

Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher

LRST Kolloquium Regenerative Energien SS 2016
31.05.2016

Dr. Peter Stenzel

Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Presseinformation

steag

Seite 1 von 2

- Projektrealisierungszeitraum ca. 1 Jahr
- Marktanteil ca. 15 %

STEAG investiert in Versorgungsstabilität: Neuanschaffung von sechs Großbatteriesystemen mit zusammen 90 MW

Investition von rund 100 Mio. Euro // Vermarktung von Primärregelenergie // Wirtschaftliches Projekt ohne Inanspruchnahme von Fördermitteln

04.11.2015

Projektlayout:

- 6 Standorte
- 5 Batteriecontainer a 3 MW
- 1 Container für Steuerung und Überwachung

Anordnung Batteriespeicher am Kraftwerksstandort Lünen

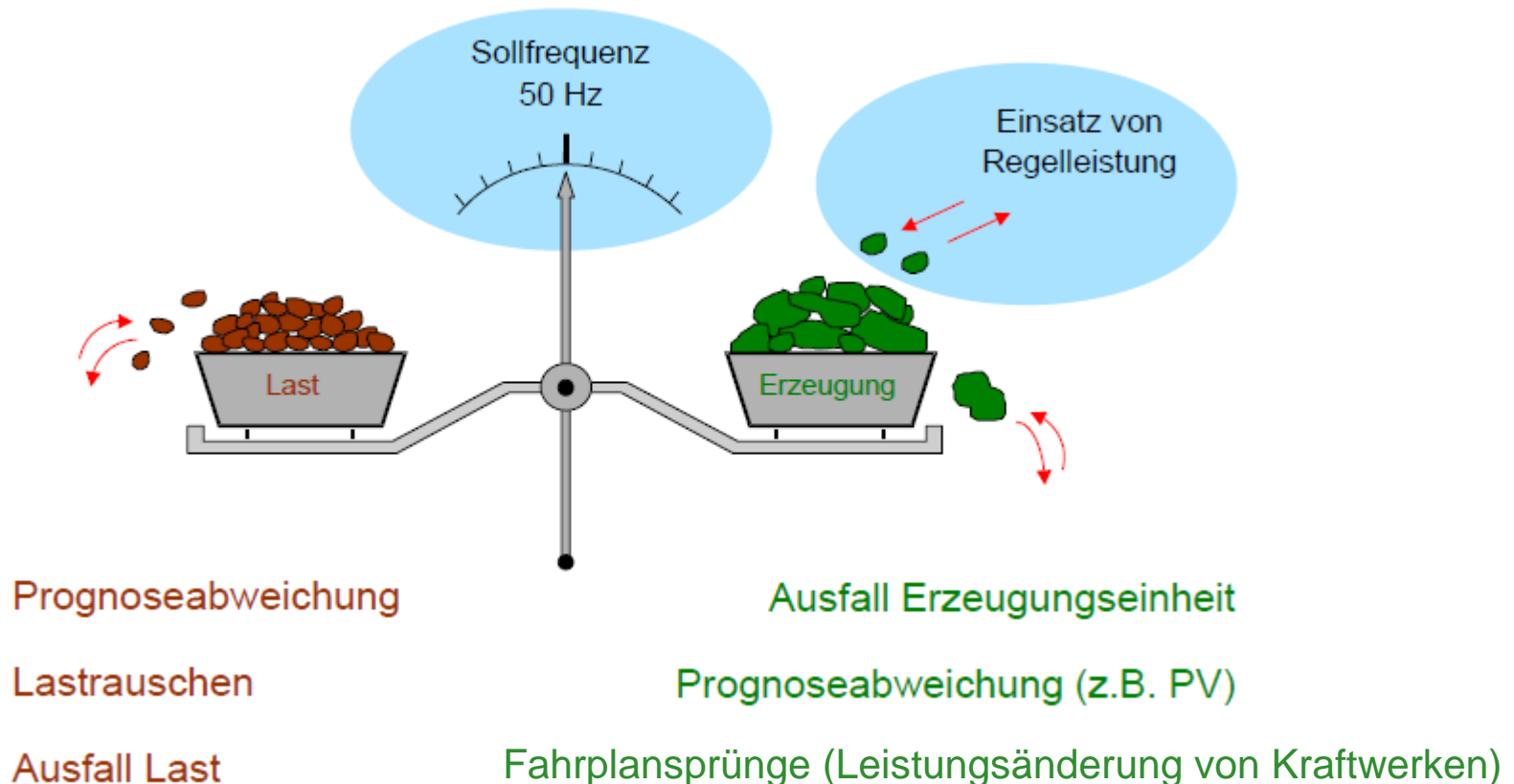


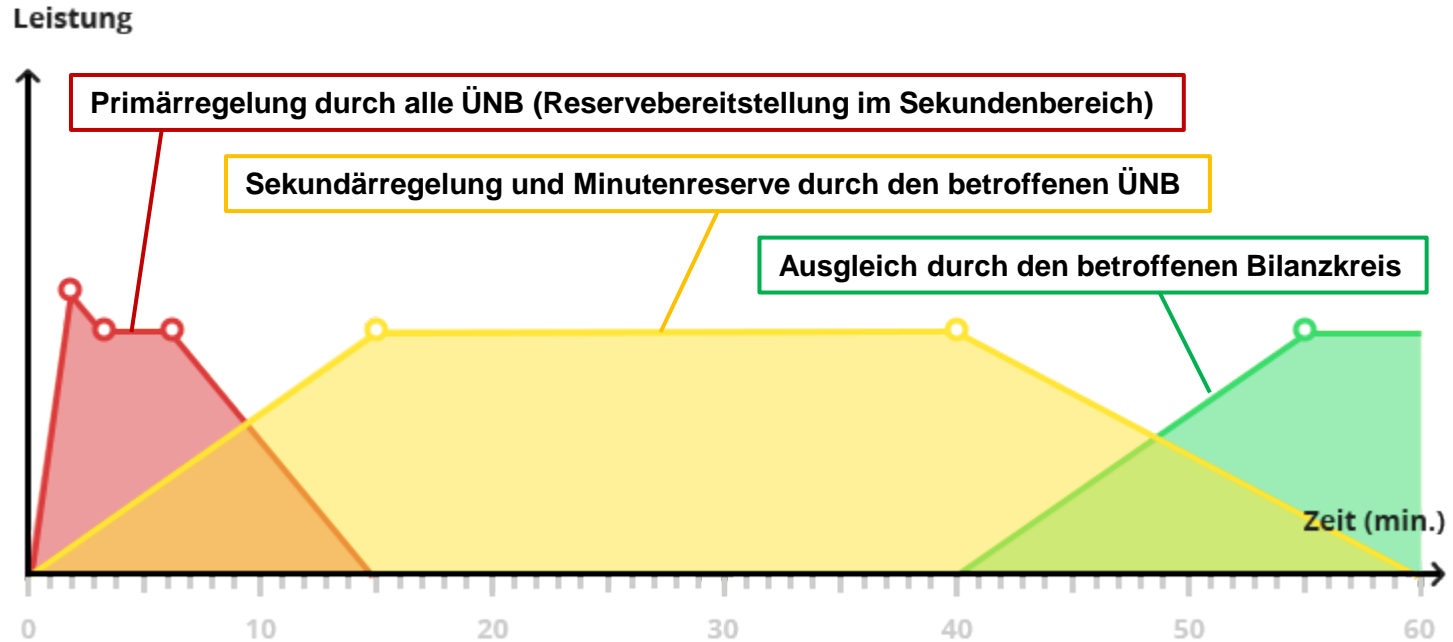
Quelle: Nidec, 2016

- I. Einführung Primärregelleistung
- II. Marktentwicklung
- III. Anforderungen an Batteriespeicher
- IV. Techno-ökonomische Bewertung
- V. Ökologische Bewertung
- VI. Diskussion und Schlussfolgerungen

Leistungsbilanz im Stromnetz

- Das Stromnetz selbst kann keine Energie speichern
- Regelleistung wird benötigt um den Ausgleich von Last und Erzeugung zu jeder Zeit sicherzustellen
- Der Regelleistungsbedarf ergibt sich aufgrund von Abweichungen zwischen der geplanten und der tatsächlichen Netzsituation



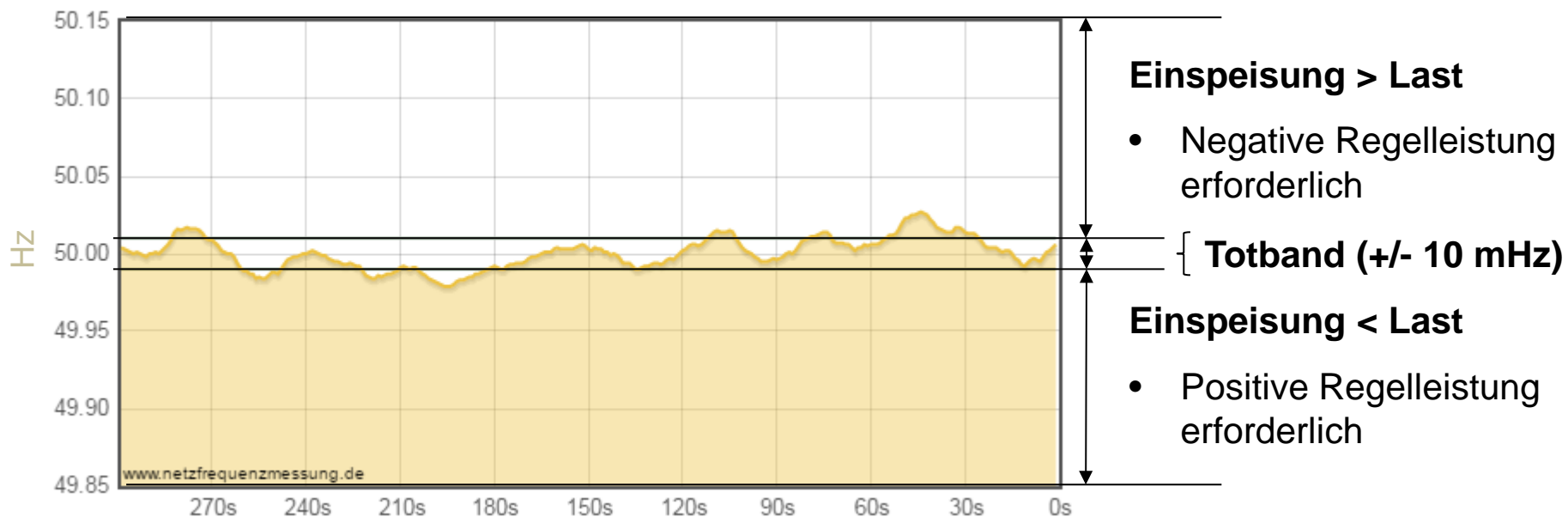


Quelle: regelleistung.net

- Primärregelleistung: Stabilisierung der Netzfrequenz (vollständige Aktivierung innerhalb von 30 s; Zeitraum $0 < t < 15$ min)
- Sekundär- und Minutenreserveleistung: Rückführung der Frequenz auf den Sollwert

- Einsatz von Primärregelleistung proportional zur Frequenzabweichung von der Sollfrequenz (50 Hz)
- Bereitstellung nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ENTSO-E-Synchronegebiet Kontinentaleuropa verbundenen ÜNB

Exemplarischer Verlauf der Netzfrequenz am 09.05.2016, 17:10-17:15 Uhr

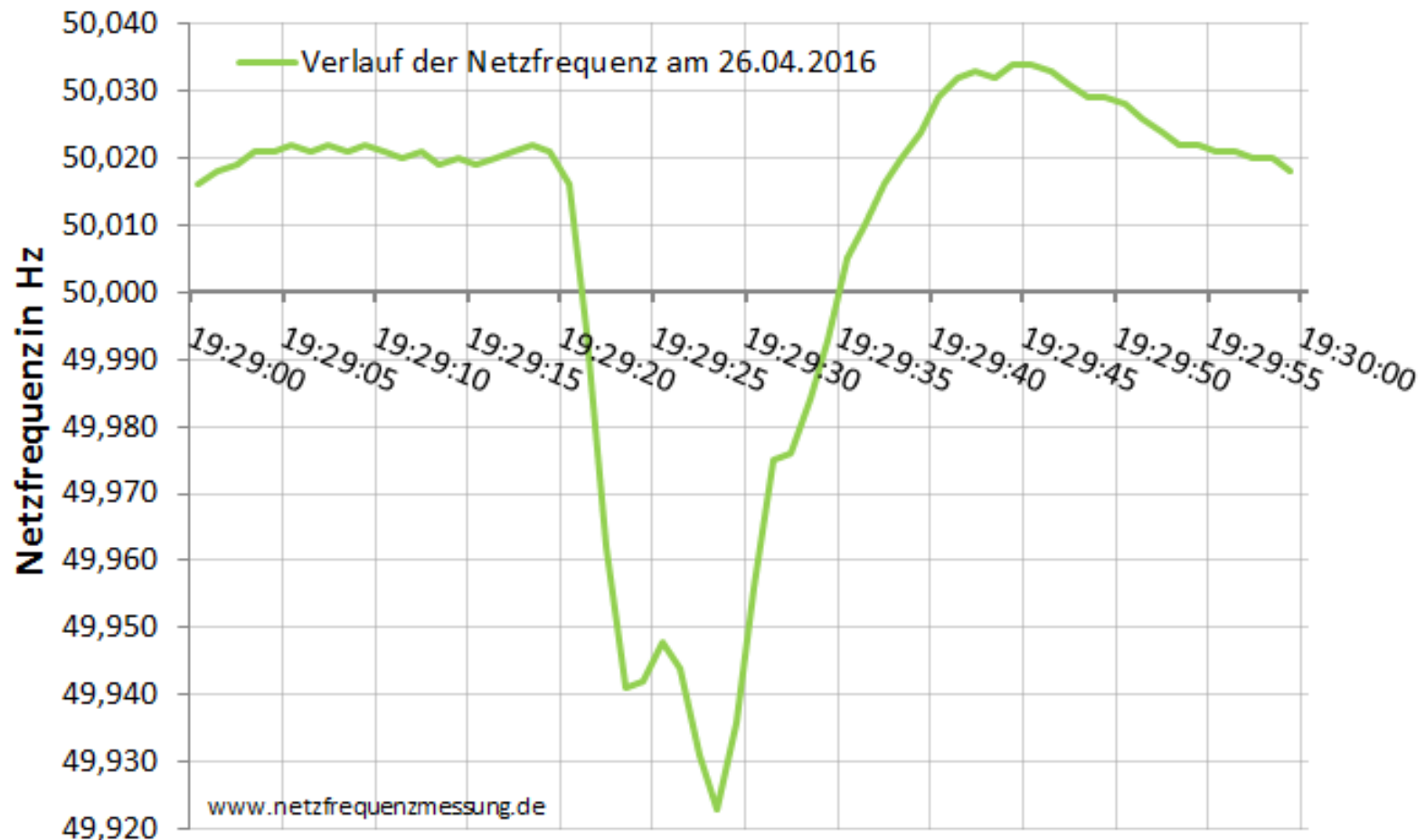


Bereitstellung von Primärregelleistung durch einen Batteriespeicher

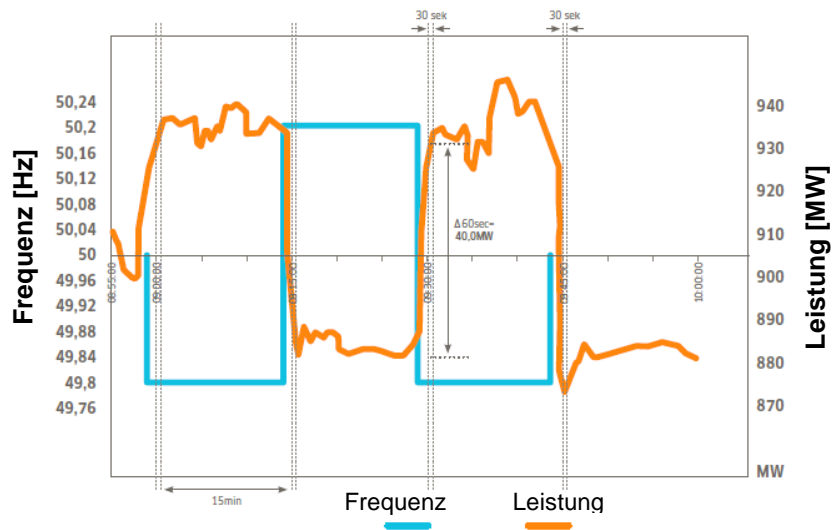


Einsatz von Primärregelleistung bei einem Kraftwerksausfall

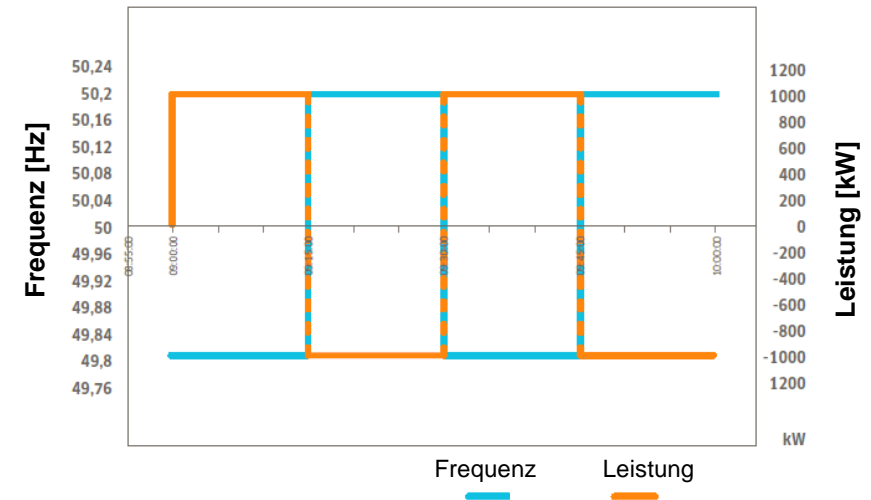
- Kurzfristige Netztrennung einer Kraftwerkseinheit (> 1 GW) am 26.04.2016
- Maximale Frequenzabweichung von -98 mHz
- Einsatz von ca. 50 % der verfügbaren Primärregelleistung (ENTSO-E)



