

4-ÜNB-Regelreserve Anbieterworkshop 2026

A moment for safety

Gemeinsam sorgen wir für ein sicheres Arbeitsumfeld, in dem wir aus Fehlern lernen und der Austausch von Ideen, Bedenken und Fragen eine Selbstverständlichkeit ist.

Im Falle einer Evakuierung der Räumlichkeiten möchten wir auf folgende Sicherheitsmaßnahmen hinweisen



Benutzen Sie die angegebenen Fluchtwege



Benutzen Sie nicht den Aufzug sondern die Treppe



Begeben Sie sich zum Sammelplatz

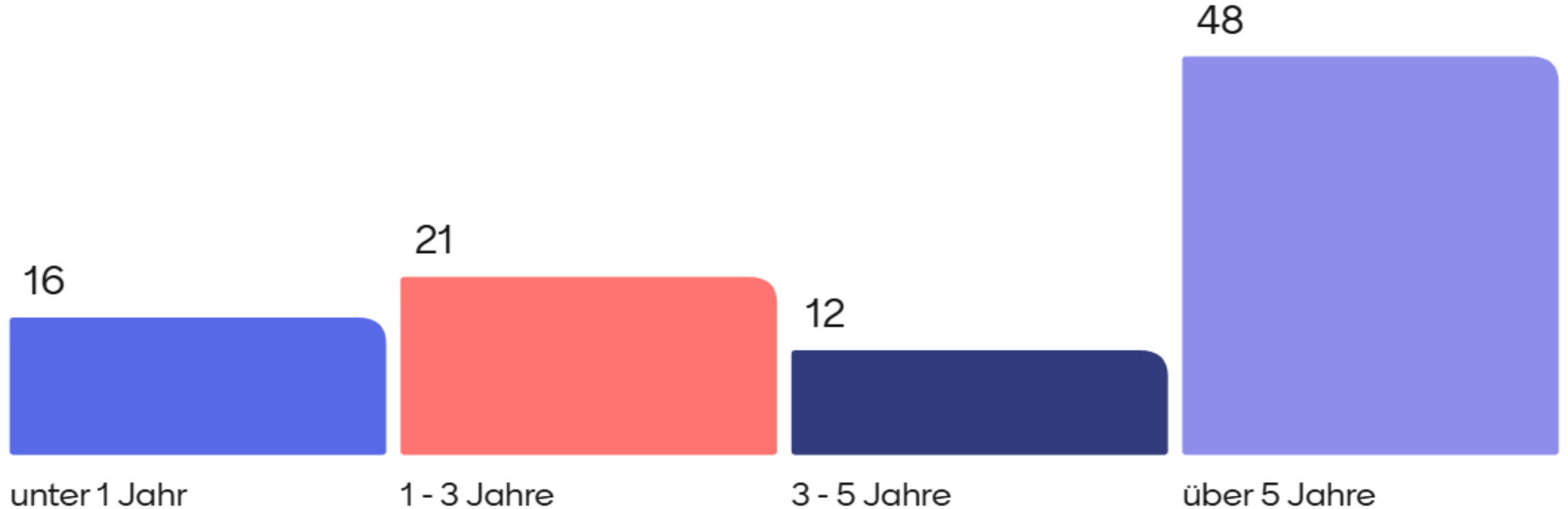


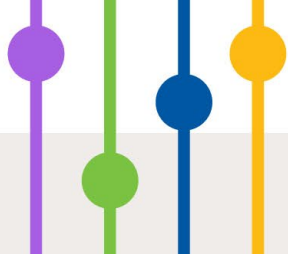
Befolgen Sie die Anweisungen der betrieblichen Evakuierungshelfer

Welcher Begriff beschreibt Ihren heutigen Gemütszustand?



Wie lange beschäftigen Sie sich schon mit der Regelreserve?





Agenda



09:30 – 10:00

Soft Landing

10:00 – 10:15

Begrüßung

10:15 – 10:45

Aktuelle Entwicklungsthemen im PQ-Portal

Dr. Fabian Ocker
Dr. Gaby Folger / Rebecca Wilhalm
Johanna Gemassmer,
David Seibert

10:45 – 11:15

Momentanreserve

Laura Fischer,
Luca Sternecker

11:15 – 11:45

1. Camp-Fire Block

11:45 – 12:05

Aktuelle Entwicklungen im PQ-Umfeld

Markus Ebbert

12:05 – 12:25

Harmonisation of Terms and Conditions

Mahla Mirzaee Kakhki

12:25 – 13:00

2. Camp-Fire Block

13:00 – 14:00

Mittagspause

14:00-14:45

Aktuelle Entwicklungen und operative Themen im Umfeld der IP RL

Christian Berger,
Michael Salinus,
Patrick Heck

14:45-15:05

Full MARI Bidding

Holger Ziegler

15:05-15:35

3. Camp-Fire Block

15:35 – 16:20

Wechselwirkungen zwischen Marktdynamik und Systemstabilität

Martin Kräml,
Manuel Glau

16:20 – 16:35

Maßnahmen zur Qualitätssicherung in der FCR

Dr. Bastian Pötzl

16:35 – 17:05

4. Camp-Fire Block

17:05 – 17:15

Abschluss

Valentin Weppner

17:15 – 18:00

Get together



Aktuelle Entwicklungsthemen im PQ Portal

Johanna Gemassmer & David Seibert

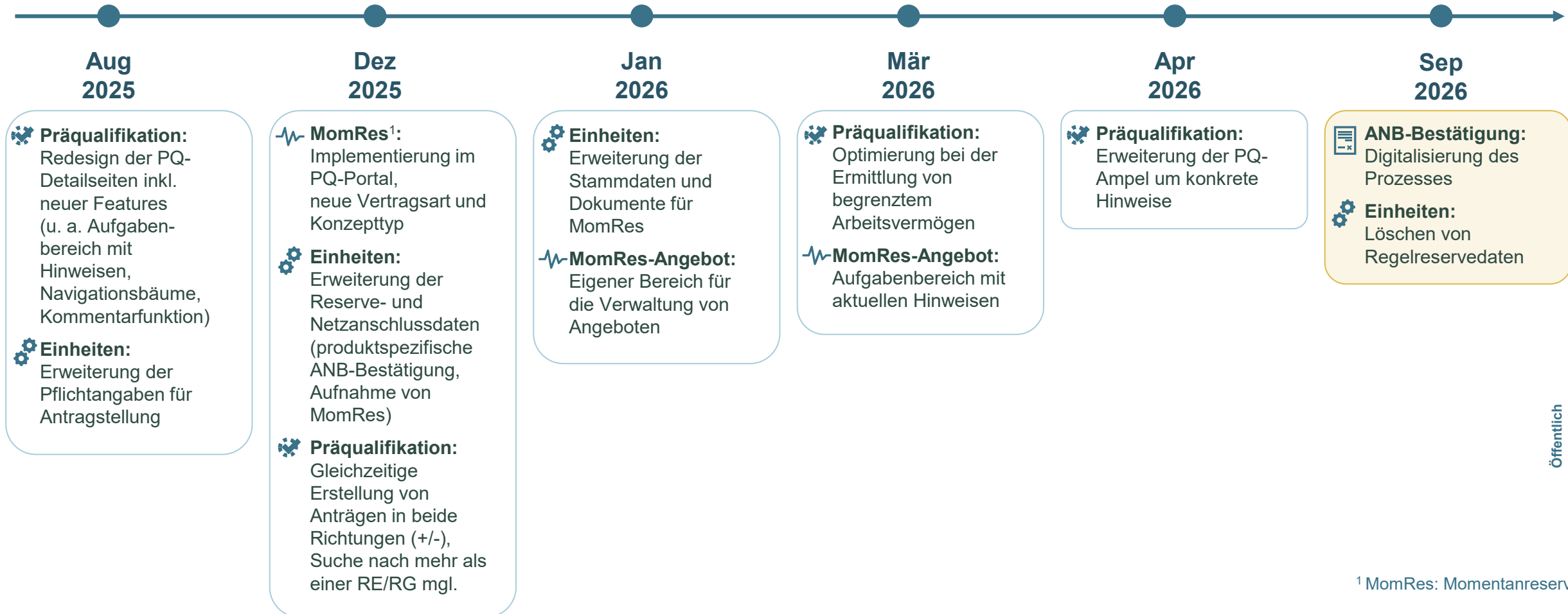
Ziele des PQ-Portals

Digitale Abwicklung der Präqualifikation für Regelreserve und der Angebotsabgabe für Momentanreserve in einem nutzerfreundlichen Stammdatenportal.



Öffentlich

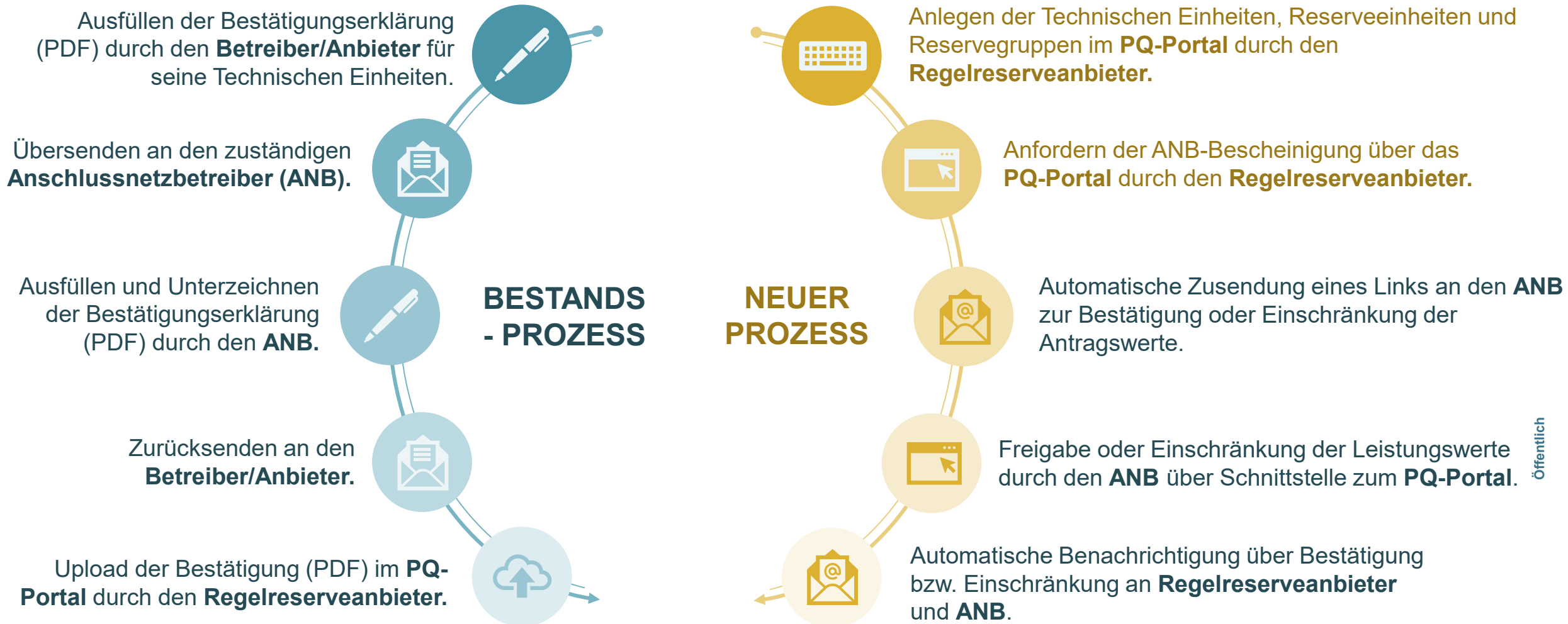
Rückblick: Neuerungen im PQ-Portal



Öffentlich

¹ MomRes: Momentanreserve

WAS ÄNDERT SICH? - PROZESSÜBERSICHT



WAS ÄNDERT SICH? - VORTEILE

1

Vollständige Digitalisierung der Interaktion zwischen ANB und **Betreiber/Anbieter** im Präqualifikationsprozess. Abkehr von der PDF-Vorlage der „*Bestätigungserklärung des Reserven anschließenden Netzbetreibers und des (der) zwischengeschalteten Netzbetreiber(s) für Reservevorhaltung und –erbringung*“.

2

Entlastung von ANB und Regelreserveanbietern durch automatische Anforderung der ANB-Bescheinigung für Reserveeinheiten und Reservegruppen bei den zuständigen Stellen.

3

Digitale Nachvollziehbarkeit des Bescheinigungsdatums und der durch den ANB gesetzten Einschränkungen auf Einheiten- und Produktebene sowie **transparente Einsicht** in den aktuellen Bearbeitungsstatus.

4

Fehlerminimierung beim Datentransfer von ANB-Bescheinigung in das PQ-Portal. Eingegebene Werte werden unmittelbar in das PQ-Portal eingepflegt und im Präqualifikationsantrag automatisch berücksichtigt.



Vereinfachung und Beschleunigung des Präqualifikationsverfahrens für Anbieter, ANB und ÜNB.

Öffentlich

WIE KANN DIE ANB-BESCHEINIGUNG ANGEFORDERT WERDEN?

Voraussetzungen

- Vollständige Spezifizierung der Technischen Einheit im **PQ-Portal** für die Abschnitte:
 - Allgemeine Daten (Bezeichnung, Adresse, Betreiber, Geodaten)
 - Technische Daten (Nennleistung, Technologie, Marktstammdatenregister-ID)
 - Netzanschluss (ANB, MaLo (Einspeisung / Entnahme), MeLo, Spannungsebene, **max. Entnahme / Einspeisung am NAP**)
 - Reservedaten

1. Manuelle Anforderung

- Für jede Technische Einheit kann die ANB-Bescheinigung im Bereich Netzanschluss produktspezifisch angefordert werden.



2. Automatisierte Anforderung

- Durch **Eingruppierung** vollständig spezifizierter technischer Einheiten in **Reserveeinheiten oder Reservegruppen**, werden die ANB-Bescheinigungen automatisch angefordert.

KÖNNEN ANFORDERUNGEN ZURÜCKGEZOGEN WERDEN?

Vor der Bestätigung durch den ANB

- Die angeforderten Bescheinigungen können im Bereich Netzanschluss der technischen Einheit durch Anklicken zurückgezogen werden.

● Bestätigung angefordert

ANB-Bestätigung FCR +

Max. Reservekapazität

⊗ -

Datum der ANB-Bestätigung

📅 -

 **Anforderung zurück...**

Nach der Bestätigung durch den ANB

- Bereits erteilte Bescheinigungen können nur indirekt durch die Anpassung der max. Einspeise- bzw. Entnahmeleistung zurückgezogen bzw. annulliert werden.

Netzanschlusskapazität

Max. Einspeiseleistung

⊗ 5,000 MW

Max. Entnahmeleistung

⊗ 5,000 MW

Max. Reservekapazität (positiv / negativ)

⊗ 10,000 MW

●

ANB-Bestätigung FCR +

Max. Reservekapazität

⊗ 10,000 MW

Datum der ANB-Bestätigung

📅 22.09.2026

Öffentlich

Ausblick: Neuerungen im PQ-Portal

Dez
2026



Einheiten:

Redesign der Einheitenübersicht inkl. neuer Features
(u. a. bessere Übersicht gruppierter Einheiten)

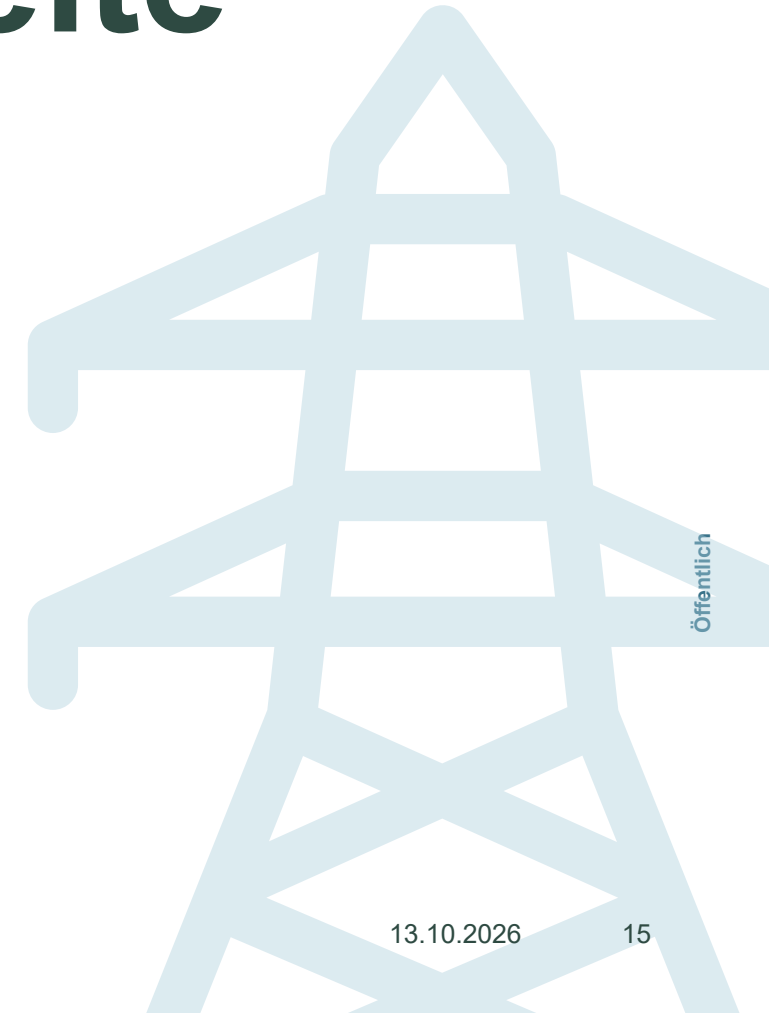


Exporte:

Maschinendatenblatt wird ersetzt durch TE-Datenblatt

Öffentlich

Einheitenübersichtsseite



Einheiten

[+ Technische Einheit](#) [Daten importieren](#) [Daten exportieren](#) [Inhalte aktualisieren](#) Export des neuen
TE Datenblattes

Filterfunktionen

Typ	Bezeichnung	Regelzone	ANB	ET	Tech	Leistung	Reserveart	Aktion
Alle	Name filtern	RZ filtern	ANB filtern	Alle	Alle	MW filtern	Alle	
TE	Sonnenbatterien TE 1001	TransnetBW	TechNova	Braunkohle	Gasturbine	123,000	Inertia +	>
TE	PLS OG (39705)	TransnetBW	TechNova	Wind	Turbine	150,000	Inertia -	>
RE	AVB Leistungsregelungsgrenze	Amprion	CompGmbH	Mix	Mix	185,000	FCR + FCR - aFRR + aFRR - mFRR + mFRR -	>
RE	AVB Leistungsregelungsgrenze2	Amprion	CompGmbH	Mix	Mix	125,000	mFRR + mFRR -	>
RG	RG Land in Sonne	50Hertz	LunaCraft Ind.	Mix	Mix	120,000	FCR + mFRR -	>
TE	TE Land in Sonne 1001	50Hertz	LunaCraft Ind.	Braunkohle	Gasturbine	123,000		>
TE	TE Land in Sonne 1002	50Hertz	LunaCraft Ind.	Wind	Turbine	118,000		>
TE	TE Land in Sonne 1003	50Hertz	LunaCraft Ind.	Braunkohle	Gasturbine	145,000	mFRR -	>
RG	RG Neu Energie	Tennet	NeuEnergie	Mix	Mix	250,000	FCR + FCR - aFRR + aFRR - mFRR + mFRR -	>
TE	TE NE (234562)	Tennet	NeuEnergie	Braunkohle	Gasturbine	123,000	FCR + FCR -	>
TE	TE NE (234563)	Tennet	NeuEnergie	Wind	Turbine	118,000	aFRR + aFRR -	>
TE	TE NE (234563)	Tennet	NeuEnergie	Braunkohle	Gasturbine	123,000	mFRR + mFRR -	>
RG	RS Strom&STR	TransnetBW	Strom&STR	Mix	Mix	250,000	FCR + FCR - aFRR + aFRR - mFRR + mFRR -	>
TE	TE 1000	TransnetBW	Strom&STR	Braunkohle	Gasturbine	123,000	FCR + aFRR +	>
TE	TE 1001	TransnetBW	Strom&STR	Braunkohle	Gasturbine	123,000	FCR - aFRR -	>
TE	TE 1002	TransnetBW	Strom&STR	Braunkohle	Gasturbine	123,000	mFRR + mFRR -	>
TE	TE 1003	TransnetBW	Strom&STR	Braunkohle	Gasturbine	123,000	FCR + FCR - aFRR + aFRR - mFRR + mFRR -	>
TE	TE 1002	TransnetBW	Strom&STR	Braunkohle	Gasturbine	123,000	mFRR + mFRR -	>

Vorhandene PQ-Anträge

Reservedaten der TEs

TE Datenblatt

Template TE-Datenblatt v2.xlsx Public

Suchen

Datei Start Einfügen Zeichnen Seitenlayout Formeln Daten Überprüfen Ansicht Automatisieren Hilfe ELO

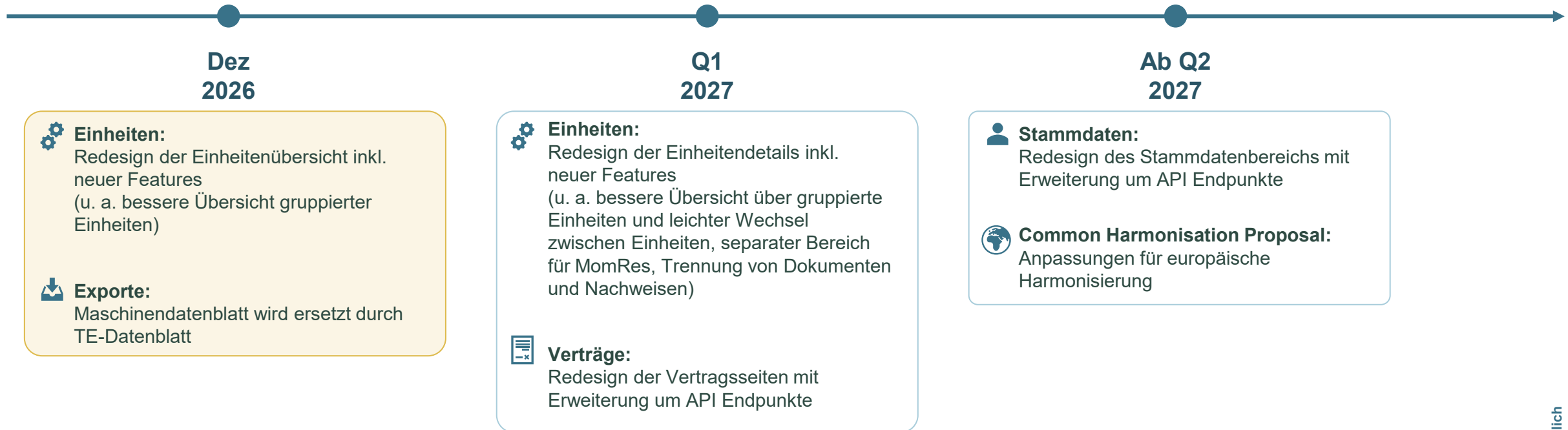
H18

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
			Nummer der Einheit (Pflicht beim Aktualisieren)	Bezeichnung der Technischen Einheit (Pflicht beim Erstellen)	Anbieter-interne Kennung	Dynamische Gruppenkennzeichnung	Straße der Einheit	PLZ der Einheit	Ort der Einheit	Bundesland der Einheit	Land der Einheit	Geografische Breite der Einheit (Pflicht beim Erstellen)	Geografische Länge der Einheit (Pflicht beim Erstellen)	Name des Eigentümers	...
1	Anbieter	Regelzone (Pflicht)													
2	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000777	RE 1	Einheit E		Heidestr. 2	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,00000	10,00000	Eigentümer E	...
3	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000778	TE 1	TE 1 zu Einheit E		Heidestr. 2	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,00000	10,00000	Eigentümer E	...
4	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000779	TE 2	TE 2 zu Einheit E		Heidestr. 2	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,00000	10,00000	Eigentümer E	...
5	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000780	TE 3	TE 3 zu Einheit E		Heidestr. 2	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,00000	10,00000	Eigentümer E	...
6	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000781	RG 1	Gruppe G		Heidestr. 3	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,40000	10,00000	Eigentümer E	...
7	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000782	TE 4	TE 1 zu Gruppe G		Heidestr. 3	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,40000	10,00000	Eigentümer E	...
8	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000783	TE 5	TE 2 zu Gruppe G		Heidestr. 4	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,80000	10,00000	Eigentümer E	...
9	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000784	TE 6	TE 3 zu Gruppe G		Heidestr. 5	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,80000	10,60000	Eigentümer E	...
10	Anbieter A	50Hertz Transmission GmbH	DE-009-0000000785	TE 7	TE 4 zu Gruppe G		Heidestr. 6	10557	Berlin	Berlin	Deutschland	53,80000	10,30000	Eigentümer E	...
11															



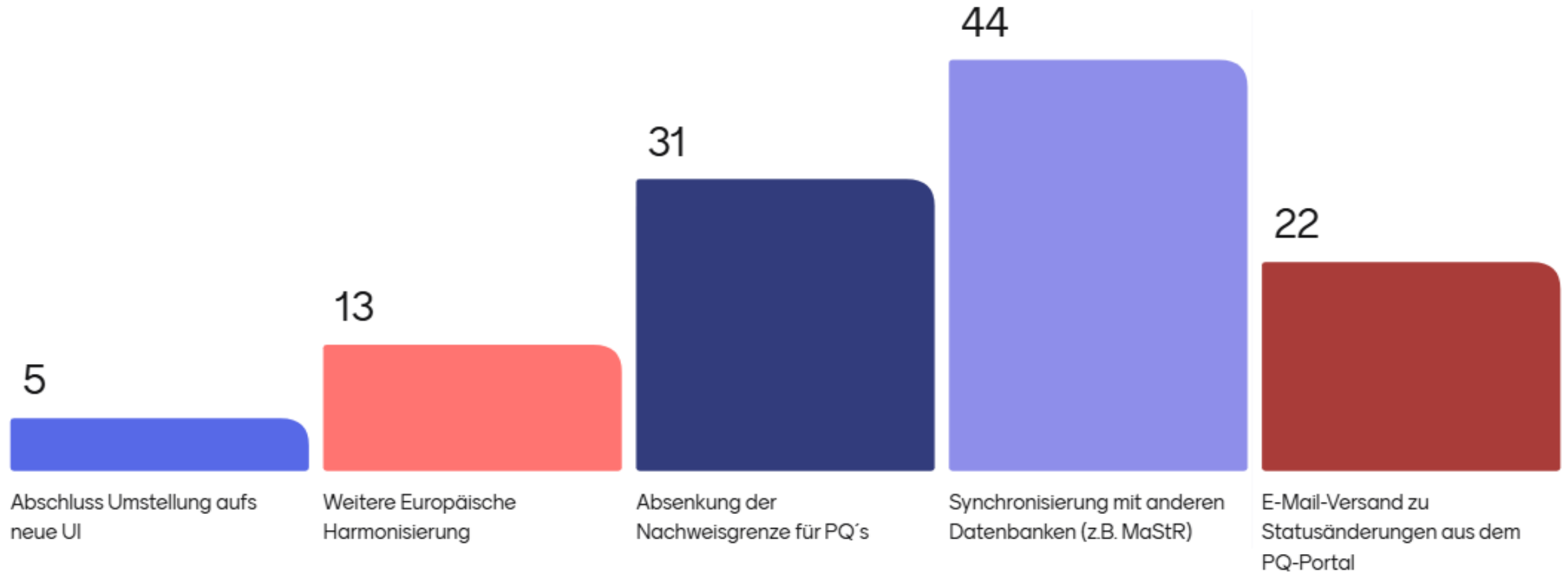
Excel-Vorlage wird 4 Wochen vor Umstellung bereitgestellt

Ausblick: Neuerungen im PQ-Portal



Öffentlich

Diese Themen wünsche ich mir für die Zukunft:



Diese Themen finde ich für das PQ-Portal auch relevant:



Einheiten- detailseite

Sneak Peak

Land in Sonne

TE Land in Sonne 1001

TE Land in Sonne 1002

TE Land in Sonne 1003

RV_aFRR

RV_IR

Inertia-Vertrag (Premium)

TE Land in Sonne 1001

Einheit Sonnenbatterien • DE-011-00000049601

afRR - afRR + mFRR - mFRR + Inertia - Inertia +

50Hertz

Regelzone

50Hertz

Beschaffungsregion

Organisatorische Daten

Adresse der Einheit

Geografische Breite

Eigentümer

Betreiber

Bilanzkreisverantwortlicher

Lieferant

Geografische Länge

Datum der Eigentümerbestätigung

Datum Betreiberbestätigung

Bestätigungsdatum des Erbringungsbilanzkreises

Datum der Lieferantenbestätigung

Adresse des Eigentümers

Adresse des Betreibers

EIC des Erbringungsbilanzkreises

Technische Daten

Nennleistung

Maximal-Leistung (netto)

EIC-W der Einheit

Bezeichnung Online-Datenpunkt

Energieträger

Minimal-Leistung (netto)

Marktstammdatenregisternummer

IT-Verbindungsart

Strom

Obere Grenze der Leistungsregelung

ZEREEZ ID

GPRS/geschlossene Providergruppe

Technologie

Untere Grenze der Leistungsregelung

Technische Ressource ID

Arbeitsvermögen begrenzt

Sonstiger Speicher (keine Batterie)

15,000 MW

Steuerbare Ressource ID

Vorlaufzeit des Nachlademanagement

Technische Ausführung

-15,000 MW

00:05 MVA

Synchronmaschine mit zusätzlicher Schwungradmaschine im Wirkleistungsbetrieb und Umschaltmöglichkeit zum Phasenschieberbetrieb

Einheitentyp laut Gutachten/Zertifikat

Perpetuum Mobile

Reserve

Produkt

ANB-Bestätigung

Reservekapazität

Gradient

Datum

Eignungsnachweis

Datum

Aktion

afRR +

Bestätigt

12,500 MW

0,337 MW/Min.

02.10.2022

Real

02.10.2020

afRR -

An ANB weitergeleitet

-

-

-

DHK

02.10.2019

mFRR +

UND-Freigabe erforderlich

12,500 MW

0,337 MW/Min.

02.10.2022

Real

02.10.2020

mFRR -

ANB-Bestätigung erforderlich

-

-

-

-

-

Momentanreserve

Status

Momentanreserve

Anlaufzeitkonstante

Datum

Inertia +

Bestätigt

0,1234567 MWs

0,3 s

02.10.2022

Inertia -

ANB-Bestätigung erforderlich

-

-

-

Netzzanschluss

Netzzanschlusspunkt

Anschlussnetzbetreiber

Bernau

EIC-Y des Bilanzierungsgebiets

Spannungsebene

Marktlokations-ID (Einspeisung)

110 kV

Marktlokations-ID (Entnahme)

Maximale Einspeiseleistung

Maximale Entnahmeleistung

15,000 MW

15,000 MW

Maximale Reservekapazität (negativ / positiv)

Messlokation

30,000 MW

Momentanreservedaten

m Faktor

Inertia -

Inertia +

Anlaufzeitkonstante

1,2

2,0

Pmin, dyn

-

-

Pmax, dyn

-

3,123

PE, max

-

-

PE, max, B

-

4,234

PE, min, E

-

5,012

Momentanreserve

-

11,9430000

Dokumente

BKV-Bestätigung

Lieferantenbestätigung

Anlage zur ANB-Bestätigung

Konzept Sonne aFRR

Konzept Sonne mFRR

Konzept Sonne Inertia -

Konzept Sonne Inertia +

ANB-Bescheinigung

Gutachten

Zertifikat

Umfeld der Einheit

- RG Land in Sonne 3
- FCR - FCR + aFRR - aFRR + mFRR - mFRR +
- TE TE Land in Sonne 1001
- TE TE Land in Sonne 1002
- TE TE Land in Sonne 1003

Vertragzuordnung

- RV_aFRR
aFRR-Vertrag >
- mFRR-Vertrag ☒ In Bearbeitung
- RV_IR
Inertia-Vertrag (Basis) >
- Inertia-Vertrag (Premium)
RV_IR >

TE TE Land in Sonne 1001

Einheit Sonnenbatterien • DE-011-000000049601

aFRR - aFRR + mFRR - mFRR + Inertia - Inertia +

Anbieter

50Hertz
Regelzone

50Hertz
Beschaffungsregion

Mehr Action

Organisatorische Daten

Bearbeiten

Adresse der Einheit	Geografische Breite 46,2	Eigentümer	Betreiber	Bilanzkreisverantwortlicher	Lieferant
	Geografische Länge 14,1	Datum der Eigentümerbestätigung 23.02.2024	Datum Betreiberbestätigung 23.02.2024	Bestätigungsdatum des Erbringungsbilanzkreises 25.02.2024	Datum der Lieferantenbestätigung 26.02.2024
		Adresse des Eigentümers	Adresse des Betreibers	EIC des Erbringungsbilanzkreises	

Technische Daten

Bearbeiten

Nennleistung 11,900 MW	Maximal-Leistung (netto) 11,300 MW	EIC-W der Einheit	Bezeichnung Online -Datenpunkt
Energieträger Strom	Minimal-Leistung (netto) -11,300 MW	Marktstammdatenregisternummer	.
Technologie Sonstiger Speicher (keine Batterie)	Obere Grenze der Leistungsregelung 15,000 MW	ZEREZ ID	IT-Verbindungsart GPRS/geschlossene Providergruppe
Technische Ausführung Synchronmaschine mit zusätzlicher Schwungmasse im Wirkleistungsbetrieb und Umschaltmöglichkeit zum Phasenschieberbetrieb	Untere Grenze der Leistungsregelung -15,000 MW	Technische Ressource ID	Arbeitsvermögen begrenzt
Einheitentyp laut Gutachten/Zertifikat Perpetuum Mobile		Steuerbare Ressource ID	Vorlaufzeit des Nachlademanagement 00:05 MVA

Dokumente

- BKV-Bestätigung
23.11.2022 8:39
- Lieferantenbestätigung*
Dateiformat: PDF
- Anlage zur ANB-Bestätigung
Dateiformat: PDF
- Konzept Sonne aFRR
aFRR
23.11.2022 8:39
- Konzept Sonne mFRR
mFRR
23.11.2022 8:39
- Konzept Sonne Inertia -

- Baujahr entfällt
- BNetzA-Kraftwerksnummer entfällt
- EEG-Anlagenschlüssel entfällt

Start > Einheiten > TE Land in Sonne 1001

Umfeld der Einheit

- RG Land in Sonne 3
- FCR - FCR + aFRR - aFRR + mFRR - mFRR +
- TE TE Land in Sonne 1001
- TE TE Land in Sonne 1002
- TE TE Land in Sonne 1003

Vertragzuordnung

- RV_aFRR
aFRR-Vertrag >
- mFRR-Vertrag In Bearbeitung
- RV_IR
Inertia-Vertrag (Basis) >
- Inertia-Vertrag (Premium)
RV_IR >

TE TE Land in Sonne 1001

Einheit Sonnenbatterien • DE-011-000000049601

aFRR - aFRR + mFRR - mFRR + Inertia - Inertia +

Anbieter

50Hertz
Regelzone

50Hertz
Beschaffungsregion

Mehr Action

Organisatorische Daten

Bearbeiten

Adresse der Einheit	Geografische Breite 46,2	Eigentümer	Betreiber	Bilanzkreisverantwortlicher	Lieferant
	Geografische Länge 14,1	Datum der Eigentümerbestätigung 23.02.2024	Datum Betreiberbestätigung 23.02.2024	Bestätigungsdatum des Erbringungsbilanzkreises 25.02.2024	Datum der Lieferantenbestätigung 26.02.2024
		Adresse des Eigentümers	Adresse des Betreibers	EIC des Erbringungsbilanzkreises	

Technische Daten

Bearbeiten

Nennleistung 11,900 MW	Maximal-Leistung (netto) 11,300 MW	EIC-W der Einheit	Bezeichnung Online -Datenpunkt
Energieträger Strom	Minimal-Leistung (netto) -11,300 MW	Marktstammdatenregisternummer	.
Technologie Sonstiger Speicher (keine Batterie)	Obere Grenze der Leistungsregelung 15,000 MW	ZEREZ ID	IT-Verbindungsart GPRS/geschlossene Providergruppe
Technische Ausführung Synchronmaschine mit zusätzlicher Schwungmasse im Wirkleistungsbetrieb und Umschaltmöglichkeit zum Phasenschieberbetrieb	Untere Grenze der Leistungsregelung -15,000 MW	Technische Ressource ID	Arbeitsvermögen begrenzt
Einheitentyp laut Gutachten/Zertifikat Perpetuum Mobile		Steuerbare Ressource ID	Vorlaufzeit des Nachlademanagement 00:05 MVA

Dokumente

Dokumente

- BKV-Bestätigung
23.11.2022 8:39
- Lieferantenbestätigung*
Dateiformat: PDF
- Anlage zur ANB-Bestätigung
Dateiformat: PDF
- Konzept Sonne aFRR
aFRR
23.11.2022 8:39
- Konzept Sonne mFRR
mFRR
23.11.2022 8:39
- Konzept Sonne Inertia -

- Baujahr entfällt
- BNetzA-Kraftwerksnummer entfällt
- EEG-Anlagenschlüssel entfällt

Einheiten
als BaumVerlinkte
Verträge

Öffentlich

Reserven (RR oder MR)
entfernen

Reserven (RR oder MR)
hinzufügen

Netzanschluss-
daten

Reserve

ANB-Bestätigung

Mehr Action

+ Reserve hinzufügen

Produkt	ANB-Bestätigung				Eignungsnachweis		Aktion
Regelreserve	Status	Reservekapazität	Gradient	Datum	Nachweistyp	Datum	
☐ aFRR +	Bestätigt	12,500 MW	0,337 MW/Min.	02.10.2022	Real	02.10.2020	
☐ aFRR -	An ANB weitergeleitet	-	-	-	DHK	02.10.2019	
☐ mFRR +	ÜNB-Freigabe erforderlich	12,500 MW	0,337 MW/Min.	02.10.2022	Real	02.10.2020	
☐ mFRR -	ANB-Bestätigung erforderlich	-	-	-	-	-	
Momentanreserve	Status	Momentanreserve	Anlaufzeitkonstante	Datum			
☐ Inertia +	Bestätigt	0,1234567 MWs	0,3 s	02.10.2022			
☐ Inertia -	ANB-Bestätigung erforderlich	-	-	-			

Netzanschluss

ANB bestimmen

Netzanschlusspunkt	Anschlussnetzbetreiber
Bernauer Straße, unten links	
Spannungsebene	EIC-Y des Bilanzierungsgebiets
110 kV	
Maximale Einspeiseleistung	Marktklokations-ID (Einspeisung)
15,000 MW	
Maximale Entnahmeleistung	Marktklokations-ID (Entnahme)
15,000 MW	
Maximale Reservekapazität (negativ / positiv)	Messlokation
30,000 MW	

Momentanreservedaten

	Inertia -	Inertia +	
m-Faktor	-	0,50	-
Anlaufzeitkonstante	1,2	2,0	Sekunden
Pmin, dyn	-	-	MW
Pmax, dyn	-	3,123	MW
PE.max	-	-	MW
PE.max.B	-	4,234	MW
PE minE	-	5,012	MW
Momentanreserve	-	11,9430000	MWs

Regelreserve:

- ANB-Bestätigung anfordern
- ANB-Bestätigung zurückziehen
- Eignungsnachweis hochladen

Momentanreserve:

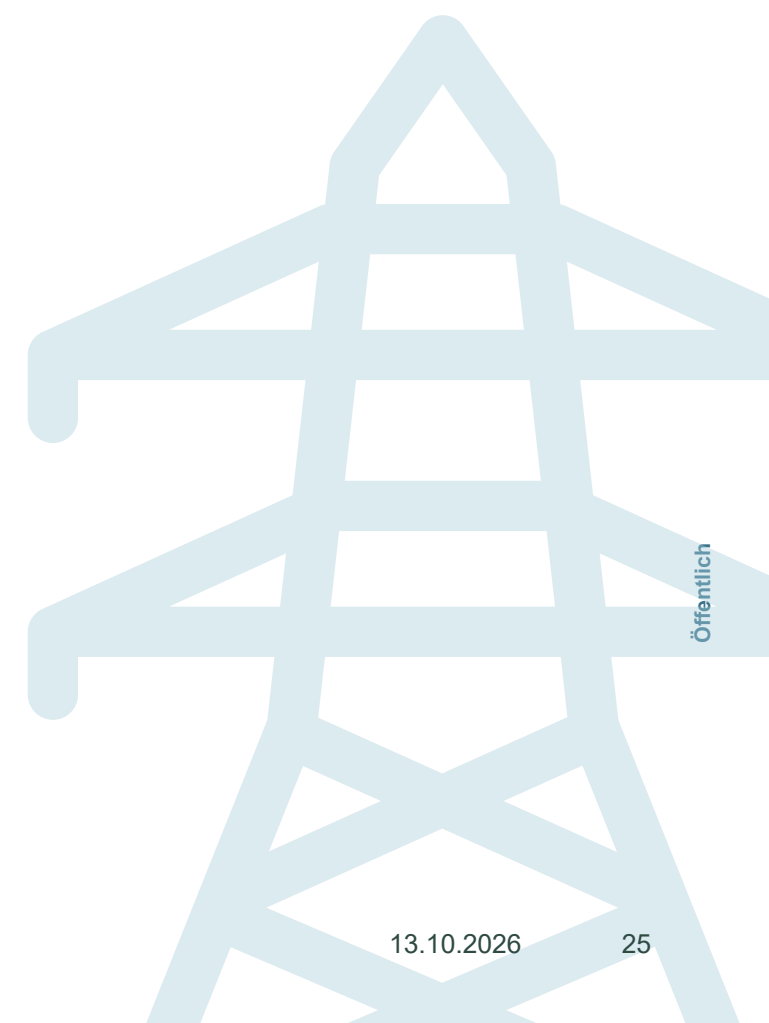
- Bearbeiten
- Speichern
- Abbrechen

Momentan-
reservedaten

Öffentlich

API

Die digitale Schnittstelle zum PQ Portal



Öffentlich

Wie oft nutzen Sie die PQ-Portal API?



