



Stromspeichersysteme: Rechtliche Rahmenbedingungen und Entwicklungen

September 2019

Autoren:

Dr. Markus Böhme, Partner bei Taylor Wessing - m.boehme@taylorwessing.com

Sophie Pignon, Partnerin bei Taylor Wessing - s.pignon@taylorwessing.com

Claire Desjardins, Associate bei Taylor Wessing - c.desjardins@taylorwessing.com

Kontakt:

Lena Müller-Lohse, Referentin, DFBEW – lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:





Zusammenfassung

Die Bedeutung von Stromspeichern wird aufgrund einer beständig volatiler werdenden Stromerzeugung zunehmen, um Schwankungen auszugleichen und die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. In Deutschland treffen Speicher derzeit noch auf eine Vielzahl von Spezialregelungen, die jeweils spezifische Einzelthemen adressieren. Obwohl somit noch kein vollständiger Rechtsrahmen existiert, kristallisieren sich bereits einige Hauptanwendungsgebiete heraus. Neben der Erbringung von Netzdienstleistungen sind dies insbesondere Anwendungsfälle aus dem Industriekundenbereich zur Reduktion der Netzkosten (z. B. individuelle Netzentgelte) sowie Infrastrukturdienstleistungen.

In Frankreich behindern die regulatorischen Rahmenbedingungen die Marktentwicklung. Großbatteriespeicher sind entsprechend deutlich weniger weit verbreitet als in Deutschland. Anfang 2019 wurde aus diesem Grund seitens der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) ein öffentlicher Konsultationsprozess eingeleitet, in dessen Verlauf unter anderem Hindernisse für die Marktentwicklung identifiziert und Lösungen entwickelt werden sollen.



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von externen Experten für das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Das DFBEW stellt den Autoren lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung ihres Beitrags zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung der Autoren dar. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Hinweis zu den Autoren der Publikation

Taylor Wessing berät im Rahmen von Energie- und Infrastrukturprojekten in Europa und der ganzen Welt. Das Beratungsportfolio der internationalen Energiegruppe umfasst die rechtliche Beratung von Unternehmen aus allen Bereichen des Energiesektors: von Öl, Gas, Kohle und Müllverbrennung über Onshore- und Offshore-Windparks bis hin zu Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie und anderen Formen erneuerbarer Energien. Ein erfahrenes Experten-Team berät Energieversorger und -erzeuger, Anlagen- und Komponentenhersteller, Öl- und Gasunternehmen, Investoren, Projektentwickler, private Geldgeber oder Banken auf allen Stufen der Wertschöpfungskette. Taylor Wessing berät bei der Projektentwicklung und -finanzierung, im Anlagenbau, bei sämtlichen Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Energielieferung und der Regulierung, im öffentlichen Planungs- und Umweltrecht, zu Fragen der Compliance, im Immobilienrecht, im Steuerrecht, bei Transaktionen sowie im Rahmen der Streitbeilegung.

Markus Böhme ist Salary Partner der Kanzlei Taylor Wessing und Mitglied der Practice Area Umwelt, Planung und Regulierung sowie der Industry Group Energy. Er konzentriert sich auf Energierecht und berät sowohl nationale wie auch internationale Mandanten. Markus Böhme fokussiert sich neben kernregulatorischen Fragestellungen insbesondere auf den Bereich der erneuerbaren Energien und ist dabei Mitautor mehrerer Kommentierungen zum Energiewirtschaftsgesetz, Windenergie-auf-See-Gesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz. Darüber hinaus publiziert er zu aktuellen energierechtlichen Themen.

Sophie Pignon ist Partnerin bei Taylor Wessing und verantwortlich für die Practice Area Öffentliches Recht - Projekte im Pariser Büro. Sie verfügt über mehr als 20 Jahre Erfahrung und hat umfassende Expertise in den Bereichen öffentliche Aufträge (Konzessionen/PPP) und Fragen im Zusammenhang mit staatlichem Eigentum. Sie berät Sponsoren und Regierungsbehörden im Zusammenhang mit komplexen vertraglichen Vereinbarungen, vor allem in den Bereichen Energie, Infrastruktur, einschließlich Verkehr und Telekommunikation, sowie staatliche Immobilien in Frankreich und international (einschließlich Afrika).

Claire Desjardins ist Associate der Practice Area Öffentliches Recht - Projekte von Taylor Wessing Frankreich. Sie ist spezialisiert auf das öffentliche Wirtschaftsrecht, insbesondere Vergabeverfahren und öffentliche Aufträge (öffentliche Aufträge, Konzessionen, PPP). Claire Desjardins hat eine besondere Kompetenz im Energierecht erworben, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien (Wind, Solar, Wasserkraft).



Inhalt

Disclaimer	3
I. Einleitung	5
II. Praktische Anwendungsfelder für Batteriespeicher	6
II.1 Netzdienstleistungen	6
II.2 Netzentgelteinsparungen und Erhöhung der Autarkie	8
II.3 Infrastrukturdienstleistungen	9
III. Rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland	9
III.1 Unterschiedliche Definitionen für Speicher	9
III.2 Sonderregelungen im Netzentgeltbereich	10
III.3 Sonderregelung für die Umlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) sowie entsprechende Anwendung für Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und Offshore-Haftungsumlage	11
III.4 Sonderregelung für die Stromsteuer	13
IV. Rechtliche Rahmenbedingungen in Frankreich	17

I. Einleitung

Der deutsche Energiesektor steht seit Jahren vor gewaltigen Umbrüchen. So hat die Bundesregierung nach dem Erdbeben im japanischen Fukushima zunächst eine Kehrtwende um 180 Grad vollzogen, indem eine zunächst angeordnete Laufzeitverlängerung für die deutschen Atomkraftwerke zurückgenommen wurde. Nach dem zunächst beschlossenen Moratorium steht nunmehr fest, dass die letzten deutschen Kernkraftwerke spätestens am 31. Dezember 2022 abgeschaltet werden müssen.

