

this
Webinar is powered by
Energy2market

12. Juni 2026

11:00 bis 12:00 Uhr

pV magazine
webinars

Flexibilisierung durch Batteriespeicher: Erlösboost für Freiflächen-Photovoltaik im Bestand



Jochen Siemer

Senior Redakteur

pV magazine Deutschland



Filip Markert

Originator

Energy2market



Max Mages

Head of Sales

MaxSolar

Flexibilisierung durch Batteriespeicher

Erlösboost für Freiflächen-Photovoltaik im Bestand

Agenda



Wertverfall für Solarstrom

Dramatische Entwicklung der PV-Marktwerte in Deutschland

Co-Location lohnt sich

Wie Optimierung die Erlöslücke schließen kann

Co-Location ist finanzierbar

Vertragsmodelle für eine wirtschaftliche Speicherintegration



Co-Location erfolgreich umsetzen

Technische Erfolgsfaktoren von der Planung bis zum Betrieb

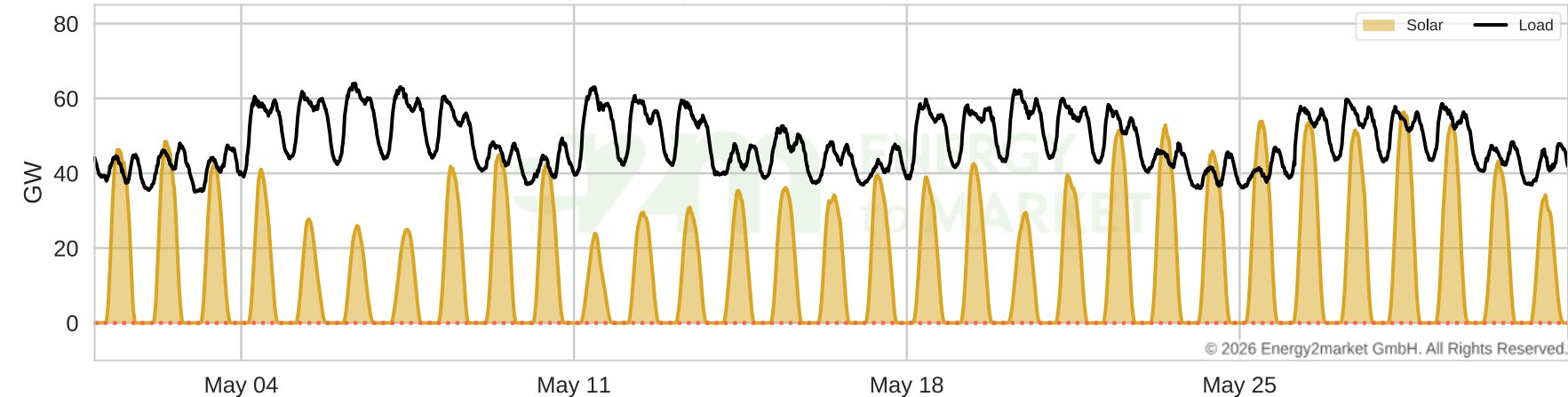


Wertverfall für Solarstrom

Dramatische Entwicklung der PV-Marktwerte in
Deutschland

PV-Spitzen drücken die Spotmarktpreise

PV production in May 2026 - DE



Gesamte Netzlast in DE
und PV-Produktion

