

NetzFlex

Netzdienliche Flexibilität von Großbatterien im Landkreis Haßberge

Assoziierte Partner:



Kommunale Projektentwicklung für
erneuerbare Energien im Landkreis Haßberge

Netzbetreiber

Netzbetreiber

Netzbetreiber

Energievermarktung

Systemanbieter für Photovoltaik und
Batteriespeicher

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

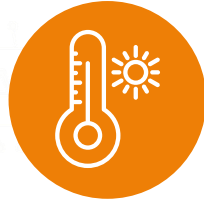
Förderkennzeichen: 39838/01

ARBEITSGRUPPEN



Energiesystemmanagement & Technologieintegration

Nachhaltige, CO₂-neutrale und wirtschaftliche Energiesysteme



Advanced Thermal Management

Innovatives thermisches Management von Prozessen, Systemen und Produkten



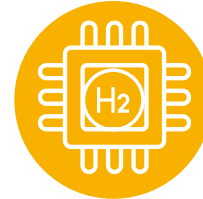
Klimaneutrale Gebäude & Quartiere

Innovative Lösungen für Gebäude und Industrie



Smarte Funktionale Materialien

Innovative Materialien für die Energiewende



Sensorik für Energie- & Wasserstofftechnik

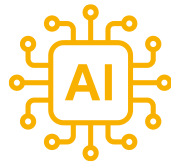
Intelligente Sensorik



WAS WIR TUN



Research & Development



KI Simulation & Modelling



Technology Transfer



Workshops & Scientific Collaboration

WER WIR SIND



50 +

spezialisierte Wissenschaftler:innen



30 +

Jahre Erfahrung in Forschung & Entwicklung



Interdisziplinär

Expertise aus Physik, Chemie, Material- und Umwelttechnik, Architektur und Wirtschaftsinformatik

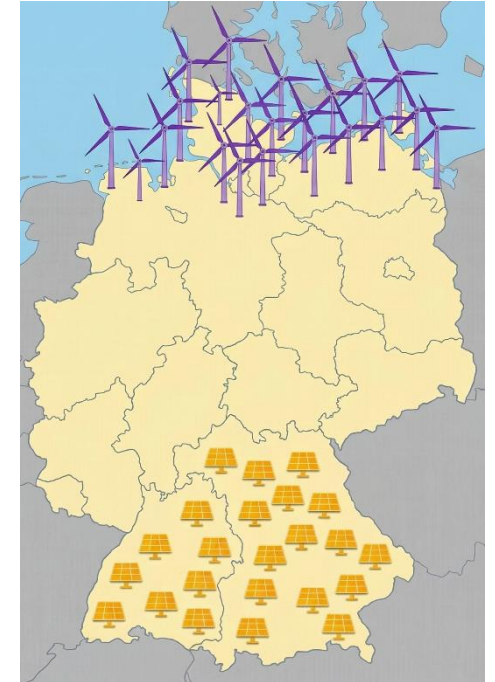


Regional verwurzelt - international vernetzt

Für Deutschland, Europa und die Welt

Speicher-Dilemma: Zwischen maximaler Rendite und notwendiger Netzdienlichkeit

- **Strommarkt:**
 - Massiv sinkende Preise für Batterien.
 - Hohe Renditepotenziale durch Arbitragehandel und Bereitstellung von Regelleistung.
- **Systemdienlichkeit:**
 - Tagesspeicher: Zeitliche Entkopplung von Erzeugung (PV/Wind) und Last.
 - Verbesserte Integration erneuerbarer Energien und Vermeidung von Abregelungen.
 - Verdrängung von Kohle- und Gaskraftwerken.
- **Problem:**
 - In einer einheitlichen Strompreiszone reagiert der Speicher auf das deutschlandweite Preissignal, nicht auf den lokalen Netzengpass.
 - Folge: Zusätzliche Netzkapazitäten notwendig
- **Aktuelle Situation:**
 - Gehemmter Ausbau von Batteriespeichern aufgrund der oben genannten Risiken trotz potentielltem Nutzen.



Wie kann ein netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern gestaltet werden, der Netzdienlichkeit und Betreiberrendite vereint?