Neben der Kernkraft ist jedoch zuletzt verstärkt die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken in den Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion geraten. Die Stromerzeugung mittels Kohle wird aufgrund des hohen Ausstoßes von Kohlendioxid zunehmend kritisch gesehen. Insbesondere vor dem Hintergrund des Pariser Klimaabkommens wird der Fokus immer stärker auf eine Reduktion von klimaschädlichem CO₂ gelegt. Auch in diesem Kontext hat die Bundesregierung die weitere Diskussion zunächst einer sogenannten Kohlekommission (Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“) überlassen, um einen möglichst breiten gesellschaftlichen Konsens erzielen zu können. Die Kohlekommission ist nach ihren Beratungen zum Ergebnis gelangt, einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 zu empfehlen. Ob die Empfehlungen der Kohlekommission tatsächlich in dieser Form Eingang in ein parlamentarisches Gesetzgebungsverfahren finden werden, bleibt abzuwarten, da sich zuletzt zahlreiche Parlamentarier gegen die Empfehlungen der Kohlekommission ausgesprochen haben. Nichtsdestotrotz muss zur Kenntnis genommen werden, dass Kohle voraussichtlich eine zunehmend geringere Bedeutung für die deutsche Stromerzeugung haben wird.

Aufgrund dieser erheblichen Veränderungen steht die deutsche Energiewirtschaft vor der Herausforderung, auch zukünftig eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Stromversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG)¹ sicherzustellen. Eine besondere Herausforderung wird es dabei sein, mit einer zunehmend volatiler werdenden Stromerzeugung umzugehen, da die erneuerbaren Energien (insbesondere Wind und Photovoltaik) eine stärkere Rolle spielen werden. Für die Netzbetreiber wird es daher zunehmend schwierig, Erzeugung und Verbrauch jeweils in einem ausgeglichenen Zustand zu halten, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten.

In diesem Kontext sind Energiespeicher ein zentrales Element, nicht zuletzt für eine erfolgreiche Energiewende. Sie sollen ein erneuerbares und versorgungssicheres Energiesystem ermöglichen. Es existieren bereits verschiedene Energiespeichertechnologien, die auch für den Markt zur Verfügung stehen. Dazu zählen Pumpspeicher ebenso wie Wärmespeicher, Batteriespeicher und auch Power-to-X-Lösungen.

Der vorliegende Beitrag konzentriert sich auf die Darstellung des aktuell geltenden deutschen Rechtsrahmens für Batteriespeicher mit Fokus auf den Industriekundenbereich, da sich dieser als einer der Hauptanwendungsgebiete herauszukristallisieren scheint.

Aktuell erfahren Batteriespeicher eine wachsende Marktdurchdringung im industriellen und auch im privaten Kontext. Die Märkte für stationäre Energiespeicher und dezentrale Batteriespeicher sind in den letzten Jahren kontinuierlich gewachsen. Von 2016 auf 2017 sowie 2017 auf 2018 sind die Zubauvolumina von großen Energiespeichern und damit auch die insgesamt installierte Kapazität in Deutschland deutlich gestiegen. Zwar wird allgemein von einer Abschwächung dieser Entwicklung ausgegangen, nichtsdestotrotz sind Energiespeicher zur flexiblen Integration erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung. Insofern ist trotz Abschwächung mit einer grundsätzlich weiter positiven Marktentwicklung zu rechnen.

¹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG), abrufbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/, zuletzt abgerufen am 09.07.2019.



Da sich das deutsche Energierecht aufgrund der Vielzahl rasch aufeinanderfolgender Änderungen durch eine zunehmende Komplexität auszeichnet, sind auch im Zusammenhang mit Batteriespeichern zahlreiche rechtliche Fragen offen. So stellt sich in der Praxis häufig die Frage, welche Umlagen, Steuern und Abgaben im konkreten Anwendungsfall zu entrichten sind. Der deutsche Gesetzgeber hat insofern eine Vielzahl unterschiedlicher Vorschriften geschaffen, die jedoch nicht in jedem Fall einvernehmlich miteinander harmonisieren.

Zur Gewährleistung der Stabilität des Stromnetzes verfügen Batteriespeicher über eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungszwecke, die nachfolgend im Einzelnen dargestellt werden.

II. Praktische Anwendungsfelder für Batteriespeicher

Bislang zeichnen sich für Batteriespeicher eine Reihe unterschiedlicher praktischer Anwendungsfelder ab (vgl. Tabelle 1). Bei den genannten handelt es sich um die derzeit gängigsten Anwendungsfälle.

Anwendungsfelder	
Netzdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none">- Frequenzregelung- Erbringungen von Regelleistung in Form von Primär- und Sekundärregelleistung und Minutenreserve
Netzentgelteinsparungen und Erhöhung der Autarkie	<ul style="list-style-type: none">- Im privaten Gebrauch: bspw. Einspeisung von tagsüber erzeugtem Solarstrom- Im industriellen Gebrauch: Batteriespeicherung zur Kappung von Leistungsspitzen und Realisierung von Netzentgelteinsparungen
Weitere Infrastrukturdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none">- Schwarzstartfähigkeit- Verringerung/Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen

Tabelle 1: Überblick über mögliche Anwendungsfelder von Batteriespeichern. Darstellung: DFBEW.

II.1 Netzdienstleistungen

Zunächst ist der Themenbereich der sogenannten Netzdienstleistungen zu nennen. Hierbei dient der Batteriespeicher neben der Frequenzregelung vor allem der Erbringung von Regelleistung in Form von Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve. Batteriespeicher sind dabei für diese Form der Netzstabilisierung hervorragend geeignet, weil sie unverzüglich auf etwaige Frequenzschwankungen im Netz reagieren können. Hierbei dürfte mit Blick auf die Erbringung von Regelleistung die Primärregelleistung den Hauptanwendungsfall darstellen. Soweit ein Batteriespeicher die hierfür erforderliche Mindestgröße von 1 MW² nicht erreichen sollte, ist es dabei in der Praxis auch möglich, eine Vielzahl dezentraler Batteriespeicher miteinander zu vernetzen und deren Leistung gebündelt anzubieten. Hierbei muss es sich nicht zwingend um stationär installierte dezentrale Batteriespeicher handeln, sondern es ist zukünftig auch denkbar, dass Elektrofahrzeuge während des Ladevorgangs ebenfalls miteinander vernetzt und als eine Schwarmlösung angeboten werden. Auf dem deutschen Markt sind derzeit bereits mehrere Anbieter tätig, die derartige virtuelle Kraftwerke bündeln und vermarkten. Da der Regelleistungsmarkt mittlerweile

² Die Mindestgröße ergibt sich aus dem Beschluss der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 12. April 2011 (Az.: BK6-10-097). Nach der dortigen Tenorziffer 7 wird die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelleistung auf jeweils +/- 1 MW festgesetzt. Zusätzlich ist eine Einkürzung der angebotenen Leistung bei der Vergabe zulässig. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW. Diese Regelung ist laut Tenorziffer 14 ab dem 27. Juni 2011 anzuwenden.

durch eine Vielzahl von Teilnehmern gekennzeichnet ist, handelt es sich um ein stark wettbewerbsmäßig geprägtes Umfeld.