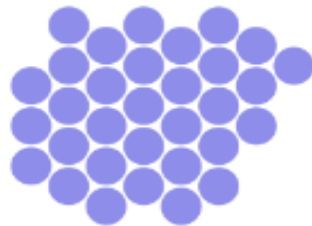
3 Ich nutze die API täglich



6 Ich nutze die API gelegentlich



11 Ich habe mir die API schon angeschaut, nutze sie aber noch nicht



32 Ich nutze die API nicht

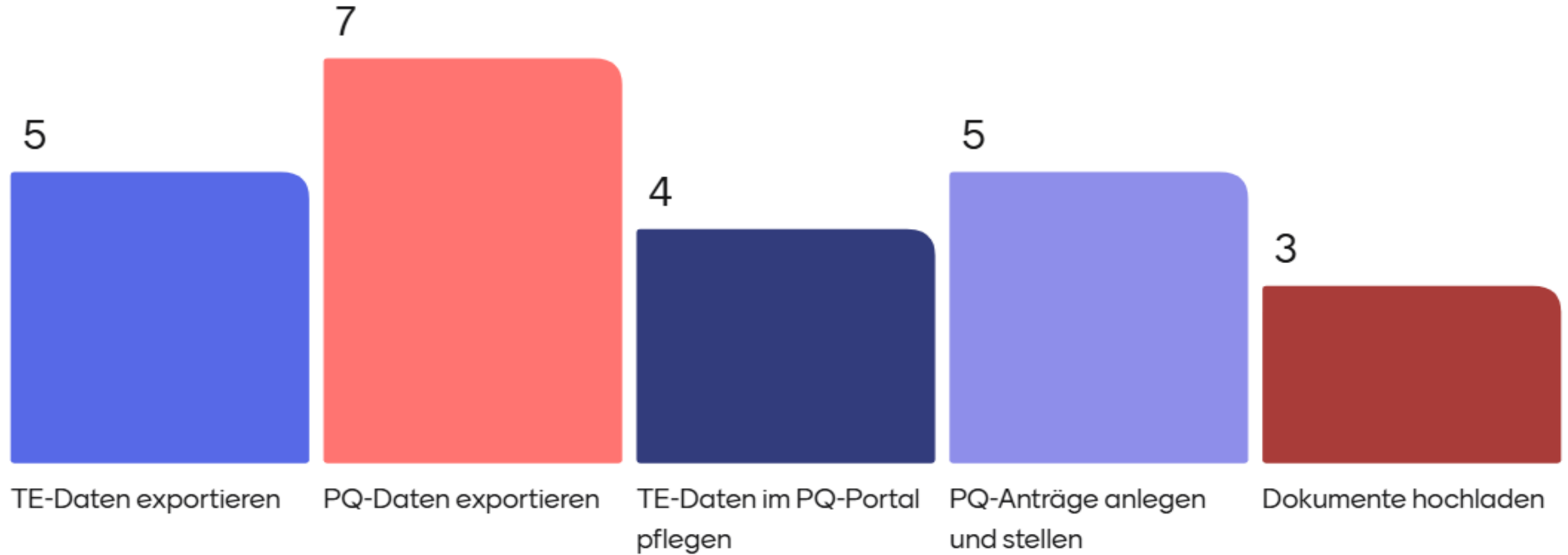


11 Ich kannte die API bis jetzt noch nicht

Die größte Hürde in der Nutzung der API ist für mich:

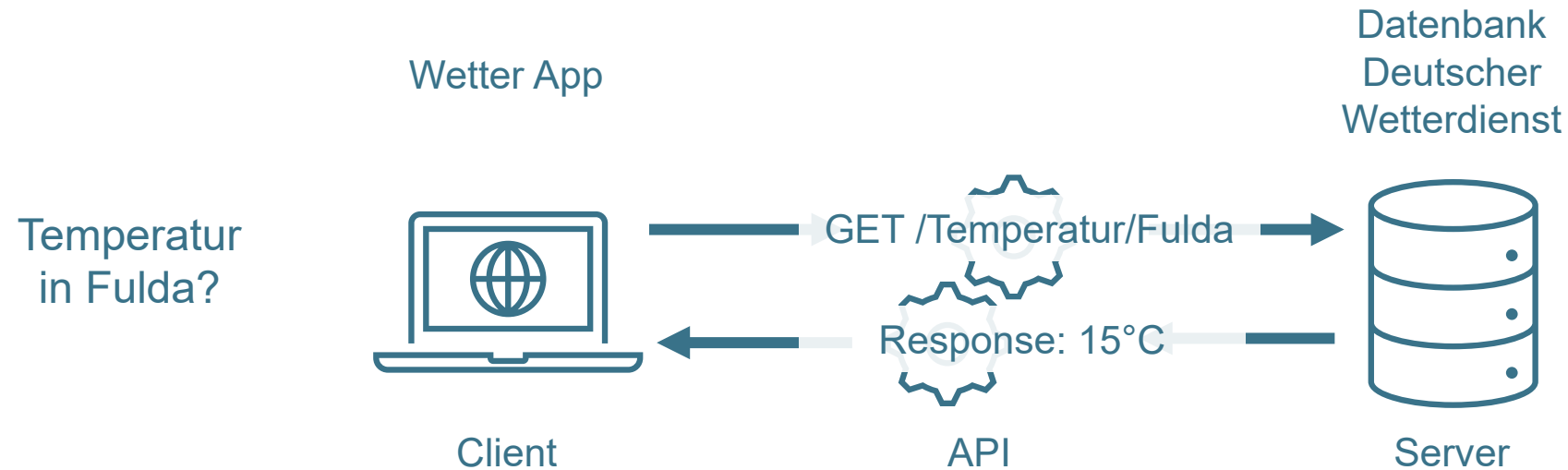


Ich nutze die API vor allem für:



Was ist eine API?

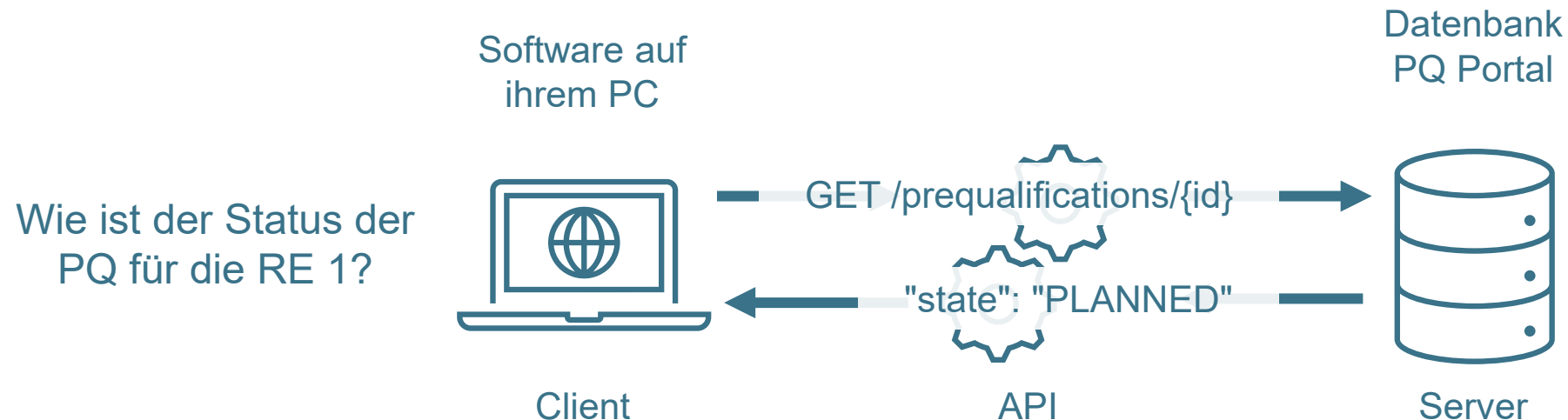
- API = Application Programming Interface
- Regelt die Kommunikation zwischen zwei Anwendungen



Was ist eine API?

Vorteile der API-Nutzung

- Ermöglicht Maschine-zu-Maschine-Verbindung mit eigenen Computerprogrammen
- Bearbeitung von großen Datenmengen wird erleichtert
- Schafft die Möglichkeit zur automatisierten Datenaktualisierung / manuelle Übertragung von Daten wird reduziert



Einstieg in die PQ Portal API

- Es gibt eine Trainingsumgebung, auf der die API risikofrei ausprobiert werden kann: [PQ Portal Training](#)
- Die Dokumentation der API mit ausformulierten Use Cases findet sich im Confluence: [PQ Portal Confluence](#)
- Alle Endpunkte sind zudem einzeln testbar: [PQ Portal Swagger](#)
- Im Confluence steht ein Python Skript zur Verfügung, das die folgenden Schritte liefert:
 - Die Authentifikation für die API
 - Einfache Abfragen von PQ Portal
 - Filterung und Ausgabeformate von Antworten der API
- Bei Interesse vertiefen wir den Einstieg in die API in einem speziellen Online-Workshop

The screenshot displays the PQ Portal interface. At the top, there is a header with a yellow 'TRAINING' tab and the text 'ATIONS-PORTAL' and 'PLATTFORM FÜR RESERVEANBIETER'. Below this, there is a 'Start' button and a button labeled 'Anmelden'. To the right, there is a link 'Neue Bewertung der Betriebsfahrt (DHK)'. The main content area features the 'PQ Portal' logo and a description: 'This is the public documentation endpoint of the PQ Portal API. The documentation is provided as is but can and will be changed without prior notice as it will be continuously updated and refined to reflect the latest PQ Portal API state and cover all upcoming developments and questions.' Below this, there is a section for 'ReserveResources' with a 'GET' method, the endpoint '/v1/reserve-resources', and a description 'Gets a list of reserve resources based on the search criteria'. There is a 'Parameters' section and a 'Try it out' button.

Bewerten Sie die folgende Aussage:

Mein Interesse an einem API Workshop ist:

3.2

Gering

Groß



Momentanreserve

Luca Sternecker, Laura Fischer

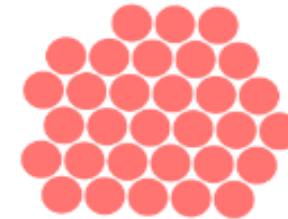
Agenda

- 1 Einführung Momentanreserve
- 2 Marktdesign
- 3 Vom Erstkontakt zur Angebotsabgabe
- 4 Aktuelle Herausforderungen
- 5 Momentanreserve und Redispatch
- 6 Kontaktdaten und Links

Wie schätzen Sie Ihren Wissensstand zum Thema Momentanreserve ein?



21 Ich habe keine Vorkenntnisse



31 Ich habe grobe Grundkenntnisse

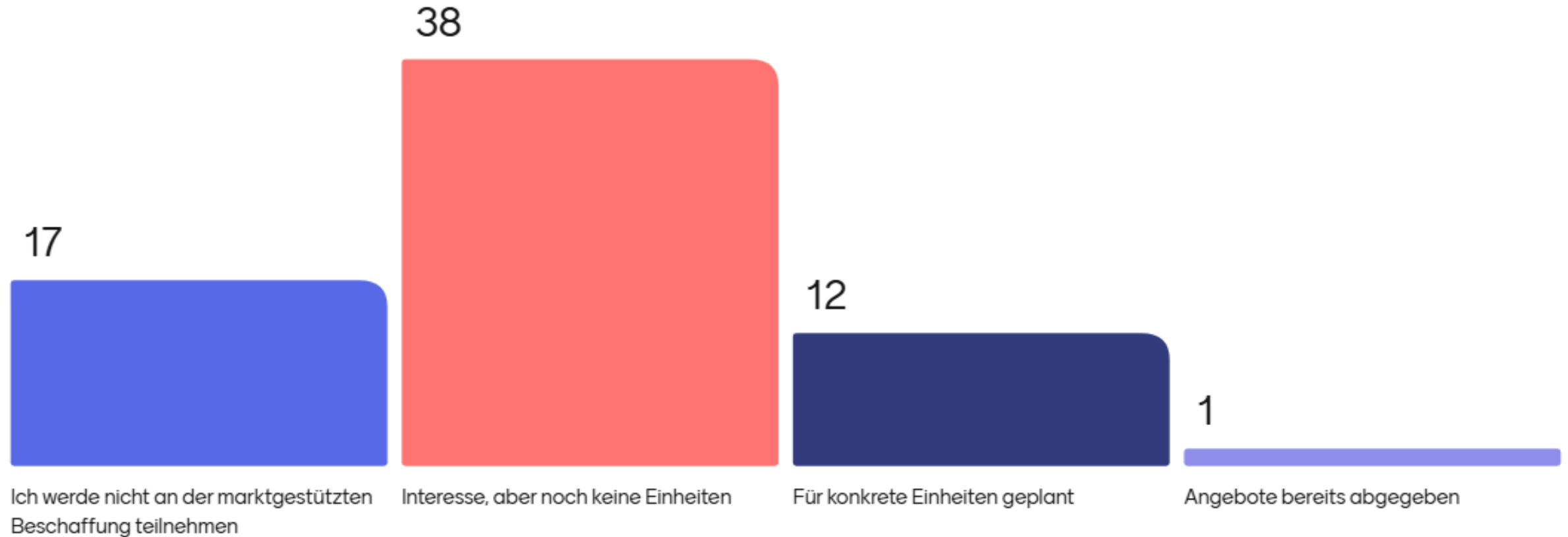


20 Ich kenne die Dokumente auf netztransparenz.de
und/oder habe an Stakeholderworkshops teilgenommen



11 Ich habe mich bereits intensiver mit Momentanreserve
beschäftigt (z.B. bilaterale Gespräche mit ÜNB)

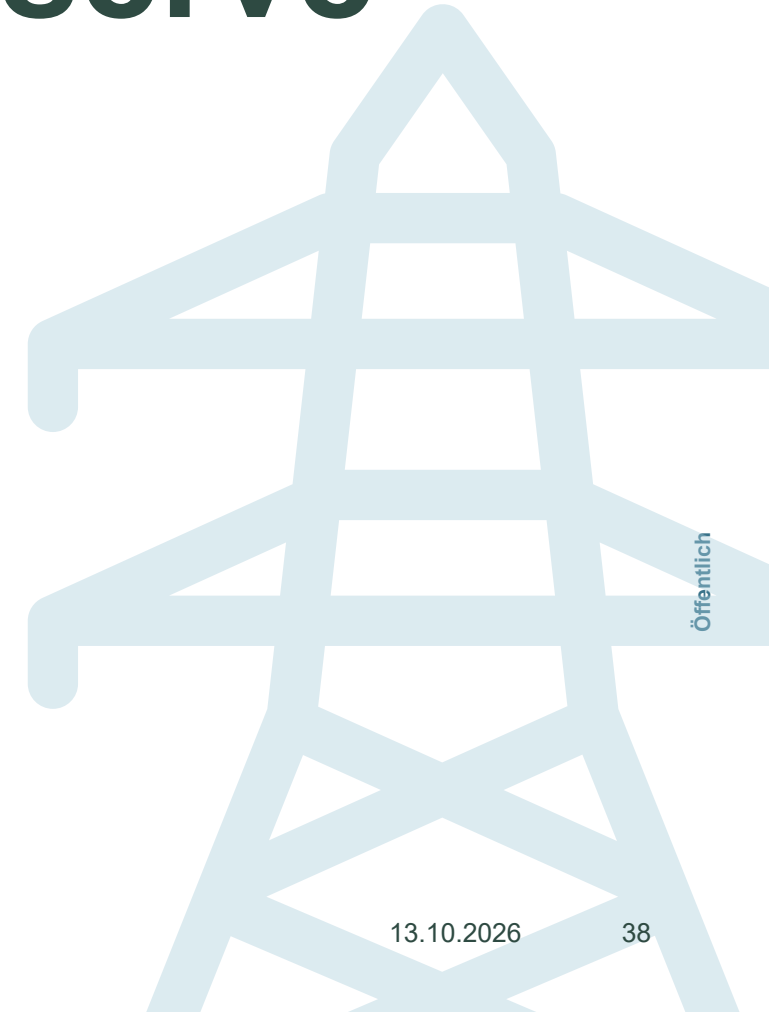
Wie ist Ihr aktueller Stand zur Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve?



Welche Herausforderungen stellen sich Ihnen bei der Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve?



Einführung Momentanreserve

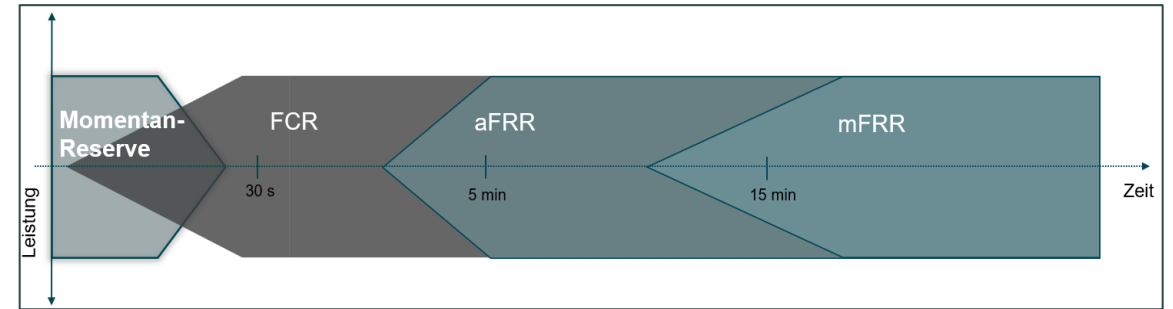


Öffentlich

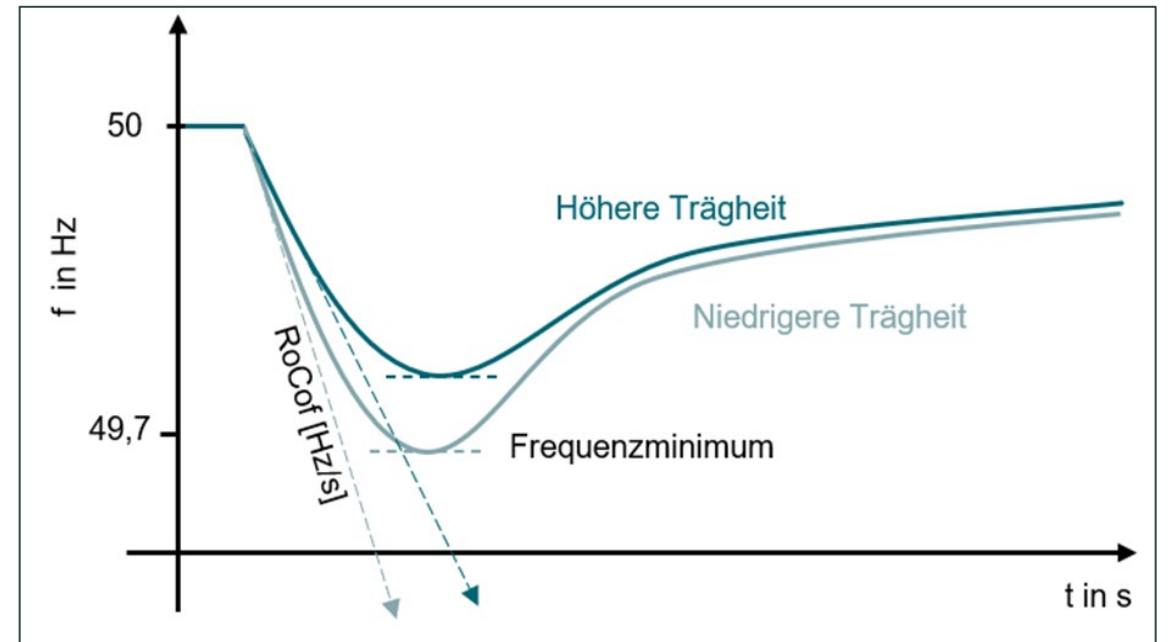
Was ist Momentanreserve?

- Fähigkeit einer Einheit zur Frequenzstabilisierung
- Momentanreserve ist keine schnelle Regelleistung (FFR)
- Unterschiede zur Regelleistung
 - Die Momentanreserve reagiert unverzüglich (keine Messung)
 - auf den Frequenzgradienten (RoCoF) statt auf die Frequenzabweichung

Ziel: Sicherstellung ausreichender Reaktionszeit für Regelleistung und Notfallmaßnahmen



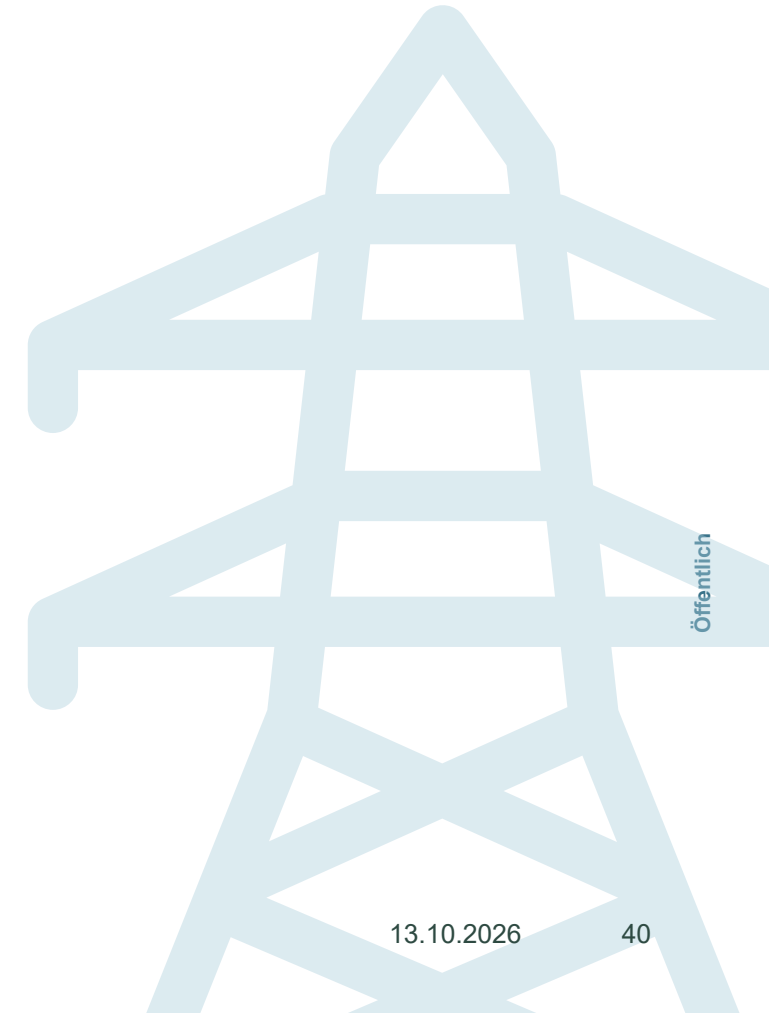
Momentanreserve im Zusammenspiel mit Regelleistung



Wirkweise der Momentanreserve

Öffentlich

Marktdesign



Öffentlich

Marktdesign

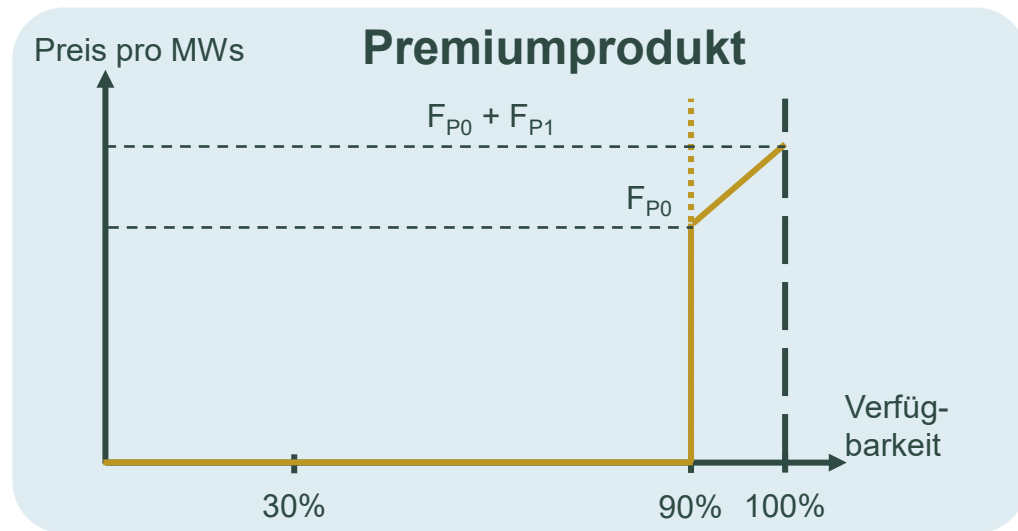
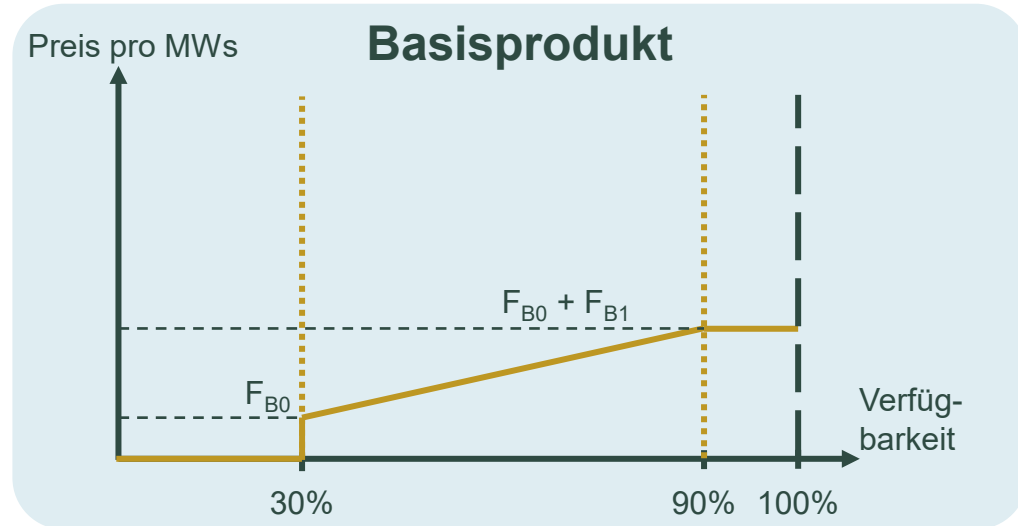


Vergütungssystem mit
Festpreisen

Marktdesign



Vergütungssystem mit
Festpreisen



Öffentlich

Marktdesign



Vergütungssystem mit
Festpreisen



Rahmenvertrag und Zuordnung
von Angeboten



Basis- und Premiumprodukt



Langjährige Laufzeiten

- Vorlaufzeit bis zu 3 Jahren
- Laufzeit 2 bis 10 Jahre



Nachweise

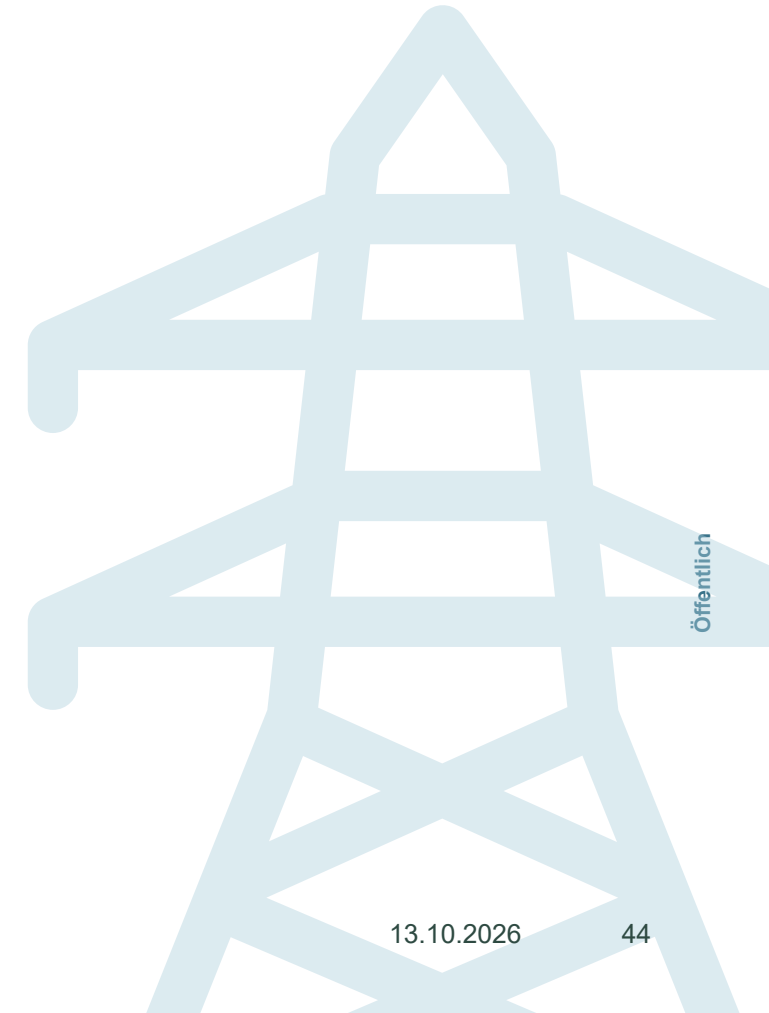
- Zertifikat/Gutachten zu netzbildenden Eigenschaften
- ANB-Bestätigung



Jährliche Abrechnung auf Basis
von Verfügbarkeit

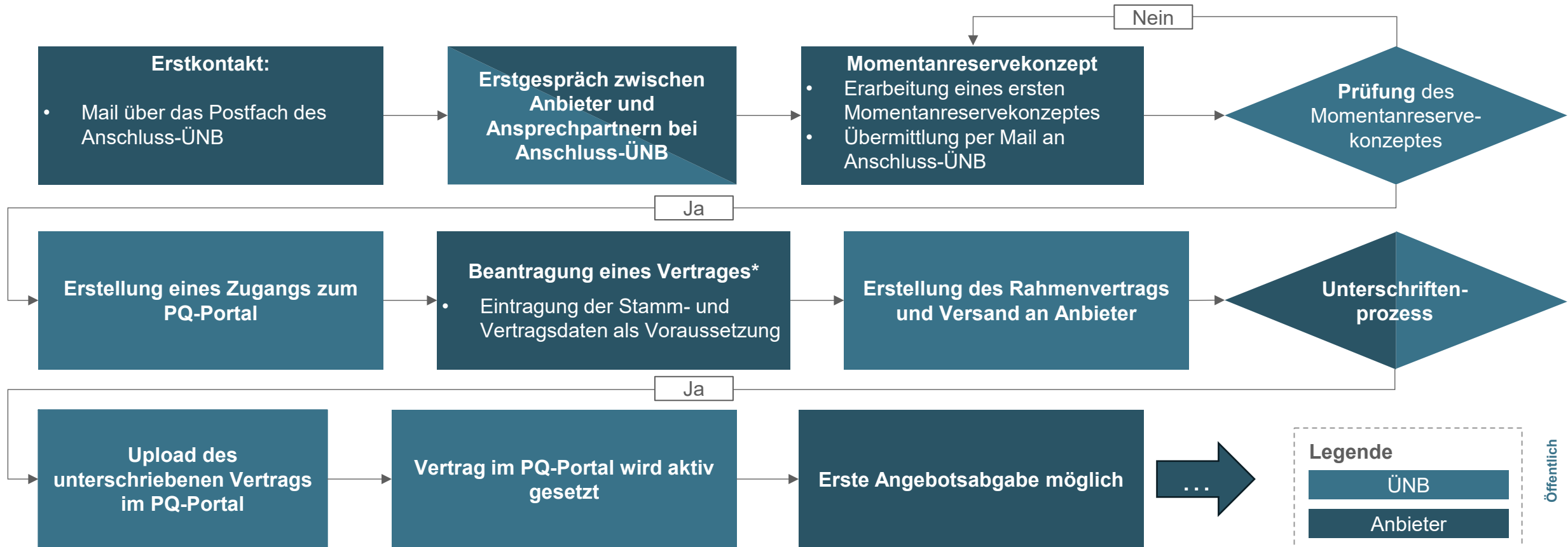
Öffentlich

Vom Erstkontakt zur Angebotsabgabe



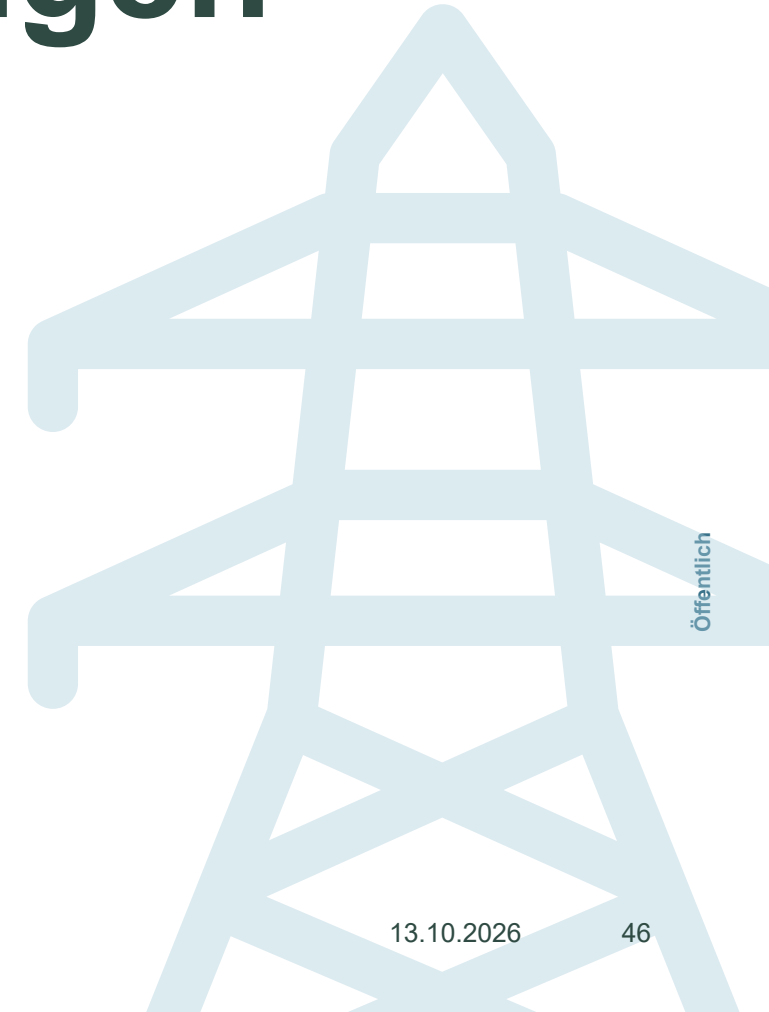
Öffentlich

Prozessübersicht – Vom Erstkontakt zur Angebotsabgabe



* Bilanzkreispflicht für Momentanreserveanbieter ist entfallen

Aktuelle Herausforderungen



Öffentlich

Aktueller Stand – Zertifizierung

- Für die Abgabe eines Angebots für Momentanreserve muss ein entsprechendes **Einheitenzertifikat gemäß VDE FNN Hinweis Version 2.1** bereitgestellt werden.
- Alternativ **qualifiziertes Gutachten nach FNN-Hinweis Version 2.1** (als Teil der Prototypenbestätigung)
 - Entspricht demselben Zertifizierungsprozess, nur ohne Akkreditierung des Zertifizierers für den FNN-Hinweis
 - Details siehe FNN-Hinweis Kapitel 5.2.2
- Zertifizierung des Einheitentyps im Auftrag des Umrichter-Herstellers
- Hersteller liefert Anbieter das Zertifikat für konkreten Parametersatz
- Zertifikate und Prototypenbestätigungen für den FNN-Hinweis können in der [ZEREZ-Datenbank](#) eingesehen werden (Filter „Netzbildende Einheit“)

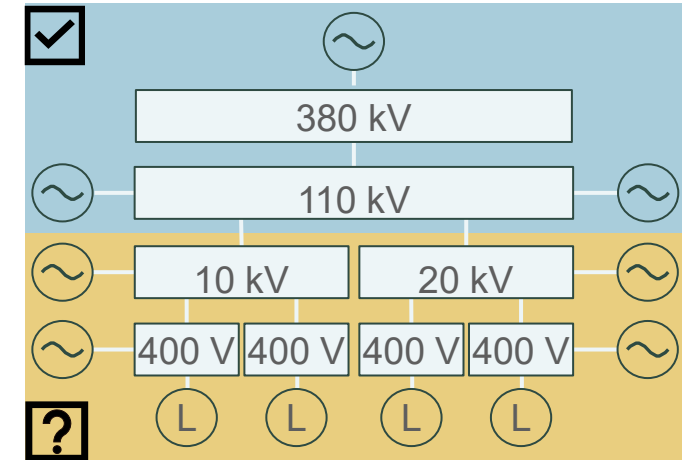
→ Erste Prototypenbestätigung liegt seit Ende September vor



Aktueller Stand – Marktteilnahme im VNB-Netz

Vorgaben aus dem Beschaffungskonzept der BNetzA:

- Grundsätzlich Marktteilnahme aus allen Spannungsebenen möglich
- Einheiten, die an der MS-Ebene (NE5) oder unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind, brauchen für eine **Teilnahme** eine **explizite Zustimmung des Anschlussnetzbetreibers**
- Unabhängig davon sind Auswirkungen aufgrund der Momentanreservefähigkeit (in Verbindung mit Überlastfähigkeit) auf den Netzanschlussprozess denkbar



Wie kann sichergestellt werden, dass **Schutzsysteme** bei der Bereitstellung von Momentanreserve nicht auslösen?

Beispielhafte Herausforderungen aus VNB-Sicht



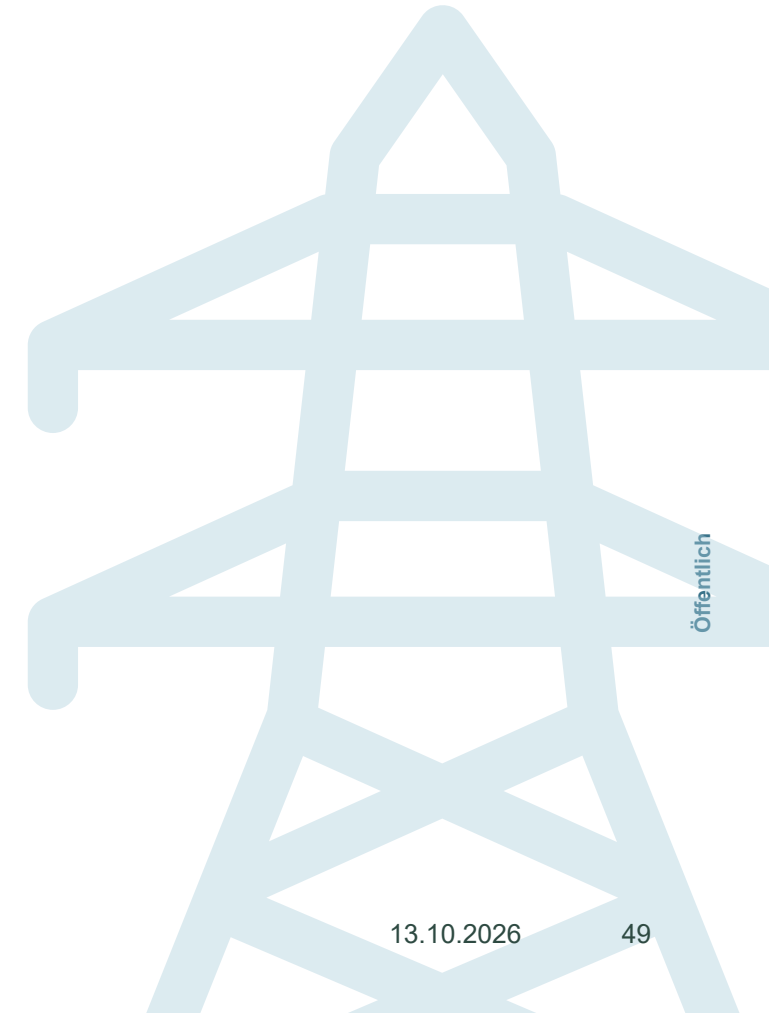
Der **Netzanschlussprozess** muss aktualisiert werden, um den Anschluss netzbildender Anlagen zu ermöglichen.



Ungewollte Inselnetzbildung, stellen eine Gefahr bei der Entstörung dar und müssen zuverlässig erkannt und abgeschaltet werden.

→ Einschränkungen der Überlastfähigkeit und Anlaufzeitkonstante im VNB-Netz wahrscheinlich

Momentanreserve und Redispatch



Wechselwirkung Momentanreserve und Redispatch

Grundprinzip: Redispatch kann die Verfügbarkeit für Momentanreserve über den Abrechnungszeitraum...

- ... reduzieren → Entgangene Erlöse
- ... erhöhen → Überschüssige Gewinne

Ablauf:

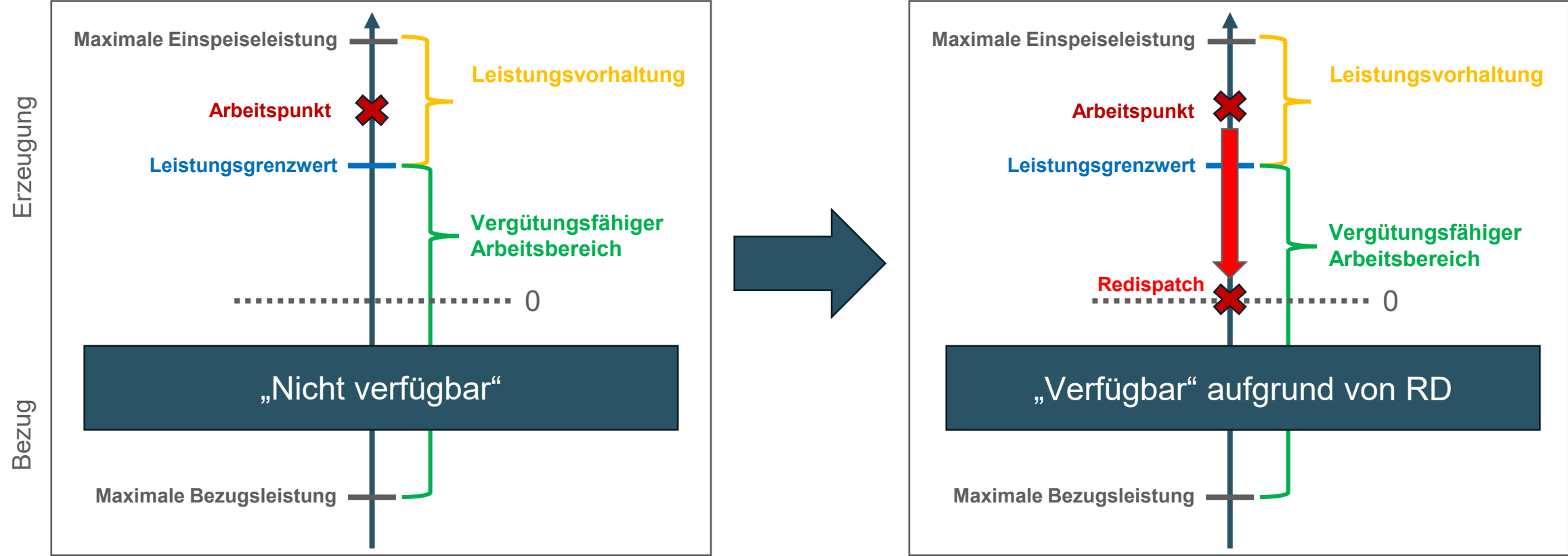
1. MomRes-Abrechnung durch Anschluss-ÜNB nach Ende des Abrechnungszeitraum (Kalenderjahr)
2. Anschließend Korrektur der Redispatch-Beeinträchtigungen durch den Anschlussnetzbetreiber (analog zu RD 2.0)

Anmerkungen:

- BESS-Angebote mit Vorhaltung rein aus der Überlastfähigkeit: RD-Beeinflussung nur bei Anweisung zur Abschaltung bzw. Öffnung des Leistungsschalters (andernfalls STATCOM-Betrieb mit $P=0$)

Wechselwirkung Momentanreserve und Redispatch

Beispiel: Speicher - Positive Momentanreserve (Leistungsabregelung)



Öffentlich

Kontaktdaten & Links

Stakeholder-Workshop 22.09.2026



Öffentlich

Kontakte zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: ausschreibung-momentanreserve@50hertz.com

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: Systemdienstleistungen@amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: momentanreserve@tennet.eu

TransnetBW GmbH

Osloer Straße 15-17

70173 Stuttgart

E-Mail: momentanreserve@transnetbw.de

Alle relevanten Informationen finden Sie auf der entsprechenden Netztransparenz-Seite:
[Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve](#)

1. Camp-Fire Block

Raum 1: Aktuelle Entwicklungsthemen im PQ-Portal

Raum 2: Momentanreserve



Öffentlich

Aktuelle Entwicklungen im PQ-Umfeld

Weiterentwicklung 4ÜNB Leitfähnen

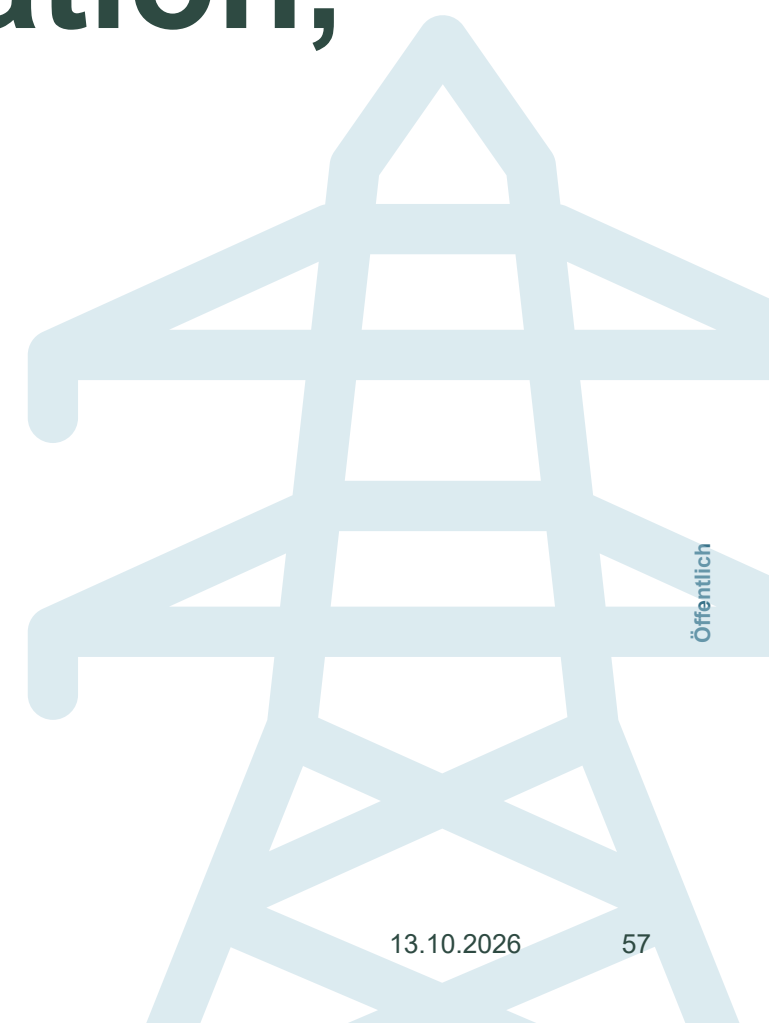
Markus Ebbert

Öffentlich

Agenda

- 1 Leitfaden - Co-Location (Neu)
- 2 Leitfaden – PV & Wind (Anpassung)

Neuer Leitfaden Co-Location, Veröffentlicht am 07.10.2026



Was verstehen wir unter Co-Location?

