



Quo vadis Energiewirtschaft

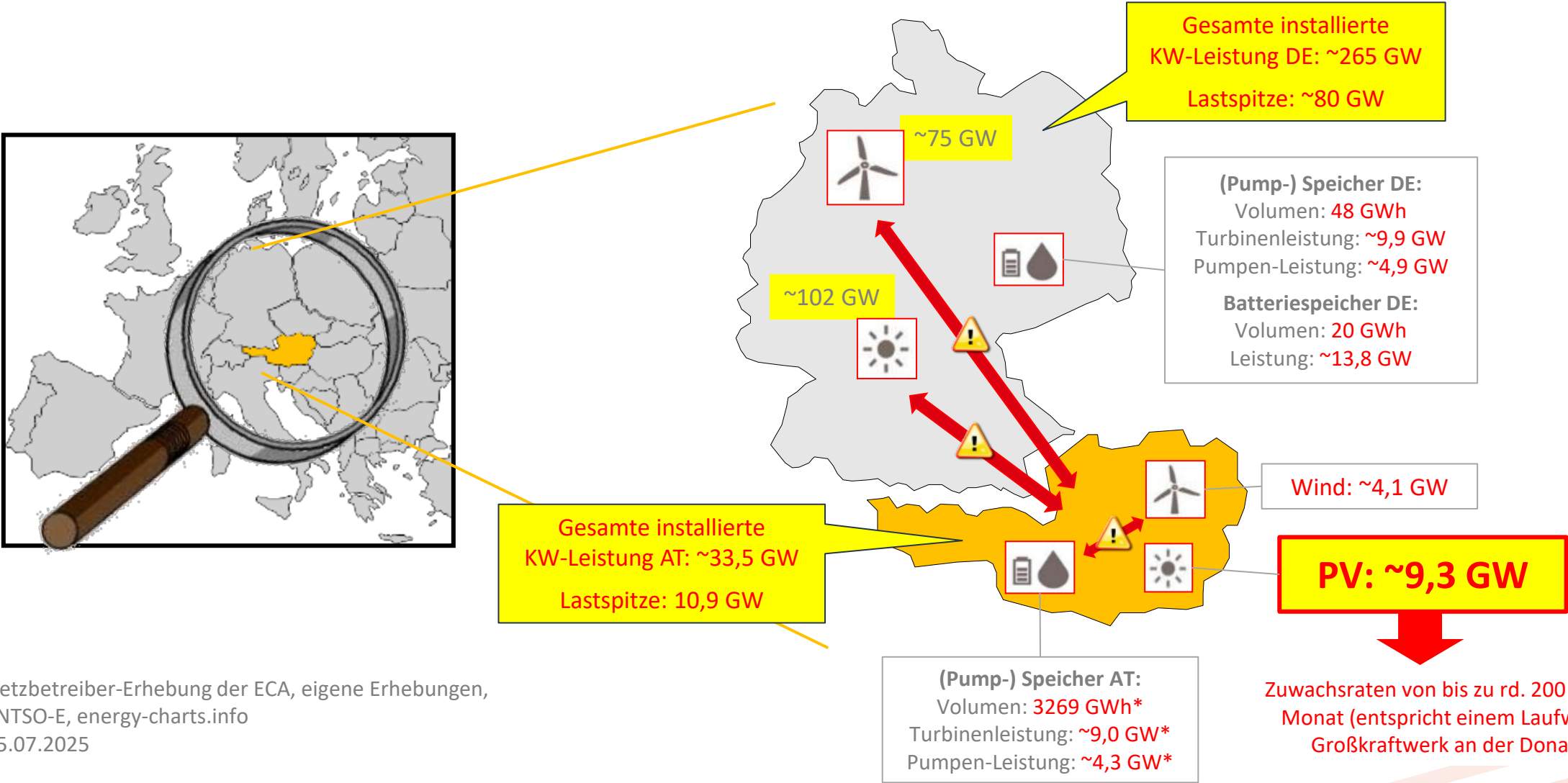
Energiesysteme im Umbruch XIII

DI Kurt Misak-Huber, APG

illwerke vkw zentrum montafon, Rodund, 2.10.2025

Ausbau Erneuerbarer – aktueller Stand in Österreich und Deutschland

(installierte Speicher- und Gesamtkapazitäten beziehen sich auf österreichisches Staatsgebiet und nicht auf die Regelzone APG)



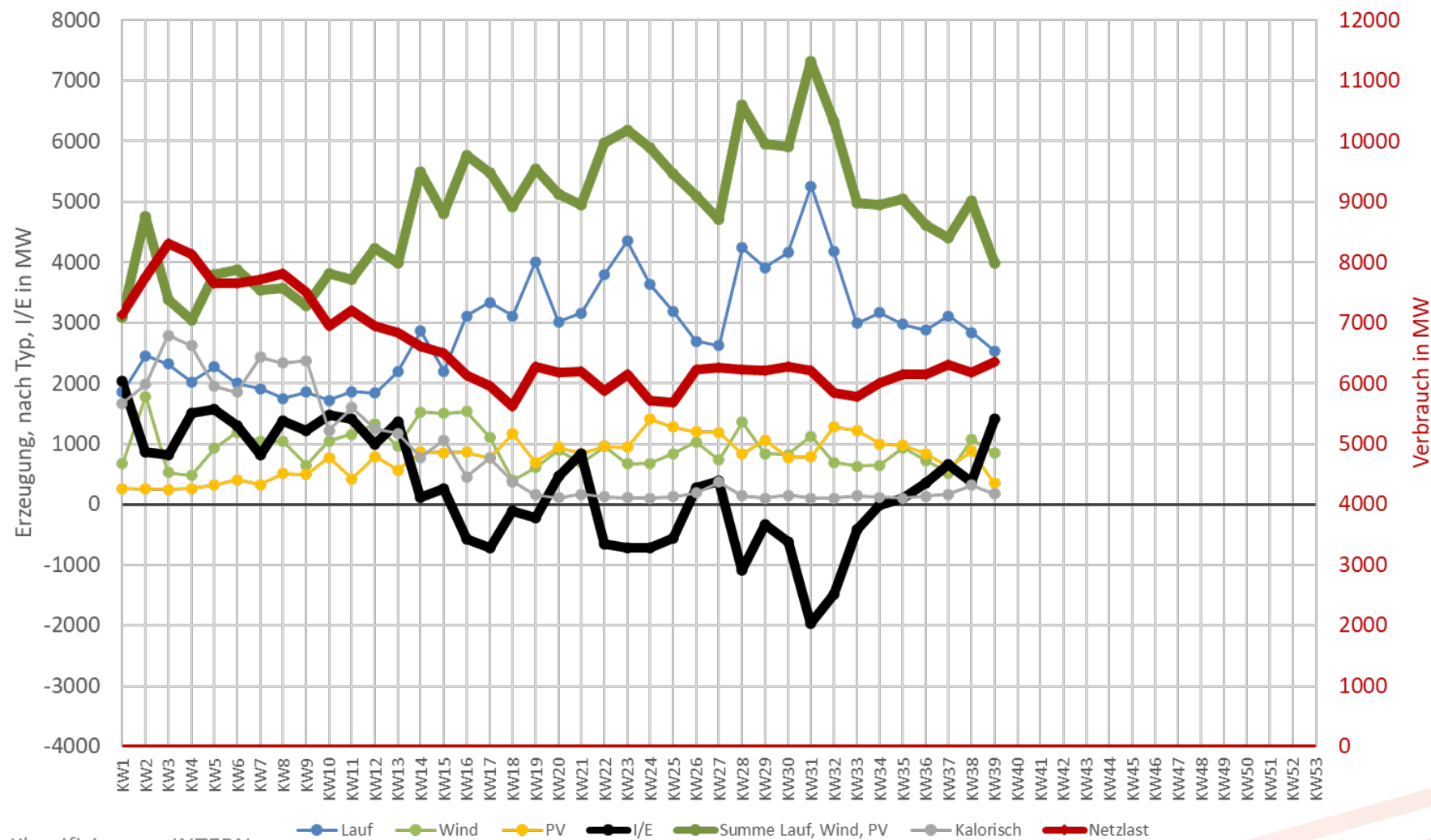
Quelle: Netzbetreiber-Erhebung der ECA, eigene Erhebungen, ENTSO-E, energy-charts.info
Stand: 15.07.2025

* inkl. Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke (T: 2,2 GW, P: 1,4 GW, V: 544 GWh) sowie KW Kühtai/Silz (T: 790 MW, P: 250 MW, V: 240 GWh)

Erzeugung aus Laufwasserkraft noch immer dominant für Import-/Export-Verhalten der Regelzone

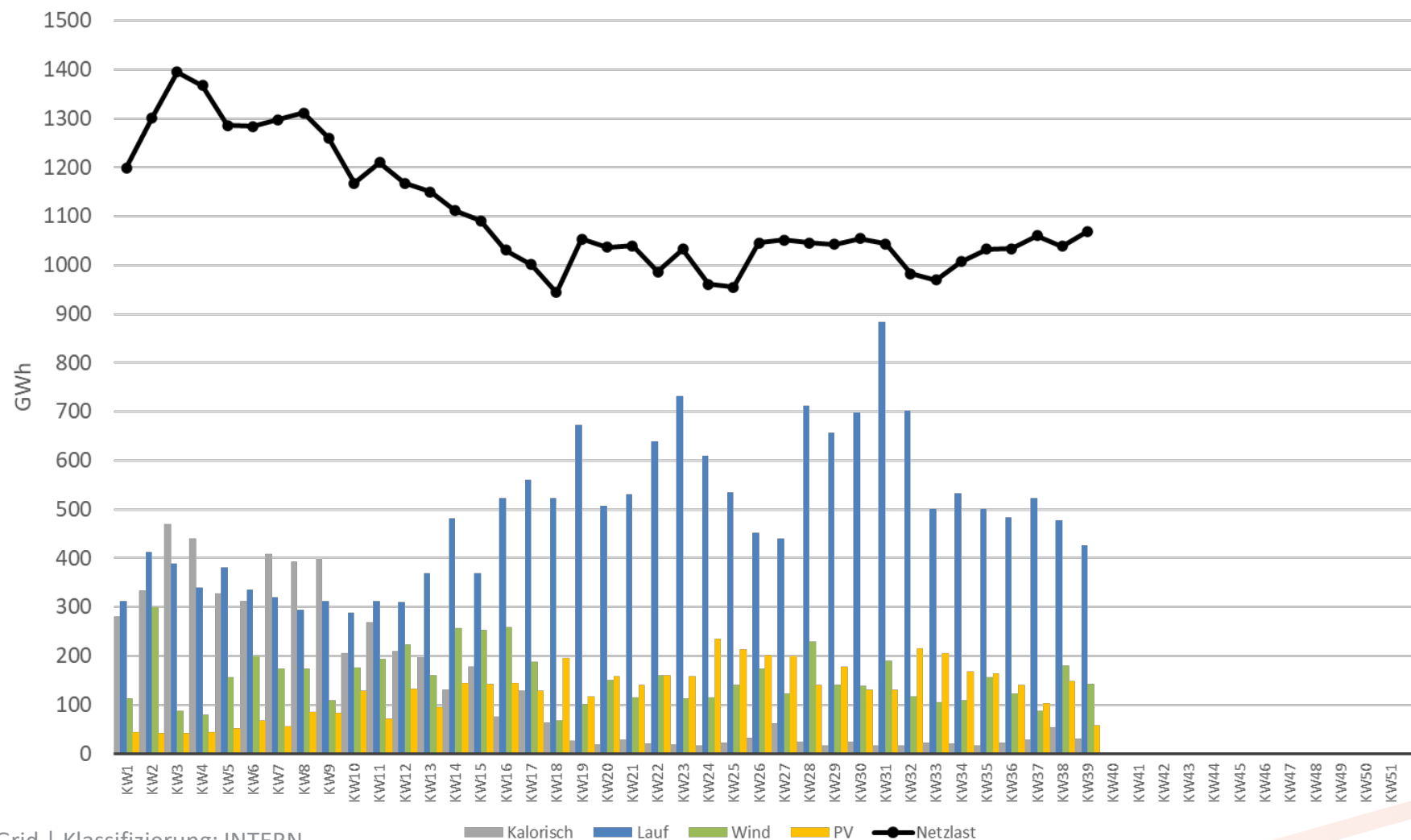


durchschnittliche Leistung pro Woche 2025 bis inkl. KW 39 (28.9.2025); Kalorische KW, Lauf, Wind, PV; gemessener I/E



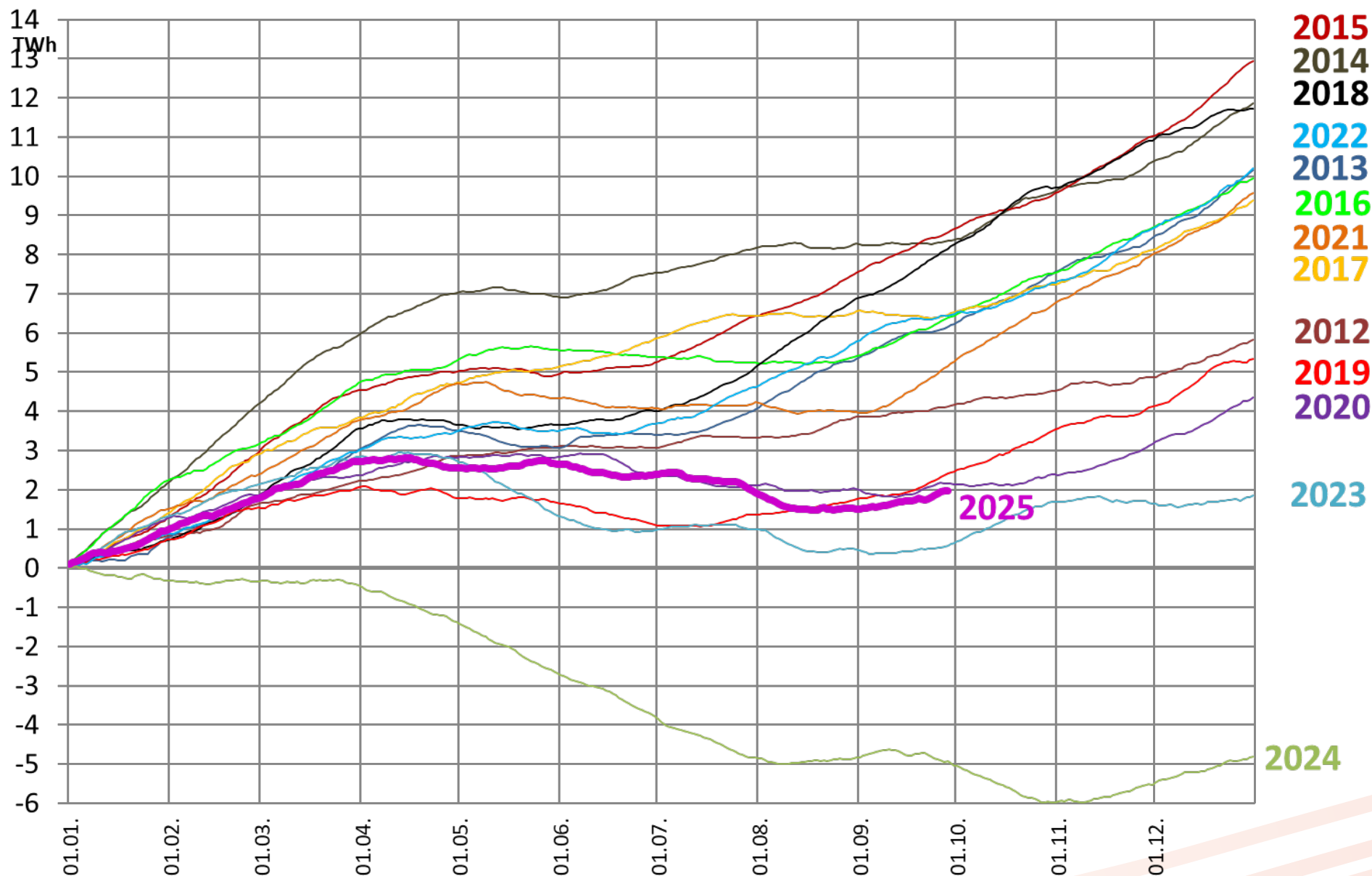
Einspeisung in der Regelzone APG

Energie pro Woche 2025 bis inkl. KW 39 (28.9.2025); Kalorisch, Lauf, Wind, PV; Messwerte



