

GigaBattery – Konzept der LEAG

Gunnar Löhning, Rainer Schiller, Manuel Rozycki und Thomas Hörtinger

Die Energiewende in Deutschland führt zu einem gravierenden Umbau des Energieversorgungssystems, wobei regelbare konventionelle Erzeugungsanlagen zunehmend durch wetterabhängig einspeisende Wind- und Photovoltaikanlagen ersetzt werden. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch durch die Errichtung geeigneter Energiespeicher begleitet werden.

Stationäre Batteriespeicher können die volatile Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien vergleichmäßigen und den Betrieb des Übertragungsnetzes stabilisieren. Die LEAG gestaltet Energiewende und Strukturwandel aktiv mit und errichtet Batteriespeicher an ihren Kraftwerksstandorten. Im Ergebnis soll so eine modular aufgebaute Großbatterie im Gigawatt-Bereich („GigaBattery“) entstehen, die einen Be-

standteil der „GigawattFactory“ bilden wird. An Kraftwerksstandorten existiert bereits eine Anbindung an das Übertragungsnetz und es sind große Industrieflächen verfügbar – ideale Ausgangsbedingungen für die Errichtung großer Batteriespeicher.

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die aktuellen Batteriespeicherprojekte der LEAG.

1 Einführung

Die Energiewende in Deutschland führt zu einem gravierenden Umbau des Energieversorgungssystems. Regelbare konventionelle Erzeugungsanlagen sollen in großem Maßstab durch wetterabhängig einspeisende Wind- und Photovoltaikanlagen ersetzt werden. Um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, muss der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch durch die Errichtung geeigneter Energiespeicher begleitet werden.

Stationäre Batteriespeicher können die volatile Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien vergleichmäßigen und den Betrieb des Übertragungsnetzes durch die Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen stabilisieren. Die LEAG gestaltet Energiewende und Strukturwandel aktiv mit und errichtet Batteriespeicher an ihren Kraftwerksstandorten. Im Ergebnis soll so eine modular aufgebaute Großbatterie im Gigawatt-Bereich („GigaBattery“) entstehen, die einen Bestandteil der „GigawattFactory“ bilden wird. An den Kraftwerksstandorten existiert bereits eine Anbindung an das Übertragungsnetz und es sind große Industrieflächen verfügbar. Damit bestehen ideale Ausgangsbedingungen für die Errichtung großer Batteriespeicher.

Als erste Ausbaustufe der GigaBattery ging 2020 die BigBattery Lausitz (66 MW / 54 MWh) am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe in den kommerziellen Dauerbetrieb. Ab 2023 wird ein zweiter Batteriespeicher, die BigBattery Oberlausitz (≥ 100 MW / 137 MWh), am Kraftwerksstandort Boxberg errichtet. Zwei weitere Großspeicherprojekte mit insgesamt ca. 600 MW / $\geq$

1.100 MWh am Standort Boxberg befinden sich derzeit in der Konzeptphase.

Die BigBattery Lausitz mit Lithium-Ionen-Akkumulatoren war noch vorrangig für die Erbringung von Systemdienstleistungen zur Frequenzstabilisierung im Übertragungsnetz vorgesehen. Mit dem weiteren Ausbau des Batteriespeicherportfolios werden zunehmend weitere Einsatzszenarien entwickelt und der Einsatz alternativer Batterietechnologien vorangetrieben. Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die einzelnen Batteriespeicherprojekte der LEAG. Neben der jeweiligen technischen Konzeption wird auch auf die Entwicklung der Batterietechnologie sowie die regulatorischen Randbedingungen des Netzan schlussprozesses eingegangen.

2 Die Batteriespeicherprojekte der LEAG – Bausteine für die GigaBattery

2.1 BigBattery Lausitz

Zur Erschließung neuer Geschäftsfelder errichtete die LEAG im Zeitraum 2019 – 2020 am Kraftwerks- und Industriestandort Schwarze Pumpe einen Batteriespeicher mit einer Netzanschlussleistung von 66 MW, einer nutzbaren Speicherkapazität von ca. 54 Megawattstunden (MWh) und einer präqualifizierbaren Primärregelleistung von 50 Megawatt (MW) [1] [2]. Von Anfang an bestand die Grundidee des Projektes „BigBattery Lausitz“ darin, statt der bislang im Übertragungsnetz üblichen Stand-alone-Speicherkonzepte einen Großspeicher vollständig in einen bestehenden Kraftwerksstandort zu integrieren (Bild 1).

Die BigBattery Lausitz befindet sich seit dem 30.12.2020 im kommerziellen Dauerbetrieb und erbringt Systemdienstleistungen (Primär- und Sekundärregelleistung) zur Frequenzstabilisierung des Übertragungsnetzes. In Abhängigkeit der Netzfrequenz speichert der Batteriespeicher dazu elektrische Energie aus den benachbarten Kraftwerksblöcken und aus dem Übertragungsnetz ein bzw. speist Energie in das Netz zurück.

Autoren

Gunnar Löhning
Rainer Schiller
Manuel Rozycki
Thomas Hörtinger
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Cottbus, Deutschland



Bild 1. BigBattery Lausitz am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe.

Generalauftragnehmer für die Errichtung des Batteriespeichers war die Firma EGEM s.r.o. (Tschechien), die mit einer Reihe regionaler und internationaler Dienstleister zusammenarbeitete. Das Projekt wurde durch das Land Brandenburg im Rahmen des Förderprogramms RENplus 2014 – 2020 gefördert. Zum Zeitpunkt der Errichtung war die BigBattery Lausitz einer der größten Batteriespeicher weltweit.

