



# Der Kunde – Lieferant und Garant für die eigene Versorgungssicherheit

DI Kurt Misak

Leiter Sachgebiet Versorgungssicherheit

Linz, 07.10.2019



**Was bedeutet „Kunde“ im heutigen Stromsystem?**

# Was genau bedeutet der Begriff „Kunde“ eigentlich?

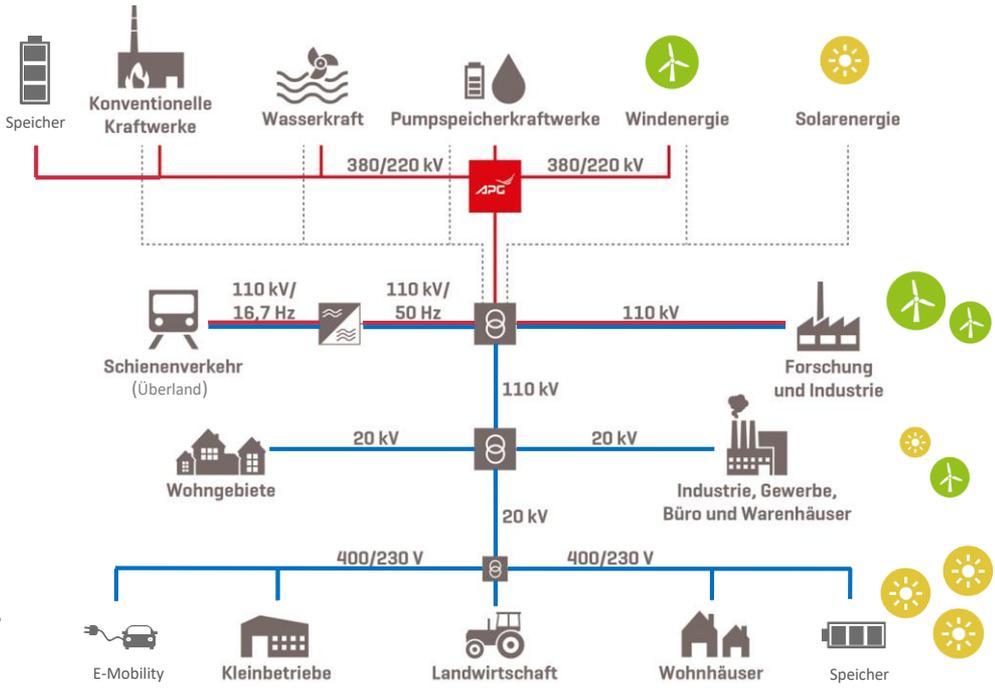


Ein Kunde (englisch customer, client) ist allgemein in der Wirtschaft und speziell im Marketing eine Person, ein Unternehmen oder eine Organisation (Wirtschaftssubjekt), das als Nachfrager ein Geschäft mit einer Gegenpartei abschließt. Ein solches Geschäft ist beispielsweise ein Kaufvertrag, Miete oder Leasing, eine Dienstleistung oder ein Werkvertrag. Meist zahlt der Kunde dafür Geld, seine Gegenleistung kann aber auch unentgeltlich oder in Form eines gegenseitigen Tauschgeschäftes erfolgen.

# Viele verschiedene Player sind alle als „Kunden“ zu sehen – mit einem gemeinsamen Wunsch...



- Börsen
- Händler
- Intraday-Geschäfte
- Bilanzgruppen
- volatile Einspeiser



- Lieferanten
- Ökostrom-abwicklung
- Verrechnungs-/ Clearingstellen
- Prosumer

**Gemeinsamer Wunsch:**  
„funktionierendes“  
Netz:

- ✓ Verfügbarkeit
- ✓ Spannung
- ✓ Frequenz





# Sicherstellen der Funktionstüchtigkeit

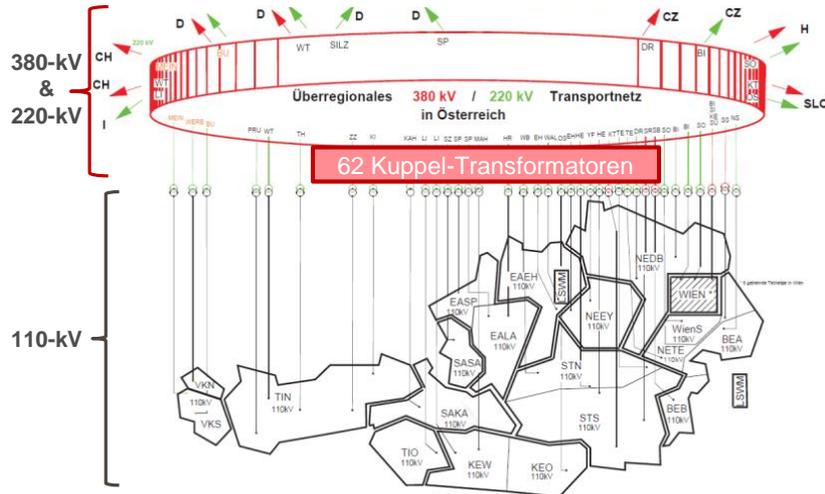
# Das österreichische Höchstspannungsnetz ist nationale und internationale Stromdrehscheibe



## Übertragungsnetz bietet Vernetzung auf verschiedenen Ebenen:

### „Verteilernetze“

... innerhalb Österreichs sind grundsätzlich nur übers Übertragungsnetz miteinander verbunden



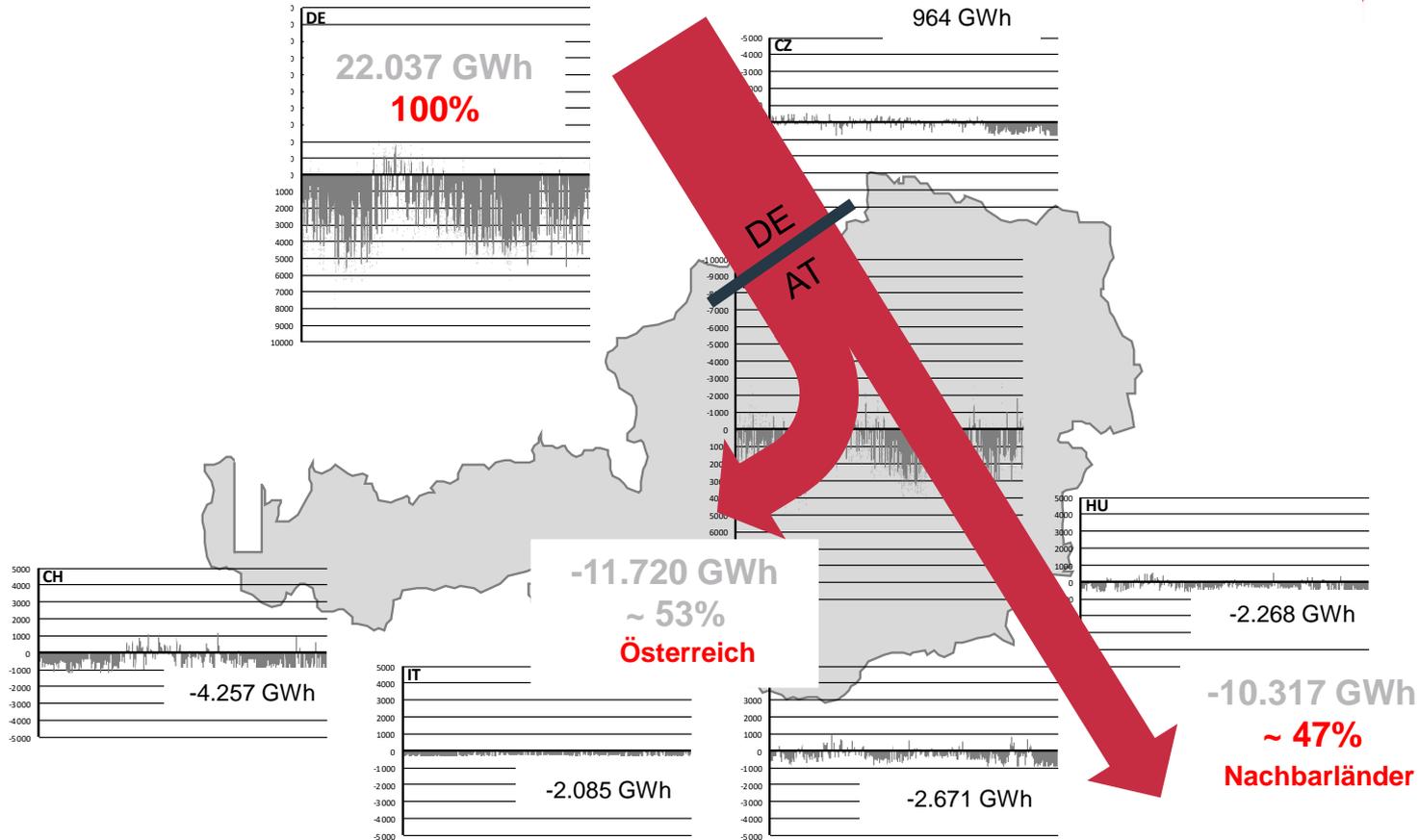
Direkte Verbindung zu 10 Verteilernetzbetreiber  
(in Summe rd. 150 Verteilernetzbetreiber in AT)

