

5. Herbstworkshop Energiespeichersysteme

Optimierende Betriebsführung hybrider Batteriespeichersysteme in Multi-Use- Anwendungen unter Berücksichtigung der Batteriealterung

Margrit Wicke, Dresden, 07.12.2021

Mail: margrit.wicke@tu-dresden.de

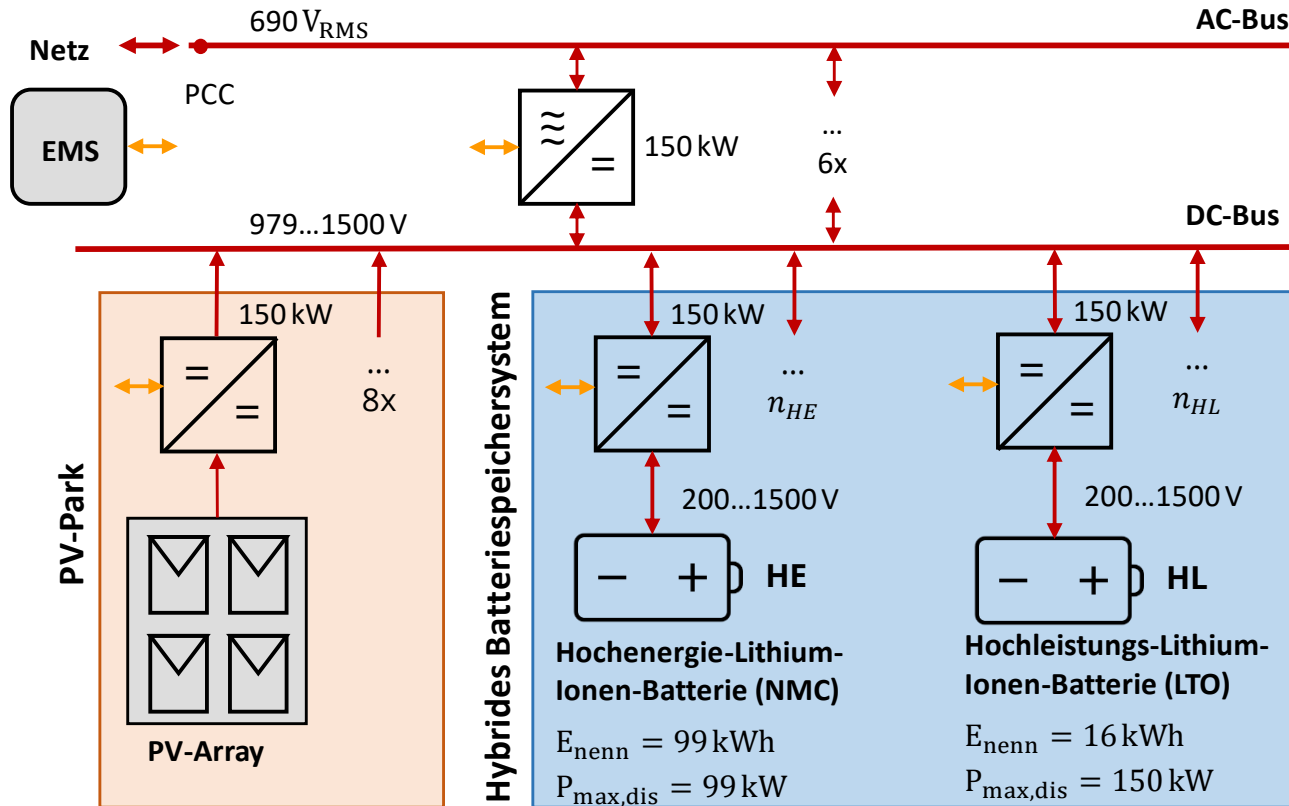
Optimierende Betriebsführung hybrider Batteriespeichersysteme in Multi-Use-Anwendungen unter Berücksichtigung der Batteriealterung

Gliederung

1. Einführung
2. Modellierung
3. Betriebsführungskonzept
4. Simulationsbasierte Untersuchung
5. Zusammenfassung und Ausblick

1. Einführung

PV-Park mit hybridem Batteriespeicher



Zwei Ebenen:

- (1) „äußere“ Betriebsführung des PV-Hybridspeicher-Systems
- (2) „innere“ Betriebsführung des Hybridspeichers

1. Einführung

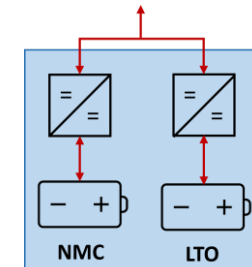
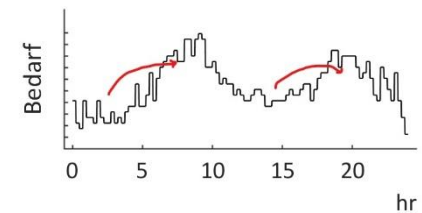
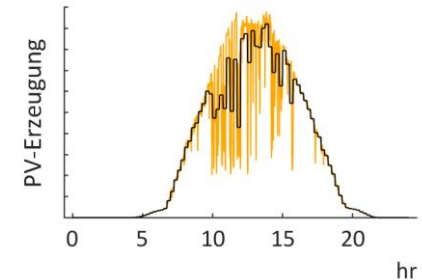
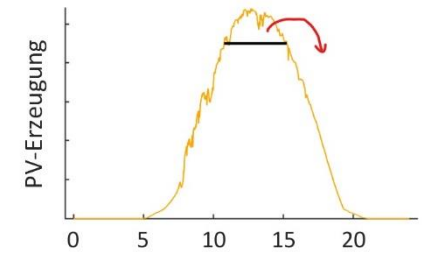
Multi-Use: Aufgaben und Ziele des Speichers

Nach außen

- Peakshaving
 - Maximierung PV-Nutzungsgrad
- Capacity Firming
 - Zuverlässigkeit der Erzeugung
 - Spannungs- und Leistungsschwankungen im Netz verringern
- Handel am Spotmarkt
 - Zeitliche Angleichung von Erzeugung und Bedarf