Aktuell laufen die Vorarbeiten zur Erhöhung der präqualifizierbaren Regelleistung von 50 MW auf 58 MW.

2.2 BigBattery Oberlausitz

Im Anschluss an eine ca. einjährige Konzept- und Vorbereitungsphase wurde im Juni 2022 die Ausschreibung für ein weiteres Batteriespeicherprojekt veröffentlicht. Nach Abschluss der technisch-kommerziellen Bietergespräche folgte im Dezember 2022 die Investitionsentscheidung zur Errichtung der BigBattery Oberlausitz. Der Vertrag mit dem Generalauftragnehmer (Fa. EGEM) wurde im März 2023 unterzeichnet, der offizielle Projektstart erfolgte Anfang April 2023. Nach derzeitigem Planungsstand wird die BigBattery Oberlausitz im Dezember 2024 den kommerziellen Betrieb aufnehmen.

Der Batteriespeicher mit einer Netzanschlussleistung ≥ 100 MW / ≥ 100 MVA, einer zertifizierbaren Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung) von 100 MW und einer nutzbaren Kapazität von ca. 137 MWh soll am Kraftwerksstandort Boxberg östlich des Blockes R errichtet werden (Bild 2, technische Daten vgl. Tabelle 1).

Die BigBattery Oberlausitz wurde erneut als Turn-Key-Projekt einschließlich der für die Einzelkomponenten erforderlichen Fundamente, Einhausungen und Schaltanlagegebäude konzipiert. Speicherinterne Straßen und Wege, die Umzäunung sowie eine speicherinterne Straßenbeleuchtung

sind ebenfalls im Liefer- und Leistungsumfang des Generalauftragnehmers enthalten.

Das Batteriespeichersystem ist modular aufgebaut und besteht aus den folgenden Hauptkomponenten:

- Batterie-Container mit Lithium-Ionen-Akkumulatoren,
- Umrichter und zugehörige Umrichtertransformatoren,
- zwei Eigenbedarfs-Transformatoren (Redundanz $2 \times 100\%$),
- Mittelspannungs-Schaltanlage für die Zusammenschaltung der einzelnen Speicherstränge,
- Niederspannungs-Schaltanlage für die Eigenbedarfsversorgung,
- interne Signal- und Leistungsverkabelung sowie
- zwei Blocktransformatoren (ölisolierte Freiluft-Hochspannungstransformatoren).

Aufgrund der Nennscheinleistung von ≥ 100 MVA wurde für die BigBattery Lausitz kein separater Netzanschluss an das 380-kV-Übertragungsnetz beantragt. Stattdessen

wird der vorhandene Netzanschluss der Bestandsblöcke P und R genutzt. Die beiden Blocktransformatoren transformieren hierzu die interne Mittelspannung des Batteriespeichers auf 110 kV. Über zwei erdverlegte 110-kV-Kabelsysteme erfolgt der Anschluss des Speichers an die gasisolierte 110-kV-Schaltanlage (GIS) des Kraftwerkes Boxberg. Der Netzanschluss an das Höchstspannungsnetz ist über zwei weitere Transformatoren und die Generatorausleitung der Blöcke Boxberg P bzw. R gegeben (Bild 3). Der Batteriespeicher kann so die elektrische Verbindung von der GIS bis ins Übertragungsnetz mitnutzen.

Die Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt anhand von Vorgabewerten aus dem zentralen Managementsystem für Systemdienstleistungen (MMS) der LEAG, die über die Hauptleittechnik des Kraftwerkes an den Speicher übergeben werden. Statusmeldungen des Batteriespeichers (Verfügbarkeit, Arbeitspunkt usw.) werden ebenfalls über die Hauptleittechnik an das Managementsystem übermittelt.

Im direkten Vergleich mit der BigBattery Lausitz gibt es eine Reihe charakteristischer Unterschiede bei der Speicherkonzeption, die aus den erweiterten Anforderungen der LEAG und der technischen Weiterentwicklung der Batterietechnik resultieren:

- **Modularität:** Die BigBattery Oberlausitz besteht aus zwei separat ansteuerbaren Speichersträngen (je 50 MW). Die beiden Module können sich im Fall der Regelleistungserbringung gegenseitig besichern, aber auch parallel für unterschiedliche Anwendungsfälle eingesetzt werden.
- **erweitertes Einsatzspektrum:** Auch die BigBattery Oberlausitz wird Systemdienstleistungen (Primär- und Sekundärregelleistung) zur Stabilisierung der Netzfrequenz im Übertragungsnetz erbringen. Während die BigBattery Lausitz noch vorrangig für die Erbringung von Primärre-

¹ Einsatz der BigBattery Lausitz vorrangig für Primärregelleistung (PRL).

Tab. 1. Vergleich der technischen Daten von BigBattery Lausitz und BigBattery Oberlausitz.

Parameter	BigBattery Lausitz	BigBattery Oberlausitz
Nutzbare Speicherkapazität am Netzanschlusspunkt	ca. 54 MWh	ca. 137 MWh
Nennscheinleistung am Netzanschlusspunkt	70 MVA	≥ 100 MVA
Nennwirkleistung am Netzanschlusspunkt	66 MW	≥ 100 MW
Präqualifizierbare Regelleistung (PRL, SRL) ¹	≥ 50 MW	100 MW
Separat ansteuerbare Speichermodule	1 x 50 MW	2 x 50 MW
Zykluswirkungsgrad	ca. 85 %	ca. 87,8 %
Batterietyp	Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Akkumulatoren (NMC)	Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren (LFP)
Netzanschlusspunkt	110-kV-GIS KW Schwarze Pumpe	110-kV-GIS KW Boxberg
Flächenbedarf	110 x 62 m	ca. 135,5 x 87 m

