

Grünstromspeicher richtig umsetzen – Auf welche Erfolgsfaktoren es ankommt.

TEAM EDDA

2026

GRÜNSTROMSPEICHER RICHTIG UMSETZEN: AUF WELCHE ERFOLGSFAKTOREN ES ANKOMMT

AGENDA

WARUM GRÜNSTROM SPEICHER BOOMEN

OPPORTUNITÄTEN UND RISIKEN

PRAXISBEISPIEL – DAS RICHTIGE GRÜNSTROMKONZEPT

KURZE EINORDNUNG GRÜNSTROMSPEICHER



**Stand Alone
Speicher**



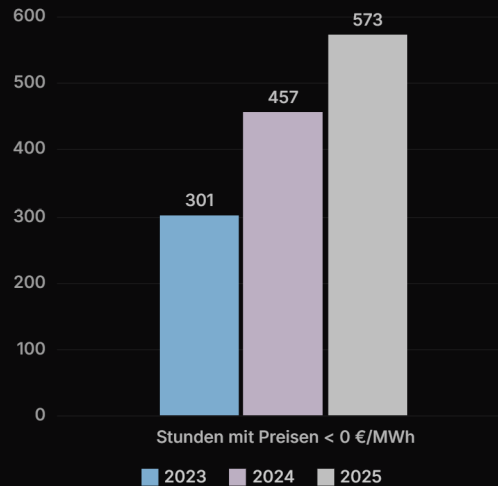
Co-Lokation

Grau

Grün

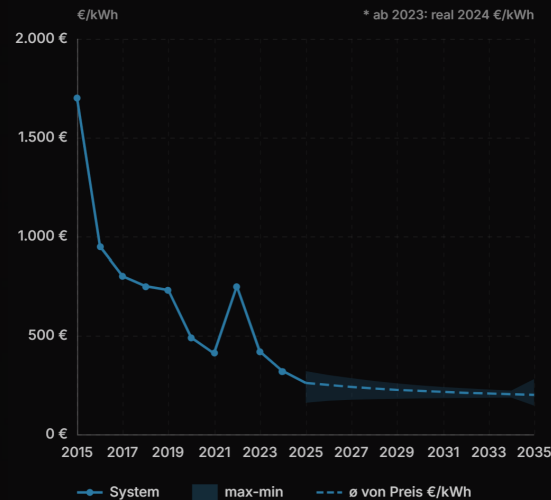
HYBRIDPARKS WERDEN DER NEUE STANDARD

HOHE ANZAHL NEG. PREIS STUNDEN



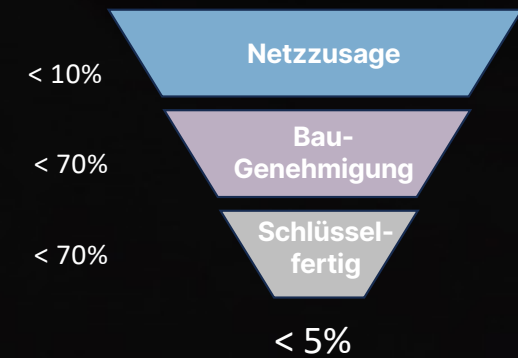
Quelle: Naturstrom

BESS PREISVERFALL



Quelle: Enervis

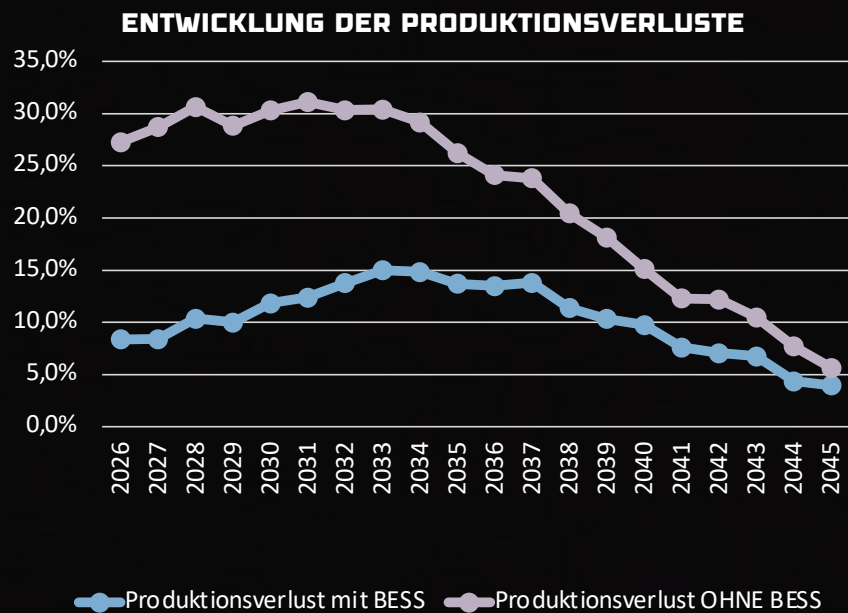
GRAUSTROMSPEICHER KOMMEN NICHT ANS NETZ



Quelle: Erfahrungswerte

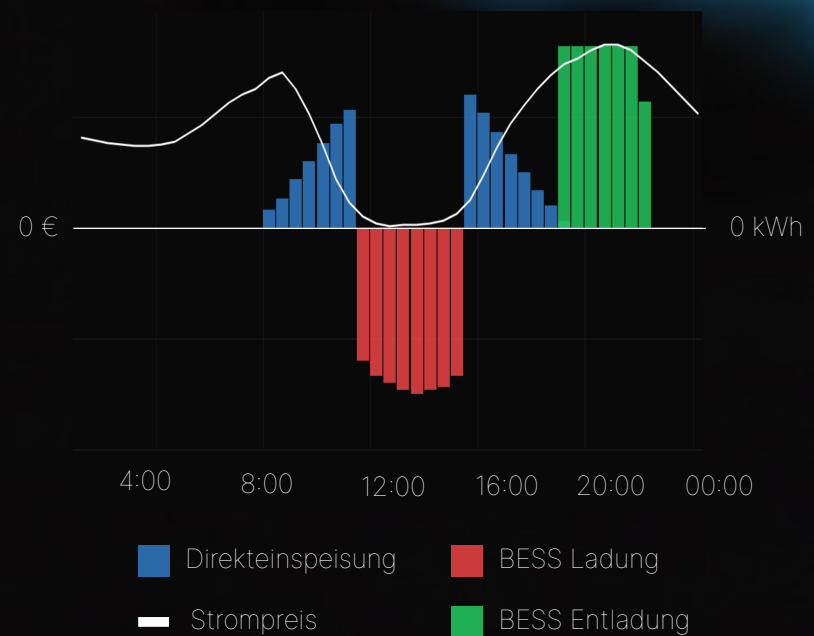
GRÜNSTROMSPEICHER KÖNNEN PV-ERLÖSE VERDOPPELN

RETTUNG VON PRODUKTIONSVERLUSTEN



Quelle: Eigene Simulation mit Enervis Preiskurve

AUFWERTUNG DER ERLÖSE



WER RISIKEN UND OPPORTUNITÄTEN IN DER PLANUNG BERÜCKSICHTIGT GEWINNT GESCHWINDIGKEIT UND STABILITÄT

OPPURTUNITÄTEN

Minimierung von Marktrisiko

Volatile Märkte stärken den Speicher
Weniger volatile Märkte stärken den PV-Park

Bezugsstrom

Potenzielle Netzzusagen für Graustrom Bezug im zweiten Anlauf

MiSpeL Verfahren

Möglichkeit mit dem Grünstrombetrieb zeitweise in Graustrom zu wechseln ohne Verlust von EEG-Anspruch

Momentan Reserve

Zusätzliches Erlöspotential durch den 2026 gestarteten Momentan Reserve Markt

RISIKEN

Markt- & Erlösrisiken

Niedrigere Strompreisvolatilität, sinkende negative Preisstunden, sinkende Arbitrage-Margen

Unvollständige Machbarkeitsstudie

Backtestings, Degradation, Blindleistung, OPEX, Finanzierungskosten, Verluste, Verfügbarkeiten, etc.