### „Europa“

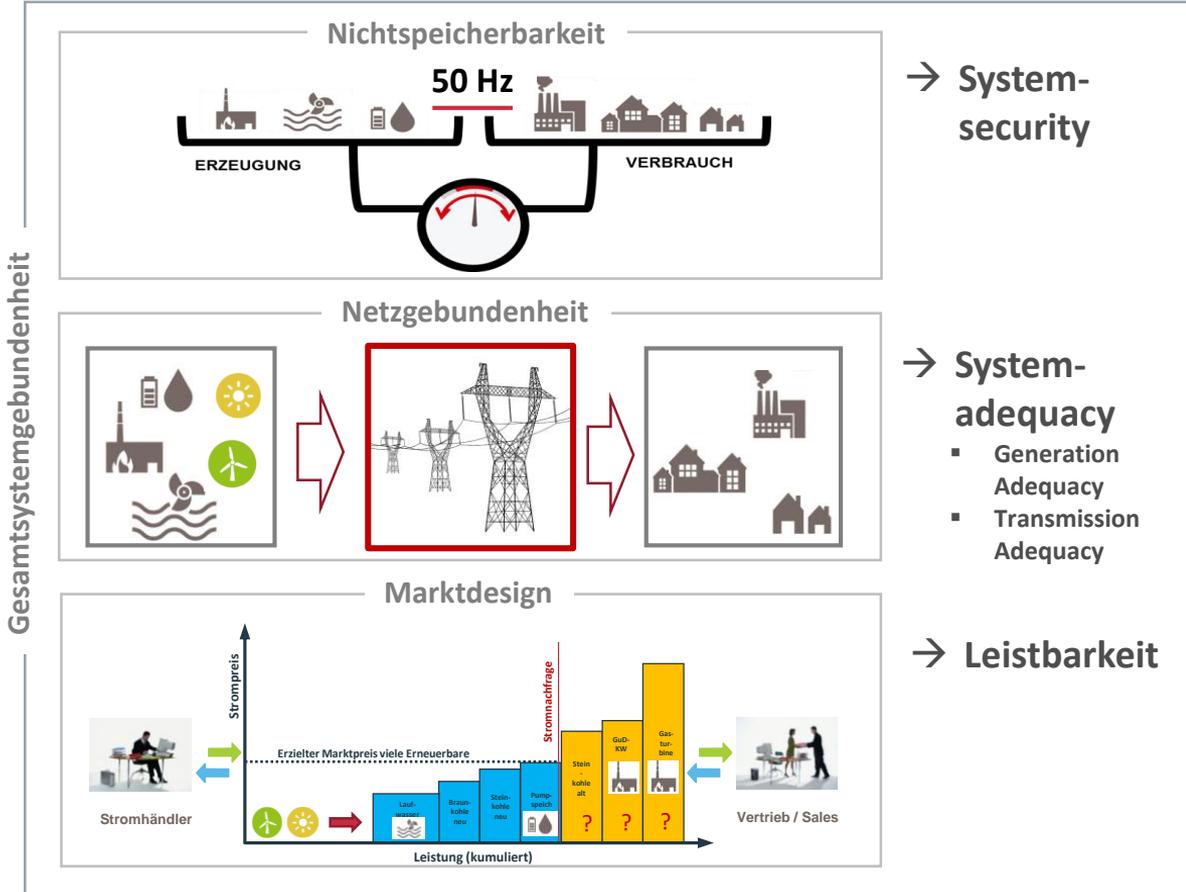
Übertragungsnetz betreibt alle Schnittstellen ins Ausland



# Rund die Hälfte der Importe aus Deutschland waren 2018 Exporte in andere Länder (Fahrpläne nach Redispatch 2018)



# Sichere Stromversorgung braucht ganzheitliches Systemverständnis



**Versorgungssicherheit**

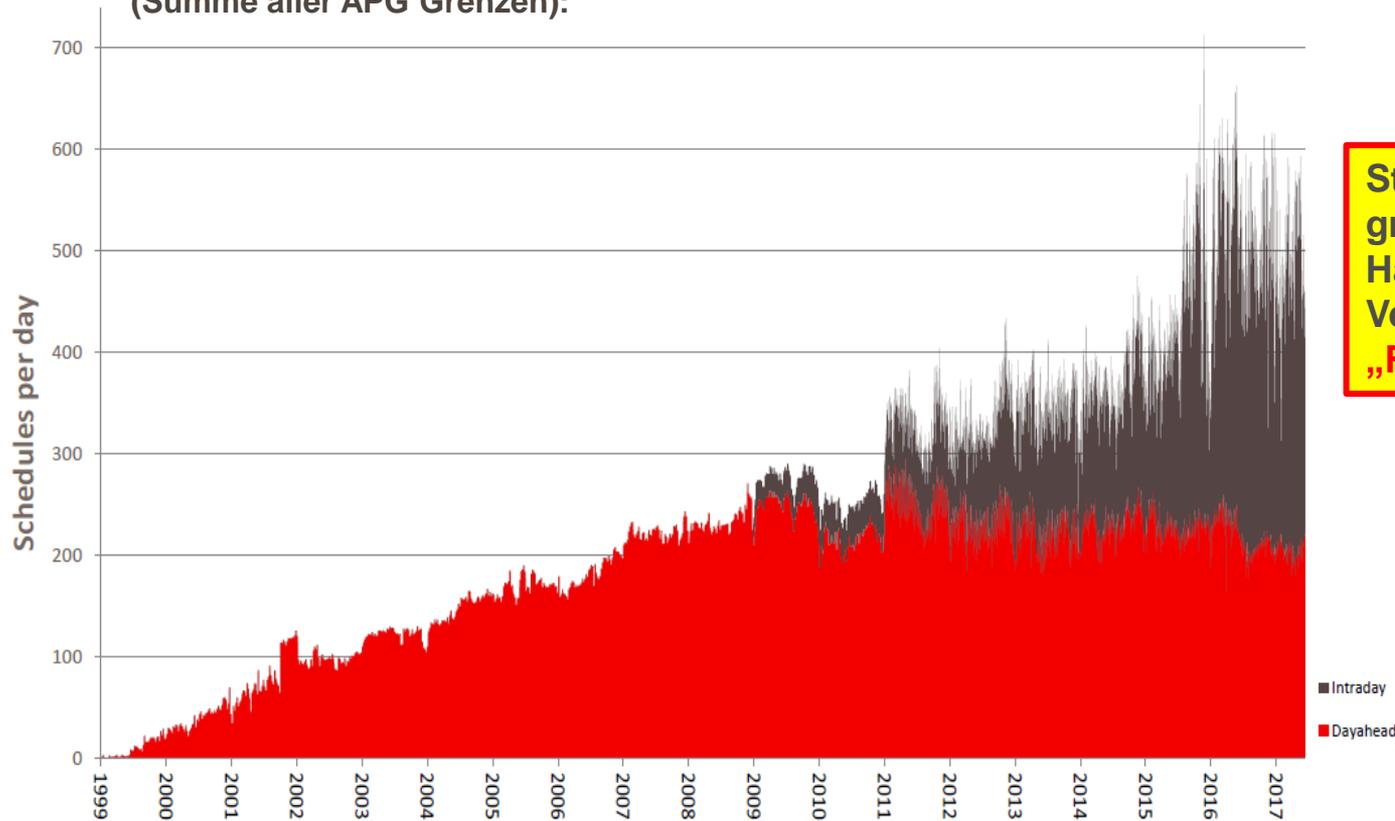


**Das Stromsystem wird immer stärker ausgereizt**

# Netzbetrieb und Strommarkt werden immer kurzfristiger



## Grenzüberschreitende Handelsgeschäfte (Summe aller APG Grenzen):



**Steigende Anzahl  
grenzüberschreitender  
Handelsgeschäfte und  
Verlagerung Richtung  
„Realtime“ (Intraday)**

# Fehlendes Übertragungsnetz erfordert umfassende Redispatchmaßnahmen!

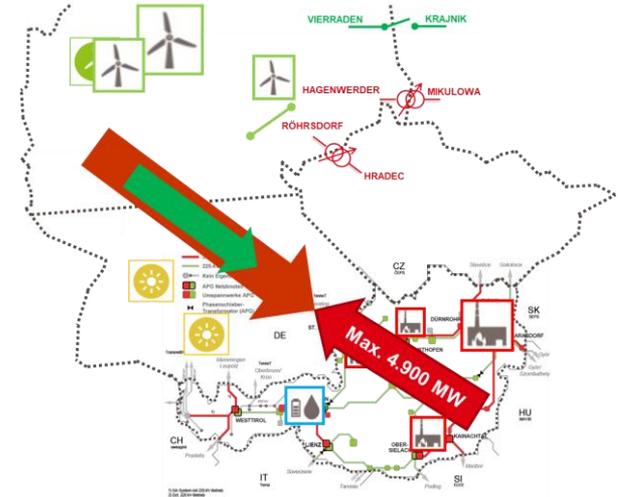


Tage mit notwendigen Redispatchmaßnahmen jetzt „rot“ einfärben...

