

# TECHNO-ÖKONOMISCHE BEWERTUNG VON BATTERIESPEICHERN IN KOMBINATION MIT KLEINWASSERKRAFT

Daniel Schwabeneder, Klara Maggauer

AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Center for Energy, Integrated Energy Systems

EnInnov 2026

19. Symposium Energieinnovation

11.02. – 13.02.2026

TU Graz



# AUSGANGSLAGE & FRAGESTELLUNGEN

## Situation

- Die Betreiber eines Kleinwasserkraftwerks überlegen in ein Batteriespeichersystem am Standort zu investieren.
- Engpassleistung 1 MW.
- Die Netzanbindung (Netzebene 5) 1600 kVA-Trafo
- Vermarktung am Day-Ahead-Markt

## Kernfragen

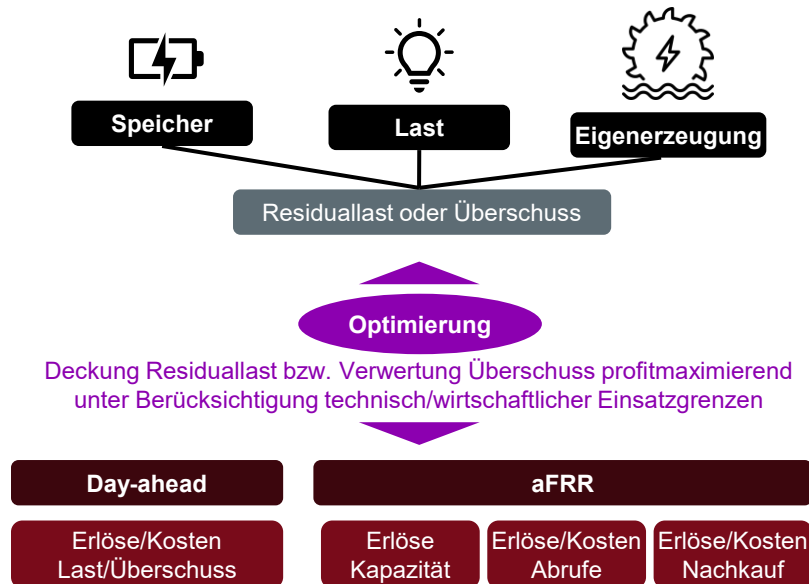
- Was ist der Mehrwert eines Batteriespeichersystems?
- Macht eine potenzielle Erweiterung des Netzanschlusses Sinn?
- Die optimale Auslegung des Batteriespeichersystems soll bestimmt werden.
- Dabei werden folgende Vermarktungsoptionen betrachtet:
  - Day-Ahead-Markt & Sekundärregelreserve (aFRR) (Historische Daten November 2025 – Oktober 2025)

## VARRIERTE PARAMETER

Parameter	Variationen
Trafo-Größe	1600 / 2000 / 2500 kVA
Netzbezug	ja / nein
Batterieleistung & -kapazität	1,075 MW / 2,035 MWh 1,505 MW / 3,256 MWh 2,150 MW / 4,477 MWh
aFRR-Teilnahme <u>auch</u> mit dem KWKW	ja / nein

# ANSATZ AFRR BEWERTUNG

In der Optimierung wird der Einsatz des Speichers zwischen den Märkten Day-ahead und aFRR profitmaximierend bestimmt



