

# Speichernetzentgelte

Ein ökonomischer Blick auf den AgNes-Vorschlag zu Speichernetzentgelten

Dr. Anselm Eicke · 30 Januar 2026



# Konstante Arbeitspreis reduziert Systemnutzen

## (Konstanter) Arbeitspreis für Netzbezug

- Verursacht Kosten bei jedem Einspeichern
- Dadurch weniger Zyklen
- Batterie wird teilweise nicht genutzt, obwohl sie Beitrag zur Senkung der Systemkosten leisten könnte

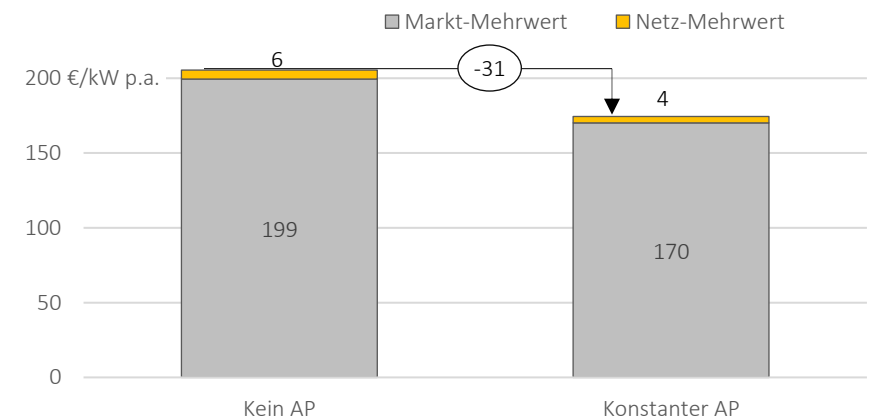
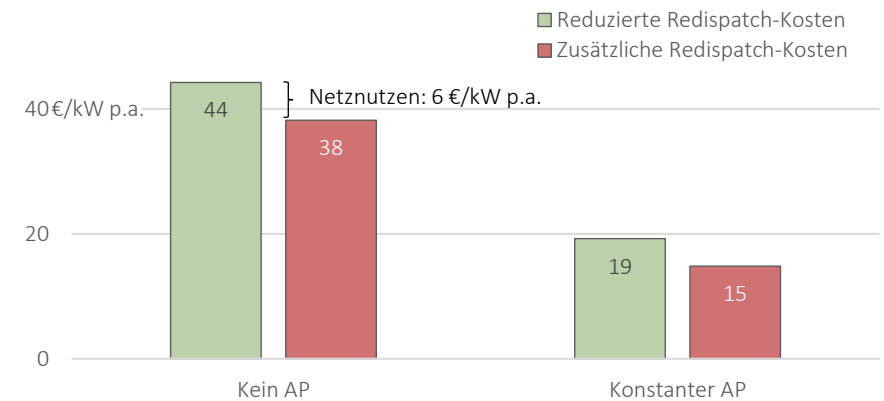
## Quantitative Abschätzung

- AP von 5,5 ct/kWh senkt Wertschöpfung um 31 EUR/kW p.a.
- 200 MW Batterie: Wohlfahrtsverluste von 6,2 Mio. EUR p.a.

## Empfehlung

- Keine Anwendung von konstanten APs
- Auch bei Saldierung fallen Kosten für jeden Speicherzyklus an – aber nur für Speicherverluste (Effekt geringer)

## Redispatch-Veränderung und Wertschöpfung



# Anreizfunktion durch symmetrischen dynamischen AP

## Kostenreflektiver Arbeitspreis

- Manchmal 0 EUR/kWh (kein Engpass), manchmal hoch, manchmal negativ

## Symmetrischer Preis

- Weniger Ausspeisung hat gleichen Effekt wie mehr Bezug, daher Vergütung wenn Batterie in unterspeistes Netz ausspeist
- Anreiz zur Reduktion von Speicherverlusten

## Netzwerkung

- Senkt Redispatch-Bedarf erheblich, kaum Einschränkung des Markt-Mehrwerts
- Keine Lösung für kurzfristige Netzengpässe - andere Instrumente notwendig

## Netzwerkung einer Großbatterie



# Beitrag zur Netzfinanzierung: Instrument

## Finanzierungsfunktion

- Grundsätzlich nicht abwegig, dass sich Speicher an Netzkosten beteiligen
- Aber nicht durch Arbeitspreis wegen Ineffizienzen im Einsatz

## Denkbare Instrumente zur Netzfinanzierung (eines oder Kombination)

- BKZ (einmalig, pro kW)
- Leistungspreis (pro kW genutzt)
- Kapazitätspreis (pro kW vertraglich vereinbarter Anschlussleistung)

