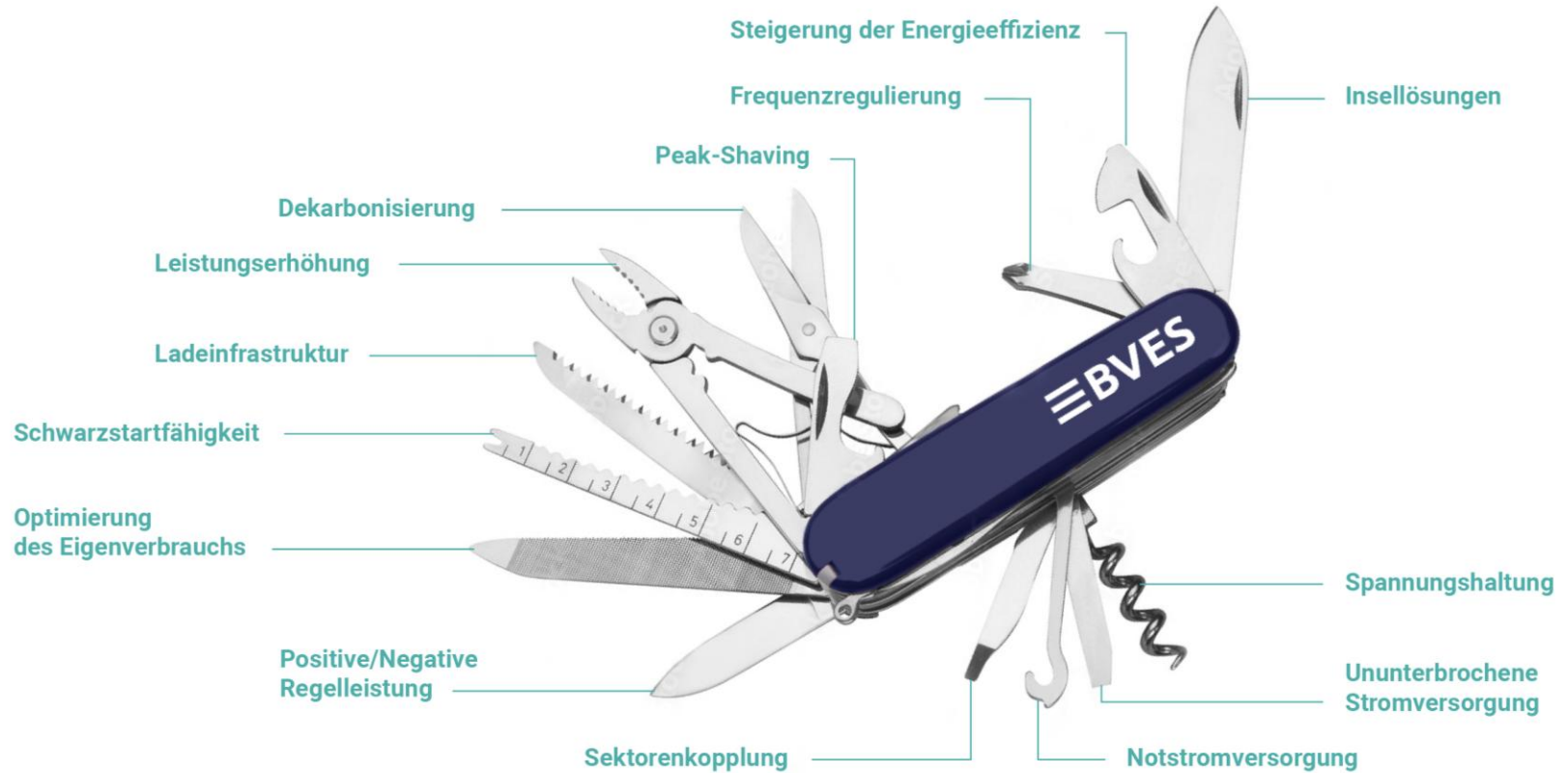


IMPULS ZU: ORIENTIERUNGSPUNKTE DER BUNDESNETZAGENTUR ZU NETZENTGELTEN FÜR ENERGIESPEICHER

BNetzA Workshop, 30. Januar 2026, Bonn

SPEICHER SIND DAS SCHWEIZER TASCHENMESSER DES ENERGIESYSTEMS!



