

# Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Großbatterien

---

Dr. Jürgen Neubarth :: IEWT, 15.-17. Februar 2023

Wirtschaft & Politik > „In fünf Jahren wird mit Stromproduktion kein Geld mehr verdient“

PODCAST DIE STUNDE NULL

## „In fünf Jahren wird mit Stromproduktion kein Geld mehr verdient“



Philipp Schröder ist Co-Gründer und CEO von 1Komma5

© Sebastian Gabriel / picture alliance

Der Unternehmer ist überzeugt, dass es in Zukunft nicht darum gehen wird, ob Strom da ist, sondern wie er am besten verteilt wird. „In Europa wird in fünf Jahren mit Stromproduktion kein Geld mehr verdient“, sagt Schröder. „Es wird Geld verdient mit der Flexibilität. Wenn man in der Lage ist, die Nachfrage zu kontrollieren.“ Der

# Inhalt

---

**1 Hintergrund und Motivation**

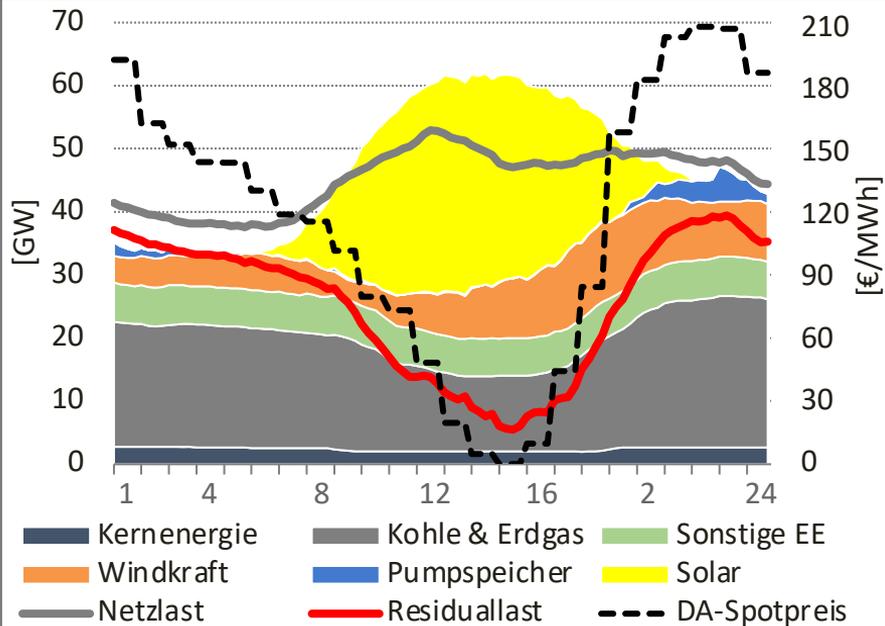
**2 Randbedingungen für Modellrechnungen**

**3 Ausgewählte Ergebnisse**

**4 Schlussfolgerungen und Fazit**

# Marktwert der Stromerzeugung aus Wasserkraft wird durch massiven Ausbau der Photovoltaik in Österreich verstärkt unter Druck geraten

## Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 12. Juni 2022 (Sonntag)



Daten: smard.de

## Energiewirtschaftliche Randbedingungen aus Sicht der Laufwasserkraft

- **Merit Order-Effekt** führt in Stunden hoher Einspeisung aus Windkraft/PV und geringer Stromnachfrage zu negativen bzw. sehr niedrigen Spotpreisen.
- In Österreich **positive Korrelation** PV-Erzeugung und Erzeugung aus Laufwasserkraft bereits feststellbar.
- Durch den massiven Ausbau der PV kann der **Marktwert der Laufwasserkraft** perspektivisch spürbar unter den Basepreisen liegen und dadurch ein erhebliches Marktpreisrisiko für Laufwasserkraftanlagen entstehen.
- Aus wirtschaftlicher Sicht kann es daher sinnvoll sein **Laufwasserkraftwerk in einzelnen Stunden abzuregeln**, was jedoch zu einem Verlust an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt.

