

Whitepaper

BATTERIESPEICHERSYSTEME (BESS) – SYSTEMSTABILITÄT UND EFFIZIENZ VERBESSERN



INHALT

EINFÜHRUNG _____ 2

1. TECHNOLOGISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR BATTERIESPEICHER _____ 3

2. DER BUSINESS CASE FÜR BATTERIESPEICHER _____ 4

- 2.1 Synergien bei Erneuerbaren Energien _____ 4
- 2.2 Einnahmeströme _____ 6
- 2.3 Kosteneffizienz _____ 10
- 2.4 Rechtlicher Rahmen _____ 12
- 2.5 ESG-Chancen und -Risiken _____ 13

3. AUSBLICK _____ 14

4. HIGHLIGHTS DES BESS- PORTFOLIOS DER AQUILA GROUP _____ 15

FAZIT _____ 16

ÜBER AQUILA GROUP _____ 17

Einführung

Nachhaltige Energiesysteme, die auf fluktuierenden regenerativen Energiequellen basieren, erfordern Speichertechnologien zur Stabilisierung der Netze und zur Anpassung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern an den Energiebedarf. Die Stabilität der Netze und damit die Sicherheit der Energieversorgung hängt von einem konstanten Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch ab. Dieses können intermittierende erneuerbare Ressourcen wie Wind und Sonne allein nicht gewährleisten. Zudem erhöht die rasche Zunahme an Erneuerbaren Energien und deren Integration in das Netz den Druck auf die Stromnetze. Vor diesem Hintergrund werden Batteriespeichersysteme (Battery Energy Storage Systems, kurz BESS) dringender benötigt denn je. Denn sie sorgen angesichts der steigenden Kapazität an Erneuerbaren Energien für einen Netzausgleich und reduzieren so die CO₂-Emissionen. Bei Lastspitzen können BESS entladen werden, um das Energienetz zu regulieren und zu stabilisieren, während Versorgungsunternehmen und unabhängige Stromerzeuger die Batterien zu Niedrigverbrauchszeiten aufladen und so die Kosten für die von ihnen bereitgestellte Energie senken können.

Für den Ausbau der BESS-Kapazitäten gibt es mehrere Nachfrage-treiber. Dazu gehören der anhaltende, starke Kostenrückgang bei den Batteriespeichertechnologien, der die Batterieoptimierung noch erschwinglicher macht, sowie der deutliche Rückgang der Lithiumpreise nach dem Anstieg im Jahr 2022, der den Entwicklungspipelines im Bereich Batterietechnologie zugutekommen wird. Die größere Volatilität auf den Handelsmärkten und die zunehmenden Möglichkeiten zur Teilnahme an Systemdienstleistungen im Zusammenhang mit Netzfrequenz und -ausgleich sowie die Optimierung der Stromgroßhandelsmärkte werden auch das Umsatzpotenzial von Batteriespeichern weiter stärken.

Der Bereich Batteriespeicher bietet Anlegern somit nachhaltige Investitionsmöglichkeiten, die zudem die Diversifizierung innerhalb ihres Erneuerbare Energien-Portfolios erhöhen. Vor dieser Ausgangslage untersucht dieser Beitrag, warum Batterien als Kurzzeitspeicher ein hohes Maß an Flexibilität bieten und warum sie eine der Schlüsselkomponenten eines erneuerbaren Energiesystems sind.



1. Technologische Rahmenbedingungen für Batteriespeicher

Als Kurzzeitspeicher bieten Batterien ein hohes Maß an Flexibilität, indem sie die Leistungsabgabe ausgleichen und Entladungen planen, um ihre Energie effizient zu managen und potenzielle Einnahmen zu steigern. Batterien haben im Vergleich zu Langzeitspeichern geringere Kapazitäten und Entladezeiten. Während Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffspeicher und andere Langzeittechnologien Möglichkeiten bieten, wöchentliche, monatliche und saisonale Schwankungen über teilweise nur wenige Zyklen pro Jahr auszugleichen oder längerfristige Reserven aufzubauen, können Batterien mehrere Zyklen pro Tag durchlaufen. Folglich ergänzen sich die Rollen von BESS und Pumpspeicherkraftwerken weitgehend, da die einen in der Regel innerhalb einer Speicherkapazität von weniger als zehn Stunden und die anderen über mehr als zehn Stunden am wirtschaftlichsten arbeiten.

Die meisten der in den letzten Jahren neu installierten großen Stromspeichersysteme nutzen Lithium-Ionen-Chemie, um die Netzstabilität zu erhöhen. Lithium-Ionen-Batterien sind in der Lage, Energie schnell wieder zur Verfügung zu stellen. Das macht sie im Vergleich zu anderen Technologien zu einer idealen kurzfristigen Ergänzung zur täglich schwankenden Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Dies ist insbesondere auf eine Kosten-Lernkurve zurückzuführen, die sich aus der Industrialisierung der Lithium-Ionen-Produktion im Automobilsektor und der hohen Effizienz von Lithium-Ionen bei der Stromspeicherung ergibt. Diese Faktoren dürften auch in absehbarer Zukunft Bestand haben, sodass Lithium-Ionen-Batterien mit einer potenziellen Speicherdauer von zehn bis zwölf Stunden alternativen Speichertechnologien wie Redox-Flow Batterien weiterhin überlegen sein werden.

Bei Lithium-Ionen-Batterien wird grundsätzlich zwischen Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt (NMC) und Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) unterschieden. Aufgrund der höheren Energiedichte und des daraus resultierenden geringeren Gewichts im Vergleich zu anderen Technologien ist NMC seit vielen Jahren die führende Technologie für den Verkehrssektor, Solarsysteme in Privathaushalten, Elektrowerkzeuge und Stromspeicher. Trotz der geringeren Energiedichte und des damit verbundenen höheren Gewichts im Vergleich zu NMC bei gleicher Leistung gewinnt die LFP-Chemie jedoch zunehmend an Marktanteilen, da die Technologie in anderer Hinsicht klare Vorteile aufweist. Insbesondere der Verzicht auf kritische Rohstoffe wie Kobalt und Nickel macht die Herstellung von LFP kosteneffizienter und erhöht gleichzeitig die Lebensdauer im Vergleich zu nickelbasierten Lithium-Ionen-Chemien.

Darüber hinaus erhöht die geringere Energiedichte von LFP die thermische Stabilität, was das Risiko von Brandunfällen verringert. Gleichzeitig ist die geringere Energiedichte von LFP weniger problematisch für das Energiespeichersegment, da Gewicht und Platzbedarf bei stationären Systemen weniger ins Gewicht fallen.



Wie das nachstehende Diagramm (Abbildung 1) verdeutlicht, wird LFP voraussichtlich bis zum Ende des Jahrzehnts und darüber hinaus die vorherrschende Chemie für die Energiespeicherung bleiben. Darauf weisen ein erheblicher Ausbau der Produktionskapazitäten chinesischer, amerikanischer und europäischer Batteriehersteller sowie die Verwendung immer größerer prismatischer Zellen für die Energiespeicherung hin, die eine höhere Energiespeicherkapazität pro Einheit und eine effizientere Systemintegration ermöglichen.

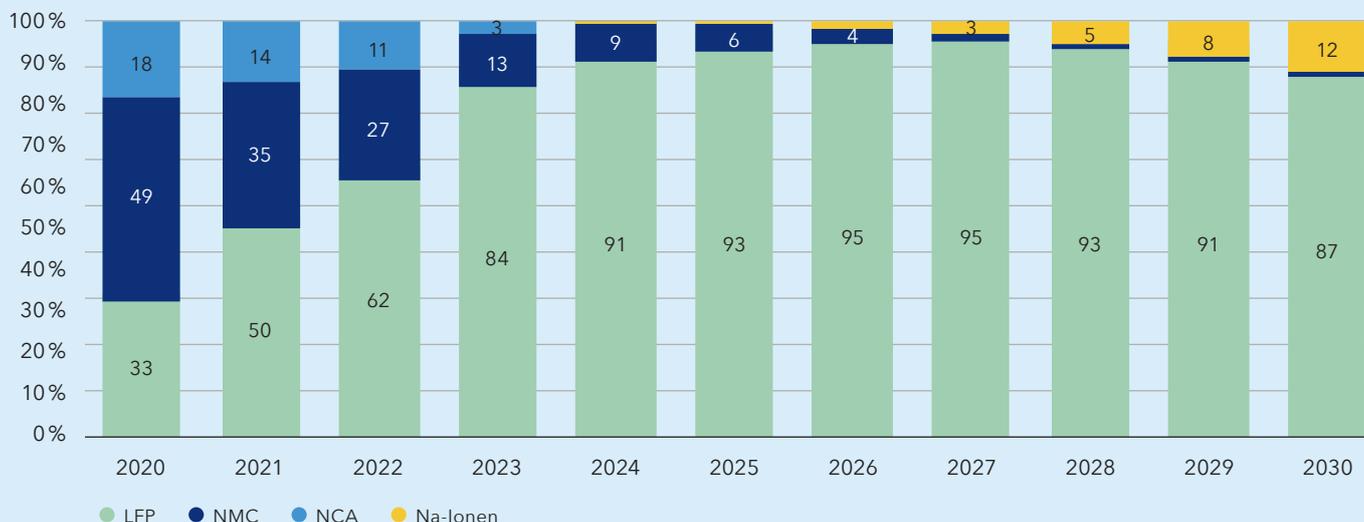
Daher wird die LFP-Chemie zunehmend zur bevorzugten Wahl für große stationäre Batteriespeicher, da sie im Vergleich zu anderen Sektoren eine deutlich geringere Gewichtssensitivität aufweist. Auch in kostensensiblen Automobilanwendungen wird LFP immer häufiger eingesetzt. LFP-Batterien eignen sich für Versorgungsunternehmen im Bereich Erneuerbare Energien. Sie sind für Energiespeicherkapazitäten von bis zu mehreren hundert Megawattstunden ausgelegt und können hohe Lastströme mit einer langen Zyklusdauer bewältigen. Alle Lithium-Ionen-Batterien profitieren zudem vom technologischen Fortschritt und massiven Skaleneffekten, da sie im schnell wachsenden Markt für Elektrofahrzeuge eingesetzt werden. Der erhebliche Preisrückgang bei Batterien in den letzten Jahren hat BESS zu einem weit aus wettbewerbsfähigen Geschäftsmodell gemacht.