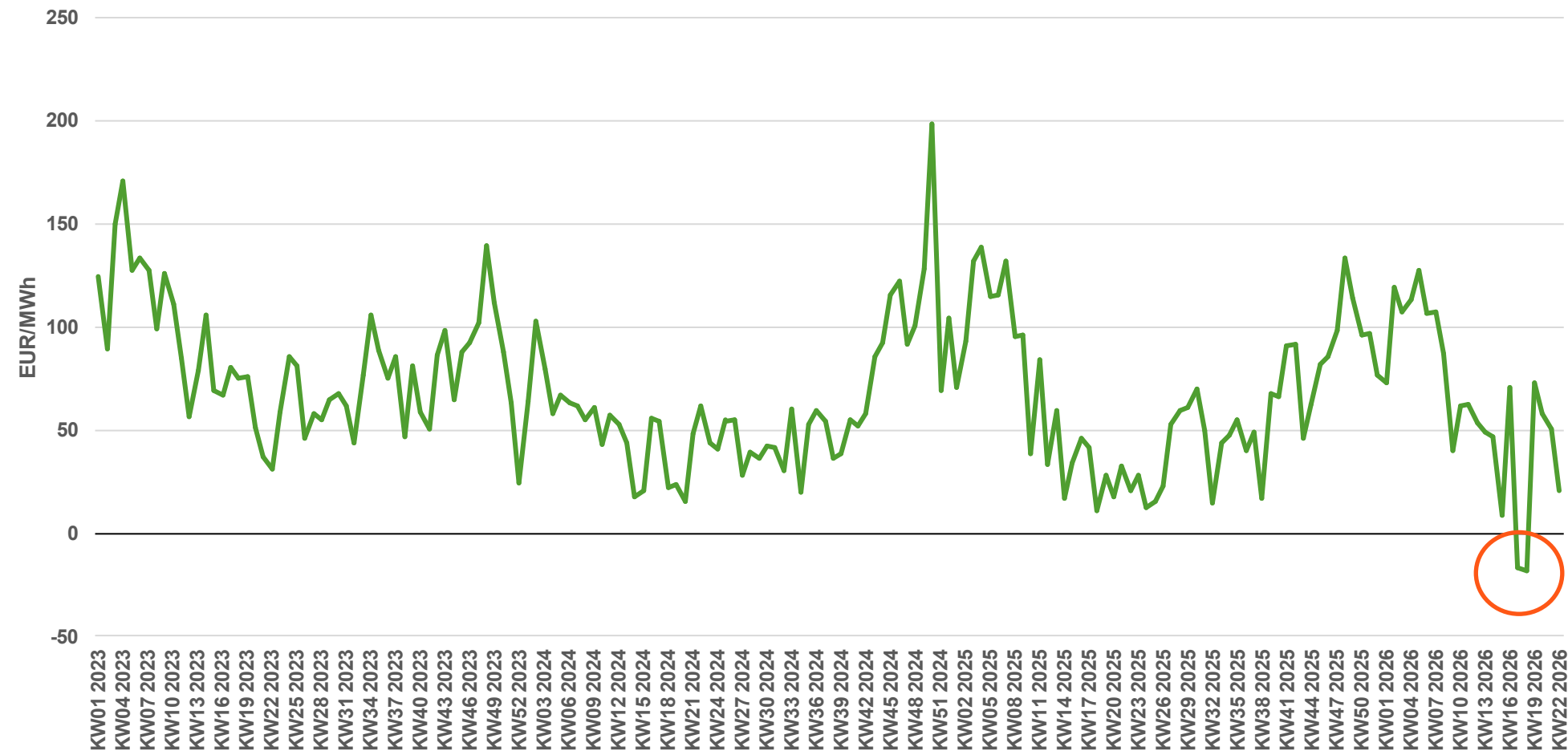
Spot price in May 2026 - DE



Day-Ahead Preis

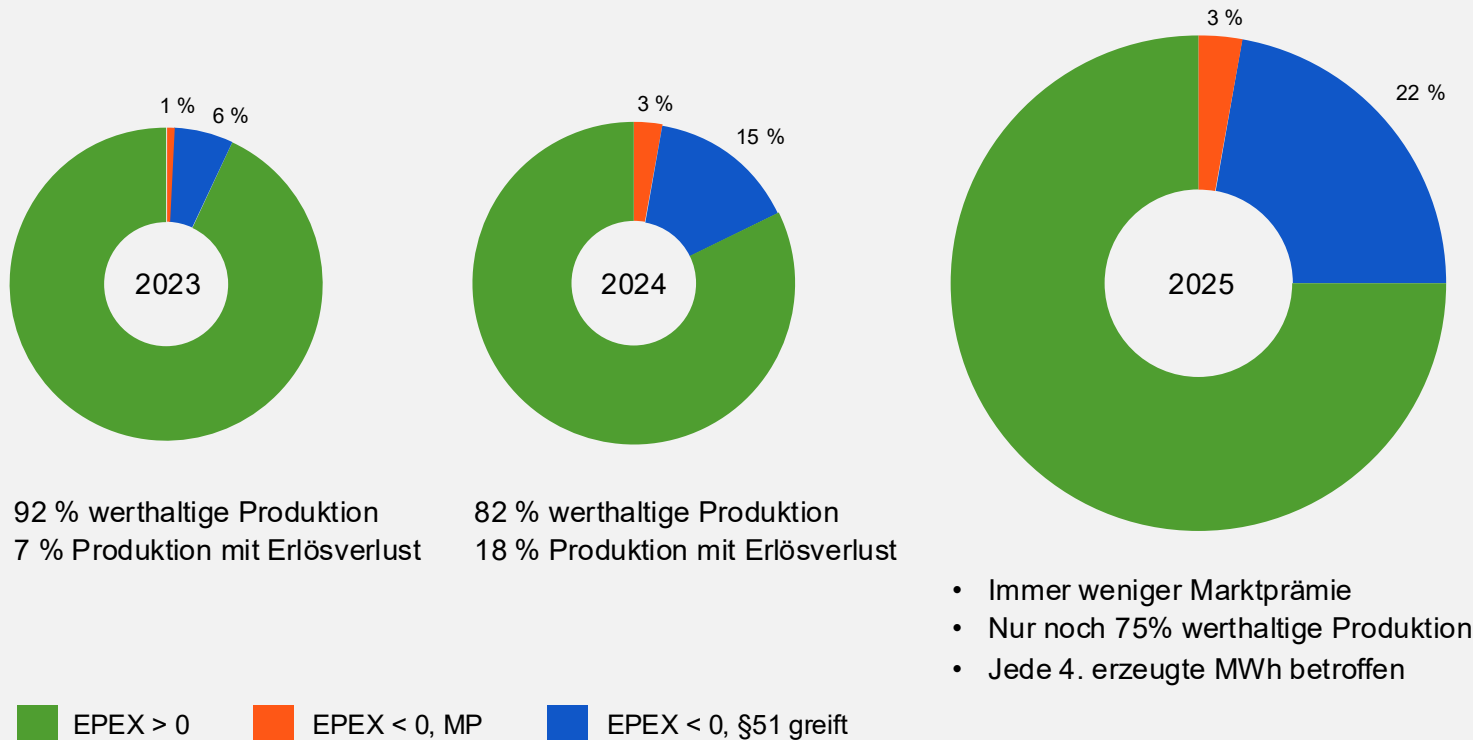
Wöchentliche PV-Erlöse negativ

Ein neuer Tiefpunkt für Bestandsanlagen



**Wie werden Ihre PV-Anlagen derzeit
mehrheitlich vergütet?**

PV-Kannibalisierung setzt Erlöse unter Druck



Verteilung der Produktion, PV-Anlage in Leipzig,
4h-Regelung nach §51 EEG 2021

Der Marktwert von Solarstrom sinkt rapide

2023: Solarstrom erzielte noch **76 %** des durchschnittlichen Börsenpreises

2025: nur noch rund **50 %** des durchschnittlichen Börsenpreises

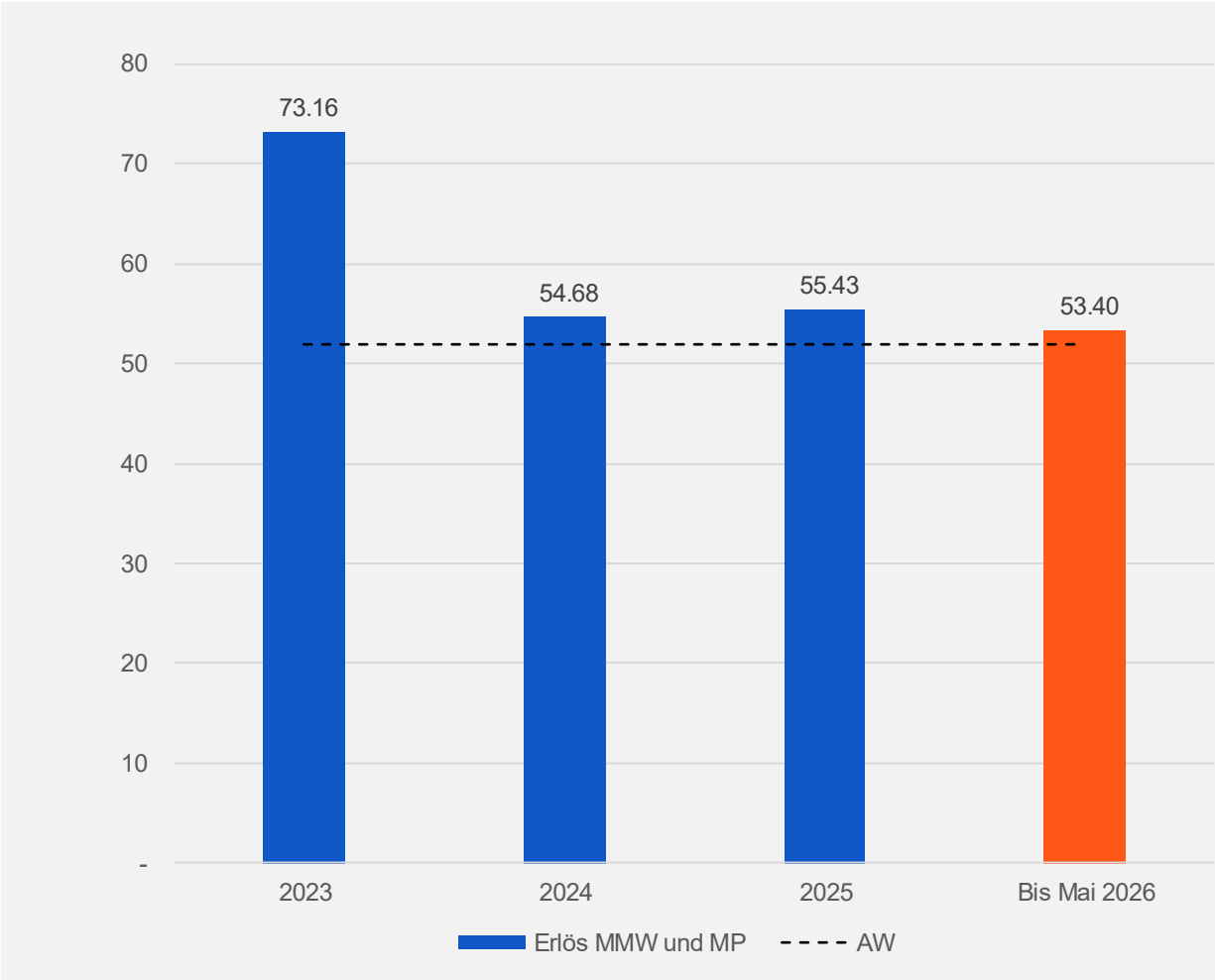
Immer mehr Solarstrom wird in Stunden mit negativen Preisen erzeugt

- Verlust der Marktprämie nach §51 EEG nimmt deutlich zu
- Auch Bestandsanlagen geraten zunehmend unter Erlösdruck

- Immer weniger Marktprämie
- Nur noch 75% werthaltige Produktion
- Jede 4. erzeugte MWh betroffen

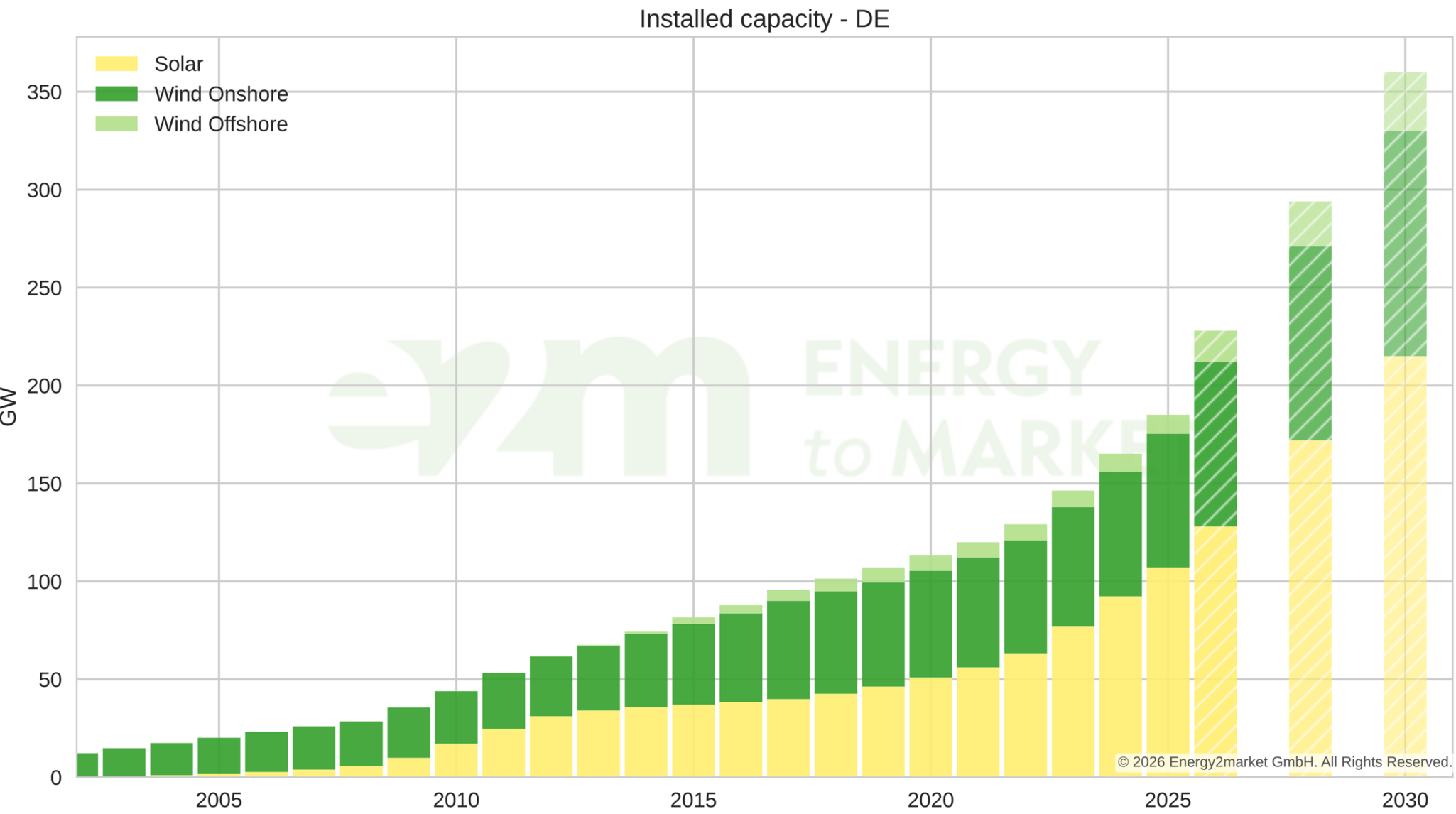
PV-Kannibalisierung: Solarerlöse nähern sich dem anzulegenden Wert an