# Möglichkeiten zur Absicherung des Marktpreisrisikos



Power Purchase Agreement (PPA)



Direktleitung



Energiegemeinschaft



Kombination mit Großbatterie

# Großbatteriespeicher sind Stand der Technik und werden mittlerweile weltweit im Multi-MW-Bereich errichtet

## Beispiel: New South Wales Waratah Super Battery (Australien, Inbetriebnahme 2025)

- Mit 850 MW und 1.680 MWh aktuell weltweit größtes Batteriespeicherprojekt (SDL und Spotmarkt)
- Fläche 138.000 m<sup>2</sup> - 160 m<sup>2</sup>/MW bzw. 80 m<sup>2</sup>/MWh



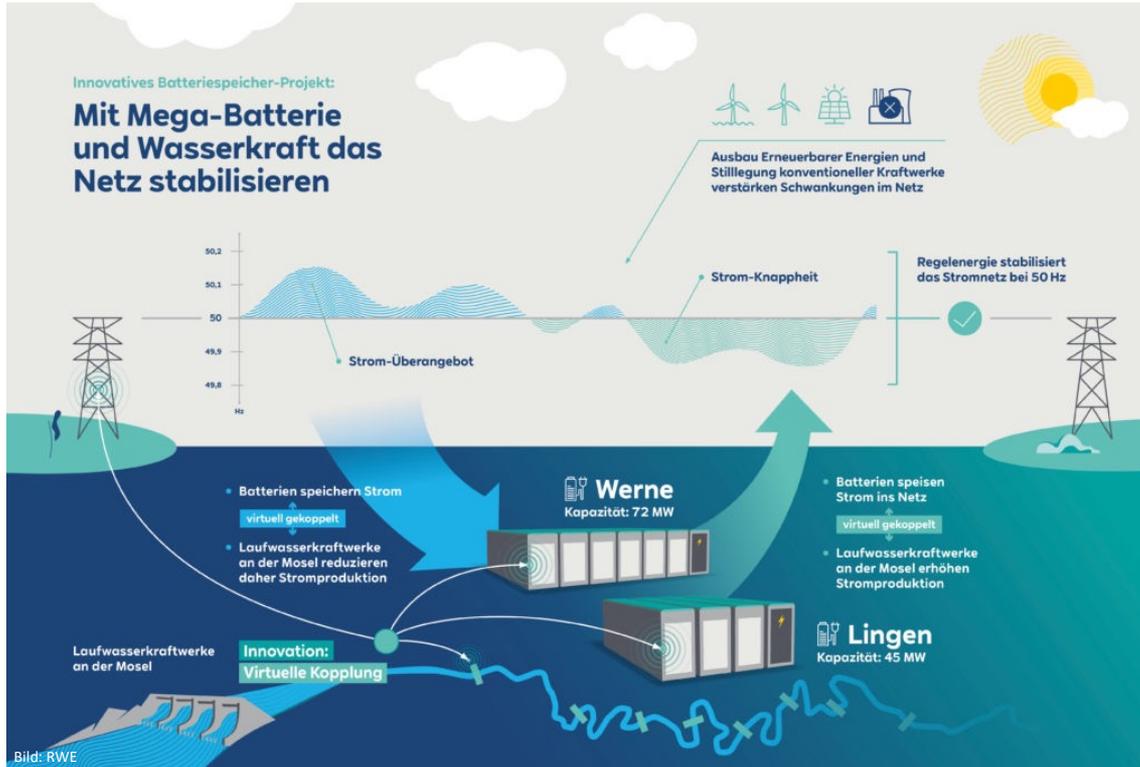
Bild: Powin

- Zum Vergleich im Bau befindlicher Speicher Kühtai (Wasserfläche 59,5 ha): 4.250 m<sup>2</sup>/MW bzw. 7 m<sup>2</sup>/MWh

