Regelreservemärkte und Entwicklungen im Flexibilitätsbereich

Marktforum, 09.11.2023

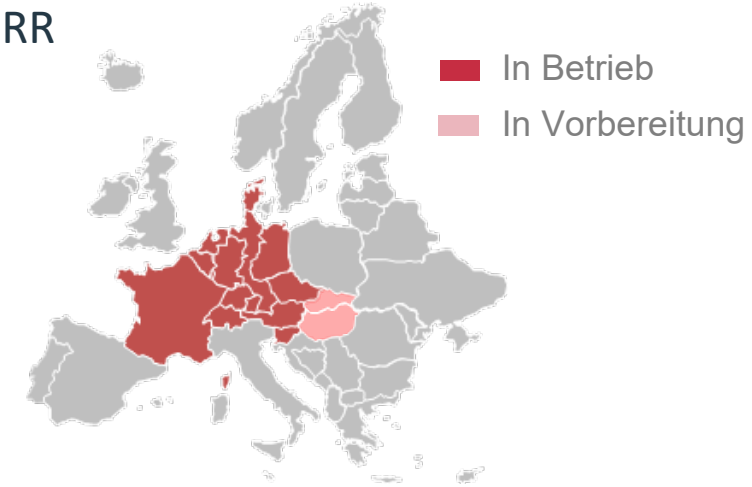
FCR-Cooperation

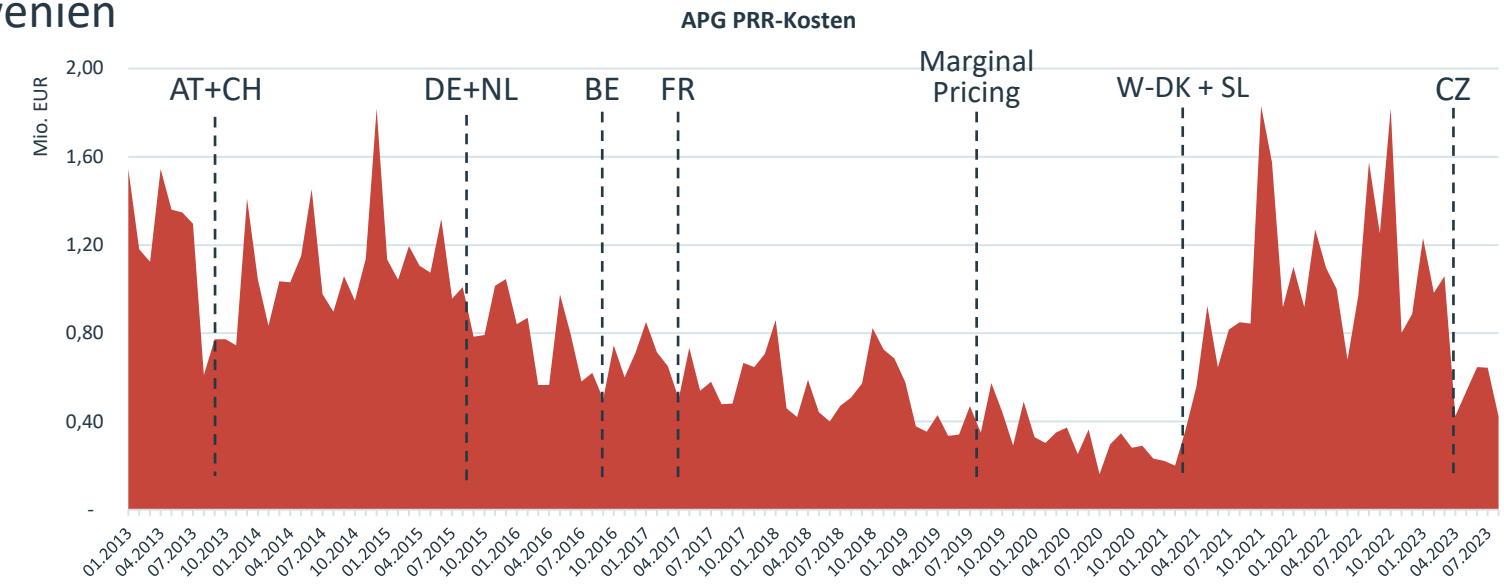
Aktuelle Entwicklungen und neues Monitoringkonzept

© Austrian Power Grid

FCR Cooperation - Historie

- *Jun 2013*: Österreich und Schweiz bilden eine Kooperation zum Austausch von PRR
- *Apr 2015*: die bestehende Kooperation von Deutschland und Niederlande fusioniert mit der Kooperation AT-CH
- *Jul 2016*: Belgien tritt der PRR-Kooperation bei
- *Jan 2017*: Frankreich tritt der PRR-Kooperation bei → FCR Cooperation
- *Jul 2019*: Einführung von **daily-auctions & marginal pricing**
- *Jan 2021*: Beitritt West-Dänemark und Slowenien
- *Mär 2023*: Beitritt Tschechien
- MAVIR und SEPS in Vorbereitung

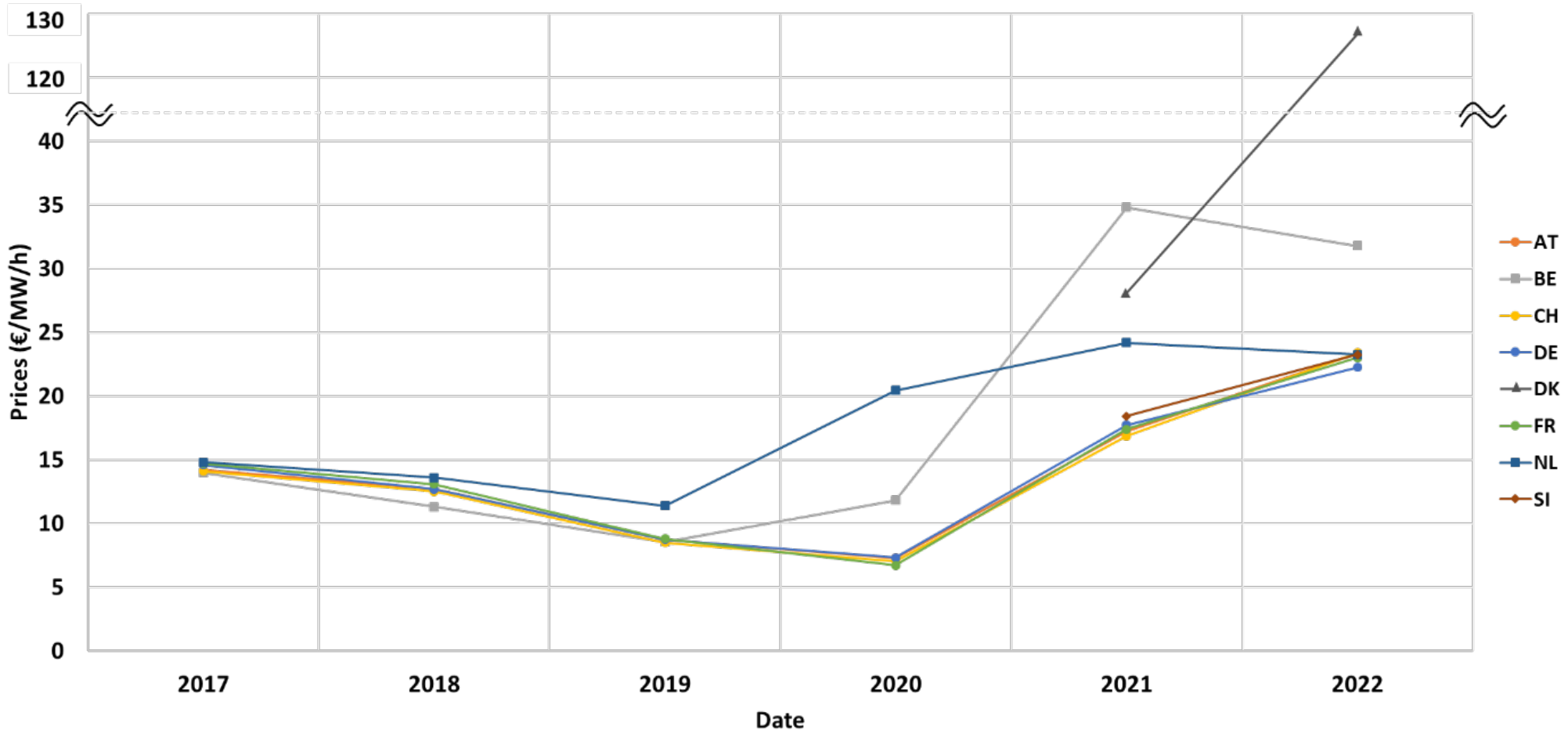




© Austrian Power Grid

FCR Cooperation - Preisentwicklung

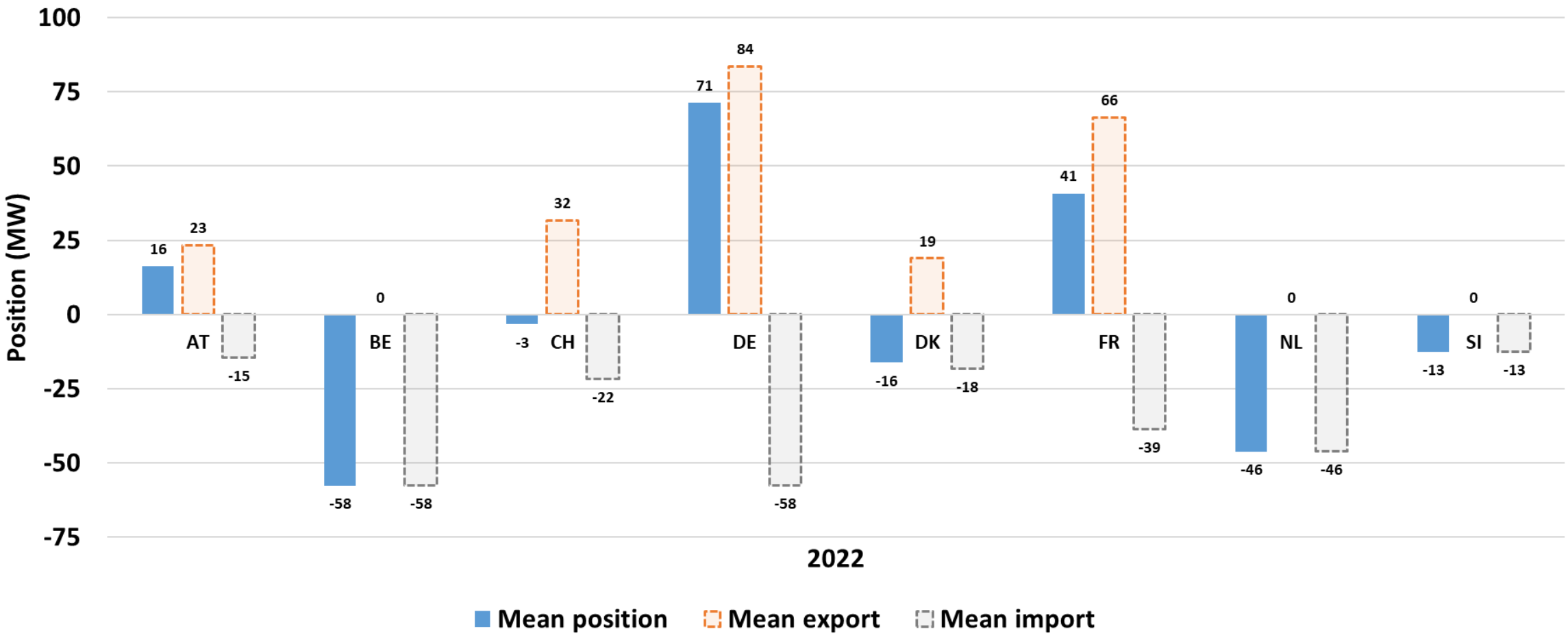
Jährliche Preise für PRR in der Kooperation:



© Austrian Power Grid

FCR Cooperation – Import/Export

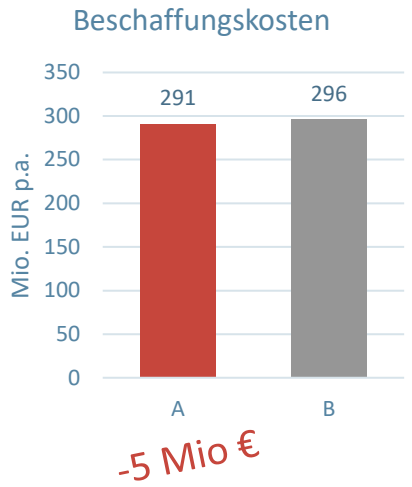
Import und Export-Positionen der Kooperationsmitgliedsländer

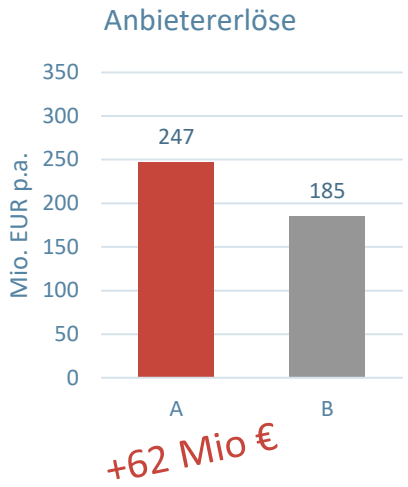


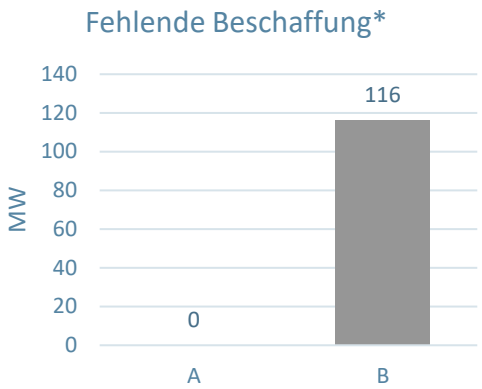
© Austrian Power Grid

Evaluierung der Vorteile durch die Kooperation
Betrachtungszeitraum 2022

Simulation A	Simulation B
Derzeitige Situation mit gemeinsamer Beschaffung und gekoppelten Märkten.	Jedes Land beschafft seinen PRR-Bedarf separat.







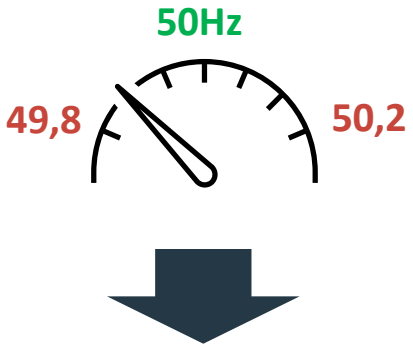
* Durchschnittliche Fehlmenge pro Auktion

Gesamtwohlfahrtsgewinn: 67 Mio. EUR p.a.

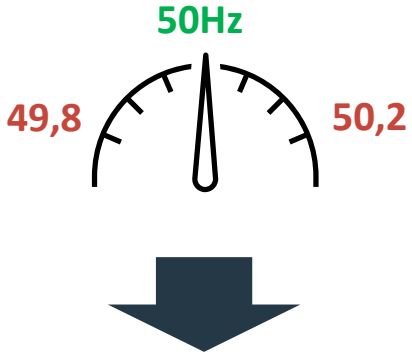
© Austrian Power Grid

PRR Monitoring

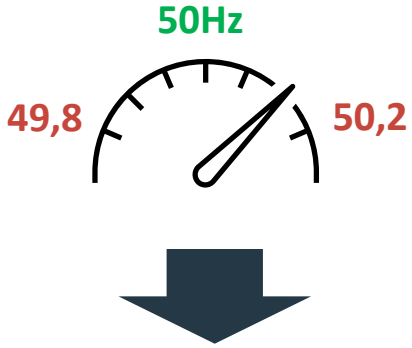
Die Aktivierung der Primärregelreserve (PRR) erfolgt direkt aus der Frequenzmessung!