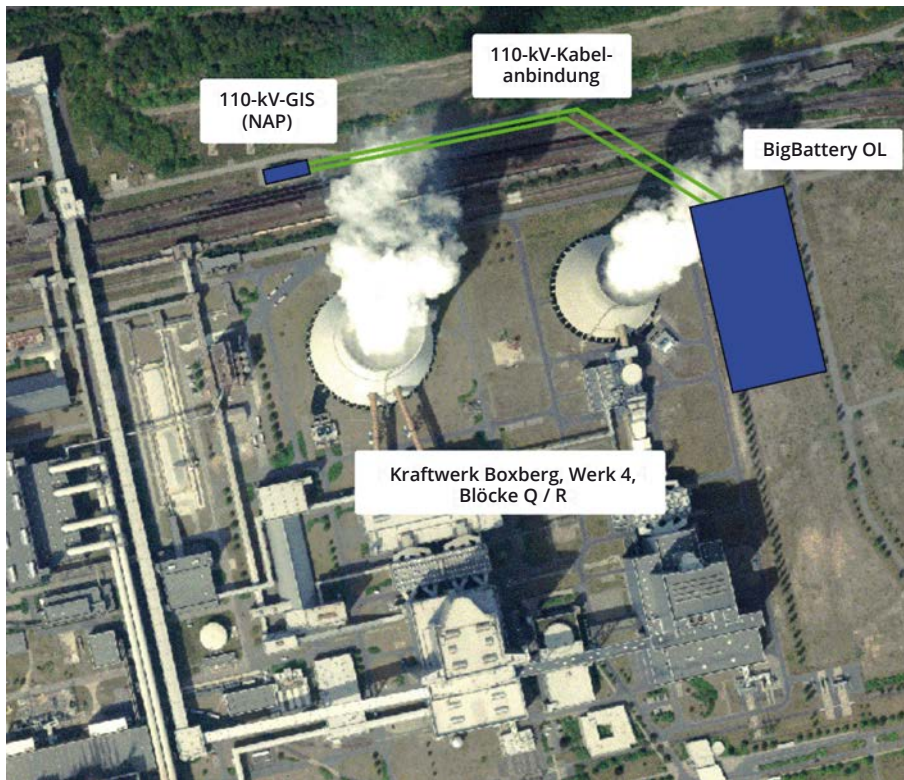


Bild 2. Satellitenbild Kraftwerk Boxberg mit dem Standort der BigBattery Oberlausitz und der 110-kV-GIS.

gelleistung ausgelegt ist, soll der neue Batteriespeicher auch Sekundärregelleistung bis zu 100 MW erbringen und für den kurzzeitigen Energiehandel eingesetzt werden. Dadurch steigt die Beanspruchung der eingesetzten Komponenten deutlich, was bei der Speicherauslegung zu berücksichtigen war.

– **redundante Netzanbindung** und Eigenversorgung: Aufgrund des modularen Speicheraufbaus erhält die BigBattery Oberlausitz zwei Netzanschlusspunkte an der 110-kV-GIS des Kraftwerks, besitzt somit auch zwei Blocktransformatoren. Die speicherinterne MS-Schaltanlage besteht aus zwei Halbschienen mit Kuppelung. Jede der beiden MS-Halbschienen erhält ein Einspeisefeld zu einem der beiden Blocktransformatoren sowie ein Abgangsfeld zu einem der beiden Eigenbedarfstransformatoren des Speichers. Für den Fall eines elektrischen Fehlers in einer der beiden Netzanbindungen ist eine automatische Schnellumschaltung auf die andere MS-Halbschiene vorgesehen, so dass ein Weiterbetrieb über den verbleibenden Netzanschluss mit reduzierter Leistung und voller Speicherkapazität möglich ist.

Die elektrische Eigenversorgung des Speichers ist vollständig redundant ausgelegt. Im Falle einer Revision oder des Ausfalls einer MS-Halbschiene bzw. eines Eigenbedarfs-Transformators wird die Eigenversorgung über den verbleibenden EB-Transformator abgesichert. Die bei der BigBattery Lausitz noch vorhandene Noteinspeisung aus dem Kraftwerk kann daher entfallen.

– **kompaktere, vollständig vorkonfektionierte Batteriecontainer:** Bisherige stationäre Batteriespeicher nutzten in der Regel 40-Fuss-Batteriecontainer mit eingebauten Racks, in die auf der Baustelle die einzelnen Batteriemodule eingebracht wurden. Mittlerweile geht der Trend zu kompakteren Batteriecontainern (20-Fuss-Container oder noch kleinere Einheiten), die mit vollständig vorinstallierten Batteriemodulen, Klimatisierung sowie Brandmeldern und integrierter Löschanlage auf die Baustelle geliefert werden. Durch eine weitgehende Standardisierung und Vorprüfung im Herstellerwerk kann erheblich Zeit bei Montage und Inbetriebsetzung gespart werden. Die Batteriecontainer der neuen Generation sind überwiegend nicht mehr begehrbar, der Modulwechsel erfolgt von außen (besserer Personenschutz bei Batteriefehlern).

– **anderer Akkumulatortyp:** Im Gegensatz zur BigBattery Lausitz, bei der Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Akkumulatoren (NMC) eingesetzt werden, nutzt der neue Speicher Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren (LFP). Wesentliche Vorteile dieser Batterietechnologie liegen in der höheren Zyklenfestigkeit – d.h. einer besseren Eignung für die vorgesehenen Betriebsfälle – sowie einer reduzierten Brandgefahr.