## Warum Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Batteriespeicher?

- **Laufwasserkraftwerk wird zum Speicherkraftwerk** – „Veredelung“ der grünen Stromerzeugung.
- Anbindung einer **Batterie über Direktleitung** bzw. bestehenden Netzanschluss vermeidet bzw. verringert Kosten für Netzzugang.
- Durch **Multi-Use Case-Nutzung** zusätzlich zur Spot-Optimierung Flexibilitätsvermarktung bspw. im Regelreservemarkt möglich.
- Bisher jedoch (noch) **keine Großbatteriespeicher in Kombination mit Wasserkraftanlagen** zur Spot-Optimierung in Österreich umgesetzt.

# 117 MW „Megabatterie plus Wasserkraft“ von RWE



**Aber:** Batterien stehen nicht an Standorten der Laufwasserkraftwerke, d.h. keine assetbezogene, sondern virtuelle Optimierung mit entsprechenden Erzeugungsverlusten in Laufwasserkraftwerken.

# Inhalt

---

**1 Hintergrund und Motivation**

**2 Randbedingungen für Modellrechnungen**

**3 Ausgewählte Ergebnisse**

**4 Schlussfolgerungen und Fazit**

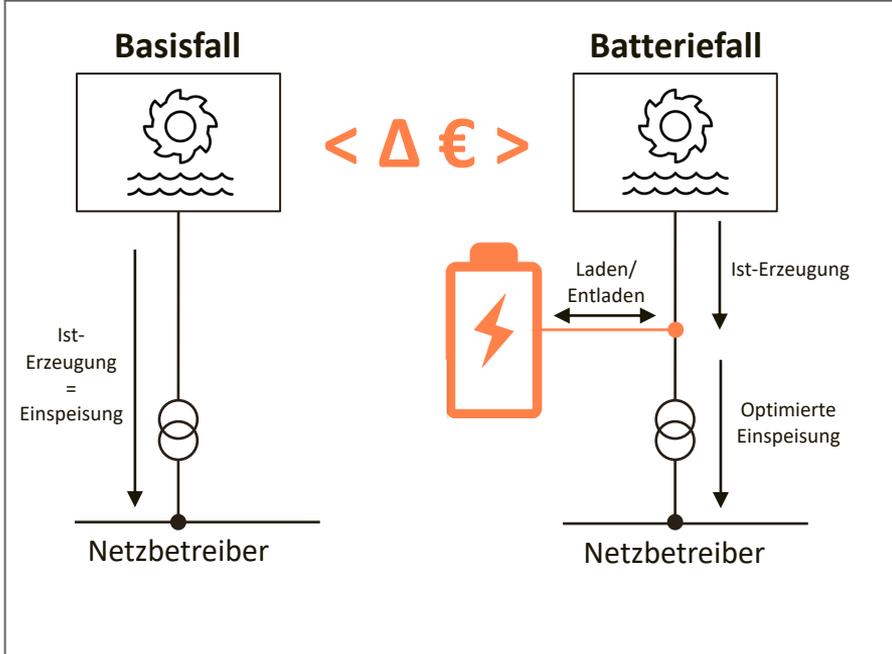
# Welche Fragen sollen mit der beispielhaften Analyse zur Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Großbatterien beantwortet werden können?

---

- Wie sieht die Einsatzcharakteristik einer Batterie aus (Lade-/Entladezyklen pro Jahr)?
- Wo liegt eine „optimale“ Batteriegröße (MW/MWh) in Relation zur Engpassleistung eines Laufwasserkraftwerks?
- Kann eine Batterie auch ohne Erhöhung der Netzanschlussleistung vernünftig betrieben werden?
- Wie sehen aktuell die Erlösmöglichkeiten im Day Ahead- und Intraday-Markt aus?
- Wie sehen die wirtschaftlichen Randbedingungen für Use Case Primärregelleistung aus?
- Können Großbatterien einen validen Business Case zur Flexibilisierung der Laufwasserkraft liefern?