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	29	30	31
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	
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	
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	
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

- Wochenende
- Wochentag



# Fehlendes Übertragungsnetz erfordert umfassende Redispatchmaßnahmen!



282 Tage mit Redispatch im Jahr 2018 ■

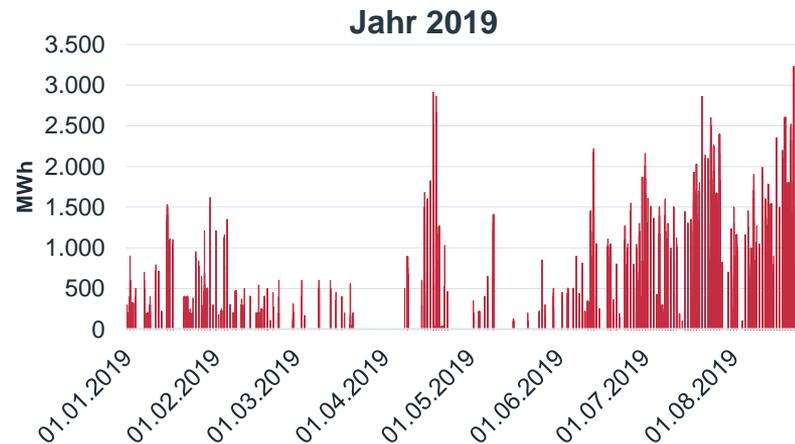
Jänner	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Februar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28			
März	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
April	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13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

<span style="background-color: #cccccc; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Wochenende
<span style="background-color: #ffffff; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Wochentag

## Das Fehlen von Netzinfrastruktur kostet ...

	APG	Gesamt
2017	92 MioEUR	319 MioEUR
2018	121 MioEUR	349 MioEUR
bis 17.09.2019	119 MioEUR	180 MioEUR

→ kostet den österreichischen Stromkunden monatlich rd. 10 MEUR!



# Deutliche Maßnahme: ECA und BNetzA einigten sich auf die Bewirtschaftung der Grenze DE-AT mit 1.10.2018



AT als Teil der CWE-Region



- Österreich als eigenständige Gebotszone
- **Long Term (jährlich und monatlich):**  
Langfristkapazität mit 4,9 GW festgelegt als FTR



- **Day-Ahead:**  
Einbettung in CWE Flow Based Market Coupling
- AT verpflichtet sich zu gesicherter Kraftwerksleistung für Redispatch

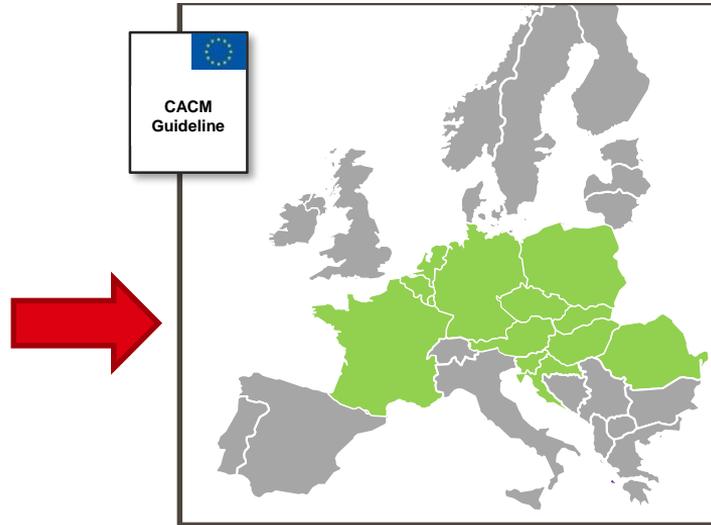
# Klarer Entwicklungspfad für koordinierte Kapazitätsberechnung in Europa



**Grenze DE-AT in CWE  
(seit 01.10.2018)**



**Core-Region  
(geplanter Go-Live Ende 2020)**



**→ APG ist europäischer Marktgestalter, definiert europäische Rahmenbedingungen und vertritt dabei die Interessen AT Marktteilnehmer**

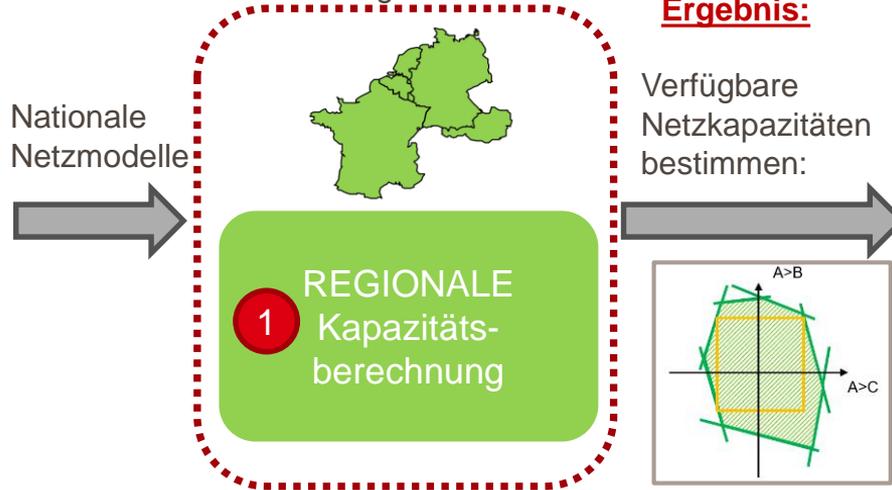
# Hochkomplexe, koordinierte Kapazitätsberechnung in CWE<sup>1</sup> als Basis für Market Coupling (Kauf von Energie und Netzkapazität in einem Schritt)