Aktivierung von positiver PRL



Keine Aktivierung

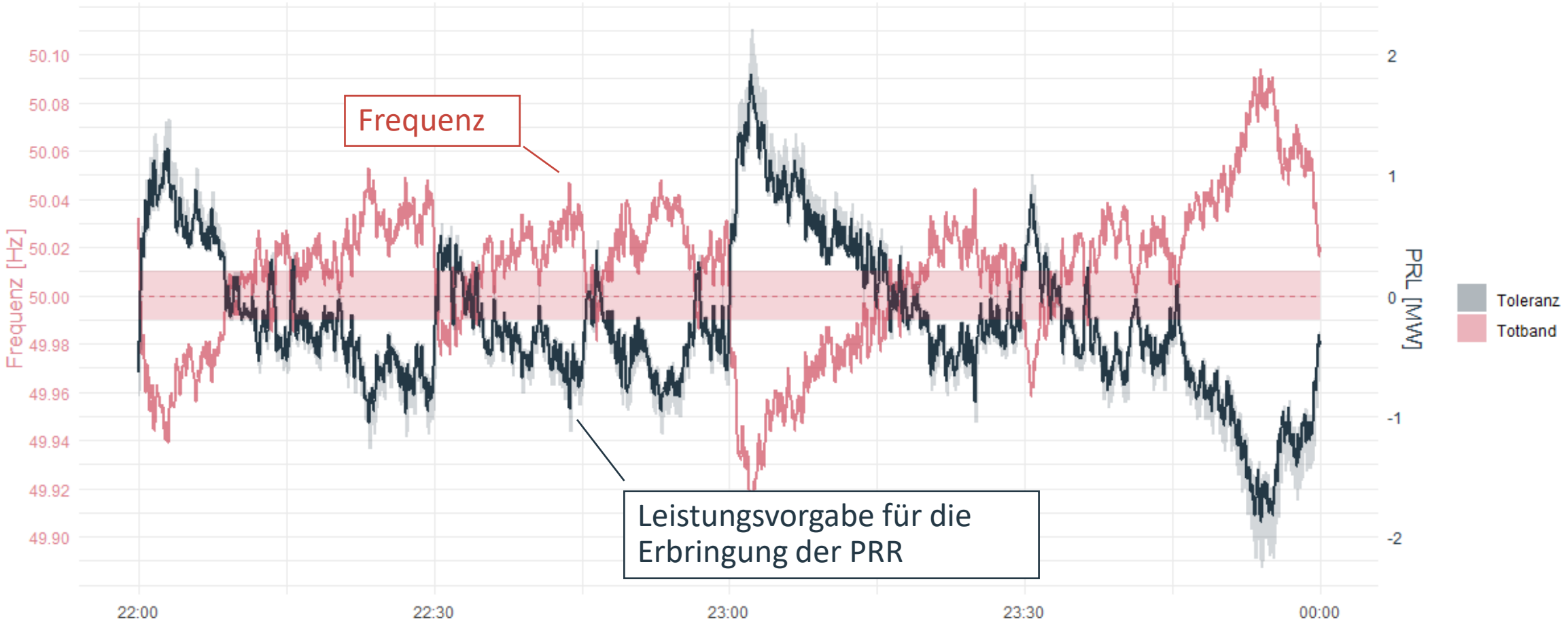


Aktivierung von negativer PRL

© Austrian Power Grid

PRR Leistungsvorgabe

Aus der Frequenzmessung ergibt sich die Leistungsvorgabe für die Erbringung der PRR:



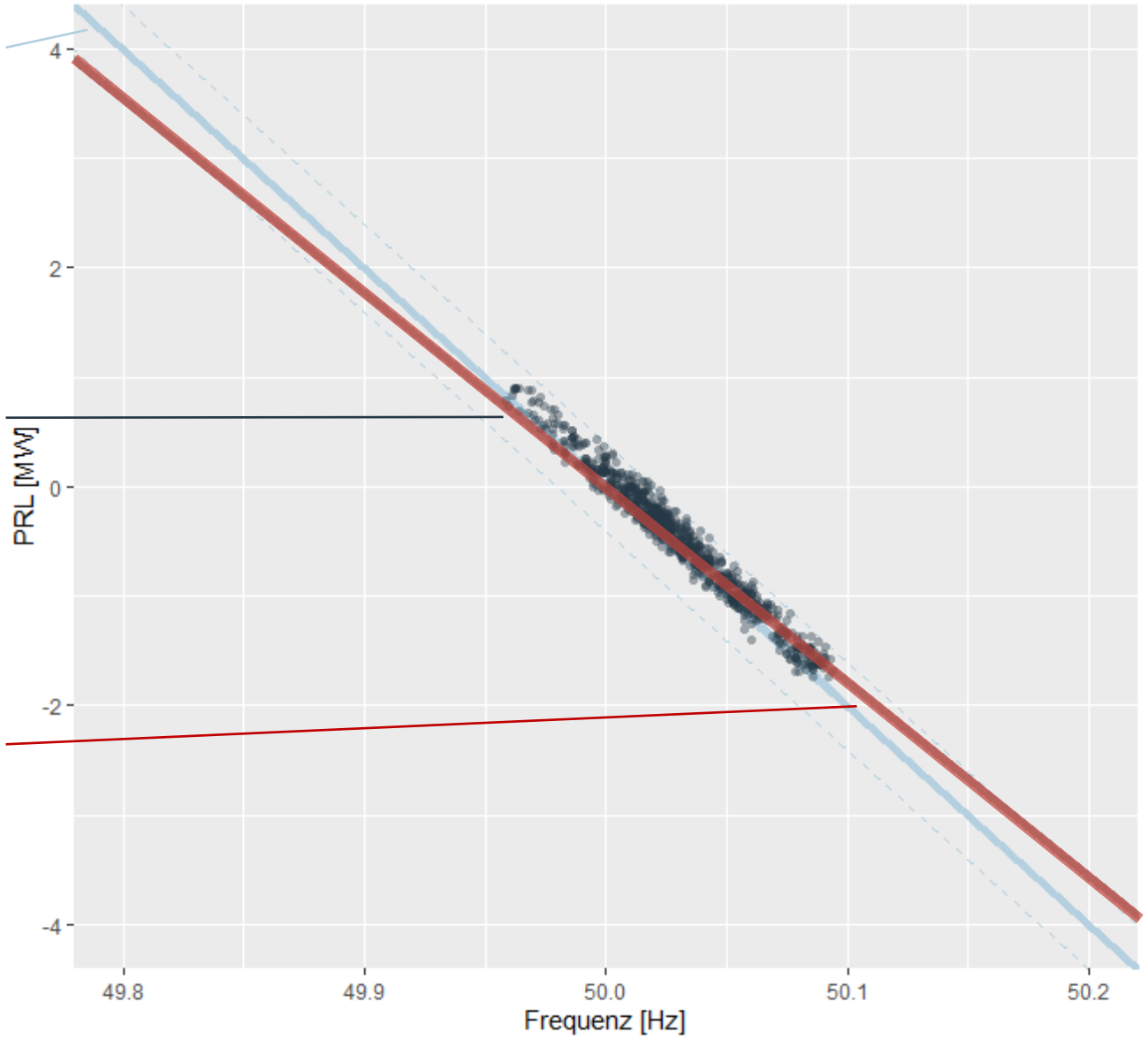
© Austrian Power Grid

PRR Monitoring Methodik (aktuell)

Die Gerade zwischen den Sollwerten bei 49,8Hz und 50,2Hz zeigt ein idealisiertes Regelverhalten.

Jeder IST-Wert wird in dem Frequenz-Leistungsdiagramm dargestellt.

Die Regressionsgerade dieser IST-Werte repräsentiert die tatsächlich erbrachte Regelleistung

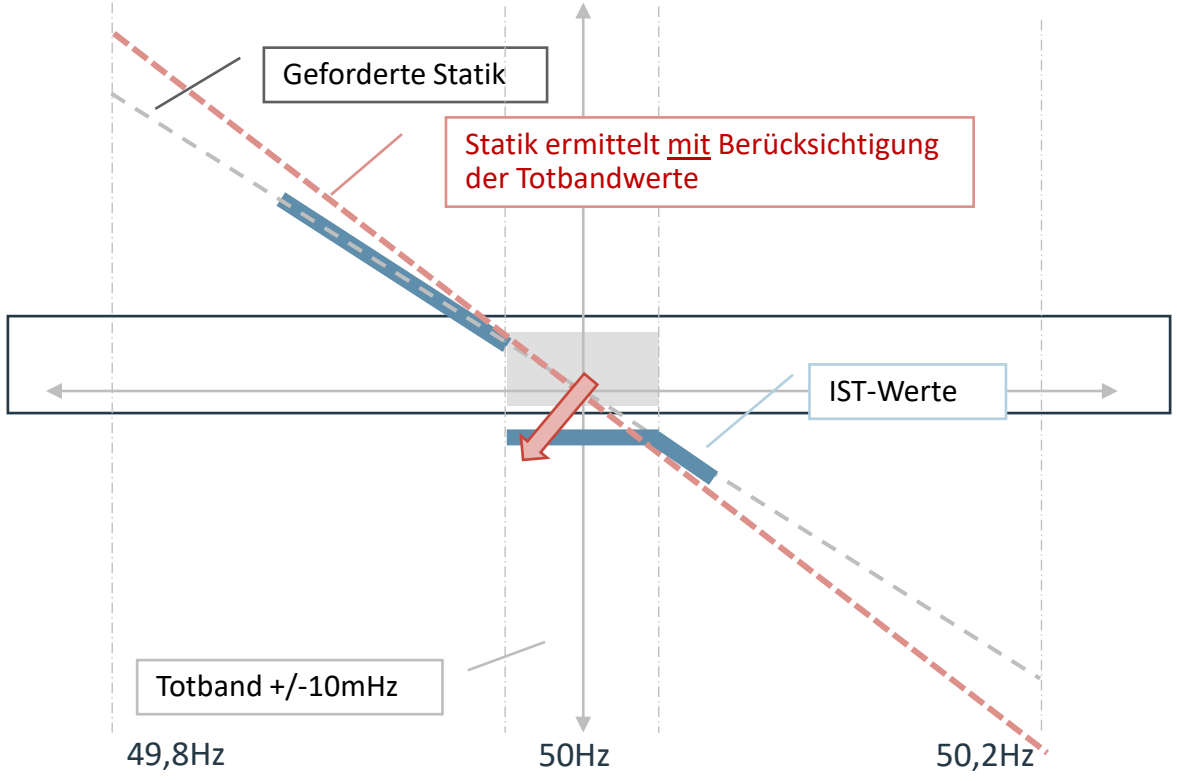


© Austrian Power Grid

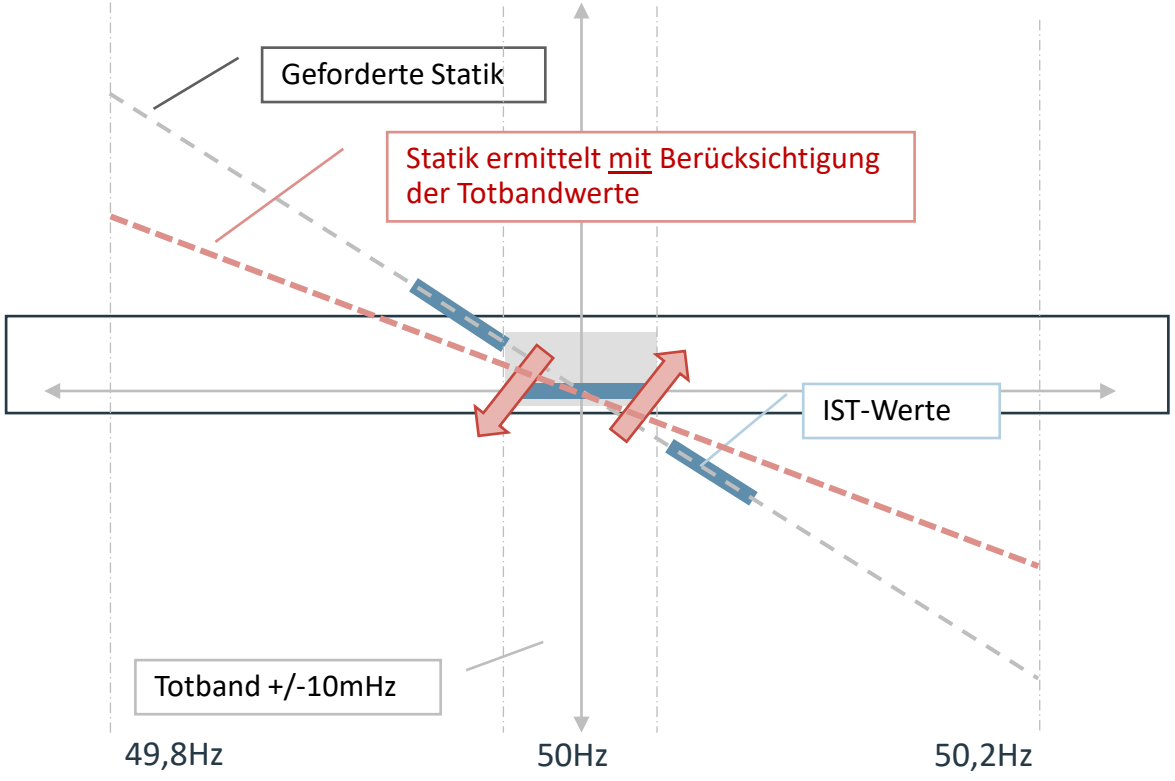
Einfluss der IST-Werte im Totband

Werte im Totband können allfällig die Steigung für die Regressionsgerade beeinflussen, die aus allen IST-Werten (auch der innerhalb des Totbandes) generiert wird:

Einseitige Totbandausnutzung



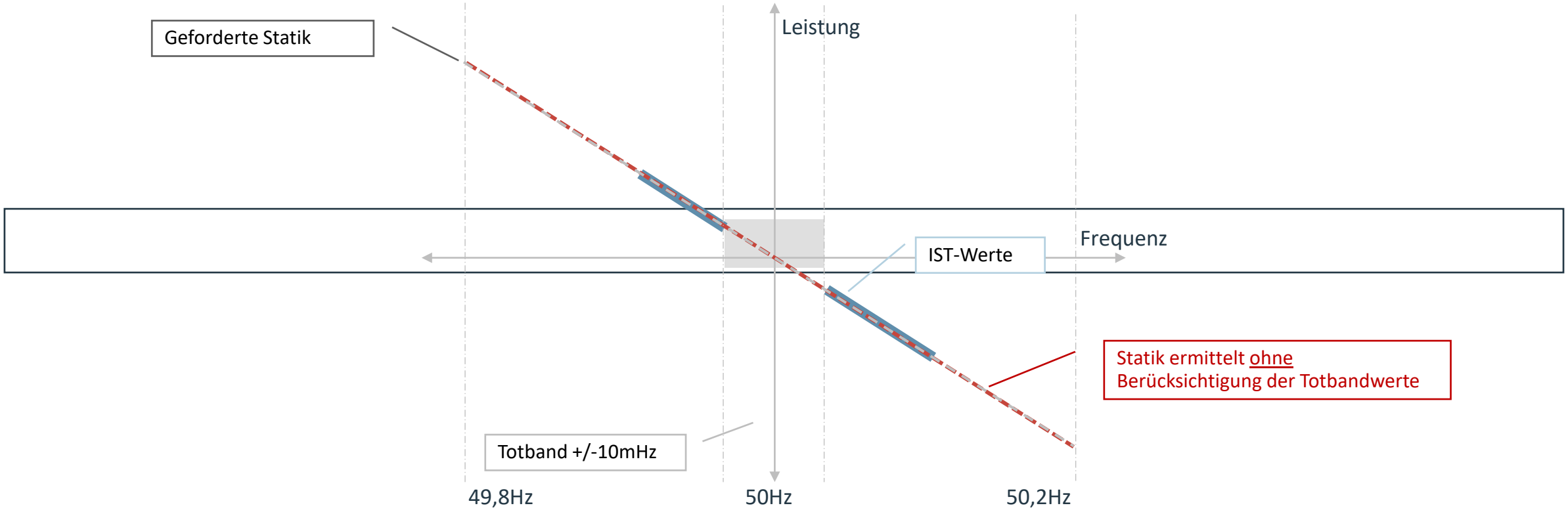
0-Werte bei niedrigen Frequenzabweichungen



© Austrian Power Grid

Einfluss der IST-Werte im Totband

Exklusive der Totbandwerte:
Werden die IST-Werte im Totband von der Berechnung der Regressionsgerade ausgenommen, ergibt sich daraus eine bessere Übereinstimmung mit den IST-Werten im Gültigkeitsbereich.



© Austrian Power Grid

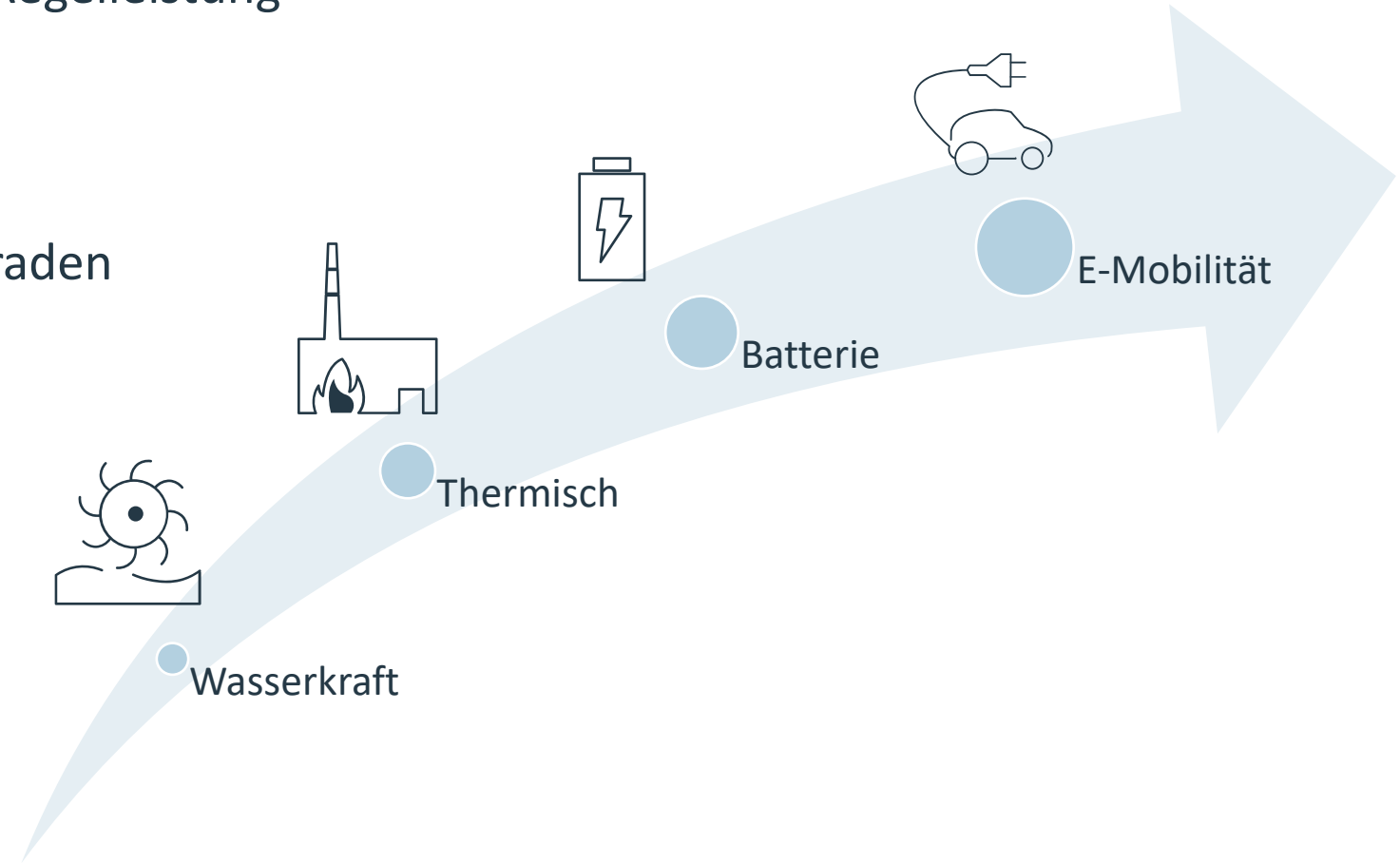
Motivation geteilte Statik

Entwicklung des PRR-Kraftwerkparks

- Es ist mit einer Zunahme von Technischen Einheiten in Aggregatoren-Pools zu rechnen, die Regelleistung asymmetrisch zur Verfügung stellen.
- Beobachtung Monitoring:
  Einseitige Unter/Übererfüllung
  --> Beeinflussung der Regressionsgeraden

Daher:

Asymmetrisches Monitoring



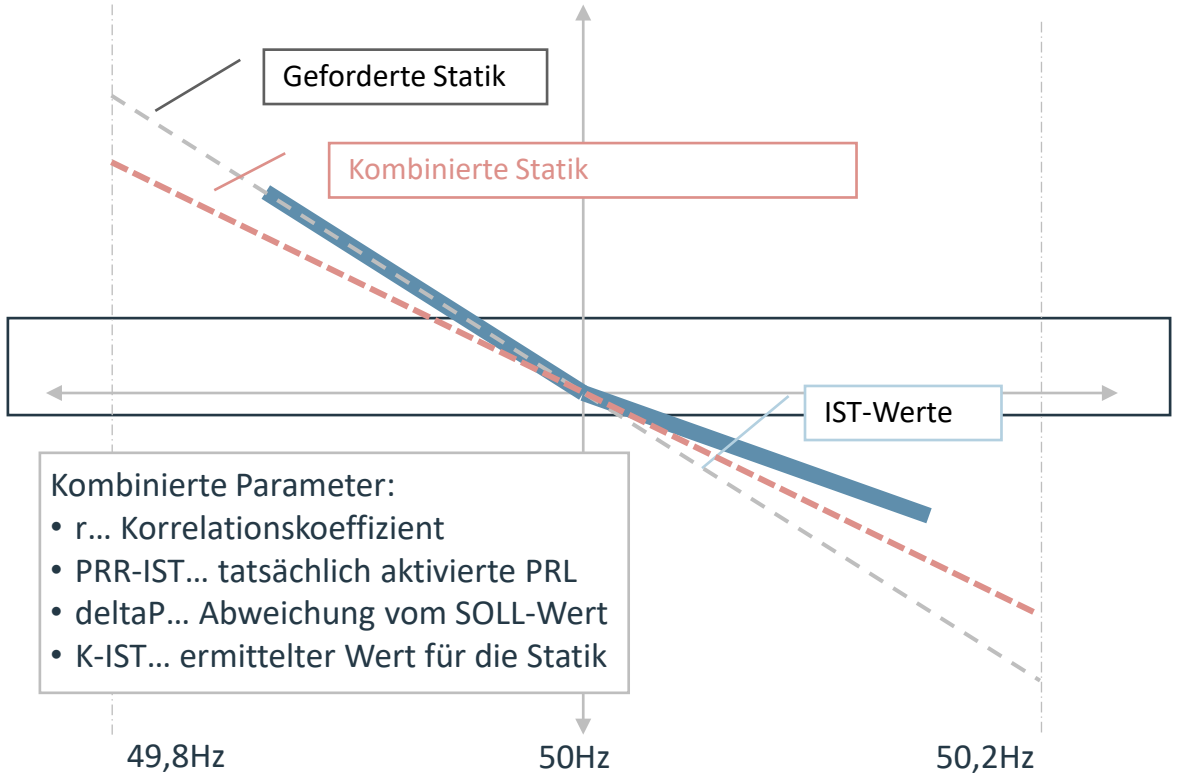
© Austrian Power Grid

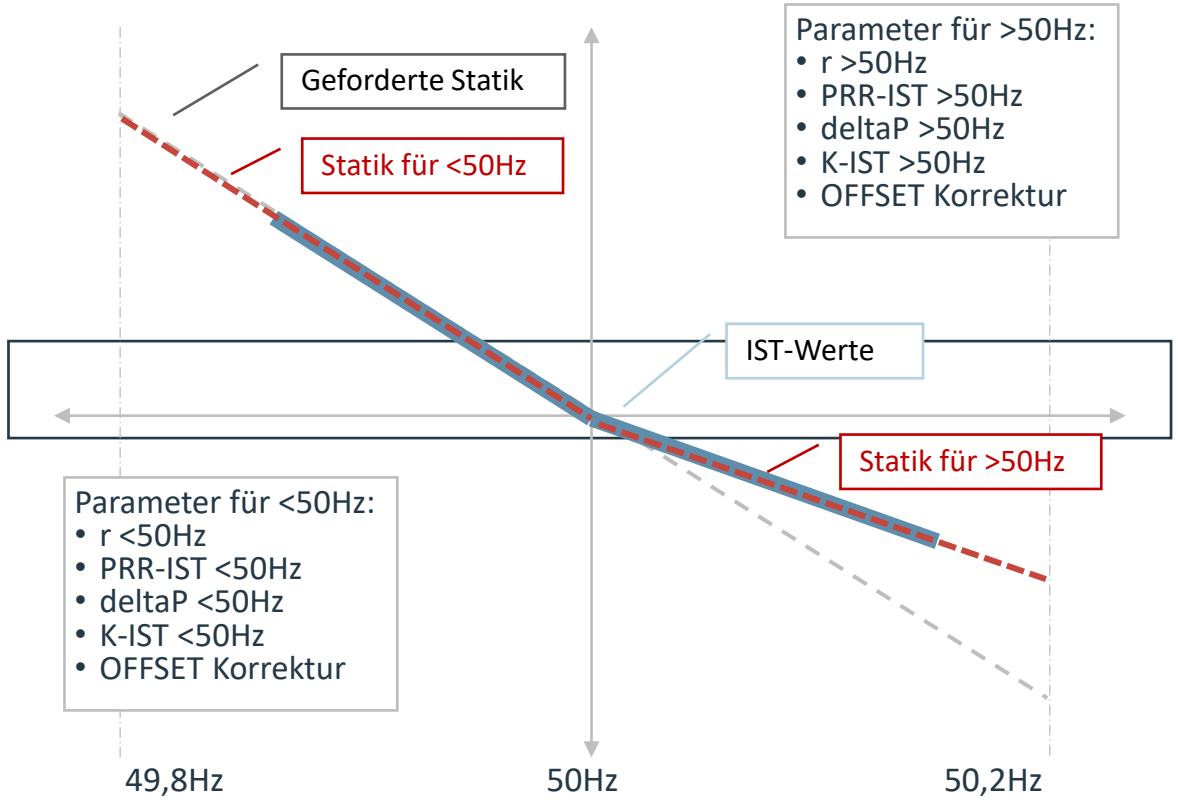
Geteilte Statik

Kombinierte Statik:
Die Regressionsgerade wird aus dem gesamten Bereich (von 49,8 – 50,2Hz) gebildet.

Informationsgewinn

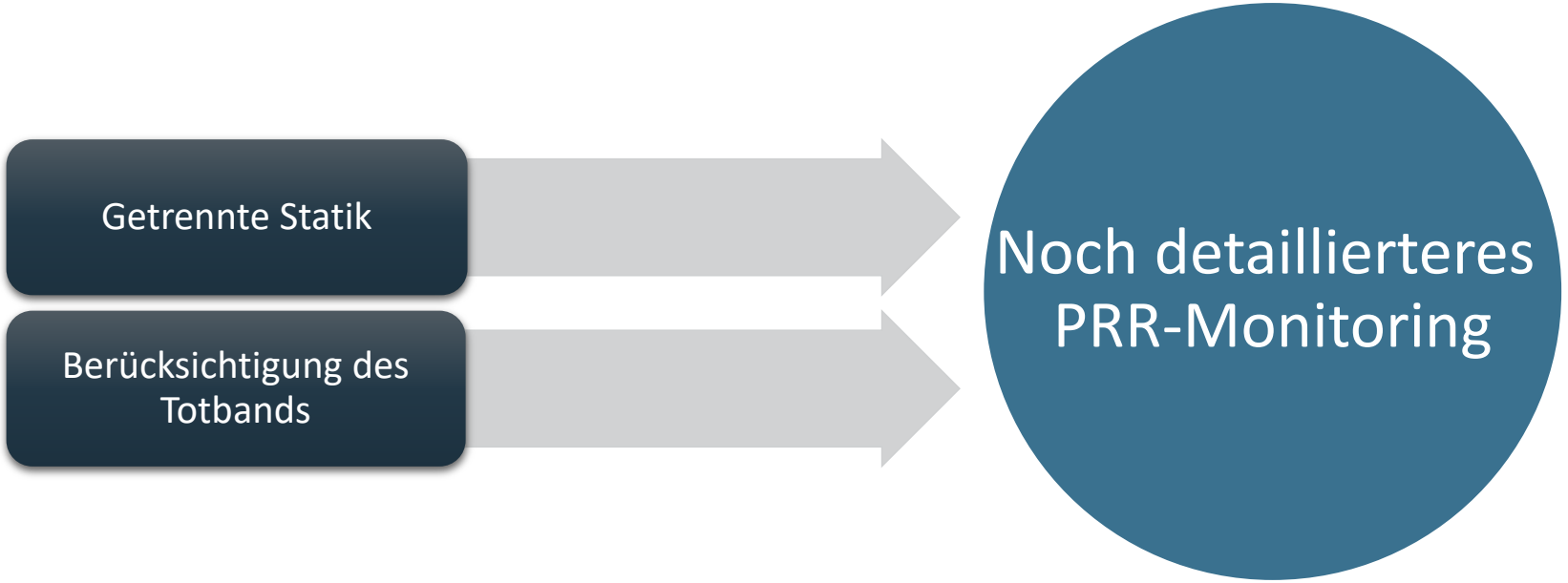
Geteilte Statik:
Die IST-Werte werden in den Frequenzbereich <50Hz und >50Hz aufgeteilt und für beide Bereiche wird die Statik gesondert berechnet.





© Austrian Power Grid

Weiterentwicklung Monitoring



Flexibilität für Anbieter:

- Es bleibt jedem Anbieter überlassen, ob er das Totband im Monitoring berücksichtigt haben möchte.
- Demnächst Kontaktaufnahme von APG zur bilateralen Detailabstimmung

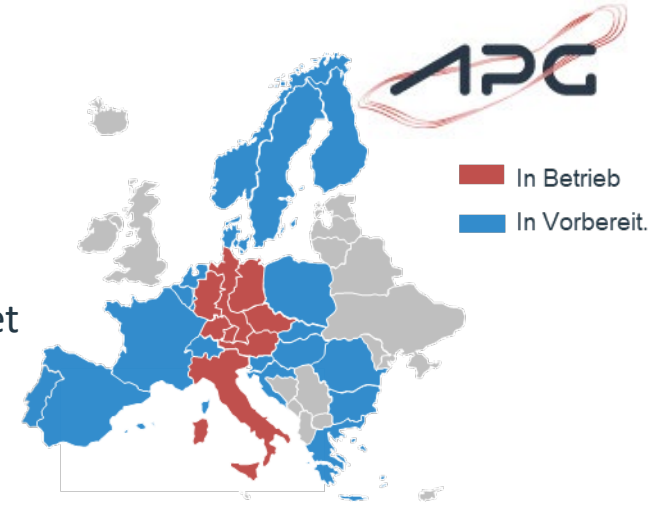
© Austrian Power Grid

MARI & PICASSO

Aktuelle Ergebnisse und Status der Entwicklung

© Austrian Power Grid

PICASSO (aFRR Plattform)



In Kooperation: AT, DE, CZ seit 22.06.2022, IT seit 19.07.2023

- 17 TSOs verbleibend (verspätet); keine weiteren Beitritte vor Mitte 2024 (gesetzl. Deadline) erwartet

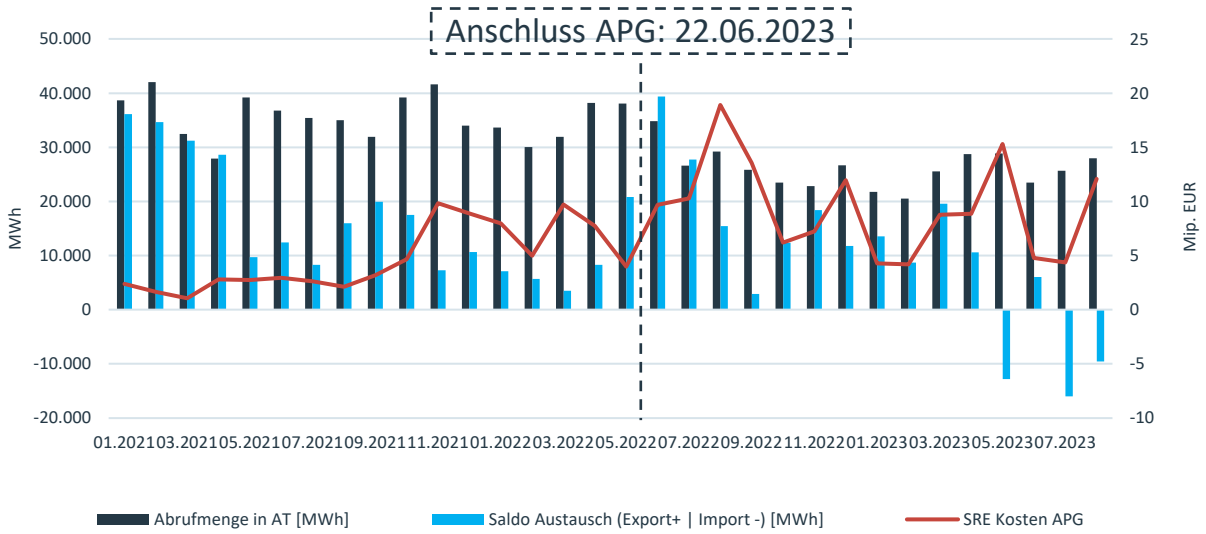
Entwicklungen seit Go-Live

- Abrufmengen in AT für AT sinken seit Go-Live
- Exportsaldo dreht sich ab Mai 2023 → Anbieter scheinen sich eher in AT optimieren zu wollen dafür verstärkte Importsituation in Kauf zu nehmen.

Kostenentwicklung

- Stark schwankende SRE-Kosten sind auf Marginal Pricing und (anfangs auf) allgemeine Preissituation zurückzuführen

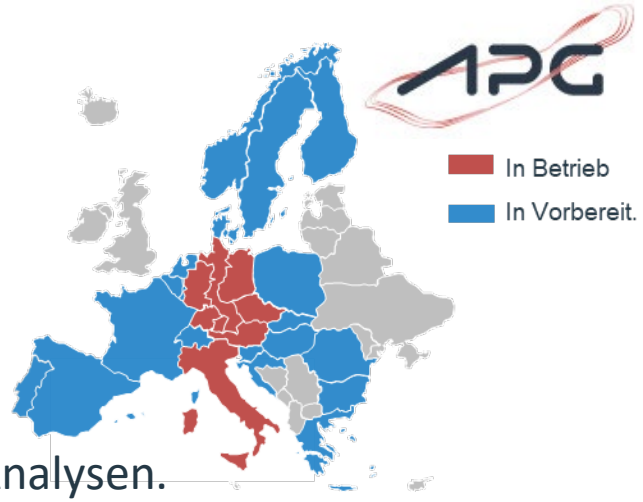
- Clearingpreise in Kooperation (max/min):
  - aFRR+: +15.000 / -67 €/MWh
  - aFRR-: -15.000 / +2.000 €/MWh



© Austrian Power Grid

Marginal Pricing in PICASSO

Volatile SRE-Preise sind zum Großteil auf MP zurückzuführen

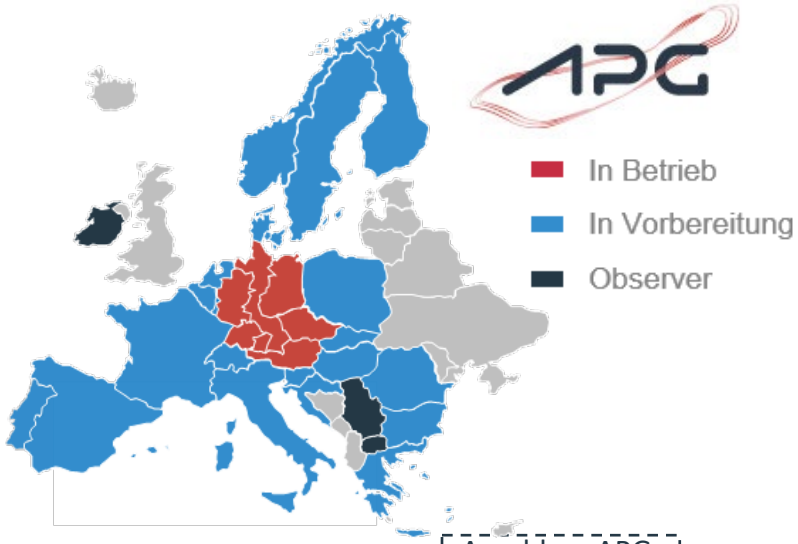


Markttheorie sieht bei MP ausschließlich Gebote zu Grenzkosten vor.

- Grenzkosten aktuell aber nicht immer intuitiv nachvollziehbar. - Bedarf weiterer Analysen.
- Markt evtl. noch nicht groß genug?
  - Beitritt TERNA im Juli 2023 nur von geringer Bedeutung, da Grenzkapazitäten nach IT gering sind
  - Beitritt von großen Märkten mit viel Grenzkapazität zur Kooperation (z.B. Frankreich) frühestens Juli 2024
- Austausch nicht vollumfassend möglich → **Grenzkapazitäten sind häufig limitierend**
  - AT fällt auf lokale MOL zurück und muss häufig teure Gebote preissetzend aktivieren.
  - Besserung durch Zuweisung von Grenzkapazitäten für Balancing möglich (Projekte hierzu in Arbeit).