# Modellrechnungen am Beispiel eines bestehenden Laufwasserkraftwerks

## Modellansatz



## Randbedingungen

- Viertelstündliche reale Erzeugungsdaten eines Wasserkraftwerks mit rd. 15 MW Engpassleistung für 01.07.2021 bis 30.06.2022
- Großbatterie mit 1, 5 und 10 MW sowie nutzbare Speicherdauer von 1, 2, 3, 4 und 5 Stunden betrachtet
- Lade-Entlade-Wirkungsgrad 90%
- Kein Strombezug aus Netz, sondern ausschließliche Ladung der Batterie aus Erzeugung Kraftwerk (d.h. kein Netzzutrittsentgelt)
- Betrachtung von zwei Entladestrategien:
  - a) Mit Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt: Keine Erhöhung der (bereits bezahlten) Netzanschlusskapazität
  - b) Ohne Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt: Rückspeisung Batterie unabhängig von Laufwasserkraftwerk
- Modellierung über deterministische lineare Optimierung mit Zielfunktion Erlösmaximierung
- Keine rollierende Optimierung im Intraday-Markt betrachtet

# Inhalt

---

**1 Hintergrund und Motivation**

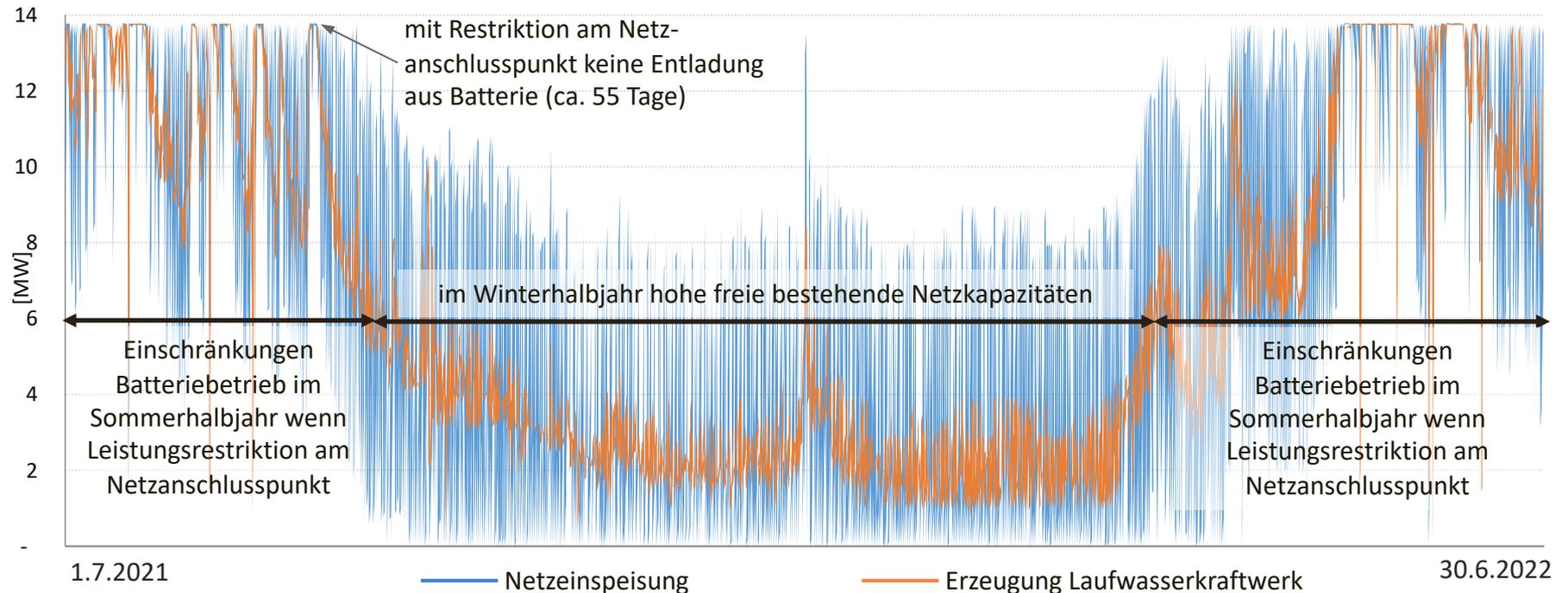
**2 Randbedingungen für Modellrechnungen**