Abhängigkeit von PV HW

Potenzieller Ausfall beider Systeme, je nach technischem Set-Up

Zugang zu Regelleistungsmarkt

Einschränkung durch Netzbetreiber oder Vermarkter

Redispatch

Unklar wie Redispatch gehandhabt werden kann und wo bei Redispatch abgeschaltet wird

EIN BEISPIEL AUS DER PRAXIS – KRITISCHE ERFOLGSFAKTOREN

PROJEKT SITUATION

- Grüne Co-Lokation von PV und BESS
- PV-Park ist bereits geplant und ausgelegt. Speicher soll nun nachgezogen werden

Geplante Inbetriebnahme	1. April 2027
Laufzeit	20 Jahre
Netzverknüpfungspunkt	15 MVA
PV-Anlage	15 MWp
Bauordnungsrechtlicher Status	B-Plan Befreiung erteilt
Baugenehmigung	• PV in finalen Zügen • BESS noch nicht inkludiert
Netzzugang	• PV Zusage • BESS Zusage

Problematik:

Unklar wie Komplexität Grünstromspeicher adressiert werden soll

KRITISCHE KONZEPTIONELLE FRAGEN

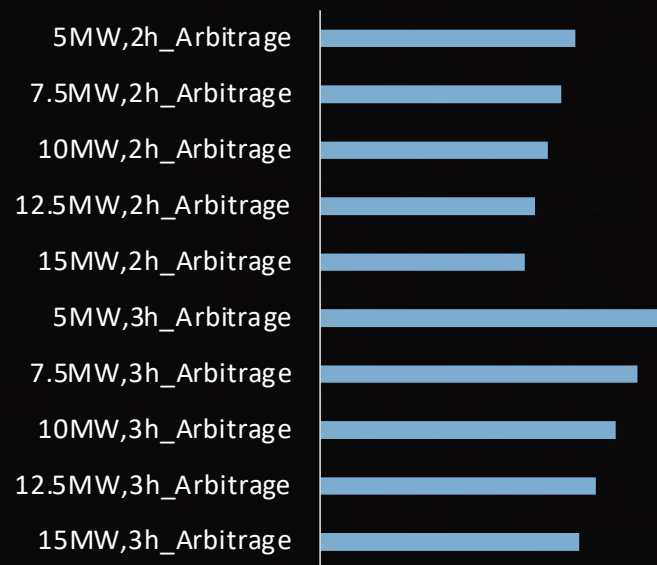
**VERMARKTUNGS-
STRATEGIE**

DIMENSIONIERUNG

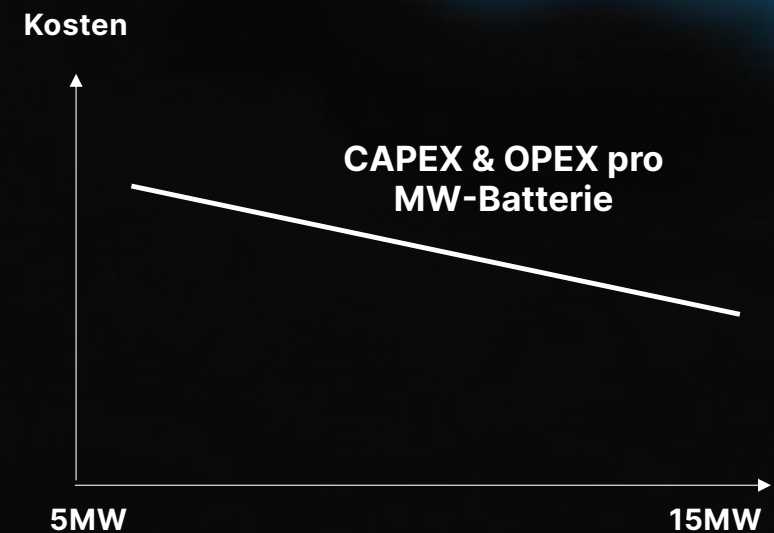
**TECH.
AUSLEGUNG**