1) CWE = Central Western Europe

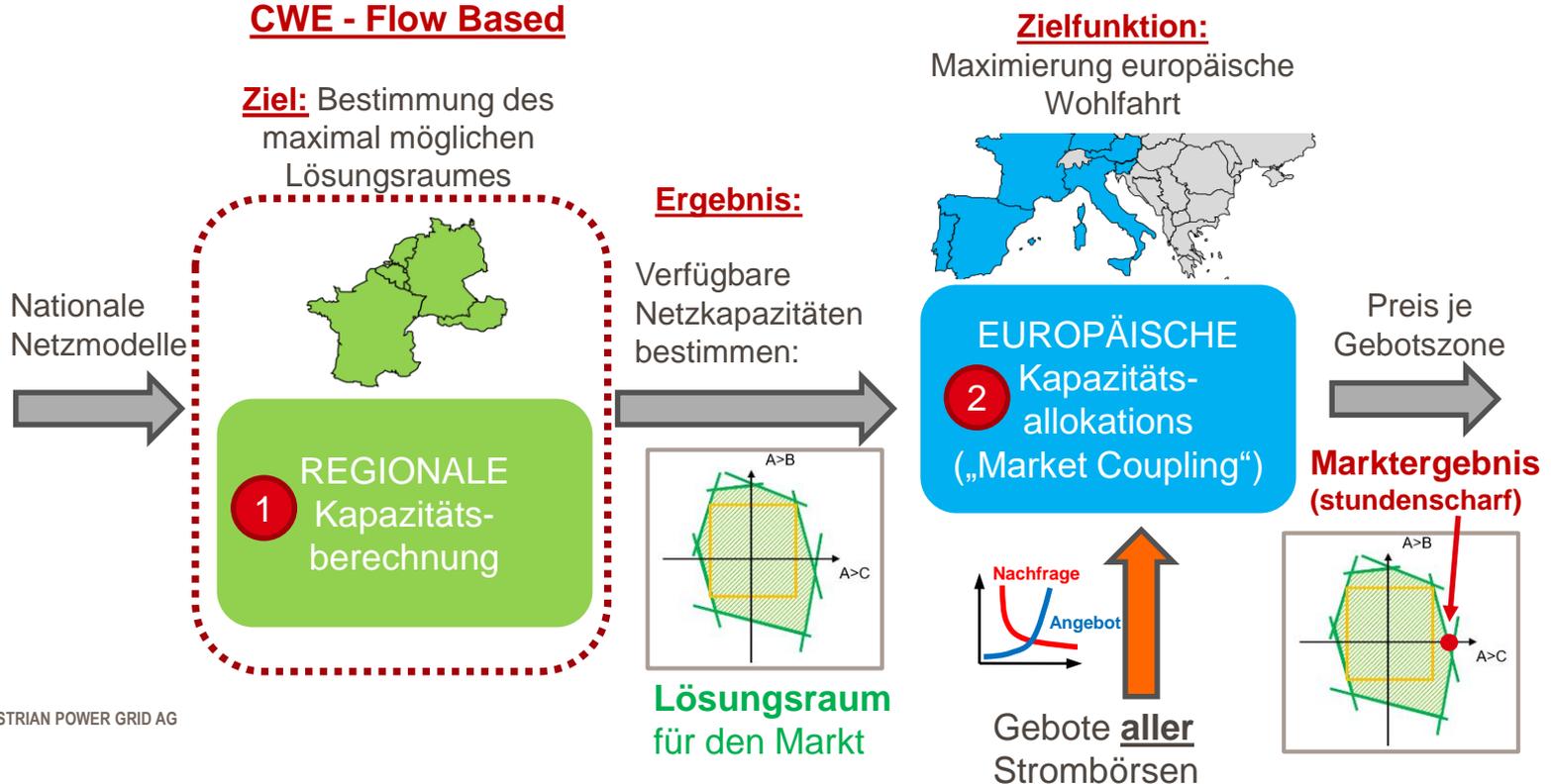
## CWE - Flow Based

**Ziel:** Bestimmung des maximal möglichen Lösungsraumes

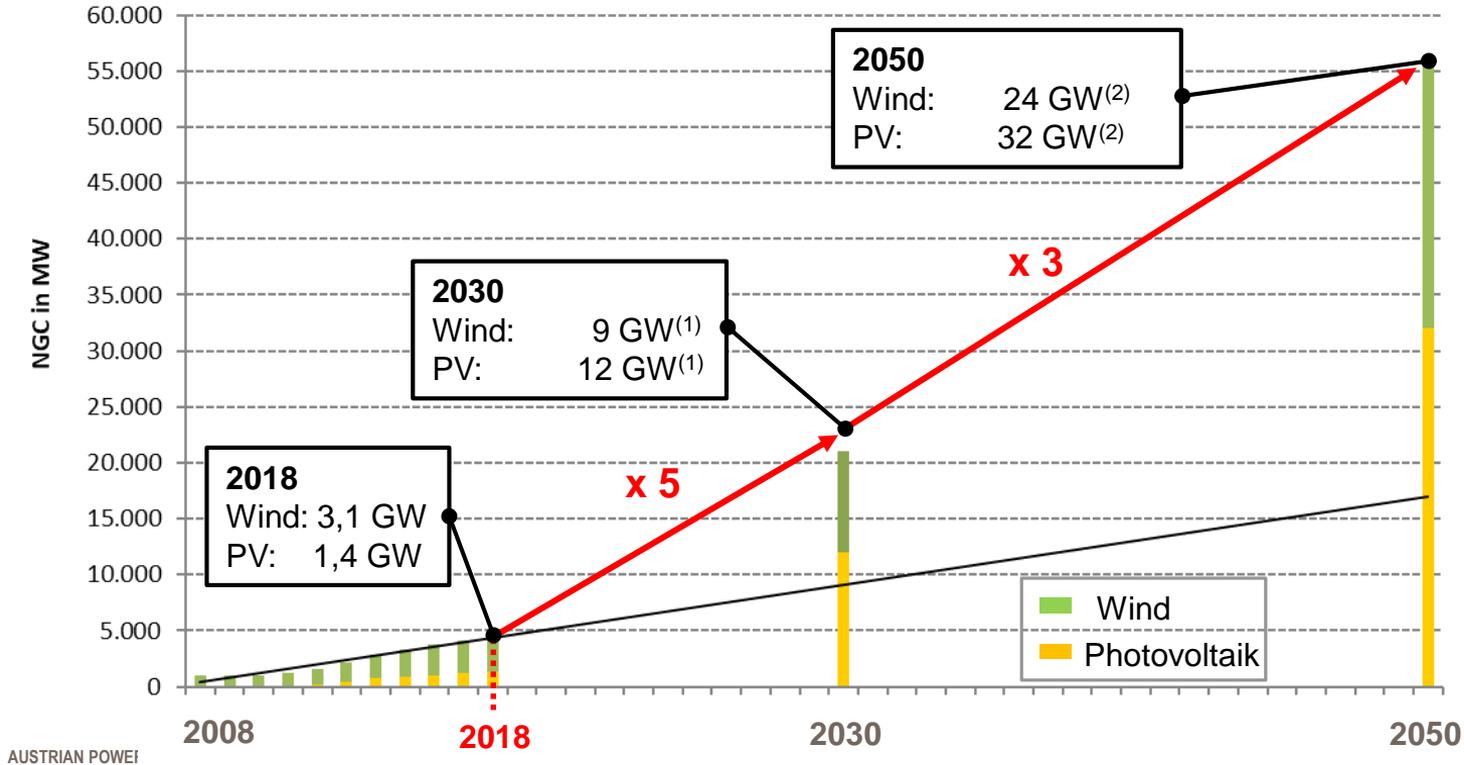


**Lösungsraum  
für den Markt**

# Marktpreise als Ergebnis des Day Ahead CWE Flow Based Market Couplings!



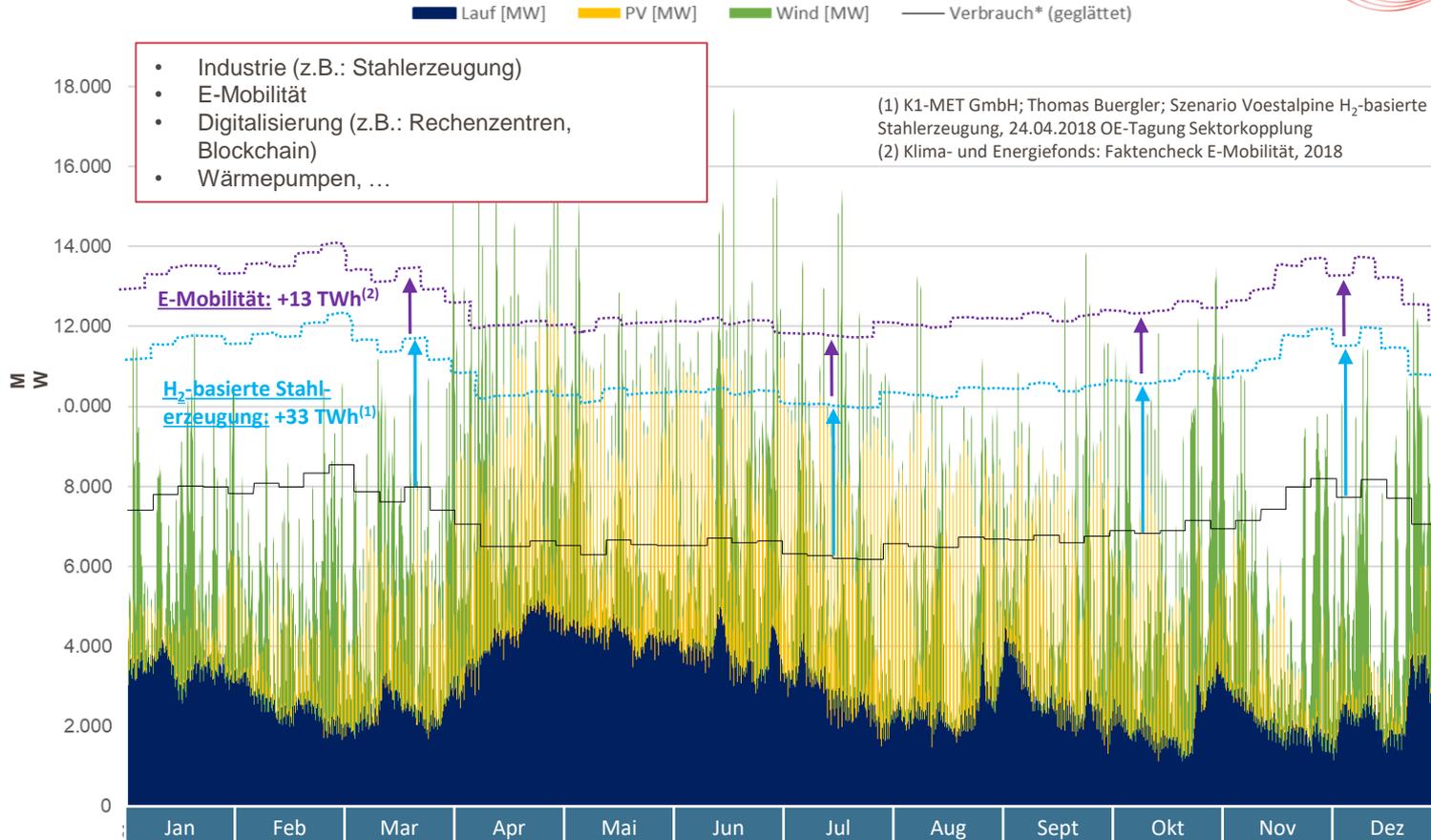
# Österreichs Weg Richtung 100 % Erneuerbare hat erst begonnen ...



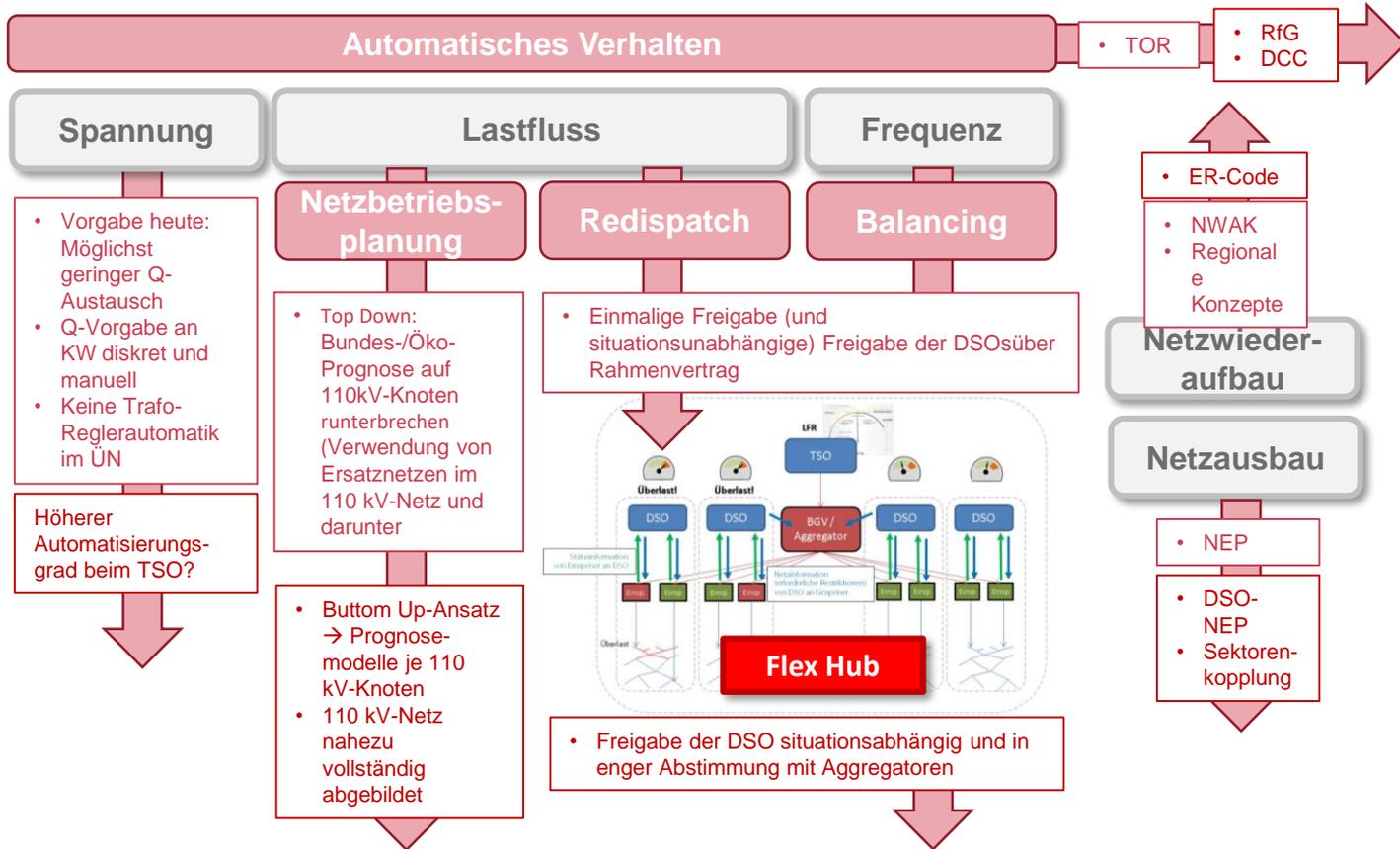
(1) Quelle: „Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“; TU Wien; Mai 2017

