



Versorgungssicherheit und Energielenkung

DI Kurt Misak

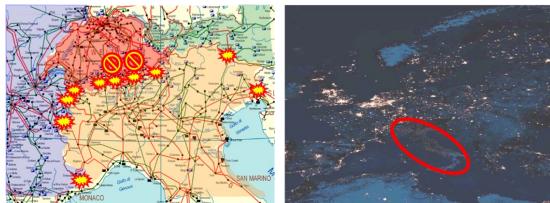
Abteilungsleiter Versorgungssicherheit und operative Energiewirtschaft

3. Oktober 2022

„Blackout“ – ein komplexes Thema, das uns alle betrifft...

Mediale Verarbeitung und öffentliche Wahrnehmung rund ums Thema

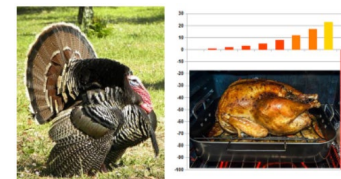
Blackouts u. a. in Italien, USA, Indien, Argentinien/Uruguay



Zunahme von Cyber-Attacken

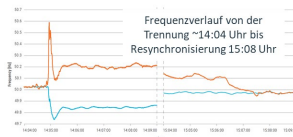
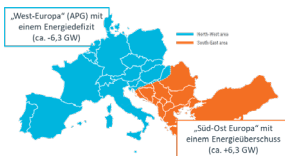


Truthahn-Illusion der „geglauten“ Sicherheit



Quelle: saurugg.net

„Splitting“ der kontinentaleuropäischen Synchronzone, z.B. 8.1.2021



Österreich im Herzen Europas



„Starke“ Schwankungen der Netzfrequenz häufen sich



Blackout-Wahrscheinlichkeit steigt

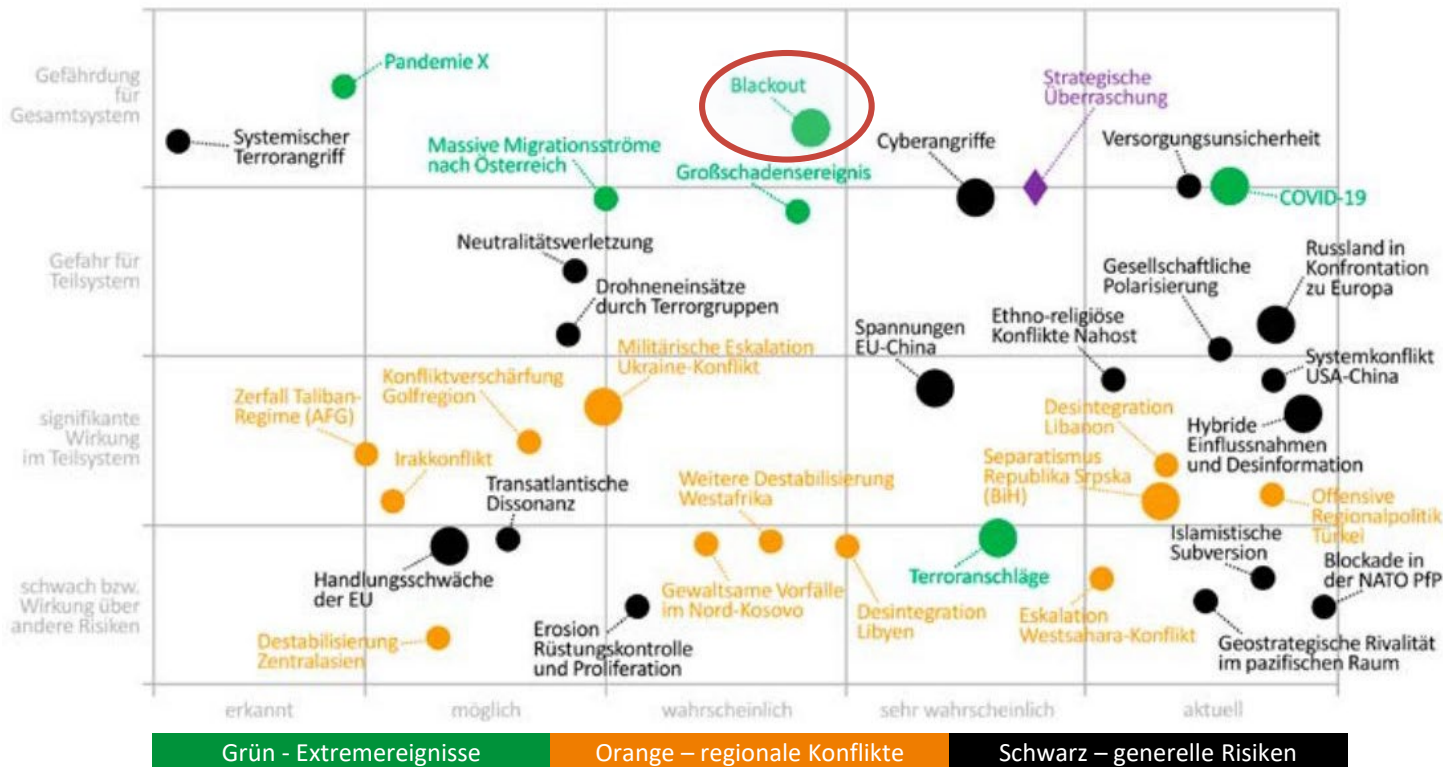


Blackout ist ein wesentliches Risiko für unsere Volkswirtschaft!

Eine Tag ohne Strom kostet die österreichische Volkswirtschaft rd. 1Mrd.€¹



Auswirkungen auf die österreichische Sicherheit 1 -3 Jahre



Quelle: Bundesministerin für Landesverteidigung, Risikolandschaft Österreich 2022; S. 14;

[1] JKU - Blackout Simulator 2.0; Wochentag 0-24 (18.02.2021); <http://www.blackout-simulator.com/>

Ausbau Erneuerbarer – aktueller Stand in Österreich und Deutschland



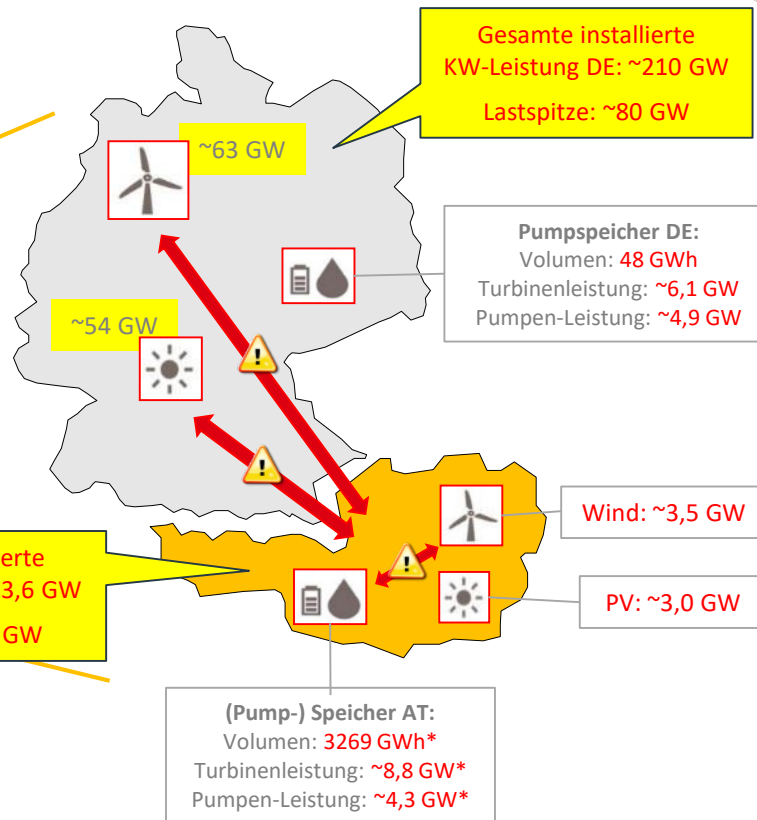
Studie „Stromzukunft Österreich 2030“, TU Wien –
bis 2030 grundsätzlich in AT möglich:

rd. 12 GW PV

rd. 7,5 - 9 GW Wind



Gesamte installierte
KW-Leistung AT: ~23,6 GW
Lastspitze: 10,9 GW



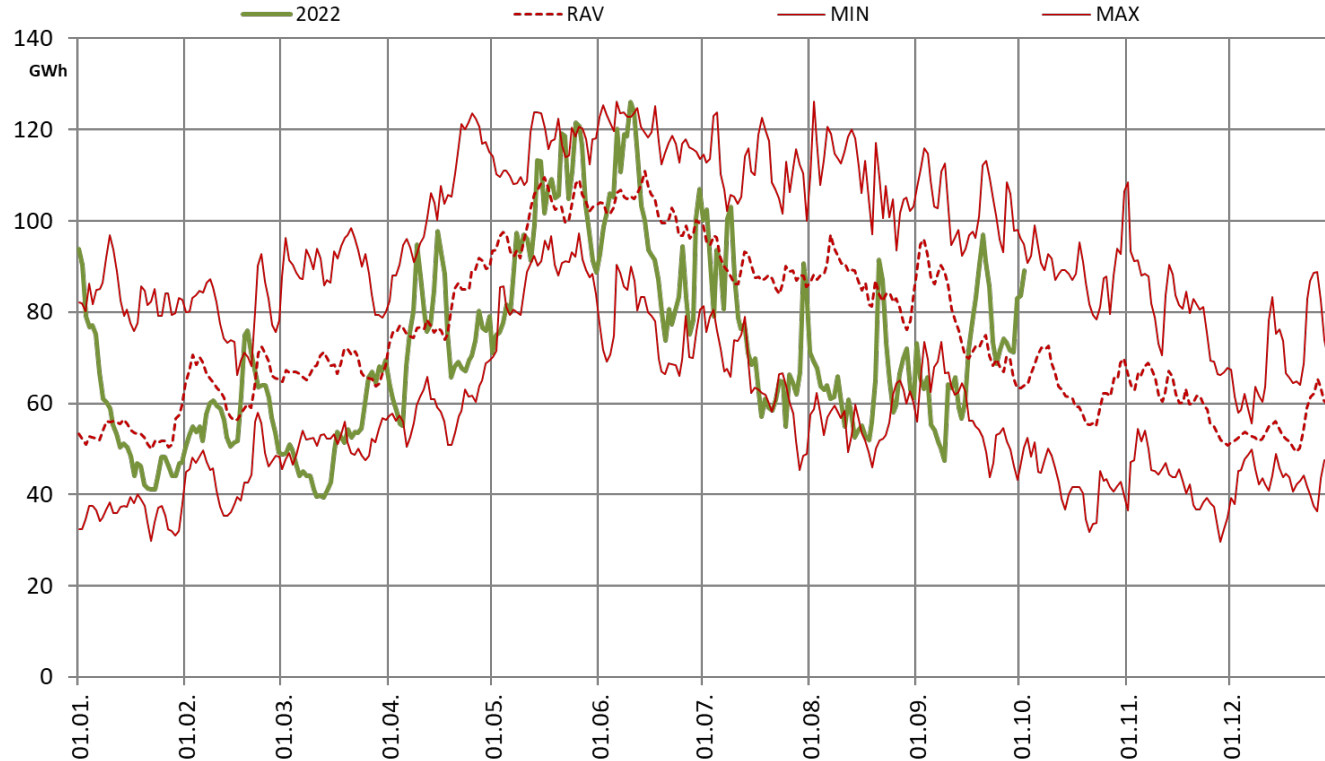
Laufenerzeugung in der Regelzone APG



(Tagesenergie; per 02.10.2022)

