



Künftige Finanzierung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien (UM 17433160)

Staatlich regulierte Strompreisbestandteile im Bereich der Energiespeicher – geltende Regelungen und Reformoptionen

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)

Florian Zerzawy, Swantje Fiedler, Isabel Schrems unter
Mitarbeit von Henning Herbst und Fabian Liss (FÖS)

Prof. Dr. Stefan Klinski

Dirk Arne Heyen, Friedhelm Keimeyer (Öko-Institut)

Fabian Huneke, Matthis Brinkhaus (Energy Brainpool)

September 2020

PROF. DR. JUR.
STEFAN KLINSKI
HOCHSCHULE FÜR WIRTSCHAFT UND RECHT
BERLIN

 **Öko-Institut e.V.**

 Forum
Ökologisch-Soziale
Marktwirtschaft

Energy Brainpool 

Reformoptionen Energiespeicher

Inhalt

Zusammenfassung der Ergebnisse und Handlungsempfehlungen	5
1 Untersuchungsrahmen und Ablauf	8
2 Speicher als Elemente der Energiewende	9
2.1 Energiewirtschaftliche Aufgaben von Energiespeichern	9
2.2 Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende	10
2.3 Szenarien zum zukünftigen Speicherbedarf	10
2.3.1 Speicherbedarf bis 2030	11
2.3.2 Speicherbedarf bis 2050	11
2.3.3 Einschätzung der Expert*innen zum Speicherbedarf und Zeithorizont	12
2.4 Zwischenfazit	14
3 Betriebswirtschaftliche Betrachtung: Vermarktungsoptionen von Stromspeichern	15
4 Rechtliche Ausgangsbedingungen	17
4.1 Steuern, Entgelte und Umlagen nach bisherigem Recht	17
4.1.1 Einspeicherung in den Speicher als „Letztverbrauch“	17
4.1.2 Arten von Steuern, Umlagen und Entgelten auf den Letztverbrauch.....	17
4.1.3 Bisherige Korrekturen an den finanziellen Lasten für die Einspeicherung	18
4.2 Änderung der EU-rechtlichen Ausgangslage	21
4.2.1 Die Rolle der Energiespeicherung im System des Elektrizitätsmarktes.....	22
4.2.2 Spezielle Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO zur Energiespeicherung	23
4.2.3 Spezielle Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL zur Energiespeicherung.....	24
4.3 Folgerungen für das deutsche Recht im Hinblick auf finanzielle Lasten für die Energiespeicherung.....	25
4.4 Folgerungen für die weiteren Betrachtungen	26
4.5 Rechtstechnische Umsetzung in Deutschland	26
5 Analyse der Hemmnisse	28
5.1 Hemmnisse bei Abgaben, Umlagen und Entgelten.....	28
5.2 Weitere Hemmnisse	30
6 Reformoptionen: Instrumente zur Überwindung finanzieller Hemmnisse (im Rahmen staatlich regulierter Strompreisbestandteile)	32
6.1 Eigenständige energiewirtschaftliche Definition einer Akteursrolle des „Betreibens von Stromspeicheranlagen“ (Loslösung von der Zuordnung zum „Letztverbrauch“)	33
6.1.1 Hintergrund	33
6.1.2 Reformvorschlag.....	33
6.1.3 Bewertung	33
6.2 Befreiung der Stromspeicher speziell von Abschaltbare-Lasten-Umlage und Umlage nach § 19 StromNEV	36
6.2.1 Hintergrund	36
6.2.2 Reformvorschlag.....	36
6.2.3 Bewertung	37
6.3 Reduzierung/Befreiung von staatlich regulierten Strompreisbestandteilen bei Power-to-Heat-Wärmespeichern (bei netz- und systemdienlichen Strombezug)	39
6.3.1 Hintergrund	39
6.3.2 Reformvorschlag.....	39
6.3.3 Bewertung	39
6.4 Reduzierung/Befreiung von staatlich regulierten Strompreisbestandteilen bei Power-to-Gas-Anlagen (bei netz- und systemdienlichen Strombezug).....	42

6.4.1	Hintergrund	42
6.4.2	Reformvorschlag	42
6.4.3	Bewertung	42
6.5	Weitere Reformoptionen außerhalb der Strompreisbestandteile	45
6.5.1	Zuschaltbare Lasten Regelung	45
6.5.2	Innovationsausschreibungen im EEG	46
6.5.3	Förderprogramme für Speicher	46
7	Fazit und Ausblick	48
8	Literaturverzeichnis	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Optionen zur Integration erneuerbarer Energien	9
Abbildung 2:	Kaufmotivation für KfW-geförderte Heimspeicher	10
Abbildung 3:	Einschätzung Bedarf und Zeithorizont Batteriespeicher.....	13
Abbildung 4:	Einschätzung Bedarf und Zeithorizont PtG/PtH.....	13
Abbildung 5:	Einschätzung Bedarf und Zeithorizont E-mobilität (mobile Speicher).....	14
Abbildung 6:	Einschätzung Hemmnisse und Chancen im Speichermarkt.....	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Szenarien zum Speicherbedarf bis 2050.....	11
Tabelle 2:	Bestehende Entlastungen des Speichervorgangs (vereinfachte Übersicht)	29
Tabelle 3:	Weitere Reformoptionen.....	45
Tabelle 4:	Förderprogramme für Speicher.....	47
Tabelle 5:	Klassifikation und Anwendungsbereiche von Energiespeichern	52

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Stromspeicherung kann sowohl für die Ausbalancierung zwischen dem Angebot und dem Bedarf innerhalb des Systems der Stromversorgung als auch zur Bedarfsdeckung in den Sektoren Verkehr und Wärme wichtige Beiträge leisten. In den bisherigen energiewirtschaftlichen Strukturen spiegelt sich dies nur zum Teil wider. Das über viele Jahrzehnte entwickelte System der Stromversorgung in Deutschland geht davon aus, dass der Bedarf an Strom grundsätzlich gedeckt wird, indem Strom neu produziert wird, traditionell ganz überwiegend aus fossilen Energiequellen. Die Nutzung von Strom für die Umwandlung in Gas oder Wärme spielte zugleich keine Rolle, denn die nötige Energie für Wärme- und Transportzwecke wurde durch direkte Nutzung fossiler Energiequellen bereitgestellt.

Die Anforderungen des Klimaschutzes und die immer größere Bedeutung volatiler erneuerbarer Energieerzeugung verändern die Bedeutung der Stromspeicherung. Sie führen dazu, dass Angebot und Bedarf in erheblich größerem Umfang steuernd aufeinander abgestimmt werden müssen. Und sie bewirken, dass Strom künftig in wesentlich größerem Umfang für Zwecke der Herstellung von Gas, Wärme oder auch Treibstoffen benutzt werden muss bzw. soll (Stichwort: Sektorkopplung). In der Konsequenz ist es daher wichtig, unangemessene Hemmnisse für die Speicherung abzubauen und generell sicherzustellen, dass Speicherstrom diskriminierungsfrei an den verschiedenen Märkten teilnehmen kann – wobei zu betonen ist, dass es dabei nicht um eine Privilegierung gehen soll, sondern um eine gleichberechtigte Teilhabe am Wettbewerb mit anderen Flexibilisierungsoptionen..

Im vorliegenden Projekt wurde speziell der Frage nachgegangen, inwieweit sich für die Speicherung von Strom im gegenwärtigen System der Abgaben, Umlagen und Entgelte Hindernisse ergeben und auf welche Weise sie mit Nutzen für den Klimaschutz abgebaut werden können. Hierzu wurden verschiedene instrumentelle Ansätze vergleichend gegenübergestellt. Dabei wurde vereinfachend unterstellt, dass der Abbau von solchen Hemmnissen grundsätzlich dem Klimaschutz dienlich ist. Nicht in die Betrachtung einbezogen wurde die tiefergehende energiewirtschaftliche und energiepolitische Frage, ob es für bestimmte Aufgaben der Energieversorgung unter Gesichtspunkten wie der Kosteneffizienz oder der Versorgungssicherheit sinnvoller ist, auf zentrale als auf dezentrale Lösungen und stärker auf Transport, Effizienz und Flexibilisierung des Verbrauchs, zusätzliche Erzeugung (ggf. auch aus dem Ausland) oder auf Speicherung zu setzen. Hierzu bestehen bei den verschiedenen energiewirtschaftlichen Fachkreisen und Akteuren durchaus unterschiedliche Einschätzungen. Diese ausdiskutieren und abschließend zu bewerten, war nicht Aufgabe der Betrachtung. In dem vom Projekt durchgeführten Fachgespräch im Juni 2020 wurden hierzu unterschiedliche Auffassungen deutlich.

Die im Projekt entwickelten und bewerteten Vorschläge für den Abbau von finanziellen Hemmnissen der Stromspeicherung müssen diese grundsätzliche Kontroverse ausblenden. Sie gehen von dem seit kurzem explizit im EU-Recht verankerten Ziel aus, auf der Ebene von Abgaben, Umlagen und Entgelten bestehende Hindernisse auszuräumen, um einen diskriminierungsfreien Zugang der Stromspeicherung zu den jeweiligen Märkten zu schaffen. Eingeschlossen sind dabei sowohl die Strom-zu-Strom-Speicherung als auch die Speicherung zur Nutzung der Energie in anderer Form (d.h. zu PtX-Zwecken).

Von diesem Ausgangspunkt ausgehend kommt die Betrachtung zu folgenden Ergebnissen:

a) Ausgangssituation

In den vergangenen Jahren wurden früher bestehende Belastungen für die verschiedenen Speicheroptionen größtenteils über spezielle Befreiungsbestimmungen abgebaut. Diese betreffen jedoch nicht einheitlich alle Optionen der Speicherung und folgen auch nicht immer der gleichen Regelungslogik:

- Für **stationäre Stromspeicher**, d.h. **Batteriespeicher und Pumpspeicher**, die Strom aus dem Netz zwischenspeichern und anschließend wieder einspeisen, gelten meist bereits Befreiungen, so dass **im Regelfall keine Doppelbelastung** mit staatlich regulierten Strompreisbestandteilen (beim Speichervorgang und beim anschließenden Letztverbrauch) erfolgt. Sie sind ganz überwiegend von Netzentgelten, Stromsteuer und EEG-Umlage befreit. Bei den Netzentgelten gilt die Befreiung für alle nach dem 31.12.2008 bis zum 03.08.2026 errichteten Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren (§ 118 Abs. 6 EnWG) (vgl. Kapitel 4.1). Insofern fallen nur bei Inbetriebnahme vor 2009 oder nach dem 03.08.2026 von Batteriespeichern mit Netznutzung und Pumpspeichern mit Netznutzung Netzentgelte an. Bei Pumpspeichern gelten weitere Einschränkungen (vgl. Kapitel 4.1). Die Stromsteuerbefreiung nach § 5 Abs. 4 StromStG setzt voraus, dass es sich um stationäre Batteriespeicher handelt, d.h. sie ortsfest und mit dem Versorgungsnetz verbunden sind. Pumpspeicher sind dagegen in jedem Fall von der Stromsteuer befreit. Bei der EEG-Umlage ist die Einspeicherung von der EEG-Umlage befreit (§ 61 Abs. 1 EEG), sofern für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wird. Speicherverluste sind ebenfalls nicht umlagepflichtig. Lediglich bei der Konzessionsabgabe sind keine eigenständigen Begünstigungen vorgesehen (vgl. Kapitel 4.1).

- Im Falle der Nutzung von **Stromspeichern für den Eigenverbrauch von Strom aus EE-Anlagen** bestehen speziell von der EEG-Umlage Befreiungen in bestimmten Anwendungsfällen, namentlich kleine PV-Hausspeicher bei EE-Anlagen bis 10 kW. Die EEG-Umlage fällt hier auch nicht beim Letztverbrauch an. Erst bei Anlagengrößen über 10 kW muss 40% der EEG-Umlage gezahlt werden, unabhängig davon, ob eine Zwischenspeicherung stattfindet oder nicht.
- **Speicher, die Teile eines Fahrzeugs sind** und Netzstrom beziehen (und wieder rückspeisen), fallen dagegen nicht unter die Befreiungsmöglichkeiten bei Stromsteuer und EEG-Umlage. Bei den Netzentgelten sieht § 14a EnWG vor, dass Verteilnetzbetreiber reduzierte Netzentgelte anbieten müssen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Näheres soll durch Rechtsverordnung konkretisiert werden. Diese steht jedoch noch aus.
- Ungünstiger ist die Situation bei den **Sektorkopplungsanwendungen**. Lediglich bei der **Stromsteuer** und bei den Netzentgelten ist **Power-to-Gas** durch die Befreiung der Elektrolyse (§9a StromStG, Befreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren) **begünstigt**. PtH kann beim Speichervorgang keine spezifischen Entlastungen in Anspruch nehmen. Entlastungen bei den Netzentgelten setzen einen **atypischen** (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) **oder stromintensiven Netzstrombezug** voraus. Ein Sonderfall ist die Teilnahme am Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“: Im Rahmen der **SINTEG-Verordnung**¹ können sich Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger entstandene wirtschaftliche Nachteile bei bestimmten Strompreisbestandteilen (Netzentgelte und an Netzentgelte gekoppelte Umlagen, Teile der EEG-Umlage) erstatten lassen.

b) Optionen zum Abbau von Hemmnissen aus staatlich veranlassten Abgaben, Umlagen und Entgelten

Das Projekt hat sich im Weiteren wertend mit verschiedenen möglichen Vorschlägen befasst, durch die bestehende Hemmnisse auf Grund staatlich induzierter Belastungen abgebaut werden können:

- Der Sache nach am bedeutsamsten ist der **Abbau von noch bestehenden Doppelbelastungen** bei der **Abschaltbare-Lasten-Umlage** und bei der **Umlage nach § 19 StromNEV**. Diese beiden Belastungen bestehen nach geltendem Recht auch für diejenigen Speicheroptionen fort, die bereits von anderen finanziellen Lasten wie den Netzentgelten und der Stromsteuer für die Einspeicherung, sowie (unter bestimmten Voraussetzungen) von der EEG-Umlage befreit sind. Daneben ist auch eine **Prüfung mess- und eichtechnischer Hemmnisse bzgl. der Bilanzierung des Stroms** erforderlich, die es erschweren, die geltenden Befreiungen bei der Zwischenspeicherung von Strom in Anspruch zu nehmen.
- aus **Effizienzgründen** sollten die **Speicherverluste** im Grundsatz mit staatlich regulierten Strompreisbestandteilen belastet werden. Solange jedoch z.B. die Umwandlungsverluste bei der Stromerzeugung nicht belastet sind, würde dadurch eine systematische Benachteiligung des Speicherstroms z.B. am Regelleistungsmarkt erwachsen.
- Daneben wurden im Fachgespräch weitere Reformoptionen erörtert, die bestimmte Vergütungsmechanismen von Speichern betreffen. Bedeutsam erscheint hier v.a. die **Weiterentwicklung der Zuschaltbare-Lasten-Regelung** durch Integration anderer Lasten und Speichermedien (neben PtH). Die Erfahrungen mit den Innovationsausschreibungen im EEG bleiben abzuwarten. Des Weiteren kann der Speicherausbau auch mit den Förderprogrammen auf Ebene der Bundesländer angereizt werden. Hier sollten jedoch nutzerfreundliche Kriterien zur Netzdienlichkeit als Fördervoraussetzung sicherstellen, dass der Speicherausbau nicht belastend auf das Stromnetz wirkt.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass die neuen Vorschriften des **EU-Elektrizitätsbinnenmarktrechts** der Stromspeicherung entsprechend in den von ihnen vorgegebenen Definitionen eine spezifische Rolle als Akteur in den Märkten zuweisen, die sich mit der im deutschen Energiewirtschaftsgesetz vorgenommenen Zuordnung zu den „Letztverbrauchern“ nicht verträglich. Nach der hier entwickelten rechtlichen Einschätzung ist die **Loslösung von der Kategorie der Letztverbraucher als solche zwingend EU-rechtlich erforderlich**. Die meisten in Deutschland vorgesehenen Abgaben, Umlagen und Entgelte richten sich jedoch auf Belastungen der Letztverbraucher. Die betreffenden Zahlungspflichten entstehen für die Einspeicherung dadurch, dass sie dem Letztverbrauch zugeordnet sind. Eine Loslösung der Einspeicherung von der Kategorie des Letztverbrauchs würde quasi automatisch zu deren Entfallen für die Einspeicherung führen. Das würde jedoch über das EU-rechtlich Erforderliche hinausgehen. Aufrechterhalten bleiben dürfen Abgaben, Umlagen und Entgelte, soweit sie nicht zu einer diskriminierenden Behandlung der Speicherung an den Märkten führen. **Das vollständige Entfallen** aller hier betrachteten **Abgaben, Umlagen und Entgelte** für sämtliche Speicheroptionen kann aber aus hiesiger Sicht **nicht als zielführend** betrachtet werden, denn dies würde zu **Fehlansätzen** in Richtung **ineffizienter Speicherung** führen, weil nicht einmal die

¹ Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V).

Speicherverluste finanziell anrechenbar wären. Es ist nach hiesiger Auffassung auch nicht zwingend mit der EU-rechtlich geforderten Zuweisung einer eigenständigen energiewirtschaftlichen Rolle für die Speicherung verbunden, zugleich auch unterschiedslos alle Abgaben, Entgelte und Umlagen entfallen lassen zu müssen. Deshalb sollte in einer vertiefenden Untersuchung (an anderer Stelle) genauer betrachtet werden, welche der vorhandenen Abgaben, Umlagen und Entgelte ggf. in welchem Umfang und unter welchen Voraussetzungen für die Stromspeicherung sinnvollerweise erhoben werden können, ohne diese dadurch an den Märkten zu diskriminieren.

Auch wenn die Bewertung der in Kapitel 6 vorgestellten Reformvorschläge bei vielen Kriterien positiv ausfällt, sollte anstelle weiterer spezifischer Befreiungen eine **grundlegende Reform der Systematik von Steuern, Entgelten und Umlagen auf Energie** angestrebt werden, inklusive einer ambitionierten **Weiterentwicklung des CO₂-Preispfades** mit dem Ziel der Internalisierung der THG-Kosten. Solange dieses Zielmodell nicht realisiert wird, ist als „second best“ Lösung an eine temporäre Begünstigung von netzdienlichen PtG/PtH-Anlagen, die EE-Strom beziehen, zu denken. Beim Eigenverbrauch empfehlen wir aufgrund umwelt- und verteilungspolitischer Erwägungen zusätzliche Begünstigungen nur in dem Rahmen zu schaffen, wie es bei anderen Eigenverbräuchen erfolgt.

1 Untersuchungsrahmen und Ablauf

Im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung wird Stromspeichern eine wichtige flankierende Rolle für den Ausbau erneuerbarer Energien zugeschrieben. Zugleich wird betont, dass der mittel- bis langfristige Ausbau von Speichermöglichkeiten in erster Linie Aufgabe der Akteure im Markt ist. Es soll jedoch speziell geprüft werden, inwieweit Stromspeicher beim Strombezug von der Abschaltbare-Lasten-Umlage („AbLaV-Umlage“)² und die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung³ („§-19-StromNEV-Umlage“) befreit werden können.

Der Prüfauftrag richtet sich demnach relativ konkret auf zwei bestimmte Maßnahmen zur finanziellen Entlastung des Speicherbetriebs, um spezifische Nachteile im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen zu beseitigen und die Stromspeicherung dadurch attraktiver zu machen. Es erscheint jedoch sinnvoll, den Blick auf den Gesamtrahmen der Abgaben und Entgelte auf den Bezug von Strom aus Speichern auszuweiten. Dadurch lässt sich zum einen die Rolle der explizit zu betrachtenden Umlagen besser einordnen. Zum anderen ist diese Ausweitung wichtig, um weitere Hemmnisse für den Einsatz von Speichertechnologien zu identifizieren und Reformvorschläge im Sinne des Klimaschutzes zu entwickeln.

Im Folgenden werden zunächst die (möglichen) Aufgaben von Speichern im Rahmen der Energiewende beschrieben (Kapitel 2) und daraus Vermarktungsoptionen (Erlöspfade) abgeleitet (Kapitel 3). Kapitel 4 behandelt die rechtlichen Ausgangsbedingungen, insbesondere auch die einschlägigen Rahmenbedingungen des EU-Rechts, die sich im Jahr 2019 wesentlich geändert haben. Kapitel 5 fasst zusammen, bei welchen Speicheranwendungen Hemmnisse im Bereich der staatlich regulierten Strompreisbestandteile bestehen. Kapitel 6 zeigt schließlich Reformoptionen auf, mit denen die Hemmnisse adressiert werden können.

In die Bearbeitung eingeflossen sind dabei Ergebnisse eines Fachworkshops mit Expert*innen aus Ministerien/Behörden, Wirtschaft/Verbänden und Wissenschaft im Juni 2020. In diesem wurden der Speicherbedarf, Hemmnisse bei der Marktentwicklung, die Auswirkungen des EU-Winterpakets und Reformoptionen bei den staatlich regulierten Preisbestandteilen diskutiert. Wir danken allen Teilnehmer*innen für die wertvollen Impulse.

² Rechtsgrundlage ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

³ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

2 Speicher als Elemente der Energiewende

Energiespeicher sind durch die drei Prozesse Einspeichern, Speichern und Ausspeichern gekennzeichnet. Sie spielen in einem strombasierten, auf erneuerbare Energien umgestellten Energiesystem eine zentrale Rolle, da sie für einen zeitlichen und in bestimmten Anwendungen auch räumlichen Ausgleich zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch sorgen. Zudem können sie bei der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr Anwendung finden.

2.1 Energiewirtschaftliche Aufgaben von Energiespeichern

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive leisten Speicher Beiträge zu den folgenden Aufgaben, um fluktuierende erneuerbare Energien zu integrieren:

Systemdienstleistungen

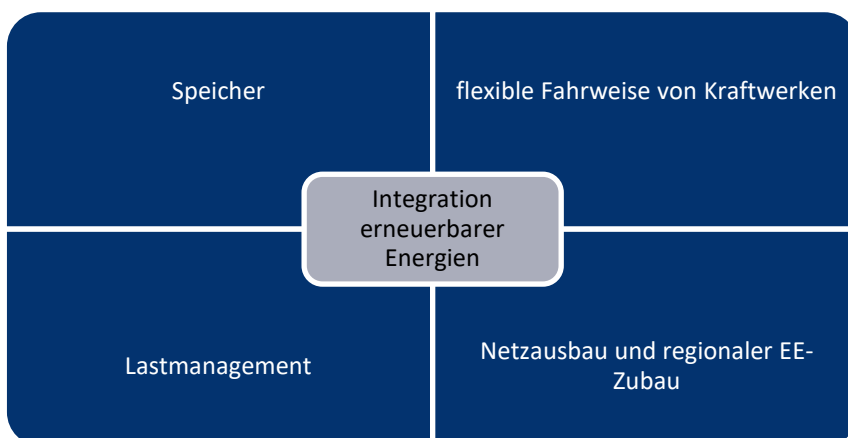
- **Netzstabilität:** Damit die Stromversorgung stabil und ohne Unterbrechungen gewährleistet werden kann, müssen Angebot und Nachfrage nach Strom zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein. Zu den Systemdienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienen, gehören Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung.

