

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit

Arbeitsgruppe Energiespeicher

Band 13

 Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 13

© EFZN 2013

Das EFZN ist eine wissenschaftliche Einrichtung
der Technischen Universität Clausthal in
Kooperation mit den Universitäten Braunschweig,
Göttingen, Hannover und Oldenburg.





Studie

Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit

FA 43/12

Abschlussbericht

Goslar, 08. März 2013

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Am Stollen 19A
38640 Goslar
Telefon: +49 5321 3816 8000
Telefax: +49 5321 3816 8009
<http://www.efzn.de>



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2013

978-3-95404-439-9

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2013

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2013

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-95404-439-9



Projektleitung:

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Elektrische Energietechnik,
Technische Universität Clausthal

Teilprojektleitung:

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
elenia-Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen
Fachgebiet Komponenten nachhaltiger Energiesysteme,
Technische Universität Braunschweig

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung,
Leibniz Universität Hannover

Prof. Dr. sc. pol. Roland Menges

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Wirtschaftswissenschaft
Abteilung für VWL, insbes. Makroökonomik,
Technische Universität Clausthal

Prof. Dr.-Ing. Thomas Turek

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Chemische Verfahrenstechnik,
Technische Universität Clausthal

Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht,
Technische Universität Clausthal



Bearbeitung:

Dipl.-Ing. Ralf Bengler

Institut für Elektrische Energietechnik,
Technische Universität Clausthal

Dipl.-Ing. Katrin Beyer

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal

Dipl.-Ing. Stefan Brenner

Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik
Leibniz Universität Hannover

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Franziska Funck

elenia-Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen,
Technische Universität Braunschweig

Dr.-Ing. Robert Güttel

Institut für Chemische Verfahrenstechnik,
Technische Universität Clausthal

Dr.-Ing. Jens zum Hingst

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal

Ass. jur. Franziska Lietz, LL.M.

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal

Dr.-Ing. Aime Mbuy

Institut für Elektrische Energietechnik,
Technische Universität Clausthal

Dipl.-Ing. Christine Minke MBA

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal



Christoph Neumann, M. Sc.

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal

Dipl.-Inf. Serge A. Runge

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal

Dipl.-Ing. Maximilian A. Schöß

Institut für Chemische Verfahrenstechnik,
Technische Universität Clausthal

Dr. rer. pol. Jens-Peter Springmann

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen,
Technische Universität Clausthal

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Daniel Unger

elenia-Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen,
Technische Universität Braunschweig

Dipl.-Vw. Lukas Wnuk Lipinski

Institut für Wirtschaftswissenschaft
Technische Universität Clausthal

Projektkoordination und Ansprechpartner:

Dipl.-Ing. Andreas Becker

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Technische Universität Clausthal

Am Stollen 19A

38640 Goslar

+49 (5321) 3816-8058 (fon)

+49 (5321) 3816-8009 (fax)

mailto: andreas.becker@efzn.de

www.efzn.de





Inhaltsverzeichnis

Wesentliche Aussagen der vorliegenden Studie	I
Kurzfassung	III
1 Einführung	1
1.1 Einleitung und Aufbau des vorliegenden Berichts	1
1.2 Begriffsbestimmung	4
2 Mögliche Einsatzgebiete von Speichern im Energiesystem	9
2.1 Definition von Systemdienstleistungen	9
2.2 Frequenzhaltung	10
2.2.1 Primärregelleistung	11
2.2.2 Einsatzgebietsabhängige Anforderungen an Speichersysteme zur Erbringung von Primärregelleistung	12
2.2.3 Sekundärregelleistung	14
2.2.4 Einsatzgebietsabhängige Anforderungen an Speichersysteme zur Erbringung von Sekundärregelleistung	15
2.2.5 Minutenreserve	16
2.2.6 Einsatzgebietsabhängige Anforderungen an Speichersysteme zur Erbringung von Minutenreserve	17
2.2.7 Momentanreserve	17
2.3 Spannungshaltung	18
2.4 Versorgungswiederaufbau	20
2.5 Kriterien zur netztechnischen Beurteilung und Abschätzung des Bedarfs an Speichersystemen unter Beachtung zukünftiger Herausforderungen im Verbundnetz	23
2.5.1 Konstellation des Kraftwerkparks zur Regelleistungserbringung zum gegenwärtigen Zeitpunkt	23
2.5.2 Szenarien für mögliche Auswirkungen des Rückgangs von Schwungmassen im Netz	24
2.5.3 Entwicklung des Reservebedarfs und des Regelenergiebedarfs	26
2.5.4 Überschussenergiemenge.	28
2.5.5 Must-Run-Kapazitäten und Dumped Energy	30



2.5.6	Bedarf an Speicherkapazitäten	31
2.5.7	Blindleistungsbedarf im Verbundnetz	33
2.6	Fazit	35
3	Charakterisierung und Bewertung der derzeit bekannten Speichertechnologien hinsichtlich ihrer zeitlichen und technischen Verfügbarkeit sowie alternative Flexibilitätsoptionen	37
3.1	Charakterisierung und Bewertung der derzeit bekannten Speichertechnologien	37
3.1.1	Schwungmassenspeicher	37
3.1.2	Supraleitende magnetische Energiespeicher	39
3.1.3	Doppelschichtkondensatoren	39
3.1.4	Elektrochemische Speicher	41
3.1.5	Pumpspeicherwerke	46
3.1.6	Druckluftspeicher	49
3.1.7	Stoffliche Energiespeicher	54
3.2	Charakterisierung und Bewertung weiterer Flexibilisierungsoptionen	77
3.2.1	Steuerung der Stromnachfrage zur Verringerung des Speicherbedarfs	77
3.2.2	Erzeugungsmanagement	85
3.2.3	Flexible Kraftwerke	86
3.2.4	Energieexport und -import	90
3.3	Fazit	90
4	Zuordnung und Bewertung von Speichertechnologien und Einsatzgebieten sowie Ableitung technischer Folgerungen	92
4.1	Zuordnung von Speichertechnologien und Einsatzgebieten	92
4.2	Bewertung der Einsatzgebiete und signifikanter Nutzen von Energiespeichern für die Systemstabilität	105
4.2.1	Bewertungskriterien der Speichersysteme	106
4.2.2	Gewichtung der Zuordnung von Speichersystemen zu Systemdienstleistungen aus Sicht der Netzsicherheit	110
4.3	Darstellung und Einschätzung technischer Vorrichtungen zur notwendigen Steuerung von Speichern	115
4.3.1	Einführung	115
4.3.2	Netzebenen der Kommunikationstechnologie	118



4.3.3	Netzebenen der Speicher	122
4.3.4	Zuordnung von Systemdienstleistungen auf Netzebenen sowie Kommunikationsanforderungen	123
4.4	Netzdienlicher Einsatz von Speichertechnologien	126
4.4.1	Netzdienlicher Einsatz im Verteilnetz	126
4.4.2	Netzdienlicher Einsatz im Übertragungsnetz	128
4.5	Sinnvolle Wahl von Verantwortlichkeiten für den Betrieb von Speichern	131
4.5.1	Bewertung der prognostizierten Entwicklungen am Regelenergiemarkt	131
4.5.2	Rechtliche Bewertung	136
4.6	Fazit	167
5	Potentiale zur Marktteilnahme von Speichertechnologien in Konkurrenz zu weiteren Flexibilitätsoptionen	170
5.1	Ökonomik der Systemsicherheit	170
5.1.1	Grad der Systemsicherheit	174
5.1.2	Wert und Kosten der Systemsicherheit	175
5.2	Frequenzhaltung	177
5.2.1	Regelenergiemärkte	177
5.2.2	Momentanreserve	184
5.2.3	Lastmanagement	185
5.2.4	Erzeugungsmanagement	194
5.3	Spannungshaltung	196
5.4	Wiederaufbau des Netzes	197
5.5	Kosten der Speichertechnologien	198
5.6	Fazit	201
6	Ökonomische Analyse der Anreize zum Ausbau von Energiespeichern: Status quo und Optionen für einen verstärkten Zubau	202
6.1	Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“	202
6.2	Hemmnisse für Speicherinvestitionen durch die bestehenden Strommarktregeln	203
6.2.1	Anreizregulierung	203
6.2.2	Außermarktliche Preissetzungen	204
6.2.3	Fehlende Märkte	205



6.2.4	Externalisierung von Kosten	205
6.2.5	Investitionsrisiko und Marktdesignänderung	207
6.3	Gestaltung des gesamten elektrizitätswirtschaftlichen Systems vor dem Hintergrund von knappen Netz- und Erzeugungskapazitäten	208
6.4	Diskretionäre Maßnahmen zur Förderung einzelner Speichertechnologien: Wirkungsanalyse und Bewertung	210
6.4.1	Einleitung	210
6.4.2	Ordnungspolitisches Analyseraster	211
6.4.3	Analyse bestehender Fördersysteme	213
6.4.4	Portfolioansatz weiterer Handlungsoptionen	221
6.5	Fazit	232
Anhang		235
	Abbildungsverzeichnis	235
	Tabellenverzeichnis	238
	Literaturverzeichnis	240



Wesentliche Aussagen der vorliegenden Studie

- Speicher sind grundsätzlich geeignet, bei einem hohen Anteil fluktuierender Energien zum Erhalt der Systemsicherheit beizutragen.
- Der Bedarf an Speichern ist abhängig von der Entwicklung der Erneuerbaren Energien und anderen Flexibilitätsoptionen wie z.B. dem Netzausbau.
- Es gibt keine ideale, singuläre Speichertechnologie. Es werden verschiedene Speichertechnologien in Abhängigkeit vom Standort und Einsatzzweck, z. B. Kurz- und Langzeitspeicher, benötigt.
- Zahlreiche geeignete Speichertechnologien befinden sich noch im Entwicklungsstadium mit entsprechend langfristigem Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Über deren zeitliche Verfügbarkeit und Kosten können derzeit keine verlässlichen Aussagen getroffen werden.
- Bei dem Einsatz von Speichern ist auf eine netzdienliche und netzstabilisierende Betriebsweise hinzuwirken (Systemsicherheit).
- Die heutigen Rahmenbedingungen und das derzeitige Marktdesign setzen keine ausreichenden langfristigen Anreize für den Einsatz von systemstabilisierenden Technologien.
- Es bedarf einer umfangreichen Reform des Marktdesigns, die einen marktgerechten und systemsichernden Einsatz von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen ermöglicht.
- Bestehende Hemmnisse, wie z. B. Entschädigungsregelungen nach § 12 EEG, sind zu beseitigen. Kritisch zu hinterfragen sind die Befreiungen von Netzentgelten. Im Zusammenhang mit den geltenden Entflechtungsvorschriften für Speicher ist zu klären, ob die Stromspeicherung auch als Stromerzeugung eingeordnet werden kann und wie der Betrieb von „Power-to-Gas“ Anlagen einzuordnen ist.
- Finanzielle Fördermaßnahmen für Speicher sollten aus Effizienz- und Kostengründen erst als letzte Option in Erwägung gezogen werden. Technische Fehlentwicklungen („Lock-in“-Effekte), die durch einseitige Förderung einzelner Technologien entstehen, müssen vermieden werden.





Kurzfassung

I. Definition Systemsicherheit	IV
II. Motivation	V
III. Technische Optionen für Speichertechnologien	VII
i. Speicherarten und weitere Flexibilisierungsoptionen	VII
ii. Einsatzmöglichkeiten von Speichern	VIII
iii. Zuordnung Speicher zu möglichen Einsatzgebieten	X
IV. Betreiber von Speichern	XI
i. Technische Analyse	XI
ii. Rechtliche Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des Betriebs von Stromspeichern	XIII
iii. Rechtsrahmen: Das geltende Entflechtungs-Regime	XIII
iv. Geltendes Regelungsregime für Gasspeicheranlagen	XIV
v. Verhältnis von Speicherung und Erzeugung elektrischer Energie	XV
vi. Entflechtungsanforderungen an Stromspeicheranlagen	XVI
vii. Besonderheiten von Power-to-Gas-to-Power-Anlagen	XVII
V. Status quo und Veränderungsbedarf aus ökonomischer Sicht	XVIII
i. Aktuelle Erlösmöglichkeiten	XVIII
ii. Unvollkommenheiten als Legitimation von Staatseingriffen	XVIII
iii. Bestehendes Fördersystem für Speicher	XX
VI. Portfolio von Handlungsmöglichkeiten	XX
i. Grundsätzliche Abwägungen	XX
ii. Die Handlungsoptionen	XXI
iii. Fazit	XXIII

I. Definition Systemsicherheit

Die Systemsicherheit in elektrischen Energiesystemen wird als Bewahrung eines stabilen und zulässigen Systemzustandes definiert. Im Speziellen ist gemeint, dass Störeinflüsse auf das System, insbesondere vor der Hintergrund der massiven Einspeisung regenerativ erzeugter, fluktuierender, elektrischer Energie, sicher beherrscht und somit auch Großstörungen vermieden werden können. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen laut EnWG durch ein sicher gesteuertes Zusammenspiel der Systembereiche Netzbetrieb, Handel und Erzeugung die Systemsicherheit gewährleisten. Inwieweit Speicher geeignet sind, hierzu einen Beitrag zu leisten, ist Untersuchungsgegenstand dieser Studie.

Zur Übersicht und zur begrifflichen Einordnung der Systemsicherheit dient Abbildung 1.



Abbildung 1: Einordnung des Begriffs Systemsicherheit. (In weißer Schrift ist der regulierte natürliche Monopolbereich kenntlich gemacht.)

Als ein Hauptziel der Energiepolitik wird die Versorgungssicherheit definiert, die auf die Notwendigkeit von ausreichend bemessenen Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten aufbaut. Die Versorgungssicherheit erfordert darüber hinaus als „conditio sine qua non“ die Systemsicherheit, d. h. einen stabilen Betrieb im Übertragungsnetz. Entscheidend für die Versorgung der Endverbraucher ist weiterhin ein möglichst hohes Niveau der Versorgungsqualität mit den Teilaspekten der Servicequalität, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität.



Mit der Liberalisierung der Energiemärkte sowie dem Einfluss neuer Technologien und geänderter energiepolitischer Ziele sind umfassende Veränderungen der Rahmenbedingungen zur Gewährleistung der Systemsicherheit verbunden. Es entstehen beispielsweise neue Herausforderungen dadurch, dass sich Netzbetreiber in horizontale Kooperationen (mit anderen Netzbetreibern) und vertikale Kooperationen (mit wettbewerblichen Marktteilnehmern) begeben müssen, um das „Gut Systemsicherheit“ weiterhin bereitstellen zu können. Gleichzeitig stellt die Systemsicherheit in der ökonomischen Terminologie ein Gut mit einer „weakest-link“-Angebotstechnologie dar, wobei das schwächste Element der Bereitstellungskette dessen Güte bestimmt.

Für die weitere Entwicklung der Energiewende ist zu klären, inwieweit in einem System mit einem hohen Anteil fluktuierender Energieeinspeisung weiterhin ein hoher Grad an Systemsicherheit gewährleistet werden kann. Nicht zuletzt die steigende Tendenz der erforderlichen Eingriffe nach § 13 EnWG deutet an, dass hier Untersuchungsbedarf besteht.

II. Motivation

Aufgrund der volatilen Erzeugung elektrischer Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen kann es notwendig sein, die elektrische Energie kurz- oder langfristig zu speichern. Die Wahl und Art des Energiespeichers hängt dabei stark von den örtlichen Gegebenheiten ab.

In der Niederspannungsebene kann es vorkommen, dass durch starke Einspeisungen die Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren während einiger Stunden am Tag überlastet sind. Abhilfe kann klassisch eine Netzverstärkung oder z. B. der Einsatz verteilter Energiespeicher schaffen. Zur Vermeidung einer unter Umständen kostspieligen Netzverstärkung kann die Energie, die z. B. aus PV-Anlagen zur Mittagszeit erzeugt wird, in einem Energiespeicher zwischengespeichert werden. Dieser wird dann zeitlich gesehen nach der Mittagsspitze wieder entladen. Je nach maximaler elektrischer Leistung des Speichersystems ist es möglich, diesen gleichmäßig zu entladen oder bei einer größeren Anlagenleistung auch zur Bereitstellung von Regelenergie zu nutzen. Entsprechend der BDEW-Lastprofile ist traditionell der Verbrauch elektrischer Energie mittags am höchsten. Entsprechend des Sonnenstandes erzeugen Photovoltaikanlagen etwa zur gleichen Zeit die meiste elektrische Energie. Der aktuell erreichte Ausbauzustand an PV-Systemen klappt die bisherigen Preisspitzen auf den Elektrizitätsmärkten zur Mittagszeit. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass lediglich für den weiteren Ausbau zusätzliche Speicher nötig sind, die kurzfristig Energie speichern und bereits wenige Stunden später wieder abgeben und damit einen zusätzlichen Leitungsausbau vermeiden können. Unter der Voraussetzung, dass die Einspeiseleistung der PV-Anlagen jeweils auf 0,5 kW/kWp begrenzt ist, ergibt sich ein nötiger Speicherbedarf von 1,4 kWh/kWp. Sollte das Netz bereits stärker ausgelastet sein, ist ein Speichervolumen von bis zu 6,3 kWh/kWp erforderlich. Gemäß des Zieles der Bundesregierung, den jährlichen Zubau der Solarenergie auf max. 3 GWp zu begrenzen, wäre für das Jahr 2015 ein max. Speicherbedarf von 12,6 GWh bzw. 56,7 GWh erforderlich. Für das Jahr 2022 würde sich die Kapazität auf 42 GWh bzw.



189 GWh (siehe Kapitel 2.5.4) erhöhen. Diese und folgende Eckdaten gewinnen zunehmend an Relevanz, wenn die geplanten Flexibilisierungsoptionen im Verbundnetz und auf der Einspeise- und der Verbraucherseite sowie der Netzausbau die gewünschte Entlastung im Netz aus unterschiedlichen Gründen nicht erbringen könnten.

Der anhaltende Zubau von Windenergieanlagen wird weiterhin im nördlichen Raum Deutschlands stattfinden. Auch wenn in den südlichen Bundesländern die Anzahl der Windenergieanlagen ständig zunimmt, sind die verfügbaren Flächen, die effektiv zur Erzeugung elektrischer Energie aus Wind genutzt werden können, im Gegensatz zum Potential der Offshore-Windenergie klein. Aufgrund des konzentrierten Ausbaus der Windenergienutzung in den nördlichen Gebieten werden verstärkt Probleme im Übertragungsnetz entstehen, weil das deutsche Höchstspannungsnetz zunehmend elektrische Energie aus dem Norden in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportieren muss. Der dafür notwendige Netzausbau kommt nur schleppend voran und wird dem Zubau der Erzeugungsanlagen bis zum Jahr 2022 aller Voraussicht nach nicht schritt halten können. Eine Möglichkeit, die benötigte Übertragungskapazität zu verringern, besteht darin, dass die Erzeugungsspitzen der Windenergieanlagen lokal gespeichert werden. In windstilleren Zeiträumen können diese Energiespeicher wieder entladen und die Energie über freie Transportkapazitäten in die Lastschwerpunkte transportiert werden. Da sich die Windstärke nicht am Tag/Nacht-Rhythmus orientiert, ist ein längerfristiger Speicherzeitraum notwendig. Dementsprechend muss das Speichervolumen größer gewählt werden. Notwendige Speicherkapazitäten zur Vermeidung von Windpark-Abregelungen hängen stark von dem zu erfolgenden Netzausbau und dem Fortschritt beim Bau und Anschluss der Offshore-Windparks ab. Durch die anhaltenden Lieferschwierigkeiten der weltweit wenigen Hersteller von HGÜ-Anlagen muss damit gerechnet werden, dass bis 2015 nur wenige weitere Offshore-Windparks angeschlossen werden können. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Prognose nach Abschnitt 2.5.4 stimmig ist und die installierte Leistung in 2015 bei ca. 4 GW liegt. Der prognostizierte Ausbau von Onshore-Windparks liegt bei ca. 5 GW (siehe Abschnitt 2.5.4), verteilt sich aber über das gesamte Bundesgebiet. Nichtsdestotrotz wird sich ein Anteil von ca. 50 % auf die nördlichen Bundesländer konzentrieren. Bis zum Jahr 2022 wird sich die installierte Leistung der Offshore-Windparks um voraussichtlich weitere 7 GW und an Land um zusätzlich 7,5 GW erhöhen. Aus diesen Zahlen lässt sich folgern, dass zwingender Handlungsbedarf bezüglich des Netzausbaus, der Flexibilisierungsmaßnahmen und des Einsatzes von Speichern besteht.

Nach Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind die Nord-Süd-Verbindungen bereits heute vollständig ausgelastet. Daher müssen zu Zeiten starken Windes auch nach Durchführung von Redispatch-Maßnahmen mit konventionellen Kraftwerken einige Windparks ihre Leistung reduzieren. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass für den Anschluss aller weiteren Windenergieanlagen neue Leitungskapazitäten benötigt werden. Ohne die Berücksichtigung von Redundanzen ist allein ein Zubau von 4-8 380 kV-Leitungssystemen erforderlich. Auch der Ausbau eines Gleichstrom-Overlaynetzes mit Anschlusspunkten an den abzuschaltenden Kernkraftwerken könnte zielführend sein.



Aufgrund der äußerst volatilen Erzeugungsleistung kann es allerdings sinnvoll sein, einen Teil der benötigten Übertragungskapazitäten durch Energiespeicher zu reduzieren, die zu Zeiten starken Windes geladen und bei Bedarf entladen werden. Gemäß den im Durchschnitt erreichten Volllastbenutzungsstunden ergibt sich an Land eine zusätzlich erzeugte Energiemenge in 2015 von rund 9 TWh und im Jahr 2022 von circa 22 TWh. In der deutschen Nord- und Ostsee werden im Jahr 2015 circa 12 TWh und im Jahr 2022 gut 33 TWh zusätzlicher elektrischer Energie erzeugt. Unter der Annahme, dass für 90 % der Anschlussleistung entsprechende Übertragungskapazitäten gebaut werden, ergibt sich für 2015 ein erforderliches Speichervolumen von 1,7 TWh und für 2022 von 4,4 TWh. Zusätzlich sind weitere Speicherkapazitäten für die bisher aufgrund von Leitungsüberlastungen abgeregelten Windparks notwendig. Die Anzahl der Stunden, an denen Leitungsüberlastungen drohen, steigen in letzter Zeit an. Es sei hier auch erwähnt, dass Speicher über die oben beschriebenen Aufgaben hinaus in der Lage sind, Regelenergie zu liefern. Der ab 2025 steigende Regelenergiebedarf kann dann effizient aus Speichern gedeckt werden.

III. Technische Optionen für Speichertechnologien

i. Speicherarten und weitere Flexibilisierungsoptionen

Aus der betrachteten Vielzahl verschiedener Speichertechnologien werden die signifikanten Unterschiede zwischen den Speichertechnologien vor dem Hintergrund möglicher Speicherkapazitäten und deren Leistungsbereiche bzw. -gradienten ersichtlich.

Bei der Zusammenstellung der verschiedenen Speichertechnologien werden einerseits die bereits heute im Energiesystem anzutreffenden und wirtschaftlich zu betreibenden Speicher wie Pumpspeicherwerke aufgeführt. Andererseits werden auch Speicher berücksichtigt, die heute technisch verfügbar sind, für die jedoch derzeit noch kein marktfähiger Betrieb zu realisieren ist. In diese Kategorie fallen Speichertechnologien wie elektrochemische Speicher, Druckluftspeicher, Doppelschichtkondensatoren oder Schwungmassenspeicher. Andere Speichertechnologien, die in dieser Studie beschrieben und analysiert sind, die sich allerdings noch in der Forschung und Entwicklung befinden, wie supraleitende magnetische Energiespeicher und insbesondere die stoffliche Speicherung werden ebenfalls berücksichtigt. Speziell die letztgenannte stoffliche Speicherung lässt die notwendigen Potentiale zur Speicherung großer Energiemengen erwarten, die in zukünftigen Energiesystemen für den saisonalen Ausgleich an Bedeutung gewinnen werden.

Dabei werden bei diesen Speichertechnologien neben den zu erwartenden Vorteilen auch neue Herausforderungen, wie z. B. die Speicherung von Wasserstoff im Untergrund und im Erdgasnetz, sowie der aktuelle Forschungsbedarf aufgezeigt. Für diese Speichertechnologien wird dabei auch auf den aktuellen Forschungsbedarf hingewiesen, so dass bereits heute Demonstrationsvorhaben sinnvoll erscheinen.



Zur Einordnung der Speichertechnologien in das gesamte Energiesystem werden auch andere Flexibilisierungsoptionen wie die Steuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie (Demand Side Management), das Erzeugungsmanagement oder der flexible Betrieb konventioneller Kraftwerke vorgestellt. Der sinnvolle und verstärkte Einsatz dieser Option führt zu einer Verringerung des ansonsten notwendigen Speicherbedarfs.

ii. Einsatzmöglichkeiten von Speichern

Speicher können einen wesentlichen Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit im Netzverbund liefern. In dieser Studie wird untersucht, welche Rahmenbedingungen die Speicher erfüllen müssen, um erfolgreich Beiträge zur Erhaltung der Systemsicherheit leisten zu können. Die Fähigkeit der Speicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen stand im Rahmen diverser Studien nicht im Fokus der Betrachtung, so dass bestehende Mindestanforderungen zur Erbringung der Regelleistung seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) nicht tiefgreifend untersucht wurden. Deshalb werden zum einen die Präqualifikationsanforderungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und die damit einhergehenden Hindernisse für einen Beitrag der Speicher zur Systemsicherheit analysiert (siehe Abschnitt 2.2). Zum anderen werden Mindestanforderungen anderer systemsicherheitsrelevanter Maßnahmen, die jedoch nicht zu den Systemdienstleistungen gehören, diskutiert. Diese Analyse ist notwendig, um eine aus Sicht der Systemsicherheit sinnvolle Charakterisierung der Einsatzmöglichkeiten von Speichern vorzunehmen. Ein weiterer wesentlicher Aspekt dieser Studie ist die Betrachtung der prognostizierten zukünftigen Entwicklung der Anforderungen an den Einsatz von Speichertechnologien im Netzbetrieb.

Die systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen werden in zwei Gruppen eingeteilt. Es wird dabei differenziert nach Systemdienstleistungen und weiteren systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen. In der Gruppe der Systemdienstleistungen wird weiter separiert, für welche Systemdienstleistungen bereits definierte Mindestanforderungen und Regularien bestehen und für welche nicht.

Tabelle 1: Übersicht über die untersuchten Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen	Existierende Mindestanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Frequenzhaltung <ul style="list-style-type: none"> ○ Primärregelleistung ○ Sekundärregelleistung ○ Minutenreserve
	Keine Mindestanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungshaltung <ul style="list-style-type: none"> ○ Blindleistungsbereitstellung
		<ul style="list-style-type: none"> • Versorgungswiederaufbau <ul style="list-style-type: none"> ○ Schwarzstartfähigkeit
		<ul style="list-style-type: none"> • System-/Betriebsführung <ul style="list-style-type: none"> ○ Redispatch-Maßnahmen

Eine Teilnahme der Speichertechnologien am Regelenenergiemarkt ist aus unterschiedlichen technischen und ökonomischen Aspekten sinnvoll. Hierfür ist jedoch die Erfüllung der festgelegten Präqualifikationsanforderungen notwendig. Jede Systemdienstleistung ist durch eigene Präqualifikationsmerkmale charakterisiert. In dieser Studie werden die wesentlichsten Präqualifikationsmerkmale in tabellarischer Form dargestellt und anhand von Beispielen erläutert (Abschnitt 2.2).

Die zweite Gruppe der systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen ist durch keine Mindestanforderungen charakterisiert. Entweder ist die Festlegung dieser Anforderungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch in der Entwicklung oder es bestehen keine geregelten Mindestanforderungen, da entsprechende Marktmechanismen aufgrund fehlender Notwendigkeit noch nicht existieren. Dennoch sind auch diese Maßnahmen hinsichtlich der Systemsicherheit hochgradig relevant. Hierbei wurden im Rahmen der Studie folgende Maßnahmen analysiert:

- Teilnahme an der Momentanreserve
- Teilnahme an der Stundenreserve
- Reserve für den saisonalen Ausgleich
- Schwarzstartfähigkeit
- Beitrag zur Kurzschlussleistung

Für die Momentanreserve und den saisonalen Ausgleich existieren noch keine Marktmechanismen. Bei der Stundenreserve, den Redispatch-Maßnahmen und der Blindleistungsbereitstellung ist durchaus ein Markt vorhanden, jedoch erfolgt der Handel meist über bilaterale Verträge.



Um eine sinnvolle Zuordnung der Speichertechnologien zu diesen systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen und eine Gewichtung dieser Zuordnung aus der Sicht der Netzsicherheit zu ermöglichen, wird in dieser Studie eine Diskussion angeregt, welche Mindestanforderungen an Speichertechnologien zur Teilnahme an diesen Maßnahmen bestehen könnten. Dazu wurden der Speicherbedarf sowie die physikalischen Anforderungen z. B. hinsichtlich der Einspeiseleistung und –dauer ermittelt. Somit wird eine Basis geschaffen, anhand der eine sinnvolle Zuordnung und Gewichtung der einzelnen Speichertechnologien zu den systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen aus netztechnischer Sicht möglich ist.

Eine Eingrenzung der Betrachtung der oben beschriebenen Präqualifikationsmerkmale auf den gegenwärtigen Zeitpunkt (Teilnahme von Speichern am Erhalt der Systemsicherheit) ist aus netztechnischer Sicht keineswegs sinnvoll. Ein wesentlicher Aspekt dieser Studie ist die Betrachtung der prognostizierten, zukünftigen Entwicklung der wesentlichen Faktoren bezüglich des Einsatzes von Speichertechnologien im Netzverbund. Für die Prognose wurden folgende Faktoren einbezogen:

- Entwicklung des Bedarfs der Momentanreserve
- Entwicklung des Regellenergiebedarfes hinsichtlich Frequenzhaltung
- Abschätzung von Must-Run-Kapazitäten und Dumped Energy
- Blindleistungsbedarf im Verbundnetz

iii. Zuordnung Speicher zu möglichen Einsatzgebieten

Aufbauend auf der Zusammenstellung der für die Systemsicherheit relevanten zukünftigen Anforderungen einerseits, sowie den technischen Eigenschaften der untersuchten Energiespeichersysteme andererseits, wird eine Zuordnung dieser Speichersysteme zu den technischen Einsatzgebieten erstellt. Dabei wird sowohl der heutige Stand dokumentiert (Tabelle 4-8) als auch ein Ausblick auf die zukünftige Situation (Tabelle 4-7) formuliert. Die Ergebnisse dieser Zuordnung werden in den Abschnitten 4.1 und 4.2 in Matrixform vorgestellt. Als Kernaussage dieser Kapitel wird festgestellt, dass beispielsweise Schwungmassenspeicher einen sinnvollen Beitrag zur Momentanreserve liefern können. Zur Begründung dieser Feststellung werden Für- und Gegenaspekte in dieser Studie aufgeführt. Weiterhin wird der Beitrag anderer Speichertechnologien mit rotierenden Massen zur Momentanreserve analysiert. Es wird verdeutlicht, dass zur Erbringung von Regelleistung (PRL, SRL, MRL) Pumpspeicherwerke, Batterien, Druckluftspeicher und flexible Kraftwerke als am besten geeignet identifiziert werden konnten. Weiterhin werden Speicher detektiert, deren Einsatz aus netztechnischer Sicht sinnvoll zur Beteiligung an Redispatch-Maßnahmen erscheint. Es wird auch dargelegt, dass die Elektrolyse und die Rückverstromung durch Gas- und Dampf-Turbinen-Kraftwerke für die Reserve zum saisonalen Ausgleich aus netztechnischer Sicht geeignet erscheinen. Bei allen Aussagen ist zu berücksichtigen, dass sich die oben genannten Speichertechnologien teilweise noch im Entwicklungsstadium



befinden und ihr Einsatz im Elektroenergiesystem von unterschiedlichen Faktoren abhängig ist.

Ferner kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass auf der Basis des derzeitigen Wissens keine objektiven und belastbaren Aussagen darüber getroffen werden können, welche Speichertechnologien zu welchem Zeitpunkt erforderlich werden. Wird z. B. eine starke Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkspark als Übergangstechnologie vorgenommen, lässt sich die Notwendigkeit eines Speichereinsatzes zeitlich nach hinten verschieben. Einen ähnlichen Effekt würden ein verstärkter Einsatz des Demand-Side- und Erzeugungsmanagements bewirken.

IV. Betreiber von Speichern

i. Technische Analyse

Die Verantwortung für die Sicherheit und Stabilität des deutschen Übertragungssystems tragen laut § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Kernaufgabe dieses Arbeitspaktes liegt darin, Aussagen über den Verantwortungsbereich aus netztechnischer Sicht und explizit hinsichtlich der Systemsicherheit zu treffen.

Die Wahl des Verantwortungsbereiches für den Betrieb, die Errichtung und den Einsatz von Speichern erfolgt aus Netzsicherheitsgründen aufgeteilt auf die folgenden Maßnahmen und die sich daraus ergebenden Effekte und Einflüsse auf die Systemsicherheit des Elektroenergieversorgungssystems:

- Erbringung von Systemdienstleistungen
 - Frequenzhaltung durch Wirkleistungseinspeisung
 - Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung
 - Schwarzstartfähigkeit
 - Netzengpassbeseitigung

Der mit Abstand größte Bedarf an Regelleistung erfolgt aufgrund von Prognoseabweichungen von Einspeisung und Last. Die Prognoseabweichungen auf der Lastseite befinden sich im Bereich der Verteilnetzbetreiber (VNB). Es wird nach Speichereinsatz im Übertragungsnetz und im Verteilnetz separiert. Die Lastschwankungen werden nicht ausschließlich durch Lastrauschen hervorgerufen, sondern auch durch fluktuierende dezentrale Einspeisungen regenerativer Energiequellen im Verteilnetz. Die Abweichungen zwischen der Ist- und Solleinspeisung werden dagegen der Übertragungsnetzebene zugeordnet. Hier steht die fluktuierende Einspeisung aus der Windenergie im Fokus. Unter Berücksichtigung des prognostizierten breiten Einsatzes von Speichern im Netzverbund ab etwa 2030 (siehe Kapitel 2.5.6) ist vor allem die Einspeisung aus den Offshore-Windparks in das Übertragungsnetz relevant. Auf der Verteilnetzebene ist dagegen die Einspeisung aus PV-Anlagen maßgebend.



Die Übertragungsnetzbetreiber schildern im Rahmen ihrer Stellungnahmen zu den Beschlüssen der Beschlusskammer 6, in denen Rahmenbedingungen zur Erbringung der Systemdienstleistungen festgelegt werden, mögliche unterschiedliche systemsicherheitsrelevante Bedenken hinsichtlich folgender Aspekte:

- Frequenzhaltung durch Wirkleistungseinspeisung
- Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung
- Schwarzstartfähigkeit
- Netzengpassbeseitigung

Aus diesen Bedenken lassen sich Tendenzen für einen ÜNB-eigenen Betrieb von regelleistungserbringenden Anlagen ableiten. Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus dabei auf dem Einsatz von Speichern.

Die aus Sicht der Systemsicherheit relevanten Bedenken lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Zuverlässigkeit der Regelleistungserbringung
 - Prognostizierte Verkürzung der Ausschreibungszeiten
 - Stark gestiegene Anzahl der Redispatch-Maßnahmen

Die Ausschreibungszeiten zur Erbringung von allen drei Regelleistungsarten unterliegen in letzter Zeit einer stetigen Verkürzung. Aufgrund dieser Entwicklung befürchten die Übertragungsnetzbetreiber, dass Angebotsunterdeckungen bei relativ kurzfristig durchgeführten Ausschreibungen aufgrund der zeitlichen Nähe zum Erbringungszeitraum kaum noch entgegengetreten werden kann (siehe auch Abschnitt 4.5.1). Hier wäre eine Diskussion für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speicher sinnvoll, z. B. für mögliche Druckluftspeicher, die an der deutschen Nordseeküste durch das Aussolen vorhandener Salzstöcke realisiert werden könnten. Somit würde eine große Anzahl von Speichern unmittelbar am Ort der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergiequellen zur Verfügung stehen. Des Weiteren könnte der Tatsache begegnet werden, dass ein wesentlicher Verursacher des Regelleistungsbedarfes die Prognosefehler von Windenergieeinspeisung darstellen. Ein weiterer wichtiger Grund ist zudem die Möglichkeit zur Verringerung von Netzengpässen, dessen Ursache oftmals eben die Übertragung der Einspeiseleistung aus den Windenergiequellen ist. Zusätzlich wäre die Stützung des Netzes in Norddeutschland durch Blindleistungsbereitstellung ein weiterer positiver Effekt.

Als Kernaussage der Betrachtungen aus Sicht der Netzsicherheit lässt sich festhalten, dass die Systemsicherheit unter den vorgetragenen Aspekten nicht essentiell gefährdet wäre. Es bestehen auch im Hinblick auf die zukünftigen Entwicklungen keine Notwendigkeiten für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speicher. Durchaus kritisch ist aus Gründen der Systemsicherheit jedoch die Bereitstellung der Blindleistung zu bewerten. Blindleistung muss im Netzverbund lokal zur Verfügung gestellt werden. Es ist also nicht möglich, Anlagen breit über die Regelzone verteilt zu einem Anlagenpool zusammen zu fassen. Falls der betreffende ÜNB nicht davon ausgehen kann, dass am Ort des größten Blindleistungsbedarfes



genügend Kapazitäten an Blindleistung seitens der Drittanbieter zur Verfügung gestellt werden können, wäre es aus Sicht der Systemsicherheit relevant, dass er ein Speichersystem in Eigenregie errichten und betreiben darf. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass eine alleinige Blindleistungsbereitstellung auch über Drosseln oder Kondensatorbänke möglich ist.

ii. Rechtliche Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des Betriebs von Stromspeichern

Im Anschluss an die Darstellung, inwieweit verschiedene Akteure im Energiemarkt aus technischer Sicht als Betreiber von Stromspeichern in Betracht kommen, ist die Zulässigkeit des Betriebs von Stromspeichern durch solche Akteure nach dem geltenden Entflechtungsregime zu bewerten.

Da die Vorschriften zur Entflechtung nach §§ 6-10e EnWG keine spezifischen Aussagen im Hinblick auf die Entflechtung von Stromspeichern enthalten, unterscheidet sich die Rechtslage hier deutlich von derjenigen für Gasspeicher, für die eine Reihe von Sonderregelungen bestehen. Auch in Literatur und Rechtsprechung werden die Entflechtungsanforderungen für Stromspeicher bislang kaum diskutiert.

Im Rahmen der Studie werden die allgemeinen Entflechtungsvorgaben daraufhin geprüft, welche Konsequenzen sich für Stromspeicher ergeben, wobei auch auf die Besonderheiten der Power-to-Gas-to-Power-Anlagen eingegangen wird. Weiterhin erfolgt eine Auseinandersetzung damit, ob und inwieweit die Entflechtungsregelungen im Hinblick auf Anlagen zu Speicherung elektrischer Energie sinnvoll fortentwickelt werden könnten.

iii. Rechtsrahmen: Das geltende Entflechtungs-Regime

Entflechtungsanforderungen für Unternehmen der Energiewirtschaft, die auch heute wesentlich von der europäischen Gesetzgebung determiniert werden, fanden erstmals aufgrund der Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 1996 und der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 1998 Eingang in das EnWG. Wesentliche Neuerungen des Entflechtungsrechts der §§ 6 – 10e EnWG beruhen auf den Entflechtungsvorgaben des 3. Energiebinnenmarktpaketes für Strom und Gas aus dem Jahr 2009.

Gesetzliche Zielsetzung der Entflechtungsvorschriften des EnWG ist entsprechend den europarechtlichen Vorgaben die Gewährleistung von Transparenz sowie die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Betriebes der Netze als natürliche Monopole. Adressaten der Entflechtungsvorgaben sind vor allem vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, die verpflichtet werden, die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen, daneben aber auch Netzbetreiber oder andere Unternehmen, die nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind.



Die Vorschriften zur Entflechtung betreffen unterschiedliche Aspekte:

- die Verwendung von Informationen („informativische Entflechtung“), vgl. § 6a EnWG,
- Vorgaben zur Rechnungslegung und Buchführung, vgl. § 6b EnWG („buchhalterische Entflechtung“),
- die Trennung der Rechtsformen („rechtliche Entflechtung“), vgl. § 7 EnWG sowie
- die Organisation und Entscheidungskompetenzen („operationelle Entflechtung“), vgl. § 7a EnWG.

Für Transportnetzbetreiber gelten teilweise abweichend die besonderen Anforderungen der §§ 8, 9 oder 10 ff. EnWG, zwischen denen diese wählen müssen. Da lediglich die Entflechtungsformen des § 8 („eigentumsrechtliche Entflechtung“) und der §§ 10 ff. EnWG („Unabhängiger Transportnetzbetreiber“) in der Praxis relevant sind, ist das Modell des § 9 EnWG vorliegend nicht Gegenstand der Untersuchung.

Während die Vorgaben zur informativischen und buchhalterischen Entflechtung sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für Transportnetzbetreiber gelten, handelt es sich bei den Vorschriften über die rechtliche und operationelle Entflechtung um spezielle Vorschriften nur für Verteilernetzbetreiber und bei den Vorschriften der §§ 8 ff. EnWG um Spezialregelungen für Transportnetzbetreiber.

iv. Geltendes Regelungsregime für Gasspeicheranlagen

Der Rechtsrahmen für Gasspeicher kann Hinweise auf die für Stromspeicher relevanten Fragestellungen geben und darüber hinaus Bedeutung für die Entflechtungsanforderungen an Betreiber von Power-to-Gas-Anlagen gewinnen. Im Rahmen der Untersuchung der Entflechtungsvorgaben wird daher zunächst der Rechtsrahmen für die Entflechtung von Gasspeicheranlagen dargestellt, der vom Gesetzgeber bereits deutlich ausdifferenzierter geregelt wurde als dies für Stromspeicher der Fall ist. Entflechtungsanforderungen bestehen im Gasbereich sowohl im Verhältnis des Netzbetreibers zu anderen Tätigkeiten (u. a. Betrieb von Gasspeichern) als auch im Verhältnis des Speicherbetreibers zu anderen Tätigkeiten (insbesondere Gewinnung oder Handel/Vertrieb). Dabei ist nach dem Zweck des Speicherbetriebes zu unterscheiden.

Gasspeicher, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, werden von vorneherein ausdrücklich vom Begriff der „Speicheranlage“ ausgenommen, vgl. § 3 Nr. 31 EnWG. Solche Speicher können demnach dem Transport- bzw. Verteilernetz (Netz im engeren Sinne) zugerechnet werden. In diesem Fall gelten keine Vorgaben für die Entflechtung des Speichers vom Netz, der Speicher wird lediglich im Rahmen der Regulierung des Netzes „mitreguliert“. Im Verhältnis zu Tätigkeiten in den Bereichen Gewinnung oder Handel/Vertrieb erstrecken sich damit die Entflechtungsanforderungen an die Betreiber von Transport- oder Verteilernetzen auch auf die von diesen betriebenen Gasspeicher.



Sind Gasspeicher nicht ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten, sondern werden eigenständig vermarktet, bestehen weitergehende Entflechtungsanforderungen. Grundsätzlich ist der Gasspeicher von allen Tätigkeiten in den Bereichen Gewinnung oder Handel/Vertrieb zu entflechten, ohne dass es auf den Betrieb eines Transport- oder Verteilernetzes durch den Speicherbetreiber ankommt. Die rechtliche und die operationelle Entflechtung gelten für Gasspeicherbetreiber allerdings nur unter der zusätzlichen Voraussetzung des § 7b EnWG, d. h., wenn der Zugang zum Speicher technisch oder wirtschaftlich erforderlich für einen effizienten Netzzugang ist. Derartige Speicher fallen unter die Definition des § 3 Nr. 20 EnWG und sind damit Teil des Gasversorgungsnetzes i. S. dieser Vorschrift (Netz im weiteren Sinne). Darüber hinaus bestehen Entflechtungsanforderungen an den Netzbetrieb im engeren Sinne (i. e. S.) auch im Verhältnis zum Speicherbetrieb. Die rechtliche Entflechtung nach § 7 EnWG und die operationelle Entflechtung nach § 7a bzw. § 8 EnWG sind im Verhältnis zum eigenständigen Speicherbetrieb allerdings nicht vorgeschrieben.

Eine dritte Gruppe von Gasspeichern stellen schließlich solche dar, die weder dem Gasversorgungsnetz im engeren Sinne noch dem Gasversorgungsnetz im weiteren Sinne (§ 3 Nr. 20 EnWG) zuzuordnen sind. Hierunter fallen insbesondere Gasspeicher, soweit sie für eine Gewinnungstätigkeit eingesetzt werden, vgl. § 3 Nr. 31 EnWG. Für diese Speicher bestehen keine Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zu Tätigkeiten in den Bereichen Gasgewinnung oder Handel/Vertrieb. Sie sind allerdings der Tätigkeit „Gasgewinnung“ zuzuordnen, so dass im Verhältnis zum Netzbetrieb i. e. S. die entsprechenden Entflechtungsvorgaben eingreifen, insbesondere also auch eine rechtliche und operationelle Entflechtung gefordert sind.

v. Verhältnis von Speicherung und Erzeugung elektrischer Energie

Aufgrund der technischen Vorgänge bei vielen Verfahren der Elektrizitätsspeicherung (z. B. Druckluftspeicherung, Pumpspeicher) und der Einordnung des Strombezugs von PSW als „Letztverbrauch“ durch die geltende Rechtsprechung, könnte die Stromspeicherung möglicherweise grundsätzlich (gleichzeitig) als Stromerzeugung im Sinne der Entflechtungsvorschriften angesehen werden. Damit würden die Entflechtungsvorschriften im Verhältnis zum Transport- oder Verteilernetz stets eingreifen. Aus gesetzesystematischen und teleologischen Erwägungen, insbesondere weil der Gesetzgeber verschiedentlich ausdrücklich zwischen Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie unterscheidet, scheint eine grundsätzliche Einordnung der Stromspeicherung auch als Erzeugung jedoch nicht überzeugend.



vi. Entflechtungsanforderungen an Stromspeicheranlagen

Zur Untersuchung der Frage, welche Entflechtungsanforderungen im Einzelnen beim Betrieb von Stromspeichern gelten, sind folgende Differenzierungen geboten:

- nach dem Zweck der Speichernutzung (für Netzbetrieb, Erzeugung, Handel/Vertrieb oder eigenständig),
- nach dem Blickwinkel der Entflechtungsprüfung (Entflechtung des Netzes oder Entflechtung des Stromspeichers) sowie
- nach den unterschiedlichen Entflechtungsarten (informativ, buchhalterisch, rechtlich, operationell, eigentumsmäßig).

Die erste im Rahmen der Studie identifizierte Konstellation liegt vor, wenn der Stromspeicher dem Netz zugeordnet werden kann, weil er ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist. In diesem Fall gelten, ähnlich § 3 Nr. 31 EnWG für den Gasbereich, keine Entflechtungsvorgaben zwischen Netzbetrieb und Speicherbetrieb, sondern lediglich für den Netzbetreiber im Verhältnis zu anderen Tätigkeitsbereichen. Häufig wird eine solche Zuordnung des Speichers zum Netz jedoch nicht möglich sein, da gesetzliche Sondervorschriften entgegenstehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Speicher der Bereitstellung von Regelenergie dient, da diese nach der gesetzgeberischen Konzeption über einen Markt zu beschaffen ist. Lediglich wenn der Speicher ausschließlich für Netzzwecke genutzt wird, für die eine marktliche Beschaffung nicht vorgesehen ist, kommt eine Zuordnung zum Netz in Betracht, z. B. im Fall der Bereitstellung von Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit oder Momentanreserve.

In der zweiten betrachteten Konstellation wird von einem eigenständigen, d. h. von den Zwecken des Netzbetriebs, der Erzeugung sowie des Handels und Vertriebs unabhängigen Betrieb des Stromspeichers ausgegangen. Hier wird der Speicher lediglich als Infrastruktureinrichtung dritten Speichernutzern für deren eigene Verwendungszwecke (in der Regel entgeltlich) zur Verfügung gestellt. Die Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zum Netz ergeben sich hier aus den für Transport- und Verteilernetzbetreiber geltenden Vorgaben, die teilweise allgemein die Trennung des Netzbetriebs von anderen unternehmerischen Tätigkeiten und damit auch von dem Betrieb eines Stromspeichers verlangen. Dies gilt für die Bereiche der informativ und der buchhalterisch Entflechtung nach den §§ 6a, 6b EnWG. Gleiches liegt für die rechtliche Entflechtung der Verteilernetzbetreiber nach § 7 EnWG bzw. für Übertragungsnetzbetreiber nach §§ 8, 10 ff. EnWG nahe. Eine operationelle Entflechtung nach § 7a EnWG bzw. § 8 EnWG ist demgegenüber nur im Verhältnis zu Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb von Energie vorgesehen, gilt also vorliegend nicht im Verhältnis zur Stromspeicherung. Eine Änderung der Entflechtungsvorgaben könnte hier *de lege ferenda*, also durch zukünftige Anpassung des Rechtsrahmens, in Betracht gezogen werden. Für das ITO-Modell nach §§ 10 ff. EnWG ist eine operationelle Entflechtung bereits *de lege lata* (nach geltendem Recht) vorgesehen. Eine eigentumsmäßige Entflechtung des Netzes vom Speicherbetrieb ist nach § 8 EnWG nicht gefordert.



Spezifische Entflechtungsvorgaben für Stromspeicherbetreiber dieser zweiten Gruppe (eigenständiger Betrieb des Stromspeichers) bestehen anders als im Gasbereich nicht. Die Ergänzung des Entflechtungsregimes de lege ferenda wäre hier jedoch denkbar, wenn Stromspeicher in Zukunft eine wichtige Rolle als Infrastruktureinrichtungen spielen sollten und eine hinreichende wettbewerbliche Kontrolle problematisch erscheint. In diesem Fall könnte in Betracht kommen, Vorgaben zur informatorischen und buchhalterischen Entflechtung für alle Stromspeicherbetreiber sowie Vorgaben zur rechtlichen und operationellen Entflechtung nur für besonders relevante Stromspeicher einzuführen.

Die dritte Konstellation betrifft den Fall, dass der Speicher als Hilfsmittel für andere Tätigkeiten genutzt wird, insbesondere in den Bereichen Erzeugung oder Handel/Vertrieb. Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zum Netz ergeben sich auch hier aus den für Transport- und Verteilernetzbetreiber geltenden Vorgaben, wobei der Speicherbetrieb jeweils der entsprechenden Haupttätigkeit (Erzeugung bzw. Handel/Vertrieb) zuzuordnen ist. Insbesondere ist damit eine operationelle Entflechtung nach §§ 7a, 8 EnWG geboten. Ebenfalls durchzuführen ist eine eigentumsmäßige Entflechtung nach § 8 EnWG auch im Verhältnis zum Speicherbetrieb als Teil der Erzeugungs- bzw. Handels-/Vertriebstätigkeit. Sollten spezifische Entflechtungsvorgaben für die Stromspeicherung eingeführt werden, wäre de lege ferenda zu prüfen, ob Stromspeicher solchen Entflechtungsanforderungen durch eine Zuordnung zur Erzeugung bzw. zu Handel/Vertrieb entzogen werden können. Möglicherweise sollte dies für Stromspeicher, ähnlich wie für Gasspeicher im Bereich der „Gewinnung“, nur für den Bereich der „Erzeugung“ gelten, nicht aber für eine Nutzung zu Handels-/Vertriebszwecken.

vii. Besonderheiten von Power-to-Gas-to-Power-Anlagen

Besonderheiten bestehen in Bezug auf die sog. „Power-to-Gas-to-Power-Anlagen“, bei denen unter Einsatz von Strom Gas erzeugt, nach Speicherung wieder in Strom umgewandelt und in ein Stromnetz eingespeist wird. Hier stellt sich die Frage, ob lediglich die dargestellten Grundsätze für die Entflechtung von Stromspeichern Anwendung finden oder ob die teilweise strengeren Anforderungen für Gasspeicheranlagen gelten.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Vorschriften des EnWG für (Gas-)Speicheranlagen auch bei der Speicherung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff oder daraus hergestelltem synthetischen Methan anwendbar sind. Dies gilt auch dann, wenn ein Speicher nicht nur dem Zweck der Stromspeicherung dient, sondern auch dem Zweck der Gasspeicherung im Rahmen des Gastransportes. In diesem Fall müssen die Entflechtungsanforderungen für den Betrieb der Speicheranlage insgesamt gelten, so dass hier die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher Anwendung finden. Offen erscheint hingegen, ob die für Gasspeicher geltenden Entflechtungsvorschriften auch dann greifen, wenn die Gasspeicherung lediglich als Zwischenschritt im Rahmen der Stromspeicherung dient, für die an sich gerade keine spezifischen Entflechtungsvorschriften bestehen.



V. Status quo und Veränderungsbedarf aus ökonomischer Sicht

i. Aktuelle Erlösmöglichkeiten

Es ist gängig, die Wirtschaftlichkeit von Speichern nach der Höhe der erzielbaren Deckungsbeiträge zu bestimmen. Die Investitionskosten von Speichern sind jedoch schwer abzuschätzen, und die Betriebskosten hängen stark von der Betriebsstrategie mit wechselnder Teilnahme an mehreren Märkten ab. Da viele Technologien bislang nur im Labormaßstab existieren, ist eine belastbare Kostenprognose schwierig. Zudem existiert keine Technologie, die alle abzudeckenden Einsatzbereiche bedienen kann. Aus diesen Gründen ist es nicht möglich, die ökonomisch günstigste Technologie für den Zweck der Systemsicherheit zu bestimmen. Aufgrund vielfältiger Unsicherheiten und der Abwesenheit einer eindimensionalen „optimalen“ Lösung wird die Notwendigkeit eines Technologiemies erwartet. Dabei liefern die derzeit bestehenden Bereitstellungsmechanismen grundsätzlich hinreichende Anreize für eine technologieoffene Gewährleistung der Systemsicherheit.

- Die Regelenergiemärkte sind liquide und der Zugang ist für viele Akteure offen. Eine kontrollierte Lockerung der Präqualifikationsanforderungen kann den Marktzutritt für weitere Akteure öffnen. Die konkurrierenden Optionen Last- und Erzeugungsmanagement erfordern ebenfalls weitere Forschung, hohe Investitionen und Anpassungen der Marktregeln. Die bislang implizite und kostenlose Bereitstellung der Momentanreserve muss langfristig anderweitig im technisch erforderlichen Ausmaß bereitgestellt werden.
- Die Bereitstellung von Blindleistung basiert auf bilateralen Kontrakten und ist vergleichsweise intransparent. Dennoch stehen neben Speichern eine Vielzahl alternativer Technologien auf einem bestreitbaren Markt zur Verfügung. Dieser potenzielle Wettbewerb ist effizienzfördernd.
- Die Bedeutung der Schwarzstartfähigkeit ist als Einkommensquelle vergleichsweise gering. Zudem ist fraglich, ob diese Eigenschaft im künftigen, von erneuerbaren Energien dominierten Energiemix eine tragende Rolle spielen wird. Zudem können technische Alternativen zu Speichern gefunden werden.
- Die derzeitigen Bereitstellungsmechanismen können grundsätzlich den Bedarf decken und setzen marktgerechte Signale und Anreize. Jedoch wurden zahlreiche Problemfelder identifiziert, welche die marktgeführte Bereitstellung von Systemdienstleistungen beeinträchtigen.

ii. Unvollkommenheiten als Legitimation von Staatseingriffen

Mit dem Qualitätselement der Anreizregulierung soll ein Qualitätsbenchmark künstlichen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern induzieren. Die Bemessungsgrundlage sind Stromunterbrechungen mit einer Dauer von mindestens drei Minuten. Diese machen jedoch nur einen Teil der möglichen Systemunsicherheiten aus, die zudem überwiegend



die Verteilnetze betreffen. Kurzunterbrechungen und Spannungsschwankungen zu vermeiden wird im Vergleich zu einer schnellen Behebung der längeren Unterbrechungen sogar unrentabler.

Eine effiziente Entwicklung des gesamten elektrizitätswirtschaftlichen Systems ist grundsätzlich sichergestellt, wenn die durch einen zusätzlichen Netzanschluss verursachten Mehrkosten durch den von ihm generierten Nutzen mindestens kompensiert werden. Akteure, die von der Netzentgeltspflicht befreit sind, haben allerdings keinen Anreiz, die durch sie verursachten Kosten in die eigenen Entscheidungen einfließen zu lassen. Ebenso wie die Netzentgeltbefreiung diverser Marktakteure führen der Einspeisevorrang für EEG-Anlagen und die Vergütung von abgeregelter Energie aus diesen Anlagen zu einem wenig netzdienlichen Verhalten. Die Installation von EEG-Anlagen in unzureichend ausgebauten Netzregionen verschärft die dortige Engpasssituation. Netzverstärkungen könnten teilweise vermieden werden, wenn der Investor die zusätzlichen Kosten in Form von Netzentgelten in seinem Kalkül berücksichtigen müsste.

Solange es für einige systemstabilisierende Maßnahmen keine Vergütungen gibt, da sie z. B. aufgrund technischer Grundlagen bislang stets verfügbar waren (z. B. rotierende Massen in konventionellen Kraftwerken), werden grundsätzlich dazu fähige Technologien gegenüber denen, die diese Fähigkeit nicht besitzen, in einem marktlich organisierten Allokationsprozess keinen monetären Vorteil erlangen können. Die Folgen sind eine Fehlallokation zu Lasten der entsprechenden Systemdienstleistung und ein unerwünschter technologischer lock-in. Diese Entwicklung ist historisch bedingt, da die konventionellen Kraftwerke einen Teil der notwendigen Dienstleistungen implizit während der Bereitstellung von Nutzleistung erbracht haben. Durch die beschlossene Energiewende ist jedoch ein Rückgang der konventionellen Kapazitäten absehbar. Das volatile Einspeiseverhalten der Erneuerbaren macht zudem die Definition neuer Dienstleistungen notwendig.

Ein Beispiel für die Unvollkommenheit der Märkte ist die Tatsache, dass die deutsche Stromversorgung schon heute ausländische Kapazitäten z. B. in Polen und Tschechien indirekt ausnutzt. Die Kosten der deutschen Energiewende werden in Teilen externalisiert. Durch diesen kurzfristigen Vorteil stellt sich aber nicht nur im Inland ein volkswirtschaftlich suboptimales Investitionsniveau ein. Sofern diese Probleme im europäischen Strommarkt nicht behoben werden, ist zukünftig mit steigenden Abwehrinvestitionen weiterer europäischer Nachbarstaaten zu rechnen. Die insgesamt wohlstandsmindernden Kosten dieser Abwehrstrategien können jedoch durch einen angemessenen institutionellen Rahmen vermieden werden.

Maßgeblich für das Investitionsverhalten privater Marktteilnehmer ist nicht nur die Renditeerwartung, sondern auch das für diese Rendite zu akzeptierende Risiko. Die derzeitige Situation im Energiemarkt ist hoch dynamisch und - wie die Vergangenheit gezeigt hat - auch aufgrund kurzfristig komplett änderbarer energiepolitischer Präferenzen nur bedingt planbar. So wird beispielsweise aufgrund derzeitiger Probleme durch die Energiewende und der Diskussion um Kapazitätsengpässe auf eine grundlegende Novelle des Energiemarktdesigns spekuliert. Hier wäre es aus Sicht der Marktteilnehmer wünschens-



wert, wenn die Politik verstärkt der Ordnungspolitik Vorrang gibt, also für stabile Rahmenbedingungen und damit eine Stabilisierung der Erwartungen sorgt.

iii. Bestehendes Fördersystem für Speicher

Um den genannten Problemen zu begegnen, existieren bereits Ausnahmeregelungen, die Speicher explizit begünstigen. Bei den derzeitigen Instrumenten, die der Förderung von Stromspeichern dienen, handelt es sich im Wesentlichen um:

- Netzentgeltbefreiungen für neue sowie bestimmte Pumpspeichieranlagen, vgl. § 118 Abs. 6 EnWG,
- Befreiungen von der EEG-Umlage, vgl. § 37 Abs. 4 EEG, sowie
- Stromsteuerbefreiungen für Pumpspeicher, vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i. V. m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV.

Daneben bestehen weitere, teilweise nur mittelbar für Speicher förderlich wirkende Mechanismen, wie vermiedene Netzentgelte, das sog. Eigenstromprivileg sowie die EEG-Vergütung auch für Speicherstrom.

VI. Portfolio von Handlungsmöglichkeiten

i. Grundsätzliche Abwägungen

Über die bestehenden Maßnahmen hinaus werden weitere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit untersucht.

Der erste, aus ökonomischer Sicht zu präferierende Ansatz betrifft die Umgestaltung des gesamten elektrizitätswirtschaftlichen Systems zur Gewährleistung optimaler Anreize. Ein derartiges System würde die Probleme der Bereitstellung hinreichender Kapazitäten sowie die effiziente Behebung von Engpässen simultan gewährleisten und dabei jene Grenzen und Anforderungen berücksichtigen, welche das natürliche Monopol der Netze bedingt. Eine derartige theoretisch perfekte Lösung wird aufgrund der noch nicht abgeschlossenen wissenschaftlichen und politischen Diskussion derzeit als nicht verfügbar erachtet, sollte jedoch vorrangig angestrebt werden.

Aus dieser Abwesenheit eines optimalen Designs von Marktregeln und Regulierung folgt die pragmatische Notwendigkeit temporärer Maßnahmen, um die bestehenden Marktunvollkommenheiten zu beheben. Monetäre Förderinstrumente können jedoch weitere Probleme bewirken und werden deshalb als nachrangig betrachtet. Dringender ist hier, bestehende Regelungen und Interdependenzen zu identifizieren, die den Ausbau von Speichern hemmen, und diese zu beseitigen.



ii. Die Handlungsoptionen

In einem ordnungspolitischen Analyseraster wurden Maßnahmen zur Korrektur der identifizierten Marktunvollkommenheiten mit einigen klassischen Förderinstrumenten gegenübergestellt und deren Vor- und Nachteile diskutiert, woraus sich ein Portfolio grundsätzlich möglicher Maßnahmen ergibt:

- **Beibehaltung des Status quo:** Eine erste Möglichkeit zum Ausbau von Speichern und anderen systemstabilisierenden Technologien ist die Beibehaltung des Status quo. Unter der Prämisse funktionierender Märkte würden sich die notwendigen Anreize zum Speicherbau marktendogen ergeben, wodurch ein staatlicher Eingriff unangemessen wäre. Der Einsatz von Förderinstrumenten ist laut BNetzA allein durch nützliche technische Eigenschaften von Speichern nicht zu rechtfertigen. Die vorangegangene Analyse zeigt jedoch auf, dass ein zum Erhalt der Systemsicherheit hinreichender Speicherzubauf aufgrund der genannten Marktunvollkommenheiten nicht gewährleistet ist.
- **Abkehr von der Vergütung nach § 12 EEG:** Für die Förderung von Erneuerbaren Energieträgern haben die Vergütungen nach § 12 EEG bislang nur geringen Einfluss. Mittelfristig ist nicht absehbar, ob sich die gewährten Fördermittel bei zunehmendem Ausbau und zunehmender Abregelung der Anlagen als investitionsentscheidend erweisen werden. Mit ihrer Abschaffung werden jedoch externe Effekte, die Anlagenbetreiber bei einer Überschussproduktion auf die Netze ausüben, internalisiert. Dadurch könnte ein Hemmnis für Speicherinvestitionen abgebaut werden. Die Wechselwirkungen mit dem Ausbauziel der Erneuerbaren Energien sind überschaubar und mögliche Einkommenseffekte sind vermeidbar. Offen ist, in welchem Ausmaß die neuen Investitionsanreize den netzorientierten oder den marktorientierten Speicherbetrieb fördern.
- **Vollständige Netzentgeltbefreiung oder verallgemeinerte Netzentgeltspflicht:** Als Erweiterung der bestehenden Netzentgeltbefreiung für neue oder modernisierte Speicher wird eine bedingungslose und unbefristete Netzentgeltbefreiung diskutiert. Der Entscheidung über Netzentgeltbefreiung geht die Entscheidung voraus, ob Speicher als Verbraucher oder ob sie als Erzeuger oder gar als Teil der Netzinfrastruktur behandelt werden sollen. Kurzfristig könnte sich die Netzentgeltbefreiung für den Erhalt bestehender PSW eignen, die laut Angaben der Betreiber derzeit ihre Wirtschaftlichkeit verlieren. Ob dadurch ein Zubau neuer Speicher angeregt werden kann, ist hingegen ungewiss. Die leistungsorientierte Netzentgeltbefreiung, auch für Last- und Erzeugungsmanagementmaßnahmen, ist einer technologieorientierten vorzuziehen, um eine technologieoffene Bereitstellung der Systemsicherheit zu gewährleisten.

Spezifische Netzentgeltbefreiungen vernachlässigen jedoch grundsätzlich den ökonomischen Zweck dieser Entgelte, Preissignale für die Knappheit von Transportkapazitäten abzubilden. Die im deutschen Recht verankerten und v. a. historisch bedingten Ausnahmetatbestände, wie bspw. die vollständige Befreiung der



Erzeugungsseite, sind aus ökonomischer Sicht nicht zu rechtfertigen. Zunehmende Ausnahmeregelungen erhöhen letztlich in diskriminierender Weise die finanziellen Belastungen für die verbleibenden Netzentgeltpflichtigen. Die Finanzierung der Netzgebühren durch *alle* Nutzer, wie es bspw. im Bereich der deutschen Gas-transportnetze bereits der Fall ist, stellt hier einen alternativen und zielführenden Ansatz dar. Die Höhe der Netzentgelte orientiert sich in technisch sinnvoller Weise an der am Anschlusspunkt in Anspruch genommenen Leistung, für welche die Netze ausgelegt sind, und nicht mehr wie heute an der transportierten Energiemenge. Mit ggf. auch zeitlich und räumlich flexiblen Netzentgelten würde zudem die räumliche und zeitliche Allokation von Erzeugungsanlagen, Speichern und weiteren systemstabilisierenden Optionen sowie von Verbrauchern verbessert und Anreize zu einem marktgerechten Netzausbau gesetzt.

- **Prämienmodelle für systemstabilisierende Leistungen (SsL):** Die Einführung von SsL-Prämien scheint auf dem ersten Blick ein funktionsfähiges, relativ einfach und kostengünstig zu implementierendes und systemadäquates Instrument zu sein. So wird die Erlössituation von Energiespeichern über diese Prämie verbessert, indem auch bislang kostenlose Systemdienstleistungen einen monetären Wert erhalten. Besonders kritisch sind jedoch die Ungewissheit über die tatsächliche Zielerreichung, die tatsächlichen Effizienzeigenschaften sowie insbesondere die diskriminierenden Wirkungen einer Umlagefinanzierung auf die Netznutzer zu sehen.
- **Investitionskostenzuschüsse:** Einmalige Investitionskostenzuschüsse stellen ein etabliertes und praktikables Förderinstrument dar. Sie stehen nach erfolgter Bewilligung den Investoren für den Bau der Speicher sicher zur Verfügung. Demgegenüber können in Aussicht gestellte laufende Zuschüsse bis zur Inbetriebnahme der Anlage nicht mehr in voller Höhe bereitstehen oder sogar bereits abgeschafft sein. Entsprechend liefern einmalige Investitionskostenzuschüsse einen Beitrag zur Risikoteilung zwischen privater und öffentlicher Hand und können damit bereits frühzeitig Anreize zu gesellschaftlich erwünschten Investitionen setzen, auch wenn diese zum jeweiligen Zeitpunkt noch nicht wirtschaftlich sind.
- **Einspeisemodelle:** Wie auch die praktische Erfahrung bei der Förderung der erneuerbaren Energien gezeigt hat, kann von Einspeisemodellen bei entsprechender Preissetzung von einer hohen Ausbaudynamik ausgegangen werden. Aufgrund der ggf. notwendigen Schätzungen von Vergütungssätzen kann ein gesetztes Ziel verfehlt oder nur durch Anpassungsprozesse mit entsprechenden Kosten erreicht werden. Durch die diskriminierende Fixierung auf bestimmte förderfähige Tatbestände drohen zudem lock-in-Effekte. Entgegen der Ausgestaltung in Form des bisherigen EEG wäre aus ordnungspolitischen Erwägungen heraus einer marktorientierenden Variante mit Selbstvermarktungsmechanismen der Vorzug zu geben.



Dabei spielt die FuE-Förderung eine gesonderte Rolle. Mit der staatlichen Finanzierung von Innovationen können Forschungsvorhaben realisiert werden, die aufgrund positiver externer Effekte nicht über private Finanzierung zu Stande kämen. Die Wirkungen stellen sich jedoch tendenziell eher langfristig ein, wobei ein tatsächlicher Zielerfolg grundsätzlich nicht gewährleistet ist. Für das Ziel, bereits kurzfristig Investitionen in Speicherprojekte anzuregen, ist Forschungsförderung allein wenig geeignet. Sie stellt jedoch eine wichtige Grundlage für die langfristige Verfügbarkeit der notwendigen Technologien dar. Durch das generelle Unwissen bezüglich der zukünftigen Vorteilhaftigkeit bestimmter Technologien gegenüber anderen ist es notwendig, dass die Technologieförderung breit gestreut wird.

iii. Fazit

Ohne abschließende Empfehlungen für ein oder mehrere ordnungspolitisch optimale Förderinstrumente geben zu wollen, können dennoch folgende Kernaussagen zur möglichen Gestaltung des Förderrahmens zusammengefasst werden:

- Forschungsförderung bleibt langfristig notwendig.
- Ausnahmetatbestände (z. B. Befreiung von Netznutzungsgebühren) für einzelne Branchen oder konkurrierende Maßnahmen sollten vermieden werden.
- Leicht vermeidbare Investitionshemmnisse sind zu identifizieren und zu beseitigen.
- Der Zubau muss sich technologieoffen an der Fähigkeit der Technologien zur Erbringung der benötigten systemstabilisierenden Leistungen orientieren, um technologische Fehlentwicklungen („lock-ins“) vermeiden zu können. Auf die Einführung neuer Umlagen auf Netz- bzw. Stromkunden sollte verzichtet werden.
- Zusätzliche Förderinstrumente sollten erst als letzte Option in Erwägung gezogen werden.





1 Einführung

1.1 Einleitung und Aufbau des vorliegenden Berichts

Die Stabilität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist gegenwärtig von der Dominanz zentraler und leistungsstarker Kraftwerke, einer großen Reservekapazität von schnell aktivierbaren Spitzenlastkraftwerken, den Eigenschaften elektromechanischer Synchronmaschinen und leistungsfähigen Transport- und Verteilnetzen geprägt. Außer wenigen, großen Pumpspeicherkraftwerken kommen so gut wie keine Energiespeichereinheiten in der Stromwirtschaft zum Einsatz. Die Struktur der Stromversorgung wird sich langfristig deutlich verändern. Die Konsequenzen dieses langfristigen Veränderungsprozesses im Hinblick auf die Sicherheit und Stabilität der Versorgung sind bereits kurzfristig relevant. Die Auslastung von Netzstrukturen und Übertragungskapazitäten wird insbesondere durch die Entwicklungen in den folgenden Bereichen beeinflusst:

- Die zunehmende dezentrale Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen,
- Die Zunahme von Wechselrichtern statt Synchronmaschinen auf der Einspeise-seite,
- Die Zunahme kleiner Stromerzeugungseinheiten mit Abwärmenutzung und
- Als Folge der drei vorgenannten Faktoren, die Verringerung der Anzahl und Gesamtleistung von Großkraftwerken, die in die Hoch- und Höchstspannungsebene einspeisen.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im September 2012 das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie aufzuzeigen, welche Speichertechnologien verfügbar und geeignet sind, einen Beitrag zur Stabilität und Sicherheit der zukünftigen Stromversorgung zu leisten. Im Rahmen dieser Studie ist von der folgenden Prämisse auszugehen: Die zu integrierenden Speichersysteme sollten potenziell in der Lage sein, dieselben Systemdienstleistungen zu erbringen, die bisher von den konventionellen Kraftwerken bereit gestellt werden. Die hier vorgelegte Studie geht darüber hinaus von den folgenden Problemstellungen aus:

- Es soll eine Differenzierung der verschiedenen Anwendungsbereiche der potenziellen Speichertechnologien herausgearbeitet werden.
- Hierbei sind insbesondere die verschiedenen Zeitbereiche (z. B. Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelung) und die sich hieraus ergebenden technischen Anforderungen für den Einsatz der Technologien zu erörtern.
- Darüber hinaus sind die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu analysieren, die den Einsatz von Speichern zum Erhalt der Systemsicherheit im zukünftigen Energiesystem determinieren.



Kapitel 1

- Konkret impliziert dies die Untersuchung von Erlösmöglichkeiten im derzeit absehbaren Geflecht des Designs von Marktregeln und Regulierungsansätzen. Über die marktlichen Erlösmöglichkeiten hinaus sollen auch potenzielle und bereits existierende Förderinstrumente sowie die gesetzlichen Vorgaben für den Speicherbetrieb (insb. Entflechtungsvorgaben) untersucht werden. Anschließend sind hieraus Empfehlungen für die Markteinführung sowie Anpassungen und Weiterentwicklungen rechtlicher Rahmenbedingungen abzuleiten.

Für die Durchführung der Studie wurde am EFZN das folgende Projektteam gebildet, welches dabei insbesondere auf die einschlägigen Kompetenzen der nachfolgenden Institute zurückgreift:

- Institut für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal
Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck
- Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen der TU Braunschweig
Fachgebiet Komponenten nachhaltiger Energiesysteme,
Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel
- Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung
Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
- Institut für Wirtschaftswissenschaften der TU Clausthal
Abteilung für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Makroökonomik
Prof. Dr. sc. Pol. Roland Menges
- Institut für Chemische Verfahrenstechnik der TU Clausthal
Prof. Dr.-Ing. Thomas Turek
- Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht der TU Clausthal
Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer

Durch die gewählte disziplinübergreifende Zusammenstellung ist eine umfassende Betrachtung der zu untersuchenden Fragestellungen möglich. Durch eine enge Rückkopplung mit der Arbeitsgruppe Speicher im Rahmen der Netzplattform ist, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, eine transdisziplinäre Analyse möglich.

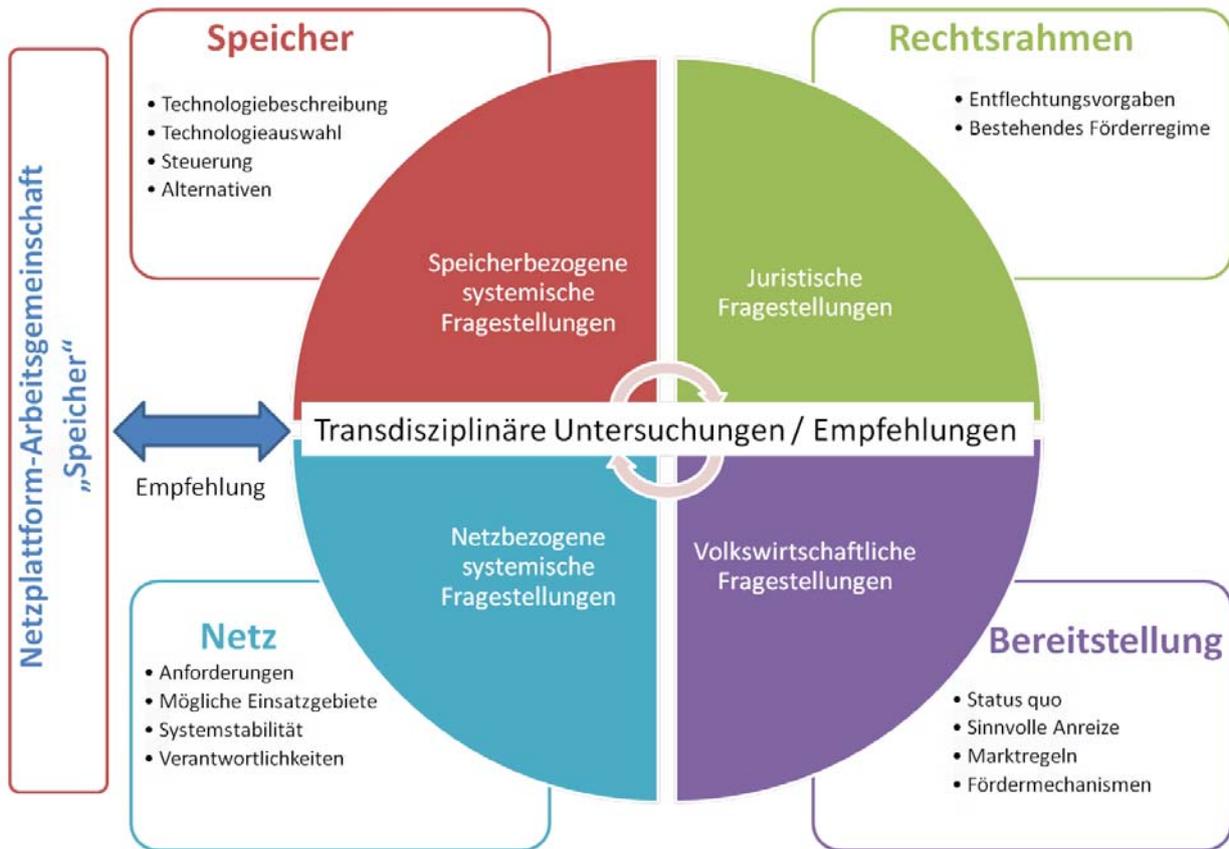


Abbildung 1-1: Disziplinübergreifende Projektstruktur sowie zentrale Elemente der Betrachtung

Der vorliegende Bericht untergliedert sich in sechs Kapitel. Zunächst wird in Kapitel 1 neben dieser Einführung eine Einordnung des zentralen Begriffs der Systemsicherheit vorgenommen.

Im Anschluss werden zunächst die Einsatzgebiete von Speichersystemen (Kapitel 2) sowie die verfügbaren Speichertechnologien anhand ihrer technischen Gesichtspunkte (Kapitel 3) unabhängig voneinander beschrieben. Dabei werden die Einsatzgebiete sowohl anhand heutiger als auch zukünftig zu erwartender Anforderungen an die Systemdienstleistungserbringung abgeleitet. In Kapitel 3 werden darüber hinaus alternative Flexibilitätsoptionen beschrieben.

Auf diesen Ergebnissen aufbauend beschäftigt sich das vierte Kapitel mit der Zuordnung von Speichertechnologien zu den zuvor identifizierten Einsatzgebieten und der technischen Bewertung dieser spezifischen Einsatzprofile. Hierbei wird insbesondere auch auf die notwendigen Kommunikations- und Steuereinrichtungen (Kapitel 4.3) sowie auf die Differenzierung zwischen netzdienlichem und nicht-netzdienlichem Speicherbetrieb eingegangen. In diesem Zusammenhang wird auch die Frage erörtert, welche Gruppe von energiewirtschaftlichen Akteuren für den Speicherbetrieb verantwortlich sein sollte.

Im fünften Kapitel werden die Potentiale zur Marktteilnahme von Speichertechnologien untersucht. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der potenzielle energiewirtschaftliche Nutzen von Speichern für das „Gut Systemsicherheit“ auch davon beeinflusst wird, wie sich andere, möglicherweise nicht weniger wünschenswerte Flexibilitätsoptionen zukünftig entwickeln. Daher wird zunächst die ökonomische Systematik des Gutes Systemsicherheit herausgearbeitet, die die Existenz von Speichertechnologien nicht als Ziel, sondern als Mittel betrachtet. Dieser Schritt ist auch insofern notwendig, als dass hiermit die rein technischen Analysen um Aussagen erweitert werden, die einen systembezogenen Vergleich von volkswirtschaftlichen Nutzen und Kosten der potenziellen Technologien erlauben. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels werden die ökonomischen Restriktionen in Form der Erlösmöglichkeiten des Betriebs von Speichern untersucht, die sich auf den Regelenergiemärkten und anderen außer-marktlichen Institutionen innerhalb des Systems ergeben.

Die Studie schließt mit dem Kapitel 6, indem zunächst die Bereitstellungslogik für das „Gut Systemsicherheit“ diskutiert wird. Im Anschluss werden Hemmnisse für Speicherinvestitionen im bestehenden Strommarktdesign vorgestellt und Empfehlungen für ein mögliches neues Strommarktdesign gegeben. Aufgrund verschiedener aufgeführter Gesichtspunkte erscheint eine Umsetzung jedoch schwierig, so dass abschließend verschiedene diskretionäre Maßnahmen zur Förderung einzelner Technologien sowie bereits implementierte Förderinstrumente vorgestellt werden.

1.2 Begriffsbestimmung

Die *Systemsicherheit* kann als Bewahrung eines stabilen und zulässigen Systemzustands definiert werden. Im Speziellen ist gemeint, dass Störeinflüsse auf das System sicher beherrscht werden können und ein sicheres Zusammenspiel der Systembereiche Erzeugung, Handel und Netzbetrieb gewährleistet wird. Zudem ist auch der Anspruch einer Vermeidung von Großstörungen dem Bereich der Systemsicherheit zuzurechnen [1.1]. Der Arbeitskreis Systemsicherheit der Plattform Zukunftsfähige Netze sieht unter anderem noch Themen wie die Auswirkungen steigender Übertragungsentfernungen und -mengen auf die Netzstabilität sowie die Sicherstellung der Systemdienstleistungen bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien als zentrale Herausforderungen der Systemsicherheit [1.2].

Zur Übersicht der begrifflichen Einordnung ist die Systemsicherheit mit weiteren zentralen Begriffen in Abbildung 1-2 dargestellt.



Abbildung 1-2: Einordnung des Begriffs Systemsicherheit

Die Systemsicherheit ist demnach von dem Begriff der *Versorgungssicherheit* abzugrenzen, die nicht auf die Koordination sondern auf die Notwendigkeit von ausreichenden und angemessenen Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten aufbaut.

Eine *Versorgungsqualität* auf einem hohen Niveau kann nur ermöglicht werden, wenn ein hoher Grad an Systemsicherheit besteht. Die Versorgungsqualität teilt sich dabei in die Bereiche *Spannungsqualität*, welche Auskunft über den zeitlichen Verlauf der Spannung am Netzanschlusspunkt gibt, die *Versorgungszuverlässigkeit*, welche die Verfügbarkeit des Netzes beschreibt sowie die *Servicequalität*, bei der es um die Interaktion zwischen Netzkunde und Netzbetreiber hinsichtlich Erreichbarkeit, Qualität des Beschwerdemanagements und Beratungsqualität geht [1.3].

Während auf der energiepolitischen Seite das übergeordnete Ziel die Versorgungssicherheit ist, besteht die wesentliche Anforderung bei der Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität letztendlich darin, die Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen auf einem minimalen Niveau zu halten. Man spricht von einer Versorgungsunterbrechung, wenn die Spannung am Anschlusspunkt eines Endkunden entweder unterbrochen bzw. auf einen Wert unter 5 % der Nennspannung sinkt (DIN EN 50160) [1.4] und diese Situation eine gewisse Zeit lang anhält. Nach Definition des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) muss die Dauer der Nichtversorgung länger als eine Sekunde bzw. nach DISQUAL länger als drei Minuten andauern [1.5]. Nach Vorgaben der DIN EN 50160 wird zwischen Kurzzeitunterbrechungen (≤ 3 min) und Langzeitunterbrechungen (> 3 min) [1.4] unterschieden.

Gemäß der Meldepflicht von Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG gegenüber der Regulierungsbehörde wird eine Versorgungsunterbrechung nur dann gewertet, wenn eine Dauer von drei Minuten überschritten wird. So wird zum Beispiel eine erfolgreiche



Automatische Wiedereinschaltung (AWE), bei der der Leistungsschalter nach Verschwinden des Lichtbogens durch eine kurze stromlose Pause wieder zuschaltet, nicht erfasst. Obgleich für manche Kunden bei der genannten Unterbrechung bereits Ausfallkosten die Konsequenz sein können.

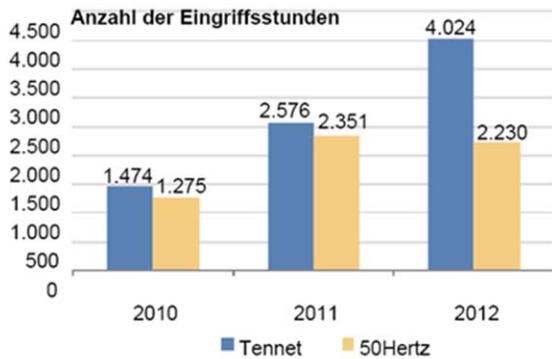
Bisher existiert keine Messgröße, an der direkt den Grad der Systemsicherheit ablesen kann könnte. Hier könnte zum Beispiel die Schaffung eines allgemein anerkannten Index zukünftig sinnvoll sein. Im Folgenden werden daher einige verwandte Kennziffern als mögliche Indikatorwerte überblicksartig diskutiert.

Die Verfügbarkeit des Netzes wird wie international üblich auf Basis der Festlegungen der internationalen UNIPeDE-Expertengruppe „Distribution Quality“ durch mehrere sogenannter DISQUAL-Kennzahlen umschrieben. Diese zielen jedoch auf den Aspekt der Versorgungszuverlässigkeit ab und sind damit kein direktes Indiz für eine hohe Systemsicherheit. Ein weiterer Diskussionspunkt in diesem Zusammenhang ist die Anzahl der Kurzunterbrechungen, die nach Angaben von Industriebetrieben deutlich angestiegen sind [1.6]. Die Forderung seitens des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) ist, dass die Qualitätsregulierung sich nicht ausschließlich auf Störereignisse oberhalb von drei Minuten Dauer beschränken darf. Ein Grund für die Nichtberücksichtigung ist hierbei die fehlende Messinfrastruktur.

Auch Maßnahmen des Einspeisemanagements nach EEG sind weniger als systemrelevante Aspekte, sondern vielmehr als regionale Probleme der Verteilnetze zu identifizieren. Als Indiz mit dem höchsten Erklärungsgehalt erscheinen die durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erforderlichen bzw. erfolgten Eingriffe nach § 13 EnWG. Sofern das System gefährdet oder gestört ist, sollen netzbezogene (insbesondere Schalthandlungen) sowie marktbezogene Maßnahmen (wie Redispatch oder Countertrading) ergriffen werden. Sofern weiterhin die Systemsicherheit nicht in einem ausreichenden Maß gegeben ist, müssen weitergehende Maßnahmen¹ vorgenommen werden. Hierzu ist der Netzbetreiber berechtigt und sogar verpflichtet [1.7]. Die Abbildung 1-3 zeigt die steigende Tendenz der erfolgten Eingriffsstunden für die ÜNB 50Hertz sowie Tennet. Die Herausforderungen an die Sicherstellung der Systemsicherheit haben sich einerseits durch den schleppenden Netzausbau sowie andererseits durch zunehmende (europäische) Handelsaktivitäten sowie eine steigende Einbindung fluktuierender Energien erhöht.

¹Anpassung von Stromeinspeisungen (regenerative und konventionelle), Stromabnahmen (Lastabwurf) und Stromtransite

Maßnahmen nach § 13 Abs.1



Maßnahmen nach § 13 Abs.2

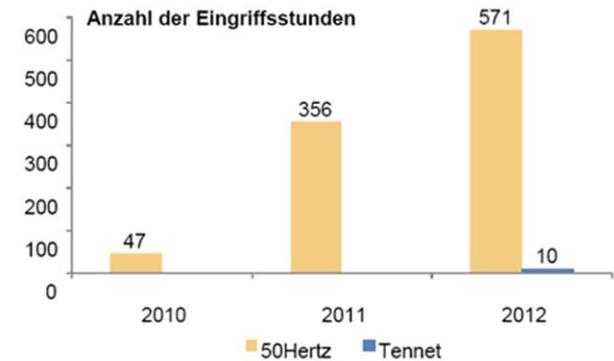


Abbildung 1-3: Maßnahmen nach § 13 EnWG in den Jahren 2010 bis 2012 – Quelle: [1.8] bzw. Daten von 50Hertz, Tennet

Als weiterer möglicher Indikator ist die Beurteilung der Frequenzstabilität anzuführen. Dies geschieht durch die Beobachtung der Korrektur von Abweichungen der Synchronzeit (auf Basis der Netzfrequenz ermittelt) von der koordinierten Weltzeit. Diese Abweichungen sind auch unter dem Begriff Netzzeitabweichung bekannt. Diese wird durch SWISSGRID in Laufenburg gemessen und gesamteuropäisch koordiniert. Überschreitet die Netzzeitabweichung +/-20 Sekunden wird die Nennfrequenz für die Frequenzregler bei vorausseilender Netzzeit um 10 mHz auf 49,990 Hz reduziert, bei nachteilender Netzzeit um 10 mHz auf 50,010 Hz erhöht. Dadurch passt sich die Netzzeit langsam wieder an die koordinierte Weltzeit an. Die Netzzeit stellt damit eine langfristig genaue Zeitbasis mit kurzfristigen Schwankungen im Sekundenbereich dar.

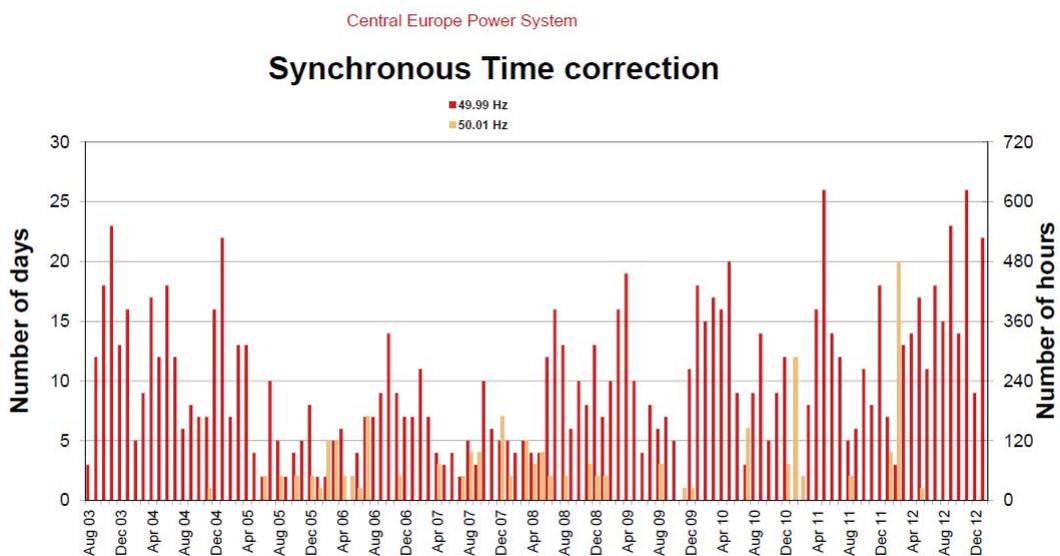


Abbildung 1-4: Häufigkeit der vorgenommenen Synchronzeitkorrekturen im ENTSO-E Verbundnetz



Kapitel 1

Aus Abbildung 1-4 ist die Zunahme der durchschnittlichen Anzahl und Dauer der Synchronzeitkorrekturen in den letzten zwei Jahren zu erkennen. Dies kann als Indiz für immer häufiger vorkommende Frequenzabweichungen im Netzverbund der ENTSO-E gedeutet werden. Trotz der massiv gestiegenen Anzahl der Maßnahmen nach § 13 EnWG gelingt es den Übertragungsnetzbetreibern in den letzten Jahren nicht, die Frequenzqualität auf dem Niveau der Jahre davor zu halten.



2 Mögliche Einsatzgebiete von Speichern im Energiesystem

Das im September 2010 veröffentlichte Energiekonzept der Bundesregierung, welches vorsieht, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung bis 2050 auf 80 % zu steigern, stellt Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Unter diesen Aspekten soll ein Einsatz von Speichertechnologien neu bewertet und untersucht werden.

Das Aufgabenfeld elektrischer Energiespeicher (im Weiteren „Speicher“ genannt) weitet sich zunehmend aus. Zusätzlich zu ihren klassischen Aufgaben müssen Speicher in der Lage sein, Systemdienstleistungen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit und der Funktionserhaltung des Elektroenergiesystems zu erbringen [2.21, 2.22]. In diesem Kapitel erfolgt eine detaillierte Beschreibung dieser Systemdienstleistungen. Aus den gewonnenen Erkenntnissen lassen sich konkrete Aussagen treffen, welche Anforderungen an Speicher zur Erbringung jeder einzelnen Systemdienstleistung heute und zukünftig bestehen.

Nach der Charakterisierung der Systemdienstleistungen folgt im Kapitel 2.5 eine Diskussion darüber, wie sich Aufgaben der Speicher zukünftig im Rahmen der Energiewende verändern. Unter Berücksichtigung der prognostizierten Veränderungen im Kraftwerkspark werden Szenarien vorgestellt, wie sich der Regelleistungsbedarf für Wirk- und Blindleistung in Zukunft entwickeln könnte.

Über die Erbringung der Systemdienstleistungen hinaus werden Szenarien vorgestellt, wie der zukünftige bundesweite Bedarf an Speicherkapazitäten eingeschätzt wird. In diesem Zusammenhang werden die erwarteten Überschussenergiemengen und Mengen von „Dumped-Energy“² beleuchtet. Auch die mögliche Anzahl der „Must-Run-Einheiten“² wird diskutiert. Weitere Diskussionspunkte sind die Problematik des Rückgangs rotierender Massen im Verbundnetz und die Frage des zukünftigen Bedarfs an Momentanreserve.

2.1 Definition von Systemdienstleistungen

Nach dem TransmissionCode [2.3] werden unter Systemdienstleistungen folgende vier Leistungen definiert:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- System-/Betriebsführung.

² Erklärung siehe Kapitel 2.5.5



Systemdienstleitungen werden heute mit Ausnahme von Pumpspeicherwerken zum größten Teil von fossil befeuerten thermischen Kraftwerken erbracht. Sie erbringen Regelleistungen, welche für die Funktionstüchtigkeit des Elektroenergiesystems unbedingt erforderlich sind [2.1].

2.2 Frequenzhaltung

Die Verantwortung zur Erbringung von Regelleistungen liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Diese setzen zum Zweck der Frequenzhaltung entsprechend Abbildung 2-1

- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung und
- Minutenreserveleistung

ein und halten dazu ausreichende Regelleistungen im Rahmen ihrer Systemverantwortung vor. In Abbildung 2-1 ist die zeitliche Abfolge der einzelnen Regelleistungen aufsteigend von links nach rechts dargestellt. Eine Diskussion der ebenfalls notwendigen Momentanreserve erfolgt in Kapitel 2.2.7.

In dieser Studie werden ebenfalls die zukünftigen Anforderungen an elektrische Energiespeicher in Zusammenhang mit der Substituierung des Kraftwerksparks, dem Zuwachs von fluktuierenden Energiequellen und den Problemen bei ihrer Prognostizierung analysiert.

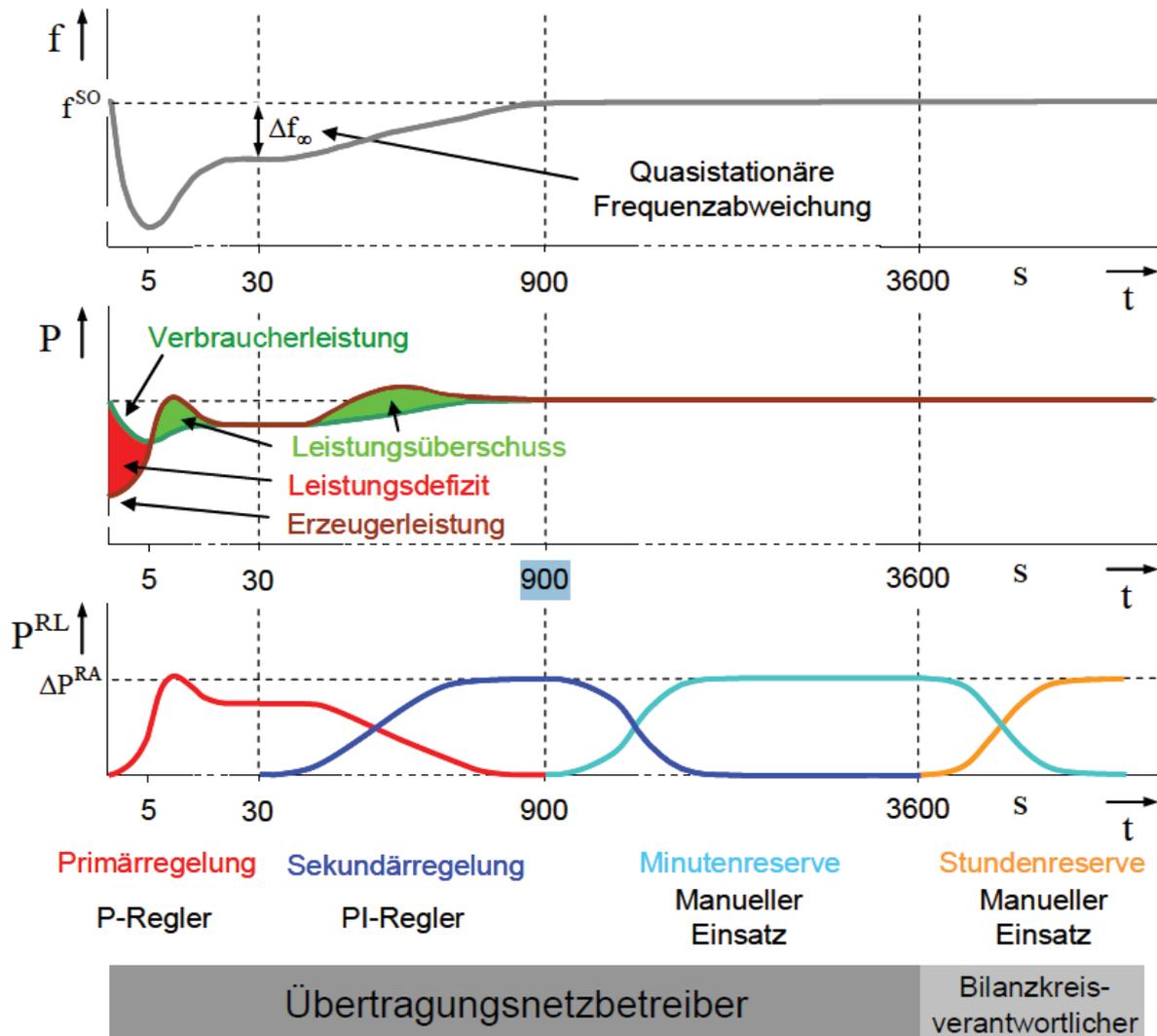


Abbildung 2-1: Ablauf des Einsatzes von Regelenergie [2.2].

2.2.1 Primärregelleistung

Die Höhe der vorzuhaltenden Primärregelleistung (PRL) im gesamten ENTSO-E-Netz ist für deutsche Übertragungsnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt so bemessen, dass ein zeitgleicher Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke (momentan ca. 3000 MW) von der im gesamten ENTSO-E-Raum vorgehaltenen PRL abgefangen werden kann. Die dabei auf die einzelnen Länder entfallenden Anteile richten sich nach deren Anteil an der Erzeugungskapazität. Auf Deutschland entfallen derzeit ca. 600 MW. Aus den für die PRL genutzten thermischen Kraftwerken werden i. d. R. zugleich auch Sekundärregelung, Minutenreserve sowie weitere Systemdienstleistungen erbracht [2.4].



Entsprechend dem deutschen TransmissionCode [2.3] unterliegt die Erbringung der PRL klar definierten Vorgaben. Seit dem 01.12.2007 wird der Bedarf an der PRL über eine gemeinsame Ausschreibungsplattform gedeckt. Die Ausschreibungsdauer beträgt eine Woche für einen Erbringungszeitraum von Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr [2.17]. Die Mindestangebotsgröße ist seitens der Bundesnetzagentur seit 27.06.2011 auf +/-1 MW festgelegt (zuvor 5 MW). Eine Kürzung der angebotenen Leistung ist bei der Vergabe zulässig. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW [2.4]. Speicher, welche sich an der Ausschreibung zur Erbringung von PRL beteiligen sollen, müssten soweit nicht mit dem ÜNB explizit anders verhandelt in der Lage sein, die Mindestangebotsgröße von ± 1 MW über die Dauer der Ausschreibungszeit vorzuhalten bzw. einzuspeichern. Über die gesamte Mindestvorhaltdauer von einer Woche muss die vereinbarte PRL bei einer quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz gleichmäßig in 30 s aktiviert und mindestens über einen Zeitraum von 15 min abgegeben werden können. Dies gilt jedoch nur im Falle einer sogenannten „Poolung“ von Anlagen, also einem vertraglich geregeltem, regelzonenweiten Zusammenschluss unterschiedlicher Anlagen zur Erbringung von Regelleistung. Für den Fall, dass die Speicheranlage nicht „gepoolt“ ist und keine Besicherung ihrer zu erbringenden Regelleistung seitens eines Drittanbieters erfolgt, muss der Speicher in der Lage sein, über die gesamte Erbringungsdauer von einer Woche eine Regelleistung in Höhe von +/-1 MW bereit stellen zu können.

2.2.2 Einsatzgebietsabhängige Anforderungen an Speichersysteme zur Erbringung von Primärregelleistung

Ansprechzeit

PRL muss innerhalb weniger Sekunden aktiviert werden. Im Falle eines Abrufs von 50 % oder weniger der vertraglich vereinbarten Leistung muss die vollständige Aktivierung innerhalb von 15 Sekunden erfolgen. Bei einem Abruf von 50-100 % der Leistung erhöht sich die Zeit linear auf 30 Sekunden. Die Aktivierung erfolgt automatisch in Abhängigkeit von der Frequenzregelung.

Minimale Leistung

Das Mindestgebot zur Teilnahme an der Ausschreibung für PRL beträgt 1 MW. Da es bei der PRL keine einzelnen Produkte für positive und negative Regelleistung gibt, muss ein Regelband mit einer Mindestbreite von 2 MW durchfahren werden können. Unter Vernachlässigung der Möglichkeit einer „Poolung“ mehrerer Anlagen zur Angebotsabgabe muss die Nettonennleistung der Anlage sowohl in Einspeise- als auch in Ausspeiserichtung mindestens 1 MW betragen³.

³ Für die folgenden Betrachtungen wird, falls nicht anders dargestellt, davon ausgegangen, dass die Nennleistungen im Einspeise- und Ausspeisebetrieb gleich sind. Es wird daher nur von Nennleistung gesprochen.



Minimal zu realisierender Leistungsgradient

Unter Zugrundelegung der Mindestgebotshöhe von 1 MW und der Forderung, dass Anlagen größer 100 MW Nennleistung ein Primärregelband von mindestens 2 % ihrer Nennleistung aufweisen müssen, liegt der minimal zu realisierende Leistungsgradient für Anlagen größer 100 MW bei 4 % der Nennleistung pro Minute. Das absolute Minimum wird bei einer Anlage mit einer Nennleistung von 99 MW erreicht. Da die vorgenannte Verpflichtung auf diese Anlagen nicht zutrifft, ist ein Leistungsgradient von ca. 2 % der Nennleistung pro Minute möglich. Anlagen kleiner als 100 MW sind indes von der Erbringung der PRL keineswegs ausgeschlossen. Laut den Präqualifikationsbedingungen müssen diese die Mindestgebotsgröße von ± 1 MW innerhalb von 30 s zur Verfügung stellen bzw. aufnehmen können. Somit ergibt sich ein minimal zu realisierender Leistungsgradient von ± 2 MW pro Minute.

Minimal zu realisierende Speicherkapazität

Über einen längeren Zeitraum gesehen darf davon ausgegangen werden, dass sich die Anforderungen von positiver und negativer PRL nahezu egalieren. Es müssen daher nur die Wirkungsgradverluste einschließlich der Speicherverluste aus der gespeicherten Energie gedeckt werden. Wird die strenge Anforderung einer 100-%-igen Zeitverfügbarkeit angelegt und unterstellt, dass der Abruf während des gesamten Angebotszeitraums von einer Woche nur in eine Richtung erfolgt, ergibt sich eine „Worst-Case-Abschätzung“ der Speicherkapazität, die allerdings nur auf Anlagen mit der minimalen Nennleistung von 1 MW zutrifft und daher nicht weiter dargestellt ist. Anlagen mit einer größeren Nennleistung sind im sehr unwahrscheinlichen Fall eines längerfristigen, deutlich unsymmetrischen Abrufs in der Lage, die Energiebilanz durch Handelsgeschäfte im regulären Wirkleistungshandel auszugleichen. Wird weiterhin die Möglichkeit zur „Poolung“ und zur Absicherung der zu erbringenden Leistung durch präqualifizierte Anlagen Dritter nicht berücksichtigt, so ergibt sich entsprechend der harten Anforderungen aus den Präqualifikationsbedingungen ein erforderlicher Energieinhalt von $E_{\text{Speicher}} = 1 \text{ Woche} \cdot P_{\text{Angebot}}$. Diese Anforderung würde für die meisten Speicher eine hohe Hürde darstellen.

Zeitraum der Leistungserbringung

Der Ausschreibungszeitraum für PRL beträgt derzeit eine Woche. Die vorliegenden harten Anforderungen hinsichtlich der Erbringungsdauer von einer Woche können unter Berücksichtigung mehrerer Beschlüsse der Bundesnetzagentur flexibilisiert werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Mindestangebotshöhe auf einen relativ niedrigen Wert von ± 1 MW gesenkt wurde. Den Anbietern von PRL ist überdies erlaubt, ihre Anlagen zu einem „Anlagenpool“ zusammen zu schließen. Es kommt hinzu, dass die Zuordnung der Anlagen zu einem „Anlagenpool“ zu Beginn jeder Viertelstunde geändert werden kann und ihre Anlagen innerhalb eines „Anlagenpools“ jeder Zeit gewechselt werden können. Des Weiteren ist eine Besicherung der PRL erbringenden Anlagen über präqualifizierte und nicht an der Ausschreibung teilnehmende Anlagen Dritter möglich. Somit wird den Speichern im Elektroenergiesystem, welche die PRL nicht für den gesamten Produktzeitraum zur Verfügung stellen können, durch die oben genannten



Aspekte die Möglichkeit gegeben, die geforderte Verfügbarkeit innerhalb des gesamten Zeitraums zu gewährleisten.