Für Primärregelleistung gibt es im Unterschied zur Sekundärregelleistung und Minutenreserve nur einen Leistungspreis. Deshalb werden die einzelnen Abrufe des Batteriespeichers zwar nicht gesondert vergütet, aber dennoch kam es in der Vergangenheit teilweise zu sehr hohen Preisspitzen, die die Erbringung von Primärregelleistung durch einen Batteriespeicher finanziell attraktiv gemacht hat.

Regelleistung	Primärregelleistung (Mindestgröße 1 MW)	Ein Leistungspreis, wirtschaftlich sinnvoll
	Sekundärregelleistung	Technisch machbar, Wirtschaftlichkeit zu prüfen
	Minutenreserve	Technisch machbar, Wirtschaftlichkeit zu prüfen

Tabelle 2: Regelleistung durch Batteriespeicher und Einschätzung der Wirtschaftlichkeit. Darstellung: DFBEW.

Exkurs: Technische Präqualifikation für die Regelernergieerbringung

Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt setzt zunächst eine erfolgreiche technische Präqualifikation der betreffenden Anlagen voraus. Im Rahmen dieses Verfahrens müssen potentielle Anbieter den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelernergie erfüllen. Hierbei erfolgt die Präqualifikation ausschließlich bei demjenigen Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone die betreffende technische Einheit angeschlossen ist. Dieser sogenannte Anschlussübertragungsnetzbetreiber prüft somit die Einhaltung der technischen Mindestvoraussetzungen.

Hierbei ist eine Präqualifikation zwar jederzeit möglich, aber mit Blick auf Batteriespeicher war lange Zeit sehr umstritten, welche technischen Voraussetzungen von diesen Anlagen erfüllt werden müssen. Es galt zunächst, dass Anlagen ohne Speicherbegrenzung nur das sogenannte 15-Minuten-Kriterium des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) einhalten mussten. Dies bedeutete, dass Anlagen ohne Speicherbegrenzung bis zu 15 Minuten abrufbar sein mussten. Demgegenüber verlangten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Energiespeicher, die auf dem Primärregelleistungsmarkt tätig werden wollten, eine Mindestaktivierung von 30 Minuten.³ Diese Diskrepanz wurde in der Vergangenheit kontrovers zwischen der Batteriebranche und den Übertragungsnetzbetreibern diskutiert.

Nichtsdestotrotz hatten die Übertragungsnetzbetreiber am 14. September 2017 bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) beantragt, die Mindestaktivierung für die Präqualifikation von Energiespeichern auf dem Primärregelleistungsmarkt auf 30 Minuten zu setzen. Dieser Antrag wurde seitens der BNetzA mittels Beschlusses vom 2. Mai 2019 zurückgewiesen⁴, sodass nunmehr verbindlich geklärt ist, dass die übliche Mindestaktivierungszeit von 15 Minuten auch für Energiespeicher gilt. Die Zurückweisung des Antrags der Übertragungsnetzbetreiber durch die BNetzA belegt, dass es den Übertragungsnetzbetreibern nicht gelungen ist, die techni-

³ Die Übertragungsnetzbetreiber hatten dieses sogenannte 30-Minuten-Kriterium mit Datum vom 29. September 2015 eingeführt („Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“), um Batteriespeichern eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt für Primärregelleistung zu ermöglichen. Soweit der Batteriespeicher diese Anforderungen erfüllte, konnte er präqualifiziert werden und am Ausschreibungsverfahren teilnehmen. In den vorstehend genannten Kriterien war vorgesehen, dass der Anbieter für die Erbringung der Primärregelleistung aus speicherbegrenzten technischen Einheiten sicherstellen musste, dass für normale Frequenzverläufe stets eine Energiereserve vorhanden war. Diese musste ausreichen, um die vorgehaltene Primärregelleistung für mindestens 30 weitere Minuten in positiver als auch negativer Richtung in voller Höhe erbringen zu können.

⁴ Az.: BK6-17-234.



schen Notwendigkeiten für eine Mindestaktivierungszeit von 30 Minuten darzulegen.⁵ Somit ist nunmehr sichergestellt, dass gleiche Bedingungen für alle Erbringer von Primärregelleistung gelten.⁶

Gleichzeitig folgt aus dem Beschluss der BNetzA, dass Batteriespeicher in der Vergangenheit durch die Übertragungsnetzbetreiber diskriminiert wurden, weil Speicher aufgrund der 30-Minuten-Regelung nur mit einer reduzierten Leistung am Primärleistungsmarkt teilnehmen konnten. Infolgedessen dürfte den entsprechend der bisherigen 30-Minuten-Regelung präqualifizierten Speicherbetreibern in der Vergangenheit ein entsprechender Schaden entstanden sein, sodass nunmehr potentielle Schadensersatzansprüche nebst der Geltendmachung entgangenen Gewinns gegen die Übertragungsnetzbetreiber im Raum stehen.

II.2 Netzentgelteinsparungen und Erhöhung der Autarkie

Neben den Netzdienstleistungen können Batteriespeicher sowohl im industriellen als auch im privaten Kontext auch zur Erhöhung der Autarkie genutzt werden. So kann ein Batteriespeicher beispielsweise tagsüber eigenerzeugten Solarstrom für einen späteren Verbrauch am Abend zwischenspeichern.

Im industriellen Kontext ist es darüber hinaus zur Erzielung niedrigerer Netzentgelte attraktiv, Batteriespeicher zur Kappung von Leistungsspitzen einzusetzen. Da der jährlich zu zahlende Leistungspreis sich nach der Maximalleistung im Verlauf eines Jahres bemisst, ist ersichtlich, dass ein Industriekunde erhebliche Netzentgelte einsparen kann, wenn das Auftreten bestimmter Leistungsspitzen durch den Einsatz des Batteriespeichers zuverlässig verhindert wird. Die Kappung von Lastspitzen bzw. die Bedarfsdeckung in verbrauchsintensiven Zeiten teilweise durch Strom aus dem Speicher wird auch als sogenanntes peak shaving bezeichnet. Neben der Kappung von Lastspitzen setzen Industriekunden Batteriespeicher auch verstärkt ein, um die Voraussetzungen zur Erzielung individueller Netzentgelte zu erreichen.