NetzFlex

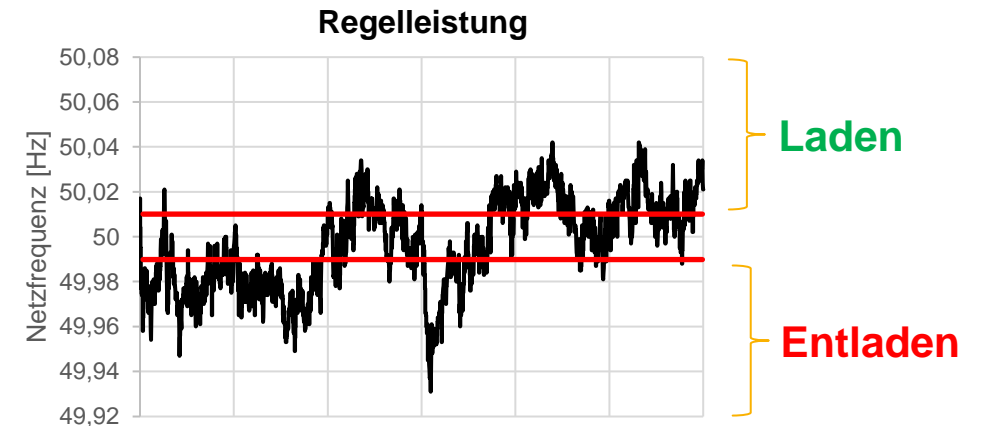
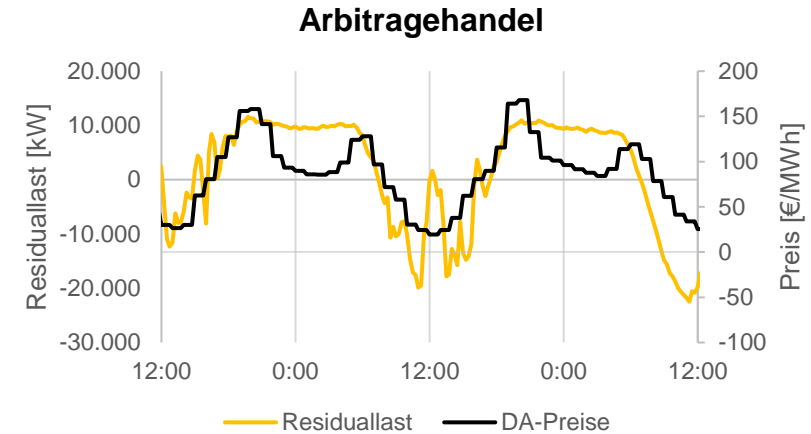
Wie kann ein netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern gestaltet werden, der Netzdienlichkeit und Betreiberrendite vereint?

- Zweistufiges stochastisches Optimierungsmodell mit wählbaren Zielfunktionen:
 1. Marktorientiert: Erlösmaximierung
 2. Netzdienlich: Redispatchminimierung
 3. Kombination: Erlösmaximierung unter netzdienlichen Restriktionen

- Teilnahme am Day-Ahead (DA) und Primärregelleistungs-Markt (FCR)
 - Erlöse-Generierung + Redispatch-Reduzierung
- Batterie-Management am kontinuierlichen Intradaymarkt (IDC)
 - SOC-Korrektur während Regelleistungserbringung

- Stochastische Optimierung: Berücksichtigung von Unsicherheiten
 - Residuallast des kommenden Tages
 - Höhe des FCR-Abrufs

- Beispiel-Region: Landkreis Haßberge



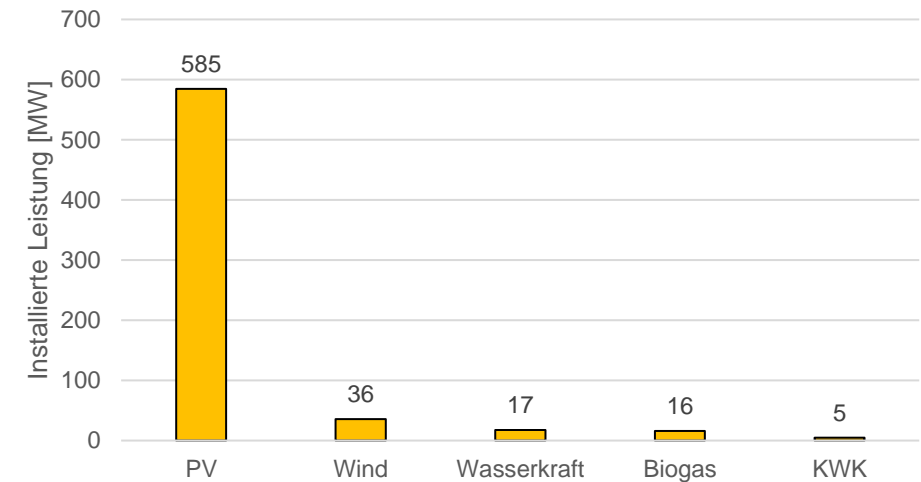
Beispielregion: Landkreis Haßberge

Landkreis Haßberge:

- Ländlich geprägt (ca. 85.000 Einwohner)
- Hoher Anteil Erneuerbarer Energien in der Stromversorgung (vor allem PV)
- Ziel: 2030 bilanzielle Klimaneutralität



