

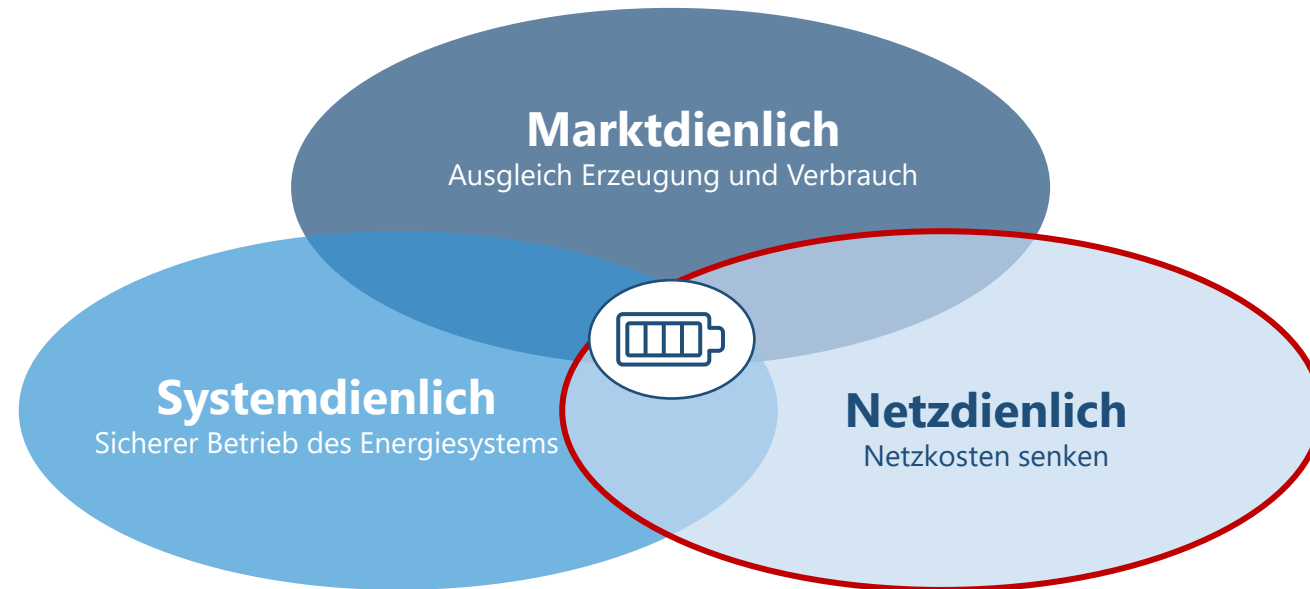
# Dynamisierung und Großbatteriespeicher

Expertenaustausch AgNes am 14. Januar 2026

# Dynamische Netzentgeltkomponenten

## Und Großspeicher als naheliegende Adressaten

*„Stromspeicher dienen [...] dazu, Flexibilität bereitzustellen, um Erzeugung und Verbrauch von Strom in gewissem Umfang zeitlich voneinander entkoppeln zu können. Sie sind daher besonders naheliegende Adressaten für eine dynamische Netzentgeltkomponente.“*