Die oben beschriebenen Mindestanforderungen zur Erbringung von PRL lassen sich anhand Abbildung 2-2 veranschaulichen. Für einen Speicher bedeutet dies, dass dieser innerhalb eines „Pools“ in der Lage sein muss, nach fünf Sekunden Totzeit 100 % der ausgeschriebenen Leistung (mindestens jedoch 1 MW) innerhalb von dreißig Sekunden zur Verfügung zu stellen und diese innerhalb von fünfzehn Minuten abgeben zu können.

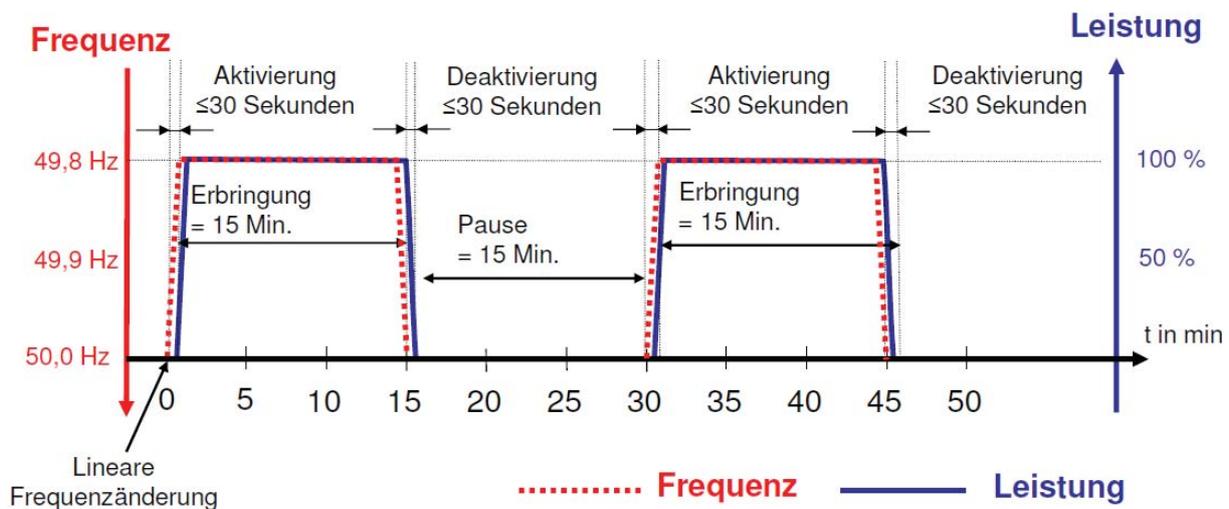


Abbildung 2-2: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von negativer Primärregelleistung [2.23].

2.2.3 Sekundärregelleistung

Im Verbundnetz bestehen nach dem Ausregeln einer plötzlichen Änderung der nachgefragten oder erzeugten Leistung durch die Primärregelung quasistationäre, also beinahe netzfrequente Abweichungen (in Bezug auf die Sollwerte) sowohl der Frequenz als auch der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen. Ziel der Sekundärregelung (SR) ist es, die Frequenz auf ihren Sollwert und die über die Verbundkuppelleitungen zwischen den Regelzonen ausgetauschten Übergabeleistungen auf die abgestimmten Sollwerte (Fahrplanwerte) zurückzuführen. Der aufgrund permanenter Störungen des Leistungsgleichgewichtes fast dauerhafte Eingriff der Sekundärregelleistung (SRL), vom automatischen Erkennen nach einigen Sekunden bis hin zur vollständigen Ausregelung einer Abweichung, dauert einige Minuten und ist somit von der Primärregelung (vollständiger Einsatz nach 30 Sekunden) entkoppelt. Hierfür muss der ÜNB ein ausreichend großes Sekundärregelband vorhalten (dessen Definition siehe unten) [2.5].



Genau wie PRL wird auch die SRL über eine gemeinsame Internetplattform beschafft. Dabei gilt seit 27.06.2011 eine Ausschreibungsdauer von einer Woche (bis dahin seit dem 01.12.2007 ein Monat). Diese erfolgt für einen Erbringungszeitraum von Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr.

Die SRL wird des Weiteren in vier unabhängigen Produkten am Regelenergiemarkt gehandelt. Die vier Produkte sind durchaus einzeln abrufbar und ergeben sich in Folge einer Trennung nach positiver und negativer Regelleistung sowie nach Tarifzeit HT und NT. Die einzelnen Tarifscheiben sind zeitlich wie folgt gegliedert:

- NT: Tarifzeit der Regelleistung (Mo-Fr von 0:00 bis 8:00 Uhr, 20:00 bis 24:00 Uhr und Samstag, Sonntag sowie an Feiertagen 0:00 bis 24:00 Uhr)
- HT: Tarifzeit der Regelleistung (Mo-Fr von 8:00 bis 20:00 Uhr)

Die für eine technische Einheit maximal präqualifizierbare SRL ergibt sich aus der innerhalb von fünf Minuten aktivierten und gemessenen Leistungsänderung jeder Regelrichtung.

Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der SRL-Ausschreibung wird auf 5 MW jeweils für positive und negative SRL festgesetzt. Eine Verringerung des Angebots auf die Mindestlosgröße ist zulässig. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW. Bei Anlagen, die die geforderte Leistung nur in diskreten Leistungsschritten erbringen können, ist eine Überschreitung der abgerufenen Leistung von bis zu 5 MW zulässig.

2.2.4 Einsatzgebietsabhängige Anforderungen an Speichersysteme zur Erbringung von Sekundärregelleistung

Ansprechzeit

Die angebotene SRL muss innerhalb von fünf Minuten vollständig aktiviert sein.

Minimale Leistung

Bei Vernachlässigung der Möglichkeit einer Anlagenpoolung zur Erreichung der Mindestgebotshöhe von 5 MW muss die betrachtete Anlage einen Regelbereich von 5 MW aufweisen. Im Fall der SRL kann auf die ausschließliche Bereitstellung positiver oder negativer Regelleistung geboten werden, ein symmetrisches Gebot ist nicht mehr erforderlich. Es muss somit die Summe der Netto-Nennleistungen im Einspeise- und Ausspeisebetrieb 5 MW betragen.

Minimal zu realisierender Leistungsgradient

Die Anforderung eines minimalen Leistungsgradienten wurde von den ÜNB aus dem TransmissionCode gestrichen. Der minimal zu realisierende Leistungsgradient ist somit ausschließlich abhängig von der Gebotshöhe und beträgt bei Mindestgebot 1 MW/min.

Minimal zu realisierende Speicherkapazität

Die minimal zu realisierende Speicherkapazität kann auch im Fall der SRL nicht exakt bestimmt werden. Im Fall einer Anlage mit minimaler Leistung (s. o.) ist wie im Fall der



PRL eine „Worst-Case-Abschätzung“ möglich, die auch in diesem Fall nicht sinnvoll erscheint und daher nicht weiterverfolgt wird. Ist die Nennleistung in einem ausreichenden Maß größer als die angebotene Menge, so besteht auch im Fall der SRL die Möglichkeit, die Bilanz im regulären Wirkleistungshandel wieder auszugleichen. Eine Speicherkapazität von $E_{\text{Speicher}} = 4 \text{ h} \cdot P_{\text{Angebot}}$ ist in den Präqualifikationsbedingungen für eine Anlage innerhalb eines Pools als mindestens zu erfüllende Größe festgelegt.

Zeitraum der Leistungserbringung

Der Ausschreibungszeitraum für SRL beträgt derzeit eine Woche. Die Woche ist in zwei Zeitscheiben aufgeteilt, die Zeiten hoher und niedriger Nachfrage nach elektrischer Energie entsprechen. Die Zeitscheibe HT enthält alle Werktage von 8-20 Uhr, die Zeitscheibe NT die restlichen Zeiten.

2.2.5 Minutenreserve

Die Minutenreserveleistung (MRL) dient zur Wiederherstellung des freien Sekundärregelbandes sowie zum Ausgleich von Leistungsdefiziten die durch SRL allein nicht ausgeregelt werden können. Entsprechend der ENTSO-E-Vorgabe haben die Wiederherstellung des freien Sekundärregelbandes und der Ausgleich von Leistungsdefiziten innerhalb von 15 Minuten zu erfolgen, wobei der Einsatz der MRL jederzeit erforderlich werden kann [2.7].

Der Ausschreibungszeitraum zur Erbringung der MRL erfolgt täglich. Die Mindestvorhaldedauer beträgt somit 24 Stunden. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für die MRL beträgt seit dem 01.12.2011 rund 10 MW und ab dem 03.07.2012 zeitgleich mit der Einführung des automatischen Abrufverfahrens 5 MW. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW [2.8]. Jede zu präqualifizierende Technische Einheit muss die Minutenreserve in voller Höhe innerhalb von 15 Minuten nach Beginn des Abrufs erbringen.

Der Anbieter muss die gesamte angebotene Minutenreserve mit einem Abruf des ÜNB zur Verfügung stellen können. Für die Erbringung von MRL können neben einzelnen Technischen Einheiten, die für sich allein die geforderte Mindestangebotsgröße bereitstellen können, auch sog. „MRL-Pools“ präqualifiziert werden. Ein „MRL-Pool“ besteht aus einzelnen Technischen Einheiten (Erzeugungs- und ggf. Speichieranlagen) von ggf. unterschiedlichen Betreibern an verschiedenen Standorten innerhalb einer Regelzone. Der Abruf liegt innerhalb des im Angebot genannten Leistungsbandes und erfolgt angebotsscharf in 1- MW Stufen. Die kleinste Abrufmenge in positiver oder negativer Richtung entspricht der festgelegten Mindestangebotsgröße [2.7].

Bei Beendigung des MRL-Abrufs muss die Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten nach dem Endzeitpunkt des Minutenreserve-Fahrplans wieder vollständig zurück gefahren sein [2.6].



2.2.6 Einsatzgebietsabhängige Anforderungen an Speichersysteme zur Erbringung von Minutenreserve

Ansprechzeit

Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen.

Minimale Leistung

Die Mindestgebotshöhe liegt bei der Minutenreserve bei 5 MW. Da wie bei der SRL positive und negative Regelleistung separat angeboten werden können, muss dementsprechend die Summe der Netto-Nennleistungen im Einspeise- und Ausspeisebetrieb ebenfalls 5 MW betragen.

Minimal zu realisierender Leistungsgradient

Der minimal zu realisierende Leistungsgradient ist abhängig von der Gebotshöhe und beträgt bei Mindestgebot 0,33 MW/min.

Minimal zu realisierende Speicherkapazität

Im Fall der Minutenreserve ist eine Abschätzung der minimal zu realisierenden Speicherkapazität aufgrund der kleinen Angebotszeitscheiben von 4 Stunden leichter möglich. Davon ausgehend, dass die Minutenreserve den gesamten Angebotszeitraum nahezu dauerhaft abgerufen wird, ergibt sich eine minimal zu realisierende Speicherkapazität von $E_{\text{Speicher}} = 4 \text{ h} \cdot P_{\text{Angebot}}$. Diese gilt im „Worst-Case-Fall“ eines Angebots der gesamten Nennleistung.

Zeitraum der Leistungserbringung

Der Ausschreibungszeitraum für die Minutenreserve beträgt derzeit einen Tag. Für diesen Tag werden sechs 4-stündige Zeitscheiben (0-4 Uhr, 4-8 Uhr, etc.) ausgeschrieben.

2.2.7 Momentanreserve

Das Trägheitsmoment rotierender Massen eines synchron am Netz operierenden Generators (Synchrongenerator), welches sich vorrangig aus dem großen Radius des Läufers und der schweren Masse der Welle zusammensetzt, speichert im laufenden Betrieb kinetische Energie. Diese gespeicherte Energie steht bei Störleistungen sofort systemstabilisierend zur Verfügung. In diesem Zusammenhang wurde der Begriff „Momentanreserve“ eingeführt. Die Energiewende in Deutschland geht jedoch mit einer Reduktion der synchron mit dem Netz umlaufenden Schwungmassen einher, da die regenerativen Energiequellen durch leistungselektronische Umrichter ihre Leistung ins Netz einspeisen und somit keine Kopplung rotierender Schwungmassen mit dem Netz gewährleisten und die großen thermischen Kraftwerke verdrängt werden. Die durch Politik forcierten Erneuerungen im Kraftwerkspark, hier vor allem die Trennung der Kernkraftwerke (KKW) vom Netz, beschleunigen die Reduktion rotierender Massen im Verbundnetz. Aus dem Netzentwicklungsplan 2012 geht jedoch hervor, dass die Einflüsse auf die Frequenzstabilität im Zeitbereich der Momentanreserve derzeit im tolerierbaren Bereich bleiben. Dies wird



dadurch begründet, dass trotz der Änderungen im deutschen Kraftwerkspark im gesamteuropäischen Verbundsystem mit Hinblick auf das Ausland noch voraussichtlich weiterhin ausreichend Schwungmasse vorhanden ist [2.14] (externe Effekte). Eine unzulässige Reduktion der Schwungmassen im Netz und die mögliche Bereitstellung künstlicher Schwungmasse durch genügend große Umrichter, mit Hilfe derer erneuerbare Energiequellen ihre Leistung ins Netz einspeisen, wird für einen Zeitraum nach 2050 prognostiziert [2.8]. Soll sich die Systemstabilität im Kurzzeitbereich in Deutschland nicht auf die Momentanreserve ausländischer konventioneller Kraftwerke stützen, besteht vorher Handlungsbedarf.

2.3 Spannungshaltung

Die Spannungshaltung ist Bestandteil der Maßnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung, für die der zuständige Netzbetreiber die Verantwortung trägt. Spannungshaltung im Übertragungsnetz kann unter anderem auch durch Blindleistungskompensationsanlagen gewährleistet werden. Aufgrund des Zusammenhanges des Blindleistungshaushaltes mit der Spannungsamplitude im Übertragungsnetz (Spannungsstabilität) sind die ÜNB dazu verpflichtet, ein Gleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung zu gewährleisten [2.3].

Ähnlich wie für die Erbringung der PRL werden die Anforderungen für Speicher zur Erbringung der Blindleistung an den Anforderungen für konventionelle Kraftwerke abgeleitet, da diese unter anderem aus der Sicht der Systemsicherheit entstanden sind. Jede anzuschließende neue Erzeugungseinheit muss im Nennbetriebspunkt die Anforderungen gemäß den Grafiken in Abbildung 2-3 bis Abbildung 2-5 am Netzanschlusspunkt erfüllen. Die Auswahl einer der möglichen Varianten trifft der ÜNB auf Grund der jeweiligen Netzanforderungen. Der vereinbarte Blindleistungsbereich muss wiederholt innerhalb weniger Minuten durchfahren werden können und ist bei Nennwirkleistung zu erbringen. Änderungen der Blindleistungsvorgaben innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein. Bei Bedarf kann der Netzbetreiber einen anderen Bereich festlegen [2.3]. Zur Erbringung der Vorgaben ist eine „Poolung“ der einzelnen Speichieranlagen möglich. Momentan kann die „Poolung“ hinsichtlich der Anzahl und der Größen der Anlagen uneingeschränkt erfolgen. Eine flächenmäßig breit gestreute „Poolung“ ist indes nicht möglich, da Blindleistungsbereitstellung stets lokal erfolgen muss. Der gesamte Vorgang muss zusätzlich beliebig oft möglich sein.

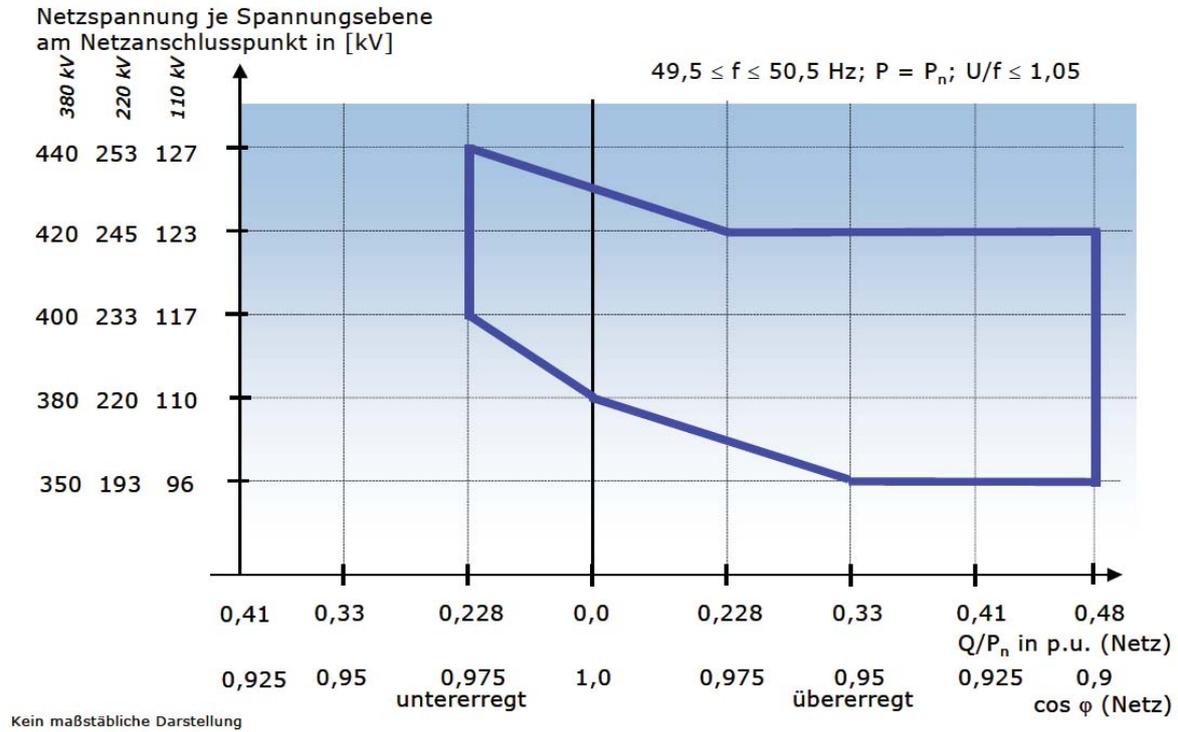


Abbildung 2-3: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 1)

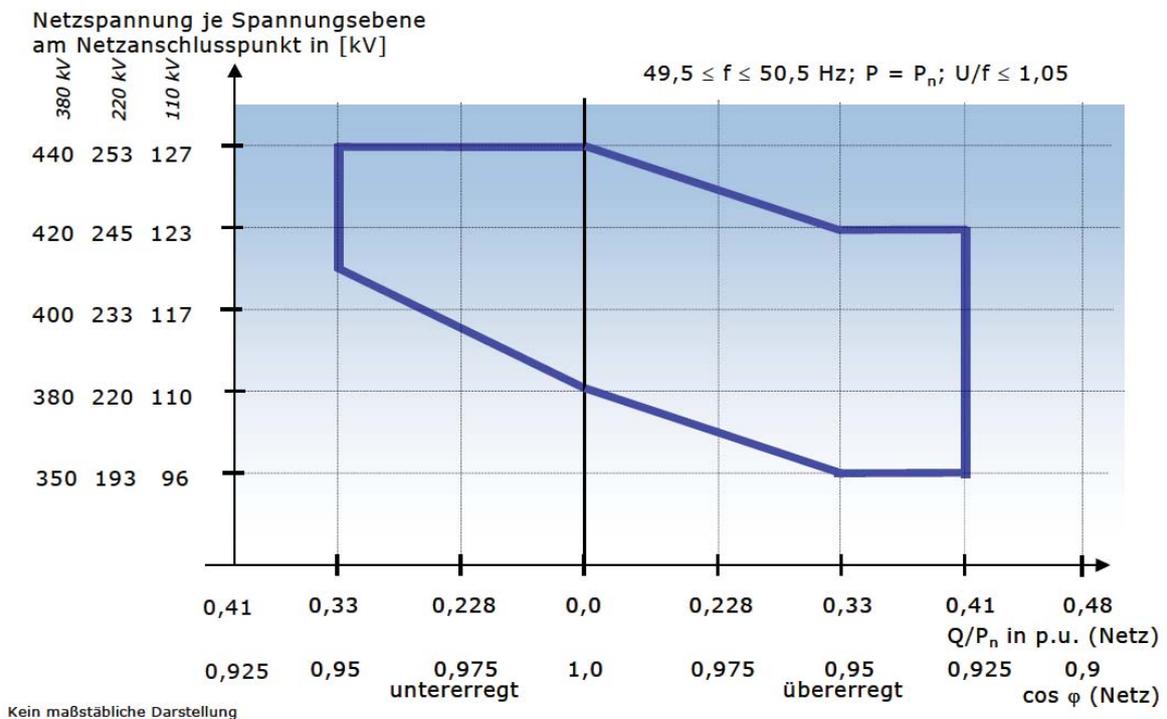


Abbildung 2-4: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 2)

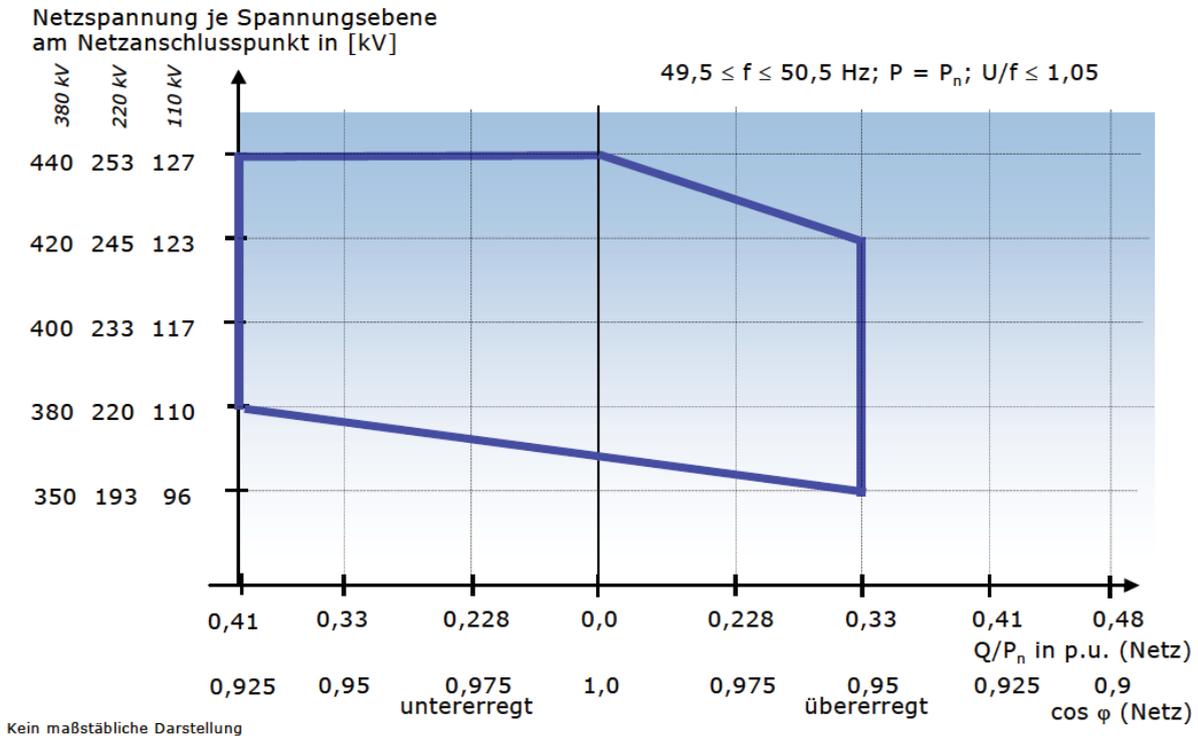


Abbildung 2-5: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 3)

2.4 Versorgungswiederaufbau

Die ÜNB koordinieren im Rahmen ihrer Systemverantwortung die Wiederherstellung der Stromversorgung nach Großstörungen in den von ihnen betriebenen Übertragungsnetzen in Zusammenarbeit mit benachbarten ÜNB bzw. den unterlagerten Verteilnetzbetreibern (VNB) sowie Betreibern von Erzeugungseinheiten. Die Trennung einer Erzeugungseinheit vom Netz, sowohl im Eigenbedarfsfall, als auch im Fall bei Bildung eines Inselnetzes, muss durch dessen Regelung eigenständig intern erkannt und entsprechend ausgeregelt werden [2.3]. Nach Abfangen auf Eigenbedarf muss die Erzeugungseinheit mindestens 2 Stunden nur mit dem Eigenbedarf belastet betrieben werden können. Bei Netz- und Inselfähigkeit muss jede Erzeugungseinheit ≥ 100 MW in der Lage sein, die Frequenz zu regeln unter der Voraussetzung, dass das entstandene Leistungsdefizit nicht größer als die in der Netzeinsel vorhandene Primärregelreserve ist. Bei Leistungsüberschuss muss die Erzeugungseinheit bis zur Mindestleistung entlastet werden können. Ein derartiger (Netz-) Inselbetrieb muss mehrere Stunden aufrechterhalten werden können. Im (Netz-)Inselbetrieb muss die Erzeugungseinheit stoßartige Lastzuschaltungen in Höhe von bis zu 10 % ihrer Nennwirkleistung (maximal jedoch 50 MW) ausregeln können. Die Pausen zwischen zwei aufeinander folgenden Lastzuschaltungen betragen mindestens fünf Minuten.



Für den Fall eines Blackouts muss die Schwarzstartfähigkeit vom Betreiber der Erzeugungseinheit angeboten werden, sofern der Netzbetreiber dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert. Die standortspezifischen Bedingungen sind zwischen dem Betreiber der Erzeugungseinheit und dem ÜNB zu vereinbaren.

Jeder der vier ÜNB in Deutschland hat für seine Regelzone Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen zur Verfügung steht. Auch müssen ÜNB ein Konzept zum Netzwiederaufbau aufstellen. Die Schwarzstartfähigkeit an sich ist jedoch im TransmissionCode durch keine Mindestanforderung definiert. Art und Umfang werden also zwischen dem ÜNB und dem Anschlussnehmer der Erzeugungseinheit bilateral vereinbart.

Aufgrund des Verbundnetzes der ENTSO-E ist ein Schwarzstart von Kraftwerken aus dem komplett kalten Zustand als Aufgabe für Speicher wohl eher unwahrscheinlich. Speicher eignen sich am besten für eine Synchronisation der Teilnetze zum Wiederaufbau des Verbundnetzes. In diesem Zustand befinden sich die für den Schwarzstart bestimmte Kraftwerke im warmen Zustand, so dass die Zeitdauer für die zum Schwarzstart notwendige Leistungserbringung einige Stunden beträgt. Für diese Aufgaben eignen sich am besten Pumpspeicherkraftwerke (PSW). Diese haben sich in einem solchen Fall bereits als wichtig erwiesen. Beim Störfall in Jahr 2006 musste für die danach folgende Resynchronisation der voneinander getrennten Teilnetze innerhalb des Verbundnetzes in einem der Teilnetze, die sich eingestellte hohe Frequenz auf etwa 50 Hz wieder gesenkt werden. Hierzu haben die vorhandenen PSW einen wichtigen Anteil an negativer Regelleistung zur Verfügung gestellt.

Für eine mögliche Abschätzung der Anforderungen für einen Schwarzstart werden Angaben für Anfahrtszeiten von schwarzstartfähigen Kraftwerken und deren Eigenbedarfsleistungen herangezogen, siehe hierzu Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2.

Für die Abschätzung der Speicherkapazitäten zur Erbringung von Leistungen für einen Schwarzstart werden Anfahrtszeiten für Gasturbinen-Kraftwerke und GuD-Anlagen betrachtet, da andere größere, thermische Einheiten eher nicht für den Schwarzstart prädestiniert sind. Somit ergibt sich eine grobe Schätzung für die Speicherkapazität als Produkt aus Anfahrtszeiten, welche in der Größenordnung 0,33 h bis 5 h liegt und den Eigenbedarfsleistungen in der Größenordnung von 4 % bis 5 % bezogen auf die Bemessungsscheinleistung des Kraftwerkes.



Tabelle 2-1: Richtwerte für Eigenbedarfsleistung bei störungsfreiem Betrieb bezogen auf die Bemessungsleistung [2.18]

Steinkohle-Kraftwerk	7...8 %
Dampfkraftwerk mit Gasfeuerung	4...5 %
Braunkohle-Kraftwerk	9...10 %
Dampfkraftwerk mit Ölfeuerung	5...6 %
Leichtwasser-Kernkraftwerk	5...6 %
Wasserkraftwerk	1...2 %

Tabelle 2-2: Richtwerte für Anfahrzeiten verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der Stillstanddauer [2.19] [2.20] (t_s : Stillstandszeit, SK: Steinkohlekraftwerk, BK: Braunkohlekraftwerk, GT: Gasturbinenkraftwerk, GuD: Gas- und Dampf-Kraftwerk, KKW: Kernkraftwerk)

	SK	BK	GT	GuD	KKW
Anfahrzeiten aus dem heißen Zustand h ($t_s < 8 h$)	1	2	0,33	1	3
Anfahrzeiten aus dem warmen Zustand h ($8 h \leq t_s \leq 50 h$)	4	5	0,33	3	8
Anfahrzeiten aus dem kalten Zustand h ($t_s \geq 50 h$)	6	9	0,33	5	50



2.5 Kriterien zur netztechnischen Beurteilung und Abschätzung des Bedarfs an Speichersystemen unter Beachtung zukünftiger Herausforderungen im Verbundnetz

2.5.1 Konstellation des Kraftwerksparks zur Regelleistungserbringung zum gegenwärtigen Zeitpunkt

Die kumulierte elektrische Nennleistung aller PRL-präqualifizierten Technischen Einheiten (TE) als auch deren Aufschlüsselung nach Kraftwerksart sowie eingesetzten Brennstoffen sind der Tabelle 2-3 zu entnehmen [2.4].

Tabelle 2-3: Kumulierte elektrische Nennleistung aller Primärregelleistung-präqualifizierten TE

Art des Kraftwerks/ Primärenergieträger	Elektrische Nennleistung in MW
Thermisch	53.117
davon:	
Braunkohle	18.494
Gas	1.480
Kernenergie	15.429
Öl	2.964
Steinkohle	14.750
hydraulisch	7.454
Summe	60.571

Zweiundzwanzig der für die PRL präqualifizierten TE besitzen eine Nennleistung unter 100 MW. Neun der präqualifizierten TE mit einer elektrischen Nennleistung unter 100 MW sind PSW. Der prozentuale Anteil der oben genannten Kraftwerkstypen ist aus der folgenden Tabelle ersichtlich. Da bei den TE nicht in jedem Fall eine für die positive und negative PRL symmetrische Leistungspräqualifikation vorliegt, wurde insoweit eine entsprechende Differenzierung vorgenommen [2.4].



Tabelle 2-4: Der prozentuale Anteil a) der präqualifizierten Kraftwerke, b) der präqualifizierten Leistung

Art des Kraftwerks/ Primärenergieträger	a) Anteil präqualifizierter TE in %	b) Anteil präqualifizierte Leistung in %	
		Positiv	Negativ
Thermisch	68,59	39,33	40,46
davon:			
Braunkohle	30,77	12,06	12,28
Gas	3,85	0,83	0,85
Kernenergie	8,33	10,21	10,99
Öl	3,85	2,92	2,97
Steinkohle	21,79	13,31	13,36
hydraulisch	31,41	60,67	59,54

2.5.2 Szenarien für mögliche Auswirkungen des Rückgangs von Schwungmassen im Netz

Eine zunehmend umrichterdominierte und damit ohne Schwungmassen mit dem Netz verbundene Einspeisung aus regenerativen Energiequellen hat einen signifikanten Einfluss auf die Erbringung von Systemdienstleistungen zur Einhaltung der Frequenzstabilität. Wie in einem Szenario in [2.10] beschrieben, werden durch den Rückgang an Momentanreserve die Anforderungen an die Erbringung von PRL steigen. In Abbildung 2-6 werden zwei Frequenzverläufe dargestellt. Hierbei erfolgt zum Zeitpunkt eine Störung wie beispielsweise ein Kraftwerksausfall. Die blaue und die grüne Kennlinie verdeutlichen den Frequenzgang der sich nach dem Einbruch der Frequenz aufgrund des Einsatzes von Primär- und Sekundärregelleistung einstellt. Die blaue Kennlinie verdeutlicht den Frequenzgang nach einer Störung mit ausreichend im Netz vorhandenen rotierenden Massen. Die grüne Kennlinie verdeutlicht dagegen den Frequenzgang nach einer Störung im Netz mit vermehrter Einspeisung umrichterdominierter Erzeuger und gleichzeitig einer Reduktion an rotierenden Massen (Wind- und PV-Systeme). Es ist zu beobachten, dass das Frequenzminimum früher auftreten wird. Außerdem sinkt die Frequenz tiefer, was darauf zurückzuführen ist, dass die PRL nicht ausreichend schnell, der zunehmenden Anforderung entsprechend, die Reserveleistung mobilisieren kann. Für einen Einsatz der Speicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen bedeutet dies eine Erhöhung der Regeldynamik im kritischen Zeitbereich von 0 bis 15 Sekunden. Die Verläufe in Abbildung 2-7 und Abbildung 2-8 verdeutlichen zusätzlich noch den dynamischen Einsatz der Primär- und Sekundärregelleistung.

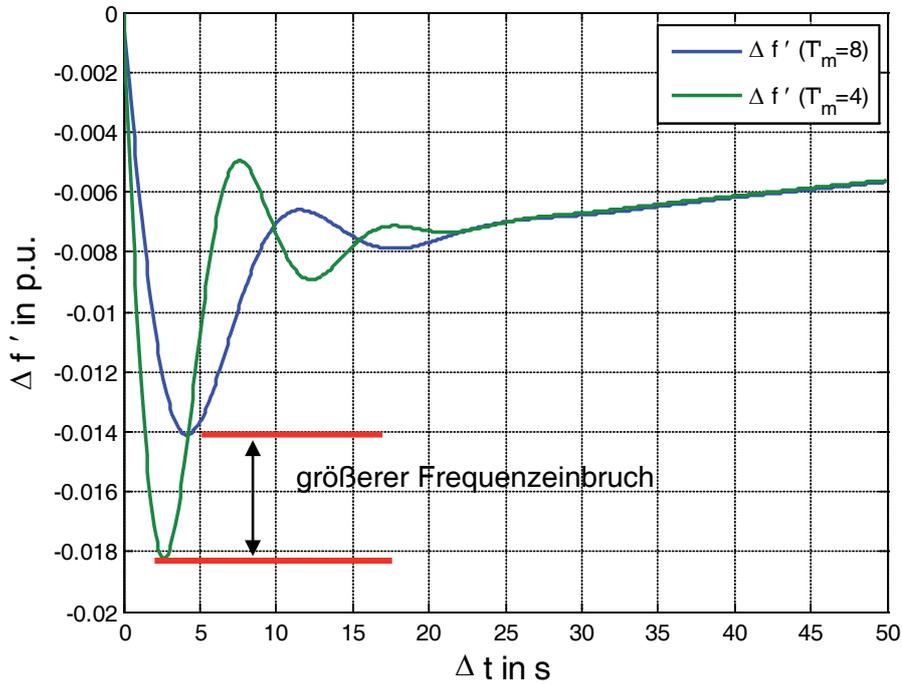


Abbildung 2-6: Normierte Frequenzverläufe nach Störung mit ausreichend vorhandener Schwungmasse (blaue Kurve) und mit fehlenden rotierenden Massen im Netz (grüne Kurve) (Simulationsverlauf, T_m : elektromechanische Zeitkonstante)

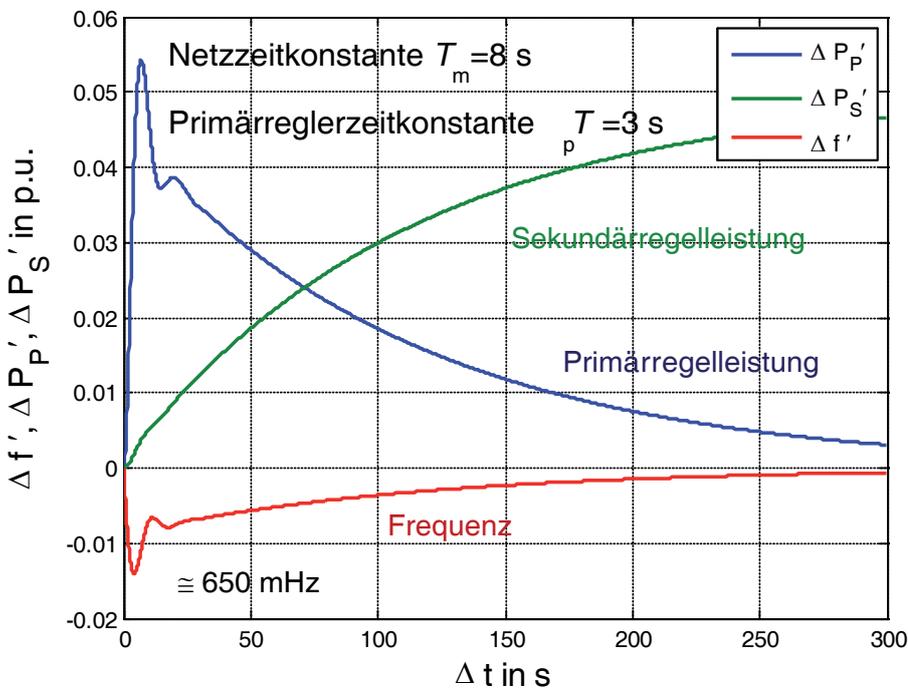


Abbildung 2-7: Normierter Verlauf der Primär- und Sekundärregelleistung nach einer Störung für ein Netz mit ausreichend vorhandener Schwungmasse (Simulationsverlauf, T_m : elektromechanische Zeitkonstante)

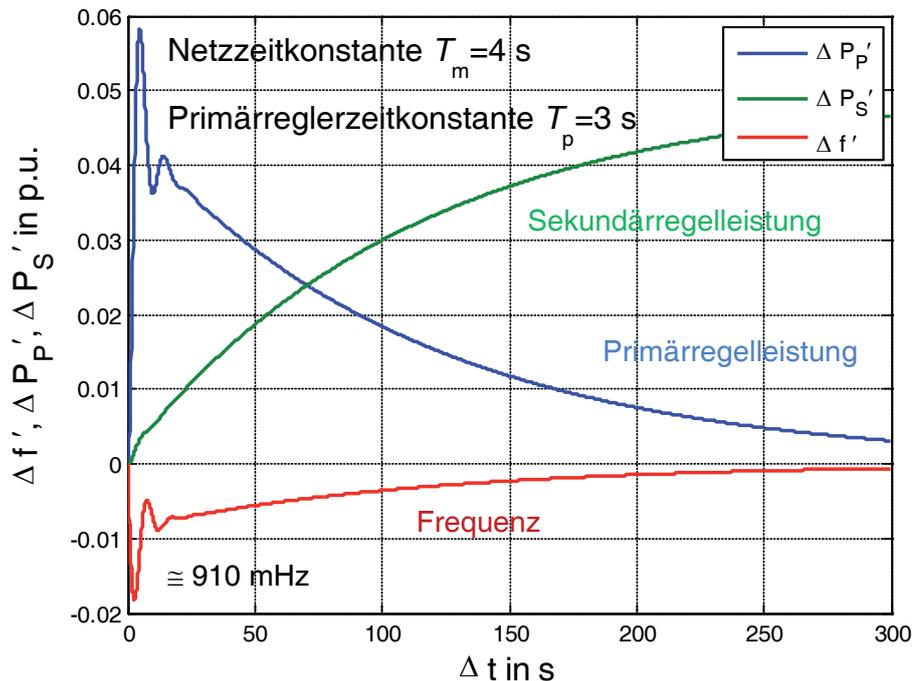


Abbildung 2-8: Normierter Verlauf der Primär- und Sekundärregelleistung nach einer Störung für ein Netz mit fehlenden rotierenden Massen (Simulationsverlauf, T_m : elektromechanische Zeitkonstante)

Im Prinzip können umrichterdominierte Erzeuger auch Momentanreserve erbringen, wenn die notwendigen (Wirkleistungs-) Speicher integriert sind („virtuelle Synchronmaschine“). Mangels technischer Vorschriften und aus wirtschaftlichen Gründen geschieht dieses jedoch derzeit nicht, so dass sich für die notwendige Momentanreserve nur die konventionellen Kraftwerke verantwortlich zeichnen.

2.5.3 Entwicklung des Reservebedarfs und des Regelenergiebedarfs

In einer Studie von „R2B ENERGY CONSULTING und CONSENTEC“ [2.11] wurde eine mögliche Entwicklung der Anforderungen an Systemdienstleistungen für unterschiedliche Ausbaudynamiken der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen analysiert. Im Rahmen der genannten Studie werden sechs konsistente Varianten in einer Bandbreite aus erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung von 25 % bis 50 % in 5 %-Schritten bis zum Jahr 2020 analysiert. Zu diesem Zweck wird unter Annahme unterschiedlicher Rahmenbedingungen eine modellgestützte Analyse durchgeführt. Als Rahmenbedingungen gelten Variablen wie:

- Fördersätze des EEG
- Entwicklung des thermischen Ausbaupotentials
- Rechtliche Rahmenbedingungen bei der Ausweisung von Standorten der Windenergieanlagen.



Die Ermittlung des benötigten Reservebedarfs erfolgt anhand der einzuhaltenden Überschuss- und Defizitwahrscheinlichkeit. Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte ermittelt. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Reserve.

Für das Referenzszenario mit 30 % Anteil aus erneuerbaren Energiequellen an der Gesamtstromerzeugung bleibt wie in Abbildung 2-9 ersichtlich in der Betrachtungszeit 2010 bis 2020 der Bedarf an SRL praktisch konstant. Dies wird dadurch begründet, dass die wesentlichen Veränderungen von Einflussgrößen auf den Reserveleistungsbedarf im Bereich der erneuerbaren Energiequellen liegen, deren Bilanzierungsgleichgewichte im Zeitbereich der Minutenreserve ausgeglichen werden können. Die Minutenreserve erfährt aufgrund der verbesserten Prognosegüte jedoch ebenfalls keine signifikanten Änderungen bis zum Jahr 2020.

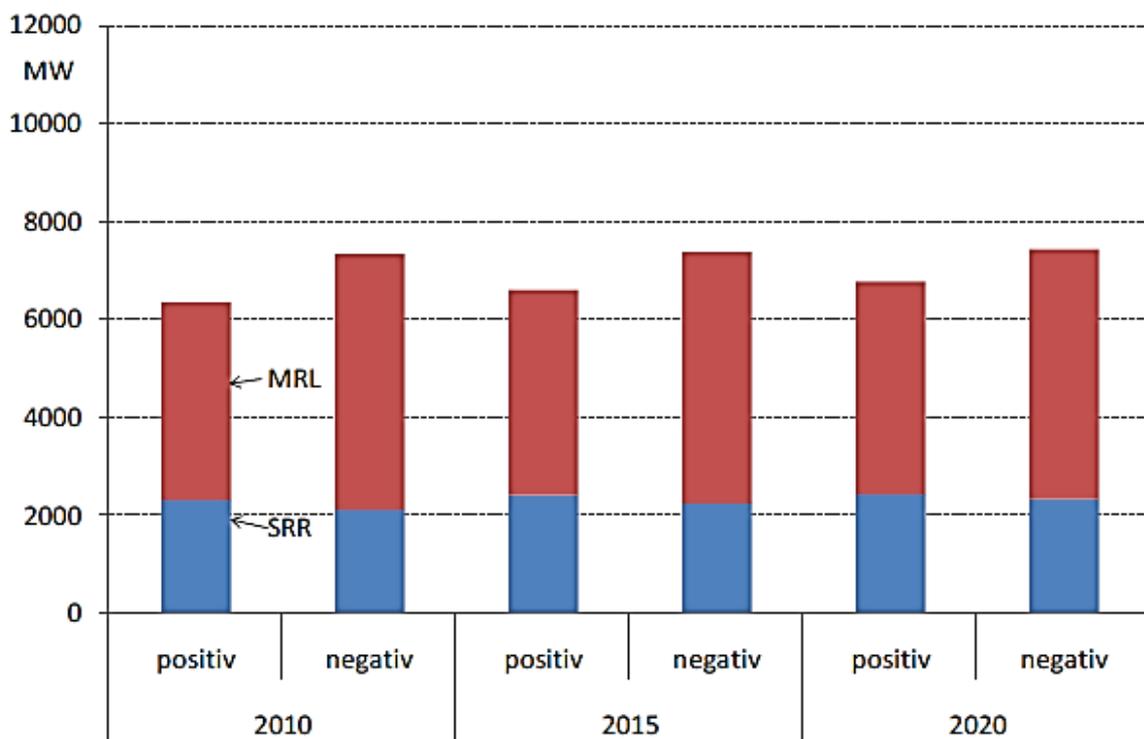


Abbildung 2-9: Entwicklung des Bedarfs an Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserveleistung (MRL) bis 2020 – Referenzszenario 30 %. Quelle: [2.11]

Für einen Anstieg der Erzeugung aus regenerativen Quellen auf über 30 % der Gesamtstromversorgung überwiegt die Höhe der fluktuierenden Einspeisung aus regenerativen Energiequellen die Wirkung der verbesserten Prognose. Abbildung 2-10 verdeutlicht den für die in der Studie hinterlegte Bandbreite der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie des vorgelegten Zeitrahmens bis 2020. Es ist ersichtlich, dass ab einem Anteil von 35 % Erneuerbarer Energien (EE-Anteil) der Reserveleistungsbedarf und die Erwartungswerte des Jahres-Regelenergiebedarfs große Sprünge aufweisen.

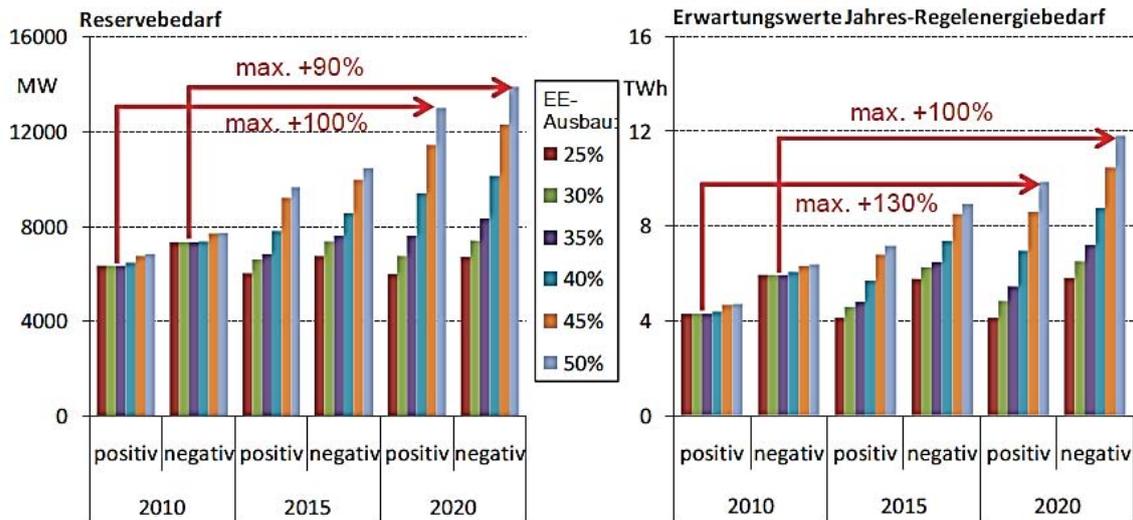


Abbildung 2-10: Entwicklung des Reservebedarfs (Summe aus Sekundärregelreserve und Minutenreserveleistung) bis 2020 – Vergleich der EE-Szenarien. Quelle: [2.11]

2.5.4 Überschussenergiemenge.

Aufgrund der volatilen Erzeugung elektrischer Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen kann es notwendig sein, die elektrische Energie kurz- oder langfristig zu speichern. Die Wahl und Art des ausgewählten Energiespeichers hängt dabei stark von den örtlichen Gegebenheiten ab.

In der Niederspannungsebene kann es vorkommen, dass durch starke Einspeisungen die Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren zu einigen Stunden am Tag überlastet wären. Abhilfe schafft entweder eine klassische Netzverstärkung oder der Einsatz verteilter Energiespeicher. Zur Vermeidung einer unter Umständen kostspieligen Netzverstärkung kann die Energie, die vor allem aus PV-Anlagen zur Mittagszeit erzeugt wird, in einem Energiespeicher zwischengespeichert werden. Dieser wird dann zeitlich gesehen nach der Mittagsspitze wieder entladen. Je nach maximaler elektrischer Leistung des Speichersystems ist es möglich, diesen lediglich gleichmäßig zu entladen oder bei einer größeren Anlagenleistung auch zur Bereitstellung von Regelenergie zu nutzen. Entsprechend der BDEW-Lastprofile ist traditionell der Verbrauch elektrischer Energie am Mittag am höchsten. Entsprechend des Sonnenstandes erzeugen Solaranlagen etwa zur gleichen Zeit die meiste elektrische Energie. Der aktuell erreichte Ausbauzustand an PV-Systemen kappt die bisherigen Preisspitzen auf den Elektrizitätsmärkten zur Mittagszeit. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass lediglich für den weiteren Ausbau zusätzliche Speicher nötig sind, die kurzfristig Energie speichern und bereits wenige Stunden später wieder abgeben können. Unter der Voraussetzung, dass die Einspeiseleistung der PV-Anlagen auf jeweils 0,5 kW/kWp begrenzt ist, ergibt sich ein nötiger Speicherbedarf von 1,4 kWh/kWp [2.12]. Sollte das Netz bereits stärker ausgelastet sein, ist ein Speichervolumen von bis zu 6,3 kWh/kWp [2.12] erforderlich. Gemäß den Zielen der Bundesregierung, den jährlichen Zubau der Solarenergie auf max. 3 GWp zu begrenzen, wäre



unter Vernachlässigung der Flexibilisierungsoptionen im Verbundnetz für das Jahr 2015 somit ein Speicherbedarf von 12,6 GWh bzw. 56,7 GWh erforderlich. Für das Jahr 2022 würde sich theoretisch die Kapazität auf 42 GWh bzw. 189 GWh erhöhen. Diese und folgende Eckdaten gewinnen zunehmend an Relevanz, wenn die geplanten Flexibilisierungsoptionen im Verbundnetz und auf der Einspeise- und der Verbraucherseite sowie der Netzausbau die gewünschte Entlastung im Netz aus unterschiedlichen Gründen nicht erbringen könnten.

Der weitere Zubau von Windenergieanlagen wird nach wie vor im nördlichen Raum Deutschlands stattfinden. Auch wenn in den südlichen Bundesländern die Anzahl der Windenergieanlagen ständig zunimmt, sind die verfügbaren Flächen, die effektiv zur Erzeugung elektrischer Energie aus Wind genutzt werden können, im Gegensatz zur Offshore-Windenergie kleiner. Aufgrund des konzentrierten Ausbaus der Windenergienutzung in den nördlichen Gebieten werden verstärkt Probleme im Übertragungsnetz verursacht. Das deutsche Höchstspannungsnetz muss zunehmend elektrische Energie aus dem Norden in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportieren. Der dafür notwendige Ausbau der Leitungen kommt nur schleppend voran und wird mit dem Zubau der Erzeugungsanlagen bis zum Jahr 2022 aller Voraussicht nach nicht Schritt halten können. Eine Möglichkeit, die benötigte Übertragungskapazität zu verringern, besteht darin, dass die Erzeugungsspitzen der Windenergieanlagen lokal gespeichert werden. In windstillen Zeiträumen können diese Energiespeicher wieder entladen und die Energie über freie Transportkapazitäten in die Lastschwerpunkte transportiert werden. Da sich die Windstärke nicht am Tag/Nacht Rhythmus orientiert, ist ein längerfristiger Speicherzeitraum notwendig. Dementsprechend muss das Speichervolumen größer gewählt werden. Notwendige Speicherkapazitäten zur Vermeidung der Abregelungen von Windparks hängen extrem von dem stattfindenden Netzausbau und dem Fortschritt beim Bau und Anschluss der Offshore-Windparks statt. Durch die anhaltenden Lieferschwierigkeiten der weltweit wenigen Hersteller von HGÜ-Anlagen muss damit gerechnet werden, dass bis 2015 nur wenige weitere Offshore-Windparks angeschlossen werden. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Prognose aus [2.12] stimmig ist und die installierte Leistung bei ca. 4 GW liegt. Der prognostizierte Ausbau der Windenergie an Land liegt bei ca. 5 GW [2.13], verteilt sich aber über das gesamte Bundesgebiet. Nichtsdestotrotz wird sich ein Anteil von ca. 50 % auf die nördlichen Bundesländer konzentrieren. Bis zum Jahr 2022 wird die installierte Leistung der Offshore-Windparks um wahrscheinlich weitere 7 GW ansteigen. An Land wird sich die installierte Leistung der Windparks um weitere 7,5 GW steigern. Allein aus diesen Zahlen lässt sich folgern, dass Netzverstärkungen und ein Netzausbau unumgänglich sind.



Da laut Aussagen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber die derzeit bestehenden Nord-Süd-Verbindungen bereits heute schon vollständig ausgelastet sind [2.9], müssen zu Zeiten starken Windes einige Windparks ihre Leistung bereits reduzieren. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass für den Anschluss aller weiteren Windenergieanlagen neue Leitungskapazitäten gebaut werden müssen. Ohne die Berücksichtigung von Redundanzen ist allein ein Zubau von 4-8 380 kV Systemen erforderlich, der sich unter Berücksichtigung des „n-1“ Kriteriums im schlechtesten Fall verdoppelt.

Aufgrund der äußerst volatilen Erzeugungsleistung kann es allerdings sinnvoll sein, einen geringen Teil der benötigten Übertragungskapazitäten durch Energiespeicher zu ersetzen, die zu Zeiten starken Windes geladen und bei Bedarf entladen werden. Gemäß den im Durchschnitt erreichten Volllastbenutzungstunden ergibt sich an Land eine zusätzlich erzeugte Energiemenge in 2015 von gut 9 TWh und im Jahr 2022 22 TWh. In der deutschen See werden im Jahr 2015 12 TWh und im Jahr 2022 gut 33 TWh zusätzlicher elektrischer Energie erzeugt (Zahlen gerundet). Unter der Annahme, dass für 90 % der Anschlussleistung entsprechende Übertragungskapazitäten gebaut werden müssen, ergibt sich für 2015 ein erforderliches Speichervolumen von 1,7 TWh und für 2022 von 4,4 TWh. Zusätzlich sind weitere Speicherkapazitäten für die bisher aufgrund von Leitungsüberlastungen heruntergefahrenen Windparks notwendig.

2.5.5 Must-Run-Kapazitäten und Dumped Energy

Für einen ungefährdeten Betrieb des Verbundnetzes muss europaweit zu jedem Zeitpunkt eine Äquivalenz zwischen Erzeugung und Verbrauch gelten. Im Netzentwicklungsplan Strom 2012, der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern erstellt wurde [2.14], wird eine Marktsimulation vorgestellt, welche den europaweiten Einsatz des angenommenen Kraftwerkspark untersucht. In der vorgestellten Marktsimulation ist die oben genannte Äquivalenz stundengenau und deutschlandweit nachgebildet. Der angenommene Kraftwerkspark beinhaltet den Einsatz konventioneller, meist fossil befeuerter Kraftwerke sowie auch eine Einspeisung aus regenerativen Energiequellen. Für die Einhaltung der Äquivalenz ist zu beachten, dass der Prognosen unterlegene, volatile Verbrauch der Lasten eine vorgegebene Regelgröße darstellt, nach der sich die Erzeugung zwingend richten muss. Dies setzt eine Flexibilität auf der Erzeugerseite voraus. Diese kann nur zum Teil gewährleistet werden, denn eine gewisse Starrheit im Kraftwerkspark ist immer vorhanden. In diesem Zusammenhang hat sich der Begriff „Must-Run-Kapazitäten“ etabliert. Als „Must-Run-Kapazitäten“ gelten die vom Netzbetreiber ausgewählten, meist konventionelle Kraftwerke, welche im Betrieb bleiben müssen, um einen sicheren Netzbetrieb durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelergien und Blindleistungsbereitstellung zu gewährleisten. Zusätzlich gelten nach Vorgaben des Gesetzgebers auch die fluktuierende, dargebotsabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sowie die wärmegeführten d. h. vom Wärmebedarf abhängende Kraftwärmekopplungsanlagen als „Must-Run-Kapazitäten“ [2.10]. Im Netzentwicklungsplan 2012 wurden Szenarien zu Grunde gelegt, in denen die Menge von nicht verwertbarer Energie für die Jahre 2022 und 2032 prognostiziert wurde. Die nichtverwertbare Energiemenge



wird als „Dumped Energy“ bezeichnet und ist die Energiemenge, welche durch Reduktion der Einspeisung aus regenerativen Quellen resultiert. Diese Reduktion ist stets dann notwendig, wenn die Exportmöglichkeiten und die als konstant angenommenen, momentan vorherrschenden Speichermöglichkeiten übersteigen. Die Ergebnisse aus dem Netzentwicklungsplan werden hier genutzt, um eine grobe Tendenz zur Steigerung des Speicherbedarfs anzugeben. Die Bandbreiten für „Dumped Energy“ werden in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen wie eine mögliche Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Entwicklung des Netzausbaus und der Erneuerung bzw. der Ergänzung des Kraftwerksparks kalkuliert. Untersuchungszeitraum ist 2022 und für den Fall, dass bis 2022 die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung der einzelnen Energieträger und des Energieverbrauchs umgesetzt wurden. Es wird ein moderater Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle im konventionellen Bereich angenommen. Für dieses Szenario ergibt sich noch keine „Dumped Energy“. Ein merklicher Anstieg von „Dumped Energy“ tritt für den Fall ein, dass im Jahr 2022 ein besonders hoher Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien eintritt, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt und kein wesentlicher konventioneller Kraftwerkszubau erwartet wird. Für dieses Szenario wird die „Dumped Energy“ mit 2,7 TWh bemessen. Für das Jahr 2032 mit der Erwartung eines moderaten Anstiegs der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und einem Anstieg der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, um die notwendige Flexibilität im elektrischen System zu wahren, wird die Menge der „Dumped Energy“ auf 2,3 TWh bemessen. Zusätzlich ist angenommen worden, dass die Energieversorgungssicherheit durch einen diversifizierten Energiemix gestärkt wird.

2.5.6 Bedarf an Speicherkapazitäten

Ergänzend zu den Untersuchungen im Netzentwicklungsplan 2012 bezüglich des Speicherbedarfs sollen im Rahmen der in dieser Studie gefassten Schwerpunkte weitere Ergebnisse aus der VDE-Speicherstudie 2010 sowie den Vorträgen aus dem VDE-Kongress 2012 themenbezogen vorgestellt werden. In den oben genannten Veröffentlichungen wird der Frage nachgegangen: *„Welcher Speicherungsbedarf in Deutschland zur Bilanzierung zukünftiger EE-dominiertes Erzeugersysteme unter Berücksichtigung der Flexibilitäten des verbleibenden thermischen Kraftwerksparks und der Bereitschaft zur Flexibilisierung der EE-Einspeisung erforderlich ist.“* [2.15]. Um dieser Frage nachgehen zu können, werden an dieser Stelle exemplarisch die als ambitioniert zu sehenden „Langfristszenarien 2010“ des Bundesumweltministeriums (BMU) herangezogen, welche von einem Konsortium aus DLR (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt), IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) und IfNE (Ingenieurbüro für neue Energien) für das BMU erstellt wurden. Die Szenarien lauten wie folgt: für die Zeitspanne 2020-2025 soll der Anteil der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) rund 40 % der Bruttostromerzeugung betragen. Bis zum Jahr 2050 wird eine Steigung des Anteils erneuerbarer Energiequellen auf 80 % vorhergesagt. Über das Jahr 2050 hinaus wird der Ausbau der EE-Erzeugung auf 100 % festgelegt. In der zitierten Studie werden die Speicher nach Kurz- und Langzeitspeichern unterschieden.



Die Einteilung der Speichertechnologien unterliegt laut [2.16] folgenden Definitionen:

- „Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ($\geq 75\%$), aber geringem Speichervolumen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management“,
- „Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad ($\leq 40\%$), aber großem Speichervolumen, wie chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas)“.

Die im Rahmen der Studie [2.16] ermittelten möglichen Speicherkapazitäten gelten stets zusätzlich zum bereits vorhandenen Pumpspeicherpark im Jahr 2010 mit einer gesamten Pumpleistung von 7,2 GW, einer gesamten Turbinenleistung von 8,2 GW und einem gesamten Speichervolumen von 48 GWh.

Bei einem Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen von 40 %, also dem prognostizierten Zeitfenster 2020 bis 2025, und der Annahme, dass keine weiteren Speicherkapazitäten als die 2010 bereits vorhandenen zugebaut werden, ergibt sich ein Speicherbedarf in Höhe von 0,26 TWh pro Jahr. Es kommt also nur in etwa 44 von 8760 Stunden eines Jahres zu negativen Residuallasten, also einer Situation, in der die EE-Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Die höchste Residuallast ist mit einem Betrag von 9,8 GW für eine Stunde angegeben. Hierbei wurde unterstellt, dass die wärmegeführten KWK-Anlagen nicht als „Must-Run-Kapazitäten“ gelten und somit runtergefahren werden können. Auch ein möglicher Netzengpass wurde bei dieser Untersuchung nicht mitberücksichtigt. Die Angabe des Speicherbedarfes von 0,26 TWh pro Jahr ist also durchaus nach oben zu korrigieren. Die Höhe der Korrektur ist zum jetzigen Zeitpunkt schwer abschätzbar und unterliegt genaueren Sensitivitätsanalysen.

Bei einem Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen von 80 % bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland wird der Speicherbedarf auf ca. 30 TWh geschätzt. Diese Größe dient nur als theoretischer Richtwert ohne Berücksichtigung einer Abwägung hinsichtlich eines bezogen auf Stromgestehungskosten volkswirtschaftlich günstigeren Stromsystems bestehend aus Kurz- und Langzeitspeichern, flexiblen Einsatz konventioneller Kraftwerke und Reduktion aus EE-Erzeugung. Unter Berücksichtigung eines solchen Energiesystems ergibt sich, zusätzlich zu den heute bereits vorhandenen Speicherkapazitäten, ein Speicherbedarf von etwa 14 GW bzw. 70 GWh (5 Stunden) an Kurzzeitspeichern und ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern. Für dieses volkswirtschaftlich optimierte Szenario muss jedoch weiterhin rund 0,4 TWh EE-Einspeisung pro Jahr abgeregelt werden. Um diese Energiemenge abzufangen, wird der bemessene Speicherbedarf wie in Tabelle 2-5 angegeben.



Tabelle 2-5 Speicherbedarf getrennt nach Speicherarten für ein Szenario von 80 %

Kurzspeicher			Langspeicher		
Ladeleistung	Entladeleistung	Energie	Ladeleistung	Entladeleistung	Energie
28 GW	26 GW	140 GWh	36 GW	29 GW	8 TWh

Für einen Zuwachs der Erzeugung aus erneuerbaren Energien von 80 % auf 100 % ist der bemessene Speicherbedarf für den Fall, dass keine Energie aus erneuerbaren Energiequellen abgeregelt wird, in Tabelle 2-6 angegeben.

Tabelle 2-6: Speicherbedarf getrennt nach Speicherarten für ein Szenario von 100 %

Kurzspeicher			Langspeicher		
Ladeleistung	Entladeleistung	Energie	Ladeleistung	Entladeleistung	Energie
36 GW	35 GW	184 GWh	68 GW	42 GW	26 TWh

Nach einer eigenen Untersuchung ergibt sich auf der Basis der Hochrechnung heutiger PV- und Windleistungen auf das Jahr 2032 und unter Anwendung des Leitszenarios B der BNetzA ein möglicher Speicherbedarf von 32 TWh/a [2.24] im norddeutschen Raum mit einer Ladekapazität von 6 TWh und einer Entladekapazität von 7 TWh [2.25]. Bei Anschluss von Offshore-Anlagen ergibt sich sogar ein Überschuss von 144 TWh, der mit benötigten 13 GW HGÜ-Leitungen (8000 h/a Betriebszeit) und einer Langzeitspeicherkapazität von 61 TWh einhergehen würde [2.24].

2.5.7 Blindleistungsbedarf im Verbundnetz

Neben dem Bedarf an Wirkleistung muss der Blindleistungsbedarf des Verbundnetzes gedeckt werden. Eine Unterdeckung dieses Bedarfes wirkt sich in erster Linie durch das Absinken von Knotenspannungen unterhalb der zugelassenen Schwankungsbereiche aus. Im Gegensatz zur Wirkleistung muss die Blindleistung zur Netzstützung lokal bereitgestellt werden. In Abbildung 2-11 ist ein Netz mit 144 Knoten dargestellt, das durch vier Kraftwerksknoten gespeist wird. Die 140 Lasten betragen jeweils 65 MW mit einem Leistungsfaktor $\cos\varphi = 0,9$. Deutlich sichtbar ist das Einsinken der Knotenspannung mit zunehmendem Abstand zu den Kraftwerksknoten, die die Blindleistung bereitstellen.

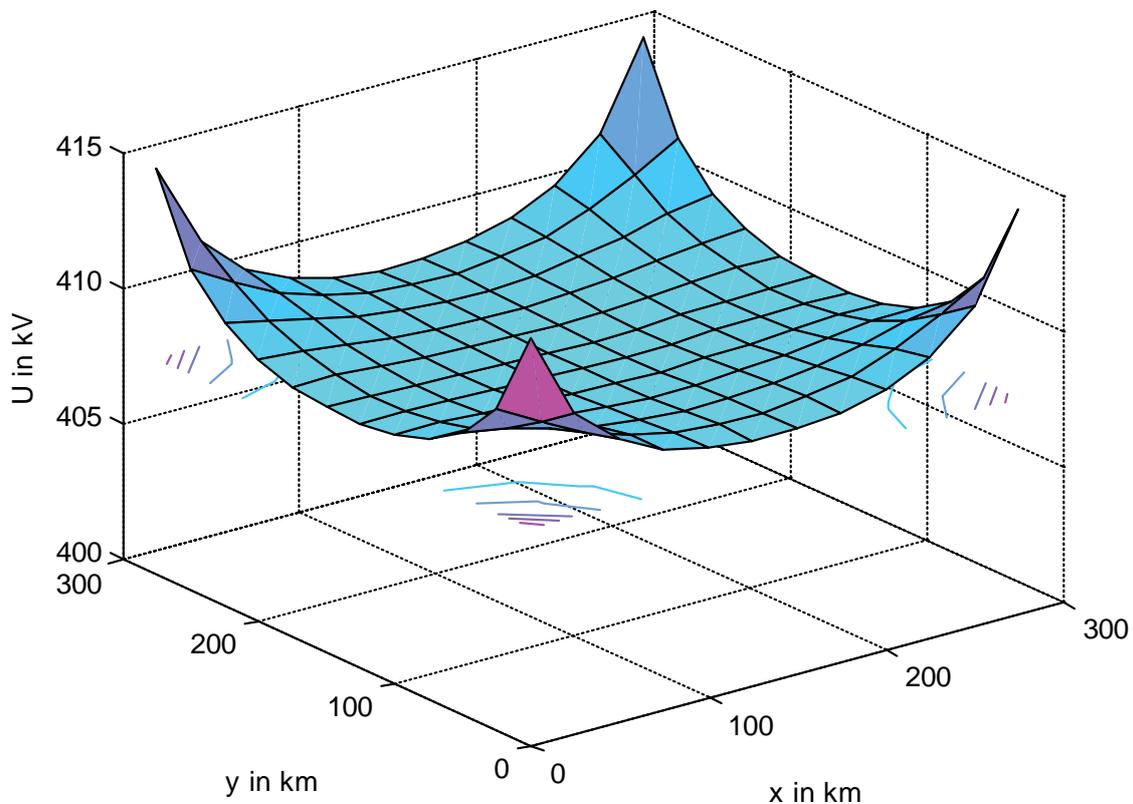


Abbildung 2-11: Spannungsprofil eines Netzes mit 144 Knoten, vier Kraftwerkseinspeisungen und 140 Knotenlasten mit je 65 MW und einem

Werden in dem oben beschriebenen Netz Anlagen an bestimmten Netzknoten installiert, die in der Lage sind, ihrerseits Blindleistung für die Stützung der Spannung zur Verfügung zu stellen, so ändert sich das Spannungsprofil des Netzes wie in Abbildung 2-12 dargestellt. Hier sind vier Anlagen mit je 100 Mvar Blindleistung installiert, die den Blindleistungsbedarf des Netzes decken und so lokal die Spannung anheben. Der Blindleistungsbedarf orientiert sich stets am Belastungszustand des Netzes und den angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern. Eine Prognose des Bedarfes kann nicht sinnvoll mit einfachen Mitteln abgeschätzt werden und ist nur unter hohem Aufwand möglich.

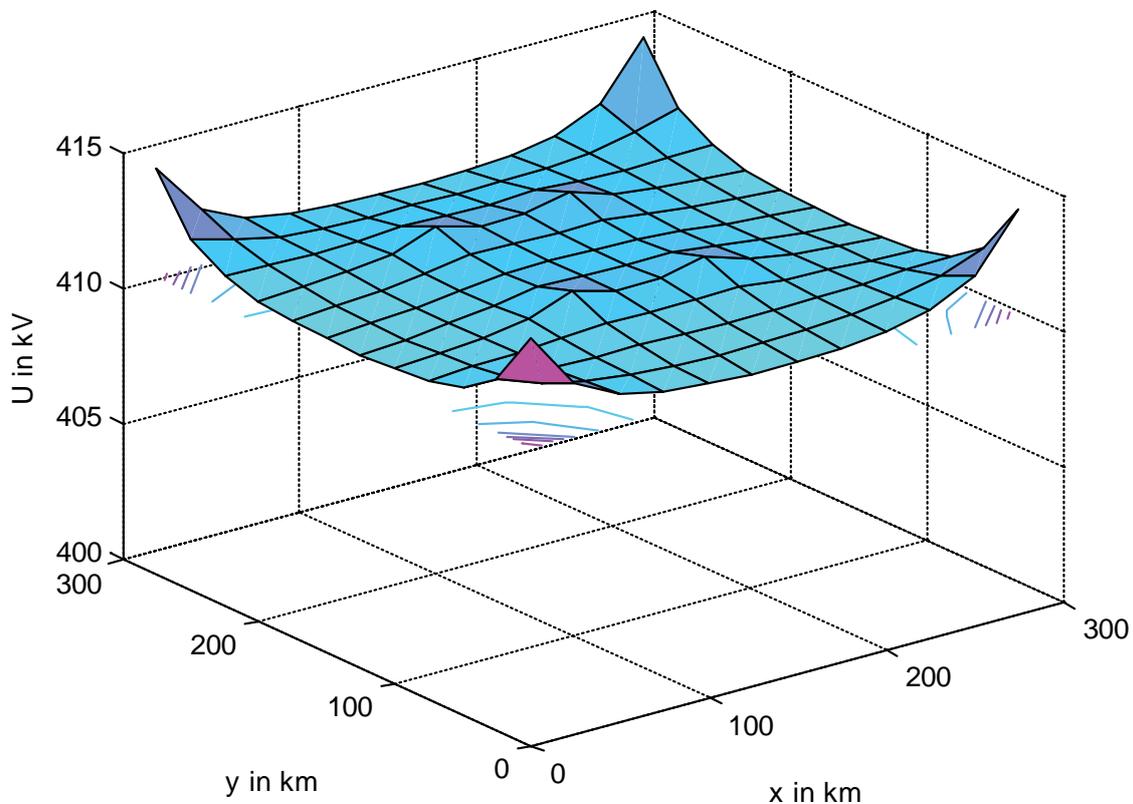


Abbildung 2-12: Spannungsprofil eines Netzes mit 144 Knoten, vier Kraftwerkseinspeisungen und 140 Knotenlasten mit je 65 MW und einem $\cos\varphi = 0,9$. Zur Kompensation des Blindleistungsbedarfes und Spannungsstützung sind vier 100 Mvar Kompensationsanlagen im Netz installiert.

2.6 Fazit

Durch die fortschreitende Transformation des Energiesystems entstehen zusätzliche Aufgabenfelder für elektrische Energiespeicher. Zusätzlich zu ihren klassischen Aufgaben müssen Speicher zukünftig in der Lage sein, Systemdienstleistungen zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der Funktionsfähigkeit des Elektroenergiesystems zu erbringen. Im Rahmen dieses Kapitels wurden die Präqualifikationsanforderungen für Speicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen analysiert und wichtige Eckdaten determiniert. Dies sind bspw. die Höhe der minimal einzuspeisenden Wirkleistung, die minimal zu realisierende Erbringungsdauer und der Leistungsgradient. Außerdem wurden mögliche Hemmnisse für einen Speichereinsatz zur Erbringung von Systemdienstleistungen aufgezeigt. Dabei sind vor allem bei der Primärregelung die Erbringungsdauer und bei der Sekundärregelung die Höhe der Einspeiseleistung möglicherweise kritisch zu bewerten. Allerdings konnte bei der Analyse des Frequenzverlaufes festgestellt werden, dass die maximal ausgeschriebene Wirkleistung zur Erbringung der Primärregelung

sehr selten abgerufen wird. Es findet eher ein durchgehender Teillastbetrieb statt, für den die Speicher folglich ausgelegt sein sollten.

Diesen Hemmnissen kann bspw. durch das „Anlagenpooling“ von Speichern und der Möglichkeit zur Besicherung der ausgeschriebenen Regelleitungen durch Anlagen Dritter begegnet werden. Die nähere Betrachtung zeigt auf, dass ggf. weitere Herausforderungen, wie etwa ein erhöhter Aufwand zur Kommunikation beim „Pooling“ über mehrere Spannungsebenen, auftreten können. Während Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung in GridCodes klar definiert sind, existieren weitere Systemdienstleistungen, wie etwa der Versorgungswiederaufbau, für die keine definierten Mindestanforderungen bestehen. Aus den in diesem Kapitel aufgeführten Richtwerten für Eigenbedarfsleistungen und Anfahrzeiten von schwarzstartfähigen Kraftwerken lassen sich Werte zur Dimensionierung der Speicher zum Einsatz im Versorgungswiederaufbau ableiten. Übergreifend ist festzuhalten, dass Speicher an den Regelleistungsmärkten aktiv sein können. Dies zeigen zum heutigen Zeitpunkt beispielhaft Pilotanlagen auf Basis von Batterien, die innerhalb eines Anlagenpools am Primärregelleistungsmarkt aktiv teilnehmen. Abschließend sind Pumpspeicherwerke zu nennen, die an allen drei Regelleistungsmärkten aktiv teilnehmen.

Eine Kenngröße für den zukünftig ggf. notwendigen Speichereinsatz ist die zu erwartende Überschussenergiemenge, die sich aus der Einspeisung von erneuerbaren Energiequellen und sicherheitsrelevanten „Must-Run-Einheiten“ ergibt. Welche Technologien / Optionen zu welchem Zeitpunkt welche Beiträge zur Lösung dieser Herausforderung erbringen können, ließ sich im Rahmen dieser Studie nicht ableiten.

Da im Fokus dieser Studie die Systemsicherheit steht, ist auch die Frage nach dem zukünftigen Regelenergiebedarf relevant. Dieser wird bei einem weiteren EE-Ausbau voraussichtlich ansteigen, allerdings ist hier nicht mit einem proportionalen Wachstum zu rechnen.

Bei einem zunehmenden Rückgang von Schwungmassen im Verbundnetz und einem tendenziell steigenden Blindleistungsbedarf können Speicher ebenfalls einen positiven Beitrag leisten und somit systemstabilisierend wirken. Beide Aspekte sind Gegenstand der derzeitigen Forschung und wurden daher in dieser Studie nicht weiter analysiert.

3 Charakterisierung und Bewertung der derzeit bekannten Speichertechnologien hinsichtlich ihrer zeitlichen und technischen Verfügbarkeit sowie alternative Flexibilitätsoptionen

3.1 Charakterisierung und Bewertung der derzeit bekannten Speichertechnologien

3.1.1 Schwungmassenspeicher

Schwungmassenspeicher besitzen wie die später beschriebenen Doppelschichtkondensatoren und supraleitende magnetische Energiespeicher im Vergleich zu elektrochemischen Speichern geringe Energiedichten. Da sie im Gegensatz dazu jedoch über sehr kurze Zugriffszeiten im unteren Sekundenbereich verfügen, sind sie als Kurzzeitspeicher gut geeignet [3.1]. Schwungmassenspeicher dienen hauptsächlich zur Glättung von kurzzeitigen Last- und Leistungsschwankungen (Sekundenreserve), zur Erzielung hoher Leistungsspitzen (z. B. Anfahrvorgänge von Generatoren), zur Überbrückung von Leistungsunterbrechungen (Notstromversorgung, unterbrechungsfreie Stromversorgung) und zur Speicherung sonst nicht nutzbarer Energie in mobilen und stationären Systemen (z. B. von Bremsenergie in elektrischen Fahrzeugen des Nahverkehrs) [3.55, 3.56].



Abbildung 3-1: Schwungmassenspeicher Pb6 der Fa. Piller am EFZN (600 kW für 10 s). Auf der rechten Seite befindet sich im Wesentlichen die Wechselrichtereinheit, links ist die Schwungmasse mit dem auf der gleichen Achse befindlichen Generator zu erkennen.



Nachteilig sind die relativ hohen Ruheverluste und die auf die Energie bezogenen hohen Kosten (bis zu 100.000 € für 1 kWh bei 600 kW Leistung). Durch die Weiterentwicklung glasfaser- und kohlefaserverstärkter Kunststoffe für die Schwungmassen lassen sich höhere Drehzahlen und damit größere Energiedichten als mit Schwungmassen aus Metallen bewerkstelligen. Neuere Entwicklungen haben zum Ziel, die Standby-Verluste auf ca. 4% zu senken.

Die Dynamik von Schwungmassenspeichern auf Leistungsänderungen ist durch die mechanische Zeitkonstante (als Analogie zu der Zeitkonstante eines Kondensators) des rotierenden Systems begrenzt. Es lässt sich weiter zeigen, dass eine Erhöhung der Leistung immer auch mit einer Vergrößerung der Zeitkonstanten einhergeht [3.2].

Zu der mechanischen Zeitkonstante ist bedingt durch den zwangsläufig immer vorhandenen Stromrichter noch dessen Zeitkonstante hinzuzurechnen. Dadurch ergeben sich Ausregelzeiten von 5 bis 20 ms [3.2].

Ein großer Vorteil von Schwungmassenspeichern gegenüber elektrochemischen Speichern wie Batterien ist die sehr hohe erreichbare Zyklenzahl von bis zu 10^6 Zyklen. Es handelt sich um ein rein elektromechanisches System, dessen Teildisziplinen Leistungselektronik und Elektromaschinenbau einen hohen Forschungsstand aufweisen. Dieses hat zur Folge, dass „Quantensprünge“ in der Energie- und Leistungsdichte nicht mehr zu erwarten sind. Ausgewählte Projekte beschäftigen sich z. B. mit der Wirkungsgraderhöhung und Selbstentladungserniedrigung mit supraleitenden magnetischen Lagern oder neuen Werkstoffen zum Erreichen höherer Drehzahlen [3.3].

Der Einsatz von Fibernaterialien (DuPonts PRD 49, Fuses Silica, usw.) erlaubt es, die Speicherkapazität dank höherer erreichbarer Umdrehungszahlen zu steigern. Während Stahlräder von 1.000 kg Masse mit Geschwindigkeiten zwischen 1.500 U/min und 3.000 U/min rotieren, erreichen vom Energieinhalt gleichwertige Faserverbund-Räder mit sogar kleineren Durchmessern und nur 10 kg Gewicht Drehzahlen von 12.000 U/min bis 24.000 U/min. Da bei hohen Drehzahlen die Luftreibung entscheidenden Einfluss hat, werden diese Räder im Vakuum oder in mit Wasserstoff gefüllten Unterdruckkammern betrieben.

Eine andere Entwicklungslinie betrifft neue Schwungradkonstruktionen wie z. B. das Fiberspeichen-Schwungrad ohne Ring, das an der John-Hopkins-Universität entwickelt wird [3.4], oder gar Räder, die aus vielen konzentrischen Ringen bestehen, die ineinander, durch elastische Zwischenlager getrennt, auf derselben Achse angeordnet sind. Dabei werden in zunehmendem Abstand vom Zentrum immer leichtere Materialien verwendet [3.5]. Bei der Fibertechnologie (zumeist Quarzfasern) ist außerdem die hohe Unfallgefährdung bei hohen Umdrehungszahlen stark reduziert, da sie bei ihrer Zerstörung nicht bersten, sondern einfach nur zerfasern oder sich sogar pulverisieren. Kunstfaserverbundrotoren erreichen spezifischen Energien bis zu 49 Wh/kg, während die Dichte bei Stahlrotoren zwischen 8 Wh/kg und maximal 26 Wh/kg beträgt. Inzwischen experimentiert man auch mit Diamantfasern als Schwungrad-Material [3.5].



An der TU Braunschweig werden in Zusammenarbeit mit der DLR Forschungen bezüglich der Verwendung der hochfesten Polyamidfaser Kevlar 49 angestellt, die auch von der DFG gefördert werden. Das Ziel ist die Entwicklung eines Schwungradspeichers mit einer spezifischen Energie von 56 Wh/kg. Wesentlich für die Weiterentwicklung ist aber auch ein ganz neuer Motortypus, die Reluktanzmaschine, die sich optimal als reaktionsschneller und verlustarmer Energiewandler für Schwungräder eignet [3.3].

3.1.2 Supraleitende magnetische Energiespeicher

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) speichern Energie im Magnetfeld einer stromdurchflossenen Spule. Die Spule besteht aus supraleitendem Material, damit der fließende Strom keine Verluste verursacht und sich der Speicher nicht entlädt. Für die Supraleitfähigkeit muss die Spule auf eine Temperatur unterhalb der Sprungtemperatur gekühlt werden. Diese liegt bei Niedertemperatur-Supraleitern bei unter 4 K, neuere Forschungen mit Hochtemperatur-Supraleitern ermöglichen Betriebstemperaturen bis 77 K, was die Kosten für die Peripherie-Geräte stark senkt.

SMES besitzen eine sehr hohe spezifische Leistung (1 bis 10 kW/kg) bei einer geringen Energiedichte. Weltweit wurden SMES bis zu Leistungen von 10 MW und einem Energieinhalt von 20 MJ (5.6 kWh) erfolgreich entwickelt und getestet [3.6, 3.7, 3.8]. Ihren Einsatz finden sie in Nischenanwendungen für den Hochleistungspulsbetrieb wie etwa zur Flickerkompensation⁴ oder zur Sicherung der Netz- und Spannungsqualität. SMES mit Tieftemperatur-Supraleitern sind bis zur Marktreife entwickelt. Bedingt durch die sehr hohen Kosten werden sie auch mittelfristig nur eine untergeordnete Bedeutung erreichen können [3.6] und werden daher im Rahmen der vorliegenden Studie nicht weiter betrachtet.

3.1.3 Doppelschichtkondensatoren

Im Gegensatz zu gewöhnlichen Kondensatoren befindet sich zwischen den Elektroden von Doppelschichtkondensatoren (DSK) kein elektrisch isolierendes Dielektrikum, sondern ein ionenleitfähiger Elektrolyt.

Durch die Wechselwirkung zwischen Elektronen im Elektronenleiter und Ionen im Elektrolyten kommt es an der Grenzfläche innerhalb des Elektrolyten zur Ausbildung einer Raumladungszone und an der Oberfläche des Elektronenleiters zum Aufbau einer Elektronenladung. Diese beiden mit Ladungsträgern gefüllten Schichten bilden die so genannte „elektrochemische Doppelschicht“ [3.2].

⁴ Flicker entstehen durch Helligkeitsschwankungen von Glühlampen infolge von Spannungsänderungen



Die Ladungsträger, die aus dem dissoziierten Elektrolyten⁵ stammen, sind in der Doppelschicht zu Konglomeraten mit der Lösung zusammengeballt [3.6, 3.9]. Diese unterliegen der Wirkung der elektrischen Felder und bilden so eine wenige Nanometer dicke Übergangsschicht im Nahfeld der porösen Elektrode. Eine durchlässige Membran als Trennschicht zwischen den negativ und positiv geladenen Elektroden speichert den Elektrolyten und verhindert einen Kurzschluss zwischen den beiden Elektroden. Er beeinflusst damit wesentlich die elektrischen Eigenschaften. Eine Ladung oder Entladung des Kondensators ist mit einer Umbildung der Schichten im elektrischen Feld und somit der Bewegung der Ladungsträger im Lösungsmittel, auch durch die Trennschicht hindurch, verbunden. Dieses bildet den wesentlichen Grund für die mäßige Wechselspannungstauglichkeit und dem steil abfallenden Frequenzgang der Kapazität von Doppelschichtkondensatoren [3.6, 3.9].

DSK profitieren von der sehr großen flächenspezifischen Kapazität der Helmholtz-Doppelschicht in Verbindung mit einer sehr großen Oberfläche. Um die Elektrodenoberfläche zu erhöhen, nutzen DSK beispielsweise Aktivkohle als Elektrodenmaterial. Mit Aktivkohle lassen sich Oberflächen von 1000 – 3000 m²/g [3.10, 3.11] Aktivkohle erreichen.

Für einen niederohmigen Anschluss der hochporösen Schichten werden in der Regel Aluminiumfolien verwendet. Wird die maximale Potentialdifferenz in der Doppelschicht von $\Delta V = 1V$ angenommen, resultiert ein massenspezifisches Energiespeichervermögen von ca. 3 Wh/kg [3.10].

Der entscheidende Vorteil von DSK besteht also in der sehr hohen Leistungsdichte; nachteilig ist jedoch die geringe Energiedichte. Sie füllen somit die Lücke zwischen herkömmlichen Kondensatoren mit fast unbegrenzter Zyklenzahl sowie hoher Leistungsfähigkeit und den Batterien mit ihrer hohen spezifischen Energie- aber geringeren Leistungsdichte. Trotz der Vorteile der hohen Leistungsdichte, hohen Zyklenstabilität und der Schnelllade- und Tiefentladefähigkeit besitzen sie aufgrund der geringen spezifischen Energie bisher einen untergeordneten Stellenwert gegenüber anderen Speichertechnologien. Forschungen konzentrieren sich deshalb weltweit auf die Erhöhung der Energiedichten von DSK. Durch verbesserte Elektrolyte und den Einsatz von Nanostrukturen sowie der Kombination mit einer batterieähnlichen Elektrode sind spezifische Energien von 60 bis 500 Wh/kg zu erreichen [3.1, 3.6].

Klassische Einsatzgebiete von DSK sind der Bereich automobiler Antriebssysteme und die kurzfristige und lokale Energiebereitstellung für Bord- und Betriebssysteme [3.1]. Oftmals ergänzen DSK Batterien oder Brennstoffzellen, um Leistungsspitzen abzufangen und den Betrieb im optimalen Betriebspunkt zu ermöglichen. Bei stark fluktuierenden Lasten, wie regenerativen Energiequellen, können DSK beim Ausgleich von Leistungsschwankungen unterstützend wirken oder in unterbrechungsfreien Stromversorgungen kurzfristige Ausfälle überbrücken. Der Nutzen von Doppelschichtkondensatoren ist jedoch fast immer nur mit Hilfe zusätzlicher Gleichstromsteller sinnvoll, da nur dann der nötige

⁵ Die Ionen des Elektrolyten liegen voneinander räumlich getrennt und mit einer elektrischen Ladung vor



Spannungshub zur Energiebereitstellung vorhanden ist. In der VDE-Studie „Elektrofahrzeuge“ wird gezeigt, dass ein Einsatz in Kombination mit einer Batterie nicht wirtschaftlich ist [3.12]. Neben der rein wirtschaftlichen Betrachtung ist auch der technische Einsatz von DSK zumindest fragwürdig, siehe hierzu [3.13].

3.1.4 Elektrochemische Speicher

Elektrochemische Speichersysteme beinhalten einen „chemischen Speicher“, der sich über einen chemisch/elektrischen bzw. elektrisch/chemischen Wandler laden und entladen lässt [3.6, 3.11]. Bei einem herkömmlichen Akkumulator bilden die Elektroden sowohl den chemischen Speicher als auch den elektrisch/chemischen Wandler. Die in Kapitel 3.1.4.5 dargestellten Redox-Flow-Batterien haben im Gegensatz dazu einen externen Speicher.

Akkumulatoren (wieder aufladbare Batterien⁶) gehören wohl zu den bekanntesten Energiespeichern. Sie bestehen aus galvanischen Elementen, die ihrerseits aus zwei verschiedenen Elektroden und einem Elektrolyten zusammengesetzt sind. Akkumulatoren unterscheiden sich in den verwendeten Materialien und der resultierenden Nennspannung. Typische Parameter zur Einordnung von Batterien sind Energie- und Leistungsdichte, die Anzahl realisierbarer Ladungszyklen oder die Selbstentladerate. Ausführliche Begrifflichkeiten und Definitionen sind zum Beispiel in [3.11, 3.14] gegeben.

3.1.4.1 Blei-Säure-Batterie

Die Blei-Säure-Batterie ist auch 150 Jahre nach ihrer Erfindung der am weitesten verbreitete Batterietyp [3.11]. Die wichtigsten Gründe hierfür sind der im Vergleich zu anderen Batterietechnologien niedrige Preis ab etwa 50 €/kWh, die im Vergleich zu alkalischen Systemen hohe Nennspannung, die große Sicherheit und die hohe Lebensdauer im Ladeerhaltungsbetrieb. Zudem sind sie nahezu vollständig recycelbar und ein Rücknahmesystem ist vorhanden. Nachteilig hingegen sind die geringe Energiedichte, die eingeschränkte Lebensdauer bei starker zyklischer Belastung, die geringe Schnellladefähigkeit⁷ und die Empfindlichkeit gegenüber hohen Temperaturen [3.1, 3.11].

Blei-Säure-Batterien besitzen eine spezifische Energie von etwa 30 Wh/kg, die spezifische Leistung liegt zwischen 10 und 100 W/kg. Die Zykluslebensdauer beträgt typischerweise zwischen 300 und 1200 Zyklen und die kalendarische bis zu 15 Jahren je nach Art der Anwendung [3.15].

⁶ Im allgemeinen Sprachgebrauch wird das Wort Batterie als Oberbegriff für Akkumulatoren und galvanische Primärsysteme (nicht wiederaufladbar) benutzt und soll auch hier verwendet werden. Man nennt wieder aufladbare Systeme auch Sekundärbatterien, nicht wieder aufladbare Primärbatterien.

⁷ Die Schnellladefähigkeit spielt nicht nur im Zusammenhang mit der Elektromobilität eine wichtige Rolle, wenn große Energiemengen in kurzer Zeit entnommen und auch wieder eingeladen werden müssen.



Verschiedene technologische Entwicklungen, z. B. Kohlenstoffzusätze in der negativen Elektrode, neuartige Bipolarplatten oder gewickelte zylindrische Zellen, ermöglichen erhebliche Verbesserungen in den Bereichen Ladeakzeptanz, (Mikro-)Zykluslebensdauer und Leistungsdichte. Damit werden sie auch für den Einsatz zur kurzfristigen Leistungsbereitstellung, wie etwa im Bereich der PRL interessant. Aufgrund der geringen Basismaterialkosten, der inhärenten Sicherheit und der gelösten Rezyklisierungsfrage stellen sie trotz des relativ hohen Gewichts eine geeignete Option dar [3.1].

3.1.4.2 Nickelbasierte Systeme

Im Vergleich zu Blei-Säure-Batterien haben Nickel-Cadmiumbatterien (NiCd) eine höhere Energiedichte, sind zyklenfester und erlauben schnellere Ladezyklen. Zudem sind sie v.a. bei tiefen Temperaturen weitaus leistungsfähiger. Aufgrund des giftigen Schwermetalls Cadmium wurden NiCd-Batterien zunehmend durch Nickel-Metallhydrid-Batterien (NiMH) ersetzt. NiMH haben gegenüber NiCd etwa eine um 30-50 % höhere Energiedichte, was sie für Elektro- und Hybridfahrzeuge interessant macht. Nachteilig sind jedoch die relativ hohe Selbstentladung, für die es erst seit einigen Jahren Lösungsansätze gibt, Leistungseinbußen bei tiefen Temperaturen [3.16, 3.17] und die Empfindlichkeit gegen Überladung. Ein Einsatz in stationären Anlagen ist nicht bekannt, da die erreichten Zyklenzahlen keinen ökonomischen Betrieb ermöglichen [3.18]. Im Bereich der Elektromobilität und tragbaren Geräten werden sie immer weiter durch Lithium-Ionen-Akkus verdrängt, so dass sie langfristig wohl nur in Nischenanwendungen Platz finden werden.

Eine Weiterentwicklung der nickelbasierten Batterien ist die Nickel-Zink-Batterie, die für Anwendungen mit hohem Leistungsbedarf und damit auch für Traktionsanwendungen geeignet sein soll [3.7]. Frühere Probleme der Dendritenbildung des im Grunde schon von Edison vorgeschlagenen Prinzips, konnten inzwischen gelöst werden. Die Markteinführung ist durch die Fa. PowerGenix erfolgt, Hauptanwendungen sind im Bereich akkubetriebener Werkzeuge, unterbrechungsfreie Stromversorgung und Elektroroller sowie militärische Ausrüstung angesiedelt [3.19]. Auf Zellebene werden spezifische Energien bis 100 Wh/kg erreicht.

3.1.4.3 Hochtemperaturbatterien

Die wohl bekannteste Batterie dieser Kategorie ist die Natrium-Nickelchlorid(NaNiCl)-Batterie, auch ZEBRA-Batterie genannt. Weiter werden Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) eingesetzt. Vorteil dieser Batterien ist, dass es nahezu keine Nebenreaktionen gibt und so der Wirkungsgrad entsprechend hoch und die elektrochemische Alterung entsprechend klein ist. NaNiCl-Batterien besitzen spezifische Energien von 80 bis 140 Wh/kg und liegen damit im Bereich heutiger Lithium-Batterien [3.20]. Die spezifische Leistungsdichte ist bei heutigen Systemen eher gering (150 W/kg), durch Ersatz von Teilen des Nickels durch Eisen und hochporöse Keramiken werden aber spezifische Leistungen von 400 W/kg für realistisch gehalten [3.20]. Problematisch sind jedoch lange Standzeiten, da diese Batterien



bei einer Temperatur um etwa 320°C gehalten werden müssen. Thermische Zyklen sind schädlich für Hochtemperaturbatterien.

Einzigster Hersteller von Natrium-Schwefel-Batterien ist zurzeit NGK Insulators aus Japan, wo diese intensiv erforscht werden. Im stationären Bereich eignen sich NaS-Batterien zur Reduzierung elektrischer Spitzenleistungen, zur unterbrechungsfreien Stromversorgung und zur Notstromversorgung.

Grundsätzlich bieten Hochtemperaturbatterien, wie auch Redox-Flow-Batterien, das Potential geringer Kosten und hoher Lebensdauer. Allerdings sind noch (Sicherheits-) technische Herausforderungen bei den Elektrolyten und Membranen sowie in der Produktion zu lösen und in eine Massenproduktion umzusetzen [3.21].

3.1.4.4 Lithium-Ionen-Batterien

Im Gegensatz zu den bisher vorgestellten Systemen handelt es sich bei Lithium-Ionen-Batterien um Interkalationsverbindungen, d. h. die Lithium-Ionen bilden die aktive Spezies, die in ein Wirtsgitter eingelagert wird [3.11, 3.22, 3.23]. Abbildung 3-2 zeigt das Prinzip einer Lithium-Ionen-Batterie mit zwei Interkalationselektroden. Batterien mit Phasenumwandlung wie etwa Blei-Säure oder Nickel-Cadmium dagegen bezeichnet man als rekonstituierende Systeme.

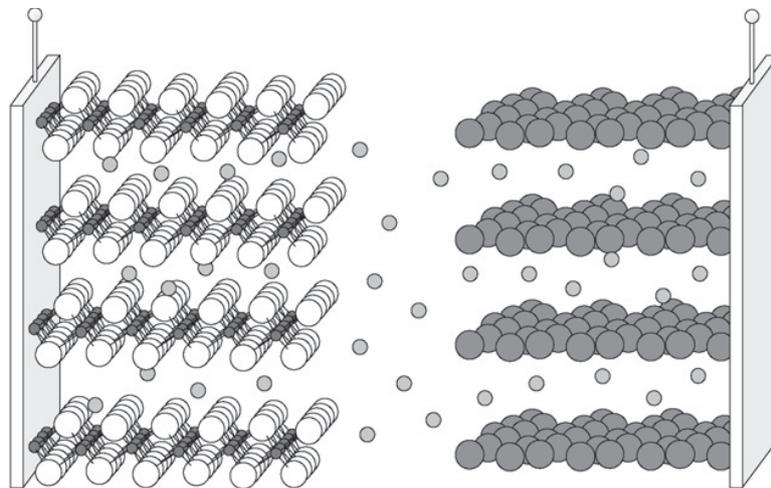


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung einer Lithium-Ionen-Batterie mit zwei Interkalationselektroden. Während des Lade- und Entladevorgangs pendeln (engl.: shuttle) die Lithium-Ionen als aktive Spezies zwischen der positiven und negativen Elektrode, die Menge des Elektrolyten kann minimiert werden [3.23]



Aus der Tatsache, dass Lithium nicht das Aktivmaterial sein muss, ergeben sich eine Vielzahl von möglichen Materialkombinationen für die beiden Elektroden, die Lithium-Ionen beinhalten bzw. aufnehmen können. Zu den zurzeit wichtigsten und am häufigsten anzutreffenden Systemen [3.11, 3.22, 3.24, 3.25] gehören:

- Lithium-Kobaltdioxid (LiCoO_2) 3,9V gegen Li/Li^+ (c)
- Lithium-Nickeldioxid (LiNiO_2) 3,8 V gegen Li/Li^+ (a)
- Lithium-Mangan-Spinell (LiMn_2O_4) 4 V gegen Li/Li^+ (b)
- NMC ($\text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Mn}_z\text{O}_2$)⁸ 3,9 V gegen Li/Li^+ (c)
- NCA ($\text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Al}_z\text{O}_2$)⁴ 3,6 V gegen Li/Li^+ (c)
- LFP Lithium-Eisenphosphat (LiFePO_4) 3,4 V gegen Li/Li^+ (d)
- LTO Lithium-Titanat ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) 2,5 V gegen Li/Li^+ (e)

Die verschiedenen Materialien lassen sich bzgl. ihrer Kristallstruktur und Entladecharakteristik unterscheiden, siehe hierzu [3.23].

Im Vergleich zu Blei-Säure- oder nickelbasierten Batterien sind auch heute noch Lithium-Batterien entwicklungsstechnisch in ihrer Anfangsphase. Sie stellen einen Schwerpunkt in der nationalen und internationalen Batterieforschung dar. Heute erreichbare spezifische Energien liegen bei etwa 120 bis 180 Wh/kg auf Systemebene. Deutliche Fortschritte werden bei der Entwicklung von Elektrolyten, Hochvolt-Kathoden- und zyklenfesteren Anodenmaterialien erwartet. Durch neue spannungsfestere Materialien könnten auch ohne nennenswerte Umstellung der Fertigungstechnologien, Batterien mit spezifischen Energien von 250 bis 300 Wh/kg hergestellt und verkauft werden [3.26].

Eine insbesondere wegen der hohen thermischen Stabilität für große Leistungsfluktuationen geeignete Zellchemie ist die Lithium-Eisenphosphat-Batterie (LFP). Sie besitzt eine hohe spezifische Kapazität von 170 mAh/g [3.23, 3.27], einen vergleichsweise geringen Preis und ist wenig toxisch [3.28, 3.29, 3.30]. Die elektrischen Eigenschaften wie Entladecharakteristik, Wirkungsgrad und Hochstromfähigkeit sind besser oder zumindest vergleichbar mit den Lithium-Nickel- oder -Mangan-Systemen. Sie besitzen zwar auf Grund der niedrigeren Spannungslage eine geringe spezifische Energie (110 Wh/kg), im Vergleich zu Lithium-Titanat-Batterien (70-90 Wh/kg), welche ähnliche Sicherheitsvorteile bieten, ist die spezifische Energie jedoch hoch.

3.1.4.5 Vanadium-Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien stellen eine vielversprechende elektrochemische Speicheroption dar. Als Speicher dienen zwei Elektrolyte, in denen Metallsalze gelöst sind. Die speicherbare Energiemenge lässt sich durch die Größe der externen Tanks flexibel dimensionieren. Diese Flüssigkeiten werden durch die Batteriezellen gepumpt, wobei sie durch eine Membran voneinander getrennt sind. Diese Membran lässt Ionen durch, die für den

⁸ $x+y+z=1$; wird häufig in der Bezeichnung auch weggelassen.



Energieaustausch zwischen den Flüssigkeiten notwendig sind, verhindert aber weitere chemische Wechselwirkungen. Die Dimensionierung der Batteriezellen bestimmt unabhängig vom Energieinhalt die Leistung des Speichers. Der Hauptvorteil dieser Technologie besteht also darin, dass ein anwendungsbezogenes Design von Leistung und Energiemenge einfach zu realisieren ist. Da die Energie in den Tanks getrennt von der Energiewandlungseinheit gelagert wird, ist eine sehr geringe Selbstentladung für diese Speicherart typisch [3.31].

Es gibt verschiedene Möglichkeiten Redox-Flow-Systeme zu realisieren. Diese befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Beispielsweise befindet sich das Eisen-Chrom-System aktuell im Demonstrationsstadium, während die Systeme Zink-Brom und Vanadium (VRB) bereits kommerziell erhältlich sind. Für die VRB sind bereits über 10.000 Auf- und Entladezyklen demonstriert. Bei einem Zyklus pro Tag ergibt sich damit bereits eine Lebensdauer von über 27 Jahren. Der Systemwirkungsgrad liegt zwischen 75 und 85% [3.32].

Die Schwächen dieses bereits sehr gut ausgereiften Systems liegen im Element Vanadium. Dessen Toxizität spielt dabei nur eine untergeordnete Rolle, da es sich um ein abgeschlossenes System handelt. Problematischer sind die schlechte Verfügbarkeit, der damit verbundene hohe Rohstoffpreis und die relativ geringe Energiedichte von rund 50 Wh/l. Es wird also im Vergleich zu anderen chemischen Stoffen relativ viel Vanadium benötigt, um dieselbe Energiemenge speichern zu können, d. h. es ergeben sich große Baugröße und hohe Rohstoffkosten.

Verschiedene Einsatzgebiete werden bei der Betrachtung zweier Marktführer für VRB-Systeme deutlich. Die Gildemeister Cellstrom GmbH (Österreich) vertreibt seit drei Jahren Batterien in Containerbauweise mit 10 kW-100 kWh oder 200 kW-400 kWh. Diese lassen sich auch modular zu größeren Speichern zusammenschalten. Der kleinere Speicher liefert dabei über 10 Stunden 10 kW und kann beispielsweise im Zusammenspiel mit einer Windkraftanlage täglich auf- und entladen werden. Andere Betriebsweisen sind ebenfalls möglich, da die Batterie zum einen eine schnelle Ansprechzeit im Millisekundenbereich hat und andererseits in der Lage ist, gespeicherte Energie über einen langen Zeitraum ohne Verluste zu erhalten. Die Kosten eines solchen Systems belaufen sich auf rund 800 €/kWh. Das Unternehmen Prudent Energy hat verschiedene Großprojekte realisiert. So beispielsweise 2011 im chinesischen Zhangbei ein System mit 500 kW / 1 MWh und am irischen Windpark Sorne Hill eine Batterie mit 2 MW / 12 MWh.

3.1.4.6 Zink-Luft-Batterie

Metall-Luft-Batterien stellen die kompakteste und preiswerteste Möglichkeit dar, Energie elektrochemisch zu speichern. Sie bilden eine Zwischenstufe zwischen klassischer Batterie und Brennstoffzelle, da der Luftsauerstoff kontinuierlich zugeführt wird [3.33].

Eine sehr aussichtsreiche und günstige Option stellt die Zink-Luft-Batterie dar. Die Technologie ist seit vielen Dekaden in Form von Knopfzellen als nicht wieder aufladbare Batterie kommerzialisiert. Die Realisierung eines aufladbaren Energiespeichers in



größerem Maßstab befindet sich derzeit im Entwicklungsstadium [3.34]. Das Metall muss dazu in Form einer Schmelze oder Suspension durch die Energiewandlungseinheit der Batterie geführt werden. Ähnlich wie bei der Redox-Flow-Batterie werden damit Leistungseinheit und Energiespeichertanks räumlich voneinander getrennt. Dies bringt die genannten Vorteile der Redox-Flow-Technologie mit sich. Die Zink-Luft-Batterie bietet darüber hinaus weitere Vorteile. Dadurch, dass eine Komponente Luftsauerstoff ist, können Gewicht und Systemvolumen eingespart werden. Dies steigert die Gesamtenergiedichte des Systems, wobei eine Zinklösung bereits eine hohe Energiedichte von rund 900 Wh/l besitzt. Außerdem ist Zink ungiftig und preiswert und es lassen sich höhere Stromdichten realisieren. Die technologische Entwicklung der Zink-Luft-Batterie ist abzuwarten. Als Ergebnis wird eine der VRB überlegene Technologie erwartet, deren Systemkosten im günstigen Fall einer vorliegenden Sauerstoff-Infrastruktur (bspw. Chemiepark) zu etwa 170 €/kWh prognostiziert werden [3.35].