Neue Technologien wie Natrium-Ionen-Batterien könnten in den nächsten Jahren einige Marktanteile von LFP erobern, insbesondere in China, wo nationale Ziele und Standards für

Abbildung 1

BATTERIESPEICHERCHEMIE-MIX-AUSBLICK¹

auf Basis von Gigawattstunden in %



Natrium-Ionen-Batterien gefördert werden, um deren Kommerzialisierung zu beschleunigen und dadurch Engpässe bei der Lithiumversorgung zu verringern (siehe Abbildung 1). Die allmähliche Einführung von Natrium-Ionen-Zellen setzt voraus, dass die lokalen Lieferketten für diese Technologie außerhalb Chinas ausgebaut werden. Dies wird ein weiterer wichtiger Treiber für das langfristige Wachstum beim Ausbau von BESS sein und die Kosteneffizienz weiter verbessern, da Natrium reichlich vorhanden ist und die Kosten für Extraktion und Aufbereitung im Vergleich zu Lithium niedriger sind.²

Bei der Aquila Group nutzen wir für die meisten unserer Projekte LFP als führende Chemie im Segment Großbatteriespeicher und kombinieren die idealen technischen Eigenschaften mit unserem Fokus auf Nachhaltigkeit. Alle europäischen Projekte der Aquila Group werden von der Geschäftseinheit Aquila Clean Energy entwickelt, die durch die strategische Auswahl von Standorten mit dem besten Infrastrukturpotenzial Werte schafft. Zudem entwickelt sie hybride Projekte im Bereich Erneuerbarer Energien, die den Netzanschluss optimieren. Die internen Expertenteams von Aquila Clean Energy in den Bereichen Investition, Entwicklung, Beschaffung, Bau und Marktmanagement haben ein ganzheitliches und industrielles Konzept umgesetzt, um ein integriertes und nachhaltiges Geschäftsmodell für Erneuerbare Energien aufzubauen.

Das BESS-Entwicklungsportfolio von Aquila Clean Energy umfasst Projekte mit einer Gesamtkapazität von über 4 GW. Sie verteilen sich auf Deutschland, Spanien, Portugal, Italien, Griechenland, Belgien, die baltischen Staaten und die nordischen Länder. Aquila Clean Energy strebt bis 2030 weitere Projekte in diesen Märkten sowie neue Möglichkeiten in Europa und in der Asien-Pazifik-Region an. Dabei profitiert das Unternehmen von attraktiven Vergütungen für Systemflexibilität, Kapazitätsmärkte und Systemdienstleistungen (siehe Abbildung 13 unten).

2. Der Business Case für Batteriespeicher

Batterien sind eine wichtige Komponente im Energiesystem, um die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Zuverlässigkeit fluktuierender Erneuerbarer Energien zu lösen. Sie speichern überschüssigen Strom für die Zeiten, in denen Wind- und Sonnenenergie nicht verfügbar sind. Diese Versorgungsflexibilität ist die Grundvoraussetzung für eine stärkere Integration erneuerbarer Energiequellen und damit eine höhere Einspeisung Erneuerbarer Energien in die Stromnetze.

2.1 Synergien zwischen Erneuerbaren Energien

Ausgereifte Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien wie Windkraft und Photovoltaik bieten die Möglichkeit, Energiesysteme nachhaltig umzugestalten. Die Sicherheit und Bezahlbarkeit sind dabei unverzichtbar für eine effektive Energiewende, da sie eine breite Akzeptanz sicherstellen. Obwohl die Technologien für Erneuerbare Energien die Netzparität bereits deutlich übertroffen haben und selbst im Vergleich zum Betrieb bestehender fossiler Kraftwerke³ Vorteile bieten, kommen diese Vorteile für die Verbraucher erst seit Kurzem in vollem Umfang zum Tragen. Tatsächlich besteht unter Marktexperten Einigkeit darüber, dass ein vielversprechenderes makroökonomisches Umfeld, in dem die Rohstoff- und Strompreise im letzten Jahr gegenüber den Ende 2022 erreichten Höchstständen gefallen sind und die Inflation in der Eurozone voraussichtlich das Ziel der Europäischen Zentralbank von 2,0% erreichen wird, zu einer Zinssenkung im zweiten Halbjahr 2024 führen dürfte. Diese Entwicklungen dürften angesichts der niedrigeren Fremdkapitalkosten und Abzinsungsfaktoren, die diesem Szenario zugrunde liegen, zu beschleunigten Investitionen in Erneuerbare Energien beitragen.

¹ Bloomberg New Energy Finance (BNEF), „1H 2024 Energy Storage Market Outlook“ (2024), schließt andere Batterietechnologien als Lithium-Ionen- und Natrium-Ionen-Batterien sowie Nicht-Batterietechnologien wie thermische Speicherung, gravitationsbasierte Speicherung und mechanische Speicherung aus. NCA, NMC und LFP stehen für Lithium-Ionen-Batterien, NCA für Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid, NMC für Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid und LFP für Lithium-Eisenphosphat.

² PV Magazine, Sodium-ion batteries - a viable alternative to lithium? (2024), verfügbar unter: Link

³ Die Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen entsprechen denen konventioneller Kraftwerke oder sind sogar niedriger.

Aufgrund einer relativ unelastischen Energienachfrage können mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke jedoch weiterhin den Preis auf dem Markt bestimmen, obwohl die Produktion Erneuerbarer Energien die Auswirkungen der hohen Preise für die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen dämpft. Um die Stabilität der Stromnetze zu gewährleisten, ist daher ein konstantes Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit erforderlich. Während konventionelle Kraftwerke eine stabile und kontrollierbare Grundlast in Abhängigkeit von der Nachfrage erzeugen, sind erneuerbare Technologien wetterabhängig. Daher ist die Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen eine Herausforderung für die Energiesicherheit. Wie aus der nachstehenden Abbildung 2 hervorgeht, erhöht der Tagesgang der Solarenergieerzeugung die Volatilität der täglichen Preisspannen. Der hohe Solarertrag um die Mittagszeit deckt oder übersteigt den Energiebedarf und senkt die Preise, während eine konstante Nachfrage am Abend, die nach Sonnenuntergang nicht mehr gedeckt werden kann, die Preise in die Höhe treibt. Ein verstärkter Ausbau der PV-Kapazität allein würde dieses volatile Muster noch verstärken, sodass Lösungen zur Netzflexibilität erforderlich sind.

Energieversorgung ausgleichen, indem sie Strom erzeugen, wenn Erneuerbare Energien nicht ausreichen, dennoch bietet diese Technologie keine Lösung für Überschüsse zu anderen Zeiten.

Im Gegensatz dazu können BESS in diesen Überschusszeiten aufgeladen werden und so netzbedingte und wirtschaftliche Einschränkungen für Windparks und PV-Anlagen abmildern. In Stunden mit geringer Produktion aus erneuerbaren Quellen kann der entsprechende emissionsfreie Strom in das Netz zurückgespeist werden.⁵ Ein weiterer Vorteil wäre eine geringere Abhängigkeit von Energieimporten, was sich wiederum positiv auf die Energiesouveränität und -sicherheit auswirken und gleichzeitig die Auswirkungen volatiler Rohstoffpreise begrenzen würde.

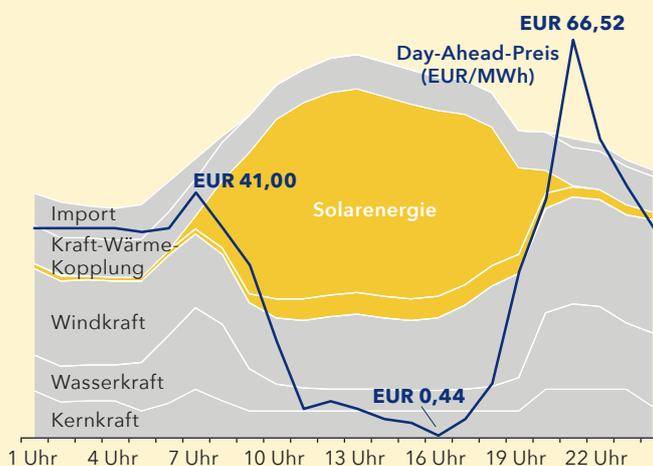
Eine fortgesetzte saisonale Glättung der Erzeugung Erneuerbarer Energien, die von der regionalen Vernetzung und der technologischen Diversifizierung profitiert, würde auch den Bedarf an Gaskraftwerken als Brückentechnologie reduzieren. Die Vorteile der saisonalen Glättung zeigen sich in Europa in der negativen Korrelation von Photovoltaikanlagen im Vergleich zu Wind- und Wasserkraft sowie in den regionalen Unterschieden zwischen hohen Windgeschwindigkeiten an den Küsten und hoher Sonneneinstrahlung in Südeuropa, wobei sich alle Technologien gegenseitig ergänzen. Die Iberische Halbinsel veranschaulicht diesen Zusammenhang. Da die dort vorhandenen natürlichen Ressourcen und die geografischen Gegebenheiten sehr gute und gleichwertige Bedingungen für alle drei Technologien bieten, würde sich ein gleichmäßiges und stabiles Erzeugungsprofil ergeben. Dennoch gibt es weiterhin erhebliche tägliche Schwankungen, die durch flexible Erzeugung und Nachfrage ausgeglichen werden müssen. Hierfür sind Lithium-Ionen-Batterien die ideale Lösung.

Zusätzlich zu den täglichen oder wöchentlichen Flexibilitätsanforderungen werden nach wie vor auch langfristige Energiespeicher benötigt, um die saisonalen und regionalen Schwankungen bei der Erzeugung Erneuerbarer Energien auszugleichen. Lithium-Ionen-Batterien spielen zwar eine wichtige Rolle, wenn es um kurzfristige Flexibilität geht, dürften jedoch bei mehr als zehn bis zwölf Stunden Speicherdauer wahrscheinlich nicht wettbewerbsfähig sein. Neue Technologien bieten vielversprechende Lösungen zur Deckung dieses Bedarfs. Insbesondere Wasserstoff hat aufgrund seiner Fähigkeit, als Saisonspeicher eingesetzt zu werden, zunehmendes Interesse geweckt. So kann Wasserstoff beispielsweise die im Sommer von PV-Anlagen erzeugte Energie speichern und in den Wintermonaten zur Verfügung stellen, in denen die PV-Erzeugung üblicherweise gering ist.

Die Kombination Erneuerbarer Energien und Batterien in einem Portfolio hat also signifikant positive Auswirkungen. Auf der Iberischen Halbinsel zeigen verschiedene Solaranlagen eine starke Ertragskorrelation ($> 0,75$), während Batterien nur eine schwache bis keine Korrelation ($< 0,25$) zu erneuerbaren Anlagen aufweisen (siehe Abbildung 3). Dies weist auf ihr ideales Ergänzungspotenzial für ein Portfolio im Bereich Erneuerbare Energien hin. Darüber hinaus können BESS genutzt werden, um den Wert von Projekten

Abbildung 2

ENERGIEMIX IN SPANIEN AN EINEM REPRÄSENTATIVEN TAG⁴



In diesem Zusammenhang könnte man im Einsatz flexibler Gaskraftwerke eine gute Ergänzung zu den Erneuerbaren Energien sehen, da Gaskraftwerke je nach Einspeisung aus erneuerbaren Quellen an- und abgeschaltet werden können. Die Mindestlast- und Rampenanforderungen stehen dem jedoch entgegen. Zudem ist die Technologie nicht mit Netto-Null-Emissionsszenarien vereinbar, und die Abhängigkeit von den Exportländern wirft Fragen zur langfristigen Nachhaltigkeit dieses Modells auf.