Präqualifikationstest eines fossilen KW



Präqualifikationstest einer Batterie

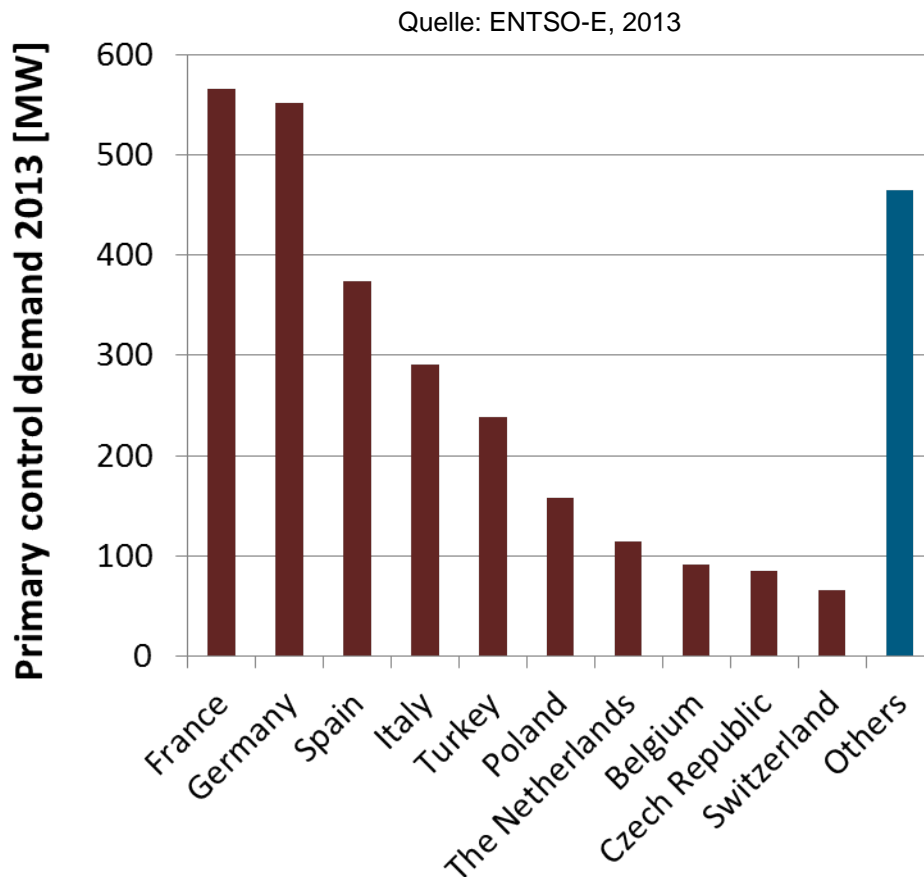


Quelle: Younicos, 2012

- Höhere Dynamik und präzisere Reaktion
- Keine Must-run-Kapazität erforderlich
- Bereitstellung von positiver (Entlademodus) und negativer Regelleistung (Lademodus) möglich
- Hoher (Speicher-)Wirkungsgrad (> 90 % AC-AC)

- I. Einführung Primärregelleistung
- II. Marktentwicklung**
- III. Anforderungen an Batteriespeicher
- IV. Techno-ökonomische Bewertung
- V. Ökologische Bewertung
- VI. Diskussion und Schlussfolgerungen

- Primärregelleistungsbedarf in ENTSO-E Region Continental Europe: 3.000 MW (feste Marktgröße; abhängig von regulatorischen Rahmenbedingungen)
- Länderverteilung anteilig nach Netto-Stromerzeugung



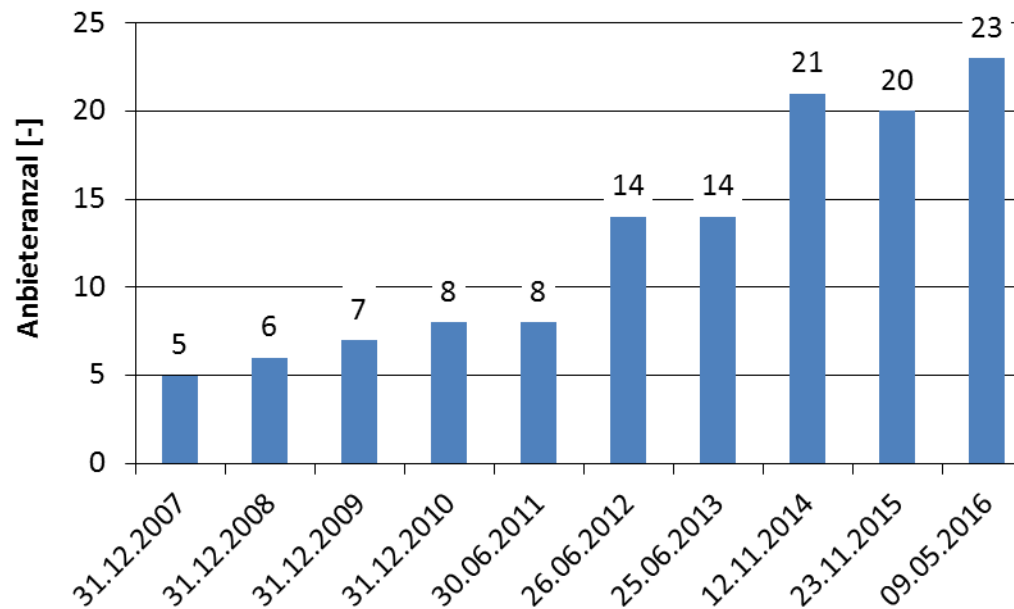
Bisherige Situation:

- Bereitstellung von Primärregelleistung überwiegend durch konventionelle Kraftwerke

Alternativen:

- Demand side management
- Speicher, insb. Batteriespeicher
- Erneuerbare Energien

- Internationale PRL-Kooperation zwischen Deutschland, Österreich, Schweiz, Niederlande
- Erweiterung der PRL-Kooperation geplant (Frankreich, Belgien, Dänemark)
- Gemeinsame Beschaffung (Ausschreibung) von 793 MW (ab Januar 2016) über die Plattform *regelleistung.net*



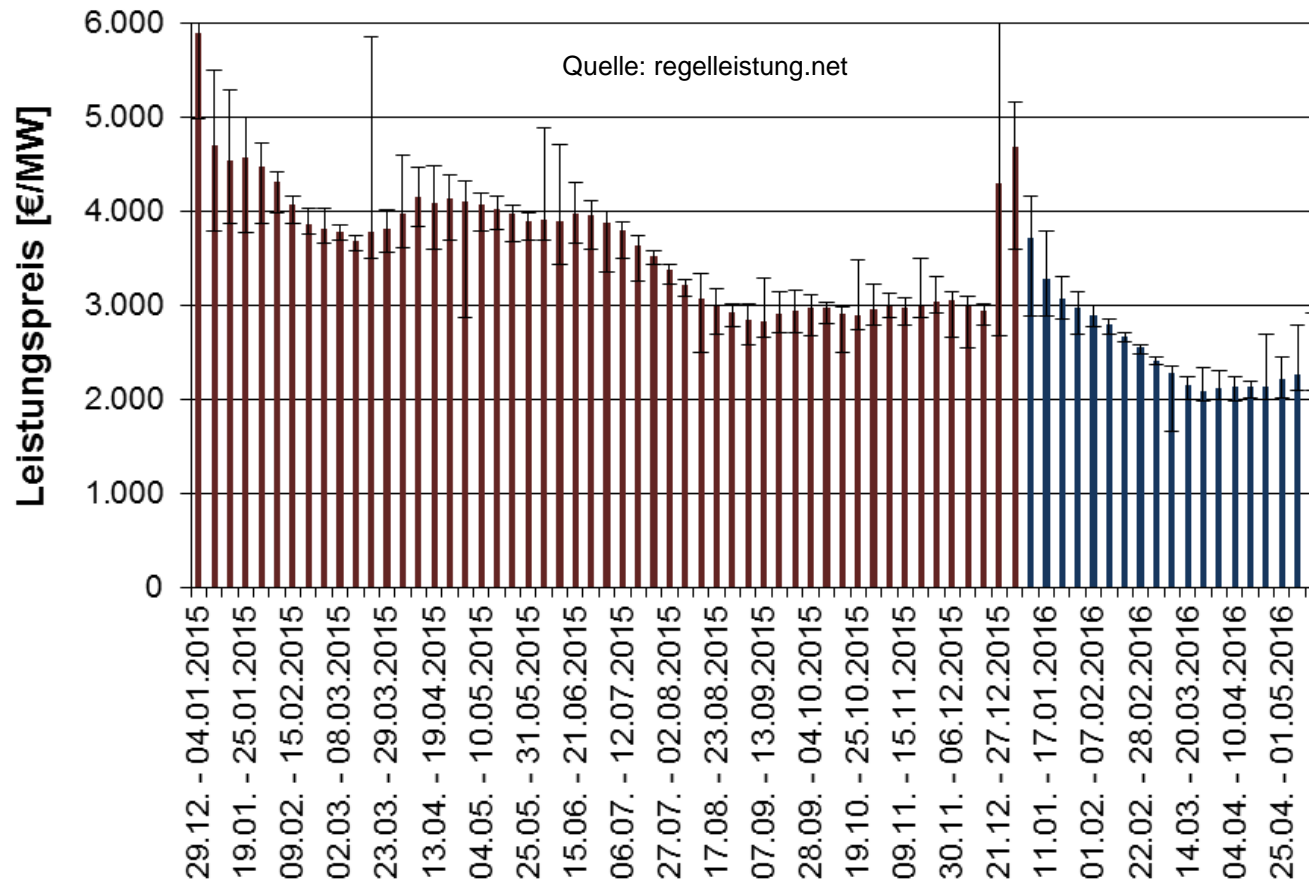
Quelle: regelleistung.net; BNetzA

- Ab 12.03.2012 inkl. Swissgrid (teilweise)
- Ab 07.01.2014 inkl. TenneT NL (Niederlande)
- Ab 07.04.2015 inkl. APG (Österreich) und Swissgrid (komplett)

Mittlerer Leistungspreis 2015: 3.646 €/MW

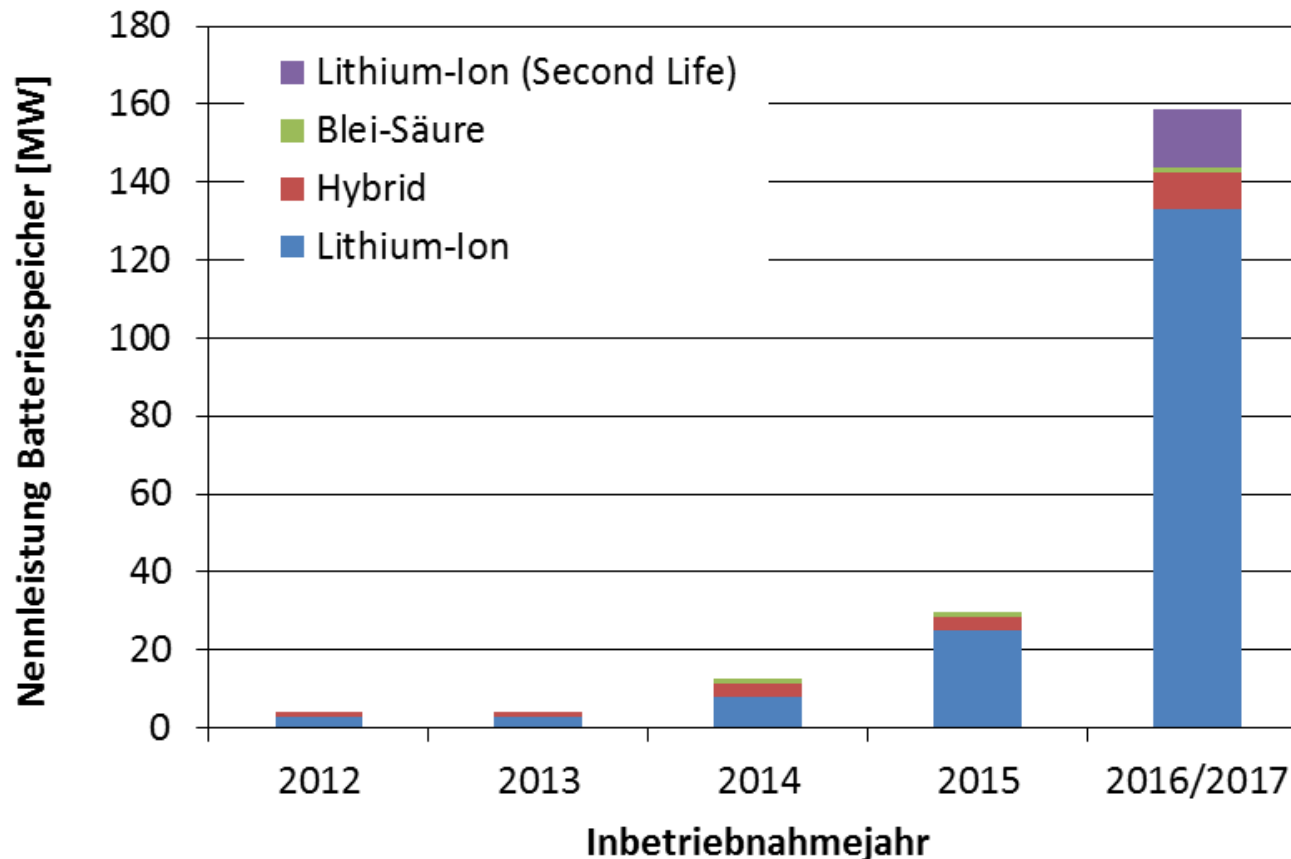
2016*: 2.657 €/MW

*: 20 Wochen



- Vergütung erfolgt ausschließlich über den Leistungspreis
- Mindestgebotsgröße 1 MW
- Ausschreibungszeitraum 1 Woche

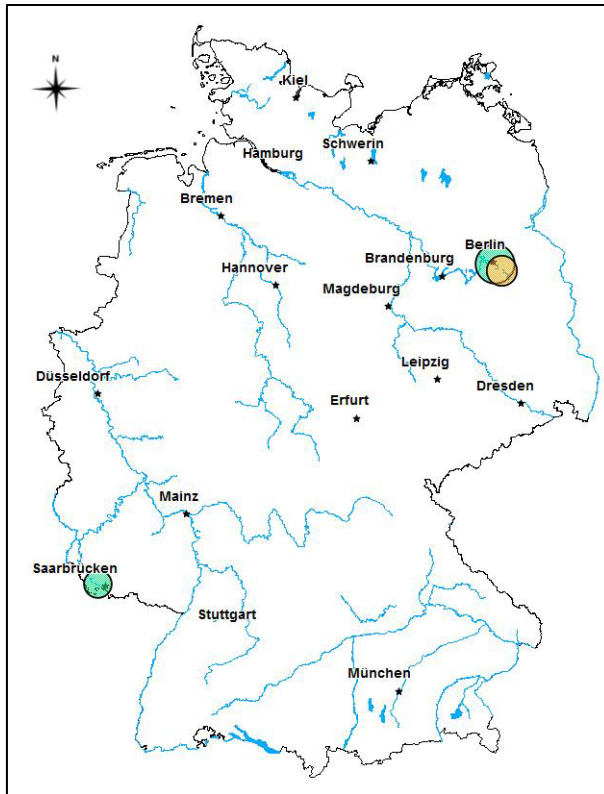
Zunehmender Einsatz von Großbatteriespeichern (Primärregelleistung)



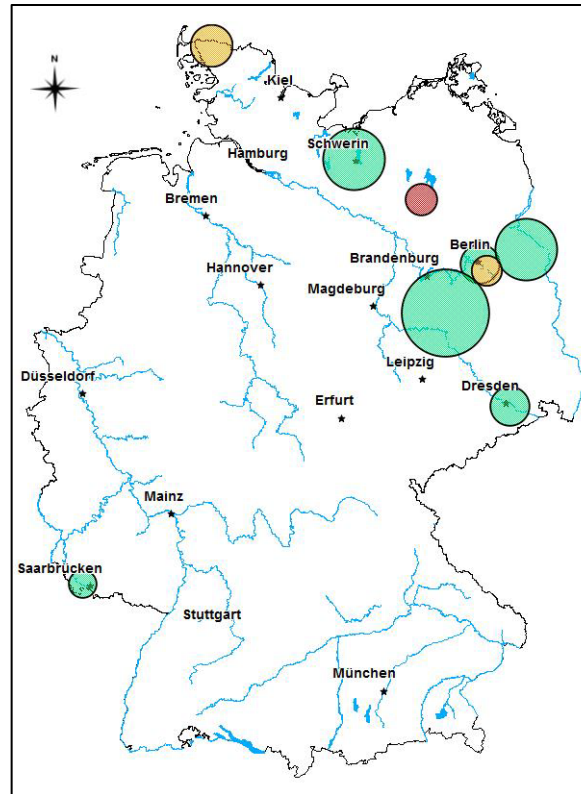
- Steigender Anteil von Batteriespeichern am Markt für Primärregelleistung
- Marktanteil von Batteriespeichern kann 2017 in Deutschland über 27 % liegen
- Größtes Projekt: 90 MW an sechs verschiedenen Standorten (STEAG)

Standorte von Großbatteriespeichern (Primärregelleistung) in Deutschland

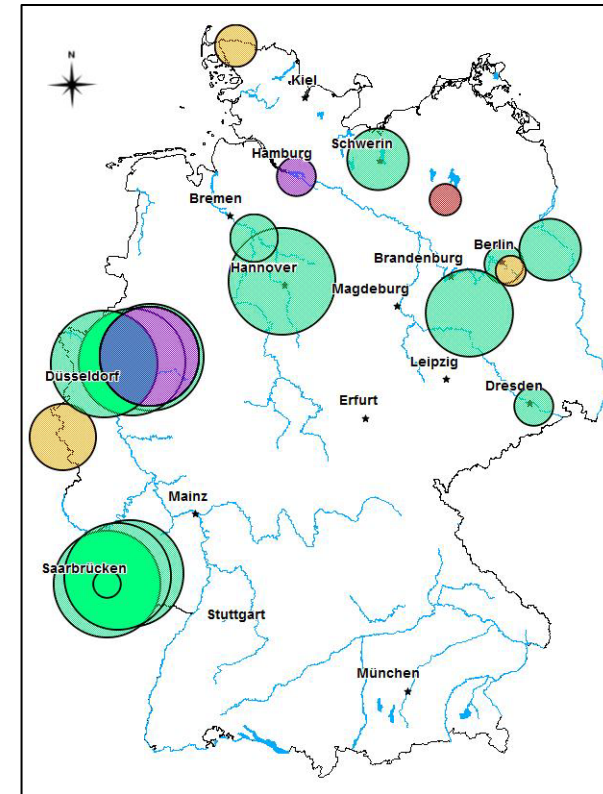
Inbetriebnahme bis 2013



Inbetriebnahme bis 2015



Inbetriebnahme bis 2017



Batterie-Nennleistung

1 MW 5 MW



- Blei-Säure
- Hybrid
- Lithium-Ionen
- Lithium-Ionen (Second-Life)



