



Electricity Market Design Reform (EMDR)

Die politische Reaktion auf die Energiekrise 2022 steht vor der Umsetzung

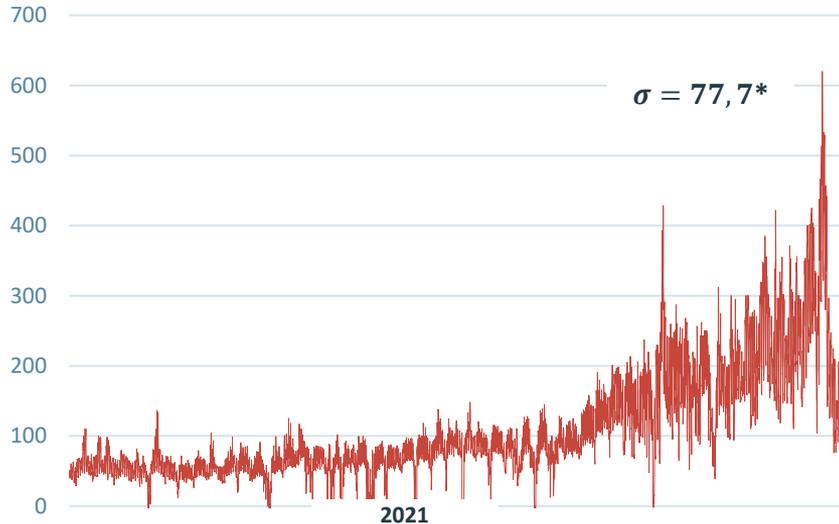
Raffael Krismer, Austrian Power Grid - Systementwicklung

Ausgangslage und Motivation für die EMDR

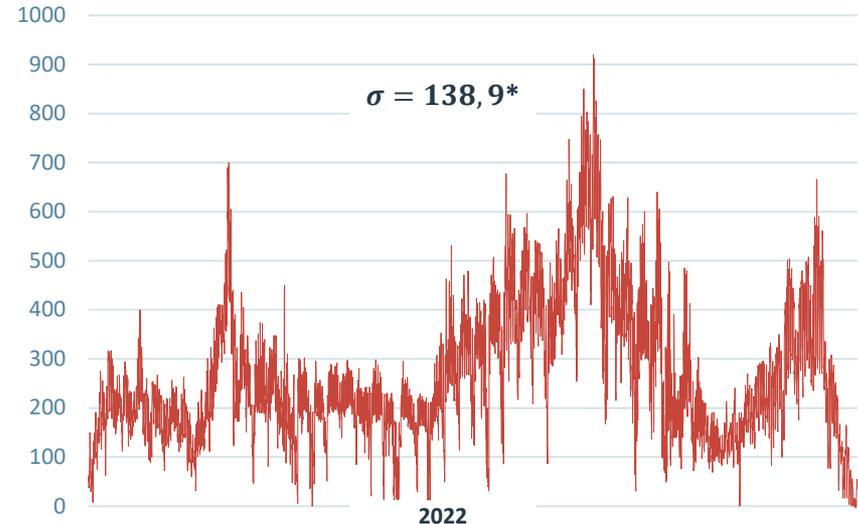
Das Jahr 2022 war von massiven Verwerfungen an den Märkten geprägt



Börsenpreisentwicklungen Strom AT 2021



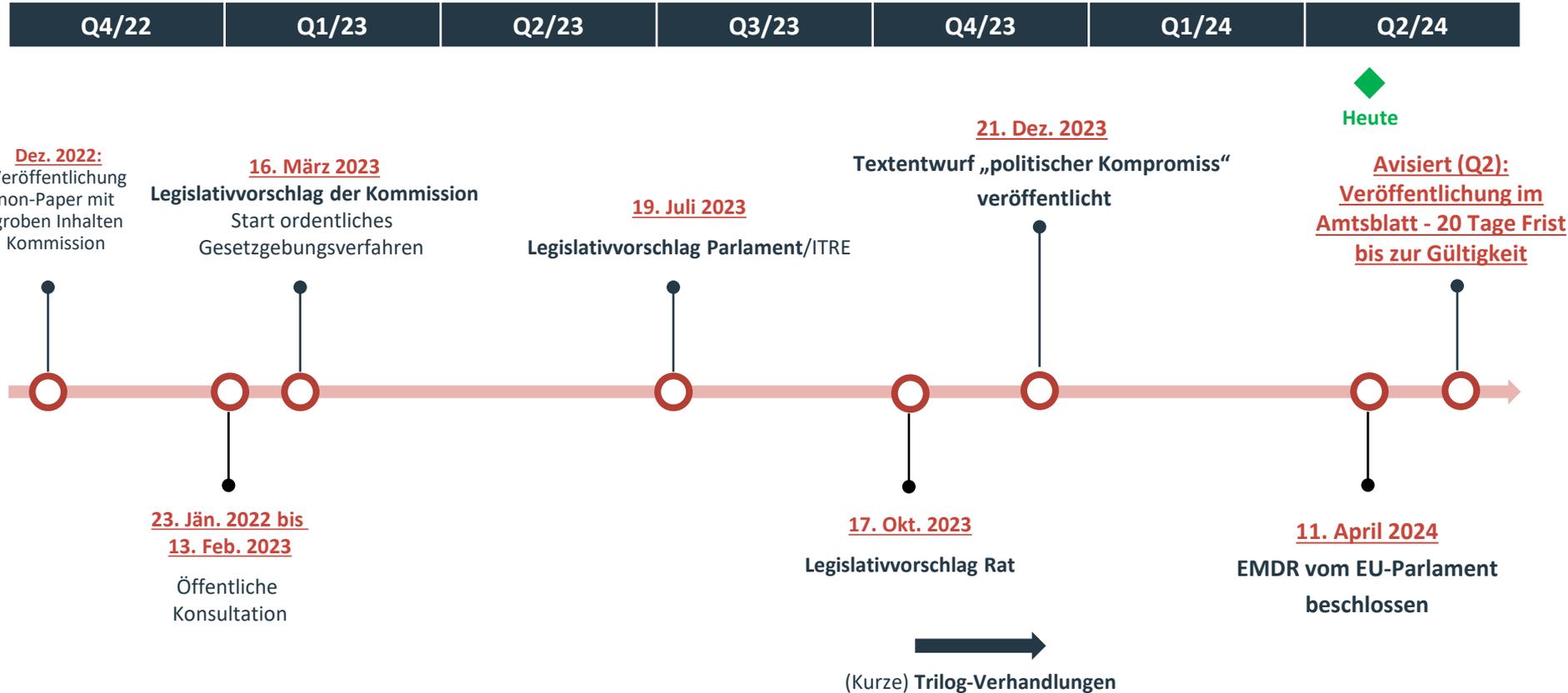
Börsenpreisentwicklungen Strom AT 2022



- Bereits 2021 gab es Verwerfungen auf den Energiemärkten – massiver Preisanstieg nach Pandemie und Anstieg des Gaspreises
- Die Krise 2022 hebt sich zusätzlich ab, da es (a) massive Preisspitzen gab und (b) im Vergleich zu 2021 die enorme Volatilität deutlich wird
- Diese Kombination von „hohen Preisen“ und „Volatilität“ erklärt die zentralen Elemente der EMDR: Krisenabsicherung, Hedging, EE-Integration, Flexibilität

Die EMDR als Reaktion der EU auf die Energie(preis)krise 2022

Grobe Timeline des ca. 1,5-jährigen Prozesses



- Für APG relevant sind insb. Änderungen in der **Electricity Regulation 943/2019** und **Electricity Directive 944/2019**
 - Für Änderungen in der Regulation benötigt es keine nationale Umsetzung > Gültigkeit 20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt
 - Änderungen in der Directive benötigen eine nationale Umsetzung > teilweise bereits relevant für EIWG
- **Nächster Schritt im formalen Prozess:**
 - 11. April 2024: EMDR im EU-Parlament beschlossen
 - Anschließend finale Bestätigung durch den Rat notwendig – noch keine Timeline öffentlich bekannt, jedoch zeitnah erwartet (vor den EU-Wahlen im Juni)

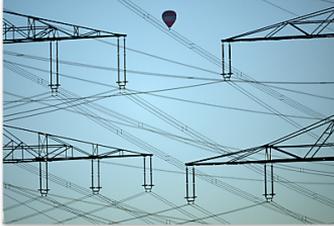
EU-Parlament verabschiedete Reform des EU-Strommarkts

⚡ 11. April 2024, Brüssel

[Share 0](#) [Share](#)

Das EU-Parlament hat am Donnerstag in Brüssel mit einer breiten Mehrheit die Reform der Strommärkte der EU abgesegnet. Die Reform zielt darauf ab, die Strompreise unabhängig von Preisschwankungen zu machen, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen und die Verbraucher besser vor Spitzen-Strompreisen zu schützen. Nach dem Parlament müssen nun noch die EU-Staaten im Rat zustimmen, dies gilt aber als Formsache.

Die Maßnahmen bestehen aus einer bereits mit dem Rat vereinbarten Verordnung und einer Richtlinie. Mit der Reform reagiert die EU auf die explosionsartig gestiegenen Strompreise nach dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine. Ziel ist auch, den Strompreis unabhängig vom Gaspreis und fossilen Energien zu machen.



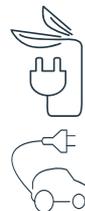
Überschriften der EMDR

Effiziente RES-Förderung, Flexibilität, Hedging & Forward Markets, Konsumentenschutz



Langfristige Investitionssicherheit & effiziente RES-Förderung durch CfDs & PPAs

- Förderung neuer RES-Investitionen verpflichtend über 2-seitige CfDs (> Vermeidung von Windfall-Profits)
- Beanreizung von PPAs durch Beseitigung von bestehenden Hürden, z.B. über staatliche Garantien



Mehr Flexibilität im Stromsystem: Nationales Flex-Assessment & Support Schemes

- Verpflichtende Erstellung eines nationalen Flexibility Assessments (Bedarf, Potential im System) alle 2 Jahre
- Festlegung indikativer nationaler Ziele für DSR und Speicher
- Möglichkeiten für Mitgliedsstaaten, DSR und Speicher zu fördern (non-fossil flexibility support schemes)



Effizientere Kurzfrist-Märkte

- Intraday-Handel noch näher an Echtzeit (t-30min)

EU-Strommarktreform 2023: Überschriften und Themen



Besserer Schutz der Konsumenten vor hohen, volatilen Preisen

- Recht auf Fixpreisverträge, Recht auf mehrere Verträge (z.B. Kombination fix/variabel)
- Recht auf „Supplier of last resort“
- Recht auf Energy Sharing
- Hedging Verpflichtungen für Lieferanten
- Möglichkeit der Preisregulierung, wenn EU eine Energiepreiskrise ausruft



Bessere Hedgingmöglichkeiten durch liquidere Langfristmärkte

- Regionale „Virtual Hubs“ zur Bündelung der langfristigen Liquidität über mehrerer Gebotszonen
- Langfristprodukte / LTTRs



Erhöhte Transparenzanforderungen (REMIT)

- Stärkung der Befugnisse von ACER



High-Level Assessment

Das **übergeordnete Assessment** seitens APG ist durchaus positiv:

- einige Elemente, die bei guter Umsetzung positive Verbesserungen bringen können
- im Rahmen der politischen Verhandlungen tendenziell positive Entwicklungen – weitere Änderungen im Marktdesign auch perspektivisch mit neuer EU-Kommission zu erwarten

Nächste Schritte aus Sicht APG

- Vorbereitung für die Umsetzung der Themen APG-intern bereits gestartet
- Über Kanäle wie das Marktforum werden relevante Informationen an Marktteilnehmer rechtzeitig geteilt

Ausgewählte Themen mit APG-Relevanz

Assessment of Flexibility Needs
(Art. 19c)

Intraday Gate Closure Time (IGCT)
(Art. 8)

Capacity Mechanisms
(Art. 20)

Transmission Access Guarantee / Offshore Compensation
(Art. 19)

Forward Markets (LTTR, RVH, ...)
(Art. 9)

Regulatory Framework for TSOs & DSOs
(Art. 18)

Flexible Connection Agreements
(Art. 6a/Directive)

Non-Fossil Flexibility Support Schemes
(Art. 19e)

Publication of „new capacity available“
(Art. 50)

Peak Shaving Product
(Art. 7a)

Dedicated metering devices (Submetering)
(Art. 7b)

Weitere Themen: Contracts for Difference, Single Entity, ...



Regelreservemärkte und internationale Kooperationen

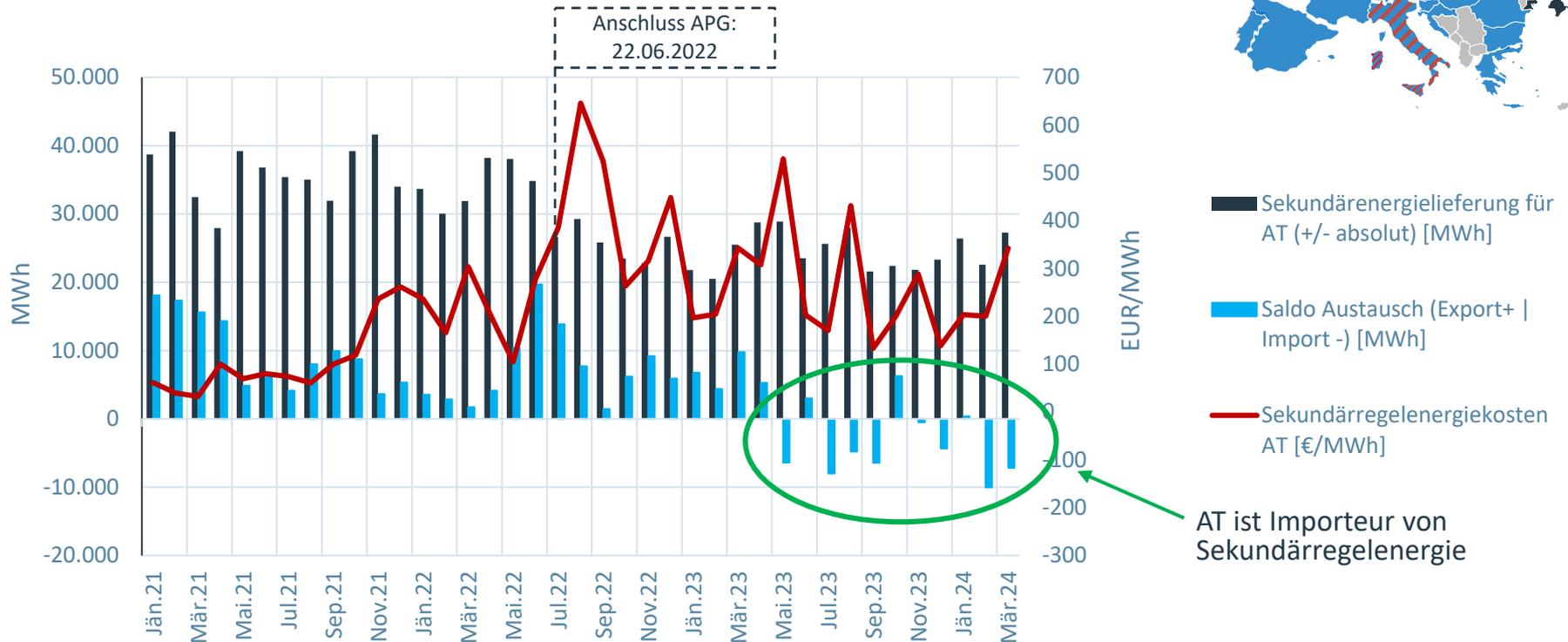
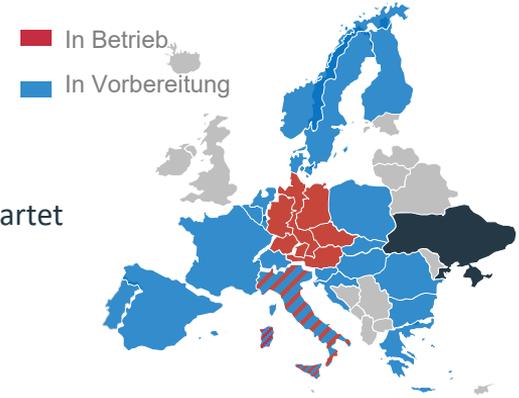
Markus Riegler

Aktueller Status der Kooperationen aus österreichischer Sicht

PICASSO (aFRR Plattform)

In Kooperation: **AT, DE, CZ** seit 22.06.2022, **IT** seit 19.07.2023 (Moratorium seit 15.03.2024)

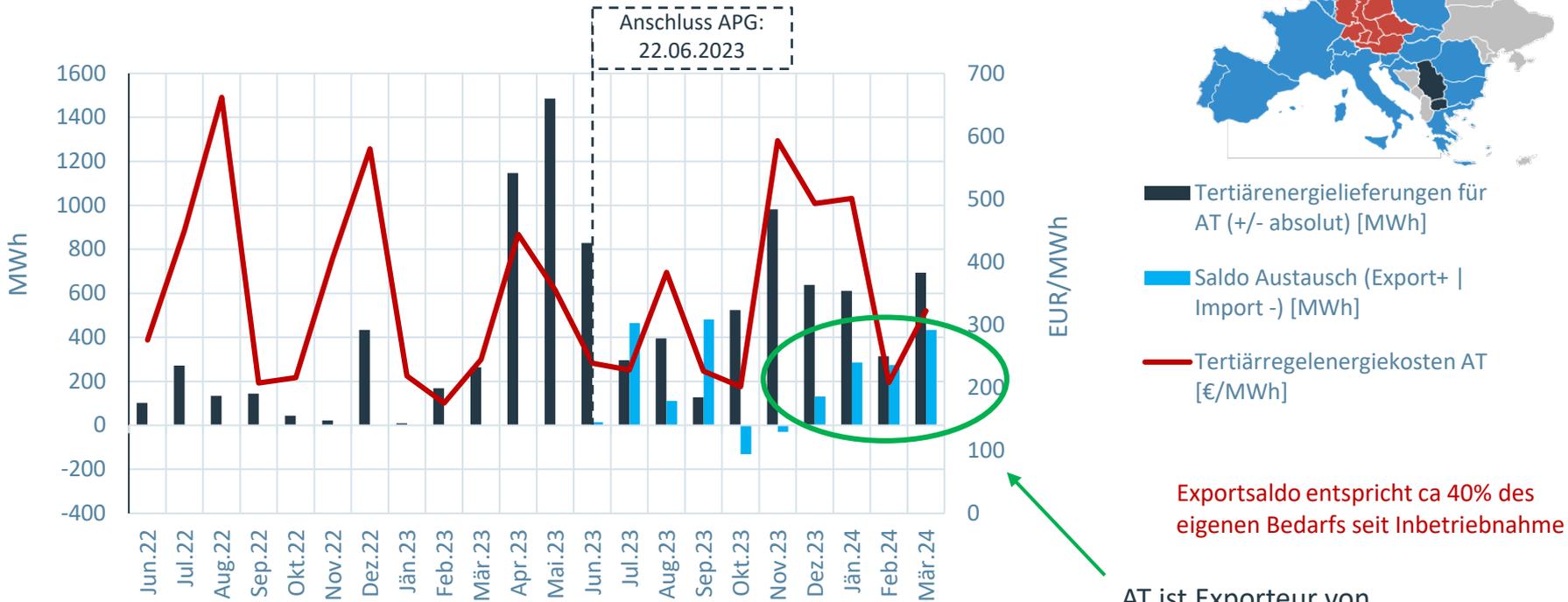
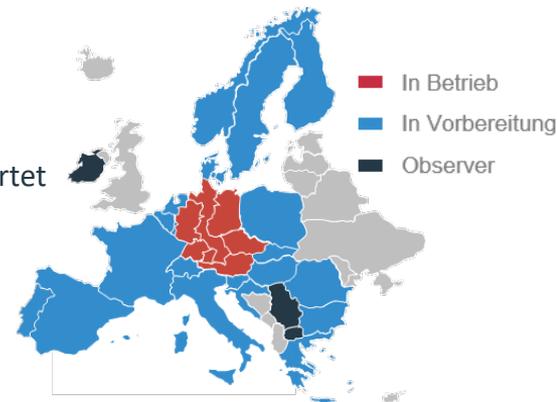
- 17 TSOs verbleibend (verspätet); keine weiteren Beitritte vor 07/2024 (gesetzl. Deadline) erwartet



MARI (mFRR Plattform)

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

- 22 TSOs verbleibend (verspätet); keine weiteren Beitritte vor 07/2024 (gesetzl. Deadline) erwartet



AT ist Exporteur von Tertiärregelenergie

Exportsaldo entspricht ca 40% des eigenen Bedarfs seit Inbetriebnahme

Geplante Beitritte und weitere Entwicklungen

(Schlaglicht auf Italiens Moratorium und Begründung)

Schlüsse aus den aktuellen Roadmaps:



Einige Länder versuchen noch vor der bzw. zur Deadline beizutreten.

- Abzuwarten ob sich das bei allen technisch ausgeht.
- Aber zumindest moderate Erweiterungen in nächster Zeit zu erwarten.

Der überwiegende Teil der Länder wird aber (deutlich) nach der Deadline beitreten.

- Teilweise noch aus Compliance-Gründen zur Deadline gemeldet, aber realistisch nicht mehr möglich.
- Teilweise noch größere Verzögerungen von mehreren Jahren in einzelnen Ländern zu erwarten.

→ In den nächsten Jahren jedenfalls keine vollständige Europäische Integration zu erwarten.

