



# Systemstabilität im deutschen Verbundsystem

Stand und Entwicklung im Zuge des Energiewende-Umbaus

01.12.2022 | Dr. Johannes Weidner





# Agenda

1. Allgemeine Herausforderungen
2. Werkstatteinblick Frequenzstabilität
3. Fähigkeiten zukünftiger Anlagen








# Allgemeine Herausforderungen

Versorgungssicherheit und EE-Integration



# Herausforderung im Winter: Sonderanalyse der ÜNB - „Stresstest“

- Grundlage aller Sonderanalysen ist die Bedarfsanalyse 2022 t+1 (gem. § 3 Abs. 2 NetzResV)
- Untersuchung von potentieller Lastunterdeckung und Bewertung der Netzsicherheit
- Szenarien zu Gasverbrauchsreduktion und Kraftwerksverfügbarkeiten


Annahmen	Bedarfsanalyse 2022	Sonderanalyse 2 Bsp. Szenario (++)
 Max. KKW Verfügbarkeit in FR:	61 GW	45 GW
 Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft: Verfügbarkeit	-	5,0 GW
 Steinkohlekraftwerke: Leistungsreduktion aufgrund der Niedrigwassersituation	-	- 3 GW
 Netzreserve Verfügbarkeit:	6 GW (100 %)	4 GW (67 %)
 Gasverfügbarkeit Süd-DE und AT:	100 %	75 %
 Lasterhöhung Heizlüfter:	-	1,5 GW / 2,5 TWh
 Gaspreis:	68 €/MWh	300 €/MWh

Szenarien (+, ++, +++)	CE	Anteil Deutschland
<b>Anzahl Stunden</b>	14-91 h	0-12 h
<b>Energiemenge</b>	37-682	0-53 GWh
<b>Maximum</b>	6-19 GW	0-8 GW

Stromverbrauch DE:  
2021 → 562.000 GWh!







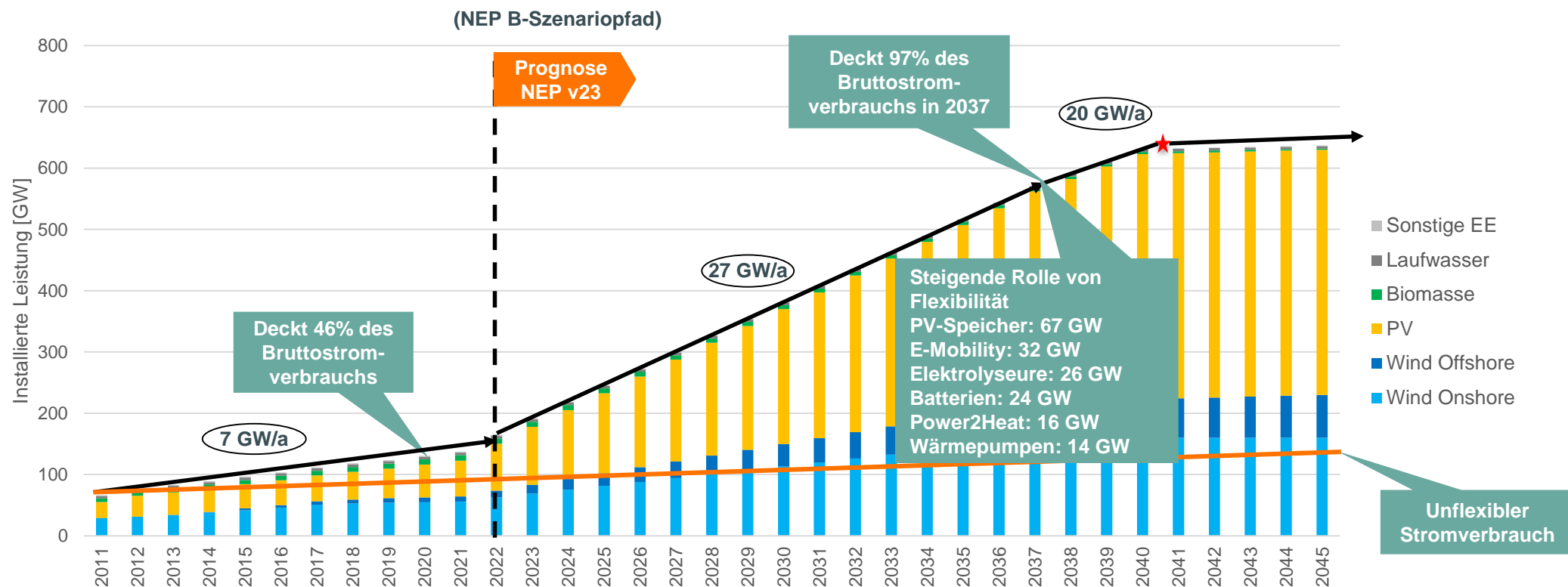
**Das Risiko fehlender  
Transportkapazität und fehlender  
Redispatch-Leistung ist höher als  
das Risiko fehlender  
Kraftwerksleistung**

