



Quo vadis Energiewirtschaft

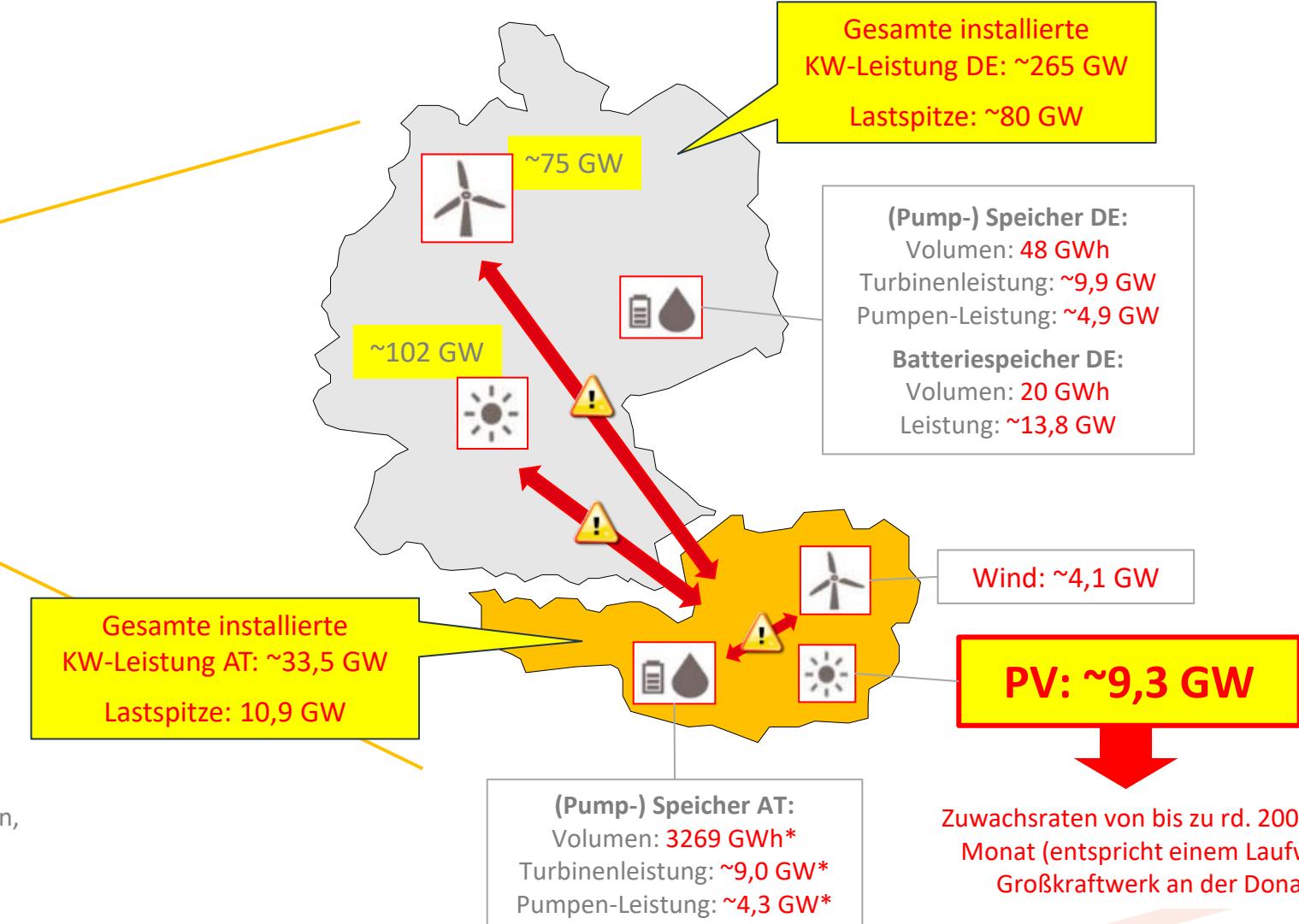
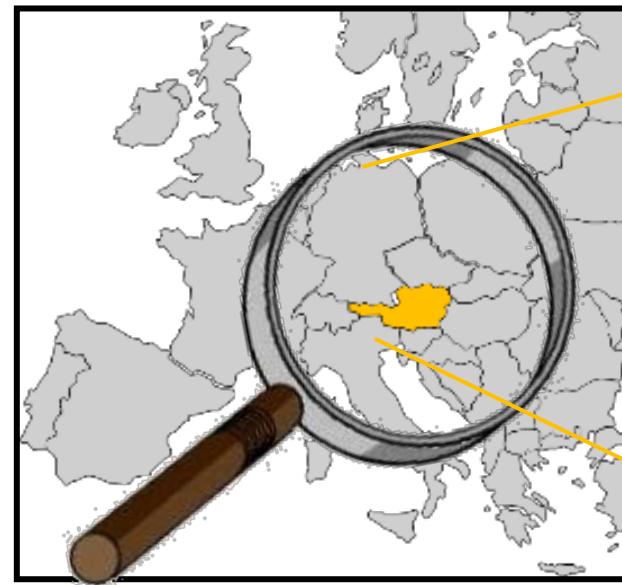
Energiesysteme im Umbruch XIII

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,

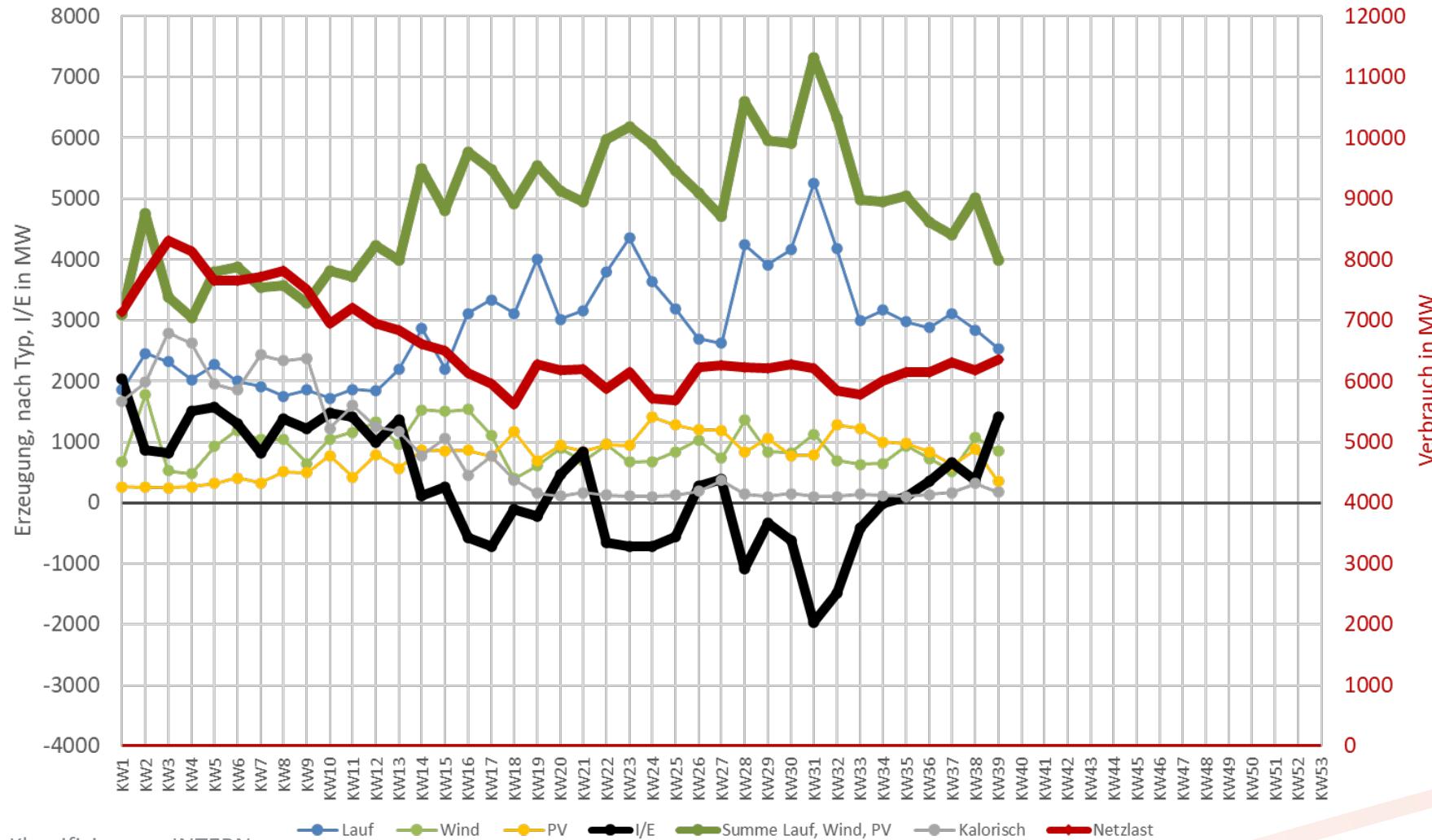
ENTSO-E, energy-charts.info

Stand: 15.07.2025

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

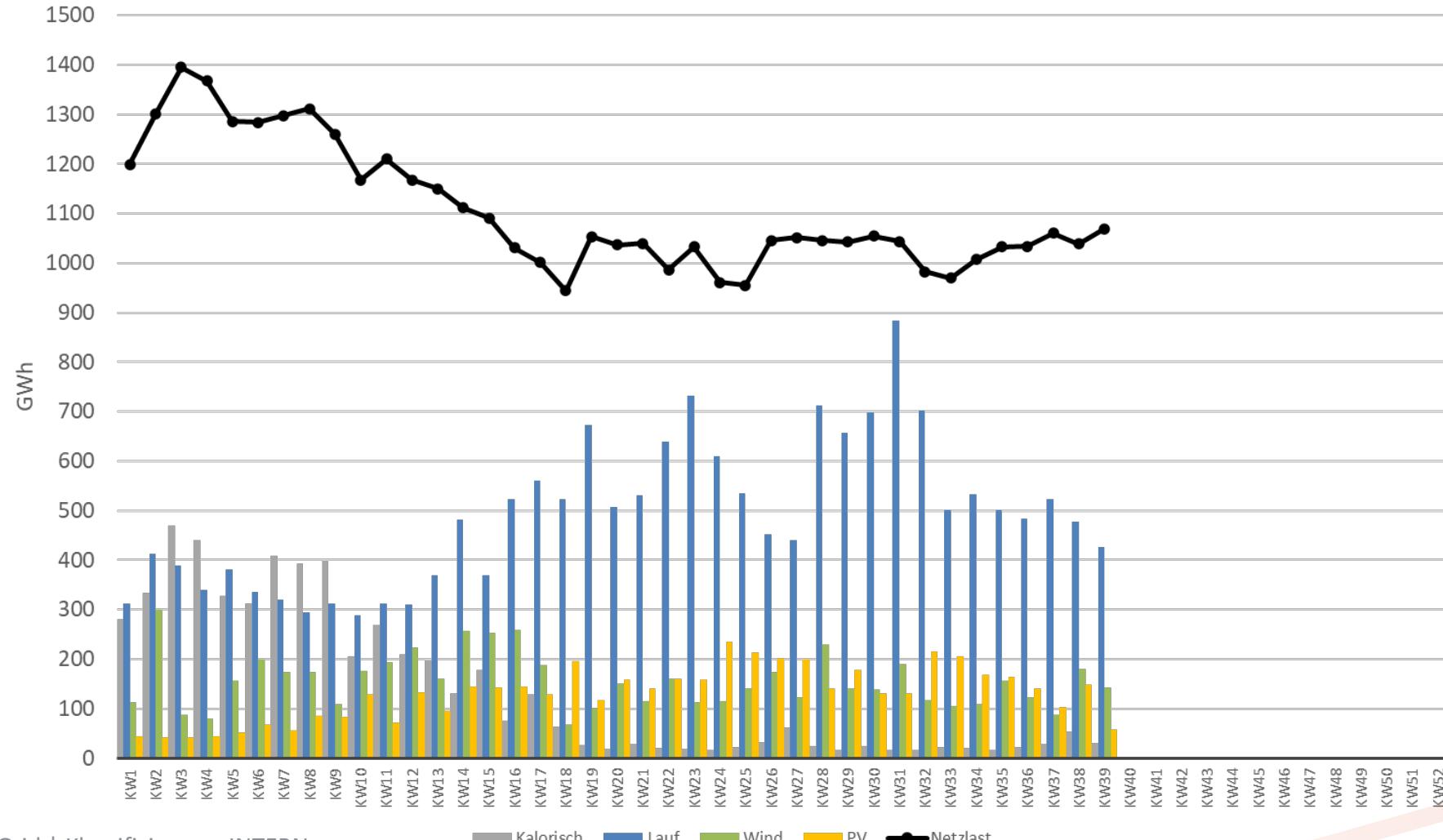


durchschnittliche Leistung pro Woche 2025 bis inkl. KW 39 (28.9.2025); Kalorische KW, Lauf, Wind, PV; gemessener I/E



