



Bundesnetzagentur



Bericht

Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt



Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt

Stand: März 2021

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 625

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

1.	Stromspeicher in der Energiewende	3
1.1	Potenzial der Stromspeicherung	4
1.2	Stromspeicher zur Netzstützung	6
1.3	Stromspeicher bei Netzbetreibern	6
2.	Stromspeicher als Letztverbraucher und Erzeuger	6
2.1	Eigenständige Speicherdefinition	7
2.1.1	Speicherdefinition des CEP	7
2.1.2	Unklare Rechtsfolgen einer eigenen Speicherdefinition	8
2.2	Bilanzielle Betrachtung	9
2.3	Markt-Betrachtung	9
2.4	Stromgestehungskosten bei Stromspeichern	11
2.5	Level-Playing Field	11
2.6	Erwartungen an die Wirkungen einer Sonderrolle für Stromspeicher	12
3.	Stromspeicherung im deutschen Strommarkt	13
3.1	Begünstigungen, Entlastungen und direkte Förderungen von Stromspeichern	13
3.2	Typisierte Speicher-Konstellationen	15
3.2.1	Eigenverbrauchsspeicher im Prosumer-Bereich	15
3.2.2	Stromspeicher im Industrie-Bereich	17
3.2.3	Stromspeicher im Strommarkt	17
3.2.4	Stromspeicher zur Erbringung von Regelenergie	18
3.3	Begünstigung der Speicherverluste	19
4.	Zusammenfassung	20
	Impressum	21

1. Stromspeicher in der Energiewende

Die Stromspeicherung ist in den letzten Jahren in den Fokus der Diskussionen um den Strommarkt und um die Energiewende gerückt. Die Vorstellung, der volatilen Erzeugung von Strom in Wind- und Solaranlagen müssten Assets zur Seite gestellt werden, deren Funktion darin besteht, solche Schwankungen auszugleichen, ist eingängig und entsprechend weit verbreitet. Auch in das europäische Richtlinienpaket des CEP hat die gewachsene Aufmerksamkeit für die Speicherung von Strom an vielen Stellen Eingang gefunden.

Die Kosten für Batteriespeicher zeigen seit einigen Jahren eine deutliche Degression, was auch damit zusammenhängt, dass für die Elektromobilität Speicher in großer Zahl, mit einer hohen Energiedichte und Zuverlässigkeit benötigt werden.

Die Geschäftsmodelle, in denen Stromspeicher betrieben werden, haben sich im Zuge der Energiewende deutlich verändert.

- Pumpspeicher reagieren oft nicht mehr auf die Verbrauchsspitze zur Mittagszeit, sondern auf die PV-Erzeugungsspitze und können bei sonnigem Wetter zwei Zyklen an einem Tag durchlaufen.
- Die private Stromspeicherung hat Fahrt aufgenommen als die Kosten für Batteriespeicher weit genug gesunken waren und zugleich die Strompreise für den Netzbezug hoch genug waren, um aus den Begünstigungen des zusätzlichen Eigenverbrauchs die Investition zumindest überwiegend decken zu können.

- Stromspeicher, die in anderen Märkten eingesetzt wurden und dort ihre Investitionskosten bereits zurückverdienen konnten, werden mit sehr geringen Kosten am Strommarkt teilnehmen können (z.B. „Second-Live Batterien“).
- Thermische Energiespeicher mit einer Rückverstromung können zur Optimierung des Betriebs konventioneller Kraftwerke eingesetzt werden und deren Flexibilität und Rampensteilheit günstig beeinflussen.
- Über die Funktionen, die Speicher in Stromnetzen übernehmen können, wird intensiv diskutiert. Bereits etabliert ist die Nutzung für Primärregelleistung, die Funktion als Netzbooster¹ wird absehbar in ersten Pilotvorhaben erprobt, der Nutzung für die Glättung von Bezug (E-Mobilität) oder volatiler Erzeugung (Solaranlagen) im Verteilernetz wird eine netzausbau-reduzierende Wirkung zugetraut.

Die Bedeutung und die Vielfalt der Speicheranwendungen ist bereits hoch und nimmt weiter zu. Die Zahl und Leistung der installierten Stromspeicher steigt in großer Geschwindigkeit und liegt heute bei 150.000 Exemplaren. Zahlenmäßig sind die meisten Stromspeicher in privaten Haushalten installiert, die damit den Eigenverbrauchsanteil ihrer Solaranlage maximieren.

Im Blick auf die langfristigen Ziele der Dekarbonisierung der Stromversorgung bis 2050 lässt sich erwarten, dass die Frage des zeitlichen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch eine neue Dynamik entfalten dürfte. Insbesondere die sehr marktnah betriebenen Pumpspeicherkraftwerke werden langfristig einen hohen volkswirtschaftlichen Wert haben und sollten dauerhaft erhalten bleiben. Ob und wann sich allerdings der kontraintuitive und den Bedarf an Speichern begrenzende Trend umkehrt, dass trotz des massiven Zubaus volatiler Erzeugung die Schwankungen des Stromgroßhandelspreises abgenommen haben,² ist derzeit nicht abzusehen.

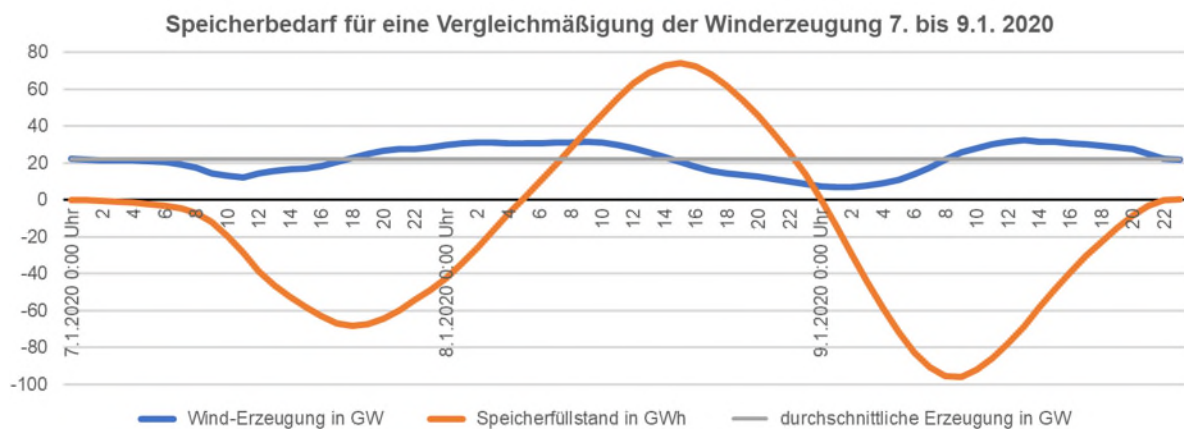
1.1 Potenzial der Stromspeicherung

Die Bedeutung der Speicherung von Strom ist groß, darf aber hinsichtlich ihres Potenzials nicht überschätzt werden. Das Potenzial von Stromspeichern unterscheidet sich deutlich von dem, was dieser Technologie in der öffentlichen Diskussion zugetraut wird. Selbst bei Betrachtungen, die alle marktlichen und netztechnischen Fragen außer Acht lassen, zeigen sich diese Grenzen deutlich:

¹ Das Netzbooster-Konzept sieht vor, dass Stromspeicher mit einer hohen Leistung für den n-1-Fall vorgehalten werden: Wenn ein wichtiges Netzbetriebsmittel des Übertragungsnetzes ungeplant ausfällt, soll die Batterie innerhalb von Millisekunden anspringen und das Netz so lange stützen, bis schnell einsetzbare Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen.

² Als mögliche Erklärung für diesen langjährigen Trend kommen die fortschreitenden technischen und organisatorischen Verbesserungen der wettbewerblichen Abläufe des Strommarktes in Frage: Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke, Direktvermarktung der erneuerbaren Energien, Qualitätssteigerungen in der EE-Prognose, Integration der grenzüberschreitenden Märkte, Steigerung der Bedeutung der Intradaymärkte, Klärung der Anforderungen an Bilanzkreisverantwortliche etc.