Laufenerzeugung Regelzone APG

Tagesenergie

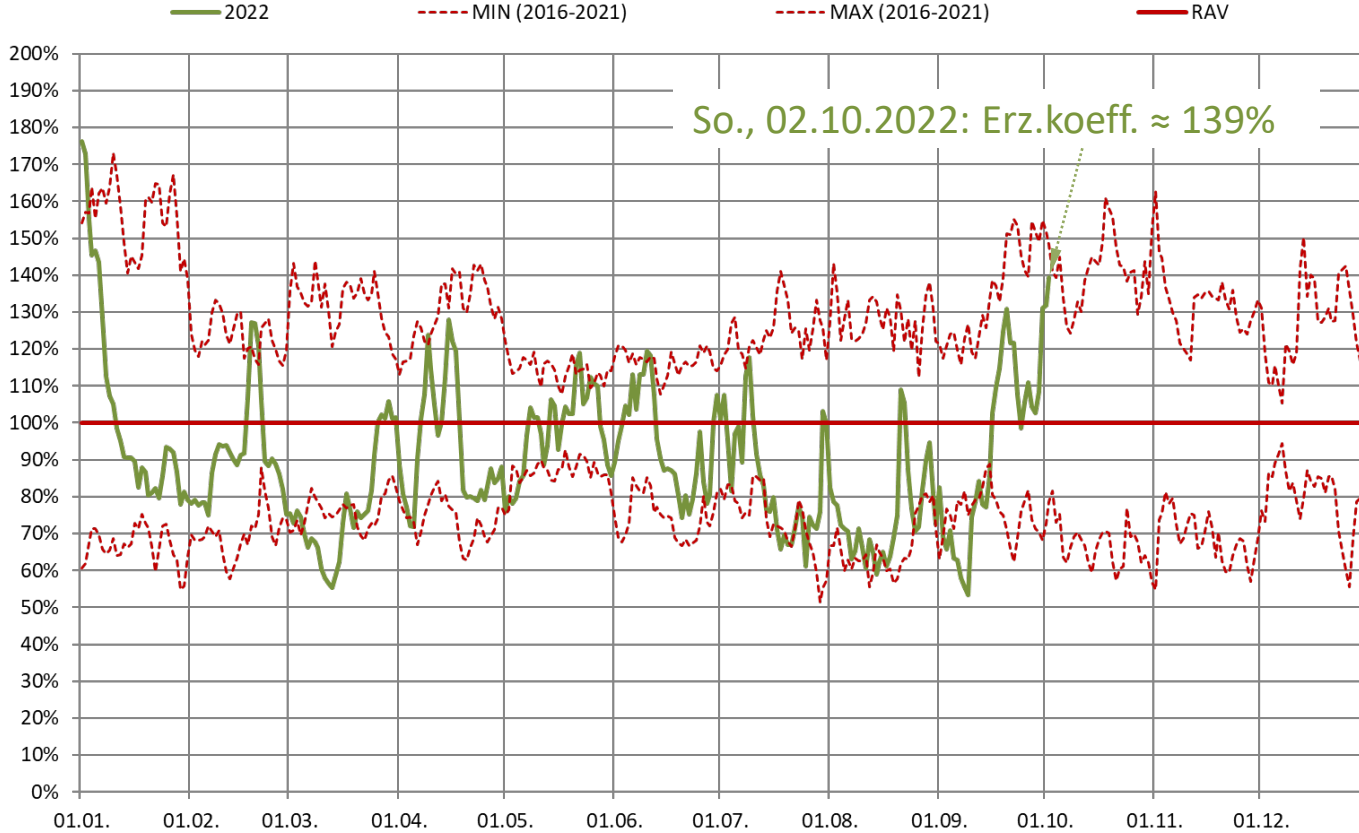


13.10.2022

Laufenerzeugung in der Regelzone APG



(tägl. Erzeugungskoeffizient; per 02.10.2022)



13.10.2022

Österreich ist Nettostromimporteuer – Erneuerbare können den Bedarf noch nicht decken!



2021

Regelzone APG



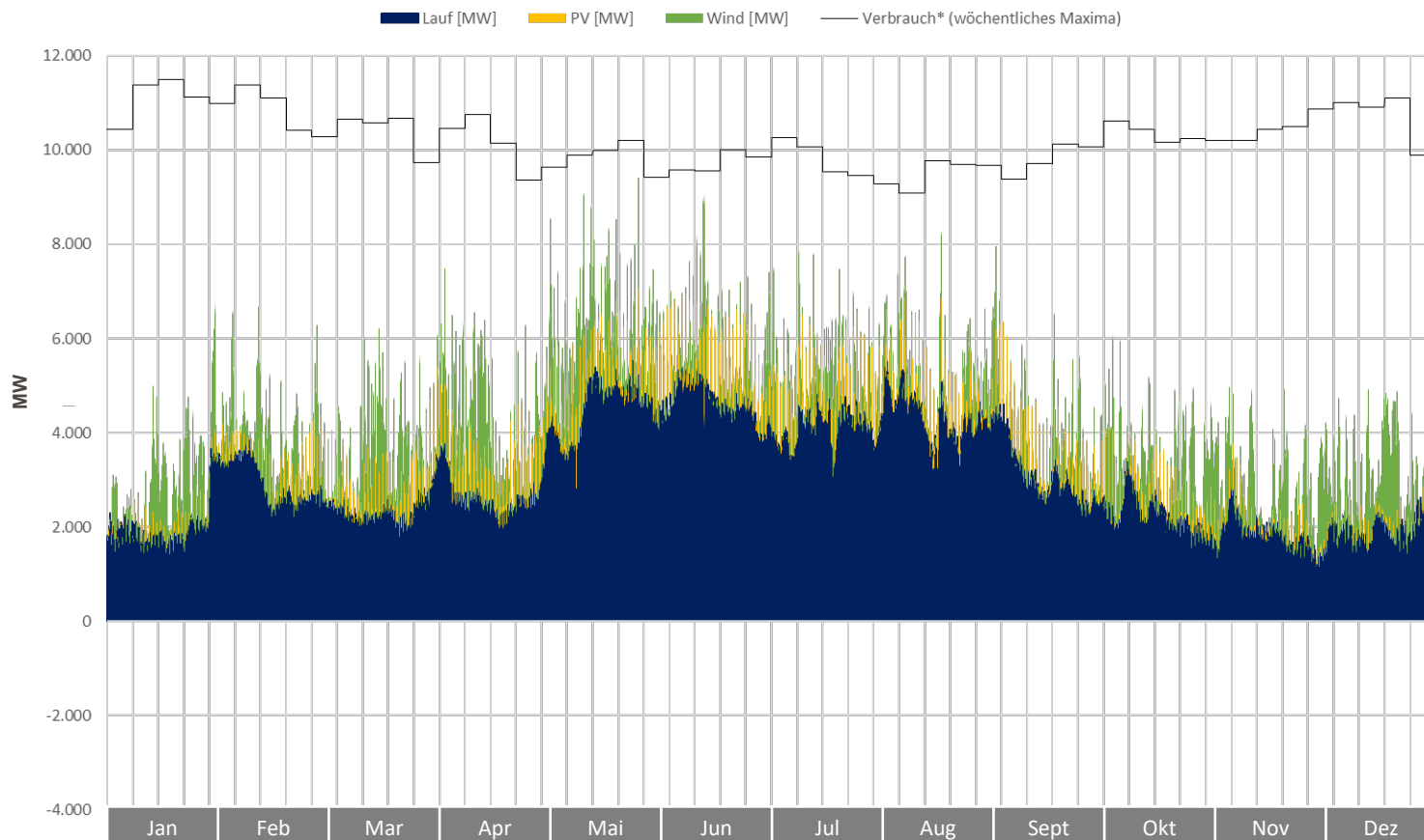
2,8 GW



3,3 GW



5,7 GW



Pumpspeicherkraftwerke schaffen Flexibilitäten!



2021

Regelzone APG



2,8 GW



3,3 GW

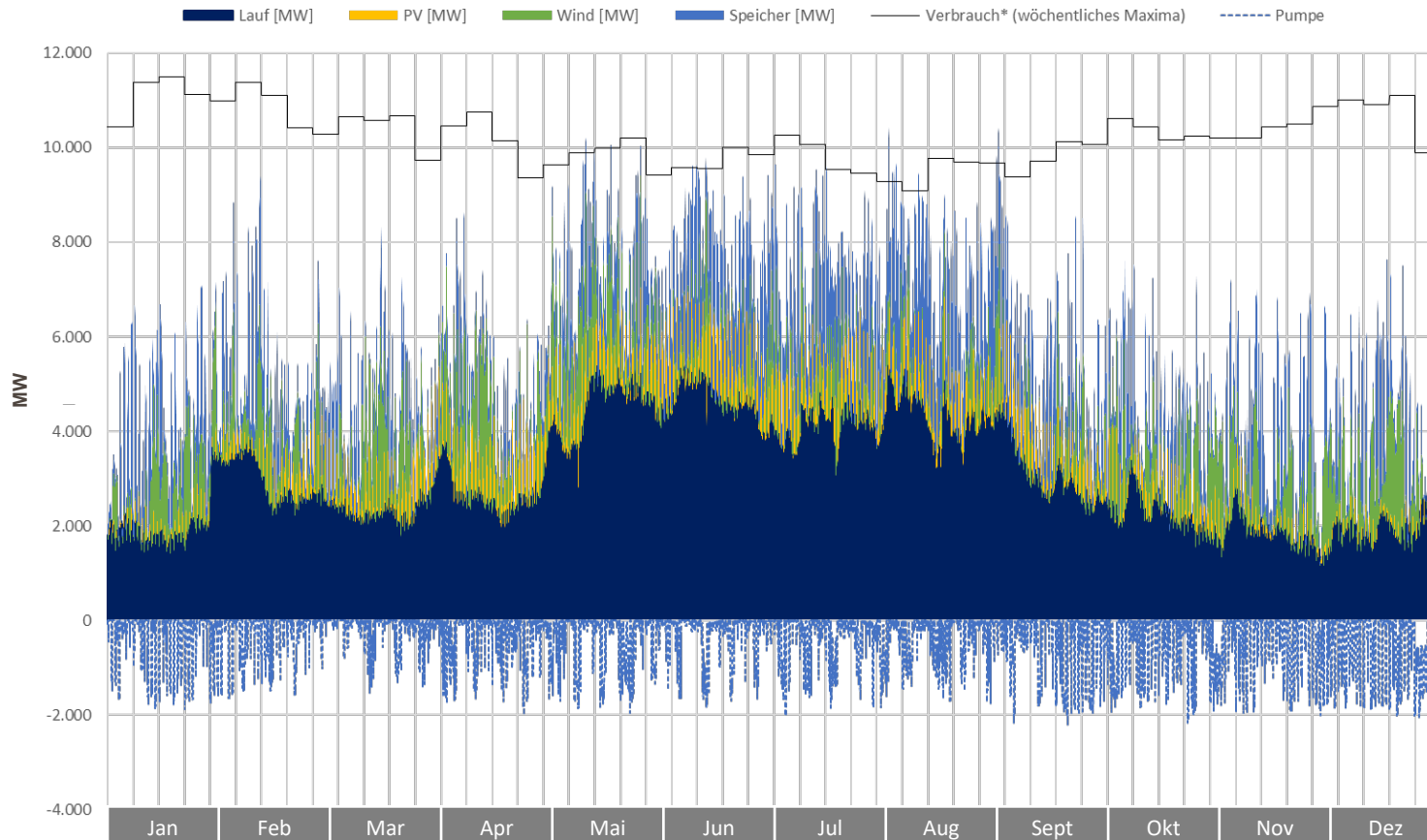


5,7 GW



5,9 GW (turb.)

