschlüsse der Bundesnetzagentur jeweils für Minutenreserve, Sekundärreserve und Primärreserve festgelegt¹⁰². In Tabelle 6-2 sind einige Aspekte der Rahmenbedingungen genannt, die im Kontext „Back-up“ von Bedeutung sind¹⁰³.

Die Primärreserve wird wöchentlich im Allgemeinen jeden Dienstag ausgeschrieben. Der Erbringungszeitraum ist dann die komplette folgende Woche. Zwischen positiver und negativer Regelleistung wird nicht unterschieden. Die Mindestlosgröße beträgt 1 MW und eine Zusammenlegung mehrerer Einheiten (Poolung) innerhalb einer Regelzone ist zulässig. Für Primärreserve sind bei der Gebotsabgabe nur Leistungspreise für die angebotene Leistung zu nennen. Entsprechend der Reihenfolge der Leistungspreise erfolgt der Zuschlag. Arbeitspreise sind nicht zu nennen. Die Bezahlung erfolgt entsprechend der angegebenen Preise („pay-as-bid“)¹⁰⁴. Ein Abruf erfolgt automatisch aus den bezuschlagten Einheiten. Für Primärreserve wurde eine Marktkopplung mit den Niederlanden, Dänemark, Österreich und der Schweiz eingerichtet, in der Teile des Primärleistungsbedarfs eines Landes auch in anderen Ländern bereitgestellt werden können.

Sekundärreserve wird wöchentlich im Allgemeinen jeden Mittwoch für die Folgewoche ausgeschrieben. Dabei wird zum einen zwischen positiver und negativer Reserveleistung und zum anderen zwischen Haupt- und Nebenzeiten unterschieden, wobei die Hauptzeit Werktagen von 8 bis 20 Uhr umfasst und die Nebenzeit die restliche Zeit der Woche. Anbieter haben neben der angebotenen Leistung einen Leistungs- und einen Arbeitspreis zu nennen. Bezuschlagt werden die Angebote nach aufsteigender Abfolge der Leistungspreise bis die ausgeschriebene Leistung gedeckt ist. Der Abruf der Leis-

¹⁰² Für Minutenreserve: BNetzA 2011, für Sekundärreserve: BNetzA 2012b und für Primärreserve: BNetzA 2012a

¹⁰³ In der Tabelle sind auch die zusätzlich herangezogenen Quellen genannt.

¹⁰⁴ Gegenwärtig erfolgt die Bezahlung auf allen Regelleistungsmärkten als „pay-as-bid“. Nach BMWi Referentenentwurf zum Strommarktgesetz (BMWi 2015d, S. 35) kann künftig auf ein Einheitspreisverfahren für alle relevanten Preise übergegangen werden.

tungen erfolgt dann nach der aufsteigenden Rangfolge der Arbeitspreise der bezuschlagten Leistungen. Leistung und Abruf werden entsprechend der in den Angeboten angegebenen Preisen entlohnt („pay-as-bid“). Gegenwärtig werden dabei Leistungsungleichgewichte international saldiert, wodurch der insgesamt erforderliche Abruf von Sekundärregelleistung reduziert wird.

Wie bei der Sekundärreserve erfolgen auch bei der Minutenreserve ein Zuschlag entsprechend der Leistungspreise und ein Abruf entsprechend der Reihenfolge der Arbeitspreise unter den bezuschlagten Leistungen mit einer „pay-as-bid“-Bezahlung. Auch dort werden positive und negative Regelenergie getrennt ausgeschrieben. Die Mindestlosgröße beträgt jeweils 5 MW, wobei eine Poolung mehrerer technischer Anlagen zulässig ist. Im Unterschied zur Sekundärreserve wird die Minutenreserve werktäglich für den folgenden Werktag und gegebenenfalls für die folgenden Samstage, Sonntage und Feiertage ausgeschrieben. Dabei werden sowohl für positive als auch für negative Minutenreserve jeweils sechs vierstündige Zeitscheiben – beginnend um null Uhr – getrennt ausgeschrieben. Eine internationale Kooperation findet bei der Minutenreserve gegenwärtig nicht statt.

Tabelle 6-2 Ausgewählte Aspekte der Regelenergieausschreibungen

	Primärreserve	Sekundärreserve	Minutenreserve
Ausschreibungszeiträume	Wöchentlich, Dienstag der Vorwoche	Wöchentlich, Mittwoch der Vorwoche	Täglich für den Folgetag oder letzter Arbeitstag vor Samstag, Sonntag und Feiertagen
Ausgeschriebene Erbringungszeiträume	Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr	Zwei Zeiten: „Hauptzeit“ (Montag bis Freitag 08-20 Uhr), „Nebenzeit“ (restliche Zeit der Woche) ¹⁰⁵	Für jeden Tag sechs vierstündige Zeitscheiben (0-4 Uhr, ..., 20-24 Uhr)
Trennung positiver/negativer Regelenergieleistung?	Nein	Ja	Ja
Mindestlosgröße	1 MW	5 MW	5 MW

¹⁰⁵ Bundeseinheitliche Feiertage gehören komplett zur „Nebenzeit“.

Preisangaben in Angeboten	Nur Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Internationale Abwicklung?	Grenzüberschreitende Angebote (zusammen mit Niederlande, Schweiz und Österreich) ¹⁰⁶	Internationaler Netzregelverbund ¹⁰⁷	Nein

Die Höhe der ausgeschriebenen Regelleistung wird für Primär-, positiver und negativer Sekundärreserve sowie positiver und negativer Minutenreserve getrennt für jedes Quartal bestimmt. Die gegenwärtige Höhe zeigt Tabelle 6-3.

Die Primärreserveleistung wird für das ENTSO-E-Gebiet auf 3 GW festgelegt, was der Leistung der beiden größten Kraftwerksblöcke entsprechend ist, für die ein gemeinsamer Ausfall bewältigt werden soll. Die jährlich festgelegte durch deutsche ÜNB vorzuhaltende Primärreserveleistung ergibt sich dann aus dem Anteil der deutschen Stromerzeugung an der ENTSO-E-Stromerzeugung¹⁰⁸. Hieraus resultiert im Jahr 2015 eine Leistung von 783 MW.

Die vorzuhaltenden positiven und negativen Sekundärregel- und Minutenreserveleistungen werden nach einem „wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatz“ vierteljährlich berechnet¹⁰⁹. Berücksichtigt werden dabei auf Basis von Erfahrungswerten ermittelte Häufigkeiten und Verteilungen von Kraftwerksausfällen, Fahrplansprüngen, Prognosefehlern und Lastrauschen um den 15-Minutenmittelwert. Als Zielwerte werden Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeiten festgelegt, die angeben, wie häufig Bilanz-

¹⁰⁶ Näheres s. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>

¹⁰⁷ Näheres s. ÜNB (10.04.2014).

¹⁰⁸ S. ENTSO-E (2015a, P1-6 und P1-8) https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.

¹⁰⁹ Zum gesamten Absatz s. <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark> und consentec (2010).

abweichungen die vorgesehenen positiven bzw. negativen gesamten Regelleistungen¹¹⁰ sowie Sekundärregelleistungen betragsmäßig übersteigen¹¹¹. Die Resultate für das vierte Quartal 2015 sind in Tabelle 6-3 aufgeführt.

Die Anzahl der präqualifizierten Anbieter deutet darauf hin, dass für alle Regelenergiearten ein ausreichender Wettbewerb vorliegen dürfte¹¹².

Tabelle 6-3 Die gegenwärtige Höhe der ausgeschriebenen Reserveleistungen (4. Quartal 2015)

		Leistung in MW	Anzahl präqualifizierter Anbieter ¹¹³
Minutenreserveleistung	Positiv	1.777	43
	Negativ	2.211	
Sekundärregelleistung	Positiv	2.057	31
	Negativ	2.002	
Primärregelleistung		783 ¹¹⁴	19

Quelle: eigene Darstellung IZES¹¹⁵

Inwieweit mit einem steigenden Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren Energien der Regelenergiebedarf nach gegenwärtiger Funktion zunimmt, hängt insbesondere von der Prognosegüte der fEE-Einspeisung ab, wie DLR et al. (2012, S. 184ff.) zeigen. Mit einem Verfahren, das dem in consentec (2010) entspricht, wird dort in Szenarien der

¹¹⁰ Hierbei werden nur Minuten- und Sekundärreserve berücksichtigt.

¹¹¹ Näheres s. consentec und Haubrich (2008, S. 25f.) und consentec (2010, S. 17ff.). Gegenwärtig werden die Werte für den Netzregelverbund auf Defizite von 0.0025% (für Sekundärregelleistung) und 0,025% für Gesamtregelleistung gesetzt, wobei die Aufteilung zwischen Gesamt- und Sekundärregelleistung „angemessen zu verschieben ist“ (s. Consentec, 2010, S.19 und S.24). Bei den Werten ist zu berücksichtigen, dass in der Minutenreserve ein Defizit „nicht sofort zu einer die Systemsicherheit gefährdenden Situation führt.“ (consentec 2010, S. 18).

¹¹² Eine Untersuchung der Wettbewerbssituation auf den Regelenergiemärkten müsste die relative Größe der Anbieter ebenso wie das Verhältnis von angebotener zu nachgefragter Leistung untersuchen und dabei organisatorische Verbindungen zwischen Anbietern berücksichtigen. Das ist nicht Gegenstand des Gutachtens.

¹¹³ Einzelne Anbieterunternehmen können dabei miteinander verbunden sein.

¹¹⁴ Leistung der internationalen Beschaffung, s. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>.

¹¹⁵ s. <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/news/185> abgerufen am 02.10.2015.

Bedarf an positiver und negativer Sekundärregel- und Minutenreserveleistungen bestimmt. Demnach bleibt der Bedarf an positiver und negativer Sekundärregelleistung bis 2030 mit je 2 GW etwa konstant, wohingegen der Bedarf an positiver Minutenreserve auf 7 GW und der an negativer Minutenreserve auf 5 GW steigen könnte. Bis 2050 weisen sie dann einen Rückgang dieser Werte aus, was mit einer Verbesserung der Prognosegüte für fluktuierende Erneuerbare Energien begründet wird. Mit einer schnelleren Verbesserung der Prognosegüte kann damit der von ihnen errechnete Anstieg der Reserveleistung bis 2030 verringert werden. Sie weisen auch darauf hin, dass der durchschnittliche Regelenergiebedarf gesenkt werden könnte, wenn er in kürzeren Abständen – und nicht jährlich oder vierteljährlich – berechnet werden würde.

Im Zusammenhang mit der Regulierung der Regelenergiemärkte wird vielfach diskutiert, ob man Markteintrittshürden reduzieren könnte, um auch kleinere Anlagen und fluktuierenden Erneuerbaren Energien als Anbieter zu gewinnen¹¹⁶. Dadurch soll insbesondere der Teil des Must-run-Sockels konventioneller Kraftwerke, der aus deren Angebot von Regelenergie entsteht, zurückgedrängt werden. Im Zusammenhang mit Back-up-Kapazitäten durch Regelenergie sind diese Diskussionen, die vor allem die Präqualifikationen und die zeitlichen Ausschreibungsmodalitäten betreffen, von untergeordneter Bedeutung. Erwähnt zu werden verdient in diesem Zusammenhang aber, dass ein Regelenergieangebot durch fluktuierende Erneuerbare Energien als Back-up-Kapazität ungeeignet ist, da Back-up Kapazitäten gerade dann benötigt werden dürften, wenn fluktuierende Erneuerbare Energien nur geringe Strommengen erzeugen.

6.4.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Grundsätzlich ist die Regelenergiebereitstellung für den kurzfristigen Ausgleich von unvorhersagbaren oder unvermeidlichen Differenzen von Einspeisung und Verbrauch vorgesehen, wie insbesondere an der Berechnung der zu beschaffenden Leistungen zu erkennen ist. Allerdings wirkt die positive Regelenergie faktisch auch als Back-up-Kapazität: Sofern der Verbrauch die Erzeugung übersteigt, weil freie, nicht für Systemdienstleistungen benötigte Erzeugungskapazitäten fehlen, sinkt die Netzfrequenz. In der Folge wird zuerst positive Primärregelleistung und je nach Dauer der Überschussnachfrage dann positive Sekundärregelleistung und positive Minutenreserve eingesetzt. Insofern beinhaltet Regelenergie faktisch Back-up-Kapazitäten, auch wenn sie nicht dafür geplant ist. Dass sie nicht dafür geplant ist, geht unmittelbar aus der Art der Bedarfsberechnung, die letztlich auf der Annahme stochastisch auftretender Gründe für eine ungleichgewichtige Leistungsbilanz basiert, hervor. Insofern ist die

¹¹⁶ S. z.B. BMWi (2014b) und BMWi (2015b, S. 67ff.), Jansen (2014).

mögliche faktisch als Back-up-Kapazität einsetzbare Leistung nicht am Auftreten systematischer, vorhersagbarer Überschussnachfragen orientiert.

6.4.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

An der Bereitstellung, dem Einsatz und der Abrechnung von Regelenergie sind beteiligt:

- Die Bundesnetzagentur als Regulierer,
- die ÜNB,
- die technischen und organisatorische Bereitsteller von regelbarer Erzeugungsleistung oder Last,
- die Bilanzkreisverantwortlichen sowie
- die Netznutzer.

Innerhalb dem Rahmen aus Gesetzen und Verordnungen durch die Bundesregierung legt die Bundesnetzagentur genauere Regeln für die Ausschreibung, den Einsatz und die Abrechnung von Regelenergie sowie Transparenzregeln fest und überwacht die regelkonforme Umsetzung durch die ÜNB.

Den hier gemeinsam arbeitenden ÜNB kommt die zentrale Rolle bei der Regelenergie zu. Sie berechnen quartalsweise den Bedarf an Regelenergie für die fünf unterschiedenen Regelarten, führen die Präqualifikation durch, schreiben die entsprechenden Regelleistungen aus, erteilen den Zuschlag, rufen Regularbeit ab und rechnen die Kosten über Ausgleichsenergie und Netzentgelte ab.

Stromerzeuger oder -verbraucher können selbst als Anbieter von Regelleistung auftreten oder über einen Aggregator, der Anlagen poolt, Regelleistung anbieten. Hierzu müssen sie für die jeweilige Regelenergieart – Primärreserve, positive oder negative Sekundärreserve oder positive oder negative Minutenreserve – eine Präqualifikation durchlaufen, die zeigt, dass sie technisch und organisatorisch in der Lage sind Regelleistung anzubieten. Auch ein Aggregator muss eine Präqualifikation durchlaufen, die die Fähigkeit, den Anforderungen einer Regelenergiebereitstellung zu entsprechen, prüft. Präqualifizierte Organisationen können an Ausschreibungen zur Regelenergie teilnehmen, indem sie für das jeweilige Regelenergiesegment eine Leistung für einen bestimmten Leistungspreis und – abgesehen von Primärreserve – einen bestimmten Arbeitspreis anbieten. Im Falle eines Zuschlags erhalten sie den angebotenen Leistungspreis und müssen die entsprechende Leistung bereithalten. Falls sie bezuschlagt wurden und die Leistung abgerufen wird, erhalten sie – außer für Primärreserve – zusätzlich den von ihnen angegebenen Arbeitspreis und müssen die Arbeit entsprechend den jeweiligen Vorgaben für die jeweilige Regelenergieart bereitstellen. Flexiblen Erzeugungsanlagen und Lasten sowie Aggregatoren eröffnen die Regelenergiemärkte damit zusätzliche Erlösmöglichkeiten.

Die Bilanzkreisverantwortlichen haben die Aufgabe einen ausgeglichenen Bilanzkreis zu planen und umzusetzen. Sofern sie dagegen verstoßen, werden die Salden mit dem Ausgleichsenergiepreis bewertet und sie haben daher das Risiko von Ausgleichsenergiekosten zu tragen. Sofern ihre Bilanzkreise systematisch Salden aufweisen, kann ihnen im Extremfall die Führung eines Bilanzkreises untersagt werden, was einem Ausschluss aus dem Strommarkt gleichkommt¹¹⁷.

Die Verbraucher als Netznutzer tragen den Teil der Kosten der Bereitstellung von Regelenenergie, der nicht über die Ausgleichsenergieabrechnung gedeckt ist und auf die Netzentgelte umgelegt wird. Sie fällen in diesem Zusammenhang keine für die Regelenenergie relevanten Entscheidungen (es sei denn als Bilanzkreisverantwortliche). Da den Netznutzern abgesehen von der Bezahlung eines Teils der Bereitstellungskosten von Regelenenergie keine weitere Aufgabe zukommt, werden sie in diesem Kapitel im Weiteren nicht mehr behandelt¹¹⁸.

6.4.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Regelenenergiebereitstellung dient der Frequenzhaltung des Stromnetzes. Die erforderliche Leistung kann grundsätzlich an beliebiger Stelle innerhalb des Netzes bereitgestellt werden. Insofern ist es grundsätzlich angemessen die Aufgabe der Ausschreibung, der Bezuschlagung, des Einsatzes und der Abrechnung bei den hierbei kooperierenden ÜNB zu verankern. Da die Gewährleistung der Netzzuverlässigkeit in den regulierten Bereich des Netzbetriebs gehört, ist es auch angezeigt, die Regulierungsbehörde mit der Organisation und Überwachung der Regelenenergiemärkte innerhalb der gesetzlichen Regelungen zu betrauen.

Die ÜNB können eine Frequenzänderung unmittelbar feststellen und erforderliche Gegenmaßnahmen durch ihren Zugriff auf die Regelenenergieleistungen unmittelbar in die Wege leiten. Eine durchgehende Überwachung des Netzzustands erfolgt durch die ÜNB ohnehin. Allerdings können die ÜNB aus den ihnen vorliegenden Daten nicht ohne weiteres unterscheiden, ob eine Frequenzsenkung auf einer stochastischen Störung beruht oder durch einen vorhersehbaren Engpass an Erzeugungskapazitäten entsteht.

¹¹⁷ Bilanzkreisverantwortliche werden im Folgenden im Kontext von Regelenenergie nicht weiter betrachtet, da sie in Kapitel 4.4 ausführlich diskutiert werden.

¹¹⁸ Daneben gibt es Überlegungen, inwieweit die gesamten Regelenenergiekosten – also auch die Kosten der Leistungsbereitstellung – von denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen getragen werden sollten, die zu Leistungsbilanzungleichgewichten beigetragen haben (s. z.B. BMWi (2015b, S. 15). Hierdurch würden die Netznutzer als Allgemeinheit unmittelbar von Kosten entlastet. Da die Bilanzkreisverantwortlichen das erhöhte Risiko vermutlich durch erhöhte Preise für ihr Leistungen abzudecken versuchen, dürften mittelbar die Kunden belastet werden. Das Risiko ist dabei für Bilanzkreisverantwortliche, die ihren Bilanzkreis besser bewirtschaften, tendenziell geringer.

Die Anbieter von Regelenergie müssen die Kosten einer Präqualifikation tragen. Zudem muss – je nach Regelenergieart etwas verschieden ausgestaltet - eine Kommunikations- und Steuerungsmöglichkeit mit dem ÜNB eingerichtet werden, die auch über einen Aggregator laufen kann. Beides kann für kleine technische Anlagen den Markteintritt hemmen. Für die Teilnahme an Ausschreibungen und der Erbringung von Regelleistung haben die Betreiber der Erzeugungsanlagen mit einer Abschätzung der eigenen (Opportunitäts-)Kosten die entscheidenden Informationen.

Die Aufgabenverteilung auf den Regelenergiemärkten erscheint insgesamt angemessen und sie erweist sich bisher als gut funktionsfähig.

6.4.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Die Regelenergiemärkte leisten einen direkten Beitrag zur netzseitigen Versorgungssicherheit. Die Modalitäten sind dabei auf die Behebung von unerwarteten kurzfristigen Leistungsbilanzungleichgewichten ausgelegt. Grundsätzlich leisten Regelenergiemärkte auch einen Beitrag zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit, da im Falle eines Leistungsbilanzdefizits positive Regelenergie abgerufen wird. Die Bedarfsplanung von Regelenergie ist allerdings nicht darauf ausgerichtet, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insofern ist zu überlegen, ob es sinnvoll ist, die (positive) Regelenergieleistung auch zu diesem Zweck anzupassen oder alternativ ein ergänzendes Instrument einzuführen. Entscheidend dabei ist die Frage, inwieweit die (modifizierten) Regelenergiemärkte in der Lage sind, für die langfristig zu gewährleistende erzeugungsseitige Versorgungssicherheit benötigte Investitionen in Erzeugungseinheiten anzuregen.

6.5 Bilanzkreisausgleich / Ausgleichsenergie

6.5.1 Grundlagen

In Bilanzkreisen und Bilanzierungsgebieten werden prognostizierte bzw. bestellte kalkulatorische Energiemengen mit realen gelieferten physikalischen Energiemengen verglichen bzw. bilanziert. Alle Netznutzer (Kraftwerke, Stromhändler und Lieferanten) sowie die Netzbetreiber selbst müssen einen eigenen Bilanzkreis bewirtschaften oder einem anderen Bilanzkreis angehören (Sub-Bilanzkreis). Gemäß § 20 Abs. 1a Satz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) setzt der Netzzugang durch die Letztverbraucher und Lieferanten voraus, dass über einen Bilanzkreis ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme stattfindet. Entsprechend § 4 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) ist in jeder deutschen Regelzone ein Bilanzkreissystem anzuwenden. Für jeden Bilanzkreis ist gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen. Dieser hat eine ausgeglichene Bilanz

sicherzustellen und trägt die wirtschaftliche Verantwortung für die Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises (siehe § 4 Abs. 2 Strom-NZV). Ein Netzbetreiber beispielsweise bewirtschaftet das in seinem Besitz liegende Netzgebiet (Bilanzierungsgebiet). Er erstellt die Netzbilanz und gleicht diese aus. Auch er selbst ist verpflichtet, eigene Bilanzkreise zu führen (Differenz-, EEG- und Verlustbilanzkreis) und zu bewirtschaften, d.h. diese physisch bzw. finanziell auszugleichen (Differenz- und Verlustbilanzkreis).

Aufgrund unerwarteter Abweichungen von geplanter Entnahme und Einspeisung verbleiben in der Regel mehr oder weniger große Differenzen in einem Bilanzkreis. Mit Hilfe von Regelenergie wird diese Differenz physikalisch (nach einer Saldierung) durch den Bilanzkreiskoordinator (ÜNB) ausgeglichen. Der Regelenergieanteil zum Ausgleich der Bilanz des einzelnen Bilanzkreises wird als Ausgleichsenergie dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) viertelstündlich berechnet oder vergütet¹¹⁹.

Für den BKV ergeben sich aus den vermeidbaren und unvermeidbaren Bilanzkreisüber- und -unterdeckungen Kosten und Erlöse. Ein BKV sollte jedoch bestrebt sein, Abweichungen möglichst gering zu halten, da die Ausgleichsenergiekosten (und -erlöse) im Vorfeld nicht exakt abgeschätzt werden können. Zwar sieht das finanzielle Ausgleichssystem keine Pönale vor, überdeckte wie unterdeckte Bilanzkreise werden mit demselben Ausgleichsenergiepreis abgerechnet. Da dieser jedoch situativ sowohl ein negatives wie positives Vorzeichen aufweisen kann, können ggf. auch Überdeckungen zu Zahlungsaufforderungen und Unterdeckungen zu Erlösen führen. Durch eine an den Intraday-Spotmarktpreis orientierte Preislimitierung des Ausgleichsenergiepreises wurde dem Fehlanreiz begegnet, den Ausgleichsenergieeinsatz (und somit die bewusste Herbeiführung von Bilanzkreisabweichungen) als wirtschaftliche Alternative zum regulären handelsseitigen Ausgleich zu favorisieren (BNetzA 2012c, S. 1).

Der Einsatz von Regelleistung im Falle eines Leistungsbilanzungleichgewichts wird mit den Bilanzkreisverantwortlichen, die in der entsprechenden Viertelstunde keinen ausgeglichenen Bilanzkreis aufweisen, verrechnet. Hierzu wird ein regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) für jede der Viertelstunden nach Maßgabe von BNetzA (2012c), die in ÜNB (2012) präzisiert wird, wie folgt bestimmt: Grundsätzlich wird der Ausgleichsenergiepreis (AEP) so festgelegt, dass die ÜNB netto einen Erlös erzielen, der die Bezahlung der eingesetzten Regelarbeit entsprechend der Arbeitspreise der Regelenergieangebote ermöglicht (AEP1). Allerdings wird der daraus resultierende Preis mit dem durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Marktpreis verglichen: Im Fall einer Überpreisung der Regelzonen bildet dieser Intraday-Preis die Obergrenze, im Fall einer Unterspeisung die Untergrenze (AEP2). Der resultierende Preis wird weiter angeglichen, sofern in der Viertelstunde

¹¹⁹ Die Bilanzkreisabrechnung erfolgt erst nach Ablauf des jeweiligen Monats gebündelt für alle Viertelstunden des Monats.

mindestens 80 % der kontrahierten Regelleistung (Summe aus positiver oder negativer Minuten- und Sekundärreserve) abgerufen wurden: Im Fall einer Unterspeisung wird der AEP2 um 50 %, mindestens jedoch um 100 €/MWh angehoben; im Falle einer Überpreisung wird er entsprechend abgesenkt. Aus diesem Vorgehen errechnet sich der reBAP für jede Viertelstunde. Er ist von den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlen bzw. sie erhalten ihn nach Maßgabe ihres Bilanzkreissaldos in der Viertelstunde. Für die ÜNB dienen die hieraus resultierenden Einnahmen zur Deckung von Kosten der abgerufenen Regelernergiearbeit. Die restlichen Kosten werden von den ÜNB auf die Netznutzungsentgelte umgerechnet und damit den Netznutzern in Rechnung gestellt. Durch den reBAP soll für Bilanzkreisverantwortliche ein Anreiz geschaffen werden, ihren Bilanzkreis auszugleichen. Hinzu kommt, dass erhebliche, sich wiederholende Bilanzkreisabweichungen eine außerordentliche Kündigung des Bilanzkreisvertrages (gemäß BK-Vertrag zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Bilanzkreiskoordinator) nach sich ziehen können.

6.5.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Eine explizite Vorhaltung von Kapazitäten im Rahmen des Bilanzkreisausgleichs ist gegenwärtig eher unüblich. Während eine Bilanzseite (Erzeugung oder Verbrauch) meist durch Prognosen bestimmt wird, welche zumeist zunehmend (bis zum Einspeise/- Verbrauchszeitpunkt) höhere Güten aufweisen, werden diese Energiemengen durch steuerbare, sichere Gegenpositionen (Kauf, Erzeugung, Verkauf, Lastreduktion) auf der anderen Bilanzseite ausgeglichen. Der individuelle Aufwand zur Erreichung einer hohen Bilanzkreistreue kann sehr unterschiedlich ausfallen. Die Spanne reicht hier von einer langfristigen Einkaufs- /Verkaufsstrategie ohne kurzfristige (z.B. vortägige) Anpassungen, bis hin zur einer optimierten Bilanzkreisbewirtschaftung, die sowohl den vortägigen wie untertägigen Sportmarkt nutzt und ggf. sogar eigene technische Einheiten einsetzt, um sehr kurzfristig verbleibende Prognose(Fahrplan)-IST-Abweichungen auszugleichen. Innerhalb einer Bilanzierungseinheit von 15 Minuten wird lediglich das Mittel des Lastgangs betrachtet. Somit können Abweichungen teilweise auch ex-post noch in den verbleibenden Minuten kompensiert werden, ohne dass eine Bilanzkreisabweichung im Zuge der Abrechnung verbucht wird. Dammasch 2015 konnte hierzu nachweisen, dass die Vorhaltung eigener technischer Einheiten zum Bilanzausgleich gegenüber der Beanspruchung von Ausgleichsenergie (der verbleibenden Prognoseabweichungen) bei gegebenen Rahmenbedingungen nur schwierig wirtschaftlich zu realisieren ist.

Verbleibende Bilanzkreisabweichungen werden mit Ausgleichsenergie abgedeckt. Aufgrund eines individuellen Bilanzungleichgewichts müssen jedoch nicht zwingend technische Regelernergieeinheiten durch die ÜNB aktiviert werden, da die Bilanzun-

gleichgewichte aller BKV zunächst saldiert werden, wodurch sich gegenläufige Abweichungen aufheben. Eine gleichgerichtete Abweichung mehrerer BKV oder die Abweichung eines BK mit hohen Leistungen führt letztlich zu Situationen, die durch die Dimensionierung der Regelennergiearten (Primär-, Sekundär-, Minutenreserve) berücksichtigt werden müssen. Die gegenwärtigen und perspektivischen Dimensionierungsparameter der Regelennergiearten wurden im vorstehenden Abschnitt aufgezeigt.

Die Verbesserung der Bilanzkreistreue kann grundsätzlich einerseits über handelsseitige oder technische Optionen beim Ausgleich von Prognosefehlern erreicht werden, andererseits können aber auch die Prognosen selbst optimiert werden. Sichert eine Vielzahl an Bilanzkreisverantwortlichen die Bilanzkreistreue individuell mit eigenen (technischen) Flexibilitäten ab, können dadurch zusätzliche Back-up Kapazitäten entstehen. Mögliche Zugriffsrechte auch dritter BKV auf diese Kapazitäten sind dabei eine wichtige Ausgestaltungsfrage¹²⁰. Die gegenwärtige Verantwortung zur Bilanzkreistreue setzt jedoch nur geringe Anreize eigene technische Einheiten zu initiieren. Wird primär der zweitgenannte Ansatz (Prognoseverbesserung) verfolgt, gehen hieraus nicht direkt zusätzliche technische Ausgleichsoptionen hervor.