- Müssten die deutschen Pump- und Batteriespeicher die Stromversorgung übernehmen, würden die Speicher bereits nach weniger als einer halben Stunde leer sein; die heute installierten Batteriespeicher wären bereits nach weniger als einer Minute leer.³
- Ein Tiefdruckgebiet lässt die Wind-Erzeugung für mehrere Stunden oder sogar Tage auf Werte über 30 GW ansteigen. Nur ein Fünftel davon (6 GW) könnte durch die Pumpspeicher aufgefangen werden. Die Batteriespeicher haben in Summe eine Leistung von unter 1 GW.
- Eine hypothetische Vergleichmäßigung der Winderzeugung auf ihren Mittelwert würde eine Speicherkapazität erfordern, die bereits heute weit oberhalb dessen liegt, was absehbar als Kapazität in Speichern realisiert werden kann. Eine beispielhafte Betrachtung des (verlustfreien) Speicherbedarfs für die Vergleichmäßigung einer „normalen“ Winderzeugung (Onshore und Offshore) Anfang Januar 2020 ergeben einen Bedarf an Speicherkapazität von fast 170 GWh.⁴



- Um den deutschen Strombedarf an einem durchschnittlichen Wintertag auch nur für einen halben Tag aus Stromspeichern zu decken, müsste man Speicherkapazitäten in der Größenordnung von 180 GW Leistung und 720 GWh Kapazität errichten.⁵

Diese Beispiele bedeuten nicht, dass Speicher keinen Beitrag zur Energiewende leisten werden. Zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende gibt es nicht die eine Problemlösung, die alle anderen ver-

³ Berechnung: Durchschnittlicher Verbrauch in Deutschland pro Minute: $550 \text{ TWh} / (365 \cdot 24 \cdot 60) = 1 \text{ GWh}$. Speicherkapazität der deutschen Pumpspeicher: $6 \text{ GW} \cdot 4 \text{ h} = 24 \text{ GWh} \rightarrow 24 \text{ Minuten}$. Speicherkapazität der Batteriespeicher: $150.000 \cdot 5 \text{ kWh} = 0,75 \text{ GWh} \rightarrow 45 \text{ Sekunden}$.

⁴ Die in orange dargestellte Füllstandslinie des Speichers stellt die rollierende Summe der stündlichen Abweichungen zwischen der tatsächlichen und der durchschnittlichen Erzeugung (22 GW) der drei Tage dar. Da in den drei betrachteten Tagen die Erzeugung zunächst unter dem Durchschnitt lag, wird der Speicher erst entleert und erst dann gefüllt. Quelle der Zahlen zur Windeinspeisung: www.smard.de

⁵ Durchschnittstag mit einem Stromverbrauch von $550 \text{ TWh} / 365 \text{ Tage} = 1,5 \text{ TWh/Tag}$ mit einem Durchschnittsleistungsbedarf von $1,5 \text{ TWh} / 24 = 63 \text{ GW}$. An einem Spitzenlasttag (windstiller Wintertag) ist der Stromverbrauch höher und auch die Leistung höher, vielleicht bei 75 GW. Wenn die Stromspeicher keine Schönwetterveranstaltung sein sollen, müssen sie nochmal um den Faktor $75/63$ größer sein. Für den halben Tag also 214 GW und 857 GWh

drängen würde. Es wird ein Mix aus allen technologischen Optionen einschließlich der Stromspeicher erforderlich und unter möglichst unverzerrten Marktmechanismen gefunden werden. Das quantitative Potential der Stromspeicher sollte allerdings nicht überschätzt werden.

1.2 Stromspeicher zur Netzstützung

Vielfach wird diskutiert, ob es möglich sein könnte, die (privaten) Speicher zu lokalen Netzdienstleistungen zu verwenden. Dabei ist allerdings unklar, worin diese Dienstleistungen bestehen könnten und ob diese tatsächlich von einem „Schwarm“ privater Stromspeicher erbracht werden können. Zusätzlich ist unklar, welche Anreize es für den privaten Speicherbetreiber geben könnte, sich einem entsprechenden Eingriff von außen zu unterwerfen; wollte man dafür finanzielle Anreize einsetzen, müssten sie sehr hoch ausfallen, denn sie müssten mit den betriebswirtschaftlichen Vorteilen des Eigenverbrauchs von 22 ct/kWh konkurrieren, vgl. Abschnitt 3.2.1.

Bisher sind keine konkreten Projekte oder Konzepte für Speichernutzungen für lokale Netzdienstleistungen bekannt geworden. Die Überlegungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG zielen eher in die entgegengesetzte Richtung, da sie Regeln dafür schaffen sollen, die technisch möglichen Freiheiten der Speichernutzung nicht netzschädlich einzusetzen. Dabei muss für alle steuerbaren Lasten, also auch für Speicher, der Grundsatz gelten, dass der Anschlussnetzbetreiber zur Vermeidung von Engpässen die Steuerbarkeit auch tatsächlich nutzen kann.

1.3 Stromspeicher bei Netzbetreibern

Vereinzelt werden Stromspeicher von Netzbetreibern oder ihren Tochterunternehmen betrieben, was nach Auffassung der Bundesnetzagentur mit den Entflechtungsregeln grundsätzlich nicht in Einklang steht, aus praktischen Gründen aber in gesamtwirtschaftlich irrelevanten Einzelfällen ohne Sanktion bleibt.

Das neue Clean Energy for all Europeans Package (CEP) hat in den Art. 36 Abs. 1 und 54 Abs. 1 der Strombinnenmarktrichtlinie ausdrücklich bestätigt, dass Netzbetreiber Strom-Speicher nutzen, grundsätzlich aber nicht besitzen oder im Eigentum haben dürfen.

Gleichzeitig hat die darin neue Binnenmarktrichtlinie durch die dort eröffneten Gestaltungsoptionen für den nationalen Gesetzgeber im Hinblick auf den vorübergehenden Erwerb von Speichern durch Netzbetreiber einerseits (Art. 36 Abs. 2 ff und Art. 54 Abs. 2 ff) und die Vorgaben zur marktlichen Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen, einschließlich der Energiespeicherung in den Art. 32 und 40 Abs. 4 bis 6 andererseits die regulatorische Behandlung der Speicher verstärkt in den Blickpunkt gerückt. Beide Regelungen sind nicht leicht miteinander in Einklang zu bringen. Ob und wie der nationale Gesetzgeber hier seine Gestaltungsmöglichkeiten bei der notwendigen Umsetzungsgesetzgebung nutzt, bleibt abzuwarten.

2. Stromspeicher als Letztverbraucher und Erzeuger

In der Fragestellung wird darauf Bezug genommen, „im politischen Raum“ bestehe die Vorstellung, dass Speicher weder „Letztverbraucher“ und noch „Erzeuger“ seien. Vielmehr seien sie etwas Eigenes, Drittes, für das es allerdings an einer Definition fehle. Die fehlende Definition führe, so die politische Einschätzung, zu Nachteilen für Speicher.

Diese Fragestellung bezieht sich u.a. auf die folgende Textstelle aus dem Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur:

„Stromspeichern kommt energiewirtschaftlich eine Doppelfunktion zu. Sie sind einerseits Letztverbraucher der eingespeicherten Strommengen. Der Strom, der in einen Stromspeicher eingespeichert wird, wird in eine andere energetische Form umgewandelt und dadurch letztverbraucht. Generell werden Speicher dabei hinsichtlich der aus dem Netz entnommenen elektrischen Energie als Letztverbraucher betrachtet (vgl. BGH EnVR 56/08 Rn. 9). Andererseits ist der Speicherbetreiber aber auch Erzeuger hinsichtlich der aus gespeicherten Strommengen.“ (Seite 70)

Im zitierten Urteil des Bundesgerichtshofes vom 17.11.2009 (Aktenzeichen BGH EnVR 56/08) hat der Bundesgerichtshof hinsichtlich der damals zu entscheidenden Frage der Netzentgelte auf Seite 6 und 7 eindeutig und unmissverständlich dargelegt, dass Speicher, wenn sie Energie aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnehmen, als Letztverbraucher anzusehen sind. Das spätere Einspeisen von Energie ist gemäß dem Bundesgerichtshof unerheblich und getrennt von der Energieentnahme zu betrachten.

Im EEG wird in § 61l Absatz 1 EEG auf den Zweck des technischen Vorgangs abgestellt:

„Für Strom, der in einer Saldierungsperiode zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird...“

Ebenso stellt das Stromsteuerrecht in § 5 Absatz 4 StromStG auf den Zweck des Vorganges ab:

„Stationäre Batteriespeicher, die dazu dienen, Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen...“

2.1 Eigenständige Speicherdefinition

In der Diskussion um die Weiterentwicklung der Energiemärkte wird eine eigenständige Definition für Speicher gefordert: diese seien keine Verbraucher, sondern eben „nur“ Speicher und der Strom (bzw. die Energie) werde nicht verbraucht, sondern nur zwischengespeichert; der eigentliche Verbrauch des Stroms erfolge erst nach der Ausspeicherung.