2,5 GW (pump.)



Pumpspeicherkraftwerke schaffen Flexibilitäten!



2021

Regelzone APG



2,8 GW



3,3 GW



5,7 GW

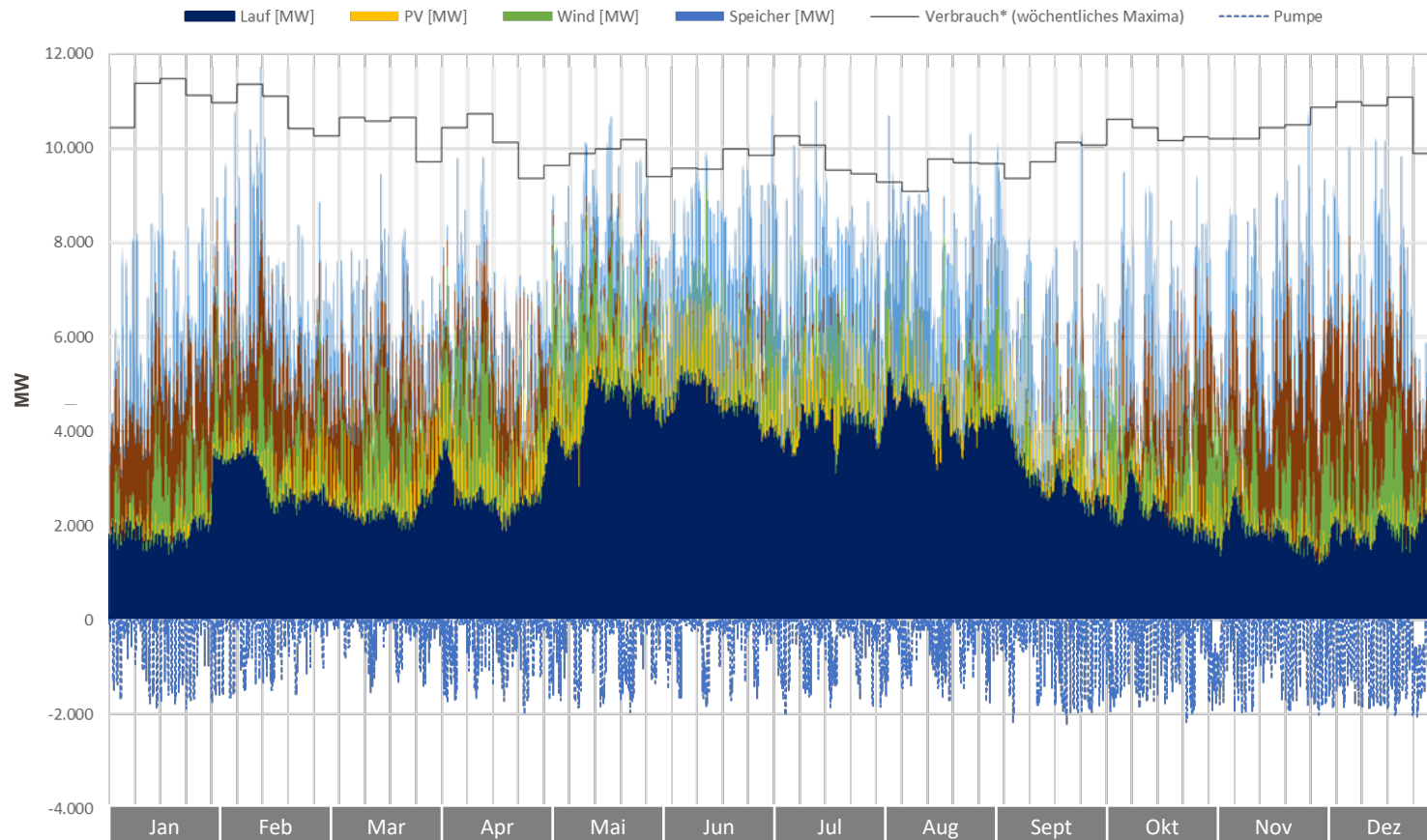


5,9 GW (turb.)

2,5 GW (pump.)

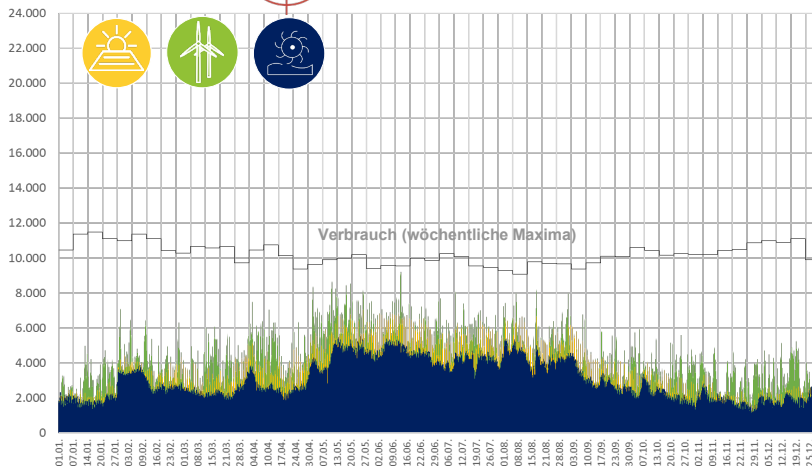


4,4 GW

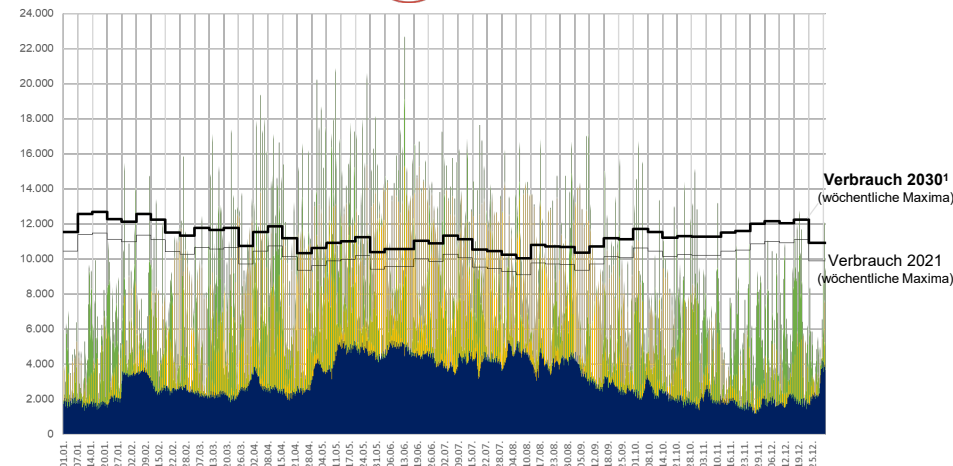


Systemische Herausforderungen mitdenken ...

 Lastdeckung **2021**



 Lastdeckung **2030**



Wind: 3,5 GW



7,5 ... 9 GW

PV: 3,0 GW



12 GW



Verbrauch

(gesamter Verbrauch)



Wasserkraft

Gaskraftwerke im Umfang von ca. 10 TWh sorgen für Stabilität!



2021

2022

(1.1. bis inkl. 8.8.)

Engpassmanagement

≈1,6 TWh

Engpassmanagement

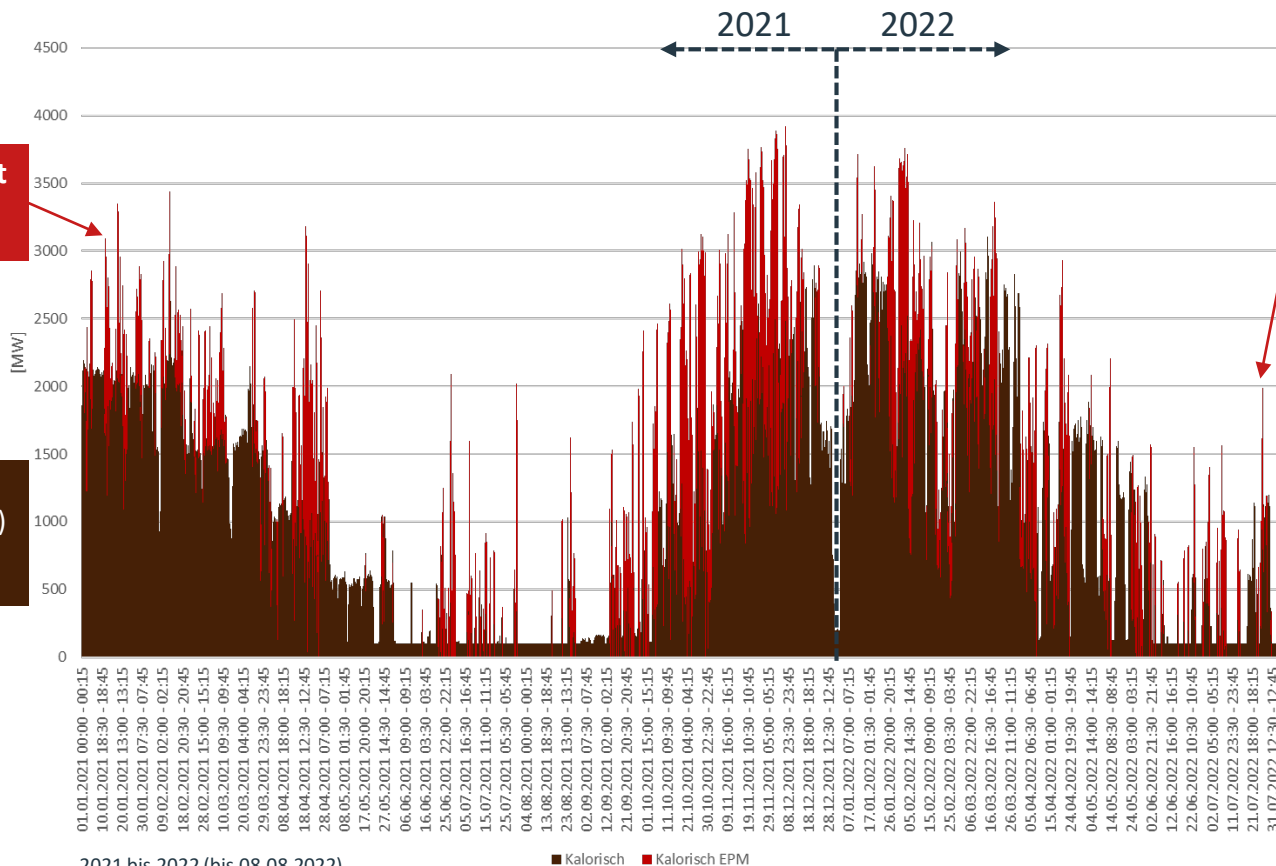
≈0,74 TWh

Kommerziell
(strom-/wärmegeführt)

