

Dimensionierung und Betrieb von Batteriespeichern in Windparks – eine Multi-Use Anwendung

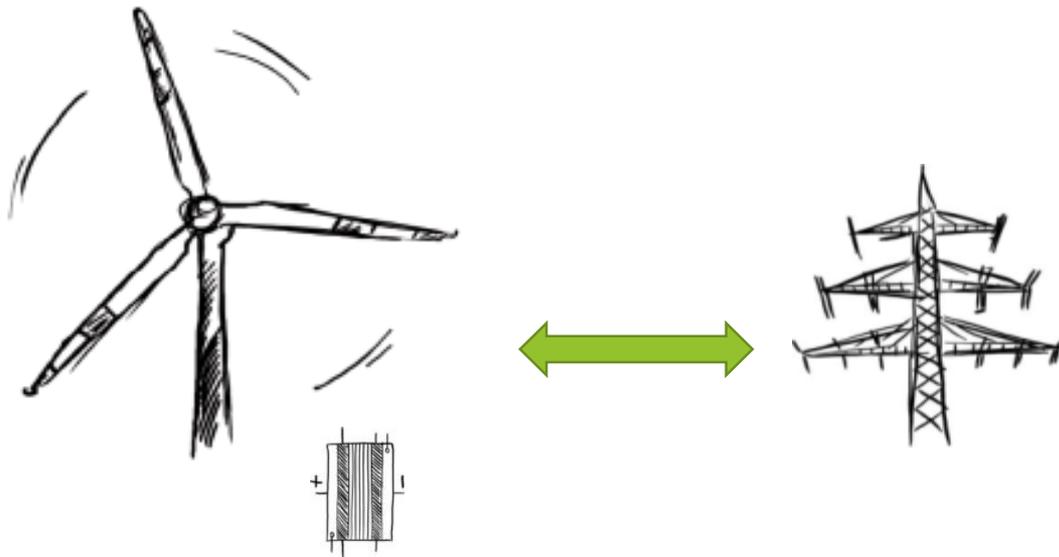
Jun.-Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

5. Herbstworkshop
„Energiespeichersysteme“

7.12.2021, TU Dresden

- Was hat Multi-Use und warum ist das sinnvoll?
- optimale Integration von Windparks in die elektrischen Netze
- Nutzung von Batteriespeicher zur Reduzierung des Eigenbedarfes von Windparks

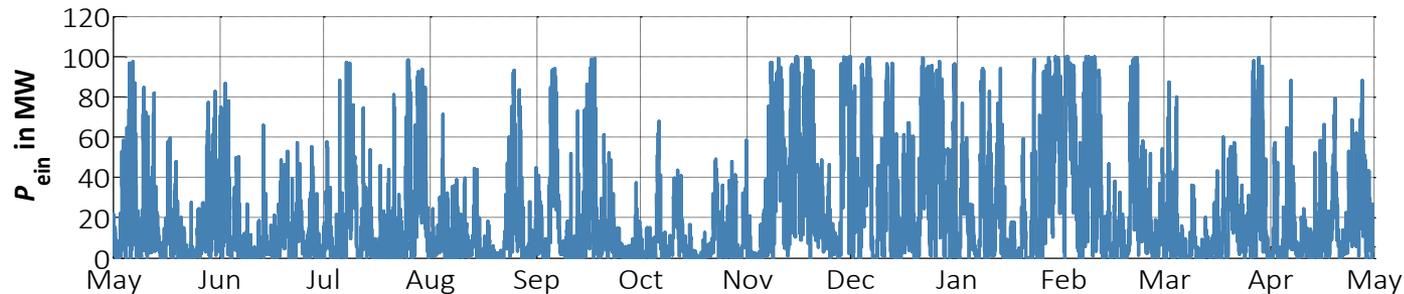
➤ Ist das ein wirtschaftliches Zukunftsmodell?