Zunehmender Einsatz von Großbatteriespeichern



Quelle: AES Energy Storage

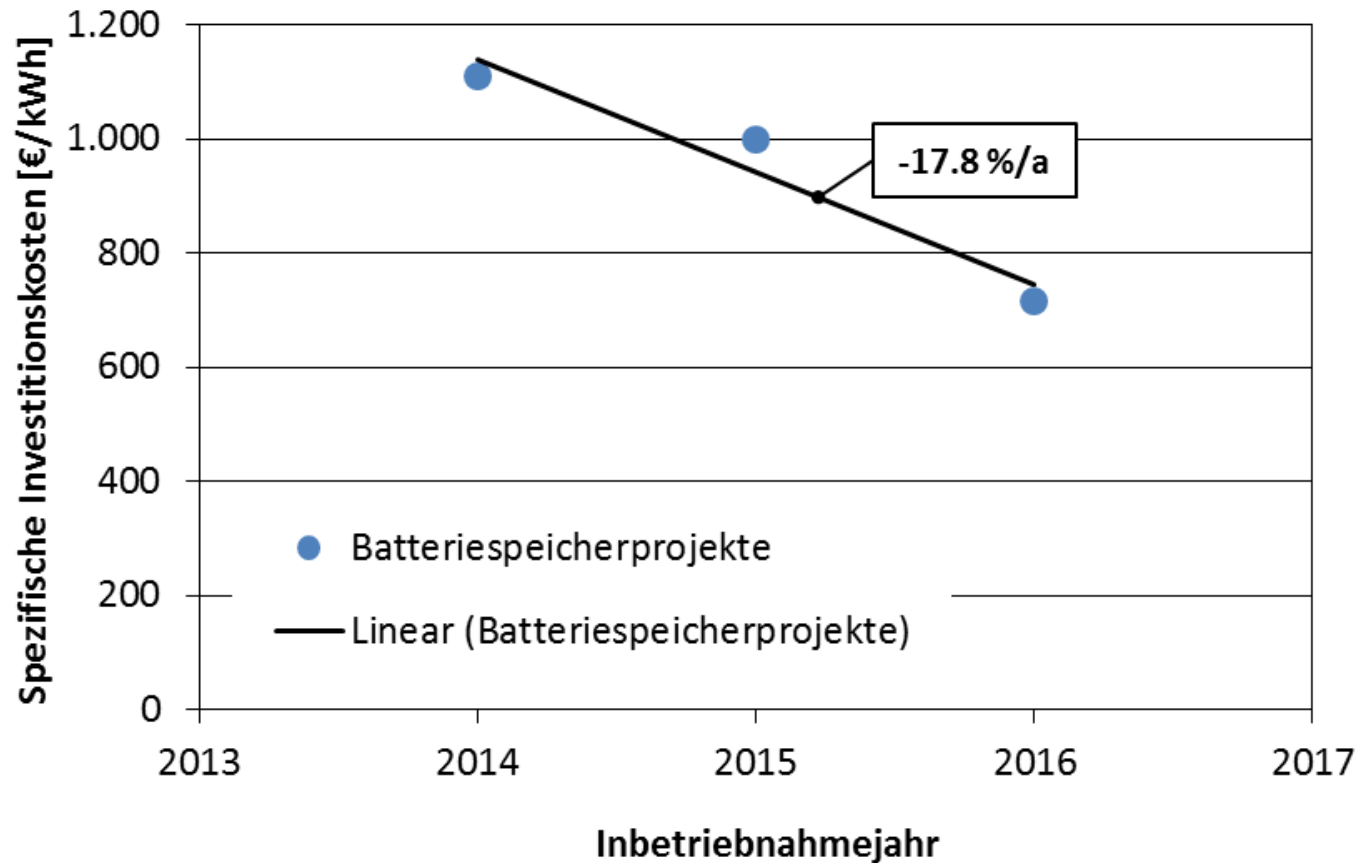
- 20 MW Lithium-Ionen Batteriespeicher
- Inbetriebnahme Dezember 2015
- Standort: Zeeland (Niederlande)

Innenansicht des Li-Ionen Batteriespeichers in Schwerin



Quelle: WEMAG AG

Investitionskostentrend Großbatteriespeicher für Primärregelleistung



- Stark sinkende Investitionskosten in den letzten Jahren
- Haupttreiber sind die stark sinkenden Batteriezellkosten

- I. Einführung Primärregelleistung
- II. Marktentwicklung
- III. Anforderungen an Batteriespeicher
- IV. Techno-ökonomische Bewertung
- V. Ökologische Bewertung
- VI. Diskussion und Schlussfolgerungen

Freiheitsgrade und Anforderungen für Anbieter von Primärregelleistung

- Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher ist ohne aktives Lademanagement nicht möglich
- Für das Lademanagement existieren verschiedene Freiheitsgrade, welche von Anlagenbetreibern genutzt werden können
- Für Batteriespeicher existieren Anforderungen an die Speicherkapazität



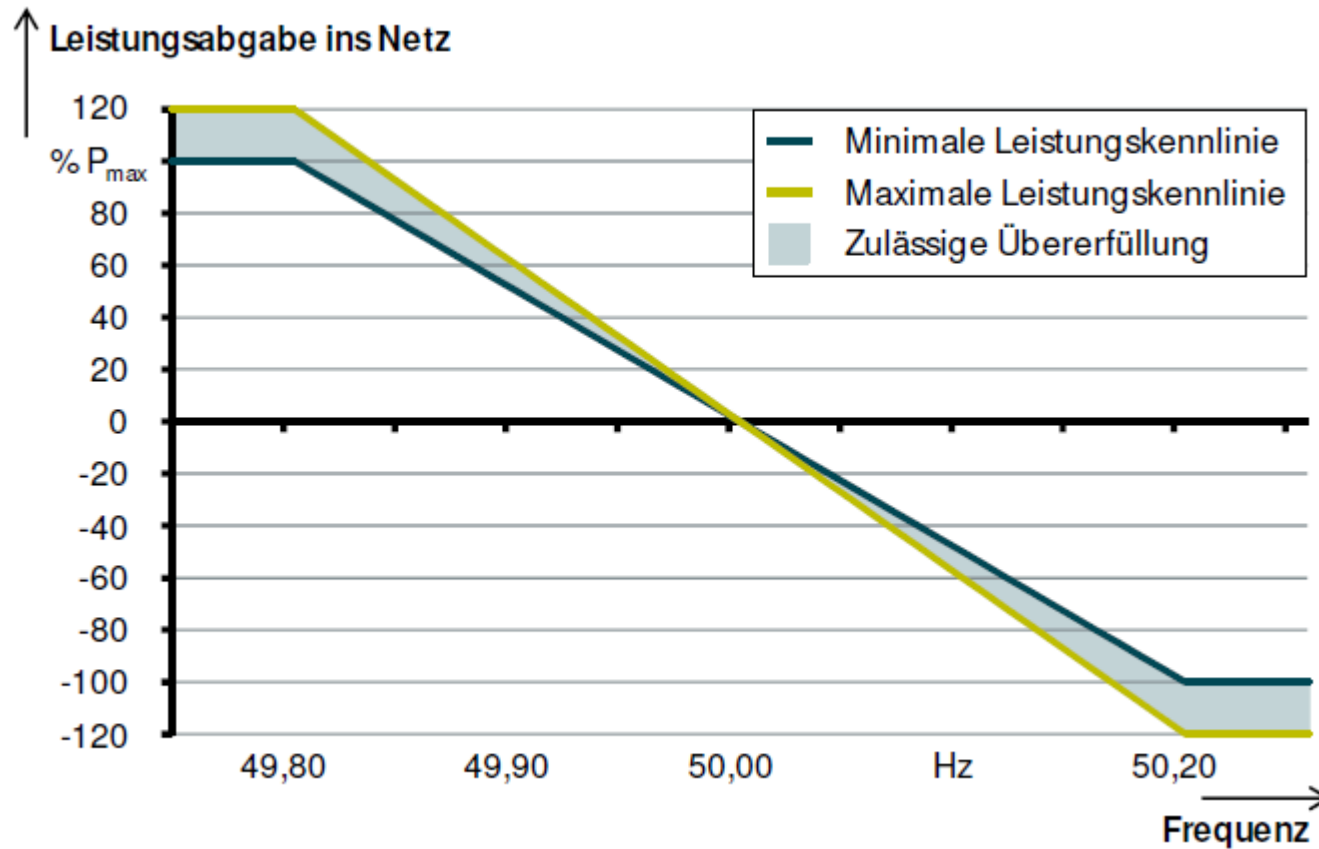
Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung

Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung

Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung

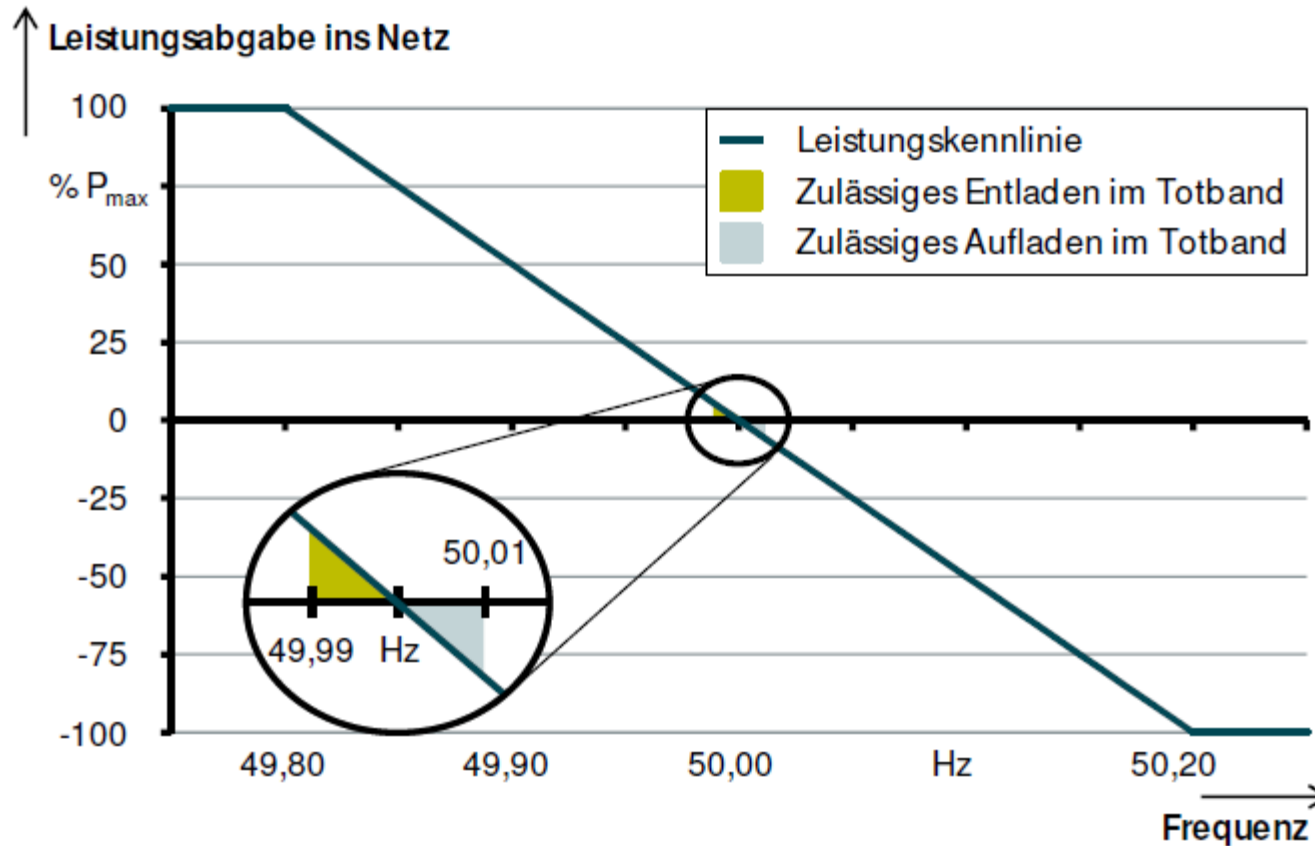
Im Folgenden werden die Eckpunkte und Freiheitsgrade, die bei der Erbringung von Primärregelleistung möglich sind, beschrieben. Diese können insbesondere auch von Anbietern mit Batterien genutzt werden und werden anhand der Batteriespeicher veranschaulicht.

Optionale Übererfüllung



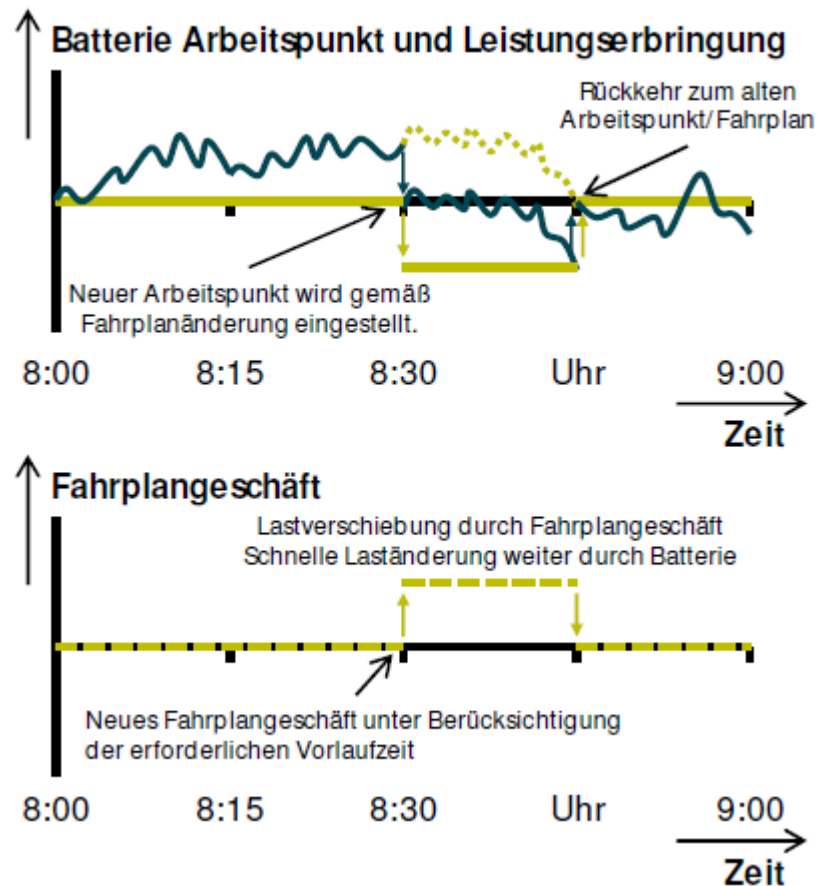
Quelle: Deutsche ÜNB 03.04.2014

Nutzung des Totbandes



Quelle: Deutsche ÜNB 03.04.2014

Lade-/Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte

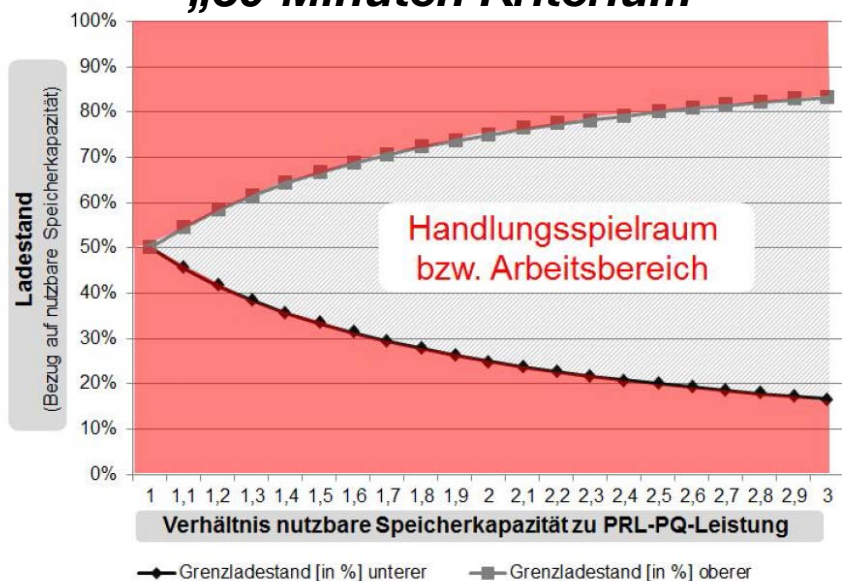


Quelle: Deutsche ÜNB 03.04.2014

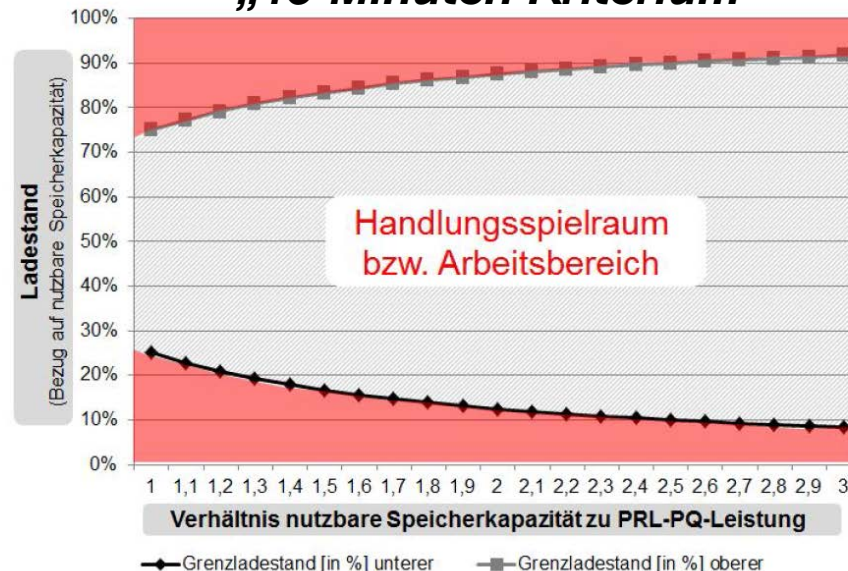
Anforderungen an die Speicherkapazität

- Ziel: Vorhaltung einer Energiereserve im Normalbetrieb um auf Störfälle (maximale Frequenzabweichung +/-200 mHz) reagieren zu können
- Höhe der Energiereserve wird vom Anschluss-ÜNB festgelegt und kann zwischen 15 und 30 Minuten variieren (siehe [Guideline on electricity transmission system operation](#))

„30-Minuten Kriterium“



„15-Minuten Kriterium“



➔ Energie zu Leistungsverhältnis von 1:1 nicht möglich

➔ Energie zu Leistungsverhältnis von 1:1 möglich

- I. Einführung Primärregelleistung
- II. Marktentwicklung
- III. Anforderungen an Batteriespeicher
- IV. Techno-ökonomische Bewertung**
- V. Ökologische Bewertung
- VI. Diskussion und Schlussfolgerungen

Methode

- Simulationsmodell eines Batterieenergiespeichersystems (BESS) zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)
- Batteriealterungsmodell
- Ökonomische Analyse: Nettobarwertmethode (NPV)

