



## **Session 2 / Thema 2.1**

Frequenzstabilität im umrichterdominiertem  
Verbundnetz

**Abschlusskonferenz – Verbundprojekt Netzregelung 2.0**

**07.07.2022**

**Thomas Degner, Simon Eberlein, Maria Nuschke**



# Agenda

1. Frequenzstabilität: Motivation und Einführung
2. Simulative Untersuchungen zur Netzauftrennung
3. Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit
4. Schlussfolgerungen

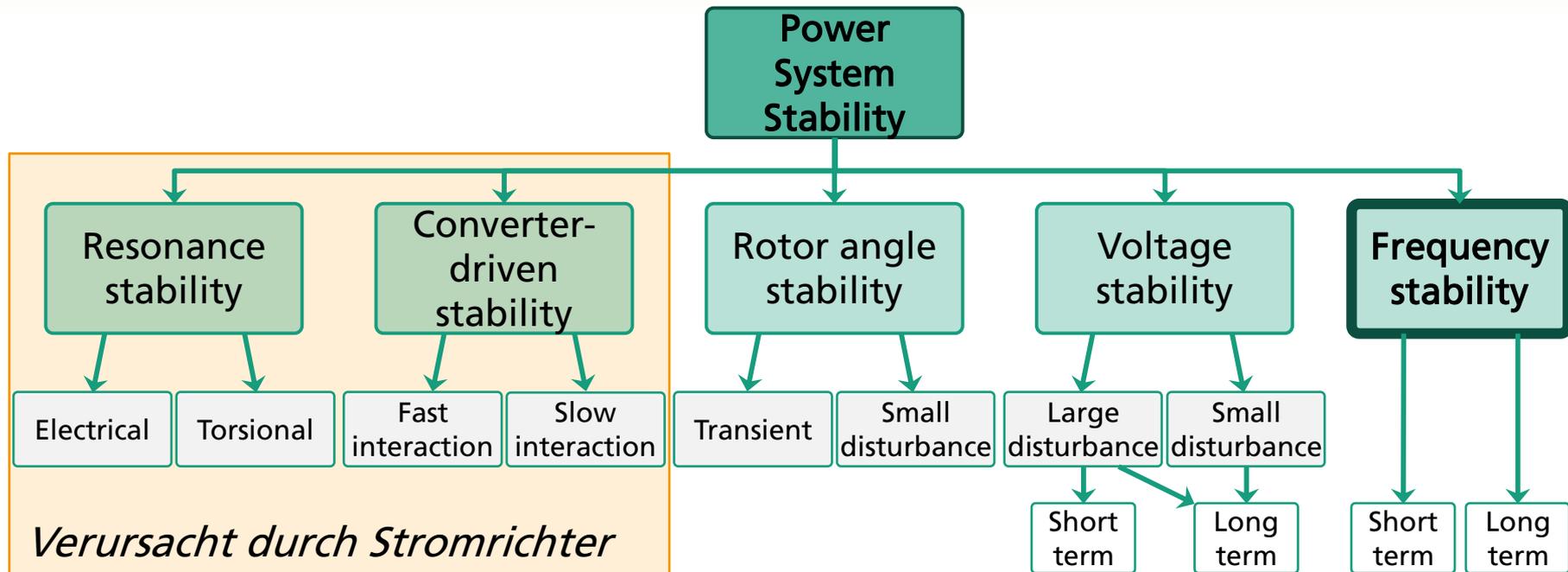


# Agenda

1. Frequenzstabilität: Motivation und Einführung
2. Simulative Untersuchungen zur Netzauftrennung
3. Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit
4. Schlussfolgerungen



# Stabilität im elektrischen Energiesystem - Frequenzstabilität



Veröffentlicht in: P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, „Definition and Classification of Power System Stability“, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.

Erweiterung veröffentlicht in: Power System Dynamic Performance Committee, „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies“, IEEE PES technical report PES-TR77, April 2020.