3.1.5 Pumpspeicherwerke

In internationalen Elektroenergiesystemen stellen Pumpspeicherwerke (PSW) seit Jahrzehnten oftmals die einzige technisch und wirtschaftlich umsetzbare Art der (großtechnischen) Energiespeicherung dar. Von den weltweit installierten Kapazitäten von ca. 75 GW entfallen auf Deutschland rund 6,7 GW bzw. 40 GWh [3.36, S.114]. Bei Volllast entspricht dies einer durchschnittlichen, maximalen Entladedauer von knapp 6 Stunden. Das Spektrum reicht von Anlagen im kleineren MW Bereich bis zu dem bislang größten deutschen Pumpspeicherwerk Goldisthal mit 1060 MW. Der Wirkungsgrad der Bestandsanlagen reicht von rund 56 % bis zu 77 % mit einem durchschnittlichen Wert von ca. 69 % [3.37]. Neuere Anlagen würden jedoch bei einem Verhältnis der ausgespeicherten zur eingespeicherten Energie von 75 bis 80 % liegen.

Das Prinzip ist dabei wie folgt: Wenn Energie „überschüssig“ ist bzw. aufgenommen werden muss, wird Wasser von einem unteren Wasserreservoir (Unterbecken) in ein höher gelegenes (Oberbecken) gepumpt. Damit besteht die Speicherung darin, potenzielle Energie des Wassers (im Oberbecken) akkumulieren zu können. Wenn die Energie zu einem anderen Zeitpunkt bereitgestellt werden soll, kann das Wasser durch ein Druckrohr „heruntergelassen“ werden. Die potenzielle Energie wird in kinetische Energie gewandelt; eine Turbine kann angetrieben werden. Mit der Rotationsenergie der Turbine kann anschließend, auf derselben Welle im Generator, Strom erzeugt und ins Netz eingespeist werden. Wenn das PSW über keinen natürlichen Wasserzufluss verfügt, ist die Anlage – wie jeder andere Speicher auch – keine Energieerzeugungseinheit und es wird üblicherweise von einem Pumpspeicherwerk gesprochen⁹.

Der vergleichsweise hohe Wirkungsgrad moderner PSW von bis zu 80 Prozent ist als Vorteil gegenüber anderen Speichertechnologien bei der großtechnischen Energiespeicherung einzuordnen. Während andere Speichertechnologien bei einer hohen Zyklenhäufigkeit Lebensdauereinbußen hinnehmen müssen, gilt diese Restriktion für

⁹ Im Gegensatz zu einem Pumpspeicherkraftwerk, wenn ein natürlicher Zufluss besteht.



PSW nicht. Hinsichtlich der Selbstentladung ist zu erwähnen, dass Effekte wie Verdunstung (positive Selbstentladung) oder Niederschlag (negative Selbstentladung) insgesamt für diese Speichertechnologie mit etwa 0 bis 0,005 %/Tag im Bereich vernachlässigbarer Größenordnungen liegen [3.38, S.2].

Auch die schnelle Anfahr- / Reaktionszeit und die hohe Flexibilität stellen wesentliche Vorzüge dieser Speicheroption dar. Diese hängen jedoch von der Art der verwendeten Maschinensätze ab. Man unterscheidet ternäre Maschinensätze (räumliche Trennung von Pumpe und Turbine) sowie reversible Maschinensätze (Pumpturbinen, bei denen Pumpe und Turbine eine Einheit bilden). Auch die verschiedenen Turbinenarten haben Einfluss auf die Dynamik der Anlage. Die Umschaltzeiten für drei exemplarische Maschinensätze sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 3-1 Vergleich der Umschaltzeiten bei verschiedenen Maschinensätzen – Quelle: [3.38, Seite 12]

	einstufige reversible Pump turbine	ternärer Satz mit Francis-Turbine	ternärer Satz mit Pelton-Turbine
	Umschaltzeiten in Sekunden		
Turbinieren => Pumpen	420	45	25
Pumpen => Turbinieren	190	60	25
Stillstand => Turbinieren	90	90	65
Stillstand => Pumpen	340	85	80
Turbinieren => Stillstand	200	120	110
Pumpen => Stillstand	200	50	50

Auch wenn für die jeweiligen Betriebsartenwechsel sowie Maschinensätze im Einzelnen deutliche Unterschiede bestehen, ist für eine grobe Einordnung zu konstatieren, dass sich die Umschaltzeiten in einem Bereich von unter einer Minute bis hin zu wenigen Minuten bewegen. Ein ternärer Maschinensatz benötigt dabei deutlich kürzere Umschaltzeiten und besitzt auch höhere Leistungsgradienten. In Bezug auf die Turbine sind Werte von 20 MW/s und sogar darüber hinaus möglich [3.111]. Sofern eine Regelfähigkeit zwischen 0 bis 100 % sowohl für den Turbinenbetrieb als auch für den Pumpenbetrieb gewünscht wird, ist ein ternärer Maschinensatz notwendig. Aber auch eine drehzahlvariable Pump turbine ermöglicht mit einer Drehzahlsteuerung (zumindest in gewissen Grenzen) eine Leistungsregelung im Pumpbetrieb [3.40].

Mit einem klassischen Prinzip „nachts pumpen – tagsüber turbinieren“ ist die heutige Einsatzweise von PSW keineswegs zu beschreiben. Die Anforderungen des Marktes im Allgemeinen und beispielsweise die Teilnahme am Regelenergiemarkt im Speziellen haben



dazu geführt, dass PSW heute viel flexibler eingesetzt werden müssen. So wird z. B. in [3.41] der Maschinensatz derartig ausgelegt, dass durchschnittlich von 12-15 Betriebsartenwechseln pro Tag ausgegangen wird, was rd. 5000 Wechseln pro Jahr entspricht. Neben der traditionellen Aufgabe des Ausgleichs von Leistungsspitzen sind PSW durch ihre technischen Eigenschaften in der Lage, Systemdienstleistungen bereitzustellen. Im Bereich der Frequenzhaltung können PSW auf allen drei¹⁰ Regelenergiemärkten eine Präqualifizierung erfolgreich durchlaufen und Regelenergie anbieten. Durch den sogenannten Phasenschieberbetrieb ist durch die (reine) Blindleistungsbereitstellung ein Beitrag zur Spannungsregelung möglich. Aber auch bei einem Wirkleistungsbetrieb kann Blindleistung bereitgestellt werden. Zudem besteht die Möglichkeit, netzunabhängig zu starten („Schwarzstartfähigkeit“) und bei einem Versorgungswiederaufbau unterstützend mitzuwirken. Auch im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen können PSW zur Netzentlastung eingesetzt werden.¹¹

Die Kostenstruktur ist durch hohe Kapitalkosten und relativ geringe Betriebskosten gekennzeichnet. Konventionelle PSW, deren spezifische Investitionskosten auf den Bereich zwischen 700 und 1100 €/kW geschätzt werden können, galten (zumindest in der Vergangenheit) als wirtschaftliche Option, Energie großtechnisch speichern zu können. Allerdings muss das tatsächliche, deutschlandweite Ausbaupotential trotz einiger aktueller Potentialanalysen verschiedener Bundesländer als begrenzt angesehen werden. Bereits durch die notwendige Bedingung einer ausreichenden Höhendifferenz zwischen den Reservoirs wird das Potential durch die geologischen Gegebenheiten für große Teile Deutschlands eingeschränkt. Des Weiteren stellen der massive Eingriff in die Natur und das Landschaftsbild mehr denn je auch Akzeptanzfragen der Bevölkerung Hürden bei der Realisierung derartiger Großprojekte dar, wie aktuelle Vorhaben z. B. in Baden-Württemberg zeigen. Die Kombination aus den u. a. daraus resultierenden höheren Kosten und der heutigen Marktsituation lassen konventionelle PSW (Neubau-)Projekte derzeit keine ausreichende Rentabilität erreichen.

Ein neuerer Ansatz besteht darin, im Gegensatz zu der konventionellen, oben beschriebenen Bauform, verwandte Varianten als neue Energiespeicherungsoptionen zu entwickeln. Dies geschieht derzeit beispielsweise an der Universität Duisburg-Essen, wobei Konzepte diskutiert werden, Steinkohlegruben, offene Tagebaulöcher oder auch steile Reliefs an Meeresküsten zu nutzen [3.54]. Am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) wurde die technische Machbarkeit der Nachnutzung von stillgelegten Bergwerken durch untertägige Pumpspeicherwerke nachgewiesen und die bestehenden wirtschaftlichen, rechtlichen und umweltbezogenen Restriktionen aufgezeigt [3.41].

Keine der genannten Projektideen ist jedoch bislang weltweit umgesetzt worden. Dies ist zumindest in Deutschland insbesondere auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

¹⁰ Es gibt auch Pumpspeicherwerke, die beispielsweise die Anforderungen der Primärregelung nicht erfüllen.

¹¹ Die genauere Beschreibung der möglichen und tatsächlich genutzten Einsatzgebiete erfolgt in den Kapiteln 2 und 4.



sowie den hohen Investitionsbedarf (>200 Mio. € für die Pilotanlage [4.41]), eine bislang unzureichend entwickelte Genehmigungslage und auf weiteren technischen Entwicklungsbedarf zurückzuführen.

3.1.6 Druckluftspeicher

Druckluftspeicherkraftwerke können, so wie Pumpspeicherwerke, kurzfristig mehrere 100 MW Leistung für mehrere Stunden in das elektrische Netz einspeisen oder aus diesem entnehmen und daher über längere Zeit zur Systemstabilität beitragen.

Für die Speicherung der Luft können grundsätzlich isochore (konstantes Volumen) und isobare (konstanter Druck) Druckluftspeicher verwendet werden. Wichtig ist natürlich bei beiden die Dichtigkeit. Isochore Druckluftspeicher besitzen ein konstantes Speichervolumen und das Ein- und Ausspeichern erfolgt durch Druckerhöhung bzw. Druckabsenkung. Als isochore Druckluftspeicher werden z. B. bergmännisch aufgefahrene, unterirdische Hohlräume in dichtem Gestein und vor allem ausgesolte Salzkavernen [3.44] in Salzstöcken im Untergrund verwendet, wie sie bereits in großem Umfang für die Erdgas-speicherung etc. genutzt werden. Auch Porenspeicher mit einem noch größeren Speichervolumen als es Kavernen üblicherweise aufweisen stellen eine Option dar. Sie bieten den Vorteil einer simultanen Ein- und Ausspeichermöglichkeit mit allerdings relativ kleineren Förderraten. Für kleinere Speichervolumina und evtl. für den dezentralen Einsatz stehen Röhrenspeicher zur Verfügung, die allerdings mit einem teuren Hochtemperaturwerkstoff ausgelegt werden müssten.

Bei isobaren (oder nahezu isobaren) Druckluftspeichern verändert sich bei (nahezu) konstantem Druck das Speichervolumen. Beispiele dafür sind Gasometer, Kunststoffsäcke [3.51], Tanks oder Kavernen in entsprechender Wassertiefe im Meer oder in Seen oder (Salz-) Kavernen mit (Sole-) Pendelbecken. Da sich die Speicher (außer das Solependelbecken) im Untergrund oder unter Wasser befinden, wird der Eingriff in die Natur im Gegensatz zu den Pumpspeicherwerken (ausgenommen Pumpspeicherwerke unter Tage) auf ein Minimum reduziert.

Ein Druckluftspeicherkraftwerk (Compressed Air Energy Storage - CAES) nutzt die Energie komprimierter Luft. In Schwachlastzeiten, d. h. in Zeiten geringer Stromnachfrage und einem Überangebot an regenerativ erzeugter elektrischer Energie, verdichten elektrisch angetriebene Kompressoren die aus der Umgebung angesaugte Luft in Abhängigkeit der Kavernentiefe auf bis zu 100 bar. Die dabei entstehende heiße Druckluft (bis zu 1.000°C) wird aus Festigkeits- bzw. Stabilitätsgründen der Kaverne (Salz fließt bei Temperaturen über etwa 50°C zu stark und die Salzkavernen würden sich bald schließen) und wegen der Speicherdichte (bei höheren Temperaturen kann weniger Luftmasse im gleichen Volumen gespeichert werden) auf nahezu Umgebungstemperatur herunter gekühlt und in die Kaverne gedrückt. In Zeiten hoher Stromnachfrage und wenig regenerativ erzeugtem elektrischen Strom wird die Druckluft in einer Turbine, die einen Generator antreibt, entspannt. Die Druckluft ersetzt dann den in einer herkömmlichen Gasturbine erforderlichen Verdichter, der einen Großteil (ca. 2/3) der Gasturbinenleistung benötigt. Da sich



die Luft bei der Entspannung stark abkühlt und der in der Luft enthaltene Wasserdampf kondensieren, eventuell gefrieren und die Turbine beschädigen würde, muss die Luft vor dem Eintritt in die Turbine ausreichend vorgewärmt werden.

Zur Erwärmung der Luft kann die Kompressionswärme verwendet werden, wenn sie in einem Wärmespeicher [3.45] zwischengespeichert wurde. Solche Anlagen werden adiabate Druckluftspeicherkraftwerke genannt [3.53]. Wird die Kompressionswärme einfach über Kühler (Wärmeübertrager) an die Umgebung abgeführt, um die hohen Investitionskosten von Wärmespeichern zu vermeiden und/oder den Verdichterwirkungsgrad durch Zwischenkühlung zu verbessern, kann die Temperatur der Druckluft in z. B. mit Biomasse oder fossilen Brennstoffen befeuerten Lufterhitzern (Wärmeübertragern) erhöht werden. Aber auch direkt durch Verbrennung von Brenngasen wie Biogas, Erdgas, Wasserstoff aus Elektrolyseuren, SNG (siehe Kapitel 3.1.7.2) oder geeigneten flüssigen Brennstoffen wie Bioöl, leichtem Heizöl etc. in Gasturbinenbrennkammern kann die Temperatur der Druckluft erhöht werden. Solche Druckluftspeicherkraftwerke, die die Verdichtungs-temperatur nicht für die Erwärmung der Druckluft verwenden, werden als diabat bezeichnet.

Wenn dabei nur moderate Temperaturen bis ca. 700°C erreicht werden, können kommerziell verfügbare Turbinen (Expander) verwendet werden. Dadurch werden die vorher genannten Probleme zu tiefer Turbinenaustrittstemperaturen vermieden (wie in der später beschriebenen Anlage Huntorf) oder höchstens eine Vorwärmung der kalten Druckluft durch die noch warmen Gasturbinenabgase ermöglicht (wie in McIntosh). Zugleich werden aber nur niedrige Gasturbinenwirkungsgrade erzielt. Es ist aber natürlich grundsätzlich auch möglich, so hohe Gasturbineneintrittstemperaturen (ca. 1400 °C), wie bei heutigen kommerziellen Gasturbinen (allerdings immer mit Kompressor) üblich, vorzusehen. Dies würde den Wirkungsgrad verbessern, hätte aber auch zur Folge, dass die noch heißen Gasturbinenabgase in einem Abhitzedampferzeuger für die Produktion von Dampf für einen Dampfturbinenkreislauf eingesetzt werden sollten, wie dies bei den Gas- und Dampfturbinen – GuD – Anlagen üblich ist. Diese modernen thermischen Kraftwerke weisen einen Wirkungsgrad von über 60 % auf.

Der Wirkungsgrad diabater Druckluftspeicherkraftwerke mit moderaten Gasturbineneintrittstemperaturen liegt bei ca. 50 %. Dieser relativ niedrige Wirkungsgrad ist die Folge der Wärmeverluste bei der Kühlung der verdichteten Luft und der erforderlichen Zufeuerung von Erdgas etc.

Ein Druckluftspeicherkraftwerk mit diabater Technologie (Abgabe der Kompressionswärme an die Umgebung beim Einspeichern und Zufeuerung von Erdgas zur Vorwärmung der Druckluft auf moderate Temperaturen beim Ausspeichern) ist in Huntorf seit 1978 in Betrieb [3.52]. Es weist einen Wirkungsgrad von 42 % auf, kann 8 Stunden eine Leistung von 60 MW aufnehmen und 2 Stunden eine Leistung von 290 MW abgeben und arbeitet in einem Druckbereich zwischen 50-70 bar. Ein Vergleich zwischen ein- und ausgespeicherter Energiemengen ist aufgrund der Zufeuerung von Erdgas im Ausspeichervorgang nicht zulässig. In Huntorf stehen 2 Kavernen mit je 150.000 m³ zur Verfügung.



Ein ähnliches diabates Druckluftspeicherkraftwerk ist in McIntosh, USA, seit 1991 in Betrieb. In McIntosh wird die kalte Druckluft vor der Gasturbinenbrennkammer in einem Rekuperator durch die Abwärme der heißen Abgase vorgewärmt [3.49]. Die Anlage weist aus diesem Grund einen etwas höheren Wirkungsgrad von 54 % auf. Es steht ein Kavernenvolumen von 538.000 m³ in einer Teufe von 450-750 m zur Verfügung. Der Arbeitsdruckbereich liegt zwischen 45 und 75 bar. Die Ladezeit beträgt 45 Stunden mit einer Leistung von 60 MW, die Entladezeit 26 Stunden mit einer Leistung von 110 MW. Huntorf und McIntosh sind weltweit die einzigen großen industriell genutzten Druckluftspeicherkraftwerke. Um die Nachteile der heutigen Konzepte, vor allem den niedrigen Wirkungsgrad, zu vermeiden, werden derzeit vor allem zwei weitere Konzepte entwickelt. Zum einen arbeiten an dem „Konzept ADELE – Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung“ das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., die Ed. Züblin AG, die Erdgasspeicher Kalle GmbH, GE Global Research, die Ooms-Ittner- Hof GmbH und RWE Power AG gemeinsam an einer Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage – AA-CAES – Anlage, bei der die Verdichtungswärme, die bei der Einspeicherung anfällt, durch den Einsatz eines Wärmespeichers zur Erwärmung der Druckluft bei der Ausspeicherung genutzt wird [3.42]. Der Wirkungsgrad kann dadurch auf ca. 70 % angehoben werden. Der Fokus in diesem Projekt liegt in der Klärung der übergreifenden maschinentechnischen und thermodynamischen Fragestellungen und in der Erarbeitung der bestmöglichen Konfiguration für Kompressor, Turbine, Wärmespeicher, Kaverne und weiteren Anlagenaggregaten. Ziel ist die Erstellung eines angebotsreifen Konzeptes für die Gesamtanlage und die Errichtung einer Demonstrationsanlage. Diese Anlage soll mit einer Leistung von 90 MW und einer Speicherkapazität von 360 MWh verwirklicht werden.

Bei diesem Konzept wird die Umgebungsluft von einem elektrisch angetriebenen Kompressor auf bis zu 100 bar verdichtet und in einen Wärmespeicher geführt. Es werden technische Lösungen für die Wechselwirkungen von hohem Druck bei gleichzeitiger hoher Temperatur, die erforderliche zyklische Betriebsweise und den Teillastbetrieb bei hohen Wirkungsgraden erarbeitet. Als Wärmespeicher werden bis zu 40 m hohe Behälter mit Steinschüttungen oder keramischen Formsteinen, inkl. der erforderlichen Isolierung untersucht. Hierbei müssen verfahrens-, bau- und materialtechnische Fragestellungen geklärt werden. Es müssen große Wärmemengen auf einem hohen Temperaturniveau von ca. 600°C bei gleichzeitig hohen Drücken gespeichert werden. Darüber hinaus treten zyklische Temperaturverläufe und Feuchtigkeit auf, die hohe Materialanforderungen stellen. Bei der Speicherung der Druckluft im Untergrund sind schnelle Druckschwankungen aufgrund der täglichen Ein- und Ausspeicherungen in der Kaverne zu erwarten (abweichend von der langfristigen Erdgasspeicherung), was u. a. bei der Dimensionierung der Kaverne berücksichtigt werden muss. Darüber hinaus kann die Feuchtigkeit der eingespeicherten Luft zu Korrosion an der untertägigen Bohrlochtechnik, an den Kavernenköpfen, an Rohrleitungen und Armaturen führen. Bei der Turbinentechnik ist zu berücksichtigen, dass der zu erwartende Eintrittsdruck in die Gasturbine den Druck heutiger Gasturbinen deutlich überschreitet und die Turbine muss darüber hinaus mit schwankenden Drücken und Druckluftströmen zurechtkommen.



Zum anderen wurde in einem Forschungsvorhaben im Rahmen der E.ON International Research Initiative (EIRI) am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) in Goslar, am Institut für Energie- und Systemverfahrenstechnik InES (bis Mai 2012 Institut für Wärme- und Brennstofftechnik IWBT) der TU-Braunschweig (TU-BS) und dem Lehrstuhl für Regelungstechnik und Systemtheorie an der Ruhruniversität Bochum in Zusammenarbeit mit Industrieunternehmen, vor allem mit E.ON und KBB Underground Technologies GmbH in Hannover, das ISACOAST-CC-Konzept eines ISobaric Adiabatic COmpressed Air Energy Storage –Combined Cycle d. h. eines GuD-Druckluftspeicher-kraftwerks mit Wärmespeicher entwickelt [3.43, 3.50, 3.46, 3.47, 3.48]. Beispielhaft wurden als Basis für die Auslegung zwei der derzeit größten stationären Gasturbinen und ein Abhitzedampferzeuger samt Wasserdampfturbine mit doppelter Leistung, wie er üblicherweise hinter einer Gasturbinen angeordnet wird, verwendet, wobei je zwei Kompressoren und zwei Gasturbinen zum Ausgleich der Axialkräfte zweiflutig angeordnet wurden. Es wurden auch die Vor- und Nachteile einer mechanischen und einer elektrischen Kopplung von Kompressoren und Turbinen untersucht. Ferner wurden die weiteren, wesentlichen Komponenten wie Wärmespeicher (drei verschiedene Typen) und die Salzkavernen samt Rohrleitungen und Solependelbecken (um den Druck nahezu konstant zu halten) ausgelegt und die Gesamtanlage dynamisch simuliert. Mit diesem Konzept sind mehrere Betriebsarten möglich:

Einspeicherbetrieb: Beim Einspeichern wird der Kompressor von einem Elektromotor angetrieben, der eine entsprechende überschüssige elektrische Leistung aus dem Netz nimmt. Die Druckluft gibt ihre Kompressionswärme an den Wärmespeicher ab und verdrängt die Sole aus der Kaverne und drückt sie in das oberirdische Solependelbecken.

Ausspeicherbetrieb: Beim Ausspeichern läuft die Sole zurück in die Kaverne und verdrängt die Druckluft, die zuerst über den Wärmespeicher strömt und dadurch nahezu auf die ursprüngliche Kompressorausstrittstemperatur vorgewärmt wird. Es sind zwei Ausspeicherbetriebsarten möglich. Ausspeicherbetrieb 1 ohne Zufeuerung in der Gasturbinenbrennkammer, also wie bei AA-CAES-Anlagen und damit auch ohne Abhitzedampferzeuger. Die Startzeit aus dem Stillstand beträgt wenige Minuten. Ausspeicherbetrieb 2 mit Zufeuerung in der Gasturbinenbrennkammer, also so wie bei GuD-Anlagen und daher auch mit Abhitzedampferzeuger- und Dampfturbinenbetrieb. Die Startzeit beträgt je nach Heiß-, Warm- oder Kaltstart des Abhitzedampferzeugers und der Dampfturbine wenige Minuten bis zu 30-60 Minuten. Es werden Speicherwirkungsgrade (Strom zu Strom) von über 80 % erzielt.

Druckluftspeicherkraftwerke eignen sich wegen des hohen Wirkungsgrads und der hohen Investitionskosten vor allem für den Wärmespeicher für häufig benutzte Kurzzeitspeicherung elektrischer Energie.

GuD-Betrieb ohne Wärme- und Druckluftspeicher und ohne oder mit Gasspeicher (Power-to-Gas): Die Anlage kann auch ohne Druckluft- und Wärmespeicher als normale GuD-Anlage mit Wirkungsgraden (Brennstoff zu Strom) über 60 % (bzw. über 80 % mit Fernwärmeauskopplung) gefahren werden, wobei Kompressor und Gasturbine mechanisch (kein Wirkungsgradverlust durch Generator und Motor) oder elektrisch gekoppelt (vorteilhaft



ist die freie Drehzahl des Kompressors bei Teillast und Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe) sein können und ist damit ihr eigenes „Schattenkraftwerk“, was ein wesentlicher Kostenvorteil gegenüber anderen Speicherarten ist, die bei leeren Speichern nutzlos sind. Sie kann in dieser Betriebsart überdies auch Wasserstoff aus Elektrolyseuren (bis zu 50 % des gesamten Brennstoffs) oder SNG verwenden. Damit ist auch ein Langzeitspeicherbetrieb möglich, bei dem z. B. der mit regenerativen Energien erzeugte Wasserstoff oder SNG wie üblich in Gaskavernen über lange Zeiträume z. B. für lange Windflauten gespeichert wird. Allerdings liegt der Wirkungsgrad bei Power to Gas-Betrieb mit heute verfügbaren Elektrolyseuren (Wirkungsgrad 60-70 %) und weiteren Verlusten um 35 %. In Zukunft sind Wirkungsgrade von knapp 50 % denkbar.

Die Generatoren und Motoren der Anlage können auch für den Phasenschieberbetrieb (Blindleistungskompensation) im Leerlauf verwendet werden. Eine Anlage, die auch als GuD-Anlage betrieben werden kann, setzt einen bestimmten in etwa konstanten Druck und damit z. B. eine Kaverne in geeigneter Teufe voraus. Stehen nur tiefere Kavernen zur Verfügung, sind zusätzliche Kompressoren und Expander als „Topping Cycle“ nötig. Dasselbe gilt für Anlagen, die einen Speicher mit variablem Druck benutzen.

Sind die Austrittstemperaturen von Kompressor und Gasturbine ähnlich, wie bei den heutigen großen stationären Gasturbinen üblich, so kann der Wärmespeicher durch einen druckaufgeladenen Abhitzedampferzeuger ersetzt und sofort wieder Strom mit dem von der Dampfturbine angetriebenen Generator erzeugt werden. Das mindert zwar die Leistung, die aus dem elektrischen Netz entnommen werden kann, spart aber die hohen Kosten für den Wärmespeicher, die über denen eines druckaufgeladenen Abhitzedampferzeugers inkl. der dann nötigen Druckluftvorwärmung mit einem z. B. mit Biomasse oder preiswerten fossilen Brennstoffen gefeuerten Wärmeübertragers liegen dürften. Auf die Druckluftvorwärmung in einem Wärmeübertrager kann aber auch verzichtet und mehr teurer gasturbinentauglicher Brennstoff in der Brennkammer verbrannt werden.

Druckluftspeicherkraftwerke können auch aus dem Stillstand zum Erhalt der Systemstabilität Regelleistung in Form der Sekundärregelung und Minutenreserve zur Verfügung stellen. Wenn sie in Betrieb sind, können sie sich auch an der Primärregelung beteiligen. Darüber hinaus können sie netzunabhängig starten und zum Wiederaufbau des Netzes nach einem Zusammenbruch (Schwarzstartfähigkeit) beitragen. Sie sind den konventionellen Gasturbinenkraftwerken deshalb überlegen, weil sie nicht nur Regelleistung erzeugen, sondern bei Stromüberangebot auch aus dem elektrischen Netz Leistung aufnehmen, speichern und bei Bedarf wieder abgeben können.



3.1.7 Stoffliche Energiespeicher

In stofflichen Energiespeichern, wie z. B. Erdgas und Erdöl, liegt die enthaltene Energie chemisch gebunden vor. Sie lässt sich durch Verbrennung (Oxidation) in andere Energieformen wie Wärme oder Elektrizität umwandeln, wobei überwiegend CO_2 und H_2O entstehen. Vorteile von chemischen Energiespeichern sind u. a. die Langzeitstabilität und bei Erdöl und Erdgas die vorhandene, gut ausgebaute Infrastruktur zur Verteilung und Nutzung. Deshalb werden gasförmige und flüssige Energieträger auch zukünftig einen wichtigen Bestandteil der Energiewirtschaft darstellen.

Für die Auswahl eines geeigneten stofflichen Speichers zur Wandlung von elektrischer in chemische Energie soll eine sorgfältige systemische Betrachtung angestellt werden. Ein Prozess von grundlegender Bedeutung für die Speicherung von elektrischer Energie in Form eines chemischen Energieträgers ist die Elektrolyse von Wasser zur Wasserstoffherstellung.

3.1.7.1 Elektrolyse

Für die chemische/stoffliche Energiespeicherung stellt die Elektrolyse zur Kompensation von Überschusskapazitäten und Kapazitätsdefiziten im Netz und somit zum Erhalt der Systemsicherheit ein zentrales Anlagenaggregat dar. In Zeiten geringer Last und hohem Angebot an regenerativ erzeugtem Strom kann durch Wandlung des elektrischen Stroms mittels Elektrolyse der chemische Energieträger Wasserstoff hergestellt werden. Wasserstoff kann als Rohstoff direkt weiterverarbeitet oder aber, abhängig von der erzeugten Menge, entweder in (Nieder-/Hoch-) Druckbehältern oder in Untergrundspeichern, wie z. B. Salzkavernen gespeichert und danach bedarfsgerecht als Energieträger für unterschiedliche Anwendungen zur Verfügung gestellt werden.

3.1.7.1.1 Technologien der Wasser-Elektrolyse

Es können drei relevante Grundtechnologien der Elektrolyse genannt werden:

- die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyt,
- die saure bzw. PEM-(Polymer-Elektrolyt-Membran) Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyt und
- die Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt.

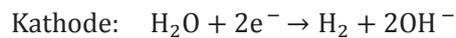
Bei der alkalischen Elektrolyse und bei der PEM Elektrolyse muss zwischen atmosphärischer und Druckelektrolyse unterschieden werden.

3.1.7.1.1.1 Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse arbeitet mit einer wässrigen Kalilauge (20-40 Gew.% Lösung) als Elektrolyten in einem Temperaturbereich zwischen 70 und 90°C. Sie kann atmosphärisch oder unter Druck betrieben werden. Der Druck liegt zurzeit im kommerziellen Bereich bis zu 30 bar. Prinzipiell besteht eine Elektrolysezelle aus einer Kathode (negativ geladene



Elektrode), einer Anode (positiv geladene Elektrode), dem flüssigen alkalischen Elektrolyten und einem Separator (Diaphragma), der die beiden Gasseiten voneinander trennt. Die Elektroden sind elektrisch leitend mit den Endplatten verbunden und bestehen aus perforierten Blechen mit porösen Oberflächen, um die zur Reaktion zur Verfügung stehende Fläche möglichst groß zu halten. Darüber hinaus sind die Elektroden mit einem Katalysator beschichtet, denn die Kinetik der chemischen Reaktionen ist erheblich von der Aktivität des eingesetzten Katalysators abhängig. Es finden folgende Reaktionen statt, wobei die Hydroxidionen (OH^-) von der Kathode zur Anode wandern:



Ladungsträger: OH^-

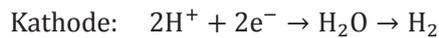
Bei herkömmlichen Elektrolyseuren haben die Elektroden keinen direkten Kontakt zur Membran. Der Elektrolyt zirkuliert in den beiden getrennten Teilzellen (Kathodenraum und Anodenraum) zwischen Membran und Endplatte. Die Wasserzugabe erfolgt an der Kathode. Da diese Anordnung einen großen ohmschen Widerstand zwischen den Elektroden verursacht, werden moderne Elektrolyseure nach der sogenannten „zero-gap“ Bauweise gebaut. Hierbei werden die Elektroden direkt auf das Diaphragma montiert, so dass der Abstand und somit der ohmsche Widerstand zwischen den beiden Elektroden minimiert wird. Mit dieser Bauweise konnte der Leistungsbedarf erheblich gesenkt werden. Um den Leistungsbereich zu erhöhen, werden mehrere Zellen zu einem Zellstapel, dem so genannten Stack, zusammengeschaltet. Das kann entweder parallel oder in Reihe erfolgen. Die Reihenschaltung hat sich technisch durchgesetzt, denn sie ermöglicht eine besonders kompakte Bauweise, indem Bipolarplatten, die sowohl Kathode als auch Anode tragen, verwendet werden. Hier ist bei der Zusammenschaltung mehrerer Zellen der ohmsche Spannungsabfall am geringsten. Diese Bauweise wird als Filterpressenprinzip bezeichnet. Die Kosten werden derzeit für die alkalische atmosphärische Elektrolyse mit 800 - 1.500 €/kW bei einer Leistung > 500 kW und für die alkalische Druckelektrolyse mit 20 % höheren Werten angegeben [3.62]. Für die Zukunft werden Kosten bei einer Leistung >1 MW von kleiner 500 €/kW erwartet [3.62]. Über die Lebensdauer und Standzeit werden in [3.57] die nachfolgenden Angaben gemacht. Die Lebensdauer pro Stack wird für den derzeitigen Stand der Technik, mittelfristig und zukünftig mit kleiner 90.000 Stunden angegeben. Die derzeitige Standzeit des Systems inkl. Überholung wird mit 20-30 Jahren, mittelfristig mit 25-30 Jahren und langfristig mit 30 Jahren angegeben.

Forschungsarbeiten finden insbesondere im Bereich der Materialentwicklung der Elektroden, der eingesetzten Katalysatoren und der Materialien zur Trennung der beiden Gasseiten statt. Ziel ist u. a. die Erhöhung der Stromdichte (und somit die Herabsetzung der Baugröße) bei gleichzeitiger Absenkung der Zellspannung, um die Elektrolyse effizienter zu machen.



3.1.7.1.1.2 PEM-Elektrolyse

Bei der PEM-Elektrolyse wird ein fester saurer Elektrolyt eingesetzt, der zum einen Protonen bzw. Hydroniumionen (H_3O^+) leitet und zum anderen die Funktion des Gasseparators zwischen den beiden Halbzellen übernimmt. Die Protonen wandern über diese Kationenaustauschmembran von der Anode zur Kathode. Für die chemischen Reaktionen, die mit



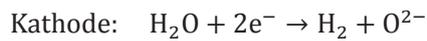
beschrieben werden können, muss lediglich deionisiertes Wasser an der Anode zur Verfügung gestellt werden. Die PEM-Elektrolyse arbeitet mit einer Temperatur von 20 – 100°C. Die Membran besteht derzeit in der Regel aus Nafion (sulfoniertes Tetrafluorethylen-Polymer) und ist bei modernen PEM-Elektrolyseuren auf beiden Seiten mit den jeweiligen Elektroden und erforderlichen Katalysatoren beschichtet (membrane-electrode assembly, MEA). Der elektrische Strom fließt über poröse Stromleiter, die sich auf beiden Seiten der MEA befinden. Die Stromleiter sind für die jeweiligen Produktgase, sowie für Wasser durchlässig. Bipolare Platten bilden den Rahmen um die beiden Halbzellen und sind mit einem Strömungsfeld („Flowfield“) ausgestattet, was den kontrollierten Transport von Wasser und Produktgasen ermöglicht. Die PEM-Elektrolyse kann sowohl atmosphärisch, als auch mit Drücken bis zu 100 bar betrieben werden. Die Kosten der PEM-Elektrolyse werden derzeit mit 2000 – 6000 €/kW bei einer Leistung von 1 bis 10 kW angegeben [3.62]. Für die Zukunft werden Kosten von weniger als 500 €/kW bei einer Leistung oberhalb von 500 kW erwartet [3.62]. Über die Lebensdauer und Standzeit werden in [3.57] die nachfolgenden Angaben gemacht. Die Lebensdauer pro Stack wird für den derzeitigen Stand der Technik mit kleiner 20.000 Stunden, mittelfristig mit kleiner 50.000 Stunden und langfristig mit kleiner 60.000 Stunden angegeben. Die derzeitige Standzeit des Systems inkl. Überholung wird mit 10-20 Jahren, mittelfristig mit 20-30 Jahren und langfristig mit 30 Jahren angegeben.

Forschungsarbeiten finden auf den gleichen Gebieten wie bei der alkalischen Elektrolyse statt. Der PEM-Elektrolyseur für den industriellen Einsatz benötigt jedoch noch eine längere Entwicklungs- und auch Erprobungszeit. Siemens nimmt derzeit im Rahmen eines Forschungsprojektes einen 100 kW Elektrolyseur in Betrieb. 2015 soll ein 2,1 MW und 2018 ein 90 MW Elektrolyseur auf den Markt gebracht werden [3.66].



3.1.7.1.1.3 Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse arbeitet bei ca. 700-1000 °C mit einem bei diesen Temperaturen sauerstoffionenleitenden (O^{2-}) keramischen Festoxidelektrolyten. Das Wasser wird in Dampfform der Kathode zugeführt. Der Aufbau der HT-Elektrolyse kann mit dem der PEM-Elektrolyse verglichen werden. Die Reaktionsgleichungen lauten:



Ein wesentlicher Vorteil der HT-Elektrolyse besteht neben der schnellen Kinetik darin, dass der Elektrizitätsbedarf für die Wasserspaltung mit steigender Temperatur bis zu einem Maximum deutlich abnimmt. Der Elektrizitätsbedarf kann damit bis zu 25 % gesenkt werden [3.57]. Der Einsatz einer HT-Elektrolyse ist insbesondere dann von Vorteil, wenn Wärme auf einem hohem Temperaturniveau zur Verfügung steht, wie z. B. in Kraftwerksprozessen.

Die HT-Elektrolyse befindet sich zurzeit noch im Stadium der Grundlagenforschung und wird kurz- und mittelfristig für den industriellen Einsatz noch nicht zur Verfügung stehen. Angaben über Lebensdauer, Standzeiten und Kosten stehen derzeit in der Literatur nicht zur Verfügung.

3.1.7.1.2 Bewertungskriterien für die Wasser-Elektrolyse

Generell sind folgende Bewertungskriterien bzgl. des Erhalts der Systemsicherheit bzw. der Systemstabilität zu betrachten:

- Dynamik
- Teillastverhalten
- Leistungsbereich

Rein technisch gesehen sind Wirkungsgrad, Verfügbarkeit und Lebensdauer untergeordnete Kriterien für diese Bewertung. Sie müssen für die betriebswirtschaftliche Betrachtung herangezogen werden und sollen hier nur als optionale Bewertungskriterien beschrieben werden.

Die wichtigsten Bewertungskriterien für den Einsatz zur Stabilisierung des elektrischen Netzes bzw. zum Erhalt der Systemstabilität sind das dynamische Verhalten und das Teillastverhalten des Elektrolyseurs. Beim dynamischen Verhalten sind kurze Reaktionszeiten auf Schwankungen bei der Leistungsbereitstellung während des Betriebes, aber auch kurze Totzeiten während des Anfahrprozesses bzw. während des Wechsels der Betriebsweisen von Stand-by auf Betrieb und umgekehrt von Bedeutung. Beim Teillastverhalten sind der Arbeitsbereich und das Überlastverhalten von Interesse.

Darüber hinaus ist der zurzeit zur Verfügung stehende *Leistungsbereich* eines Elektrolyseurs als Bewertungskriterium von besonderer Bedeutung. Mit der fortlaufenden Installation



regenerativer Energien, insbesondere der Installation von Windenergieanlagen Offshore, werden Überschusskapazitäten im TWh-Bereich anfallen. Sollen diese Kapazitäten zu einem signifikanten Anteil in Wasserstoff gewandelt werden, muss eine Elektrolysetechnologie zur Verfügung stehen, die diese enormen Mengen an elektrischem Strom in erforderlicher, d. h. in einer das Netz entlastenden Zeit wandeln kann.

Der Wirkungsgrad einer Elektrolyse berechnet sich, wie auch bei anderen technischen Systemen, aus dem Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Der Nutzen ist in diesem Fall der produzierte Wasserstoff bzw. der Energiegehalt der erzeugten Wasserstoffmenge. Der Aufwand ist die dafür benötigte elektrische Energie. Oftmals wird aber vereinfachend ein Elektrolysesystem durch den spezifischen elektrischen Energieverbrauch in Kilowattstunden (kWh) pro erzeugten Normkubikmeter (Nm^3) Wasserstoff angeben. Die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Technologien werden im folgenden Abschnitt kurz beschrieben.

Die Verfügbarkeit des Elektrolyseurs ist bzgl. der Systemsicherheit dann von Relevanz, wenn kein Reserve-Elektrolyseur für den Fall von Wartungs- oder Reparaturarbeiten bereitsteht. Die Lebensdauer des Elektrolyseurs spielt für die wirtschaftliche Betrachtung des Systems eine Rolle, für den Erhalt der Systemsicherheit nur dann, wenn kein Reserve-Elektrolyseur bereitgestellt wird.

Ein weiteres Bewertungskriterium ist die Gasreinheit. Sie ist für nachfolgende Prozessschritte von Bedeutung. Entspricht die Gasreinheit nicht den Anforderungen der nachgeschalteten Prozesse, so ist mit einer nachfolgenden Gasreinigung ein weiterer Prozessschritt erforderlich und somit eine Wirkungsgradsenkung des Gesamtsystems die Folge. Darüber hinaus unterliegt auch dieser weitere Prozessschritt dann den Bewertungskriterien bzgl. Dynamik und Teillastverhalten.

3.1.7.1.3 Leistungsbereich, Teillastbereich und Dynamik

Prinzipiell ist die Elektrolyse unabhängig von der eingesetzten Technologie (alkalisch atmosphärisch, Druckelektrolyse, PEM-Elektrolyse, etc.), für einen weiten Leistungsbereich einsetzbar. Durch das Parallelschalten mehrerer Elektrolysemodule kann der Leistungsbereich erweitert werden. Die Elektrolyse kann unter Berücksichtigung der nachfolgend beschriebenen technischen Aspekte bei entsprechender Ansteuerung den erforderlichen Leistungsgradienten im Sekundenbereich (s. Kapitel 2) folgen. Bei hoher Zyklenhäufigkeit ist jedoch mit einer Lebensdauereinbuße zu rechnen.

3.1.7.1.3.1 Alkalische Elektrolyse

Atmosphärisch betriebene *alkalische Elektrolyseure* weisen bei einer Produktionsrate größer $10 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ohne zusätzliche Komponenten wie z. B. Pumpen, Wärmetauscher und Gasreinigung einen spezifischen Energieverbrauch von $4,1 - 4,5 \text{ kWh/Nm}^3$ Wasserstoff [3.57] und einen Wirkungsgrad von $78-86 \%$ bezogen auf den oberen Heizwert von $3,54 \text{ kWh/Nm}^3$ ($39,41 \text{ kWh/kg}$) Wasserstoff auf.



Alkalische Druckelektrolyseure erreichen einen spezifischen Energieverbrauch von 4,5 - 5,0 kWh/Nm³ Wasserstoff [3.57]. Zurzeit arbeiten diese Elektrolyseure im industriellen Maßstab in der Regel bei 30 bar. Hier liegt der Wirkungsgrad bei 78 % bzw. 70 % und damit niedriger als der des atmosphärischen Elektrolyseurs. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass nachfolgende Prozessschritte, wie z. B. die Speicherung des Wasserstoffs, relativ hohe Drücke erfordern und somit der Energieaufwand für die nachfolgende Kompression beim Einsatz eines atmosphärischen Elektrolyseurs für die Gesamtsystembetrachtung einbezogen werden muss (s. Abschnitt 3.1.7.1.4)

Sowohl bei atmosphärischen als auch Druckelektrolyseuren nimmt der spezifische Energiebedarf mit zunehmender Kapazität bzw. Wasserstoffproduktionsrate ab. Diese Abnahme kann auf eine effektivere Betriebsweise der peripheren Komponenten mit zunehmender Größe der Einheiten zurückgeführt werden.

Kommerzielle atmosphärisch arbeitende alkalische Elektrolyseure können heute auf Modulebene eine aktive Fläche von bis zu ca. 4 m² aufweisen und mit einer Stromdichte von 2,5 kA/m² bis 4,4 kA/m² bei Zellspannungen von $V_{\text{Zell}} = 1,65 - 2,1$ V betrieben werden [3.62]. Dabei wird eine Wasserstoffmenge von bis zu 760 Nm³/h (Lurgi-Anlage) bei einer entsprechenden Eingangsleistung von ca. 3,4 - 5 MW produziert.

Die limitierende Größe für die Zelldimension ist zurzeit die Gasabführung. Kann sie nicht mehr gewährleistet werden, kommt es zu großen Spannungsabfällen. Auch die erhöhte Blasenbildung bei hohen Stromdichten bewirkt eine Beeinträchtigung der Funktionsweise des Elektrolyseurs durch Verdrängung des Elektrolyten und Verringerung der aktiven Fläche für den Stromfluss. Bei hohen Drücken werden kleinere Blasen gebildet und somit wird die aktive Fläche weniger beeinträchtigt.

Für größere erforderliche Wasserstoffmengen können mehrere Elektrolyseure bzw. Module parallel geschaltet werden. Eine der größten Anlagen wurde in Ägypten am Assuan Staudamm von BBC mit einer Kapazität von 33.000 Nm³ Wasserstoff/h (289 Mio. Nm³/a bzw. 26.000 t/a) und einer erforderlichen Leistung von ca. 156 MW gebaut [3.63]. Die größte Anlage für Druckelektrolyseure wurde von Lurgi in Cuzco, Peru mit einer erforderlichen Leistung von 22 MW und einer Wasserstoffproduktion von 4.700 Nm³/h installiert [3.57].

Der untere Teillastbereich für alkalische Elektrolyseure wird mit 20-40 % [3.57] angegeben, eine Überlastung ist nicht möglich. Somit erstreckt sich der Teillastbereich von 20 % bzw. 40 % bis 100 %. In Abhängigkeit vom Partialdruck und der Temperatur kann eine Vermischung von Wasserstoff und Sauerstoff durch Diffusionsvorgänge über das Diaphragma stattfinden. Insbesondere bei Stand-by Betrieb oder Abschaltung des Elektrolyseurs, d. h. bei geringerer Stromdichte bzw. bei einer Stromdichte von Null, ändert sich die Permeation, da sie lediglich von der Partialdruckdifferenz und der Temperatur abhängig ist, nicht, so dass die Fremdgaskonzentration in der jeweiligen Halbzelle zunimmt. Dies hat eine Verunreinigung des jeweiligen Produktgases (H₂ in O₂ und umgekehrt) zur Folge. Aber auch gelöste Gase, die in den Laugenströmen unabhängig von der Auslastung des Elektrolyseurs zirkulieren und der jeweiligen Zelle wieder zugeführt werden, führen zu Verunreinigungen und damit zur Herabsetzung der Gas-



qualität. Bei Teillastbetrieb und insbesondere bei häufigem An- und Abfahren erhöht sich der relative Anteil der Fremdgase im jeweiligen Zellenteil bezogen auf die produzierten Gase bis hin zur sicherheitsbedingten Abschaltung des Elektrolyseurs (ca. 2 Vol.% H₂ in O₂) [3.57]. Für das erneute Anfahren kann ein Spülen der Anlage mit Inertgas erforderlich sein. Hohe Drücke begünstigen die aufgeführten Effekte, so dass der Einsatz eines Druckelektrolyseurs für den Teillastbetrieb noch ungünstiger ist. Insofern die Laugenströme, wie bei einigen Bauweisen der Elektrolyseure, nicht komplett getrennt geführt werden, könnte eine Trennung dieser die Probleme herabsetzen. Eine Regelung der Laugenströme kann diese Verunreinigungen gemäß [3.76] ebenfalls reduzieren. Weiterhin kann es bei längerem Abschalten bzw. Stand-by Betrieb zu Gasrekombinationen von Wasser- und Sauerstoff zu Wasser und damit zu einem Druckabfall kommen.

Das dynamische Verhalten ist unmittelbar mit dem Teillastverhalten verbunden. Die oben beschriebenen Phänomene sind bei dynamischer Fahrweise, die immer mit einem Teillastbetrieb verbunden ist, zu erwarten. Während elektrochemische Vorgänge in einer Zelle nahezu verzögerungsfrei auf Leistungsschwankungen des elektrischen Netzes reagieren, weist das Gesamtsystem mit Elektrolyseur und nachgeschalteten Systemkomponenten (Pumpen, Separatoren, Ventilen inkl. Regler, etc.) ein weitaus trägeres Verhalten auf. Da in der Gesamtanlage Masse bewegt (Pumpe), voneinander getrennt (Separator) wird und Ventile gestellt werden, ist diese Zeitkonstante nur begrenzt herabzusetzen. Eine Weiterentwicklung des Systems kann in der Herabsetzung der Wärmekapazität bestehen, denn damit würde ein schnelles Aufwärmen/Abkühlen des Elektrolyten gewährleistet sein. Generell wird eine Reaktionszeit in Abhängigkeit vom Leistungsgradienten im Sekunden- bis Minutenbereich erwartet.

3.1.7.1.3.2 PEM-Elektrolyse

PEM- Elektrolyseure stehen derzeit nur für einen Leistungsbereich bis ca. 200 kW mit einer Wasserstoffproduktion von 30 Nm³/h zur Verfügung und sind somit selbst mit der Zusammenschaltung mehrerer Module nur für den Einsatz in kleineren technischen Systemen geeignet.

Der spezifische Energieverbrauch liegt in Abhängigkeit von der Baugröße zwischen 4,0 bis 8 kWh/Nm³. Auf Stackebene wird ein durchschnittlicher Energiebedarf von 4,2 ± 0.3 kWh/Nm³ H₂ angegeben [3.59], der mit zunehmender H₂-Produktionsrate nur wenig fällt. Auf Systemebene weist der Energiebedarf allerdings eine stärkere Abhängigkeit von der Produktionsrate auf. Kleine Systeme (< 1 Nm³/h) erfordern nahezu den gleichen Energieeinsatz für den Betrieb der Nebenaggregate wie große Systeme. Der Energiebedarf für diese kleinen Systeme beträgt deshalb 7-8 kWh/Nm³ H₂ [3.57]. Größere Anlagen für den Einsatz zur Stabilisierung der Systemsicherheit sind z. B. bei Siemens in der Entwicklung (s. o).



PEM-Elektrolyseure weisen derzeit zwar nur eine aktive Fläche von bis zu $0,25 \text{ m}^2$ auf, sind aber mit einer Stromdichte von $10 - 25 \text{ kA/m}^2$ (bei Zellspannungen von $V_{\text{Zell}} = 1,7 - 1,85 \text{ V}$, [3.59]), die ca. um den Faktor 5 über der alkalischen Elektrolyse liegt, weitaus effizienter. Sie können daher in einer sehr kompakten Bauweise angeboten werden.

Das Teillastverhalten der PEM-Elektrolyse erstreckt sich im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse über einen größeren Bereich. Die Verwendung des Festelektrolyten reduziert die oben beschriebenen Diffusionsvorgänge über die Membran auf ein Minimum. Zusammen mit den Hydroniumionen (H_3O^+) wird Wasser über die Membran transportiert, das dann im H_2 -Gasseparator abgeschieden wird. Bei zu hohem Füllstand im H_2 -Gasseparator wird das Wasser über ein Regelventil zur Anodenseite geführt, um dort wieder zur Verfügung zu stehen. Dadurch kann Fremdgas auf die O_2 -Seite gelangen. Auf Zellebene wird ein unterer Teillastbereich von 0 % angegeben. Durch den Eigenverbrauch und die Trägheit der peripheren Anlagenaggregate und unter Berücksichtigung wichtiger Systemparameter, wie z. B. der erforderlichen Temperatur ist ein unterer Teillastbereich von 5 % aber eher realistisch. Für den oberen kurzfristigen Teillastbereich wird eine Überlastung des dreifachen der Nennleistung angegeben [3.65]. Moderne PEM-Elektrolyseure können mit Wasserstoffdrücken bis zu 100 bar arbeiten [3.65].

Das dynamische Verhalten der PEM-Elektrolyse ist begrenzt durch die Trägheit des Gesamtsystems „Elektrolyse“ mit den dazugehörigen Komponenten, wie Pumpen, Wärmetauscher, Ventile, Regler, etc. Die Wärmekapazität des Systems liegt hier aufgrund der Verwendung des Festelektrolyten, der geringen Masse von Kreislaufflüssigkeit (Elektrolyt) und der dadurch bedingten geringeren Masse der Anlage unterhalb derer eines alkalischen Elektrolyseurs und ist somit günstiger bzgl. des dynamischen Verhaltens. Es können z. B. Betriebstemperaturen während der Startphase schneller erreicht werden. Die PEM Elektrolyse ist somit für einen fluktuierenden Betrieb weitaus besser einsetzbar als die alkalische Elektrolyse.

3.1.7.1.3.3 Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse (HTE) steht noch nicht kommerziell zur Verfügung und befindet sich derzeit eher im Stadium der Grundlagenforschung. Es können daher nur Erfahrungen aus dem Labormaßstab berichtet werden. Die größte bisher realisierte HT-Elektrolyse verfügt über eine Wasserstoffproduktion von ca. $6 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bei einer Leistung von ca. 18 kW. Die typischen Stromdichten der HTE sind $2,5 - 5 \text{ kA/m}^2$ bei Zellspannungen von $V_{\text{Zell}} = 1,06 - 1,3 \text{ V}$ [3.59]. Bei einer Temperatur von 1123 °C und einer Stromdichte von 5 A/m^2 wurde eine sehr geringe Zellspannung von nur 1,06 V erreicht. Diese Zellspannungen liegen deutlich unter den für die alkalische und die PEM-Elektrolyse erforderlichen Werten.

Wie bei allen Hochtemperaturprozessen kommt es bei häufigen An- und Abfahrvorgängen zu temperaturbedingten mechanischen Spannungen, die durch die bei Laständerungen prinzipiell auftretenden Joule'schen Wärmeschwankungen (elektrische Energie wird in



Wärmeenergie gewandelt) verstärkt werden. Auf diese Spannungen reagiert die keramische (nicht elastische) Zelle mit Mikrorissen, die die Lebensdauer deutlich herabsetzen.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass wegen der hohen Betriebstemperaturen lange Anfahrzeiten zur Aufwärmung aus dem Stand-by-Betrieb zu berücksichtigen sind und die HT-Elektrolyse somit zum schnellen Ausgleich fluktuierender Energien weniger geeignet ist. Allerdings könnte durch eine gute Isolierung und eine geschickte Rekuperation der Reaktionswärme der Wärmeverlust reduziert werden. Auch ein elektrisches Nachheizen ist denkbar, wodurch die HT-Elektrolyse auch ohne externe Wärmezufuhr betrieben werden könnte [3.57]. Weitere Angaben über Teillastverhalten und Dynamik finden sich zurzeit in der Literatur nicht.

3.1.7.1.4 Speicherung von Wasserstoff

Wird die Elektrolyse betrieben, um Überschusskapazitäten zum Erhalt der Systemsicherheit aus dem elektrischen Netz aufzunehmen, ist eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs bzw. von Folgeprodukten nahezu für jede weitere Anwendung erforderlich. Die Speicherung des Wasserstoffs gewährleistet die zeitliche Entkopplung von Strom- bzw. Wasserstofferzeugung und Wasserstoffverbrauch und dient als „Puffer“ für die nachfolgenden kontinuierlich betriebenen Verfahrensprozesse. Es stehen für die Speicherung von Wasserstoff unterschiedliche Technologien zur Verfügung. Es ist dabei zwischen einer dezentralen Speicherung und einer zentralen Speicherung zu unterscheiden.

Für die zentrale Speicherung des Wasserstoffs stehen Salzkavernen und Porenspeicher (Aquifere, ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten) zur Verfügung. Salzkavernen bieten die Möglichkeit, große Mengen Wasserstoff mit gleichzeitig hoher Verfügbarkeit ein- und auszuspeichern. Bei Übertragung der Leistungsdaten aus der seit Jahrzehnten erprobten Erdgasspeicherung können Förderraten von mehreren Mio. m³ Wasserstoff je Tag und Kaverne bzw. kurzfristig Energieäquivalente erreicht werden, die einem fossil betriebenen Kraftwerk entsprechen. Kavernenspeicher sind somit sowohl für den Ausgleich hoher Leistungen als auch zum Ausgleich saisonaler Schwankungen einsetzbar. Porenspeicher besitzen ein gegenüber Salzkavernen weitaus größeres Speichervolumen, womit sie eine besondere Bedeutung für die saisonale Energiespeicherung haben. Sie weisen üblicherweise geringere Förderraten auf, von Vorteil ist jedoch die Möglichkeit von simultaner Aus- und Einspeicherung.

In Salzkavernen, die jeweils ca. 500.000 Nm³ Wasserstoff aufnehmen könnten und abhängig von der Teufe unter einem Druck von 150-250 bar stehen, könnten jeweils ca. 1500 MWh (berechnet mit dem unteren Heizwert von ca. 3 kWh/Nm³) gespeichert werden. Zurzeit steht in der Bundesrepublik ein Kavernen-Arbeitsgasvolumen von ca. 9,2 Mrd. Nm³ zur Verfügung (theoretische Wasserstoff-Speicherkapazität von ca. 28 TWh). Weitere Kavernenspeicher mit einem Gesamtarbeitsgasvolumen von 10,3 Mrd. Nm³ (ca. 31 TWh bezogen auf Wasserstoff) sind in Planung und Bau [3.58].



Durch das Erdölbevorratungsgesetz vom 25.07.1978 wird die Bevorratung von Erdöl und Mineralölprodukten im Umfang von 90 durchschnittlichen Tagesverbräuchen vorgeschrieben. Damit steht ein Großteil der Speicher nicht für andere Anwendungen zur Verfügung. Darüber hinaus muss bei der Wasserstoffspeicherung in Kavernen, die bereits für die Speicherung von fossilen Energieträgern im Einsatz waren, mit einer Verunreinigung des Wasserstoffs gerechnet werden. Da Verunreinigungen zur Einschränkung des Einsatzgebietes führen und die bisher betriebenen Kavernen u. a. zur Sicherstellung der Erdgasreserve im Einsatz sind, wird für die Speicherung von Wasserstoff die Aussolung zusätzlicher Kavernen voraussichtlich notwendig sein. Gleichzeitig sind betroffene Anlagenteile hinsichtlich eines Wasserstoffbetriebes anzupassen und ggf. auszutauschen und spezielle Genehmigungsverfahren einzuhalten. Das erforderliche Kavernenvolumen ist abhängig von den weiteren Zuwachsraten der erneuerbaren Energien und der gewünschten Umwandlungsrate in Wasserstoff. Diese Umwandlungsrate ist derzeit nicht bekannt.

Die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen wurde bisher in der Bundesrepublik noch nicht verwirklicht, so dass hierzu keine praktischen Erfahrungen vorliegen. Angesichts der großen Anzahl langjährig betriebener Erdgas- und Stadtgasspeicherkavernen (Stadtgas besteht bis zu 60 % aus H_2) bestehen jedoch umfangreiche Erfahrungen in der geomechanischen Dimensionierung und Tragwerksanalysen von Salzkavernen. Wasserstoff wird zwar seit vielen Jahren erfolgreich in Salzkavernen in Teeside, Großbritannien und in Texas, USA, gespeichert, es können aber keine Informationen zur Betriebsfahrweise und Dichte der Literatur entnommen werden. Es wird lediglich eine Verlustrate von 70 m^3 pro Jahr an einer Wasserstoffkaverne in den USA angegeben. Diese wenigen Informationen lassen zwar die grundsätzliche Machbarkeit vermuten, es sind aber für eine großtechnische Anwendung noch eingehende Untersuchungen anzuraten, z. B. im Labor oder an einer Demonstrationsanlage, wie sie auch zur Speicherung von Erdgas durchgeführt wurden (s. hierzu [3.89]-[3.94]).

In der Bundesrepublik sind derzeit Porenspeicher mit einem Gesamtarbeitsgasvolumen von $12,1 \text{ Mrd. Nm}^3$ [3.58] bewilligt und in Betrieb, und weitere geologische Kapazitäten stehen zur Verfügung. Diese Speicher könnten bei Bedarf und wenn sie für die bisherigen Zwecke nicht mehr verwendet würden, zur Speicherung von Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden. Obwohl eine Gasspeichertechnologie in porösen Medien in Deutschland seit Jahrzehnten existiert und ein wichtiger Bestandteil der Erdgasversorgung ist, wurde eine Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern bisher weltweit nicht realisiert. Die Eignung solcher potentieller Porenspeicher ist abhängig von der Dichtigkeit / Integrität der Reservoirs bzw. der sie überlagernder Deckschichten und möglicher Wechselwirkungen zwischen dem injizierten Wasserstoff, den Lagerstättenfluiden und dem Mineralbestand des Speichers. Obwohl die theoretische Machbarkeit vermutet wird, sind hierfür vorerst eingehende Untersuchungen erforderlich. Dazu werden zurzeit Projekte wie z. B. „H2STORE“ (s. hierzu [3.95 – 3.98]) und „ANGUS+“ durchgeführt. Bei der Speicherung in Porenspeichern ist jedoch zu berücksichtigen, dass bei Ausförderung ein Gasgemisch (z. B. Kohlenwasserstoffe, Wasserstoff, CO_2 , etc.) und nicht reiner Wasserstoff



zur Verfügung steht. Dieses Gasgemisch steht dann nicht, bzw. nur nach einer aufwendigen Gasreinigung, für reine Wasserstoffanwendungen zur Verfügung.

Zu beachten ist bei der Untergrundspeicherung, dass in Abhängigkeit von der Teufe ein Druck von 150-250 bar erreicht werden muss. Dafür ist für die Kompression ein Energieaufwand von ca. 10-13 % des Energiegehaltes des Wasserstoffs (bezogen auf den unteren Heizwert von 33,33 kWh/kg) erforderlich. Da die Verdichtungsarbeit logarithmisch mit dem Druck steigt, wäre der Einsatz eines Druckelektrolyseurs, der den Wasserstoffstrom bereits auf ein Druckniveau von bis zu 100 bar heben kann, an dieser Stelle von Vorteil. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die Erdgasförderrate in z.B. eine Kaverne ca. 150.000 Nm³/h beträgt, die Elektrolysetechnik für diese hohen Volumenströme aber bisher nur eingeschränkt zur Verfügung steht (s. Abschnitt 3.1.7.1).

Die Flüssiggasspeicherung von Wasserstoff kann sowohl zentral als auch dezentral zum Einsatz kommen. Dafür muss der Wasserstoff in mehreren Stufen unter Einsatz eines Kältekreislaufes (betrieben mit flüssigen Stickstoff) und unter Nutzung des Joule-Thomson Effektes auf ca. -253 °C gekühlt werden. Der Wasserstoff kann dann sehr gut isoliert atmosphärisch gelagert werden. Abdampfverluste werden abgezogen und rückverflüssigt in den Tank zurückgegeben. Für die Verflüssigung müssen 30 % des H₂-Energiegehaltes aufgewandt werden [3.64]. Bei einer erforderlichen Distribution des Wasserstoffs sieht die Gesamtenergiebilanz jedoch deutlich günstiger aus, da im Vergleich zum gasförmigen Transport ca. 10mal weniger LKW zur Verteilung des flüssigen Wasserstoffs notwendig sind [3.64].

Für die dezentrale Speicherung stehen Niederdruck- und Hochdruckbehälter zur Verfügung. Niederdruckbehälter werden bei einem Druck von 50-70 bar, Hochdruckbehälter bei 200-300 bar betrieben. In diesen Behältern können weitaus geringere Energiemengen gespeichert werden als in Untergrundspeichern, da sie deutlich kleinere Volumina aufweisen. Beide Speichertechnologien sind Stand der Technik. Für die Wasserstoffspeicherung in einem Niederdruckbehälter könnte beim Einsatz eines Druckelektrolyseurs ein zusätzlicher Verdichter, bei der Hochdruckspeicherung die ersten Verdichterstufen eingespart werden.

Eine weitere Speicheroption des Wasserstoffs stellt das gut ausgebaute Erdgasnetz dar. Der Wasserstoff würde im Erdgasnetz zusammen mit dem Erdgas zur Rückverstromung zur Verfügung stehen und somit einen direkten Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit leisten. Zu dieser Speicheroption wird z. B. zurzeit von E.ON im brandenburgischen Falkenhagen eine Pilotanlage gebaut.

Derzeit ist gemäß DVGW-Regelwerk G 260 eine Einspeisung von 5 Vol.% Wasserstoff in das vorhandene Erdgasnetz möglich. Das Regelwerk befindet sich jedoch aktuell bzgl. der Beimischungsgrenzen von Wasserstoff in der Überarbeitung. Gleichzeitig finden derzeit im europäischen Kontext „gas quality harmonisation“ Gespräche statt, da die Einspeisegrenzen bzgl. Wasserstoff innerhalb der EU stark heterogen sind. Beide Vorgänge lassen eine Veränderung des derzeitigen Grenzwertes sowohl in Deutschland, als auch innerhalb der EU erwarten. Im Folgenden werden zu berücksichtigende Aspekte für eine Diskussion der Grenzwerte aufgeführt (siehe auch folgende Abbildung).

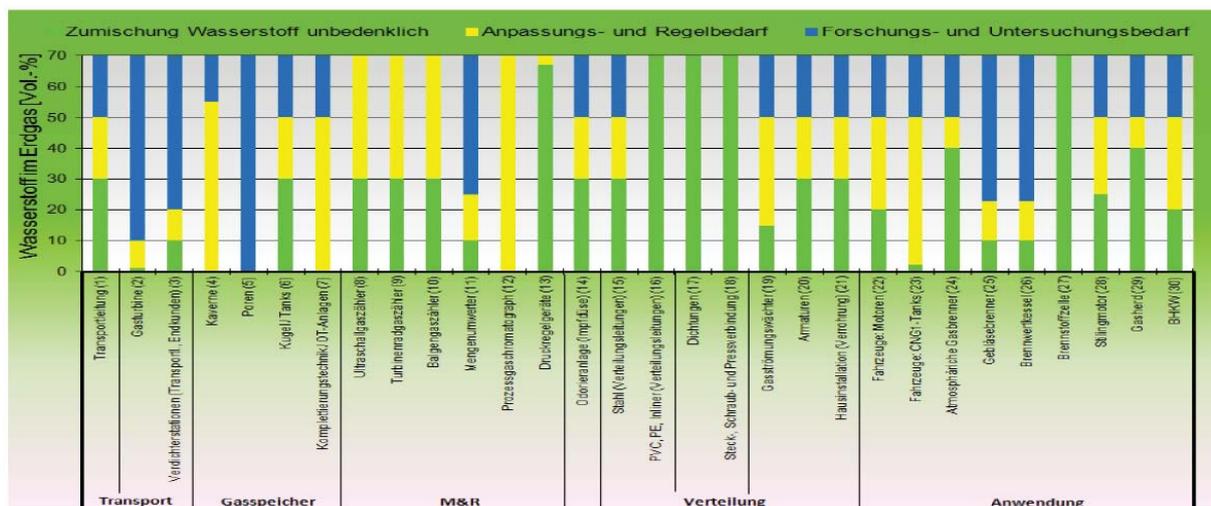


Abbildung 3-3: Wasserstoffverträglichkeit der Erdgasinfrastruktur [3112].

Die Zumischung von Wasserstoff führt allerdings in Abhängigkeit von der Konzentration zu einer Beeinflussung der Parameter wie z. B. Brennwert, Wobbe-Index, Dichte, etc. Brennwert und Wobbe-Index können eine Schwankungsbreite aufweisen, diese muss aber gemäß DVGW-Regelwerk G 260 innerhalb genau definierter Grenzen liegen. Da die Zusammensetzung des Erdgases aus unterschiedlichen Herkunftsländern variiert und somit auch Brennwert und Wobbe-Index, können auch unterschiedliche Wasserstoffmengen bei Einhaltung der angegebenen Grenzwerte zugemischt werden. Es könnten z. B. 15 Vol.% Wasserstoff zu einem Erdgas aus den Niederlanden und der Nordsee zugemischt werden, ohne die verbrennungsrelevanten Stoffkennwerte zu unterschreiten [3.82].

Der Brennwert von Wasserstoff ist bedeutend geringer als der des Erdgases, er beträgt lediglich ein Drittel des Erdgas-Brennwertes. Der Wobbe-Index, ein Maß für die Austauschbarkeit eines Gases und somit ein Maß für die Wärmebelastung des eingesetzten Brenners, beschrieben durch den Quotienten aus dem Brennwert und der Quadratwurzel der relativen Dichte des Brennstoffes, nimmt mit steigender Wasserstoffkonzentration ebenfalls ab, wobei die geringe Dichte des Wasserstoffes den starken Abfall des Brennwertes teilweise kompensiert.

Für die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz sind grundsätzlich die Verteilnetz- und die Transportnetzebene zu unterscheiden. Während auf Verteilnetzebene (regional und später kommunal) die ersten Leitungen bereits ab 1825 für Leuchtgas bzw. Stadtgas und später auch Ferngas (Kokereigas) gebaut wurden, werden auf Transportebene die großen Fernleitungen erst mit der Umstellung auf Erdgas ab 1960 gebaut. Aufgrund des weitaus höheren Brennwertes von Erdgas und dem erforderlichen höheren Betriebsdruck, mussten die Verteilnetze, also die Stadt- bzw. Kokereigasleitungen ab den Sechzigern ertüchtigt werden. Es wurden z. B. Dichtungen, Düsen der Feuerungstechnik, Verdichter und Mess- und Regelungstechnik ausgetauscht bzw. erweitert und umgestellt. Es kann demnach davon ausgegangen werden, dass das heute bestehende Erdgasnetz nur noch in sehr



wenigen regionalen Abschnitten (vermutlich im Ruhrgebiet) mit alten Rohrleitungen, nicht aber mit alter Feuerungstechnik, Verdichtern und Mess- und Regeltechnik betrieben wird. Aufgrund des umfangreichen Um- und Zubaus des Gasnetzes in den letzten 50 Jahren sollte auf den Hinweis, dass das Gasnetz bereits mit einem hohen Anteil an Wasserstoff (Stadt- und Ferngas) betrieben wurde, verzichtet werden.

Gemäß Netzentwicklungsplan Gas (NEP) [3.83] ist bei einer Einspeisung von Wasserstoff über dem vorgeschriebenen Anteil von 5 Vol.% bei den meisten derzeit betriebenen Feuerungssystemen der Antriebsmaschinen von Verdichteranlagen mit Leistungseinbußen aufgrund der oben genannten geringeren Brennwerte oder mit Materialschädigungen bis hin zur Zerstörung der Antriebsmaschinen zu rechnen. Damit sollte in Fernleitungen gegenwertig ein Wasserstoffanteil von 1-5 Vol.% nicht überschritten werden. Einzelne Gasturbinen können bereits mit 10 Vol.% [3.83] und neuere Entwicklungen bereits mit 50 % Wasserstoffanteil [3.65] (s. Rückverstromung) im Erdgas betrieben werden.

Auf Verteilnetzebene wurden die Brenner im privaten Sektor bzgl. der Verträglichkeit von unterschiedlichen Konzentrationen von Wasserstoff in einem EU-Projekt [3.86] untersucht. Derzeit betriebene und auch ältere Brenner von häuslichen Gasinstallationen könnten mit Wasserstoffkonzentrationen im unteren bis mittleren einstelligen Prozentbereich problemlos arbeiten, wenn eine geringe Leistungseinbuße aufgrund des niedrigen Brennwertes von Wasserstoff in Kauf genommen wird. In Tests wurden moderne Brenner mit bis zu 40 Vol.% Wasserstoff beaufschlagt, ohne dass es zu Störungen kam [3.61].

Generell sind bei der Verfeuerung eines Wasserstoff-Erdgasgemisches in industriellen Anlagen, sei es bei Feuerungssystemen der Antriebsmaschinen von Verdichteranlagen oder bei Gas- bzw. Gas- und Dampfkraftwerken auf höhere Flammengeschwindigkeiten und -temperaturen, höhere Materialbelastungen und durch höhere Temperaturen auch höhere NO_x-Emissionen zu berücksichtigen. In Forschungsvorhaben wird weiterhin an der Entwicklung von Wasserstoffturbinen gearbeitet (s. Rückverstromung).

Es ist weiterhin zu berücksichtigen, dass durch den niedrigeren Brennwert von Wasserstoff gegenüber Methan, ein größerer Volumenstrom zur Bereitstellung der äquivalenten Energiemenge erforderlich ist. Bei der Substitution von Erdgas durch Wasserstoff werden energetisch nur ca. 1,5 % Wasserstoff zugefügt, die den 5 Vol.% der DVGW G260 entsprechen [3.84].

Die Einspeisung ins Erdgasnetz sollte kontinuierlich erfolgen, da ein Großteil der nachgeschalteten Prozesse wie z. B. Verbrennungsprozesse auf eine bestimmte Erdgasqualität mit minimaler Schwankungsbreite eingestellt werden. Darüber hinaus ist für das Abrechnungswesen eine konstante Zusammensetzung maßgeblich [3.84].

Da die elektrolytische Wasserstoffproduktion vorzugsweise bei Kapazitätsüberschüssen im Stromnetz und somit diskontinuierlich betrieben wird, ist ein Wasserstoffspeicher für die Gewährleistung einer kontinuierlichen Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz vorzuschalten. Die Dimensionierung dieses Speichers und auch der vorgeschalteten Elektrolyse ist

unter Berücksichtigung der Überschusskapazitäten im Stromnetz und des Gasbedarfs durchzuführen.

Außerdem sollten, um ein übermäßiges Injektionsmanagement und den Aufwand für die erforderliche Mess- und Regeltechnik und somit die anfallenden Kosten zu minimieren, für die Einspeisung des Wasserstoffs Erdgasleitungen mit dauerhaft gerichtetem (unidirektionalem) Durchfluss bzw. Erdgasträgerstrom gewählt werden. Diese gerichteten Trägerströme sind notwendig, da bei Wasserstoffeinspeisung eine örtliche Akkumulation von Wasserstoff vermieden werden kann [3.83]. Das Einspeisepotential ist damit bei fehlenden Trägerströmen gleich Null, ebenso bei Erreichen der maximalen Stationsleistung durch Importströme und bei Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.

Als potenzielle Einspeisepunkte für Wasserstoff wurden im NEP und somit in den Fernleitungen, Emden (Europipe I und Norpipe), Dornum (Europipe II) und Lubmin (Nord Stream) genannt. Die Tabelle aus dem NEP zeigt die Potentiale für die Einspeisung von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten und unter der Annahme eines Wirkungsgrades der Elektrolyse von 75 % (*). Für detaillierte Angaben sei auf den NEP hingewiesen.

Tabelle 3-2: Potentiale für die Einspeisung von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten in ausgewählten Fernleitungen (Quelle: [3.83])

Importpunkt	1 Vol. % Wasserstoff max.	10 Vol. % Wasserstoff max.
Emden	76,9 MWh/h (102 MW _{el} *)	769 MWh/h (1025 MW _{el} *)
Dornum	103,4 MWh/h (138 MW _{el} *)	1.034 MWh/h (1.380 MW _{el} *)
Lubmin	234,5 MWh/h (312 MW _{el} *)	2.345 MWh/h (3.120 MW _{el} *)

Aus dem genehmigten Szenariorahmen der Strom-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB-Szenario B)¹² wird für das Jahr 2022 eine gesamte elektrische Einspeiseleistung aus Offshore Windkraftanlagen von 13.000 MW prognostiziert. Wird diese gesamte Leistung zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad von 75 % verwendet, so werden gemäß NEP [3.83] 2,7 Mio. Nm³/h Wasserstoff in die oben angegebenen Erdgasleitungen eingespeist. Das würde eine Wasserstoffkonzentration von mehr als 60 Vol.% in weiten Teilen des Erdgasnetzes zur Folge haben können [3.83]. Dieses Beispiel aus dem NEP stellt jedoch einen Extremfall dar. In Anbetracht der hieraus folgenden notwendigen Ausbau- und Erweiterungsmaßnahmen könnte gemäß NEP die Errichtung eines separaten Wasserstoffleitungsnetzes in Erwägung gezogen werden. Dabei wäre

¹² Beim Szenario-B werden die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung umgesetzt, moderater Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle, zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten aus Gaskraftwerken, höherer Anteil an erneuerbarer Energie als Szenario A, notwendige Rahmenbedingungen für Kraftwerkszubau wird geschaffen, alle in Planung befindlichen PSW werden realisiert, es werden keine weiteren Speichermöglichkeiten berücksichtigt. Details unter [3.85]



allerdings zu berücksichtigen, dass für die Verdichtung von reinem Wasserstoff eine acht Mal höhere Kompressionsarbeit für die Verdichtung einer äquivalenten Masse gegenüber Erdgas erforderlich ist. Damit würden sich nicht nur die Transportkosten erhöhen, sondern die Speicherkapazität in Untergrundspeichern würde sich aufgrund des niedrigeren Brennwertes auf ein Drittel reduzieren.

Aktuelle Untersuchungen mit einem Simulationsmodell [3.87] der deutschen Gastransportnetze haben gezeigt, dass sich große Wasserstoff-Einspeisemengen an der Nord- und Ostseeküste bis weit in den Süden Deutschlands hinein in den Fernleitungssystemen verteilen können [3.88]. Dies hätte, je nach Wasserstoffkonzentration, Umrüstungsmaßnahmen zur Folge, die in Relation zu der Methanisierung von Wasserstoff und den damit verbundenen niedrigen Wirkungsgraden gesehen werden sollten.

Während Materialeigenschaften, wie mechanisches Verhalten und Zeitstandfestigkeit, von Kunststoffrohren (PVC und PE) durch den Einsatz von Wasserstoff nicht beeinflusst werden, neigen Metallrohrleitungen und Einbauten unter bestimmten Voraussetzungen zur Versprödung und beschleunigter Rissbildung, wobei letzteres vorwiegend bei un- und niedriglegierten Stählen zum Tragen kommt. Diese Stähle werden jedoch i.d.R. im Erdgasrohrleitungsbau nicht mehr eingesetzt. Bei hohen Wasserstoffkonzentrationen von >20 Vol.% kann mit früheren Schäden an den Rohrleitungen gerechnet werden [3.82]. Eine regelmäßige Kontrolle bzw. Inspektion der Rohrleitungen und Einbauten sollte durchgeführt werden. Die Permeationsrate von Wasserstoff aufgrund des sehr viel kleineren Moleküldurchmessers gegenüber Methan ist bei Kunststoffrohren höher als die nachgewiesene Permeationsrate bei Methan, was gemäß [3.61] jedoch nicht zu sicherheitstechnischen, ökologischen oder wirtschaftlichen Konsequenzen führt. Bei Metallrohrleitungen geht sie hingegen unter normalen Bedingungen gegen Null. Zu berücksichtigen sind bei allen Einbauten auch die Dichtungen, die ggf. prinzipiell ausgetauscht oder auch öfter Inspektionen unterworfen werden müssen.

Die Zumischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erfordert außerdem eine Anpassung bzw. einen Austausch der installierten Messtechnik für die Messung von Gasmengen und Gaszusammensetzung. Während für die Brennwertbestimmung mittels Prozessgaschromatographen (PGC) lediglich ein Austausch des Trägergases Helium durch z. B. Argon erforderlich ist, sind für die Mengenummessungen die Geräte neu zu parametrieren oder sogar auszutauschen. Auch andere Gasanalysegeräte, wie z. B. Schwefelmessgeräte, die eine Querempfindlichkeit mit Wasserstoff aufweisen, sind bzgl. der Messtechnik zu erweitern oder auszutauschen [3.83].

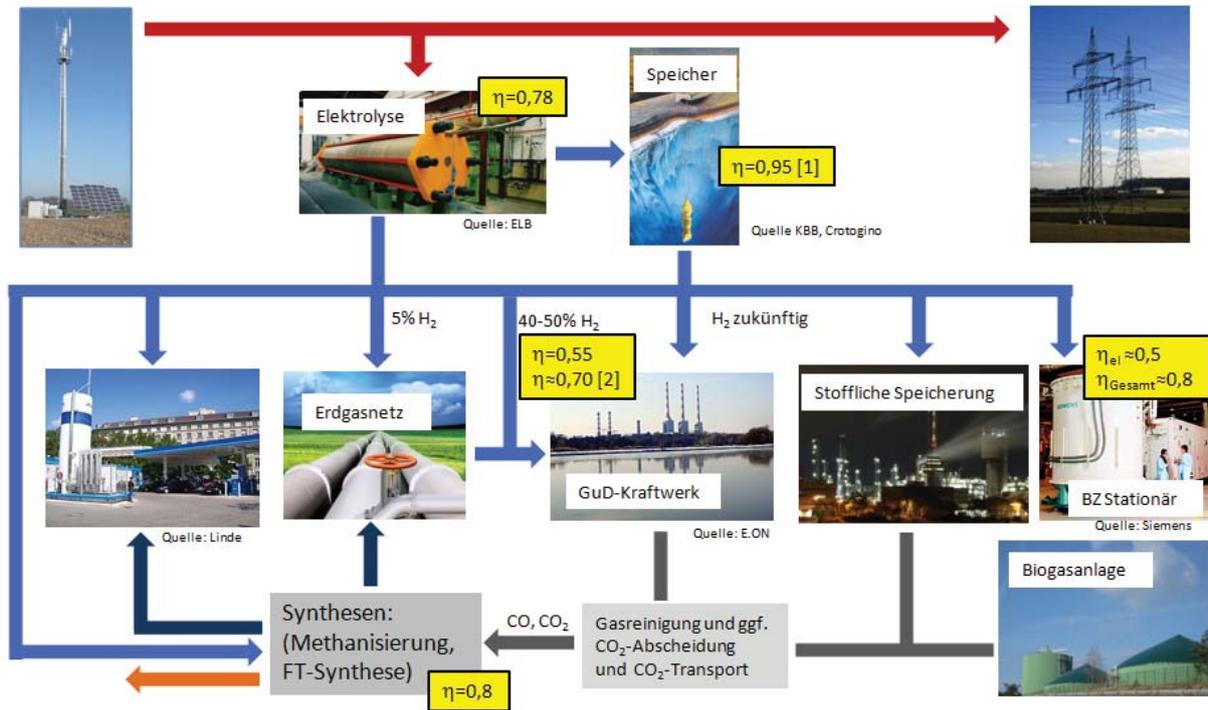
Die Investitionen für die Umrüstung des Erdgasnetzes sind in Abhängigkeit von der Wasserstoffkonzentration im NEP [3.83] beschrieben. Bis zu einer Einspeisung von 1 Vol.% betragen die Kosten ca. 105 Mio. €, wobei 30 Mio. € für die Anpassung der Mess- und Regelstationen und 75 Mio. € für den Umbau der Gasturbinen für die Brenngasaufbereitung berechnet wurden. Eine Modifikation bzw. der Ersatz von Verdichtern wird bei einer so geringen Wasserstoffmenge nicht in Betracht gezogen. Bei einer Einspeisung von 10 Vol.% Wasserstoff müssen dagegen 3.730 Mio. € für den Umbau investiert werden. Zu den 30 Mio. € für die Mess- und Regeltechnik und 75 Mio. € für den Umbau der Gasturbi-



nen für die Brenngasaufbereitung kommen für den Ersatz von Gasturbinen und Verdichtern noch rund 3.625 Mio. € dazu.

3.1.7.2 Einsatzgebiete für Wasserstoff

Der mittels Elektrolyse hergestellte Wasserstoff steht für die unterschiedlichsten Anwendungen zur Verfügung (s. Abbildung 3-4). Dabei sollten nachfolgende Umwandlungsschritte jedoch zugunsten des Wirkungsgrades vermieden oder minimiert werden, denn jeder Umwandlungsschritt hat eine Wirkungsgradeinbuße zur Folge. Für die direkte Anwendung, d. h. der Wasserstoff wird vom Endnutzer direkt umgesetzt, steht der mobile Sektor mit den zukünftig zu erwartenden brennstoffzellengetriebenen Kraftfahrzeugen zur Verfügung. In der chemischen Industrie findet der Wasserstoff sowohl eine direkte als auch eine indirekte Anwendung. Wasserstoff kann als Einsatzstoff in einem verfahrenstechnischen Prozess zu einem Endprodukt weiterverarbeitet und vom Verbraucher direkt genutzt werden, er kann aber auch zu einem Produkt weiterverarbeitet werden, das anschließend für eine Rückverstromung zur Verfügung steht und somit direkt zum Erhalt der Systemstabilität beitragen kann. Für alle genannten Anwendungsgebiete ist ein vorgeschalteter Speicher erforderlich, für den mobilen Sektor aus Gründen der Vorratshaltung, für die chemische Industrie aus Gründen des erforderlichen kontinuierlichen Anlagenbetriebes. Der Einsatz im mobilen Sektor soll hier nicht weiter betrachtet werden, da er keinen weiterführenden Einfluss auf die Systemstabilität hat. Es sei hier nur auf den Gesamtwirkungsgrad für die Prozesskette „Elektrolyse - Speicherung - Endprodukt zum Kunden“ von 74 % hingewiesen.



GuD: Gas und Dampfkraftwerk
 BZ: Brennstoffzelle (z.B. SOFC, d.h. Hochtemperaturbrennstoffzelle); $\eta_{\text{Gesamt}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{them}}$, Nutzung der anfallenden Wärme
 FT: Fischer Tropsch Synthese (Herstellung von flüssigen synthetischen Energieträgern)
 [1]: bei isothermer Verdichtung auf 150 bar
 [2]: GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher

Abbildung 3-4: Nutzungspfade für regenerativ erzeugten Wasserstoff

3.1.7.3 Chemische Veredelung von Wasserstoff

Zur weiteren stofflichen Nutzung bzw. Veredelung von Wasserstoff muss eine Kohlenstoff-Quelle (C-Quelle) zur Verfügung stehen. Bei der Umsetzung dieser C-Quelle mit Wasserstoff (Hydrierung) entstehen je nach Wahl des technischen Verfahrens gasförmige Kohlenwasserstoffe wie z. B. Methan (CH_4 , SNG, Synthetic Natural Gas) oder flüssige Kohlenwasserstoffe wie z. B. Benzin, Diesel und hochwertige chemische Grundstoffe für die weiterverarbeitende Industrie wie beispielsweise Methanol.

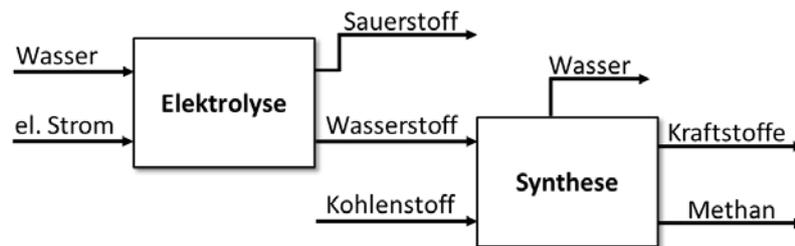


Abbildung 3-5: Veredelungsmöglichkeiten für regenerativ erzeugten Wasserstoff



Je nach Prozessvariante können als Kohlenstoffquelle Gasgemische eingesetzt werden, die Kohlenstoffmonoxid (CO) und/oder Kohlenstoffdioxid (CO₂) enthalten. Diese Kohlenstoffoxide (CO_x) können aus Industrieabgasen bezogen oder thermochemisch aus fossilen und nachwachsenden Quellen hergestellt werden. Beispiele für kohlenstoffhaltige Industrieabgase sind Kraftwerksabgase, Prozessgase der Stahl-, Zement- und chemischen Industrie oder Rohgas aus Biogasanlagen. Zur thermochemischen Herstellung von Kohlenstoffoxiden können Kohlenstoffquellen wie Kohle, Erdgas oder Biomasse eingesetzt werden. Die Verfügbarkeit der Kohlenstoffquellen hängt häufig vom geografischen Standort ab. Es ist zu beachten, dass eine ausreichende Verfügbarkeit der Rohstoffe sichergestellt werden muss, um die erforderliche Speicherkapazität erreichen zu können.

Die gasförmige Kohlenstoffquelle wird mit Wasserstoff, entsprechend den Anforderungen der anschließenden chemischen Synthese, gemischt und als Synthesegas bezeichnet. An das Synthesegas werden hohe Anforderungen an die Reinheit gestellt, um den nachfolgenden chemischen Prozess effizient durchführen zu können. So muss das Gas frei von Staub und Katalysatorgiften sein. Die Gasreinigung ist prinzipiell Stand der Technik, muss aber dennoch als wichtiger und zusätzlicher Prozessschritt, insbesondere bei der Betrachtung des Gesamtwirkungsgrades und der Kosten einer Anlage, berücksichtigt werden.

3.1.7.3.1 Gasförmige Kohlenwasserstoffe (Methan, SNG)

Bei der Veredelung des erzeugten Wasserstoffs durch die Umsetzung von Kohlenstoffoxiden zu Methan (synthetisches Erdgas) können sowohl CO als auch CO₂ verwendet werden (siehe Gleichung 3-4):



Die Reaktionen werden typischerweise in einem Druckbereich von 20-30 bar und einem Temperaturbereich von 250-500 °C unter Einsatz von Nickelkatalysatoren durchgeführt. Bei der Reaktion entsteht eine große Wärmemenge, die in der Prozesskette verwendet oder aber für andere Prozesse zur Verfügung gestellt werden kann (Wärmeintegration). Das erhaltene Produkt ähnelt nach der Abtrennung von Wasser, was als ein weiterer Prozessschritt bei der Betrachtung des Gesamtwirkungsgrades der Prozesskette „Power-to-Gas“ berücksichtigt werden muss, in seinen chemischen und physikalischen Eigenschaften dem Erdgas. Die erzeugte Produktqualität ist vom eingesetzten kohlenstoffoxid-haltigen Gas abhängig. Der Wirkungsgrad der Methanisierung (Hydrogen-to-SNG) beträgt maximal ca. 80 %¹³.

Es sind bislang zwei unterschiedliche Verfahren zur Methandarstellung großtechnisch realisiert worden. Zum einen wird eine Kaskade adiabatisch (d. h. ohne Wärmeaustauschung) betriebener Festbettreaktoren in North Dakota, USA eingesetzt. Die Anlage ist dort seit 1984 in Betrieb und weist eine Kapazität von 2 GW bezogen auf den Heizwert des

¹³ Verhältnis der Verbrennungsenthalpien der Edukte zu den Produkten, eigene Berechnung



dargestellten SNG auf. Zum anderen wurde in den 1980er Jahren am Standort Oberhausen das Comflux-Verfahren der Thyssengas GmbH und Didier Engineering GmbH in einem Maßstab von 20 MW_{SNG} realisiert. In den letzten Jahren beschäftigt sich die Forschung mit der Kombination von Biomassevergasungs- und Methanisierungsanlagen. Ein Testbetrieb mit 1 MW_{SNG} konnte am Paul-Scherrer-Institut in der Schweiz mit der Fa. Repotec realisiert werden. Für 2013 und 2016 sind im „Gothenburg Gasification Project“ (Göteborg Energi, E.ON, Chalmers University of Technology, Repotec) die Inbetriebnahmen von einer 20 MW_{SNG} und einer 80 MW_{SNG}-Anlage vorgesehen [3.67]. In Deutschland beschäftigt sich die Fa. Solarfuel als Betreiber mit der Speicherung von Solarstrom in Methan. Dafür wurde eine 3 MW_{SNG}-Versuchsanlage errichtet. Für das Jahr 2013 ist in Zusammenarbeit mit der AUDI AG eine 6 MW_{SNG}-Anlage für die Betankung von KFZ mit erneuerbaren Methan geplant [3.68].

Die Speicherung erneuerbarer Energien in Form von Methan weist zahlreiche Vorteile auf. Zum einen sind für die chemische Reaktion CO und CO₂ nutzbar. Beide Kohlenstoffoxide liegen in ausreichender Menge vor. Zum anderen sind bereits großtechnische Produktionskapazitäten (s.o.), eine sehr gut ausgebaute Infrastruktur im deutschen Erdgasnetz und Endnutzungstechnologien für das Produkt vorhanden. Im Vergleich zu Wasserstoff (10,8 MJ/m³; 121 MJ/kg) weist Methan (35,8 MJ/m³; 51 MJ/kg) bezogen auf das Volumen einen um den Faktor 3,3 höheren Energieinhalt auf. Für die stationäre Speicherung ist die hohe volumenspezifische Energiedichte von großem Vorteil. Das Produkt ist in seinen chemischen und physikalischen Eigenschaften dem Erdgas sehr ähnlich. Dadurch kann die Langzeitstabilität der Speicherung als erwiesen betrachtet werden. Es ist zu berücksichtigen, dass die realisierte Speicherkapazität von der Verfügbarkeit der Rohstoffe wie Wasserstoff und kohlenstoffhaltigem Abgasen abhängig ist, wobei die Verfügbarkeit von Wasserstoff der limitierende Faktor sein kann.

3.1.7.3.2 Flüssige Kohlenwasserstoffe (Fischer-Tropsch-Synthese)

Für die Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe eignet sich die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS), bei welcher Kohlenstoffmonoxid zu einem Gemisch aus Kohlenwasserstoffen mittels Wasserstoff hydriert wird. Als Nebenprodukt fällt Wasser an:



Diese Reaktion wird bei einem Druck von 20-45 bar und Temperaturen im Bereich von 190-250 °C unter Einsatz von Kobaltkatalysatoren durchgeführt [3.70]. Bei der Reaktion entsteht eine große Wärmemenge, die auch hier in der Prozesskette bzw. für andere Prozesse genutzt werden kann. Das erhaltene Produkt ähnelt in seinen chemischen und physikalischen Eigenschaften dem Erdöl und kann entsprechend in Raffinerien zu Treibstoffen, wie Benzin, Diesel und Kerosin aufgearbeitet, gespeichert und genutzt werden. Diese hochpreisigen Produkte weisen eine hohe Energiedichte von 40-45 MJ/kg¹⁴ auf. Eine Aufarbeitungs- und Verteilungsinfrastruktur ist in Deutschland vorhanden.

¹⁴ Im Vergleich: ein Kilogramm Erdöleinheit hat einen Energieinhalt von 41,9 MJ [3.71]



Die Abtrennung von Wasser ist einfach realisierbar, da die anfallenden Produkte nicht mit Wasser mischbar sind. Nachteilig an dieser Reaktion ist, dass in dem komplexen Prozess ein Produktgemisch entsteht, das einer weiteren Aufarbeitung in bestehenden Raffinerien bedarf. Aufgrund der Ähnlichkeit des Produkts zum Erdöl ist die Langzeitstabilität bestätigt, und es ist davon auszugehen, dass für das synthetische Produkt die Erdölinfrastruktur, wie z. B. die Untergrundspeicher genutzt werden können.

Der Wirkungsgrad der FTS beträgt maximal ca. 80 %¹⁵. Allerdings werden nur ca. 85-90 % des eingesetzten Kohlenstoffs in flüssige Kohlenwasserstoffe umgesetzt. Der Rest fällt in Form von gasförmigen Kohlenwasserstoffen an, die noch einen hohen Energiegehalt aufweisen. Die Nutzung dieser Nebenprodukte hängt von den Rahmenbedingungen am Produktionsstandort ab. Der Power-to-FTS-Wirkungsgrad beträgt somit, je nach Nutzung der Nebenprodukte 51 bis 60 % (unter Berücksichtigung eines Elektrolysewirkungsgrades von 75 %). Eine Rückverstromung der FTS-Produkte in einem GuD-Kraftwerk erscheint derzeit nicht sinnvoll. Allerdings weisen nachfolgende Prozesse zur Nutzung der chemisch gespeicherten Energie vermutlich Wirkungsgrade in der Größenordnung von 50 % auf.

Die größten Produktionsanlagen für die FTS befinden sich in Südafrika und im Nahen Osten. Weitere Produktionsanlagen existieren in Nigeria und in Südostasien, zusätzlich sind zahlreiche Anlagen, beispielsweise in China, geplant. Als Rohstoffe dienen Kohle (Südafrika, China) und Erdgas (Naher Osten) [3.72]. Die Technologieführer sind die Firmen Sasol und Shell, welche selbst oder als Teilhaber in Joint-Ventures (Oryx GTL [3.73] und Pearl GTL [3.74]) mehrere Produktionsanlagen betreiben oder bauen. Die bislang größte Produktionsanlage ist Pearl GTL in Ras Laffan, Katar, mit einer Kapazität von 140'000 bpd (barrels per day, ca. 6,5 Mt/a; ca. 10 GW) an flüssigen Kohlenwasserstoffen [3.74].

Die Datenbasis für die Investitionskosten einer FTS-Anlage ist begrenzt. Aus bisherigen realisierten Projekten auf GTL-Basis können jedoch spezifische Investitionskosten, bezogen auf die installierte Produktionskapazität an flüssigen Kohlenwasserstoffen (in barrel per day, bpd) ermittelt werden. Es ergeben sich Werte von 25000 bis 50000 US\$/bpd [3.75], welche gut mit den ursprünglich geplanten Investitionskosten für Oryx GTL (Investitionskosten 1 Mrd. US\$) und Pearl GTL (Investitionskosten 5 Mrd. US\$) übereinstimmen.

¹⁵ Verhältnis der Verbrennungsenthalpien der Edukte zu den Produkten, eigene Berechnung



3.1.7.3.3 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Es besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Nutzung unkonventioneller C-Quellen, wie z. B. Industrieabgasen. Des Weiteren sind Informationen über das Teillastverhalten, die instationäre Betriebsweise und Zyklfestigkeit von Anlagen zur Herstellung von gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen in der wissenschaftlichen Literatur nicht verfügbar. Die Reaktions- und Aktivierungszeit der chemischen Umsetzung auf sich ändernde Betriebsbedingungen ist bislang nicht bekannt. Vermutlich liegt sie im Bereich von einigen Stunden bis zu einem Tag. Bezüglich der Entnahme können die Daten von Erdgas- oder Erdölkraftwerken herangezogen werden. Bei der Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe ist zudem die Aktivierung von CO₂ wünschenswert, um die Flexibilität dieses Prozesses zu erhöhen. Da die großtechnische Umsetzbarkeit der Synthese von Kohlenwasserstoffen bereits demonstriert ist, erscheint deren Weiterentwicklung zu leistungsstarken stofflichen Energiespeichern sinnvoll und zielführend.

3.1.7.3.4 Speicherung von SNG und FTS-Produkten

Die deutschen Unterspeicher mit dem derzeitigen Arbeitsgasvolumen von ca. 20 Mrd. Nm³ [3.58] und damit einer Speicherkapazität von ca. 200 TWh (Brennwert Erdgas ca. 10 kWh/Nm³) und das deutsche Erdgasnetz mit einem jährlichen Erdgasverbrauch z. B. in 2011 von 86,2 Mrd. Nm³ (bezogen auf einen Brennwert von 9,77 kWh/Nm³) [3.69] und somit einem jährlichen Energiespeicherpotential von ca. 842 TWh, bieten immense Speichermöglichkeiten für SNG. Importierte Gasströme können durch die Einspeisung von SNG in Abhängigkeit der SNG-Produktionsmenge und des Gasbedarfs substituiert werden. Aufgrund der gut ausgebauten Infrastruktur ist dies sowohl zentral als auch dezentral möglich. Dabei sind zwar Qualitätsanforderungen, wie z. B. Brennwert und Wobbe-Index bei der Einspeisung ins Erdgasnetz einzuhalten, eine Umrüstung oder gar Austausch von Feuerungsanlagen, Messtechnik und Endverbrauchergeräten ist jedoch nicht erforderlich. Somit unterliegt die Einspeisung von SNG ins Erdgasnetz nicht den Restriktionen der Wasserstoffeinspeisung (s. Abschnitt 7.1.7.1.4), wird aber durch einen ungünstigeren Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette gekennzeichnet. Hier könnten eingehende wirtschaftliche Betrachtungen der Speicheroptionen SNG und Wasserstoff einen mittel- und langfristigen Weg aufzeigen.

Detaillierte technische, sowie wirtschaftliche Betrachtungen werden in zukünftigen Forschungsprojekten erwartet. Die Speicherung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus der FT-Synthese erfolgt gemäß der derzeitigen Speicherung fossiler flüssiger Energieträger.

3.1.7.4 Rückverstromung von Wasserstoff und SNG

Derzeit ist eine Rückverstromung von reinem Wasserstoff noch nicht möglich. Namenhafte Unternehmen arbeiten an der Entwicklung von Turbinen, die diese Verbrennung möglich machen. Technisch möglich ist eine Verbrennung mit einem Gemisch bestehend aus max. 50 % Wasserstoff und 40 % Methan [3.65]. Es erfolgte jedoch noch keine industrielle Umsetzung dieser Technologie. Es ist davon auszugehen, dass z. B. ein GuD

Kraftwerk, das mit diesem Verbrennungsgemisch betrieben wird, aufgrund des nun abgesenkten Heizwertes einen niedrigeren Wirkungsgrad aufweist. Da keine Literatur bzgl. des Wirkungsgrades eines solchen GuD-Kraftwerkes bekannt ist, wird für eine weitere Betrachtung ein Wirkungsgrad von 55 % angenommen.

Die Rückverstromung des synthetisch hergestellten Gases (SNG) kann demgegenüber als Stand der Technik bezeichnet werden, da SNG in seinen Stoffeigenschaften dem Erdgas stark ähnelt. Es kann deshalb mit einem Wirkungsgrad von 60 % gerechnet werden.

Werden diese beiden Technologien gegenübergestellt, ergeben sich folgende Gesamtwirkungsgrade der Prozesskette.

Tabelle 3-3: Wirkungsgrade der möglichen Prozessketten (¹ isotherme Verdichtung auf 150 bar)

Prozessschritt	Wirkungsgrade η Rückverstromung SNG	Wirkungsgrade η Rückverstromung 50 %Wasserstoff/50 %Erdgas
Elektrolyse	78 %	78 %
Ein-/Auspeicherung Kaverne ¹	95 %	95 %
Methanisierung	80 %	entfällt
Rückverstromung im GuD	60 %	55 %
Power-to-SNG	59 %	entfällt
Gesamtwirkungsgrad Power-to-Power	36 %	40 %

Würde zur Rückverstromung z. B. ein Gas und Dampf (GuD) – Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher (s. Abschnitt Druckluftspeicher), das bei der Verbrennung von Erdgas einen Wirkungsgrad von bis zu 80 % (bei Verwendung des Wasserstoff/Erdgas Gemisches liegt η voraussichtlich darunter) aufweist, eingesetzt werden, könnte der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette bis hin zur Rückverstromung dementsprechend erhöht werden.



Zwischenfazit

In den voran gegangenen Abschnitten wurde auf die derzeit bekannten Technologien zur Speicherung elektrischer Energie eingegangen. Hierbei wurden die charakteristischen Eigenschaften mechanischer, elektrischer, elektrochemischer und auch stofflicher Speicher hinsichtlich der möglichen Speicherkapazitäten, ihrer Leistungsbereiche und ihrer –gradienten aufgezeigt.

Elektrische (DSK, SMES) und elektrochemische Speicher besitzen bisher nicht das Potential für einen marktfähigen Betrieb. Dieses ist begründet zum einen in den geringen spezifischen Energiedichten zum anderen in den noch hohen Kosten dieser Speichertechnologien. Weiterentwicklungen insbesondere der Lithium-Batterietechnik, der Redox-Flow-Batterien sowie der Metall-Luft-Batterien lassen auf große Speichersysteme (>1 GWh) bei Kosten bezogen auf den Energieinhalt vergleichbar zu Pumpspeicherwerken hoffen.

Pumpspeicherwerke lassen sich unter gewissen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreiben, jedoch ist wenig weiteres Ausbaupotential vorhanden.

Die bisher einzigen großen industriell genutzten Druckluftspeicherkraftwerke sind in McIntosh sowie in Huntorf in Betrieb. Sie besitzen jedoch einen relativ schlechten Wirkungsgrad von etwa 50 %; adiabate Speicher oder Speicher mit zusätzlichem Wärmespeichers zur Erhöhung des Wirkungsgrades auf 70 % befinden sich noch im Forschungsstadium.

Die stoffliche Speicherung lässt die notwendigen Potentiale zur Speicherung großer Energiemengen erwarten, die in zukünftigen Energiesystemen für den saisonalen Ausgleich an Bedeutung gewinnen werden. Derzeit befinden sich aber sowohl die großtechnische Elektrolyse als auch die Wasserstoffspeicherung in Kavernen oder in Druckspeichern noch im Forschungsstadium. Die Speicherung im Erdgasnetz, welche ein großes Potential besitzt, ist technisch nicht unproblematisch. Der Netzentwicklungsplan Gas gibt bspw. Investitionskosten zur Ertüchtigung der Erdgasnetze von 3,7 Mrd. € für eine Einspeisung von 10 Vol. % Wasserstoff an. Der Gesamtwirkungsgrad aus Wasserstoffherstellung, Speicherung und Rückverstromung (Power-to-Power) beträgt nach jetzigem Stand der Technik maximal 40 %.

Zur Einordnung der Speichertechnologien in das gesamte Energiesystem werden im Abschnitt 3.2 weitere Flexibilisierungsoptionen wie die Steuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie (Demand Side Management), das Erzeugungsmanagement oder der flexible Betrieb konventioneller Kraftwerke vorgestellt.

3.2 Charakterisierung und Bewertung weiterer Flexibilisierungsoptionen

3.2.1 Steuerung der Stromnachfrage zur Verringerung des Speicherbedarfs

Da sich der Speicherbedarf aus den fluktuierenden Differenzen aus Stromangebot und -nachfrage ergibt, können Maßnahmen zur Glättung der Stromnachfrage eine Alternative zum Bau von Stromspeichern darstellen. Für dieses so genannte Demand Side Management (DSM) durch „intelligente Verbraucher“ stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, die hier mit Anwendungsfällen beschrieben werden.