© Austrian Power Grid

MARI (mFRR Plattform)



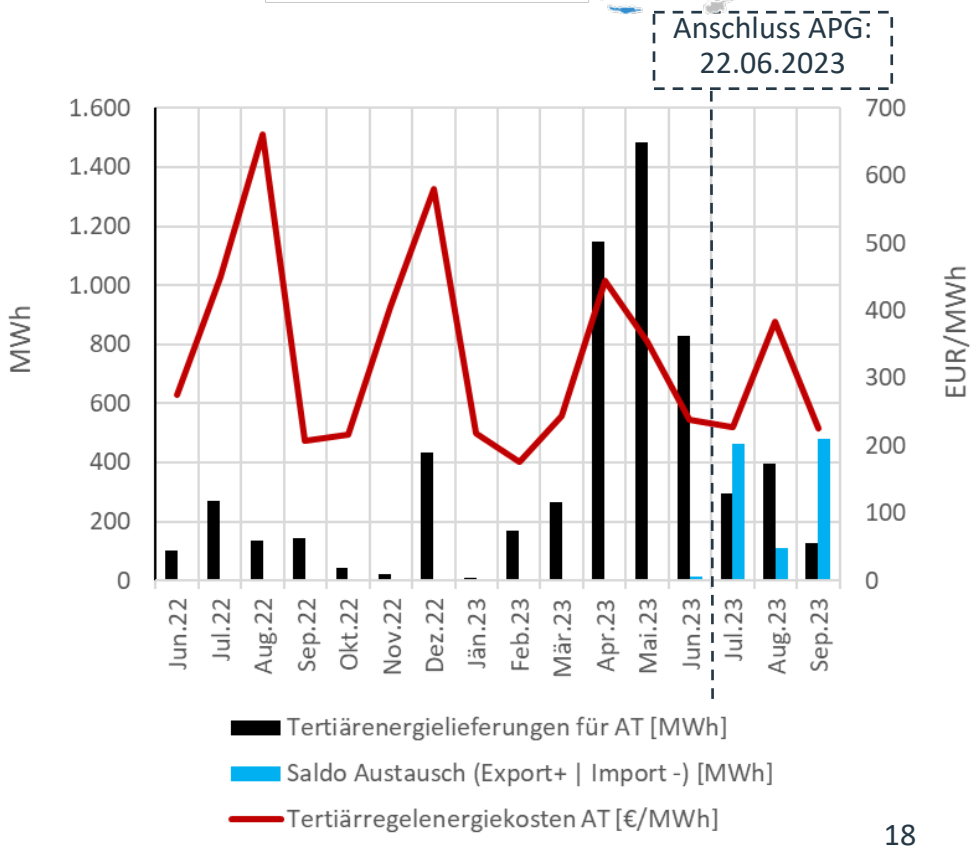
In Kooperation: AT, DE, CZ seit 22. Juni 2023

- 22 TSOs verbleibend (verspätet); keine weiteren Beitritte vor Mitte 2024 (gesetzl. Deadline) erwartet

Entwicklungen seit Go-Live

- Technischer Betrieb ist stabil mit wenigen kurzfristigen Disconnections
- AT exportiert sehr stark (Exportsaldo: 129% des mFRR-Bedarfs)
- AT importiert rund 14% des mFRR-Bedarfs

- Kostenentwicklung noch relativ schwer einschätzbar, aber Preise sind im Vgl. zu aFRR deutlich moderater
- Clearingpreise in Kooperation (max/min):
  - mFRR+: +3.000 / +174 €/MWh
  - mFRR-: -790 / +25 €/MWh

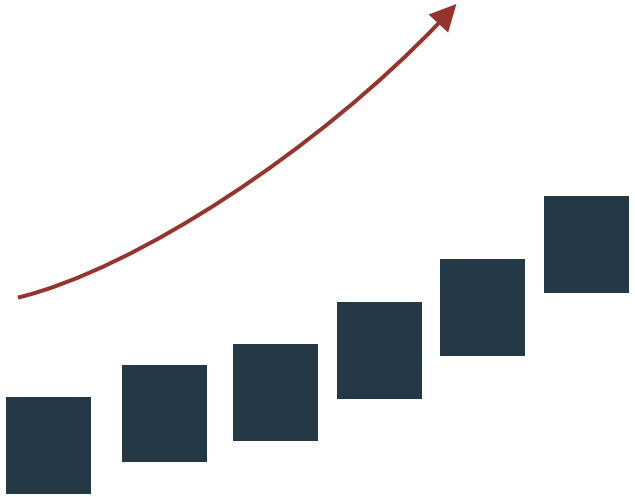


[MARI…Manually Activated Reserves Initiative ; EBGL…Guideline on Electricity Balancing; TRE…Tertiärregelenergie]

© Austrian Power Grid

Potential von MARI

Mengenmäßig spielt mFRR eine untergeordnete Rolle, hat aber relativ großes Exportpotential



Exporte:

- AT exportiert bereits mehr als den Eigenbedarf
- Weitere Exportsteigerung durch große Nachfrage aus Tschechien zu erwarten
- Anbieter können durch Exporte mehr Erlöse erzielen

  → Anreiz für Anbieter in den Markt einzusteigen

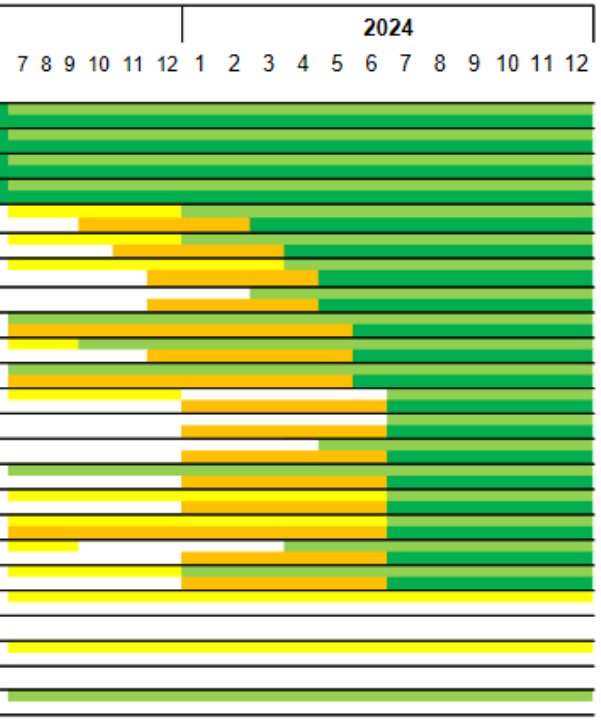
© Austrian Power Grid

PICASSO & MARI Accession Roadmaps

Weitere Beitritte erst frühestens in Q2/2024 erwartet

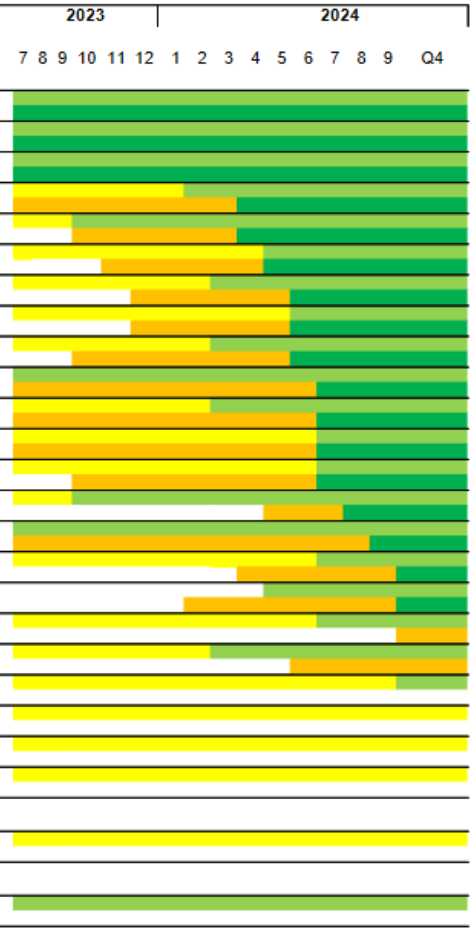
PICASSO (Status: 25/10/2023, LINK)

Country	Derogation deadline	TSO
EU:		
Czech republic		CEPS
Austria		APG
Germany		50Hz,AMP,TNG,TTG
Italy	24.07.2023	Terna
Romania	01.03.2024	Transelectrica
Bulgaria	30.06.2024	ESO
Denmark[1]	24.07.2024	Energinet
Finland[1]	24.07.2024	Fingrid
France[2]	24.07.2024	RTE
Slovakia	24.07.2024	SEPS
Belgium[3]	24.07.2024	Elia
Greece	24.07.2024	ADMIE
Slovenia	24.07.2024	ELES
Portugal		REN
Croatia	24.07.2024	HOPS
Hungary	24.07.2024	MAVIR
Netherlands[4]	24.07.2024	Tennet BV
Poland	24.07.2024	PSE
Spain	24.07.2024	REE
Sweden[5]	24.07.2024	SVK
EEA:		
Norway[5]	24.07.2024	Statnett
Non-EU:		
Switzerland[6]		Swissgrid



MARI (Status: 20/10/2023, LINK)

Country	Derogation deadline[1]	TSO
Germany		50Hz/Amprion/ TenneT Gmbh/ TransnetBW
Czech republic		CEPS
Austria		APG
Belgium	24.07.2024	Elia[4]
Portugal	24.07.2024	REN
Spain	24.07.2024	RE[10]
Latvia	24.07.2024	AST[3]
Estonia	24.07.2024	ELERING[3]
Lithuania	24.07.2024	LITGRID[3]
Croatia	24.07.2024	HOPS[7]
Hungary	24.07.2024	MAVIR[8]
Netherlands		TenneT BV[13]
Italy	24.07.2024	Terna[14]
Slovakia	24.07.2024	SEPS[12]
Slovenia		ELES
Bulgaria	30.06.2024	ESO[6]
Romania	01.03.2024	Transelectrica
Poland	24.07.2024	PSE[9]
France	24.07.2024	RTE[11]
Greece	24.07.2024	IPTO[2]
Denmark	24.07.2024	Energinet[5]
Finland	24.07.2024	Fingrid[5]
Sweden	24.07.2024	SVK[5]
EEA		
Norway	24.07.2024	Statnett[5]
Non-EU Member State		
Switzerland		Swissgrid[15]



© Austrian Power Grid

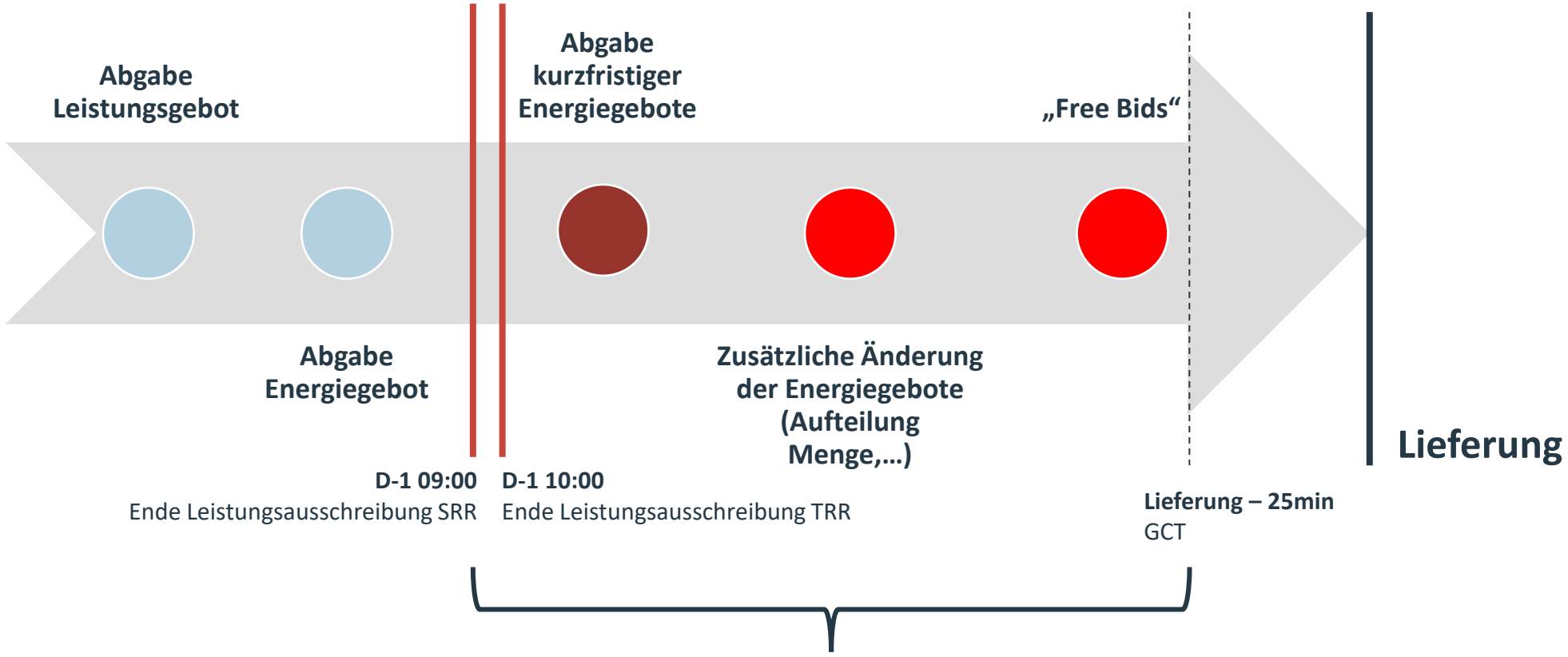
Regelarbeitsmarkt

Entwicklung kurzfristiger Gebote

© Austrian Power Grid

Handlungsmöglichkeiten am Regelarbeitsmarkt

Kurzfristige Gebotsänderung und Free Bids



© Austrian Power Grid

Zeichnen sich durch die veränderten Marktbedingungen Auswirkungen am Regelarbeitsmarkt ab?

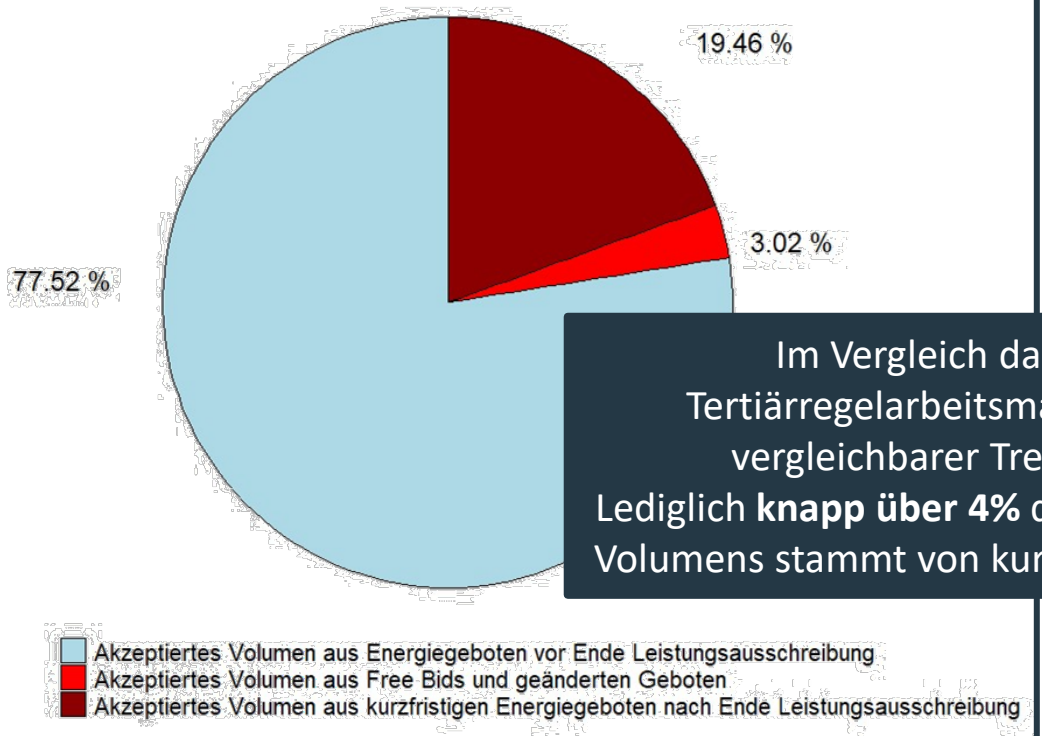
© Austrian Power Grid

Zusammensetzung der zugeschlagenen Energiegebote

Betrachtungszeitraum Juli - September 2023

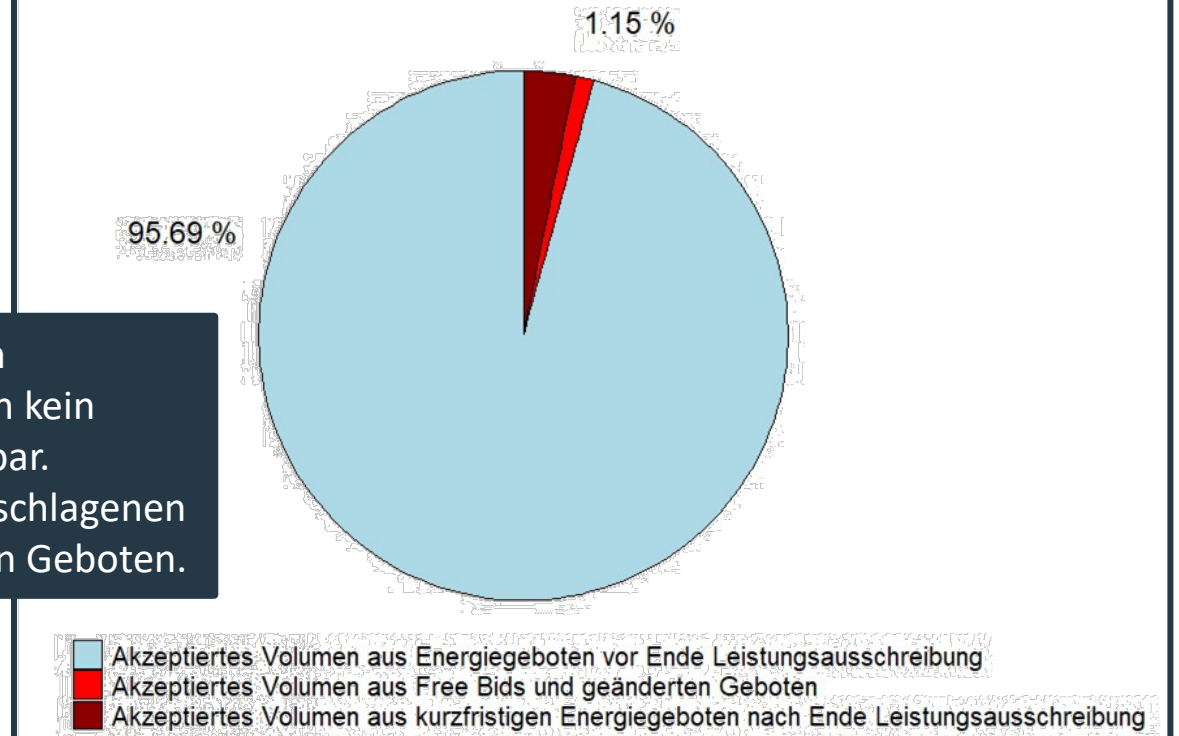
Zusammensetzung des gesamten akzeptierten Volumens am **Sekundärregelarbeitsmarkt**

Gemeinsam mit den Free Bids beträgt das Volumen aus kurzfristigen Geboten über den Zeitraum Juli – September **bereits über 22%.**



Zusammensetzung des gesamten akzeptierten Volumens am **Tertiärregelarbeitsmarkt**

Im Vergleich dazu ist am Tertiärregelarbeitsmarkt noch kein vergleichbarer Trend spürbar. Lediglich **knapp über 4%** des zugeschlagenen Volumens stammt von kurzfristigen Geboten.