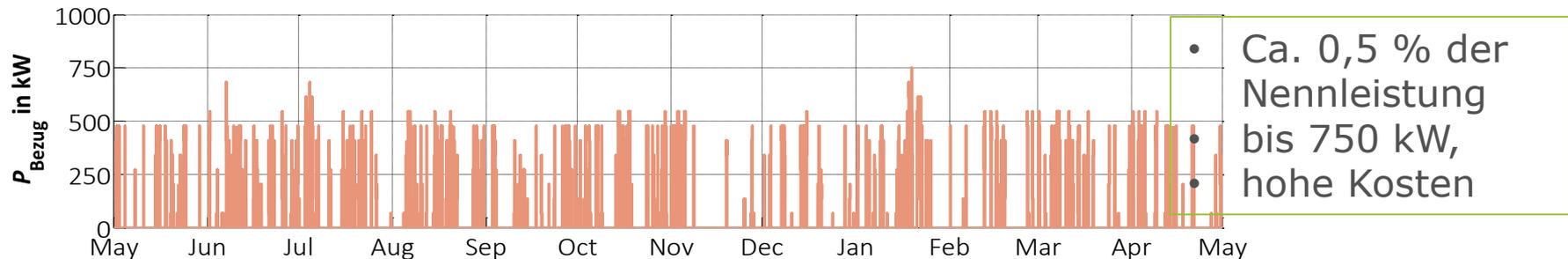
Hauer, Ines; Balischewski, Stephan; Ziegler, Christian Design and operation strategy for multi-use application of battery energy storage in wind farms *In: Journal of energy storage - Amsterdam [u.a.]: Elsevier, Vol. 31 (2020), article 101572*

- Analyse von Realdaten eines Windparks im Harz
 - 32 Anlagen (2-6 MW),
 - installierte Leistung 70 MW (im Modell hochskaliert auf 100 MW)
 - 1/4h Messwerte zu Wirk- und Blindleistung am NVA

a) Leistungseinspeisung aus Windkraft



b) Leistungsbezug als Eigenverbrauch



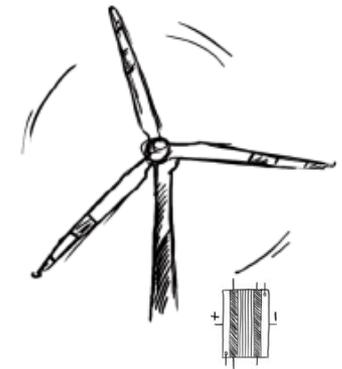
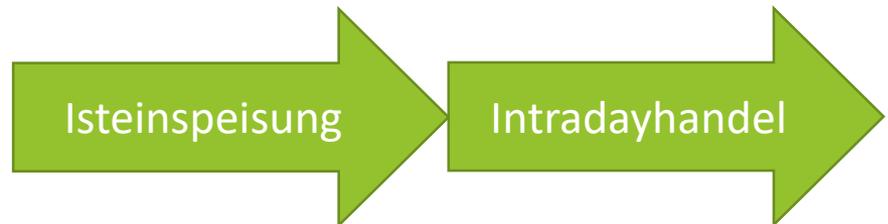
Bestimmung einer ökonomischen Batteriespeicherkombination

- Betrachtung eines Bilanzkreises aus Windpark und Batteriespeicher
- Speicher wird zur Reduzierung des Netzbezuges (Eigenbedarfs) angeschafft
- zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit soll der Speicher zusätzlich im Intradayhandel Erlöse erzielen bzw. Kosten vermeiden

1 Tag vor Erfüllungszeitpunkt



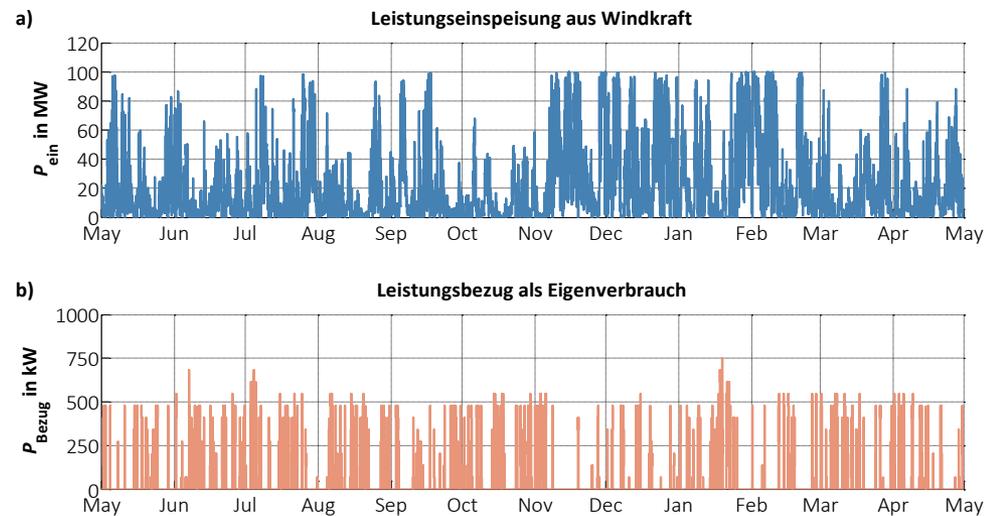
Erfüllungszeitpunkt



- Speicher gleicht Prognoseabweichungen aus
- Bilanzkreis wird durch ID Handel ausgeglichen