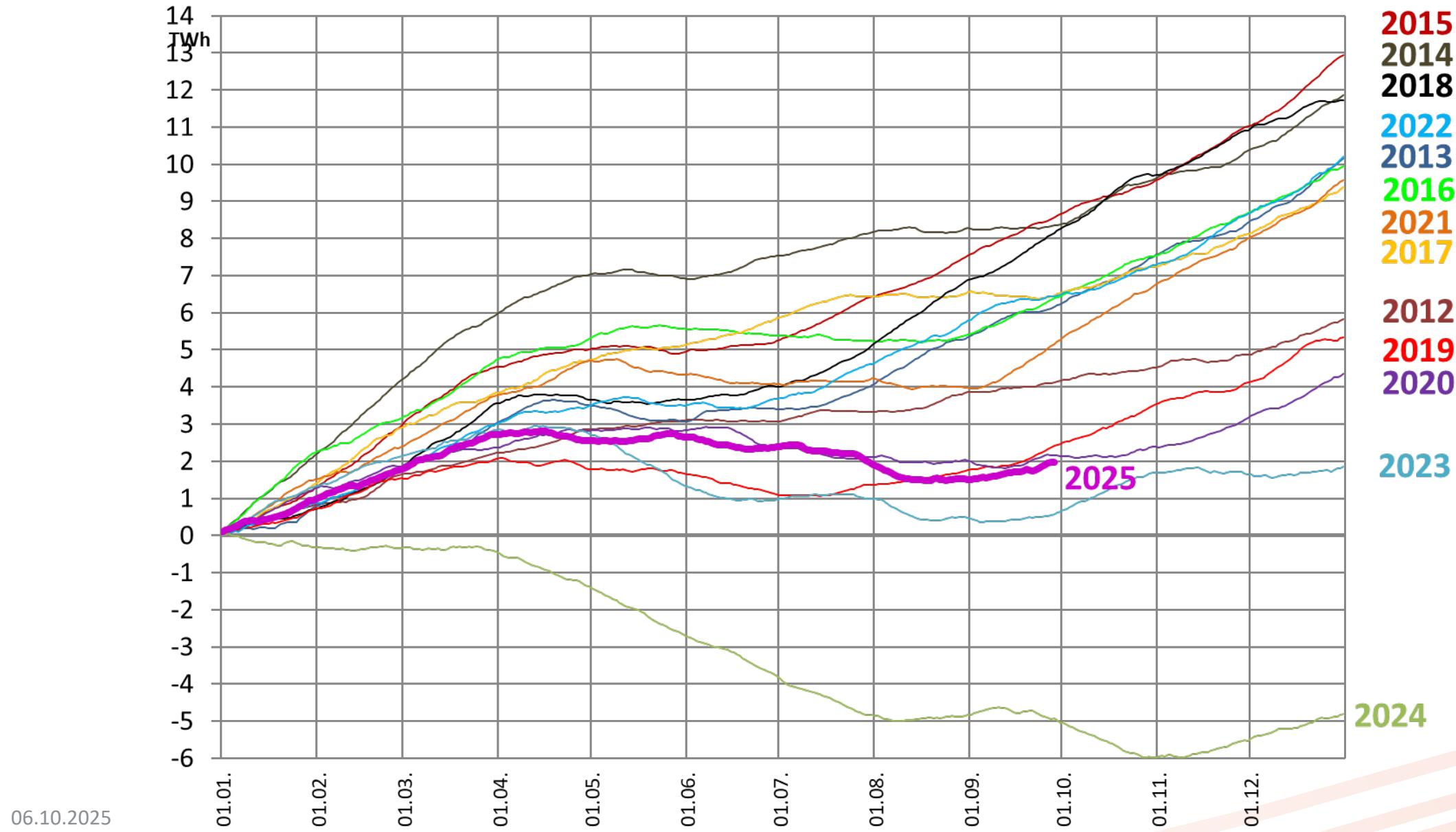
Einspeisung in der Regelzone APG

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



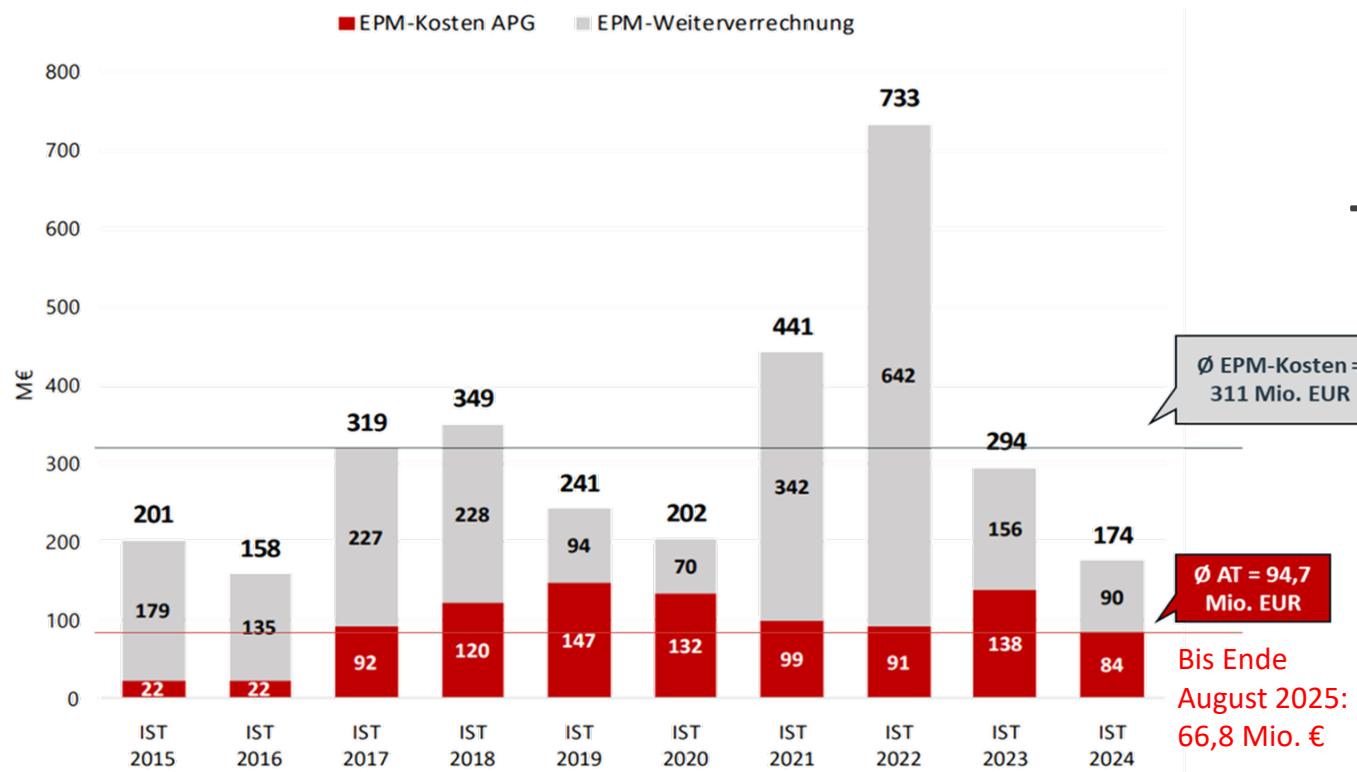
Kumulierter I/E-Saldo gemäß Fahrplänen

(Tagesenergie; per 29.09.2025)



Entwicklungen beim Engpassmanagement

Jahr 2018



* Werte exkl. IFRS 16-Effekt

Jänner	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Februar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
März	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
April	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Mai	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Juni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Juli	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
August	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
September	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Oktober	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
November	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Dezember	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30

Tage mit Notmaßnahmen im Jahr 2018

Jänner	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Februar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28			
März	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28			
April	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Mai	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Juni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Juli	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
August	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
September	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Oktober	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
November	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Dezember	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

→ 2018: 282 Tage mit Notmaßnahmen!
(2019: 268 Tage, 2020: 261 Tage)

Jahr 2022 (237 Tage)

Jahr 2023 (217 Tage)

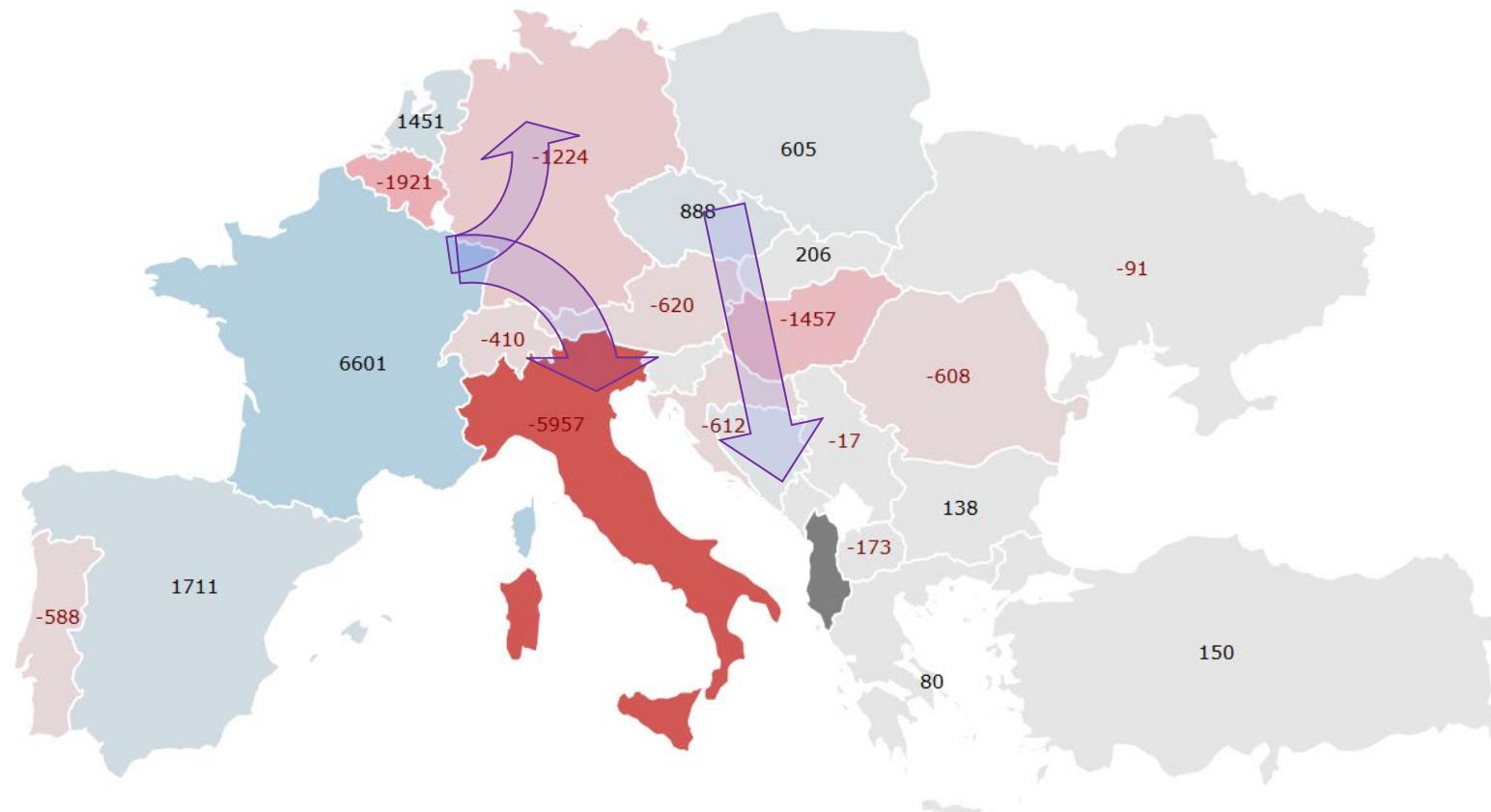
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun
Jän						
Feb						
Mär						
Apr						
Mai						
Jun						
Jul						
Aug						
Sep						
Okt						
Nov						
Dez						

Jahr 2024: 203 Tage, 2025 (bis Ende August): 125 Tage

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

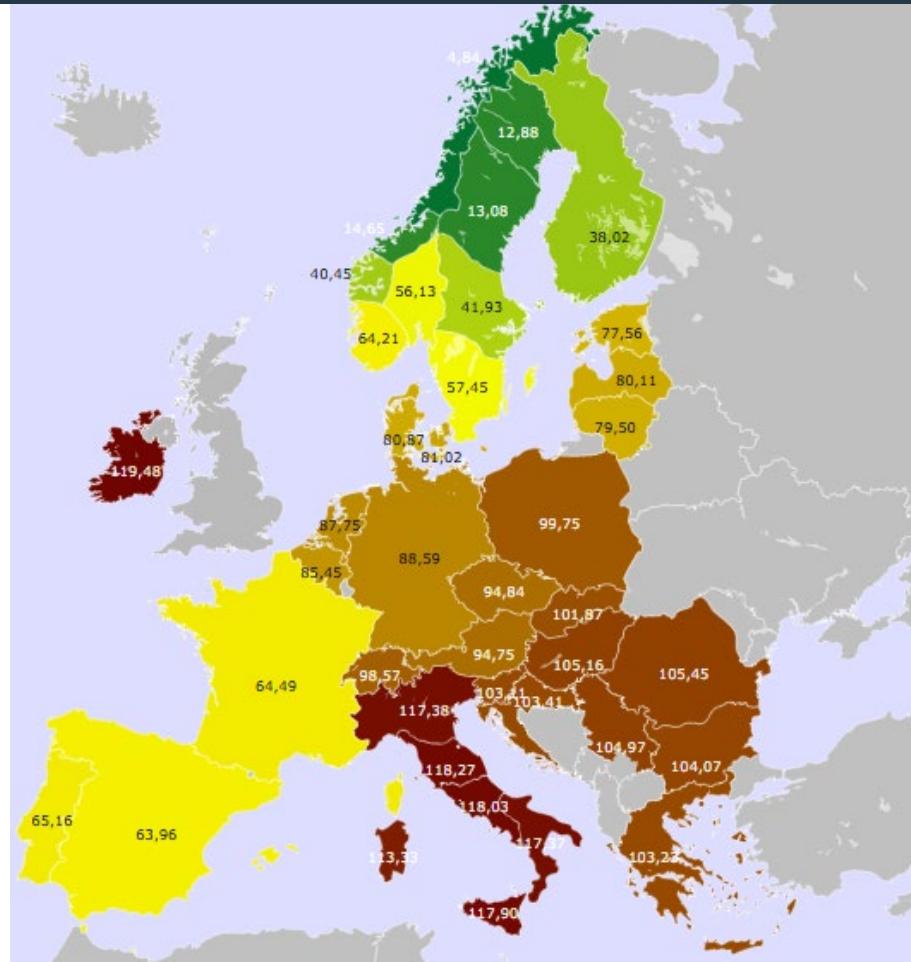
Legende

- | | |
|-----------------------|-----------------------|
| Stromflüsse
Import | Export
keine Daten |
|-----------------------|-----------------------|

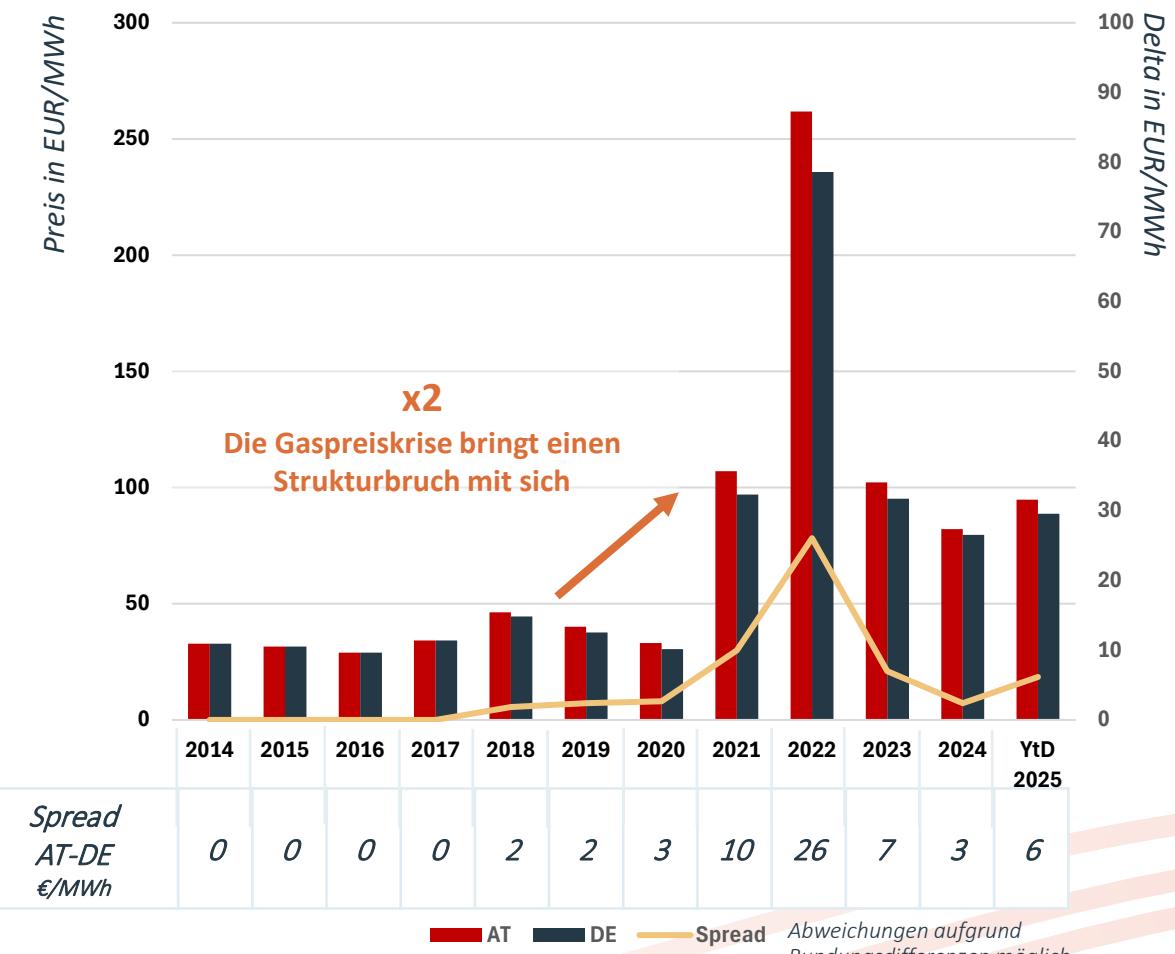
Fehlende Netzkapazitäten als Ursache für die Preisdivergenz in Europa