AUSWIRKUNGEN VON NETZENTGELTEN AUF DIE BEREITSTELLUNG VON FLEXIBILITÄT DURCH ENERGIESPEICHER



LEITPLANKEN FÜR NETZENTGELTE BEI SPEICHERN

- Speicher sind **privat finanzierte Flexibilität ohne Förderlogik**, aber mit hohem volkswirtschaftlichem Mehrwert
- Ein neues Netzentgeltsystem sollte dies fördern – nicht abwürgen: Netzentgelte müssen **tragfähig** und **planbar** sein und auch kostenorientiert **bis auf „null“ absenkbar** (siehe bisherige Regelung)
- **Praxischeck** für neue Netzentgelte: In der Praxis gibt es bereits mehrere Erlösbremsen → **Netzentgelte wirken** hier nicht isoliert, sondern **kumulativ** zu vorhandenen Kosten
- Zu beachten: die marktliche Finanzierung hat **Kippunkte** Capex-intensiv, lange Laufzeiten → stabile, vorhersehbare Kostenstruktur ist Voraussetzung für private Investitionen
- **Dynamische Entgelte** können **Anreiz-/Lenkungswirkung** entfalten & **Finanzierung** abbilden
- Um **vorhandene Flexibilität zu bewahren**, braucht es Regelungen für den Bestand und Übergang
- Technologievielfalt berücksichtigen und Flexibilität für den Markt gewinnen: dafür braucht es eine **MiSpeL-kompatible Messlogik** für Speicher hinter dem NVP
- Dies waren auch die Überlegungen hinter der **bisherigen Regelung**



VOM SCHWEIZER TASCHENMESSER ZUM ROSTIGEN EISEN INVESTITIONEN SCHÜTZEN, VERTRAUEN BEWAHREN

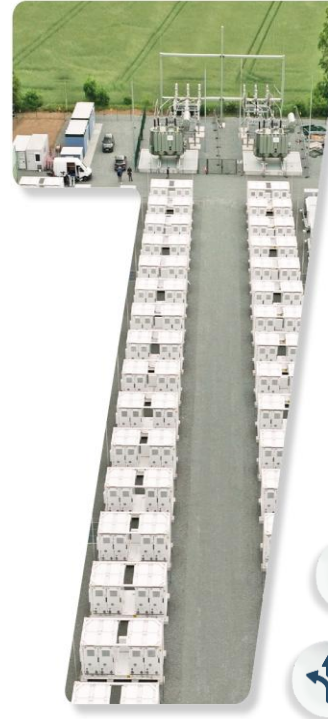
- **Vertrauen in Investitionsentscheidungen sind ein Grundprinzip erfolgreicher Volkswirtschaften**
- Speicherinvestitionen wurden in Deutschland mit Hinblick auf ein geschütztes Vertrauen in die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG getätigt. Die Verlängerung durch das Parlament hat dies bekräftigt.
- Für Investoren war es bislang nicht absehbar, dass die Bundesnetzagentur plant, von der demokratisch geprägten Entscheidung des Parlaments abzuweichen.
- **Wir appellieren deshalb, den Bestandsschutz für Alt-Anlagen und getätigte Investitionen zu wahren.**



SPEICHERPROJEKTE IN DER PRAXIS

KUMULATIVE RESTRIKTIONEN

- **Netzanschluss heute:** Neue Speicher werden zunehmend nur mit **FCA-Auflagen** (technisch/marktlich) angeschlossen
- **Effekte im Business Case:** Betriebliche Leitplanken sind ergebniswirksam, **reduzieren Erlöse und erhöhen Risiken**
- **Auswirkungen auf die Entwicklung von passenden Netzentgelten:**
Zusätzliche Netzentgelte wirken kumulativ. Netzentgelte sind nur im **Gesamtpaket** bewertbar (FCA + weitere Restriktionen) → sonst folgen falsche Schlüsse über die Tragfähigkeit