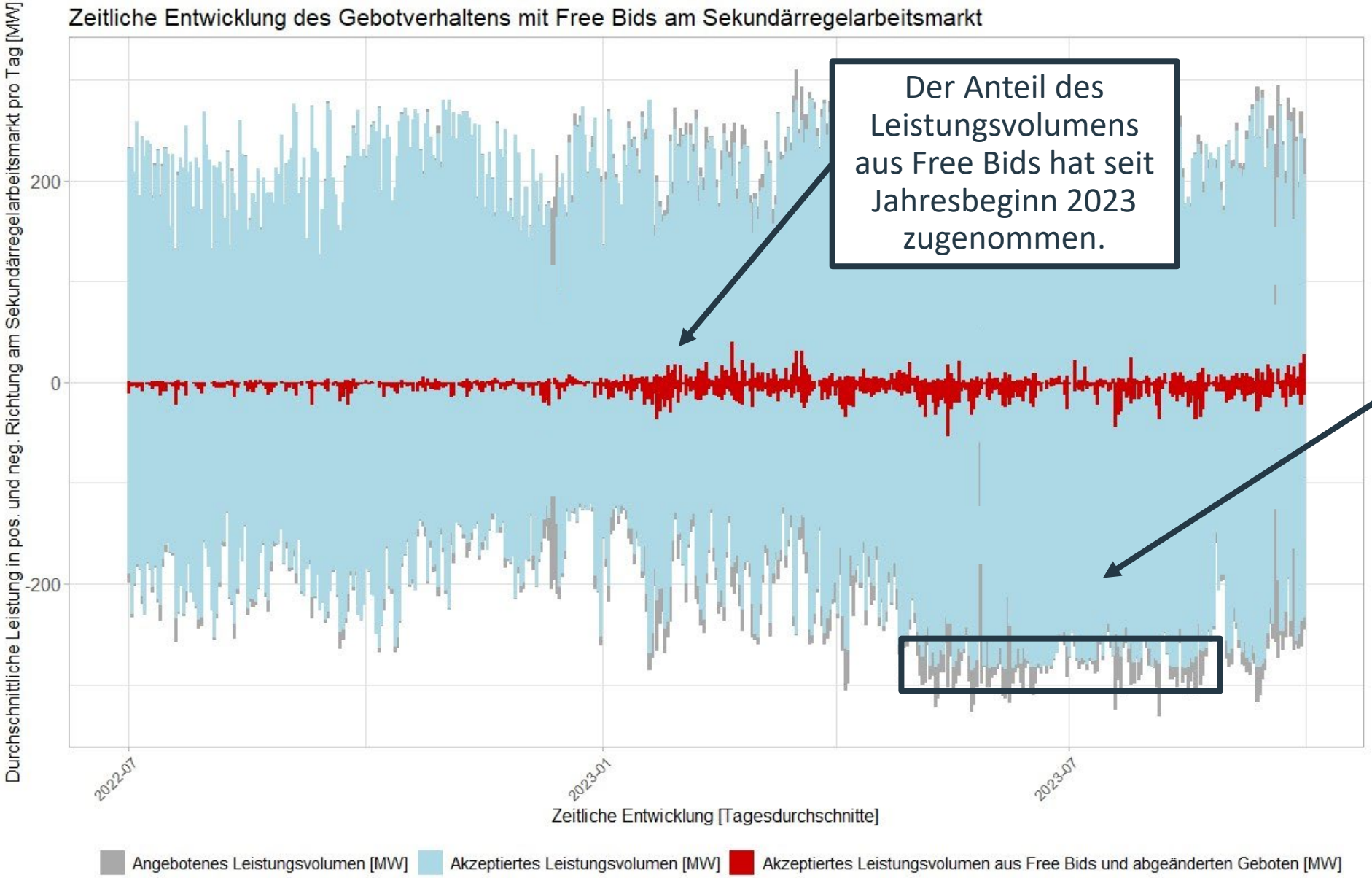


© Austrian Power Grid

Folgend eine Betrachtung des Sekundärregelarbeitsmarktes, wo kurzfristiges Volumen bereits marktrelevant ist.

© Austrian Power Grid

Zeitliche Entwicklung der Free Bids in der SRR



Der Anteil des Leistungsvolumens aus Free Bids hat seit Jahresbeginn 2023 zugenommen.

Der vermehrte Wettbewerb durch Free Bids zeigt sich auch dadurch, dass **durch das zusätzlich eingebrachte Volumen andere Gebote verdrängt** werden.

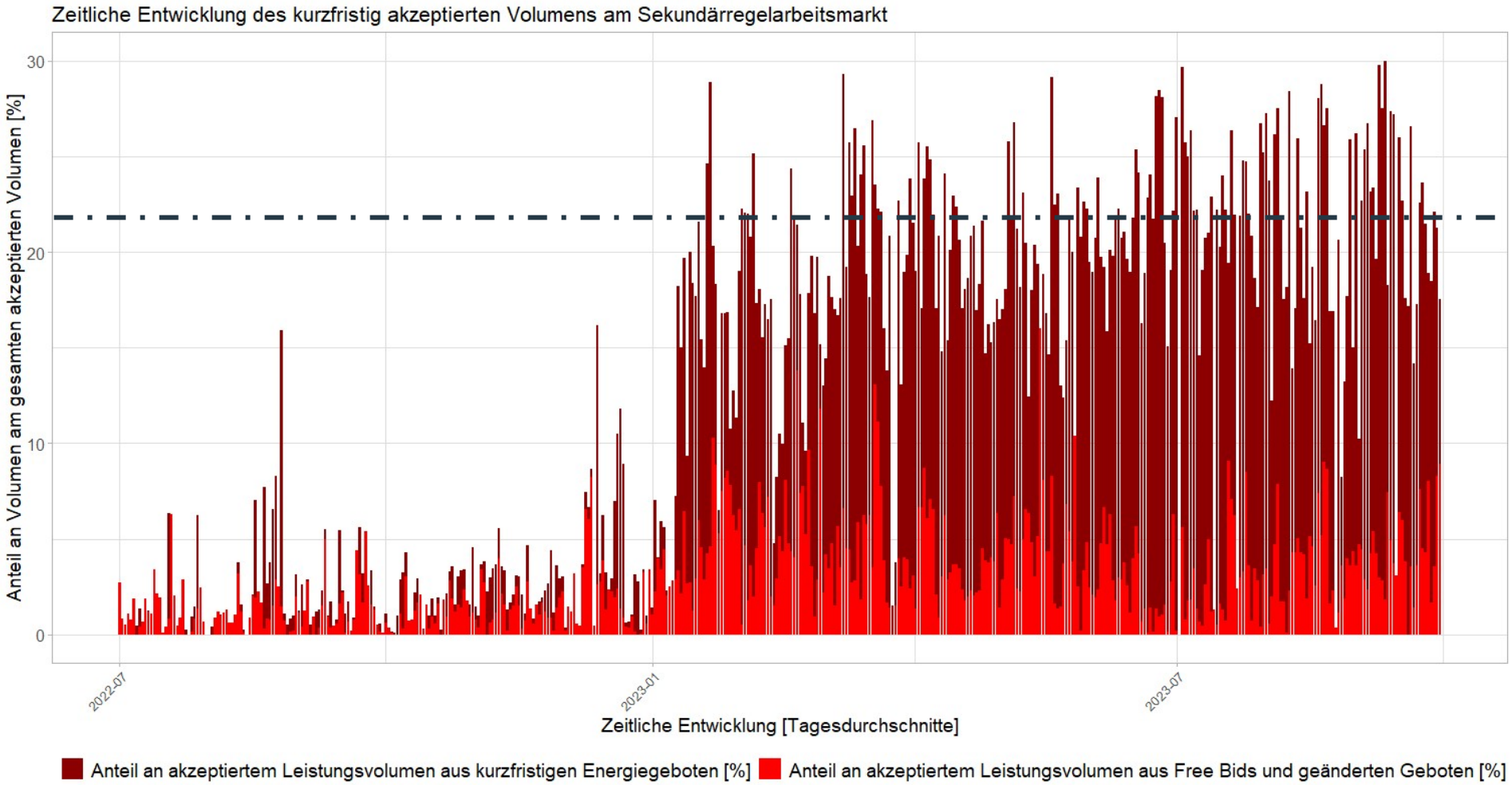
Das gesamte gebotene Volumen **rein aus Freebids** beträgt dabei 5,3% im Schnitt über Juli – September 2023.

© Austrian Power Grid

Anteilsmäßige zeitliche Entwicklung Sekundärregelung

Anteil akzeptiertes Volumen aus kurzfristige Energiegeboten

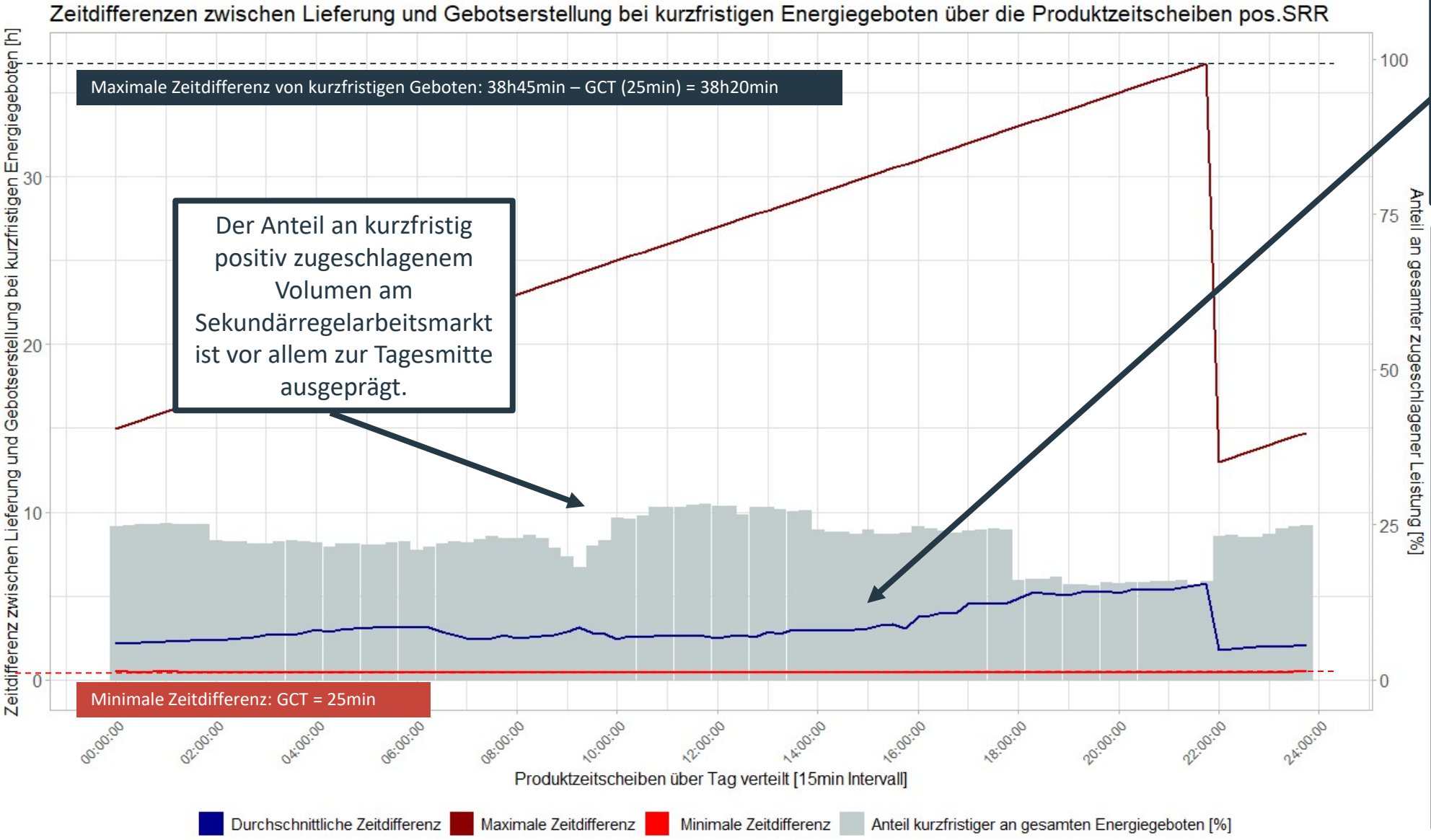
Der Anteil an akzeptiertem Volumen aus kurzfristigen Geboten inklusive Free Bids ist im Schnitt im **Zeitraum Juli-September 2023** auf **über 22%** gestiegen und hat sich nach dem Anstieg zu Jahresbeginn hier eingependelt.



© Austrian Power Grid

Zeitdifferenz zwischen Gebotserstellung und Lieferung

Positive SRR: Zeitraum Juli – September 2023



Der Anteil an kurzfristig positiv zugeschlagenem Volumen am Sekundärregelarbeitsmarkt ist vor allem zur Tagesmitte ausgeprägt.

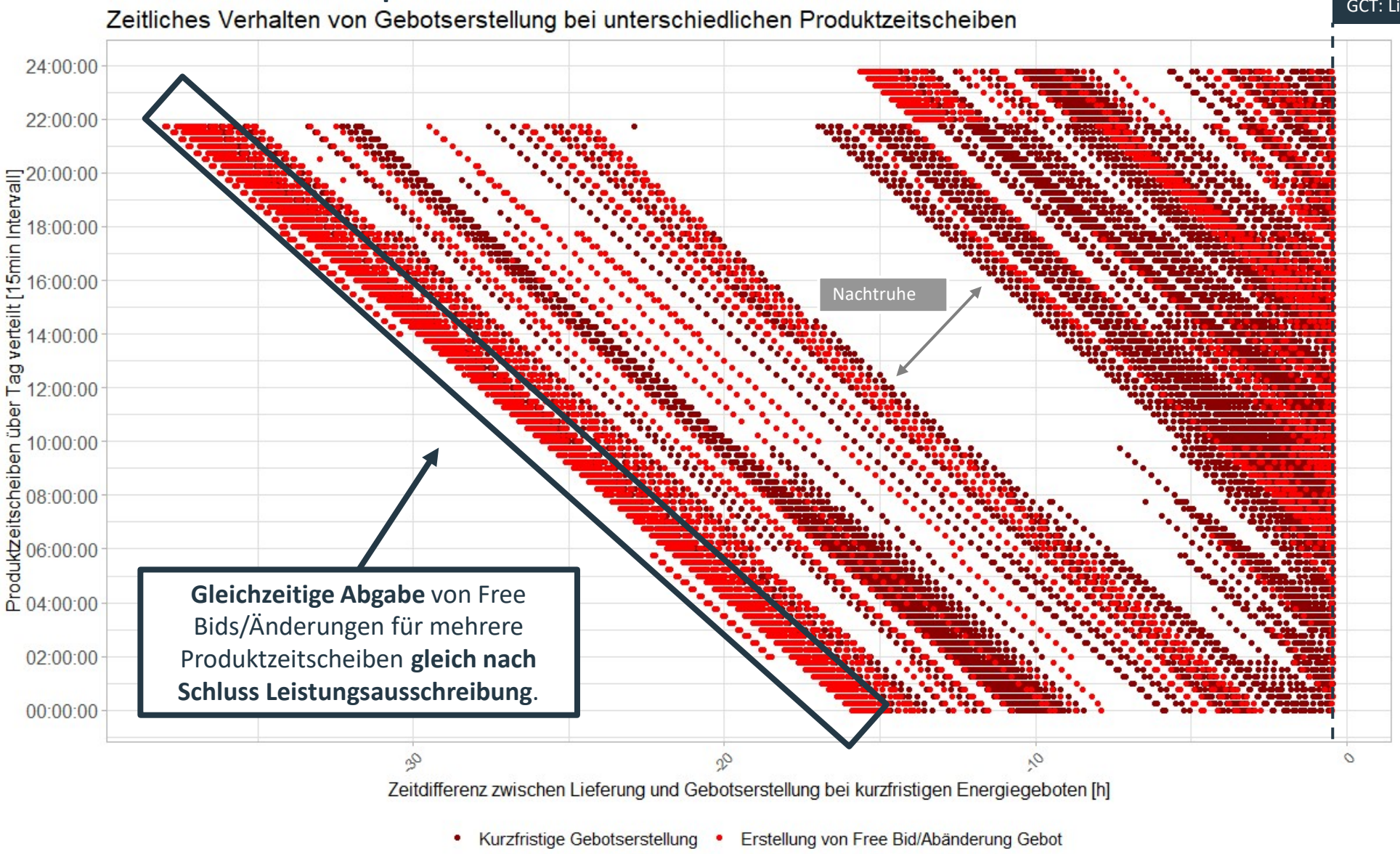
Betrachtet man die **durchschnittliche Zeitdifferenz**, liegt diese näher an der minimalen Zeitdifferenz **bis zu 2h vor Lieferung**.

Die Steigerung der Zeitdifferenzen zu den späteren Produktzeitscheiben deutet daraufhin, dass diese gemeinsam mit den früheren Produktzeitscheiben geändert/erstellt werden. Dies scheint frühnachmittags am Vortag bzw. für spätere Abendprodukte am Liefertag zu passieren, wodurch die Zeitabstände zu den Produktzeitscheiben wieder geringer werden.

© Austrian Power Grid

Zeitliches Verhalten kurzfristige Gebotserstellung SRR (pos & neg)

Zeitraum Juli – September 2023



Gleichzeitige Abgabe von Free Bids/Änderungen für mehrere Produktzeitscheiben **gleich nach Schluss Leistungsausschreibung**.

Der große „leere“ Zeitraum deutet auf **Inaktivität in der Nacht** hin. Jene Prozesse, wo alle Gebote auf einmal geändert/erstellt werden, werden untertags gemacht.