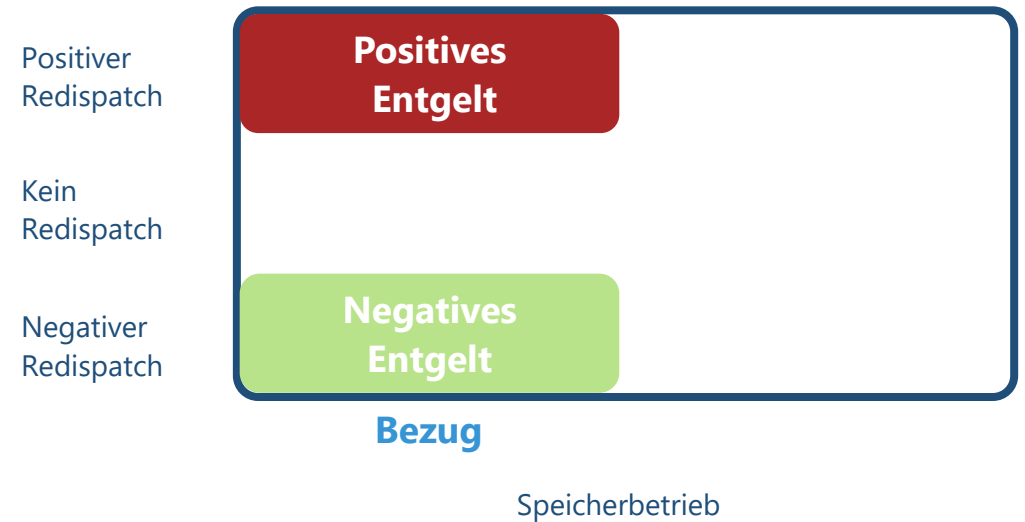


**Überlegungen und Analysen aus dem Kooperationsforum Großbatteriespeicher der FfE**

# Drei Orientierungspunkte zur Ausgestaltung

## Welche Charakteristika sollte die Anreizkomponente aufweisen?

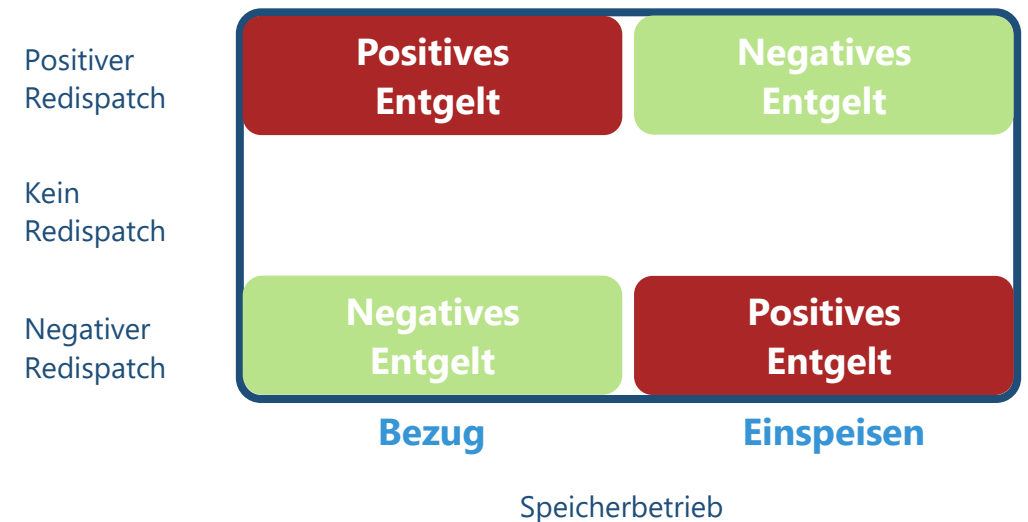
- „sollte vorzeichengerecht ausgestaltet sein.“
- „sollte symmetrisch angewandt werden.“
- „In Zeiträumen, in denen kein Engpassmanagement erforderlich ist, beträgt der Beitrag zum dynamischen Entgelt für diesen Engpass null.“



# Drei Orientierungspunkte zur Ausgestaltung

## Welche Charakteristika sollte die Anreizkomponente aufweisen?

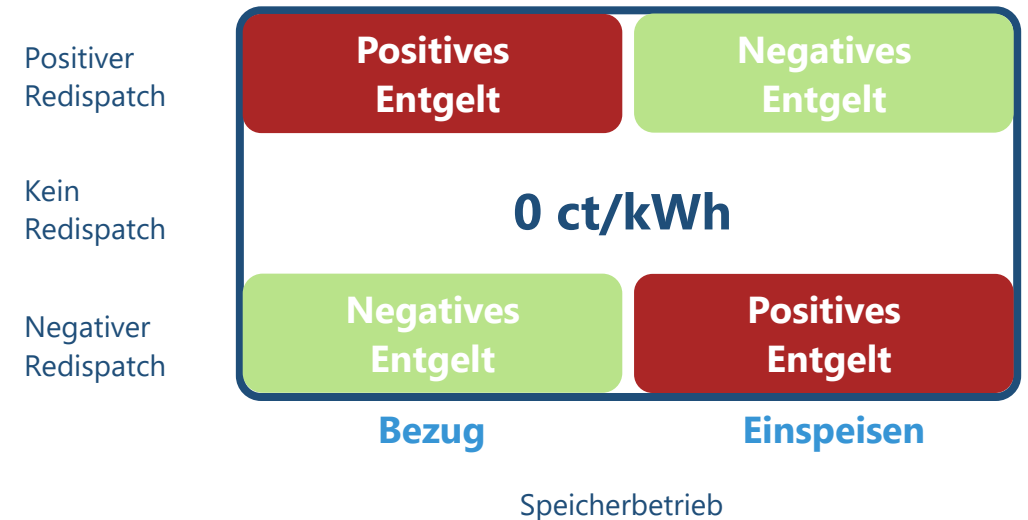
- „sollte vorzeichengerecht ausgestaltet sein.“
- „sollte symmetrisch angewandt werden.“
- „In Zeiträumen, in denen kein Engpassmanagement erforderlich ist, beträgt der Beitrag zum dynamischen Entgelt für diesen Engpass null.“



# Drei Orientierungspunkte zur Ausgestaltung

## Welche Charakteristika sollte die Anreizkomponente aufweisen?

- „sollte vorzeichengerecht ausgestaltet sein.“
- „sollte symmetrisch angewandt werden.“
- „In Zeiträumen, in denen kein Engpassmanagement erforderlich ist, beträgt der Beitrag zum dynamischen Entgelt für diesen Engpass null.“



# Bemessungsgrundlagen

## Woran sollten sich die Entgeltstufen orientieren?

- *Grenzkosten des Engpassmanagements, d. h. die Kosten einer zusätzlichen Einheit Redispatch, die für die Behebung eines Engpasses benötigt würde*
- *Erwarteter Umfang der Reaktion der Netznutzer auf das mit dem dynamischen Entgelt gesetzte Preissignal*

RD-Menge (GWh)	RD-Kosten (Mrd. €)	Kosten pro Einheit (ct/kWh)
18.000	1,4	7,78 ct/kWh
21.500	2,3	10,7 ct/kWh
22.000	4,2	19,09 ct/kWh
34.294	3,1	9,04 ct/kWh
27.500	2,8	10,18 ct/kWh