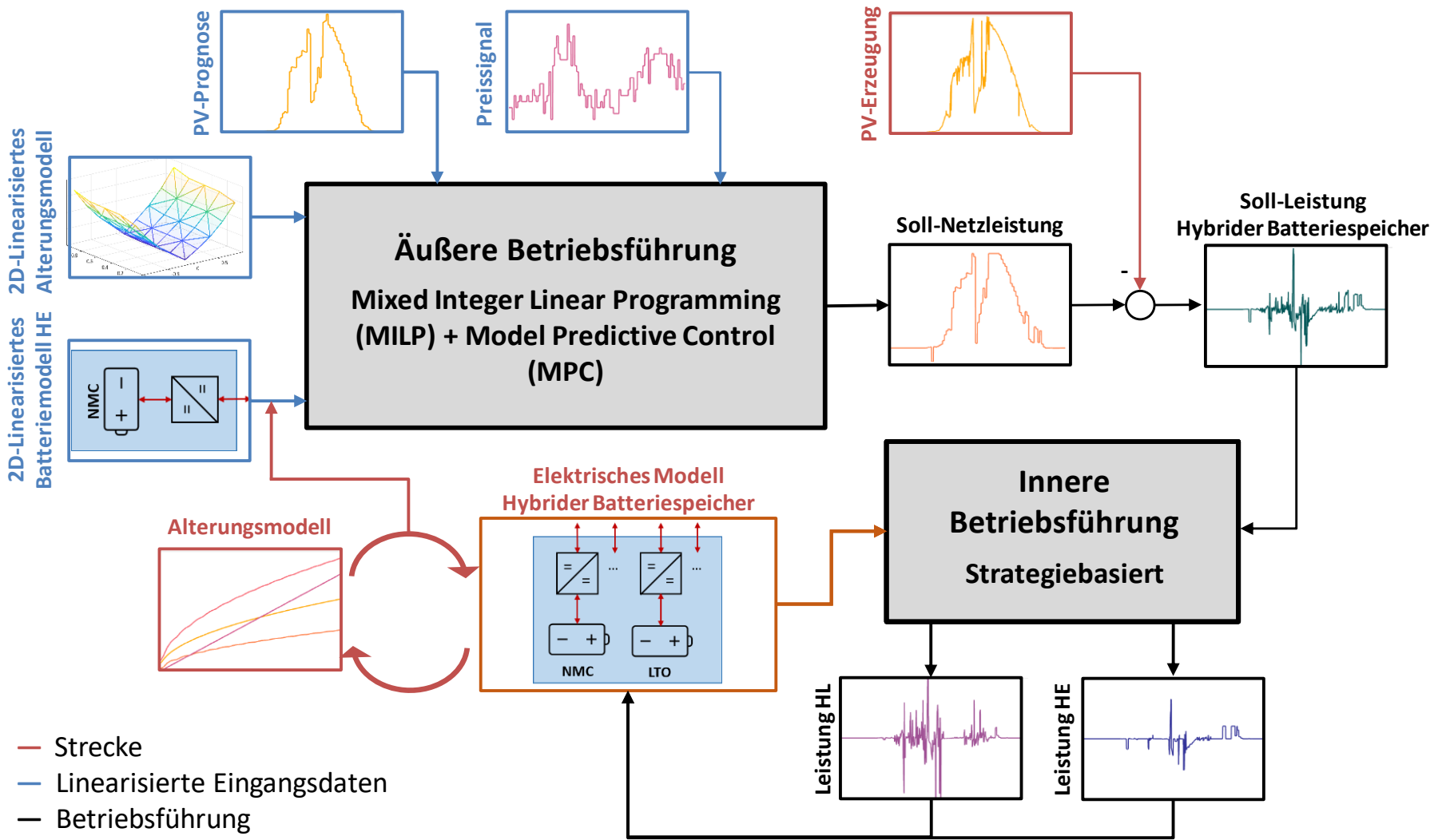
Nach innen

- Aufteilung der Leistung
 - Bestmögliche Erfüllung der Sollleistung
 - Minimierung der Verluste
 - Maximale Gesamtlebensdauer



1. Einführung

Übersicht des Betriebsführungskonzepts



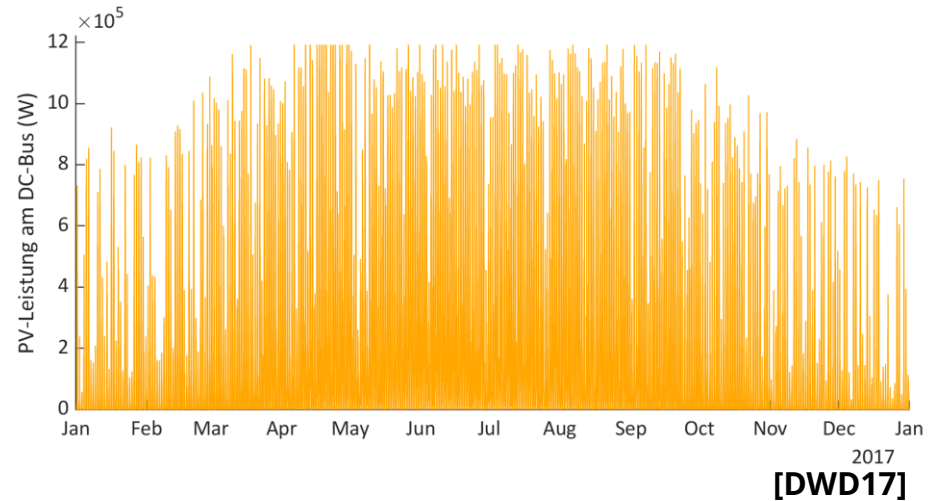
- Strecke
- Linearisierte Eingangsdaten
- Betriebsführung

2. Modellierung

PV-Erzeugung und Preissignal

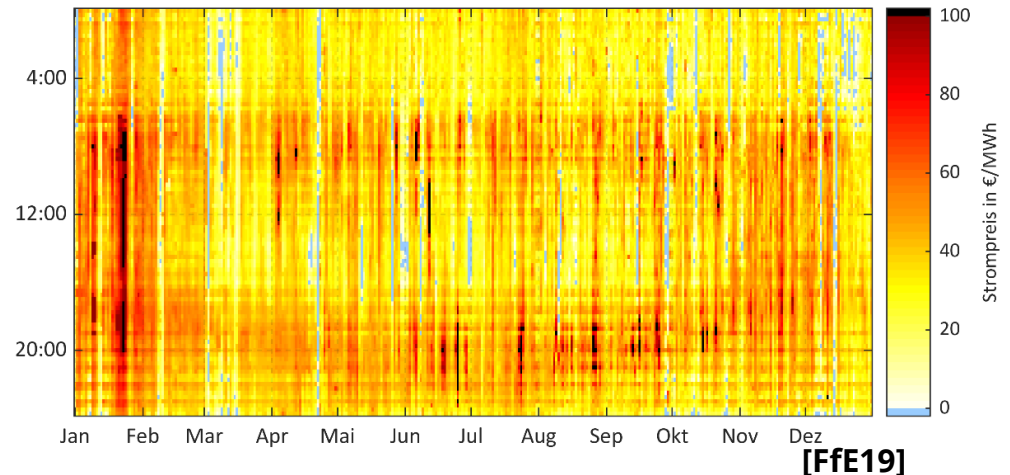
Synthetisches Einspeiseleistungsprofil

- Installierte Leistung 1,2 MW
- Jahresertrag 1326 MWh
 - 1105 Volllaststunden
- Standort in Brandenburg, Ausrichtung 0° Süd, 38° Neigung
- Minütliche Auflösung