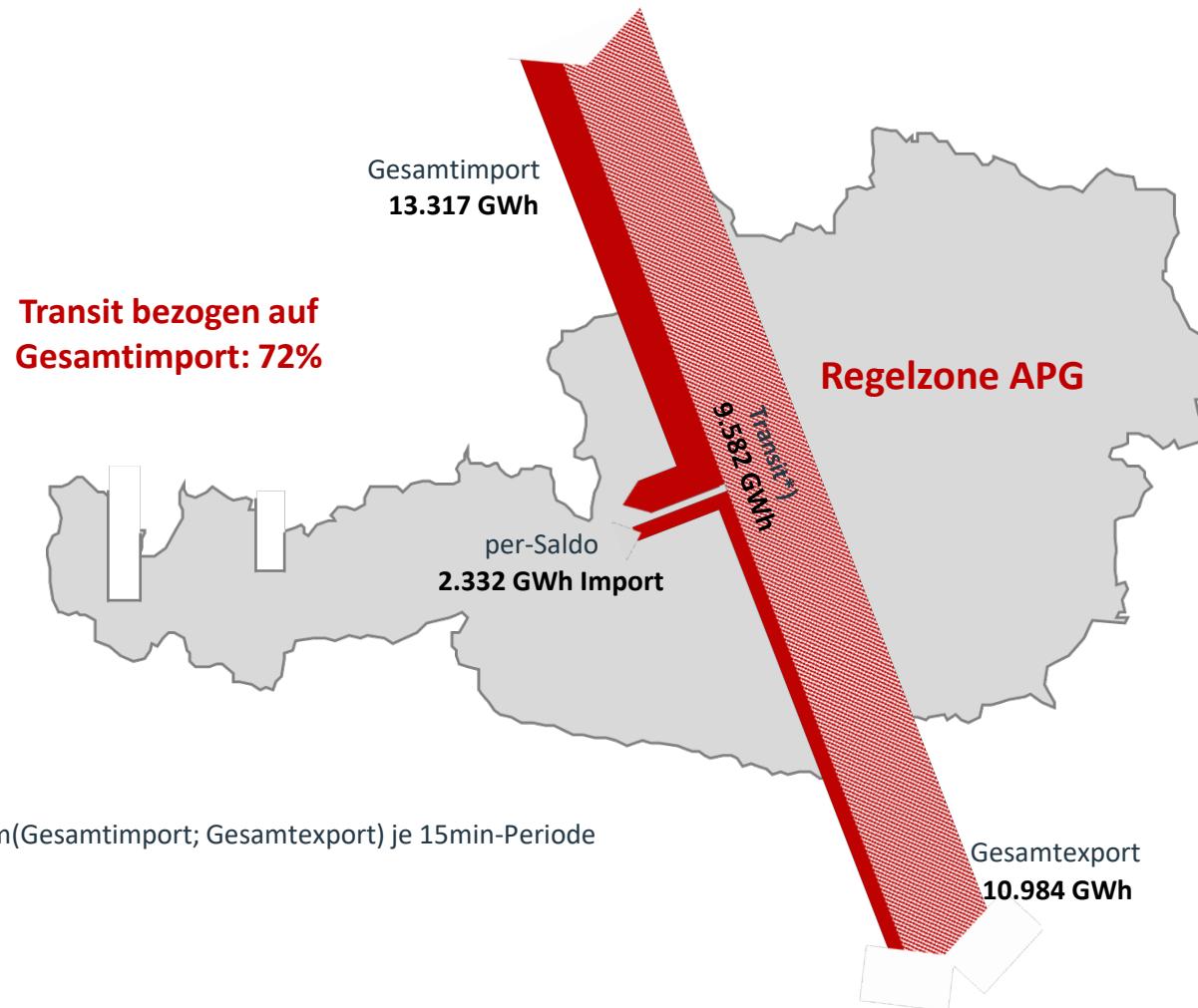
Durchschnittliche Preise YtD 2025 in EUR/MWh



Entwicklung der Strompreise und Spreads (AT & DE)



Österreich ist als zentral gelegenes Binnenland von Transitflüssen besonders stark betroffen



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

Maximale Leistung (Messwerte)

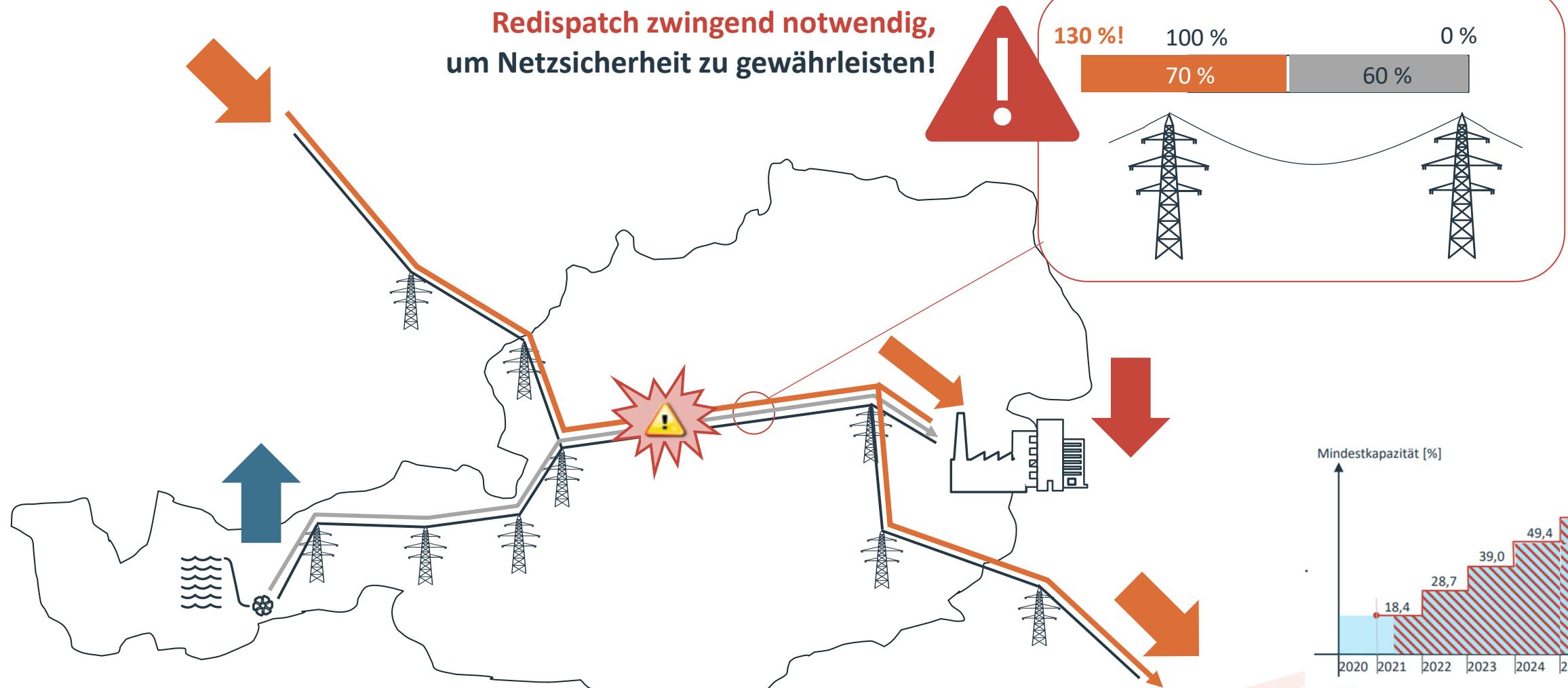
	MW
Import	6.736
Export	5.368
Transit	4.292

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

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



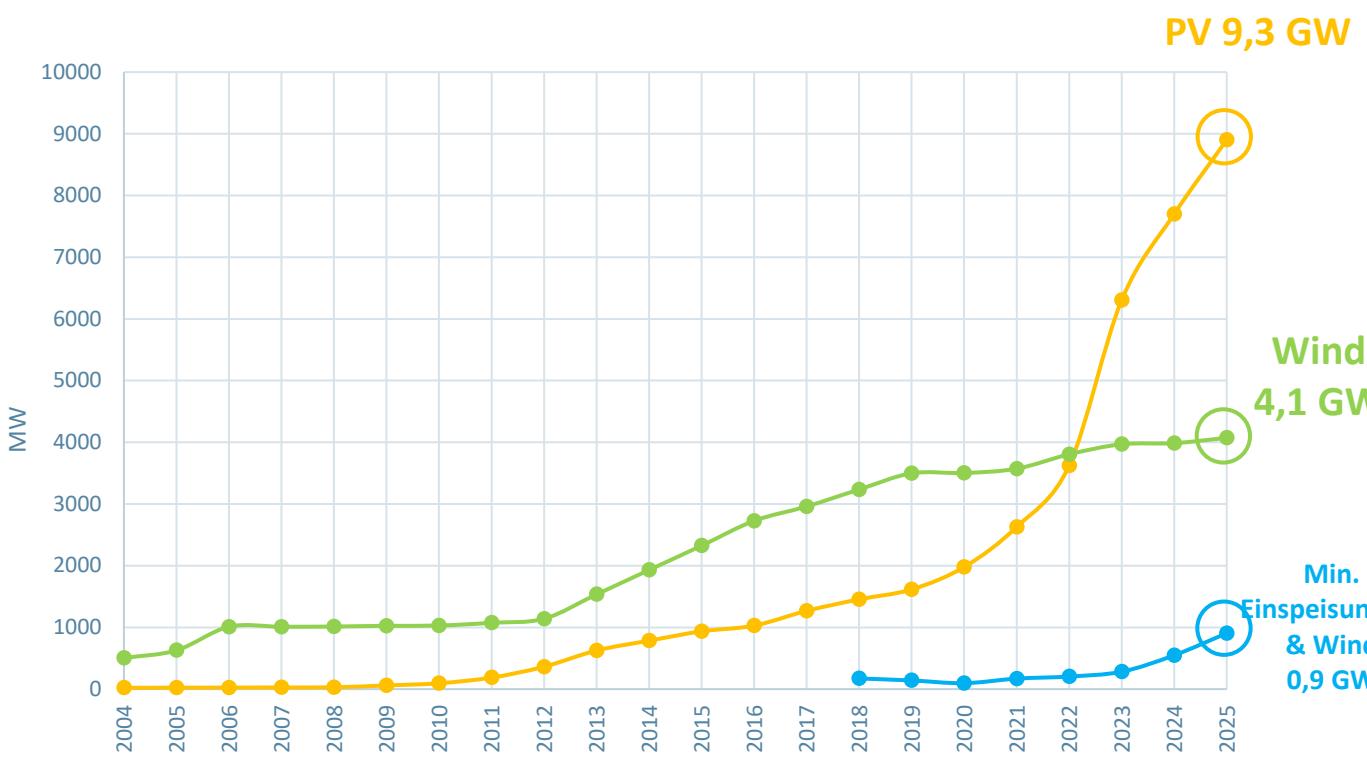
**Redispatch zwingend notwendig,
um Netzsicherheit zu gewährleisten!**



Hochdynamische Entwicklung beim Ausbau der Erneuerbaren

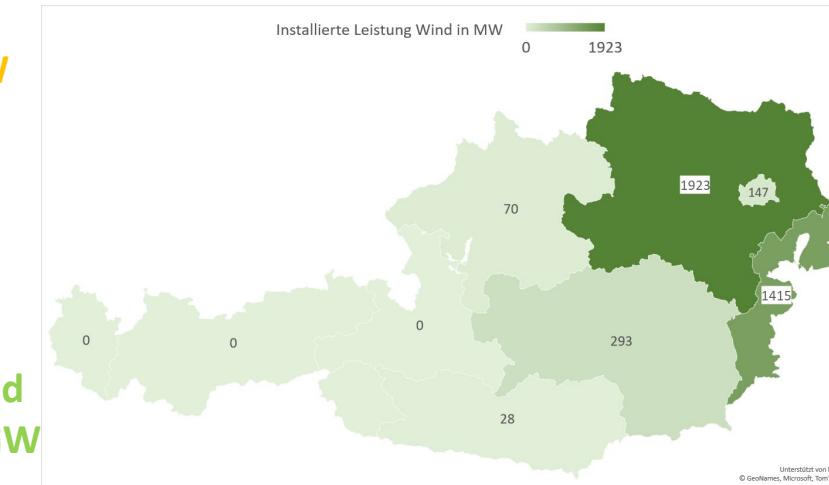


Historische Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft und PV in der Regelzone APG

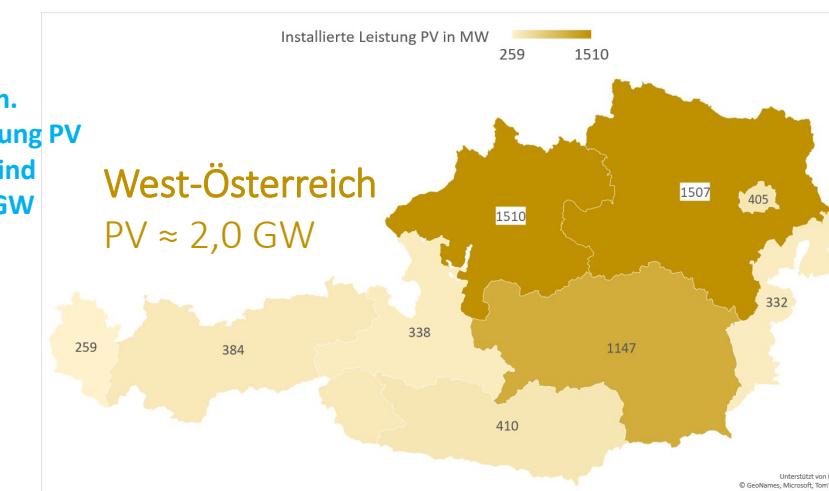


Datenstand: 16.09.2025 (linke Grafik), 15.2.2024 (Detaildaten rechte Grafiken)
Basis: ECA-Netzbetreiber-Umfrage, PV Austria, interne Erhebungen