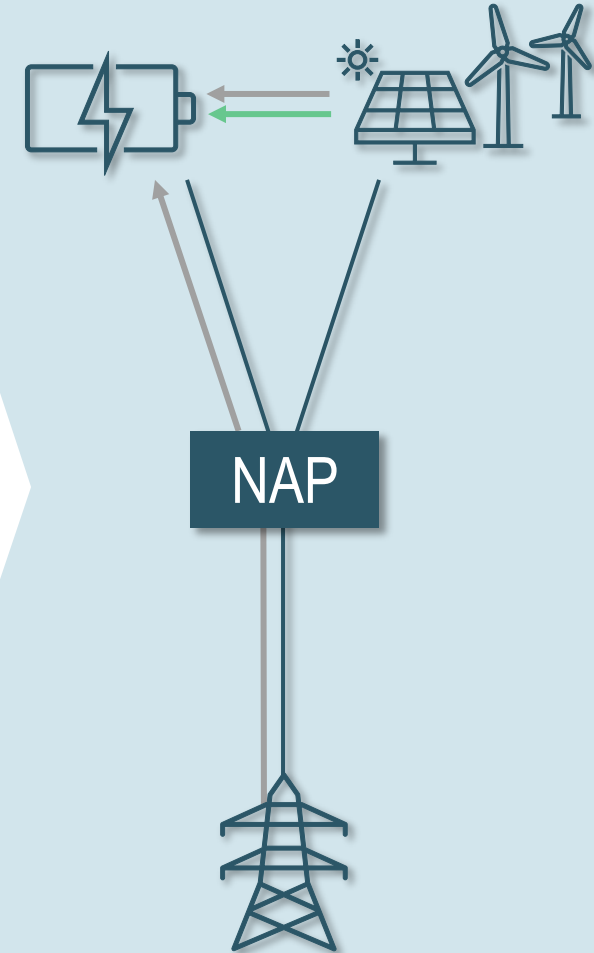
Kombination von **Speichern** und **Stromerzeugung**, z.B.
PV oder Wind am **selben Netzanschlusspunkt**

Green Co-Location (Grünstrom-Modell)

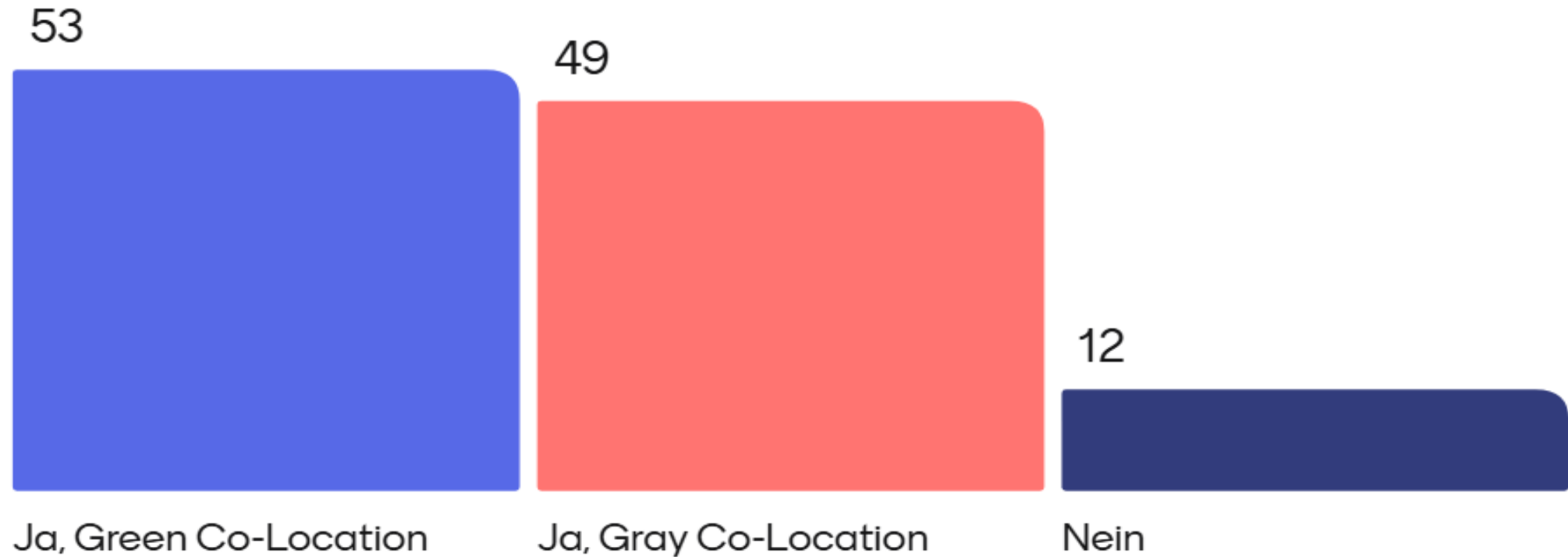
Der Speicher wird **ausschließlich mit Strom aus der eigenen Erneuerbare-Energien-Anlage** (z. B. PV-Park) geladen. Ein Laden aus dem öffentlichen Stromnetz ist technisch oder regulatorisch ausgeschlossen.

Gray Co-Location (Graustrom-Modell)

Der Speicher darf **sowohl Strom aus der eigenen EE-Anlage als auch Strom aus dem öffentlichen Netz** beziehen ("grauer" Netzstrom).



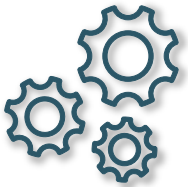
Beschäftigen Sie sich bereits mit dem Thema Co-Location und/oder haben bereits erste Co-Location Regelreserve-Konzepte diskutiert oder eingereicht?



Motivation und Hintergrund



Großes Interesse für Regelreserve aus Co-Location, insb. Kombination aus PV und Batterie.



Komplexität kann abhängig von Aufbau und Anlagen-Setup am NAP sehr hoch sein.



Bestehende Regularien (d.h. aktuelle PQ- und IT-Anforderungen) können die meisten Setups grundsätzlich hinreichend abbilden.



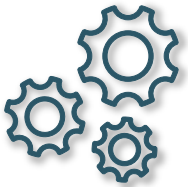
Resultat vieler Austausche, Fragen und Konzepte ist ein neuer **Leitfaden für die Präqualifikation** mit Fokus auf:

- **Allgemeingültigkeit** für alle üblichen Co-Location-Fälle (green, grey, technologieneutral).
- Vorgaben für die **Vermarktung** am **RLM** (Day-Ahead-Prozess) und die Vermarktung am **RAM** (Intraday-Prozess).
- **Präzisierung** der Anforderungen bzgl. Vorhaltung und Regelband.

Motivation und Hintergrund



Großes Interesse für Regelreserve aus Co-Location, insb. Kombination aus PV und Batterie.



Komplexität kann abhängig von Aufbau und Anlagen-Setup am NAP sehr hoch sein.



Bestehende Regularien (d.h. aktuelle PQ- und IT-Anforderungen) können die meisten Setups grundsätzlich hinreichend abbilden.



Resultat vieler Austausche, Fragen und Konzepte ist ein neuer **Leitfaden für die Präqualifikation** mit Fokus auf:

- **Allgemeingültigkeit** für alle üblichen Co-Location-Fälle (green, grey, technologieneutral).
- Vorgaben für die **Vermarktung** am **RLM** (Day-Ahead-Prozess) und die Vermarktung am **RAM** (Intraday-Prozess).
- **Präzisierung** der Anforderungen bzgl. Vorhaltung und Regelband.

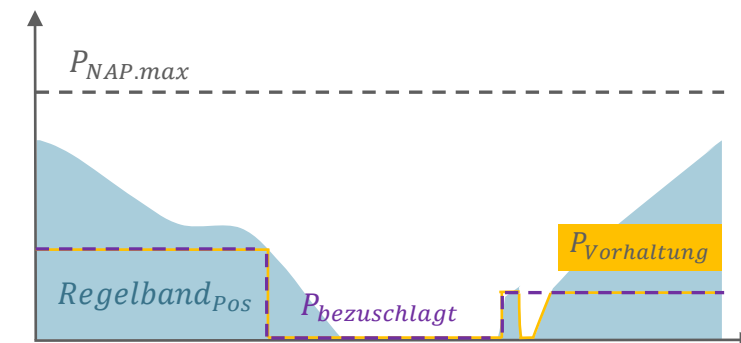
Wir freuen uns über Feedback zur Co-Location, um Konzeptvorlagen und Leitfäden weiter zu verbessern und Anforderungen zu präzisieren.

Hinweise zum DA- und ID-Prozess

DA-Prozess (Vermarktung am RLM)

- Das Vermarktungspotential ist anhand der EE-Prognose und der Batterie zu ermitteln.
 - Prognoseunsicherheiten müssen mit hinreichendem Sicherheitsabschlag geplant werden.
- Konzepte können sich grundsätzlich unterscheiden und unterschiedliche Verfahren können möglich sein.

DA-Prozess: Konzept-Freiheitsgrade zur Berechnung des Vermarktungspotentials

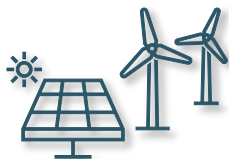


ID-Prozess (RAM und Vorhaltephase)

- Im Vermarktungszeitraum muss die Netzanschlusskapazität zu jedem Zeitpunkt ausreichen, d.h. die Regelleistung physisch bereitstellbar sein.
 - Es gelten die bestehenden PQ-Anforderungen an die Datenübertragung, insb. an die Vorhalteleistung, d.h. Informationen aller relevanten Anlagenteile (insb. EE-Anlage) müssen 1- bis 4-sekündlich vorliegen.
- Konzeptabhängig können kurzzeitige Nichtverfügbarkeiten durch z.B. ungenaue Vortagesprognosen oder Wetterschwankungen akzeptiert werden, sofern diese schnellstmöglich behoben oder besichert werden können.

ID-Prozess: Falls z.B. die EE-Anlage beschränkend wirkt, muss dies zu jedem Zeitpunkt in den sekundlichen Echtzeit-Daten der Vorhalteleistung abgebildet sein.

Zusammenfassung & Ausblick



Der Leitfaden wurde im ersten Schritt bewusst **allgemeingültig** gehalten, um übliche **Co-Location Fälle mit Überbauung** abzubilden.



Konzept-Freiheitsgrade im DA-Prozess

- PV-Prognose mit Sicherheitsabschlag ist die Grundlage.
- Besicherungsleistung muss in der Vermarktung berücksichtigt sein.



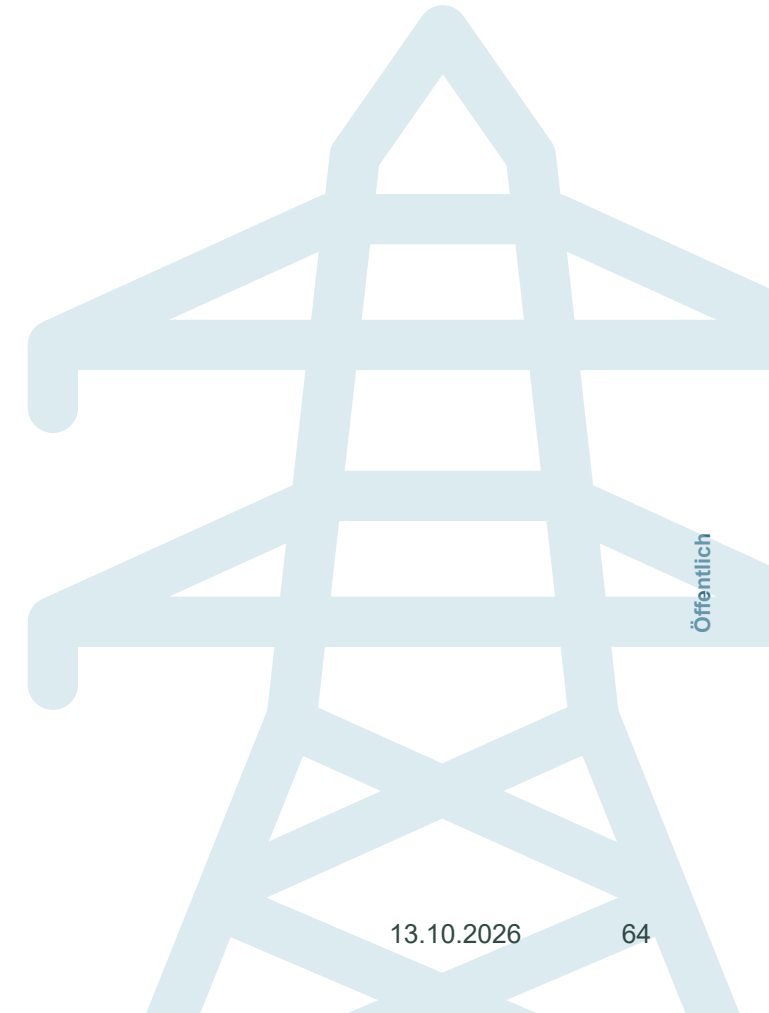
Die physische Leistungsbereitstellung muss im ID-Prozess zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein.

- EE-Einschränkungen bzw. Einschränkungen des NAP müssen in den Echtzeitdaten zwingend ersichtlich sein.
- Konzeptabhängig können (sehr kurze) Nicht-verfügbarkeiten in der Vorhaltung akzeptiert werden.



Eine Weiterentwicklung und Präzisierung des Leitfadens für verschiedene Anlagenkonstellationen ist vorgesehen

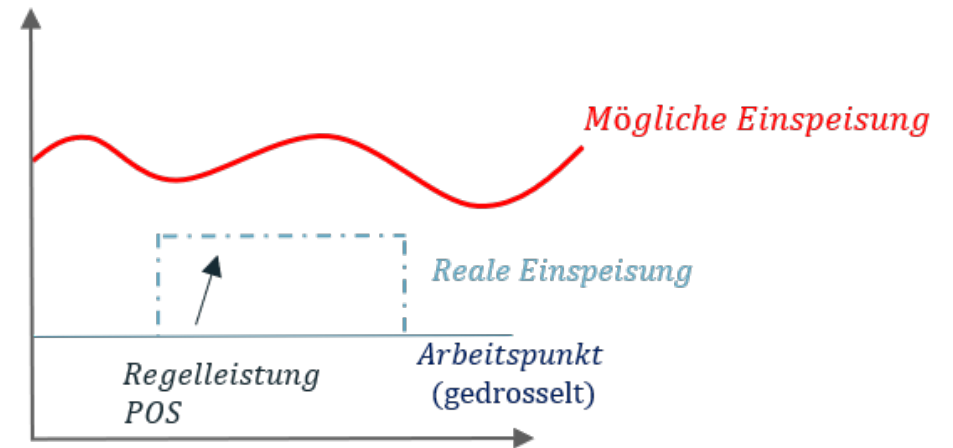
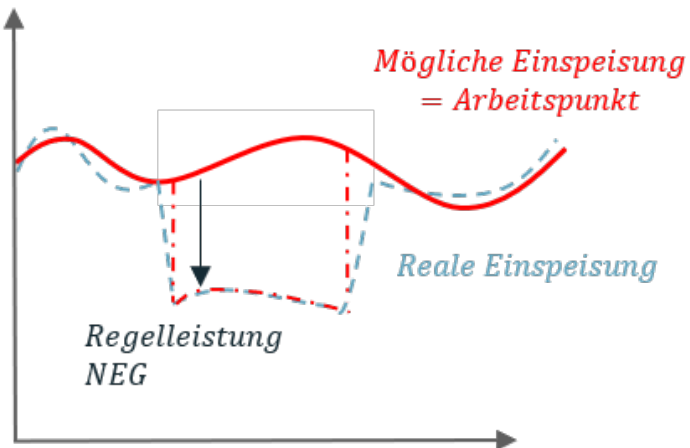
Leitfaden PV- und Wind, Update am 07.10.2026



Öffentlich

Recap - Leitfaden PV- und Wind

- Der Leitfaden PV- und Wind zeigt auf, wie bei volatilen Einheiten das **Konzept der möglichen Einspeisung** an Stelle der konventionellen Arbeitspunkt-Bestimmung verwendet werden kann.
- Neben der Freigabe der Betriebsfahrt im PQ-Portal ist eine hinreichende Güte erforderlich
 - Hierzu erfolgt die Prüfung von 10.000 Datenpunkten
 - Anforderungen an den strukturellen Fehler und die mittlere Abweichung müssen erfüllt sein
- Sofern die Gütekriterien erfüllt sind, kann die mögliche Einspeisung für **positive und negative Regelleistung** verwendet werden.



Was wird angepasst?



Kapitel 2

Bestimmung des Arbeitspunktes anhand der möglichen Einspeisung



Kapitel 2.1

Im Falle der **negativen** Regelleistungsvermarktung

- Bei ausreichender Güte der möglichen Einspeisung kann präqualifiziert werden



Kapitel 2.2

Im Falle der **positiven** Regelleistungsvermarktung



Kapitel 2.2.1

Qualitätskriterien der möglichen Einspeisung werden voll erfüllt

- Bei ausreichender Güte der möglichen Einspeisung kann präqualifiziert werden



Kapitel 2.2.2

Qualitätskriterien der möglichen Einspeisung werden **nicht erfüllt**

- Neue Folgeprüfung um Abschlag zu ermittelt



Ziel ist es die Vermarktung positiver Regelleistung auch dann zu ermöglichen, wenn die Anforderungen an die mögliche Einspeisung nicht vollständig erfüllt sind.



Hierzu wird eine **Folgeprüfung** durchgeführt, um zu ermitteln, ob und welche **reduzierte Leistung** vermarktet werden kann.

Prüflogik für die Ermittlung des Abschlags

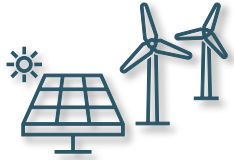
- Die Güte der 10.000 **Datenpunkte erfüllt die Anforderungen nicht**, d.h. die Arbeitspunktbestimmung mithilfe der möglichen Einspeisung kann nicht freigegeben werden.
- **Ablauf der Folgeprüfung:**
 1. Volatilitätsgrad wird ermittelt, sodass sichergestellt ist, dass auch ungünstige Wetterverhältnisse zuverlässig abgebildet sind.
 2. Ausreißer bzw. **die 1% der Werte mit höchster Abweichung** werden betrachtet und ergeben gemittelt den Sicherheitsabschlag.
 3. Die **vermarktbare Leistung wird** entsprechend um den Sicherheitsabschlag **reduziert**.



Es gilt:

$$\begin{aligned} & \text{Regelband}_{POS} \\ &= \text{Mögliche Einspeisung} \\ &\quad - \text{Arbeitspunkt} \\ &\quad - \text{Sicherheitsabschlag} \end{aligned}$$

Zusammenfassung & Ausblick



Die neue Folgeprüfung soll weiteren volatilen Einheiten die Präqualifikation ermöglichen, um so **Potentiale in der positiven Regelleistung zu erschließen**.



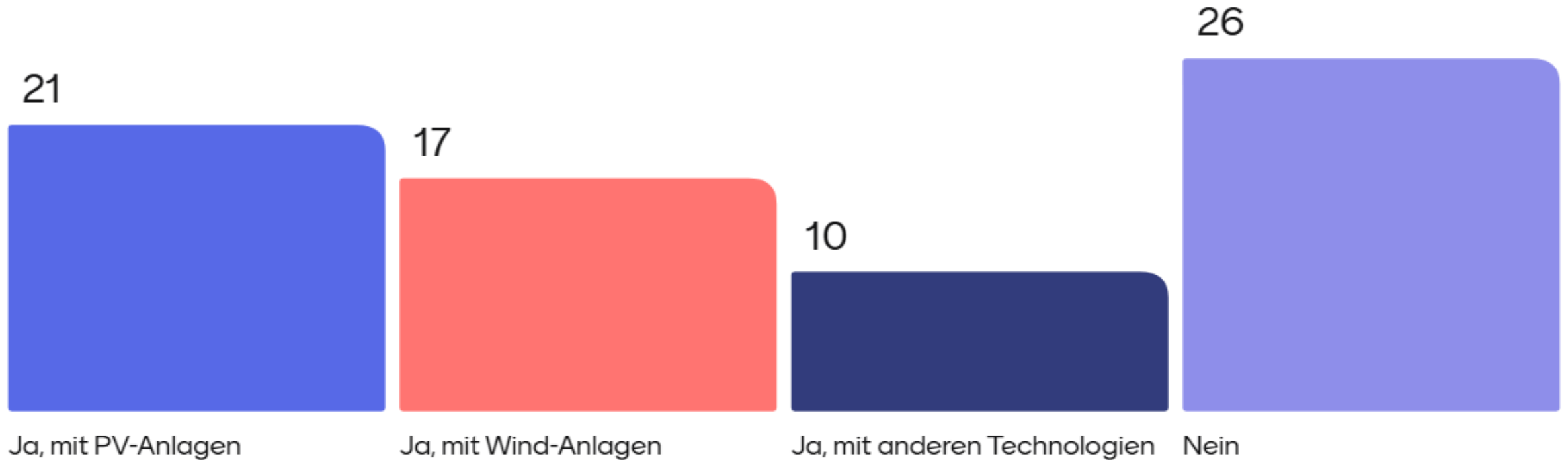
Der angestrebte Prozess, soll für die Anbieter möglichst **wenig Mehraufwand** bedeuten.



Für die Prüfung der möglichen Einspeisung wird weiterhin **das selbe Template verwendet wie bisher**

Auch bei der Weiterentwicklung des Leitfadens „PV und Wind“ **beziehen wir Ihr Feedback gerne mit ein!**

Beschäftigen Sie sich bereits mit der Vermarktung von positiver Regelreserve mit EE-Anlagen und/oder haben erste Konzepte diskutiert oder eingereicht?





Harmonization of Terms and Conditions

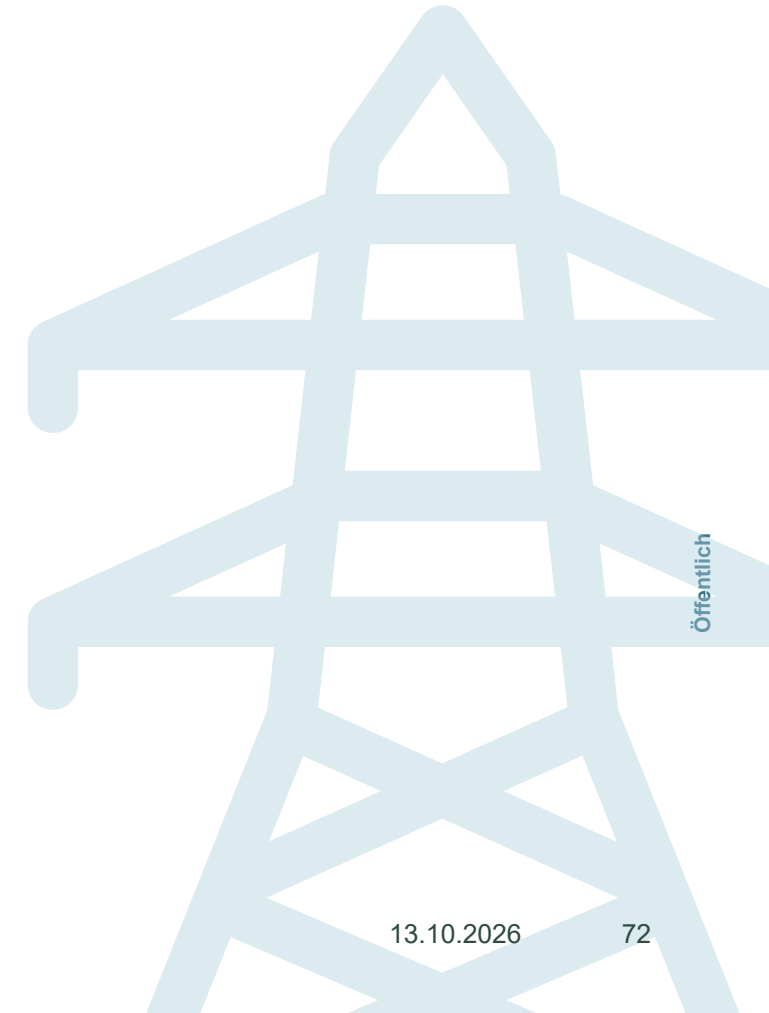
Common Harmonization Proposal

Mahla Mirzaee Kakhki

Agenda

- 1 Hintergrund: PQ-Weiterentwicklung im europäischen Kontext
- 2 Austausch mit ACER und zentrale Diskussionspunkte
- 3 Einordnung des CHP zu nationalen Weiterentwicklungen der PQ
- 4 Weiteres Vorgehen und geplante Einbindung von Anbietern

Hintergrund: PQ- Weiterentwicklung im europäischen Kontext



Öffentlich

Hintergrund: PQ-Weiterentwicklung im europäischen Kontext

Hintergrund und Zielsetzung

- Die Electricity Balancing Guideline verpflichtet alle europäischen ÜNB zur Entwicklung gemeinsamer Anforderungen für die Teilnahme an den Regelreservemärkten.
- Gemäß EBGL muss der Umsetzungsrahmen einen Prozess zur Harmonisierung der Teilnahme- und Präqualifikationsbedingungen für Regelreserveanbieter enthalten.
- Das Common Harmonization Proposal (CHP) definiert einen europaweit harmonisierten Rahmen für:
 - Präqualifikationsanforderungen,
 - technische und organisatorische Teilnahmebedingungen,
 - Prozesse zur Marktintegration neuer Anbieter.
- Ziel ist die Verbesserung von Wettbewerb, Transparenz und Marktintegration im europäischen Regelreservemarkt.

Umsetzung des CHP als europäische Vorgabe ist rechtlich verpflichtend:

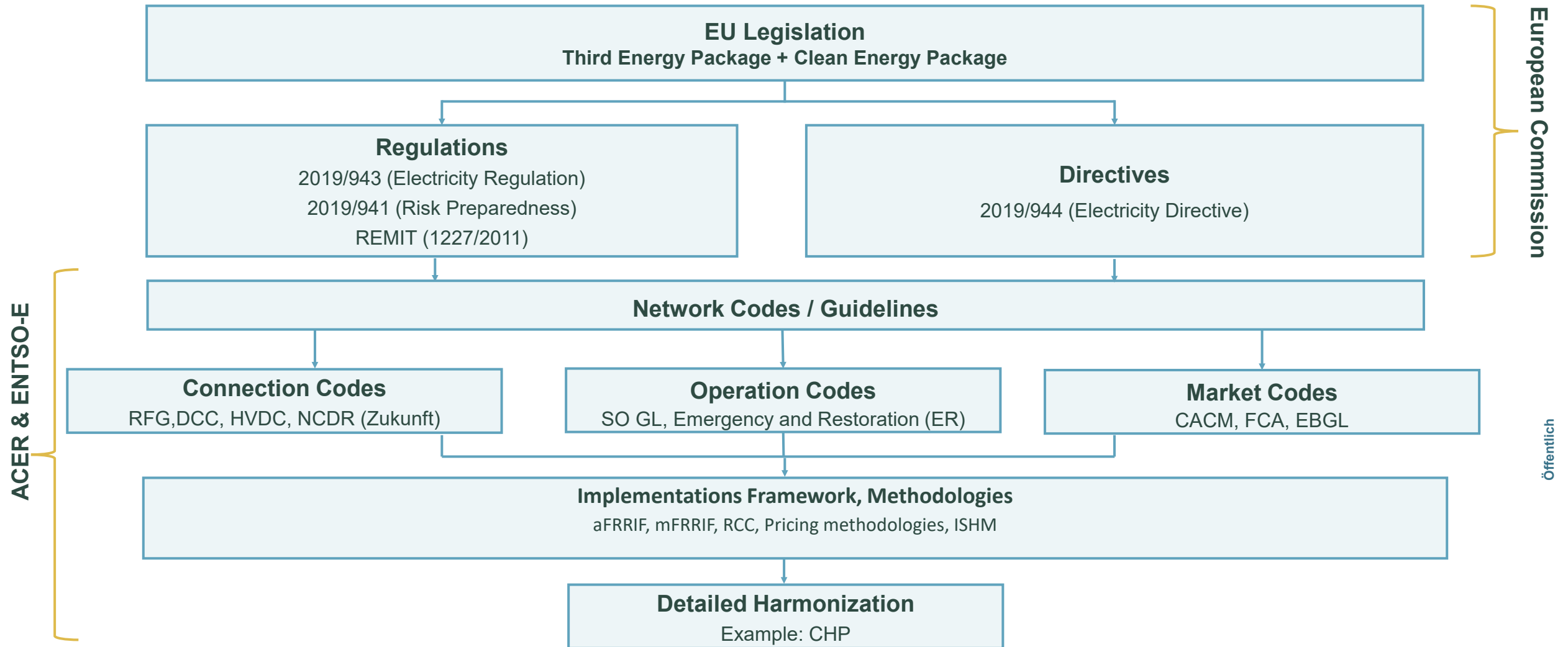
Wir sehen darin eine Chance den Prozess zur Präqualifikation zielgerichtet auf nationaler Ebene weiter zu verbessern.



Öffentlich

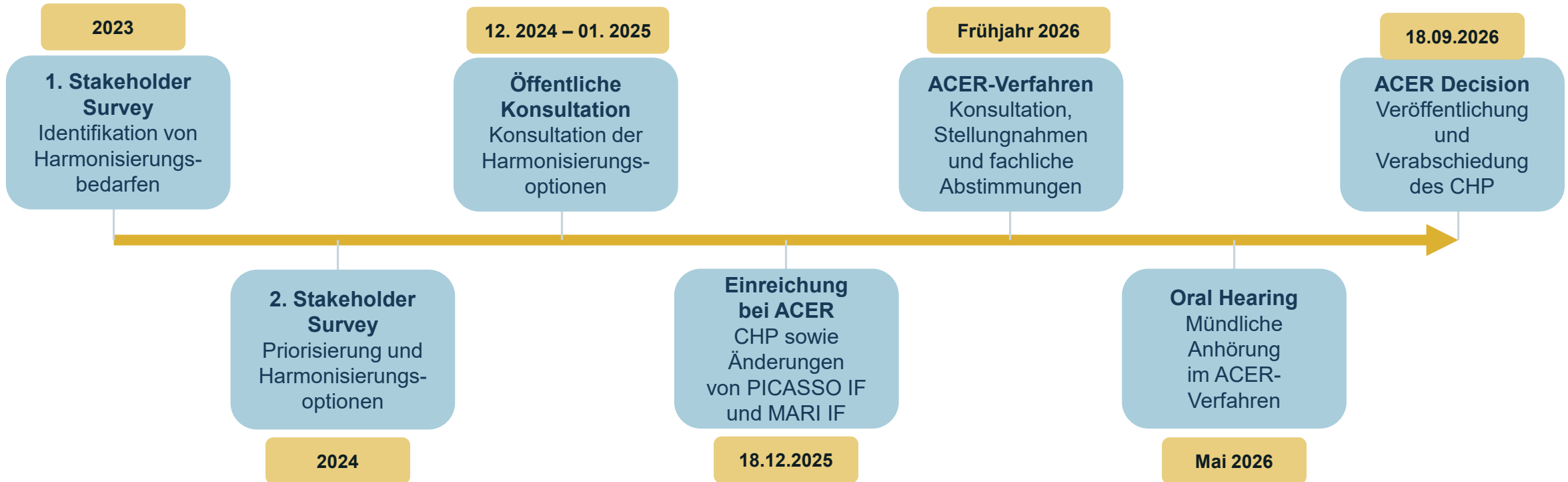
Hintergrund: PQ-Weiterentwicklung im europäischen Kontext

Ablauf der regulatorischen Umsetzung: Von Europa in den PQ-Prozess



Hintergrund: PQ-Weiterentwicklung im europäischen Kontext

Zeitlicher Ablauf zur ACER Decision



Öffentlich

Das CHP ist das Ergebnis eines mehrjährigen europäischen Harmonisierungsprozesses unter Einbindung von ACER, NRA, TSO und Marktteilnehmern.

Austausch mit ACER & zentrale Diskussionspunkte



Öffentlich

Austausch mit ACER & zentrale Diskussionspunkte

Austausch mit ACER

- Wesentliche Kritikpunkte von ACER im Vorfeld und bezogen auf Europa:
 - Lange Dauer der FRR-Präqualifikation
 - Zu geringe Frequenz der europaweiten T&C-Harmonisierung sowie
 - Insgesamt zu geringer Harmonisierungsgrad der Präqualifikationsanforderungen und -prozesse zwischen den europäischen TSO
 - Unzureichende Einbindung neuer und kleiner Marktteilnehmer in den Präqualifikationsprozess
- Wie schätzen wir die Lage in Deutschland ein? Einordnung der Kritik von ACER in Bezug auf unsere Situation in DE
 - Präqualifikationsprozess wird kontinuierlich weiterentwickelt und Prozesse versucht wo möglich zu vereinfachen und zu beschleunigen, z. B.:
 - Überarbeitung des Poolkonzepts
 - Anpassungen für TE/RE/RG Konzept in Vorbereitung
 - Breite und technologieoffene Präqualifikation mit vielfältigem Technologiemix in Deutschland
 - Kontinuierlich steigende Zahl von Regelleistungsanbietern, insbesondere in den letzten Jahren

Deutsche Sichtweise konnte im europäischen Kontext zum Ausdruck gebracht werden.

Aktuell entspricht die Umsetzung in Deutschland vermutlich schon zu großen Teilen dem Zielbild des CHP.

Einordnung des CHP zu nationalen Weiterentwicklungen der PQ



Öffentlich

Einordnung des CHP zu nationalen Weiterentwicklungen der PQ

Einordnung des CHP zu nationalen Weiterentwicklungen der PQ

- Ersteinschätzung zum Common Harmonization Proposal:
 - CHP enthält insgesamt keine nachteiligen Überraschungen für die Marktteilnehmer.
 - ACER ist mehreren nationalen Argumentationslinien gefolgt und hat kritische Punkte teilweise zurückgenommen bzw. entschärft.
 - An verschiedenen Stellen wurde eine nationale Klärung mit den Regulierungsbehörden ausdrücklich zugelassen.
- Abgleich des CHP mit den vorgestellten Weiterentwicklungsansätzen bei den Anbieter-WS der letzten beiden Jahre, wie z. B.:
 - Die europäischen CHP-Ziele und die bereits im Anbieterworkshop 2025 vorgestellten nationalen Weiterentwicklungen der Präqualifikation gehen grundsätzlich in dieselbe Richtung.
 - Aus dem Anbieter-WS vom letzten Jahr z. B. 50 % Nachweisanteil (Stichwort: Atmender Deckel)

CHP bestätigt nationale Bestrebungen zur Weiterentwicklung der PQ-Bedingungen.



Weiteres Vorgehen und geplante Einbindung von Anbietern



Öffentlich

Weiteres Vorgehen und geplante Einbindung von Anbietern

Was sind die nächsten Schritte?

- Mit Veröffentlichung der Decision No. 12/2026 am 18.09.2026 und somit der Verabschiedung des CHP beginnt eine Frist zur Anpassung der Modalitäten und der Implementierung.
- Gründung eines 4-ÜNB-Projektteams Anfang Oktober 2026 und Evaluierung des CHP.
- Abgleich des CHP mit den bereits ausgearbeiteten nationalen Ansätzen zur Weiterentwicklung der Präqualifikation und Ableitung, was eine gemeinsame Lösung sein kann.
- Durchführung einer Konsultation (mindestens ein Monat).
- Finale Frist der Einreichung des Modalitätenantrages bei der BNetzA ist der 18.03.2027.
- Mit Einreichung des Modalitätenantrages bei der BNetzA beginnt deren Überprüfung.
- Nach Genehmigung des Modalitätenantrages aller betreffenden Regulierungsbehörden beginnt die Implementierung, hierfür ist eine Zeit von 24 Monaten vorgesehen.

Die zeitlichen Fristen werden von europäischen ÜNB ambitioniert angesehen, wir glauben, dass wir die Fristen einhalten können. Gleichzeitig möchten wir die Chance nutzen alle Anbieter proaktiv in die Konsultation einzubinden.

Weiteres Vorgehen und geplante Einbindung von Anbietern

Was sind die nächsten Schritte für die Anbieter?

- Wie und wann werden die Anbieter in eine weitere Konsultation eingebunden?
 - Wir können heute noch kein genaues Datum benennen, die Einbindung wird jedoch zeitnah erfolgen.
 - Stellen Sie sich auf den Start der Konsultation zum Jahreswechsel 2026/2027 ein.
- Wann erfahren die Anbieter mehr über die geplanten Anpassungen von 4-ÜNB-Seite?
 - Spätestens mit dem Start der Konsultation erfahren Sie die Anpassungsvorschläge der TSO an den Modalitäten.
- Ab wann können die Anbieter mit konkreten Anpassungen rechnen?
 - Nach Genehmigung des eingereichten Modalitätenantrages durch die BNetzA, ggf. wird die Genehmigung zu Ende 2027 vorliegen, haben die ÜNB eine Implementierungsfrist von 24 Monaten.
 - Es wäre nicht unüblich, wenn die Implementierung während dieser Zeit in Schritten verlaufen wird.

Wir freuen uns auf Ihre Teilnahme im Rahmen der anstehenden Konsultation.