6.5.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Folgende Akteure sind als Bilanzkreis- oder Sub-Bilanzkreishalter sowie organisatorisch als Bilanzierer und Bereitsteller von Ausgleichsenergie im Bereich des Bilanzkreisausgleichs involviert:

- Vertriebe¹²¹ (als BKV)
- Händler (als BKV)
- Kraftwerke/Erzeuger (als BKV)
- Direktvermarkter (als BKV)
- Netzbetreiber (als BKV, als Bilanzierer)
- Übertragungsnetzbetreiber / Bilanzkreiskoordinator (als BiKo, als Betreiber Regelennergieplattform, als BKV (z.B. auch EEG-Anlagen))

Am Beispiel der Differenzbilanzkreisbewirtschaftung der VNB sollen Verantwortlichkeiten und Zusammenhänge erläutert werden: Ein Verteilnetzbetreiber bilanziert etwa bei Wahl des „synthetischen Lastprofilverfahrens“ Haushaltsstromkunden nach standardisierten synthetischen Standardlastprofilen (gem. § 12 Abs. 1 StromNZV). Soll-Ist Abweichungen laufen in einem vom Netzbetreiber geführten Differenzbilanzkreis auf, der Vertriebsbilanzkreis ist per Definition vollständig ausgeglichen. Die Pflicht zur Führung des Differenzbilanzkreises geht auf gesetzliche/verordnungsbezogene Anforderungen

¹²⁰ Zudem bleibt zu klären, wie die Netzanbindung und Energiemengenbilanzierung entsprechender Anlagen gestaltet wird.

¹²¹ Hierzu zählen ebenso Endverbraucher, die aufgrund ihres hohen Verbrauchsvolumens durch eigenes Personal (ggf. unterstützt durch Dienstleister) Energie selbst beschaffen und eventuell auch für Dritte mitbeschaffen. Neben einer handelsseitigen Beschaffung kann die Beschaffung auch (teilweise) aus eigenen Erzeugungsanlagen erfolgen.

zurück (insb. § 12 Abs. 3 StromNZV). Da der Bilanzkreisvertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber geschlossen wird, achtet dieser auf die Einhaltung der Vereinbarung (u.a. Volumen und Häufung von Ungleichgewichten). Die **Bilanzkreisverantwortung** des VNB erstreckt sich primär auf die Wahrung der Ausgeglichenheit des Differenzbilanzkreises, konkret insbesondere durch kurzfristige Prognosetätigkeiten und einen kurzfristigen handelsseitigen Ausgleich erwartbarer Differenzen. Kommt der VNB seinen vertraglichen und gesetzlichen Verantwortungen nicht oder unzureichend nach, spricht, er bewirtschaftet den Bilanzkreis nicht aktiv (bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie), riskiert er eine verringerte Kostenanerkennungen (im Rahmen der Anreizregulierung) sowie eine Kündigung des Bilanzkreisvertrages (nach vorheriger Mahnung durch den ÜNB). Der Nachweis einer bewussten Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie sollte sich in der Praxis schwierig gestalten, da teils erhebliche Prognosefehler von vorsätzlichen Aktivitäten abzugrenzen sind. Ein ‚überflüssiger‘ Einsatz von Ausgleichsenergie wiederum kann über die Netzentgelte zu Mehrkosten bei den Netzkunden führen sowie die für Notfälle dimensionierte Regelenergie derart beanspruchen, dass sie für unvorhersehbare Störungen nicht mehr verfügbar ist. Gleichzeitig muss relativierend beachtet werden, dass das Fehlverhalten eines Akteurs gesamtsystemisch aufgrund der Dimensionen (Energie, Geld) oftmals vernachlässigbar ist. Eine dauerhafte und systematische Pflichtverletzung mehrerer Akteure wiederum kann stärkere systemische Auswirkungen nach sich ziehen. Der Marktakteur VNB und seine Verantwortung für den Differenz-BK steht in diesem Beispiel stellvertretend für alle Bilanzkreisverantwortlichen (Eigenbeschaffende Verbraucher, Erzeuger, Händler, Vertriebe etc.).

6.5.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Die Bilanzkreisverantwortung erfordert Prognose-, Handels-, Last-/Erzeugungsbeeinflussungs-Kompetenzen sowie die hierzu notwendigen Kapazitäten (personeller, organisatorischer, (IT-)technischer und finanzieller Art). Da die vorgenannten Tätigkeiten fortlaufend ausgeführt werden müssen (optimal ‚24/7‘) und die entsprechenden Instrumente kostenintensiv sind, bietet es sich gerade für kleine bilanzkreisverantwortliche Akteure an, den eigenen Bilanzkreis als Sub-Bilanzkreis in einen größeren Bilanzkreis (eines Dienstleisters oder ggf. eines verbundenen Unternehmens) einzugliedern. Gegebenenfalls resultieren hieraus bereits positive Aufhebungseffekte bei der Aggregation unterschiedlicher Sub-Bilanzkreise. Für den Status Quo muss jedoch konstatiert werden, dass Kompetenzen, Kapazitäten und Interessen einiger Bilanzkreisverantwortlicher einer erheblichen Verbesserung der Bilanzierungstreue entgegenstehen.

6.5.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

In Abgrenzung zum Einsatz von Regelenergie adressiert der Bilanzausgleich kurzfristig erwartbare Bilanzkreisabweichungen im Voraus. Ein Beitrag zur netzseitigen Versorgungssicherheit ist somit nur indirekt, im Sinne einer Entlastung der Regelenergiekapazitäten, zu erwarten. Ein Beitrag zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ist insofern zu erwarten, als dass den Bilanzkreisverantwortlichen ggf. eine zusätzlich abrufbare Kapazität im Falle eines Leistungsbilanzdefizits zur Verfügung steht. Ist jedoch der individuelle Bilanzkreis des BKV zur Zeit eines systemischen Defizits nicht unterdeckt, könnte ein Einsatz der vorgehaltenen Kapazität und somit ein Beitrag zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ausbleiben. Mögliche negative Auswirkungen auf die netz- und erzeugungsseitige Versorgungssicherheit sind überdies dann vorstellbar, wenn die für den individuellen Bilanzausgleich reservierten Kapazitäten der öffentlichen Versorgung entzogen werden oder aufgrund höherer Bilanzkreistreue weniger Regelenergiekapazitäten angeboten/vorgehalten werden.

6.6 Reservekraftwerksverordnung / Netzreserve

6.6.1 Grundlagen

Mitte des Jahres 2013 wurde die sogenannte Reservekraftwerksverordnung (ResKV) durch die Bundesregierung verabschiedet. Die Verordnung ist ein Teil der gesetzlichen Umsetzung der Vorgaben des § 13a EnWG „Stilllegung von Erzeugungsanlagen“. Im Einzelnen regelt sie die transparente Beschaffung von Reservekapazitäten, den Umgang mit Reservekraftwerken sowie die Stilllegung von Kraftwerken.

Hinsichtlich der Definition von Stilllegung ist analog § 13a EnWG zwischen einer vorläufigen Stilllegung (Anlage wird nicht mehr anfahrbereit gehalten, kann jedoch wieder betriebsbereit gemacht werden) und einer endgültigen Stilllegung (späterer Betrieb ist endgültig ausgeschlossen) zu unterscheiden.

Aufgrund des noch unvollständigen Netzausbaus und einer erhöhten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie des Abschaltens von konventionellen Kraftwerken können kritische Netzsituationen auftreten. Die ResKV soll daher zur Überbrückung dieser Situationen beitragen. Ein wesentliches Element der Verordnung ist eine jährliche Überprüfung der Systemsicherheit im Hinblick auf die verfügbaren Erzeugungskapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur. Der festgestellte Bedarf an Reserveleistung wird (gem. § 4, § 5 Abs. 2 ResKV) unter den interessierten Betreibern von systemrelevanten Anlagen, die endgültig oder vorläufig stillgelegt werden sollen (bzw. sind), ausgeschrieben. Durch eine finanzielle Kompensation der Anlagenbetreiber (nach § 6 ResKV) wird so die Stilllegung zunächst vermieden.

Ferner sind die ÜNB auch berechtigt, mit den Beitreibern von Anlagen im europäischen Binnenmarkt sowie in der Schweiz Verträge zu schließen¹²².

Als Ultima Ratio erlaubt die Verordnung nach § 8 ResKV die Errichtung von Neuanlagen auf Veranlassung der Übertragungsnetzbetreiber, sofern die Systemsicherheit durch keine andere Mittel gewährleistet werden kann. Bleibt die Beschaffung neuer Anlagen für die Netzreserve (transparente und nichtdiskriminierende Ausschreibung für Errichtung und Betrieb der Anlage) gem. § 8 Abs. 1-3 ResKV ohne Erfolg, sieht § 8 Abs. 4 ResKV vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber selbst die Anlagen an geeigneter Stelle errichten und betreiben.¹²³ Die aus den Verträgen mit neuen Anlagen resultierenden Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden als verfahrensregulierte Kosten im Zuge der Anreizregulierung anerkannt (§ 9 Abs. 1 ResKV). Neue Anlagen dürfen gem. § 9 Abs. 2-3 exklusiv außerhalb des Energiemarktes im Sinne des § 7 ResKV bzw. zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystem eingesetzt oder alternativ nach Vertragsende abgebaut und veräußert werden.

Im Rahmen jährlicher Berichte prüft und bestätigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Bedarf (gemäß derer Systemanalysen) an Netzreserve gem. § 3 ResKV für den folgenden Winter sowie die jeweils folgenden fünf Jahre. Im Bericht aus dem Mai 2014 wurden für den Winter 2014/2015 demnach Reservekraftwerke mit einer Erzeugungsleistung in Höhe von knapp 3,1 GW vorgesehen, für 2015/2016 würden 6 GW und 2017/2018 schließlich 7 GW an Netzreserven erforderlich sein. (BNetzA 2014a) Der Bericht vom 4. Mai des Jahres 2015 stellt schließlich für den Winter 2015/16 einen Bedarf in Höhe von 6,7 – 7,8 GW, für den Winter 2016/2017 in Höhe von 6,6 – 7,7 GW und den Winter 2019/2020 in Höhe von 1,6 GW fest. (BNetzA 2015b) Augenfällig ist der abrupte Abfall der Netzreserve im Winter 2019/20, gegenüber den zuvor im Bereich von 6,7 GW bis 7,8 GW liegenden Werten. Als Begründung führt die Bundesnetzagentur die unterstellte Umsetzung eines Engpassmanagementverfahrens an, dass die Handelskapazität für den Export von Deutschland nach Österreich auf 5,7 GW beschränkt. Bei auch weiterhin unbegrenzten Exportkapazitäten würde der Netzreserve-Bedarf bei 6,1 GW anzusiedeln sein. (BNetzA 2015b, S. 20)

¹²² Diesbezügliche Auflagen finden sich in § 5 Abs. 3 ResKV.

¹²³ Auch der § 53 EnWG ermöglicht die Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten, jedoch für den Fall, dass die Versorgungssicherheit gem. § 1 EnWG durch vorhandene Erzeugungskapazitäten allein nicht gewährleistet ist. (Merkel 2015, S. 17) mit Verweis auf den Berliner Kommentar zum Energierecht (3. Auflage) verweist darauf, dass die Norm von den Notfallmaßnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität nach §§ 12 ff. EnWG abzugrenzen ist.

6.6.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Die Sicherung und Generierung von Kapazitäten ist die primäre Absicht der Reservekraftwerksverordnung bzw. der Netzreserve. Neue, zusätzliche Kapazitäten sollen jedoch nur nachrangig, nach der Nutzung zur Stilllegung bestimmter Kraftwerke beansprucht werden. Durch den Erhalt der Betriebsfähigkeit dieser Kraftwerke werden somit ggf. keine neuen Kapazitäten generiert, jedoch zum Teil im signifikanten Maße Kapazitäten übergangsweise¹²⁴ gesichert. Einschränkend bleibt jedoch anzumerken, dass die generierten oder gesicherten Kapazitäten gemäß einleitender Back-up-Definition zwar geplant eingesetzt werden können, diese jedoch zielgerichtet zum temporären Ausgleich von Netzengpässen vorgesehen sind und nicht für den Fall allgemeiner vorhersehbarer Erzeugungsdefizite.

6.6.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

- Kraftwerksbetreiber (insb. zur Stilllegung bestimmter Kraftwerke)
- Übertragungsnetzbetreiber
- Bundesnetzagentur

Während ÜNB und Bundesnetzagentur den Bedarf an Reservekapazitäten festsetzen, kommt den Kraftwerksbetreibern im Wesentlichen die Aufgabe zu, die Betriebsfähigkeit ihrer Erzeugungseinheiten aufrecht zu erhalten. § 7 Abs. 2 ResKV regelt den Einsatz der Netzreserve. Auf Grundlage der ihnen zur Verfügung stehenden Prognosen setzen die Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen die Anlagen der Netzreserve, nachrangig zu anderen geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 1a des EnWG, ein. § 7 Abs. 1 und § 5 Abs. 2 Nr. 2 ResKV untersagen den Betreibern einen Einsatz der Anlagen während und nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung auf dem Energiemarkt.

6.6.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Es erscheint als angemessen, dass die Übertragungsnetzbetreiber über Systemanalysen den Netzreservebedarf feststellen. Gemäß EnWG stehen sie in einer besonderen Verantwortung, was den Erhalt der netz- und erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit betrifft. Überdies können die Übertragungsnetzbetreiber auf ausgedehnte Erfahrungen im Zusammenhang mit der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen zurückgreifen und hieraus auch perspektivische kapazitätsseitige Defizite identifizieren.

Inwiefern Übertragungsnetzbetreiber im Bedarfsfall als Kraftwerksbetreiber eigener ‚Netzkraftwerke‘ agieren sollen, gilt es zu diskutieren. Da die ÜNB bereits gegenwärtig

¹²⁴ Gem. § 5 Abs. 1 ResKV kann die Vertragsdauer bis zu 24 Monate, in begründeten Fällen auch länger betragen.

jedoch bei (spannungs- und strombedingten) Redispatch-Maßnahmen sowie in kritischen Versorgungssituation direkt auf die Fahrweise der Kraftwerke Einfluss nehmen dürfen, sollten sie grundsätzlich mit den entsprechenden Aufgaben vertraut sein.

Sollte sich mittel- bis langfristig herausstellen, dass weiterhin ein gleichbleibend hoher oder noch steigender Bedarf an Reservekapazitäten vorliegt und dieser – bei fehlendem Interesse privatwirtschaftlicher Akteure - zunehmend durch Neubauten (Netzkraftwerke) der ÜNB gedeckt werden müsste, wird die Abgrenzung der Markttrollen Erzeuger und Netzbetreiber nochmals intensiver vollzogen werden müssen.

6.6.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Die ResKV bzw. die hieraus hervorgehende Netzreserve leistet einen direkten Beitrag zum Erhalt der netztechnischen Versorgungssicherheit. Da künftig nicht nur netztechnische Herausforderungen sondern auch allgemeine Kapazitätsdefizite erwartet werden, soll die Netzreserve als ein Element in ein umfassenderes Reservekonzept eingehen¹²⁵. Wird die Netzreserve jedoch isoliert betrachtet, bleibt hinsichtlich der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit die Frage, inwiefern außerhalb netztechnischer Störungen bei erwartbaren Nachfrageüberschüssen im Gesamtsystem auf die gesicherten oder neu errichteten Kapazitäten rückgegriffen werden kann. Die ResKV tritt mit Ablauf des 31.12.2017 außer Kraft, anknüpfende Regelungen finden sich jedoch in § 13d des Entwurfs zum Strommarktgesetz (BMWi Dez. 2015, S. 20). So soll die ResKV künftig als „Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – NetzResV) mit einigen Änderungen verlängert werden.

6.7 Lastabschaltverordnung

6.7.1 Grundlagen

Durch die „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV) vom 28.12.2012 wurde ein zusätzliches Instrument zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit durch kurzfristige Lastanpassungen geschaffen. Die rechtliche Grundlage hierfür liefert § 13 Abs. 4a des EnWG. § 13 EnWG regelt die Pflicht von Übertragungsnetzbetreibern, durch netz- und marktbezogene Maßnahmen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Versorgungssystems zu gewährleisten.

¹²⁵ Neben der heute bereits existenten Netzreserve (zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes) soll perspektivisch ab dem Jahr 2017 stufenweise eine Kapazitäts- und Klimareserve (KKR) zur Absicherung des Strommarktes sowie von Leistungsbilanzdefiziten eingeführt werden.

Am Hoch- und Höchstspannungsnetz angebundene Verbraucher, die durch einen kontinuierlichen Verbrauch gekennzeichnet sind, der kurzfristig für eine definierte Zeitspanne gedrosselt oder abgeschaltet werden kann, haben die Möglichkeit an einer entsprechenden monatlichen Ausschreibung teilzunehmen. Zur Teilnahme an der Ausschreibung muss der Anbieter zunächst die Präqualifikation bei dem ÜNB durchlaufen, der für die entsprechende Regelzone verantwortlich ist. Hinsichtlich der Reaktionszeit der Aktivierung werden zwei Arten abschaltbarer Lasten unterscheiden: sofort abschaltbare Lasten (SOL) und schnell abschaltbare Lasten (SNL).

Tabelle 6-4 Rahmenbedingungen Ausschreibung von abschaltbaren Lasten

	Sofort abschaltbare Lasten	Schnell abschaltbare Lasten
Ausschreibung	monatlich	monatlich
Ausschreibungsleistung	1.500 MW	1.500 MW
Angebotsgröße	50-200 MW	50-200 MW
Angebotsoption	Mind. 15 Min. in beliebigen Abständen bis gesamt 1 Std. am Tag und mind. viermal pro Woche.	Mind. 15 Min. in beliebigen Abständen bis gesamt 1 Std. am Tag und mind. viermal pro Woche.
	Mind. 4 Std. am Stück einmal innerhalb von 7 Tagen	Mind. 4 Std. am Stück einmal innerhalb von 7 Tagen
	Mind. 8 Std. am Stück einmal innerhalb von 14 Tagen	Mind. 8 Std. am Stück einmal innerhalb von 14 Tagen
Aktivierungszeit	Innerhalb 1 Sekunde automatisch frequenzgesteuert (bei Unterschreitung Untergrenze) sowie unverzüglich, ferngesteuert durch ÜNB	Innerhalb von 15 Min. ferngesteuert durch ÜNB

Quelle: ÜNB (2015a)

Die Übertragungsnetzbetreiber sind durch § 18 AbLaV verpflichtet, zunächst ihre Zahlungen und Aufwendungen über eine finanzielle Verrechnung auszugleichen. Die Umlage für abschaltbare Lasten kann mit den Netzentgelten zusammen erhoben werden.

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten tritt gemäß § 19 AbLaV spätestens am 01.10.2016 außer Kraft.

6.7.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Eine Generierung von Erzeugungskapazitäten ist durch dieses Instrument nicht zu erwarten, da exklusiv abschaltbare Lasten adressiert werden. Allerdings kann durch die

Vorhaltung flexibler Lasten in Engpasssituationen der Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung reduziert werden.

Eine Generierung flexibler Lasten durch dieses Instrument darf zudem ebenso bezweifelt werden. Gegenüber dem festgesetzten Leistungspreis (in Höhe von 2.500 EUR/MW und Monat) ist der Arbeitspreis Gegenstand der Ausschreibung. Nach § 10 AbLaV darf sich der Arbeitspreis in der Spanne von mindestens 100 €/MWh bis maximal 400 €/MWh bewegen. Im Januar 2016 waren von jeweils 1.500 MW Bedarf lediglich 465 MW SOL (ca. 1/3 der ausgeschriebenen Menge) bzw. 979 MW SNL (ca. 2/3 der ausgeschriebenen Menge) überhaupt präqualifiziert, also für die Teilnahme an der Ausschreibung zugelassen. Dies ist ein sehr starkes Indiz dafür, dass die AbLaV in ihrer derzeitigen Ausgestaltung keine signifikanten Flexibilitäten erschließen kann, weil entweder die Anforderungen (mindestens 50 bzw. 200 MW, Aktivierungsbestimmungen) oder aber die Maximalzahlungen unzureichend sind.

6.7.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Die im Wesentlichen beteiligten Akteure der Lastabschaltverordnung sind die Übertragungsnetzbetreiber (Präqualifikation, Ausschreibung, Aktivierung) sowie die Auktionsteilnehmer der abschaltbaren Lasten.

6.7.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Es erscheint angesichts ihrer Kompetenzen und ihrer Informationslage als angemessen, dass die Übertragungsnetzbetreiber sowohl die Präqualifikation, die Ausschreibung, als auch den Abruf koordinieren bzw. ausführen.

6.7.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Der Nutzen abschaltbarer Lasten als Beitrag zur Versorgungssicherheit, auch vor dem Hintergrund bestehender Instrumente, wurde im Vorfeld der Einführung kritisch diskutiert. Im Hinblick auf eine Fortsetzung der AbLaV über 2015 hinaus, sollten jedoch die Kritikpunkte (z.B. hinsichtlich: sinnvoller Anwendungsbereich, Marktzutritts hemmnisse, Vergütungshöhe, Schnittmenge und Abgrenzung mit / zu weiteren Instrumenten) nochmals thematisiert werden.

6.8 Netzlastmanagement im Verteilnetzbereich

6.8.1 Grundlagen

In der Netzbetriebsführung wird eine Koordination der Netznutzung insbesondere durch steuerbare, zentrale Erzeugungsanlagen erreicht. Netztechnisch ergeben sich

einerseits durch die jeweiligen Anschlussbedingungen Anforderungen an die Netznutzer, andererseits werden Systemdienstleistungen auch durch eigene Netzbetriebsmittel oder durch Dritte (per Ausschreibung) erbracht.

Begleitend erfordert die Anreizregulierungsverordnung, in Abwägung von Kosteneffizienz und Versorgungsqualität, eine Berücksichtigung der Netzzuverlässigkeit (in Gestalt des Qualitätselements für die Netze der Nieder- und Mittelspannung, außerhalb des vereinfachten Verfahrens) im Rahmen der Netzplanung.

Ein Netzlastmanagement kann, sollte es primär auf den (Verteil-)Netzbetreiber ausgerichtet sein, einen Beitrag dazu leisten:

- die Lastspitzen eines VNB gegenüber dem vorgelagerten Netz zu senken¹²⁶,
- Netzengpässe zu vermeiden (und somit zeitlichen Spielraum für den Netzausbau zu gewinnen, bzw. auch Ausbaukosten einzusparen),
- die Versorgungsqualität und hier insbesondere die Netzzuverlässigkeit zu verbessern,
- lokale und gesamtsystemisch notwendige Systemdienstleistungen zu erbringen,
- zusätzliche Optionen für die Bewirtschaftung der Netzbetreiberbilanzkreise zu gewinnen¹²⁷
- sowie ggf. einen dezentralen Ausgleich (über ggf. dezentrale Märkte) bis hin zur Autarkie eines Netzgebiets oder einer Region zu erreichen.

Hierzu müssen die an das Verteilnetz angeschlossenen Nutzer (Energienutzer/Verbraucher, kleinere Erzeugungsanlagen (z.B. KWK, Blockheizkraftwerke, EE) und Speicher), konkret ihre jeweilige Erzeugungs- und Verbrauchslast in einer bestimmten Zeitspanne, aktiv durch den Netzbetreiber beeinflusst werden. Im Hinblick auf den Verteilnetzausbau sieht § 14 Abs. 2 EnWG explizit vor, die „Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen“.

Neben den Verteilnetzbetreibern selbst können die Flexibilitäten auch von anderen Marktakteuren (z.B. Vertrieben oder separaten Flexibilitätsvermarktern) beansprucht

¹²⁶ Jedoch stellt nach §11 Abs. 2 ARegV die „erforderliche Inanspruchnahme vorgelagertes Netz“ einen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenblock dar. Die Rahmenbedingungen des Netzbetreibers als Netzkunde des vorgelagerten Netzes sind daher nicht identisch mit denen anderer Verbraucher (z.B. Spitzenlastkappung Industrie zur Senkung der Netzentgelte).

¹²⁷ Die Bilanzkreisbewirtschaftung, dies betrifft ebenso die Netzbetreiberbilanzkreise (insbesondere Verlustenergie- und Differenzmengenbilanzkreis), wurde bereits vorstehend thematisiert. Überdies begrenzen Vorgaben aus EnWG, StromNZV sowie Festlegungen der Bundesnetzagentur die Freiheiten des Netzbetreibers bei der Beschaffung (& ggf. Veräußerung) von Verlustenergie und Differenzmengen. So werden marktorientierte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffungsverfahren vorgesehen.

werden, wenngleich hierbei eher von einem allgemeinen Lastmanagement gesprochen wird. In diesem Abschnitt soll der Fokus jedoch auf der Verteilnetzebene und den Verteilnetzbetreibern liegen.

6.8.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Back-up-Kapazitäten im Verteilnetz könnten insbesondere dann aufgebaut werden, wenn Verteilnetzbetreiber einen dezentralen Lastausgleich anstreben. Sollte in Netzgebieten und Regionen jederzeit oder in der überwiegenden Zeit eine Lastdeckung durch steuerbare, dezentrale Erzeugung sichergestellt werden, kann dies die gesamtsystemisch verfügbare Kapazität erhöhen. Ein bundesweiter Abruf der Kapazitäten erfordert jedoch auch entsprechende Netzkapazitäten. Zudem stellt sich die Frage, wie ein dezentraler Ausgleich in Regionen mit erheblichen (f)EE Überschüssen ausgestaltet werden kann.

Während (vorwiegend) dezentral ausgeregelte Subsysteme eher noch Gegenstand der Forschung sind¹²⁸, könnten die Vermeidung von Netzenspässen, die Aufrechterhaltung einer hohen Versorgungsqualität oder die dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen bereits frühzeitiger neue Erzeugungskapazitäten hervorrufen oder bestehende Erzeugungsanlagen und Lasten flexibilisieren. Angesichts der theoretischen Möglichkeiten sind in diesem Kontext auch die energierechtlichen Pflichten, (Zugriffs-)Rechte, Investitionsmöglichkeiten und Anreize für Verteilnetzbetreiber zu beachten. Dies betrifft im Besonderen auch die Frage der Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierung.

6.8.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Das Netzlastmanagement kann im kleinsten Maßstab lediglich den entsprechenden Verteilnetzbetreiber betreffen, abhängig der beanspruchten Flexibilitäten und Anwendungsgebiete sind jedoch auch oftmals weitere Akteure wie Netzkunden (Erzeuger, Verbraucher, Speicher), Netzbetreiber vor-/nachgelagerter Netze, Stromvertriebe und EE-Vermarkter direkt oder indirekt involviert.

Die Verantwortlichkeiten und Möglichkeiten eines Verteilnetzbetreibers sind im Wesentlichen durch das EnWG, die Netzcodes, die StromNZV, die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS), die ARegV, die Bilanzkreisverträge (mit dem ÜNB) sowie die Netznutzungsverträge (mit den Netznutzern) vorgegeben.

¹²⁸ Beispielsweise: „Der Zellulare Ansatz“ des VDE (2015)

6.8.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Da (fluktuierende) Erneuerbare Energie perspektivisch die Säule des Energieversorgungssystems darstellen und primär in den Verteilnetzen angesiedelt sind, ändert und erweitert sich auch das Rollenverständnis der Verteilnetzbetreiber. Statt einer einfachen ‚Verteilung‘ von Energie, müssen sie zunehmend die Infrastruktur an größere dezentrale Einspeiseleistungen anpassen / Engpässe beseitigen, bilaterale Lastflüsse beherrschen, die dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen koordinieren (insb. geographisch relevante wie die Blindleistungs-/Spannungsregelung), schlechter vorhersehbare (durch Eigenversorgung und private Speicher beeinflusste) Lastprofile beherrschen sowie auch neue oder geänderte Stromanwendungen im Bereich der Wärmebereitstellung und Mobilität berücksichtigen; um nur einige Beispiele zu nennen. Der hierbei angestrebte Grad an Dezentralisierung von Verantwortung ist derzeit Gegenstand aktueller Debatten.

Auf die Verteilnetzbetreiber (auch in Kooperation mit Zähl- und Messdienstleistern) kommt somit eine essentielle Aufgabe zu, bei der ihnen ihre Kenntnisse der Vorgänge und Akteure in der Netzregion jedoch zugutekommen sollte. Inwiefern gerade kleinere Netzbetreiber komplexe informationstechnische oder auch organisatorische Herausforderungen (z.B. aktive Bewirtschaftung Netzbetreiberbilanzkreise, Steuerung von Flexibilitäten, kleinräumigere Erfassung von Netzzuständen) meistern können oder auch auf Dienstleister rückgreifen müssen, kann heute nicht bereits abschließend eingeordnet werden.

6.8.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Ein Netzlastmanagement kann dazu beitragen steuerbare Kapazitäten zu generieren. Da die allgemeine Erzeugung jedoch nicht originäre Aufgabe des Netzbetreibers ist¹²⁹, würden die Kapazitäten eher ein Nebenprodukt der Bereitstellung von Systemdienstleistung, der Beseitigung von Netzengpässen oder ähnlichem sein. Nicht zuletzt tragen aber diese Aufgaben zur netzseitigen Versorgungssicherheit bei.

Durch den Wachstumspfad dezentraler (insb. fluktuierender) Erzeugung kam und kommt der Netzintegration auf Verteilnetzebene eine hohe Bedeutung zu. Zudem wachsen die Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber durch die Erbringung von Beiträgen zur Systemstabilität und in ihrer Aufgabe als ‚Datendrehscheibe‘. Es bleibt abzuwarten, wie die Verantwortungen zur Versorgungssicherheit perspektivisch zwischen ÜNB und VNB (neu) verteilt werden und auch inwiefern etwa das strikte Erzeugung-Netz-Unbundling im Hinblick auf die Herausforderungen der Netzintegration von

¹²⁹ Die würde auch dem Gedanken des Unbundling widersprechen, wenngleich etwa im Rahmen der Netzreserve als nachgelagerte Option auch Netzkraftwerke vorgesehen sind. Primär stellt sich die Frage, inwiefern Netzbetreiber auf die Erzeugungsanlagen Dritter temporär zugreifen können.

(f)EE und Bestrebungen dezentraler Ausgleiche möglicherweise Anpassungen erfahren kann.