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



Ost-Österreich
Wind ≈ 3,9 GW



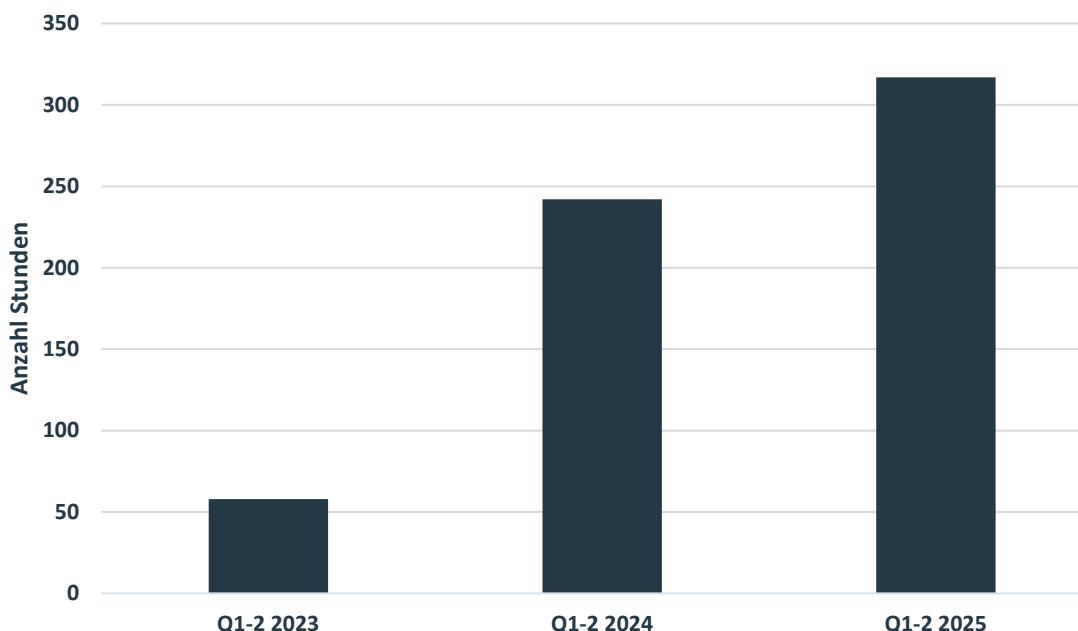
West-Österreich
PV ≈ 2,0 GW

Ost-Österreich
PV ≈ 7,3 GW

Negative Strompreise als Konsequenz der fehlenden Systemintegration

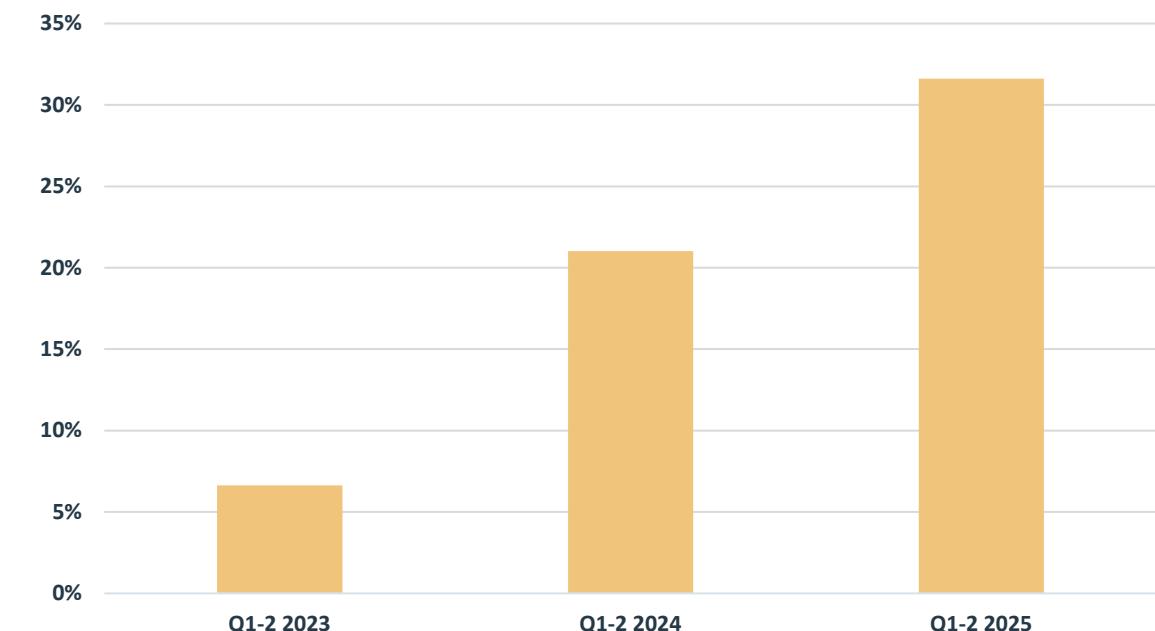


Anzahl Stunden mit negativen Preisen steigt



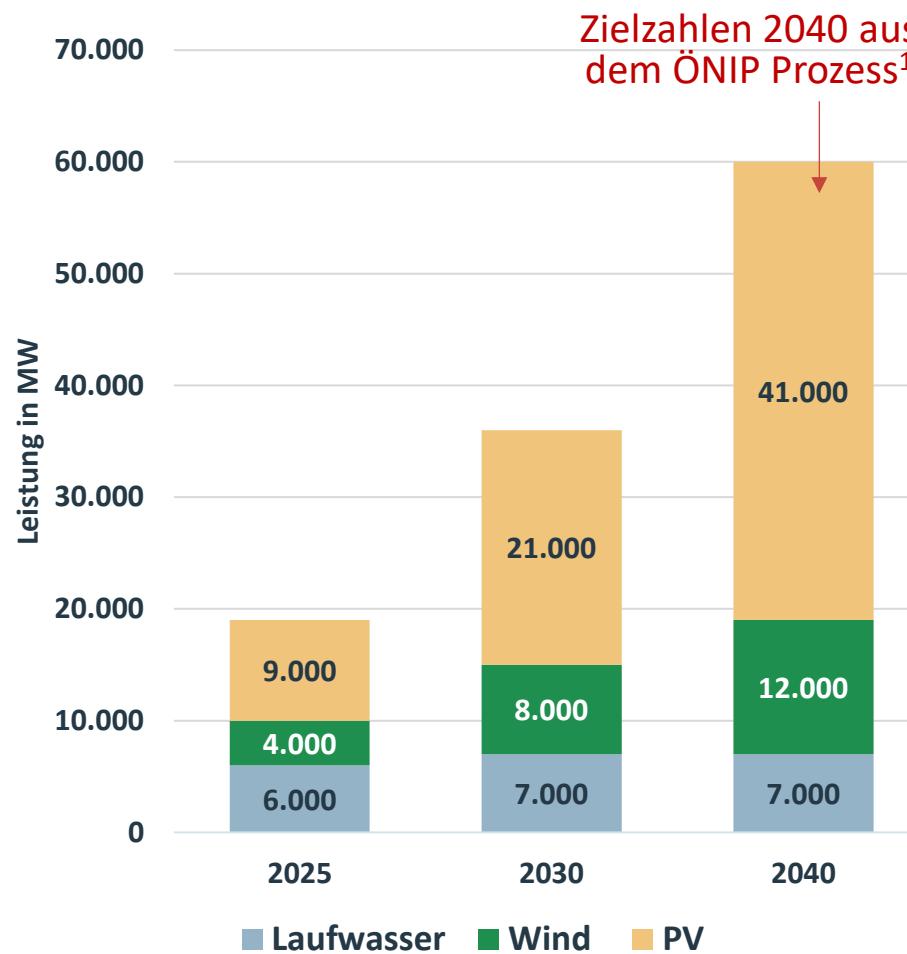
- ▶ Aufgrund des PV-Ausbaus der letzten Jahre, steigt die Anzahl der Stunden mit negativen (oder 0) Preisen kontinuierlich an
- ▶ Negative Preise als Symptom für Ineffizienzen im System!

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 Netzinfrastrukturplan (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

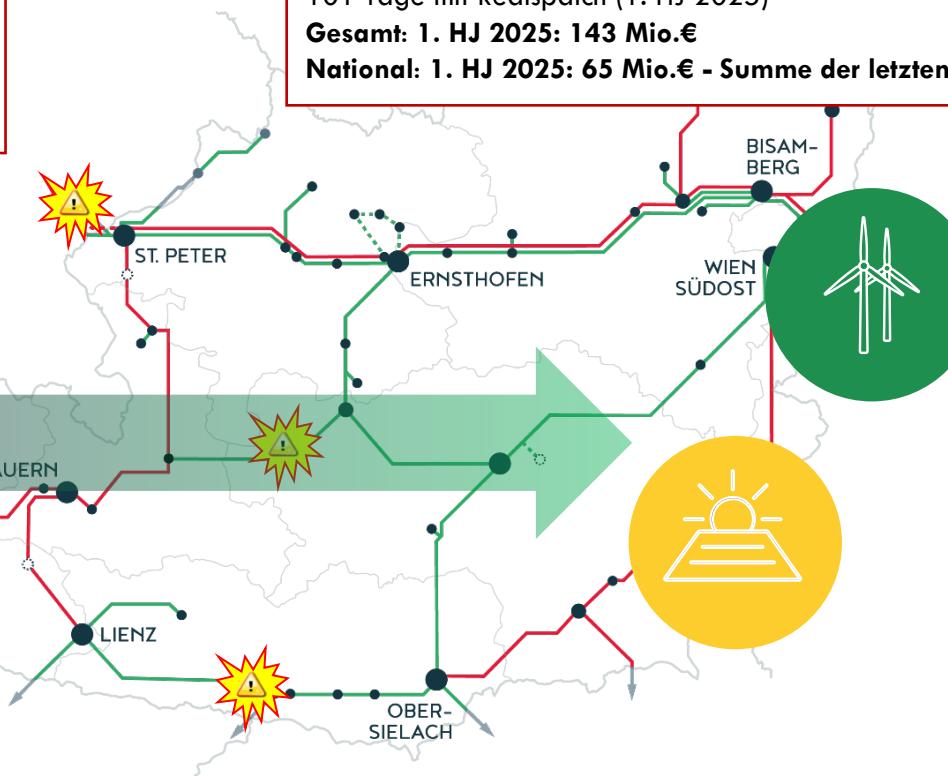
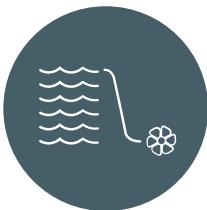


Strompreisunterschiede AT-DE:

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



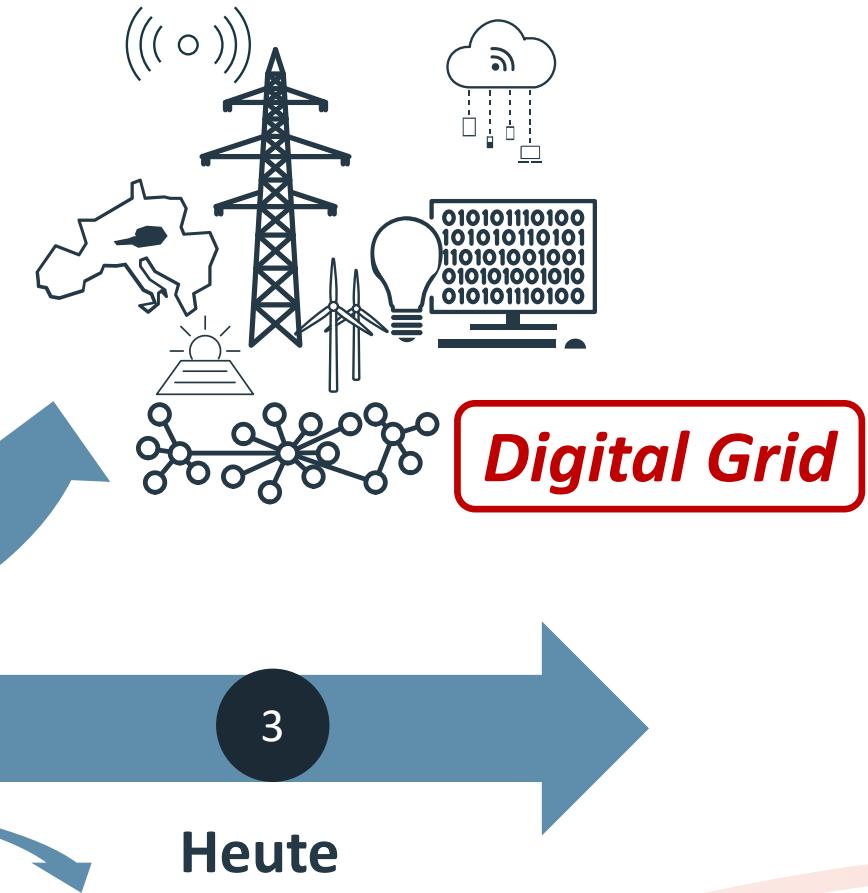
Vorgestern
„Analoge Welt“



Gestern
„Digitalisierung“
(zentrale Fernsteuerung UWs)