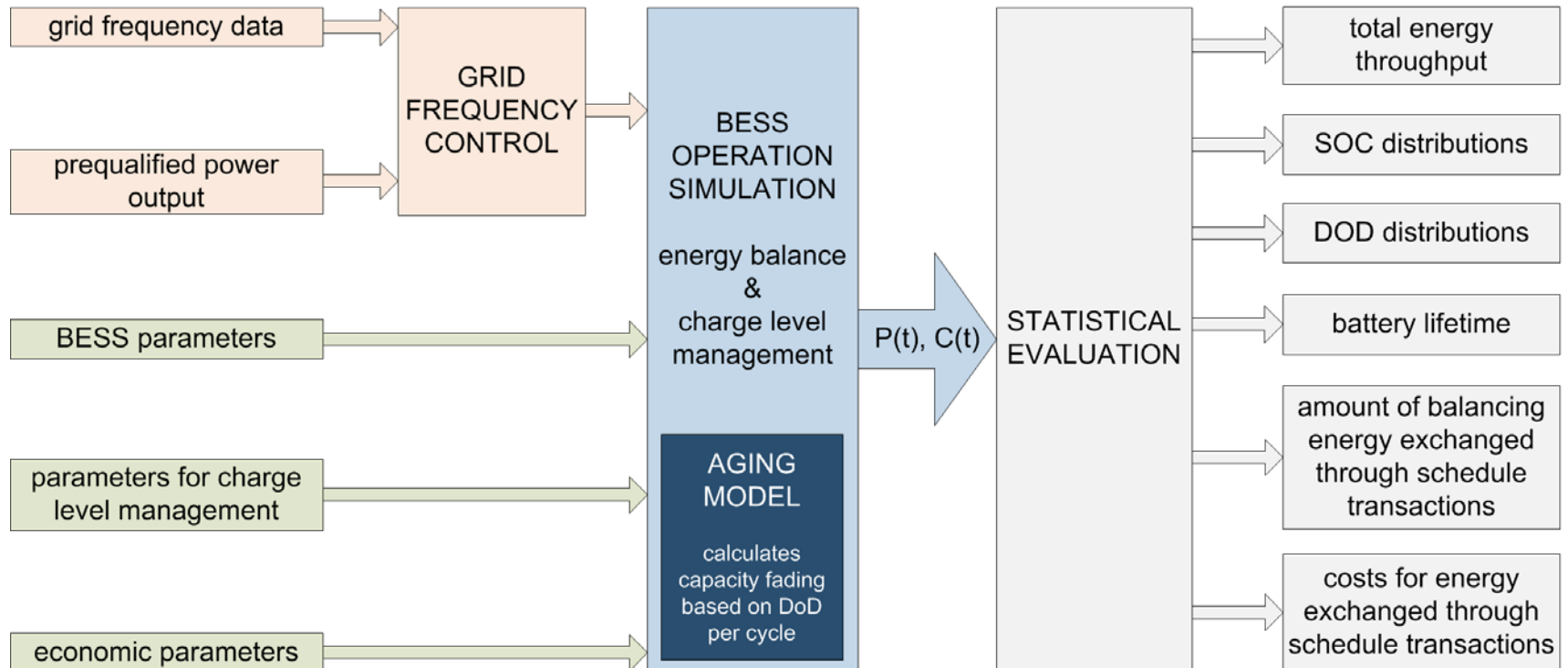
Verwendete Daten

- Zeitreihe der Netzfrequenz
- Experimentelle Daten von NMC-Zellen
- BESS-Preise und Preisprojektionen
- 2015 PRL Leistungspreise
- 2015 EPEX Intraday-Markt Strompreise

Betrachtung von zwei Fallbeispielen

- 2 MWh BESS für PRL
- 1 MW PRL-PQ (30-Min. Kriterium)
 - 2 MW PRL-PQ (15-Min. Kriterium)

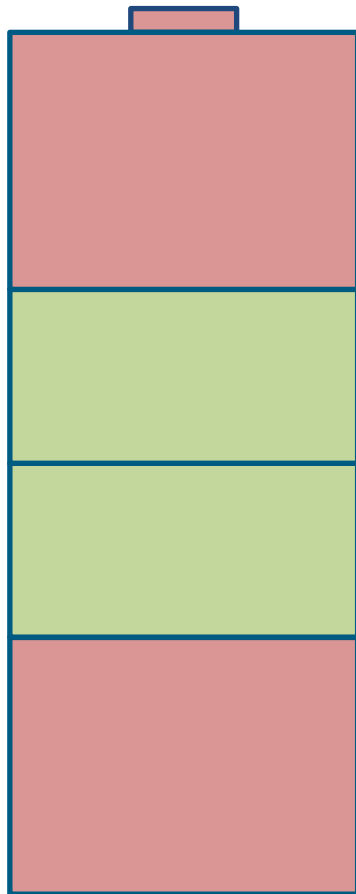
INPUT PARAMETERS



- Zeitliche Auflösung: eine Sekunde
- Lademanagement:
 - Übererfüllung
 - Totbandnutzung
 - Fahrplangeschäfte

- Berücksichtigte Energieströme:
 - Energie für Primärregelleistung
 - Energie für Lademanagement
 - Verluste
 - Eigenverbrauch

Verwendete Betriebsstrategie zur Ladestandskontrolle



Vorlaufzeit für Fahrplangeschäfte (15 min Blöcke) am Intraday-Markt: 30 (bis 45) Minuten

70% SoC

Regelgröße für Fahrplangeschäfte
→ **Entladung (Verkauf von Strom)**

50% SoC

Sollwert für Übererfüllung und Totbandnutzung

30% SoC

Regelgröße für Fahrplangeschäfte
→ **Ladung (Zukauf von Strom)**

Übererfüllung und Totbandnutzung werden selektiv eingesetzt

- Erhöhung Entladung / Reduzierung Ladung wenn $\text{SoC} > 50\%$
- Erhöhung Ladung / Reduzierung Entladung wenn $\text{SoC} < 50\%$

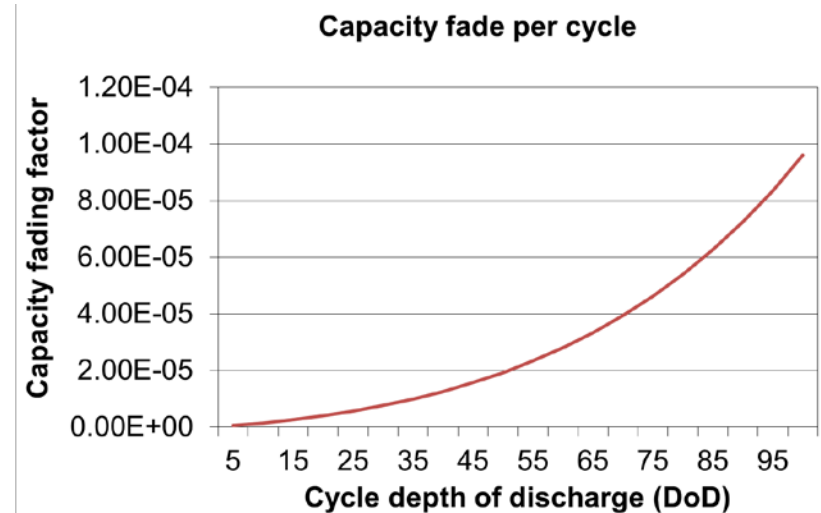
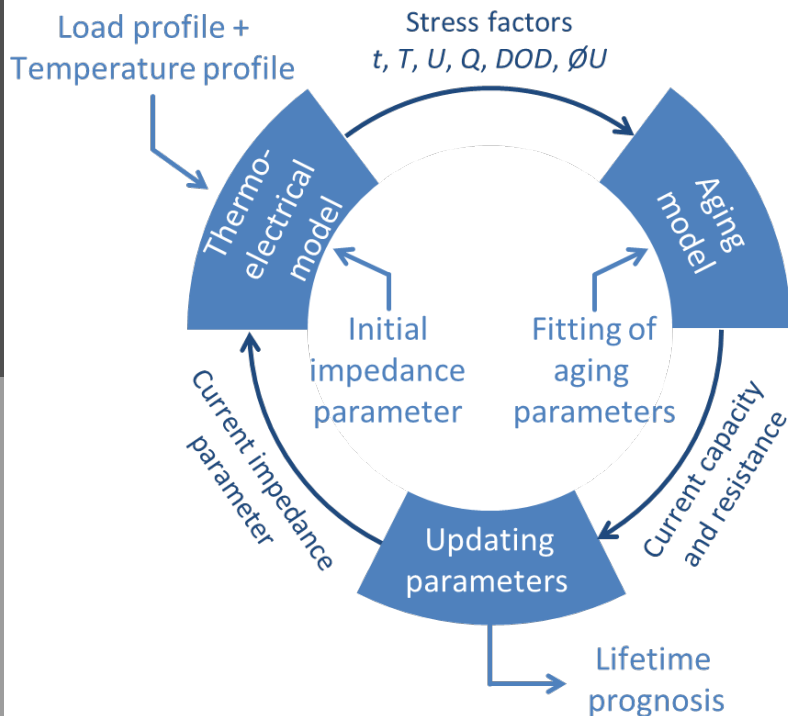
Verwendetes Alterungsmodell

Detailliertes Alterungsmodell

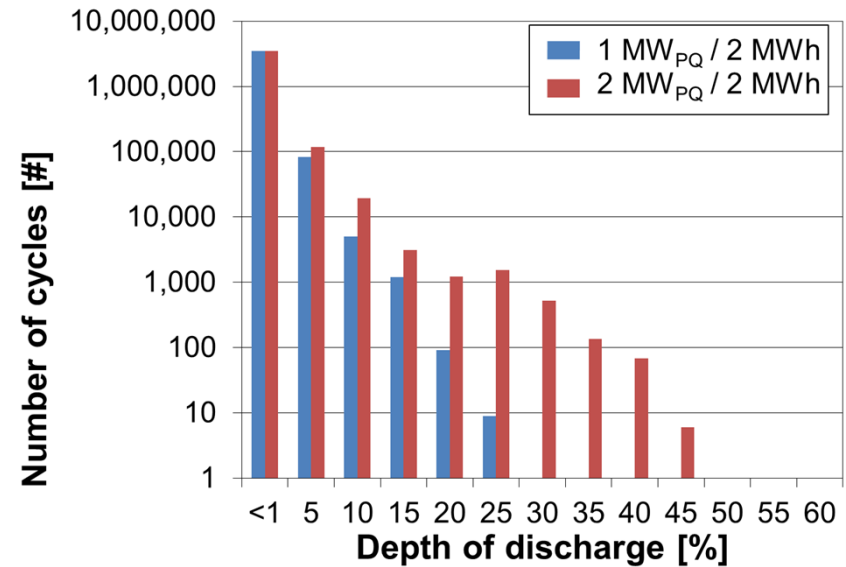
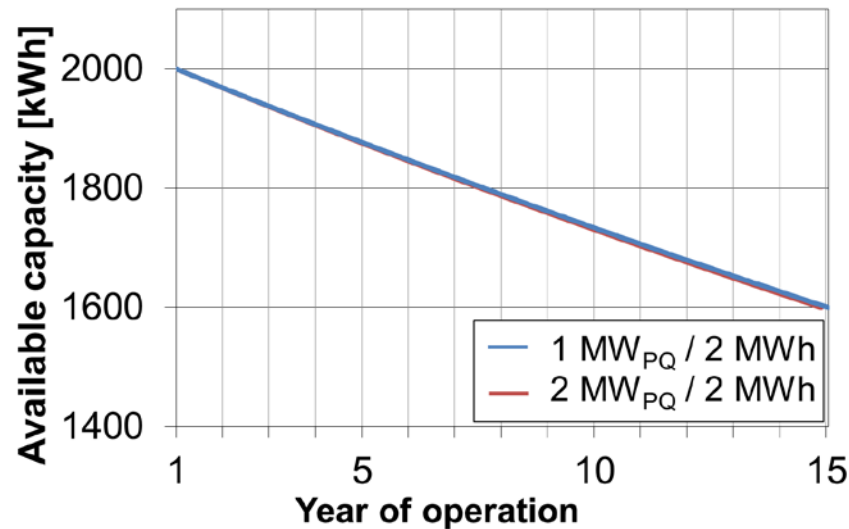
- Impedanz basiertes Batteriemodell, abgeleitet von EIS Messungen
- Umfangreiche Alterungstests von NMC-Zellen für die Parametrierung

Vereinfachte Alterungskurve

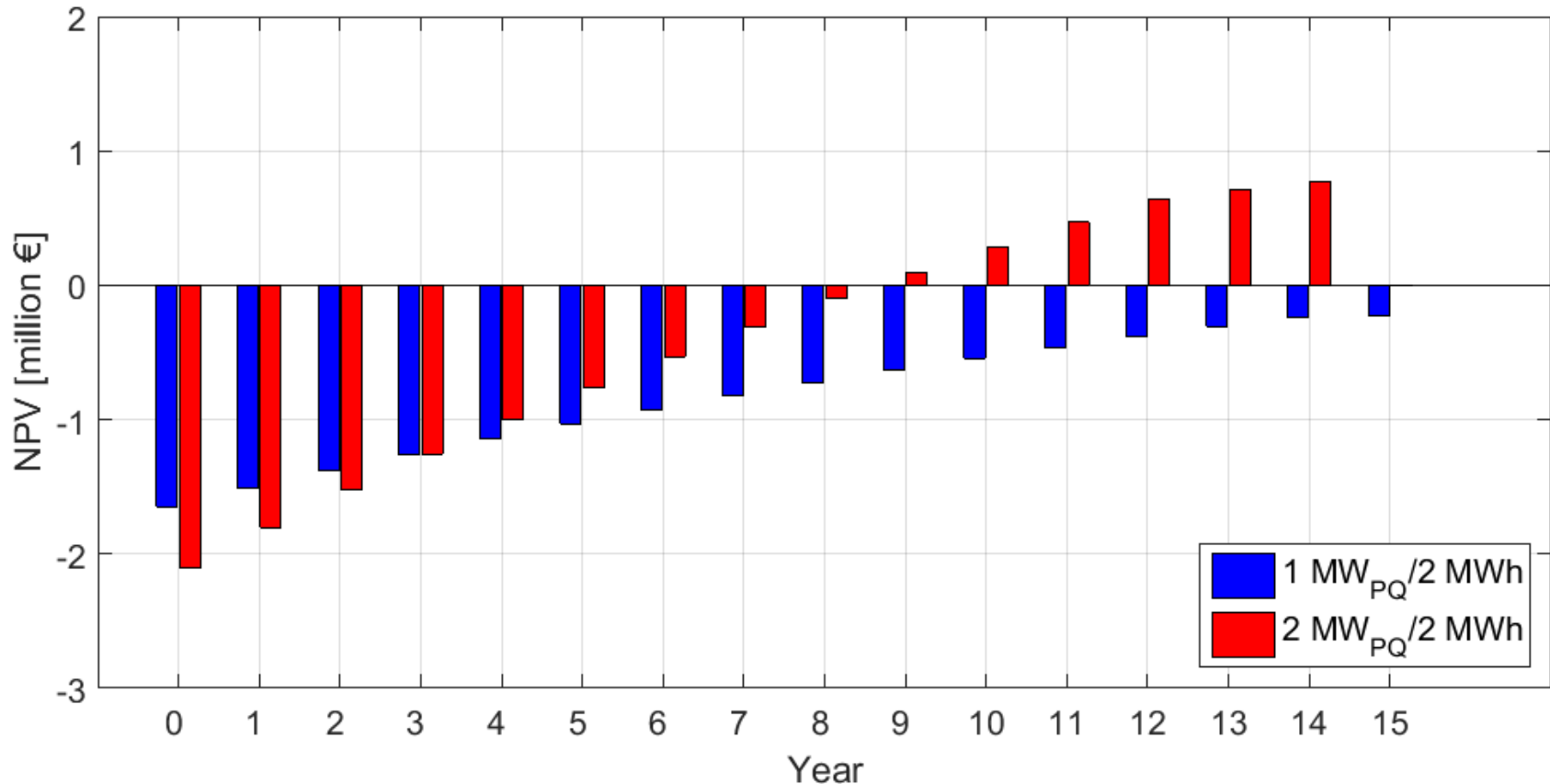
- Abgeleitet vom detaillierten Alterungsmodell zur Verwendung im Batteriesimulationsmodell
- Kombinierte Alterungskurve (kalendarische und zyklische Alterung)



Ergebnisse Batteriealterung

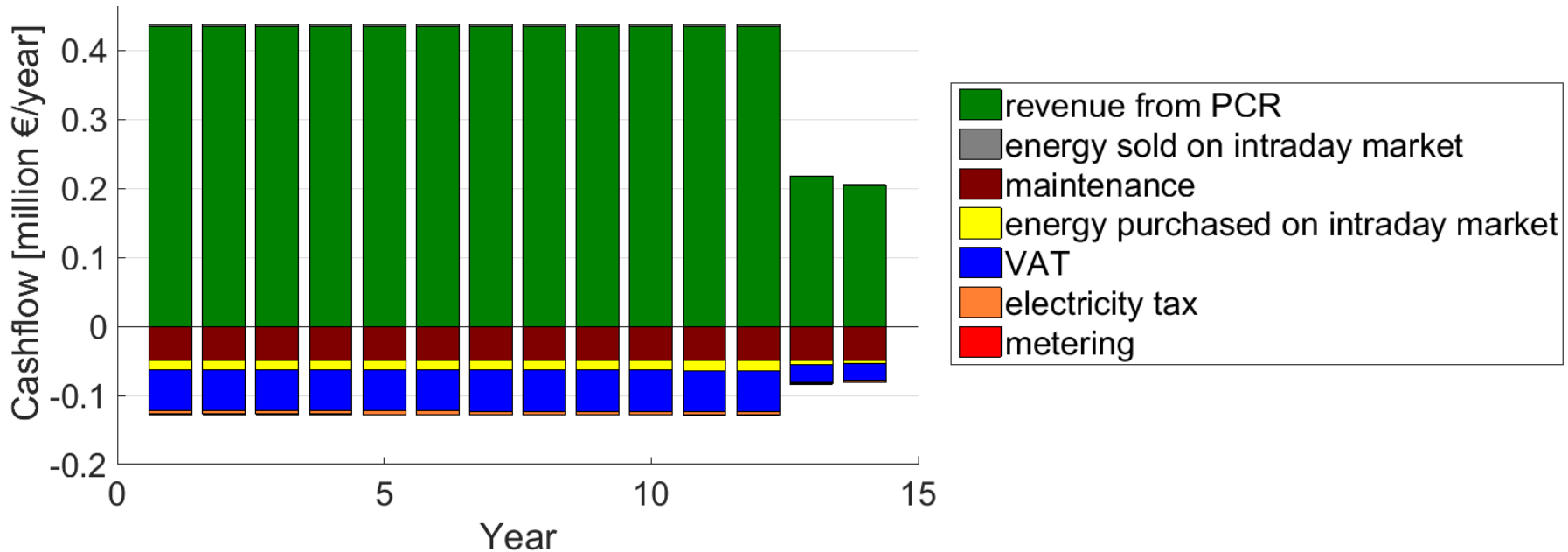


- Beide Batteriesysteme erreichen ihr End-of-life (80% der Ausgangskapazität) nach ca. 15 Betriebsjahren
- Mehr als 99% der auftretenden Zyklen haben eine Entladetiefe (DoD) von < 5%
- Vollzyklenzahl ca. 200 – 250 FCE/a
- Detaillierteres Alterungsmodell ist erforderlich um die speziellen Charakteristika der Anwendung besser abbilden zu können