ACER appelliert an TSOs für rasche Anbindung zu PICASSO und MARI

ACER priorisiert eigene Aktivitäten neu:

- Schnelle ACER-Entscheidung zu dem TSO-Proposal, welches die Verwendung von elastischer Nachfrage erlaubt (bis spätestens Juni 2024)
- TSOs können sich mit der Inkonsistenz der mFRR Standard Bepreisung nach der Accession-Deadline beschäftigen
- ACER-Entscheidung zur Methode der Algorithmus Anpassung für Co-Optimisation soll erst im Herbst 2024 erfolgen
→ TSOs haben somit mehr Zeit sich einzubringen

Derzeit öffentliche Konsultationen:

1. ACER Public Consultation on **aFRR Implementation Framework and Pricing Methodology** (bis 23. April 2024)
2. TSO Public Consultation on **Cross Zonal Capacity Allocation (CZCA)** Harmonised Methodology (bis 23. Mai 2024)
3. TSO Public Consultation on **Implementation Framework Survey** (bis 28. Juni 2024)

TERNA Beitritt zu PICASSO am 19. Juli 2023

ARERA Beschluss:
Austritt TERNAs von PICASSO am 15. März 2024

Ciao Italia?

TERNAs Austritt von PICASSO



Hohe Preise waren u.a. Gründe für den Austritt

Hauptgründe laut ARERA (NRA)

- Konzept zur **Umwandlung der (pro rata) IT-Gebote aus den Central-Dispatch-System in PICASSO-aFRR-Standardgebote** und Übersetzung der PICASSO-Aktivierungssignale zurück in pro-rata Aktivierung mangelhaft
- Hohe Anzahl an Fällen, in denen **aFRR-Bedarf > Volumen der IT-Gebote** in PICASSO (44% für aFRR+, 33% für aFRR-)
- Ausgleichsenergiepreis abhängig von Cross-Border Marginal Price sendet **falsche Signale für eigene Regelzone**

Sicht APG auf Entkopplung TERNA: **Situation nicht vergleichbar, APG in ungleich besserer Ausgangssituation**

- Bestehendes Konzept seitens TERNA (pro rata) weicht stark von Modell AT-CZ-DE ab
- Grenzüberschreitende Aktivierung besteht zw. AT und DE bereits seit 8 Jahren (2016): Auswirkungen, Interaktion aFRR/mFRR etc. bereits erprobt
- IT aktuell nur mit 1 Grenze (AT-IT) angebunden, Kapazitäten hier noch sehr gering, kein Vergleich zu Kapazitäten AT-CZ-DE (die zusätzl. via Core koordiniert werden)
- Allerdings sieht auch APG die aktuelle **Fixierung auf Cross-Border Marginal Pricing ohne Übergangslösungen als problematisch** und versucht das im europäischen Kontext laufend zu thematisieren.

Extremere aFRR-Preise durch Beitritt TERNA (IT) zu PICASSO



TERNA rief vermehrt negative aFRR in AT ab und erhöhte somit unseren Grenzpreis

- IT hat oft sehr hohen **Bedarf an aFRR**, der die eigene Vorhaltung deutlich übersteigt
- **Hohe Grenzkapazitäten** führten dazu, dass IT die gesamte AT-MOL für neg aFRR abrufen konnte, ohne an Exportlimits zu stoßen
 - Aktivierung von neg aFRR für IT bedeutete einen Energiefluss von IT nach AT
- **Grenzkapazitäten zwischen AT und DE/CZ** waren in diesen Fällen zusätzlich **zu gering** für den optimalen Austausch
 - Hohe Bedarfe mussten in AT gedeckt werden, da bei geschlossenen Grenzen zu DE/CZ die Energie nicht weiter exportiert werden kann
- Höchstes aktiviertes Gebot gilt für die gesamte Preiszone und als Mindestpreis für AEP in AT



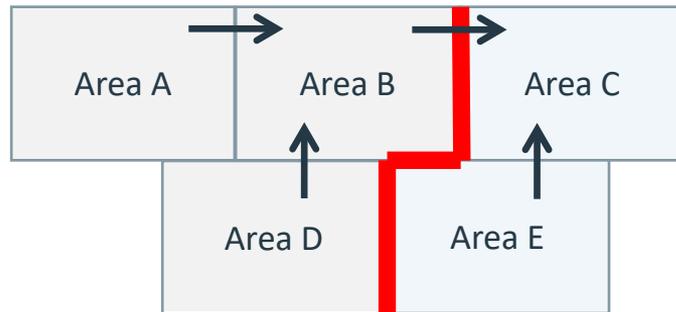
→ AT hatte vereinzelt extremen AEP trotz niedriger Delta-Regelzone im eigenen Land

Marginal Pricing und Grenzkapazitäten

Bepreisung in PICASSO

Cross Border Marginal Pricing

- Die AOF (Optimierungsfunktion) errechnet einen Grenzpreis für jede Zone (implizites Ergebnis der Optimierung).
- Wenn kein Engpass zwischen 2 Zonen besteht, so erhalten beide Zonen denselben Grenzpreis
- Im Falle von Engpässen kommt es zu unterschiedlichen Preiszonen (ähnlich dem Day-Ahead Markt).
- Aufgrund der Nutzung von Grenzkapazitäten für vorgelagerte Prozesse kann es zu unterschiedlichen Preiszonen für (mFRR) und aFRR kommen.



- Im Beispiel besteht ein Engpass zwischen $B \rightarrow C$, $B \rightarrow E$ und $D \rightarrow E$
- Zonen A, B und D haben denselben Grenzpreis
- Zonen C und E haben denselben Grenzpreis

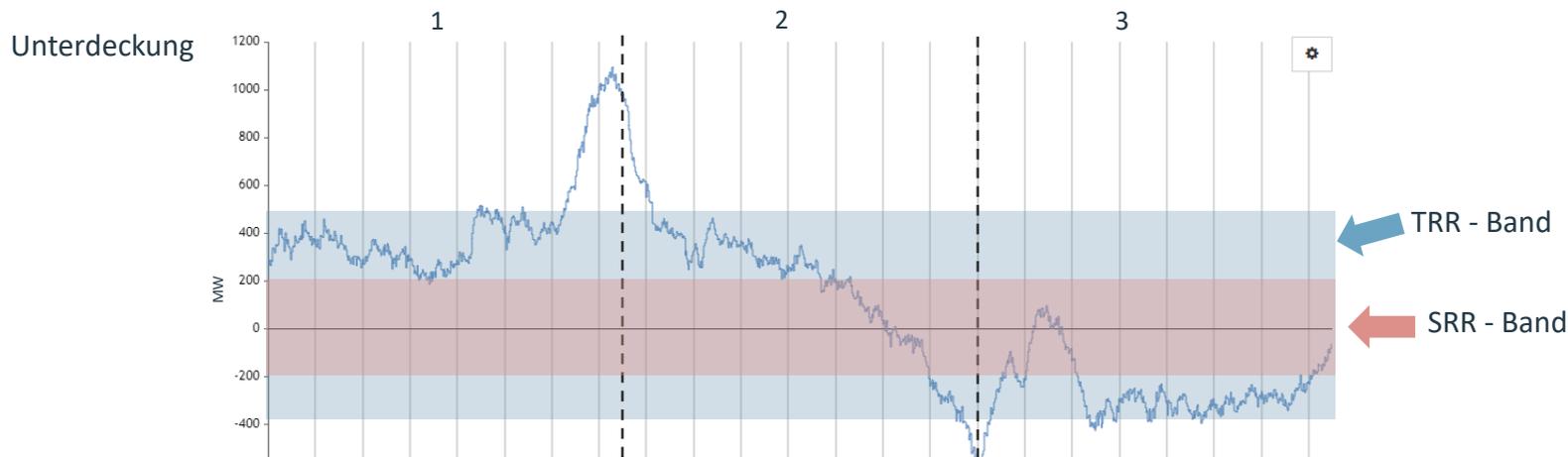
 Uncongested Area Marginal Price = MP1

 Uncongested Area Marginal Price = MP2

 Austausch von Regelarbeit an der Grenze

Auswirkungen der Grenzkapazitäten auf die SRE- und AE-Preise

Ausfall eines Kraftwerkes führte zu einer Unterdeckung im System (Bedarf an pos SRE)



Starke Unterdeckung konnte durch billige Importe aus PICASSO vollständig gedeckt werden.

Der Bedarf an pos aFRR konnte über Kooperation gedeckt werden. Neg aFRR musste lokal aktiviert werden.

Aufgrund zu geringer Grenzkapazität erfolgte kein Austausch über die Kooperation – AT musste Bedarf zur Gänze lokal decken.

AEP [€/MWh]	213,73	260,23	-6.068,82
Ø-SRE Preis [€/MWh]	120,95	101,10 / -511,75	-5.027,50
TRE-Preis [€/MWh]	-	347,00	304,00
PICASSO Status	Grenzkapazitäten waren ausreichend (1.997 MW)	Grenzkapazitäten waren ausreichend (1.913 MW)	Grenzkapazitäten waren zu gering (8 MW)

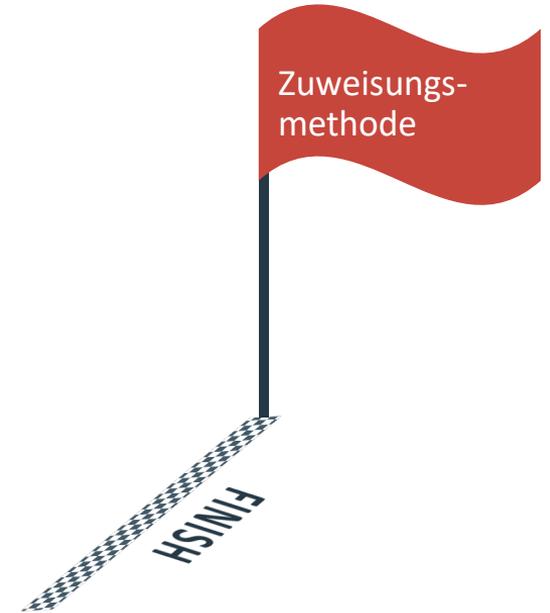
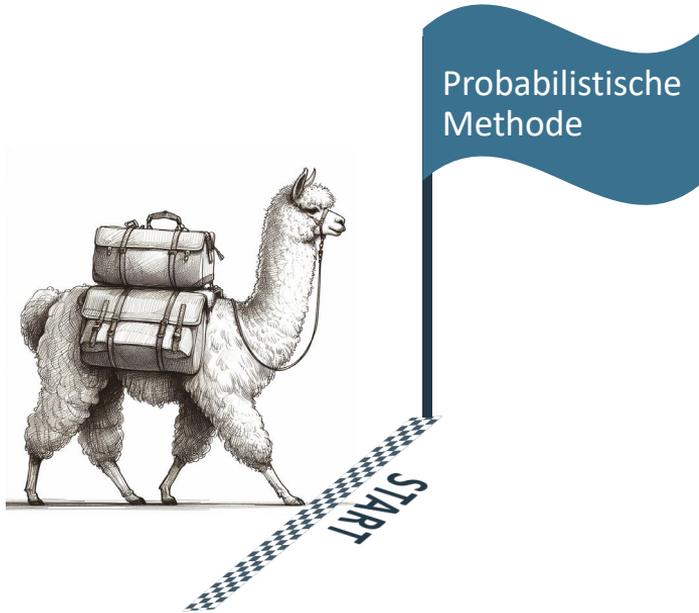


Regelreservekooperationen ALPACA und HCZCAM

Lena Mittermair

Ziel ist die Zuweisung von Grenzkapazitäten für Balancing

Als Ausgangspunkt ist die Probabilistische Methode festgelegt



ALPACA – Wahrscheinlichkeitsberechnung für die Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten

Projekt ALPACA – Überblick



ALPACA: **A**llocation of Cross-zonal Capacity and **P**rocurement of **a**FRR **C**ooperation **A**greement

- Erweiterung der AT-DE SRL-Kooperation um Tschechien
- **Zwischen AT-DE** weiterhin eine **Zuweisung** von bis zu 80 MW
- An den **Grenzen zu CZ** wird eine **Wahrscheinlichkeitsmethode** angewendet → Wie viel Grenzkapazität ist nach dem Intra-Day Markt noch für Balancing verfügbar?
- Weiterhin **Pay-as-bid** und 4h-Produkte



Derzeitiger Projektstand und nächste Schritte

- Überprüfung der Proposals durch ECA (Einreichung im Dezember 2023)
- APG und 50Hertz arbeiten jeweils an einem Ansatz zur Wahrscheinlichkeitsmethode
- Geplanter Go-Live: Mitte 2025

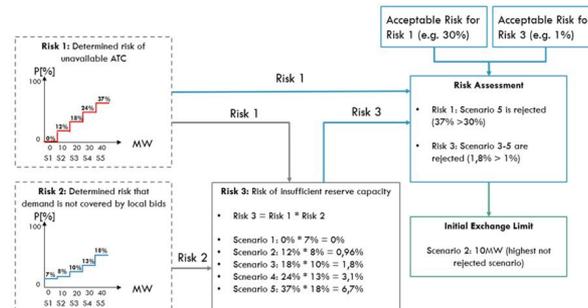
- In Betrieb
- Kandidat
- Observer

Keine Zuweisung in ALPACA sondern eine Wahrscheinlichkeitsrechnung

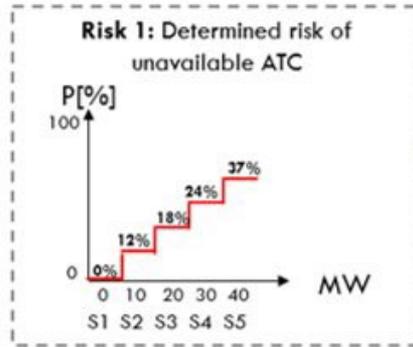
Wie bestimmen wir, wieviel gegenseitige Vorhaltung „sicher“ ist?



→ Berechnung von verschiedenen Risiken



Wahrscheinlichkeitsberechnung in ALPACA



Wie hoch ist das Risiko, dass die Grenzkapazitäten nicht ausreichend sind?

- Risk 3: Risk of insufficient reserve capacity**
- Risk 3 = Risk 1 * Risk 2
 - Scenario 1: 0% * 7% = 0%
 - Scenario 2: 12% * 8% = 0,96%
 - Scenario 3: 18% * 10% = 1,8%
 - Scenario 4: 24% * 13% = 3,1%
 - Scenario 5: 37% * 18% = 6,7%

Acceptable Risk for Risk 1 (30%)

Acceptable Risk for Risk 3 (e.g. 1%)

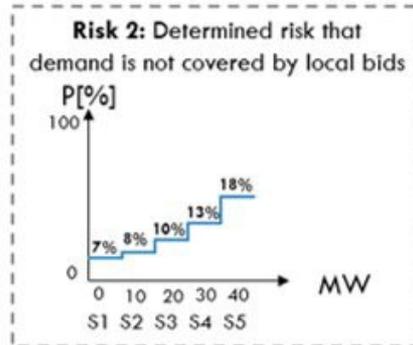
Risk 1: Scenario 5 is rejected (37% > 30%)

- Risk 3: Scenario 3-5 are rejected (1,8% > 1%)

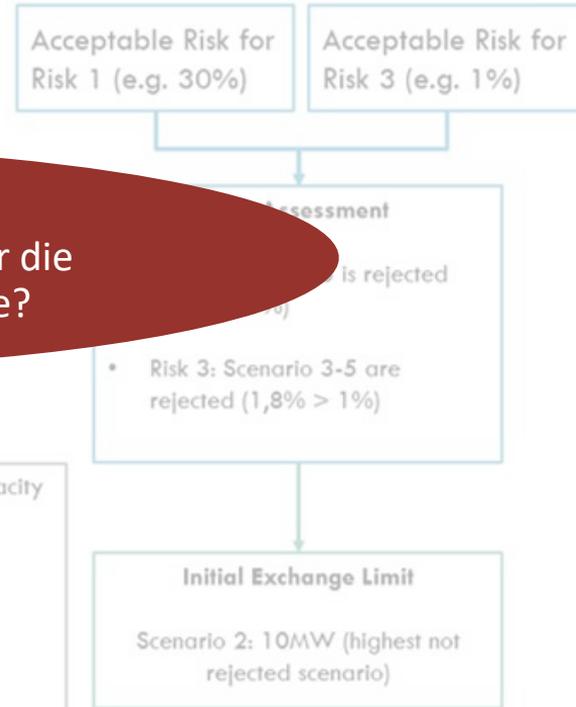
Initial Exchange Limit

Scenario 2: 10MW (highest not rejected scenario)

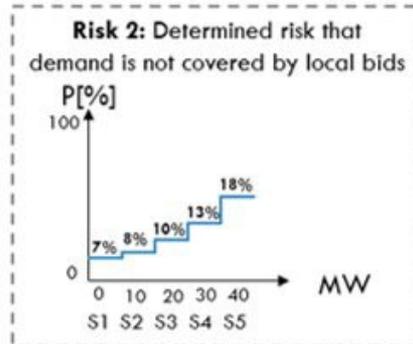
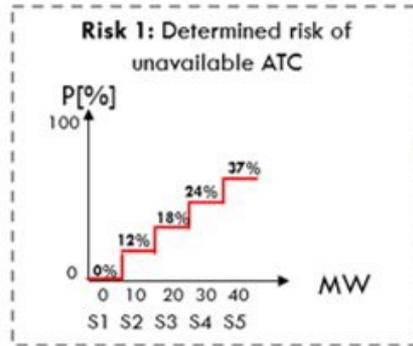
Wahrscheinlichkeitsberechnung in ALPACA



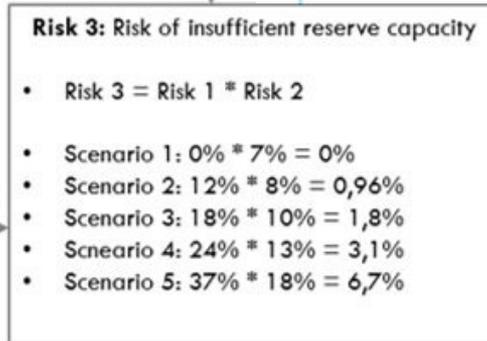
Wie hoch ist das Risiko, dass die grenzüberschreitend beschaffte Menge für die **Bedarfsdeckung notwendig** gewesen wäre?



Wahrscheinlichkeitsberechnung in ALPACA



Wie hoch ist das Risiko, dass die cross-border gekaufte Menge für die **Bedarfsdeckung notwendig** gewesen wäre und gleichzeitig die **Grenzkapazitäten zu niedrig** sind?



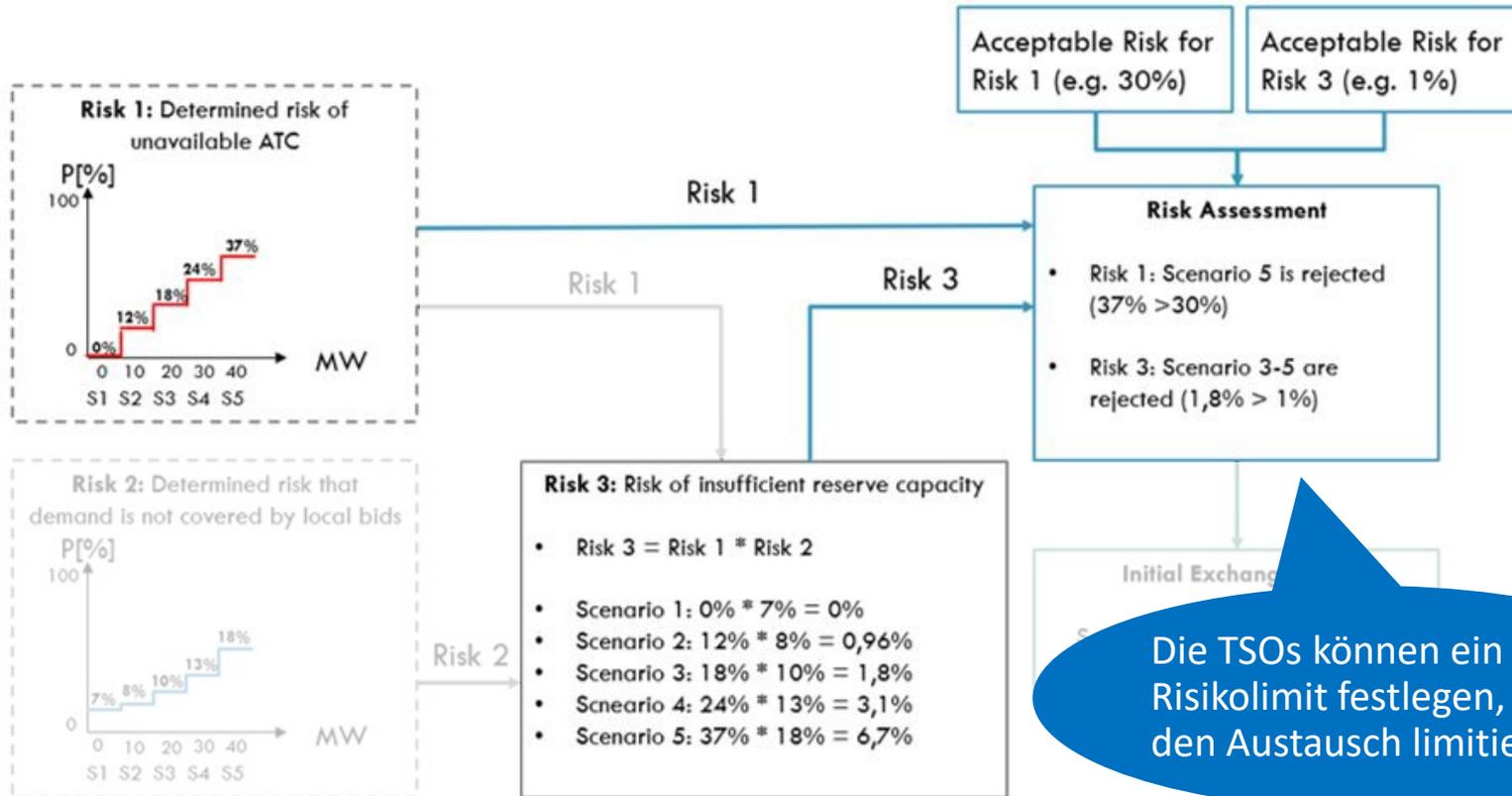
Acceptable Risk for

- Risk 3: Scenario 3-5 are rejected ($1,8\% > 1\%$)

Initial Exchange Limit

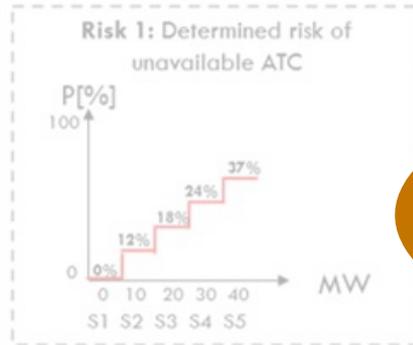
Scenario 2: 10MW (highest not rejected scenario)

Wahrscheinlichkeitsberechnung in ALPACA



Die TSOs können ein Risikolimit festlegen, das den Austausch limitiert.

