RWE

Batteriespeicher als Ergänzung – spielt das zusammen?

Energiewende lenken, Netze entlasten, Systemkosten senken

Max Knösel & Nils van Afferden

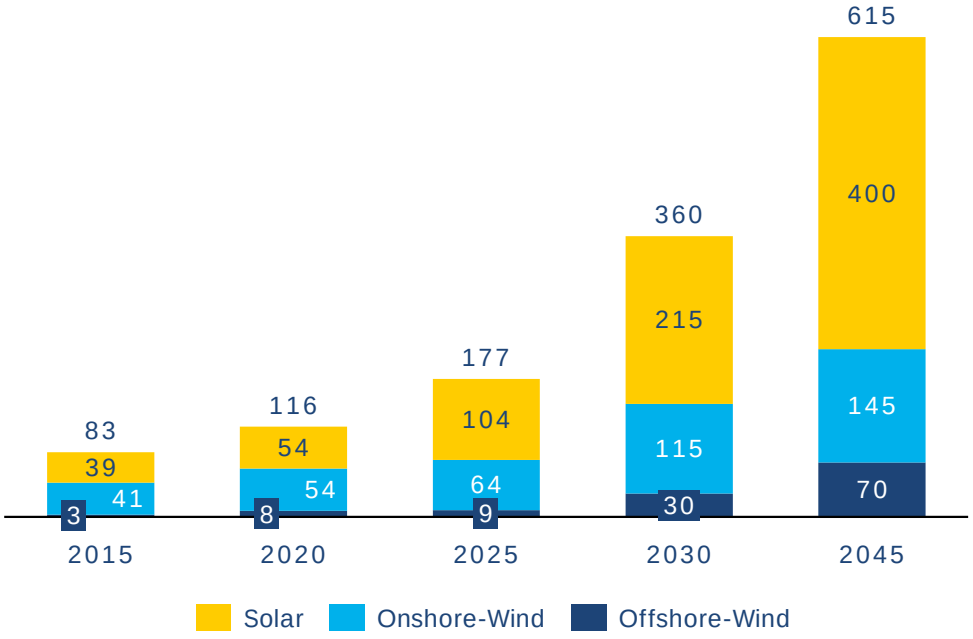
GREEN ENGINE

Batteriespeicher als Ergänzung – spielt das zusammen?

- Wir brauchen Batteriespeicher: Negative Korrelation von Erneuerbaren-Ausbau und Erneuerbaren-Ertrag
- Das Geschäftsmodell eines Batteriespeichers
- Zukünftige Herausforderungen

Bis 2045 wird sich die Leistung erneuerbarer Energien im deutschen Stromsystem vervielfachen und über 600 GW erreichen

Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2045 in GW

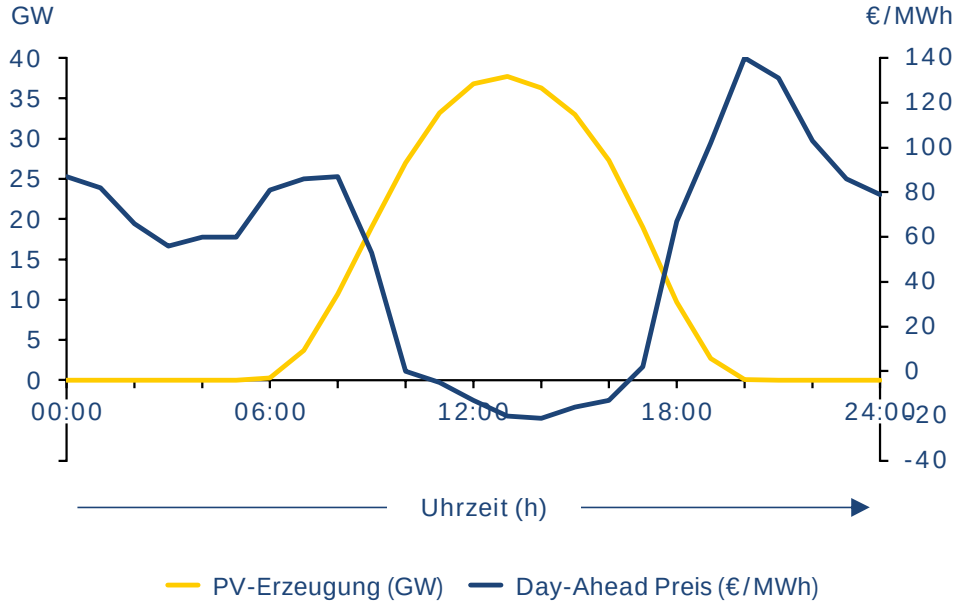


Anmerkungen

- Zwei Faktoren treiben den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland
  1. Steigender Strombedarf
  2. Energiewende – weg von fossil, hin zu erneuerbar
- Heute ist bereits mehr als die doppelte Leistung erneuerbarer Energien installiert verglichen mit 2015. Die PV-Leistung hat sich in dieser Zeit sogar fast verdreifacht
- In den nächsten fünf Jahren wird sich die EE-Leistung erneut verdoppeln
- Von 2030 bis 2045 wird sich die EE-Leistung noch einmal fast verdoppeln
- Besonders sticht der enorme Solar-Ausbau hervor

In den Mittagsstunden führt die starke PV-Erzeugung zu Negativpreisen am Strommarkt – Resultat: PV-Anlagen werden abgeschaltet

Korrelation PV-Erzeugung und Strompreis, 21.08.2024

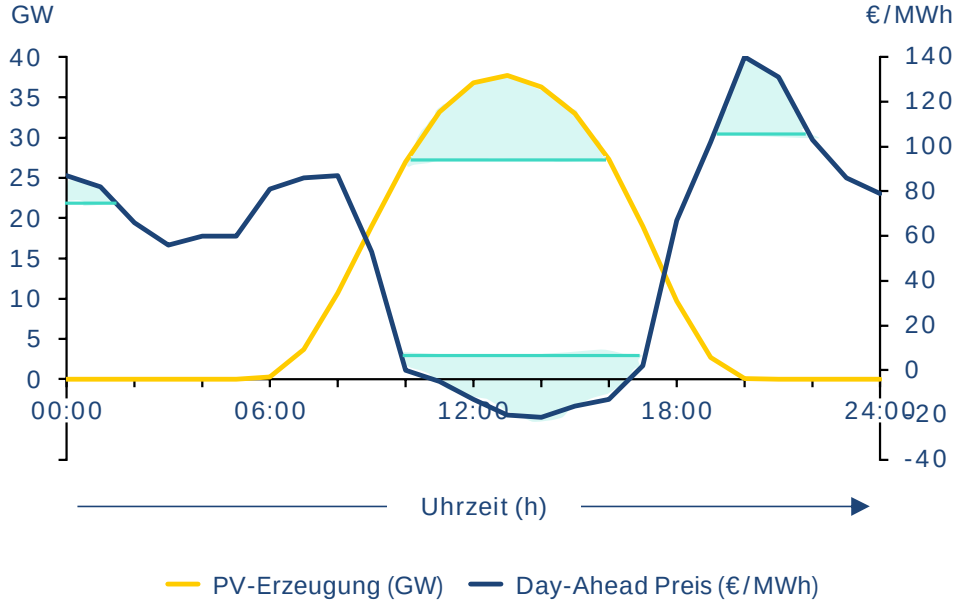


Anmerkungen

- Der Zubau großer Mengen von PV-Anlagen führt zu starker Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung
- Schon heute übersteigt zeitweise das Angebot die Nachfrage deutlich und der erzeugte Strom kann nicht mehr abgeführt werden, weshalb sich am Strommarkt negative Preise ergeben
- Negativpreise bedeuten Verlust für PV-Anlagenbetreiber, weshalb wir unsere Anlagen abschalten
  → Resultat: PV-Strom bleibt ungenutzt ☹
- Außerdem kommt es zu Abschaltungen durch die Netzbetreiber, da die Netzkapazität nicht ausreicht, um die enormen Strommengen zu transportieren (“Redispatch”)
- In Zukunft – mit weiter steigendem Ausbau erneuerbarer Energien – werden sich diese Effekte weiter verstärken
- Lösung: Speicher!