+/- 10ct/kWh sind eine verbreitete Annahme als erster Ausgangspunkt für wissenschaftliche Analysen

### Aber:

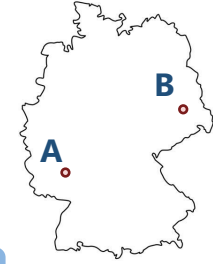
- **Durchschnittskosten** sind keine **Grenzkosten**
- Erwarteter Reaktionsumfang noch nicht berücksichtigt



Ø 10 ct/kWh

# Effekte dynamischer Netzentgelte

## Analyse an zwei Referenzstandorten im Übertragungsnetz



**Modellierungsparameter**

1 Modellierung von Speicherlastgängen anhand historischer Preise des Jahres 2024.

<b>100 MW</b> <b>200 MWh</b>	<b>Spotmarkt-einsatz</b>
<b>85 % Round Trip Efficiency</b>	<b>2 Zyklen pro Tag</b>

2 Referenzszenarien

- Ohne Netzentgelte (Status quo)
- Statischer Arbeitspreis (6,45 ct/kWh)

**Effekt auf Erlöspotenziale und Redispatch-Bilanz**

3 Vier Szenarien mit Redispatch-basierten dynamischen Netzentgelten

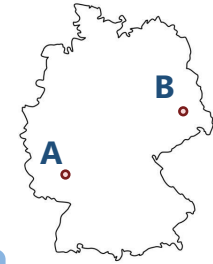
	<b>Redispatch-Belastung</b> im Jahr 2024	<b>Positiver Redispatch</b> [Anzahl Stunden]	<b>Negativer Redispatch</b> [Anzahl Stunden]
Region A	16%	<b>1.333</b>	33
Region B	23%	23	<b>1.970</b>

a) **Effekt durch einseitige vs. beidseitige dynamische NNE**  
 b) **Effekt von negativen dynamischen Netzentgelten**

Positiver Redispatch	<b>10 ct/kWh</b>	<b>-10 ct/kWh</b>
Kein Redispatch	<b>0 ct/kWh</b>	
Negativer Redispatch	<b>-10 ct/kWh</b>	<b>10 ct/kWh</b>
	<b>Bezug</b>	<b>Einspeisen</b>

# Effekte dynamischer Netzentgelte

## Analyse an zwei Referenzstandorten im Übertragungsnetz



### Modellierungsparameter

1 Modellierung von Speicherlastgängen anhand historischer Preise des Jahres 2024.



100 MW  
200 MWh



Spotmarkt-  
einsatz



85 % Round  
Trip Efficiency



2 Zyklen  
pro Tag

### 2 Referenzszenarien

- Ohne Netzentgelte (Status quo)
- Statischer Arbeitspreis (6,45 ct/kWh)

### Effekt auf Erlöspotenziale und Redispatch-Bilanz

3 Vier Szenarien mit Redispatch-basierten dynamischen Netzentgelten

	Redispatch- Belastung im Jahr 2024	Positiver Redispatch [Anzahl Stunden]	Negativer Redispatch [Anzahl Stunden]
Region A	16%	1.333	33
Region B	23%	23	1.970