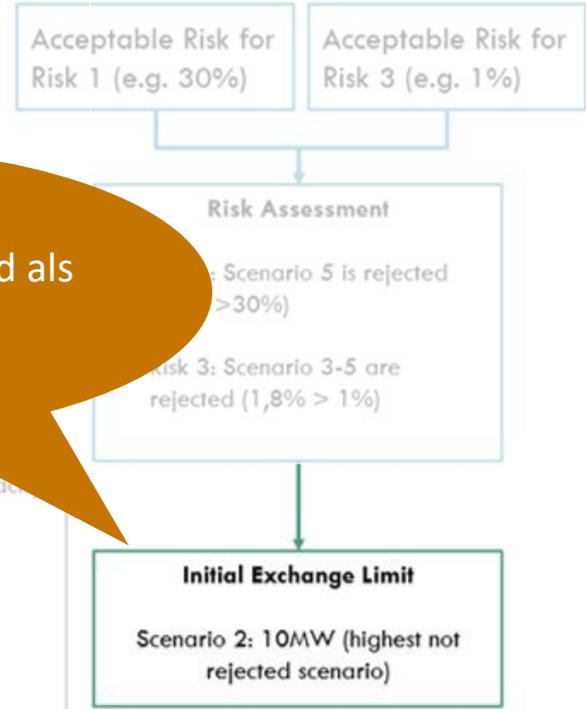
Wahrscheinlichkeitsberechnung in ALPACA



Das höchste, nicht abgelehnte Szenario wird als initiale Austauschmenge festgelegt.

Risk 3: Risk of insufficient reserve capacity

- Risk 3 = Risk 1 * Risk 2
- Scenario 1: 0% * 7% = 0%
- Scenario 2: 12% * 8% = 0,96%
- Scenario 3: 18% * 10% = 1,8%
- Scenario 4: 24% * 13% = 3,1%
- Scenario 5: 37% * 18% = 6,7%



Ziel ist die Zuweisung von Grenzkapazitäten für Balancing

Als Ausgangspunkt ist die Probabilistische Methode festgelegt



HCZCAM – Zuweisung von Grenzkapazität

Projekt HCZCAM – Überblick



HCZCAM: **H**armonised **C**ross-Zonal **C**apacity **A**llocation **M**ethod

	Market-Based (MB)	Co-Optimization (Co-Opt)
Input	Echte Regelleistungsgebote Forecasted Day-Ahead Gebote (Regelenergie darf nicht berücksichtigt werden!)	Echte Regelleistungsgebote Echte Day-Ahead Gebote (Regelenergie darf nicht berücksichtigt werden!)
Zeitpunkt/GCT	Regionale GCT für BC-Märkte	Zeitgleich mit DAM GCT um D-1, 12 Uhr
Bepreisung	Marginal Pricing	Marginal Pricing
Einführung	Betroffene TSOs: alle mit marktbasierter Zuweisung Früheste Einführung: 31. Juli 2026	Betroffene TSOs: freiwillig Früheste Einführung: Tbd mit ACER
Aufwand	Relativ groß <ul style="list-style-type: none">• Vorhersage von DA-Geboten• Einbezug in CORE-Prozessen	Sehr groß <ul style="list-style-type: none">• Umbau von Euphemia notwendig• Einbezug in CORE-Prozessen

Derzeitiger Projektstand und nächste Schritte

- Überarbeitung der Proposals → Einreichung bei ACER bis 31. Juli 2024 (Genehmigung bis 30. Jänner 2025)
- Entwicklung der Optimierungssoftware für die MB-Methode durch die „Application TSOs“ bis 31. Juli 2025 (Projekt COBRA)
- Starke Priorisierung von Co-Opt durch ACER – wird jedoch von TSOs & Markt ob seiner Komplexität und potenziell adversen Effekten auf das SDAC stark in Frage gestellt. Sauber aufgesetzte „Market-Based“ Methode ist hier klar präferiert.

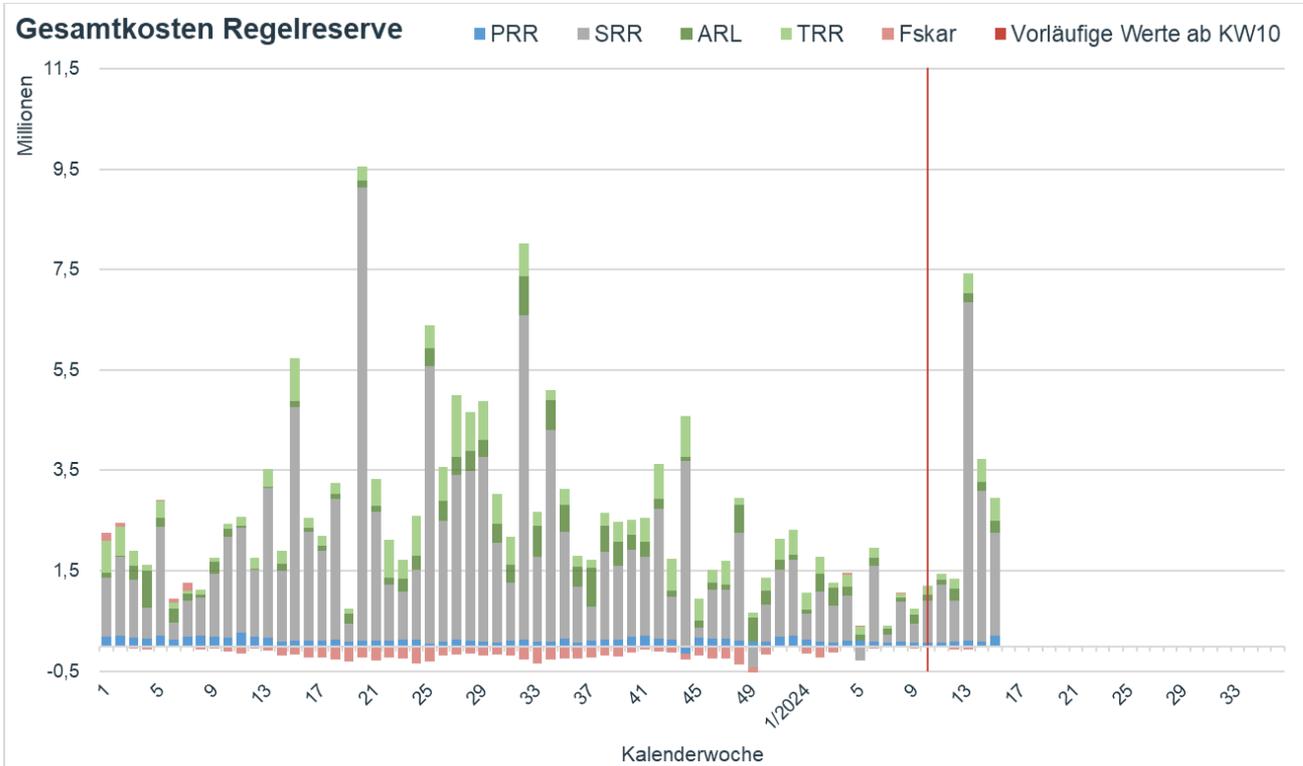


Operative Themen

16.04.2024

Michael Holzinger, Austrian Power Grid – Market Operations

Kostenentwicklung Regelreserve



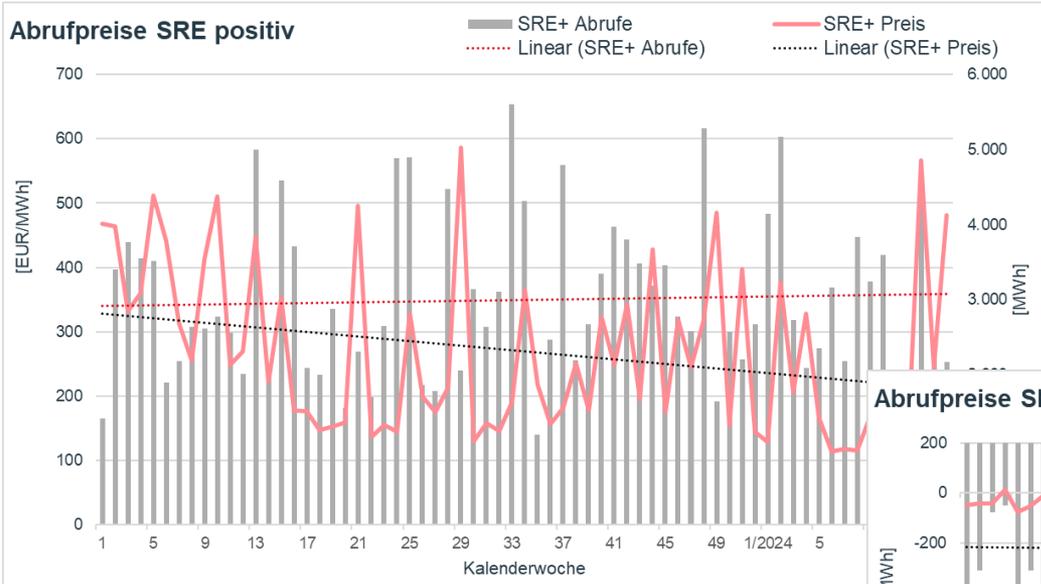
	2023	2024
	Final	Vorläufig
	[MEUR]	[MEUR]
PRR	6,9	1,5
SRL	37,9	4,8
SRE	67,1	15,4
ARL	14,2	2,8
TRL	18,5	2,7
TRE	2,5	0,8
Fskar	-8,2	-0,7
Summe	138,8	27,2

*Daten bis inkl. KW15/2024

Preisentwicklung Regelenergie



Abrufpreise SRE positiv



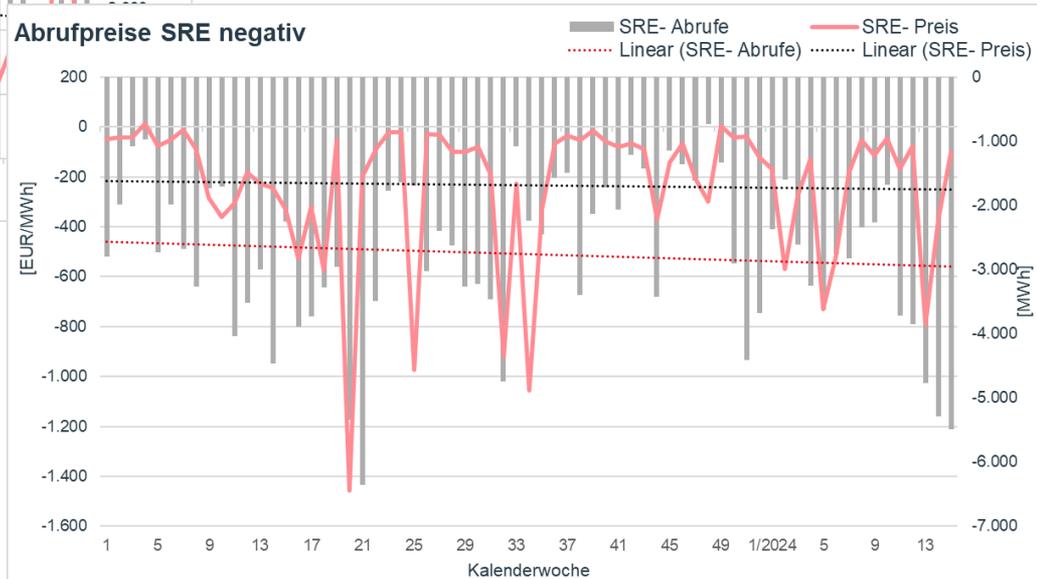
Jahr	Ø –Preis [€/MWh]
2023	162,16
2024*	136,89

*Daten inkl. KW15/2024

Jahr	Ø –Preis [€/MWh]
2023	-272,23
2024*	-417,04

*Daten inkl. KW15/2024

Abrufpreise SRE negativ



Operative Anmerkungen



CSV-Versand Abrechnungsdaten



- Mehrere Mailadressen möglich (bis zu 3)
- Bitte an marketoperations@apg.at schicken

Meldungen Ausfall/Nichtverfügbarkeit



- Zuerst Meldung per Telefon an APG-Warte – **050 320 53 230**
- Im Nachgang per Mail an APG
 - grideconomics@operations.apg.at
 - regelreserven@apg.at
 - marketoperations@apg.at

Ausschreibungsplattform RRAP



Details stornierte Energieausschreibungen sichtbar



Funktion „Alle Gebote löschen“ pro Energieausschreibung möglich – nur Free Bids

Gebote Gebote speichern

Filter Liefertag* 16.04.2024 Ursprung RRAP Firma TestGmbH

PRR Leistung POS
 SRR Energie NEG
 TRR POS/NEG



Zuverlässigkeit RRAP

Sekundärregelenergie Ausschreibungen					
Jahr	Storno	Akzeptiert	Total	% Storno	% Akzeptiert
2022	1.023	17.509	18.532	5,52%	94,48%
2023	451	34.589	35.040	1,29%	98,71%
2024*	104	8.626	8.730	1,19%	98,81%

Tertiärregelenergie Ausschreibungen					
Jahr	Storno	Akzeptiert	Total	% Storno	% Akzeptiert
2022	49	1.109	1.158	4,23%	95,77%
2023	271	20.103	20.374	1,33%	98,76%
2024*	70	8.660	8.730	0,80%	99,20%

Preisbericht Regelreserve



- Kosten- und Preisübersicht Regelreservemarkt
- Veröffentlichung auf der [APG-Homepage](#)
- Monatliche Aktualisierung (nach Abschluss der Abrechnung)

Stromausgleich Österreich



APG-Marktforum, 16.04.2024

Lukas Obernosterer

Agenda

1. Go-Live aFRR (MVP)
2. Status Industry4Redispatch
3. Ausblick weitere Umsetzungen

Agenda

1. **Go-Live aFRR (MVP)**
2. Status Industry4Redispatch
3. Ausblick weitere Umsetzungen

Go-Live aFRR über die Plattform

- Anbindung an aFRR (Sekundärregelenergie) abgeschlossen
- Projektpartner **EVN** befindet sich aktuell in den Integrationstests mit der **EQUIGY** CBP
- Go-Live für Mitte Mai geplant

Gerne nehmen wir ab jetzt neue Marktteilnehmer in den Betrieb auf!
Anfragen bitte an: lukas.obernosterer@apg.at



Vorteile der Anbindung:

- Einfachere technische Anbindung
- Profitieren von zukünftigen Erweiterungen (siehe folgende Agendapunkte)
- Internationale Angleichung der Schnittstellen

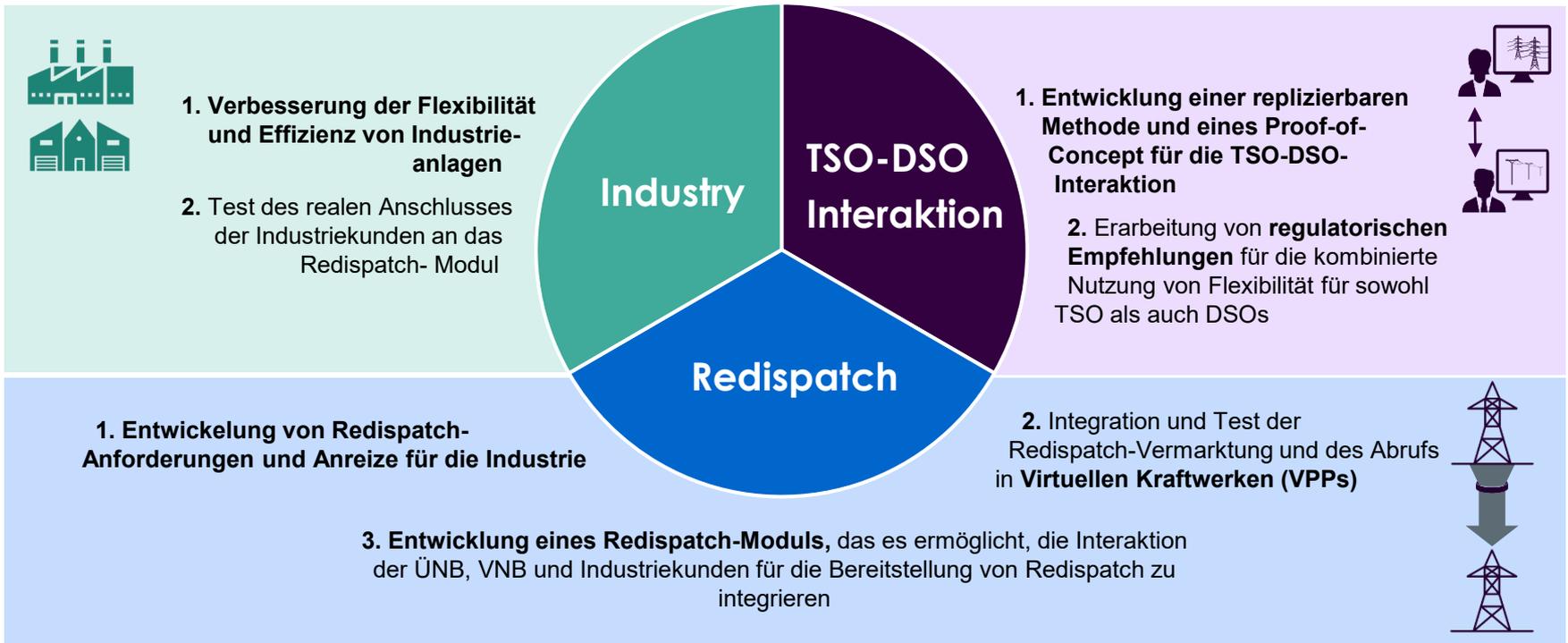
Agenda

1. Go-Live aFRR (MVP)
2. **Status Industry4Redispatch**
3. Ausblick weitere Umsetzungen

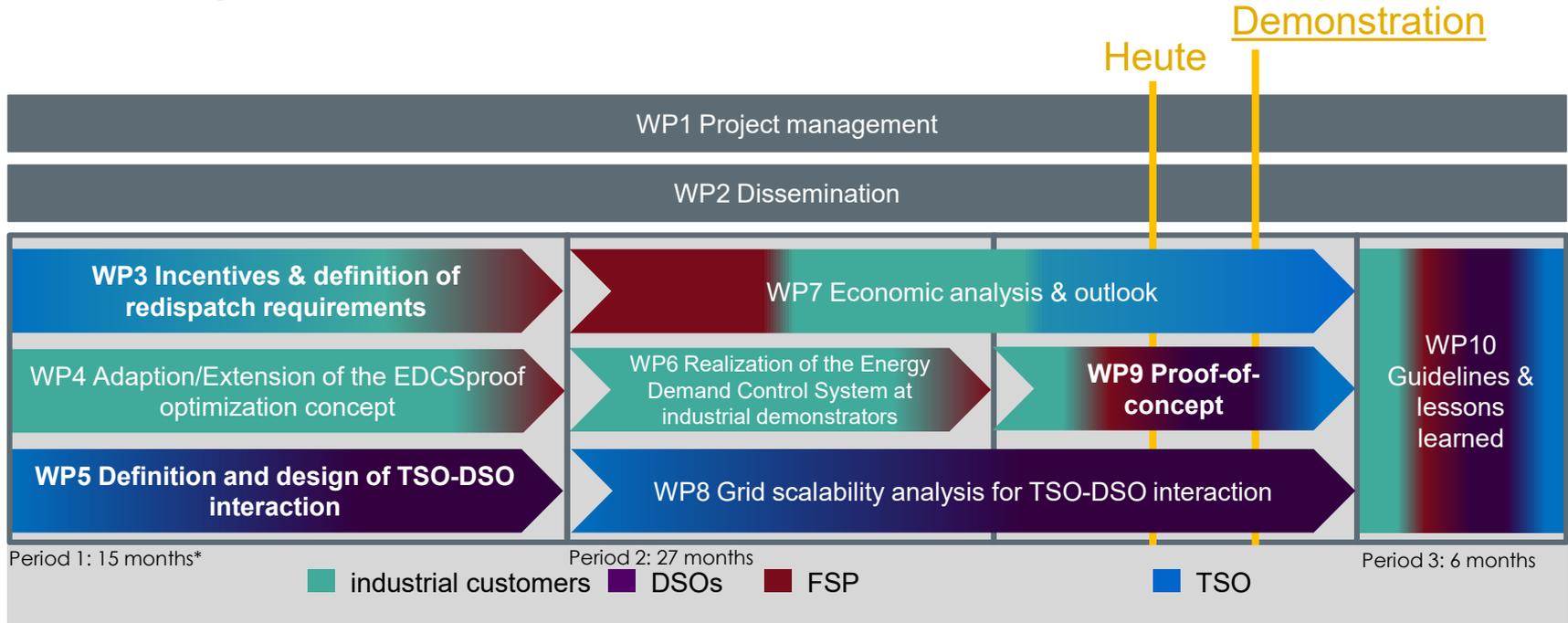


INDUSTRY4REDISPATCH

14RD beabsichtigt, die Bereitstellung von Redispatch von Industrie- und großen Gewerbekunden für Systemdienstleistungen unter enger Zusammenarbeit und Abstimmung zwischen dem ÜNB und den VNB zu ermöglichen.