Preissignal

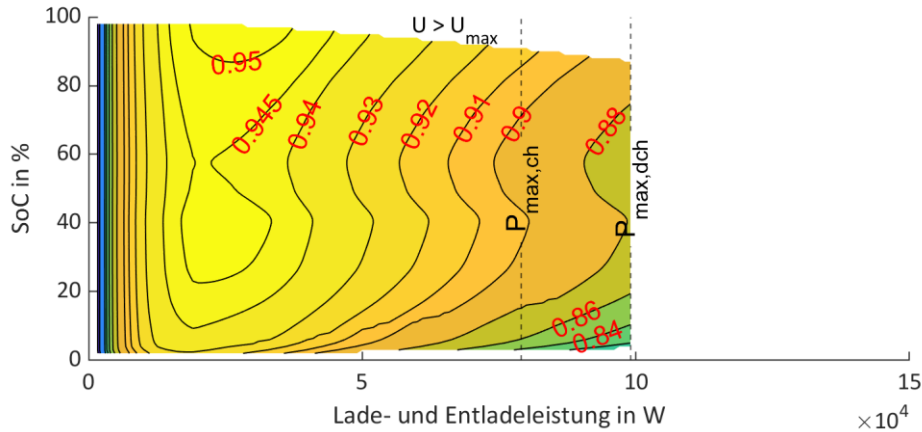
- Mittlere Preise des kontinuierlichen Intradayhandels 2019
- Vereinfachung: feste Preise, a priori bekannt
- Variabler Skalierungsfaktor



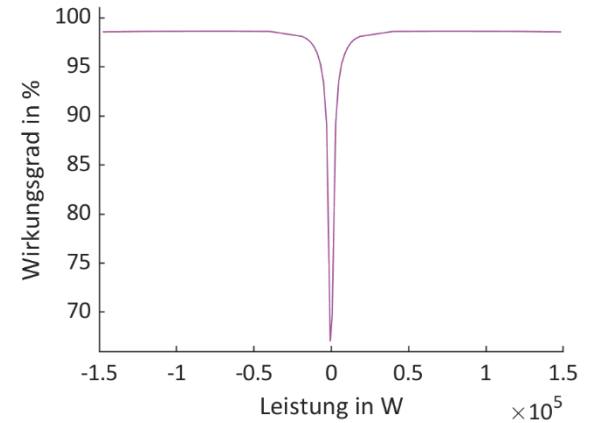
2. Modellierung

Verlustverhalten

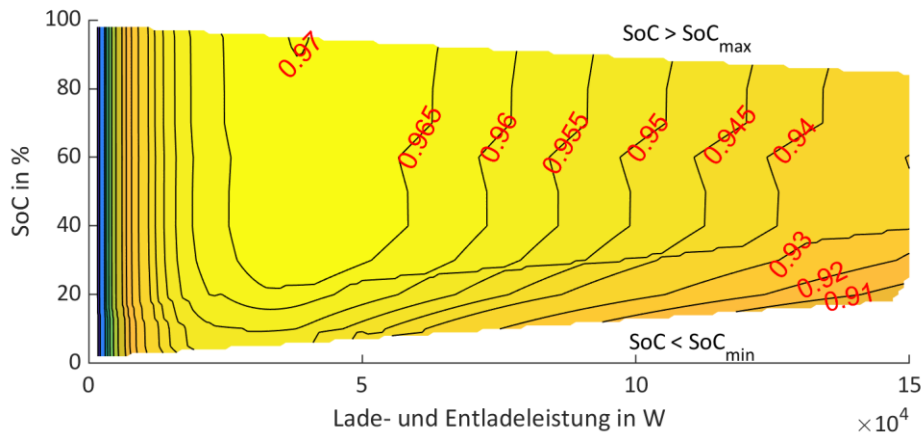
NMC-Modul: Roundtrip-Wirkungsgrad inkl. DC/DC-Wandler



DC/AC-Wandler



LTO-Modul: Roundtrip-Wirkungsgrad inkl. DC/DC-Wandler



2. Modellierung

Alterungsmodell der HE-Batterie

Verwendetes Alterungsmodell (semi-empirisch):

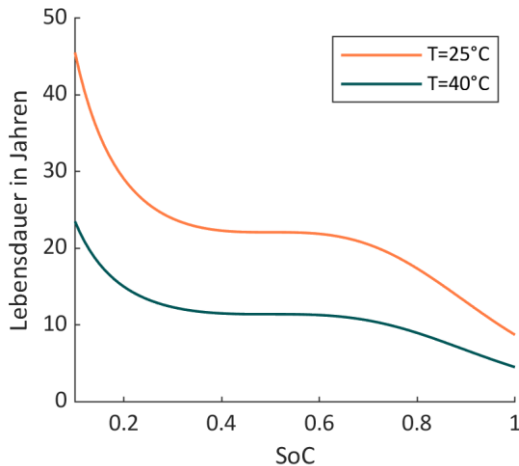
$$Q_{\text{loss}} = Q_{\text{loss,cal}} + Q_{\text{loss,cyc}}$$

$$Q_{\text{loss,cal}} = a \cdot e^{-\frac{E_A}{R} \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{\text{ref}}}\right)} \cdot [b \cdot (\text{SoC} - 0.5)^3 + c] \cdot \sqrt{t} \quad [t] = s$$

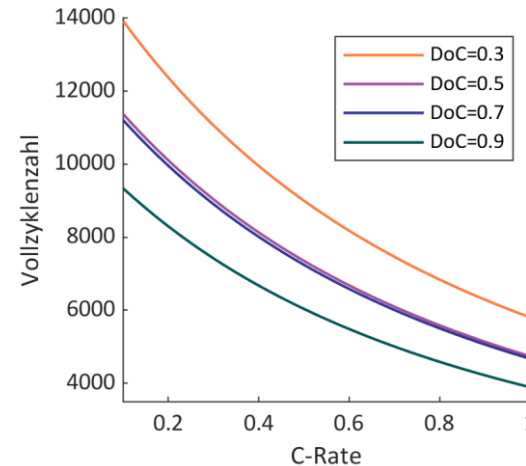
$$Q_{\text{loss,cyc}} = \{(a \cdot \text{CR} + b) \cdot [c \cdot (\text{DoC} - 0.6)^3 + d] \cdot \sqrt{\text{FEC}}\} / k_{\text{scal}}$$

Zeit	t
Ladezustand	SoC
Temperatur	T
Vollzyklenzahl	FEC
C-Rate	CR
Zyklientiefe	DoC
Skalierung auf Datenblatt	k_{scal}