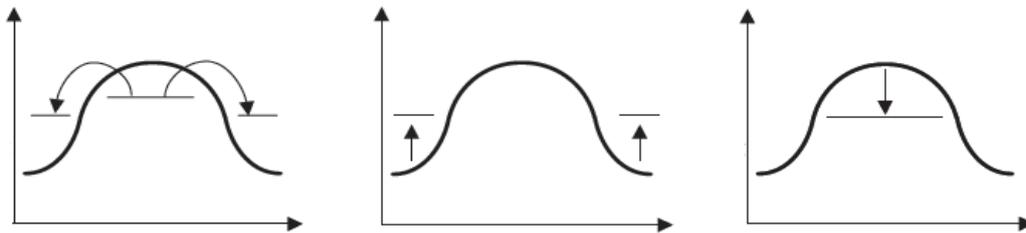


Abbildung 3-6: Lastverschiebung, zeitweise Nachfrageerhöhung und Nachfragesenkung zur Verringerung des Stromspeicherbedarfs [3.77]

- a. In der Regel nimmt die dargebotsabhängige Erzeugungsleistung einen oszillierenden Verlauf, das heißt an einen Zeitabschnitt mit Leistungsüberschuss grenzt oft ein Zeitabschnitt mit Leistungsdefizit und umgekehrt. Zur Annäherung des Lastverlaufs an den Verlauf der Erzeugungsleistung gibt es wiederum zwei Optionen, wenn nicht bei Leistungsdefiziten ein Verzicht auf Strom ausgeübt wird bzw. bei Leistungsüberschüssen Strom verschwendet wird: Die zeitliche Lastverschiebung wird bereits heute beispielsweise in Kühlhäusern praktiziert und im Rahmen der E-Energy-Modellregionsprojekte auch für Haushaltsverbraucher erprobt. Hier wird der Stromverbrauch gezielt aus Zeiten hoher Nachfrage und geringem Angebot unter Beachtung von Nebenbedingungen („Die Temperatur darf nicht über -4°C liegen“ oder „Die Wäsche muss bis morgens um 9 Uhr fertig gewaschen sein“) verschoben. Mit Hilfe flexibler Lasten kann eine zeitliche Lastverschiebung bewirkt werden. Gar nicht selten gibt es die Möglichkeit, eine Last zeitlich vorwegzunehmen oder hinauszuschieben. Meist ist dies mit gewissen Vorziehungs- und Nachholungseffekten verbunden, das heißt eine Lasterhöhung zu einem aktuellen Zeitabschnitt erzwingt eine Lastreduktion zu einem späteren Zeitabschnitt und anders herum. Damit werden disponible Lasten genutzt, um die Lastsituation bei Leistungsdefizit zu entspannen bzw. Lasten aus diesen Zeitabschnitten herauszuziehen und zusätzliche Last bei Leistungsüberschüssen aufzuwerfen bzw. Lasten in diese Zeitspanne hineinzudrängen. Bei der Lastverschiebung kann der Lastverlauf zwar umgeformt werden, jedoch bleibt die über die Zeitspanne nachgefragte Energiemenge gleich.



- b. Weniger Beachtung findet bislang bei den Stromverbrauchern die Möglichkeit, vom Energieträger Strom auf einen anderen Energieträger, insbesondere Gas, zu wechseln. Eine weitere Möglichkeit ist, bei einem Leistungsdefizit gewisse Stromlasten herunterzufahren bzw. abzuschalten, die auf der Verbrauchsseite zu einer bestimmten Energiedienstleistung gebraucht werden, wenn die notwendige Nutzenergie bzw. Geräte-/Anlagenverhalten auch durch den Einsatz eines anderweitigen Endenergieträgers wie zum Beispiel Gas erbracht werden kann. Dies führt zu einer tatsächlichen Lastverlagerung beispielsweise von der Stromsparte in die Gaspartie, wobei in der Stromsparte die über die Zeitspanne nachgefragte Energiemenge erniedrigt oder auch erhöht werden kann. Es gibt viele Einsatzgebiete, bei denen es aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade für die Wandlung von Endenergie in Nutzenergie in Kombination mit dem gewünschten Geräte-/Anlagenverhalten attraktiv erscheint, Strom und Gas als Endenergieträger einander substituierend einzusetzen. Eine Erhöhung der Stromnachfrage in Zeiten mit hohem Stromspeicherbedarf kann analog zu Hybridfahrzeugen im Verkehrssektor auch durch stationäre Energieverbraucher erfolgen, bei denen ein Wechsel des Energieträgers ermöglicht wird. Insbesondere industrielle Stromverbraucher mit einem hohen kontinuierlichen Wärmebedarf, z. B. die Glasindustrie, sind Anwendungsfälle, die den technischen Aufwand einer doppelten Wärmeversorgung künftig auch wirtschaftlich darstellen könnten.
- c. Im umgekehrten Fall werden Stromverbraucher zur Kappung der Nachfragespitzen mit einer zusätzlichen Ausweichmöglichkeit beispielsweise auf den Energieträger Erdgas nachgerüstet. Auch hierfür bieten sich Reserve-Antriebsmaschinen im Industriebereich an. Prinzipiell ist auch die Einbindung von bereits installierten Notstromaggregaten beispielsweise von Krankenhäusern möglich, die aber nur die Nachfrage im gesamten Stromnetz, jedoch nicht die Nachfrage nach Strom an sich senken. Definitionsgemäß gehört die letztgenannte Maßnahme deshalb nicht mehr zum Demand Side Management.

Eine Nachfragesteuerung im Umfeld der Industrie bietet sich als ein strategisch wertvoller und treibender Integrationsfaktor für regenerative Energien an. Häufig lassen sich ungeachtet der anlagentechnischen Energieeinsparungspotentiale die Energiekosten durch ein Management der Energiebeschaffung reduzieren. Durch präzise Energieverbrauchsprognosen und Leistungsüberwachung in Echtzeit lassen sich gerade in Bezug auf elektrische Energie Kostenvorteile erzielen. Für energieintensive Industriezweige ist es von großer Bedeutung, erforderliche elektrische Energie zum richtigen Zeitpunkt kostengünstig einzukaufen. Unter Berücksichtigung gegenwärtiger Strategien zur nachhaltigen Energieversorgung und der Erreichung von Klimaschutzzielen in Deutschland ist anzunehmen, dass zukünftig aus einem „Smart Market-Umfeld“ heraus die elektrische Energie insbesondere dann kostengünstig zu beziehen ist, wenn sie aus erneuerbaren Energiequellen stammt und darum von einer fluktuierenden Bereitstellung charakterisiert ist. Ein weiterer wichtiger Punkt für das „Smart Grid-Umfeld“ wird es sein, nicht allein „im Blindflug“ eine Verstetigung von Lastprofilen und die Minimierung von Leistungsspitzen zu



treiben, sondern sich durchaus auch aus Gesichtspunkten eines sicheren Netzbetriebs in bestimmten Auslastungssituationen atypisch zu verhalten und somit Überlastungen des Netzes vermeiden zu helfen. Der Netzbetrieb wird auch zukünftig „Nadelöhre“ aufweisen, was in die Bereitstellungskosten und Netznutzungsentgelte von industriellen Stromkunden mit registrierter Lastgangmessung einfließen muss.

In vielen Industrieunternehmen finden sich dennoch vertragliche Rahmenbedingungen einer Strombelieferung, wie zum Beispiel Festlegungen über die minimale und maximale Gesamtleistungsaufnahme, nur unzureichend in der Betriebs- und Prozesssteuerung wieder. Zumeist werden energieintensive Produktionsanlagen und -maschinen notwendigerfalls leittechnisch verriegelt, um Vertragsstrafen aus einer Verletzung des Gesamtlastbandes zu vermeiden, wobei ein Abreißen von Produktions- und Logistikketten in der Regel unreflektiert bleibt. Es sind neuartige Energie- und Lastmanagementumgebungen und adäquate Betriebs- und Prozessführungskonzepte zu entwickeln, um seitens der Industrieunternehmen dazu beizutragen, insbesondere die Stromerzeugung und -verbrauch im Gesamtsystem der Energieversorgung auszubalancieren.

Dabei lässt sich die Energieeffizienz durch eine Gesamtbetrachtung des Energieversorgungssystems angeben, also übergreifend über mehrere Industrieunternehmen und Produktionsstandorte in Folge des Zusammenspiels einer Vielzahl von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speicheranlagen. Hingegen treten lokal bei den Industrieunternehmen in Bezug auf eine reaktive Produktionsplanung und -steuerung sogar Mehraufwände an elektrischer Energie ein. Dahingehend sind für intelligentes energiebewusstes Produktionsmanagements getrieben vom Energiebeschaffungsmanagement belastbare Geschäftsmodelle in Bezug auf das Energieversorgungssystem zu identifizieren und mit den etablierten Instrumenten der Energiemärkte zu realisieren.

Es gibt eine Reihe von sehr energieintensiven Industrieprozessen, die von einer Lasterhöhung in der Stromsparte in der Weise profitieren können; für solche Industrieprozesse, bei denen zum Beispiel Strom und Gas einander gut substituierend eingesetzt werden können, fallen zumeist die Erlöse auf dem Regelleistungsmarkt sogar umso größer aus, je häufiger die von ihnen vorgehaltene Regelleistung abgerufen wird. Ebenso wie ein Betreiber eines konventionellen thermischen Kraftwerks vermag auch eine Verbrauchsstelle im Falle eines Abrufs in der Höhe der Bezugskosten der eingesparten Mengen eines zu substanzierenden Endenergieträgers zu profitieren. Dabei gilt es zu beachten, dass die von einer Verbrauchsstelle zu beziehenden Energiemengen wie beispielsweise bestimmte Mengen Gas nicht etwa steuerlich begünstigt sind, weshalb sie im Wettbewerb um einen niedrigen Arbeitspreis und die daraus resultierende hohe Abrufhäufigkeit auf dem Regelleistungsmarkt prinzipiell gut bestehen können. Eine Markteintrittsbarriere liegt darin begründet, dass kaum eine Verbrauchsstelle für sich genommen eine Mindestangebotsmenge von derzeit fünf Megawatt leisten kann. Die Aggregation mehrerer Verbrauchsstellen gestaltet sich schwierig, da größtmögliche Erlöse nur durch eine hochspezialisierte Angebotsstrategie zu realisieren sind, die von allen gemeinsam nach außen zu vertreten ist.

Für eine ganzheitliche Energieoptimierung industrieller Prozesse müssen die Betriebsmittel geeignet flexibilisiert werden. Aktuell ist es jedoch in der Regel unwirtschaftlich,



beispielsweise Betriebsmittel energieoptimiert ruhen zu lassen, da etwaige eingesparte Energiekosten nicht in Relation zu den laufenden Kosten für Betriebsmittel stehen. In solchen Ruhephasen müssten die Betriebsmittel weniger energieintensiv eingesetzt werden können, ohne die Güte des damit verbundenen Prozessteils zu gefährden. Für die Betriebsführung ergeben sich so neue veränderliche Bedingungen und Anforderungen, die entsprechend berücksichtigt werden müssen, um die erforderliche Qualität und Produktivität sicherzustellen. Für eine Energieoptimierung muss der industrielle Prozess weitgehend automatisiert sein, um aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten bspw. ruhendes Personal als Kostenfaktor zu vermeiden. Inzwischen nimmt allerdings in vielen Unternehmen der Energiekostenanteil an den Produktionskosten zu, weshalb Softwaresysteme zur kaufmännischen Planung unter Restriktionen für das Energiebezugsverhaltens sowie zur vertikal integrierten energiebezogenen Produktionsplanung und -steuerung zunehmend begehrt werden, welche beim Einkauf elektrischer Energie nicht mehr zu jeder Zeit einen Fixpreis annehmen.

Im Bereich der Stückgutfertigung (diskreter Fertigungsablauf) geht die mögliche Flexibilität auf kurze Rüstzeiten, günstiges Anlaufverhalten und das einfache Erreichen eines optimalen Arbeitspunktes vieler einzelner aufeinanderfolgender Produktionsanlagen zurück. Demzufolge kann es als eine Voraussetzung für die Schaltmöglichkeiten innerhalb eines Stückgutprozesses angesehen werden, dass es Zwischenprodukte und endgefertigte Produkte gibt, die in geeigneter Weise gepuffert werden können. Durch einen solchen Puffer könnte die Ausgabe des Prozesses verstetigt und hoch gehalten werden, insofern das Zeitfenster der Beruhigung von Produktionsanlagen (oder deren Abschaltung) nur so lange reicht, bis dass der Puffer geleert ist. Dazu sind Informationen über den Füllstand des Puffers sowie weitere Informationen zum Prozesszustand notwendig, insbesondere zur Energie- und Kostenindikation. Eine Möglichkeit zur Anbindung an die kaufmännische Planung ist unerlässlich, um insbesondere zu einer verbesserten Nutzung von knappen Lagerflächen für Zwischenprodukte zu kommen.

Auch durch eine dynamische Prozessführung in chemischen, petrochemischen oder z. B. pharmazeutischen Produktionsanlagen besteht die Möglichkeit derartige Lastverschiebungen durchzuführen, die allerdings einer weiteren Untersuchung bedürfen. Allgemein gilt je mehr sich der Verbrauch der Erzeugung anpasst umso mehr Speicher können eingespart werden. Im Bereich der Prozessfertigung (kontinuierlicher Ablauf) besteht eine mögliche Flexibilität darin, dass bestimmte Produktionsanlagen Reservekapazitäten aufweisen. Das heißt eine Produktionsanlage verfügt bezüglich der Betriebsmittel und des Materialdurchsatzes über eine reservierte Leistung und eingangs wie ausgangs eine stehen reservierte Lagerflächen. Dazu sind Informationen über das stoffliche und energetische Umsetzungsverhältnis der Produktionsanlagen erforderlich, wie sie in Stofffluss- und Energieflussmodellen über mehrere Produktionsanlagen hinweg erfasst werden. Dies erfolgt meist auch Produktionsstandort übergreifend oder sogar über mehrere Unternehmen hinweg, um die Anlieferung von Rohstoffen und die Verfügbarkeit von Energien sowie den Abtransport endgefertigter Waren berücksichtigen zu können. Bezogen auf einzelne großangelegte Produktionsanlagen sind oft ausgefeilte Anlagenmodelle

aufzustellen, um den komplexen Materialdurchsatz und den Betriebsmitteleinsatz bezüglich bestimmter Produktqualitäten zu beschreiben.

Nichtsdestotrotz kommt der intelligenten Betriebsführung in Gewerbe und Industrie eine Schlüsselrolle bei der Integration erneuerbarer Energien zu. Ausblickend wird es auch darum gehen, dass bei der Prozesssteuerung nach Energiekosten in der verarbeitenden Industrie ein optimaler Arbeitspunkt unter modellprädiktiver Steuerung im Fertigungsprozess erreicht und aufrecht erhalten werden kann. Möglicherweise geht eine energieoptimierte Regelung industrieller Prozesse damit einher, bedarfsweise in Echtzeitanalysen des Produktionssystems die Betriebsmittel, etwaig auch die Werkzeugausstattung von Maschinen, zu wechseln, um größere Steuerungskorridore zu schaffen.

Industrielles Lastmanagement wird heute in Deutschland als ein zählbarer Technologiebaustein für das Ausbalancieren zwischen Erzeugung und Verbrauch in intelligenten Energieversorgungssystemen hervorgehoben [3.99]. Das generelle Konzept für Lastmanagement im Kontext von Gewerbe und Industrie zur Stabilisierung des elektrischen Energieversorgungssystems ist durch diverse Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten belegt worden. Bekanntermaßen lassen sich dispoible und regelbare Produktionsanlagen und -maschinen einsetzen, um ein Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis zu verringern und damit den Bedarf an Regelleistung zu reduzieren [3.100].

Zur Abschätzung des Potentials des Demand Side Managements in Deutschland sind umfangreiche Studien und Erhebungen vorgenommen wurden (beispielsweise [3.78, 3.79, 3.80]). In [3.80] wird das maximal verfügbare Lastmanagementpotential im Sommer und Winter untergliedert nach Sektoren folgendermaßen zusammengefasst:

Tabelle 3-4: Maximal verfügbare Lastmanagementpotential im Sommer und Winter Quelle: [3.80]

Sektor	Anwendung	Verlagerbare Energie [GWh]	Maximale Leistung [MW]
Industrie	Prozesstechnik, Querschnittsanwendungen	1.350	2.800
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Kälte- und Klimatisierungstechnik	6.300	10.320
	ohne Klimatisierung	3.100	2.930
Haushalte	Kälte- und Wärmetechnik, weitere	26.600	20.585
	ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher	11.300	3.705
Gesamt	Sommer	ca. 19.000	ca. 17.000
	Winter (ohne Nachtspeicher/ Wärmepumpen)	ca. 15.750	ca. 9.500

Neuere Untersuchungen zu Lastverlagerungspotentialen in Deutschland umfassen in erster Linie die Anwendungsbereiche in Querschnittstechnologien wie elektrischer Heizung und Warmwasserbereitung, Lüftungsanlagen, Kühl- und Gefrieranlagen bis hin zu Druckluftanlagen [3.101]. Die technischen Potentiale werden überwiegend anhand statistischer Werte zu Querschnittsverbräuchen übergreifend zu den Industriebranchen



abgeschätzt, zum eingeschränkten vermarktbareren Potential gibt es wiederum auch bloß Abschätzungen unter großen Unsicherheiten. In Konzentration auf Einzelprozesse, wie zum Beispiel die Stoffaufbereitung in der Papierindustrie oder auch Galvanisationsprozesse in der metallverarbeitenden Industrie, werden die technischen Potentiale in bisherigen Untersuchungen ebenfalls vage bestimmt. Bei näherer Betrachtung dieser Einzelprozesse ist die Erschließung der ermittelten technischen Potentiale mit einem Aussetzen von Prozessteilen verbunden, welche für Industrieunternehmen in gewisser Weise einen Wertschöpfungsverzicht bedeuten. Eine vorübergehende Beruhigung oder gar Stilllegung von Industrieprozessen wird bis dato als eine dem Industrieunternehmen entgangene Wertschöpfung angesehen [3.102], weshalb sich entsprechende Hemmnisse für die Einführung von Lastmanagement-Tools bemerkbar machen. In der Praxis von Industrieunternehmen zeigt sich mit Blick auf Einzelprozesse eine Diskrepanz zwischen den in Untersuchungen festgestellten technischen Potentialen und den tatsächlich betriebswirtschaftlich gangbaren Potentialen. Da sich für Industrieunternehmen jede Investition rechnen muss, werden viele Anwendungsmöglichkeiten für Lastmanagement angesichts hoher Einmal- und Begleitkosten nicht umgesetzt [3.103]. Da sie meist individuell an die Industrieunternehmen anzupassenden sind, ergeben sich hohe Einmalkosten für die Einführung von Lastmanagement-Lösungen. Zudem fallen in der Verwendung von Lastmanagement-Lösungen Begleitkosten an, die aus Verzögerungen der Industrieprozesse, ungünstiger Anlagenauslastung, etc. hervorgehen können. Das aktuell angenommene technische Potential wird im Gesamtbild stimmiger werden, sobald es für verbrauchsseitige Maßnahmen hinsichtlich der Einmal- und Begleitkosten (unter anderem auch Leerlauf von Bedienpersonal) betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, im Rahmen der industriellen Prozesskapazität den Durchsatz anzuheben oder herabzusetzen. Davon kann im Industriekontext aber derzeit noch nicht die Rede sein, da der Energiekostenanteil wenngleich – deutlich zunehmend – gegenüber einem Anteilsblock der Rohstoff- und Personalkosten eine untergeordnete Rolle spielt. Bei der Organisation und Planung von Produktions- und Logistiksystemen mit Hilfe von Simulations- und Analysewerkzeugen in dynamischen Sichten des Produktions- und Logistikgeschehens finden die mit einem Bezug von Endenergie verbundenen Kosten mangelnde Berücksichtigung.

Vermeintlich werden in bisherigen Studienarbeiten virtuelle Kurzzeit- und Langzeitspeicherpotentiale aus mangelnder Kenntnis der industriellen Prozess- und Verfahrenstechnik deutlich unterbewertet und die in den Tiefen verborgenen virtuellen Langzeitspeicherpotentiale schlichtweg übersehen. Bei herkömmlichen DSM-Ansätzen wird bis heute verstärkt davon ausgegangen, dass die insgesamt zu verteilenden Energiemenge in einem betrachteten Zeitraum gleich bleibt. Für eine tatsächliche mengenmäßige Lastverlagerung werden energieträgerübergreifende Maßnahmen benötigt (vgl. Hybrid-Netz Gutachten Fraunhofer IWES), wenn nicht innerhalb des betrachteten Zeitraums und darüber hinaus ein Mangel elektrischer Energie zum Vorschein kommen soll bzw. eine Sollwertabweichung bei der Prozessleistung und -Output auszuschließen ist. Es gibt Studienarbeiten zum Lastverschiebungspotential über die gängigen Industriebranchen mit Blick auf die Querschnittstechnologien wie zum Beispiel Druckluft- und Antriebs-



systeme. Bis auf die dena-Studie und die FFE-Studie, welche auch ein DSM-Potential für das Jahr 2020 ausgewiesen haben, beziehen sich alle anderen Studien auf die jeweils aktuelle Infrastruktur und Gerätetechnik des Jahres der jeweiligen Studie.

In einer FFE-Studie [3.104] wird das Konzept Lastmanagement als eine planbare und kurzfristige Leistungsbereitstellung gesehen. Durch den steigenden Einsatz von Leittechnik in der Industrie und den sinkenden Kosten für Informations- und Kommunikationstechnik wird die Umsetzung technischer Potentiale weiter vorangetrieben. Die FFE-Studie sagt aus, dass sich die Rahmenbedingungen für das Geschäftsmodell Demand Response, welches noch in den Anfängen steckt, in Deutschland weiter verbessern werden. Der Rückgang der Preise für MRL auf dem Beschaffungsmarkt für Regelernergie kann in der Weise interpretiert werden, dass die Einbindung flexibler Lasten und somit das Angebot an MRL schneller wachsen als der zunehmende Deckungsanteil regenerativer Erzeugungsanlagen einen Bedarf an MRL weckt.

Darüber hinaus gibt es Studienarbeiten insbesondere zum Lastverlagerungspotential im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Prozesswärme in Produktionsanlagensystemen unter Verwendung von Technologie zur Kraft-Wärme-Kopplung. Außerdem gibt es eine Reihe von Fragestellungen in Bezug auf die Einführung von variablen Tarifen in Deutschland, welche die Bundesnetzagentur kürzlich gutachterlich untersucht wissen mochte [3.105].

In einer ETG-Studie wird eine Flexibilisierung der Last, Lastverschiebung (Demand Side Management) als notwendige Option für die Netzplanung und -betrieb betrachtet. Im Wesentlichen wird das technisch nutzbare Potential im Bereich von Privathaushalten sowie Gewerbe und Handel bestimmt [3.106]. Die Studie beschränkt sich auf Last in allen Verbrauchergruppen, die auch als Querschnittstechnologien zu bezeichnen sind; sie bedeuten keine spürbare Beeinträchtigung des täglichen Lebens, was beispielsweise Beleuchtung und Kommunikationstechnik ausschließt. Für die Marktentwicklung unterschiedlicher Anlagentechnologien und möglichen Effizienzsteigerungen werden zwei Szenarien für 2020 und 2030 definiert. Damit wird ein Regelband über den Tag beschrieben, was die Verfügbarkeit steuerbarer Lasten vor und nach der Lastverschiebung berücksichtigt. Die Methoden der Szenarioanalyse und Potentialbestimmung können laut ETG-Studie nicht mit der notwendigen Güte für den Industriebereich adaptiert werden.

In der ETG-Studie werden verwandte Studienarbeiten aufgegriffen und zusammengefasst. Sie stellt fest, dass sich in allen Studien ähnliche Tendenzen hinsichtlich der Lastverschiebungspotentiale in Deutschland zeigen. Das größte theoretische Potential wird übereinstimmend im Bereich Haushalt gesehen, denn die dort vorhandenen Geräte erfüllen weitestgehend die Anforderungen (Speicherfähigkeit oder die Möglichkeit zum Aussetzen) an Lastverschiebung. Optimistische Analysen kalkulieren das Potential im Bereich von Privathaushalten auf ca. 40 GW (negative plus positive Regelreserve); andere Untersuchungen sehen das Potential eher bei 25 GW. Den bedeutendsten Anteil im Haushaltsbereich sehen allerdings alle Studien bei elektrischen Heizungssysteme und Warmwassererzeugung aufgrund der Speicherfähigkeiten. Die ETG-Studie bezieht sich auch darauf, dass es sich bei den Potentialen im Bereich privater Haushalte ähnlich verhält wie im



Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Dort wird bei positiver Einschätzung von ca. 10 GW ausgegangen, die sich auch hier auf vorwiegend thermische Prozesse, wie Raumheizung und Klimatisierung, beziehen.

Die Potentiale in der Industrie als größter Verbraucher elektrischer Energie in Deutschland werden laut ETG-Studie auf ca. 2,8 GW geschätzt. Grund hierfür sind im Wesentlichen die bereits optimierten Abläufe in den Herstellungsprozessen, deren einzelne zeitliche Verschiebungen untermittelbare Auswirkungen auf den gesamten Prozess haben. In der Papierindustrie wird ein wichtiger Industriezweig als Beispiel mit diskreten Prozessabläufen gesehen, bei welchem zwischen den Prozessschritten Speicherkapazitäten bestehen. Denn es sind insbesondere Produktspeicher vorhanden, das heißt zwischengelagerte Vorstufenprodukte, die eine Lastverschiebung in einem signifikanten Umfang erlauben. Es wird jedoch kritisch angemerkt, dass das Primärziel des Zwischenlagers darin besteht, eine unterbrechungsfreie Produktion zu gewährleisten. Die zusätzliche Nutzung dieser Speicher für Lastmanagement hängt im Wesentlichen davon ab, ob der vorgelagerte Prozessschritt einen Engpass in dem gesamten Produktionsprozess darstellt oder nicht. Um diese Speichermöglichkeiten besser nutzen zu können, müssen die Investitionskosten für einen Produktionskapazitätsausbau nicht nur durch die dadurch zusätzlich erzielbaren Vergütungen gedeckt, sondern auch ein höherer Gewinn als zuvor erzielt werden. Außerdem ist bei der Angabe der Speicherkapazität zu beachten, dass dies die maximale Speicherkapazität darstellt, da die Speicherfüllstände variabel gefahren werden und diese Speicherkapazität nur selten maximal ausgeschöpft werden kann. Der Speicherfüllstand ist dabei auf einen möglichen Ausfall des Vor- oder Nachprozesses optimiert. Bei kontinuierlichen Prozessabläufen bedeutet nach der ETG-Studie die Anwendung von Lastmanagement in der Regel einen Produktionsausfall, der eine Erlösminderung zur Folge haben kann, der sich oft schwer bewerten lässt. Ein Ausweg aus diesem Dilemma kann es sein, die Prozesskapazitäten zu erhöhen. Dies ist freilich mit Investitionskosten verbunden, die den möglichen Vergütungen durch Lastmanagement entgegen gerechnet werden müssen. Es zeigt sich darin eine statische Sichtweise der ETG-Studie auf industrielle Einzelprozesse, bei der investitions- und prozessplanerisch die Volllaststunden der Industrieanlagen maximiert sind. Die Möglichkeit einer auftragsbedingten Minderauslastung des Industrieunternehmens gilt nicht als Berechnungsgrundlage der ETG-Studie und verwandter Studienarbeiten auf denen sie aufbaut. Tatsächlich kann in langjährig gewachsenen Industriestandorten eine Minderauslastung an der Tagesordnung sein, wenn die Auftragslage beispielsweise im Konsumgüterbereich dieses mit sich bringt, ein Rückbau der Prozesskapazitäten aber nicht in Angriff genommen wurde (vgl. Anwendungskontext Glasindustrie aufgrund der Einführung von Flaschenpfand und anderen Verpackungsverordnungen).

Sämtlichen bisher verbreiteten Studienarbeiten ist gemein, dass die Potentiale zur Leistungsanpassung aus statischer Sicht beurteilt werden. Ein wesentlicher Teil des Potentials im Industriesektor hängt allerdings direkt mit dem komplexen und dynamischen Produktionsgeschehen zusammen und muss die Betriebs- und Verfahrensabläufe in Produktion und Logistik einbeziehen. Um tiefgehende Potentiale zur Lastverschiebung und Lastverlagerung aus dynamischer Sicht zu identifizieren und zu vermarkten, werden



derzeit stark branchenspezifische Ansätze benötigt. Je mehr sich jedoch die IKT-Lösungen auf unterschiedliche Branchen konzentrieren, umso eher schwinden die Aussichten auf einen Massenmarkt für neu zu entwickelnde Softwareprodukte zur Nachfragesteuerung im Kontext von Gewerbe und Industrie.

Im Segment privater Haushalte mangelt es in der Regel an Möglichkeiten der Gerätesteuerung, weil eine große Diversität bei elektrischen Haushaltgeräten herrscht und kaum Heimnetze für die Ansteuerung der Haushaltsgeräte vorhanden sind [3.107]. Bei verschiedenen Haushaltstypen ist mittelfristig eine Markteinführung von Modellreihen zu erwarten, welche eine Integration in Heimnetze und eine intelligente Ansteuerung ermöglichen. Dafür bestehen bei den Herstellern von Haushaltsgeräten unterschiedliche Einführungs- und Vermarktungsstrategien; bisher sind intelligente Haushaltgeräte mit entsprechenden Mehrkosten gegenüber vergleichbaren Geräten wenig akzeptiert. Die Kunst einer erfolgreichen Umsetzung und der letztendliche Maßnahmenerfolg liegen bei DSM-Systemen im Nutzen und den Bedürfnissen der Endkunden: Im Privathaushaltskontext und vergleichsweise auch im Handelskontext ist davon auszugehen, dass in der zeitweisen Umstellung des Verbrauchsverhaltens Komforteinbußen, Freizeitaufwände, etc. entstehen. Für viele private Haushalte stellt es sich beispielsweise als unangenehm aufwendig dar, eine Wasch- oder Geschirrspülmaschine zur Nacht zu betreiben, bloß weil dies eine verschwindend geringe Stromkostensenkung verspricht. Im Handelskontext erscheinen abhängig von der Kritikalität der Maßnahme zur Netzstabilisierung beispielsweise das Dimmen der Beleuchtung von Warenhäusern und Einkaufszentren durchaus akzeptabel. Im Industriekontext kann mit verbrauchsseitigen Maßnahmen entlang kontinuierlich betriebener Produktionsprozesse ein beträchtlicher Zusatznutzen erschlossen werden. Außerdem sind sehr energieintensive Industrieunternehmen in der Lage, Markteintrittsbarrieren in Form von Mindestangebotsgrößen, etc. an sich zu überwinden und gesonderte Marktanforderungen wie zum Beispiel die Präqualifikation zum Regelleistungsmarkt zu meistern. Lastmanagement in einem Umfeld von Industrieautomation ist jedoch auch weitaus komplizierter als zum Beispiel im Umfeld von Gebäudeautomation, denn ein Eingriff in die Ablaufplanung kann zu gesteigerten Prozesskosten führen. Diese sind jedenfalls von einer Senkung der Energiekosten zu überkompensieren.

3.2.2 Erzeugungsmanagement

Neben der Steuerung der Stromnachfrage zur Verringerung des Speicherbedarfs ist auch die Reduktion von Erzeugungsleistungen (insbesondere im Bereich der Windenergieanlagen) eine Möglichkeit, zur besseren zeitlichen Anpassung von Last und Erzeugung und damit zur möglichen Verringerung des Speicherbedarfs. In [3.79] werden verschiedene Strategien des Erzeugungsmanagements von Windenergieanlagen insbesondere vor dem Hintergrund von Prognosefehlern bei der Windenergieeinspeisung vorgestellt und bewertet. Das Ergebnis dieser Untersuchungen [3.79] stellt den Einsatz eines Energiemanagements für Windenergieanlagen als eine Möglichkeit dar, den windbedingten Mehraufwand an positiver MRL signifikant zu senken. Allerdings steht der Senkung der MRL durch das Einspeisemanagement eine nicht nutzbare Windenergiemenge und damit



letztlich eine nicht optimal genutzte Ressource gegenüber. Dies ist einer weitergehenden wirtschaftlichen Betrachtung zu unterziehen.

Als Legitimation des Erzeugungsmanagements wird dabei vielfach die Tatsache angeführt, dass die Energieeinspeisung sowohl aus Wind- als auch PV-Anlagen ausgeprägte Leistungsspitzen enthält. Wird der zeitliche Verlauf der Jahreseinspeisung zu einer Dauerlinie der Energieeinspeisung aggregiert, wird ersichtlich, dass die auftretenden Leistungsspitzen einen geringen Energieinhalt besitzen. [2.25] führt dazu exemplarisch für die Onshore-Windenergienutzung aus, dass eine Reduktion der maximalen Einspeiseleistung, welche maßgeblich den Netzausbaubedarf bestimmt, von ca. 30 % lediglich eine Energieeinbuße von ca. 2 % zur Folge hat.

Ohne in die Richtung virtuelle Kraftwerke zu gehen, braucht das Erzeugungsmanagement eine vertrauliche und moderne informationstechnische Vernetzung. Bezieht man auch die Verbraucher in die Prozesskette ein, so entsteht eine Vernetzung in Form eines Smart Grids. Die Kosten der Kommunikationsinfrastruktur und die bestehenden Schwierigkeiten bei der Flexibilität der Erzeugungsanlagen verringern eine schnelle Entwicklung dieser Strategie. Flexibilität und Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen werden im nächsten Abschnitt thematisiert.

3.2.3 Flexible Kraftwerke

Als ein erster Schritt zur Erhöhung der Flexibilität im System ist die erweiterte Nutzung der konventionellen Anlagen im „Zweischichtbetrieb“ denkbar. Die konventionellen Kraftwerke sollen in der Lage sein, mehrfach täglich hoch- und heruntergefahren zu werden, um die Lastschwankungen auszugleichen. Für ein effektives Erzeugungsmanagement soll der Kraftwerkspark noch mehr Flexibilität als nur einen „einfachen“ Zweischichtbetrieb bieten. Um die Abweichung zwischen Verbrauch und Erzeugung ohne Einsatz von Energiespeichern zu vermindern, müssen die bisherigen Grund- und Mittellastwerke nicht nur auf Teil- oder Nulllast gefahren, sondern auch aus dem Stillstand sehr schnell bis zur Volllast hochgefahren werden können, sonst kann das gesamte Netz instabil werden. Diese Option stellt dabei eine Brückentechnologie dar, die den Zeitpunkt, ab dem Speichertechnologien im System notwendig werden, nach hinten verlagern kann.

In Bezug auf die Flexibilität sind die konventionellen Kraftwerke sehr unterschiedlich zu bewerten. Die Tabelle 3-5 gibt eine Übersicht der konventionellen Kraftwerke aus der Sicht von folgenden Betriebsanforderungen (Kennwerte): die typische Gradienten im Lastfolgebetrieb und für Systemdienstleistungen, Mindestlast, Lastabwurf auf Eigenbedarf/-Inselbetrieb und Wirkungsgrade.

Basierend auf dem vergleichsweise einfachen Verbrennungssystem und dem verwendeten Brennstoff sind zurzeit GuD-Kraftwerke als flexible Anlagen häufig eingesetzt. Durch die Integration eines Durchlaufkessels (Siemens-Benson-Design) wurde die Block-Anfahrzeit noch verringert.



Mit Siemens-Konzepten erreichen die GuD-Anlagen bereits Anfahrzeiten von 30 Minuten [3.81]. In „Energy 2.0 –Kompendium 2011“ wurde deutlich berichtet:

„GuD-Anlagen bieten gegenüber bisherigen Nuklear- und allen anderen konventionellen Kraftwerkskonzepten – beispielsweise Kohlekraftwerken – Vorteile hinsichtlich der Anfahrzeiten und Anfahrzuverlässigkeit, wenn künftig größere Leistungen sehr schnell ins Netz eingespeist beziehungsweise aus dem Netz entnommen werden müssen.“[3.81]

Tabelle 3-5: Vergleich fossiler- und nuklearer Stromerzeuger in Bezug auf die typischen Betriebsanforderungen Quelle: [3.81]

TYPISCHE BETRIEBSANFORDERUNGEN	DEFINITION	KERNKRAFTWERK (1)	DAMPFKRAFTWERK (2)	GUD - ANLAGEN	
				SIEMENS	SIEMENS
				F-KLASSE	H-KLASSE
Laständerungen im Lastfolgebetrieb	mittlerer Lastgradient	~10 %/min (80 bis 100 %) 5 %/min (50-100 %) 2 %/min (20-100 %)	3-6 %/min im Bereich 40-100 % Last	4-8 %/min im Bereich 40-100 % Last (3)	4-9 %/min im Bereich 40-100 % Last (3)
Netzfrequenzregelung	primär/-sekundär	60 %/min (60 -100 % last)	>60 %/min (40 -100 % last)	180 %/min (50 -100 % Last)	
Minimallast	% von P Nenn	20-30 %	20-25 % Umwälzbetrieb 35-40 % Durchlaufbetrieb	30-50 % Einblockanlage (3,4) 15-25 % Mehrblockanlage	
Lastabwurf auf Eigenbedarf/-Inselbetrieb	Plötzliche, starke Lastreduktion, ohne Ausfall	Ja, bei Umleitbetrieb	Ja, bei Umleitbetrieb	Ja, auf GT-Betrieb	
Anlagenwirkungsgrad	100 % Last	36-38 %EPR	45-47 %	58-59 %	>60-61 %
	50 % Last	33-35 % EPR	42-44 %	52-55 % Einblock <60 % Mehrblock	54-57 % Einblock >60 % Mehrblock

- 1) Areva NP Unternehmenskommunikation 2010
- 2) Inbetriebnahmerückflüsse DKW (Paiton, Kogan Creek),
- 3) mit GT Ansaugluftvorwärmung
- 4) technisch machbar je nach Emissionsgrenzwerte

In Tabelle 3-6 werden die Anfahrzeiten verschiedener Kraftwerke verglichen. Bei der Optimierung des Betriebsverfahrens von konventionellen Kraftwerken bleiben die Reduzierung der Anfahrzeit und die Minimierung von CO₂-Emissionen heutzutage ein wichtiges Forschungsthema. Neue Verfahren für die drei Startarten sind in der Entwicklung. Abhängig von Dauer des Stillstandes wird zwischen Heiß-, Warm- und Kaltstart unterschieden. Heißstart ist ein Start nach weniger als 8 h Stillstand. Wenn eine Anlage weniger als zwei Tage still steht und aus einem bestimmten Grunde (z. B. Leistungsmangel) hochgefahren werden soll, wird der Start als Warmstart bezeichnet. Steht die Anlage mehr als zwei Tage, wird dies als Kaltstart bezeichnet.

Außer dem Einsatz von kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen, die im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks flexibel zusammengeschaltet werden, kann auch ein Kraftwerkspark mit flexiblen konventionellen Kraftwerken die Stabilitätsproblematik effizient lösen. Dabei ist die Dynamik des Gesamtsystems im Minuten-/Stundenbereich (s. Tabelle 3-5). In diesem Zusammenhang wird die Startzuverlässigkeit das Hauptkriterium.



Tabelle 3-6: Vergleich fossiler- und nuklearer Stromerzeuger in Bezug auf die typischen Betriebsanforderungen [3.81]

TYPISCHE BETRIEBSANFORDERUNGEN	DEFINITION	KERNKRAFTWERK (1)	DAMPFKRAFTWERK (2)	GUD - ANLAGEN	
				SIEMENS F-KLASSE	SIEMENS H-KLASSE
Block-Anfahrzeit bei Stillstandszeit von x Stunden	Heißstart <8h	~10 %/min (80 bis 100 %) 5 %/min (50-100 %) 2 %/min (20-100 %)	80-150 min	30-60 min (Potential < 30 min) je nach Lieferant/Konfiguration	
	Warmstart < 48h	2-3 h (3)	3-5 h	1-1,5 h (Potential < 50 min) je nach Lieferant/Konfiguration	
	Kaltstart <120h	15-20 h	5-10 h	2-3 h je nach Lieferant/Konfiguration	
Start-Zuverlässigkeit	Plötzliche, starke Lastreduktion, ohne Ausfall	nicht relevant(4)	87-93 % je nach Lieferant/Konfiguration	95-99 % je nach Lieferant/Konfiguration	

1)Unternehmenskommunikation von Areva NP 2010

2)Inbetriebnahmerückflüsse DKW (Paiton, Kogan Creek)

3)bei geplantem Abfahren und anschließendem Wieder- Anfahren aus dem Zustand heiß/unterkritisch, sonst Einschränkungen wegen Anpassung Reaktivitätsregelung aufgrund von Xenon-Konzentration

4)nicht relevant, da üblicherweise nur wenige Starts pro Jahr



3.2.4 Energieexport und -import

Der Verkauf elektrischer Energie in gekoppelte Netzbereiche, die einem anderen Bilanzkreis angehören, ist eine Art monetäre Energiespeicherung. Physikalisch gesehen bleibt aber die Forderung bestehen, zu jedem Zeitpunkt die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch zu halten. Der Export wirkt daher praktisch wie eine Erweiterung des Netzbereichs mit dem Vorteil eines verbesserten Lastausgleichs.

Ein Ausblick auf die Entwicklungen beim Ausbau der europäischen Stromnetze und hier insbesondere auf die Anbindung von hydraulischen Speicherkraftwerken in Norwegen verdeutlicht eine in Zukunft steigende Bedeutung dieser Flexibilisierungsoptionen. Die Nutzung von hydraulischen Speicherkraftwerken in Norwegen und damit ein Energietransport von Norwegen beispielsweise nach Deutschland zu Zeiten einer geringen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Deutschland und andererseits eine Lieferung von Energie nach Norwegen bei starker Einspeisung aus Windenergieanlagen in Deutschland sind Szenarien, die beispielsweise in aktuellen Vorhaben, wie der „European North Sea Energy Alliance“ (ENSEA) untersucht werden. Bei einer Rückspeisung von Energie nach Norwegen ist dabei nicht zwangsläufig eine Umrüstung dortiger Speicherkraftwerke zu PSW notwendig. Eine Nutzung der nach Norwegen exportierten Energie würde lediglich zu einer geringeren Nutzung der dortigen Speicherkraftwerke führen, die dann zu Zeiten des Energieimports aus Norwegen erhöht werden könnte.

3.3 Fazit

In diesem Kapitel wurde auf die derzeit bekannten Technologien zur Speicherung elektrischer Energie eingegangen. Hierbei wurden die charakteristischen Eigenschaften mechanischer, elektrischer, elektrochemischer und auch stofflicher Speicher hinsichtlich der möglichen Speicherkapazitäten, ihrer Leistungsbereiche und ihrer -gradienten aufgezeigt.

Elektrische (DSK, SMES) und elektrochemische Speicher besitzen bisher nicht das Potential für einen marktfähigen Betrieb. Dieses ist begründet zum einen in den geringen spezifischen Energiedichten zum anderen in den noch hohen Kosten dieser Speichertechnologien. Weiterentwicklungen insbesondere der Lithium-Batterietechnik, der Redox-Flow-Batterien sowie der Metall-Luft-Batterien lassen auf große Speichersysteme (>1 GWh) bei Kosten bezogen auf den Energieinhalt vergleichbar zu Pumpspeicherwerken hoffen.

Pumpspeicherwerke lassen sich unter gewissen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreiben, jedoch ist wenig weiteres Ausbaupotential vorhanden.

Die bisher einzigen großen industriell genutzten Druckluftspeicherkraftwerke sind in McIntosh sowie in Huntorf in Betrieb. Sie besitzen jedoch einen relativ schlechten Wirkungsgrad von etwa 50 %; adiabate Speicher oder Speicher mit zusätzlichem Wärmespeichers zur Erhöhung des Wirkungsgrades auf 70 % befinden sich noch im Forschungsstadium.



Die stoffliche Speicherung lässt die notwendigen Potentiale zur Speicherung großer Energiemengen erwarten, die in zukünftigen Energiesystemen für den saisonalen Ausgleich an Bedeutung gewinnen werden. Derzeit befinden sich aber sowohl die großtechnische Elektrolyse als auch die Wasserstoffspeicherung in Kavernen oder in Druckspeichern noch im Forschungsstadium. Die Speicherung im Erdgasnetz, welche ein großes Potential besitzt, ist technisch nicht unproblematisch. Der Netzentwicklungsplan Gas gibt bspw. Investitionskosten zur Ertüchtigung der Erdgasnetze von 3,7 Mrd. € für eine Einspeisung von 10 Vol. % Wasserstoff an. Der Gesamtwirkungsgrad aus Wasserstoffherstellung, Speicherung und Rückverstromung (Power-to-Power) beträgt nach jetzigem Stand der Technik maximal 40 %.

Zur Einordnung der Speichertechnologien in das gesamte Energiesystem werden auch andere Flexibilisierungsoptionen wie die Steuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie (Demand Side Management) zur Verringerung des Speicherbedarfs, das Erzeugungsmanagement oder der flexible Betrieb konventioneller Kraftwerke vorgestellt. Neben der derzeit schon praktizierten zeitlichen Lastverschiebung bietet die bisher wenig beachtete energieträgerübergreifende Verlagerung des Energiebedarfs zusätzliche Optionen. Dies führt zu einer tatsächlichen Lastverlagerung beispielsweise von der Stromsparte in die Gassparte, wobei in der Stromsparte die über die Zeitspanne nachgefragte Energiemenge erniedrigt oder auch erhöht werden kann. Es gibt viele Einsatzgebiete, bei denen es aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade für die Wandlung von Endenergie in Nutzenergie in Kombination mit dem gewünschten Geräte-/Anlagenverhalten attraktiv erscheint, Strom und Gas als Endenergieträger einander substituierend einzusetzen.

Ein Erzeugungsmanagement braucht eine vertrauliche und moderne informationstechnische Vernetzung. Bezieht man auch die Verbraucher in die Prozesskette ein, so entsteht eine Vernetzung in Form eines Smart Grids. Die Kosten der Kommunikationsinfrastruktur und die bestehenden Schwierigkeiten bei der Flexibilität der Erzeugungsanlagen verringern eine schnelle Entwicklung dieser Strategie. Darüber hinaus soll der Kraftwerkspark für ein effektives Erzeugungsmanagement noch mehr Flexibilität als nur einen „einfachen“ Zweischiebtbetrieb bieten. Um die Abweichung zwischen Verbrauch und Erzeugung ohne Einsatz von Energiespeichern zu vermindern, müssen die bisherigen Grund- und Mittellastwerke nicht nur auf Teil- oder Nulllast gefahren, sondern auch aus dem Stillstand sehr schnell bis zur Volllast hochgefahren werden können, sonst kann das gesamte Netz instabil werden.

Der Energieimport und -export bieten eine weitere Option zum Ausgleich fluktuierender Differenzen von Stromangebot und -nachfrage. Die Nutzung von hydraulischen Speicherkraftwerken in Norwegen und damit ein Energietransport von Norwegen beispielsweise nach Deutschland zu Zeiten einer geringen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Deutschland und andererseits eine Lieferung von Energie nach Norwegen bei starker Einspeisung aus Windenergieanlagen in Deutschland sind bspw. Szenarien, die in aktuellen Forschungsvorhaben untersucht werden.



4 Zuordnung und Bewertung von Speichertechnologien und Einsatzgebieten sowie Ableitung technischer Folgerungen

4.1 Zuordnung von Speichertechnologien und Einsatzgebieten

Im Rahmen dieses Kapitels erfolgt eine Zusammenstellung der für die Systemstabilität relevanten Daten der zukünftigen Anforderungen aus Kapitel 2 und der im Kapitel 3 vorgestellten Energiespeichersysteme. Die Fokussierung der Ergebnisse aus den vorherigen Abschnitten auf die für die Erbringung von Systemdienstleistungen relevanten Parameter ist in den Tabellen 4-1 und 4-2 vorgenommen. Aufbauend auf dieser Fokussierung wird im Anschluss eine Zuordnung der Speichertechnologien zu den Einsatzgebieten (Tabelle 4-3) erfolgen.

Für die Einsatzgebiete zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie unter anderem der Frequenzregelung und für weitere Einsatzgebiete wie den saisonalen Ausgleich lassen sich aus Kapitel 2 Eigenschaften ableiten, die Anforderungen an die Speichersysteme stellen und eine Zuordnung bzw. einen Ausschluss zwischen den Anforderungen und den technischen Möglichkeiten der Speichersysteme zulassen. Als zentrale Anforderungen ergeben sich die in Kapitel 2 definierten technischen Eigenschaften:

- Ansprechzeit (Aktivierungszeit, Dynamik)
- minimale Leistung des Speichersystems
- minimal zu realisierender Leistungsgradient
- minimal zu realisierender Speicherkapazität
- Zeitraum der Leistungserbringung

Für mögliche zu erbringende Systemdienstleistungen wie unter anderem die Frequenzregelung als zentrale Anforderung für die Zuordnung der Speichertechnologien, sind die folgenden Randbedingungen zu beachten, die in Tabelle 4-1 zusammengefasst sind.

Neben den unmittelbaren Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Frequenzhaltung werden im weiteren auch die Einsatzgebiete einer Reserve für den saisonalen Ausgleich und die Bereitstellung einer Momentanreserve aufgeführt, wobei letztere nicht vom eigentlichen Speicher sondern von der Wandlung und Konditionierung der gespeicherten Energie mittels leistungselektronischer Komponenten abhängig ist, wie im Folgenden dargestellt wird. Die Reserve für den saisonalen Ausgleich, die für sich keine Systemdienstleistung darstellt, wird hier ebenfalls betrachtet. Unter dem angenommenen Wandel der Erzeugungsstruktur werden Reserven für Zeiten mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien (z. B. längere Windflauten) notwendig sein, um bei einer Rückverstromung ausreichend Energie bereitzustellen und damit das elektrische Energiesystem stabil zu halten. Weiterhin sind in Tabelle 4-1 der Vollständigkeit halber die Aspekte der Systemführung als Ergebnisse des Kapitels 2 aufgeführt. Die detaillierte Erläuterung dieser Aspekte ist dem Kapitel 2 zu entnehmen.



Tabelle 4-1: Anforderungen an Speichersysteme nach Einsatzgebieten (Ergebnis Kapitel 2)

		Verantwortungsbereich		Ansprechzeit (Aktivierungszeit, Dynamik)	minimale Leistung des Speichersystems	minimal zu realisierender Leistungsgradient	minimal zu realisierende Speicherkapazität (worst case, stand alone)	Zeitraum zur Leistungserbringung	Positive und negative Regelleistung	
			Momentanreserve	bis 5 sek						
Aspekte der Systemsicherheit	Systemdienstleistungen	ÜNB	Frequenzhaltung	Primärregelleistung	15 bis 30 sek	± 1 MW	4 % der Nennleistung/min	1 Woche · P_{Angebot}	1 Woche	± 1 MW
				Sekundärregelleistung	5 min	± 5 MW	1 MW/min	4h · P_{Angebot}^{16}	1 Woche in 2 Zeitscheiben	± 5 MW
				Minutenreserve	15 min	± 5 MW	0,33 MW/min in	4h · P_{Angebot}	1 Tag in 6 Zeitscheiben	± 5 MW
			Systemführung	Redispatch Maßnahmen ¹⁷	> 15 min	≤ ± 150 MW	0,33 MW/min in	4h · P_{Angebot}	4 h	± 150 MW
				Versorgungswiederaufbau / Schwarzstart ¹⁸		(2 % ... 8 %) P_{Nenn}		(2 % ... 8 %) $P_{\text{Nenn}} \cdot (0,33 \text{ h bis } 5 \text{ h})$	0,33 h bis 6 h	Nur positive Leistung
		BKV	Stundenreserve ¹⁹	Nach 60 min						
			Reserve für saisonalen Ausgleich				310 GWh ²⁰			

¹⁶ Quelle: Transmission Code 2007, Anhang D2 Teil1

¹⁷ Keine Definition der Mindestanforderungen. Schätzwerte unter Absprache mit Übertragungsnetzbetreibern

¹⁸ Keine Definition der Mindestanforderungen. Bilaterale Vereinbarung zwischen dem ÜNB und dem Anschlussnehmer

¹⁹ Keine Definition der Mindestanforderungen

²⁰ Quelle: VDE Speicherstudie 2012 [2.18], Für das Jahr 2020, 40 % EE-Anteil



Die Tabelle 4-1 gibt die Ergebnisse des Kapitels 2 auszugsweise in komprimierter Form wieder. Als wesentliche Aussage lassen sich aus dieser Tabelle die notwendigen Informationen hinsichtlich Leistung und Zeiträume der Leistungsbereitstellung bzw. die daraus resultierenden Speicherkapazitäten ablesen. Insgesamt verdeutlicht diese Zusammenstellung wiederum, dass diese Anforderungen nicht speziell zur Erbringung durch Energiespeicher aufgestellt wurden. Diese Anforderungen sind unter den Randbedingungen des bestehenden Energiesystems entstanden, in dem diese Aufgaben im Wesentlichen von konventionellen Kraftwerken erfüllt wurden. Im Unterschied zu Speichern verfügen diese über eine fortlaufende Brennstoffversorgung, die einen kontinuierlichen Betrieb erlaubt, bei dem die dargestellten Anforderungen zu erfüllen sind. Für Speicher mit ihrem begrenzten Energieinhalt werden diese Anforderungen eine erhebliche Restriktion darstellen und die möglichen Einsatzgebiete einschränken.

Im Folgenden werden die Anforderungen an Speicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen nach Wirk- und Blindleistung getrennt dargestellt. Die Tabelle 4-1 stellt die Systemdienstleistung und deren Charakteristika für Wirkleistung dar. Die Anforderungen zur Erbringung der Blindleistung lassen sich nicht mit Kriterien aus der Tabelle 4-1 beschreiben. Ähnlich wie für die Erbringung der PRL werden auch die Anforderungen für Speicher zur Erbringung der Blindleistung aus den Anforderungen für konventionelle Kraftwerke übernommen, da diese unter anderem aus der Sicht der Netzsicherheit entstanden sind. An dieser Stelle sei an die Ausführungen in Kapitel 2.3 verwiesen.

Eine Erbringung der in der Tabelle 4-1 zusammengefassten Anforderungen soll im zukünftigen elektrischen Energiesystem zu Teilen durch verschiedenste Speichersysteme erfolgen. Zur Deckung des kurzfristigen Leistungsbedarfs müssen zentrale oder dezentrale leistungsstarke Kurzzeitspeichersysteme eingesetzt werden, die Leistungen im MW- bis in den GW-Bereich zur Verfügung stellen können. Um jedoch größere Mengen unregelmäßig eingespeister Energie aufnehmen und bedarfsgerecht wieder abgeben zu können, sind zentrale oder dezentrale Energie- bzw. Langzeitspeicher mit Speicherkapazitäten von mehreren TWh erforderlich. Die in Kapitel 3 beschriebenen Speicher werden den genannten Speichertypen folgendermaßen zugeordnet: Ausgehend von der Randbedingung, dass ausschließlich die stoffliche Speicherung (beispielsweise in Form von Wasserstoff oder Methan) ein ausreichendes Potential für einen saisonalen Ausgleich (z. B. mit Speicherkapazitäten bis zu mehreren Wochen und Monaten für die Überbrückung längerer Windflauten) liefern kann, werden in dieser Aufstellung lediglich diese Speichersysteme als Langzeitspeichersysteme bezeichnet. Alle weiteren Speicher fallen in dieser Aufstellung in den Bereich Kurzzeitspeichersysteme. Innerhalb dieser Gruppe der Kurzzeitspeichersysteme ergeben sich damit große Unterschiede in den Eigenschaften der einzelnen Speichersysteme (beispielsweise zwischen supraleitenden magnetischen Energiespeichern einerseits und Pumpspeicherwerken andererseits), die in der Tabelle 4-2 verdeutlicht werden. In der Zuordnung der einzelnen Speichersysteme zu den Einsatzgebieten (Tabelle 4-3) sind somit ebenfalls große Unterschiede innerhalb der Gruppe der Kurzzeitspeichersysteme zu erwarten.



Ein typischer Kurzzeitspeicher hat eher kleinere Energieinhalte, kann diese allerdings in sehr kurzer Zeit abgeben. Kurzzeitspeicher werden deshalb überall dort eingesetzt, wo das Verhältnis von benötigter Energie zu Leistung gering ist. Kennzeichnend für Systeme sind die zu erreichenden Zyklenzahlen, die sich im Bereich von 10^4 bis 10^6 bewegen können[3.1]. Da das Verhältnis von Leistung zu Energie hoch ist, sind im Verhältnis die Kosten bezogen auf die verfügbare Leistung geringer als bezogen auf den Energieinhalt. Bei typischen Energiespeichern, wie die ebenfalls genannten Flussbatterien, ist das Gegenteil der Fall; die spezifischen Kosten für die Energie sind geringer als die spezifischen Leistungskosten.

In dieser Zusammenstellung der verschiedenen Speichertechnologien sind einerseits bereits heute im Energiesystem anzutreffende und wirtschaftlich zu betreibende Speicher wie Pumpspeicherwerke aufgeführt. Andererseits sind auch Speicher berücksichtigt, die heute technisch verfügbar sind, für die jedoch derzeit noch kein marktfähiger Betrieb zu realisieren ist. In diese Kategorie fallen Speichertechnologien wie elektrochemische Speicher, Druckluftspeicher oder Schwungmassenspeicher. Andere Speichertechnologien, die im Kapitel 3 beschrieben und analysiert sind, die sich allerdings noch in der Forschung und Entwicklung befinden wie supraleitende magnetische Energiespeicher und insbesondere die stoffliche Speicherung, werden ebenfalls berücksichtigt. Speziell die letztgenannte stoffliche Speicherung lässt die notwendigen Potentiale zur Speicherung großer Energiemengen erwarten, die in zukünftigen Energiesystemen (Zeitraum nach 2022) vor dem Hintergrund des saisonalen Ausgleichs an Bedeutung gewinnen werden.

Kurzzeitspeichersysteme

- Schwungmassenspeicher
- Supraleitende Magnetische Energiespeicher
- Doppelschichtkondensatoren
- Elektrochemische Speicher
- Batterien
- Flussbatterien
- Pumpspeicherwerke
- Druckluftspeicher

Langzeitspeichersysteme

- Stoffliche Speicherung

Die Ergebnisse der in Kapitel 3 vorgenommenen Charakterisierung bezüglich der im Vordergrund stehenden Eigenschaften der verschiedenen Speichersysteme können gemäß der folgenden Tabelle 4-2 zusammengefasst werden.



Für diese Betrachtungen werden die folgenden technischen Eigenschaften herangezogen, die sich aus den zentralen Anforderungen des Kapitels 2 ergeben:

- Ansprechzeit (Aktivierungszeit, Dynamik),
- typischer realisierter Leistungsbereich
- typischer realisierter Leistungsgradient
- typische realisierte (geplante) Speicherkapazität

Da verschiedene Speichersysteme über leistungselektronische Komponenten an das elektrische Netz gekoppelt sind, können für diese Speichersysteme weitere Eigenschaften definiert werden, die einen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten. Dies sind die Fähigkeiten, zusätzlich zur Wirkleistung Blindleistung bereitzustellen oder zu beziehen, einen Beitrag zur Kurzschlussleistung (Überlastfähigkeit) in das elektrische Netz zu liefern und einen Beitrag zur Momentanreserve (vergleichbar mit rotierenden Maschinen am Netz) zu leisten. Die begrenzende Größe zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung ist jedoch durch die leistungselektronischen Komponenten zur Anbindung der Speicher gegeben. Der eigentliche Speicher verfügt typischerweise über sehr große Kurzschlussleistungen.

Zur Integration der Speichersysteme ist daher nach [4.1] die gesamte Kette vom Netzverknüpfungspunkt bis zum eigentlichen Speicherelement zu berücksichtigen, die abhängig von der Speichertechnologie verschieden ausgeführt ist.

Für den Einsatz in elektrischen Netzen ist die Bereitstellung oder Aufnahme elektrischer Leistung am Netzverknüpfungspunkt erforderlich (Abbildung 4-1). Die passende Spannung und Frequenz gewährleistet das Modul „Energiekonditionierung“, welches auch regelungstechnische Aufgaben übernimmt, d. h. Richtung und Höhe der Leistung bestimmt. Das Modul besteht aus einem Stromrichter oder einer elektrischen Maschine, im Bedarfsfall ergänzt durch einen Transformator.

Hieran angeschlossen ist das Modul „Energiewandlung“, bei potenziellen Speichern bestehend aus einer Turbine in Kombination mit einer Pumpe oder im Fall der Druckspeicher aus einem Kompressor. Bei Schwungmassenspeichern wird ein Motor/Generator eingesetzt. Auch eine Brennstoffzelle ist ein Wandler chemischer Energie in elektrische, ebenso eine Batterie, dagegen wandelt die Elektrolyse elektrische in chemische Energie. Bei den elektrischen Speichern, Kondensatoren und Spulen entfällt dieses Modul.

Das eigentliche physikalische Speicherelement speichert wie im Kapitel 3 ausgeführt elektrische, magnetische, chemische, potenzielle oder kinetische Energie.

Je nach Speichertyp können die einzelnen Module separat oder miteinander in Kombination angeordnet sein. Der Aufbau hat Einfluss auf die Freiheit einer unabhängigen Dimensionierung. Energiewandlung und -konditionierung bestimmen die maximale Austauschleistung des Speichersystems, das Speicherelement aber den Energieinhalt.

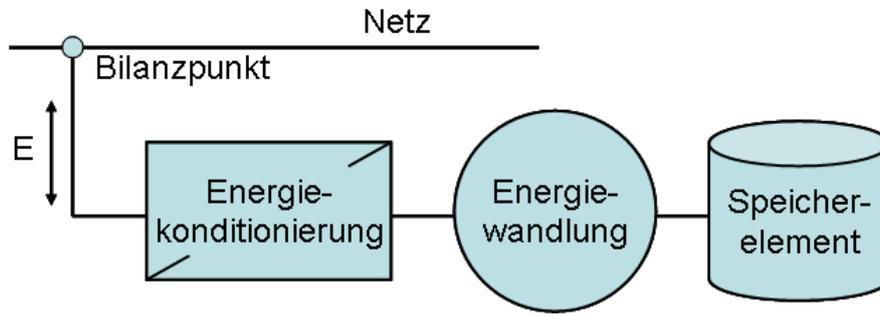


Abbildung 4-1: Aufbau eines Speichersystems [4.1]

In Tabelle 4-2 sind daher typische Werte aus Kapitel 3 aufgenommen, die durch die leitungselektronischen Komponenten mit der entsprechenden Regelung in der Energiekonditionierung realisiert sind.



Tabelle 4-2: Charakterisierung der Speichersysteme

	Anspruchzeit (Aktivierungszeit, Dynamik)	typischer realisierter Leistungs- bereich	typischer realisierter Leistungs- gradient	typische realisierte (geplante) Speicher- kapazität	Fähigkeit zur Blindleist- ungs- bereit- stellung	Beitrag zur Kurzschluss- leistung	Wirkungs- grad	Kosten bezogen auf den Energie- inhalt	Leistungs- bezogene Kosten	Lebensdauer	
										Zyklen	Jahre
Schwingungsmassen- speicher	5-20 ms	0,5-50 MW	Abhängig von Anbindung über Leistungs- elektronik	<1 MWh	ja	Abhängig von	<95 %	1000-80000 €/kWh	100-500 €/kW	10 ⁶	10-25
Supraleitende Magnetische Energiespeicher	<100 ms	<10 MW	Abhängig von Anbindung über Leistungs- elektronik	<20 MJ (=0,005MWh)	ja	Anbindung über Leistungs- elektronik	90 %	>100000 €/kWh	200-1000 €/kW	>10 ⁶	15-30
Doppelschichtkonden- satoren	<100 ms	<100 kW			ja		95 %	10000 €/kWh	100-500 €/kW	>500000	10-20
Batterien	<100 ms	<50 MW		24 MWh	ja		80 %- 95 %	150-2000 €/kWh	300-4000 €/kW	500-5000	6-20
Flussbatterien	<100 ms	2 MW		12 MWh	ja		75 %- 85 %	170-1000 €/kWh	1000-10000 €/kW	>13000	15-20
Pumpspeicherwerke	<1 min bis wenige min	100-1000 MW	<30 MW/sec	400 bis 9000 MWh	ja	ja	70 %- 80 %	100-250 €/kWh	700-1100 €/kW	>40.000	40
Druckluftspeicher	Gesamtstartzeit bis Vollast 11 min für Gasturbinenstart, 6 min für Schnellstart, 6 min. für Ladebetrieb, Umschaltzeit vom Stromerzeugung- zum Ladebetrieb 36 min und umgekehrt 16-21 min [4.2]	Bis 290 MW	s. Ansprechzeit	580 MWh	ja	ja	42 %	40-100 €/kWh Output [4.3]	k. A.	k. A.	40



	Anspruchzeit (Aktivierungszeit, Dynamik)	typischer realisierter Leistungs- bereich	typischer realisierter Leistungs- gradient	typische realisierte (geplante) Speicher- kapazität	Fähigkeit zur Blindleist- ungs- bereit- stellung	Beitrag zur Kurzschluss- leistung	Wirkungs- grad	Kosten bezogen auf den Energie- inhalt	Leistungsbe- zogene Kosten	Lebensdauer	
										Zyklen	Jahre
Stoffliche Speicherung Methan	einige h bis 1 d	bis 2 GW, PTG- Konzept: 6 MW	grobe Schätzung (10 % der max. Leistung pro Stunde), keine Info vorhanden	Spei- cherung im Erdgasnetz: 792 PJ(th) bzw. 220 TWh(th) möglich	ja, bei Rückver- stro- mung durch GuD- Kraft- werke	ja, bei Rückverstro- mung durch GuD- Kraftwerke	Max. 36 %, vgl. Tab. 3-2	k. A.	k. A.	k. A.	Ca. 30
flüssige Kraftstoffe	einige h bis 1 d	bis 10 GW	grobe Schätzung (10 % der max. Leistung pro Stunde), keine Info vorhanden	Verfügbare Kavernen- speicher: 900 PJ bzw. 250 TWh, (Mindest- menge, da Daten über andere Speicher nicht verfügbar)	mögliche weitere Nutzung zur Verstro- mung durch Ölkraft- werke →typisch e Werte	mögliche weitere Nutzung zur Verstro- mung durch Ölkraftwerke →typische Werte	mögliche weitere Nutzung zur Verstro- mung durch Ölkraft- werke →typische Werte	k. A.	25000 - 50000 US\$/bpd (barrel per day)	k. A.	Ca. 30
Elektrolyse	< 30 s aus dem Standby, 10 min aus dem OFF-Betrieb	AEL bis max. 150 MW, PEM-EL derzeit bis 100 kW, 2015 bis 2,1 MW, 2018 bis 90 MW, PEM-EL: jeweils 3fache kurzzeitige Überlastung möglich	PEM-EL, 10 % der max. Leistung pro sek. Generell: PEM flexibler als AEL	-	In Ab- hängig- keit der Netz- anbin- dung (Um- richter- techno- logie)	In Abhängig- keit der Netzanbin- dung (Umrichter- technologie)	Im optimalen Betriebs- punkt ca. 80 %	k. A.	Status: AEL: 800 – 1500 €/kW (bei Leistungen >500 kW, Druck-EL 20 % höher, PEM-EL 2000 – 6000 €/kW bei 1- 10 Nm ³ /h, erwartete Potentiale, s. Abschnitt Elektrolyse	k. A.	AEL ca. 30; PEM ca 20

Die Charakterisierung der Speichersysteme im Kapitel 3, deren wesentlichen Ergebnisse in der Tabelle 4-2 zusammengefasst sind, zeigt einerseits große Unterschiede zwischen den verschiedenen Speichersystemen, andererseits ergeben sich auch innerhalb der Gruppe eines Speichersystems große Unterschiede je nach spezifischer Realisierung. Die Unterschiede im Vergleich der verschiedenen Speichersysteme auf der technischen Seite wie zum Beispiel typische Leistungsbereiche, Speicherkapazitäten und Ansprechzeiten sind für die folgende Zuordnung zu den Einsatzgebieten zu berücksichtigen. Für die weiterhin betrachteten wirtschaftlichen Fragestellungen sind die ebenfalls aufgeführten Angaben zu Kosten und Lebensdauer der verschiedenen Speichertechnologien von Bedeutung.

Die aus der Tabelle 4-2 zu entnehmenden großen Unterschiede innerhalb einer Gruppe von Speichersystemen zeigen auf, dass noch größere Unsicherheiten etwa bezüglich der Eigenschaft „Kosten von Speichertechnologien“ bestehen. Ein Grund kann darin gesehen werden, dass bisher nur wenige Speichersysteme speziell für die Anforderung, einen Beitrag zur Systemsicherheit zu liefern, realisiert sind. Die Daten beruhen daher auf Anlagen, die zwar die Speichertechnologie einsetzen aber nicht auf diesen speziellen Anwendungsfall optimiert sind.

Anhand der zentralen Anforderungen an Speichersysteme aus Kapitel 2 nach Einsatzgebieten und der Charakterisierung der Speichersysteme aus Kapitel 3 erfolgt in Tabelle 4-3 eine Zuordnung von Speichern zu Einsatzgebieten. Bei dieser groben Zuordnung erfolgt im Wesentlichen ein Ausschluss einiger Speichertechnologien für bestimmte Einsatzgebiete. Für Kombinationen, die mit einem (F) gekennzeichnet sind, besteht noch besonderer Forschungsbedarf.

Zeichenerklärung:

- ++ Speichersystem für Einsatzgebiet sehr gut geeignet
- + Speichersystem für Einsatzgebiet geeignet
- Speichersystem für Einsatzgebiet eher nicht geeignet
- Speichersystem für Einsatzgebiet ungeeignet
- F Forschungsbedarf



Tabelle 4-3: Zuordnung der Speichertechnologien zu möglichen Einsatzgebieten (RL: Regelleistung)

	Momentanreserve	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve	Reserve für saisonalen Ausgleich
Schwingungsmassenspeicher	++	+F	-	--	--
Supraleitende Magnetische Energiespeicher	++	--	--	--	--
Doppelschichtkondensatoren	+	--	--	--	--
Batterien	+	++ ²¹	+	+	-
Pumpspeicherwerke	++	+	++	++	- ²²
Druckluftspeicher (adiabat)	++(++)	+(-)	++(+)	++(+)	-(F)
Stoffliche Speicherung	F	F	F	F	F
Elektrolyse (negative RL)	--	++F	++F	++F	++
Rückverstromung (negative RL)	++ Gas-Dampf-Turbine	++ Gas-Dampf-Turbine	++ Gas-Dampf-Turbine	++ Gas-Dampf-Turbine	++ Gas-Dampf-Turbine
Demand Side Management	-	+	+	+	-
Erzeugungsmanagement	-	+	+	+	-
Flexible Kraftwerke	++	++	++	+	-

²¹ Aufgrund des derzeit geltenden langen Zeitraums der Leistungserbringung (1 Woche) ist eine Besicherung / Poolung erforderlich.
²² Größere Speicherpotentiale sind ggf. im Ausland realisierbar.

Die Ergebnisse der Tabelle 4-3 und die anschließenden Betrachtungen zur Zuordnung der Speichertechnologien zu den verschiedenen Netzebenen bestätigen, dass Speichertechnologien einen Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit liefern können. Allerdings sind, je nach Einsatz, die unterschiedlichen Eigenschaften der Speichersysteme zu berücksichtigen bzw. führen diese dazu, dass einzelne Speichertechnologien für bestimmte Einsatzgebiete schlechter oder auch nicht geeignet sind. Gut geeignet erscheinen die meisten Speichertechnologien für die Anforderungen in kleineren Zeitbereichen und mit kleineren bereitzustellenden Kapazitäten. Für größere Zeitbereiche oder Kapazitäten, die auch eine Reserve für den saisonalen Ausgleich beinhalten, sind Speichertechnologien wie die stoffliche Speicherung in Form von Großanlagen einsetzbar. Diese sind entsprechend im Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz anzusiedeln. Hier ergibt sich derzeit aber noch ein erheblicher Forschungsbedarf, da derartige Anlagen für diesen Anwendungsfall noch nicht großtechnisch umgesetzt sind. Die gute Eignung der Rückverstromung mittels Gas- und Dampfturbinen für die verschiedenen Einsatzgebiete verdeutlicht erneut die im Zusammenhang mit Tabelle 4-1 erläuterte Entstehung der speziellen Anforderungen an Anlagen, die einen Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit liefern. Gas- und Dampfturbinen sind auch im bestehenden Energiesystem eine Komponente, die für diese Aufgaben eingesetzt werden, dabei allerdings nicht mit gespeicherten Gasen aus einer Elektrolyse, die überschüssige elektrische Energie nutzt.

Neben den Zuordnungen von Speichertechnologien zu Einsatzgebieten ist für die weiteren Untersuchungen auch die Anbindung dieser Speichersysteme in den verschiedenen Spannungsebenen (Netzebenen) des elektrischen Netzes zu berücksichtigen. In Abbildung 4-2 ist der Zusammenhang der einzelnen Spannungsebenen und der typische Leistungsbereich von in diesen Spannungsebenen angeschlossenen Lasten und Verbraucher dargestellt. Da die Auslegung des elektrischen Netzes unter Berücksichtigung dieser Ein- bzw. Ausspeiseleistungen (Leistungsbereiche) erfolgt ist, werden zukünftig auch die Speichersysteme abhängig von ihrem Leistungsbereich in den verschiedenen Spannungsebenen anzusiedeln sein.

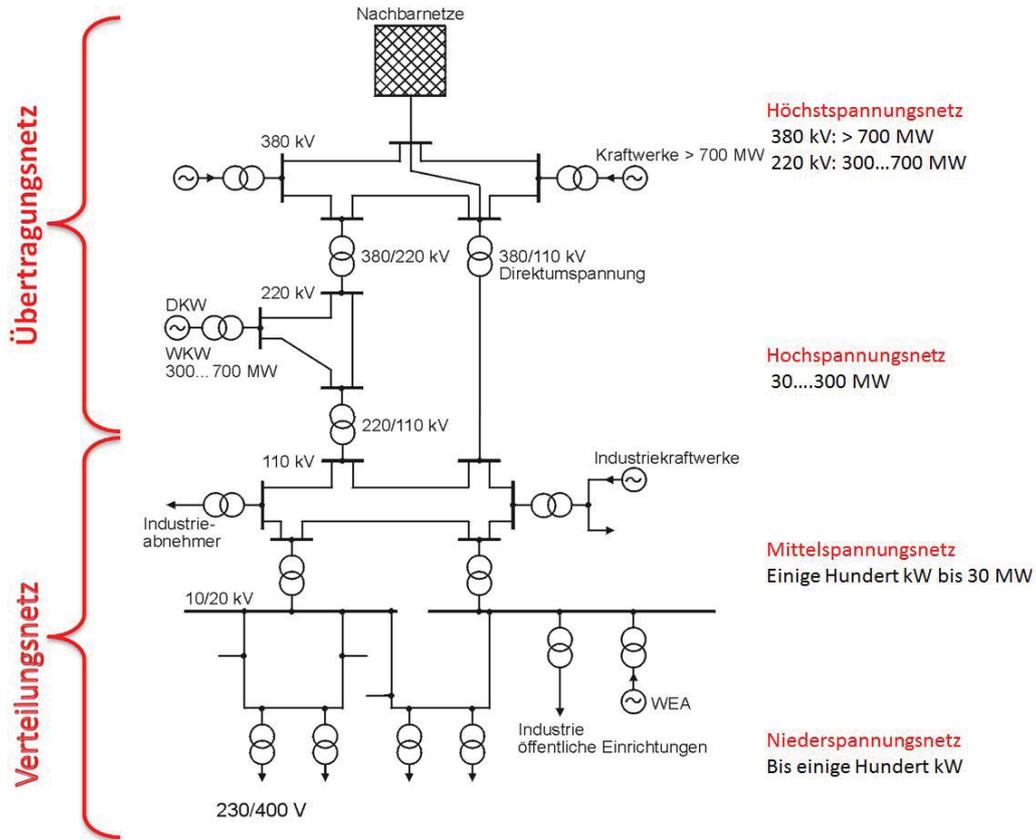


Abbildung 4-2: Übersicht zu Netzebenen und Leistungsklassen

Ausgehend von den dargestellten typischen Leistungsbereichen der Anschlussleistung und den typischen (realisierten bzw. zu erwartenden) Leistungsbereichen der einzelnen Speichertechnologien aus Tabelle 4-2 können die Speichertechnologien den Netzebenen zugeordnet werden, was der Tabelle 4-4 zu entnehmen ist. Da die konkrete Auslegung eines Speichersystems zu erheblichen Unterschieden in den Leistungsbereichen auch innerhalb einer Speichertechnologie (beispielsweise die Rückverstromung von Methan entweder im kleinen Leistungsbereich mittels Brennstoffzellen oder Block-Heiz-Kraftwerken oder im größeren Leistungsbereich mittels Gasturbinen) kommen kann, sind Mehrfachzuordnungen zu Netzebenen möglich.



Tabelle 4-4: Zuordnung von Speichertechnologien und Netzebenen

	Speichertechnologie							
	Schwingmassen-speicher	Supraleitende Magnetische Energiespeicher	Doppelschicht-kondensatoren	Elektrochemische Speicher	Pumpspeicher-werke	Druckluftspeicher	Elektrolyse	Rückverstromung
NS-Netz	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja
MS-Netz	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein (Ja)	Nein (Ja)	Ja	Ja
HS-/ HöS-Netz	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Aus dieser Zuordnung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen bezüglich der Verantwortlichkeiten für die Errichtung, den Betrieb, den Einsatz und die Steuerung von Speichern sowie der technischer Vorrichtungen zur Steuerung von Speichern, die in den folgenden Kapiteln 4.3 und 4.5 dargestellt sind.

Zwischenfazit

Die Ergebnisse der Tabelle 4-3 und die anschließenden Betrachtungen zur Zuordnung der Speichertechnologien zu den verschiedenen Netzebenen bestätigen, dass Speichertechnologien einen Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit liefern können. Allerdings sind, je nach Einsatz, die unterschiedlichen Eigenschaften der Speichersysteme zu berücksichtigen bzw. führen diese dazu, dass einzelne Speichertechnologien für bestimmte Einsatzgebiete schlechter oder auch nicht geeignet sind. Gut geeignet erscheinen die meisten Speichertechnologien für die Anforderungen in kleineren Zeitbereichen und mit kleineren bereitzustellenden Kapazitäten. Für größere Zeitbereiche oder Kapazitäten, die auch eine Reserve für den saisonalen Ausgleich beinhalten, sind Speichertechnologien wie die stoffliche Speicherung in Form von Großanlagen einsetzbar. Diese sind entsprechend im Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz anzusiedeln. Hier ergibt sich derzeit aber noch ein erheblicher Forschungsbedarf, da derartige Anlagen für diesen Anwendungsfall noch nicht großtechnisch umgesetzt sind. Die gute Eignung der Rückverstromung mittels Gas- und Dampfturbinen für die verschiedenen Einsatzgebiete verdeutlicht erneut die im Zusammenhang mit Tabelle 4-1 erläuterte Entstehung der speziellen Anforderungen an Anlagen, die einen Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit liefern. Gas- und Dampfturbinen sind auch im bestehenden Energiesystem eine Komponente, die für diese Aufgaben eingesetzt werden, dabei allerdings nicht mit gespeicherten Gasen aus einer Elektrolyse, die überschüssige elektrische Energie nutzt.



4.2 Bewertung der Einsatzgebiete und signifikanter Nutzen von Energiespeichern für die Systemstabilität

Bisherige Erbringer von Systemdienstleistungen zeichnen sich vor allem durch hohe Zuverlässigkeit und lange Erbringungsdauer bzw. lange Vorhaltezeiten aus und speisen ihre Regelleistung in Form von Wirkleistung in das Übertragungsnetz ein. Diesen Anforderungen entsprechen zum jetzigen Zeitpunkt vor allem große technologisch teilweise ausgereifte Speichertechnologien wie Pumpspeicherwerke (PSW) (bspw. das Pumpspeicherwerk in Goldisthal) oder Druckluftspeicher (bspw. das diabate Druckluftspeicherkraftwerk in McIntosh, USA). In der Praxis erbringen auch PSW Regelleistung nicht als Einzelanlage, sondern innerhalb eines Anlagenpools. Zum jetzigen Zeitpunkt drängen erste Batteriespeicher (Natrium-Schwefel- oder Lithium-Ionen-Batterien) auf den Markt. Die Einspeiseleistung dieser Batterien liegt bei ca. 1 MW. Deren Speicherkapazität ist so bemessen, dass die Einspeise- bzw. Ausspeiseleistung innerhalb von fünfzehn Minuten geliefert werden kann. Batterien dieser Größenordnung werden an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Unter Beachtung der derzeit geltenden Präqualifikationsanforderungen sind Batterien nur innerhalb eines Anlagenpools in der Lage, am Regelleistungsmarkt aktiv mitzuwirken. So werden in der Regelzone der Vattenfall Natrium-Schwefel-Batterien mit einer Leistung von etwa 1 MW im Anlagenpool mit konventionellen Kraftwerken zur Erbringung von Primärregelleistung betrieben. Zusätzlich zu den Batterien im Mittelspannungsnetz ist eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt von kleineren Speichern, wie sie in Zukunft vermehrt in Wohnhäusern mit PV-Anlagen anzutreffen sind, denkbar. Diese kleinen Speichereinheiten müssen ebenfalls zu virtuellen Kraftwerken aggregiert werden, um Regelenenergie anbieten zu können. Es bleibt also festzuhalten, dass kleine Speicher die sich zur Erbringung von Systemdienstleistungen präqualifizieren, diese im Anlagenpool über mehrere Spannungsebenen erbringen werden müssen, da bisher keine Speichertechnologie auf dem Markt existiert, die die notwendige Dynamik zusammen mit der relativ langen Erbringungsdauer gewährleistet. Stattdessen existiert zum gegebenen Zeitpunkt eine Fülle an unterschiedlichen Speichertechnologien und jede hat abhängig von ihren Charakteristika gewisse Vor- und Nachteile hinsichtlich ihres Einsatzgebietes. Es erfolgt eine Bewertung des Beitrags dieser Speichertechnologien zum Erhalt der Systemicherheit aus netztechnischer Sicht.

Diese gesonderte Betrachtung aus Sicht der Netzicherheit und Systemstabilität ist erforderlich, weil mögliche durch das Netz verursachte Einschränkungen und zusätzliche Anforderungen bislang unberücksichtigt geblieben sind. Über das Erbringen von Systemdienstleistungen hinaus erfolgt eine Bewertung der Speichertechnologien hinsichtlich der Erfüllung von weiteren systemsicherheitsrelevanten Aufgaben im Netzverbund. So können Speicher in Zukunft in der Netzengpassbeseitigung eine gewichtige Rolle spielen.

Die Basis dieser Untersuchungen ist die durchgeführte erste Zuordnung der Speichertechnologien zu den einzelnen Systemdienstleistungen im vorangegangenen Kapitel. Hier erfolgen weiterhin eine Detaillierung dieser Zuordnung aus netztechnischer Sicht und eine Bewertung, welche Einsatzgebiete und welche Speichertechnologien einen signifikanten Nutzen für die Erbringung von Systemdienstleistungen und somit einen



wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität erwarten lassen. Diese Detaillierung und Bewertung wird in drei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt werden Bewertungskriterien für den Einsatz von Speichersystemen aus Sicht der Systemsicherheit identifiziert. Im zweiten Schritt erfolgt darauf aufbauend eine Einschätzung der Bedeutung dieser Kriterien für die einzelnen Systemdienstleistungen in Form von Rankings dieser Kriterien. Im dritten und letzten Schritt werden dann die wichtigsten Kriterien den einzelnen Systemdienstleistungen zugeordnet. Im Ergebnis stehen dann die Bewertung der Eignung der verschiedenen Speichertechnologien zur Erbringung von einzelnen Systemdienstleistungen und damit eine eindeutige Zuordnung der verschiedenen Speichertechnologien zu spezifischen Systemdienstleistungen zur Verfügung.

4.2.1 Bewertungskriterien der Speichersysteme

Für eine sinnvolle Bewertung werden zunächst Bewertungskriterien identifiziert, die aus netztechnischer Sicht und für die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit beim Einsatz von Speichersystemen für die Erbringung von Systemdienstleistungen relevant sind. Diese Kriterien werden im Folgenden kurz beschrieben und gleichzeitig ihre Bedeutung für die einzelnen Systemdienstleistungen herausgearbeitet. Das daraus resultierende Ranking der Bedeutung für die Systemdienstleistungen ist in Tabelle 4-6 im Hinblick auf die Netzsicherheit zusammenfassend dargestellt. Die Pfeile in der Tabelle 4-6 verdeutlichen, dass aufgrund der kurz- bis mittelfristig vorgenommenen Änderungsmaßnahmen im Netzverbund und im Kraftwerkspark ein Platzwechsel zwischen den einzelnen Maßnahmen in der Ranking-Liste möglich ist.

Als wesentliche Kriterien für die Bewertung der Speichersysteme aus Sicht der Netzsicherheit sind zu nennen:

- Kapazität

Ein wesentliches Einteilungs- und Beurteilungskriterium von Speichern zur Erbringung von Systemdienstleistungen, aber auch von anderen sicherheitsrelevanten Maßnahmen im Netzverbund stellt die vom Speicher zu realisierende Speicherkapazität dar. Diese wird in MWh angegeben. Die Tabelle 4-6 stellt dar, für welche systemsicherheitsrelevante Maßnahmen und Systemdienstleistungen eine möglichst große Kapazität am wichtigsten ist. Die saisonale Speicherung steht mit einer Erbringungsdauer bzw. Aufnahmedauer von mehreren Monaten sicherlich auf Platz eins dieser Ranking-Liste. Die Stundenreserve und die Erbringung von Redispatch-Maßnahmen stellen ebenfalls sehr hohe Anforderungen an die Kapazität der dafür eingesetzten Speicher. Die Vorhaltdauer der Redispatch-Maßnahmen wurde in Kapitel 4.1 mit 4 Stunden angegeben. Die hohe Anforderung an die Kapazität ergibt sich jedoch aufgrund der in letzter Zeit rasant angestiegenen Häufigkeit der Redispatch-Maßnahmen. So mussten laut [4.3] an der 380-kV-Trasse zwischen Redwitz und Remptendorf im Regelzonenbereich der TenneT im Winterhalbjahr 2011/2012 rund 2 TWh Kapazität innerhalb von 2000 Stunden erbracht werden. Aus der Tabelle 4-5 ist weiterhin ersichtlich, dass die Anzahl der Stunden für Redispatch-Maßnahmen im Vergleich zum Vorjahr an dieser Trasse um +148 % zugenommen hat. Auch alle anderen



von Redispatch-Maßnahmen betroffenen Trassen erfahren ebenfalls eine rasant gestiegene Anzahl der Maßnahmen. Dieser Trend wird in Zukunft durch Netzausbau- und Flexibilisierungsmaßnahmen wie Leiterseilmonitoring abgefedert [4.5]. Dagegen kann jedoch das Argument der zunehmend steigenden Anzahl volatiler Einspeisungen aus regenerativen Quellen gebracht werden (Nord-Süd-Gefälle) [4.4]. Es ist also an dieser Stelle fest zu halten, dass Redispatch-Maßnahmen im Ranking für Kapazität in der Tabelle 4-6 die Stundenreserve vom Platz zwei ablösen könnten. Diese von vielen Faktoren wie Netzausbau, Flexibilisierungsmaßnahmen und Zunahme volatiler Einspeisung im Norden und Süden abhängige Unsicherheit hinsichtlich der Relevanz von Kapazität für Stundenreserve und Redispatch ist in Tabelle 4-6 durch Pfeile dargestellt.

- Wirkleistung

Die Einspeisewirkleistung des Speichers ermöglicht eine Zuordnung und Bewertung der Speichertechnologien zu den einzelnen Systemdienstleistungen und systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen, da die Präqualifikationsbedingungen aus Gründen der Systemsicherheit klare Grenzen hinsichtlich der Einspeisewirkleistung setzen. Somit ist dieser Aspekt zur Erbringung von PRL im Ranking in der Tabelle 4-6 auf dem letzten Platz, da durch die Beschlusskammer der Bundesnetzagentur die Mindestleistung auf $\pm 1\text{MW}$ festgesetzt wurde, um Speichertechnologien mit kleinen Ansprechzeiten den Zugang zur Teilnahme an der Erbringung von PRL zu ermöglichen [4.10]. Diese Größe liegt eindeutig niedriger als die Einspeiseleistungen für andere Regelenergiearten. Aus rein technischen Gründen wurde Momentanreserve weiter oben angesiedelt, da aus regelungstechnischen Überlegungen einer Störung in den ersten Millisekunden bis Sekunden durch hohe Einspeise- bzw. Aufnahmeleistungen am wirksamsten begegnet werden kann. Die Pfeile zwischen Redispatch und saisonaler Speicherung verdeutlichen auch in diesem Ranking, dass keine eindeutige Aussage hinsichtlich der Wichtigkeit des Bewertungskriteriums („Wirkleistung“) für Redispatch oder saisonaler Speicherung möglich ist.

- Dynamik

Die Systemdienstleistungen stellen unterschiedliche Anforderungen an die Dynamik der zur Verfügung gestellten Regelleistung. So muss der Speicher beispielsweise im Falle eines Abrufs einer der Systemdienstleistungen von einem beliebigen Arbeitspunkt aus die vorgegebenen Leistungsgradienten erbringen können. Die höchsten Anforderungen bestehen sicherlich hinsichtlich der Teilnahme an der Momentanreserve, die geringsten für saisonale Speicherung. Die Redispatch-Maßnahmen haben ca. fünfzehn Minuten Zeit zur Durchführung von Netzsicherheitsberechnungen wie Verletzung des (n-1)-Kriteriums [4.6]. Es ist jedoch auch hier zurzeit keine eindeutige Aussage möglich, da grundsätzlich zwischen kurativen Redispatch-Maßnahmen auf Basis von Online-Netzberechnungen und präventiven Redispatch-Maßnahmen auf Basis von Vorschau-Netzberechnungen zu unterscheiden ist. Die eindeutige Standardisierung von Rahmenbedingungen zur Erbringung von Redispatch ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch in der Entwicklungsphase [4.7, 4.8]. Der allgemeine Wert für den Zeitrahmen von fünfzehn Minuten wurde von den meisten Übertragungsnetzbetreibern auf unsere Anfrage hin als Richtwert



genannt. Daher werden Redispatch-Maßnahmen zwischen Minutenreserve und Stundenreserve platziert.

- **Zyklenfestigkeit**

Die Zyklenfestigkeit ist ein wesentlicher Aspekt hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen. So wird beispielsweise die SRL häufiger als die PRL abgerufen, da die meisten Bilanzierungsvorgänge im Elektroenergiesystem, wie beispielsweise Regelleistungsbedarf, aufgrund von Lastprognosefehlern und Lastrauschen (schnellere Vorgänge), Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Einspeisung (schnellere Vorgänge) und Fahrplansprüngen überwiegend im Zeitbereich der Sekundärregelung liegen [4.9].

- **Teillastfähigkeit**

Ein weiteres wichtiges Bewertungskriterium ist die Teillastfähigkeit der Speichersysteme. Damit ist die Fähigkeit der Speichersysteme zu einer zwar sehr häufigen Erbringung der Regelleistung, jedoch selten zur Erbringung dieser in voller Höhe gemeint. Der Speicher wird also sehr selten im Volllastbereich betrieben, dafür jedoch sehr oft im Teillastbereich. Hier spielt die PRL die dominierende Rolle. Die volle ausgeschriebene und bezuschlagte PRL ist bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz in voller Höhe zu erbringen. Aus dem linken Teil der Abbildung 4-3 ist zu entnehmen, dass eine Frequenzabweichung von ± 200 mHz im Verbundnetz der ENTSO-E ein glücklicherweise seltenes Ereignis ist. Für eingesetzte Speichersysteme bedeutet dies, dass sie vorzugsweise hohe Zuverlässigkeit, Zyklenfestigkeit und Wirkungsgrad gerade im Teillastbereich aufweisen müssen. Daher ist eine hohe Teillastfähigkeit zur Erbringung von PRL ein sehr wichtiger Faktor.

- **Kurzschlussleistung**

Ein weiteres wichtiges Kriterium für die Bewertung der Speichertechnologien ist deren Einfluss auf die Kurzschlussleistung an den einzelnen Knoten in den verschiedenen Spannungsebenen. Aufgrund der Veränderungen des Kraftwerksparks im Rahmen der Energiewende ergeben sich auch Veränderungen der Kurzschlussleistungen im Verbundnetz. Die an Knoten zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung ist für die elektrische und mechanische Auslegung der Netzkomponenten maßgebend. Sie ist gleichzeitig ein Maß für die Spannungsstabilität und die Parametrisierung der Schutzsysteme. Eine Reduzierung der Kurzschlussleistung im Verbundnetz bringt eine Erhöhung der Verluste mit sich. Qualitativ genaue Aussagen hinsichtlich des bevorstehenden Umfangs der Änderungen der Kurzschlussleistungen im Verbundnetz sind ohne umfangreiche Netzuntersuchungen nicht möglich. Zum einen wird die Kurzschlussleistung im Verbundnetz durch den von der Bundesnetzagentur forcierten Leitungsausbau erhöht. Dies ist ein positiver Effekt des Netzausbaus. Zum anderen sinkt die Kurzschlussleistung aufgrund der Abschaltung von großen thermischen Kraftwerkseinheiten (Kernenergieausstieg und altersbedingte Kraftwerksstilllegungen).

Eine Analyse der Auswirkungen der Speichertechnologien auf die Kurzschlussleistung ist u. a. auch abhängig von der Netztopologie und kann nur durch detaillierte Netzberechnungen angegeben werden. Es werden deshalb hier nur qualitative Auswirkungen genannt und beschrieben. Daher kann dem Aspekt der Kurzschlussleistung in der Tabelle

4-6 nicht die gleiche Beachtung geschenkt werden wie den anderen Aspekten. Diese wird somit nicht aufgeführt.

Generell lässt sich jedoch festhalten, dass Speichersysteme mit konventionellen Generatoren, wie unter anderem PSW und Druckluftspeicher, die Kurzschlussleistung merklich erhöhen, während über Umrichter angeschlossene Speicher nur einen geringen Beitrag zur Kurzschlussleistung liefern können. Die gleiche Aussage trifft ebenfalls auf an das Netz angeschlossene dezentrale Erzeuger auf Basis erneuerbarer Energien zu.

Tabelle 4-5: Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz [4.3]

Betroffenes Netzelement	Anzahl Stunden	MWh	Veränderungen im Vergleich zum WH 2010/2011
			Stunden
Redwitz - Remptendorf	2000	2.140.997	+148 %
Helmstedt - Wolmirstedt	326	24.021	+78 %
UW Kriegsbrunn	308	50.051	+30.800 %
Lehrte - Mehrum	212	17.877	+523 %
Vierraden – Krajnik	177	18.528	+17.700 %
UW Conneforde	102	25.935	+10.200 %
Röhrsdorf – Hradec	57	15.495	+5.700 %
Vieselb./Eisen. – Meckar	50	2.470	-35 %
Audorf – Hamburg	0	0	-100 %

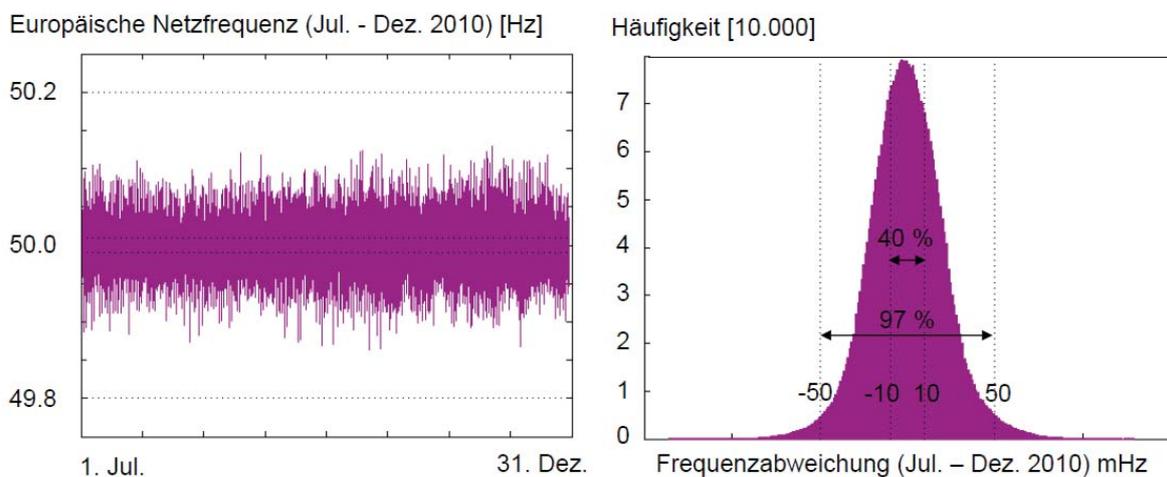


Abbildung 4-3: Darstellung der Frequenz im zentraleuropäischen Verbundnetz. [4.2]



Tabelle 4-6: Rankings der einzelnen Systemdienstleistungen und Aufgaben bezüglich der Speichereigenschaften

<p>Dynamik</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Momentanreserve 2. Primärregelleistung 3. Sekundärregelleistung 4. Minutenreserve 5. Redispatch 6. Stundenreserve 7. Schwarzstartfähigkeit 8. Saisonale Speicherung 	<p>Kapazität</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Saisonale Speicherung 2. Schwarzstartfähigkeit 3. Stundenreserve 4. Redispatch 5. Minutenreserve 6. Sekundärregelung 7. Primärregelung 8. Momentanreserve
<p>Wirkleistung</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Redispatch 2. Saisonale Speicherung 3. Schwarzstartfähigkeit 4. Momentanreserve 5. Sekundärregelleistung 6. Minutenreserve 7. Stundenreserve 8. Primärregelleistung 	<p>Zyklusfestigkeit</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sekundärregelleistung 2. Momentanreserve 3. Primärregelleistung 4. Minutenreserveleistung 5. Redispatch 6. Stundenreserve 7. Saisonale Speicherung 8. Schwarzstartfähigkeit
<p>Teillastfähigkeit</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Primärregelung 2. Momentanreserve 3. Sekundärregelung 4. Minutenreserve 5. Stundenreserve 6. Redispatch 7. Saisonale Speicherung 8. Schwarzstartfähigkeit 	<p>Zuverlässigkeit</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Primärregelung 2. Sekundärregelleistung 3. Momentanreserve 4. Minutenreserve 5. Redispatch 6. Stundenreserve 7. Saisonale Speicherung 8. Schwarzstartfähigkeit

4.2.2 Gewichtung der Zuordnung von Speichersystemen zu Systemdienstleistungen aus Sicht der Netzsicherheit

Aus der Tabelle 4-6 ergibt sich schließlich eine nahvollziehbare Zuordnung der einzelnen Speicherkonzepte zu den Systemdienstleistungen bzw. zu weiteren systemsicherheitsrelevanten Aufgaben. Diese Zuordnung ist als Endergebnis in der Tabelle 4-7 zusammengefasst und verdeutlicht ein Ranking der Speichertechnologien zu den Systemdienstleistungen. Dieser Zuordnung vergleichend gegenübergestellt ist die heutige Situation, die in Tabelle 4-8 wiedergegeben ist. Das Ranking ist so aufgebaut, dass die nicht schattierten Felder die für jede Systemdienstleistung am wichtigsten erscheinende Speichertechnologie darstellen. Die schattierten Felder verdeutlichen, dass ein Einsatz nur bedingt möglich ist. Entweder ist die Technologie noch nicht marktreif oder ein Einsatz ist nur im Zusammenschluss mit anderen Technologien möglich. Die Schattierung nimmt nach unten hin zu und verdeutlicht die sinkende Signifikanz der einzelnen Speichertechnologien im Hinblick auf die Erbringung der einzelnen Systemdienstleistungen.

Nachfolgend wird eine Erklärung der Zuordnung, die in Tabelle 4-7 zu finden ist, und eine Verdeutlichung anhand von Beispielen vorgenommen.



- Momentanreserve

Für die Momentanreserve eignen sich Speicherkonzepte mit Synchrongeneratoren wie Pumpspeicher und Druckluftspeicher am besten. Die notwendige hohe Dynamik zur Erbringung der Momentanreserve folgt aus dem Trägheitsmoment rotierender Massen. Zum jetzigen Zeitpunkt existiert für die Momentanreserve noch kein Marktmechanismus. Der Einsatz aller anderen Speichersysteme zur Erbringung der Momentanreserve ist nur bedingt möglich. Außer bereits eingesetzten Pumpspeicherwerken kann neben Druckluftspeichern den Schwungmassenspeichern zukünftig eine gewichtige Rolle zur Erbringung der Momentanreserve bescheinigt werden [4.11]. Schwungmassenspeicher zeichnen sich durch ihre hohe Dynamik, vor allem aber durch hohe Zyklenfestigkeit aus.

- Primärregelleistung (PRL)

Die PRL stellt die einzige Systemdienstleistung dar, für die bereits zum jetzigen Zeitpunkt einsatzfähige Konzepte auf dem Markt existieren [4.12, 4.2]. In diesem Einsatzbereich haben sich bisher vor allem zwei Technologien durchgesetzt. Batterien und Schwungmassenspeicher [4.13]. Der Bereich der PRL eignet sich bestens für dynamische Speichertechnologien, da die Erbringungsdauer innerhalb eines Anlagenpools mit fünfzehn Minuten und die kürzlich reduzierte Mindesteinspeiseleistung die wesentlichsten Hürden für den Speichereinsatz entscheidend mindern. Im Gegensatz zu anderen bereits etablierten Speichersystemen wie Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicher speisen Schwungmassenspeicher und Batterien aufgrund der geringen Einspeiseleistung jedoch in das Verteilnetz ein. Darüber hinaus erfolgt die Erbringung der PRL durch Batterien oder Schwungmassenspeicher aufgrund der zurzeit vorherrschenden Mindestanforderungen seitens der Bundesnetzagentur nur innerhalb eines Anlagenpools. Es muss an dieser Stelle unbedingt eine zuverlässige Kommunikation innerhalb der gesamten Regelzonen und auf unterschiedlichen Spannungsebenen sichergestellt sein, um eine hohe Zuverlässigkeit zur Erbringung der systemrelevanten PRL aufrecht zu erhalten. Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicherwerke eignen sich prinzipiell für die Erbringung von PRL, müssen aber im Vergleich zu Batterien und Schwungmassenspeichern deutliche Einbußen hinsichtlich der Dynamik und Zyklenfestigkeit hinnehmen²³. Unter Berücksichtigung der momentan geltenden Bedingungen für Präqualifikation („Poolung“ von Anlagen, Besicherung durch Dritte) wird der Einsatz von Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern den dynamischen Konzepten wie Batterien und Schwungmassenspeichern untergeordnet. Die Batterien finden in dieser Regelleistungsart die größte Signifikanz, da deren Technologie bereits erfolgreich eingesetzt wird [4.12]. Bei den Schwungmassenspeichern existieren bereits Prototypen, die zur Frequenzhaltung eingesetzt werden [4.13]. die im Ranking nach den Druckluftspeichern folgenden, aufgelisteten Speichertechnologien eignen sich nur bedingt zur Erbringung von PRL.

²³ siehe Tabelle 4-1



- Sekundärregelleistung (SRL)

Die SRL ist genauso wie die PRL systemsicherheitsrelevant. Der jährliche Bedarf an SRL ist jedoch mehr als doppelt so hoch wie der der PRL [4.10], da die Abrufhäufigkeit der SRL viel höher ist [4.9]. Die SRL setzt mit 5 Minuten Ansprechzeit²⁴ keine hohen Ansprüchen an die Dynamik. Jedoch ist die Erbringungsdauer von mindestens 4 Stunden auch innerhalb eines Anlagenpools für Batterien und Schwungmassenspeicher eine zurzeit nicht zu schaffende Hürde. Auch andere Technologien wie SMES oder Doppelschichtkondensatoren haben zurzeit viel zu geringe Speicherkapazitäten, um an dem Sekundärregelleistungsmarkt tätig zu werden. Diese Technologien werden genauso wie Schwungmassenspeicher und Batterien nicht in der Tabelle 4-7 unter SRL aufgeführt. Stattdessen versprechen stoffliche Speicher und diesbezüglich insbesondere die Elektrolyse in diesem Bereich großes Potential, da sie über ausreichende Dynamik, Einspeiseleistung und Kapazitäten verfügen (s. Abschnitt 3.1.7.1). Jedoch befindet sich diese Technologie noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Daher wird diese Technologie in der Tabelle 4-7 schattiert dargestellt. Auch der Rückverstromung von Wasserstoff und SNG durch eine Gas- und Dampfturbine wird ein großes Potential zur Erbringung von SRL zugesprochen (siehe Tabelle 4-3).

- Minutenreserve

Bei der Minutenreserve rücken Speicher mit den größten Kapazitäten in den Vordergrund. Hier könnte die Elektrolyse-Technologie einen wesentlichen Beitrag leisten. Auch die Rückverstromung von Wasserstoff und SNG durch eine Gas- und Dampfturbine kann hier erfolgreich eingesetzt werden.

- Redispatch

Für Redispatch-Aufgaben stellen die Pumpspeicherwerke noch immer die beste Lösung dar. Ähnlich wie bei der Minutenreserve besitzen die Elektrolyse und die Rückverstromung kurz- bis mittelfristig das größte Potential zum Einsatz für Redispatch-Maßnahmen.

- Schwarzstartfähigkeit

Der Aspekt der Schwarzstartfähigkeit bzw. des Versorgungswiederaufbaus wird im Kapitel 2.4 analysiert. Für diese Systemdienstleistung lassen sich die Pumpspeicherwerke sowie die Druckluftspeicher als am besten geeignete Speicher detektieren.