Heute
„Digitale Transformation & KI“

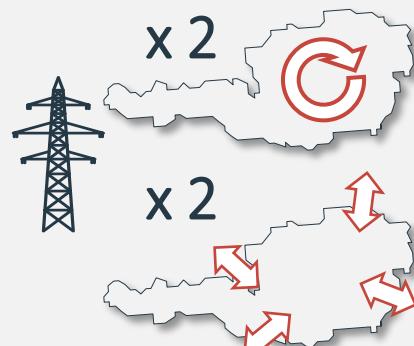


Ausbau des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) ist „no-regret“

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

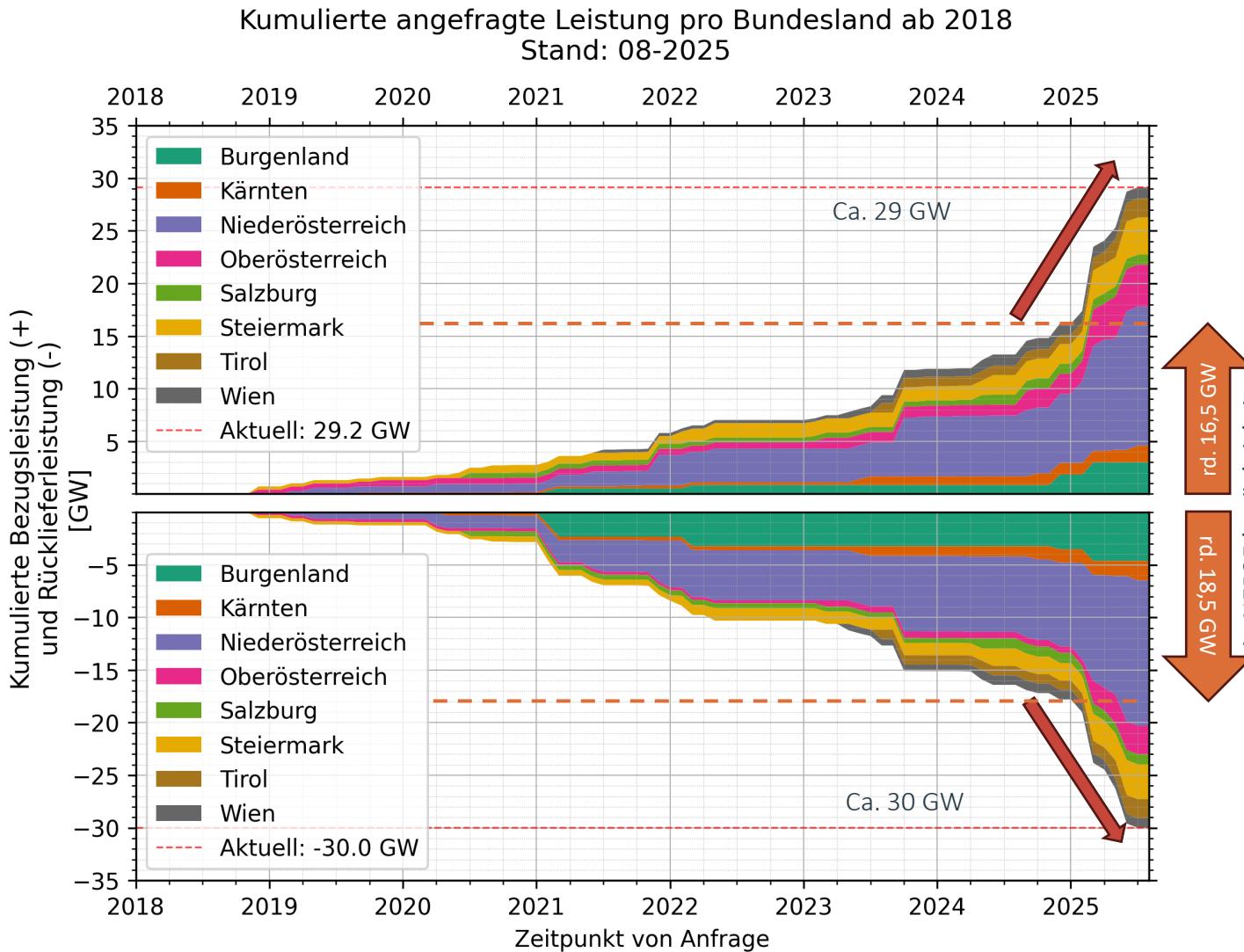


Anreize zur Vermeidung von PV-Spitzen im Netz führt zu einer Reduktion der netzwrksamen Leistung um -35%

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

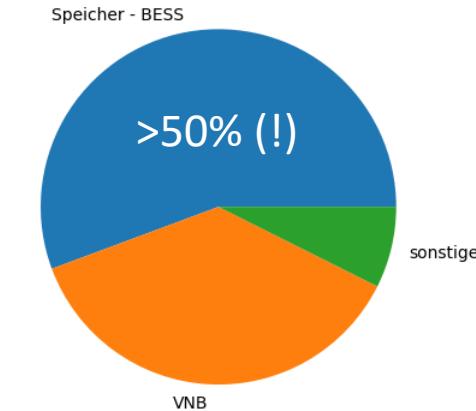
Ein koordinierter Hochlauf von Infrastruktur und Stromnachfrage führt zu stabilen Netztarifen

Kumulierte Netzzutrittsanfragen an das APG-Netz



- ▶ 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

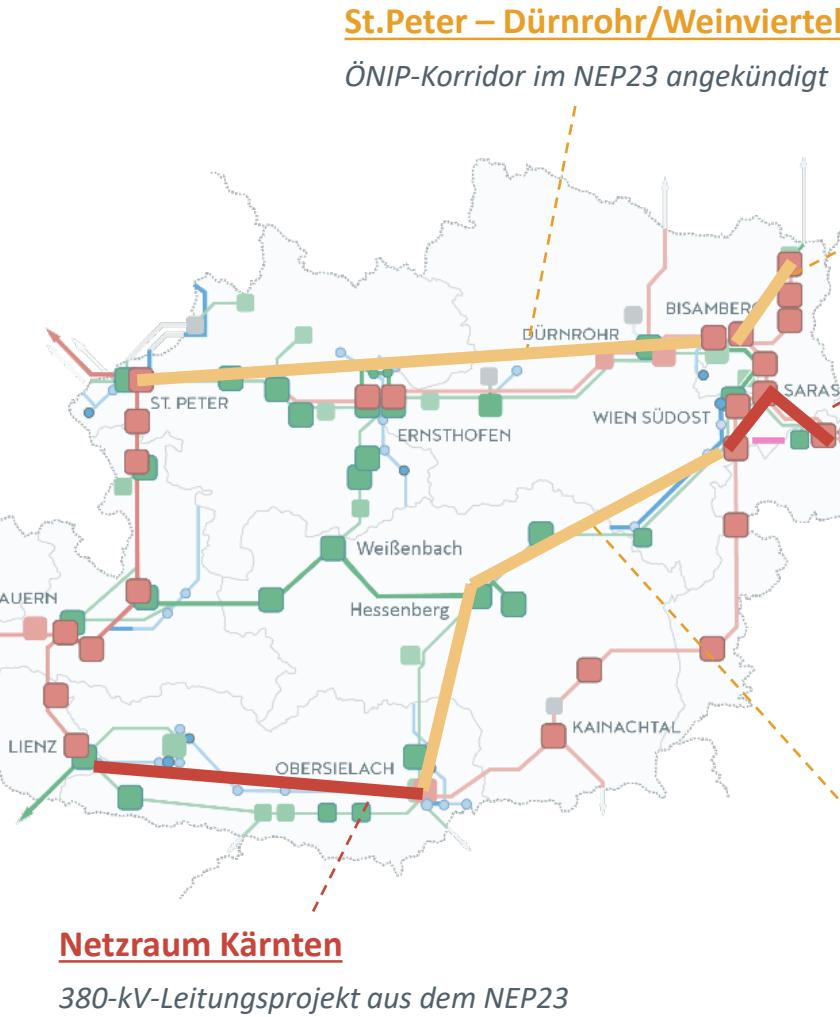


380 kV	220 kV	110 kV	
Leitungsprojekte/Konzeptplanungen	Umspannwerksprojekte	Leitungen (Bestand ohne Projekt)	Umspannwerke (Bestand ohne Projekt)
■	■	●	
■	—	—	—

- NEP23 Projekte bzw. aus ÖNIP abgeleitet**
- Neue NEP25 Projekte aus ÖNIP abgeleitet**



Westtirol – Zell/Ziller (380-kV)
ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt



**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*

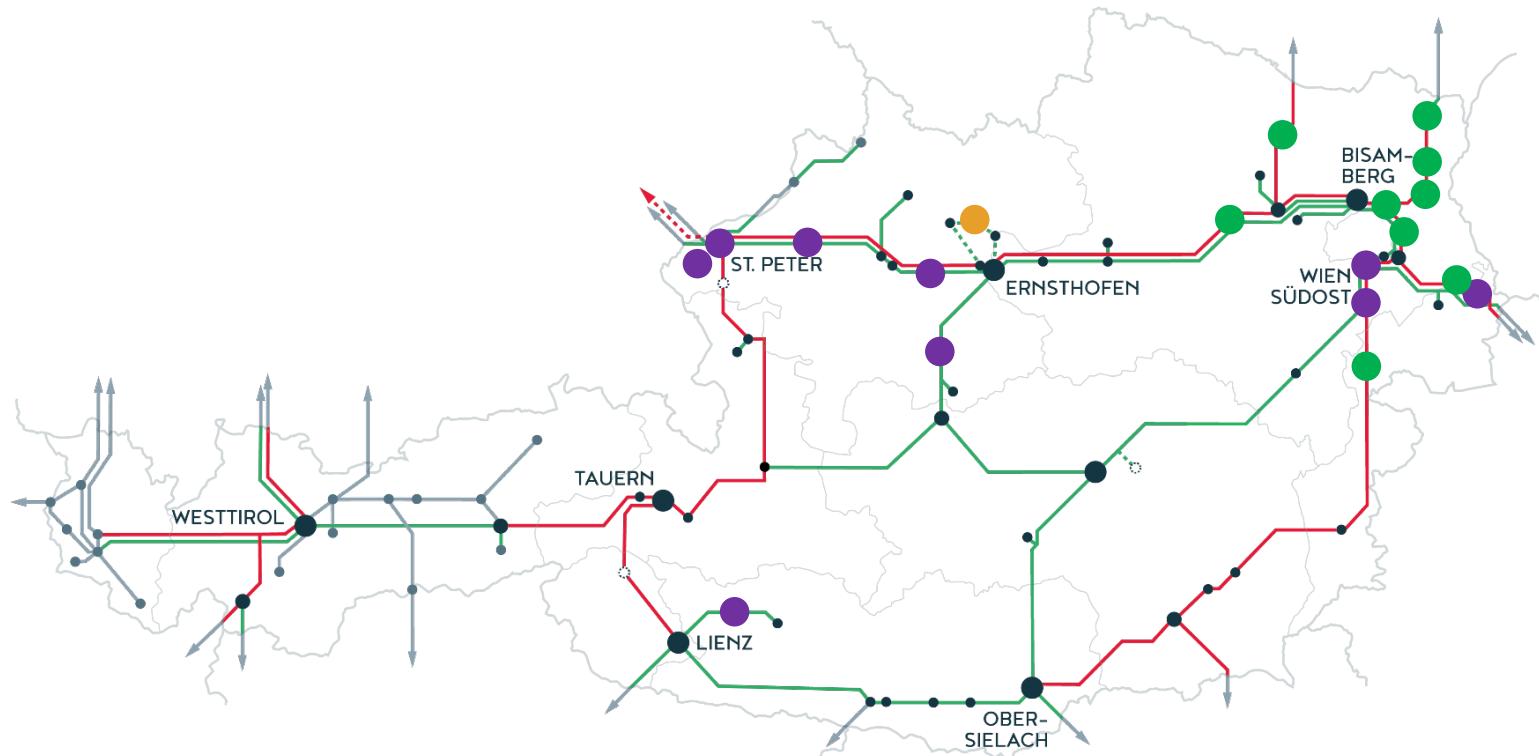
Neue Umspannwerke zur Integration
der EE und Generalerneuerungen von
bestehenden UW (Betriebsinvestitionen)

Trumau – Hessenberg – Obersielach
ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt

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 Netzausbau** insb. im Raum NÖ und Bgld.



● ● ● ...Konsultationsrückmeldung mit Fokus auf weitere Beschleunigung

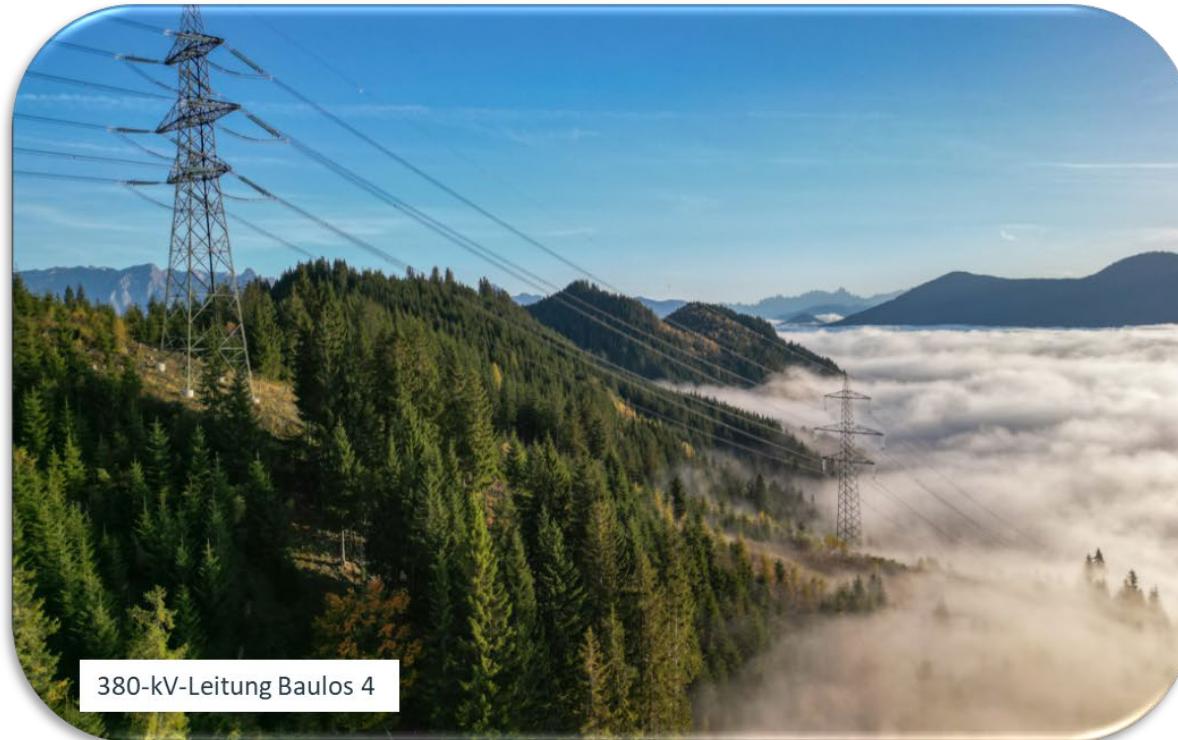
380-kV-Salzburgleitung seit April 2025 in Vollbetrieb



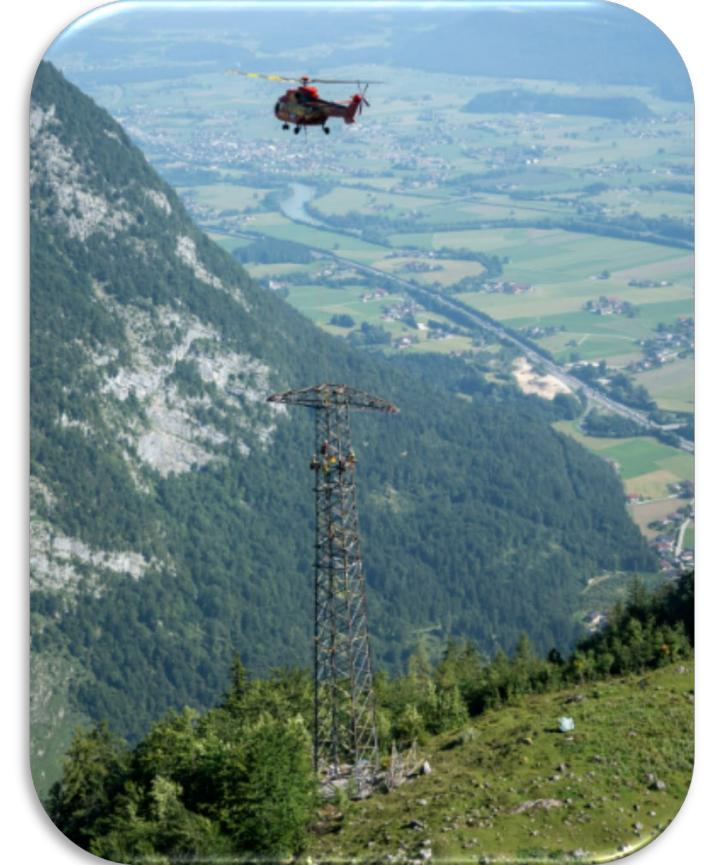
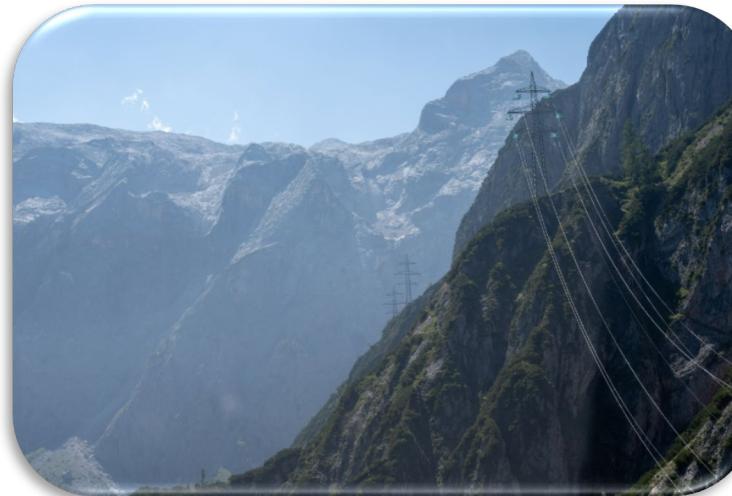
- ▶ Gesamt-IBN Salzburgleitung I und II mit 04/2025 erfolgreich abgeschlossen
- ▶ Kollaudierungsverfahren der Gesamtanlage mit 04/2025 gestartet
 - ▶ Der Abschluss des Verfahrens (Neubau und Demontage) wird bis Ende 2027 erwartet
- ▶ Demontagearbeiten mit 02/2025 gestartet
 - ▶ Insgesamt werden in 3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