# Frequenzstabilität

- Fähigkeit eines Energiesystems nach einer Störung mit Wirkleistungsungleichgewicht unter Einhaltung der stationären und transienten Grenzwerte einen stationären Arbeitspunkt zu erreichen und zu erhalten.

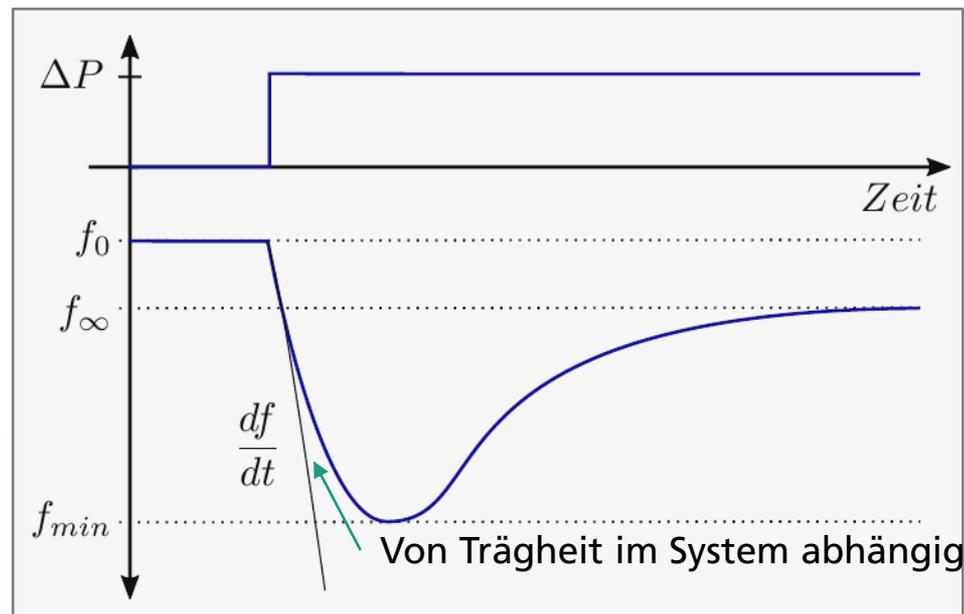
- Stationäre Grenzwerte\*:

- $f_{\max} = 50,2 \text{ Hz}$
- $f_{\min} = 49,8 \text{ Hz}$

- Transiente Grenzwerte\*

- $f_{\max} = 51,5 \text{ Hz}$
- $f_{\min} = 47,5 \text{ Hz}$
- $df/dt = 2 \text{ Hz/s}$

Bei Verletzungen ist der Verbleib vom Erzeugungsanlagen am Netz nicht gefordert. Drohender Netzzusammenbruch.



Frequenzabweichung nach Generatorausfall

[\*] ENTSO-E, "P5 – Policy 5: Emergency Operations: Document Control"