So sieht das deutsche Recht beispielsweise in § 19 Abs. 2 S. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)⁷ vor, dass ein individuelles Netzentgelt anzubieten ist, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt. In einem solchen Fall reduziert sich das Netzentgelt auf 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes, sodass erhebliche finanzielle Einsparungen für einen Industriekunden erzielbar sind. Der jeweilige Industriekunde muss jedoch bei der Konstruktion eines solchen Modells beachten, dass die betreffende Stromabnahme – im Einklang mit dem Wortlaut der Vorschrift – für den eigenen Verbrauch erfolgt. Maßgeblich ist somit, wer nach der vertraglichen Ausgestaltung Betreiber des Batteriespeichers ist. Ferner werden Batteriespeicher im industriellen Kontext auch eingesetzt, um etwaige Stromausfälle zu überbrücken, sodass Batteriespeicher also mittlerweile auch als Netzeratzanlagen dienen.

Exkurs: Anforderungen an die Betreiberstellung bei gepachteten Speichern

Ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV setzt hinsichtlich der Tatbestandskriterien u. a. voraus, dass es sich um eine „Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch“ handeln muss. Dieses Kriterium bereitet in der Praxis häufig Schwierigkeiten, wenn der jeweilige Industriekunde den Batteriespeicher lediglich von einem entsprechenden Anbieter für einen bestimmten Zeitraum pachtet. Im Rahmen derartiger Pachtmodelle stellt sich somit oft die Abgrenzungsfrage, ob der Stromverbrauch durch den Verpächter bzw. Anbieter des Batteriespeichers oder durch

⁵ Die entsprechende Begründung findet sich auf Seite 17ff. des Beschlusses der Beschlusskammer 6 (Az.: BK6-17-234).

⁶ Die maßgeblichen technischen Rahmenbedingungen können hier abgerufen werden: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

⁷ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV), abrufbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/>, zuletzt abgerufen am 09.07.2019.



den Pächter bzw. Industriekunden erfolgt. Nur im letztgenannten Fall dürfte der „zusätzliche“ Stromverbrauch des Batteriespeichers im Rahmen der Beantragung eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV durch den antragstellenden Pächter bzw. Industriekunden berücksichtigt werden. Eine erfolgreiche Umsetzung derartiger Pachtmodelle setzt somit voraus, dass eine rechtliche Konstruktion gewählt werden muss, die sicherstellt, dass der Pächter bzw. Industriekunde tatsächlich Betreiber des Batteriespeichers ist und der Verpächter bzw. Anbieter lediglich die Rolle des Eigentümers behält.

Insofern kann auf den Leitfaden der BNetzA zur Eigenversorgung vom 20. Juni 2016 zurückgegriffen werden.⁸ Der Leitfaden führt auf Seite 24 im Zusammenhang mit der Bestimmung der Betreiberzugehörigkeit für elektrische Verbrauchsgeräte aus, dass insofern auf die entsprechenden Kriterien für den Betreiber einer Stromerzeugungsanlage zurückgegriffen werden könne. Maßgeblich komme es darauf an,

- wer die tatsächliche Herrschaft über die elektrischen Verbrauchsgeräte ausübt,
- ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und
- das wirtschaftliche Risiko trägt.

Im Rahmen eines Pachtmodells muss mittels der vertraglichen Ausgestaltung somit sichergestellt werden, dass dem die Netzentgeltreduktion erstrebenden Pächter bzw. Industriekunden die Betreiberstellung hinsichtlich des Batteriespeichers zufällt. Soweit der Verpächter – wie in der Praxis durchaus nicht unüblich – gleichzeitig vom Pächter als technischer Betriebsführer eingesetzt wird, um auf Weisung des Pächters das tatsächliche Handling des Batteriespeichers nebst damit einhergehender Wartungen und Inspektionen vorzunehmen, bedarf dies einer entsprechend sorgfältigen Vorgehensweise.

II.3 Infrastrukturdienstleistungen

Zuletzt können Batteriespeicher auch weitere Infrastrukturdienstleistungen erbringen. Hierbei ist insbesondere die sogenannte Schwarzstartfähigkeit (d. h. die Wiederherstellung der Stromversorgung bei einem größeren Netzausfall) zu nennen. Darüber hinaus können Speicher im Einzelfall auch benutzt werden, um Netzausbaumaßnahmen zu verringern oder gänzlich zu vermeiden, weil der Batteriespeicher eine effizientere Ausnutzung der Kapazitäten des Stromnetzes ermöglicht.

III. Rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland

III.1 Unterschiedliche Definitionen für Speicher

Im deutschen Recht mangelt es bislang an einer einheitlichen Definition des Begriffs des Batteriespeichers. Lediglich § 3 Nr. 9 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthält für den Gasbereich eine rudimentäre Definition des Betreibers von Speicheranlagen.⁹ Hierunter sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind, zu verstehen.

In jüngerer Zeit hat der Gesetzgeber jedoch in einzelnen Gesetzen und Verordnungen Definitionen für stationäre Batteriespeicher bzw. Energiespeicher aufgenommen. So enthält § 2 Nr. 9 Stromsteuergesetz (StromStG)¹⁰ nunmehr mit Wirkung vom 1. Januar 2018 folgende Definition für den Begriff des stationären Batteriespeichers:

„Ein wiederaufladbarer Speicher für Strom auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geographischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versor-

⁸ Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016, Leitfaden zur Eigenversorgung (finale Fassung), abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.html.

⁹ Vgl. Fn. 1.