2. Camp-Fire Block

Raum 1: Aktuelle Entwicklungen im PQ-Umfeld

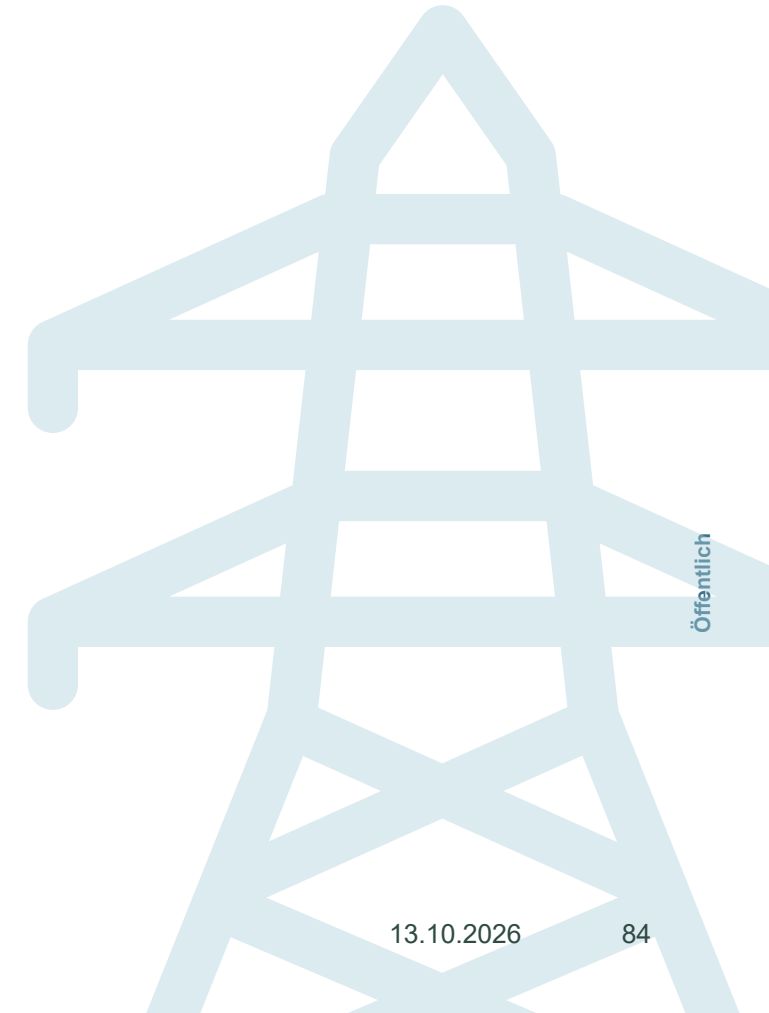
Raum 2: Harmonisation of Terms and Conditions



Öffentlich

Mittagspause

13:00 Uhr – 14:00 Uhr



Öffentlich

Mittagspausen-Challenge

Wer Lust hat,
macht einfach mit
😊

Unterhalten Sie sich mit jeweils einer Person, die ...

mit der Bahn angereist ist

(mindestens) ein Haustier hat

ein Musikinstrument spielt

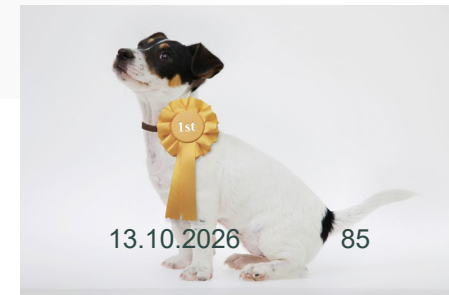
am Wochenende etwas schönes erlebt hat

bereits den nächsten Urlaub gebucht hat

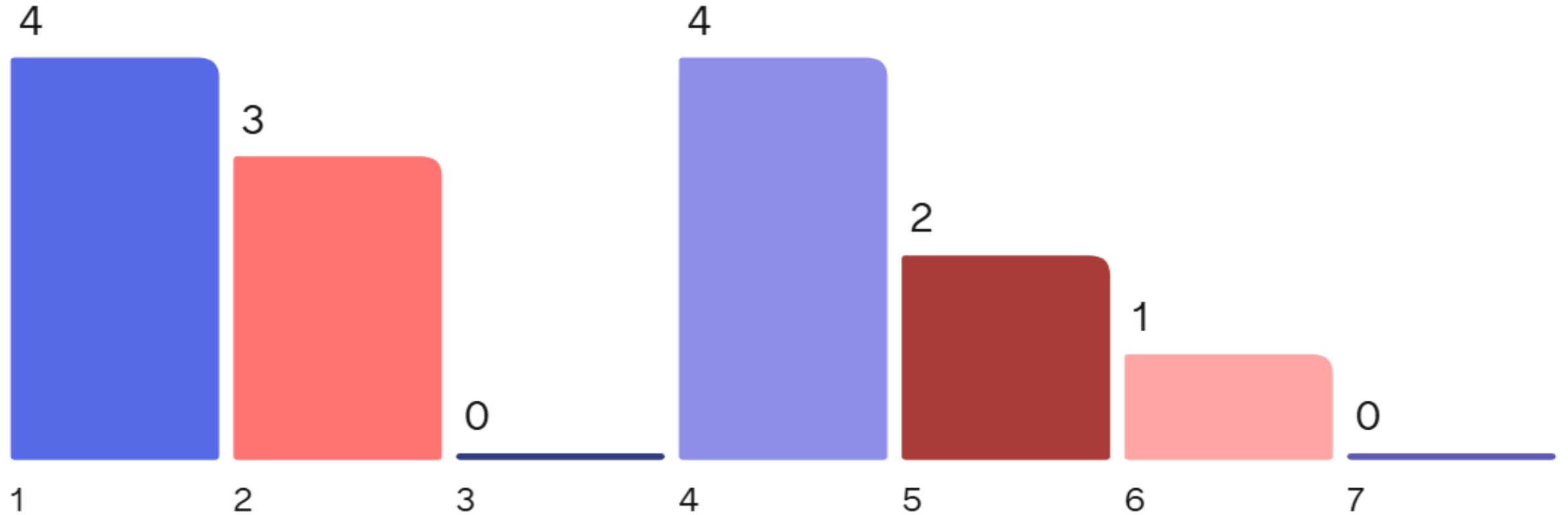
stolz auf ihre Fortschritte beim Wohnungs-/Haus/ Balkon- oder Gartenbau ist

mindestens 2 Fremdsprachen spricht

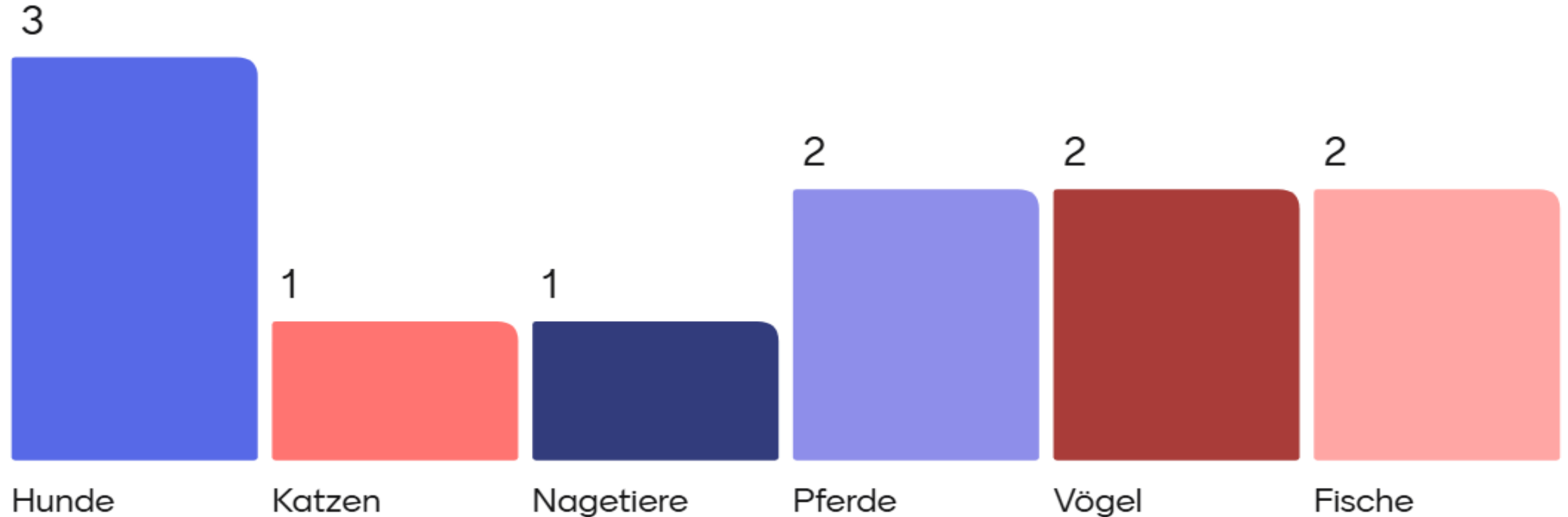
Öffentlich



Wie viele Punkte haben Sie erreicht?



Über welche Haustiere wurde gerne gesprochen?



Wenn wir jetzt ein Orchester zusammenstellen würden, hätten wir hier im Raum...





Aktuelle Entwicklungen und operative Themen im Umfeld der IP RL

Christian Berger, Patrick Heck, Michael Salinus, Laura Lautner

Agenda

- | | |
|---|---|
| 1 | FlexRL: Update / Christian Berger |
| 2 | IPRL – Ausblick 2027 / Patrick Heck |
| 3 | Regelzonenübergreifende FCR-Besicherung / Michael Salinus |
| 4 | E-Rechnungen / Laura Lautner |

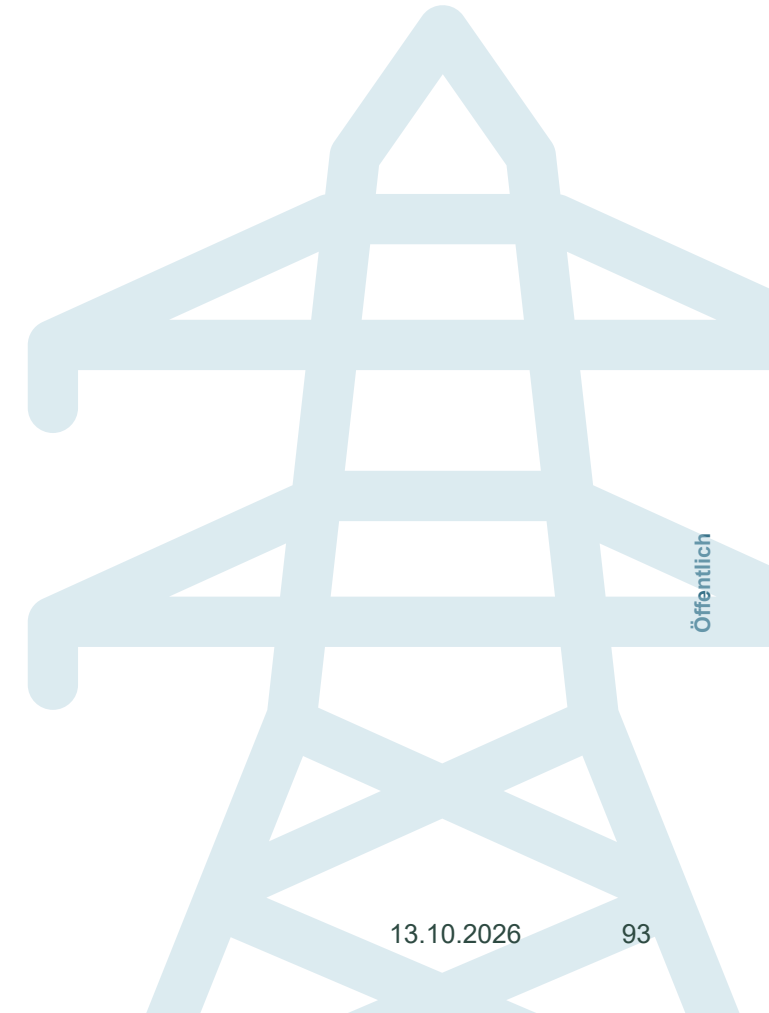
FlexRL: Update

Christian Berger

Agenda - FlexRL

1	Aktueller Stand
2	Limitierung der Gebotsmenge
3	Ausblick

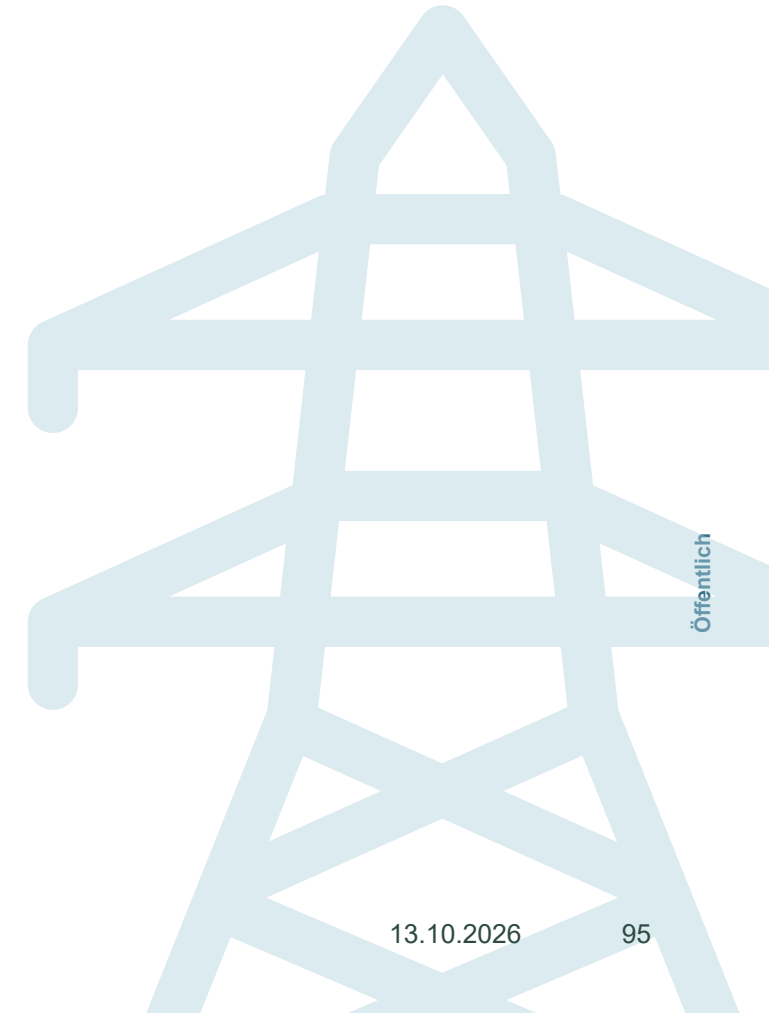
Aktueller Stand



Aktueller Stand

- Funktionale Anforderungen fristgerecht abgeschlossen
- API-Optimierung zusätzlich umgesetzt (sortenreine Batches wichtig!)
- Bid Group für 15min ist implementiert und wird demnächst zum Testen bereitgestellt
- Geringe Teilnahme an koordinierten Test im August
- Lasttest offenbaren Optimierungsnotwendigkeit in den Prozessen zwischen GCT und Veröffentlichung
- Umfrage zu Marktanforderungen
- Lastgrenze konnte sukzessive erhöht werden
- Limitierung der Gebotsmenge zur Absicherung des Betriebs und Stärkung dessen Resilienz
- Verschiebung der Produktivsetzung

Limitierung der Gebotsmenge



Öffentlich

Limitierung der Gebotsmenge

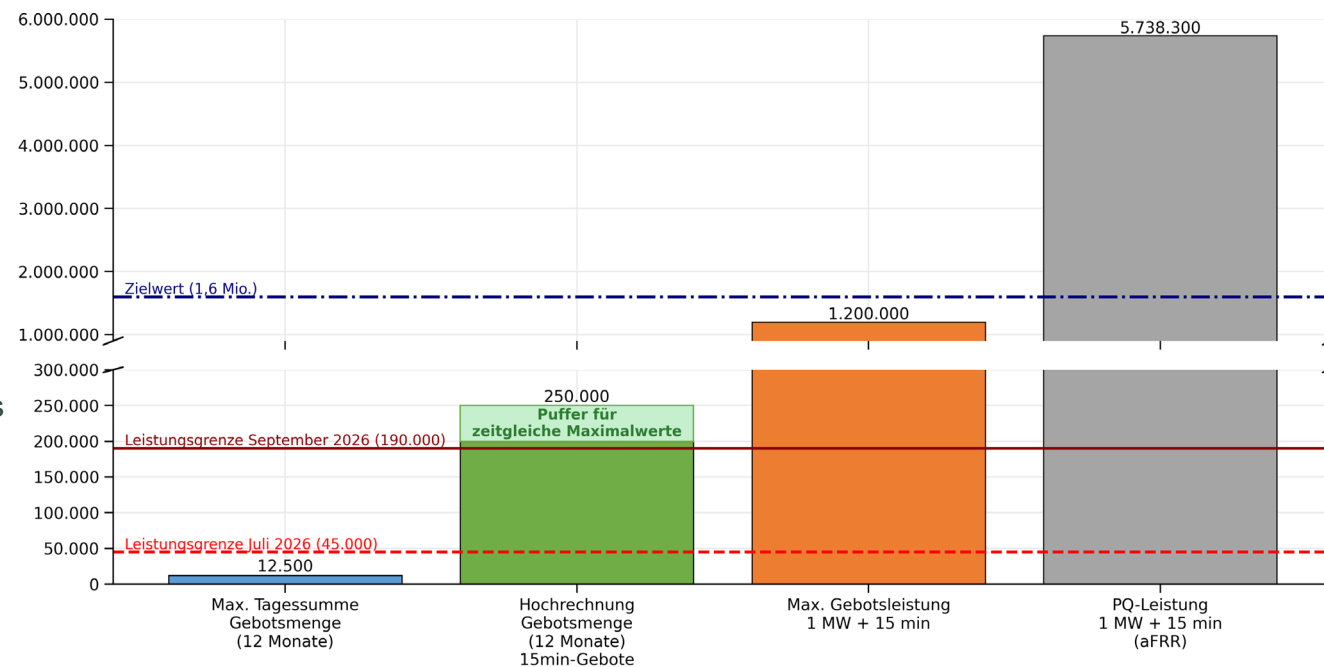
Hintergrund:

- Maximale beobachtete Anzahl Gebote an einem Tag (12M): 12.500
- Erwartungswert bei vollständiger Umstellung: 200.000 (= 12.500 x 16)
- Aktuelle Begrenzung mit PQ-Leistung würde diesen Wert um Vielfaches übertreffen können
- Zusätzliche Absicherung der Bid Anzahl (4h+15min) erforderlich
- Zielwert: 1,6 Mio. (in Prüfung)

Ziel:

- Sicherstellung eines stabilen und sicheren Betriebs der Vergabeprozesse durch technische Absicherung der verfügbaren Verarbeitungskapazität (Vermeidung von Systemüberlastungen bei hoher Gebotsanzahl)
- Einhaltung der zeitkritischen Prozesse bis zur Veröffentlichung der Vergabeergebnisse
- Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu derzeit begrenzten Systemressourcen
- Ermöglichung der Einführung von 15-Minuten-Produkten trotz begrenzter Systemkapazität
- Begrenzung der Anzahl von Geboten statt der angebotenen Regelleistungsmenge (Erhalt der Möglichkeit, dieselbe Leistung über größere Gebotsgrößen anzubieten)
- Sicherstellung eines robusten Betriebs auch bei außergewöhnlichen Markt- und Auslastungssituationen
- Ausrichtung der zulässigen Gebotsanzahl an der tatsächlich verfügbaren technischen Kapazität

Vergleich der Leistungs- und Gebotswerte mit Achsenbruch



Limitierung der Gebotsmenge

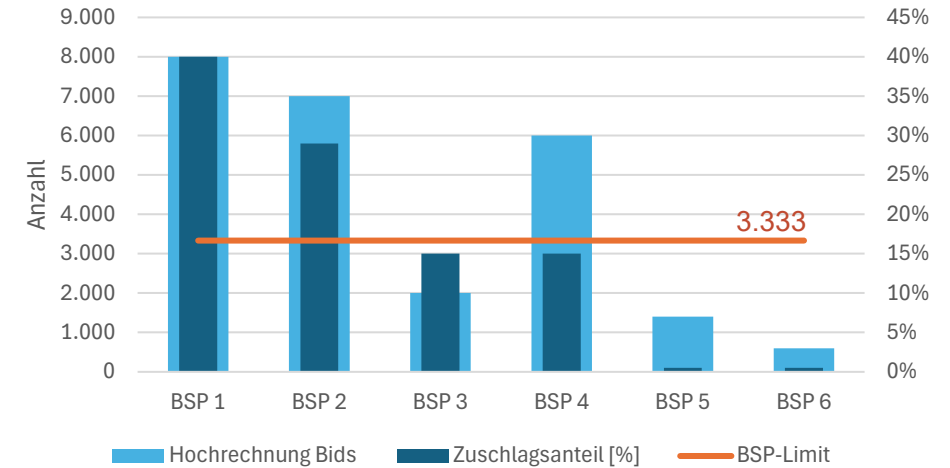
Methode zur Limitierung: „Gleichverteilung“

- 100 % des IPRL-Limits werden als Grundsockel auf 45 EIC verteilt
 - inkl. Puffer für neue BSPs
 - Interimswert: 4.222 Bids pro EIC
 - Zielwert: 35.555 Bids pro EIC

Bewertung

- Einfache Methode
- Gleichverteilung vernachlässigt große Heterogenität der Anbieter → große Menge an „reservierten Plätzen“ bleibt ungenutzt
- kaum Änderung der Werte (wsl. nur bei Änderung des IPRL-Limits bei Zielwerterreichung)
- Die gewählte Obergrenze orientiert sich an der nachgewiesenen Verarbeitungskapazität der Systeme und wird auf das technisch notwendige Minimum begrenzt.
- Erhöhung des Limits bei Erhöhung der Verarbeitungskapazität
- Erhöhung der Gebotsgrößen möglich, falls Gebotsleistung durch Limit eingeschränkt würde, dadurch werden Marktzugang und Gebotsleistung nicht beeinflusst.

Beispiel "Gleichverteilung" (20.000 Bids)



Limitierung der Gebotsmenge

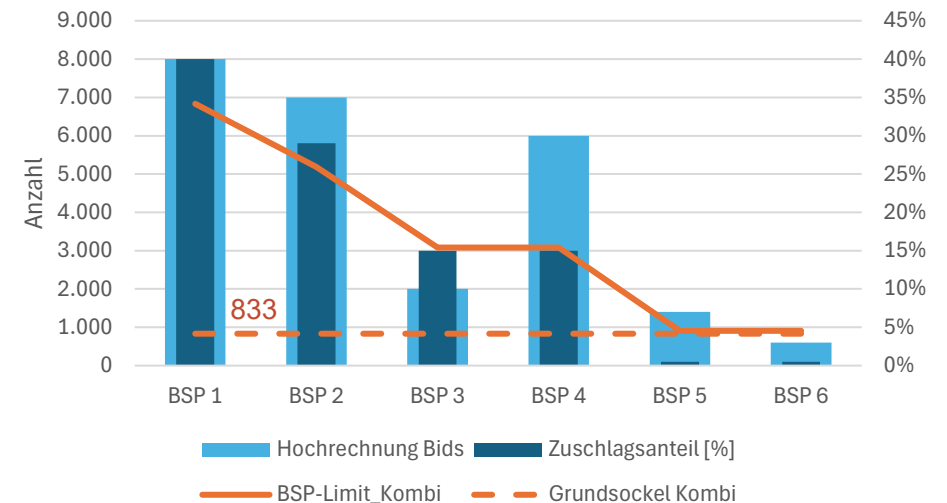
Methode zur Limitierung: „Kombi-Modell“

- 25 % des IPRL-Limits werden als Grundsockel auf 45 EIC verteilt
 - inkl. Puffer für neue BSPs
 - Interimswert: 1.055 Bids (~ 10 Bids/VS)
 - Zielwert: 8.888 Bids (~ 92 Bids/VS)
- 75 % des IPRL-Limits werden pro rata nach der bezuschlagten Leistung verteilt
- Bei Erreichung der Ziellimits praktisch keine Einschränkung erwartet

Bewertung

- bezuschlagte Leistung fokussiert auf marktrelevante Gebote
- Marktanteile fließen teilweise in Limit ein und würdigen damit Heterogenität der Marktteilnehmer
- Die gewählte Obergrenze orientiert sich an der nachgewiesenen Verarbeitungskapazität der Systeme und wird auf das technisch notwendige Minimum begrenzt.
- Erhöhung des Limits bei Erhöhung der Verarbeitungskapazität
- Erhöhung der Gebotsgrößen möglich, falls Gebotsleistung durch Limit eingeschränkt würde, dadurch werden Marktzugang und Gebotsleistung nicht beeinflusst.

Beispiel "Kombi-Modell" (20.000 Bids)



Limitierung der Gebotsmenge

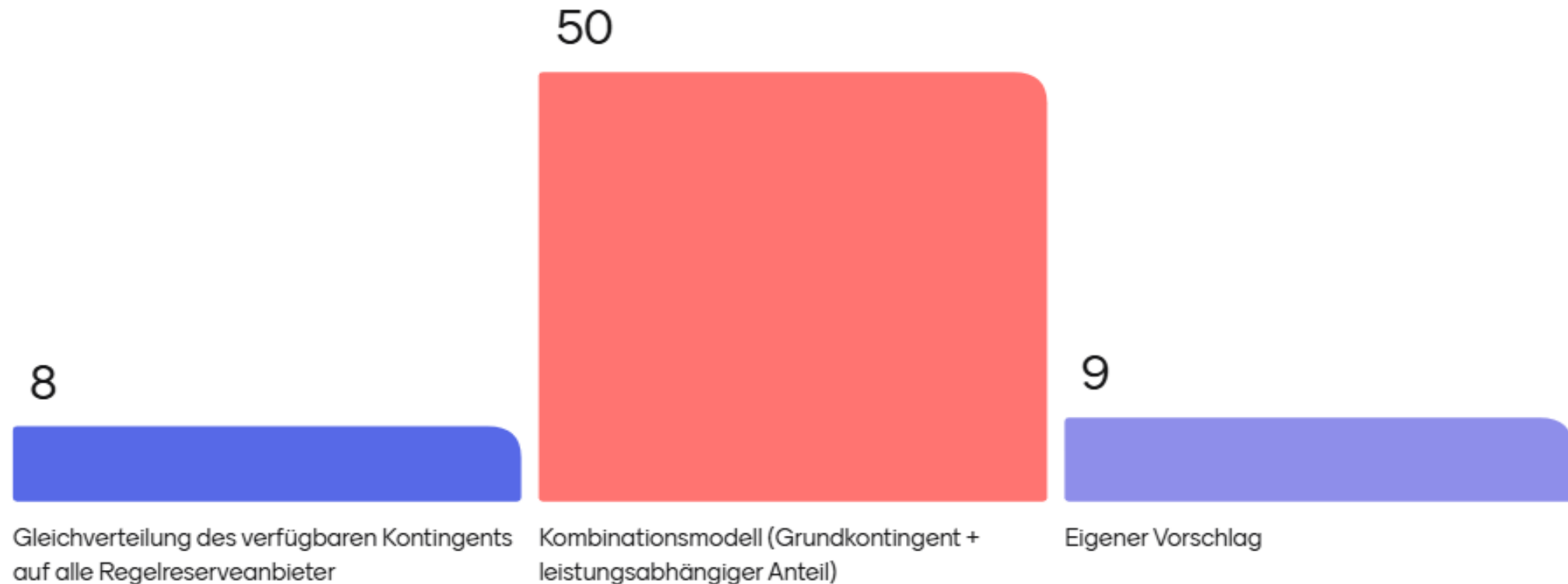
Verworfenе Ansätze

- Grundsockel + Pro Rata vermarktbare Leistung → begrenzte Abbildung der tatsächlich ausschreibungsrelevanten Leistung
- Grundsockel + übliche Angebotsleistung → keine hinreichend robuste Verteilungsbasis gegenüber unterschiedlichen Gebotsstrukturen
- Grundsockel + übliche Gebotsanzahl → Verteilungsergebnis wird durch die gewählte Gebotsstruktur beeinflusst

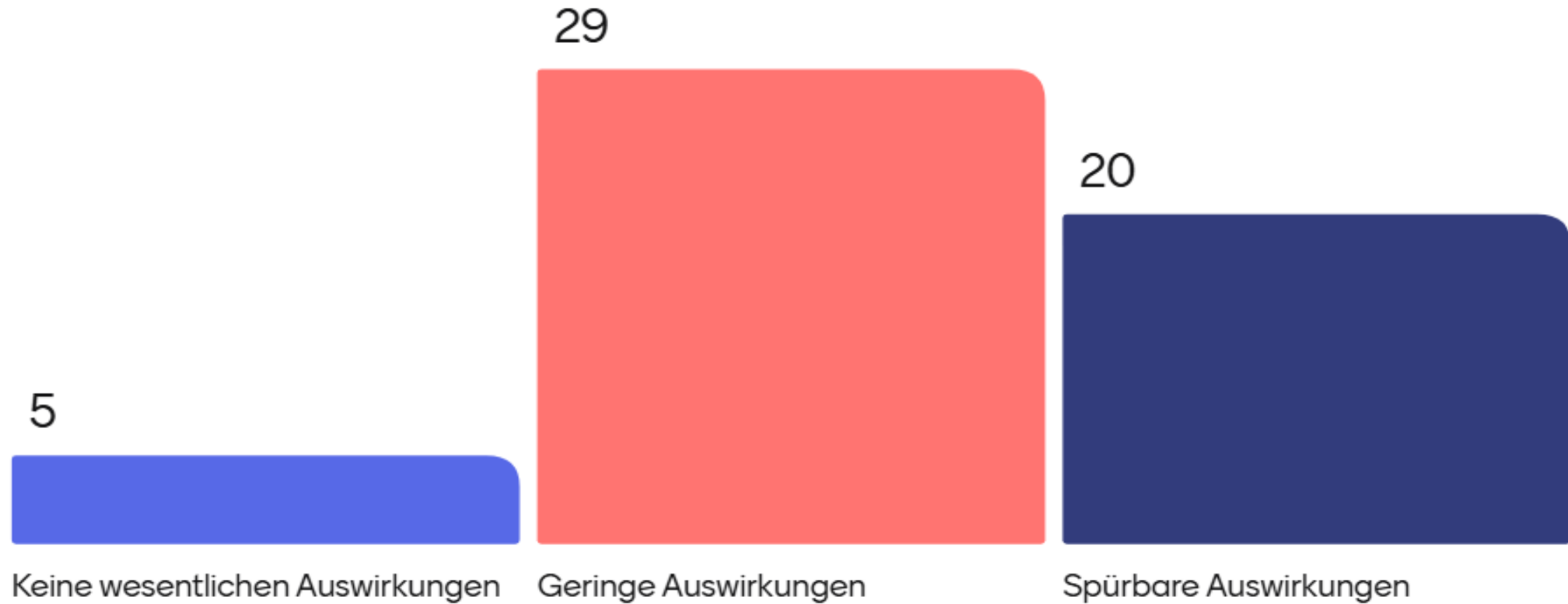
Aktualisierung der Limits

- Werte werden monatlich neu bestimmt und gelten ab dem 1. Tag eines Monats als Liefertag (d) (GOT d-7)
- Berechnungszeitpunkt (b): 7 Arbeitstage vor GOT für den 1. des Folgemonats
- Betrachtungszeitraum: 30 Tage (b-30...b-1)
- Info an Anbieter über neue Limits per Mail
- Neue Anbieter erhalten Grundsockel bis zum nächsten Berechnungszyklus

Welche der dargestellten Methoden zur Begrenzung der Gebotszahlen halten Sie für am besten geeignet für eine sachgerechte Verteilung?



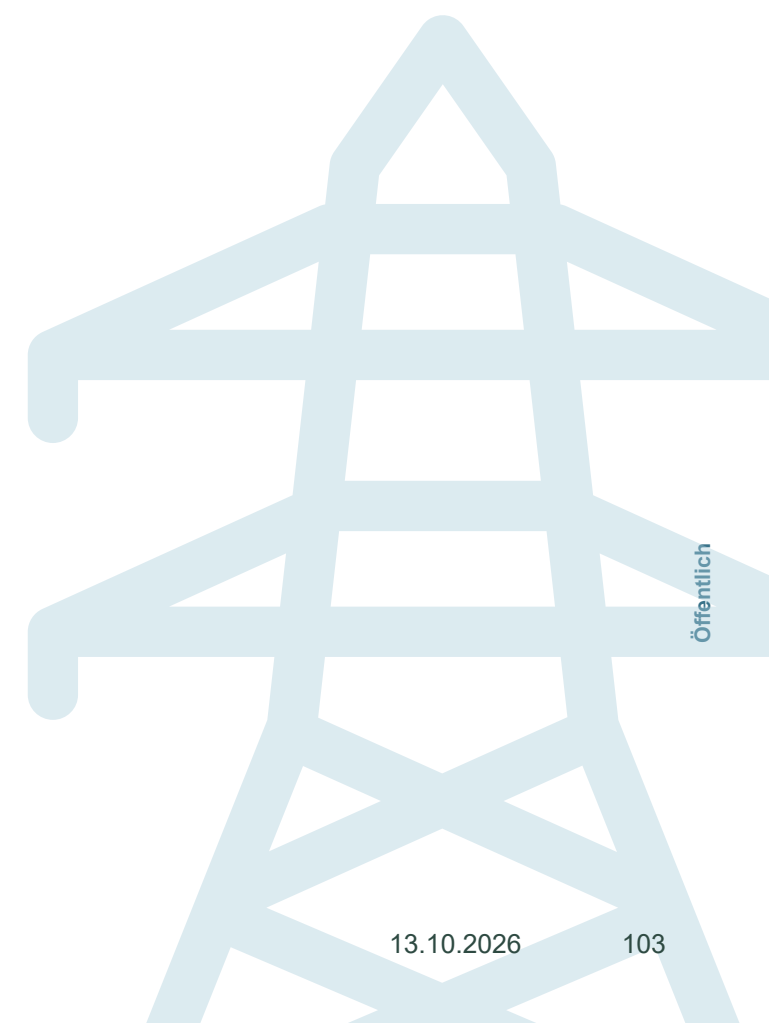
Wie bewerten Sie die Auswirkungen des Kombinationsmodells auf Ihre Vermarktungsmöglichkeiten?



Haben Sie weitere Anmerkungen oder Vorschläge zur Begrenzung der Gebotszahlen?

nichtdiskriminierungsfrei
mehr rechenleistung keine anmerkungen
rechtezeitige kommunikati einföhrung erst wenn
grenzenlos 🤪 nö schnelle umsetzung
quantum computing anreize schaffen mehr power
rechenleistung ausbauen it ertüchtigen rechenleistung ausreicht
was ist so kompliziert ohne begrenzung
viertelstundenprodukte ve

Ausblick



Öffentlich

Ausblick

Ende Oktober (vsl.)

- Umsetzungsdauer der Startlösung definiert
 - Verarbeitungskapazität von ca. 190.000 Geboten pro Ausschreibung
 - techn. Limitierung der Gebotsanzahl je EIC
- Grobkonzept für Ziellösung mit Verarbeitungskapazität von ca. 1,6 Mio. Geboten pro Ausschreibung

Anfang November

- Update für Marktteilnehmer

IPRL – Ausblick 2027

Patrick Heck

Was wir heute gemeinsam erreichen wollen?



1. Verstehen

- Wie läuft die Produktentwicklung bei 50Hz ab?
- Was sind die Themen für 2027?



2. Hinterfragen

- Aufzeigen, wo die Ausrichtung nicht zu Ihrer operativen Realität passt

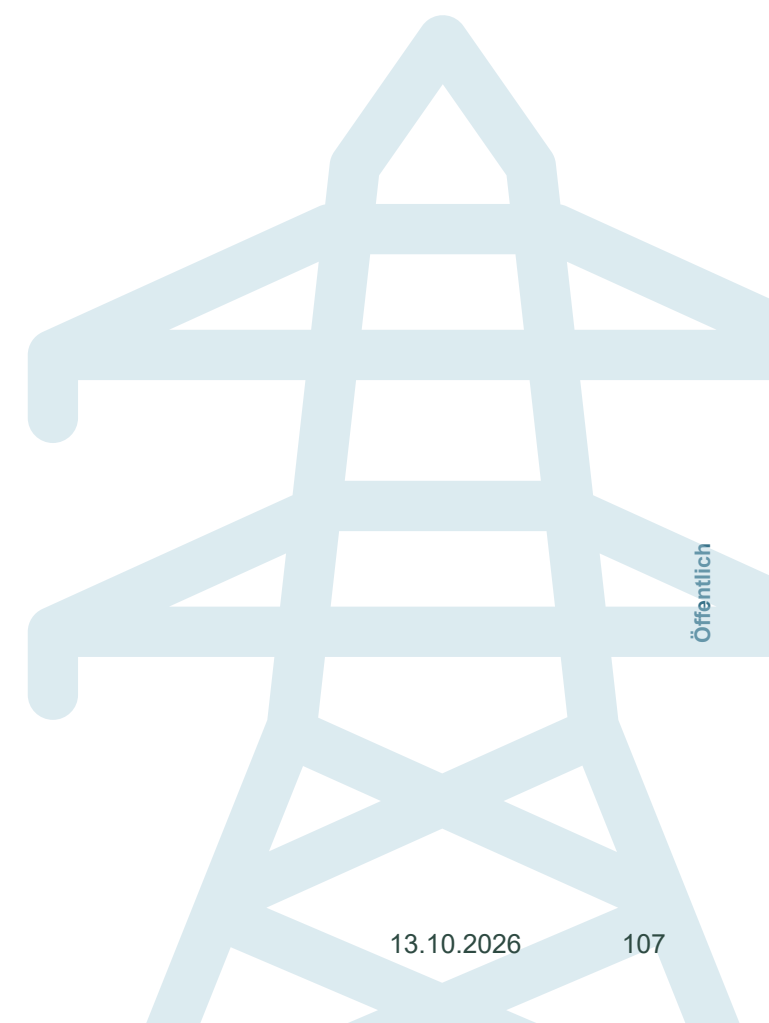


3. Priorisieren

- Gemeinsam die Ergebnisse mit dem größten Nutzwert identifizieren

Produktentwicklung verstehen, priorisierte Nutzerbedarfe hinterfragen und konkrete Praxisbeispiele kennenlernen.

Verstehen



Öffentlich

Wie läuft die Produktentwicklung bei 50Hz ab?

Wir arbeiten in zwei Entwicklungsteams, die gemeinsam vier Produkte betreuen:



**Ausschreibungs-
plattform**



Optimierung



Data Center



**Provider &
User Management**

Jedes Team besteht aus:



Product Owner (PO) und Business Analyst (BA):

Erarbeiten fachliche Konzepte und definieren die Anforderungen an das Produkt.



Software Architekt:

Entwickelt die technische Lösungsarchitektur und legt den technischen Umsetzungsrahmen fest.



Developer:

Implementieren die technische Lösung gemäß den definierten Anforderungen und der Architektur.



Quality Assurance (QA):

Testet neue Funktionen und Änderungen, um Qualität und Einhaltung der Anforderungen sicherzustellen.

Roadmap der Ausschreibungsplattform 2027

0

Maintenance und Abbau technischer Schulden (Basisarbeit an technischen Themen)

Refactoring von Teilkomponenten und Services, Test-Automatisierungen, Infrastrukturerneuerung,...

FlexRL

Letzte Feature und Upgrade
Performance

1

D-2 Demand Update

Anpassung der Mengenbedarfe
von
Regelleistungsausschreibungen
nach GOT und vor GCT

2

FCR RZÜ Besicherung Stufe 2

Ablösung FCR Besicherungsportal

3

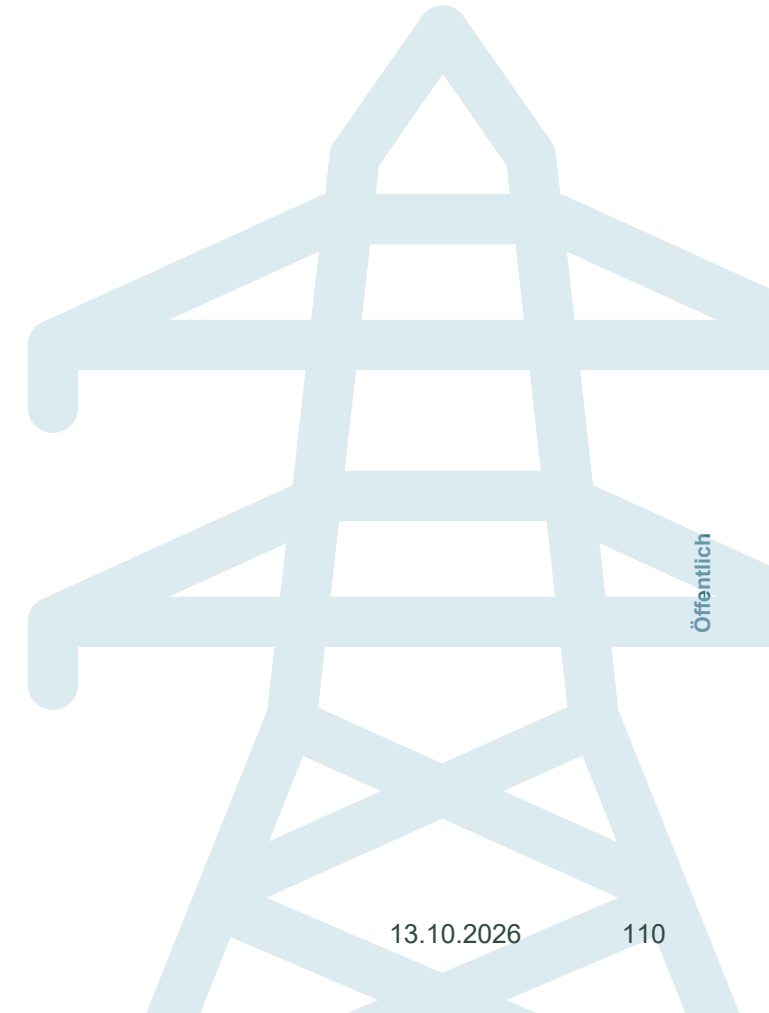
API 4.0

Verbesserung der API-Schnittstelle
(Einarbeiten von BSP-Wünschen,
Verbesserung BATCH Endpunkt
etc.)

4

Öffentlich

Hinterfragen



Öffentlich

Fragen



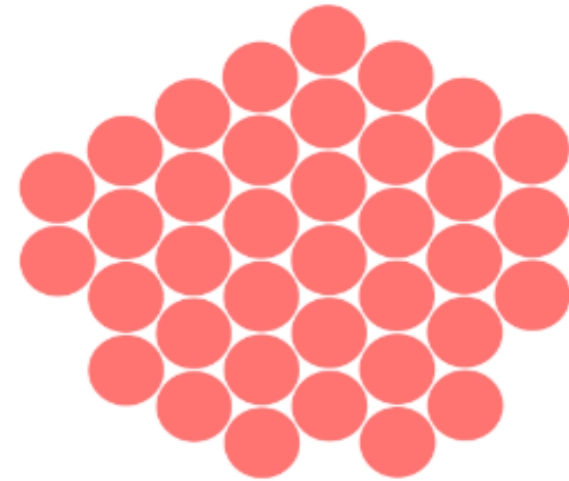
Zum aktuellen Prozess



Wie läuft der Prozess heute bei Ihnen konkret ab?



6 manuell



37 automatisch

Wo entstehen die meisten Aufwände?



Welche Informationen fehlen häufig?

api doku
dokumentation
api documentation support
nutzer mgmt
persönlicher support

Fragen



Zu Problemen und Pain Points

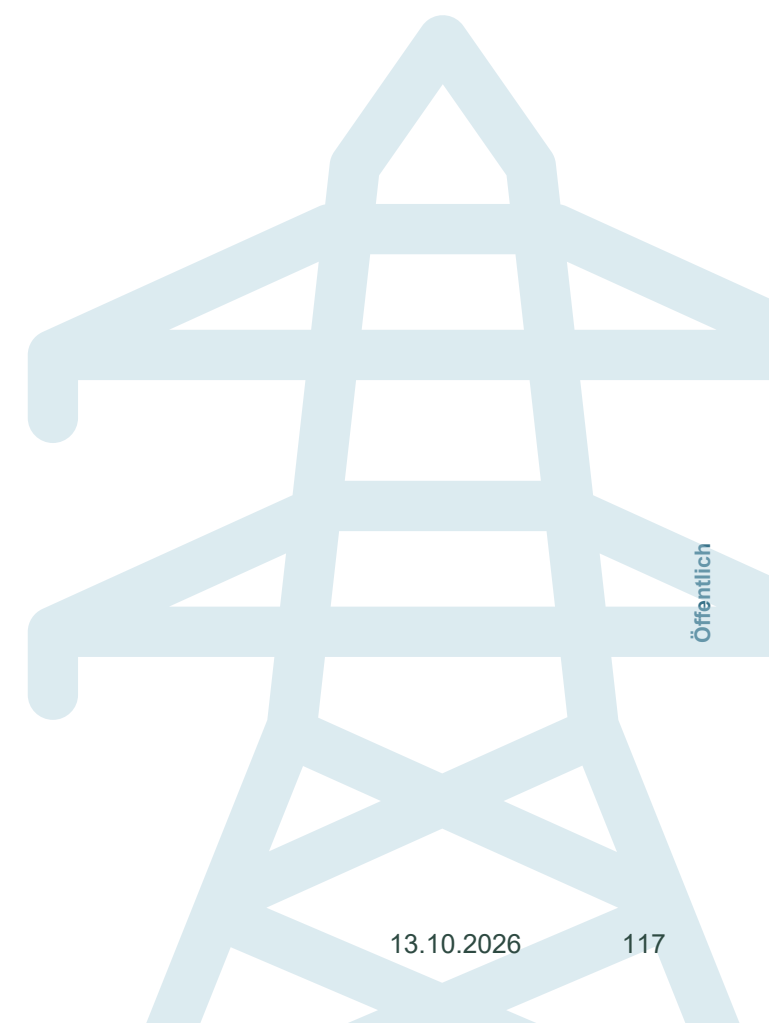


Was stört Sie im aktuellen Prozess am meisten?

häufiger ausfall de ram -
nichts
fehlendes monitoring unb
verbindungsprobleme

bsp support zugänge
breaking changes
alles schick
aufklärung v fehlern
keine atomaren submits
timeouts

Priorisieren



Öffentlich

Schwerpunkte & Prioritäten bei der Produktentwicklung

Wertvolle Verbesserungen zeigen sich in weniger Störungen, schnelleren Änderungen und vorhersehbarem Verhalten.



Fachliche Weiterentwicklung

FlexRL, D-2 Demands etc.



Nutzererlebnis

Stabile Abläufe, konsistente Performance, klare Ergebnisse



Betriebliche Resilienz

Robuste Prozesse und geringere Störanfälligkeit



Qualitätssicherung

Automatisierte Tests und Security-Maßnahmen



Wartbares Fundament

Refactoring und Abbau technischer Schulden

Öffentlich



Fragen

“Gemeinsam die richtigen Dinge priorisieren – für stabile, effiziente und zukunftsichere Lösungen.”