²⁴ Zeit zur Erbringung von 100%

Kapitel 4

Tabelle 4-7: Zuordnung und Gewichtung von Speichertechnologien sowie weiterer Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und weiteren systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen im zukünftig zu erwartenden Energiesystem

Momentanreserve	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung
1.Schwungmassenspeicher	1.Batterien	1.Pumpspeicherwerke
2.Flexible Kraftwerke	2.Schwungmassenspeicher	2.Flexible Kraftwerke
3.Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine	3.Flexible Kraftwerke	3.Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine
4.Pumpspeicherwerke	4.Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine	4.Elektrolyse, negative RL
5.Druckluftspeicher	5.Pumpspeicherwerke	5.Batterien
6.Supraleitende Magnetische Energiespeicher	6.Druckluftspeicher	6.Druckluftspeicher
7.Batterien	7.Elektrolyse, negative RL	7.Demand Side Management
8.Doppelschichtkondensatoren	8.Demand Side Management	8.Erzeugungsmanagement
	9.Erzeugungsmanagement	

Minutenreserve	Redispatch	Schwarzstartfähigkeit
1.Pumpspeicherwerke	1.Pumpspeicherwerke	1. Pumpspeicherwerke
2.Druckluftspeicher	2.Druckluftspeicher	2. Druckluftspeicher
3.Flexible Kraftwerke	3.Flexible Kraftwerke	3. Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine
4.Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine	4.Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine	4. Batterien
5. Elektrolyse, negative RL	5.Elektrolyse	
6. Demand Side Management		
7.Erzeugungsmanagement		

Reserve für saisonalen Ausgleich
1.Elektrolyse
2.Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine

Tabelle 4-8: Zuordnung und Gewichtung von Speichertechnologien sowie weiterer Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und weiteren systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen zum heutigen Zeitpunkt.

Momentanreserve	Primärregelleistung
1. Flexible Kraftwerke	1. Flexible Kraftwerke
2. Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine	2. Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine
3. Pumpspeicherwerke	3. Pumpspeicherwerke
4. Druckluftspeicher	4. Druckluftspeicher
	5. Demand Side Management

Sekundärregelleistung	Minutenreserve
1. Pumpspeicherwerke	1. Pumpspeicherwerke
2. Flexible Kraftwerke	2. Flexible Kraftwerke
3. Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine	3. Rückverstromung Gas-Dampf-Turbine
4. Druckluftspeicher	4. Druckluftspeicher
5. Demand Side Management	5. Demand Side Management

Redispatch	Reserve für saisonalen Ausgleich
1. Pumpspeicherwerke	
2. Flexible Kraftwerke	
3. Druckluftspeicher	

Schwarzstartfähigkeit
1. Pumpspeicherwerke
2. Druckluftspeicher
3. Batterien



Zwischenfazit

Zusammenfassend können mehrere Kernaussagen abgeleitet werden. So lassen aus der Vielzahl der Speichertechnologien beispielsweise die Schwungmassenspeicher einen aus netztechnischer Sicht relevanten Beitrag zur Momentanreserve erwarten. Weiterhin sind alle Speicher, die durch rotierende Massen Trägheitsmomente besitzen und somit unmittelbar Frequenzänderungen dämpfen können ebenfalls zur Teilnahme an der Momentanreserve geeignet. Voraussetzung hier ist allerdings, dass die Speicher zum geforderten Zeitpunkt synchron am Netz operieren. Als die signifikantesten Optionen zur Erbringung von Regelleistung (PRL, SRL, MRL) werden Pumpspeicherwerke, Batterien, Druckluftspeicher und flexible Kraftwerke identifiziert. Für eine Beteiligung an Redispatch-Maßnahmen sind diese mit Ausnahme der Batterien ebenfalls geeignet. Des Weiteren wird die Elektrolyse und Rückverstromung in Gas-Dampf-Turbinen für die Reserve zum saisonalen Ausgleich bestimmt.

Die oben genannten Speichertechnologien befinden sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt teilweise noch im Entwicklungsstadium. Deren Einsatz im Elektroenergiesystem ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig, wie z. B. der Geschwindigkeit des Netzausbaus oder des weiteren Zubaus der erneuerbaren Energien. Zum Vergleich ist eine Zuordnung der einzelnen Speichertechnologien zum heutigen Zeitpunkt in der Tabelle 4-8 dargestellt. Auf der Basis des derzeitigen Wissens können daher keine objektiven und belastbaren Aussagen darüber getroffen werden, welche Speichertechnologien zu welchem Zeitpunkt erforderlich werden. Wird z. B. eine starke Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkspark als Übergangstechnologie vorgenommen, lässt sich die Notwendigkeit eines Speichereinsatzes zeitlich nach hinten verschieben. Einen ähnlichen Effekt würde ein verstärkter Einsatz des Demand-Side- und Erzeugungs-Managements bewirken.

4.3 Darstellung und Einschätzung technischer Vorrichtungen zur notwendigen Steuerung von Speichern

In Kapitel 4.3 werden die Kommunikationstechniken zur Anbindung von Speichern analysiert. Ohne die entsprechende Kommunikation können Speicher nicht alle der in dieser Studie vorgestellten Systemdienstleistungen erfüllen. Welche Kommunikation mit welchen Merkmalen benötigt wird, hängt von der zu erbringenden Systemdienstleistung der Anlagen ab und wird im Folgenden erläutert.

4.3.1 Einführung

Dezentrale Speicheranlagen können die lokalen Größen Frequenz, Spannung und Leistung messen und daran regeln. Dabei ist die Spannung eine lokale Größe am Netzanschlusspunkt und hängt vornehmlich von den Spannungsabfällen in der Topologie des angeschlossenen Netzes ab. Wesentliche Einflussgrößen für den Spannungsabfall sind die Leistungsflüsse (Verbrauch oder Erzeugung) sowie die Impedanzverhältnisse (z. B. der ohmsche Widerstand der Leitung). Nur begrenzten Einfluss haben Spannungen in anderen Netzebenen. Somit lassen sich auch dezentral nur begrenzte Netzzustände aus dem Spannungswert ablesen. Der Grund für die Entkopplung der Spannung in den



einzelnen Netzebenen sind regelbare Transformatoren. Diese sind bisher vor allem in Umspannwerken platziert. Sie regeln die Spannung an der unterseitigen Sammelschiene auf einen bestimmten Bereich. Somit entkoppeln sie die Spannungssituation im Verteilungsnetz vom Hochspannungsnetz. In Zukunft werden jedoch auch immer mehr regelbare Ortsnetztransformatoren verbaut. Dann wird auch die Spannung im Niederspannungsnetz von der Spannung im Mittelspannungsnetz zu großen Teilen unabhängig sein. Dezentrale Anlagen können somit zwar ihre lokale Spannung messen, aber keine Informationen über die Spannungszustände in anderen Netzebenen mehr ziehen. Soll eine Anlage zum Beispiel über Blindleistung die Spannung in den anderen Netzebenen beeinflussen, wird eine Kommunikation benötigt.

Photovoltaik- oder Windkraftanlagen speisen den Strom dargebotsabhängig in das Stromnetz ein. Aus den tatsächlichen oder prognostizierten meteorologischen Bedingungen kann die Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen berechnet werden. Auch die Einspeisung bei strom- oder wärmegeführten Blockheizkraftwerken (BHKW) kann vom Bilanzkreisverantwortlichen berechnet werden [4.15]. Dafür ist die Kenntnis des Strom- oder Wärmeprofiles der BHKW erforderlich. In den genannten Fällen benötigen die dezentralen Anlagen somit keine Kommunikationseinrichtung mehr, um ihren aktuellen Zustand zu übermitteln. Ihre Einspeisung wird in der zentralen Steuereinheit berechnet und prognostiziert.

Der Einsatz einer Kommunikationseinrichtung ist mit zusätzlich Kosten verbunden, hat aber eine Reihe von Vorteilen. Die Anlagen können aktuelle Werte an eine Zentrale übermitteln und/oder gleichzeitig aktiv gesteuert werden. Für die Kommunikation zwischen einer Zentrale und den Einheiten gibt es mehrere Formen. Bei der unidirektionalen Kommunikation sendet die zentrale Steuereinheit Befehle an alle dezentralen Anlagen oder an einzelne Gruppen [4.15]. Seit Jahrzehnten ist die unidirektionale Kommunikation in Form der Funkrundsteuerung bei Nachtspeicherheizungen in Betrieb.

Werden höhere Datenraten benötigt, kann auf verschiedene bidirektionale Kommunikationstechniken zurückgegriffen werden. In einigen Pilotprojekten zu virtuellen Kraftwerken wird die Kommunikation aus Kostengründen über Internet und Mobilfunk (GSM) realisiert [4.19]. Die Teilnahme am Regelmarkt hingegen erfordert die Einrichtung von hochzuverlässigen Kommunikationsmöglichkeiten. Ein Managementsystem muss die einzelnen Anlagen jederzeit steuern können [4.15].

Wichtig für den sicheren Betrieb eines Smart Grids ist zusätzlich, wie sich die dezentralen Anlagen bei einem Ausfall der Kommunikationstechnik verhalten. Konzepte mit dezentral vorhandener Intelligenz haben bei einer Kommunikationsstörung einen Vorteil gegenüber zentral gesteuerten Anlagen [4.21]. Eine dezentral installierte Intelligenz kann mit hinterlegten Backup-Abläufen einen regulären Weiterbetrieb der Anlage ermöglichen.

Für die Kommunikation ist jedoch nicht nur die Technik, sondern auch eine einheitliche Sprache entscheidend. Im Bereich der Energieversorgung stellt der Standard IEC 61850 ein Protokoll für den gesamten Informationsaustausch zwischen einzelnen Einheiten zur Verfügung [4.22]. In der Regelleistungsbereitstellung findet das Protokoll 60870-5-101 Anwendung [2.6].

Die einzelnen Kommunikationsteilnehmer haben für die Installation einer Kommunikationstechnologie unterschiedliche Ziele. Die Ziele und die Vorgaben für die Kommunikationstechnologie stellt Abbildung 4-4 grafisch dar.

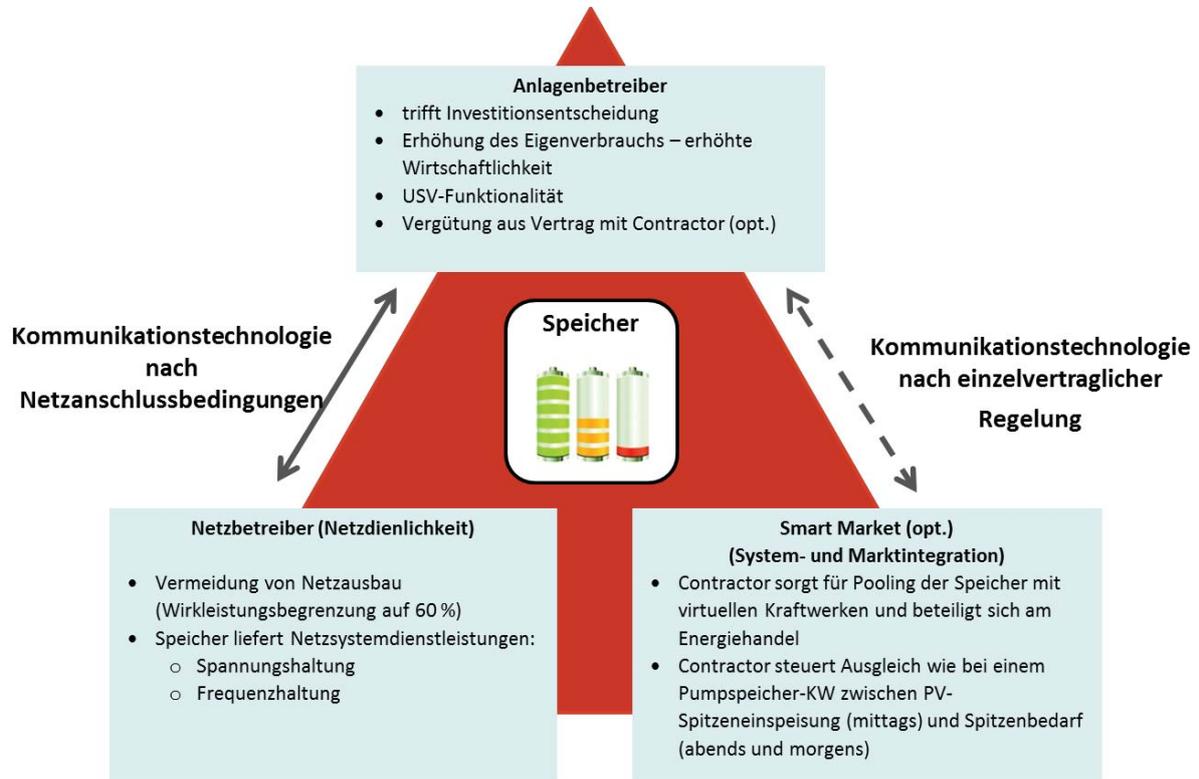


Abbildung 4-4: Teilnehmer der Kommunikation



4.3.2 Netzebenen der Kommunikationstechnologie

Zunächst wird in diesem Kapitel erläutert, welche Kommunikationstechniken in welcher Netzebene bereits eingesetzt werden. Weiterhin werden die verwendeten Techniken und die Anwendungsfälle kurz beschrieben.

Tabelle 4-9: Übersicht, welche Kommunikationstechnik in welcher Spannungsebene verbreitet ist („x“: wird verwendet, „-“: kein Einsatz, „F“: zukünftiger Einsatz)

	Fernwirktechnik	Rundsteuertechnik	„Smart Grid“
NS	-	Teilweise, insbesondere bei Nachtspeicherheizungen und PV-Anlagen	F
MS	Bei großen Erzeugungsanlagen	X	F
HS	X	-	
HöS	X	-	

Aus historischer Sicht endet die Durchdringung des Stromnetzes mit Kommunikationstechnologie am Mittelspannungsnetz [4.22]. Der zunehmende Ausbau an dezentraler Erzeugung im Verteilungsnetz führt aber immer mehr zu einem steigendem Einsatz von Kommunikationstechnologie (Tabelle 4-9, „Smart Grid“ auf NS).

4.3.2.1 Fernwirktechnik

Der Begriff Fernwirktechnik ist zunächst ein Überbegriff für alle Techniken, die das Überwachen und Steuern von Anlagen aus einiger Entfernung ermöglichen. In diesem Kontext meint Fernwirktechnik individuelle Lösungen des Betreibers, der sich eine eigene Infrastruktur errichtet hat. Dabei kann sowohl Rundsteuertechnik zum Einsatz kommen, als auch die in Kapitel 4.3.2.3 näher erläuterten kabelgebundenen und drahtlosen Techniken.

4.3.2.2 Rundsteuertechnik

Rundsteuertechnik kann in Funk-Rundsteuerung und Tonfrequenz-Rundsteuerung unterschieden werden. Die Funk-Rundsteuerung nutzt langwellige Funksignale, die Peripherie wird von einem Dienstleister, der Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, bereitgestellt und von Netzbetreibern beauftragt. Die Tonfrequenz-Rundsteuerung nutzt zur Übertragung das Energieversorgungsnetz [4.26]. Beide Techniken ermöglichen das stufenweise Abregeln von Erzeugungsanlagen. Nach § 6 EEG müssen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 KW über eine Einrichtung verfügen, die die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann. Weiterhin müssen nach § 6 EEG PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 30 KW entweder ebenfalls über eine solche Einrich-

tung verfügen oder die eingespeiste Wirkleistung am Verknüpfungspunkt auf 70 % der installierten Leistung begrenzen. Der Funkrundsteuerempfänger werden für PV-Anlagen nach dem FNN-Hinweis zum Einspeisemanagement für Anlagen zwischen 30 und 100 kW empfohlen [4.17]. Beim Entwurf des Marktanzreizprogrammes des BMU ist eine Wirkleistungsbegrenzung auf 60 % der installierten PV-Leistung vorgesehen, so dass keine Fernsteuerung durch den Netzbetreiber vorgesehen ist [4.17, 4.56]. Allerdings ist ein Anschluss für eine RJ45-Steckverbindung als Vorbereitung für ein zukünftiges, externes Einspeisemanagement vorgesehen. Die Kosten betragen etwa 150 bis 900 € pro Anschluss.

4.3.2.3 Kommunikationstechnologien „Smart Grid“

Sollen umfangreichere Daten zwischen Leitstelle und Anlage ausgetauscht werden, kann auf verschiedene bidirektionale Kommunikationstechniken zurückgegriffen werden. Als besondere Eigenschaften moderner Smart-Grid-Technologien muss gefordert werden, dass die Kosten pro „Prosumer“ im Haushaltsmaßstab bleiben, d. h. wenige Hundert Euro über 20 Jahre. Hoch- und Höchstspannungsnetze werden schon sehr lange „smart“ mit einer eigenen Technologie betrieben, wobei die Investitionen um Größenordnungen höher liegen als sie im Niederspannungsnetz durchsetzbar wären. Jede der Kommunikationstechniken hat unterschiedliche Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile. Tabelle 4-10 zeigt mögliche Kommunikationswege und bewertet diese in drei Kategorien. Dabei ist die „Performance“ in dieser Studie als die Verfügbarkeit und Ausfallsicherheit der Technologie sowie ihre Störungsempfindlichkeit definiert. „Empfindlichkeit“ bewertet die Toleranz der Technik gegenüber Ausfällen des Energienetzes (Blackout).



Tabelle 4-10: Bewertung verschiedener Kommunikationstechnologien hinsichtlich ihrer Performance, Empfindlichkeit und Kosten

		Performance	Empfindlichkeit	Kosten
		hoch +++ o --- niedrig	niedrig +++ o --- hoch	niedrig ++ + o --- hoch
Kabelgebunden	Energiekabel	--	-	++
	Kommunikationskabel			
	Telefonleitung	-	-	+
	Ethernetkabel	++	-	--
	Glasfaserkabel			
	Fernsehkabel	+	-	++
	eigene Infrastruktur	++	+	--
Drahtlos	WLAN (Funk)	-	-	+
	Mobilfunknetze	+	+	-

Grundsätzlich können die Kommunikationstechniken in kabelgebundene und drahtlose Techniken unterteilt werden. Bei den kabelgebunden Techniken können entweder die Energiekabel genutzt werden, oder es werden Kommunikationskabel verwendet. Powerline Communication (PLC) und Breitband Powerline Communication (BPC) nutzen das vorhandene Stromversorgungsnetz zur Übertragung von Daten. Dabei verwenden sie unterschiedliche Frequenzbereiche. Breitband Powerline erreicht durch höhere Frequenzen und einen breiteren Frequenzbereich deutlich größere Datenraten als PLC. Jedoch ist Breitband-Powerline durch die unpassende Schirmung der verwendeten Kabel sehr empfindlich gegenüber Störungen, die zum Beispiel von Verbrauchern im Haushalt (Energiesparlampen, Vorschaltgeräte) hervorgerufen werden. Daneben kann PLC auch selbst Störungen in anderen Frequenzbereichen hervorrufen. Sind diese Frequenzbereiche anderen Teilnehmern (z. B. Radio, Amateurfunk) vorbehalten und werden diese dadurch gestört, muss die Störung abgestellt werden und gegebenenfalls Schadensersatz geleistet werden.



Werden Kommunikationskabel verwendet, können dies Telefonkabel, Fernseekabel, Ethernetkabel oder Glasfaserkabel sein. Telefonkabel und Fernseekabel sind in Wohngebieten weit verbreitet und bieten somit den Vorteil, dass die Infrastruktur bis auf den letzten Meter vorliegt. Telefonkabel haben dabei den Nachteil, dass sie über keinerlei Schirmung verfügen und somit sehr anfällig gegenüber Störungen sind. Fernseekabel verfügen zwar über eine Schirmung, die jedoch ursprünglich für andere als bei DSL verwendete Frequenzen ausgelegt ist. Somit sind auch Fernseekabel anfällig gegenüber Störungen.

Ethernet- oder Glasfaserkabel sind für Datenübertragen via DSL ausgelegt und stellen somit einen sehr robusten Übertragungsweg dar. Durch „Quality of Service“ (QoS) können Beeinträchtigungen reduziert werden. QoS priorisiert den Datenverkehr für Energiespeicher gegenüber anderem Datenverkehr und kann so die Performance erhöhen.

Ein Vorteil einer eigenen Infrastruktur ist die vollständige Kontrolle über die Backendsysteme (Server, Notstromversorgung, etc.). Der Errichter selbst hat die Möglichkeit Backup-systeme (sowohl Server als auch Generatoren) selbst auszulegen und zu betreiben und ist somit unempfindlicher gegenüber Netzausfällen.

Als drahtlose Kommunikationstechniken können Mobilfunknetze verwendet werden, soweit die Empfangsstärke im jeweiligen Anwendungsfall ausreicht. Die Hardwarekosten sind relativ gering, die Betriebskosten dahingegen sind recht hoch, da die Provider ihre Dienste in Rechnung stellen. Auch hier ist es möglich, mittels QoS Datenpakete zu priorisieren und somit die Performance zu erhöhen.

Als weitere drahtlose Technik können Funktechniken wie z. B. WLAN eingesetzt werden. Aufgrund der begrenzten Reichweite ist dies vor allem als Lösung für „die letzte Meile“ in Verbindung mit kabelgebunden Techniken sinnvoll. Tabelle 4-11 stellt die Vor und Nachteile der beschriebenen Techniken noch einmal kompakt dar.



Tabelle 4-11: Vor und Nachteile der beschriebenen Kommunikationstechnologien

		Vorteil	Nachteil	
Kabelgebunden	Energiekabel	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastruktur komplett vorhanden • Hardware billig 	<ul style="list-style-type: none"> • empfindlich gegenüber Störungen (Oberwellen Energiesparlampen, Vorschaltgeräte, etc.) • stört selber • beeinflusst die Netzqualität 	
	Kommunikationskabel	Telefonleitung	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastruktur vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> • keine alleinige Nutzung
		Ethernetkabel	<ul style="list-style-type: none"> • sehr unempfindlich gegen Störungen selbst bei Teilung • robust 	<ul style="list-style-type: none"> • Aufbau der Infrastruktur nötig • teuer
		Glasfaserkabel		
		Fernsehkabel	<ul style="list-style-type: none"> • Kostengünstig 	<ul style="list-style-type: none"> • Störungsanfällig • Datenrate sinkt mit steigender Anzahl an Nutzern
		Eigene Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> • exklusive Nutzung • volle Kontrolle 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Kosten • redundante Infrastruktur
Drahtlos	WLAN (Funk)	<ul style="list-style-type: none"> • Kostengünstig • ausgereifte Standards 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastruktur aufbauen • pflegeintensiv • Ausbreitungsproblem 	
	Mobilfunknetze	<ul style="list-style-type: none"> • Hardware Kostengünstig 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Betriebskosten 	

4.3.3 Netzebenen der Speicher

In Kapitel 4.1 werden die elektrischen Speicher den drei Netzebenen Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS) und Hoch- bzw. Höchstspannung (HS, HöS) zugeordnet. Die Ergebnisse der Zuordnung sind in Kapitel 4.1 in Tabelle 4-4 dargestellt. Die Zuordnung wird im Folgenden für die weitere Untersuchung zur notwendigen Kommunikation verwendet.



4.3.4 Zuordnung von Systemdienstleistungen auf Netzebenen sowie Kommunikationsanforderungen

In Kapitel 4.3.2.3 wurden die Kenngrößen der unterschiedlichen Kommunikationstechnologien vorgestellt. Für eine Zuordnung der entsprechenden Technologie auf die Systemdienstleistung sollen in diesem Kapitel die Anforderungen der Systemdienstleistung aus Kapitel 2 an die Technologie gestellt werden. Tabelle 4-12 stellt dar, auf welcher Spannungsebene welche Systemdienstleistung erbracht wird.

Tabelle 4-12: Zuordnung von Spannungsebenen und zu erbringenden Systemdienstleistungen

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Betriebsführung	Versorgungswiederaufbau
NS-Netz	+	+		
MS-Netz	+	+		
HS-Netz	+	+	+	+

4.3.4.1 Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung wird durch den Einsatz von Primär-, Sekundär-, und Minutenreserveleistung erbracht. Bei einer Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch wird die Regelleistung in dieser Reihenfolge aktiviert. Die SRL löst dabei die PRL ab. Die MRL löst die SRL ab. Entsprechend dieser Reihenfolge werden auch die Anforderungen an die Kommunikation hinsichtlich Reaktionsgeschwindigkeit und Zuverlässigkeit höher, je schneller die Regelleistung zur Verfügung stehen muss.



Tabelle 4-13: Anforderungen an die Kommunikationstechnologien in Abhängigkeit vom Einsatzgebiet

	Primär-Regelleistung	Sekundär-Regelleistung	Minuten-Reserveleistung	Spannungshaltung
Zeitanforderung der Systemdienstleistung (erste Reaktion der Einheit)	Sofort	Innerhalb 30 Sekunden	Innerhalb 15 Minuten	Innerhalb einer Minute
Verfügbarkeitsanforderung an die Kommunikation	Keine (Einheiten agieren autark), jedoch für Kommunikation im Pool	Verfügbarkeit von > 95 % (einzelne Anlage) bzw. 100 % (Pool)	Verfügbarkeit von 100 % (Pool)	Keine (bei autarkem Betrieb über Kennlinie), bei einzelner Anlage bzw. Pool abhängig von Anforderung
Kommunikation	Bidirektional (nur für Statusinformation)	Bidirektional (Messwerte werden alle paar Sekunden übertragen)	Bidirektional	Keine (Kennlinie) Unidirektional Bidirektional

4.3.4.1.1 Primärregelleistung

Die PRL setzt bei einer Frequenzabweichung sofort ein und muss innerhalb weniger Sekunden aktiviert werden. Jede Anlage, welche PRL erbringt, misst die Frequenz am Netzanschlusspunkt. Über einen P-Regler wird die Abweichung von der Sollfrequenz in eine Leistungssteigerung oder -reduzierung umgerechnet. Eine Kommunikation für die ständige Erbringung von PRL ist somit nicht notwendig. Die Frequenz ist im gesamten ENTSO-E Netz praktisch gleich. Eine Kommunikation kann erforderlich sein, wenn die Teilnahme einer Anlage nicht dauerhaft erwünscht ist, sondern der Regler zu- und abschaltbar sein soll. In Deutschland erlauben die Regeln für die Teilnahme in einem Pool die Änderung zu jeder Viertelstunde [4.16]. Die Reaktionszeit der eingesetzten Kommunikationstechnologie muss innerhalb dieses Zeitintervalls liegen. Darüber hinaus kann auch der ÜNB eine Anbindung der technischen Einheit an seine Leitzentrale fordern.

4.3.4.1.2 Sekundärregelleistung

Die SRL muss innerhalb von fünf Minuten vollständig aktiviert sein, wobei eine erste Reaktion bereits nach 30 Sekunden sichtbar sein muss [2.6]. Die gesamte vorgehaltene SRL muss nach spätestens fünf Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Diese Anforderungen gelten entsprechend, falls Speicher oder andere dezentrale Einheiten über einen SRL-Pool teilnehmen [4.23]. Die Reaktionszeit für die Kommunikation muss somit innerhalb der 30 Sekunden liegen. Eine mögliche Aktivierungszeit des Speichers selber muss dabei noch abgezogen werden.



Die Kommunikation bei der SRL erfolgt momentan über eine ständige Standleitung zwischen Anbieter der SRL und Übertragungsnetzbetreiber [4.23, 4.20]. Als Protokoll wird das Fernwirkprotokoll IEX 870-5-101 verwendet. Für die SRL muss eine einzelne Anlage eine technische Verfügbarkeit von mindestens 95 % aufweisen [2.6]. Ein Pool zur Teilnahme muss eine Verfügbarkeit von 100 % aufweisen [4.23].

4.3.4.1.3 Minutenreserveleistung

Auch die Erbringung von MRL ist über einen „Pool“ möglich [2.7]. In jedem Fall muss die Regelleistung innerhalb von 15 Minuten nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen. Durch das lange Zeitintervall legt der ÜNB die Form der Kommunikation fest. So erfolgte der Abruf der MRL telefonisch, per E-Mail oder optional über Leittechnik [2.7]. Seit Juli 2012 wurde das System durch einen automatisierten Prozess ersetzt. Der Abruf erfolgt nun bundeseinheitlich über einen „Merit-Order-List-Server“ (Mols) [4.20]. Die Anforderungen an die Kommunikation haben sich somit von einer Telefonverbindung hin zu einer automatisierten Prozesseinrichtung verlagert. Der „Mols-Anbieter-Client“ wird den MRL-Anbietern ohne Lizenzkosten zur Verfügung gestellt. Für die Teilnahme an der MRL muss jede Anlage, bzw. der gesamte Pool eine Zeitverfügbarkeit von 100 % aufweisen [2.7].

4.3.4.2 Spannungshaltung

Die Spannung im Verbundnetz wird durch die Blindleistungseinspeisung beeinflusst (Kapitel 2.3). Werden elektrische Speicher über Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen, so haben sie die Möglichkeit, unabhängig von ihrer jeweiligen Wirkleistungseinspeisung oder -aufnahme Blindleistung bis zu ihrer Scheinleistung einzuspeisen. Bereits heute hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, Erzeugungsanlagen am Mittel- oder Hochspannungsnetz eine feste Blindleistungskennlinie oder eine variable Vorgabe für die Blindleistung vorzugeben [4.25]. Für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz wird nur die Bereitstellung von Blindleistung nach einer Kennlinie gefordert [4.24]. Die Kennlinie wird dabei vom Netzbetreiber vorgegeben und an der Anlage eingestellt. Danach wird die Blindleistung autark je nach vorgegebenem Parameter (Wirkleistung oder Spannung am Netzanschlusspunkt) geregelt. Es ist keine weitere Kommunikation erforderlich.

Die variable Einstellung der Blindleistung für Erzeugungsanlagen im Mittel- oder Hochspannungsnetz erfordert hingegen eine Anbindung der Anlage an die Leitstelle des Netzbetreibers. Vom Netzbetreiber wird eine Online-Sollwertvorgabe festgelegt, die die Anlage spätestens nach einer Minute zu realisieren hat [4.14]. Hinsichtlich der Kommunikationstechnik gibt es keine weiteren Vorgaben. Die Anbindung von Erzeugungsanlagen hat nach dem Fernsteuerkonzept des jeweiligen Netzbetreibers zu erfolgen.

Zwischenfazit

Die Anforderungen an die Kommunikationstechnik werden durch die zu erbringenden Systemdienstleistungen definiert. Dabei zeigt sich, dass die definierten Anforderungen je nach Einsatzgebiet stark heterogen ausgestaltet sind. Eine Kostensenkung ist möglich, sofern nach Definition der Anforderungen keine anspruchsvolle Kommunikation notwendig wird. Pauschal lässt sich daher keine der aufgeführten Kommunikationstechniken bevorzugen, da die Anforderungen und die lokalen Gegebenheiten (UMTS-Empfang, bereits verlegte Leitungen) bei der Auswahl zu berücksichtigen sind.

4.4 Netzdienlicher Einsatz von Speichertechnologien

Speicher können unterschiedlich genutzt werden. Diese unterschiedlichen Betriebsstrategien haben dabei auch differenzierte Auswirkungen auf das Netz. Mit einer entsprechenden Fahrweise können Speicher so genutzt werden, dass die Auswirkungen auf das Netz zu positiven Effekten führen. Die Effekte werden in Kapitel 4.4.1 für das Verteilnetz und in Kapitel 4.4.2 für das Übertragungsnetz erläutert.

4.4.1 Netzdienlicher Einsatz im Verteilnetz

Für die netzoptimierte Speicherbewirtschaftung ist nicht zwingend eine Kommunikation erforderlich. Abbildung 4-5 verdeutlicht das Prinzip der konventionellen Speicherbewirtschaftung. Im Tagesverlauf der Solareinspeisung wird der Speicher bis zu seiner maximalen Ladekapazität geladen. Bei üblicher Auslegung des Speichervolumens ist der Speicher bereits vor der Mittagsspitze vollgeladen [4.27]. Die weitere erzeugte Leistung, insbesondere die Mittagsspitze, wird in das Stromnetz eingespeist. Das Stromnetz muss somit weiterhin nach installierter PV-Leistung ausgelegt sein. Zusätzlich ergeben sich starke Gradienten beim Wechsel zwischen Einspeichern und Einspeisen.

konventionelle Speicherung

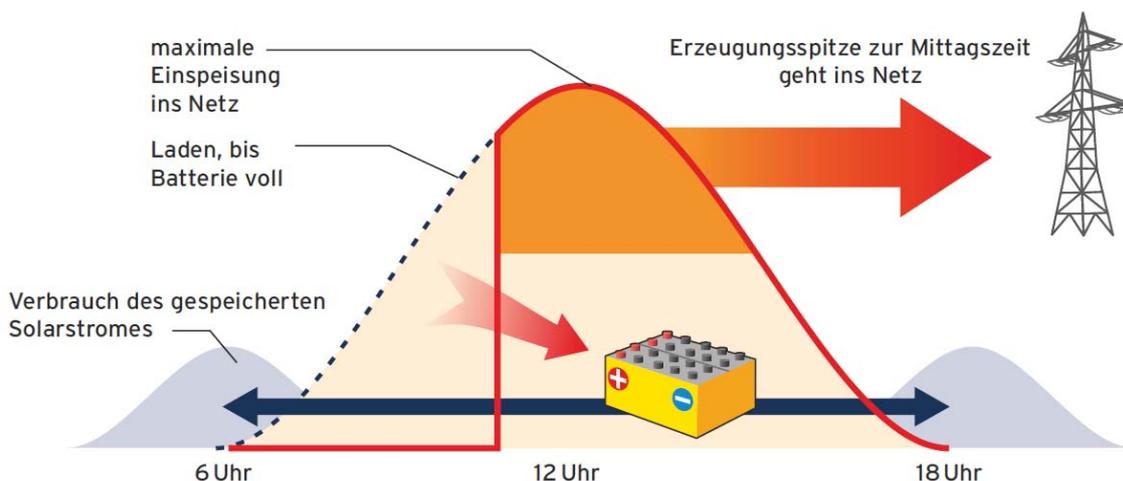


Abbildung 4-5: Prinzip der konventionellen Speicherbewirtschaftung

Die netzoptimierte Speicherbewirtschaftung kann beide Probleme lösen. Für die netzoptimierte Betriebsweise muss berücksichtigt werden, dass die Einspeiseleistung zu Zeiten hoher PV-Einspeisung, somit zu den Mittagsstunden, mit dem Speicher reduziert wird [4.57]. Der Speicher wird mit einer dezentralen Intelligenz gesteuert. Es ist keine Kommunikationstechnik erforderlich. Der gleiche Speicher wie bei der konventionellen Speicherbewirtschaftung speichert nun die Mittagsspitze (Abbildung 4-6). Der Speicher kann zusätzlich weitere Aufgaben übernehmen. Dazu gehört die Reduzierung der Lastspitze abends mit dem Ausspeichern der Energie. So können bei globaler Sichtweise Spitzenlastkraftwerke vermieden werden. Im Rahmen dieser Studie ist jedoch die Erbringung von Systemdienstleistungen interessant. So kann der Speicher im Anlagenverbund positive und negative Regelleistung bereitstellen und über den Wechselrichter Blindleistung zur Verfügung stellen [4.27].

netzoptimierte Speicherung

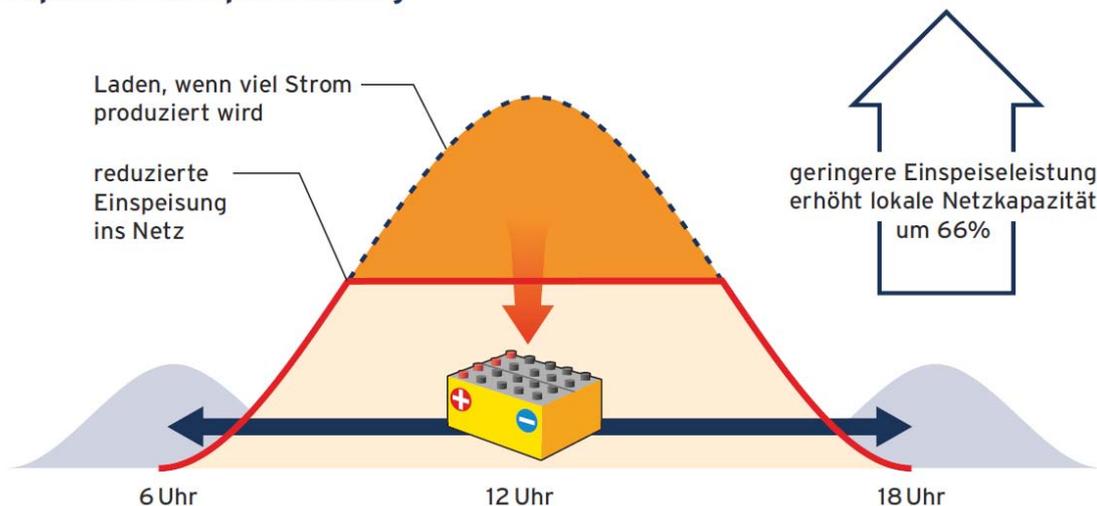


Abbildung 4-6: Prinzip der netzoptimierten Speicherbewirtschaftung

Ähnliche Ansätze finden sich auch in der internationalen Literatur. Beispielhaft beschreibt ein Bericht des „ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE“ (EPRI) [4.28] mögliche positive Effekte, die Speicher auf der Verteilnetzebene erzielen können. Nach [4.28] zählen hierzu die aktive Spannungsstützung, die Reduktion bzw. die Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen sowie die Reduktion von Verlusten.

Dezentrale Speicher in den Verteilnetzen können bereits mit einer intelligenten Ladesteuerung netzentlastend wirken. Solche Speicher sollen nach Plänen der Bundesregierung auf Niederspannungsebene bei PV-Anlagen installiert werden.



4.4.2 Netzdienlicher Einsatz im Übertragungsnetz

Zur Beurteilung der Netzdienlichkeit von Speichern in der Übertragungsnetzebene wurde bereits eine Reihe positiver Aspekte aufgezählt. Eine detaillierte Beschreibung dieser Aspekte erfolgte in vorangegangenen Kapiteln. Diese Aspekte sind im Einzelnen:

- Erbringung von Systemdienstleistungen
 - Frequenzhaltung
 - Spannungsstützung durch Blindleistungsbereitstellung
- Beteiligung am Netzengpassmanagement
- Beitrag zur Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netzverbund
- Verbesserung der Systemstabilität

In diesem Kapitel werden zusätzlich weitere Aspekte aufgeführt um die Netzdienlichkeit der Speichersysteme zu beschreiben.

- Schnelle Regelzeiten, hohe Leistungsgradienten, geringe Totzeiten.
- Erhaltung von Flexibilität der thermischen Kraftwerke.
- Versorgungswiederaufbau
 - Synchronisation der nach einer Großstörung aufgetrennten Inselnetze zum Netzverbund
- Glättung der Residuallast
 - Erhöhung der Flexibilisierung des Gesamtsystems

Schnelle Regelzeiten, hohe Leistungsgradienten, geringe Totzeiten

Hersteller von Energiespeichern führen wiederholt die Tatsache an, dass Speicher und insbesondere Batteriespeicher sehr viel kürzere Totzeiten besitzen als fossil befeuerte Kraftwerke. Auch sind Batteriespeicher, wie in Abbildung 4-7 angedeutet, in der Lage, sehr viel steilere Leistungsgradienten zu fahren als dies in den Präqualifikationsanforderungen gefordert wird. Es ist erforderlich, dass die thermischen Kraftwerke möglichst sofort auf eine Frequenzabweichung reagieren können. Technisch ist das allerdings nur schwer realisierbar. Daher wird in der UCTE Policy 1 [4.23] ein Unempfindlichkeitsbereich von maximal ± 10 mHz festgelegt [4.29]. In Abbildung 4-7 ist dies durch den schraffierten Bereich dargestellt. Dieses Frequenzband von ± 10 mHz wird auch als Totband bezeichnet. Zu dem erwähnten Totband ist als „worst-case“ Abschätzung noch eine Messgenauigkeit von mindestens ± 10 mHz zu überlagern. Es ergibt sich also schlimmstenfalls eine Unempfindlichkeitsbereich von ± 20 mHz.

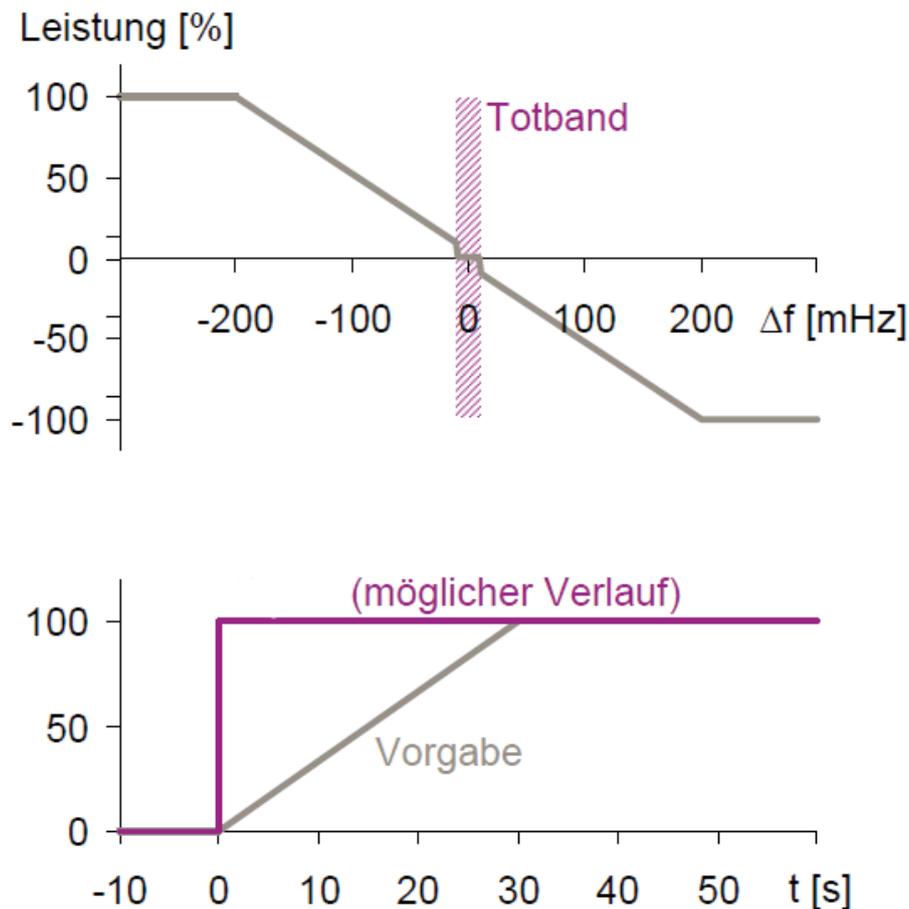


Abbildung 4-7: Präqualifikationsmerkmale zur Erbringung von Primärregelleistung

In Abbildung 4-7 ist die Vorgabe zu Erbringung der PRL grau dargestellt. Zusätzlich ist durch den farblichen Verlauf die vergleichsweise sehr viel schnellere Systemantwort eines Lithium-Ionen-Speichers dargestellt.

Verkürzte Totzeiten bzw. schnellere Ansprechzeiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung und Spannungshaltung, ermöglichen einen zunehmend effizienteren Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit [4.28].

Erhaltung von Flexibilität der thermischen Kraftwerke. Erhöhung der Systemsicherheit

Stromspeicher schaffen mehr Flexibilität auf der Kraftwerksseite indem diese zur Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt werden. Zur Netzengpassbeseitigung existieren heute Maßnahmen nach § 13 EnWG wie Counter-Trading und Redispatch-Maßnahmen. Für Redispatch-Maßnahmen werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt fossil befeuerte Kraftwerke am Anfang und am Ende des Netzengpasses hoch, beziehungsweise runtergefahren. In letzter Zeit ist die Anzahl von Redispatch-Maßnahmen massiv gestiegen. Dadurch kommt es auf der Einspeiseseite durch das vermehrte Hoch- und Runterfahren von Kraftwerken zu



Flexibilitätseinbußen [4.30, 4.31]. Der Handlungsspielraum zur Beteiligung der betroffenen fossil befeuerten Großkraftwerke an der Systemsicherheit wird dadurch verringert. Speicher wären in der Lage, die notwendige Flexibilisierung aufrecht zu erhalten und gleichzeitig auftretende Netzengpässe zu beseitigen. Die fossil befeuerten Kraftwerke könnten im konstanten optimierten Betrieb fahren und damit einen höheren Wirkungsgrad und geringeren Verschleiß erreichen.

Versorgungswiederaufbau und Glättung der Residuallast

Speicher sind in der Lage einen entscheidenden Beitrag zur Systemsicherheit durch Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu liefern. So sind diese schwarzstartfähig und tragen dazu bei, ein Netz nach einem völligen Zusammenbruch wieder anzufahren. Hierbei ist zu erwähnen, dass im Falle eines Blackouts und des darauffolgenden Netzwiederaufbaus hohe Lastschwankungen auftreten, welche der eingesetzte Speicher beherrschen müsste. Zum Ausgleich dieser Lastschwankungen sind diejenigen Speicher sinnvoll anzuwenden, die die Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, PRL und SRL erbringen können. Das sind zum einen die hochdynamischen Speicher: Deren schnelle Ansprechzeiten erlauben innerhalb eines zusammengeschalteten Pools wirkungsvolle Gegensteuerung zu den Lastschwankungen. Zum anderen sind auch Pumpspeicherwerke prädestiniert: Deren Bauweise weist eine hohe Trägheit auf und besitzt somit eine Robustheit gegenüber Lastschwankungen. Das Beste Beispiel für diese Art der Netzdienlichkeit ist ein Störfall im November 2006: Für die Passage eines Kreuzfahrtschiffs wurde eine 380-kV-Leitung früher als ursprünglich geplant abgeschaltet, was zur unbeabsichtigten Auslösung weiterer Leitungen führte. Darauffolgend trennte sich das ENTSO-E-Netz in drei Teilnetze auf. Zwei Teilnetze waren unterdeckt und wiesen Unterfrequenz auf. Ein Teilnetz war jedoch überdeckt und wies eine Überfrequenz auf. Für die Resynchronisation musste die Leistung im Teilnetz mit Überfrequenz gesenkt werden. Das gelangt mit dem Einsatz von Speichern, indem eine Last von 2500 MW durch Pumpspeicherwerke zugeschaltet wurde. Die thermischen Kraftwerke konnten kaum zur Lastsenkung beitragen, weil sie aufgrund der hohen Windeinspeisung bereits am unteren Limit betreiben wurden [4.32].

Speicher wären ebenfalls ein geeignetes Mittel zur Glättung der Residuallast. Dadurch wären Speicher in Lage, das Gesamtstromsystem zu optimieren [3.1]. Speicher stellen unter den vielen anderen Flexibilisierungsmaßnahmen des Netzes eine Alternative dar, falls der weitere Netzausbau keine gesellschaftliche Akzeptanz findet. Speichersysteme mit konventionellen Generatoren, wie unter anderem PSW und Druckluftspeicher, erhöhen zusätzlich die Kurzschlussleistung im Netz merklich. Über Umrichter angeschlossene Speicher liefern jedoch nur einen geringen Beitrag zur Kurzschlussleistung.



Zwischenfazit

Dezentrale Speicher können durch eine ebenfalls dezentrale Intelligenz einen positiven Beitrag für das Verteilnetz leisten, ohne dass eine Kommunikationsanbindung erforderlich ist. Hierunter fallen die aktive Spannungsstützung durch lokale Blindleistungsbereitstellung, die Reduktion bzw. die Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen sowie die Reduktion von Verlusten. Neben diesen lokalen Effekten können dezentrale Speicher im Anlagenverbund Regelleistung bereitstellen oder durch die Reduktion der lastseitigen Abendspitze die Notwendigkeit konventioneller Spitzenlastkraftwerke verringern und somit für das Energiesystem global systemstabilisierend wirken.

Insbesondere Batteriespeicher und Schwungmassenspeicher, aber auch andere Speichertechnologien besitzen kürzere Totzeiten als fossil befeuerte Kraftwerke und sind in der Lage, größere Leistungsgradienten zu fahren als dies in den Präqualifikationsanforderungen gefordert wird. Verkürzte Totzeiten bzw. schnellere Ansprechzeiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung und Spannungshaltung, ermöglichen einen zunehmend effizienteren Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit. Speicher wären ebenfalls ein geeignetes Mittel zur Glättung der Residuallast. Dadurch wären Speicher in der Lage, das Gesamtstromsystem zu optimieren.

Die zunehmende Anzahl der Redispatch-Maßnahmen im Netzverbund verringert den Handlungsspielraum der betroffenen fossil befeuerten Großkraftwerke. Deren Beteiligung an systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen wird dadurch eingeschränkt. Speicher wären in der Lage, die notwendige Flexibilität aufrecht zu erhalten und gleichzeitig auftretende Netzengpässe zu beseitigen.

Die Schwarzstartfähigkeit der Speicher ist aus netztechnischer Sicht ein wesentlicher Aspekt. Daher sind Speicher in der Lage, einen entscheidenden Beitrag zum Versorgungswiederaufbau eines zuvor zusammengebrochenen Netzes zu liefern.

4.5 Sinnvolle Wahl von Verantwortlichkeiten für den Betrieb von Speichern

4.5.1 Bewertung der prognostizierten Entwicklungen am Regelenergiemarkt

Die Kernaufgabe dieses Abschnitts liegt darin, unabhängig von den ebenfalls in diesem Kapitel aufgeführten juristischen Betrachtungen, Aussagen über den Verantwortungsbereich für den Betrieb von Speichern aus Sicht der Systemsicherheit zu treffen. Die Verantwortung für die Sicherheit und Stabilität des deutschen Übertragungssystems tragen laut § 11 EnWG die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. In diesem Arbeitspaket wird diskutiert, welche Aspekte unter Betrachtung zukünftiger Entwicklungen einen ÜNB-eigenen Betrieb von Speichern rechtfertigen könnten und welche nicht.

Zum Erhalt der Systemsicherheit gehört die Gewährleistung einer sicheren Erbringung von Systemdienstleistungen. Hierzu gehören eine sichere Frequenzhaltung im Verbundnetz sowie genügend Anlagenkapazitäten zur Blindleistungsbereitstellung zwecks



Spannungshaltung. Die derzeit geltenden Ausschreibungsverfahren für die Primär-, Sekundär- und Minutenreserve ermöglichen den ÜNB eine hinreichend sichere Frequenzhaltung. Die regelleistungserbringenden Anlagen werden hierbei nicht von den ÜNB betrieben. Zukünftig müssen die ÜNB jedoch neue Herausforderungen bewältigen, um den derzeitigen Stand der Systemsicherheit halten zu können. Die ÜNB schildern im Rahmen ihrer Stellungnahmen zu den Beschlüssen der Beschlusskammer 6, in denen Rahmenbedingungen zur Erbringung der Systemdienstleistungen festgelegt werden, mögliche unterschiedliche systemsicherheitsrelevante Bedenken [2.19, 4.10]. Im Einzelnen lauten diese wie folgt:

- Prognostizierte Verkürzung der Ausschreibungszeiten

Die Ausschreibungszeiten zur Erbringung von allen drei Regelleistungsarten unterliegen in letzter Zeit einer stetigen Verkürzung. Es ist zu erwarten, dass die Ausschreibungszeiten beispielsweise zur Erbringung der Sekundärregelleistung in absehbarer Zukunft auf einen Tag festgelegt werden und in ferner Zukunft gar eine Ausschreibung in Stundenblöcken vorstellbar ist [4.10]. Die Ausschreibungszeiten für Primärregelleistung sollen sich in Zukunft auf einen Tag verkürzen [2.19].

- Wachsende Anzahl der Marktteilnehmer am Regelleistungsmarkt

Mittel- bis langfristig wird die Anzahl der regelleistungserbringenden Anlagen stark zunehmen. Der größte Teil dieser Anlagen wird aus Kraftwerken auf Basis von erneuerbaren Energien wie Wasserkraft, Biomasse, Sonnen- und Windenergie bestehen [4.34, 4.35].

- Zunehmender Einsatz von Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung

Als probates Mittel zur Netzengpassbeseitigung existieren heute Maßnahmen nach § 13 EnWG wie Counter-Trading und Redispatch-Maßnahmen. Für Redispatch-Maßnahmen werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt fossil befeuerte Kraftwerke am Anfang und am Ende des Netzengpasses hoch, beziehungsweise runtergefahren. Unter Berücksichtigung der in letzter Zeit massiv gestiegenen Anzahl von Redispatch-Maßnahmen wird den Kraftwerken durch das vermehrte Hoch- und Runterfahren die Flexibilität zunehmend abgesprochen [4.30, 4.31], so dass Kraftwerke, die zwecks Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen hoch bzw. runter gefahren werden, weniger Spielraum zur Erbringung von positiver bzw. negativer Regelenergie zur Verfügung haben.

Aus diesen Bedenken lassen sich Argumente für einen ÜNB-eigenen Betrieb von regelleistungserbringenden Anlagen (Pro) und gegen einen ÜNB-eigenen Betrieb (Contra) ableiten. Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus dabei auf dem Einsatz von Speichern.

Nach der Vorstellung möglicher Argumente (Pro- und Contra-ÜNB-eigenem Betrieb) folgt eine Diskussion dieser Argumente. Es wird eine geeignete Speichertechnologie vorgeschlagen und ebenfalls diskutiert. Eine weitere systemsicherheitsrelevante Maßnahme, die mitdiskutiert wird, ist die Schwarzstartfähigkeit der Speicher und deren Beitrag zum Versorgungswiederaufbau. Zusätzlich wird die Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung als weitere Systemdienstleistung aufgeführt. Anschließend erfolgt ein Fazit.



Prognostizierte Verkürzung der Ausschreibungszeiten

Pro

Aufgrund dieser Entwicklung befürchten die ÜNB, dass Angebotsunterdeckungen bei einer täglich durchgeführten Ausschreibung aufgrund der zeitlichen Nähe zum Erbringungszeitraum kaum noch entgegengesetzt werden kann, so dass der Bedarf an Primärregelleistung für den Folgetag vermutlich nicht mehr gedeckt wird und eine Unterversorgung der für die Systemstabilität essentiellen Primärregelleistung droht [2.19]. Auch bezüglich der Verkürzung der Ausschreibungszeiten zur Erbringung von Sekundärregelleistung auf einen Tag existieren Bedenken, dass aufgrund der Bedeutung der Sekundärregelleistung für die Systemsicherheit und der derzeit nach wie vor begrenzten Anzahl von Anbietern das Risiko einer Bedarfsunterdeckung bei einer täglichen Ausschreibung gegenwärtig zu groß ist [4.10].

Contra

Die Bundesnetzagentur legt die Rahmenbedingungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen stets unter dem Aspekt der System- und der Netzsicherheit aus. Es ist nahezu auszuschließen, dass eine derart geringe Festlegung hinsichtlich der Ausschreibungszeiten in den Präqualifikationsbedingungen getroffen wird, so dass die Systemsicherheit nicht mehr gewährleistet werden könnte und der ÜNB Vorkehrungen treffen sollte, wie z. B. einen Speichereinsatz für die Regeleleistungsreserve.

Wachsende Anzahl der Marktteilnehmer am Regelleistungsmarkt

Pro

Die zunehmende Anzahl der Marktteilnehmer mit zunehmend kürzeren Ausschreibungszeiten führt möglicherweise zu einem überhöhtem administrativen Aufwand und einer Erhöhung der Fehlerwahrscheinlichkeit am Regelenenergiemarkt. Da die Primär- und Sekundärregelleistung systemrelevant sind, ist zu untersuchen in welchem Umfang negative Entwicklungen möglich sind und Speicher hinsichtlich sicherer Reserven von Regelenenergie entlastend eingesetzt werden können.

Contra

Die vorhandene Zahl der Anbieter steht ständig unter Beobachtung seitens der Bundesnetzagentur, so dass eine Verkürzung der Ausschreibungszeiten nur dann erfolgt, wenn sich genügend Kapazitäten auf dem Regelenenergiemarkt befinden. Dadurch wird verhindert, dass mangelnder Spielraum der ÜNB bei Unterdeckung entsteht. Der administrative Aufwand wird jedoch steigen. Allerdings ist schwer zu bestimmen, inwiefern wirklich die Fehlerwahrscheinlichkeit in der Beschaffung von Regelenenergie am Regelenenergiemarkt dadurch steigen wird.



Zunehmender Einsatz von Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung

Pro

Der Handlungsspielraum zur Beteiligung der betroffenen fossil befeuerten Großkraftwerke an der Systemsicherheit wird durch den gestiegenen Einsatz der Redispatch-Maßnahmen verringert. Tritt beispielsweise im Netzbereich von Kraftwerken, die zwecks Redispatch gedrosselt betrieben werden, gleichzeitig ein Lastabwurf auf, so ist der Spielraum zur weiteren Drosselung der Einspeisung gering. Befinden sich die im Gegensatz hochgefahrenen Kraftwerkskapazitäten zusätzlich in der Regelzone eines anderen ÜNB, können diese evtl. nicht schnell genug runtergefahren werden. Speicher wären in der Lage, die notwendige Flexibilisierung aufrecht zu erhalten und gleichzeitig auftretende Netzengpässe zu beseitigen. Die fossil befeuerten Kraftwerke könnten im konstanten optimierten Betrieb fahren und damit einen höheren Wirkungsgrad und geringere Betriebskosten erreichen.

Contra

Zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen haben die ÜNB im Netzbetrieb in der Regel ausreichend Zeit, da vorher noch Netzsicherheitsberechnungen wie z. B. (n-1)-Berechnungen durchgeführt werden müssen. Somit haben die ÜNB entsprechend genügend Spielraum, um sich die jeweils benötigte Regelenergie auf den Märkten zu beschaffen. Es bestehen somit auch hinsichtlich der Netzengpassbeseitigung aus netztechnischer Sicht keine systemsicherheitsrelevanten Gründe für einen zwingenden Einsatz und Betrieb der Speicher durch die ÜNB.

Hinsichtlich der Schwarzstartfähigkeit wäre eine Platzierung der Speicher in unmittelbarer Nähe zu schwarzstartfähigen Großkraftwerken am sinnvollsten. Es ist für die ÜNB nicht notwendig, eigene Speicheranlagen an den schwarzstartfähigen Kraftwerken zu installieren und zu betreiben. Diese Systemdienstleistung kann auch durch bilaterale Verträge mit einem Drittanbieter unter den Aspekten der Systemsicherheit geregelt werden.

Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung

Pro

Durchaus kritisch ist aus Gründen der Systemsicherheit jedoch die Bereitstellung der Blindleistung zu bewerten. Blindleistung muss im Netzverbund lokal zur Verfügung gestellt werden. Es ist also nicht möglich, Anlagen breit über die Regelzone verteilt zu poolen. Somit ist die Leistungserbringung von mehreren kleinen Anbietern nur dann möglich, wenn deren Speicheranlagen räumlich nahe beieinander liegen und zusätzlich noch in einem Gebiet, wo die Blindleistungsbereitstellung zwingend notwendig ist. Falls der betreffende ÜNB nicht davon ausgehen kann, dass am Ort des größten Blindleistungsbedarfes genügend Kapazitäten an Blindleistung seitens der Drittanbieter zur Verfügung gestellt werden können, wäre es aus Sicht der Systemsicherheit relevant, dass er ein eventuell bereits vorhandenes Speichersystem in Eigenregie betreiben darf. Die Errichtung



eines Speichers zur alleinigen Blindleistungsbereitstellung ist aus technischen und aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten als nicht sinnvoll einzuschätzen (siehe Punkt Contra).

Contra

Eine Spannungsstützung durch Blindleistungsbereitstellung ist durch Umfunktionieren von stillgelegten Kernkraftwerken zu Phasenschiebern möglich. Diese Technik wird heute schon erfolgreich eingesetzt [2.10]. Zusätzlich kann auf die bewährte Technologie der Kompensationsanlagen zurückgegriffen werden, wobei diese Kompensationsvorrichtungen sich ebenfalls im Besitz der ÜNB befinden. Dadurch ist ein Speichereinsatz zur Blindleistungsbereitstellung allein im Eigenbesitz der ÜNB wohl nicht vertretbar.

Diskussion und Rückschlüsse

Mittelfristig gesehen wird die Anzahl der Eingriffe der ÜNB nach § 13 EnWG zunehmend steigen. Der Netzausbau ist nach wie vor relativ langwierig. Zusätzlich könnten die Ausschreibungszeiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen verkürzt werden. Für den ÜNB steigt der Handlungsbedarf (Counter-Trading, Redispatch-Maßnahmen) bei gleichzeitig geringer werdenden Spielräumen (verkürzte Ausschreibungszeiten, mögliche Unterdeckungen der Regelzone). Gleichzeitig steigt auch die Anzahl der Anbieter auf dem Regelleistungsmarkt mit vorwiegend kleineren Beiträgen zur Deckung des Regelleistungsbedarfs. Die sich hiermit einstellende Situation übt unter Umständen negative Effekte auf die Systemsicherheit aus. Eine der Möglichkeiten zum Erhalt der Systemsicherheit wäre ein ÜNB-eigener Betrieb von Speichern. Ein Einsatz von Speichern ermöglicht es, die oben beschriebenen negativen Einflüsse auf die Systemsicherheit zu begrenzen.

Hier wäre eine Diskussion für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speicher sinnvoll. Der Fokus könnte an dieser Stelle auf Druckluftspeicher gelegt werden, wobei gleich mehrere Gründe angegeben werden können. An der deutschen Nordseeküste gibt es eine größere Zahl von Salzstöcken, die ausgesolt werden könnten, um dadurch Kavernen für Druckluftspeicheranlagen zu schaffen [4.36]. Somit würde eine große Anzahl von Speichern unmittelbar am Ort der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergiequellen zur Verfügung stehen. Des Weiteren könnte der Tatsache begegnet werden, dass ein wesentlicher Verursacher des Regelleistungsbedarfes die Prognosefehler von Windenergieeinspeisung darstellen. Ein weiterer wichtiger Grund ist zudem die Möglichkeit zur Verringerung von Netzengpässen, deren Ursache oftmals die Übertragung der Einspeiseleistung aus den Windenergiequellen ist. Zusätzlich wäre die Stützung des Netzes in Norddeutschland durch Blindleistungsbereitstellung ein weiterer positiver Effekt. Die Windenergiegewinnung findet im verstärkten Maße in den relativ dünn besiedelten und somit verbrauchsarmen ländlichen Regionen Norddeutschlands statt. Demensprechend ist das Norddeutsche Netz traditionell relativ schwächer ausgebaut [4.37]. Zunehmend starke Einspeisungen aus Windenergiequellen können bei Schwachlast und gleichzeitigem Starkwind zu Überspannungen im Netz führen [4.38]. Die Blindleistungsbereitstellung durch Speicher ist eine Möglichkeit, das angestiegene Spannungsniveau abzusenken. Es sei an dieser Stelle darauf



hingewiesen, dass eine Errichtung der Speicher nur zum Zwecke der Blindleistungsbereitstellung alleine weder technisch, noch wirtschaftlich sinnvoll wäre.

Jedoch stellen die oben beschriebenen Aspekte lediglich eine Diskussionsgrundlage dar. Der Erhalt der sicheren Erbringung der Systemdienstleistungen setzt, unter dem Aspekt der Systemsicherheit, nicht zwingend einen ÜNB-eigenen Betrieb von Speicheranlagen voraus. Diese Aufgaben können ÜNB, aber auch andere Anschlussnehmer übernehmen. Die ÜNB schließen dann diesbezüglich bilaterale Verträge mit Speicherbetreibern ab.

Zwischenfazit

Im Ergebnis der Betrachtungen lässt sich festhalten, dass die Systemsicherheit unter den gegebenen Umständen nicht essentiell gefährdet wäre, wenn Speicheranlagen durch Dritte betrieben werden. Es bestehen auch im Hinblick auf die zukünftigen Entwicklungen keine Notwendigkeiten für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speicheranlagen. Weiterhin können hinsichtlich der Zugriffszeiten der ÜNB auf ausgeschriebene Regelleistungsrreserven derzeit keine systemgefährdenden Beschränkungen erkannt werden.

4.5.2 Rechtliche Bewertung

4.5.2.1 Problemstellung

Als Betreiber von Stromspeichern kommen verschiedene Akteure im Energiemarkt in Betracht. Häufig werden diese zugleich andere Tätigkeiten im Energiebereich ausüben. Dies können insbesondere Tätigkeiten im Bereich des Elektrizitätsnetzbetriebs oder im Bereich von Erzeugung, Handel oder Vertrieb von Elektrizität sein. Im Folgenden wird untersucht, welche rechtlichen Anforderungen sich aus den rechtlichen Vorgaben zur informatorischen, buchhalterischen, rechtlichen und operationellen Entflechtung nach §§ 6 ff. EnWG sowie den zusätzlichen Entflechtungsvorgaben für ÜNB nach §§ 8, 10 ff EnWG ergeben,

- wenn ein Betreiber von Elektrizitätsnetzen im Bereich des Betriebs von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie tätig wird (bzw. umgekehrt ein Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Bereich des Elektrizitätsnetzbetriebs) oder
- wenn ein Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Bereich der Erzeugung, des Handels oder des Vertriebs von Elektrizität tätig wird (bzw. umgekehrt ein Akteur im Bereich der Erzeugung, des Handels oder des Vertriebs von Elektrizität zugleich im Bereich des Betriebs von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie).

Die Vorschriften zur Entflechtung nach §§ 6-10e EnWG enthalten keine spezifischen Aussagen zum Betrieb von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie. Die Rechtslage unterscheidet sich insofern deutlich von derjenigen für Gasspeicher, für die eine Reihe



von Sonderregelungen im Rahmen der Entflechtungsvorschriften bestehen, vgl. §§ 6a, 6b, 7b, 10a und 10c EnWG. Auch in der Literatur werden die Entflechtungsanforderungen im Hinblick auf Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie kaum diskutiert.²⁵ Behördliche oder gerichtliche Entscheidungspraxis ist nicht ersichtlich. Damit besteht derzeit wenig Klarheit über die Bedeutung der Entflechtungsregelungen für den Betrieb von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie.

Dem Fehlen spezifischer Entflechtungsregelungen für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie ist vereinzelt entnommen worden, dass diese Anlagen außerhalb des energiewirtschaftlichen Entflechtungsregimes stehen und damit keinen diesbezüglichen Einschränkungen unterliegen.²⁶ Dieser Auffassung kann nicht gefolgt werden. Vielmehr finden die allgemeinen Entflechtungsregelungen der §§ 6-10e EnWG Anwendung. Diese sind daraufhin zu prüfen, welche Konsequenzen sich für den Betrieb von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie ergeben. Dies ist in der Folge im Einzelnen zu untersuchen. Darüber hinaus ist zu überlegen, welche Fortentwicklungen der Entflechtungsregelungen im Hinblick auf Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie – auch unter Berücksichtigung der Regelungen für Gasspeicher – sinnvoll erscheinen könnten.

4.5.2.2 Grundlage: Entflechtungs-Regime

Vorgaben zur Entflechtung von Unternehmen der Energiewirtschaft wurden erstmals mit der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 1996 und der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 1998 gemacht. In der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 1996 waren bereits Gasspeicher von den Entflechtungsvorschriften umfasst. Mit der Energierechtsreform im Jahr 1998²⁷ als Umsetzung u. a. der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 1996 fanden Regelungen zur Entflechtung auch erstmals Eingang in das nationale Recht.²⁸ Bis heute wird das Recht der Entflechtung von Energieversorgungsunternehmen wesentlich von der europäischen Gesetzgebung determiniert.

4.5.2.2.1 Europäischer Rechtsrahmen

Wesentliche Neuerungen im Hinblick auf die Entflechtungsvorgaben brachte das 3. Energiebinnenmarktpaket für Strom und Gas, das am 25. Juni 2009 vom Europäischen Rat verabschiedet wurde. Dieses Maßnahmenpaket besteht aus zwei neuen Richtlinien (Richtlinien 2009/72/EG (sog. „Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie“, im Folgenden EltRL) und

²⁵ Vgl. aber Matthias Wieser, Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz, EurUP 2011, 176, 181 ff. [4.39]; Rolf Hempel, Der Wettbewerb wird den Markt schaffen, ZfK 1/2013, 8 [4.40].

²⁶ So Matthias Wieser, Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz, EurUP 2011, 176, 182.

²⁷ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 24.4.1998, BGBl. I S. 730.

²⁸ Im Einzelnen zur Historie der Unbundling-Vorschriften: Winfried Rasbach, Unbundling-Regulierung in der Energiewirtschaft, München 2009, S. 9-24 m.w.N. [4.41]; Eder in Danner/Theobald, Energierecht, 74. EL, 2012, § 6 EnWG, Rn. 1 ff [4.42].



2009/73/EG (sog. „Erdgasbinnenmarktrichtlinie“, im Folgenden GasRL) und drei Verordnungen.²⁹ Wesentliches Ziel des europäischen Gesetzgebers war hierbei die Förderung des Wettbewerbs im Energiebereich und der Liberalisierung der Energiemärkte, sowie die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzuganges und einer wirksamen Regulierung.³⁰

Kern des 3. Energiebinnenmarktpaketes ist die deutliche Verschärfung der Entflechtungsvorgaben für Transportnetzbetreiber. Es werden für die Mitgliedsstaaten drei alternativ umzusetzende Varianten der Regelung eines Entflechtungsregimes für Transportnetzbetreiber vorgegeben, die im Ergebnis zu einer gegenüber den bisherigen Vorgaben stärkeren Trennung zwischen Versorgungs- und Netzstätigkeiten führen: die eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling), die Einrichtung eines unabhängigen Systembetreibers (Independent System Operator, ISO-Modell) und die Einrichtung eines unabhängigen Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibers (Independent Transmission Operator, ITO-Modell).³¹ Von diesen Vorgaben sind die Verteilernetzbetreiber jedoch ausgenommen, da der Einfluss von Produktions- und Vertriebsinteressen auf der Verteilernetzebene nicht so stark ausgeprägt ist wie auf der Ebene der Übertragungs- und Fernleitungsnetze.³²

Mit dem dritten Energiebinnenmarktpaket wurden auch die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher weiter verschärft. Art. 15 Abs. 1 GasRL sieht vor, dass Betreiber von Gasspeichern, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, für eine Unabhängigkeit des Speicherbetriebs im Hinblick auf Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt von anderen Tätigkeiten des Unternehmens (insbesondere Gewinnung, Vertrieb) zu sorgen haben. Allerdings gilt dies gem. Art. 15 Abs. 1 Uabs. 2 GasRL nur für solche Gasspeicheranlagen, die i. S. d. Art. 33 GasRL für einen effizienten Netzzugang technisch oder wirtschaftlich erforderlich sind. Für den Zugang zu Gasspeichern können die Mitgliedsstaaten nach Art. 33 GasRL weiterhin zwischen zwei Modellen der Ausgestaltung des Zugangs zu Gasspeichern wählen, entweder dem verhandelten oder dem regulierten Speicherzugang. Die EltRL enthält jedoch keinerlei Parallelregelungen für Stromspeicher.

²⁹ Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden; Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003; Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

³⁰ Vgl. Erwägungsgründe (1) ff., insbes. (1), (3), (4) und (6), EltRL und GasRL.

³¹ Vgl. Erwägungsgründe 17 ff., EltRL; Erwägungsgründe 13 ff. GasRL.

³² Vgl. Erwägungsgrund 26, EltRL und Erwägungsgrund 25, GasRL.



4.5.2.2 Umsetzung im EnWG

Aufgrund der Vorgaben des 3. Energiebinnenmarktpaketes wurden nunmehr auch die Vorgaben des EnWG zur Entflechtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen neu gefasst. Das sog. Energiepaket, bestehend aus insgesamt acht Artikelgesetzen, die Änderungen in über 20 Gesetzen und Verordnungen vorsahen, trat Anfang August 2011 in Kraft.³³ Dabei wurden in das EnWG für Transportnetzbetreiber im Strom- und Gasbereich alle drei vom 3. Binnenmarktpaket für die Mitgliedsstaaten zur Wahl gestellten Entflechtungsmodelle eingeführt: Die sog. „Eigentumsrechtliche Entflechtung“, der „Unabhängige Systembetreiber (ISO)“ und der „Unabhängige Transportnetzbetreiber (ITO)“, vgl. § 8 Abs. 1 EnWG. Diese Regelungen gelten jedoch ebenso wie die Vorgaben des 3. Energiebinnenmarktpaketes nicht für Verteilernetzbetreiber.³⁴ Zentrales Ziel dieser Neuregelungen war entsprechend den europarechtlichen Vorgaben die Gestaltung der Transportnetze als „neutraler Marktplatz“ für einen funktionierenden Wettbewerb, wozu nur die konsequente Trennung der Bereiche Netz, Erzeugung und Vertrieb als wirksames Mittel angesehen wurde.³⁵ Weitere Änderungen des EnWG betreffen aber auch die Verteilernetzbetreiber, für die ebenfalls in Einzelpunkten strengere Entflechtungsvorgaben geschaffen wurden.

Die grundlegenden Vorschriften zum Entflechtungsregime finden sich nunmehr in den §§ 6–10e EnWG, nach denen insbesondere vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen verpflichtet werden, die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen, vgl. § 6 S. 2 EnWG. Teilweise gelten die Entflechtungsanforderungen der §§ 6–10e EnWG aber auch für Netzbetreiber oder andere Unternehmen, die nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind.

§ 6 S. 1 EnWG nennt als gesetzliche Zielsetzung der Entflechtungsvorschriften die Gewährleistung von Transparenz sowie die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs. Bei den Energieversorgungsnetzen handelt es sich um sog. natürliche Monopole, bei denen eine verdeckte Bevorzugung bestimmter Unternehmen der vor- und nachgelagerten Märkte möglich ist.³⁶ Zweck der Entflechtungsvorschriften ist daher vor allem die Verhinderung von Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten des Netzbetriebs und den anderen Geschäftsbereichen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens als Unterfall der diskriminierungsfreien Abwicklung des Netzbetriebs.³⁷

³³ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26.7.2011, BGBl I 2011, 1554.

³⁴ Christian Theobald/Tanja Gey-Kern, Das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU und die Reform des deutschen Energiewirtschaftsrechts 2011, EuZW 2011, 896, 899 [4.43].

³⁵ Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Drucksache 17/6072, 6.6.2011, S. 45.

³⁶ Theobald/Theobald, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, München, 2008, S. 107 [4.44].

³⁷ Amtliche Begründung, BT-Drucks. 15/3917, S. 51.



Die Vorschriften zur Entflechtung betreffen unterschiedliche Aspekte: die Verwendung von Informationen („Informatorische Entflechtung“), vgl. § 6a EnWG, Vorgaben zur Rechnungslegung und Buchführung, vgl. § 6b EnWG („Buchhalterische Entflechtung“), die Trennung der Rechtsformen („Rechtliche Entflechtung“), vgl. § 7 EnWG sowie die Organisation und Entscheidungskompetenzen („Operationelle Entflechtung“), vgl. § 7a EnWG. Für Transportnetzbetreiber gelten teilweise abweichend die oben angesprochenen besonderen Anforderungen von eigentumsrechtlicher Entflechtung, ISO-Modell oder ITO-Modell, vgl. §§ 8 ff. EnWG.

Während die beiden zuerst genannten Entflechtungsarten der informatorischen und buchhalterischen Entflechtung sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für Transportnetzbetreiber gelten, wie sich aus der Überschrift des Abschnitts 1 des 2. Teils des EnWG „Gemeinsame Vorschriften für Verteilernetzbetreiber und Transportnetzbetreiber“ ergibt, handelt es sich ausweislich der jeweiligen Abschnittsbezeichnungen bei den Vorschriften über die rechtliche und operationelle Entflechtung gem. §§ 7, 7a EnWG um spezielle Vorschriften nur für Verteilernetzbetreiber und bei den Vorschriften der §§ 8 ff. EnWG um Spezialregelungen für Transportnetzbetreiber.

Nach den Vorgaben für die informatorische Entflechtung gem. § 6a Abs. 1 EnWG, die sowohl für Verteiler- als auch für Transportnetzbetreiber gelten und der Umsetzung von Art. 16 von EltRL und GasRL dienen³⁸, müssen vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber sowie Betreiber von Flüssiggas (LNG)-Anlagen sicherstellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber sowie Betreiber von LNG-Anlagen Kenntnis erlangen, gewahrt wird. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG schreibt vor, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber oder Betreiber von LNG-Anlagen, wenn sie Informationen über die eigenen Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, offenlegen, sicherzustellen haben, dass dies in nicht diskriminierender Weise erfolgt. Außerdem müssen von diesen Akteuren gem. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG wirtschaftlich sensible Informationen auch gegenüber anderen Teilen des Unternehmens vertraulich behandelt werden.

Die Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung, mit denen Art. 31 von EltRL und GasRL umgesetzt wurde, die ebenfalls sowohl für Verteiler- als auch für Transportnetzbetreiber gelten, besagen gem. § 6b EnWG zunächst, dass stets Jahresabschlüsse nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften aufzustellen, zu prüfen und offenzulegen sind und darin die zwischen den zu trennenden Bereichen erfolgten Geschäfte gesondert zu kennzeichnen sind, vgl. § 6b Abs. 1 und 2 EnWG. Gem. Abs. 3 der Vorschrift sind für die Tätigkeitsbereiche Elektrizitätsübertragung, Elektrizitätsverteilung, Gasfernleitung, Gasverteilung, Gasspeicherung und Betrieb von LNG-Anlagen jeweils getrennte Konten in

³⁸ Vgl. Stahlhut in Danner/ Theobald, Energierecht, 74. EL, 2012, § 6a EnWG.



der Weise zu führen, wie es erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden.

Die nur für Verteilernetzbetreiber geltenden Vorgaben zur rechtlichen Entflechtung nach § 7 EnWG besagen, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sicherzustellen haben, dass verbundene Verteilernetzbetreiber hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind, vgl. § 7 Abs. 1 EnWG. Dies gilt nicht für Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden.

Die ebenfalls nur für Verteilernetzbetreiber geltenden Vorgaben für eine operationelle Entflechtung gem. § 7a EnWG verlangen insbesondere, dass in vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen Angestellte mit Leitungsfunktionen, sowie andere Angestellte nicht in Überschneidungsbereichen von Netz und Vertrieb angesiedelt, sondern jeweils klar einem der beiden Bereiche zugeordnet sind, um Interessenkonflikte und Diskriminierungspotential zu vermeiden, vgl. § 7b Abs. 2 Nrn. 1, 2 EnWG.

§ 8 EnWG besagt schließlich, dass Transportnetzbetreiber eine der Entflechtungsformen nach § 8, § 9 oder §§ 10 ff. EnWG wählen müssen, die sog. „Eigentumsrechtliche Entflechtung“, den „Unabhängigen Systembetreiber“ oder den „Unabhängigen Transportnetzbetreiber“. In der Praxis relevant sind allein die Entflechtungsformen des § 8 (Eigentumsrechtliche Entflechtung) und der §§ 10 ff. EnWG, das sog. ISO-Modell. Der unabhängige Systembetreiber gem. § 9 EnWG wird in Deutschland nicht praktiziert.

Zwischenfazit

Es existieren Entflechtungsvorschriften für die Bereiche der sog. Informativischen, buchhalterischen, rechtlichen und operationellen Entflechtung sowie für die Entflechtungsarten des §§ 8 ff. EnWG. Die Vorgaben unterscheiden sich dabei für Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber.

4.5.2.3 Regelungen für Gasspeicheranlagen

Da Entflechtungsvorgaben für Stromspeicherbetreiber weder im EnWG noch im europäischen Sekundärrecht speziell geregelt sind, können zu Vergleichszwecken die Vorgaben für Gasspeicheranlagen betrachtet werden. Hierbei ist danach zu differenzieren, ob der Speicher dem Netzbetrieb im engeren Sinne (Transport- und Verteilernetze) zuzuordnen ist, ob er dem Gasversorgungsnetz im weiteren Sinne (§ 3 Nr. 20 EnWG) zuzuordnen ist oder ob er keiner dieser beiden Möglichkeiten unterfällt.



4.5.2.3.1 Gasspeicher als Gasversorgungsnetz im engeren Sinne (Transport- oder Verteilernetz)

Zunächst besteht die Möglichkeit, dass Gasspeicheranlagen zum Netz im engeren Sinne gehören. Als Netz im engeren Sinne kann dabei die Gesamtheit der für den Betrieb eines Verteiler- oder Transportnetzes genutzten Anlagen und Infrastrukturen definiert werden.

Im Gasbereich sind diese Speicher ausdrücklich vom Begriff der „Speicheranlage“ ausgenommen, vgl. § 3 Nr. 31 EnWG: „ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“. Eine Speicheranlage kann somit lediglich dann dem Netz im engeren Sinne zugeordnet werden, wenn sie einerseits für den Betrieb des Netzes zur Verfügung steht und andererseits nicht gleichzeitig für andere Zwecke, die nicht der Gewährleistung des ordnungsgemäßen Netzbetriebs unterfallen, genutzt wird.

Wenn der Speicher selbst als zum Netz gehörig angesehen wird, gelten hier keine Vorgaben für die Entflechtung des Speichers vom Netz. Müsste hier eine Trennung des für den Netzbetrieb notwendigen Speichers vom Netz stattfinden, könnte dies sogar einen versorgungssicheren Netzbetrieb gefährden. In regulatorischer Hinsicht wird der Speicher im Rahmen der Regulierung des Netzes, dessen Teil er darstellt, „mitreguliert“. So gelten für den Speicher und das Netz gemeinsam im Verhältnis zu anderen Tätigkeiten des Netzbetreibers diejenigen Entflechtungsvorschriften, die auch für den Netzbetrieb allein gelten würden.

4.5.2.3.2 Gasspeicher als Gasversorgungsnetz im weiteren Sinne (§ 3 Nr. 20 EnWG)

Auch wenn Gasspeicher nicht ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind (Netz im engeren Sinn, oben 4.3.2.3.1), können sie dennoch Gasversorgungsnetz nach § 3 Nr. 20 EnWG sein (Netz im weiteren Sinn). Nach dieser Vorschrift gehören zum Gasversorgungsnetz grundsätzlich alle Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-Anlagen oder Speicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind. In der Konsequenz unterliegen Betreiber solcher Speicheranlagen insbesondere der Pflicht, diskriminierungsfreien Speicherzugang nach § 28 EnWG zu gewähren. Darüber hinaus finden aber auch bestimmte Entflechtungsvorgaben Anwendung, Dies gilt nicht nur für die Vorschriften, die unmittelbar an den Begriff des „Betreibers von Speicheranlagen“ anknüpfen, sondern auch für solche Vorschriften, die auf den Begriff des „Betreibers von Energieversorgungsnetzen“ bzw. des „Netzbetreibers“ Bezug nehmen. Denn diese Begriffe beziehen sich ihrerseits auf den Begriff des „Betreibers von Gasversorgungsnetzen“ (vgl. § 3 Nr. 4 EnWG).

Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind gem. § 3 Nr. 6 EnWG natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die Gasversorgungsnetze betreiben. Diese Vorschrift verweist damit



auf § 3 Nr. 20 EnWG³⁹, nach dem Gasversorgungsnetze nicht nur definiert werden als alle Gasfernleitungs- und Gasverteilernetze, sondern auch alle LNG- und Speicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm betrieben werden. Danach sind auch Betreiber von Gasspeicheranlagen i. S. d. § 3 Nr. 31 EnWG unter den Begriff des „Betreibers von Gasversorgungsnetzen“ und damit auch des „Betreibers von Energieversorgungsnetzen“ zu fassen.⁴⁰ Dies bedeutet, dass Gasspeicher demnach Netze im Sinne des EnWG darstellen. In diesem Fall werden die Speicher daher dem Netz im weiteren Sinne zugeordnet.⁴¹

§ 3 Nr. 20 EnWG ist allerdings seinem Wortlaut nach dahingehend eingeschränkt, dass von der Vorschrift nur solche Speicheranlagen erfasst sein sollen, die „für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung oder zu LNG-Anlagen erforderlich“ sind. In der Literatur herrscht deshalb die Ansicht vor, dass aufgrund dieser Beschränkung nur „technisch erforderliche“ Gasspeicheranlagen als Netz im weiteren Sinne gelten.⁴² Diese Ansicht wird aus dem Wortlaut des letzten Halbsatzes des § 3 Nr. 20 EnWG sowie aus Art. 2 Nr. 13 GasRL⁴³ abgeleitet und bezieht sich außerdem auf § 2 Abs. 3 S. 2 EnWG 2003⁴⁴, der Art. 2 Nr. 13 GasRL folgt.⁴⁵

Eine solche einschränkende Auslegung im Hinblick auf eine rein technische Erforderlichkeit stellt jedoch einen Widerspruch zum Regelungssystem der GasRL dar, nach der nicht lediglich technisch erforderliche Gasspeicheranlagen dem Begriff des „Netzes“ unterfallen sollen. Vielmehr folgt aus der Systematik der GasRL, dass der Begriff des „Netzes“, in § 3 Nr. 20 EnWG als „Gasversorgungsnetz“ bezeichnet, grundsätzlich zunächst alle Arten von Speicheranlagen erfasst.⁴⁶ Art. 15 Abs. 1, Uabs. 2 GasRL sieht außerdem die Geltung der

³⁹ Arndt in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 26 Rn. 8 [4.45]; Theobald in Danner/Theobald, Energierecht, § 3 Rn. 33.; a.A. ohne Begründung: Schütte in Baur / Salje / Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2011, Kap. 94 Rn. 7 f. [4.46].

⁴⁰ Boesche in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl., Frankfurt am Main, 2010, § 3 EnWG, Rn. 57 [4.47].

⁴¹ Dazu auch Hartmut Weyer in Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift für Peter Salje, 2013, Die Regulierung von Nicht-Netzbetreibern, 459, 462 f. [4.48].

⁴² Peter Salje, EnWG, 2006, § 3 Rn. 167 ff. [4.49]; Tim Olbricht, Netzzugang in der deutschen Gaswirtschaft, 2008, S. 374 ff. [4.50]; Sven Fischerauer, Regulierung des Zugangs zu Speicheranlagen, München, 2010, S. 144 ff. [4.51]

⁴³ Art. 2 Nr. definiert wie folgt: „„Netz“ alle Fernleitungsnetze, Verteilernetze, LNG-Anlagen und/oder Speicheranlagen, die einem Erdgasunternehmen gehören und/oder von ihm betrieben werden, einschließlich Netzpufferung und seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten genutzt werden, und der Anlagen verbundener Unternehmen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind“.

⁴⁴ „Ferner zählen hierzu [zu den Gasversorgungsnetzen] Anlagen zur Speicherung, soweit sie in technischer Hinsicht für den wirksamen Netzzugang erforderlich sind.“

⁴⁵ Begründung Gesetzentwurf, BT-Dr. 15/197 S. 6.

⁴⁶ Hartmut Weyer in Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift für Peter Salje, 2013, Die Regulierung von Nicht-Netzbetreibern, 459, 462.



Entflechtungsvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber und Gasspeicherbetreiber bei Speicheranlagen vor, die „technisch und/oder wirtschaftlich erforderlich sind, um einen effizienten Zugang zum System für die Versorgung der Kunden gemäß Artikel 33 zu gewährleisten“. Im Zusammenhang mit dieser Vorschrift müsste das Merkmal der Erforderlichkeit aus Art. 2 Nr. 13 GasRL ebenfalls so verstanden werden, dass zumindest eine technische oder eine wirtschaftliche Erforderlichkeit ausreicht. Auch die Auslegungsvermerke zu der Richtlinie 2003/54/EG und der GasRL gehen nicht von einer Einschränkung auf „technische Erforderlichkeit“ aus.⁴⁷

Nach der dargestellten Literaturansicht, die eine technische Erforderlichkeit verlangt, bestünde außerdem kein Anspruch auf „Netzzugang“ nach Art. 35 GasRL in Form des Zugangs zu einer Speicheranlage, wenn diese nicht das Merkmal „technische Erforderlichkeit“ aufwies. Ebenfalls gegen die dargestellte Ansicht spricht der Aspekt der Rechtssicherheit, der erfordert, dass es nicht von der Erfüllung eines möglicherweise nicht konstant vorhandenen Merkmals, das von den jeweiligen Besonderheiten des Einzelfalls bestimmt wird, der „technischen Erforderlichkeit“ abhängen kann, ob eine Speicheranlage dem Netz zugeordnet wird oder nicht.

Für das Erforderlichkeitskriterium sollte daher ein Bezug zur Gasversorgung über Fernleitungs- bzw. Verteilernetze oder LNG-Anlagen genügen.⁴⁸ Jedenfalls aber ist in Anlehnung an die Regelungen des § 28 Abs. 1 S. 1 EnWG und Art. 33 Abs. 1 S. 1 GasRL ausreichend, wenn die Speicheranlage für den effizienten Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist.⁴⁹ Für diese Gasspeicheranlagen sind daher die Entflechtungsvorgaben zu beachten, die an den Betrieb des Gasversorgungsnetzes im weiteren Sinne anknüpfen.

4.5.2.3.2.1 Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze im Verhältnis zur Speicheranlage

Die Entflechtungsvorschriften zielen im Wesentlichen darauf ab, den Betrieb von Transport- und Verteilernetzen zur Verhinderung der Diskriminierung anderer Marktteilnehmer und der Förderung der Transparenz von anderen Tätigkeiten zu trennen. Somit stehen Entflechtungsvorgaben für die Betreiber von Verteiler- oder Transportnetzen im Zentrum der Entflechtungsvorschriften. Zunächst ist daher zu untersuchen, welche Konsequenzen für den Betrieb von Speicheranlagen sich aus den Entflechtungsanforderungen an Verteiler- und Transportnetzbetreiber ergeben.

⁴⁷ Vermerk der GD Energie und Verkehr v. 16.1.2004 zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG, Rechtlich nicht bindendes Kommissionspapier, Zugang Dritter zu den Speicheranlagen, Ziff. 2; Commission Staff Working Paper v. 22.1.2010, Third-Party Access to Storage Facilities, Ziff. 6.2.1.

⁴⁸ So Hartmut Weyer in Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift für Peter Salje, 2013, Die Regulierung von Nicht-Netzbetreibern, 459, 463.

⁴⁹ Boesche in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl., Frankfurt am Main, 2010, § 3 EnWG, Rn. 57.



Hinsichtlich der Verwendung von Informationen (sog. „Informatorische Entflechtung“) haben die Netzbetreiber nach § 6a EnWG die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Transportnetzeigentümer oder Netzbetreiber, Kenntnis erlangen, zu wahren. Nach § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG müssen vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber oder Betreiber von LNG-Anlagen, wenn sie Informationen über die eigenen Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, offenlegen, sicherstellen, dass dies in nicht diskriminierender Weise erfolgt. Wirtschaftlich sensible Informationen müssen von den in der Norm genannten Akteuren gem. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG auch gegenüber anderen Teilen des Unternehmens vertraulich behandelt werden. Die Vorgaben zur informatorischen Entflechtung gelten damit für den Netzbetreiber auch gegenüber Betreibern von Speicheranlagen. Nach dem Gesetzeswortlaut ist diese Geltung außerdem unabhängig von der Eigenschaft des Netzbetreibers als vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen.⁵⁰

Ausdrücklich geregelt ist in § 6b Abs. 3 S. 1, Nrn. 3., 4. und 5. EnWG, dass eine buchhalterische Entflechtung stattzufinden hat, wenn von einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen sowohl Netzbetrieb als auch Gasspeicherung betrieben wird. Für die in den einzelnen Ziffern des § 6 Abs. 3 EnWG aufgeführten Tätigkeiten müssen im vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in der internen Rechnungslegung des Unternehmens jeweils getrennte Konten geführt werden, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden. Selbst wenn die Gasspeicherung nicht in der Aufzählung des Absatzes 3 enthalten wäre, so gälte für den Netzbetreiber eine Vorgabe zur buchhalterischen Entflechtung, da es sich bei dem Betrieb eines Gasspeichers, der nicht zum Netz i. e. S. gehört, um einen anderen Tätigkeitsbereich handelt.

Nach § 7 EnWG, der Vorgaben für die sog. rechtliche Entflechtung der Verteilernetzbetreiber macht, ist gefordert, dass Verteilernetzbetreiber hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind. Der Betrieb eines Gasspeichers, der nicht als Netz im engeren Sinne gem. § 3 Nr. 31 EnWG (s.o., Ziff. 4.3.2.3.1) einzustufen ist, stellt gegenüber dem Betrieb des Verteilernetzes einen „anderen Tätigkeitsbereich“ dar, so dass diese Tätigkeit bei Zugrundelegung des Wortlautes in einer anderen Rechtsform zu erfolgen hat. Ein solches Verständnis ist allerdings zweifelhaft, da Art. 15 Abs. 1 GasRL die rechtliche Entflechtung eines Gasspeichers nur hinsichtlich der Tätigkeiten verlangt, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Dass der deutsche Gesetzgeber über die unionsrechtlichen Vorgaben hinausgehen wollte, ist nicht klar ersichtlich, so dass eine einschränkende Auslegung naheliegt.

⁵⁰ So bereits zu §§ 6, 9 EnWG a.F. Sven Fischerauer, Regulierung des Zugangs zu Speicheranlagen, 2010, S. 273 f. Dies gilt auch für § 6a Abs. 2 EnWG; a.A. Schmutzer/Schoon/Stolzenburg in Rosin, Pohlmann, Gentzsch, Metzenthin, Böwing, Praxiskommentar EnWG, Stand Dez. 2012, § 6a EnWG Rn. 9, 58 [4.52].



Die sog. operationelle Entflechtung hat gem. § 7a EnWG zu Inhalt, dass bei einem Verteilernetzbetreiber keine Personen in leitender Funktion tätig sein dürfen, die Angehörige von betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind oder die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen der Gewinnung, Erzeugung oder Vertrieb von Energie an Kunden zuständig sind. Hier gilt demnach die Entflechtungsvorgabe nur bei einer Verbindung des Speichers zu den Bereichen Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb. Wird der Speicher nicht im Zusammenhang mit Gewinnung oder Handel/Vertrieb des vertikal integrierten Unternehmens betrieben, so muss eine operationelle Entflechtung nach § 7a EnWG demnach nicht erfolgen.

Nach den Vorgaben zur eigentumsrechtlichen Entflechtung gem. § 8 Abs. 2 EnWG muss der Transportnetzbetreiber auch der Eigentümer des Netzes sein. Gleichzeitig dürfen Personen, die unmittelbar oder mittelbar Kontrollbefugnisse über das Netz besitzen, nicht gleichzeitig über Kontrollbefugnisse über ein Unternehmen im Bereich Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb von Energie verfügen. Da sich die Norm auf Personen mit Leitungs- bzw. Kontrollbefugnissen bezieht, handelt es sich hierbei um eine Spezialvorschrift der operationellen Entflechtung, die gegenüber § 7a EnWG verschärfte Anforderungen für Transportnetzbetreiber festlegt. Ebenso wie bei der operationellen Entflechtung der Verteilernetzbetreiber ist nach dieser Vorgabe ein Speicher, der von seinem Betreiber nicht selbst für die Zwecke Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb genutzt wird, sondern lediglich Dritten zur Nutzung zur Verfügung gestellt wird, nicht operationell vom Netzbetrieb i. e. S. zu entflechten.

Nach den Vorgaben der §§ 10 ff. EnWG muss der unabhängige Transportnetzbetreiber sowohl im Hinblick auf die Entscheidungsbefugnisse und seine Struktur und Satzung von dem integrierten Energieversorgungsunternehmen unabhängig bleiben. Gem. § 10 Abs. 2 EnWG darf Personal, das für den Betrieb des Transportnetzes erforderlich ist, nicht in anderen Gesellschaften des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens oder deren Tochtergesellschaften angestellt sein, in §§ 10 c und 10 d EnWG ist außerdem die Unabhängigkeit des Aufsichtsrates und der Unternehmensleitung des unabhängigen Transportnetzbetreibers geregelt. Für die Erbringung von Dienstleistungen des unabhängigen Transportnetzbetreibers für das integrierte Energieversorgungsunternehmen gelten strenge Anforderungen, vgl. § 10a Abs. 3 EnWG. Schließlich sieht § 10 e die Installation eines sog. „Gleichbehandlungsbeauftragten“ für die Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzbetriebes vor. Es bestehen außerdem Vorgaben für einen getrennten markenrechtlichen Auftritt, sowie die Trennung von Kommunikationstechnik, sowie die Vorgabe, dass die Abschlussprüfung des unabhängigen Transportnetzbetreibers und des integrierten Energieversorgungsunternehmens von anderen Abschlussprüfern zu erfolgen hat. Hierbei handelt es sich ebenfalls um Sondervorschriften für die operationelle Entflechtung von Transportnetzbetreibern. Da sich diese Vorschriften auf die Trennung des Bereiches „Netz“ von allen anderen Tätigkeiten des integrierten Energieversorgungsunternehmens beziehen, ergibt sich, dass die Vorgaben der §§ 10 ff. EnWG im Gegensatz zu den Vorgaben nach § 8 EnWG auch im Verhältnis von einem Transportnetz zu einem Gasspeicher als Gasversorgungsnetz im weiteren Sinne einzuhalten sind.



4.5.2.3.2 Entflechtungsvorgaben für die Speicheranlage im Verhältnis zu anderen Tätigkeiten

Vorstehend wurde untersucht, welche Konsequenzen für den Betrieb von Speicheranlagen sich aus den Entflechtungsanforderungen an Verteiler- und Transportnetzbetreiber ergeben. Nunmehr ist zu fragen, welche Konsequenzen für den Betrieb von Speicheranlagen sich aus zusätzlichen Entflechtungsanforderungen hinsichtlich der Speicheranlagen selbst ergeben bzw. aus den Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des Gasversorgungsnetzes im weiteren Sinne, dem nach der Definition des § 3 Nr. 20 EnWG auch die hier untersuchten Speicheranlagen unterfallen.

Hinsichtlich der Verwendung von Informationen (sog. „Informativische Entflechtung“) gelten die Vorgaben des § 6a EnWG auch für die Betreiber von Speicheranlagen i. S. d. EnWG, womit gem. § 3 Nr. 9 EnWG Gasspeicher gemeint sind.

Da Gasspeicher auch in der Liste derjenigen Tätigkeiten aufgeführt sind, für die nach § 6 Abs. 3 S. 1 EnWG getrennte Konten zu führen sind, besteht auch hier eine eigenständige Vorgabe zur Entflechtung des Speichers. Daher ist der Speicher buchhalterisch von allen anderen Tätigkeiten, die nicht zum Speicherbetrieb gehören, z. B. Gewinnung, Handel und Vertrieb, zu trennen.

Aus den §§ 7, 7a EnWG ergeben sich zunächst keine Vorgaben für die Entflechtung des Gasspeichers von anderen Tätigkeiten, da die Regelungen nur Verteilernetzbetreiber betreffen. Gem. § 7b EnWG muss eine rechtliche und operationelle Entflechtung jedoch entsprechend § 7 Abs. 1 und § 7a Abs. 1-5 EnWG auch für Speicheranlagen durchgeführt werden, die Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind und zu denen der Zugang „technisch und wirtschaftlich erforderlich“ ist für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung von Kunden. Allerdings müsste diese Vorschrift unter Bezugnahme auf die in Art. 15 Abs. 1 Uabs. 2 GasRL gemachten Vorgaben⁵¹ wohl so ausgelegt werden, dass es hier lediglich auf eine technische oder wirtschaftliche Erforderlichkeit für den Zugang ankommen kann. Aufgrund der Anordnung der entsprechenden Anwendung der ansonsten an Netzbetreiber adressierten Vorschriften ist davon auszugehen, dass der Speicherbetreiber im Kontext der Regelung an die Stelle des Netzbetreibers tritt.

Eine rechtliche Entflechtung des Betriebes eines technisch oder wirtschaftlich für den effizienten Netzzugang erforderlichen Speichers von anderen Tätigkeiten hat demnach nach § 7b Abs. 1 i. V. m. § 7 EnWG zu erfolgen. Aus dieser Vorschrift ergibt daher auch eine Pflicht zur rechtlichen Entflechtung des Speichers von anderen Tätigkeiten, insbesondere also in den Bereichen Gewinnung und Handel/Vertrieb. Dem Wortlaut nach gilt diese Verpflichtung sogar gegenüber den Tätigkeiten des Netzbetriebs i. e. S. (Betrieb eines Transport- oder Verteilernetzes). Ein solches Verständnis ist allerdings zweifelhaft, da der

⁵¹ „Dieser Artikel gilt nur für Speicheranlagen, die technisch und/oder wirtschaftlich erforderlich sind, um einen effizienten Zugang zum System für die Versorgung der Kunden gemäß Artikel 33 zu gewährleisten.“



zugrunde liegende Art. 15 Abs. 1 GasRL die rechtliche Entflechtung nur hinsichtlich der Tätigkeiten verlangt, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Dass der deutsche Gesetzgeber über die unionsrechtlichen Vorgaben hinausgehen wollte, ist nicht klar ersichtlich, so dass eine einschränkende Auslegung naheliegt.

In Bezug auf die operationelle Entflechtung nach § 7a EnWG ordnet § 7b EnWG ebenfalls an, dass dessen Vorgaben für Betreiber erforderlicher Speicheranlagen gelten. Auch hier ist also davon auszugehen, dass der Speicherbetreiber bei der entsprechenden Anwendung von § 7a EnWG in die Position des Verteilernetzbetreibers tritt. Allerdings sieht dieser eine operationelle Entflechtung nur im Verhältnis zu „Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb“ vor. Eine Entflechtung im Verhältnis zu anderen Tätigkeitsbereichen ist anders als in § 7 EnWG nicht vorgesehen. Somit ist davon auszugehen, dass eine operationelle Entflechtung des Gasspeichers nur von den Sparten „Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb“ durchgeführt werden muss.

Die Entflechtungsvorgaben nach §§ 8 und 10 ff. EnWG gelten nach ihrem Wortlaut jeweils nur für die Abgrenzung des Transportnetzbetriebs von Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb (§ 8) oder des unabhängigen Transportnetzbetreibers von dem integrierten Energieversorgungsunternehmen (§ 10 ff.). Eigenständige Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher ergeben sich daraus nicht.

4.5.2.3.3 Sonstige Gasspeicher (weder Netz i. e. S. noch Netz i. w. S.)

Als dritte Konstellation im Bereich der Gasspeicher stellt es sich schließlich dar, wenn der Speicher weder dem Gasversorgungsnetz im engeren Sinne (Transport- und Verteilernetze) noch auch nur dem Gasversorgungsnetz im weiteren Sinne (§ 3 Nr. 20 EnWG) zuzuordnen ist. Dies betrifft zum einen Gasspeicher, die das Erforderlichkeitskriterium des § 3 Nr. 20 EnWG nicht erfüllen. Anknüpfend an die Regelung des § 28 Abs. 1 S. 2 EnWG dürfte dies insbesondere für alle oberirdischen Gasspeicher (z. B. Kugelspeicher) sowie die unterirdischen Röhrenspeicher gelten. Diese unterliegen damit nicht den Entflechtungsanforderungen an Speicheranlagen i. S. v. § 3 Nr. 20 EnWG (oben 4.3.2.3.2.2). Wohl aber greifen die Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze auch im Verhältnis zu solchen Gasspeichern (oben 4.3.2.3.2.1).

Als weitere Ausnahme unterfallen Gasspeicher auch insoweit nicht dem Netz i. e. S. oder auch nur dem Netz i. w. S., wie sie im Rahmen der Gewinnung von Gas eingesetzt werden. Denn Speicheranlagen sind gemäß der Definition des § 3 Nr. 31 EnWG Anlagen zur Speicherung von Gas „mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird“. Insoweit finden daher gleichfalls nur die Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze Anwendung (oben 4.3.2.3.2.1). In diesem Rahmen ist allerdings zu beachten, dass die Speicheranlagen insoweit der Tätigkeit „Gasgewinnung“ zuzuordnen sind. Damit greifen stets auch die Anforderungen der rechtlichen und operationellen Entflechtung nach §§ 7, 7a, 8 EnWG ein.



Zwischenfazit

Als Zwischenergebnis ist festzustellen, dass zur Bestimmung der konkreten Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher nach den geltenden Vorschriften in mehrfacher Hinsicht Differenzierungen erforderlich sind. Insbesondere kommt es auf den Einsatzzweck der Anlage an. So sind die Entflechtungsanforderungen für solche Gasspeicher eingeschränkt, die allein für Gewinnungszwecke oder ausschließlich für Aufgaben des Netzbetreibers eingesetzt werden. Weiter muss auch zwischen solchen Speichern unterschieden werden, die der Speicherbetreiber selbst für die Zwecke von Handel und Vertrieb einsetzt und solchen, die lediglich Dritten für diese Zwecke zur Verfügung gestellt werden. Eine Prüfung der jeweils geltenden Entflechtungsvorgaben hat außerdem sowohl aus dem Blickwinkel des Netzbetreibers und unter Berücksichtigung der für diesen geltenden Entflechtungsanforderungen sowie aus dem Blickwinkel des Gasspeicherbetreibers zu erfolgen, für den im Gasbereich teilweise spezifische Entflechtungsvorgaben bestehen. Schließlich ist nach den verschiedenen Entflechtungsformen zu unterscheiden und im konkreten Fall jeweils zu prüfen, ob deren Tatbestandsmerkmale erfüllt sind

4.5.2.4 Verhältnis von Speicherung elektrischer Energie und Erzeugung

Mangels spezifischer Entflechtungsregelungen für Stromspeicher stellt sich außerdem die Frage, ob die Speicherung elektrischer Energie als Erzeugung einzustufen sein könnte⁵², weil der zu speichernde Strom - zumindest im Regelfall, z. B. Pumpspeicher (anders evtl. Batteriespeicher) - in eine andere Energieform umgewandelt wird, aus der später erneut Strom erzeugt wird. Aus technischer Sicht umfasst die Speicherung elektrischer Energie daher auch den Verbrauch von Strom und die spätere erneute Stromerzeugung. Insoweit kommt eine Anwendbarkeit der Regelungen zur Erzeugung grundsätzlich in Betracht. Hier liegt ein wichtiger Unterschied zur Gasspeicherung, da hierbei das eingespeicherte Gas nicht in eine andere Energieform umgewandelt wird. Auch die Einordnung von Stromspeichern durch den BGH⁵³ als netzentgeltspflichtige Stromverbraucher legt eine Qualifizierung als Stromerzeuger bei der Wiedereinspeisung von Strom in das Netz nahe. Nach Auffassung der US-amerikanischen Bundesregulierungsbehörde Federal Energy Regulatory Commission (FERC) können Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sowohl Erzeugungsanlagen, als auch der Übertragung oder Verteilung von Energie oder sogar Verbrauchern ähneln.⁵⁴

⁵² So Frank Sailer in Thorsten Müller (Hrsg.), 20 Jahre Recht der erneuerbaren Energien, Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität, S. 777, 794 [4.53].