≈8,5 TWh

Kommerziell
(strom-/wärmegeführt)

≈5,86 TWh



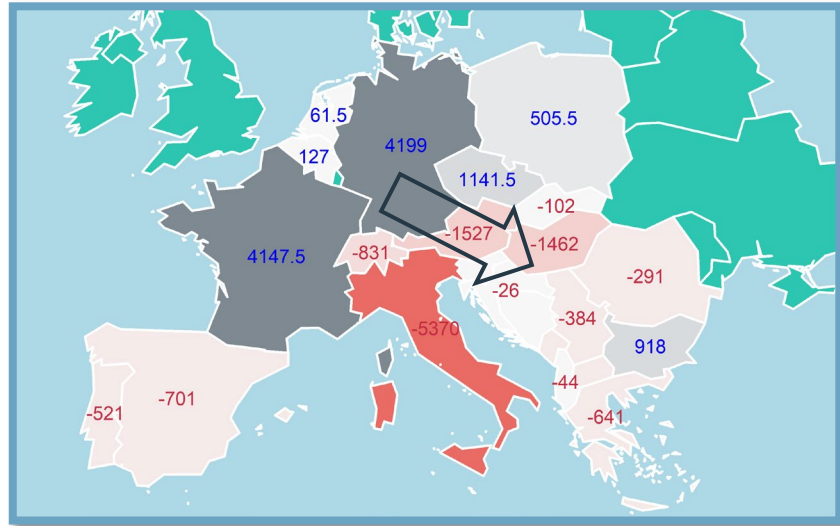
2021 bis 2022 (bis 08.08.2022)

■ Kalorisch ■ Kalorisch EPM

10 TWh Importe erfolgen über den europäischen Strommarkt



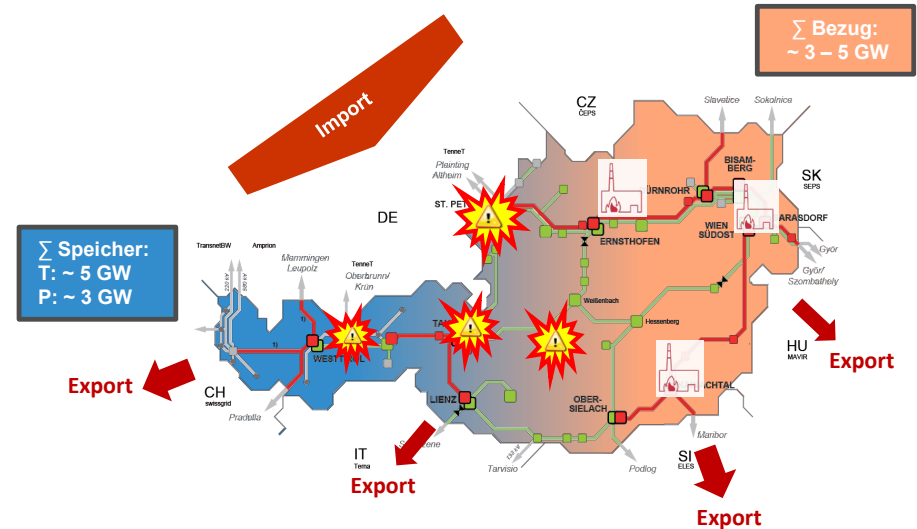
Internationaler Stromhandel von West → Süd-Ost-Europa¹



■ Import
 ■ Export
 ■ keine Daten vorhanden

Netzengpässe bewirken:

- Strompreisunterschiede
- Hohe Redispatchkosten

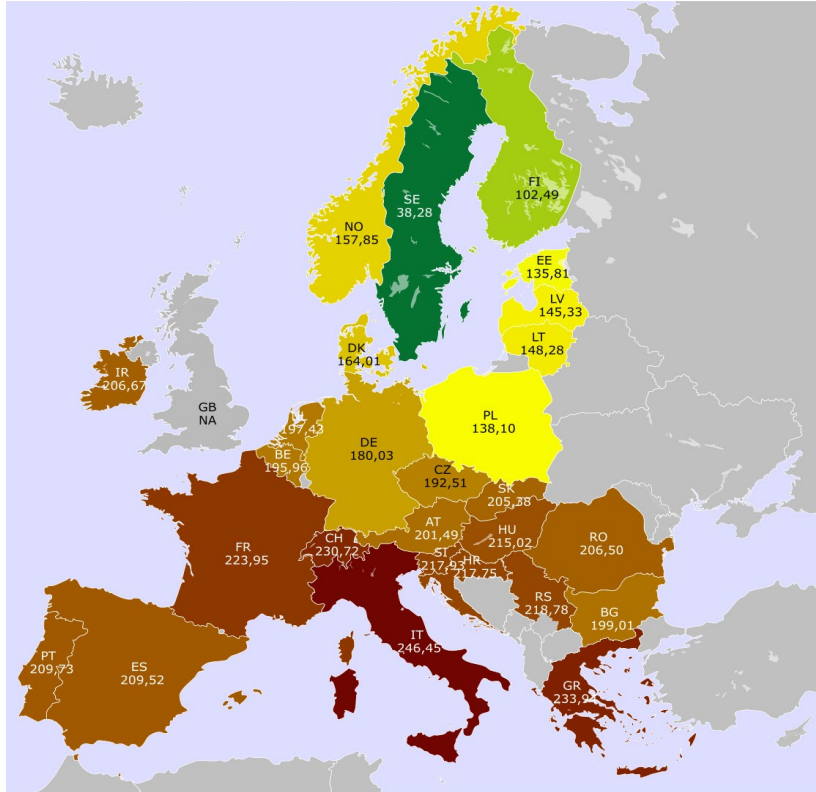


[1] Median der Day Ahead Ländersalden 2021 in MW (vor Redispatch); Blau: Export; Rot: Import; Grün: keine Daten vorhanden; Quelle: Vulcanus;

Fehlende Netzkapazitäten verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten!



Durchschnitts Base Spotpreise (EUR/MWh) 1.1. bis 21.6.2022



Quelle: APG – Marktinformationssystem | Darstellung: Schweden – BZN: SE1;
Norwegen – BZN: NO1; Dänemark – BZN: DK1

1

Strompreisunterschiede

Preisdifferenzen AT/DE

2019: 2,39 €/MWh

2020: 2,67 €/MWh

2021: 10,00 €/MWh

2022 (YtD): 23,9 €/MWh

YtD: 1.1.2022 bis 24.8.2022

2

Hohe Redispatchkosten

Gesamtkosten

2019: 246 Mio. €

2020: 201 Mio. €

2021: 438 Mio. €

2022 (YtD): 423 Mio. €

YtD: 1.1.2022 bis 21.8.2022

Saldo der Import/Export-Energiemengen der Regelzone APG gemäß Fahrplänen, inkl. EPM/Redispatch – Stand 03.10.2022

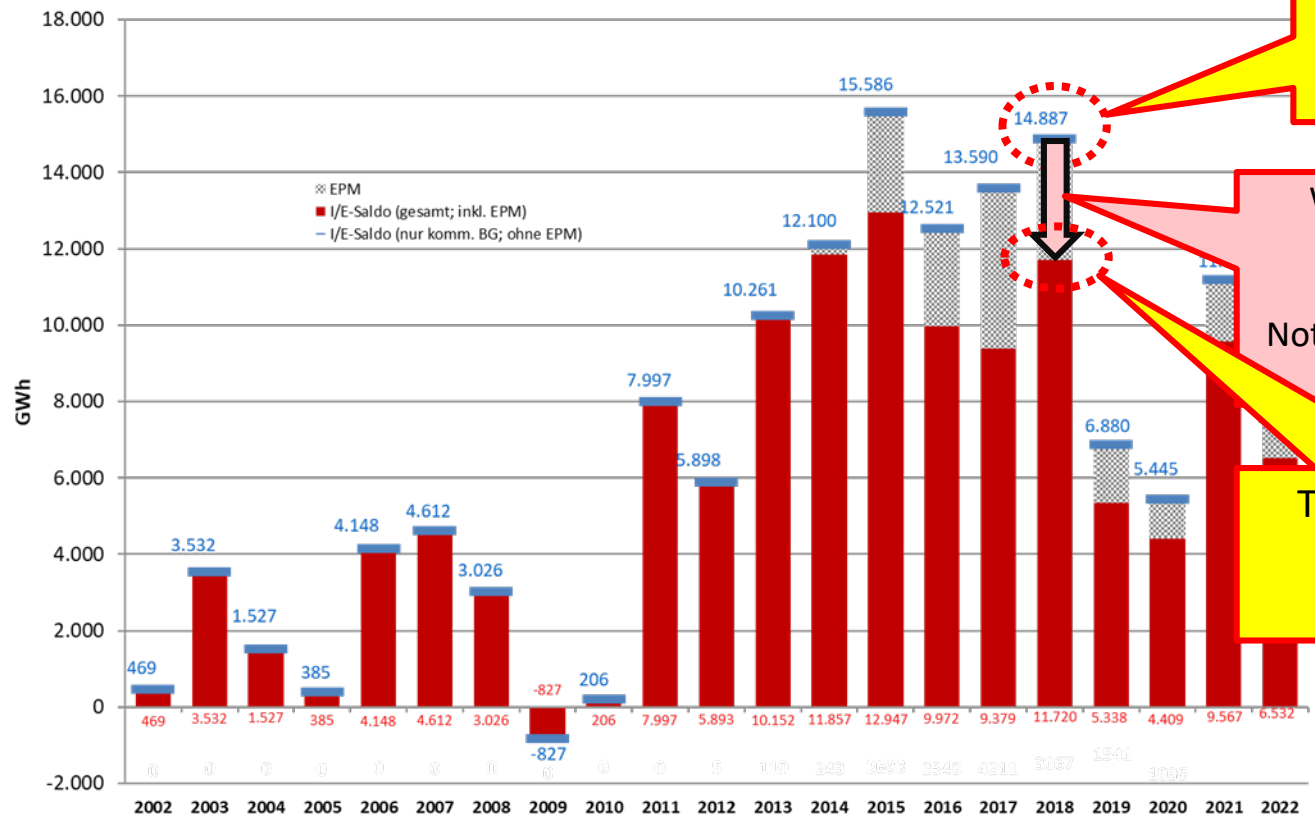
(Energiemengen infolge Engpassmanagements jeweils grau schraffiert dargestellt)



Ursprünglich vom Stromhandel angemeldete Energiemengen

Wegen nötigen EPMs „zurückgedrängte“ Energiemengen – Notmaßnahmen außerhalb des Strommarkts!