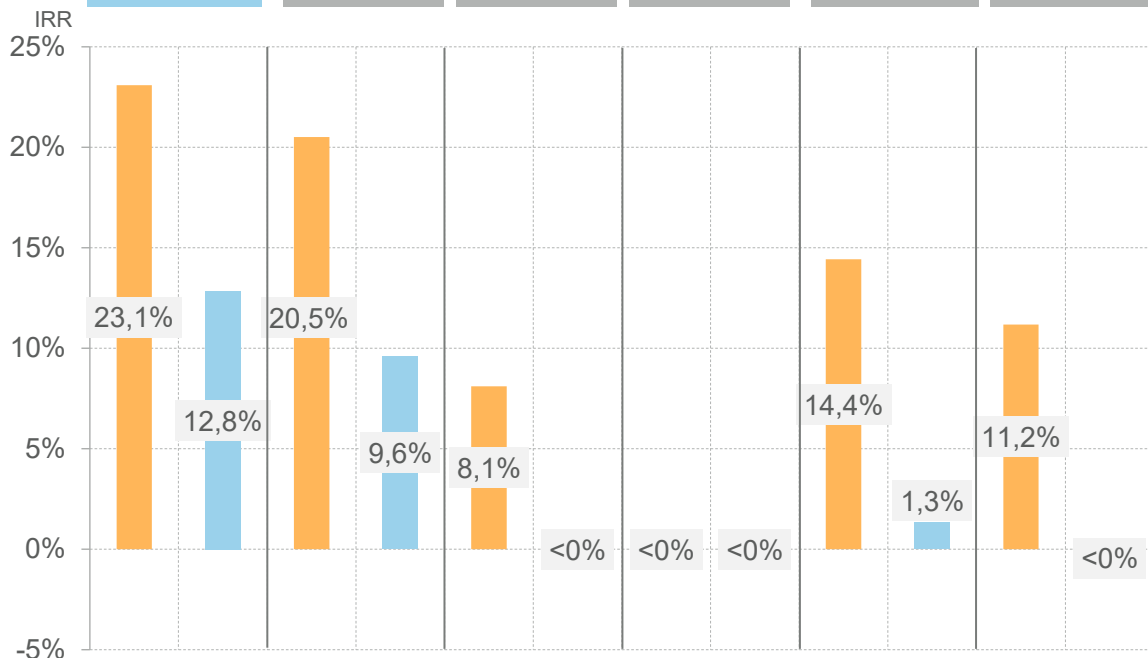


1. Baukostenzuschüsse
2. Potenzielle Netzentgelte
3. Wirkleistungsgradienten (Rampen)
4. Temporäre Wirkleistungsbegrenzungen (Einspeiserestriktionen)
5. Regelleistungsbegrenzung
6. Limitierung von Fahrplanabweichung (ÜNB-Redispatch-Prozess)
7. Kannibalisierung durch subventionierte Flexibilitäten (Kraftwerksstrategie)

Abb.: Auswahl von Betriebseinschränkungen in der Praxis

Netzentgelte für Batteriespeicher haben großen Einfluss auf den Batteriespeicher Business Case, insbesondere bei flexiblen Netznutzungsverträgen (FCAs)

Status quo	Einführung Leistungspreis (LEP) ^{*,**}			Einführung Arbeitspreis (AP) [*]	
Ohne FCA				250 €/MWh Nur auf Verluste	40 €/MWh auf gesamte Bezugs-menge
Mit FCA	10 €/kW	50 €/kW	100 €/kW		



* Alle Netzentgelte unterliegen 2% Inflation | ** Jedes Jahr zu entrichten basierend auf Anschlussleistung

Annahmen Batteriespeicher Business Case

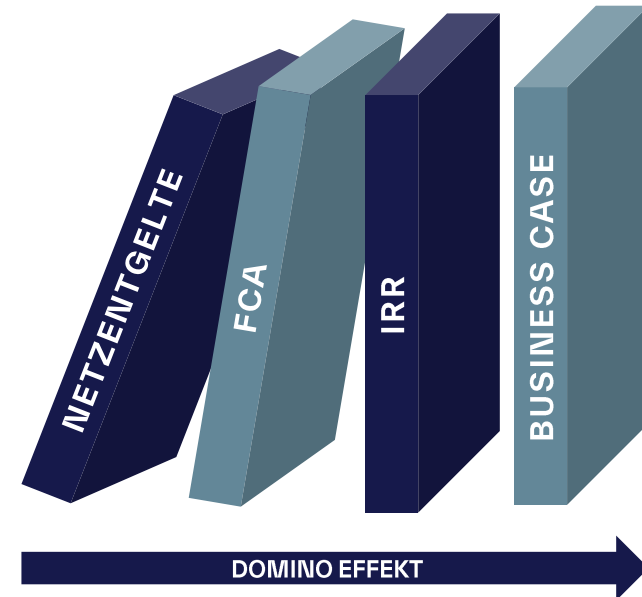
	Dimensionierung	2h
	Wirkungsgrad	88%
	Zyklenzahl	1,5 #/Tag
	Entladetiefe	90%
	Verfügbarkeit	95 %
	Lebensdauer	15 Jahre
	Inbetriebnahme	2029
	Revenue Share	6%
	Investitionskosten (CAPEX)	400 €/kW
	Baukostenzuschuss (BKZ)	100 €/kW
	Betriebskosten (OPEX)	12 €/kW