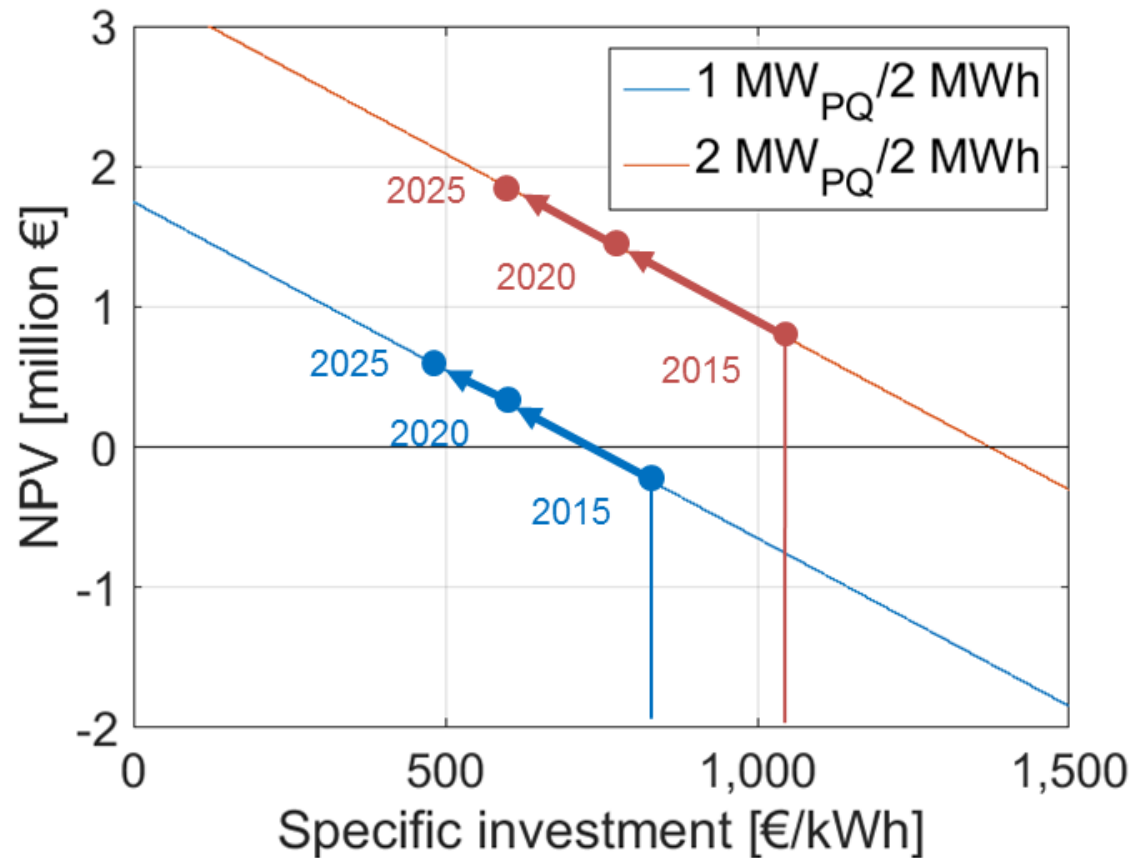


- Mit dem 1 MW/2 MWh System ist kein wirtschaftlicher Betrieb unter den getroffenen Annahmen möglich
- Die Amortisationszeit des 2 MW/2 MWh Systems beträgt ca. 9 Jahre; die präqualifizierte Leistung muss allerdings nach 12 Jahren auf 1 MW reduziert werden

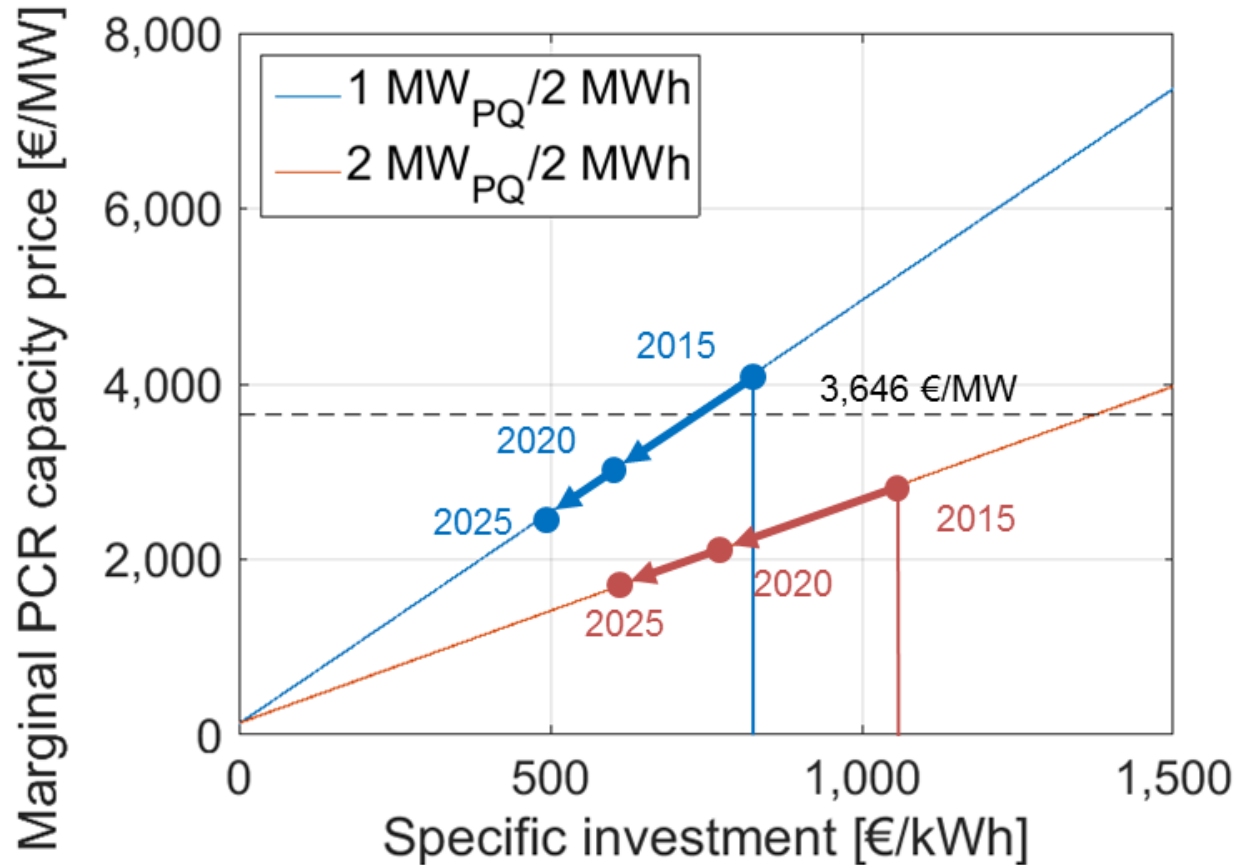
2 MW_{PQ} / 2 MWh BESS



- Haupteinnahmequelle ergibt sich aus den Leistungspreiszahlungen für PRL
- Wartung und Umsatzsteuer (VAT) haben den größten Anteil an den Betriebskosten
- Fahrplangeschäfte auf dem Intraday-Markt haben nur einen geringen Anteil an Erlösen/Kosten



- Unter der Annahme eines konstanten Leistungspreises steigt die Wirtschaftlichkeit von neuen Batteriespeichern aufgrund der sinkenden Systemkosten an

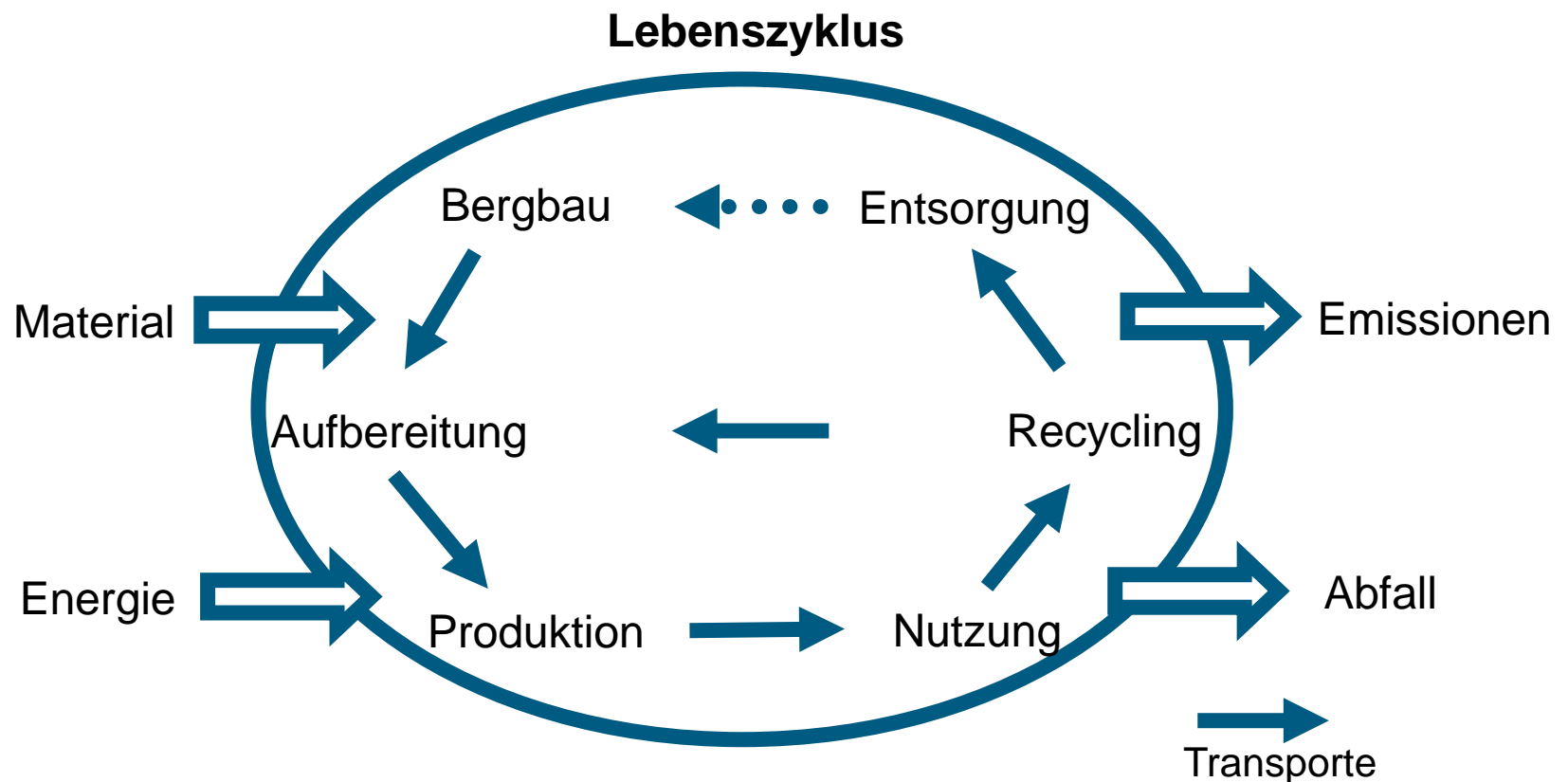


- Marginal PCR capacity price (Grenzleistungspreis) = niedrigster Leistungspreis, zu dem angeboten werden kann, um die Wirtschaftlichkeit (positiver Nettobarwert) während der Batterielebensdauer zu erreichen

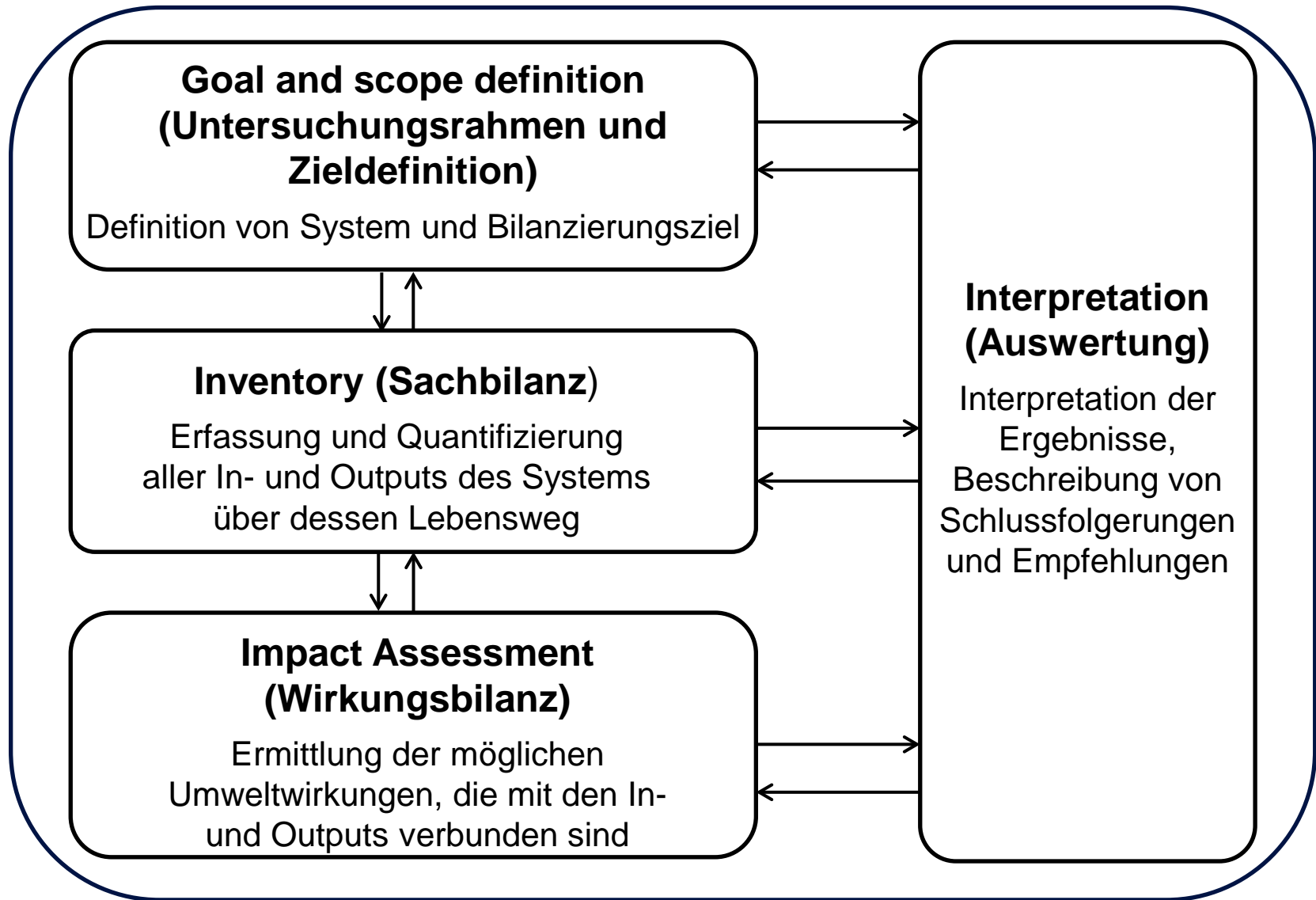
- I. Einführung Primärregelleistung
- II. Marktentwicklung
- III. Anforderungen an Batteriespeicher
- IV. Techno-ökonomische Bewertung
- V. Ökologische Bewertung**
- VI. Diskussion und Schlussfolgerungen

Forschungsfrage

Wie schneiden stationäre Lithium-Ionen Großbatteriespeicher gegenüber modernen Steinkohlekraftwerken hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen für die Primärregelleistungserbringung über ihren Lebenszyklus ab?



Struktur einer Ökobilanz



Beschreibung von Batteriespeichern und Kraftwerken

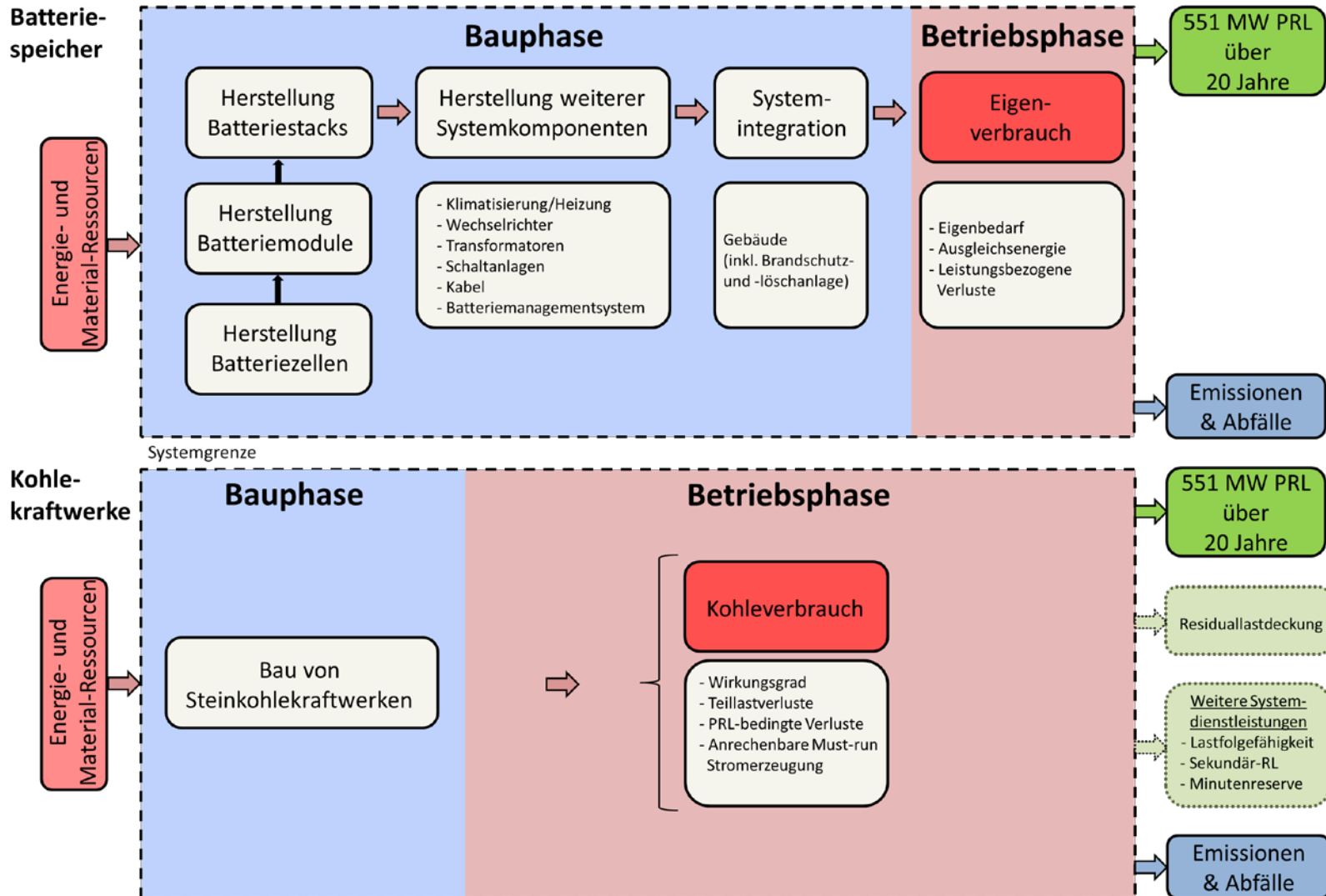
Basis des System-Vergleichs: Funktionelle Einheit (FE)

Primärregelleistungsbedarf von ± 551 MW/a in Deutschland bereitgestellt über 20 Jahre (2015-2034)

Optionen zur Bereitstellung der funktionellen Einheit

Steinkohlekraftwerke	BESSs
<ul style="list-style-type: none">• Homogener Park moderner Steinkohlekraftwerke (800 MW, Basis-Wirkungsgrad: 46 %, Wirkungsgradverlust-Variation)• Fähigkeit zur Residuallastdeckung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none">• 111 Li-Ionen BESSs (wie realisiertes 5 MWh/5 MW BESS in Schwerin)• Nur Primärregelleistungserbringung• Eigenverbrauch: 1,34 TWh über 20 Jahre

Beschreibung von Batteriespeichern und Kraftwerken



Residuallast

Stromnachfrage, die nach Abzug der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und wärmegeführten KWK-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss.