Installierte Leistung PV	10.000 kWp
Netzanschluss	10 MVA
Standort	Leipzig
Anzulegender Wert	52 EUR/MWh
Std. §51	4 h



Wie bewerten Sie die Auswirkungen der gesunkenen Marktwerte auf Ihre PV-Freiflächenanlage?

Der PV-Ausbau geht weiter und damit auch der Druck auf die Marktwerte



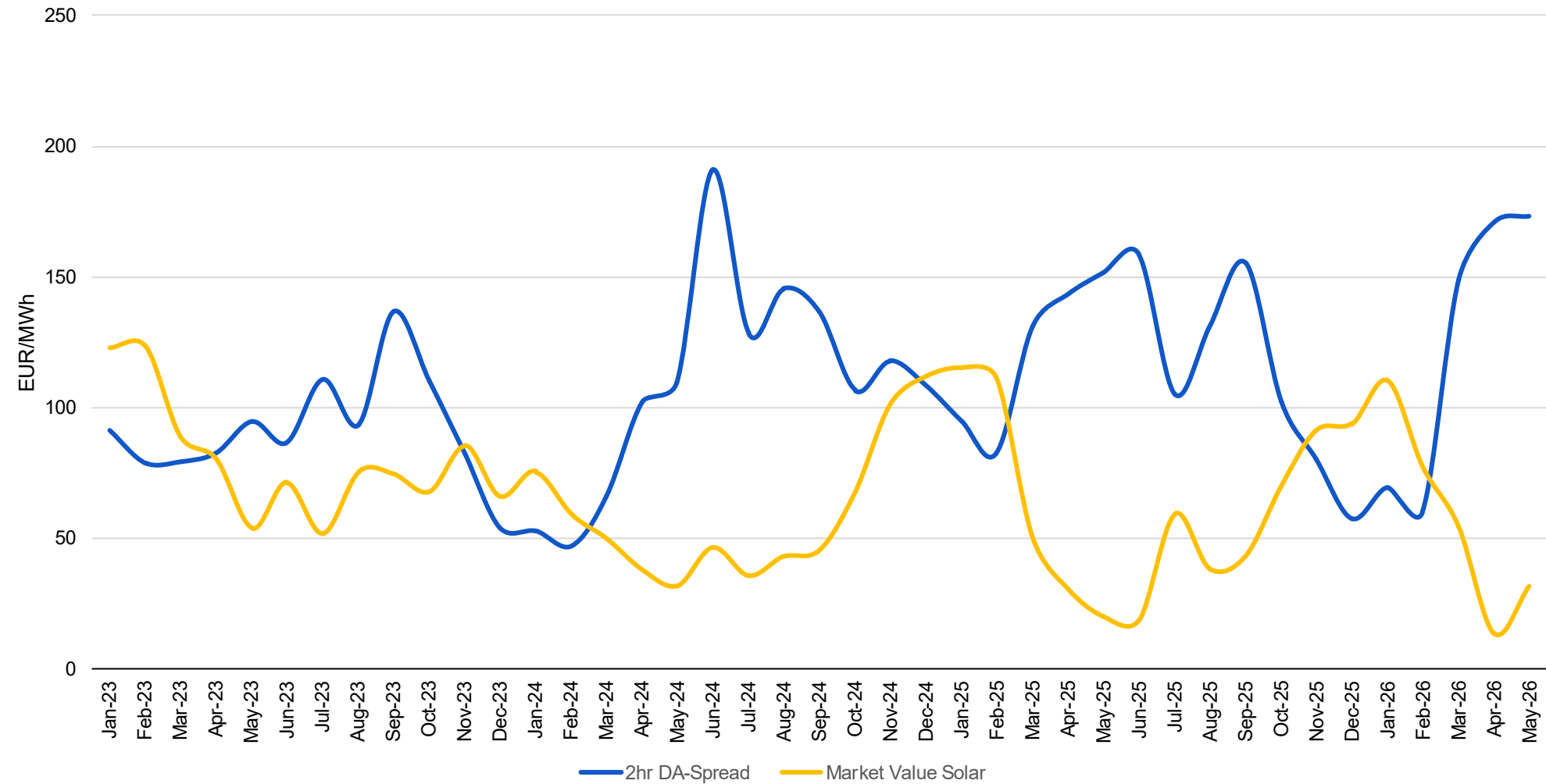
Co-Location lohnt sich

Wie Optimierung die Erlöslücke schließen kann

Dreamteam PV + Batterie

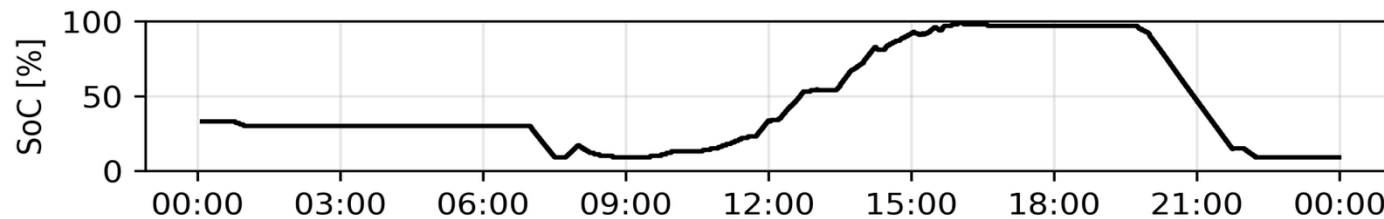
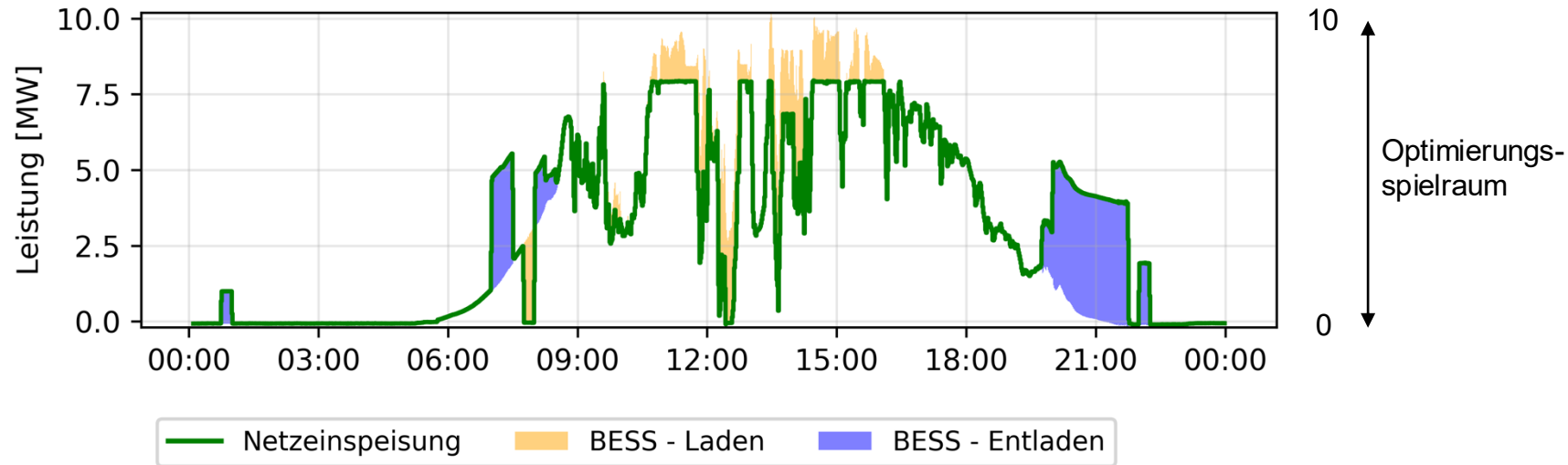
Historische Auswertung Marktdaten