Kalendarische Lebensdauer



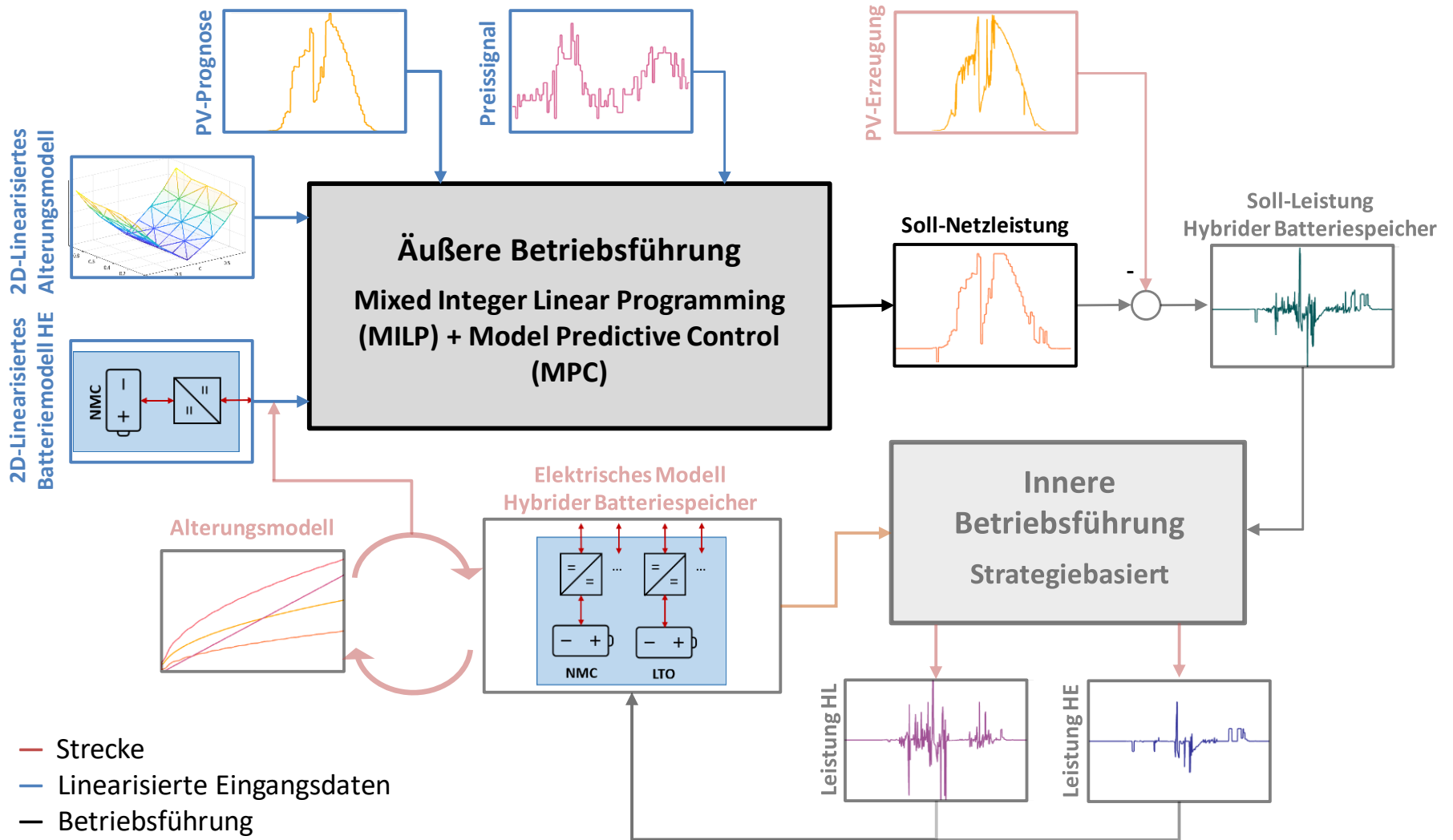
Zyklische Lebensdauer



[Nau+18]
[NSJ20]

3. Betriebsführung

Äußere Betriebsführung



3. Betriebsführung

Äußere Betriebsführung

Zielfunktion

$$J = \min \sum_{t=t_{\text{MPC}}}^T \Delta t \cdot \left[\underbrace{-c_{\text{spot}}(t) \cdot P_{\text{Netz}}(t)}_{\text{Spotmarkt}} + \underbrace{\sum_{i=1}^{N_P} \sum_{j=1}^{N_{\text{SoE}}} \lambda(i, j, t) \cdot c_{\text{degr}}(i, j)}_{\text{Degradationskosten}} \right]$$

t_{MPC}	Startzeit MPC-Horizont	N_P	Anzahl Stützstellen Batterieleistung ($N_P = 9$)
T	Endzeit MPC-Horizont (24h, fest)	N_{SoE}	Anzahl Stützstellen Energieinhalt ($N_{\text{SoE}} = 5$)
Δt	Zeitschrittweite (15 min)	$\lambda(i, j)$	Gewicht der Stützstelle (i,j), $0 \leq \lambda \leq 1$
c_{spot}	Spotmarktpreis in €/W·15 min)	$c_{\text{degr}}(i, j)$	Degradationskosten der Stützstelle (i,j) in €
P_{Netz}	Netzaustauschleistung in W		

3. Betriebsführung

Äußere Betriebsführung

Anteilige Degradation pro Zeitschritt

Umstellung des Alterungsmodells nach der Lebensdauer (t_{EOL}) mit $FEC(\Delta t) = \frac{1}{2} CR \cdot \Delta t$

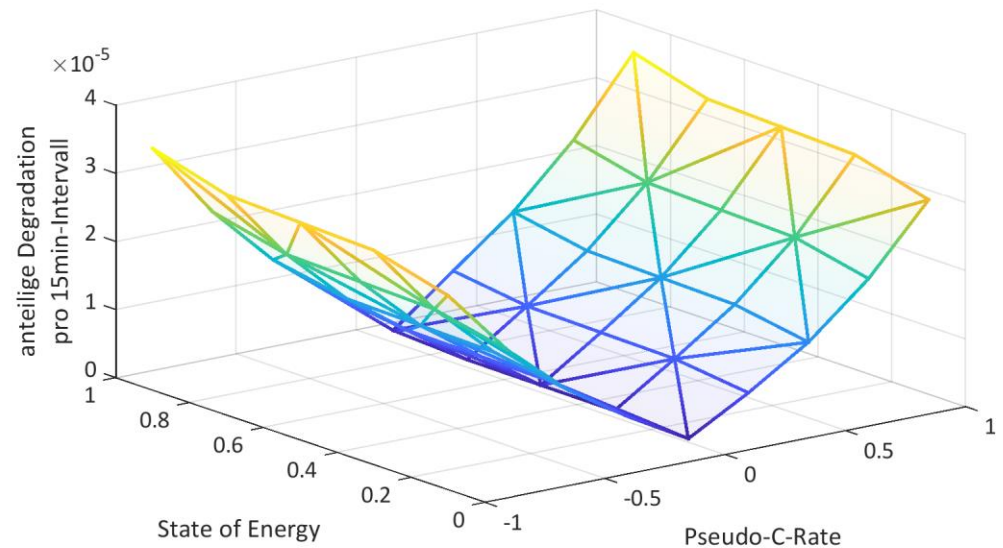
$$\frac{\Delta t}{t_{EOL}} = \frac{[a(T) \cdot b(SoC) + c(DoC) \cdot d(CR)]^2}{(Q_{loss,EOL})^2} \cdot \Delta t$$