380-kV-Salzburgleitung seit April 2025 in Vollbetrieb



380-kV-Salzburgleitung: Eindrücke Demontage Hagengebirge

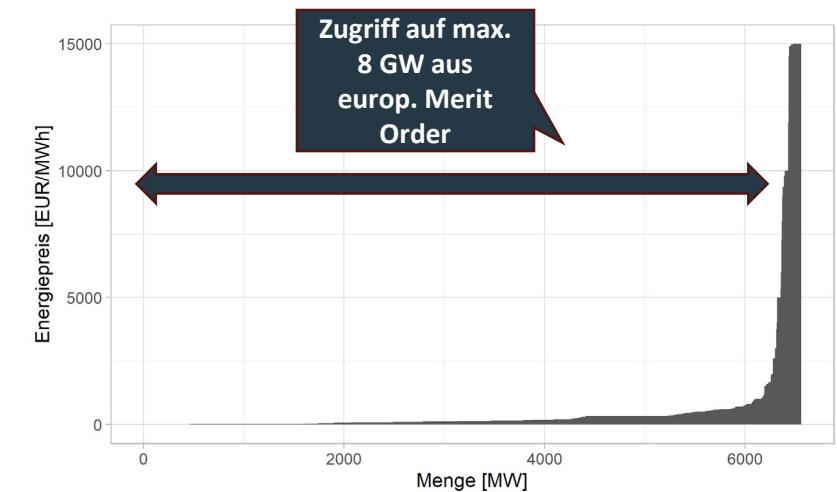
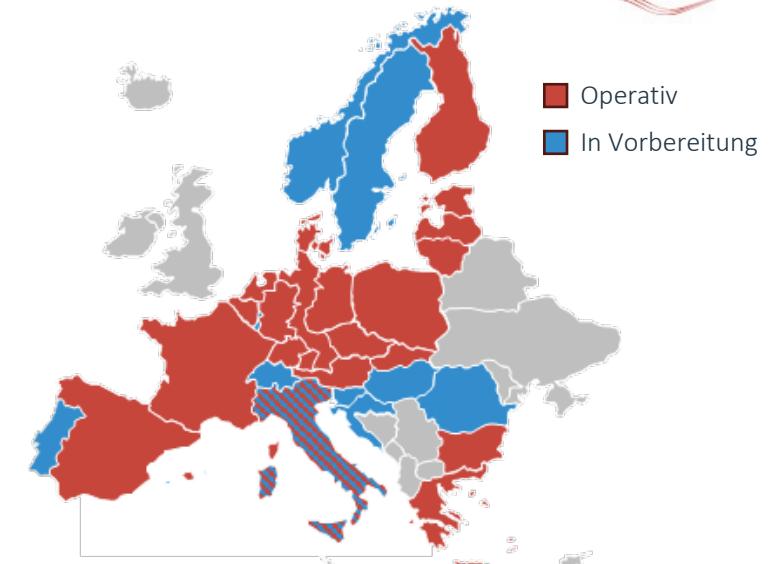


APG ist seit Juni 2022 Teil der Regelenergie Kooperation PICASSO



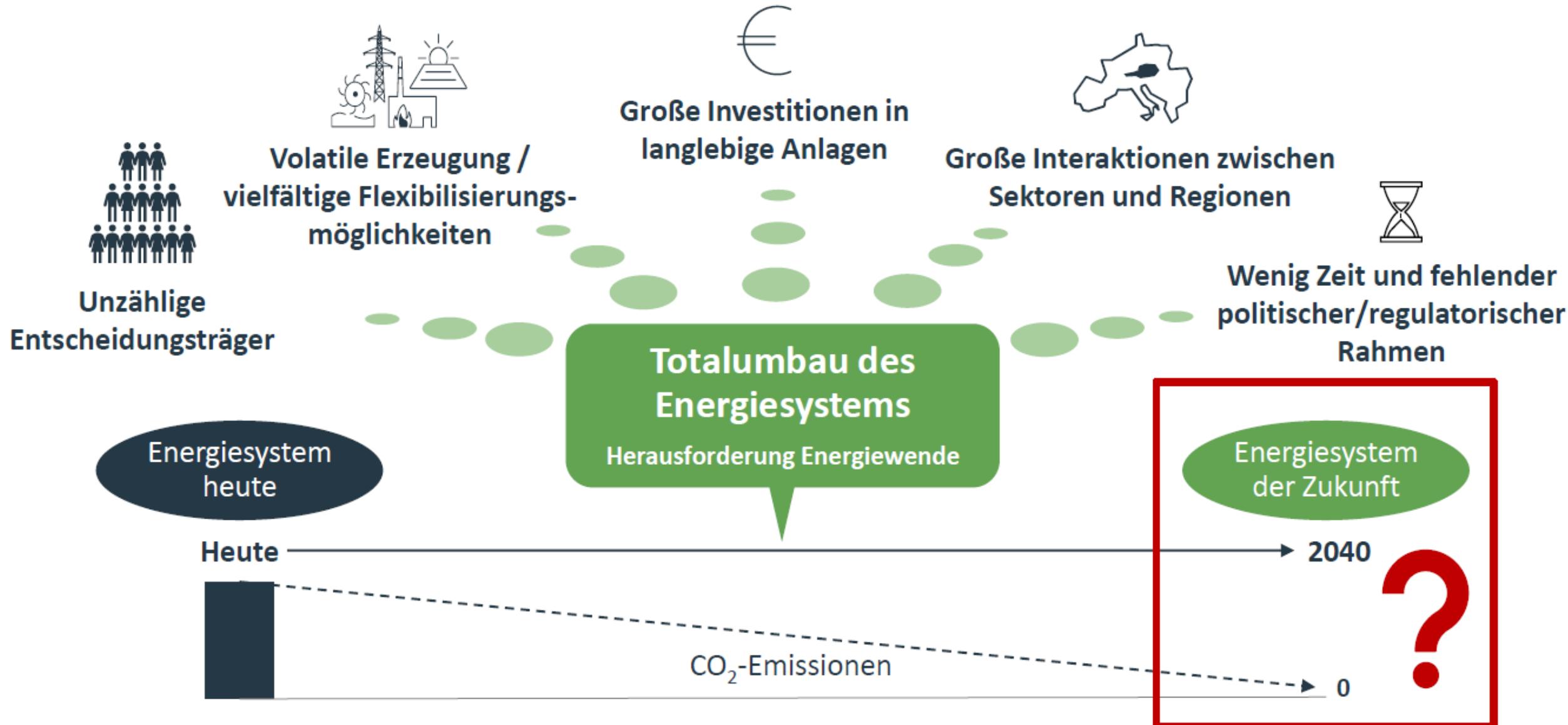
PICASSO: Grenzüberschreitende Aktivierung von SRR-Energie

- ▶ 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

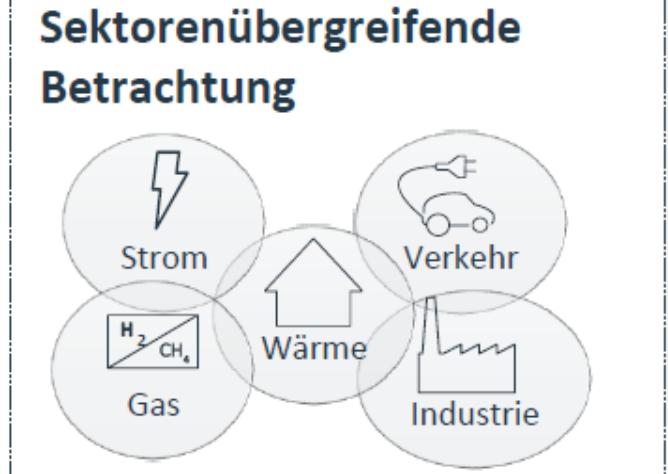
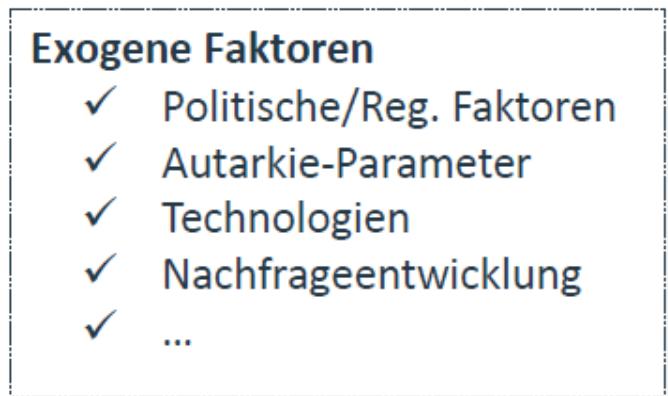


TRANSNET BW

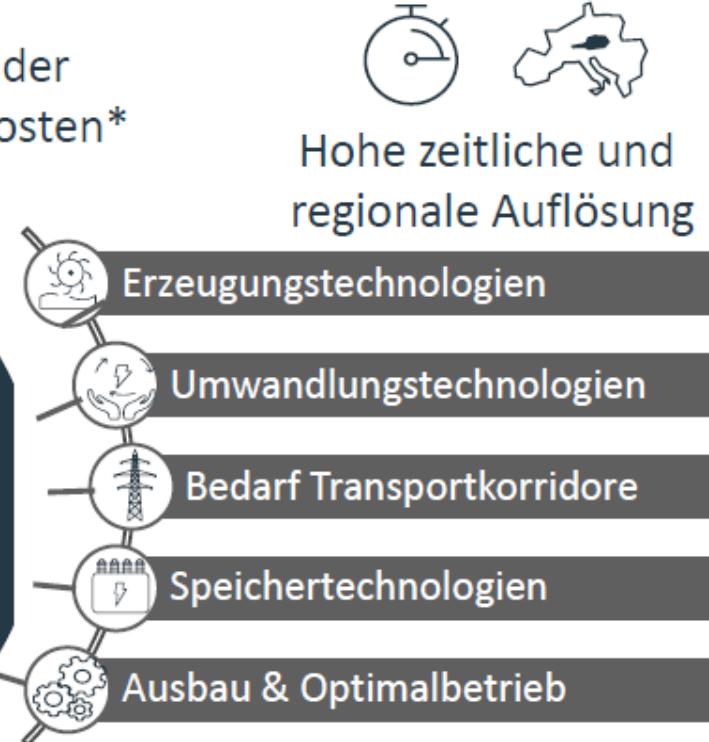
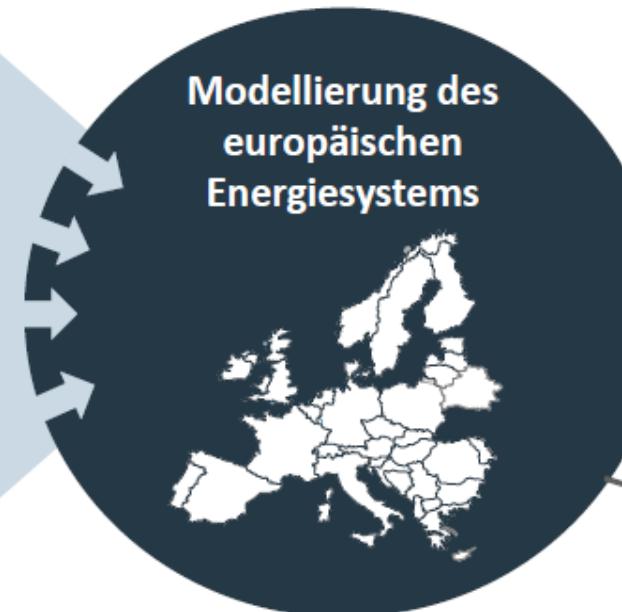
d-fine

PyPSA

Gemeinsame Modellentwicklung basierend auf OpenSource Software PyPSA



Zielfunktion: Minimierung der gesamteuropäischen Systemkosten*



Unter Einhaltung des
CO₂ Reduktionspfades

Unter Berücksichtigung
von Versorgungssicherheit

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

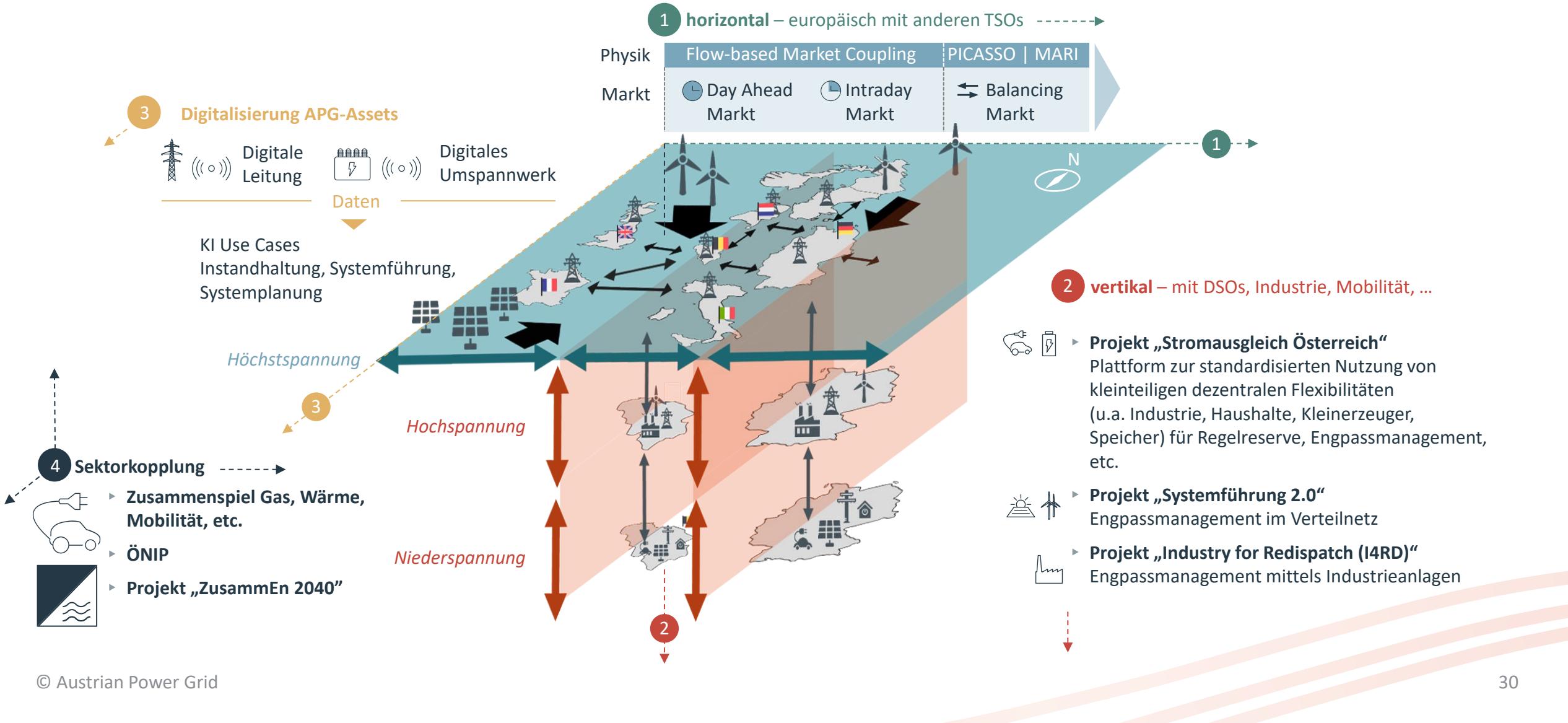
illwerke vkw zentrum montafon, Rodund, 2.10.2025