Welche Themen sollten aus Ihrer Sicht an die Spitze unserer Prioritäten gesetzt werden?

user mgmt keine änderung der api

übersichtlichkeit

fcr besicherung usability

ünb gebotsmonitoring

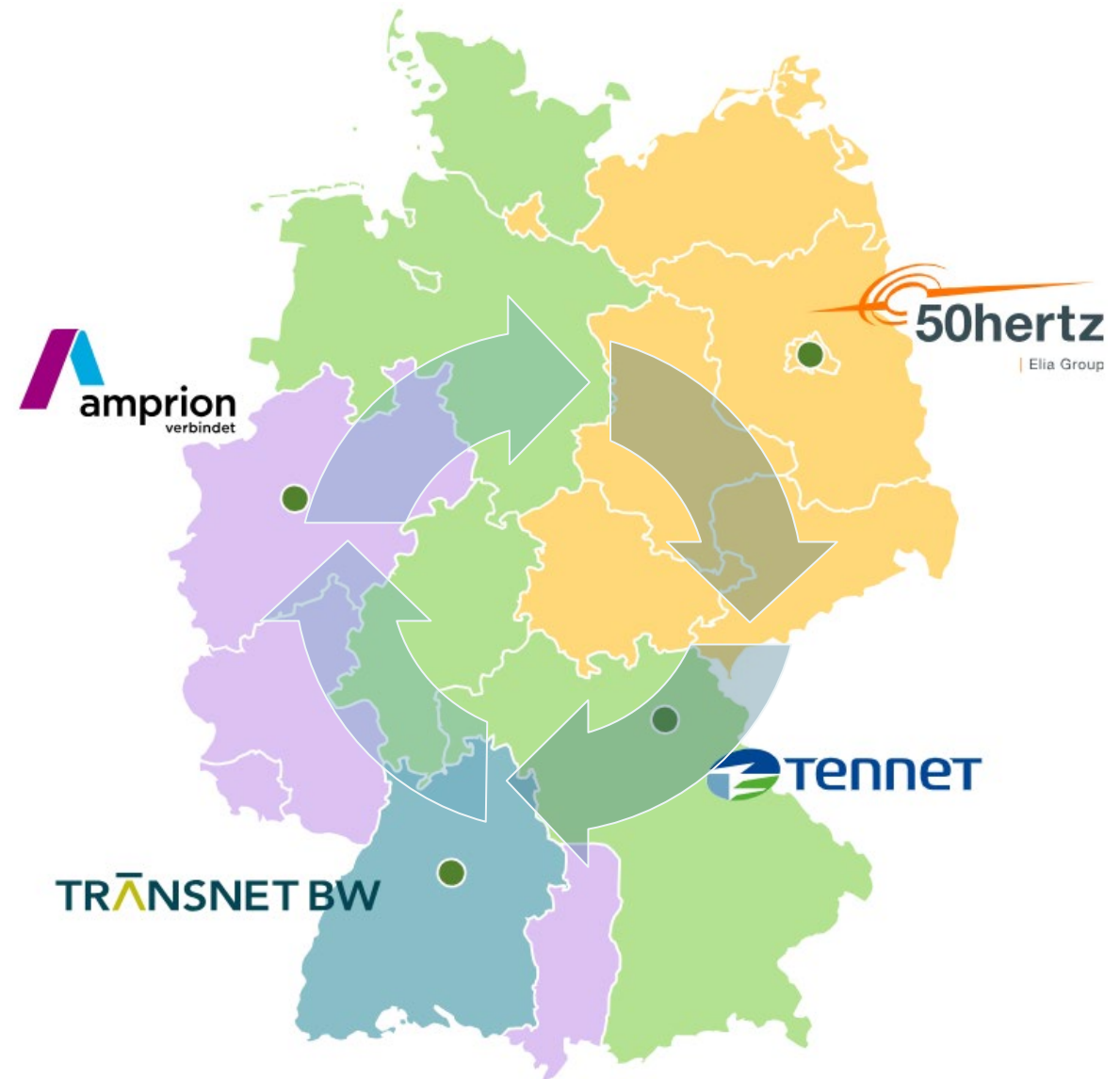


Regelzonenübergreifende FCR- Besicherung

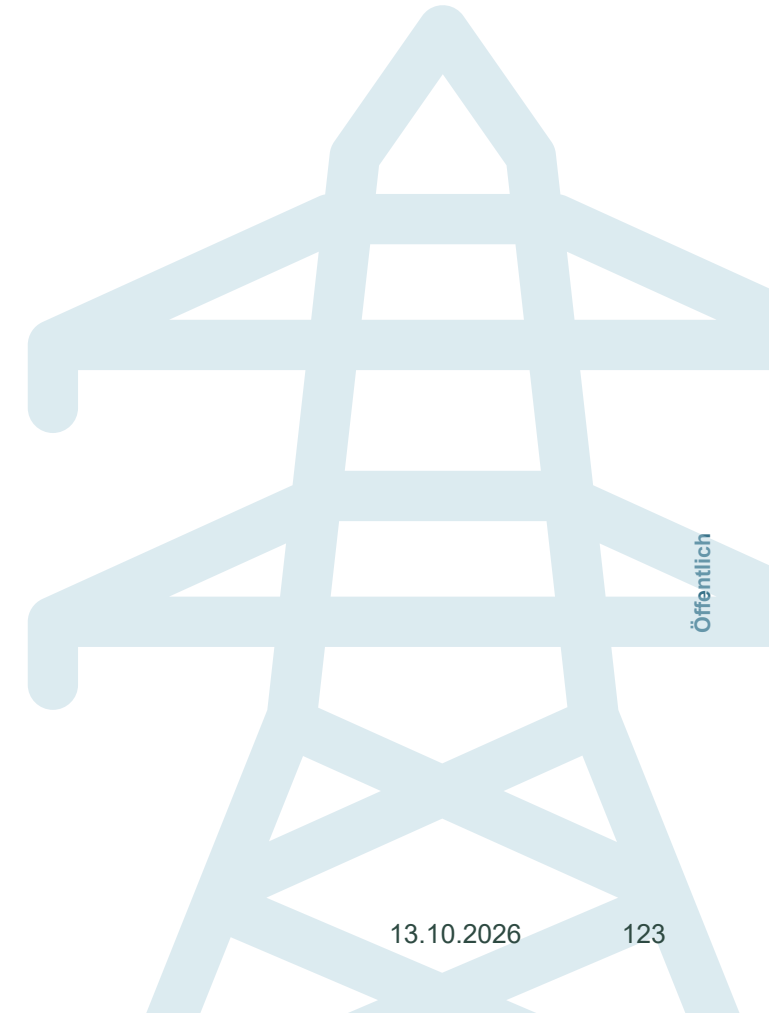
Michael Salinus

Agenda

- 01 Einleitung
- 02 Prozess
- 03 Weiteres Vorgehen



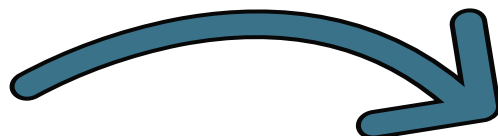
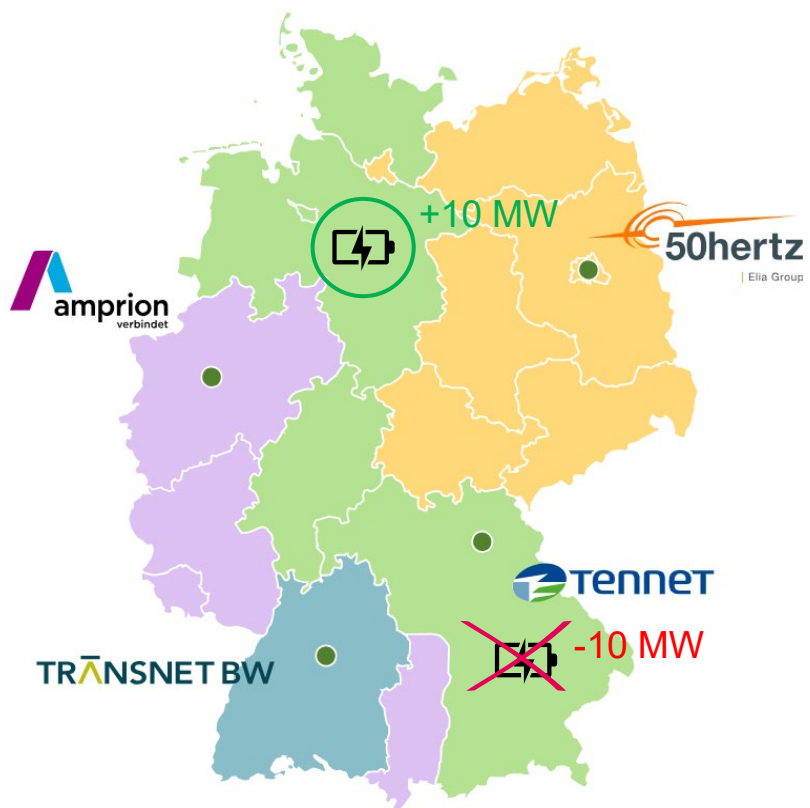
Einleitung



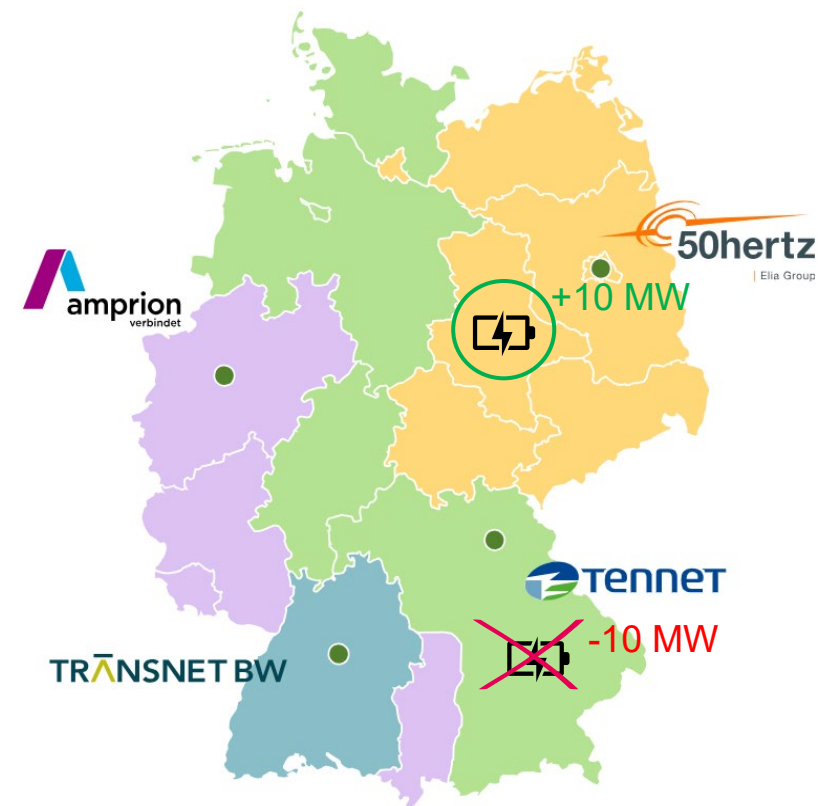
Öffentlich

Einleitung

FCR-Besicherung Ausschließlich RZ-intern



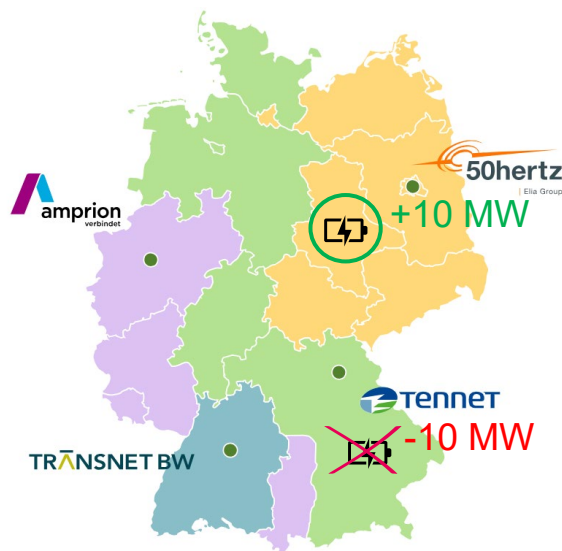
FCR-Besicherung RZ-intern & RZ-übergreifend



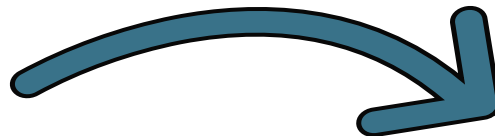
Öffentlich

Einleitung

FCR-Besicherung Stufe 1



Ermöglichung der RZü FCR-Besicherung über eine zentrale Besicherungsmeldefunktion



FCR-Besicherung Stufe 2

Stufe 2a

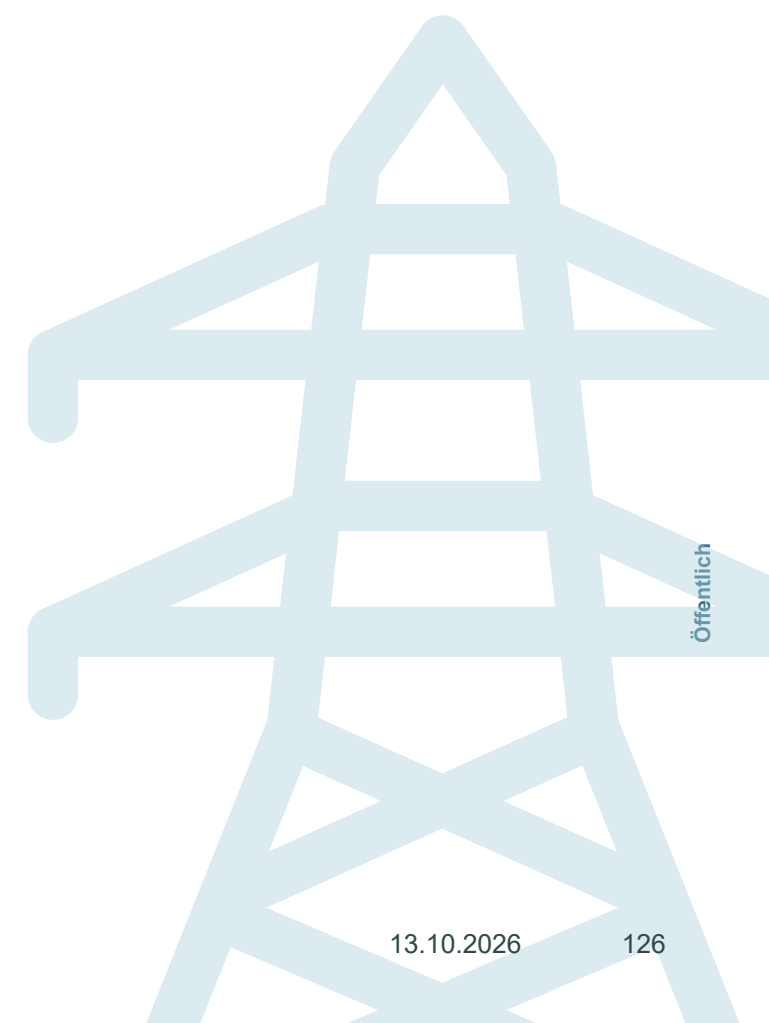
Abgabe der zentralen
Besicherungsmeldefunktion über die IPRL

Stufe 2b

Anpassung des Besicherungsmelde- und
Abrechnungsprozesses

Öffentlich

Prozess



Öffentlich

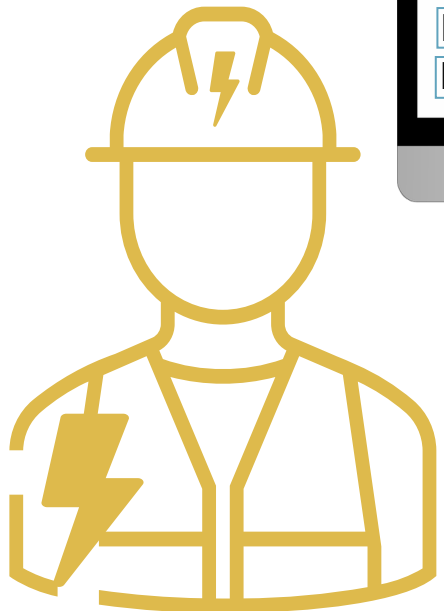
Prozess

Teilnahme an der RZü FCR-Besicherung



Prozess

Besicherungsmeldung



Sicherungsgeber

Datum	
BES (EIC)	RZ
SIG (EIC)	RZ
Besicherungszeitraum (1/4h)	
Besicherungsleistung (MW)	

Höhe der Besicherungsleistung

RZ-intern: Kein regulatorisches Limit

RZ-übergreifend: 30 MW



Abgabe

Die Abgabe der Besicherungsmeldung soll über eine API möglich sein



Zeitpunkte zur Abgabe

Frühstens: D-1, 8 Uhr

Spätestens: T-5 Min.



Transfer of obligation

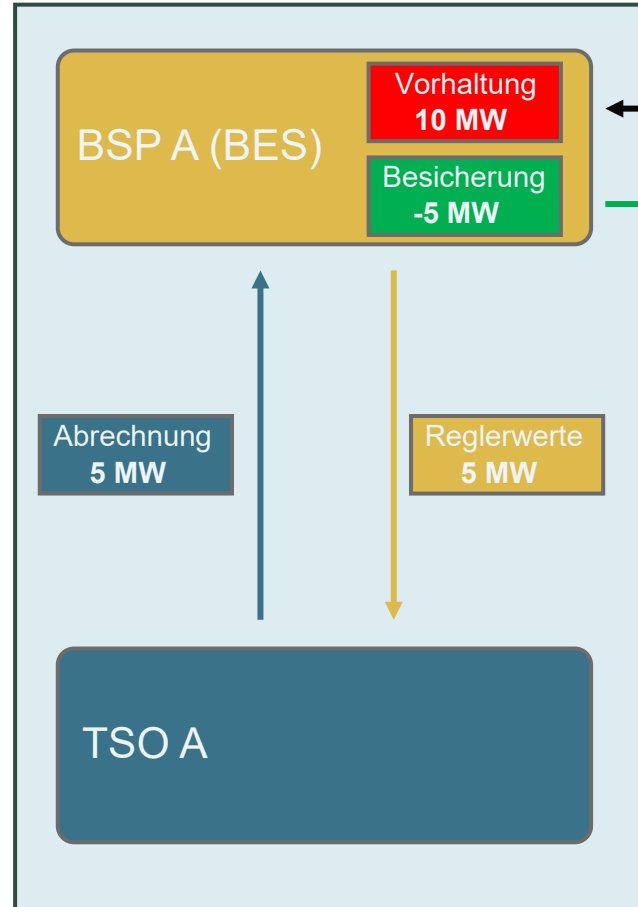
Übertragung der Rechte und Pflichten des FCR-Zuschlags vom BES auf den SIG



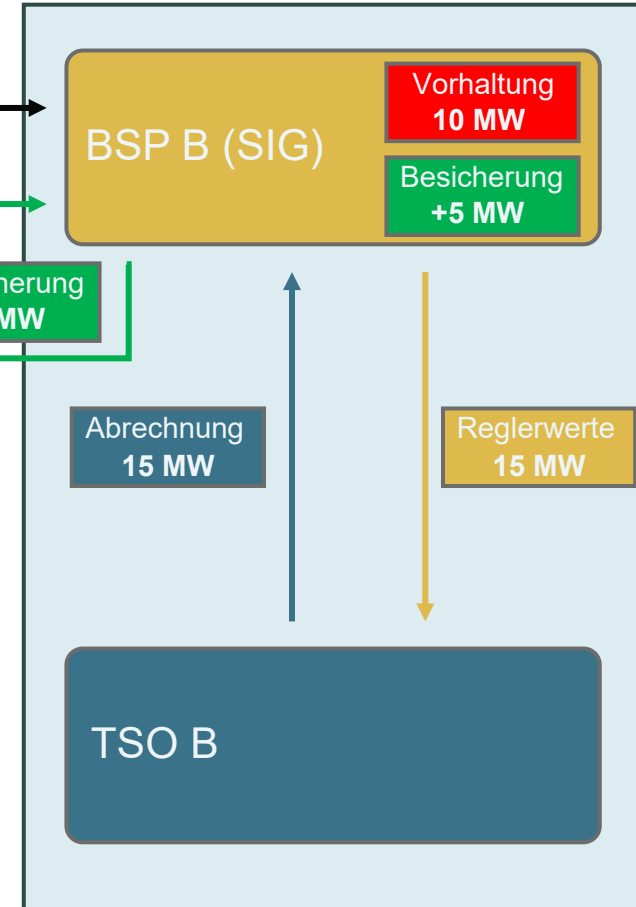
Öffentlich

Prozess Abrechnung

Regelzone A



Regelzone B



Besicherungsvereinbarung

Ausfallmeldung

Besicherung
+5 MW

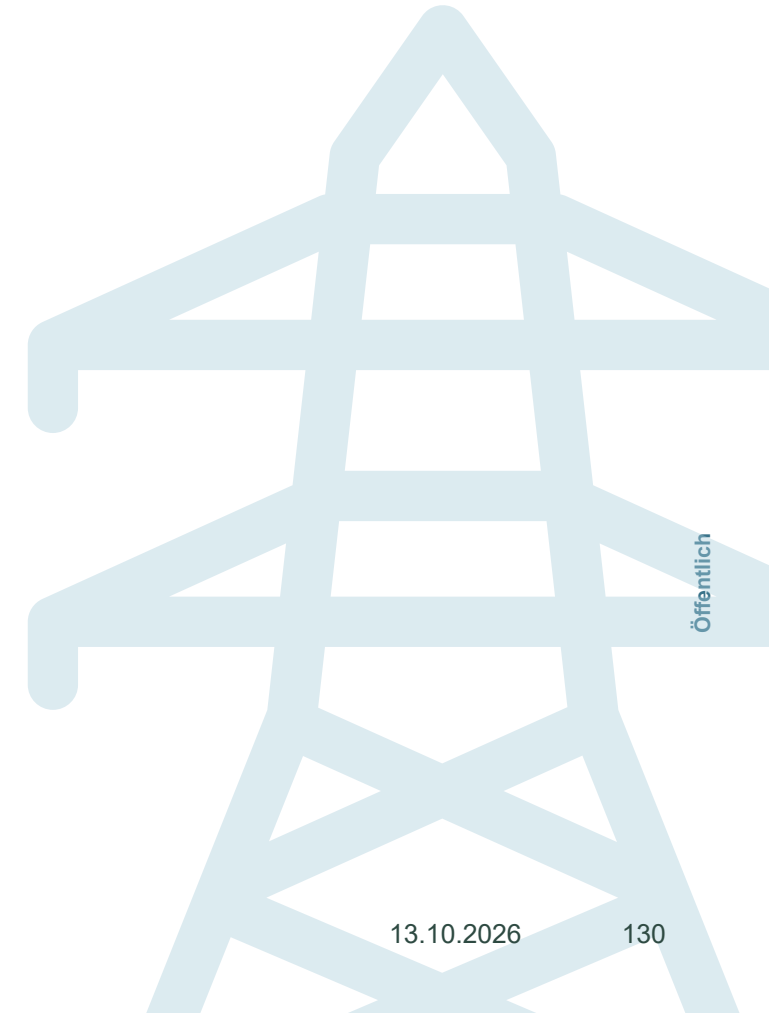


Anpassungen

- Jeder BSP wird von dem TSO vergütet, in welcher Regelzone er seine Leistung erbringt
- Übertragung der Rechte und Pflichten vom BES auf den SIG ("**transfer of obligation**")

Vermutung:
Anpassung der vertraglichen Vereinbarungen?
- Analogie zur aFRR- und mFRR-Besicherung, wo der SIG die Besicherungsmeldung abgibt

Weiteres Vorgehen



Öffentlich

Weiteres Vorgehen

Anfang 2027

Start Entwicklung auf IPRL

Die Stufe 2b „Abgabe der zentralen
Besicherungsmeldefunktion über die
IPRL“ wird entwickelt

19.10.2026

Start Marktumfrage

Für die Stufe 2 der RZü FCR-
Besicherung wird eine Marktumfrage
durchgeführt

Anbieterworkshop 2026

27.11.2026

Ende Marktumfrage

18.12.2026

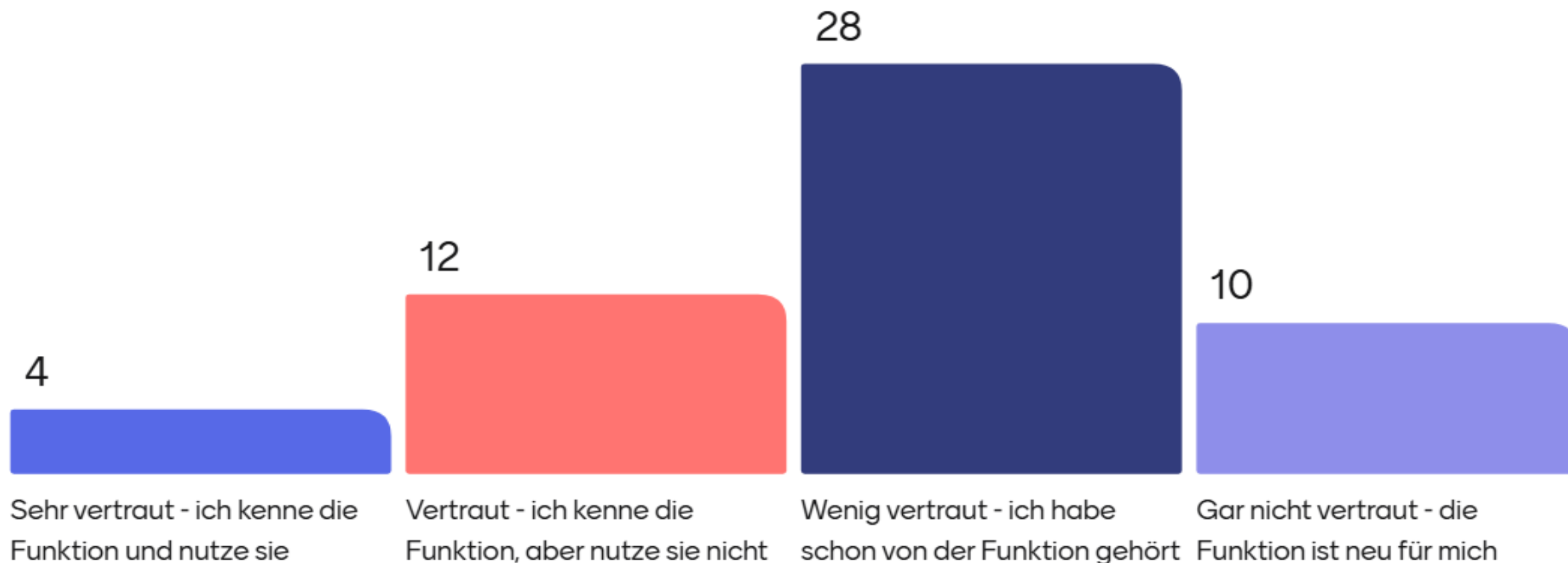
Anpassungen

- Rückmeldungen aus dem Markt in
Fachkonzept aufnehmen
- Anpassung des Rahmenvertrags

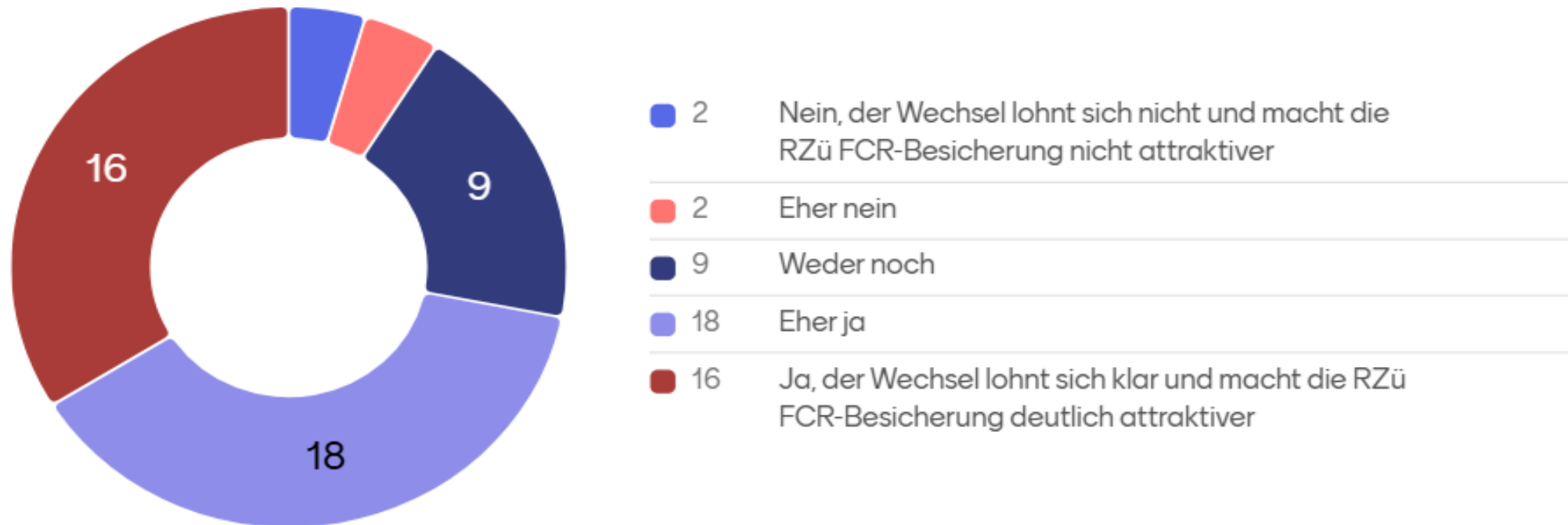
2027

Öffentlich

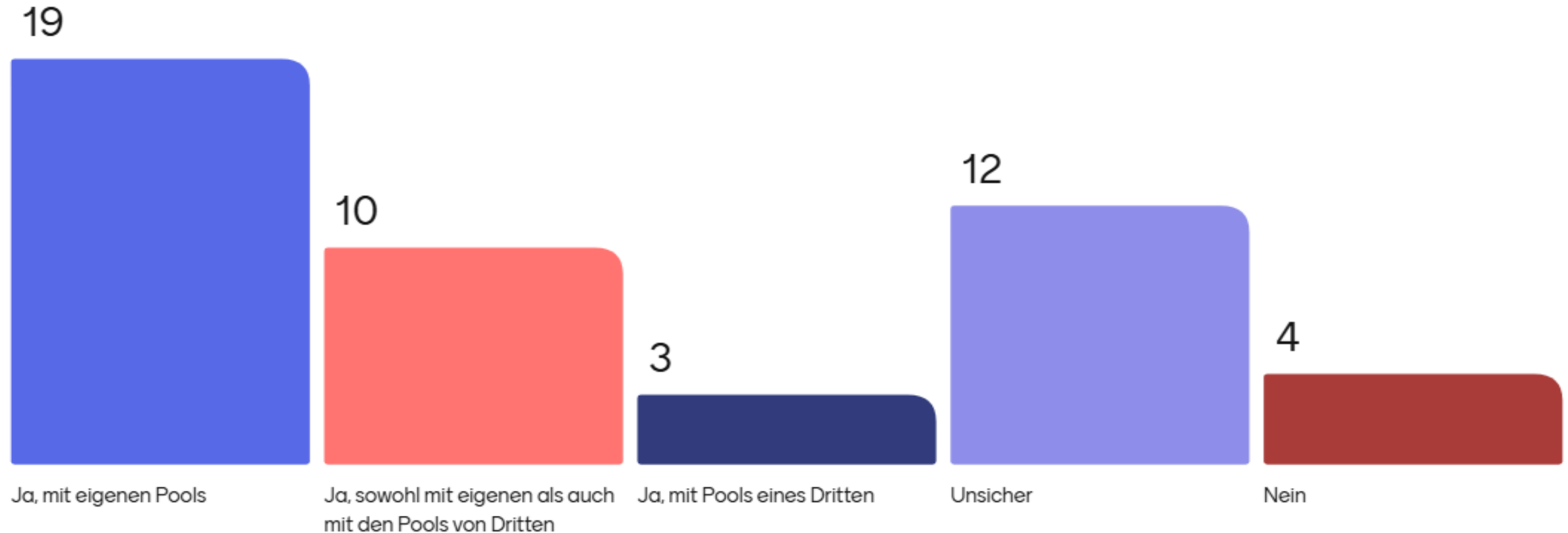
Wie vertraut fühlen Sie sich derzeit mit der Funktion der regelzonenübergreifenden FCR-Besicherung (Stufe 1), die letztes Jahr umgesetzt wurde?



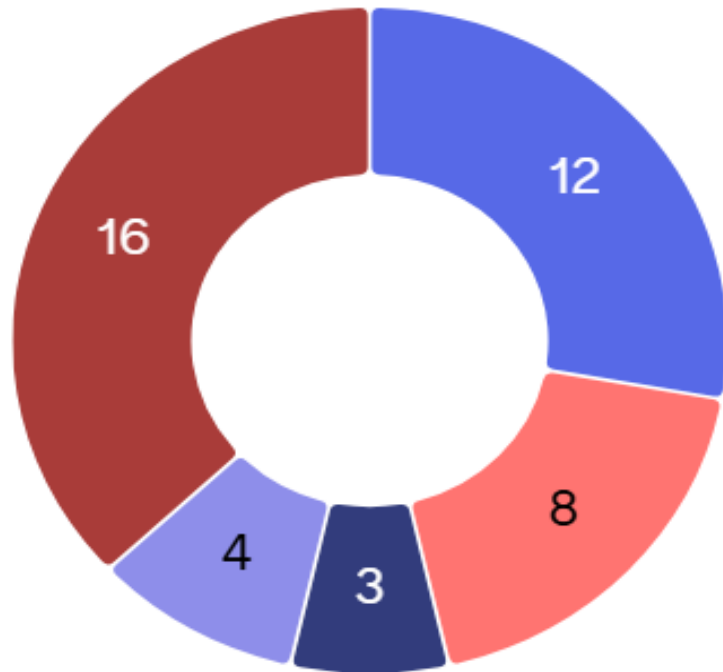
Wie bewerten Sie den Wechsel von Stufe 1 auf Stufe 2 – lohnt sich dieser Wechsel für Sie und macht er die RZü FCR-Besicherung für Sie attraktiver?



Werden Sie die neue Funktion der regelzonenübergreifenden FCR-Besicherung (Stufe 2) nutzen?



Wie stehen Sie dazu, dass zukünftig ein "transfer of obligation" stattfinden soll und der SIG die Besicherungsmeldung selbst auf der IP RL abgibt?



- 12 Sehr gut – der Prozess ist für uns so sinnvoll und praktikabel
- 8 Eher positiv – grundsätzlich in Ordnung, mit kleineren Vorbehalten
- 3 Eher kritisch – wir sehen relevante Herausforderungen
- 4 Nicht akzeptabel – wir lehnen diese Rollenverteilung ab
- 16 Für uns derzeit nicht relevant / keine Einschätzung möglich

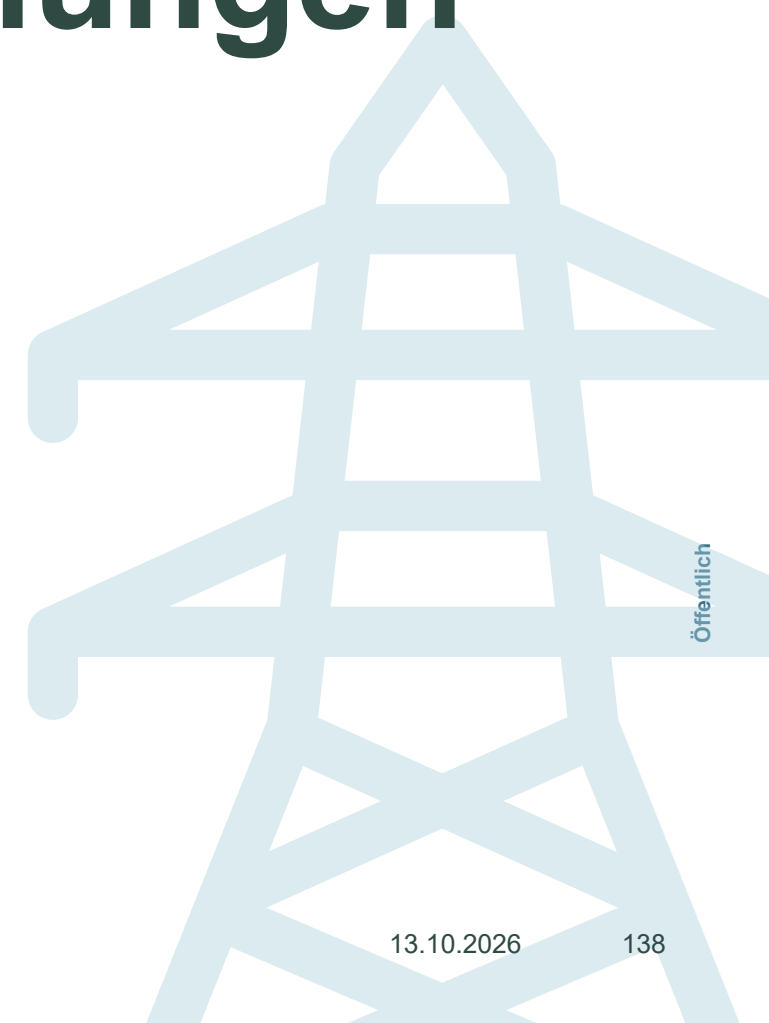
E-Rechnungen

Christian Berger

Agenda – E-Rechnungen

- 1 Umsetzung von E-Rechnungen
- 2 Ausgestaltung von E-Rechnungen

Umsetzung von E-Rechnungen

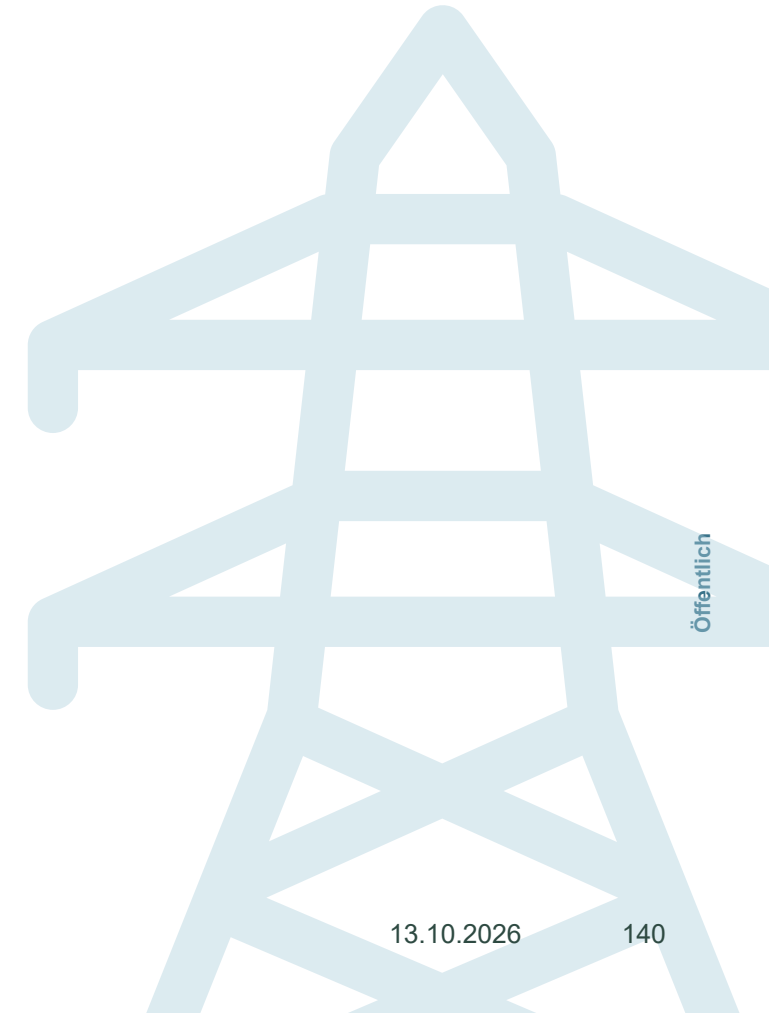


Öffentlich

Umsetzung von E-Rechnung

- Ab dem 01.01.2027 gilt die E-Rechnungspflicht gemäß § 14 des Umsatzsteuergesetzes (UStG)
- Verpflichtet sind Unternehmen mit einem Vorjahresumsatz von mehr als 800.000€ (Umsatz 2026)
- Die Abrechnungsprozesse werden bei allen ÜNB weiterhin harmonisiert und standardisiert bleiben
- Anbieter erhalten nachvollziehbare und einheitliche Rechnungsbelege
- Die Rechnungen müssen maschinenlesbar sein
- Die Verarbeitung erfolgt direkt in ERP- und Buchhaltungssystemen

Ausgestaltung von E-Rechnungen



Öffentlich

Ausgestaltung von E-Rechnungen

- Positionen werden nach Leistungsrichtung aufgeteilt in NEG und POS
- Zu jeder Position werden die Mengen in MWh zur Verfügung gestellt (außer bei Mehrkosten z.B. Pönalen)
- Bei FCR Anreizkomponente wird “RLM“ ergänzt
- Trennung der Belege nach steuerlicher Betrachtung in 3 Belege:

EinST	AusSt	Aus0
Eingangssteuer	Ausgangssteuer	Ausgangssteuer
steuerbar	steuerbar	nicht steuerbar
Eingangsbeleg	Ausgangsbeleg	Ausgangsbeleg
mit Vorsteuerabzug	mit Umsatzsteuer	ohne Umsatzsteuer



Full MARI Bidding

Marktumfrage zu komplexen Geboten in MARI

Holger Ziegler

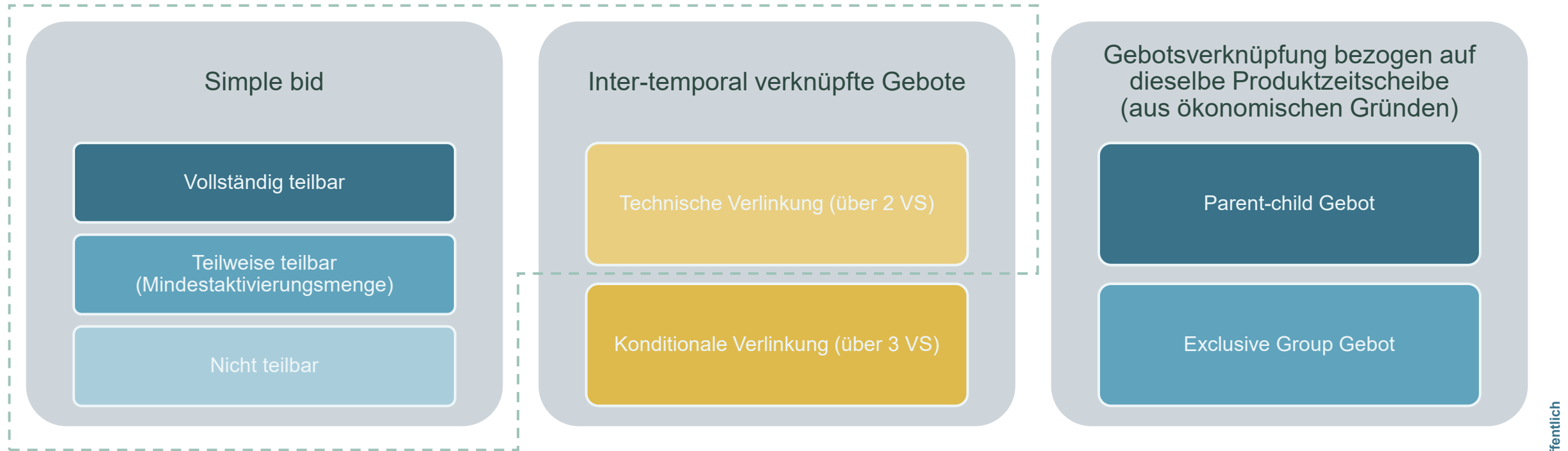
Agenda

- 1 Welche Gebotstypen sind in MARI vorgesehen
- 2 Welche Gebotstypen werden derzeit am deutschen Regelarbeitsmarkt angeboten
- 3 Umfrage zum Interesse an MARI Full Bidding