$$C_{degr} = \frac{\Delta t}{t_{EOL}} \cdot C_{batt}$$

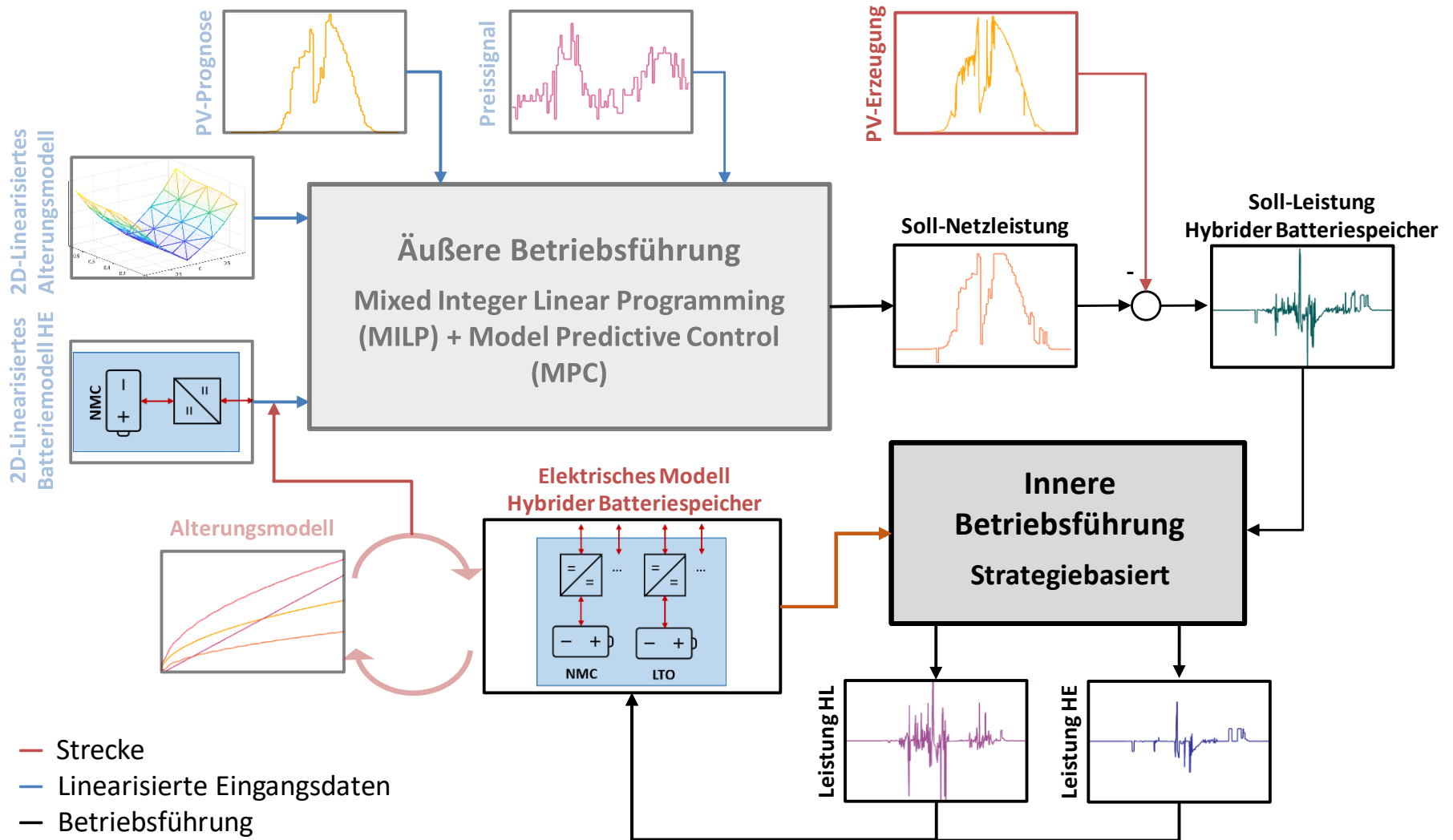
Vereinfachungen

- $T = const$
- $DoC = const$
- $SoC \rightarrow SoE = \frac{E_{batt}}{E_{nenn}}$
- $CR \rightarrow \text{Pseudo-C-Rate} = \frac{P_{batt}}{E_{nenn}}$