OPTIMALE BESS-DIMENSIONIERUNG: 2 KONKURRIERENDE EFFEKTE

ABNEHMENDE ERLÖSE PRO MW BESS



SKALENEFFEKTE BEI CAPEX & OPEX



DIE FALSCHES BESS-DIMENSIONIERUNG KOSTET RENDITE

RENDITE HEATMAP – IRR VOR FINANZIERUNG

	5.00 MW	7.50 MW	10.00 MW	12.50 MW	15.00 MW
Nur Arbitrage					
2h	6.5%	6.2%	6.1%	5.9%	5.6%
3h	6.2%	5.8%	5.6%	5.3%	4.9%
Arbitrage & aFRR+					
2h	7.7%	7.7%	8.2%	8.3%	8.4%
3h	7.3%	7.5%	7.4%	7.1%	6.8%

	Projekt	Batteriespeicher	PV-Anlage
CAPEX	300k € fix	Skaleneffekte mit Größe	400 € / kWp
OPEX-Fixkosten		7k € / Jahr	
OPEX		Skaleneffekte mit Größe	5.5 € / kWp / a
Vermarktungskosten		8%	8%
Anzulegender Wert	4.75ct		Abregelung ab 15min neg. Preise

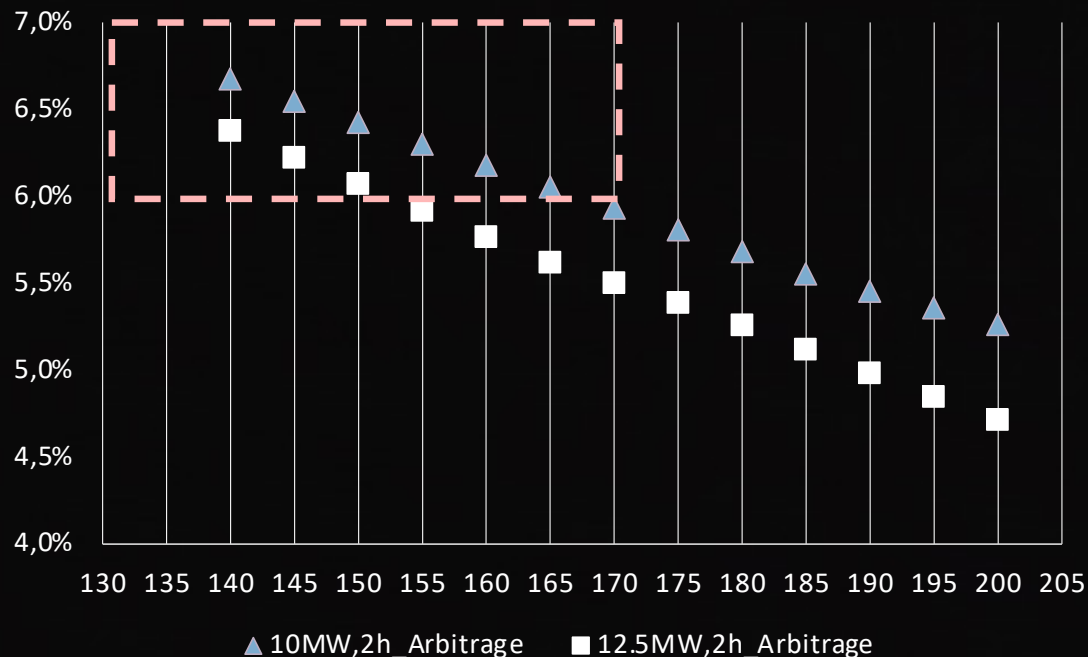
Erlösstrategie bestimmt BESS-Größe

- Bei reiner Arbitrage ist kleiner besser: jedes zusätzliche MW verwässert die Rendite, weil die Capex schneller wächst als der Ertrag.
- Bei Arbitrage & aFRR+ ist größer besser: hier zahlt sich Skalierung aus, weil mehr präqualifizierte Leistung sich direkt in höhere Regelernergie-Erlöse übersetzt.