Marktlicher Einsatz

- **Spitzenglättung:** Abdeckung von Erzeugungs- und Lastspitzen, die z.B. zu bestimmten Tages- oder Jahreszeiten auftreten.
- **Ausgleich tageszeitlicher und saisonaler Schwankungen** der Energieerzeugung insb. von PV und Windenergie.
- **Sektorkopplung:** Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie. Die Speicherung erfolgt dann beispielsweise im Gasnetz oder als flüssiger Kraftstoff.

Eine detaillierte Übersicht zu Anwendungsbereichen von Energiespeichern zeigt Tabelle 5 im Anhang. Speicher sind in der Regel eine von mehreren Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem. Sie stehen somit im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen (Rid 2017). Zuallererst wird ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage durch einen **geografischen Ausgleich** mit Hilfe des Stromnetzes bereinigt. Auch der Ausbau der **Stromnetze** in Deutschland sowie des europäischen Verbundnetzes dient dazu. Des Weiteren können Ungleichgewichte durch eine **regionale Steuerung des EE-Ausbaus** vermieden werden. Es ist auch möglich, auf der Angebotsseite **flexibel** vorzugehen. Dies kann durch das An- und Abschalten von Kraftwerken gelingen. Bei dieser Bereitstellung von **Regelleistung** kommen neben Speichern und konventionellen Kraftwerken auch steuerbare erneuerbare Energie-Anlagen (Wasserkraft, Bioenergie) zum Einsatz. Schließlich können mittels **Lastmanagement** große Stromverbraucher bei niedrigerer Stromerzeugung ihre Nachfrage senken und diese im Gegenzug bei hoher Stromerzeugung wieder erhöhen. Der Speicherbedarf ist somit abhängig davon, in welchem Umfang die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen gleichzeitig zum Einsatz kommen (Agentur für erneuerbare Energien 2014).

Abbildung 1: Optionen zur Integration erneuerbarer Energien



Quelle: eigene Darstellung.

Diskussion zur Rolle der Speicher / Beitrag zur Netzstabilität

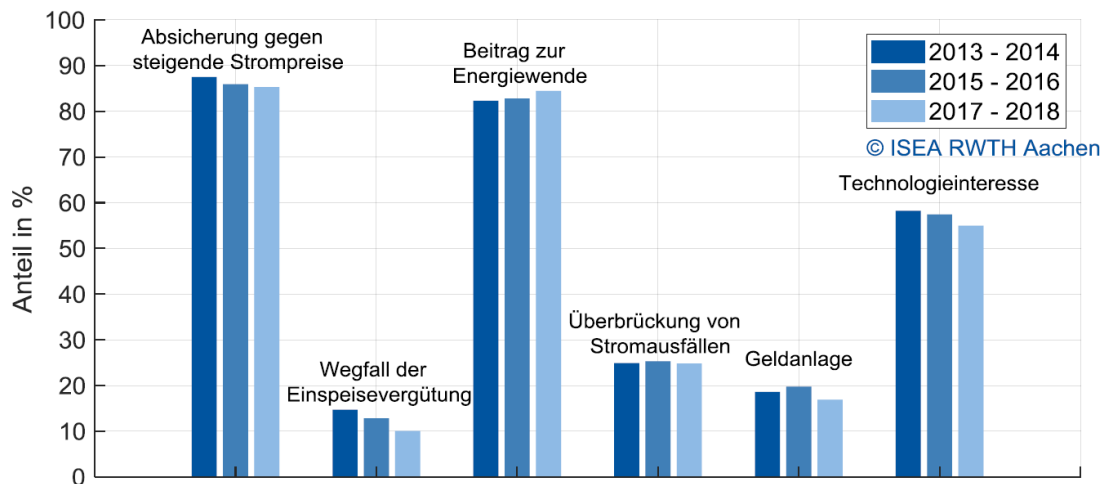
Inwieweit Speicher **netz- bzw. systemdienlich** eingesetzt werden (können), wird kontrovers diskutiert. Systemschädlich können Speicher beispielsweise sein, wenn PV-Strom in den Morgenstunden in den Heimspeicher geladen wird anstatt ins Netz, in dem der Solarstrom zu diesem Zeitpunkt benötigt würde. Wenn die Kunden im Standardlastprofil weiterlaufen, kann dies den Einsatz von Regelleistung erforderlich machen und damit im Ergebnis sogar die CO₂-Emissionen erhöhen.

Andererseits weisen Untersuchungen darauf hin, dass PV-Heimspeicher aktuell weder netzbelastend noch netzentlastend sind. Das liegt in erster Linie daran, dass die PV-Anlage letztlich netzdimensionierend wirkt⁴⁴. Eine netzentlastende Wirkung wird erst mit der Aggregation von Speichern erreicht, die sich für die Akteure (Prosumer) als Zumutung herausstellen könnte, da damit Anforderungen an die Akteure steigen (z.B. bzgl. Metering). Der netzdienliche Einsatz könnte dann auch von der einzelwirtschaftlichen Optimierung abweichen. Andere Studien (Moshövel u. a. 2015) kommen zu netzentlastenden Effekten bei richtiger Auslegung. Verteilnetzbetreiber bestätigen, dass Heimspeicher (und PV-Anlagen) keine netzbelastende Wirkung haben: sie müssen nicht gesteuert werden, um netzschädliche Wirkungen zu vermeiden. Ein Praxisbeispiel eines Batterie-Großspeichers zeigt sogar eine netzentlastende Wirkung, da der Speicher einen teureren lokalen Netzausbau vermeidet (badenova AG 2019).

2.2 Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende

Besonders PV-Heimspeicher haben in den letzten Jahren einen starken Zuwachs erfahren (vgl. RWTH Aachen 2019). Mittlerweile sind etwa 150.000 Batteriespeicher installiert, die zusammen eine Kapazität von 0,75 GWh aufweisen (BNetzA 2020a). Für Nutzer*innen ist dabei die Wirtschaftlichkeit der Anlagenkombination häufig nicht das einzige entscheidende Argument. Neben der Absicherung gegen steigende Strompreise wollen sie einen Beitrag zur dezentralen Energiewende bzw. zur „Energiewende in privaten Händen“ leisten (vgl. Abbildung 2). Speicher können demnach dazu beitragen, die Akzeptanz für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu erhalten.

Abbildung 2: Kaufmotivation für KfW-geförderte Heimspeicher



Quelle : RWTH Aachen 2019, Seite 11

2.3 Szenarien zum zukünftigen Speicherbedarf

Die Frage, **wie viele und welche Speicherkapazitäten** in Zukunft gebraucht werden, hängt zum einen davon ab, in welchem Verhältnis Speicher zu konkurrierenden Flexibilitätsoptionen (s. Kapitel 2.1) eingesetzt werden (sollen), zum anderen v.a. davon, wie sich der Zubau von Erneuerbaren Energien, der Netzausbau sowie die Stromnachfrage entwickeln. Im Folgenden werden Szenarien für den Bedarf bis 2030 und bis 2050 vorgestellt.

⁴⁴ Im KfW-Förderprogramm 275 für Speicher (Laufzeit bis Ende 2018) galt daher als Fördervoraussetzung, dass durch die Speicher die Einspeiseleistung der PV-Anlage auf 50% reduziert wird (RWTH Aachen 2019)

2.3.1 Speicherbedarf bis 2030

Die „**Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung (FA Bericht)**“ (Öko-Institut u. a. 2019), die auch für die Abschätzung des Finanzierungsbedarfs zentraler Energiewendetechnologien im Rahmen von AP1 (FÖS/Energy Brainpool 2018) verwendet wurde, enthält Szenarien, wie die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans erreicht werden können. In den darin betrachteten Zielpfaden werden zusätzlich erforderliche sogenannte „einlastbare“ Kapazitäten⁵ in Höhe von 5 bis 12 Gigawatt für das Jahr 2030 ausgewiesen, ohne dass weiter präzisiert wäre, in welchem Umfang dieser zusätzliche Bedarf einlastbarer Kapazität aus Stromspeichern, neuen Erzeugungsanlagen oder aus dem Ausland gedeckt würde. Andere Studien (Fraunhofer IWES u. a. 2014) (Fraunhofer ISI 2017) kommen zu dem Schluss, dass bis zu einem Anteil der Erneuerbaren Energien von rund 60% an der deutschen Stromversorgung der **Ausbau von Stromspeichern** für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien **nicht zwingend notwendig** sein könnte. Voraussetzung dafür wäre jedoch der Ausbau der Netzkapazitäten in Deutschland und den Staaten des europäischen Stromverbunds, neben einem hoch flexiblen Betrieb fossiler Kraftwerke und KWK-Anlagen sowie einem hohen Anteil von Lastmanagement bei industriellen Großverbrauchern (Agentur für erneuerbare Energien 2014). Ob diese Voraussetzungen im notwendigen Ausmaß erfüllt werden können, ist derzeit ungewiss. Aus diesem Grund sowie angesichts des Ausbauziels bis 2030 bei erneuerbaren Energien (65%) sowie der langfristigen Klimaziele sollte deren **Markteinführung** also rechtzeitig **angereizt** werden (Agora Energiewende 2018).

2.3.2 Speicherbedarf bis 2050

Anders stellt sich die Situation beim weiteren Fortschreiten der Energiewende bis 2050 dar. In allen ausgewerteten Szenarien für das Erreichen des Klimaziels 2050 (-95% THG-Minderung) spielen Stromspeicher, PtH und PtG eine Rolle, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß. Die wesentlichen Ergebnisse der Szenarien mit Blick auf Speicher zeigt nachfolgende Tabelle 1.

Tabelle 1: Szenarien zum Speicherbedarf bis 2050

Klimapfade für Deutschland (BCG/Prognos 2018)
Die Studie zeigt volkswirtschaftlich kosteneffiziente Wege zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands für das Jahr 2050 (Senkung der Treibhausgasemissionen bis 95% gegenüber 1990) auf.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im 95%-Klimapfad decken die fluktuierenden erneuerbaren Energien in den meisten Stunden die Stromnachfrage ab. Dazu tragen sowohl die Flexibilisierung der Nachfrage, der zunehmende geografische Ausgleich, der Ausbau von Stromnetzen wie auch der Ausbau von Stromspeichern bei. ▪ Dazu ist ein Ausbau der Stromspeicher auf 30 GW nötig. Der Großteil der zusätzlichen Speicher wird aus dezentralen Batteriespeichern bestehen, häufig zusammen mit PV-Anlagen zur Glättung der Mittags-Leistungsspitze und zur Eigenverbrauchsoptimierung. Ohne die Möglichkeit von Lastmanagement wären sogar Stromspeicherkapazitäten von über 50 GW notwendig. ▪ Dem Lastmanagement kommt demnach eine entscheidende Rolle zu. Dazu müssen auch neue Verbraucher wie Wärmepumpen und batterieelektrische Pkw (die hier dem Lastmanagement zugeordnet werden) mittelfristig in der Lage sein, flexibel auf die Anforderungen des Stromsystems zu reagieren. Zudem wird von einem Potenzial für industrielles Lastmanagement von 8 GW ausgegangen. ▪ Das Potenzial für (zentrale) Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke ist jedoch aufgrund ökonomischer, technischer und geografischer Restriktionen begrenzt. Daher wird die Deckung der Höchstlast vor allem über thermische Kraftwerke, welche mit vollständig erneuerbar erzeugtem Power-to-Gas betrieben werden, gesichert. Die notwendige Kraftwerksleistung der Gaskraftwerke in 2050 wird mit 75 GW angegeben. ▪ Aufgrund des damit höheren Stromverbrauchs und einer umfangreichen Sektorkopplung wird der Nettostromverbrauch bis 2050 auf 626 TWh steigen.
Wege für die Energiewende (Forschungszentrum Jülich 2019).
Die Studie des Forschungszentrum Jülichs kommt zum Ergebnis, dass weniger stationäre Stromspeicher benötigt werden, da das Potenzial von Lastmanagement höher eingeschätzt wird.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für die kurzfristige Speicherung zum Ausgleich wetterbedingter Einspeiseschwankungen von PV- und Windenergieanlagen sowie von Nachfrageschwankungen bis maximal im Stundenbereich kommen Batteriespeicher zum Einsatz. In diesem Bereich wird das

⁵ „Einlastbare Kraftwerkskapazitäten bezeichnen die Leistung derjenigen Anlagen, deren Erzeugung nicht vom variablen Wind- und Solarenergieangebot abhängig sind und deren Erzeugung (Einlastung) weitgehend von den Betreibern bestimmt werden kann.“ (Öko-Institut u. a. 2019, Seite 300).

Lastmanagementpotenzial durch batterieelektrische Fahrzeuge als **ausreichend** angesehen, unter der Annahme, dass sich 10% der verfügbaren Speicherkapazität systemdienlich nutzen lassen.

- Für den **Ausgleich von Tages- und Wochenzyklen** v.a. der Photovoltaik sowie der Stromnachfrage reicht die in Deutschland in 2050 verfügbare Speicherkapazität (Mittelfristspeicher) über **Pumpspeicherkraftwerke** von 56 GWh nicht aus. Daher kommen zusätzlich **Druckluftspeicherkraftwerke** zum Einsatz, die eine installierte Kapazität von 189 GWh (5 GW) aufweisen.
- Der **bedeutendste Speicherbedarf** ergibt sich beim **saisonalen Ausgleich von Solar- und Windenergie** (Langzeitspeicher), der über **Power-to-Gas** erfolgt. Dabei erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff mittels regenerativ erzeugtem Strom überwiegend im Ausland. Für Transport und Speicherung wird die bestehende Erdgasinfrastruktur umgewidmet. Es ist jedoch **ein zusätzlicher Wasserstoffspeicherbedarf von 70 TWh** nötig. Die erforderliche installierte elektrische Leistung an Brennstoffzellen und Wasserstoffgasturbinen liegt bei ca. 4,6 GW.

Leitstudie Integrierte Energiewende (dena/ewi Energy Research & Scenarios gGmbH 2018)

Die dena-Leitstudie analysiert in vier Szenarien und einem Referenzszenario die Bedingungen einer erfolgreichen ganzheitlichen Energiewende. Dabei werden, differenziert nach den beschrittenen Transformationspfaden, die notwendigen Umbaumaßnahmen bei technischen Anlagen, Infrastrukturen und Märkten in den Sektoren Verkehr, Industrie, Energie und Gebäude bestimmt. Das Kernergebnis der Studie ist, dass die Mehrkosten der Energiewende gegenüber einer konventionellen Energieerzeugung am niedrigsten bei der Nutzung eines möglichst breiten Energiemix ausfallen.

- Speicher spielen dabei grundsätzlich eine Rolle, die jedoch vom konkreten Transformationspfad abhängig ist. Die Studie fasst dabei Stromspeicher mit der Energieerzeugung durch Biomasse und Wasserkraft zusammen. Je nach Szenario schwankt deren Kapazität in 2050 in einer **Spanne zwischen 30 und 39 GW**. Das Ausmaß hängt u.a. auch vom Umfang des Einsatzes synthetischer Energieträger ab.
- Stromspeicher sind besonders in Situationen wie einer **Dunkelflaute** oder bei der **Bewältigung der Jahreshöchstlast** ein wichtiger Bestandteil der Energiewende.

Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (Fraunhofer ISE 2020).

Die Studie zeigt Transformationspfade **im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen** auf. In vier Szenarien zur Erreichung des 95%-Klimaziels werden unterschiedliche gesellschaftliche Entscheidungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und so auch zur Rolle der Speicher modelliert. In allen Szenarien sind Speicher zusammen mit Lastverschiebung und Demand Response ein grundsätzlicher Teil der Lösung von Flexibilitätsproblemen und werden in unterschiedlichen Bauformen benötigt. Als Energiespeicher gelten stationäre Batterien, mobile Batterien in Fahrzeugen, Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher sowie mit Einschränkungen auch Methanspeicher. Je nach Szenario gelten folgende Bedingungen für den Ausbau und die Nutzung von Speichern:

- Der **umfangreichste Ausbau der Speicherkapazitäten** ist im **Szenario „Inakzeptanz“** vonnöten. Das Szenario geht von einer ablehnenden Haltung der Bevölkerung gegenüber Windenergieanlagen aus, weshalb u.a. Photovoltaik-Anlagen umfangreicher ausgebaut werden müssen. In diesem Szenario wird zudem mit Einschränkungen im Bereich des Ausbaus der Stromübertragungskapazitäten gerechnet. Um die Energie aus PV-Anlagen auch in den Abend- und Nachtstunden nutzen zu können, wird eine **Speicherkapazität von 400 GWh** benötigt (Fraunhofer ISE 2020).
- Im **Szenario „Beharrung“** ist ein Ausbau der **Speicherkapazitäten auf 300 GWh** notwendig, da die Bevölkerung z.B. den Zugriff auf Fahrzeugbatterien als flexible Last ablehnt und auch der Ausbau von Wärmepumpen in Wohngebäuden oder Technologien zum thermischen Speichern nicht gelingt (Fraunhofer ISE 2020).
- Das **Szenario „Suffizienz“** geht von umfangreichen gesellschaftlichen Umbaumaßnahmen zur Förderung der Energiewende und einer hohen Akzeptanz dieser Maßnahmen aus. Der Ausbau von **Energiespeichern** auf eine Kapazität von **50 GWh** ist erst spät notwendig, da andere Flexibilitätsoptionen wie der Zugriff auf Fahrzeugbatterien und Wärmepumpen in ausreichendem Umfang möglich ist. Auch wird angenommen, dass Windkraft- und Photovoltaikausbau in einem optimalen Verhältnis voranschreiten, in vielen Stromverbrauchsbereichen Effizienzsteigerungen möglich sind und nicht auf negative Stimmung in der Bevölkerung Rücksicht genommen werden muss (Fraunhofer ISE 2020).
- Das **Referenzszenario** schreibt die aktuelle Entwicklung der Energiewende fort. Hier wäre im Jahr 2050 eine **Kapazität von 150 GWh** Energiespeicher notwendig (Fraunhofer ISE 2020).

Quelle: eigene Darstellung

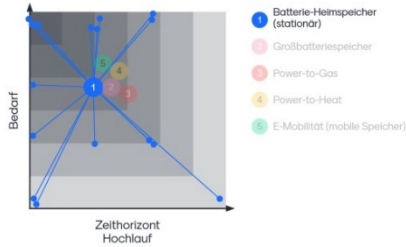
2.3.3 Einschätzung der Expert*innen zum Speicherbedarf und Zeithorizont

Beim Fachworkshop im Juni 2020 wurden die (subjektiven) Einschätzungen der Teilnehmenden zum Bedarf (kein Bedarf bis hoher Bedarf) und zum Zeithorizont des Markthochlaufs (sofort bis 2050) einzelner Speichertechnologien abgefragt. Dabei zeigte sich ein sehr heterogenes Meinungsbild. Während einige Teilnehmende überhaupt keinen Bedarf an Batteriespeichern (insb. Heimspeicher) sehen, wird der Bedarf von anderen Akteuren als hoch eingeschätzt. Auch der Zeithorizont für den Markthochlauf wird unterschiedlich gesehen. Einige Teilnehmer sehen den Hochlauf als bereits heute notwendig,

einzelne dagegen erst im Richtung 2050. Im Vergleich zu den Großspeichern waren etwas mehr Expert*innen der Meinung, dass der Hochlauf bereits heute notwendig ist (Abbildung 3).

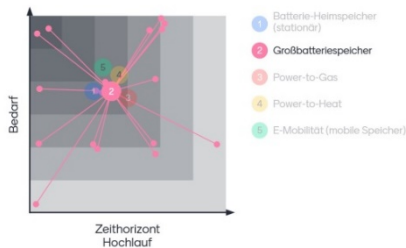
Abbildung 3: Einschätzung Bedarf und Zeithorizont Batteriespeicher

Wie sehen Sie den Bedarf und den Zeithorizont für den Hochlauf von neueren Speichertechnologien? Mentimeter



18

Wie sehen Sie den Bedarf und den Zeithorizont für den Hochlauf von neueren Speichertechnologien? Mentimeter



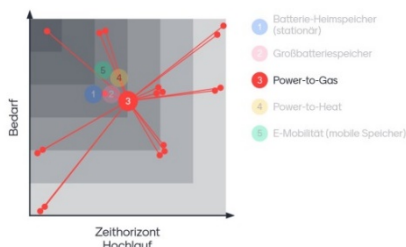
18

Quelle: eigene Abfrage, menti.com

Auch bei der Einschätzung von PtG und PtH gingen die Bewertungen stark auseinander. Bei PtH gab es jedoch keinen Experten, der keinen Bedarf gesehen hätte. Auch insgesamt wurde der Bedarf höher eingeschätzt als bei PtG. Mit Blick auf den Zeithorizont gab es ebenfalls eine große Diversität: eine Gruppe sah bereits in naher Zukunft den Markthochlauf als notwendig an, eine zweite Gruppe eher in der mittleren Frist, und eine dritte Gruppe war der Meinung, der Markthochlauf müsse erst bei weitgehender Dekarbonisierung erfolgen (Abbildung 4).

Abbildung 4: Einschätzung Bedarf und Zeithorizont PtG/PtH

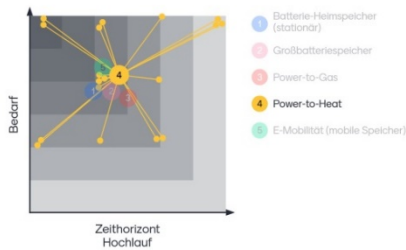
Wie sehen Sie den Bedarf und den Zeithorizont für den Hochlauf von neueren Speichertechnologien? Mentimeter



18

Wie sehen Sie den Bedarf und den Zeithorizont für den Hochlauf von neueren Speichertechnologien?

Mentimeter



18

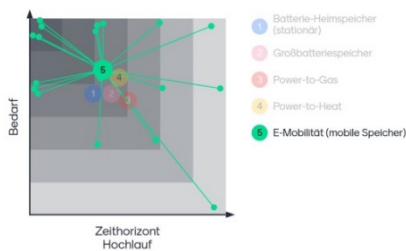
Quelle: eigene Abfrage über menti.com

Bei den mobilen Speichern wurde von den meisten Expert*innen ein mittlerer bis hoher Bedarf und ein kurzer bis mittlerer Zeithorizont für den Markthochlauf gesehen. Auch hier zeigte sich eine große Vielfalt an Einschätzungen. Im Mittel wurde hier ein etwas höherer Bedarf gesehen als bei den anderen Technologien (Abbildung 5).

Abbildung 5: Einschätzung Bedarf und Zeithorizont E-mobilität (mobile Speicher)

Wie sehen Sie den Bedarf und den Zeithorizont für den Hochlauf von neueren Speichertechnologien?

