

Stationäre Batteriespeicher in Deutschland: Aktuelle Entwicklungen und Trends in 2021

Benedikt Tepe, Nils Collath, Holger Hesse, Markus Rosenthal und Urban Windelen

Stationäre Batteriespeicher gewinnen sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich weiterhin an Relevanz: Fortschritte in Zell- und Systemtechnologie erlauben innovative und kostengünstigere Lösungen, neue Geschäftsfelder werden erschlossen und rechtliche Rahmenbedingungen sind im stetigen Wandel. Dieser Artikel fasst die wichtigsten Entwicklungen und Branchen-Trends für 2021 in Deutschland zusammen und untermauert diese anhand von Umfragen des Experten-Fachforums „BVES Fachforum Batteriespeicher“. Zusätzlich zu einer Markt- und Kostenprognose erlaubt die Auswertung einen Blick auf mögliche neue Anwendungsfelder sowie eine Branchenempfehlung zu Handlungsfeldern in den Bereichen Recht und Regulatorik.

Neben einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien gelten Energiespeicher als eine Schlüsselkomponente für den weiteren Fortschritt der Energiewende [1]. Die zeitlich fluktuierende Erzeugung von Photovoltaik und Wind kann beispielsweise durch den Einsatz von Pumpspeichern oder flexibler Fahrweise von Gaskraftwerken ausgeglichen werden. Auf dem Vormarsch sind in den letzten Jahren jedoch vor allem Batteriespeicher, deren installierte Kapazität in den unterschiedlichen Marktsegmenten stetig zunimmt (siehe Abb. 1). Unterteilen lassen sich die Marktsegmente in Heimspeicher (bis ca. 30 kWh), mittelgroße Industriespeicher (30-1.000 kWh) und Großspeicher mit einer Kapazität von typischerweise über 1.000 kWh. In allen Marktsegmenten sind steigende Installationszahlen zu beobachten. Die Corona-Pandemie befeuert aktuell insbesondere den Heimspeichermarkt, welcher im Jahr 2020 stückzahlenmäßig am stärksten gewachsen ist [2, 3].

Aufgrund der wachsenden Relevanz von Batteriespeichern veranstaltete der Bundesverband Energiespeicher (BVES) zusammen mit dem Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik der Technischen Universität München und der EW Medien und Kongresse GmbH im November 2020 das „1. BVES Fachforum Batteriespeicher“. An dem Fachforum nahmen ca. 50 Experten von Batteriespeicherherstellern, Projektierern, Netzbetreibern, Beratungsunternehmen, Forschungseinrichtungen und weiteren relevanten Bereichen teil. Im Folgenden werden die dort genannten Trends und Entwicklungen ausführlicher erläutert und durch Expertenbefragungen des Fachforums untermauert.

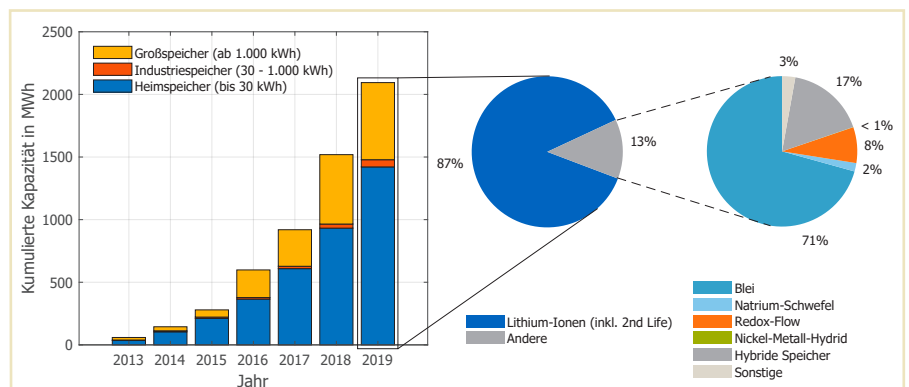


Abb. 1 Kumulierte Batteriespeicherkapazität der Heim-, Industrie- und Großspeicher in Deutschland von 2013 bis 2019 (links) und Aufteilung nach Batterietechnologien (rechts); Daten aus [2]; Industriespeicherdaten stammen dabei aus dem Marktstammdatenregister

Batterietechnologie

Nachdem zu Beginn der deutschlandweiten Heimspeicher-Förderung im Jahr 2013 überwiegend Speicher mit Blei-Batterien installiert wurden, sind mittlerweile fast ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien (LIB) in Heimspeicherprodukten zu finden [4]. Große Marktanteile erreichten LIB im Jahr