Free Bids und Abänderungen werden **knapp nach Ende Leistungsausschreibung** getätigt, oder wieder **kurz vor Lieferung.**

© Austrian Power Grid

Nutzung von kurzfristigen Möglichkeiten am Markt zahlt sich in Zeiten von ***erhöhter Volatilität und starken Preisschwankungen*** *aus.*

Ein ***reaktives Agieren am Markt*** *ist nicht nur ökonomisch attraktiv, sondern trägt dazu bei, den* ***IST-Zustand bestmöglich abzubilden****.*

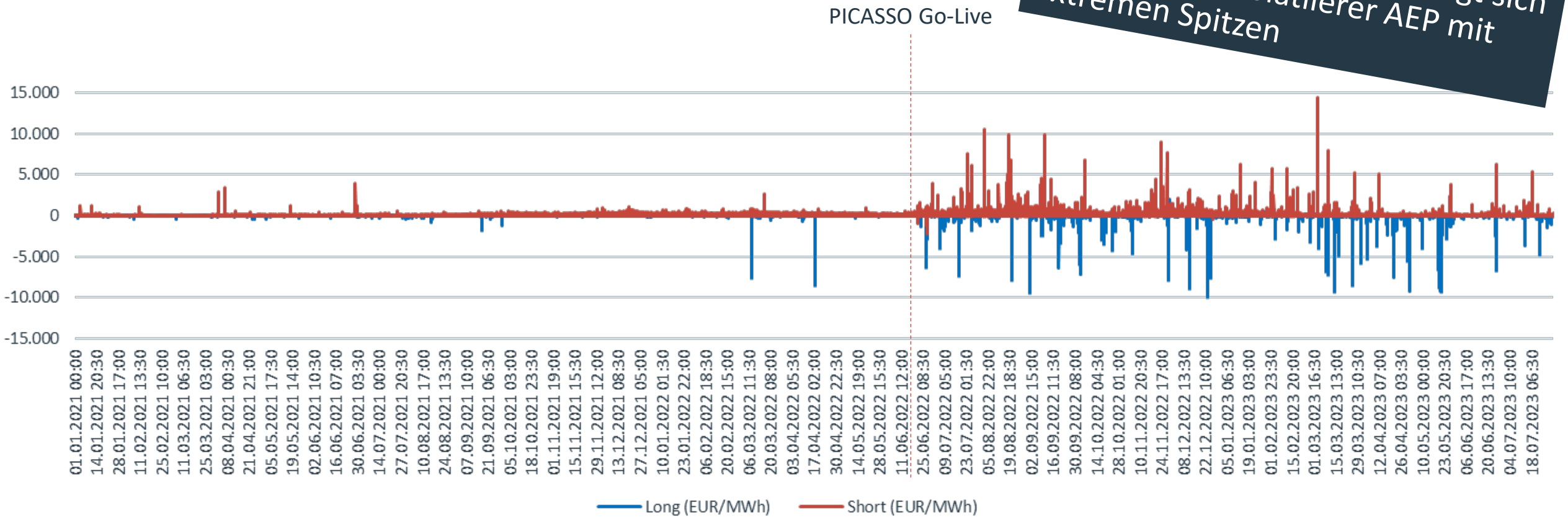
© Austrian Power Grid

Ausgleichsenergie

© Austrian Power Grid

Entwicklung AEP (Jan 2022 – Jul 2023)

Nach Einführung PICASSO zeigt sich ein erheblich volatilerer AEP mit extremen Spitzen



© Austrian Power Grid

Recap – Wie funktioniert das AEP-Modell in AT?

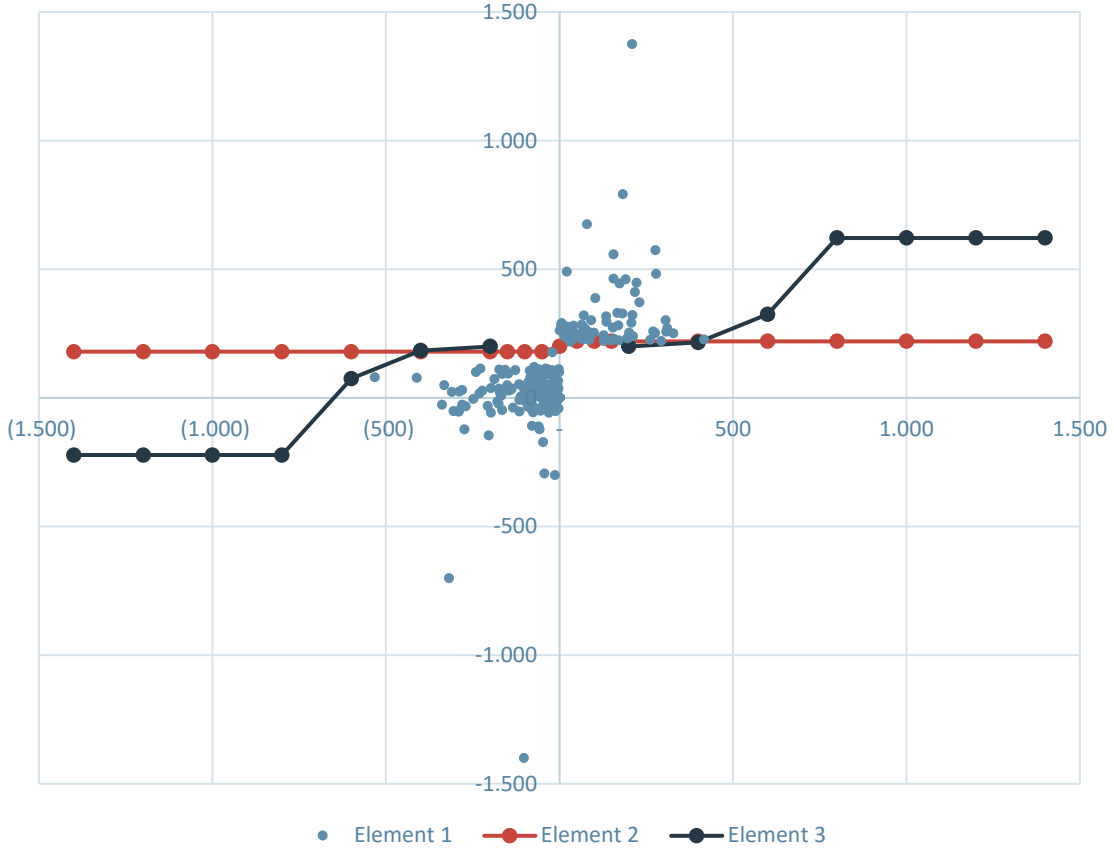
© Austrian Power Grid

Komponenten des Ausgleichsenergiepreises

- Komponente 1: Regelenergiepreis
  - Mindestpreis für AEP (Vorgabe aus EBGL)
  - Abhängig von DRZ: Viertelstündlicher Durchschnittspreis über SRE und TRE Abrufe
  - Erfolgt in beide Richtungen keine Aktivierung: Wert der vermiedenen Aktivierung
  - Seit PICASSO marginal-pricing europäisch verpflichtend

- Komponente 2: Börsenpreiskopplung
  - Schafft Vorteilhaftigkeit eines Geschäfts am Intradaymarkt
  - Anreiz für Ausgleich der BG an Börse
  - Einführung nach Diskussionen in Expertenrunde

- Komponente 3: Knappheitselement
  - Ergänzende Anreizsetzung in kritischen Systemsituationen
  - Anreiz zu Ausgleich der RZ
  - Element wurde aufgrund historischer Daten eingeführt → Zusammenhang zwischen AEP-Niveau und DRZ
  - Kappung wurde auf Wunsch der Marktteilnehmer realisiert

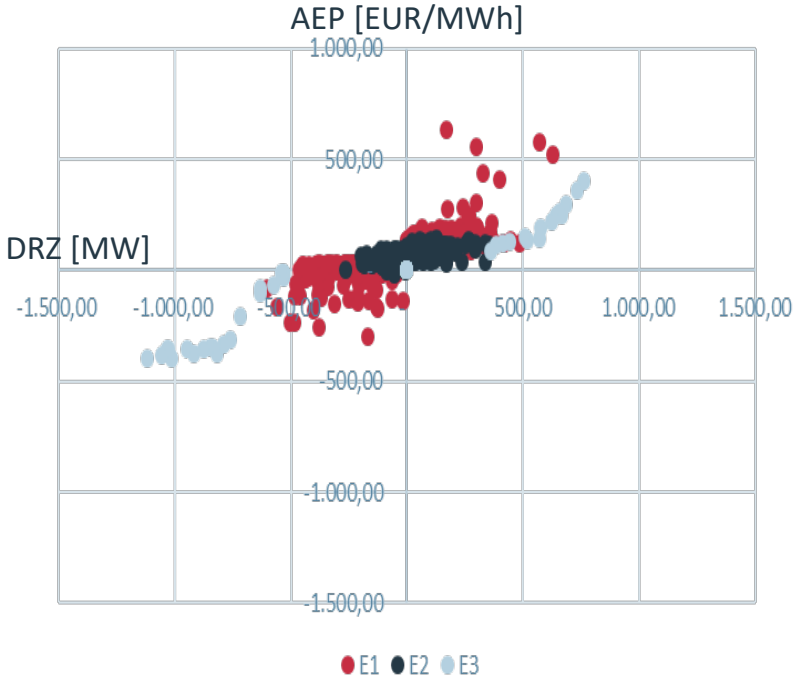


© Austrian Power Grid

Verteilung der Komponenten nach Einführun

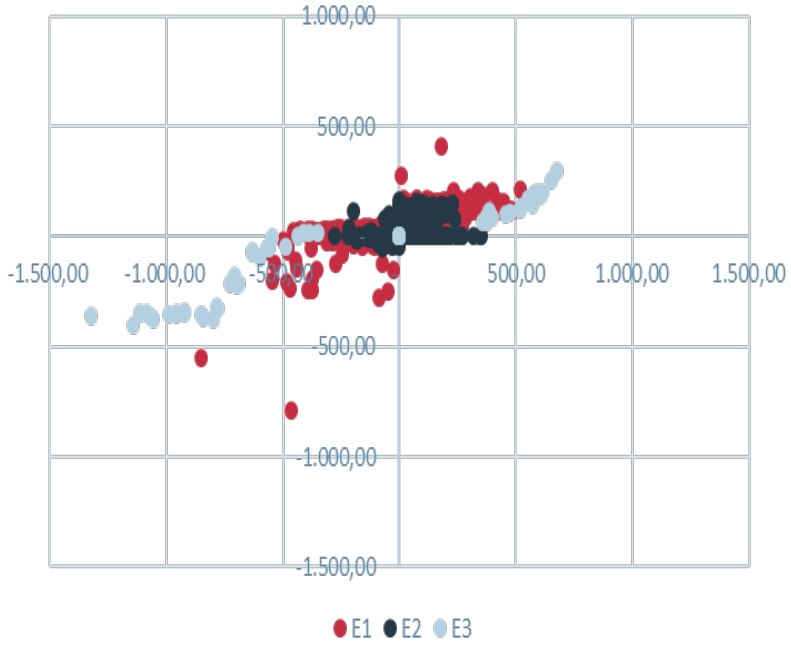
Nach Einführung des neuen AE-Modells bildete sich die gewünschte Form der AEP-Kurve. Außerdem wurde eine deutliche Besserung der DRZ sichtbar

Juli 2021

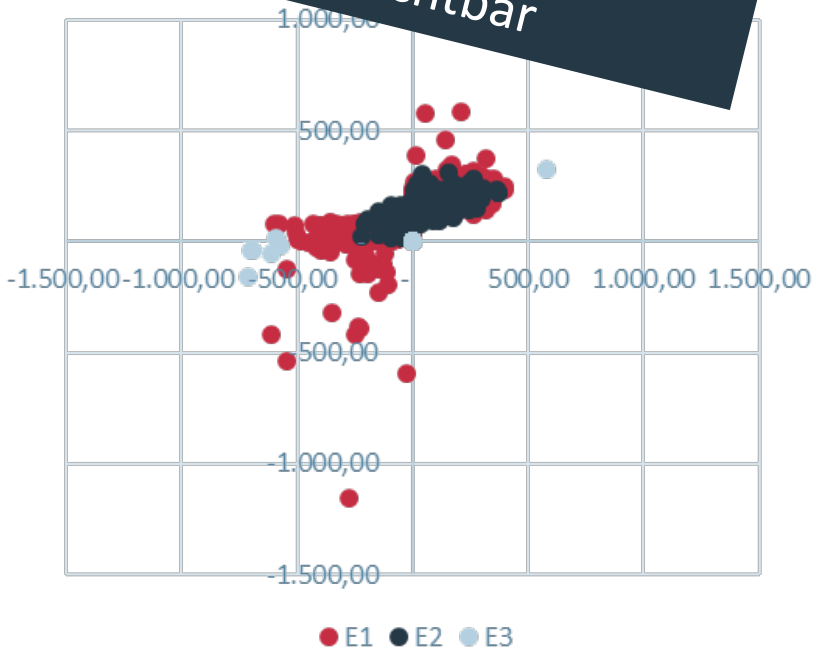


Element 1	92,0 %
Element 2	6,8 %
Element 3	1,2 %

August 2021



Element 1	89,9 %
Element 2	8,3 %
Element 3	1,7 %



Element 1	88,7 %
Element 2	11,1 %
Element 3	0,2 %

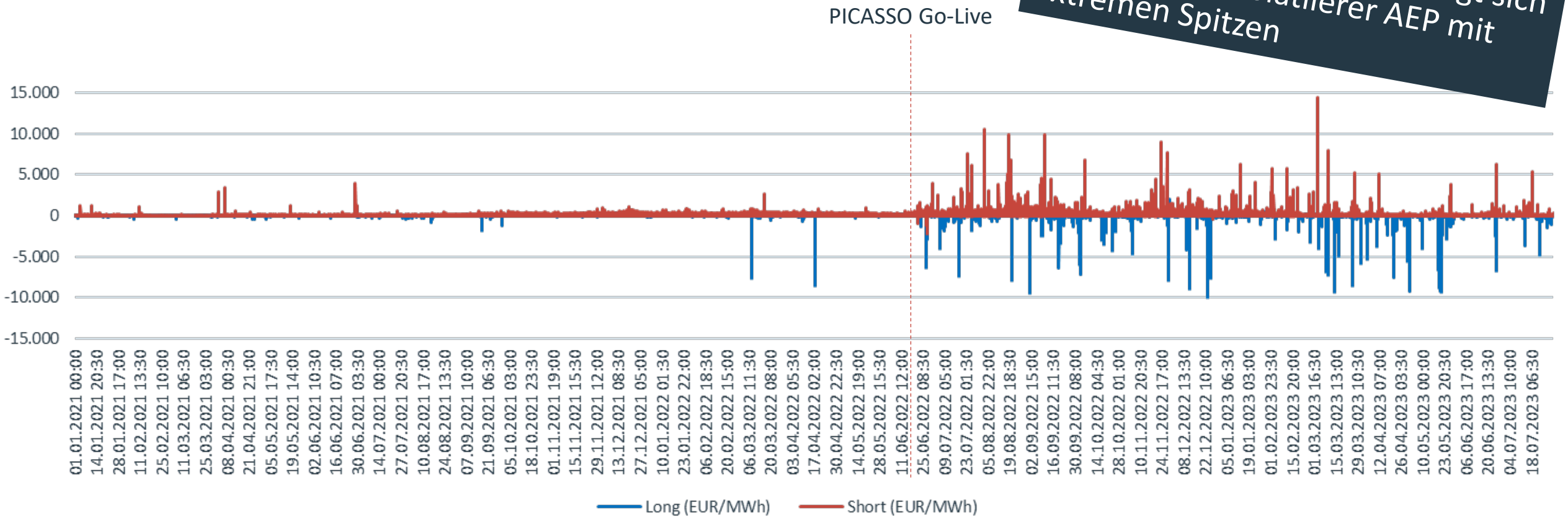
© Austrian Power Grid

Entwicklung seit PICASSO

© Austrian Power Grid

Entwicklung AEP (Jan 2022 – Jul 2023)

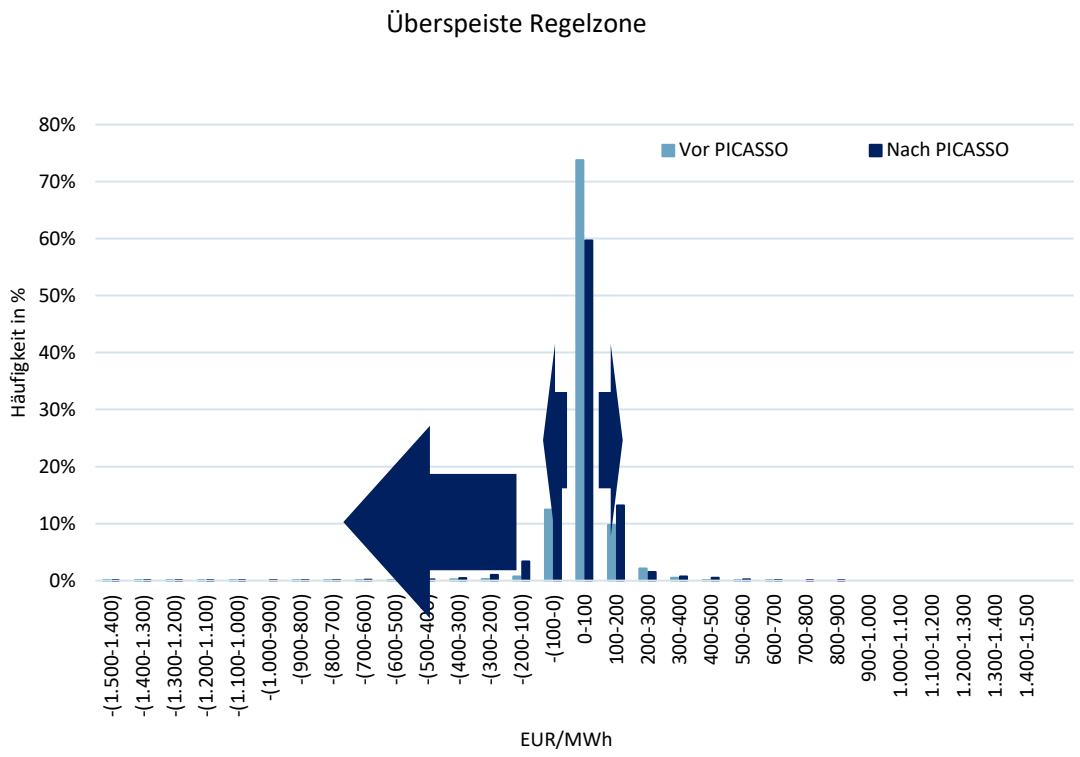
Nach Einführung PICASSO zeigt sich ein erheblich volatilerer AEP mit extremen Spitzen

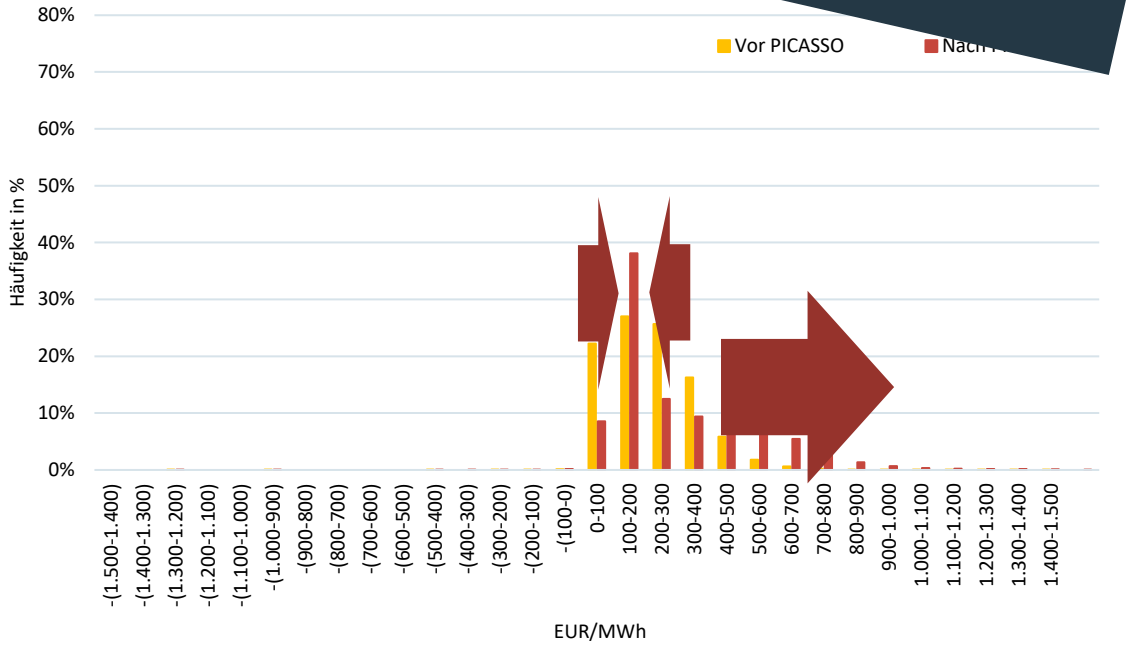


© Austrian Power Grid

Verteilung AEP vor und nach PICASSO (Jan 2

Die Verteilungskurve des AEP ist seit PICASSO weniger spitz und es kommt vereinzelt zu mehr Ausreißern.