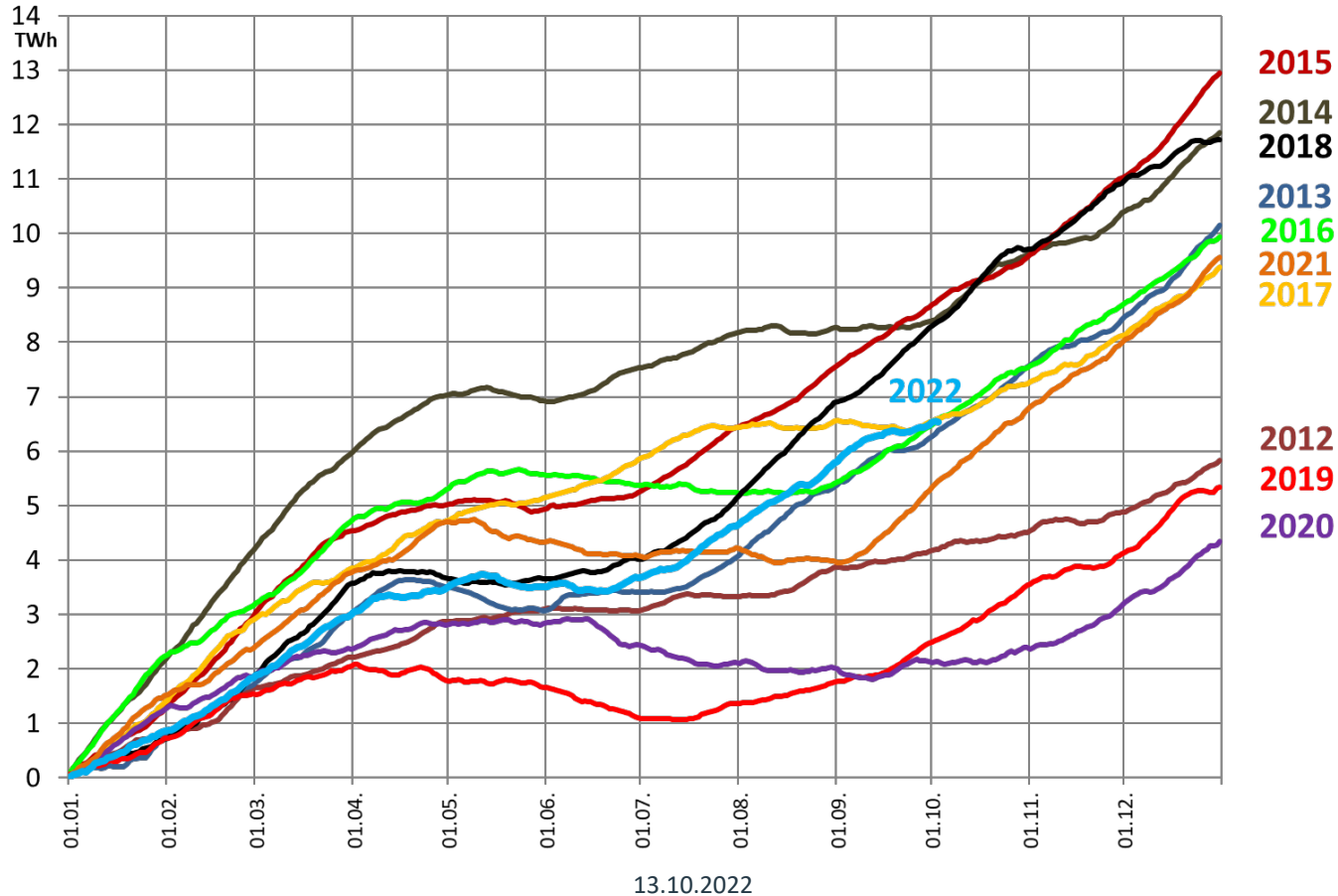
Technisch machbare (realisierte) Energiemengen



Kumulierter I/E-Saldo gemäß Fahrpläne



(Tagesenergie; per 03.10.2022)

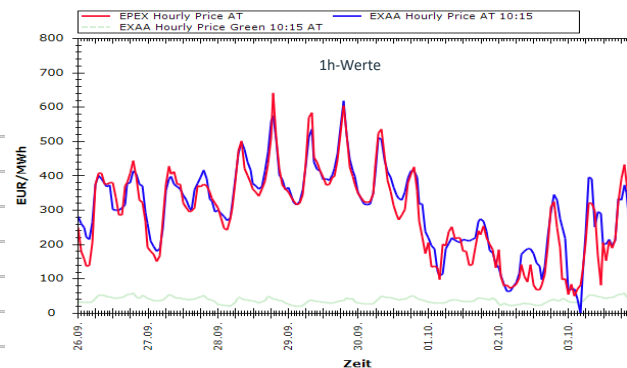
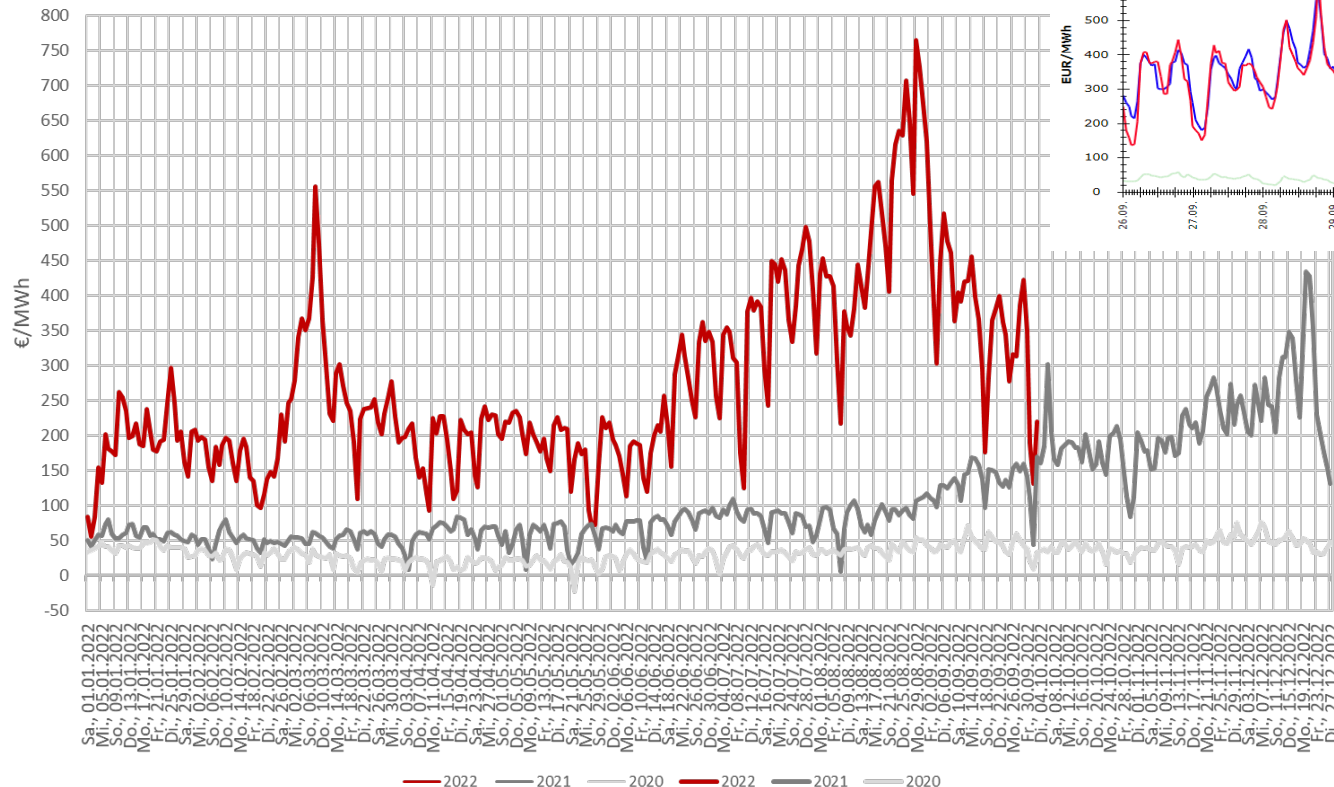


Börsenpreise AT

Spotmarkt AT

EPEX Hourly Price AT

Tagesmittelwerte; Vergleich mit Vorjahren

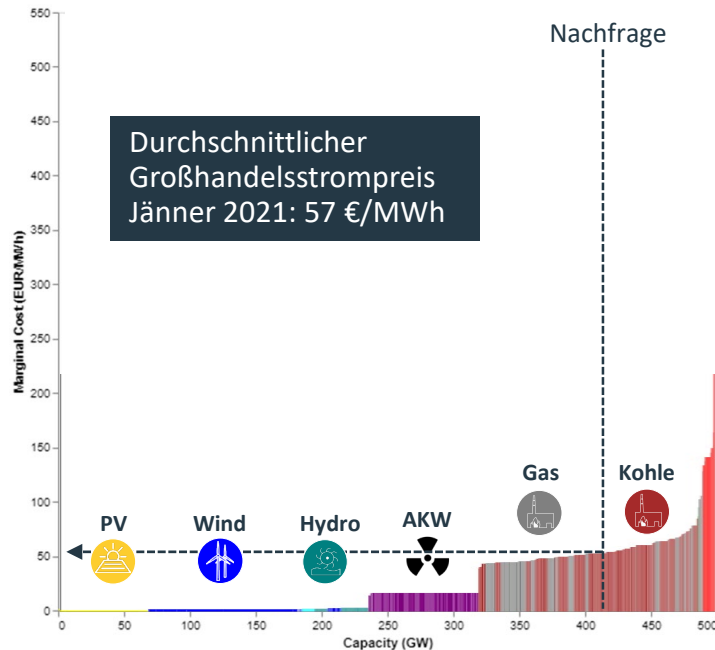


13.10.2022

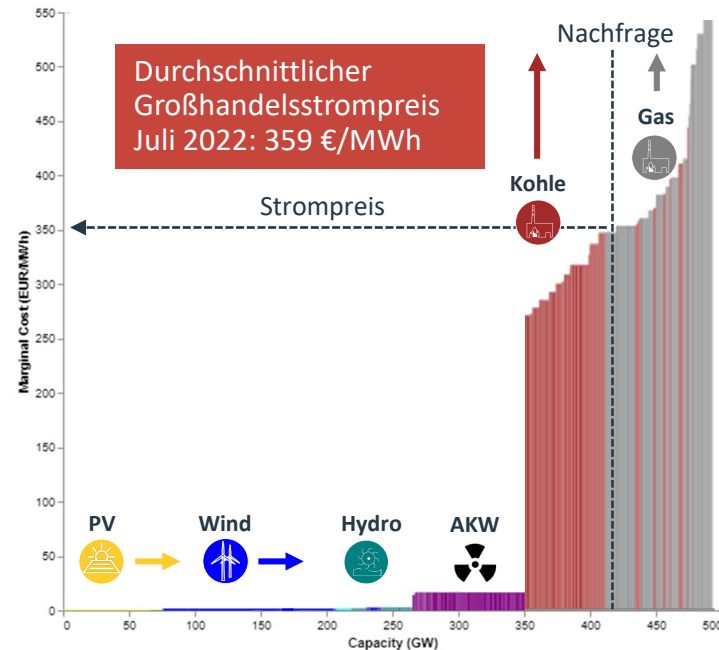
Europäische „Merit Order“ der Kraftwerke bestimmt den Strompreis!