Kumulierter I/E-Saldo gemäß Fahrplänen

(Tagesenergie; per 29.09.2025)

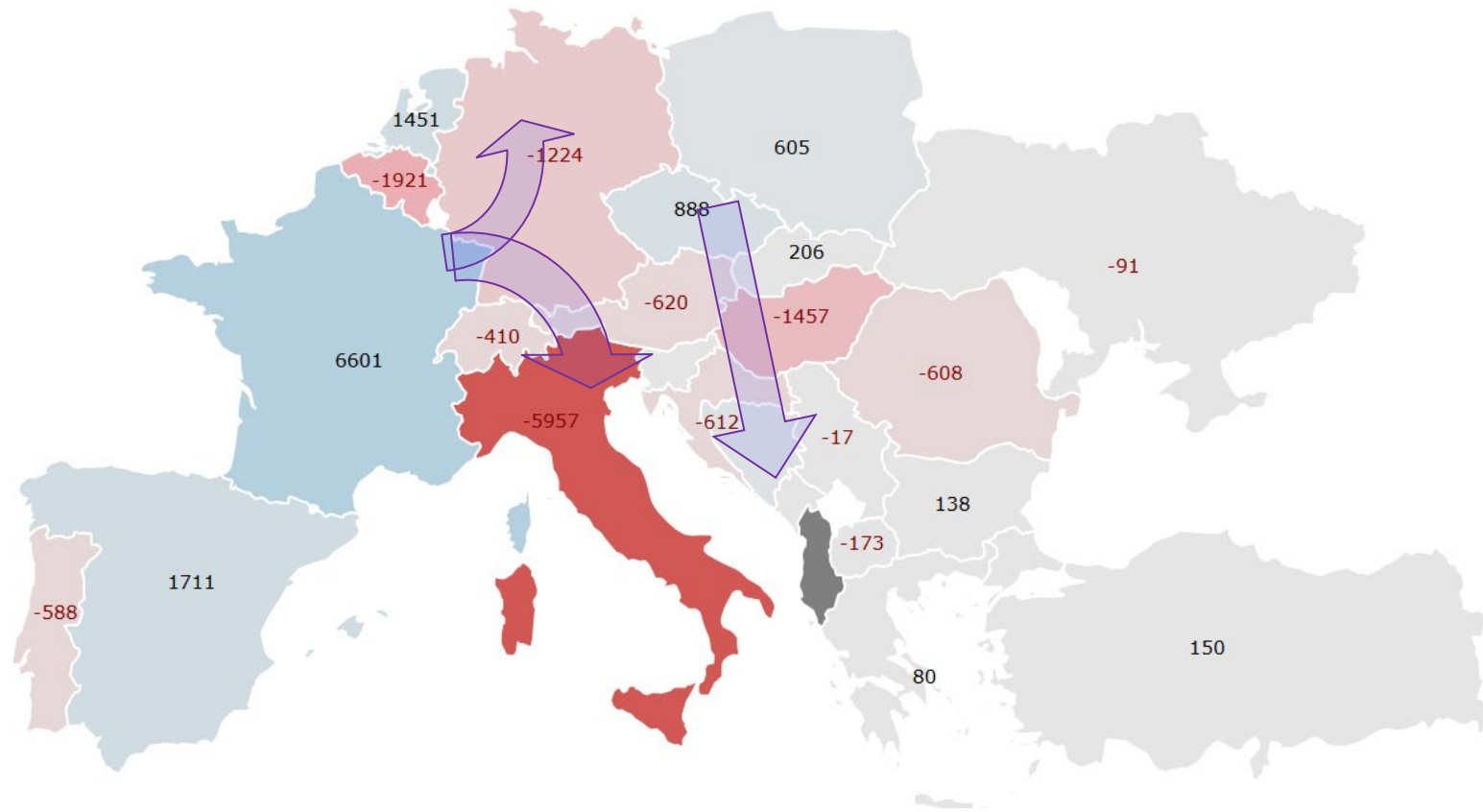


[illegible]

Nationale Export bzw. Importbilanzen – Ländermedian im 1 HJ 2025



Ländersalden im 1. HJ 2025¹



Maximalwerte [MW]

| | Export | Import |
|----|--------|---------|
| AT | 4.012 | -4.788 |
| DE | 14.978 | -13.900 |
| FR | 16.246 | -10.681 |

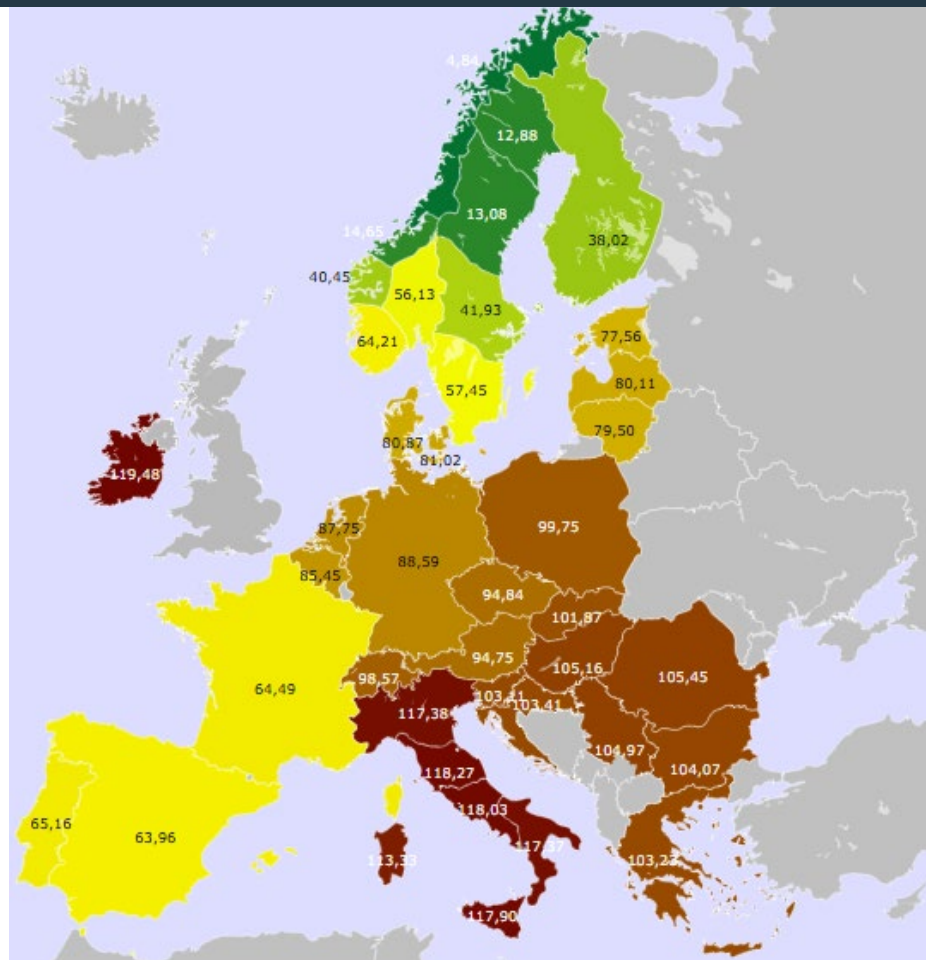
Legende

- Stromflüsse
- Import
- Export
- keine Daten

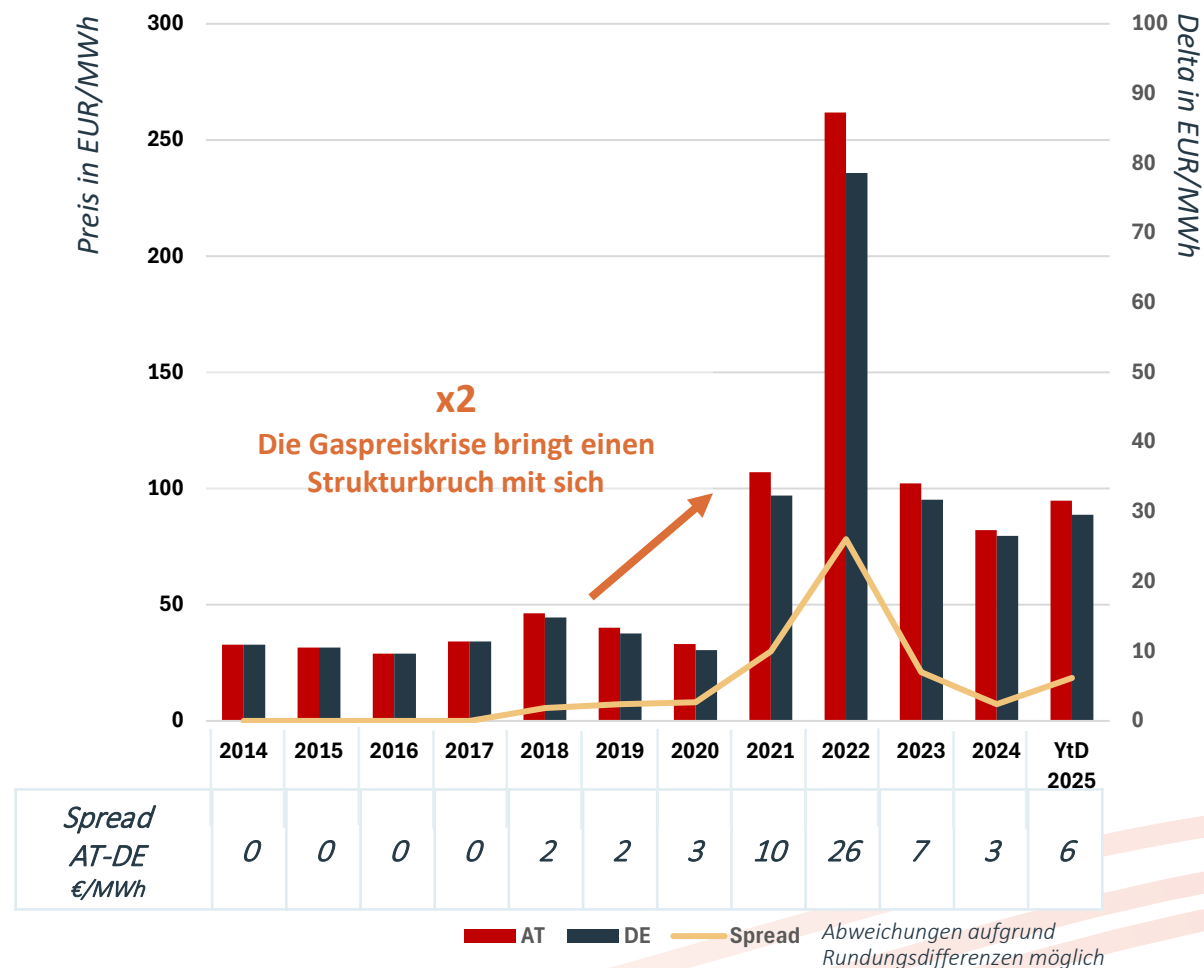
Fehlende Netzkapazitäten als Ursache für die Preisdivergenz in Europa



Durchschnittliche Preise YtD 2025 in EUR/MWh

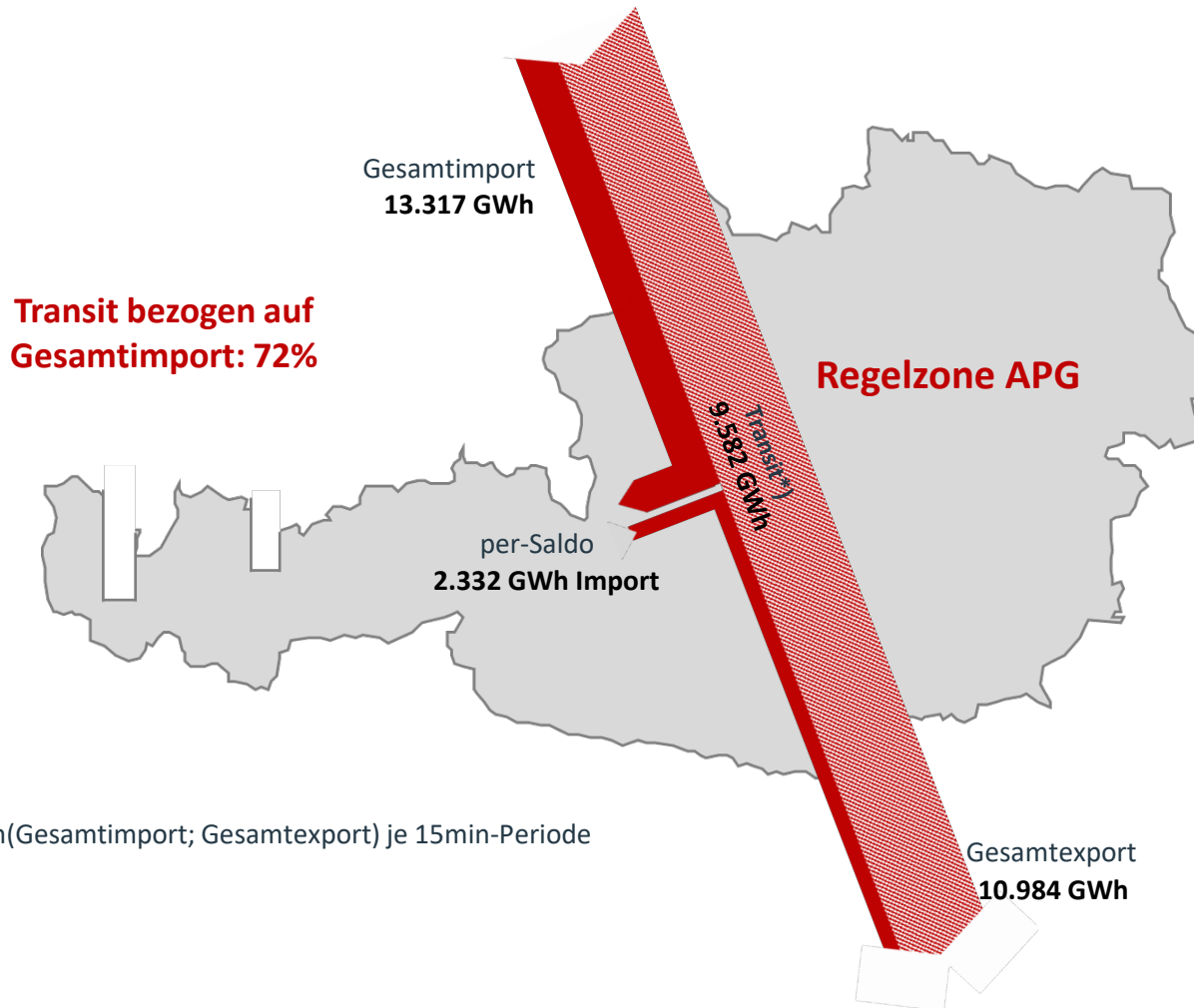


Entwicklung der Strompreise und Spreads (AT & DE)





Österreich ist als zentral gelegenes Binnenland von Transitflüssen besonders stark betroffen