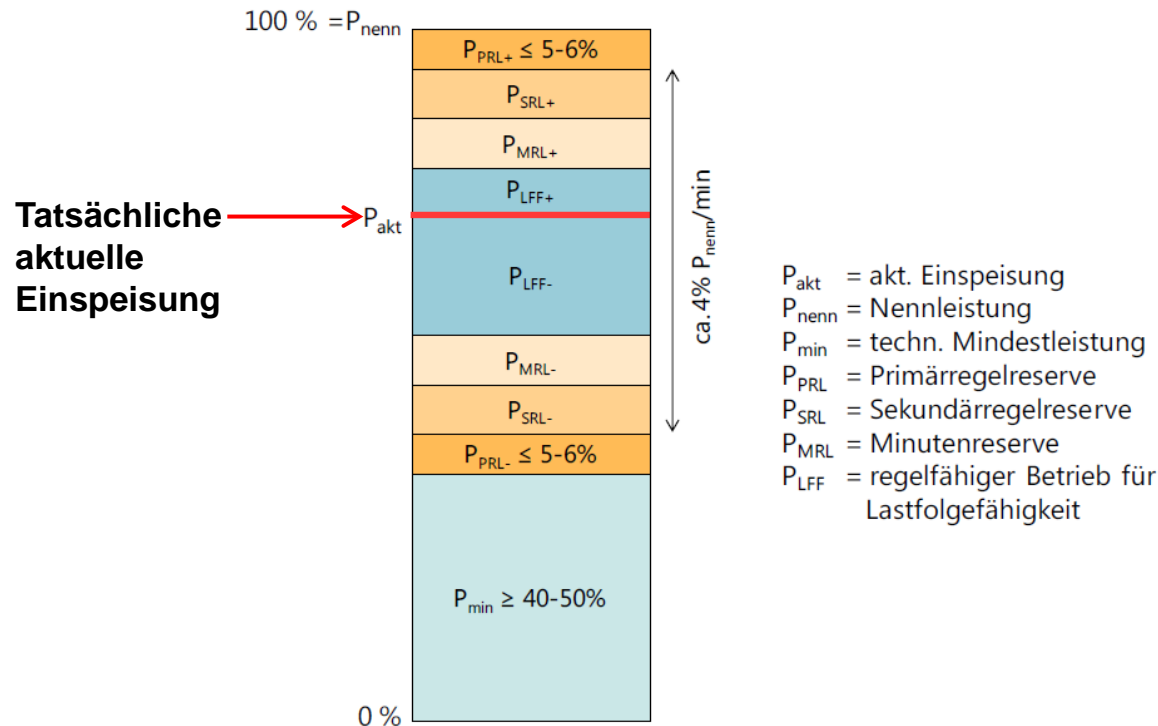
Must-run-Kapazität

Konventionelle Kraftwerkskapazität, die im Betrieb bleiben muss, um den stabilen Netzbetrieb durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten.

Analyse der Must-run-Strommengen zur PRL-Erbringung

Es werden Stromerzeugungsmengen, welche sich aufgrund eines Must-run-Anteils ergeben, für Kraftwerke mit und ohne PRL bilanziert. Die resultierende Differenz und der Residuallastverlauf bestimmen die der PRL anrechenbare Strommenge.

Must-run-Analyse der Kohlekraftwerke basierend auf der Methodik im Bericht von Consentec, IAEW und FGH*



Exkurs: Kraftwerke ohne Leistungseinschränkung können PRL im gesamten Lastbereich bereitstellen (auch bei Voll- oder Mindestlast). Es müssen keine Leistungsbänder für PRL reserviert werden. Die Kraftwerke sind kurzfristig über- und unterlastfähig.

Schematische Darstellung bereitstellbarer Leistungsbänder eines Kohlekraftwerks

* Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien (2012)

Must-run-Stromerzeugung zur Systemdienstleistungserbringung hängt von der Kraftwerksbetriebsweise ab.

Szenarien des Kraftwerksbetriebs

Szenario 1 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve und Lastfolgefähigkeit

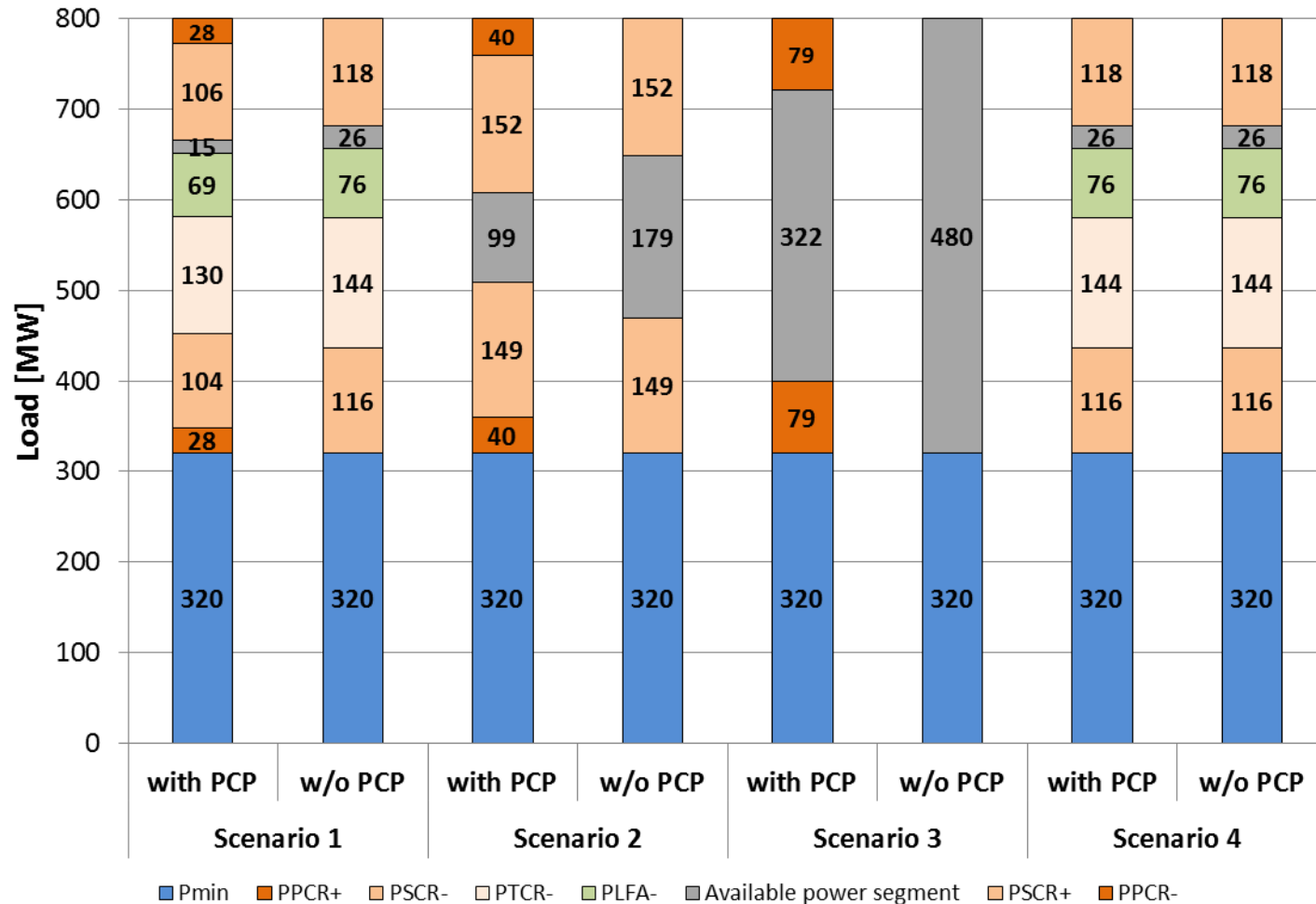
Szenario 2 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung

Szenario 3 Bereitstellung von Primärregelleistung

Szenario 4 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve und Lastfolgefähigkeit in Kraftwerken ohne Lastbeschränkungen für Primärregelleistungsbereitstellung

Nachfolgende Kombination aus Must-run- und Residuallastanalyse zeigt, welche Must-run Strommengen exklusiv der Systemdienstleistungserbringung oder Residuallastdeckung dienen.

Leistungsbänder der betrachteten Modell-Kohlekraftwerke

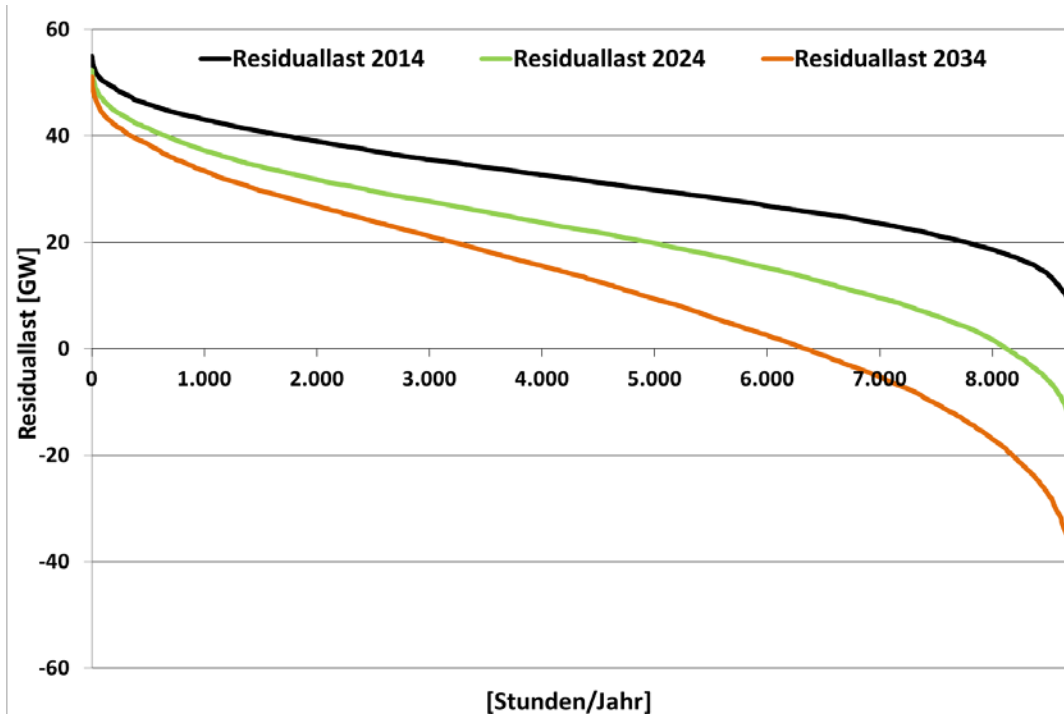


Kombination von Must-run-Ergebnissen mit Residuallastanalyse Szenario 1 als Beispiel

Angenommene Anteile der Erneuerbaren an der Stromerzeugung

- 2014: 27.2 %
- 2024: 47.0 %
- 2034: 61.1 %

Quelle: Netzentwicklungsplan

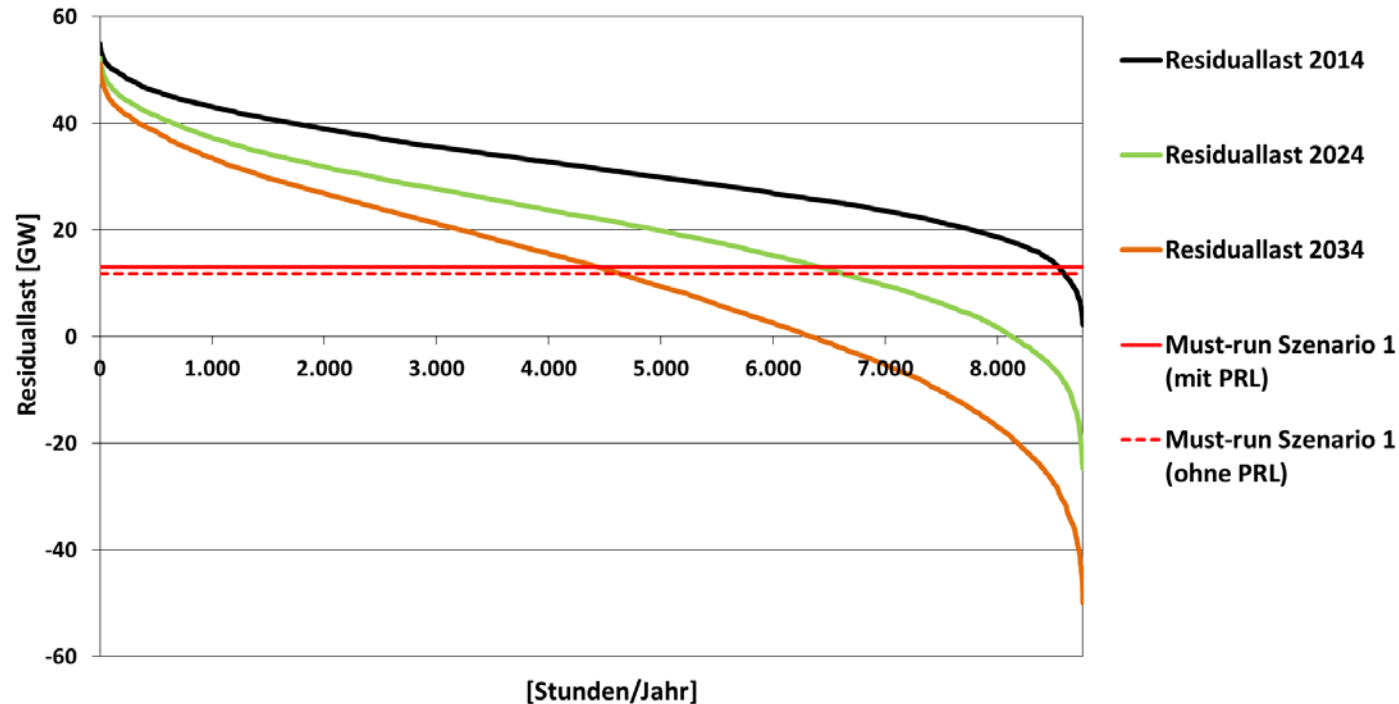


Anteil Erneuerbarer Energien ↑



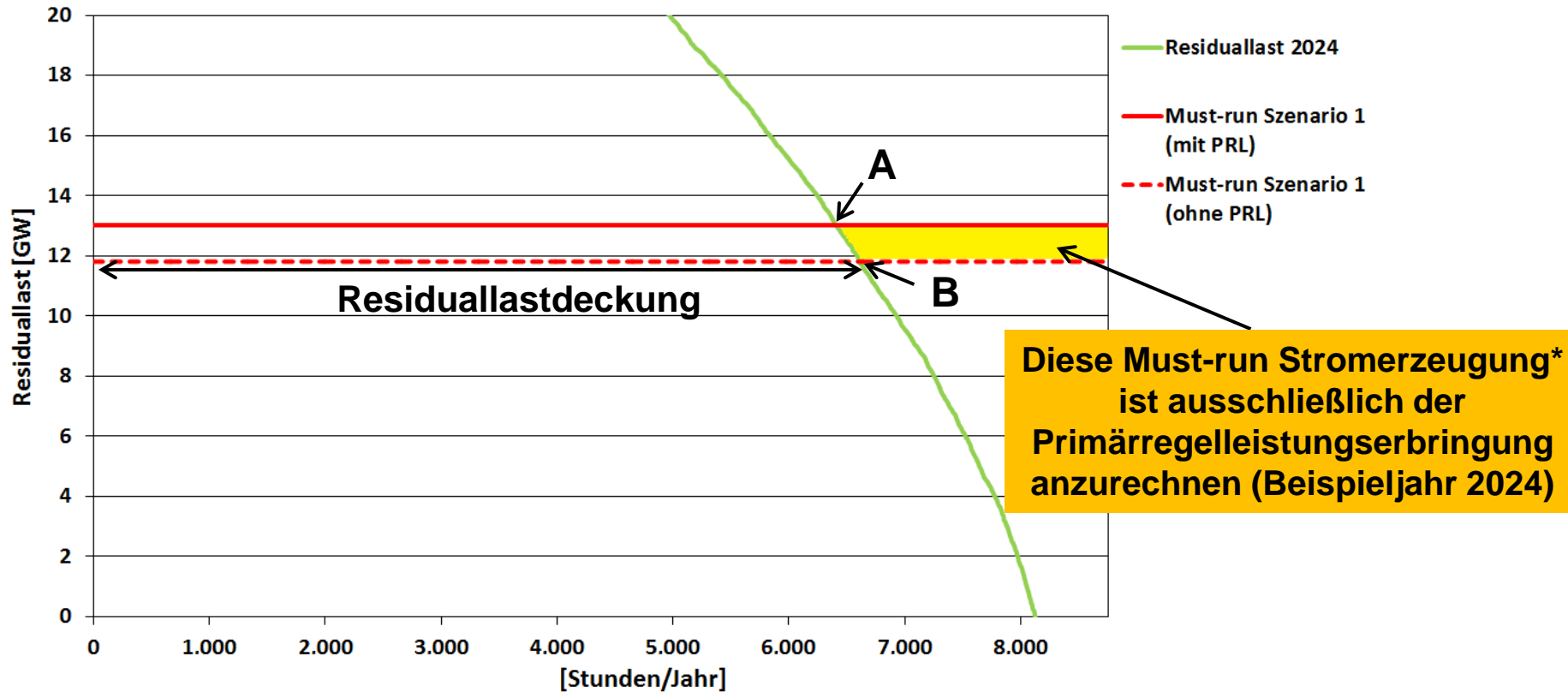
Residuallast ↓

Kombination von Must-run-Ergebnissen mit Residuallastanalyse Szenario 1 als Beispiel



Unterschreitet die Residuallast den Wert der tatsächlichen Wirkleistungseinspeisung kann die Kraftwerksleistung aufgrund der Anforderung an die Systemstabilität nicht weiter reduziert werden. Diese Berechnung wird für jedes Jahr von 2015 bis 2034 durchgeführt.