Verlauf Batteriewert vs. PV-Wert



Co-Location PV + Batterie

Optimierung in der Theorie



Grünstrom

Ohne Netzbezug

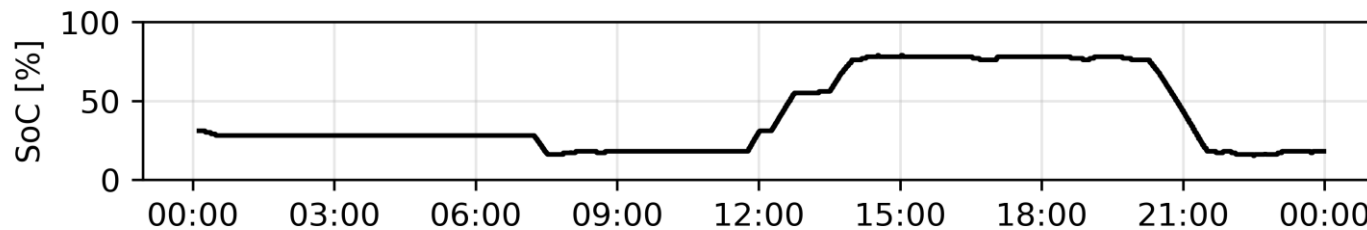
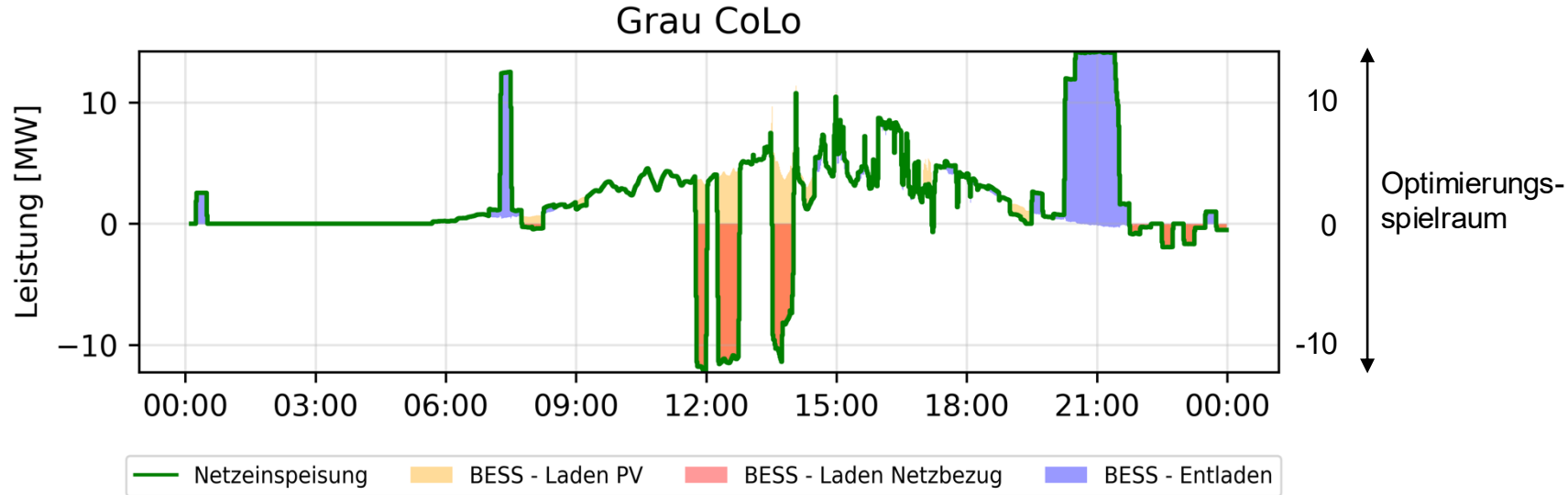
- Produktion verlagern
- Einspeichern statt Abregeln
- Asset-Backed-Trading
- EEG-Marktprämie bleibt
- Regelenergie

90k – 115k **MP**
€/MW_{BESS} **bleibt**

→ **Größte Chance auf
Netzanschluss**

Co-Location PV + Batterie

Optimierung in der Theorie



Graustrom Mit Netzbezug

- Produktion verlagern
- Einspeichern statt Abregeln
- Asset-Backed-Trading
- **Bezug bei negativen Preisen**
- **Regelenergie**

190k – 220k
€/MW_{BESS}

Co-Location PV + Batterie

Optimierung in der Theorie

Grünstrom
EEG-Privileg

Graustrom
Mit Netzbezug

Mischstrom
Netzbezug + Abgrenzung *

* vorbehaltlich der Verabschiedung von MiSpEL

Co-Location PV + Batterie

Optimierung in der Theorie

Grünstrom

Ohne Netzbezug

- Produktion verlagern
- Einspeichern statt Abregeln
- Asset-Backed-Trading
- EEG-Marktprämie bleibt
- Regelenergie

90k – 115k **MP**
€/MW_{BESS} bleibt

Graustrom

Mit Netzbezug

- Produktion verlagern
- Einspeichern statt Abregeln
- Asset-Backed-Trading
- **Bezug bei negativen Preisen**
- **Regelenergie**

190k – 220k
€/MW_{BESS}

Mischstrom

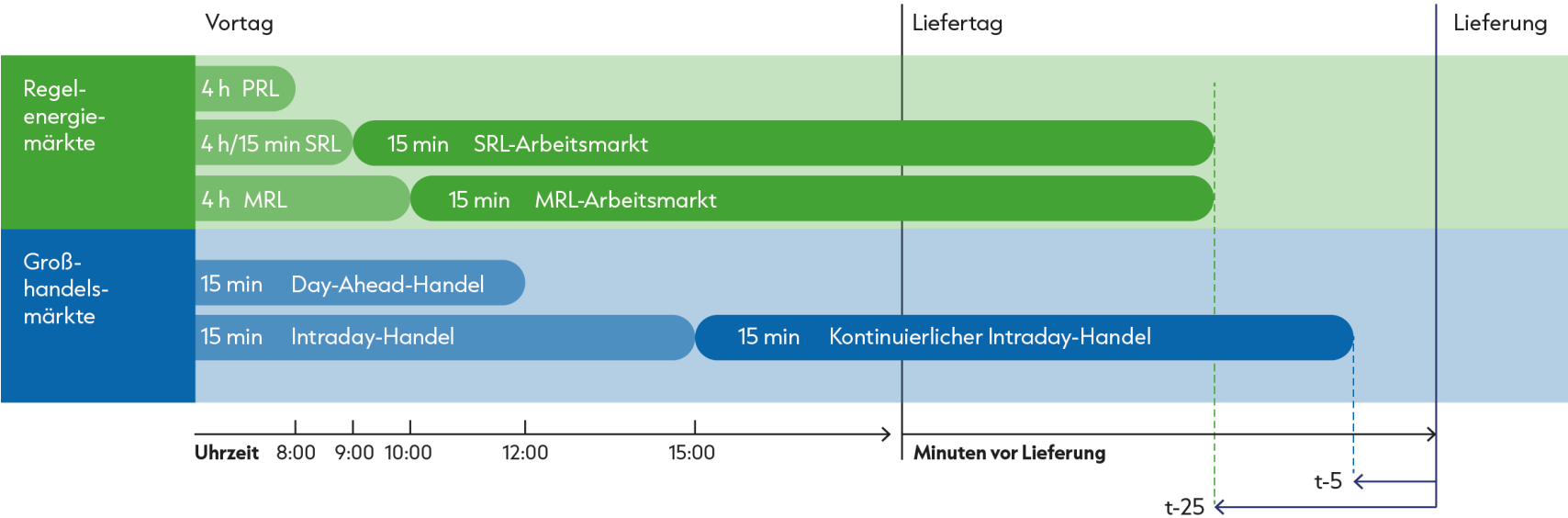
Netzbezug + Abgrenzung

- Produktion verlagern
- Einspeichern statt Abregeln
- Asset-Backed-Trading
- **Bezug bei negativen Preisen**
- **EEG-Marktprämie bleibt**
- **Regelenergie**