6.9 Notstromaggregate

6.9.1 Grundlagen

Für den Betrieb unterschiedlichster Betriebsstätten gibt es zahlreiche gesetzliche Vorschriften oder auch branchenübergreifende Leitfäden für die Errichtung und Vorhaltung einer individuellen Notstromversorgung. Das verfügbare Potential in Deutschland ist derzeit nicht erfasst, liegt konservativen Schätzungen zufolge jedoch bei 5 bis 8 GW.¹³⁰

6.9.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Grundsätzlich können Notstromaggregate als Back-up-Kapazitäten eingesetzt werden. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass die Auslegung von Notstromanlagen gerade keinen Netzbetrieb vorsehen. Für eine Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung sind daher Investitionen insbesondere zur Netzsynchronisation notwendig. Darüber hinaus stehen ggf. vertragliche Hürden einer Nutzung im Weg, da rechtlich lediglich ein Betrieb von maximal 15 Stunden/Monat zur Erprobung zugesichert ist¹³¹. Es gibt jedoch bereits Notstromaggregate die im Rahmen von Regelleistungserbringung vermarktet werden bzw. werden diese aktiv von Direktvermarktern umworben.

6.9.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Betreiber von systemkritischen Betriebsstätten, wie Krankenhäuser, Rechenzentren aber auch Versammlungsstätten, Wohnkomplexen etc. als Inhaber der Kapazitäten sowie Direktvermarkter/Bündler als einbindender Akteur.

6.9.4 Angemessenheit der Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Im Rahmen von virtuellen Kraftwerken erscheinen Direktvermarkter als bestmöglicher Akteur zur Aktivierung von (verfügbaren) Notstromaggregaten auf Preissignale im EOM. Denkbar wäre jedoch auch eine „Aktivierung“ durch den zuständigen Netzbetreiber.

¹³⁰ Krzikalla et al. (2013, S. 58)

¹³¹ Vgl. StromGVV (§§ 4, 37)

6.9.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Grundsätzlich erscheinen Notstromaggregate geeignet einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten, da sie losgelöst von Preissignalen des klassischen Energiemarktes aus Sicherheitsinteressen installiert werden. Die Kosten für einen Einsatz sind somit beschränkt auf Investitionskosten für die Netzsynchronisierung sowie den Brennstoffeinsatz. Das Weiterentwicklungspotential ist als begrenzt einzustufen, da entsprechend notwendige Installationen bereits vorgenommen wurden. Auch sind die Infrastrukturen zum Einsatz über Bündler (Stichwort: Virtuelle Kraftwerke) bereits vorhanden.

6.10 Eigenerzeugung bei Netzanschluss

6.10.1 Grundlagen

Die Stromeigenerzeugung hat als ursprüngliches Ziel die Versorgungssicherheit des lokalen Verbrauchs inne. So sind die Ursprünge auch in der Industrie zu finden, die sich Ende des 19. / Anfang des 20. Jahrhunderts aufgrund fehlender Infrastrukturen noch gegen Versorgungsengpässe aus dem sich im Aufbau befindlichen überregionalen Stromnetz absichern wollte. Hinzu kam, dass sowohl ein Bedarf an Strom als auch ein Wärmebedarf in der Industrie vorliegt, so dass der Aufbau von KWK-Anlagen sich durchaus für bestimmte Industriezweige rentiert(e).

Für den Selbstverbrauch von eigenerzeugtem Strom existieren eine Reihe von (teilweise impliziten) Anreizen und Begünstigungen in verschiedenen Regelungen. Wesentliche Anreize bestehen aktuell im Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) 2014 § 61 durch eine verringerte oder vermiedene EEG-Umlage. Gleichfalls im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz § 26, wonach Eigenerzeuger von der KWK-Umlage ausgenommen sind und nach § 6 für bestimmte Erzeuger im KWK-Betrieb zugleich noch eine Zuschlagszahlung erhalten. Die sich an der Berechnungssystematik des KWKG orientierenden Umlagen nach § 18 AbLaV (Umlage für abschaltbare Lasten), § 17f EnWG (Offshore-Haftungsumlage) und § 19 StromNEV (Umlage zur Kompensation reduzierter Netzentgeltzahlungen) sind ebenfalls von Eigenerzeugern für eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strom nicht zu entrichten. Auch das Stromsteuergesetz (StromStG) befreit durch § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 bestimmte Anlagen von der Pflicht zur Entrichtung der Steuer, wobei zudem Verbraucher in räumlichem Zusammenhang ebenfalls ausgenommen sind.

Diese Regelungen bieten für einige Verbrauchsfälle wirtschaftliche Anreize in die Selbstversorgung zu investieren und damit Stromerzeugungsanlagen zu errichten. Dies erfolgt nicht nur in der Industrie, sondern mit der Förderung von EE- und KWK-Kleinanlagen auch bei Privatpersonen und bei Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Nach aktuellen Schätzungen werden in Deutschland mit etwas über 51 TWh/a selbst-erzeugtem und -genutztem Strom etwa 10 % des Nettostrombedarfs gedeckt. (ISI

2015, S. 24) Die installierte Leistung 2014 wird auf rund 12 GW (netto)¹³² an stationären Eigenerzeugungsanlagen geschätzt, davon knapp 80 % aus der Industrie.

6.10.2 Generierung von Back-up-Kapazitäten?

Eigenerzeugung verringert den Bedarf an Back-up, da sie die Nachfrage nach Kapazitäten im öffentlichen Netz reduziert. Sie stellt aber zunächst keine unmittelbar für den Back-up-Einsatz nutzbaren Kapazitäten bereit. Im Gegensatz zu Notstromaggregaten bestehen bei Eigenerzeugungsanlagen keinerlei Einschränkungen bezüglich der Einspeisung in das öffentliche Netz oder sonstige zeitliche Restriktionen (mit Ausnahme dargebotsabhängiger Eigenerzeugung). Sofern zum Zeitpunkt eines Back-up-Bedarfs freie Eigenstromkapazitäten zur Verfügung stehen, könnten sie prinzipiell als Back-up genutzt werden, sofern dem Übertragungsnetzbetreiber oder einem Dritten ein Zugriff auf die Kapazitäten möglich ist.

6.10.3 Beteiligte Akteure und Verantwortlichkeiten

Als wesentliche Akteure sind neben den Anlageneigentümern die Netzbetreiber zu nennen, an deren Netz die Anlagen mittelbar angeschlossen sind. Gemäß den technischen Richtlinien der Netzbetreiber sind bei dem jeweiligen Netzbetreiber die Errichtung und der Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen anzumelden. Die Netzbetreiber müssen prüfen, ob der Betrieb der Anlage möglicherweise negative Auswirkungen auf das Netz hat. Weiterhin zu nennen sind die Übertragungsnetzbetreiber. Sie haben gem. § 13 Abs. 1a EnWG das Recht, in den Betrieb von Anlagen größer 10 MW einzugreifen, sofern die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet ist.

6.10.4 Angemessenheit und Aufgabenverteilung (Wissen und Können)

Das primäre Ziel von Eigenstromerzeugern, die an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind, liegt in einer wirtschaftlicheren Versorgung mit elektrischer Energie. Der Betrieb orientiert sich somit in erster Linie an den eigenen Bedürfnissen. Prinzipiell besteht aber die Fähigkeit, freie Kapazitäten auch in Energy-only-Märkten anzubieten. Dies ist aber nicht das originäre Interesse. Dennoch sind einige Industriekraftwerke als Börsenmitglieder im Spotmarkt der EPEX¹³³ registriert, wie bspw. die VW Kraftwerk GmbH. Dies zeigt, dass die betreffenden Akteure der Eigenerzeugung

¹³² Industrie ca. 9,4 GW (Destatis 2014); Haushalte mit KWK rd. 0,6 GW (BAFA 2014); ca. 2 GW PV (ISI 2015, S. 24 iVm mit P3Energy 2015, S. 95)

¹³³ European Power Exchange (EPEX): Liste der EPEX SPOT-Börsenmitglieder zum 09. Februar 2016

sowohl auf der Strombezugsseite als auch im Vertrieb von Erzeugungskapazitäten über die marktseitigen Opportunitäten informiert sind.

6.10.5 Eignung Beitrag zur Versorgungssicherheit

Der Aufbau von Stromeigenerzeugung resultiert zunächst in einem Rückgang der Nachfrage im öffentlichen Netz. Damit kann ein Beitrag geleistet werden, das Entstehen eines Nachfrageüberhangs durch den Wegfall von Kapazitäten an den Energy-only-Märkten – zumindest zeitweise – zu begrenzen. Der Betrieb der Eigenerzeugung muss dafür allerdings zeitgleich mit dem potentiellen Nachfrageüberhang im öffentlichen Netz übereinkommen. Eine aktive Bereitstellung der Kapazität als Back-up besteht zunächst nicht. In Grenzfällen der Versorgungssicherheit sind die ÜNB durch § 13 Abs.1a EnWG hier die handelnden Akteure.

6.11 Zum Zusammenhang der betrachteten Instrumente

In diesem Abschnitt wird der Zusammenhang der verschiedenen in diesem Kapitel einzeln beschriebenen Instrumente und Maßnahmen betrachtet. Dabei wird insbesondere deren Interaktion sowie Alternativen für verschiedene Akteure innerhalb der genannten Maßnahmen und Instrumente besprochen. Die Basis hierzu bildet Tabelle 6-5, die einen Überblick über die in diesem Kapitel diskutierten Maßnahmen und Instrumente gewährt.

Zunächst ist festzuhalten, dass keines dieser Instrumente geschaffen wurde, um eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie dienen vielmehr dem Zubau erwünschter Technologien (KWKG, regelbare Erneuerbare Energien), einer netzseitigen Versorgungssicherheit (Regelenergie, ResKV, AbLaV, Netzlastmanagement der VNB) oder sind Maßnahmen der Verbraucher, die auch oder vornehmlich einer individuellen – im Gegensatz zu einer gesellschaftlichen - Versorgungssicherheit dienen (Eigenerzeugung, Notstromaggregate). Allein Bilanzkreisausgleich/Ausgleichsenergie setzt intendiert Anreize, die präventiv die Versorgungssicherheit – außer einer durch Netzengpässe verursachten – tendenziell verbessern.

Grundsätzlich sind alle betrachteten Maßnahmen/Instrumente in der Lage entweder Back-up-Kapazitäten bereitzustellen oder den Bedarf an Back-up-Kapazitäten zu verringern. Die gegenwärtigen Regelungen oder zusätzliche technische Erfordernisse können aber unter Umständen einen entsprechenden Einsatz hemmen. Zudem wurden einige Instrumenten – Regelenergie, ResKV, AbLaV – für die Sicherung einer netzseitigen Versorgungssicherheit geschaffen. Deren Einsatz für eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kann deshalb die netzseitige Versorgungssicherheit beeinträchtigen.

Als wesentliche Akteure sind stets¹³⁴ bundesstaatliche Organisationen anzusehen, da sie den rechtlichen Rahmen für die einzelnen Maßnahmen und Instrumente schaffen. Hervorzuheben ist dabei die Bedeutung der Bundesnetzagentur, die wesentliche rechtliche Vorgaben präzisiert und deren Einhaltung überwacht. Dies gilt insbesondere für die Instrumenten/Maßnahmen, bei denen Netzbetreiber und v.a.¹³⁵ Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle zukommt, also im regulierten Bereich des Stromsystems. Eine wichtige Rolle kommt ihnen zu, wenn Maßnahmen oder Instrumente unmittelbar der Systemsicherheit dienen, was bei dem Bilanzkreisausgleich sowie der Regenergie, Netzreservekraftwerken und Lastabschaltung und dem Netzlastmanagement der VNB zutrifft. Ansonsten sind jeweils Verbraucher oder (potentielle) Erzeuger adressiert, die auf Basis der Randbedingungen entscheiden, ob sie für ihre Last bzw. ihre (potentielle) Leistung eine bestimmte Maßnahme treffen oder ein Instrument auswählen können und wollen. Dabei dürfte ein Vergleich der Rentabilität ein wichtiges Kriterium sein. Ausnahmen zur Verbraucher- bzw. Erzeugerentscheidung sind zum ersten das Bilanzkreiswesen, in das jeder im Stromhandel aktive Akteur zwangsweise eingebunden ist. Zum zweiten ist teilweise die ResKV zu nennen, da nach dieser auch geplante Stilllegungen von Erzeugungsanlagen verhindert werden können, sofern sie auf Antrag der ÜNB von der Bundesnetzagentur als systemrelevant eingestuft werden. Die Kraftwerke werden dann in die Netzreserve eingestellt und erhalten eine Vergütung entsprechend den Vorschriften.

Eine Interaktion zwischen den Instrumenten kann zum einen über Spotmärkte erfolgen und zum anderen direkt über das Maßnahmen-/Instrumentendesign. Eine Wirkung auf Spotmärkte führt dabei zu einer Beeinflussung der (erwarteten) Spotpreise. Deren Veränderung wiederum wirkt tendenziell auf kurz- und langfristige Entscheidungen aller Marktteilnehmer, insbesondere auf Investitionsentscheidungen. Damit wird die Allokationsfunktion der Strommärkte i. Allg. beeinträchtigt.

Der Großteil der Maßnahmen/Instrumente wirkt auf die Spotmärkte ein. Dies resultiert zum einen aus einer Veränderung der auf den Spotmärkten angebotenen oder nachgefragten Mengen. Zum anderen resultiert es daraus, dass eine Vermarktung auf den Spotmärkten eine Alternative für eine Teilnahme an einem Instrument/ einer Maßnahme sein kann und die Spotmärkte deshalb die Opportunität für die Entscheidungen von Verbrauchern oder Erzeugern darstellen. Allein die ResKV lässt die Spotmärkte unbeeinflusst, da die dort eingestellten Leistungen den Strommärkten dauerhaft entzogen sind. Auch die Einrichtung von Notstromaggregaten lässt die Strommärkte unberührt, da sie nur Strom erzeugen, wenn Strommärkte nicht mehr – oder bei einem

¹³⁴ Dshalb wurden sie auch nicht in Tabelle 6-5 aufgenommen

¹³⁵ Sind VNB adressiert, können auch die Landesregulierungsbehörden eine entscheidende Rolle spielen.

Einsatz als Back-up ohne diesen Einsatz nicht mehr – funktionieren und sie ansonsten keinen Strom erzeugen. Einen Sonderfall stellt das Bilanzkreiswesen dar: Da der Bezug von Ausgleichsenergie eine Alternative zu einem Bezug auf Spotmärkten ist, beeinflusst der Ausgleichsenergiepreis die Spotmärkte. Diese Beeinflussung ist aber nicht zu umgehen, sofern man ökonomische Anreize für ausgeglichene Bilanzkreise setzen will. Diese Anreize sind zentral: Zum Ersten, da im Einzelfall nicht gut zu beobachten ist, ob ein Akteur seinen Bilanzkreis bewusst nicht ausgleicht oder ein unerwartetes Ereignis einen Ausgleich verhindert. Zum Zweiten kann über diese ökonomischen Anreize auch eine dynamische Entwicklung der Märkte angeregt werden, die im Zeitverlauf tendenziell zu immer geringeren Bilanzierungsfehlern führt. Insofern ist im Bilanzkreiswesen die Interaktion mit den Spotmärkten erwünscht. Die Berechnung von Ausgleichsenergiepreisen oder allgemeiner die Abrechnung nicht ausgeglichener Bilanzkreise stellt deshalb auch eine zentrale Stellschraube für die marktliche Berücksichtigung von Systemstabilität dar.

Die unmittelbare Interaktion ist dadurch bestimmt, dass das Bilanzkreiswesen intendiert, Systemgefährdungen – außer durch Netzenspässe hervorgerufene – prophylaktisch zu vermeiden und zudem die im Falle einer Systemgefährdung von den ÜNB eingesetzten marktlichen Optionen (nach EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2) i. Allg. grundsätzlich alternativ eingesetzt werden können. Diese grundsätzliche Substituierbarkeit ist eingeschränkt, da für die Vermeidung eines Netzenspässes die ResKV dient, welche dafür intendiert ist. Auf der Seite der Bereitsteller entsprechender Leistungen findet eine Differenzierung statt, so dass allein für flexible Lasten nach AbLaV auch grundsätzlich eine Vermarktung über Regelenergiemärkte offen steht. Zudem können Anlagen, die unter KWKG oder EEG fallen, auch als Eigenerzeugungsanlagen konzipiert oder als Regelenergie angeboten werden. Auch Notstromaggregate können grundsätzlich als Regelenergie genutzt werden. Darüber hinaus stellen sie eine individuelle Absicherung gegen Versorgungsunterbrechungen dar. Aus Sicht des einzelnen Akteurs ist ein Notstromaggregat eine Versicherung gegen Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit des Stromsystems.

Tabelle 6-5 Übersicht über gegenwärtige Maßnahmen/Instrumente und deren Interaktion

Nummer:		#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9
Instrument/Maßnahme:		KWKG	Regelenergie	Regelbare EE	Bilanzkreisausgleich	Reservekraftwerksverordnung	Lastabschaltverordnung	Netzlastmanagement durch VNB	Notstromaggregate	Eigenerzeugung ¹³⁶
Intention		Erhöhung KWK-Stromerzeugung	Haltung Netzfrequenz (Ausgleich stochastischer (Wirk-)Leistungsbilanzungleichgewichte)	Zubauziele EE und Flexibilität regelbarer EE	Vermeidung von Leistungsbilanzungleichgewichten	Erhalt Systemsicherheit; Einsatz im Rahmen von EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2, primär zur Prävention/Kompensation von Netzengpässen	Anreiz für Flexibilisierung von Lasten; Einsatz im Rahmen von EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2	u.a. Versorgungsqualität erhöhen, Systemdienstleistungen erbringen, Bewirtschaftung Netzbilanzkreise verbessern	Verbrauchsdeckung bei Angebotsunterbrechung	Erhöhung eigener Versorgungssicherheit, ökonomischer Vorteil i. Vgl. zu Bezug aus öffentlichem Netz
Entscheidende nichtstaatliche Akteure		(potentielle) KWK-Anlagenbetreiber	Nachfrage und Abruf: ÜNB; Angebot: Erzeuger oder Verbraucher	(potentielle) Anlagenbetreiber; Direktvermarkter	Alle Bilanzkreisverantwortlichen; ÜNB	ÜNB: Einsatzentscheidung; Beantragung Systemrelevanz festzustellen	Verbraucher mit bestimmten Eigenschaften; ÜNB: hier v.a. Abruf	VNB, Erzeuger/Verbraucher am Verteilnetz	Einzelne Verbraucher	Einzelne Verbraucher
Eignung als Back-up (gegenwärtig)		Grundsätzlich geeignet, erfordert entsprechende Flexibilität	werden faktisch als Back-up eingesetzt; allerdings nicht dafür vorgesehen	Grundsätzlich geeignet; gegenwärtig geringe Flexibilität	Anreiz zur Vermeidung von Einsatz Backup	Grundsätzlich ja, da Stilllegungen verzögert; allerdings primär für Ausgleich von Netzengpässen vorgesehen	Im Bedarfsfall Reduktion der Last => weniger Back-up erforderlich; gegenwärtig geringe Attraktivität ¹³⁷	Möglich, aber andere Ziele der VNB	Ggf. nach technischer Anpassung und innerhalb rechtlicher maximaler Betriebszeit	Keine zusätzlichen Back-up-Kapazitäten, verringert aber Bedarf an Back-up-Kapazitäten
Interaktion mit anderen hier genannten Maßnahmen/Instrumenten	Zur Lösung ähnlicher Probleme		Abruf falls #4 nicht greift;		Interaktion mit anderen hier genannten Maßnahmen/Instrumenten	Nicht für primäres Ziel der ResKV	#5 und unter Umständen #2; kann durch Wirksamkeit von #4 gedämpft werden	Unklar, da genaue Maßnahme des VNB offen	Substitut oder Ergänzung zu allen Maßnahmen, die Versorgungssicherheit erhöhen	
	Alternative für gleiche Akteure	Kann als #2 angeboten werden; kann als #9 ausgelegt werden	Mögliche Angebote aus #1, #3 und #8; #6 können u.U. alternativ als positive Regelenergie angeboten werden	Kann als #2 angeboten werden; kann als #9 ausgelegt werden			Last kann u.U. als #2 angeboten werden ¹³⁸		Kann u.U. als #2 angeboten werden	
Zusammenhang mit Spotmärkten		Erhöhung des Angebots; Schaffung/Einsatz Flexibilität nach Marktpreisen	Spotmärkte bestimmen Opportunitätskosten für Angebot; u.U. Erhöhung des Angebots	Erhöhung des Angebots; Anreiz für Schaffung/Einsatz Flexibilität nach Marktpreisen	Spotmarktkontrakte als Alternative zu Ausgleichsenergie	Kein Zusammenhang (falls keine strategische Stilllegung, um in ResKV zu gelangen)	Verhindert Reduktion der Nachfrage auf EOM der kontrahierten Last bei hohen Preisen und erhöht dann Spotpreis ¹³⁹	Einfluss grundsätzlich vorhanden; aufgrund vielfältiger Möglichkeiten u. da gleichzeitiges Verhalten verschiedener VNB offen, nicht näher zu bestimmen	Keine, falls nur Einsatz im Bedarfsfall	Reduktion der Nachfrage auf EOM

¹³⁶ Für die Eigenerzeugung wird davon ausgegangen, dass die entsprechenden Leistungen zumindestr teilweise zusätzlich entstehen und ohne Eigenerzeugung nicht die gleich Leistung am öffentlichen Netz zugebaut würde.

¹³⁷ S. aber Zeile „Zusammenhang mit Spotmärkten“.

¹³⁸ S. aber auch Regelung nach § 7 AbLaV, wonach ein Regelenergieangebot u.U. einem Abruf nach AbLaV gleichgestellt wird.

¹³⁹ S. hierzu aber auch § 7 AbLaV, wonach ein Angebot auf dem Spotmarkt ab einer bestimmten Preishöhe u.U. einem Abruf nach AbLaV gleichgestellt wird.

6.12 Fazit alternativer Finanzierungsoptionen

Den zuvor analysierten Instrumenten ist gemein, dass ihnen grundsätzlich ein positiver Beitrag zur Aufrechterhaltung der netz- und erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zugeschrieben werden kann und die entsprechenden Verantwortlichkeiten nachvollziehbar zugeordnet wurden. Eine Fokussierung auf die Generierung von Back-up-Kapazitäten zur Kompensation systematischer und vorhersehbarer Überschussnachfragen grenzt die relevanten Optionen jedoch im Wesentlichen auf vier Kategorien ein:

- Anlagenflexibilisierung: Entweder größer dimensionierte („überbaute“) Erzeugungsleistungen, die aufgrund geringerer Volllaststunden eine flexible Reaktion auf Nachfrage/-Preissignale erlauben (durch eine Vergütung angereizt z.B. die Flexibilitätsprämie/Flexibilitätszuschlag bei Biogas/Biomethananlagen) oder wärmeentkoppelte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in Verbindung mit Wärmespeichern). Aktuelle Vergütungsrahmenbedingungen lassen jedoch derzeit keinen signifikanten Zuwachs dieser Leistungen erwarten.
- Demand-Side-Management: z.B. im Rahmen der AblAV, die eine Installation von Flexibilitäten anreizt, die dann marktlich zur Verfügung stehen würden.
- Individuelle Flexibilitätsoption: Bilanzkreisverantwortliche bauen Kapazitäten auf, die primär dem kurzfristigen Ausgleich absehbarer Bilanzkreisabweichungen dienen und somit die Bilanzkreistreue erhöhen. Der Anreiz zur Sicherung ausreichender Kapazitäten wird durch den Ausgleichsenergiepreis erzeugt, dessen Höhe unter anderem vom durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Marktpreis abhängig ist (vgl. Kap. 6.5.1). Mögliche Zugriffsrechte auch dritter BKV auf diese Kapazitäten sind dabei eine wichtige Ausgestaltungsfrage. Zudem bleibt zu klären, wie die Netzanbindung und Energiemengenbilanzierung entsprechender Anlagen gestaltet wird.
- Kapazitätsreserve: Gegenüber der Reserve für die netzseitigen Versorgungssicherheit (Netzreserve) zur Behebung stochastischer Ungleichgewichte und technische Störungen (hierzu zählen etwa die Netzreserve oder der Regelenenergiemarkt) ist das Instrument der Kapazitätsreserve in erster Linie darauf ausgerichtet, erwartbare Überschussnachfragen auszugleichen. Das am 23. Juni 2016 verabschiedete Strommarktgesetz definiert, dass diese Reserve aus Bestandsanlagen und / oder Neuanlagen bestehen kann und mittels eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens zu beschaffen ist. Zusätzlich stehen über die Stilllegung von Braunkohlekraftwerke den ÜNB weitere Kapazitäten zur Verfügung (Stichwort: „Klimareserve“).

Eine Eingrenzung der Instrumente führt auch zu einer Eingrenzung potenzieller Akteure, welche maßgeblich zum Erhalt der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit beitragen sollen. Inwiefern diese Optionen systematisch als Back-up-Kapazitäten beansprucht und ggf. gezielt ausgeweitet werden können ist Gegenstand des folgenden Kapitels.

7 Prüfung weiterer Ansatzpunkte zur direkten und indirekten Finanzierung von Back-up-Kapazitäten

In Kapitel 6.11 wurde bereits herausgestellt, dass die bestehenden Instrumente und Regelungen direkt wie auch indirekt auf den Erhalt bzw. Zubau von Kapazitäten wirken können. Im Folgenden wird daher zwischen Back-up im Sinne der Definition aus Kapitel 6.1 und anderen indirekten Effekten, die den Erhalt von Erzeugungskapazitäten außerhalb des EOM sichern, unterschieden. Weiterhin sind die bestehenden Pflichten und Tätigkeiten sowie das Know-how Grundlage für die weitere Einordnung.

Um aufbauend auf den vorangegangenen Untersuchungen bestehende Instrumente weiter oder neue Instrumente von Grund auf zu entwickeln, die sich den verantwortlichen Akteuren zuordnen lassen und deren bisherigen Geschäftsmodellen und Fähigkeiten Rechnung tragen, bedarf es zunächst einer Einordnung, an welcher Stelle Back-up-Kapazitäten im Prozess der Allokation zu platzieren sind. Dies könnte die relevanten Akteure und Instrumente möglicherweise weiter eingrenzen.

7.1 Platzierung von Back-up-Kapazitäten innerhalb des Allokationsprozesses

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Frage, an welcher Stelle in dem Prozess der Bereitstellung elektrischer Energie, der ein evtl. erforderliches Eingreifen der Übertragungsnetzbetreiber umfassen kann, Back-up-Kapazitäten platziert werden können und welche Auswirkungen die jeweilige Platzierung hat. Vor der entsprechenden Diskussion werden die Begriffe und wesentlichen Abläufe geklärt. Damit können der Inhalt der eigentlichen Diskussion präzisiert und ein für die Diskussion hilfreicher Begriffssaparat eingeführt werden.

7.1.1 Definitionen, Kurzüberblick über einschlägige Abläufe und Präzisierung der Fragestellung

Mit Back-up-Kapazitäten sind dabei Kraftwerksleistungen¹⁴⁰ gemeint, die für die Sicherung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit bereitgestellt und nur eingesetzt werden, wenn es für die Deckung einer systematischen (im Unterschied zu einer stochastischen) Überschussnachfrage¹⁴¹ nach Strom erforderlich erscheint. Ihr Einsatz erfolgt typischerweise auf Anordnung eines ÜNB.

¹⁴⁰ Grundsätzlich können hier auch reduzierbare Lasten integriert werden. Der Fokus liegt hier aber auf der Erzeugungsseite.

¹⁴¹ Im Zusammenhang mit Back-up-Kapazitäten sind nur Nachfrageüberschüsse und keine Angebotsüberschüsse relevant.

Als Auswirkungen werden dabei Wirkungen

- auf die Strommärkte,
- auf den Wettbewerb zwischen den Strommarktteilnehmern,
- auf Anforderungen an die zeitlichen Erfordernisse eines Einsatzes (und damit der Anforderungen an technische Eigenschaften der Kraftwerke) sowie
- auf die CO₂-Emissionen

verstanden.

Der Vorgang einer Aktivierung von Back-up-Kapazitäten durch die ÜNB kann in mehreren Schritten erfolgen (s. Abbildung 1):

- Zuerst kann der ÜNB den Anlagenbetreiber in einer Vorwarnung auffordern, seine Anlage innerhalb einer bestimmten Frist betriebsbereit zu machen. Eine solche Vorwarnung ist z.B. gegenwärtig für die Klimareserve vorgesehen, nicht jedoch im Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung (BMWi 2016b). In der Klimareserve werden als maximale Frist zwischen Vorwarnung und Betriebsbereitschaft 240 h benannt. Unter welchen Bedingungen, also nach welcher Indikation eine Vorwarnung zu erfolgen hat, ist festzulegen¹⁴². Eine Vorwarnzeit ist im Ablauf nicht unbedingt erforderlich, da der damit verbundene Zwischenschritt, erst eine Betriebsbereitschaft herzustellen, grundsätzlich mit dem nächsten Zwischenschritt – der Aktivierung - verbunden werden kann, wie im Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung (BMWi 2016b). Die Vorwarnzeit wird im Weiteren nicht eigens betrachtet und mit der Aktivierungszeit zusammengefasst. Hier sei nur darauf hingewiesen, dass die für die Klimareserve vorgegebene Vorwarnzeit von 10 Tagen sehr lang und deren Einsatz damit deutlich eingeschränkt ist.
- Eine Aktivierung erfolgt auf Anordnung der ÜNB durch die Anlagenbetreiber. Sie fordern die Betreiber auf, ihre Anlage innerhalb eines bestimmten Zeitraums („Aktivierungszeit“) auf die Mindesteillast hochzufahren, womit die „minimale Wirkleistungseinspeisung, mit der eine Anlage dauerhaft betrieben werden kann“ (Entwurf Kapazitätsreserveverordnung § 2 Nr. 12), gemeint ist.
- Mit einem Abruf durch den ÜNB erhöht der Anlagenbetreiber dann seine Wirkleistungseinspeisung auf ein anderes, zwischen Mindesteillast¹⁴³ und Nettonenn- bzw. Reserveleistung¹⁴⁴ liegendes, vom ÜNB gefordertes Niveau. Für

¹⁴² Für die Klimareserve ist gegenwärtig noch keine solche Indikation festgelegt oder in einem Gesetzesentwurf vorgeschlagen.