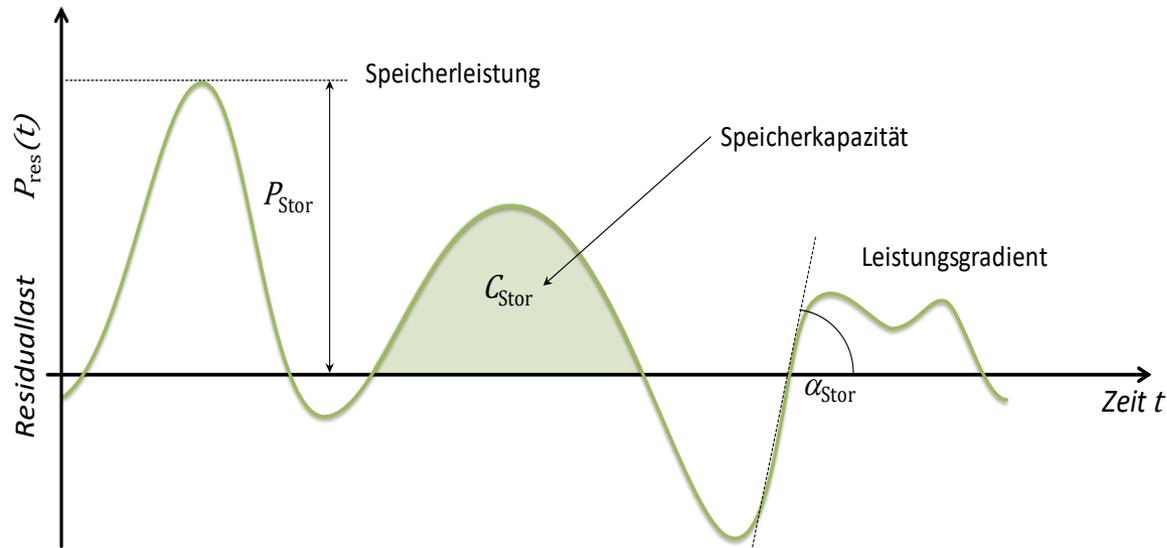
Bilanzkreismodell

- Installierte Leistung
Windpark: 100 MW
 - Netzbezugszeiten 12 % des Jahres
 - bezogene Gesamtenergiemenge 213 MWh
- Dimensionierung eines geeigneten Speichers zur Reduzierung des Eigenbedarfs