Batterien sind in Bezug auf Kosten und Flexibilität immer wettbewerbsfähiger geworden, zudem steigern sie die Effizienz des Energiesystems. Zwar können Gaskraftwerke Engpässe in der

⁴ Omie, Stand: 3. Mai 2024, abrufbar unter: Link

⁵ Siehe Abschnitt „2.5. ESG-Chancen und -Risiken“ und Aquila Capital, „Lifetime avoided emissions for battery energy storage systems“ (2023), verfügbar unter: Link

im Bereich der Erneuerbaren Energien zu erhöhen, indem sie die Capture Rates verbessern, Ausgleichsenergiekosten reduzieren oder technische Einschränkungen durch Netzbetreiber abmildern. Mittels Co-Location mit PV-Parks könnten Batteriespeichersysteme tagsüber den erzeugten Strom aufnehmen und ihn nachts ohne Einschränkungen wieder abgeben. In Zeiten unvorhergesehener Überschüsse aus der Wind- und Solarenergieerzeugung werden technische Abregelungen angesichts der Engpässe in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen in vielen europäischen Ländern zu einem immer größeren Problem.

Angesichts des rasanten Ausbaus erneuerbarer Kapazitäten, der Abschaltungen durch Netzbetreiber zu einer ständigen Bedrohung machen könnte, werden Co-Location-Batteriespeicher zu einer immer wichtigeren Anwendung. Wenn regenerative Kraftwerke in Gebieten mit schlechter Netzanbindung angesiedelt sind, wird die maximale Leistung der Kraftwerke häufig vom Energieversorger auf ein bestimmtes Niveau abgeregelt. Co-Location von Batterien kann auch dazu beitragen, dieses Problem zu lösen, indem sichergestellt wird, dass die Batterien bei Überproduktion oder Netzabschaltungen geladen beziehungsweise entladen werden, wenn ein Kraftwerk weniger als die maximal zulässige Strommenge produziert.

Abbildung 3

BEISPIELHAFTE UMSATZKORRELATIONSMATRIX AUSGEWÄHLTER ERNEUERBARER ENERGIEN UND BATTERIEN⁶

SOLAR Spanien	1	0,58	0,97	-0,12
WIND Griechenland	0,58	1	0,67	0,25
SOLAR Portugal	0,97	0,67	1	-0,02
BATTERIE Belgien	-0,12	0,25	-0,02	1
	SOLAR Spanien	WIND Griechenland	SOLAR Portugal	BATTERIE Belgien

Batteriespeicher können zudem eine wichtige Rolle bei der direkten Unterstützung von Netzbetreibern spielen, indem sie Netzengpässe verhindern, die Spannung regeln, Blindleistung bereitstellen oder absorbieren und die Stromversorgung nach Stromausfällen wiederherstellen („Schwarzstart“). Dies ist besonders in Europa von Bedeutung, wo bis 2030 schätzungsweise EUR 584 Mrd. an Investitionen in die Übertragungsnetze erforderlich sind, um diese zu modernisieren und die wachsende Kapazität im Bereich der Erneuerbaren Energien aufzunehmen⁸

⁶ Aquila Capital, basierend auf den verfügbaren Informationen von Januar 2015 bis März 2023 auf der Entsoe Transparency Platform und der EEX. Die Korrelationsmatrix wird auf der Grundlage der stündlichen, monatlich aggregierten Einnahmen (Preis mal Produktion) berechnet.

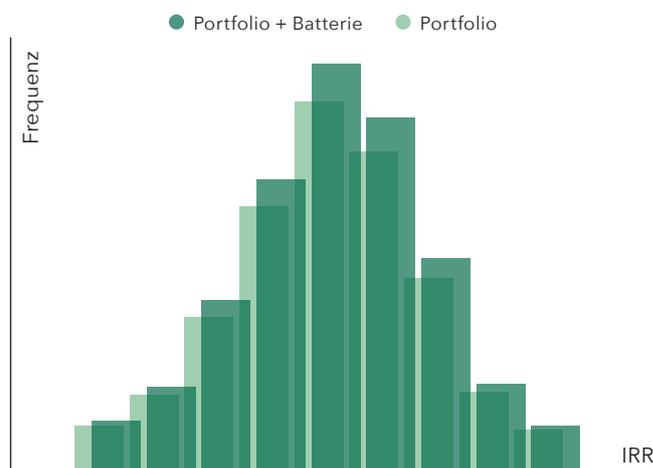
⁷ Aquila Capital, auf der Grundlage von Daten aus 500 Szenarien, die für das ursprüngliche EMEA-Portfolio und das Portfolio mit Hinzufügen von Investitionen in Co-Location- und eigenständigen Batterien berechnet wurden.

⁸ European Council on Foreign Relations, „Gridlock: Why Europe’s electricity infrastructure is holding back the green transition“ (2023), verfügbar unter: Link

Welche Vorteile eine Portfoliodiversifizierung mit BESS bietet, illustriert auch Abbildung 4. Zusätzliche Investitionen in Co-Location-Batterien und in eigenständige Batterien in einem Erneuerbare Energien-Portfolio verschiebt die IRR-Verteilung des Portfolios nach rechts (d. h. höhere durchschnittliche IRR-Renditen aufgrund des höheren Merchant-IRR von BESS im Vergleich zu Erneuerbaren Energien) und verringert die Breite der Verteilung (d. h. geringere Volatilität der Renditen). Dies unterstreicht das Potenzial von BESS für Anleger als nachhaltige ergänzende Investitionsmöglichkeit, die auch die Diversifizierung innerhalb von Erneuerbare Energien-Portfolios erhöht.

Abbildung 4

BEISPIELHAFTER IRR-PORTFOLIO- VERGLEICH⁷



2.2. Einkommensströme

Der technologische Fortschritt und die grundlegenden Veränderungen in der europäischen Elektrizitätswirtschaft führen zur Einführung von BESS-Systemen mit höheren Kapazitäten und längeren Entladezeiten. Dadurch können Skaleneffekte realisiert und das Potenzial eröffnet werden, eine Reihe unterschiedlicher Märkte auf Technologiebasis zu bedienen. Es gibt drei wichtige Marktkategorien, aus denen BESS ihre Einkommensströme generieren, wobei Ausgestaltung und Reifegrad dieser Märkte in Europa noch sehr unterschiedlich sind:

- **Systemdienstleistungen:** tägliche Auktionen für Primär-, Sekundär- und Tertiärreserven;
- **Stromgroßhandelsmarkt:** Day-Ahead-, Intraday- und Imbalance-Märkte;
- **Langfristige Auktionen:** z. B. Kapazitätsmärkte und netzunterstützende Dienste wie Spannungsregelung, Blindleistung und Schwarzstart.

Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen beziehen sich auf die Netzfrequenz und den Ausgleich und können auf den verschiedenen Märkten unterschiedliche Bezeichnungen und Definitionen haben. Netzfrequenzdienste beziehen sich auf alle Dienstleistungen, die von Marktteilnehmern im Zusammenhang mit unerwarteten Änderungen der Übertragungsnetzfrequenz erbracht werden können, z. B. die Bereitstellung oder der Verbrauch zusätzlicher Energie. Wenn die tatsächliche Produktion oder die Nachfrage nach Strom von den Prognosen abweicht, können die Batterien eine stabile Frequenz effizient wiederherstellen. Es gibt drei Hauptarten von Systemdienstleistungen, die alle von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bezahlt werden:

1. Frequency Containment Reserve (FCR):

Die FCR, auch als Primärreserve oder Frequenzregulierung bekannt, ist eine wichtige Systemdienstleistung, die die Netzfrequenz innerhalb akzeptabler Grenzen (50 Hz in Europa) hält. Da Stromnachfrage und -angebot fortlaufend schwanken, passen die Stromerzeuger ihre Leistung innerhalb von Sekunden an, um diese Veränderungen auszugleichen und die Netzfrequenz zu stabilisieren. FCR-Anbieter wie Kraftwerke oder Energiespeichersysteme müssen in der Lage sein, schnell auf Frequenzabweichungen zu reagieren, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

2. Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR):

Die aFRR, auch als Sekundärreserve bezeichnet, ist eine weitere Systemdienstleistung, die zur Wiederherstellung der Netzfrequenz nach erheblichen Störungen eingesetzt wird. Während die FCR auf schnelle Frequenzänderungen reagiert, sorgt die aFRR für eine längerfristige Wiederherstellung der Frequenz, indem sie die Erzeugung oder den Verbrauch über Minuten bis Stunden anpasst. Netzbetreiber setzen aFRR ein, um anhaltenden Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage entgegenzuwirken und die Netzfrequenz wieder auf ihren Nennwert zu bringen.

3. Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR):

Die mFRR, auch Tertiärreserve oder manuelle Frequenzregelung genannt, ist eine zusätzliche Systemdienstleistung, die bei extremen Netzereignissen oder bei unzureichenden Primär- und Sekundärreserven eingesetzt wird. Im Gegensatz zu automatischen Reserven erfordert die mFRR manuelle Eingriffe durch Netzbetreiber oder Marktteilnehmer, um die Netzfrequenz wiederherzustellen. Dieser Dienst wird in der Regel bei seltenen, aber schwerwiegenden Ereignissen wie großen Generatorausfällen oder weitreichenden Netzstörungen aktiviert, bei denen sofortige Maßnahmen erforderlich sind, um kaskadenartige Ausfälle und Blackouts zu verhindern.

Diese Systemdienstleistungen greifen ineinander, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten und eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Dabei spielt jede Dienstleistung eine spezifische Rolle bei der Reaktion auf unterschiedliche Arten und Größenordnungen von Netzstörungen. Angesichts der hohen Variabilität von Nachfrage (z. B. Verbrauchsspitzen im Sommer, Temperaturschwankungen, Verbrauchsänderungen bei den Endverbrauchern) und Angebot (z. B. Kraftwerksausfälle, intermittierende Wind- und Solarenergieerzeugung) müssen die Netzbetreiber die Stromnetze stets ausgleichen. Diese Netzasymmetrien werden in Echtzeit über die Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve ausgeglichen, was die Marktteilnehmer dazu zwingt, die volle Aktivierung innerhalb vordefinierter Zeiträume zu erreichen. Diese Reserve-mechanismen sorgen dafür, dass sich die Netzfrequenz allmählich wieder auf 50-Hz einpendelt (siehe Abbildung 5 unten). Es wird erwartet, dass sich ein Großteil der BESS-Umsätze in den nächsten vier bis fünf Jahren weg von den bestehenden Systemdienstleistungen auf die Optimierung der Großhandelsmärkte verlagert. Dabei werden mehr Märkte von der attraktiven Vergütung für die Systemflexibilität, den sich aus den Echtzeit-Asymmetrien ergebenden Möglichkeiten zum Arbitragehandel und der langfristigen Vergütung über die Kapazitätsmärkte profitieren, wie wir im Folgenden erläutern.