# Frequenzstabilität: Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen

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

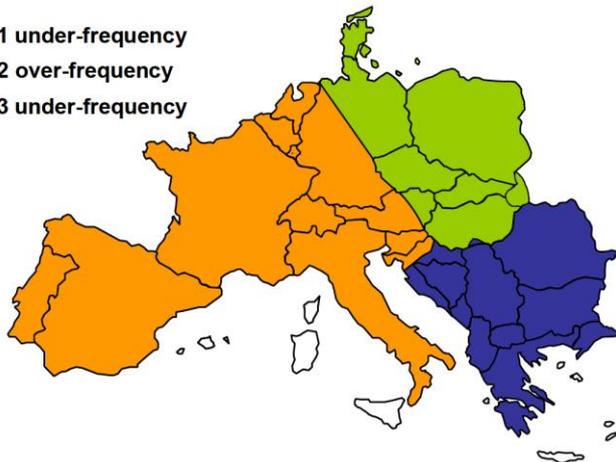
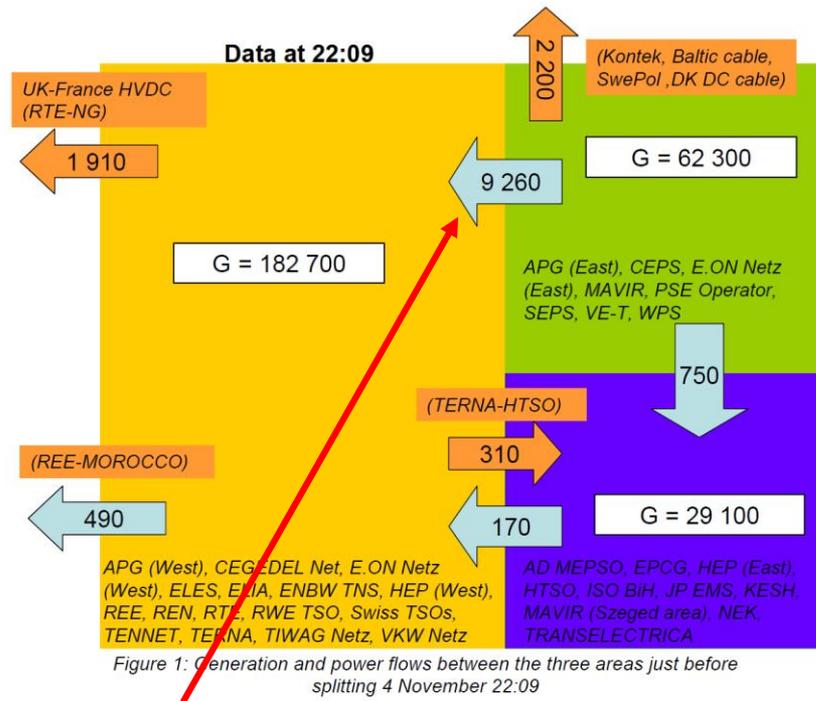