Speicherdimensionierung

Analyse des Leistungsbezuges und deren Dauer am Netzanschluss



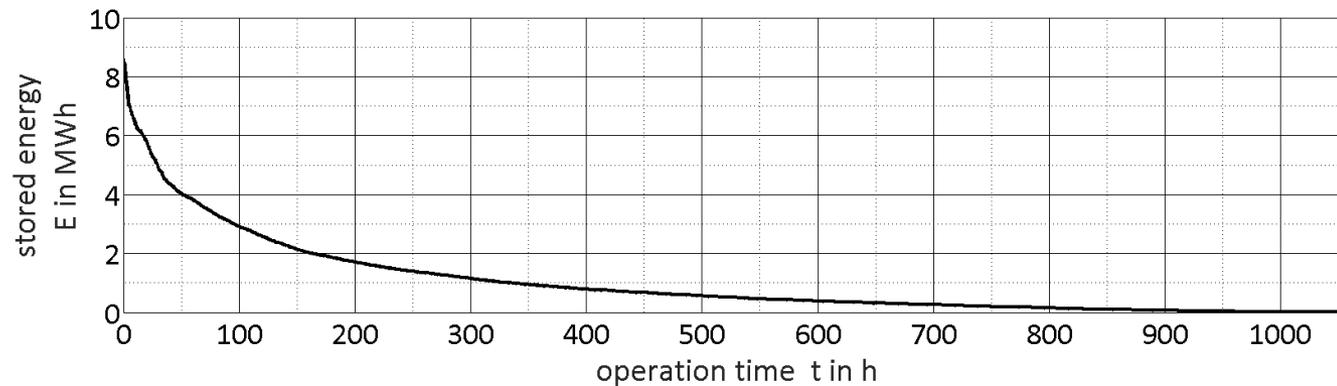
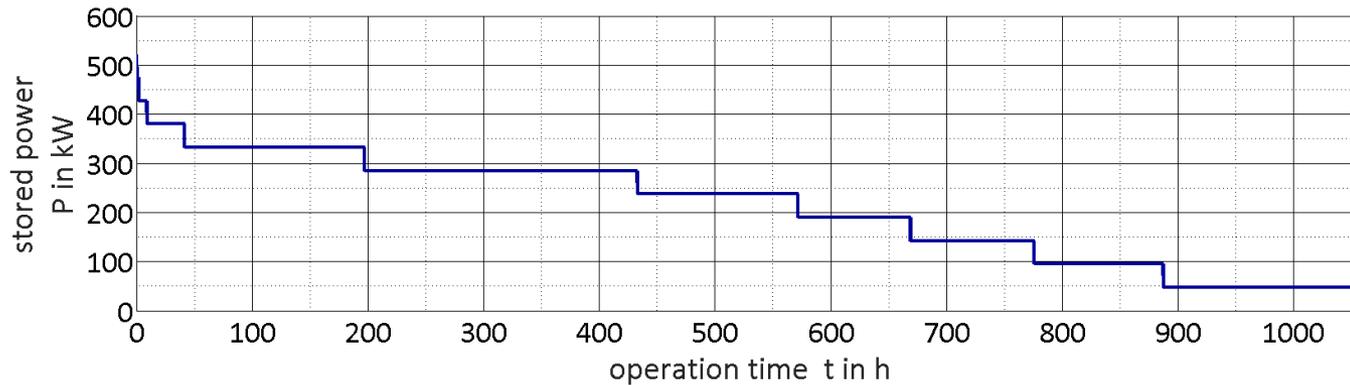
$$P_{\text{Bat},x} = \max(P_{\text{res}}^+(t))_x \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq i\}$$

$$C_{\text{Bat},x} = \int_{t_x}^{t_{x+1}} P_{\text{res}}^+(t) dt \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq j\}$$

Speicherdimensionierung

Speicherdimensionierung

Analyse des Leistungsbezuges und deren Dauer am Netzanschluss



Speicherkosten pro P/C Kombination

$$\mathbf{K}_{\text{Bat,Inv},ij} = c_{\text{OH}} \cdot (k_{\text{L}} \cdot \mathbf{p}_{\text{Bat},i} + k_{\text{K}} \cdot \mathbf{c}_{\text{Bat},j}^{\text{T}})$$

k_{L} - Leistungskosten 150 €/kW

k_{K} - Kapazitätskosten 500 €/kWh

c_{OH} - Overhead-Koeffizienten 20%

Bewertung der Investition durch die Kapitalwertmethode (NPV):

$$\bullet \quad \mathbf{NPV}^{(i \times j)} = \sum_{t=1}^{t_{\text{life}}} \left(\frac{R_0 - R_{ij}}{(1+z_r)^t} \right) - \mathbf{K}_{\text{Bat,Inv},ij}$$

R_0 - Kosten ohne Speicher

R - Kosten mit Speicher

k_{E} - 170 €/MWh

k_{p} - 25 €/kW

z_r - Zinsrate von 5%

t_{life} - Lebensdauer

$$\bullet \quad R = \sum R_i = \begin{cases} R_E = k_E \cdot \int_0^{T=1a} P_{\text{res,Bezug}} d\tau \\ R_P = k_P \cdot \max(P_{\text{res,Bezug}}) \end{cases}$$

Bestimmung der ökonomisch optimalen Speicherkombination

$$\bullet \quad \mathbf{NPV}_{\text{opt}} = \max(\mathbf{NPV}^{(i \times j)})$$

- Untersuchungszeitraum: 09.2016 - 08.2017
- reale Winddaten,
- Windprognose basierend auf 50 Hertz Daten
- reale ID und DA Preise, reBAP Preise extrahiert
- Berechnung für die nächste $\frac{1}{4}$ Stunde
- Berechnung erfolgt für verschiedene Batteriespeicherkapazitäten C und Batterieleistungen P