Gebotsstrukturen in MARI

- MARI: [Europäische Balancing Energy Plattform](#) zum gemeinsamen Abruf von mFRR (Minutenreserve)
 - Kostenoptimale Deckung aller Bedarfe auf Basis einer europäischen Gebotsliste (merit order) unter Berücksichtigung der verfügbaren Austauschkapazität zwischen den Ländern
- mFRR [Implementierungsrahmen](#) enthält verschiedene Gebotsstrukturen → soll Anbietern aus Märkten mit „unit-based bidding“ die Teilnahme an MARI besser ermöglichen (Abbildung von technische Einschränkungen und Kostenstruktur der Technischen Einheiten)
- Neben sog. „simple“ Bids (einzelne Gebote mit definierbarer Teilbarkeit) gibt es die Möglichkeit, Gebote untereinander und über Produktzeitscheiben hinweg zu verknüpfen (komplexe Gebote)
- *Beachte: keine komplexen Gebote in europ. Plattform zum Austausch von aFRR (Picasso), siehe aFRR Implementierungsrahmen*
- Regelarbeitsmarkt in Deutschland
 - [Modalitäten für Regelreserveanbieter](#) sehen Umsetzung vor (Art.38 (4))
 - Komplexe Gebote bei mFRR mehrheitlich bisher ausgesetzt (Branchenkompromiss und Duldung durch Bundesnetzagentur)
 - bisher kein Bedarf durch Anbieter aufgrund der Möglichkeit zur Portfolio-basierten Gebotsstellung
- Ziel dieses Vortrags
 - Erläuterung komplexer Gebote in MARI
 - Erneuerung der Marktumfrage zum Interesse an komplexen Geboten in MARI
 - Weiteres Vorgehen

Übersicht Gebotstypen



*Derzeit verfügbare Gebotstypen im
mFRR Regelarbeitsmarkt in Deutschland*

Öffentlich

Simple bids

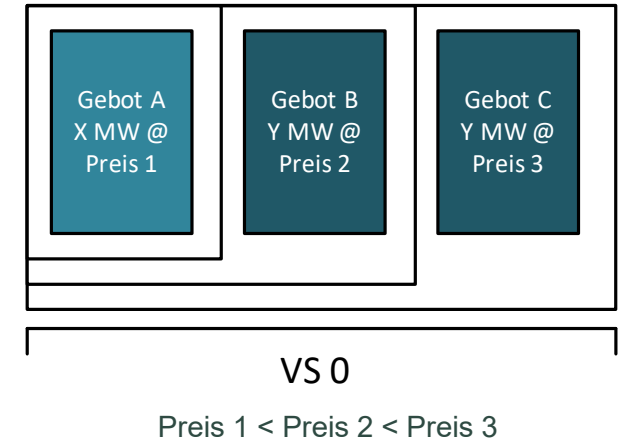
- Die sogenannten Simple Bids unterscheiden sich durch die Teilbarkeit:
 - Vollständig teilbares Gebot (fully divisible bid): Abruf/Aktivierung für jede Menge zwischen 1 MW und dem Gebotsvolumen zulässig
 - Teilweise teilbar Gebot (divisible bid): Abruf/Aktivierung für jede Menge zwischen einer Mindestaktivierung und dem Gebotsvolumen zulässig
 - Unteilbares Gebot (indivisible bid): Blockgebot, das nur Aktivierung in Höhe des Gebotsvolumens erlaubt
- Gebotsinkrement 1 MW (teilweise und vollständig teilbare Gebote)

Mindestgebotsgröße	1 MW
Gebotsinkrement	1 MW
Teilbarkeit	Unteilbare Blockgebote bis 25 MW
Direktaktivierbarkeit	Alle Gebote sind Fahrplan- und direktaktivierbar

Complex Bids: Multipart Gebot

- Gruppe von Geboten in derselben Viertelstunde (VS) bzw. Produktzeitscheibe, aus der nur in aufsteigender (bei pos.mFRR) bzw. absteigender (bei neg.mFRR) Preisreihenfolge abgerufen wird.
 - D.h. Abruf eines Gebots eines Multipart Bids nur, wenn die „günstigeren“ Gebote ebenfalls abgerufen werden. (Grundsatz: „Nur B, wenn auch A“)
 - Motivation: Gebote könnten ausnahmsweise in der Optimierung übersprungen werden z.B. bei untersch. Teilbarkeit
- Nutzungsbedingungen
 - Gebote müssen unterschiedliche Preise haben.
 - Es gibt keine Einschränkungen zum Volumen der einzelnen Gebote o. Gesamtvolumen
 - Gebote dürfen jede Art von Simple Bids sein.
 - Alle Gebote müssen dieselbe Richtung (positive o. negative mFRR) aufweisen.
 - Ein Gebot kann nicht Teil mehrerer Multipart Bids o. auch einer Exclusive Group sein.
 - *Alle Gebote müssen dieselbe Aktivierungsart (nur fahrplan- oder direktaktivierbar) haben.*
 - Bei Aktivierung eines Gebots der Gruppe in einer Phase steht der Rest der Gebote in nachfolgenden DA-Aktivierungen nicht mehr zur Verfügung

Multipart Bid

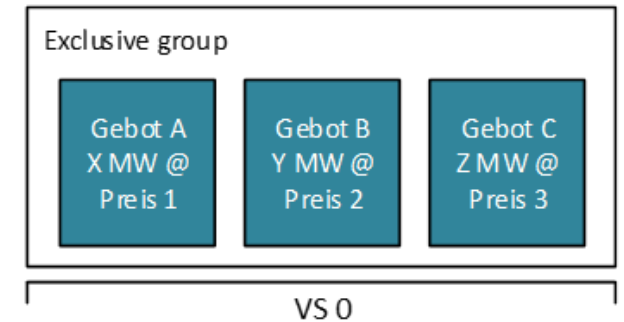


Beachte: ungleich Parent-child Beziehung zur Abbildung von teureren Geboten inkl. Startkosten als „parent“ Gebot

Öffentlich

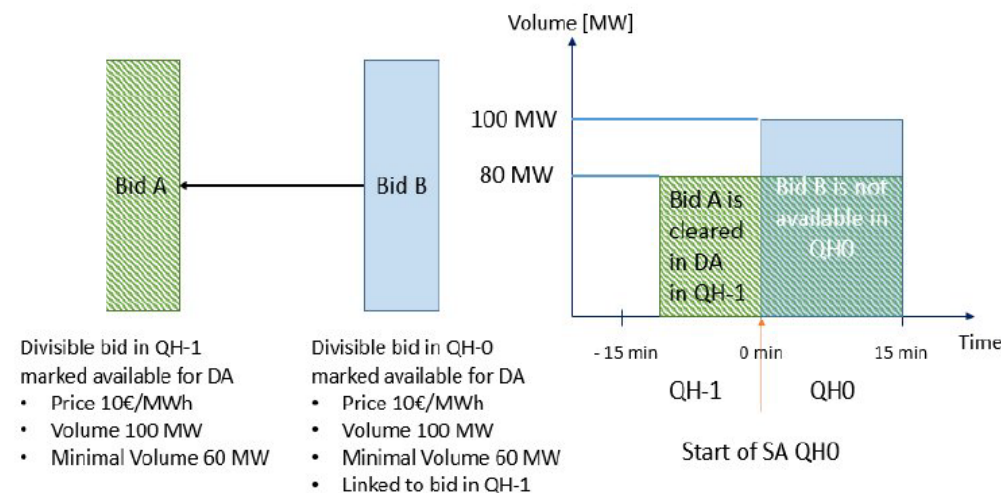
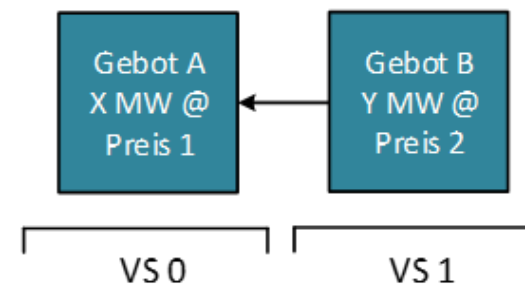
Complex Bids: Exclusive Group

- Exclusive Group bezeichnet eine Gruppe von Geboten bezogen auf dieselbe Produktzeitscheibe, aus denen ausschließlich eines der Gebote aktiviert werden kann.
 - D.h. die Aktivierung eines Gebots der Gruppe schließt die Aktivierung anderer Gebote der Gruppe aus (Grundsatz: “Wenn A, dann nicht B, C,...”)
 - Anwendungsfall:
 - Modellierung von Anfahrtkosten o. untersch. Anlageneffizienz, wenn die Kosten je MWh sich bei höheren Aktivierungsmengen verringern
 - Vermeidung von doppelten Aktivierungen
- Nutzungsbedingungen
 - Einzelne Gebote (simple bids) mit unterschiedlichen Volumina u. Preisen (ggfs. untersch. Grad der Teilbarkeit)
 - Gebote *müssen nicht* dieselbe Richtung (positive oder negative mFRR) aufweisen.
 - Nur Gebote mit derselben Aktivierungsart (nur fahrplan- oder direktaktivierbar)
 - Ein Gebot kann nicht Bestandteil mehrerer Exclusive Groups oder auch eines Multipart Bid sein (Aktivierungssignale je Gebot könnten sich widersprechen).



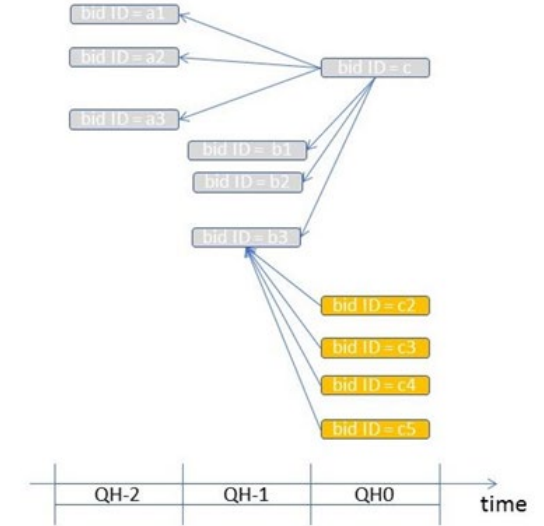
Complex Bids: Technical Linking

- Nach RAM GCT für eine VS (T-25 Min) – entspricht Start für SA-Prozess für VS davor (T-10) - können Direktaktivierungen (DA) erfolgen, die sich auf beide VS beziehen
- Technical Linking signalisiert, dass zwei Gebote in aufeinanderfolgenden VS aus denselben Anlagen erbracht werden.
 - DA des Gebots A (VS 0(+1)) → Nichtverfügbarkeit Gebot B für SA o. DA (VS 1)
 - SA des Gebots A in VS 0 → Nichtverfügbarkeit Gebot B für DA in VS 1
- Produktzeitscheiben-übergreifende Verlinkung vermeidet unrealistische bzw. doppelte Aktivierung
- Nutzungsbedingungen
 - bei Simple o. komplexen Geboten (exclusive o. multipart) möglich
 - bei Complex Bids gilt Technical Linkage für die gesamte Gruppe
 - Verknüpfungsregel: Bei Direktaktivierung eines Gebots der Gruppe in VS 0 → Nichtverfügbarkeit der Gruppe in der VS 1
 - gemeinsame ID kennzeichnet verknüpfte Produktzeitscheiben



Complex Bids: Conditional Linking (1/2)

- Hintergrund ist analog zum Technical Linking, dass zur GCT einer Produktzeitscheibe VS 0 nicht alle Aktivierungen für die VS -1 und VS -2 (wenn DA spät initiiert) bekannt sind → Anpassung der Verfügbarkeit eines Gebots abhängig von Aktivierungen der beiden Viertelstunden davor
- Zweck: Techn. Einschränkungen u. wirtschaftliche Aspekte (Speicherkosten, Anfahrkosten) abbilden
 - Gleichzeitigkeit vermeiden
 - Verlängerung der Aktivierung ausschließen / ermöglichen
 - Schneller Wechsel von Deaktivierung und erneute Aktivierung vermeiden (Rampen)
 - Hochfahren erlauben
 - Mögliche Wechsel zwischen pos. und neg. RE-Geboten
- Nutzungsbedingungen
 - nur zwischen Simple Bids möglich
 - Conditional Linking besteht aus den folgenden Informationen:
 - Initiale Verfügbarkeit des Gebots (VS0): „standardmäßig“ verfügbar/nicht verfügbar
 - Je Gebot in VS 0: max. 3 Gebote jeweils in der VS -1 und VS -2 möglich
 - Bedingungsregel, die die Verfügbarkeit des Gebots (VS 0) anhand der (Nicht-)Aktivierung der verlinkten Gebote bestimmt.



Complex Bids: Conditional Linking (2/2)

- Abwendungsfälle
 - Wenn verlinktes Gebot in VS-1 oder VS-2 aktiviert wurde, ist das Gebot in VS 0 verfügbar/nicht verfügbar
 - Wenn verlinktes Gebot in VS-1 oder VS-2 in der SA aktiviert wurde, ist das Gebot in VS 0 verfügbar/nicht verfügbar
 - Wenn verlinktes Gebot in VS-1 oder VS-2 in der SA aktiviert wurde, ist das Gebot in VS 0 für DA verfügbar/nicht verfügbar
 - Wenn verlinktes Gebot in VS-1 oder VS-2 in der DA aktiviert wurde, ist das Gebot in VS 0 verfügbar/nicht verfügbar
 - Wenn verlinktes Gebot in VS-1 oder VS-2 in der DA aktiviert wurde, ist das Gebot in VS 0 für DA verfügbar/nicht verfügbar
 - Wenn verlinktes Gebot in VS-1 oder VS-2 nicht aktiviert wurde, ist das Gebot in VS 0 verfügbar/nicht verfügbar

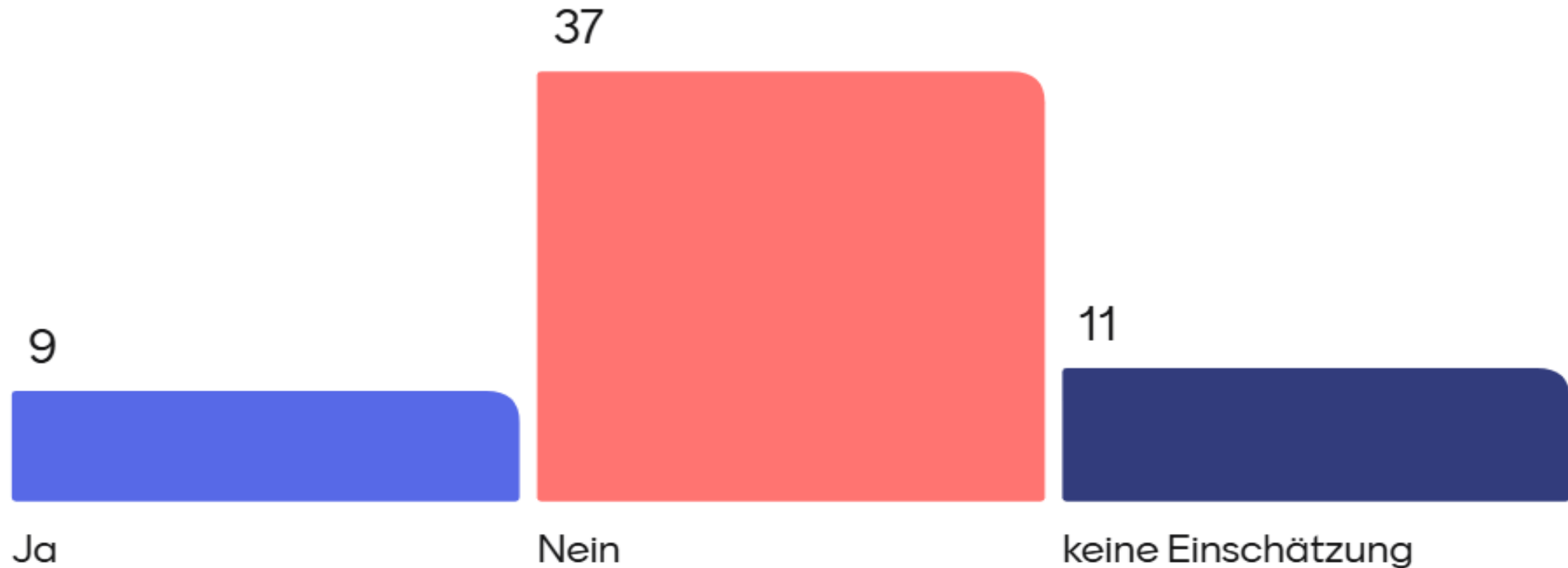
Beispiel

Use Case: Start-up and Variable Costs												
	QH-2				QH-1				QH-0			
Unique bid Identifier	a0		b0		a1		b1		a2		b2	
Volume	10		10		10		10		10		10	
Price	10		1		10		1		10		1	
Activation type	SA+DA		SA		SA+DA		SA		SA+DA		SA	
Bid Direction	Upward		Upward		Upward		Upward		Upward		Upward	
Initial availability status	Available		Unavailable		Available		Unavailable		Available		Unavailable	
Conditional Link + Rule	link	rule	link	rule	link	rule	link	rule	link	rule	link	rule
					a0	u_a	a0	a_aSA	a1	u_a	a1	a_aSA
					b0	u_a	b0	a_aSA	b1	u_a	b1	a_aSA
									a0	u_aDA	a0	a_aDA

Start-up cost 9 €/MWh

Variable cost 1 €/MWh

Besteht für Sie die Notwendigkeit trotz Portfolio-Bidding, in den nächsten 5 Jahren komplexe Gebote zur Teilnahme am mFRR RAM in Deutschland zu nutzen



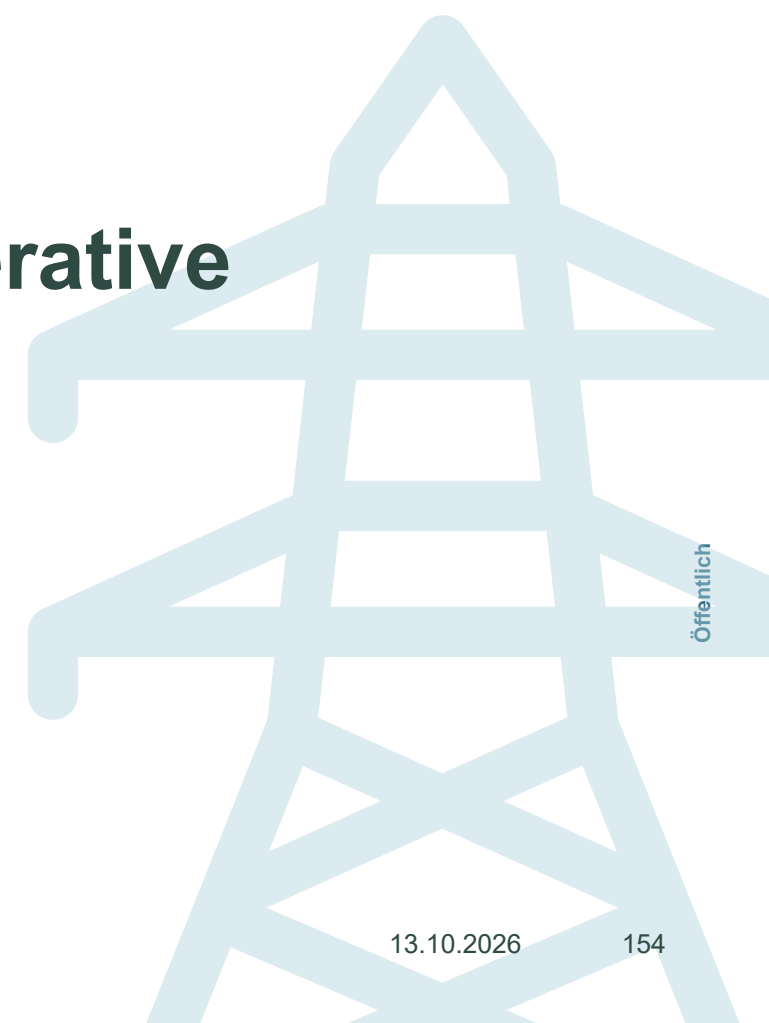
Weiteres Vorgehen

- Start einer Marktkonsultation (vermutlich innerhalb der nächsten 6 Monate)
 - Voraussichtlich Kombination von verschiedenen Neuerungen mit Bezug zu den MfRRA in der Konsultation
 - Berücksichtigung der Frage nach der Notwendigkeit von komplexen Geboten bei mFRR

3. Camp-Fire Block

Raum 1: Aktuelle Entwicklungen und operative Themen im Umfeld der IP RL

Raum 2: Full MARI Bidding



Öffentlich



Wechselwirkungen zwischen Marktdynamik und Systemstabilität

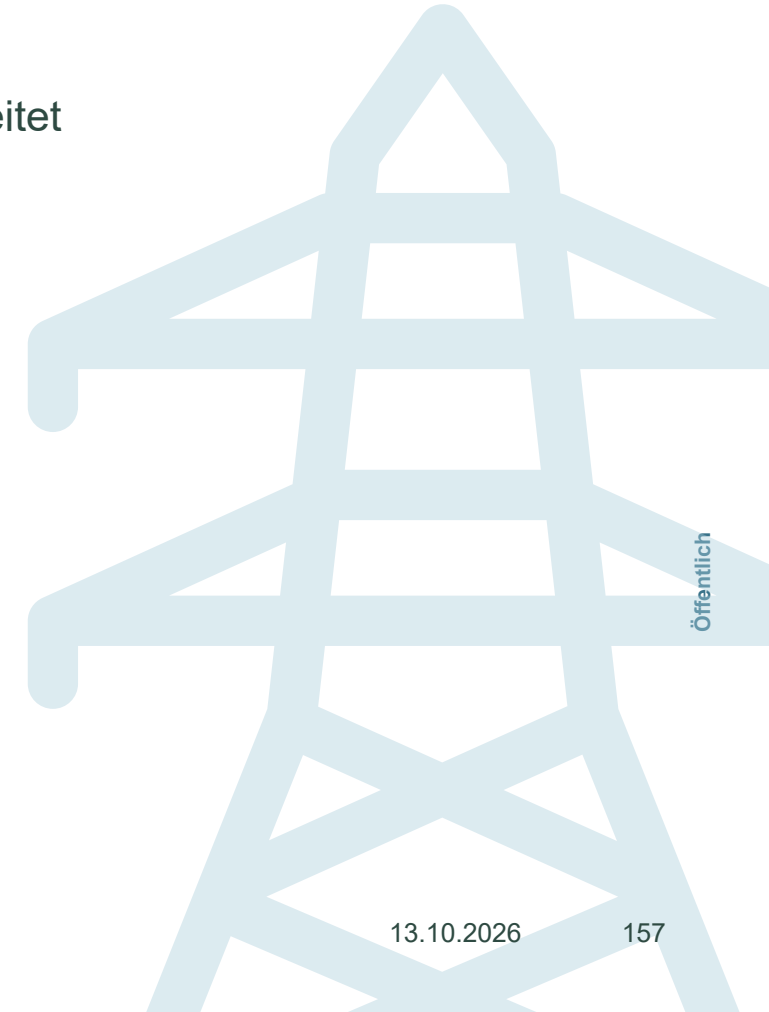
Martin Kräml, Manuel Glau

Agenda

- 1 Konzept Passive Balancing / Martin Kräml
- 2 Deterministische Systembilanzabweichungen / Manuel Glau

Konzept Passive Balancing

- ✓ Passive Balancing = Mitregeln
- ✓ 4 ÜNB beobachten Passive Balancing seit mehreren Jahren im System
- ✓ Nun soll Passive Balancing ein Teil des Markt-Designs werden
 - 4 ÜNB haben die Integration in nächste Novelle des BK-Vertrages vorbereitet



Öffentlich

Konzept Passive Balancing

- ✓ Passive Balancing = Mitregeln
- ✓ 4 ÜNB beobachten Passive Balancing seit mehreren Jahren im System
- ✓ Nun soll Passive Balancing ein Teil des Markt-Designs werden
 - 4 ÜNB haben die Integration in nächste Novelle des BK-Vertrages vorbereitet

Robuster, anreizrichtiger AEP

- AEP Systematik wird generell und von den ÜNBs als sehr robust und anreizkorrekt bewertet
- Systemstützende BK-Abweichung wird durch AEP "belohnt"

Systemstützender Effekt

- In DE sind bereits in wesentlicher Höhe BK-Abweichungen identifizierbar, die den vorherrschenden Salden in DE entgegenwirken

Begrenzung der dimensionierten Regelleistung

- Aktuell bereits deutliche Auswirkung auf die dimensionierte Regelleistung
- Zukünftig: reduzierter Anstieg der Regelleistungsvorhaltung

Wohlfahrtssteigerung

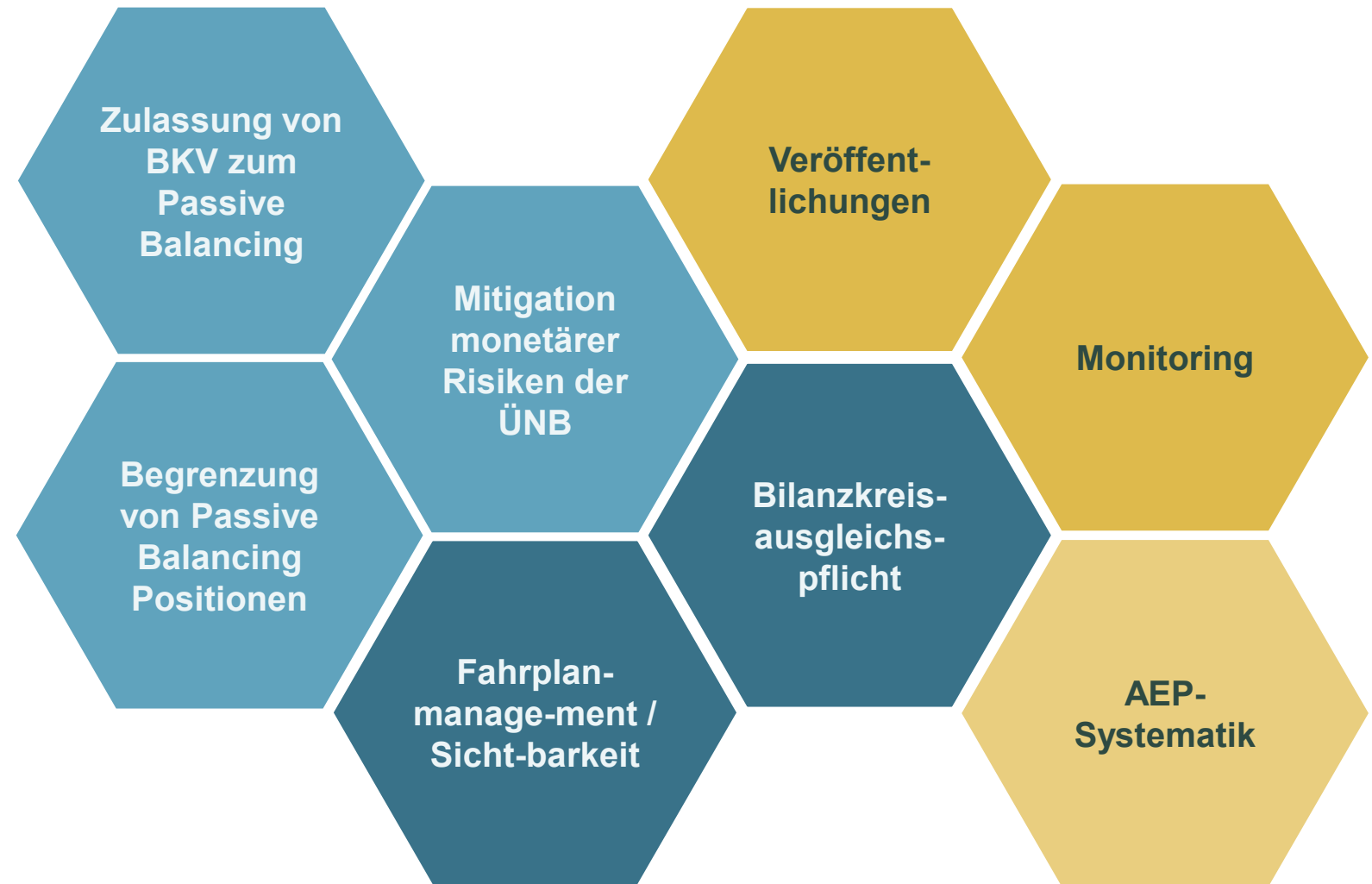
- Einsparpotentiale bei den Kosten für Regelleistung und Regelarbeit

Ausgestaltungsparameter

GESAMTÜBERSICHT

Gesamtheit der Ausgestaltungsaspekte

-  Zulassung / Begrenzung
-  Bilanzkreis- und Fahrplanthemen
-  Begleitende Umsetzungsaspekte
-  Ausgleichsenergiepreis

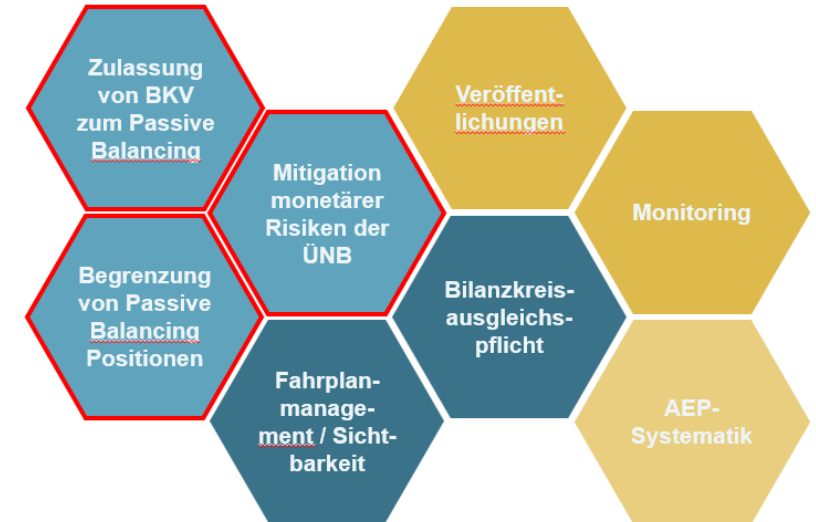


Öffentlich

Ausgestaltungsparameter I

Zulassung / Begrenzung von Passive Balancing

- BK-Vertrag mindestens seit 6 Monaten aktiv genutzt
- Vertragskonformes Verhalten des BKV
 - Keine Abmahnungen aus dem BK-Vertrag in den letzten 12 Monaten
 - Zuverlässiges BK- und Fahrplanmanagement
 - Zuverlässiges Zahlungsverhalten
 - ...
- Bilanzkreise mit steuerbaren physischen Assets im Portfolio
 - Volumenbegrenzung auf den Anteil steuerbarer Assets im Bilanzkreis
- Die Zulassung kann entzogen werden, wenn die Vorbedingungen nicht mehr erfüllt sind

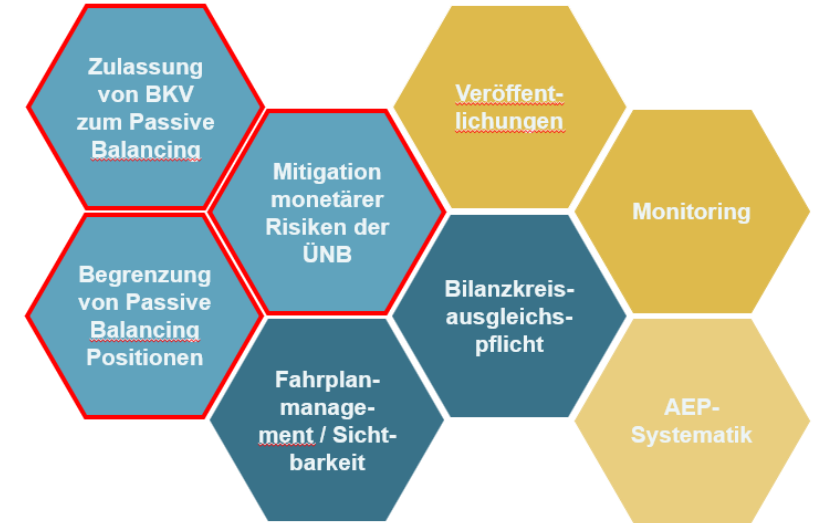


Öffentlich

Ausgestaltungsparameter I

Zulassung / Begrenzung von Passive Balancing

- BK-Vertrag mindestens seit 6 Monaten aktiv genutzt
- Vertragskonformes Verhalten des BKV
 - Keine Abmahnungen aus dem BK-Vertrag in den letzten 12 Monaten
 - Zuverlässiges BK- und Fahrplanmanagement
 - Zuverlässiges Zahlungsverhalten
 - ...
- Bilanzkreise mit steuerbaren physischen Assets im Portfolio
 - Volumenbegrenzung auf den Anteil steuerbarer Assets im Bilanzkreis
- Die Zulassung kann entzogen werden, wenn die Vorbedingungen nicht mehr erfüllt sind



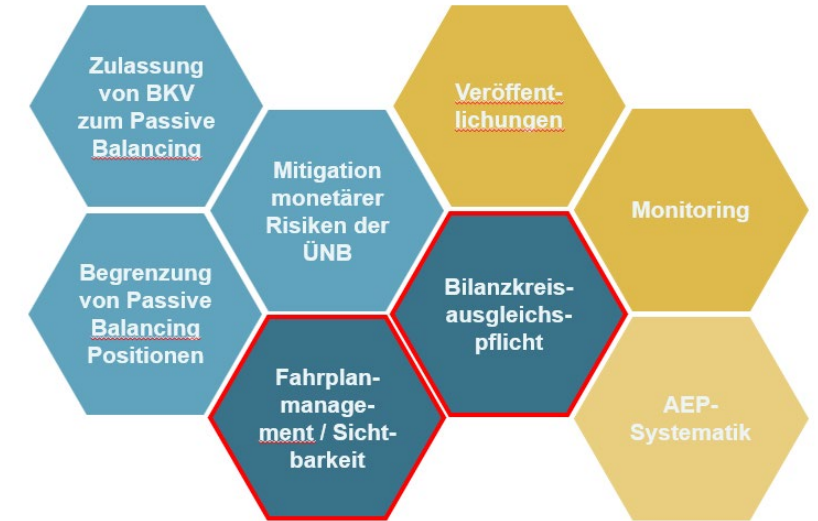
Passive Balancing ist ein Privileg, das regelkonforme Bilanzkreisführung voraussetzt.

Öffentlich

Ausgestaltungsparameter II

Bilanzkreis- und Fahrplanmanagement

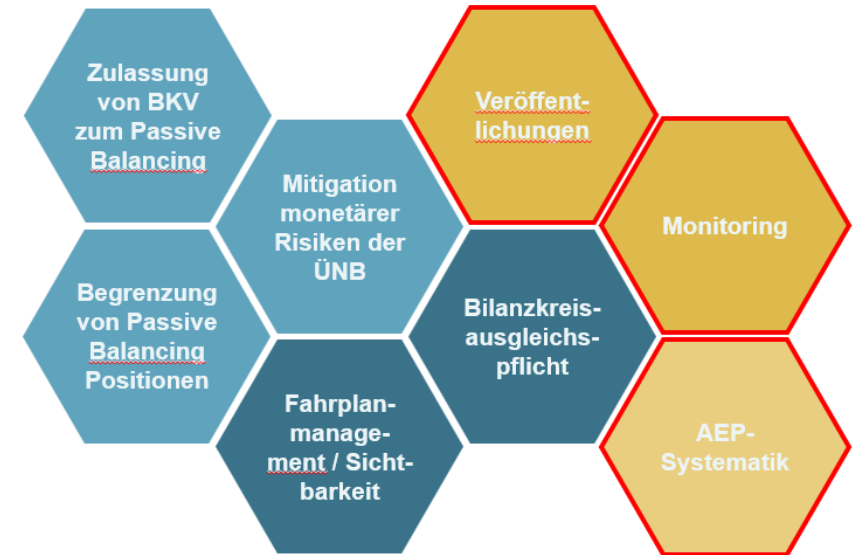
- Ausgestaltung im BK-Vertrag: Neue Vertragsanlage
 - Aufhebung der Verpflichtung zum Bilanzausgleich – systemstützende BK-Abweichungen sind vertraglich zulässig
 - Änderungen sind begrenzt auf teilnehmende Bilanzkreise
- Abwicklung im Fahrplanmanagement durch den BKV erfolgt durch unausgeglichene Fahrplananmeldungen zum Erfüllungszeitpunkt



Ausgestaltungsparameter III

Begleitende Aspekte und AEP-Systematik

- Kurzfristige und zuverlässige Veröffentlichung des NRV-Saldos
 - Redundanz der Veröffentlichung wurde weiterentwickelt
 - weitere Härtingsmaßnahmen an Prozessen und IT sind in Planung
- 4 ÜNB haben mehrere Monitorings etabliert, um Auswirkungen und Entwicklung des Passive Balancing im Blick zu haben
- AEP-Ausgestaltung ist zentrales Element des Passive Balancing
 - Aktuelle AEP-Ausgestaltung ist äußerst robust und gibt die notwendigen Anreize zum Passive Balancing.
 - Allerdings ist zur Vermeidung unerwünschter Effekte („Schwingen“ durch übertriebenes Mitregeln schneller Assets) ein absicherndes Element im AEP notwendig. Die Wirkweise ist analog zur Knappheitskomponente – nur wenn kritische Systemzustände in einzelnen Viertelstunden auftreten, soll die Symmetrie des AEP aufgehoben werden.



Öffentlich



Deterministische Systembilanzabweichungen

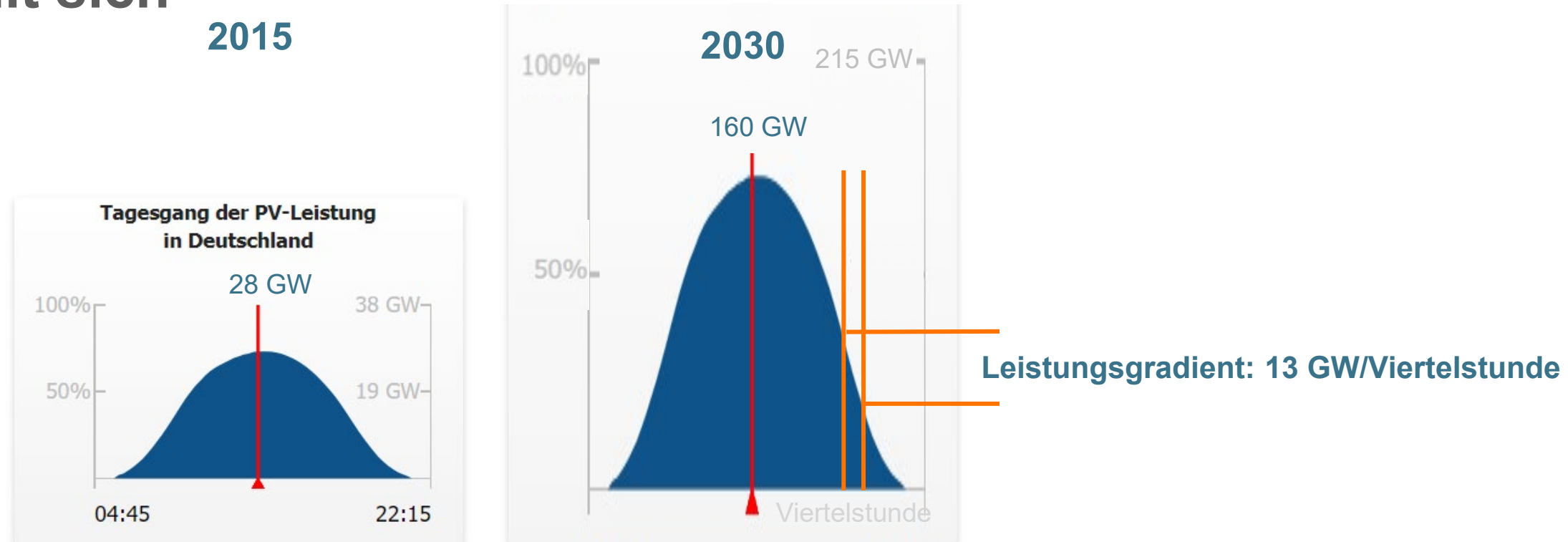
Manuel Glau

Agenda

- 1 Neue Marktdynamik
- 2 Herausforderung Systemstabilität
- 3 Lösungsansätze

Neue Marktdynamik durch den Zubau erneuerbarer Energien

Ein neues Energiesystem bringt neue Herausforderungen mit sich



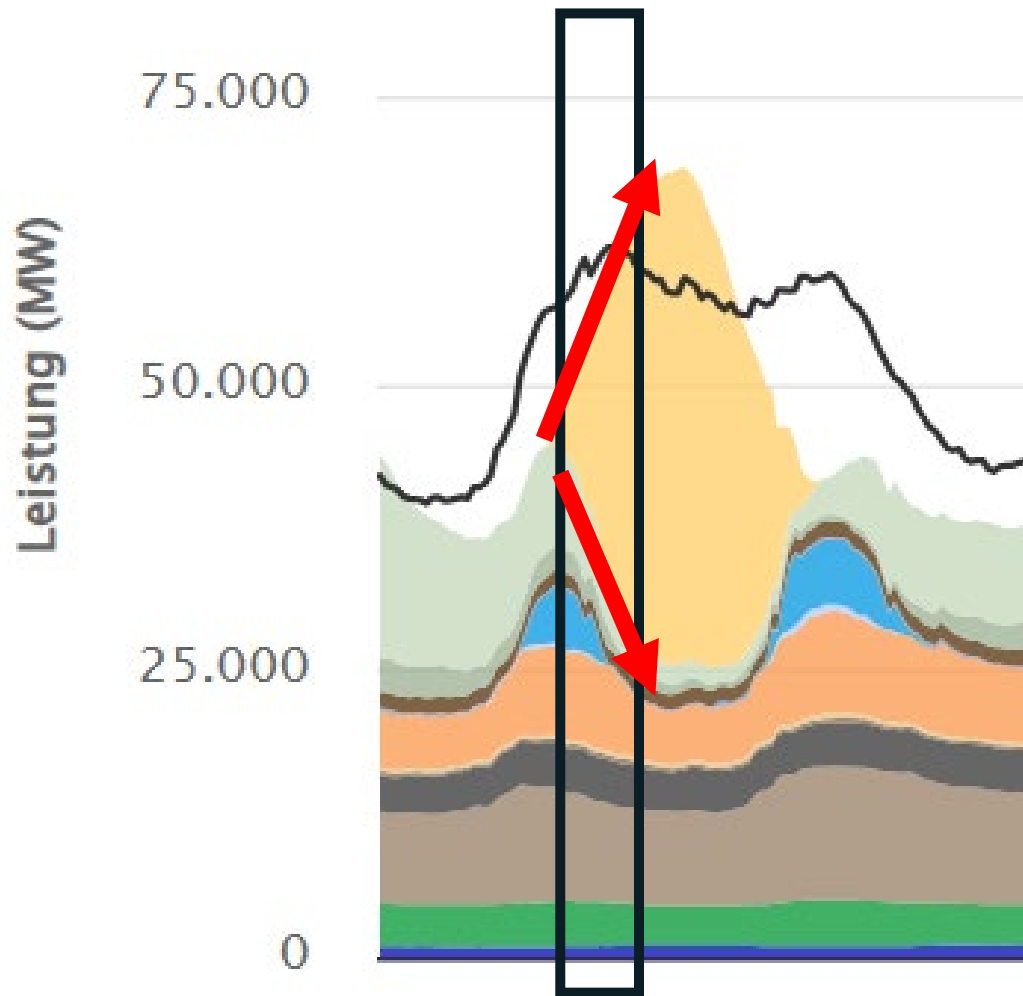
Quelle: <https://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland>

Sonnenreicher Tag am 04.06.2015
Installierte Leistung 2015 ca. 38 GW

Sonnenreicher Tag in 2030
Installierte Leistung 2030 215 GW



Was sind deterministische Systembilanzabweichungen?