2.3 Weitere Batteriespeicherprojekte am Kraftwerksstandort Boxberg

Das Einsatzspektrum der beiden in Betrieb bzw. im Bau befindlichen Lithium-Ionen-

Batteriespeicher richtet sich, wie oben bereits beschrieben, vordergründig auf die frequenzabhängigen Systemdienstleistungen. Mit dem Inkrafttreten des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) [3] wird das bisherige Geschäftsmodell der LEAG schrittweise obsolet. Die LEAG hat sich entschieden, weiterhin ein Garant für die sichere Energieversorgung bleiben zu wollen. Mit der GigawattFactory wurde die entsprechende Strategie dazu entwickelt. Im Rahmen der GigawattFactory sollen bis 2030 ca. 7 GW (7.000 MW) erneuerbare Erzeugungsanlagen, ca. 2 GWh (2.000 MWh) Speicherkapazität, Flexibilität-Kraftwerke und grüne Wasserstoff-Produktion errichtet werden. Sichere Energieversorgung ist hier gleichzusetzen mit gesicherter Leistung, also der dauerhaften Bereitstellung von elektrischer Energie, bei LEAG auch als „grüne Grundlast“ bezeichnet.

Anhand der bisherigen Erfahrungen der LEAG sind Großbatteriespeicher durchaus ein geeignetes Element, um einen erheblichen Beitrag zum Aufbau von Grundlastfähigkeit zu leisten. Wind- und Photovoltaik-Parks, die bereits betrieben, gebaut und geplant werden, können elektrische Energie nicht dauerhaft in einer festgelegten / disponiblen Menge liefern. Die Menge an Strom ist dagegen, wie bekannt, zunächst nicht das Problem. Demnach ergeben sich folgende Hauptherausforderungen:

- der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage,
- die Änderung der Übertragungsflussmuster,
- die Abnahme der Systemstabilität.

Somit ist die Frage zu beantworten, wie die volatile Strommenge aus den erneuerbaren Erzeugungsquellen (vorrangig PV und Wind) weitestgehend disponierbar gemacht werden kann und welchen Beitrag Großbatteriespeicher dazu leisten können. Aus der GigawattFactory-Strategie für die Großbatteriespeicher abgeleitet ergibt sich, dass hier über einen Großbatteriespeicherpark und nicht über singuläre Einzelanlagen nachgedacht werden muss.

In einem ersten Schritt wurde ein weltweites Technologie-Marktscreening durchgeführt. Nach ersten Recherchen wurde deutlich, dass nur die Suche nach Batteriespeichertechnologien zu keinem verwertbaren Ergebnis führen wird. Es gibt sehr viele verschiedene technologische Ansätze für Batteriespeicher, die aber vergleichbar gemacht und bewertet werden müssen. Da es keine allgemeingültigen Normen oder Regeln für Großbatteriespeicher gibt, die zur Orientierung dienen könnten, wurde ein eigener Bewertungsrahmen geschaffen. Dazu wurden zunächst Kriterien definiert oder ausgewählt, die für die Bewertung unterschiedlicher Technologien heranziehbar sind. Nachfolgend ein Auszug aus den Bewertungskriterien:

Höchstspannungsnetz 50Hertz Transmission

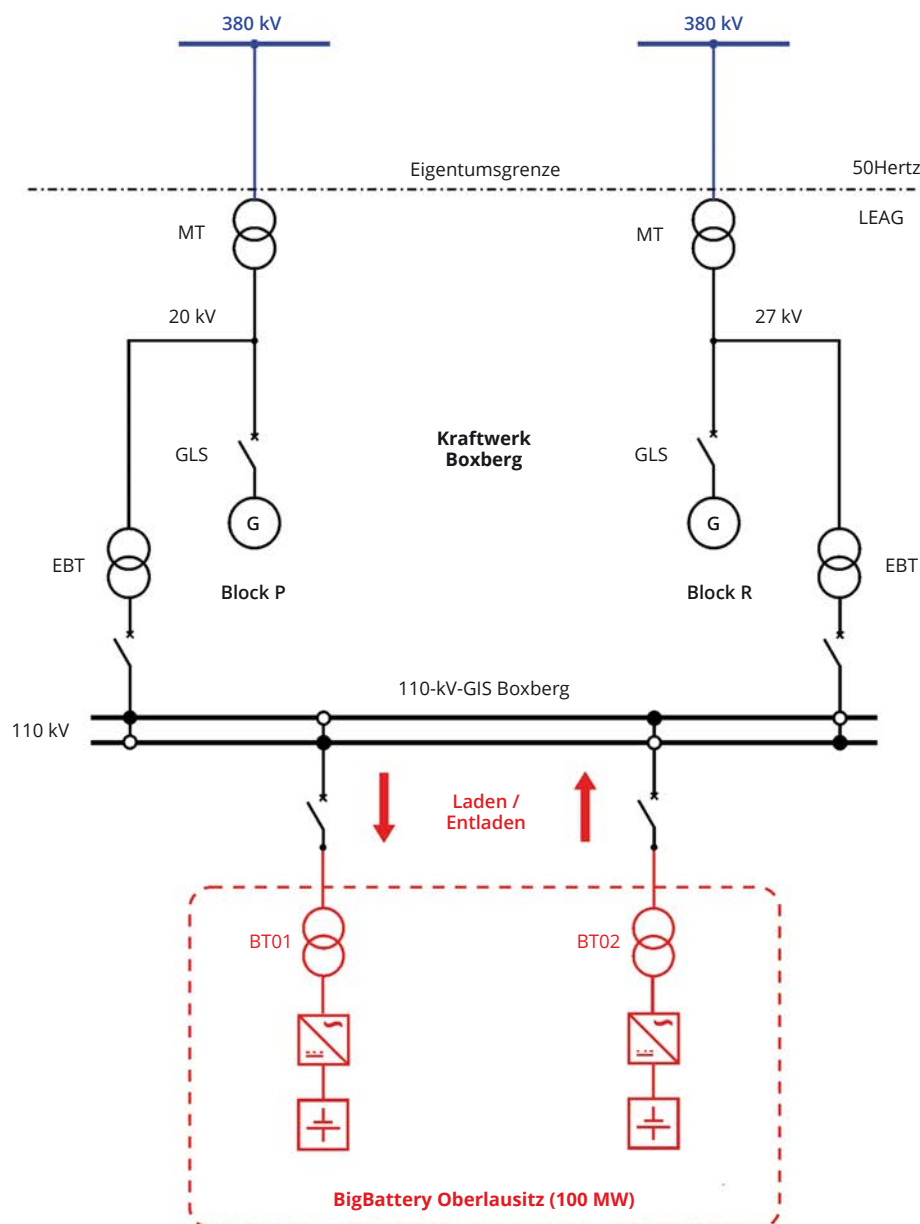


Bild 3. Übersichtsschema zur Anbindung des Batteriespeichers (rot) an das Kraftwerk Boxberg und das 380-kV-Höchstspannungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH.

- Technology Readiness Level (TRL >8),
- Technologie (Nachhaltigkeit, Verfügbarkeit),
- Wirkungsgrad,
- Speicherdauer und Speicherverhältnis,
- Degradation und Lebensdauer,
- spezifische Kosten in €/MW und €/MWh,
- Flächenbedarf / Bauweise,
- Unternehmensentwicklung (Finanzierung, Fertigung, Personal usw.).

Bei dem Marktscreening wurden etwa 50 Entwickler/Hersteller von Batteriespeichertechnologien identifiziert. Nach einer ersten Selektion wurde entschieden, die Anbieter von Lithium-Ionen-Technologien nicht eingehend zu analysieren, sondern nur zwei Technologien, die LFP-Technologie und die NMC/NCA-Technologie später in den Vergleich aufzunehmen. Nach einer zweiten Selektion wurden dann 27 Anbieter genauer

anhand der Bewertungskriterien analysiert. Diese 27 Anbieter konnten grob in drei Batteriespeichertechnologien geclustert werden: Redox-Flow-, Natrium-Ionen- und Bleibatterien. Im Ergebnis der Bewertung konnten zwei Anbieter mit Redox-Flow-Technologie und ein Anbieter mit Natrium-Ionen-Technologie als potentielle Kandidaten ermittelt werden.

Um sich der Aufgabenstellung weiter zu nähern und das Ergebnis des Marktscreenings zu validieren, wurde im Januar 2023 eine Marktabfrage in Form eines „Request for In-

formation“ (RFI) auf der LEAG-Website veröffentlicht. Um die evaluierten Speichergrößen (600 MW / ≥ 1100 MWh) zu erreichen, wurden ein Lithium-Ionen-Speicher mit 500 MW / ≥ 500 MWh und ein Redox-Flow-Speicher mit 100 MW / ≥ 600 MWh abgefragt. Mit dieser Abfrage sollte gleichzeitig ermittelt werden, ob die Anbieter in der Lage sind, als Generalunternehmer (EPC – Engineering, Procurement and Construction) aufzutreten. Das Ergebnis der Marktabfrage ist in Tabelle 2 dargestellt.

Durch die Marktabfrage konnten die Erwartungen und das Ergebnis des Marktscreenings bestätigt werden. Die Bewertung der Antworten auf die Marktabfrage anhand der festgelegten Kriterien ergab für die Lithium-Ionen-Technologien, dass ein wettbewerbsfähiger Markt vorhanden ist. Bei den Redox-Flow-Technologien konnten wieder nur die zwei Anbieter überzeugen, die beim Marktscreening bereits identifiziert wurden (Hinweis: Redox-Flow-Technologien, die Vanadium verwenden, wurden entsprechend der definierten Bewertungskriterien ausgeschlossen).

Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde damit begonnen, ein Konzept für den Großbatteriespeicherpark innerhalb der GigawattFactory zu erstellen. Wie am Anfang dieses Kapitels bereits beschrieben, soll der Großbatteriespeicherpark einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung „grüner Grundlast“ aus Erneuerbaren liefern. In Brainstorming-Runden wurden Zielsetzungen für den Großbatteriespeicherpark formuliert, um den Rahmen des Konzeptes aufzuzeichnen und die grundsätzlichen Anforderungen an den Speicherpark zu bestimmen. Im Ergebnis sind Module für Batteriepark zu entwickeln, die:

- skalierbar, Multi-Use- und Value-Stacking-fähig² sind,
- nachhaltig und frei von Konfliktstoffen sind,
- auch als Stand-Alone-Speicher duplizierbar sind,
- über ein Energie-Managementsystem (EMS) verfügen und in den Dispositions- und Vermarktungsprozess eingebunden sind,
- Lösungen für Netzanschlüsse ans Hoch- und Höchstspannungsnetz beinhalten,
- flächenoptimierte Lösungen ermöglichen,
- Immissionen reduzieren,

² Einsatz der Batteriespeichersysteme für verschiedene Anwendungen und Einsatzfälle / Kombination mehrerer Einnahmequellen zur Steigerung der Rentabilität.

Tab. 2. Ergebnis der Marktabfrage für Großbatteriespeicher.