¹⁰ Stromsteuergesetz (StromStG), abrufbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/>, zuletzt abgerufen am 09.07.2019.

gungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist. Der geographische Standort ist ein durch geographische Koordinaten bestimmter Punkt.“

Im Bereich der Ladesäuleninfrastruktur hatte der Gesetzgeber bereits zuvor in § 2 Nr. 5 Ladesäulenverordnung (LSV)¹¹ folgende Definition des Energiespeichers normiert:

„Energiespeicher sind die Bauteile des Kraftfahrzeugantriebes, die die jeweiligen Formen von Energie speichern, welche zur Fortbewegung des Kraftfahrzeuges genutzt werden.“

Trotz der vorstehend wiedergegebenen Definitionen ist festzuhalten, dass das Fehlen einer grundlegenden Definition im Zusammenhang mit Batteriespeichern in der Praxis immer wieder zu der Frage nach der rechtlichen Einordnung des Batteriespeichers führt. Hierbei muss nach derzeitiger Rechtslage festgehalten werden, dass einem Batteriespeicher eine doppelte Funktion zufällt, weil er einerseits bei der Einspeicherung von Strom als Letztverbraucher und andererseits bei der Ausspeicherung von Strom als Erzeuger qualifiziert wird. Aufgrund dieser Konstruktion stellt sich in der Praxis regelmäßig die Frage, ob etwaige Belastungen mit Steuern, Umlagen und Abgaben aufgrund der Doppelfunktionalität des Speichers zweifach anfallen. Da der Gesetzgeber für Batteriespeicher eine Reihe von Sondervorschriften und Rückausnahmen geschaffen hat, sollen diese nachfolgend im Einzelnen dargestellt werden.

Netzentgelte, Steuern und Umlagen machen in der Regel mehr als 75% des Strompreises für die Stromabnehmer aus. Daher sind diese Sondervorschriften und Rückausnahmen zentral für die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Geschäftsmodelle für Batteriespeicher.

III.2 Sonderregelungen im Netzentgeltbereich

Soweit es sich um einen sogenannten netzgekoppelten Speicher (d. h. einen Speicher, der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und dorthin wieder einspeist) handelt, wären grundsätzlich Netzentgelte für den Strombezug zu zahlen.¹² Der Gesetzgeber hat jedoch mehrere Sonderregelungen geschaffen, um die Attraktivität von Energiespeichern dadurch zu steigern. Hierbei ist zunächst die Sondervorschrift in [§ 118 Abs. 6 EnWG](#)¹³ zu nennen, die nachfolgend auszugsweise wiedergegeben wird:

„Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. [...] Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeicherung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. [...]“

Aufgrund der vorstehenden Regelung müssen netzgekoppelte Speicher somit für 20 Jahre ab Inbetriebnahme keine Netzentgelte für die Einspeicherung bezahlen. In der Praxis wurde jedoch heftig über Umfang und Reichweite der vorstehend zitierten Netzentgeltbefreiung gestritten. Während die Bundesnetzagentur im Rahmen eines Beschlusses vom 9. März 2015¹⁴ die Auffassung vertrat, dass die Netzentgeltbefreiung nur die Netzentgelte im engeren Sinne

¹¹ Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung - LSV), abrufbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/>, zuletzt abgerufen am 09.07.2019.

¹² Gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV sind für die Einspeicherung elektrischer Energie keine Netzentgelte zu entrichten.

¹³ [Vgl. Fn. 1.](#)

¹⁴ Az.: BK4-14-003, dort Seite 11f.



(d. h. den Arbeit- und Leistungspreis) erfasste, vertraten die Speicherbetreiber die Auffassung, dass die Netzentgeltbefreiung in einem weiteren Sinne (d. h. inklusive etwaiger Umlagen, Steuern und Abgaben) zu verstehen sei. Diese Frage wurde zwischenzeitlich durch den Bundesgerichtshof entschieden, der sich der engeren Auffassung der Bundesnetzagentur angeschlossen hat. In seinem Beschluss vom 20. Juni 2017 (Az. EnVR 24/16) gelangte der Bundesgerichtshof zu dem Ergebnis, dass der Anspruch auf Befreiung von den Entgelten für den Netzzugang im Sinne des §§ 118 Abs. 6 EnWG nicht die gesetzlichen Umlagen, die Konzessionsabgaben und die Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung erfasst.¹⁵ Begründet wurde diese Entscheidung damit, dass die Vereinnahmung der vorstehend genannten Umlagen, Steuern und Abgaben lediglich anlässlich der Erhebung von Netzentgelten erfolge, nicht jedoch für die Netznutzung. Der Wortlaut des Befreiungstatbestands ist somit nach Auffassung des Bundesgerichtshofs lediglich auf die Befreiung von den Netzentgelten im eigentlichen Sinne gerichtet.

Mit Wirkung vom 30. Juli 2016 hat der Gesetzgeber zudem in [§ 19 Abs. 4 StromNEV](#)¹⁶ eine weitere Spezialregelung für Stromspeicher in Form eines individuellen Netzentgelts geschaffen. Diese lautet auszugsweise:

„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben 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. Das Netzentgelt besteht abweichend von § 17 Absatz 2 nur aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, wobei der Netzbetreiber die Gleichzeitigkeitsfunktion des oberen Benutzungsdauerbereichs nach Anlage 4 anwendet und den Jahresleistungspreis auf den Anteil der entnommenen Strommenge reduziert, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird. [...]“

Der Gesetzgeber hat die Attraktivität von Speichern durch die Befreiung von den Netzentgelten im engeren Sinne somit deutlich gesteigert. Soweit der Batteriespeicher Regelleistung erbringt, stellt sich das Thema der Netzentgelte ohnehin nicht, da für diese Netzdienstleistung weder bei der Ein- noch bei der Ausspeicherung Netzentgelte anfallen.

III.3 Sonderregelung für die Umlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) sowie entsprechende Anwendung für Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und Offshore-Haftungsumlage

Da der Bundesgerichtshof im Rahmen seines vorstehend genannten Beschlusses entschieden hat, dass die Netzentgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 EnWG nur die Netzentgelte im engeren Sinne (d. h. den Arbeit- und Leistungspreis) erfasst, stellt sich die Frage, wie aufgrund der Doppelfunktionalität des Batteriespeichers mit den einzelnen Umlagen, Steuern und Abgaben umzugehen ist. Die wichtigste Vorschrift findet sich in diesem Kontext in [§ 61l EEG 2017](#)¹⁷, der Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage regelt. Die vorstehend genannte Vorschrift zeichnet sich durch eine hohe Komplexität aus, sodass im hiesigen Kontext zunächst eine Fokussierung auf die maßgebliche Grundregelung, die sich in § 61l Abs. 1 S. 1 EEG 2017 findet, erfolgen soll. Dort hat der Gesetzgeber folgendes geregelt:

„Für Strom, der in einer Saldierungsperiode zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage in dieser Saldierungsperiode in der

¹⁵ Beschluss des Kartellsenats vom 20.6.2017 - EnVR 24/16 (Az.: EnVR 24/16 vom 20.06.2017).