190k – 220k **MP**
€/MW_{BESS} bleibt

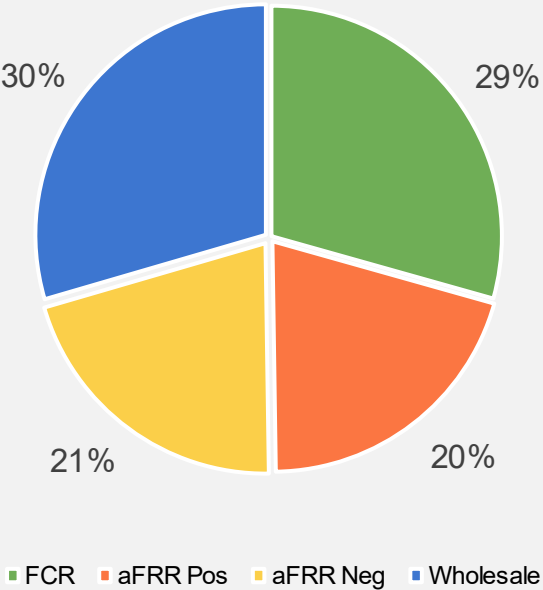
Exkurs: Multimarket-Optimierung

Optimierung in der Theorie



Aufteilung potenzieller Optimierungserlöse 2025

Co-Location Grau





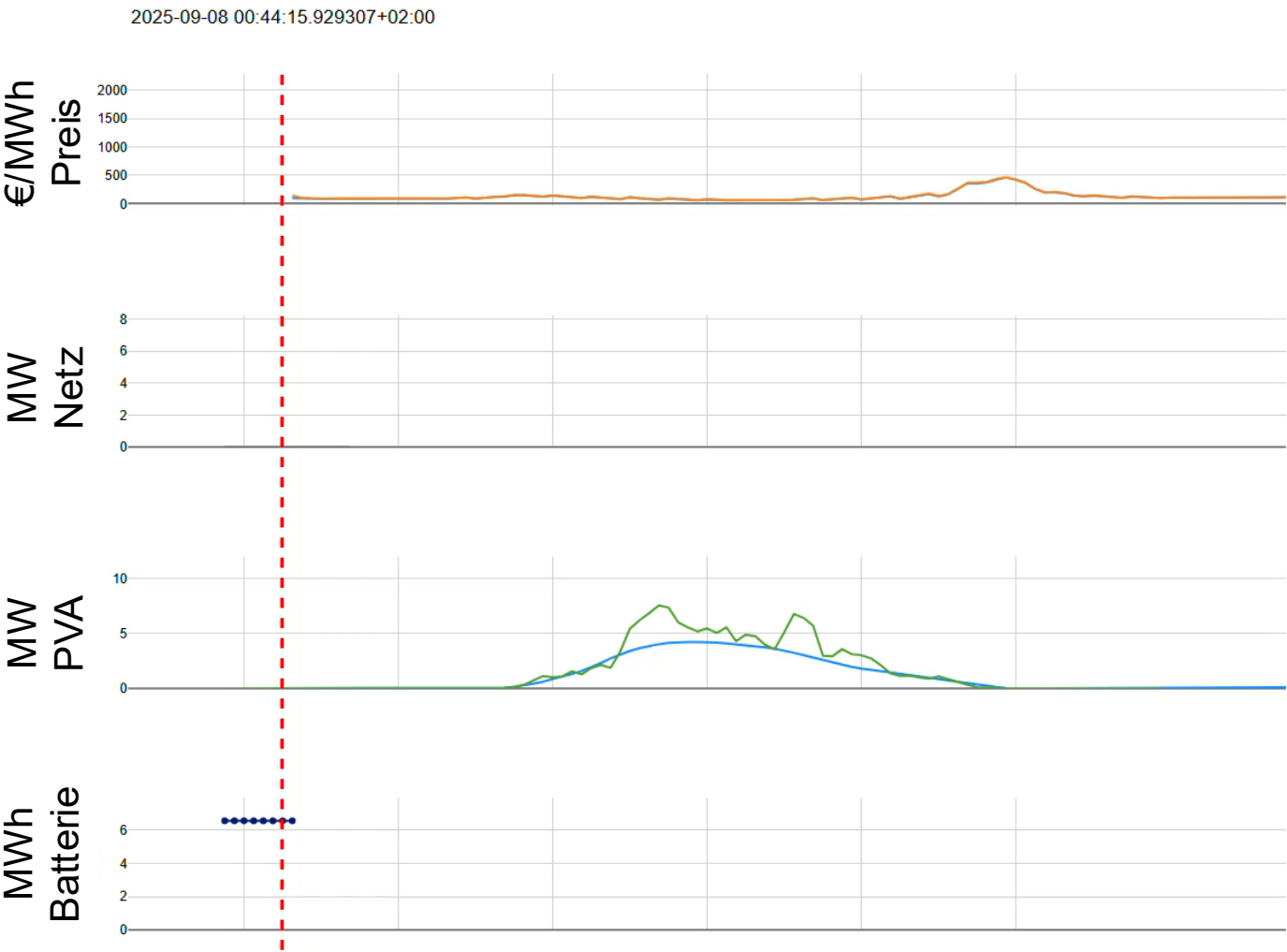
- Allokation der Produktion auf eine Vielzahl an Märkten
- Komplexes Optimierungsproblem durch Vielfalt an Randbedingungen
- Optimierung auf Basis von Live-Daten und Prognosen für:
 - Preise
 - Anlagenzustand

Praxisbeispiel Grüne Co-Location

Intraday-Optimierung 08.09.2025

Standortdaten

12 MWp PV
4,1 MW / 8,2 MWh BESS



● ID-Verkauf

● ID-Kauf

Fahrplan

Co-Location

— Einspeisung

— Prognose

Ladestand

Batterie

PV-only

38,6 MWh

3.180 EUR

(ID-Preise)

Co-Location

44,6 MWh

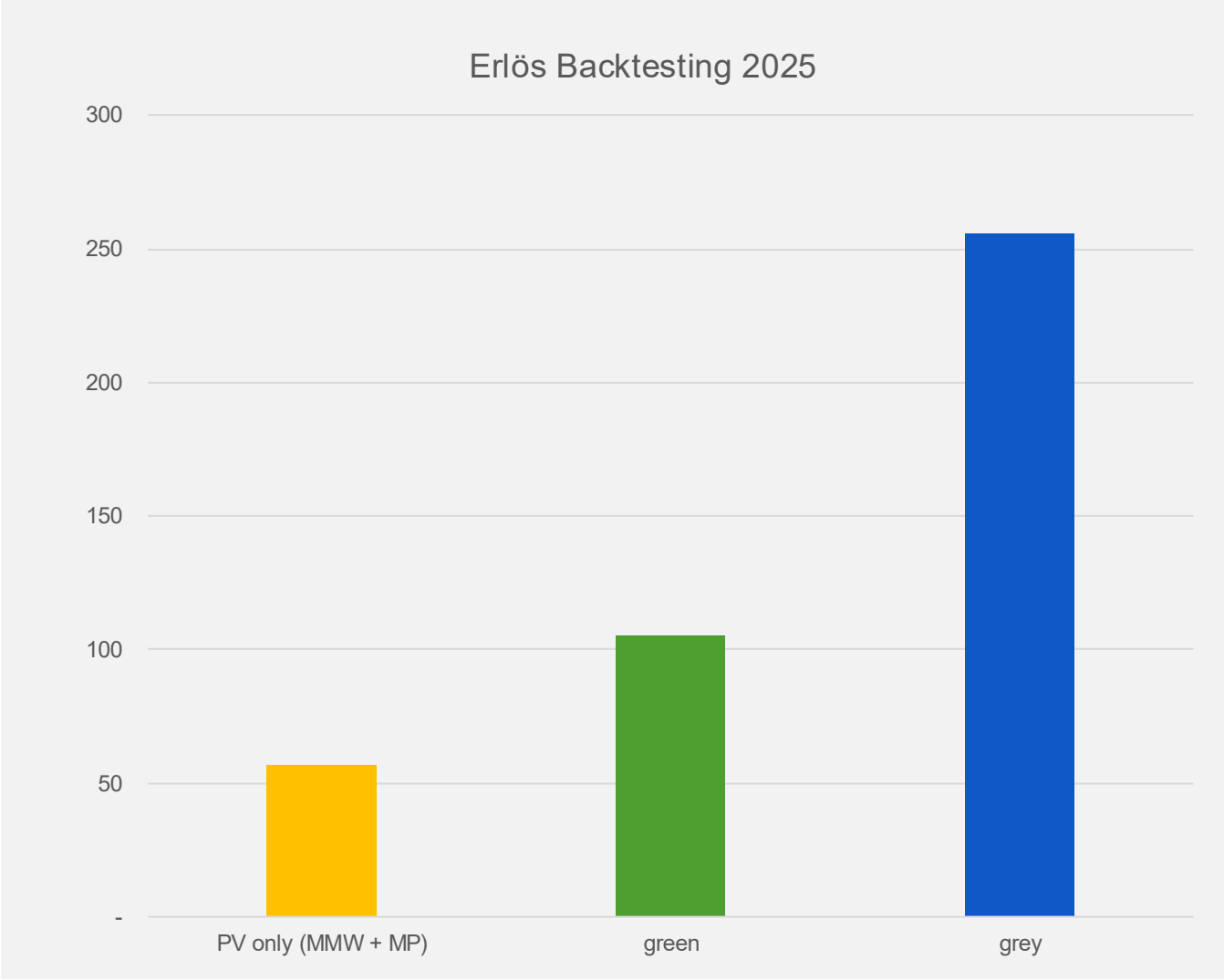
11.051 EUR

+250 %

Co-Location Optimierung

PV-Erlöse veredeln

Installierte Leistung PV	10.000 kWp
Netzanschluss	10 MVA
Anzulegender Wert	5,5 Ct/kWh
Std. §51	4 h
Variante Grünstrom	5 MW 10 MWh 1,5 Zyklen/d
Variante Graustrom	10 MW 20 MWh 2 Zyklen/d



Co-Location ist finanzierbar

Vertragsmodelle für eine wirtschaftliche
Speicherintegration

Vermarktungsmodelle mit Erlösabsicherung

Wie profitiert der Betreiber?