Batterietechnologie	Redox-Flow			Lithium-Ionen		
	EPC	EPC ohne Batterie	Nur Batterielösung	EPC	EPC ohne Batterie	Nur Batterielösung
Angebotener Leistungsumfang						
Anzahl der Anbieter	3	1	5	6	3	5

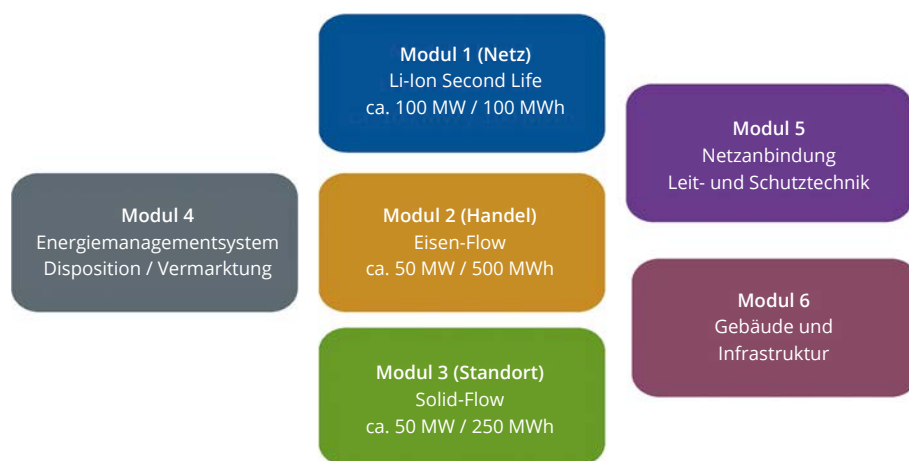


Bild 4. Skalierbare Module für einen Großbatteriespeicherpark.

- wirtschaftlich durch Preisdegradation werden können bzw. sind,
- zukünftige Anforderungen erfüllen können.

Diese Zielsetzungen wurden in einem nächsten Schritt in „Pakete“ zusammengelegt und aus den Paketen wurden sechs Konzeptmodule erstellt (Bild 4).

Die Module 1 bis 3 beinhalten jeweils verschiedene Batteriespeichertechnologien. Mit diesem Ansatz sollen die Vorteile der einzelnen Technologien kombiniert werden, um der Zielsetzung nach Multi-Use- und Value-Stacking-Fähigkeit gerecht zu werden. Das Modul 1 soll demnach hauptsächlich netzdienliche bzw. netzunterstützende Dienste erbringen. Modul 2 soll langfristig ein- und ausspeichern können und somit die Grundlastfähigkeit der erneuerbaren Erzeugung unterstützen. Das Modul 3 soll die Funktion der Standortunterstützung übernehmen, also als Unterstützung von Wasserstoffanwendungen und/oder als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) dienen.

Die Module 4 bis 6 beinhalten und beschreiben die Aufstellung, Steuerung und Anbindung des Großbatteriespeicherparks. Insbesondere das Modul 4 stellt eine Herausforderung dar. Der bisherige Kraftwerksprozess ist nicht 1:1 auf die Bereitstellung grüner Grundlast übertragbar. In dem neuen Energieerzeugungsprozess gibt es eine Vielzahl an Variablen, die disponiert, optimiert und gesteuert werden müssen und das möglichst in Echtzeit. Beim Modul 5 hat die LEAG den Vorteil, dass die vorhandenen 380-kV-Netzanschlüsse genutzt werden können. Allerdings müssen zur Entflechtung von den Kohlekraftwerken hier neue Schaltanlagen gebaut werden. Das Modul 6 hat die Aufgabe, die vorhandene Flächen optimal zu nutzen und entsprechenden Platz für die Modulerweiterung vorzuhalten.

3 Regulatorische für den Netzanschlussprozess

Seit dem 27.04.2019 müssen neu errichtete Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen in

Deutschland die vom VDE FNN erarbeiteten technischen Netzanschlussregeln für Kundenanlagen (Normenreihe VDE-AR-N 4105 bis VDE-AR-N 4130) einhalten. Die genannten Normen stellen die nationale Umsetzung der Verordnungen EU 2016/631 (Netzkodex für Stromerzeuger) und EU 2016/1388 (Netzkodex für den Lastanschluss) dar [4, 5]. Die genannten EU-Verordnungen gelten – mit Ausnahme von Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen – nicht für Speicheranlagen. Im Gegensatz dazu ist die Normenreihe VDE-AR-N ausdrücklich auch für Speicheranlagen anzuwenden. Alle Batteriespeicherprojekte der LEAG müssen daher entsprechende Netzanschlussverfahren durchlaufen.

Die anzuwendende technische Netzanschlussregel ergibt sich unmittelbar aus der Festlegung des Netzanschlusspunktes. Die Normenreihe VDE-AR-N 4105 bis 4130 ist entsprechend der Spannungsebene des Netzanschlusses (Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung) und der Leistungsgröße der anzuschließenden Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher sowie Mischanlagen) gegliedert. Mit zunehmender Spannung und Anlagenleistung steigen auch die technischen Anforderungen an die Anlagen, wobei die Anforderungen beim Anschluss an ein Hoch- oder Höchstspannungsnetz vergleichbar sind.

In Abstimmung mit dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber – der 50Hertz Transmission GmbH – wurde festgelegt, dass jeweils die GIS-Schaltanlagen des Standortes den Netzanschlusspunkt darstellen. Für die BigBattery Lausitz und BigBattery Oberlausitz mit Anschluss an 110-kV-GIS ist folglich die VDE-AR-N 4120 [6] anzuwenden, für Batterieprojekte mit Anschluss an 380-kV-GIS die VDE-AR-N 4130 [7].

In der Praxis bedeutet diese Festlegung des Netzanschlusspunktes aber auch, dass die Kundenanlage Batteriespeicher zunächst an eine weitere Kundenanlage (110-kV- oder 380-kV-GIS) – und damit nicht direkt an ein Netz der allgemeinen Versorgung – ange-

schlossen wird. Der Betreiber der bestehenden Kundenanlage ist somit gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber für die Einhaltung aller rechtlichen und technischen Bedingungen verantwortlich und muss für die neu angeschlossene Anlage sicherstellen, dass diese alle geltenden Regeln einhält.