ARBEITSPAKETE



* Periods give an overview, in more detail the timing is described in the GANTT chart

01.03.2021 ←

18.04.2024

→ 01.03.2025

Agenda

1. Go-Live aFRR (MVP)
2. Status Industry4Redispatch
3. **Ausblick weitere Umsetzungen**

Nächste geplante Umsetzungen

1 Anbindung mFRR & FCR

2 Leistungsgebote aFRR & mFRR

3 FlexFinder (Fokus Forschung)

Produkterweiterung mFRR & FCR

- **Primär- und Tertiärregelreservemärkte** (Energie) werden an die Plattform angebunden
 - Spezifikationsprozess wurde bereits gestartet
 - Umsetzung bis Anfang 2025 geplant
- Erster Schritt zur Erweiterung der Plattform-Funktionalitäten
- Weitgehend harmonisierte Schnittstellen in den **EQUIGY**-Ländern

Es werden noch Projektpartner zur Mitgestaltung der
Lösung aufgenommen!

Anfragen bitte an: lukas.obernosterer@apg.at



Produkterweiterung Leistungsgebote

- Zusätzlich zu aFRR & mFRR Energiemärkte werden auch die **Leistungsmärkte** an die Plattform angebunden
 - Umsetzung im Jahr 2025 geplant
- Über die Plattform wird somit **der volle Zugriff auf alle Regelreservemärkte** ermöglicht

Es werden noch Projektpartner zur Mitgestaltung der
Lösung aufgenommen!

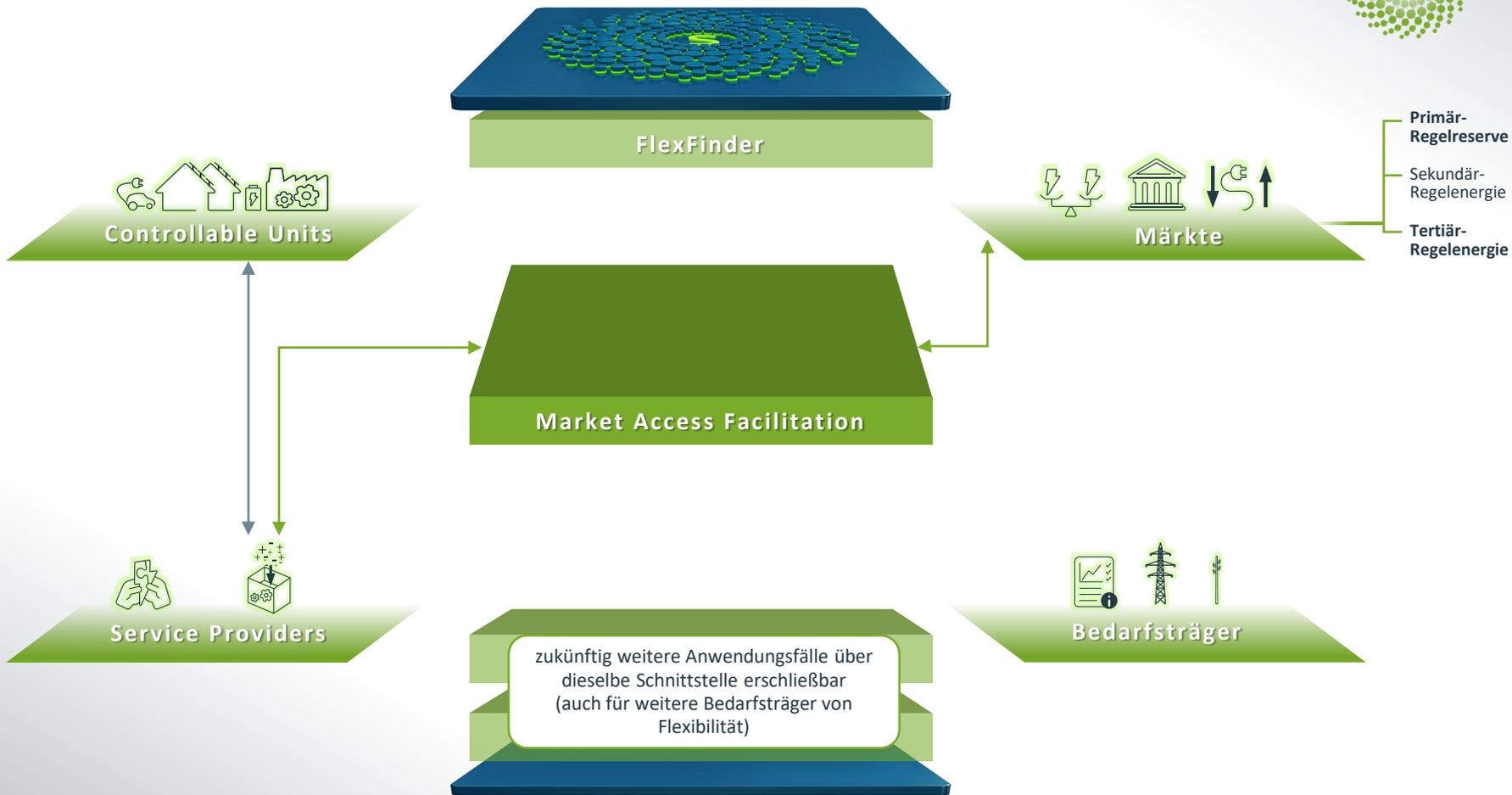
Anfragen bitte an: lukas.obernosterer@apg.at



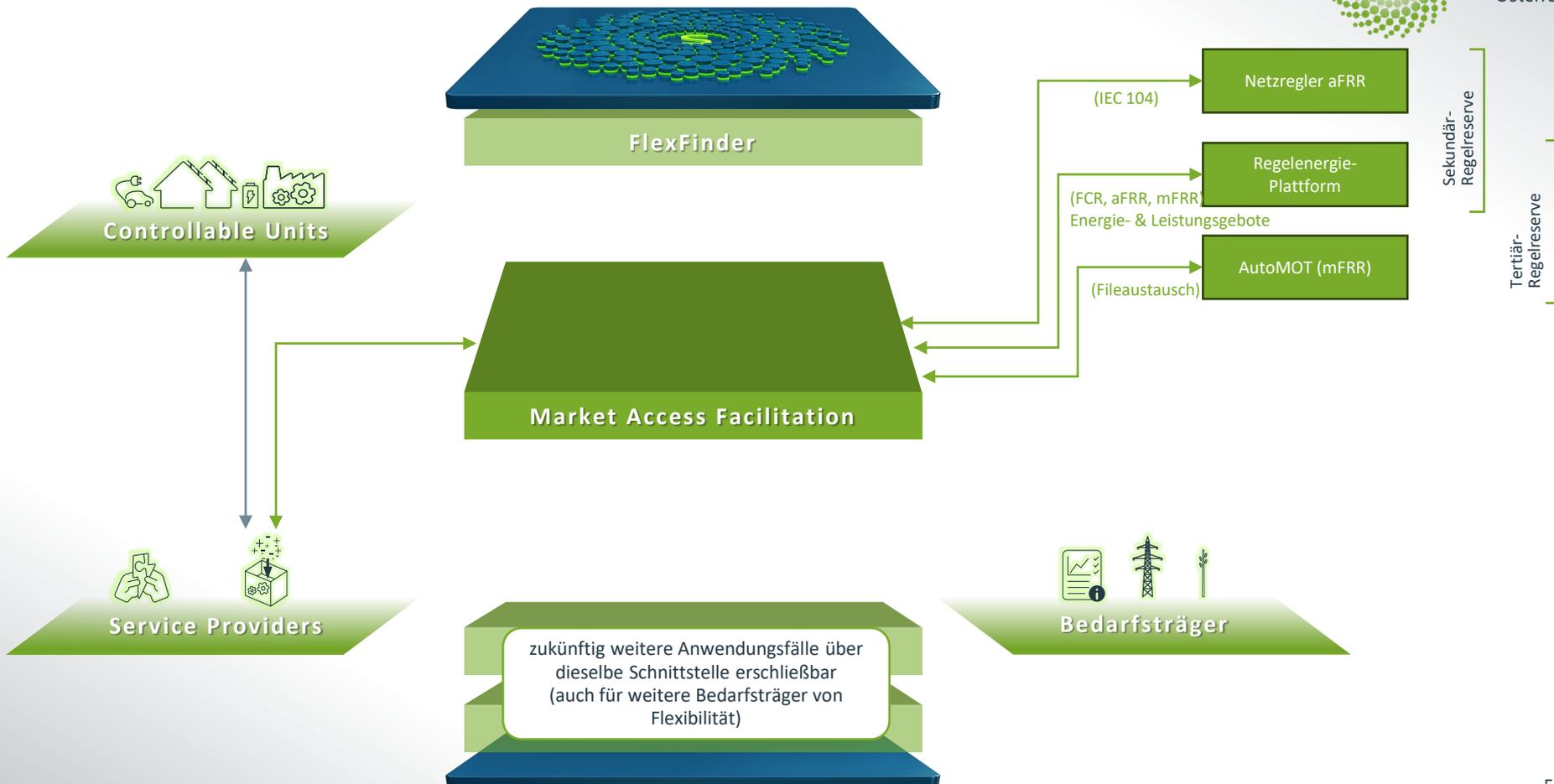
Überblick Plattform Stromausgleich Österreich



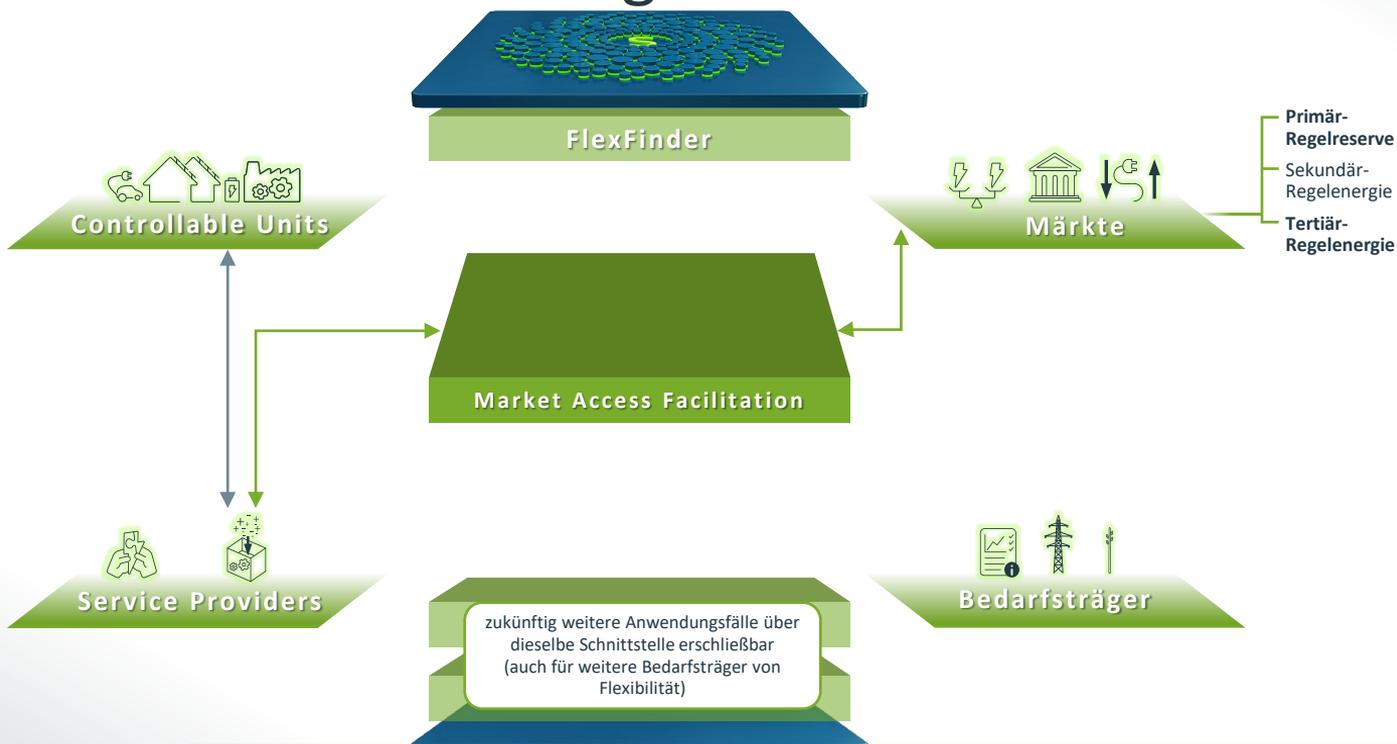
Produkterweiterung mFRR & FCR



Produkterweiterung mFRR & FCR



Produkterweiterung mFRR & FCR



Sukzessive Erweiterung der erschlossenen Märkte über die Plattform (angestrebt 2025):

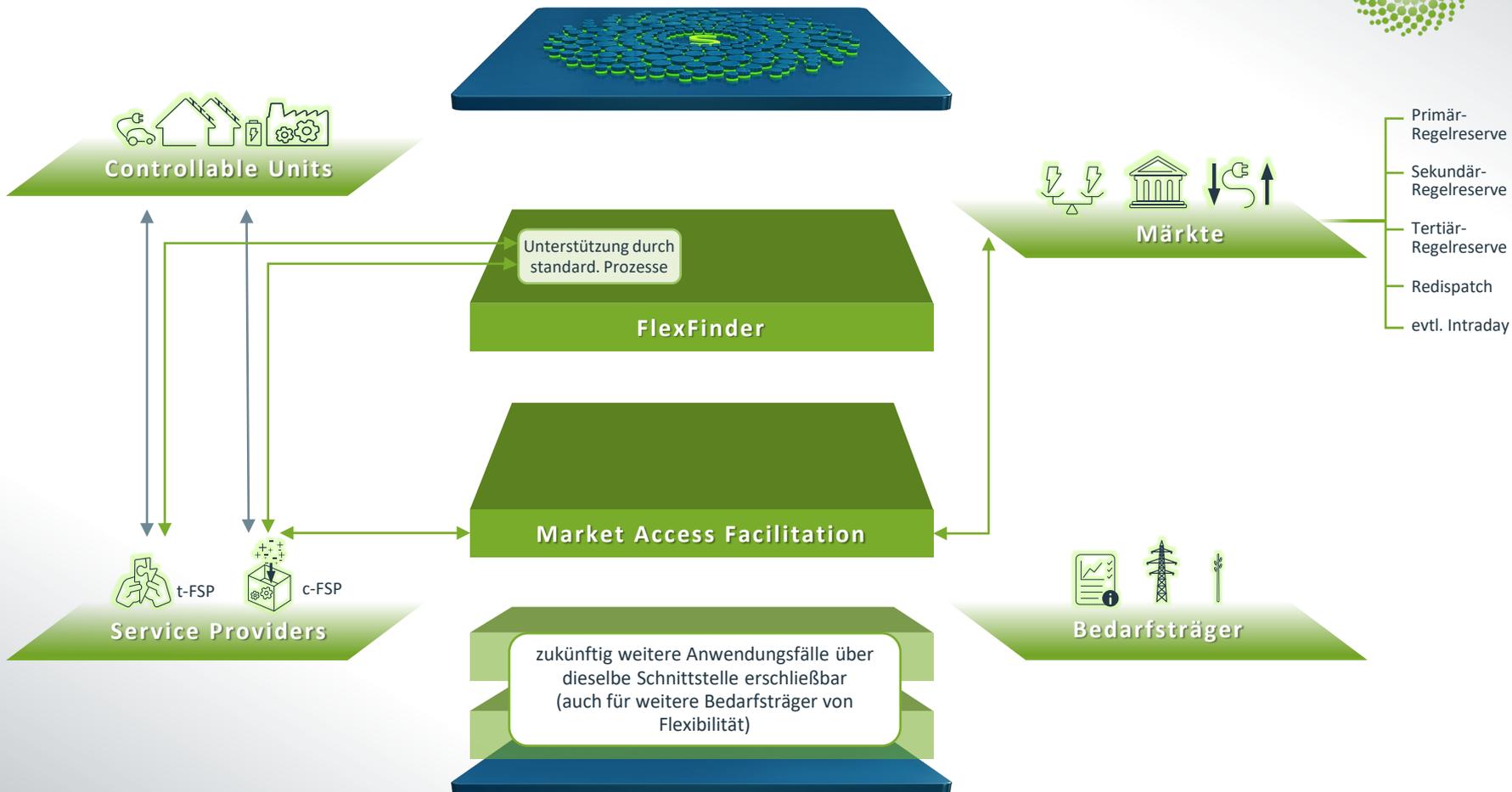
- TSO-Märkte und Prozesse im Fokus (Regelreserven und Redispatch).
- Zusätzlich Evaluierung ob der Prozess auch für andere Bedarfsträger tauglich ist.

- Schaffung der Rolle des **technischen FSPs** (Aggregator)
 - **Technische FSPs** (z.B. Gerätehersteller od. Energiegemeinschaften) können Anlagenpools betreiben und Flexibilitätspotenzial technisch zur Verfügung stellen
 - **Kommerzielle FSPs** können sich an diesen Voraggregaten standardisiert bedienen und in ihre bestehende Vermarktung einbinden
 - Unternehmen können sich auf ihre Kernkompetenzen fokussieren
- Die Plattform kann hier den Prozess des On- / Offboardings sowie des (Echtzeit-)Datenaustauschs zwischen den Playern unterstützen
- **Freiheit der Prosumer ist uneingeschränkt** – Teilnahme über t-FSP oder direkt über c-FSP frei wählbar

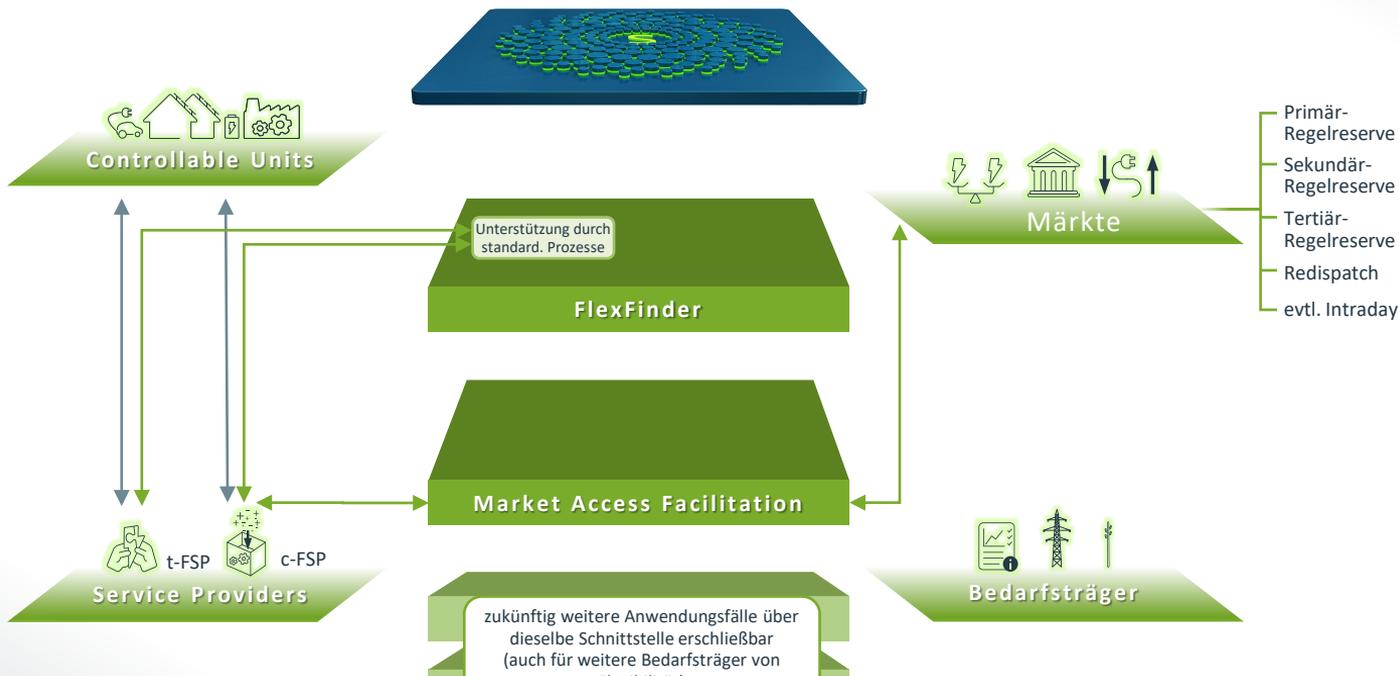
FlexFinder Konzeption



FlexFinder Konzeption



FlexFinder Konzeption



Technische Aggregatoren ermöglichen / kommerzielle Aggregatoren unterstützen / Flex-Potenziale schneller heben:

- Technische Aggregatoren (z.B. Gerätehersteller od. Energiegemeinschaften) können Anlagenpools betreiben und Flexibilitätspotenzial technisch zur Verfügung stellen. – **Nutzung von Multiplikatoreneffekten** in der Ausrollung der System-Flexibilisierung. (Win-Win-Win)
- Komm. Aggregatoren können sich dieses technisch heterogenen Potenzials **standardisiert** bedienen und in ihre Vermarktung einbinden.
- Die Plattform kann hier den Prozess des On- / Offboardings sowie des (Echtzeit-)Datenaustauschs zwischen den Playern unterstützen.
- **Freiheit der Prosumer (Controllable Units) ist uneingeschränkt** – Teilnahme über t-Aggregator oder direkt über k-Aggregator frei wählbar.