Abbildung 5

ÜBERSICHT SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

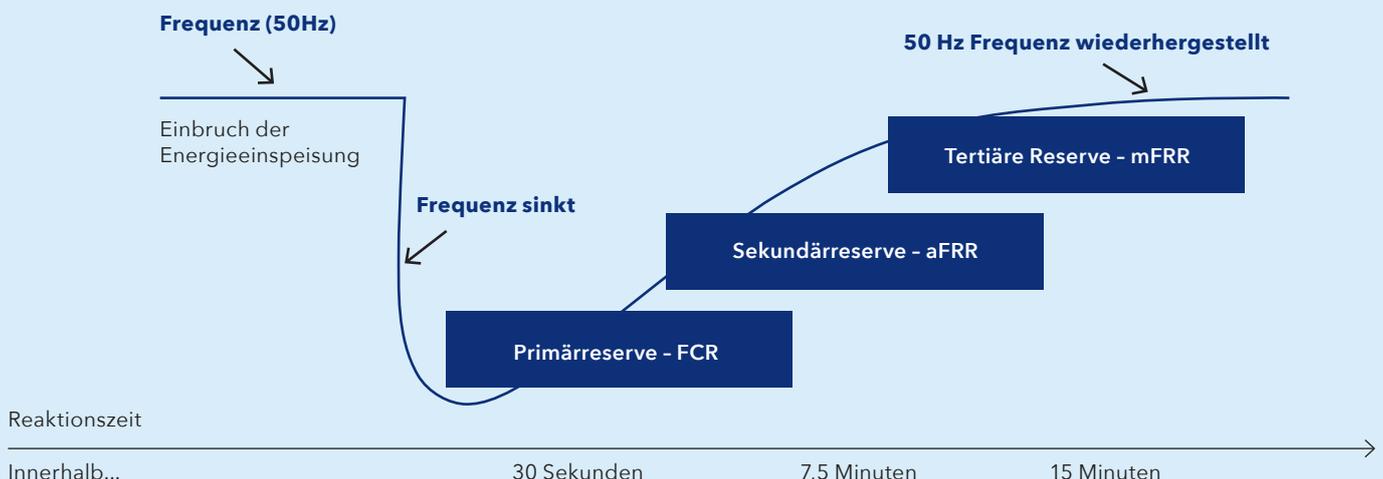
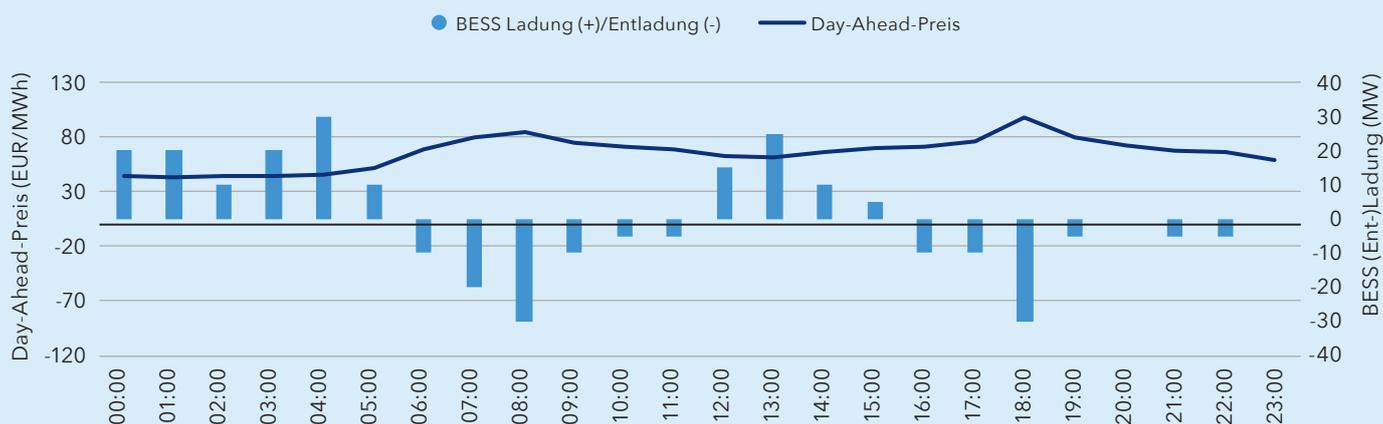


Abbildung 6

EXEMPLARISCHER NUTZUNGSVERLAUF EINES 50 MW/100 MWH BESS AUF DEM DEUTSCHEN DAY-AHEAD-MARKT⁹



Optimierung für Vermarktung an Großhandelsmärkten

Bei der Optimierung für die Vermarktung an den Großhandelsmärkten geht es darum, die Energiespeicheranlagen zu nutzen, um die Einnahmen durch Preisoptimierung und Zeitverschiebung in einer Auktion für am nächsten Tag gelieferten Strom (Day-Ahead-Auktionen) oder auf dem kontinuierlichen Markt für Energielieferungen (Intraday-Markt) nahezu in Echtzeit zu maximieren, wobei Batterien durch Arbitrage von Preisspannen (z. B. Laden der Batterie zu niedrigen Preisen und Entladen zu hohen Preisen, siehe Abbildung 6) Gewinne erzielen können und das System dabei stabilisieren.

Eine weitere wichtige Einnahmequelle für BESS auf den Großhandelsmärkten ist die Optimierung am Markt für Ausgleichsenergie. Dabei versuchen die Batterien den Bedarf des Systems zu antizipieren. Dazu passen sie ihre Handelspositionen an, um zusätzliche Einnahmen zu erzielen, indem sie ihre Lade- und Entlademuster in die entgegengesetzte Richtung zur Position des Systems lenken und so von der hohen Volatilität und den Preisspitzen profitieren. Eine erhöhte Volatilität kann daher als positive Dynamik für BESS-Betreiber angesehen werden. Sie profitieren davon, indem sie Strom aus erneuerbaren Quellen zu niedrigen Preisen kaufen, um ihre Batterien aufzuladen, und später Strom zu hohen Preisen ins Netz einspeisen, wenn die Produktion aus Erneuerbaren Energien gering ist. Während ein rascher BESS-Ausbau die Volatilität auf den Strommärkten verringern dürfte, wird ein wachsender Anteil Erneuerbarer Energien am Energiemix die Volatilität im Gegensatz dazu wieder ansteigen lassen.

Zusätzliche Einnahmemöglichkeiten, die sich aus dieser Echtzeit-Volatilität ergeben, in mittel- bis langfristigen Prognosen zu berücksichtigen, ist in der Regel eine große Herausforderung. Daher unterschätzen Berater in ihren Prognosen zur BESS-Einnahmementwicklung diese Möglichkeiten häufig.



⁹ Aquila Capital, basierend auf öffentlich verfügbaren Marktdaten Stand 1. Januar 2023. Weitere Details zum deutschen BESS-Markt finden Sie in einer früheren Analyse von Aquila Capital, „Systemstabilität und Effizienz durch Batteriespeicher - Ein Wendepunkt der nachhaltigen Transformation?“ (2021), verfügbar unter: [Link](#)

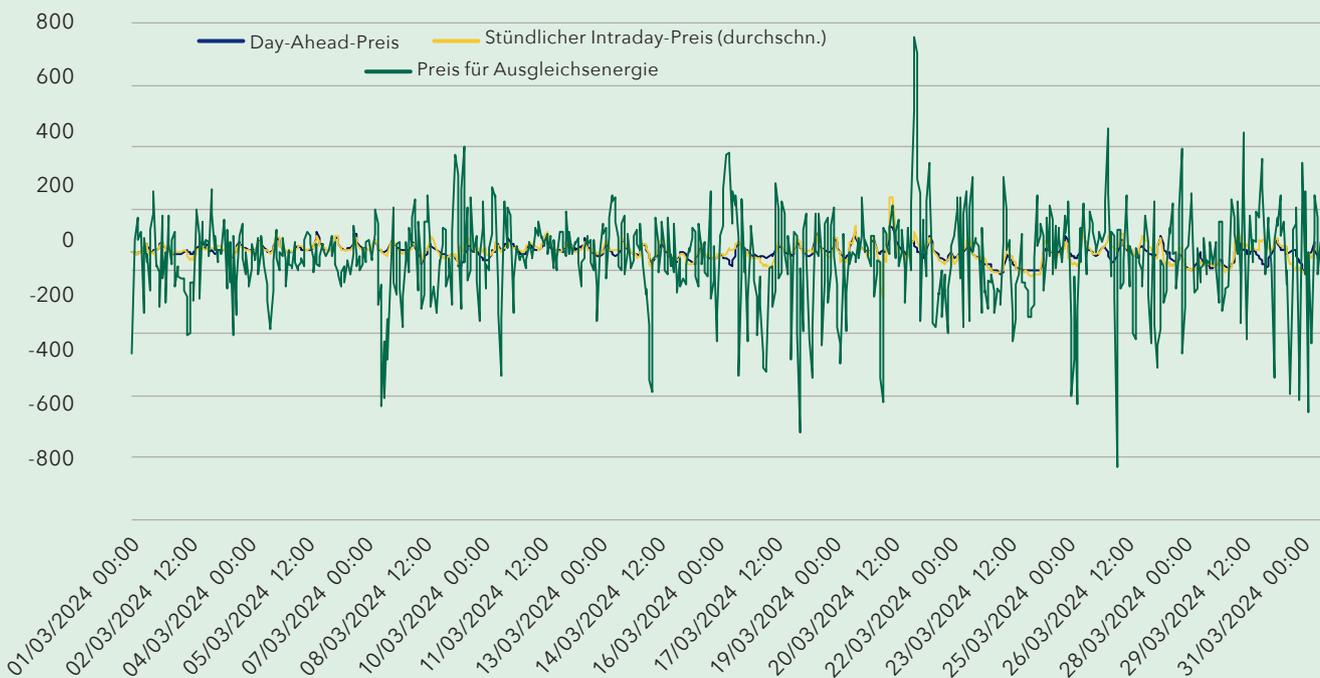
Die nachstehende Abbildung 7 zeigt die Preise für Ausgleichsenergie in Belgien, die in beiden Richtungen in der Regel volatil sind als die Day-Ahead- oder Intraday-Preise und die Systemspitzen widerspiegeln, wenn die Marktteilnehmer mehr oder weniger Strom produzieren als sie verkauft oder gekauft haben. Dieses Phänomen tritt in der Regel dann auf, wenn es bei der Versorgung mit Kernenergie aufgrund von Abregelungen und Wartungsarbeiten ein Defizit gibt oder die Produktion Erneuerbarer Energien plötzlich geringer ausfällt als erwartet (z.B. bei geringem Windaufkommen oder bewölktem Himmel). Dann steigt verursacht von Ungleichgewichten der Preis, da andere Kraftwerke und Speicher versuchen, die unerwartete Nachfragerücke zu schließen.