(2) Quelle: „ÖSTERREICHS WEG RICHTUNG 100 % ERNEUERBARE. EINE ANALYSE VON 2030 MIT AUSBLICK 2050.“; Energy Brainpool; Jänner 2019

# Dekarbonisierung des Energiesystems führt in Zukunft zu steigendem Stromverbrauch, höheren Gradienten und hohen Einspeisespitzen



# Zusammenarbeit zwischen TSO und DSO umfasst heute wie morgen breites Themenspektrum



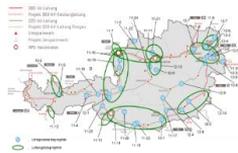


# **Bedeutung von Prognoserechnungen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit**

# Maßnahmen zur Absicherung der Stromversorgung



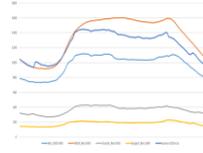
Netzausbau  
Konzeptionelle  
Netzanalyse



Instandhaltung



Adequacy  
Energienkung



Netzüberwachung-  
und steuerung  
Regelenergie-  
einsatz



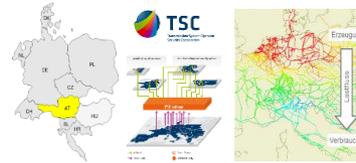
Schutz und  
Alarmierung  
Systemschutzplan  
(UFLA, manuelle  
Lastabschaltung)



Ausbildung  
und Training



Krisenvorsorge



Operative  
Netzplanung,  
EPM-Koordination,  
Kapazitätsvergabe



Netzwieder-  
aufbau

# Maßnahmen zur Absicherung

Day ahead-Prognosen  
und Nowcasting

Nowcasting  
(und Day ahead-  
Prognosen)

Mittel-/Langfrist-  
Einpeise- und  
Lastprognosen

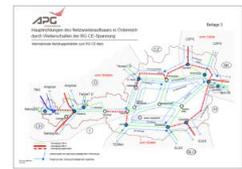
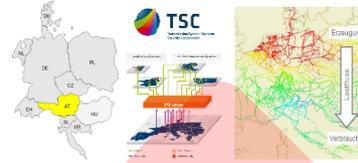
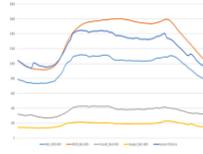
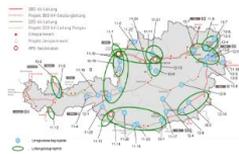
Adequacy  
Energienlenkung

Netzüberwachung-  
und steuerung  
Regelenergie-  
einsatz

Schutz und  
Alarmierung  
Systemschutzplan  
(UFLA, manuelle  
Lastabschaltung)

Netzausbau  
Konzeption  
Netzanalyse

Instandhaltung



Ausbildung  
und Training

Einpeise- und  
Lastprognosen

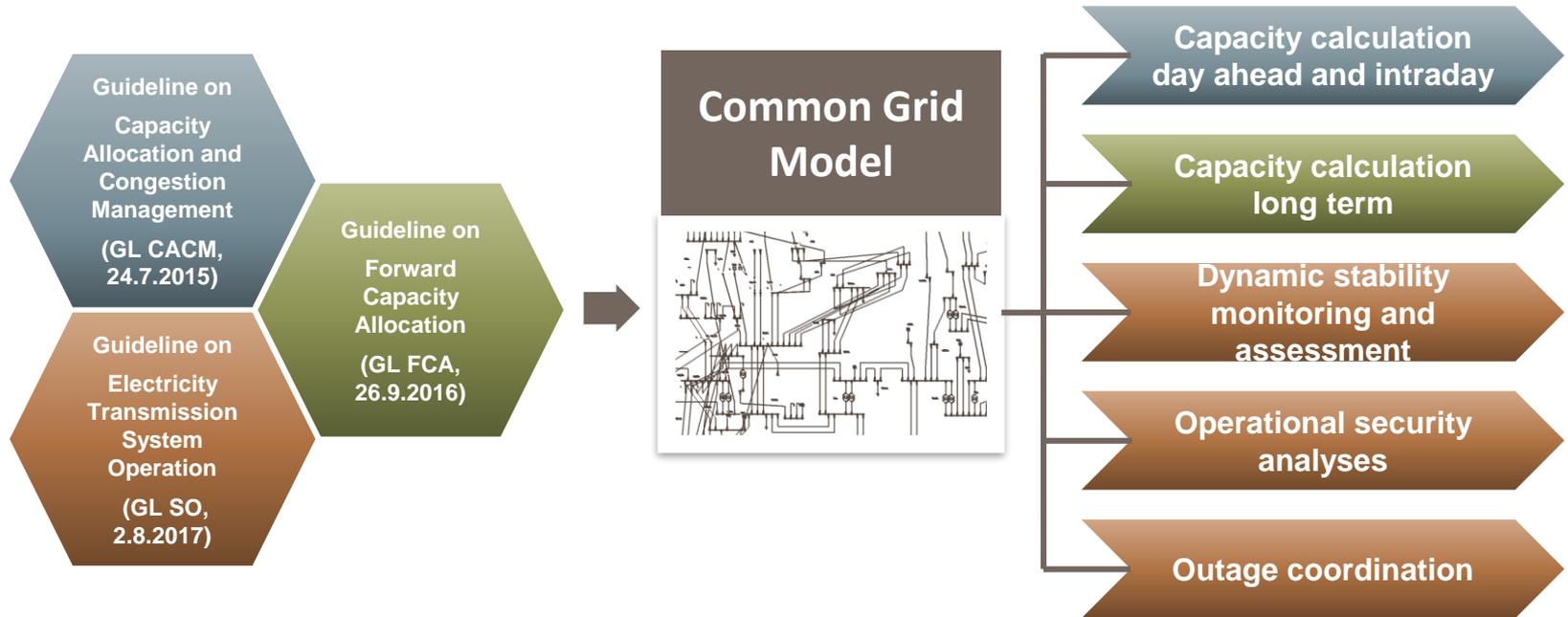
Operative  
Netzplanung,  
EPM-Koordination,  
Kapazitätsvergabe