**Umsetzung der ÜNB-  
Empfehlungen reduzieren das  
Risiko deutlich**

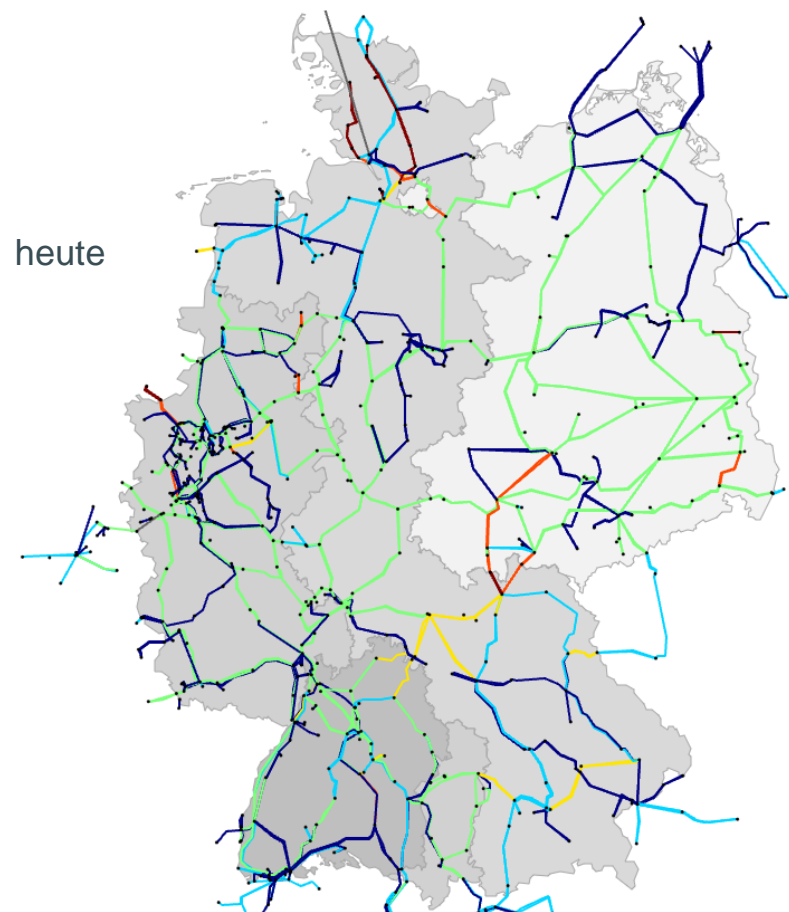
**Der Ausbau der Erneuerbaren und  
der Netze muss dramatisch  
beschleunigt werden!**



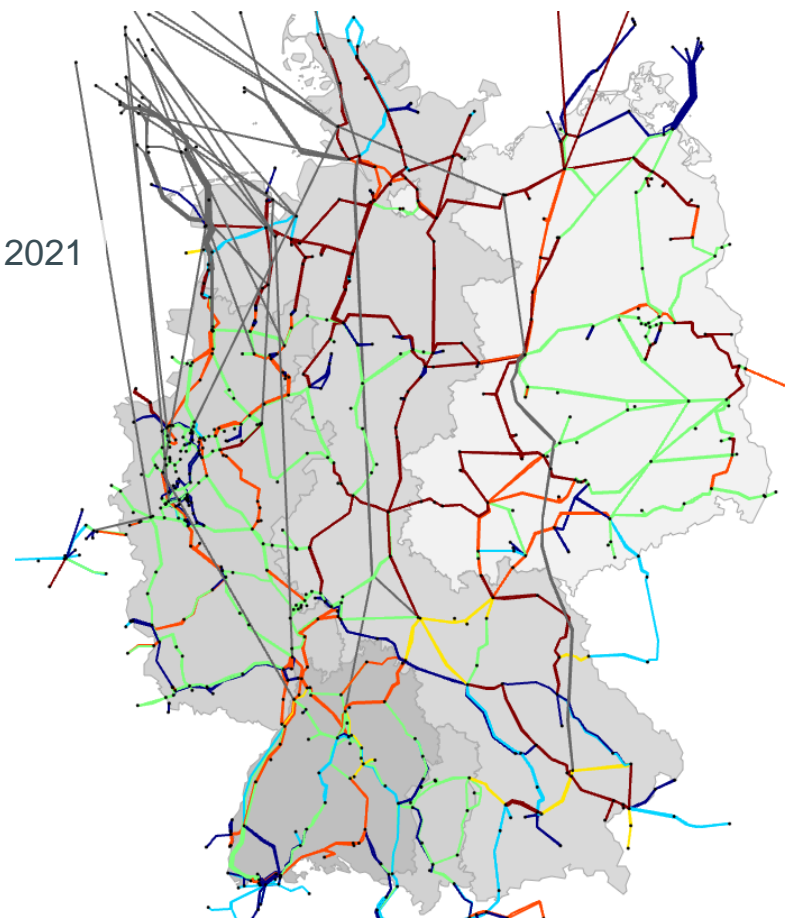
# Herausforderung der kommenden Jahre: Ausbau und Integration der Erneuerbaren