Ungeachtet dieser Forderung ist bislang kein Formulierungsvorschlag für das deutsche Recht bekannt geworden. Eine trennscharfe, juristisch und energiewirtschaftlich tragfähige Definition, an der sich ein technisches Gerät eindeutig als Stromspeicher erkennen lässt, fehlt.

2.1.1 Speicherdefinition des CEP

Im CEP hat das Europarecht eine Definition der „Energiespeicheranlage“ über eine Definition des Vorgangs der „Energiespeicherung“ eingeführt. Artikel 2 der Strommarkt-Richtlinie (RICHTLINIE (EU) 2019/944) definiert:

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

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;

Die Definition der Energiespeicherung im CEP umschreibt den Speichervorgang und führt dafür die Begriffe der „endgültigen Nutzung“ von elektrischer Energie bzw. der „anschließenden Nutzung als ein anderer Energieträger“ und der „Umwandlung“ ein. Zur Definition gibt es keinen erläuternden Erwägungsgrund.

Umwandlung. Der Begriff der „Umwandlung“ ist im Kontext der Definition ein Synonym für „Verbrauch“, der Begriff der „Rückumwandlung“ ist synonym mit „Erzeugung“: Bei der Erzeugung einer speicherbaren Energieform wird Strom verbraucht; bei der späteren Erzeugung von Strom wird die speicherbare Energieform verbraucht.

Zweckbezug der Definition. Die Frage, ob ein Vorgang dieser Definition unterfällt, ist davon abhängig, zu welchem Zweck der Vorgang abläuft. Das subjektive Element ist für die Einstufung des Vorgangs entscheidend. Wenn der Zweck in der zeitlichen „Verschiebung der endgültigen Energienutzung“ besteht, soll dies der Definition unterfallen. Anders ist z.B. der Antrieb einer E-Lok einzustufen: Deren Stromverbrauch dient dem primären Zweck des Fahrens, das spätere Rekuperieren beim Bremsvorgang ist nicht der Zweck des primären „Umwandlungs“-Vorgangs von elektrischer Energie in Bewegungsenergie.

Beispielhafte Betrachtung des Zwecks des Stromverbrauchs

Die Bedeutung des Zwecks für die Einstufung eines technischen Vorgangs lässt sich am Beispiel der Hochregallager verdeutlichen. Hochregallager werden mit elektrisch angetriebenen Fördereinrichtungen bedient, die eine hohe Leistungsaufnahme haben und Gewichte über Höhen bis zu 40 m fördern. Beim Absenken der Last kann Strom rekuperiert werden.

Im aktuell normalen Betrieb wird bei der Computersteuerung der Fördereinrichtungen auf die Vermeidung von Lastspitzen (gleichzeitiger Betrieb der Fördereinrichtungen) geachtet. Bei wachsenden Strompreisschwankungen kann es zu einer Berücksichtigung von aktuellen Strompreisen („Demand Side Management“) kommen. Bei sehr hohen Strompreisschwankungen könnte es rentabel werden, im Hochregal nur noch Gewichte auf und ab zu transportieren und sich zeitweise oder vollständig vom eigentlichen Lagerzweck zu lösen. Im letzten Fall würde der Stromverbrauch im Hochregal dem Zweck der Stromspeicherung dienen; das Hochregal wäre als Stromspeicher einzustufen. Die Übergänge zwischen den Betriebsmodi sind fließend.

Der elektrische Wirkungsgrad dieser hypothetischen Form der Stromspeicherung in Hochregallagern ist im Vergleich mit Technologien, die derzeit für die Stromspeicherung intensiv diskutiert und teilweise finanziell gefördert werden, als hoch einzuschätzen.⁶

2.1.2 Unklare Rechtsfolgen einer eigenen Speicherdefinition

Die Forderungen nach einer eigenständigen Speicherdefinition blieben bislang auch deshalb ohne praktische Konsequenzen, weil auch bei deren Befürwortern unklar bleibt, welche Wirkungen diese Definition haben soll.

⁶ Der Wirkungsgrad dieser hypothetischen Form der Stromspeicherung im **Hochregallager** dürfte über dem von Pumpspeichern liegen: Antriebe und Rückgewinnung dürften aufgrund der Reibungsverluste jeweils Wirkungsgrade von rund 90 % aufweisen, was einen Gesamtwirkungsgrad von 80 % realistisch erscheinen lässt. **Power-to-Gas-Anlagen**, in denen mit Strom Methan erzeugt ($\eta \approx 50\%$) und zur späteren Rückverstromung ($\eta \approx 50\%$) gespeichert wird, haben einen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von 25 %.

- Sollen die energiewirtschaftlichen Regeln, die ansonsten für Erzeugung und Verbrauch von Strom gelten (Bilanzierung, Netzentgelte, Anschluss-Anspruch, Privilegien etc.), pauschal für Stromspeicher außer Kraft treten?
- Soll der Strom, der beim Einspeichern verbraucht und beim Ausspeichern erzeugt wird, auch für den ursprünglichen Erzeuger oder den „Endverbraucher“ besonderen Regeln unterworfen werden oder gelten für die vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsstufe die „normalen“ Rechtsvorschriften?
- Sollen für Stromspeicher und den in ihnen umgesetzten Strom in jeder Hinsicht neue Regeln geschaffen werden oder werden im Grundsatz Anlehnungen an den bestehenden Rechtsrahmen angestrebt und es sollen nur einzelne als hinderlich empfundene oder bewertete Regelungen abgeändert werden?

Angesichts der unklaren Zielsetzung fällt die Bewertung, ob durch eine eigenständige Definition die Rechtsklarheit und -sicherheit des Speicherbetriebs verbessert oder eher vermindert würde, schwer.

2.2 Bilanzielle Betrachtung

Der Strommarkt funktioniert im strengen viertelstündlichen Rhythmus der Bilanzierung. Am Ende jeder Viertelstunde werden alle Einspeisungen und Ausspeisungen jedes Portfolios saldiert und abgerechnet. Ein Übertrag von Strommengen aus einer Viertelstunde in die nächste ist nicht möglich. Der Zweck der Stromspeicherung besteht demgegenüber gerade darin, Strommengen aus einer Viertelstunde in eine spätere zu „verschieben“. Im Blick auf die Bilanzierung stellt die Einspeicherung in der einen Viertelstunde einen Stromverbrauch dar; die Ausspeicherung in der späteren Viertelstunde stellt bilanziell eine Stromerzeugung dar.

Bei Stromspeichern, die im Markt betrieben werden, erfolgt bei der Bilanzierung eine lückenlose Gleichstellung mit sonstigen Letztverbrauchern und sonstigen Erzeugern. Jede Einspeisung aus einem Kraftwerk kann mit der Ausspeisung aufgrund des Stromverbrauchs bei der Einspeicherung bilanziell ausgeglichen werden; jede Belieferung eines Letztverbrauchers kann gleichwertig mit der Stromerzeugung bei der Ausspeicherung oder mit der Stromerzeugung eines Kraftwerks glattgestellt werden.

Da viele Speicher in Eigenverbrauchskonstellationen betrieben werden, unterfallen viele Strommengen, die von diesen Stromspeichern zur Einspeicherung verbraucht werden, nur indirekt der Bilanzierung. Das gleiche gilt für die Strommengen, die von diesen Stromspeichern bei der Ausspeicherung erzeugt werden. Auch in Eigenverbrauchskonstellationen ist der Stromverbrauch des Speichers in der Viertelstunde der Einspeicherung bzw. die Stromerzeugung in der Viertelstunde der Ausspeicherung vom Lieferanten der Reststrommenge bilanziell und bei der Beschaffung zu berücksichtigen.⁷

2.3 Markt-Betrachtung

Stromspeicher eröffnen ihrem Betreiber die Möglichkeit, durch den Verbrauch von Strom in der einen Viertelstunde den Stromspeicher kostengünstig zu füllen, um damit in einer späteren Viertelstunde wieder Strom erzeugen zu können und zu einem höheren Preis zu verkaufen. Auch in einer Markt-Betrachtung stellen die

⁷ Im Fall der privaten Batteriespeicher von Prosumern übernimmt diese Aufgabe nicht der Lieferant, sondern der Anschlussnetzbetreiber, vgl. Abschnitt 3.1

beiden Umwandlungsvorgänge einen Verbrauch und eine Erzeugung von Strom dar, die wirtschaftlich anderen Formen des Verbrauchs und der Erzeugung gleichstehen.