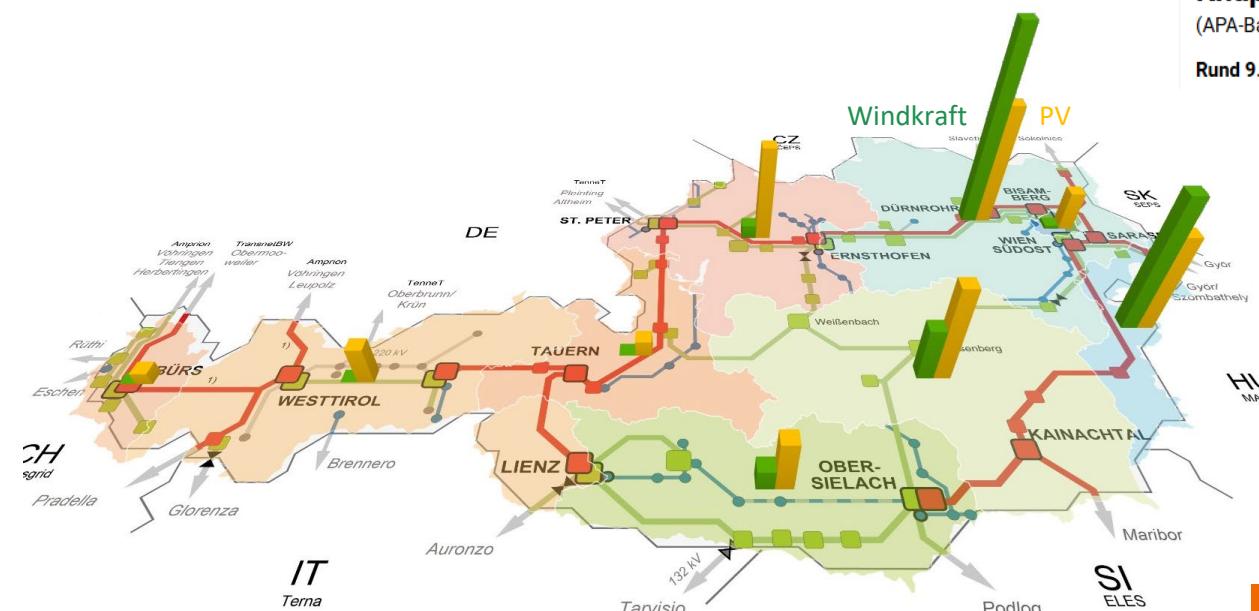


BACKUP

Digitalisierung ist systemkritisch: Es braucht eine digitale Orchestrierung des Gesamtsystems



Der Ausbau der Erneuerbaren wird politisch weiter vorangetrieben



APA COMM

SELECT
So, 17.Aug 2025

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 eingereicht

Erhöhung des Budgets von 12 MEUR auf 50 MEUR

APA COMM

SELECT
Mo, 14.Jul 2025

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
Do, 7.Aug 2025

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

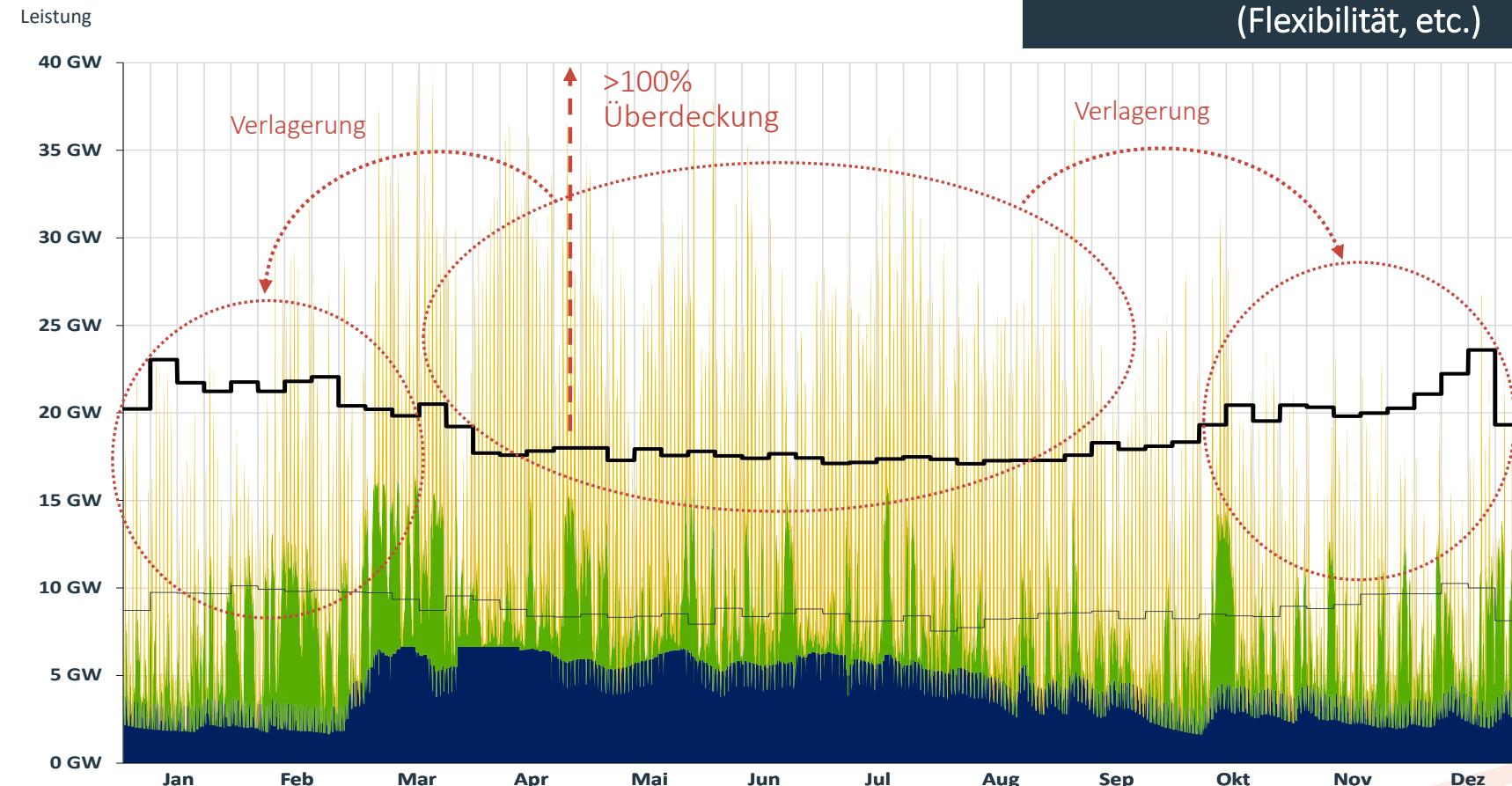
Erhöhung der Ausbauziele: Leistungszuwachs um mindestens Faktor 2-3 ggü. heute bis 2030!

Ausblick 2040 zeigt Herausforderungen einer vollkommen neuen Dimension



Österreich 2040 (ÖNIP Transition-Szenario¹⁾

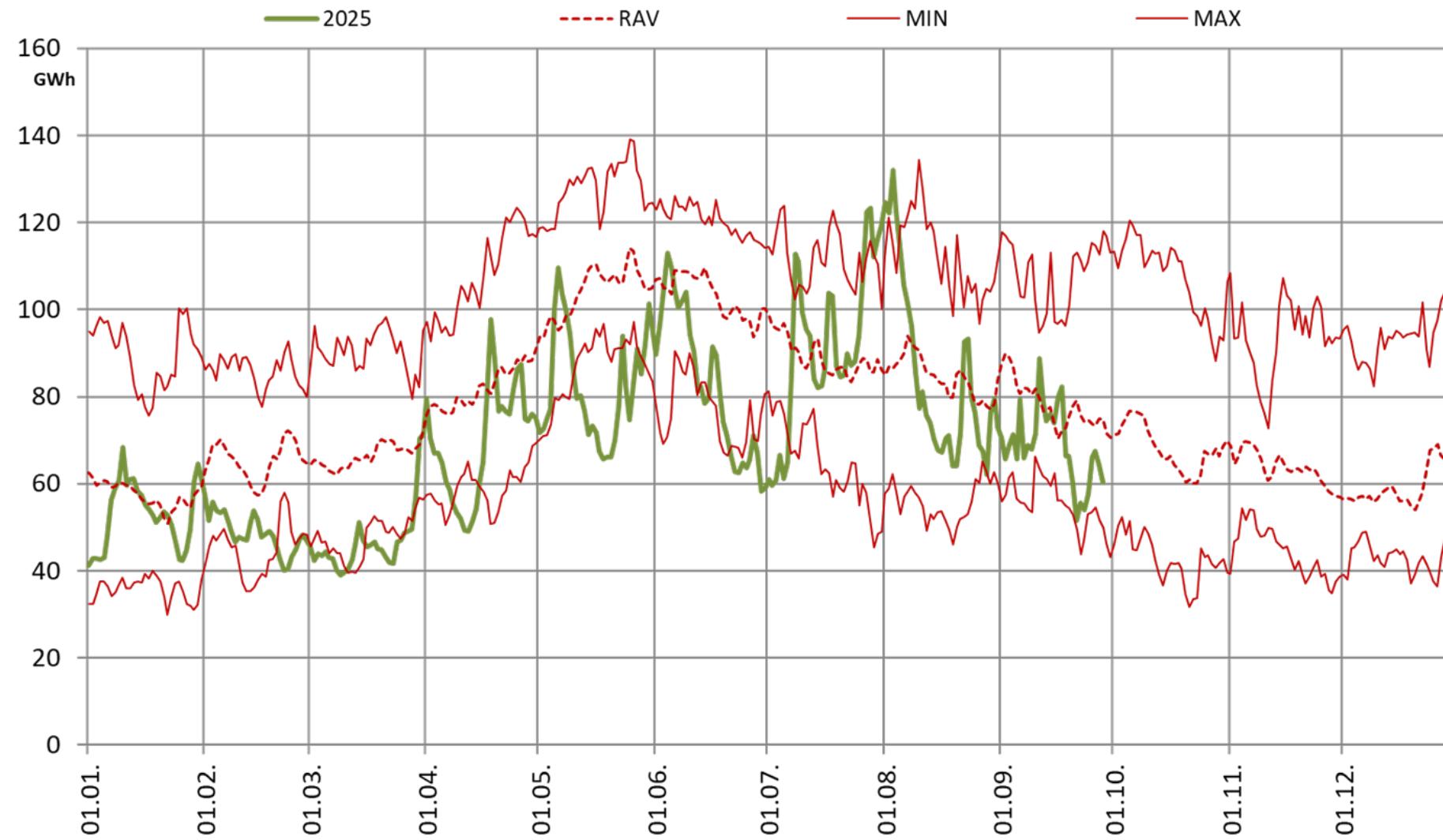
- 41 GW
- 12 GW
- 6 GW
- Verbrauch (Wochenmaxima)



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

Einspeisung aus Laufwasserkraft in der Regelzone APG

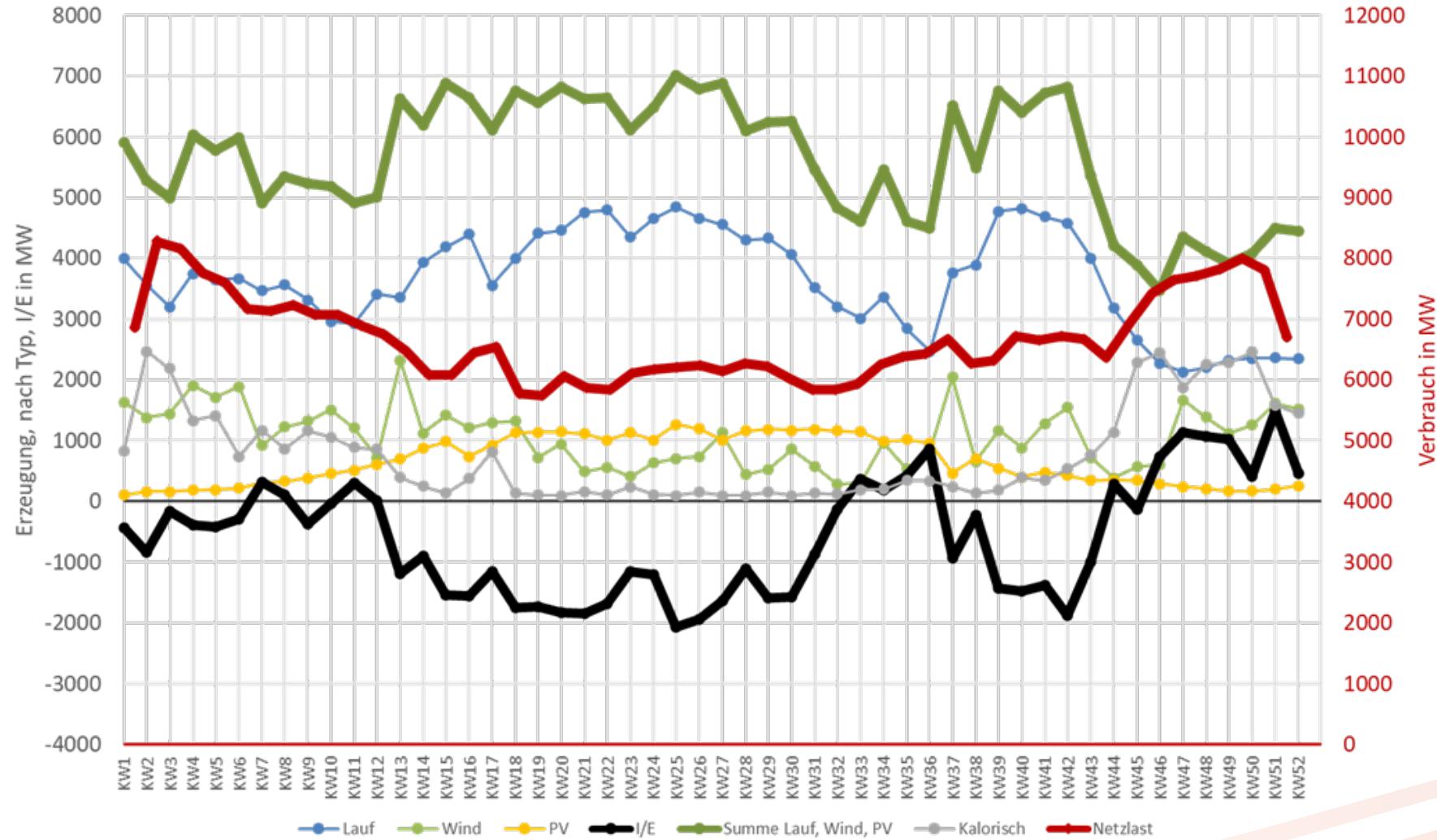
Tagesenergiwerte per 28.9.2025; Einspeisung ins öffentliche Netz