# Herausforderung der kommenden Jahre: Ausbau und Integration der Erneuerbaren



B2040 NEP 2021





**Erhebliche Steigerung der  
Übertragungsfähigkeit der  
bestehenden Leitungen**

**Strukturelle Netzerweiterungen  
weitgehend als 525 kV DC-Kabel**



# Werkstatteinblick Frequenzstabilität

Eine Herausforderung aus dem Bereich der  
Systemstabilität

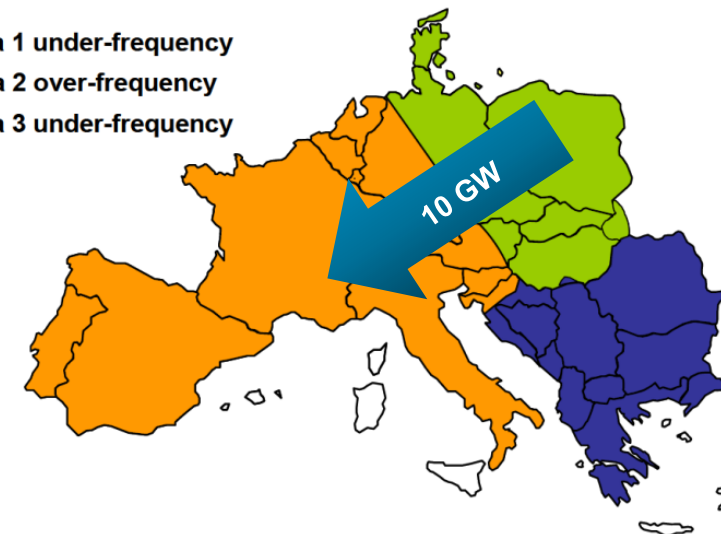


## Herausforderung: Frequenzstabilität

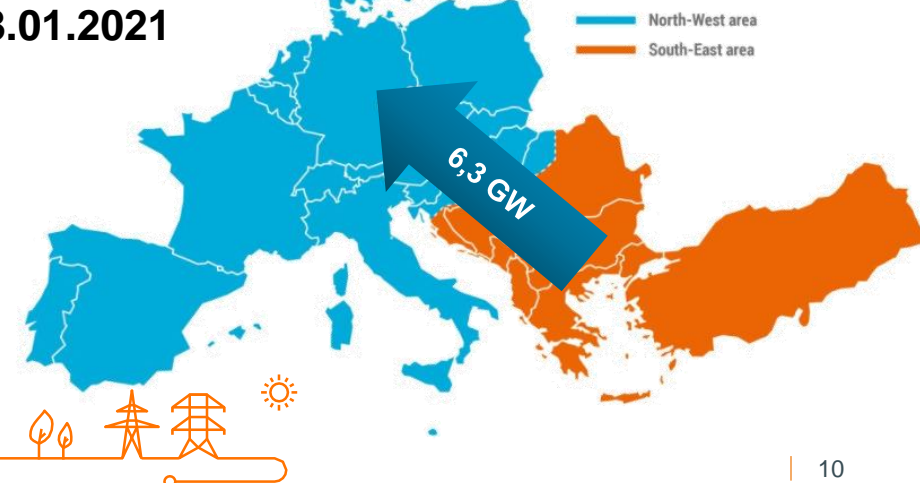
- **Im intakten kontinentaleuropäischen Verbundsystem**
  - Auslegungsrelevante Störungen: 3-GW-Leistungsungleichgewicht
  - Kein Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve
- **Fundamentaler Unterschied in kleineren Inselnetzen (bspw. Großbritannien oder Irland)**
  - Zusätzlicher Momentanreservebedarf dort bereits bei kleineren Leistungsungleichgewichten notwendig (Auslegungsstörung der Regelernergie)
  - Systemrelevanter Abruf von Momentanreserve tritt häufig auf
- **Bei Großstörungen, insb. Netzauftrennungen (System Splits)**
  - Störungsereignis sorgt für eine lokale Betrachtung der Bedarfe
  - steigender Transportleistungen und Wegfall konventioneller Erzeugung

04.11.2006

- Area 1 under-frequency
- Area 2 over-frequency
- Area 3 under-frequency



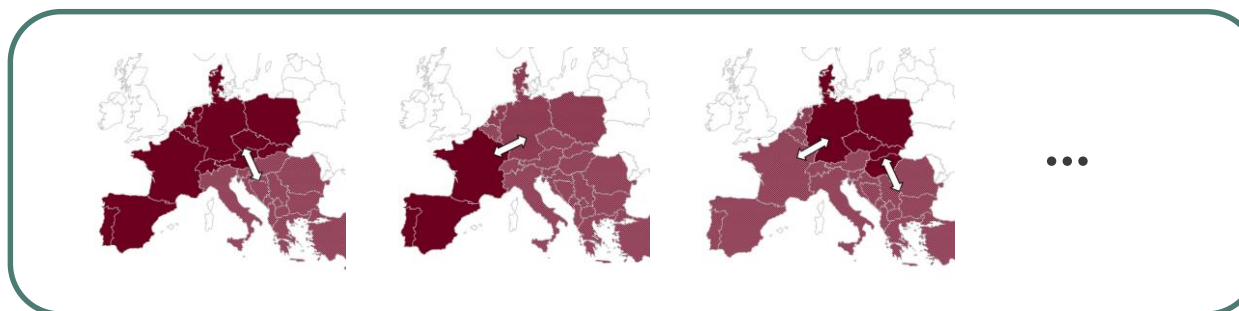
08.01.2021





## Netzauftrennungen und Frequenzgradienten

- Auf Basis des TYNDP 2018 wurden eine Vielzahl potentieller Netzauftrennungen (system splits) analysiert