¹⁶ [Vgl. Fn. 2.](#)

¹⁷ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz - EEG), abrufbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, zuletzt abgerufen am 09.07.2019.

Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage für Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, gezahlt wird, höchstens aber auf null.“

Der Gesetzgeber möchte mittels der vorstehend zitierten Regelungen sicherstellen, dass die EEG-Umlage aufgrund der Doppelfunktionalität des Batteriespeichers nicht zweimal (d. h. sowohl bei der Ein- als auch bei der Ausspeicherung) anfällt. Vielmehr wird durch die Regelung sichergestellt, dass die Belastung mit der EEG-Umlage „vor“ dem Speicher (d. h. durch den Verbrauch von Strom bei der Einspeicherung) um die Belastung „hinter“ dem Speicher (d. h. durch den Verbrauch von Strom nach der Ausspeicherung) reduziert wird. Die Belastung „hinter“ dem Speicher bleibt allerdings vollständig erhalten (vgl. folgende Abbildung 1 und Tabelle 3).



Abbildung 1: Zahlung der EEG-Umlage bei der Ein- und Ausspeicherung von Strom am Beispiel des Batteriespeichers mit Netznutzung. Darstellung DFBEW.

*Die EEG-Umlage muss ebenfalls für Speicherverluste gezahlt werden.

Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieser Sonderregelung ist zudem, dass die in § 61l Abs. 1a EEG 2017 normierte Saldierungsperiode berücksichtigt wird und zudem sichergestellt ist, dass durch den Einsatz geeigneter Messseinrichtungen eine jederzeit nachvollziehbare Abrechnung der einzelnen Strommengen (§ 61l Abs. 1b EEG 2017) erfolgt ist. Außerdem müssen entsprechende Mitteilungspflichten nach den §§ 74 und 74a EEG 2017 beachtet werden, um diese Sonderregelung in Anspruch nehmen zu können.

Im Zusammenhang mit der KWK-Umlage gelten die vorstehend genannten Ausführungen zu § 61l EEG 2017 entsprechend, weil dies gemäß § 27b KWKG angeordnet wird:

„Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, ist § 61l des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilungen nach den §§ 74 und 74a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber bis zum 31. März des auf die Begrenzung folgenden Jahres erfolgen müssen.“

Eine entsprechende Regelung ergibt sich auch für die Offshore-Haftungsumlage, da über § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG wiederum auf den vorstehend bereits erwähnten § 27b KWKG verwiesen wird:

„Für den Aufschlag nach Satz 1 sind die §§ 26a bis 28 und 30 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes entsprechend anzuwenden.“

III.4 Sonderregelung für die Stromsteuer

Auch mit Blick auf die Stromsteuer hat der Gesetzgeber jüngst eine für die Praxis bedeutende Rückausnahme geschaffen. Unter Bezugnahme auf die oben bereits geschilderte Definition in [§ 2 Nr. 9 StromStG](#) wurde die Regelung in [§ 5 Abs. 4 StromStG](#) mit Wirkung vom 1. Januar 2018 in das Gesetz aufgenommen und mit Wirkung vom 1. Juli 2019 nochmals inhaltlich modifiziert.¹⁸ Die Regelung lautet:

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

Der Gesetzgeber begründete die ursprüngliche Neuregelung zum 1. Januar 2018 damit, dass eine mit Erlass vom 31. Juli 2014 (Gz. III B 6 – V 4220/10001, Dok. 2014/9679957) getroffene Rechtsauslegung nunmehr in den Gesetzeswortlaut überführt wird, nach der zur Vermeidung einer doppelten Entstehung der Stromsteuer Batteriespeicher als Bestandteil des Versorgungsnetzes betrachtet werden können (BT-Drs. 18/11493, Seite 63). Mit der Aufnahme des neuen Abs. 4 werde laut der Gesetzesbegründung der im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Grundsteuergesetzes noch nicht bekannten und im Zuge der Energiewende an Bedeutung gewinnenden technologischen Entwicklung Rechnung getragen, dass stationäre Batteriespeicher in das Versorgungsnetz eingebunden werden, damit der zur Zwischenspeicherung entnommene Strom (zeitlich verzögert) wieder in das Versorgungsnetz eingespeist werden könne. Mit der erneuten Entnahme des zunächst zwischengespeicherten Stroms aus dem Versorgungsnetz entstehe die Stromsteuer dabei erneut, obwohl bereits die Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz zum Aufladen eines Batteriespeichers grundsätzlich zur Entstehung der Stromsteuer geführt habe.

Die Gesetzesbegründung betont zudem, dass es die Systematik der Stromsteuer erfordere, dass die Steuer nicht erst im Zeitpunkt der Entladung eines Batteriespeichers, sondern bereits mit der Entnahme von Strom aus dem Leitungsnetz zum Aufladen eines Batteriespeichers entstehe, da weder die Entnahme von Strom aus einem Batteriespeicher noch die Stromerzeugung selbst im Stromsteuergesetz als Entstehungstatbestand angelegt sei (BT-Drs. 18/11493, Seite 64). Anderenfalls käme es laut der Gesetzesbegründung zu einem vom Gesetzgeber nicht gewollten steuerfreien Verbrauch von Strom, wenn wieder aufladbare Batteriespeicher im privaten oder gewerblichen Bereich mit dem alleinigen Zweck, den ursprünglichen Ladezustand der Batteriespeicher wiederherzustellen, ohne Entstehung der Stromsteuer an das Leitungsnetz angeschlossen werden könnten, um diese später – z. B. zur Erzeugung von mechanischer Energie – einzusetzen. Um dennoch eine doppelte Stromsteuerentstehung zu vermeiden, kann nunmehr ein Batteriespeicher auf Antrag als Teil des Versorgungsnetzes angesehen werden.