Merit Order – Zentraleuropa
2021



Merit Order – Zentraleuropa
2022

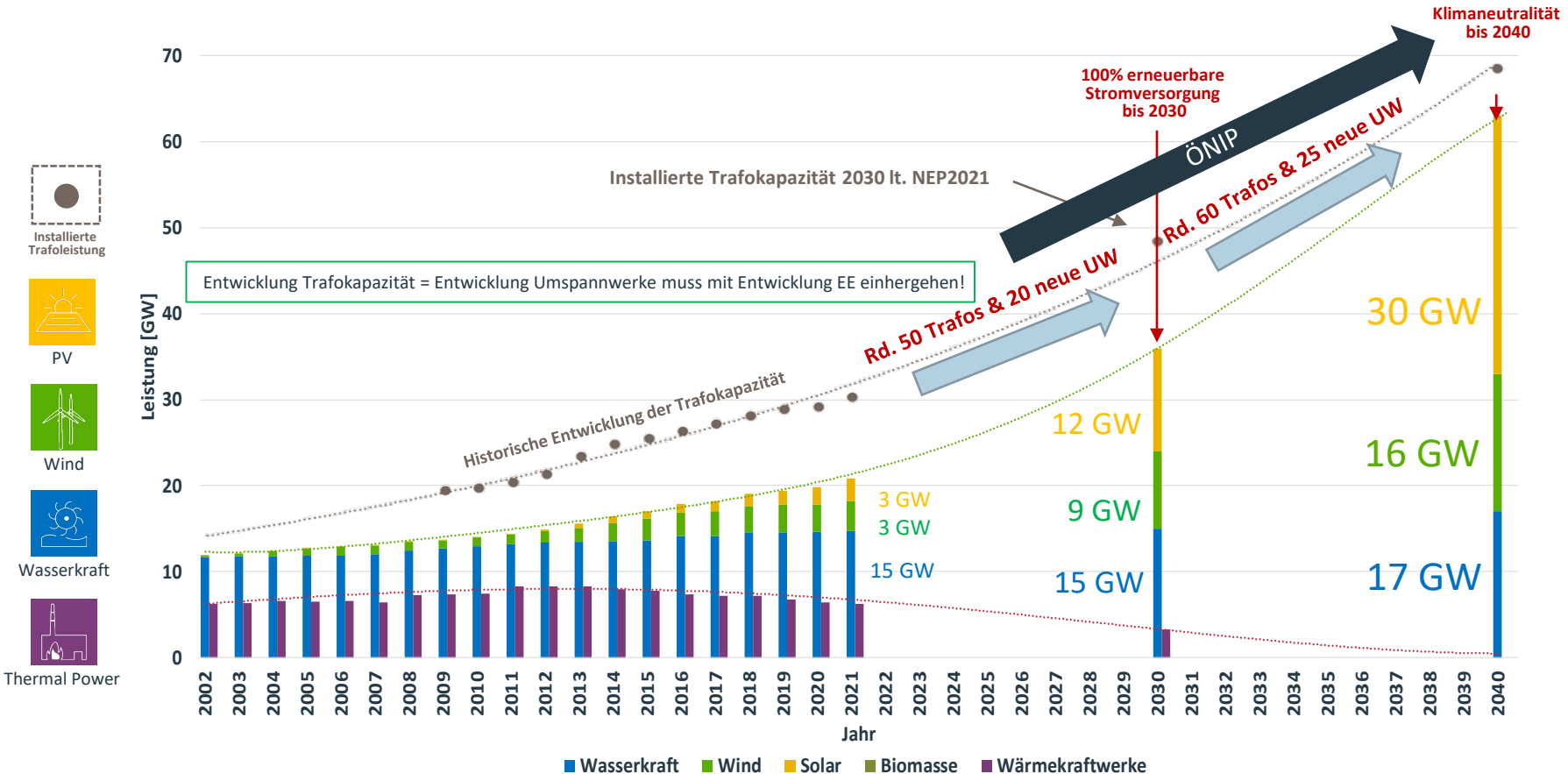


Merit Order: Reihung der europäischen Kraftwerke nach Grenzkosten!

Merit Order: symbolhafte Darstellung | CORE: AUT, BEL, CRO, CZE, FRA, GER, HUN, LUX, NED, POL, ROU, SVK und SLO

Quelle: [Merit_order \(power-merit.herokuapp.com\)](https://power-merit.herokuapp.com)

Klimaneutralität bis 2040 erfordert zusätzliche Netzausbauprojekte und Personal!



Zahlreiche neue Netzzugangsanfragen!



UW Innkreis
NEP 18-4
Netz OÖ
+/- 300 MW
IBN 2027

UW Ernsthofen
zus. 110-kV-Anbindung
Netz OÖ
+/- 60 MW
GIS errichtet

UW Ernsthofen
Google
Netz OÖ
+ 200 MW
IBN 2024

UW Hütte Süd
NEP 11-11
voestalpine
+400 MW
IBN 2026

Ottensheim
VHP
-45 MW
IBN 2021 - 2029

UW Wien Südost
NEP 13-6
Wiener Netze
IBN 2023

WP Zaya
WEB
- 300 MW
IBN 2024

WP Zaya
IM Wind
- 300 MW
IBN 2023

UW Zaya
NEP 11-8
Netz NÖ
+/- 600 MW
IBN 2022

UW Zaya
3. Trafo
NEP 21-3
Netz NÖ
+/- 300 MW
IBN 2023

UW Spannberg
NEP 20-2
Netz NÖ
+/- 600 MW
IBN 2026

WP Prottes
IM Wind
- 300 MW
IBN 2023

UW Prottes
NEP 21-9
Netz NÖ
+/- 600 MW
IBN 2029

UW Wien Ost
NEP 18-5
Wiener Netze
+/- 600 MW
IBN 2026

UW Sarasdorf
NEP 19-1
Netz NÖ
+/- 300 MW
IBN 2025

UW Sarasdorf
RHU44
Netz NÖ
+/- 300 MW
IBN 2026

WP Nickelsdorf
IM Wind
- 250 MW
IBN 2023

UW Zurndorf 5. Trafo
21-5
Netz Burgenland
- 300 MW
IBN 2025

UW Parndorf
Netz Burgenland
- 350/+50 MW
IBN 2030

UW Trumau
NEP 21-11
+/- 150 MW
IBN 2029

UW Trumau
NEP 21-11
Wiener Netze
+/- 150 MW
IBN 2029

UW Mattersburg
NEP 21-10
Netz Burgenland
+/- 300 MW
IBN 2029

UW Neudorf
Netz Burgenland
+/- 100 MW
IBN 2024

UW Südburgenland
NEP 21-8
Netz Burgenland
+50 MW / - 250 MW
IBN 2027

UW Leoben
NEP 21-7
voestalpine
+200 MW
IBN 2026

PSKW Koralm
Peter Masser GmbH
+/- 1200 MW
IBN ? (UVP)
IBN lt. Anfrage 2022

Windparks Lavanttal
KNG
-240 MW
IBN 2021 - 2025

ReiBeck II+
NEP 21-12
VHP
+/- 50 MW
IBN 2023

Malta Hauptstufe
VHP
+ 110 MW
IBN 2021-2022

Malta Oberstufe
VHP
+50MW / -40 MW
IBN 2020-2021

KW Gruppe „Zemm“
VHP
+ 90 MW/- 80 MW
IBN 2022

PSKW Limberg III
NEP 21-13
VHP
+/- 480 MW
IBN 2025

Gerlos I
VHP
+/- 0 MW
Änderung Blocktrafo
IBN 2022

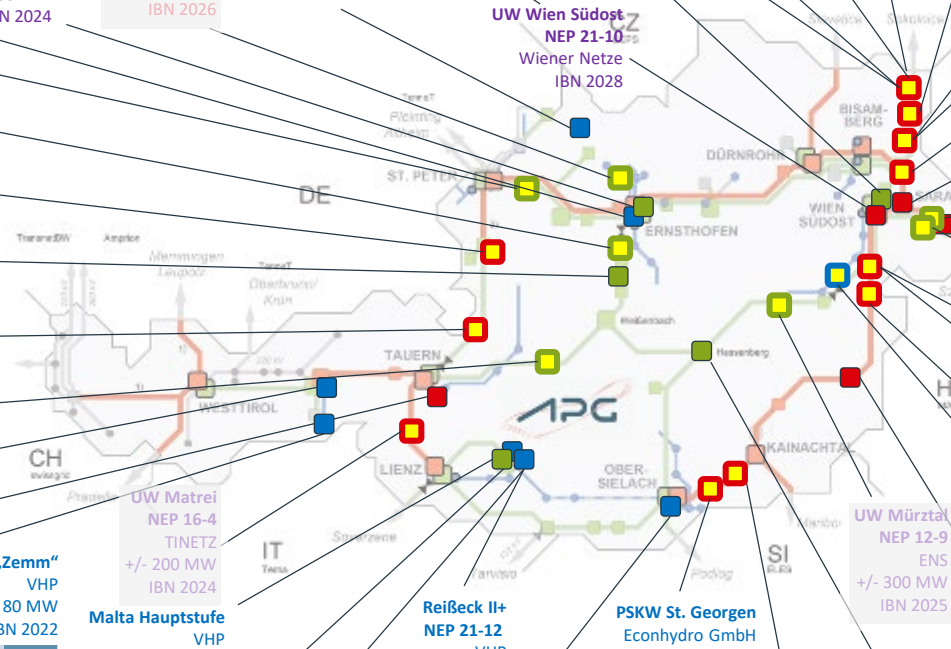
UW Haus
NEP 21-6
ENS
+/- 220 MW
IBN 2026

UW Pongau
NEP 11-10
Salzburg Netz
+/- 600 MW
IBN 2025

UW Klaus
NEP 17-2
Netz OÖ
+/- 60 MW
IBN 2024

UW Moiln
NEP 11-24
ES Bernegger
+/- 300 MW
IBN 2025

UW Wagenham
NEP 11-10
Netz OÖ
+/- 400 MW
IBN 2025



■ ... Bestand UW 380kV

■ ... Bestand UW 220kV

■ ... Bestand UW 110kV

■ ... Neues UW 380kV

■ ... Neues UW 220kV

■ ... Neues UW 110kV

+ ... Bezug (Last) / - ... Rückspeisung (Einspeisung)