FlexFinder Konzeption

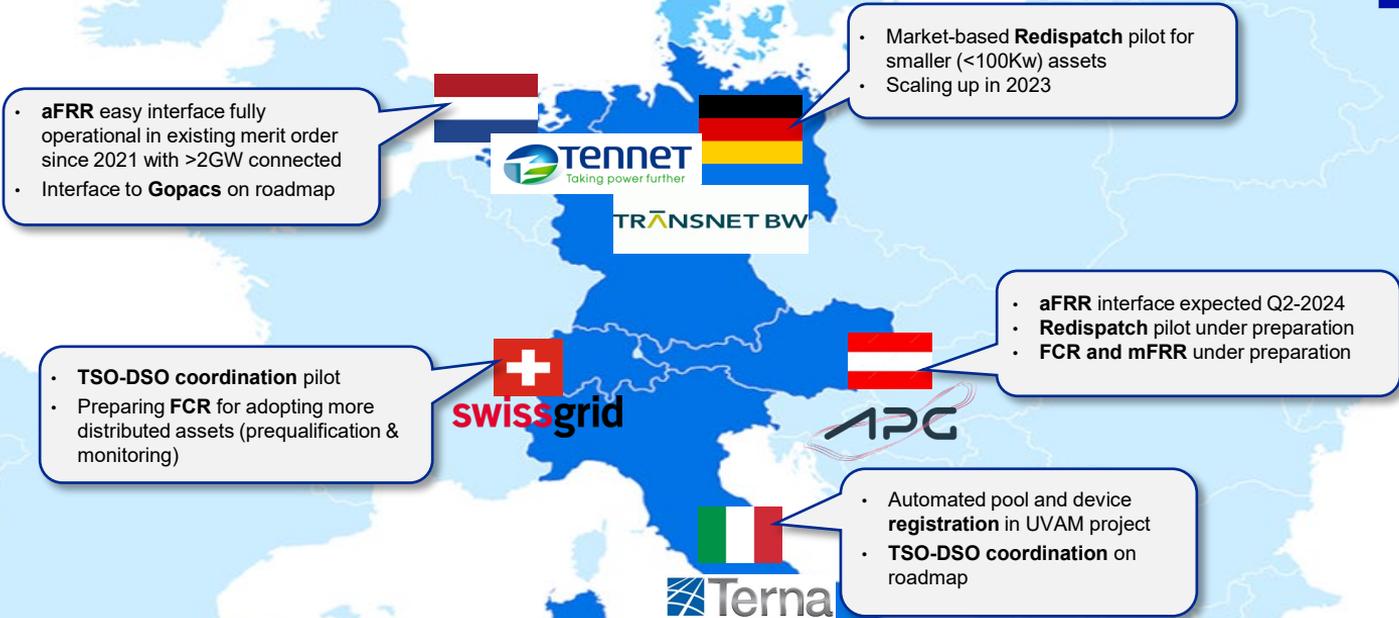
- Das Konzept wird regelmäßig mit einer **Expertengruppe** abgeglichen werden
 - Um eine möglichst bedarfsgemäße und zielgerichtete Ausgestaltung zu gewährleisten
 - Teilnehmerkreis aus Vertretern der Industrie, Aggregatoren, Geräteherstellern, VNBs, etc.
- Die Erkenntnisse werden im **Forschungsprojekt** cells4.energy real erprobt
 - Weitere Forschungsprojekte zu diesem Thema in Analyse/Einreichung

Bei Interesse an der Teilnahme in der Expertenrunde bitten
wir um Kontaktaufnahme!

Anfragen bitte an: christina.wirrer@apg.at



EQUIGY/CBP in the five markets



EQUIGY innovation (all markets)

- Creating a **single standard** for accessing all markets and countries (one-stop-shop)

Kontakt:

Lukas Obernosterer

Lukas.obernosterer@apg.at



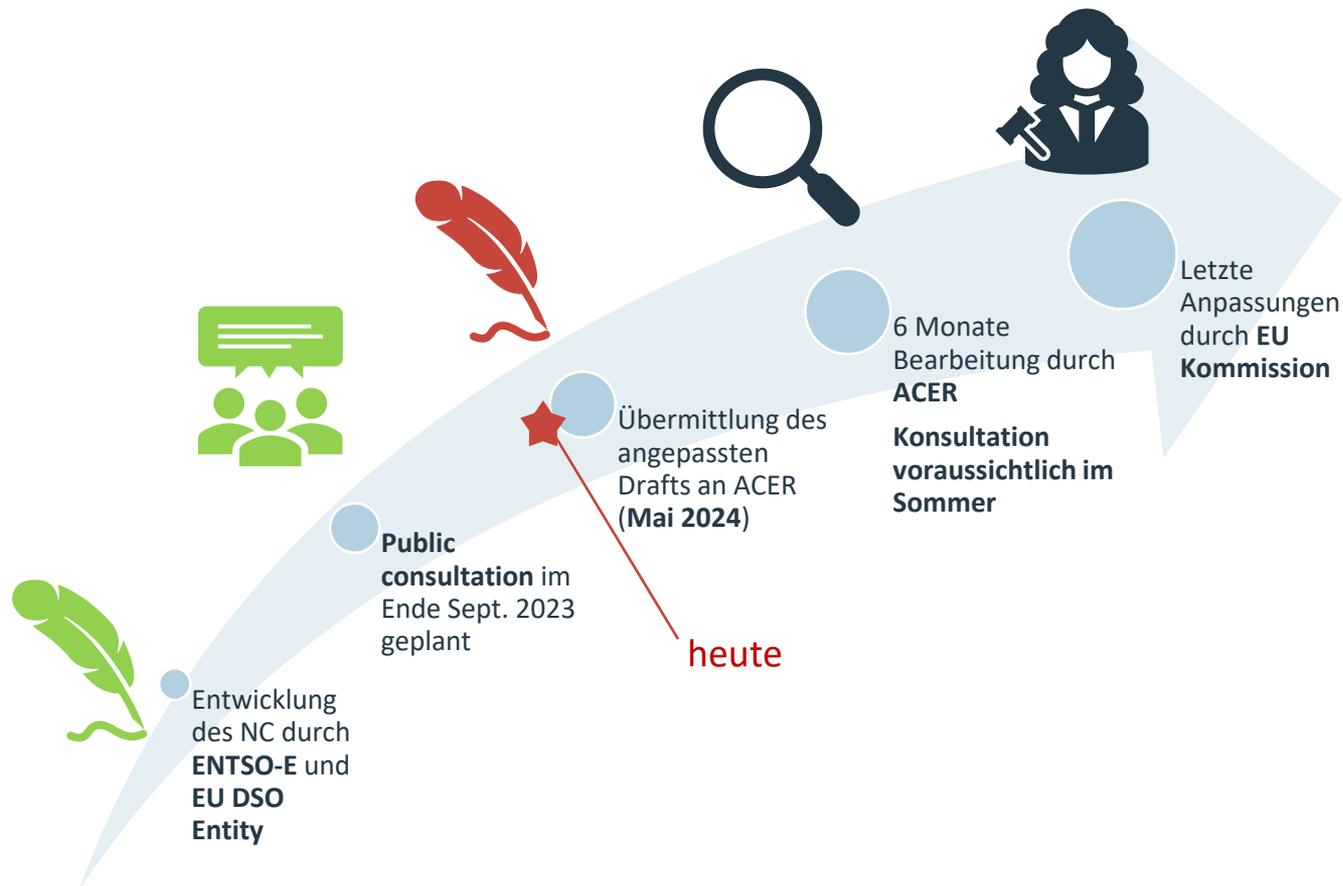


Kurzupdate Network Code Demand Response

APG-Marktforum, 16.04.2024

Lukas Obernosterer

Network Code Demand Response





Netzreserve 2025 und Ausblick

Netzreserve 2025 – Status des Verfahrens

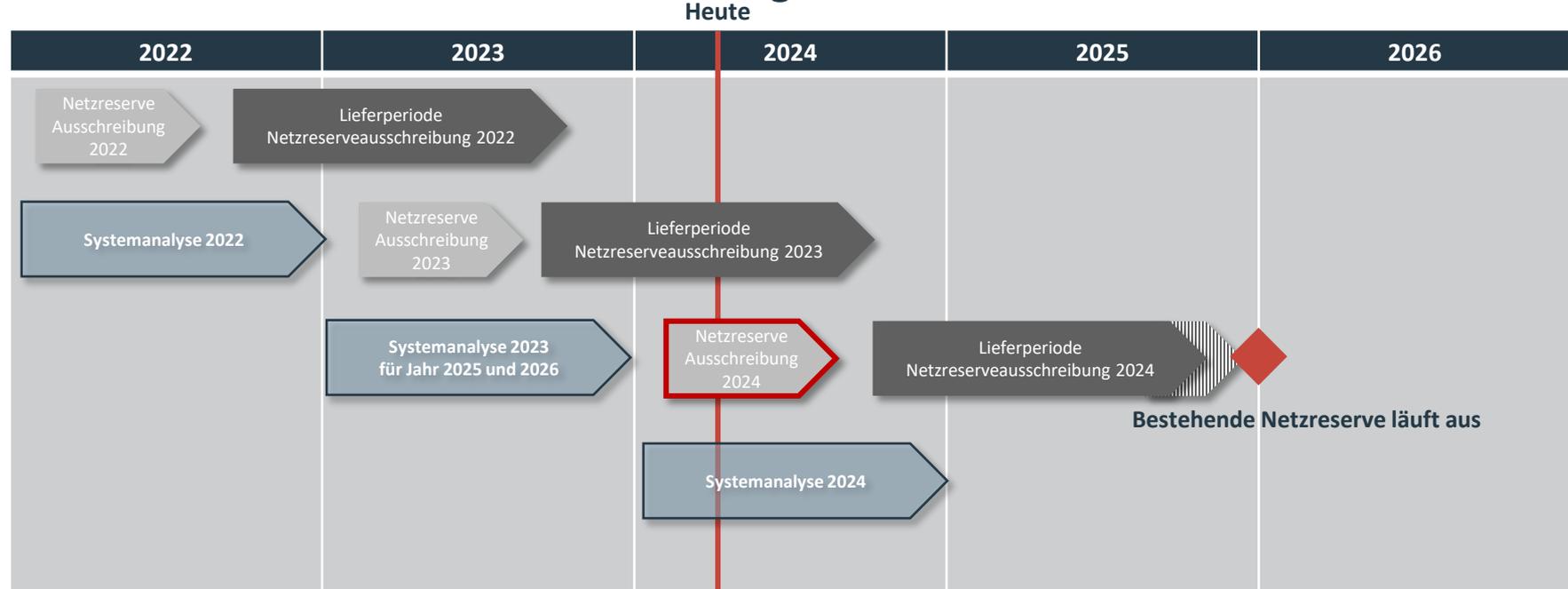
Ausblick Netzreserve nach 2026

Felix Hembach(APG), Benedikt Ennser(BMK), Michael Berger(E-Control)

16. April 2024

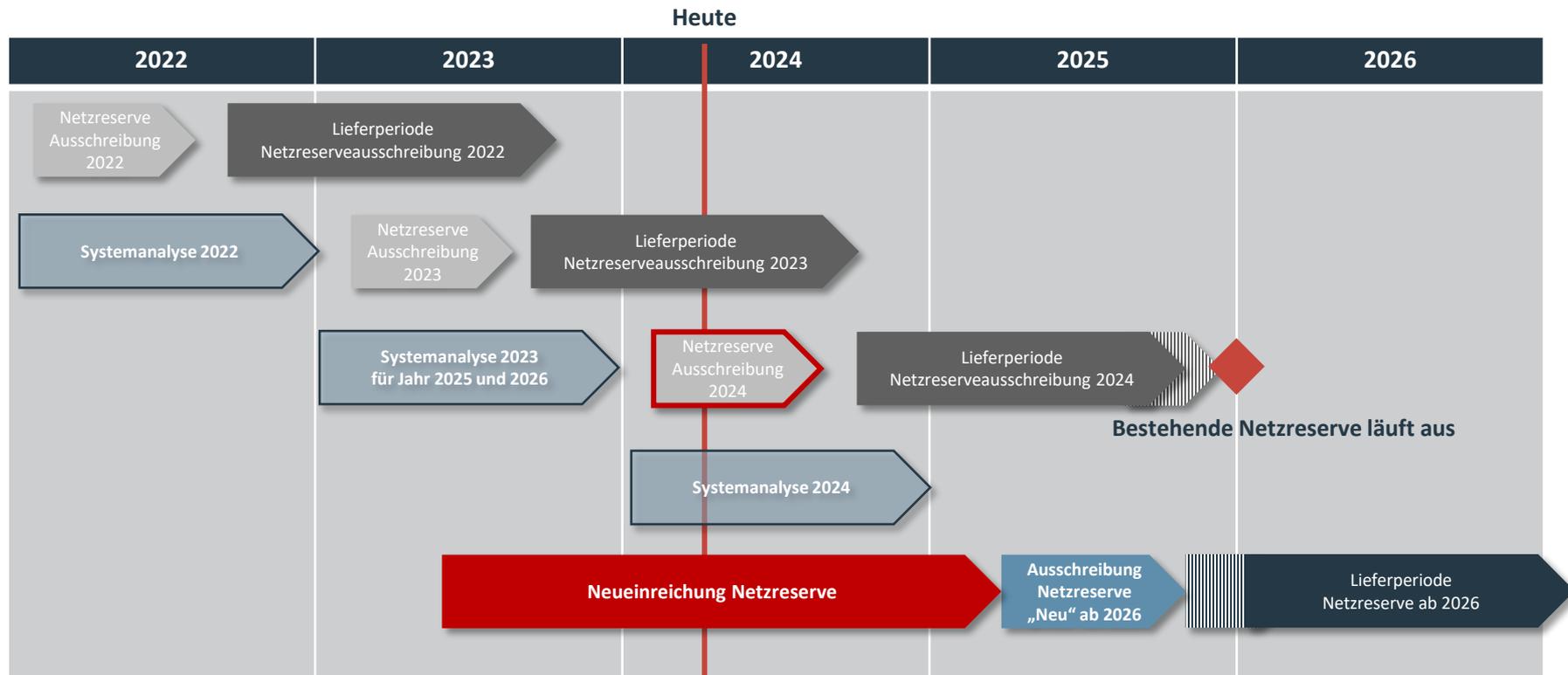
Status quo: Netzreservemechanismus in AT

Verbleibende Netzreserveausschreibungen



Aktuell hat die Angebotsphase (10.04.2024 bis 08.05.2024) für die Netzreserveausschreibung 2024 gestartet.
Auf Basis der Ergebnisse der Angebotsphase werden die Netzreserveanbieter für den Lieferzeitraum ab 1.10.2024 kontrahiert.

Netzreservemechanismus: Ausblick in der Zukunft



Netzreserve Neu wird ab 2026 benötigt. Daher die Neueinreichung des Netzreserve-Prozesses, die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission wird bis Ende 2025 erwartet.

Netzreserve Mechanismus nach 2025



- Die Netzreserve stellt eine staatliche Beihilfe dar, die der Genehmigung durch die EU-Kommission bedarf.
- Aktuelle Netzreserve durch EU-Kommission genehmigt bis 2025
- Aus APG-Sicht ist ein **Nachfolgemechanismus** auch danach betrieblich notwendig
- Dazu ist eine **Neu-Notifizierung der Netzreserve** (staatliche Beihilfe) **durch Österreich (BMK/BMAW)** notwendig
- Um ab 2026 einen Mechanismus in AT verfügbar zu haben, ist ein Notifizierungsprozess Richtung Europäischer Kommission erforderlich
- BMK, ECA und APG befinden sich in enger Abstimmung und haben die Kommunikation mit der europäischen Kommission begonnen und sind dabei, gemeinsam den Prozess vor der Europäischen Kommission zu vertreten.



Netzreserve Mechanismus nach 2025 – aktueller Stand

- Gemeinsames Verständnis ECA, BMK, APG: Verlängerung mit Änderungen
- EU-Kommission prüft Kompatibilität der Beihilfe am Maßstab der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022
- Aktueller Status: Prä-Notifikation (laufende Gespräche, Fragebogen)
- Zum Entwurf des Konsultationsdokuments wurde Feedback der EU-Kommission eingeholt
- Auf nationaler Ebene werden die gesetzlichen Grundlagen im ElWOG 2010 ins neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) überführt – Gesetzwerdungsprozess läuft
- Ergebnis des Notifizierungsverfahrens soll mit Verordnung auf Basis des ElWG bis Ende 2024 umgesetzt werden



APG konsultiert im Auftrag des BMK und Abstimmung mit E-Control die folgenden Änderungen

Verfahrensänderungen



Anforderungen der Anlagen

Änderungen am
Verfahrensablauf

Produktänderungen

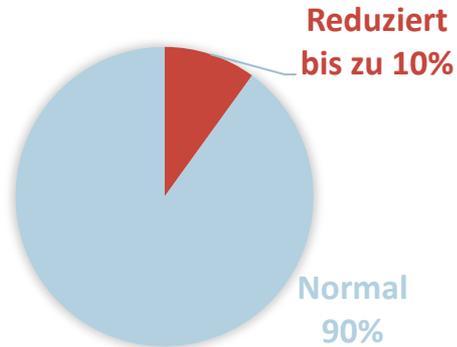


Einführung neuer Produkte

Anpassung der
Bestandsprodukte

1) Reduzierte Mindestabrufdauer für einen Teil des Bedarfs

NETZRESERVEBEDARF



Mindestabrufdauer 6h

Mindestabrufdauer 3h

Einfachere Abdeckung der selten auftretenden Lastspitzen durch Vergrößerung des Bieterkreises.

2) Lange Revisionen/Nichtverfügbarkeiten als Hinderungsgrund der Teilnahme

- Eine Verfügbarkeit von 50% der maximalen Produktdauer wird als Mindestvoraussetzung zur möglichen Kontrahierung für die Netzreserve festgelegt.
- Eine Kontrahierung auf Basis eines Stilllegungsverbots durch die E-Control gemäß §23c Abs 1 ElWOG 2010 ist nach Ausschluss des Angebots möglich*.

*zusätzlich wird die Möglichkeit der kürzeren und/oder flexibleren Produktdauer geschaffen.

Klarstellung bezüglich des Umgangs mit Nichtverfügbarkeiten

3) Temporäres Aussetzen der Beteiligung und Korrekturmöglichkeit von Stilllegungsanzeigen

- Ruhendstellung der Teilnahme an Netzreserve auf Basis monatlicher Zeitscheiben:
 - Vorlaufzeit: 8 Wochen vor Austritt
 - Marktteilnahme möglich
 - Verpflichtung zu Engpassmanagement bleiben aufrecht
 - Zahlungsverpflichtung für Leistungsvorhaltung ausgesetzt
 - Genaue Modalität und mögliche Häufigkeit noch in Klärung
- Anpassung der Stilllegungsanzeige:
 - Korrektur in Richtung Rückkehr in den Strommarkt bis 6 Wochen vor Aufruf zur Interessensbekundung

Reduktion des Netzreservebedarfs durch Marktteilnahme der Anlagen

4) Umstellungsoption auf kostenbasierte Kompensation falls:

- Rückfall auf Kostenprüfung falls aus wettbewerblicher Sicht eine marktorientierte Beschaffung nicht sinnvoll möglich
- Kriterien für Umstellung
 - BESTEHEND Aufgrund der gelegten und nicht ausgeschiedenen Angebote kann Bedarf nicht gedeckt werden (siehe auch derzeit §23b Abs. 8 ElWOG 2010)
 - NEU: potenzieller Anbieterkreis (Stilllegungsmeldungen) überschreiten den Netzreservebedarf nicht um X %.

Praktikabler Mechanismus zu kostenbasierter Beschaffung des Netzreservebedarfs im Anlassfall

5) Veröffentlichung des Netzreservebedarfs

- Veröffentlichung des Netzreservebedarfs für die aktuelle Ausschreibung erst nach der Angebotsphase

Strategisches Bieterverhalten soll möglichst verhindert werden

7) Einführung eines Monatsprodukts für klassische Netzreserve

- Produkteigenschaften:
 - Ausschreibung für 12 einzelne Monatsprodukte gemeinsam mit Jahres- und Saisonalprodukten Y-1
 - Stilllegungsanzeige von Erzeugungsanlagen für Zeitraum notwendig

Leichtere Teilnahme durch bessere Vereinbarkeit mit betrieblichen Rahmenbedingungen, insbesondere für industrielle Anlagen

6) Einführung eines Flex-Produkts zur Reduktion der Netzreserve

- Einführung einer monatlichen* Ausschreibung für einen Teil der Netzreserve:
 - Menge: Start mit bis zu 40 MW im geographisch relevanten Bereich
 - Abruf: im Day-Ahead Prozess für Folgetag
 - Angebotspreis: Limitiert auf X €/MW, festgelegt in Abstimmung mit E-Control
 - Abrufdauer: 1h
 - Abwicklung über Flexibilitätsplattform gem. ElWG-Begutachtungsentwurf
- Jährliche Evaluation:
 - Ausgeschriebene Maximalkapazität
 - Maximaler Angebotspreis

Beanreizung neuer, kleinerer flexibler Einheiten in der Netzreserve, um steigendem Bedarf an Flexibilität gerecht zu werden.

8) Aktuell kein aktiver Gebrauch des 24-Monats Produkts

- Folgende Produkte sind gemäß gesetzlichen Vorgaben aktuell möglich:
 - Laufzeit 6 Monate (Saisonalprodukt)
 - Laufzeit 12 Monate (Jahresprodukt)
 - Laufzeit 24 Monate (Zweijahresprodukt), Vorschlag zur Streichung
- Letzte Ausschreibung des Zweijahresprodukts:
 - Netzreserve 2021

Um Stellungnahme zum 24-Monats-Produkt wird gebeten.

Nächste Schritte



- ➔ Stakeholder im Netzreserveprozess erhalten demnächst über die APG Webseite und den E-Mail Verteiler zur Netzreserve die Konsultationsunterlagen
- ➔ APG, BMK, ECA laden zur Anmerkung und Stellungnahme über die dargestellten Änderungen ein
- ➔ APG, BMK, ECA begrüßen und laden generell zur weiteren Anmerkung und Stellungnahme über den aktuell im ELWOG 2020, §23a bis 23d, bzw. §52 festgelegten Mechanismus ein

Danke für die Aufmerksamkeit



Versorgungssicherheit 2030+: Österreichs Nationale Studie zur
Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen

APG-Marktforum, 16.04.2024

Raffael Krismer, Austrian Power Grid - Systementwicklung

Agenda und Zielsetzung

Vorstellung: Mittelfristige Analyse der Versorgungssicherheit auf europäische Ebene durch die TSOs (ERAA)

Sensibilisierung: Im Begutachtungsentwurf des EIWG vorgesehene Einführung einer Studie zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene (NRAA)

Fazit: Es braucht rechtzeitig eine Diskussion über mittelfristige Absicherung der Versorgungssicherheit. Das geplante NRAA liefert eine wesentliche Entscheidungsgrundlage.