Erlös-szenario enervis **Current Efforts Szenario** Q1 2026, Märkte: ID, FCR, aFRR; keine Einschränkungen in Vermarktung; marktübliche Degradation

FCA **Pauschalannahme:** 25% Verringerung der jährlichen Erlöse durch Fahrplan-einschränkungen, Leistungsrampen & Begrenzung der Regelleistung (z.B. nur 30%); zukünftig häufig zu erwarten

KIPPPUNKTE BEI INVESTITIONSENTSCHEIDUNGEN NETZENTGELTE TRAGFÄHIG GESTALTEN

- **Kippunkte bei Investitionsentscheidungen beachten**
Bei marktfinanzierten Batteriespeichern liegt der Kippunkt auch langfristig bereits bei typischerweise 10-12% IRR.
- **Grundprinzip:** Netzentgelte sind immer **kumulativ** zu anderen Belastungen zu bewerten.
- **Keine Doppelbelastung:** Erlöseinbußen durch FCA-Restriktionen + statische Netzentgelte wirken kumulativ → Investition kippt.
- **Fazit: Keine weiteren statischen Belastungen**
Nach unseren Berechnungen trägt der Business Case **keine statischen Netzentgelte**. Durch nicht gebaut Speicher ist kein Finanzierungsbeitrag zu erwarten.



Weitere Tragfähigkeitsberechnungen mit ähnlichem Ergebnis: [Neue Spielregeln für Batteriespeicher: So wirken sich Netzentgelte ab 2029 aus - Q&A | Modo Energy](#)

GESTALTUNG VON TRAGFÄHIGEN NETZENTGELTEN FÜR SPEICHER: DYNAMISCHE NETZENTGELTE

- **Kosten senken statt Zubau bremsen**

Dynamische Entgelte belohnen „netzdienlichen“ Betrieb → **weniger Redispatch und Netzausbaukosten**

- **Finanzierung ist auch über dynamische Entgelte zu erfüllen**

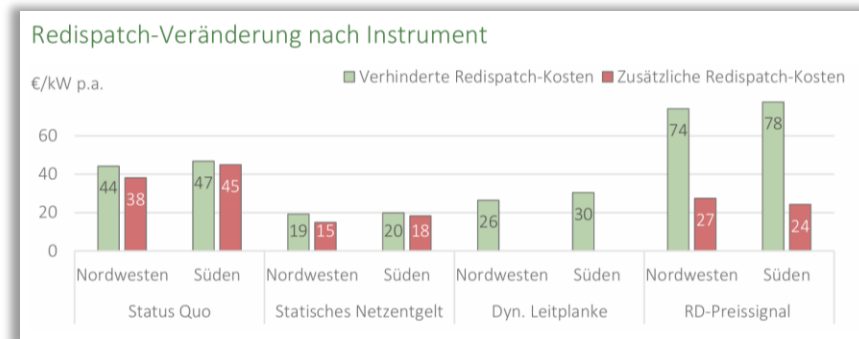
Zeit und ortsvariable Entgelte setzen Anreize und erfüllen die Finanzierungsfunktion, ohne zwangsläufig den Business Case zu schädigen

- **Statische Beiträge sind schon da**

Ein gebauter Speicher zahlt **Baukostenzuschuss** und die vollen **Anschlusskosten**

- **Fazit**

Ein Speicher zahlt bereits umfassend alle durch ihn verursachten Kosten und trägt durch sein Betriebsverhalten (dyn. Netzentgelte) zur **Reduktion der allgemeinen Netzentgelte auch dann** bei, **wenn er keine fixen Netzentgelte zahlt** (LP, KP, APx)



Quelle: Neon, 2025, abrufbar unter: <https://neon.energy/netzdienstlichkeit-grossbatterien/>