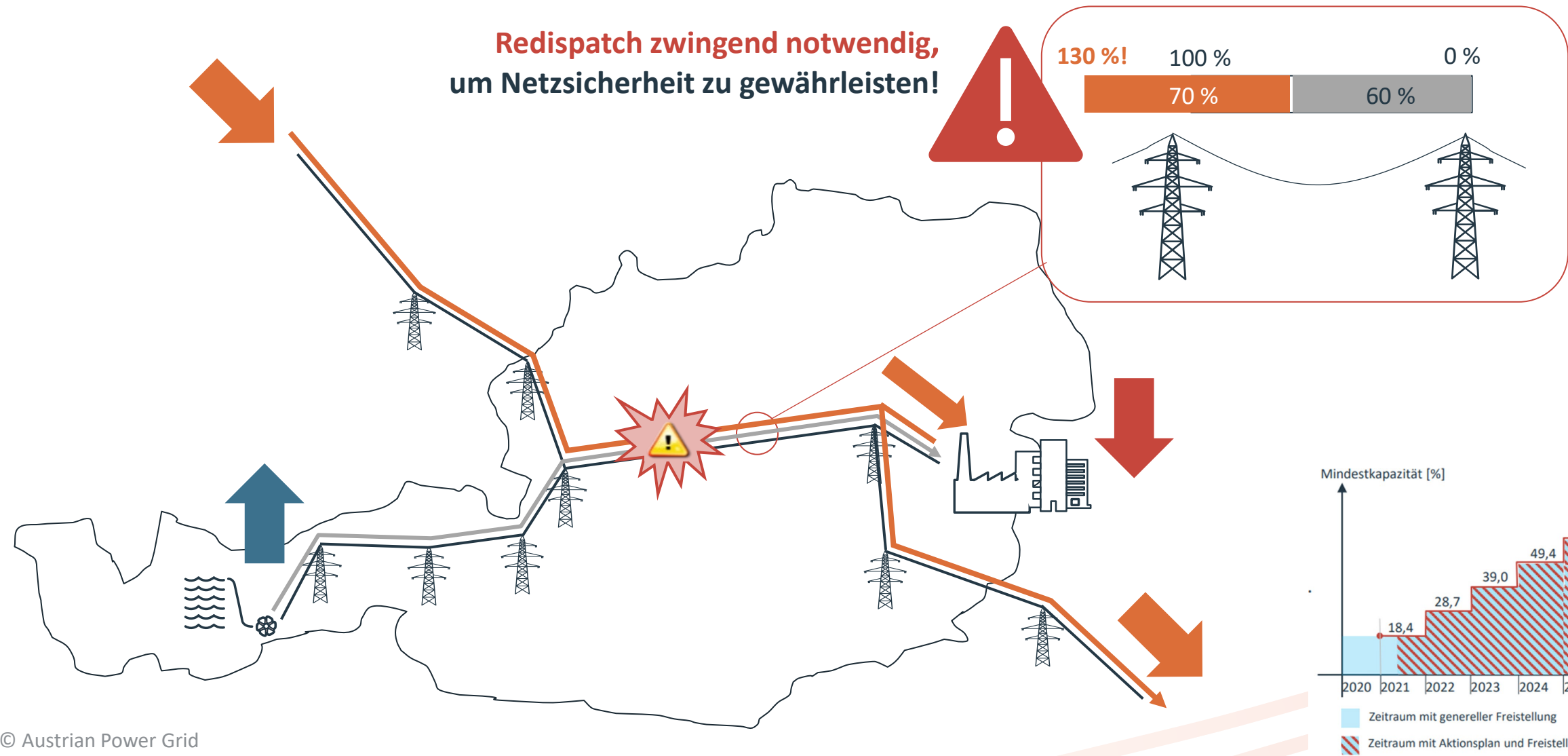
Maximale Leistung (Messwerte)

| | MW |
|---------|-------|
| Import | 6.736 |
| Export | 5.368 |
| Transit | 4.292 |

Aktuell 59,7% Zielwert* der 70%-
Vorgabe für die Bereitstellung von
Netzkapazitäten für den
grenzüberschreitenden Stromhandel

*) Transit = Minimum(Gesamtimport; Gesamtexport) je 15min-Periode (Messwerte)

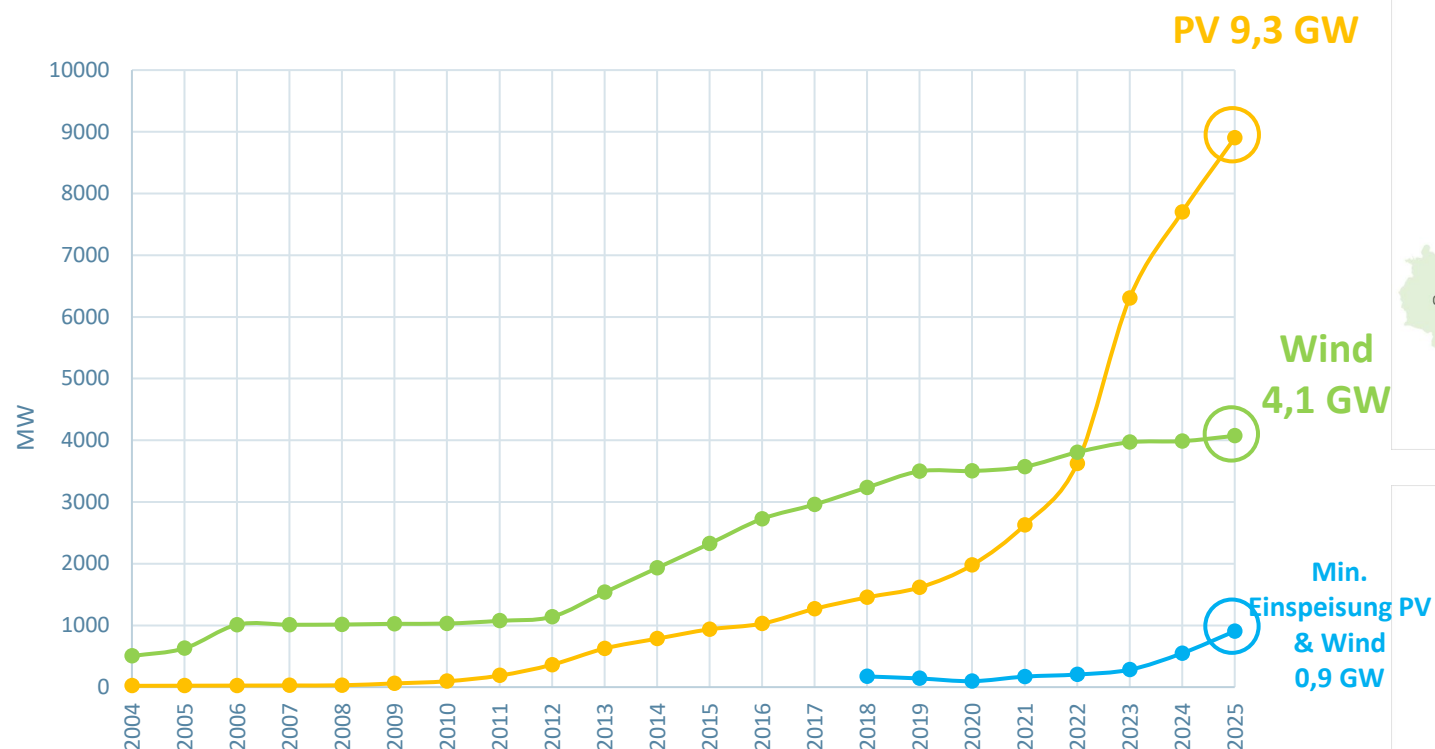
Europäische Vorgaben (70%-Ziel) führt zu einer zunehmenden Auslastung des APG-Netzes



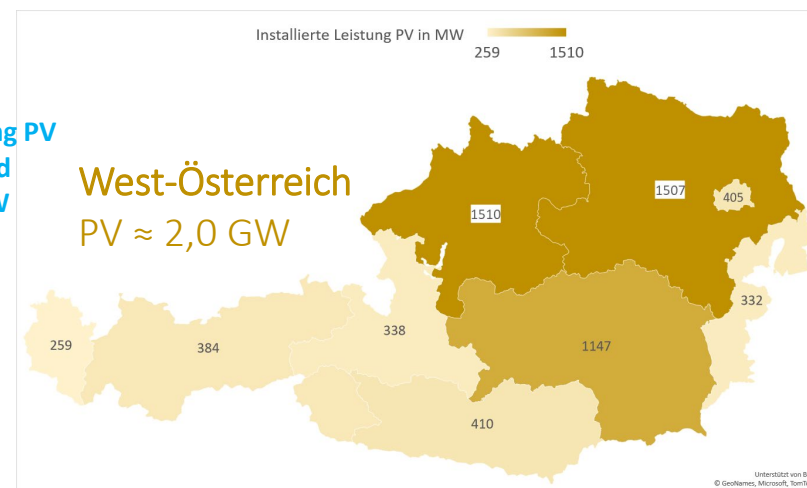
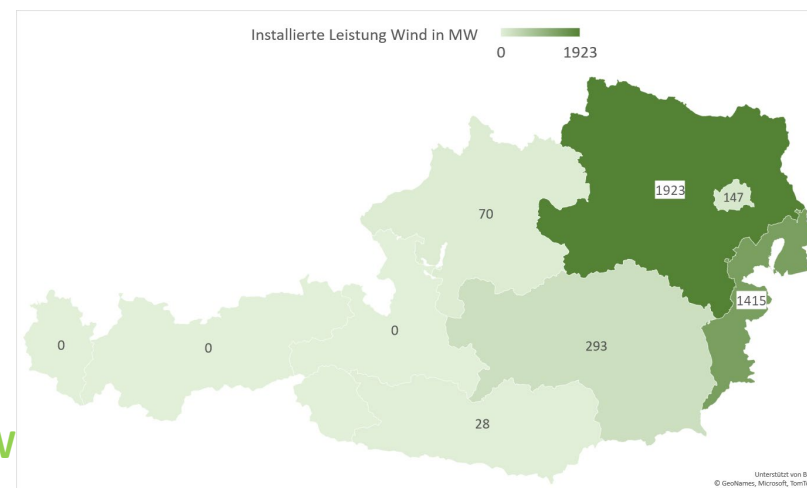
Hochdynamische Entwicklung beim Ausbau der Erneuerbaren



Historische Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft und PV in der Regelzone APG



Verteilung der neuen Erneuerbaren Windkraft und PV hauptsächlich im Osten Österreich (85%)

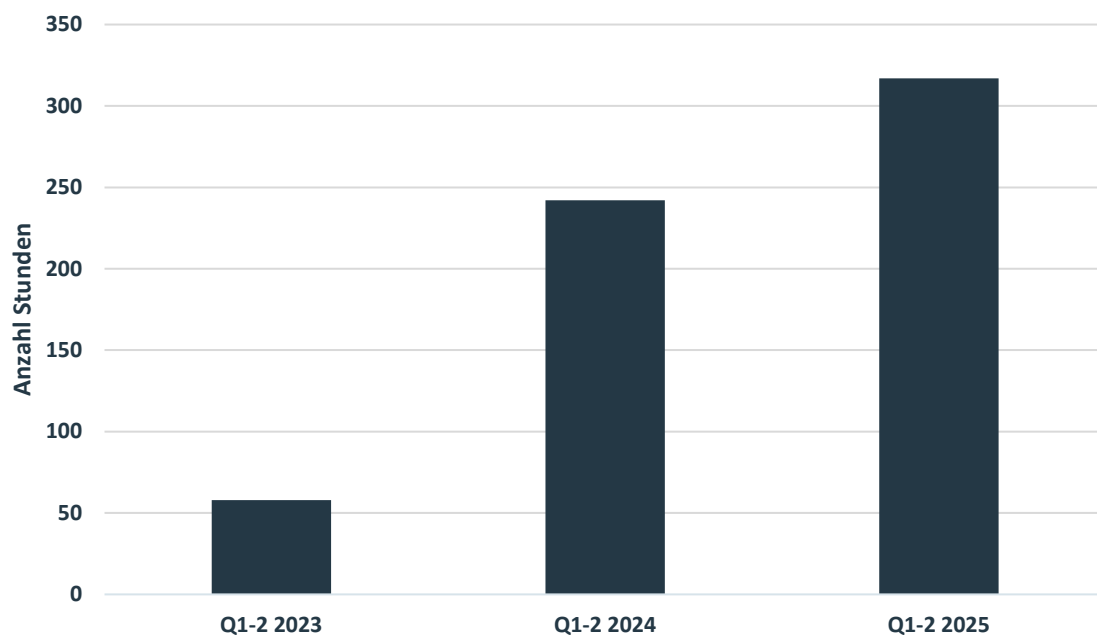


Datenstand: 16.09.2025 (linke Grafik), 15.2.2024 (Detaildaten rechte Grafiken)
Basis: ECA-Netzbetreiber-Umfrage, PV Austria, interne Erhebungen