Batteriespeicher erhöhen die Ausnutzung erneuerbarer Energien und senken gleichzeitig die Stromkosten

Effekt von Batteriespeichern auf PV-Erzeugung und Strompreis



Anmerkungen

- Batteriespeicher machen sich genau dies zu Nutze:
  Sie speichern den erzeugten PV-Strom dann, wenn das Netz überlastet ist und geben ihn zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz, wenn weniger erneuerbarer Strom zur Verfügung steht
  - Erhöht den Anteil erneuerbarer Energie im Stromsystem
  - Verringert Systemkosten durch Abregelungen
  - Verringert Preisspitzen
- Über die Strompreisunterschiede z.B. mittags sehr niedriger, z.T. sogar negativer Strompreis und abends hoher Strompreis verdient der Batteriespeicher Geld („spread“)
- Dabei ist es egal, ob der Speicher auf Höchstspannung (220 – 380 kV), Hochspannung (110 kV) oder Mittelspannung (30 kV) angeschlossen ist

Sowohl das Geschäftsmodell eines Standalone als auch eines Co-located Batteriespeichers basiert auf einer Multi-Markt-Optimierung

Märkte eines Batteriespeichers

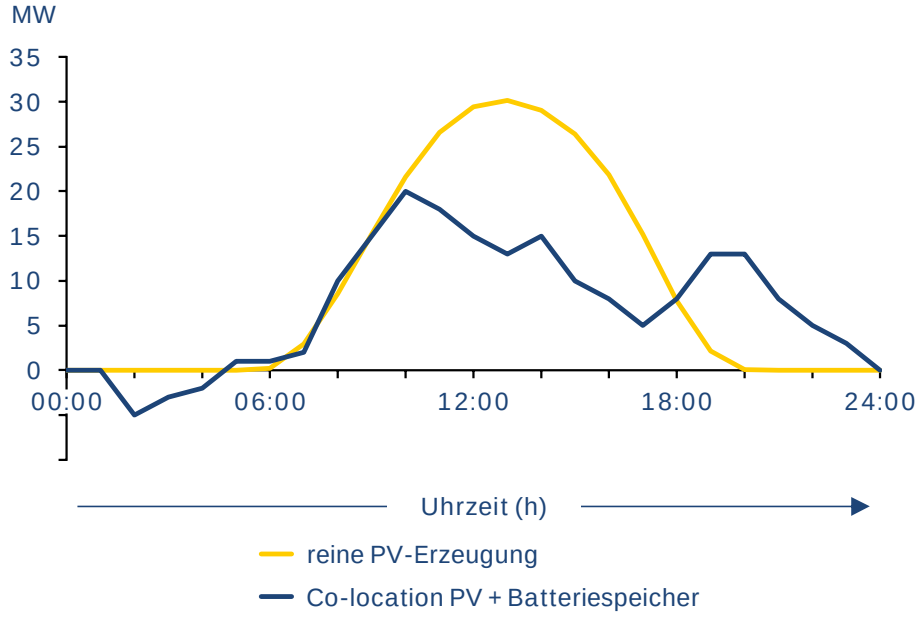
Großhandel	• Day-Ahead Arbitrage • Intraday Arbitrage
"Klassische" Systemdienst-leistungen	• Primärregelleistung • Sekundärregelleistung
"Netzbildende" Systemdienst-leistungen	• Momentanreserve • Blindleistung
Kapazitätsmarkt (zukünftig)	• Kapazitätsvorhaltung