Abbildung 7

MARKTPREISE BEI AUSGLEICHSENERGIE IN BELGIEN¹⁰

(in EUR / MWh)



Langfristige Auktionen

Um Investitionen des privaten Sektors in neue Stromerzeugungsanlagen zu fördern und eine ausreichende Kapazität (Sicherheitsmarge) zwischen Lastspitzen und installierter Kapazität zu gewährleisten, haben mehrere Länder Kapazitätsmechanismen eingeführt. Diese bieten Stromerzeugern neben den Einnahmen aus Großhandelsmarkt und Systemdienstleistungen zusätzliche Einnahmeströme durch Kapazitätzahlungen sowie mehr Transparenz für Investoren durch langfristige Verträge.

Derzeit haben sechs europäische Länder (Belgien, Irland, Frankreich, Polen, Großbritannien und Italien) Kapazitätsmärkte eingerichtet, die von der Europäischen Union durch verschiedene Auktionen genehmigt wurden und die Einbeziehung von Energiespeichersystemen ermöglichen. Die Auktionstermine und Vertragslaufzeiten sind von Land zu Land unterschiedlich. Zusätzlich zu diesen Kapazitätsmechanismen gibt es in ganz Europa weitere Subventionsprogramme, die wiederkehrende Einnahmen für erfolgreiche Projekte bereitstellen, die im Rahmen von Auktionen beschafft werden. In Griechenland beispielsweise beinhaltet dieser Prozess einen Betriebskostenzuschuss, der über einen CfD-ähnlichen Mechanismus (Differenzvertrag) umgesetzt wird.

¹⁰ Aquila Capital, basierend auf öffentlich verfügbaren stündlichen Marktdaten vom 1. bis 31. März 2024. Andere Quellen: Elia, Regelleistung.net und Entsoe Transparency Platform.

Die Speichersysteme in Griechenland geben einen Gebotspreis (EUR/MW/Jahr) ab, der als jährlicher Referenzumsatz für einen zehnjährigen Förderplan gilt. Der Teil des jährlichen Referenzumsatzes, der nicht von den Strommärkten (DA, ID, Ausgleichsmarkt) stammt, wird im Rahmen des Förderplans garantiert.

In Deutschland sind die Subventionsregelungen dagegen anders gestaltet. Es gibt Innovationsausschreibungen, bei denen Entwickler feste Prämien erhalten, um Erneuerbare Energien- und Speicherprojekte im ganzen Land zu fördern. Diese Prämien werden für zwanzig Jahre gewährt, unterliegen jedoch bestimmten Einschränkungen hinsichtlich der Batterienutzung (z. B. kein Aufladen der Batterie mit Netzstrom), was den Wert der Batterie aus Sicht des Gesamtsystems verringert.

In Italien hat Terna, der Übertragungsnetzbetreiber des Landes, ein „Fast Reserve“-Pilotprojekt gestartet, in dessen Rahmen 250 MW BESS-Kapazität für die Bereitstellung zwischen 2023 und 2027 beschafft werden sollen. Dieses „Fast Reserve“-Projekt umfasst Anlagen mit kapazitätsbasierter Vergütung und ermöglicht neuen Kategorien von Ressourcen die Teilnahme am Markt für Systemdienstleistungen. Ziel ist es, ihre Leistung vor der vollständigen Integration zu testen.

Optimierungsstrategie

Der Schlüssel für den Erfolg eines BESS-Projekts liegt in der Optimierung der oben genannten Einnahmeströme während der Lebensdauer der Anlagen und im Rahmen ihrer technischen Beschränkungen. Einige der Einnahmeströme können miteinander verbunden werden und erfordern daher einen Optimierungsansatz für mehrere Märkte. Dies geschieht rund um die Uhr und für bestimmte Märkte wie Intraday oder Ausgleichsenergie nahezu in Echtzeit. Dazu sind komplexe Optimierungsalgorithmen erforderlich, um die umfangreichen erforderlichen Echtzeitdaten zu Marktpreisen, grundlegende Faktoren wie Wettervorhersagen und andere Variablen analysieren zu können, die sich auf das optimale Nutzungsmuster des Batteriesystems auswirken. Ziel ist es, das Lade- und Entladeverhalten zu optimieren, um die Gesamteinnahmen auf den verschiedenen Großhandelsmärkten sowie den Märkten für Systemdienstleistungen zu maximieren. Bei einer Co-Location-Anlage muss die Batterieoptimierung auch die Wechselwirkung zwischen der Anlage für Erneuerbare Energie und der Batterie auf dem gemeinsam genutzten Netzanschluss berücksichtigen. Kombinierte Portfolios im Bereich Erneuerbare Energien und Batterien, wie sie Aquila Clean Energy betreibt, können so von den Synergien einer gemeinsamen Optimierung profitieren.

2.3. Kosteneffizienz

Ein wichtiger Wettbewerbsfaktor für BESS ist der erhebliche Rückgang der weltweiten Kosten für Energiespeichersysteme in den letzten Jahren, der auf Größenvorteile, einen intensiven Wettbewerb auf dem Markt und technologische Fortschritte bei alternativen Batteriezusammensetzungen zurückzuführen ist (siehe Abbildung 8). Dieser Trend wurde durch die seit 2010 um 90 %



gesunkenen Preise für Lithium-Ionen-Batteriepacks (siehe Abbildung 9) sowie durch ein umfangreiches Batterieangebot aufgrund des verstärkten Wettbewerbs in diesem Sektor noch verstärkt.

Es wird erwartet, dass die Kosten weiter sinken, da verbesserte Batteriezellen und Systemdesigns auf den Markt gebracht werden und der Wettbewerb anhält. Für 2024 wird mit einem weiteren Rückgang der Kosten für Lithium-Ionen-Batteriepacks gerechnet, da die zwanzig größten Hersteller von Lithium-Ionen-Batterien einen Ausbau ihrer Produktionskapazitäten um 50 % angekündigt haben.¹¹

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) werden die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien durch eine verstärkte Produktion von 2023 bis 2030 im weltweiten Durchschnitt um weitere 40 % sinken. Dabei sorgen Innovationen für niedrigere Vorlaufkosten und bringen zusätzliche Leistungsverbesserungen in Form höherer Energiedichten und längerer Nutzungsdauer mit sich.¹² Die Produktionskapazität für Batterien wird sich von 2023 bis 2030 fast vervierfachen, vorausgesetzt alle angekündigten Fabriken werden vollständig und pünktlich realisiert und erreichen ein Niveau von ca. 8 TWh pro Jahr. Das würde ausreichen, um die Batterieanforderungen des Szenarios „Netto-Null-Emissionen“ (NZE) bis 2050 zu erfüllen. Die Batterieproduktion wird sich in den kommenden Jahren ebenfalls diversifizieren, wobei der Anteil Chinas an der Produktionskapazität für Lithium-Ionen-Batterien von fast 85 % im Jahr 2023 auf 67 % im Jahr 2030 sinken dürfte. Diese Verschiebung ist in erster Linie erheblichen Investitionen in Europa und Nordamerika in den kommenden Jahren geschuldet.¹³ Diese positiven Trends werden die Risiken in der Lieferkette verringern und eine nachhaltige Beschleunigung des BESS-Ausbaus gewährleisten.

¹¹ BNEF, „Energy Storage: 10 Things to Watch in 2024“ (2024).

¹² Internationale Energieagentur (IEA), „Batteries and Secure Energy Transitions“ (2024), verfügbar unter: [Link](#)

¹³ IEA, „Batteries and Secure Energy Transitions“ (2024), verfügbar unter: [Link](#)

Abbildung 8

WELTWEITE DURCHSCHNITTliche INVESTITIONSKOSTEN FÜR VOLLSTÄNDIG INSTALLIERTE GROSSE ENERGIESPEICHERSYSTEME MIT EINER, ZWEI UND VIER STUNDEN LAUFZEIT ZU BEGINN DER LEBENSDAUER¹⁴

2023 (inflationbereinigt) USD / kWh (auf Basis der nutzbaren Kapazität)

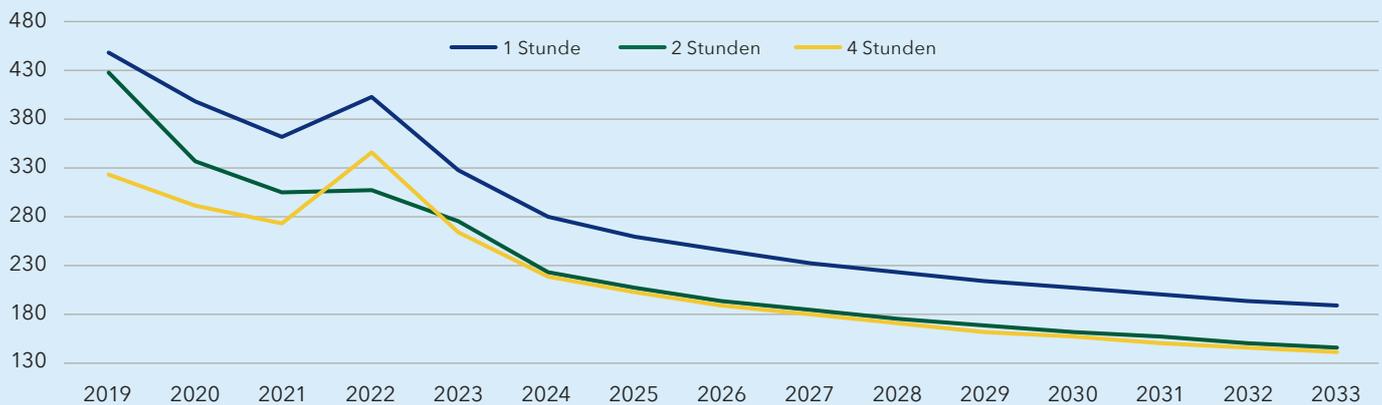


Abbildung 9

PREISE FÜR LITHIUM-IONEN-BATTERIEPACKS¹⁵

(2023 (inflationbereinigt) USD / kWh)

90%



Batteriespeicher bieten ein großes Potenzial für Länder, die einen umfassenden Ausstieg aus grundlastfähigen fossilen und nuklearen Kraftwerken planen, da die entsprechenden Kapazitäten nur durch die Stabilisierung der Erzeugung Erneuerbarer Energien ersetzt werden können. Mit Stromgestehungskosten von 125 USD/MWh haben Großbatteriespeicher mit einer Laufzeit von vier Stunden die traditionellen Gaskraftwerke als kostengünstigste Technologie zur Emissionsminderung hinter sich gelassen (siehe Abbildung 10 unten).