Mentimeter



18

Quelle: eigene Abfrage über menti.com

2.4 Zwischenfazit

Strom- und Energiespeicher werden in Zukunft eine größere Rolle als Flexibilitätsoption zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt spielen. Allerdings stehen sie auch im **Wettbewerb** zu anderen energiewirtschaftlichen Optionen, insbesondere **nachfrageseitiger Anpassungen** an das Stromangebot sowie - im Bereich der Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität - Optionen wie **Regelleistung aus steuerbaren (erneuerbaren) Kraftwerken**.

Die Szenarien für 2030 und 2050 zeigen, dass das **Lastmanagement eine entscheidende Rolle** für eine kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende spielt. Für den Ausgleich kurzfristiger Schwankungen könnten bei optimaler technologischer Umsetzung und gesellschaftlicher Akzeptanz Batterien in Elektrofahrzeugen ausreichen. Unterschiedlich beurteilt wird der Bedarf an zusätzlichen dezentralen oder industriellen, stationären Stromspeichern. Für den Übergang zu 100% Erneuerbaren Energien sind **Langfristspeicher zum Ausgleich saisonaler Schwankungen** nötig. Hier sehen die Studien einen hohen Bedarf an Power-to-Gas. **Voraussetzung für einen geringen Speicherausbau** ist, dass große Anstrengungen im Bereich der **Energieeffizienz** erfolgen, so dass nicht nur weniger Energie verbraucht, sondern insgesamt auch die Höchstlast – trotz weitgehend strombasierter Anwendungen in allen Sektoren – gegenüber heute sinkt bzw. nicht wesentlich steigt.

3 Betriebswirtschaftliche Betrachtung: Vermarktungsoptionen von Stromspeichern

Je nachdem, welche Aufgaben Stromspeicher übernehmen (Tabelle 5), bieten sich ihnen unterschiedliche Vermarktungsoptionen. Sie können am Regelleistungsmarkt oder am Handel an der Strombörse teilnehmen und somit „Geld verdienen“ (Energieagentur NRW 2017). Sie können aber auch zur Optimierung des Netzstrombezugs und des Eigenverbrauchs eingesetzt werden („Geld sparen“). In dem Fall besteht das betriebswirtschaftliche Kalkül in der Einsparung von Abgaben, Entgelten und Umlagen, die ansonsten für den Netzstrombezug angefallen wären. Ein weiterer Einsatzbereich ist die Sektorkopplung. In der Regel müssen Batteriespeicher mehrere Aufgaben (Erlöspfade) erfüllen, um eine in Summe gute Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Die in Kapitel 6 vorgestellten Reformoptionen wirken sich dementsprechend unterschiedlich stark je nach Einsatzzweck aus. Nachfolgend sind die wichtigsten Erlöspfade erläutert (vgl. dazu auch Schnabel/Freidel 2018, innogy 2019, BNetzA 2020a).

Einsatz zur Sicherstellung der Netzstabilität: Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Regelleistung dient dazu, innerhalb eines Versorgungssystems die Leistungsbilanz auszugleichen und die Frequenz stabil zu halten. Sie gleicht Schwankungen innerhalb von Sekunden (Primärreserve), fünf Minuten (Sekundärreserve) oder Viertelstunden (Minutenreserve) aus. Übersteigt der ins Netz eingespeiste Strom den zum selben Zeitpunkt entnommenen Strom, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. In diesem Fall benötigt der Netzbetreiber negative Regelleistung durch Stromabnehmer, die dem Netz kurzfristig Strom entziehen. Bei nicht prognostizierter, erhöhter Stromnachfrage ist dagegen positive Regelleistung erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig eine zusätzliche Stromeinspeisung in sein Netz. Die Vorhaltung der Regelleistung ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber und wird am Regelleistungsmarkt wettbewerblich ausgeschrieben. Die Kosten werden über die Netzentgelte refinanziert (Next Kraftwerke 2018). Erfolgreiche Gebote werden mit einem Leistungspreis für die Bereitschaft, Regelleistung bereitzustellen, vergütet. Zusätzlich wird ein Arbeitspreis gezahlt, sofern ein Abruf von Regelleistung tatsächlich erfolgt. Batteriespeicher eignen sich beispielsweise für die Aufnahme und Abgabe von Primärregelleistung, sofern sie eine gewisse Größe überschreiten. Dies kann auch durch Vernetzung kleinerer Speicher geschehen. Speicher stehen dabei in Konkurrenz zu anderen Anbietern am Regelleistungsmarkt wie Kraftwerksbetreibern, dezentralen Anlagen und EE-Anlagen. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt alleine ist in der Regel derzeit nicht ausreichend für die Wirtschaftlichkeit der Speicher.

Einsatz zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage: Teilnahme an der Strombörse

Stromspeicher können am Handel an der Strombörse teilnehmen. Im Vergleich zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist der auf die Energiemenge bezogene Handel an der Strombörse im derzeitigen Marktumfeld jedoch noch von geringerer Bedeutung. Beim Handel müssen sich die Speicher an den entsprechenden Preissignalen orientieren. Bei der Strombörse nutzen Speicher Preisspreads zwischen Peak und Off-Peak-Zeiten aus, indem sie zu Off-Peak-Zeiten von Erzeugern laden und zu Peak-Zeiten einspeisen (IKEM/UFZ 2016). Allerdings werden bei zunehmender Marktdurchdringung von Speichern (und insb. auch in Kombination mit anderen Flexibilitätsoptionen) durch den zeitlichen Ausgleich zwischen Stromangebot und Stromnachfrage die Preisunterschiede perspektivisch geringer.

Einsatz zur Optimierung des Netzstrombezugs von Großverbrauchern

Speicher können auch dazu eingesetzt werden, Lastspitzen bei Großverbrauchern, z.B. Industriebetrieben, zu kappen („Peak Shaving“) und/oder zeitlich zu verschieben. Durch solche Lastspitzen entstehen durch die stark leistungspreis-geprägte Netzentgeltberechnung bei Unternehmen sonst regelmäßig sehr hohe Netzentgelte. Darüber hinaus können bei zu großen Lastschwankungen die Voraussetzungen für die Netzentgeltprivilegierung nach § 19 StromNEV gefährdet sein (vgl. BNetzA 2020). Auch stehen dem Speicherbetreiber bis 2022 noch vermiedene Netzentgelte zu, die durch Vermeidung von Lastspitzen auf der vorgelagerten Netzebene entstehen. Denn ein Teil dieser vermiedenen Netzentgelte steht gemäß § 18 StromNEV dem Stromkunden zu, der sie dafür von seinem Versorger einfordern darf (Urban, Hans 2018; BNetzA 2020).

Einsatz zur Eigenverbrauchsoptimierung

Werden Stromspeicher dafür eingesetzt, den Eigenverbrauch zu optimieren, ergibt sich die Wirtschaftlichkeit der Speicher aus dem eingesparten Bezug von Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung (Netzstrom)⁶. Dafür ist entscheidend, dass die Stromgestehungskosten inklusive der Stromspeicherkosten (Anschaffungs- und Wartungskosten, vgl. Energieagentur.NRW 2017) niedriger sind als die Kosten für den bezogenen Netzstrom. Dies ist vor allem dann gegeben, wenn auf den Netzstrom Abgaben, Entgelte und Umlagen in voller Höhe anfallen, die bei Eigenverbrauch nicht gezahlt werden müssen, wie bei privaten Haushalten. Bei gewerblichen Anwendungen greifen u.U. auch auf der Strombezugsseite Befreiungen (z.B. bei den Netzentgelten aufgrund § 19 Abs. 2 StromNEV), die sich dann nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher auswirken.

Eine Sonderform beim Eigenverbrauch sind sog. Quartierspeicher, bei denen Strom aus verschiedenen Quellen ein- und ausgespeichert wird (Energieagentur.NRW 2017). Entscheidend für die Frage, ob Eigenverbrauchsprivilegien in Anspruch genommen werden können, ist, ob sich der Speicher in einer Kundenanlage ohne oder mit Nutzung des öffentlichen Netzes befindet. Bei einer Kundenanlage ohne Nutzung des öffentlichen Netzes fallen keine Netzentgelte oder netzbezogene Umlagen an. Bzgl. der EEG-Umlage ist die Betreibereigenschaft (Personenidentität) von Bedeutung (vgl. Gähns u. a. 2018).

Einsatz als Sektorkopplungstechnologie

Power-to-Heat und Power-to-Gas-Anwendungen zählen zu den Mittelfrist- und Langfristspeichern. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass der umgewandelte Energieträger (Wärme bzw. Wasserstoff oder Methan) über einen längeren Zeitraum gespeichert werden kann. Über die Nutzung der gespeicherten Wärme bzw. des Gases im Wärme- und Verkehrssektor werden die Sektoren miteinander gekoppelt.

Für die Wirtschaftlichkeit der beiden Technologien gilt dabei, dass die Strombezugskosten und die Speicherkosten inkl. etwaiger Margen niedriger sein müssen als die Wärme- bzw. Gaspreise konkurrierender Energieträger (insb. Erdgas) beim belieferten Endverbraucher. PtH und PtG-Anwendungen werden somit insbesondere dann Strom beziehen, wenn die Strom-Großhandelspreise niedrig oder gar negativ sind. Sie werden wirtschaftlicher, wenn Wärme- bzw. Gaspreise steigen. Mit Beginn der CO₂-Bepreisung im Wärmesektor ab dem Jahr 2021 ist von einem Anstieg der Gaspreise auszugehen, so dass hier positive Effekte zu erwarten sind (Lumenion GmbH 2020). Auf den Strombezug bei PtH sind bisher jedoch im Regelfall alle staatlich regulierten Strompreisbestandteile zu zahlen (vgl. nachfolgende Kapitel).

Diskussion: betriebswirtschaftliche Optimierung versus volkswirtschaftliche Effizienz

Einige Akteure des Expert*innen-Workshops im Juni 2020 sehen den Einsatz von Speichern zur Optimierung des Netzstrombezugs und insbesondere zur Eigenverbrauchsoptimierung sehr kritisch. Denn in diesen Fällen fehle die Übereinstimmung von individuellem und gesellschaftlichem Nutzen und der Speichereinsatz produziere hohe gesellschaftliche Kosten (vgl. BNetzA 2019) und kein volkswirtschaftlich effizientes Ergebnis. Letztlich betrifft dies die – über die konkreten Regelungen speziell für Speicher hinausgehende - grundsätzliche Frage, inwieweit mit der bestehenden Systematik bei Abgaben, Entgelten und Umlagen eine verursachergerechte Allokation der Kosten des Energiesystems stattfindet. Zum Beispiel werden Netzentgelte bei Privathaushalten überwiegend auf den Arbeitspreis erhoben, obwohl v.a. der Netzanschluss kostendimensionierend ist⁷. Wäre die Kilowattstunde Netzstrom mit geringeren Netzentgelten belegt (bei entsprechend höheren Grundpreisen), würde sich der Eigenverbrauch weniger lohnen. Speicher optimieren sich aus Sicht mancher Expert*innen somit „gegen das System“, nutzen aus betriebswirtschaftlicher Perspektive jedoch letztlich nur die geltende Systematik zu ihrem Vorteil.

⁶ Energiespeicher können auch als PtG/PtH in Eigenverbrauch eingesetzt werden, um den Eigenverbrauch zu optimieren.

⁷ Zur Diskussion um Reformen bei den Netzentgelten vgl. (FÖS/IZES 2017)

4 Rechtliche Ausgangsbedingungen

4.1 Steuern, Entgelte und Umlagen nach bisherigem Recht

4.1.1 Einspeicherung in den Speicher als „Letztverbrauch“

Die relativ ungünstige wirtschaftliche Ausgangsposition der Stromspeicherung im Verhältnis zu anderen Flexibilitätsoptionen des Systems der Stromversorgung hat in rechtlicher Hinsicht ihren Ursprung darin, dass der Speicherung von Strom im energiewirtschaftlichen Regelungsgefüge keine eigenständige Rolle zugewiesen wird. Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁸ unterscheidet in seinen Grundstrukturen lediglich zwischen den Rollen der Erzeugung, des Vertriebs, des Transports (Netzbetriebs) und des Letztverbrauchs von Strom. Dies führt bisher in vielen Fällen zu einer doppelten finanziellen Belastung des Speicherstroms mit bestimmten rechtlich veranlassten Kostenfaktoren.

Entscheidend ist insoweit, dass die Einspeicherung des Stroms in den Speicher dem „Letztverbrauch“ zugeordnet wird. Der Speicher gilt insoweit selbst als „Letztverbraucher“ im Sinne von § 3 Nr. 25 EnWG.⁹ Nach der später erfolgten Ausspeicherung des Stroms zum Zwecke der Versorgung kommt es dann bei den Endkonsumenten des Stroms erneut zum „Letztverbrauch“, weil der ausgespeicherte Strom wie anderweitig erzeugter/bezogener Strom behandelt wird.

Dass Stromspeicher für den Vorgang der Einspeicherung als „Letztverbraucher“ anzusehen sind, hat der Bundesgerichtshof bereits im Jahr 2009 entschieden.¹⁰ Die damalige Entscheidung erging zwar als solche nur für Pumpspeicherkraftwerke und war rechtlich zunächst durchaus umstritten. Der Bundesgesetzgeber baute jedoch in anderen Regelungen darauf auf, so dass dieses Verständnis heute für alle Arten der Stromspeicherung als anerkannt gilt.

Die Konsequenz aus der Einstufung der Einspeicherung als Letztverbrauch ist, dass es zur Doppelbelastung des Speicherstroms mit Steuern, Entgelten und Umlagen kommt, die an den Letztverbrauch anknüpfen (d.h. die auf den letztverbrauchten Strom erhoben werden). Dies führt für die Stromspeicherung zu einer deutlichen Schlechterstellung im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen, bei denen es nur einmalig zur Belastung mit Abgaben, Umlagen und Entgelten auf den Letztverbrauch kommt – insb. gegenüber der Erzeugung von Strom für den Einsatz als Regenergie.

Der Gesetzgeber hat im Laufe der letzten Jahre einige Korrekturen an den einschlägigen Vorschriften vorgenommen, um diese Doppelbelastung einzuschränken, ohne dabei jedoch die grundsätzliche Zuordnung der Einspeicherung als Akt des Letztverbrauchs aufzuheben. Dabei ist er nicht systematisch einheitlich vorgegangen, so dass sich die Rechtslage heute für die einzelnen Speicher sehr unterschiedlich darstellen kann, wobei es zum einen auf die jeweiligen Abgaben-/Entgelt-/Umlagenart ankommt, zum anderen auch auf die Speichertechniken, die eingesetzten Energiearten oder Merkmale wie die Inbetriebnahmezeitpunkte oder die Betriebsdauer.

4.1.2 Arten von Steuern, Umlagen und Entgelten auf den Letztverbrauch

Auf den Letztverbrauch von Strom werden grundsätzlich die im Folgenden genannten Steuern, Umlagen und Entgelte erhoben. Ohne die nachträglich erfolgten gesetzlichen Korrekturen – auf die sogleich näher eingegangen werden soll – würden diese in vollem Umfang auch auf den in Speicher eingespeicherten Strom zu entrichten sein:

- die nach den Vorschriften des EnWG und der StromNEV zu entrichtenden Netzentgelte,
- die nach § 19 Abs. 2 StromNEV zu entrichtende sog. § 19-StromNEV-Umlage,
- die nach den Bestimmungen der AbLaV erhobene sog. Abschaltbare-Lasten-Verordnung-Umlage (AbLaV-Umlage),
- die von den Netzbetreibern an die Kommunen zu entrichtenden Konzessionsabgaben im Sinne von § 48 EnWG,

⁸ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002) geändert worden ist.

⁹ Die Vorschrift definiert als „Letztverbraucher“: „Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich“.

¹⁰ BGH, Beschluss vom 17. 11. 2009 - EnVR 56/08 (OLG Düsseldorf), NVwZ-RR 2010, 431 ff.

- die auf Grund der Vorschriften des EEG¹¹ zu entrichtende EEG-Umlage,
- die nach §§ 26 ff. des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)¹² erhobene KWK-Umlage,
- die nach § 17f EnWG erhobene sog. Offshore-Netzumlage (bis vor Kurzem „Offshore-Haftungsumlage“),
- die auf Grund des Stromsteuergesetzes (StromStG)¹³ erhobene Stromsteuer.

Dabei ist zu beachten, dass die KWK-Umlage, die § 19-StromNEV-Umlage, die Offshore-Netzumlage nach § 17f EnWG sowie die AbLaV-Umlage gemeinsam mit den Netzentgelten erhoben und abgerechnet werden, was sich aus den jeweils einschlägigen Rechtsvorschriften ausdrücklich ergibt. Gemeinsam mit den Netzentgelten werden an die Letztverbraucher anteilig auch die Konzessionsabgaben übergewälzt, bei denen es sich um von den Gemeinden gegenüber den Netzbetreibern für die Nutzung ihrer Wege für Stromnetze erhobene Entgelte handelt, welche an die Letztverbraucher weitergewälzt werden. Demgegenüber wird die EEG-Umlage unabhängig von den Netzentgelten in einem eigenständigen Wälzungssystem erhoben. Die Erhebung der Stromsteuer erfolgt ebenfalls in einem eigenständigen System.

4.1.3 Bisherige Korrekturen an den finanziellen Lasten für die Einspeicherung

Real liegt die von den Speicherbetreibern zu tragende Last aus Steuern, Umlagen und Entgelten auf den eingespeicherten Strom in der Regel deutlich niedriger als für andere Arten des Letztverbrauchs von Strom, weil der Gesetzgeber in den letzten Jahren bereits Korrekturen an den zugrunde liegenden Vorschriften vorgenommen hat, um die spezifische Mehrbelastung von Stromspeichern gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen zu mindern. Dabei ist er allerdings recht uneinheitlich vorgegangen. Im Einzelnen:

Netzentgelte

Bei den Netzentgelten ist zwischen den Regelungen für den Bezug von Strom aus einem Übertragungs- oder Verteilnetz und für den Bezug aus einem Versorgungsnetz zu unterscheiden:

a) Befreiung für aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz zur Speicherung bezogenen Strom (§ 118 Abs. 6 EnWG)

§ 118 Abs. 6 EnWG spricht für die Betreiber von ortsfesten Stromspeicheranlagen (Satz 1) und Pumpspeicherkraftwerken (Satz 2) eine an bestimmte Voraussetzungen geknüpfte Befreiung von der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz aus:

- Bei Stromspeichern gilt die Befreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG für nach 2008 neu errichtete Anlagen, die ab 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme. Sie wird gemäß § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG 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.
- Bei Pumpspeicherkraftwerken gilt die für diese in § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG ausgesprochene Befreiung ausschließlich für bereits bestehende Anlagen, 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, für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme.

Zu beachten ist, dass die in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ausgesprochene Regelung zur ausnahmsweisen Befreiung von den Netzentgelten auch anzuwenden ist auf den Bezug von Strom zum Zwecke der Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse sowie auf den Bezug zur Herstellung von Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung – praktisch also auch für PtX-Prozesse mit Ausnahme von Power-to Heat. Das ergibt sich im Rückschluss aus § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG, in dem geregelt ist, dass in diesen Fällen die Sätze 2 und 3 des § 118 Abs. 6 nicht

¹¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.

¹² Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.

¹³ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) geändert worden ist.

anzuwenden sind. Außerdem regelt § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG, dass in solchen Anlagen hergestelltes Gas von den Einspeisungsentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit ist.

b) Reduzierte Netzentgelte für netzdienlich steuerbaren Strom aus einem Niederspannungsnetz (§ 14a EnWG)

Gemäß § 14a Satz 1 EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Nach Satz 2 der Vorschrift gelten auch Elektromobile als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne der Regelung. Zum Ganzen steht noch der Erlass einer konkretisierenden Rechtsverordnung aus. Letztere wird momentan vom BMWi vorbereitet.

§ 14a Satz 1 EnWG kann insbesondere für die Nutzung von Batterien aus Elektrofahrzeugen in der Funktion von Stromspeichern von Bedeutung werden, deren Strombezug im Übrigen weder von den Netzentgelten noch von den anderen hier betrachteten finanziellen Lasten befreit sind. Ob auch PtX-Anlagen unter den Begriff „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ eingeordnet werden könnten, gilt als unsicher. Da sich die Vorschrift jedoch nur auf Strom aus der Niederspannungsebene bezieht, dürfte die Vorschrift jedoch für PtX-Anlagen praktisch weitgehend bedeutungslos sein, da diese üblicherweise auf der Mittelspannungsebene angeschlossen sind.¹⁴

c) Individuelle Netzentgelte für zur Speicherung aus einem Versorgungsnetz bezogenen Strom (§ 19 Abs. 4 StromNEV)

Gemäß § 19 Abs. 4 Satz 1 StromNEV haben Versorgungsnetzbetreiber Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Nähere Einzelheiten zur Bemessung sind in den nachfolgenden Sätzen der Vorschrift geregelt.

§ 19-StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage

Für die erhebungstechnisch mit den Netzentgelten verknüpften Umlagen nach § 19 Abs. 2 der StromNEV und nach § 18 der AbLaV war lange Zeit umstritten, ob die energiewirtschaftsrechtlichen Befreiungsvorschriften für die Netzentgelte „mitgezogen“ werden,¹⁵ so dass mit diesen auch die betreffenden Umlagen entfallen würden. Dies hat der Bundesgerichtshof allerdings im Jahr 2017 höchstgerichtlich verneint.¹⁶ Folglich fallen diese von den Letztverbrauchern zu entrichtenden Umlagen auch für den Bezug von Strom zum Zwecke der Speicherung in voller Höhe an. Speziell an dieser Stelle setzt der aus dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung resultierende vorliegende Prüfauftrag an.

Konzessionsabgaben

Die Zulässigkeit von Konzessionsabgaben, bei denen es sich um ihrem Charakter nach privatrechtlich vereinbarte Wegenutzungsentgelte der Kommunen handeln soll,¹⁷ ist bundesrechtlich in § 48 EnWG geregelt. Satz 1 der Bestimmung definiert Konzessionsabgaben als Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen „zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten“. Im Einzelnen wird die Höhe dieser Entgelte in Konzessionsverträgen festgelegt, wobei die in Einheiten je Kilowattstunde gelieferter Energie bemessenen Höchstbeträge der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)¹⁸ die Grundlage bilden. Die Überwälzung an die Letztverbraucher ist gesetzlich nicht ausdrücklich geregelt, wird jedoch in der KAV vorausgesetzt und ist in der Praxis allgemein üblich.¹⁹ Speicherstrom erfährt in der KAV keine besondere Behandlung,

¹⁴ Vgl. Dena (2019), Power to X: Strombezug, S. 2.

¹⁵ Vgl. Rodi/ Gawel/Schäfer-Stradowsky/Purkus: Behandlung von Stromspeichern im Stromsteuer- und Energiewirtschaftsrecht (2016) S. 12 m.w.N.

¹⁶ BGH, Beschl. v. 20.6.2017 – EnVR 24/16 (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 9.3.2016 – VI-3 Kart 17/15 (V)), EnWZ 2017, 454 ff.