2019 gemessen an der Anzahl der Projekte ebenso bei Industrie- (88 %) und Großspeichern (77 %) [2]. Als Gründe dafür lassen sich zum einen technologische Vorteile wie eine höhere Lebensdauer (z.B. gegenüber Bleibatterien) und zum anderen die **Kostendegression** von LIB identifizieren: Laut externer Quelle [5] lagen die Kosten für LIB-Zellen in 2010 noch bei etwa

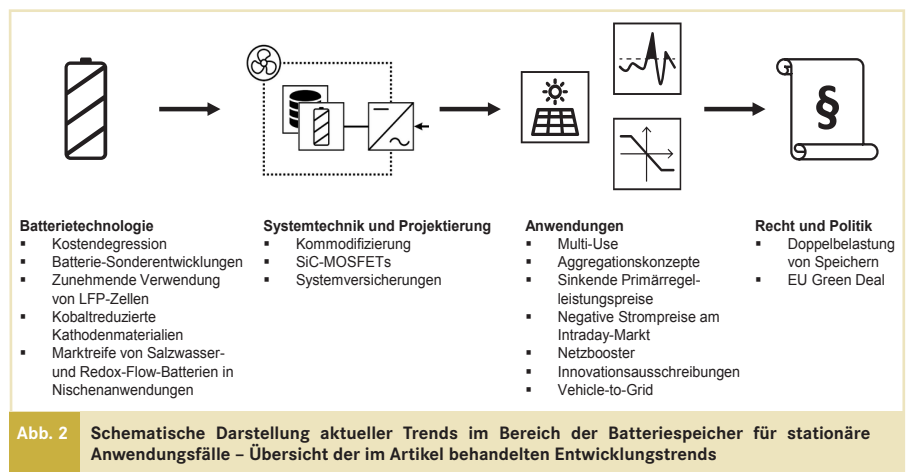


Abb. 2 Schematische Darstellung aktueller Trends im Bereich der Batteriespeicher für stationäre Anwendungsfälle – Übersicht der im Artikel behandelten Entwicklungstrends

Tab.: Übersicht ausgewählter Anwendungsfälle stationärer Batteriespeicher in Deutschland

	Anwendung
Behind-the-Meter	PV-Eigenverbrauchserhöhung Peak-Shaving, insbesondere zur Netzentgeltreduktion für industrielle Verbraucher und vereinzelt für Ladeinfrastruktur der E-Mobilität Stromtarifoptimierung, insbesondere durch Lastverschiebung bei zeitabhängigen Stromtarifen Backup Power & Unterbrechungsfreie Stromversorgung
Front-of-the-Meter	Regelleistungsbereitstellung Stromhandel (Arbitrage) Netzoptimierung vor Ausbau („NOVA“) Blindleistungsbereitstellung Schwarzstartfähigkeit

600 €/kWh und fielen bis 2019 um mehr als 75 % auf 139 €/kWh. Diese Reduktion ergibt sich aus technologischen Fortschritten und aus Skaleneffekten durch den Hochlauf der Elektromobilität, von dem auch stationäre Batteriespeicher profitieren. In Elektrofahrzeugen werden aufgrund ihres Vorteils bei der Energiedichte häufig Nickel- und Kobalt-basierte Kathodenmaterialien für LIB eingesetzt (NMC, NCA).

Mittel- bis langfristig wird jedoch nach Meinung des Expertenforums erwartet, dass es zunehmend auch **Batterie-Sonderentwicklungen** bzw. spezielle Zellauslegungsvarianten für den stationären Batteriespeichermarkt geben wird. Das liegt an den unterschiedlichen Prioritäten der Eigenschaften von Elektrofahrzeugbatterien (Fokus: hohe Energiedichte, hohe Leistung bei oft geringer Zyklen-Anzahl) und stationären Batteriespeichern (Fokus: hohe zyklische Lebensdauer). Als überwiegende LIB-Kathoden-Chemie stationärer Batteriespeicher in Neuprojekten in 2025 erwarteten die Teilnehmer des Fachforums daher **Lithium-Eisenphosphat (LFP)**, welches insbesondere bei Alterungseigenschaften und Zyklen-Festigkeit gegenüber alternativen LIB-Typen punkten kann, jedoch hinsichtlich Energiedichte Nachteile hat (Abb. 3a).