Erlöspotenzial



Risikoabsicherung



PV-Vergütung

Spot

MMW

PPA

PPA filtered

BESS-Vergütung

Fully Merchant

Floorpreis

Tolling

Vermarktungsmodelle mit größtem Erlöspotenzial

Wie profitiert der Betreiber?

PV-Vergütung

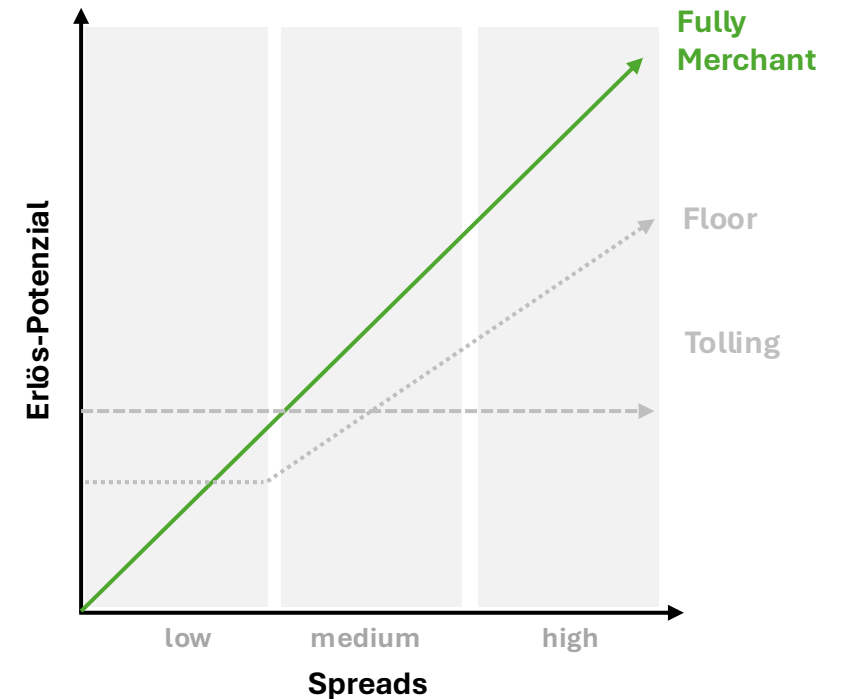
Spot

MMW

BESS-Vergütung

Fully Merchant

- Von attraktivem Marktumfeld profitieren
- Gute Performance des Optimierers wirkt sich direkt auf Erlöse des Betreibers aus
- Vermarkterisiko: bei schlechter Performance weniger BESS-Erlöse
- Preisrisiko verbleibt beim Betreiber: bei abnehmenden Spreads weniger BESS-Erlöse



Vermarktungsmodelle mit Erlösabsicherung

Wie profitiert der Betreiber?

PV-Vergütung

PPA filtered

PPA

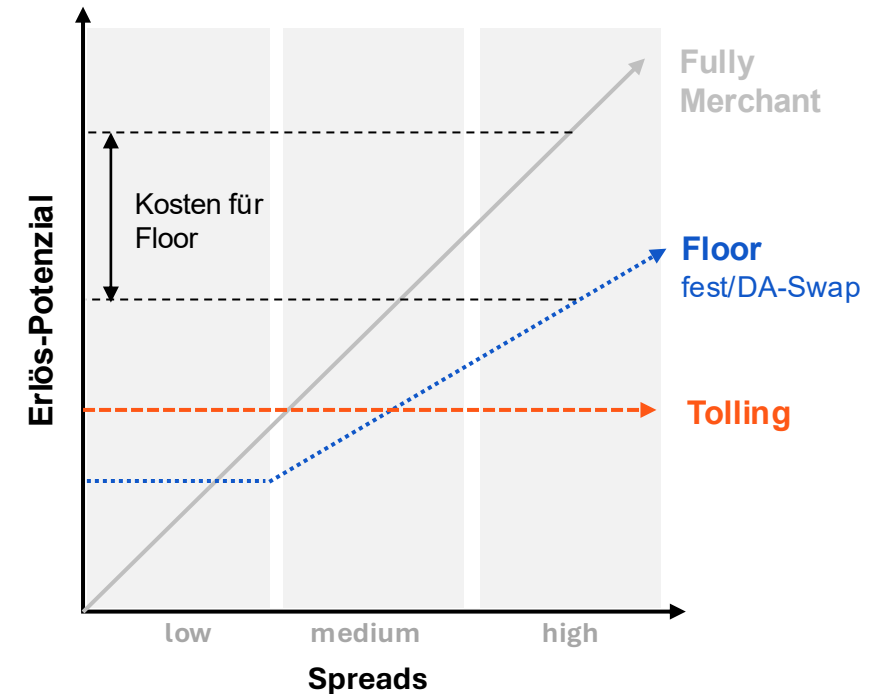
BESS-Vergütung

DA-Swap

Floor

Tolling

- Erlösabsicherung im Tausch gegen
 - DA-Swap/Floor: Teil des Erlöspotenzials gegen Mindest-Vergütung
 - Tolling: Kompletter Erlös gegen fixe Vergütung
- Konditionen stark abhängig von Laufzeiten und Randbedingungen (bspw. FCAs, Verfügbarkeit, Degradation)
- Klare Zuordnung von Risiken und Verantwortlichkeiten nötig
- Bankability des oftakers entscheidend



Vermarktung von Co-Location

Worauf kommt es wirklich an?



**e2m verbindet Marktzugang,
Optimierung, Risikomanagement
und Bankability aus einer Hand.**

1. Erläsoptimierung muss Chancen nutzen und Risiken beherrschbar machen

Ihr Vorteil: Maximale Marktchancen bei besten Renditen und kalkulierbarem Risiko.

2. Operative Exzellenz und Erfahrung müssen den langfristigen Erfolg sichern

Ihr Vorteil: Höhere Anlagenverfügbarkeit, geringere Betriebsrisiken und eine dauerhaft optimale Asset-Performance.

3. Der Vermarktungspartner muss finanzierungs- und zukunftsfähige Strukturen bieten

Ihr Vorteil: Langfristig tragfähige Lösungen, die von Investoren, Banken und Asset-Ownern gleichermaßen akzeptiert werden.

RETROFIT-PRAXIS



PV & BESS Retrofit – technische Praxis.

Technische Komplexität in Planung, Errichtung und Betrieb.

MaxSolar - ihr EPC-Partner.

Max Mages – Head of Sales; Webinar 12.06.2026



Agenda für die nächsten 15 Minuten.

01

Setup & Projekt-Qualifizierung

02

Technische Praxis

03

CapEx

04

Umsetzung & Zusammenfassung

> 01

Setup & Projekt-Qualifizierung

- ▶ Das Retrofit-Trilemma: drei Beurteilungsdimensionen
- ▶ BESS-Modus
- ▶ Der VNB als Partner



Retrofit-Trilemma: drei Beurteilungsdimensionen.



Technik & Netz

- ▶ VDE-AR-N 4110/20/30 -Konformität (MS-Netz)
- ▶ AC-Kopplung, EZA-Regler, Schutzkonzept
- ▶ Grid-Forming: HöS/HS heute, MS-Netz künftig

AUSWIRKUNG DES MODUS



GREEN

Einfacher PCS, unidirektional



GREY

Vollwertiger BPCS, bidirektional



Wirtschaftlichkeit

- ▶ Capex €/MWh, BKZ, AgNes-Bestandsschutz (§118 Abs. 6)
- ▶ Multi-Revenue (Arbitrage / Regelleistung / Zukunftsmärkte/ Schwarzstartfähigkeit)
- ▶ Bankability verbessern durch: Floor / Tolling / Portfolio/ Hybrid PPAs

AUSWIRKUNG DES MODUS



GREEN

EEG-Festvergütung (GREEN Toll),
niedrige Erlösbasis, Negativstunden
Optimierung



GREY

Voll merchant, höhere Erlöse +
Volatilität



VNB & Genehmigung

- ▶ NVP-Sizing, Messkonzept
- ▶ FCA (Ramping, Regelleistungslimitierung, Fahrplanvorgaben), Redispatch
- ▶ Anlagenzertifikat

AUSWIRKUNG DES MODUS



GREEN

Breite VNB-Akzeptanz bei Bestand



GREY

VNB-Resistenz möglich (z.B. Bayern)



BESS-Modus

Drei Stellhebel für den Modus – Erlösmodell, Netzanbindung vor Ort und VNB/Risiko – und der proaktive Pfad, der daraus folgt.