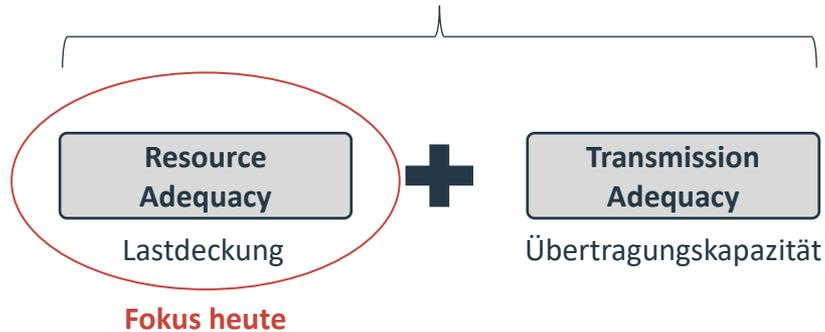
Energiewende aus Perspektive der Versorgungssicherheit

Europäische Aktivitäten zum Monitoring der Versorgungssicherheit durch ÜNBs



Was heißt „Versorgungssicherheit“?

System Adequacy
(sichere Stromversorgung)



European Resource Adequacy Assessment (ERAA)

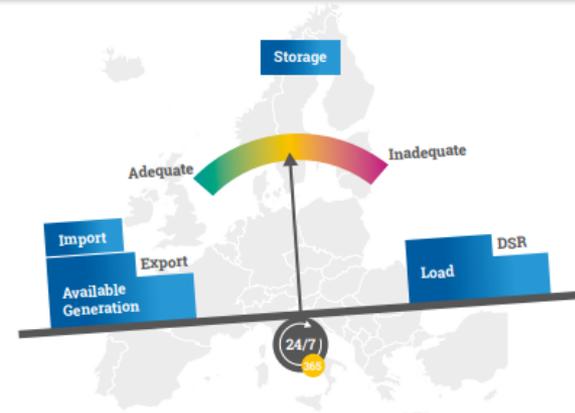


Figure 1: Resource adequacy – Balance between net available generation and net load

Quelle: ERAA 2022

Resource Adequacy: probabilistische Lastdeckungsanalysen erfolgen paneuropäisch über die ENTSO-E

EU Regulatorik schreibt den europäischen Prozess vor ...

- ▶ **Regulation (EU) 2019/943, Art. 23:** „Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgt durch ENTSO (Strom)“

... die Umsetzung erfolgt durch ENTSO-E und die ÜNBs

- ▶ **European Resource Adequacy Assessment (ERAA):** Jährlich durchgeführtes Monitoring der Versorgungssicherheit über einen Zeitraum von 10 Jahren mit leitender Rolle von APG-Expertinnen und Experten

National Resource Adequacy Assessment (NRAA)

Im Begutachtungsentwurf des EIWG ist die Einführung eines NRAA vorgesehen



EU Regulatorik setzt den Rahmen für einen nationalen Prozess

- NRAAs haben einen **regionalen Umfang** und **beruhen auf der ERAA-Methode**
- Bei NRAAs können **zusätzliche Sensitivitäten** berücksichtigt werden

Regulation (EU) 2019/943, Art. 24



ERAA-Methodik ist Grundlage für ein nationales Assessment

Nationale Modellierung erweitert die Methode um nationale Gegebenheiten und entsprechende Sensitivitäten



NRAAs werden in 20 EU-Ländern bereits umgesetzt.¹

NRAA in Zukunft auch für Österreich vorgesehen – neuer §130 im Begutachtungsentwurf des EIWG (2024)



„Der Regelzonenführer hat in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und [der Ministerin/BMK] ... eine Untersuchung zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene durchzuführen.“



Durchführung des NRAA durch APG in Österreich für 10 Jahre in die Zukunft



Ziel der probabilistischen Lastdeckungsmodellierung: Genauere Quantifizierung des Versorgungssicherheitsrisikos liefert Entscheidungsgrundlage für Fragen des Marktdesigns 2030+.

¹ Quelle: ACER, [Security of EU electricity supply 2023 \(europa.eu\)](https://europa.eu/europa/en/energy/electricity-security)

ERAA23 – Methode durch ACER vorgegeben

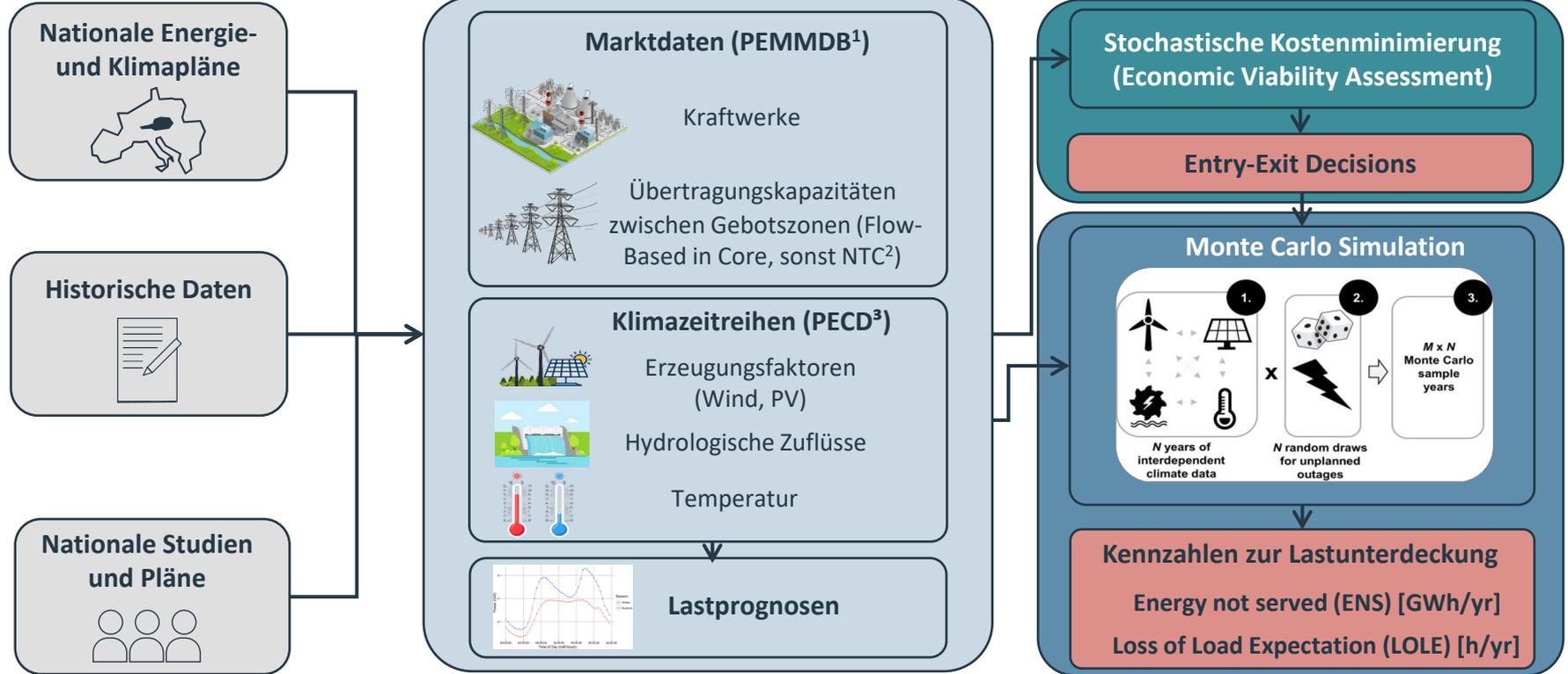
Probabilistische Modellierung auf Basis der Input-Daten der europäischen TSOs



Nationale Datenerhebungen

Konsolidierung in europ. Datenbanken

Modellierung und Ergebnisauswertung



1...Pan-European Market Modeling Database 2...Net Transfer Capacity

3...Pan-European Climate Database

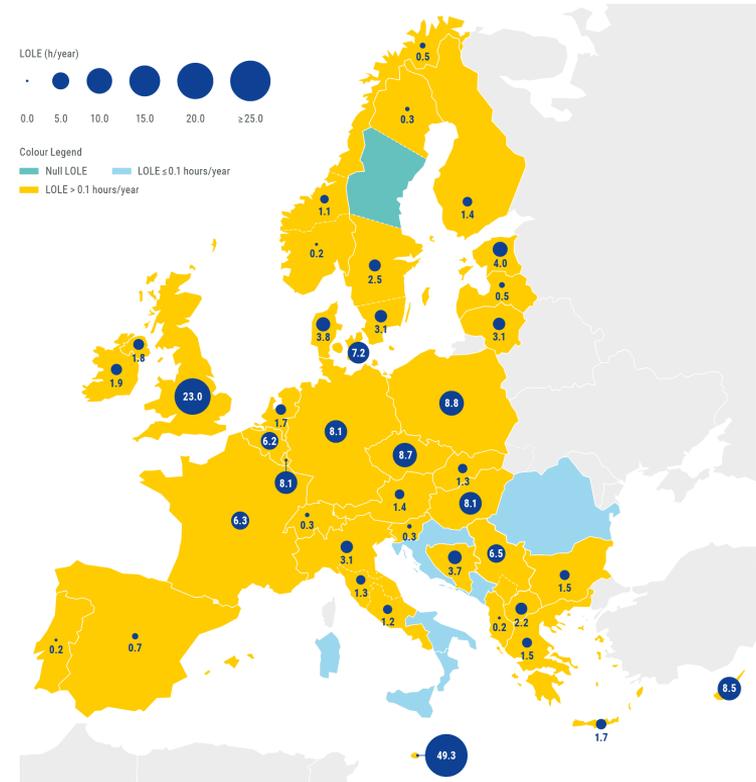
ERAA23 – Ergebnisse und Implikationen für Österreich

Gewährleistung der Resource Adequacy ist eine zentrale Herausforderung der Transformation



Unterdeckungsstunden in Europa verlangen Strategien

- ▶ LOLE (Einheit: Stunden) gilt als **wichtigstes Vergleichskriterium** aus Sicht der probabilistischen Lastdeckungsmodellierung
- ▶ Der sog. nationale **Zuverlässigkeitsstandard** (Einheit: Stunden), der auf Vorschlag der Regulierungsbehörde vom Ministerium genehmigt werden muss, wird als Standard für die Versorgungssicherheit definiert
- ▶ **Größere europäische Staaten** (DE, FR, PL ...) zeigen im ERAA23 signifikante Lastunterdeckung in verschiedenen Zieljahren
- ▶ In **Österreich**: seit ERAA 2022 LOLE- und EENS-Indikatoren > 0. Im Zieljahr 2033: 1,4 h Lastunterdeckung
- ▶ In einem dynamischen, europäischen Kontext zielt ein NRAA darauf ab, durch unterschiedliche Sensitivitäten und Auswertungen die regionalen Gegebenheiten detaillierter abbilden zu können und entsprechende Risiken zu quantifizieren



NRAA24 – Durchführung soll aus Sicht APG noch 2024 geschehen

Nationales Assessment quantifiziert Risiken gemäß den jüngsten Entwicklungen



Nationale Studie basierend auf ERA23 kann Österreichs spezielle Situation bzw. Risiken detaillierter abbilden



Nationale Stromerzeugung und Kraftwerkspark (RES, Wasserkraft, thermische Kapazitäten)

Abbildung grenzüberschreitender Kapazitäten (Flow-Based Market Coupling in der CORE Region)

... (+ einer Vielzahl weiterer Faktoren)

- Zentrales Referenzszenario des ERAA muss im NRAA ebenfalls enthalten sein
- Darauf aufbauend: Szenario-Updates bezüglich jüngerer Pläne (ÖNIP, NEKP) sowie weitere Sensitivitäten
- Dezidiertes Ziel der Ressourcenabschätzung ist die Quantifizierung unterschiedlicher Risiken

Wasserkraft in Österreich

Welche Auswirkung haben (durch Klimawandel öfter vorkommende) Trockenheitsperioden?

Thermische Kapazitäten

Welche Auswirkungen haben unterschiedliche Verfügbarkeiten von flexiblen Kraftwerken?

Flexibilität etc.

Weitere Risikodimensionen können mit erwartbaren Einflussfaktoren bewertet werden

Fazit und Ausblick

Auch während des Umbaus des Energiesystems muss die Versorgungssicherheit weiterhin auf hohem Niveau gewährleistet sein



ERAA ist die Ausgangsbasis für das mittelfristige Monitoring der Versorgungssicherheit (10 Jahre)



- ▶ Der ERAA-Prozess konsolidiert die Daten und Expertise der europ. TSOs und erlaubt eine koordinierte europäische Methodik – als essenzielle Grundlage für das NRAA
- ▶ Gleichzeitig ergeben sich aus diesem Umfang Prozessschritte, die dazu führen, dass regionale Besonderheiten nicht immer in hohem Detailgrad abgebildet werden (können)

Ein nationales Assessment ist ein wichtiger Baustein für rechtzeitige Maßnahmen



- ▶ Die Notwendigkeit eines NRAA in Österreich ergibt sich aufgrund der Besonderheiten des österreichischen Stromsystems (zentrale Lage als Binnenland, ambitionierte 2040-Ziele, hoher Anteil Wasserkraft,...)
- ▶ Zukünftig soll das NRAA für Österreich alle zwei Jahre durchgeführt werden (Begutachtungsentwurf EIWG)

Nächste Schritte und Umsetzung des ersten NRAA



- ▶ Exakte Deadline des ersten Durchlaufs noch unklar – Juni 2024 (EIWG Begutachtungsentwurf) nicht machbar, aus Sicht APG ist eine Umsetzung noch 2024 aber auf jeden Fall machbar
- ▶ Im besten Fall gibt es dafür eine rasche Umsetzung des EIWG

Energiewende
braucht
Infrastruktur.

APG

ZusammEn 2040

APG Marktforum 16.04.2024

**Herausforderung Systemplanung und Netzinfrastruktur:
Update zur Initiative ZusammEn2040**

Stefanie Schreiner

Austrian Power Grid
www.apg.at

zusammEn 2040

Mit Hilfe moderner
Planungsinstrumente die
Energiewende quantifizierbar und
greifbar machen

*Finden Sie mit uns gemeinsam
heraus, wie ein dekarbonisiertes
Energiesystem aussehen kann*



ZusammEn 2040 - der Weg zu einer klimaneutralen Zukunft kann nur gemeinsam gelingen!



Sektorübergreifendes Energiesystemmodell

- **Sektoren- und Energieträger-übergreifende** Modellierung
- **Europäische** Betrachtung mit AT-Fokus
- **Performantes Planungsinstrument für Szenario-basierten Analysen**
- **„Modell als gemeinsame Sprache“** für vergleichbare Basis für Diskussionen



*Wir stellen unser Modellierungssystem und Expertenwissen zur Verfügung, um **gemeinsam** das Energiesystem der Zukunft zu planen.*

Stakeholder-Prozess und Vernetzungsplattform

zusammEn 2040



- Eigene **Berechnung** von Szenarien für **individuelle Energiesystem-Vision**
- Plattform „ZusammEn 2040“ lädt energie- und klimapolitischen Stakeholder zu einer **quantifizierbaren Diskussion***
- **Wechselseitiges** voneinander lernen sowie **sektorübergreifender Austausch** in transparentem Prozess

- Die Strategien auf Basis der **besten Planungsinstrumente** entwickeln!
- **Planungsprozesse** zusammen gestalten, um **Vertrauen** zu **bestärken!**

- **Stakeholderprozess** mit **großem Zulauf** im operativen Prozess
- **Erste Testergebnisse** bereits vorhanden

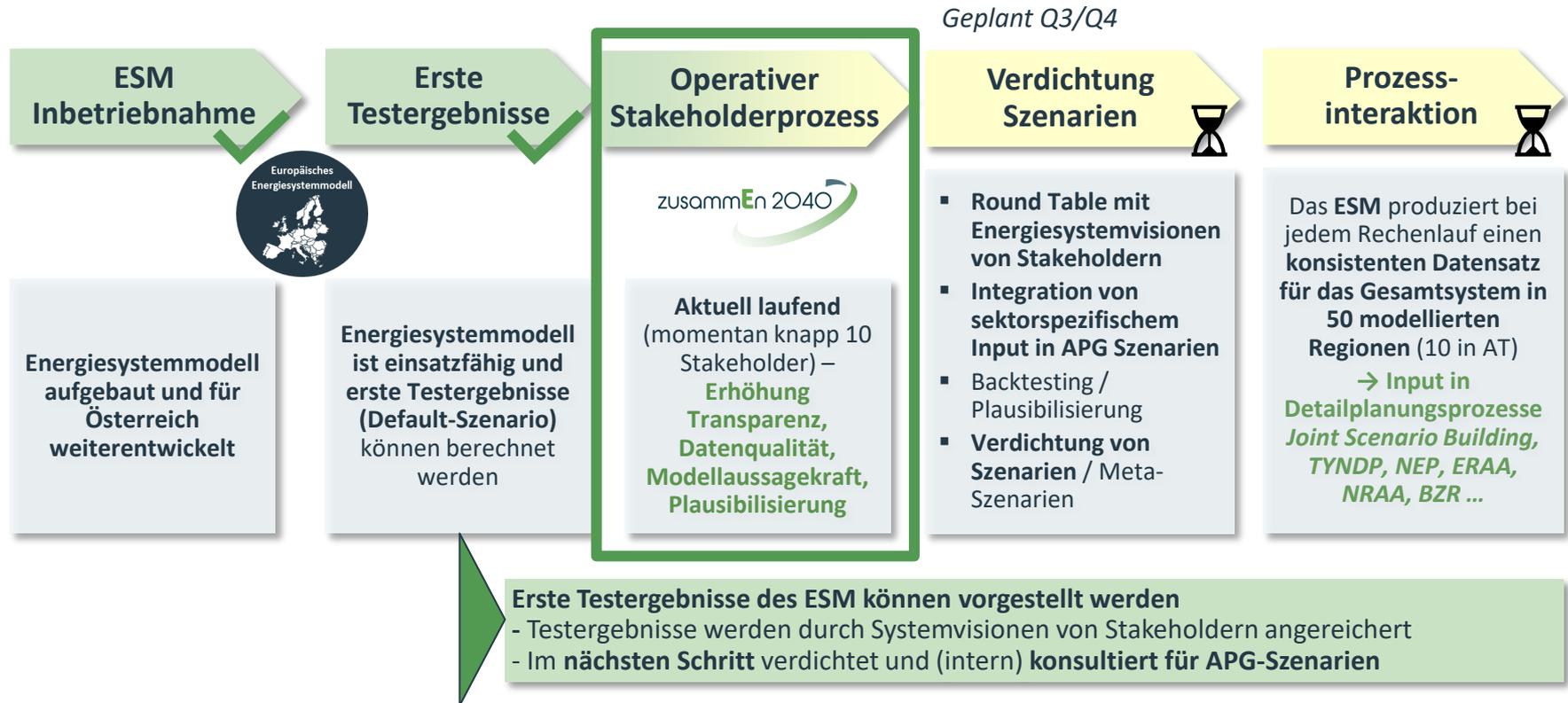
zusammEn2040 Einbettung in APG Planungsprozesse

ESM und Stakeholder-Prozess als essenzielle Grundlage für die Umsetzung in der Planung



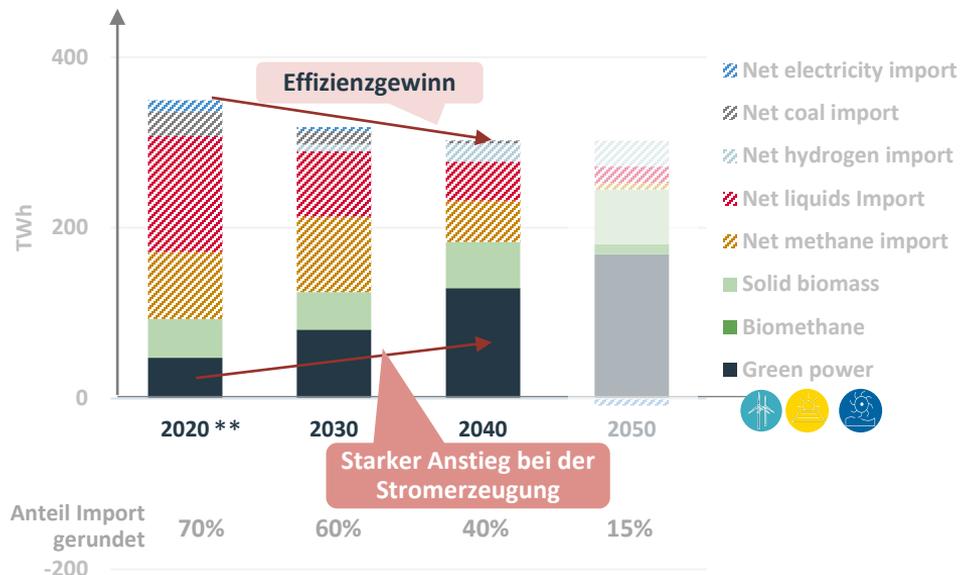
* Prozesstaktung 1 -2 Jahre. D.h. ZusammEn2040 in 2 Jahreszyklus.

Wo stehen wir gerade im Prozess?