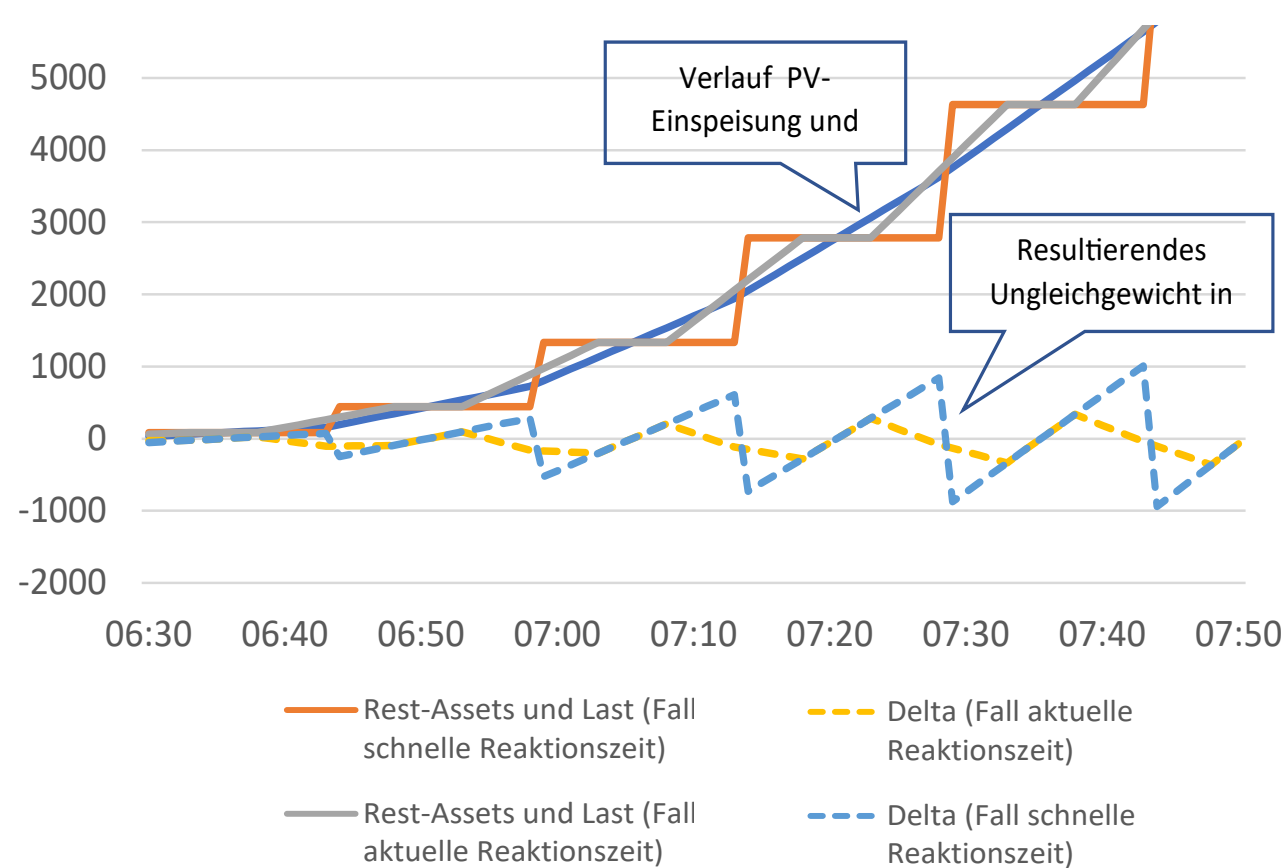


- Am Vor- und Nachmittag gibt es eine enorme Umwälzung im Kraftwerkspark
- PV Erzeugung gibt den Takt vor
- Erfolgt die Umwälzung mit unterschiedlichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, entstehen **deterministische Systembilanzabweichungen**

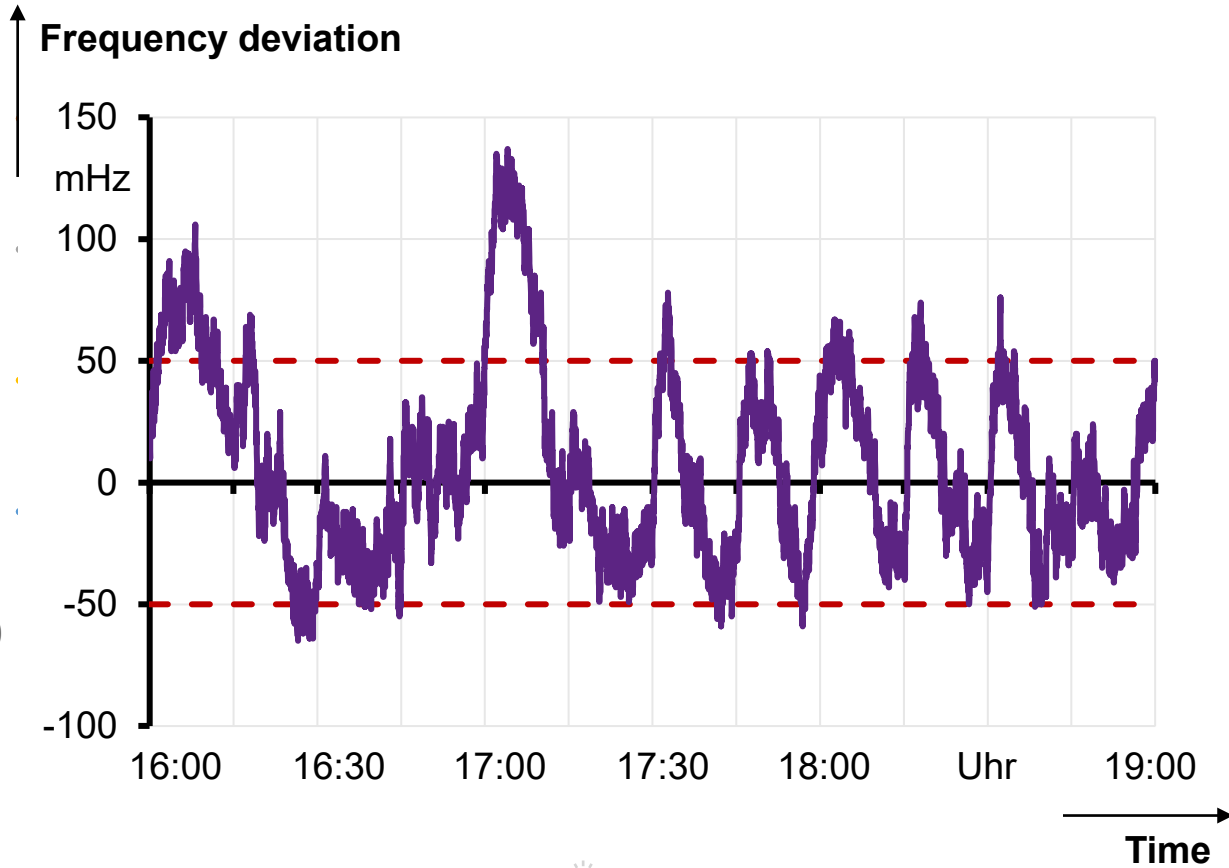
Neue Marktdynamik führt zu neuen Herausforderungen für die Systemstabilität

Deterministische Systembilanzabweichungen

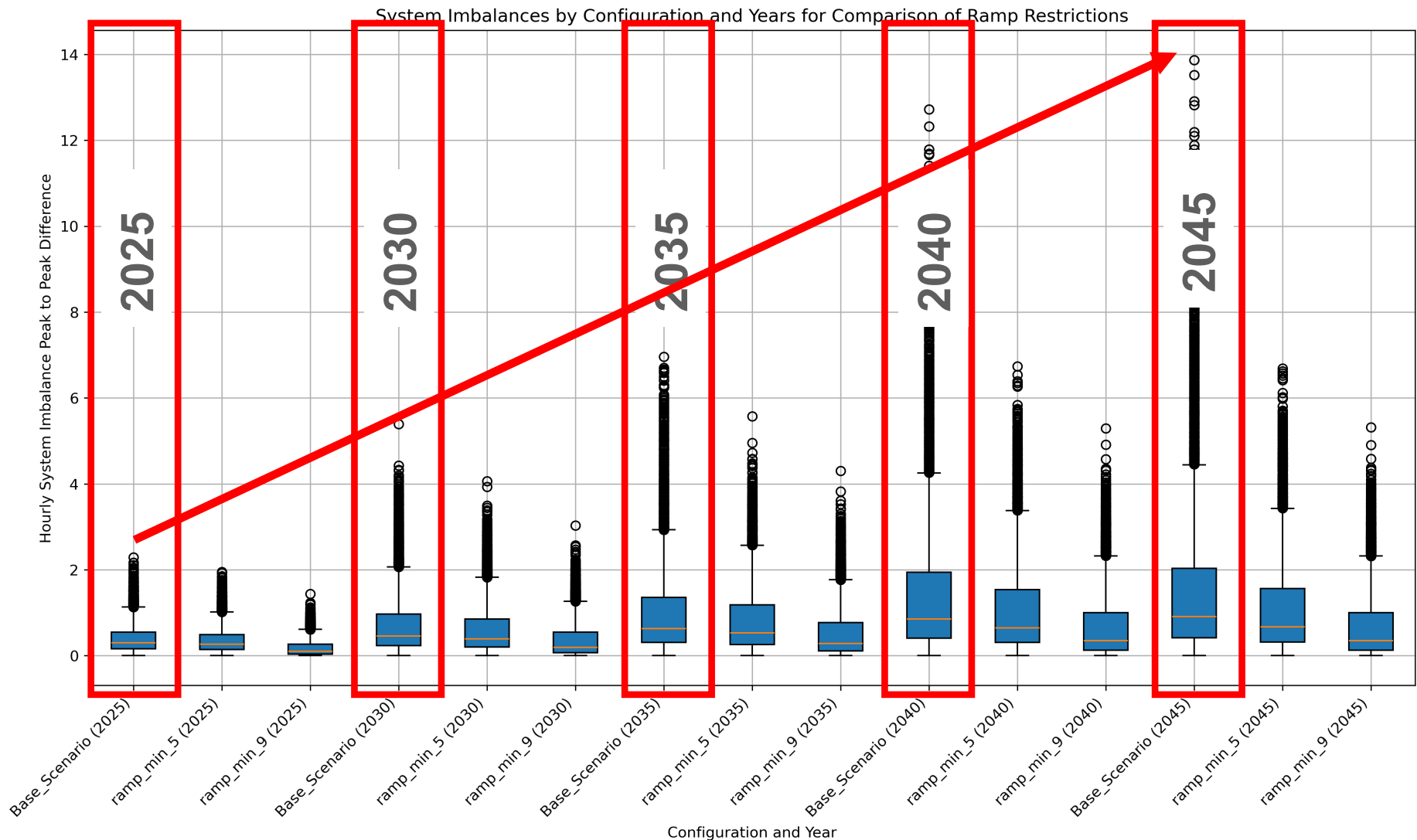
Theorie



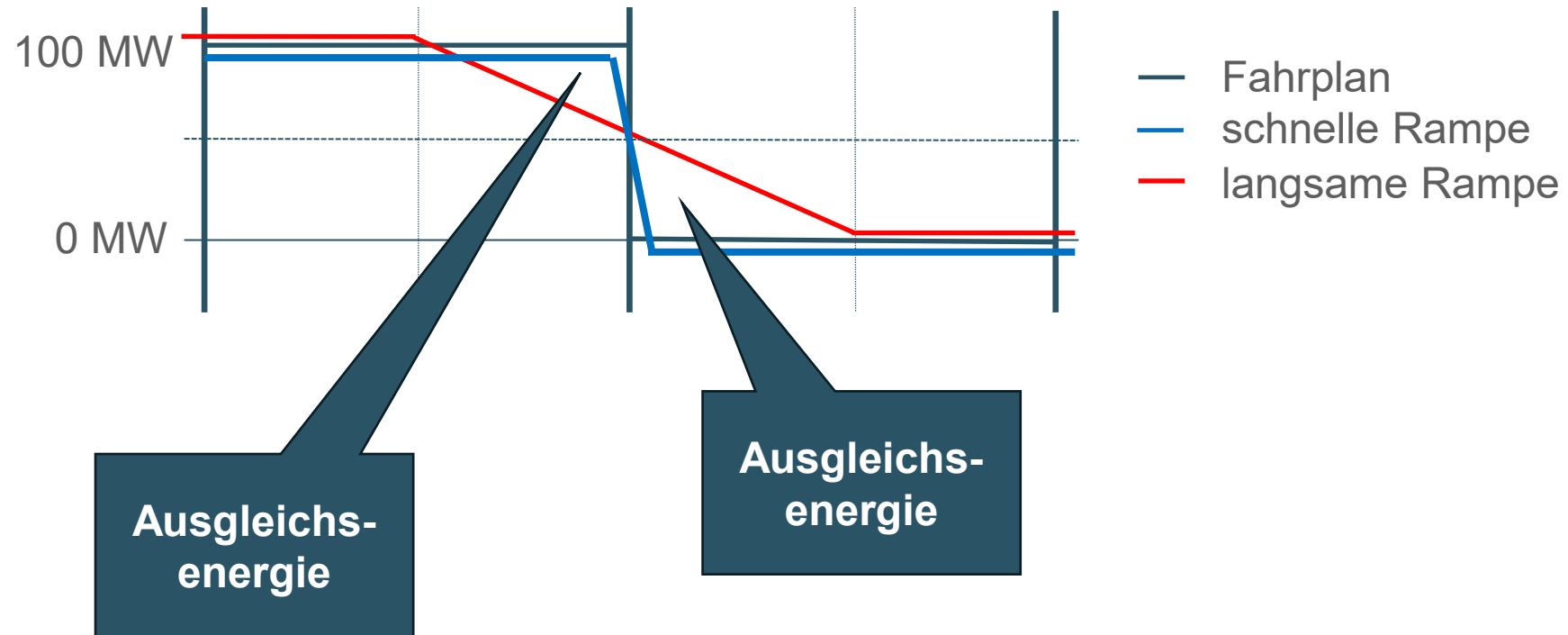
Praxis



Erwartete Entwicklung – Szenario wenig Batteriespeicher!



Wie schnell erfolgen Arbeitspunktwechsel?



Das Ausgleichsenergiesystem beanreicht den Bilanzkreis mit schnellen Rampen auszugleichen.

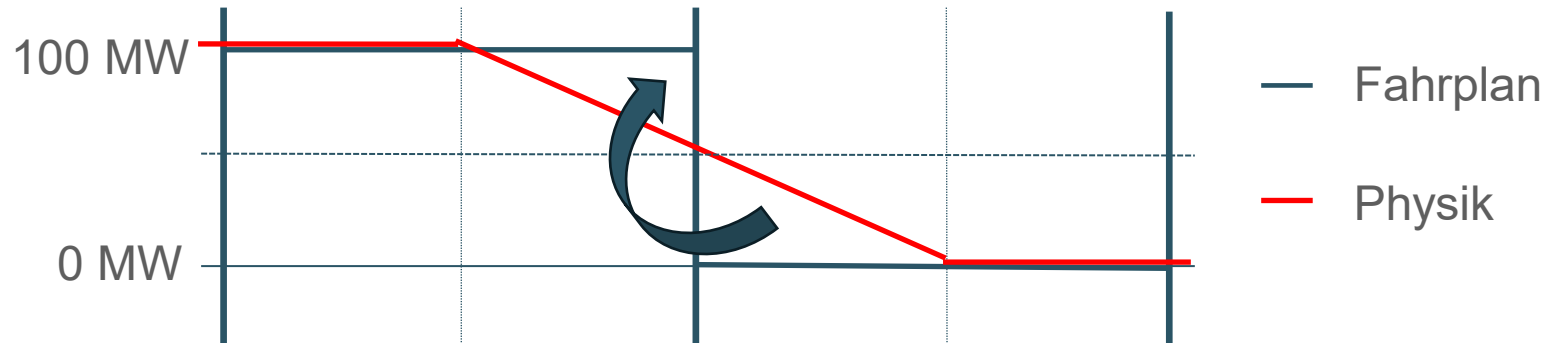
Lösungsvorschläge zur Beherrschung der Leistungsgradienten

Lösungsansätze

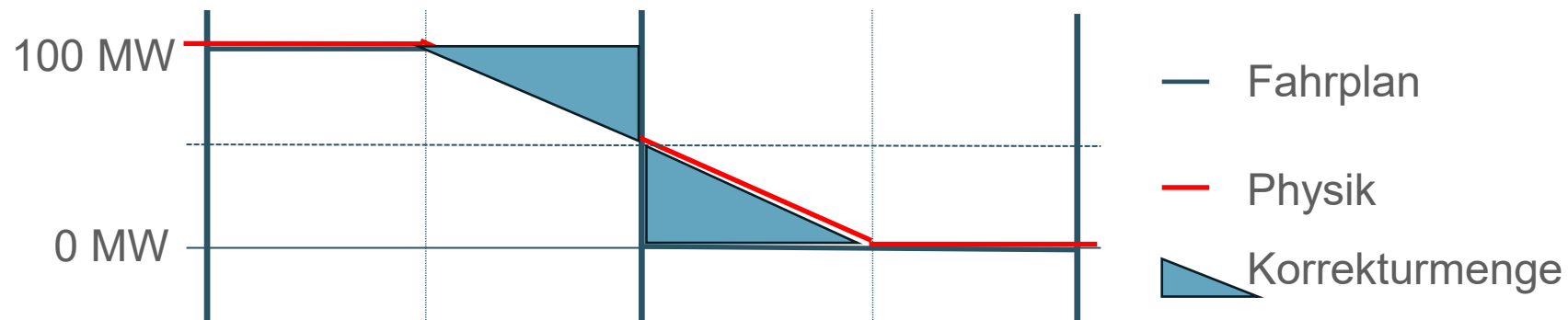
- **Mehr Regelreserve beschaffen**
 - aFRR ist zu langsam und auch perspektivisch nicht im erforderlichen Umfang verfügbar
- **Handels- und Abrechnungsintervalle verkürzen**
 - In Europa wird Ausgleichsenergie einheitlich in 15min Intervallen abgerechnet
 - Aber DE ÜNB unterstützen Europäische Diskussion zur Verkürzung auf 5 Minuten!
- **Rampenfahrweise beanreizen**
 - Ausgleichsenergiesystem sollte gewünschtes Verhalten beanreizen, nicht „bestrafen“
- **Rampenvorgabe machen**
 - Einheitliche Rampenvorgaben sorgen für Klarheit über die Bedürfnisse des Netzes und sollten kongruent zum Ausgleichsenergiesystem ausgestaltet werden.

Wie kann eine Korrektur der Ausgleichsenergieberechnung funktionieren?

- Vorbilder gibt es in Österreich, der Schweiz und Norwegen (motiviert durch schnelle Wasserkraftwerke)
- Die Energiemenge, die in der Anfangsviertelstunde zu wenig (oder auch zu viel) geliefert wird, wird der Folgeviertelstunde zugerechnet (oder abgerechnet).



Wie kann eine Korrektur der Ausgleichsenergieberechnung funktionieren?



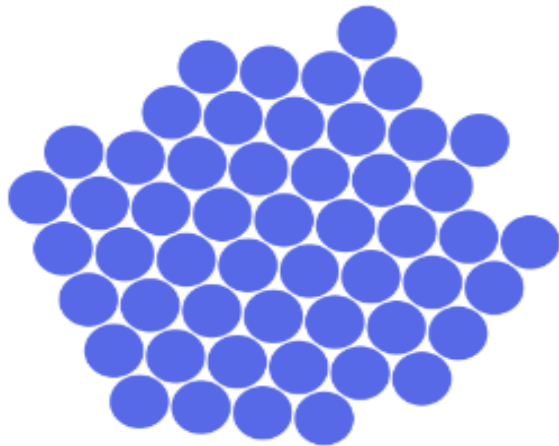
- Die Fahrplankorrektur ermöglicht die bilanzielle Kompensation der Rampe ohne Einfluss auf die Vermarktung zu haben
- Es entstehen keine direkten Kosten
- Anreiz und Anforderungen des Netzes passen besser zueinander

Wie kann eine Korrektur der Ausgleichsenergieberechnung funktionieren?

- Der Teufel steckt im Detail.
- Wir leben nicht in einer Welt, in der in einem Bilanzkreis nur eine Anlage steckt.
- Welche Wirkung kann die Fahrplanverrampung in durchmischten Portfolien haben?
 - Welche Lösungsoptionen gibt es?



Haben Sie Interesse an einem Workshop zum Themenkomplex deterministische Systembilanzabweichungen/Rampenvorgaben und Fahrplanverrampung?

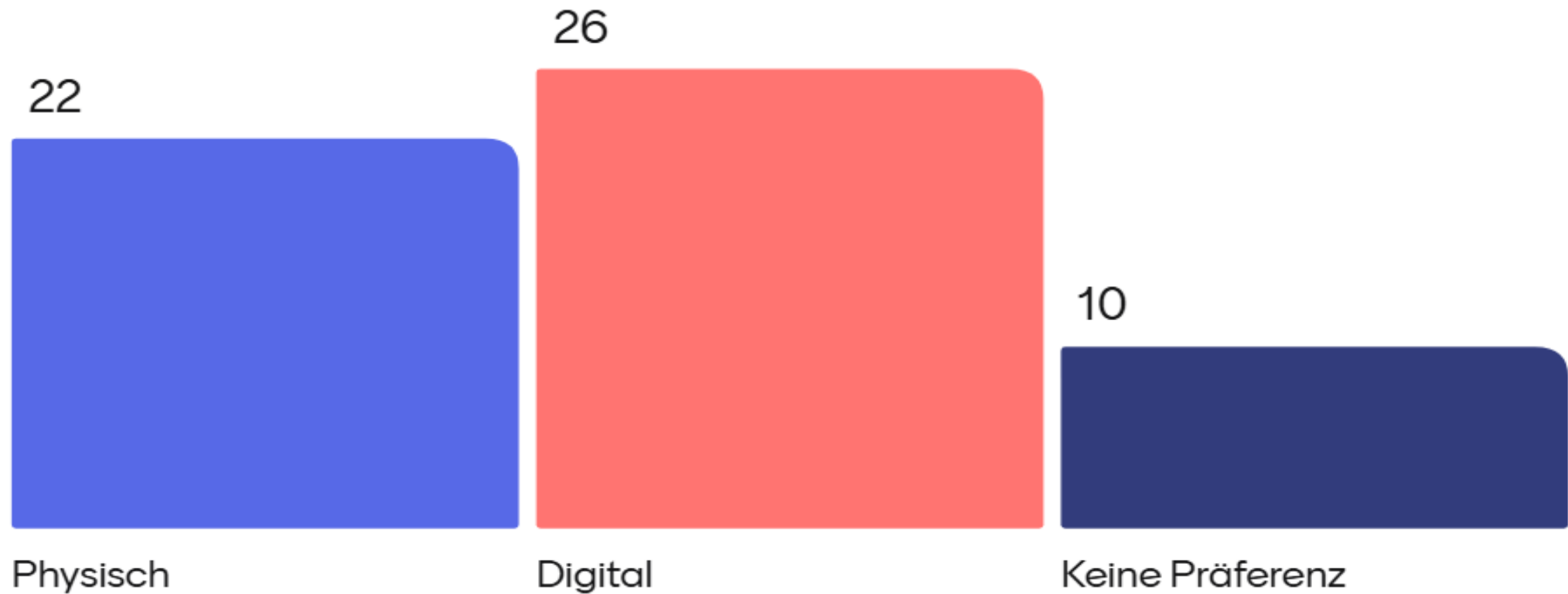


52 Ja



2 Nein

Soll der Workshop physisch oder digital stattfinden



Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Deterministische Systembilanzabweichungen werden zunehmend zum Stressfaktor für die Systemsicherheit.
- Ohne Gegenmaßnahmen wird das Problem unbeherrschbar.
- Die Gradienten möglichst aller Marktakteure müssen vergleichmäßigt werden.
- Die ÜNB arbeiten an einem Konzept zu Rampenvorgaben und einer entsprechenden Berücksichtigung bei der Berechnung von Ausgleichsenergie (Fahrplanverrampung).
- Wir laden Sie ein, an diesem Konzept mitzuwirken.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Maßnahmen zur Qualitätssicherung in der FCR

Konzept für Leistungspreiskürzung und Pönale „Komponente Erbringung“

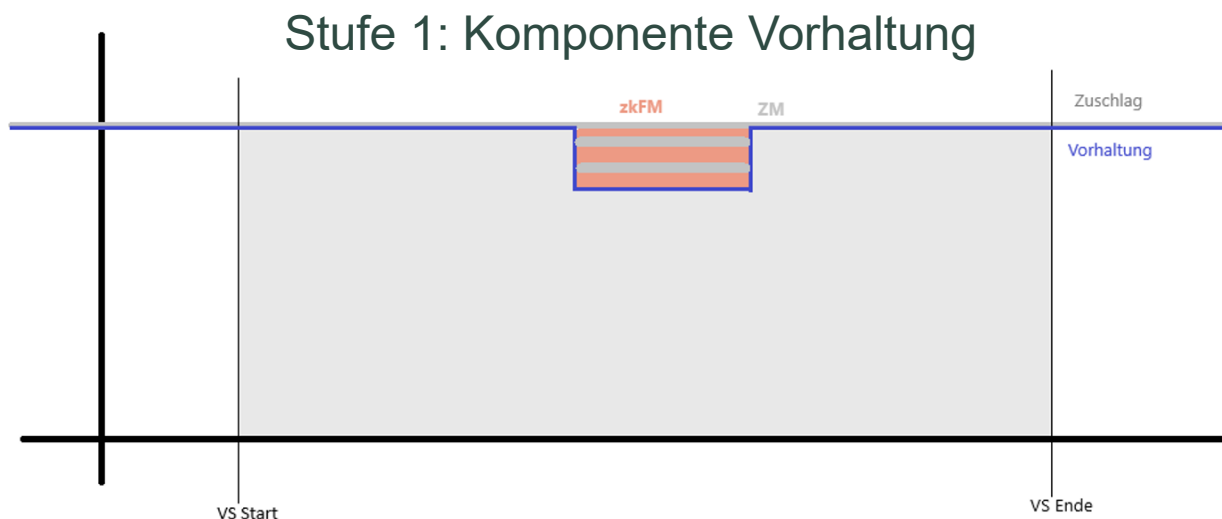
- Dr. Bastian Pötzl

Agenda

- | | |
|---|--|
| 1 | Erinnerung: Grundkonzept Kürzung Komponente Vorhaltung |
| 2 | Motivation: Grundkonzept Kürzung Komponente Erbringung |
| 3 | Exkurs: Toleranzkanal PRL |
| 4 | Erbringung in die entgegengesetzte Richtung |
| 5 | Visualisierung und Zusammenfassung |
| 6 | Bewährungsphase und Pönalen |

Erinnerung: Grundkonzept Kürzung Komponente Vorhaltung

Erinnerung: Grundkonzept Kürzung Komponente Vorhaltung



Mit der Definition des Kürzungsfaktors aus der Komponente

Vorhaltung $K_{LP}^{Vorh} = \frac{zkFM_{Vorh}}{ZM}$ (ZM = Zuschlagsenergiemenge):

Vergütung_{Vorh} = $(1 - K_{LP}^{Vorh}) G_{PZS} LP = \left(1 - \frac{zkFM_{Vorh}}{ZM}\right) G_{PZS} LP$

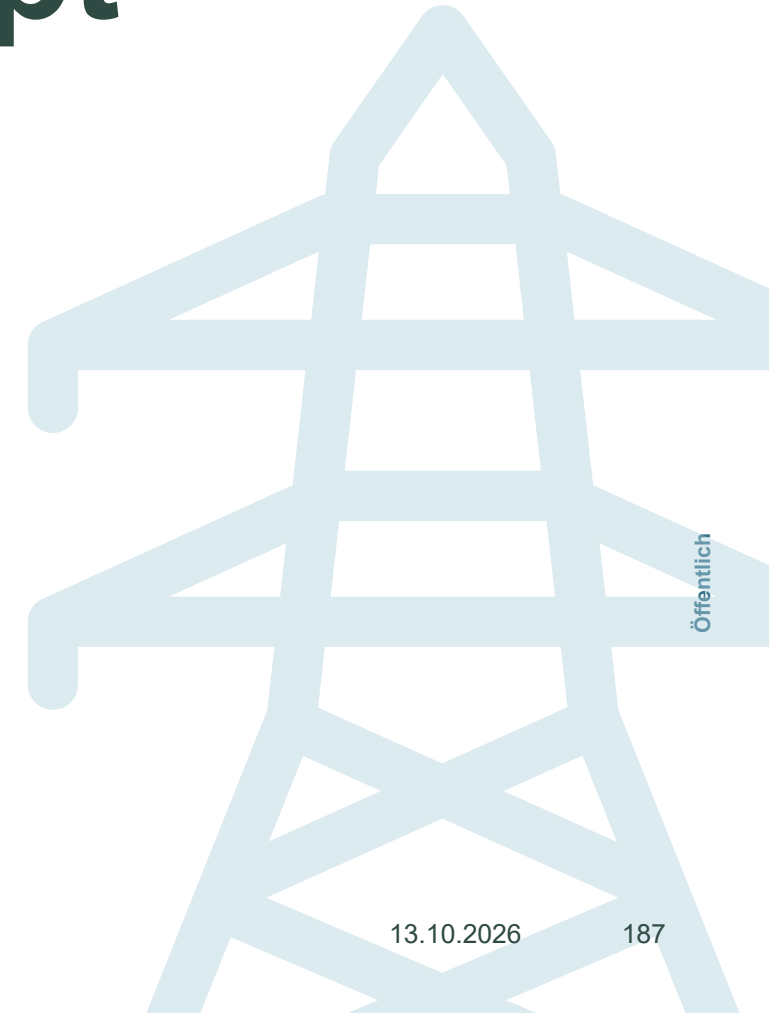
Stufe 2: Komponente Erbringung



Motivation:

- „Schließen der Lücke“, dass bisher die automatische Kürzung des Leistungspreises auf der „freiwilligen“ Meldung von Nichtverfügbarkeiten durch den Anbieter beruht
- Finanzieller Anreiz für sachgemäße Erbringung der PRL und Übermittlung aussagekräftiger und qualitativ hochwertiger Daten

Motivation: Grundkonzept Kürzung Komponente Erbringung



Öffentlich

Motivation: Grundkonzept Kürzung Komponente Erbringung

- In PRL kein Arbeitspreis oder gesonderte Vergütung der Erbringung von „Abrufen“
- Erbringung muss also auf Vorhaltung zurückgeführt werden, weil nur diese effektiv vergütet wird
- Verbindung: Proportionalität der Erbringung

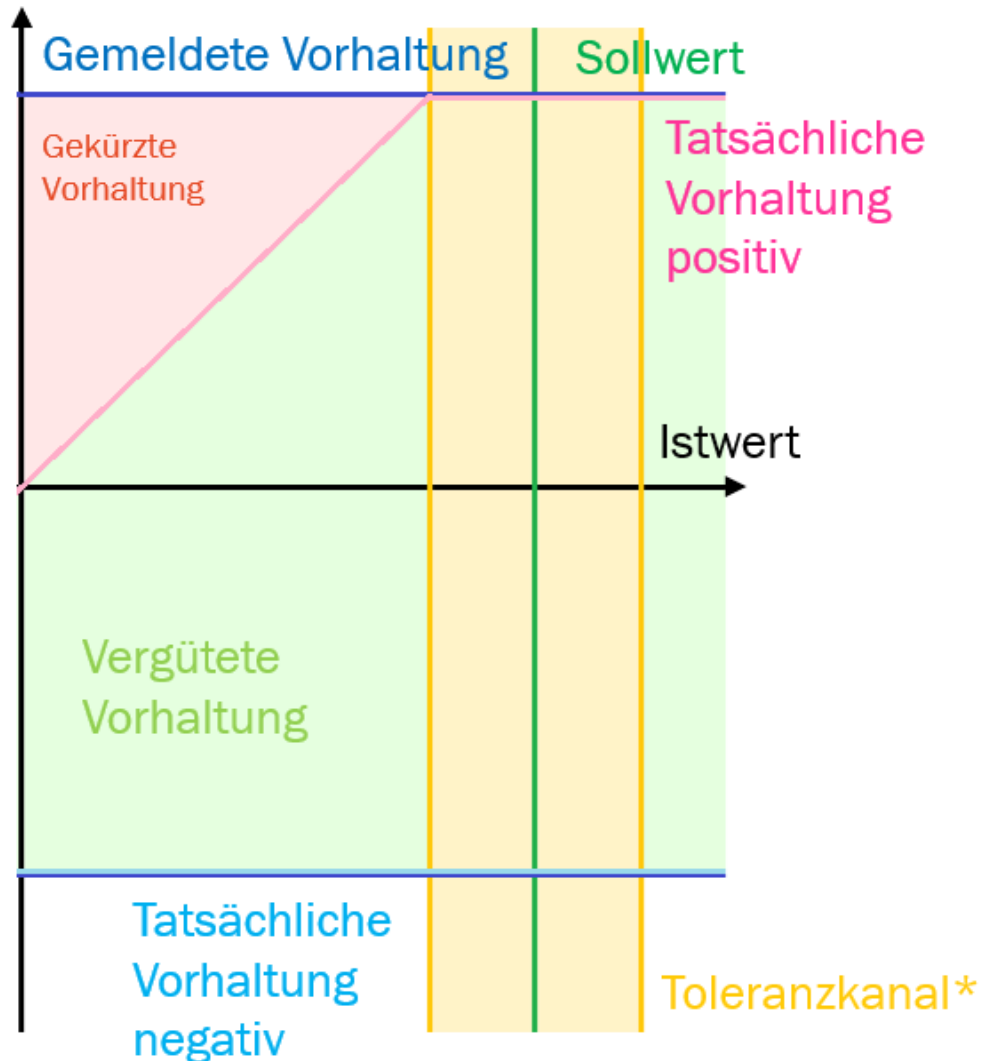
- Untererbringung lässt aufgrund von Proportionalität auf fehlende Vorhaltung schließen

- Definiere also „tatsächliche Vorhaltung“ (vereinfacht):
$$Vorh_{tats}(t) = \overbrace{Vorh(t)}^{\text{Gemeldete Vorhaltung}} \cdot \frac{\overbrace{Ist(t)}^{\text{Regelleistungs-Ist}}}{\underbrace{iKG(t)}_{\text{Regelleistungs-Soll / innere Kanalgrenze}}}$$
 - Behandle Defizite in $Vorh_{tats}(t)$ im Vergleich zu $Vorh(t)$ damit genauso wie Vorhaltedefizite im Vergleich zum Zuschlag

Öffentlich

Geforderte Proportionalität → tatsächliche Vorhaltung → zu kürzende Fehlmenge

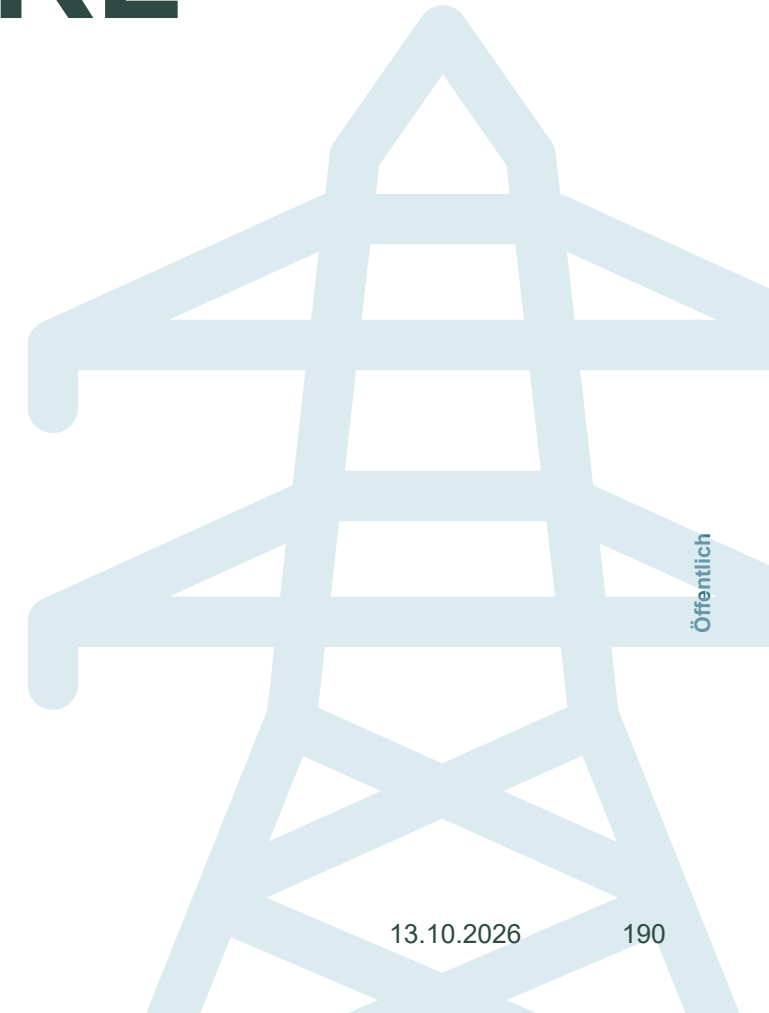
Second-Snapshot für vereinfachte tatsächliche Vorhaltung



- Betrachte hier alle Werte festgehalten für einen festen Zeitpunkt
- Istwert auf x-Achse → hat direkten Einfluss auf berechnete tatsächliche Vorhaltung
- Tatsächliche Vorhaltung positiv:
 - Gleich gemeldeter Vorhaltung, falls ausreichend erbracht
 - Skaliert linear, falls zu wenig erbracht
 - Erbringung in entgegengesetzte Richtung später betrachtet
- Tatsächliche Vorhaltung negativ:
 - Nicht von positiver Untererbringung beeinträchtigt

Öffentlich

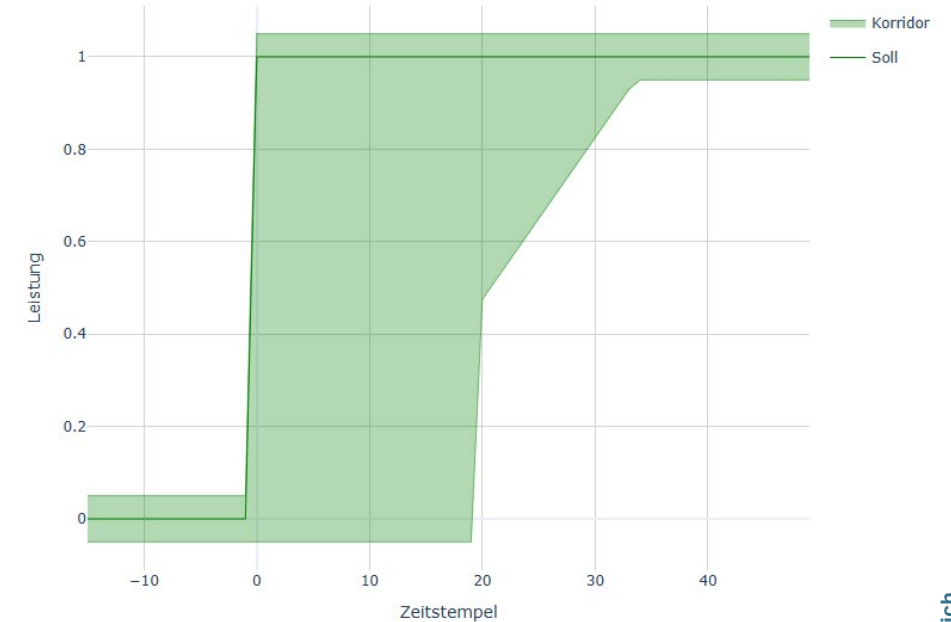
Exkurs: Toleranzkanal PRL



Öffentlich

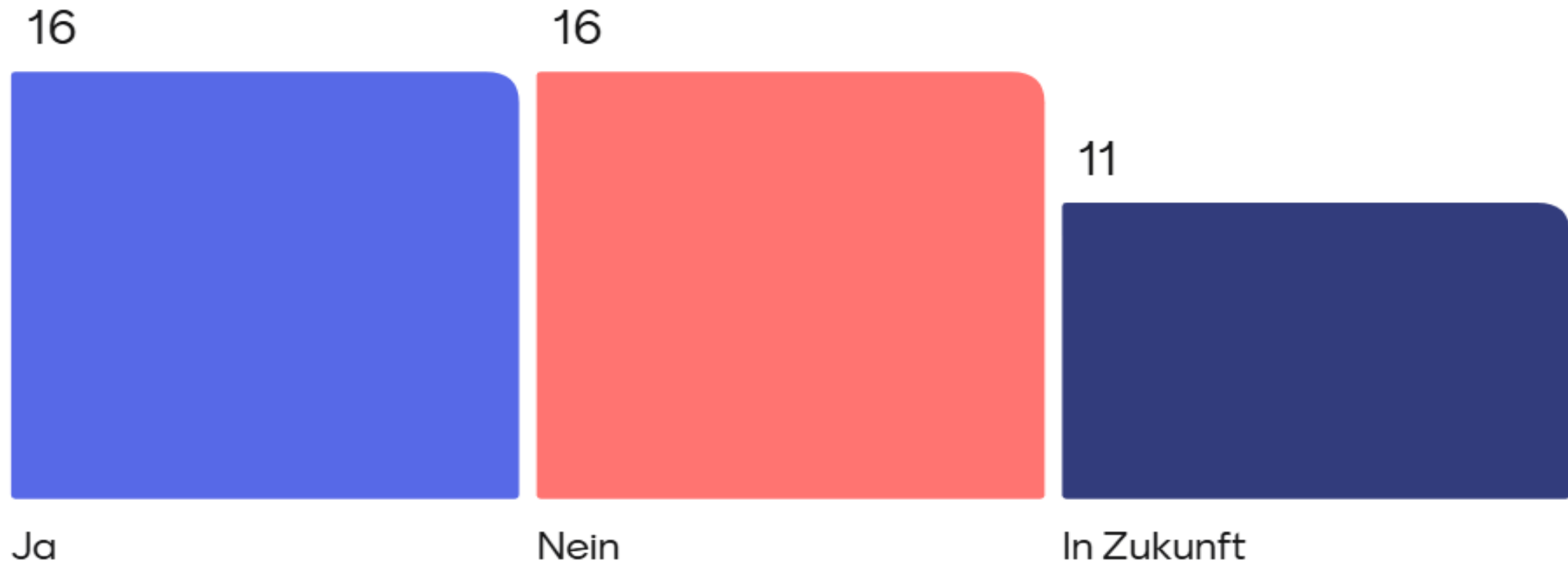
Exkurs: Toleranzkanal PRL

- Regulatorische Anforderungen:
 - SO GL:
 - Reaktion darf nicht künstlich verzögert werden → Übersetzt in PQ-Bedingungen als: Reaktionszeit 2s → nicht qualitativ abgebildet
 - Erreichen der halben Leistung nach 15s
 - Erreichen der vollen Leistung nach 30s
 - Mindestens lineare Rampe zwischen halber Erbringung nach 15s und voller Erbringung nach 30s
 - Deutsche Zusatzbestimmungen:
 - Signallaufzeit von 5s wird jedem Anbieter pauschal gewährt (unabh. von der tatsächlichen Signallaufzeit für jew. Anbieter)
 - Damit verlängern sich alle der obigen Zeitfenster um 5s
 - Sog. „Insensitivity Bound“ von 5% der gemeldeten Vorhalteleistung symmetrisch um den PRL-Sollwert
 - Ursprung sind Totband ($10\text{mHz}/200\text{mHz}=5\%$) und vorgeschriebene Messgenauigkeiten (Frequenz auf zwei NKS → $10\text{mHz}/200\text{mHz}=5\%$) → Effekte dürfen kombiniert nicht mehr als 5% ausmachen
 - Insensitivity Bound beeinträchtigt die Kanalberechnung von jedem Zeitpunkt aus für 20s (vgl. erste Quantifizierung der Reaktionszeit oben)
- Auf Basis dieser Anforderungen: Iterative Bestimmung des Kanals durch **Kombination aus Rückblick auf Reaktionszeitfenster und aktuell geltender Insensitivity Bounds**

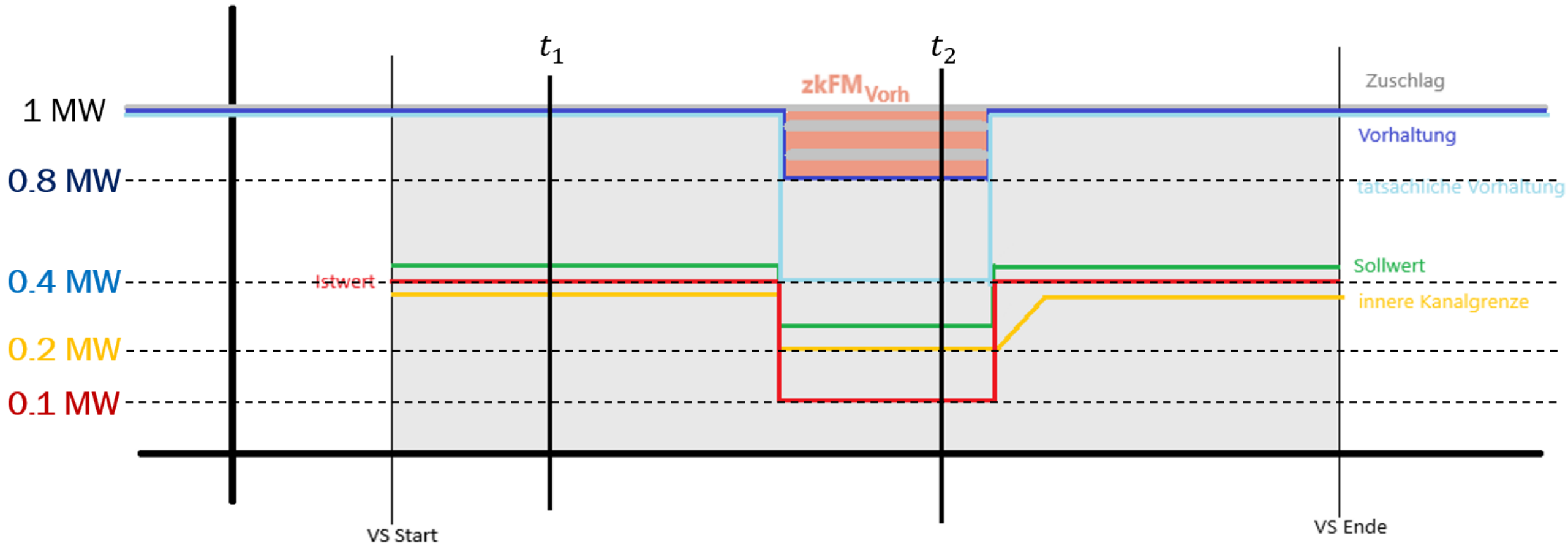


Pseudo-Code-Formulierung wird analog zu aFRR-Modellbeschreibung erstellt

Benutzen Sie vorliegende Kanaldefinitionen, um ein internes Erbringungsmonitoring aufzubauen?