Dies gilt unabhängig davon, ob die ökonomische Nutzung des Speichers im Markt erfolgt oder außerhalb des Marktes in einer Eigenverbrauchs-Konstellation. In beiden Konstellationen gilt:

- Der Stromverbrauch beim *Einspeichern* steht in einem direkten ökonomischen Austauschverhältnis zu anderen Formen des Stromverbrauchs (in Eigenverbrauchs-Konstellationen wird der Speicher typischerweise *geladen*, wenn kein anderer eigener Verbraucher den Strom zeitgleich verwenden kann.)
- Die Stromerzeugung beim *Ausspeichern* steht in einem direkten ökonomischen Austauschverhältnis zu anderen Formen der Stromerzeugung (in Eigenverbrauchs-Konstellationen wird der Speicher typischerweise *entladen*, wenn keine andere eigene Erzeugungsanlage den Strom zeitgleich erzeugen kann.)

Das Vermarktungs- und Einsatz-Kalkül des Speicherbetreibers ist unter anderem durch das begrenzte Speichervolumen⁸ und durch die jeweils spezifischen Speicherverluste⁹ geprägt und unterscheidet sich damit stark von dem Kalkül der Betreiber anderer Stromerzeugungs- und verbrauchsanlagen:

- Bei fossilen Kraftwerken wird in Marktsimulationen in der Regel von einer unbeschränkten **Brennstoff-Verfügbarkeit** ausgegangen (was zum Beispiel bei zugefrorenen oder ausgetrockneten Flüssen für Kohlekraftwerke nur eingeschränkt gilt.)
- Bei **erneuerbaren Kraftwerken** wird der Einsatz vom Dargebot (Wind, Sonne, Biomethanproduktion des Fermenters, Wasser im Bachbett von Kleinwasseranlagen) dominiert. Insbesondere bei Windenergie kommen umweltbezogene Nutzungsbeschränkungen (Fledermaus- und Zugvogelschutz, geräuschbezogene Einschränkungen) hinzu.
- Bei **KWK-Anlagen** wird die Stromerzeugung in der Regel vom industriellen oder kommunalen Wärmebedarf dominiert. Ggf. sind die Potenziale der Wärmespeicherung zu berücksichtigen.
- In vielen Konstellationen (KWK-Anlagen, Eigenverbrauch, „Scheibenpacht“, Besondere Ausgleichsregel) ergeben sich **Einschränkungen und Bedingungen** aus den unterschiedlichen Förderungen und Vergünstigungen (Eigenverbrauchs-Entlastungen, Mess-Konzepte, Netzentgeltvergünstigungen, Bedingungen des Erhalts „vermiedener Netzentgelte“, EEG-Ausschließlichkeitsanforderungen, Regelungen des Steuerrechts und der Konzessionsabgabenverordnung etc.). Diese Art von Einschränkungen und Bedingungen gelten in vielen Einsatz-Konstellationen, in die Stromspeicher eingebunden sind.
- Bei **industriellen Stromverbrauchern** dominieren die Zeitläufe der Produktion und die Bedingungen der Netzentgelt-Regularien den zeitlichen Verlauf des Strombezugs.

⁸ Bei Batteriespeichern ist das Speichervolumen oft so ausgelegt, dass nach einer Stunde Betrieb mit Nennleistung der Speicher vollständig gefüllt bzw. entleert ist. Bei Pumpspeichern liegt dieser Wert bei vier Stunden. Bei Redox-Flow-Speichern kann der Wert noch deutlich höher liegen (im Fall des Speichers auf Pellworm liegt der Wert bei 8 Stunden.)

⁹ Die Verluste liegen bei Pumpspeichern zwischen 15 und 40 %. Bei Batteriespeichern ist der Verlust vom Ladezustand, der Betriebsweise, der Temperatur, dem Alter der Batterie und vielem anderen abhängig und wird oft mit 10 % angegeben. Redox-Flow-Speicher weisen Verluste von 25 % auf.

Dass der marktliche Betrieb von Batterie- und Pumpspeichern den besonderen Bedingungen ihrer Technologie unterworfen ist, ist keine Besonderheit oder gar ein Alleinstellungsmerkmal der Stromspeicherung, denn jede Technologie ist durch ihre speziellen technischen, organisatorischen und regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt, begünstigt und begrenzt.

2.4 Stromgestehungskosten bei Stromspeichern

Damit Stromspeicher Strom erzeugen können, müssen sie zuvor Strom beim Einspeichern verbrauchen. Damit ähneln sie vielen anderen Stromerzeugungstechnologien, bei denen für die Stromerzeugung zunächst Energie am Markt gekauft werden muss.

Für die Beschaffung des Stroms, der bei der Einspeicherung verbraucht wird, sind heute die gleichen Marktregeln anzuwenden, wie für jede andere Form des Strombezugs. Zusätzlich zur marktlichen Beschaffung der für die spätere Erzeugung von Strom erforderlichen Energie müssen in allen Stromerzeugungstechnologien in jeweils spezifischem Umfang weitere Kosten getragen werden. Insbesondere müssen die Energierohstoffe zum Kraftwerk transportiert und dort ggf. gelagert und aufbereitet werden.

- Betreiber von **Kohlekraftwerken** müssen Kohle auf dem Weltmarkt erwerben, den Transport zum Kraftwerk über Binnenschiffe oder Güterzüge organisieren und bezahlen, die Lagerung der Kohle technisch und ökonomisch durchführen, die Kohle ggf. trocknen und mahlen und für die Abgase und Verbrennungsrückstände die Verantwortung übernehmen. Zusätzlich sind CO₂-Zertifikate zu erwerben und zu entwerten.
- Betreiber von **Gaskraftwerken** müssen das Gas auf dem europäischen Markt kaufen und durch das Gasnetz zum Kraftwerk transportieren lassen; die anfallenden Gasnetzentgelte sind vom Kraftwerksbetreiber zu tragen. Zusätzlich sind CO₂-Zertifikate zu erwerben und zu entwerten.
- Betreiber von **Kernkraftwerken** müssen die gesamte Kette der Brennstoffver- und -entsorgung organisatorisch, technisch und ökonomisch durchführen.
- Betreiber von **Biomasse-Anlagen** müssen das Substrat beschaffen und zur Anlage transportieren, es dort lagern und aufbereiten und für die Rückstände die Verantwortung übernehmen.

In keinem dieser Fälle sind Begünstigungen oder Entlastungen bei den Kosten der Beschaffung des „Rohstoffs“ vorgesehen, der für die Stromerzeugung genutzt werden soll. Auch bei den hoch und umfassend geförderten fossilen KWK-Anlagen begünstigt die Förderung nicht die Beschaffung des Brennstoffs.

Für eine Gleichbehandlung („level playing field“) der Stromspeicher mit anderen Stromerzeugungstechnologien müssten die Betreiber der Stromspeicher den Strom, den sie für die Einspeicherung verbrauchen, ebenfalls ohne weitere Vergünstigung am Strommarkt erwerben. Die Speicherbetreiber müssten Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben auf diesen Strom zahlen.

2.5 Level-Playing Field

Die Einstufung der Stromspeicherung als ein Nacheinander von „Verbrauch“ und „Erzeugung“ entspricht dem technischen, bilanziellen, marktlichen und ökonomischen Verhalten der Stromspeicher und stellt eine angemessene Einbindung von Stromspeichern in die Abläufe des wettbewerblichen Strommarktes dar.

Ein rentabler Betrieb von Stromspeichern wäre im gegenwärtigen Marktumfeld sehr schwierig, wenn die Stromspeicher für den Strom, den sie bei der Einspeicherung verbrauchen, alle üblichen Stromnebenkosten und die Strombeschaffungskosten zu tragen haben.

