



Energiesysteme im Umbruch IX

„0 Hz bis GHz – volle Bandbreite für die Versorgungssicherheit“

# Versorgungssicherheit – ein aktuelles Lagebild

DI Kurt Misak, Leiter Versorgungssicherheit

11. Oktober 2021

# Die wichtigsten Aspekte der Versorgungssicherheit – Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie: Fa. Consentec, GF Christoph Maurer

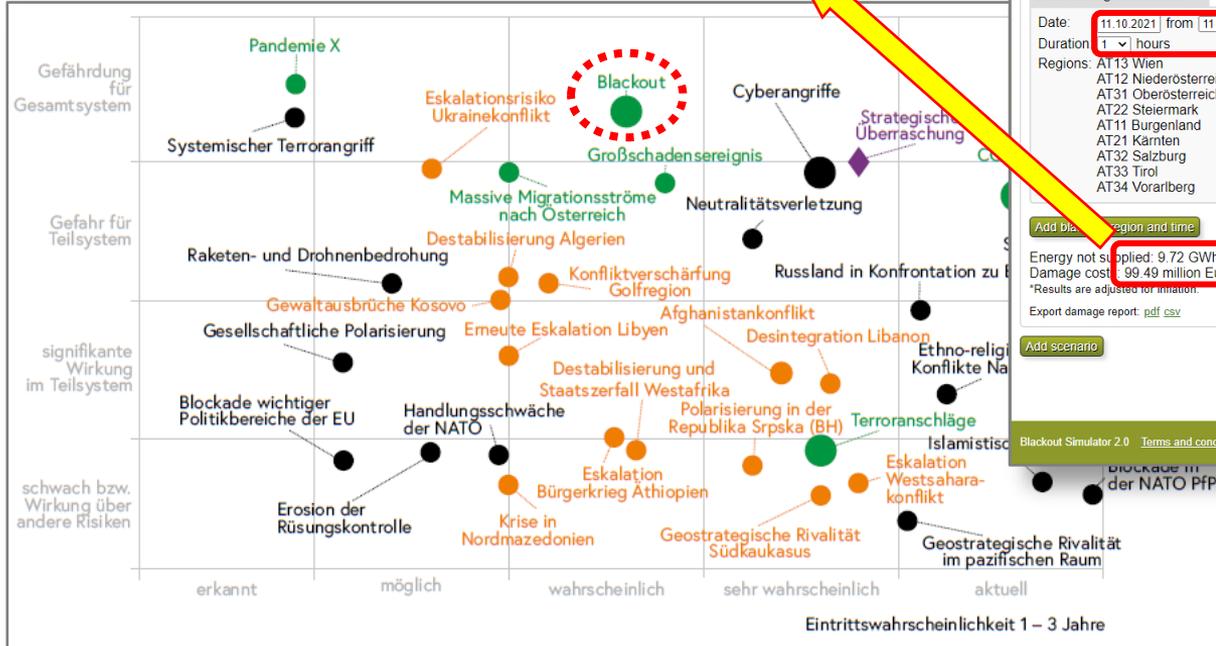


Quelle: Studie Consentec, Christoph Maurer (GF), YouTube-Link: : <https://www.youtube.com/watch?v=I2nGsr-ukK8>

# Versorgungssicherheit ist oberstes Gut – Blackout als wesentliches Risiko für unsere Volkswirtschaft



**Aktuell würde Blackout in AT bis zu 100 Mio. €/h kosten**

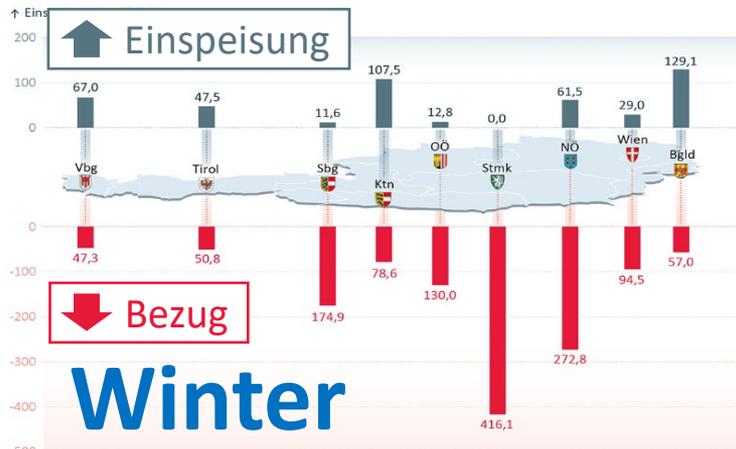


Quelle: JKU - Blackout Simulator 2.0  
<http://www.blackout-simulator.com/>

Quelle: Bundesministerin für Landesverteidigung, Sicherheitspolitische Jahresvorschau 2021; S. 20

### Ausgetauschte Strommengen im März 2021 (GWh)

Austausch zwischen Bundesländernetzen und dem Netz der APG.



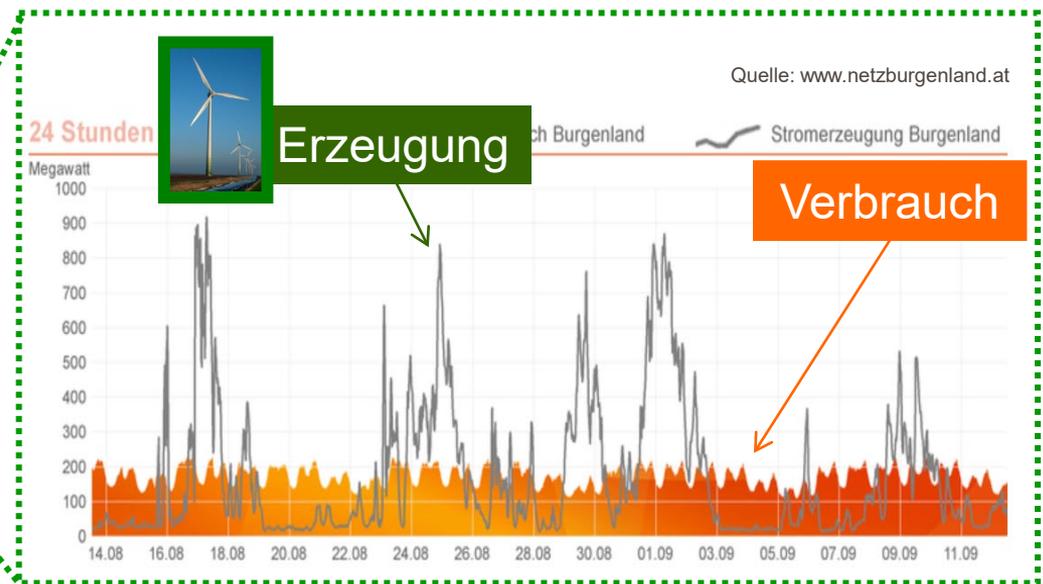
# Zunehmend schwankender Austausch zwischen den Bundesländernetzen und dem Netz der APG