**3 Ausgewählte Ergebnisse**

**4 Schlussfolgerungen und Fazit**

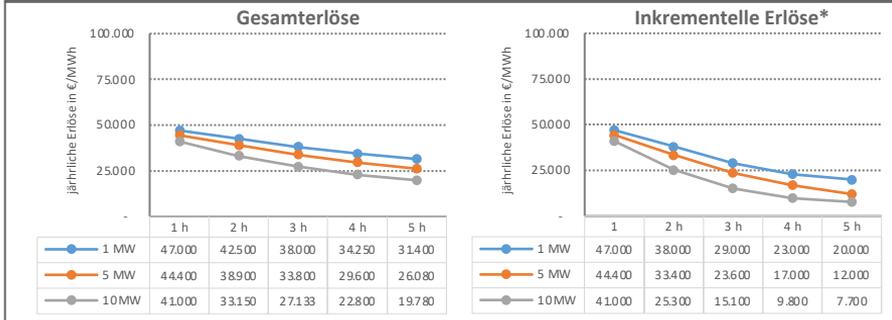
# Großbatterie flexibilisiert derzeit vor allem Erzeugung im Winterhalbjahr

## Erzeugung und Netzeinspeisung Beispielkraftwerk mit 5 MW/10 MWh Batterie und Leistungsrestriktion

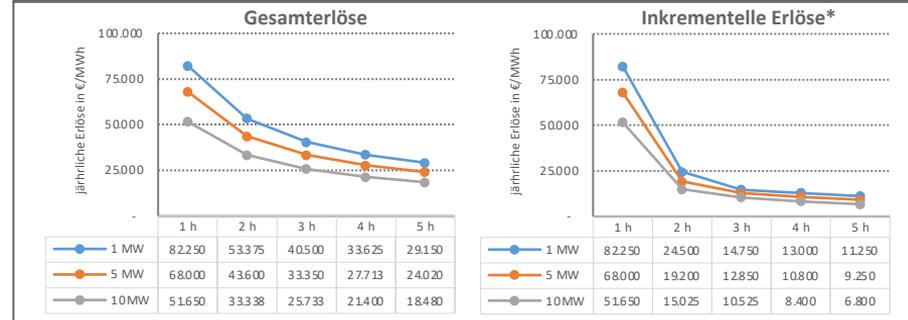


# Gesamterlöse sowie inkrementelle Erlöse einer Großbatterie im Day Ahead- und Intraday-Markt für Zeitraum 1.7.2021 bis 30.6.2022

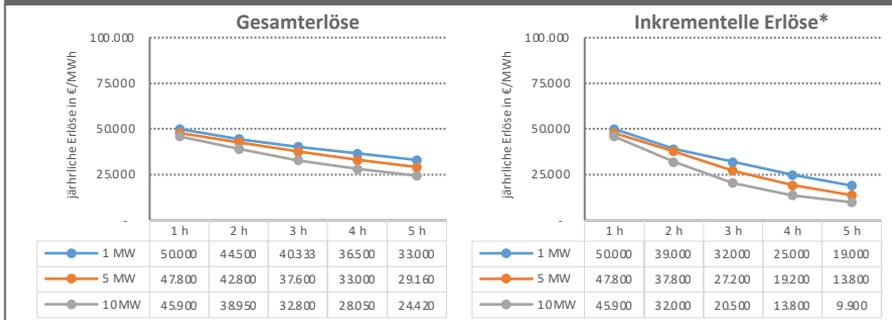
## Day Ahead-Spotoptimierung mit Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt



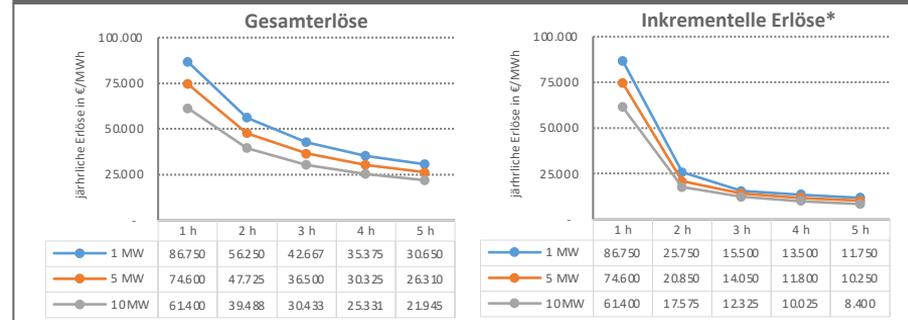
## Intraday-Spotoptimierung mit Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt



## Day Ahead-Spotoptimierung ohne Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt



## Intraday-Spotoptimierung ohne Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt



\*Erlösbeitrag für jedes zusätzliche MWh Speicherkapazität

# Wirtschaftlichkeitsrechnung für ausgewählte Konfigurationen einer Batterie sowie Use Cases Spotvermarktung und Primärregelleistung

## Inputparameter für vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

- CAPEX: 500 €/kWh
- OPEX: 20 €/kW\*a
- WACC vor Steuer: 6,0%
- Inflationsrate: 2,0%
- Maximale Vollladezyklen: 10.000
- Erlöse entsprechend Ergebnisse der Einsatzmodellierung im Day Ahead- und Intraday-Markt für Zeitraum 01.07.2021-30.06.2022
- Zusätzlich Use Case Primärregelleistung betrachtet
- Aber: keine abschließende Aussage zur Wirtschaftlichkeit im Rahmen der vorliegenden Pre-Feasibility-Analyse möglich!

## Ergebnisse

- Batteriespeicher sind **mit aktuellen PRL-Preisen sehr wirtschaftlich**, aber hohes Erlörisiko bei Fokus auf PRL als alleinigen Use Case.
- Erlöspotenziale im Day Ahead- und Intraday-Markt liefern (noch) **keinen validen Business Case**.
- Neben Marktpreisrisiken zeigt vor allem die Lebensdauer (Zyklusfrequenz) eine **hohe Sensitivität auf Wirtschaftlichkeit**.
- Für positiven Business Case im Spotmarkt wären **Investitionskosten zwischen 350 und 400 €/kWh** oder weiter steigende Volatilitäten mit entsprechend höheren Preisspreads notwendig.
- Eine **Multi-Use Case-Strategie** scheint daher aus Risikosicht am erfolgsversprechenden zu sein, d.h. ausgehend von einer PRL-Vermarktung sollten zusätzliche Opportunitäten im Day Ahead- und Intraday-Markt gehoben werden.

# Inhalt

---

**1 Hintergrund und Motivation**

**2 Randbedingungen für Modellrechnungen**

**3 Ausgewählte Ergebnisse**

**4 Schlussfolgerungen und Fazit**

# Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Großbatterien - Fazit

---

- Batterie „flexibilisiert“ vor allem Erzeugung im Winterhalbjahr.
- Der Nutzen höherer Speicherkapazitäten nimmt im Day Ahead- und vor allem im Intraday-Markt vergleichsweise schnell ab.
- Im aktuellen Marktumfeld erscheint daher eine Batterie mit Speicherkapazität zwischen 1 und 2 Stunden und Verhältnis von Batterieleistung und Engpassleistung zwischen 1:3 und 1:10 sinnvoll.
- Potenziell hohe Zyklenzahlen im Spotmarkt erfordert für angemessene Lebensdauer der Batterie Fokus auf hohe Spreads.
- Restriktion der Einspeiseleistung auf bestehende Netzkapazität sowie Strombezug aus dem Netz zum Laden der Batterie zeigen vergleichsweise geringe Effekte auf Gesamterlöse.
- Erlöspotenziale im Spotmarkt liefern isoliert betrachtet keinen validen Business Case.
- **Fazit: Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Großbatterien sollte weiter verfolgt werden, wobei Multi-Use Case-Strategien zielführend sind.**

# Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Großbatterien

---

Dr. Jürgen Neubarth :: IEWT, 15.-17. Februar 2023

# Modellrechnungen liefern erste Antworten auf wesentliche Fragestellungen 1/2

Frage	Antwort
Wie sieht die Einsatzcharakteristik einer Batterie aus (Lade-/Entladezyklen pro Jahr)?	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine Batterie „flexibilisiert“ vor allem Erzeugung im Winterhalbjahr. Sowohl im Day Ahead- als auch Intraday-Markt werden vergleichsweise hohe Zyklenzahlen erreicht, die jedoch mit steigender maximaler Lade-/Entladezeit (Energieinhalt in Relation zu Leistung) deutlich abnehmen.</li> <li>• Die Intraday-Optimierung zeigt bei einem Verhältnis von Energie zu Leistung von 1:1 über 2.000 Volllastzyklen im Jahr (relevant für Lebensdauer der Batterie).</li> </ul>
Kann eine Batterie auch ohne Erhöhung der Netzanschlussleistung vernünftig betrieben werden?	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ohne Restriktion der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt (d. h. Einspeisung nur im Rahmen der bestehenden vertraglich vereinbarten Netzkapazität) würden die Erlöse um 5-8% höher liegen. Den höheren Erlösen stehen allerdings mögliche zusätzliche Investitionskosten durch das Netzzutrittsentgelt für eine Erhöhung der Netzeinspeiseleistung entgegen.</li> <li>• Ein Strombezug aus dem Netz zum Laden der Batterie wurde als Sensitivität betrachtet. Die Mehrerlöse sind bei einer 1 MW Batterie praktisch vernachlässigbar, nur bei der betrachteten 10 MW Batterie würde in den Wintermonaten vermehrt auch Strom aus dem Netz zum Laden genutzt werden. Allerdings müsste bei Bezug aus dem Netz das Netzbereitstellungsentgelt sowie Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt, etc. entrichtet werden (Vorteile durch Nutzung eines gemeinsamen Netzanschlusses würden verloren gehen).</li> </ul>
Wie sehen aktuell die Erlösmöglichkeiten im Day Ahead- und Intraday-Markt aus?	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Day Ahead-Markt liegen die Erlöspotenziale im <u>aktuellen</u> Marktumfeld einer 1:1-Batterie (Leistung zu Energieinhalt) bei etwa 45.000 €/MWh*a. Mit zunehmendem Energieinhalt nimmt das inkrementelle (zusätzliche) Erlöspotenzial jedoch schnell ab und liegt bspw. bei einer 1:4-Batterie nur noch zwischen rd. 10.000 und 25.000 €/MWh*a.</li> <li>• Die Sensitivitätsanalyse mit Day Ahead-Preisen für 2020 zeigt deutlich geringere Erlöspotenziale (max. 10.000 /MWh*a).</li> <li>• Das durchschnittliche Niveau der Day Ahead-Preise im DE-LU Marktgebiet liegt zwar unter dem Niveau in Österreich, jedoch ist die Volatilität größer. Entsprechend liegen die Erlöspotenziale für einen Batteriespeicher in DE um etwa 10% über AT.</li> </ul>
Wo liegt eine „optimale“ Batteriegröße (MW/MWh) in Relation zur Engpassleistung des Wasserkraftwerks?	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Nutzen zusätzlicher Speicherkapazitäten nimmt im Day Ahead- und vor allem im Intraday-Markt vergleichsweise schnell ab. Im aktuellen Marktumfeld erscheint daher eine Batterie mit einer Speicherkapazität zwischen 1 und 2 Stunden sinnvoll.</li> <li>• Die Leistung der Batterie hat insofern einen Einfluss auf die Erlöspotenziale, als dass mit zunehmender Leistung die Vollladezyklen und damit auch die spezifischen Erlöse abnehmen. Auf Basis der vorliegenden Modellergebnisse erscheint ein Batterieleistung für den Beispielstandort zwischen 1 und 5 MW als zielführend.</li> </ul>