2D-stückweise Linearisierung der Degradation



3. Betriebsführung



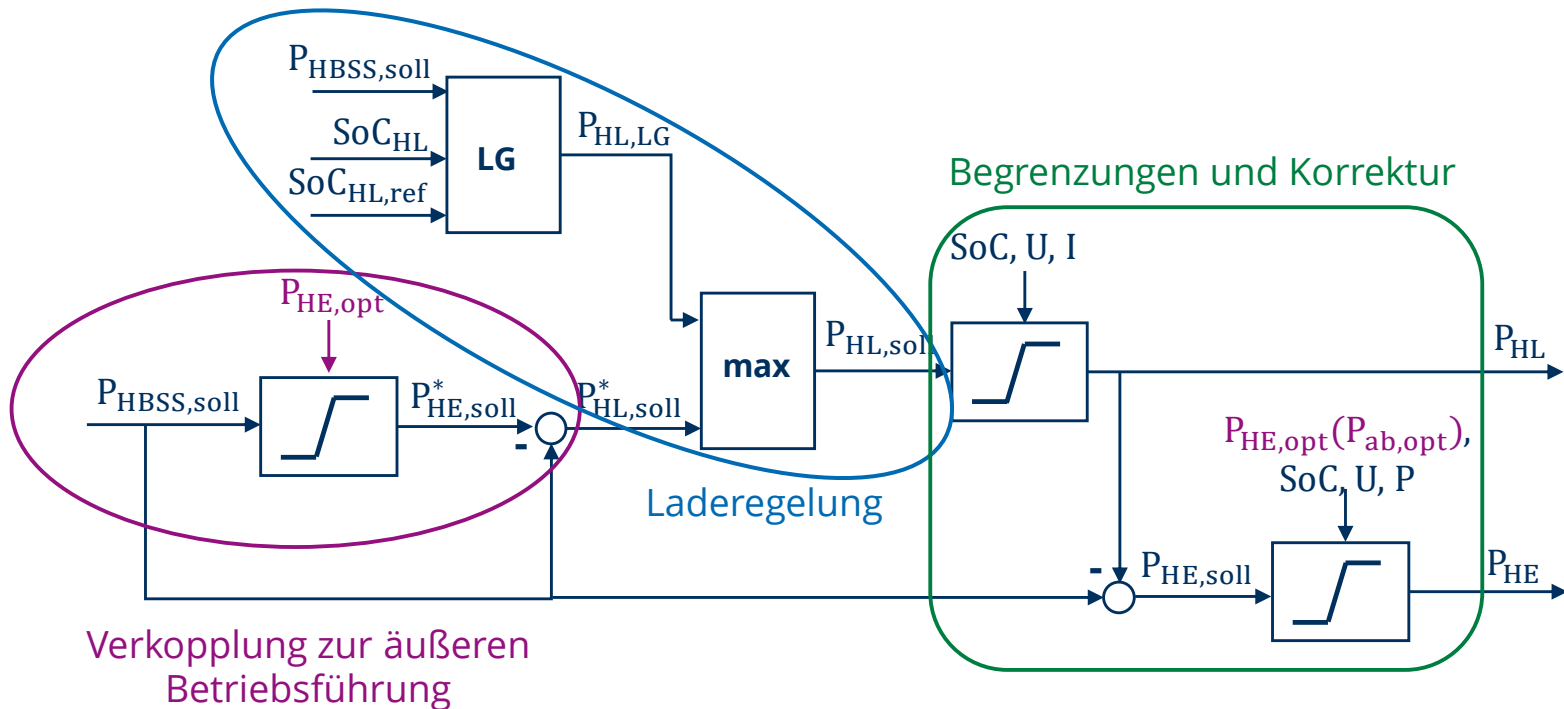
3. Betriebsführung

Innere Betriebsführung

Aufteilung der Sollleistung

- Minimale Verluste
 - Maximale Lebensdauer
- } Bestmögliche Entlastung der Hochenergiebatterie bei gleichzeitiger Ladegradhaltung der Hochleistungsbatterie