Welcher BESS-Modus passt zu Standort & VNB?		
Leitfrage – was habe ich vor Ort?	→ eher GREEN	→ eher GREY
1 Erlösmodell – EEG-Vergütung erhalten?	Ja – Förderung absichern	Nein – voll Merchant
2 Netzanbindung vor Ort – Netzbezug möglich & gewollt?	Nein – nur PV-Ladung, 1 NVP	Ja – Netzbezug + Reservefeld
3 VNB & Risiko – VNB-BESS-Erfahrung & eigener Risikoappetit?	Unerfahren / niedriger Appetit	Erfahren / hoher Appetit
→ GREEN BESS Risiko ●○○ · EEG-stabil, PV-only	→ GREY-Ready GREEN Risiko ●●○ · EEG-Schutz + Upside	→ Voll-GREY Risiko ●●● · max. Erlöspotenzial

FRÜHE ABKLÄRUNG Reduzierung der Re-Engineering-Risiken und ermöglicht eine belastbare Pre-FEED-Bewertung.



Der VNB als Partner: Eskalationsmanagement als Fallback.

Kollaboration zuerst – Eskalation nur als Risikominderung und letzte Stufe.

Partnerschaftspfad – Kollaboration zuerst (primär)

✓ Datenbasierter NVP-Vorschlag

NVP-Zwilling & Lastgang über Wetterjahre; Anschlussvorrang Bestand als Faktenbasis.

✓ Schaltfeldtausch als VNB-Investition anbieten

Gemeinsames Netz-Asset statt einseitiger Forderung – senkt Widerstand.

✓ Co-Funding für Netzausbau

Selten, aber wirksam: beschleunigt knappe Anschlusskapazität.

✓ Prüfung von Bestands-BESS

Erhöht VNB-Akzeptanz und Anschlusstempo.

✓ Parallele Engineering- & Genehmigungs-Tracks

Zeit gewinnen ohne Konflikt – FEED und Antrag verzahnen.

Eskalationsmanagement

Fallback · Risk Mitigation

› BNetzA-Schlichtung

bei anhaltendem Stillstand.

› ÜNB einbeziehen

bei Anschluss >110 kV.

› Rechtsmittel

nur als letzte Option, Haftungskette dokumentiert.

Erst wenn der Partnerschaftspfad ausgeschöpft ist – nicht der Standardweg.

02

Technische Praxis

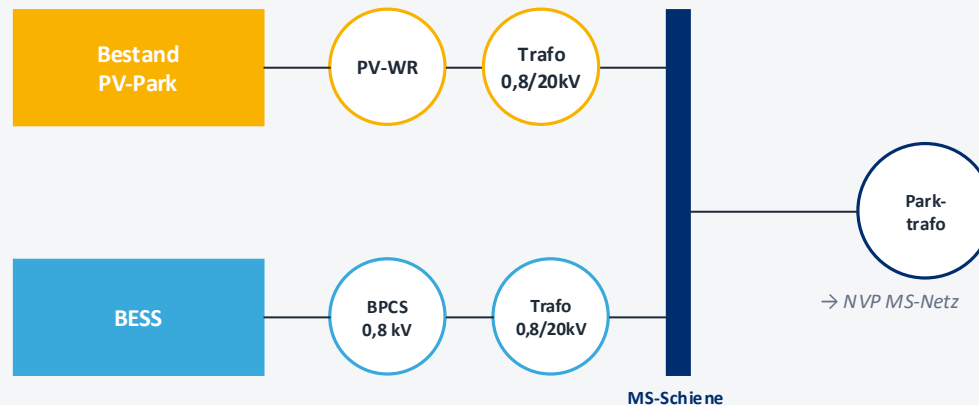
- ▶ AC-Kopplung: elektrische Grundstruktur
- ▶ Zählerkonzept & EEG-Abgrenzung



AC-Kopplung: elektrische Grundstruktur.

PV-Wechselrichter bleiben unberührt. BESS bekommt eigenen BPCS auf typischerweise 0,8 kV, eingekoppelt auf der MS-Sammelschiene über separaten BESS-Trafo.

AC-Topologie (vereinfacht)



Vorteil: PV-Bestand 100% unberührt, kein Stillstand, keine Garantierisiken.

Warum AC für Utility-Scale-Retrofit

- **Minimaler Eingriff in den Bestand**
PV-Wechselrichter & -Garantien bleiben unangetastet. Kein Park-Stillstand.
- **DC-Kopplung bei Retrofit wenig sinnvoll**
nur bei Neubau.
- **Modus-Wahl möglich**
GREEN BESS (PV-only, EEG) oder GREY BESS (merchant) – Hardware-Pfad ähnlich, Betriebsmodus unterschiedlich.
- **Skalierbar & herstellerunabhängig**
BPCS frei wählbar, später erweiterbar.

⚡ NETZBILDUNG WIRD PFLICHT

VDE-AR-N 4130/A1 (HöS): seit 01.06.2026 gültig, Übergangsfrist Netzanschlussvertrag bis 01.12.2026. **VDE-AR-N 4120/A1 (HS):** erwartet Q4/2026, verpflichtend bei IBN ab 01.01.2028, Nachrüstung bis 28.02.2030. → **BPCS-Spezifikation heute darauf ausrichten.**



Zählerkonzept und EEG-Abgrenzung.

Das Mess- und Bilanzierungs-Konzept entscheidet über EEG-Konformität – saubere Abgrenzung ist Pflicht.

Zähler-Funktionen im Messkonzept

Z1 · PV-Erzeugung

geeicht, MessEG-konform, RLM für §19-Abgrenzung

Z2 · BESS, bidirektional

getrennte Ein- & Ausspeisemessung pro Richtung

Z-EV · Eigenverbrauch

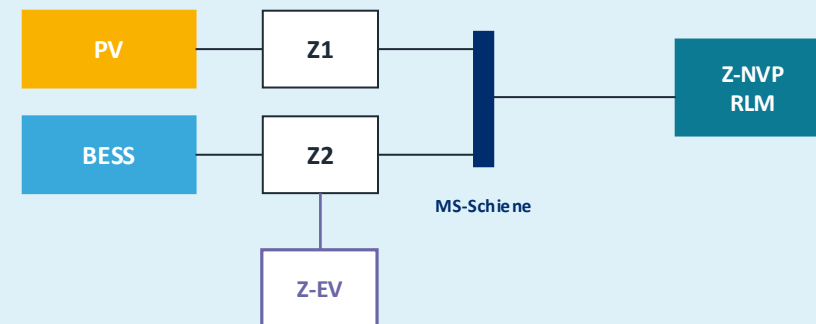
BESS-Hilfsbetriebe (HLK, EMS, Schutz); §19- und Netzentgelt-relevant

Z-NVP · Bilanz

RLM am Netzverknüpfungspunkt, MSB-fernauslesbar

Konformes Zählerkonzept – Bausteine

FNN-Topologie (vereinfacht)



Mess- & Bilanzierungs-Themen

EEG-Förderverlust bei Mischladung

Netzbezogenes Laden + Wiedereinspeisung als ‚Grünstrom‘ → Förderverlust für PV-Anteil. MiSpEL lockert dies sukzessive.

Abgrenzungs- & Ausschließlichkeitsprinzip

Förderfähige Mengen messtechnisch zweifelsfrei vom Speicher abgegrenzt. Saubere Bilanzierung Pflicht.

GREEN- vs. GREY-Mess-Konzept

GREEN: Z2 unidirektional, EEG bleibt. GREY: Z2 bidirektional + Z-NVP voll abgegrenzt, kein EEG-Bezug für BESS.

KAPITEL 03

> 03

CapEx-Struktur

- ▶ CapEx-Struktur transparent in €/kWh



CapEx-Struktur: GREEN vs. GREY in €/kWh.

AC-Block-Systeme integrieren den Wechselrichter bereits (~95 €/kWh). Gleiche Hardware GREEN/GREY – Aufpreis fast nur netzseitig & BKZ. Indikativ €/kWh.



Kostenblock	GREEN	GREY	$\Delta \text{ €/kWh}$
AC-Block (Batterie + Wechselrichter)	95	95	0
MS-Trafo + Schaltanlage (Netzseite)	14	20	+6
EMS + Schutz + Mess + AC-Anbindung	8	13	+5
Bau + Tiefbau	12	15	+3
Engineering und IBN	13	17	+4
Zertifizierung + VNB	4	6	+2
BKZ (Baukostenzuschuss)	Mind. 4	Mind. 20	Mind. +16
All-in (Midpoint)	150	186	+36

GREY-Aufpreis
+36 €/kWh
~+24 %

AC-Block (Batterie + Wechselrichter) ~95 €/kWh, z. B. (30MW, 2h, BNEF/Ember) · Retrofit –10–15 % · BKZ: BGH EnVR 1/24. ACHTUNG Preise können variieren.