# Modellrechnungen liefern erste Antworten auf wesentliche Fragestellungen 2/2

Fragestellung	Bewertung/Einschätzung
Wie sehen die wirtschaftlichen Randbedingungen für den Use Case Primärregelleistung aus?	<ul style="list-style-type: none"><li>• Die Preise für Primärregelleistung sind parallel zu den Preisen im Großhandelsmarkt in den vergangenen Monaten deutlich gestiegen, so dass Batteriespeicher mit den aktuellen PRL-Preisen extrem wirtschaftlich wären.</li><li>• Eine PRL-Erbringung am Standort am Beispielstandort kann grundsätzlich ohne Bezug aus dem öffentlichen Netz und ohne erhöhte Netzeinspeisung erfolgen. In wie weit die dadurch verbundenen betrieblichen Einschränkungen der Batterie und damit Erlösminderungen durch das eingesparte Netzzutrittsentgelt bzw. Netzbereitstellungsentgelt kompensiert werden können, muss im Detail bewertet werden.</li></ul>
Können Großbatterien einen validen Business Case zur Flexibilisierung der Laufwasserkraft liefern?	<ul style="list-style-type: none"><li>• Die Erlöspotenziale im Day Ahead- und Intraday-Markt liefern isoliert betrachtet keinen eindeutig validen Business Case. Hierfür müssten entweder die Investitionskosten um 20-25% unter die im Basisfall unterstellten 500 €/kWh fallen, oder die Volatilität im Markt weiter steigen.</li><li>• Insofern erscheint aus heutiger Sicht eine Multi-Use Case-Strategie am erfolgsversprechenden zu sein, d.h. ausgehend von einer Vermarktung der Batterie im Primärregelleistungsmarkt zusätzlich eine alternative Vermarktung im Day Ahead- und Intraday-Markt durchzuführen.</li><li>• Die Modellrechnungen zeigen jedoch auch, dass neben den Marktpreisrisiken vor allem die Lebensdauer (Zyklusfrequenz) sowie der CAPEX der Batterie eine hohe Sensitivität auf Wirtschaftlichkeit haben.</li></ul>
Lohnt es sich das Thema aus Sicht der Laufwasserkraft weiterzuverfolgen?	<ul style="list-style-type: none"><li>• Vor dem Hintergrund eines massiven Ausbaus der Erneuerbaren und der damit weiter steigenden Volatilität im Spotmarkt wird auch der Wert von Flexibilität steigen → Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität</li><li>• Die zunehmende Beeinflussung der Spotpreise im Sommerhalbjahr durch die Photovoltaik führt zu einem steigenden Marktpreisrisiko für die Laufwasserkraft → Erzeugungüberschuss während Mittagsstunden im Sommerhalbjahr → Individuelle Absicherung Marktpreisrisiko</li><li>• Zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten sind auch in Österreich begrenzt bzw. Neubau umstritten (siehe Platzertal) → Bedarf an Batteriespeichern</li><li>• Großbatteriespeicher sind Stand der Technik und werden weltweit im Multi-MW-Bereich umgesetzt → kein Technologierisiko</li><li>• Aber im Gegensatz zu Use Case Primärregelleistung wirtschaftliche Unsicherheiten im Use Case Flexibilisierung höher → Multi Use Case-Strategie</li><li>• Bisher in Österreich noch keine vergleichbaren Projekte → first mover-Vorteil?</li></ul>