¹⁷ So die herrschende Auffassung, vgl. Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 46 Rn. 59 m.w.N.

¹⁸ Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

¹⁹ Lietz, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung (2017). S. 116 m.w.N.

so dass die Einspeicherung des Stroms in einen Speicher auch insoweit anderen Arten des Letztverbrauchs von Sondervertragskunden²⁰ gleichgestellt ist.

EEG-Umlage

Mit der Novelle des EEG zum 1. Januar 2017 schuf der Bundesgesetzgeber eine die vorherige Rechtslage in Teilen ändernde spezielle Privilegierungsregelung zur Entlastung der Stromspeicherung von der EEG-Umlage. Danach werden die jeweils auf den eingespeicherten und den ausgespeicherten Strom entfallenden Beträge der EEG-Umlage unter bestimmten Voraussetzungen und Begrenzungen miteinander verrechnet („saldiert“). In seiner aktuellen Fassung bestimmt das EEG in § 61l Abs. 1 Satz 1,²¹ dass sich für Strom, „der in einer Saldierungsperiode zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird“, der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage „in dieser Saldierungsperiode in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage für Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, gezahlt wird, höchstens aber auf null“ verringert.

Saldierungsperiode ist nach § 61l Abs. 1a Satz 1 EEG grundsätzlich das Kalenderjahr. Sofern der ausgespeicherte Strom nicht ausschließlich ins Netz eingespeist wird oder ausschließlich der Eigenversorgung dient, gilt davon abweichend nach Satz 2 der Vorschrift der Kalendermonat als Saldierungszeitraum; in diesen Fällen ist die Verringerung der EEG-Umlage auf höchstens 500 im Stromspeicher verbrauchte Kilowattstunden je Kilowattstunde installierter Speicherkapazität pro Kalenderjahr begrenzt (Satz 3). Zu den in § 61l EEG weiter bestimmten näheren Einzelheiten zum Nachweis der jeweils maßgebenden Strommengen gehört insbesondere, dass die entsprechenden Strommengen über geeichte Messeinrichtungen erfasst werden müssen (siehe § 61l Abs. 1b EEG).

Praktisch verringert sich im Anwendungsbereich des § 61l Abs. 1 EEG die zu zahlende EEG-Umlage für die eingespeicherte Strommenge um die Summe der EEG-Umlage, die für den ausgespeicherten Strom gezahlt worden ist. Die Speicherverluste sind gemäß § 61l Abs. 1 Satz 3 EEG ebenso von der EEG-Umlage befreit.

Eine speziell für Power-to-Gas-Anlagen vorteilhafte Regelung zur EEG-Umlage ergibt sich darüber hinaus aus § 61l Abs. 2 EEG. Danach verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage „auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, in der Höhe und in dem Umfang, in der das Speichergas [...] zur Stromerzeugung eingesetzt wird und auf den Strom die EEG-Umlage gezahlt wird“. Die Inanspruchnahme dieser Regelung setzt demnach voraus, dass das Gas ins Gasnetz eingespeist, nach der Entnahme wieder verstromt und für diesen Strom am Ende der Nutzungskette die EEG-Umlage gezahlt wird. Außerhalb dieses engen Anwendungsbereiches sowie generell für andere PtX-Prozesse sieht das EEG keine speziellen Begünstigungen oder Ausnahmen für PtX-Anlagen hinsichtlich der EEG-Umlage vor.

KWK-Umlage

Nach § 27b KWKG ist § 61l des EEG für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, entsprechend anzuwenden. Die soeben beschriebenen Saldierungsregelungen gelten also auch für den Umfang zur Zahlung der KWK-Umlage im Speicherungsfall.

Offshore-Netzumlage

Gemäß § 17f Abs. 5 Satz 2 EnWG sind (seit 1. Januar 2019) für die Offshore-Umlage die §§ 26a bis 28 und 30 des KWKG entsprechend anzuwenden. Der Verweis erstreckt sich auch auf § 27b KWKG, so dass auch hinsichtlich der Offshore-Umlage die Saldierungsbestimmungen des § 61l EEG entsprechend gelten.

Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG grundsätzlich „dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt“. Auf Grundlage dieser

²⁰ Die KAV differenziert zwischen Tarifkunden (= Kunden von Energielieferantenunternehmen nach §§ 36/38 EnWG) und sonstigen Kunden (= Sondervertragskunden), vgl. § 1 Abs. 3 KAV.

²¹ Im EEG 2017 ursprünglich geregelt in § 61k.

Bestimmung entfiel die Stromsteuer ursprünglich uneingeschränkt auch für den (Letztverbrauchs-) Vorgang der Einspeicherung in einen Speicher. Dieser Umstand war lange Zeit Gegenstand von Kritik.²² Darauf reagierte der Gesetzgeber mit der seit 1. Januar 2018 geltenden heutigen Bestimmung des § 5 Abs. 4 StromStG. Darin heißt es: „Stationäre Batteriespeicher, die dazu dienen, Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen, gelten als Teile dieses Versorgungsnetzes“.

Das aus § 5 Abs. 4 StromStG resultierende vollständige Entfallen von der Steuer auf den eingespeicherten Strom richtet sich ausdrücklich auf stationäre Batteriespeicher, die ihren Strom nach der Speicherung in ein Versorgungsnetz einspeisen. Für diese Fallgestaltungen kann folglich bereits heute davon ausgegangen werden, dass ein Problem der Doppelbelastung hinsichtlich der Stromspeicherung nicht besteht.

Von § 5 Abs. 4 StromStG nicht erfasst sind Speicher, die lediglich für die Eigenversorgung verwendet werden, ebenfalls nicht bewegliche Speicher (wie Batterien von E-Fahrzeugen)²³ sowie Pumpspeicherkraftwerke. Das gleiche gilt für Power-to-X-Prozesse, da sich die Vorschrift ausdrücklich nur auf Batteriespeicher erstreckt.

Soweit § 5 Abs. 4 StromStG nicht greift, kann sich eine Befreiung bzw. Entlastung von der Stromsteuer für den für Speicherzwecke bezogenen Strom unter bestimmten Voraussetzungen noch aus § 9 StromStG oder aus § 9a des Gesetzes ergeben:

Gemäß § 9 Abs. 1 StromStG sind von der Steuer (u.a.) befreit:

- in Anlagen mit mehr als 2 MW aus EE erzeugter Strom, der vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird (Nr. 1),
- Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird (Nr. 2) sowie
- in Kleinanlagen mit bis zu 2 MW aus EE erzeugter Strom, der nach näheren Maßgaben der Vorschrift zum Selbstverbrauch oder an Letztverbraucher geleistet wird (Nr. 3).

§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG sieht darüber hinaus vor, dass die Steuer auf Antrag für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet wird, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnommen. Hierunter fallen Verwendungen für PtX-Prozesse. Die Anwendung dieser Vorschrift kommt dabei nur für Unternehmen des „produzierenden Gewerbes“ in Betracht.²⁴

Von keiner der Privilegierungen bzw. Ausnahmeregelungen des StromStG erfasst bleibt die Speicherung von Strom in mobilen Batterien von E-Kraftfahrzeugen. Hier entsteht die Stromsteuer bereits bei der Entnahme des Stroms in die Ladesäule, weil auch dieser Vorgang dem Letztverbrauch gleichgestellt wird (§ 3 Nr. 25 EnWG).

4.2 Änderung der EU-rechtlichen Ausgangslage

Die EU hat mit ihren häufig als „Winterpaket“ bezeichneten teils neuen, teils grundlegend überarbeiteten Rechtsvorschriften die vierte Stufe zur Herstellung eines Elektrizitätsbinnenmarkts betreten. Zu den Vorschriften dieses „4. Energiepakets“ gehören neben der neuen EE-Richtlinie 2018/2001²⁵ insbesondere die neue Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2019/943²⁶ und die wesentlich überarbeitete Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019/944.²⁷ Mit diesen sind tiefgreifende Änderungen der energiewirtschaftlichen Strukturen in der EU und den einzelnen Mitgliedstaaten verbunden.

Die Mitgliedstaaten müssen die wesentlichen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie bis zum 31. Dezember 2020 in nationales Recht umsetzen (siehe dort Art. 71). Die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO setzt unmittelbar geltendes Recht,

²² Eingehend Rodi/ Gawel/Schäfer-Stradowsky/Purkus: Behandlung von Stromspeichern im Stromsteuer- und Energiewirtschaftsrecht (2016) S. 14 ff. m.w.N.

²³ § 2 Nr. 9 StromStG definiert stationäre Batteriespeicher wie folgt: „ein wiederaufladbarer Speicher für Strom auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geografischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist“.

²⁴ Insoweit verweist das StromStG auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige durch das Statistische Bundesamt (siehe § 2 Nr. 2a und 3 StromStG).

²⁵ Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 18.12.2018 zur Förderung der Nutzung von 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. EU L 318, 82.

²⁶ Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. EU L 158, 125.

²⁷ Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. EU L 158, 54.

bedarf also keiner Umsetzung in nationales Recht, und gilt bereits seit dem 1. Januar 2020 (siehe den dortigen Art. 71, zu den Rechtswirkungen Art. 288 AEUV). Art. 62 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO billigt den Mitgliedstaaten ausdrücklich das Recht zu, „Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als diese Verordnung [...] enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind.“

4.2.1 Die Rolle der Energiespeicherung im System des Elektrizitätsmarktes

Zu den wesentlichen Neuerungen der beiden den Rechtsrahmen für den Elektrizitätsbinnenmarkt vorgebenden EU-Rechtsakte gehört eine grundlegende Neubestimmung der energiewirtschaftlichen Rolle für Stromspeicher.²⁸ Dies wird bereits in der gegenüber der Vorgänger-RL 2009/72/EG²⁹ erweiterten Zielrichtung der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL deutlich: Mit der Richtlinie werden „gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung, -verteilung und -versorgung, die Energiespeicherung sowie Vorschriften im Bereich des Verbraucherschutzes erlassen, um für die Schaffung wirklich integrierter, wettbewerbsgeprägter, verbraucherorientierter, fairer und transparenter Elektrizitätsmärkte in der Union zu sorgen“ (so Art. 1 Abs. 1 der Richtlinie). Dabei setzt die Richtlinie gezielt neue Akzente, indem sie nunmehr klar hervorhebt, dass ihre Regelungen auf eine „Abkehr von der Stromerzeugung in großen zentralen Erzeugungsanlagen hin zur dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hin zu dekarbonisierten Märkten“ gerichtet sind und daher „eine Anpassung der geltenden Vorschriften für den Stromhandel sowie Änderungen der Aufgaben bisheriger Marktteilnehmer erfordert“ – so Erwägungsgrund (6) der Richtlinie. Weiter heißt es dort, es sei geboten, „die Elektrizitätsmärkte flexibler zu gestalten und alle Akteure — darunter die Erzeuger von erneuerbarer Energie, neue Energiedienstleistungsunternehmen, Energiespeicherbetreiber und Lastmanager — vollständig einzubinden“. Im neunten Erwägungsgrund zur Richtlinie wird betont, die „Ziele der Union im Bereich der erneuerbaren Energie würden am effizientesten dadurch erreicht werden, dass ein Marktumfeld geschaffen wird, in dem sich Flexibilität und Innovation lohnen. Ein gut funktionierender Elektrizitätsmarkt ist die entscheidende Voraussetzung dafür, dass sich erneuerbare Energie auf dem Markt durchsetzt.“

Entsprechend dieser Zielsetzung enthält die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL nunmehr in Art. 2 Nr. 59 und Nr. 60 eigenständige Definitionen für die Energiespeicherung und für Energiespeicheranlagen im Elektrizitätsnetz. Diese lauten:

„Nr. 59: „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.

Nr. 60: „Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.“

Auffällig ist, dass somit auch Verwendungen für PtX-Prozesse uneingeschränkt unter den Begriff der Energiespeicherung subsumiert werden.

Noch deutlicher wird hinsichtlich der neuen Akteursrolle Art. 2 Nr. 25 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO mit seiner Definition für den an mehreren Stellen der Vorschriften verwendeten Begriff „Marktteilnehmer“. Als „Marktteilnehmer“ bezeichnet die Bestimmung

„eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität kauft, verkauft oder erzeugt, sich mit Aggregation beschäftigt oder Leistungen im Bereich der Laststeuerung oder der Speicherung betreibt (...)“.

Dem Betrieb von Speichern wird demnach eine aktive Rolle im Elektrizitätsbinnenmarkt zugeschrieben – im Kontrast zu der im deutschen Recht bisher erfolgenden Zuordnung zu der grundsätzlich passiven Seite der Letztverbraucher.

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL heben darüber hinaus an diversen Stellen³⁰ hervor, dass es bedeutsam ist, die Speicherung von Elektrizität diskriminierungsfrei als eine Option zur Herstellung von Flexibilität in die Märkte zu integrieren, auch und insbesondere um Netzausbau vermeiden zu können.³¹ So heißt es z.B. in Erwägungsgrund (13) der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: „Um den Wettbewerb zu fördern und die Stromversorgung zu den wettbewerbsfähigsten Preisen zu sichern, sollten die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden den länderübergreifenden Zugang sowohl für neue Stromversorger, die Energie aus unterschiedlichen Quellen erzeugen, als auch für neue Anbieter in

²⁸ Eingehend zum Ganzen Halbig: Der neue europarechtliche Rahmen für Speicher, EnWZ 2020, 3.

²⁹ Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55.

³⁰ Siehe insb. in der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO die Erwägungsgründe (7), (22), (23), (25), (39) und (60), in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL die Erwägungsgründe (6), (13), (42) sowie (61) bis (64).

³¹ Eingehend Halbig, EnWZ 2020, 3, 4 f.

den Bereichen Erzeugung, Energiespeicherung und Laststeuerung (demand response) begünstigen.“ In Erwägungsgrund (23) der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO heißt es mit ähnlichem Duktus beispielsweise: „Da die Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft mit einem großen Marktanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen eines der Ziele der Energieunion ist, ist es von entscheidender Bedeutung, dass im Markt bestehende Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel beseitigt und Investitionen in die unterstützende Infrastruktur, beispielsweise in flexiblere Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung, gefördert werden.“

In Erwägungsgrund (39) spricht die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO explizit Netzentgelte an. Darin heißt es: „Um für alle Marktteilnehmer gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, sollten die Netztarife so angewandt werden, dass sie an die Verteilerebene angeschlossene Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugen noch benachteiligen. Netztarife sollten zu keiner Benachteiligung der Energiespeicherung führen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung schaffen oder die Verbesserung der Energieeffizienz behindern.“

Die nun herausgehobene Akteursrolle der Energiespeicherung im System der Elektrizitätsversorgung findet über die allgemeinen Bestimmungen und die Erwägungsgründe hinaus in diversen konkreteren Vorschriften der Rechtsakte ihren Ausdruck. Die Mitgliedstaaten und/oder – soweit sie in den Vorschriften direkt adressiert werden – auch die Netzbetreiber sowie die sonstigen für die Organisation und Regulierung der Märkte Verantwortlichen werden darin verpflichtet, dieser neuen Rollenzuweisung in ihren Vorschriften bzw. ihrer Praxis auf bestimmte Weise Rechnung zu tragen.

4.2.2 Spezielle Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO zur Energiespeicherung

Die konkretisierenden Vorschriften der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (2019/943) richten sich auf Vorgaben für Transparenz sowie für diskriminierungsfreien Zugang und Teilnahme von Energiespeichern an den verschiedenen Märkten sowie zu deren gleichberechtigter Berücksichtigung bei Angeboten und Inanspruchnahme von Flexibilitätsleistungen. Einzelvorschriften in diesem Sinne enthält die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO insbesondere³² mit

- bestimmten Pflichten der Mitgliedstaaten zur Ausgestaltung ihrer Marktvorschriften (siehe Art. 3),
- direkt verbindlichen Verpflichtungen der Verantwortlichen für die Regelreservemärkte, auch im Hinblick auf die von diesen aufgestellten Präqualifikationsanforderungen (siehe Art. 6),
- konkreten Vorgaben an die auf Grundlage der VO (EU) 2015/1222 „zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement“³³ von den Mitgliedstaaten „nominierten Strommarktbetreiber“ („NEMO“)³⁴ festlegen für die Abwicklung des Day-Ahead und Intraday-Handels (Art. 8),
- direkt an die für den Redispatch zuständigen Netzbetreiber adressierten Vorgaben, nach denen grundsätzlich ein marktbasierter Redispatch zu erfolgen hat und nur unter bestimmten engen Voraussetzungen – zu denen (u.a.) auch das Nichtvorhandensein ausreichender Kapazitäten zur Inanspruchnahme von Speichern gehört – ein nicht marktbasierter Redispatch zulässig ist (Art. 13),
- einer an die Netzbetreiber gerichteten Verpflichtung, nach der die Energiespeicherung und -agggregation bei den Netzentgelten weder bevorteilt noch benachteiligt werden dürfen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen dürfen (Art. 18 Abs. 1),
- an die Mitgliedstaaten gerichteten Verpflichtungen zur Sicherstellung und Schaffung ausreichender Ressourcen, bei denen namentlich auch die Option der Energiespeicherung zu berücksichtigen ist und nach denen u.a. regulatorische Hemmnisse für diese zu beseitigen sind (siehe Art. 20-27, dort insb. Art. 20, 22 und 23).

Die Mitgliedstaaten dürfen zu diesen Vorgaben, von denen sich die meisten direkt an die jeweils Verantwortlichen richten, zwar detailliertere Bestimmungen erlassen (siehe Art. 62 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO), diese jedoch nicht aufheben oder modifizieren. Darüber hinaus können die Mitgliedstaaten bei der Kommission nach Maßgabe von Art. 64 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO für eng umschriebene Ausnahmesituationen Freistellungen von bestimmten Regelungen der Verordnung beantragen; dabei ist jedoch sicherzustellen dass „der Übergang zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren

³² Zu Einzelheiten siehe Halbig, EnWZ 2020, 3, 5 ff.

³³ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. EU L 197, 24.

³⁴ „Nominated electricity market operators“.

Quellen durch die Ausnahme ebenso wenig behindert wird wie der Übergang zu mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung“.

Besondere Bedeutung kommt im vorliegenden Kontext, in dem es speziell um die finanziellen Lasten der Energiespeicherung geht, der Vorschrift des Art. 18 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO zu, in der es ausdrücklich heißt: „Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen“ (Art. 18 Abs. 1 Unterabs. 2 Satz 2). Hierauf wird anschließend bei den Folgerungen für das deutsche Recht zurückzukommen sein.

4.2.3 Spezielle Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL zur Energiespeicherung

Die von den Mitgliedstaaten bis Ende 2020 in nationales Recht umzusetzende Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (2019/944) enthält ebenfalls eine Reihe von konkreteren Bestimmungen, in denen es (u.a.) um den Umgang mit der Energiespeicherung geht. Hervorzuheben sind insofern über die bereits in 4.2.1 erwähnten Definitionen für Energiespeicherung und Energiespeicheranlage (Art. 2 Nr. 59 und 60) hinaus folgende an die Mitgliedstaaten gerichtete Regelungen:³⁵

- Die allgemeine Verpflichtung sicherzustellen, dass durch ihr nationales Recht (u.a.) Investitionen insbesondere in die variable und flexible Energieerzeugung, die Energiespeicherung oder den Ausbau der Elektromobilität „nicht unnötig behindert werden“ (Art. 3 Abs. 1),
- die Vorgabe, im Rahmen des Genehmigungsrechts für neue Energieerzeugungsanlagen (u.a.) „Alternativen zur Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten, beispielsweise Laststeuerung und Energiespeicherung“ zu prüfen (Art. 8 Abs. 1 Buchstabe I),
- im Rahmen der nationalen Vorschriften für die nach Maßgabe von Art. 15 der Richtlinie neu zu auszubildende Rolle der „aktiven Kunden“ (u.a.) sicherzustellen³⁶, dass „aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage befindet, a) das Recht haben, innerhalb eines angemessenen Zeitraums nach der Beantragung einen Netzanschluss zu erhalten, wenn alle notwendigen Voraussetzungen wie die Bilanzkreisverantwortung und geeignete Messsysteme erfüllt sind, b) für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen sind, c) keinen unverhältnismäßigen Genehmigungsanforderungen oder -gebühren unterworfen sind, d) befugt sind, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen, sofern das technisch durchführbar ist“ (so Art. 15 Abs. 5),
- in ihren an die Verteilernetzbetreiber gerichteten Vorschriften dafür Sorge zu tragen, dass bei deren Beschaffung von netzdienlichen Leistungen auch solche aus Energiespeicheranlagen berücksichtigt werden (Näheres Art. 31 Abs. 8) und durch einen neu zu schaffenden Regelungsrahmen (u.a.) sicherzustellen, dass die Netzbetreiber hierzu günstige Rahmenbedingungen vorfinden und Anreize erhalten (siehe Art. 32),
- (auch) in ihren an die Übertragungsnetzbetreiber gerichteten Vorschriften dafür Sorge zu tragen, dass bei deren Beschaffung von netzdienlichen Leistungen auch solche aus Energiespeicheranlagen diskriminierungsfrei berücksichtigt werden (siehe dazu versch. Einzelregelungen in Art. 40 und 42),
- ein grundsätzliches Verbot, den Verteilernetzbetreibern die Bildung von Eigentum an Energiespeicheranlagen zu gestatten, von dem unter bestimmten engen Voraussetzungen Ausnahmen zulässig sind (Art. 36), sowie vergleichbare Bestimmungen für die Übertragungsbetreiber (Art. 54),
- in ihren Vorschriften zur Netzentwicklungsplanung sicherzustellen, dass darin auch Optionen zur Energiespeicherung berücksichtigt werden (Art. 51),
- in ihren Regelungen zu den Aufgaben der Regulierungsbehörden sicherzustellen, dass zu den Zielen der Regulierung auch gehört: die Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen an das Netz, insbesondere durch Beseitigung von Hindernissen, durch die der Zugang neuer Marktteilnehmer und die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen verhindert werden könnte (Art. 58 Buchstabe e)),
- soweit die Mitgliedstaaten in bestimmten eng umrissenen Sondersituationen Ausnahmen beantragen können, auch hierdurch keine Behinderungen für die Energiespeicherung entstehen dürfen (Art. 66).

³⁵ Zu Einzelheiten siehe Halbig, EnWZ 2020, 3, sind. 7 f.

³⁶ Eingehend Halbig, EnWZ 2020, 3, 5 f.

Im vorliegenden Zusammenhang kommt lediglich Art. 15 Abs. 5 der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL eine spezielle Bedeutung zu, dass es dort um finanzielle Belastungen durch Entgelte geht (siehe Buchstabe b) der Bestimmung). Hierauf wird der deutsche Gesetzgeber bei seinen neu zu schaffenden rechtlichen Bestimmungen über „aktive Kunden“ Rücksicht zu nehmen haben.