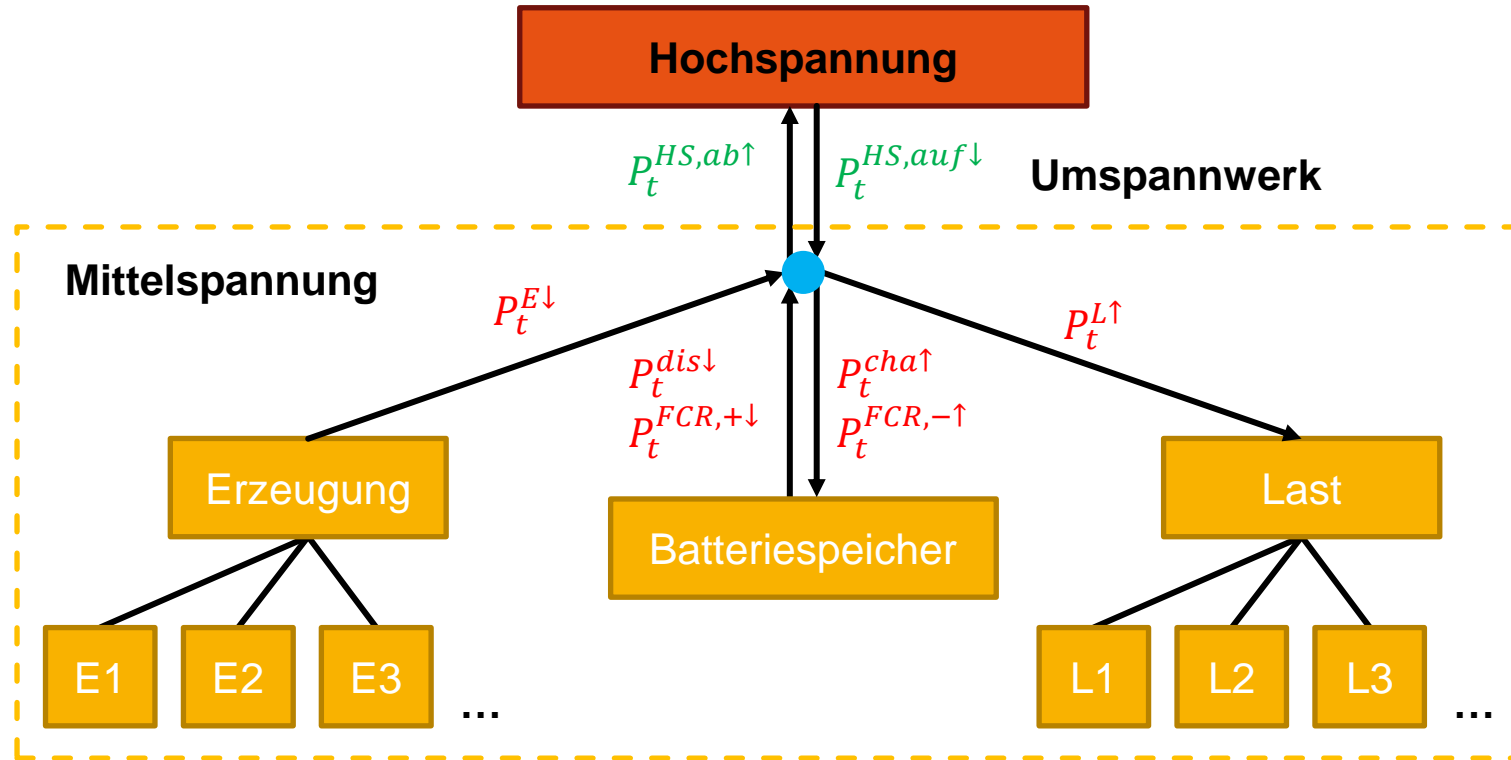
Stromerzeugung Landkreis Haßberge



Sonnenreiche ländlich geprägte Regionen in (Süd-) Deutschland stehen häufig vor der Herausforderung, den erzeugten PV-Strom abzutransportieren:

- Erzeugung vs. Verbrauch (fehlende Last)
- Infrastruktur-Limit: Historische Einweg-Netzstruktur vs. dezentrale Rückspeisung durch Erneuerbare Energien
- Abregelung notwendig

Optimierungsmodell

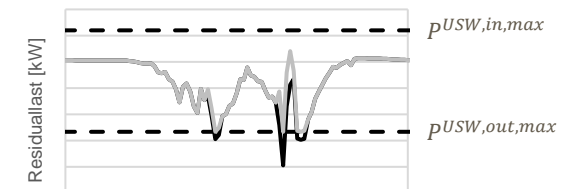


Residuallast: $\bullet P_t^{RL} = P_t^{L\uparrow} + P_t^{cha\uparrow} - P_t^{E\downarrow} - P_t^{dis\downarrow} + P_t^{FCR,-\uparrow} - P_t^{FCR,+ \downarrow}$

Redispatch: $P_t^{RL} \geq -P_t^{HS,ab\uparrow} - P_t^{ReDis,neg}$

$P_t^{RL} \leq P_t^{HS,auf\downarrow} + P_t^{ReDis,pos}$

$P_t^{HS,auf\downarrow} \leq p^{USW,in,max}$
 $P_t^{HS,ab\uparrow} \leq p^{USW,out,max}$