Dieses Ergebnis ist nicht negativ zu beurteilen, sondern spiegelt die gegenwärtigen Marktbedingungen zutreffend wider: Die zeitliche Verlagerung von Strommengen („Flexibilität“) wird im Markt derzeit zu sehr geringen Kosten und in bei weitem ausreichenden Maß angeboten und kann insbesondere von herkömmlichen Kraftwerken zu geringen Kosten erbracht werden. Die wesentliche Funktion, die Stromspeicher haben, wird am Strommarkt reichlich angeboten. Stromspeicher haben kein Alleinstellungsmerkmal, das ihnen eine Marktnische eröffnen würde.

Die Abwesenheit des Flexibilitätsmangels ist eine Gegebenheit, die in allen vermaschten Systemen mit einem nennenswerten Anteil an dargebotsunabhängigen Kraftwerken (z.B. Deutschland) oder an Wasserkraftwerken (z.B. Norwegen und Österreich) auftritt. Die einschlägigen Studien zeigen, dass erst bei sehr hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energie die Speicherung von Strom technisch und ökonomisch vorteilhaft wird.¹⁰ In sehr kleinen oder unvermaschten Systemen (z.B. Australien) stellen sich andere technische und ökonomische Fragen, die auch für Stromspeicher zu anderen Geschäftsmodellen führen können.

Aus diesen Gründen können Stromspeicher in Mitteleuropa derzeit nur selten Erträge erwirtschaften, mit denen sie ihre Stromgestehungskosten einschließlich der üblichen Stromnebenkosten decken könnten. Die These, dass Stromspeicher im Stromgroßhandelsmarkt oder im Regelenenergiemarkt „gebraucht“ würden, ist daher auf kurze und mittlere Sicht nicht begründbar. Stromspeicher, die derzeit aktiv betrieben werden, werden von einer oder mehreren Regelungen direkt oder indirekt begünstigt sind (vgl. Abschnitt 3), die ihnen einen rentablen Betrieb im Strommarkt oder gegen den Strommarkt ermöglichen.

2.6 Erwartungen an die Wirkungen einer Sonderrolle für Stromspeicher

Die Einstufung der Stromspeicher als Letztverbraucher und Erzeuger verursacht weder eine Schlechter- noch eine Besserstellung der Stromspeicher, sondern bildet deren energiewirtschaftliche Funktionsweise zutreffend ab und ermöglicht die bruchlose Anwendung der allgemeinen und speziellen energiewirtschaftlichen und energierechtlichen Regelungen.

Die vorstehende Darstellung der Marktsituation von Speichern legt einen Grund nahe, warum insbesondere von den Anbietern von Stromspeichern eine Sonderrolle für die Stromspeicherung gefordert wird, die auf einer passgenauen Definition der Stromspeicherung aufbaut (vgl. Abschnitt 2.1): Die Begünstigungen und insbesondere die Befreiung von Stromnebenkosten, mit denen die eigentlich im Strommarkt derzeit nicht benötigten Stromspeicher rentabel gemacht werden, sollen sich nicht nur kurativ durch Ausnahmen und Sonderregelungen ergeben, wie es gegenwärtig der Fall ist (vgl. Abschnitt 3), sondern diese Begünstigungen sollen sich aus der noch zu definierenden Sonderstellung der Stromspeicher sozusagen von allein ergeben.

¹⁰ Vgl. Agora Energiewende, Stromspeicher in der Energiewende, Berlin 2014, S. 3: „Bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien, auf jeden Fall bei 90 Prozent, wird eine vollständige Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem ohne neue Stromspeicher zunehmend schwierig.“

Wie vorstehend hergeleitet, gibt es für eine solche Sonderrolle keinen Anhaltspunkt. Darüber hinaus dürfte eine energiewirtschaftlich tragfähige Sonderrolle keinesfalls die Grundregeln des Marktes, des Netzzugangs und der Netznutzung, der Bilanzierung, der Entflechtung und der Kostenzuordnung außer Kraft setzen. Die mit tiefgreifenden Sonderregeln einhergehenden Kollateralschäden und Risiken wären gerade in der Phase des Umbaus der Energiewirtschaft auf ein volatiles, dezentrales, lastfernes und kleinteiligeres System unkalculierbar und mit hohen Risiken verbunden. So hat beispielweise jedwede Förderung von Speichern unmittelbare Folgen auf die Marktchancen und die Rentabilität von Gaskraftwerken, deren Bedeutung für Flexibilität und Versorgungssicherheit jedoch ungleich höher einzuschätzen ist.

3. Stromspeicherung im deutschen Strommarkt

Im deutschen Strommarkt werden Stromspeicher in vielen verschiedenen Zusammenhängen eingesetzt. Nicht in allen Fällen ist dies für den Betreiber wirtschaftlich vorteilhaft. In jedem Fall liegen dem Speicherbetrieb erhebliche Begünstigungen, Entlastungen oder direkte Förderungen zugrunde, die die Investition überhaupt erst ermöglichen.

3.1 Begünstigungen, Entlastungen und direkte Förderungen von Stromspeichern

Die ökonomischen Entlastungen, die sich ökonomisch günstig für Stromspeicher auswirken, sind vielfältig und gehören sehr heterogenen Regelungsgebieten an (die nachstehende Liste ist nicht vollständig.)¹¹ Daneben erfolgt bei vielen Prosumern und Unternehmen die Investition in einen Stromspeicher aus ideellen oder Image-Gründen, obwohl dies keinen finanziellen Vorteil für den Investor hat.¹²

Wie hoch die ökonomischen Wirkungen ausfallen, hängt vom Einzelfall ab. Soweit möglich, ist eine Quantifizierung der Entlastungen in Abschnitt 3.2 für einige typische Speicher-Konstellationen und in Abschnitt 3.3 für Speicherverluste dargelegt.

- **Eigenverbrauch:** Die Entlastungen des Eigenverbrauchs von zahlreichen Stromnebenkosten (Netzentgelte, Umlagen, Steuern, Abgaben) führt dazu, dass die Nutzung des selbsterzeugten Stroms so große finanzielle Vorteile hat, dass die Investition in einen Stromspeicher rentabel erscheint.
- **Speicherförderprogramme:** Viele Bundesländer und die KfW fördern die Investition in Stromspeicher. Daneben werden erhebliche Forschungsmittel zugunsten von Stromspeichern aufgewandt.¹³ Zugunsten der Hersteller von Batteriespeichern werden zudem wirtschaftliche Vorteile bei der Investition und bei der Ansiedlung der Produktionsstätten gewährt.

¹¹ Beispielsweise können im Bereich der Umsatzsteuer weitere Begünstigungen zugunsten von Stromspeichern gewährt werden: BFH-Urteil vom 12.5.1993 Az.: XI R 56/90: Die Rückspeisung aus einem Speicher ins Netz ist keine „Lieferung“, sondern „sonstige Leistung“. Zitiert nach EWERK, Batterie-Speicheranlagen im Multi-Purpose-Betrieb am Beispiel von Arealspeichern in Quartier-Kraftwerken, Rechtliche Grundlagen für das Messen, Bilanzieren und Abrechnen der Speicher und Speichercloud, Fragestellung 4: Gesetzliche Förderinstrumente für gespeicherte Elektrizität, Seite 27

¹² Vgl. Verbraucherzentrale NRW, Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer, 2019, www.verbraucherzentrale.nrw/pv-wirtschaftlichkeit

¹³ z.B. die „Förderinitiative zukunftsfähige Stromnetze“ von BMWi und BMF, forschung-stromnetze.info/die-forschungsinitiative/foerderinitiative-zukunftsfaeheige-stromnetze/