Negative Strompreise als Konsequenz der fehlenden Systemintegration

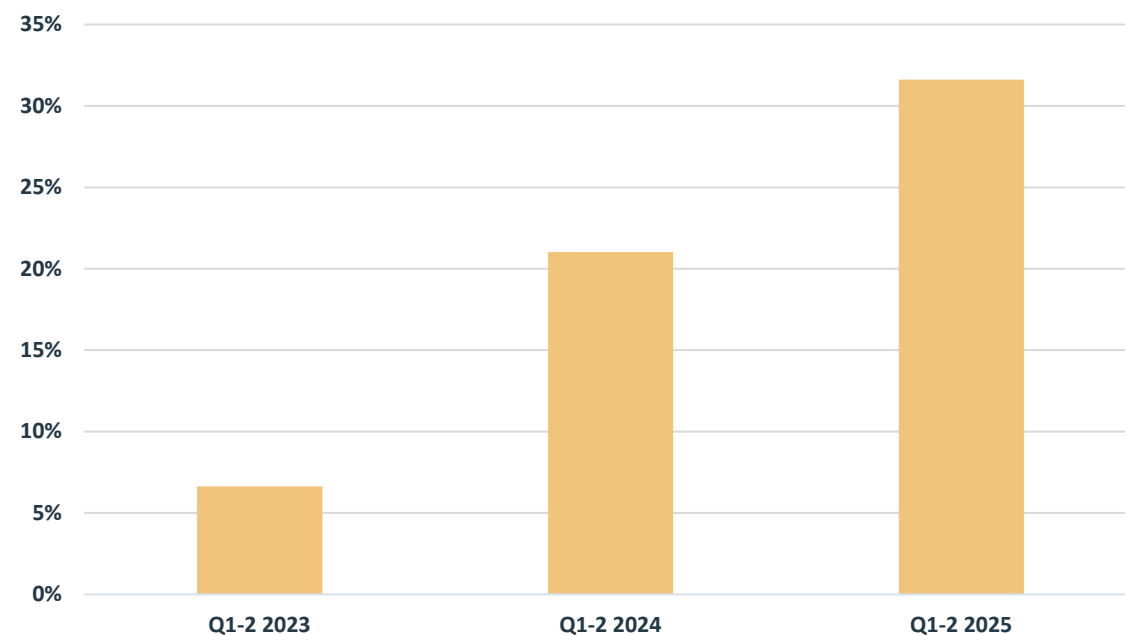


Anzahl Stunden mit negativen Preisen steigt



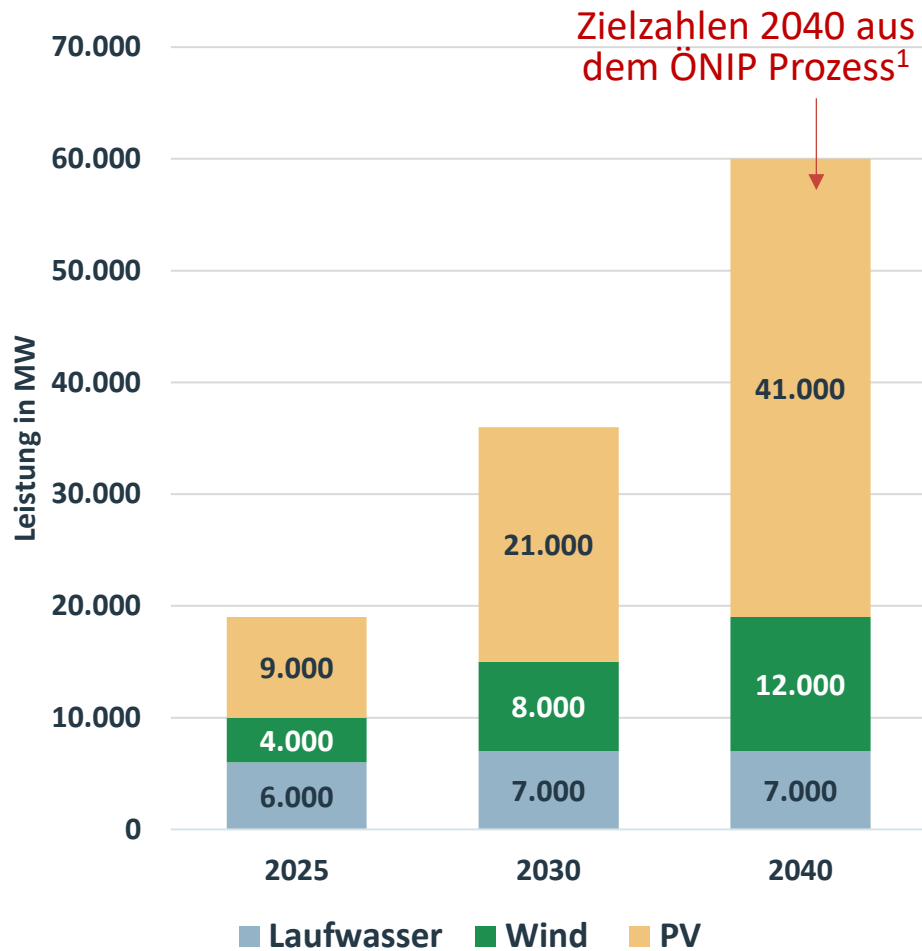
- ▶ Aufgrund des PV-Ausbaus der letzten Jahre, steigt die Anzahl der Stunden mit negativen (oder 0) Preisen kontinuierlich an
- ▶ Negative Preise als Symptom für Ineffizienzen im System!

PV-Erzeugung immer öfter zu Zeiten negativer Preise



- ▶ Im 1. HJ 2025 wurden > 30% (!) der durch PV erzeugten Menge in Stunden eingespeist, in denen der Strompreis null oder negativ war.
- ▶ Aufgrund bestehender Fördermechanismen besteht kein marktwirtschaftlicher Anreiz für netz- bzw. systemdienliches Verhalten

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren braucht eine gesamtheitliche Systemplanung



[1] BMK - Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (2024); ÖNIP Szenario: Transition S.39

* Aktuell rd. 3 GW n-1 sichere O-W Übertragungskapazität bei optimalen Bedingungen (alle Betriebsmittel verfügbar und Lastfluss symmetrisch aufgeteilt)

Hohe Kosten als Konsequenz der fehlenden Koordinierung beim Ausbau der Erneuerbaren



Strompreisunterschiede AT-DE:

1. HJ 2025: 8,5 €/MWh

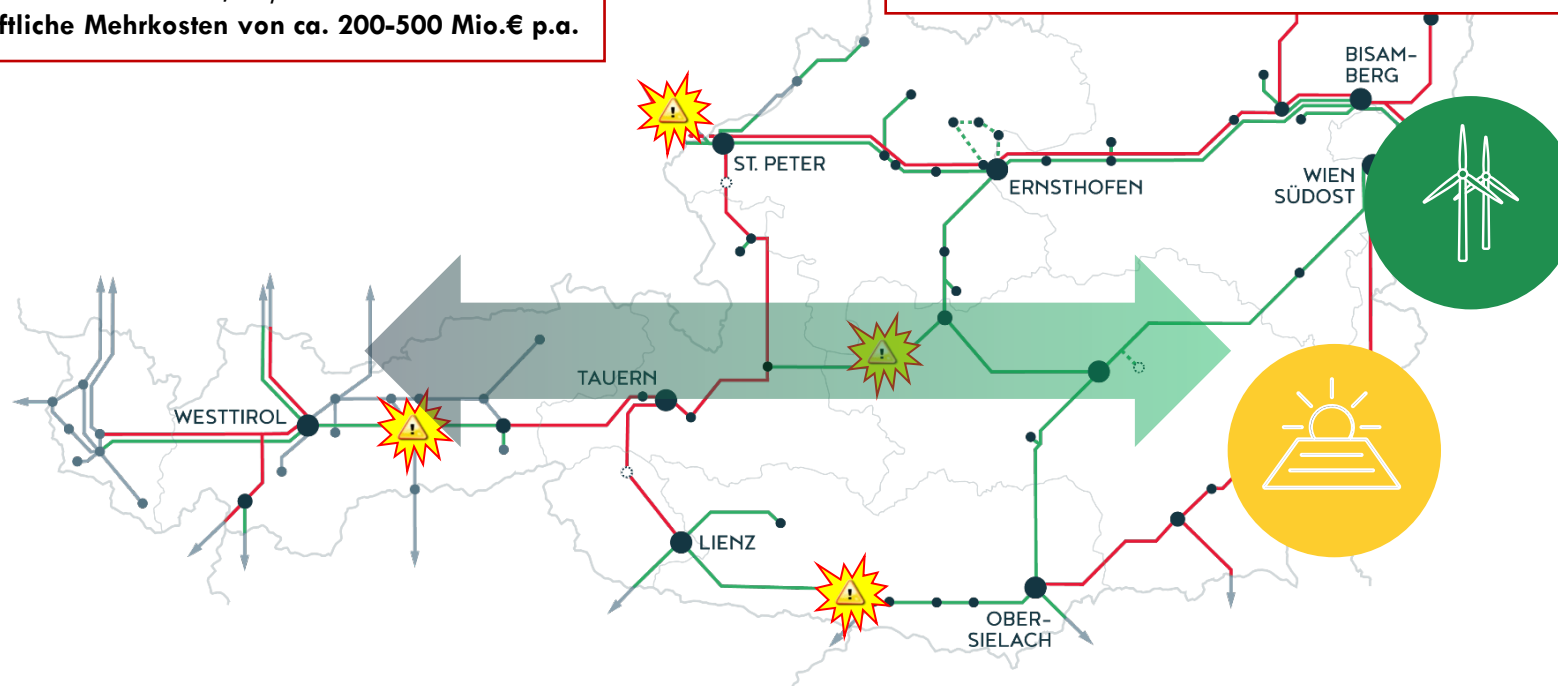
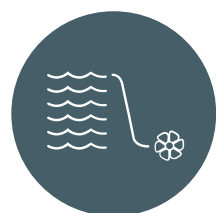
Volkswirtschaftliche Mehrkosten von ca. 200-500 Mio.€ p.a.

Maßnahmen zum Engpassmanagement des Netzes werden teurer

101 Tage mit Redispatch (1. HJ 2025)

Gesamt: 1. HJ 2025: 143 Mio.€

National: 1. HJ 2025: 65 Mio.€ - Summe der letzten 10 Jahre: 1 Mrd. EUR



Negative Strompreise führen zu marktgetriebener Reduktion der Erneuerbaren-Erzeugung

1. HJ 2025: >300h

Effizienzsteigerung: Digitale Transformation & KI als zentrale Chance für APG die stark steigende Komplexität im Energiesystem zu beherrschen



Von physisch zum digital gesteuerten Energiesystem ...

Digitalisierung ist systemkritisch:

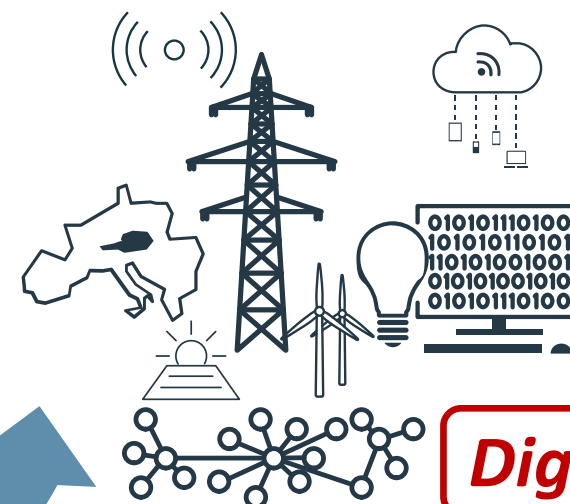
- mit 100 % Erneuerbaren wird der digitale Layer so systemkritisch wie die Freileitung
- Digitale Zwillinge: von „Planung“ zu operativer Entscheidungsunterstützung
- „Forecasting & AI-Ops“: präzisere Einspeise-/Lastprognosen, „automatisches“ EPM

Interoperabilität als Muss:

- garantiert Systemsicherheit und ist der Schlüssel, um Effizienzpotenziale und neue digitale Möglichkeiten überhaupt nutzbar zu machen (klare, EU-weite Strukturen & Governance)

Daten & digitale Zwillinge sind Betriebsmittel: Ohne sie ist Netzsteuerung nicht mehr möglich

- Digitale Zwillinge sind operative Werkzeuge, um Netzzustände zu simulieren, Engpässe zu erkennen und Handlungsoptionen in Echtzeit zu bewerten

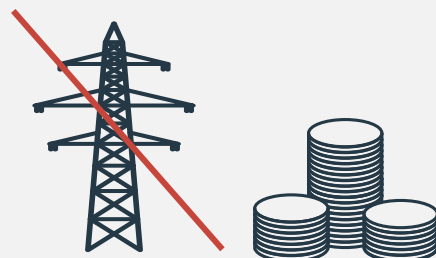
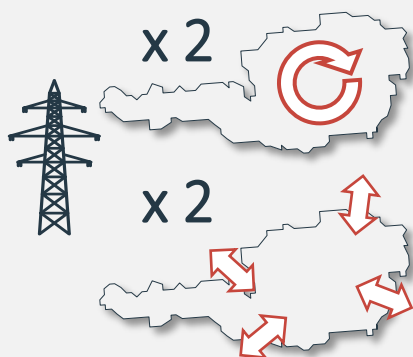


Ausbau des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) ist „no-regret“

Systemdienliches Verhalten entlastet die Infrastruktur entlang der vertikalen Dimension* (Netzebene 3-7)



Horizontal: Ausbau sichert Versorgungssicherheit und Standort



Der nationale und internationale Stromtransport werden sich bis 2040 jeweils verdoppeln

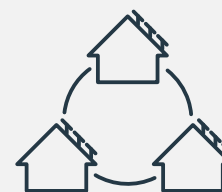
+ 13 EUR/MWh für Stromgrenzkosten in Österreich in 2050

Wenn über den Netzentwicklungsplan 2023* hinaus kein zusätzlicher Ausbau der übergeordneten Stromtransportinfrastruktur stattfindet

Vertikal: Das System ist koordiniert und digital



Anreize zur Vermeidung von PV-Spitzen im Netz führt zu einer Reduktion der netzwirksamen Leistung um -35%



Systemdienliches Verhalten von 50% der Haushalte führt zu einer Reduktion der netzwirksamen Leistung um -30%

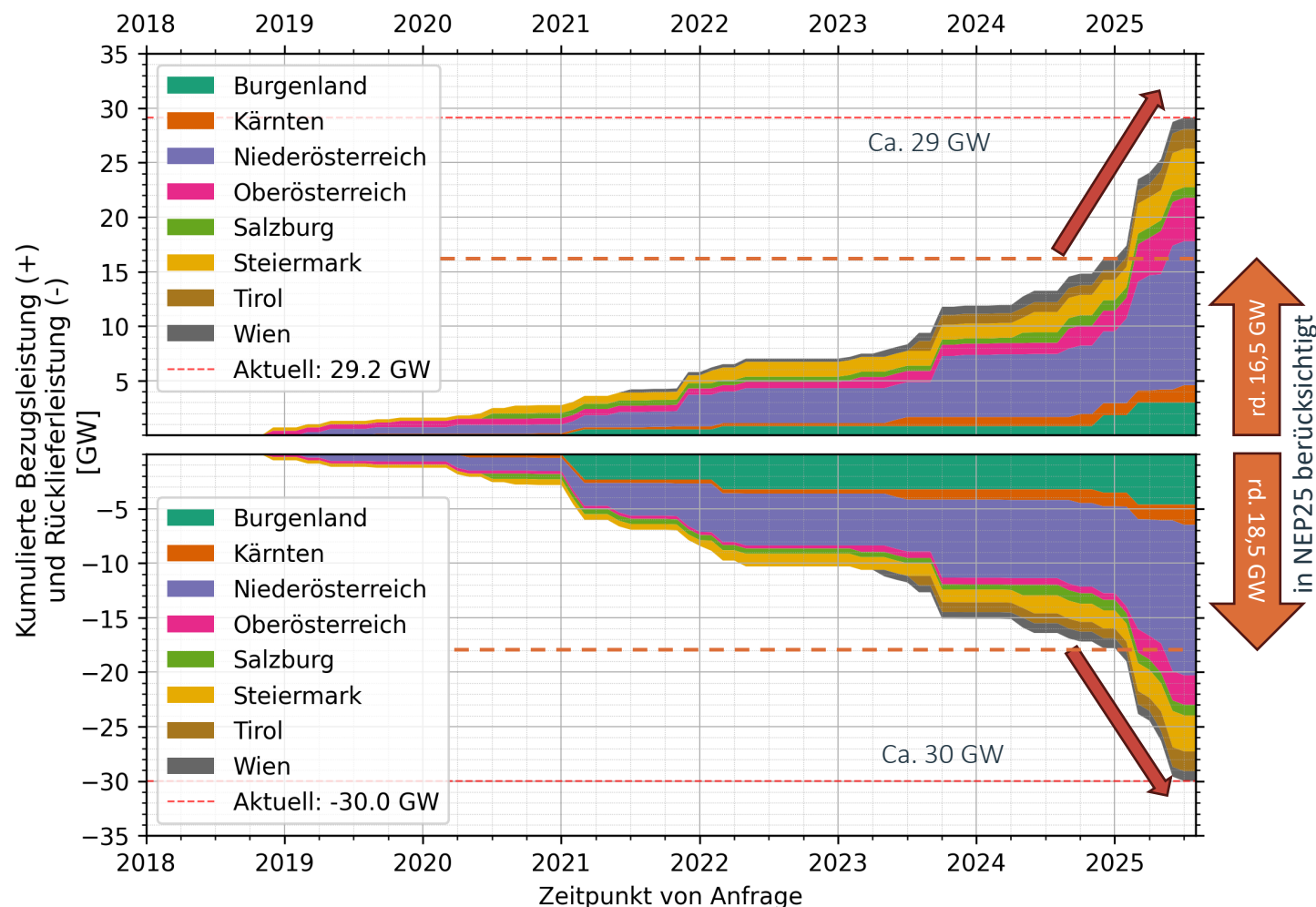


Ein koordinierter Hochlauf von Infrastruktur und Stromnachfrage führt zu stabilen Netztarifen