Signalflussplan für den unkritischen Ladezustandsbereich

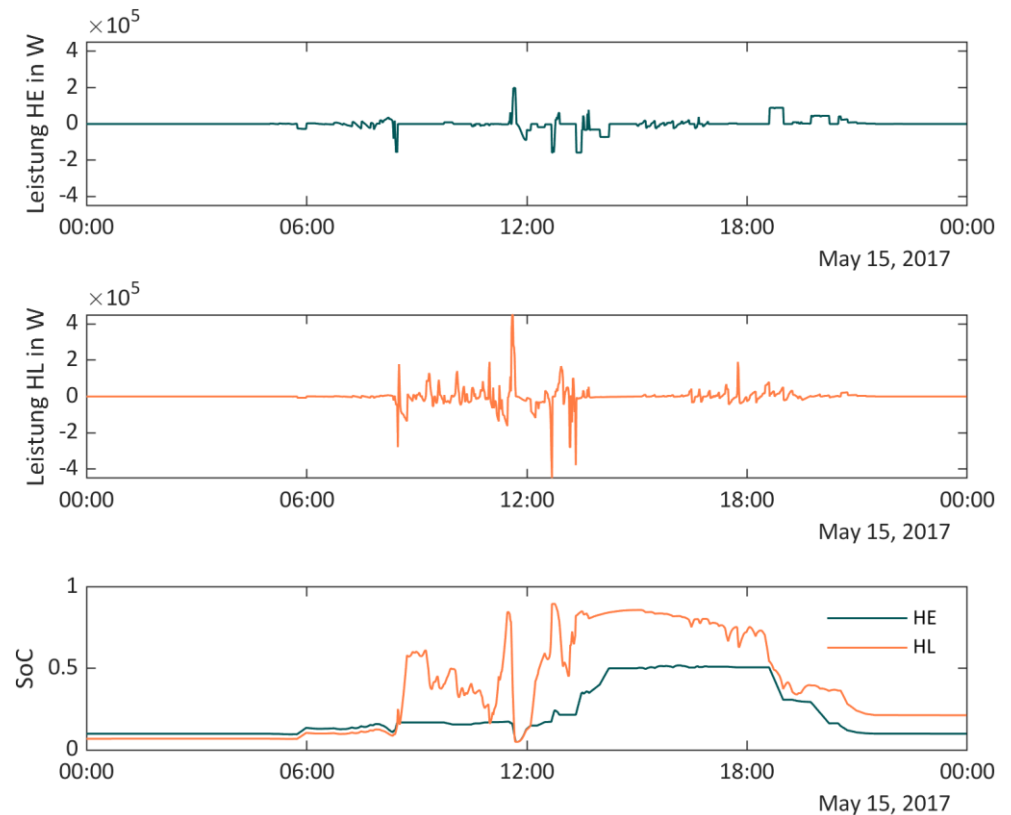


3. Betriebsführung

Innere Betriebsführung

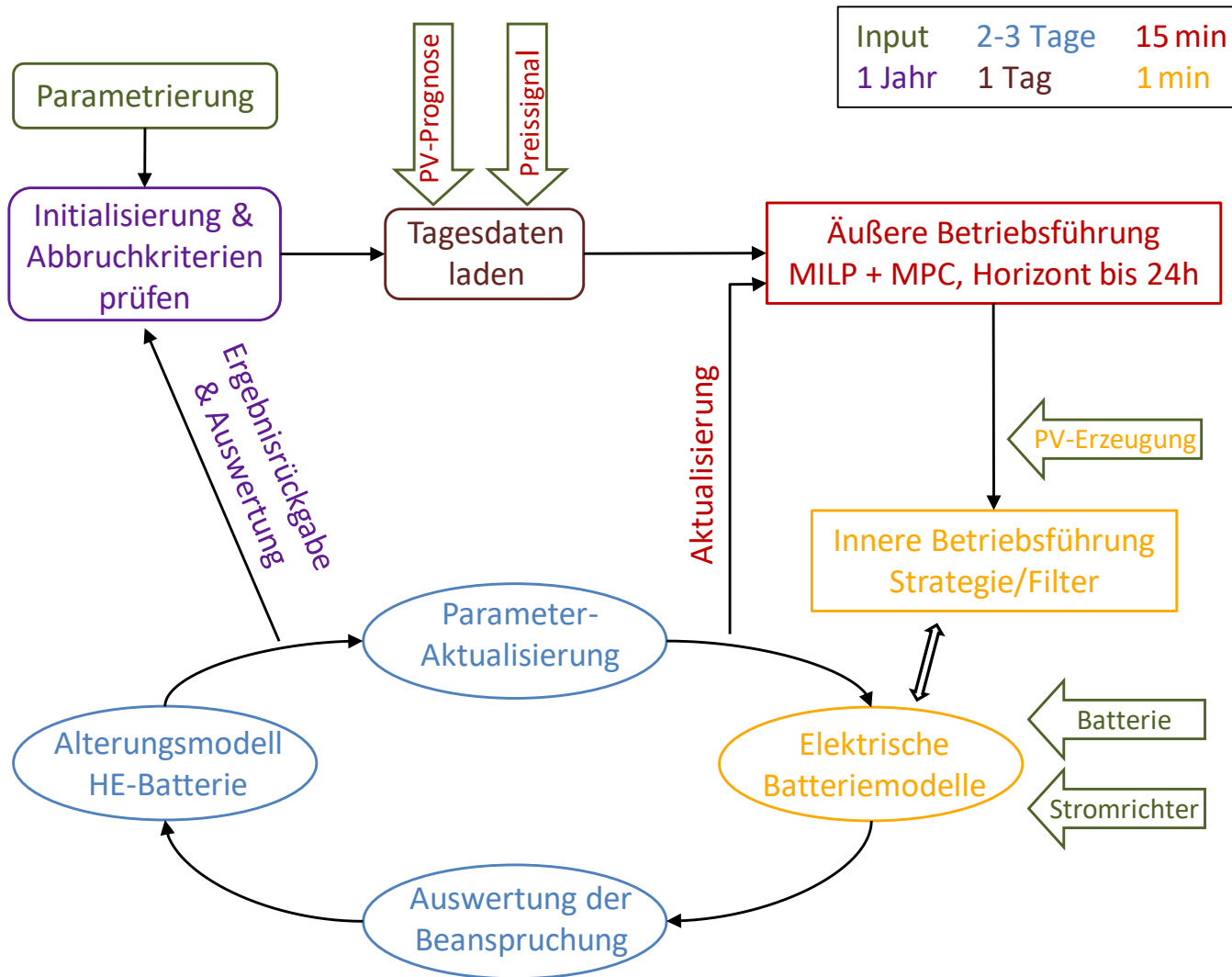
- Bei kritischem Ladezustand:
Aufteilung entsprechend der freien Kapazitäten
- Vorteile der Strategie
 - Echtzeitfähig und kausal
 - Deutliche Entlastung der HE-Batterie
 - Verlustarme Laderegulung der HL-Batterie

Leistungsaufteilung und resultierende Ladezustände an einem Beispieltag



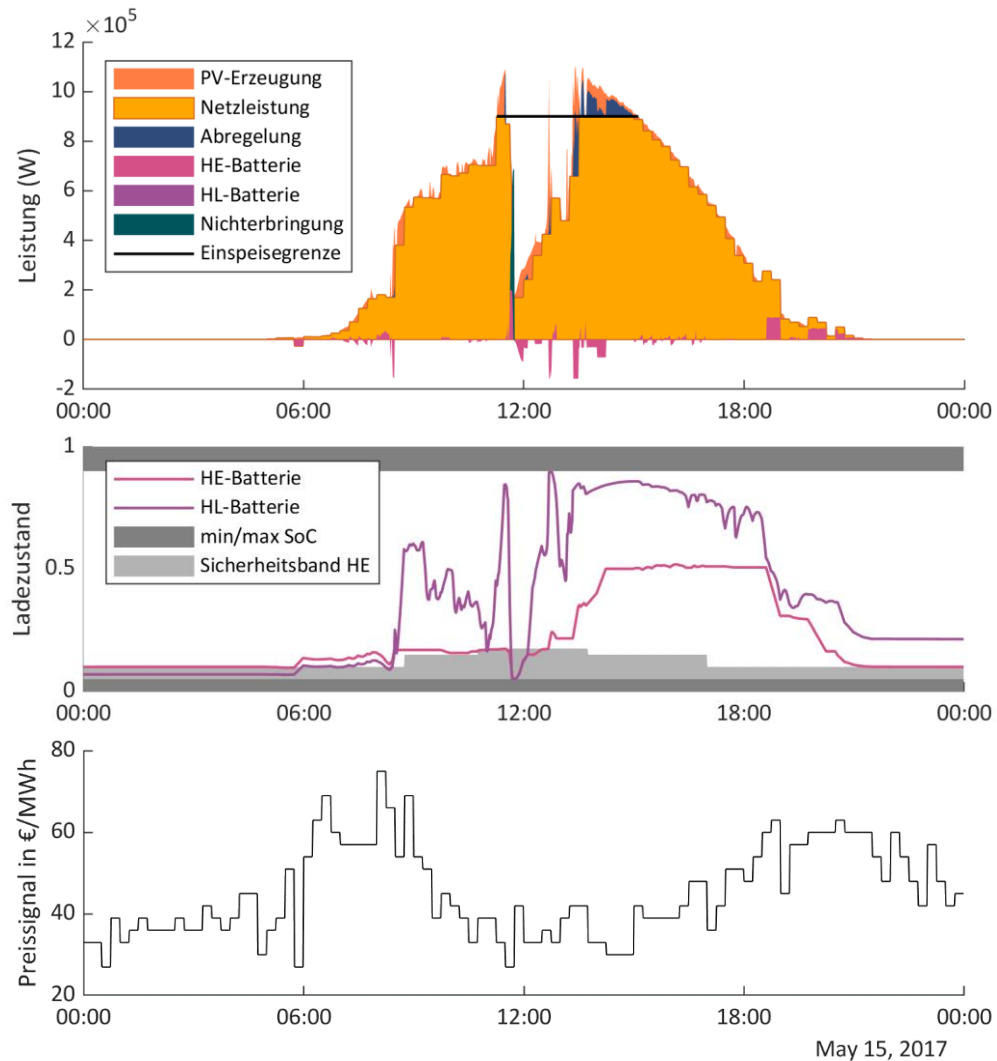
4. Simulationsbasierte Untersuchung

Simulationsprogramm



4. Simulationsbasierte Untersuchung

Allgemeine Funktionsweise



4. Simulationsbasierte Untersuchung

Technisch-wirtschaftliche Auswertung

Einkommensquellen Multi-Use

- Gewinn Spotmarkt (inkl. vermiedener Abregelung)
- Vermiedene Ausgleichsenergie
- Vergütung für Capacity Firming

Wirtschaftlichkeitsindex

$$WI = \frac{\text{mittlere jährl. Opportunitätskosten} \cdot t_{\text{EOL}}}{\text{Investitionskosten}}$$