- **Vergleichsfall:** Windpark hat keinen Batteriespeicher
- **Anwendungsfall 1:** Speicher dient nur zur Deckung des Eigenbedarfs
 - Bilanzkreisabweichungen werden im Intraday gehandelt
 - entladen des Speichers im Netzbezugsfall
 - laden bei Energieproduktion aus dem Windpark

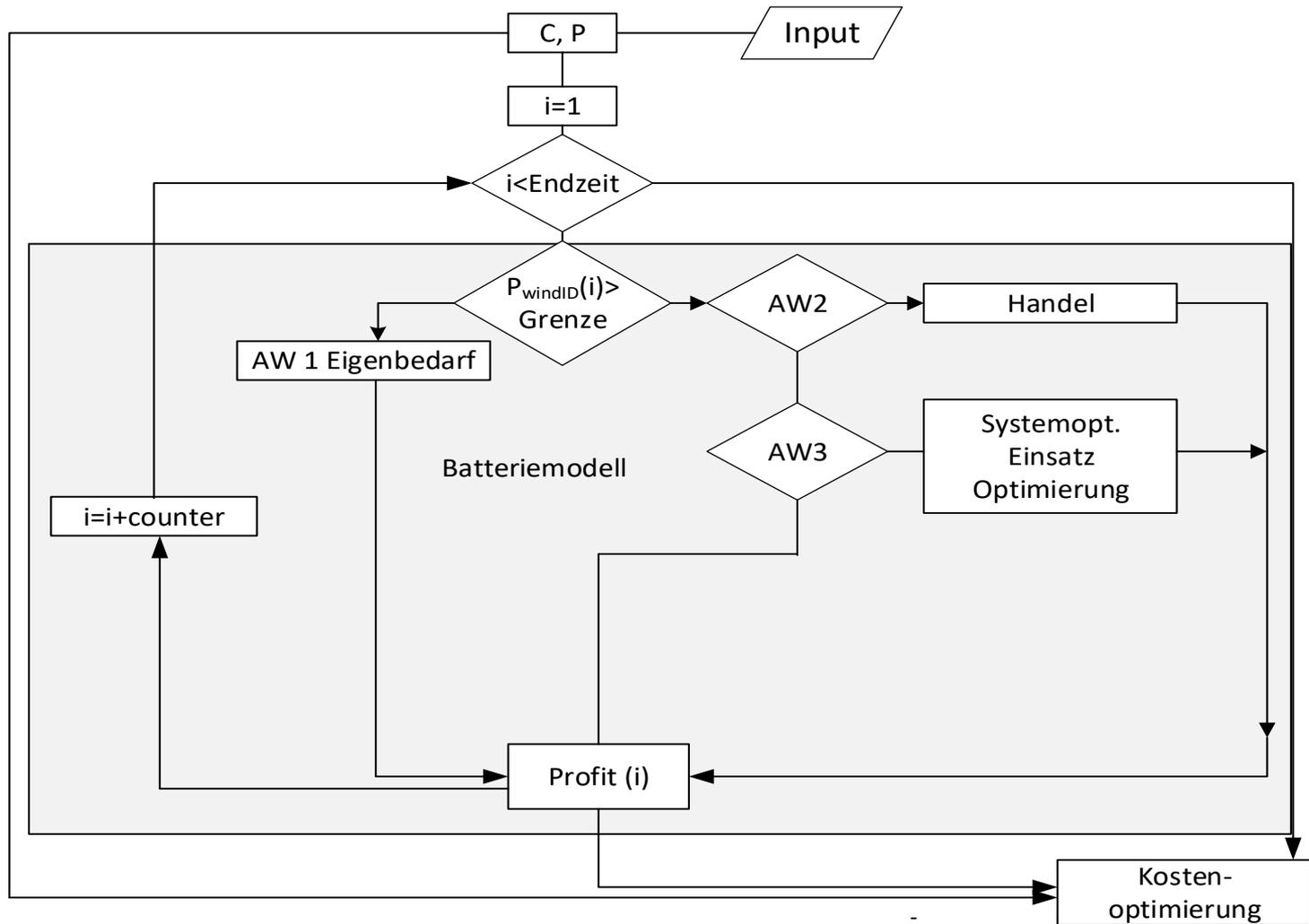
Anwendungsfall 2

Der Speicher wird hauptsächlich zur Deckung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Ist eine Einspeiseleistung $> 2\%$ der installierten Windkapazität vorhergesagt, wird der Speicher zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen genutzt oder zur Gewinnmaximierung.