Veranschaulichung tatsächliche Vorhaltung (Beispielrechnung)

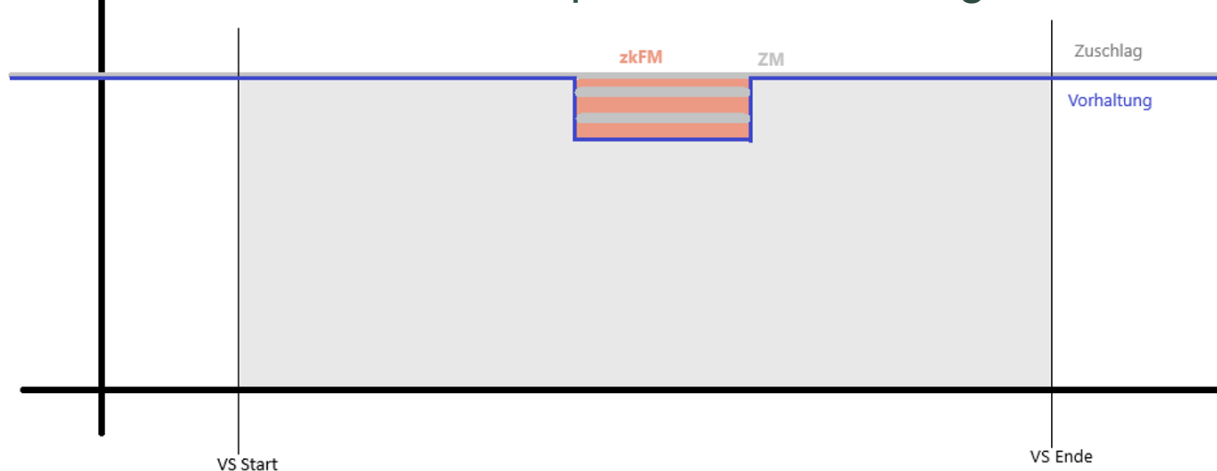


$$Vorh_{tats}(t_1) = Vorh(t_1) = 1 \text{ MW}$$

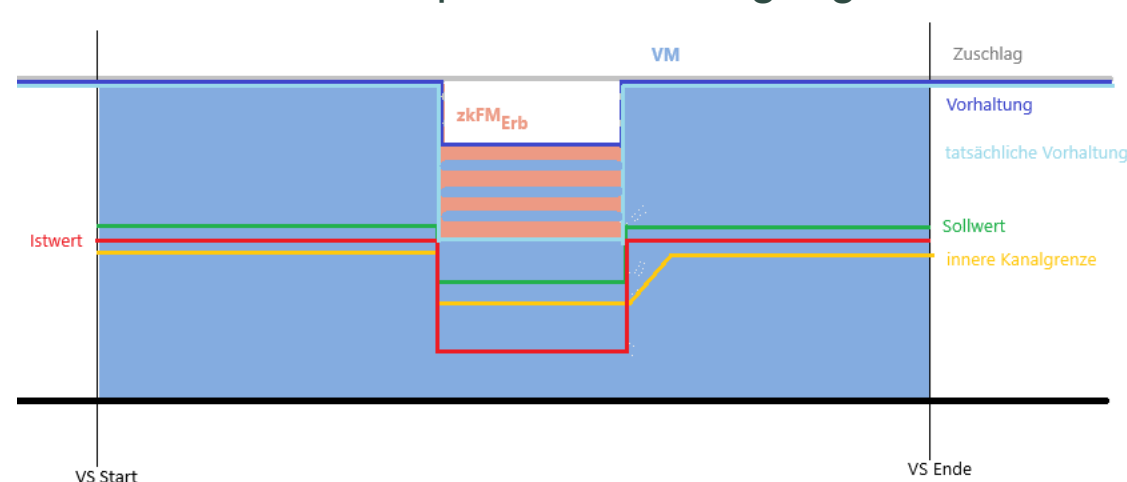
$$Vorh_{tats}(t_2) = \text{Vorh}(t_2) \frac{Ist(t_2)}{iKG(t_2)} = 0.5 \text{ Vorh}(t_2) = 0.4 \text{ MW}$$

Erinnerung: Grundkonzept Kürzung Komponente Vorhaltung

Stufe 1: Komponente Vorhaltung



Stufe 2: Komponente Erbringung



Mit der Definition des Kürzungsfaktors aus der Komponente

Vorhaltung $K_{LP}^{Vorh} = \frac{zkFM_{Vorh}}{ZM}$ (ZM = Zuschlagsenergiemenge):

$$Vergütung_{Vorh} = (1 - K_{LP}^{Vorh}) G_{PZS} LP = \left(1 - \frac{zkFM_{Vorh}}{ZM}\right) G_{PZS} LP$$

Mit der Definition und Interpretation des Kürzungsfaktors

von vorher $K_{LP}^{Erb} = \frac{zkFM_{Erb}}{VM}$ (VM = Vorhalteenergiemenge):

$$Vergütung_{Erb} = (1 - K_{LP}^{Vorh})(1 - K_{LP}^{Erb}) G_{PZS} LP$$

Öffentlich

Erbringung in die entgegengesetzte Richtung



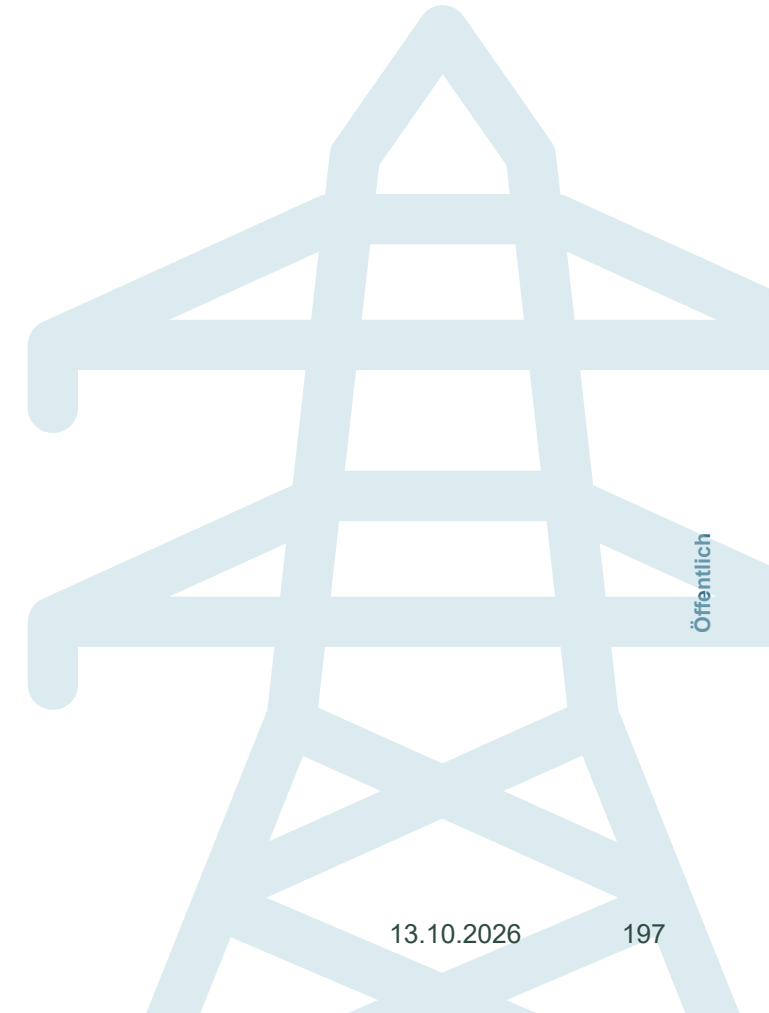
Öffentlich

Erbringung in entgegengesetzte Richtung

	0mHz - 50mHz	50mHz - 100mHz	> 100 mHz
< 1/3 Vorhalteleistung	1/3 Kürzung	2/3 Kürzung	100% Kürzung
> 1/3 Vorhalteleistung	100% Kürzung	100% Kürzung	100% Kürzung

- Erbringt der Pool mehr als **1/3 seiner Vorhalteleistung** in die falsche Richtung, wird die Vorhaltung in diese Richtung immer zu 100% gekürzt
- In Verbindung mit der Kürzung in die „richtige“ Richtung bedeutet das, dass der **gesamte Leistungspreis** für diesen Zeitraum gekürzt wird
- Für kleinere Erbringungswerte in die falsche Richtung skaliert der Kürzungsfaktor mit dem Bereich, in dem die **Frequenzabweichung** liegt

Visualisierung und Zusammenfassung

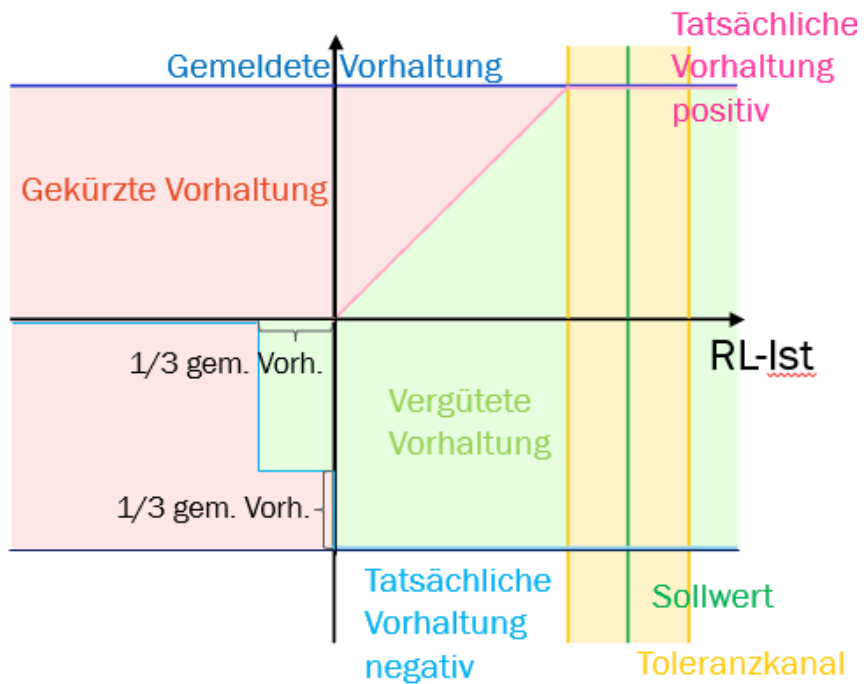


Öffentlich

Visualisierung via Second-Snapshots

Entspanntes System: (0-50mHz)

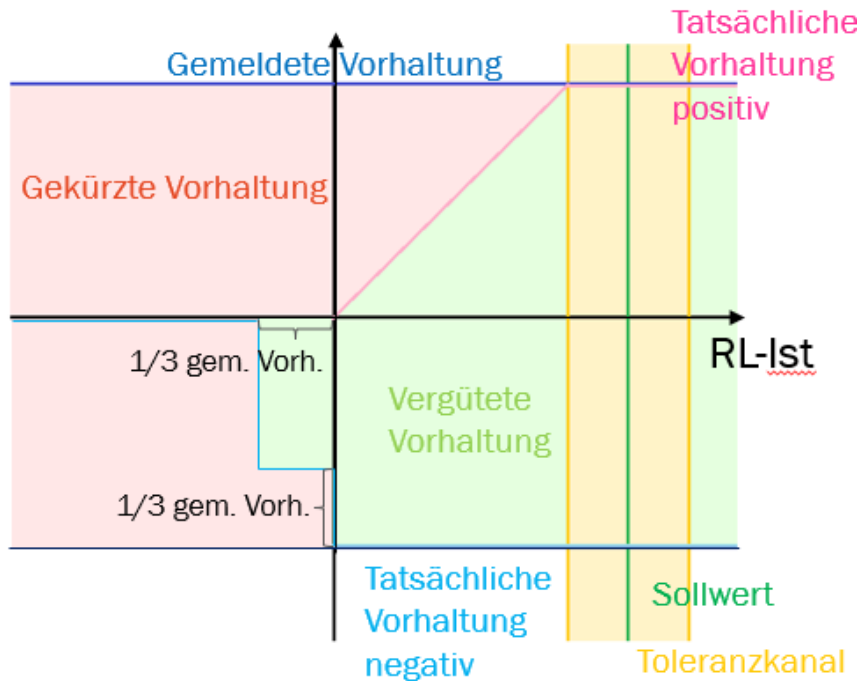
- Moderate Erbringung in falsche Richtung liefert moderate Kürzung (bis 1/3 gem. Vorh. Erbringung → 1/3 der Vorh. in entg. Richtung gekürzt)
- Volle Kürzung bei mehr Erbringung in falsche Richtung



Visualisierung via Second-Snapshots

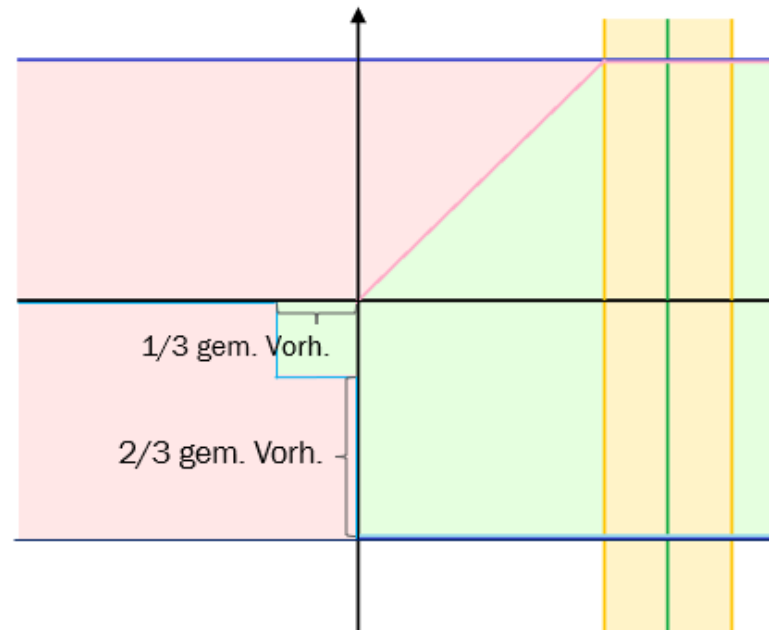
Entspanntes System: (0-50mHz)

- Moderate Erbringung in falsche Richtung liefert moderate Kürzung (bis $\frac{1}{3}$ gem. Vorh. Erbringung → $\frac{1}{3}$ der Vorh. in entg. Richtung gekürzt)
- Volle Kürzung bei mehr Erbringung in falsche Richtung



Moderates System: (50-100mHz)

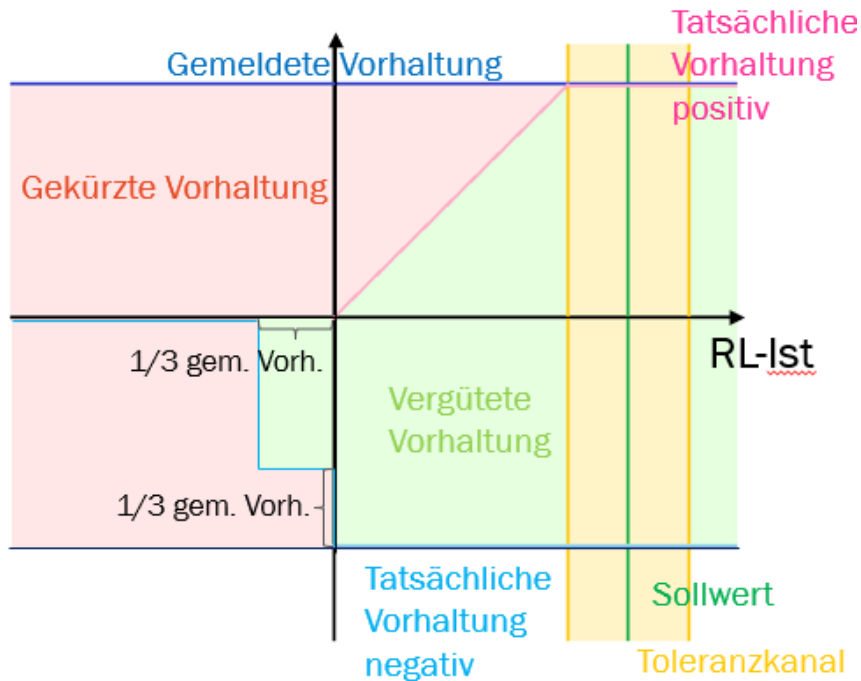
- Stärkere Kürzung auch bei moderater Erbringung in falsche Richtung (bis $\frac{1}{3}$ gem. Vorh. Erbringung → $\frac{2}{3}$ der Vorh. in entg. Richtung gekürzt)
- Volle Kürzung bei mehr Erbringung in falsche Richtung



Visualisierung via Second-Snapshots

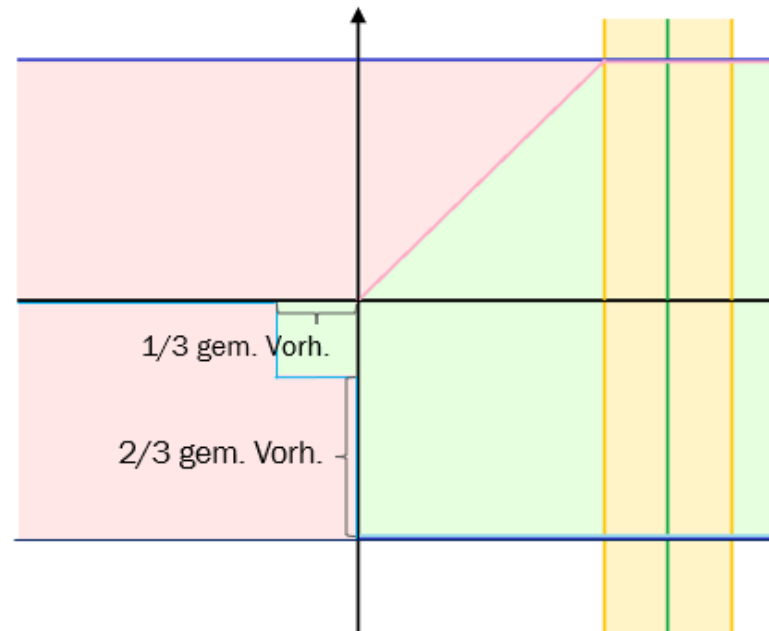
Entspanntes System: (0-50mHz)

- Moderate Erbringung in falsche Richtung liefert moderate Kürzung (bis 1/3 gem. Vorh. Erbringung → 1/3 der Vorh. in entg. Richtung gekürzt)
- Volle Kürzung bei mehr Erbringung in falsche Richtung



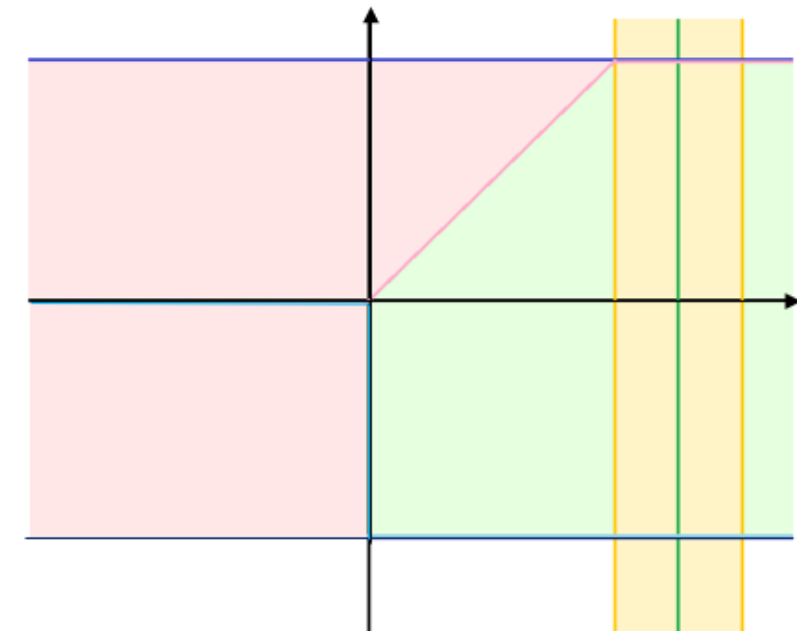
Moderates System: (50-100mHz)

- Stärkere Kürzung auch bei moderater Erbringung in falsche Richtung (bis 1/3 gem. Vorh. Erbringung → 2/3 der Vorh. in entg. Richtung gekürzt)
- Volle Kürzung bei mehr Erbringung in falsche Richtung

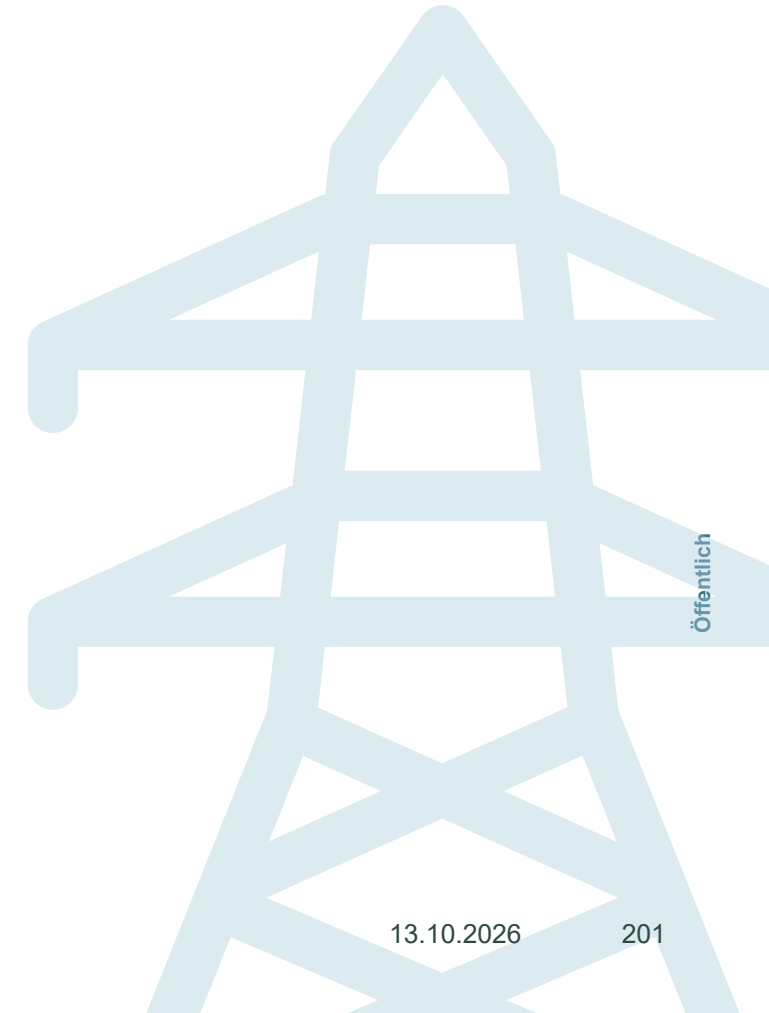


Angespanntes System: (100-200mHz)

- Volle Kürzung bei jeglicher Erbringung in falsche Richtung



Bewährungsphase und Pönalen



Öffentlich

Bewährungsphase – rechtlicher Rahmen § 16 I lit. b MfRRA

*Falls ein Regelreserveanbieter seine Pflichten in den Modalitäten, PQ-Bedingungen oder im Rahmenvertrag mit dem Anschluss-ÜNB während der Vorhaltung oder Erbringung von FCR wiederholt oder grob verletzt, kann der Anschluss-ÜNB vom Regelreserveanbieter verlangen, eine Stellungnahme zu den Verstößen und einen Plan für Abhilfemaßnahmen zur Prüfung vorzulegen. Außerdem kann der Anschluss-ÜNB eine 12-monatige **Bewährungsphase** aussprechen. Zu groben Verletzungen zählen insbesondere:*

- i. Nicht oder nicht vollständige Erbringung der FC durch den Regelreserveanbieter, weil er Gebote abgegeben hatte, obwohl er bei Wahrung seiner Sorgfaltspflicht hätte wissen müssen, dass er diese nicht (vollständig) erbringen kann,*
- ii. die Übermittlung keiner oder nicht korrekt gebildeter Werte oder Daten oder*
- iii. eine Betriebsweise der RG/RE, die eine vertragsgemäße FCR-Erbringung nicht gewährleistet (z.B. Nichterreichbarkeit des Anbieters, fehlender Zugriff auf die RG/RE oder mangelhafte Steuerbarkeit der RG/RE, Verlassen des zulässigen Arbeitsbereichs bei RG/RE mit begrenztem Energiespeicher).*

Bewährungsphase – Definition

- Auch wenn mangelnde Vorhaltung oder Erbringungsqualität nicht direkt als Kriterium für Einleitung der Bewährungsphase genannt wird, sollte diese durch die Kriterien aus der Leistungspreiskürzung definiert werden können
- Nomenklatur:
 - $K_{LP}^{Vorh} + 3 \cdot K_{LP}^{Erb} > 0.8$ charakterisiert eine „**auffällige Viertelstunde**“ → **Meldung** fehlender Vorhaltung vorteilhaft
 - $n = 3$ auffällige Viertelstunden innerhalb eines Tages charakterisieren einen „**auffälligen Tag**“
 - **Besichert** der Anbieter also rechtzeitig bis zu zwei Ausfälle täglich, zählen diese Tage nicht als auffällig
 - Bei $d = 3$ auffälligen Tagen innerhalb von $k = 42$ Kalendertagen, wird die 12-monatige Bewährungsphase gestartet
- Innerhalb der 12-monatigen Bewährungsfrist wird auf die **Pönale verzichtet**, sobald der Anbieter $m = 3$ Monate lang ohne auffälligen Tag erbringt (unabhängig davon, an wie vielen Tagen innerhalb dieser drei Monate er bezuschlagt wurde)
- Jeder neue auffällige Tag innerhalb der 12 Monate **setzt die Phase der Pönale fort** / verlängert sie um m Monate
- Der Trigger für eine erneut gestartete 12-monatige Bewährungsphase bleibt auch während der Bewährungsphase der gleiche (s.o.). Diese kann sich also automatisch **immer wieder verlängern**.

Pönale in Bewährungsphasen – rechtlicher Rahmen § 16 I lit. c MfRRA

Hat der Anschluss-ÜNB gemäß Buchstabe b eine Bewährungsphase ausgesprochen, hat er das Recht, während der Bewährungsphase bei jeder nicht oder nicht vollständigen Vorhaltung oder Erbringung ohne weitere Vorankündigung die Anreizkomponente „Vorhaltung“ abzurechnen. Diese ergibt sich aus dem gemäß Buchstabe a ermittelten Mengen- und Zeitanteil (MWh) multipliziert mit dem Maximum (EUR/MWh) aus:

- i. ID AEP der betroffenen Viertelstunde (gemäß Festlegung BK6-19-552) multipliziert mit dem Faktor 1,25,*
- ii. ID AEP der betroffenen Viertelstunde erhöht um 10 EUR/MWh oder*
- iii. durchschnittlicher abzurechnender Leistungspreis aller im deutschen Marktgebiet bezuschlagten Einzelverträge der jeweiligen Produktzeitscheibe.*

Pönale in Bewährungsphasen

- Nur noch zu bestimmen / festzulegen: „gemäß a ermittelter Mengen- und Zeitanteil (MWh)“
- Dieser Mengenanteil ist die Summe der Mengen aus beiden Komponenten:

- Komponente **Vorhaltung**:

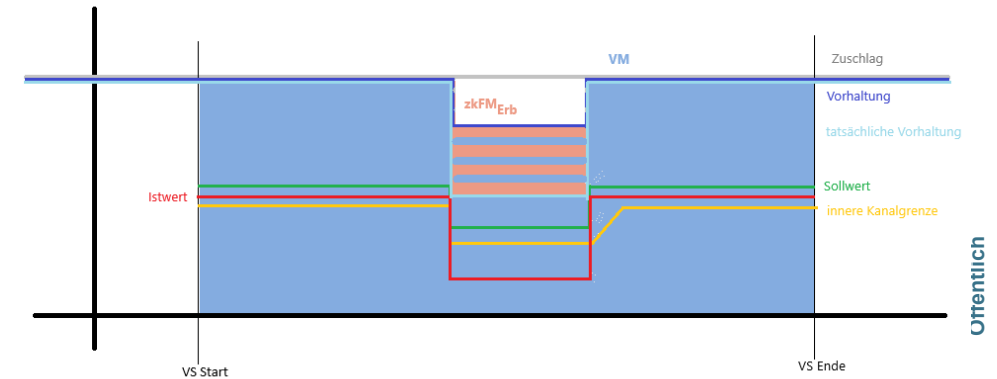
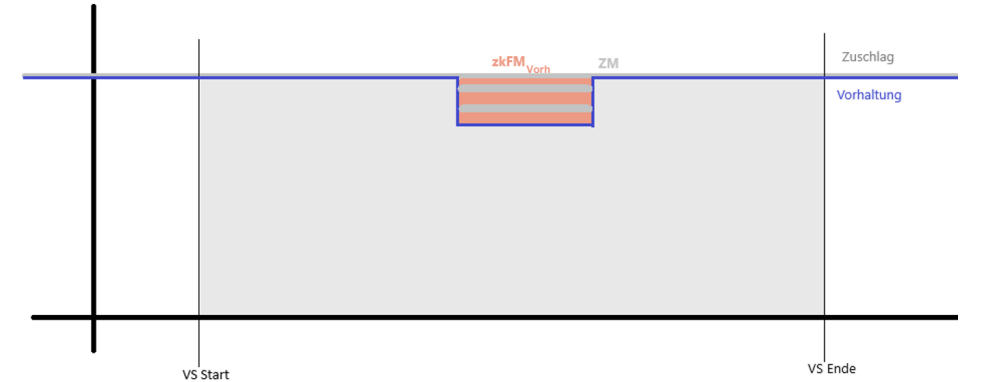
$zkFM_{Vorh} = \text{„Energiemenge Differenz Zuschlag vs. Gemeldete Vorhaltung“}$

- Komponente **Erbringung**:

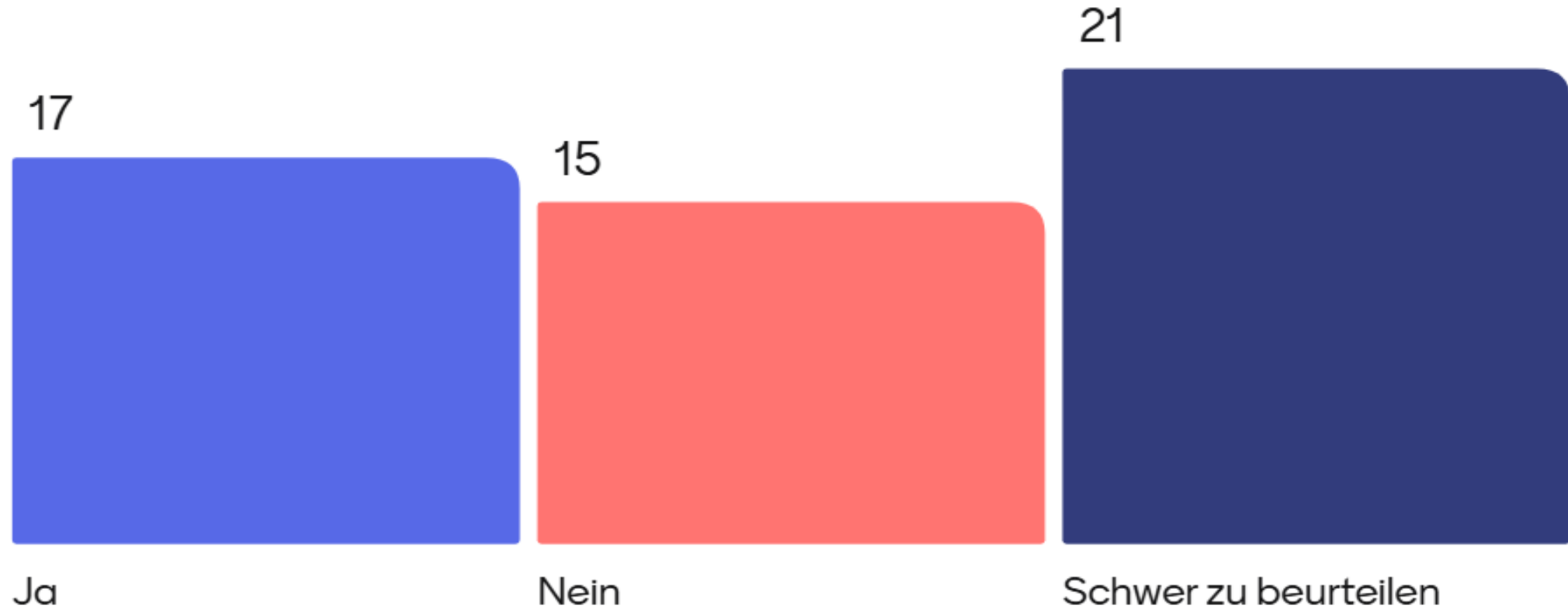
$zkFM_{Erb} = \text{„Energiemenge Differenz Gemeldete vs. Tatsächliche Vorhaltung“}$

- Das heißt **insgesamt**:

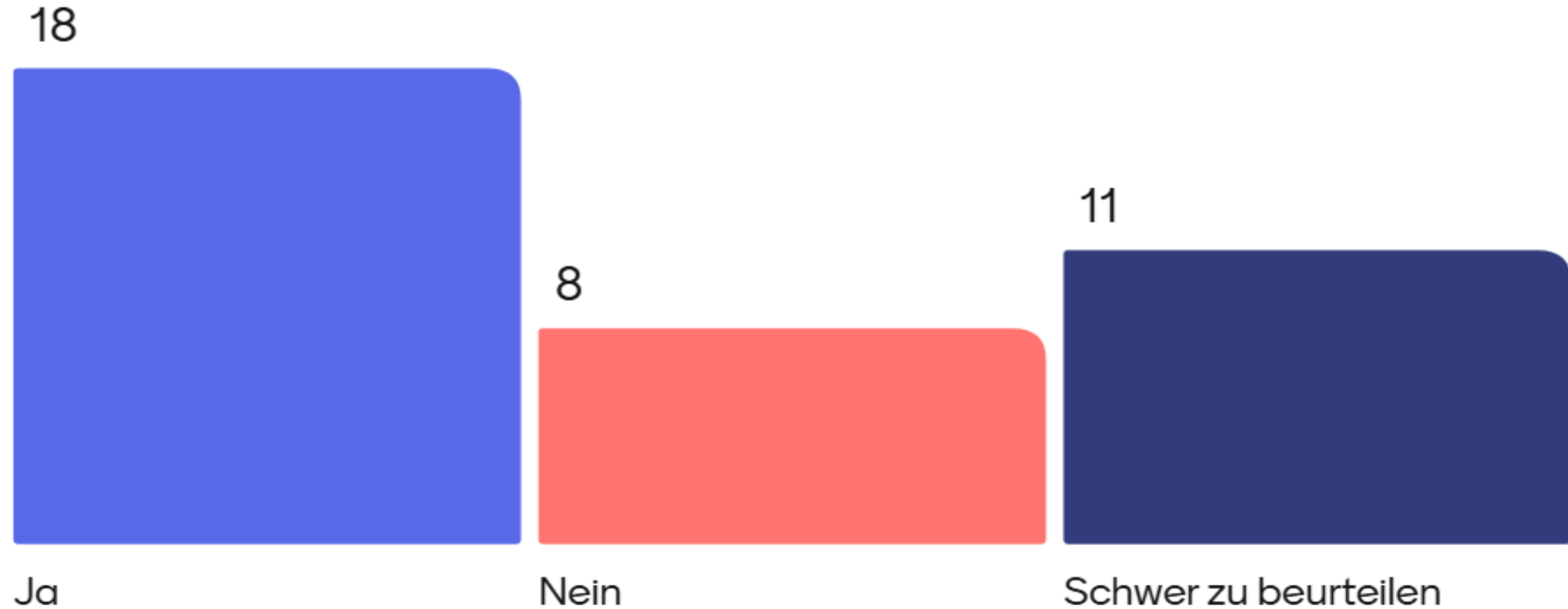
$$zkFM = zkFM_{Vorh} + zkFM_{Erb}$$



Denken Sie, die vorgestellten Konzepte für Leistungspreiskürzung und Pönale führen zu signifikanten Einbußen?



Halten Sie die vorgestellten Konzepte für Leistungpreiskürzung und Pönale für verhältnismäßig?

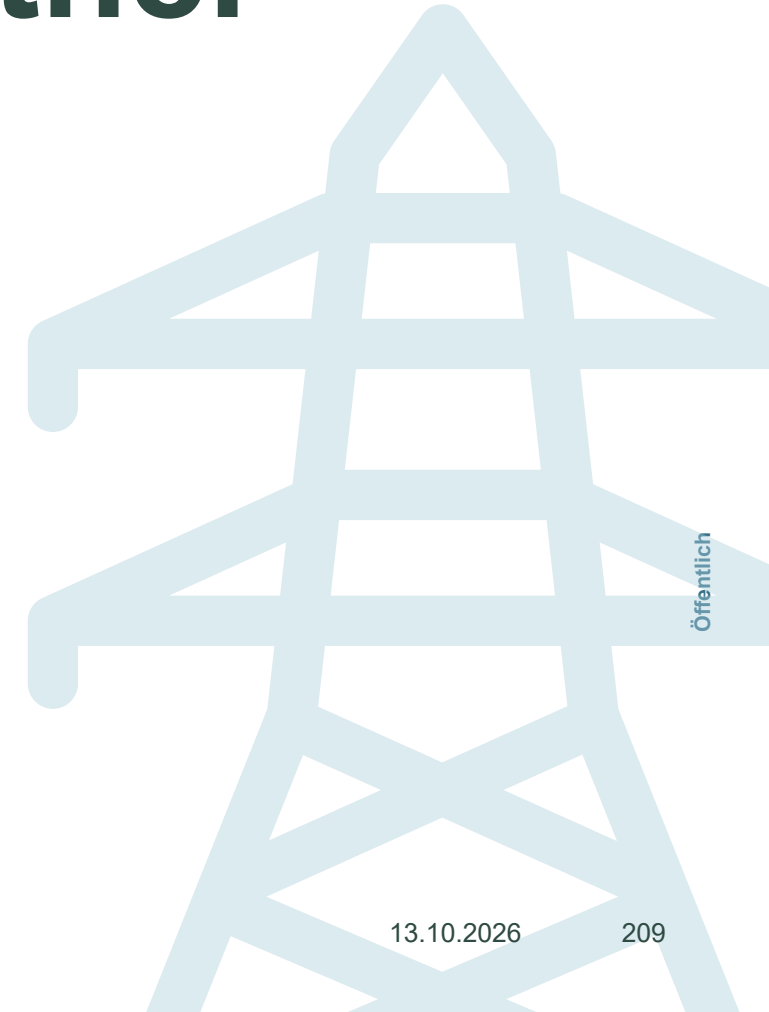


4. Camp-Fire Block

Raum 1: Wechselwirkungen zwischen Marktdynamik und Systemstabilität

Raum 2: Maßnahmen zur Qualitätssicherung in der FCR

Abschluss und Get together



Öffentlich

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de