Der Stromsektor nimmt im zukünftigen Energiesystem eine zentrale Rolle ein – Elektrifizierung steigert Effizienz

Primärenergieaufbringung in AT* [TWh]



** ACHTUNG: 2020 ist „virtuelles Basisjahr exkl. Corona-Effekte und exkl. nicht betrachteter Sektoren im Energiesystem (Landwirtschaft etc.)“

Das Energie-System wird grüner und elektrischer

- durch zusätzliche Strombedarfe aus Mobilität, Industrie und Wärme **enormer Anstieg der Stromnachfrage um Faktor 2 in AT** erwartet
- **erneuerbare Stromproduktion steigt stark um Faktor 2,5 bis 3,5**

Das Energie-System wird unabhängiger von Netto-Importen

- Der Anteil der Energie-Importe sinkt massiv

Das Energie-System wird deutlich effizienter

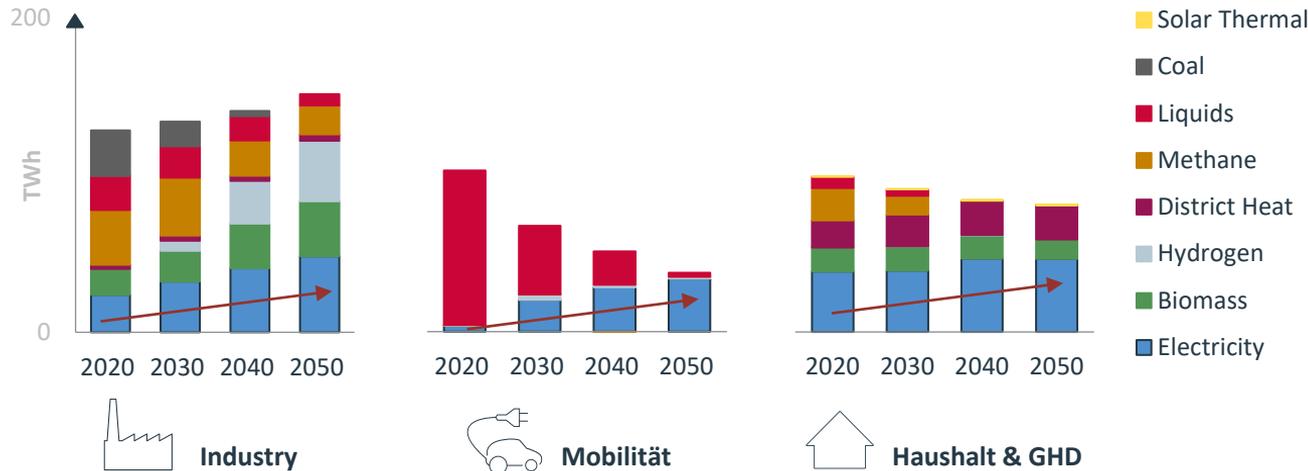
- durch Elektrifizierung, Technologiefortschritt, Effizienzmaßnahmen wie Sanierung etc.

Hinweis: Ableitungen konsistent mit ÖNIP

Das ESM bildet alle Sektoren und Energieträger simultan ab und lässt gesamthafte Analysen zu

Endverbrauch nach Sektoren in AT * [TWh]

Zusätzlich noch Bedarfe aus Umwandlung (P2G / P2H und Speicherung)!



Der Anteil des Stroms am sektoriellen Endverbrauch steigt massiv

Der Verbrauch in Mobilität und Haushalte / GHD wird bei Umstieg auf Wärmepumpe, durch Sanierung, durch Elektromobilität etc. deutlich effizienter

Dargestellter Transport im Endverbrauch excl. Transport für internationalen Flugverkehr.

* Hinweise: Darstellungen behandeln erste Testergebnisse aus dem ESM vor Abschluss Stakeholderprozess zur Ableitung erster qualitativer Aussagen
 -> keine APG-Meta-Szenarien (diese folgen nach Abschluss des Stakeholder-Prozesses)

Das ESM produziert bei jedem Rechenlauf einen konsistenten Datensatz für das Gesamtsystem in 50 modellierten Regionen (10 in AT) (1/2)

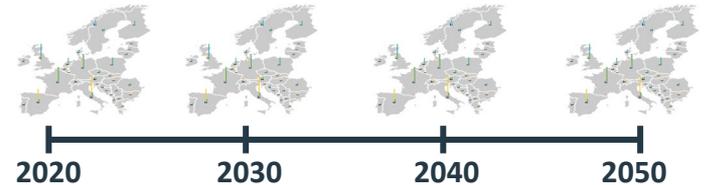


Konsistenter Szenario-Datensatz als Ergebnis aus dem ESM (1/2)

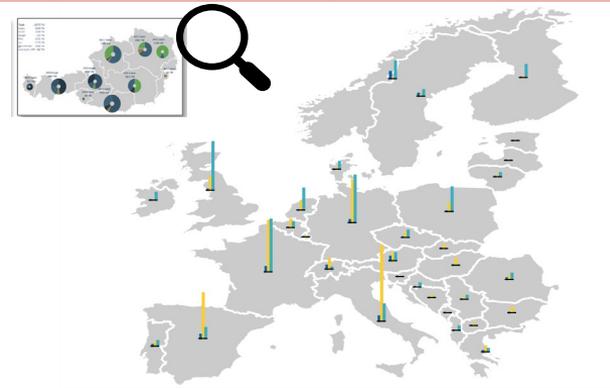
Outputs je modellierter Region und Stützjahr sowie ganzjährig in hoher zeitlicher Auflösung*

Verortung von installierten Kapazitäten von Erzeugungs-Anlagen in Europa und innerhalb AT auf Bundesländer-Ebene:

- **Strom:** PV, Wind Onshore / Offshore, Laufwasser, Gas-KW/KWK, Biomasse-KW/KWK, Brennstoffzellen-KWK, Batterie, Pumpspeicher, Reservoir...
- **Fernwärme:** Biomasse HW / KWK, Gas-KWK, Gas-Kessel, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, Wärmespeicher, Solarthermie, Brennstoffzellen-KWK...
- **H2 / Methan:** Elektrolyse, SMR, Methanisierung, Biomethan-Aufbereitung, H2-Speicher, Methan-Speicher, fossiler Methan-Import, grüner Methan-Import...
- **Liquids:** Fischer-Tropsch, fossile Erdöl Förderung, Import Erdöl, grüne Liquids-Importe...



Beispiel: PV und Wind Kapazitäten in 2050 in GW



* 50 Regionen in ganz Europa (davon 10 Regionen in AT: 9 Bundesländer + Osttirol)

Exemplarische Ergebnisse aus der automatisierten Visualisierung auf der Plattform VAMOS

Detaillierte regionale Ergebnisse können als Input für Detailplanungsprozesse verwendet werden

Das ESM produziert bei jedem Rechenlauf einen konsistenten Datensatz für das Gesamtsystem in 50 modellierten Regionen (10 in AT) (2/2)



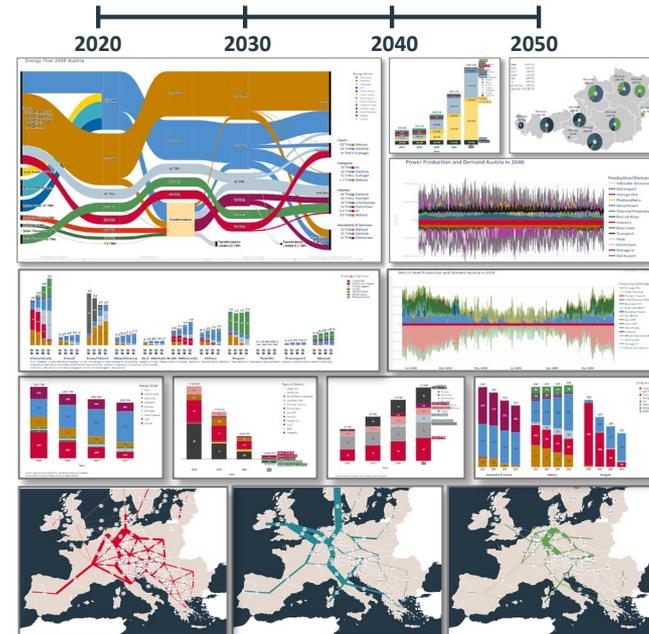
Konsistenter Szenario-Datensatz als Ergebnis aus dem ESM (2/2)

Outputs je modellierter Region* und Stützjahr sowie ganzjährig in hoher zeitlicher Auflösung

Zusätzlich für jede Region verfügbar:

- **Energiefluss Zeitreihen (Lasten, Produktion) und Residuallasten** für Strom, Wasserstoff, Methan, Fernwärme je **eingesetzter Technologie**.
- **Energiefluss Überblick Diagramme** für alle Regionen, Stützjahre
- **Endverbrauch, Primärverbrauch, Import/Export** für alle Energieträger und nach Sektoren differenziert
- **Kosten einzelner Technologien (CAPEX / OPEX)**
- **Bedarfe nach Speicher und anderer Flexibilitäten**
- **u.v.m.**

Benötigte Transportkorridore für Strom, Gas und H2 auf Strecken in konsistenten Szenarien



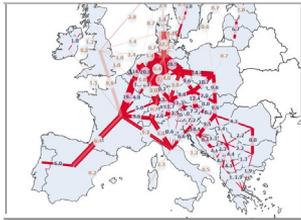
* 50 Regionen in ganz Europa (davon 10 Regionen in AT: 9 Bundesländer + Osttirol)

Detaillierte regionale Ergebnisse in feiner zeitlicher Auflösung können als Input für Detailplanungsprozesse verwendet werden.

Mit dem ESM kann der Bedarf nach Strom-/H₂/Methan Transportinfrastruktur aus gesamtheitlicher Sicht bewertet werden

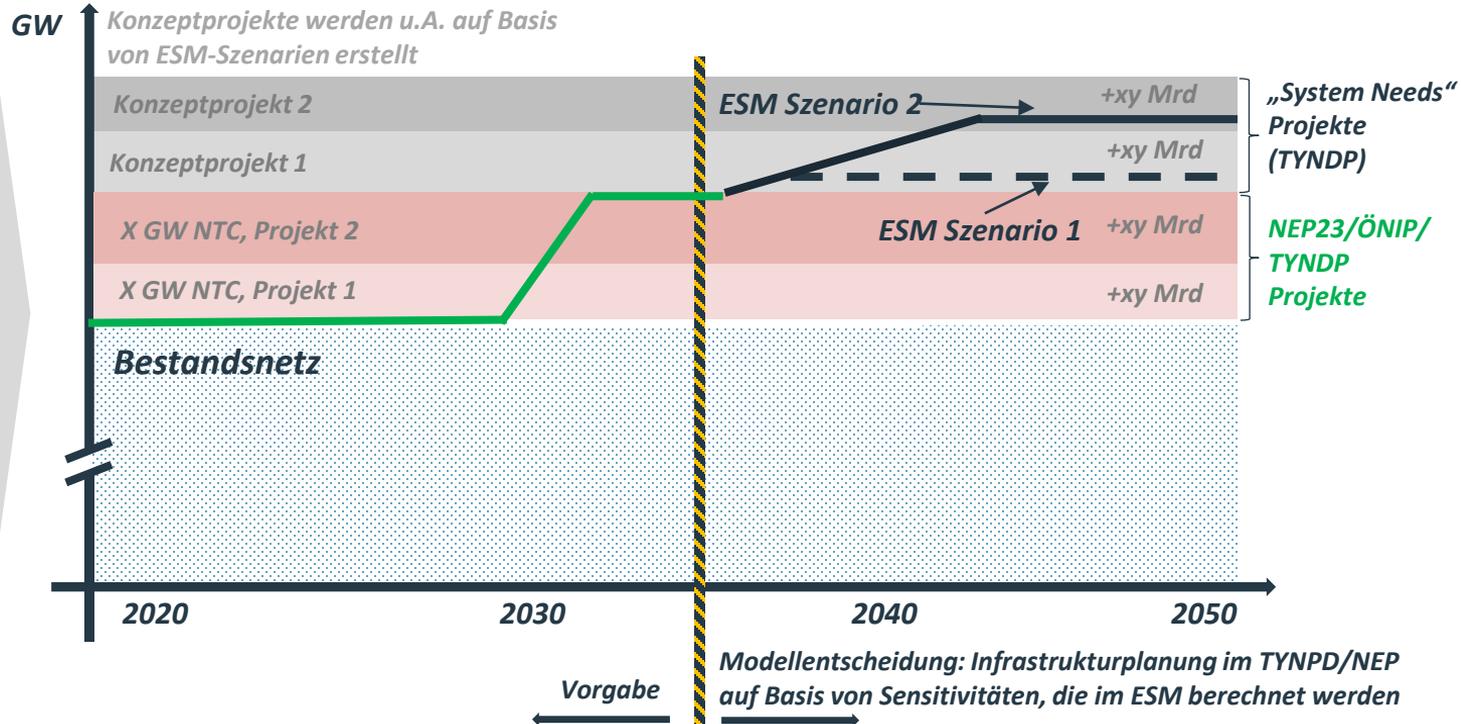


ESM Szenarien



Szenario-Räume
Infrastrukturbedarf für
Stromtransportkorridore

Schematische Darstellung einer Schnittstelle zur gesetzlichen Netzplanung: Einordnung Infrastrukturbedarfe ggü. Netzprojekten

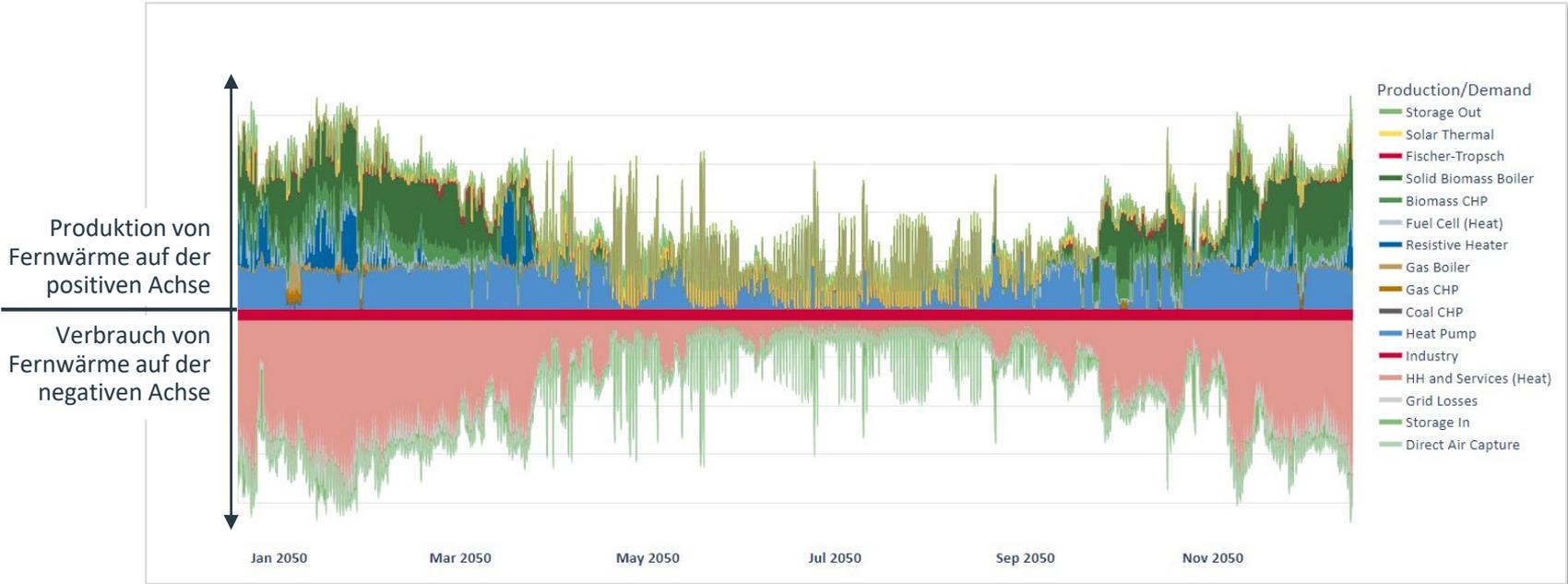


Mit ESM analysierbar: Flexibilität kann durch Speicher, steuerbare Kraftwerke und Sektorenkopplung bereitgestellt werden

Achtung: Beispiel*

Fernwärmeverbrauch und Produktion in AT* im Dekarbonisierungsjahr [TWh]

Beispielhafte Darstellung für Energieträger Fernwärme (Modellierung aller Energieträger: Strom, Methan, Wasserstoff, Biomasse, Flüssigkraftstoffe...)



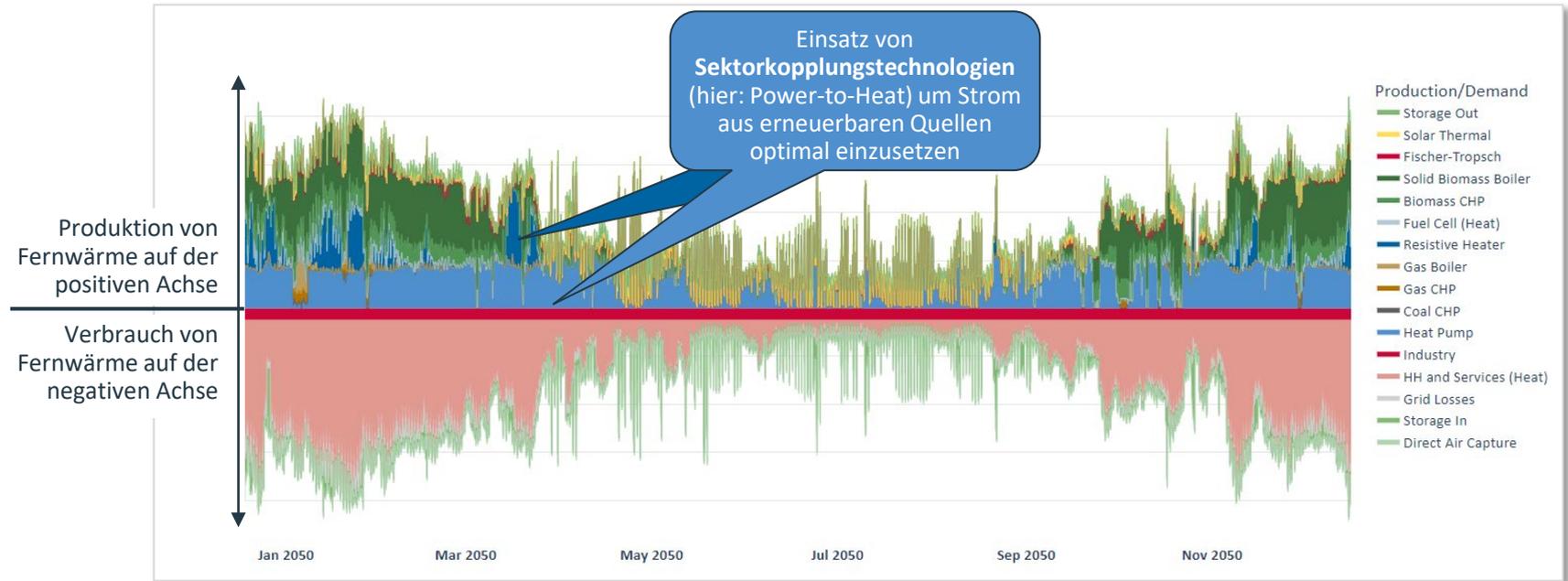
* Hinweise: Darstellungen behandeln erste Testergebnisse aus dem ESM vor Abschluss Stakeholderprozess zur Ableitung erster qualitativer Aussagen
-> keine APG-Meta-Szenarien (diese folgen nach Abschluss des Stakeholder-Prozesses)

Mit ESM analysierbar: Sektorkopplungstechnologien für notwendige Flexibilität und idealer Ausnutzung volatiler Erneuerbarer*

Achtung: Beispiel*

Fernwärmeverbrauch und Produktion in AT* im Dekarbonisierungsjahr [TWh]

Beispielhafte Darstellung für Energieträger Fernwärme (Modellierung aller Energieträger: Strom, Methan, Wasserstoff, Biomasse, Flüssigkraftstoffe...)



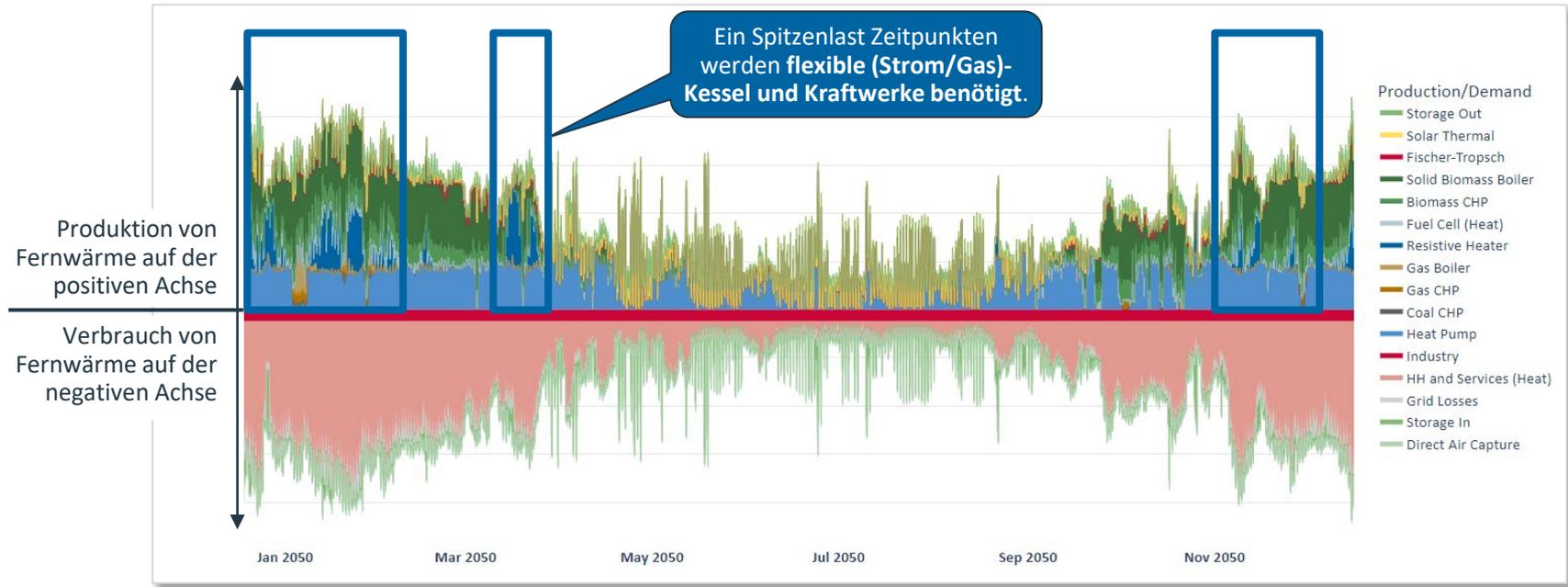
* Hinweise: Darstellungen behandeln erste Testergebnisse aus dem ESM vor Abschluss Stakeholderprozess zur Ableitung erster qualitativer Aussagen
-> keine APG-Meta-Szenarien (diese folgen nach Abschluss des Stakeholder-Prozesses)

Mit ESM analysierbar: Steuerbare Kraftwerke / Spitzenlastkessel (Gas/Strom) für Versorgungssicherheit benötigt*

Achtung: Beispiel*

Fernwärmeverbrauch und Produktion in AT* im Dekarbonisierungsjahr [TWh]

Beispielhafte Darstellung für Energieträger Fernwärme (Modellierung aller Energieträger: Strom, Methan, Wasserstoff, Biomasse, Flüssigkraftstoffe...)