→ Das Entscheidende: BESS-Größe, C-Rate und Vermarktungsweg müssen gemeinsam entschieden werden — nicht sequenziell.

Grünstromspeicher sind CAPEX-sensitiver als andere BESS-Typen

CAPEX SENSITIVITÄT – IRR VOR FINANZIERUNG (20 J.)

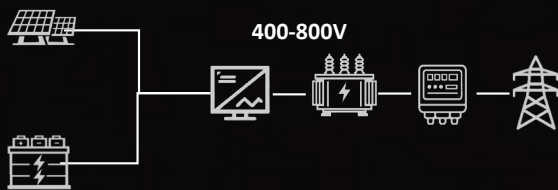


Wer CAPEX nicht aktiv optimiert — durch Einkauf und technisches Konzept, verliert Finanzierbarkeit

- Aus der vorherigen Analyse: Bei aFRR+ Zulassung durch den VNB sind 10 MW und 12,5 MW (2h) die favorisierten Größen in diesem Projekt.
- ABER Banken finanzieren konservativ — der Beleihungsfall ist oft Arbitrage only, auch wenn der Investor mit aFRR+ plant.

→ Für beide Größen gilt: CAPEX ≤ ~165 €/kWh, um 6% IRR vor Finanzierung zu halten.

ES GIBT NICHT "DIE EINE" LÖSUNG BEIM TECHNISCHEN LAYOUT

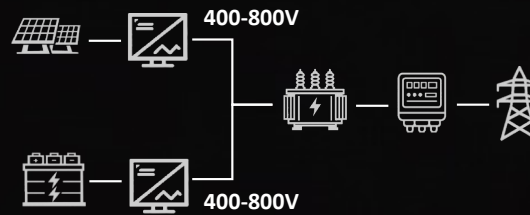


DC-KOPPLUNG



- Effizientestes System
- Keine zusätzlichen AC-HW

- Nachrüstbarkeit eingeschränkt und oft teuer

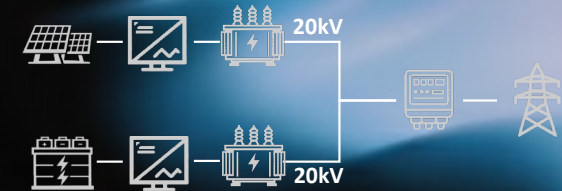


AC-KOPPLUNG AUF NS

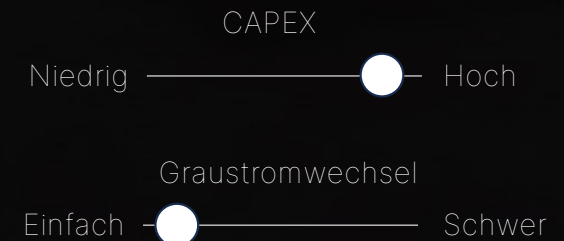


- Ggfs. Einfache Nachrüstung
- Geringere Wandlungsverluste

- Verluste durch zusätzliche HW
- Erhöhter Planungsaufwand



AC-KOPPLUNG AUF MS



- Sehr einfache Nachrüstung unabhängig von System

- Höhere Verluste
- Höhere OPEX-Kosten

**WER BEI EINEM ERFOLGSFAKTOR FALSCH LIEGT, VERLIERT
GESCHWINDIGKEIT UND RENDITE. WER SIE VON BEGINN AN
ADRESSIERT, GEWINNT.**

**VERMARKTUNGS-
STRATEGIE**

*Arbitrage vs. aFRR
bis zu 2,8% unterschied im
IRR vor FK*

DIMENSIONIERUNG

*5MW vs. 15MW
bis zu 1% unterschied im
IRR vor FK*

TECH. AUSLEGUNG

*DC vs. AC
Abhängig von Strategie und
Set-Up, kann bis 50%
CAPEX Unterschied
bringen*

Haben Sie eine EE-Anlage und überlegen ob ein Speicher Sinn macht?
Besuchen Sie uns an unserem Stand!

TEAM EDDA

2026

**VIELEN DANK FÜR IHRE
AUFMERKSAMKEIT**