Kumulierte Netzzutrittsanfragen an das APG-Netz

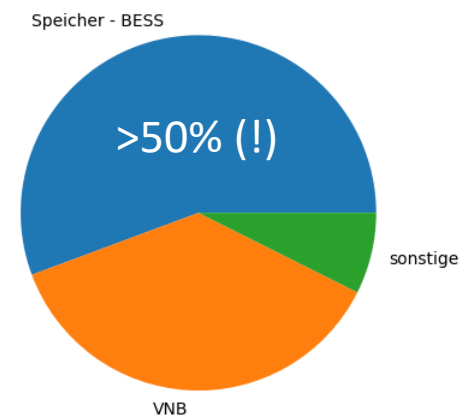


Kumulierte angefragte Leistung pro Bundesland ab 2018
Stand: 08-2025



- ▶ Starker Anstieg der Netzzugangsanfragen 2025
- ▶ Rd. die Hälfte der angefragten Leistung ist im NEP25 berücksichtigt
- ▶ Haupttreiber aktuell
 - ▶ Batteriespeicher
 - ▶ Datencenter
 - ▶ VNB (Erneuerbare)
- ▶ Schwerpunkt im Osten (W, NÖ, Bgld, Stmk)

Angefragte Anschlussleistung je Kategorie und Quartal im Osten im Jahr 2025



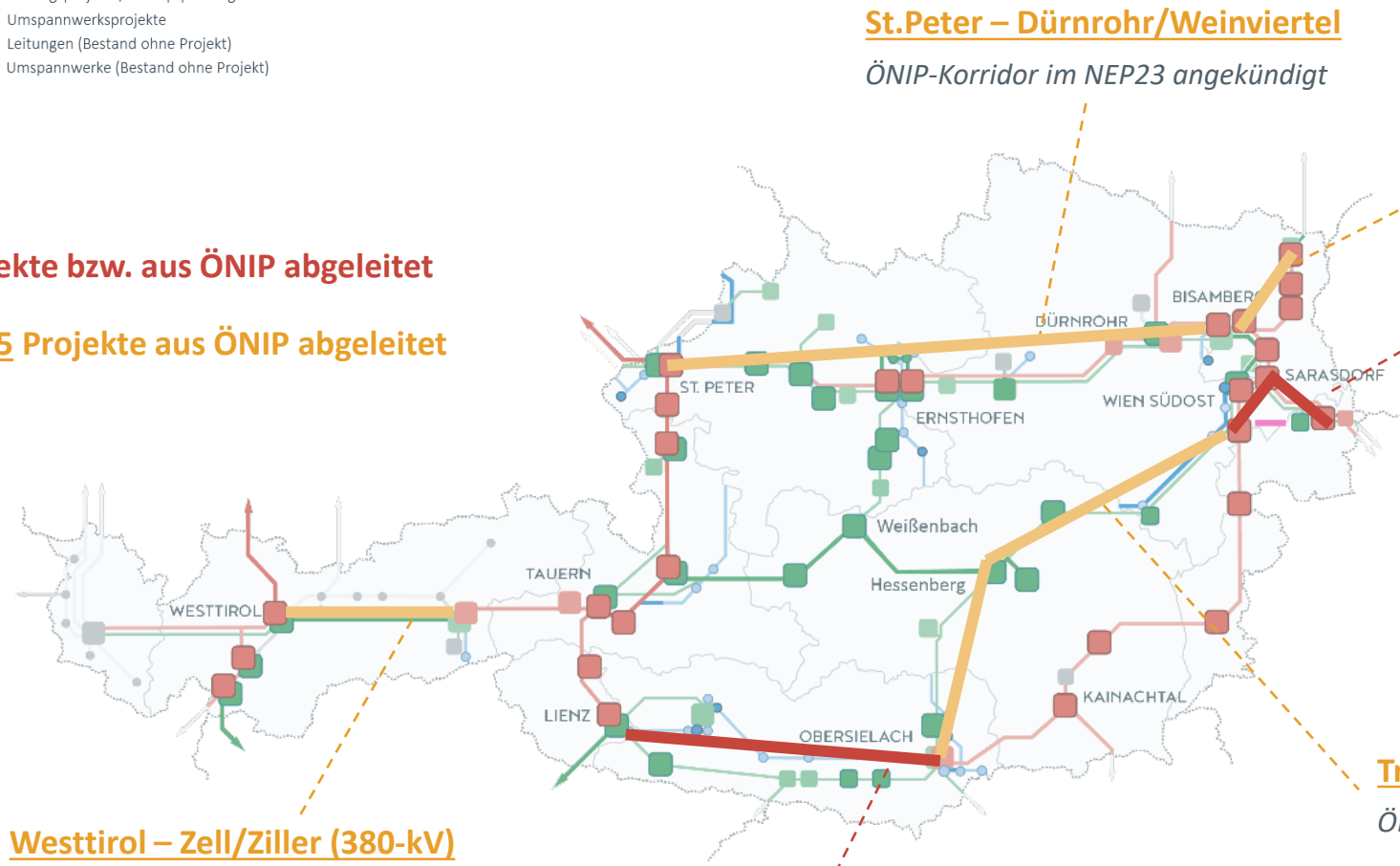
Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist Voraussetzung für das Gelingen der Transformation



| 380 kV | 220 kV | 110 kV | |
|--------|--------|--------|-------------------------------------|
| | | | Leitungsprojekte/Konzeptplanungen |
| | | | Umspannwerksprojekte |
| | | | Leitungen (Bestand ohne Projekt) |
| | | | Umspannwerke (Bestand ohne Projekt) |

NEP23 Projekte bzw. aus ÖNIP abgeleitet

Neue NEP25 Projekte aus ÖNIP abgeleitet



Westtirol – Zell/Ziller (380-kV)

ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt

St. Peter – Dürnrohr/Weinviertel

ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt

Netzausbau im Osten Österreichs dient der Netz-Integration von EE

„Weinviertelleitung-2“

ÖNIP-Projekt zur Integration der EE

Netzraum Ost

380-kV-Leitungsprojekt aus dem NEP23

16 UW-Projekte in AT-Ost*

Neue Umspannwerke zur Integration der EE und Generalerneuerungen von bestehenden UW (Betriebsinvestitionen)

Trumau – Hessenberg – Obersielach

ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt

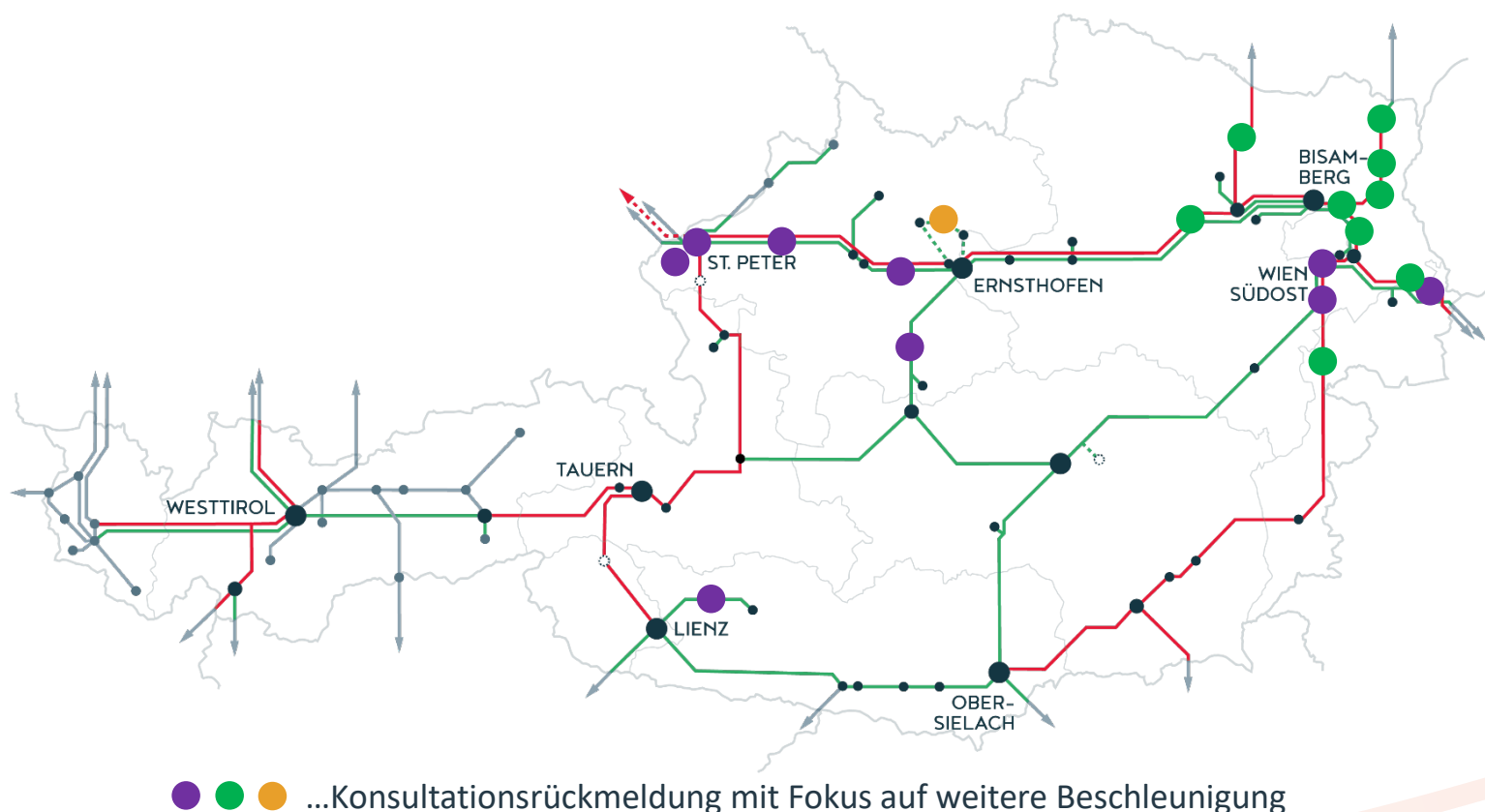
Netzraum Kärnten

380-kV-Leitungsprojekt aus dem NEP23

Konsultationsrückmeldungen bestätigen Ausbaubedarf und NEP-Projekte



- **Netzbetreiber bzw. Landes-EVU** fordern raschere Umsetzungen von VNB-Netzabstützungen und zur Netzintegration von Pumpspeicherprojekten
- **Industrie** meldet weiteren Anstieg Strombedarf durch Elektrifizierung (insb. im ZROÖ)
- **Windbranche** fordert **zusätzliche Beschleunigung des Netzausbaus** insb. im Raum NÖ und Bgld.



380-kV-Salzburgleitung seit April 2025 in Vollbetrieb



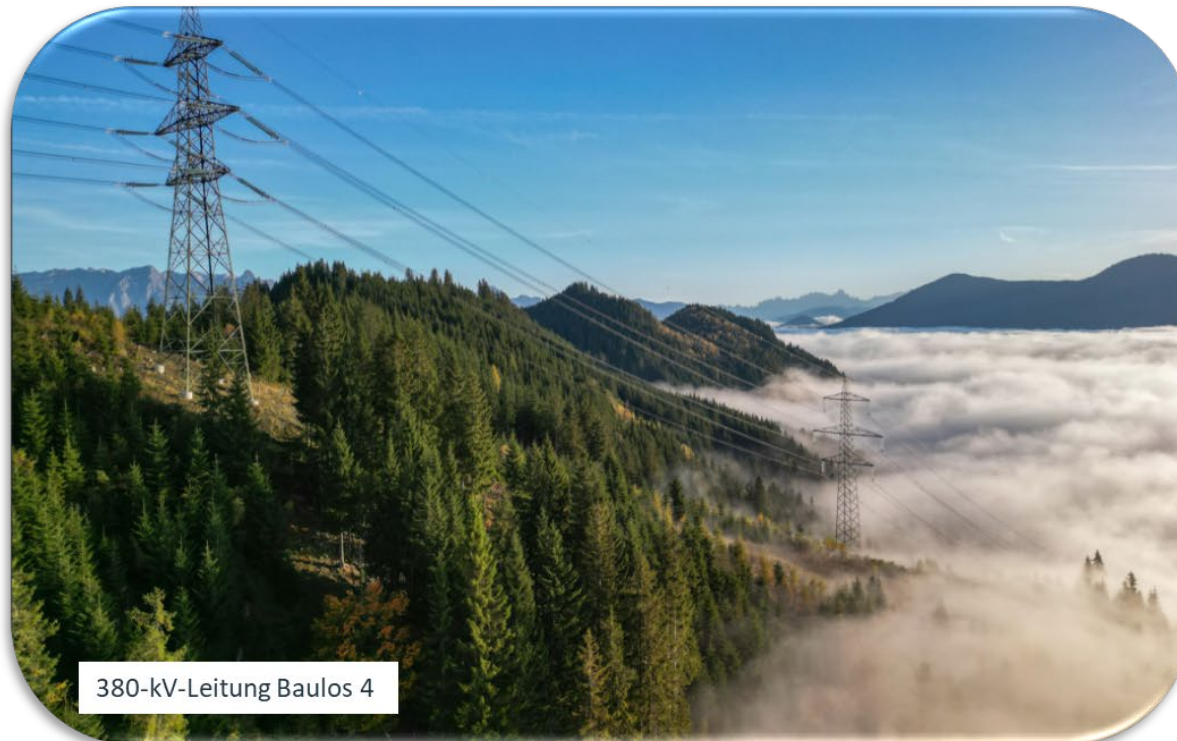
- ▶ **Gesamt-IBN Salzburgleitung I und II mit 04/2025 erfolgreich abgeschlossen**
- ▶ **Kollaudierungsverfahren der Gesamtanlage mit 04/2025 gestartet**
 - ▶ Der Abschluss des Verfahrens (Neubau und Demontage) wird bis Ende 2027 erwartet
- ▶ **Demontagearbeiten mit 02/2025 gestartet**
 - ▶ Insgesamt werden in 3 Baulosen 561 Maste demontiert
 - 73% der Seile bereits abgelegt
 - 55% des Masteisens / der Maste bereits entfernt
 - 44% der Fundamente entfernt
 - ▶ Ende 2026 wird der Abschluss der Arbeiten erfolgen