- **„vermiedene Netzentgelte“:** Gemäß § 18 StromNEV („Entgelt für dezentrale Einspeisung“) schütten die VNB Zahlungen an die an ihr Netz angeschlossene Anlagen aus. Diese Zahlungen werden auch an Stromspeicher ausgeschüttet. Die technische Flexibilität des Speichers erleichtert es dem Speicherbetreiber, die Bedingungen einzuhalten, die für den Erhalt dieser Zahlungen erfüllt sein müssen.
- **Speicher gilt als Anlage:** Nach § 3 Nummer 1 EEG gelten Stromspeicher dann als EEG-Anlage, wenn sie beim Aufladen ausschließlich EE-Strom verbrauchen. In diesem Fall erstreckt sich die EEG-Förderung auf den vom Speicher erzeugten Strom; bei einer PV-Speicher-Kombination ist für die Förderung des ins Netz eingespeisten Stroms unschädlich, wenn der EE-Strom nicht direkt aus der PV-Anlage ins Netz fließt, sondern aus dem Speicher.¹⁴
- **Absenkung von Netzentgelten:** In § 118 EnWG und in § 19 StromNEV sind Sonderregelungen enthalten, die die Netzentgelte für Stromspeicher weitgehend oder vollständig entfallen lassen; auch die Speicherverluste sind in der Regel von der Entlastung begünstigt. Gemäß § 19 Absatz 4 Satz 4 und § 118 Absatz 6 Satz 4 EnWG ist die Absenkung des Netzentgelts an die Voraussetzung gebunden, dass der Speicherbetreiber auf einen Teil seiner Flexibilitätsoptionen verzichtet.¹⁵
- **Freistellung von der EEG-, der KWK- und der Offshore-Umlage:** Für den Verbrauch von Netzstrom bei der Einspeicherung werden dann keine Umlagen fällig, wenn der später wieder erzeugte Strom vollständig ins Netz eingespeist wird. Diese Befreiung von der EEG-, der KWK- und der Offshore-Umlage umfasst ausdrücklich auch die Stromverluste, die im Speicher auftreten (vgl. § 61l EEG, § 27b KWKG und § 17f Absatz 5 EnWG).
- **Vermeidung „doppelter Umlagen“:** Gemäß § 61l EEG können unter bestimmten Bedingungen Zahlungen der EEG-Umlage verrechnet („saldiert“) werden, die beim Verbrauch des Speichers und beim späteren Verbrauch des vom Speicher erzeugten Stroms anfallen. Damit soll eine „doppelte“ Umlagenzahlung auch in Eigenverbrauchs- und Drittbelieferungskonstellationen ohne Netznutzung vermieden werden. Zugleich sind die Regeln so ausgestaltet, dass z.B. kein EE-Strom vom Sommer rechnerisch umlagenbegünstigt im Winter verbraucht werden kann. Diese Regelung gilt in gleicher Weise für die KWK- und die Offshore-Umlage.
- **Optimierungen von Netzentgeltregelungen:** Stromspeicher ermöglichen ein Peakshaving im Blick auf die Leistungskomponenten der Netzentgelte. Dieser Einsatz von Stromspeichern stellt grundsätzlich eine rationale und systemverträgliche Option dar. Die Sonderregeln von § 19 Absatz 2 StromNEV enthalten allerdings erstens Sprungstellen und überhöhen zweitens das Leistungssignal um einen Faktor von bis

¹⁴ Die Netzeinspeisung von gespeichertem Solarstrom kann sinnvoll sein, wenn der im Speicher enthaltene Strom bis zum Sonnenaufgang des Folgetages nicht verbraucht wurde.

¹⁵ § 19 Absatz 4 Satz 4 StromNEV: „Bei gleichzeitigem netzdienlichen Verhalten nach Absatz 2 Satz 1 darf das individuelle Netzentgelt für Letztverbraucher nach Satz 1 nicht weniger als 20 Prozent des nach Satz 2 ermittelten Jahresleistungspreises betragen.“ § 118 Absatz 6 Satz 4 EnWG: „Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.“ Mit anderen Worten: Wenn der Speicherbetrieb die Grenzen der „atypischen Netznutzung“ einhält, verringert sich das verringerte Netzentgelt nochmals um einen Faktor von bis zu fünf oder entfällt vollständig. Dafür muss der Speicherbetreiber allerdings Preisdifferenzen ungenutzt lassen, wenn deren Nutzung sich nicht mit den „Zeitfenstern“ der atypischen Netznutzung verträgt.

zu 10.¹⁶ Im Blick auf diese Regelungen kann eine vergleichsweise geringe Glättung der Bezugskurve zu sehr erheblichen ökonomischen Vorteilen des Letztverbrauchers führen; diese Ertragsoptionen können für die Speicherinvestition sehr wesentlich sein.¹⁷

- **Sozialisierung fehlender Bilanzierung:** Bei kleinen Batteriespeichern erfolgt keine Prognose, da die Residual-Strommengen im SLP bereitgestellt werden. Die fehlende Bilanzierung des Speichers wird damit auf den Netzbetreiber abgewälzt, der die Abweichungen zwischen dem Lastprofil und dem tatsächlichen Verhalten im Differenzmengenbilanzkreis auszugleichen hat. Angesichts fehlender Daten und einer für einen statistischen Ausgleich zu geringen Grundgesamtheit führt dies zu deutlichen höheren Unausgeglichheiten der Differenzbilanzkreise, die beim heutigen Erzeugungsmix faktisch durch Kohlekraftwerke ausgeglichen werden.
- **Stromsteuer-Sonderregelung:** Gemäß § 5 Absatz 4 StromStG gelten für stationäre Batteriespeicher Sonderregelungen, wenn sie den Zweck haben, Strom nach der Speicherung in ein Versorgungsnetz einzuspeisen. Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i.V.m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV wird die Stromsteuer für den Stromverbrauch von Pumpspeichern nicht erhoben. Für die auf den Stromverbrauch beim Einspeichern gelten darüber hinaus weitere Reduzierungs- und Befreiungsregelungen, die an die räumliche Entfernung, das Netz, aus dem die Entnahme erfolgt, die (summierte) installierte Erzeugungsleistung, die Anlagensteuerung und den Eigenverbrauch anknüpfen.¹⁸

3.2 Typisierte Speicher-Konstellationen

Im deutschen Strommarkt lassen sich einige Speicheranwendungen typisiert beschreiben, die aufgrund einiger der in Abschnitt 3.1 aufgeführten Begünstigungen rentabel werden und tatsächlich praktisch genutzt werden. Daneben sind weitere Speicheranwendungen in der Diskussion, die aber nicht verwirklicht sind.

Für diese Speicher-Konstellationen werden nachfolgend, soweit möglich, Quantifizierungen der ökonomischen Effekte angegeben.

3.2.1 Eigenverbrauchsspeicher im Prosumer-Bereich

Die Speichernutzung zur Optimierung des Eigenverbrauchs im Prosumer-Bereich stellt den zahlenmäßig größten Teil der Speicheranwendungen in Deutschland dar (derzeit ca. 150.000 Stück). Die Rentabilität von Stromspeichern im Prosumer-Bereich ergibt sich aus den folgenden Begünstigungen:

¹⁶ Zur energiewirtschaftlichen Tauglichkeit der Sondernetzentgelte nach § 19 Absatz 2 StromNEV vgl. den Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015

¹⁷ In einem Whitepaper veröffentlicht innogy für diese Speicheranwendungen eine Beispielrechnung, die eine Amortisationszeit des Stromspeichers von weniger als einem Jahr enthält. Vgl. Innogy, Energiekostenoptimierung mit passgenauen Energiespeicherlösungen, Whitepaper, Essen, 2019, S. 11. (https://www.eupd-research.com/fileadmin/content/download/pdf/Whitepaper/Whitepaper_Energiekostenoptimierung_mit_Energiespeicher.pdf)

¹⁸ Vgl. M. Rodi et al., Behandlung von Stromspeichern im Stromsteuer- und Energiewirtschaftsrecht, Berlin 2016, S. 14 ff.

- **Eigenverbrauch:** Wer zu einer neuen Solaranlage mit einem Fördersatz von 10 ct/kWh einen Stromspeicher hinzubaut, kann rund 60 % des PV-Stroms selbst verbrauchen.¹⁹ Betriebswirtschaftlich spart er für diese Strommenge den Netzstromtarif von rund 30 ct/kWh. Im Durchschnitt ergibt sich ein finanzieller Vorteil von $0,4 \cdot 10 \text{ ct/kWh} + 0,6 \cdot 30 \text{ ct/kWh} = 22 \text{ ct/kWh}$ für jede kWh, die in der PV-Anlage erzeugt wurde. Diese Förderung ist höher als die Förderung von Offshore-Wind jemals war.

Für einen neuen 6-kW-Speicher, der zu einer 5-kW-Solaranlage mit 5000 kWh/ Ertrag hinzugebaut wird, lässt sich ein Speicherertrag von 350 €/a abschätzen:

- Solaranlage ohne Speicher $\rightarrow 5000 \cdot (0,75 \cdot 10 \text{ ct/kWh} + 0,25 \cdot 30 \text{ ct/kWh}) = 750 \text{ €/a}$

- Solaranlage mit Speicher $\rightarrow 5000 \cdot (0,4 \cdot 10 \text{ ct/kWh} + 0,6 \cdot 30 \text{ ct/kWh}) = 1100 \text{ €/a}$

Diese Begünstigung schließt die Netzentgelte, die Umlagen, die Konzessionsabgabe, die Stromsteuer und die Mehrwertsteuer ein. Speicherverluste sind nicht begünstigt.