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

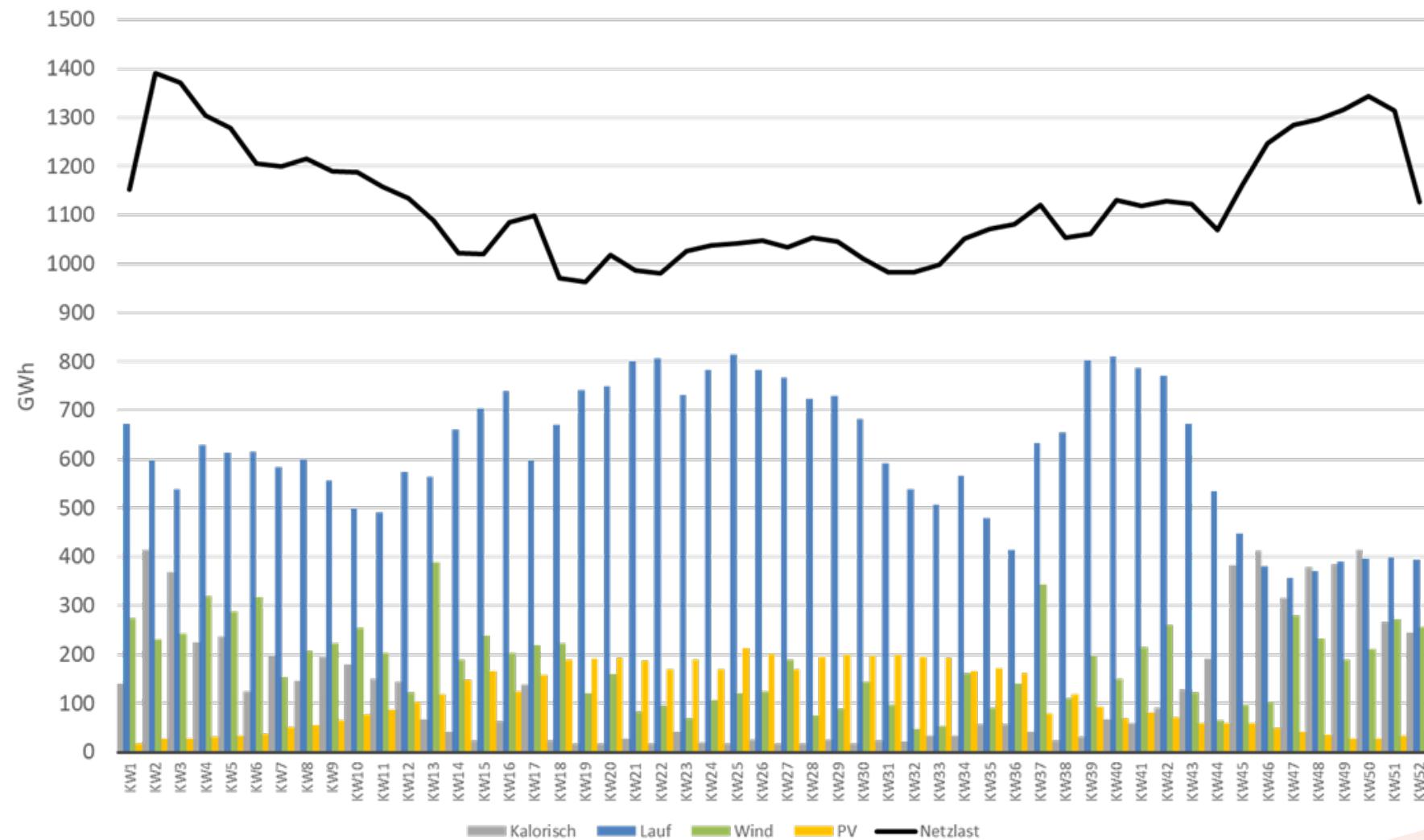


durchschnittliche Leistung pro Woche 2024 bis inkl. KW 52 (31.12.2024); Kalorische KW, Lauf, Wind, PV; gemessener I/E



Einspeisung pro Primärenergieträger in der Regelzone APG

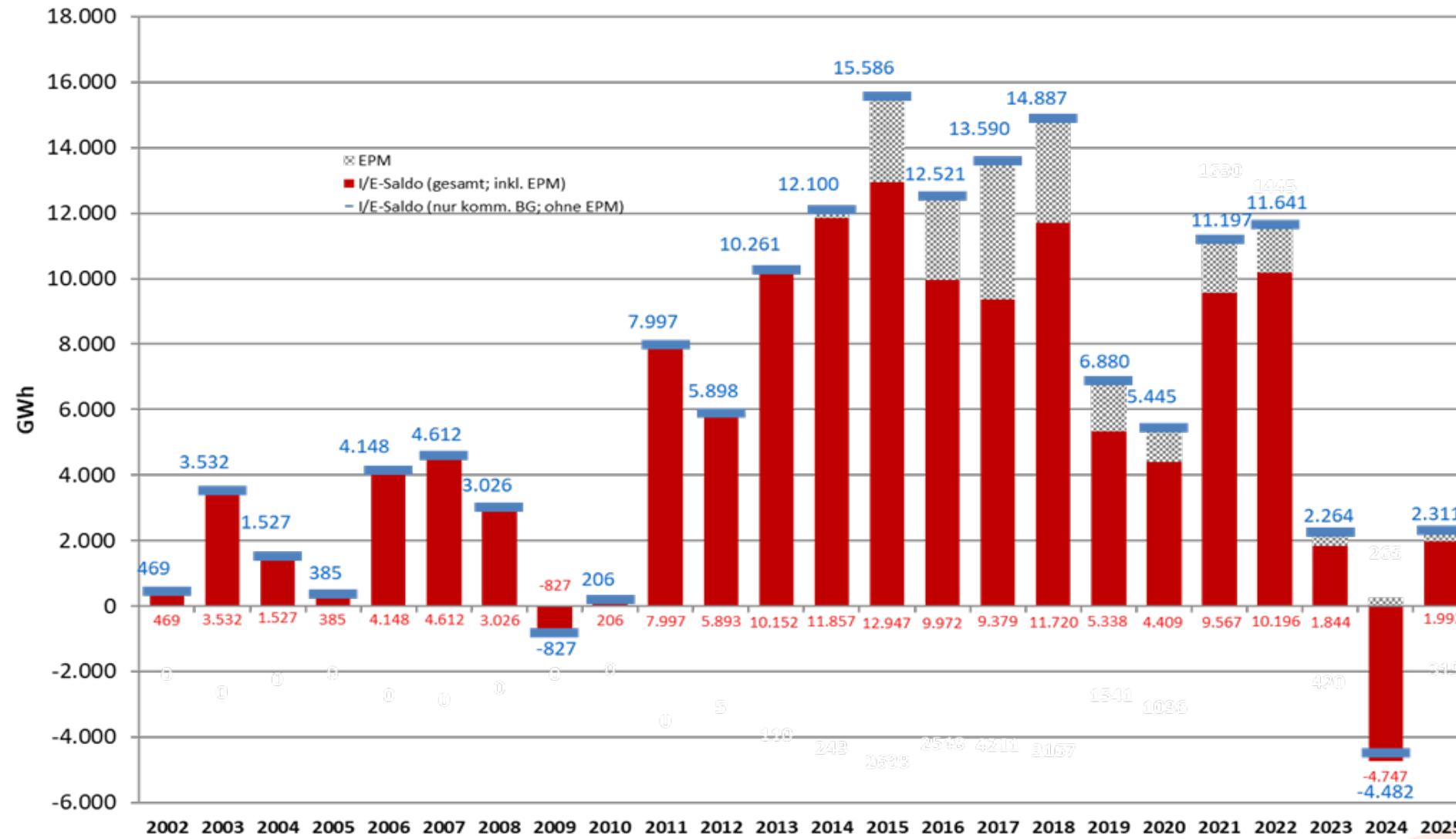
Energie pro Woche 2024 bis inkl. KW 52 (31.12.2024); Kalorisch, Lauf, Wind, Wind, PV; Messwerte



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

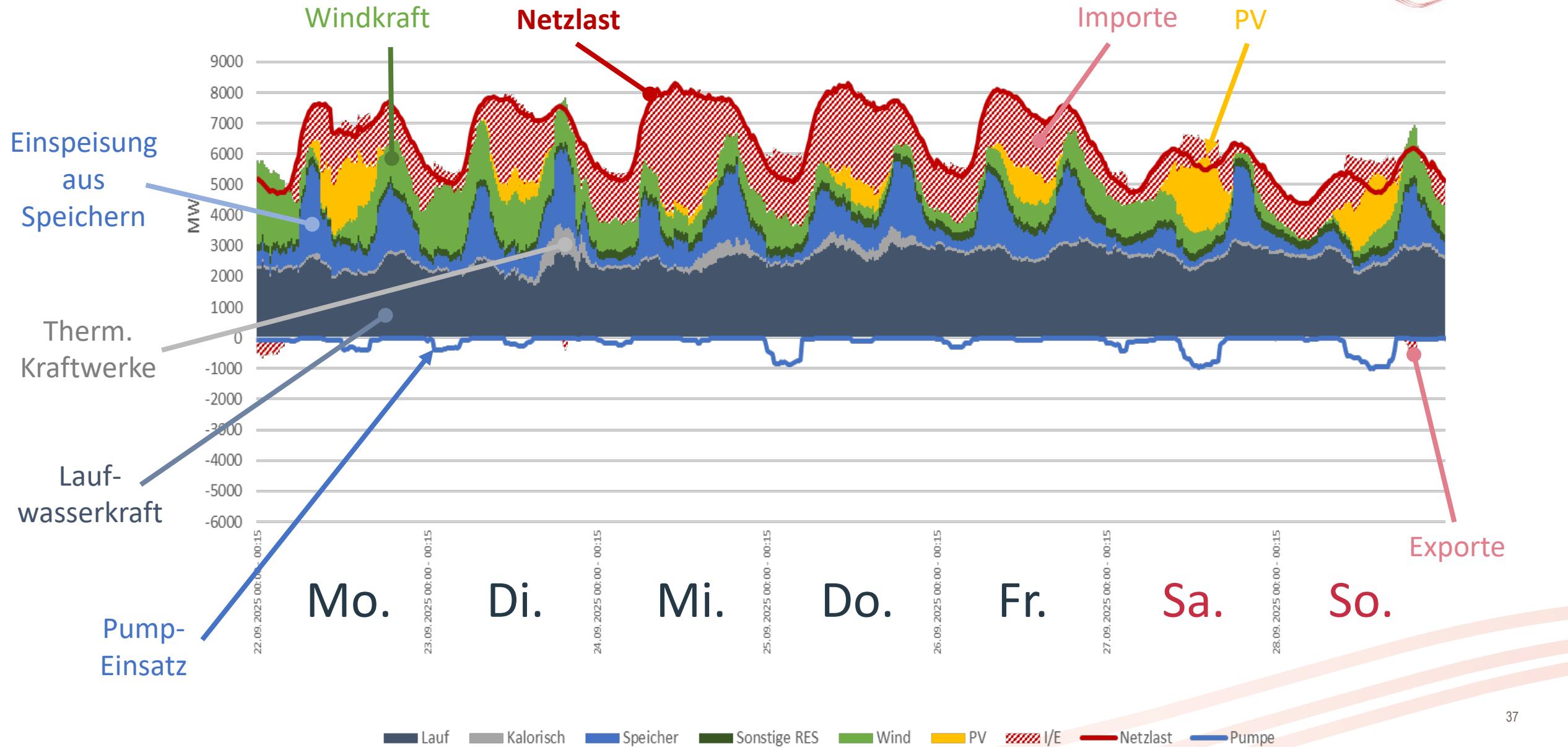


EPM 2024:
146,7 GWh Verringerung
411,5 GWh Erhöhung

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



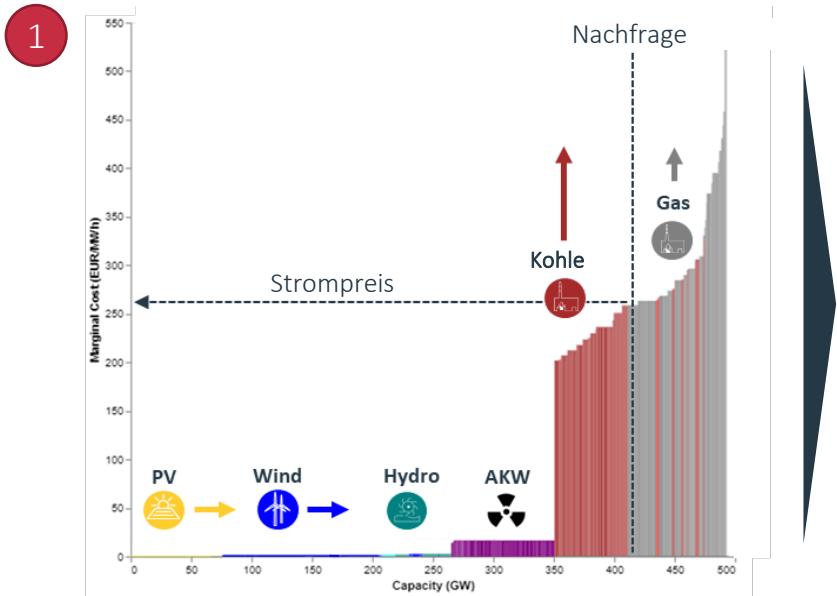
Netzengpässe führen zu hohen Systemkosten



Die europäische Merit-Order setzt den Preis ...

... aber Netzkapazitäten begrenzen den Import

Preisunterschiede zwischen Ländern bilden sich aus!



Merit Order: Erzeugungsanlagen werden nach Grenzkosten gereiht

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