a) Effekt durch einseitige vs. beidseitige dynamische NNE

b) Effekt von negativen dynamischen Netzentgelten

Positiver  
Redispatch

10 ct/kWh

-10 ct/kWh

Kein  
Redispatch

0 ct/kWh

Negativer  
Redispatch

-10 ct/kWh

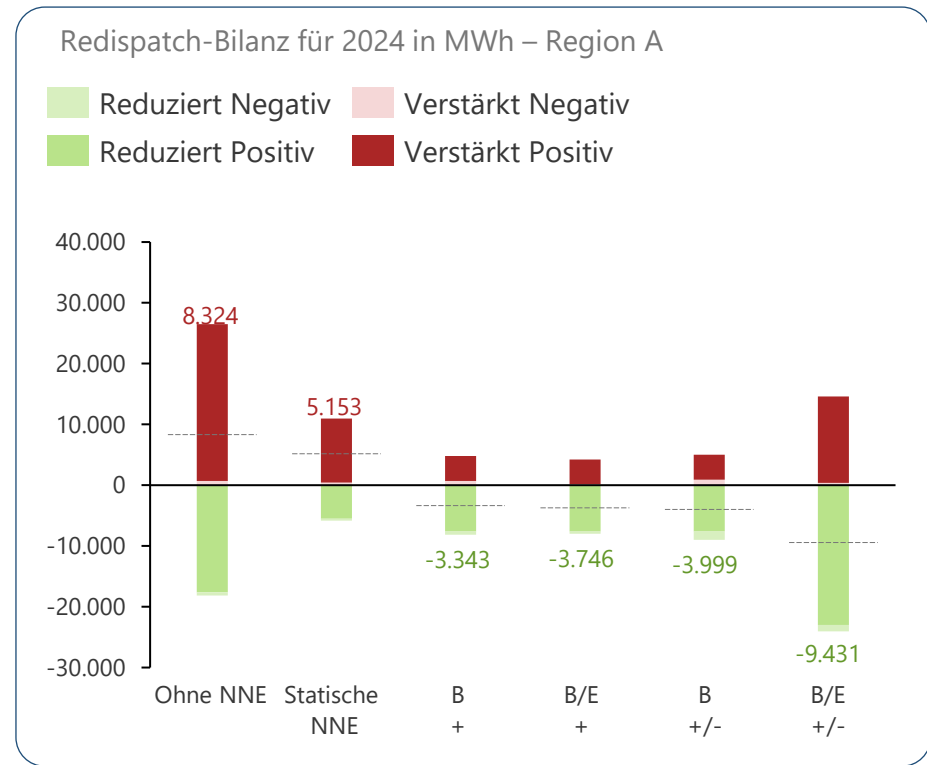
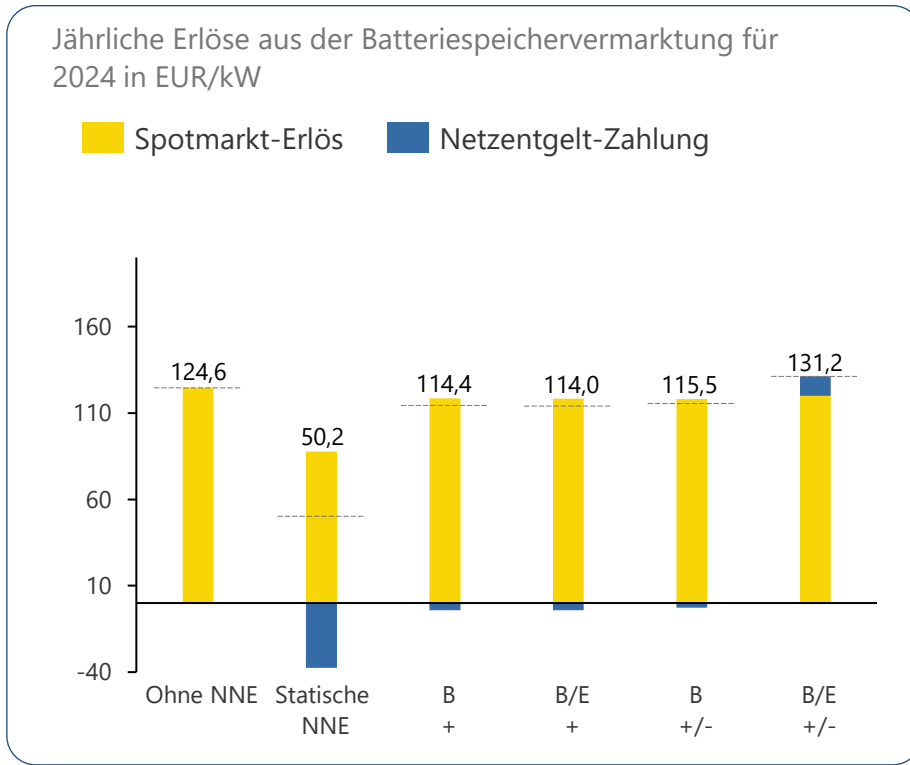
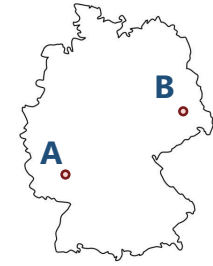
10 ct/kWh