- **Speicherförderprogramme:** Gezielt für die Investition in private Speichersysteme, die der Optimierung des Eigenverbrauchs dienen, bieten etliche Bundesländer, Kommunen und Stadtwerke direkte Förderungen an. Die Höhe der Förderung ist sehr unterschiedlich und wird in schnellem Rhythmus geändert. Im Schnitt werden rund 20 % der Investitionskosten durch die Förderung gedeckt.²⁰

¹⁹ Vgl. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2018, Seite 65

²⁰ Bezogen auf den beispielhaft betrachteten 6-kW-Speicher mit einem Investitionsvolumen von 9.000 € (= 1.500 €/kW) können sich beispielsweise die folgenden Landesförderungen ergeben (Stand Januar 2020):

Bundesland	Förderbetrag für einen 6-kW-Speicher	Prozent der Investitionssumme
Sachsen	2.200 €	25%
Rheinland-Pfalz	600 €	7%
Berlin	1.800 €	20%
Baden-Württemberg	1.200 €	13%
Bayern	800 €	9%
Thüringen	5.400 €	30%
NRW	900 €	10%

Einen Überblick über die Förderprogramme, die auch die konkreten Bedingungen und Voraussetzungen aufführt, gibt der Solarförderverein Deutschland: http://www.sfv.de/artikel/speicherfoerderung_in_bundeslaendern_und_kommunen.htm#toc02

- **Speicher gilt als EE-Anlage:** Regelmäßig machen die Prosumer von der Möglichkeit Gebrauch, den gespeicherten Strom ins Netz einzuspeisen und dafür die Solar-Förderung in Anspruch zu nehmen.²¹
- **Sozialisierung der fehlenden Bilanzierung:** Der zeitliche Verlauf der Speichernutzung wird vom Prosumer auf die Optimierung des Eigenverbrauchs ausgerichtet. Gleichzeitig wird der Bezug der Residualstrommengen über ein SLP strukturiert. Die Profil-Abweichungen, die in den Sommermonaten praktisch durchgehend deutlich über 100 % der Netzbezugsmengen ausmachen, werden vom Anschlussnetzbetreiber bilanziert oder laufen in die Regelenergie.

3.2.2 Stromspeicher im Industrie-Bereich

In der Industrie werden Speicher typischerweise nicht eingesetzt, um den Anteil der eigenverbrauchten Strommenge zu steigern, da Stromspeicher für diese Anwendung zu klein sind. Die Rentabilität von Stromspeichern im Industriebereich ergibt sich vor allem aus ihrer Fähigkeit, bei der Leistungskomponente von Bezugsverträgen und bei Leistungsnetzentgelten durch „Peakshaving“ finanzielle Vorteile zu verwirklichen. Zusätzlich kann die folgende indirekte Begünstigung genutzt werden:

- **Optimierungen von Netzentgeltregelungen:** Die Netzentgelte werden in erheblichem Umfang abgesenkt, wenn die Netzentnahme entweder „atypisch“ oder als „Bandlast“ erfolgt. In beiden Ausnahmeregimes hängt die Entlastung davon ab, dass bestimmte zeitliche Strukturen des Netzbezugs eingehalten werden. Stromspeicher können wirksam dazu beitragen, dass die geforderten Strukturen eingehalten werden. Da die Entlastungen in einer eigenen Umlage gewälzt werden, ist die Gesamthöhe der Netzentgelt-Entlastung bekannt; 2019 betrug sie 1.032 Mio. €/a.²² Der Einsatz von Batteriespeichern für diese Optimierung ist noch nicht sehr weit verbreitet.

3.2.3 Stromspeicher im Strommarkt

Vor allem die Pumpspeicher agieren mit ihren Speicherkapazitäten im Strommarkt. Sie verbrauchen Strom, wenn er günstig ist und erzeugen Strom, wenn er sich teurer verkaufen lässt. Hinsichtlich der Netzentgelte gelten vollständige oder weitgehende Befreiungen, die Umlagen werden auf den gesamten Verbrauch der Speicher einschließlich der Speicherverluste nicht erhoben.

Daraus ergibt sich eine Begünstigung, die mit 10 ct/kWh abgeschätzt werden kann.²³ Die Verbräuche von Stromspeichern werden von den deutschen Pumpspeichern dominiert, die einen Jahresverbrauch beim Einspeichern von 9,6 TWh und Verluste von rund 30 % aufweisen.²⁴ Die Begünstigung beläuft sich damit auf einen Wert von 960 Mio. €/a, davon 290 Mio. €/a für Speicherverluste (vgl. Abschnitt 3.3).

²¹ In vielen aber nicht in allen Fällen werden die Speicher so geschaltet, dass eine Netzeinspeisung von gespeichertem Strom unterbunden wird.

²² Vgl. www.netztransparenz.de → §19-Umlage

²³ Berechnung: EEG-Umlage 6,756 ct/kWh, KWKG-Umlage 0,226 c/kWh, Offshore-Umlage 0,416 ct/kWh, Netzentgelt 2,5 ct/kWh. Die Begünstigung bei der Stromsteuer gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i.V.m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV wurde nicht einbezogen, da vorliegend unbekannt ist, welcher Stromsteuersatz ansonsten in diesen Fällen anwendbar wäre.

²⁴ Vgl. Abschätzung nach Monitoringbericht der Bundesnetzagentur, 2019, S. 70

3.2.4 Stromspeicher zur Erbringung von Regelleistung

Die vielfach diskutierte Regelleistungserbringung aus privaten Batteriespeichern ist in der Praxis mit hohen Transaktionskosten belastet. Zudem muss der Stromspeicher als „bivalenter“ Stromspeicher (Beladung aus EE-Strom und Netzstrom) betrieben werden, was seine Einstufung als „EEG-Anlage“ aufhebt.

Stromspeicher sind aus technischer Sicht sehr gut geeignet, um insbesondere Primärregelleistung zu erbringen. Angesichts des starken Wettbewerbs, der im Bereich der Regelleistungserbringung besteht, kann aus den in diesem Markt zu erzielenden Erlösen keine Speicher-Investition refinanziert werden. Der Einsatz von Speichern zur Regelleistung-Erbringung ist darum nicht häufig und wird regelmäßig aus Speichern erbracht, die in einer anderen der vorstehend benannten Konstellationen rentabel sind, und die im Regelleistungsmarkt einen zusätzlichen Erlös erzielen.

Die Rentabilität von Batteriespeichern im MW-Bereich wird mit den folgenden Begünstigungen unterstützt (die nachfolgenden Berechnungen beziehen sich auf einen Batteriespeicher, der im Norden Deutschlands in einem Netz betrieben wird, dessen Netzentgelte und „vermiedenen Netzentgelte“ im deutschlandweiten Vergleich hoch sind. In anderen Netzen ergeben sich andere Zahlungen):

- **Speicherförderprogramme:** Für Batteriespeicher im MW-Bereich werden in vielen Konstellationen Forschungsförderungen vergeben.²⁵ Für den Beispielspeicher sind Zahlungen von 180.000 € veröffentlicht.
- **„vermiedene Netzentgelte“:** Als Zahlung von „vermiedenen Netzentgelten“ des Netzbetreibers an den Speicherbetreiber können sich in Mittelspannungsnetzen pro MW installierter Leistung jährlich lebensdauerlang 40.000 €/MW a zuzüglich 50 €/MWh erzeugter Strommenge ergeben. Der Beispielspeicher hat eine Leistung von 14 MW und eine Kapazität von 15 MWh; mit einer angenommenen Zykluszahl von 200 pro Jahr können sich so zeitlich unbegrenzt jährliche Einnahmen des Speicherbetreibers von fast 700.000 € pro Jahr ergeben.²⁶
- **Absenkung von Netzentgelten:** Für Stromspeicher, die im Markt agieren, gelten weitgehende Netzentgeltabsenkungen. Im genannten Beispielsfall würden sich die regulären Netzentgelte auf 520.000 €/a belaufen.²⁷ Für die Reduzierung oder Befreiung von den Netzentgelten kommen unterschiedliche Regeln in Betracht. Durch § 19 Absatz 4 i.V.m. Absatz 2 Satz 1 kann das Netzentgelt für den Beispielspeicher knapp 29.000 € sinken.²⁸ Diese Begünstigung hat dauerhaft einen jährlichen Wert von fast 500.000 €.