Szenario 1 als Beispiel



* *Must-run-Stromerzeugung für PRL = Differenz zwischen Mindestlast mit und ohne Primärregelleistungsbereitstellung im Bereich außerhalb der Residuallastdeckung. Diese Berechnung wird für jedes Jahr von 2015 bis 2034 durchgeführt.*

Szenario 1 als Beispiel

Kategorie	Einheit	Szenario 1	
		mit PRL	ohne PRL
Nennleistung	[GW]	16	16
Wirkleistungseinspeisung (Must-run)	[GW]	13,02	11,81
Maximaler Lastpunkt	[GW]	13,32	13,32
Wirkungsgradverlust für PRL	[%]	0,01-0,35	-
Stromproduktion (2015-2034)	[TWh]	2.319	2.262
Stromproduktion (Differenz mit/ohne PRL)	[TWh]	57	

Diese Differenz und der Residuallastverlauf bestimmen die anrechenbare Must-run Stromerzeugung

Akkumulierter Wert über 20 Jahre

→ *Größter Einfluss auf die ökologische Performance*

Zusammenfassung der Ergebnisse

Kategorie	Einheit	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4	
		mit PRL	ohne PRL	mit PRL	ohne PRL	mit PRL	ohne PRL	mit PRL	ohne PRL
Nennleistung	[GW]	16	16	11,2	11,2	5,6	5,6	14,4	14,4
Wirkleistungseinspeisung (Must-run)	[GW]	13,02	11,81	7,13	6,57	2,79	0 (0,32)	11,81	11,81
Maximaler Lastpunkt	[GW]	13,32	13,32	8,51	8,51	5,05	5,05	12,28	12,28
Wirkungsgradverlust für PRL	[%]	0,01-0,35	-	0,01-0,35	-	0,01-0,35	-	0,01-0,35	-
Wirkungsgradverlust Teillastbetrieb	[%]	0	0	0,41	0,52	0,46	0	0	0
Stromproduktion (2015-2034)	[TWh]	2.319	2.262	1.444	1.427	827	770	2.130	2.130
Stromproduktion (Differenz mit/ohne PRL)	[TWh]		57		17		57		0

Szenario 1 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve und Lastfolgefähigkeit

Szenario 2 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung

Szenario 3 Bereitstellung von Primärregelleistung

Szenario 4 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve und Lastfolgefähigkeit in Kraftwerken ohne Lastbeschränkungen für Primärregelleistungsbereitstellung

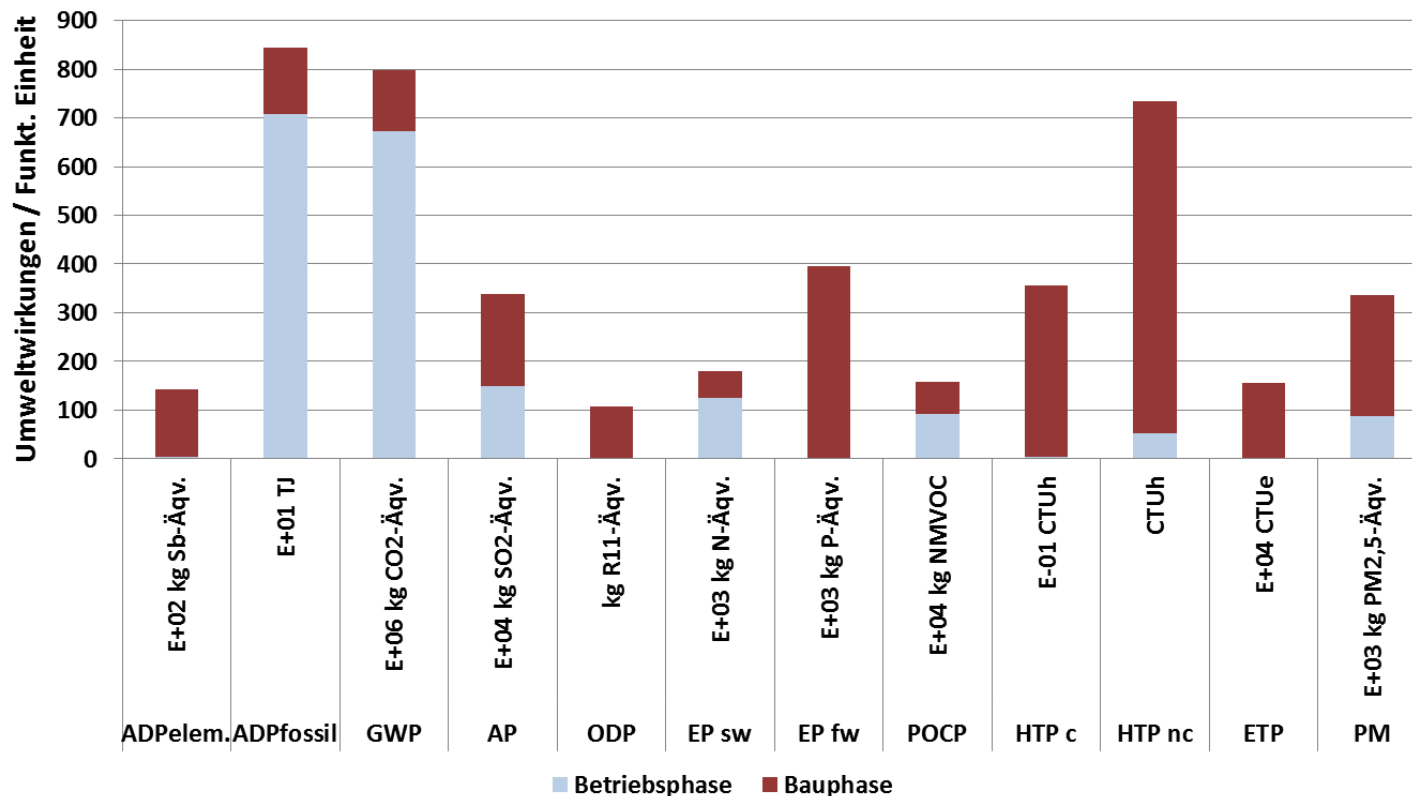
Betrieb von energietechnischen Anlagen verursacht vielfältige Umwelteffekte. Das Joint Research Centre der Europäischen Kommission spricht im ILCD* Handbuch Empfehlungen zur Auswahl von Wirkungskategorien aus. Für diese Studie wurden 12 Kategorien nach ILCD ausgewählt.



	Wirkungskategorie	Einheit
ADP elem.	Verbrauch abiotischer Ressourcen (Mineralien)	kg Sb-Äqv.
ADP fossil	Verbrauch abiotischer Ressourcen (fossil)	MJ
GWP	Treibhauspotenzial	kg CO ₂ -Äqv.
AP	Versauerungspotenzial	kg SO ₂ -Äqv.
ODP	Ozonabbaupotenzial	kg R11-Äqv.
EP sw	Eutrophierungspotenzial (Salzwasser)	kg N-Äqv.
EP fw	Eutrophierungspotenzial (Frischwasser)	kg P-Äqv.
HTP c	Humantoxizitätspotenzial (karzinogen)	CTUh(c)
HTP nc	Humantoxizitätspotenzial (nicht karzinogen)	CTUh(nc)
ETP	Ökotoxizitätspotenzial	CTUe
POCP	Sommersmogpotenzial	kg NMVOC
PM	Feinstaub	kg PM _{2,5} -Äqv.

* ILCD = International Life Cycle Data

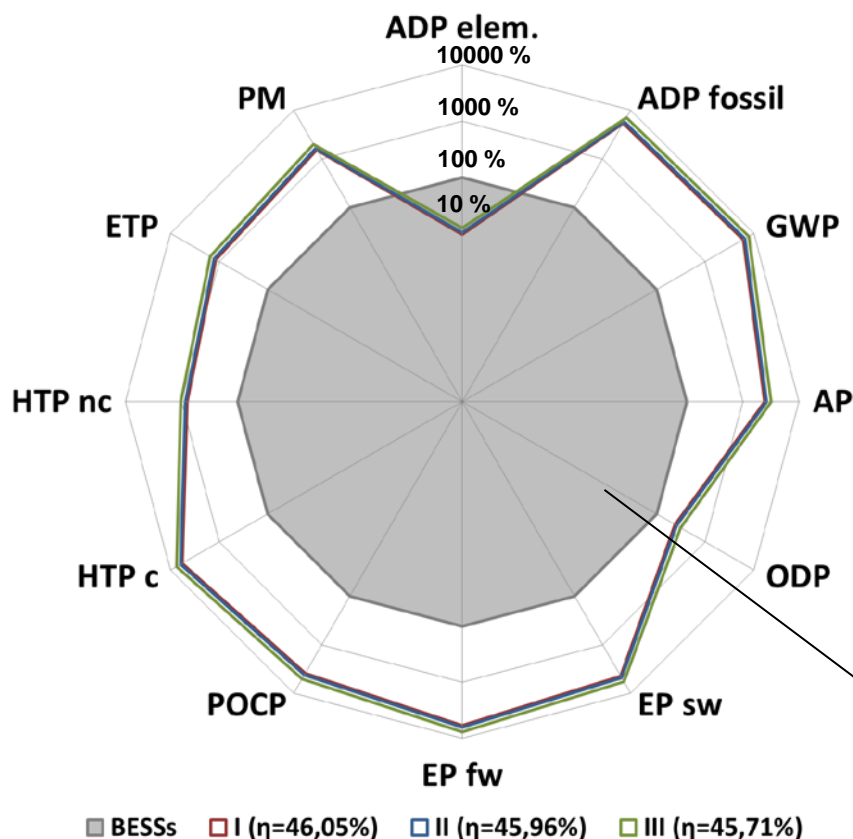
Umweltwirkungen der Batteriespeicher über den Lebenszyklus



Die Bauphase dominiert die von Großbatteriespeichern hervorgerufenen Umweltwirkungen in 7 von 12 Kategorien.

Szenario 1

Alle Regelleleistungsarten
Kraftwerke mit Lastbeschränkung



Weitreichende Vorteile der
Batteriespeicher

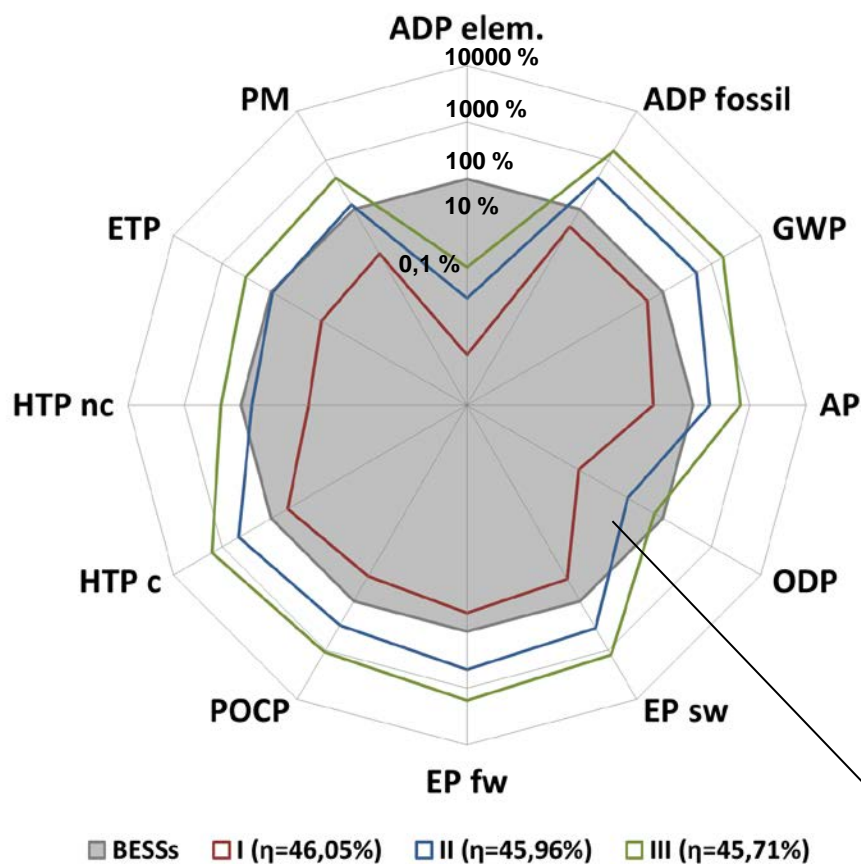
Ausnahme: ADP elem. wird
insbesondere durch Zellmaterialien,
Materialien des Wechselrichters und
verschiedene elektronische Bauteile
verursacht

Geringe Abhängigkeit von den
angenommenen
Wirkungsgradverlusten

Normierung Batterie = 100 %

Szenario 4

Alle Regelleleistungsarten
Kraftwerke ohne Lastbeschränkung



Hohe Abhängigkeit von den Wirkungsgradverlusten

Keine Vorteile der BESSs im Vergleich zu Kraftwerken mit 0,01 % Wirkungsgradverlust (46,05%)

Fälle mit höherem Wirkungsgradverlust: Vorteile von BESSs im Vergleich zu Kraftwerksvarianten in den meisten Kategorien

Kupfer in einigen Bauteilen ist ein Hauptgrund für höhere Wirkungen in manchen Kategorien (ETP and HTP nc)

Normierung Batterie = 100 %

- I. Einführung Primärregelleistung
- II. Marktentwicklung
- III. Anforderungen an Batteriespeicher
- IV. Techno-ökonomische Bewertung
- V. Ökologische Bewertung
- VI. Diskussion und Schlussfolgerungen**

Technische Bewertung

- Batteriespeicher sind aus technischer Sicht sehr gut geeignet, um Primärregelleistung bereit zu stellen:
 - Hohe Dynamik und präzise Reaktion
 - Keine Must-run-Kapazität erforderlich
 - Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung möglich
 - Hoher Wirkungsgrad
- Anwendungsspezifische Anforderungen an Batteriespeicher sind eher gering
 - Viele Lade-/Entladevorgänge mit geringen Ladestandsänderungen
 - Lange Lebensdauer (z.T. 20 Jahre Herstellergarantie)
- Anforderungen und Auslegung von Batteriespeichern sind stark abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen
- In absehbarer Zukunft werden Batteriespeicher einen Großteil der Primärregelleistungsbereitstellung übernehmen

Ökonomische Bewertung

- Zentraler Trend: Aktuell stark sinkende Batteriesystemkosten
 - Steigender Anteil von realisierten und geplanten Batteriespeichern am Markt für Primärregelleistung
 - Zunehmender Druck auf die Leistungspreise durch neue Marktteilnehmer
 - Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Leistungspreisentwicklung
 - Zeitpunkt der Investitionsentscheidung beeinflusst stark die Wirtschaftlichkeit
- Zentrale Einflussparameter auf die Wirtschaftlichkeit sind die zukünftige Leistungspreisentwicklung und die Anforderungen an die Speicherkapazität
- Beim derzeitigen Leistungspreisniveau sind 1:1 (Energie- zu Leistungsverhältnis) dimensionierte Systeme wirtschaftlich; bei 2:1 dimensionierten Systemen ist die Wirtschaftlichkeit kritisch

Ökologische Bewertung

- Großbatteriespeicher sind wegen einer besseren ökologischen Performance in den meisten Szenarien und Kategorien eine vielversprechende Option, Umweltwirkungen der Primärregelungsbereitstellung zu reduzieren
- Zentraler Einflussparameter ist die der Primärregelung zuzurechnende Must-Run-Stromerzeugungsmenge von Kraftwerken
- Faktoren, welche die ökologische Performance der Batteriespeicher verbessern:
 - Reduzierung oder Ersatz von Materialinput bei Herstellung und Bau
 - Höhere zukünftige Anteile Erneuerbarer Energien am Betriebsstrommix als angenommen

Team:

J. Flerer, J. C. Koj, J. Linssen, A. Schreiber, W. Hennings, P. Zapp (FZ Jülich, IEK-STE)
S. Zurmühlen, J. Badaea (RWTH Aachen, ISEA)

Weiterführende Literatur:

Impact analysis of different operation strategies for battery energy storage systems providing primary control reserve
Johannes Flerer¹, Peter Stenzel¹

ABSTRACT
Regarding the frequency of primary control reserve (PCR), stationary battery energy storage systems (BESS) are a promising alternative to conventional power plants. This paper studies the ability to respond to grid frequency and spinning reserve demand and compares it with existing power generation technologies.

1. Introduction
The electric grid, in contrast to other major networks like the gas grid, does not have the capability of storing energy. Since the end of the 19th century, the grid has been expanding and needs to be balanced at all times. The grid frequency is the main indicator of grid stability. Its compensation is the task of the grid operator.

1.1. Introduction
The electric grid, in contrast to other major networks like the gas grid, does not have the capability of storing energy. Since the end of the 19th century, the grid has been expanding and needs to be balanced at all times. The grid frequency is the main indicator of grid stability. Its compensation is the task of the grid operator.

The 10th International Renewable Energy Storage Conference – IRES 2016
Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve

Johannes Flerer¹, Sebastian Zurmühlen^{1,2}, Julia Badaea^{1,3,4}, Peter Stenzel¹, Jürgen Friedrich Hatz¹, Dirk Uwe Sauer^{1,5}

1. Introduction
The technology development and the rapidly falling battery prices promote the attractiveness of battery energy storage systems (BESS) for different stationary applications on grid level. The ability to respond rapidly and precisely to frequency deviations is a main characteristic of BESS, making them ideal candidates for primary control provision (PCR). In the last years, the application of BESS on the German primary control reserve (PCR) market has seen a dynamic development regarding the number of BESS projects and the prequalified BESS power. Fig. 1 gives an overview of the market development in Germany for the period 2012 to 2017. The biggest project so far is the recently announced 90 MW project by the utility STEAG, which is planned to be realized at a different location in 2016/2017 [1].

Fig. 1. Market development of BESS for PCR supply (left) and specific investment of selected realized or assessed commercial BESS project in Germany (right)

Under the assumption that all announced projects can be realized in time, the prequalified BESS power on the PCR market will reach approx. 155 MW by 2016/2017. Compared to the PCR market volume in Germany of 378 MW (2015) respectively 783 MW (2015) in the coupled market area Germany, Austria, Switzerland and The Netherlands, the market share of

Primary control provided by large-scale battery energy storage systems of fossil power plants in Germany and related environmental impacts¹
Peter Stenzel¹, Jan Christian Kni, Andrea Schreiber, Wilfried Hennings, Peter Zapp

ABSTRACT
Increasing share of energy generation influences the reliability of electric power grids. Thus, there is a need for the new generation of power generation units. One option is the use of stationary battery energy storage systems (BESS) to provide primary control reserve (PCR) to the grid. This paper studies the ability to respond to grid frequency and spinning reserve demand and compares it with existing power generation technologies.