In der VDE-AR-N 4120 und der VDE-AR-N 4130 sind neben dem Zeitplan für den Netzanschlussprozess auch die auszutauschenden Informationen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer spezifiziert. Dabei wird allerdings prinzipiell der Anschlussprozess einer Kundenanlage an ein Netz der allgemeinen Versorgung beschrieben, jedoch nicht der Anschluss einer neu zu errichtenden Kundenanlage an eine bestehende Kundenanlage. Durch die Festlegung der GIS-Schaltanlagen als Netzanschlusspunkt rückt der Übertragungsnetzbetreiber in eine Beobachterrolle und der Betreiber der GIS muss im Informationsaustausch mit dem Anschlussnehmer teilweise die Rolle des Netzbetreibers einnehmen. Trotzdem lässt sich der in der Norm beschriebene Prozess auch für die beschriebene Konstellation adaptieren [8].

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der Energiewende sollen in Deutschland konventionelle Erzeugungsanlagen in großem Maßstab durch wetterabhängig einspeisende Wind- und Photovoltaikanlagen ersetzt werden. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es daher erforderlich, die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien durch gesicherte, disponierbare Einspeiseleistung auszugleichen. Diese Aufgabe übernehmen derzeit überwiegend die konventionellen Erzeugungsanlagen.

Stationäre Batteriespeicher können einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Einspeiseleistung leisten und den Betrieb des Übertragungsnetzes stabilisieren. Die LEAG errichtet an ihren Kraftwerksstandorten einen modular aufgebauten Großbatteriepark im Gigawatt-Bereich. Als Bestandteil der GigawattFactory wird dieser Batteriepark einen Beitrag zu Bereitstellung „grüner Grundlast“ leisten.

Seit 2020 ist die BigBattery Lausitz (66 MW / 54 MWh) am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe im kommerziellen Betrieb. Derzeit wird die BigBattery Oberlausitz (≥ 100 MW / 137 MWh) am Kraftwerksstandort Boxberg errichtet, die planmäßig im Dezember 2024 in Betrieb gehen soll. Zwei weitere Großspeicherprojekte mit insgesamt ca. 600 MW / ≥ 1.100 MWh am Standort Boxberg befinden sich derzeit in der Konzeptphase.

Dieser Beitrag basiert auf dem öffentlich gehaltenen Vortrag auf dem „Kraftwerkstechnischen Kolloquium KWTK Dresden 2023“ und dem entsprechenden Tagungsband.

Literatur

- [1] Löhning, G.; Wenzel, F.; Altmann, H.; Hörtinger, T.: *BigBattery Lausitz – Realisierung eines innovativen Großspeicherprojektes der LEAG*. In: Beckmann, Michael; Hurtado, Antonio: Kraftwerkstechnik 2020: Power Plant Technology. Beiträge des 52. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums, 06. und 07. Oktober 2020 in Dresden. Freiburg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2020, S. 15-24.
- [2] Löhning, G.; Wenzel, F.; Kleitz, A.; Stenzel, O.; Hörtinger, T.: *Erste Betriebserfahrungen mit der BigBattery Lausitz*. In: Beckmann, Michael; Hurtado, Antonio: Kraftwerkstechnik 2021: Power Plant Technology. Beiträge des 53. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums, 05. und 06. Oktober 2021 in Dresden. Freiburg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2021, S. 633-644.
- [3] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz): Artikel 1 – Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverbrennungsbeendigungsgesetz – KVBG). In: Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2020, Teil I, Nr. 37, S. 1818–1847.
- [4] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Text von Bedeutung für den EWR). In: Amtsblatt der Europäischen Union, 59. Jahrgang (2016), Heft L 112, S. 1–68.
- [5] Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (Text von Bedeutung für den EWR). In: Amtsblatt der Europäischen Union, 59. Jahrgang (2016), Heft L 223, S. 10 – 54.
- [6] VDE-AR-N 4120 (2018). *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, Deutsche Norm, 11/2018.
- [7] VDE-AR-N 4130 (2018). *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)*, Deutsche Norm, 11/2018.
- [8] Löhning, G.; Wenzel, F.; Kleitz, A.; Stenzel, O.; Hörtinger, T.: *Netzanschlussverfahren nach VDE-AR-N 4120 am Beispiel des LEAG-Speicherprojektes „BigBattery Lausitz“*. VGB-Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk KELI 2022, Bremen, 11. – 12. Mai 2022, Beitrag S 4.3.

Abstract

GigaBattery – LEAG concept

The energy transition in Germany is leading to a major restructuring of the energy supply system, with controllable conventional generation plants increasingly being replaced by wind and photovoltaic plants that feed in electricity depending on the weather. To ensure security of supply, the further expansion of electricity generation from renewable energies must also be accompanied by the construction of suitable energy storage systems.

Stationary battery storage systems can smooth out the volatile feed-in of fluctuating

renewable energies and stabilise the operation of the transmission grid. LEAG is actively shaping the energy transition and structural change and is building battery storage systems at its power plant sites. The result shall be a modular large-scale battery in the gigawatt range (“GigaBattery”), which will form part of the “GigawattFactory”. Power plant sites already have a connection to the transmission grid and large industrial areas are available – ideal conditions for the construction of large battery storage systems.