Diese Einschätzung stimmt mit den Ergebnissen einer Studie von Wood Mackenzie aus dem Jahr 2020 überein, in der eine Zunahme des Marktanteils von LFP-Batterien in stationären Speichern von 10 % in 2015 auf 30 % in 2030 erwartet wird [6]. Unabhängig davon zeigt sich bereits über die letzten Jahre ein Trend zu **kobaltreduzier-**

ten NCA- und NMC-Kathodenmaterialien in kommerziellen Anwendungen. Ethische Bedenken der Kobaltförderung, gepaart mit hohen Materialkosten, treiben diese Entwicklung voran [7, 8].

Als wichtigste Herausforderungen von LIB schätzten die Teilnehmer in einer weiteren Umfrage Recycling/nicht-geschlossene Wertstoffkreisläufe und die Umweltproblematik ein. Hier existiert Potenzial für alternative Batterietechnologien. Dies können altbewährte Konkurrenztechnologien zu LIB, wie beispielsweise Bleibatterien oder Hochtemperaturbatterien, sein. Aktuell intensiv diskutierte Alternativen stellen beispielsweise **Redox-Flow- und Salzwasser-Batterien** dar. Beide haben das Forschungsstadium überwunden und sind zunehmend auch im kommerziellen Einsatz bei Heim- und Industriespeichern vorzufinden [2]. Redox-Flow-Batterien basieren derzeit zumeist auf Vanadium oder Zink und Brom als Elektrolyten und protonenselektiven anorganischen Membranen, jedoch wird auch an neuen Basismaterialien wie Eisen, organischen Elektrolyten und alternativen Membran-Materialien geforscht [9]. Salzwasserbatterien basieren auf Natrium-Ionen in wässrigem Elektrolyten und benötigen wie Redox-Flow-Batterien weder Cobalt noch Nickel oder Kupfer.

Über diese beispielhaften, kommerziell verfügbaren LIB-Alternativen hinaus wird auch an anderen Technologien, wie beispielsweise Zink-Ionen-Batterien und Festkörperbatterien, also Lithium-Ionen-Batterien mit festem Elektrolyten, geforscht [10, 11]. Andere

zukünftige Batterietechnologien können Lithium-Schwefel und Lithium-Luft sein, die großes Potenzial hinsichtlich Energiedichten besitzen, jedoch kurz- bis mittelfristig voraussichtlich keine Marktreife für stationäre Anwendungsfelder erreichen werden.

Systemtechnik und Projektierung

Neben der Batterietechnologie hat auch mit Blick auf die Systemtechnik und Projektierung in den vergangenen Jahren eine signifikante Kostendegression stattgefunden. Nach einer diesbezüglichen Studie konnte für ein 1 MW/1 MWh LIB-System, zwischen 2012 und 2017 eine Kostenreduktion von 2.100 US-\$/kWh auf 587 US-\$/kWh beobachtet werden [12]. Hierbei lag die mittlere jährliche Preisreduktionsrate der Systemkosten (26 %) und der Projektierungs- und Baukosten (24 %) des Speichersystems noch über der Preisreduktionsrate der Batteriepackkosten (16 %). Dies ist insbesondere auf eine gestiegene Effizienz und Standardisierung bei den einzelnen Speicherprojektieren und Komponentenherstellern zurückzuführen.

Auch auf dem Heimspeichermarkt ist eine ähnliche Entwicklung in Bezug auf die sinkenden Systemkosten als Folge steigender Stückzahlen zu verzeichnen[4]. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Kostendegression, wenn auch mit geringerer Rate, in den nächsten Jahren fortsetzen wird. Wie bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen zuvor, zeichnet sich damit ein Trend der zunehmenden Kommodifizierung von Batteriespeichersystemen sowohl auf dem Heimspeichermarkt als auch für Industrie- und Großspeicher ab. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung ergab die in Abb. 3b dargestellte Umfrage, dass die deutsche Batteriespeicherbranche insbesondere im Bereich Systemintegration und Projektierung (40 %) sowie Softwareentwicklung (34 %) eine Chance zur Ausbildung eines nachhaltigen Wettbewerbsvorteils Deutschlands sieht.