¹⁴³ Nach Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung §9 Abs. 1 Nr. 5 darf die Mindesteillast 50 % der Gebotsmenge nicht übersteigen. Wobei die Gebotsmenge im Falle eines Zuschlags der Reserveleistung entspricht.

¹⁴⁴ Für die „Klimareserve“ wird die Nettonennleistung herangezogen. Im Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung wird die vom Anlagenbetreiber angebotene Leistung als „Reserveleistung“ bezeichnet. Diese könnte grundsätzlich kleiner sein als die Nettonennleistung. Ökonomisch dürfte aufgrund des Verbots einer sonstigen Vermarktung nach Entwurf des Strommarktgesetzes zum EnWG §13e Abs.4 ein Anreiz bestehen, die gesamte Nettonennleistung anzubieten. Allerdings könnten technische Anforderungen u.U. ein geringeres Angebot erforderlich machen.

diesen Zeitraum ist in den einschlägigen Verordnungs- oder Gesetzesentwürfen kein Begriff zu finden. Der Zeitraum wird im Folgenden als „Abrufzeit“ bezeichnet¹⁴⁵. Die Summe aus maximal zulässiger Aktivierungszeit und maximal zulässiger Abrufzeit ergibt die Anfahrzeit¹⁴⁶, also den maximal zulässigen Zeitraum, der von einer Aktivierung bis zu einer Erzeugung mit maximal möglicher Leistung (Nettonennleistung) oder der Reserveleistung erforderlich ist¹⁴⁷. Grundsätzlich könnte auf die Unterteilung der Anfahrzeit in Aktivierungszeit und Abrufzeit verzichtet werden. Da diese Unterteilung aber erhebliche Bedeutung für die zeitliche Einordnung des Ablaufs eines Einsatzes von Back-up-Kapazitäten hat und die Wirkung des Einsatzes mitbestimmt, werden Aktivierungszeit und Abrufzeit im Weiteren i.Allg. getrennt berücksichtigt¹⁴⁸.

- Schließlich folgt der Erbringungszeitraum, in dem eine Back-up-Kapazität benötigt und eingesetzt wird. Dieser Zeitraum wird im Folgenden nicht beachtet, da hier vornehmlich die Bedingungen für einen Abruf betrachtet werden¹⁴⁹.

¹⁴⁵ Der Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung enthält zwar keine Aussagen zur Abrufzeit. Allerdings enthalten die technischen Teilnahmevoraussetzungen in §9 Abs.1 Nr.4 die Anforderung, dass innerhalb von 15 Minuten nach Abruf mindestens 30% der Reserveleistung bereitgestellt werden müssen.

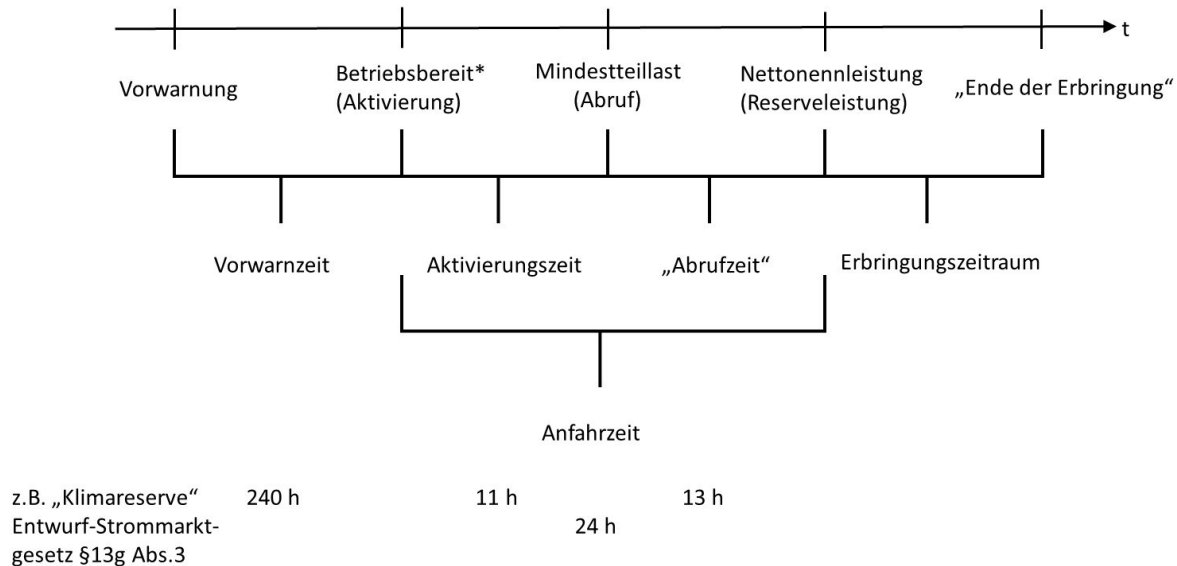
¹⁴⁶ Sie wird erreicht wenn ein Abruf vor dem Ende der faktischen Aktivierungszeit einer Anlage erfolgt.

¹⁴⁷ Üblich sind die Angaben maximaler Anfahrzeiten, ggf. ergänzt um die zulässige Aktivierungszeit. Bei Vorgabe einer maximalen Anfahr- und Aktivierungszeit ist die Abrufzeit wiederum abhängig von der Aktivierungszeit und stets kleiner oder gleich der Anfahrzeit.

¹⁴⁸ Eine solche getrennte Berücksichtigung ist nicht erforderlich, sofern die maximal zulässige Anfahrzeit sehr klein wird. Dies ist z.B. der Fall für Neuanlagen in der Kapazitätsreserve i.e.S. nach Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung § 9 Abs.1 Nr. 2: Dort ist eine Anfahrzeit vom maximal 45 Minuten aus dem kalten Zustand vorgeschrieben. Für Altanlagen werden dort jedoch 12 Stunden erlaubt. D.h. nach gegenwärtigem Entwurf der Kapazitätsreservekraftwerksverordnung sind die Ausführungen in diesem Kapitel, die auf einer Unterscheidung von Aktivierung und Abruf basieren, ggf. für Altanlagen in der Kapazitätsreserve relevant. Ebenfalls relevant sind sie für die „Klimareserve“.

¹⁴⁹ Aus eben dem Grund wird auch der Zeitraum zwischen Ende der Erbringung und Ende einer Wirkleistungseinspeisung oder dem kompletten Herunterfahren der Anlage nicht betrachtet, obwohl dieser Zeitraum offensichtlich für Bilanzkreisfragen oder CO₂-Emissionen relevant sein kann.

Abbildung 7-1 Zeitlicher Ablauf der Erbringung einer Kapazitätsreserve (Begrifflichkeit nach Entwurf Stromgesetz §13g und Entwurf Kapazitätsreserveverordnung; Beispiel einer möglichst schnellen und tatsächlichen Erbringung der vollen Kapazitätsreserveleistung)



*: Nur in Klimareserve; bei Kapazitätsreserve i.e.S. (laut Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung) entfällt die Vorwarnzeit. Die Aktivierungszeit setzt dort an dem kalten Zustand von Anlagen an. D.h. je nach Bezug auf die Klimareserve oder die Kapazitätsreserve i. e. S. wird die Begriffe Aktivierung und Aktivierungszeit etwas unterschiedlich verwendet.

„Abrufzeit“, „Ende der Erbringung“: Eigene Begrifflichkeiten

Schließlich ist zu klären, wann im Ablauf der Aktivitäten im Stromsystem und unter welchen Bedingungen Back-up-Kapazitäten aktiviert und abgerufen werden können. Die hier relevanten Abläufe an den Strommärkten und Einsätze von (zusätzlicher) Leistung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit des Stromsystems durch die Netzbetreiber gestalten sich wie folgt:

- Auf dem Day-ahead-Markt können für die Handelszeiträume, i. Allg. einzelnen Stunden des nächsten Tages, bis 12 Uhr Handelswünsche abgegeben werden. Aus ihnen wird ein einheitlicher markträumender Preis für jede der Stunden des nächsten Tages ermittelt, der sobald wie möglich ab 12:42 Uhr aber vor 14 Uhr veröffentlicht wird¹⁵⁰.
- Eine zweite Auktion wird durchgeführt, sofern insbesondere der Preis der ersten Auktion mindestens 500 €/MWh erreicht. Die Auktion wird so früh wie möglich nach der 12 Uhr-Auktion durchgeführt. In der zweiten Auktion können im Vergleich zur ersten Auktion nur Änderungen vorgenommen werden, die

¹⁵⁰ Zu diesem und dem folgenden Spiegelstrich s. EPEX (2016a) sowie EPEX (2016b, S. 20ff.). Der genannte obere Preisschwellenwert für die Auslösung einer zweiten Auktion kann von der Börse auch kurzfristig geändert werden.

tendenziell eine Preisreduktion bewirken, wie eine Erhöhung der Angebots- oder eine Senkung der Nachfragemengen. Die Veröffentlichung dieser Ergebnisse soll ebenfalls bis spätestens 14 Uhr erfolgen.

- Unter „15 Minuten-Intraday-Auktion“ firmiert ein Handel, der für alle Viertelstunden des Folgetags eine Einstellung von Handelsaufträgen bis 15 Uhr annimmt, die resultierenden einheitlichen Einzelpreise für jede der Viertelstunden berechnet und ab 15:10 Uhr bekannt gibt¹⁵¹. Auch hier ist eine zweite Auktion möglich, sofern der Preis einen Schwellenwert übersteigt oder bei dem resultierenden Preis eine Rationierung der – in dem hier relevanten Fall – Nachfrager erforderlich ist.
- Im eigentlichen Intraday-Handel¹⁵² wird kontinuierlich gehandelt; d.h.: Ein Kontrakt kommt zustande, sobald es einen Käufer und einen Verkäufer gibt, die bereit sind, zu einem bestimmten Preis eine bestimmte Menge zu kaufen bzw. zu verkaufen. Aufgrund des kontinuierlichen Handels gibt es keinen markträumenden Preis.¹⁵³ Gehandelt werden können Viertelstundenkontrakte sowie Einzelstunden (und Blockkontrakte), wobei der Handel um 16 Uhr bzw. 15 Uhr des Vortages beginnt und bis zu einer halben Stunde vor Lieferbeginn läuft.¹⁵⁴
- Für die Einordnung von Back-up-Kapazitäten in die Maßnahmen der ÜNB ist EnWG § 13 heranzuziehen. Danach sind hier zur Grobgliederung drei Kategorien relevant:
 - Netzbezogene Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 1 Nr.1,
 - Marktbezogene Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2 sowie
 - Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 2, die als Ultima Ratio ergriffen werden, sofern netz- und marktbezogene Maßnahmen nicht ausreichend sind.

¹⁵¹ S. <http://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction>

¹⁵² Zu den vielfältigen Handloptionen und zu den Handelsregel s. EPEX (2016b, S. 25ff.). Zu einer Kurzübersicht s. <http://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland>

¹⁵³ Als Indikator für das durchschnittliche Preisniveau im kontinuierlichen Handel kann das leistungsgewichtete arithmetische Mittel der ausgeführten Intraday-Trades herangezogen werden. Allerdings wird die Dringlichkeit eines Bedarfs, der sich in steigenden Preisen äußert, wohl eher gegen Ende des Handelszeitraums durch steigende Preise ersichtlich werden, so dass ein Durchschnitt als Indikator nur begrenzt aussagekräftig wäre.

¹⁵⁴ Grundsätzlich könnten auch Ergebnisse der Regelenenergimärkte in die Entscheidung über eine Aktivierung von Back-up-Kapazitäten einfließen. Aufgrund der gegenwärtigen Ausschreibungsmodalitäten auf den Regelenenergimärkten – z.B. die längere Vorlaufzeit und die längeren Erbringungszeiträume – dürfte das aber keine Vorteile bringen. Zudem liefern die Day-ahead-Märkte auch die Opportunitätskosten eines Regelenenergieangebots. Deshalb ist zu erwarten, dass Regelenenergimärkte i. Allg. keine zusätzlichen Informationen über die erwarteten Leistungsbilanzdefizite im Vergleich zu den Spotmärkten liefern.

Grundsätzlich ist es Konsens, dass die Beschaffung und Aktivierung von Back-up-Kapazitäten als marktbezogene Maßnahmen anzusehen sind, so dass deren Einsatz nach netzbezogenen Maßnahmen aber vor Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 2 zu erfolgen hat.¹⁵⁵ Demnach ist hier nur eine Einordnung in die marktbezogenen Maßnahmen relevant. Hierbei werden nicht alle Möglichkeiten berücksichtigt. Vielmehr werden zwei Positionsarten betrachtet, die vor allem Vorschlägen entsprechen:

- Die Einordnung im Verhältnis zur Regelenergie. Diese ist deshalb von großer Bedeutung, da die Regelenergie von der Intention her eingesetzt werden soll, um unerwartete, stochastisch begründete Leistungsbilanzungleichgewichte – und im Kontext hier: unerwartete Lastüberschüsse – zu beseitigen, während es bei Back-up-Kapazitäten um die Verhinderung von systematischen, im Prinzip vorhersagbaren¹⁵⁶ Lastüberschüssen geht.
- Die Kapazitätsreserve wird als letzte der Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2 eingesetzt. Dies bedeutet, dass sie auch nach anderen Maßnahmen zur Sicherung der netzseitigen Versorgungssicherheit ergriffen werden. Insofern die Maßnahmen für eine netzseitige Versorgungssicherheit auch helfen können, einen Lastüberschuss zu mildern und die rechtlichen Voraussetzungen für deren Einsatz erfüllt sind, werden diese dann auch für eine Reduzierung eines Lastüberschusses eingesetzt.

7.1.2 Diskussion der Platzierung des Einsatzes von Back-up-Kapazitäten

In der folgenden Diskussion zum Einsatz von Back-up-Kapazitäten ist zu unterscheiden, ob Marktergebnisse oder Zustände des Stromsystems die Aktivierung oder den Abruf einer Back-up-Kapazität auslösen sowie wo und unter welchen Modalitäten der dann erzeugte Strom platziert wird. Die entsprechenden Bestimmungen können - abgesehen von sich aus dem Zeitablauf ergebenden Notwendigkeiten¹⁵⁷ - unabhängig voneinander erfolgen. Entsprechend wird erst die Auslösung einer Aktivierung oder eines Abrufs diskutiert und anschließend die Frage, wie die Erzeugung untergebracht wird. Zuvor werden jedoch einige allgemeine Überlegungen zur Platzierung vorgelegt.

¹⁵⁵ Vgl. u.a. E-Bridge 2014, BMU et al. 2013

¹⁵⁶ Die Unterscheidung ist insofern graduell, als durch diese Abgrenzung sofort die Frage entsteht, wann ein entsprechender Überschuss zu erwarten ist und wann er vorhergesagt werden kann. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass über der Erwartung eines systematischen Überschusses weiterhin die Stochastik nicht vorhersagbarer Überschüsse liegt (z.B. durch einen kurzfristigen Kraftwerksausfall).

¹⁵⁷ Damit ist gemeint, dass z.B. kein aus Ergebnissen des Intraday-Marktes abgeleiteter Indikator verwendet werden kann, um eine Platzierung der Stromerzeugung auf dem Day-ahead-Markt auszulösen.

7.1.2.1 Allgemeine Überlegungen zur Platzierung von Back-up-Kapazitäten

In der Diskussion ist zu unterscheiden, ob Zustände auf einzelnen der betrachteten Märkten einen Einsatz von Back-up-Kapazitäten auf diesen Märkten auslösen sollen, oder ob sie allein als Indikatoren verwendet werden sollen, um eine Aktivierung oder einen Abruf auszulösen¹⁵⁸.

Unabhängig davon welche Alternative gewählt wird, wird zudem implizit gleichzeitig darüber entschieden, wie mit der Unsicherheit über die Vorhersagbarkeit von potenziellen Lastüberschüssen umgegangen wird: Werden relativ enge Indikatoreausprägungen verwendet, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Einsatz von Back-up-Kapazitäten unterbleibt, obwohl er angezeigt wäre; dadurch entstehen Kosten, z.B. aus dem resultierenden Brown-out. Werden relativ weite Indikatoreausprägungen gewählt, werden Back-up-Kapazitäten aktiviert, obwohl dies nicht erforderlich wäre; daraus entstehen unnötige Kosten für die Inbetriebnahme. Aufgrund der Seltenheit der Ereignisse wird es allerdings voraussichtlich auch über einen längeren Zeitraum in der Zukunft nicht möglich sein, Indikatoren empirisch zu validieren. Auch die Übernahme von ausländischen Erfahrungen dürfte nur eingeschränkt helfen, da dort andere Rahmenbedingungen für die Stromversorgung gelten, die eine Übertragbarkeit einschränken. Insofern können entsprechende Wahrscheinlichkeiten von „falsch positiv“ oder „falsch negativ“ für die Verwendung verschiedener Indikatoren nicht abgeschätzt werden. Aufgrund der relativ hohen erwarteten Kosten einer systematischen Unterdeckung der Last scheint es tendenziell sinnvoll zu sein, eher einige nicht erforderliche Aktivierungen durchzuführen als die Wahrscheinlichkeit, eine erforderliche Aktivierung zu versäumen, merklich zu erhöhen. Die Diskussion der Wahl verschiedener Indikatoren und ihrer Schwellenwerte dürfte aufgrund der Unsicherheit deshalb auf absehbare Zeit sehr stark von Plausibilitäten zurückgreifen müssen. Eine allgemeine Diskussion dieser Wahl steht nicht im Fokus dieses Projekts. Deshalb werden hier allein die oben genannten potenziellen Wirkungen herangezogen, deren Diskussion einen Teil zur Abwägung einer Indikatorenwahl für Aktivierung oder Abruf von Back-up-Kapazitäten beitragen kann.

¹⁵⁸ Eine Vorwarnung ist hier implizit in die Aktivierung aufgenommen (s.o.). Hier ist nur darauf zu verweisen, dass keiner der betrachteten Märkte oder sonstigen Zustände in der Lage ist, eine 240-stündige Vorwarnzeit zu ermöglichen, wie sie für die „Klimareserve“ vorgesehen ist. Das verweist darauf, dass die „Klimareserve“ nur für langfristig vorhersagbare potentielle Engpässe geeignet ist. Alternativ wäre vorstellbar, dass sich die Vorwarnung auf einen längeren Zeitraum bezieht, z.B. auf die acht auf den 24. Dezember folgenden Wochen, in denen v.a. mögliche Lastüberschüsse erwartet werden könnten. Die Braunkohlekraftwerke wären dann im gesamten Zeitraum betriebsbereit zu halten und könnten relativ kurzfristig (maximal 24 h Vorlauf bis zur Volllast) eingesetzt werden. Dann entstünden zwar über die gesamte Periode Kosten für die Betriebsbereitschaft. Erhebliche Erhöhungen der Klimagasemissionen dürften jedoch nicht auftreten, da die Kraftwerke nur betriebsbereit gehalten werden und nicht in Teillast fahren. Aus dem gleichen Grund würden dadurch auch die Strommärkte nicht beeinflusst.

Ein grundsätzlicher Zwiespalt ist mit dem Zeitraum zwischen Aktivierung und (potenziellen) Erbringungszeitraum, d.h. mit der Anfahrzeit, verbunden: Mit einer Verkürzung dieser Zeit verbessert sich tendenziell die Prognostizierbarkeit des Kapazitätserfordernisses für den Erbringungszeitraum zum Zeitpunkt der Aktivierung, was helfen kann, unnötige Aktivierungen zu vermeiden. Allerdings steigen mit dieser Verkürzung gleichzeitig die technischen Anforderungen an Anlagen in der Kapazitätsreserve, da sie schneller hochzufahren sein müssen. Insofern dürfte hier allgemein ein Trade-off vorliegen, sofern die Flexibilitätsanforderungen die Auswahl der Kraftwerke einschränken und höhere Kosten bedingen. Falls die Kapazitätsreserve ausschließlich aus Anlagen bestünde, die aus einem kalten Zustand innerhalb von z.B. einer Stunde anfahren könnten¹⁵⁹, würden sich die folgenden Diskussionen weitgehend erübrigen, da dann zeitnah auf den jeweiligen Zustand des Stromsystems reagiert werden kann. Abgeschwächt würde der Trade-off, wenn sich die Güte der Prognose im Zeitverlauf der letzten 24 h nicht deutlich verbessert, da dann die Wahl eines früh verfügbaren Indikators nur geringe Nachteile im Vergleich zur Wahl eines später verfügbaren Indikators verspricht. Inwieweit dies in der Vergangenheit der Fall war oder zukünftig zu erwarten ist, kann hier nicht näher untersucht werden. Deshalb wird davon ausgegangen, dass der beschriebene Trade-off relevant ist.

7.1.2.2 Indikatoren für Aktivierung und Abruf von Back-up-Kapazitäten

Mit der Unterscheidung von Aktivierung und Abruf wird eine zeitliche Staffelung der Einsatzentscheidung von Back-up-Kapazitäten eingeführt. Eine Aktivierung hat eine längere Vorlaufzeit und muss daher auf Grundlage relativ unsicherer Erwartungen gestartet werden. Der zu einem späteren Zeitpunkt erfolgende Abruf kann sich hingegen auf neue zusätzliche Informationen stützen, die die Unsicherheit verringern. Durch diese Staffelung können grundsätzlich die erwarteten Kosten eines eigentlich nicht erforderlichen Einsatzes von Back-up-Kapazitäten verringert werden, ohne die Wahrscheinlichkeit eines unterlassenen notwendigen Einsatzes zu erhöhen. Insofern können durch diese Staffelung die erwarteten Kosten der Sicherung eines bestimmten Niveaus der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit reduziert werden.

Die Ergebnisse der **ersten Auktion des Day-ahead-Marktes** sind die ersten Informationen, die im betrachteten Ablauf der Strommärkte und des Einsatzes von Systemdienstleistungen vorliegen. Sofern dieser Markt gut funktioniert, spiegeln die Ergebnisse die Informationen und Erwartungen der Marktteilnehmer über die Knappheitssituationen des nächsten Tages wider. Insofern kann das Ergebnis als Indikator für zu dieser Zeit (um ca. 12 Uhr des Vortags) am nächsten Tag erwarteten Überschussnachfragen dienen. Ein erwarteter Überschuss sollte sich in einem nicht markträumenden Preis für die betreffende Stunde zeigen. Ein sehr hoher Preis kann als

¹⁵⁹ So ist im Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung (§ 9 Abs. 1 Nr. 2) für Neuanlagen eine Anfahrzeit von „maximal 45 Minuten aus dem kalten Zustand“ vorgesehen.

schwächerer Indikator für eine zu erwartende Überschussnachfrage herangezogen werden.

Insofern kann ein Preisschwellenwert oder die Tatsache, dass kein markträumender Preis auf dem Day-ahead-Markt gefunden wurde, als ein Frühindikator herangezogen werden, der eine Aktivierung von Back-up-Kapazitäten auslöst. Da die Ergebnisse des Handels bis spätestens 14 Uhr veröffentlicht werden, resultiert ein erforderlicher Anfahrzeitraum von minimal 10h (sofern auch die erste Stunde des nächsten Tages betroffen ist) bis maximal 34h (sofern auch die letzte Stunde des folgenden Tages) betroffen ist. Da Knappheitssituationen in den ersten Stunden eines Tages aufgrund der dann vorliegenden relativ geringen Last nicht sehr wahrscheinlich sind, dürfte eine Anfahrzeit genügen, die 10 h überschreitet, z.B. 14 Stunden. Kraftwerke in der Kapazitätsreserve sollten eine entsprechende Flexibilität aufweisen, zumal die Ergebnisse des Day-ahead-Markts die frühest verfügbaren Indikatoren für eine Aktivierung darstellen¹⁶⁰. Dabei könnte allerdings berücksichtigt werden, dass nicht alle Kraftwerke in einer Kapazitätsreserve bzw. deren gesamte Nettonennleistung erforderlich sein könnten, um eine erwartete Überschussnachfrage zu decken. Somit könnte es genügen, wenn ein bestimmter Anteil dieser Kraftwerke derart geringe Anfahrzeiten aufweist¹⁶¹ oder nach 10-14 h Anfahrzeit eine relativ hohe Teillast erreicht. Anlagen mit einer langen Anfahrzeit, z.B. eine die an 24 Stunden heranreicht, können hingegen nur eingeschränkt auf Basis des Marktergebnisses des Day-ahead-Marktes eingesetzt werden. Zudem ist zu beachten, dass nach der Aktivierung der Abruf schnell genug erfolgen muss, um die maximalen Anfahrzeiten sicher zu erreichen. Im Allgemeinen ist dafür ausreichend, dass der Abruf während der maximal zulässigen Aktivierungszeit erfolgt. Dies ist insbesondere bei Anlagen mit langen Anfahrzeiten wichtig.

Die EPEX verwendet einen Nachfrageüberhang oder das Erreichen eines Preisschwellenwerts als Indikator für die Entscheidung, eine zweite Auktion zu starten. Insofern könnte auch der Start einer zweiten Day-ahead-Auktion als Indikator für die Aktivierung von Back-up-Kapazitäten herangezogen werden. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die EPEX die obere Preisschwelle setzt. Inwieweit diese so gesetzt

¹⁶⁰ Für Braunkohlekraftwerke in der „Klimareserve“ ist aus einer durch eine Vorwarnung veranlassten Betriebsbereitschaft eine maximal zulässige Anfahrzeit von 24 h (s.o.) vorgesehen, wobei der Aktivierungszeitraum mit 11 h festgelegt ist. Nach einer Vorwarnung könnten diese Kraftwerke in nahezu allen Stunden des folgenden Tages zumindest die Mindesteillast bereitstellen.

¹⁶¹ So ist nach dem Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung (§26 Abs.2) zwar vorgesehen, dass grundsätzlich alle Kapazitätsreserveanlagen aktiviert werden. Sofern eine geringere Leistung nach Prognosen der ÜNB ausreicht, um das potentielle Leistungsbilanzdefizit auszugleichen, können die ÜNB – im Ausnahmefall – auch nur einen Teil der Anlagen aktivieren. In der Auswahl haben die ÜNB vornehmlich technische Aspekte und nachrangig ökonomische Aspekte zu berücksichtigen (s. Gesetzesbegründung im Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung S.62f.).

wird, dass sie die Wahrscheinlichkeit eines Leistungsbilanzdefizits indiziert, muss offen bleiben.

Im Fall einer **zweiten Auktion auf dem Day-ahead-Markt** können auch deren Ergebnisse als Indikatoren herangezogen werden. Grundsätzlich gilt hier das Gleiche wie für die erste Auktion. Nur können hierbei noch aktuelle Erwartungsänderungen eingehen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Akteure ihre Gebote im Vergleich zu denen in der ersten Auktion nur in der Richtung verändern dürfen, die den Nachfrageüberhang reduziert¹⁶². Insofern können die Ergebnisse nicht induzieren, ob Marktteilnehmer im Vergleich zum Zeitpunkt vor der ersten Auktion ein zukünftiges Leistungsbilanzdefizit für wahrscheinlicher halten. Damit resultieren aus der Nutzung von Ergebnissen aus der zweiten Auktion als Auslöser für eine Aktivierung keine verbesserten Indikatoren. Insofern erscheint der Bezug auf Ergebnisse der zweiten Auktion als nicht vorteilhaft.

Im zeitlichen Ablauf folgt als nächstes die **erste Auktion der „15-Minuten-Intraday-Auktion“**. Auch deren Ergebnis kann – analog zur ersten Auktion auf dem Day-ahead-Markt – als Indikator für ein erwartetes Leistungsbilanzdefizit verwendet werden. Ein hoher Preis oder ein Nachfrageüberhang können auch hier verwendet werden, um eine Aktivierung von Back-up-Kapazitäten auszulösen. Da für diese Auktion Handelsaufträge bis 15 Uhr eingestellt werden können, ist auch davon auszugehen, dass verbesserte Erwartungen im Vergleich zum Day-ahead-Markt einfließen – z.B. eine verbesserte Prognose der fEE-Einspeisungen. Andererseits verringert sich die erforderliche maximale Anfahrzeit um mehr als eine Stunde. Insofern kann eine Aktivierung für Anlagen mit einer langen Aktivierungszeit zu spät erfolgen, sofern frühe Stunden des nächsten Tages betroffen sein sollten. Insofern wäre zu erwägen, ob man im Fall längerer Aktivierungs- und Anfahrzeiten nicht für verschiedene Stunden des Folgetages auf Indikatoren aus anderen Auktionen zurückgreifen sollte. Z.B. für die 1. bis 7. Stunde auf die Ergebnisse des Day-ahead-Marktes und für die anderen Stunden auf die Ergebnisse der 15-Minuten-Intraday-Auktion. Für die recht langen maximalen Aktivierungszeiten und Abrufzeiten der Klimareserve wäre zudem zu erwägen, ob man nicht generell die Day-ahead-Ergebnisse für eine Aktivierung nutzt und die Ergebnisse der „15-Minuten-Intraday-Auktion“ für die weitere Justierung verwendet. Dies könnte z.B. derart gestaltet werden, dass bei einer Aufrechterhaltung des erwarteten Leistungsbilanzdefizits zumindest für frühe Stunden des nächsten Tages bereits der Abruf gestartet wird; induzieren die Ergebnisse hingegen ein Verschwinden oder einen

¹⁶² Gibt es unter der Vielzahl der Anbieter einige die einen höheren Erwartungswert eines zukünftigen Leistungsbilanzdefizits als vor der ersten Auktion erwarten und solche deren Erwartungswert sich reduziert hat, so beeinflussen nur letztere den Preis. Grundsätzlich könnte also ein geringerer Preis in der zweiten Auktion als in der ersten Auktion fälschlich eine Reduktion des Erwartungswerts des Marktes für ein Leistungsbilanzdefizit indizieren.