BESTAND WAHREN, VERLUST KRITISCHER ASSETS VERHINDERN & TECHNOLOGIEVIELFALT ERHALTEN

► Netzentgelte auf Speicherverluste sehr schädlich für Pumpspeicher

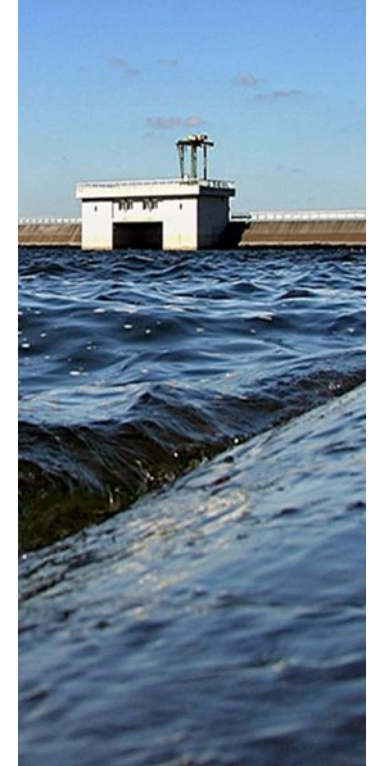
- Wirkungsgradverluste liegen je nach Topografie, Maschinensatz und Fahrweise (Teillast, Lastwechsel) bei 20 bis 40 % - bei Erbringung von Systemdienstleistungen bei bis zu 70 %
- Systemdienstleistungen und Regelenergie würden deutlich teurer (höhere Kosten für Verbraucher)
- Speicherverluste sind gewissen Technologien immanent – je Technologie hat eigene Vorteile unabhängig vom Wirkungsgrad, Technologievielfalt hat einen Nutzen im Energiesystem an sich

► „Dynamische“ Netzentgelte für Pumpspeicher-Bestandsanlagen kritisch

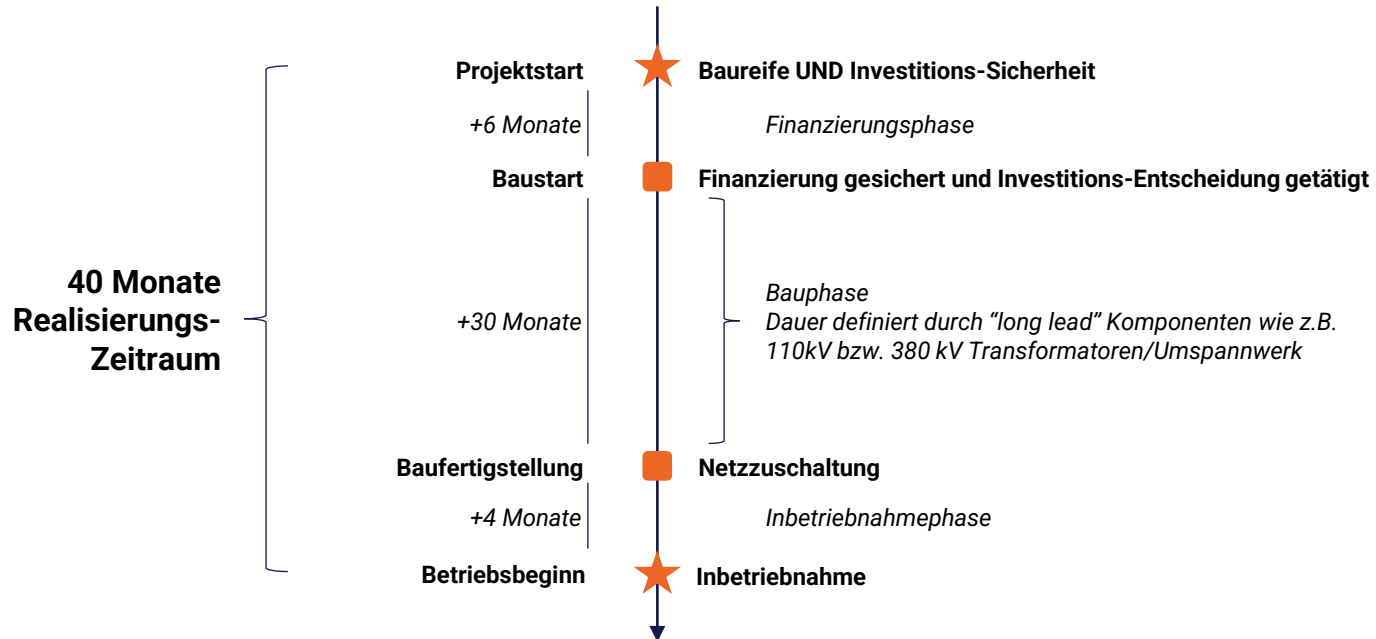
- Anwendung dynamischer Netzentgelte auf Pumpspeicher muss mit kritischem Blick geprüft werden
- Vor Einführung müssen finanzielle Auswirkungen für unterschiedliche Regionen transparent und nachvollziehbar abgeschätzt werden – u.U. nur auf zeitvariable Netzentgelte abstellen
- Fokus muss auf grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung liegen (statt nur Engpassverminderung)