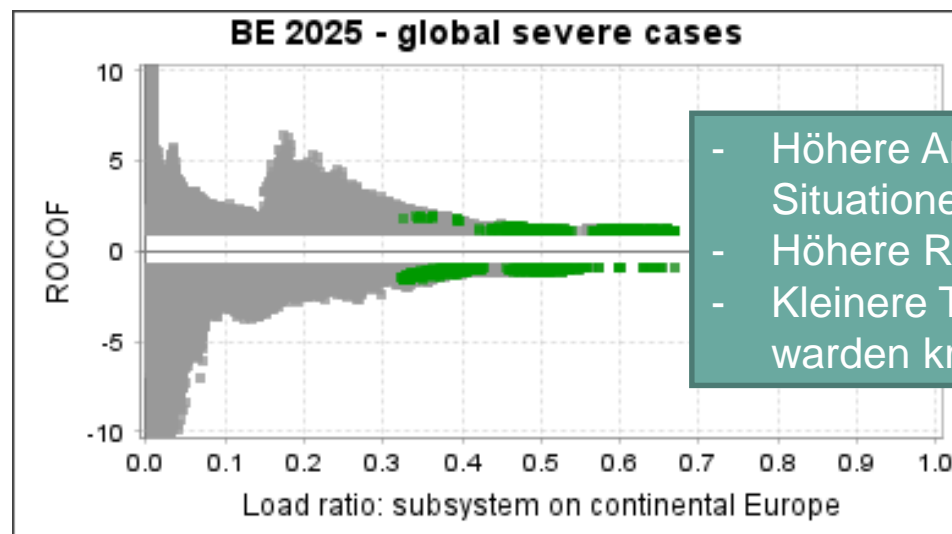


- “**Global severe system splits**” bezeichnet Netzauftrennungen mit einem resultierenden Frequenzgradienten (RoCoF) von mehr als 1 Hz/s in beiden Teilnetzen
- Die so identifizierten Netzauftrennungen werden durch den aktiven Systemschutzplan nicht beherrscht und können zum Blackout führen



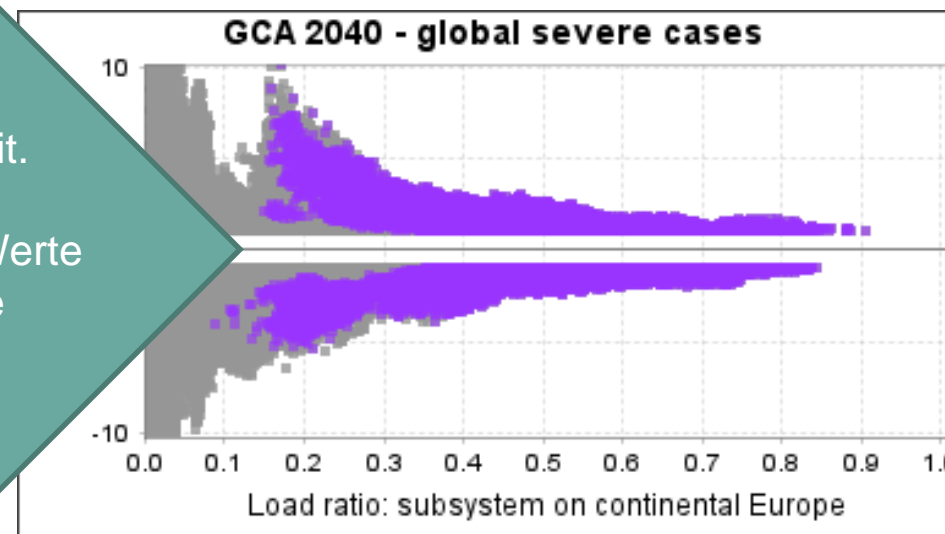
# Netzauftrennungen und Frequenzgradienten

2025



- Höhere Anzahl krit. Situationen
- Höhere RoCoF-Werte
- Kleinere Teilnetze warden kritisch

2040



- In nicht auslegungsrelevanten Störungsfällen (grau) können sehr hohe RoCoFs auftreten, die auch mit Gegenmaßnahmen potentiell zum Blackout der betroffenen Teilnetze führen können.