Rückgang der erwarteten Leistungsbilanzdefizite könnte evtl. eine bereits erfolgte Aktivierung ganz oder teilweise beendet werden¹⁶³.

Der **Intraday-Handel** läuft bis 30 Minuten vor Lieferbeginn. Insofern ist er grundsätzlich geeignet, sich im Laufe der Zeit verbessernde Prognosen zu erwarteten Leistungsbilanzdefiziten zu liefern. Problematisch ist allerdings der kontinuierliche Handel. Da kein markträumender Preis ermittelt wird, ist es schwierig einen aussagekräftigen Indikator zu entwickeln, der nicht durch einzelne, im Rückblick untypische Transaktionen bestimmt wird. Hinzu kommt, dass ein Großteil des Handels für eine bestimmte Stunde (oder Viertelstunde) kurz vor Ablauf der Handelsfrist erfolgt. Da er eine halbe Stunde vor Lieferbeginn angesetzt ist, liegt er zu spät, um die gesamten Ergebnisse in die Entscheidung über eine Aktivierung oder einen Abruf einfließen zu lassen. Deshalb können nur Indikatoren für die Entscheidung einer Aktivierung oder eines Abrufs auf Zwischenergebnissen des Intraday-Handels basieren. Hier allerdings hilft die Tatsache weiter, dass in diesem Kontext allein die Erwartung eines Leistungsbilanzdefizites interessiert. Deshalb können handhabbare Regelungen wie nach Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung § 26 Abs.1 Nr.3 gefunden werden: Demnach indiziert ein über mindestens eine Stunde offenes Kaufgebot am technischen Limit (für eine Viertelstunde) eine Aktivierung. Dabei ist auch die Anfahrzeit der Anlagen zu beachten (§ 26 Abs.1 Satz 2).

Im Vergleich zu den anderen **Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 1 Nr. 2** ist vor allem zu beachten, wie Synergien zwischen netzseitigen Maßnahmen und der erzeugungsseitigen Maßnahme des Einsatzes von Back-up-Kapazitäten gehoben werden können. Aufgrund der unzulänglichen Prognostizierbarkeit von systematischen Leistungsbilanzdefiziten, kann dies praktisch dadurch erreicht werden, dass eine Rangfolge grundsätzlich festgelegt wird, von dieser aber unter bestimmten Bedingungen abgewichen werden kann. Der Entwurf der Kapazitätsverordnung wählt dabei den Weg die Kapazitätsreserve als letzte der Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2 einzuordnen und dann einen früheren Abruf unter bestimmten Bedingungen zu erlauben.

Hier sei auf den Zusammenhang mit dem Abruf von Regularbeit näher eingegangen, da hier die Frage, wie stochastische und systematische Leistungsbilanzdefizite zu unterscheiden sind, organisatorisch beantwortet werden muss. Die Regelernergie dient der netzseitigen Versorgungssicherheit. Sie wird eingesetzt, um stochastische systemgefährdende Leistungsbilanzungleichgewichte zu beseitigen. Die Höhe, die Art der Beschaffung und der Abruf sind bereits seit längerem kodifiziert und funktionstüchtig. Um

¹⁶³ Für eine evtl. angesetzte zweite Auktion auf diesem Markt gilt die obige Ausführung für den Day-ahead-Markt entsprechend. D.h. man könnte eine zweite Auktion auf dem 15-Minuten-Intraday-Markt u.U. als Auslöser für eine Aktivierung verwenden. Von einer Verwendung der Ergebnisse der zweiten Auktion ist eher abzuraten.

ihren Zweck zu erreichen, ist ein sehr schneller automatischer Abruf erforderlich (Primärregelung), der dann sukzessive von anderen Regelenergiearten (Sekundärreserve und Minutenreserve) abgelöst wird, die eingesetzt werden, bis die stochastische Störung behoben ist. Durch die Ablösung stehen sie schnell wieder zur Verfügung, um erneute stochastische Störungen abzufangen. Aufgrund der Stochastik der Störung und weiteren Regelungen zu Bilanztreue ist es unwahrscheinlich, dass eine stochastische Störung länger anhält. Sofern man systematische Leistungsbilanzdefizite nicht vorhersagen kann, bietet sich eine Einordnung der Kapazitätsreserve vor der Regelenergie ohne weitere Qualifizierung¹⁶⁴ nicht an, da dann eine stochastische Störung eine Aktivierung der Kapazitätsreserve nach sich ziehen könnte. Hierzu wäre auch eine entsprechende – eigentlich unnötige – Flexibilität der Back-up-Kapazitäten erforderlich. Deshalb scheint es naheliegend die Kapazitätsreserve nach der Regelenergie einzuplanen.

Dann würde allerdings die Regelenergie auch systematische Leistungsbilanzdefizite beheben. Die Kapazitätsreserve würde eingesetzt, sofern die Regelenergieleistung nicht ausreicht das Leistungsbilanzdefizit zu beseitigen. Eine solche Regelung würde aber im Falle eines systematischen Leistungsbilanzdefizits die netzseitige Versorgungssicherheit beeinträchtigen, da dann die weiterhin auftretenden stochastischen Störungen mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit nicht mehr abgefangen werden können. Die Versorgungssicherheit würde durch eine solche Regelung demnach beeinträchtigt.

Da weder eine strenge Einordnung vor oder nach der Regelenergie unproblematisch ist, erscheint eine bedingte Ablösung von eingesetzter Regelenergie durch Back-up-Kapazitäten sinnvoll. Dann müsste der Erbringungszeitraum beginnen, sobald positive Regelenergie über einen längeren Zeitraum und/oder in einer bestimmten Höhe eingesetzt wird. Eine Aktivierung und ein Abruf müssten dann allerdings so rechtzeitig erfolgen, dass eine entsprechend Ablösung möglich ist. Die Anfahrzeiten von Back-up-Kapazitäten dürften gerade beim Einsatz von mit Festbrennstoffen befeuerten Kraftwerken jedoch auf absehbare Zeit überwiegend zu lang sein, als dass nichtaktivierte Back-up-Kapazitäten rechtzeitig auf Höhe und/oder Länge des Abrufs von Regelenergie reagieren könnten. Dies würde sich nur ändern, wenn allein sehr kurze maximale Anfahrzeiten – z.B. im Bereich von unter einer Stunde – und ggf. sehr kurze Abrufzeiten zulässig wären. Mit einer solchen Regelung könnte ein Großteil der Bestandskraftwerke – z.B. auch die Kraftwerke in der Klimareserve – nicht als Back-up-Kapazität dienen¹⁶⁵. Deshalb müssen für eine Aktivierung andere bereits genannte Indikatoren herangezogen werden, für die dann auch zu erwarten ist, dass sie einen

¹⁶⁴ Eine solche Qualifizierung könnte an einer Indikation auf den Spotmärkten ansetzen. Z.B. wird die Kapazitätsreserve am Day-ahead-Markt stets zu einem festzulegenden hohen Preis (z.B. 3.000 €/MWh) angeboten (Näheres s. unten),

¹⁶⁵ Möglich ist eine solche Regelung. Mit ihr würde sich ein Großteil der Fragen zu Aktivierung und Abruf erübrigen (s.o.).

erwarteten Einsatz von Regelernergie für ein systematisches Leistungsbilanzdefizit indizieren. Allgemein – auch unter Beachtung der Klimareserve – reicht dann auch die Abrufzeit nicht, um hinreichend schnell den Regelernergieeinsatz entsprechend einer auf dem Regelernergieeinsatz beruhenden Indikation abzulösen. Insofern könnte erwogen werden, Anlagen mit einer besonders kurzen Abrufzeit für eine Ablösung eines Regelernergieeinsatzes zu reservieren¹⁶⁶.

Durch eine solche Regelung werden die Erlöse auf dem Regelernergiemarkt gesenkt, sofern man einen Vergleich mit einer Situation ohne diese Regelung heranzieht. Denn dann wird eine geringere Regelernergieleistung benötigt und diese wird häufiger, höher und/oder länger abgerufen. Dies ist aber nicht der korrekte Vergleich. Für diesen ist eine Situation heranzuziehen, in der der Regelernergiemarkt ausschließlich dem Ausgleich stochastischer Leistungsbilanzdefizite dient, wie das gegenwärtig der Fall ist. In diesem Vergleich wird die gleiche Menge an Regelleistung nachgefragt, ein Abruf positiver Regelleistung erfolgt aufgrund der vorübergehenden Abfederung systematischer Leistungsbilanzdefizite allerdings etwas häufiger. Etwas weniger häufig erfolgt ein Abruf, weil Regelleistung auch im möglichen Fall eines stochastisch bedingten längeren und/oder höheren Leistungsbilanzdefizits abgelöst wird. Aufgrund des relativ seltenen Auftretens dieser beiden Effekte ist zu erwarten, dass sie den erwarteten Erlös aus einem Regelernergieangebot nicht erheblich beeinflussen. Dies gilt dann auch für mögliche Rückwirkungen der erwarteten Regelernergieerlöse auf die Spotmärkte, die entstehen können, da die erwarteten Regelernergieerlöse Opportunitätskosten für eine Spotmarktvermarktung einer Leistung sind.

Wird die technische Eigenschaft berücksichtigt, so könnten je nach Anfahr-, Aktivierungs- und Abrufzeit einer Anlage unterschiedliche Indikatoren herangezogen werden:

- Für die unflexibelsten Anlagen muss – zumindest für frühe Stunden des nächsten Tages - auf das Ergebnis des Day-ahead-Handels für eine Aktivierung zurückgegriffen werden. Dies gilt i.Allg. für die Klimareserve, sofern sie betriebsbereit ist, also sofern rechtzeitig eine Vorwarnung gegeben wurde.
- Für flexiblere Anlagen – und teils für spätere Stunden des folgenden Tages – kann für eine Aktivierung auf das Marktergebnis der 15-Minuten-Intraday-Auktion zurückgegriffen werden. Gegebenenfalls können die Ergebnisse herangezogen werden, um Anlagen mit einer langen Aktivierungszeit bereits abzurufen oder u.U. die Aktivierung zu korrigieren.

¹⁶⁶ Im Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung ist in der Begründung des § 27 Abs. 1 zu finden, dass ein Abruf erfolgen kann, wenn 100% der positiven Minutenreserve und 60% der positiven Sekundärreserve angefordert sind. Inwieweit die Abrufzeit – bzw. die entsprechende Regelung im Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung (s.o.) – genügt, um hinreichend schnell genügend Regelleistung abzulösen, müsste näher betrachtet werden. Insbesondere in dem Zeitraum, in dem die Klimareserve noch nicht ganz abgelöst ist.

- Indikatoren aus dem kontinuierlichen Intraday-Handel können für eine Aktivierung von Anlagen mit einer kurzen Aktivierungszeit verwendet werden. Darüber hinaus könnten sie für die Entscheidung über den Abruf bereits aktivierter Anlagen mit längerer Abrufzeit dienen oder ggf. deren Aktivierung beenden.

Das Problem eine vorteilhafte Regelung für die Aktivierung und den Abruf zu finden liegt in den potenziell höchst unterschiedlichen Aktivierungs- und Abrufzeiten der einzelnen Anlagen begründet.

Einerseits gilt es diese auszunutzen, um zeitlich möglichst nahe vor dem Erbringungszeitraum die Aktivierung und den Abruf einzuleiten, wodurch tendenziell eine bessere Erwartungsbildung ermöglicht wird. Gleichzeitig wird dadurch auch die Betriebszeit von Anlagen reduziert, insbesondere die Zeit, die sie in Mindestteillast fahren. Inwieweit dadurch die THG-Emissionen reduziert werden, hängt davon ab, welche Erzeugungsleistung sie gegebenenfalls verdrängen. Zudem werden dadurch die Einflüsse auf die Strommärkte oder die Regelenenergieerbringung durch Erzeugung vor dem Erbringungszeitraum eingegrenzt. Ein Einfluss auf die Strompreise in der Periode vor der Erbringung kann auch dadurch vermieden werden, dass die Erzeugung während des Anfahrens und des Betriebs vor der Erbringungszeit durch eine anderweitige Verringerung der Erzeugung gerade aufgehoben wird, wobei den davon betroffenen Kraftwerken eine Kompensation bezahlt wird. Diese Kompensation muss dabei gerade so hoch sein, dass sie die betroffenen Anlagenbetreiber genauso gut stellt wie ohne Reduktion ihrer Erzeugung. Dies ist auch durch den Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung (§ 26 Abs. 3) so vorgesehen¹⁶⁷. Insofern wird dann durch Aktivierungen der Strommarkt nicht beeinflusst. Allerdings fallen dann auch die entsprechenden Kosten der Kompensation an. Auch diese lassen eine möglichst kurze Aktivierungszeit und einen möglichst kurzen Mindestteillastbetrieb als wünschenswert erscheinen.

Andererseits entstehen durch (stark) unterschiedlichen Anfahr-, Aktivierungs- und Abrufzeiten erhebliche Probleme: Letztlich erfordert dies eine Unterscheidung zwischen den Anlagen nach ihren technischen Eigenschaften, was einen anspruchsvollen dynamischen Ablauf von Aktivierung, möglicherweise Deaktivierung und Abruf erfordert. Behandelt man alle Anlagen hinsichtlich Aktivierung und Abruf gleich, dann nützt man die Vorteile einer möglichen Flexibilität nicht aus. Zudem ist nicht auszuschließen, dass durch eine pragmatische Lösung Anreize entstehen, Anlagen mit bestimmten

¹⁶⁷ S. auch die Begründung der Kapazitätsreserveverordnung S. 63. Ein offenes Problem ist der Übergang bei Abruf, da dann auch die gedrosselten, anderen Anlagen wieder hochgefahren werden müssen, da ansonsten ein Großteil der Kapazitätsreserve verwendet werden muss, um diese gedrosselte Leistung zu kompensieren. Aus technischer Sicht erfordert die Kompensation insgesamt eine ähnliche Flexibilität bei den gedrosselten Anlagen wie bei den Back-up-Kapazitäten. Wie dieser Übergang im Falle eines Abrufs rechtlich zu gestalten ist, ist noch offen.

Flexibilitätseigenschaften anzubieten. Dann könnten auch Fehlallokationen aus der Behandlung von Anlagen mit verschiedenen Eigenschaften entstehen.

Aus der Wahl der Indikatoren für eine Aktivierung und einen Abruf von Back-up-Kapazitäten sind keine Möglichkeiten ersichtlich, deren Nutzung bei Marktmacht auf den Spotmärkten höhere Gewinne verspricht. Dies liegt an den tendenziell sehr hohen Marktpreisen, die in Situationen vorliegen, die eine Aktivierung oder einen Abruf auslösen. Dadurch dürfte ein Verkauf auf den Märkten kurzfristig immer vorteilhaft im Vergleich zu einer Aktivierung oder einen Abruf von Kapazitätsreserve sein.

7.1.2.3 Platzierung der Stromerzeugung durch Back-up-Kapazitäten

Grundsätzlich kann die Stromerzeugung aus Back-up-Kapazitäten im Erbringungszeitraum¹⁶⁸ platziert werden auf

- Spotmärkten oder
- außerhalb dieser Märkte¹⁶⁹.

Diese beiden Möglichkeiten werden nun vergleichend diskutiert, wobei eine Unterbringung auf den Spotmärkten als Basis für den Vergleich genutzt wird.

Im Fall einer Unterbringung auf den Spotmärkten ist generell zu beachten: In Bezug auf die Indikation – siehe vorheriger Abschnitt – ist nur notwendig, dass sie zeitlich vor der Aktivität auf dem Spotmarkt bekannt werden. Zudem muss die Anfahrzeit kurz genug sein, um eine rechtzeitige Erzeugung nach Maßgabe der Spotmarktregeln zu gewährleisten. Ein Abruf und die Erbringung müssen nicht getrennt geregelt werden, da sie sich aus den Marktregeln der Spotmärkte ergeben.

Als Beispiel einer Platzierung auf dem Spotmarkt, kann ein Angebot der Back-up-Kapazitäten in der 2. Auktion des Day-ahead-Marktes herangezogen werden, die für jede betroffene Stunde stets erfolgt, wenn eine 2. Auktion veranlasst wird¹⁷⁰. Dabei wird zuerst von einem Angebot der gesamten Reserveleistung in Höhe des maximalen zulässigen Preisgebots ausgegangen.

Ein solches Vorgehen verwendet die Voraussetzungen für die Durchführung einer zweiten Auktion als Indikation eines erwarteten Leistungsbilanzdefizits in den betroffenen Lieferstunden. Diese führt dann zu Aktivierung und Abruf entsprechend der Zuschläge in dieser Auktion und den Regeln des Day-ahead-Strommarktes. Durch die

¹⁶⁸ Eine Stromerzeugung vor Beginn des Erbringungszeitraums wurde bereits im vorhergehenden Abschnitt betrachtet.

¹⁶⁹ Eine Unterbringung auf Regelenenergiemärkten wird hierbei nicht diskutiert. Sie ist an anderer Stelle zu finden (s. Kapitel 6.4)

¹⁷⁰ Zur Diskussion der entsprechenden Indikation s. vorhergehender Abschnitt. Für eine Einstellung der Erzeugung aus Back-up-Kapazitäten auf anderen Spotmärkten – z.B. erst in die zweite Auktion des 15-Minuten-Intraday-Handels – gelten die Ausführungen analog. Sie werden deshalb nicht eigens behandelt.

fehlende Trennung von Aktivierung und Abruf wird die Flexibilität des Back-up-Kapazitätseinsatzes im Vergleich zu einer anderweitigen Unterbringung unnötig reduziert. Das führt tendenziell zu einem häufigeren unnötigen Einsatz der Back-up-Kapazität, da spätere und deshalb wahrscheinlich bessere Informationen für Aktivierungs- und insbesondere Abrufentscheidungen nicht berücksichtigt werden können.

Damit ist auch zu erwarten, dass einerseits häufiger fälschlich eine Erzeugung durch Back-up-Kapazität abgerufen wird. Andererseits wird häufiger fälschlich auf einen Einsatz der Back-up-Kapazität verzichtet, sofern sich ein Leistungsbilanzdefizit erst nach dem Gebotsschluss für die 2. Auktion des Day-ahead-Marktes abzeichnet. Diese Fehler könnten dadurch reduziert werden, dass nur ein Teil der Kapazitätsreserve auf dem Day-ahead-Markt vermarktet wird (z.B. diejenigen mit einer besonders langen Anfahrzeit).

Eine Teilvermarktung der Kapazitätsreserve auf dem Day-ahead-Markt müsste so ausgestaltet werden, dass festgelegt wird, welcher Teil der Back-up-Kapazität unter welchen Bedingungen am Day-ahead-Markt und welche Teile jeweils auf den übrigen Spotmärkten angeboten werden, sofern weiterhin Bedarf besteht. Zu unterscheiden wäre dabei zwischen der zweiten Auktion auf dem Day-ahead-Markt, der ersten und zweiten Auktion des 15-Minuten-Intraday-Handels und dem kontinuierlichen Intraday-Handel. Es könnten die jeweils festgelegten Mengen zum jeweiligen Maximalpreis auf den Märkten angeboten werden. Die Aufteilung auf die Märkte könnte dabei entsprechend der Anfahrzeiten der Back-up-Kapazitäten erfolgen, wobei grundsätzlich der spätere Markt bevorzugt werden könnte. Auf dem Intraday-Markt könnte dieses Verfahren allerdings schlecht funktionieren, sofern die Anfahrzeiten einen Handel vor Ende des kontinuierlichen Handels – also 30 Minuten vor Lieferbeginn - erfordern. Denn dann könnten potentielle Nachfrager noch Preise einstellen, die unter dem Maximalpreis liegen und sich ggf. hierfür auch Stromanbieter finden. Da gleichzeitig auf die möglichen Vorteile einer Trennung von Aktivierung und Abruf verzichtet werden muss, spricht dies dagegen, die Erzeugung von Back-up-Kapazitäten auf den Spotmärkten unterzubringen¹⁷¹.

Ein weiterer hierzu beachtender Aspekt ist die Frage, inwieweit durch die Unterbringung der Erzeugung aus Back-up-Kapazitäten auf Spotmärkten deren Ergebnisse beeinflusst. Durch eine Beeinflussung verändern sich die Anreize anderer Akteure auf diesen Märkten tätig zu werden und unter Umständen auch die Erlöserwartungen von potentiellen Kraftwerksbetreiber, wodurch die Investitionsentscheidungen beeinflusst werden. Sollte sich der erwartete Erlös reduzieren, könnten die Investitionen in Kraftwerke reduziert werden, was auch dazu führen würde, dass Leistungsbilanzdefizite mit

¹⁷¹ Hier nicht betrachtet wird eine Unterbringung auf den Märkten über Derivate, insbesondere über Optionen.

einer höheren Wahrscheinlichkeit auftreten. Generell ist eine Beeinflussung der Spotmärkte unerwünscht, da dadurch die Anzeizeffekte durch Strompreise beeinträchtigt werden.

Falls die Erzeugung aus Back-up-Kapazitäten mit Höchstpreisen in die zweite Auktion erfolgt und im Falle einer Rationierung des Angebots zuerst Back-up-Kapazitäten rationiert werden¹⁷², wird der Preis auf diesem Markt i. Allg.¹⁷³ nicht beeinflusst und auch die Erzeugung aus anderen Anlagen nicht unmittelbar reduziert. Denn der Maximalpreis wird unabhängig davon realisiert, ob Back-up-Kapazitäten angeboten werden oder nicht. Zugleich sichert der Vorrang der Rationierung von Back-up-Kapazitäten, dass auch die anderweitigen Angebotsmengen genauso untergebracht werden, wie es ohne Angebote aus Back-up-Kapazitäten der Fall wäre. Sofern sich ein Preis unter dem Maximalpreis einstellt, ist das offensichtlich. Resultiert der Maximalpreis werden die anderweitigen Anbieter – falls erforderlich – genauso rationiert wie ohne Angebote durch Back-up-Kapazitäten. Deshalb werden Preise und Mengen auf dem Day-ahead-Markt nicht unmittelbar beeinflusst¹⁷⁴. Falls Erzeugung aus Back-up-Kapazitäten untergebracht wird, halten die Nachfrager nach der Day-ahead-Auktion allerdings andere Positionen. Dadurch sinkt tendenziell die Nachfrage auf den folgenden Spotmärkten. Dort sind deshalb geringere Preise zu erwarten. Da die Preise der verschiedenen Spotmärkte über (Arbitrage)Beziehungen zusammenhängen, ist zu erwarten, dass die Preise auf allen Spotmärkten beeinflusst werden. Da bereits ein Teil der Nachfrage befriedigt ist, indizieren markträumende Preise unterhalb der Maximalpreise auf diesen Märkten dann auch nicht mehr, dass kein systematisches Leistungsbilanzdefizit zu erwarten ist. Auch die Beeinflussung der Spotmarktpreise führt zu dem Resultat, dass die Back-up-Kapazitäten nicht über die Spotmärkte in das Stromsystem integriert werden sollten.

Eine Unterbringung von Back-up-Kapazitäten über Spotmärkte hat im Vergleich zu einer anderweitigen Unterbringung den Nachteil, dass

¹⁷² Sofern eine Rationierung des Angebots vorliegt, wird diese also nicht gleich durch eine Pro-rata-Zuteilung gelöst. Vielmehr wird zuerst das Angebot der Kapazitätsreserve reduziert. Das bedeutet, dass diese Kapazität von den Börsen identifiziert werden können muss. Verbleibt dennoch der Einsatzbedarf eines Teils der Kapazitätsreserve, so erhalten dennoch alle anderen Gebote einen Zuschlag für ihre gebotene Leistung. Eine Pro-rata-Zuteilung ist nicht notwendig. Erst wenn die Kapazitätsreserve überhaupt nicht mehr notwendig ist, wird auf die verbleibenden Angebote z.B. eine Pro-rata-Zuteilung vorgenommen.

¹⁷³ Sofern auch anderweitig Strom zum Maximalpreis angeboten wird.

¹⁷⁴ Das bedeutet auch, dass die Unterbringung der Erzeugung durch Back-up-Kapazitäten auf dem Day-ahead-Markt die Anreize und Möglichkeit für eine Ausübung von Marktmacht nicht beeinflussen.

- Aktivierung und Abruf nicht mehr zu trennen sind. Das bedeutet insbesondere, dass im Falle einer sich im Laufe der Zeit als fälschlich erweisenden Aktivierung nicht auf eine Abruf verzichtet werden kann;
- Korrekturen einer Erzeugung aus Back-up-Kapazitäten im Laufe der Zeit nur schwer möglich bzw. im Falle einer erforderlichen Verringerung nur schwer zu regeln sind¹⁷⁵ und
- die Preisbildung der Spotmärkte beeinflusst wird, was deren Allokationsfunktion beeinträchtigt.

Die Vorteile sind

- der Einsatz von Back-up-Kapazitäten kann relativ einfach und transparent gestaltet werden,
- die Marktteilnehmer können sich deshalb auch gut auf den Mechanismus einstellen und
- über die Marktentscheidungen wird gleichzeitig über die Einsatzleistung entschieden und so die erwartete Defizitmenge implizit gleich mitabgeschätzt.

7.1.3 Zusammenfassung

Die Entscheidung eines Einsatzes von Back-up-Kapazität muss unter Unsicherheit erfolgen. Die Unsicherheit rührt daher, dass die mitunter längeren Anfahrzeiten bestimmter Back-up-Kapazitäten berücksichtigt werden müssen. Demnach muss über einen Einsatz mit einer längeren Vorlaufzeit entschieden werden. Dies wird teilweise kompensiert, wenn zwischen Aktivierungs- und Abrufzeit unterschieden wird. Mit einer längeren Vorlaufzeit, die die Anfahrzeit berücksichtigt, steigt aber die Unsicherheit über die dann zu erwartende Versorgungssituation. Deshalb können Fehler auftreten: Zum Ersten kann ein Abruf erfolgen, obwohl er unnötig ist. Zum Zweiten kann ein Abruf unterbleiben, obwohl er nötig wäre. Diese Probleme werden nur bedeutend, wenn eine lange Anfahrzeit zu beachten ist und sich gleichzeitig die Informationen über einen zukünftigen Zustand in der Zeit zwischen dem Zeitpunkt der Erwartungsbildung und dem des potentiellen Einsatzes deutlich verbessern.

Aus der Diskussion der möglichen Ausgestaltungen kristallisierten sich besonders zwei Möglichkeiten heraus, die verschiedene Vor- und Nachteile aufweisen:

- ein Angebot von Back-up-Kapazitäten in der zweiten Auktion des Day-ahead-Marktes zum Höchstpreis oder
- ein Einsatz nach den anderen Möglichkeiten nach EnWG § 13 Abs. 1 Nr. 2, wobei unter bestimmten Bedingungen der Einsatz vorgezogen werden kann, insbesondere um Regelenergie abzulösen.

¹⁷⁵ Eine Erhöhung des Einsatzes von Back-up-Kapazität nach einem Zuschlag in der zweiten Auktion des Day-ahead-Marktes in den folgenden Spotmärkten ist grundsätzlich gut zu regeln, sofern Back-up-Kapazitäten mit einer hinreichend kurzen Anfahrzeit vorhanden sind.

Die erste Option hat den Vorteil relativ einfach zu sein und recht zuverlässig, die zum Zeitpunkt des Gebots vorliegenden Erwartungen über ein künftiges Leistungsbilanzdefizit zu nutzen. Gleichzeitig wird dabei mit den Marktentscheidungen auch über die Menge des Einsatzes entschieden. Der Nachteil bei diesem Verfahren liegt darin, dass es schwierig ist, einen fälschlichen Abruf rückgängig zu machen. Es müssen entweder Gegengebote in den Folgemärkten platziert oder mit Regelenergie ausgeglichen werden; beides führt zu zusätzlichen Kosten. Die Wirkungen im Falle eines fälschlichen Abrufs wären damit größer, als bei einer Aktivierung. Letztendlich beeinflusst die Allokation auch die Spotmärkte.

Ein Einsatz erst im Anschluss an die Maßnahmen des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG erlaubt die Trennung des Anfahrens in Aktivierung und Abruf, was die Kosten eines sich als unnötig erweisenden Abrufs dämpft. Gleichzeitig kann damit ein schrittweiser Abruf bzw. eine schrittweise Aktivierung erfolgen. Eine Beeinflussung der Spotmärkte kann dabei weitestgehend vermieden werden. Problematisch ist bei einer solchen Regelung vor allem deren Komplexität, die einen relativ schwierigen Ablauf erfordert und damit auch fehleranfällig ist.

Soll ein Einfluss auf die Spotmärkte möglichst vermieden werden, damit diese selbst auf die Nachfrage mit Flexibilitätsoptionen reagieren können und die Back-up-Kapazitäten lediglich zur Absicherung einer Übergangsphase benötigt werden, so ist der außermärkliche Einsatz zu bevorzugen. Als wesentlicher Akteur empfehlen sich dabei die Übertragungsnetzbetreiber, welche die Allokation der Kapazitäten und deren Einsatz möglichst kostengünstig zu steuern haben.

7.2 Akteure und Instrumente für die direkte Finanzierung von Back-up-Kapazitäten

Nachfolgend wird geprüft, ob die in Kapitel 6.12 identifizierten Instrumente für den Übertragungsnetzbetreiber als wesentlichen Akteur zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit geeignet bzw. weiterzuentwickeln sind.