380-kV-Salzburgleitung seit April 2025 in Vollbetrieb



UW-Salzburg



380-kV-Leitung Baulos 4



UW St. Peter

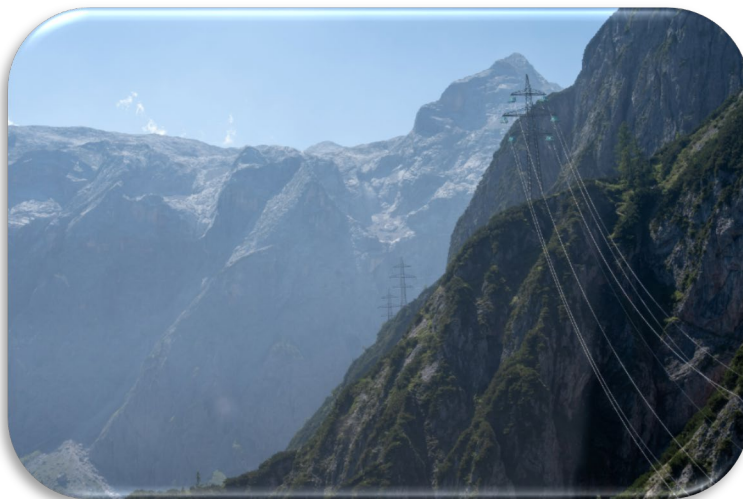


UW-Pongau



UW-Wagenham

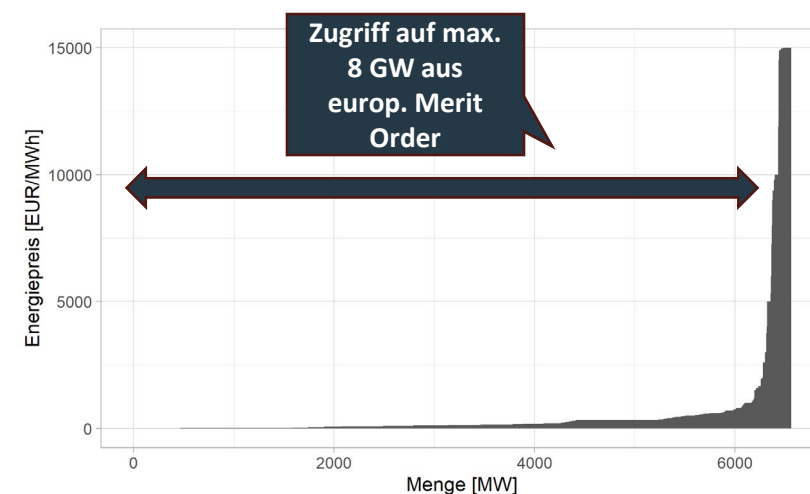
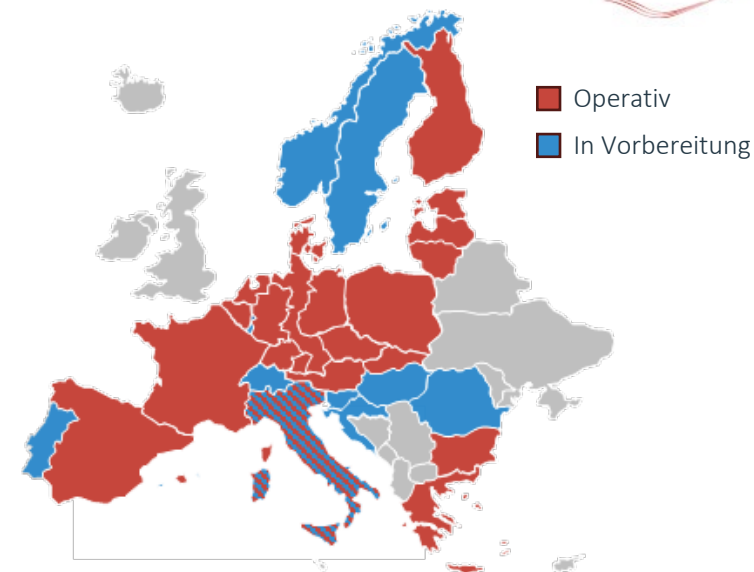
380-kV-Salzburgleitung: Eindrücke Demontage Hagengebirge



APG ist seit Juni 2022 Teil der Regelenergie Kooperation PICASSO

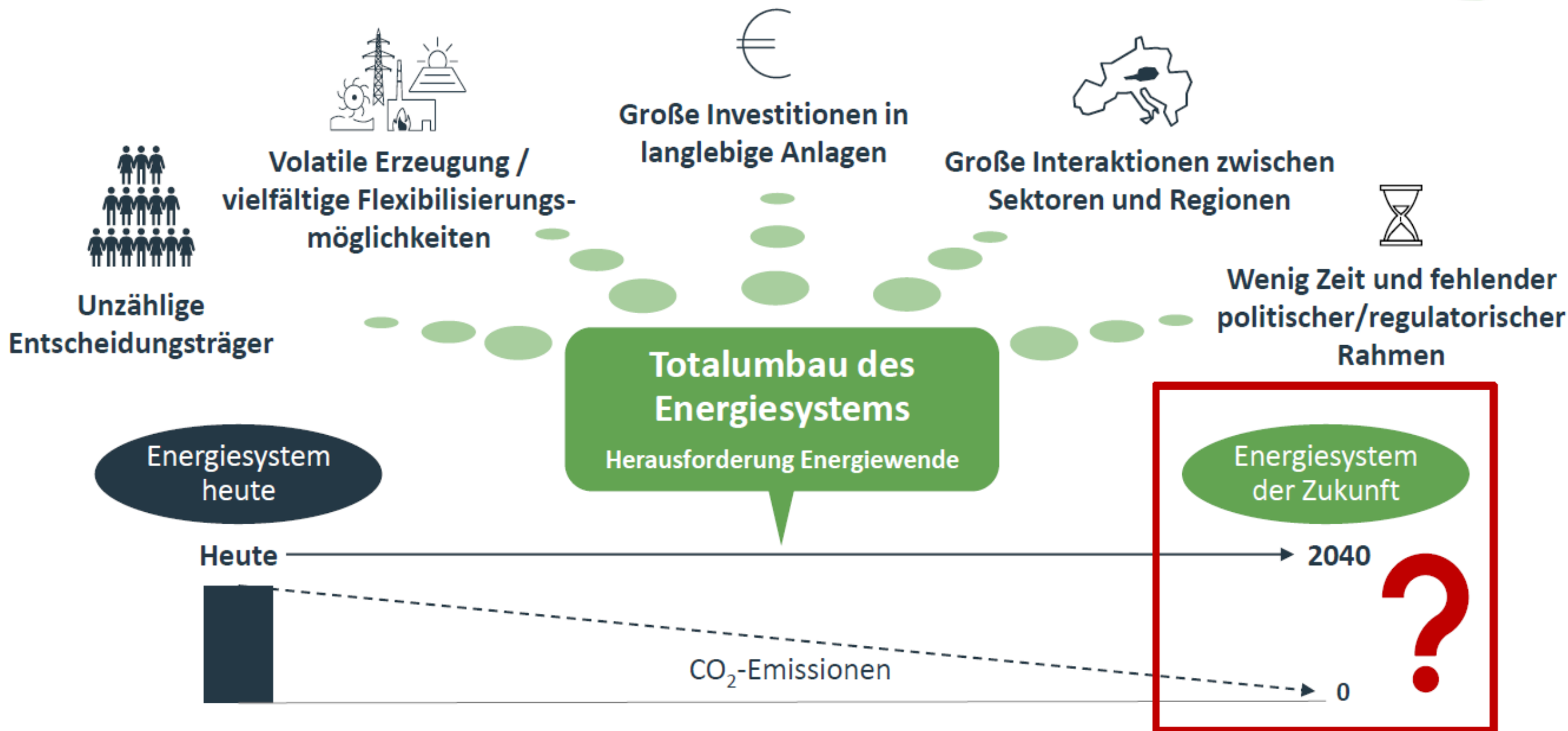
PICASSO: Grenzüberschreitende Aktivierung von SRR-Energie

- ▶ Ziel: Kostengünstige Aktivierung von SRR-Energie
- ▶ Europäische Kooperation gem. europ. Balancing Guideline, inkl. verpflichtendes Marginal Pricing
- ▶ Wenn genügend Grenzkapazitäten vorhanden sind, kann APG den Regelenergie **Bedarf über PICASSO decken** (die **günstigen Gebote aus der Kooperation** werden **aktiviert**)
- ▶ APG kann teilweise auf bis zu **8 GW Regelenergie** zugreifen
- ▶ PICASSO brachte APG von Juli 2022 bis Juli 2024 **Einsparungen von 66 MEUR** (Grund: APG importierte große Mengen an kostengünstiger Regelenergie)
- ▶ Immer mehr Länder treten PICASSO bei
- ▶ **AT-Anbieter** haben einen **größeren Absatzmarkt** zur Verfügung



Beispiel Merit-Order Liste von 06.09.2025

Die Dekarbonisierung des Energiesystems – eine Herausforderung auf verschiedenen Ebenen





TRANSNET BW

d-fine

zusammEⁿ 2040

Ein Kooperationsprojekt der APG

Finden Sie mit uns gemeinsam
heraus, wie ein dekarbonisiertes
Energiesystem 2040 aussehen kann



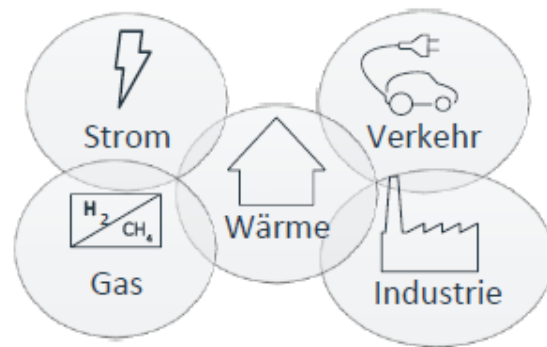
Unser Energiesystemmodell ist Instrument zur gemeinsamen Planung der Zukunft

Gemeinsame Modellentwicklung basierend auf OpenSource Software PyPSA

Exogene Faktoren

- ✓ Politische/Reg. Faktoren
- ✓ Autarkie-Parameter
- ✓ Technologien
- ✓ Nachfrageentwicklung
- ✓ ...

Sektorenübergreifende Betrachtung

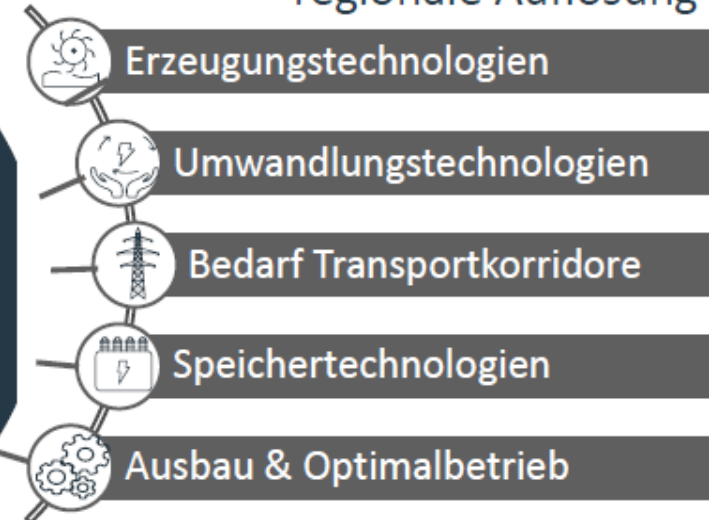


Zielfunktion: Minimierung der gesamteuropäischen Systemkosten*



Hohe zeitliche und regionale Auflösung

Modellierung des europäischen Energiesystems



Unter Einhaltung des CO₂ Reduktionspfades

Unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit

(*) unter Einbezug von Betriebskosten (fix und variabel) und Investitionskosten; Heißt: die Optimierung erfolgt unter der Annahme, dass entstehende Kosten unter den Clustern aufgeteilt werden, da in einzelnen Gebieten aufgrund der vorliegenden Potentiale deutliche Mehrkosten entstehen können. Es entsteht ein Gesamtoptimum; keine Länderoptima

Fazit: Notwendige Rahmenbedingungen für das Gelingen der Transformation



- ▶ **Der physische Netzausbau ist unabdingbar**
 - ▶ Netzausbau hinkt dem Ausbau der Erneuerbaren hinterher
 - ▶ Beschleunigung der Genehmigungsverfahren ist dringend notwendig

- ▶ **Digitalisierung ist systemkritisch**
 - ▶ Transformation von physischer zu digitaler Steuerung des Energiesystems
 - ▶ Daten und digitale Zwillinge werden zu unverzichtbaren Betriebsmitteln

- ▶ **Moderne Regulierung & politische Entschlossenheit**
 - ▶ Intelligente Anreize für systemdienliches Verhalten und Flexibilität
 - ▶ Keine weiteren Verzögerungen bei notwendigen Gesetzen (EIWG, EABG)

- ▶ **Systemische Organisation und marktadäquate Finanzierung sind entscheidend**



Quo vadis Energiewirtschaft

Energiesysteme im Umbruch XIII

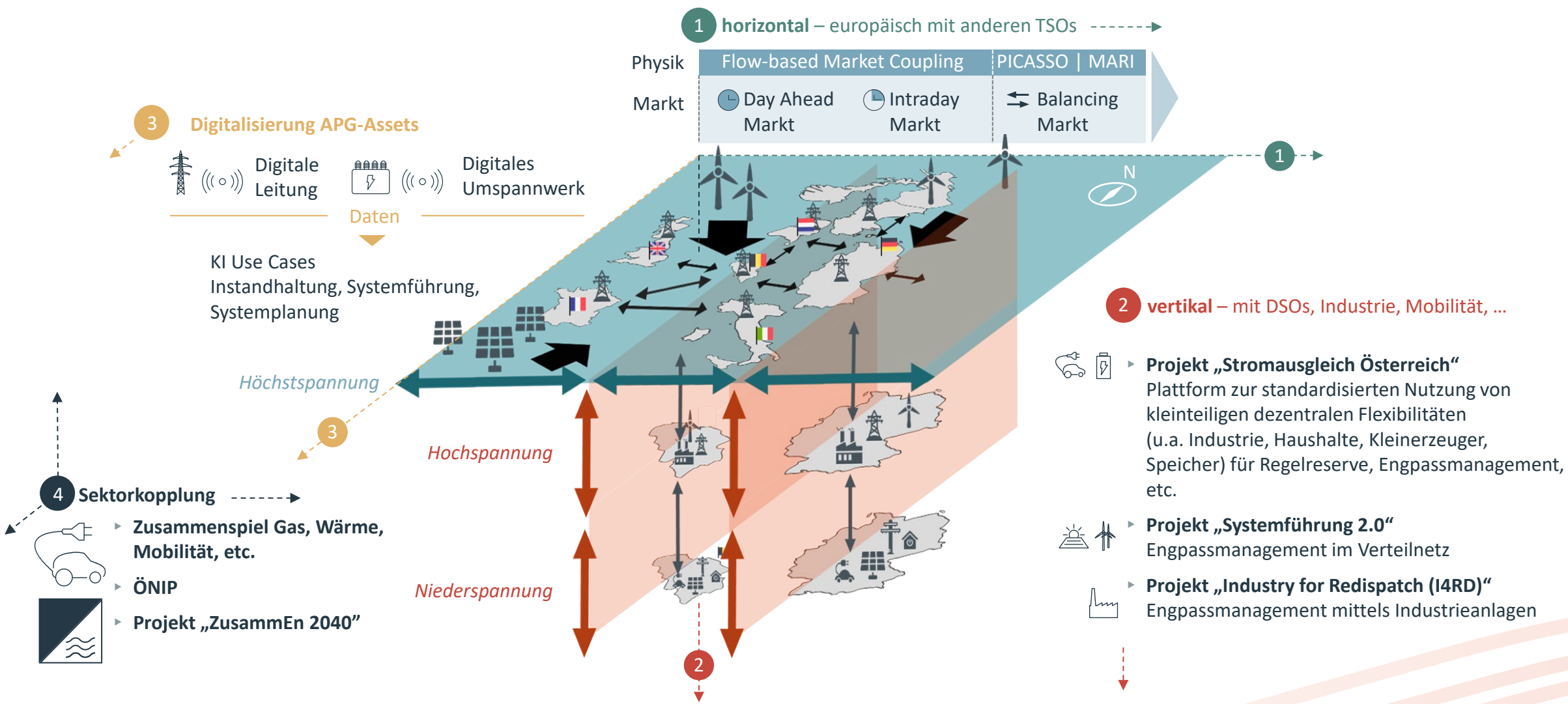
DI Kurt Misak-Huber, APG

illwerke vkw zentrum montafon, Rodund, 2.10.2025

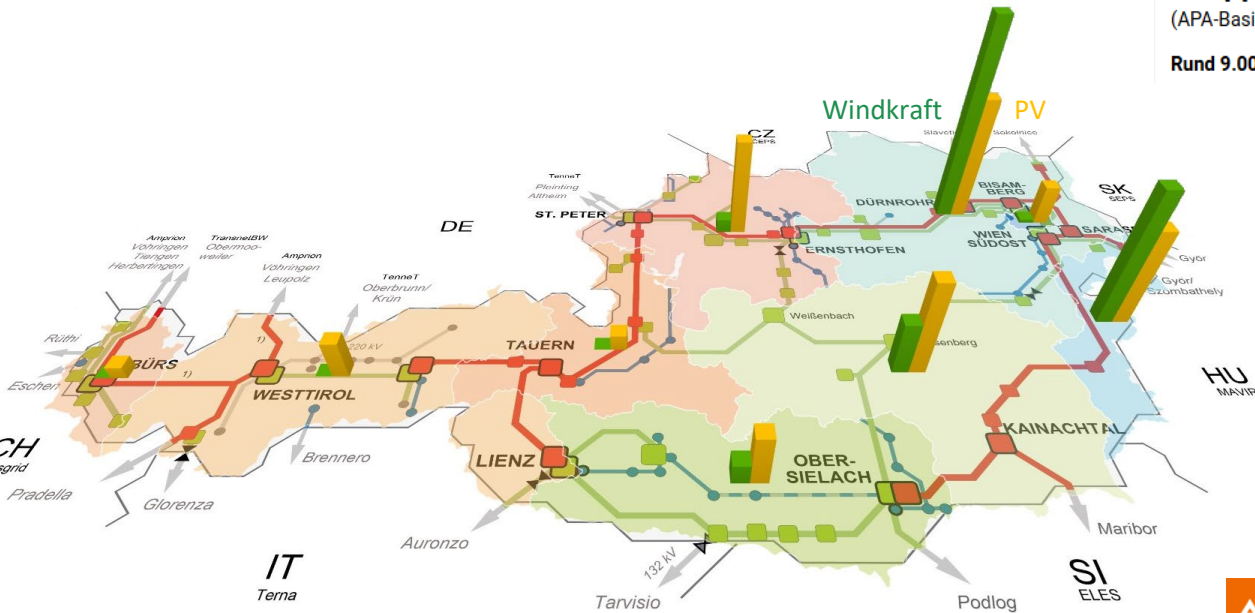


BACKUP

Digitalisierung ist systemkritisch: Es braucht eine digitale Orchestrierung des Gesamtsystems