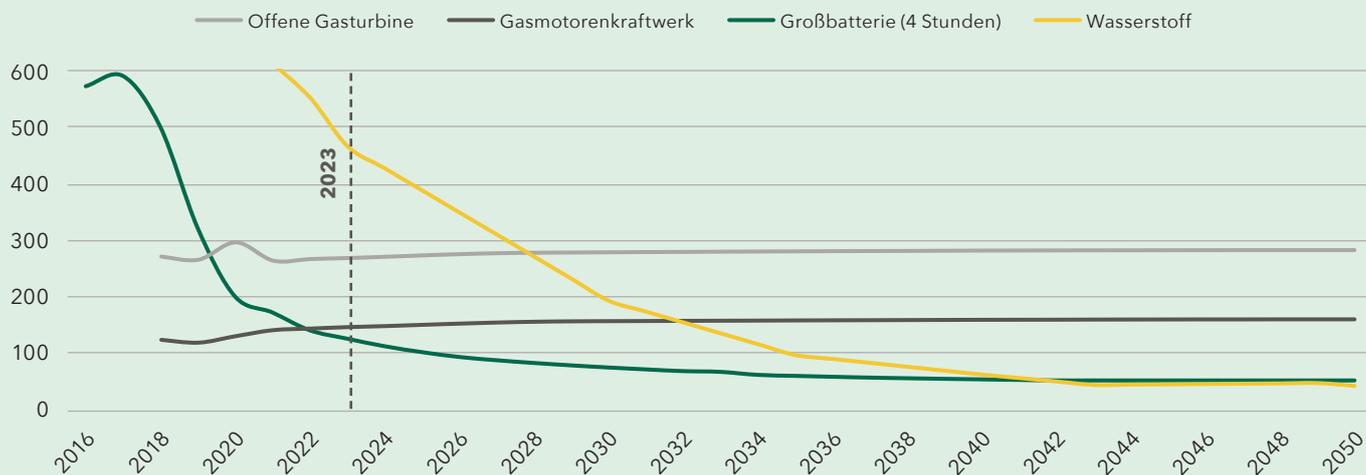
Sie sind bereits heute rund 78% günstiger als 2016 und dürften in den kommenden Jahren noch wettbewerbsfähiger werden. Hervorzuheben ist zudem, dass der energieintensive Prozess der Herstellung und Speicherung von Wasserstoff den Einsatz erneuerbarer Energiequellen erfordert, um das Ziel des Netto-Null-Emissionsszenarios bis 2050 zu erreichen. Dieser Anwendungsfall wird ein weiterer wichtiger Katalysator für den Ausbau von BESS sein.

¹⁴ BNEF, „Energy Storage System Cost Survey 2023“ (2023). Beinhaltet die Kosten für das Batterierack, den Ausgleich zwischen System und Energiemanagementsystem, die Energieumwandlungssysteme, die Transformatoren, sonstige Kosten und die Margen für Systemintegratoren. Je nach Region variieren die Kosten erheblich, wobei schlüsselfertige Energiespeichersysteme in China deutlich weniger kosten als in Europa und den USA, da China über gut ausgebauten Produktionskapazitäten für Batterien, ausgereifte Lieferketten und ein Überangebot an Batteriezellen verfügt. Darüber hinaus gibt es einen intensiven Wettbewerb zwischen den Batterieherstellern.

¹⁵ BNEF, „Localization and the Cost of Batteries“ (2024).

Abbildung 10

STROMGESTEHUNGSKOSTEN (LCOE) FLEXIBLER ENERGIELÖSUNGEN¹⁶ (USD / MWh)



So werden niedrigere Preise in der Batterielieferkette, Verbesserungen bei den Batterien – wie die schnelle Einführung größerer Zellen – sowie ein intensiver Wettbewerb in der Branche die Kosten für BESS-Projekte weiter senken. Zudem wird bei Projekten die Dauer der Ein- und Ausspeicherung mit voller Leistung voraussichtlich zunehmen, da sich die Anwendungsfälle weiterentwickeln und mehr Energie liefern. In Europa zeigen dies die Pläne des italienischen Netzbetreibers Terna, der Auktionen für Langzeit-Energiespeichersysteme (einschließlich Lithium-Ionen und Pumpspeicherkraftwerke) einführen will. Diese sollen bis 2030 eine zusätzliche Speicherkapazität von 9 GW / 71 GWh schaffen. Die erste Auktion dieser Art wird für 2025 erwartet, die erste Lieferung soll 2027 oder 2028 erfolgen.

2.4. Rechtliche Rahmenbedingungen

Voraussetzung für eine beschleunigte Entwicklung von BESS in Europa sind auch entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen, die den Betreibern ein langfristig positives und stabiles Marktumfeld bieten. Mehrere Länder müssen noch die Märkte für Strom und Systemdienstleistungen öffnen und Regelungen erlassen, die die Verbindungsbeschränkungen lockern und die Beteiligungsmodelle für Batteriespeicher auf ihren Märkten klären. Die Länder der Europäischen Union (EU) passen ihre rechtlichen Rahmenbedingungen zunehmend an; das Fehlen einer harmonisierten und heterogenen Strategie erfordert jedoch weiterhin einen selektiven Ansatz. So gelten in Italien, Portugal und Spanien nach wie vor Beschränkungen für die Teilnahme von Batterien an Systemdienstleistungsmärkten (z. B. Primärreserve), auch wenn ihre Marktdesigns jetzt voraussichtlich an die erwarteten Veränderungen angepasst werden, um die Rahmenbedingungen für die Einführung von BESS zu verbessern.

In Erwartung dieser Veränderungen errichtet die Aquila Group in den meisten ihrer in Betrieb und in der Entwicklung befindlichen PV-Parks in diesen Ländern Co-Location-Batteriespeicher, um die Wertschöpfung zu maximieren und mögliche technische Beeinträchtigungen abzumildern.

Ein Projekt auf EU-Ebene, Picasso, zielt darauf ab, das Marktdesign für Regenergie in der Eurozone zu harmonisieren, während das Marktdesign in den Benelux-Ländern und Deutschland bereits eine gute Grundlage für Investitionen in BESS bietet, und zwar einschließlich einer ständigen Optimierung der Batterie in verschiedenen Marktsegmenten. Die regulatorische Einstufung von BESS bleibt jedoch ein kritischer offener Punkt, da durch die derzeitige Doppelrolle als Stromverbraucher und -produzent das Risiko doppelter Netzentgelte, Netzanschlussengpässen, und Steuern entstehen kann.

Starken Rückenwind für den BESS-Ausbau wird zudem die Einführung eines neuen technologieneutralen Kapazitätsmarktes in Deutschland verursachen, der bis 2028 im Rahmen einer Reform des Strommarktdesigns entstehen soll. Darüber hinaus wurde die Beschaffung von 10 GW flexibler Gaskraftwerke vereinbart, die bis 2040 auf Wasserstoff umgestellt werden müssen, wobei die Ausschreibungen in den künftigen Kapazitätsmechanismus integriert werden sollen. Die Tatsache, dass dieser Kapazitätsmarkt nicht nach Technologie unterscheiden wird, ist eine große Chance für BESS-Entwickler und -Betreiber. Andere europäische Märkte, die ähnliche Mechanismen eingeführt haben, wie z. B. Großbritannien, Belgien, Italien und Polen, haben eine hohe Beteiligung von Batteriegruppen erfahren und eine solide Einnahmequelle für BESS-Projekte sichergestellt. Die Rahmenkonzepte in diesen Ländern trugen ebenfalls dazu bei, Projektfinanzierungen für neue Standalone-Batterien zu erschließen.

¹⁶ BNEF-Daten (2023).



Hintergrund für diesen Vorschlag ist der Plan der Ampelkoalition, bis zu 25 GW neue Energiekapazitäten zu schaffen. Dieser sah zunächst ausschließlich wasserstofftaugliche Gaskraftwerke (H₂-taugliche Gas-Peaker) für die Stromerzeugung vor. Die für diesen Vorschlag erforderlichen hohen Subventionen veranlassten die Regierung jedoch dazu, die Kapazität von H₂-fähigen Gas-Peakern auf nur 10 GW zu reduzieren und damit den Weg für einen technologieutralen Kapazitätsmarkt zu ebnen, der helfen soll, die Lücke zu schließen. Ein finaler Vorschlag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz soll im Sommer 2024 vorgelegt werden.

Im Februar 2021 verabschiedete die spanische Regierung eine Strategie zum Thema Energiespeicher. Die beschlossenen Maßnahmen zielen darauf ab, die Rolle der Speicher im Stromsektor zu stärken, indem sie die Flexibilität des Systems erhöhen und die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Roadmap sieht vor, dass das Land seine Speicherkapazität bis 2030 auf 20 GW und bis 2050 um weitere 10 GW aufstockt. Während die saisonale Speicherung (z. B. in der Form großer Wasserreservoirs) im nächsten Jahrzehnt zunehmen soll, werden Systeme mit kürzerer Laufzeit (z. B. Batterien, Vehicle-to-Grid usw.) den größten Beitrag leisten. Die Regierung geht davon aus, dass Speicher eine größere Rolle spielen werden, wenngleich für die verschiedenen Speichertechnologien hinsichtlich ihrer Reaktionszeit, Kapazität, Effizienz und Reife weitere Überlegungen erforderlich sind. Die Speicherung wird von zusätzlichen Einnahmeströmen bei Systemdienstleistungen, günstigeren Kapazitätsmärkten aufgrund eines potenziellen vergüteten Kapazitätsmechanismus (Capacity Remuneration Mechanism - CRM) und größerer Flexibilität für lokale Märkte durch die Verringerung von Netzengpässen profitieren. Darüber hinaus beabsichtigt die Regierung, die potenzielle Rolle dezentraler Speicherkapazitäten auf den lokalen Märkten zu analysieren.

Günstige rechtliche Rahmenbedingungen ermöglichen es BESS-Anlagen, an zusätzlichen Einnahmeströmen zu partizipieren, einschließlich der Optimierung des Großhandelsmarktes und der Systemdienstleistungen. Dies macht sie im Vergleich zu Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, wettbewerbsfähiger und wirtschaftlich attraktiver.