Mit dem Unbundling soll die Trennung von Netz und Vertrieb sichergestellt werden, um Interessenskonflikte der Netzbetreiber gar nicht erst entstehen zu lassen und allen Erzeugern einen fairen Zugang zu den Märkten zu eröffnen. Dennoch haben Netzbetreiber Zugriff auf Erzeugungseinrichtungen. Hierbei handelt es sich allerdings nicht um den Vertrieb eigener Stromerzeugung, sondern um die Gewährleistung von netz- und erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit. Als Bilanzkreisverantwortliche bauen sie hierzu Kapazitäten mit entsprechenden technischen Eigenschaften auf. Im Weiteren besteht daher der Fokus auf der Kapazitätsreserve sowie der Nutzung von Lastmanagement.

7.2.1 Lastmanagement im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten

Die Bundesregierung kann gemäß § 13 Absatz 4a EnWG die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichten, zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone Ausschreibungen zum Erwerb von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3.500 Megawatt anzunehmen.

Die eindeutige Definition des Adressats „Übertragungsnetzbetreiber“ sowie das Ziel einer Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems lässt den Schluss zu, dass dieses Instrument durchaus geeignet ist Back-up-Kapazitäten zu einem den Märkten nachgelagerten Einsatz zu schaffen. Zu Zeiten eines Nachfrageüberhangs relevant sind abschaltbare Lasten. Voraussetzung ist somit, dass diese Lastmanagement-Optionen selbst als Nachfrager zum Zeitpunkt ihres Lastmanagement-Einsatzes agieren und damit Teil des Nachfrageüberschusses sind. Sie stehen in ihrer letztendlichen Wirkung hinsichtlich einer Harmonisierung von Erzeugung und Verbrauch positiver Leistung aus Stromerzeugungseinheiten gleich. Sie unterscheiden sich allerdings bzgl. ihrer technischen Leistungsfähigkeiten. So verfügen abschaltbare Lasten über schnelle Reaktionszeiten und sehr hohe Gradienten und eignen sich daher insbesondere für unerwartete, stochastische Laständerungen im Netz und somit eher für den Regellenergieeinsatz. Davon unbenommen sind sie aber auch die naheliegendste Option bei erwarteten Laständerungen mit steilen Gradienten, wie sie z.B. bei einer Sonnenfinsternis zu verzeichnen sind.¹⁷⁶

Abschaltbare Lasten würden prinzipiell dann marktgetrieben aktiviert werden, wenn die Marktpreise über die eigenen Bezugspreise zuzüglich weiterer möglicher Gewinneinbußen, z.B. im Falle einer mit dem Abruf verbundenen Produktionsverschiebung, hinausgehen. Das heißt im Falle eines Nachfrageüberhangs werden bereits über die Spotmärkte deutliche Anreize für einen Konsumverzicht ausgesendet. Der von ihnen bereits eingekaufte Strom für diesen Zeitraum muss zur Glättung der Bilanz dann auf den Stromhandelsmärkten angeboten werden.

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) soll dazu dienen entsprechende Kapazitäten aufzubauen. Seitens der ÜNB werden monatlich jeweils 1.500 MW sofort abschaltbare Lasten (SOL) sowie schnell abschaltbare Lasten (SNL) ausgeschrieben. Jedoch wird bislang nur etwa die Hälfte der ausgeschrieben Mengen kontrahiert (vgl. Kap. 6.7). Der Großteil davon entstammt dem Regelleistungsmarkt; lediglich 50 MW kamen bislang durch die AbLaV an neuen abschaltbaren Lasten hinzu.¹⁷⁷ Das mag mitunter durch § 7 AbLaV begründet sein, der parallel zur Vermarktung von zu-

¹⁷⁶ Vgl. BNetzA (2015b, S. 133)

¹⁷⁷ Deutscher Bundestag, Drucksache 18/6096, S. 32. Anmerkung IZES: Nach Prüfung der kontrahierten Gesamtmenge aus SNL und SOL hat sich diese bis Juni 2016 nicht verändert und schwankt um 950 MW.

und abschaltbaren Lasten nach AbLaV auch eine zeitgleiche Vermarktung am Regelleistungsmarkt eröffnet.

Da die AbLaV bisher hauptsächlich dazu geführt hat, dass abschaltbare Lasten zwischen den verschiedenen Märkten wechseln, aber kaum neue abschaltbare Lasten hinzugewonnen werden, ist die Verordnung in ihrer derzeitige Ausgestaltung in Frage zu stellen.

Bezogen auf die AbLaV ist zunächst festzuhalten, dass der Regelleistungsmarkt in der Einsatzreihenfolge vor der Aktivierung abschaltbarer Lasten im Rahmen der AbLaV steht, somit wäre zur Vermeidung eines reinen Marktwechsels auf Leistungen einzuschränken, die bisher nicht an Märkten bieten. Da auch der bisherige Anreiz nicht ausgereicht hat, zusätzlich große industrielle Nachfrager zum Anbieten abschaltbarer Leistungen zu bewegen, wäre auch dieser weiter zu erhöhen. Eine Auswertung der Ergebnisse von Umweltbundesamt (2015) macht deutlich, dass ein Leistungspreis um 500 bis 800 Euro/MW pro Monat ausreichend wäre. Auch ein Arbeitspreis von 400 bis 500 Euro/MWh wäre ausreichend. Für Abschaltleistungen bis zu 1 Stunde und als SNL könnten etwa 900 bis 1.200 MW verfügbar gemacht werden. Für längerfristige Aktivierungen ergibt sich bei den untersuchten Prozessen kaum Potenzial. Das bisher niedrigere Angebot macht allerdings deutlich, dass der maximale Arbeitspreis möglicherweise zu gering ausfällt, um die übrige Abschaltleistung zu aktivieren.

Die Gründe, warum gerade längerfristige Abschaltungen trotz hoher Vergütungen nicht auf das Interesse des produzierenden Gewerbes treffen, bestehen womöglich unter anderem in verschiedenen anderen Anreizen.

So bietet zum Beispiel die Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV § 19 Abs. 2) Großverbrauchern mit niedrigeren Netzentgelten den Anreiz für einen bandähnlichen und hohen Leistungsbezug, da sich dies der Gesetzesbegründung nach stabilisierend auf das bisherige System auswirkt. Auch durch das reguläre Netzentgeltsystem ergeben sich Anreize zu einer Vermeidung von Bezugsspitzen, welche einen erhöhten Leistungspreis und damit höhere Netzentgeltzahlungen bedingen würden. Solche Anreize zur Vergleichmäßigung der Last schwächen zugleich Anreize zur Lastflexibilisierung ab. Zur Harmonisierung dieser gegensätzlichen Interessen wird in der Literatur vorgeschlagen, Leistungsspitzen im Falle von Überschusssituationen nicht bei der Ermittlung der individuellen Bezugsspitze zu berücksichtigen und in Bezug auf Großverbraucher eine Reduktion der Benutzungsstundenzahl bei Überschreitung eines definierten Schwellenpreises bei der Ermittlung der Benutzungsstundenzahlen nicht zu berücksichtigen. Mit zunehmendem Ausbau der fEE ist die stabilisierende Wirkung künftig in Frage zu stellen. Dies gilt gerade dann, wenn die unflexible Grundlasterzeugung durch flexible, schnell reagierende Erzeuger ersetzt ist. Damit wäre auch der

Bedarf eines Anreizes für Großverbraucher häufig und sollte in den kommenden Jahren entsprechend auslaufen.

Ein weiterer Grund mag die Umstellung der Produktionsprozesse auf Just-In-Time (JIT) sein. Es handelt sich dabei um ein Produktionsprinzip, bei dem Zuliefer- und Produktionstermine genau aufeinander abgestimmt werden, um Lagerkosten zu vermeiden. Das Lager wird aufgrund vergleichsweise kleiner Sendungen gleichfalls auf die Straße ausgelagert und sorgt dort zu mehr Verkehrsaufkommen. Da es keinen Lagerbestand mehr gibt, führen Lieferverzögerung sofort zu einem Versorgungsengpass und zur Unterbrechung der Produktion beim Abnehmer. Damit sind Kosten verbunden, die je nach Vertragsgestaltung dem Lieferer angelastet werden. Ein längerer Produktionsstillstand beim Zulieferer bedingt demnach zusätzliche Kosten, sei es durch Lieferverzögerung oder aufgrund von Lagerhaltung. Diese – sehr individuellen – Kosten, müssen sich ebenfalls in den Arbeitspreisen widerspiegeln. Hinzu kommen die allgemeinen Kosten für die Schaltung der Lasten und die Kommunikation mit dem Netzbetreiber (Umweltbundesamt 2015).

Die Bundesregierung hat sich bereits am 25. Mai 2016 auf eine Anpassung der AbLaV geeinigt. Der aktuell vorliegende Entwurf bedarf noch der Prüfung der Europäischen Kommission, weshalb die bestehende AbLaV, die Ende Juni 2016 auslaufen sollte, nun zunächst bis 30.09.2016 verlängert wurde.

Die neue AbLaV senkt u.a. den Leistungspreis von 2.500 Euro/MW auf 500 Euro/MW ab. Dies passt zu den Ergebnissen aus Umweltbundesamt (2015).

Zugleich hebt sie den Arbeitspreis von maximal 400 Euro/MWh auf 500 Euro/MWh an. Damit erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass im tatsächlichen Falle eines Einsatzes die Kosten, die aus dem Produktionsausfall bzw. einer –verlagerung resultieren, kompensiert werden können.

Die Vermarktung an Regelleistungsmärkten und dem vortägigen Spotmarkt ist weiterhin möglich, womit tendenziell weiterhin bereits in den Regelenergiemärkten vermarktete Kapazitäten auch die AbLaV wahrnehmen werden. Da der Einsatz abschaltbarer Leistung im Rahmen der AbLaV bisher nicht erforderlich war, wäre eine Begrenzung auf „zusätzliche“ abschaltbare Lasten ein Weg, um zum einen Mitnahmeeffekte von für den Regelenergiemarkt bereits qualifizierte Abschaltleistung zu vermeiden und zum anderen nur zusätzliche Leistung zu aktivieren.

In der Anhörung „Wirtschaft und Energie“ im Bundestag vom 22.06.2016 bestätigen Vertreter der beiden Übertragungsnetzbetreiber Amprion und TenneT, dass die AbLaV aus ihrer Sicht ein Zusatzwerkzeug darstelle. Die Bundesregierung beschreibt in ihrem Kabinettsentwurf zur AbLaV 2016 darüber hinaus die sofort abschaltbaren Lasten als Instrument, welches "in der akuten Gefahrensituation der Unterfrequenz" Einsatz finden könnte. Dies betrifft stochastische, unvorhersehbare Entwicklungen und adressiert damit wiederum den Regelenergiemarkt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die AbLaV prinzipiell zum Aufbau von Kapazitäten geeignet ist. Es ist jedoch zu hinterfragen, ob die Mühen zur Aktivierung dieses vergleichsweise geringen und zugleich teuren Potenzials gerechtfertigt sind. Aufgrund ihrer technischen Fähigkeiten ist ihr Einsatz im Regelenenergiemarkt sinnvoller untergebracht. Davon unberücksichtigt stellt sich die Frage, ob in dem Fall, dass die AbLaV auch künftig nur sehr geringe zusätzliche Kapazitäten initiiert, nicht stattdessen alternativ der Aufbau entsprechender Steuerungs- und Kommunikationsinfrastrukturen bei großen Verbrauchern mittels Förderprogrammen versucht werden sollte, so dass diese dann selbst ihre jeweilige Flexibilitätsoption unter Berücksichtigung produktionstechnischer und liefervertraglicher Belange auf den Spot-Märkten anbieten. Eine Förderung sollte zunächst auf eine geringe Auswahl an Branchen beschränkt werden, wo bereits aus bestehenden Untersuchung ein Aktivierungspotenzial unterhalb der technischen Höchstpreise des Day-ahead-Marktes besteht. Mit der Förderung sollte verbunden werden, die Aktivierung des Instruments an eine entsprechende Behörde zu melden, welche für das Monitoring der Maßnahme verantwortlich ist. Ergeben sich dann künftig ausreichend hohe Preise und werden dann nicht einmal Teile der Kapazitäten aktiviert, so ist auch die Fördermaßnahme in Frage zu stellen.

7.2.2 Kapazitätsreserven

7.2.2.1 Zusammenspiel und Ausgestaltung von Netz-, Kapazitäts- und Sicherheitsreserve

In 6.6 wurde die heute – im Rahmen der ResKV - existente Netzreserve auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie ihren Beitrag zur Generierung von Back-up-Kapazitäten hin bewertet. Ein Neubau von eigenen¹⁷⁸ Netzkraftwerken durch die ÜNB als ultima-ratio in § 8 Abs. 4 ResKV ist hierbei unter Unbundling-Gesichtspunkten ein Novum und eröffnet die grundsätzliche Akteurs- und Rollenfrage im Zusammenhang mit dem Aufbau von Reserven.

Mit dem Entwurf zum Strommarktgesetz (BMWi 20.01.2016, S. 20–21) werden in § 13d EnWG sowie mit dem Artikel 6 „Änderung der Reservekraftwerksverordnung“ auch die Netzreserve überarbeitet; es sind einige Anpassungen im Vergleich zu den bestehenden Regelungen der ResKV enthalten. So wird der Zweck der Reserve durch eine Anpassung des § 2 der ResKV dadurch präzisiert, dass der „Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ der Zusatz „insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzenspässen und für die Spannungshaltung“ beigefügt wird (BMWi 20.01.2016, S. 45). Die Umbenennung der Verordnung in „Netz-

¹⁷⁸ Sofern Ausschreibungen ohne Erfolg bleiben, ist der Bau und Betrieb von Anlagen durch die ÜNB selbst vorgesehen.

reserveverordnung – NetzResV“ sowie die Anpassung des Zwecks grenzt die Netzreserve somit auch deutlicher von der geplanten Kapazitäts- und Sicherheitsreserve (vormals als Klimareserve bezeichnet) ab, die ab 2017 schrittweise aufgebaut werden soll.

Darüber hinaus wird zu § 13d Abs. 2 EnWG des vorliegenden Entwurfs zum Strommarktgesetz auch der Bedarf an neu zu errichtenden Anlagen konkretisiert. So wird ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 ein Bedarf von bis zu 2 GW neu zu errichtende Erzeugungsanlagen in Bayern und Baden-Württemberg für einen Zeitraum von 15 Jahren vorgesehen. Nach einer Bestätigung des Bedarfs durch die Bundesnetzagentur erfolgt eine Ausschreibung. Die Betreiber der Anlagen sind ungeachtet der Netzreserveverordnung dazu angehalten auf Anweisung eines ÜNB die Einspeisung ihrer Anlage nach den Vorgaben der Kapazitätsreserve (§ 13h EnWG nach Entwurf (BMWi 20.01.2016)) anzupassen. Hiermit ist bereits ein Ansatz für die ‚Verschmelzung‘ von Netz- und Kapazitätsreserve geschaffen; neu errichtete Anlagen der Netzreserve können somit auch für Nachfrageüberschüsse, bzw. die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit herangezogen werden.

Gemäß der politischen Vereinbarung der Regierungskoalition vom 1. Juli 2015 sowie der Festlegungen des Weißbuches sollen folgende Reserven genutzt werden:

Eine Netzreserve zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (netzseitige Versorgungssicherheit).

Eine Kapazitäts- sowie eine Sicherheitsreserve (KSR) zur Absicherung von Leistungsbilanzdefiziten infolge eines nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund. Die Kapazitätsreserve erfüllt eine Reservefunktion und dient der Gewährleistung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit. Übergangsweise steht zudem eine Sicherheitsreserve zur Verfügung, die im Zuge einer Stilllegung von Braunkohlekraftwerken aufgebaut wird. Sie soll zugleich zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele beitragen.

Die KSR wird durch die Übertragungsnetzbetreiber als eine Art Systemdienstleistung eingesetzt, die Kosten werden durch die Netzbetreiber gewälzt, eine Rückkehr der teilnehmenden Anlagen an den Strommarkt wird ausgeschlossen. Anlagen der Kapazitätsreserve können jedoch an einer Folgeausschreibung teilnehmen. Während das

Kapazitätssegment wettbewerblich ausgeschrieben wird und die günstigsten Kraftwerke den Zuschlag erhalten (Einheitspreis)¹⁷⁹, werden Braunkohlekraftwerke (aufgrund der geringen Anzahl von Betreibern von Braunkohlekraftwerken) durch Verhandlungen vertraglich eingebunden und erhalten eine kostenbasierte Vergütung. Konkret sollen ab 2017, 2,7 GW an Braunkohlekraftwerken schrittweise in die Klimareserve überführt und nach vier Jahren stillgelegt werden. Diese Kapazitäten stehen somit nur für eine Übergangszeit zur Verfügung. (Wustlich 2015, Folie 3)

Nach § 13e Absatz 2 Satz 3 Nummer 1 und 2 des Gesetzesentwurfs zum Strommarktgesetz soll ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 eine Reserveleistung von 1,8 GW sowie ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 eine Reserveleistung in Höhe von fünf Prozent der durchschnittlichen¹⁸⁰ Jahreshöchstlast eingebunden werden. (BMWi 20.01.2016, S. 21) Im Zuge der Umsetzung einer KSR soll zudem das Kapazitätssegment mit der Netzreserve verbunden werden (Novelle ResKV, s. Art. 6 des Gesetzesentwurf zum StrommarktG). (Wustlich 2015)

Eine Verbindung von Netz- und Kapazitätsreserve ist auch zur Vermeidung eines erneuten Aufbaus von Überkapazitäten sowie zur Begrenzung der damit einhergehenden Kosten sinnvoll. Sowohl die Netz- als auch die Kapazitätsreserve orientieren sich an den Entwicklungen des Vortages. Die Kapazitätsreserve wird gemäß § 26 des Gesetzesentwurfs zur Kapazitätsreserververordnung frühestens aktiviert, wenn bei der letzten Auktion des vortägigen Handels an der Strombörse keine Markträumung stattfindet. Der Einsatz der Netzreserve im Sinne von präventivem Redispatch orientiert sich ebenfalls frühestens am Day-ahead-Markt. Um die Kapazitätsreserve auch im Sinne der Netzreserve nutzen zu können, ist der geographische Ort der Kapazitätsreserveanlage in Bezug auf Netzengpässe relevant. In § 13h Abs. 1 Nr.4b EnWG des Gesetzesentwurfs zum Strommarktgesetz wäre im Zusammenhang mit dem Begriff „Lage“ zu präzisieren, dass bei Ausschreibungen zur Kapazitätsreserve auf die Bedarfe der Netzreserve Rücksicht zu nehmen und diese möglichst in Deckung zu bringen sind.

Die Errichtung von Neuanlagen für die Netzreserve ist dabei weiterhin stets die letzte Option nach der Wiederinbetriebsetzung systemrelevanter Anlagen, der Einbindung von systemrelevanten Anlagen, welche eine Stilllegung angezeigt haben sowie geeig-

¹⁷⁹ Gemäß § 13h Abs. 1 Nr. 4 lit. b) Referentenentwurf Strommarktgesetz v.20.01.2016 können für die Teilnahme an dem Beschaffungsverfahren durch Rechtsverordnung auch Anforderungen an die Lage, Größe und Eignung der Anlagen einbezogen werden. Insbesondere durch die regionale Komponente (Lage) soll vermieden werden, dass der Ausgleich von Leistungsbilanzdefiziten Probleme im Netz verursacht oder durch diese behindert wird.

¹⁸⁰ Die durchschnittliche Jahreshöchstlast errechnet sich als Durchschnittswert aus der für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr, in dem der Erbringungszeitraum beginnt, sowie das Folgejahr prognostizierten Jahreshöchstlast.

neten Anlagen im europäischen Ausland. Bezüglich der Anschlussnutzung (nach Ablauf der Vertragslaufzeit mit ÜNB) neu zu errichtender Anlagen ist vorgesehen, dass diese weiterhin dem ÜNB als besonderes technisches Betriebsmittel zur Verfügung gestellt, vollständig oder teilweise abgebaut und veräußert (nur zur Nutzung außerhalb der europäischen Strommärkte) oder als neue Option nach erfolgreicher Teilnahme am Beschaffungsverfahren in der Kapazitätsreserve eingesetzt werden können. (BMWi 20.01.2016, S. 143)

Während die Kapazitäts- und Sicherheitsreserve originär darauf ausgerichtet ist (neben ökologischen Beweggründen der Sicherheitsreserve) die erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zu unterstützen, adressiert die Netzreserve zunächst primär die netzseitige Versorgungssicherheit. Sowohl der KSR als auch der Netzreserve ist gemein, dass sie letztlich wesentlich zur Bereitstellung von Back-up-Kapazitäten im Sinne der hier angewandten Definition beitragen können und dennoch gleichzeitig Abgrenzungsmerkmale nicht erfüllen. So wären Anlagen in der Netzreserve aufgrund der originären Zielausrichtung der Reserve zunächst nicht als Back-up-Kapazität zu werten, gleichzeitig sind jedoch an mehreren Stellen Verschmelzungen von Netz- und Kapazitätsreserve vorgesehen. Hinsichtlich der KSR (insbesondere dem Klimasegment Braunkohle) stellt sich die Frage, ob es sich hierbei tatsächlich um eine „Back-up“-Finanzierung i.S.d. Definition handelt, und nicht einen „Nebeneffekt“ darstellt. Je nach konkreter Ausgestaltung und Anwendung ließe sich hierdurch nämlich auch eine dezierte Refinanzierungsoption zur Kapazitätssicherung unwirtschaftlicher Bestandskraftwerke einrichten.

Bezüglich der Verantwortlichkeit beteiligter Akteure ist es durchaus nachvollziehbar den Bedarf an und Einsatz von Reserven dem Ermessen von Übertragungsbetreibern sowie Bundesnetzagentur zu überlassen. Da jedoch der Bau und Betrieb von Kapazitäten außerhalb der Kernkompetenz eines Netzbetreibers liegt, sollte, wie auch regulatorisch vorgesehen, stets eine Ausschreibungslösung an spezialisierte Akteure/Betreiber präferiert werden.

Für die drei Reserve-Typen gilt es zu diskutieren, wie sie angesichts der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele weiter auszugestalten sind.

7.2.2.2 Diskussion um ökologische Kriterien für die Reserven

7.2.2.2.1 Unmittelbare CO₂-Emissionen der Reserven

Im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele stellen der Ausstoß bzw. die Vermeidung von CO₂-Emissionen (bzw. auch der CO₂-Äquivalente) im Energieerzeugungssektor ein wesentliches ökologisches Kriterium dar. Dabei sind nicht nur kraftwerksbezogene Emissionen sondern auch Mehr- /Minderemissionen durch eine marktbasierte Substitution zu berücksichtigen.

- Zunächst können die **spezifischen Emissionen** einer potenziellen Erzeugungsanlage für die strategische Reserve herangezogen werden. Aufgrund der sehr geringen Einsatzhäufigkeit/Einsatzdauer sind jedoch selbst bei Einheiten mit hohen spezifischen Emissionen geringe absolute Emissionen zu erwarten.
- Neben den Emissionen, welche durch die Nutzung des Kraftwerks und den Einsatz von Brennstoff entstehen, muss auch die im Bauwerk bestehender Kraftwerke gebundene Energie („**graue Energie**“ bzw. die hiermit einhergegangenen Emissionen) betrachtet sowie dem Szenario Rückbau und Neubau gegenübergestellt werden. Dieses Kriterium bevorzugt demnach die Nutzung bestehender technischer Einheiten.
- **Inflexibilitäten** gehen aus technischen Restriktionen hervor. So definiert die ‚Mindesterzeugungsleistung‘ die Untergrenze des variablen Leistungsbereiches eines Kraftwerks, deren Unterschreitung nicht möglich ist und die somit auch bei niedrigerem Bedarf zwingend eingespeist werden muss. ‚An- und Abfahrzeiten‘ sowie der ‚Leistungsgradient‘ sind darüber hinaus wichtige Indikatoren, wie schnell notwendige Leistung aktivierbar ist. In der Kombination können hohe Mindesterzeugungsleistungen und langsame Aktivierungszeiten zur Erfüllung der technischen Anforderung eine permanente Mindesterzeugung notwendig machen, welche ggf. zusätzliche Emissionen verursacht.

Synthese:

Die Einbindung von Kraftwerken mit hohen spezifischen Emissionen in die Reserven ist auszuschließen. Aufgrund der zu erwartenden geringen Abrufzeiten sowie des zeitlich begrenzten Einsatzes von Bestandskraftwerken ist dieses Kriterium jedoch nachrangig zu berücksichtigen. Vor dem Hintergrund der „grauen Energie“ ist es sogar vorteilhaft, insbesondere Altkraftwerke in der KSR einzusetzen. Der Aspekt der (In)Flexibilität grenzt das Kraftwerksportfolio dabei vor allem auf rasch regelbare Kraftwerke wie ältere Gaskraftwerke ein.

7.2.2.2.2 Wechselwirkungen mit EOM

Durch den Übergang von Bestandskraftwerken aus dem EOM in die Reserven sind Wechselwirkungen zu erwarten, die in einer Gesamtschau mit zu berücksichtigen sind:

- Zum einen die direkte **CO₂-Substitution** des in die Reserve überführten Kraftwerks durch ein anderes Bestands- oder Neukraftwerk. So könnte bspw. die von Steinkohlekraftwerken erbrachte Leistung durch solche von emissionsintensiverer Braunkohle ersetzt oder eine Mehrauslastung von Kernkraftwerken hervorgerufen werden (keine CO₂-Mehremissionen, dafür aber zusätzlicher **atomarer Abfall**).

- Die Ersatzkraftwerke für das in die Reserve wechselnden Kraftwerke haben innerhalb der Merit Order möglicherweise Auswirkungen auf die **Deckungsbeiträge** der vermarkteten Kraftwerke. Treten neue Kraftwerke mit höheren Grenzkosten in den Markt oder wird die Angebotskurve durch die Kraftwerke, die in eine Reserve überführt wurden, verkürzt, erhöht dies in gewissen Zeitabschnitten die Deckungsbeiträge der bereits mit niedrigen Brennkosten betriebenen Grundlastkraftwerke und sichert längerfristig deren Refinanzierung (sowie ggf. ihren emissionsintensiven Betrieb). Zwingend notwendig erscheint hier, den **Neubau von Kohlekraftwerken zu unterbinden**, da diese die erste Wahl bei Neukraftwerken wären.

Synthese:

Aus den angeführten Aspekten ergibt sich ein Spannungsverhältnis zwischen Inflexibilität und CO₂-Substitution. Der Wechsel emissionsintensiver Kraftwerke (vornehmlich älterer Braunkohlekraftwerke) in die KSR wäre hinsichtlich den CO₂-Minderungszielen zu begrüßen. Aus den oben genannten Aspekten geht jedoch hervor, dass diese Kraftwerke ggf. nicht die technischen Anforderungen bezüglich der Flexibilität erfüllen können, bzw. ggf. hierfür eine Mindesterzeugung vorliegen muss¹⁸¹. Könnte auf eine solche Mindesterzeugungsleistung verzichtet werden, wären jene Kraftwerke aus ökologischer Perspektive die ‚erste Wahl‘. Da allerdings technisch bedingt eine Aktivierung erfolgen muss, wäre der Einsatz der Kraftwerke entsprechend ihrer Flexibilitäten ein möglicher praktikabler Weg. Dabei sind die verschiedenen Anforderungen der Reserven zu berücksichtigen.

7.2.2.2.3 Auswirkungen auf die Systemintegration Erneuerbarer Energien

Ein weiterer wichtiger ökologischer Aspekt vor dem Hintergrund der Energiewende ist der Ausbau von und die Substitution bestehender fossil befeuerter Kraftwerke durch Erneuerbare-Energien-Anlagen.

- Die **Substitution** von inflexiblen Altkraftwerken durch flexiblere Neukraftwerke erhöht letztlich auch die „**Flexibilität** an den Märkten“ und reduziert die Notwendigkeit von Kraftwerken mit Must-Run-Charakter, welche ggf. die größtmögliche Einspeisung des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen verhindern. Flexible Kraftwerke sind kurz bis mittelfristig für den Ausgleich insbesondere fluktuierender Erneuerbaren-Energien-Anlagen wichtig.
- Durch den Wechsel von Altkraftwerken (gerade im Bereich der Grundlast; mit der Charakteristik: hohe Auslastung, niedrige Grenzkosten) in die Reserven ist eine **Steigerung der Volatilität** der Marktpreise mit einiger Sicherheit zu erwarten. Eine erhöhte Volatilität kann die Refinanzierungsmöglichkeit auf Grundlage

¹⁸¹ Vgl. hierzu die Diskussionen in Kapitel 7.1 zur Vorwarnung und Herstellung der Betriebsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken in der Sicherheits-/Klimareserve.

von Spreads (Ausnutzung von Preisdifferenzen) erhöhen.

Synthese:

Die Substitution älterer, inflexibler Kraftwerke durch flexiblere Alternativen in den regulären Märkten wirkt sich tendenziell positiv auf die Möglichkeiten zum Ausgleich der Erneuerbaren Energien aus. Eine zunehmende Volatilität der Marktpreise (etwa durch den Wechsel von älteren Grundlastkraftwerken in die strategische Reserve) erhöht tendenziell die Refinanzierungsmöglichkeiten für weitere wichtige Flexibilitätsoptionen (wie DSM, Speicher etc.).

7.2.2.2.4 Weitere ökologische Kriterien

Die Betrachtung müsste gerade in einer weiten Betrachtung der Versorgungssicherheit auch die „CO₂-Kette“ der einzelnen Erzeugungseinheiten, beginnend mit der Brennstoffgewinnung, deren Transport, Lärmemissionen und Luftschadstoffe, etc. Berücksichtigung finden. Aufgrund der zu erwartenden seltenen Abrufe gerade der KSR sind diese Aspekte nur in der Betrachtung der Substitution durch neue Kraftwerke oder der Mehrauslastung bestehender Kraftwerke von wesentlicher Relevanz. Den Aspekt der „grauen Energie“ aufgreifend, ist auch auf die ökologischen Auswirkungen des Eingriffs in das Ökosystem durch Flächenerschließungen und Netzanbindungen von Neukraftwerken zu verweisen, sofern diese nicht an gleicher Stelle ein stillgelegtes Kraftwerk ersetzen. Der ökologische Vergleich zweier Erzeugungseinheiten muss entsprechend auf der einen Seite die externen Effekte, die durch den Bau (Abbau) und die Vorhaltung elektrischer Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur entstehen, und auf der anderen Seite die externen Effekte, die aus der Nutzung und Auslastung hervorgehen, einbeziehen.