► Pumpspeicher im Bestand dürfen nicht zu „stranded assets“ werden

- **Vertrauensschutz muss gewahrt werden:** Der Investitionszyklus bei Pumpspeichern beläuft sich auf 40 Jahre. Keine vorzeitige Aufhebung der Befreiung für alle Bestandsanlagen nach § 118 Abs. 6 EnWG ab 2029.



REALISIERUNGS-ZEITRAUM FÜR GROßSPEICHER AUF DER 110KV UND 380KV EBENE

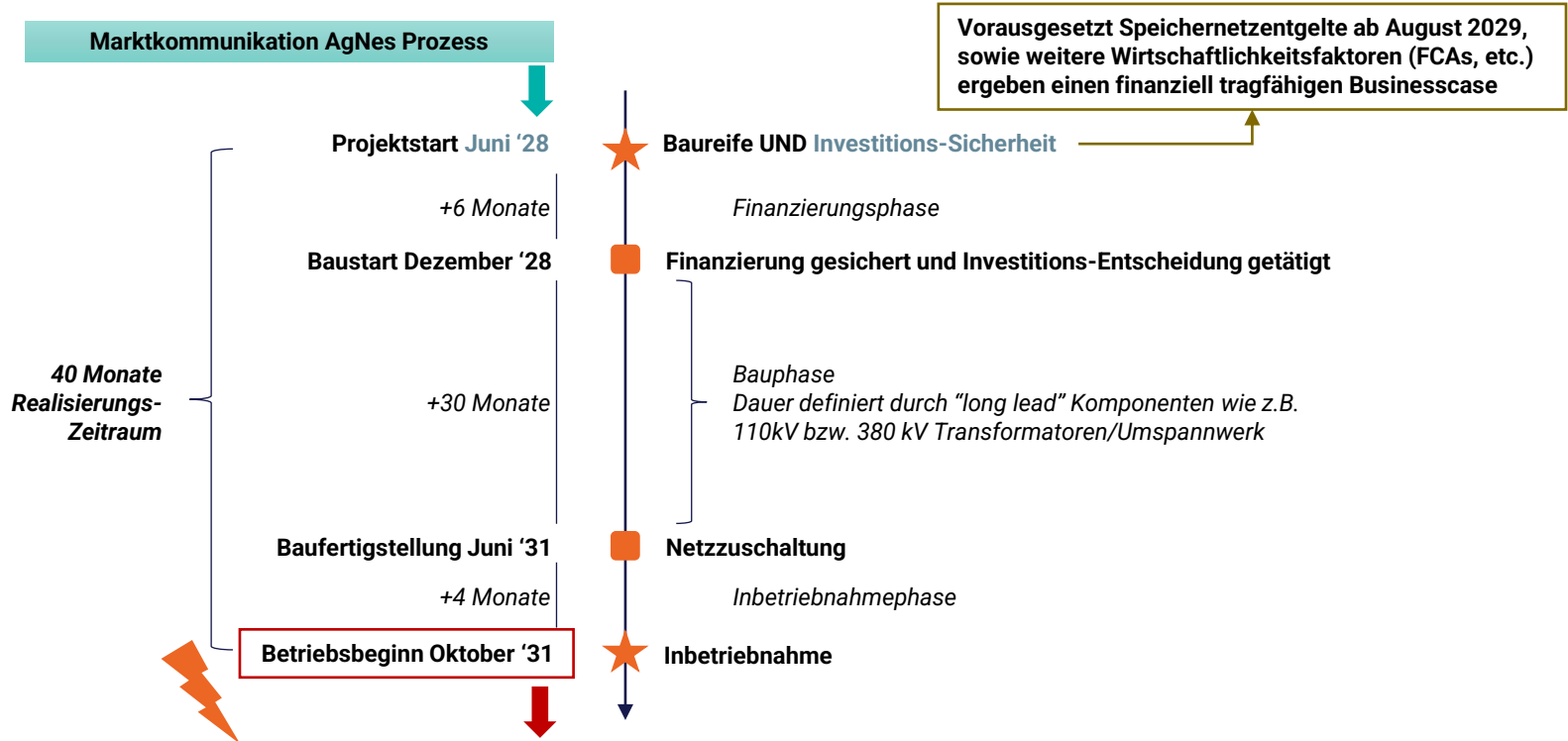


INVESTITIONS-SICHERHEIT BEREITS HEUTE GEFÄHRDET

NETZENTGELT-REGULIERUNG FEHLT



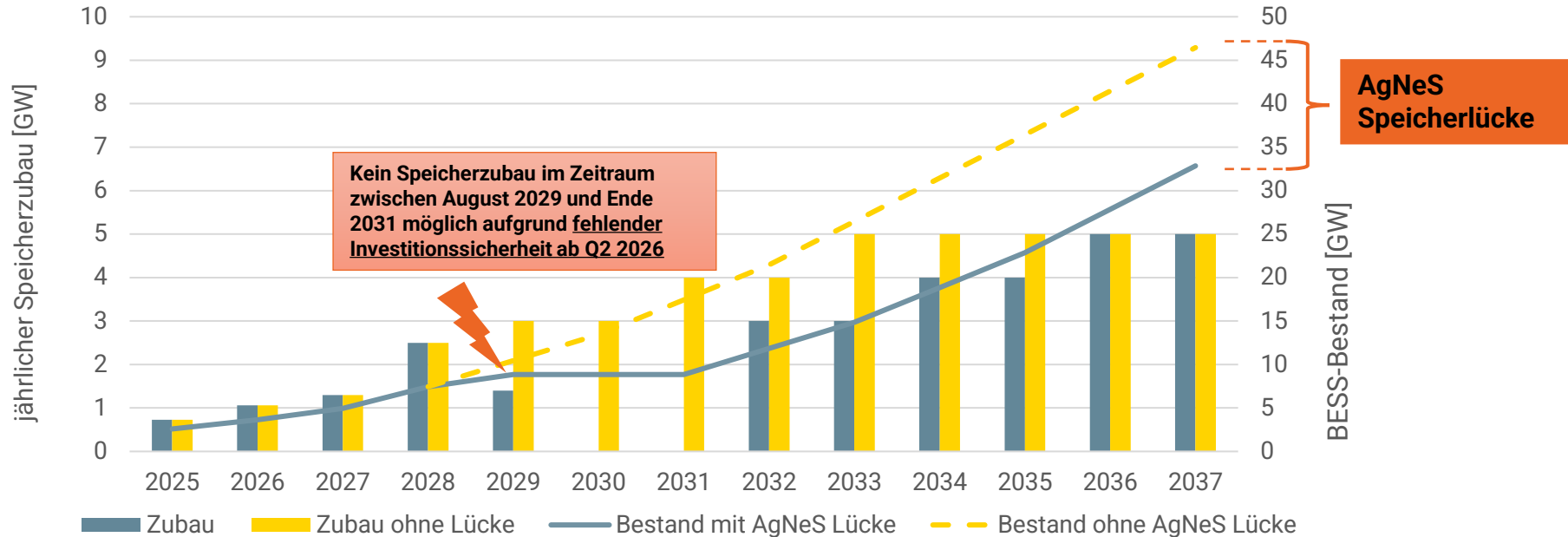
FADENRISS IM SPEICHERZUBAU AUFGRUND ZU SPÄTER AGNES MARKTKOMMUNIKATION



Kein Speicherzubau im Zeitraum zwischen August 2029 und Ende 2031 möglich aufgrund fehlender Investitionssicherheit ab Q2 2026