Anmerkungen

- Am Großhandelsmarkt (EEX, EPEX) werden Energiemengen gehandelt – Batteriespeicher kaufen Strom zu günstigen Preisen ein und verkaufen ihn zu einem späteren Zeitpunkt mit Gewinn weiter
- Batteriespeicher tragen außerdem in großem Umfang zur Stabilisation des Netzes bei, indem sie Primär- und Sekundärregelleistung bereitstellen. Batteriespeicher können Regelenergie in positive und negative Richtung bereitstellen und sind dabei i. d. R. günstiger als konventionelle Kraftwerke. Batteriespeicher können in Sekundenbruchteilen laden und entladen, wodurch sie speziell in der Primärregelleistung einen wichtigen Beitrag leisten
- Batteriespeicher verfügen über netzbildende Eigenschaften und können dem Netz daher zukünftig auch Momentanreserve und Blindleistung bereitstellen. Im zukünftigen Energiesystem sind diese Eigenschaften unerlässlich

Co-located Batteriespeicher verschieben die PV-Erzeugung zeitlich und optimieren so die Ausnutzung des Netzanschlusspunktes

Exemplarischer Lastfluss am Netzverknüpfungspunkt

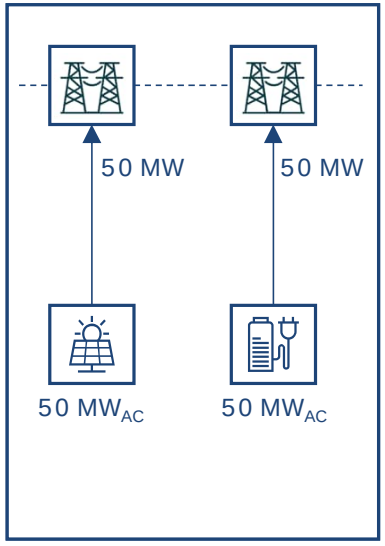


Anmerkungen

- Ohne Batteriespeicher erreicht die PV-Anlage ihren maximalen Lastpunkt in der Mittagszeit – oftmals muss aufgrund von Erzeugungsüberschuss abgeregelt werden
- Durch das Hinzufügen eines Batteriespeichers wird nur ein Teil des erzeugten PV-Stroms ins Netz eingespeist (entsprechend Nachfrage) – der überschüssige Teil wird gespeichert
- In den Abendstunden, wenn die PV-Anlage weniger produziert, beginnt die Batterie den zwischengespeicherten Strom ins Netz einzuspeisen
- Die erforderliche Trafoleistung pro installiertem MW PV wird minimiert, Netzanschlüsse können überbaut werden
- Somit tragen co-located Batteriespeicher dazu bei, die Erneuerbaren-Integration zu erhöhen, Abregelungen zu minimieren und Systemkosten und somit Strompreise zu verringern

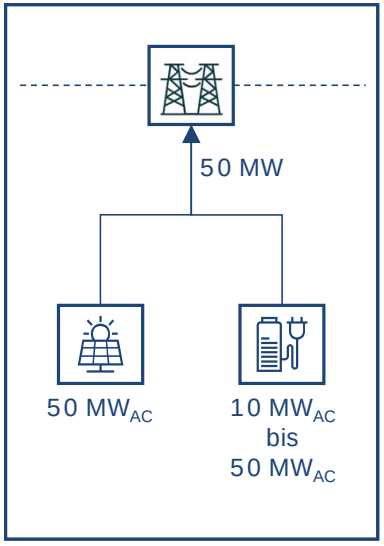
RWE entwickelt und betreibt sowohl standalone als auch co-located Batteriespeicher

Standalone Batteriespeicher



- Ein standalone Batteriespeicher wird über einen eigenen Netzanschluss ans öffentliche Netz angeschlossen
- Der Speicher kann die Netzanschlusskapazität – hier 50 MW – zu jedem Zeitpunkt in vollem Umfang nutzen, sei es zum Beladen oder zum Entladen
- Keine Einspeisebeschränkungen, vollständige Optimierung gegen den Markt