IBN-Datum: bei NEP-Nr.:
sonst: lt. NEP 2021
lt. Anfrage

LEGENDE

Netzzugangsanfragen – Stand 2020

Verteilung der Erneuerbaren schafft große regionale Leistungsüberschüsse

Fakten – Entwicklungen – Einschätzungen



EAG Ziele 2030: Installierte Kapazität der Erneuerbaren¹

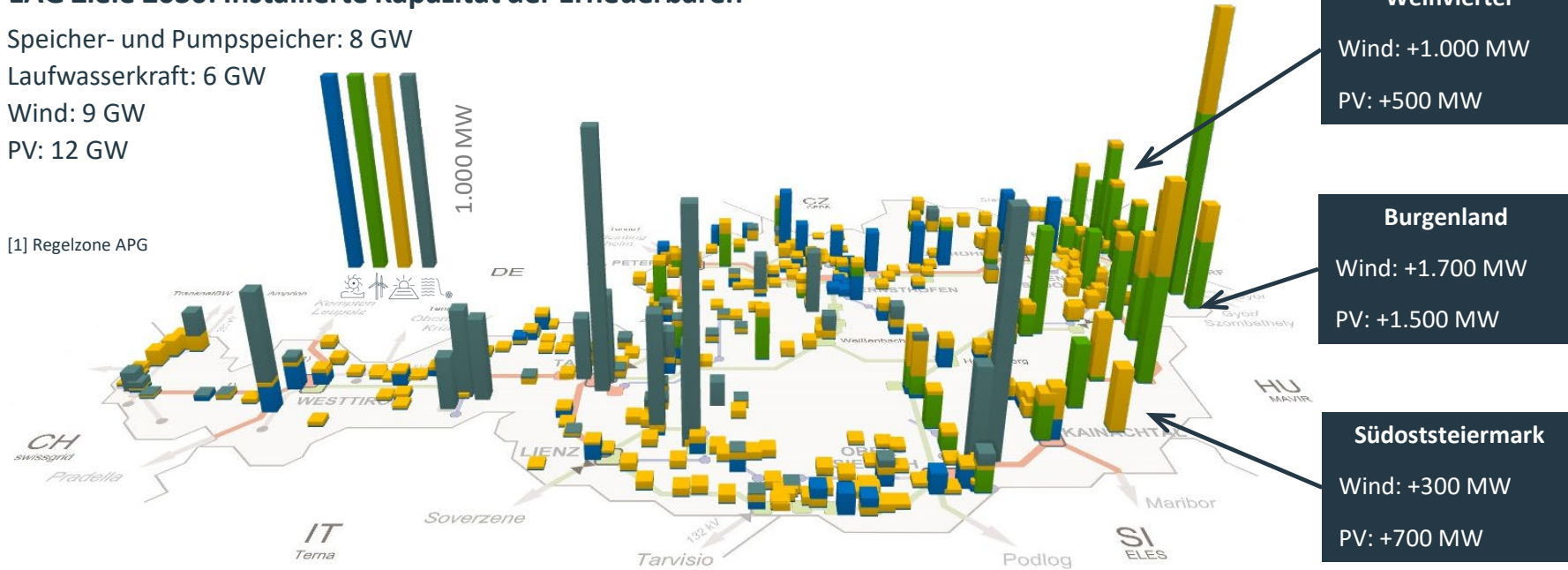
Speicher- und Pumpspeicher: 8 GW

Laufwasserkraft: 6 GW

Wind: 9 GW

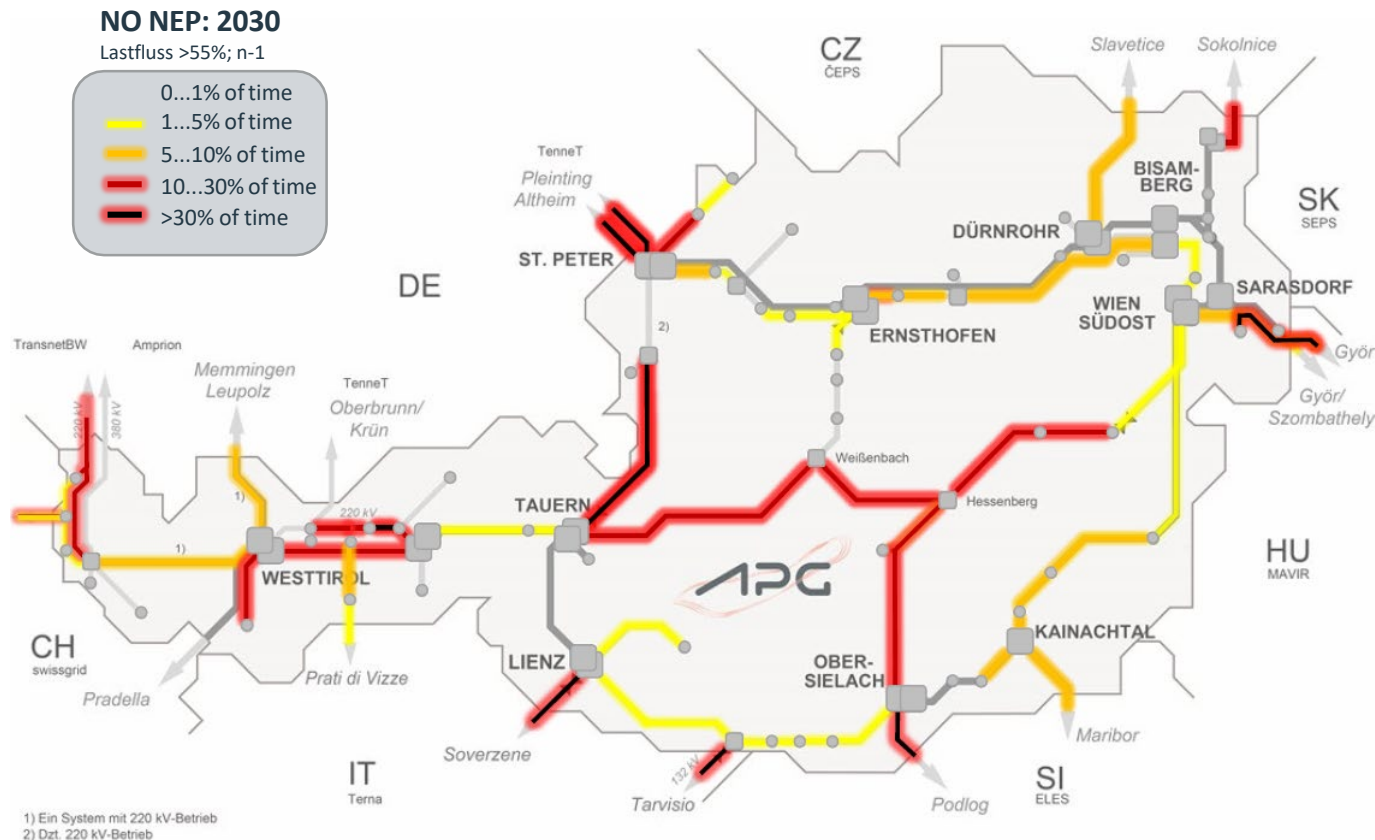
PV: 12 GW

[1] Regelzone APG

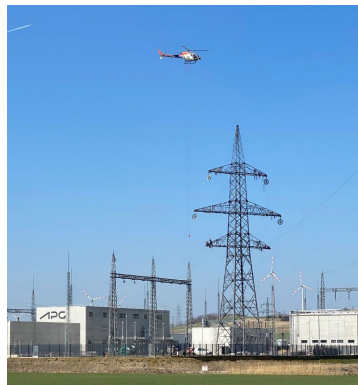


Die Energiewende erfordert den Ausbau unserer Stromnetze!

Engpässe im APG-Netz bei Nicht-Umsetzung der NEP-Projekte bis 2030



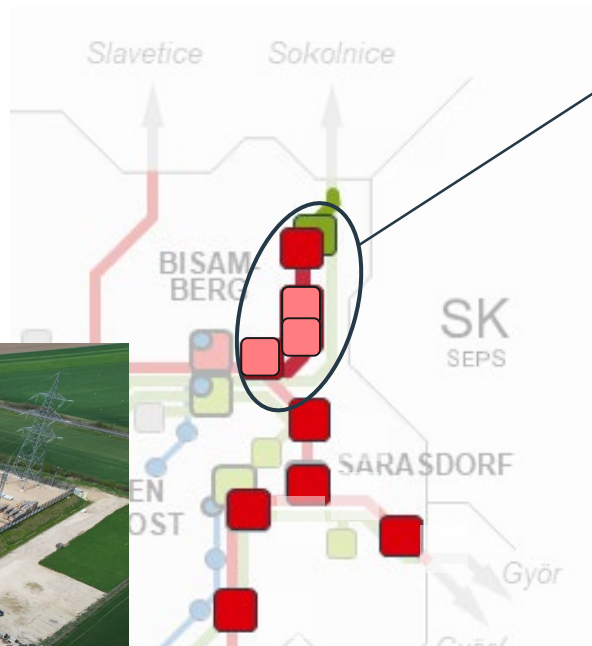
Netzraum Weinviertel 380 kV: in Betrieb



Leitung: M150
Seilzug 380 kV zum UW
(03/2022)



UW Zaya (04/2022)



Netzraum Weinviertel (Weinviertelleitung)

Kosten: 165 M€
(Nettoinvestition, liegt im Budget)

rd. **7-fache** Steigerung der
Übertragungskapazität

IBN: 21. Juli 2022 (NNÖ 28. Juli 2022)

Status: in Betrieb

Nächste Schritte:
Demontage der 220-kV-Leitung
Bisamberg – Staatsgrenze (Sokolnice)

- 380 kV ... Leitungsbauprojekte
- 220 kV ... Umspannwerksprojekte
- 110 kV ... nachgelagerte UW Projekte, IBN > 2026

380-kV-Salzburgleitung: in Errichtung



380-kV-Salzburgleitung

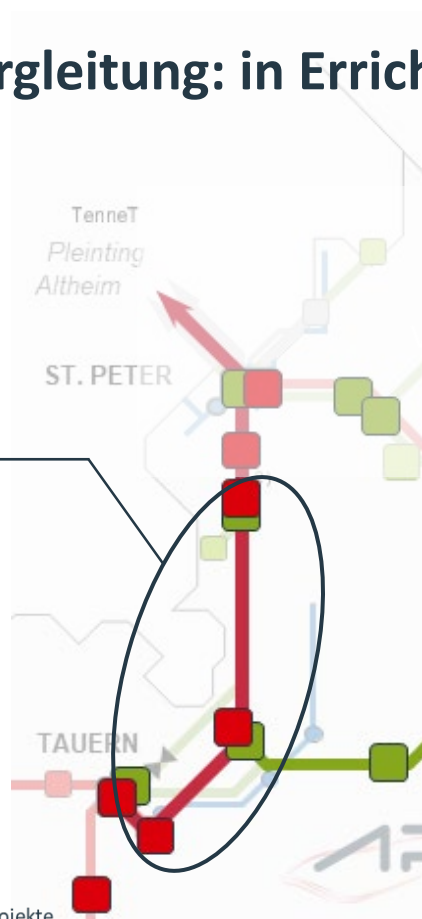
St. Peter – NK Tauern
(NEP Projekt: 11-10)

Kosten: 890 M€
(Nettoinvestition)

rd. 7-fache Steigerung der
Übertragungskapazität

Status: im Bau (planmäßig)

IBN: Q2/2025



BL 4 Mast 1300

380 kV — ... Leitungsbauprojekte
220 kV — ... Umspannerprojekte
110 kV — ... Umspannerprojekte

- **Steigende Volatilität des Erzeugungsmix** führt zu zunehmenden Schwankungen der Übergabeleistungen zwischen Verteiler- und Übertragungsnetzen
- **Fehlende Netzkapazitäten** führen zu hohen Strompreisunterschieden innerhalb Europas!
- **Engpässe im Stromnetz** führen zu drohenden Überlastungen im Bestandsnetz! Diese können nur durch umfangreiches Engpassmanagement („Redispatch“) behoben werden.
 - Bedingt durch die westliche Lage der Speicher können diese innerösterreichische West-Ost-Probleme nicht lösen
 - Thermische Kraftwerke in Ost-Österreich zur Lösung der Engpässe erforderlich
- **Flexibilitätsoptionen** (Netze, Speicher, P2G, etc.) müssen im Einklang mit den Erneuerbaren ausgebaut werden!
- **Notwendigkeiten:**
 - Abgestimmte Gesamtsystemplanung
 - Beschleunigte Genehmigungsverfahren
 - Unterstützender regulatorischer Rahmen
- **Fachkräftemangel und Verknappung/lange Lieferzeiten bei Komponenten**
 - Massive Netzausbaumaßnahmen über viele Jahre erforderlich – gleichzeitig in vielen Bereichen Fachkräftemangel und lange Lieferzeiten bei verschiedenen Komponenten
 - Lobbying für „Elektrotechnik“ als Ausbildung auf allen Ebenen erforderlich!