Netzwieder-  
aufbau

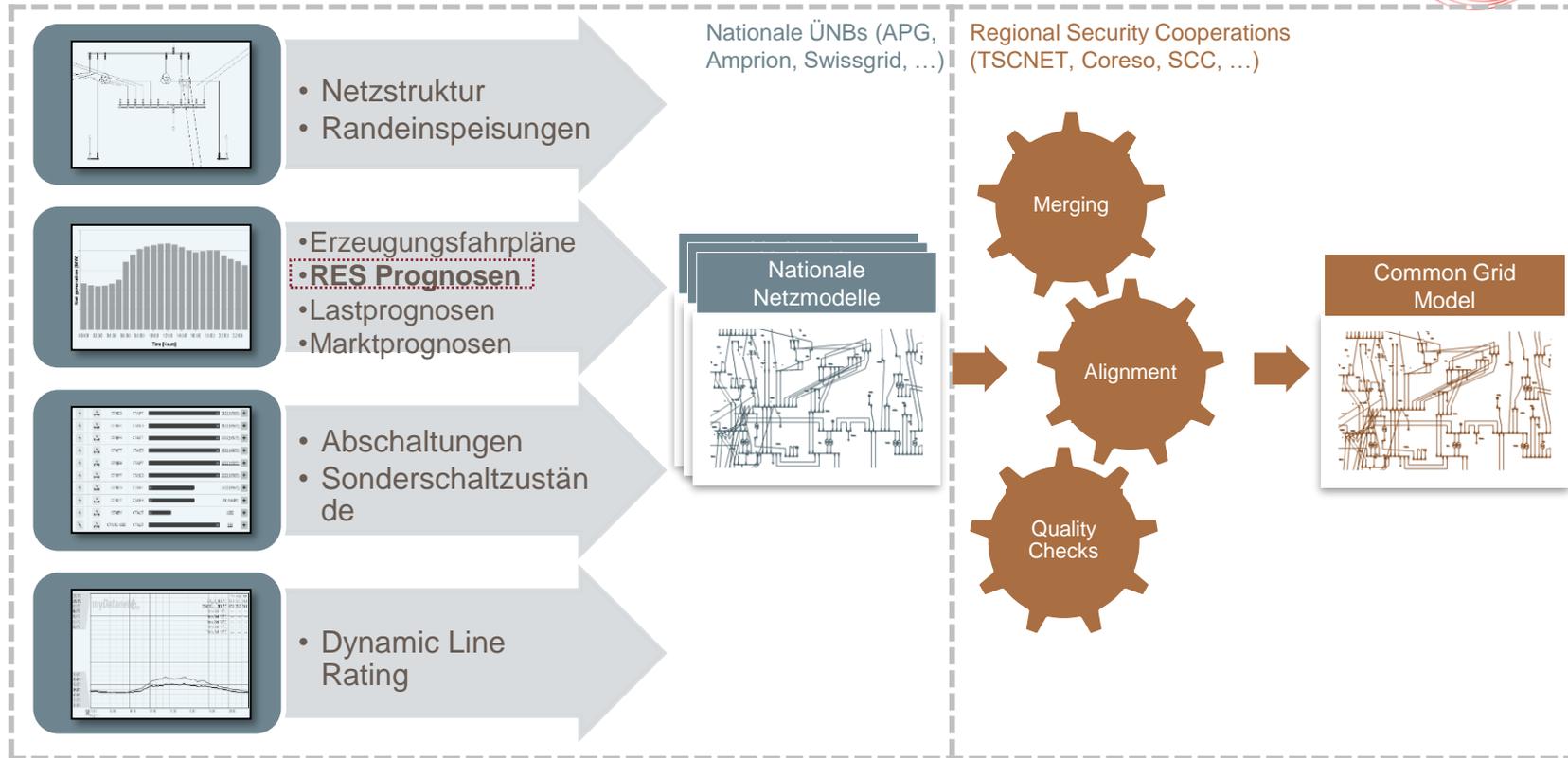


# **Sicherer Netzbetrieb in Europa erfordert gemeinsame Planung – mittels „Common Grid Model“ (CGM – gemeinsames Netzmodell)**

# Common Grid Model: Gesetzliche Grundlagen und Prozesse



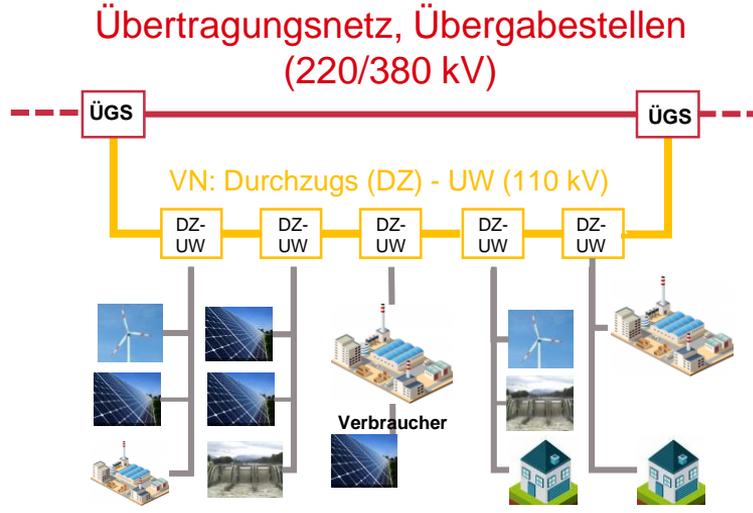
# Common Grid Model: Erstellung





# Zukünftige Herausforderungen bei der Datenbereitstellung

# Notwendige Daten für Common Grid Model



## bis 2030:

- 12 GW PV
- 9 GW Wind
- geändertes  
Verbraucher-  
verhalten
- (Heim-) Speicher
- E-Mobility
- usw.

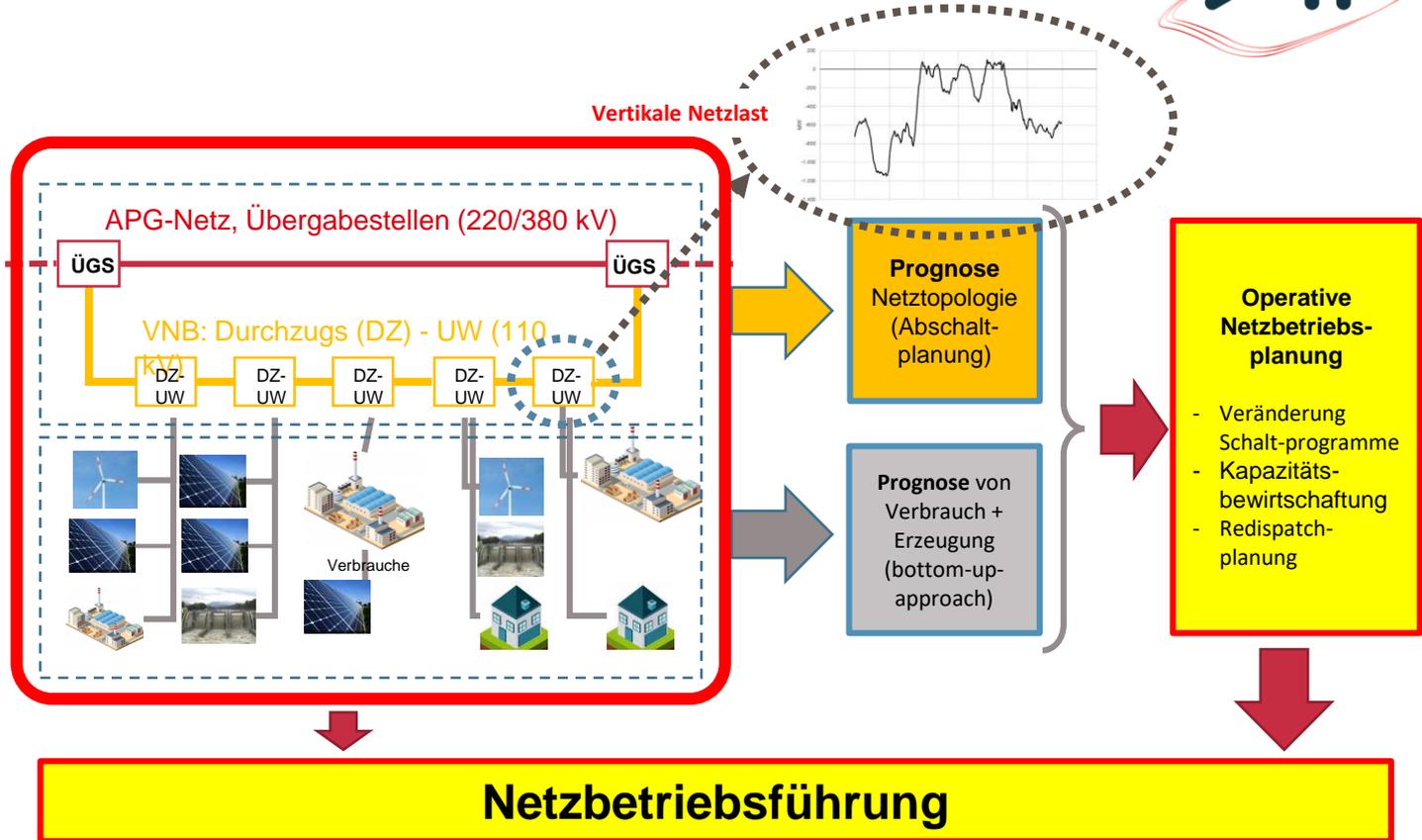
→ damit massiver  
**Anstieg von**  
**Volatilitäten und**  
**(Prognose-)**  
**Unsicherheiten in allen**  
**Netzebenen**

Es werden alle Übergabestellen und alle relevanten 110 kV-“Durchzugsumspannwerke“ im CGM abgebildet.

# Einteilung der Leistungsgrößen in Typen von A bis D

Typ	von	bis
TYP A	$\geq 0,8 \text{ kW}$	$< 0,25 \text{ MW}$
TYP B	$\geq 0,25 \text{ MW}$	$< 35 \text{ MW}$
TYP C	$\geq 35 \text{ MW}$	$< 50 \text{ MW}$
TYP D	$\geq 50 \text{ MW}$ <u>oder</u> Netzanschlusspunkt $\geq 110 \text{ kV}$	