Als besonders relevant für die Projektierung wurden in der Branchenumfrage, neben den Gesamtkosten für Energie und Leistung eines Speichersystems, in absteigender Reihenfolge die Alterung und Garantie, Systemsicherheit und Effizienz bewertet

(Abb. 3e). Neben Kostensenkungen können dementsprechend auch im Bereich der Systemtechnik und Projektierung technische Innovationen beobachtet werden. Anwendungen mit einer hohen Speichernutzung in Bezug auf die Zyklenzahlen, wie Primärregelleistungserbringung oder die Eigenverbrauchserhöhung, bringen u.a. auch hohe Anforderungen an die Effizienz mit sich. In den Wechselrichtern wird daher vermehrt auf SiC-MOSFETs anstelle von Si-IGBTs als

Schaltelemente gesetzt, welche geringere Schaltverluste und höhere Wirkungsgrade ermöglichen.

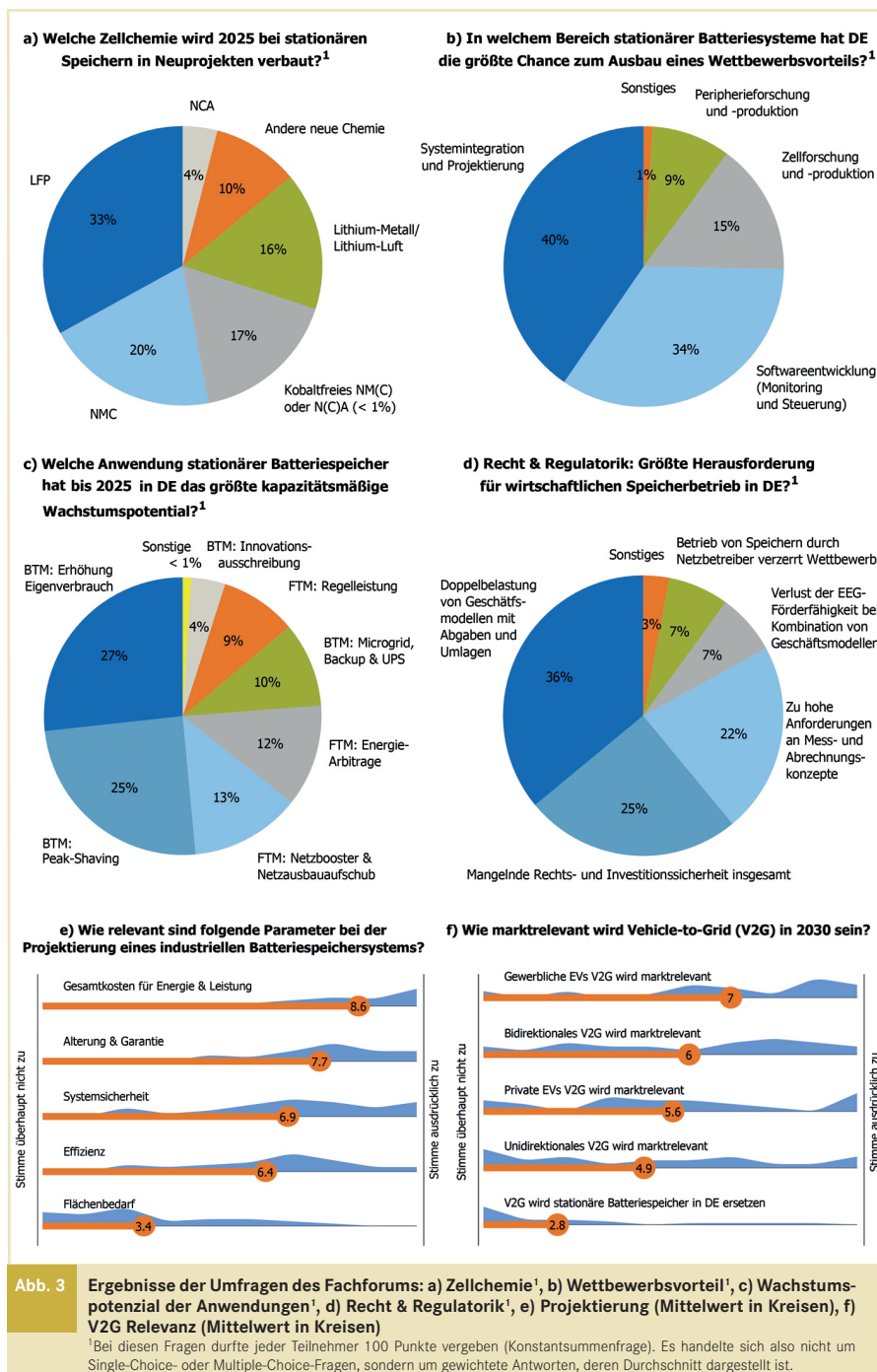
Die Zyklenzahlen bei Primärregelleistungserbringung und Eigenverbrauchserhöhung sind mit zwischen 200 und 350 äquivalenten Vollzyklen pro Jahr insbesondere höher als die Zyklenanforderungen an Elektrofahrzeuge für den Privatgebrauch [13]. Dies unterstreicht die Relevanz des zyklenabhängigen