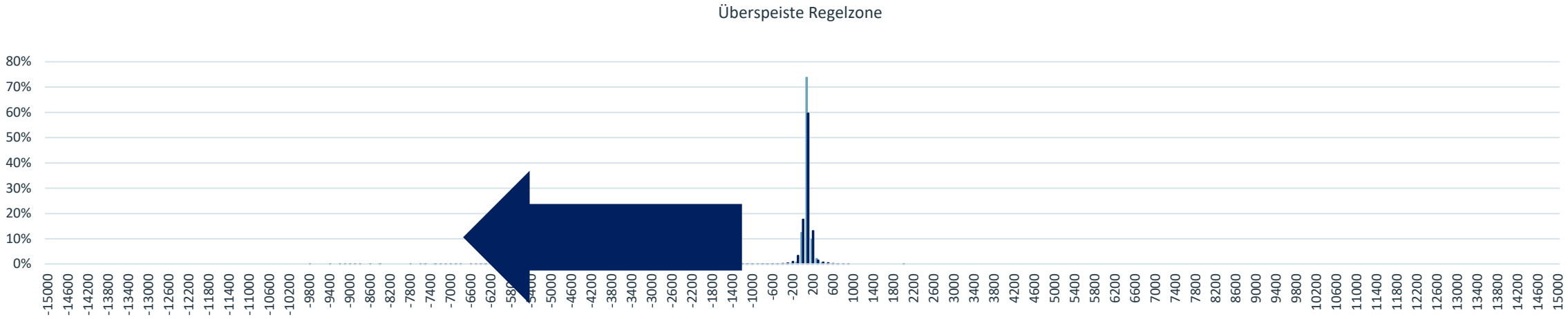




Nach PICASSO	Long / Überspeist	Short / Unterspeist
AEP > |500| EUR/MWh	1,73%	21,21%
AEP > |1.000| EUR/MWh	1,02%	1,82%
AEP > |1.500| EUR/MWh	0,81%	0,90%

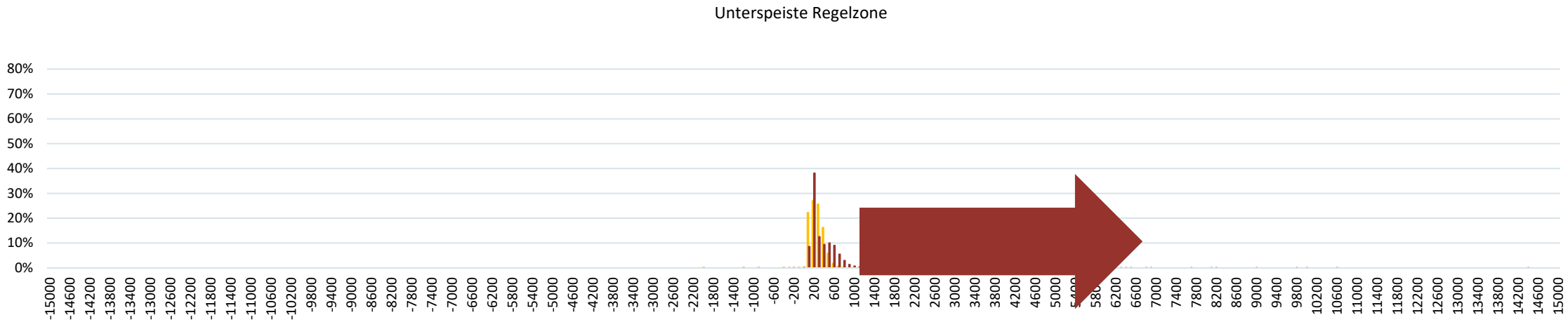
© Austrian Power Grid

Verteilung AEP vor und nach PICASSO (Jan 2021 – Jul 2023)



Vor PICASSO

Nach PICASSO



Vor PICASSO

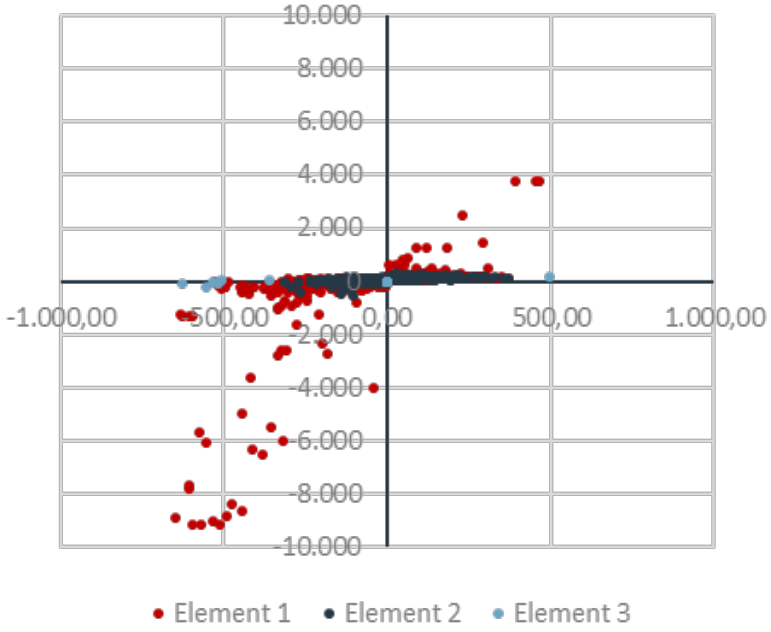
Nach PICASSO

© Austrian Power Grid

Aktuelle Verteilung der Komponenten

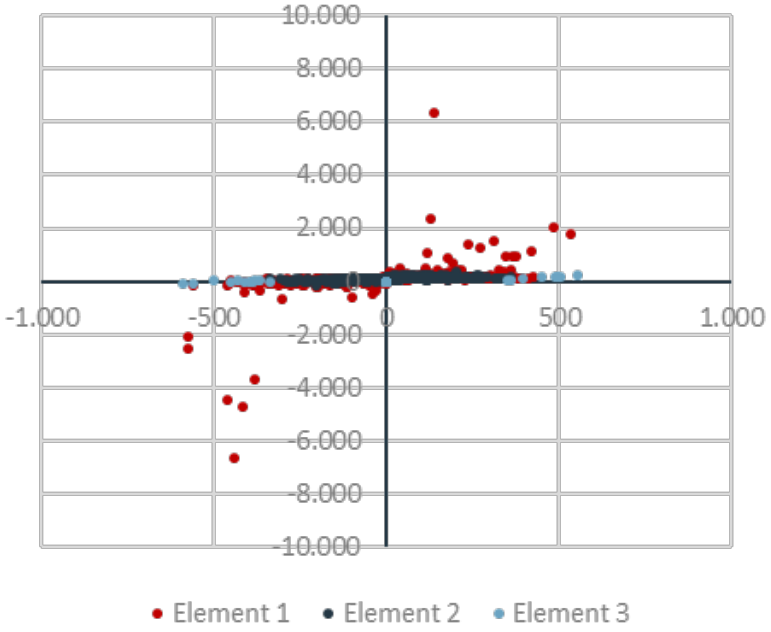
Hauptverursacher der AEP-Ausreißer sind die teilweise extrem hohen Regelenergiepreise. Börsenpreiskopplung und Knappheitsfunktion haben kaum Auswirkungen in den Preisspitzen.

Mai 2023

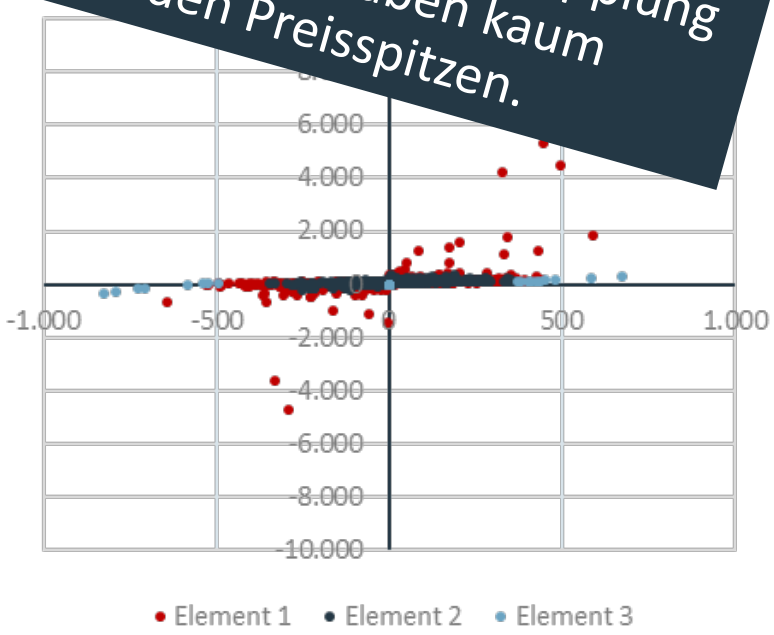


Element 1	73,39 %
Element 2	26,11 %
Element 3	0,24 %

Juni 2023



Element 1	71,01 %
Element 2	27,99 %
Element 3	0,69 %



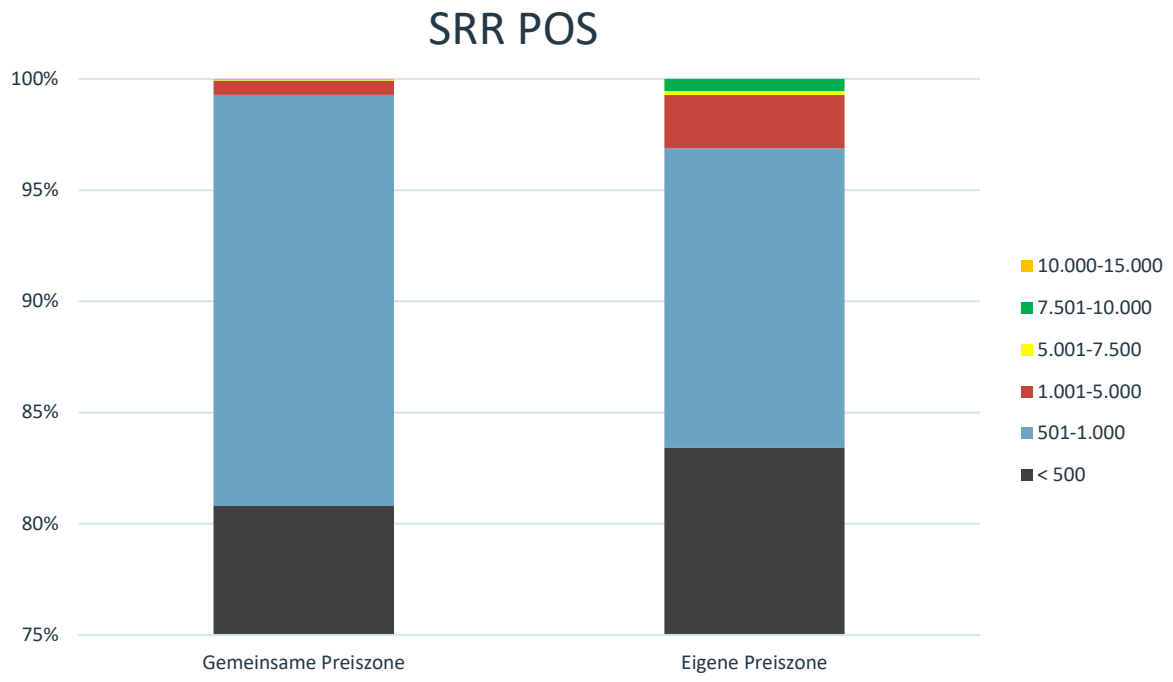
Element 1	66,97 %
Element 2	32,36 %
Element 3	0,6 %

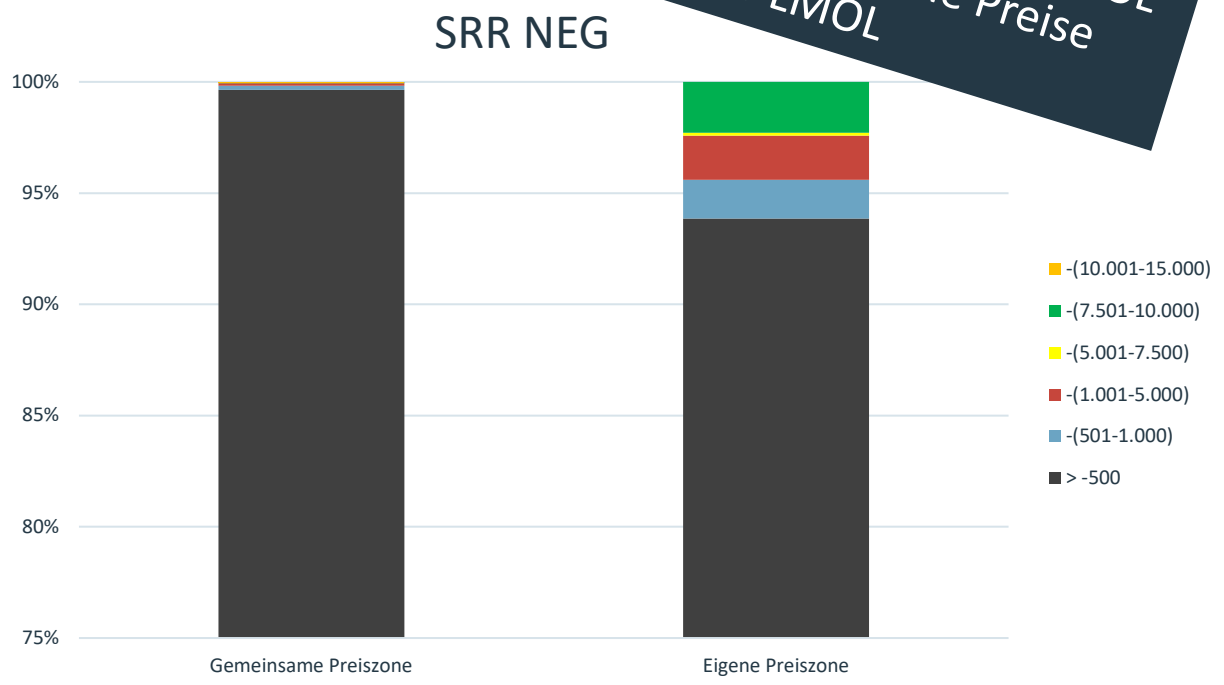
© Austrian Power Grid

Preissetzung Gemeinsame vs. eigene Preiszone

CBMP von 22. Juni 2022 – 30. September 2023

Die hohen Regelenergiepreise kommen hauptsächlich durch die Auslastung der lokalen MOL zustande → sehr hohe Preise am Ende der LMOL





- Seit PICASSO (SRE) und MARI (TRE) wird mit **Marginal Pricing** vergütet → tw. deutlich extremere Regelenergiepreise
- **APG und ECA** waren von Beginn an **äußerst kritisch** ggü. Marginal Pricing → Kritik findet kein Gehör bei ACER

Gemeinsame Preiszone: AT kann vollständig auf die notwendigen Gebote in der Kooperation zugreifen → das höchste Gebot der Common MOL bestimmt den Preis
Eigene Preiszone: AT kann nicht die gewünschte Menge über die Kooperation beschaffen, sondern muss sie lokal beschaffen → höchstes Gebot der Local MOL bestimmt den Preis

© Austrian Power Grid

Verhinderung extremer Preise – ENTSOE Task Force

Kurz- und langfristige Maßnahmen sollen die Regelenergiepreise senken

Kurzfristmaßnahmen bereits in Konsultation (Einreichung Jän 2024; Frist ACER Entscheidung: 6 Monate):

- Price Caps: 15.000 EUR/MWh permanent; 10.000 EUR/MWh temporär
- „Voluntary price elastic exceeding demands“ → Preisabhängige Einschränkung von über Dimensionierung hinausgehenden Abrufmengen
- „CBMP considering LFC output“ → CBMP basiert auf tatsächlichen Aktivierungsmengen

Sonst. Maßnahmen in Prüfung bei TSO(s) (teilw. mit Regulatoren u. ACER):

- Zulässigkeit extremer Gebote hinsichtl. REMIT
- Vorübergehende Kooperationstrennung bis ausreichend Anschlussbereitschaft und damit Liquidität
- Begleitmaßnahmen: Internationale Sunshine-Rule; Veröffentlichung von Price-Reports
- Langfristig: Sicherung von Grenzkapazitäten für Balancing bzw. Berücksichtigung von Balancingpreisen in Kapazitätsvergabeoptimierung

© Austrian Power Grid

Verhinderung hoher Preise – APG interne Projekte

Technische Anpassungen und bereits laufende Projekte sollen RR-Preise senken

Evaluierung von technischen Möglichkeiten im Regelreserveprozess

- Evtl. Verstärkter Einsatz von mFRR oder weitere optimierende Maßnahmen

Vermehrte grenzüberschreitende Beschaffung von Regelreserven

→ Projekt ALPACA

Verstärkte Anbindung von dezentraler / industrieller Flexibilität an die Regelenergiemärkte