Mittels der Neuregelung des § 5 Abs. 4 StromStG zum 1. Juli 2019 ist das vorherige Antragserfordernis nunmehr entfallen und stationäre Batteriespeicher werden zukünftig per Fiktion als Teil des stromsteuerrechtlichen Versorgungsnetzes betrachtet. Der Gesetzgeber begründet die nochmalige Änderung damit, dass der Bundesfinanzhof mit seinem Urteil vom 24. Februar 2016 (Az.: VII R 7/15) den Begriff des Versorgungsnetzes erweitert habe (BT-Drs. 19/8037, Seite 37). Für stromsteuerrechtliche Zwecke sei danach von einem einzigen Versorgungsnetz auszugehen, das nicht in verschiedene Teilnetze aufgespalten werden könne. Differenzierungen nach einzelnen Teilen des Versorgungsnetzes seien nicht vorgesehen. Sämtliche Stromleitungen und Umspannvorrichtungen eines an Dritte leistenden Versorgers gehören somit – unabhängig davon, ob etwa in einzelnen Betriebsstätten Strom von Dritten oder vom Versorger selbst entnommen wird – zum stromsteuerrechtlichen Versorgungsnetz. Ein Versorgungsnetz liege dagegen nicht vor, wenn ein Stromnetz ausschließlich dem Eigenverbrauch von Eigenerzeugern nach § 2 Nr. 2 StromStG diene.

Basierend auf dieser Rechtsprechung werde ausweislich der Gesetzesbegründung nur noch zwischen Eigennetzen (eines Eigenerzeugers) und dem stromsteuerrechtlichen Versorgungsnetz unterschieden. Ein Batteriespeicher zur

¹⁸ [Vgl. Fn. 4.](#)



Zwischenspeicherung und Abgabe von Strom in das Versorgungsnetz im Sinne des § 5 Absatz 4 StromStG soll als Folge daraus stets als Teil dieses Versorgungsnetzes betrachtet werden. Auf diese Weise wird auch ohne die bisherige Antragsbindung eine doppelte Steuerentstehung bei der Stromentnahme zum Aufladen des Speichers sowie bei Entnahme des aus dem Speicher in das Versorgungsnetz eingeleiteten Stroms ausgeschlossen.

Wenngleich die Neuregelung zum 1. Juli 2019 somit die seit dem 1. Januar 2018 bestehende Rechtsfolge fortschreibt, führen der Wegfall des bisherigen Antragsanfordernisses und dessen Ersetzung durch eine Fiktion zu einer praktisch erleichterten Handhabbarkeit der Vorschrift.

In nachfolgender Tabelle und in den Abbildungen 2 und 3 sind zwei praxisrelevante Anwendungsfelder für Batteriespeicher dargestellt und die zu zahlenden Netzentgelte, Umlagen und Stromsteuer.



		Batteriespeicher mit Netznutzung beim Strombezug	Batteriespeicher mit stromintensiver Netznutzung beim Strombezug ¹⁹
Netzentgelt	<ul style="list-style-type: none"> - wird seitens der Netzbetreiber auf Grundlage von § 17 StromNEV ermittelt - von Netznutzern erhoben - setzt sich zusammen aus Leistungs- und Arbeitspreis - unterliegt der staatlichen Regulierung der BNetzA 	§ 118 Abs. 6 EnWG Vollständige Befreiung (für 20 Jahre) für den Strombezug für Speichieranlagen, wenn der Strom, der mit dem Speicher erzeugt wird, in das Netz zurückgespeist wird.	≙
EEG-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> - gesetzlich geregelt in §§ 60 ff. EEG 2017 - 6,405 ct/kWh (2019) 	§ 61 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 Vollständige Befreiung von der Umlage für den Strombezug , wenn die EEG-Umlage für den mit dem Stromspeicher erzeugten Strom gezahlt wird.	≙
Besondere Netzentgeltbestandteile	<ul style="list-style-type: none"> - heterogene Gruppe von einzelnen Umlagen und Abgaben, die in Zusammenhang mit den Netzentgelten von den Netzbetreibern abgerechnet werden., wie u. a.: - KWK-Umlage (§§ 26 ff. KWKG) - Offshore-Netz-Umlage (§§ 17f EnWG) - StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV) 	KWK-Umlage: § 27b KWKG Vollständige Befreiung von der Umlage für den Strombezug , wenn die KWK-Umlage für den mit dem Stromspeicher erzeugten Strom gezahlt wird. Offshore-Netz-Umlage: § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG Vollständige Befreiung von der Umlage für den Strombezug , wenn die Offshore-Netz-Umlage für den mit dem Stromspeicher erzeugten Strom gezahlt wird. StromNEV-Umlage: § 118 Abs. 6 EnWG Zahlungspflicht in voller Höhe	KWK- & Offshore-Netz-Umlage s. links StromNEV-Umlage: § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV Kostendeckelung für Strombezüge über 1 GWh: Netzentgelt darf sich um höchstens 0,05 bzw. 0,025 ct/kWh erhöhen.
Stromsteuer	<ul style="list-style-type: none"> - Verbrauchersteuer auf elektrischen Strom - § 5 Entstehung der Steuer, Steuerschuldner (StromStG) - die Steuer beträgt gemäß § 3 Steuertarif (StromStG) 2,05 ct/kWh 	§ 5 Abs. 4 StromStG Vollständige Befreiung von der Steuer, wenn der Strom nach der Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist wird.	≙

Tabelle 3: Speicherung von Strom und Rückverstromung – Beispiele. Quelle: [SIP-Übersicht](#) von Stiftung Umweltenergierecht Juli 2019; Taylor Wessing. Darstellung: DFBEW.

¹⁹ > 10 GWh/Jahr, mindestens 7.000 Benutzungstunden.



Abbildung 2: Beispiel Batteriespeicher mit Netznutzung beim Strombezug. Darstellung DFBEW.

*Die EEG-, KWK- und Offshore-Netz-Umlage muss ebenfalls für Speicherverluste gezahlt werden.