Anwendungsfall 3 : Mixed-Integer Linear Programming Optimierung findet das ökonomische Optimum für des Speichereinsatz

$$\begin{aligned} \max f(P) = & p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat,pos,intr}}(t) - p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat,neg,intr}}(t) \\ & + p_{\text{Kauf,intr}}(t) P_{\text{Kauf,intr}}(t) - p_{\text{Verkauf,intr}}(t) \Delta P_{\text{Verkauf,intr}}(t) \end{aligned}$$

Übersicht



$$E_{\text{soc}}(t) = E_{\text{soc}}(t-1) + \Delta t \frac{\Delta P_{\text{Bat, pos}}(t)}{\eta_{\text{Bat}}} - \Delta t \eta_{\text{Bat}} \Delta P_{\text{Bat, neg}}(t)$$

Dimensionierungsergebnis

Ergebnisse

Optimale Speicherkombination $P = 100 \text{ kW}$ und $C = 100 \text{ kWh}$

	Ohne Speicher	AF1	AF 2	AF 3
Bezogene Energie aus dem Netz in MWh	213	186	188	188
Kosten für bezogene Energie in €	-42606	-37308	-37649	-37649
Vollzyklen der Batterie pro Jahr		256	375	597
t_{EOL} Lebensende nach Vollzyklen, wenn 80 % Kapazität erreicht ist		23,43	16	10
t_{payback} Amorisationszeit für NVP $z=5\%$		22	23	16
Jährl. Ersparnisse in €	-	5832	5526	6343

Geringe Auslastung,
mehr Zyklen möglich

hohe Auslastung,
weniger Zyklen
notwendig

 **Reduktion des Energiebezuges, um 13%**

Optimale Kombination von AF1 und AF2

- market participation factor p_{Bat} definiert die Kosten des Speichers in €/kWh

$$\begin{aligned} \max f(P) = & p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat, pos, intr}}(t) - p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat, neg, intr}}(t) \\ & + p_{\text{Kauf, intr}}(t) P_{\text{Kauf, intr}}(t) - p_{\text{Verkauf, intr}}(t) \Delta P_{\text{Verkauf, intr}}(t) \end{aligned}$$

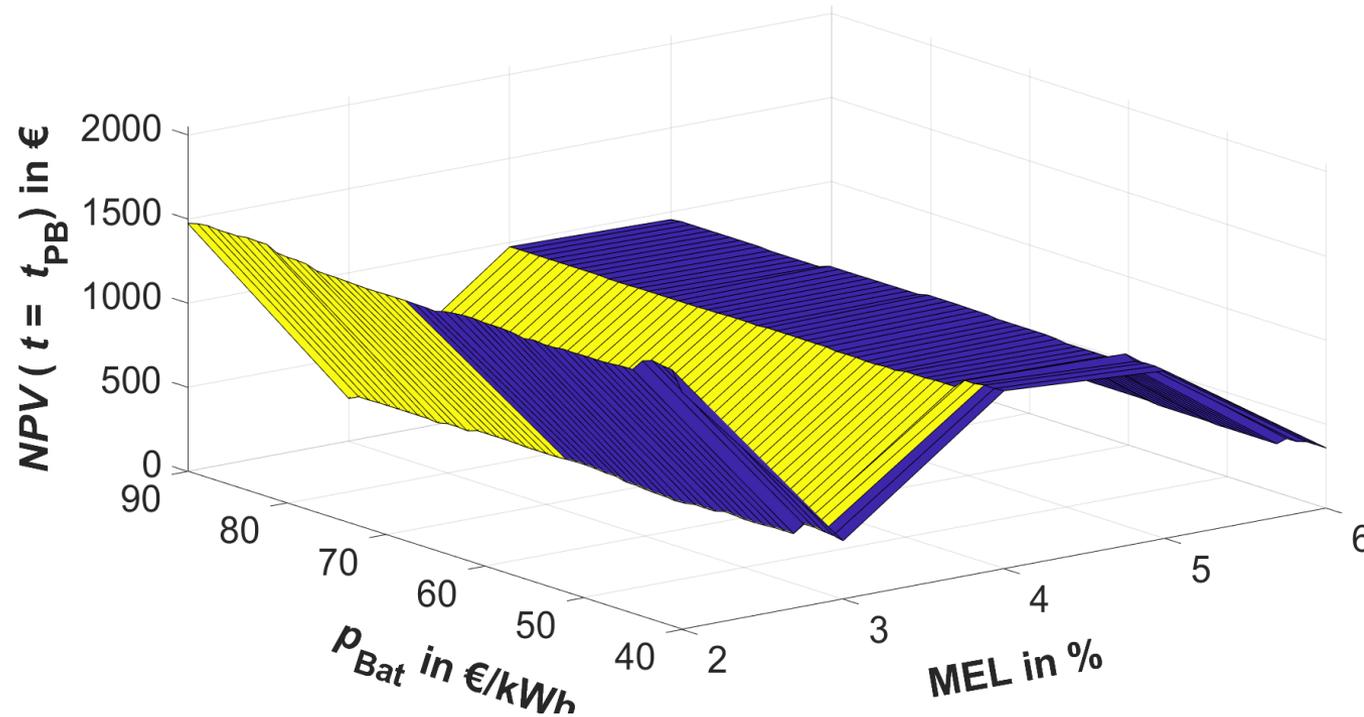
- Solange $p_{\text{Bat}}(t) \geq p_{\text{Kauf, intr}}(t)$ wird nicht mit Hilfe des Batteriespeichers gehandelt und zum Beispiel Energie zugekauft, um den Bilanzkreisabweichungen auszugleichen
- Market entry limit **MEL: definiert die minimale Windproduktion, bei der Speicher für den Handel im Intraday genutzt wird genutzt wird**