... durch steigende Volatilität des Erzeugungsmix

### Ausgetauschte Strommengen im August 2021 (GWh)

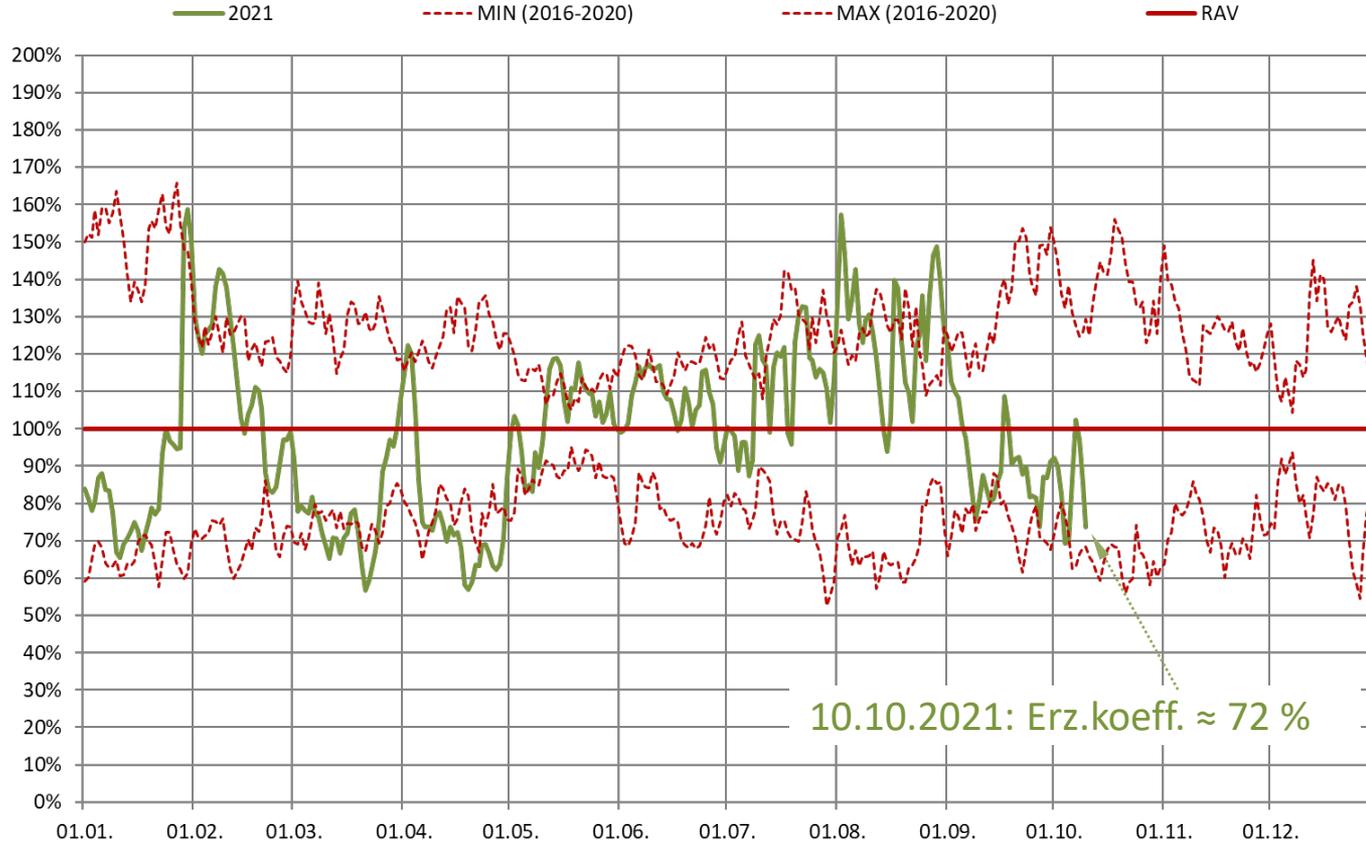
Austausch zwischen Bundesländernetzen und dem Netz der APG.