## Wirkungen auf Investitionen bei Zahlung pro kW

- Anreiz für geringere Leistung bei gleicher Speicherkapazität bzw. höhere Kapazität bei gleicher Leistung
- Weniger problematisch als ineffiziente Dispatch-Anreize

# Beitrags zur Netzfinanzierung: Höhe

## Hohes theoretisches Erlöspotenzial

- Extreme Preisspitzen im Intraday- und Regelleistungsmarkt

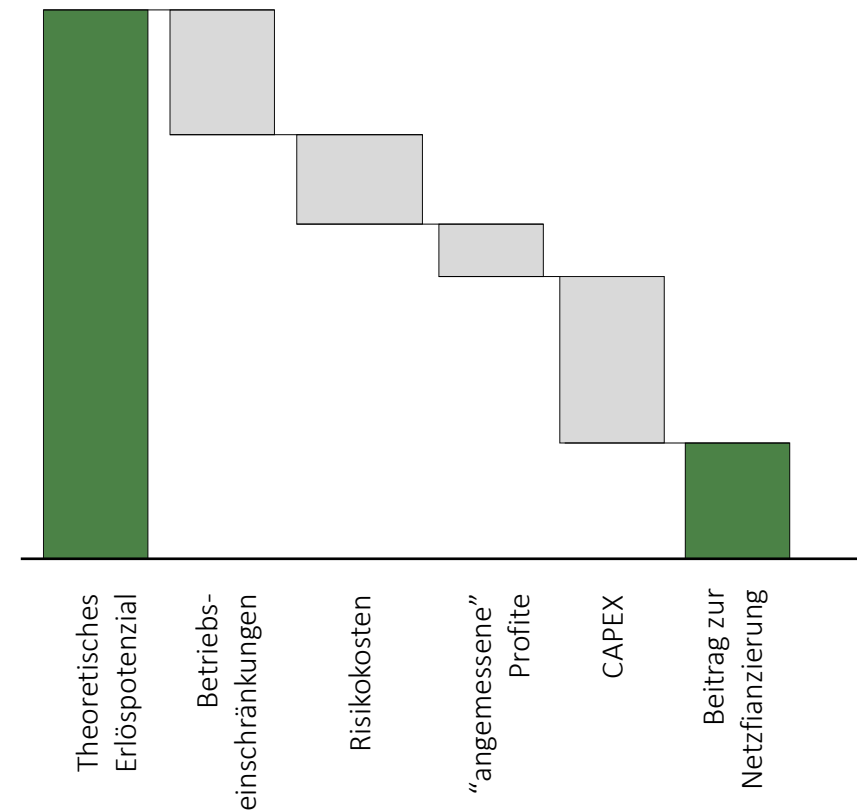
## Signifikante Mindererlöse

- Einschränkungen der Profitabilität durch Betriebseinschränkungen wie: FCAs, Trichter, Feasibility Ranges, Rampenvorgaben, ...
- Hohe regulatorische und marktliche Unsicherheit, keine staatliche Absicherung

## Höhe des Finanzierungsbeitrags hängt ab von Einschränkungen

- Einschränkungen des Speicherbetriebs reduzieren möglichen Finanzierungsbeitrag
- Einschränkungen daher so gezielt wie möglich und nötig

Einnahmen und Kosten (illustrativ)



# Keine Standortsteuerung durch BKZ

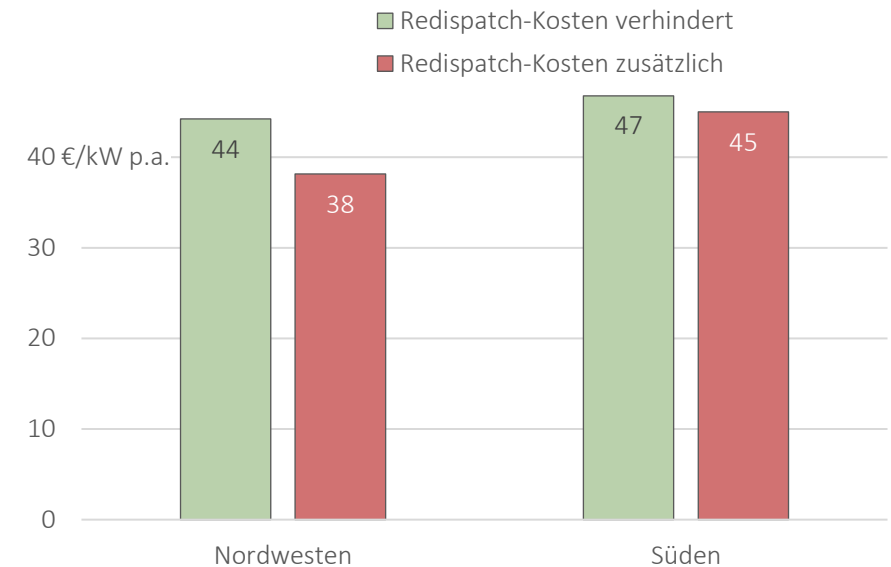
## Keine pauschal netzdienlicheren Standorte