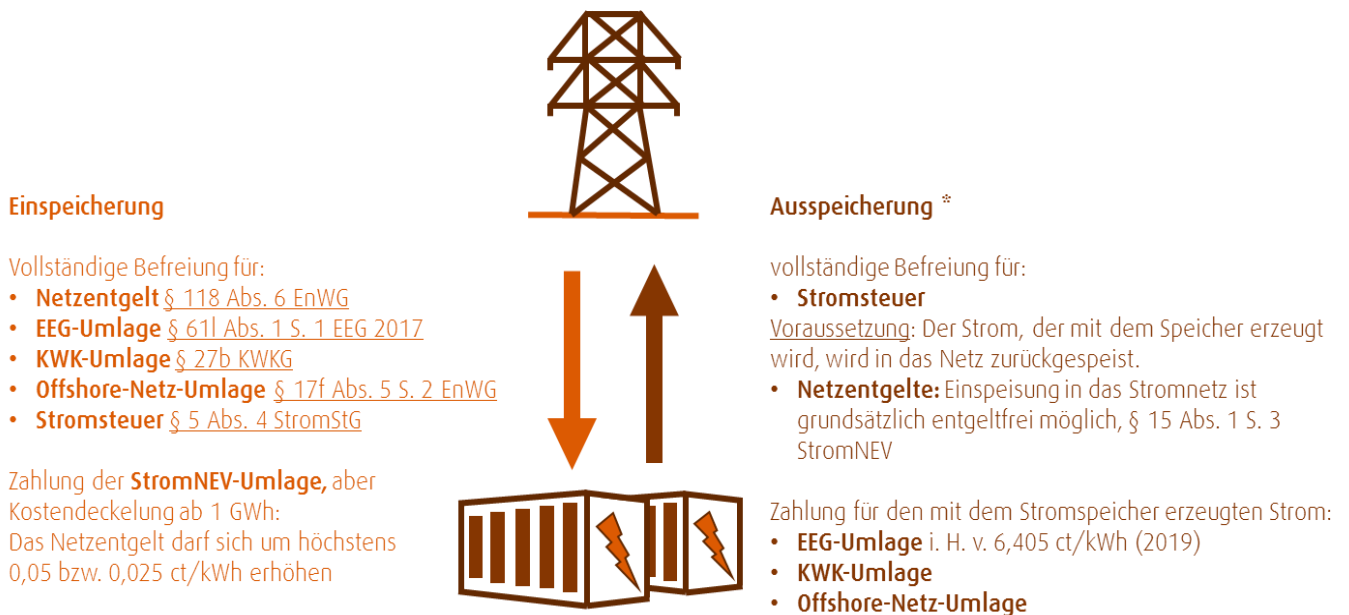


Abbildung 3: Beispiel Batteriespeicher mit stromintensiver Netznutzung beim Strombezug. Darstellung DFBEW.

*Die EEG-, KWK- und Offshore-Netz-Umlage muss ebenfalls für Speicherverluste gezahlt werden.

IV. Rechtliche Rahmenbedingungen in Frankreich

Es gibt einen Rechtsrahmen im französischen Recht, der die Energiespeicherung ermöglicht, aber mehrere regulatorische Faktoren behindern die Entwicklung:

Gemäß Artikel 1 der [Verordnung vom 7. Juli 2016](#), die gemäß den Artikeln [D. 141-12-5](#), [D. 142-9-2](#), [D. 142-9-3](#) und [D. 142-9-5](#) des französischen Energiegesetzbuches (*code de l'énergie*) erlassen wurde, ist ein elektrischer Energiespeicher definiert als

"eine Reihe von stationären Stromspeichern, die elektrische Energie in anderer Form speichern und dann wieder in elektrische Energie umwandeln können, während sie an öffentliche Stromnetze gekoppelt sind. Zu diesen Ausstattungstechnologien gehören Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Speicherung durch Umwandlung von Strom in Wasserstoff, elektrochemische Batterien und Schwungräder."

Der derzeitige Rechtsrahmen schafft keinen Anreiz für Betreiber, Stromspeicheranlagen zu entwickeln, da die Betreiber einiger Speicheranlagen in Bezug auf das französische Netzentgelt (*tarif d'utilisation du réseau public de transport électricité*, TURPE) als "Doppelnutzer" des Netzes gelten.

Tatsächlich sieht Artikel [D. 315-5](#) des französischen Energiegesetzbuches vor, dass für eine Stromspeichereinheit, die im Rahmen des Eigenverbrauchs produziert wird, "die von dieser Anlage bei dem Vorgang gespeicherten Mengen als die eines Endverbrauchers und die entladenen Mengen als die eines Produzenten betrachtet werden." Der Infrastrukturbetreiber wird somit abwechselnd als Erzeuger und Verbraucher bezeichnet, was bedeutet, dass er zweimal für das Netzentgelt aufkommen muss.

Diese Doppelbelastung wurde gleichwohl für eine bestimmte Kategorie von Stromverbrauchern, nämlich die elektrosensitiven Verbraucher, berücksichtigt. So können Standorte, die viel Strom verbrauchen, von einer bis zu 50%igen Senkung des Netzentgeltes, welches normalerweise zu zahlen wäre, profitieren, wenn sie die Speicherung von Energie für die anschließende Rückführung in das Netz ermöglichen. Die Höhe des tatsächlich anfallenden Netzentgeltes wird durch einen Erlass entsprechend der Energieeffizienz des Speichers festgelegt ([L. 341-4-2](#) und [D. 341-9](#) des französischen Energiegesetzes).

Hervorzuheben ist auch, dass für die Entwicklung von Stromspeichern in Gebieten, die als „nicht vernetzte Zonen“ (*zones non interconnectées*, ZNI) Kontinentalfrankreichs bezeichnet werden, wie Martinique, Guadeloupe oder Korsika, eine spezielle Förderung eingerichtet wurde. In diesen Gebieten werden die Kosten der vom Netzbetreiber verwalteten Speicheranlagen durch den Beitrag zur öffentlichen Stromversorgung (*contribution au service public de l'électricité*, CSPE) entschädigt.

Zudem hat die französische Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) Anfang 2019 eine öffentliche Konsultation zur Entwicklung der Stromspeicherung in Frankreich eingeleitet, um „das Potenzial, aber auch die möglichen Hindernisse für die Entwicklung der Speicherung zu untersuchen und zu verstehen, welche Entwicklungen es ermöglichen würden, dass sich die Speicherung im Einklang mit den Vorteilen, die sie für das Stromnetz bringen kann, entwickeln kann“²⁰. Es ist vorgesehen die bei der CRE eingegangenen Beiträge zu veröffentlichen.

²⁰ Commission de régulation de l'énergie (CRE), abrufbar unter <https://www.cre.fr/Actualites/La-CRE-lance-un-appel-a-contributions-sur-le-stockage-de-l-electricite-par-batteries>, zuletzt abgerufen am 09.07.2019.