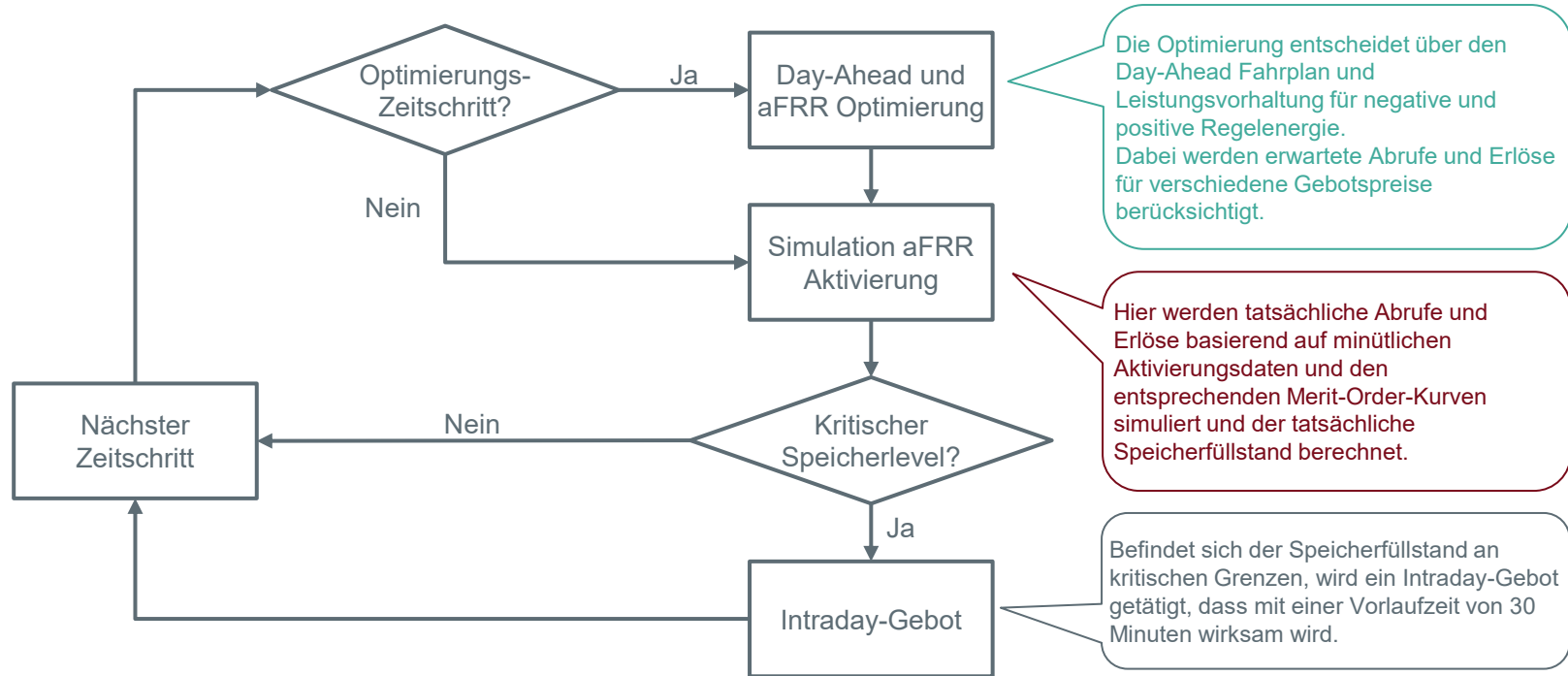
## Die Optimierung entscheidet über

- Einsatzmenge am Day-ahead Markt
- Einsatzmenge am aFRR Markt
- Einsatzpreis am aFRR Markt
  - Gebotspreise Kapazität: Median (Q50)
  - Gebotspreis Abruf: Entscheidung P10/P50/P90

## Die Optimierung berücksichtigt

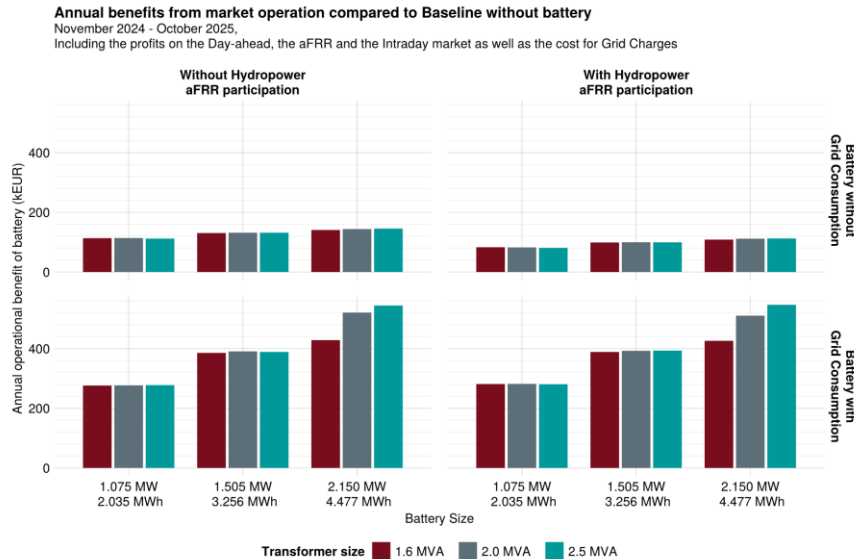
- Erwartungswert der Märkte
  - Day-ahead
  - aFRR (Kapazität + Abruf)
- Die Residuallast bzw. den Überschuss
- Die Einsatzgrenzen des Speichers
  - Kapazität
  - Leistung