Co-located Batteriespeicher



- Ein co-located Batteriespeicher wird über einen geteilten Netzanschluss ans öffentliche Netz angeschlossen – typischerweise gemeinsam mit einer PV-Anlage, aber analog auch mit Wind möglich
- Dabei überschreitet die Summe der installierten Leistung an PV und Batteriespeicher die verfügbare Netzanschlusskapazität („Überbauung“)
- Weniger Netzinfrastruktur ist erforderlich und Kostensynergien entstehen, jedoch beschränken sich PV und Batterie im Betrieb gegenseitig

Während RWEs standalone Batteriespeicher mehrere hundert MW groß sind, bewegen sich co-located Systeme i. d. R. deutlich unter 100 MW

Standalone Batteriespeicher (mehrere hundert MW)

Lingen (2023, NRW): 117 MW BESS

Exemplarische Projekte:

Hamm/Westfalen (2026-2028, NRW): 600 MW BESS

Hamm & Neurath (2025, NRW): 220 MW BESS

Lingen & Werne (2023, NRW): 117 MW BESS

Co-located Batteriespeicher (5 bis 99 MW)

Inden (2022, NRW): 14.4 MWp PV + 5 MW BESS

Exemplarische Projekte:

Hambach (2024, NRW): 12 MWp PV + 4 MW BESS

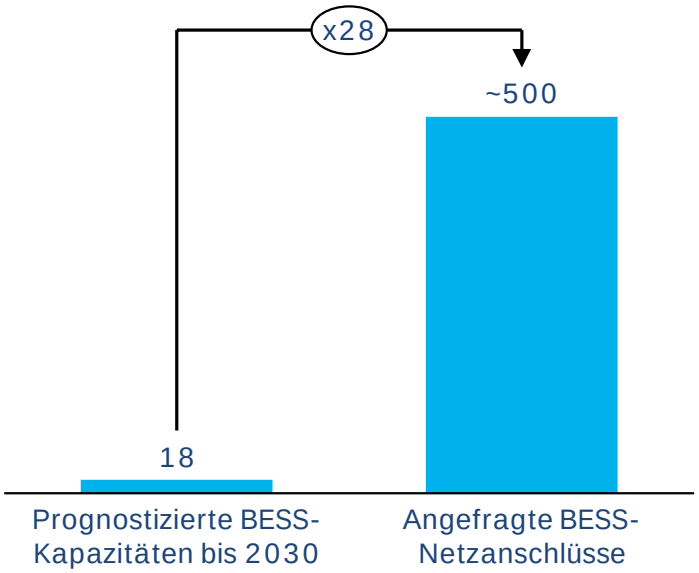
Jackerath (2023, NRW): 12 MWp PV + 4 MW BESS

Garzweiler (2023, NRW): 19 MWp PV + 6.5 MW BESS

Inden (2022, NRW): 14 MWp PV + 5 MW BESS

Deutsche Netzbetreiber sind mit Anfragen zum Netzzugang für Batteriespeicher überlastet und können nicht alle Anfragen positiv bestätigen

BESS-Kapazitäten: Prognose vs. Anfrage in GW



Anmerkungen

- Offizielle Prognosen für den Ausbau in Deutschland gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2030[1] 18 GW und bis 2045[2] ca. 45 GW Großbatteriespeicher ans Netz gehen.
- Die deutschen Netzbetreiber werden jedoch mit Netzanschluss-Anfragen überflutet: ~500 GW Netzanfrage bis heute → Das 28-Fache dessen, was bis 2030 erwartet wird.
  - 250-300 GW auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber
  - 200-250 GW auf Ebene der Verteilnetzbetreiber
- Netzbetreiber befürchten, dass die deutschen Netze diese Anzahl an Batteriespeichern nicht bewältigen können, z.B. wenn…
  - alle Batteriespeicher aufgrund marktbedingter Preisanreize gleichzeitig geladen oder entladen werden→ Netzüberlastung
  - Batteriespeicher in Norddeutschland Strom zu hohen Preisen ins Netz geben, bei gleichzeitig hoher Windproduktion → zunehmende Abregelung von Windenergie im Norden → zusätzliche Kosten für die Netzbetreiber
  - Batteriespeicher in Süddeutschland laden zu Zeiten hoher Windproduktion zu niedrigen Strompreisen → zunehmendes Redispatching im Süden → zusätzliche Kosten für die Netzbetreiber
- Netzanschluss: Es gibt kein klares Rahmenwerk zur Priorisierung von Anfragen → Prinzip *"first come first serve"* → Netzbetreiber lehnen die meisten der neuesten Anfragen ab[3]
- Flexible Anschlussvereinbarungen könnten dies abmildern und den Netzzugang von Batteriespeichern beschleunigen.