2.5. ESG-Chancen und -Risiken

Um das Potenzial der Batteriespeicherung zu maximieren und einen signifikanten Beitrag zu den Nachhaltigkeitszielen zu leisten, ist eine umfassende Analyse der globalen Lieferketten unerlässlich, da die vorherrschende Technologie der Lithium-Ionen-Batterien einen erheblichen Rohstoffbedarf erfordert. In diesem Zusammenhang sollte der Bergbau hohen sozialen und ökologischen Standards entsprechen. Von der Gewinnung der Rohstoffe über die Produktion bis zum Recycling muss eine Lebenszyklusanalyse durchgeführt werden. Das Recycling von Rohstoffen oder die Nutzung Erneuerbarer Energien in der Produktion können den CO₂-Fußabdruck der Batterieproduktion erheblich verringern. Darüber hinaus wird die technologische Batterieentwicklung entscheidende Fortschritte bei der Reduzierung des Bedarfs an begrenzten Rohstoffvorkommen und der Steigerung der Effizienz erzielen. In der vorherrschenden Lithium-Ionen-Technologie gibt es bereits alternative Batteriezusammensetzungen. Wie bereits erwähnt, gewinnt Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) zunehmend an Marktanteilen, da es im Vergleich zur Nickel-Mangan-Kobalt-Chemie (NMC) kostengünstiger und weniger abhängig von knappen Rohstoffen ist. Diese alternativen Batteriezusammensetzungen führen zu einer stärkeren Diversifizierung der Lieferketten und machen gleichzeitig die Arbeitsbedingungen transparenter. Eine weitere bereits erwähnte Technologie ist die Natrium-Ionen-Technologie. Sie hat das Potenzial, den künftigen Lithium-Bedarf für Batterien zu senken.

Eine BESS-Anlage erzeugt typischerweise zu Beginn ihrer Lebensdauer Emissionen. Dazu gehören Emissionen aus der Rohstoffgewinnung, dem Transport, dem Energieverbrauch und anderen Emissionsquellen zur Herstellung von Anode, Kathode, Batteriemanagementsystem und Gehäuse der Batterie. Dennoch hat sich gezeigt, dass BESS aufgrund der Korrelation zwischen Strompreisen, der Emissionsintensität des Netzes und preisoptimierten Lastzyklen nach einer gewissen „Amortisationszeit“¹⁷ positive über die gesamte Lebensdauer vermiedene Emissionen liefern.¹⁸

Insgesamt werden BESS ein zunehmend integraler Bestandteil auf allen Ebenen des weltweiten Energiesystems sein. Sie werden die Integration Erneuerbarer Energien ermöglichen, indem sie Netzkapazitäten freisetzen und Systemdienstleistungen bereitstellen, die die Stabilität der Stromnetze gewährleisten. Diese Vorteile sind in Verbindung mit den vermiedenen Emissionen zu betrachten, um die Rolle von Batterie-Großspeichern bei der Dekarbonisierung des Stromsektors vollständig zu erfassen.

¹⁷ Mit der Amortisationszeit wird die Zeitspanne gemessen, die das BESS benötigt, um seine verursachten Emissionen durch Emissionsvermeidung zu amortisieren
¹⁸ Aquila Group, „Lifetime avoided emissions for battery energy storage systems“ (2023), verfügbar unter: [Link](#)

3. Ausblick

Das Ziel der Europäischen Union, bis 2030 45,0% des Endenergieverbrauchs durch Erneuerbare Energien zu decken, wird die Stromnachfrage in der EU während dieses Übergangs beträchtlich ansteigen lassen. Denn dies setzt voraus, dass sich die Kapazität Erneuerbarer Energien bis 2030 auf 1,3 TW verdreifachen muss, um das auf der COP28 festgelegte Ziel zu erreichen. Angesichts der Dringlichkeit dieser Ziele sind Lösungen zur Stabilisierung von Angebot und Nachfrage im Stromnetz unerlässlich.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass sich die Kapazitäten im Bereich Photovoltaik und Windkraft bis 2030 mehr als verdoppeln werden. Insbesondere Photovoltaik-Anlagen werden für die europäische Stromversorgungskette immer wichtiger. In Anbetracht dieser Entwicklungen werden auch netzbedingte Unterbrechungen zunehmen, und die Erzeugung Erneuerbarer Energien wird nicht mit den Verbrauchsmustern übereinstimmen. Darüber hinaus wird erwartet, dass die fortschreitende Elektrifizierung die Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden verstärkt. Dadurch würden sich sowohl die Wirtschaftlichkeitsvoraussetzungen für Batteriespeicher als auch die Systemeffizienz verbessern und die Kosten gesenkt.

Das vor allem von der Solarbranche angetriebene massive Wachstum der weltweiten Windkraft-, Solar- und Speichieranlagen im Jahr 2023 lag um 57% über dem Niveau von 2022. Dies wird sich im weiteren Verlauf des aktuellen Jahrzehnts fortsetzen. Die begrenzte Kapazität der lokalen Netze und die niedrigeren Strompreise auf den Spotmärkten führen jedoch zu einem außerordentlichen Wachstum beim Ausbau von Batteriespeichern. 2023 wurden weltweit 44 GW / 96 GWh installiert, was verglichen mit 2022 fast einer Verdreifachung entspricht. Es handelt sich dabei um den größten jemals verzeichneten Anstieg gegenüber dem Vorjahr. Für 2024 wird eine Steigerung der weltweiten Installationen auf 67 GW / 155 GWh prognostiziert, was in Gigawattstunden einem Zuwachs von 61% entspricht (siehe Abbildung 11).

Infolge von staatlichen Investitionen und politischen Maßnahmen, neuen Vorschlägen von Energieversorgern und Kapazitätsauktionen ist zu erwarten, dass die Projektpipelines beträchtlich wachsen werden. Prognosen zufolge wird sich der jährliche Zuwachs an Energiespeicherkapazität bis zum Jahr 2030 auf etwa 137 GW / 445 GWh erhöhen. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 21,2% bis zum Ende des Jahrzehnts gegenüber den Werten von 2023, verglichen mit 8,9% bzw. 6,6% für den globalen Solar- und Windmarkt im selben Zeitraum. Es wird prognostiziert, dass die weltweit installierte Batteriespeicherkapazität im Jahr 2025 erstmals die Pumpspeicherkapazität überholt und bis 2030 exponentiell auf insgesamt 783 GW / 2.206 GWh ansteigt. Zudem werden sich die Installationsraten bis in die 2030er Jahre und darüber hinaus weiter beschleunigen.¹⁹

In Europa wird erwartet, dass der jährliche Zubau von ca. 9 GW im Jahr 2023 auf etwa 31 GW im Jahr 2030 ansteigt (siehe Abbildung 12). Der Bedarf an verbesserter Systemeffizienz, die Integration Erneuerbarer Energien, niedrigere Energieversorgungskosten und die Notwendigkeit, Emissionen zu vermeiden, sind die treibenden Kräfte für diesen exponentiellen Wachstumsmarkt für Batteriespeicher.

Abbildung 11
JÄHRLICHER BRUTTO-ZUWACHS AN ENERGIESPEICHERKAPAZITÄT WELTWEIT²⁰
(in GW)

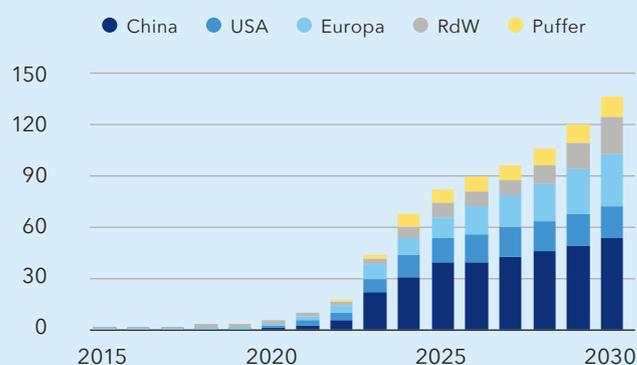
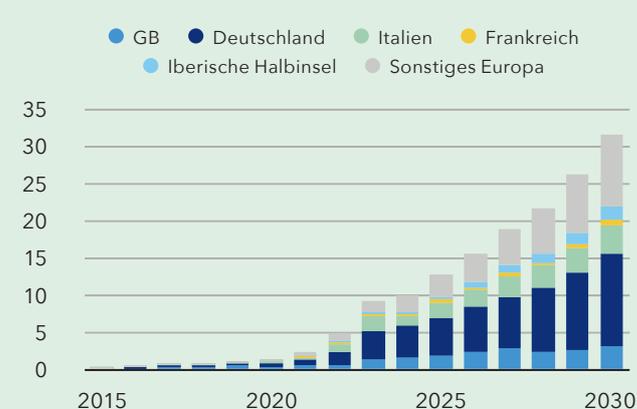


Abbildung 12
JÄHRLICHER BRUTTO-ZUWACHS AN ENERGIESPEICHERKAPAZITÄT IN EUROPA²¹
(in GW)



19 BNEF, „1H 2024 Energy Storage Market Outlook“ (2024).

20 BNEF, „1H 2024 Energy Storage Market Outlook“ (2024). „Puffer“ steht für Spielraum, der nicht explizit einer Anwendung zugewiesen wurde, „RdW“ zeigt den Ausbau der Energiespeicherkapazität im Rest der Welt.

21 BNEF, „1H 2024 Energy Storage Market Outlook“ (2024).



4. 4. Highlights des BESS-Portfolios der Aquila Group

Die Aquila Group hat ihre BESS-Strategie 2016 in Japan eingeführt. Heute leisten BESS einen wichtigen Beitrag zu unserer Wachstumsstrategie für Sachwertanlagen. In der EMEA-Region investiert die Group seit 2020-2021 Kapital in spezielle BESS-Projekte. Über mehrere Fonds und im Auftrag ihrer Kunden verfolgt die Aquila Capital Investmentgesellschaft aktiv eine ambitionierte Wachstumsstrategie auf dem europäischen Markt für Speicherlösungen und treibt den Ausbau eines Portfolios an hochattraktiven Sachwertanlagen dynamisch voran. Zudem hat Aquila Clean Energy, eine weitere Geschäftseinheit der Aquila Group, spezialisiertes Know-how für die Entwicklung von Standalone-Projekten aufgebaut und strebt zudem Co-location-Assets für einen Großteil ihres Erneuerbare Energien-Portfolios an. Das BESS-Entwicklungsportfolio des Unternehmens umfasst eine Projektpipeline mit einer Kapazität von mehr als 4 GW, die sich auf Deutschland, Spanien, Portugal, Italien, Griechenland, Belgien, die baltischen Staaten und die nordischen Länder verteilt.²²

Als einer der Vorreiter der Branche setzte die Aquila Group bereits 2016 auf den First Mover-Vorteil und gewann wertvolle Erfahrungen durch eines ihrer ersten Co-Location-Batteriespeicherprojekte in Nordjapan. Das Projekt umfasste eine 38-MW-Photovoltaikanlage, gekoppelt mit einem 19,8-MW-/11,4-MWh-Lithiumbatteriespeichersystem, und war damit das damals größte Solar- und Energiespeicherprojekt in Asien. Eine wichtige Erkenntnis aus der Entwicklung des Projekts war die Minimierung der Entwicklungsvorlaufzeit durch die Verwendung eines vorinstallierten und in Containern untergebrachten Systems, wodurch die Batterie innerhalb von Wochen statt Monaten eingesetzt werden konnte.²³

In Belgien hat die zur Aquila Group zählende Geschäftseinheit Aquila Clean Energy gemeinsam mit einem Partner erfolgreich eine der größten an ein europäisches nationales Stromnetz

angeschlossene Batteriespeicheranlage entwickelt und in Betrieb genommen. Das BESS-Projekt mit einer Leistung von 25 MW und einem Energievolumen von 100 MWh wurde Ende 2022 abgeschlossen. Das Projekt ist eine der ersten Vier-Stunden-Batteriespeicheranlagen in Kontinentaleuropa.