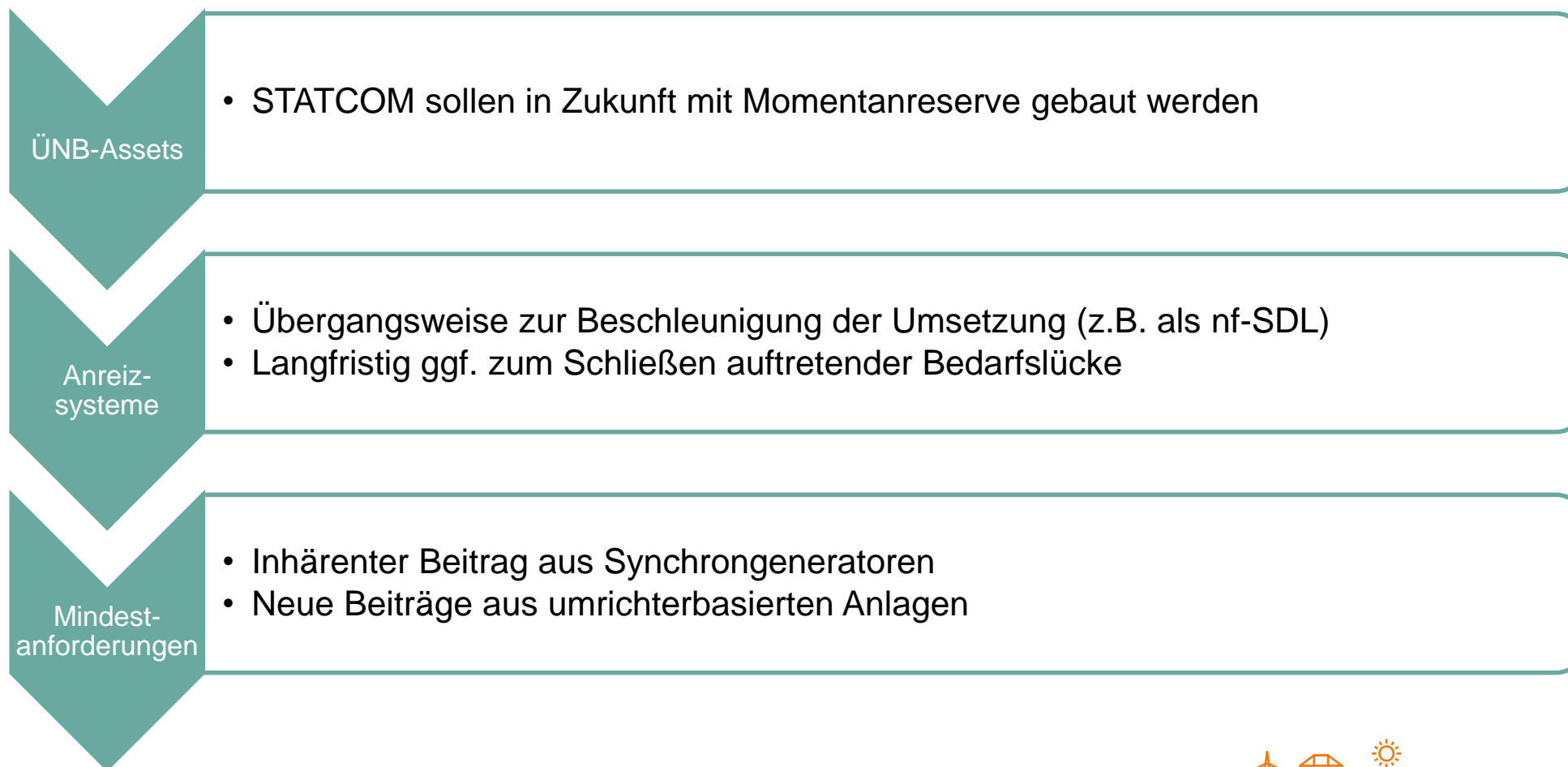




**Ohne Gegenmaßnahmen würde ein System Split wie im Jahr 2006 zukünftig in weiten Teilen des Jahres nicht mehr beherrscht werden**

**Zur Beherrschung solcher Störungen sind Gegenmaßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene erforderlich**