Figure 4: Schematic map of UCTE area split into three areas

Quelle: UCTE: Final Report System Disturbance on 4 November 2006



Hohe Leistungstransite zwischen den Netzgebieten



# Frequenzstabilität: Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen

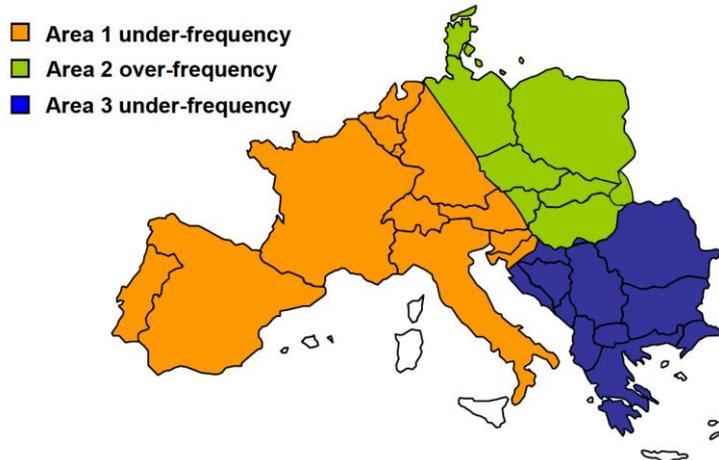


Figure 4: Schematic map of UCTE area split into three areas

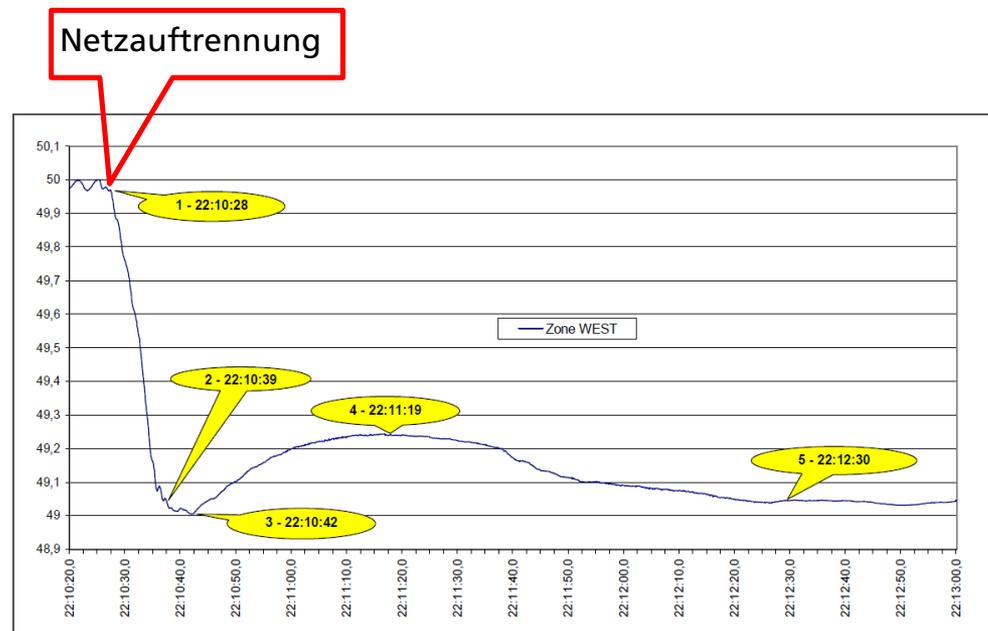
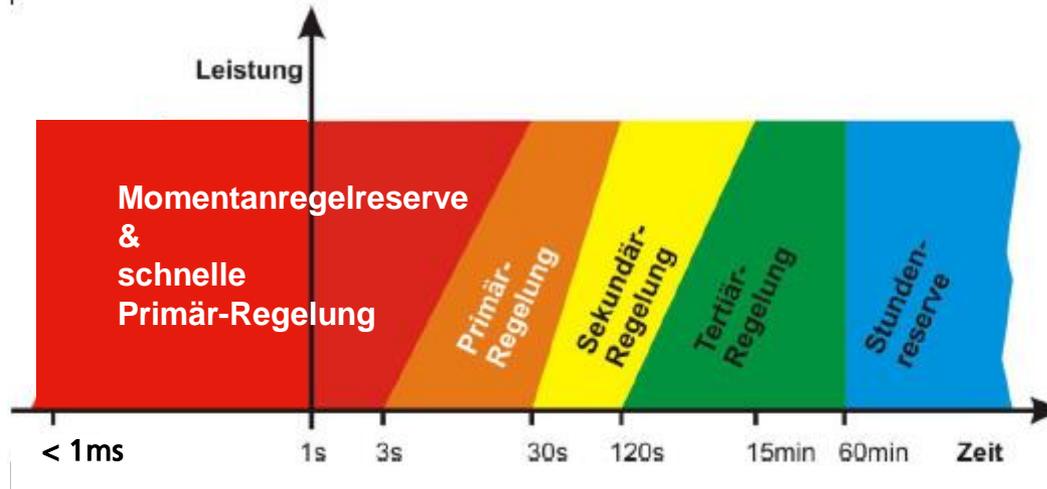


Figure 10: Frequency in the Western area

Quelle: UCTE: Final Report System Disturbance on 4 November 2006

Schneller Frequenzabfall in den ersten 10 Sekunden (120-150 mHz/s)

# Frequenzstabilität: Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen



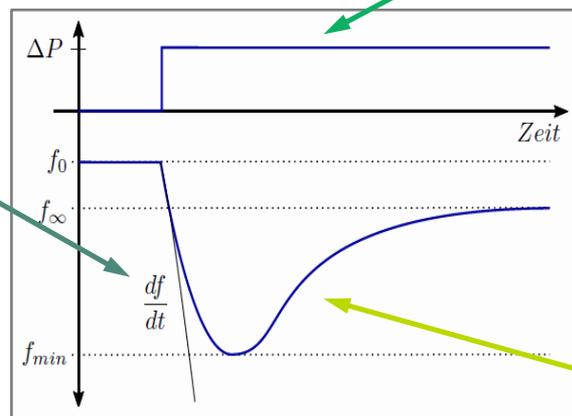
Ergänzung der Regelleistungsreserve: Die anfängliche Leistungsdifferenz wird durch Momentanreserve und schnelle Primärregelleistungsreserve ausgeglichen, bevor die Primärregelleistungsreserve wirksam wird.