Bezug

Einspeisen

# Dynamische Netzentgelte – Region A

## Erlöse und Redispatch-Bilanz, 2024



**Statische NNE:**  
6,45 ct/kWh

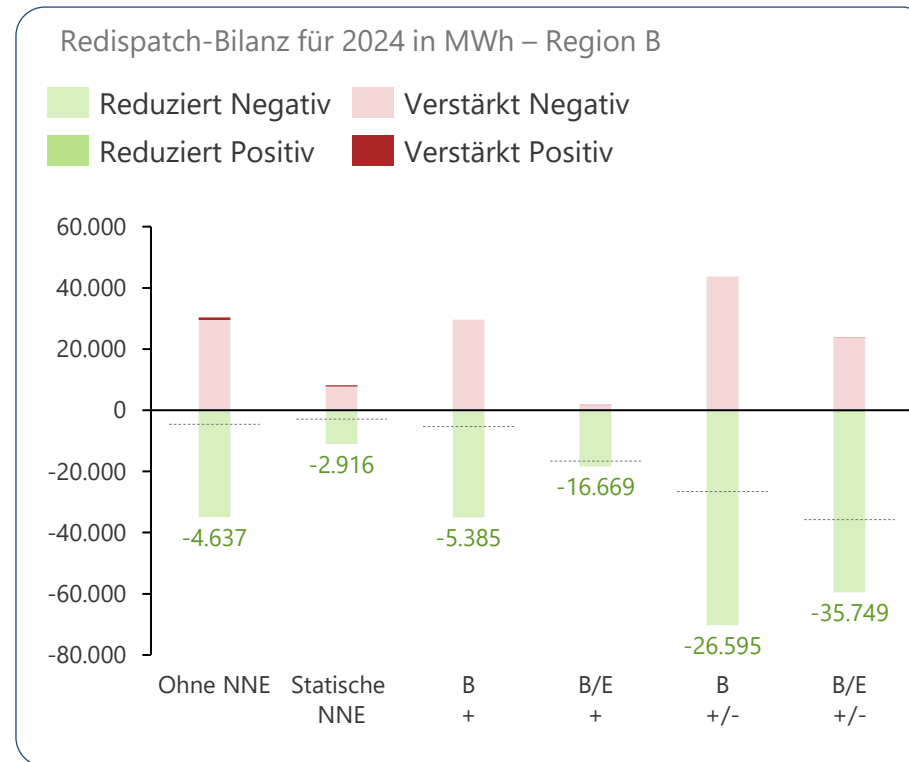
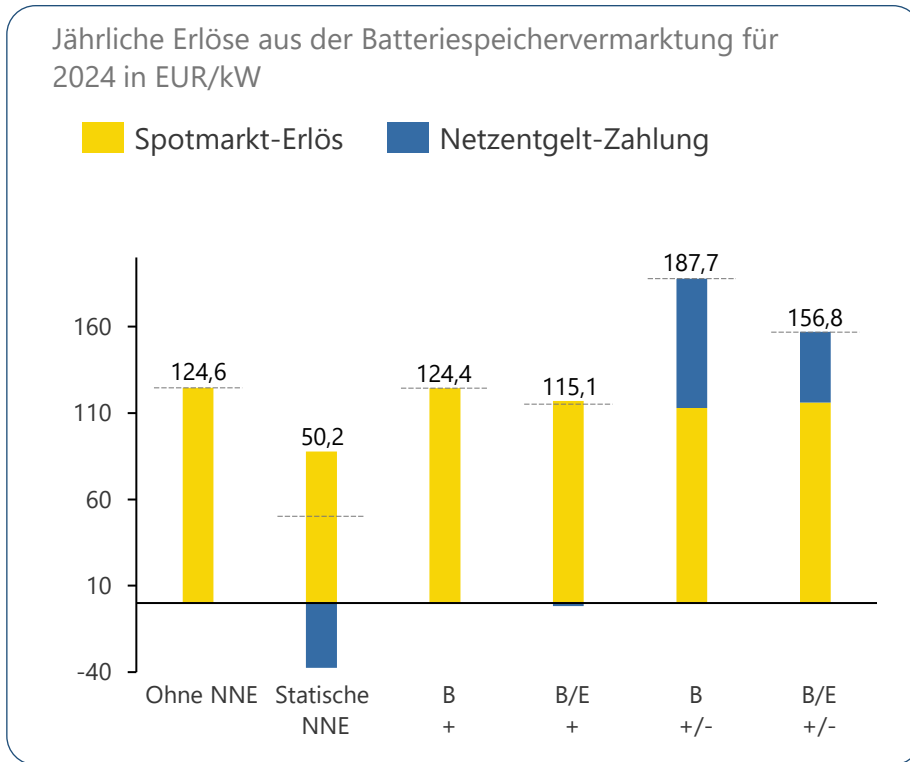
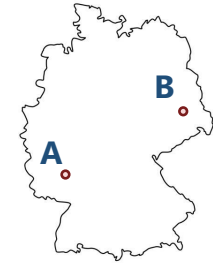
**Dynamische NNE:**  
+/- 10 ct/kWh

**B** Bezug  
**E** Einspeisung  
+ positive NNE  
- negative NNE

➤ Ein beidseitiges Entgelt hat kaum zusätzlich positive Auswirkungen auf Speichererlöse und Redispatch Bedarf  
➤ Erst ein vorzeichengerechtes, symmetrisches Entgelt bringt eine signifikante Reduktion des Redispatch-Bedarfs