Der Ausbau der Erneuerbaren wird politisch weiter vorangetrieben



APA COMM

SELECT

APA0105 5 WI 0274 Aktualisiert APA0068/17.08 So, 17.Aug 2025
Staatshilfen/Alternativen/Energiemarkt/Wien

Knapp 50 Mio. Euro flossen in den zweiten PV-Fördercall
(APA-Basisdienst)
Rund 9.000 Förderanträge wurden eingebracht

Erhöhung des Budgets von 12 MEUR auf 50 MEUR

APA COMM

SELECT

APA0107 5 WI 0345 II/CI/KM Mo, 14.Jul 2025
Energie/Alternativen/Strom/Niederösterreich

NÖ Klima- und Energiefahrplan mit höheren Zielen beschlossen
(APA-Basisdienst)
In der Photovoltaik sind 4.500 statt bisher 2.000 Gigawattstunden bis 2030 geplant, in der Windkraft 8.000 statt 7.000 GWh

Erhöhung der Ausbauziele: Leistungszuwachs um mindestens Faktor 2 ggü. heute bis 2030!

APA COMM

SELECT

APA0162 5 CI 0653 II/KM Aktualisiert APA0081/07.08 Do, 07.Aug 2025
Klimaerwärmung/Naturschutz/Alternativenergien/Burgenland

Rot-Grün legt im Burgenland Klimaschutzgesetz vor
(APA-Basisdienst)
Enthält Ausbauziel für Erneuerbare Energie und Klimachecks für neue Gesetze und Bauvorhaben - Beschluss im Oktober

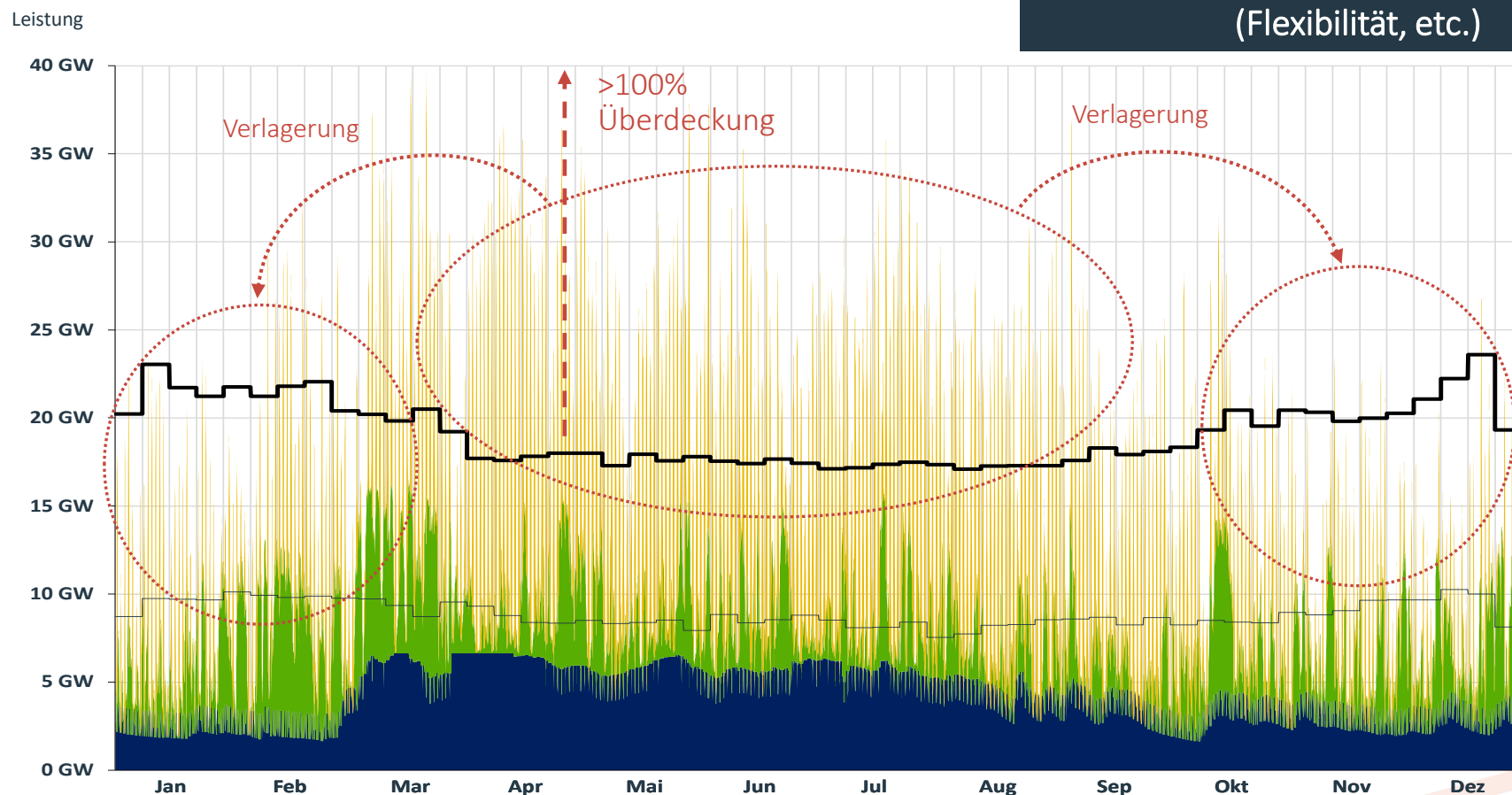
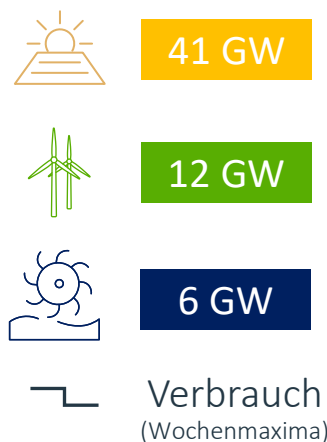
Erhöhung der Ausbauziele: Leistungszuwachs um mindestens Faktor 2-3 ggü. heute bis 2030!

Ausblick 2040 zeigt Herausforderungen einer vollkommen neuen Dimension



Österreich 2040 (ÖNIP Transition-Szenario¹)

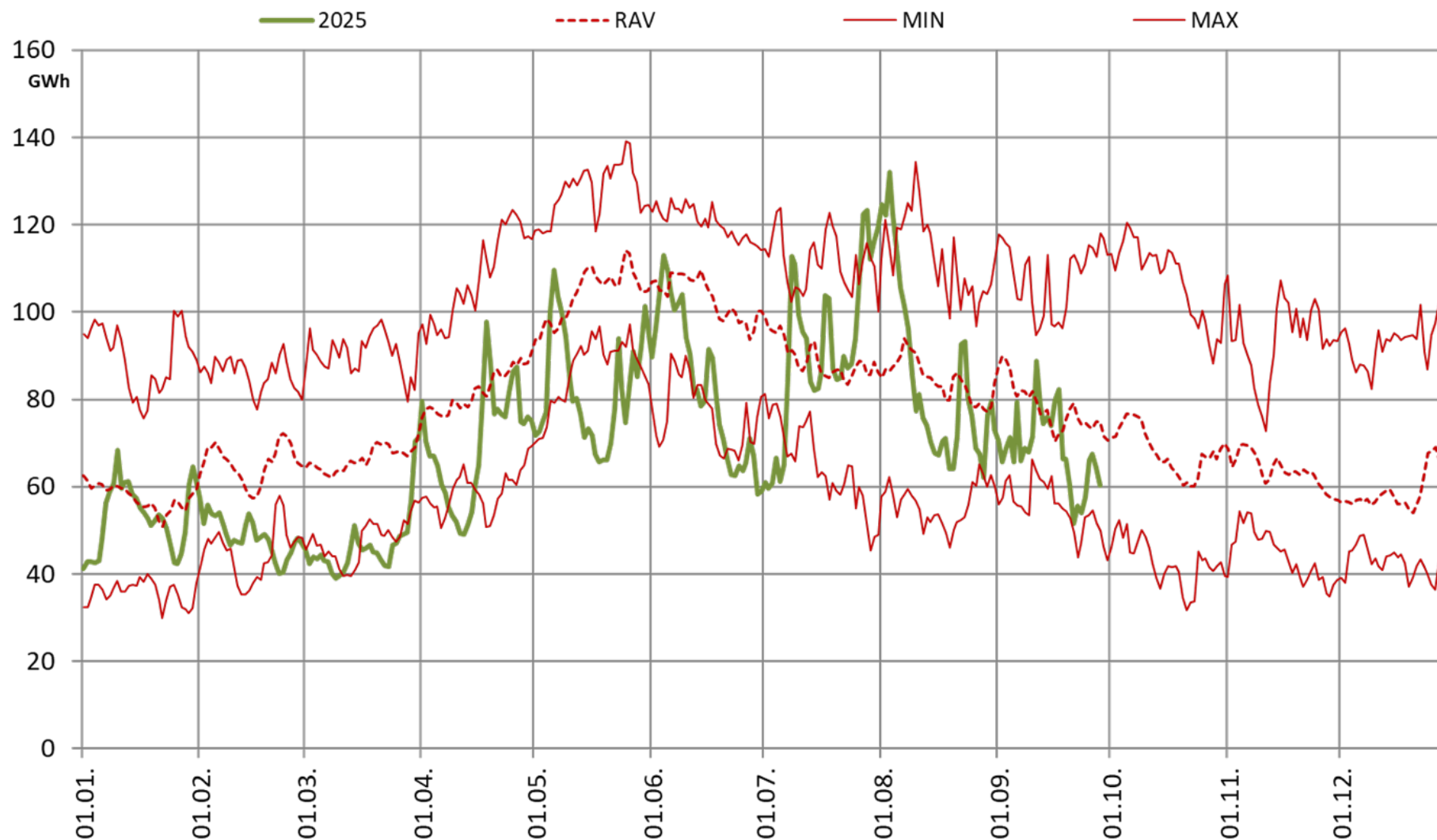
Meistern dieser Volatilität braucht MEHR!
(Flexibilität, etc.)



[1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (2024); ÖNIP Szenario: Transition S.39

Einspeisung aus Laufwasserkraft in der Regelzone APG

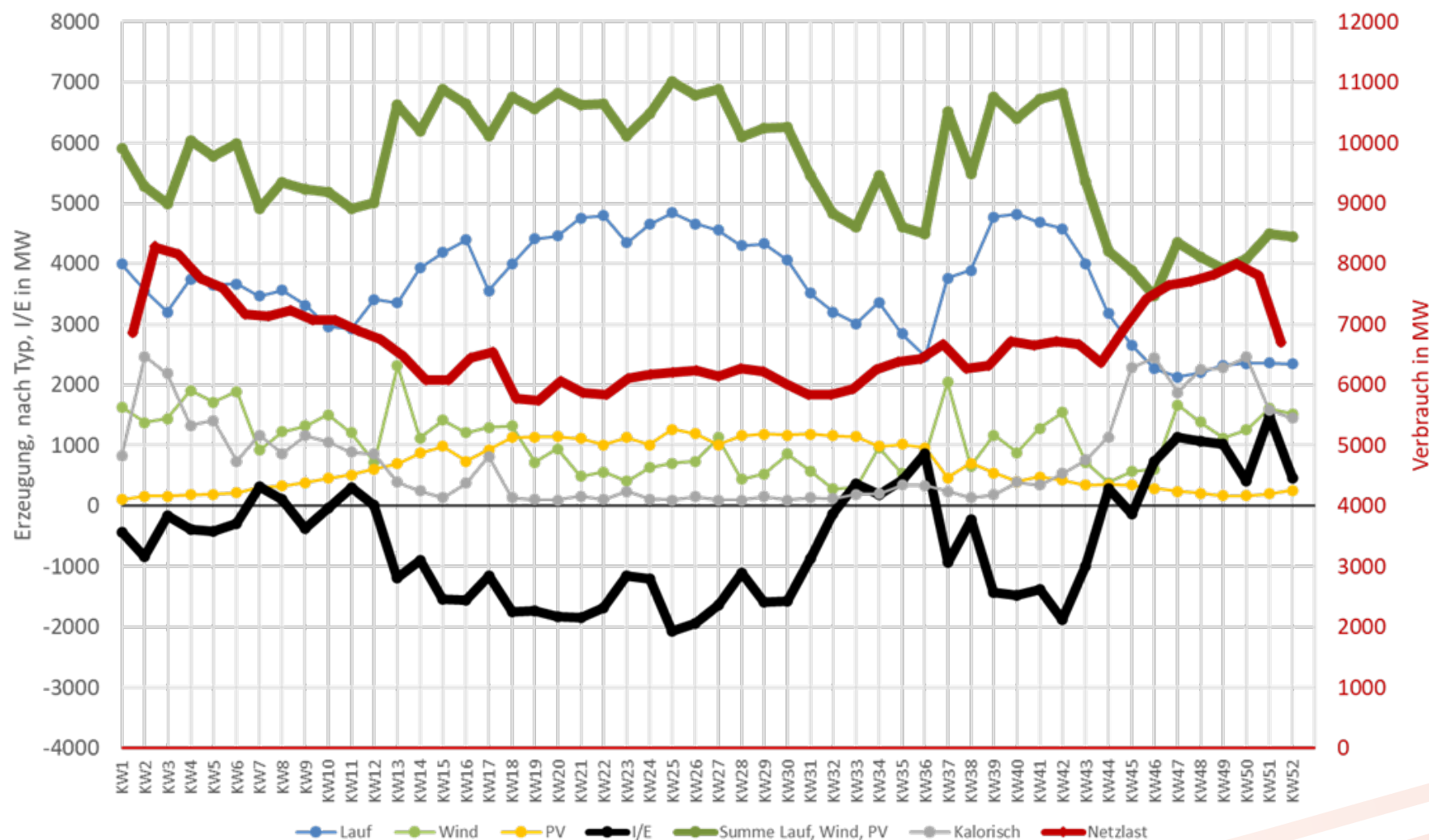
Tagesenergiewerte per 28.9.2025; Einspeisung ins öffentliche Netz