# Einflussfaktoren Frequenzstabilität

Verfügbare  
Systemträgheit

Größe der Störung



Dämpfung

Maximal akzeptierbare  
Frequenzänderungsrate



1. Frequenzstabilität: Motivation und Einführung
2. Simulative Untersuchungen zur Netzauftrennung
3. Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit
4. Schlussfolgerungen



# Testnetzwerk und Szenario

- Benchmark System für Untersuchung von Netzauftrennungen mit großen Umrichteranteilen der ÜNBs<sup>1</sup>
- Trend: Last wird mehr und mehr durch weiter entfernte Umrichterparcs versorgt - lastnahe Erzeugung nimmt ab
- Systemträgheit nimmt mit steigenden Umrichteranteilen ab
- Netzauftrennung im Überfrequenz-Fall:
  - Leistungsüberschuss (40% Export)
  - Überfrequenz-Leistungsreduktion (LFSM-O)

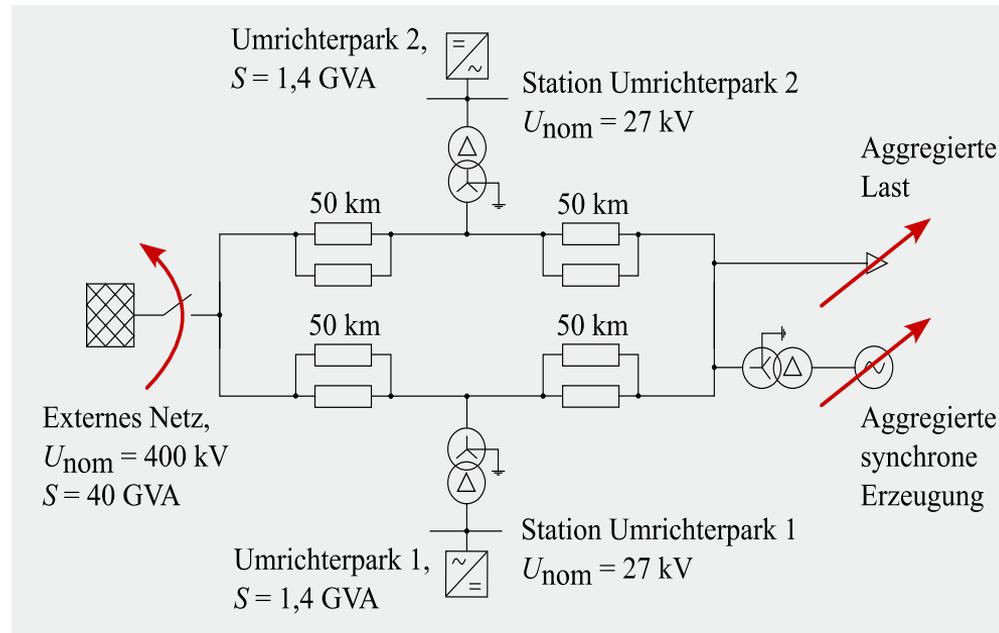


Abb.: Testnetz für Untersuchungen zur Netzauftrennung aus [2]

[1] K. Vennemann et al., "Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems", Wind Integration Workshop, vol.17., Stockholm, Sweden, 2017