Optimierungsmodell – Zielfunktionen

1. Stufe: Marktteilnahme

Modell 1 – Batteriespeicher-Erlös

$$\max z^{Bat}$$

Modell 2 – Redispatch-Kosten

$$\min z^{Netz}$$

Modell 3 – Kombination

$$\min z^{Kombi} = \lambda^{Netz} \cdot z^{Netz} - \lambda^{Bat} \cdot z^{Bat}$$

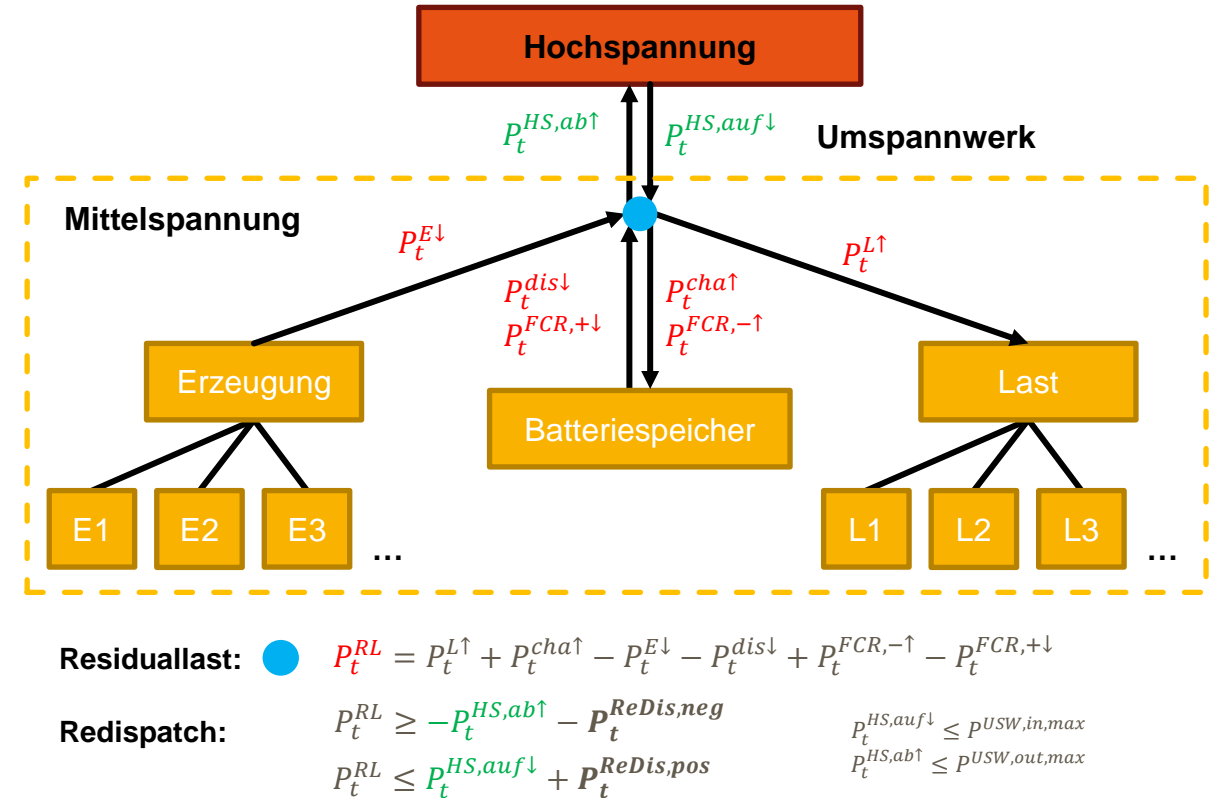


Fixierung der getroffenen Markt-Entscheidungen

2. Stufe: Batteriespeichermanagement

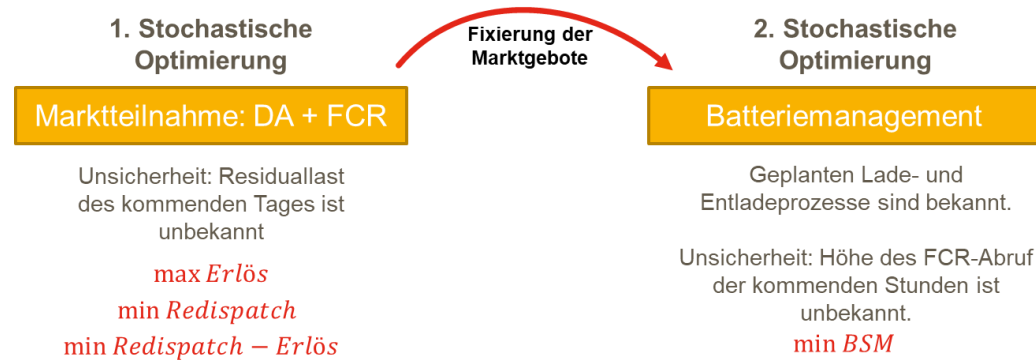
- Abruf der angebotenen Regelleistung
- Optimierung des Batterie-SOC zur Sicherstellung der Leistungsbereitschaft