→ Projekt Stromausgleich Österreich

© Austrian Power Grid

ALPACA

Erweiterung der aFRR Leistungskooperation AT-DE

© Austrian Power Grid

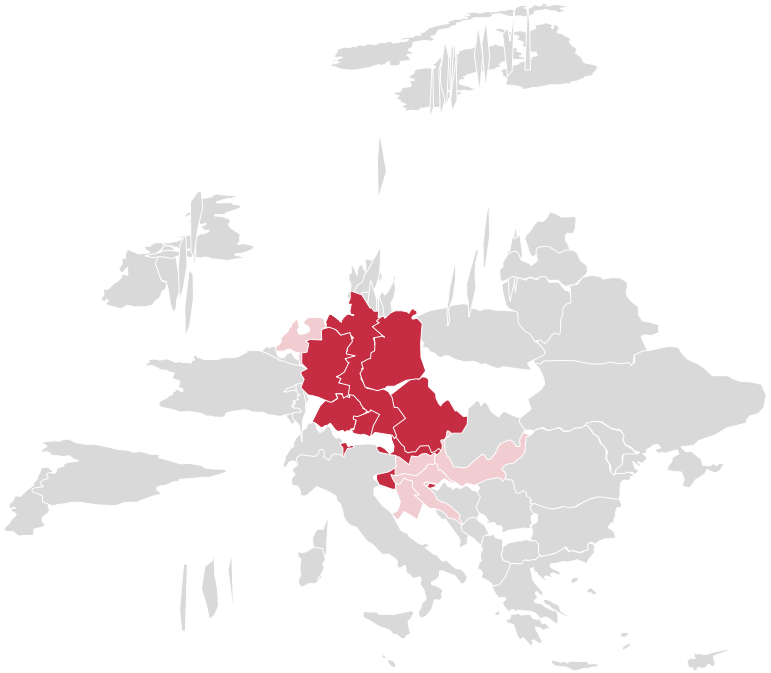
ALPACA - Übersicht

ALPACA als Acronym

Allocation of Cross-zonal Capacity and Procurement of aFRR Cooperation Agreement

Hintergrund

- Gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung zw. AT und DE seit Februar 2020
  - Reduktion der SRR-Kosten (Leistung und Energie) um ca. 10% p.a.
- APG, DE-TSOs und CEPS haben 2022 ALPACA formal etabliert, um Möglichkeiten auszuarbeiten, die AT-DE Kooperation zu erweitern
  - Beobachterstatus: ELES, HOPS, MAVIR, und TenneT NL



© Austrian Power Grid

ALPACA - 2 Säulen einer Regelleistungskooperation

Gemeinsame Beschaffung von aFRR

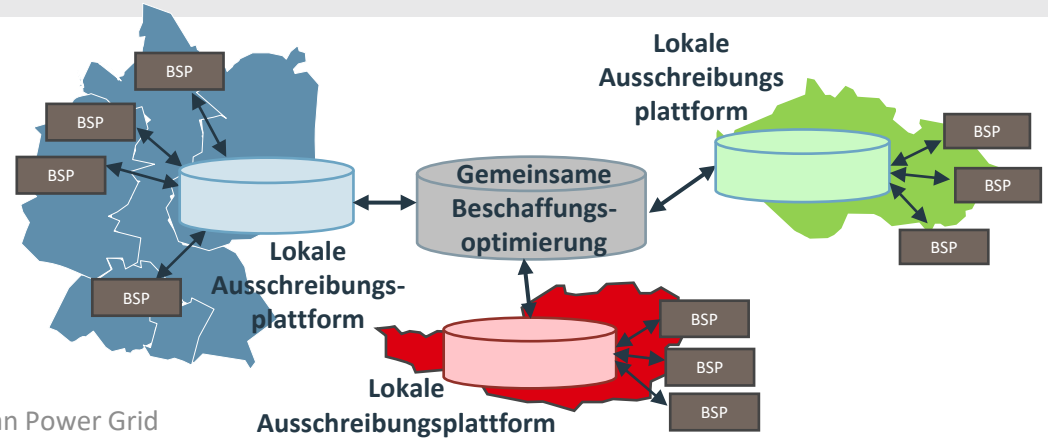
Ziel
- Minimierung der SRR-Beschaffungskosten in den Regelblöcken
- Vergrößerung des Marktzugangs für Regelreserveanbieter

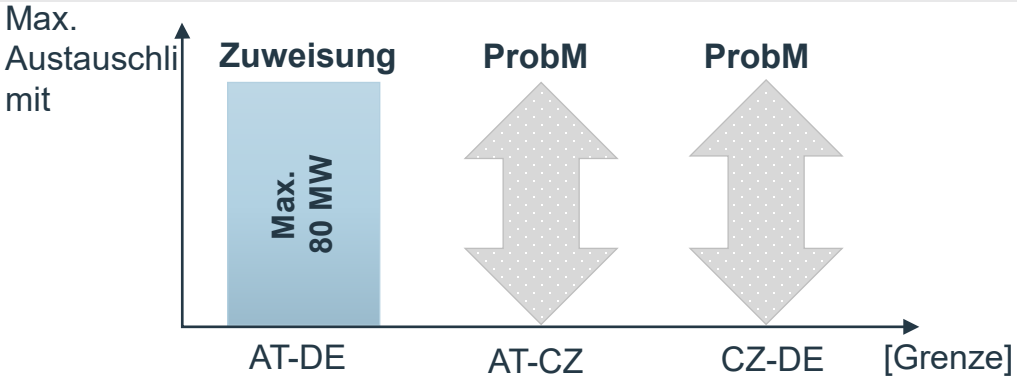
Möglichkeiten
- **Austausch von Regelreserven (Summe der beschafften Menge im Kooperationsgebiet bleibt unverändert)**
- Reserventeilung (Summe der beschafften Menge im Kooperationsgebiet kann reduziert werden)

Zugang zu grenzüberschreitend beschaffter aFRR

Ziel
- Sicherstellung der Übertragungskapazitäten
- Reduktion des Risikos fehlenden Zugriffs

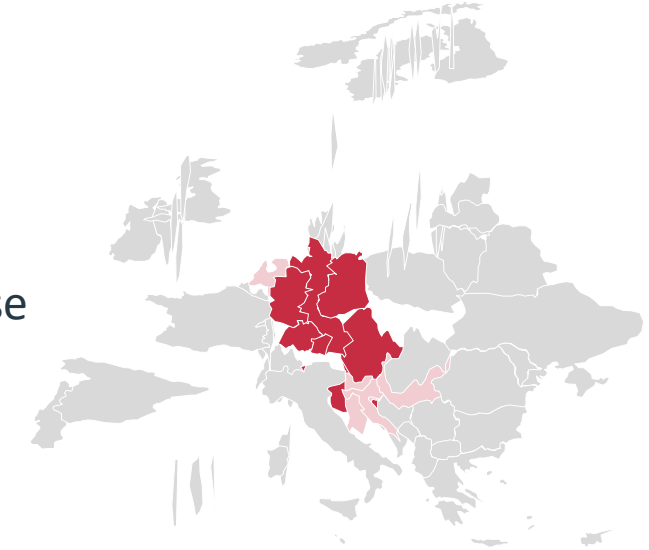
Möglichkeiten
- **Zuweisung von Grenzkapazität für Balancing**
  - Cooptimization (Optimierung als Teil von SDAC)
  - Market-based Method (separater Schritt vor SDAC)
- **Wahrscheinlichkeitsmethode (ProbM)**
  - Berechnung der maximalen Austauschlimits, sodass Risiko des Nicht-Zugriffs handhabbar bleibt





© Austrian Power Grid

ALPACA - Projektstatus



Gemeinsame Beschaffung

- Harmonisierung der Märkte für Sekundärregelleistung in AT, CZ und DE
  - Kalendertägliche Ausschreibung, GCT D-1 09:00, 6x4h-Produkte
- Update der Gemeinsamen Beschaffungsoptimierung und Design der nötigen Prozesse
  - Zusätzliche Nutzung der Grenzen AT-CZ und DE-CZ
  - Pay-as-bid Zuschlagsverfahren

Zugang zu grenzüberschreitend beschaffter aFRR

- **Ziellösung:** Vorbereitung der Market-based Method zur Zuweisung von Grenzkapazität
  - gem. Harmonized Cross-zonal Capacity Allocation Method nach Art 38.1 EBGL, genehmigt von ACER im Juli 2023
  - ALPACA TSOs beteiligen sich federführend an Entwicklung der Methode
- **Übergangslösung:** Prüfung der Wahrscheinlichkeitsmethode nach Art 33.6 EBGL, um die maximale Menge an Sekundärregelleistung zu ermitteln, die grenzüberschreitend beschafft werden kann
  - keine explizite Zuweisung von Grenzkapazität für Regelleistung

Aktuell: Vorbereitung der Einreichung der nötigen EBGL-Anträge

→ Konsultation erfolgte im August/September 2023, inkl. Stakeholder Workshop

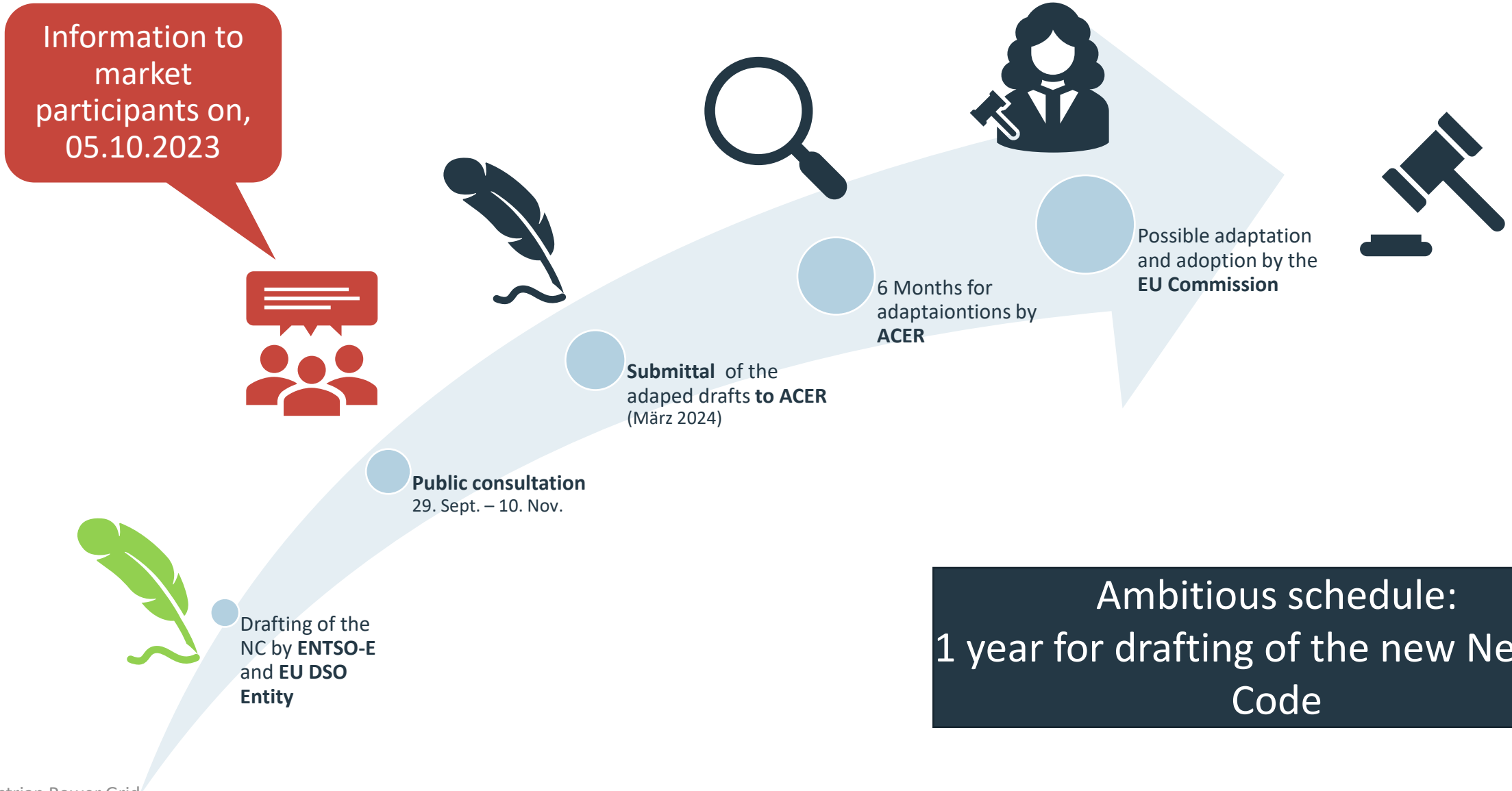
© Austrian Power Grid

Aktuelle Entwicklungen in der Flexibilitätsbewirtschaftung

Network Code on Demand Response

© Austrian Power Grid

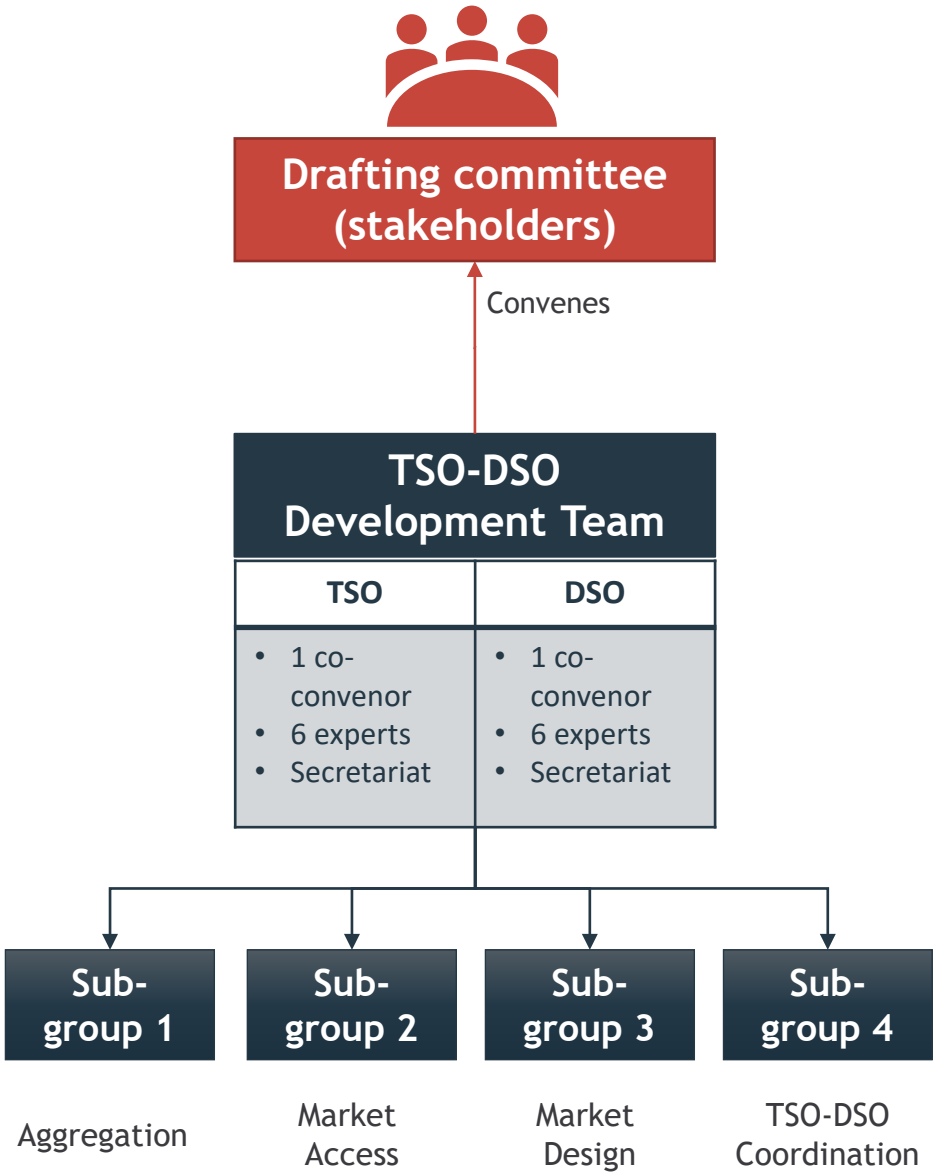
Network Code Demand Response – Drafting Process



Ambitious schedule:
1 year for drafting of the new Network Code

© Austrian Power Grid

Organisation



© Austrian Power Grid

Overview - NC Demand Response

- **Aggregation models**
- Settlement
- **Baseline**
- Imbalance Settlement
- T/DSO Storage

Market Access

- **Product prequalification**
- **Product verification**
- **Flex. Register**
- Table of Equivalences
- RD products

Prequalification

- **BAL min. bid size 1,X MW**
- Complementary market-based RD
- **Interoperability**
- **Local market operator**

Market Design

- Coordination of scenarios with the TSO

DSO NDP

- DSO observability area
- Forecasting & solving congestion
- **Grid PQ & temporary limits**
- Ensuring system balance

DSO-TSO Coordination

- Data from grid users, that are not covered by SOGL
- Schedule of loads (SGUs) in LV grid
- Option to request additional data from other grid users

Data Exchange

- Mandatory requirements: out of scope
- **Additional options, if mandatory resources are not sufficient**

Voltage Control

- Monitoring Report
- **EU terms and conditions**

Harmonisation

© Austrian Power Grid

Terms and Conditions

National Terms and Conditions

the terms and conditions for **service providers**

- Process for switching SPs
- Qualification of SPs
- Product PQ and verification
- Local products
- Data exchange (Flex-Register)

the terms and conditions for the **market design** for congestion management and voltage control services

- Procurement and pricing of RD
- Publication of information
- Interoperability between markets
- Requirements for local market operators

the terms and conditions for **TSO-DSO and DSO-DSO coordination**

- DSO observability area
- Forecasting and solving congestion issues
- DSO limits
- Data exchange

© Austrian Power Grid

Harmonisation

Entry into force of NC DR

Monitoring reports every 3 years by ACER

Recommendations for **harmonisation** in every 2nd monitoring report

ENTSO-E & EU DSO Entity proposals for EU terms and conditions or methodologies

- EU Terms and Conditions
  - harmonised **aggregation models**
  - simplified **product prequalification** processes, including the identification of cases where product prequalification can be replaced by **ex-post verification**
  - harmonisation of processes for **prequalification of standard balancing products**
  - attributes of **local products**

© Austrian Power Grid

Next Steps

29. Sept. - 10. Nov.: Public consultation

6 weeks

Nov. 2023 - Feb. 2024

Consideration of feedback by subgroups and consolidation of the draft

8. März 2024

Submit draft to ACER

© Austrian Power Grid