This article provides an overview of LEAG's current battery storage projects.



vgbe-Standard VGBE-S-197-00-2024-04-DE

Statische und quasistatische Dichtungen

vgbe-Standard VGBE-S-197-00-2024-04-DE. 58 S., 23 Abb., DIN A4 (2024), ISBN 978-3-96284-320-5 (Print, Deutsch), ISBN 978-3-96284-321-2 (E-Book, Deutsch)
Dieser vgbe-Standard liegt nur in Deutscher Sprache vor.
This vgbe-Standard is only available in German.
Preis für vgbe-Mitglieder* 135,- €, Nichtmitglieder 195,- €, + Versand und USt.



In diesem vgbe-Standard werden Hinweise für den Einsatz von Dichtungen und deren Ausführung in Energieanlagen gegeben. Auslegung, Werkstoffauswahl, Prüfung und Handhabung von statischen und quasistatischen Dichtungen werden behandelt.

Der vorliegende vgbe-Standard soll unterstützen bei eindeutigen Festlegungen für den Liefer- und Leistungsumfang zwischen Besteller und Lieferer und für die anschließende Vertragsabwicklung. Der vgbe-Standard ist eine Sammlung von Erfahrungen und Empfehlungen und wurde nach bestem Wissen erstellt. Es bezweckt die Zusammenfassung vorhandener Informationen über bestimmte Erkenntnisse dieses Sachgebietes zur Arbeitserleichterung für den Benutzer. Der vgbe-Standard ist ein wichtiges Mittel zur Rationalisierung und dient der leistungssteigernden Kooperation zwischen den Beteiligten.

Die vollständige oder auszugsweise Anwendung muss zwischen Besteller und Lieferer vereinbart werden. Ein Zwang zur Anwendung besteht nicht. Eine Haftung, auch für die sachliche Richtigkeit der Darstellung, ist ausgeschlossen. Ebenso sind patentrechtliche und andere Schutzrechte vom Anwender eigenverantwortlich zu klären. Soweit in diesem vgbe-Standard auf Richtlinien, Normen und Bestimmungen Bezug genommen wird und diese zwischenzeitlich geändert wurden, sind die Neuausgaben entsprechend zu berücksichtigen bzw. sinngemäß anzuwenden.

* Für Ordentliche Mitglieder des vgbe energy e.V. ist der Bezug von ebooks im Mitgliedsbeitrag enthalten. ① pulse.vgbe.energy
Access for ebooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of vgbe energy e.V.

vgbe Events 2024 | Please visit our website for updates!

Congress/Kongress

vgbe | Congress 2024
vgbe | Kongress 2024



Call for Papers!



11 & 12 September 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
Angela Langen
t +49 201 8128-310
e vgbe-congress@vgbe.energy

vgbe/VEÖ Expert Event
River Management and Ecology



21 and 22 May 2024
Salzburg, Austria

Contact

Eva Silberer
t +49 201 8128-202
e eva.silberer@vgbe.energy

Konferenzen | Fachtagungen

DIHKW 2024
Energieversorgung Deutschlands –
Chancen und Risiken



Fachtagung mit Fachausstellung

16. und 17. April 2024
Garmisch-Partenkirchen, Deutschland

Kontakt

Jennifer Kulinna
t +49 201 8128-206
e vgbe-dihkw@vgbe.energy

vgbe KELI 2024
Elektro-, Leit- und Informations-
technik in der Energieversorgung



mit Fachausstellung

14 to 16 May 2024
Bonn, Germany

Contact

Ulrike Troglio
t +49 201 8128-282
e vgbe-keli@vgbe.energy

vgbe Dampfturbinen
und Dampfturbinenbetrieb 2024
vgbe Steam Turbines and
Operation of Steam Turbines 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

28 and 29 May 2024
Würzburg, Germany

Contact

Diana Ringhoff
t +49 201 8128-232
e vgbe-dampfturb@vgbe.energy

vgbe Chemiekonferenz 2024
vgbe Conference Chemistry 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

22 to 24 October 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-chemie@vgbe.energy

Seminare | Workshops

Basics Wasserchemie
im Kraftwerk



vgbe | Online-Seminar
21. und 22. Februar 2024

Kontakt

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Wasseraufbereitung
vgbe | Seminar



20. und 21. März 2024
Velbert, Deutschland

Kontakt

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasseraufb@vgbe.energy

Flue Gas Cleaning 2024



Workshop

22 and 23 May 2024
Frankfurt a.M., Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-flue-gas@vgbe.energy

Chemie im
Wasser-Dampf-Kreislauf



vgbe | Seminar

13. und 14. November 2024

Kontakt

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Offshore Windenergieanlagen –
Arbeitsmedizin 2024



Fortbildungsveranstaltung

6. und 7. September 2024
Emden, Deutschland

Kontakt

Dr. Gregor Lipinski
t: +49 201 8128 272
t +49 201 8128-272
e gregor.lipinski@vgbe.energy

Immissionsschutz- und
Störfallbeauftragte 2024



Fortbildungsveranstaltung

26. bis 28. November 2024
Höhr-Grenzhausen, Deutschland

Kontakt

Stephanie Wilmsen
t +49 201 8128-244
e vgbe-immission@vgbe.energy

Information on all
events with exhibition
Auskunft zu allen
Veranstaltungen
mit Fachausstellung

t +49 201 8128-310/-299
e events@vgbe.energy

Updates www.vgbe.energy

Exhibitions and Conferences

E-world energy & water

20. bis 24. Februar 2024
Essen, Deutschland
www.e-world-essen.com

Enlit Europe 2024

22 to 24 October 2024
Milan, Italy

www.enlit-europe.com/

56. Kraftwerkstechnisches
Kolloquium

8. und 9. Oktober 2024
Dresden, Deutschland

<https://t1p.de/tud-kwt> (Kurzlink)