# ÜBERSICHT SIMULATIONS-FRAMEWORK



# ZUSAMMENFASSUNG GESAMTERGEBNIS BETRIEB

## Zusatzerlöse durch die Batterie (Baseline abgezogen)



- Inanspruchnahme von Netzbezugsleistung: Erhöht die möglichen Erlöse sowie den Mehrwert der Batterie signifikant, da der Einsatz der Batterie in der Vermarktung stark eingeschränkt wird, wenn nicht aus dem Netz bezogen werden kann.
- Erweiterung des Netzanschlusses: Zahlt sich erst ab der 2,15 MW BESS aus, weil erst in diesem Fall Zusatzerlöse dadurch erwirtschaftet werden. Auch in diesem Fall ist nur eine Erweiterung auf 2 MVA sinnvoll.
- aFRR-Teilnahme mit dem KWKW: Bringt im Falle der BESS mit Netzbezug geringfügige zusätzliche Erlöse. Der Großteil der aFRR-Erlöse wird jedoch mit der Batterie erwirtschaftet.

# DETAILERGEBNISSE

Bewertung und Optimierung des Betriebsmodells (aFRR)

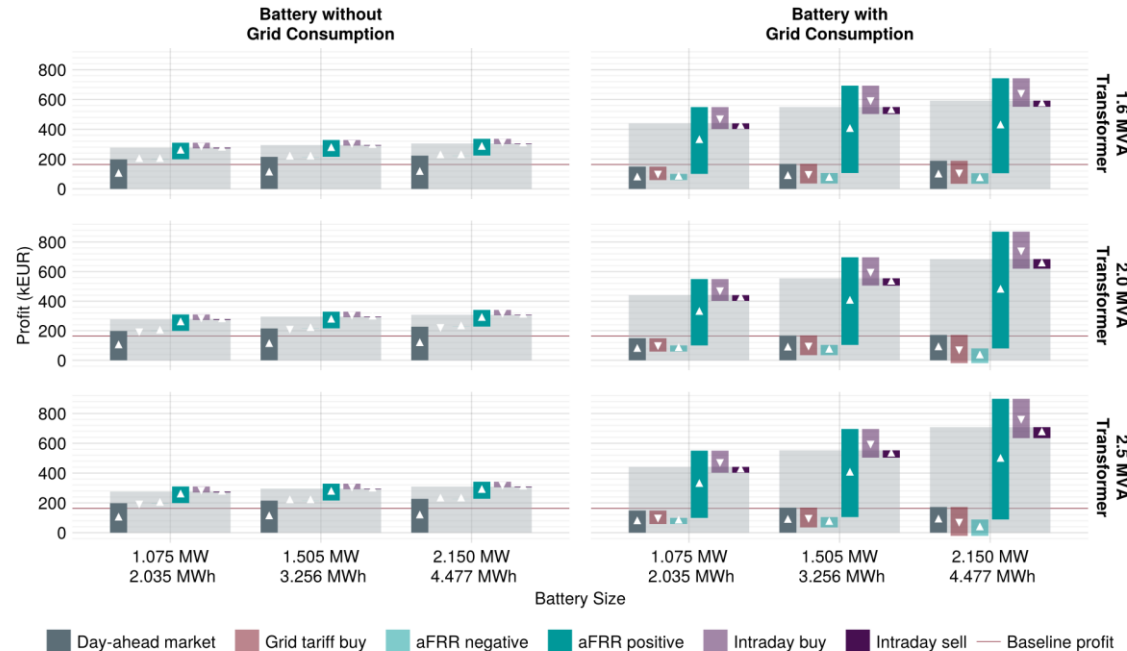


# PROFITZUSAMMENSETZUNG

Kosten- (Pfeil nach unten) und Erlös- (Pfeil nach oben) Komponenten je Szenario

## Annual profit components

November 2024 - October 2025, without Hydropower aFRR participation  
Including the profits on the Day-ahead, the aFRR and the Intraday market as well as the cost for Grid Charges