# Lauferzeugung in der Regelzone APG



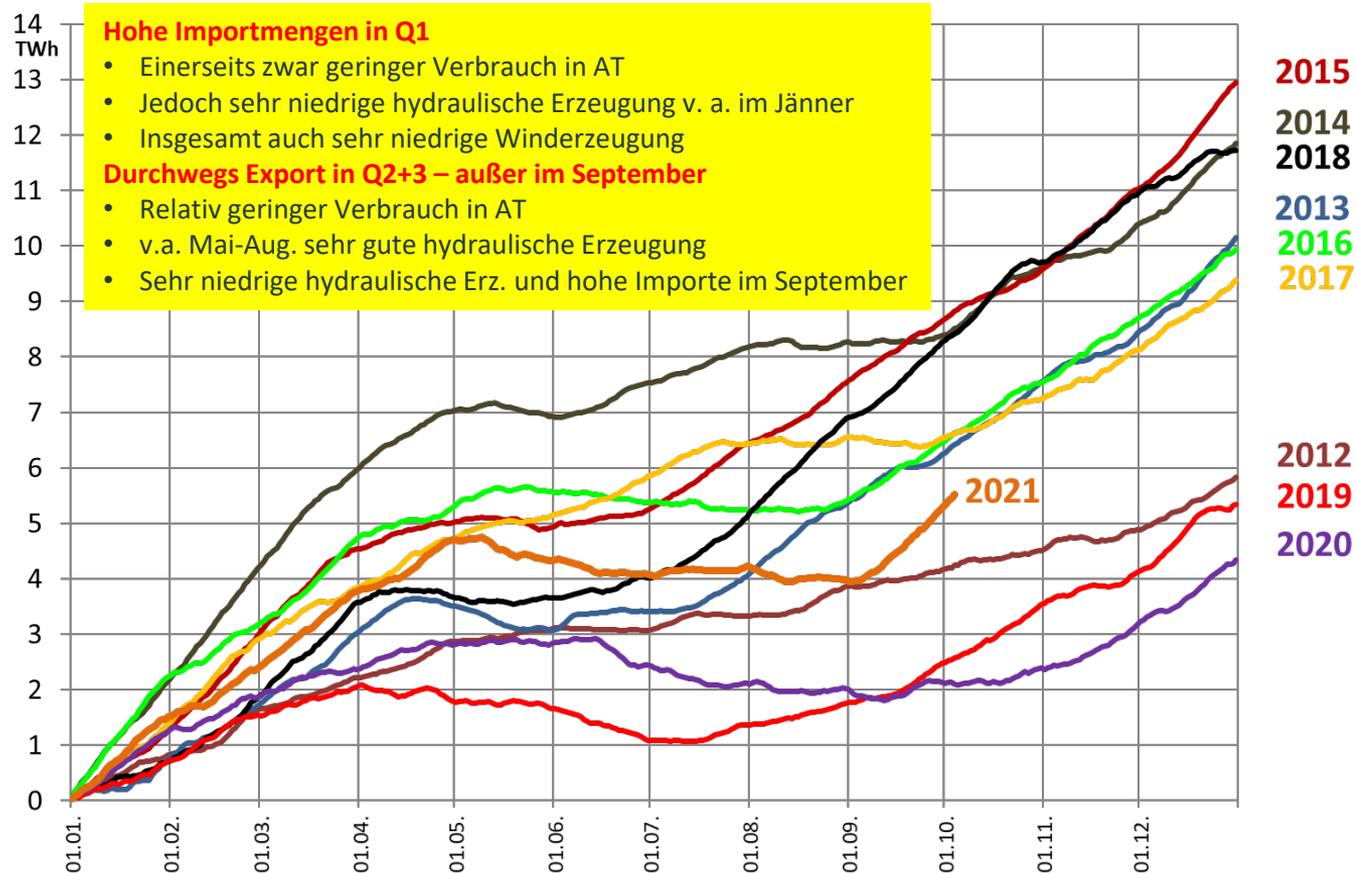
(tägl. Erzeugungskoeffizient; per 10.10.2021)



14.10.2021

# Kumulierte Import/Export-Tagesenergiemengen

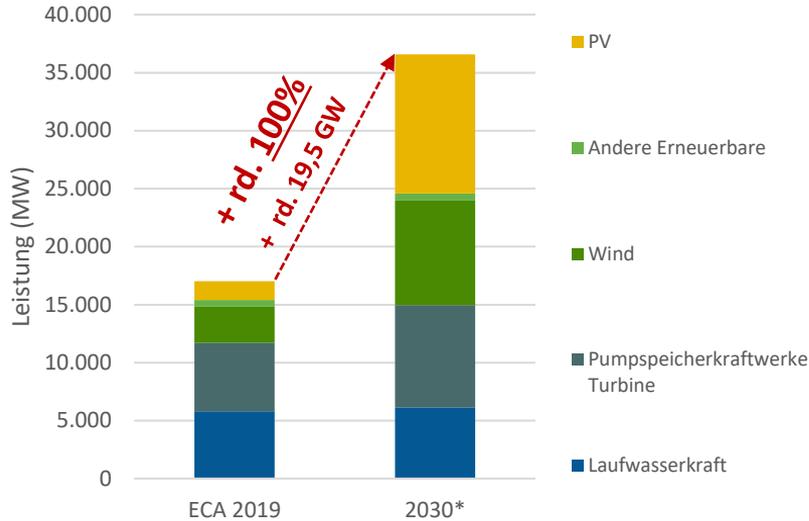
(kumulierte Tagessalden des Imp./Exp.-Volumens gemäß Fahrplänen; Stand: 04.10.2021)



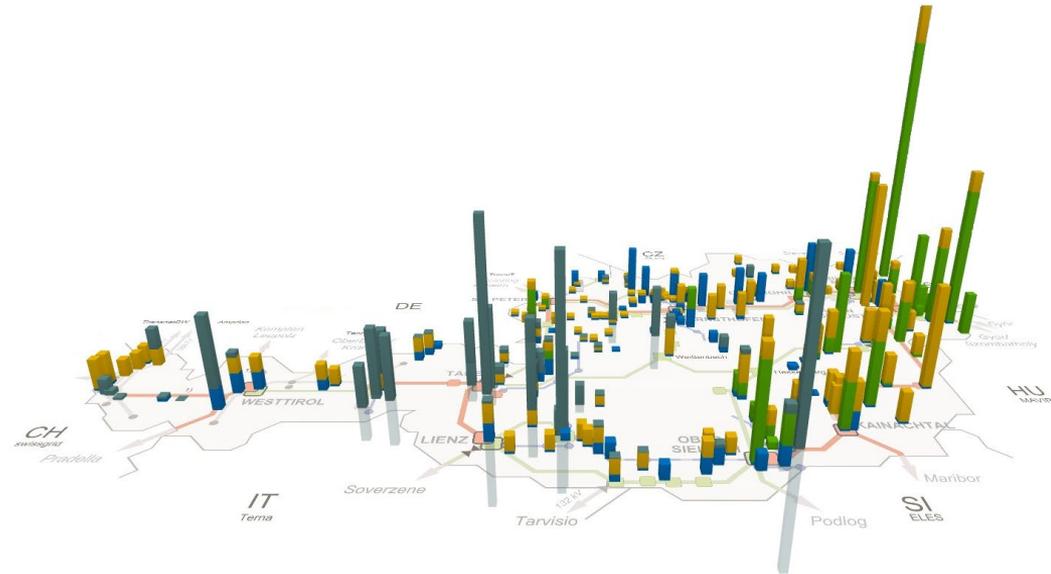
# EAG Ziel: 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2030



## Leistung (MW)



## Regionale Verteilung des Erneuerbaren Ausbaus



**Energetischer Zuwachs: +27 TWh**

**Leistungszuwachs: +19.500 MW**

vgl. aktuelle Kraftwerksleistung AT: rd. 24.000 MW

# Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke als derzeit kritischer Erfolgsfaktor für einen sicheren Netzbetrieb