# Dynamische Netzentgelte – Region B

## Erlöse und Redispatch-Bilanz, 2024



**Statische NNE:**  
6,45 ct/kWh

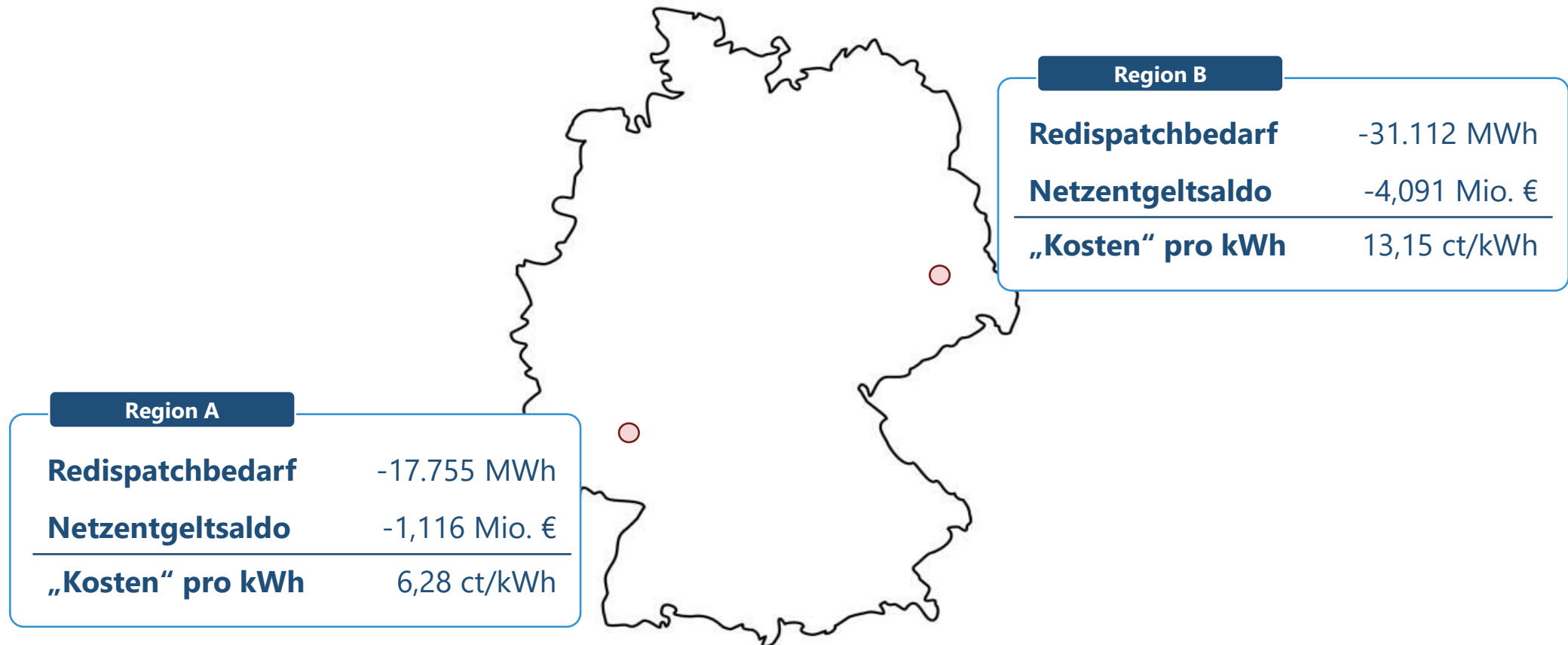
**Dynamische NNE:**  
+/- 10 ct/kWh

**B** Bezug  
**E** Einspeisung  
+ positive NNE  
- negative NNE

Die zusätzlichen Erlöse für Speicher durch ein dynamisches Entgelt liegen in Region B deutlich höher  
Ein vorzeichengerechtes, symmetrisches Entgelt erzielt insgesamt die besten netzdienlichen Effekte, wobei je nach Region unterschiedliche Maßnahmen stärker wirken (Region A: B+ und E- ; Region B: E+ und B-)

# Analyse der Speicherreaktion auf das Preissignal

Wie viel hat die Netzentlastung im Netzentgeltsaldo „gekostet“?



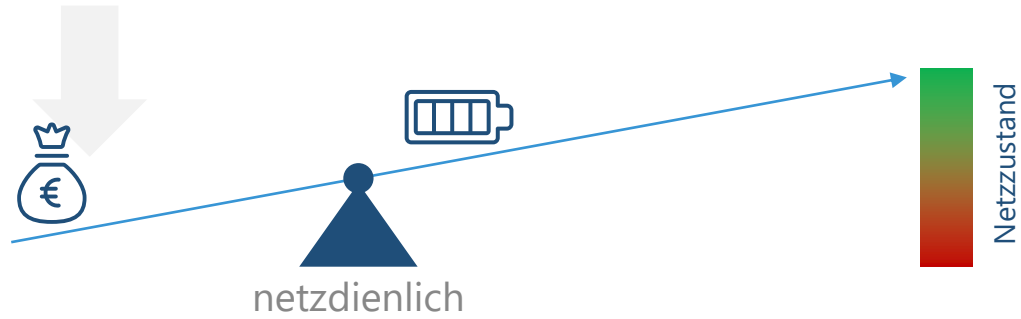
➤ Ein dynamisches Netzentgelt ist aufgrund von Mitnahmeeffekten nicht überall gleich effektiv.