⁵³ BGH, NVwZ-RR 2010, 431; ebenso OLG Düsseldorf, ZNER 2008, 380.

⁵⁴ Federal Energy Regulatory Commission, Western Grid Development, LLC, Docket No. EL10-19-000, Order on Petition for Declaratory Order, LLC, 130 FERC 61,056, 2010, Rn. 44).



Die Qualifizierung von Stromspeichern als Erzeugungsanlagen wäre für die Frage nach den geltenden Entflechtungspflichten von Bedeutung, da der Betrieb einer Erzeugungsanlage nach den Vorschriften der §§ 6 ff EnWG jeweils von den Netzbetreiberaufgaben getrennt werden müsste. Dies würde insbesondere auch im Rahmen der operationellen Entflechtung gelten.

Nach dem Gesetzeswortlaut von EnWG und EEG findet keine ausdrückliche Gleichstellung von Stromspeichern mit Stromerzeugern statt. Vielmehr existieren einige Sonderregelungen für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, z. B. § 13 Abs. 1 a, § 17 Abs. 1 EnWG, in denen die Speicherung neben der Erzeugung genannt ist. Dies zeigt, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nach Ansicht des Gesetzgebers nicht in allen Belangen mit Erzeugungsanlagen gleichzusetzen sind. Der (teilweisen) Einführung solcher Sonderregelungen kann aber im Umkehrschluss nicht entnommen werden, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nie als Erzeugungsanlagen eingeordnet werden können. Vielmehr muss bei Fehlen von Sonderregelungen - also insbesondere im Entflechtungsbereich - jeweils im Einzelfall geprüft werden, ob die Regelungen zur Erzeugung Anwendung finden.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Technologie ging in seiner Beschlussempfehlung u. a. zur Einführung eines Netzanschlussanspruches für Stromspeicher davon aus, dass eine Gleichstellung von Stromspeichern mit Erzeugungsanlagen im Hinblick auf den Netzanschluss notwendig sei, da Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zumindest dann, wenn die gespeicherte Elektrizität wieder an das Netz der allgemeinen Versorgung abgegeben werde, mit einer Erzeugungsanlage „in Maßen vergleichbar seien“.⁵⁵ Durch die Aussage, Speicher und Erzeugungsanlagen seien lediglich vergleichbar, wird aber gerade nicht die Aussage getroffen, dass ein Speicher als Erzeugungsanlage einzuordnen ist, sondern vielmehr das Gegenteil, da ansonsten deutlich gemacht worden wäre, dass die Ergänzung der Vorschrift um Speicher lediglich klarstellend sei. Es wird jedoch von einem echten Regelungsbedarf ausgegangen.

Gegen die Auffassung, dass es sich bei einem Stromspeicher um eine Anlage zur Erzeugung von Energie handelt, könnte außerdem die Gesetzssystematik sprechen. In § 3 Nr. 15 EnWG sind „Energieanlagen“ definiert, dabei werden Anlagen zur Erzeugung und zur Speicherung von Energie nebeneinander genannt. Unterfielen Speicher bereits von vorneherein dem Begriff der Erzeugungsanlagen, wäre deren Aufführung in dieser Vorschrift sinnlos. Von Speicheranlagen sind im Rahmen dieser Vorschrift allerdings sowohl Strom- als auch Gasspeicher erfasst⁵⁶. Wie bereits festgestellt, stellt sich bei Gasspeichern jedoch nicht die Frage, ob diese auch Energie erzeugen, da hier keine Umwandlungsvorgänge im Rahmen der Speicherung erfolgen. Somit kann vorliegend nicht gefolgert werden, dass die Vorschrift systematisch bedeutet, dass Speicher generell

⁵⁵ Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie vom 29.06.2011, DT-Drs. 17/6365, S. 33, Buchst. f) und g).

⁵⁶ Boesche in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl., Frankfurt am Main, 2010, § 3 EnWG, Rn. 31.



keine Erzeugungsanlagen darstellen, sondern sie könnte im Hinblick auf Stromspeicher auch lediglich klarstellenden Charakter haben.

Aus teleologischer Sicht dürften die Entflechtungsregelungen hinsichtlich Netzbetrieb und Stromerzeugung vor allem auf „integrierte Erzeuger“ zielen, d. h. Unternehmen, die den von ihnen erzeugten Strom selbst vermarkten und daher beim Netzzugang mit anderen Einspeisern konkurrieren. Bei der Stromspeicherung hingegen ist denkbar, dass der Speicherbetreiber die elektrische Energie lediglich für Dritte speichert, nicht aber selbst den Netzzugang beansprucht. Hier handelte es sich bei dem Speicherbetreiber, auch wenn er in technischer Hinsicht beim Ausspeichervorgang Strom erzeugt, nicht um den „Erzeuger“ von Strom, für den nach der Intention des Gesetzgebers die Entflechtungsvorgaben gelten sollen. Auch aus diesem Grunde erscheint eine generelle Gleichsetzung von Speicherung und Erzeugung elektrischer Energie nicht gerechtfertigt.

Im Ergebnis erscheint eine Einordnung der Speicherung von Strom als Erzeugung im Sinne der Entflechtungsvorschriften trotz der technischen Aspekte aufgrund der oben dargestellten Argumente eher zweifelhaft.

4.5.2.5 Erforderliche Differenzierungen bei der Anwendung der Entflechtungsvorgaben auf Stromspeicher

Zur Untersuchung der Frage, welche Anforderungen im Einzelnen beim Betrieb von Stromspeichern hinsichtlich Informationen, Buchhaltung, Rechtsform, Organisation und Eigentumsverhältnissen zu beachten sind, ist in mehrfacher Hinsicht zu differenzieren. Hierbei kann eine gewisse Orientierung an den Regelungen für Gasspeicher erfolgen. Danach ist eine Differenzierung nach dem Zweck der Speichernutzung (für Netzbetrieb, Erzeugung, Handel/Vertrieb oder eigenständig), nach dem Blickwinkel der Entflechtungsprüfung (Entflechtung des Netzes oder Entflechtung des Stromspeichers) sowie nach den unterschiedlichen Entflechtungsarten (informativ, buchhalterisch, rechtlich, operationell, eigentumsmäßig) geboten.

4.5.2.5.1 Nutzungszweck des Stromspeichers

Stromspeicher können ebenso wie Gasspeicher von ihren Betreibern für die Erfüllung verschiedener Zwecke genutzt werden. Zunächst kommt in Betracht, Stromspeicher ausschließlich für Netzbetreiberaufgaben zu nutzen. Eine andere Möglichkeit der Nutzung eines Stromspeichers ist, diesen als Infrastruktureinrichtung eigenständig zu vermarkten und anderen Speichernutzern für deren Verwendungszwecke (entgeltlich) zur Verfügung zu stellen. Als weitere Möglichkeit kommt in Betracht, dass der Speicherbetreiber diesen als Hilfsmittel für andere Tätigkeiten nutzt, insbesondere im Bereich Erzeugung oder in den Bereichen Handel und Vertrieb, z. B. zur Ausnutzung von Spreads, also durch eine Einspeicherung von Strom bei einem Überangebot von Strom im Netz und niedrigen Strompreisen und einer Ausspeicherung bei aktuell hohem Strompreis.



4.5.2.5.2 Blickwinkel der Entflechtungsprüfung

Es ist des Weiteren danach zu unterscheiden, aus welchem Blickwinkel sich Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern ergeben. Zum einen können die Entflechtungsvorgaben für das Verteiler- oder Transportnetz hinsichtlich ihrer Bedeutung für den Betrieb von Stromspeichern betrachtet werden. Zum anderen ist zu prüfen, ob Entflechtungsvorgaben unmittelbar für Stromspeicher gelten. Derzeit sind solche Entflechtungsvorgaben für Stromspeicher, anders als für Gasspeicher, nicht ersichtlich. Doch stellt sich die Frage, ob derartige Entflechtungsanforderungen zukünftig in Betracht kommen, so wie sie für Gasspeicher eingeführt wurden.

4.5.2.5.3 Unterscheidung nach den jeweiligen Entflechtungsanforderungen

Erforderlich ist außerdem eine Differenzierung nach den Entflechtungsarten, der „informativischen Entflechtung“ gem. § 6a EnWG, der buchhalterischen Entflechtung“ gem. § 6b EnWG, der rechtlichen Entflechtung gem. § 7 EnWG, der operationellen Entflechtung gem. § 7a EnWG und der Entflechtung nach den §§ 8 und 10 ff. EnWG, insbesondere hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse.

Zwischenfazit

Zur Bestimmung der Entflechtungsanforderungen für Stromspeicher muss daher nach dem Zweck des Speicherbetriebes, dem Blickwinkel der Entflechtungsprüfung (Netzbetrieb oder Speicherbetrieb) sowie den jeweiligen Entflechtungsarten der §§ 6a ff EnWG unterschieden werden.

4.5.2.6 Entflechtungsanforderungen

Auf Grundlage der vorhergehenden Überlegungen sind die Entflechtungsvorgaben für Stromspeicher im Einzelnen zu untersuchen. Soweit Regelungen für Stromspeicher fehlen, bietet sich außerdem ein Vergleich mit den für den Gasbereich geltenden Entflechtungsvorgaben an. Eine schlichte Übertragung der Regulierungsvorgaben für Gasspeicher ist jedoch mangels einer ausdrücklichen gesetzlichen Anordnung de lege lata nicht möglich.⁵⁷

⁵⁷ Jens-Peter Schneider, Planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertätigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung, Endbericht (Mai 2010), Materialien für die Umweltforschung 43, S. 74 [4.54].



4.5.2.6.1 Stromspeicherbetrieb ausschließlich für Netzbetreiberaufgaben

Zu betrachten ist nach der oben vorgenommenen Differenzierung zunächst die Konstellation, in der der Speicher vom Netzbetreiber ausschließlich für den Aufgabenbereich der notwendigen Gewährleistung des Netzbetriebes genutzt wird, also keine weitere Nutzung des Speichers zu anderen Zwecken, wie z. B. Vermietung von Speicherkapazität oder Handel und Vertrieb erfolgt.

4.5.2.6.1.1 Grundsatz

Im Gasbereich unterfallen die ausschließlich für Zwecke des Transport- oder Verteilernetzes genutzten Speicher nach § 3 Nr. 31 EnWG (s.o. Ziff. 4.3.2.3.1) nicht den Entflechtungsregelungen für Gasspeicher, sondern werden dem Netz i. e. S. zugeordnet. Relevant werden daher nur die Entflechtungsvorgaben für das Transport- oder Verteilernetz, wobei dieses unter Einbeziehung des dazugehörigen Speichers betrachtet werden muss. In der Folge können keine Entflechtungsvorgaben hinsichtlich der Trennung von Netz und Speicher gelten. Vielmehr werden solche Speicher im Hinblick auf die Frage, ob diese evtl. von weiteren Tätigkeitsbereichen des Betreibers zu entflechten sind, mit dem Netz gemeinsam betrachtet.

Es liegt nahe, dass dies für solche Stromspeicher, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, auch wenn keine ausdrückliche gesetzliche Regelung existiert, ebenso gesehen werden muss. Die Entflechtung – gleich in welcher Entflechtungsart – eines Stromspeichers von einem Netz, für dessen Betrieb der Speicher ausschließlich genutzt wird, wäre z. B. durch den Aufbau von möglicherweise effizienzhemmenden Organisations- und Kommunikationshindernissen lediglich dazu geeignet, einen versorgungssicheren Netzbetrieb zu erschweren. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass die derartig eng mit dem Netz verbundenen Speicher als Teil des Transport- oder Verteilernetzes „mitreguliert“ werden sollen.

Daher ist auch im Bereich der Stromspeicher davon auszugehen, dass derartig eng mit dem Netz verknüpfte Speicher in Bezug auf den Netzbetrieb keine unterschiedlichen „Tätigkeiten“ i. S. der §§ 6 ff. EnWG darstellen. Damit ist in diesen Fällen vom Grundsatz her eine Entflechtung von Speicher und Netz nicht notwendig. Gleichzeitig muss jedoch der Speicher als Teil des Transport- oder Verteilernetzes im Regime der Entflechtungsvorschriften von anderen Tätigkeiten wie insbesondere Erzeugung, Handel und Vertrieb getrennt werden. Hier gelten dann die gleichen Entflechtungsvorgaben wie für das Leitungsnetz selbst.

4.5.2.6.1.2 Ausnahme: Marktmäßige Beschaffung, insbesondere Regelenergie

Problematisch erscheint dieser Ansatz, soweit mit dem Speicher Leistungen für den Netzbetrieb („Systemdienstleistungen“) erbracht werden, für die ein Markt besteht. Dies betrifft insbesondere die Bereitstellung von Regelenergie. Auch in diesem Fall könnte



überlegt werden, den Speicher dem Netz zuzuordnen mit der Konsequenz, dass die Entflechtungsanforderungen keine Trennung von Netz und Speicher verlangen, da die Beschaffung von Regelenergie eine Aufgabe des Netzbetreibers darstellt. Da allerdings für die Bereitstellung von Regelenergie (Primär- und Sekundärregelung, Minutenreserve) ein Markt existiert, auf dem eine Vielzahl von Erzeugern tätig sind, liegt in diesem Fall die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen nahe und könnte der Markt im Extremfall zum Erliegen kommen. Im Übrigen schreibt § 22 Abs. 2 EnWG den Übertragungsnetzbetreibern die Beschaffung von Regelenergie über ein Ausschreibungsverfahren vor.

Ausgangspunkt der Überlegungen ist vorliegend der Sinn und Zweck der Entflechtungsvorschriften. Deren Hintergrund ist zunächst, dass der Netzbetreiber mit dem Netz ein natürliches Monopol hat, als dessen Inhaber für ihn grundsätzlich die Möglichkeit besteht, andere Marktteilnehmer zu diskriminieren.⁵⁸ Zweck der Entflechtungsvorgaben ist es jedoch vor allem, durch Verhinderung von Quersubventionen einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzbetrieb und damit einen wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten.⁵⁹ Dies sollte durch Vorschriften umgesetzt werden, die eine Trennung des Netzbetriebes von der Erzeugung und dem Vertrieb von Energie bewirken, da bei Zusammenfallen dieser Tätigkeiten ein besonders großes Potential der Diskriminierung anderer Marktteilnehmer besteht. Daher ist davon auszugehen, dass jedenfalls dann, wenn in einer Konstellation naheliegend ist, dass der Netzbetreiber durch sein Handeln Akteure aus Erzeugung und Vertrieb, z. B. durch eigene Teilnahme am Markt, diskriminieren könnte, eine Entflechtung bereits nach geltendem Recht bei Auslegung der Entflechtungsvorschriften nach dem Sinn und Zweck geboten ist. Eine solche Konstellation ist bei der Beschaffung von Regelenergie aus einem vom Netzbetreiber betriebenen Stromspeicher in Konkurrenz zu anderen Anbietern gegeben.

Zugleich sind die rechtlichen Vorgaben zur Beschaffung von Regelenergie zu beachten. § 22 Abs. 1 S. 1 EnWG besagt, dass die Betreiber von Energieversorgungsnetzen die Regelenergie, die sie für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Auspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen haben. § 22 Abs. 2 EnWG ergänzt diese Vorgaben dahingehend, dass bei der Beschaffung von Regelenergie durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren angewendet werden muss. Regelungen, die es zulassen, dass der Netzbetreiber die von ihm benötigte Regelenergie selbst bereitstellt, existieren demgegenüber nicht. Dies bedeutet folglich, dass der Netzbetreiber Regelenergie nicht lediglich für seine eigenen Zwecke erzeugen und ohne Umweg über den Regelenergiemarkt einsetzen darf. Vielmehr müsste der Netzbetreiber, wollte er selbst erzeugte Regelenergie nutzen, diese zunächst am Markt anbieten und müsste bei der Auswahl zwischen konkurrierenden Anbietern nichtdiskriminierend entscheiden. Damit wäre zugleich fraglich, ob das Angebot von Regelenergie nicht als Tätigkeit im Bereich Erzeugung bzw. Vertrieb anzusehen

⁵⁸ Vgl. Erwägungsgrund 9, EltRL.

⁵⁹ Säcker/Schönborn in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Auflage Frankfurt am Main, 2010, § 6, Rn. 2.



wäre, so dass der Netzbetreiber auch aus diesem Grunde Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des für die Regelenergiebereitstellung genutzten Speichers unterliegt.

Im Ergebnis ist jedenfalls aufgrund der gesetzlichen Sonderregelungen für die Beschaffung von Regelenergie davon auszugehen, dass Stromspeicher selbst bei ausschließlicher Nutzung für die Bereitstellung von Regelenergie nicht dem Leitungsnetz zugeordnet werden können, sondern dass die Entflechtungsanforderungen für das Leitungsnetz auch im Verhältnis zu derartigen Stromspeichern eingreifen.

Zwischenfazit

Im Ergebnis kommt eine Einordnung eines Speichers als Teil des Netzes, so dass keine Vorgaben zur Entflechtung des Speichers vom Netzbetrieb gelten, lediglich unter engen Voraussetzungen in Betracht. Er muss nicht nur ausschließlich Netzbetreibern für die Erfüllung ihrer Aufgaben vorbehalten sein, sondern darüber hinaus dürfen auch keine gesetzlichen Regelungen bestehen, die eine marktmäßige Nutzung vorschreiben. Denkbar ist dies für die Bereitstellung von Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit oder Momentanreserve, die nicht zwingend über einen Markt beschafft werden müssen.

4.5.2.6.2 Eigenständiger Betrieb des Stromspeichers

In der zweiten zu betrachtenden Konstellation wird der Stromspeicher eigenständig betrieben, d. h. unabhängig von Zwecken des Netzbetriebes, der Erzeugung oder des Handels bzw. Vertriebs. Der Stromspeicher wird hier als Infrastruktureinrichtung dritten Speichernutzern für deren Verwendungszwecke (in der Regel entgeltlich) zur Verfügung gestellt. Die Tätigkeit des Speicherbetreibers ist hier unmittelbar auf die Vermarktung der Speicherkapazitäten gerichtet.

In dieser Konstellation müssen zum einen die Konsequenzen untersucht werden, die sich aus den Entflechtungsvorgaben hinsichtlich des Transport- oder Verteilernetzes für den Speicherbetrieb ergeben (Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze, 4.5.2.6.2.1). Zum anderen ist zu prüfen, inwieweit Entflechtungsvorgaben hinsichtlich der Stromspeicherung im Verhältnis zu anderen Tätigkeiten bestehen oder zukünftig in Betracht kommen könnten (Entflechtungsvorgaben für Stromspeicher, 4.5.2.6.2.2). Gesondert zu betrachten ist hierbei die Stromspeicherung im Wege von Power-to-Gas-Technologien, da die Bedeutung der Entflechtungsvorschriften für Gasspeicher zusätzlich in den Blick zu nehmen ist (dazu unten 4.5.2.6.4).

4.5.2.6.2.1 Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze Konsequenzen für den zusätzlichen Betrieb eines Stromspeichers haben. Ausdrückliche Regelungen für Stromspeicher finden sich in den einschlägigen Vorschriften zwar nicht. Teilweise betreffen diese Vorschriften jedoch allgemein die Anforderungen im Falle



des gleichzeitigen Betriebs von Transport- oder Verteilernetzen und sonstigen unternehmerischen Tätigkeiten, u. a. also auch den eigenständigen Betrieb eines Stromspeichers.

Aus den gesetzlichen Entflechtungsvorgaben ergibt sich für den Betrieb von Transport- und Verteilernetzen im Verhältnis zum Betrieb eines Stromspeichers eine Pflicht zur sog. „informativischen Entflechtung“. Nach § 6a Abs. 1 EnWG hat der Netzbetreiber Informationen grundsätzlich vertraulich zu behandeln. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG sieht außerdem vor, dass Informationen über die eigenen Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, nur in nicht diskriminierender Weise offengelegt werden dürfen. Das Erfordernis der Vertraulichkeit besteht gem. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG schließlich auch gegenüber anderen Teilen des eigenen Unternehmens. Dies bedeutet, dass Vorkehrungen gegen eine Weitergabe der Informationen an andere, im Wettbewerb stehende Geschäftsbereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens, insbesondere der Produktivsparte, getroffen werden müssen.⁶⁰ Daraus folgt demnach auch eine Verpflichtung zur Einhaltung der Anforderungen des § 6a EnWG durch Transport- und Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Stromspeicherbetrieb.

Nach den Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung gem. § 6b Abs. 3 EnWG muss der Betrieb von Netzen der Elektrizitätsübertragung und -verteilung (vgl. § 6b Abs. 3 S. 1 Ziff. 1 und 2) jeweils buchhalterisch von anderen Tätigkeitsbereichen getrennt werden. Speicher, die nicht als Teil des Transport- oder Verteilernetzes einzustufen sind (sonst gelten die Ausführungen oben 4.5.2.6.1), stellen daher gegenüber dem Netz einen ebensolchen anderen Tätigkeitsbereich dar. Es besteht allerdings anders als im Gasbereich keine Vorgabe zur buchhalterischen Entflechtung des Stromspeichers selbst, da dieser nicht in § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG aufgezählt ist (vgl. dazu im Einzelnen Ziff. 4.5.2.6.2.2.). Daher kann der Speicher mit allen anderen, hier nicht gesondert aufgeführten Tätigkeiten des integrierten Energieversorgungsunternehmens in buchhalterischer Hinsicht zusammengefasst werden, vgl. § 6 Abs. 3 S. 2 EnWG.

Auch für die Vorgaben der rechtlichen Entflechtung nach § 7 EnWG kommt es lediglich darauf an, dass ein anderer Tätigkeitsbereich als der Betrieb eines Verteilernetzes vorliegt. Da dies beim Betrieb des Stromspeichers der Fall ist, hat auch eine rechtliche Entflechtung des Verteilernetzes vom Speicher zu erfolgen. Eine Einschränkung, wie sie Art. 15 Abs. 1 GasRL für das Verhältnis von Netz und Speicher vorsieht, ist für den Strombereich nicht ersichtlich, vgl. insbesondere Art. 14 Abs. 1 EltRL. Für Betreiber von Übertragungsnetzen fehlt hingegen eine entsprechende Vorschrift zur rechtlichen Entflechtung. Bei Wahl des Modells nach § 8 EnWG (eigentumsrechtliche Entflechtung) betreffen die Entflechtungsanforderungen dem Wortlaut nach nur die Trennung des Netzbetriebs von den Bereichen Gewinnung, Erzeugung oder Energievertrieb, nicht aber die Trennung von anderen Tätigkeiten wie der Stromspeicherung. Die Vorschriften zum ITO-Modell nach den §§ 10 ff. EnWG enthalten keinerlei ausdrückliche Vorgaben zur rechtlichen Entflechtung. Allerdings muss gemäß § 10a Abs. 4 EnWG jede Verwechslungsgefahr mit dem vertikal inte-

⁶⁰ Setz in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl., Frankfurt am Main, 2010, § 9 EnWG (a.F.), Rn. 42.



grierten Energieversorgungsunternehmen oder einem seiner Tochterunternehmen insbesondere hinsichtlich der Firma ausgeschlossen sein; damit setzt der Gesetzgeber voraus, dass der Transportnetzbetreiber in einer eigenen Rechtsform geführt wird. Nach der allgemeinen Systematik der Entflechtungsvorschriften, die verschärfte Anforderungen für Betreiber von Transportnetzen vorsehen, liegt es zudem nahe, dass die für Verteilernetzbetreiber geltenden Anforderungen an deren rechtliche Entflechtung erst recht im Falle von Übertragungsnetzbetreibern Anwendung finden müssen. In der Literatur wird daher auch angenommen, dass die Vorgaben der §§ 10 ff. EnWG weit über die für Verteilernetzbetreiber geltenden Anforderungen der §§ 7, 7a EnWG hinausgehen.⁶¹ Auch insoweit erscheint also eine Trennung von Netzbetrieb und Speicherbetrieb jedenfalls der Rechtsform nach geboten.

Demgegenüber gelten die Vorgaben für die operationelle Entflechtung von Verteilernetzbetreibern nach § 7a EnWG nur für das Verhältnis des Betriebs von Verteilernetzen zu Tätigkeiten aus den Bereichen der Gewinnung, Erzeugung und des Vertriebs von Energie. Stuft man die Stromspeicherung nicht als Stromerzeugung ein (dazu oben 4.5.2.4), so hat bei dem eigenständigen Betrieb eines Stromspeichers eine operationelle Entflechtung gegenüber dem Netzbetrieb nicht zu erfolgen. Dies erscheint grundsätzlich auch sachlich überzeugend, wenn und weil der Speicherbetreiber den Stromspeicher unabhängig von Zwecken der Erzeugung oder des Handels bzw. Vertriebs vermarktet. Dementsprechend ist eine operationelle Entflechtung auch im Verhältnis von Gasnetzbetrieb und Gaspeicherung nicht vorgesehen. Sollten der Speicherbetreiber bzw. das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen allerdings zusätzlich im Bereich von Stromerzeugung oder Stromhandel/Stromvertrieb tätig sein, so greifen die Vorgaben zur operationellen Entflechtung im Verhältnis von Netzbetrieb einerseits und Erzeugung bzw. Handel/Vertrieb andererseits auch dann ein, wenn der Betrieb eines Stromspeichers „zwischen geschaltet“ ist.

De lege ferenda, d.h. in Bezug auf zukünftige Anpassungsmöglichkeiten des Rechtsrahmens, stellt sich allerdings die Frage, ob eine operationelle Entflechtung des Netzbetriebs gegenüber dem Speicherbetrieb deshalb in Betracht gezogen werden sollte, weil andernfalls bestimmte Speicherbetreiber hinsichtlich der Vermarktung von Speicherkapazitäten Vorteile erlangen könnten, etwa weil sie über bestimmte Informationen zum Netzbetrieb verfügen. Eine solche Regelung läge in der Logik des Entflechtungsgedankens, der an das Monopol des Netzbetreibers anknüpft. Das praktische Bedürfnis für derartige Entflechtungsvorgaben hängt allerdings vom Entstehen eines Wettbewerbs zwischen unterschiedlichen Speicherbetreibern ab.

Auf der Ebene der Übertragungsnetze ist eine operationelle Entflechtung des Netzbetriebs vom Speicherbetrieb bei Wahl des Modells nach § 8 EnWG (eigentumsrechtliche Entflechtung) ebenfalls nicht vorgesehen, da die Vorschrift des § 8 Abs. 2 EnWG jeweils nur eine

⁶¹ Ulrich Büdenbender, Ordnungspolitischer Vergleich der gesetzlichen Entflechtungskonzepte für die Transportnetzebene von Strom und Gas, in: Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift Salje, 2013, S. 33, 47 [4.55].



Trennung des Netzes von Tätigkeiten in den Bereichen Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb vorsieht. Diese Einschränkung gilt ebenso im Verhältnis von Gastransportnetzen und Gasspeichern. Daher gelten die gleichen Überlegungen wie im Falle der operationellen Entflechtung des Verteilernetzbetriebs nach § 7a EnWG, d. h. eine Verpflichtung zur operationellen Entflechtung kann nur de lege ferenda erwogen werden. Hat der Netzbetreiber hingegen die Entflechtungsform des ITO nach §§ 10 ff. EnWG gewählt, so muss im Gegensatz zu § 8 EnWG die operationelle Entflechtung des Netzbetriebes von den anderen Tätigkeitsbereichen des integrierten Energieversorgungsunternehmens, denen auch der Betrieb eines Stromspeichers unterfällt, erfolgen, da die zu trennenden Bereiche nicht auf „Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb“ eingegrenzt sind.

Anforderungen an eine eigentumsmäßige Entflechtung von Netzbetrieb und Speicherbetrieb bestehen nicht. Bei Wahl des Modells nach § 8 EnWG (Eigentumsrechtliche Entflechtung) betreffen die Entflechtungsanforderungen dem Wortlaut nach nur die Trennung des Netzbetriebs von den Bereichen Gewinnung, Erzeugung oder Energievertrieb, nicht aber von anderen Tätigkeiten wie der Stromspeicherung. Eine Ausweitung, wie sie vorstehend für die rechtliche Entflechtung befürwortet wurde, erscheint de lege lata (nach geltendem Recht) nicht begründbar. Bei Wahl des ITO-Modells nach §§ 10 ff. EnWG ist eine eigentumsmäßige Entflechtung ohnehin nicht vorgesehen.

4.5.2.6.2.2 Entflechtungsvorgaben für Stromspeicher

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze Konsequenzen für den zusätzlichen Betrieb eines Stromspeichers haben. Ausdrückliche Regelungen für Stromspeicher finden sich in den einschlägigen Vorschriften zwar nicht. Teilweise betreffen diese Vorschriften jedoch allgemein die Anforderungen im Falle des gleichzeitigen Betriebs von Transport- oder Verteilernetzen und sonstigen unternehmerischen Tätigkeiten, u. a. also auch den eigenständigen Betrieb eines Stromspeichers.

Aus den gesetzlichen Entflechtungsvorgaben ergibt sich für den Betrieb von Transport- und Verteilernetzen im Verhältnis zum Betrieb eines Stromspeichers eine Pflicht zur sog. „informativischen Entflechtung“. Nach § 6a Abs. 1 EnWG hat der Netzbetreiber Informationen grundsätzlich vertraulich zu behandeln. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG sieht außerdem vor, dass Informationen über die eigenen Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, nur in nicht diskriminierender Weise offengelegt werden dürfen. Das Erfordernis der Vertraulichkeit besteht gem. § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG schließlich auch gegenüber anderen Teilen des eigenen Unternehmens. Dies bedeutet, dass Vorkehrungen gegen eine Weitergabe der Informationen an andere, im Wettbewerb stehende Geschäftsbereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens, insbesondere der Produktivsparte, getroffen werden müssen.⁶² Daraus folgt demnach auch eine Verpflichtung zur Einhaltung der Anforderungen des § 6a EnWG durch Transport- und Verteilernetzbetreiber gegenüber dem Stromspeicherbetrieb.

⁶² Setz in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl., Frankfurt am Main, 2010, § 9 EnWG (a.F.), Rn. 42.



Nach den Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung gem. § 6b Abs. 3 EnWG muss der Betrieb von Netzen der Elektrizitätsübertragung und -verteilung (vgl. § 6b Abs. 3 S. 1 Ziff. 1 und 2) jeweils buchhalterisch von anderen Tätigkeitsbereichen getrennt werden. Speicher, die nicht als Teil des Transport- oder Verteilernetzes einzustufen sind (sonst gelten die Ausführungen oben 4.5.2.6.1), stellen daher gegenüber dem Netz einen ebensolchen anderen Tätigkeitsbereich dar. Es besteht allerdings anders als im Gasbereich keine Vorgabe zur buchhalterischen Entflechtung des Stromspeichers selbst, da dieser nicht in § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG aufgezählt ist (vgl. dazu im Einzelnen Ziff. 4.5.2.6.2.2.). Daher kann der Speicher mit allen anderen, hier nicht gesondert aufgeführten Tätigkeiten des integrierten Energieversorgungsunternehmens in buchhalterischer Hinsicht zusammengefasst werden, vgl. § 6 Abs. 3 S. 2 EnWG.

Auch für die Vorgaben der rechtlichen Entflechtung nach § 7 EnWG kommt es lediglich darauf an, dass ein anderer Tätigkeitsbereich als der Betrieb eines Verteilernetzes vorliegt. Da dies beim Betrieb des Stromspeichers der Fall ist, hat auch eine rechtliche Entflechtung des Verteilernetzes vom Speicher zu erfolgen. Eine Einschränkung, wie sie Art. 15 Abs. 1 GasRL für das Verhältnis von Netz und Speicher vorsieht, ist für den Strombereich nicht ersichtlich, vgl. insbesondere Art. 14 Abs. 1 EltRL. Für Betreiber von Übertragungsnetzen fehlt hingegen eine entsprechende Vorschrift zur rechtlichen Entflechtung. Bei Wahl des Modells nach § 8 EnWG (eigentumsrechtliche Entflechtung) betreffen die Entflechtungsanforderungen dem Wortlaut nach nur die Trennung des Netzbetriebs von den Bereichen Gewinnung, Erzeugung oder Energievertrieb, nicht aber die Trennung von anderen Tätigkeiten wie der Stromspeicherung. Die Vorschriften zum ITO-Modell nach den §§ 10 ff. EnWG enthalten keinerlei ausdrückliche Vorgaben zur rechtlichen Entflechtung. Nach der allgemeinen Systematik der Entflechtungsvorschriften, die verschärfte Anforderungen für Betreiber von Transportnetzen vorsehen, liegt es allerdings nahe, dass die für Verteilernetzbetreiber geltenden Anforderungen an deren rechtliche Entflechtung erst recht im Falle von Übertragungsnetzbetreibern Anwendung finden müssen. Auch insoweit erscheint also eine Trennung von Netzbetrieb und Speicherbetrieb jedenfalls der Rechtsform nach geboten.

Demgegenüber gelten die Vorgaben für die operationelle Entflechtung von Verteilernetzbetreibern nach § 7a EnWG nur für das Verhältnis des Betriebs von Verteilernetzen zu Tätigkeiten aus den Bereichen der Gewinnung, Erzeugung und des Vertriebs von Energie. Stuft man die Stromspeicherung nicht als Stromerzeugung ein (dazu oben 4.5.2.4), so hat bei dem eigenständigen Betrieb eines Stromspeichers eine operationelle Entflechtung gegenüber dem Netzbetrieb nicht zu erfolgen. Dies erscheint grundsätzlich auch sachlich überzeugend, wenn und weil der Speicherbetreiber den Stromspeicher unabhängig von Zwecken der Erzeugung oder des Handels bzw. Vertriebs vermarktet. Dementsprechend ist eine operationelle Entflechtung auch im Verhältnis von Gasnetzbetrieb und Gaspeicherung nicht vorgesehen. Sollten der Speicherbetreiber bzw. das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen allerdings zusätzlich im Bereich von Stromerzeugung oder Stromhandel/Stromvertrieb tätig sein, so greifen die Vorgaben zur operationellen Entflechtung im Verhältnis von Netzbetrieb einerseits und Erzeugung bzw.



Handel/Vertrieb andererseits auch dann ein, wenn der Betrieb eines Stromspeichers „zwischen geschaltet“ ist.

De lege ferenda stellt sich allerdings die Frage, ob eine operationelle Entflechtung des Netzbetriebs gegenüber dem Speicherbetrieb deshalb in Betracht gezogen werden sollte, weil andernfalls bestimmte Speicherbetreiber hinsichtlich der Vermarktung von Speicherkapazitäten Vorteile erlangen könnten, etwa weil sie über bestimmte Informationen zum Netzbetrieb verfügen. Eine solche Regelung läge in der Logik des Entflechtungsgedankens, der an das Monopol des Netzbetreibers anknüpft. Das praktische Bedürfnis für derartige Entflechtungsvorgaben hängt allerdings vom Entstehen eines Wettbewerbs zwischen unterschiedlichen Speicherbetreibern ab.

Auf der Ebene der Übertragungsnetze ist eine operationelle Entflechtung des Netzbetriebs vom Speicherbetrieb bei Wahl des Modells nach § 8 EnWG (eigentumsrechtliche Entflechtung) ebenfalls nicht vorgesehen, da die Vorschrift des § 8 Abs. 2 EnWG jeweils nur eine Trennung des Netzes von Tätigkeiten in den Bereichen Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb vorsieht. Diese Einschränkung gilt ebenso im Verhältnis von Gastransportnetzen und Gasspeichern. Daher gelten die gleichen Überlegungen wie im Falle der operationellen Entflechtung des Verteilernetzbetriebs nach § 7a EnWG, d. h. eine Verpflichtung zur operationellen Entflechtung kann nur de lege ferenda erwogen werden. Hat der Netzbetreiber hingegen die Entflechtungsform des ITO nach §§ 10 ff. EnWG gewählt, so muss im Gegensatz zu § 8 EnWG die operationelle Entflechtung des Netzbetriebes von den anderen Tätigkeitsbereichen des integrierten Energieversorgungsunternehmens, denen auch der Betrieb eines Stromspeichers unterfällt, erfolgen, da die zu trennenden Bereiche nicht auf „Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb“ eingegrenzt sind.

Anforderungen an eine eigentumsmäßige Entflechtung von Netzbetrieb und Speicherbetrieb bestehen nicht. Bei Wahl des Modells nach § 8 EnWG (Eigentumsrechtliche Entflechtung) betreffen die Entflechtungsanforderungen dem Wortlaut nach nur die Trennung des Netzbetriebs von den Bereichen Gewinnung, Erzeugung oder Energievertrieb, nicht aber von anderen Tätigkeiten wie der Stromspeicherung. Eine Ausweitung, wie sie vorstehend für die rechtliche Entflechtung befürwortet wurde, erscheint de lege lata nicht begründbar. Bei Wahl des ITO-Modells nach §§ 10 ff. EnWG ist eine eigentumsmäßige Entflechtung ohnehin nicht vorgesehen.

Zwischenfazit

Als Zwischenergebnis ist daher festzuhalten, dass bei dem Betrieb eines Stromspeichers als Infrastruktureinrichtung, die dritten Speichernutzern für deren Verwendungszwecke zur Verfügung gestellt wird, Entflechtungsanforderungen für die Trennung des Netzes von anderen unternehmerischen Tätigkeiten und damit auch von dem Betrieb eines Stromspeichers bestehen. Dies gilt für Verteiler- wie Übertragungsnetzbetreiber im Bereich der informatorischen und der buchhalterischen Entflechtung nach §§ 6a, 6b EnWG, ebenso auch im Bereich der rechtlichen Entflechtung. Eine operationelle Entflechtung nach § 7a EnWG bzw. § 8 EnWG ist demgegenüber nur im Verhältnis zu Gewinnung, Erzeugung



und Vertrieb von Energie vorgesehen, so dass eine Stromspeicherung, die diese Zwecke nicht beinhaltet, nicht erfasst ist. De lege ferenda könnten hier allerdings Modifikationen erwogen werden. Nach §§ 10 ff. EnWG ist bereits de lege lata eine operationelle Entflechtung vorgesehen. Eine eigentumsmäßige Entflechtung ist nach § 8 EnWG und erst recht nach §§ 10 ff. EnWG nicht verlangt.

Spezifische Entflechtungsanforderungen für Stromspeicherbetreiber, die anders als im Gasbereich bislang nicht bestehen, wären de lege ferenda in bestimmten Grenzen denkbar.

4.5.2.6.3 Betrieb des Speichers als Hilfsmittel für Tätigkeiten im Bereich Erzeugung und Vertrieb

Als dritte Konstellation kommt auch im Bereich der Stromspeicher in Betracht, dass der Speicher von seinem Betreiber bzw. dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen als Hilfsmittel für andere Tätigkeiten genutzt wird, insbesondere im Bereich Erzeugung oder im Bereich Handel/Vertrieb.

4.5.2.6.3.1 Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze

Die Entflechtungsvorgaben für Transport- und Verteilernetze wurden bereits hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den eigenständigen Speicherbetrieb dargestellt (4.3.2.6.2.1). Wird der Speicher jedoch nicht eigenständig vermarktet, sondern als Hilfsmittel für Erzeugung bzw. Handel/Vertrieb genutzt, so ist der Speicherbetrieb der entsprechenden Haupttätigkeit zuzuordnen. Damit greifen die Entflechtungsanforderungen, die im Verhältnis des Netzbetriebs zur Tätigkeit im Bereich der Erzeugung bzw. von Handel/Vertrieb gelten. Insbesondere ist damit auch eine operationelle Entflechtung nach § 7a bzw. §§ 10 ff. EnWG bereits de lege lata geboten. Für ÜNB, die die eigentumsrechtliche Entflechtung nach § 8 EnWG gewählt haben, gilt diese auch im Verhältnis zum Speicherbetrieb als Teil der Erzeugungs- bzw. Handels-/Vertriebstätigkeit.

4.5.2.6.3.2 Entflechtungsvorgaben für Stromspeicher

Wie vorstehend dargestellt, bestehen de lege lata keine spezifischen Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern.

Allerdings ist zu erwägen, ob derartige Entflechtungsvorgaben eingeführt werden sollten, wenn der Speicher eigenständig vermarktet wird (Ziff. 4.5.2.6.2.2). Sofern dieses zutrifft ist weiter zu prüfen, ob und inwieweit ein Stromspeicher den Entflechtungsanforderungen durch eine Zuordnung zur Erzeugung bzw. zu Handel/Vertrieb entzogen werden kann. Im Falle der Gasspeicherung ist dies nur im Falle der Nutzung für Gewinnungszwecke vorgesehen, vgl. die Definition der Speicheranlage nach § 3 Nr. 31 EnWG: „jedoch mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird“. Ob eine entsprechende Ausnahme für Stromspeicher sinnvoll wäre, bedürfte weiterer Prüfung.



Zwischenfazit

Stromspeicher, die den Zwecken Erzeugung, Handel und Vertrieb dienen, sind entflechtungsrechtlich ebenso zu behandeln wie andere Anlagen mit dieser Zwecksetzung, da Sonderregeln bislang nicht bestehen. Daher ist eine Entflechtung nach sämtlichen Entflechtungsarten durchzuführen. Zukünftig könnte allerdings die Schaffung von Sonderregelungen für bestimmte Stromspeicher erwogen werden.

4.5.2.6.4 Power-to-Gas-to-Power-Anlagen

Es stellt sich des Weiteren die Frage, ob sogenannte „Power-to-Gas-to-Power-Anlagen“, die den zu Speicherzwecken aufgenommenen Strom zunächst in Gas umwandeln, um ihn später wieder zu verstromen und in das Stromnetz abzugeben, den besonderen Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher unterliegen, wenn der erzeugte Wasserstoff bzw. daraus gewonnenes synthetisches Methan in einem Gasspeicher gespeichert wird. „Power-to-Gas-Anlagen“, bei denen keine Rückverstromung erfolgt, sollen nicht Gegenstand der Betrachtung sein, da diese mangels anschließender Abgabe von Strom in das Stromnetz nicht dem Begriff der „Stromspeicherung“ unterfallen. Allerdings besteht auch die Möglichkeit, dass nur ein Teil des gespeicherten Gases rückverstromt wird, während ein anderer Teil anderweitig genutzt wird.

Für die „Power-to-Gas-to-Power-Speicher“ besteht die Möglichkeit, den gespeicherten Strom entweder in das Gas Wasserstoff oder weiter in synthetisches Methan umzuwandeln.⁶³ Dieses kann entweder in Gasspeichern, z. B. Kavernenspeichern, eingespeichert werden oder das Gasnetz selbst kann dazu genutzt werden, das erzeugte Gas bis zur Rückverstromung aufzunehmen. Die Rückverstromung erfolgt dann in der Regel in einem Gaskraftwerk oder in einer Brennstoffzelle. Im Anschluss wird der Strom in das öffentliche Netz abgegeben oder ggf. direkt an einen Letztverbraucher geleitet.

Vorliegend stellt sich zunächst die Frage, ob die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher auch solche Speicher betreffen, in denen elektrolytisch erzeugter Wasserstoff bzw. daraus erzeugtes synthetisches Methan gespeichert wird. Im Anschluss ist die weitere Frage zu untersuchen, ob die Entflechtungsvorschriften auch dann eingreifen, wenn die Gasspeicherung lediglich als Zwischenschritt im Rahmen der Stromspeicherung dient, für die an sich gerade keine spezifischen Entflechtungsvorschriften bestehen.

4.5.2.6.4.1 Anwendung der Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher auch bei Speicherung von Wasserstoff oder synthetischem Methan

Der Anwendungsbereich der Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher ergibt sich zunächst aus dem Begriff der Speicheranlage. Gemäß der Definition des § 3 Nr. 31 EnWG handelt es sich hierbei um eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas. Der Begriff des Gases umfasst nach der neuen

⁶³ Vgl. Gerrit Volk, „Power-to-Gas“ und der neue Rechtsrahmen, *gat* Hamburg 2011, 668, 669.



Definition des § 3 Nr. 19a EnWG ausdrücklich auch Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Soweit der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen, handelt es sich zugleich um Biogas im Sinne der gleichfalls neu eingefügten Definition des § 3 Nr. 10c EnWG. Damit hat der Gesetzgeber ausdrücklich auch die im Rahmen eines Power-to-Gas-Verfahrens anfallenden Gase den Vorschriften für die Gasspeicher unterstellt, so dass grundsätzlich auch die entsprechenden Entflechtungsvorschriften anwendbar sind.

Bedenken könnten allerdings insoweit bestehen, als § 3 Nr. 9 EnWG als Betreiber von Speichereinrichtungen (nur) natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens nennt, die die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahrnehmen und für den Betrieb einer Speichereinrichtung verantwortlich sind. Durch die ausdrückliche Beschränkung auf die Speicherung von „Erdgas“ könnte sich ergeben, dass die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher keine Anlagen erfassen, die der Speicherung von Wasserstoff oder synthetischem Methan dienen.

Zur weiteren Klärung sind die zugrunde liegenden europarechtlichen Vorschriften zu berücksichtigen. Zwar ergibt sich auch aus Art. 2 Nr. 9 GasRL zunächst, dass es sich bei Speichereinrichtungen um Anlagen zur Speicherung von Erdgas handelt. Gemäß Art. 1 Abs. 2 GasRL sind jedoch deren Vorschriften für Erdgas, einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), auch in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder andere Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren, anzuwenden. Damit spricht auch die europarechtliche Regelung für die Anwendung der Entflechtungsvorgaben auf Gasspeicher im Falle der Speicherung von Wasserstoff oder synthetischem Methan.

Im Ergebnis ist daher davon auszugehen, dass § 3 Nr. 9 EnWG auch auf Anlagen zur Speicherung synthetischer Gase anwendbar ist. Damit gelten die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher grundsätzlich auch bei Speicherung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff oder daraus hergestelltem synthetischem Methan.

4.5.2.6.4.2 Anwendbarkeit auch bei Gasspeicherung lediglich als Zwischenschritt im Rahmen der Stromspeicherung?

Es ist des Weiteren fraglich, ob die Gasspeicherung im Rahmen eines „Power-to-Gas-to-Power-Verfahrens“, dessen Zweck letztlich die Stromspeicherung ist, nach dem Gesetzeszweck den Entflechtungsanforderungen für Gasspeicher unterfällt oder ob lediglich die weniger strengen Entflechtungsvorgaben im Hinblick auf Stromspeicher eingreifen.

Jedenfalls dann, wenn eine Speichereinrichtung nur partiell im Rahmen der Stromspeicherung, im Übrigen aber zur Gasspeicherung im Rahmen des Gastransportes genutzt wird,



erscheint es zwingend, dass die Entflechtungsanforderungen für den Betrieb der Speicheranlage insgesamt gelten. Einerseits können die Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des Betriebs der Speicheranlage grundsätzlich nur einheitlich gehandhabt werden, andererseits ist kein Hinweis darauf ersichtlich, dass die ausdrücklichen spezifischen Entflechtungsvorgaben für Speicheranlagen in diesem Fall eingeschränkt werden sollten.

Wird eine Anlage ausschließlich im Rahmen der Stromspeicherung genutzt, so legt die ausdrückliche Ausweitung des Begriffs der Gasspeicherung auch auf die Speicherung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff oder daraus hergestelltem synthetischem Methan im Ausgangspunkt nahe, dass auch dann die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher Anwendung finden müssen. Ein solches Verständnis würde auch der obigen Überlegung Rechnung tragen, dass spezifische Entflechtungsanforderungen für Stromspeicher gerade bei großen Anlagen sinnvoll sein könnten: Im Falle der „Power-to-Gas-to-Power-Verfahren“ wäre genau diese Entscheidung vom Gesetzgeber bereits getroffen.

Allerdings erscheint ein solches Verständnis nicht zwingend. Insbesondere ist nicht auszuschließen, dass die Ausweitung des Begriffs der Gasspeicherung (nur) auf solche Sachverhalte abzielt, in denen die Gasspeicherung im Rahmen des Gastransportes erfolgt. Bei einer solchen Sichtweise könnten etwa solche Fallgestaltungen nicht erfasst sein, in denen der Speicher ausschließlich für die erstmalige Speicherung (nach Elektrolyse) von Wasserstoff oder synthetischem Methan verwendet wird. Für eine solche Sichtweise könnte sprechen, dass Stromspeicher bislang keinen spezifischen Entflechtungsanforderungen unterliegen, so dass von dieser Grundentscheidung möglicherweise auch bei Stromspeicherung durch „Power-to-Gas-to-Power-Verfahren“ nicht abgewichen werden sollte. Daher könnten die gesetzlichen Regelungen so zu verstehen sein, dass eine zusätzliche (negative) gesetzliche Anforderung für das Vorliegen einer Speicheranlage i. S. v. § 3 Nr. 31 EnWG besteht, wonach kein Fall der Stromspeicherung vorliegen darf. Im Ergebnis erscheinen beide vorstehend dargestellten Sichtweisen vertretbar.

Jedenfalls wenn eine Speicheranlage nur partiell im Rahmen der Stromspeicherung, im Übrigen aber zur Gasspeicherung im Rahmen des Gastransportes genutzt wird, erscheint es hingegen zwingend, dass die Entflechtungsanforderungen für den Betrieb der Speicheranlage insgesamt gelten. Einerseits können die Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des Betriebs der Speicheranlage grundsätzlich nur einheitlich gehandhabt werden, andererseits ist kein Hinweis darauf ersichtlich, dass die ausdrücklichen spezifischen Entflechtungsvorgaben für Speicheranlagen in diesem Fall eingeschränkt werden sollten.



Zwischenfazit

Rein begrifflich ermöglicht das EnWG die Anwendung der Entflechtungsvorschriften für Betreiber von Speicheranlagen i. S. v. § 3 Nr. 31 EnWG (d. h. Gasspeichern) auf die Gasspeicherung im Rahmen von Power-to-Gas-to-Power-Verfahren. Eine abschließende Beurteilung der Frage, ob die Gasspeicherung im Rahmen solcher Verfahren als Gasspeicherung i. S. d. Entflechtungsvorschriften des EnWG einzuordnen ist oder nicht, wird durch die vielfältigen möglichen Ausgestaltungen und Einsatzgebiete erschwert. Bei nur partieller Nutzung einer Speicheranlage im Rahmen der Stromspeicherung müssen die Entflechtungsanforderungen für den Betrieb von Gasspeichern für die Anlage insgesamt gelten. Gleiches gilt auch zur Gasspeicherung im Rahmen des Gastransportes. Bei ausschließlicher Nutzung einer Speicheranlage im Rahmen von Power-to-Gas-to-Power-Verfahren erscheinen dagegen sowohl die Anwendbarkeit wie die Nichtanwendbarkeit der Vorschriften gut begründbar.

4.5.2.7 Tabellarische Zusammenfassung der Ergebnisse

4.5.2.7.1 Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher

Speicher als Teil des Netzes i. e. S. (Transport- oder Verteilernetz)

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher (soweit keine gesetzlichen Sonderregeln)	Entflechtung des Speichers (hier nur gemeinsam mit dem Netz zu betrachten) von Erzeugung, Handel und Vertrieb
Informatorische Entflechtung (VNB+FNB)	-	+
Buchhalterische Entflechtung (VNB+FNB)	-	+
Rechtliche Entflechtung (VNB)	-	+
Operationelle Entflechtung (VNB)	-	+
Entflechtung nach § 8 EnWG (FNB)	-	+
Entflechtung nach §§ 10 ff. EnWG (FNB)	-	+

Eigenständiger Speicherbetrieb

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher	Entflechtung des Speichers von Gewinnung, Handel und Vertrieb)
Informatorische Entflechtung (VNB+FNB)	+	+
Buchhalterische Entflechtung (VNB+FNB)	+	+
Rechtliche Entflechtung (VNB)	-	+
Operationelle Entflechtung (VNB)	-	+
Entflechtung nach § 8 EnWG (FNB)	-	+
Entflechtung nach §§ 10 ff. EnWG (FNB)	+	+



Speicher als Hilfsmittel für den Bereich Gewinnung (zulässig nach § 3 Nr. 31 EnWG)

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher	Entflechtung des Speichers von anderen Tätigkeiten (z. B. Erzeugung, Handel und Vertrieb)
Informatorische Entflechtung (VNB+FNB)	+	-
Buchhalterische Entflechtung (VNB+FNB)	+	-
Rechtliche Entflechtung (VNB)	+	-
Operationelle Entflechtung (VNB)	+	-
Entflechtung nach § 8 EnWG (FNB)	+	-
Entflechtung nach §§ 10 ff. EnWG (FNB)	+	-

4.5.2.7.2 Entflechtungsvorgaben für Stromspeicher

Speicher als Teil des Transport- oder Verteilernetzes

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher (soweit keine gesetzlichen Sonderregeln)	Entflechtung des Speichers (hier nur gemeinsam mit dem Netz zu betrachten) von Erzeugung, Handel und Vertrieb
Informatorische Entflechtung (VNB+ÜNB)	-	+
Buchhalterische Entflechtung (VNB+ÜNB)	-	+
Rechtliche Entflechtung (VNB)	-	+
Operationelle Entflechtung (VNB)	-	+
Entflechtung nach § 8 (ÜNB)	-	+
Entflechtung nach 10 ff. EnWG (ÜNB)	-	+

Eigenständiger Speicherbetrieb

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher	Entflechtung des Speichers von Erzeugung, Handel und Vertrieb
Informatorische Entflechtung (VNB+ÜNB)	+	-
Buchhalterische Entflechtung (VNB+ÜNB)	+	-
Rechtliche Entflechtung (VNB)	+	-
Operationelle Entflechtung (VNB)	-	-
Entflechtung nach § 8 EnWG (ÜNB)	-	-
Entflechtung nach §§ 10 ff. EnWG (ÜNB)	+	-



Speicher als Hilfsmittel für den Bereich Handel und Vertrieb

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher	Entflechtung des Speichers (als Netz i. S. d. EnWG) von Erzeugung, Handel und Vertrieb
Informatorische Entflechtung (VNB+ÜNB)	+	-
Buchhalterische Entflechtung (VNB+ÜNB)	+	-
Rechtliche Entflechtung (VNB)	+	-
Operationelle Entflechtung (VNB)	+	-
Entflechtung nach § 8 EnWG (ÜNB)	+	-
Entflechtung nach §§ 10 ff. EnWG (ÜNB)	+	-

Speicher als Hilfsmittel für den Bereich Erzeugung

Entflechtungsart	Entflechtung von Netz und Speicher	Entflechtung des Speichers von Erzeugung, Handel und Vertrieb)
Informatorische Entflechtung (VNB+ÜNB)	+	-
Buchhalterische Entflechtung (VNB+ÜNB)	+	-
Rechtliche Entflechtung (VNB)	+	-
Operationelle Entflechtung (VNB)	+	-
Entflechtung nach § 8 EnWG (ÜNB)	+	-
Entflechtung nach §§ 10 ff. EnWG (ÜNB)	+	-

Begriffsklärungen:

- +/- Entflechtung nach geltendem Recht notwendig/nicht notwendig
- (VNB) gilt für Verteilernetzbetreiber
- (ÜNB) gilt für Übertragungsnetzbetreiber
- (FNB) gilt für Fernleitungsnetzbetreiber

4.6 Fazit

Als wesentliche Kernaussagen lassen sich zusammenfassen, dass Batteriespeicher in nahe liegender Zukunft erfolgreich am Primärregelenergiemarkt tätig werden können. Ebenfalls können Batteriespeicher einen Beitrag zur Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken und zur Spannungshaltung in der Nieder- und Mittelspannungsebene leisten. Sehr schnelle Speicher, wie vor allem Schwungmassenspeicher können durch Erbringung der Momentanreserve die Netzsicherheit und Systemstabilität erhöhen. Die bereits installierten Pilotanlagen erbringen neben der hohen Dynamik auch relativ hohe Einspeiseleistungen in Höhe von etwa 10 MW und entsprechende Kapazitäten für eine Lade- und Entladedauer von 15 min. Somit kann den Schwungmassenspeichern auch die Möglichkeit zur Erbringung der Primärregelleistung eingeräumt werden, womit die Netzsicherheit und System-



Stabilität im Netzverbund gestützt werden könnte. Alle diese Speicher müssen jedoch innerhalb eines Anlagenpools am Regelleistungsmarkt agieren. Weitere Flexibilisierungsmaßnahmen wie Demand Side Management und Erzeugungsmanagement erfüllen die vorgelegten Bewertungskriterien zur Erbringung von Systemdienstleistungen aus Sicht der Netz- und Systemsicherheit nicht hinreichend. Deren Einsatz zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist daher Speichertechnologien unter bestimmten Bedingungen unterzuordnen. Neben den Systemdienstleistungen stellt auch die Beseitigung von Netzengpässen eine sicherheitsrelevante Komponente dar. Deren Anzahl ist in letzter Zeit stark angestiegen. Zur Netzengpassbeseitigung ist vor allem eine relativ hohe Einspeiseleistung und Speicherkapazität notwendig. Diese Eigenschaften bringen vor allem bereits am Markt etablierte Speichertechnologien wie PSW und Druckluftspeicher mit. Zukünftig lässt sich aus netztechnischer Sicht sagen, dass die Rückverstromung mittels einer Gas- und Dampfturbine und die Elektrolyse ähnlich erfolgreich zur Netzengpassbeseitigung herangezogen werden können. Speicher können auch bedingt die Kurzschlussleistung im Netz erhöhen. Speichersysteme mit konventionellen Generatoren, wie unter anderem PSW und Druckluftspeicher, erhöhen die Kurzschlussleistung dabei merklich, währenddessen über Umrichter angeschlossene Speicher nur einen geringen Beitrag liefern können.

Die oben genannten Speichertechnologien befinden sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt teilweise noch im Entwicklungsstadium. Deren Einsatz im Elektroenergiesystem ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig, wie z. B. der Geschwindigkeit des Netzausbaus oder des weiteren Zubaus der erneuerbaren Energien. Auf der Basis des derzeitigen Wissens können daher keine objektiven und belastbaren Aussagen darüber getroffen werden, welche Speichertechnologien zu welchem Zeitpunkt erforderlich werden. Wird z. B. eine starke Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkspark als Übergangstechnologie vorgenommen, lässt sich die Notwendigkeit eines Speichereinsatzes zeitlich nach hinten verschieben. Einen ähnlichen Effekt würde ein verstärkter Einsatz des Demand-Side- und Erzeugungs-Managements bewirken.

Die Anforderungen an die Kommunikationstechnik werden durch die zu erbringenden Systemdienstleistungen definiert. Dabei zeigt sich, dass die definierten Anforderungen je nach Einsatzgebiet stark heterogen ausgestaltet sind. Pauschal lässt sich daher keine der in Kapitel 4.3 aufgeführten Kommunikationstechniken bevorzugen.

Zentrale und dezentrale Speicher können durch ein intelligentes Verhalten einen positiven Beitrag für das Übertragungs- und das Verteilnetz leisten. Hierunter fallen lokale Effekte wie die aktive Spannungsstützung durch lokale Blindleistungsbereitstellung, die Reduktion bzw. die Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen sowie die Reduktion von Verlusten. Des Weiteren können Speicher im Anlagenverbund Regelleistung bereitstellen oder durch die Reduktion der lastseitigen Abendspitze die Notwendigkeit konventioneller Spitzenlastkraftwerke verringern und somit für das Energiesystem global systemstabilisierend wirken. Dabei besitzen Speichertechnologien vielfach kürzere Totzeiten als fossil befeuerte Kraftwerke und sind somit in der Lage, größere Leistungsgradienten zu fahren als dies in den Präqualifikationsanforderungen gefordert wird. Verkürzte Totzeiten bzw. schnellere Ansprechzeiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie Frequenz-

haltung und Spannungshaltung, ermöglichen einen zunehmend effizienteren Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit.

Des Weiteren kann festgehalten werden, dass ein Speicherbetrieb durch Dritte keine Gefährdung der Systemsicherheit hervorrufen würde. Es bestehen auch im Hinblick auf die zukünftigen Entwicklungen keine Notwendigkeiten für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speichieranlagen. Neben dieser technischen Betrachtung ergibt sich aus dem in Kapitel 4.5.2 dargestellten rechtlichen Untersuchungsgang, dass im Hinblick auf die Vorgaben zur Entflechtung von Stromspeichieranlagen verschiedene Konstellationen differenziert zu betrachten sind. Geboten ist eine Differenzierung

- nach dem Zweck der Speichernutzung (für Netzbetrieb, Erzeugung, Handel/Vertrieb oder eigenständig),
- nach dem Blickwinkel der Entflechtungsprüfung (Entflechtung des Netzes oder Entflechtung des Stromspeichers)
- sowie nach den unterschiedlichen Entflechtungsarten (informativ, buchhalterisch, rechtlich, operationell, eigentumsmäßig).

Zur Bestimmung der im konkreten Fall geltenden Entflechtungsvorgaben ist vor allem danach zu unterscheiden, welcher Zweck mit dem Betrieb des Stromspeichers verfolgt wird. Bislang noch offen sind die hierfür relevanten Fragen, ob die Stromspeicherung auch als Erzeugung eingeordnet werden kann und wie der Betrieb von sog. Power-to-Gas-to-Power-Anlagen zu behandeln ist.



5 Potentiale zur Marktteilnahme von Speichertechnologien in Konkurrenz zu weiteren Flexibilitätsoptionen

5.1 Ökonomik der Systemsicherheit

Systemsicherheit ist ein auf die Netze bezogenes, technisch zu definierendes Element der energiewirtschaftlichen Versorgungssicherheit. Systemsicherheit ist damit kein eigenständiges Ziel der Energiepolitik, sondern vielmehr ein *notwendiges Mittel* zur Bereitstellung von Versorgungssicherheit.⁶⁴ Das Ziel Versorgungssicherheit ist im ökonomischen Sinne hingegen recht umfassend zu definieren. Er stellt insbesondere die Perspektive der Nachfrageseite in den Vordergrund: „Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Kunden dauerhaft und nachhaltig ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können. Damit umfasst die Versorgungssicherheit alle Stufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung (analog der Gasversorgung) unter Einschluss der Förderung oder Bereitstellung von Primärenergieträgern, der Erzeugung oder Beschaffung von elektrischer Energie, dem Transport (Übertragung bzw. Fernleitung) und der Verteilung über Netze und Anlagen sowie den Handel und Vertrieb von Strom. Besondere Bedeutung haben dabei die Transportnetze wegen ihrer gesetzlich zugewiesenen Verantwortung für das Gesamtsystem der Energieversorgung.“ [5.1, S. 2] Versorgungssicherheit ist insofern von Versorgungsqualität abzugrenzen, als dass die Zuverlässigkeit einzelner Anlagen und Betriebsmittel der Stromversorgung, die technisch-physikalische Produktqualität der gelieferten Elektrizität zwar unmittelbar die Versorgungsqualität, nicht aber deren Sicherheit im Rahmen des Gesamtsystems beeinflussen. Allerdings gibt es hier einige Abgrenzungsschwierigkeiten, da die störungs- und unterbrechungsfreie Versorgung der Kunden zwar (z. B. im Rahmen der Anreizregulierung) als Qualitätsmerkmal der Stromversorgung eingestuft wird, diese aber gleichzeitig zumindest partiell nicht von der Frage der Versorgungssicherheit zu trennen ist, ob die Kunden ihren Strombedarf decken können [5.1, S. 4].

⁶⁴ In der ökonomischen Literatur wird das Gut „energiewirtschaftliche Versorgungssicherheit“ als Beispiel für ein „weakest-link“-Produktionsproblem betrachtet. Eine von mehreren Individuen vorgenommene gemeinschaftliche Produktion dieses Gutes hängt dabei nicht (wie im Fall der öffentlichen Güter) von der Summe aller einzelnen Beiträge ab, sondern von der Qualität des schlechtesten Beitrags. Neben Versorgungssicherheit wird hier häufig das Beispiel der Bekämpfung von Sturmfluten auf einer abgeschlossenen Enklave zitiert, auf der mehrere Bauern ein Grundstück besitzen. Die Qualität des Deiches als Schutz gegen die Sturmflut hängt hierbei nicht davon ab, wie hoch die Summe der Investitionen aller Beteiligten auf ihren jeweiligen Grundstücken ausfällt, sondern sie wird durch die Aktivität desjenigen Bauern bestimmt, der den schlechtesten Deichschutz betreibt. Umgekehrt hängt beispielsweise der Erfolg bei der Erforschung von Impfstoffen gegen Aids oder Malaria in der pharmazeutischen Industrie nicht von der Summe aller Forschungsaktivitäten ab, sondern lediglich von der Qualität der „besten“ Forschungsarbeit (sog. „best-shot“-Produktion).



Um den Status des Gutes Versorgungssicherheit und ggf. die Förderungswürdigkeit der Beiträge bestimmter Technologien, wie etwa Stromspeicher, herleiten zu können, ist es notwendig seine ökonomische Natur präzise zu definieren. Das Ziel der Versorgungssicherheit wird im Rahmen von § 1 Abs.1 EnWG als eines der energiepolitischen Grundziele dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck (Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit) zugeordnet. Die Verantwortlichkeit für die Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“ und der damit verbundenen Systemsicherheit wird hierbei insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern zugewiesen.

Im ökonomischen Sinne ist Versorgungssicherheit damit als *technische Eigenschaft* der im Rahmen eines natürlichen Monopols erbrachten Leistung anzusehen, die sich ausschließlich aus der Nicht-Speicherbarkeit der Elektrizität ergibt. Versorgungssicherheit ist damit kein öffentliches Gut, welche zwingend durch staatliche Maßnahmen bereit gestellt werden muss. Während die Instandhaltung von Autobahnen als Vorhalten erforderlicher Infrastruktur eine öffentliche Aufgabe ist, würde man in Deutschland kaum fordern, den Ausbau und reibungslosen Betrieb des Internets als staatliche Aufgabe zu deklarieren, der einer öffentlichen Unterstützung oder gar eines staatlichen Netzbetreibers bedürfe. Auch wenn ein leistungsfähiges Internet im öffentlichen Interesse liegt und, ähnlich wie im Stromnetz auch Kostendegressionen, Bündelungsvorteile und positive Netzwerkexternalitäten bei der Bereitstellung bestehen, sind kommerzielle Marktanbieter in der Lage, die Bedürfnisse ihrer Kunden zu befriedigen und diesen Markt zu bestreiten. Eine derartige marktendogene Sicherung der Versorgung ist im energiewirtschaftlichen Kontext jedoch nicht zu erwarten: Der Unterschied liegt im Energiebereich in der Kombination eines natürlichen Monopols und wesentlich höherer irreversibler Kosten. Letztere können den Markteintritt neuer Anbieter verhindern. Irreversibilität liegt vor, wenn ein potentiell neuer Marktanbieter bei Marktaustritt den Wert seiner Aufwendungen bzw. Produktionsfaktoren unwiederbringlich abschreiben muss.

Die ökonomische Analyse geht davon aus, dass für das Gut System- bzw. Versorgungssicherheit ein Marktwert existiert, da sowohl die Bereitstellung von Systemsicherheit als auch deren Nichtbereitstellung mit (volkswirtschaftlichen) Kosten verbunden ist. Letztergenannte setzen sich aus verschiedenen Faktoren zusammen, wie beispielsweise

- Produktionsausfälle,
- Kosten der Wiederinbetriebnahme von technischer Anlagen,
- Kosten der finanziellen Versicherung gegen Ausfälle,
- Beeinträchtigung der Freizeitnutzung.

Mit zunehmender Systemunsicherheit steigen die volkswirtschaftlichen Kosten durch Stromausfälle. Mit steigender Ausfalldauer sinken die zur Produktion von Gütern verfügbare Zeit und, damit verbunden, die Größe des BIP. Auch zählen hierzu private Absicherungsmaßnahmen, die dem öffentlichen Stromnetz vorenthalten werden, wie das Bereithalten einer unterbrechungsfreien Stromversorgung zur Selbstnutzung oder der Erwerb von Versicherungsleistungen. Zudem entstehen pauschale, zusätzliche Produktionsverluste trotz wieder verfügbarer Stromversorgung. Abbildung 5-1 stellt den

gegenläufigen Verlauf der beiden Kostenfaktoren sowie deren Summe als volkswirtschaftliche Gesamtkosten schematisch dar.

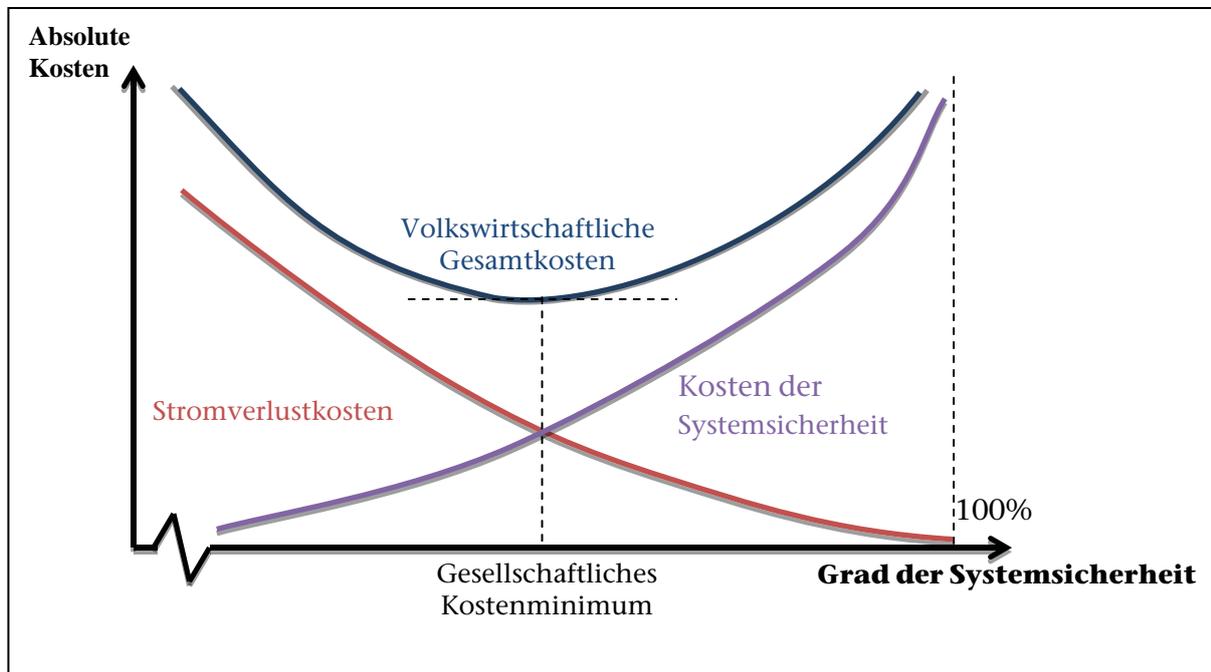


Abbildung 5-1: Schematischer Verlauf volkswirtschaftlicher Kosten der Systemsicherheit. Quelle: Eigene Darstellung nach [5.2].

Im Minimum der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten stellt sich der gesellschaftlich optimale Grad an Systemsicherheit ein. Ein Abweichen würde in beiden Richtungen zu Wohlfahrtsverlusten führen.

Diese theoretische Herleitung ist jedoch im vorliegenden Kontext gravierenden Einschränkungen unterlegen. So ist eine scharfe Trennung von Systemsicherheit und Versorgungssicherheit nicht möglich. Systemsicherheit ist zunächst nur insofern relevant, als dass sie eine Voraussetzung für Versorgungssicherheit darstellt. So sind beispielsweise die Konsequenzen bzw. die Kosten einer Störung der Systemsicherheit abhängig von der Art und Dauer der Störung sowie dem bestehenden Technologie- und Energieträgermix, insbesondere der Reaktions- und Substitutionsfähigkeit in der Endanwendung. Zudem wird der zeitliche Rahmen von Ereignissen, die mit einer Störung der Systemsicherheit verbunden sind, in dieser Konzeption nur unzureichend beachtet. Über längere Zeiträume stehen nachfrageseitig eher Substitutionsmöglichkeiten zur Verfügung als kurzfristig, was die langfristigen Kosten eines Verlustes an Versorgungssicherheit reduziert.



Gleichzeitig muss an dieser Stelle auf ein grundsätzliches Problem der Bestimmung von Werten und optimalen Kapazitätsauslegungen im energiewirtschaftlichen System hingewiesen werden. Genauso wenig wie sich exogen

- eine „optimale“ Einspeisung erneuerbarer Energien,
- eine optimale Netzkonfiguration,
- optimale Kuppelkapazitäten im grenzüberschreitenden Stromnetz,
- eine optimale Ausgestaltung und Intensität von effizienzsteigernden Demand-Side-Management-Maßnahmen,
- oder optimale Investitionen in Elektromobilität

herleiten lassen, lässt sich eine optimale Kapazität von Speichern (in den verschiedenen Teilsegmenten mit verschiedenen Zeithorizonten) bzw. weiteren systemstabilisierenden Technologien bestimmen. Im Energiesystem stellt sich in Bezug auf die Identifizierung vermeintlicher Optimalwerte ein nicht auflösbares Endogenitätsproblem. Die Energieökonomik stellt in diesem Sinne keine beispielsweise den Naturwissenschaften vergleichbare „harte“ Wissenschaft dar. Zur Herleitung von Aussagen über die Vorteilhaftigkeit von Investitionen in bestimmten Bereichen benötigt sie Aussagen zu einer gesellschaftlichen Zielfunktion, gesellschaftlich definierten Teilzielen und institutionellen Strukturen. Betrachtet man diese Daten als gegeben, lassen sich energiepolitische Handlungsempfehlungen im Sinne eines „Efficiency without Optimality“ (Baumol) ableiten. In der derzeitigen Diskussion über die zukünftige Entwicklung der Energiewende und angesichts der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Technologien und Märkten ist jedoch deutliche Vorsicht angebracht, da die präzise Vorgabe all dieser Informationen eine „Anmaßung von Wissen“ (Hayek) darstellt.

Dies bedeutet nun allerdings nicht, dass die Politik hier auf eine Art marktendogene Selbstregulierung hoffen sollte. Vielmehr sind die Rahmenbedingungen für das Marktgeschehen im Sinne einer Marktordnungspolitik so zu formulieren, dass die aus gesellschaftlicher Sicht wünschenswerten Marktergebnisse/Entscheidungen ohne zusätzliche Interventionen in den Marktprozess induziert werden können. Somit ist fortwährend zu überprüfen, ob die geltenden Marktregeln den durch technischen Fortschritt geänderten Anforderungen und Möglichkeiten gerecht werden oder angepasst werden müssen. Eine Untersuchung zur Entwicklung von Netzausbau und Ökostromerzeugung kommt [5.3, S. 1] beispielsweise zur folgenden, auch die Stromspeicher betreffenden Schlussfolgerung: „Therefore, green investment necessarily entails an integrated vision of generation and transmission (as well as storage, demand-side flexibility, etc., which for the sake of simplicity we consider to be part of generation). Both require a specific approach to investment since purely market-based competition will not bring about the energy mix that Europe has opted for, e.g. a low carbon energy mix, sketched out in its Energy Roadmap 2050.“



5.1.1 Grad der Systemsicherheit

Der ökonomischen Bewertung von Speichern müssen einige Vorarbeiten vorausgehen. Neben der Bestimmung monetärer Kennzahlen muss eine überprüfbare Definition der Systemsicherheit erfolgen. Der Grad der Versorgungssicherheit kann mit verschiedenen Ansätzen gemessen werden. Tabelle 5-1 gibt eine Übersicht über ausgewählte Ansätze, die auch im Rahmen des Qualitätselements der Netzregulierung diskutiert wurden [5.2]. Für die speziellere Funktion „Systemsicherheit“ existiert hingegen kein einheitliches Messverfahren.

Tabelle 5-1: Auswahl von Kennzahlen für Versorgungsqualität.

System Average Interruption Duration Index	Durchschnittliche Ausfalldauer	$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$
System Average Interruption Frequency Index	Durchschnittliche Ausfallhäufigkeit	$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$
Average Service Availability Index	Durchschnittliche Stromverfügbarkeitsrate	$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760}$

Die Kennzahlen beziehen sich dabei entweder auf die Häufigkeit oder die Dauer der Systemausfälle. Die während dieser Zeit erforderlich gewesene Strommenge kann jedoch nicht erfasst werden und muss geschätzt bzw. ex post bestimmt werden. Da der Stromverbrauch zu unterschiedlichen Zeiten variiert, geben diese Kennzahlen zudem keine Informationen über den Wert der verlorenen Energie.

Der SAIDI wird seit 2006 jährlich von der Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Monitoringverpflichtung veröffentlicht. Abbildung 5-2 stellt die veröffentlichten SAIDI-Werte der vergangenen Jahre dar. Zusätzlich wurde für eine bessere Interpretierbarkeit der ASAI gemäß der oben definierten Berechnung angegeben. Dieser gibt den Anteil der verfügbaren Stunden an den gesamten Stunden eines Jahres an und ist auf Werte zwischen 0 und 1 normiert. Somit ist er als „Grad der Systemverfügbarkeit“ interpretierbar.

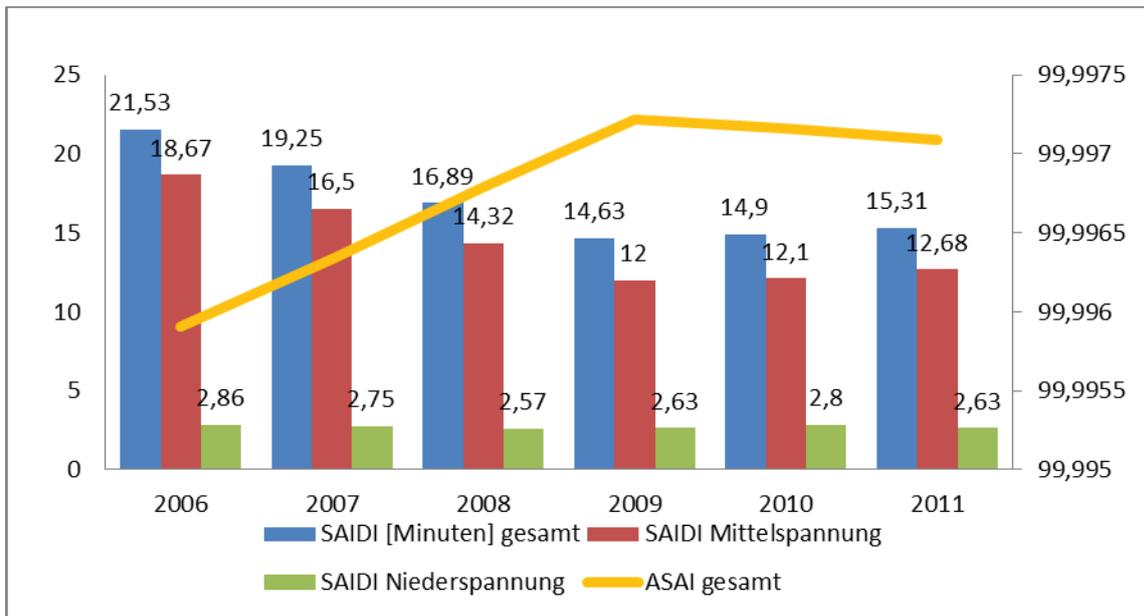


Abbildung 5-2: Verfügbarkeitskennzahlen für das deutsche Stromnetz. Quelle: [5.4, 5.5, 5.6].

Sowohl der SAIDI als auch der ASAI geben jedoch nur die Dauer der (Nicht-)Verfügbarkeit an und enthalten keine Informationen über die Strommenge, die während dieser Zeit genutzt worden wäre oder gar deren Marktwert zum Zeitpunkt des Stromausfalls. Die Netzbetreiber sind jedoch angehalten, alle Netzstörungen, also auch die unter 3 Minuten, zu erfassen [5.7]. Sie sind allerdings nicht verpflichtet, diese an die BNetzA zu melden. Die öffentliche Statistik erfasst ausschließlich Unterbrechungen, die länger als 3 Minuten dauern. Folglich kann die tatsächliche Häufigkeit und gesamte Unterbrechungsdauer pro Jahr höher sein, womit die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Schäden systematisch unterschätzt würden. Es wäre daher wünschenswert, wenn die verfügbare Störungst Statistik vollständig zur Verfügung stände, um eine volkswirtschaftliche Bewertung der gegebenen Systemsicherheit vornehmen zu können und darüber hinaus die Transparenz im Energiemarkt zu erhöhen.

5.1.2 Wert und Kosten der Systemsicherheit

Es gibt eine Vielzahl von Ansätzen (eine Übersicht gibt [5.1]), um den Wert der Versorgungssicherheit zu messen. Übliche Ansätze bewerten den entgangenen Nutzen bei Verlust einer Energieeinheit (Value of lost load, VoLL). Da die Versorgungssicherheit jedoch eine der Systemsicherheit übergeordnete Ebene ist, würde ein Heranziehen des VoLL den Nutzen überbewerten.

Die Systemsicherheit wurde in Kapitel 2 in mehrere technische Teilfunktionen gegliedert, die über unterschiedliche Maßnahmen umgesetzt werden. Die Bereitstellung der genannten Funktionen reduziert die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls und erhöht die Stromqualität. Die Kosten der Bereitstellung von Systemsicherheit setzen sich folglich aus der Kostensumme der für die Teilfunktionen eingesetzten Maßnahmen zusammen. Der



funktionale Zusammenhang der Beiträge einzelner Teilfunktionen zur Systemsicherheit ist jedoch nicht ohne größeren Aufwand zu bestimmen. Entsprechend ist die Berechnung der kostenminimalen Bereitstellung eines vorgegebenen Sicherheitsniveaus durch Variation des Umfangs der eingesetzten Maßnahmen problematisch. Eine Qualifizierung und Quantifizierung des Nutzens der erbrachten Netzdienstleistungen ist aufgrund der unsicheren Bewertungsmaßstäbe ohne eine umfassende Modellierung nicht möglich, so dass hierzu im Rahmen dieser Studie keine weiteren Aussagen getroffen werden können.

Abbildung 5-3 zeigt eine Übersicht der im ökonomischen Untersuchungsabschnitt betrachteten Maßnahmen. Neben mehreren in Märkten organisierten Funktionen (blau) gibt es auch Instrumente, die durch Festlegungen seitens der Politik oder anderer Beteiligter bestimmt werden (rot). Die dort zu Grunde liegenden Vergütungssätze – falls vorhanden – geben nur im günstigsten Fall die tatsächlichen Knappheitsrelationen wieder. In Märkten, die nicht durch Marktversagen gekennzeichnet sind, stellen die Preise die tatsächlichen Kosten im Sinne eines Nutzenverzichts an. Für die Frequenzhaltung stehen bspw. neben den Regelenergiemärkten weitere außermärkliche Möglichkeiten zur Verfügung (vgl. Kap. 3.2). Diese stellen ebenso einen Beitrag zur Systemsicherheit und sind damit im volkswirtschaftlichen Kalkül als gleichwertige Alternative zu behandeln.



Abbildung 5-3: Teilaspekte der Systemsicherheit. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Kosten der Systemdienstleistungen werden von der Bundesnetzagentur im jährlichen Monitoringbericht veröffentlicht (Abbildung 5-4). Die Zahlen geben die anerkannten Aufwendungen der Netzbetreiber für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen abzüglich möglicher Einnahmen an. Der Umfang der Einnahmen wird nicht veröffentlicht. Der größte Teil der Kosten setzt sich aus den Ausgaben für die drei Regelenergiearten zusammen. Das Volumen und die jeweilige Zusammensetzung der Regelenergiekosten variieren dabei von Jahr zu Jahr zwischen 600 und über 800 Mio. € mit sinkender Tendenz. Als mögliche Ursachen können regulatorische Änderungen, welche eine Reduzierung der vorzuhaltenden Mengen ermöglichten, sowie ein Rückgang der abgerufenen und zu vergütenden Mengen mit entsprechenden preissenkenden Effekten angeführt werden. Die Bereitstellung von Blindleistung und die Kosten für die Schwarzstartfähigkeit machen gemeinsam nur 3-5 % der Gesamtkosten aus. Der Kostenbetrag lag für beide Dienst-



leistungen zusammen zwischen 65 und 35 Mio. € und ist stetig gesunken. Details und mögliche Ursachen für die Entwicklungen werden nachfolgend diskutiert.

Anzumerken ist allerdings, dass der Anteil der volatilen Stromerzeugung in 2011 noch unter 20% lag und damit nicht systemrelevant war. Die dramatisch zunehmenden Eingriffe nach § 13 EnWG (Abbildung 1-3) für 2012 zeigt aber eine überproportionale Zunahme. Solange diese Maßnahmen fehlerfrei ablaufen ist die Systemsicherheit gegeben. Die Fehlerwahrscheinlichkeit steigt jedoch vermutlich mit zunehmender Anzahl an Eingriffen an. Dies deutet einen zukünftigen Handlungsbedarf an.

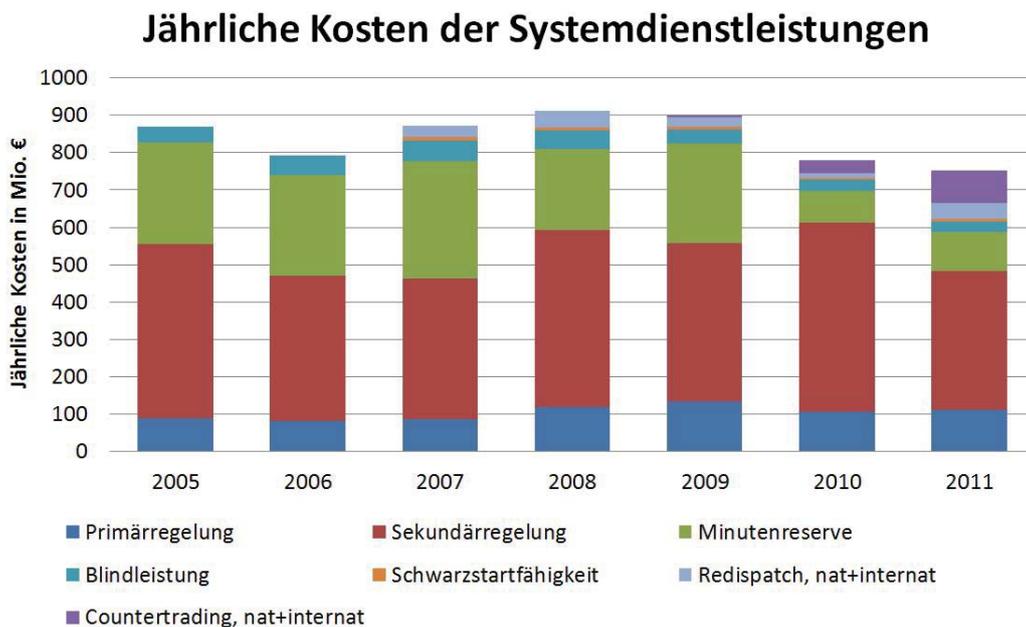


Abbildung 5-4: Von der Bundesnetzagentur ausgewiesene und anerkannte Ausgaben der ÜNB für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Quelle: [5.4, 5.5, 5.6].

5.2 Frequenzhaltung

5.2.1 Regelenenergiemärkte

Die drei Regelenenergiemärkte stellen neben dem Handel am regulären Strommarkt die wichtigste Vermarktungsoption dar. Der Regelenenergiemarkt dient dem Handel mit sehr kurzfristig verfügbarer Leistung. Entsprechend den Restriktionen der jeweiligen Präqualifikationsanforderungen ist der Zugang zu den drei Märkten unterschiedlich schwierig. Es ist zu erwarten, dass in Märkten mit geringerer Wettbewerbsintensität oder geringem Angebotsüberschuss gewisse Knappheits- oder Marktmachtrenten für die Anbieter anfallen, die sich positiv auf Deckungsbeiträge bzw. Gewinnchancen auswirken. Die Wettbewerbsintensität ist dabei anhand einiger Indikatoren beobachtbar.

- Da jeder Anbieter mit mehreren Anlagen am Markt teilnehmen kann, gibt die Anzahl der präqualifizierten Anbieter [5.8] nur sehr grobe Informationen über die

Wettbewerbsintensität auf den Märkten an. Auch können die Gebote nicht einzelnen Anbietern zugeordnet werden um daraus Marktanteile zu bestimmen.

- Die Häufigkeit einer notwendigen zweiten Ausschreibung durch die Netzbetreiber ist ein Indikator dafür, dass die Zahl der verfügbaren Kapazitäten knapp ist. Entweder konnten oder wollten die Anbieter ihre Anlage nicht im entsprechenden Markt positionieren. „Nicht können“ tritt z. B. bei Störungen auf und ist ein Anzeichen für ein knappes Angebot. „Nicht wollen“ hingegen folgt aus der Möglichkeit einer profitableren alternativen Verwendung der Anlage. Typischerweise wäre dies der Spotmarkt. Da die beiden Fälle nicht eindeutig als Ursache für die Unterbereitstellung unterschieden werden können, ist auch dieser Indikator schwach.
- Die Anzahl der abgelehnten Gebote ist ein weiterer Indikator für die Wettbewerbsintensität, da die Spanne der angebotenen Leistungen die geforderte Menge übersteigt. Mit zu hohen Forderungen riskieren die Anbieter, dass sie von einem Wettbewerber unterboten werden könnten. Folglich gibt es nur wenig Spielraum für Preise oberhalb der Grenzkosten des Grenzanbieters.

Die folgende Tabelle 5-2 stellt die Indikatoren gegenüber. Erkennbar ist, dass die Wettbewerbsintensität zunimmt, je geringer die Präqualifikationshürden sind. Zudem deutet die Häufigkeit der notwendigen zweiten Ausschreibungen im Sekundärregelmarkt auf ein niedriges Preisniveau hin, da qualifizierte Anbieter gelegentlich eine alternative Vermarktung präferieren.

Tabelle 5-2: Indikatoren für Wettbewerbsintensität. Datenquelle:[5.8, 5.9], eigene Berechnungen.

	Anzahl Anbieter	Anzahl zweiter Ausschreibungen	Abgelehnte Gebote
PRL	14	3 von 122 Ausschr., ca. 2,5 %	Keine Ablehnung
SRL	17	76 von 552 Ausschr., ca. 13,7 %	Ca. 4,6 % Ablehnungsquote
MRL	35	Keine zweite Ausschreibung	Ca. 42 % Ablehnungsquote

Im Folgenden werden die Entwicklungen der jeweiligen Märkte im Detail dargestellt.



Nachfragemengen

In der folgenden Abbildung 5-5 werden die von den ÜNB ausgeschriebenen Nachfragemengen charakterisiert. Der obere Teil stellt die PRL im Zeitverlauf dar. Abgesehen von einer kleinen Korrektur Ende 2008 gab es im Jahresverlauf keinerlei Schwankungen. Für die SRL und MRL wird die Verteilung der Nachfragemengen durch Boxplots abgebildet. Aufgrund der fast deckungsgleichen Verläufe in den jeweiligen Zeitscheiben wurde auf eine detailliertere Aufteilung verzichtet.

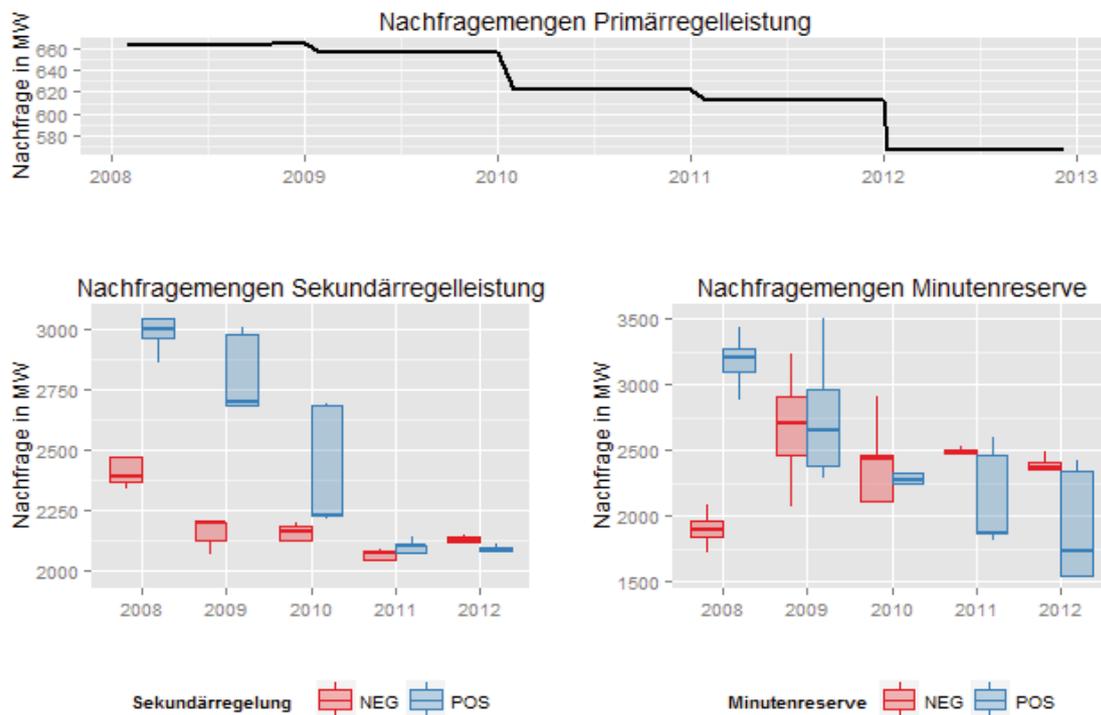


Abbildung 5-5: Nachfragemengen in den Regelenenergiemärkten. Datenquelle:[5.9].

Die Nachfrage nach Primär- und positiver Sekundärregelenergie ist in den vergangenen Jahren stetig gesunken. Mit Ausnahme geringfügiger Schwankungen gibt es für die negative SRL keine klare Tendenz. Zwar ist ein kleiner Anstieg im Jahr 2012 bemerkbar, jedoch kompensiert er nicht den Nachfragerückgang der vorherigen Jahre. Zudem kam es im Sekundärregelmarkt häufiger zu einer zweiten Ausschreibung, die notwendig wurde, wenn das Angebot der ersten Ausschreibung den Bedarf nicht gedeckt hatte. Im Minutenreservemarkt gab es einige Schwankungen, jedoch ist der Trend zumindest für negative MRL leicht steigend. Positive MRL weist abgesehen von der 2. Jahreshälfte 2012 eine negative Tendenz auf. Jedoch ist zu beachten, dass die Nachfrage in den einzelnen Jahren unterschiedlich stark schwankt. Insgesamt ist aus den gegebenen Daten jedoch kein eindeutiger Trendwechsel zu steigendem Regelenenergiebedarf durch die Energiewende und den Ausbau von Erneuerbaren Energien erkennbar. Als Ursachen für die geänderten

Nachfragemengen kommen grundsätzlich geänderte Rahmenbedingungen in Frage. Mit der Einführung des Netzregelverbands wurde der Regelenergiebedarf nicht mehr regelzonenweit koordiniert und das Gegeneinanderregeln der Regelzonen entfiel. Zudem könnten bessere Prognosen volatiler Einspeisung und im Bereich der PRL geänderte Verpflichtungen eine Rolle spielen. Diese Hypothesen müssten jedoch empirisch überprüft werden.

Abrufhäufigkeiten und -mengen

Die Abrufhäufigkeiten und Abrufmengen variieren zwischen den Regelenergiemärkten stark. Dies ist auf deren Staffeln zurückzuführen, wodurch für die nachgelagerten Regelenergiemärkte immer seltener Einsatzbedarf besteht.

Im Sekundärregelmarkt ist Stillstand selten. Gelegentlich wechseln sich positive und negative Abrufe ab. In der Regel wird während desselben Zeitraumes jedoch sowohl positive wie negative Regelenergie abgerufen. Höhere Abrufmengen sind selten. Anbieter mit hohen Leistungspreisgeboten werden folglich selten abgerufen. Damit ist der Leistungspreis die Haupteinnahmequelle für diese Anbieter.

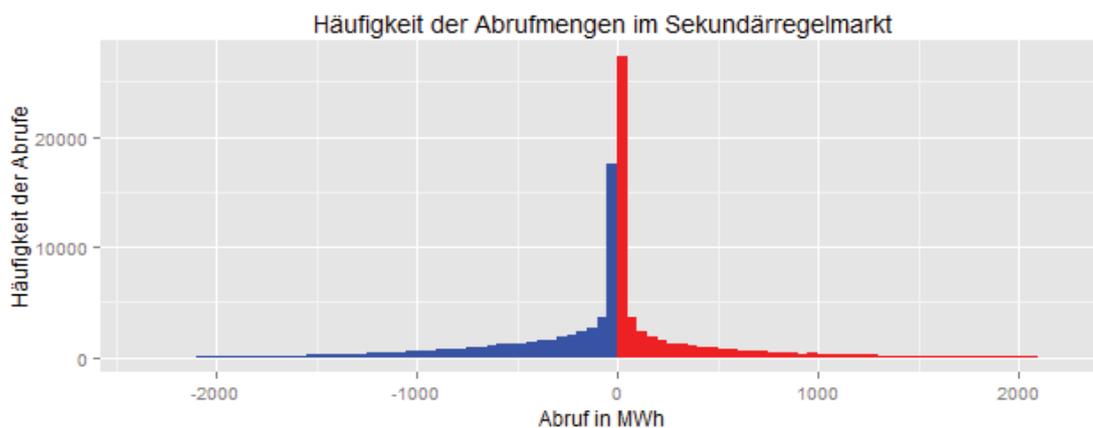


Abbildung 5-6: Häufigkeit der abgerufenen Mengen im Sekundärregelmarkt im Zeitraum von Juli 2011-November 2012. Datenquelle: [5.9].

Die Situation im Minutenreservemarkt hingegen sieht anders aus. In etwa 80 % der Zeit wird weder negative noch positive Regelenergie abgerufen. Sofern ein Abruf erfolgt, ist dieser entweder negativ oder positiv. Entsprechend ist der Minutenreservemarkt durch sehr geringe Aktivität gekennzeichnet. Entsprechend ist es sehr unwahrscheinlich, dass Anlagenbetreiber, die nicht die günstigsten Arbeitspreise geboten haben, auch tatsächlich abgerufen werden. Die Haupteinnahmequelle ist in diesem Markt der Leistungspreis.

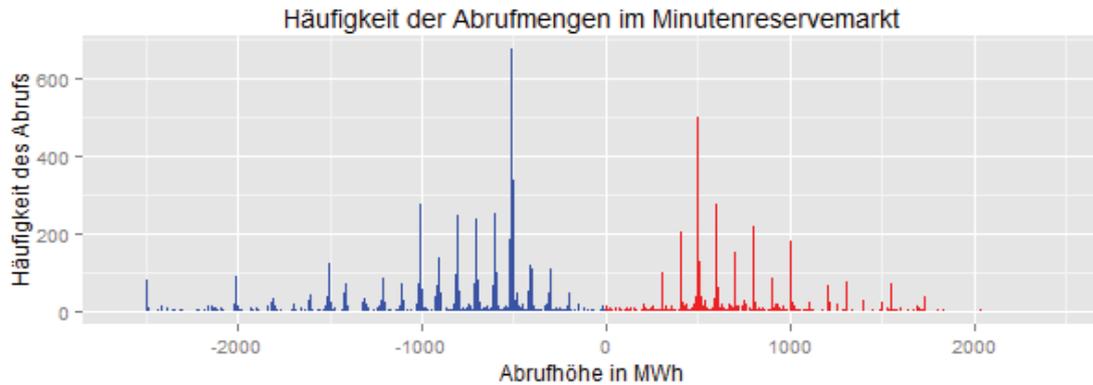


Abbildung 5-7: Häufigkeit der Abrufmengen im Minutenreservemarkt im Zeitraum von Juli 2011- November 2012. Nullwerte tauchten jeweils ca. 45.000 mal auf und wurden der Übersicht halber ausgeblendet. Datenquelle: [5.9].

Preise

Die Leistungspreise im Primärregelmarkt sind mit der Umstellung auf Wochenausschreibungen vorübergehend gestiegen. In den zwei Ausschreibungen vor der Umstellung gab es einen Anstieg der Gebotsschwankungen. Diese könnten mit einer Änderung der Gebotsstrategien zusammenhängen (Endrundeneffekt), da mit der Lockerung der Restriktion mehr Anbieter im Markt zu erwarten waren und sich die Marktpositionen neu verteilen würden. Grundsätzlich ist jedoch auch in den Wochenausschreibungen, verbunden mit der sinkenden Nachfrage, ein Sinken der Leistungspreise zu beobachten.

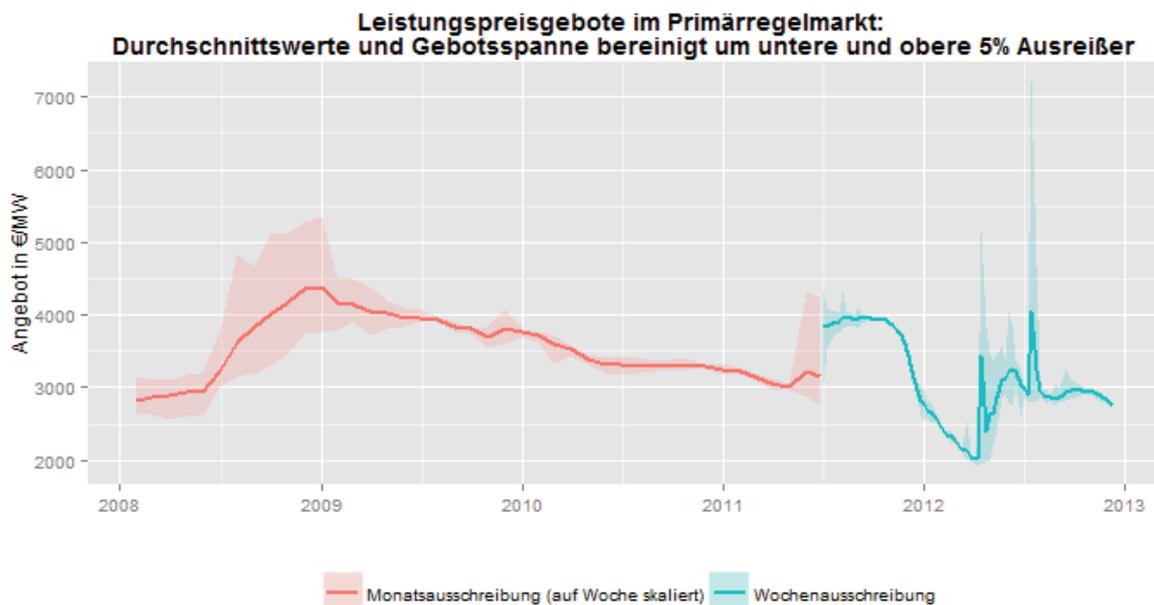


Abbildung 5-8: Auktionsgebote Leistungspreis im Primärregelmarkt. Datenquelle: [5.9].

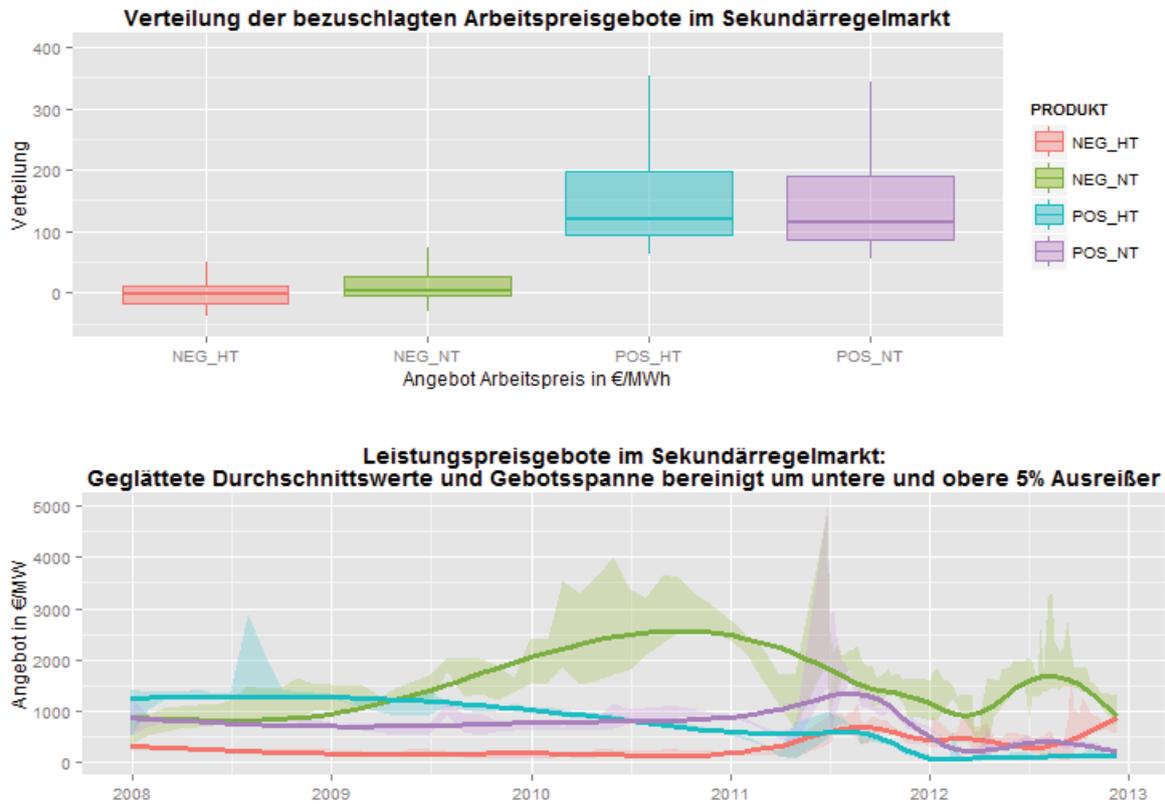


Abbildung 5-9: Gebote im Sekundärregelmarkt, Leistungspreise von Monatsausschreibungen (bis Ende Juni 2011) auf sieben Tage skaliert. Datenquelle: [5.9].