Jährlich > 100 Mio EUR für AT



Einsatz gemäß Marktpreis ohne Auswirkung auf Verfügbarkeit

→ **klassisches EPM**

Einmottung mit Auswirkung auf Verfügbarkeit

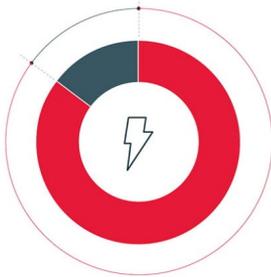
→ **Netzreserve** zur Vermeidung von Einmottungen bzw. Verschiebung von Schließungen sichert EPM-Potenziale ab

Vorzeitige Schließung von Kraftwerken

Altersbedingte Schließung von Kraftwerken

→ **Marktdesign** mit ausreichendem Investitionsanreiz

14% Speicherkraftwerke



86% Wärmekraftwerke



Thermische Kraftwerke derzeit unverzichtbar (**Netzreserve**) – Notmaßnahmen an bis zu rd. 300 Tagen im Jahr erforderlich

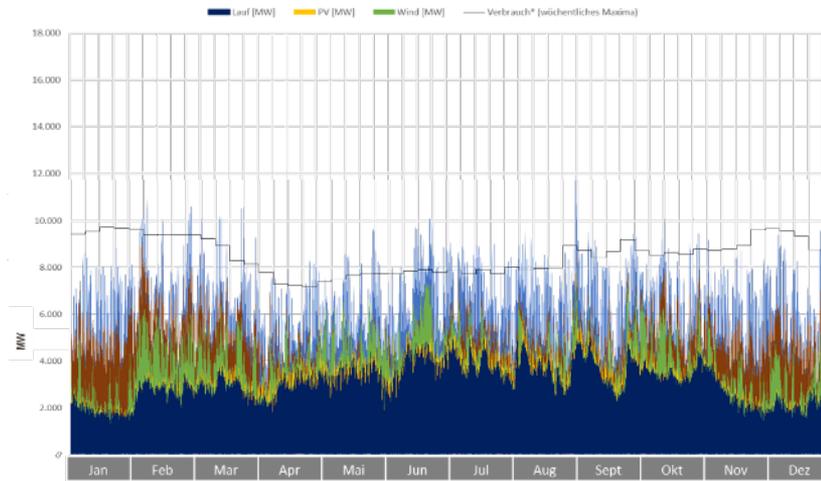
→ **Notwendigkeit der Absicherung ausreichender Redispatch-Kapazitäten (Netzreserve/EPV) wegen fehlender Marktperspektive**

# Ausblick 2030: 100% erneuerbare Stromversorgung erfordert weitreichende Flexibilitätsoptionen

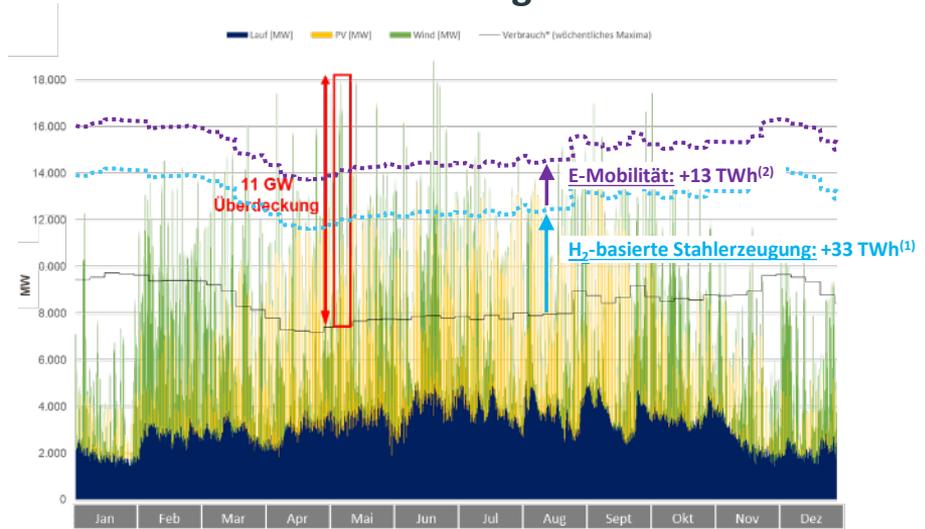


(1) K1-MET GmbH; Thomas Buergler; Szenario Voestalpine H<sub>2</sub>-basierte Stahlerzeugung, 24.04.2018 OE-Tagung Sektorkopplung  
 (2) Klima- und Energiefonds: Faktencheck E-Mobilität, 2018

## Lastdeckung 2020



## Lastdeckung 2030



Windanlagen

3,2 GW



9 GW



PV-Anlagen

1,7 GW



12 GW

[1] Quelle: Daten 2019 - ECA Betriebs- und Bestandsstatistik (Datenstand: Juli 2020)

# „Signifikant werdende“ Herausforderung durch Aneisung bei Rotorblättern von Windkraftanlagen

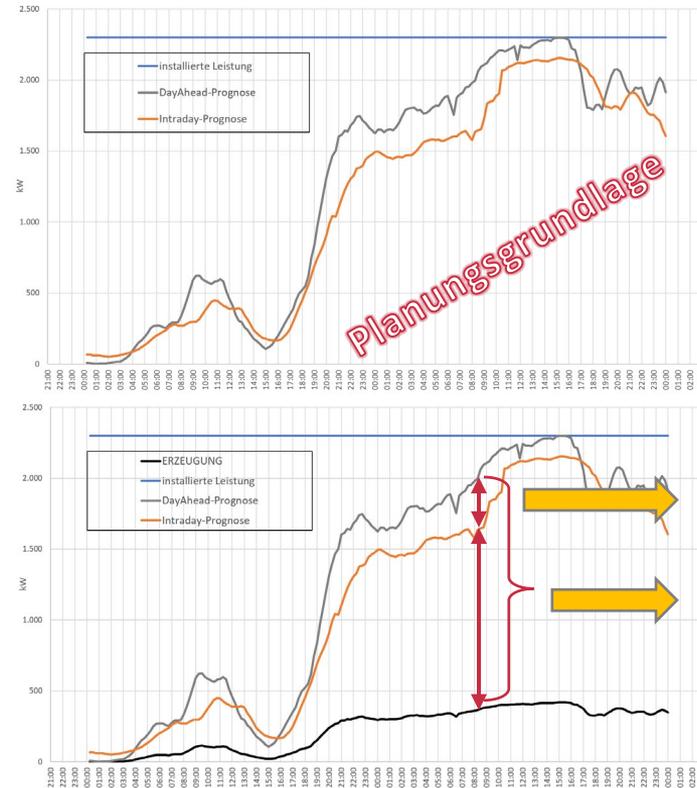


Eisbildung an den Rotorblättern eines Windrads



Quelle:  
[https://www.energy-innovation-austria.at/wp-content/uploads/2015/04/IEA\\_15\\_s07\\_2\\_Vereisung-einer-Windturbine-des-Windparks-Sternwald.jpg](https://www.energy-innovation-austria.at/wp-content/uploads/2015/04/IEA_15_s07_2_Vereisung-einer-Windturbine-des-Windparks-Sternwald.jpg)