7.2.2.2.5 Zwischenfazit

Unter Berücksichtigung aller (auch der ökologischen) Aspekte kann konstatiert werden, dass potenzielle Kraftwerke einer Reserve in erster Linie die technischen Anforderungen problemlos erfüllen müssen, um jederzeit die Versorgungssicherheit garantieren zu können. Demnach sind vornehmlich ältere, schnell aktivierbare, flexible Kraftwerke in den Reserven einzusetzen, welche - sofern notwendig - im besten Fall durch ebenfalls flexible Neukraftwerke am Markt ersetzt werden. Dennoch sollten die Potenziale durch die Reduzierung externer Effekte und die Anreizsetzung zum Aufbau flexibler Kapazitäten durch das Marktausscheiden inflexibler (emissionsintensiver) Alt-

kraftwerke geprüft und nach Möglichkeit gehoben werden, wie es bei der Sicherheitsreserve der Fall sein mag¹⁸². Eine hinsichtlich der Aktivierungszeit zweigeteilte Reserve, wie sie mit der KSR und den dort hinterlegten Aktivierungszeiten prinzipiell bereits vorliegt, wäre hierzu ein diskutabler Ansatz.

Im Rahmen der geplanten Ausschreibungen zu der Kapazitätsreserve nach § 13e Abs. 2 EnWG (BMWi 20.01.2016, S. 21) sollte daher die Ausschreibung einerseits Netzrestriktionen berücksichtigen, um durch einen doppelten Einsatz des Kraftwerks sowohl für Netz- als auch Kapazitätsreserve keine Überkapazitäten zu erschließen, die möglicherweise aufgrund von Vorhaltung einer Mindestleistung unnötige Emissionen erzeugen. Hierzu wäre die Anbindung an bestimmte Netzabschnitte notwendig. Dies schränkt einerseits Bestandskraftwerke bzgl. einer Teilnahme ein, gibt aber auch Neukraftwerken bessere Chancen. Weiterhin sind im Falle mehrerer Optionen auch Emissionsminderungsaspekte zu berücksichtigen, wobei auch die Auswirkungen auf die Emissionen des gesamten Kraftwerksparks, graue Emissionen und brennstoffspezifische Gesamtemissionen, einschließlich Luftschadstoffe, Schwermetalle und Anfall von Abfällen zu berücksichtigen sind. Neukraftwerke sind als Gas-Kraftwerke auszu-schreiben.

7.3 Akteure und Instrumente für die indirekte Finanzierung von Back-up-Kapazitäten

7.3.1 Verteilnetzbetreiber

Aufgrund der Liberalisierung der Energiewirtschaft, die mittels Entflechtung von Vertrieb und Netz eine Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen anstrebt, müssen Netzbetreiber und Versorger rechtlich und organisatorisch sowie buchhalterisch und informatorisch voneinander getrennt existieren. Es ist daher nicht vorgesehen, dass Verteilnetzbetreiber (VNB) über eigene Erzeugungsanlagen verfügen. Da aber auch den ÜNB zuvor Back-up-Kapazitäten zur Sicherung der Versorgungssicherheit im Falle eines Nachfrageüberhangs zugesprochen werden, so ist dies prinzipiell auch für VNB zu prüfen.

Nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG 2013 gilt auch für die VNB der § 13 entsprechend. Ihnen obliegt in Bezug auf ihre Netzverantwortung damit ebenfalls die lokale bzw. regionale Systemsicherheit mittels netz- und marktbezogener Maßnahmen zu gewährleisten. Entsteht innerhalb der Systemgrenze des VNB ein Nachfrageüberhang, und

¹⁸² Anhand von eigenen Simulationen des IZES ist durch die Sicherheitsreserve mit einer Minderung der durch die Stromerzeugung direkt verursachten Emissionen von etwa 10 bis 11 Mt/a zu rechnen. Dass eine vollumfängliche Analyse aller Emissionen durchgeführt wurde, ist nicht bekannt.

liegt kein Netzenspass vor, so besteht die Situation bereits für das gesamte Marktgebiet Deutschland / Österreich. Hier ist der ÜNB bereits als wesentlicher Akteur definiert.

Zentrale Aufgabe der VNB ist daher zunächst die Netzenspassvermeidung, die, im Hinblick auf Back-up-Bedarf, dafür sorgen könnten, dass Versorgungsanlagen im Falle eines drohenden Nachfrageüberhangs im deutsch-österreichischen Marktgebiet ihre vollständige Leistung nicht anbieten können. Gleichwohl kann sich aufgrund eines Netzenspasses aber auch innerhalb der Systemgrenzen des VNB ein Nachfrageüberhang ergeben. Sind derartige Netzenspässe zu erwarten und können diese nicht rechtzeitig behoben werden, so ist der Einsatz von entsprechenden Maßnahmen zum Erhalt der Versorgungssicherheit gerechtfertigt.

Mit § 14 Abs. 2 EnWG 2013 ist ein Rechtsrahmen geschaffen, der die Verteilnetzbetreiber (VNB) auffordert, die Möglichkeit für Energieeffizienz, Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zur Reduzierung des Ausbaubedarfs von Verteilnetzen zu berücksichtigen. Es handelt sich damit um die Integration aktiver Netzmanagementphilosophien (Cao et al. 2006). In der Umsetzung bedeutet dies, dass das Verteilnetz und die angeschlossenen Anlagen mit zum Teil innovativen Steuerungs- und Regelungstechnologien ausgestattet werden, die es ermöglichen, im Betrieb das Gesamtsystem zu optimieren. Ein Beispiel ist eine aktive Spannungsregelung auch im Verteilnetz (insbesondere auf der NS-Ebene). Dadurch erhöht sich die Erzeugungskapazität, die an eine gegebene Leitungskapazität angeschlossen werden kann. Netzbetreiber mit aktivem Netzmanagement stellen nicht nur ein Netz zur Verfügung, sondern interagieren auch im Betrieb ständig mit ihren Kunden auf der Nachfrage- und der Angebotsseite.

Es wäre daher naheliegend, dass die Verteilnetzbetreiber die Standortwahl von dezentralen Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen und Effizienzmaßnahmen mitentscheiden, um nicht nur die Netzkosten zu begrenzen, sondern auch vorübergehende Engpässe zu vermeiden. Dies zumal der Ausbau von Erneuerbaren Energien – mit Ausnahme von Wind-offshore - ausschließlich in den Verteilnetzen stattfindet.

Als Instrumente bieten sich einerseits eine Stärkung der Entscheidungsbefugnisse von VNB an. In Anbetracht der Idee der Liberalisierung, die allen Erzeugern ein freier Zugang zur Netzperipherie zusichert, erscheint dieses Instrument ungeeignet. Eine andere Option bestünde in finanziellen Anreizen für eine Standortverlagerung, den Aufbau von Lastmanagement oder die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen, welche von den VNB ausgelobt werden.

Im Zusammenhang mit dem Aufbau von Lastmanagement ermöglicht bereits § 14a EnWG, dass *„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen [...] denjenigen Lieferanten*

und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt [...] berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird“.

Für die Standortverlagerung bedarf es eher Anreize in Form von Zuschüssen.

Hier müsste allerdings die Möglichkeit bestehen die anfallenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung geltend machen zu können und auf die Netzkunden umzulegen.

Für § 14 Abs. 2 fehlt bislang der regulatorische Unterbau, der für eine praktische Umsetzung dieses Paragraphen notwendig ist. Als Folge ist es oft auch in den Fällen, in denen dezentrale Optionen einzelwirtschaftlich günstiger sind, für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich attraktiver, auf den Netzausbau zu setzen.

Zum einen sollen die Kosten der dezentralen Optionen kein Hindernis für die VNB darstellen. Ihre Kosten müssen im Kontext der Senkung der Netzkosten anrechenbar sein. Kostenbasierte Ansätze sind daher für die VNB besonders attraktiv, entwickeln aber im Hinblick auf die Reduzierung der Netzkosten möglicherweise falsche Anreize. Zum anderen gilt es die Kosten zu begrenzen bei möglichst maximaler Optimierung der Netzinfrastruktur. Hier wären preisbasierte Mechanismen die bessere Wahl, erhöhen aber das Risiko für die Verteilnetzbetreiber und senken damit die Anreize für die Einbindung aktive Einbindung zu sehr. Beides sind jeweils für sich betrachtet theoretische Extreme; in der Praxis liegt zumeist eine Mischform vor, zumal sie in der praktischen Umsetzung nicht mehr so deutlich voneinander zu unterscheiden sind. Es bieten sich als Instrumente Kostenpauschalen und Benchmarking an. Für die Praktikabilität der Regulierung erscheinen die Kostenpauschalen jedoch attraktiver. Zwar ist hier auch eine Art ex-ante Benchmarking erforderlich, um die Pauschalen zu bestimmen, und es müssen auch für dieses Instrument Strukturmerkmale entwickelt werden. Dadurch dass dieses Verfahren jedoch vom sowieso schon komplexen Benchmarking aller VNB-Kosten getrennt wird, wird es transparenter und damit auch berechenbarer für die VNB, was sich wiederum positiv auf die Anreizwirkung auswirken sollte.

Es gilt aber auch darauf zu achten, wie sich eine spezifische Regulierung für die Einbindung dezentraler Einheiten auf die allgemeine Regulierung der Netzkosten auswirkt. Die Ausgestaltung sollte derart erfolgen, dass Anreize für die aktive Einbindung bestehen, die Kosten des Sub-Systems vermindert, aber auch die Regulierungsbehörde keinen zusätzlichen Aufwand hat.

In diesem Kontext sind die folgenden konkreten Probleme zu nennen (IZES et al. 2008, S. 231):

- Es ist unklar, ob der Netzbetreiber die laufenden Vergütungen an die Anlagenbetreiber zur Verhinderung oder zumindest Verzögerung einer Aufstockung der Netzanschlussleistung in die Netznutzungsentgelte einrechnen darf.
- Falls der Netzbetreiber die Aufstockung der Netzanschlussleistung bevorzugt, auch wenn die Kosten dieser Variante die Kosten einer Lösung mit dezentralen Optionen übersteigen, ist unklar, ob er die Differenzkosten in die Netznutzungsentgelte einrechnen darf oder nicht („Untersagung“).
- Wie wird das Risiko bewertet, das der Netzbetreiber eingeht, wenn er sich auf Dritte im Hinblick auf die sichere Abdeckung der Netzlast verlassen muss? Wer trägt die Kosten, falls die involvierten Dritten ihrer Verantwortung für die Versorgungssicherheit nicht gerecht werden und die Anlagen nicht zur Verfügung stehen?
- Dabei spielen auch die unterschiedlich langen Investitionszeiträume für dezentrale Anlagen und Netz eine Rolle. Dass mit dezentralen Optionen nicht eine Investitionsentscheidung für Jahrzehnte mit entsprechenden versunkenen Kosten getroffen werden muss und man gegebenenfalls relativ flexibel zum Beispiel auf sich verändernde Nachfrage reagieren, mag aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein Vorteil sein. Für den Netzbetreiber kann die kürzere Lebensdauer der von Dritten betriebenen dezentralen Optionen jedoch das Risiko bergen, dass er sich in eine Abhängigkeit von diesen Anlagen begibt und seine Versorgungsaufgabe nicht mehr wahrnehmen kann, wenn die dezentralen Anlagen außer Betrieb gehen.

Um § 14 Abs. 2 in der Praxis zu implementieren ist eine Verpflichtung allein nicht ausreichend. Wie IZES et al. (2008, S. 232f.) aufzeigen, müsste für ein umfassendes Monitoring die Regulierungsbehörde in der Lage sein, den *„Entscheidungsprozess des Verteilnetzbetreibers datenmäßig zu unterfüttern und im Detail nachzuvollziehen“*. Ein solches Mikromanagement ist wegen der grundsätzlich bestehenden Informationsasymmetrie zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreibern nicht praktisch durchführbar. Weiterhin sind die anfallenden Kosten des optimierten Einsatzes einer dezentralen Lastoption zu differenzieren von den netzseitigen Gesamtkosten der beteiligten dezentralen Optionen. In die Bewertung sollten daher nur die zusätzlichen Kosten, die dem Ersatz des Netzausbaus dienen, berücksichtigt werden. Dabei wirken allerdings nicht nur eine sondern meist mehrere verschiedene Flexibilitätsoptionen zusammen. Ein Kostenvergleich muss entsprechend dieses Portfolio umfassen.

Durch einen solchen Prozess der Prüfung und ggf. Sanktionierung einer staatlichen Bundesbehörde ist deren Beeinflussung bereits derart groß, dass die Bundesnetzagentur daraus selbst einen Teil der Verantwortung für die Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit übernimmt. Wenn es aber gewollt ist, dass grundsätzlich private, auf

Renditebasis wirtschaftende Netzbetreiber die Akteure sind, muss diese Verantwortung und damit das Investitionsrisiko in Gänze bei diesen Akteuren verbleiben. (IZES et al. 2008, S. 232f.)

Aus diese Überlegungen leiten IZES et al. (2008, S. 235) ab, kein spezielles Regime im Rahmen der Anreizregulierung für die Umsetzung des § 14, 2 EnWG zu etablieren, sondern auf der allgemeinen Regulierung der Netzentgelte aufzubauen. Dabei sind die Mechanismen für dezentrale Optionen auszunutzen. Deren Attraktivität für die VNB ist dahingehend zu verbessern, als dass die mit der Einbindung der dezentralen Optionen einhergehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung akzeptiert werden, wobei die Vorgabe von Pauschalen die nötige Kosteneffizienz einbringt und insgesamt ein hybrider Mechanismus aus kosten- und preisbasierten Elementen vorliegt. (IZES et al. 2008, S. 187f.)

Eine derartige preisbasierte Regulierung könnte durch Vorgabe eines individuellen Investitionsbudgets umgesetzt werden. Der VNB wird in seinem eigenen Interesse bestrebt sein, die optimalen Entscheidungen zu treffen. Zur Festlegung des notwendigen Investitionsbudgets könnten Vergleichskennzahlen herangezogen werden, die aus theoretischen modellgestützten Netzanalysen, angereichert um empirische Werte, gewonnen werden. Es bedarf einer Analyse der Kostentreiber der capital expenditures/CAPEX (z.B. Leitungslänge, Zahl der Anschlüsse, Netzhöchstlast etc.), die dann mit Investitionsvolumina über definierte Nutzungsdauern zu hinterlegen sind. Bei der erstmaligen Festlegung des Investitionsbudgets, welche dann für die gesamte Regulierungsperiode gelten soll, sind die unterschiedlichen Abschreibungszyklen und Aktivierungspraxen zu berücksichtigen. Dabei bleibt noch zu klären, inwieweit mögliche dezentraler Optionen ex-ante bei der Festlegung des Budgets bereits berücksichtigt werden. Kostenreduktionen werden bei der Festlegung des Budgets für die nächste Regulierungsperiode an die Netzkunden weitergegeben. (IZES et al. 2008, S. 235)

Ein frei zur Verfügung stehendes Investitionsbudget könnte allerdings auch den Anreiz geben, diese möglichst wenig auszuschöpfen und die übrigen Mittel als Gewinn zu vereinnahmen. Die Autoren der Studie OPTAN sehen es daher als zwingend erforderlich an, dass eine sorgfältige und strenge Qualitätsregulierung, die die Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung der Versorgungssicherheit und –qualität im Netzbereich zum Ziel hat, angeschlossen wird. Die dafür zu entwickelnden Qualitätskennziffern sind dabei zeitnah und kontinuierlich zu prüfen und Unterschreitungen von Mindeststandards zu sanktionieren.

Da das hier vorgeschlagene Investitionsbudget einen Mechanismus darstellt, der alle Netzinvestitionen abdeckt, werden die jeweiligen Entscheidungen des Netzbetreibers nicht nur aus der Perspektive der Umsetzung des § 14, 2 EnWG erfolgen, sondern das gesamte Investitionsniveau berücksichtigen.

Insgesamt wird von IZES et al. (2008, S. 238) eine Kombination aus einem kosten- und preisbasierten Mechanismus, der für die allgemeine Regulierung der Kosten dezentraler Flexibilitätsoptionen empfohlen wird, und einer preisbasierten Regulierung der Investitionskosten favorisiert. Diese Herangehensweise bedarf keines speziellen Regulierungsregimes für diejenigen dezentralen Optionen, welche Netzkosten einsparen können. Folglich muss der Regulierer keine Einzelfälle beurteilen.

Mit Hilfe dezentraler Optionen Netzkosten einzusparen wird nach IZES et al. (2008, S. 238) vielmehr zu einer Effizienzoption für den Netzbetreiber. Dass er einen Teil der Kosten an die Netzkunden weiterreichen kann, sollte dabei nach Ansicht der Autoren einen weiteren Anreiz darstellen. Voraussetzung ist natürlich immer, dass alle zusätzlichen Kosten für die Netzausbau-Ersatzmaßnahmen von der Regulierungsbehörde auch anerkannt werden.

7.3.2 Händler und Endkundenvertrieb

Versorgungssicherheit besteht aber auch schon dann, wenn Erzeugung und Nachfrage in Einklang gebracht werden können. Die bestehenden Märkte bieten sich prinzipiell dafür an, doch bedarf es einer Umgestaltung des Anreizsystems.

7.3.2.1 Erhöhung der Bilanzkreistreue

In 6.5.1 wurde bereits dargestellt, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie (ungeachtet der Vorgaben aus dem Bilanzkreisvertrag) als wirtschaftliche Alternative zum handelsseitigen Ausgleich möglich wäre. Durch einen regulatorischen Eingriff wurde diese wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeit jedoch beschränkt.¹⁸³

Dennoch verbleiben in einem System, welches weiterhin durch Prognosen, standardisierte Handelsprodukte, Handelsschlusszeiten, technische Ausfälle/Störungen und Transaktionskosten gekennzeichnet ist, stets unausgeglichene Bilanzkreise, die durch Ausgleichsenergie ausgeglichen werden müssen. Die Anforderung an die Bilanzkreistreue betrifft dabei zunächst jeden Bilanzkreisverantwortlichen, egal ob Händler, Netzbetreiber, Erzeuger, Vermarktungsdienstleister oder Vertrieb. Der Bilanzkreis eines Händlers sollte jedoch stets ausgeglichen sein¹⁸⁴, da die gehandelten Mengen nicht auf Prognosen beruhen oder durch Leitungsverluste beeinflusst werden. Erzeugerbilanzkreise steuerbarer Erzeugungsanlagen können durch eine möglichst exakte Fahr-

¹⁸³ An dieser Stelle kann keine umfassende Bewertung erfolgen, ob und in welchem Ausmaß Ausgleichsenergie weiterhin strategisch beansprucht wird.

¹⁸⁴ Sofern eine strategische Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie aus einzelwirtschaftlichen Interessen außer Acht gelassen wird.

planlieferung des Kraftwerks (außer bei technischen Störungen) hohe Ausgleichsgüten erreichen. Bei Anwendung synthetischer Lastprofile laufen überdies keine Abweichungen in den Bilanzkreisen der Vertriebe sondern der Verteilnetzbetreiber (Differenzbilanzkreis) auf. Maßnahmen zur Erhöhung der Bilanzkreistreue sind entsprechend durch solche Bilanzkreisverantwortlichen zu erwarten, die auf Prognosen beruhende Aus- und Einspeisungen auszugleichen versuchen. Hierzu zählen etwa Vertriebe, Vermarkter fluktuierender Erneuerbarer Energien oder Netzbetreiber (bzgl. der Bewirtschaftung von Differenz- und Verlustenergiebilanzkreis). Neben den Verpflichtungen aus dem Bilanzkreisvertrag ergeben sich für die Netzbetreiber zusätzlich Anforderungen zum aktiven, „marktorientierten“ Bilanzausgleich nach dem EnWG (§ 22 Abs.1).

Besonders kleine Akteure mit einer geringen ‚Bilanzsumme‘ werden die aktive, kurzfristige Bilanzkreisbewirtschaftung zumeist nicht individuell durchführen, sondern an einen Dienstleister (Aggregator) auslagern, welcher hierdurch auch von Ausgleichseffekten zwischen den bewirtschafteten Sub-Bilanzkreisen profitieren kann. Diese Aggregatoren sowie eigenständige, große Bilanzkreisverantwortliche (große Vertriebe, Vermarktungsdienstleister und Übertragungsnetzbetreiber) werden letztlich Maßnahmen zur Erhöhung der Bilanzkreistreue umsetzen und die anvisierten Ausgleichsgüte an den hiermit verbundenen Kosten ausrichten.

Durch schärfere regulatorische oder vertragliche Vorgaben oder Anreize (z.B. zusätzliche Pönalisierung von Bilanzabweichungen oder Marktanpassungen) zur Erhöhung der Bilanzkreistreue könnte die Motivation weiter gesteigert werden, u.a. auch technische Einheiten zum kurzfristigen Bilanzkreisausgleich (denkbar sind Erzeugungsanlagen, Speicher, Lasten) zu erschließen und einzusetzen. Das Weißbuch sieht hier gleich mehrere Ansatzpunkte vor: So würden in einem Strommarkt 2.0 durch den Abbau von Überkapazitäten und den Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich häufiger Preisspitzen auf den Spotmärkten auftreten. Dies führe letztlich dazu, dass Bilanzkreisverantwortliche bei einem kurzfristigen Ausgleich am Spotmarkt ggf. Preisspitzen hinnehmen müssen. Diese wirtschaftliche Unwägbarkeit soll individuelle Absicherungsoptionen (technisch oder marktlich, d.h. als Option) anreizen. In seltenen Extremfällen von Unterdeckungen sollen überdies die Verursacher etwa über den Ausgleichsenergiepreis mit den Kosten der Kapazitätsreserve adressiert werden. (BMWi 2015b, S. 42)

Den potentiellen Vorteilen einer angereizten, hohen Bilanzkreistreue (z.B. durch Prognoseoptimierungen, kurzfristigen Handelsausgleich oder individuelle Flexibilitätsoptionen) stehen insgesamt komplexe Wechselwirkungen gegenüber, z.B. ausbleibende Aufhebungseffekte durch die Saldierung unter- und überdeckter Bilanzkreise. Zudem gilt es zu beachten, dass Pönalen auf den Ausgleichsenergiepreis auch die Zahlungsbereitschaft für den aktiven Bilanzkreisausgleich, somit etwa auch den Preis am Intraday-Markt und an anderen Teilmärkten, beeinflussen können. Es ist demnach nicht

trivial zu beantworten, welcher Grad an Bilanzkreistreue ein gesamtsystemisches und für den Bilanzkreisverantwortlichen individuelles (Kosten-)Optimum darstellt.¹⁸⁵

Im Hinblick auf die Generierung definitionsgemäßer Back-up-Kapazitäten soll die Maßnahme der individuellen Flexibilitätsoption zum Bilanzkreisausgleich an dieser Stelle nochmals aufgegriffen werden. Aus 6.5.2 verblieb die weitreichende Frage, wie der Anlagenzugriff ausgestaltet werden könnte. Steht also die gesicherte Kapazität zum Bilanzkreisausgleich exklusiv nur dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung oder kann sie auch (ggf. temporär) anderen Bilanzkreisverantwortlichen oder dem Markt / Gesamtsystem – auch als Back-up - zur Verfügung gestellt werden. Mögliche negative Auswirkungen eines exklusiven Anlagenzugriffs (z.B. der Entzug von Kapazitäten der allgemeinen Versorgung) wurden bereits angeführt. Positive Effekte für das Gesamtsystem sind insbesondere dann zu erwarten, wenn die Kapazitäten des individuellen Bilanzkreisausgleichs zusätzlich errichtet werden und gerade in Zeiten potenzieller systemischer Nachfrageüberschüsse Strom erzeugen. Letzteres ist jedoch überwiegend dann zu erwarten, wenn in diesen Zeiten auch eine Unterdeckung des individuellen Bilanzkreises zu erwarten ist oder durch die Veräußerung nicht benötigter Kapazität (am Markt oder bilateral) Zusatzerlöse erzielt werden können.

In einem theoretisch denkbaren Szenario sorgen alle Bilanzkreisverantwortlichen individuell für einen vollständigen Ausgleich des eigenen Bilanzkreises, ggf. sogar für den Fall unerwarteter Störungen (Regelenergie). In diesem Szenario sollte die vorgehaltene Erzeugungskapazität deutlich über der liegen, die in einem Netzverbund nötig wäre. Möchten einzelne Bilanzkreisverantwortliche dritten Bilanzkreisverantwortlichen ihre Flexibilitäten des Bilanzausgleichs zur Verfügung stellen, nähert man sich im Endeffekt erneut einer heutigen Netzverbundlösung bzw. marktlichen Lösung an.

Letztlich kann eine angereizte Erhöhung der Bilanzkreistreue den Aufbau weiterer Kapazitäten generieren, ob diese jedoch auch als Back-up-Kapazitäten zur Verfügung stehen und längerfristig ‚zusätzlich‘ sind, ist zumindest fraglich. Primär kann der Anreiz zu einer Entlastung der Regelenergie führen und die Aktivität am kürzestfristigen Handel weiter beleben. Die Kosten der Ausgleichsenergie (inkl. möglicher Pönalen etc.) sowie die Preise im kürzestfristigen Handel sind dabei stets die Opportunität für die Wirtschaftlichkeit eigener flexibler Kapazitäten, welche ggf. ohne weitere Förderung neben den variablen Kosten mittelfristig auch die Fixkosten erwirtschaften müssen. Eigene Flexibilitäten im Bilanzkreis, gleich ob flexible Lasten, Speicher oder Erzeuger,

¹⁸⁵ Und kann daher im Rahmen dieses Vorhabens nicht hinreichend beantwortet werden.

sind eine (Real)Option, deren Vorteilhaftigkeit auch von bilanzkreisindividuellen Parametern, wie etwa der Korrelation des individuellen Lastgangs mit dem gesamtsystemischen, abhängig ist.

Die Erhöhung der Bilanzkreistreue durch Pönalen wäre damit ebenfalls ein Instrument, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu verbessern. Je höher die Pönale, desto größer das Interesse für eine ausgeglichene Bilanz auf steuerbare Erzeugungsanlagen zugreifen zu können.

7.3.2.2 Echtzeitwälzung

Das Modell der Echtzeitwälzung stellt eine Option dar, EE-Anlagen mit höchstmöglicher Effizienz in das Stromsystem zu integrieren. (Hauser 2014) Es sieht vor, den Strom aus (f)EE-Anlagen möglichst bundesweit einzusammeln und zu einem gemeinsamen (f)EE-Lastprofil zu aggregieren. Dieses (prognostizierte) (f)EE-Lastprofil wird anteilig jedem Stromlieferanten in dessen Portfolio eingestellt. Entsprechend werden die Stromversorger deutlich stärker in die Verantwortung genommen, sich an der optimalen Deckung der Residuallast zu beteiligen. Zwar fungieren Stromversorger bereits heute grundsätzlich als wichtiges Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch, mit Einführung der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) im Jahr 2010 wurden sie jedoch von EE-bedingten Mengen- und Preisrisiken befreit. Somit können gerade diejenigen Akteure, die im kurzfristigen Stromhandel und Bilanzausgleich am ehesten versiert sein sollten, ihre Kernkompetenz in Bezug auf die Integration der EE gegenwärtig nur unzureichend einbringen.

Vorteilhaft am Modell ist, dass das Design

- eine sehr hohe Prognosegüte bei vergleichsweise geringen Transaktions- und Prognosekosten erlaubt,
- der Einspeisevorrang für fEE-Anlagen unangetastet bleibt,
- eine mögliche Abregelung nur als ultima ratio in Erwägung gezogen wird und
- gleichzeitig die Vorrangregelung für die Endverbraucher nicht zu zukünftigen Mehrbelastungen führt.

Dadurch, dass die Stromversorger mit der Charakteristik fluktuierender Erzeugung konfrontiert werden, wird ein Wettbewerb zur aktiven Suche nach flexiblen Beschaffungs- Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichermöglichkeiten in Gang gesetzt.

Die Echtzeitwälzung wurde im Rahmen des Grünbuchs nicht diskutiert, stellt aber nach Ansicht von IZES eine sinnvolle Alternative dar.

7.3.3 Stromerzeuger

Mittels Anreizen für Anlagenflexibilisierungen bei steuerbaren Anlagen will der Gesetzgeber die Rahmenbedingungen derart gestalten, dass die Anlagenbetreiber bei hoher Stromnachfrage, und damit tendenziell hohen Preisen, ihren Strom spot-marktorien-

tiert erzeugen und veräußern und ihn nicht aufgrund anderer Restriktionen den Märkten vorenthalten. Darüber hinaus ist auch ein Abregeln der Anlagen bei Preisen unterhalb der kurzfristigen Grenzkosten, d.h. bei tendenziell niedriger Stromnachfrage und/oder hohem (f)EE-Dargebot gewünscht. Im Rahmen des KWKG erfolgt dies durch eine zusätzliche Förderung von Wärmespeichern, welche eine KWK-Stromerzeugung abseits des lokalen Wärmebedarfs ermöglichen soll. Weitere Anreize für eine stärker marktorientierte Fahrweise bestehen einerseits generell durch das Vermarktungsgebot für KWK-Anlagen größer 100 kW, die in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, sowie andererseits für Gas-KWK-Anlagen, welche Kohle-KWK-Kraftwerke ersetzen und somit ökonomisch-technisches Must-Run mindern können. Allerdings wirken die beiden letztgenannten Maßnahmen eher zur Minderung von Must-Run in Zeiten von Produktionsüberschüssen und weniger im Falle von Nachfrageüberhängen.

Im EEG wird eine Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen, welche an den Strommärkten teilnehmen, ausgelobt, um die installierte Kapazität bei Biogasanlagen zu erhöhen.