# Einfluss des Adressatenkreises

## Wie umgehen mit Mitnahmeeffekten und Umverteilung?



Mitnahmeeffekte

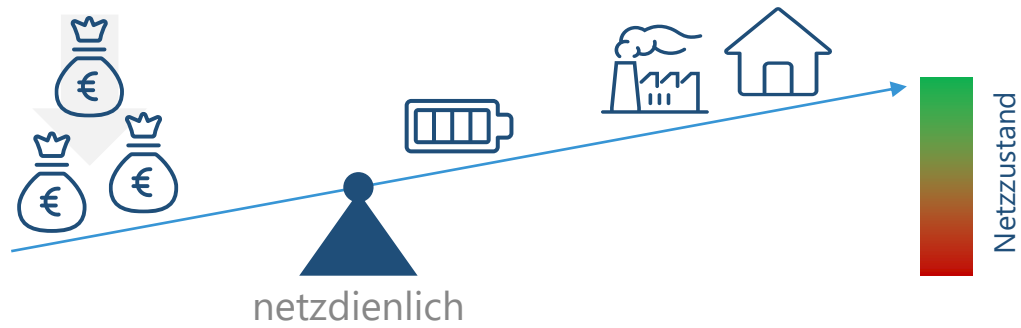


# Einfluss des Adressatenkreises

## Wie umgehen mit Mitnahmeeffekten und Umverteilung?



### Mitnahmeeffekte

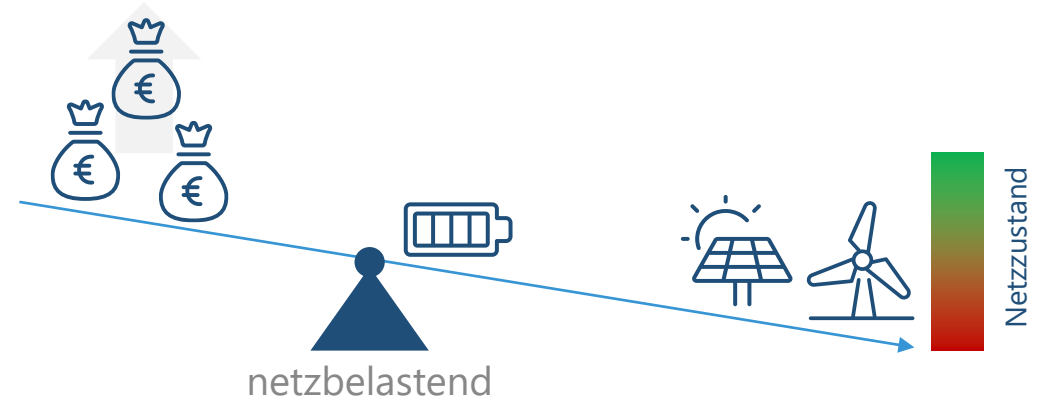
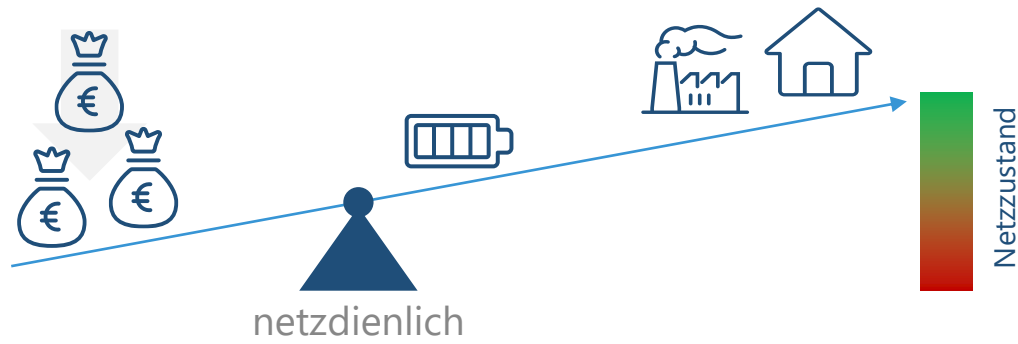


# Einfluss des Adressatenkreises

## Wie umgehen mit Mitnahmeeffekten und Umverteilung?



### Mitnahmeeffekte

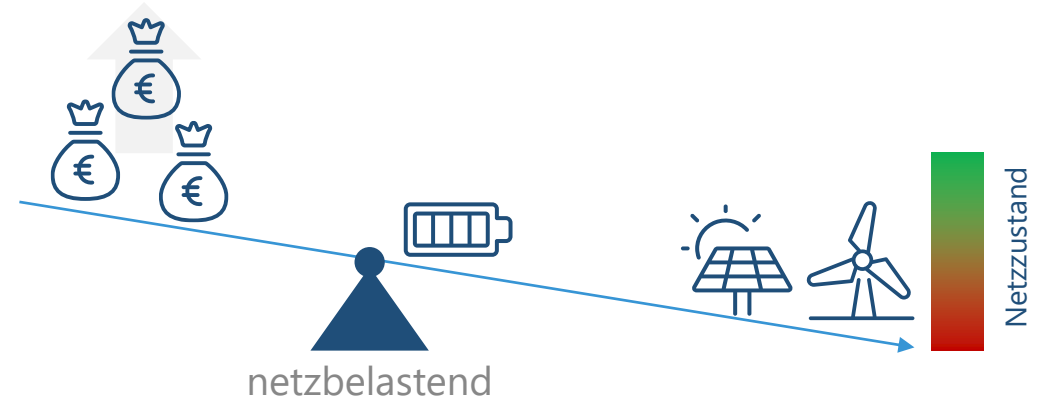
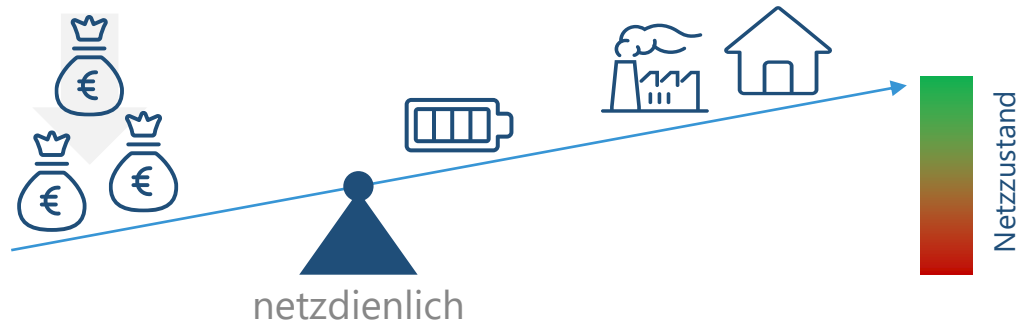