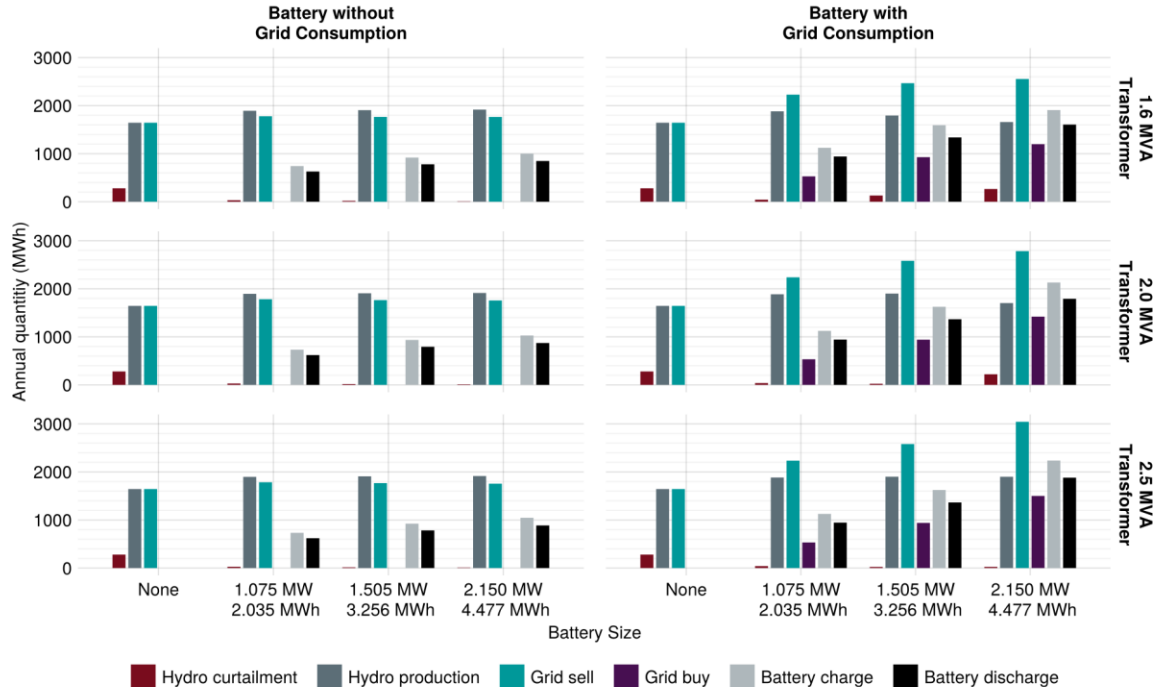


## Diskussion:

- Größte Kostenkomponente: Nachkauf am Intraday Markt (hellviolett), gefolgt von Netzentgelten für den aus dem Netz bezogenen Strom (dunkelrot)
- Größte Erlöskomponente: Positive aFRR-Erlöse (dunkeltürkis), gefolgt von Day-ahead Erlösen (grau)
- Netzbezug erhöht das Potenzial am Regelleenergiemarkt wesentlich