Die Leistungspreise im Sekundärregelmarkt weisen im Zeitverlauf einige Verwerfungen auf. Ähnlich wie im Primärregelmarkt gab es vor der Verkürzung der Ausschreibungsdauer von einem Monat auf eine Woche einen generellen Preisanstieg und eine deutlich höhere Streuung der Gebote. Im Zeitverlauf haben sich zudem die Preisrelationen der vier Produkte geändert. POS_HT-Preise sind stetig gesunken und haben Mitte 2010 den Preis der POS_NT unterschritten. Sie sind inzwischen die günstigste Variante im Sekundärregelmarkt. NEG-HT-Preise sind hingegen leicht gestiegen und haben das Niveau trotz Verkürzung der Handelsperioden beibehalten. Negative Regelleistung ist grundsätzlich teurer als Positive, was womöglich mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zusammenhängen kann [5.10]. NT-Produkte sind zudem teurer als ihre HT-Äquivalente. Eine mögliche Erklärung dafür wäre, dass industrielle Großverbraucher ihren Bedarf über den Spotmarkt günstiger decken können als über den Regelleistungsmarkt, bzw. dass Speicher, die zumindest teilweise nach Preisschwankungen im Stromhandel (intertemporale Arbitrage) ausgerichtet werden, aufgrund der Ladephase nicht für die Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung stehen. Die Arbeitspreise sind hingegen vergleichsweise konstant geblieben. Seit der Verkürzung der Ausschreibungszeiträume ist der Durchschnittspreis leicht gestiegen und die Varianz der Gebote hat sich erhöht.

Im Minutenreservemarkt bietet sich ein Grundsätzlich anderes Bild. Die Leistungspreise sind sehr viel niedriger als in den restlichen Märkten. Leistungspreise über 25€ sind eher selten, Preise unter 5€ sind die Regel. Neben der Ablehnungsquote von 42% deutet dies auf einen hohen Wettbewerbsdruck bezüglich der Teilnahme am Markt hin. Die Arbeitspreise sind auch hier teilweise negativ, jedoch wesentlich höher als im Sekundärregelmarkt. Hierdurch können Marktteilnehmer eine gewisse Kompensation der geringen Abrufwahrscheinlichkeiten realisieren. Die Spitzen im Histogramm deuten auf eine Häufung der Gebote um bestimmte Arbeitspreisniveaus hin. Diese könnten entweder durch „Gewohnheitsgebote“ oder durch Kostenniveaus unterschiedlicher Technologien begründet werden. Aufgrund des höheren Anteils des Arbeitspreises an den Gesamterlösen und der höheren Unsicherheit bezüglich des Abrufs und der damit verbundenen, hohen Vergütung sind die Erlöse volatil und Teilnahme am Minutenreservemarkt riskanter als in den anderen Regelleistungsmärkten.

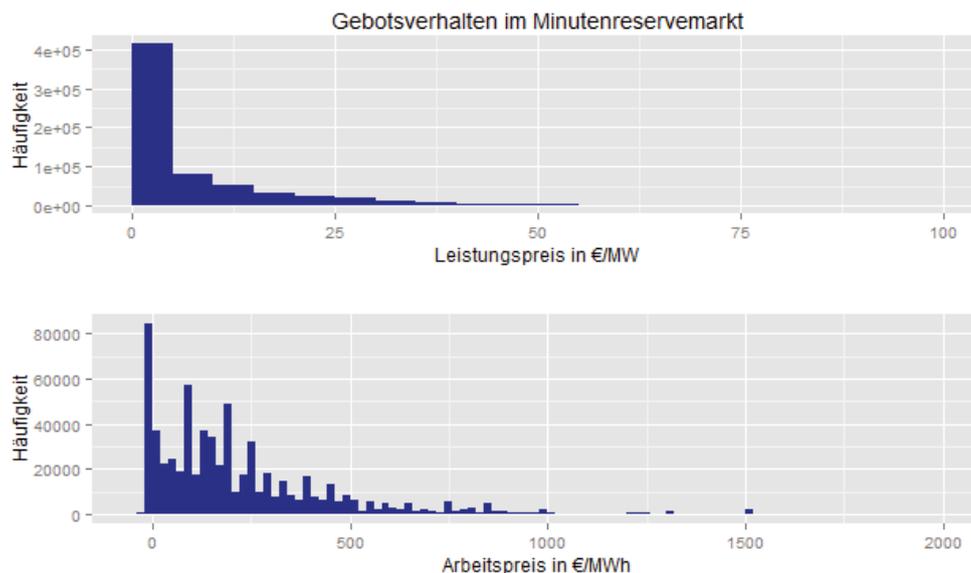


Abbildung 5-10: Leistungs- und Arbeitspreisgebote im Minutenreservemarkt, Zeitraum 11.2011-10.2012. Datenquelle: [5.9].

Welcher Preistrend sich in den Regelleistungsmärkten grundsätzlich fortsetzt ist schwer abzusehen. Einerseits könnte die steigende Volatilität der künftigen Stromerzeuger ein Anheben der Nachfrage erfordern. Andererseits wirken dem mehrere Faktoren entgegen:

- Der Ausbau der europäischen Netze und Netzdienstleistungen ermöglicht den Netzbetreibern den Ausgleich von Schwankungen über eine größere Region. Dadurch steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich gegenläufige Abweichungen vom Plan aufheben und in der Folge der Umfang notwendiger Korrekturen sinkt.
- Die mögliche Verkürzung von Ausschreibungszeiträumen kann die Markteintrittsbarriere für kleinere Anlagen reduzieren. bzw. den Marktzutritt ohne notwendiges Pooling ermöglichen.

- Die Verkürzung der Spotmarkthandelsperioden von 60 auf 15 Minuten [5.11, S.12ff.] kann den Regelenergiebedarf substituieren. Die Erzeuger betreiben ihre Anlagen gemäß der im Spotmarkt veräußerten Mengen in stundenweisen Sprüngen. Der tatsächliche Lastverlauf jedoch folgt nicht diesen Sprüngen, wodurch sich regelmäßig positiver/negativer Regelbedarf ergibt (Abbildung 5-11). Ein Verkürzen der Handelsperioden im Spotmarkt könnte die Erzeugung näher an die Lastkurve angleichen, da die Erzeuger der Last mit häufigeren und kleineren Sprüngen folgen würden.

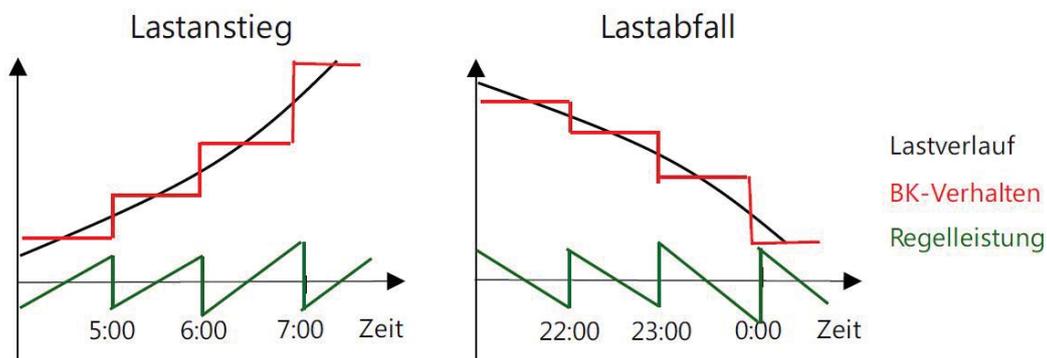


Abbildung 5-11: Vermutetes Verhalten der Bilanzkreise bei Lastanstieg und Lastabfall und resultierender Bedarf an Regelleistung. Quelle: [5.11, S. 14].

5.2.2 Momentanreserve

Aufgrund der Ergebnisse in Kapitel 2.2.7 bezüglich hinreichender ausländischer Kapazitäten bis 2050 wird eine Marktdesignänderung mit einhergehender Vergütung bereitgestellter Momentanreserve innerhalb des untersuchten Zeitraumes nicht erwartet. Dennoch ist mittelfristig eine Diskussion bezüglich einer hinreichenden Eigenversorgung unerlässlich: Im Falle von Leitungsproblemen kann die europäische Reserve zur Versorgung entfallen. Zudem ergibt sich auch bei europäischen Importen bei steigender Inanspruchnahme eine berechtigte Forderung der Anbieter nach einer Vergütung der von ihnen erbrachten Systemdienstleistungen, woraufhin sich wiederum eine Institutionalisierung der bislang nicht organisierten nationalen Selbstversorgung anbieten würde. Die nötige Versorgung könnte dann u. a. durch inländische Speicher erfolgen. Mit Blick auf den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energieträger stellt jedoch auch eine entsprechende Ertüchtigung der Wechselrichter von Wind- und PV-Anlagen einen möglichen Beitrag zur Momentanreserve dar (virtuelle Synchronmaschine).



5.2.3 Lastmanagement

Eine wesentliche Ursache für den Flexibilitätsbedarf im Energiesystem ist die Schwankung des Energieverbrauchs auf der Nachfrageseite. Im gesamten Stromnetz muss jederzeit die Summe der Netzeinspeisungen mit der Summe der Netzausspeisungen übereinstimmen, um einen sicheren Betrieb des Netzes bei einer stabilen Frequenz und Spannung zu gewährleisten. Unter der Annahme gleichbleibender Rahmenbedingungen wird durch den Zubau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen ein erhöhter Bedarf an Regelkapazitäten (vor allem Minutenreserve) induziert [3.108]. Diesem Trend wird durch immer bessere Prognosen und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung sowie kürzer befristeten Stromhandel entgegengewirkt [3.109].

Bislang zählt es größtenteils zu den Aufgaben konventioneller Kraftwerke, mit Hilfe von Leistungsreserven die Erzeugungsleistung nach oben wie nach unten anpassen zu können und somit unter anderem eine Spannung- und Frequenzhaltung im Stromnetz abzusichern (siehe Abschnitt 2.3). Bis vor wenigen Jahren haben sich die Energiewirtschaftsunternehmen hauptsächlich darauf konzentriert, die Lastspitze im Tagesverlauf kostengünstig mit regelbaren Kraftwerken zu decken. Bei vielen Unternehmen im Energiesektor befinden sich nun allerdings sogenannte virtuelle Kraftwerke im Aufbau, um in der Orientierung auf die Strommärkte Systemdienstleistungen bereitzustellen.

Um einen zukünftigen Mangel an Planbarkeit und Vorhersagbarkeit der Erzeuger aufzufangen, wird es ein Schlüssel sein, die Verbraucher an der Führung des Stromversorgungssystems stärker partizipieren zu lassen. Mit der Einbeziehung von Endverbrauchern kann die Abschaltung von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energiequellen vermieden werden, wenn es bei einem unerwarteten Energiedargebot zu Stromüberschüssen und Netzengpässen kommt. Die Kernidee beim Konzept virtueller Kraftwerke ist dabei aus Sicht des Vertriebes die Einbeziehung flexibler Lasten von Endkundenseite sowie das Abfedern der inhärenten Unsicherheit und Prognoseungenauigkeit von Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energiequellen.

Heutzutage funktioniert der Energieeinkauf durch große Gewerbebetriebe und energieintensive Industriebetriebe weitestgehend unbeachtet der Schwankungen der Energiepreise, denn der Großhandel und der vertriebsorientierte Handel übernehmen hier eine Mittlerfunktion. Bisher werden durch Vertriebsgesellschaften für Industrieunternehmer lediglich solche Stromprodukte angeboten, welche die momentanen Strompreisentwicklungen durch einen festen Strombezugspreis wegglätten. Diese Strompreisfixierung tritt auch bei neuartigen börslich indexierten Stromprodukten ein. Beim Einkauf von Strom zeigt sich dies in besonderem Maße, da der Strompreis im Vergleich zum Gaspreis im börslichen Handel deutlicheren Schwankungen unterliegt. Bei Erhöhung der Variabilität von Produkten für die Strombelieferung steigt auch der mit dem Produkt verbundene Aufwand. Allerdings nimmt im liberalisierten Markt die Bedeutung des aktiven Managements des Strombezugs zu – neuere Stromprodukte der Vertriebsgesellschaften gehen in Richtung Transparenz der Beschaffungs- bzw. Erzeugungskosten sowie Weitergabe von Chancen und Risiken bezüglich des strombörslichen Handels. Aufgrund des großen Mengengerüsts gibt es insbesondere für große Gewerbebetriebe und Industriebetriebe



entsprechende Beratungsansätze und typischerweise auch den Abschluss von Sonderverträgen mit speziellen Belieferungstarifen. Darauf wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in § 40 Absatz 3 eingegangen, wonach Energieversorger soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar lastvariable und tageszeitabhängige Tarife anbieten sollen, die einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzen.

Flexible Tarife, die dem Versorger erlauben, den Verbraucher gegen Rabatt auf den Strompreis vom Netz zu trennen, werden jedoch an Bedeutung gewinnen: Mit einem wachsenden Anteil nicht regelbarer Erzeuger entstehen auch ungewollte Schwankungen in der Erzeugungskapazität. Die mögliche Differenz zwischen Angebot und Verbrauch sowie deren Volatilität wird mit zunehmendem Ausbau dargebotsabhängiger Erzeuger zusätzlich erhöht. Naheliegend ist deshalb, den Verbrauch verstärkt an die Erzeugung zu binden. Die Potentiale der Lastverschiebung wurden bereits in verschiedenen Studien behandelt (eine aktuelle Übersicht gibt [5.3]). Im Rahmen der angesprochenen Studien (vgl. Abschnitt 3.2.1) wird darauf hingewiesen, dass es sich bei diesen Potentialen um Abschätzungen der Größenordnung handelt, die mit Unsicherheiten behaftet sind. Nach [3.80] werden die Lastmanagementpotentiale in nennenswertem Umfang lediglich in der Industrie und im Haushaltsbereich mittels Nachtspeicherheizungen genutzt. Die entscheidenden Kriterien für eine Ausschöpfung weiterer Lastmanagementpotentiale seien insbesondere in einer weiteren Verbreitung der Kommunikationstechnologien mit einer damit verbundenen Kostenreduktion zu sehen.

In den vergangenen Jahren ist der Koordinierungsaufwand durch IKT-Lösungen zur zentralen Steuerungen von DSM-Systemen drastisch zurückgegangen. Darüber hinaus sind auch am Markt IKT-Lösungen für betriebliches bzw. lokales Lastmanagement verfügbar. Zum einen können die Ansprechzeiten für verteilte DSM-Systeme mit Steuerungszentralen im Zuge der IKT-Unterstützung verkürzt werden. Dadurch eröffnet sich für Betreiber von Lastmanagementpools die Möglichkeit, ausgehend vom Minutenreservemarkt auch auf dem Markt für SRL anzubieten. Herkömmliche Lastmanagementansätze können heute durch verstärkten IKT-Einsatz schneller reaktionsfähiger gemacht werden. Damit setzt sowohl im Auktionenhandel mit positiver Regelleistung als auch mit negativer Regelleistung eine Verdrängung zentral angelegter Kurzzeitspeicherlösungen ein [3.110]. Zum anderen wachsen verschiedene DSM-Ansätze zum strategischen Energiemanagement und betriebsbegleitendem Lastmanagement zusammen.

Durch die Zunahme der IKT-Systeme im Bereich des Energiecontrollings sowie die deutlich verbesserten rechnergestützten Planungs- und Steuerungsinstrumente energieintensiver Einzelprozesse kommen von der Nachfrageseite mehr und mehr Liefervertragspartner in Betracht. Neben der direkten Anbindung von energieintensiven Großbetrieben kann diesbezüglich auch das Potential für eine Ausgleichswirkung einer Vielzahl von kleineren Betrieben aggregiert werden. Durch die Deregulierung sind insbesondere die Rollen der Aggregatoren und Broker neu geschaffen worden, die in Ausrichtung auf bestimmte Lastprofile Strom auf eigene Rechnung kaufen und verkaufen bzw. günstige Strombezugsverträge vermitteln. Eine wichtige Funktion ist bislang die Bündelung von Endverbrauchern mit unterschiedlichen Lastprofilen zu einer für Erzeuger und Groß-



handel attraktiven Abnahmestruktur. Mit der stärkeren Einbindung flexibler Lasten ergeben sich für Vertriebshändler Möglichkeiten zum Abschluss von Arbitragehandelsgeschäften auf den Spotmärkten, zur Reduktion von Ausgleichsenergiemengen in der Bilanzkreisverantwortung sowie zum Angebot von Regelernergie an ÜNB.

Grundsätzlich ist dabei zu beachten, dass sich das Verbrauchsverhalten von Haushalten durch derzeitige finanzielle Anreize nur in geringem Maße steuern lässt, da die vergleichsweise geringen Preissignale in der Regel nicht genügen, um eine direkte Aktion der Haushalte auszulösen. Der Erfahrungsbericht zu den E-Energy-Projekten [5.4] weist darauf hin, dass eine hohe Flexibilität der Verträge nur dann ausgeschöpft wird, wenn die Verbrauchsanpassung automatisiert wird, da die manuelle Reaktionszeit zu gering ist. Jedoch kann auch die getestete, informationstechnisch unterstützte Infrastruktur die örtlichen und zeitlichen Schwankungen nicht vollständig ausgleichen. Insofern die Belieferung von Endverbrauchern hauptsächlich durch die Stromproduktion mit einem konventionellen Kraftwerkspark gedeckt wird, sind ein ungleichmäßiges Verbrauchsverhalten und hohe Lastspitzen unerwünscht, was sich in den liefervertraglichen Tarifbedingungen widerspiegelt. Je nachdem ob für den Spitzenlastzeitraum zusätzliche Kraftwerksbetriebe hochfahren werden müssen, ist das Eindecken bzw. die Beschaffung des Stromlieferanten mit größerem Aufwand verbunden. Dieser Mehraufwand muss vom Letztverbraucher in Form eines erhöhten Stromtarifes an den Stromlieferanten finanziell abgegolten werden. Der Netzbetreiber muss die Verteilungskapazität auf die Höhe der Stromspitzen auslegen. Wenn diese Lastspitzen nur temporär anfallen, verbleibt ein Teil der Leitungskapazität ungenutzt, was sich in einer erhöhten Netzdurchleitungsgebühr äußert. Häufig lassen sich daher schon heute ungeachtet möglicher Energieeinsparungen durch energieeffiziente Anlagentechnik die Energiekosten durch bewusste Festlegung liefervertraglicher Rahmenbedingungen und gezielte Lastmanagement und/oder ein Management der Energiebeschaffung reduzieren. Mit präzisen Energieverbrauchsprognosen und Leistungsüberwachung in Echtzeit lassen sich gerade bei elektrischer Energie Kostenvorteile erzielen. Durch Implementierung eines Lastmanagementsystems können zum Beispiel diese Spitzen abgeflacht oder gänzlich vermieden werden. Kann der Strombezugsverlauf an eine Bandlast angenähert werden, sinkt bei einem konventionellen Kraftwerkspark der Aufwand für Stromlieferant und Netzbetreiber.

Die liefervertraglichen Rahmenbedingungen von Sondervertragskunden sind zumeist der Ausgangspunkt für Maßnahmen im Bereich des Lastmanagements. Aus betriebswirtschaftlichen Gründen wird dazu typischerweise im Rahmen von Spitzenlastmanagement angestrebt, hinsichtlich stromtariflicher Arbeits- und Leistungspreise in einer Abrechnungsperiode eine hohe Nutzungsdauer der Anlagen und möglichst niedrige Leistungsspitzen aufzuwerfen. Diesbezüglich sind Lastabwurfverfahren bei industriellen Anlagensystemen gängig, die auch zu den konventionellen Maßnahmen Last- und Powermanagements zählen. Mittlerweile werden oftmals in Abstufungen auch kleinere Anlagensysteme wie zum Beispiel Druckluftsysteme, Antriebssysteme, etc. abgeworfen. Beim Spitzenlastmanagement werden die Entwicklung des Stromverbrauches bzw. die Entnahmen am Netzanschlusspunkt kontinuierlich überwacht. Überschreitet der prognostizierte Wert den eingestellten Höchstwert, so werden eingebundene elektrische Geräte, welche



zurzeit einer Lastspitze im Betrieb sind und nicht gerade für die Produktion notwendig sind, ausgeschaltet, ohne dass der Prozess in irgendeiner Weise gestört oder beeinträchtigt wird. Wichtig dabei ist, dass zunächst die entbehrlichsten elektrischen Geräte weggeschaltet werden. Dies ist durch mehrstufigen Aufbau des Lastmanagementsystems gewährleistet. Das bedeutet, dass in den verschiedenen Stufen die Geräte entsprechend ihrer Wichtigkeit gereiht sind. Ferner ist mit weiteren Kriterien sicherzustellen, dass die Geräte lediglich dann ausgeschaltet werden, wenn dies keine Beeinträchtigung für die Prozessleistung – sei es in Fragen der Betriebssicherheit, des Anlagendurchsatzes oder der Produktqualität – nach sich zieht: So kann zum Beispiel ein Kompressor lediglich dann vom Vollbetrieb in den Leerlauf geschaltet werden, wenn der derzeitige Druck im Druckluftbehälter über einer zu definierenden Grenze liegt und damit die Druckluftversorgung sichergestellt ist. Bei Erreichen dieses Grenzwertes muss der Kompressor wieder in den Vollbetrieb gehen.

Durch das rechtzeitige Ab- bzw. Zuschalten von elektrischen Verbrauchern, die nach einer vorgegebenen Priorität zur Vermeidung der Abnahme in Zeiträumen mit hohen Strombezugspreisen bzw. Erhöhung der Abnahme in Zeiträumen mit niedrigen Strombezugspreisen gesteuert werden, lassen sich die Energiekosten senken. Die bisher üblichen Tarife der einzelnen Stromanbieter zum Beispiel mit bloßer Zweiteilung in Haupt- und Nebentarif haben insbesondere für Abnehmer im großgewerblichen oder industriellen Maßstab bereits zu großen Teilen an Attraktivität verloren. Mit der Liberalisierung des Strommarktes können Großabnehmer sich heute das für ihre Bedürfnisse der Energiebeschaffung geeignetste Belieferungsprodukt aussuchen. Zukunftsweisende Stromprodukte gehen dann oft damit einher, die Abnahme respektive die Belieferung nach Fahrplan zu vereinbaren. Die fahrplangemäße Abnahme muss überwacht und die Abweichung vom Fahrplan innerhalb eines Toleranzbandes geprüft werden. Sowohl die Über- als auch die Unterschreitung der Toleranzgrenzen für die Fahrplaneinhaltung kann für den Stromlieferanten in dem Sinne zu Lieferschwierigkeiten führen, als dass die erhoffte Optimierung der eigenen Beschaffung bzw. das Eindecken mit den Belieferungsmengen nicht die erwarteten Kostenvorteile ergibt.

5.2.3.1 Beurteilung der Verordnung zur Vereinbarung über abschaltbare Lasten (AbLaV) im Zusammenhang mit dem Regelleistungsmarkt und industriellen Lastmanagementkonzepten

Mit der Deregulierung der Energiemärkte und den daraus resultierenden Durchleitungsmöglichkeiten für Strom ergeben sich für den Vertriebshandel eine Vielzahl von möglichen Handelsbeziehungen für Stromeinkauf und -absatz. Schon vor der Deregulierung wurde Strom zwischen den Vertriebshändlern in benachbarten Versorgungsgebieten auf der Grundlage von Ausgleichsverträgen gehandelt. Nun sind die Strommärkte bereits für zusätzliche Ausgleichsgeschäfte eingerichtet, welche auf der Erzeugerseite eine Optimierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes und damit eine Senkung der Beschaffungskosten der Händler ermöglichen. Bei der Kraftwerkseinsatzplanung findet längst eine Optimierung über den Wirkleistungsmarkt hinaus statt. Heute richtet sich der Kraftwerks-



einsatz nach den größtmöglichen Erlösen, die im Handel mit Wirkleistung, aber auch aus einem Angebot von Regelleistung erzielt werden können. Mittlerweile sind viele Kraftwerksbetriebe zum Zweck der Maximierung der Erlöse flexibilisiert worden. Das heißt, sie werden bewusst gedrosselt betrieben, um im Falle eines Abrufs von Regelleistung auch die Erzeugungsleistung nach oben anpassen zu können. Es ist vielversprechend, die Flexibilität auf der Nachfrageseite in dieses Optimierungskalkül einzubeziehen und auch Großabnehmer zur Abwicklung von Ausgleichslieferungen (bilanziell) oder der Behebung von Leistungsungleichgewichten (physisch) heranzuziehen. Dieses erfordert die Neukonzeption von geeigneten Geschäftsmodellen, die sich an zu erstellenden Regeln (z. B. Verträge, Zahlungen, Lizenzen) eines aktiven Netzbetriebes für alle Teilnehmer (Netzbetreiber, Erzeuger, Verbraucher) orientieren.

Aus den ehrgeizigen Zielen beim Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energiequellen sowie der Möglichkeit zur Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich veränderte Anforderungen an die Auslegungsstrategien und den Betrieb der elektrischen Energieversorgung: Je nachdem, ob beispielsweise Photovoltaik- oder Windkraftanlagen betrachtet werden, kommt es naturgemäß in unterschiedlicher Häufigkeit und Intensität zu einer fluktuierenden und auch nicht selten intermittierenden Erzeugungs- und Einspeiseleistung, was ein ausschlaggebender Faktor für einen zunehmenden Regelungsbedarf ist. Dies führte nach Einführung des Netzregelverbunds zunächst zu einem hohen Preisniveau auf dem Beschaffungsmarkt für Regelleistung für die verschiedenen Qualitäten der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der sogenannten Minutenreserveleistung. Obwohl Regelleistung grundsätzlich äquivalent von der Erzeugungs- sowie auch von der Verbrauchsseite erbracht werden können, nehmen bis heute nur wenige Verbrauchsstellen direkt oder indirekt als Anbieter am Markt teil. Mittlerweile ist zumindest in der Qualität der MRL das Angebotsvolumen stark aufgekommen, so dass das Preisniveau bis zuletzt sehr stark abgeflacht ist (siehe Abschnitt 5.2.1).

Durch die im Beschluss BK6-10-098 jüngst erfolgte Verkürzung der Erbringungszeiträume und Herabsetzung der Mindestangebotsgröße ist auch eine Vorhaltung und Bereitstellung von Regelenergie auf dem Strommarkt aus den Produktionsprozessen heraus vereinfacht worden. Immer häufiger ist vor allem das Angebot negativer Regelleistung, also eine gezielte Lasterhöhung, für energieintensive Industriezweige betriebswirtschaftlich attraktiv. Verbunden mit einer Lasterhöhung zwecks Erbringung von Regelleistung bestehen entweder Möglichkeiten zur Einsparung anderweitiger Endenergieträger oder die geleistete Regelarbeit wird nichtausschließlich durch einen positiven Arbeitspreis vergütet. Beim Angebot positiver Regelleistung ist es jedenfalls marktüblich, einen positiven Arbeitspreis zu bieten, da es hier grundsätzlich begleitend zu einem Abruf der Regelenergie keine ausschlaggebenden Einsparungseffekte geben kann. Dies lässt sich einfach bewusst machen: Die Bereitstellung positiver Regelleistung von Verbrauchsseite bedeutet eine Lastabsenkung. Falls die Abschaltung gewisser Verbraucher im Industrieprozess zusätzlich zu den Stromeinsparungen etwas positiv bewirken kann, gehören diese unter Kostengesichtspunkten ohnehin abgeschaltet und nicht erst auf Abruf durch den Abnehmer einer Regelleistung. Sicherlich gibt es aber auch Anreizsysteme für energieintensive Industrieunternehmen wie zum Beispiel die Quotierung des Gesamtjahresverbrauchs zum



höchsten Viertelstundenverbrauch als Nachweisinstrument bei der Befreiung von Nutzungsentgelten, die eine unzweckmäßige Zuschaltung von Verbrauchern motivieren können. Dieser an sich bekannte Fehlanreiz kann durch die Optionen zur Vermarktung positiver Regelleistung noch verstärkt werden.

Es zeichnet sich in den vorhandenen Potentialstudien ab (vgl. Abschnitt 3.2.1), dass es zukünftig eine Vielzahl von Industrie- und Gewerbekunden gibt, die bei Bedarf elektrische Lasten zu- oder abschalten können. Ein Nachteil der bisherigen Potentialstudien ist jedoch, dass sie nicht einschätzen lassen, in welcher Qualität dieses Schaltvermögen bei Industrie- und Gewerbekunden besteht. Gerade bei dem Lastverschiebepotential, welches beispielsweise auf querschnittlich gebräuchlicher Produktionstechnik wie Druckluft- und Antriebssystemen beruht, kann in der Regel aufgrund von Hystereseprozessen nur eine kurzfristige speicherfunktionale Wirkung erzielt werden. Die meisten der Industrie- und Gewerbekunden, die über Aggregatoren im Rahmen eines virtuellen Kraftwerksbetriebs einen Zugang zu den Regelleistungsmärkten bekommen, verfügen bei Einzelbetrachtung nur über solches zeitlich und mengenmäßig begrenztes Umschaltvermögen, was lediglich dem Angebot von MRL genügt. Hauptsächlich liegt diese Einordnung darin begründet, dass auf Basis eines Hystereseprozesses längere Abrufdauern nicht gewährleistet werden können. Für einen Vierstundenblock - wie für das Angebot von MRL gefordert - mag die speicherfunktionale Wirkung ausreichen, nicht aber für einen anhaltenden Abruf innerhalb eines Erbringungszeitraums von einer Woche und mehr. Allerdings kann zumeist im Rahmen eines betrieblichen Lastmanagements nach Prioritätenliste eine gewisse Leistung automatisiert mit geringer Verzögerung geschaltet werden. Ein Aggregator kann also auf Grundlage angebundener Gewerbe- und Industriekunden in der Lage sein, durch die zeitliche Überlagerung und Verbindung mehrerer bezüglich der Abrufdauer beschränkter Lastverschiebepotentiale ein Regelleistungsprodukt höherer Qualitätsstufe zu handeln.

Diese Aggregationsmöglichkeiten gilt es auch aus volkswirtschaftlicher Sicht zu berücksichtigen. Es ist fraglich, ob nicht etwa ein Teil des Angebotsvolumens im Markt für MRL auf den Markt für SRL übertragen werden kann. Da die Anforderungen einer Präqualifikation für den Sekundärregelleistungsmarkt in Teilen von Anbietern des Minutenreserveleistungsmarktes erfüllt werden, kann eine stärkere zeitliche Differenzierung (wie zum Beispiel die Vierstundenblöcke im Markt für Minutenreserveleistung) im Markt für SRL einen größeren Anbieterkreis bedeuten. Ein Großteil der Kosten für Systemdienstleistungen entfallen auf die Sekundärregelleistung. Die Leistungspreise für die Vorhaltung von SRL sind im Vergleich zur Vorhaltung von MRL verhältnismäßig hoch, wenn nur die Anforderungen an das Schaltverhalten, - genauer genommen - die nötige Abrufautomatisierung, die zulässigen Aktivierungs- und Deaktivierungsgeschwindigkeiten sowie maximale Schaltverzögerung betrachtet werden. Dieses bestimmt die Entwicklung der Energiewirtschaftsakteure bei der Wahrnehmung der Aggregatorenrolle. Mitunter kristallisiert sich auch für den Regelleistungsmarkt eine Aufteilung in Großhandelsebene zwischen Regelzonenbetreiber und Aggregator sowie einer Vertriebssebene zwischen Aggregator und Industrie- und Gewerbekunden. Anders als bei der Erzeugungsseite, wo Betreiber konventioneller Kraftwerke auf einfache Weise einen direkten Zugang zum



Regelleistungsmarkt aufbauen können, sind viele potenzielle Marktteilnehmer auf Verbrauchsseite auf einen durch einen Aggregator vermittelten Marktzugang angewiesen.

In dieser Stoßrichtung wurde im November 2012 die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten vom Bundeskabinett verabschiedet und im Dezember 2012 als Verordnung angenommen. Sie soll die Nutzung von abschaltbaren Lasten in der Industrie zur Stabilisierung der Übertragungsnetze und somit zur Versorgungssicherheit fördern. Bisher waren und sind ÜNB nach § 13 EnWG zum Lastabwurf bei Industriebetrieben berechtigt, insoweit nachweislich die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist. Vorsorgliche Maßnahmen für einen sicheren Netzbetrieb konnten bis dato nur auf Grundlage einer freiwilligen Vereinbarung mit geeigneten Industriebetrieben ergriffen werden. Bei den ehemals entlang der Wertschöpfungskette integrierten Energieversorgungsunternehmen wurden ausgewählte Industriebetriebe als „Abschaltkunden“ geführt. Nach § 1 S. 1 AbLaV sind ÜNB verpflichtet, neben den Ausschreibungen des Bedarfs an Regelleistungen eine Ausschreibung von Abschaltleistungen in der Größenordnung von 3000 MW vorzunehmen. Die technischen Anforderungen werden mit § 5 AbLaV auf eine Mindestangebotsmenge von 50 MW festgelegt, wobei diese technisch in zwei Geschwindigkeitsstufen (zumindest innerhalb von 15 Minuten) verfügbar sein muss sowie zu einem beliebigen Zeitpunkt für drei verschiedene Dauern (im Höchstfall bis zu acht Stunden am Stück) geschaltet werden kann. Des Weiteren muss die Abschaltleistung für zumindest 16 Stunden eines Erbringungszeitraums von einem Monat herbeigeführt werden können und muss technisch an allen Tagen bis auf maximal vier Tage eines Monats zur Verfügung gestellt werden können. Nach § 4 Absatz 2 und 3 beträgt der monatliche Leistungspreis 2.500 Euro pro Megawatt Abschaltleistung für das Bereithalten. Der Arbeitspreis muss mindestens 100 und darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen, vgl. § 4 Abs. 3 AbLaV.

Von den technischen Anforderungen her berührt die AbLaV klar den Regelleistungsmarkt; bemerkenswerterweise wird eine getroffene Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten in den Zeiträumen aufgeweicht, in denen der Abschaltkunde direkt oder indirekt ebenfalls Angebote am Regelleistungsmarkt platziert (vgl. § 7 AbLaV).

In erster Linie ist eine Vereinbarung über abschaltbare Lasten bzw. die Angebotsplatzierung für eine Abschaltleistung nach AbLaV in Bezug auf die geforderten Abrufdauern vergleichbar mit der Platzierung eines Angebots für positive Minutenreserveleistung. In zweiter Linie ist dieses in Bezug auf den Erbringungszeitraum von einem Monat und die in Teilen geforderte schnelle Verfügbarkeit eher mit der Platzierung eines Angebots für SRL zu vergleichen. Einerseits sind allerdings die technischen Anforderungen der AbLaV in Bezug auf die Länge des Erbringungszeitraums von einem Monat bei Abschaltleistung gegenüber der einen Woche bei Sekundärregelung geringer einzuschätzen. Andererseits ist dieser Erbringungszeitraum dadurch bei der Abschaltleistung aufgeweicht, dass sie lediglich an allen bis auf an vier Tagen eines Monats herbeigeführt werden muss. Auf der Grundlage der Verordnung wird neben dem mittlerweile etablierten Regelleistungsmarkt eine zusätzliche Vermarktungsoption für sehr energieintensive Industriebetriebe geschaf-



fen. Sie richtet sich vor allem an den Zweig der verarbeitenden Industrie und motiviert dort durch eine gewisse Leistungs- und Arbeitspreiszusicherung Angebote zu abschaltbaren Lasten. Es ist auch denkbar, dass sich mehrere mittelgroße Industriebetriebe zwecks eines Angebots von Abschaltleistung zusammenschließen. Es kommt hinzu, dass eine Befreiung von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 der Stromnetzentgeltverordnung nicht aufgrund von Abschaltungen nach AbLaV versagt werden darf, die für die Netzentgeltbefreiung maßgebliche Benutzungstundenzahl und der Stromverbrauch werden durch Abruf der Abschaltleistung nicht reduziert, vgl. § 15 Abs. 3 AbLaV. Aktuell bestehende Anreize führen insbesondere in der Industrie zu einer Vergleichmäßigung des Stromverbrauchs und zu hohen Benutzungstunden der Anlagen. Die Befreiung von Netznutzungsentgelten bildet prinzipiell Anreize für das „Smart Grid-Umfeld“ von Industrieunternehmen. Gleichzeitig stellt sie eine indirekte Förderung der Industrieunternehmen beim Aufbau von Energiemanagementsystemen dar. Die Funktionalitäten eines zertifizierten Energiemanagementsystems liegen hauptsächlich im Bereich des Energiecontrollings, das bedeutet der Ermittlung und Überwachung spezifischer Energieverbrauchswerte, wie zum Beispiel der Energieeinsatz pro Mengeneinheit eines bestimmten Zwischen- oder Endprodukts. Dies steigert zwar die Aufmerksamkeit für die Fragen des Energieeinsatzes, lässt Investitionen in eine Anlagenmodernisierung prüfen und durch gezielte Lastganganalysen auch Mehrverbrauch und/oder Leckagen erkennen. Jedoch kann durch solche Lastgangmessungen nicht ausgesagt werden, welche Flexibilität in den Industrieprozessen inbegriffen ist und welche Möglichkeiten es situativ zur Lastganganpassung gibt. Hierzu sind wissenschaftliche Ansätze gefragt, um aus den festgelegten Ablaufplänen schließen zu können, welche Umschaltmöglichkeiten ohne Einschränkung der Prozessleistung bestehen.

Es hat sich für die Bilanzregelung durchgesetzt, dass die ins Stromnetz eingespeiste Leistung immer der aktuell benötigten Leistung angepasst wird, wobei sich die Erzeugungsleistung nach den Stromlasten richtet. Gemäß des Energiekonzepts der Bundesregierung sollen in Deutschland die erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren um ein Vielfaches ausgebaut werden, um letztlich im Energiemix der Zukunft die Hauptrolle zu übernehmen. Mit zunehmender Einbindung volatiler Stromerzeugungsanlagen muss allerdings das Paradigma „Erzeugung folgt Last“ durch ein Paradigma „Last folgt Erzeugung“ ergänzt werden, um Leistungsschwankungen der Erzeuger auszugleichen und die Netzstabilität zu erhöhen. Für die Bilanzregelung wird es dann erforderlich sein, dass zusätzlich auch die aus dem Stromnetz entnommene Leistung auf die aktuell bereitgestellte Leistung angepasst werden kann. Der neue Ordnungsrahmen unterstützt durch die vergleichsweise hochgegriffene Mindestangebotsmenge in der Tat das Angebot von Abschaltleistungen, die praktisch nur durch Komplettabschaltungen ganzer industrieller oder großgewerblicher Verarbeitungsprozesse zu realisieren sind. So wie die AbLaV angelegt ist, befördert sie an sich nicht die Bemühungen von Industriebetrieben, die Verarbeitungsprozesse – seien es diskrete oder kontinuierliche Prozesse – zu flexibilisieren. Eben diese sind aber entscheidend für die Entdeckung weiterer Ausgleichspotentiale von der Nachfrageseite, die unter besonders geringen Grenzkosten aus den Verarbeitungsprozessen heraus gehoben werden können.



Bestmöglich werden eine Lastgangoptimierung auf der Verbrauchsseite und eine intelligente Nachfragesteuerung marktbezogen funktionieren, da es ausgelöst durch ein transparentes Marktumfeld beispielsweise in Demand-Response-Programmen von Stromlieferanten, aber natürlich auch bei spezialisierten Aggregatoren zu einer Weitergabe von Effizienz- und Kostenvorteilen an industrielle Endverbraucher kommt. Durch die rechtliche Entflechtung von Netzbetreibern und Stromvertriebsgesellschaften ist es notwendig geworden, dass Vereinbarungen über abschaltbare Lasten zwischen Netzbetreiber und Endverbraucher neu geschlossen werden; eine Bezugspreisvergünstigung zum Beispiel – so wie es sie früher im Verhältnis zwischen Endverbraucher und einem vollständig integrierten Energieversorgungsunternehmen hat geben können – ist in der neuregulierten Praxis undenkbar geworden. Insofern sind hier neue, passende Anreizinstrumente einzuführen.

SRL ist zum Beispiel von den ÜNB entsprechend § 22 Abs. 1 EnWG, § 6 Abs. 1 StromNZV in einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren in einer gemeinsamen Ausschreibung zu beschaffen. Mit Beschluss BK6-08-111 zur Einführung des Netzregelverbunds wurde den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, die bis dahin regelzonen-individuellen Teilmärkte zu einem bundesweit einheitlichen Markt für SRL zusammenzulegen. Die AbLaV interferiert mit dem Regelleistungsmarkt und wird sicherlich einen Teil des Anbieterkreises für positive Sekundär- und Minutenreserveleistung umschwenken lassen. Denn die verordneten Leistungs- und Arbeitspreisvergütungen liegen nach § 4 AbLaV deutlich über dem Preisniveau, das gemessen an den technischen Anforderungen auf dem Regelleistungsmarkt zu erreichen ist. Aus den Angebotszuschlägen für das Produkt positive Regelleistung im Vierstundenblock von 16:00 Uhr bis 20:00 Uhr resultieren gegenwärtig die höchsten mengengewichteten durchschnittlichen Leistungspreise von ca. 10,00 EUR pro Megawatt. Vermutlich werden auch neue Anbieter von der Verbrauchsseite durch die Verordnung hinzukommen, welche die Anforderungen einer Präqualifikation für den Regelleistungsmarkt nicht ohne Weiteres erfüllen können. Im Grunde genommen ist jedoch zu befürchten, dass ein Großteil der bereits von Verbrauchsseite für den Markt von Minutenreserveleistungen präqualifizierten Anbieter ausscheidet und sich diese den attraktiven Konditionen nach AbLaV zuwenden. Das in der AbLaV festgelegte Ausschreibungsvolumen von 3000 MW Abschaltleistung erscheint nicht bedarfsgerecht zu sein, insofern die Berechnungsvorschriften zur Bestimmung der Bedarfsmengen für Regelleistungen nicht angepasst werden. Der turnusmäßig ausgeschriebene Bedarf an SRL für die Produkte positive Regelleistung von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr sowie von 20:00 Uhr bis 08:00 Uhr liegen stabil bei einer Größenordnung um gut 2000 MW, wenngleich mit der Tendenz einer leichten Zunahme bei den zu ermittelnden Bedarfsmengen.

5.2.4 Erzeugungsmanagement

5.2.4.1 Abregelung Erneuerbarer Energieträger

Die Behandlung von Erzeugungsüberschüssen im Stromnetz kann das Abregeln von Kraftwerken notwendig machen. Das Abregeln erneuerbarer Energieträger ist nach geltendem Recht aufgrund der Vorrangregelung nur möglich, wenn alle Alternativen ausgeschöpft wurden. Folglich können sich die Netzbetreiber bei der Abschaltreihenfolge nicht an ökonomischen Kriterien orientieren. Die Kosten werden über die Netzentgelte an entgeltpflichtige Endverbraucher weitergereicht, haben jedoch aufgrund des bisher noch geringen Volumens geringe Preiswirkung.

Tabelle 5-3: Abgeregelter Mengen und deren Vergütung nach §§ 11+12 EEG. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [5.4, 5.5, 5.6].

Abregelungen nach §§ 11+12 EEG							
	Ausfallarbeit nach §11 EEG [kWh]			Entschädigungszahlung §12 EEG [€]			€/cent/kWh
	Absolut	Anteil	Veränderung zum Vorjahr	Absolut	Anteil	Veränderung zum Vorjahr	
2009							
gesamt	73.696.703,00	100%		6.037.916,00	100%		8,515 *
1)	50.088.712,00	68%		4.267.218,00	71%		8,519
2)	20.822.471,00	28%		1.770.698,00	29%		8,504
3)	2.785.520,00	4%					
2010							
gesamt	126.809.699,00	100%	72%	10.233.938,00	100%	69%	8,304 *
1)	73.437.553,00	58%	47%	6.038.296,00	59%	42%	8,222
2)	49.799.360,00	39%	139%	4.195.642,00	41%	137%	8,425
3)	3.572.786,00	3%	28%				
2011							
gesamt	420.646.809,40	100%	232%	33.456.759,63	100%	227%	9,025 *
1)	135.735.336,75	32%	85%	11.661.804,13	35%	93%	8,592
2)	234.961.472,65	56%	372%	21.794.955,49	65%	419%	9,276
3)	49.950.000,00	12%	1298%				

1) davon entschädigt durch Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen waren

2) davon entschädigt durch vorgelagerten Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für EMM lag

3) davon bisher ohne Entschädigung

* Entschädigung auf bereits entschädigte Ausfallarbeit bemessen

Die Bundesnetzagentur [5.4, 5.5, 5.6] hat die Vergütung der abgeregelter Energie für 2009 mit etwa 8,5 €Cent/kWh und 2010 mit ca. 8,3 €Cent/kWh ausgewiesen. Jedoch ist die abgeregelter Strommenge um 72 % gestiegen. 2011 hat sich die Nutzung dieses Instruments um 232 % ausgedehnt. Die damit verbundenen Kosten sind zum Vorjahr um 227 % gestiegen. Da zum Berichtszeitpunkt jedoch über 12 % der abgeregelter Energie noch nicht vergütet waren, entspricht dies einem Anstieg der gesicherten durchschnittlichen Vergütung auf 9,025 € Cent je abgeregelter kWh.



Einen Anreiz zum Speicherbau haben die WKA-Betreiber bei der Teilnahme am EEG nicht, da ihnen auch bei Abschaltung kein Umsatzverlust entsteht. Bei der Teilnahme an der Direktvermarktung zeigt sich ein etwas anderes Bild: Wenn die WKA-Betreiber die Vermarktung selbst übernehmen, tragen sie auch die möglichen Einnahmeausfälle. Sofern die WKA-Betreiber ihre erzeugte Energie zu einem fixen Vergütungssatz an Dienstleister abtreten, so verlagern sich auch entsprechende Vermarktungsrisiken auf sie. Je nach Vereinbarungen haben also diejenigen Akteure, welche die Risiken durch die Abregelung tragen, grundsätzlich einen Anreiz, sich gegen mögliche Gewinneinbußen mit Realinvestitionen oder Sicherungsgeschäften abzusichern.

Alternativ zum Abregeln könnte diese „verlorene“ Ausfallarbeit auch in einem Speicher für eine spätere Verwendung verwahrt werden. Mit Blick auf die gewünschte Erhöhung der regenerativen Stromerzeugung kommen hier drei Nutzenaspekte zum Tragen:

- a) Die Produktivität, also letztlich die Wirtschaftlichkeit, der Windkraftanlagen steigt, da der ansonsten abgeregelter Strom lediglich zu einem anderen Zeitpunkt ins Netz eingespeist wird.
- b) Die gespeicherte Energie kann einen späteren Erzeugungsbedarf (auch von EE-Anlagen) reduzieren.
- c) Der netzdienliche Effekt des Abregeln an sich bleibt erhalten, sofern sich der Engpass nicht im Netz zwischen Erzeuger und Speicher befindet.

Der Beitrag zur Systemsicherheit ist dabei abhängig von den Qualitäten des verwendeten Speichers.

Der hohe Zuwachs der noch nicht bearbeiteten Ausfallarbeit deutet auf hohe Transaktionskosten in Form von Verwaltungsaufwand und Prozesskosten hin [5.6, S.59]. Da die abgeregelter Energiemengen bisher einen Anteil von lediglich 0,5 % an der gesamten Erzeugung der EEG-Anlagen haben und die Vergütung durch den WKA-Betreiber eingefordert werden muss, kann es für die Betreiber bislang günstiger sein, diese Verluste zu dulden. Auf lange Sicht jedoch werden Häufigkeit und Umfang der Abregelungen zunehmen, sofern die Netzkapazitäten unzureichend ausgebaut werden. Sollte die Vergütung der Ausfallarbeit in der bisherigen Form beibehalten werden, könnten die Transaktionskosten sowohl auf Seiten der Strombetreiber als auch der ÜNB zunehmen.

5.2.4.2 Entwicklung regelbarer Kraftwerke

Durch die natürliche Volatilität von Wind- und Solarkraft entstehen erhöhte Anforderungen an die Fähigkeit des Systems, sich ändernden Lastniveaus anzupassen. Dabei steigen die abzufangenden Schwankungen mit der installierten Kapazität der volatilen EE-Erzeugung. Beispielhaft kann das solare Tagesprofil angeführt werden, da hierdurch die regelbaren Kraftwerke „infolge des abendlichen Lastanstiegs innerhalb von fünf Stunden den vollen Hub durchlaufen“ [5.14, S.18] müssen. Im Extremfall würden sich Solar- und konventionelle Kraftwerke im Tagesverlauf abwechseln. Dafür sind Kraftwerke notwendig, die über hohe Laständerungsgeschwindigkeiten und über ein breites Leistungsband

verfügen. Die Absenkung der in den konventionellen Kraftwerken notwendigen Mindest-erzeugung ermöglicht zudem eine Reduzierung des Must-Run-Volumens und reduziert damit die Notwendigkeit der Abregelung von EE-Anlagen und das Auftreten negativer Strompreise.

Die Kosten dieser Maßnahme entsprechen insbesondere den Forschungs- und Entwicklungskosten sowie den notwendigen Aufrüstungskosten bei Altanlagen. Davon ausgehend, dass technische Verbesserungen auch bisher durch den Markt erzielt wurden, sind bei einem Vergleich dieser Option mit dem Speicherbau insbesondere die über die bisherigen privaten und öffentlichen Anstrengungen hinausgehenden, zusätzlichen Kosten anzusetzen. Der Nutzen dieser Maßnahme ist jedoch kaum quantifizierbar, da künftige Entwicklungen per se nicht vorhergesehen können und auch deren Einfluss auf die Knappheitsverhältnisse (Engpassverhältnisse) nicht beziffert werden kann.

5.3 Spannungshaltung

Die Bereitstellung der Blindleistung ist gemessen an den Gesamtausgaben zur System-sicherheit ein kleiner Bereich mit Ausgaben zwischen 25 und 55 Mio. €. Zudem sind die dafür anerkannten Ausgaben über die vergangenen Jahre stetig gesunken (Vgl. Abbildung 5-12). Dies kann mehrere Ursachen haben:

- Sinkender Bedarf
- Sinkende Kosten
- Sinkende Vergütung und vermehrte Einforderung über Netzanschlussbedingungen

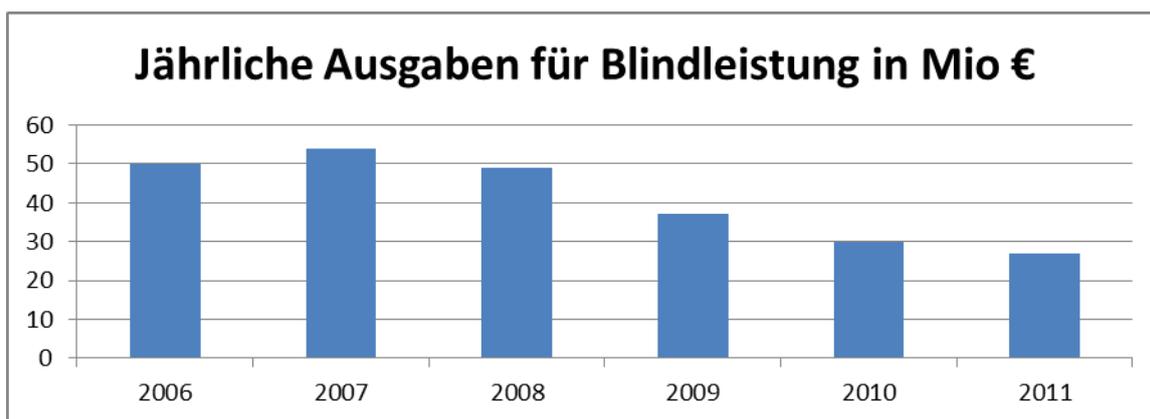


Abbildung 5-12: Ausgaben für die Bereitstellung von Blindleistung. Quelle: [5.4, 5.5, 5.6]

Da Blindleistungsbereitstellung nicht transportiert werden kann und die Bereitstellung durch eine dazu fähige Anlage an ihre Lage im Netz geknüpft ist, existiert kein liquider Markt für diese Systemdienstleistung. Weil den Netzbetreibern, bedingt durch das Unbundling, der Betrieb eigener Erzeugungsanlagen untersagt wird, sind sie auf das Angebot im eigenen Netzbereich angewiesen. In Netzgebieten mit unzureichendem



Angebot von Blindleistung ergeben sich den Netzbetreibern nur wenige Handlungsspielräume:

- Bereitstellung per Anschlussbedingung einfordern
- Bereitstellungsmenge bei Dritten einkaufen
- Potenzielle Anbieter durch günstige Netzanschlusskosten anlocken

Die zur Spannungshaltung notwendige Blindleistung wird durch die Netzbetreiber in Netzanschluss- und Netznutzungsverträgen geregelt. Dabei geben die Netzbetreiber unterschiedliche Vorgaben vor. Es wird zum Teil nach Art des Anschlusses unterschiedlich verfahren. Ebenso werden bestimmte Grenzen für den Leistungsfaktor festgelegt und vom angeschlossenen Betreiber erwartet. Auch die Vergütungsregeln sind von den Netzbetreibern individuell festgelegt (bspw. Musterverträge der ÜNB, [5.15, 5.16, 5.17, 5.18]).

Derzeit erfolgt die Bereitstellung durch die regelbaren Kraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke. Jedoch sind alle diskutierten Speichertechnologien blindleistungsfähig. Mit der Möglichkeit der Blindleistungskompensation durch die Wechselrichter von Wind- und Solaranlagen (bspw. [5.19]) ergibt sich jedoch ein hohes potenzielles Erzeugungsvolumen mit geografisch und über mehrere Netzebenen gestreuter Einspeisung. Mehrkosten entstehen lediglich durch einen größer dimensionierten Umrichter. Zudem bieten Spulen und Kondensatoren günstige Alternativen, die durch Netzbetreiber über Ausschreibungen beschafft werden könnten. Entsprechend ist es möglich, dass die Blindleistungskompensation auch in Zukunft hinreichend gedeckt ist und geringe Erlösmöglichkeiten bietet.

5.4 Wiederaufbau des Netzes

Der Wiederaufbau von Netzen (Schwarzstart) wird von den Netzbetreibern über bilaterale Verträge mit geeigneten Partnern, in der Regel Betreiber konventioneller Kraftwerke, organisiert [5.20]. Dabei handelt es sich teilweise um Vorgaben in den Netzanschlussregeln (Bsp. Tennet: „Jede Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von ≥ 100 MW muss inselbetriebsfähig sein.“ [5.21]), Amprion setzt separate Verträge auf, die nicht öffentlich sind. [5.22]. Die Vergütung der Schwarzstartfähigkeit ist aufgrund der gängigen OTC-Praxis sehr intransparent. [5.23] gibt nach einem Vergleich mit existierenden Systemdienstleistungsmärkten im Ausland einen Betrag von 5 € pro kW und Monat als realistische Erlöse an, was 60.000 €/MW·a entspräche. Die von der Bundesnetzagentur anerkannten Ausgaben aller ÜNB für Schwarzstartfähigkeit entsprechen seit 2008 jährlich einem einstelligen Millionenbetrag. Daraus würde ein Bedarf von etwa 130 MW folgen. Die Kosten für den Erhalt der Wiederaufbaufähigkeit setzen sich aus Anschaffungskosten zusätzlich benötigter Anlagen (z. B. Generatoren) sowie deren laufenden Instandhaltungskosten zusammen. Im Bedarfsfall kommen noch weitere Betriebskosten hinzu. Um die Schwarzstartfähigkeit mit Speichern aufrecht zu erhalten, müssten die Speicher einen Teil ihres Speichervolumens für diese Aufgabe reservieren. Damit verbundene Opportunitätskosten sind davon abhängig, ob technische Restriktionen wie Entladegrenzen im gegebenen Notfall übertreten werden können oder ob für diesen Zweck anderweitig verwendbare Speicherkapazitäten reserviert werden müssen. Der erste Fall



birgt lediglich Kosten, die durch das einmalige Überschreiten der Restriktion entstehen. Im zweiten Fall stehen den Erlösen der Schwarzstartfähigkeitsbereitstellung die möglichen Erlöse in den anderen Anwendungsgebieten gegenüber. Entsprechend ist die Schwarzstartfähigkeit im geltenden Regime und der derzeitigen Situation für die Finanzierung von Speichern von nachrangiger Bedeutung. Da eine Änderung dieser Situation im betrachteten Zeithorizont nicht erkennbar ist, wird von einer weiteren Diskussion abgesehen.

5.5 Kosten der Speichertechnologien

Die diskutierten Technologien bieten aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften grundsätzlich sehr unterschiedliche Nutzenbeiträge zu den bestehenden Teilmärkten im bestehenden Strommarktregime (vgl. Tabelle 4-3). Diese Parameter geben die technische Effizienz der Technologien an. Die ökonomische Eignung zur Teilnahme an den Märkten hängt jedoch grundlegend von den dafür aufzubringenden Kosten ab. Kosten sind ein Maß für den gesellschaftlichen Nutzenverzicht, der an anderer Stelle notwendig ist, um ein Gut oder eine Dienstleistung herzustellen. Dieser Nutzenverzicht ist durch Selektion und Kombination der technischen Dienstleistungen zu minimieren. Hier spricht man von ökonomischer Effizienz.

Um die Kosten allumfänglich zu minimieren sind jedoch Informationen über die weiteren Entwicklungen sowohl der technischen Eigenschaften als auch deren Auswirkungen auf die Knappheitsrelationen in den Teilmärkten notwendig. Im Folgenden werden die Kostenschätzungen einzelner Technologien dargestellt. Diese basieren auf sehr speziellen Annahmen und spekulativen Erwartungen sowie grundlegenden Vereinfachungen, welche die Ergebnisse tendenziell beeinflussen können. Häufig werden die folgenden Einflussfaktoren variiert:

- Fixkosten getrennt nach
 - Investitionskosten nach Energiegehalt (bspw. Speicherbeckengröße)
 - Investitionskosten je Leistungseinheit (bspw. Turbinenleistung)
- Variable Kosten und Wirkungsgradverluste
- Strombeschaffungskosten
- Betriebshäufigkeit und -dauer

Insbesondere im Bereich der Elektrolyse und Methanisierung stellt die Auslegung der Anlagen einen weiteren, bedeutenden Einflussfaktor auf die Studienergebnisse dar. In diesem Bereich sind Teile der in aktuellen Studien unterstellten Anlagen bislang nur in Labormaßstab verfügbar.

Erschwerend für einen direkten Vergleich der Technologien ist, dass sie aufgrund der unterschiedlichen Kosten jeweils andere Positionen in den Teilmärkten einnehmen und somit unterschiedlich häufig abgerufen würden. Die Annahme identischer Betriebszeiten (etwa bei [5.23]) impliziert, dass die Technologien untereinander vollständig substituier-



bar seien. Diese Annahme ist zwar notwendig, um eine einheitliche Basis für den direkten Vergleich herzustellen, jedoch kann sie dem tatsächlichen Nutzenprofil der Anlagen im jeweiligen Teilmarkt widersprechen. Folglich ist zu berücksichtigen, dass die betrachteten Technologien de facto nur bedingt im direkten Wettbewerb zueinander stehen und ein Technologievergleich unter identischen Randbedingungen diejenige Technologie bevorzugen, deren optimale Betriebsart dem zu Grunde gelegten Szenario am nächsten liegt.

Die wohl am häufigsten zitierten Studie zu Einsatz und Kosten von Stromspeichern ist die VDE-Studie [5.25] von 2009. Untersuchungsgegenstand war die Bestimmung von Einsatzszenarios und der möglichen Kostenentwicklung von Speichern in den definierten Szenarios. Mit dem Untersuchungsgegenstand dieser Studie am ehesten vergleichbar sind die Szenarios 2 („Load Leveling im HS-Netz“) und 4 („Peak Shaving und Load Leveling im NS-Netz“). Für die Teilnahme an Regelenergiemärkten oder die Bereitstellung von Blindleistung wurden keine Berechnungen durchgeführt. Die ermittelten Vollkosten und Entwicklungsprognosen werden in den folgenden Abbildungen dargestellt. Die Studie berücksichtigt dabei, dass die großtechnischen Pump-, Druckluft- und Wasserstoffspeicher im Niederspannungsnetz nicht einsetzbar sind.

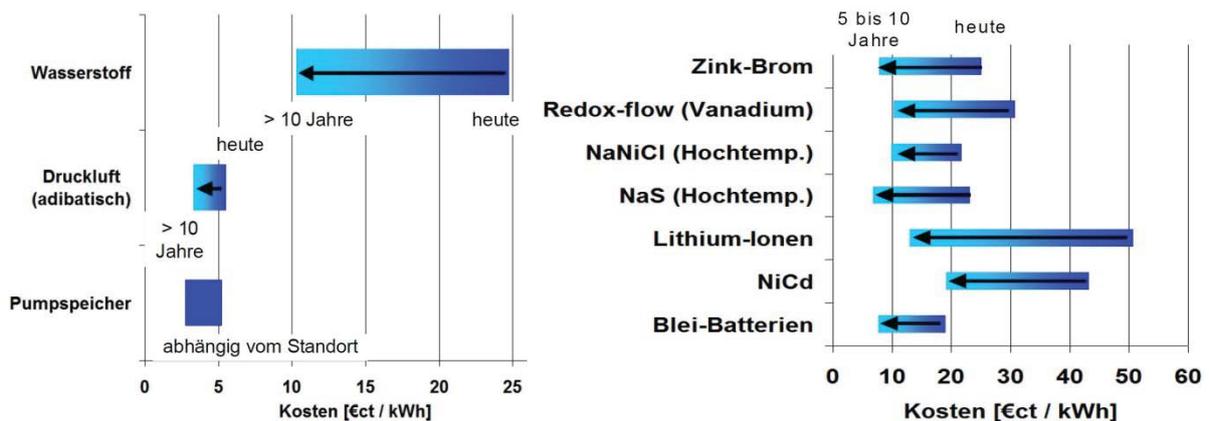


Abbildung 5-13: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Leveling-Aufgaben im HS-Netz [5.25, S.119f]. (Die Kosten für Untertage-Pumpspeicherwerke sind etwa doppelt so hoch wie die eines überirdischen Pumpspeicherwerkes [3.41])

Grundsätzlich sind die großtechnischen Anlagen (Abbildung 5-13 links) günstiger als die untersuchten Batteriespeicher. Ob der Einsatz von Batteriespeichern im Hoch- oder Niederspannungsnetz günstiger ist, konnte nicht eindeutig beantwortet werden. Hier ist eine technologiespezifische Einzelfalluntersuchung notwendig.

Kapitel 5

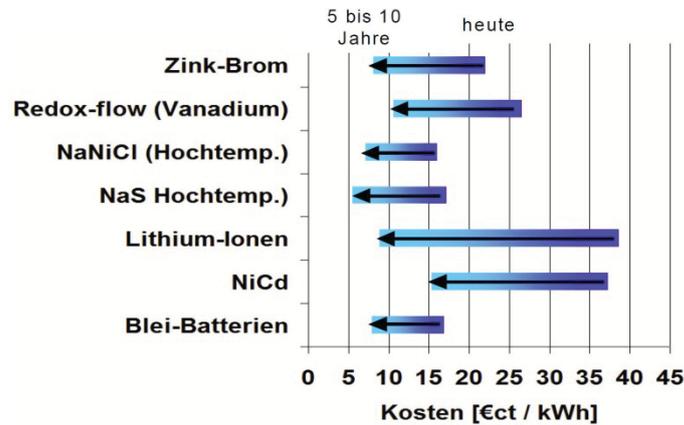


Abbildung 5-14: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Leveling-Aufgaben im NS-Netz. Quelle: [5.25, S.122].

Eine Abschätzung von Stromgestehungskosten gibt auch [5.24]. Hier wurden die technische Auslegung der Speicher und die Kosten für den Ladestrom vereinheitlicht.

Stromgestehungskosten verschiedener Stromspeicher

in ct/kWh

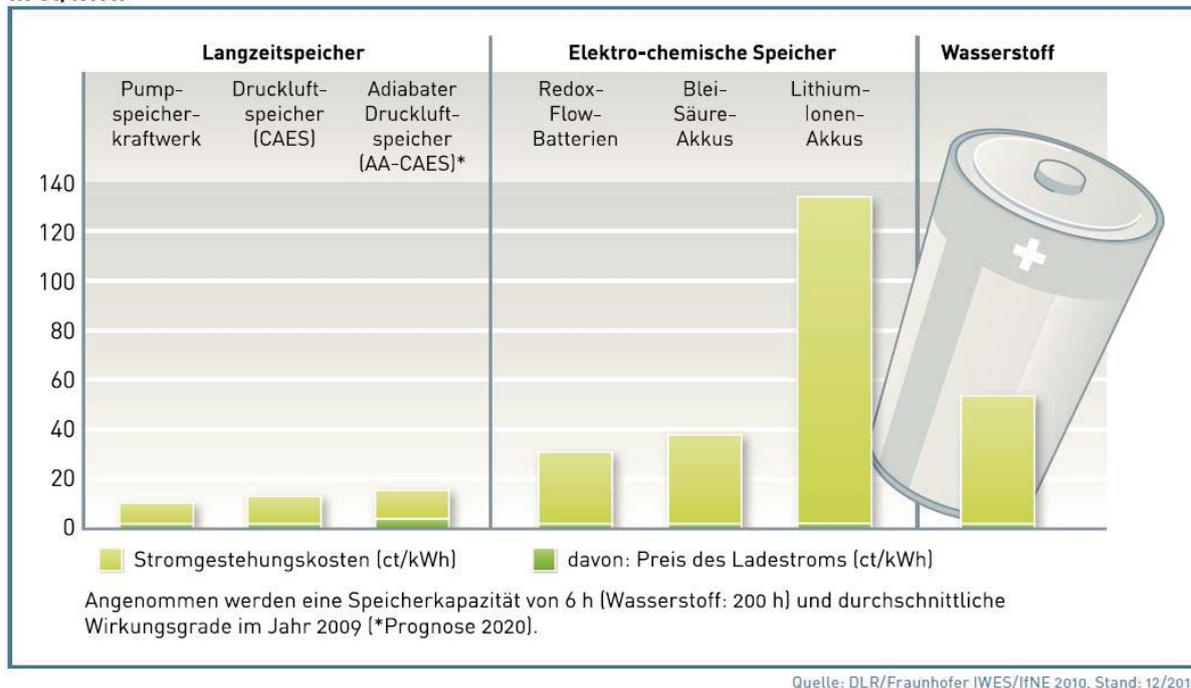


Abbildung 5-15: Stromgestehungskosten von Stromspeichern. Kosten für Ladestromkosten von 2 ct/kWh. Quelle: [5.24].



5.6 Fazit

Die Investitionskosten von Speichern sind schwer abzuschätzen, da viele Technologien bislang nur im Labormaßstab existieren. Die Gesamtkosten variieren stark mit der technischen Auslegung und der Betriebsweise. Diese umfasst jedoch ein breites Spektrum unterschiedlicher Einsatzgebiete und wechselnder Strategien. So kann bspw. die Teilnahme an Regelenergiemärkten für einen alleinstehenden Speicher andere Fahrweisen erfordern als der Betrieb im Pool mit Kraftwerken. Ohne umfangreiche Marktsimulationen sind derzeit erste fundierte Angaben zu den Betriebskosten von Speichern nicht möglich. Die Bestimmung einer günstigsten Technologie wird zudem dadurch erschwert, dass es keine Technologie gibt, die alle abzudeckenden Einsatzbereiche abdecken kann.



6 Ökonomische Analyse der Anreize zum Ausbau von Energiespeichern: Status quo und Optionen für einen verstärkten Zubau

6.1 Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“

Die Versorgungsleistung des natürlichen Monopols wurde vor der Liberalisierung der Energiemärkte überwiegend von den über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung/Verteilung und Stromlieferung vertikal integrierten Versorgungsunternehmen erbracht. Diese Unternehmen unterlagen einerseits einer kostenorientierten Regulierung, verfügten andererseits jedoch über geschlossene Absatzgebiete bzw. regionale Gebietsmonopole. Da mit der Liberalisierung der Energiemärkte auch die vertikale Integration der Unternehmen aufgehoben wurde (Unbundling) und nur noch der Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetzen als natürliches Monopol betrachtet bzw. behandelt wird, haben sich die ökonomischen Bedingungen der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“ gravierend verändert.

Im ökonomischen Sinne umfasst die Bereitstellung dieses Gutes sehr viele heterogene Beiträge, die auf allen Ebenen der Elektrizitätswirtschaftlichen Wertschöpfungskette erbracht werden (z. B. Demand-Side-Management und Energieeffizienz auf der Nachfrageseite, Smart Grids, Elektromobilität, Regelenergiemärkte, technische Netzanschlussbedingungen, Speichertechnologien, Netzausbau etc.). Die Nutzen bzw. die Zielbeiträge der einzelnen Komponenten sind jedoch nur schwer unabhängig voneinander bestimmbar. Da sich das ökonomische Problem der Versorgungssicherheit, wie bereits im Kapitel 5.1 dargelegt, im Kern aus der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität ergibt, zielen letztlich alle Beiträge zum Gut Versorgungssicherheit auf die Fähigkeit des Systems, zu jedem Zeitpunkt die Entnahme und die Einspeisung von Elektrizität auszugleichen bzw. aufeinander abzustimmen. Dies gilt sowohl für die kurze Frist, wie auch beispielsweise für den längerfristigen Ausgleich saisonaler Schwankungen des Angebots und der Nachfrage.

- Einige Beiträge sind in diesem Zusammenhang für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit als „unverzichtbar“ anzusehen (wie etwa die im Rahmen des Grid-Codes zwischen den Netzbetreibern vereinbarten Standards des Netzbetriebs oder die technischen Netzanschlussbedingungen für die Entnahme und die Einspeisung von Elektrizität).
- Insbesondere im Hinblick auf das sich durch die Energiewende allmählich ändernde Anforderungsprofil für den Betrieb von Stromnetzen sind andere potenzielle Beiträge hingegen eher als Substitute zu betrachten. So sind beispielsweise in einem bestimmten Umfang Speichertechnologien und Netzausbauaktivitäten als Substitute bei der Bereitstellung von Versorgungssicherheit anzusehen.

Da auch nach der Liberalisierung die Gruppe der Netzbetreiber als natürliche Monopolisten für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist, erfordert die Bereitstellung des Gutes Versorgungssicherheit von den Netzbetreibern horizontale und vertikale Interaktionen



mit unterschiedlichen Marktteilnehmern. Hierbei ergeben sich komplizierte Anreizstrukturen und Kooperationsprobleme, weil nicht überall trennscharf definiert werden kann, welche Beiträge im Zuge von Marktprozessen außerhalb des natürlichen Monopols erbracht und vergütet werden (z. B. Bereitstellung von Ladeinfrastruktur im Rahmen der Elektromobilität, die als dezentraler Stromspeicher zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien betrachtet wird), und welche Beiträge innerhalb des natürlichen Monopols und damit im direkten Verantwortungsbereich der von der Bundesnetzagentur regulierten Netzbetreiber verbleiben (z. B. EEG-Einspeisemanagement bei der Abregelung von Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder Ausbau/Verstärkung von Stromnetzen). Diese Überlegungen lassen sich im Hinblick auf die beiden folgenden Fragen verdichten:

- Welches Niveau an Versorgungssicherheit ist aus gesellschaftlicher Sicht wünschenswert?
- Und welche Kombination von Beiträgen einzelner Technologien und Akteure wird hierfür als optimal angesehen?

Die an dieser Stelle zu Grunde liegende Frage, welchen Beitrag bestimmte Speichertechnologien zur Sicherung der Versorgungssicherheit leisten können und in welcher Form Maßnahmen zur Verbesserung der Marktchancen dieser Technologien entwickelt werden sollten, geht implizit davon aus, dass unter den derzeitigen Bedingungen liberalisierter Märkte und regulierter Netze nicht damit zu rechnen ist, dass das gewünschte Niveau der Versorgungssicherheit und der gewünschte Technologiemarkt realisiert wird. Im ökonomischen Sinne lassen sich hierzu zwei sehr unterschiedliche Perspektiven entwickeln, die im Folgenden kurz erläutert und in Bezug auf ihre energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten analysiert werden sollen. Doch zunächst werden die im vorherigen Kapitel wurde das derzeitige Umfeld für Systemdienstleistungen dargestellt. Die dort bereits genannten Investitionshemmnisse werden im Folgenden genauer diskutiert und deren Wechselwirkungen analysiert.

6.2 Hemmnisse für Speicherinvestitionen durch die bestehenden Strommarktregeln

6.2.1 Anreizregulierung

Das deutsche Strommarktdesign basiert auf der Grundidee, dass der Stromhandel ohne Berücksichtigung von netztechnischen Restriktionen durchgeführt werden kann. Diese Annahme der sog. Kupferplatte wird dadurch aufrecht gehalten, dass Stromnetzbetreiber die durch den Stromhandel entstehenden Ströme geografisch verteilen. Ökonomisch gesehen verhalten sie sich wie Händler, die Produkte aus einer Region (einem Netzknoten) mit geringer Knappheit in eine Region mit höherer Knappheit transportieren und Gewinne über die geografischen Preisdifferenzen realisieren. Aufgrund der besonderen Kostensituation bei Bau und Betrieb der notwendigen Stromnetze wird diese unternehmerische Tätigkeit als natürliches Monopol betrachtet: Unabhängig von möglichen mono-



polfördernden Skaleneffekten bewirkt insbesondere die Irreversibilität der Investitionskosten eine Machtstellung, da der Marktzutritt potenzieller Wettbewerber betriebswirtschaftlich riskant und volkswirtschaftlich nicht effizient ist. Über das Instrument der Anreizregulierung wird versucht, das durch die Machtstellung ermöglichte missbräuchliche monopolistische Verhalten zu unterdrücken.

Aus Perspektive der Netzbetreiber ist die Systemsicherheit bislang ein durchlaufender Posten: Die Beschaffung der Dienstleistungen, deren Erzeugung den Netzbetreibern untersagt ist, folgt strikten Regeln. So soll die Kosteneffizienz erhalten werden. Die anfallenden Kosten werden auf die Netznutzungsentgelte aufgeschlagen und auf alle entgeltpflichtigen Endverbraucher sozialisiert.

Mit dem Qualitätselement der Anreizregulierung soll ein Qualitätsbenchmark künstlichen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern induzieren. Überdurchschnittliche Qualität wird mit höheren Erlösmöglichkeiten honoriert. Die Bemessungsgrundlage sind Stromunterbrechungen mit einer Dauer von mindestens 3 Minuten [6.1]. Diese machen jedoch nur einen Bruchteil der möglichen Systemunsicherheiten aus. Kurzunterbrechungen und Spannungsschwankungen zu vermeiden wird im Vergleich zu einer schnellen Behebung der längeren Unterbrechungen sogar unrentabler, denn die Relation der Erlösmöglichkeiten wird zu Gunsten der vermiedenen Langzeitunterbrechungen verschoben. Insbesondere mit Blick auf den ohnehin sehr niedrigen SAIDI werden Investitionsentscheidungen ungünstig verzerrt. Zudem ist der SAIDI ein ungenaues Maß für Systemsicherheit, da er nur einen Teilausschnitt der Systemsicherheit abbildet. Mittel- bis langfristig sollte die Anreizregulierung eine breitere Bemessungsgrundlage erhalten.

6.2.2 Außermarktliche Preissetzungen

Ein weiteres Hemmnis für die effiziente Bereitstellung von Systemsicherheit entsteht durch die vielfältigen Eingriffe in das Preisgefüge. Die Höhe von Netzentgelten ist – eine effiziente Regulierung vorausgesetzt – Ausdruck der regional vorherrschenden Knappheit. Bei identischen Standorten mit unterschiedlich ausgebauten Netzen sollten sich Verbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber dort ansiedeln, wo sie die geringsten zusätzlichen Kosten verursachen. Volkswirtschaftlich effizientes Handeln ist nur sichergestellt, wenn die durch einen zusätzlichen Netzanschluss verursachten Mehrkosten durch den von ihm generierten Nutzen mindestens kompensiert werden. Akteure, die von der Netzentgeltspflicht befreit sind, haben jedoch keinen Anreiz mehr, die durch sie verursachten Kosten in die eigenen Entscheidungen einfließen zu lassen. Durch das Sozialisieren der für diesen Akteur anfallenden Kosten werden Zusatzlasten nicht durch verminderte Gewinne abgestraft, sondern auf Endverbraucher abgewälzt.

Ebenso wie die Netzentgeltbefreiung diverser Marktakteure führen der Einspeisevorrang für EEG-Anlagen und die Vergütung von abgeregelter Energie aus diesen Anlagen zu einem netzschädigenden Verhalten. Die Installation von EEG-Anlagen in unzureichend ausgebauten Netzregionen, also deren räumliche Fehlallokation, welche durch die bisherigen Fördermechanismen begünstigt wird, verschärft die Engpasssituation. Durch



die Anschlusspflicht müssen Netzverstärkungen veranlasst werden, die teilweise vermieden werden könnten, wenn der Investor die zusätzlichen Kosten in Form von Netzentgelten in seinem Kalkül berücksichtigen müsste bzw. die Förderung der EEG-Anlagen diese Netzengpässe entsprechend berücksichtigen würden.

6.2.3 Fehlende Märkte

Ein wesentliches Hindernis für den Bau von Speichern ist das Fehlen von Märkten für die von ihnen bereitgestellten Dienstleistungen. Solange es für einige Systemdienstleistungen keine Vergütungen gibt, da sie z. B. aufgrund naturwissenschaftlich-technischer Grundlagen bislang stets verfügbar waren (z. B. rotierenden Massen in konventionellen Kraftwerken), werden grundsätzlich dazu fähige Technologien gegenüber denen, die diese Fähigkeit nicht besitzen, in einem marktlich organisierten Allokationsprozess keinen monetären Vorteil erlangen können. Die Folgen sind eine Fehlallokation zu Lasten der entsprechenden Systemdienstleistung und ein unerwünschter technologischer lock-in. Die Ursache ist historisch bedingt, da die konventionellen Kraftwerke einen Teil der notwendigen Dienstleistungen implizit während der Bereitstellung von Nutzleistung erbracht haben. Aufgrund der im Überschuss vorhandenen Kapazitäten hätte das Einrichten von Märkten wenig Wirkung, da die Preise marginal wären. Durch die beschlossene Energiewende ist jedoch ein Rückgang der konventionellen Kapazitäten absehbar. Das volatile Einspeiseverhalten der Erneuerbaren macht zudem die Definition neuer Dienstleistungen notwendig:

- Die schon heute beachtlichen Lastgradienten der EE-Einspeisung müssen abgefangen werden. Dafür stehen flexible Kraftwerke, Speicher sowie das kontrollierte Abfangen der Windspitzen durch Abregeln als Optionen zur Verfügung. Während die letztgenannte Alternative bereits heute mit steigenden Kosten vergütet wird, klagen Betreiber von flexiblen Gaskraft- und Pumpspeicherwerken über Gewinneinbrüche und mangelnde Investitionsanreize. Da die hohen Flexibilitätsanforderungen durch die EE-Anlagen in das System eingebracht werden, sind die durch sie verursachten Kosten grundsätzlich aber ihnen zuzurechnen.
- Die Bereitstellung von Momentanreserve basiert bisher auf dem impliziten Vertrauen in die bestehenden Kraftwerke. Zudem besteht die Annahme, dass ein Ausgleich dieser Leistungen im europäischen Verbundnetz den deutschen Bedarf decken kann. Obgleich prinzipiell aus technischer Sicht möglich und ggf. auch sinnvoll, ist dieser Ansatz mindestens aus ökonomischen Gründen strikt abzulehnen, wie der folgende Abschnitt zeigt.

6.2.4 Externalisierung von Kosten

Das Energiesystem reagiert träge auf plötzliche Änderungen der Rahmenbedingungen. Anpassungsprozesse setzen i.A. langfristige Planverfahren voraus und folgen Knappheitsimpulsen zeitlich verzögert. Zudem kann sich die tatsächliche Knappheit durch verschiedene Effekte erst verspätet in Preisen auswirken. Wichtigste Ursache dafür ist, dass



bestehende Kapazitäten und korrektive, außermärkliche Eingriffe die tatsächlichen Kosten der Engpässe kaschieren. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn die Kosten der Korrekturingriffe exogen, und damit beliebig gesetzt sind.

Eine Folge unvollständiger Märkte und träger Reaktionen ist die Tatsache, dass die deutsche Stromversorgung schon heute ausländische Kapazitäten insgesamt wohlfahrtsmindernd ausnutzt. Die Windeinspeisung im Norden übersteigt häufig den Verbrauch und der notwendige Abtransport in den Süden überlastet die entsprechenden Netze. Physikalisch nimmt der Strom allerdings nicht den u. a. geografisch kürzesten Weg, sondern stets den Weg des geringsten elektrischen Widerstandes. Diesen bieten immer häufiger die ausländischen Stromnetze, z. B. in Polen und Tschechen. Sofern diese Netze ihre Aufnahme-grenze erreichen, werden die dortigen Erzeugungsanlagen die eigene Erzeugung drosseln müssen um eine Überlastung zu vermeiden.

Aus ökonomischer Perspektive ist dieser Vorgang unproblematisch, sofern die daraus resultierenden Mehrkosten im Ausland gemäß dem Verursacherprinzip in Deutschland kompensiert würden. Dieses ist im derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmen jedoch nicht der Fall. Vielmehr werden die Kosten der deutschen Energiewende in Teilen externalisiert. Durch den kurzfristigen Vorteil der geringeren Systemkosten auf deutscher Seite und Marktpreisen unterhalb der volkswirtschaftlichen Kosten, stellt sich ein volkswirtschaftlich suboptimales Investitionsniveau ein. Als Reaktion auf die externalisierten Kosten werden auf tschechischer und polnischer Seite technische Gegenmaßnahmen eingeleitet [6.2]. Mit der Installation von Querreglern kann der Stromfluss kontrolliert werden, wodurch die Netzbetreiber die Belastung durch deutschen Windstrom selbst steuern können. Das Investitionsvolumen entspricht höchstens den im Ausland entstandenen Mehrkosten und ist folglich ein Maß für die untere Grenze des verursachten Schadens.

Das genannte Beispiel zeigt, dass der europäische Strommarkt bislang ineffiziente Anreize setzt. Sofern diese Probleme nicht behoben werden, ist zukünftig mit steigenden Abwehrinvestitionen weiterer europäischer Nachbarstaaten zu rechnen. Dieses Verhalten bewirkt die Internalisierung der externen Kosten auf deutscher Seite, womit sich der Ausbaudruck und damit die Zahlungsbereitschaften für netzstabilisierende Technologien erhöhen dürften. Die wohlfahrtsmindernden Kosten dieser Abwehrstrategien (und eine internationale politische Distanz zur deutschen Energiewende) können jedoch durch einen angemessenen institutionellen Rahmen vermieden werden. Die europäische Integration der Energiesysteme bietet zudem weitere Größen- und Verbundvorteile. Die sicherlich extremste Konsequenz der nationalen Abschottungen wäre hingegen, dass die deutsche Energiewirtschaft alle notwendigen Wertschöpfungsstufen der Strombereitstellung selbständig lösen müsste und die Skalenvorteile eines europäischen Verbundnetzes ungenutzt bleiben. Bis die externen Effekte im europäischen Verbundnetz internalisiert sind, könnten Fördermechanismen die Internalisierung vorübergehend gewährleisten. Die so gerechtfertigten Instrumente müssten allerdings auch für Netze und weitere Stabilisierungsoptionen gelten.



6.2.5 Investitionsrisiko und Marktdesignänderung

Investitionsentscheidungen werden mitunter darüber entschieden, ob sie eine höhere Kapitalverzinsung im Vergleich zu gleichartigen Investitionen erwarten lassen. Gleichartig bedeutet in diesem Sinne, dass ein Investor die Speicheroption mit anderen Kapitalanlagen oder Realinvestitionen vergleicht, die ein ähnliches Risikoprofil aufweisen. Aufgrund der Antizipation möglicher Fehlinvestitionen mit Kapitalverlust werden riskantere Projekte üblicherweise mit höheren Renditeforderungen kalkuliert. Das Capital Asset Pricing Model stellt dabei eine Erklärung für den an Kapitalmärkten gültigen Mechanismus dar. Hierbei wird ein direkter Zusammenhang zwischen Risiko und Zinssatz hergestellt. Maßgeblich für das Investitionsverhalten ist also nicht nur die Renditeerwartung, sondern das für diese Rendite zu akzeptierende Risiko.

Die derzeitige Situation im Energiemarkt ist hoch dynamisch und wie die Vergangenheit gezeigt hat auch aufgrund kurzfristig komplett änderbarer energiepolitischer Präferenzen äußerst unplanbar. Zum einen nehmen politische Eingriffe in das Marktgeschehen zu. Das Auftreten neuer Konkurrenten auf allen Wertschöpfungsebenen fördert zwar den Wettbewerb, erhöht jedoch auch die Unsicherheit bezüglich der Rentabilität einer geplanten Investition. Zudem wird aufgrund der sich abzeichnenden Probleme mit der Integration von Erneuerbaren Energien und dem bereits diskutierten Investitionsdilemma auf eine grundlegende Novelle des Energiemarktdesigns spekuliert. Alleine die Spekulation auf Änderungen des heutigen Marktdesigns, z. B. die Einführung von Kapazitätsmärkten, kann eine Investition verzögern, wenn der Investor befürchtet, dass nur Neuanlagen unter diese Marktform fallen könnten. Hier ist es eine zwingende Aufgabe der Politik, für dauerhaft stabile und damit verlässliche Rahmenbedingungen zu sorgen, da nur auf diese Weise das unternehmerische Risiko reduziert und die Durchführung bislang hinausgezögerter Investitionen stimuliert werden kann.

Zwischenfazit

Die bisherigen Darstellungen zeigen, dass die bestehenden Regelungen zum Erhalt der Systemsicherheit grundsätzlich funktionieren.

- Die Regenergiemärkte sind liquide und der Zugang ist für viele Akteure offen. Die bislang implizite und kostenlose Bereitstellung der Momentanreserve wird langfristig wegfallen. Sie muss in Zukunft anderweitig im technisch erforderlichen Ausmaß bereitgestellt werden.
- Zudem nimmt der Bedarf an Flexibilisierung der Erzeugung zu. Eine Erweiterung des Marktes um eine Flexibilitätskomponente könnte sowohl die technologische Weiterentwicklung der konventionellen Kraftwerke, als auch die Behandlung extremer Lastgradienten verbessern. Ein expliziter Bonus für diese Eigenschaft existiert nicht. Der Einfluss der 15-Minuten-Kontrakte an der Strombörse (EEX) ist nicht bekannt.



- Die Bereitstellung von Blindleistung basiert auf bilateralen Kontrakten und ist vergleichsweise intransparent. Dennoch steht eine Vielzahl nutzbarer Technologien zur Verfügung und der Markt ist bestreitbar. Dieser potenzielle Wettbewerb fördert die Effizienz der Verhandlungsergebnisse.
- Die Bedeutung der Schwarzstartfähigkeit ist als Einkommensquelle vergleichsweise gering. Zudem ist fraglich, ob diese Eigenschaft im künftigen, EE-lastigen Energiemix eine tragende Rolle spielen wird. Die grundsätzliche Funktionalität des derzeitigen Bereitstellungsmodus kann jedoch nicht widerlegt werden.

Jedoch wurden zahlreiche Problemfelder identifiziert, welche die marktgeführte Bereitstellung von Systemdienstleistungen beeinträchtigen und den Bedarf an Sicherungsinstrumenten durch zusätzliche Netzbelastungen unnötig erhöhen. Ein schwerwiegendes Problem ist das Marktversagen im Bereich der europaweiten Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Die fehlende Koordination der nationalen Versorgungsstrategien eröffnet Spielräume zur Externalisierung von Kosten. Allein aus diesem Motiv heraus lässt sich die ökonomische Notwendigkeit staatlichen Handelns zur Überarbeitung der geltenden Marktregeln rechtfertigen. In der bestehenden Marktstruktur ist ohne eine derartige Marktordnungspolitik kaum damit zu rechnen, dass Betreiber und Technologien, die durch eine hohe Kapitalintensität und hohe irreversible Kosten geprägt sind, am Markt eine Chance haben. Da die zukünftige technologische Entwicklung in allen für die Systemsicherheit relevanten Bereichen nur bedingt prognostizierbar ist, gleichzeitig aber die objektive Notwendigkeit von Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit aufgrund der Herausforderungen der Energiewende zunimmt, könnte hieraus eine Art Portfolioansatz konstruiert werden. Dieser könnte zumindest die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass in den verschiedenen Segmenten der Speichertechnologien eine Entwicklung in Richtung potenzieller Marktreife erfolgt.

6.3 Gestaltung des gesamten elektrizitätswirtschaftlichen Systems vor dem Hintergrund von knappen Netz- und Erzeugungskapazitäten

Um die zuvor diskutierten Fehlanreize und daraus resultierende Fehlallokationen zu beheben, ist die wirkungsvollste Maßnahme eine Korrektur der grundsätzlichen Marktstrukturen und Regeln. Dieser Ansatz greift an der Ursache der Fehlsteuerungen und erfordert weder staatliche Datenerhebungen oder diskretionäre Eingriffe in den Marktprozess.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht hat das Problem der Versorgungssicherheit zwei Knappheitsdimensionen: Einerseits besteht Knappheit an Erzeugungskapazität, andererseits besteht Knappheit an Übertragungskapazität.

Kapazitätsmechanismen

Die Liberalisierung der Energiemärkte und die Energiewende stellen das bisherige System vor große Herausforderungen. Grundsätzlich können Kapazitätsmechanismen eingerich-



tet werden, um die langfristige Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Die mit der Liberalisierung der Märkte intensivierete Grenzkostenpreisbildung an der Strombörse führt zum sog. Missing-Money-Problem und zu geringen Investitionsanreizen, da Grenzkostenpreise die Vollkosten der Kraftwerke nicht decken können. Dies führt möglicherweise zur Unrentabilität von solchen Kraftwerken, die für die Sicherung der Versorgungssicherheit notwendig sind. Kapazitätsmechanismen könnten seitens der Regulierungsbehörde Anreize zur Investition in langfristig benötigte Erzeugungskapazitäten geleistet werden. In der Literatur (z. B. [6.3, 6.4, 6.5, 6.6]) werden vielfältige Kriterien diskutiert, wie Kapazitätsmechanismen zu einer effizienten Allokation im Erzeugungsbereich führen können.

Effizientes Engpassmanagement

Insbesondere aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Ausstiegs aus der Kernenergie besteht die zunehmende Gefahr von Netzengpässen. Derzeit existiert kein Verfahren, das eine diskriminierungsfreie Nutzung und effiziente Bepreisung der knappen Übertragungskapazitäten gewährleistet. Ein effizientes Engpassmanagement würde hingegen die knappen Kapazitäten effizient, d. h. kostenminimierend zuteilen und im dynamischen Sinne die notwendigen Anreize für die Verstärkung und den Ausbau der Netze induzieren. Eine marktorientierte Preisbildung für Übertragungskapazitäten basiert im Kern darauf, dass die Stromverbraucher vor einem Engpass Preissignale zur Reduktion ihres Verbrauchs erhalten, während Stromerzeuger und ÜNB einen Anreiz erhalten, durch Investitionen in Kraftwerke und Übertragungskapazitäten den Engpass zu überwinden. In der Literatur werden hier insbesondere Verfahren wie explizite Auktionen, Zonal/Nodal Pricing, Redispatch-Modelle und Market Coupling diskutiert. Wie bei den Kapazitätsmechanismen werden verschiedene Kriterien wie Effizienz, Diskriminierungsfreiheit, Wettbewerbskonformität und Marktorientierung zur Bewertung der Regulierungsansätze gelegt, die keinen Raum für die Bevorzugung bestimmter Technologien lassen.

Mit der Beseitigung von Preisverzerrungen durch Netzentgeltbefreiungen können die Preise die tatsächlichen Knappheitsverhältnisse genauer abbilden. Auch die Vergütung nach § 12 EEG befreit Windkraftbetreiber von Teilen ihrer Kosten. Als Konsequenz aus beiden Mechanismen wird eine Umstellung des gesamten Regulierungsrahmens notwendig. Das gilt sowohl für den Bereich der Regulierung der Netzentgelte, wie auch den Bereich der Förderung der Erneuerbaren Energien. Letztlich würde eine notwendige „Systemintegration“ der Erneuerbaren Energien eine Aufhebung der Vorrangregelung nach sich ziehen.

Für die zukünftige Rolle von Speichertechnologien ließen sich in einer derartigen First-Best-Welt keine unmittelbaren Aussagen mehr treffen, da sich der effiziente Mix von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten weitgehend systemendogen einstellen würde. Eine Förderung von Speichern könnte allenfalls im Rahmen bestimmter Segmente von Kapazitätsmärkten zur Anwendung kommen. Die an die Systeme gelegten Kriterien lassen eine diskretionäre Förderung einzelner Technologien und Anbieter kaum zu.



6.4 Diskretionäre Maßnahmen zur Förderung einzelner Speichertechnologien: Wirkungsanalyse und Bewertung

6.4.1 Einleitung

Geht man davon aus, dass ein nahezu optimaler elektrizitätswirtschaftlicher Regulierungsrahmen theoretisch zwar prinzipiell herzuleiten, im real existierenden energiewirtschaftlichen und energiepolitischen System aber nur bedingt implementierbar ist, stellt sich die Frage nach der Förderwürdigkeit einzelner Technologien anders. Allein die Entwicklung der Förderung der erneuerbaren Energien wird sich mittelfristig nur unter großen Friktionen in ein derartiges System überführen lassen. Genauso wie die gesamte historische Entwicklung der konventionellen Energiewirtschaft im weitesten Sinne pfadabhängig ist, wird auch eine systemische Vollintegration der erneuerbaren Energien allein schon aus politischen Gründen sehr viel Zeit in Anspruch nehmen. Das Problem der Versorgungssicherheit muss also – pragmatisch betrachtet – vor dem Hintergrund bestehender energiewirtschaftlicher Suboptimalitäten gelöst werden. Eine ökonomisch rationale Herangehensweise erfordert hierfür jedoch zuvor die Definition einschlägiger Kriterien, anhand derer sichergestellt werden kann, dass sowohl die Bereitstellung der Systemsicherheit möglichst marktnah und diskriminierungsfrei erfolgt als auch zusätzliche staatliche Eingriffe technologieoffen und effizient auf dem kleinstmöglichen Umfang beschränkt werden. Das folgende Kapitel widmet sich einer ökonomischen Betrachtung von Maßnahmen zur Förderung der effizienten Bereitstellung von Systemsicherheit. Im Vordergrund steht hierbei die Beseitigung bestehender Investitionshemmnisse für entsprechende Technologien. Diese Hemmnisse können historisch gewachsen und noch nicht behoben worden sein oder aus Wechselwirkungen bereits bestehender Instrumente zu anderen Zwecken resultieren. Ähnlich der früheren Diskussion um Förderinstrumente für erneuerbare Energien, wären alternativ auch für Energiespeicher und andere systemstabilisierende Technologien verschiedene Förderinstrumente prinzipiell denkbar [6.7, S. 64ff.; 6.8, 6.9]. Diese sollten jedoch aufgrund der immanenten Gefahr von Fehlsteuerungen stets die letzte Option darstellen.

Im folgenden Kapitel werden bereits existierende sowie weitere Förderoptionen einer kritischen Diskussion unterzogen. Insbesondere rücken bei den bereits greifenden

- Netzentgeltbefreiungen,
- Befreiungen von der EEG-Umlage sowie bei
- Stromsteuerbefreiungen

zunächst juristische Aspekte in den Vordergrund.

Neben diesen Befreiungen werden im Rahmen eines Portfolios weiterer Maßnahmen ferner auch

- Die Abkehr von der Vergütung abgeregelter EEG-Strom-Mengen,
- Neuregulierung der Netzentgeltpflicht,
- Prämien für Systemdienstleistungen,



- Einmalige Investitionszuschüsse und
- Einspeisemodelle als Prototyp einer weitgehenden öffentlichen Förderung

in die Analyse aufgenommen.

Die ökonomische Bewertung der Förderoptionen folgt dabei einer umfassenden theoretischen Analyse von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien [6.10] und lässt sich auch auf die hier betrachteten Technologien übertragen. Ausschreibungsmodelle zur Förderung des Ausbau von Energiespeichern werden auf Grund der gesammelten negativen Erfahrungen im Bereich der EE-Förderung sowie ihrer ordnungspolitischen Unterlegenheit gegenüber Einspeise- und Quotenmodellen nicht näher analysiert.

Es sei an dieser Stelle festgehalten, dass diese Mechanismen auf eine Marktdurchdringungen bereits vorhandener und nahezu ausgereifter Speichertechnologien abzielen. Technologien, welche sich noch im FuE-Stadium befinden, sollten hingegen auch weiterhin zuerst durch eine flankierende Forschungs- und Innovationsförderung zur nahen Marktreife gebracht werden, um den *ordnungspolitischen* Sündenfall bei der Förderung der Fotovoltaik im Rahmen der Einführung des EEG im Jahr 2000 nicht zu wiederholen.

6.4.2 Ordnungspolitisches Analyseraster

Es wird im Folgenden auf das Schema von [6.11] und [6.12] zurückgegriffen, welches sich bereits bei der Bewertung von Fördermechanismen für erneuerbare Energien etabliert hat [6.9; 6.10; 6.13; 6.14; 6.15].

Dieses baut auf fünf Forderungen an die Wirtschaftspolitik auf:

- Formulierung und Operationalisierung der Ziele
- Überprüfung der Ziele auf ihre Gemeinwohlorientierung
- Optimale Entscheidungsebene für den Instrumenteneinsatz
- Ökonomische Legitimation
- Institutionelle Beherrschbarkeit

Als Ziel wird der Ausbau von Speichern für elektrische Energie definiert und über die Zielgrößen „installierte Leistung (GW)“ bzw. „Speicherkapazität (GWh)“ operationalisiert. Ferner wird unterstellt, dass die „Energiewende“ dem Allgemeinwohl dient, die politischen Protagonisten also keine Partikularinteressen zu Lasten der Gesellschaft verfolgen.

Der Analyse fokussiert auf die beiden zuletzt genannten Kriterien. Damit rücken insbesondere Fragen nach der Zielkonformität, Systemkonformität, der ökonomischen Effizienz sowie der politischen Durchsetzbarkeit und Akzeptanz der Maßnahmen in den Vordergrund.



Zielkonformität

Hier werden die erwarteten Beiträge der Instrumente zur positiven Beeinflussung des Speicherzubaues dargestellt. Zudem wird auch auf deren spezifische Konzeptions- und Durchsetzungsdauer sowie mögliche Reaktions- und Durchführungsverzögerungen eingegangen [6.15, S. 301].

Systemkonformität

An dieser Stelle werden die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Funktionsfähigkeit des Wirtschaftssystems skizziert. Insbesondere die Wirkungen auf die Grundprinzipien einer dezentralen Planung und Lenkung der Wirtschaftsaktivitäten, einer freien Preisbildung und eines funktionsfähigen Wettbewerbs werden näher untersucht.

Hierzu werden in einer *Marktkonformitätsprüfung* mögliche Einschränkungen individueller Entscheidungskompetenzen untersucht. Folgen auf allgemeine stabilitäts- und verteilungspolitische Ziele werden bei der *Überprüfung unerwünschter Nebenwirkungen* mit berücksichtigt [6.16, S. 240].

Ökonomische Effizienz

Mittels dieses Kriteriums werden dem förderpolitischen Rationalprinzip entsprechend die Instrumente identifiziert, welche die Förderziele zu den niedrigsten Kosten erreichen können.

Die statische Effizienz zeigt auf, welches Instrument die Ziele zu welchen Kosten realisieren kann. Bei dieser Bewertung findet die (potenzielle) Wettbewerbsintensität unter den Anbietern von systemstabilisierenden Technologien Eingang in die Analyse. Obgleich keine Kosten im volkswirtschaftlichen Sinne, werden auch Zusatzrenten für Betreiber betrachtet, da diese die Förderkosten insgesamt mit entsprechenden Verteilungswirkungen auf Seiten der Finanzierenden erhöhen können. Das Konzept der Fördermittel-effizienz untersucht, ob die Speicherbetreiber instrumentenspezifische Zusatzrenten realisieren können.

Anreize zu technologischem Fortschritt sowie zur Ausschöpfung möglicher Kostensenkungspotentiale werden in der dynamischen Effizienzanalyse untersucht. Als weiteres Effizienzkriterium werden die mit der Instrumentenimplementierung und -durchführung verbundenen Transaktionskosten berücksichtigt.

Institutionelle Beherrschbarkeit

An diese Stelle rücken die potenzielle Durchsetzbarkeit der einzelnen Instrumente im politischen Prozess (Akzeptanz) sowie deren politische Stabilität in den Vordergrund. Dabei werden v. a. mögliche Konfliktpotentiale bei der Umsetzung der Instrumente (z. B. Verletzung verteilungspolitischer Ziele mit entsprechenden politischen Widerständen) berücksichtigt und die die Instrumente hinsichtlich deren „Anfälligkeit“ gegenüber kurzfristiger Änderungen der politischen Präferenzen zu Lasten der Förderung von Energiespeichern analysiert.



6.4.3 Analyse bestehender Fördersysteme

6.4.3.1 Förderung für die Speicherung von Strom

Im Folgenden sollen die derzeit eingreifenden gesetzlichen Förderinstrumente für Stromspeicheranlagen dargestellt werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Betreiber von Stromspeichern am Markt gleich mehrere Positionen einnehmen, da die Stromspeicherung neben der Möglichkeit der Abgabe von Strom gleichzeitig mit dem Verbrauch von Strom (z. B. Speicherverluste) verbunden ist. Auch im Hinblick auf positive und negative Regelleistung können Stromspeicher am Markt sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger auftreten [6.17, S. 794].

Bei den wesentlichen Instrumenten, die der Förderung von Stromspeichern dienen, handelt es sich um:

- a) Netzentgeltbefreiungen (6.2.2),
- b) Befreiungen von der EEG-Umlage (6.2.3),
- c) Stromsteuerbefreiungen (6.2.4).

Daneben bestehen weitere, teilweise nur mittelbar für Speicher förderlich wirkende Mechanismen. Kurz eingegangen wird auf vermiedene Netzentgelte, das sog. Eigenstromprivileg sowie die EEG-Vergütung auch für Speicherstrom (6.2.5).

6.4.3.2 Netzentgeltbefreiungen

6.4.3.2.1 Ausgangslage

Netzentgelte sind gem. § 17 StromNEV von den Netznutzern für die Inanspruchnahme des Stromnetzes zu entrichten. Netzentgeltspflichtig sind allerdings nur die Entnahmen aus dem Stromnetz. Für die Einspeisung von Strom in das Netz müssen, anders als teilweise im Gasbereich, keine Netzentgelte entrichtet werden, vgl. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV.

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes und des OLG Düsseldorf sind Betreiber von PSW als Letztverbraucher i. S. v. § 3 Nr. 25 EnWG, § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV zu qualifizieren, die Energie aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz beziehen.⁶⁵ Diese müssen danach grundsätzlich Netzentgelte für aus dem Stromnetz entnommenen Strom entrichten. Eine gesetzliche Regelung, die Stromspeicher aufgrund der späteren (zumindest teilweisen) Wiedereinspeisung von Strom generell von der Netzentgeltspflicht ausnehmen würde, besteht in Deutschland nicht. Die Netzentgeltspflicht entfällt lediglich dann, wenn Speicheranlagen den eingespeicherten Strom ohne Nutzung eines Netzes beziehen, insbesondere wenn der Stromspeicher über eine Kundenanlage i. S. v. § 3 Nr. 24b EnWG

⁶⁵ Vgl. BGH, NVwZ-RR 2010, 431; OLG Düsseldorf, ZNER 2008, 380.



mit einer Erzeugungsanlage verbunden ist. Denn netzentgeltspflichtig gemäß § 17 StromNEV ist nur die Netznutzung.

Für Speicheranlagen besteht allerdings eine gesetzliche Ausnahmeregelung, die die Netzentgeltspflicht einschränkt. Der Gesetzgeber hat in Reaktion auf die dargestellte Rechtsprechung des BGH im August 2009⁶⁶ eine Netzentgeltbefreiung für Speicher in § 118 Abs. 7 EnWG a. F. eingeführt. Zweck der Gesetzesänderung war es, Anreize für Investitionen in Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie zu erhöhen.⁶⁷ Der Befreiungstatbestand wurde mit Wirkung vom 28.12.2012 ausgeweitet⁶⁸ und findet sich nunmehr in § 118 Abs. 6 EnWG, der folgenden Wortlaut hat:

„Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden, sind für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Sie erfolgt durch Genehmigung in entsprechender Anwendung der verfahrensrechtlichen Vorgaben nach § 19 Absatz 2 Satz 3 bis 5 und 8 bis 10 der Stromnetzentgeltverordnung. Als Inbetriebnahme gilt der erstmalige Bezug von elektrischer Energie für den Probetrieb, bei bestehenden Pumpspeicherkraftwerken der erstmalige Bezug nach Abschluss der Maßnahme zur Erhöhung der elektrischen Pump- oder Turbinenleistung und der speicherbaren Energiemenge. Satz 2 und 3 gelten nicht für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Diese Anlagen sind zudem von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit.“

Mit dieser Regelung ist für die Betreiber von neu errichteten Stromspeichern jeglicher Art eine Möglichkeit der Netzentgeltbefreiung geschaffen worden, § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG. In

⁶⁶ Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21. August 2009, BGBl. I S. 2870, Art. 2, Ziff. 10.

⁶⁷ Vgl. BT Drs. 17/6072, 97.

⁶⁸ Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, BGBl. I 2012, 2730.



Satz 2 findet sich eine zusätzliche Befreiungsmöglichkeit, die ausschließlich für Betreiber bestehender PSW gilt. Sonderregelungen zu § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG gelten nach § 118 Abs. 6 S. 7 und 8 EnWG für Betreiber von Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Insbesondere ist in diesem Fall auch eine Befreiung von den Netzentgelten für die Einspeisung in das Gasnetz vorgesehen.