Durch Einhaltung relevanter ESG-Standards und die Konzentration auf einen nachhaltigen Bau und Betrieb hat das Projekt hohe Maßstäbe gesetzt. Es baut auf unserer energiewirtschaftlichen Expertise auf und verstärkt unser Engagement zur Unterstützung der Energiewende. Gleichzeitig bietet es attraktive und nachhaltige Investitionsmöglichkeiten für unsere Investoren. Die Errichtung auf dem Gelände eines ehemaligen Kohlekraftwerks ist symbolisch für den laufenden Wandel im europäischen Energieversorgungssystem. Das Projekt profitiert von optimierten Einnahmen aus einer Kombination von Systemdienstleistungen, Großhandelsarbitrage sowie der Steuerung von Ausgleichsenergie. Es erhielt vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia einen Kapazitätsmarktvertrag über 15 Jahre, der voraussichtlich 2025 beginnen wird. Der Ertrag der Anlage im Jahr 2023 lag über den Erwartungen, was das Geschäftsmodell der Multi-Markt-Optimierung für BESS in Kontinentaleuropa weiter untermauert.

In Deutschland entwickelt Aquila Clean Energy ein großes Portfolio von Batteriespeicherprojekten, bestehend aus 45- bis 85-MW-Projekten mit zweistündiger Speicherdauer – ein deutliches Zeichen für das kontinuierliche Wachstum von Aquila Clean Energy auf dem deutschen Markt für Standalone-BESS-Großanlagen.

Zudem hat Aquila Clean Energy im Dezember 2023 in Deutschland erfolgreich ein Solar-PV-Projekt in Co-Location-Bauweise mit einer Batteriespeicheranlage in Betrieb genommen. Das Projekt erhielt den Zuschlag für das Innovationsausschreibungsprogramm und hat Anspruch auf eine Einspeiseprämie zusätzlich zum Marktpreis. Es ist das erste Projekt im Portfolio von Aquila Clean Energy, das eine Anlage für Erneuerbare Energien mit einem Batteriespeichersystem kombiniert. Das Projekt wurde unternehmensintern initiiert und entwickelt, nachdem durch ein Repowering-Programm zusätzlicher Platz gewonnen wurde. Es markiert einen sinnvollen Ausgangspunkt für die weitere Expansion auf dem weiterentwickelten deutschen BESS-Markt. Die Anlage besitzt eine Solarkapazität von 8,2 MWp zusammen mit 3,2 MW / 6,9 MWh BESS und produziert damit genug grüne Energie, um 3.500 Haushalte zu versorgen.

In Finnland entwickelt Aquila Clean Energy ein großes, eigenständiges BESS-Greenfield-Projekt, das voraussichtlich 2025 in Betrieb gehen wird und eine der ersten Anlagen dieser Art in Finnland ist.

²² Aquila Group, Stand Mai 2024. Siehe Abbildung 13 unten.

²³ Aquila Capital, „Whitepaper: Aufladen im grünen Bereich - Erneuerbare Energien in Kombination mit Energiespeichern“, 2018, verfügbar unter: [Link](#)

Abbildung 13

STANDALONE UND CO-LOCATED BESS PROJEKTE DER AQUILA GROUP IN EUROPA²⁴



Fazit

Der wachsende Markt für Batteriespeichersysteme stellt im sich dynamisch entwickelnden Energiesektor eine interessante Investitionsmöglichkeit dar. Die Elektrifizierung von Industrie und Verkehr beschleunigt sich und die variable Erzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen macht einen wachsenden Anteil am Gesamtenergiemix aus. Batteriespeicher sind ideal geeignet, um für kurzfristige Flexibilität zu sorgen, indem sie Verluste und Überlastungen in den Stromnetzen reduzieren. Gleichzeitig stellen sie durch schnelle und genaue Reaktionen auf Marktsignale eine ausreichende Energieversorgung sicher, indem sie Lastspitzen abfangen.

Das Synergiepotenzial der Kombination von BESS mit Erneuerbaren Energien, die verbesserte Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern und der technologische Fortschritt bei Batteriezellen und Systemdesigns fördern die Entwicklung von BESS als kosteneffiziente und nachhaltige Alternative zu fossilen Kraftwerken. Änderungen der regulatorischen Marktdesigns in mehreren europäischen Ländern eröffnen zudem zusätzliche langfristige Einnahmequellen durch Kapazitätsmarktaktionen, was die Einführung von BESS weiter beschleunigt. Darüber hinaus erhöhen die größere Volatilität in bestimmten Handelsmärkten, insbesondere in Echtzeit-Ausgleichsenergie-Märkten, und breitere Möglichkeiten für Systemdienstleistungen das Umsatzpotenzial von BESS. Insgesamt bieten Batteriespeicher Anlegern attraktive, renditestarke und nachhaltige Investitionsmöglichkeiten und sind gleichzeitig eine wertvolle Quelle für die Portfoliodiversifizierung im Bereich der Erneuerbaren Energien.

²⁴ Aquila Group, über ihre Geschäftseinheit Aquila Clean Energy GmbH, Stand Mai 2024.

Über Aquila Group

Die Aquila Group konzentriert sich auf die Entwicklung und das Management essenzieller Sachwertanlagen im Auftrag ihrer Kunden. Durch Investitionen in grüne Energie, Holz und nachhaltige Infrastrukturanlagen leistet sie einen Beitrag zur globalen Energiewende und stärkt die weltweite Infrastruktur.

Derzeit verwaltet die Aquila Group 15 Milliarden Euro für institutionelle Anleger weltweit. Oberstes Ziel ist es, kontinuierlich Mehrwert für die Kunden zu schaffen, indem die Gesellschaft die Komplexität von Investitionen in essenzielle Vermögenswerte reduziert und diese erfolgreich managt.

Zum Investitionsportfolio der Aquila Group zählen Windenergie-, Photovoltaik-, Wasserkraft- und BESS-Anlagen mit einer Kapazität von 19,8 GW. Darüber hinaus hat das Unternehmen 2,2 Millionen Quadratmeter nachhaltiger Immobilien und grüner Logistikprojekte realisiert oder entwickelt diese. Zudem investiert die Aquila Group in Energieeffizienzprojekte, Kohlenstoff-Forstwirtschaft und Rechenzentren.

Die Aquila Group verwaltet ihren eigenen CO₂-Fußabdruck. Nachhaltigkeit war schon immer Teil des Wertesystems der Aquila Group und ist ein integraler Bestandteil ihrer Anlagestrategien, Prozesse und des Managements ihrer Sachwertanlagen. Das Unternehmen beschäftigt rund 750 Mitarbeiter aus 60 Nationen, die in 19 Büros in 17 Ländern weltweit tätig sind.

Die Autoren:



James Branca

Investment-Analyst

james.branca@aquila-capital.com

James Branca ist verantwortlich für die Erstellung von Research-Analysen und die Unterstützung von Investmentmanagern bei der Bewertung potenzieller Investitionsmöglichkeiten. James Branca kam 2022 zu Aquila Capital. Er besitzt einen Bachelor-Abschluss in Geschichte und einen Master-Abschluss in Management von der Durham University sowie einen Master-Abschluss in Rechnungswesen und Finanzen von der University of King's College London.



Kilian Leykam

Director Commercial Energy Storage

kilian.leykam@aquila-capital.com

Kilian Leykam ist bei Aquila Clean Energy EMEA für Investitionen in Batteriespeicher verantwortlich. Er ist seit 2009 im Bereich Erneuerbarer Energien tätig. Bevor er 2020 zur Aquila Group kam, war Kilian Leykam bei Vattenfall Energy Trading für Strategie und Geschäftsentwicklung zuständig. Kilian Leykam hat einen Bachelor-Abschluss in International Affairs und einen Master-Abschluss in Wirtschaftswissenschaften von der Universität St. Gallen.

Für weitere Informationen wenden Sie sich bitte an:

Aquila Capital Investmentgesellschaft

Valentinskamp 70, 20355 Hamburg, Deutschland

T +49 40 87 50 50-100

info@aquila-capital.com

Hamburg · Athen · Frankfurt · Invercargill · Lissabon · London · Luxemburg
Madrid · Mailand · Oslo · Prag · Schiphol · Singapur · Taipei · Tokio · Zürich

Dieses Dokument dient lediglich Informationszwecken. Es stellt weder eine Anlagevermittlung noch eine Anlageberatung dar. Es handelt sich nicht um ein Angebot oder eine Aufforderung zur Abgabe eines Angebotes. Die Inhalte des Dokuments stellen auch keine sonstige Handlungsempfehlung dar. Trotz größter Sorgfalt bei der Erstellung des Dokuments übernehmen wir keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen und Meinungen stammen aus Quellen, die als zuverlässig und korrekt erachtet wurden. Aquila Capital übernimmt jedoch keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen und lehnt jegliche Haftung für Schäden ab, die sich aus der Nutzung der Informationen ergeben können. In Abbildungen und Tabellen können Rundungsdifferenzen auftreten. Diagramme, die in diesem Dokument ohne Verweis gekennzeichnet sind, wurden aus unternehmenseigenen Daten oder Daten von Aquila Capital zusammengestellt, weshalb die entsprechenden Informationen nicht angegeben wurden. Abbildungen, die auf externen Quellen beruhen, sind mit den entsprechenden Quellenangaben gekennzeichnet. Wir behalten uns das Recht vor, dieses Dokument zu aktualisieren oder zu ändern, um es an veränderte Bedingungen und Notwendigkeiten anzupassen.

Die Begriffe Aquila und Aquila Group bezeichnen Gesellschaften für Alternative und Real Asset Investments sowie Vertriebs-, Fondsmanagement und Servicegesellschaften von Aquila Capital („Aquila Capital“ meint die Aquila Capital Investmentgesellschaft mbH (einschließlich ihrer Zweigstellen) und Tochtergesellschaften im Sinne der §§ 15 ff. des Aktiengesetzes (AktG)).

Eine Veröffentlichung der Aquila Capital Investmentgesellschaft mbH; Stand August 2024.

Folgen Sie uns auf  

[aquila-capital.de](https://www.aquila-capital.de)