# ENERGIEMENGEN

**Annual energy quantities by component**  
November 2024 - October 2025, without Hydropower aFRR participation



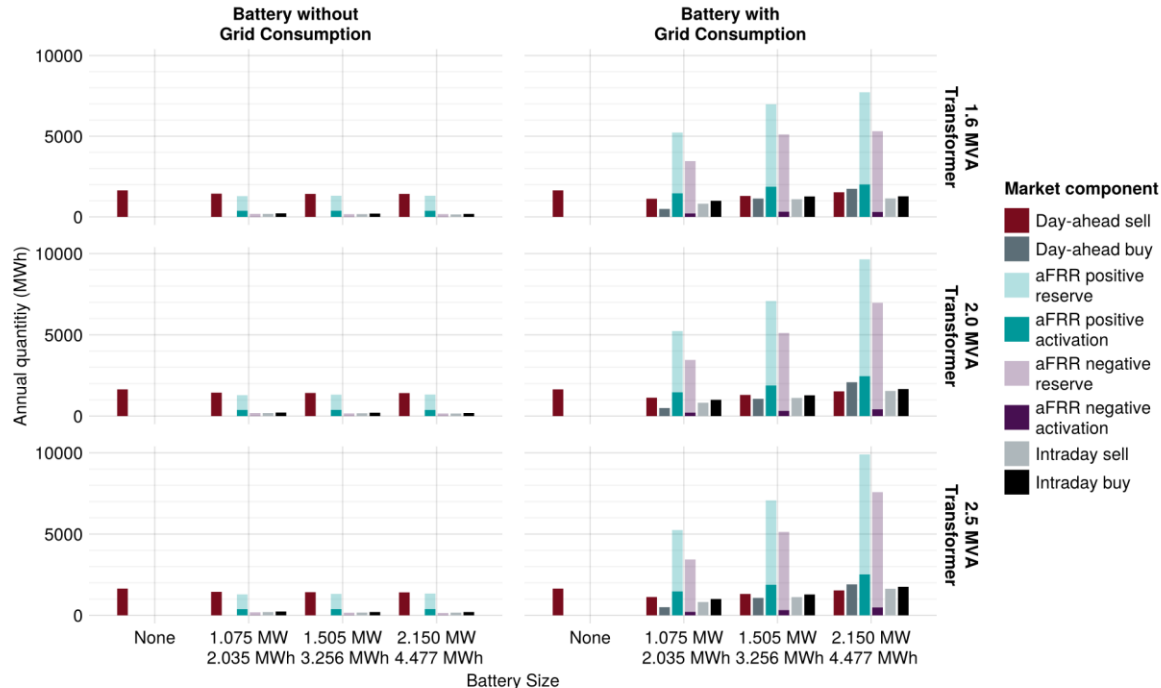
## Diskussion:

- Batterie reduziert KWKW-Abregelung im Vergleich zur Baseline (aufgrund neg. Preise)
- Die Batterie wird bei einem größeren Netzzugang mehr benutzt (mehr be- und entladene Energie)
- Mit Netzbezug wird auch mehr Energie verkauft.

# ENERGIEMENGEN AUF DEN MÄRKTEN

## Annual energy quantities by market

November 2024 - October 2025, without Hydropower aFRR participation

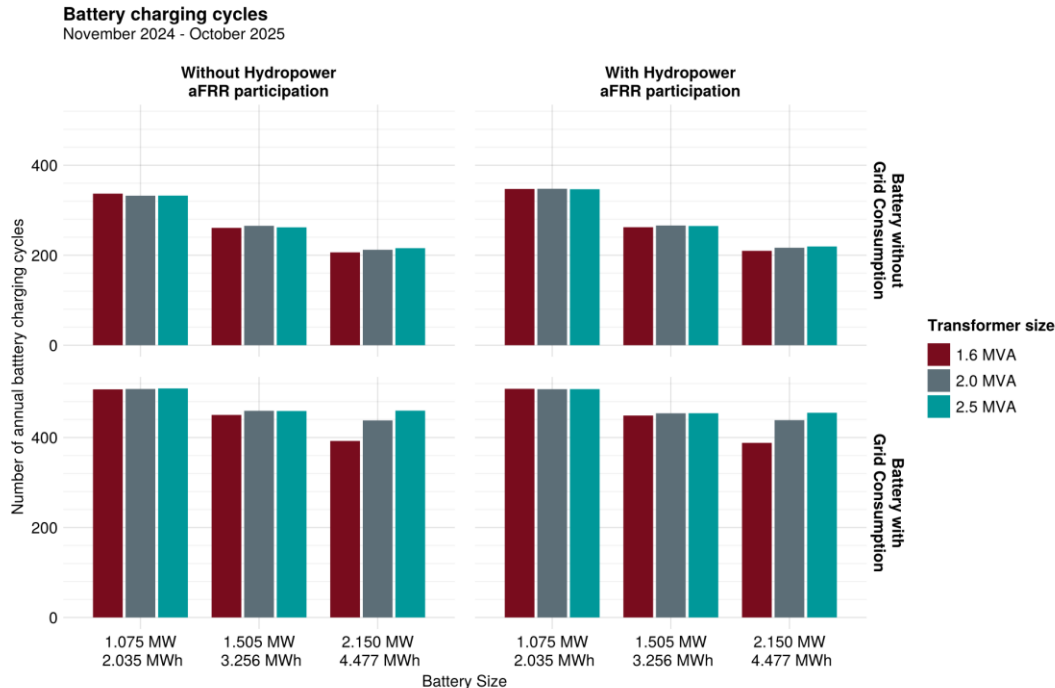


## Diskussion:

- Größerer Trafo erlaubt mehr Regelreserve-Teilnahme
- Größere Batterie und größerer Trafo führt zu mehr aFRR-Teilnahme und dadurch mehr Intraday Nachhandeln
- Größere Batterie führt zu mehr gehandelten Energiemengen am Day-ahead Markt
- Ohne Netzbezug wird Energie hauptsächlich am Day-ahead markt gehandelt