Alterungsverhalten eines stationären Batteriespeichersystems für die Projektierung. Erste Versicherungsunternehmen haben dementsprechend bereits begonnen, zugeschnittene Systemversicherungen für Eigentümer und Hersteller stationärer Batteriespeichersysteme anzubieten.

Anwendungen

Stationäre Batteriespeicher finden Einsatz in einer Vielzahl von Anwendungsgebieten. Während die Marktsegmente nach den dahinterstehenden Kundengruppen oftmals in Heim-, Industrie- und Großspeicher eingeteilt werden, wird bei den Anwendungen meist zwischen Behind-the-Meter (BTM) und Front-of-the-Meter (FTM) unterschieden. Die Begrifflichkeiten beziehen sich dabei auf die Position des Speichers im Elektrizitätsnetz für die gegebene Anwendung. Die Tabelle zeigt eine Übersicht ausgewählter relevanter Anwendungsfälle in Deutschland. Oftmals werden zusätzlich vom Elektrizitätsnetz getrennte Microgrids als dritte Kategorie von Anwendungsfällen aufgeführt. Microgrids sind in Deutschland kaum verbreitet, dagegen in Regionen mit schlechter Netzinfrastruktur, wie beispielsweise Subsahara-Afrika, durchaus marktrelevant [14].

Der derzeit am weitesten verbreitete Anwendungsfall für Heimspeicher in Deutschland ist die PV-Eigenverbrauchserhöhung, oftmals gekoppelt mit einer Backup-Fähigkeit des Speichersystems. Industriespeicher werden primär für die Netzentgeltreduktion durch Peak-Shaving verwendet, sowie ebenfalls für Backup Power und zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV). Während das Peak-Shaving mit Industriespeichern in den vergangenen Jahren mit günstiger werdenden LIB zugenommen hat, sind Backup Power und USV, insbesondere für Industrieprozesse und Kraftwerke, ein seit vielen Jahren etablierter Anwendungsfall für Bleisäurebatterien. Großspeicher werden in Deutschland bis dato insbesondere für die Bereitstellung von Primärregelleistung verwendet. Eine Umfrage mit den Branchenexperten ergab, dass bis 2025 insbesondere für die Anwendungsfälle PV-Eigenverbrauchserhöhung und Peak-Shaving das stärkste Wachstum erwartet wird (Abb. 3c). Auch für die unterschiedlichen Anwendungsfälle zeichnen sich aktuelle Trends auf



dem deutschen Markt ab, die im Folgenden erläutert werden.

Zunehmend werden stationäre Batteriespeicher für mehrere Anwendungsfälle parallel verwendet, sogenanntes **Multi-Use**, wobei auch FTM- und BTM-Anwendungen kombiniert werden. Für Heimspeicher sind insbesondere **Aggregationskonzepte** zu nennen, bei denen ein Zusammenschluss mehrerer Speicher neben der PV-Eigenverbrauchserhöhung am Installationsort auch z.B. für den Stromhandel sowie die Regelleistungserbringung genutzt wird. Auch mit Industriespeichern lassen sich zusätzliche Einnahmen generieren, indem Batteriespeicher neben dem Peak-Shaving z.B. für die Regelleistungserbringung oder den Stromhandel genutzt werden [15].

Insbesondere für allein auf Regelleistung setzende Großspeicher ist die Marktumgebung in den letzten Jahren schwieriger geworden. Der Zubau von Batteriespeichern führt zunehmend zu einer Sättigung des Marktes mit **sinkenden Primärregelungspreisen** als Konsequenz. Während der durchschnittliche, auf eine Woche bezogene Preis für Primärregelleistung 2015 noch bei 3.650 €/MW lag, reduzierte sich der durchschnittliche Preis bis zum ersten Halbjahr 2019 auf 1.500 €/MW [16]. Gleichzeitig wird allerdings der Stromhandel über den Intraday-Markt durch sinkende Batteriespeicherkosten und höhere Volatilität des Strompreises zunehmend als Anwendungsfall diskutiert und potenziell zeitnah profitabel.