4.3 Folgerungen für das deutsche Recht im Hinblick auf finanzielle Lasten für die Energiespeicherung

Die Kernerkenntnis aus der hier vorgenommenen Analyse der neuen EU-rechtlichen Vorgaben ist für den vorliegenden Betrachtungskontext: Aus den neuen Vorschriften dürfte zu schließen sein, dass an der im deutschen Recht bisher verankerten Zuordnung der Stromspeicherung zu den „Letztverbrauchern“ nicht festgehalten werden kann.³⁷ EU-rechtlich erscheint es vielmehr geboten, die Rollenbestimmung des EU-Rechts für den Betrieb von Stromspeichern in der Funktion von Flexibilitätsleistungen anbietenden „Marktakteuren“ zu übernehmen. Daran anknüpfend müssten in einem weiteren Schritt sämtliche deutschen Rechtsvorschriften angepasst werden, aus denen sich eine nach Maßgabe des EU-Rechts ungerechtfertigte Behinderung der Marktteilnahme für Stromspeicher ergibt.

Auf dem Fachworkshop im Juni 2020 wurden die Änderungen des EU-Rechts im Hinblick auf die Speicherung teils als „große Chance“ begriffen, deren Konsequenzen für die verschiedenen Rechts- und Tätigkeitsbereiche sich aber praktisch noch nicht vollständig überblicken ließen. In einzelnen Beiträgen wurde die hier entwickelte Einschätzung, an der energiewirtschaftlichen Einordnung der Speicherung als Letztverbrauch nicht festhalten zu können, jedoch auch skeptisch betrachtet, indem darauf hingewiesen wurde, dass die neuen Vorschriften der EU zum Elektrizitätsbinnenmarkt auch Komponenten in der Richtung enthielten, Verbraucher zu aktiven Tätigkeiten in den Märkten zu bewegen und hierfür Erleichterungen zu schaffen („Aktive Kunden“, „Bürgerenergiegemeinschaften“, Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“). Die Letztverbraucher könnten den aktiven Marktakteuren daher nicht schlicht als passiv gegenübergestellt werden. Umgekehrt werde Strom bei der Speicherung zudem durchaus auch endgültig verbraucht, das könne nicht gänzlich vernachlässigt werden.

Auch wenn diese Aussagen für sich genommen zutreffen, ist nach hiesiger Einschätzung daran festzuhalten, dass die Stromspeicherung im deutschen Energiewirtschaftsrecht künftig als eigene, spezifische Rolle im System der Energieversorgung beschrieben und anerkannt werden muss, welche sich von der Zuordnung zu den Letztverbrauchern abgrenzt. Denn die Rolle der Speicherung unterscheidet sich von derjenigen „aktiver Verbraucher“ in der Realität grundlegend. Dadurch, dass Letztverbraucher im EU-Recht nun dazu angereizt werden, zusätzlich zu ihrer Rolle als Verbrauchende im Sinne von sog. Prosumern auch bestimmte marktgerichtete Aktivitäten (wie die Produktion, Einspeisung und ggf. Speicherung von Energie) zu entfalten, ist doch die Rolle der *Gesamtgruppe* der Letztverbraucher als solche nicht dadurch charakterisiert, dass sie sowohl verbraucht als auch produziert (und/oder speichert). Charakteristisch ist für ihre Rolle vielmehr grundsätzlich der „Letztverbrauch“, also dem Wortsinne entsprechend der Verbrauch in einer Weise, dass die Energie am Markt anschließend nicht mehr verfügbar ist. Das ist bei Akteuren, deren Aktivität und Geschäftsmodell darauf gerichtet ist, Energie zu speichern, um sie später entweder in gleicher oder in umgewandelter Form weiter nutzen zu können, von vornherein anders. Ihr Geschäftszweck richtet sich im Unterschied zu den aktiven Verbrauchern von vornherein *ausschließlich* auf eine aktive Marktrolle und gerade nicht darauf, Energie endgültig zu verbrauchen. Der dabei eintretende tatsächliche Verbrauch von Energie stellt aus der Sicht der einen Speicher Betreibenden lediglich einen ungewollten Energieverlust dar. Der Zweck der Speicherung richtet sich gerade darauf, möglichst viel Energie nutzbar zu halten und diese nicht endgültig zu verbrauchen. Diese spezifische Tätigkeit an den Märkten rechtlich einem Letztverbrauch gleichzustellen, steht daher im Widerspruch zu der realen Rolle, welche die Speicherung an den Märkten einnimmt.

Eine andere Sicht auf die EU-Rechtsslage dürfte speziell hinsichtlich der Erhebung von Netzentgelte nicht daraus geschlossen werden können, dass die Netzentgelte nach der unter 4.2.2 zitierten Formulierung aus Art. 18 Abs. 1 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO die Energiespeicherung „weder bevorteilen noch benachteiligen“ dürfen. Auf den ersten Blick könnte möglicherweise geschlossen werden, dass eine über § 118 Abs. 6 EnWG hinausgehende generelle Abschaffung der Netzentgeltspflicht für die Stromeinspeicherung als eine „Bevorteilung“ betrachtet werden könnte, die deshalb nicht gestattet wäre. Diese enge Sichtweise steht jedoch der neuen Rollenzuweisung der Stromspeicherung zu den Marktakteuren entgegen. Denn entscheidend ist, mit wem/was verglichen wird:

- Von einem „Vorteil“ lässt sich nur ausgehen, wenn die Behandlung der Stromspeicher mit der von „Letztverbrauchern“ verglichen wird. Im Vergleich zu diesen könnte von einem „Bevorteilen“ gesprochen werden.

³⁷ Der im Übrigen sehr instruktive Beitrag von Halbig (Der neue europarechtliche Rahmen für Speicher, EnWZ 2020, 3,ff.) geht auf diese Thematik nicht ein.

- Nach den Vorgaben des EU-Energierechts darf an der Rollenzuweisung zu den „Letztverbrauchern“ jedoch gerade nicht festgehalten werden. Zu vergleichen ist vielmehr mit der Behandlung von anderen, mit der Speicherung im Wettbewerb stehenden Marktakteuren, insbesondere also mit den Erzeugern. Im Vergleich zu von Erzeugern angebotenenem Strom ergibt sich aus der Erhebung von Netzentgelten für die Einspeicherung jedoch eine Zusatzbelastung, also eine Benachteiligung.

Wenn die Forderung des EU-Rechts ernst genommen werden soll, dass Speicherstrom als eine nicht diskriminierte Flexibilisierungsoption in den Markt zu integrieren ist, dann darf die Stromspeicherung nicht mit Abgaben, Entgelten oder Umlagen konfrontiert werden, die spezifisch an Letztverbraucher gerichtet sind und mit denen nicht auch die für das jeweilige Stromangebot konkurrierenden Marktakteure belastet werden. Folglich müssen dann die Netzentgelte auf die Einspeicherung über die Ausnahme des § 118 Abs. 6 EnWG hinaus generell entfallen. Das gleiche gilt konsequent dann auch für die (alle!) übrigen hier erörterten weiteren Steuern, Umlagen und Entgelte, weil sie sämtlich von der auf Grund vorrangigen EU-Rechts nicht mehr aufrecht zu erhaltenden Zuordnung der Stromspeicherung zum Letztverbrauch basieren. Eine demgegenüber andere – weitergehende – Frage ist, ob und ggf. welche speziellen Abgaben und Entgelte zulässig wären, die dann nicht an den Letztverbrauch anknüpfen, sondern sich auf die spezielle Rolle der Speicherung beziehen.

4.4 Folgerungen für die weiteren Betrachtungen

Für die weiteren Betrachtungen ist aus den vorstehenden juristischen Erwägungen zu schließen, dass der Prüfauftrag zu kurz greift, indem er ausschließlich darauf gerichtet ist zu prüfen, ob und ggf. inwieweit die Belastung von Stromspeichern mit der AbLaV-Umlage und der §-19-Umlage aufgehoben werden kann/sollte. Die Erhebung beider Umlagen auf den eingespeicherten Strom *muss* vielmehr aus hiesiger juristischer Sicht auf Grund EU-Rechts aufgehoben werden. Anders ausgedrückt: Es wäre EU-rechtlich sehr riskant, nur diese beiden Umlagen für die Stromeinspeicherung aufzuheben und die anderen noch für die Stromeinspeicherung als „Letztverbrauch“ geltenden Umlagen und Entgelte (siehe dazu im Einzelnen oben, 4.1.2 und 4.1.3) insoweit aufrecht zu erhalten. Nach hiesiger Auffassung wäre das ein Verstoß gegen Art. 18 Abs. 1 Unterabs. 2 Satz 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Aus rechtlicher Sicht sollte daher darüber hinaus die weitergehende Option in die Instrumentenbetrachtung aufgenommen werden, für die Stromeinspeicherung sämtliche weiteren bisher auf die Stromeinspeicherung erhobenen Umlagen und Abgaben durch Gesetzesänderung für unanwendbar zu erklären (also auch die „normalen“ Netzentgelte, die EEG-Umlage, die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage sowie die gemeindlichen Konzessionsabgaben). Zumindest nahezu unbedeutend wären insoweit lediglich die Bestimmungen des Stromsteuergesetzes, da diese die Stromeinspeicherung ohnehin bereits weitgehend ausnehmen.

4.5 Rechtstechnische Umsetzung in Deutschland

Die rechtstechnische Umsetzung der Option kann im Zusammenhang dieser Ausarbeitung nur übersichtsartig betrachtet werden. Vom Ansatz her kann sie an sich auf sehr einfache Weise erfolgen, indem in § 3 EnWG eine neue, dem EU-Recht entlehnte Definition für die Stromspeicherung aufgenommen wird, zu der ergänzend klargestellt wird, dass die Entnahme von Strom zum alleinigen Zweck der Speicherung nicht als „Letztverbrauch“ gilt. Allerdings bedarf es teils konstitutiv und teils klarstellend einiger Ergänzungen bzw. Modifikationen auch in den speziellen Vorschriften für die betreffenden Steuern, Umlagen und Entgelte.

Als Grundlage für die neu hinzukommende Definition der Energiespeicherung im EnWG sollte Art. 2 Nr. 59 der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL dienen. Dieser definiert „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz als „die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.“

Die Definition lässt deutlich werden, dass auch die Verwendung des Stroms für PtX-Prozesse uneingeschränkt als „Energiespeicherung“ im Sinne der betreffenden Vorgaben an die Mitgliedstaaten einzuordnen ist. Um einen Konflikt mit dem EU-Recht zu vermeiden, empfiehlt sich folglich, hieran auch für das deutsche Recht festzuhalten.

Hinsichtlich der Frage, welche weitergehenden Änderungen des deutschen Rechts ggf. erfolgen sollten, muss zwischen den verschiedenen finanziellen Lasten differenziert werden:

- Soweit Vorschriften über Entgelte und Umlagen den bisherigen Begriff „Letztverbraucher“ des § 3 Nr. 25 EnWG – der bislang auch den Verbrauch zur Energiespeicherung einschließt – unmittelbar verwenden, bedarf es im Falle der Neuaufnahme eines speziellen Begriffs für die Energiespeicherung und einer dem folgenden Herausnahme aus

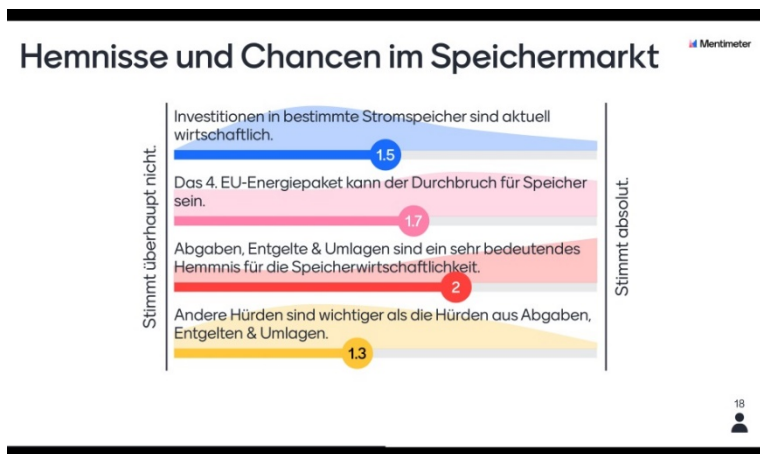
dem Begriff „Letztverbraucher“ aus § 3 Nr. 25 EnWG grundsätzlich keiner weitergehenden Änderung der betreffenden Vorschriften. Das gilt für alle finanziellen Lasten, die im EnWG selbst geregelt sind (so für die Netzentgelte auf Grundlage der StromNEV sowie für die Offshore-Netzumlage auf Grundlage von § 17f Abs. 5 EnWG), außerdem auch für die auf untergesetzlichen Bestimmungen zum EnWG beruhenden finanziellen Lasten für Letztverbraucher (so für die Umlagen nach § 19 Abs. 2 StromNEV und nach § 18 Abs. 1 Satz 2 AblAV).

- Gleiches gilt grundsätzlich auch für die Stromsteuer, für die das StromStG ohne eigenständige Definition den Begriff „Letztverbraucher“ des EnWG verwendet. Das Stromsteuergesetz muss jedoch (klarstellend) ggf. an denjenigen Stellen geändert werden, an denen es spezielle Regelungen für Energiespeicherung enthält (siehe § 5 Abs. 4 StromStG sowie § 9a Abs. 1 Nr. 1 – Befreiung von Verwendungen für Elektrolyse).
- Soweit Vorschriften den Begriff „Letztverbraucher“ eigenständig definieren, bedarf es weitergehender Anpassungen und Änderungen. So liegt es bei der EEG-Umlage (siehe die Definition in § 3 Nr. 33 EEG) sowie bei der KWKG-Umlage (siehe § 3 Nr. 17 KWKG). Dabei stellt sich das Problem, dass der Begriff „Letztverbraucher“ in diesen Gesetzen nicht nur angewandt wird, um den Kreis der jeweils zur Zahlung der Umlagen Verpflichteten zu umreißen, sondern in zahlreichen weiteren Vorschriften auch, um daran anderweitige Regelungen zu knüpfen und/oder die Höhe von Ansprüchen und umzulegenden Summen zu berechnen (siehe z.B. § 20 EEG, § 61a-k EEG, § 78 EEG, § 6 KWKG, § 20 KWKG). Aus diesem Grunde müssen EEG und KWKG (an anderer Stelle) ggf. im Einzelnen näher darauf betrachtet werden, welche Vorschriften auf welche Weise sinnvoll angepasst werden sollten. Erwägenswert erscheint es vom Ansatz her, die eigenständigen Definitionen jeweils aufrecht zu erhalten und stattdessen eher spezielle Befreiungen/Ausnahmen von den jeweiligen Umlageverpflichtungen zu schaffen. Dies könnte den mit den Änderungen verbundenen Regelungsaufwand vermindern.

5 Analyse der Hemmnisse

Wie in den Kapiteln zuvor erläutert, stehen Speicher vor einer komplexen rechtlichen Ausgangslage, die sich auf die Wirtschaftlichkeit von Speicher-Geschäftsmodellen auswirkt. Im Kapitel 5.1 sind die resultierenden ökonomischen Hemmnisse aus der Perspektive bestimmter Speicheranwendungen (vereinfacht) dargestellt; dies in Ergänzung zu Kapitel 4, indem von den einzelnen staatlich regulierten Strompreisbestandteilen ausgehend eine juristische Darstellung der Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Speicher erfolgt ist. Neben den ökonomischen Hemmnissen sind jedoch auch weitere Hemmnisse nicht-finanzieller Art im Speichermarkt relevant. Diese werden in Kapitel 5.2 kursorisch erläutert. Von vielen teilnehmenden Expert*innen des Fachworkshops im Juni 2020 wurde die Bedeutung von Abgaben, Entgelten und Umlagen als wesentliches Hemmnis bestätigt. Daneben wurden auch andere Hürden als bedeutsam eingestuft, die insgesamt aber nicht als wichtiger eingestuft wurden als die ökonomischen Hemmnisse (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6: Einschätzung Hemmnisse und Chancen im Speichermarkt



Quelle: eigene Abfrage über menti.com

5.1 Hemmnisse bei Abgaben, Umlagen und Entgelten

Wie in Kapitel 4 erläutert, sind die auf Speicher staatlicherseits erhobenen Strompreisbestandteile bisher uneinheitlich (vgl. dazu auch (BNE 2019a)). Dies kommt u. a. daher, dass unklar ist, ob und wann ein Speicher als Letztverbraucher definiert wird und somit abgabepflichtig ist und wann lediglich eine reine Zwischenspeicherung stattfindet und daher eine Befreiung von Entgelten, Umlagen und Steuern bewirkt (vgl. IKEM 2018). Tabelle 2 zeigt, in Ergänzung zur ausführlichen Darstellung in Kapitel 4, für **verschiedene Speicher** und **Anwendungsfälle** die bestehenden Entlastungen bei Stromsteuer, EEG-Umlage, Netzentgelten, Netzumlagen (KWK-Umlage, Offshore-Netz-Umlage, AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage) und Konzessionsabgabe.

Tabelle 2: Bestehende Entlastungen des Speichervorgangs (vereinfachte Übersicht)

Speicheranwendung	Stromsteuer	EEG-Umlage	Netzentgelte	Netzumlagen	Konzessionsabgabe
Batterien (stationär), Netznutzung beim Strombezug und Rückspeisung ins Stromnetz	✓	✓	✓	(✓)	✗
Batterien (stationär), Eigenversorgung	✓	✓	✓	(✓)	✓
Pumpspeicher	✓	✓	✓	✓	✗
Mobile Speicher (E-Pkw), Netznutzung beim Strombezug und Rückspeisung ins Stromnetz	✗	✗	✓	✗	✗
Mobile Speicher (E-Pkw), Eigenversorgung	(✓)	(✓)	✓	-	✓
Power to Heat, Netznutzung beim Strombezug, keine Rückverstromung*	✗	✗	✗	✗	✗
Power to Gas, Power to Liquid, Netznutzung, keine Rückverstromung*	✓	✗	✓	✗	✗

✓ Reduktion/Befreiung des Speichervorgangs

(✓) Reduktion/Befreiung bestimmter Anwendungsfälle

✗ Keine Reduktion/Befreiung des Speichervorgangs

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (SUER 2019) *ohne Fälle atypischer oder stromintensiver Netznutzung.

- Für **stationäre Stromspeicher**, d.h. **Batteriespeicher und Pumpspeicher**, die Strom aus dem Netz zwischenspeichern und anschließend wieder einspeisen, gelten oft bereits Befreiungen, so dass **im Regelfall keine Doppelbelastung** mit staatlich regulierten Strompreisbestandteilen (beim Speichervorgang und beim anschließenden Letztverbrauch) erfolgt. Sie sind ganz überwiegend von Netzentgelten, Stromsteuer und EEG-Umlage befreit. Diese Abgaben und Umlagen fallen insoweit erst beim nachfolgenden **Letztverbrauch** an. Bei den Netzentgelten gilt die Befreiung für alle nach dem 31.12.2008 bis zum 03.08.2026 errichteten Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren (§ 118 Abs. 6 EnWG) (vgl. ausführlich in Kapitel 4.1). Insofern fallen nur bei Inbetriebnahme vor 2009 oder nach dem 03.08.2026 von Batteriespeichern mit Netznutzung und Pumpspeichern mit Netznutzung Netzentgelte an. Bei Pumpspeichern gelten weitere Einschränkungen (vgl. ausführlich in Kapitel 4.1). Die Stromsteuerbefreiung nach § 5 Abs. 4 StromStG setzt voraus, dass es sich um stationäre Batteriespeicher handelt, d.h. sie ortsfest und mit dem Versorgungsnetz verbunden sind. Pumpspeicher sind dagegen in jedem Fall von der Stromsteuer befreit. Bei der EEG-Umlage ist die Einspeicherung von der EEG-Umlage befreit (§ 61 Abs. 1 EEG), sofern für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wird. Speicherverluste sind ebenfalls nicht umlagepflichtig. Lediglich bei der Konzessionsabgabe sind keine eigenständigen Begünstigungen vorgesehen (vgl. Kapitel 4.1).
- Im Falle der Nutzung von **Stromspeichern für den Eigenverbrauch von Strom aus EE-Anlagen** bestehen speziell von der EEG-Umlage Befreiungen in bestimmten Anwendungsfällen, namentlich kleine PV-Hausspeicher bei EE-Anlagen bis 10 kW. Die EEG-Umlage fällt hier auch nicht beim Letztverbrauch an. Erst bei Anlagengrößen über 10 kW muss 40% der EEG-Umlage gezahlt werden, unabhängig davon, ob eine Zwischenspeicherung stattfindet oder nicht.

- **Speicher, die Teile eines Fahrzeugs sind** und Netzstrom beziehen (und wieder rückspeisen), fallen dagegen nicht unter die Befreiungsmöglichkeiten bei Stromsteuer und EEG-Umlage. Bei den Netzentgelten sieht § 14a EnWG vor, dass Verteilnetzbetreiber reduzierte Netzentgelte anbieten müssen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird (vgl. Ausführungen in Kapitel 4.1). Näheres soll durch Rechtsverordnung konkretisiert werden. Diese steht jedoch noch aus.
- Ungünstiger ist die Situation bei den **Sektorkopplungsanwendungen**. Lediglich bei der **Stromsteuer** und bei den Netzentgelten ist **Power-to-Gas** durch die Befreiung der Elektrolyse (§9a StromStG, Befreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren) **begünstigt**. PtH kann beim Speichervorgang keine spezifischen Entlastungen in Anspruch nehmen. Entlastungen bei den Netzentgelten setzen einen **atypischen** (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) **oder stromintensiven Netzstrombezug** voraus. Ein Sonderfall ist die Teilnahme am Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“: Im Rahmen der **SINTEG-Verordnung**³⁸ können sich Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger entstandene wirtschaftliche Nachteile bei bestimmten Strompreisbestandteilen (Netzentgelte und an Netzentgelte gekoppelte Umlagen, Teile der EEG-Umlage) erstatten lassen.

Zwischenfazit

Aus den Erläuterungen wird deutlich, dass die **Sonderregelungen für Speicher komplex, unübersichtlich und teilweise missverständlich** sind (siehe auch BNE 2019). Am weitesten greifen die Ausnahmen für Speicher bei der Stromsteuer. Hier wird mit Ausnahme von Power-to-Heat und mobilen Speichern eine Doppelbelastung bei Speicherung und Letztverbrauch vermieden. Bei den Netzentgelten besteht eine ungleiche Behandlung von alten und neuen Anlagen. Zudem ist auch offen, ob die Privilegierungen für Speicher bei Netzentgelten und Stromsteuer auch für die Kombination verschiedener Geschäftsmodelle gelten (BNE 2019). Für **einige Anwendungsfälle**, insb. **mobile Speicher, Power-to-Heat und Power-to-Gas** sind **keine oder nur wenige Privilegierungen** vorgesehen oder die rechtliche Einordnung ist ungeklärt. Zwar erscheint es einerseits plausibel, Power to Heat und Power to Gas/Power to Liquid bei den staatlich regulierten Strompreisbestandteilen nicht zu privilegieren, wenn der Umwandlungsprozess in Wärme bzw. Gas/Kraftstoffe als Letztverbrauch aufgefasst wird, der ja auch bei den Strom-zu-Strom-Speichern weiterhin mit Strompreisbestandteilen belegt ist. Dennoch führt diese Situation dazu, dass die Endprodukte im Vergleich zu anderen Energieträgern insbesondere im Wärmebereich deutlich benachteiligt sind, weil die Belastung mit Abgaben und Umlagen in diesen Sektoren deutlich geringer ist. Durch die vorgesehene CO₂-Bepreisung von Heiz- und Kraftstoffen wird sich die Wirtschaftlichkeit der Anwendungen etwas verbessern. Das Grundproblem bleibt aber bestehen.