AGNES FLEXIBILITÄTSLÜCKE

AUFGRUND FEHLENDER PLANUNGSSICHERHEIT



Zubau: www.battery-charts.de

Ankündigungen Speicherzubau bis 2029

Annahmen zum Zubau ab 2032 gemäß NEP 2025 Szenario A

FLEXIBILITÄT EGAL WO GLEICH BEHANDELN & ANREIZEN MISPEL-MESSLOGIK ANWENDEN

► Flexibilität wird an vielen Stellen des Systems bereitgestellt

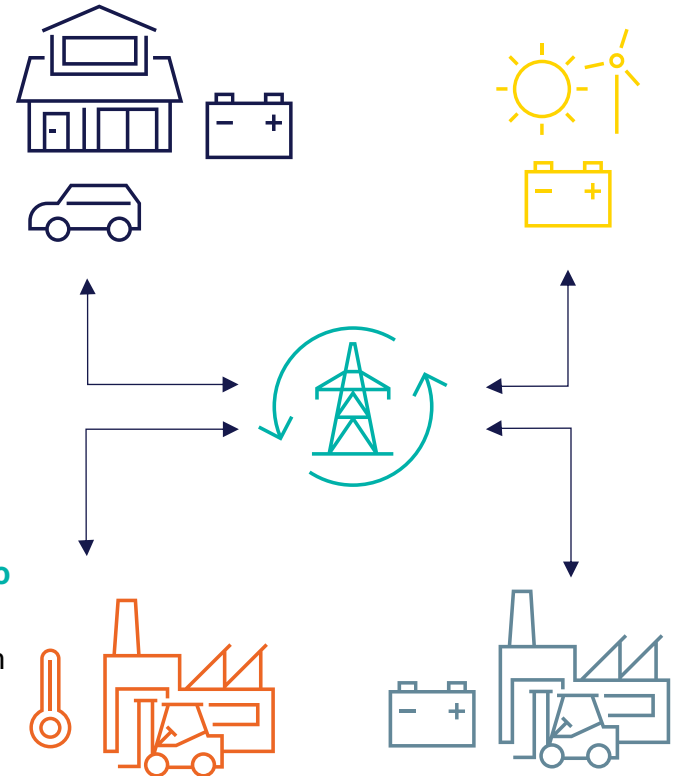
- Co-location mit Erneuerbarer Erzeugung
- in Industriebetrieben
- als mobiler Speicher hinter dem Hausanschluss
- als Speicher neben dezentraler Haus-PV

► Speicherentgelt sollte dezentrale Speicher für marktliche Flexibilität aktivieren und positive Effekte nutzen

- + **Entlastung** des Netzes
- + Förderung der marktlichen **Integration von Erneuerbaren**
- + günstiger Strombezug und **Elektrifizierungsmöglichkeiten** für Verbraucher und Industrie über Sektorengrenzen hinweg

► MiSpeL-Festlegung nutzen für die Gleichbehandlung von Speichern egal wo

Das **MiSpeL-Verfahren** legt den Grundstein für zukunftsfähige **Messkonzepte** zur Abgrenzung von rückgespeisten Strommengen. Die Grundsätze aus **MiSpeL** sollten genutzt werden, um Speicher BTM wie Speicher FTM zu behandeln.



ORIENTIERUNGSGRUNDSÄTZE FÜR DAS WEITERE VORGEHEN

EMPFEHLUNGEN DES BVES

I. Vertrauen in den Bestand stärken

Flexibilität durch Speicher stützt bereits heute das System. Sinn der aktuellen § 118 Abs. 6 EnWG Regelung ist es, den Bestand zu schützen und Investitionen zu erleichtern. Dieses Vertrauen muss auch mit einer Nachfolgeregelung gewahrt sein.

II. Kipppunkte beachten

FCA/Restriktionen und Netzentgelte wirken kumulativ → Die neue Entgeltlogik muss das Gesamtpaket abbilden. Ein nicht gebauter Speicher zahlt keine Netzentgelte.

III. Dynamische Netzentgelte „Hopp“ – fixe Netzentgelte „Flop“

Aufgrund der redispatch-kostensenkenden Wirkung dynamischer Speichernetzentgelte (und BKZ) tragen Speicher bereits substantiell zur Netzfinanzierung bei. Für zusätzliche fixe Netzentgelte (KP, AP1, AP2) besteht kein finanzieller Spielraum (siehe Investitions-Kipppunkte).

IV. Planbarkeit & Übergang: „Herantasten“ statt Klippe

Um einen Fadenriss beim Speicherausbau zu verhindern, braucht es klare Vorlaufzeiten und sinnvolle und tragfähige Übergangsregelungen bei der Einführung einer neuen Netzentgeltsystematik. Sonst droht ein Investitionsstopp.

V. Technologie- & Use-Case-offen

Ein passendes Speicherentgeltsystem auch auf Speicher in Co-location anwenden, dass Speichermengen MiSpeL-kompatibel saldiert.

VI. Appell: kein Retrofit, sondern Netzentgeltsystematik mit Blick auf Energiesystem 2045!

Die neue Netzentgeltsystematik muss nicht nur eine Lösung für heute, sondern auch eine Lösung für die Probleme von morgen und übermorgen sein. Die aktuellen Defizite in der Digitalisierung der Netzführung dürfen nicht als Design-Grundlage für ein langfristiges Netzentgelt-Regime gelten.