Die Corona-Pandemie beschleunigt diesen Trend aktuell: Der geringere Strombedarf ging einher mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien und damit auch stärkeren Schwankungen und häufigeren **negativen Strompreisen** auf dem Intraday-Markt [17]. Großspeicher-Projekte in Form von **Netzbooster-Paaren** mit Kapazitäten bis zu 250 MWh pro Anlage sind im aktuellen Netzentwicklungsplan 2030 zur Netzoptimierung vorgesehen. Insbesondere soll hierdurch eine Reduktion von Redispatch-Kosten erzielt werden.

Der Anwendungsfall der Einspeiseverschiebung erneuerbarer Energien bekommt im Rahmen von im Jahr 2020 von der Bundesnetzagentur erstmals auch für die Anlagen-

kombinationen abgehaltenen **Innovationsausschreibungen** neuen Wind. Bei Geboten mit Speichern dürfen diese nur aus der dazugehörigen Erzeugungsanlage geladen werden. Von den 650 MW Ausschreibungsvolumen wurden insgesamt 394 MW an Anlagenkombinationen mit Speichern vergeben, der Großteil davon an PV-Anlagen mit Speichern [18].

Der Markthochlauf der Elektromobilität bietet das Potenzial der Anwendungs-Erbringung mittels **Vehicle-to-Grid (V2G)**. Aufgrund langer Standzeiten der Fahrzeuge könnten mittelfristig durch Aggregation der Kapazitäten unterschiedlichste Anwendungen bedient werden. Momentan wird V2G-Rückspeisung in verschiedenen Pilotprojekten erprobt, ist jedoch heute noch nicht marktrelevant. Die Teilnehmer des Fachforums prognostizieren aber vor allem für V2G durch gewerbliche Fahrzeuge bis 2030 einen signifikanten Zuwachs und marktrelevante Volumina (Abb. 3f). Eine Substitution von Batteriespeichern durch V2G-Erbringung wird hingegen nicht erwartet. Vielmehr scheint es plausibel, dass V2G stationäre Speicher ergänzen wird.

Recht und Politik

Die EU-Kommission, das Europäische Parlament und der Bundesrat sehen Speicher als den Motor zur Systemintegration der erneuerbaren Energien und als Schlüssel zur Versorgungssicherheit in der gesamten EU. Dagegen setzt die Bundesregierung auf Netzausbau. Das deutsche Energierecht unterscheidet zwischen *Erzeugung*, *Verbrauch* und *Transport*. Für Speicher gibt es keine eigene Definition. Stattdessen werden sie als Verbraucher beim Einspeichern von Energie und als Erzeuger beim Entladen von Energie eingeordnet, was zu einer **Doppelbelastung von Speichern** führt. Die politische Logik steht der physikalischen Logik gegenüber, denn die eingespeicherte und die später ausgespeicherte Kilowattstunde sind physikalisch die gleichen. Die Vorteile der politischen Logik für die Finanzbehörden und das EEG-Konto sind Mehrfacheinnahmen bei Abgaben, Umlagen und Steuern. Die Erzeugung wird nach einem eigenen Regelwerk belastet und der Verbrauch nach einem anderen Regelwerk. Diese Rechtsfiktion von Erzeugung und Verbrauch verunsichert Investoren. Gleichzeitig werden diese wiederum über staatliche Ein-

zelmaßnahmen wie die Innovationsausschreibung animiert, in Speichieranlagen zu investieren.

„Regulatorische Hindernisse“ gaben zwei Drittel der Teilnehmer des BVES-Fachforums als größtes Hindernis für einen noch breiteren Einsatz von Batteriespeichern im industriellen Kontext an. In Bezug auf Speicher generell nannten 36 % die „Doppelbelastung von Geschäftsmodellen mit Abgaben und Umlagen“, 25 % „mangelnde Rechts- und Investitionssicherheit insgesamt“ und 22 % die „zu hohen Anforderungen an Mess- und Abrechnungskonzepte“ als größte Herausforderungen für den wirtschaftlichen Speicherbetrieb in Deutschland (Abb. 3d).