5.2 Weitere Hemmnisse

Im Workshop im Juni 2020 wurde eine Fülle weiterer nicht-finanzieller Hemmnisse genannt, die im Folgenden kurz erläutert werden. Eine detaillierte Bewertung der Hemmnisse konnte im Rahmen dieses Auftrags nicht erfolgen.

Komplexität der Anforderungen

Speicher stehen komplexen messtechnischen Anforderungen gegenüber, die zu zusätzlichen Kosten führen und aus Sicht von Branchenakteuren unverhältnismäßig sind. So ist die Befreiung zwischengespeicherten Stroms nach § 61l EEG an das Vorhandensein geeichter Messeinrichtungen geknüpft. Dies stellt in der Praxis insbesondere für Haushaltskunden eine Herausforderung dar, da es z.B. für DC-gekoppelte Speicher noch keine geeichten Messeinrichtungen gibt (BVES 2020).

Zudem liegt die Entscheidung, welches Messkonzept Anwendung findet, bei den Verteilnetzbetreibern. In der Praxis führt dies zu einem „Flickenteppich“ der messtechnischen Anforderungen, da bisher keine Standardisierung erfolgt ist.

Anreizregulierungsverordnung

In der Anreizregulierungsverordnung ist die Vergütung für Netzbetreiber geregelt. Neugebaute Stromleitungen werden in das Anlagevermögen eingestellt und über die Lebensdauer des Investitionsgutes mit einem festgelegten Zinssatz verzinst. Ausgaben für Speicherdienstleistungen (aufgrund der Entflechtungsregelungen dürfen Netzbetreiber Speicher nicht selbst

³⁸ Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V).

betreiben) sind dagegen Betriebsausgaben und werden nicht verzinst. Dadurch entsteht ein Anreiz für den Netzbetreiber, in den Netzausbau zu investieren, selbst wenn die Stromspeicherung die kostengünstigere Variante wäre (BVES 2020).

Regulatorische Einschränkungen bzgl. Multi-Use/ Stacking of services

Speicher können eine Vielzahl energiewirtschaftlicher Dienstleistungen - Speicherung und geregelte Einspeisung von Grünstrom, Blindleistung und Momentanreserve, Erbringung von Regelleistung - gleichzeitig oder sehr schnell aufeinanderfolgend erbringen. Durch das Ausschließlichkeitsprinzip im EEG und im EnWG ist die gleichzeitige Erbringung von Dienstleistungen jedoch eingeschränkt. So dürfen Speicher beispielsweise ausschließlich Grünstrom einspeichern und danach als Grünstrom veräußern, aber nicht gleichzeitig Regelleistung für die Netzstabilität erbringen. Denn bei der Regelleistung kann nicht sichergestellt werden, dass ausschließlich Grünstrom eingespeichert wird. Dies ist jedoch Voraussetzung für die Behandlung des Speichers als EE-Anlage. Speicher müssen sich so regelmäßig zwischen der Vermarktung von Grünstrom oder der Erbringung von Netzdienstleistungen entscheiden. Gelöst werden könnte dieses Problem über eine bilanzielle Zuordnung von Grün- und Graustrom. Auch in Mieterstrommodellen können Speicher entweder nur Mieterstrom liefern oder Flexibilität für das System erbringen (BVES 2020)

6 Reformoptionen: Instrumente zur Überwindung finanzieller Hemmnisse (im Rahmen staatlich regulierter Strompreisbestandteile)

Die nachfolgend vorgestellten Instrumente leiten sich aus den in Kapitel 5 identifizierten Hemmnissen ab und stellen Reformoptionen dar, mit denen diese adressiert werden können. Im Rahmen der Zielsetzung des Forschungsvorhabens geht es dabei um den Abbau von Hemmnissen bei Abgaben und Umlagen. Die Förderung von Speichern über Vergütungsmechanismen oder Subventionen im Sinne von speziell auf bestimmte Speichertechnologien zugeschnittene Förderprogramme, mit denen der Markthochlauf von Speichern ebenfalls angereizt werden könnte, sind hier nicht Bestandteil der Betrachtung. Sie werden aber in Kapitel 6 cursorisch betrachtet. Nicht Gegenstand der Betrachtungen ist daher darüber hinaus auch die Behebung nichtfinanzieller Hemmnisse (z.B. hinsichtlich der Zulassung von Speicherleistungen zur Erbringung von Regelenergie).

Bei der Bewertung der jeweiligen Instrumente wurde vereinfachend unterstellt, dass der Speicherausbau grundsätzlich dem Klimaschutz dienlich ist. Daran lassen die ausgewerteten Szenarien zum Erreichen der Klimaziele 2050 (vgl. Kapitel 2.3) keinen Zweifel. Unterschiedlich eingeschätzt wird jedoch Umfang und Zeithorizont des Speicherausbaus. Nicht in die Betrachtung einbezogen wurde desweiteren die tiefergehende energiewirtschaftliche und energiepolitische Frage, ob es für bestimmte Aufgaben der Energieversorgung unter Gesichtspunkten wie der Kosteneffizienz oder der Versorgungssicherheit sinnvoller ist, auf zentrale als auf dezentrale Lösungen und stärker auf Transport, Effizienz und Flexibilisierung des Verbrauchs, zusätzliche Erzeugung (ggf. auch aus dem Ausland) oder auf Speicherung zu setzen. Dies würde eigenständige energiewirtschaftliche Modellierungen erfordern, die im Rahmen dieses Vorhabens nicht geleistet werden konnten. Insofern beziehen sich die Bewertungen bei den nachfolgenden Kriterien nur auf das Instrument an sich, und nicht auf die Frage des Speicherausbaus im Allgemeinen.

Für die Bewertung werden Bewertungskriterien in den folgenden Zielbereichen auf die Instrumente angewendet:

- Rechtliche Zulässigkeit (Vereinbarkeit mit EU-Recht, Vereinbarkeit mit Verfassungsrecht)
- Anreizwirkung/ Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit
- Klima- und energiepolitische Wirkungen (z.B. EE-Zubau, Beitrag zum Erreichen der Klima- und Energieziele)
- Ggf. Finanzierungs-/Kosteneffizienz (Verhältnis von finanziellem Aufwand und angestrebtem Nutzen)
- Planungssicherheit (Regelungsdauer, Absehbarkeit der Kosten/Erträge)
- Wirtschaftliche und soziale Wirkungen (sektorale und regionale Auswirkungen, Verteilungswirkungen)
- Regelbarkeit und Administrierbarkeit (Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen, Regelungsaufwand, Organisierbarkeit der Zahlungsströme, Praktischer Durchführungsaufwand)
- Akzeptanz/ Durchsetzbarkeit

In der tabellarischen Darstellung wird für das Bewertungsmodell folgende qualitative Skala verwendet:

- ++ stark positiv,
- + leicht positiv,
- o neutral,
- - leicht negativ,
- -- stark negativ

6.1 Eigenständige energiewirtschaftliche Definition einer Akteursrolle des „Betreibens von Stromspeicheranlagen“ (Loslösung von der Zuordnung zum „Letztverbrauch“)

6.1.1 Hintergrund

Die Aufnahme von Strom in einen Stromspeicher wird nach deutschem Recht bisher dem „Letztverbrauch“ im Sinne von § 3 Nr. 25 EnWG zugeordnet. Die Konsequenz ist, dass für den Vorgang der Einspeicherung in einen Stromspeicher alle Abgaben, Entgelte und Umlagen zu entrichten sind, die für Letztverbraucher gelten – soweit nicht in einzelnen Vorschriften hiervon bestimmte Ausnahmen geregelt sind (siehe oben, 4.1, insb. 4.1.3).

Die Zuordnung der Stromspeicherung zum Letztverbrauch steht im Widerspruch dazu, dass die Neufassungen der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL dem Betrieb von Anlagen zur Stromspeicherung eine eigenständige und spezifische Rolle als Marktakteur für Flexibilitätsleistungen im Elektrizitätsmarkt zuweisen. Die Aufrechterhaltung der Zuordnung zum „Letztverbrauch“ würde die Stromspeicherung im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsleistungen anbietenden Akteuren benachteiligen. Deshalb erscheint die Aufhebung dieser Zuordnung EU-rechtlich nach hiesiger Einschätzung geboten (siehe oben, 4.3 bis 4.5).

Die Umsetzung dieses Vorschlags hätte zur Konsequenz, dass sämtliche an den Letztverbrauch geknüpften Geldleistungspflichten für die Einspeisung des Stroms in einen Speicher entfallen würden. Die bisher bestehenden einzelnen Ausnahmen von Abgaben und Entgelten für bestimmte Speicherkonstellationen würden daher bei Umsetzung dieses Vorschlags gegenstandslos (so dass auch die später nachfolgenden Vorschläge zu diesen ins Leere gehen würden).

6.1.2 Reformvorschlag

Die Begriffsbestimmungen des § 3 EnWG werden um neue Definitionen zur Stromspeicherung aufgenommen, mit denen die Definitionen von Art. 2 Nr. 59 und 60 der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL für die Stromspeicherung ins deutsche Recht überführt werden.³⁹ Ergänzend wird in die Definition des § 3 Nr. 25 EnWG für „Letztverbraucher“ bestimmt, dass die Abnahme von Strom zum Zwecke der Stromspeicherung nicht als Letztverbrauch gilt.

Darüber hinaus werden die jeweils einschlägigen speziellen Vorschriften für die verschiedenen Steuern, Umlagen und Entgelte auf geeignete Weise angepasst (siehe dazu im Einzelnen oben, 4.5).

6.1.3 Bewertung

Zielbereich	Bewertungskriterium	Erläuterung
Rechtliche Zulässigkeit ++	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfassungsrecht ▪ EU-Recht 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfassungsrecht steht nicht entgegen ▪ EU-Recht gebietet nach hiesiger Auffassung die vorgeschlagenen Änderungen ▪ Keine beihilferechtlichen Bedenken, da die entstehenden wirtschaftlichen Entlastungen keine selektiven Begünstigungen gegenüber Wettbewerbern sind, sondern dem System des Binnenmarktrechts folgend bestehende

³⁹ Diese lauten:

Nr. 59: „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.

Nr. 60: „Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.

		<p>Wettbewerbsverzerrungen aufgehoben werden (daher schon begrifflich keine Beihilfe)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiko eines Konflikts mit der EU-Kommission wird als gering eingeschätzt
<p>Anreizwirkung ++</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhe der Befreiung ▪ Dauer der Befreiung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Der Anreizeffekt wäre sehr hoch, da alle an den Letztverbrauch geknüpften Geldleistungspflichten hinsichtlich der Einspeisung in den Speicher entfallen würden ▪ Starke bis sehr starke Verringerung der Kosten der Stromspeicherung (abhängig davon, ob/in welchem Umfang schon nach bisherigen Sonderbestimmungen Ausnahmen galten) ▪ Die Änderung hätte dauerhafte Wirkungen
<p>Klima- und energiepolitische Wirkungen ++ / -</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spitzenglättung ▪ Anreize für Flexibilisierung ▪ Speichereffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Der Spitzenglättungseffekt wäre hoch ▪ Anreize zur Flexibilisierung wären hoch ▪ Anreize zur Steigerung der Speichereffizienz wären nicht gegeben
<p>Finanzierungs-/Kosteneffizienz +</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verhältnis von finanziellem Aufwand und angestrebtem Nutzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hoch
<p>Planungssicherheit ++</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelungsdauer ▪ Absehbarkeit der Kosten/Erträge 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr hohe Planungssicherheit
<p>Wirtschaftliche Wirkungen ++</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ sektorale und regionale Auswirkungen ▪ Wettbewerbsfähigkeit der Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Positiver Beitrag zur Dezentralisierung der Stromversorgung ▪ Keine negativen Wettbewerbswirkungen
<p>Verteilungswirkungen + / -</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verringerung der finanziellen Belastungen speziell bei Nutzung von Speicherstrom ▪ Mittelbar allerdings allgemeine Erhöhung der finanziellen Last für zu zahlende Umlagen, da die von den Speichern nicht erbrachten Umlageanteile von den übrigen Verbrauchern zu übernehmen sind
<p>Regelbarkeit/Administrierbarkeit + / -</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relativ hoher regelungstechnischer Aufwand, da über die Definitionsvorschriften im EnWG hinaus zahlreiche spezielle Regelungen angepasst werden müssen (siehe oben, 4.5) ▪ Ausgeprägte Verminderung von Bürokratie-/Durchführungsaufwand innerhalb der späteren Anwendungspraxis

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelungsaufwand ▪ Organisierbarkeit der Zahlungsströme ▪ Praktischer Durchführungsaufwand 	
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Akzeptanz bei Stakeholdern ▪ Akzeptanz in der Öffentlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Akzeptanz bei (energiewirtschaftlichen und anderen Speicherbesitzenden) Stakeholdern vermutlich sehr hoch ▪ Kritik evtl. von Seiten nicht-privilegierter Letztverbraucher, da hier mit leicht erhöhtem Anteil an manchen Umlagen zu rechnen ist ▪ Kritik von Anbietern anderer Flexibilitätsoptionen, wenn diese dadurch schlechter gestellt werden ▪ Dürfte in der breiteren Öffentlichkeit kaum bemerkt werden – zumal politisch kaum kampagnenfähig

Zwischenbemerkung – Weiterführende Fragen

Wie bereits vor der Bewertung betont, werden die nachfolgend betrachteten Vorschläge zu Einzeländerungen an bestehenden Abgaben und Entgelten gegenstandslos, falls diesem Vorschlag gefolgt wird.

Aus der Sicht der juristischen Bearbeiter des Projekts ist die Umsetzung dieses Vorschlags EU-rechtlich zwingend geboten. Hierzu ist jedoch darauf hinzuweisen, dass diese Konsequenz aus den Regelungen des 4. Pakets zum Elektrizitätsbinnenmarkt der EU an anderer Stelle (offenbar) noch nicht vertieft betrachtet wurde.

Eine andere Frage ist, ob die Zuweisung einer eigenständigen Akteursrolle für die Speicherung automatisch darauf hinauslaufen muss, auf die Speicherung künftig *überhaupt* keine Abgaben und Entgelte erheben zu dürfen. Dass die Speicherung kein Letztverbrauch ist, führt nicht zwingend dazu, dass die Speicherung von jeglichen Abgaben und Entgelten freigehalten werden muss. Die Speicher betreffenden Vorschriften des neuen EU-Rechts zielen darauf sicherzustellen, dass die Speicherung auf den Märkten nicht diskriminiert wird. Von daher lassen sie Spielräume dafür, spezielle Abgaben und Entgelte für die Stromspeicherung zu erheben oder bestehende Abgaben und Entgelte in abgewandelter Form für die Speicherung zu erheben, soweit damit keine Diskriminierung im Verhältnis zu anderen Flexibilitätsleistungen verbunden ist. Sinnvoll könnte es z.B. sein, darüber nachzudenken – auch aus Klimaschutzgründen –, ob (und ggf. wie) die Speicherverluste mit Abgaben oder Entgelten belegt werden können, um Ineffizienzen entgegenzuwirken, oder im Hinblick auf Netzentgelte spezifische Netzaufwendungen für die Speicherung zum Gegenstand zu machen. Hinsichtlich dieses weiterführenden Fragenkreises wird – da eine solche Betrachtung den vorliegenden Rahmen sprengen würde – empfohlen, eine eigenständige ökonomisch-juristische Betrachtung zu veranlassen.

6.2 Befreiung der Stromspeicher speziell von Abschaltbare-Lasten-Umlage und Umlage nach § 19 StromNEV

6.2.1 Hintergrund

Im Klimaschutzprogramm 2030 ist ein Prüfauftrag verankert, inwieweit Stromspeicher beim Strombezug zumindest von der Abschaltbare-Lasten-Umlage und der Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) befreit werden sollten.

Abschaltbare-Lasten-Umlage

Abschaltbare Lasten sind Verbrauchseinrichtungen, die im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens des deutschen Übertragungsnetzes liegen (§ 2 AbLaV) und die temporär abgeschaltet werden können. Ziel ist eine bessere Netzstabilität. Hierbei wird zwischen schnell abschaltbaren Lasten und sofort abschaltbaren Lasten unterschieden (§ 2 Nr. 9-10 AbLaV). Schnell abschaltbare Lasten können innerhalb von maximal 15 Minuten ferngesteuert durch den Netzbetreiber abgeschaltet werden. Sofort abschaltbare Lasten können unverzüglich durch den Netzbetreiber abgeschaltet werden. Anbieter abschaltbarer Lasten werden durch Ausschreibung ermittelt und von den Netzbetreibern entschädigt. Die Kosten für die Bereitstellung und die Abschaltung der Last werden über die Abschaltbare Lasten-Umlage gedeckt und auf die Letztverbraucher umgelegt.

In der Prognose der Netzbetreiber für 2020 werden die Kosten auf etwa 40,6 Mio. Euro geschätzt. Die Umlage lag in den Jahren 2014 bis 2019 zwischen 0,005 ct/kWh und 0,011 ct/kWh. Im Jahr 2020 beträgt sie 0,007 ct/kWh (ÜNB 2020).

Umlage nach § 19 StromNEV

§ 19 StromNEV ermöglicht bestimmten Letztverbrauchern, niedrigere individuelle Netzentgelte zu zahlen. Für atypische Netznutzer wird ein um bis zu 80% reduziertes Netzentgelt erhoben. Die jeweiligen Netzbetreiber geben Hochlastzeitfenster vor, in denen atypische Verbraucher nur wenig Leistung beziehen dürfen. Satz 2 des § 19 Abs. 2 StromNEV sieht Netzentgeltreduktionen für stromintensive Netznutzer vor. Im Gegensatz zur atypischen Netznutzung soll hier ein dauerhaft gleichmäßiger Leistungsbezug angereizt werden, indem er mit Abschlägen auf die Netznutzungsentgelte von bis 90% belohnt wird (vgl. (BNetzA 2015a) (BNetzA 2015b) (Agora Energiewende 2017)). Der Umfang der Entgeltermäßigungen beträgt im Jahr 2020 gemäß der Prognose der ÜNB ca. 341 Mio. Euro nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 889 Mio. Euro nach § 19 Abs. 2 Satz 2 (ÜNB 2020)

Die Kosten werden als sog. § 19-Umlage auf alle Netznutzer nach Schema der KWKG-Umlage umgelegt. Analog zur KWKG-Umlage wird zwischen drei Verbrauchsgruppen unterschieden: Verbräuche bis 1.000.000 kWh/a (Kat. A), Verbräuche über 1.000.000 kWh/a (Kat. B) und Verbräuche über 1.000.000 kWh/a (Kat. C) von stromintensiven Industrien. Die Umlage beträgt im Jahr 2020 0,358 ct/kWh in Kat. A, 0,050 ct/kWh in Kat. B und 0,025 ct/kWh in Kat. C. Für Kat. B und C sind die Umlagebeträge auf diese Maximalbeträge gedeckelt (ÜNB 2020).

6.2.2 Reformvorschlag

Für Stromspeicher besteht bisher eine Zahlungspflicht bei Netzbezug für beide Umlagen in voller Höhe. Strom wird somit sowohl bei der Einspeicherung als auch nach der Ausspeicherung (beim eigentlichen Endverbrauch) mit der Umlage belastet. Eine Befreiung bei Einspeicherung würde die Doppelbelastung des Stroms vermeiden. Sie wäre insofern sachgerecht, als Speicher gerade dazu beitragen sollen, die Stromnetze zu entlasten und für mehr Netzstabilität zu sorgen, genau wie die Verbrauchseinrichtungen, die über die AbLaV bzw. die § 19 (2) Strom-NEV vergütet bzw. entlastet werden. Die Befreiung kann befristet (d.h. nur für einen bestimmten Zeitraum ab Inbetriebnahme) oder unbefristet ausgestaltet werden. Im Folgenden wird eine unbefristete Befreiung angenommen.

6.2.3 Bewertung

Zielbereich	Bewertungskriterium	Erläuterung
Rechtliche Zulässigkeit +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfassungsrecht ▪ EU-Recht 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Angesichts tragfähiger sachlicher Begründung für die Unterschiedsbehandlung mit anderen Letztverbrauchern keine verfassungsrechtlichen Bedenken ▪ EU-rechtlich dürfte die Aufrechterhaltung dieser Umlagen für die Stromspeicherung unzulässig sein, da sie die Flexibilitätsoption „Speicherstrom“ gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen ohne sachbezogenen Grund diskriminiert ▪ Keine beihilferechtlichen Bedenken, da die Herausnahme keine selektive Begünstigung ist ▪ Allerdings dürfte EU-rechtlich weitergehend die Umsetzung von Reformoption 1 geboten sein
Anreizwirkung o bis +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhe der Befreiung ▪ Dauer der Befreiung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhe der Umlagen vergleichsweise niedrig; für Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Speicher kein hinreichender Faktor ▪ Bei unbefristeter Befreiung: Vorteil während gesamter Lebensdauer des Speichers
Klima- und energiepolitische Wirkungen o bis +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spitzenglättung ▪ Anreize für Flexibilisierung ▪ Speichereffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringe Auswirkung auf Wirtschaftlichkeit, daher alleine vsl. nicht ausreichend, um Speicherausbau (mit Wirkung auf Spitzenglättung und Flexibilisierung) zu forcieren ▪ Anreize zur Steigerung der Speichereffizienz wären nicht gegeben. Als alternative Ausgestaltungsoption könnte die Befreiung daher auch nur für den ausgespeicherten Strom gelten (vgl. (VCI 2017). Das wäre nach hiesiger Auffassung jedoch nicht mit EU-Recht vereinbar.
Finanzierungs-/Kosteneffizienz +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verhältnis von finanziellem Aufwand und angestrebtem Nutzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abbau der Doppelbelastung ist kosteneffizient
Planungssicherheit +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelungsdauer ▪ Absehbarkeit der Kosten/Erträge 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei unbefristeter Regelung hohe Planungssicherheit ▪ Umlagen wirken nicht mehr verzerrend, positiv für Wirtschaftlichkeit ▪ Reform könnte angesichts ausstehender grundlegender Reform der Abgaben, Entgelte und Umlagen zu Unsicherheiten am Markt führen
Wirtschaftliche Wirkungen o	<ul style="list-style-type: none"> ▪ sektorale und regionale Auswirkungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Einfluss auf die geltenden Ausnahmeregelungen bei §19 Strom-NEV (Deckelung der Umlage bei hohen Verbräuchen). ▪ Die AbLaV-Umlage wird gleichmäßig auf den gesamten Letztverbrauch umgelegt. Dadurch erhöht sich die Umlage auch für die Industrie, wenn Speicher befreit werden.