## Bereitstellung von Momentanreserve





# Bereitstellung von Momentanreserve



Synchrongeneratoren

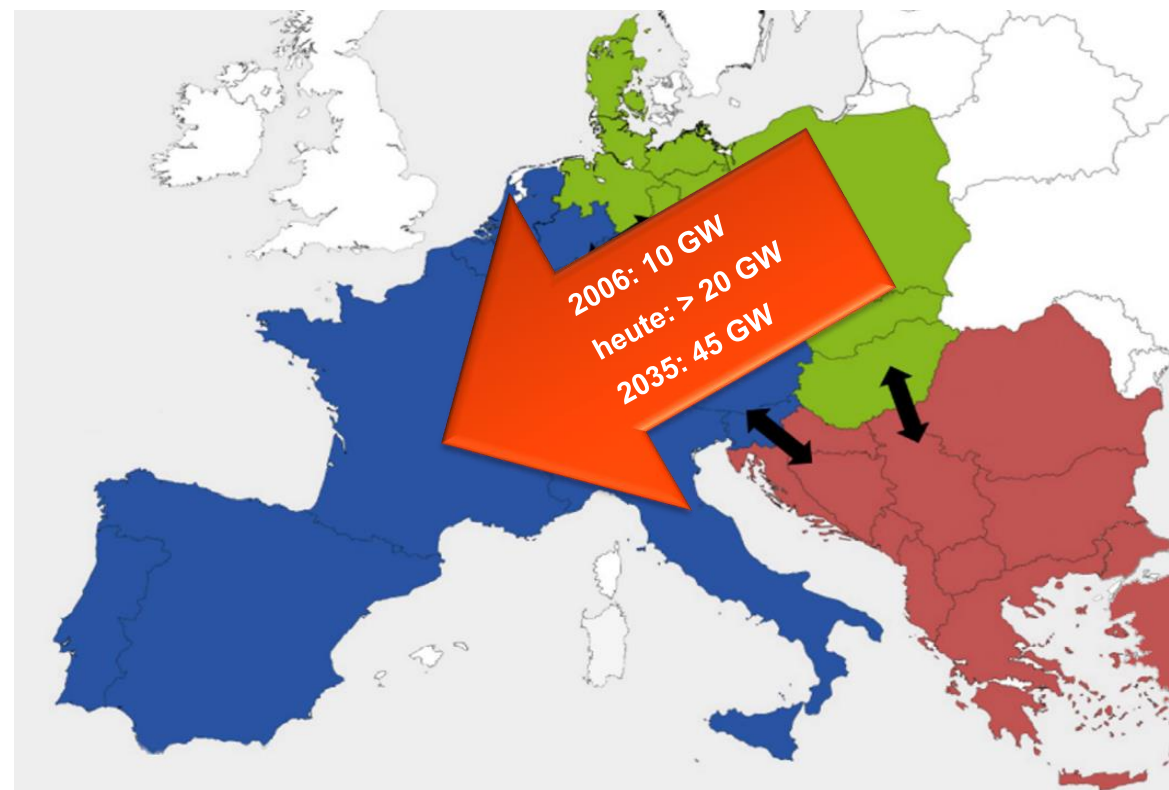
<b>Netzbildende Umrichter HGÜ</b>	HGÜ-Konverter 50Hertz bis 2032: 3 x 2000 MVA 1 x 1000 MVA 1 x 700 MVA
<b>Rotierende Phasenschieber</b>	50Hertz bis 2032: 2 x 300 MVA
<b>STATCOM mit Kurzzeitenergiespeicher</b>	50Hertz bis 2032: 3 x 300 MVA

- Dynamische Blindleistungskompensation wird für die für die Spannungshaltung und die transiente Stabilität im Übertragungsnetz erforderlich
- Die Realisierung erfolgt zukünftig maßgeblich über ÜNB-Assets auf Basis Leistungselektronik
- Wo es möglich ist zukünftig mit Momentanreserve spezifiziert



## Bereitstellung von Momentanreserve

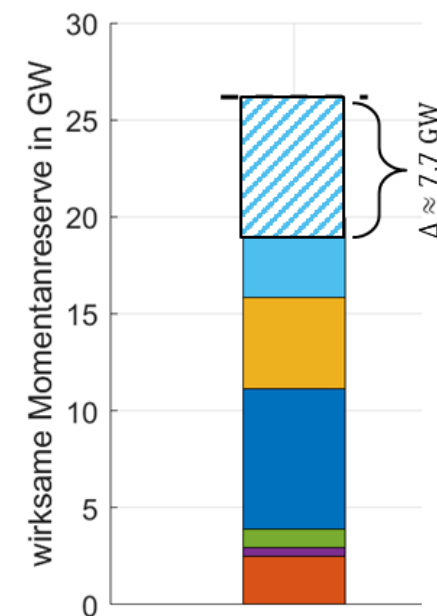
- Im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans 2021 (NEP) wurden für das Zieljahr 2035 eine Vielzahl potentieller Netzauftrennungsszenarien analysiert
- Der hohe innerdeutsche Leistungstransport führt zu sehr hohen Leistungsungleichgewichten nach einer Netzauftrennung
- Leitungsbilanzfehler, RoCoF und Momentanreserve hängen direkt zusammen



## Bereitstellung von Momentanreserve

- Den durchschnittlichen RoCoF auf 1 Hz/s zu begrenzen ist ambitioniert und erfordert große Mengen an Momentanreserve
- Systembedarfe können nur durch Kombination von ÜNB Assets, technischen Mindestanforderungen und einem (ggf. temporären) Anreizsystem gedeckt werden

Anlagenkategorie	Momentanreservebeitrag bei 1 Hz/s
Anteilig benötigte Momentanreserve	26,2 GW
Konventionelle Kraftwerke	2,5 GW
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	0,5 GW
Batteriegroßspeicher	0,9 GW
Windenergieanlagen	7,2 GW
Photovoltaikanlagen	5,0 GW
RPSA & STATCOM	2,5 GW