$$\min z^{BSM}$$

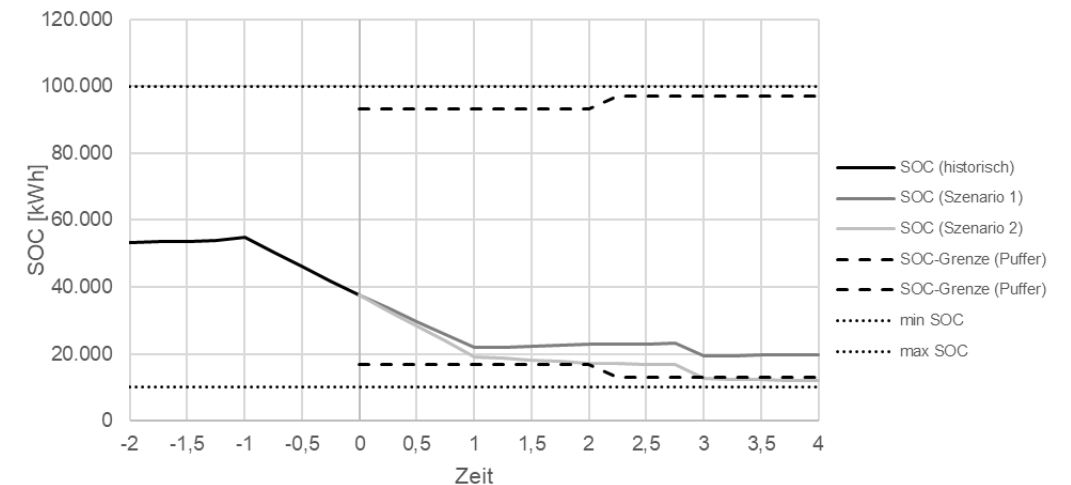


Doppelte Stochastische Optimierung

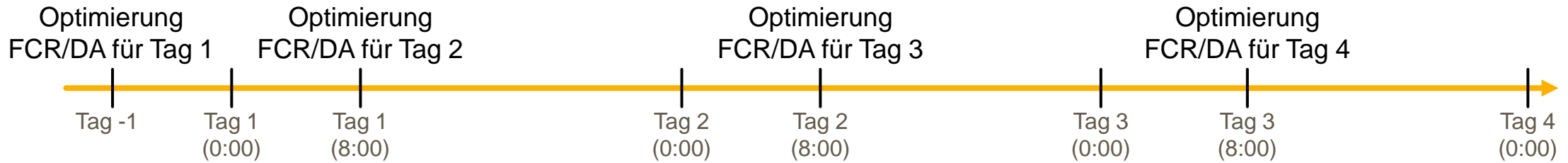
Ziel: Berücksichtigung von unbekanntem zukünftigen Entwicklungen



Ziel	Methode	First Stage	Second Stage
Modell 1 (Erlös)	Perfekten Vorhersage	Reale Werte	
Modell 2 (Netz)	Perfekten Vorhersage	Reale Werte	
Modell 3 (Kombi)	Perfekten Vorhersage	Reale Werte	
	Falsche Prognose	Eine Prognose	Reale Werte
	Stoch. Optimieren	Mehrere Prognosen	Reale Werte