# Erfordernis für die CGM-Umsetzung

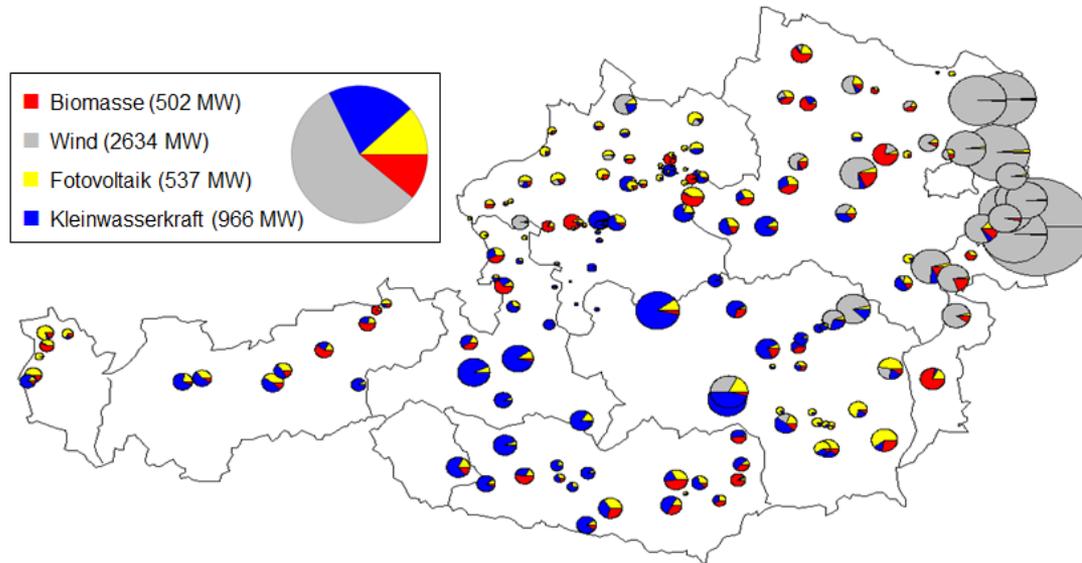


z.B. Herausforderung PV:  
99 % der Anlagen  
sind < 250 kW und  
machen 84% der  
install. Leistung aus

# APG-Erzeugungsprognosen für Erneuerbare als einer der wichtigsten Bausteine des Common Grid Models



Zugeordnete Engpassleistung pro Energieträger auf Netzknoten



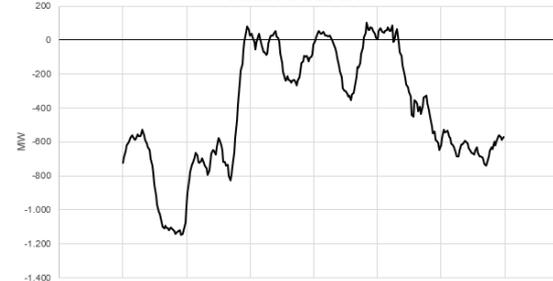
**Künftig: Bottom-up-Ansatz für Prognoseprozesse!**

# Zusammensetzung der vertikalen Netzlast



$$\oplus =$$

Summe = „Vertikale Netzlast“



## Herausforderungen:

- Genaue Prognosen der einzelnen (volatilen) Primärenergieträger für Versorgungssicherheit absolut notwendig geworden (vor allem im Hinblick auf die Ausbauziele 2030!)
- Nur aus der in Echtzeit gemessenen „vertikalen Netzlast“ kann KEIN hochwertiger Rückschluss auf deren Zusammensetzung gezogen werden (Last, einzelne Primärenergieträger)
- Qualitativ hochwertige Prognosen nur durch genaue und flächendeckende Erfassung des Echtzeit-Zustandes möglich → Datenverfügbarkeit derzeit nur „ex post“ (Vortageswerte, Clearingwerte) und mit zahlreichen Unschärfen, z.B.
  - \* PV beinhaltet etwa 50 % skalierte, synthetische Standard-Lastprofile
  - Keine Daten von Anlagen außerhalb der Ökobilanzgruppe (bei Wind rd. 600 MW, bei PV über 50 % der installierten Anlagen)



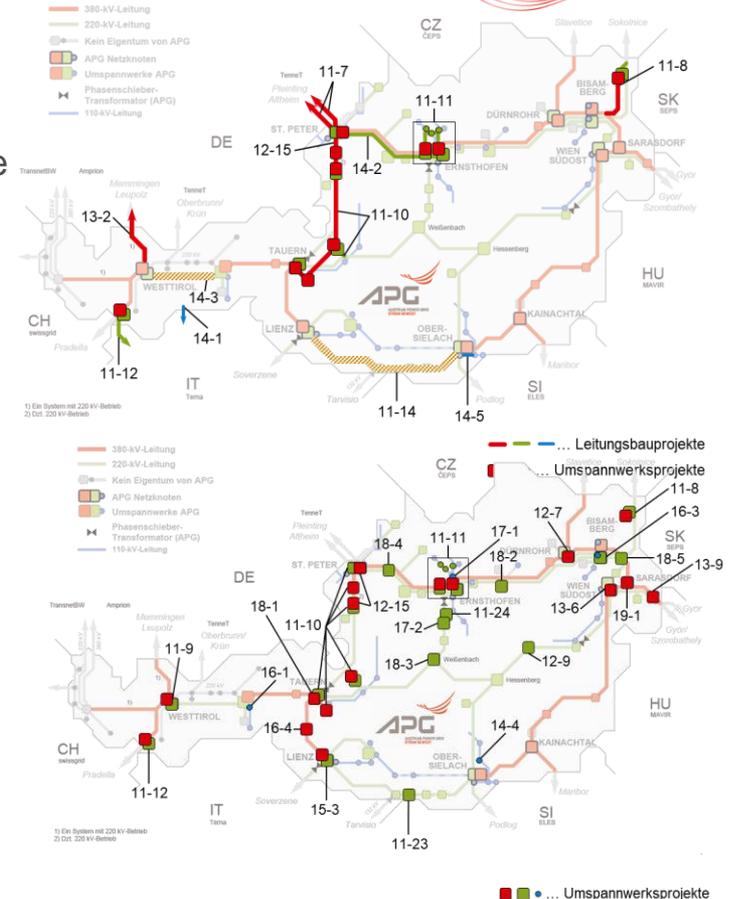
# Notwendige Flexibilitäten für das Funktionieren des Energiesystems

# Zeitnahe Umsetzung des Netzentwicklungsplans erforderlich

## Planungszeitraum 2020 – 2029

- Neue Leitungen: rd. 230 km<sup>\*)</sup>
- Umstellungen von rd. 110 km<sup>\*)</sup> auf höhere Spannungsebene
- Ersatzneubau und Verstärkung von Leitungen: rd. 400 km<sup>\*)</sup>
- 30 neue Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 11.000 MVA
- Neubau und Erweiterung von zahlreichen Umspannwerken (rd. 150 neue Schaltfelder)
- Umfangreiche Leitungs koordinierungen und Optimierung der Leitungstrassen im Rahmen der Großprojekte
- Umfangreiche Erneuerungsmaßnahmen und altersbedingte Generalsanierungen/-erneuerungen
- Investitionsvolumen rd. **2,9 Mrd.€**

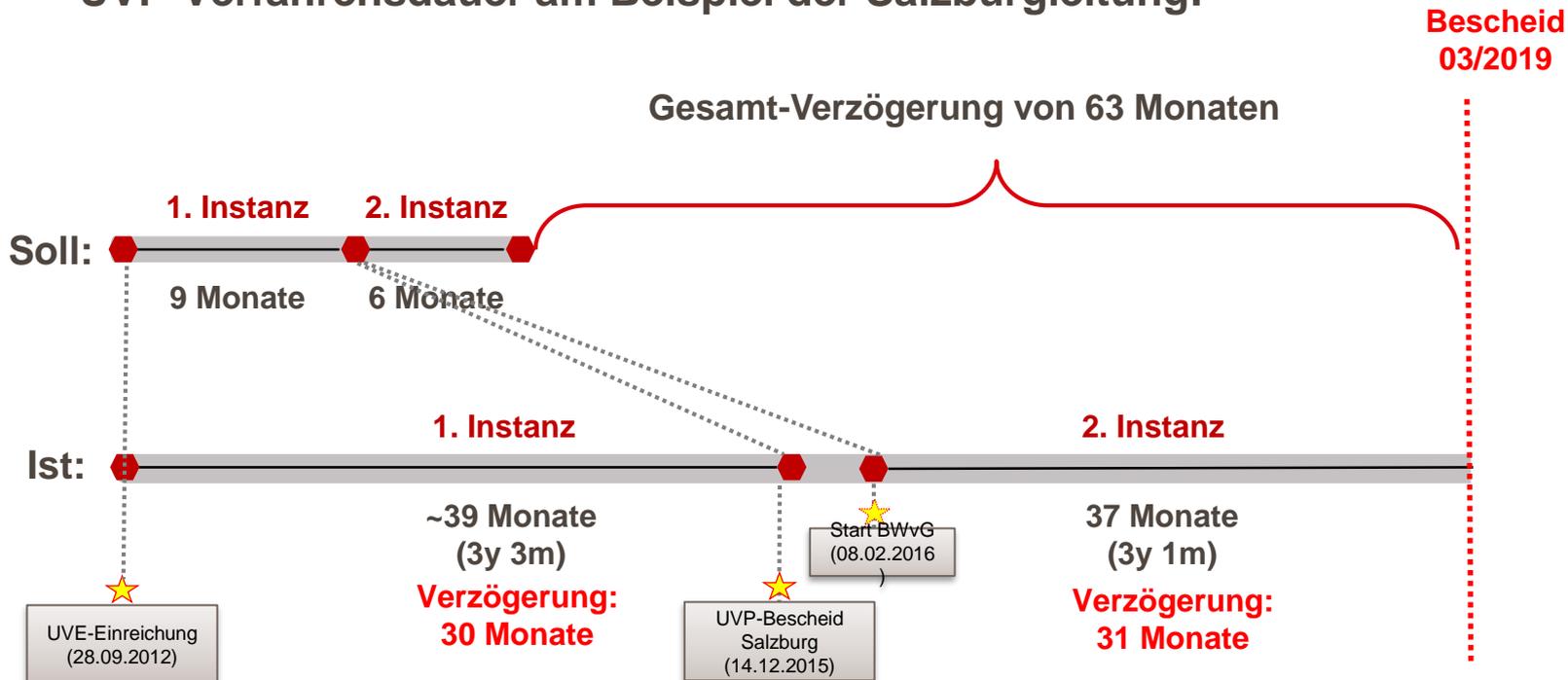
<sup>\*)</sup> Trassen km  
AUSTRIAN POWER GRID AG



# Verfahrensverzögerungen behindern den bedarfsgerechten Infrastrukturausbau



## UVP-Verfahrensdauer am Beispiel der Salzburgleitung:



# Grüner Wasserstoff für die (Stahl)Industrie



Projektname: H2Future

**Verbund**

**SIEMENS**



voestalpine  
ONE STEP AHEAD.