Erzeugung aus Laufwasserkraft noch immer dominant für Import-/Export-Verhalten der Regelzone

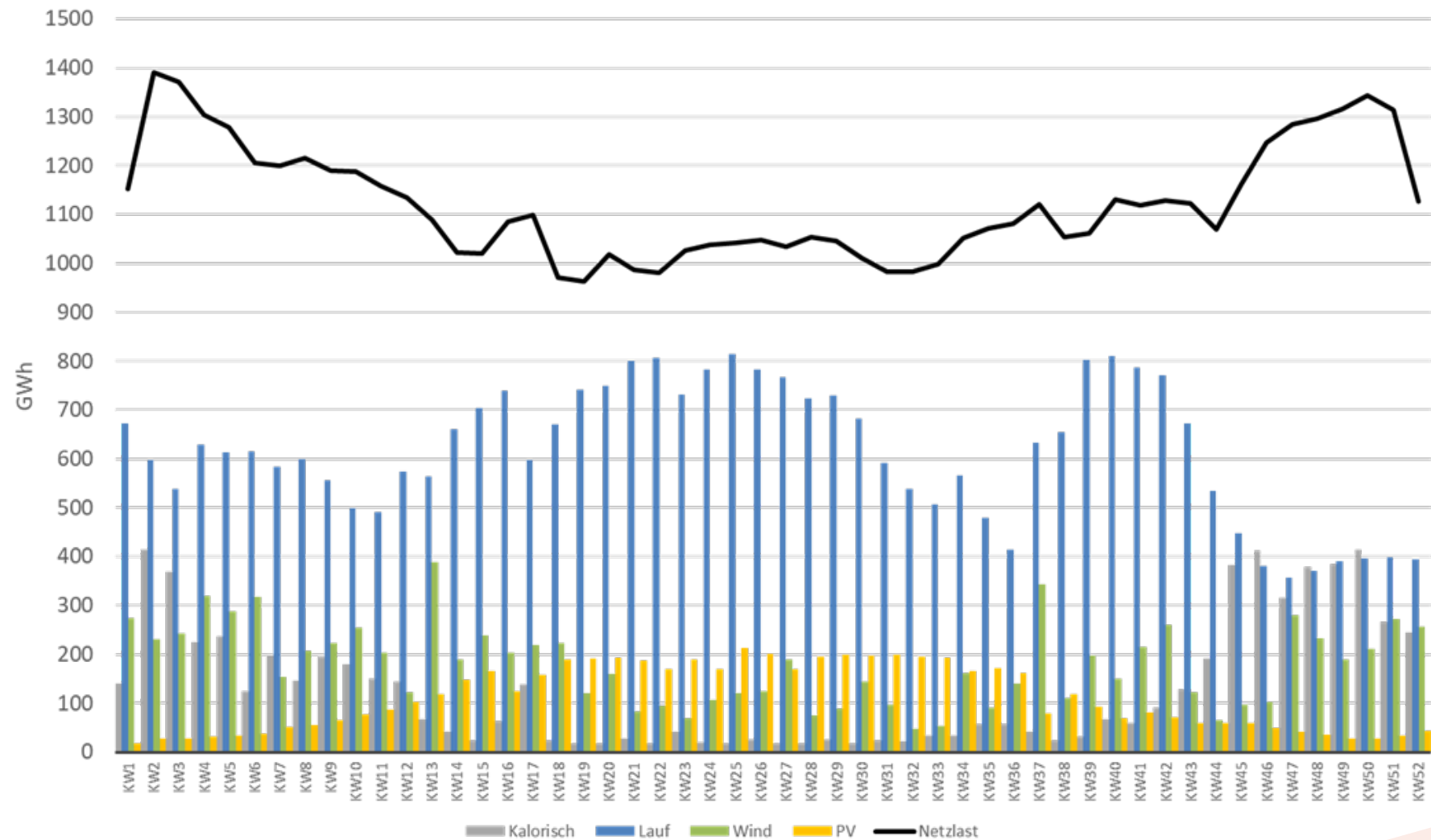


durchschnittliche Leistung pro Woche 2024 bis inkl. KW 52 (31.12.2024); Kalorische KW, Lauf, Wind, PV; gemessener I/E



Einspeisung pro Primärenergieträger in der Regelzone APG

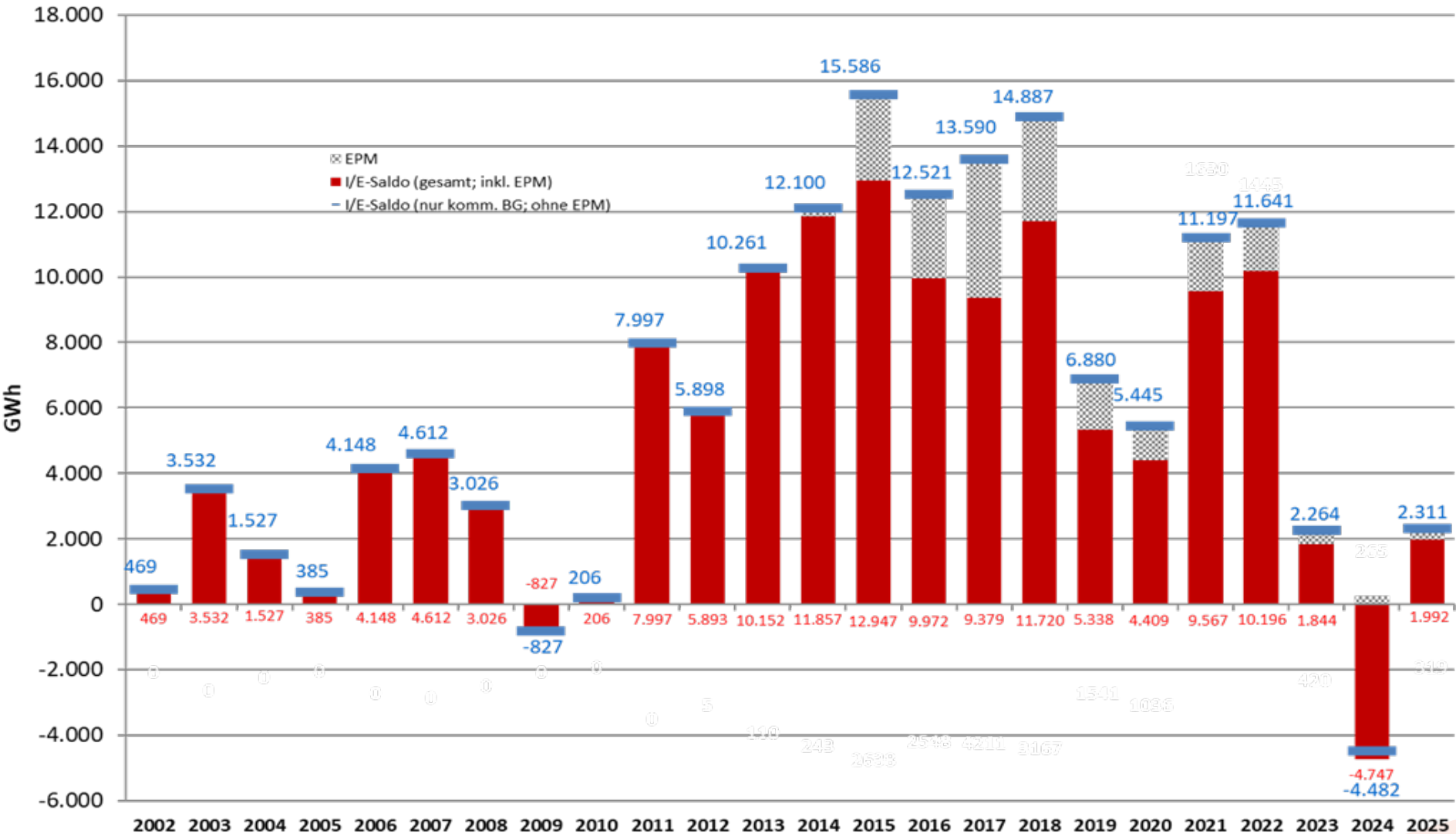
Energie pro Woche 2024 bis inkl. KW 52 (31.12.2024); Kalorisch, Lauf, Wind, PV; Messwerte



Jährlicher Saldo der Import/Export-Energiemengen der Regelzone APG gemäß Fahrplänen, inkl. EPM/Redispatch – Stand 29.09.2025



Energiemengen infolge Engpassmanagements (EPM) jeweils grau schraffiert dargestellt

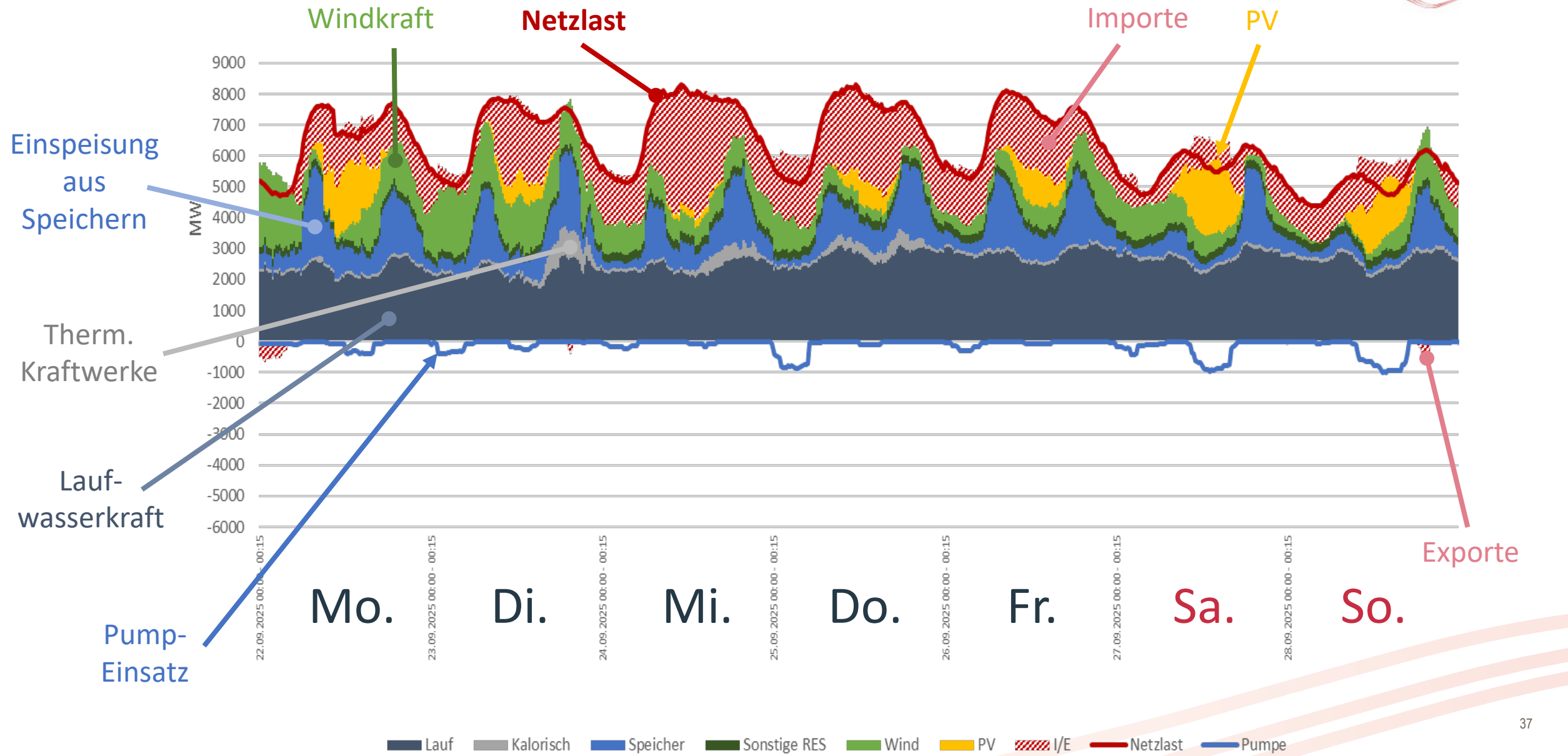


EPM 2024:
146,7 GWh Verringerung
411,5 GWh Erhöhung

EPM 2025:
34,0 GWh Verringerung
303,2 GWh Erhöhung

Wöchentliche Deckung der Netzlast in der Regelzone APG

am Beispiel der KW 39/2025 (22.09.-28.09.2025), 15-Minuten-Messwerte



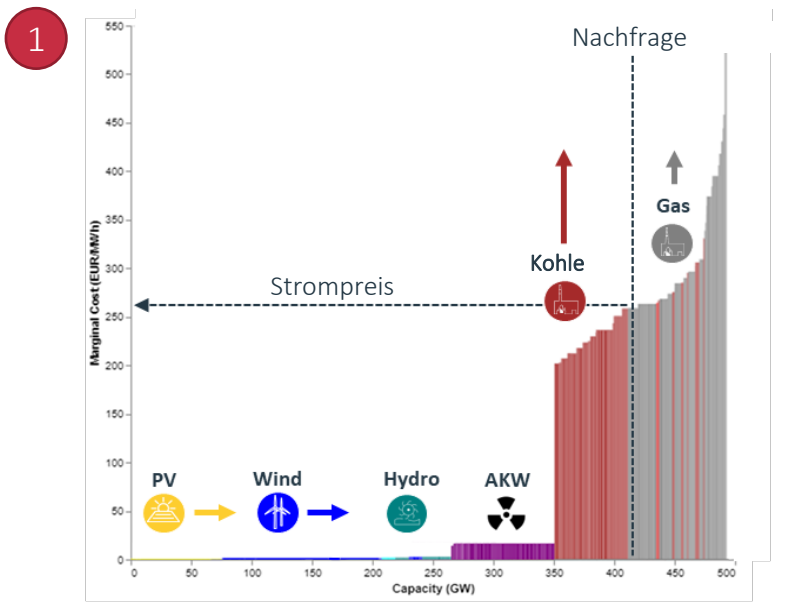
Netzungpässe führen zu hohen Systemkosten



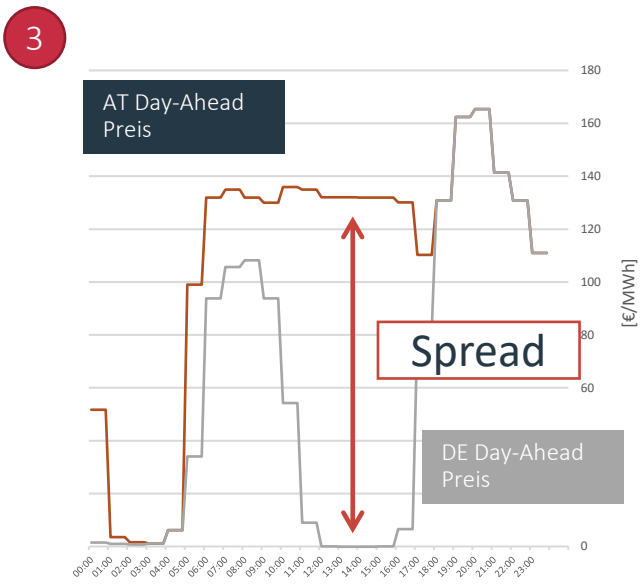
Die europäische Merit-Order setzt den Preis ...

... aber Netzkapazitäten begrenzen den Import

Preisunterschiede zwischen Ländern bilden sich aus!



Strompreisunterschiede AT-DE:
 1. HJ 2025: 8,5 €/MWh
 Mehrkosten von ca. 200-500 Mio.€ p.a.



Merit Order: Erzeugungsanlagen werden nach Grenzkosten gereiht