Sequentieller Ablauf der Optimierung

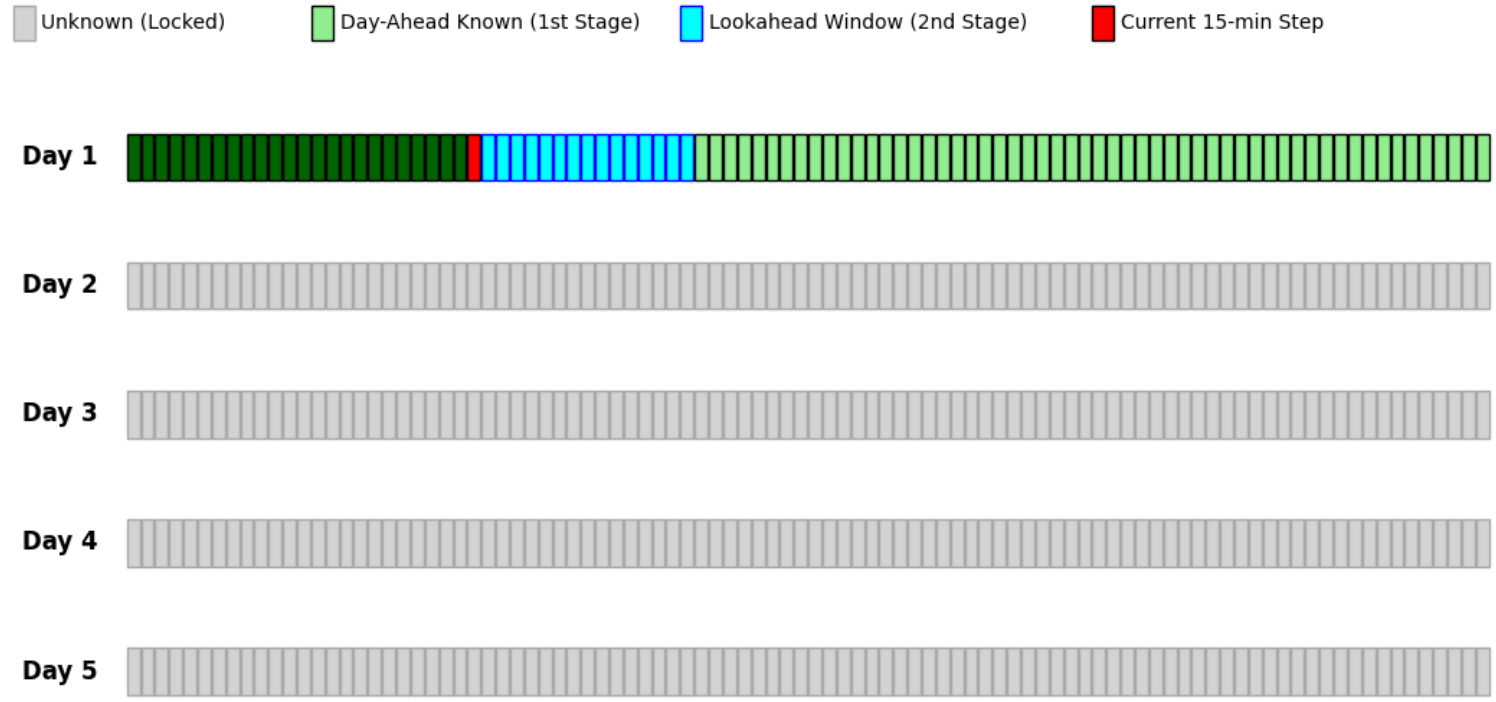


Sequentieller Ablauf der Optimierung

NetzFlex_FCR_DA: Rolling Horizon (5 Tage)

Current Time: Day 1, 06:00

Waiting for 08:00... Remaining 1st Stage Horizon: 72 blocks.



Batterie-Aktivität durch Arbitragehandel in den verschiedenen Modellen

Auch eine rein marktorientierte Fahrweise ist oft netzdienlich – aber nicht immer. Das kombinierte Modell handelt erlösoptimiert und wird nur dort durch Netzregeln gebremst, wo es nötig ist

Hofheim 100 MWh (markt)		Batterie-Status			Σ
		Laden	Neutral	Entladen	
Netzstatus (ohne Batterie)	neg RD-Bedarf	1444	1718	426	3415
	E-Überschuss	2035	6186	2113	14302
	L-Überschuss	5479	11329	4310	17041
	pos RD-Bedarf	0	0	0	282
Σ		8958	19233	6849	

Hofheim 100 MWh (netz)		Batterie-Status			Σ
		Laden	Neutral	Entladen	
Netzstatus (ohne Batterie)	neg RD-Bedarf	1782	1806	0	2848
	E-Überschuss	108	8647	1579	12035
	L-Überschuss	123	19513	1482	20157
	pos RD-Bedarf	0	0	0	0
Σ		2013	29966	3061	