Die EU-Kommission hat im Dezember 2019 den **EU Green Deal** beschlossen. Das Ziel: 2050 soll Europa der erste klimaneutrale Kontinent werden. Die Basis bildet die 2018 beschlossene EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED II), die u.a. die Abschaffung der Doppelbelastung von Speichern mit Umlagen und Entgelten fordert. Die am Anfang des Jahres in Kraft getretene Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (BMRL) sieht eine klare Definition von Energiespeichern vor. Das Ziel: Energiespeicher haben eine eindeutige Rolle im Energiesystem und dürfen vom Staat nicht mit Abgaben, Umlagen sowie Steuern mehrfach bzw. doppelt belastet werden. Sie müssen bezüglich der staatlich induzierten Kosten auf Augenhöhe mit Energieerzeugern bzw. Verbrauchern sein.

Die EU-Gesetzgebung erfolgt nicht allein in Brüssel. Die Regierungen der Mitgliedstaaten müssen zustimmen und legen ihr Veto ein, wenn ihnen die Vorschläge von EU-Kommission und Parlament nicht zusagen. Umso überraschender ist es, dass aktuelle Gesetzentwürfe zum Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie das im Dezember 2020 verabschiedete EEG 2021 nur wenige Impulse bezüglich einer Verbesserung der rechtlichen Situation von Speichern bringen. Hier bietet sich Gelegenheit zur Nachbesserung von Seiten der Bundesregierung.

Fazit und Ausblick

Vielfältige Entwicklungen prägen den Markt der stationären Batteriespeicher in Deutschland insbesondere im Bereich der Lithium-

Ionen-Batterie. Technologiefortschritte bei Batteriezelle und Systemtechnik sowie Kostensenkungspotenziale durch Marktskalisierung und Mitnahmeeffekte der Elektromobilität lassen weitere Kostenreduktionen erwarten: Auf Zellebene werden in 2025 Kosten von unter 80 US-\$/kWh genannt [19]. Auf Systemebene werden im Großspeichersegment im optimistischen Fall für das gleiche Jahr 170 US-\$/kWh angeführt [12]. Auf Seiten der Zell-Technologie geht der Trend mittel- bis langfristig jedoch laut Branchenumfrage hin zu speziellen LIB-Zellauslegungen für den stationären Batteriespeichermarkt. Neben Lithium-Ionen-Batterien, die einen Großteil des momentanen Marktes abdecken, werden hier auch Newcomer-Technologien auf Basis von Redox-Flow oder Salzwasser mit einer Chance zur längerfristigen Etablierung im Markt gesehen.

Fortschritte stellen sich nicht nur auf der Zellebene heraus, sondern auch im Bereich des Systemaufbaus und der Projektierung. Aktuelle Trends in Bezug auf die Anwendungen zeigen auch hier einen Wandel. Während die Marktpreise bei der Primärregelleistungserbringung gesunken sind, ergeben sich gleichzeitig neue attraktive Erlösmodelle für Batteriespeicher durch Multi-Use-Konzepte, Stromhandel, Netzbooster und Innovationsausschreibungen.

Technisch sind Batteriespeicher bereit, die Energiewende weiter zu unterstützen und voranzutreiben. Regulatorisch sollten nun die Rahmenbedingungen erleichtert werden, um Investitionssicherheit zu schaffen und so private und gewerbliche Investitionen in Batteriespeicher in weiter wachsender Stückzahl zu ermöglichen. Hier hat die Bundesregierung die Möglichkeit, die Weichen für eine zukünftige Klimaneutralität Deutschlands zu stellen.