schematische Darstellung anhand eines Windrads

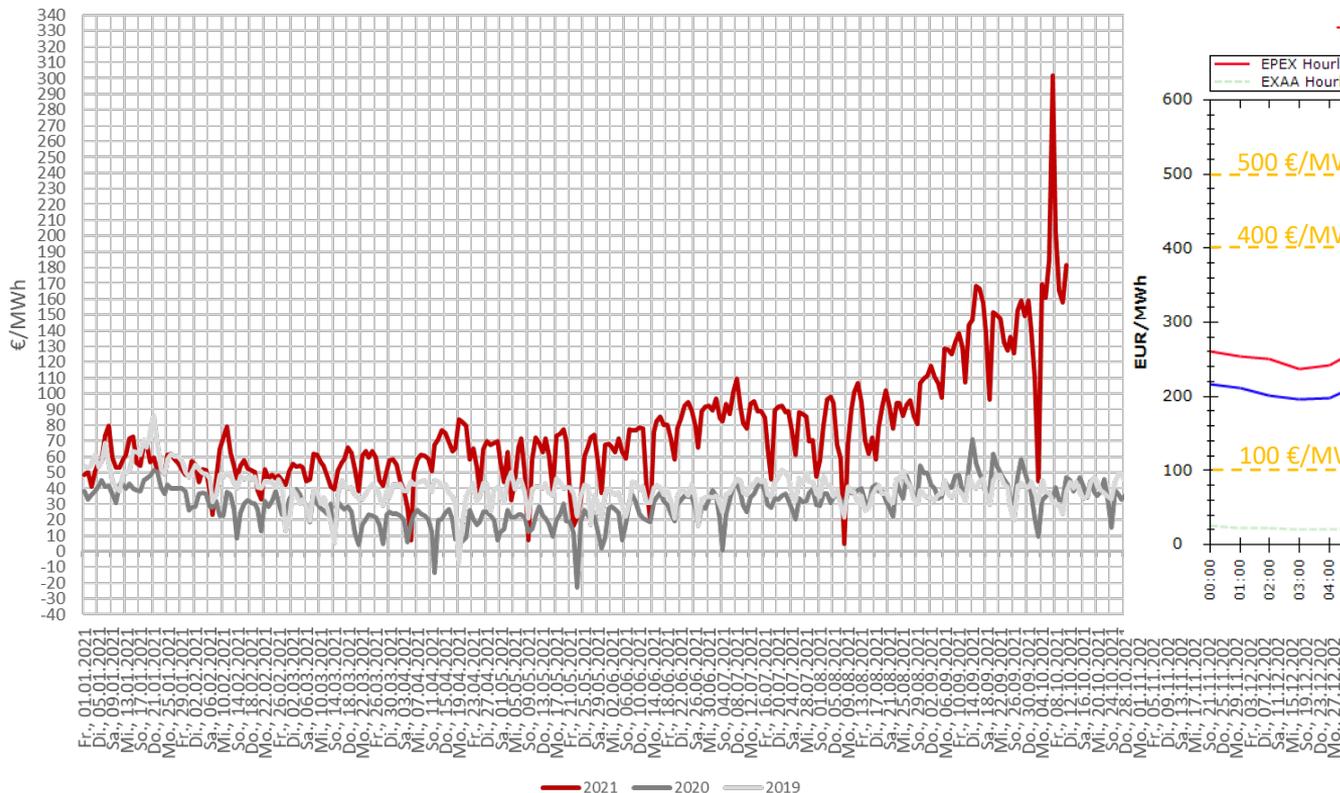


# Aktuell extrem hohe Strompreise an den Börsen

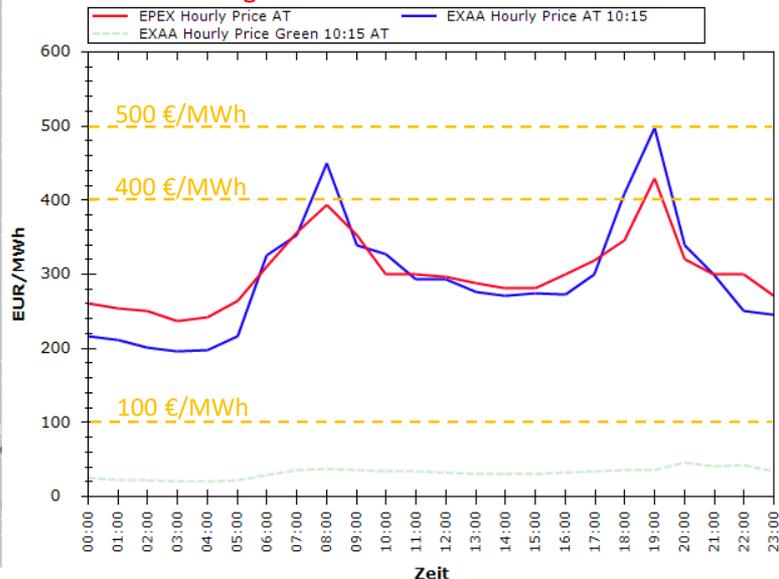
Mittlere Tagespreise Spotmarkt AT per 11.10.2021; Quelle: Marktinformationssystem APG



EPEX Hourly Price AT  
Tagesmittelwerte; Vergleich mit Vorjahren



Spotmarkt AT  
Tagesverlauf 7.10.2021 im Detail



# Treffsichere Netzprognosen als Voraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb



<sup>1)</sup> Übertragungsnetzbetreiber

Nationale ÜNBs<sup>1)</sup> (APG, Amprion, Swissgrid, ...)