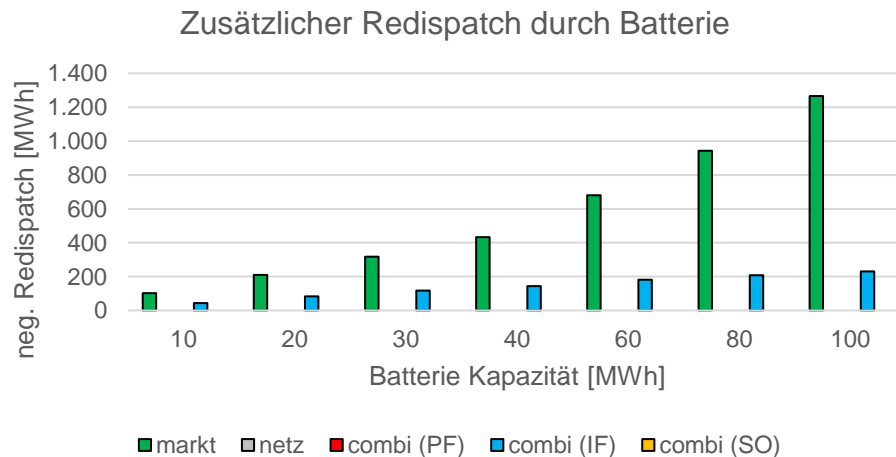
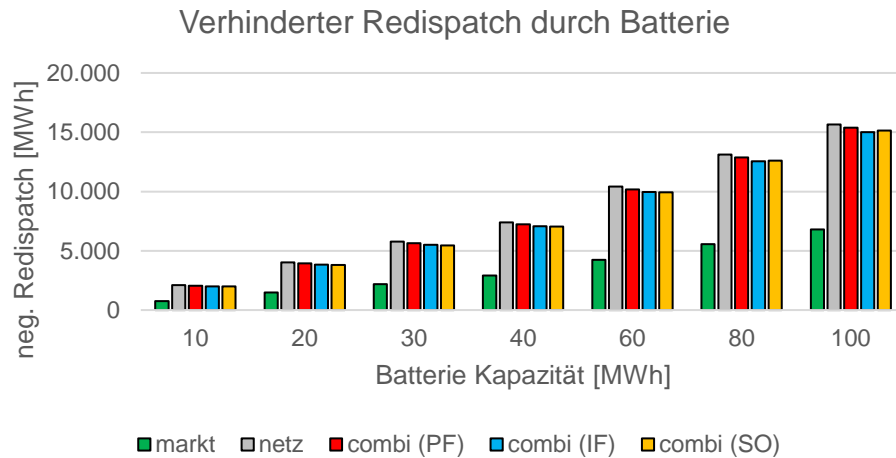
Hofheim 100 MWh (combi PF)		Batterie-Status			Σ
		Laden	Neutral	Entladen	
Netzstatus (ohne Batterie)	neg RD-Bedarf	1872	1716	0	2771
	E-Überschuss	3070	3896	3368	16050
	L-Überschuss	7406	5611	8101	16219
	pos RD-Bedarf	0	0	0	0
Σ		12348	11223	11469	

- **Netzdienliches** Verhalten:
 - Laden während neg. Redispatchbedarf
 - Entladen während pos. Redispatchbedarf
- **Netzschädliches** Verhalten:
 - Laden während pos. Redispatchbedarf
 - Entladen während neg. Redispatchbedarf
- Grundsätzlich führt auch eine markt-orientierte Fahrweise häufig zu netzdienlichem Verhalten.
- Dennoch gibt es Zeitpunkte im Jahr, in denen der Batteriespeicher das Netz zusätzlich belastet.
- In der reinen netz-dienlichen Fahrweise agiert der Speicher nur zu Überlastungszeitpunkten oder bereitet sich auf diese vor.
- Im kombinierten Modell handelt der Batteriespeicher erlösoptimierend, wird jedoch durch netzdienliche Regeln eingeschränkt.

*Die Darstellung zeigt nur die Aktivität durch Arbitrage; die zugrundeliegenden Optimierung berücksichtigt auch die Teilnahme am FCR-Markt.

Auswirkungen des Batteriespeichers auf den regionalen Redispatch

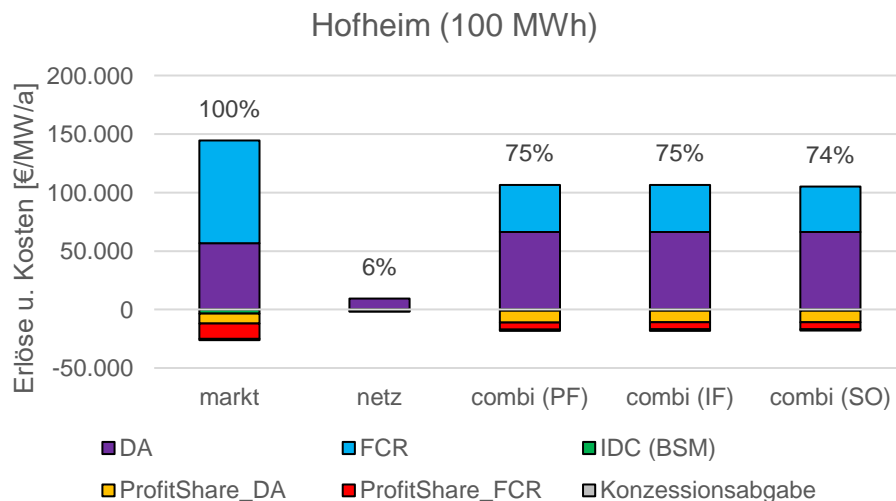
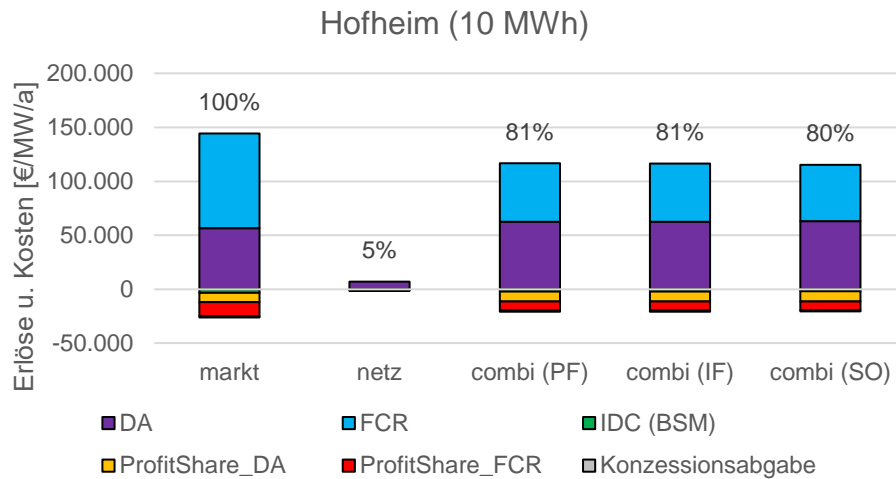
Das kombinierte Modell mit stochastischer Optimierung verhindert 95–97 % des Redispatch-Bedarfs – ohne selbst zusätzlichen zu erzeugen.