1. Introduction
The electric grid, in contrast to other major networks like the gas grid, does not have the capability of storing energy. Since the end of the 19th century, the grid has been expanding and needs to be balanced at all times. The grid frequency is the main indicator of grid stability. Its compensation is the task of the grid operator.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.003>

IRES 2016
Energy Procedia

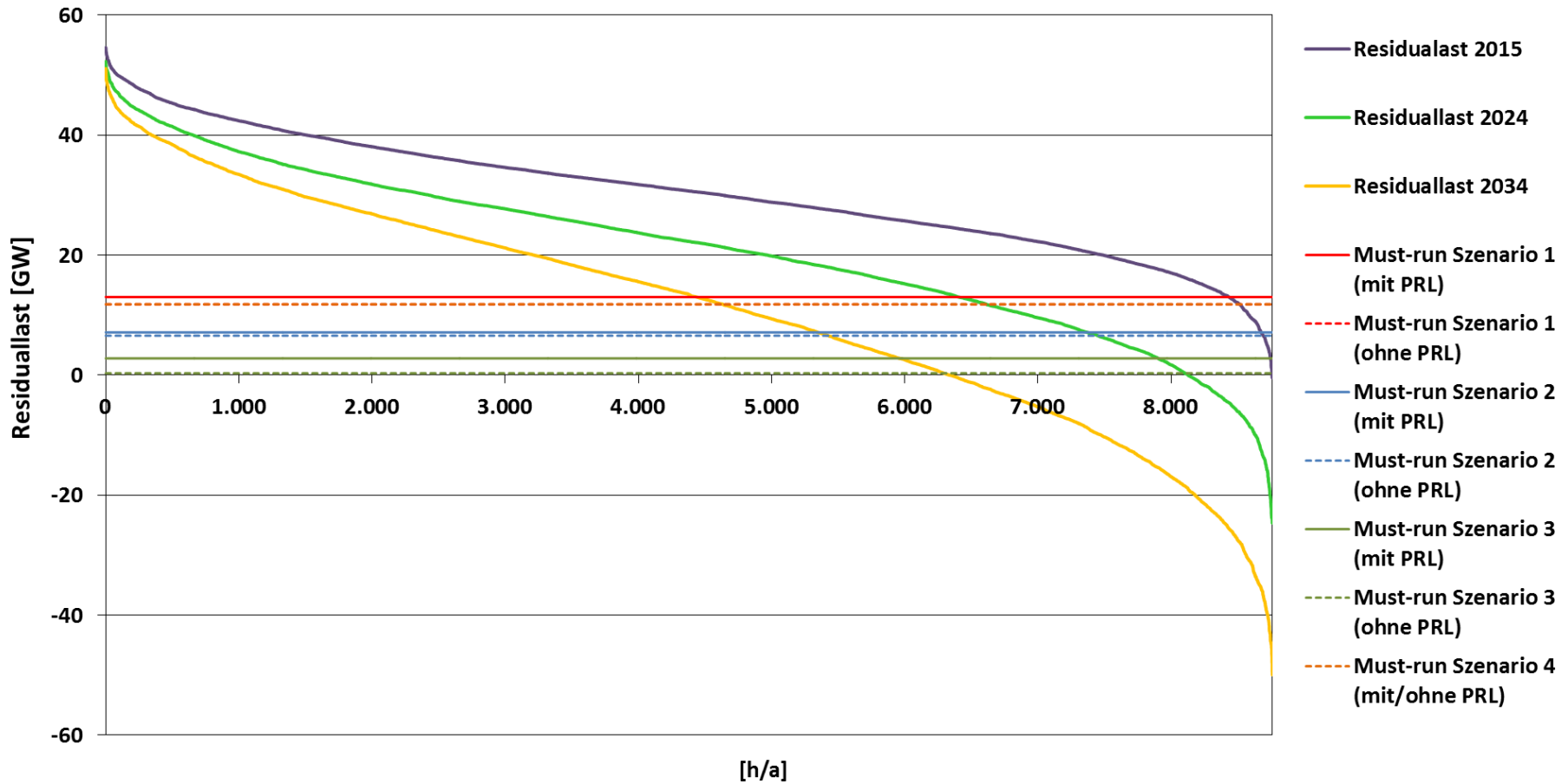
<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.12.006>

Kontakt:

Dr. Peter Stenzel
Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung
Tel.: ++49 2461-61-6556
Email: p.stenzel@fz-juelich.de

Zusätzliche Folien

Berechnungen zum Kraftwerksbetrieb



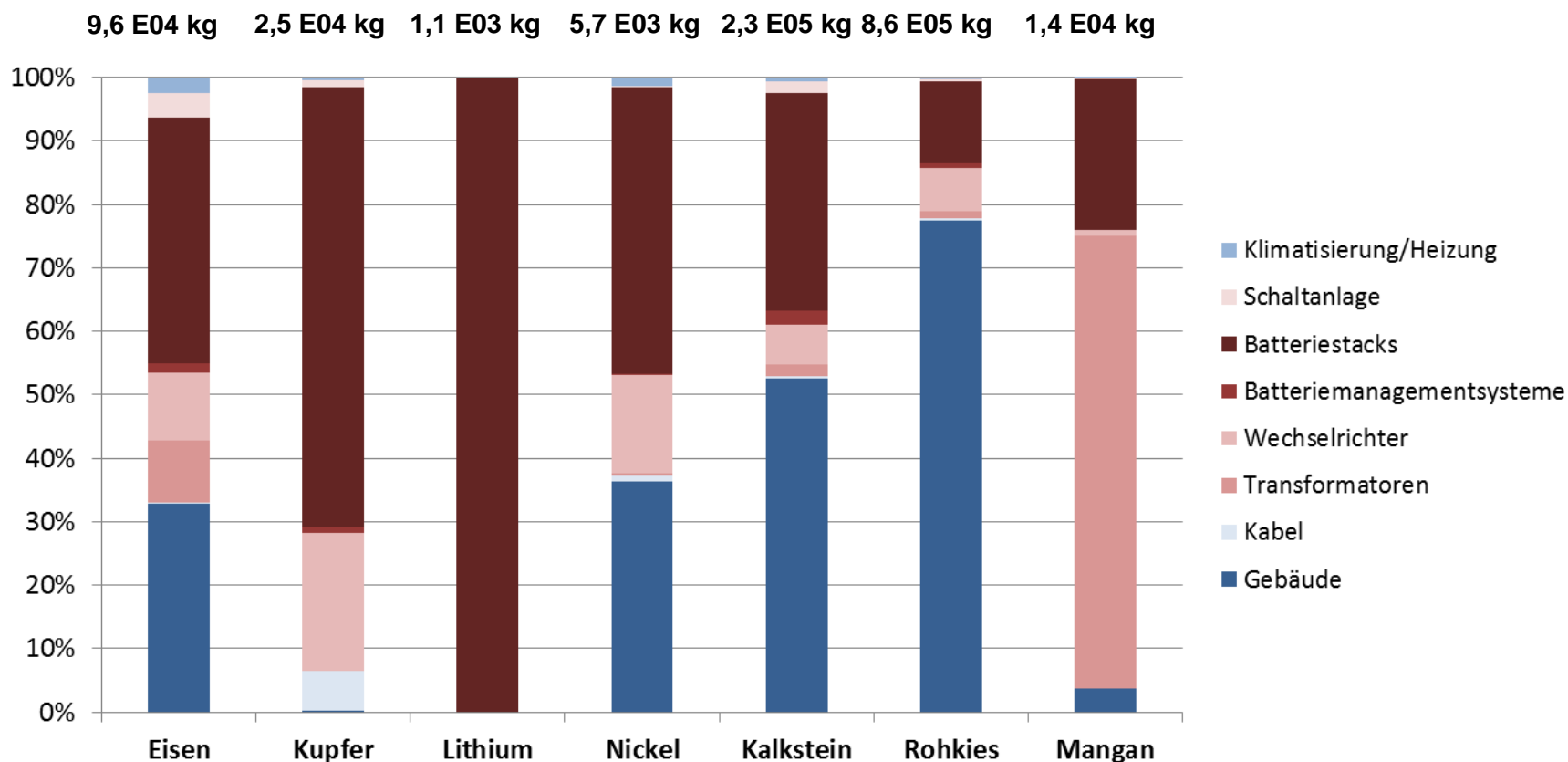
Ökobilanz: Material- und Energieeinsatz

Wesentliche Materialinputs vergleichener Systeme pro FE (551 MW PRL über 20 Jahre)

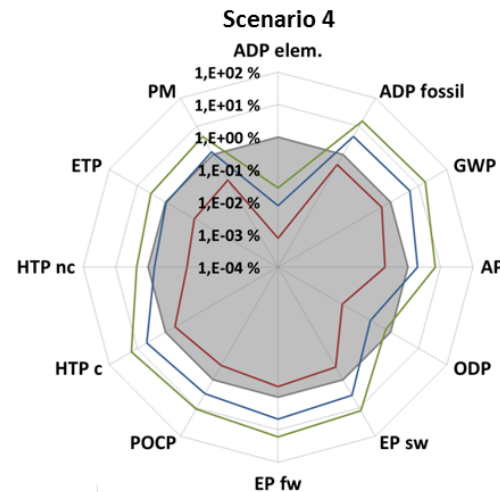
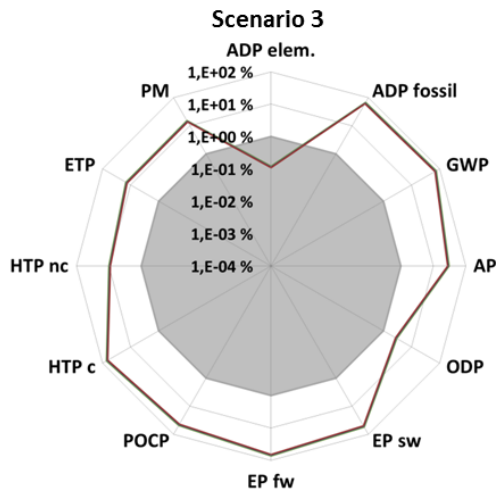
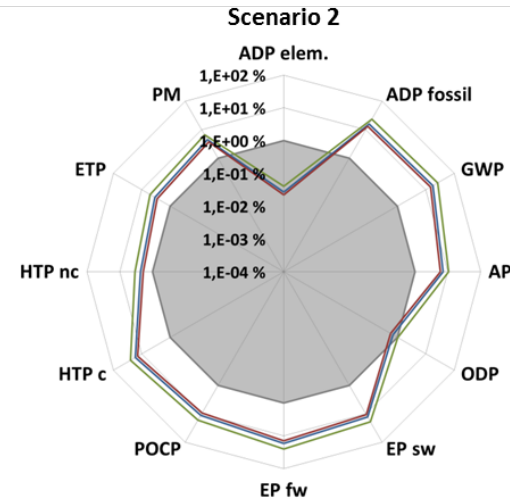
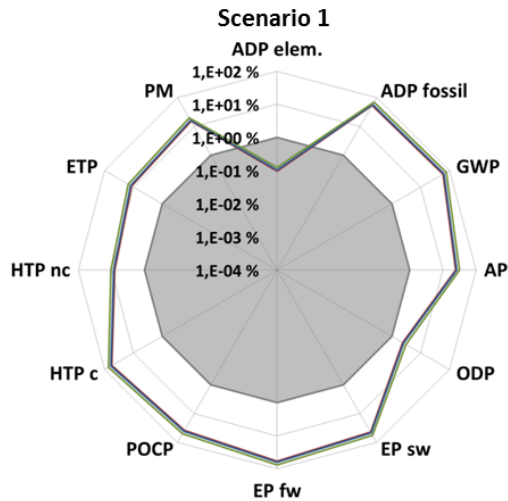
<u>Stationäre Großbatteriespeicher</u>			<u>Steinkohlekraftwerke</u>				
			Varianten	I	II	III	
			Wirkungsgrade	$\mu=46,05\%$	$\mu=45,96\%$	$\mu=45,71\%$	
Strom	1,34	TWh	Strom	0,159	0,168	0,203	TWh
Rohkies	1,03E+05	t	Kohle	1,80E+10	1,90E+10	2,30E+10	t
Kalkstein	4,02E+04	t	Vollentsalztes Wasser	2,00E+09	3,00E+09	3,00E+09	t
Eisen	1,12E+04	t	Ammoniak	5,00E+07	5,00E+07	6,00E+07	t
Nickel	6,25E+03	t	Kalkstein	1,21E+07	1,21E+07	1,21E+07	t
Kupfer	2,92E+03	t	Titanoxid	2,30E+06	2,30E+06	3,00E+06	t
Mangan	1,60E+03	t					
Lithium	1,17E+02	t					

Ökobilanz: Material- und Energieeinsatz

Wesentliche Materialinputs für den Bau eines 5 MW/5MWh Großbatteriespeichers







Umweltwirkungen - Szenarienvergleich

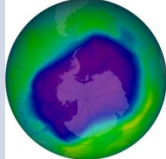


- BESSs
- CPPs (minus 0,01 pp)
- CPPs (minus 0,1 pp)
- CPPs (minus 0,35 pp)

Wirkungskategorien (Output)

Impact Kategorie	Abkürzung	Kurzbeschreibung	Beispiele relevanter LCI Daten	Charakterisierungsfaktor [Guinée, 2002]
Global Warming Potential	GWP 	impact of human emissions on radiative forcing of atmosphere, causing a temperature rise „Treibhauseffekt“	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ , SF ₆ , CHCl ₃ , CF ₄ , CFCs, HCFCs, CH ₃ Br	kg CO ₂ -equivalents
Acidification Potential	AP 	emission of acid-forming substances „Saurer Regen“	SO _x , NO _x , HCl, HF, NH ₃ , HNO ₃ , H ₂ SO ₄ , H ₃ O ₄ P	kg SO ₂ -equivalents
Eutrophication Potential	EP 	excessive supply of nutrients „Überdüngung“	PO ₄ ³⁻ , N ₂ , NO ₂ , HNO ₃ , NH ₃ , H ₃ PO ₄ , COD	kg PO ₄ ³⁻ -equivalents
Photochemical Oxidation Creation Potential	POCP 	formation of reactive chemical compounds by action of sunlight on primary pollutants „Sommer-smog“	PAH, NO _x , NMVOC, CH ₄	kg ethylene-equivalents

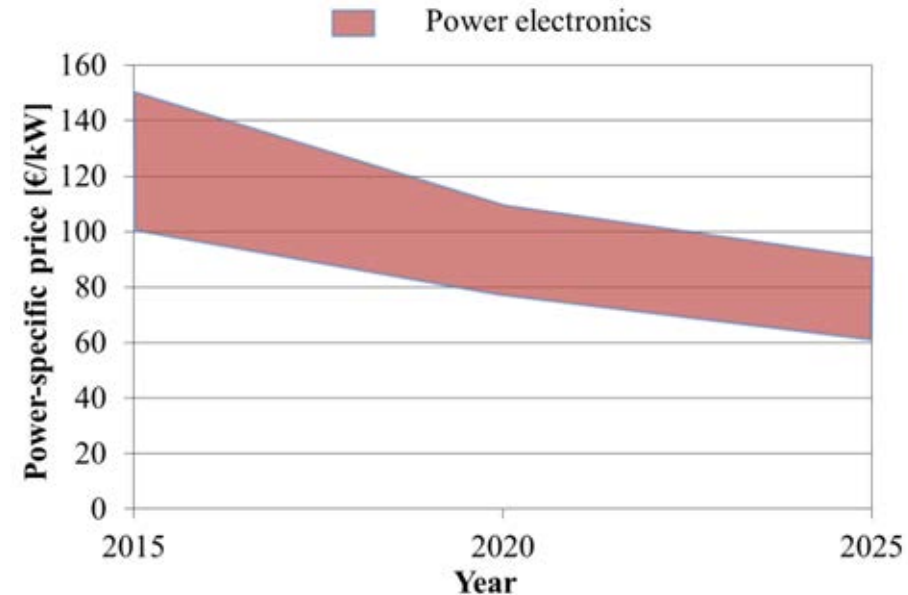
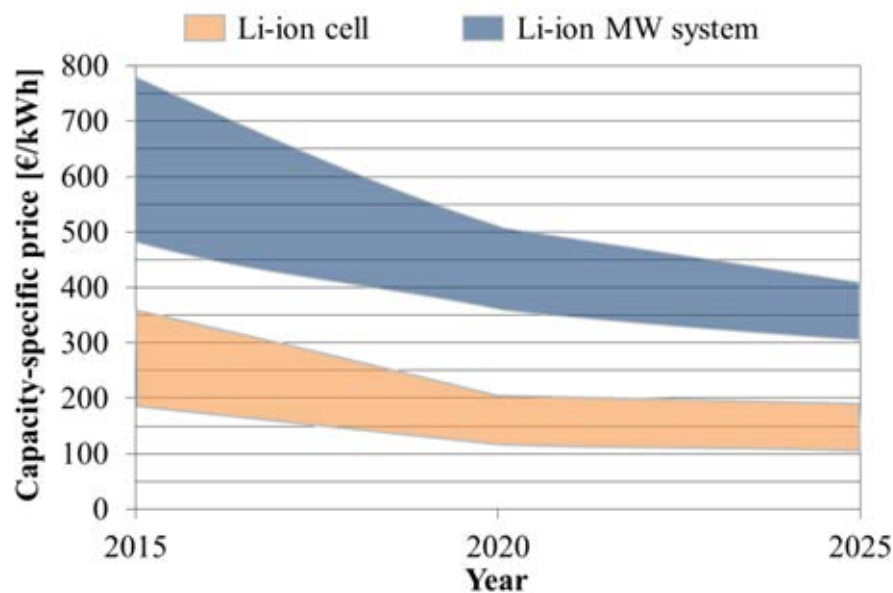
Wirkungskategorien (Output)

Impact Kategorie	Abkürzung	Kurzbeschreibung	Beispiele relevanter LCI Daten	Charakterisierungsfaktor [Guinée, 2002]
Ozone Depletion Potential	ODP 	amount of atmospheric ozone destroyed „Ozonloch“	CFCs, HCFC, CH ₃ Br	kg CFC-equivalents
Human Toxicity Potential	HTP	impacts on human health of toxic substances	PM10, SO ₂ , NO _x , CH ₄ , CH ₂ O, C ₆ H ₆ PAH, As, Cd, dioxin	kg 1,4-DCB-equivalents
Fresh Water Aquatic Ecotoxicity Potential	FAETP	effects of toxic substances on fresh water	heavy metals	kg 1,4-DCB-equivalents
Terrestrial Ecotoxicity Potential	TETP	effects of toxic substances on soil	heavy metals	kg 1,4-DCB-equivalents

Wirkungskategorien (Input)

Impact Kategorie	Abkürzung	Kurzbeschreibung	Beispiele relevanter LCI Daten	Charakterisierungsfaktor [Guinée, 2002]
Resource Depletion	ADP 	abiotic depletion potential for extraction	minerals, fossile fuels	kg Sb equivalents
Cumulative Energy Demand	CED	quantity of energy used	energy resources	MJ primary energy
Water use		Ecological water footprint	Water of quality x	l water of quality x
Land use		Land occupation and transformation	Land of quality x	m ² a m ² quality x

Preisentwicklung von Batteriespeichern und Leistungselektronik (Umrichter)



Quelle: ISEA, 2016