6.4.3.2.2 Netzentgeltbefreiung für Betreiber neu errichteter Stromspeicher

Eine Netzentgeltbefreiung für 20 Jahre für Speicherbetreiber tritt nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG dann ein, wenn

- es sich um einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher handelt,
- der Speicher nach dem 31.12.2008 neu errichtet wurde bzw. wird,
- die Inbetriebnahme zwischen 04.08.2011 und 03.08.2026 erfolgt (ist),
- die zu speichernde elektrische Energie aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen wird
- und die zurückgewonnene elektrische Energie wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.

Aus den Vorgaben zur Entnahme und Wiedereinspeisung des Stroms ergibt sich, dass die Regelung im Wesentlichen nur für ortsfeste Anlagen gilt und nicht z. B. Elektromobile erfasst, die unter bestimmten Voraussetzungen ebenfalls als Speicher genutzt werden können [6.18, S. 19].⁶⁹ Nicht erfasst werden außerdem Speicher, die direkt an eine Erzeugungsanlage angeschlossen sind, für die aber ohnehin keine Netzentgelte anfallen. Schließlich greift die Netzentgeltbefreiung auch nicht für Stromspeicher, die zwar Strom aus dem Transport- oder Verteilernetz entnehmen, den zurück gewonnenen Strom aber nicht mehr in dasselbe Netz einspeisen, insbesondere unmittelbar (über eine Kundenanlage oder Direktleitung) an Verbraucher leiten.

6.4.3.2.3 Netzentgeltbefreiung für Betreiber bestehender Pumpspeicherkraftwerke

Nach § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG erfolgt eine Netzentgeltbefreiung für 10 Jahre für den Strombezug bestehender PSW, wenn eine Erhöhung der Leistung oder alternativ der speicherbaren Energiemenge erfolgt (Turbine um 7,5 %, Energiemenge um 5 %). Diese Vorgabe bedeutet eine erhebliche Erleichterung gegenüber der früheren Regelung, die eine Leistungs- und eine Kapazitätssteigerung nicht alternativ, sondern kumulativ verlangte und eine Leistungssteigerung um mindestens 15 % forderte.

⁶⁹ BT-Drs. 17/6072, S. 97: „ortsfeste Anlagen“.



Gem. § 118 Abs. 6 S. 4 EnWG muss für eine Befreiung eines bestehenden Pumpspeichers von den Netzentgelten außerdem auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich sein, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Es muss also nachweislich netzdienliches Verhalten vorliegen, damit die Anlage tatsächlich zu der vom Gesetzgeber bezweckten Netzentlastung beitragen kann [6.19, S. 155].⁷⁰

6.4.3.2.4 Netzentgeltbefreiungen für Power-to-Gas-Speicherbetreiber

Sonderregelungen zu § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG gelten nach § 118 Abs. 6 S. 7 und 8 EnWG für Betreiber von Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Abweichend von den allgemeinen Anforderungen nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG ist nicht erforderlich, dass die zu speichernde elektrische Energie aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Auspeisung zurück gewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Die Netzentgeltbefreiung ist damit insbesondere auch dann möglich, wenn der Strom nach der Rückverstromung an einem anderen Ort in ein anderes Transport- oder Verteilernetz eingespeist wird. Zudem ist in diesem Fall auch eine Befreiung von den Netzentgelten für die Einspeisung in das Gasnetz vorgesehen, wenn der Wasserstoff bzw. das synthetische Methan über das Gasnetz transportiert werden.

6.4.3.2.5 Umfang der Netzentgeltbefreiung

Die genannten Speicher sind im Hinblick auf die eingespeicherten Mengen für die im Gesetz angegebenen Zeiträume von den Netzentgelten befreit. Es ist davon auszugehen, dass diese Netzentgeltbefreiung auch für Speicherverluste gilt, da nach der Begründung zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 24.09.2012 für die geplante Änderung des § 118 Abs. 6 EnWG⁷¹ davon ausgegangen wird, dass von der Netzentgeltbefreiung schon bisher und auch weiterhin Speicherverluste umfasst sind [so auch 6.18, S. 21; 6.20, S. 10; 6.19, S. 155]. Teilweise wird vertreten, dass gleichzeitig auch die Pflicht zur Zahlung der Umlage für den KWK-Belastungsausgleich gem. §§ 4, 9 KWKG entfällt, da diese unselbständiger Bestandteil der den Letztverbrauchern in Rechnung gestellten Netzentgelte sei [6.19, S. 156].

⁷⁰ Vgl. BT-Drs. 17/6072, 97.

⁷¹ BT.-Drs. 17/10754, S. 33.



6.4.3.2.6 Probleme der Netzentgeltbefreiung

Die Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher wirft eine Reihe rechtlicher Fragen hinsichtlich ihrer Ausgestaltung auf, die im Rahmen dieser Studie nicht vertieft werden können. Insbesondere stellen sich Fragen nach der verursachungsgerechten und nichtdiskriminierenden Verteilung der Netzkosten sowie nach der Vereinbarkeit mit der unionsrechtlichen Beihilfenkontrolle gem. Art. 107 ff. AEUV, die derzeit bereits im Hinblick auf die Netzentgeltbefreiung für stromintensive Unternehmen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV diskutiert wird. Außerdem wird in der Literatur etwa auch die Bemessung des zur Durchführung von Investitionen zur Verfügung stehenden Zeitraums kritisch hinterfragt [6.21, S. 138].

6.4.3.3 Befreiung von der EEG-Umlage

6.4.3.3.1 Ausgangslage

Die ÜNB können zur Deckung bestimmter EEG-bedingter Kosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, nach § 37 Abs. 2 EEG anteilig einen Kostenbeitrag verlangen (sog. EEG-Umlage). Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen geben die EEG-Umlage regelmäßig an die von ihnen belieferten Letztverbraucher weiter. Gemäß § 37 Abs. 3 S. 1 EEG besteht der Anspruch der ÜNB auf Zahlung der EEG-Umlage zudem auch gegenüber Letztverbrauchern, die Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, insbesondere also im Falle von Eigenerzeugern. Da Betreiber von Stromspeichern, wie oben dargestellt (6.2.2.1), als Letztverbraucher eingestuft werden, unterliegen auch sie grundsätzlich der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage.

Eine allgemeine Ausnahme von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage besteht nach § 37 Abs. 3 S. 2 EEG allerdings im Falle von Letztverbrauchern, die eine Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreiben und den erzeugten Strom selbst verbrauchen. Weitere Voraussetzung ist, dass der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird. Unter diesen besonderen Voraussetzungen sind auch Stromspeicher von der EEG-Umlage befreit.

Auch bei grundsätzlicher Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage sieht § 37 Abs. 4 EEG allerdings einen besonderen Befreiungstatbestand für Betreiber von Stromspeichern vor. § 37 Abs. 4 EEG trifft die folgende Regelung:

„(4) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 oder 3, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Satz 1 gilt auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 27c Absatz 1 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird.“



Damit besteht eine Befreiung von der EEG-Umlage für Stromspeicher, die Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung in das Netz entnehmen, nach § 37 Abs. 4 S. 1 EEG. Satz 2 erstreckt diese Befreiung ausdrücklich auch auf Power-to-Gas-Anlagen.

6.4.3.3.2 Befreiung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 4 S. 1 EEG

Die Regelung knüpft die Befreiung von der EEG-Umlage daran, dass Strom ausschließlich zum Zweck der Wiedereinspeisung aus dem Netz entnommen wird. Erfasst sind damit nicht solche Speicher, die den Strom ohne eine Wiedereinspeisung in das Netz speichern [6.22, S. 363]. Problematisch ist die Behandlung von Speicherverlusten hinsichtlich der EEG-Umlage. Im EEG ist die Frage der Behandlung von Speicherverlusten vom Gesetzgeber in § 16 Abs. 2 S. 2 EEG für die Zahlung der EEG-Vergütung dahingehend geregelt worden, dass sich die Vergütung lediglich auf die aus dem Speicher wieder in das Netz abgegebene Strommenge bezieht und somit Speicherverluste nicht umfasst sind [6.23, § 16, Rn. 47; a. A. 6.21, S. 136]. Demgegenüber knüpft die Befreiung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 4 S. 1 EEG nicht an die wieder eingespeiste Strommenge an, sondern stellt allein auf den Zweck „Zwischenspeicherung“ und die Stromentnahme ausschließlich zur Wiedereinspeisung ab. Im Ergebnis liegt es nahe, anzunehmen, dass für den gesamten eingespeicherten Strom, d. h. auch die Speicherverluste, keine EEG-Umlage zu entrichten ist.⁷²

6.4.3.3.3 Befreiung von der EEG-Umlage für Power-to-Gas-Anlagen, § 37 Abs. 4 S. 2 EEG

§ 37 Abs. 4 S. 2 EEG stellt klar, dass die Befreiung von der EEG-Umlage auch für Power-to-Gas-Anlagen gilt, wenn das erzeugte Speichergas in das Erdgasnetz eingespeist, das Speichergas anschließend unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 27c Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG zur Stromerzeugung eingesetzt und der erzeugte Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Durch die Bezugnahme auf „Speichergas“ beschränkt sich die Befreiung von der EEG-Umlage auf solches Gas, das zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, vgl. § 3 Nr. 9a EEG.

6.4.3.3.4 Probleme der Befreiung von der EEG-Umlage

Auch in Bezug auf die Befreiung von der EEG-Umlage stellen sich Fragen insbesondere hinsichtlich der nichtdiskriminierenden Ausgestaltung der EEG-Umlage und der Vereinbarkeit mit der unionsrechtlichen Beihilfenkontrolle gem. Art. 107 ff. AEUV, die im Rahmen dieser Studie nicht im Einzelnen untersucht werden können.

⁷² So auch Begründung Regierungsentwurf, BT-Drs. 17/8877, S. 23.



6.4.3.4 Stromsteuerbefreiungen

6.4.3.4.1 Ausgangslage

Die Stromsteuer entsteht gem. § 5 Abs. 1 StromStG jeweils dann, wenn entweder ein Letztverbraucher Strom aus dem Stromnetz entnimmt oder ein Versorger eine Entnahme zum Zweck des Eigenverbrauchs tätigt. Nach der Rechtsprechung des BGH (oben 6.2.2.1) handelt es sich bei dem Stromspeicherbetreiber grundsätzlich um einen Letztverbraucher, so dass dieser grundsätzlich bei der Entnahme von Strom aus dem Netz zum Zwecke der Stromspeicherung, gleich ob später wieder in diesem Umfang Strom erzeugt wird oder aber Speicherverluste anfallen, Stromsteuer entrichten muss [6.17, S. 802].

Allerdings enthalten § 9 Abs. 1 und § 9a StromStG eine Reihe von Ausnahmeregelungen, die für Stromspeicher Bedeutung gewinnen können.

6.4.3.4.2 Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG

Zum einen sieht § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG einen für Betreiber von Stromspeichern wichtigen Befreiungstatbestand vor:

„(1) Von der Steuer ist befreit:

[...]

2. Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird; [...]“

Gem. § 12 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) gilt diese Ausnahme auch für PSW, beschränkt sich allerdings auch auf diese Speichertechnologie [eine Übertragung auf andere Technologien i. E. ablehnend 6.22, S. 361] :

„(1) Zur Stromerzeugung entnommen im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 2 des Gesetzes wird Strom,

1. der in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit insbesondere zur Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftversorgung, Brennstoffversorgung oder Rauchgasreinigung oder

2. der in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird.“

Im Falle von PSW fällt für den zur späteren Stromerzeugung entnommenen Strom daher keine Stromsteuer an. Zweck der Regelung ist die Vermeidung der aufgrund der Letztverbraucherstellung des Speicherbetreibers ansonsten erfolgenden Doppelbesteuerung von gespeichertem Strom.⁷³ Denn wenn der Strom nach der Speicherung wieder in das Netz eingespeist und schließlich von einem (anderen) Letztverbraucher entnommen und verbraucht wird, fiel erneut Stromsteuer an [6.17, S. 801].

⁷³ BT.-Drs. 14/40, 12.



6.4.3.4.3 Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG

Darüber hinaus enthält § 9 Abs. 1 StromStG weitere Ausnahmeregelungen, die auch für Stromspeicher relevant werden können. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG entfällt die Stromsteuerpflicht für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gilt eine Befreiung auch für Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und entweder vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleitet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.

6.4.3.4.4 Stromsteuerbefreiung für Power-to-Gas-Anlagen

Für das Speicherverfahren mittels Wasserstoffelektrolyse besteht außerdem eine Steuerbefreiung gem. § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG für nachweislich verteuerten Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für das Verfahren der Elektrolyse entnommen hat. Allerdings beruhte diese Privilegierung darauf, dass entsprechend Art. 2 Abs. 4b der Energiesteuerrichtlinie Unternehmen des produzierenden Gewerbes gefördert werden sollten, da zu diesem Zeitpunkt die Möglichkeiten der Stromspeicherung durch den Einsatz von Elektrolysetechnik noch nicht bekannt war [6.17, S. 802]. Dennoch gewinnt diese Regelung im Ergebnis auch Bedeutung für Power-to-Gas-Anlagen [6.17, S. 802].

6.4.3.4.5 Probleme der Stromsteuerbefreiung

In Bezug auf die Stromsteuerbefreiung stellen sich wiederum Fragen insbesondere hinsichtlich ihrer nichtdiskriminierenden Ausgestaltung und der Vereinbarkeit mit der unionsrechtlichen Beihilfenkontrolle gem. Art. 107 ff. AEUV. Angesichts der Beschränkung des § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG, § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV auf Pumpspeicher wird insbesondere die Frage einer unzulässigen Benachteiligung anderer Speichertechnologien angesprochen [6.17, S. 802; 6.24, S. 62]. Auch diese Fragen können im Rahmen dieser Studie nicht im Einzelnen untersucht werden.

6.4.3.5 Weitere Förderinstrumente

Es gibt außerdem noch andere rechtliche Instrumente und Regelungen, die im weiteren Sinne ebenfalls der Förderung von Stromspeichern, teilweise nur mittelbar, dienen können. Zu denken ist etwa an § 18 StromNEV, der für Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen einen Anspruch auf vermiedene Netzentgelte vorsieht. Stromspeicher könnten insoweit möglicherweise Erzeugungsanlagen gleichgestellt werden, weil und wenn sie in vergleichbarer Weise zur Entlastung vorgelagerter Netzebenen beitragen. Das



sog. Eigenstromprivileg nach in § 33 Abs. 2 EEG 2009⁷⁴ (heute geregelt in § 37 Abs. 3 EEG 2012) sollte ebenfalls einen Anreiz schaffen, selbst erzeugten Strom, z. B. aus Photovoltaik-Dachanlagen an Privat- oder gewerblichen Bauten, nicht nur bei aktueller Verfügbarkeit zu nutzen, sondern auch zum Zwecke des späteren Selbstverbrauches bei Bedarf zu speichern [6.17, S. 794]. Hierin kann gleichfalls ein zumindest mittelbar wirkendes Förderinstrument für die Stromspeicherung gesehen werden. Weiterhin zu nennen ist die Regelung des § 16 Abs. 2 EEG, wonach auch für den in das vorgelagerte Netz eingespeisten Strom aus Speichern, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien gespeichert haben, ein Anspruch auf EEG-Vergütung entsteht.

Weitere Förderinstrumente betreffen etwa die Forschungsförderung im Rahmen der ressortübergreifenden Förderinitiative „Energiespeicher“ oder das geplante Marktanzreizprogramm für Speicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen.

6.4.4 Portfolioansatz weiterer Handlungsoptionen

6.4.4.1 Einführung

Im folgenden Abschnitt werden die vorgeschlagenen Instrumente kurz in ihrer Wirkungsweise dargestellt und der ökonomischen Analyse unterzogen. Für die Bewertung der jeweiligen Ausgestaltungsmöglichkeiten wird auf die in [6.9] vorgeschlagene Klassifikation von Förderinstrumenten abgestellt.

Neben den aufgezeigten Optionen spielt die FuE-Förderung eine gesonderte Rolle. Mit der Fokussierung auf eine generelle Verbesserung der technologischen Eigenschaften sowie der Reduzierung des notwendigen Ressourcenverzehr können neue systemstabilisierende Technologien entwickelt und zur Marktreife gebracht werden. Die Wirkungen stellen sich jedoch tendenziell eher langfristig ein und ein Zielerfolg ist nicht gewährleistet. Für das Ziel, zeitnah Investitionen in Speicherprojekte anzuregen, ist Forschungsförderung alleine wenig geeignet, stellt jedoch eine wichtige Grundlage für die langfristige Verfügbarkeit der notwendigen Technologien dar.

Mit der staatlichen Finanzierung von Innovationen können Forschungsvorhaben realisiert werden, die aufgrund positiver externer Effekte nicht über private Finanzierung zu Stande kämen. Eine theoretische Gefahr besteht darin, dass die staatlich geförderte Forschungstätigkeit eine verdrängende Wirkung auf private Ausgaben für ähnliche Zwecke ausübt. Dadurch würden die Innovationsanreize neutralisiert. Unter den gegebenen Marktrisiken ist jedoch eher davon auszugehen, dass die privatwirtschaftliche Forschung unterfinanziert ist.

Durch das generelle Unwissen bezüglich der zukünftigen Vorteilhaftigkeit bestimmter Technologien gegenüber anderen ist es notwendig, dass die Technologieförderung breit

⁷⁴ Eingeführt durch Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare Energien Gesetzes vom 11.08.2010, BGBl. I, 1170.



gestreut wird. Jedoch besteht die Gefahr der Fehlallokation und von lock-in-Effekten, also einer verfrühten Festlegung auf einen bestimmten Entwicklungspfad, wenn dadurch andere Forschungsziele verdrängt werden. Um eine vorzeitige Festlegung auf bestimmte Technologien zu vermeiden, müssen alle Optionen, die in der Bereitstellung der notwendigen systemstabilisierenden Leistungen vergleichbar sind, gleich behandelt werden.

6.4.4.2 Beibehaltung des Status quo

Eine erste Möglichkeit zum Ausbau von Speicher und anderen systemstabilisierenden Technologien ist die Beibehaltung des Status quo. So kommt etwa die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass der Einsatz von Förderinstrumenten allein durch nützliche technische Eigenschaften von Speichern nicht zu rechtfertigen sei [6.25]. Unter der Prämisse funktionierender Märkte würden sich die notwendigen Anreize zum Speicherbau marktendogen ergeben, wodurch ein staatlicher Eingriff unangemessen wäre [6.26, S. 109ff].

Die vorangegangene Analyse zeigt jedoch auf, dass die Zielerreichung eines hinreichenden Speicherzubaues zum Erhalt der Systemsicherheit aufgrund der in Abschnitt 6.2 genannten Marktunvollkommenheiten nicht gewährleistet ist.

6.4.4.3 Abkehr von der Vergütung nach § 12 EEG

Die Vergütung nach § 12 EEG ist ein exogener Eingriff in die marktliche Preisbildung. Durch diese sichere Vergütung wird die verhaltenslenkende Wirkung der Preise ausgehebelt. In Kap. 5.2.4.1 wurde dargestellt, dass dieses Instrument zwar den Ausbau von Erneuerbaren Energien fördert, jedoch den erforderlichen simultanen Speicherzubau hemmt. Zudem ist die Effizienz dieses Instruments durch den hohen Verwaltungsaufwand gering. Aufgrund des geringen Anteils an der Gesamtvergütung hat dieses Instrument bislang geringe Relevanz.

Zielkonformität

Der Speicherzubau wird durch die Entkopplung der Gewinne der EE-Anlagenbetreiber von den Kosten der Übereinspeisung gestört. Mit steigendem Ausbau der EE-Kapazitäten und einer Zunahme der notwendigen Eingriffe stellt diese Kopplung jedoch eine wesentliche Bedingung für den Ausdruck von Zahlungsbereitschaften für Speicherdienstleistungen dar. Die im Markt geäußerte Zahlungsbereitschaft für Speicher würde durch diese Kopplung in dem Maße steigen, wie der Speichereinsatz für die Realisierung von Gewinnen notwendig ist. Es ist also ein positiver Effekt für den Speicherzubau zu erwarten. In welchem Umfang die erzeugungs- und vertriebsseitigen Leistungen (Arbitrage) oder die Bereitstellung von systemstabilisierenden Dienstleistungen von dieser Nachfrage profitieren, ist nicht eindeutig zu bestimmen. Es ist folglich nicht absehbar, in welchem Umfang diese Maßnahme der Systemsicherheit dient.



Systemkonformität

Für die Förderung von Erneuerbaren Energieträgern haben die Vergütungen nach § 12 EEG bislang nur geringen Einfluss. Mittelfristig ist nicht absehbar, ob sich die gewährten Fördermittel bei zunehmendem Ausbau und Abregelung der Anlagen als investitionsentscheidend erweisen werden.

Mit der Abschaffung der § 12 EEG-Vergütung werden externe Effekte, die Anlagenbetreiber bei einer Überschussproduktion auf die Netze ausüben, internalisiert. Von daher ist diese Maßnahme als ökonomisch systemkonform zu klassifizieren.

Ökonomische Legitimation

Weil das Vergütungssystem einen Anreiz zum Speicherbau und zu netzentlastendem Verhalten reduziert, würde die Abschaffung einer Annäherung an marktorientierte Allokationsmechanismen entsprechen. Das Investitionskalkül der Anlagenbetreiber würde Netzengpässe berücksichtigen, weil durch das Abregeln verlorene Energie sich unmittelbar in den Gewinnen widerspiegelt. Kosten und Nutzen einer speichertechnischen Verstärkung der Erzeugung würden zusätzlichen Gewinnen gegenübergestellt. Investitionen würden im Rahmen der vorhandenen Knappheitssignale optimiert werden. In diesem Fall ist von einer statischen Effizienz der Allokation auszugehen.

Weil Innovationen im Speicherbereich keinen Einfluss auf die Höhe der sicheren Vergütung abgeregelten EE-Stroms haben, sind die Innovationsanreize durch § 12 EEG gestört. Durch die Abschaffung der Vergütung können Innovationen direkte Gewinnwirkungen entfalten, wodurch sich eine Verbesserung der Innovationsanreize ergibt.

Durch die Abschaffung der § 12 EEG-Vergütung entsteht ein geringer negativer Einkommenseffekt für die Anlagenbetreiber, der die Förderwirkung des EEG marginal senken kann. Theoretisch kann der Einkommenseffekt kompensiert werden, indem die Vergütungssumme aufkommensneutral auf die EEG-Vergütungssätze aufgeschlagen wird. Folglich ist davon auszugehen, dass die Anreizwirkung des EEG unbeeinflusst bleibt. Eine mögliche zeitgleiche Senkung der EEG-Vergütungssätze zur Steuerung des Zubaus ist unabhängig von der Speicherförderung zu diskutieren.

Mit der Abschaffung des § 12 EEG würden die zur Überwachung und Durchführung notwendigen Einrichtungen auf Seiten der Netzbetreiber, der Anlagenbetreiber und der Rechtsprechung entlastet werden. Wie bereits dargestellt, reduzieren die Transaktionskosten dieses Instruments die in Anspruch genommene Förderung ohnehin.

Institutionelle Beherrschbarkeit

Prinzipiell könnten auf Seiten der EEG-Anlagenbetreiber grundsätzliche Akzeptanzprobleme entstehen, da die bisherige nahezu 100 %ige Vergütungsgarantie der erzeugten elektrischen Energie aufgehoben würde. Sofern jedoch mit der Aufhebung dieser ohnehin nicht besonders bedeutsamen Sonderregelung keine wesentlichen Einkommenseinbußen verbunden sind, kann hier von nur geringen Konfliktpotentialen ausgegangen werden.



Fazit

Durch die Abschaffung oder Umlegung der Vergütung nach § 12 EEG kann ein Hemmnis für Speicherinvestitionen abgebaut werden. Die Wechselwirkungen mit dem Ausbauziel der Erneuerbaren Energien sind überschaubar und vermeidbar. Offen ist, in welchem Ausmaß die neuen Investitionsanreize den netzorientierten oder den marktorientierten Speicherbetrieb fördern.

6.4.4.4 Vollständige Netzentgeltbefreiung

Neben der bereits bestehenden Netzentgeltbefreiung für neue oder modernisierte Speicher wird an dieser Stelle eine bedingungslose und unbefristete Netzentgeltbefreiung aus ökonomischer Sicht diskutiert. Netzentgeltbefreiungen sind prinzipiell mit Einspeisemodellen vergleichbar: Die Vergütung (hier: Befreiung) entspricht dabei der Netzentgelthöhe und die Finanzierung erfolgt über eine Umlage auf die verbleibenden Netznutzer. Andere bereits diskutierte Finanzierungswege sind dabei jedoch denkbar.

Kernfrage der gegenwärtigen Diskussion für die Rechtfertigung der Maßnahme ist, ob Speicher als Endverbraucher oder als Erzeuger zu klassifizieren sind. Speicher sind nicht eindeutig einer der beiden Gruppen zuzuordnen.

- Die Bundesnetzagentur [6.25] unterstellt auch künftig insbesondere den marktorientierten Betrieb von Speichern im Sinne der Ausnutzung von Preisdifferenzen im Handel mit Energiemengen, da der Speicherbetrieb allein nach Netzgesichtspunkten unrentabel sei. Dieser Netzbetrieb sei nicht grundsätzlich netzdienlich, eine allgemeine Netzentgeltbefreiung wäre demnach nicht sinnvoll.
- Dem gegenüber argumentieren Speicherbetreiber [6.27], dass der Nutzen der beigesteuerten Netznutzungsentgelte geringer sei als die volkswirtschaftlichen Kosten der durch Netzentgelte geänderten Betriebsweise von Speichern. Demnach sei es volkswirtschaftlich vorteilhaft, Speicher nicht mit Netzentgelten zu belegen. Zudem seien die Netznutzungsentgelte im Vergleich zu Nachbarstaaten höher, wodurch die ausländischen Speicher im Markt bevorzugt würden.

Ein möglicher Konsens könnte in der vollständigen Netzentgeltbefreiung von systemstabilisierenden Leistungen liegen. Dadurch würden neben Speichern auch alle anderen Optionen zur Systemstabilisierung entlastet. Potenziell netzbelastendes Verhalten bzw. neutrales Verhalten von Speichern hingegen würde weiterhin mit Netznutzungsentgelten belegt werden.



Zielkonformität

Eine Befreiung von den Netzentgelten würde die Bereitstellungskosten aller systemstabilisierenden Technologien reduzieren. Dadurch würden z. B. Speicher in einer merit order weiter vorne angesiedelt, wodurch sich die Häufigkeit und Dauer der Einsätze erhöhen würde. Die Wahrscheinlichkeit höherer Gewinne steigt, wodurch sowohl der Betrieb von bestehenden, als auch Zubau von neuen Speichern tendenziell attraktiver wird. Ob die Netzentgeltbefreiung hinreichend kostendämpfende Wirkung hat um zusätzlichen Neubau anzuregen, ist jedoch ungewiss.

Jedoch ist bei einer allgemeinen Netzentgeltbefreiung nicht sicher, ob die Systemstabilität gefördert wird. Durch den Wegfall von Netzentgelten auf den Strombezug steigt der am Strommarkt ausnutzbare Preisspread, wodurch die Bereitstellung von systemstabilisierenden Leistungen zu Gunsten des Arbitragehandels reduziert werden könnte.

Eine Netzentgeltbefreiung aller systemstabilisierenden Optionen setzt positive Anreize für systemstabilisierende Dienstleistungen. Für das Ziel eines allgemeinen Speicherezubaus hat diese Variante eine geringere Anreizwirkung als die Befreiung aller Speichertechnologien.

Systemkonformität

Je nach Refinanzierung der entfallenen Netznutzungsentgelte ergeben sich einige Verteilungseffekte. Bei einer Umlage auf die noch verbleibenden netzentgeltspflichtigen Marktteilnehmer entsteht auf deren Seite eine deutliche Mehrbelastung. Der Argumentation von [6.27] folgend, seien diese jedoch als gering einzustufen. Diese Erhöhung lässt sich im Falle der dienstleistungsorientierten Entgeltbefreiung prinzipiell ordnungspolitisch rechtfertigen, da den Mehrkosten ein unmittelbarer Nutzen in Form einer erhöhten Systemsicherheit gegenübersteht.

Um die Bereitstellung der systemstabilisierenden Dienstleistungen diskriminierungsfrei und technologieoffen zu gestalten, ist es notwendig, dass andere Optionen wie DSM ebenfalls von den Netzentgelten befreit werden. Andernfalls wird die Bereitstellung durch Speicher bevorteilt, wodurch die Effizienz der marktlichen Systemstabilisierung gestört wird.

Ökonomische Legitimation

Zur statischen und dynamischen Effizienz können keine Aussagen getroffen werden.

Es ist zu erwarten, dass sich die Transaktionskosten dieser Maßnahme in Grenzen halten, da keine zusätzlichen Mechanismen notwendig sind.

Institutionelle Beherrschbarkeit

Auch wenn die Umlage der bislang von Speichern zu erbringenden Netzentgelte die übrigen Netznutzer nicht in erheblichem Maße zusätzlich belasten mögen, so ist dennoch von einem erheblichen Akzeptanzproblem auszugehen. Zudem ist davon auszugehen, dass diese Umlage mit zunehmender Speicherdurchdringung zunimmt.



Fazit und kritische Würdigung

Der Entscheidung über Netzentgeltbefreiung geht die Entscheidung voraus, ob Speicher als Verbraucher behandelt werden sollen, oder ob sie als Erzeuger oder gar Teil der Netzinfrastruktur behandelt werden.

Kurzfristig eignet sich die Netzentgeltbefreiung für den Erhalt bestehender netzdienlicher PSW, die laut Angaben der Betreiber derzeit ihre Wirtschaftlichkeit verlieren. Ob dadurch ein Zubau neuer Speicher angeregt werden kann ist ungewiss. Die leistungsorientierte Netzentgeltbefreiung ist einer technologieorientierten vorzuziehen, um eine technologieoffene Bereitstellung der Systemsicherheit zu gewährleisten.

Spezifische Netzentgeltbefreiungen vernachlässigen jedoch grundsätzlich den ursprünglichen Zweck dieser Entgelte: Netzentgelte sollen Preissignale für die Knappheit von Transportkapazitäten abbilden. Im Optimalfall beziehen dann alle Netznutzer diese Signale in ihr ökonomisches Kalkül ein. Dabei ist es vollkommen unerheblich, ob das Netz zur Einspeisung oder zur Ausspeisung von Energie verwendet wird. Die im deutschen Recht verankerten und v.a. historisch bedingten Ausnahmetatbestände, wie bspw. die vollständige Befreiung der Erzeugungsseite von Netzentgelten, sind aus ökonomischer Sicht daher nicht zu rechtfertigen. Dies gilt auch aus technischer Sicht, weil sich die unidirektionalen Lastflussrichtungen vom zentralen Erzeuger zum Verbraucher heutzutage und in Zukunft durch die massive dezentrale Einspeisung auch umkehren können.

Anstelle von zunehmenden Ausnahmeregelungen, die letztlich die finanziellen Belastungen der Tarifkunden in diskriminierender Weise noch weiter erhöhen würden (mit einhergehender fehlender Akzeptanz z. B. auch aufgrund von Wettbewerbsverzerrungen), stellt die Finanzierung der Netzgebühren durch alle Nutzer, wie es bspw. im Bereich der deutschen Gastransportnetze bereits der Fall ist, an dieser Stelle einen zielführenden Ansatz dar. Dieser ermöglicht eine Gleichbehandlung aller energiesystemtechnisch sinnvollen Optionen und ist damit technologieoffen. Die Höhe der Netzentgelte orientiert sich in technisch sinnvoller Weise an der am Anschlusspunkt in Anspruch genommenen Leistung, für welche die Netze ausgelegt sind, und nicht mehr wie heute an der Energiemenge. Auch mit zeitlich und räumlich flexiblen Netzentgelten wird die räumliche und zeitliche Allokation von Erzeugungsanlagen, Speichern und weiteren systemstabilisierenden Optionen sowie von Verbrauchern ggf. verbessert und Anreize zu einem erforderlichen und effizienten Netzausbau marktgerecht gefördert.

6.4.4.5 Prämien für systemstabilisierende Leistungen („SsL-Prämie“)

Die meisten heute bereits verfügbaren Speichertechnologien lassen sich noch nicht wirtschaftlich an den Energiemärkten einsetzen. Auch gehen von den Märkten keine langfristig stabilen ausreichenden Erlössignale aus, so dass kaum Anreize für neue Investitionen in Energiespeicher bestehen.



Energiespeicher gewinnen bei einem weiterhin ansteigenden Anteil fluktuierender (dezentraler) Einspeisungen insbesondere durch ihre technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen immer weiter an Bedeutung. Gleichzeitig wurde bereits erwähnt, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht für alle Systemdienstleistungen (z. B. Momentanreserve, Kurzschlussleistung etc.) Märkte bestehen, da diese auf Grund physikalisch-technischer Grundlagen vom bisherigen konventionellen Kraftwerkspark ohnehin bereitgestellt wurden. Obgleich diese Dienstleistungen für die Gesamtstabilität des Netzes einen Wert haben, konnte dieser bislang noch nicht am Markt Erlöst werden.

Ein möglicher Ansatz zur Lösung dieses Problems stellt die Zahlung von zusätzlichen Prämien für Systemdienstleistungen („SsL-Prämie“) sowohl an die Speicherbetreiber als auch an dazu konkurrierende Alternativen dar. In diesem Modell zahlt der Netzbetreiber dem Anbieter eine individuell auszuhandelnde Prämie, damit dieser die bislang nicht marktfähigen Systemdienstleistungen bereitstellt. In diesem Design würde neben den bereits dargestellten Erlösmöglichkeiten auf den dargestellten Märkten (s. Abschnitt 5) ein weiterer Markt für Systemdienstleistungen entstehen. Dieser könnte zumindest prinzipiell dazu beitragen, einen Speicherbetrieb bzw. den Betrieb alternativer Technologien wirtschaftlich zu gestalten und lässt sich sowohl als kurzfristige Maßnahme als auch als Teil einer generellen Strommarktreform umsetzen.

Eine Variante wäre die Prämie für Dynamik. Sie könnte den Zubau flexibler Erzeugungs- und Speichieranlagen im System erwarteten Rampen abfangen. Dieses Instrument würde die flexiblen Speicher und Gaskraftwerke bevorteilen. Beide Technologien werden im künftigen Energiemix als nützlich betrachtet, stehen derzeit jedoch aufgrund der Kosten oder sinkender Volllaststunden unter Druck. Mehrere Neubauprojekte wurden abgebrochen. Jedoch gibt es für die dynamischen Lastgänge den Regelenergiemarkt und viertelstunden-Sporthandel. Dieser Markt ist jedoch noch jung und es ist schwer abzuschätzen, welche womöglich positive Wirkung es in naher Zukunft haben wird. Hiervon hängt die Legitimation einer solchen Prämie maßgeblich ab.

Auch die Versorgungssicherheitsverträge [6.5] können zu den Prämiensystemen gezählt werden. Hierbei werden zwischen den Marktakteuren Verträge geschlossen, welche zum Vorhalten nachweislich gesicherter Kapazitäten verpflichten. Die Finanzierung erfolgt durch die Marktteilnehmer auf freiwilliger Basis.

Die Refinanzierung dieser Prämien kann prinzipiell aus Mitteln der öffentlichen Haushalte erfolgen oder durch eine Umlage auf nachgelagerte Ebenen. In letztem Fall könnten diese Mehrkosten des Netzbetreibers für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb z. B. über die entsprechend höheren Netznutzungsentgelte an die Netzkunden überwältzt werden.

Zielkonformität

Ob mit einem solchen Modell der Ausbau von Speicherkapazität vorangebracht werden kann, ist insbesondere vom Verhältnis des ausgehandelten Preises für Systemdienstleistungen zu den marktlichen Erlösen für Energiespeicher abhängig. Lediglich für den Fall, dass von der Vermarktung von Systemdienstleistungen an Netzbetreiber langfristig



sichere positive Deckungsbeiträge verbunden sind, können hiervon positive Anreize für einen Speicherausbau ausgehen. Der Geschwindigkeit der Zielerreichung ist somit von der relativen Höhe der Preise, und damit letztlich vom Verhandlungsergebnis, abhängig. Die Maßnahme lässt sich grundsätzlich recht kurzfristig mit einer entsprechenden Änderung der einschlägigen Netzentgeltverordnungen implementieren, so dass ein zeitaufwändiges Gesetzgebungsverfahren prinzipiell nicht erforderlich wird.

Sofern für die Umlage der Mehrkosten keine zusätzlichen Institutionen, etwa zum Ausgleich der Mehrbelastungen unter den Netznutzern, geschaffen werden müssen, ist dieses Modell in Bezug auf die Zielerreichungsgeschwindigkeit einem haushaltsfinanzierten Ansatz vergleichbar.

Systemkonformität

In dem hier skizzierten Modell schafft der Gesetzgeber durch entsprechende Verordnung einen neuen Markt für Systemdienstleistungen, auf welchem Netz- und Speicherbetreiber in freien Verhandlungen ihre Preise festlegen. Somit ist zunächst von einer hohen Systemkonformität auszugehen.

Problematisch erscheint allerdings, dass in diesem Fall die resultierenden Kosten nicht beim Netzbetreiber verbleiben, sondern über die Netznutzungsentgelte an Endkunden überwältigt werden. Netz- und Speicherbetreiber können somit einen negativen externen Effekt auf die Endkunden ausüben, so dass dieses Modell grundsätzlich weiterer regulatorischer Elemente bedarf. Eine verteilungspolitisch motivierte Festlegung eines Höchstpreises für Systemdienstleistungen stellt demgegenüber einen Eingriff in die marktliche Preisgestaltung dar. Zudem könnte dieser Höchstpreis rasch zum üblichen Marktpreis entwickeln und sich damit dieses System einem Festpreissystem annähern. Kritisch zu sehen ist hier insbesondere auch die Festlegung des „richtigen“ Höchstpreises. Zudem besteht erhebliches Diskriminierungspotential in Hinblick auf alternative Technologien. Diese dürften nicht von der Teilnahme am Prämiensystem ausgeschlossen werden.

Von dieser Variante einer umlagefinanzierten Förderung können zudem wettbewerbsverzerrende Wirkungen bei den zur Zahlung der Netznutzungsgebühren verpflichteten Endkunden mit entsprechenden Akzeptanzproblemen ausgehen.

Ökonomische Legitimation

In dieser Stelle ist zu untersuchen, ob durch dieses Modell ein kostenminimaler Ausbau von Energiespeichern prinzipiell möglich wird.

Sofern davon ausgegangen werden kann, dass die existierenden Energiemärkte die „richtigen“ Preissignale senden, kann davon ausgegangen werden, dass auch die kostengünstigsten Speicher am Markt platziert werden. Die Prämie für die übrigen Systemdienstleistungen beliefe sich im Optimum auf die dann noch nicht gedeckten Mehrkosten, so dass prinzipiell von einem effizienten Zubau ausgegangen werden kann.

Es erscheint jedoch fragwürdig, ob sich die Verhandlungspartner stets auf eine gesellschaftliche optimale Prämienhöhe einigen werden. Sofern die Netzbetreiber die Mehrkosten vollständig auf die Endkunden überwälzen können, haben sie keinerlei Anreize, die



jeweils kostengünstigsten Optionen zu wählen. Ihr Interesse könnte vielmehr daran liegen, technisch hochzuverlässige Energiespeicher ohne Rücksicht auf die entstehenden Kosten einzusetzen.

Zur Bewertung der Anreize zu technischem Fortschritt (dynamischen Effizienz) ist neben der Höhe der ausgehandelten SsL-Prämie auch die Dauer der geschlossenen Verträge entscheidend. So gehen von langfristig fixierten Prämien prinzipiell höhere Innovationsanreize mit entsprechenden Kostensenkungspotentialen aus. Ob sich jedoch Netz- und Speicherbetreiber stets auf derartige Vertragslaufzeiten einigen werden, kann indes bezweifelt werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Verträge i.d.R. nach Speicheranlagen differenziert gestaltet werden dürften. So müssten großtechnische Anlagen ihre hohen Investitionskosten zunächst komplett refinanzieren (dies kann Jahrzehnte dauern), um dann bei einer weiterhin konstanten Prämie überhaupt Anreize zu kostensenkenden Innovationen zu haben. Vor diesem Hintergrund sind die Anreize zu kostensenkenden Innovationen als äußerst gering einzustufen.

Sofern mit einer Finanzierung der Speicherkosten über die Netznutzungsentgelte keine neuen Institutionen mit zusätzlichen laufenden Kosten (z. B. Ausgleichsmechanismen) aufgebaut werden müssen, gehen von dieser Variante keine höheren Transaktionskosten als von einer Finanzierung aus dem öffentlichen Haushalt aus.

Institutionelle Beherrschbarkeit

Auf dieser Analysestufe sind die Auswirkungen des Förderregimes auf die betroffenen Akteure darzustellen. Dieses sind im vorliegenden Fall die Speicherbetreiber, Netzbetreiber sowie die zahlungspflichtigen Netzkunden. Auf Seiten der Speicher- und Netzbetreiber ist prinzipiell von geringen Widerständen gegen die Einführung eines solchen Modells auszugehen. So können beide Seiten den technologischen Herausforderungen der Energiewende hinsichtlich der Netzstabilität begegnen, indem sie jeweils die „besten“ Technologien einsetzen können, ungeachtet der resultierenden Kosten. Speicherbetreiber sehen sich neuen Erlösmöglichkeiten gegenüber, Netzbetreiber können entstehende Mehrkosten in einem bereits etablierten und gelerntem System auf die Netzkunden überwälzen.

Äußerst kritisch wird dieses Modell von den Netzkunden gesehen. Insbesondere im starken Wettbewerb stehende Unternehmen werden politischen Druck aufbauen, um von diesem Wälzmechanismus befreit zu werden. Darüber hinaus wird mit dem Ausbau der dezentralen Energieerzeugung auch die Bedeutung von sog. Areal- und Objektnetzen zunehmen. Betreiber derartiger Netze können von den Netznutzungsentgelten komplett befreit werden. Letztlich besteht somit die Gefahr, dass immer höhere Entgelte von immer weniger Kunden getragen werden müssten. Insbesondere Tarifikunden, welche über keine Möglichkeiten zur Befreiung von Netzentgelten, werden in einem derartigen Umlagesystem somit spürbar diskriminiert. Vor diesem Hintergrund kann hier, aber auch grundsätzlich für alle Arten von Förderinstrumenten festgehalten werden, dass eine Finanzierung der Förderkosten aus Mitteln der öffentlichen Hand generell auf die geringsten Widerstände stoßen wird, da hier keine selektiven Belastungen für einzelne Akteursgruppen resultieren werden [6.28].



Fazit

Die Einführung von SsL-Prämien erscheint auf dem ersten Blick ein funktionsfähiges, relativ einfach und kostengünstig zu implementierendes und systemadäquates Instrument zu sein. So wird die Erlössituation von Energiespeichern über diese Prämie verbessert, indem auch bislang kostenlose Systemdienstleistungen einen monetären Wert erhalten. Besonders kritisch sind jedoch die Ungewissheit über die tatsächliche Zielerreichung, die tatsächlichen Effizienzigenschaften sowie insbesondere die diskriminierenden Wirkungen auf die Netznutzer zu sehen, wenn keine Finanzierung aus Haushaltsmitteln erfolgt.

6.4.4.6 Investitionskostenzuschüsse

Eine weitere Fördermöglichkeit besteht darin, den Zubau von Energiespeichern durch einmalige Investitionskostenzuschüsse zu unterstützen. Neben direkten Transferzahlungen können hierunter auch Zinsvergünstigungen auf Kredite oder Steuerbefreiungen verstanden werden. Allen Formen ist gemeinsam, dass sie einmalig gewährt werden, um die privat zu finanzierenden Investitionskosten eines Speicherprojekts zu reduzieren. Auf diese Weise soll das verbleibende Investitionsrisiko reduziert und Speicherprojekte näher an die Wirtschaftlichkeit geführt werden. Ein derzeit diskutiertes Beispiel ist das von [6.29] vorgeschlagene Marktanreizprogramm für dezentrale PV-Speicher, welches die Speichernutzung für einen besonderen Zweck und unter der Bedingung einer technisch gesicherten Netzdienlichkeit mit Investitionskostenhilfen unterstützt. Grundsätzlich sollten Investitionszuschüsse jedoch nicht an bestimmte Technologien gebunden sein, sondern diskriminierungsfrei und technologieoffen nach der Fähigkeit zur Erfüllung einer geforderten Funktion oder Eigenschaft unterscheiden. Andernfalls können unerwünschte „lock-in“-Effekte induziert werden. Zudem ist die Förderung nach Dauer und Umfang zu begrenzen. Bei langfristigem Bedarf sollte stattdessen der Einsatz von marktorientierten Mechanismen geprüft werden.

Für den analytischen Vergleich werden dieser Fördermöglichkeit Zuschüsse zum laufenden Betrieb (ähnlich der vorgenannten SsL-Prämie) als Maßstab (Benchmark) gegenübergestellt.

Zielkonformität

Zuschussmodelle sind prinzipiell mit einer relativ geringen Implementationsdauer verbunden. Es handelt sich um einen etablierten Fördermechanismus, welcher bereits in den vielfältigsten Bereichen der Wirtschafts-/Strukturförderung eingesetzt wurde. Die Beiträge zur Zielerreichung hängen unmittelbar von der Höhe des ggf. technologie-differenzierten Zuschusses, und damit vom ausgehenden Investitionsanreiz ab. Im Hinblick auf Wirkungsverzögerungen könnten sich laufende Zuschüsse zu den Betriebskosten u.U. als wirkungsvoller erweisen, da sie permanent Anreize für eine hohe Verfügbarkeit der Speicher setzen, allerdings kann eine eindeutige Vorteilhaftigkeit dieser Variante nicht abgeleitet werden.



Einmalige Zuschüsse können die Investitionsbereitschaft fördern. Sie stehen nach erfolgter Bewilligung den Investoren für den Bau der Speicher sicher zur Verfügung. Demgegenüber können Speicherbetreiber zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht sicher damit rechnen, dass die in Aussicht stehenden laufenden Zuschüsse nach Inbetriebnahme der Anlage (bei großtechnischen Anlagen also in ca. 10 Jahren) auch tatsächlich noch in dieser Höhe zur Verfügung stehen: So könnte das zur Verfügung stehende Fördervolumen dann erschöpft sein oder die Fördermittel auf Grund gesamtwirtschaftlicher Schwankungen (noch) nicht in der erforderlichen Höhe zur Verfügung stehen.

Systemkonformität

Bezüglich deren Konformität mit einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung kann keine Unterscheidung der betrachteten beiden Varianten vorgenommen werden.

Ökonomische Legitimation

Einmalige Investitionskostenzuschüsse setzen gegenüber laufenden Zuschüssen stets spürbare Anreize zum Einsatz besonders kapitalintensiver Technologien. Die Investoren werden bestrebt sein, bereits mit der getätigten Investition die Gewinnschwelle zu erreichen, da eine Vergütung nur noch zu (niedrigen) Preisen auf den Spot- und Regelenergiemärkten möglich sein wird. Durch einmalige Zuschüsse können sich somit die Förderkosten gegenüber einer Variante mit laufenden Betriebskostenzuschüssen deutlich erhöhen. Von letzteren gehen demgegenüber verstärkte Anreize für den Einsatz weniger kapitalintensiver Technologien aus.

Diese Einschätzung kehrt sich in der dynamischen Analyse jedoch prinzipiell um. Werden den zukünftigen Betreibern fixe Zuschüsse vor Projektrealisation gewährt, so gehen hiervon Anreize zu Kostensenkungen aus, da Innovationsgewinne realisiert werden könnten. Ein solcher Anreiz wird bei laufenden Zuschüssen hingegen nicht entstehen.

Im Vergleich der einmaligen und laufenden Transaktionskosten weisen einmalige Investitionskostenzuschüsse leichte Vorteile gegenüber laufenden Zahlungen auf.

Politische Beherrschbarkeit

Unter Beachtung des Zeitinkonsistenzproblems der Wirtschaftspolitik werden Speicherbetreiber stets einmalige Zuschüsse einer laufenden Subventionierung der ausgespeicherten elektrischen Energie mittels Betriebskostenzuschüssen vorziehen. Letztlich ist nur diese Variante gegenüber langfristigen politischen Risiken abgesichert. Bei einer entsprechenden rechtlichen Konstruktion sind zukünftig Reduktionen der Zuschüsse prinzipiell möglich und könnten u.U. zu finanziellen Problemen der Speicherbetreiber führen, insbesondere wenn auf Grund der eingesetzten Technologien nur geringe Optionen für Kostenreduktionen bestehen.



Fazit

Einmalige Investitionskostenzuschüsse stellen ein etabliertes und praktikables Förderinstrument dar. Sie liefern einen Beitrag zur Risikoteilung zwischen privater und öffentlicher Hand und können damit bereits frühzeitig Anreize zu gesellschaftlich erwünschten Investitionen setzen, auch wenn diese zum jeweiligen Zeitpunkt noch nicht wirtschaftlich sind. Einzig kritisch bleibt zu sehen, ob das gesetzte Ausbauziel für Speicherkapazität insgesamt kosteneffizient erreicht werden kann.

6.4.4.7 Einspeisemodelle

Eine zumindest prinzipiell denkbare Möglichkeit für einen verstärkten Ausbau systemstabilisierender Technologien stellt die Übertragung der Förderlogik des EEG auf diesen Bereich dar. So könnten z. B. mit regenerativem Überschussstrom beladene Speicher analog zu den etablierten EEG-Anlagen ihre Wirtschaftlichkeit durch garantierte Vergütungssätze erreichen. Aus den bereits vorgenannten Gründen sollte der Einsatz eines solchen diskretionären und nicht technologieoffenen Instrumentes jedoch überhaupt erst nach einem systematischen Abbau von Hemmnissen bzw. einer entsprechenden Reform der Marktumgebung in Erwägung gezogen werden.

Für die ökonomische Bewertung derartiger Modelle ist es entscheidend, welche Formen für den Marktzugang gewählt werden und wie die Finanzierung der garantierten Festvergütungen erfolgt.

Die Ergebnisse früherer Analysen von Einspeisemodellen [6.10, 6.14], können hinsichtlich der auch dort angelegten Bewertungskriterien *Zielkonformität*, *Systemkonformität*, *Ökonomische Legitimation* und *Institutionelle Beherrschbarkeit* wie folgt zusammengefasst werden:

Einspeisemodelle zeichnen sich durch eine große Unflexibilität aus und können an sich ändernde Marktbedingungen nur unter großem Aufwand angepasst werden. Die für diese Modelle erforderliche Konzentration auf nur bestimmte förderfähige Technologien birgt die Gefahr von lock-in-Effekten. Zudem werden nicht geförderte, aber prinzipiell ebenfalls geeignete, Technologien diskriminiert, so dass die erforderliche technologieoffene Entwicklung nicht stattfinden kann. Ordnungspolitisch besonders bedenklich ist die Tatsache, dass derartige Modelle grundsätzliche Prinzipien einer marktwirtschaftlich verfassten Wirtschaftsordnung durch festgesetzte Preise verletzen, so dass große Gefahren von Fehlallokationen und hohen Kosten bestehen.

6.5 Fazit

Die Darstellungen zu Beginn dieses Kapitels zeigen, dass die bestehenden Regelungen zum Erhalt der Systemsicherheit grundsätzlich funktionieren. Jedoch wurden zahlreiche Problemfelder identifiziert, welche die marktgeführte Bereitstellung von Systemdienstleistungen beeinträchtigen und den Bedarf an Sicherungsinstrumenten durch zusätzliche Netzbelastungen unnötig erhöhen. Ein schwerwiegendes Problem ist das Marktversagen im Bereich der europaweiten Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Die fehlende



Koordination der nationalen Versorgungsstrategien eröffnet Spielräume zur Externalisierung von Kosten. Allein aus diesem Motiv heraus lässt sich die ökonomische Notwendigkeit staatlichen Handelns zur Überarbeitung der geltenden Marktregeln rechtfertigen. In der bestehenden Marktstruktur ist ohne eine derartige Marktordnungspolitik kaum damit zu rechnen, dass Betreiber und Technologien, die durch eine hohe Kapitalintensität und hohe irreversible Kosten geprägt sind, am Markt eine Chance haben. Da die zukünftige technologische Entwicklung in allen für die Systemsicherheit relevanten Bereichen nur bedingt prognostizierbar ist, gleichzeitig aber die objektive Notwendigkeit von Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit aufgrund der Herausforderungen der Energiewende zunimmt, könnte hieraus eine Art Portfolioansatz konstruiert werden. Hierdurch wird zumindest die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass in den verschiedenen Segmenten der Speichertechnologien eine Entwicklung in Richtung potenzieller Marktreife erfolgt.

Die im weiteren Verlauf durchgeführte Analyse zeigt einzelne Optionen für eine Förderung des Ausbaus von Energiespeichern und weiteren systemstabilisierenden Technologien auf und nimmt eine kurze ordnungspolitische Vergleichsanalyse vor. Gleichzeitig werden die bestehenden Förderinstrumente für Stromspeicher vorgestellt. Bei den wesentlichen Instrumenten, die der Förderung von Stromspeichern dienen, handelt es sich um:

- Netzentgeltbefreiungen,
- Befreiungen von der EEG-Umlage,
- Stromsteuerbefreiungen.

Ohne abschließende Empfehlungen für ein oder mehrere ordnungspolitisch optimale Förderinstrumente geben zu wollen, können dennoch folgende Kernaussagen zur möglichen Gestaltung des Förderrahmens zusammengefasst werden:

- Forschungsförderung bleibt langfristig notwendig.
- Ausnahmetatbestände (z. B. Befreiung von Netznutzungsgebühren) für einzelne Branchen oder konkurrierende Maßnahmen sollten vermieden werden.
- Leicht vermeidbare Investitionshemmnisse sind zu identifizieren und zu beseitigen.
- Der Zubau muss sich technologieoffen an der Fähigkeit der Technologien zur Erbringungen der benötigten systemstabilisierenden Leistungen orientieren, um technologische Fehlentwicklungen („lock-ins“) vermeiden zu können. Auf die Einführung neuer Umlagen auf Netz- bzw. Stromkunden sollte verzichtet werden.
- Zusätzliche Förderinstrumente sollten erst als letzte Option in Erwägung gezogen werden.

Tabelle 6-1: Zusammenfassung des Vergleichs von Instrumenten zur Förderung von Systemstabilisierenden Leistungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Pro	Contra
Beibehaltung des Status quo	
<ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung möglicherweise ungerechtfertigter politischer Eingriffe 	<ul style="list-style-type: none"> • Effekte auf den Zubau ungewiss, ggf. systemdestabilisierende Wirkungen • Externalisierung von Kosten der Energiewende (z. B. Stromtransport über ausländische Leitungen)
Abschaffung § 12 EEG (Härtefallregelung)	
<ul style="list-style-type: none"> • einfaches, kostengünstig zu implementierendes System • hohe Systemkonformität 	<ul style="list-style-type: none"> • Effekte auf den Zubau ungewiss
Netzentgelte	
<ul style="list-style-type: none"> • einfaches, kostengünstig zu implementierendes System 	<ul style="list-style-type: none"> • Effekte auf den Zubau ungewiss, bei PSW sind ggf. positive Effekte zu erwarten • Geringe Anreize zu neuen Lösungen • diskriminierende Wirkungen <ul style="list-style-type: none"> – auf die verbleibenden Netznutzer – bei Beschränkung auf Speicher
Prämienmodelle	
<ul style="list-style-type: none"> • einfaches, kostengünstig zu implementierendes System • hohe Systemkonformität • erforderliche Leistungen erhalten einen monetären Wert 	<ul style="list-style-type: none"> • Effekte auf den Zubau ungewiss, geringe Anreize zu kostengünstigen Lösungen • diskriminierende Wirkungen <ul style="list-style-type: none"> – bei Umlagefinanzierung – bei Beschränkung auf Speicher
Investitionskostenzuschüsse	
<ul style="list-style-type: none"> • etabliertes und praktikables Förderinstrument • frühzeitige Anreize zu erwünschten aber noch nicht wirtschaftlichen Investitionen • Hohe Erwartungsstabilisierung 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Kosteneffizienter</i> Zubau kann nicht garantiert werden, da starke Anreize für kapitalintensive Technologien bestehen
Einspeisemodelle	
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Zielkonformität und Zielerreichungsgeschwindigkeit bei Festpreisen und Abnahmepflicht (analog EEG) • Geringe Implementations- und Durchführungskosten, v.a. bei AP/HF • Prinzipieller Wettbewerb über Kosten und hohe Innovationsanreize 	<ul style="list-style-type: none"> • Festpreissysteme nicht systemkonform • geringe Anpassungsflexibilität • Räumliche Fehlallokationen möglich • Geringe Fördermitteleffizienz möglich

Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Disziplinübergreifende Projektstruktur sowie zentrale Elemente der Betrachtung	3
Abbildung 1-2: Einordnung des Begriffs Systemsicherheit	5
Abbildung 1-3: Maßnahmen nach § 13 EnWG in den Jahren 2010 bis 2012 – Quelle: [1.8] bzw. Daten von 50Hertz, Tennet	7
Abbildung 1-4: Häufigkeit der vorgenommenen Synchronzeitkorrekturen im ENTSO-E Verbundnetz	7
Abbildung 2-1: Ablauf des Einsatzes von Regelenergie [2.2].	11
Abbildung 2-2: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von negativer Primärregelleistung [2.23].	14
Abbildung 2-3: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 1)	19
Abbildung 2-4: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 2)	19
Abbildung 2-5: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 3)	20
Abbildung 2-6: Normierte Frequenzverläufe nach Störung mit ausreichend vorhandener Schwungmasse (blaue Kurve) und mit fehlenden rotierenden Massen im Netz (grüne Kurve) (Simulationsverlauf, T_m : elektromechanische Zeitkonstante)	25
Abbildung 2-7: Normierter Verlauf der Primär- und Sekundärregelleistung nach einer Störung für ein Netz mit ausreichend vorhandener Schwungmasse (Simulationsverlauf, T_m : elektromechanische Zeitkonstante)	25
Abbildung 2-8: Normierter Verlauf der Primär- und Sekundärregelleistung nach einer Störung für ein Netz mit fehlenden rotierenden Massen (Simulationsverlauf, T_m : elektromechanische Zeitkonstante)	26
Abbildung 2-9: Entwicklung des Bedarfs an Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserveleistung (MRL) bis 2020 – Referenzszenario 30 %. Quelle: [2.11]	27
Abbildung 2-10: Entwicklung des Reservebedarfs (Summe aus Sekundärregelreserve und Minutenreserveleistung) bis 2020 – Vergleich der EE-Szenarien. Quelle: [2.11]	28
Abbildung 2-11: Spannungsprofil eines Netzes mit 144 Knoten, vier Kraftwerkseinspeisungen und 140 Knotenlasten mit je 65 MW und einem	34

Abbildung 2-12: Spannungsprofil eines Netzes mit 144 Knoten, vier Kraftwerkseinspeisungen und 140 Knotenlasten mit je 65 MW und einem $\cos\varphi = 0,9$. Zur Kompensation des Blindleistungsbedarfes und Spannungsstützung sind vier 100 Mvar Kompensationsanlagen im Netz installiert.	35
Abbildung 3-1: Schwungmassenspeicher Pb6 der Fa. Piller am EFZN (600 kW für 10 s). Auf der rechten Seite befindet sich im Wesentlichen die Wechselrichtereinheit, links ist die Schwungmasse mit dem auf der gleichen Achse befindlichen Generator zu erkennen.	37
Abbildung 3-2: Schematische Darstellung einer Lithium-Ionen-Batterie mit zwei Interkalationselektroden. Während des Lade- und Entladevorgangs pendeln (engl.: shuttle) die Lithium-Ionen als aktive Spezies zwischen der positiven und negativen Elektrode, die Menge des Elektrolyten kann minimiert werden [3.23]	43
Abbildung 3-3: Wasserstoffverträglichkeit der Erdgasinfrastruktur [3112].	65
Abbildung 3-4: Nutzungspfade für regenerativ erzeugten Wasserstoff	70
Abbildung 3-5: Veredelungsmöglichkeiten für regenerativ erzeugten Wasserstoff	70
Abbildung 3-6: Lastverschiebung, zeitweise Nachfrageerhöhung und Nachfragesenkung zur Verringerung des Stromspeicherbedarfs [3.77]	77
Abbildung 4-1: Aufbau eines Speichersystems [4.1]	97
Abbildung 4-2: Übersicht zu Netzebenen und Leistungsklassen	103
Abbildung 4-3: Darstellung der Frequenz im zentraleuropäischen Verbundnetz. [4.2]	109
Abbildung 4-4: Teilnehmer der Kommunikation	117
Abbildung 4-5: Prinzip der konventionellen Speicherbewirtschaftung	126
Abbildung 4-6: Prinzip der netzoptimierten Speicherbewirtschaftung	127
Abbildung 4-7: Präqualifikationsmerkmale zur Erbringung von Primärregelleistung	129
Abbildung 5-1: Schematischer Verlauf volkswirtschaftlicher Kosten der Systemsicherheit. Quelle: Eigene Darstellung nach [5.2].	172
Abbildung 5-2: Verfügbarkeitskennzahlen für das deutsche Stromnetz. Quelle: [5.4, 5.5, 5.6].	175
Abbildung 5-3: Teilaspekte der Systemsicherheit. Quelle: Eigene Darstellung.	176
Abbildung 5-4: Von der Bundesnetzagentur ausgewiesene und anerkannte Ausgaben der ÜNB für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Quelle: [5.4, 5.5, 5.6].	177
Abbildung 5-5: Nachfragemengen in den Regelenenergiemärkten. Datenquelle:[5.9].	179
Abbildung 5-6: Häufigkeit der abgerufenen Mengen im Sekundärregelmarkt im Zeitraum von Juli 2011- November 2012. Datenquelle: [5.9].	180
Abbildung 5-7: Häufigkeit der Abrufmengen im Minutenreservemarkt im Zeitraum von Juli 2011- November 2012. Nullwerte tauchten jeweils ca. 45.000 mal auf und wurden der Übersicht halber ausgeblendet. Datenquelle: [5.9].	181
Abbildung 5-8: Auktionsgebote Leistungspreis im Primärregelmarkt. Datenquelle: [5.9].	181

Abbildung 5-9: Gebote im Sekundärregelmarkt, Leistungspreise von Monatsausschreibungen(bis Ende Juni 2011) auf sieben Tage skaliert. Datenquelle: [5.9].	182
Abbildung 5-10: Leistungs- und Arbeitspreisgebote im Minutenreservemarkt, Zeitraum 11.2011-10.2012. Datenquelle: [5.9].	183
Abbildung 5-11: Vermutetes Verhalten der Bilanzkreise bei Lastanstieg und Lastabfall und resultierender Bedarf an Regelleistung. Quelle: [5.11, S. 14].	184
Abbildung 5-12: Ausgaben für die Bereitstellung von Blindleistung. Quelle: [5.4, 5.5, 5.6]	196
Abbildung 5-13: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Leveling-Aufgaben im HS-Netz [5.25, S.119f]. (Die Kosten für Untertage-Pumpspeicherwerke sind etwa doppelt so hoch wie die eines überirdischen Pumpspeicherwerkes [3.41])	199
Abbildung 5-14: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Leveling-Aufgaben im NS-Netz. Quelle: [5.25, S.122].	200
Abbildung 5-15: Stromgestehungskosten von Stromspeichern. Kosten für Ladestromkosten von 2 ct/kWh. Quelle: [5.24].	200



Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Richtwerte für Eigenbedarfsleistung bei störungsfreiem Betrieb bezogen auf die Bemessungsleistung [2.18]	22
Tabelle 2-2:	Richtwerte für Anfahrzeiten verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der Stillstanddauer [2.19] [2.20] (t_s : Stillstandszeit, SK: Steinkohlekraftwerk, BK: Braunkohlekraftwerk, GT: Gasturbinenkraftwerk, GuD: Gas- und Dampf-Kraftwerk, KKW: Kernkraftwerk)	22
Tabelle 2-3:	Kumulierte elektrische Nennleistung aller Primärregelleistungs-präqualifizierten TE	23
Tabelle 2-4:	Der prozentuale Anteil a) der präqualifizierten Kraftwerke, b) der präqualifizierten Leistung	24
Tabelle 2-5:	Speicherbedarf getrennt nach Speicherarten für ein Szenario von 80 %	33
Tabelle 2-6:	Speicherbedarf getrennt nach Speicherarten für ein Szenario von 100 %	33
Tabelle 3-1:	Vergleich der Umschaltzeiten bei verschiedenen Maschinensätzen – Quelle: [3.38, Seite 12]	47
Tabelle 3-2:	Potentiale für die Einspeisung von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten in ausgewählten Fernleitungen (Quelle: [3.83])	67
Tabelle 3-3:	Wirkungsgrade der möglichen Prozessketten (¹ isotherme Verdichtung auf 150 bar)	75
Tabelle 3-4:	Maximal verfügbare Lastmanagementpotential im Sommer und Winter Quelle: [3.80]	81
Tabelle 3-5:	Vergleich fossiler- und nuklearer Stromerzeuger in Bezug auf die typischen Betriebsanforderungen Quelle: [3.81]	87
Tabelle 3-6:	Vergleich fossiler- und nuklearer Stromerzeuger in Bezug auf die typischen Betriebsanforderungen [3.81]	89
Tabelle 4-1:	Anforderungen an Speichersysteme nach Einsatzgebieten (Ergebnis Kapitel 2)	93
Tabelle 4-2:	Charakterisierung der Speichersysteme	98
Tabelle 4-3:	Zuordnung der Speichertechnologien zu möglichen Einsatzgebieten (RL: Regelleistung)	101
Tabelle 4-4:	Zuordnung von Speichertechnologien und Netzebenen	104
Tabelle 4-5:	Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz [4.3]	109
Tabelle 4-6:	Rankings der einzelnen Systemdienstleistungen und Aufgaben bezüglich der Speichereigenschaften	110

Tabelle 4-7:	Zuordnung und Gewichtung von Speichertechnologien sowie weiterer Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und weiteren systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen im zukünftig zu erwartenden Energiesystem	113
Tabelle 4-8:	Zuordnung und Gewichtung von Speichertechnologien sowie weiterer Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und weiteren systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen zum heutigen Zeitpunkt.	114
Tabelle 4-9:	Übersicht, welche Kommunikationstechnik in welcher Spannungsebene verbreitet ist („x“: wird verwendet, „-“: kein Einsatz, „F“: zukünftiger Einsatz)	118
Tabelle 4-10:	Bewertung verschiedener Kommunikationstechnologien hinsichtlich ihrer Performance, Empfindlichkeit und Kosten	120
Tabelle 4-11:	Vor und Nachteile der beschriebenen Kommunikationstechnologien	122
Tabelle 4-12:	Zuordnung von Spannungsebenen und zu erbringenden Systemdienstleistungen	123
Tabelle 4-13:	Anforderungen an die Kommunikationstechnologien in Abhängigkeit vom Einsatzgebiet	124
Tabelle 5-1:	Auswahl von Kennzahlen für Versorgungsqualität.	174
Tabelle 5-2:	Indikatoren für Wettbewerbsintensität. Datenquelle:[5.8, 5.9], eigene Berechnungen.	178
Tabelle 5-3:	Abgeregelte Mengen und deren Vergütung nach §§ 11+12 EEG. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [5.4, 5.5, 5.6].	194
Tabelle 6-1:	Zusammenfassung des Vergleichs von Instrumenten zur Förderung von Systemstabilisierenden Leistungen. Quelle: Eigene Darstellung.	234



Literaturverzeichnis

[1.1]	Schwan, M., Grundsätze der VDE/ETG-Analyse: Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem, Berlin, VDE (ETG-Fachtagung), Januar 2005
[1.2]	http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/plattform-zukunftsfahige-energienetze.html , letzter Abruf am 15.01.2013
[1.3]	ETG-Task-Force Versorgungsqualität, VDE-Analyse Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem, Frankfurt/M., Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Februar 2006
[1.4]	DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, April 2008.
[1.5]	Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW, VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik Anleitung, Berlin, Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, Januar 2007.
[1.6]	Bier, C., Versorgungsqualität - Die Sicht der industriellen Stromverbraucher, Essen, VIK, Mai 2012
[1.7]	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz), Neufassung von Juli 2005 mit letzter Änderung vom 1. April 2012
[1.8]	Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft/Prognos, Monitoring der Energiewende, München, Dezember 2012
[2.1]	UCTE: Appendix 1. Load frequency control and performance, 2004 (v1,9)
[2.2]	Wulf, T., Integration der Regelenergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen, Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, Bergische Universität Wuppertal, Mai 2006
[2.3]	TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, VDE , August 2007
[2.4]	Deutscher Bundestag, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/3284, Primärregelleistung in Deutschland
[2.5]	TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 1, Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB, November 2009
[2.6]	TransmissionCode Anhang D 3, Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung, August 2007
[2.7]	Bundesnetzagentur, - Beschlusskammer 6 -, Az: BK6-06-012, April 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/



[2.8]	ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, ENTSO-E, Juni 2012
[2.9]	Bundesnetzagentur, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bundesnetzagentur, Mai 2012
[2.10]	Deutsche Energie Agentur GmbH, Netztudie II., Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025, November 2010
[2.11]	R2B, CONSENTEC, Studie, Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Endbericht, Juni 2010
[2.12]	Stölzle, F., Bader, D. (Netzgesellschaft Ostwürttemberg GmbH, Ellwangen), Backes, J., (EnBW OstwürttembergDonauRies AG, Ellwangen) Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher im Verteilnetz am Beispiel des Pilotprojektes „INESS“ (Intelligentes Netz Energie Speicher-System), VDE-Kongress 2012, Stuttgart, Mai/Juni 2012
[2.13]	http://www.unendlich-viel-energie.de/de/windenergie/detailansicht/article/48/branchenprognose-2020-ausbau-der-windenergie.html Abgerufen am 30.11.2012
[2.14]	Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, August 2012
[2.15]	Moser, Roterling, N., RWTH Aachen; Wellßow, W., Pluntke, H., Technische Universität Kaiserslautern; Sterner, M., Hochschule Regensburg; Kleimaier, M., Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung, Teil A: Speicherungsbedarf, Stuttgart 2012
[2.16]	VDE-Studie, Energiespeicher für die Energiewende VDE Speicherstudie, 2010
[2.17]	Bundesnetzagentur, - Beschlusskammer 6 -,Az: BK6-10-097, April 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/
[2.18]	Oswald, B.R., Oeding, D., Elektrische Kraftwerke und Netze, Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 6. Auflage, 2004
[2.19]	Grimm, V., Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: Selbstverlag des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum, 2007.
[2.20]	Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Brand, H., Voß, A., Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart im Auftrag der E.ON Energie AG, Stuttgart, 2010



[2.21]	Stromspeicher – Einsatzbedingungen und Entwicklungsstand, KFW-Research, September 2011
[2.22]	Strom Speichern“ Renewes Spezial“, Ausgabe 57, Agentur für Erneuerbare Energien, Februar 2012
[2.23]	https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal Abgerufen am 13.02.2013
[2.24]	Beck, H.-P., Nakhaie, S., Umstrukturierte Versorgungsaufgabe - Stromautobahnen für das Verbundnetz?, ew Jg.111, Heft 13, 2012
[2.25]	Beck, H.-P., Dezentrale Speicher – ein Beitrag zur Reduzierung des Netzausbaus, 3. Kongress der Deutschen Umwelthilfe e.V. zum ökologischen und regional akzeptierten Umbau der Stromnetze, Berlin, Februar 2013
[3.1]	Oertel, M., Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energiesysteme, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, 2008
[3.2]	Becker, K., Kurzzeitspeicher mit Doppelschichtkondensatoren zur Stützung von Gleichspannungs-Zwischenkreisen, Arbeiten aus dem Elektrotechnischen Institut der Universität Karlsruhe, 2002
[3.3]	Canders, W.R. et al: Dynastore – A Flywheel Energy Storage System for Power Quality Applications in the 10 kWh Class, Proc. EESAT '03, Electric Energy Storage, Applications and Technology, 2003
[3.4]	Haine, T.W N. und Cherian, D.A., Gyroscopes and rotating fluids: a pedagogical discussion of analogous dynamics, Bulletin Amer. Meteor. Soc., resubmitted, 2012
[3.5]	http://www.energyprofi.com/jo/Speicher-fuer-mechanische-Energie-im-Nahverkehr.html Abgerufen am 06.11.2012
[3.6]	Energietechnische Gesellschaft im VDE, Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt, Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2009
[3.7]	Armaroli, N., Balzani, V., Towards an electricity-powered world, Energy Environ. Sci. 4, 2011
[3.8]	Mauch, W. et al, Energiespeicher – Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit, Forschungsstelle der Energiewirtschaft, 2007
[3.9]	Fischle, H.J., Neueste Entwicklungen und Anwendungen von Super-Caps als Energie- und Leistungsspeicher, VDI-Berichte 2058, 2009
[3.10]	Reisch, M., Elektronische Bauelemente, Springer Verlag, 2. Auflage, 2007



[3.11]	Jossen, A., Weydanz, W., Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Inge Reichardt Verlag, 2006
[3.12]	VDE Studie Elektrofahrzeuge – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, ISBN 978-3-925512-22-3, 2010
[3.13]	Benger, R., Dynamisches Verhalten von umrichter gespeisten Energiespeichersystemen, Dissertation TU Clausthal, 2012 (noch nicht veröffentlicht)
[3.14]	Wenzl, H., Batterietechnik, Kontakt und Studium Bd. 582, expert Verlag, 1999
[3.15]	Shimoura, I. et al, Application of long-life VRLA battery to Renewable Energy Systems, International Renewable Energy Storage Conference (IRES), 2010
[3.16]	Ropeter, C., Verhalten von Batterien bei impulsförmigen Strombelastungen unter Berücksichtigung des Skin effekts, Dissertation, TU Clausthal, 2007
[3.17]	Ashtiani, C. et al, Studies on Pre-Heating Batteries with Alternating Currents, 5th International Advanced Automotive Battery Conference, Hawaii, 2005
[3.18]	Fraunhofer Institut für Naturwissenschaftliche Trendanalysen, Aktuelle und zukünftige Möglichkeiten der Energiespeicherung, 2006
[3.19]	PowerGenix, Nickel-zinc high discharge battery technology overview, http://www.powergenix.com
[3.20]	Thompson, T., Advantages of Zebra high-temperature batteries for military hybrid applications, 4th International AECV Conference, Noordwijkerhout, 2002
[3.21]	Cause of NAS Battery Fire Incident, Safety Enhancement Measures and Resumption of Operations, Pressemitteilung NGK Insulators, Juni 2012, www.ngk.co.jp/english/news/2012/0607.html Abgerufen am 06.11.2012
[3.22]	R.A. Huggins: Advanced Batteries – Material Science Aspects, Springer Verlag, 2009
[3.23]	Ohzuku, T. und Broud, R.J., An overview of positive-electrode materials for advanced lithium-ion batteries, Journal of Power Sources 174, 2007
[3.24]	http://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_battery_cells Abgerufen am 06. 11. 2012
[3.25]	Nelson, P. et al: Advanced Lithium-Ion Batteries for Plug-in Hybrid-Electric Vehicles, Argonne National Laboratory, 1st International Conference on Advanced Lithium Batteries for Automotive Applications, 2008
[3.26]	Endres, F., Grenzflächen in Lithium(Ionen)-Batterien – Bericht vom Bunsenkolloquium 2011, Bunsen-Magazin, April 2011



[3.27]	Chung, S.-Y. et al, Electronically conductive phosphorolivines as lithium storage electrodes, Nat. Mater. 1, 2002
[3.28]	Padhi, A.K. et al, Effect of Structure on the Fe ³ Phosphates, Journal of the Electrochemical Society 144, 1997
[3.29]	Andersson, A.S. et al, Thermal Stability of LiFePO ₄ -Based Cathodes, Electrochem. Solid State Lett. 3, 2000
[3.30]	Huang, H. et al, Nazar, Electrochem. Solid State Lett. 4 A170, 2001)
[3.31]	Blanc, C., Rufer, A., Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries. Paths to Sustainable Energy, InTech, S. 333-357, 2010
[3.32]	Skyllas-Kazacos, M. et al, Progress in Flow Battery Research and Development. Journal of the Electrochemical Society 158, S. R55-R79, 2011
[3.33]	Harting, K., Kunz, U., Turek, T., Zinc-air batteries: prospects and challenges for future improvement, Zeitschrift für Physikalische Chemie 226, 2012
[3.34]	Downing, B.W., Metal-Air Technology. Electrochemical Technologies for Energy Storage and Conversion, Wiley-VCH Verlag & Co. KGaA, Weinheim, S. 239-277, 2012
[3.35]	Minke, C. et al, Zinc-Air Batteries on an Industrial Scale - Process Engineering Challenges and Economic Evaluation, Proceedings of the 63rd Annual Meeting of the International Society of Electrochemistry, Prague, Czech Republic, 2012
[3.36]	Giesecke, J., Wasserkraftanlagen, Heidelberg, 5., aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer-Verlag, 2009
[3.37]	Trianel, Pumpspeicherwerke in Deutschland. [Online] 2012, http://www.trianel-rur.de/de/wasserkraftwerk/pumpspeicherkraftwerke-in-deutschland.html Abgerufen am 31.10.2012
[3.38]	Meier, L., Stummer, M., Riedel, N., Hydro Pump Storage Machines, the importance of the product today for Power Control and other Ancillary Services, Hydrovision, Charlotte, 2010
[3.39]	Jaberg, H., Auslegung von Pumpspeicher- und Laufkraftwerken, Vortrag auf dem 12. Symposium Energieinnovation Alternativen für die Energiezukunft Europas, 2012
[3.40]	Grether, Potentiale und Repowering von PSW, Vortrag auf Dialogforum Pumpspeicher, 2012
[3.41]	Beck, H.-P. et al.: Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke, Goslar, unveröffentlichter Abschlussbericht (Stand 26.08.2011, Studie im Auftrag des BMU), 2011



[3.42]	ADELE, Der Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung, http://www.dlr.de/portaldata/1/resources/standorte/stuttgart/broschuere_adele_1_.pdf Abgerufen am 09.11.2012
[3.43]	Brinkmeier, N., Nielsen, L., Di, D. und Leithner, R., Isobares GuD Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher, Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 4, ISBN: 978-3-935317-87-0, 2012
[3.44]	Crotogino, F., Compressed Air Storage, Internationale Konferenz: Energieautonomie durch Speicherung Erneuerbarer Energien, Hannover, Oktober 2006
[3.45]	Laing, D., Nutzung von Wärmespeichern zur Integration von erneuerbaren Energien, DENA-Konferenz, Berlin, September 2011
[3.46]	Leithner, R., Druckluftspeicherkraftwerk, Deutsches Patentamt, Offenlegungsschrift, DE 10 2006 031 424 A1, 2006
[3.47]	Leithner, R., Teilisobares Druckluftspeicherkombikraftwerk mit Wärmespeicher, Deutsches Patentamt, Offenlegungsschrift, DE 10 2007 042 837 A1, 2007
[3.48]	Leithner, R., Druckluftspeicherkraftwerk mit direkter Nutzung der Kompressionswärme, Deutsches Patentamt, Offenlegungsschrift, DE 10 2011 117 271 A1, 2011
[3.49]	Nakhamkin, M., Anderson, L., Turpin, D., Howard, J., Meyer, R., Schainker, R., Pollak, R., Mehta, B., First U.S. CAES Plant Initial Startup and Operation, American Power Conference, Chicago, USA, 1992
[3.50]	Nielsen, L., Qi, D., Brinkmeier, N., Grote, W., Kastsian, D., Isobaric Adiabatic Compressed Air Energy Storage - Combined Cycle (ISACOST-CC) - Final Report, Institut für Wärme- und Brennstofftechnik, TU-Braunschweig, Lehrstuhl für Regelungstechnik und Systemtheorie, Ruhr-Universität Bochum, 2012
[3.51]	Pimm, A. J., Garvey, S. D. and J., D. R., Shape and Cost Analysis of Pressurized Fabric Structures for Subsea Compressed Air Energy Storage, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C: Journal of Mechanical Engineering Science, 2011
[3.52]	Radgen, P., 30 Years Compressed Air Energy Storage Plant Huntorf - Experiences and Outlook, 3rd International Renewable Energy Storage Conference (IRES), 2008
[3.53]	Zunft, S., Krüger, M., Marquardt, R., Buschsieweke, F., Moser, P., Bieber, M., Eichhorn Colombo, K., Niklasch, C., Mayer, P.-M., Klafki, M. and Bannach, A., Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung, Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden, 2011



[3.54]	Schreiber, U., Perau, E., Niemann, A., Wagner, H.-J., Unterflur-Pumpspeicherwerke (Ideenpapier für eine Forschungsstudie), [Online] 2012, auf http://www.uni-due.de/geotechnik/forschung/upw.shtml Abgerufen am 29.10.2012
[3.55]	High Quality Versorgung in der Halbleiterindustrie – AMD in Dresden, M+W Zander FE GmbH, USV Tagung, Nürnberg, 2007
[3.56]	Canders, W.-R., El. Energiespeicher für die Energieversorgung, http://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Region-Nord-West/Veranstaltungen/Vortraege-zum-Nachlesen/Documents/El.%20Energiespeicher_Canders%2024.2.09.pdf , 2009 Abgerufen am 27.10.2012
[3.57]	Smolinka, T., Günther, M., Garche, J., NOW-Studie Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 2010, http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE-Mediathek/RE_Publikationen_NOW/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf , Abgerufen am 05.11.2012.
[3.58]	Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, ERDÖL, ERDGAS, KOHLE, 127, 414-424, 2011. http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal//search.php?_psmand=4&q=Untertage+Gasspeicher , Abgerufen am 15.09.2012 Untertage-Gasspeicherung in Deutschland (Stand 1.1.2011)
[3.59]	Smolinka, T., Water Electrolysis in Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, Vol. 3, 394-413, Elsevier, ISBN: 978-0-444-52096-8, 2009.
[3.60]	Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Power-to-Gas, Untersuchung im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, energie/wasser-praxis, 72-77, 2011.
[3.61]	Hüttenrauch, J., Müller-Syring, G., Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas, energie/wasser-praxis, 68-71, 2010.
[3.62]	Wenske, M., Stand Elektrolyse und zukünftige Entwicklungen, DBI-Fachforum Energiespeicherung im Erdgasnetz und Wasserstoff, Berlin, November 2010
[3.63]	Sandstede, G., Moderne Elektrolyseverfahren für die Wasserstoff-Technologie, Chem.-Ing.-Tech. 61, VCH Verlagsgesellschaft mbH, Seite 349-361, 1989
[3.64]	Wolf, J., Berichte aus Technik und Wissenschaft, Wasserstoff-Infrastruktur: Von der Herstellung zum Tank, Die neuen Entwicklungen der Technik, Linde Technology, 2003.



[3.65]	Waidhas, M., Windstrom zu Wasserstoff, Pictures of the Future, 2011.
[3.66]	Wolf, E., Wasserstoff Energiespeicher, Zukunftsszenarien und Roadmap 2018, Fünfte Niedersächsische Energietage, Goslar, 17. -18.09. 2012.
[3.67]	Kopyscinski, J., Schildhauer, T. J., Biollaz, S.M.A, Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009, Fuel, 89, 1763-1783, 2010.
[3.68]	Presseinformation der Fa. Solarfuel, http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/pi-2011-SolarFuel-VertragsabschlussAudi.pdf Abgerufen am 05.11.2012
[3.69]	LBEG, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Jahresbericht Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011, Hannover Mai 2012 http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=655&article_id=936&psmand=4 , Abgerufen am 05.11.2012
[3.70]	Bartholomew, C.H., Farrauto, R.J., Fundamentals of Industrial Catalytic Processes, WILEY-VCH, 2. Auflage, Hoboken, Oktober 2005
[3.71]	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Berlin, Februar 2013
[3.72]	Deutschmann, O., Knözinger, H., Kochloefl, K., Turek, T., Heterogeneous Catalysis and Solid Catalysts, 3. Industrial Applications, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH, Weinheim 2009
[3.73]	Orxy GTL – Shareholders, http://www.oryxgtl.com.qa/share-holders.html , Abgerufen am 05.11.2012
[3.74]	Pearl GTL – an overview, http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy./major_projects_2/pearl/overview , Abgerufen am 05.11.2012
[3.75]	Schaub, G., Edzang, E., Erzeugung synthetischer Kraftstoffe aus Erdgas und Biomasse – Stand und Perspektiven, Chemie Ingenieur Technik, 83, S. 1912 – 1924, Weinheim, November 2011
[3.76]	Schug, C.A., Operational Characteristics of High-Pressure, High-Efficiency Water-Hydrogen-Electrolysis, Hydrogen Energy, Elsevier Science Ltd, Vol. 23, 1113-1120, 1998
[3.77]	Gellings, Clark W. und Smith, William M. (1989): Integrating Demand Side Management into Utility Planning; in: Proceedings of the IEEE, 77 (1989) 6, 908-918
[3.78]	Stycznski, Z., VDE Studie Demand Side Management, im Namen der ETG TF DSM, Hannover, April 2011



[3.79]	Vennegeerts, H., et al, Bewertung der Optimierungspotentiale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, Aachen, August 2007
[3.80]	Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Energienetz auf Landesebene, Dissertation, ETH Zürich, 2007
[3.81]	Balling, L., Schmid, E., Tomschi, U., Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft, Energy 2.0, Seite 136 bis 139, Kompendium 2011
[3.82]	Müller-Syring, G., Henel, M., Krause, H., Rasmusson, H., MIaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T., Power-to-Gas, Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive, Fachberichte Energiespeicherkonzepte, gwf-Gas/Erdgas, 770-777, November 2011
[3.83]	Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2012, Berlin, April 2012
[3.84]	Sterner, M., Jentsch, M., Holzhammer, U., Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes, Kassel, Februar 2011
[3.85]	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012, Eingangsdaten der Konsultation, 18.07.2011, http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter%20Szenariorahmen%20zum%20NEP%202012.pdf?__blob=publicationFile , Abgerufen am 10.12.2012
[3.86]	Website des EU-Projektes Naturalhy: www.naturalhy.net , Abgerufen am 20.12.2012
[3.87]	Li, B., Simulation and capacity calculation in real German and European interconnected gas transport systems, Dissertation, Clausthal-Zellerfeld, 2012
[3.88]	Müller von der Grün, G., Hotopp, S., Müller-Kirchenbauer, J., Transport and Usage of Hydrogen via Natural Gas Pipeline Systems, 3rd Sino-German Conference & Excursions - Underground storage of CO2 and energy, Goslar, (eingereicht).
[3.89]	Düsterloh, U., Lux, K.-H., Impact of lab tests on rock salt for an economical optimization of salt caverns, 7th Conference on the Mechanical Behaviour of Salt – Poster Session, TRANSVALOR, Presses des MINES, pp. 82-83, ISBN 978-2-911256-74-5, 2012
[3.90]	Wolters, R., Lux, K.-H., Düsterloh, U., Evaluation of rock salt barriers with respect to tightness: Influence of thermomechanical damage, fluid infiltration and sealing/healing, Mechanical Behaviour of Salt VII, Balkema, Taylor & Francis Group, pp 425-434, ISBN 978-0-415-62122-9, London UK, 2012



[3.91]	Düsterloh, U., Lux, K.-H., Gesteinsmechanische Untersuchungen an Salinargesteinen und ihre Bedeutung für die wirtschaftliche Optimierung und den multizyklischen Betrieb von Kavernenspeichern – Teil 1, Mechanische Untersuchungen, Erdöl, Erdgas, Kohle, 126. Jg. Heft 11, S. 420-427, 2010
[3.92]	Düsterloh, U., Lux, K.-H., Gesteinsmechanische Untersuchungen an Salinargesteinen und ihre Bedeutung für die wirtschaftliche Optimierung und den multizyklischen Betrieb von Kavernenspeichern – Teil 2, Hydraulische Untersuchungen, Erdöl, Erdgas, Kohle, 127. Jg. Heft 2, S. 68-74, 2011
[3.93]	Düsterloh, U., Geotechnische Sicherheitsnachweise für Hohlrumbautelemente im Salinargebirge unter besonderer Berücksichtigung laborativer Untersuchungen, Papierflieger Verlag GmbH, Clausthal, ISBN 978-03-86948-068-8, 2010
[3.94]	Wolters, R., Lux, K.-H., Düsterloh, U., Evaluation of Rock Salt Barriers with Respect to Tightness: Influence of Thermomechanical Damage, Fluid Infiltration and Sealing/Healing, American Rock Mechanics Association, ARMA 10-215, 2010
[3.95]	Gaup, R. und Partner, H2STORE-Untersuchung von Wechselwirkungen bei der Untertagespeicherung von Wasserstoff in konvertierten Gaslagerstätten, Vernetzungstreffen „Leuchttürme der Förderinitiative Energiespeicher“, 21-22-01-2013, Bonn
[3.96]	Pudlo, D., Ganzer, L. und Partner, The H2STORE Project –Hydrogen Underground Storage, a Feasible Way in Storing Electrical Power in Geological Media? 3rd Sino-German Conference „Underground Storage of CO2 and Energy“, to be held 20-25 May 2013, Goslar
[3.97]	Pudlo, D., Ganzer, L., Reitenbach, V., Panfilov, M., Liebscher, A., De Lucia, M., Würdemann, H., Albrecht, D., Pilz, P., Henkel, S. and Gaup, R., The H2STORE Project – a Study of Storing Hydrogen in Siliciclastic Depleted Gas Reservoirs, General Assembly (EGU), to be held 07-12 April 2013, Vienna
[3.98]	Pudlo, D., Ganzer, L., Reitenbach, V., Panfilov, M., Albrecht, D. and Gaup, R., The H2STORE Project – Experimental and Numerical Simulation Approach of Investigate Process in Underground Hydrogen Reservoir Storage, 75th EAGE Conference & Exhibition inc. SPE EUROPEC 2013 to be held 10-13 June 2013, London
[3.99]	Strbac, G., “Demand side management: Benefits and challenges” Energy Policy, vol. 36, no. 12, pp. 4419–4426, December 2008
[3.100]	Kamper, A. Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2010.



[3.101]	Klobasa, M., "Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten", Dissertation, ETH Zürich, 2007
[3.102]	Renz, A., "Industrielle Verbraucher Charakteristika und Potentiale zur Systemstabilisierung," in dena-Dialogforum "Demand Side Management auf dem Strommarkt", 2011
[3.103]	Charles River Associates, "Primer on Demand-Side Management - with an emphasis on price-responsive programs" Washington, 2005
[3.104]	von Roon, S. und Gobmaier, T., "Demand Response in der Industrie - Status und Potentiale in Deutschland", 2010
[3.105]	Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N., Schäffler, H., Adam, D., Heinemann, C., Tusch, T., Eder, J., de Wyl, C., vom Wege, J.-H. und Mühe, S., "Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen", 2009
[3.106]	ETG-Task Force Demand Side Management, "Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland", Frankfurt am Main, 2012.
[3.107]	Stadler, I., "Demand Side Management Potentiale in Deutschland," in Abschluss Symposium des Forschungsprojekts INSEL im Rahmen der 4. Woche der Energie der HAW Hamburg, 2011
[3.108]	Haubrich, H.-J., "Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV", Bonn, 2010
[3.109]	Bischof, R., Klusmann, B., Körnig, C., Kunz, C., Olzem, B., Pieprzyk, B. und Uphoff, H., "EE-Branchenprognose 'Stromversorgung 2020'," Berlin, 2009
[3.110]	Warshay, B., "Real-time demand regulation challenges traditional DR and energy storage", Webseitenartikel SmartGridNews vom 27.12.2011, Dezember 2011 [abgerufen am 20.03.2012 unter folgender Internetadresse: http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Technologies_Demand_Response/Real-time-demand-regulation-challenges-traditional-DR-and-energy-storage-4329.html]
[3.111]	Helmut, J., Auslegung von Pumpspeicher- und Laufkraftwerken, Vortrag auf dem 12. Symposium Energieinnovation Alternativen für die Energiezukunft Europas, 2012
[3.112]	Linke, G., DVGW-Forschungs-Cluster – Inhaltliche Schwerpunkte und erste Ergebnisse, Münchner Energietage Gelsenkirchen, München, 21.02.2013,
[4.1]	Darrelmann, H., Dr. Mbuy, A., "Speicherkraftwerke" - Euroforum-Lehrgang in 5 schriftlichen Lektionen - Stromspeicherung, Euroforum Verlag, 2011



[4.2]	VDI Wissenforum, Bereitstellung von Primärregelleistung durch Großbatteriespeicher, Evonik Industries, 2012
[4.3]	http://www.energie-chronik.de/120503.htm , Abgerufen am 04.02.2013)
[4.4]	http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1297634/data/1597640/9/rwe-netzservice/presse/Energiewende-Daten-und-Fakten.pdf Abgerufen am 28.01.2013
[4.5]	Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Dezember 2012
[4.6]	IAEW, CONSENTEC, FGH, Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Abschlussbericht, Januar 2012
[4.7]	- Beschlusskammer 6 -, Eckpunktepapier zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, BK6-11-098, Januar 2012
[4.8]	Amprion, Stellungnahmen zum Eckpunktepapier zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, BK6-11-098, Januar 2012
[4.9]	CONSENTEC, Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Aachen 2012
[4.10]	Beschlusskammer 6 -, Beschluss, Az: BK6-10-098, In dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung
[4.11]	Franz, P., Brockmann, L., Standpunkt, Stromspeicher – Einsatzbedingungen und Entwicklungsstand, Nr. 12, KfW Bankengruppe, September 2011
[4.12]	http://www.yunicos.com/de/technologie/batterietechnologien/ Abgerufen am 19.02.2013
[4.13]	http://www.beaconpower.com/files/Beacon_Power_presentation_ESA%206_7_11_FINAL.pdf Abgerufen am 19.02.2013
[4.14]	BDEW, Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, 2008



[4.15]	Droste-Franke, B., Berg, H., Kötter, A., Krüger, J., Mause, K., Pielow, J.-C., Romey, I., Ziesemer, Th., Brennstoffzellen und virtuelle Kraftwerke. Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung, Berlin, Springer, 2009
[4.16]	Bundesnetzagentur, Beschluss Az: BK6-10-097, Bonn, 2011
[4.17]	FNN/VDE, „Empfehlungen zur Umsetzung des neuen EEG § 6“, Berlin, 2011
[4.18]	Ross, T., M2M als Komplettlösung, In: ew Jg.111 (23), S. 76–79, 2012
[4.19]	Schwab, A. J., Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 2. Aufl. Berlin, Springer Berlin, 2009
[4.20]	Speckamp, C., Merit-Order-List-Server, Bundesweit einheitliches Management von Minutenreserveleistung, In: ew Jg.111 (22), S. 32–34, 2012
[4.21]	Nestle, D., Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung. Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation. Kassel: Kassel Univ. Press, 2008
[4.22]	VDE, Smart Distribution 2020 – Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen, Frankfurt am Main, 2008
[4.23]	VDE (FNN), TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 2, Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern, Berlin, 2009
[4.24]	VDE (FNN), VDE-AR-N 4105, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Frankfurt am Main, 2011
[4.25]	VDN, EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, Berlin, 2004
[4.26]	BDEW, Empfehlung von BDEW und VKU zur Wahl technischer Einrichtungen nach § 6 EEG; Benjamin Düvel, 2009
[4.27]	ISE 2013, Speicherstudie 2013, Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern, Freiburg, 2013
[4.28]	Electric Power Research Institute Electricity Energy Storage - Technology Options, A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits, Technical Update, December 2010
[4.29]	Mezger, T., Technische Bewertung der Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit Mikro-KWK-Anlagen, Diplomarbeit. TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München, März 2007



[4.30]	EnBW Stellungnahme zu den Eckpunkten im Rahmen des Feststellungsverfahrens zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, Öffentlicher Brief, Januar 2012
[4.31]	EFET Deutschland Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V., Stellungnahme zum Eckpunkt Papier der Bundesnetzagentur vom 6.1.2012 (BK6-11-098). Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, Öffentlicher Brief, Januar 2012, Berlin
[4.32]	Funke, H.-C., Vennemann, P., Partner für erneuerbare Energien und Netzstabilität, Pumpspeicherkraftwerke als effiziente Energiespeicher, In: ew 109, Nr. 7-8, 2010
[4.33]	UCTE OH – Policy 1, Load-Frequency Control – Final Version, 19 March 2009
[4.34]	Braun, M., Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb, Uni Kassel, ISET, BWK Bd. 59 Nr. 12, 2007
[4.35]	Prillwitz, F., Holst, A., Weber, H., Unterstützung der Primärregelung durch Windkraftanlagen, 11. Symposium Maritime Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Uni Rocstock
[4.36]	Sauer, D. U., Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, RWTH Aachen, http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Sauer_Optionen_Speicher_regenerativ_okt06.pdf , Abgerufen Februar 2013
[4.37]	Stahl, J., Aktuelle Herausforderungen zum Ausbau des Stromnetzes, Kommunale Umwelt-Aktion U.A.N. e.V., Hannover, Dezember 2011
[4.38]	Deutsche Energie Agentur GmbH, DENA-Netzstudie I., Februar 2005
[4.39]	Wieser, M., Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz, EurUP 2011, S. 176
[4.40]	Hempel, R., Der Wettbewerb wird den Markt schaffen, ZfK 1/2013, S. 8
[4.41]	Rasbach, W., Unbundling-Regulierung in der Energiewirtschaft, München 2009
[4.42]	Danner/Theobald, Energierecht, S. 74. EL, 2012
[4.43]	Theobald, C. / Gey-Kern, T., Das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU und die Reform des deutschen Energiewirtschaftsrechts 2011, EuZW 2011, S. 896
[4.44]	Theobald / Theobald, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, München, 2008



[4.45]	Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010
[4.46]	Baur / Salje / Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2011
[4.47]	Säcker, F. J. (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl., Frankfurt am Main, 2010
[4.48]	Weyer, H. in Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift für Peter Salje, 2013, Die Regulierung von Nicht-Netzbetreibern, S. 459
[4.49]	Salje, P., EnWG, 2006
[4.50]	Olbricht, T., Netzzugang in der deutschen Gaswirtschaft, 2008
[4.51]	Fischerauer, S., Regulierung des Zugangs zu Speichereinrichtungen, München, 2010
[4.52]	Rosin, Pohlmann, Gentsch, Metzenthin, Böwing, Praxiskommentar EnWG, Stand Dez. 2012
[4.53]	Sailer, F. in Müller, T. (Hrsg.), 20 Jahre Recht der erneuerbaren Energien, Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität, S. 777
[4.54]	Schneider, J.-P., Planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertätigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung, Endbericht (Mai 2010), Materialien für die Umweltforschung (Band 43)
[4.55]	Büdenbender, U., Ordnungspolitischer Vergleich der gesetzlichen Entflechtungskonzepte für die Transportnetzebene von Strom und Gas, in: Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift Salje, 2013, S. 33
[4.56]	Freier, K., Marktanzreizprogramm für dezentrale Stromspeicher für PV-Strom, BMWi, Januar 2013, Berlin
[4.57]	Consentec, Optimierung und Umstrukturierung der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien, September 2011, Aachen, S. 79
[5.1]	Consentec/EWI/IAW, Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Abschlussbericht 30. September 2010, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2010
[5.2]	Consentec, Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2010
[5.3]	von Hirschhausen, C., Green Electricity Investment in Europe, Development Scenarios for Generation and Transmission Investments, EIB Working Papers April 2012
[5.4]	Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2010.



[5.5]	Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2011.
[5.6]	Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2012.
[5.7]	Bundesnetzagentur, Allgemeinverfügung zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 1 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135)
[5.8]	Regelleistung.net, Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart, www.regelleistung.net/ip/action/static/provider.de Abgerufen am 20.11.2012
[5.9]	Regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.
[5.10]	Jarass, L., Obermair, G.M., Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?: Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012, Münster, 2012
[5.11]	Consentec, Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2010
[5.12]	VDE, Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE, 2012
[5.13]	E-DeMa, E-Energy - Smart Energy made in Germany, Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie, 2012
[5.14]	VDE, Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020, 2012
[5.15]	Amprion, Anschlussnutzungs- und Netznutzungsvertrag, o. J., www.amprion.net/sites/default/files/pdf/Anschlussnutzungs-%20u.%20Netznutzungsvertrag%20f%C3%BCr%20Kraftwerke%20inkl.%20Anlagen_0.pdf
[5.16]	Tennet, Netznutzungsvertrag, o. J., www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/grid-connection/nn_vertrag.pdf
[5.17]	E.ON Netz, Netzanschlussvertrag, Mustervertrag, o. J., www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichungen/Netzanschluss/Mustervertraege/pdf_mustervertraege/NN_Vertrag.pdf
[5.18]	50Hertz (2013) Preisblatt - Für den Zugang zum Übertragungsnetz in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH, www.50hertz.com/de/file/121220_Preisblatt_2013_final_mit_neuer_Darstellung_KWK.pdf
[5.19]	SMA, Blindleistung und Netzintegration mit SUNNY MINI CENTRAL und SUNNY TRIPOWER - Technische Information, o.J., http://files.sma.de/dl/7418/ReactivePowerUDE101310.pdf



[5.20]	VDN, TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
[5.21]	Tennet, Netzanschlussregeln – Höchstspannung, 2010, http://goo.gl/2JAO5.de
[5.22]	Amprion, Netzführungsvertrag für Kraftwerke, o. J., http://goo.gl/Dw1Sv.de
[5.23]	Pieper, C., Rubel, H., Revisiting Energy Storage, Frankfurt am Main, The Boston Consulting Group, 2011
[5.24]	Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Strom speichern, Renewes Spezial Ausgabe 57 / Februar 2012
[5.25]	VDE, Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, 2009
[6.1]	Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, Beschluss BK8-11-001, Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzuverlässigkeit Strom nach §§ 12 und 20 ARegV, 2011
[6.2]	Neumann, S., Polen und Tschechien wehren sich gegen deutschen Strom, in: www.vdi-nachrichten.com , 09.03.2012, Abgerufen am 31.01.2013
[6.3]	Böckers et. Al, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, DICE Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 24, 2012
[6.4]	Umweltbundesamt, Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland – Zwischenbericht, 2012
[6.5]	EWI, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign - Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2012
[6.6]	Consentec, Versorgungssicherheit effizient gestalten - Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, 2012
[6.7]	Hansmeyer, K., Das Spektrum umweltpolitischer Instrumente, in König, H. (Hg.), Umweltverträgliches Wirtschaften als Problem von Wissenschaft und Politik, S. 63–86, Berlin, 1993
6.8	Espey, S., Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien in ausgewählten Industrieländern, Norderstedt, 2001



[6.9]	Bräuer, W. und Kühn, I., Hoheitliche Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien, in, Rentz, O., Wietschel, M., Dreher, M., Bräuer, W. und Kühn, I. (Hg.), Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt, S. 9–71, http://www.bwplus.fzk.de/berichte/SBer/BWA99002SBer.pdf , 02.07.2002, 2001
[6.10]	Springmann, J.-P., Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung – Ein Vergleich ordnungspolitischer Instrumente, Wiesbaden, 2005
[6.11]	Grossekettler, H., Zur theoretischen Integration der Wettbewerbs- und Finanzpolitik in die Konzeption des ökonomischen Liberalismus, in, Boettcher, E., Herder-Dorneich, P., Schenk, K.-E. und Schmidtchen, D. (Hg.), Systemvergleich und Ordnungspolitik, Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie Band 10, S. 103–144, Tübingen, 1991
[6.12]	Rennings, K., Brockmann, K. L., Koschel, H., Bergmann, H. und Kühn, I., Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung, Heidelberg, 1996
[6.13]	Bräuer, W., Ordnungspolitischer Vergleich von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im deutschen Stromsektor, Zeitschrift für Umweltpolitik, Nr. 1, S. 61–103., 2002
[6.14]	Bräuer, W. und Bergmann, H., Ordnungspolitische Bewertung von Quotenhandeldsmodellen zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 25, S. 205–215, 2001
[6.15]	Drillisch, J., Quotenmodell für die regenerative Stromerzeugung, München, 2001
[6.16]	Berg, H., Cassel, D. und Hartwig, K.-H., Theorie der Wirtschaftspolitik, in: Bender, D. et al. (Hg.): Vahlens Kompendium der Wirtschaftspolitik, Band 2, S. 171–298, 7. Auflage, München, 1999
[6.17]	Sailer, F. in Müller, T. (Hrsg.), 20 Jahre Recht der erneuerbaren Energien[, Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität, S. 777 – 794, 2012
[6.18]	Krebs, H., Netzentgelte für Elektrizitätsspeicher, RdE 2012, S. 19
[6.19]	Sailer, F., Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, ZNER 2012, S. 153
[6.20]	BMWi, Umbau der Energieversorgung in Deutschland, Dezember 2011
[6.21]	Dietrich, L./Ahnsehl, S., Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – der Status Quo, ET 2012, Heft 1/2, S. 135
[6.22]	Lehnert, W./Vollprecht, J., Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug, ZNER 2012, S. 356



[6.23]	Salje, P., EEG, 6. Aufl. 2012, § 16 Rn. 47
[6.24]	Dietrich, L./Ahnsehl, S., Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – Förderungsoptionen und -perspektiven, ET, S. 61, April 2010
[6.25]	Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart MarkeT“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, 2011
[6.26]	Consentec, R2B, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Endbericht, Köln/Aachen, Juni 2010
[6.27]	Dena, Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken – Abschlussbericht, Untersuchung im Auftrag von Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, November 2008
[6.28]	Wiser, R., Hamrin, J. und Wingate, M., Renewable Energy Policy Options for China: A Comparison of Renewable Portfolio Standards, Feed-in Tariffs, and Tendering Policies. http://www.resource-solutions.org/Library/librarypdfs/IntPolicy-Feed-in_LawsandRPS.pdf , Abgerufen am 28.10.2003, 2002
[6.29]	Sauer et. al., Marktanzreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Endbericht, Aachen, November 2012