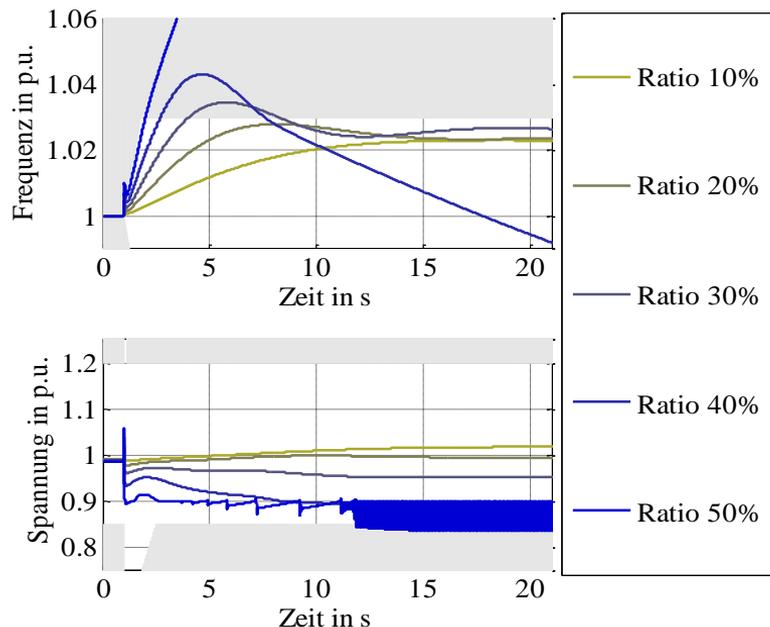
[2] Maria Nuschke, Björn Oliver Winter, Diana Strauß-Mincu, Bernd Engel, "Power system stability analysis for system-split situations with increasing shares of inverter based generation", NEIS 2019, Hamburg.



# Nur stromeinprägend geregelte Umrichter

## ■ Default Parametersatz\*

→ stabil mit max. **20%** Umrichtern



## ■ Gründe für geringe max. Durchdringung:

### ■ Zu langsame Einregelung P(f).

- Annahme Anschlagzeit 10s (Altanlagen), Verringerung technisch möglich und auch schon gefordert: Anschlagzeit von 2s für Erzeugungsanlagen und 1s für Speicher.

### ■ Umsetzung der P(f) in Parkregelung.

- Bei zusätzl. erfüllter Bedingung von FRT, werden Sollwerte von der Parkregelung blockiert.

→ Anforderung P(f) auch während FRT sinnvoll

### ■ Stationäre Blindleistungsbereitstellung vor Fehlereintritt nicht aktiviert (Q=0)

- Stationäre Q(U) Regelung aktivieren

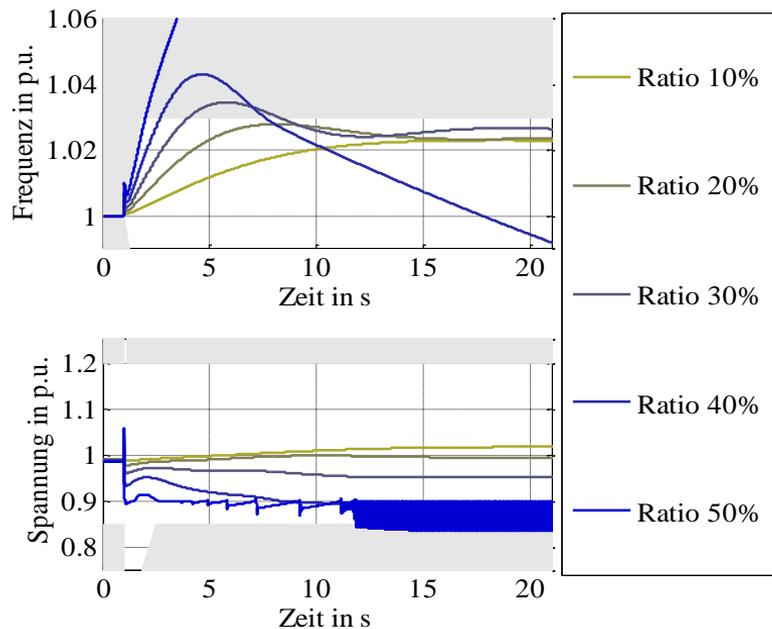
\* Default Parametersatz in Abstimmung mit Hersteller