# BATTERIE-VOLLADEZYKLEN

Pro Jahr



## Diskussion:

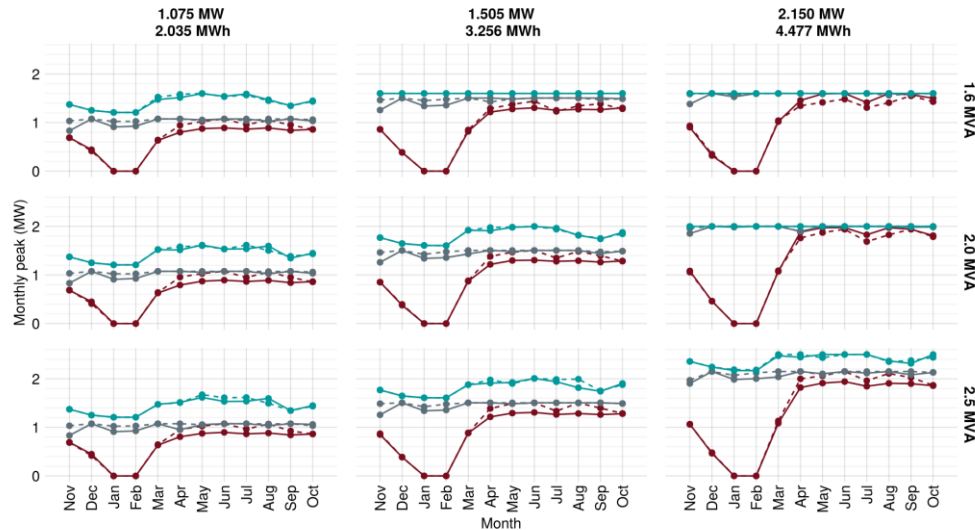
- Durchschnittlich 0,55 bis 1,26 Vollladezyklen pro Tag → „schonender“ Betrieb
- Netzbezug führt zu besserer Ausnutzung der Batterie (=mehr Ladezyklen)
- Ein größerer Trafo führt erst bei der 2,15 MW BESS zu mehr Ladezyklen
- Je größer die Batterie, desto weniger Zyklen werden gefahren
- In den meisten Fällen annähernd gleich viele Zyklen, wenn KWKW und Batterie aFRR bereitstellen
- Leicht unterschiedl. C-Raten müssen berücksichtigt werden

# NETZ-LASTSPITZEN (MIT NETZBEZUG)

## Bezugs- & Einspeise-Lastspitzen pro Monat

### Monthly grid connection peaks

August 2024 - July 2025



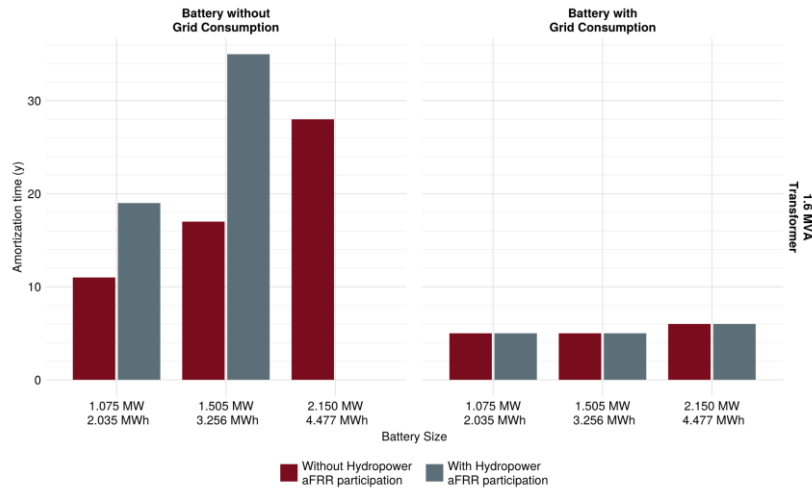
Peak type — Regular planned consumption peak — Final consumption peak after aFRR — Feed-in peak Hydro aFRR — Without Hydropower aFRR participation — With Hydropower aFRR participation