Dimensionierungsergebnis

Optimale Kombination von AF1 und AF2

Die Lebensdauer des Batteriespeichers soll größer sein als dessen Amortisationszeit (gelb)

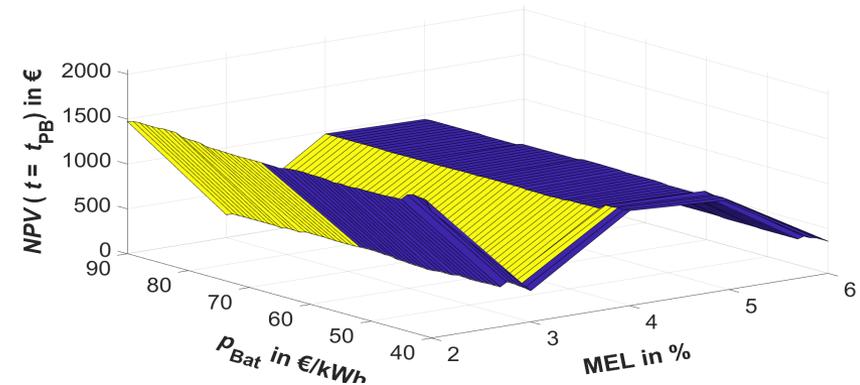
$$t_{\text{EoL}}(MEL, p_{\text{Bat}}) \geq t_{\text{payback}}(MEL, p_{\text{Bat}})$$



Dimensionierungsergebnis

Optimale Kombination von AF1 und AF2

Parameter	Value
Leistung	100 kW
Kapazität	100 kWh
Investmentkosten	€ 53,000
Amortisationszeit	16
Vollzyklen pro Jahr	373



- lange Amortisationszeiten
-> Preis immer noch zu hoch
- 6000 Zyklen nach 16 Jahren
- 80% EoL Kriterium wird langfristig nicht in den Netzen gelten

Zusammenfassung

- Auslegung des Batteriespeichers für Eigenbedarf alleine ist nicht wirtschaftlich.
- kombinierte Fahrweisen sind am Rande der Wirtschaftlichkeit

Blick in die Zukunft:

- Reduktion der Leistungsspitzen über Vorhersagemodelle möglich
- Energiemarkt bietet weitere Möglichkeiten
 - Negative Preise → eigene Energie speichern ist ökonomischer als für einen Überschuss zu bezahlen
 - Markt zur Spannungshaltung
 - Markt zur Schwarzstartfähigkeit

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Für Fragen steht Ihnen zur Verfügung:

Jun-Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

Ines.hauer@ovgu.de

MDPI Processes:

Special Issue "Application of Energy Storage Systems in Smart Grids"

https://www.mdpi.com/journal/processes/special_issues/Application_Energy_Storage_Systems_Smart_Grids