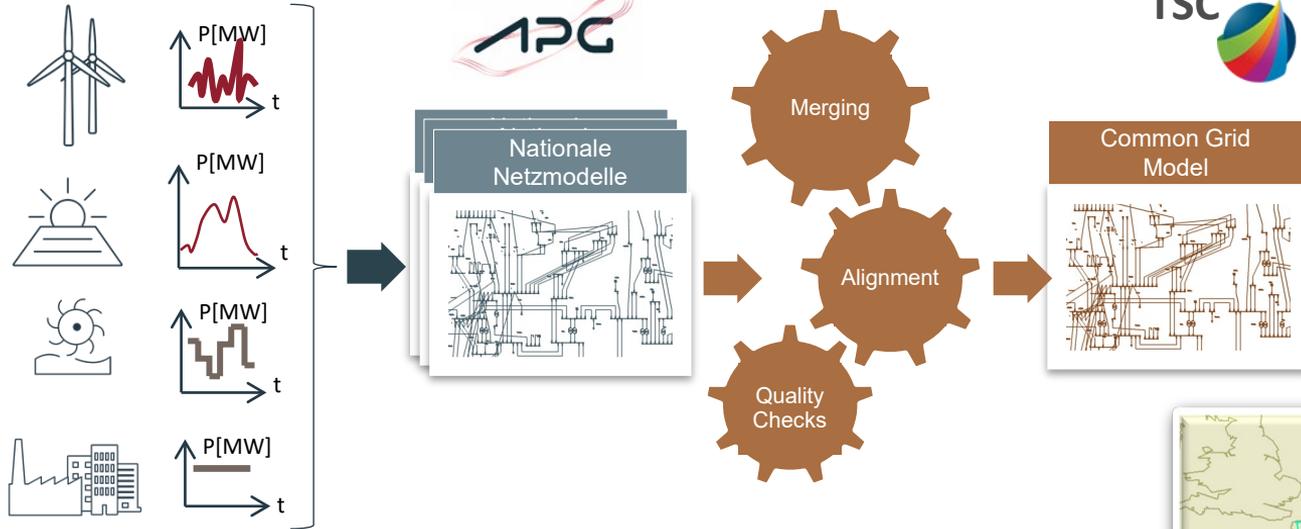
<sup>2)</sup> TSO Security Cooperation (TSO=Transmission System Operator)

<sup>3)</sup> CoORDination of Electricity System Operators

<sup>4)</sup> Security Coordination Center

Regional Security Coordinators

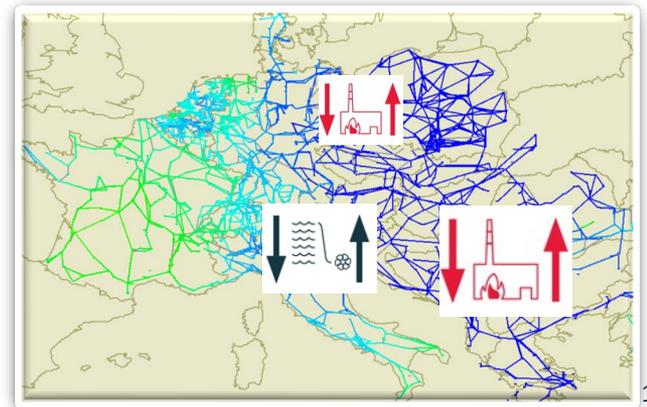
(TSCNET<sup>2)</sup>, Coreso<sup>3)</sup>, SCC<sup>4)</sup>, ...)



Sicherheitsanalysen  
und Planung der  
Notmaßnahmen  
wie Redispatch

ca. 300 Grid Models für einen Tag sorgen für

- Zeitlich hoch aufgelöste Lastfluss-Prognosen
- Planung eines kostenoptimierten Engpassmanagements
- n-1 sichere Netzbetriebsführung in Echtzeit



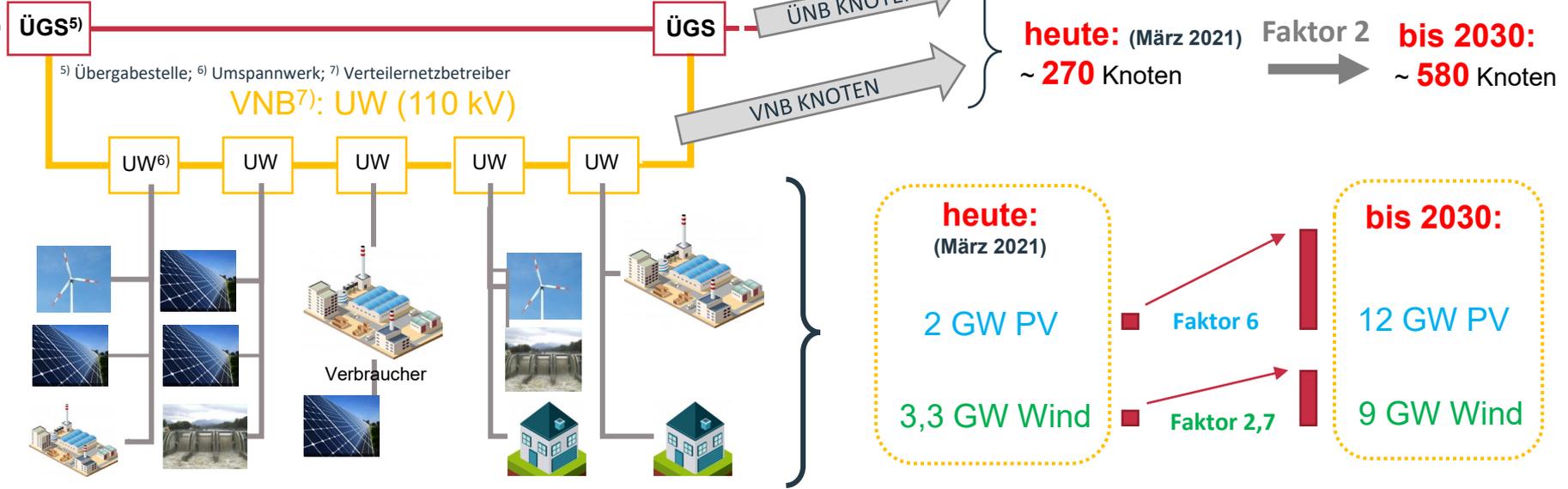
# CGM<sup>1)</sup>, IGM<sup>2)</sup>, DACF<sup>3)</sup>, IDCf<sup>4)</sup> – Knotenprognose

## Basis für hochwertige Netzsicherheitsplanung & Lastflussberechnung

<sup>1)</sup> Common Grid Model; <sup>2)</sup> Individual Grid Model; <sup>3)</sup> Day Ahead Congestion Forecast; <sup>4)</sup> IntraDay Congestion Forecast



### APG-Netz, Übergabestellen (220/380 kV)



Für **Umsetzung EAG** (Integration der Erneuerbaren) und Abruf von **verfügbaren Flexibilitäten** ist genaue **Kenntnis der freien Netzkapazitäten** essenziell.