### Diskussion:

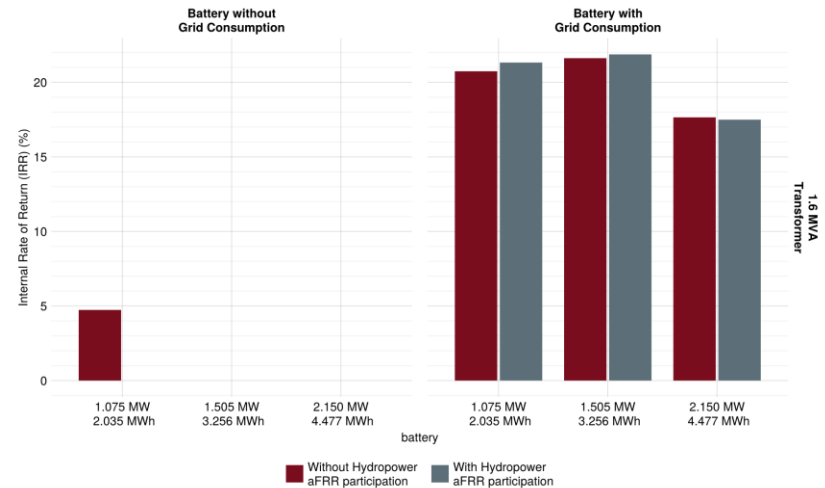
- Nur leicht höherer Netzbezug und -einspeisung bei hydro aFRR
- Starke Saisonalität bei gepl. Netzbezugsspitzen wegen weniger negative Preisen im Winter.
- Im Winter treten Bezugsspitzen hauptsächlich durch negative Regelleistung auf (geringerer Leistungspreis)

# AMORTISATIONSZEIT UND IRR FÜR 1.6 MVA NETZZUGANG

**Amortization time of battery investment**  
Assuming a WACC of 6%



**Internal Rate of Return (IRR) of battery investment**  
Assuming an economic lifetime of 10 years



## Kostenannahmen:

- Annahme BESS CAPEX: 250k € / MWh
- Annahme BESS Planungskosten: 100k €
- Annahme BESS OPEX: 1,5% der BESS-CAPEX p.a.
- Annahme: 20% Vermarktungsgebühren

- Netzbereitstellungsentsgelt Netzbezug: 136,86 € / kW einmalig
- Netzzutrittsentsgelt für Erhöhung der Einspeiseleistung: 50,00 € / kW
- Erneuerbaren-Förderpauschale bei Bezug: 8.992,14 € p.a.

## CONCLUSIO AUS DEN ERGEBNISSEN

- **Kein Netzbezug** stellt eine große Betriebseinschränkung dar und **mindert** so **den Mehrwert eines Batteriespeichers** → Zahlung für die **Netzbezugs**bereitstellung **zahlt sich** unter Berücksichtigung der Erlöserhöhung **klar aus**.
- Erst wenn ein Batteriespeicher mit mind. 2.15 MW Leistung angeschafft wird, ist eine **Erweiterung des Netzzugangs auf 2 MVA** aufgrund von zusätzlichen Erlösen sinnvoll. Die Kosten für die Netzzugangserweiterung müssen jedoch berücksichtigt werden.
- Das Anbieten von **aFRR mit dem KWKW** zusätzlich zum Batteriespeicher bringt geringfügig mehr\* Erlöse von bis zu 40k €, hauptsächlich aus neg. aFRR.
- Mit Netzbezug kann mit **Amortisationszeiten von ca. 5-6 Jahren** gerechnet werden.
- Auf dem **Intraday-Markt** können mit einer guten Trading-Strategie mit ca. **50k bis 100k € / MWh zusätzlichen Erlösen p.a.** gerechnet werden.
- Eine **Kombination der Batterie**vermarktung auf dem **Day-ahead, Intraday und aFRR-Markt** ist empfehlenswert.

# THANK YOU!



**Daniel Schwabeneder**  
Integrated Energy Systems  
Center for Energy  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH  
[daniel.schwabeneder@ait.ac.at](mailto:daniel.schwabeneder@ait.ac.at)