1 Source: Grid Development Plan | 2 Source: Langfristszenarien | 3 ÜNB-Positionspapier von 11/2025 macht Vorschläge zum Umgang mit BESS-Netzanschlussanfragen

Netzneutrale BESS-Betriebsweise ermöglicht weiterhin flexible Erlös-optimierung unter Einhaltung lokaler Netzlimitierungen

Standard-Geschäftsmodell:
Unlimitierter Batterie-Betrieb

- Ganzjährig freie, flexible BESS-Optimierung in 8760 Stunden für optimierten Business Case
- Netzbetreiber sind mit enormer Anzahl an Netzanschlussanfragen konfrontiert und fürchten Netzüberlastung in Spitzenlastzeiten
- Konsequenz: Netzbetreiber lehnen BESS-Netzanschlussanfragen ab oder untersagen Netzbezug

Um potenzieller Netzüberlastung vorzubeugen und Batterien dennoch Netzanschluss gewähren zu können, nutzen einige Netzbetreiber neue BESS-Betriebsmodelle[1]: *netzneutral* (nach § 17 Abs. 2b EnWG) oder *netzdienlich* (nach § 11a EnWG)

Alternatives Betriebsmodell 1:
"Netzneutrale" BESS

✓ Frühzeitiger Netzanschluss
✓ Reduzierter BKZ[6]

- Netzneutrale Batteriespeicher dürfen keinen zusätzlichen Ausbau der Netzinfrastruktur bedingen
- Netzbetreiber können die maximal erlaubte Ent-/Ladeleistung des Batteriespeichers zu Spitzenlast- und Spitzenerzeugungszeiten begrenzen, um das eigene Netz vor Überlastung zu schützen
- BESS-Erlöse werden geschmälert, doch gleichzeitig besteht auch Anspruch auf Reduktion des BKZ
- Leistungsrestriktionen können statisch[2], saisonal dynamisiert[3], teildynamisch[4] oder volldynamisch[5] sein

Alternatives Betriebsmodell 2:
"Netzdienliche" BESS

✓ Frühzeitiger Netzanschluss
✓ Reduzierter oder kein BKZ

- Netzdienliche Batteriespeicher müssen das Netz aktiv entlasten, z.B. durch Reduktion der anliegenden Netzlast oder durch Einsatz als „Grid-Booster Batterie"
- Netzbetreiber geben den BESS-Fahrplan vor, somit keine freie Speicheroptimierung möglich
- Als Route-to-Market dienen Ausschreibungen durch Netzbetreiber nach § 11a EnWG (s. Amprion Ausschreibung für Grid-Booster Batterien); BESS-Betreiber erhalten fixe Vergütung

1 z.B. Bayernwerk, LEW Verteilnetz, N-ERGIE | 2 z.B. dauerhaft limitierte Bezugsleistung | 3 z.B. monatliche Restriktionsprofile um saisonalen Wettereffekten Rechnung zu tragen | 4 zusätzlich zu statischen oder saisonal dynamisierten Restriktionen werden am Vortag Restriktionen gelockert oder verschärft | 5 sämtliche Restriktionen werden erst am Vortag kommuniziert, LEW Verteilnetz veröffentlicht z.B. die Restriktionen bis 10:00 Uhr am Vortag; dabei sind die Restriktionen auf max. 1000 Stunden pro Jahr begrenzt | 6 Bayernwerk reduziert den BKZ netzneutraler Batterien auf 30% des Standard-BKZ

RWE

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!