Blackout: Einschätzung der aktuellen Lage



Aktuelle Situation

- **Österreich ist abhängig von Stromimporten und der Verfügbarkeit von Gaskraftwerken**

- **Hohe Versorgungssicherheit:**
Kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI)¹



24/7 40,07 min/a
13,5 min geplant; 26,58 min ungeplant

- **Hoher Redispatch-Bedarf²**



EPM-Kosten³: 440 Mio. EUR
Abrufe an 241 von 365 Tagen

- **Bedarfsdeckung:**
Adequacy-Analysen zeigen in mehreren Ländern Lastunterdeckungen

Maßnahmen von Seiten der APG zur Blackout-Prävention

- 1) **Netzausbau**
- 2) **Netzreserve**
- 3) **Marktentwicklung**
Market Coupling – Core Region, Regelenenergiekooperation
- 4) **Resilienzstrategien**
IT-/OT-/Objektschutz-Strategien, Systemschutzplan, Netzschutzgeräte-Konzept, Überwachung der (n-1)-Netzicherheit, vorbereitete, abgestimmte und beübte Notfallkonzepte, etc.
- 5) **Optimierte Wartungs- und IH*-Strategien**
- 6) **Feingranularere Prognosen für Netzicherheit (Intensivierung Datenaustausch)**
- 7) **Aus- und Weiterbildung sowie Trainings, Partnerschaften, regelmäßige Abstimmungssitzungen mit allen Stakeholdern**

**Keine akute
Blackout-Gefahr**

Wie hoch ist das Risiko einer Strommangellage?

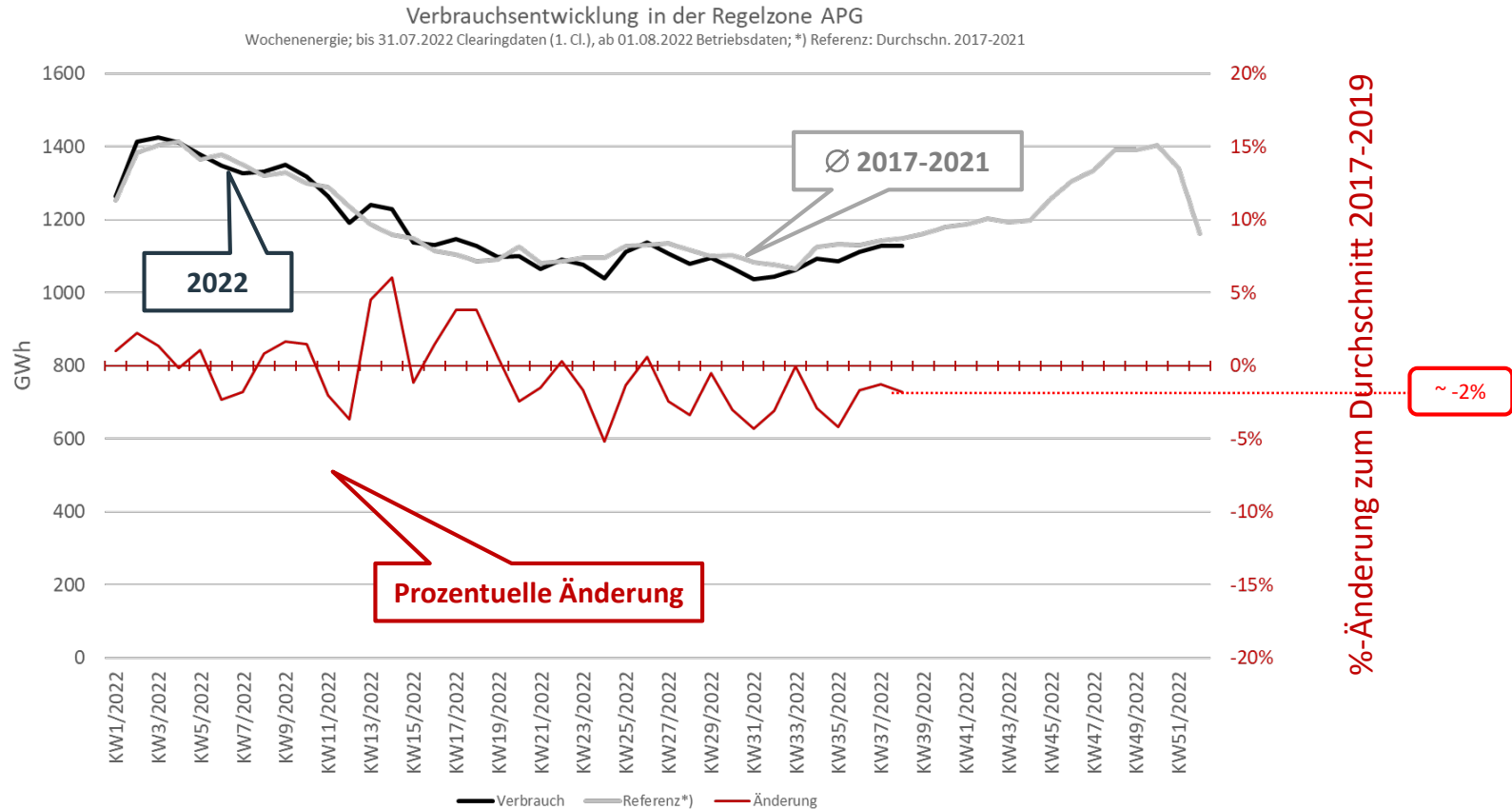


- Regelmäßige Abstimmungen zwischen Electricity Coordination Group und ENTSO-E → intensive Zusammenarbeit der Mitgliedsstaaten & TSOs bezüglich Gasverknappungsszenario.
- Winter Outlook Base Case Szenario mit Berücksichtigung nuklearer Nichtverfügbarkeiten Frankreichs wegen überdurchschnittlich langer Revisionen → zeigt sich bereits in den Preisindikationen.
- Szenarien für erhöhte Lastzunahme durch Elektroheizungen (in Frankreich temperaturbedingte Lastabhängigkeit von 2.400 MW/°C) und möglicher Gasreduktion.
- Risiko hängt von vielen Parametern ab – totaler Gas-Lieferstopp aus Russland ja/nein, Grad der Einschränkung von Gas-Großverbrauchern, Wetterbedingungen, tatsächlicher Strombedarf, Kraftwerksausfälle, Niedrigwasser, mögliche Solidaraushilfen etc.
 - Risiko kann zwischen äußerst gering und mittel liegen.
 - Aktuell werden verschiedene Szenarien untersucht.

Verbrauchsentwicklung in der RZ APG

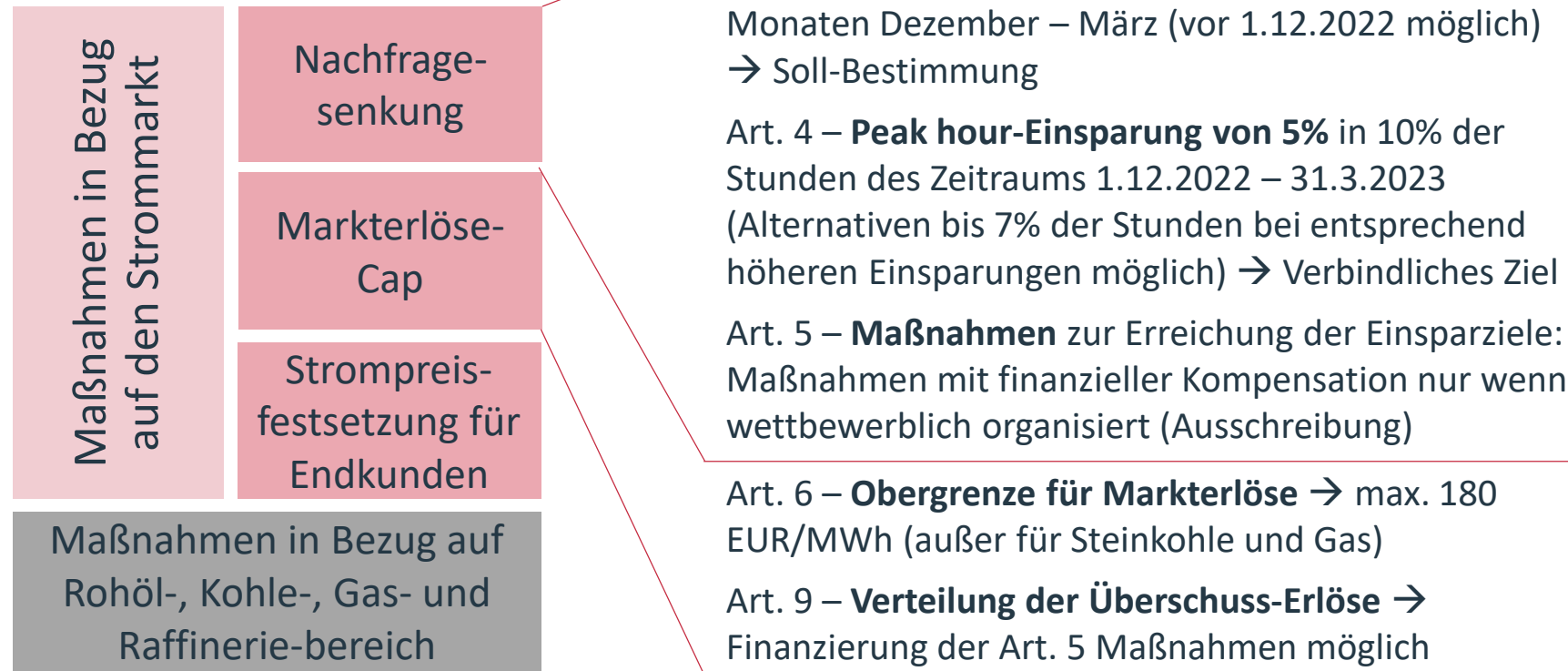


Wochenenergie 2022; Vergleich mit Durchschnitt 2017 - 2021; Stand 25.09.2022



13.10.2022

VO des Europäischen Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise





Versorgungssicherheit und Energielenkung

DI Kurt Misak

Abteilungsleiter Versorgungssicherheit und operative Energiewirtschaft

3. Oktober 2022