Literatur

- [1] IRENA: Innovation Landscape Brief: Utility-scale batteries, Abu Dhabi, 2019, URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf
- [2] Figgenger, J.; Stenzel, P.; Kairies, K.-P.; Linßen, J.; Haberschusz, D.; Wessels, O.; Robinius, M.; Stolten, D.; Sauer, D.U.: The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. In: *Journal of Energy Storage*, S. 101982, 2020.
- [3] EUPD Research: PV Heimspeichermarkt in 2020 auf Rekordkurs, 2020, URL: <https://www.eupd-research.com/pv-heimspeichermarkt-in-2020-auf-rekordkurs/>
- [4] Figgenger, J.; Haberschusz, D.; Kairies, K.-P.; Wessels, O.; Tepe, B.; Sauer, D.U.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2018, 2018.
- [5] Horvath & Partners: Status quo der E-Mobilität in Deutschland – Faktencheck E-Mobilität Update 2020, 2020, URL: <https://www.horvath-partners.com/de/media-center/studien/faktencheck-e-mobilitaet-status-quo-der-e-mobilitaet-in-deutschland-update-2020/>
- [6] Wood Mackenzie: LFP to overtake NMC as dominant stationary storage chemistry by 2030, 2020, URL: <https://www.woodmac.com/press-releases/lfp-to-overtake-nmc-as-dominant-stationary-storage-chemistry-by-2030/>
- [7] Witsch, K.: Die schwierige Suche nach der kobaltfreien Batterie. In: *Handelsblatt*, 20.02.2020, URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/elektromobilitaet-die-schwierige-suche-nach-der-kobaltfreien-batterie/25566142.html?ticket=ST-8906870-Kx2Kd-PASOGUy7VbupGSQ-ap6>
- [8] Li, M.; Lu, J.: Cobalt in lithium-ion batteries. In: *Science* (New York, N.Y.) 367 (6481), S. 979-980, 2020.
- [9] Gentil, S.; Reynard, D.; Girault, H.H.: Aqueous organic and redox-mediated redox flow batteries: a review. In: *Current Opinion in Electrochemistry* 21, S. 7-13, 2020.
- [10] Bischoff, C.F.; Fitz, O.S.; Burns, J.; Bauer, M.; Gentscher, H.; Birke, K.P.; Henning, H.-M.; Biro, D.: Revealing the Local pH Value Changes of Acidic Aqueous Zinc Ion Batteries with a Manganese Dioxide Electrode during Cycling. In: *Journal of The Electrochemical Society* 167 (2), S. 20545, 2020.
- [11] Zheng, F.; Kotobuki, M.; Song, S.; Lai, M.O.; Lu, L.: Review on solid electrolytes for all-solid-state lithium-ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 389, S. 198-213, 2018.
- [12] Frankel, D.; Kane, S.; Tryggstad, C.: The new rules of competition in energy storage – McKinsey Analysis, GTM Research, 08.06.2018, URL: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-new-rules-of-competition-in-energy-storage>
- [13] Kucevic, D.; Tepe, B.; Englberger, S.; Parlikar, A.; Mühlbauer, M.; Bohlen, O.; Jossen, A.; Hesse, H.: Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework. In: *Journal of Energy Storage* 28, S. 101077, 2020.
- [14] Killer, M.; Farrokhsheer, M.; Pater-akis, N.G.: Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region. In: *Applied Energy* 260, S. 114166, 2020.
- [15] Englberger, S.; Jossen, A.; Hesse, H.: Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications. In: *Cell Reports Physical Science* 1 (11), S. 100238, 2020.
- [16] Figgenger, J.; Stenzel, P.; Kairies, K.-P.; Linßen, J.; Haberschusz, D.; Wessels, O.; Angenendt, G.; Robinius, M.; Stolten, D.; Sauer, D.U.: The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29, S. 101153, 2020.
- [17] Colthorpe, A.: Energy storage can reduce impacts of negative power prices ‘sweeping’ across Europe. In: *Energy-Storage.news*, 05.10.2020, URL: <https://www.energy-storage.news/news/energy-storage-can-reduce-impacts-of-negative-power-prices-sweeping-across>
- [18] Bundesnetzagentur: Ausschreibungsverfahren – Innovationsausschreibung. 2021, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovation/Ausschreibungsverfahren/Ausschreibungsverfahren_Innov_node.html
- [19] Irvine, M.; Rinaldo, M.: TESLA'S BATTERY DAY AND THE ENERGY TRANSITION – Accelerated developments are in line with DNV GL's forecast. Oktober 2020, URL: https://www.dnvg.com/feature/tesla-battery-day-energy-transition.html?utm_campaign=GR_GLOB_20Q4_PROM_ETO_2020_Tesla_Battery_Article&utm_medium=email&utm_source=Eloqua

B. Tepe, N. Collath*, Wissenschaftliche Mitarbeiter, Dr. H. Hesse, Akademischer Rat, Lehrstuhl für elektrische Energiespeichertechnik, Technische Universität München; M. Rosenthal und U. Windelen, Bundesverband Energiespeicher (BVES) e.V., Berlin*

**Hauptautoren*

benedikt.tepe@tum.de

nils.collath@tum.de

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und der Bayerischen Forschungsförderung für die Förderung der Projekte „SimBAS – Simulation von Batterien und Anwendungen in Speichersystemen“ (BMBF Förderkennzeichen 03XP0338A) und „SmartB4P – Smarte Batteriesteuerung für die Produktion“ (Förderkennzeichen AZ-1376-19).