- Netzwirkung eines Speichers hängt primär vom Einsatz ab, nicht vom Standort – Standortsteuerung für durch regionale Differenzierung des BKZ daher nicht sinnvoll
- Anschlusskosten können regional unterschiedlich sein – hier kann Differenzierung sinnvoll sein

## Empfehlung

- Keine Unterscheidung des über Netzanschluss hinausgehender Finanzierungsbeitrags zwischen Netzbetreibern ( $\neq$  Status Quo)
- Bundesweit einheitlicher Sockel-BKZ zur Netzfinanzierung denkbar
- Änderung des Netzanschlussverfahren erscheint sinnvoller, um Batterien an ausgewählte UWs zu schieben

## Netzwirkung einer Großbatterie nach Standort



# Zusammenfassung unserer Empfehlungen

## **Symmetrischer dynamischer Arbeitspreis („Anreizfunktion“)**

- Ökonomisch sinnvoller Anreiz zur Vermeidung von Engpässen im Day-ahead Dispatch
- Kann keine kurzfristig auftretenden Netzengpässe beheben

## **Beitrag zur Netzfinanzierung („Finanzierungsfunktion“)**

- Kombination aus: BKZ, Leistungspreis oder Kapazitätspreis
- Nicht AP, um wohlfahrtsvernichtende Einschränkung des Speicherbetriebs zu vermeiden
- Ohne AP1 und AP2 erscheint frei wählbare Kapazität wenig sinnvoll
- Höhe des Finanzierungs-Beitrags in Abhängigkeit von sonstigen Einschränkungen des Speicherbetriebs, insb. FCAs

## **Keine geographische Investitions-Steuerung durch Netzentgelte**

- Kaum Unterschiede in Netzwirkung zwischen Standorten (ohne Dispatch-Anreize)



Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Dr. Anselm Eicke

[eicke@neon.energy](mailto:eicke@neon.energy)

+49 176 5675 5674

Neon Neue Energieökonomik GmbH  
Schönleinstraße 31  
10967 Berlin

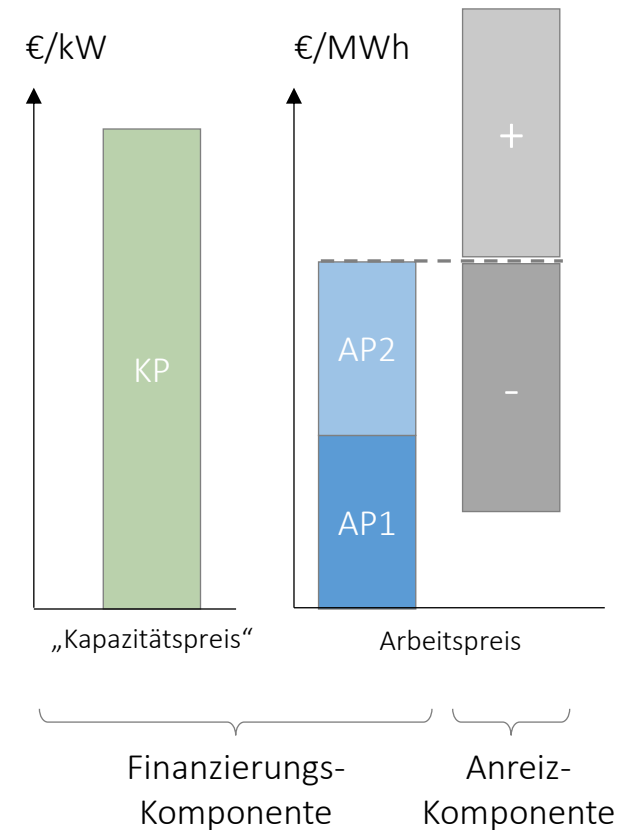
# Der Vorschlag: Finanzierungs- und Anreiz-Komponenten