²⁵ BMWi und BMF fördern Innovationen bei Batteriespeichern zum Beispiel mit einem Volumen von 6 Mrd. € bis 2022: „Im Fokus stehen dabei Technologien, die deutliche Effizienzsteigerungen, eine bessere Integration erneuerbarer Energien, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie einen schnelleren Transfer von Forschungsergebnissen in den Markt versprechen.“

²⁶ Berechnung: Leistungsbezogene „vermiedene Netzentgelte“: 14 MW (Speicherleistung) • 40.000 €/MW a = 560.000 €/a. Arbeitsbezogene „vermiedene Netzentgelte“: 15 MWh (Speicherkapazität) • 200 Zyklen/a • 45 €/MWh = 135.000 €/a. Summe = 695.000 €/a

²⁷ Berechnung: Leistungsbezogene Netzentgelte: 14 MW • 26.640 €/MW a = 372.960 €/a. Arbeitsbezogene Netzentgelte: 15 MWh (Speicherkapazität) • 200 Zyklen/a • 49 €/MWh = 147.000 €/a. Summe = 520.000 €/a

²⁸ Berechnung: Gemäß § 19 Absatz 4 StromNEV kommt das Leistungsentgelt größer Knickpunkt (102,36 €/kW a) zur Anwendung, wird mit dem Verlustanteil (10 %) multipliziert und kann nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV auf 20 % abgesenkt werden: 14 MW • 102,360 €/MW a • 0,1 • 0,2 = 28.661 €/a

- **Freistellung von der EEG-, der KWK- und der Offshore-Umlage:** Die Umlagenbefreiung des Stromverbrauchs des Speichers beim Einspeichern hat für den Beispielsfall eine dauerhafte Entlastung um jährlich rund 220.000 €/a zur Folge.²⁹

In Summe ergeben sich für den Batteriespeicher Zahlungen und Entlastungen mit einem Gesamtvolumen von jährlich 1,4 Mio. €/a. Im Vergleich zur Investitionssumme, die für den Speicher mit rund 12 Mio. € veröffentlicht ist, ist diese jährliche Zahlung als hoch anzusehen.

3.3 Begünstigung der Speicherverluste

Zahlreiche der oben genannten Begünstigungen betreffen den Verbrauch der Speicher bei der *Einspeicherung*. In diesen Fällen (insbesondere beim Netzentgelt) ist der Speicherverlust von der Begünstigung mit umfasst.

Bei der Regelung in § 61l EEG wird der Speicherverlust explizit von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Durch Verweise aus dem KWKG und dem EnWG erstreckt sich diese Befreiung auch auf die KWK- und die Offshore-Umlage.

Die Speicherverluste sind bei den derzeit angewendeten Techniken in Summe nicht unbedeutend (sie liegen in der gleichen Größenordnung wie die Abregelungsmengen des Engpassmanagements):

- **Verluste der Pumpspeicher:** Dem Verbrauch an Pumpstrom von 9,6 TWh/a steht eine Erzeugung von 6,7 TWh/a gegenüber, was einem Speicherverlust von 30 % entspricht. Rund 2,9 TWh/a des eingesetzten Stroms sind dem Verlust zuzuordnen.³⁰
- **Verluste von Batteriespeichern:** Die rund 150.000 privaten Stromspeicher haben eine Gesamtkapazität von 750.000 kWh, die für rund 250 Zyklen pro Jahr³¹ eingesetzt werden. Insgesamt werden 0,2 TWh/a gespeichert. Bei einem Verlust von 10 % sind rund 0,02 TWh/a dem Verlust zuzuordnen.
- **Verluste sonstiger Speicher:** Die sonstigen Batteriespeicher haben in Summe eine unerhebliche Speicherkapazität und einen entsprechend geringen Stromverlust.

In der Gesamtbetrachtung dominieren die Verluste der Pumpspeicher die Verluste aller anderen Speicher. Die Begünstigungen für die Verluste der Stromspeicher lassen sich wie folgt abschätzen (bei den Netzentgelten ist eine vorsichtige Schätzung zugrunde gelegt):

- EEG-Umlage: $2,9 \text{ TWh/a} \cdot 6,756 \text{ ct/kWh} = 195,9 \text{ Mio. €/a}$
- KWK-Umlage: $2,9 \text{ TWh/a} \cdot 0,226 \text{ ct/kWh} = 6,5 \text{ Mio. €/a}$
- Offshore-Umlage: $2,9 \text{ TWh/a} \cdot 0,416 \text{ ct/kWh} = 12,1 \text{ Mio. €/a}$

²⁹ Berechnung: EEG-Umlage: $3 \text{ GWh/a} \cdot 6,756 \text{ ct/kWh} = 202.680 \text{ €/a}$. KWK-Umlage: $3 \text{ GWh/a} \cdot 0,226 \text{ ct/kWh} = 6.780 \text{ €/a}$. Offshore-Umlage: $3 \text{ GWh/a} \cdot 0,416 \text{ ct/kWh} = 12.480 \text{ €/a}$. Summe = 221.940 €/a.

³⁰ Vgl. Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2019, S. 70

³¹ Vgl. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2018, Seite 105

- Netzentgelt: $2,9 \text{ TWh/a} \cdot 2,5 \text{ ct/kWh} = 72,5 \text{ Mio. €/a}$

In Summe wird der Speicherverlust jährlich mit 287 Mio. €/a begünstigt, die Kosten der Begünstigung werden auf die nicht begünstigten Stromverbraucher umgelegt; im Fall der Umlagen erfolgt dies über die jeweiligen bundesweiten Umlage-Konten, im Fall der Netzentgelte erfolgt dies teilweise über die Netzentgelte der Anschlussnetzbetreiber.

Die erhebliche Begünstigung der Speicherverluste ist ein Fehlanreiz, da damit die Anstrengungen des Speicherbetreibers vermindert werden, die Speicherung möglichst effizient zu verwirklichen.

4. Zusammenfassung

Stromspeicher gleichen bei der Einspeicherung in jeder Hinsicht einem Stromverbraucher und bei der Ausspeicherung einer Stromerzeugungsanlage. Für eine davon abweichende Einstufung gibt es keinen Anhaltspunkt. Diese Einstufung entspricht dem geltenden Rechtsrahmen und der höchstrichterlichen Rechtsprechung.

Aus der Einstufung der Stromspeicher als Verbraucher und Erzeuger ergeben sich keine Besser- oder Schlechterstellungen.

In der Praxis gibt es im Wesentlichen drei Speicherarten, die von unterschiedlichen Begünstigungen profitieren:

- Private Stromspeicher profitieren vor allem von den Entlastungen des Eigenverbrauchs, die sich mit Stromspeichern maximieren lassen. In einem typischen Fall (5 kW-Solaranlage, 6 kW-Speicher) ergeben sich durch den Speichereinsatz jährlich betriebswirtschaftliche Erträge von 350 €/a, die von den anderen Stromkunden getragen werden.
- Pumpspeicher und große Batterie-Speicher, die im Großhandelsmarkt und/oder Regelenergiemarkt agieren, werden u.a. durch Netzentgeltbefreiungen, Zahlungen „vermiedener Netzentgelte“, Umlagebefreiungen und Steuervergünstigungen begünstigt, die sich auf 960 Mio. €/a (davon rund 290 Mio. €/a zugunsten der Speicherverluste) belaufen.
- Batterie-Speicher in industriellen Zusammenhängen können zur Optimierung der zeitlichen Struktur des Netzbezugs eingesetzt werden und ggf. zu geringen Kosten erhebliche Netzentgeltreduzierungen ermöglichen. Eine Quantifizierung des Effektes ist nicht möglich.

Speicherverluste sind pauschal bei von Umlagen und Netzentgelten befreit. Diese Befreiung konterkariert Anstrengungen für eine höhere Effizienz von Speichern. Die Volumina dieser Befreiung sind sowohl energetisch als auch finanziell bedeutsam:

- Die Speicherverluste belaufen sich in Summe auf eine Strommenge von 2,9 TWh/a, was in der gleichen Größenordnung liegt wie die EE-Abregelungsmengen aufgrund von Netzengpässen.
- Hinsichtlich der Verluste sind die Speicherbetreiber von Zahlungen in Höhe von fast 300 Mio. €/a befreit.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Referat 625
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-0

Stand

März 2021

Text

Referat 625

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de