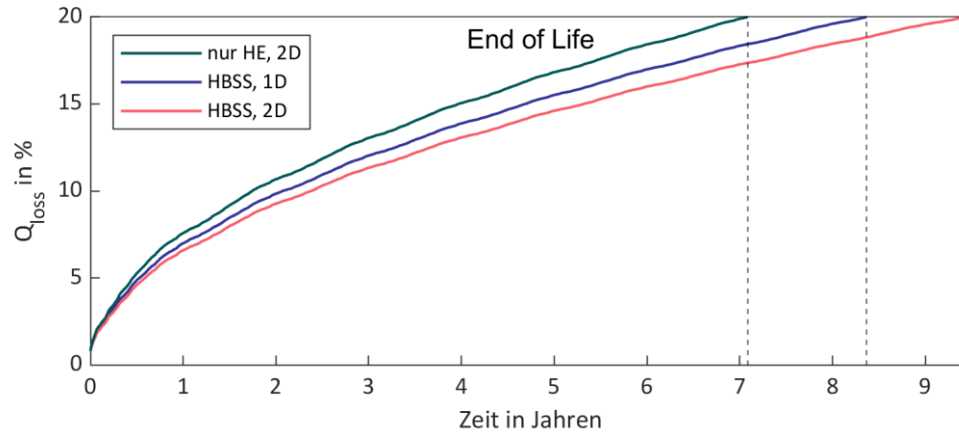
Investitionskosten: HE 200 €/kWh, HL 600 €/kWh

	PV-Park ohne Speicher	HBSS, 1D	HBSS, 2D	nur HE, 2D
Anzahl Module	0	2xHE, 3xHL	2xHE, 3xHL	3xHE
Mittlerer Jahresgewinn	50.500€	61.070€	60.660€	62.020€
Lebensdauer HE-Speicher	-	8 Jahre, 4 Monate	9 Jahre, 5 Monate	7 Jahre, 1 Monat
Wirtschaftlichkeitsindex (Speicher ges.)	-	1,55	1,64	1,37
PV-Abregelung	12%	5%	5%	5,6%
Speicherverluste	-	8,4%	8,5%	9,5%

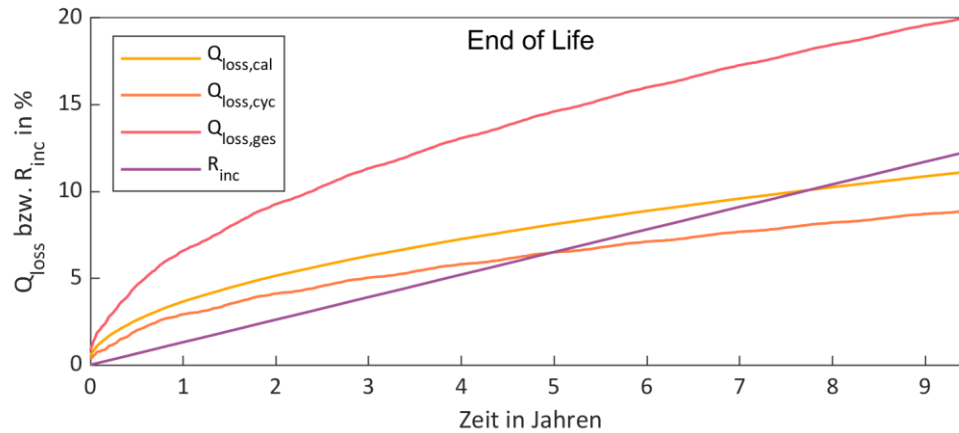
4. Simulationsbasierte Untersuchung

Auswertung – Degradation

Vergleich der Degradationsverläufe und resultierenden Lebensdauern



HBSS, 2D: Anteile der Degradation



5. Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung

- Hybrider Batteriespeicher aus LTO- und NMC-Lithium-Ionen-Batterie mit PV-Park
- Multi-Use: Peakshaving, Capacity Firming, Handel am Spotmarkt
- Entwicklung eines zweistufigen Betriebsführungskonzepts unter Berücksichtigung der Batteriealterung
- Äußere Betriebsführung: Optimierung der Netzaustauschleistung mit MILP + MPC und 2D-stückweiser Linearisierung von Verlusten und Degradationskosten
- Innere Betriebsführung: strategiebasierte Leistungsaufteilung zwischen den Speichern unter den Aspekten Verfügbarkeit, Verlustminimierung und Lebensdauermaximierung
- Durch die Hybridisierung steigt der Wirtschaftlichkeitsindex gegenüber einem einfachen Speicher um 20%
- Durch ein verfeinertes Alterungsmodell in der Optimierung steigt der Wirtschaftlichkeitsindex um 6%

5. Zusammenfassung und Ausblick

Ausblick

Prognose

- PV-Erzeugung: Wetterberichts-basierte und probabilistische Prognose
- Prognose der Strommarktpreise

Komponentenmodellierung

- Temperaturmodell
- Übertragung auf andere Alterungsmodelle und Zellchemien

Betriebsführung

- Berücksichtigung von Temperatur und Zyklentiefe in der Degradationskostenfunktion
- Berücksichtigung Zeitwert des Geldes
- Einbeziehung Day-Ahead-Markt
- Übertragung des zweistufigen Betriebsführungskonzepts auf andere Hybridspeicher

Praktische Realisierung

- Laufende und zukünftige Projekte
- z.B. HYBAT*

*BMW-Fördervorhaben "HYBAT – Hybride Lithium-Ionen-Batteriespeicherlösung mit 1500 V Systemtechnik, innovativem Thermomanagement und optimierender Betriebsführung",
FKZ: 020E-100375306

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit.

Quellen

Solarstrahlungsdaten

[DWD17] S.Wacker. *Basic and other measurements of radiation at station Lindenberg*. DWD 2017. DOI: 10.1594/PANGAEA.669521

Spotmarktpreise

[FfE19] Forschungsgesellschaft für Energie mbH. „Analyse der deutschen Strompreise an der EPEX SPOT 2019“. URL: <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/932-die-deutschen-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2019-analyse-des-preisniveaus-und-der-preisschwankungen-preisspreads>.

Alterungsmodelle

[Nau+18] M. Naumann u. a. „Analysis and modeling of calendar aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell“. *Journal of Energy Storage* 17 (2018). DOI: 10.1016/j.est.2018.01.019

[NSJ20] M. Naumann, F. B. Spingler und A. Jossen. „Analysis and modeling of cycle aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell“. *Journal of Power Sources* 451 (2020). DOI: 10.1016/j.jpowsour.2019.227666

5. Herbstworkshop Energiespeichersysteme

Optimierende Betriebsführung hybrider Batteriespeichersysteme in Multi-Use- Anwendungen unter Berücksichtigung der Batteriealterung

Margrit Wicke, Dresden, 07.12.2021

Mail: margrit.wicke@tu-dresden.de