## „Anreizkomponente“ im AgNes-Vorschlag

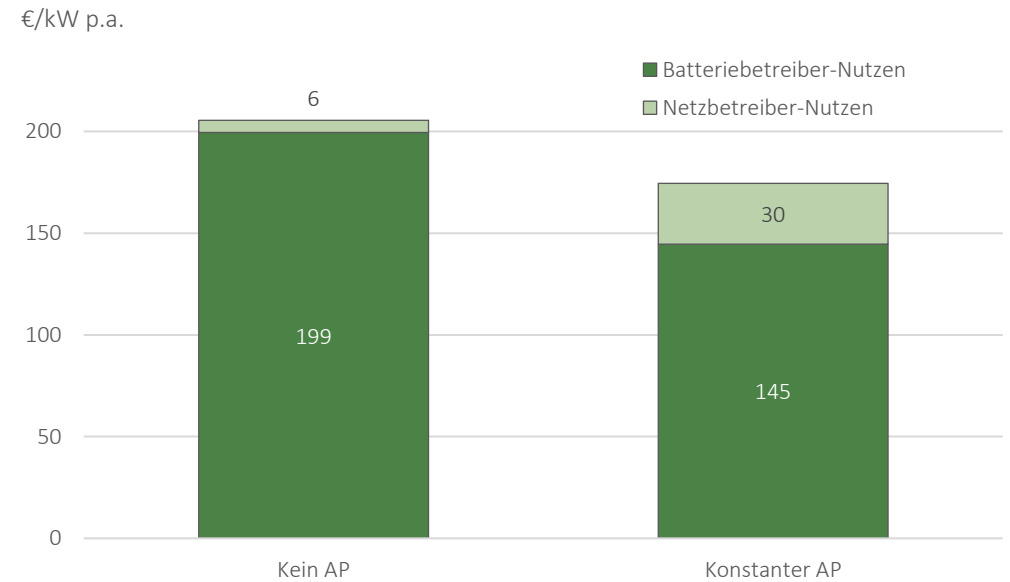
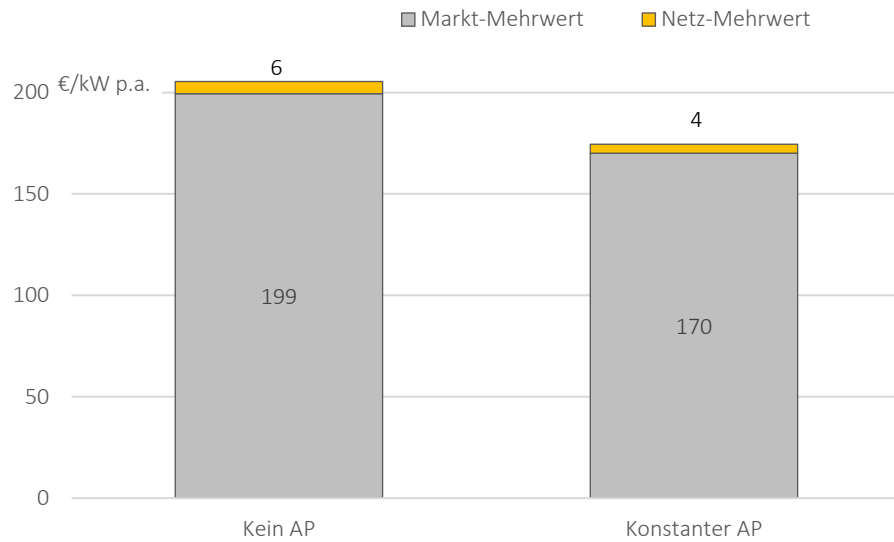
- Dynamischer Arbeitspreis
- Je nach Engpasssituation positiv / negativ
- Zielvorstellung: nur Anreiz zur Netzentlastung, aufkommensneutral (?)

## „Finanzierungskomponente“ im AgNes-Vorschlag

- Arbeitspreis 1 (niedriger), Arbeitspreis 2 (höher), Kapazitätspreis
- AP1 und AP2 sind zeit-konstant
- AP2 greift, wenn viertelstündl. individueller Verbrauch > Kapazitäts-Parameter
- Kapazitäts-Parameter ist eine frei wählbare Zahl zur Berechnung des Tarifs – hat nichts mit technischer oder vertraglicher Anschlussleistung oder der tatsächlichen Maximallast zu tun
- Zielvorstellung: nur Finanzierung, keine Anreizwirkung



# Verteilungswirkung beim konstanten Arbeitspreis



# Großbatterien können Netzengpässe reduzieren

## Redispatch als Indikator für ein (lokal) ausgelastetes Netz

- Abregelung in der Region der Batterie: Export-beschränkt
- Hochfahren in der Region der Batterie: Import-beschränkt

## 3x3 Zustände

- Batterie: laden, entladen, Stillstand
- Netz: Export-beschränkt (negativer Redispatch), Import-Beschränkt (positiver Redispatch), engpassfrei
- Anreize, um am Vortag prognostizierbaren Engpässe zu vermeiden

## Netzwerkung einer Batterie in NW-Deutschland

Import-begrenzt	2% belastend	6%	2% entlastend
Engpassfrei	8%	34%	8%
Export-begrenzt	8% entlastend	24%	7% belastend
	Laden	Stillstand	Entladen

Batterieeinsatz

Anteil der Viertelstunden, 2024