# Einfluss des Adressatenkreises

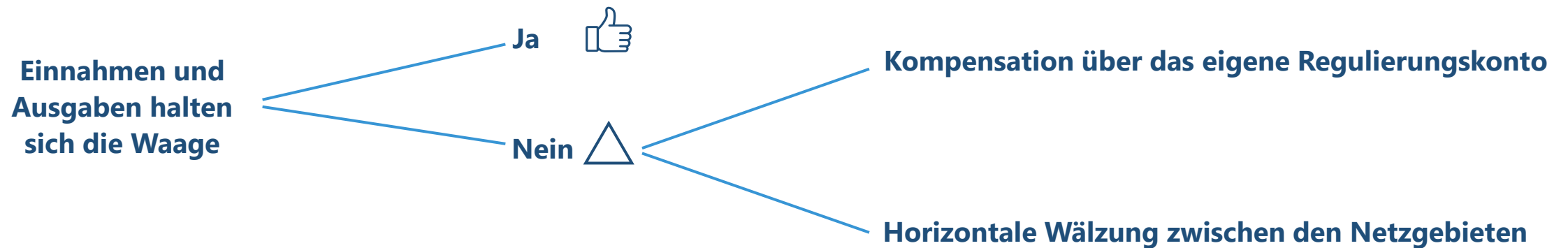
## Wie umgehen mit Mitnahmeeffekten und Umverteilung?



### Mitnahmeeffekte

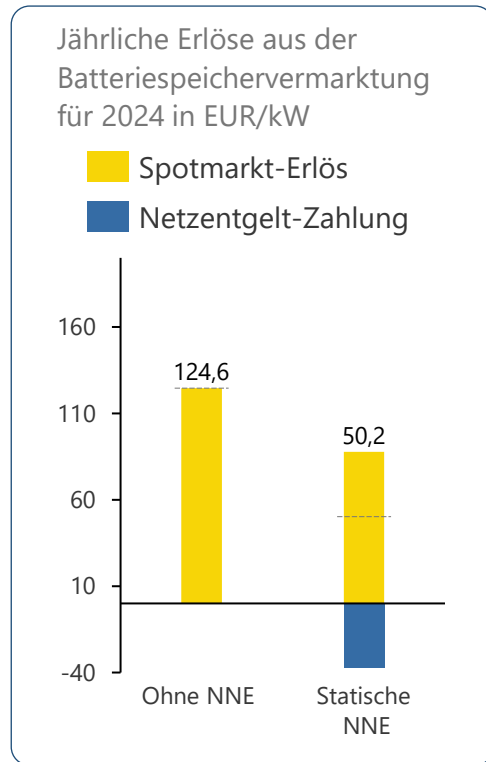


### Umverteilung



# Finanzierungsbeitrag von Großbatteriespeichern

## Wie kann eine Beteiligung von BESS an den Netzkosten aussehen?



Ein **statischer Arbeitspreis** schöpft nicht nur Gewinne ab, sondern **schränkt die Teilnahme an den Spotmärkten ein** und verzerrt das Marktsignal.



Pro **zusätzlichem ct/kWh** statischem Arbeitspreis **reduzieren sich die Erlöse** eines BESS um ca. **14 %**.



**Statische** oder **anschlussbezogene Einspeiseentgelte** führen zu einer **direkten Doppelbelastung** von Speichern.



**Dynamisierung** von Komponenten **mildert die (Doppel)-Belastung** merklich ab und trägt dem **netzdienlichen Flexibilitätspotenzial** Rechnung.



**Bei der Finanzierungsbeitrag sollten statische Arbeitspreise und direkte Doppelbelastung für Speicher vermieden werden.**

# Abschließende Gedanken



## Wechselwirkung von Netzentgelten mit FCAs und Rabatten

Verschiedene Einschränkungen setzen die Wirtschaftlichkeit von Speichern schon stark unter Druck. Mögliche Rabatte für die Teilnahme an FCAs sollten nicht die Anreizkomponente betreffen.



## Netzkosten sind nicht die einzige Zielgröße

Die Erlöse eines Speichers spiegeln gleichzeitig seinen Mehrwert an der Strombörse wider. Dynamisches Netzentgelt ist gut geeignet, um netzdienliches Verhalten anzureizen ohne marktorientierte Flexibilität übermäßig einzuschränken.



## Weitergabe/Kaskadierung

Durch eine Weitergabe sind auch nachgelagerte Netzbetreiber von Beginn an gezwungen die Auswirkungen des Preissignals abzuschätzen und mit Mehr/Mindereinnahmen zu kalkulieren.



**VINCENZ REGENER**

Senior Research Consultant  
Flexibilität & Marktdesign

[vregener@ffe.de](mailto:vregener@ffe.de)

**Ffe**

Am Blütenanger 71

80995 München

+49 89 15 81 21-0



[www.ffe.de](http://www.ffe.de)