**Voraussetzung:** Feingranulare Prognosen → erfordert Wechsel der Prognosesystematik (feingranularer)

# Schlüsselrolle Prognose/Echtzeiterfassung

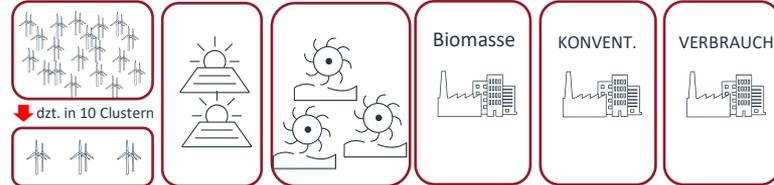
## Prognosemethodik im Wandel – Basis für hochwertige Netzsicherheitsplanung & Redispatch



### TOP – DOWN

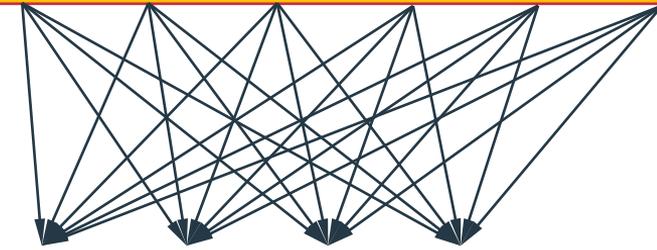
Aufteilung auf Netzknoten mit empirisch ermittelten, statischen Faktoren

600 Windparks mit je 1 Modell f. DA & f. ID



10 Modelle DA + 10 Modelle ID  
9 Modelle DA + 9 Modelle ID  
9 Modelle  
9 Modelle  
9 Modelle  
9 Modelle

~70 individuelle Modelle – werden aufgeteilt...



KNOTEN KNOTEN KNOTEN KNOTEN ...

x - fache  
Modellanzahl  
im Eandausbau

### BOTTOM - UP

feingranularere Daten und Modelle je Erzeugungsanlage bzw. Primärenergieträger – mit **eindeutiger Zuordnung zum jew. Netzknoten**

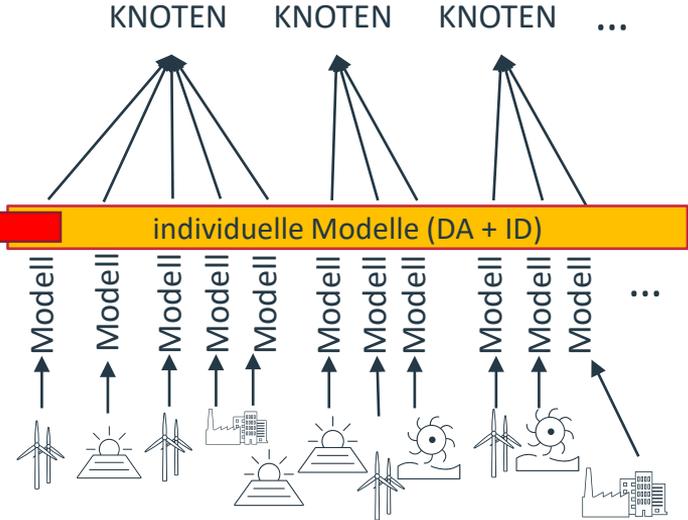
„Maximalausbau“:  
~ 8.800 Modelle

- Wind: 2.400
- PV: 4.000
- BIO: 3.600
- KONV: 200
- KWK: 700
- LAST: 1.160

BANDBREITE

„Mindestausbau“:  
~ 4.700 Modelle

- Wind: 1.200 x 2 → 2.400
- PV: 580 x 2 → 1.160
- (Bio, Konv., KWK) 580 x 2 → 1.160



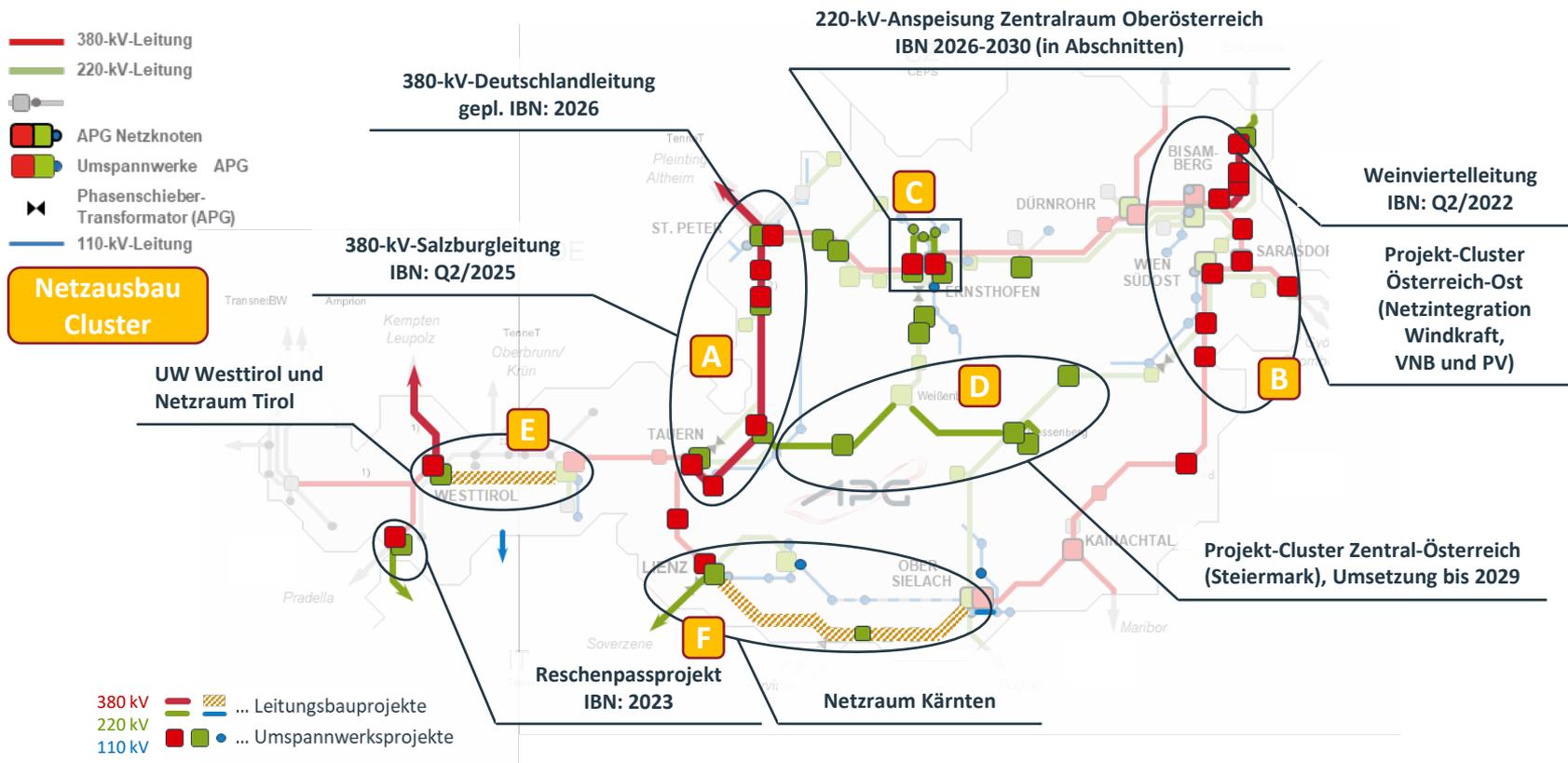
Vervielfachung des Aufwands für Analyse, Modellierung, Visualisierung, Qualitätssicherung, Datenverwaltung etc.