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wettbewerbsfähigkeit der Industrie 	<p>Aufgrund des niedrigen Umlagenniveaus ist der Effekt jedoch sehr klein.</p>
Verteilungswirkungen o	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ AbLaV-Umlage und § 19 Strom-NEV steigen zunächst für die Letztverbraucher (bei § 19 für Letztverbraucher Kat. A) ▪ Beide Umlagen sind jedoch vergleichsweise niedrig ▪ Stromverbrauch könnte durch Sektorkopplung zukünftig jedoch steigen, so dass sich die Belastung auf größere Strommengen verteilt.
Regelbarkeit/Administrierbarkeit ++	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen ▪ Regelungsaufwand ▪ Organisierbarkeit der Zahlungsströme ▪ Praktischer Durchführungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr niedriger regelungstechnischer Aufwand ▪ Leichte Verminderung von Bürokratieaufwand
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Akzeptanz bei Stakeholdern ▪ Akzeptanz in der Öffentlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Akzeptanz der Maßnahme bei energiewirtschaftlichen und anderen Speicher-besitzenden Stakeholdern vermutlich hoch, wenngleich nicht als ausreichend angesehen ▪ Evtl. Industrie kritisch wegen minimaler Erhöhung ihres Anteils an den AbLa-Kosten ▪ in der breiten Öffentlichkeit dürfte Maßnahme kaum bemerkt werden – zumal politisch kaum kampagnenfähig

6.3 Reduzierung/Befreiung von staatlich regulierten Strompreisbestandteilen bei Power-to-Heat-Wärmespeichern (bei netz- und systemdienlichen Strombezug)

6.3.1 Hintergrund

Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat-Anwendungen⁴⁰ zur Energiespeicherung hängt wesentlich von den Strombezugs-kosten ab (vgl. Kapitel 3). Auf den Netzstrombezug fallen im Regelfall alle staatlich regulierten Strompreisbestandteile an. Die Stromsteuer fällt auf die gesamte bezogene Strommenge an. Eine anteilige Steuerentlastung kommt für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Betracht, wenn der Strom zur Erzeugung von Wärme entnommen wird oder die erzeugte Wärme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt wird (§ 9b StromStG). Die Privilegierungen im EEG (§ 61 EEG) greifen nur bei Rückverstromung. Die Strommengen, die für die Wärmeerzeugung genutzt werden, sind als Letztverbrauch umlagepflichtig. Netzentgelte entfallen nur dann, wenn Power-to-Heat-Anlagen direkt mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind. Das Potenzial für netz- und systemdienlichen Strombezug bleibt dadurch ungenutzt (IKEM 2018b). Denn die Privilegierung des § 118 Abs. 6 EnWG (Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher, s. Kapitel 6.1) greift nur bei Rückverstromung. Allerdings können individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV vereinbart werden, die jedoch einem netz- und systemdienlichen Einsatz der Anlage entgegenstehen (IKEM 2018b). Die Netzentgelt-reduzierung nach § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen ist auf den Bereich der Niederspannung begrenzt und erfasst damit nur einen Teil der Anlagen (IKEM 2018b). Auch die weiteren Netzumlagen (KWK-Umlage, § 19 Abs.2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage) und die Konzessionsabgabe fallen bei Power-to-Heat-Anlagen an.

6.3.2 Reformvorschlag

Eine Reform der staatlich regulierten Strompreisbestandteile bei netz- und systemdienlichem Betrieb der Anlagen könnte die folgenden Elemente beinhalten (vgl. (IKEM 2018b):

- Stromsteuer: Befreiung bzw. Entlastung von EE-Strommengen, die zur Speisung von Wärmenetzen eingesetzt werden und zu Überschussstromzeiten, also system- und netzdienlich bezogen wurden. Entsprechende Nachweise könnten auch hier die Netzbetreiber ausstellen.
- EEG-Umlage: technologieoffene EEG-Umlagenreduzierung oder -befreiung für system- und netzdienlich bezogene EE-Strommengen.
- Erweiterung der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG (s. Kapitel 6.1) technologieoffen auf die EE-Strommen-gen, die netz- und systemdienlich bezogen werden und Einführung von Privilegierungen auch bei den weiteren Netzumlagen und der Konzessionsabgabe.

6.3.3 Bewertung

Zielbereich	Bewertungskriterium	Erläuterung
Rechtliche Zulässigkeit - / o	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfassungsrecht ▪ EU-Recht 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tragfähige sachliche Begründung für die Privilegierung gerade der PtH-Anwendungen vorstellbar, daher keine verfassungsrechtlichen Bedenken hinsichtlich des Gleichbehandlungsgebots ▪ EU-rechtlich dürfte es allerdings geboten sein, alle Arten der Stromspeicherung insoweit gleich zu behandeln (und diese insoweit nicht länger als „Letztverbraucher“ einzuordnen) – siehe Reformation 1.

⁴⁰ Gemeint sind hier zentrale PtH-Anlagen mit KWK und Nah/Fernwärmeauskopplung. Für Wärmepumpen gelten teilweise andere Regelungen.

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Definition der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL für Energiespeicher schließt auch Speicher für PtH ein ▪ Bei isolierter Bevorzugung im Verhältnis zu anderen Arten der direkten oder indirekten Stromspeicherung beihilferechtlichen Bedenken, da es sich um eine selektive Begünstigung handeln würde; Erhalt einer beihilferechtlichen Genehmigung unsicher ▪ Risiko eines Konflikts mit der EU-Kommission wird bei isolierter Bevorzugung von PtH als hoch eingeschätzt (als geringer = mäßig bei gleichzeitiger Bevorzugung von PtG und PtL, als klein bei Integration in Reformoption 1)
<p>Anreizwirkung ++</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhe der Befreiung ▪ Dauer der Befreiung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starke Anreizwirkung bei netz-/systemdienlichem Einsatz, da staatlich regulierte Strompreisbestandteile wesentliches Hemmnis für Wirtschaftlichkeit von PtH-Anlagen ▪ Bei unbefristeter Befreiung: Vorteil während gesamter Lebensdauer des Speichers
<p>Klima- und energiepolitische Wirkungen ++</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spitzenglättung ▪ Anreize für Flexibilisierung ▪ Speichereffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PtH-Speicher können überschüssigen Strom aufnehmen und vermeiden damit die Abregelung von EE-Anlagen ▪ Im Vergleich zu Power-to-Gas (und Nutzung im Wärmesektor) höhere Effizienz, daher klimapolitisch sinnvoll, PtH zu begünstigen
<p>Finanzierungs-/Kosteneffizienz +</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verhältnis von finanziellem Aufwand und angestrebtem Nutzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindereinnahmen bei Stromsteuer und Konzessionsabgabe durch anfangs geringe begünstigte Strommenge zunächst niedrig. Alle anderen staatlich regulierten Strompreisbestandteile werden über Letztverbraucher refinanziert und wirken sich somit nicht auf die Staatseinnahmen aus
<p>Planungssicherheit +</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelungsdauer ▪ Absehbarkeit der Kosten/Erträge 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei unbefristeter Regelung hohe Planungssicherheit ▪ Kosten/Ertragssituation würde wesentlich verbessert (TU Berlin 2019) ▪ Neue Ausnahmen könnten angesichts ausstehender grundlegender Reform der Abgaben, Entgelte und Umlagen zu Unsicherheiten am Markt führen. Als Alternative wäre eine spezifische Förderung ggf. der bessere regulatorische Ansatz.
<p>Wirtschaftliche Wirkungen o</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ sektorale und regionale Auswirkungen ▪ Wettbewerbsfähigkeit der Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei Fortbestand der geltenden Ausnahmeregelungen bei den staatlich regulierten Strompreisbestandteilen keine Änderung für die (energieintensive) Industrie
<p>Verteilungswirkungen -</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswirkungen auf Letztverbraucher 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhere Umlagen für die nicht-privilegierten Letztverbraucher (neben Privathaushalten auch Gewerbe, Handel,

	(zu zahlende Umlagen)	<p>Dienstleistungen) – zumindest längerfristig mit steigender Zahl der Anlagen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromverbrauch könnte durch Sektorkopplung zukünftig jedoch steigen, so dass sich die Belastung auf größere Strommengen verteilt.
Regelbarkeit/Administrierbarkeit -	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen ▪ Regelungsaufwand ▪ Organisierbarkeit der Zahlungsströme ▪ Praktischer Durchführungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Feststellung des netz- und systemdienlichen Einsatzes komplex
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit ++	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Akzeptanz bei Stakeholdern ▪ Akzeptanz in der Öffentlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr hohe Akzeptanz sowohl bei der Energiewirtschaft als auch bei der Industrie zu erwarten ▪ Evtl. Kritik von nicht-privilegierten Letztverbrauchern (und innerhalb der Bundesregierung) – wobei Mehrbelastung erst bei größerer Verbreitung von PtH-Anlagen entsteht (abhängig dann auch vom künftigen Umlagesystem)

6.4 Reduzierung/Befreiung von staatlich regulierten Strompreisbestandteilen bei Power-to-Gas-Anlagen (bei netz- und systemdienlichen Strombezug)

6.4.1 Hintergrund

Bestehende Befreiungen bei Steuern, Abgaben und Umlagen sind auf Power-to-Gas-Anlagen oft nicht anwendbar (dena 2018). Wie bei Power-to-Heat-Anlagen gelten auch Power-to-Gas-Anlagen als Letztverbraucher und haben damit im Regelfall die staatlich regulierten Strompreisbestandteile zu zahlen. Die **Stromsteuer**befreiung für die Elektrolyse nach § 9a StromStG kommt nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Betracht. Die Speicherprivilegierung bei der **EEG-Umlage** (§ 61l EEG) greift nur bei der Rückverstromung. Begünstigungen durch die Besondere Ausgleichsregelung kommen nur für stromkostenintensive Unternehmen in Betracht (BWE 2019a). Elektrolyseure sind aber nach § 118 Abs. 6 S.7 EnWG für 20 Jahren von den **Entgelten für die Netznutzung** befreit. Für an die **Netzentgelte gekoppelten Umlagen** und die **Konzessionsabgabe** bestehen keine spezifischen Befreiungen. Die Strombezugskosten für Elektrolyseure bei 100% EE-Strom können so im Durchschnitt 14,5 ct/kWh betragen (Stand 2018, (dena 2018)). Nur bei Eigenversorgung mit EE-Strom liegen die Kosten deutlich niedriger. So sinken die Strombezugskosten auf ca. 8,2 ct/kWh, da nur die (reduzierte) EEG-Umlage zu zahlen ist (dena 2018). Dann können die mit dem Elektrolyseur verbundenen EE-Anlagen jedoch nicht an Ausschreibungen teilnehmen und somit keine EEG-Vergütung beanspruchen. Im Fall von Eigenversorgung wird das Potenzial von Power-to-Gas-Anlagen für netz- und systemdienlichen Strombezug nicht genutzt.

6.4.2 Reformvorschlag

Eine Reform der staatlich regulierten Strompreisbestandteile bei netz- und systemdienlichem Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen könnte, in Analogie zum Vorschlag bei Power-to-Heat-Speichern (vgl. Kapitel o) die folgenden Elemente beinhalten:

- EEG-Umlage: technologieoffene EEG-Umlagenreduzierung oder -befreiung für system- und netzdienlich bezogene EE-Strommengen.
- Einführung von Privilegierungen auch bei den weiteren Netzuumlagen und der Konzessionsabgabe.

6.4.3 Bewertung

Zielbereich	Bewertungskriterium	Erläuterung
Rechtliche Zulässigkeit - / o	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfassungsrecht ▪ EU-Recht 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzlich identische rechtliche Bewertung wie für das voranstehende Instrument zugunsten PtH (siehe dort) ▪ Bei isolierter Bevorzugung im Verhältnis zu anderen Arten der direkten oder indirekten Stromspeicherung beihilferechtlichen Bedenken, da es sich um eine selektive Begünstigung handeln würde; Erhalt einer beihilferechtlichen Genehmigung unsicher ▪ Risiko eines Konflikts mit der EU-Kommission wird bei isolierter Bevorzugung von PtG als hoch eingeschätzt (als geringer = mäßig bei gleichzeitiger Bevorzugung von PtH und PtL, als klein bei Integration in Reformoption 1)
Anreizwirkung +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhe der Befreiung ▪ Dauer der Befreiung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starke Anreizwirkung bei netz-/systemdienlichem Einsatz, da staatlich regulierte Strompreisbestandteile wesentliches Hemmnis für Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Andererseits bleibt PtG aufgrund hoher Umwandlungsverluste auch mit Privilegierungen teuer ▪ Bei unbefristeter Befreiung: Vorteil während gesamter Lebensdauer des Speichers
Klima- und energiepolitische Wirkungen o/+	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spitzenglättung ▪ Anreize für Flexibilisierung ▪ Speichereffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PtG-Speicher können überschüssigen Strom aufnehmen und vermeiden damit die Abregelung von EE-Anlagen ▪ Hohe Umwandlungsverluste. Verglichen mit anderen Flexibilitätsoptionen teure und ineffiziente Speicheroption.
Finanzierungs-/Kosteneffizienz +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verhältnis von finanziellem Aufwand und angestrebtem Nutzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abbau von Doppelbelastungen (stromseitig und energieträgerseitig)
Planungssicherheit +	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelungsdauer ▪ Absehbarkeit der Kosten/Erträge 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei unbefristeter Regelung hohe Planungssicherheit ▪ Neue Ausnahmen könnten angesichts ausstehender grundlegender Reform der Abgaben, Entgelte und Umlagen zu Unsicherheiten am Markt führen. Als Alternative wäre eine spezifische Förderung ggf. der bessere regulatorische Ansatz.
Wirtschaftliche Wirkungen o	<ul style="list-style-type: none"> ▪ sektorale und regionale Auswirkungen ▪ Wettbewerbsfähigkeit der Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei Fortbestand der geltenden Ausnahmeregelungen bei den staatlich regulierten Strompreisbestandteilen keine Änderung für die (energieintensive) Industrie
Verteilungswirkungen -	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhere Umlagen für die nicht-privilegierten Letztverbraucher (neben Privathaushalten auch Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) – zumindest längerfristig mit steigender Zahl der Anlagen ▪ Stromverbrauch könnte durch Sektorkopplung zukünftig jedoch steigen, so dass sich die Belastung auf größere Strommengen verteilt.
Regelbarkeit/Administrierbarkeit -	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen ▪ Regelungsaufwand ▪ Organisierbarkeit der Zahlungsströme ▪ Praktischer Durchführungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Feststellung des netz- und systemdienlichen Einsatzes komplex

Akzeptanz und Durchsetzbarkeit ++	<ul style="list-style-type: none">▪ Akzeptanz bei Stakeholdern▪ Akzeptanz in der Öffentlichkeit	<ul style="list-style-type: none">▪ Sehr hohe Akzeptanz sowohl bei der Energiewirtschaft als auch bei der Industrie zu erwarten▪ Evtl. Kritik von nicht-privilegierten Letztverbrauchern (und innerhalb der Bundesregierung) – wobei Mehrbelastung erst bei größerer Verbreitung von PtH-Anlagen entsteht (abhängig dann auch vom künftigen Umlagesystem)
--------------------------------------	--	--

6.5 Weitere Reformoptionen außerhalb der Strompreisbestandteile

Neben den in den vorhergehenden Kapiteln vorgestellten Reformoptionen wurden auf dem Expert*innengespräch im Juni 2020 weitere Reformvorschläge eingebracht und diskutiert. Die Expert*innen hatten dabei auch die Möglichkeit, die aus Ihrer Sicht geeignetsten Ansatzpunkte zu nennen, um den Speicherausbau voranzubringen. Genannt wurden spezifische regulatorische Hemmnisse sowie weitere finanzielle Anreize, aber auch die Notwendigkeit, Abgaben, Umlagen und Entgelte grundlegend zu reformieren, durch die dann auch die (rentablen) Speicher im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen profitieren würden (Tabelle 3). Dabei wurden im Bereich der finanziellen Anreize Instrumente genannt, die sich auf Vergütungsmechanismen für Speicher sowie spezielle Förderungen beziehen. Diese werden nachfolgend kurz dargestellt.

Tabelle 3: Weitere Reformoptionen

Abbau regulatorischer Hemmnisse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klare Definition von Speichern und aktiven Verbrauchern im deutschen Energierecht ▪ Beseitigung von administrativen Aufwand wie z.B. die Saldierung ▪ Multi Use Geschäftsmodelle bei Speichern ermöglichen ▪ Vereinfachung der Direktvermarktung für kleine Anlagen ▪ Reform der Regulierung des Mieterstroms
Finanzielle Anreize	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abschaffung/Senkung der EEG-Umlage. ▪ Befreiung der EEG Umlage auf den gesamten selbst erzeugten Strom in Kombination mit Speichern, wenn diese netzdienlich eingebunden sind. ▪ Technologieneutrale und angemessene Belastung von Umwandlungseinsätzen mit Abgaben und Umlagen, auch bei Kraftwerken ▪ Hoher und ehrlicher CO₂-Preis, u. a. auch Einbeziehung der Emissionen (Methan) beim Fördern von Erdgas / Abbau umweltschädlicher Subventionen. ▪ Weiterentwicklung Zuschaltbare-Lasten-Regelung, um systemdienlichen Einsatz von „Überschuss-Strom“ zu ermöglichen. ▪ Weiterentwicklung der Innovationsausschreibungen im EEG ▪ Netzdienlicher Speicherausbau über Förderprogramme <p>Anmerkung: einige Experten sahen die bestehende Förderung von Speicherstrom durch die Befreiung des Eigenverbrauchs von den Netzentgelten kritisch und befürworten deren Abschaffung</p>
Energiemarktreform	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reformierung der Abgaben und Umlagen mit Blick auf Zielsetzung Emissionsreduktion, Einordnung der Speichertechnologien dort ▪ Dynamisierung von EEG-Umlage und Netzentgelten (Differenzierung nach Zeit und Ort, um Netzbelastung in Preisen zu reflektieren) ▪ Änderung von Marktstrukturen, so dass sich systemdienlicher Betrieb und direktörtliche Kopplung mit EE-Anlagen lohnt ▪ Energiemarktreform und systemische Integration von Speichern z. B. durch gemeinsame Ausschreibung von X MW Erneuerbare + matching MW Speicher.

Quelle : eigene Darstellung

6.5.1 Zuschaltbare Lasten Regelung

Hintergrund

Bei der zuschaltbaren Lasten Regelung (zLR) handelt es sich um eine Maßnahme, die es Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Netzausbaugebiet erlaubt, unter bestimmten Voraussetzungen bei Netzengpässen KWK-Anlagen im Umfang von maximal 2 GW als zuschaltbare Lasten zu kontrahieren. Dabei wird bei Abruf die fossile durch eine elektrische Wärmeerzeugung (Power-to-Heat-Anwendung) substituiert. Diese Übergangsmaßnahme ist bis zum 31. Dezember 2023 befristet (BNetzA 2020b).

Die Regelungen des § 13 Abs. 6a EnWG sollen helfen, die abzuregelnde EE-Strommenge zu vermindern, indem den ÜNB ein zusätzliches Redispatch-Potential aus KWK-Bestandsanlagen zur Verfügung gestellt wird. Damit wird das übergeordnete Ziel verfolgt, den Ausbau der erneuerbaren Energien besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen (BNetzA 2020b).

Bewertung und Reformoptionen

Die Regelung fokussiert bisher nur auf PtH Anlagen. Andere Lasten, wie Wasserstoff, weitere Speichermedien, Industrieanwendungen, Kühlhäuser und Elektromobilität sind ausgenommen. Dadurch werden die Potenziale für zuschaltbare Lasten nicht ausreichend gehoben (vgl. Landesregierung Schleswig-Holstein 2020a). Daher setzt sich insbesondere die Landesregierung von Schleswig-Holstein für eine Reform ein.

Solange noch Netzengpässe vorhanden sind, ist die Zuschaltbare-Lasten-Regelung eine sinnvolle Spezialregelung; diese könnte technologieoffen und für deutlich größere Volumina ausgeweitet werden. Welche zuschaltbare Last zum Einsatz kommt, lässt sich wettbewerblich und diskriminierungsfrei ermitteln. Dadurch könnten neben PtH auch andere Speicher zum Einsatz kommen. Um die Potenziale Zuschaltbarer Lasten bundesweit heben zu können, könnten zudem die Regelungen in § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG - Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung) auf die Mittelspannungsebene ausgedehnt werden (Landesregierung Schleswig-Holstein 2020b).

6.5.2 Innovationsausschreibungen im EEG

Hintergrund

Durch die im EEG verankerten Innovationsausschreibungen sollen (technische) Innovationen im Bereich erneuerbarer Energien gefördert werden, u.a. auch Anlagenkombinationen mit Zwischenspeicherung der erneuerbaren Energie.

Im Gegensatz zu den anderen Ausschreibungen nach dem EEG oder der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV), wird bei der Innovationsausschreibung nicht auf den anzulegenden Wert als Grundlage zur Berechnung der gleitenden Marktprämie geboten, sondern auf eine fixe Marktprämie, wie sie bereits aus dem Bereich der KWK-Förderung bekannt ist. Die fixe Marktprämie wird unabhängig vom Börsenpreis gezahlt. Um falschen Anreizen vorzubeugen, erhalten Anlagenbetreiber bei negativen Preisen an der Strombörse keine Zahlungen für die Stromerzeugung.

Die Gebote in einer Innovationsausschreibung müssen die Angabe der gebotenen fixen Marktprämie in Cent pro Kilowattstunde mit zwei Nachkommastellen enthalten. Die gebotene fixe Marktprämie darf den Höchstwert nach § 10 InnAusV nicht überschreiten (BNetzA 2020c). Zudem führt eine Zuschlagsbegrenzung dazu, dass bei ausbleibendem Wettbewerb nur 80% der eingegangenen Gebote bezuschlagt werden (BMWi 2020).

Bewertung und Reformoptionen

Mit dem Instrument gibt es bisher wenig Erfahrungen. Die erste Ausschreibungsrunde fand am 01. September 2020 statt. Ergebnisse liegen noch nicht vor. Von Akteuren erneuerbarer Energien und der Speicherwirtschaft (BNE 2019b) (BWE 2019b) wurde jedoch zuvor kritisiert, dass der Vorschlag hinter den Möglichkeiten der Verordnungsermächtigung in § 88d EEG zurück bleibe. Die Zuschlagslimitierung bei unterdeckten Runden stelle zudem eine Hemmschwelle für Innovation dar. Die Regelungen bei negativen Marktpreisen führen bei einem Zeitraum von 20 Jahren zu Planungsunsicherheit.