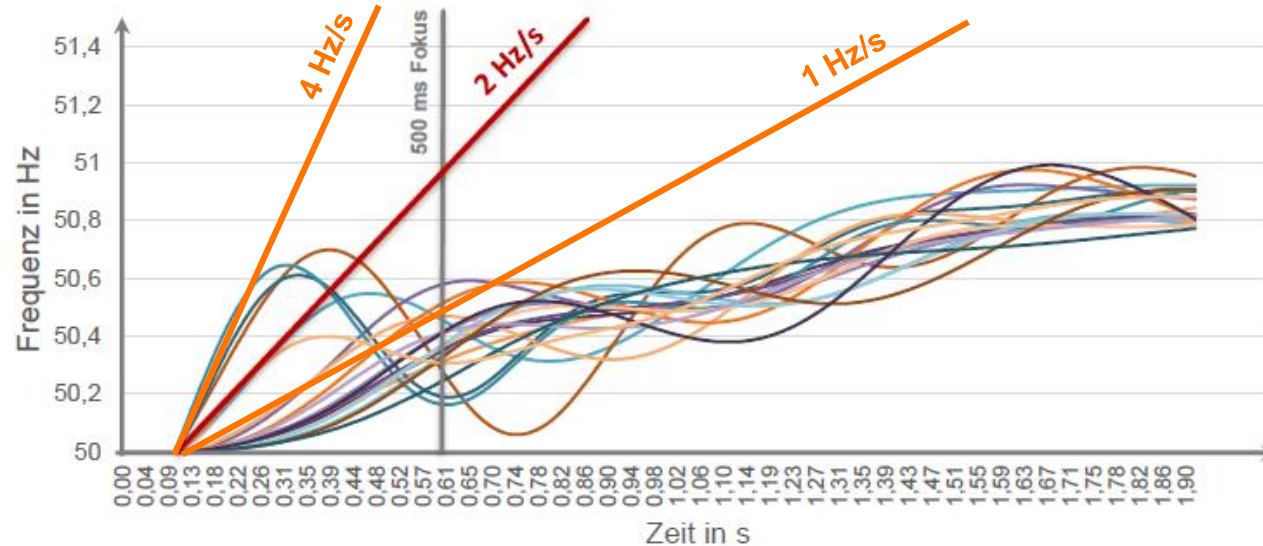




**Fehlende Inertia wird vorübergehend durch rotierende Phasenschieber und langfristig künstlich aus STATCOMs mit Supercaps und netzbildenden Umrichtern dezentraler Erzeugungsanlagen erbracht werden.**

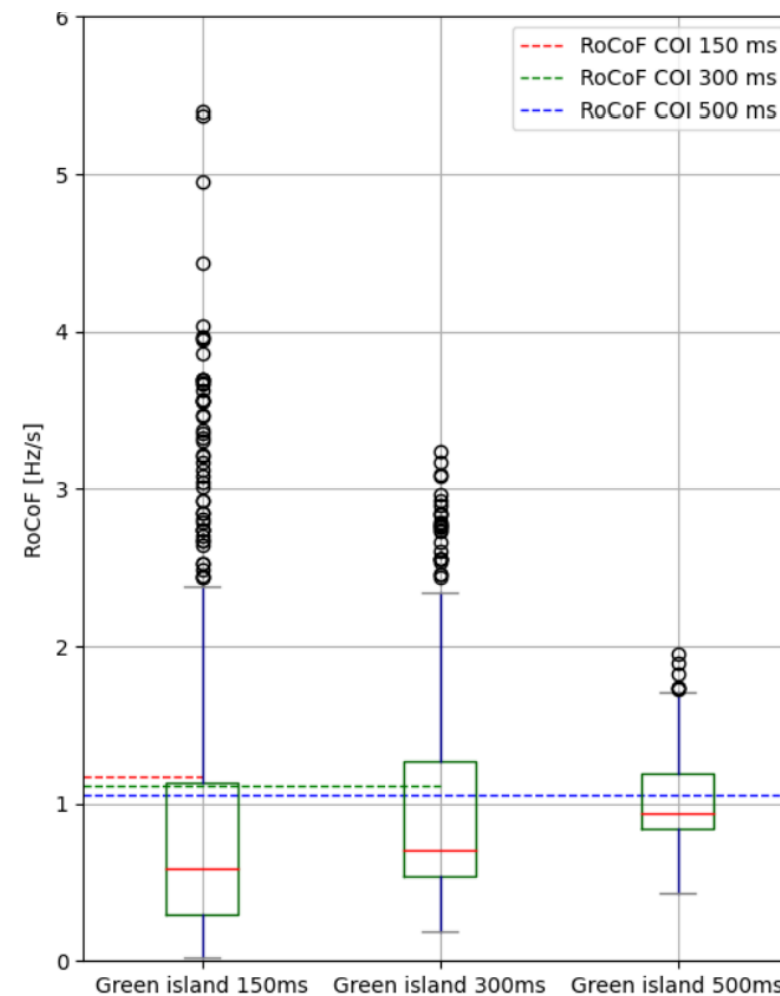
## Robustheit gegen Frequenzgradienten

- Bei Netzauftrennung treten hohe Frequenzgradienten auf, die vom Anlagenpark durchfahren werden müssen
  - Eine unkontrollierte Trennung der Anlagen würde den Systemschutzplan unwirksam machen
- 500-ms-Zeitfenster:
  - Bei durchschnittlich 1 Hz/s im Teilnetz treten regional 2 Hz/s auf



# Robustheit gegen Frequenzgradienten

- Betrachtung kürzerer Zeitfenster:
  - Regionale Unterschiede werden für kleinere Zeitfenster größer
  - In der Nähe der Split-Grenze können sehr hohe Frequenzgradienten auftreten
  - Anlagen müssen im “1-Hz”-Auslegungsszenario kurzzeitig deutlich höhere RoCoFs aushalten können