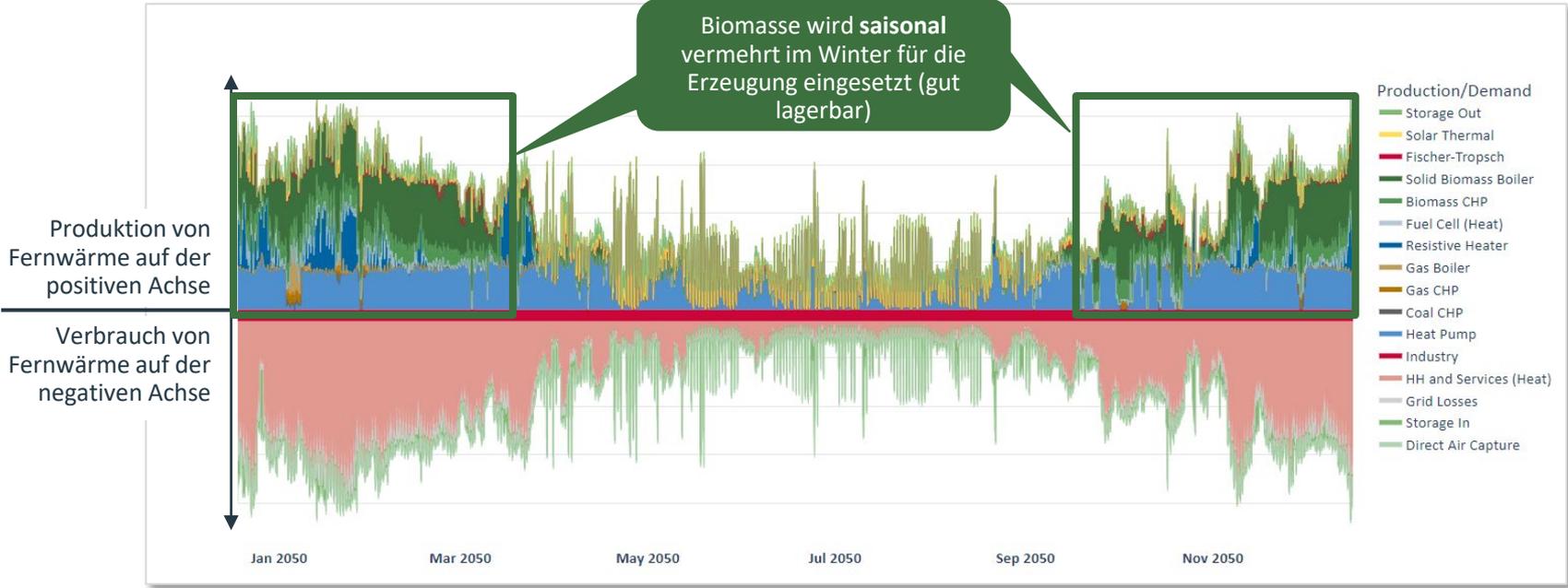
* Hinweise: Darstellungen behandeln erste Testergebnisse aus dem ESM vor Abschluss Stakeholderprozess zur Ableitung erster qualitativer Aussagen
-> keine APG-Meta-Szenarien (diese folgen nach Abschluss des Stakeholder-Prozesses)

Mit ESM analysierbar: Lagerbare Biomasse saisonal im Winter für hohen Fernwärmebedarf eingesetzt*

Achtung: Beispiel*

Fernwärmeverbrauch und Produktion in AT* im Dekarbonisierungsjahr [TWh]

Beispielhafte Darstellung für Energieträger Fernwärme (Modellierung aller Energieträger: Strom, Methan, Wasserstoff, Biomasse, Flüssigkraftstoffe...)



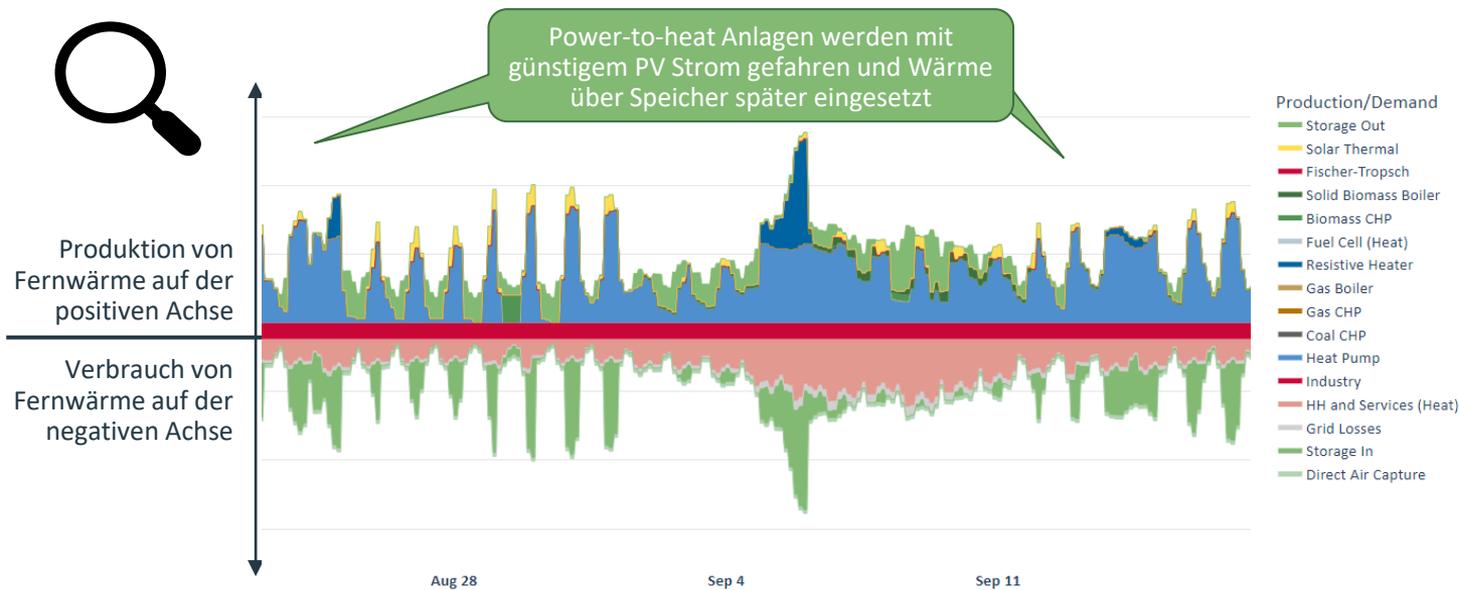
* Hinweise: Darstellungen behandeln erste Testergebnisse aus dem ESM vor Abschluss Stakeholderprozess zur Ableitung erster qualitativer Aussagen
-> keine APG-Meta-Szenarien (diese folgen nach Abschluss des Stakeholder-Prozesses)

Mit ESM analysierbar: Beispiel 2 Wochen im Sommer: Durch Wärmespeicherung und Power-to-heat Anlagen günstigen PV Strom zu späterem Zeitpunkt verwertbar

Achtung: Beispiel*

Fernwärmeverbrauch und Produktion in AT* im Dekarbonisierungsjahr [TWh]

Beispielhafte Darstellung für Energieträger Fernwärme (Modellierung aller Energieträger: Strom, Methan, Wasserstoff, Biomasse, Flüssigkraftstoffe...)



* Hinweise: Darstellungen behandeln erste Testergebnisse aus dem ESM vor Abschluss Stakeholderprozess zur Ableitung erster qualitativer Aussagen
→ keine APG-Meta-Szenarien (diese folgen nach Abschluss des Stakeholder-Prozesses)

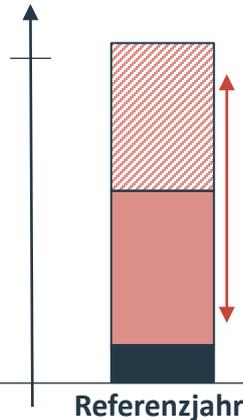
Mit dem ESM können die Kosten der zukünftigen grünen Energieaufbringung quantifiziert werden



Konsistente Ableitung von Kosten der zukünftigen Energieaufbringung mit dem ESM möglich!



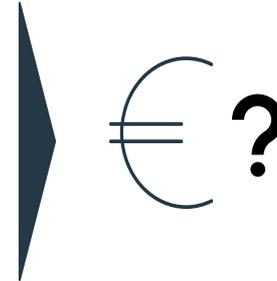
rd. 20
Mrd. EUR



Energiekosten-Risiko aufgrund schwankender Kosten für fossiler Energie aus dem Ausland:

Im Jahr 2019 / 2021 Importkosten für fossiles Erdöl & Erdgas bei rd. 8-9 Mrd. EUR

Im Jahr 2022 stiegen diese auf 17,6 Mrd EUR
-> Verdopplung!



In Energiewende Szenarien dominieren CAPEX Kosten
-> inländische Wertschöpfung und Schaffung von Arbeitsplätzen

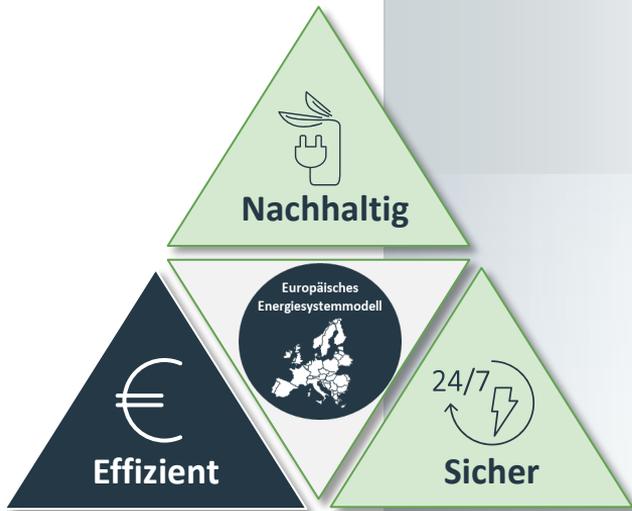
Risikominimierung durch erhöhte Unabhängigkeit vom Ausland

Energiewende Szenarien

OPEX: Rohstoffkosten und CO2 Kosten

CAPEX: Abschreibungen für Anlagen; fixe Betriebskosten

zusammEⁿ 2040



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!





Neuer Bereich Markttransparenz auf APG-Website

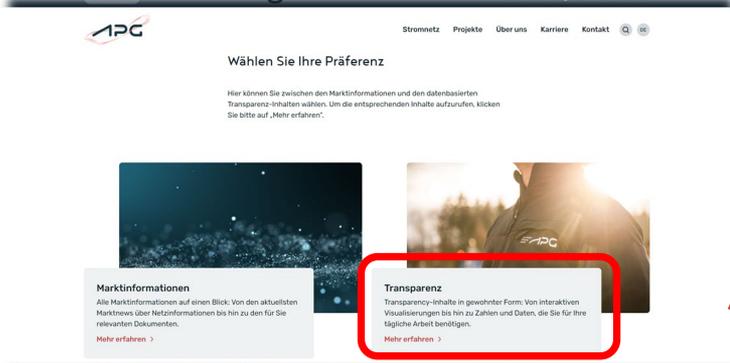
16.04.2024

Andreas Braunsteiner-Rys, Austrian Power Grid - Systementwicklung

Neuer Bereich Markttransparenz

Anpassung des Bereichs Markttransparenz auf das Standarddesign der APG-Website

- Sowohl das Design der Website als auch alle Visualisierungen wurden überarbeitet



WÄHLEN SIE IHRE PRÄFERENZ



Aktuelle Marktmeldungen (REMIT)
Informationen mit dem Ziel, die Transparenz und Stabilität der europäischen Energiemärkte zu erhöhen. [>](#)



Markttransparenz
Interaktive Visualisierungen bis hin zu Zahlen und Daten, die Sie für Ihre tägliche Arbeit benötigen. [>](#)



Marktinformationen
Alle Marktinformationen auf einen Blick. Von den aktuellsten Marktnews über Netzinformationen bis hin zu den für Sie relevanten Dokumenten.
[Mehr erfahren >](#)



Transparenz

Markttransparenz

Austrian Power Grid AG stellt Ihnen gemäß folgender Europäischen Vorschriften wichtige Informationen zum Übertragungsnetz transparent und diskriminierungsfrei zur Verfügung:

- Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT – Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts)
- Verordnung (EU) Nr. 543/2014 (Transparenzverordnung)
- Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 (LEIS – Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem)

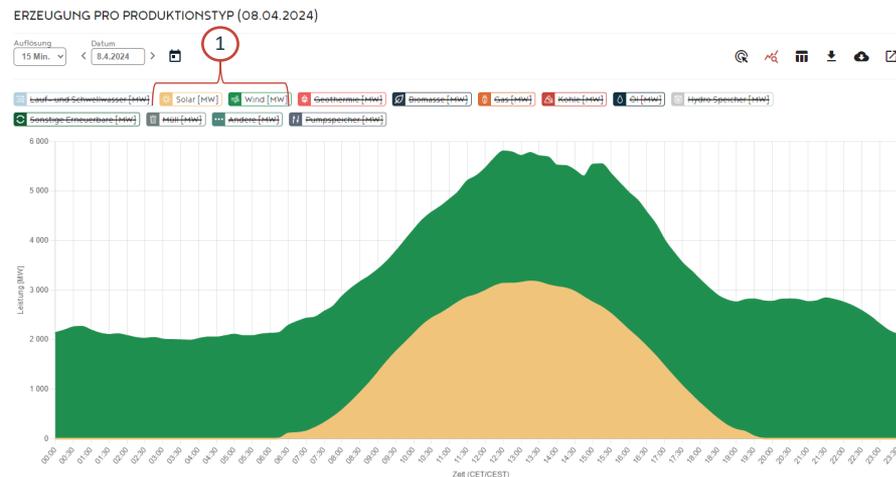
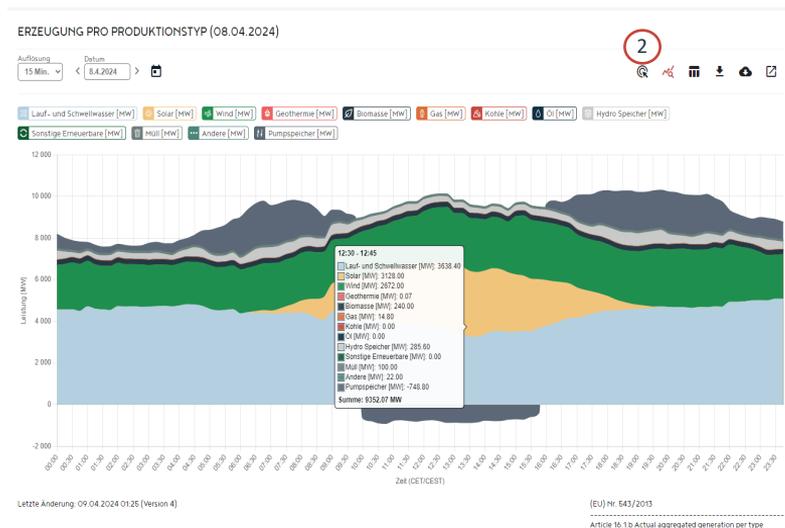
Tauchen Sie ein in die Welt der Energieversorgung und entdecken Sie auf den folgenden Seiten, wie Austrian Power Grid AG die Transparenzverpflichtungen nachkommt und das Fundament für eine effiziente und zuverlässige Energiezukunft legt.



Neuer Bereich Markttransparenz

Überarbeitung aller Visualisierungen mit verbesserter Benutzerfreundlichkeit

- Interaktive Auswahl und Darstellung beliebiger Einzeldaten (1)
- Tooltip ein- und ausschaltbar (2)

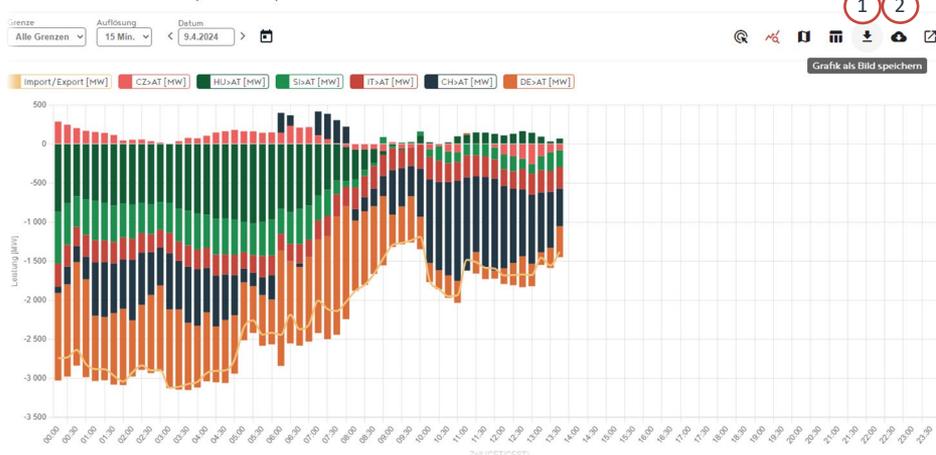


Neuer Bereich Markttransparenz

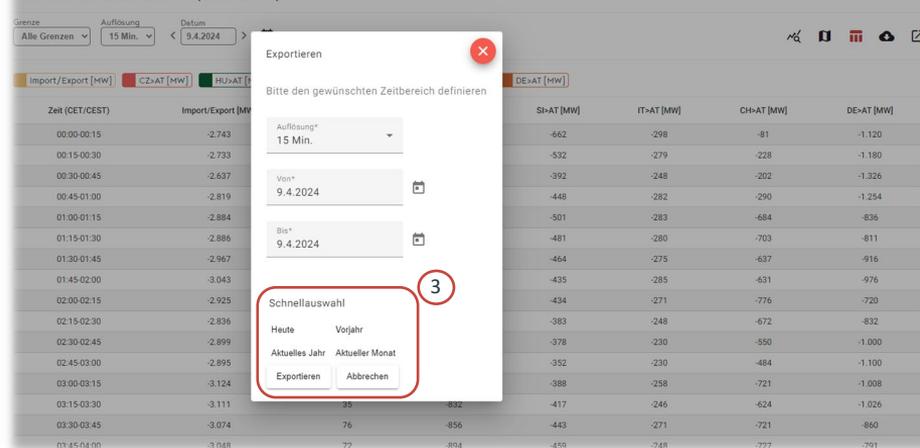
Überarbeitung aller Visualisierungen mit verbesserter Benutzerfreundlichkeit

- Download von Grafiken (1) und csv-Dateien (2)
- Schnellauswahl Zeitbereich beim Download (3)

PHYSIKALISCHE LASTFLÜSSE (09.04.2024)



PHYSIKALISCHE LASTFLÜSSE (09.04.2024)



Neuer Bereich Markttransparenz

Geplantes Prozedere für Umstellung

- Umstellung soll noch in Q2 erfolgen
 - Es wird dazu noch eine detaillierte separate Kommunikation per E-Mail erfolgen
- Um für Marktteilnehmer mit automatisierten Downloads einen möglichst einfachen Umstieg zu ermöglichen ist ein Parallelbetrieb angedacht
 - **Ankündigung Go-Live (4 Wochen vor Go-live)**
 - Bitte um **Umstellung** der bisherigen Downloadlinks von transparency.apg.at auf transparency-legacy.apg.at (Jetzt schon möglich)
 - Beispiel:
VORHER: https://transparency.apg.at/transparency-api/api/v1/Download/DRZ/German/M15/2024-04-12T000000/2024-04-13T000000/DRZ.csv?p_drzMode=Export
NACHHER: https://transparency-legacy.apg.at/transparency-legacy-api/api/v1/Download/DRZ/German/M15/2024-04-12T000000/2024-04-13T000000/DRZ.csv?p_drzMode=Export
 - **Zum Go-Live-Datum**
 - Freischalten der neuen Seite mit den neuen Visualisierungen auf der Website
 - Möglichkeit der Registrierung für API für automatisierte Downloads
 - 3-monatiger Parallelbetrieb von transparency-legacy.apg.at

Public REST API für Markttransparenz Zugriff anfordern

In einer Zeit des Wandels bietet Austrian Power Grid AG Orientierung durch transparente Informationen. Mit der Veröffentlichung von Markttransparenzdaten gemäß den europäischen Verordnungen als public API stellt APG sicher, dass diese Daten auch maschinenlesbar und jederzeit von allen Marktteilnehmern abrufbar sind.

Ja, ich bin mit den Datenschutzbestimmungen einverstanden und möchte die Informationen zur Spezifikation der Public REST API per E-Mail erhalten.*

Danke für die Aufmerksamkeit

Anfragen bitte an:

Marktinformation@apg.at