Die Erfahrungen mit dem Instrument, v.a. mit Blick auf die realisierten Speicherprojekten und deren Netz- und Systemdienlichkeit bleiben abzuwarten. Sollte sich herausstellen, dass das Instrument in der Praxis kaum für Anlagenkombinationen mit Zwischenspeicherung genutzt wird, sollte nachgeschärft werden.

6.5.3 Förderprogramme für Speicher

In vielen Bundesländern gibt es Förderprogramme für Speicher, um die Anzahl von Speichern in Deutschland im Rahmen des EE-Ausbaus zu erhöhen. Die Förderprogramme richten sich v.a. an Privatpersonen, es gibt jedoch auch Programme für Unternehmen, gesellschaftliche, staatliche oder kirchliche Institutionen, Genossenschaften oder Wohnbaugesellschaften. Gefördert werden sowohl kleine Anlagen als Heimspeicher bis hin zu industriellen oder netzdienlichen Speicheranlagen im Megawattbereich (Tabelle 4). Die Regelungen sind je nach Bundesland teils unterschiedlich. Die Netzdienlichkeit als Förder Voraussetzung ist lediglich in der Förderrichtlinie von Baden-Württemberg verankert. Das KfW-Förderprogramm 275 zur Förderung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage wurde zum 31.12.2018 eingestellt. Nach Aussage der KfW hat das Programm wesentlich zur Marktentwicklung und Kostensenkung im Bereich der PV-Heimspeicher beigetragen.

Tabelle 4: Förderprogramme für Speicher

Bundesland	Umfang der Förderung	Netzdienstlichkeit als Kriterium?
Baden-Württemberg	Zuschuss von bis zu 30% der Nettoinvestitionskosten für PV-Speicher	Ja
Bayern	Zuschuss bis zu 3200 Euro für Heimspeicher je nach Kapazität. Zusätzlich Förderung für Speicher für E-Autos.	Nein
Berlin	Zuschuss für Solarenergiespeicher, die zusammen mit dem Kauf einer Photovoltaikanlage angeschafft werden. Zuschüsse für Batteriespeicher, Salzwasserbatterien, Redox-Flow-Systeme oder Wasserstoffspeichersysteme mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle.	Nein
Brandenburg	Zuschuss von bis zu 30% der Investitionskosten für PV-Speicher, jedoch höchstens 3.000 Euro für die Anschaffung eines Batteriespeichers für eine selbst genutzte Wohnimmobilie. Mindestens 50% des jährlichen Strombedarfs müssen durch die Photovoltaikanlage abgedeckt werden können (Autarkiegrad).	Nein
NRW	Förderung stationärer Batteriespeicher (inkl. Mess- und Steuerungseinrichtungen sowie Informations- und Kommunikationsmaßnahmen) in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung größer 30 kWp. Weiterhin werden die Ausgaben für Betreiben des geförderten Stromspeichers gefördert. Es werden 50% der Ausgaben bezuschusst, wobei die Obergrenze der Förderung pro Speicher bei 75 000 Euro liegt.	Nein
Rheinland-Pfalz	Zuschuss für festinstallierte Batteriespeicher mit mindestens 5 kWh Speicherkapazität, in Verbindung mit einer neuen, an das Verteilnetz angeschlossenen Photovoltaik-Anlage mit mindestens 5 kWp Nennleistung.	Nein
Sachsen	Förderung gewerblicher Speicher. Pro Tonne eingesparter CO ₂ -Emissionen werden 500 Euro bezuschusst. Zudem muss das Stromspeichersystem in der Lage sein, auch am Regelleistungsmarkt teilzunehmen.	Nein
Sachsen-Anhalt	Zuschuss von bis zu 30% der Investitionskosten für PV-Speicher, jedoch höchstens 5.000 Euro. Gefördert werden Stromspeicher in Kombination mit kleinen bis mittelgroßen Photovoltaikanlagen bis max. 30 kWp auf Dachflächen von Privatpersonen und Unternehmen sowie Stromspeicher für Mieterstrommodelle in Kombination mit Photovoltaikdachanlagen bis max. 100 kWp.	Nein
Schleswig Holstein	Das Klimaschutz-Förderprogramm fördert 800 Euro für Stromspeicher (mind. 3 kWh Speicherkapazität) und 200 Euro für Installations- und Anschlusskosten. Maximal werden 50% der förderfähigen Kosten übernommen. Bei einer zusätzlichen Neuinstallation einer Photovoltaik-Anlage kann der Förderbetrag auf 1200 Euro steigen, wobei maximal 75% der förderfähigen Kosten übernommen werden.	Nein
Thüringen	Unterstützt werden Mieterstrommodelle und stationäre Stromspeicher. Dazu werden Investitionen in Photovoltaikanlagen und Speicher bezuschusst, sofern der Strom für den Eigenverbrauch genutzt wird. Investitionen in Photovoltaikanlagen mit stationären Batteriespeichern werden mit bis 40% gefördert, wenn der Strom selbst verbraucht wird. Darüber hinaus sind Neuinvestitionen, Ersatzinvestitionen in oder die Erweiterung von Stromspeichern und Wärmespeichern (Warmwasser-, Kältespeicher, Power to heat-Anlagen) förderfähig.	Nein

Quelle : eigene Darstellung, Quellen : https://www.co2online.de/foerdermittel/liste/einbau_batteriespeicher/, <https://www.energieagentur.nrw/foerderung/foerdersuche>

Bewertung und Reformoptionen

Mit Ausnahme von Baden-Württemberg ist in den Förderprogrammen der Länder bisher keine Netzdienstlichkeit als Förder Voraussetzung enthalten. Dies kann zu falschen Anreizstrukturen führen, so dass Speicher nicht systemdienlich eingesetzt werden, sondern einen gegenteiligen Effekt haben (vgl. Diskussion in Kapitel 2.1). Die Netzdienstlichkeit als Kriterium ließe sich nutzerfreundlich integrieren, wenn – wie im ausgelaufenen KfW-Programm – die zulässige Netzeinspeiseleistung der EE-Anlage auf einen bestimmten Prozentsatz abgesenkt wird.

7 Fazit und Ausblick

Speicher spielen in einem strombasierten, auf erneuerbare Energien umgestellten Energiesystem eine zentrale Rolle, da sie für einen Ausgleich zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch sorgen. Speicher sind in der Regel eine von mehreren Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem. Sie stehen somit im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen. Eine spezifische Besserstellung von Speichern gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen ist aus Sicht der Verfasser nicht erforderlich. Es ist jedoch wichtig, sicherzustellen, dass Speicherstrom diskriminierungsfrei an den verschiedenen Märkten teilnehmen kann. In den vergangenen Jahren wurden früher bestehende Belastungen für die verschiedenen Speicheroptionen größtenteils über spezielle Befreiungsbestimmungen abgebaut. Diese betreffen jedoch nicht einheitlich alle Optionen der Speicherung und folgen auch nicht immer der gleichen Regelungslogik. Die vorgestellten **Reformoptionen** bei den staatlich regulierten Preisbestandteilen bei Speichern sind **nicht als alternative Ausgestaltungsoptionen** zu verstehen. Sie behandeln vielmehr – zumindest bzgl. der Vorschläge in den Kapiteln 6.2, o und o) jeweils unterschiedliche Speichertechnologien bzw. Anwendungsfälle. Die Bewertungen erfolgten auf Grundlage qualitativer Einschätzungen der Verfasser.

Bei dem im Rahmen des Projekts durchgeführten Fachworkshop wurde auch deutlich, dass neben dem Abbau noch bestehender Belastungen bei staatlich regulierten Strompreisbestandteilen auch eine **Prüfung mess- und eichtechnischer Hemmnisse bzgl. der Bilanzierung des Stroms** erforderlich ist, die es erschweren, die geltenden Befreiungen bei der Zwischenspeicherung von Strom in Anspruch zu nehmen.

Auch wenn die Bewertung der in Kapitel 6 vorgestellten Reformvorschläge bei vielen Kriterien positiv ausfällt, sollte anstelle weiterer spezifischer Befreiungen eine **grundlegende Reform der Systematik von Steuern, Entgelten und Umlagen auf Energie** angestrebt werden. Sinnvoll könnte – alternativ zu den zuvor vorgestellten Einzelregelungen – eine **Dynamisierung von Strompreiskomponenten** (Netzentgelte und EEG-Umlage) sein, um netz- und systemdienliches Verhalten von Marktakteuren im Allgemeinen (d.h. über die Speicherbetreiber hinausgehend) anzureizen. Hier wäre eine Systematik vorstellbar, die – abgesehen vom Abbau noch bestehender Doppelbelastungen bei Strom-zu-Strom-Anwendungen – dann **keiner spezifischen Privilegierung** für Speicher mehr bedürfte. Zielführend für den weiteren Ausbau insb. der Sektorkopplungstechnologien wäre auch eine ambitionierte **Weiterentwicklung des CO₂-Preispfades** mit dem Ziel der Internalisierung der THG-Kosten.

Aus **umwelt- und klimapolitischer Perspektive** stellt sich insbesondere die Frage des **Umgangs mit Speicherverlusten**: es gibt keinen sachlichen Grund, Speicherverluste nicht mit einer Abgabe zu belegen, wenn (z.B. mit der Stromsteuer) das Ziel verfolgt wird, einen möglichst effizienten Umgang mit Strom anzureizen. Hierzu ergeben sich dann weitergehende, über die vorliegende Betrachtung hinausgehende Fragen, für die sich eine gesonderte Vertiefung anbietet: Wie kann und soll damit umgegangen werden angesichts der Umsetzung der EU-rechtlichen Regelungen in deutsches Recht, die den Speichern eine spezielle, eigenständige energiewirtschaftliche Rolle zuweisen? Wie kann sichergestellt werden, dass der Speicherausbau kosten- und energieeffizient erfolgt? Zwar sorgen schon die marktbasierenden Strompreisspreads für einen Anreiz, möglichst effiziente Speicher zu bauen. Allerdings könnten die Preisunterschiede möglicherweise nicht hoch genug sein, um besonders effiziente Speicher anzureizen.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass die neuen Vorschriften des **EU-Elektrizitätsbinnenmarktrechts** der Stromspeicherung entsprechend in den von ihnen vorgegebenen Definitionen eine spezifische Rolle als Akteur in den Märkten zuweisen, die sich mit der im deutschen Energiewirtschaftsgesetz vorgenommenen Zuordnung zu den „Letztverbrauchern“ nicht verträglich. Nach der hier entwickelten rechtlichen Einschätzung ist die **Loslösung von der Kategorie der Letztverbraucher als solche zwingend EU-rechtlich erforderlich**.

8 Literaturverzeichnis

Agentur für erneuerbare Energien (2014): Renewes Spezial Strom Speichern. Abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/382.75_Renews_Spezial_Strom_speichern_Dez2014_online.pdf. Letzter Zugriff am: 19.11.2019.

Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 20.6.2017.

Agora Energiewende (2018): Welche Instrumente braucht die Sektorkopplung?. Abrufbar unter: https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/2018_03_tagung_sektorkopplung/Vortr%C3%A4ge/5_graichen_welche_instrumente_braucht_die_sektorkopplung.pdf. Letzter Zugriff am: 1.8.2018.

badenova AG (2019): Batteriespeicher für eine erfolgreiche Energiewende. Abrufbar unter: https://www.badenova.de/mediapool/news/media/bilder/aktuelles_1/news_6/2019_1/badenova-Presseinfo_Batteriespeicher_final_05-14-19.pdf. Letzter Zugriff am: 2.9.2020.

BCG, Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland. Abrufbar unter: https://www.prognos.com/uploads/tx_at-wpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf. Letzter Zugriff am: .

BMWi (2020): Verordnung zu Innovationsausschreibungen bei Erneuerbare-Energien-Anlagen tritt morgen in Kraft. Pressemitteilung BMWi vom 29.01.2020. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200129-verordnung-innovationsausschreibungen-erneuerbare-energien-anlagen.html>. Letzter Zugriff am: 1.9.2020.

BNE (2019a): Batteriespeicher als wichtiges Element der Energiewende. Regulatorische Hürden für einen rentablen und praxismgerechten Einsatz von Batteriespeichern abbauen. Positionspapier. Abrufbar unter: https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2019/20191210_Batteriespeicher_Grundsatzpapier_final.pdf. Letzter Zugriff am: 24.1.2020.

BNE (2019b): Stellungnahme zur Verordnung zu den Innovationsausschreibungen. Abrufbar unter: <https://www.bne-online.de/de/news/detail/stellungnahme-innovationsausschreibungen-2019/>. Letzter Zugriff am: 11.9.2020.

BNetzA (2015a): Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Abrufbar unter: <https://fragenstaat.de/files/foi/27068/15-03-27Evaluierungsbericht19Abs2Strom-NEV.PDF>. Letzter Zugriff am: 30.5.2016.

BNetzA (2015b): Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 26.7.2016.

BNetzA (2019): Datenanalyse. Kosten des Eigenverbrauchs Strom. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/KostenEigenversorgung.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 11.9.2020.

BNetzA (2020a): Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt (Stand: März 2020). Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 28.8.2020.

BNetzA (2020b): Netz-aus-bau-ge-biet. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html. Letzter Zugriff am: 1.9.2020.

BNetzA (2020c): Ausschreibungsverfahren. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovation/Ausschreibungsverfahren/AusschrVerfahren_Innov_node.html. Letzter Zugriff am: 1.9.2020.

BVES (2016): Matrix Anwendung Technologien. Abrufbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/02/Matrix_Anwendungen_Technologien_25Feb2016.pdf. Letzter Zugriff am: 24.3.2020.

BVES (2020): BVES Position und Arbeitspapier zur Umsetzung des Clean Energy Packages (CEP).

BWE (2019a): Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf. Positionspapier des Bundesverband WindEnergie e.V. Abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20191108_BWE_Positionspapier_Wind-to-Gas_layout.pdf. Letzter Zugriff am: 25.3.2020.

BWE (2019b): Bundesverband Erneuerbare Energie: Innovationsausschreibungen als Chance für Wind und PV. Abrufbar unter: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/bundesverband-erneuerbare-energie-innovationsausschreibungen-als-chance-fuer-wind-und-pv/>. Letzter Zugriff am: 11.9.2020.

dena (2018): Power to X: Strombezug. Abrufbar unter: https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet1_Power_to_X_Strombezug.pdf. Letzter Zugriff am: 25.3.2020.

dena, ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf. Letzter Zugriff am: 27.2.2020.

Energieagentur.NRW (2017): Stromspeicher. Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen. Abrufbar unter: <https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/EA-paper-9.pdf>. Letzter Zugriff am: 24.3.2020.

Forschungszentrum Jülich (2019): Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Abrufbar unter: https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf;jsessionid=618FC9CE4A596E9CAA4657FE8DFDF625?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am: 1.11.2019.

FÖS, Energy Brainpool (2018): Reformbedarf der Energiewendefinanzierung. Abrufbar unter: n.v. Letzter Zugriff am: 23.1.2020.

FÖS, IZES (2017): Netzentgelte als Steuerungsinstrumente der Energiewende. Unveröffentlichte Kurzanalyse im Rahmen des Projektes „Weiterentwicklung der Energiewendeziele in Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“. Abrufbar unter: n.v. Letzter Zugriff am: .

Fraunhofer ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>. Letzter Zugriff am: 27.2.2020.

Fraunhofer ISI (2017): Energiespeicher-Roadmap (Update 2017). Karlsruhe.

Fraunhofer IWES, IAEW RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht (2014): Roadmap Speicher. Abrufbar unter: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf. Letzter Zugriff am: 28.2.2017.

Gähns, S., Knoefel, J., Cremer, N. (2018): Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher - Bestandsaufnahme der aktuellen Rahmenbedingungen und Diskurse. Abrufbar unter: https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Dateien/Arbeitspapier_Politische_Zielsetzungen_und_rechtlicher_Rahmen_fuer_Quartierspeicher_aktualisiert.pdf. Letzter Zugriff am: 31.8.2020.

IKEM (2018a): Power to Heat. Eine Chance für die Energiewende. Abrufbar unter: http://www.ikem.de/wp-content/uploads/2017/12/20171220_IKEM_Positionspapier_PtH_Windnode.pdf. Letzter Zugriff am: 25.5.2018.

IKEM (2018b): Ein Rechtsrahmen für den Wärmesektor: Studie zur rechtlichen Weiterentwicklung des Wärmesektors unter besonderer Berücksichtigung von Power to Heat. Abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/W%C3%A4rmepapier_20180808.pdf. Letzter Zugriff am: 25.3.2020.

IKEM, UFZ (2016): Behandlung von Stromspeichern im Stromsteuer- und Energiewirtschaftsrecht. Rechtliche und ökonomische Untersuchung mit Reformvorschlägen.

innogy (2019): Energiekosten optimieren mit passgenauen Energiespeicherlösungen - „storage as a service“ (Whitepaper). Abrufbar unter: <https://iam.innogy.com/fuer-unternehmen>. Letzter Zugriff am: 11.9.2020.

Landesregierung Schleswig-Holstein (2020a): Zuschaltbare Lasten. Abrufbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energiewende/Strom/_documents/zuschaltbare_lasten.html. Letzter Zugriff am: 1.9.2020.

Landesregierung Schleswig-Holstein (2020b): Antrag des Landes Schleswig-Holstein: Entschließung des Bundesrates zur EEG-Reform: Ausbau der Erneuerbaren voranbringen. Abrufbar unter: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2020/0201-0300/212-20.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 1.9.2020.

Lumenion GmbH (2020): Über den Tellerrand geschaut. Von Strom- zu Energiespeichern.

Moshövel, J., Kairies, K.-P., Magnor, D., Leuthold, M., Bost, M., Gährs, S., Szczechowicz, E., Cramer, M., Sauer, D. U. (2015): Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. Abrufbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914007028#!> Letzter Zugriff am: 2.9.2020.

Next Kraftwerke (2018): Regelenenergie. Abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenenergie>. Letzter Zugriff am: .

Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Prognos, M-Five, FIBL (2019): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Abrufbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050.pdf>. Letzter Zugriff am: 23.5.2019.

Rid, U. (2017): Privilegiert oder unfair belastet? In: Energie & Management, 01. September 2017,.

RWTH Aachen (2019): Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland. Abrufbar unter: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf. Letzter Zugriff am: 2.9.2020.

Schnabel, F., Freidel, K. (2018): Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher – Analyse der ökonomisch relevanten Kenngrößen für Energiedienstleistungen. Abrufbar unter: https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Da-tein/Schnabel_Arbeitspapier_%C3%B6konom._Rahmenbedingungen_Esquire.pdf. Letzter Zugriff am: 31.8.2020.

SUER (2019): Zahlungspflichten für staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile. Abrufbar unter: <http://strompreisbestandteile.de/>. Letzter Zugriff am: 25.3.2020.

TU Berlin (2019): Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat. Abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/12/11.00_m%C3%BCller-kirchenbauer_grosse.pdf. Letzter Zugriff am: 25.3.2020.

ÜNB (2020): Netztransparenz.de. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/>. Letzter Zugriff am: 2.4.2020.

Urban, Hans (2018): Investitionsmodelle und wirtschaftlicher Betrieb von Großspeichersystemen. Anwendungen in Industrie und Gewerbe, bei Stadtwerken und Energieversorgern. Abrufbar unter: https://www.urban-hans.de/wp-content/uploads/2018/07/1807_Einsatzfaelle_fuer_Grossspeichersysteme.pdf. Letzter Zugriff am: 2.4.2020.

VCI (2017): Grundlagen zur Markteinführung von Stromspeichern aus Sicht der chemischen Industrie. Abrufbar unter: <https://www.vci.de/langfassungen/langfassungen-pdf/2017-07-11-vci-grundlagen-markteinfuehrung-stromspeicher-aus-sicht-chemische-industrie.pdf>. Letzter Zugriff am: 2.4.2020.

Anhang: Klassifikation und Anwendungen von Energiespeichern

Zunächst gilt, dass nahezu jede Energieform in eine andere Energieform – wenn auch verlustbehaftet – gewandelt werden kann. Demzufolge kann auch die Speicherung von Energie in jedweder Form erfolgen. Zu beachten ist hierbei allerdings, dass diese sich teils grundlegend unterschiedliche Charakteristika aufweisen, die gerade mit Blick auf den konkreten Anwendungsfall zu beachten sind.

Die **Speicherkapazität** gibt an, wie viel Energie aus dem Speicher als nutzbare Energie zur Verfügung steht. So dienen **Kurzzeitspeicher im Bereich elektrischer Energie** vor allem der Überbrückung kurzzeitiger Last-/Angebotsschwankungen, wohingegen **Langzeitspeicher** dem Ausgleich saisonaler Schwankungen dienen. Dementsprechend unterscheiden sich hier auch häufig die Be- bzw. Entladegeschwindigkeiten.

Auch anhand der **Energiedichte**, dem Verhältnis nutzbarer Energie zur Masse oder zum Volumen der Speichertechnik, lassen sich Speicher kategorisieren. Die Energiedichte ist beispielsweise ein wichtiges Kriterium bei Elektrofahrzeugen, da Stromspeicher nur einen begrenzten Platz einnehmen können. Die **Zyklusfestigkeit** gibt an, wie oft ein Speicher be- und entladen werden kann. Dies ist besonders bei elektro-chemischen Speichern von Relevanz. Zudem können Speichertechnologien anhand ihres **Wirkungsgrads**, d.h. dem Verhältnis von abgegebener zu aufgenommener Energie, unterschieden werden.

Tabelle 5: Klassifikation und Anwendungsbereiche von Energiespeichern

	Anwendungsbereich	Strom zu Strom (Stromspeicher)		Strom zu Wärme (Power to Heat)**	Strom zu Gas / Flüssigkeit (Chemische Energiespeicher)			Wärme/ Kälte zu Wärme/ Kälte
		Batterie-speicher*	Pump-speicher	z.B. Stahlspeicher	Was-ser-stoff	Me-than	Flüssige Kraft-stoffe	Thermische Energiespei-cher
Strom-versorgungs-system	Speicherung überschüssiger Energie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	Ausregelung großer Lastgrad. durch schnelle Leistungsanpassung ("Ramping")	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	Bereitstellung von Spitzenlast (Peak Shaving)	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗
	Regelleistung (Primär,- Sekundär,-Minutenreserve)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	Weitere systemdienliche Leistungen***	✓	✓	k.A.	✗	✗	✗	✗
	Erhöhung Eigenverbrauch	✓	✗	k.A.	✗	✗	✗	✗

Wärme- erzeugung	Bereitstellung von Nahwärme, Fernwärme, Prozesswärme	*	*	✓	*	*	*	✓
Sektor- kopplung	Bereitstellung von Gas	*	*	*	✓	✓	*	*
	Bereitstellung von flüssigen Kraftstoffen	*	*	*	*	*	✓	*

Quelle: eigene Darstellung nach (BVES 2016) *Li-Ion, NAS, Blei-Säure, ohne Redox-Flow **ohne Wärmepumpen *** Redispatch, Spannungshaltung, Blind-leist., Kurzschluss-leist, Frequenzhaltung, Schwarzstartfähigkeit