- Der Batteriespeicher reduziert in allen Modellen den Redispatch-Bedarf in der Region. Insgesamt gilt: *verhinderter Redispatch > zusätzlicher Redispatch*
- Das markt-orientierte Modell verhindert im Vergleich mit dem netz-orientierten Modell nur **36-44%** des Redispatch-Bedarfs.
- Das kombinierte Modell verhindert im Vergleich zum netz-orientierten Modell:
 - Perfekte Voraussicht (PF): **98%**
 - Falsche Prognose (IF): **95-96%**
 - Stoch. Optimierung (SO): **95-97%**
- Das markt-orientierte Modell sorgt durch netz-schädliche Verhalten für zusätzlichen Redispatch-Bedarf.
- Durch falsche Prognosen der Residuallast kann es auch im kombinierten Modell zu zusätzlichem Redispatch-Bedarf kommen.
- Im kombinierten Modell mit stoch. Optimierung kommt es zu keinem zusätzlichen Redispatch-Bedarf.

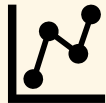
Auswirkungen des netzdienlichen Verhaltens auf den Batteriespeichererlös

Der netzdienliche Betrieb reduziert den Erlös im gezeigten Beispiel um 20–25 %, ist jedoch gerade bei großen Batteriespeichern eine Notwendigkeit, um diese überhaupt ans Netz zu bringen.



- Unter Einbeziehung eines Profit-Shares für die Teilnahme an den Märkten (15%) und der Konzessionsabgabe (0,11 ct/kWh) wird im markt-orientierten Modell ein Erlös von ca. 118.000 €/MW/a erzielt.
- Der Erlös im markt-orientierten Modell liegt verteilt sich:
 - DA: 40%
 - FCR: 60%
- Im kombinierten Modell erreicht der Speicher im Vergleich zum markt-orientierten Modell ca. **75-81% des möglichen Gesamterlös**.
- Dabei verlagert sich die Teilnahme zum DA-Markt, da die Vorhaltung der FCR-Leistungen ein größeres Leistungsband im Netz beansprucht.
 - DA: 53-62% der Erlöse
 - FCR: 38-42% der Erlöse
- Das stochastische Modell agiert zurückhaltender und erzielt im gezeigten Beispiel geringfügig niedrigere Erlöse.

Projektphasen



Datensammlung

- Unterteilung des Landkreis Haßberge nach Umspannwerken
- Erfassung von Umspannwerks- und Kraftwerksdaten
- Erstellung von zeitaufgelösten Erzeugungsdaten
- Ermittlung von Lasten
- Erstellung von Residuallast-Zeitreihen



Optimierungsmodells

- Festlegung von Zielkriterien und Zielfunktionen
 - M1: Erlös-Maximierung
 - M2: Redispatch-Minimierung
 - M3: Erlös-Maximierung unter netzdienlichen Restriktionen
- Aufstellung des math. Gleichungssystems
- Implementierung stochastischer Optimierungsansätze
- Analyse von Betreibermodellen in Szenarien



Ableitung von Maßnahmen

- Erstellung eines Konzepts zur Entwicklung von statischen Hüllkurven
- Ausarbeitung standortspezifischer Hüllkurven als kurzfristige Umsetzungslösung
- Implementierung der Hüllkurven als Restriktion im Optimierungsmodell M1
- Erprobung verschiedener Hüllkurven in unterschiedlichen Szenarien
- Gegenüberstellung der KPIs aus dem statischen Hüllkurvenmodell mit der Ergebnissen aus M3 ($\hat{=}$ dynamischer Hüllkurve)
- Auswahl optimaler Hüllkurven und Handlungsempfehlungen

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

Marvin Studtrucker

Center for Applied Energy Research e.V.
Magdalene-Schoch-Straße 3
97074 Würzburg

T + 49 (0) 931 70564-434

F + 49 (0) 931 70564-600

marvin.studtrucker@cae-zeroarbon.de

www.cae-zeroarbon.de

Center for Applied Energy Research