# Fähigkeiten zukünftiger Anlagen

Nachhaltige Lösungen im Bereich der  
Systemstabilität



## Neue europäische Mindestanforderungen

- Derzeit werden die technischen Mindestanforderungen auf europäischer Ebene überarbeitet.
- Der Prozess soll bis Ende 2024 abgeschlossen sein.
- Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E bringt Änderungsbedarfe ein:

### NC RfG

63 Themen für Erzeugungsanlagen, z.B.:

- Erweiterung um Speicher und rückspeisefähige E-Mobility
- Detaillierung LVRT-Anforderung
- Neue HVRT-Anforderungen
- forced oscillations
- **Reglerstabilität**
- **Zeitverhalten LFSM**
- **erweiterte Frequenzbereiche**
- **RoCoF-Robustheit**
- **Momentanreserve (grid-forming)**

Zusammenhang mit  
Frequenzstabilität

### DC DCC

24 Themen für Verbrauchsanlagen und Verteilungsnetze, z.B.:

- Erweiterung auf dezentrale steuerbaren Verbrauchsanlagen (E-Mobility, Power2Gas, Thermal Control Devices)
- Weiterentwicklung Blindleistungsaustausch an der ÜNB/VNB-Schnittstelle





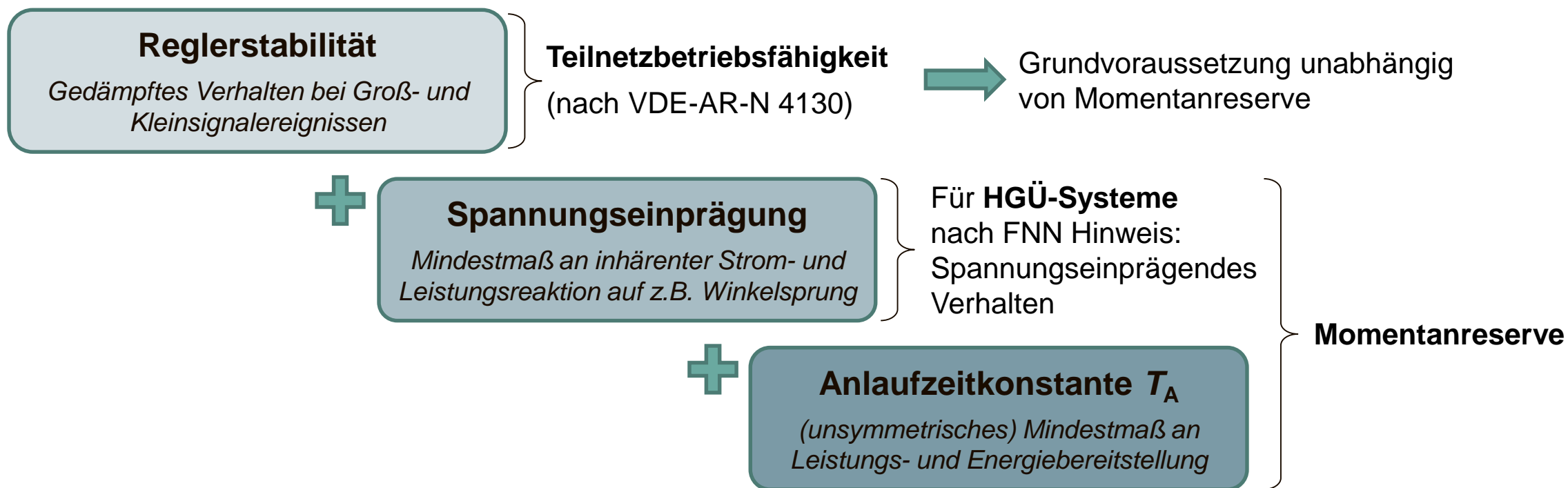
## Neue nationale Mindestanforderungen

- Nationale Weiterentwicklung und Vorbereitung auf RfG 2.0
- **VDE FNN PG TARs** befassen sich u.A. mit:
  - Vereinfachung und Vereinheitlichung des Anschlussprozesses
  - Praxistauglichkeit erhöhen (Bsp. Modelle, Wegfall Q/U-Schutz))
  - Anforderungen an aktive Lasten
    - Überfrequenzleistungsreduktion (LFSM-O) für E-Mobility
    - FRT-Fähigkeit für Elektrolyseure
  - Überprüfung von Ausnahmeregelungen (z.B. für Gaskraftwerke)
- **VDE FNN PG Systemanforderung**
  - Bis Mitte 2023: Technische Beschreibung von Reglerstabilität und Momentanreserve (Grundlage für Anreizsystem)
  - Bis Ende 2024: Technische Mindestanforderungen für Reglerstabilität und Momentanreserve



## Nationale Umsetzung: Momentanreserve

- Es sind **drei Nachweise zur Qualifizierung** erforderlich:





“  
**Im VDE FNN erstellen wir die notwendigen Anwendungsregeln und entwickeln entsprechende Standards.**

Vielen Dank