**MET**  
metallurgical competence center

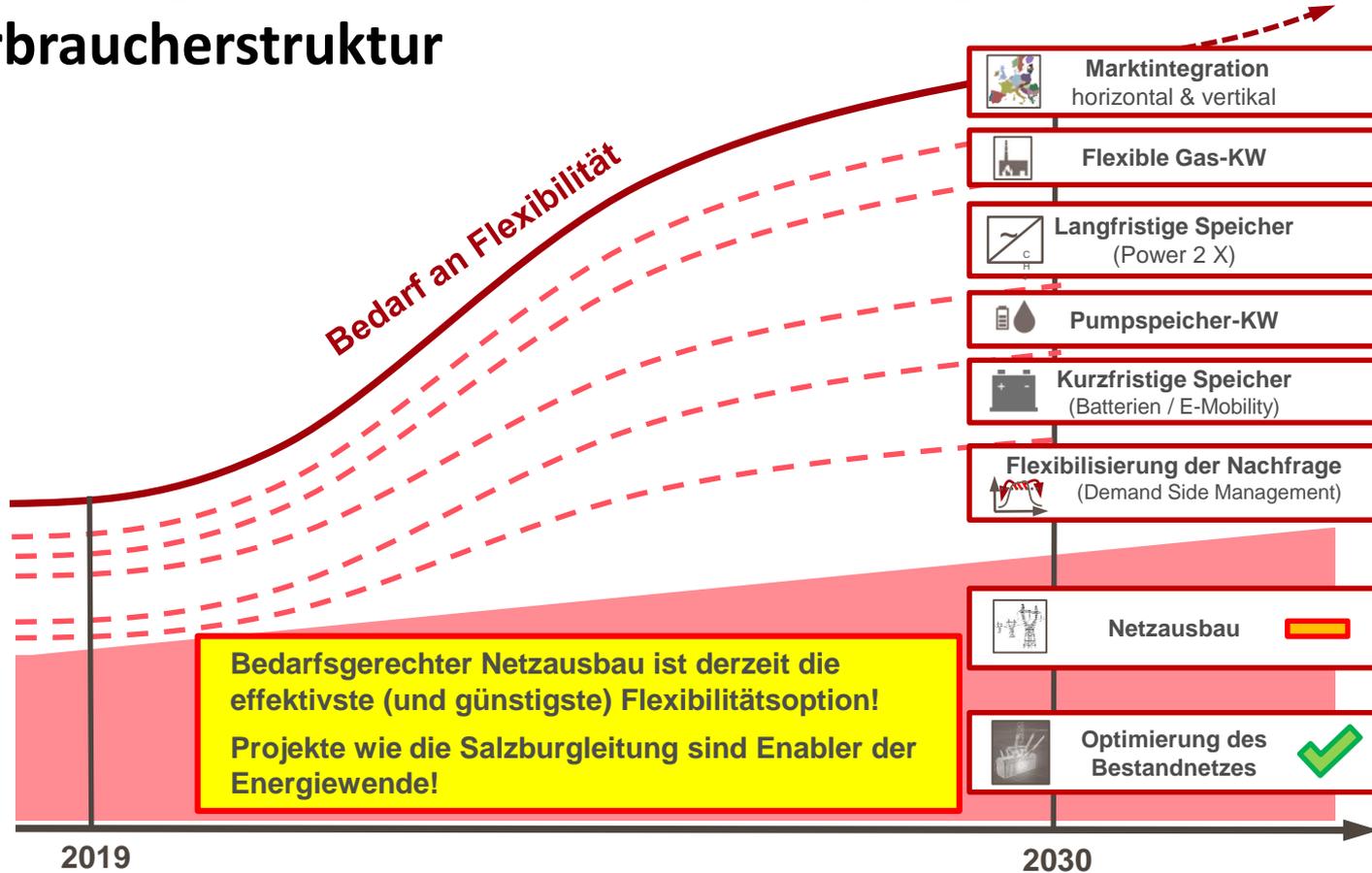


Laufzeit: Jänner 2017 – Juli 2020

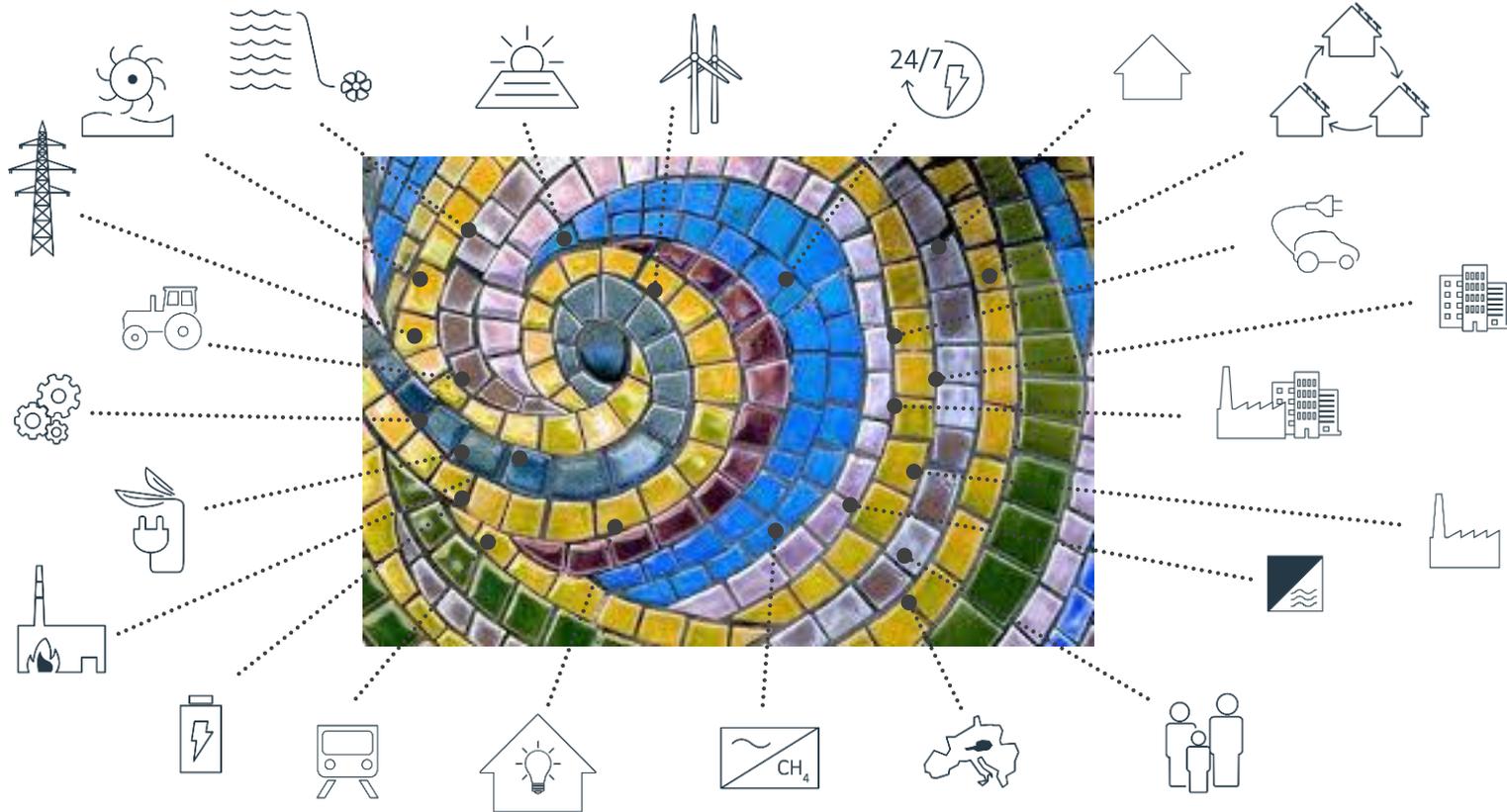
Budget: € 18 Millionen, davon € 12 Millionen gefördert durch „Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking“

Umfang: Demonstration einer **6 MW Elektrolyseanlage** (PEM Technologie) für den Ersatz von Koks und Kohle durch Wasserstoff in der Stahlindustrie, sowie Entwicklung und Test von Geschäftsmodellen für die Verwertung von Wasserstoff und **Bereitstellung von Netzdienstleistungen** (PRL, SRL, TRL) auf kommerzieller Basis.

# Versorgungssicherheit im zukünftigen Energiesystem erfordert genaue Kenntnis der Erzeugungs- und Verbraucherstruktur



**Versorgungssicherheit ist ein großes Mosaik, das nur durch gemeinsames Verständnis funktionieren kann!**





# Der Kunde – Lieferant und Garant für die eigene Versorgungssicherheit

DI Kurt Misak

Leiter Sachgebiet Versorgungssicherheit

Linz, 07.10.2019