# Nur stromeinprägend geregelte Umrichter

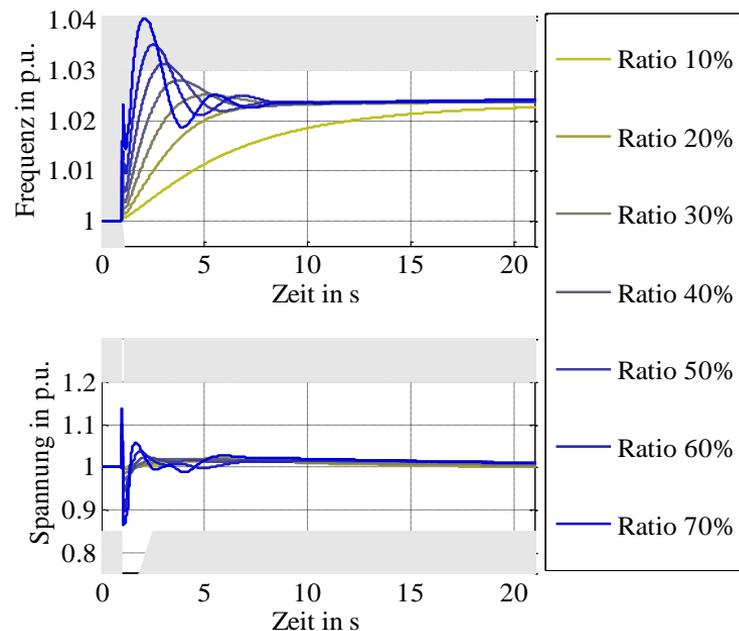
## ■ Default Parametersatz\*

→ stabil mit max. **20%** Umrichtern



## ■ Parameter, stationäre Q(U)-Regelung

Anschwingzeit P(f) 2s → stabil mit max. **40%** Umrichtern

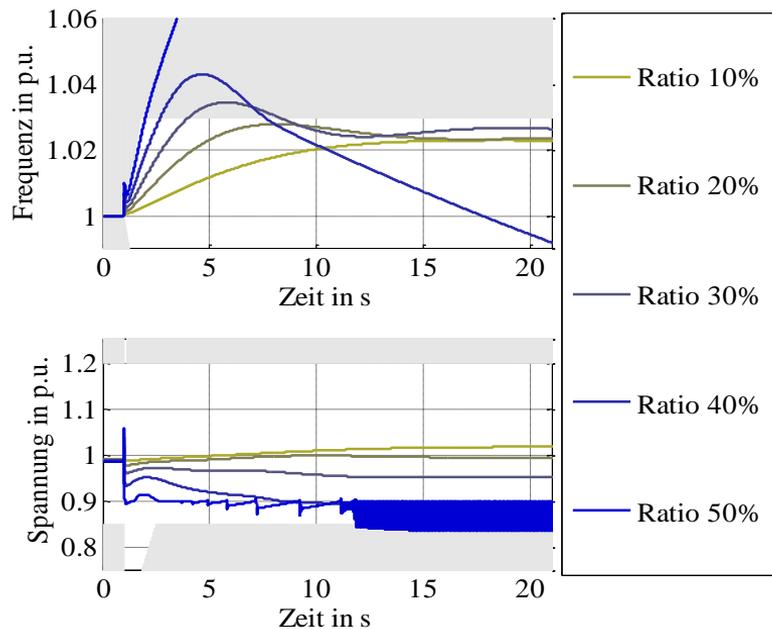




# Nur stromeinprägend geregelte Umrichter

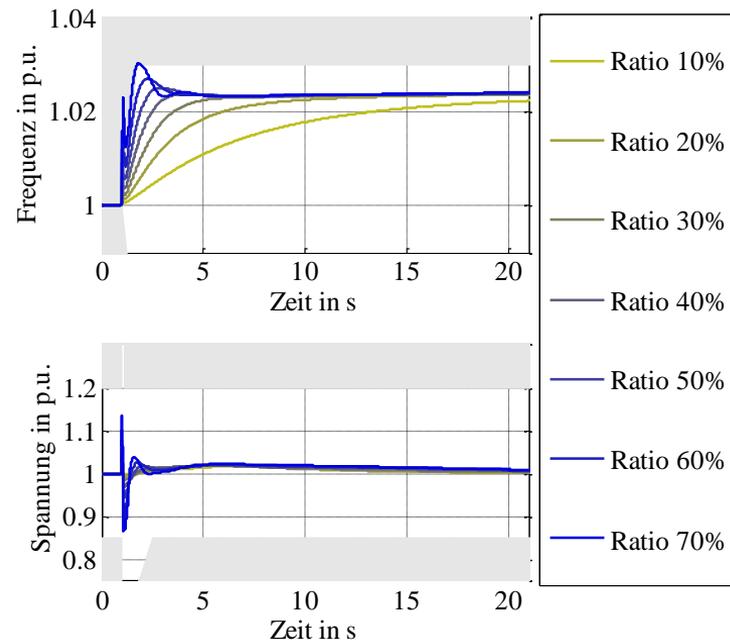
■ Default Parametersatz\*

→ stabil mit max. **20%** Umrichtern



■ Parameter, stationäre Q(U)-Regelung