7.3.3.1 Anlagenflexibilisierung - Ansatzpunkte im KWKG

Mit dem KWKG 2009 wurde die KWK-Förderung bereits auf Wärmenetze erweitert und mit der KWKG-Novelle 2012 auf Kältenetze und Wärme- sowie Kältespeicher ausweitete. Mit § 5b des KWKG 2012 haben Betreiber von neuen Wärme- und Kältespeichern, die bis 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen wurden, gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags. Voraussetzung ist, dass die Wärme überwiegend aus KWK-Anlagen stammt, die an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind und die in dieses Netz einspeisen können. Ferner muss der mittlere Wärmeverlust weniger als 15 Watt je Quadratmeter Behälteroberfläche betragen. Industrielle Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, sowie Wärme aus Erneuerbaren Energien stehen dabei Abwärme aus KWK-Anlagen gleich.

Die Förderung von Wärmespeichern wird auch im KWKG 2016 fortgeführt. Allerdings wird zur Voraussetzung, dass der Speicher zumindest zu 25 % aus KWK-Anlagen gespeist werden muss, wenn zur Erreichung des „überwiegenden Teils“ auch industrielle Abwärme und Erneuerbare Energien mit eingebunden werden. Ein Mindestanteil an KWK lässt sich aus der Intention des KWKG selbst ableiten. Für die gewählte Höhe des KWK-Anteils selbst liegt keine Begründung vor. Bei geringeren KWK-Anteilen bietet sich für große Wärmespeicher ab 10 m³ auch das Marktanreizprogramm an.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht, dass die Förderung durchaus Anklang findet. Gerade große Wärmespeicher werden durch die Förderung zugebaut. Der Rückgang im Jahr 2015 mag mit der KWKG-Novellierung zu tun haben und aufgrund der Prüfungsvorbehalte der Europäischen Kommission im Rahmen der Leitlinien für staatliche

Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 - 2020 (UEBLL) bestehenden Unsicherheiten.¹⁸⁶

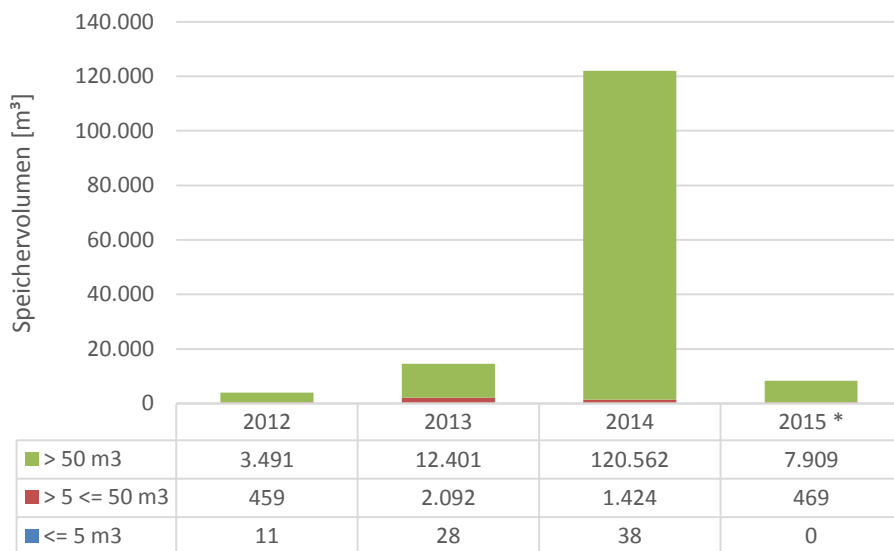


Abbildung 7-2 geförderttes Wärmespeichervolumen im KWKG von 2012 bis 2015
(Stand 07.03.2016; * Zulassungsanträge können noch bis zum 01.07.2016 gestellt werden)

Quelle: BAFA (2016)

In welchem Umfang die Wärmespeicher zu einer Flexibilisierung führen, wird seitens des für das KWKG administrativ verantwortlichen Bundesamts für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA) nicht geprüft. Auch aus den erzeugten Strom- und Wärmemengen kann nicht abgelesen werden, ob sich eine stärker marktorientierte Stromerzeugung hieraus ergibt. Da Wärme- und Kältespeicher nur dann gefördert werden, wenn die zuspisende KW(K)K-Anlage an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen ist und prinzipiell Strom marktorientiert einspeisen könnte, besteht hiermit zumindest ein Anreiz. Es kann somit lediglich unterstellt werden, dass KW(K)K-Anlagen hohe Strompreise zum Anlass nehmen von einer wärme-/ kälteorientierten Fahrweise Abstand zu nehmen.

In den in Kapitel 0 betrachteten KWK-Einsatzszenarien führt die Flexibilisierung bei für die Wirtschaftlichkeit unterstellten Mindestvollbenutzungsstunden zu insgesamt sinkenden durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der Anlagen. KWK-Anlagen, deren

¹⁸⁶ Die Durchführung bestimmter Fördermaßnahmen des KWKG 2016 steht gemäß § 35 Abs. 12 unter dem Vorbehalt einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission.

Jahreserzeugungsmengen bereits 2020 nahe dieser Wirtschaftlichkeitsschwellen liegen, werden über die Jahre unrentabel. Insofern dies nicht bereits in den Investitionsberechnungen zum Tragen kommt und den Zubau schon von vornherein mindert, führt dies doch zumindest über die Zeit zu einem Rückgang der installierten Leistung.

Innerhalb der Simulation sollte KWK zunächst der Deckung der nationalen Last dienen, weshalb die installierte Leistung entsprechend angepasst wurde. Mit einer Ausweitung der Systemgrenzen auf die europäischen Märkte kann die installierbare Leistung deutlich gesteigert werden (vgl. Kap. 5.3.3.3). Aber auch hier sinkt die Leistung über die Jahre aufgrund des Ausbaus der EE ab.

Dem gegenüber ergibt sich im Modell ein Leistungszuwachs, wenn steigende Strommengenziele (sei dies nun als Anteil an einer Erzeugungsmenge oder eine fest definierte Strommenge) politisch anvisiert werden. Denn zur Erreichung der Mengen müssen KWK-Anlagen auch dann erzeugen, wenn die Vollbenutzungsstunden unterhalb der hier unterstellten Mindestvollbenutzungsschwellen liegen. Allerdings reichen im Modell dazu rund 15 GW im Jahr 2015 aus, was etwa der Hälfte¹⁸⁷ der heute installierten Leistung entspricht. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass die KWK-Anlagen mit deutlich weniger durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden auskommen müssen, soll die bisher installierte Leistung beibehalten und sollen nicht mehr als die anvisierten KWK-Strommengen erzeugt werden. Dies wird sich aber auch nur dann realisieren lassen, wenn der KWK-Zuschlag in Verbindung mit dem realisierbaren (üblichen) Strommarktpreis auskömmlich ist.

Die Vergütung muss sich demnach zielorientiert an die sich verändernden Rahmenbedingungen anpassen. Die notwendige Höhe des KWK-Zuschlags kann sowohl wegen der sehr individuellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlagen aus Sicht der Betreiber, als auch wegen der mannigfaltigen Variation einzelner Zuschlagskomponenten im KWKG an dieser Stelle nicht abgeschätzt werden. Eine Überprüfung der Zuschläge in kurzen Abständen ist daher weiterhin unerlässlich für die Zielerreichung.

Die Modellrechnungen zeigen, dass ein potenzieller Einsatzbedarf am ehesten in Zeiten der Heizperiode besteht, also zu Zeiten, da die KWK sowieso bereits gut ausgelastet ist. Im Sinne der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit scheint daher eine Leistungskomponente für KWK das Mittel der Wahl, um einen Beitrag des KWKG zur Vorhaltung von Kapazität sicherzustellen. Allerdings steht dies gegen die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 der Europäischen Kommission, die zwingend eine strommengenorientierte Prämie bei Beihilfen für KWK vorsehen. So verweist Art. 151 der UEBLL auf Art. 124 zu Beihilfen zur Förderung von Strom

¹⁸⁷ Öko-Institut (2015a, S. 23)

aus erneuerbaren Energiequellen. Dort ist unter a) zu finden: „Die Beihilfe wird als Prämie zusätzlich zu dem Marktpreis gewährt, zu dem die Stromerzeuger ihren Strom direkt auf dem Markt verkaufen.“ Damit besteht der Auftrag an eine besonders hohe Vollbenutzungsstundenzahl. Gleichwohl bedeutet dies nicht, dass zum Zeitpunkt eines Nachfrageüberhangs die Anlagen den Märkten zur Verfügung stehen.

Eine Option diese Rahmenbedingungen zu umgehen und dennoch den UEBLL gerecht zu werden, stellt die Zahlung für Flexibilität in den §§ 50f des EEG 2016 dar. Eine Anpassung des KWKG zum Erhalt bzw. Erhöhung der installierten Leistung könnte daher lauten:

§ 7a Zahlungsanspruch für Flexibilität

- (1) Anlagenbetreiber haben gegen den Netzbetreiber einen Zahlungsanspruch nach Maßgabe des § 7b für die Bereitstellung installierter Leistung, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom dem Grunde nach auch ein Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetzes besteht; dieser Anspruch bleibt unberührt.
- (2) Der Zahlungsanspruch gilt nur für Anlagen nach § 7 Abs. 1 größer 100 Kilowatt und insofern sie ihren Strom nach § 4 direkt vermarkten.
- (3) § 7 Absatz 7 ist entsprechend anzuwenden.

§ 7b Flexibilitätszuschlag für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen

- (1) Der Anspruch nach § 7a beträgt für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung in Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme aus gasförmigen und erneuerbaren flüssigen Brennstoffen für den installierten Leistungsanteil von
 - a) mehr als 100 Kilowatt bis einschließlich 500 Kilowatt 50 Euro pro Kilowatt und
 - b) für den Leistungsanteil über 500 Kilowatt 40 Euro pro Kilowattinstallierter Leistung und Jahr (Flexibilitätszuschlag).
- (2) Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht nur, wenn die Anlage wärme- bzw. kälteseitig unmittelbar oder über ein Wärme-/Kältenetz an einen Wärme-/Kältespeicher angeschlossen ist, dessen Auslegung im anhängenden Wärme- bzw. Kältesystem eine Verschiebepotenzial der KWK-Anlage von 24 Stunden unter Volllast jederzeit aufnehmen kann.
- (3) Der Flexibilitätszuschlag wird längstens für die Dauer von 15 Jahren ab Inbetriebnahme jährlich gezahlt. Der Zahlungsanspruch erlischt bei Stilllegung der Anlage

Die Höhe des Flexibilitätsszuschlags ist an Kenndaten von ASUE (2014) für Leistungspreise von BHKW-Modulen abgeleitet, die gerade im kleinen Leistungssegment eingesetzt werden. Für Gasturbinen- und GuD-KWK-Anlagen im Megawattsegment wurde sich am unteren Leistungspreis für BHKW-Anlagen orientiert.

Die Dauer von 15 Jahren orientiert sich an den Angaben der AfA-Tabelle für Turbogeneratoren.

Bei der Ausgestaltung einer Flexibilitätsförderung ist entsprechend auf solche Anlagen einzugrenzen, die steile Leistungsgradienten fahren können. Hierzu gehören Gasturbinen- und Motoren-KW(K)K-Anlagen. Neben gasförmigen Brennstoffen bieten sich hierbei auch flüssige Brennstoffe an. Aufgrund der höheren klimaschädlichen Emissionen von fossilen Heiz- und Schwerölen sowie der mit der Verbrennung einhergehenden Rußemissionen wird in diesem Vorschlag von fossilen flüssigen Energieträgern abgesehen. Biogene flüssige Energieträger oder PtL-Brennstoffe, die auch nach dem jeweils gültigen EEG anspruchsberechtigt sind, sollten dagegen zugelassen sein.

7.3.3.2 Anlagenflexibilisierung - Ansatzpunkte im EEG

Im EEG existieren bereits ausreichend Ansatzpunkte zur Überbauung von steuerbaren Anlagen, der auch ausgiebig in Anspruch genommen wird, so dass hier derzeit kein Anpassungsbedarf besteht.

7.3.3.3 Zwischenfazit

Indirekt befördert dies zusätzliche Kapazitäten, die nicht durch die Strommärkte selbst angereizt werden, jedoch den Bedarf an Back-up verringern, verzögern oder, im Falle einer ausreichenden Förderung, auch vermeiden können. Back-up-Kapazitäten im Sinne der Definition und des Einsatzes sind diese Anlagen allerdings nicht. Zum einen sind die Anlagen aufgrund der Förderung in den bestehenden Märkten zu platzieren. Zum zweiten haben Übertragungsnetzbetreiber keinen unmittelbaren Einfluss auf die Kapazitäten. Ausnahmen bestehen, insofern die Kapazitäten am Regelenergiemarkt teilnehmen oder §13 Abs. 2 greift, wobei in dieser Situation nicht mehr von Back-up gesprochen werden kann.

Es ist somit zu konstatieren, dass diese Anlagen nicht als Aufbau von Back-up-Kapazitäten geeignet sind, den Bedarf dessen aber reduzieren können.

7.3.4 Eigendynamiken

Während der Ausbau der Übertragungsnetze nur schleppend vorankommt und die Einspeisung von Erneuerbaren Energien gedrosselt wird, erwächst eine Energiewende von unten.

Zunehmend gibt es Bestrebungen von Stadtwerken, den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch lokal zu steuern. Die Gründe hierfür reichen von der Sicherung des Absatzes, Bestrebungen zur Reduktion der Netzausbaukosten bis hin zu Umwelt- und Klimaaspekten im Sinne der besseren Integration von Erneuerbaren Energien. Beispielhaft zu nennen sind Ansätze wie die Energiewabe der Stadtwerke Trier oder die Energieeffiziente Stadt Wolfhagen aber auch theoretische Modelle wie den zellulären Ansatz des Verbands der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik (VDE) oder „resiliente Energiesysteme“ des Projekts RESYSTRA. Ihnen allen ist gemein, dass sie den Anteil fluktuierend einspeisender Erneuerbarer Energien maximieren und den Netzausbau – auch insbesondere im vorgelagerten Netz – reduzieren wollen.

Die Struktur der Ansätze basiert auf kleinteiligen räumlichen Einheiten, in denen Energie erzeugt und möglichst direkt wieder verbraucht oder gespeichert wird, ohne in ein darüberliegendes Netz eingespeist zu werden (Sub-System). Diese Zellenstruktur wird jeweils derart mit steuerbaren Einheiten, Lastmanagementoptionen und Speichern ausgelegt, dass sie optimal auf die Besonderheiten eingebundener fEE- Energiequellen reagieren kann. Durch die Kenntnisse der lokalen Gegebenheiten ist eine stärkere Konvergenz der unterschiedlichen Energieträger Strom, Gas und Wärme / Kälte möglich. Diese lokalen Energiezellen werden durch Energienetze und Kommunikationssysteme verbunden und bilden größere Energiezellen mit spezifischen Schnittstellen und Eigenschaften. Die Entwickler der Ansätze gehen zudem davon aus, dass durch Bürgerbeteiligungen an diesen Subsystemen auch die Akzeptanz für EE noch weiter wächst.

Durch den privatwirtschaftlich finanzierten Aufbau dieser Sub-Systeme und dem mit ihnen einhergehenden Aufbau von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der Residuallast sind weitere Akteure zu berücksichtigen, die da heißen: lokale Versorger und Bürgerenergie.

Zwar entstehen auch hier, gleichfalls wie bei Eigenversorgung (vgl. Kapitel 6.10.5), keine Back-up-Kapazitäten im Sinne der Definition, doch können diese Kapazitäten einen Beitrag dazu leisten, das Entstehen eines Nachfrageüberhangs durch den Wegfall von Kapazitäten an den Energy-only-Märkten – zumindest zeitweise – zu begrenzen. Der Betrieb der Flexibilitätsoptionen muss dafür allerdings zeitgleich mit dem potentiellen Nachfrageüberhang auf den Spot-Märkten übereinkommen. Eine aktive Bereitstellung der Kapazitäten als Back-up besteht zunächst nicht.

8 Literaturverzeichnis

12 Strategische Partner (2015): Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market, June 2015. Luxembourg. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

AGFW (2015): Hauptbericht 2014. Hg. v. AGFW. Frankfurt am Main (Energiewirtschaft und Politik).

Allianz ENERGY-TRANS (2015): Braucht Deutschland jetzt Kapazitätsszahlungen für eine gesicherte Stromversorgung? (01/2015).

Anderson, Kenneth W. (2014): The nature of ERCOT's capacity reserve margin. Public Utility Commission of Texas. Texas, 15.01.2014. Online verfügbar unter <https://www.puc.texas.gov/agency/about/commissioners/anderson/pp/Restructuring%20Today%20Webinar%20Jan%2015%202014.pdf>.

Ang, B. W. (2014): Energy security_ Definitions, dimensions and indexes.

ASUE (2007): BHKW-Checkliste. Orientierungshilfe zu Auslegung und Wirtschaftlichkeit. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Kaiserslautern.

ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015.

BAFA (2014): Gemeldete Jahreszahlen 2013 gem. § 8 KWKG 2012 für Haushalte.

BAFA (2016): Zugelassene Wärmespeicher 2012 bis 2015. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/publikationen/statistik_speicher.xls.

BBE (2015): Stellungnahme zum Eckpunktepapier „Ausschreibung für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen des BMWi vom 31.07.2015. Hg. v. BBE.

BMU; bdew; BEE; consentec; ECOFYS; r2b et al. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern - Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.

BMWi (2014a): Die EEG-Reform, Biomasse. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-faktenblatt-biomasse,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 08.08.2016.

BMWi (2014b): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Grünbuch. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

BMWi (2014c): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Berlin.

BMWi (2015a): Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen,. Eckpunktepapier. Hg. v. BMWi.

BMWi (2015b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).

BMWi (2015c): Pressemitteilungen, Gabriel: Zeitenwende bei der Strom-Versorgungssicherheit - 12 Nachbarstaaten wollen Versorgungssicherheit künftig europäisch denken. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=713064.html>, zuletzt geprüft am 22.07.2015.

BMWi (2015d): Referentenentwurf: Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz).

BMWi (Dez. 2015): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). StromMarktG.

BMWi (2016a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Berlin (Energiedaten). Online verfügbar unter <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>.

BMWi (2016b): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve. KapResV 2016.

BMWi (20.01.2016): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), StromMarktG, vom 20.01.2016. In: Drucksache 18/7317.

BMWi (2016c): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Hg. v. BMWi.

BMWi; AGEE (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2011): Beschluss BK6-10-099. Hg. v. Bundesnetzagentur.

BNetzA (2012a): Beschluss BK6-10-097. Hg. v. Bundesnetzagentur.

BNetzA (2012b): Beschluss BK6-10-098. Hg. v. Bundesnetzagentur.

- BNetzA (2012c): Beschluss BK6-12-024. Hg. v. Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2014a): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014 / 2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018. Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen.
- BNetzA (2014b): Monitoringbericht 2014, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Hg. v. BNetzA.
- BNetzA (2015a): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung.
- BNetzA (2015b): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020. und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen.
- Boogen, Nina; Datta, Souvik; Filippini, Massimo (2014): Going beyond tradition: Estimating residential electricity demand using an appliance index and energy services. ETH Zürich; Università della Svizzera italiana. Zürich.
- Böske, Johannes (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Univ., Diss.--Münster (Westf.), 2007. Berlin: Lit (Umwelt- und Ressourcenökonomik, 25).
- Bundestag (2012): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Drucksache 17/8801. Berlin.
- Cao, D.M.; Pudjianto, D.; Strbac, G.; Martikainen, A.; Kärkkäinen, S.; Farin, J. (2006): Costs and Benefits of DG Connections to Grid System – Studies on the UK and Finnish Systems.
- CEER (2008): 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008.
- CEER (2014): CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply. Data update, Ref: C13-EQS-57-03.
- CEER (2015): CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply. Data update, Ref: C14-EQS-62-03.
- Cherp, Aleh (2014): The concept of energy security_ Beyond the four As.
- consentec (2010): Gutachten zur Dimensionierung des RegelleLeistungsbedarfs unter dem NRV. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- consentec; Haubrich, H.-J. (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenenergiebedarfs. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Consentec et al. (2008): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Unter Mitarbeit von Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Consentec/r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Aachen, Köln, Berlin.

DBFZ (2014): Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG (DBFZ Report, 21).

DBFZ; Bosch & Partner; INL; IWES; UFZ (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIa Biomasse. Hg. v. BMWi.

DBFZ; UFZ; TI; CESR; ifeu; Öko-Institut et al. (2015): Meilensteine 2030 – Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie (Energetische Biomassennutzung, 18).

dena (2014): Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.

dena (2016): Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern. Unter Mitarbeit von Hannes Seidl, Carolin Schenuit und Mario Teichmann. Berlin.

Destatis (2014): Stromerzeugungsanlagen in Betrieben des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und in der Gewinnung von Steinen und Erden mit einer elektrischen Engpassleistung (brutto) von 1 Megawatt und mehr.

Die Welt (23.08.2015): Gabriels Berater nennen seine Ideen blauäugig. Online verfügbar unter <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article145541009/Gabriels-Berater-nennen-seine-Ideen-blauaeugig.html>.

DLR; IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des BMU. Hg. v. BMU.

E-Bridge (2014): Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Studie im Auftrag von TenneT TSO GmbH.

ENTSO-E (2013): Network Code on Operational Security. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/OS_NC/130924-AS-NC_OS_2nd_Edition_final.pdf, zuletzt geprüft am 24.07.2015.

ENTSO-E (2015a): Continental Europe Operation Handbook. P1 Load-Frequency Control and Performance. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.

ENTSO-E (2015b): SCENARIO OUTLOOK & ADEQUACY FORECAST 2015. Hg. v. ENTSO-E. Brüssel.

EPEX (2016a): EPEX Spot Note: Day Ahead Auction Parameters.

EPEX (2016b): EPEX Spot Operational rules.

Europäische Kommission (2011): Durchführungsbeschluss der Kommission vom 19. Dezember 2011 zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Entscheidung 2007/74/EG der Kommission, vom 2011/877/EU. In: Amtsblatt der Europäischen Union.

Europäische Kommission (2012): RICHTLINIE 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. In: Amtsblatt der Europäischen Union.

Europäische Kommission (2015a): Paket zur Energieunion, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank. Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie. Brüssel.

Europäische Kommission (2015b): Verordnung (EU) 2015/1222 Der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

Fachverband Biogas (2015): Fachverband mahnt schnelle Anschlussregelung für Biogasanlagen an.

Fachverband Biomasse (2014): Bewertung der Beschlussfassung zum EEG2014 der Bundesregierung.

Feldmüller, Andreas (2013): Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht? Flexibilität von Bestandskraftwerken – Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit". BMWi. Berlin, 09.01.2013.

FERC (2015): Energy Market Energy Market and Reliability Assessment. Item No. A-3. FERC - Federal Energy Regulatory Commission, 14.05.2015. Online verfügbar unter <http://www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/mkt-views/2015/05-14-15.pdf>.

frontier economics; Formaet (2014): Strommarkt in Deutschland. Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Hg. v. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt->

in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

Herrmann, B. (2012): Aktueller Stand und Zukunft der Qualitätsregulierung der Energienetze, 2012. Online verfügbar unter http://www.energierecht.uni-koeln.de/downloads/presentation_koelner_gespr_082012.pdf, zuletzt geprüft am 12.08.2015.

IAEW; Ingeniuerbüro Floecksmühle; IHS; HydroTec; Fichtner (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben II d Wasserkraft. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

IdW (2012): Die Messung der industriellen Standortqualität in Deutschland. Hg. v. BMWi. Köln.

ISI (2015): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

IUE (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben II b Stromerzeugung aus Geothermie. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

IWES (2014a): Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen. Kassel.

IWES (2014b): Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien. BMWi. Kassel.

IWES; Energy Brainpool (2015): Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte. Unter Mitarbeit von Malte Jansen, Christoph Richts, Norman Gerhardt, Thorsten Lenck und Marie-Louise Heddrich. Berlin: Ponte Press.

IZES (2015): Bestandserhalt und systemdienlicher Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Vorschläge zur KWKG-Novelle 2016. Unter Mitarbeit von Hermann Guss und Alexander Zipp. Hg. v. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK). Saarbrücken.

IZES (2016): Schärfung anstehender Forschungsfragen hinsichtlich der langfristigen Klimaschutzwirkung von Biogasbestandsanlagen. Diskussionspapier für den Workshop „Biogas- Quo vadis“. Hg. v. IZES gGmbH.

IZES; Öko-Institut; iSUSI; BET (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Saarbrücken.

IZES; SWT; TSB Bingen (2014): Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken – Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier.

- Jansen, M. (2014): Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungsbereitstellung durch Erneuerbare Energien. Kurzstudie im Auftrag des BEE und der Hannover Messe.
- Johansson, Bengt (2013): A broadened typology on energy and security. In: *Elsevir Energy* (53), S. 199–205.
- Krzikalla, Norbert; Achner, Sigg; Brühl, Stefan (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Bochum: Ponte Press.
- Leuphana Universität Lüneburg (2015): Direktvermarktung von Strom aus Biogas. Hinweise für Anlagenbetreiber und Kreditgeber.
- Löschel, Andreas; Erdmann, Georg; Staiß, Frithjof; Ziesing, Hans-Joachim (2015): Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Expertenkommission zum MonitoringProzess „Energie der Zukunft“.
- Månsson, André (2014): Assessing energy security: An overview of commonly used methodologies. In: *Elsevir Energy* (73), S. 1–14.
- Merkel, Katherina (2015): Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung. Hg. v. Stiftung Umweltenergierecht.
- Newell, Samuel A.; Speers, Kathleen; Pfeiffenberger, Johannes P.; Karkatsouli, Ioanna (2014): Estimating the Economically Optimal Reserve Margin in ERCOT. Unter Mitarbeit von Nick Wintermantel und Kevin Carden. The Brattle Group.
- ofgem (2014): Electricity capacity assessment report 2014. ofgem. London.
- Öko-Institut (2014): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Berlin.
- Öko-Institut (2015a): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung 2015.
- Öko-Institut (2015b): Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen apazitätsmarktvorschläge in der Diskussion. Unter Mitarbeit von Hauke Hermann, Ben Schlemmermeier, Carsten Diermann und Felix Matthes. Hg. v. Öko-Institut Berlin. Berlin.
- P3Energy (2015): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG ge-förderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020. Studie im Auftrag der Ampriion GmbH. Aachen.
- PLEF SG2 (2015): Generation Adequacy Assessment. Unter Mitarbeit von Pentilateral Energy Forum – Support Group 2.
- Potomac (2014): 2013 State of the Market Report for the ERCOT Wholsale Electricity Markets, zuletzt geprüft am 08.08.2016.

Prognos; IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht. zum Projekt I C 4 - 42/13. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Berlin.

r2b (2014): Leitstudie Strommarkt. Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Unter Mitarbeit von CONNECT, Fraunhofer ISI und consentec. Hg. v. BMWi.

Reeg, Matthias (2015): Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem. Unter Mitarbeit von Robert Brandt, Erik Gawel, Sven Heim, Klaas Korte, Paul Lehmann, Philipp Massier, Dominik Schober und Sandra Wassermann (UFZ Discussion Papers, 01/2015).

Schürmann, Bernd (2015): Versorgungssicherheit in Süddeutschland aus Sicht der EnBW. 4. Energie-Kongress des IZES. EnBW. IZES gGmbH. Saarbrücken, 18.03.2015.

Sovacool, Benjamin K. (2013): An international assessment of energy security performance. In: *Elsevir Energy* 2013 (88), S. 148–158.

StromGVV: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz. StromGVV 2016.

Thrän, Daniela; Krautz, Alexander; Scheftelowitz, Mattes; Lenz, Volker; Liebetrau, Jan; Daniel-Gromke, Jaqueline; Nelles, Michael (2014): Geplante Neuregelungen im EEG lassen nahezu keinen wirtschaftlichen Betrieb von neuen Biogasanlagen zu. Leipzig.

Umweltbundesamt (2015): Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 19/2015).

ÜNB (2012): Modell zur Beschreibung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012.

ÜNB (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.

ÜNB (10.04.2014): Informationen zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc>.

ÜNB (2015a): regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung, Netzregelverbund, Abschaltbare Lasten. Online verfügbar unter www.regelleistung.net, zuletzt geprüft am 17.07.2015.

ÜNB (2015b): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf.

Universität Rostock; DBFZ; IWES; ifeu; Institut für Biogas; IZES et al. (2015): Perspektiven für die Biomethanerzeugung und –nutzung nach der EEG-Novelle 2014. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Berlin.

VDE (2009): Anhang D2, Teil 1, Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB.

VDE (2015): VDE-Studie zeigt, wie Stromnetzausbau reduziert werden kann. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/verband/pressecenter/pressemitteilungen/fach-und-wirtschaftspresse/2015/seiten/38-15.aspx>.

VDN (2007a): Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserve.

VDN (2007b): TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

VKU (2013): Stellungnahme, Berücksichtigung kurzer Versorgungsunterbrechungen, Erfassung von Versorgungsunterbrechungen kürzer drei Minuten bei Stromnetzbetreibern. Berlin.

Winzer, Christian (2011): Conceptualizing Energy Security. University of Cambridge (EPRG Working Paper, 1123).

Wustlich, Guido (2015): Kapazitäts- und Klimareserve. Plattform Strommarkt. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/plattform-strommarkt-presentation-kapazitaets-klimareserve,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Yergin, Daniel (2006): Ensuring Energy Security. In: *Foreign Affairs*.

ZEW (2013): Länderindex der Stiftung Familienunternehmen. Unter Mitarbeit von Lisa Evers, Maria Theresia Evers, Rainer Bräutigam, Friedrich Heinemann und Margit Calculus. 4. Aufl. München: Stiftung Familienunternehmen.

ZSW; IfnE; ifeu; Bosch & Partner (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben I Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Berlin.