# Netzausbau unverzichtbar für sichere Stromversorgung



Investitionsvolumen der **APG: 3,5 Mrd. € in nächsten 10 Jahren**

(Investitionsvolumen gesamte E-Wirtschaft Österreichs bis 2030: 18 Mrd. €)

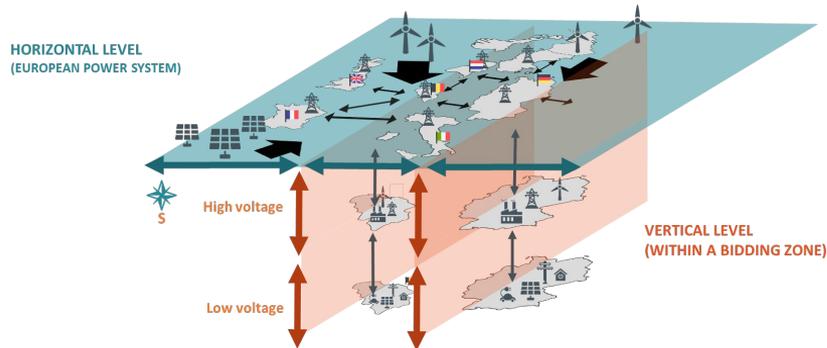


# Zielsetzungen für versorgungssicheres Gelingen der Energiewende

- **Leistungsfähiges Übertragungsnetz – aber auch Stärkung der Verteilernetze**

- zur Integration verbrauchsferner Energiequellen
- zur Nutzung von Durchmischungseffekten und damit zur Optimierung der zusätzlichen Speicherkapazitäten
- Für eine höhere Resilienz gegen unvorhersehbare Ereignisse

- Nutzung von **Sektorkopplung**
- Heben von **Flexibilitätsoptionen** in allen Spannungsebenen (Demand Side Management)



# Das „Maß“ der Angemessenheit – der ERAA<sup>1</sup>-Prozess

## Probabilistische Bewertungsmethoden zur Messung der Versorgungssicherheit



<sup>1</sup> ERAA = European Resource Adequacy Assessment

### 1. LOLE = Loss of Load Expectation

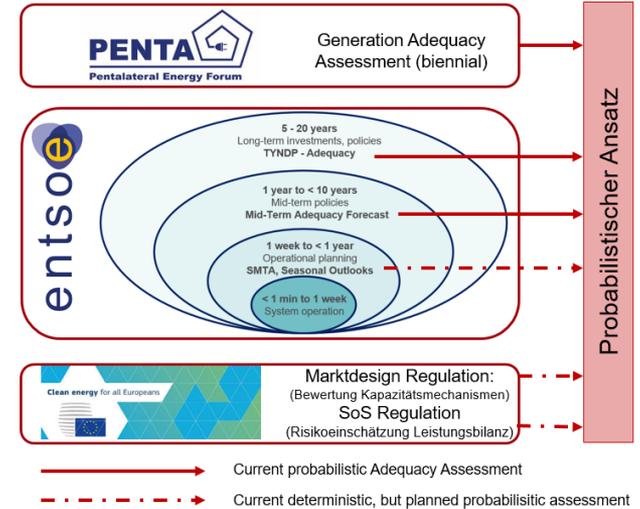
Lastausgleichswahrscheinlichkeit [h/Jahr]: Anzahl der Stunden im Jahr an denen die Last in einem Land nicht durch eigene Erzeugung und Importe gedeckt werden kann (nicht alle Verbraucher können jederzeit entsprechend ihrer preislichen Präferenzen versorgt werden).

### 2. (E)ENS = (Expected) Energy Not Supplied

(Erwartungswert der) Nachfrageenergie [GWh/Jahr], die am Strommarkt nicht gedeckt werden kann. Zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität müssten unfreiwillig Verbraucher abgeschaltet werden.

### 3. LOLP = Loss of Load Probability

Lastüberhangwahrscheinlichkeit [%]: Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Zuständen in denen die verbleibende Leistung (am Strommarkt < 0 ist, d.h. nicht alle Verbraucher können entsprechend ihrer preislicher Präferenzen versorgt werden)



$$ENS = \frac{1}{N} \sum ENS_i$$

ENS (Expected Energy Not Supplied)

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum LLD_i$$

LoLP (Loss of Load Probability) (Zeitanteil)





Energiesysteme im Umbruch IX

„0 Hz bis GHz – volle Bandbreite für die Versorgungssicherheit“

# Versorgungssicherheit – ein aktuelles Lagebild

DI Kurt Misak, Leiter Versorgungssicherheit

11. Oktober 2021