KAPITEL 04

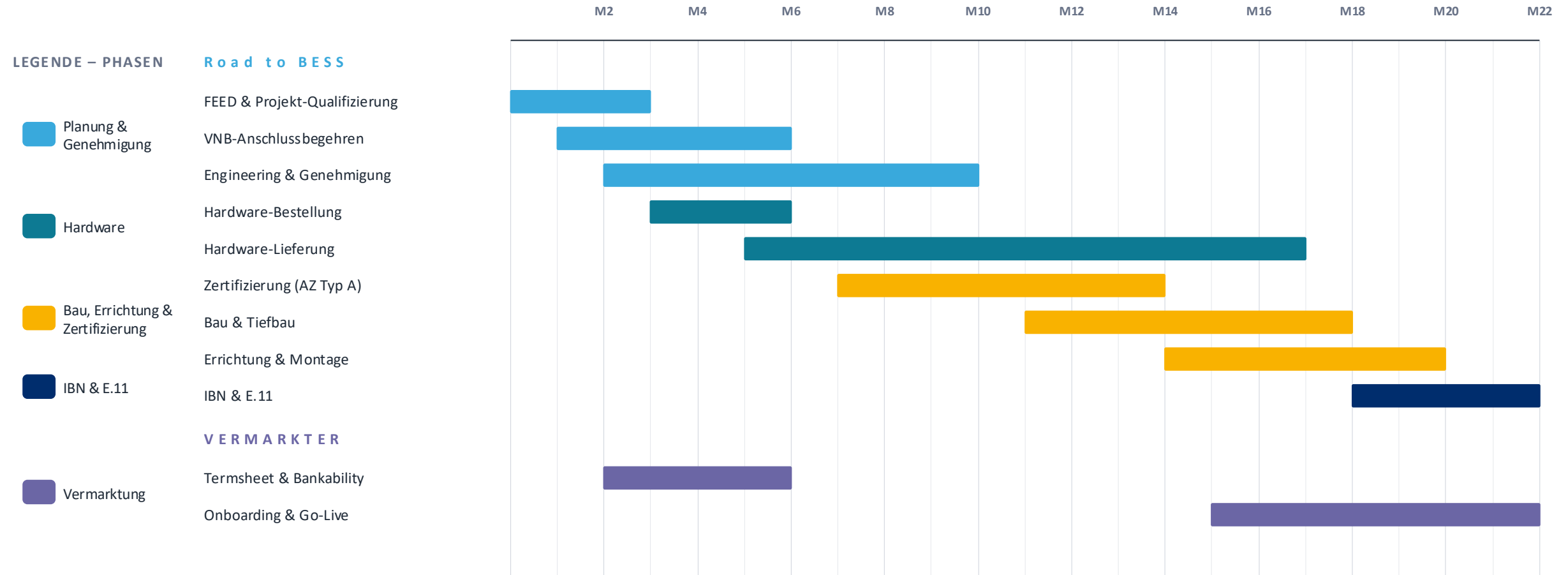
> 04

Umsetzung

- ▶ Projekt-Timeline: 18–22 Monate bis IBN



Projekt-Timeline: worst case 18–22 Monate bis IBN.



Der Startschuss muss jetzt fallen.

Wer heute nicht startet riskiert bei 18–22 Monaten Umsetzung, den FID-Termin Anfang 2027 – und damit den 20-jährigen Bestandsschutz und den Business Case. Deadline 04.08.2029.



Zusammenfassung.

TECHNIK & NETZ

AC-Kopplung als Standard

PV-Bestand unberührt, BPCS auf eigener Schiene, kein Stillstand.

Modus-Wahl früh festlegen

GREEN BESS oder GREY BESS bestimmt Hardware, Zähler, EEG-Status.

Grid-Forming mitdenken

Heute HöS/HS, MS-Netz folgt potenziell – BPCS-Spezifikation darauf ausrichten.

WIRTSCHAFTLICHKEIT

Capex skalieren

Skaleneffekte bei Beschaffung und Aufwand durch Projekt-Clusterung.

AgNes-Bestandsschutz

FID (≥50 % bestellt) Anfang 2027 + IBN vor 04.08.2029.

Alle Kosten einbeziehen

CapEx bestehen nicht nur aus den Zellen; Anbindung, BKZ und weitere Kostentreiber miteinbeziehen.

VNB & GENEHMIGUNG

VNB-Profil ist entscheidend

GREEN BESS breit akzeptiert, GREY BESS regional umstritten.

Timeline 18–22 Monate

Kritischer Pfad: VNB-Anschluss und Hardware-Lieferung.

Frühe Abklärung lohnt sich

NVP, FCA, Zertifizierung – Aufwand vor FID adressieren.

V I E L E N D A N K



Retrofit ist Engineering – mit dem EPC als Schlüsselpartner.

Wer früh qualifiziert, baut schneller, günstiger und bankfähig. Sprechen Sie uns als unabhängigen EPC-Partner für Ihr BESS-Retrofit an.

IHR ANSPRECHPARTNER

Max Mages

Head of Sales

MaxSolar GmbH

max.mages@maxsolar.de

www.maxsolar.de

**inter
solar**
connecting solar business | EUROPE

We are looking forward to meeting you.

Messe München
June 23–25, 2026

Booth
A4.170



Energy2market GmbH

Filip Markert

Originator

filip.markert@e2m.energy



MaxSolar GmbH

Max Mages

Head of Sales

max.mages@maxsolar.de

**Besuchen Sie uns vom 23. bis 25. Juni auf
der The smarter E Europe in München!**

Halle C5, Stand C5.540



Halle A4, Stand A4.170



this
Webinar is powered by
Energy2market

12. Juni 2026

11:00 bis 12:00 Uhr

pV magazine
webinars

Flexibilisierung durch Batteriespeicher: Erlösboost für Freiflächen- Photovoltaik im Bestand **Fragen und Antworten**



Jochen Siemer

Senior Redakteur

pv magazine Deutschland



Filip Markert

Originator

Energy2market



Max Mages

Head of Sales

MaxSolar

Lesen Sie weiter:

**10%
Rabatt**
auf Ihr Abo
mit Code
Webinars10



Neue Ausgabe ab 19. Juni

Schwerpunkt: Die Heimrevolution wird erwachsen

Heimspeicher-Marktübersicht mit 1.000 Modellen, Effizienz und dynamische Stromtarife, Wärmepumpe besser als Biotreppe, Börsenpreis vs. Einspeisevergütung



- Energiemanagement zu Hause und im Gewerbe
- Unterscheidungsmerkmale der Heim-Energiemanager und 31 Energiemanagementsysteme für Gewerbe und Industrie
- Geschäftsmodelle für Großspeicher
- Zukunftsfrage Redispatch

Online-News unter www.pv-magazine.de

Beliebt bei Lesern

Das Recht auf Eigenverbrauch im Redispatch-Fall

Nur eindeutige gesetzliche Regelungen schaffen Investitionssicherheit, wie Autor Hans Urban aufzeigt.



pv magazine FOCUS

13:00 (Englisch)

How to ensure quality and
bankability in BESS projects

15:15 Uhr (Deutsch)

Batteriespeicher und
Energiemanagement in
Residential- und C&I-
Anwendungen neu denken

Jetzt anmelden!



The poster features a background image of solar panels in a field. The text 'pv magazine FOCUS' is prominently displayed in the upper center. A QR code is located on the right side, with the text 'KOSTENLOS REGISTRIEREN' below it. At the bottom, the date '24. Juni 2026' is shown next to a calendar icon, and the location 'The smarter E Europe, ICM International Congress Center München, Raum 13' is shown next to a location pin icon.

pv magazine
FOCUS

KOSTENLOS
REGISTRIEREN


24. Juni
2026

 **The smarter E Europe,**
ICM International
Congress Center
München, Raum 13

Nächste Veranstaltungen...



Mittwoch, 17. Juni 2026

11:00 - 12:00 Uhr

Donnerstag, 18. Juni 2026

14:00 - 15:00 Uhr

Ständig neue Webinare zu
interessanten Themen!
www.pv-magazine.de/webinare

**Photovoltaik &
Wärmepumpe
direkt beim Kunden
planen – mit
Drohne, 3D-Modell
und KI**

**Effiziente
Projektplanung: Mit
KI Netzengpässe
frühzeitig erkennen**

Weitere Webinare unter
[www.pv-magazine.de/
webinare](http://www.pv-magazine.de/webinare)

Auch auf Englisch unter:
[www.pv-magazine.com/
webinars](http://www.pv-magazine.com/webinars)



this
Webinar is powered by
Energy2market

pv magazine
webinars



Jochen Siemer
Senior Redakteur
pv magazine Deutschland

Vielen Dank und auf Wiedersehen!