Anschwingzeit P(f) 1s → stabil mit max. **60%** Umrichtern





# Stromeinprägend vs. spannungseinprägend

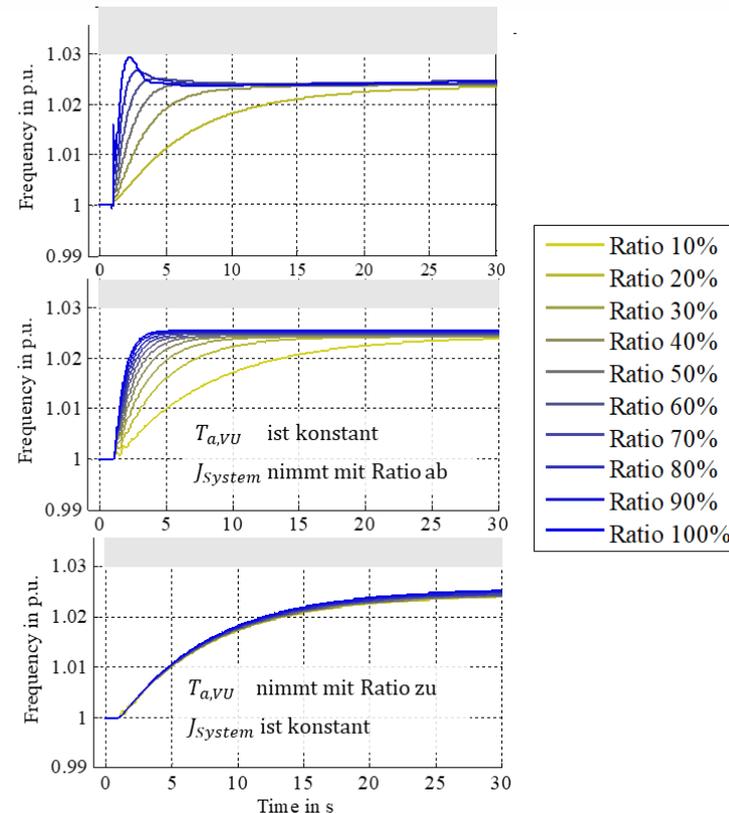
Stromeinprägend  
Geregelte  
Umrichter

Maximale Durchdringung bei stromeinprägenden Umrichtern von Parametern abhängig, zwischen 20 und 60%.

Spannungs-  
Einprägend  
Geregelte  
Umrichter

Spannungseinprägende Umrichter führen zu einem gedämpften Frequenzverhalten.  
100% Durchdringung aus Sicht der Frequenzstabilität im Testsystem mögl.

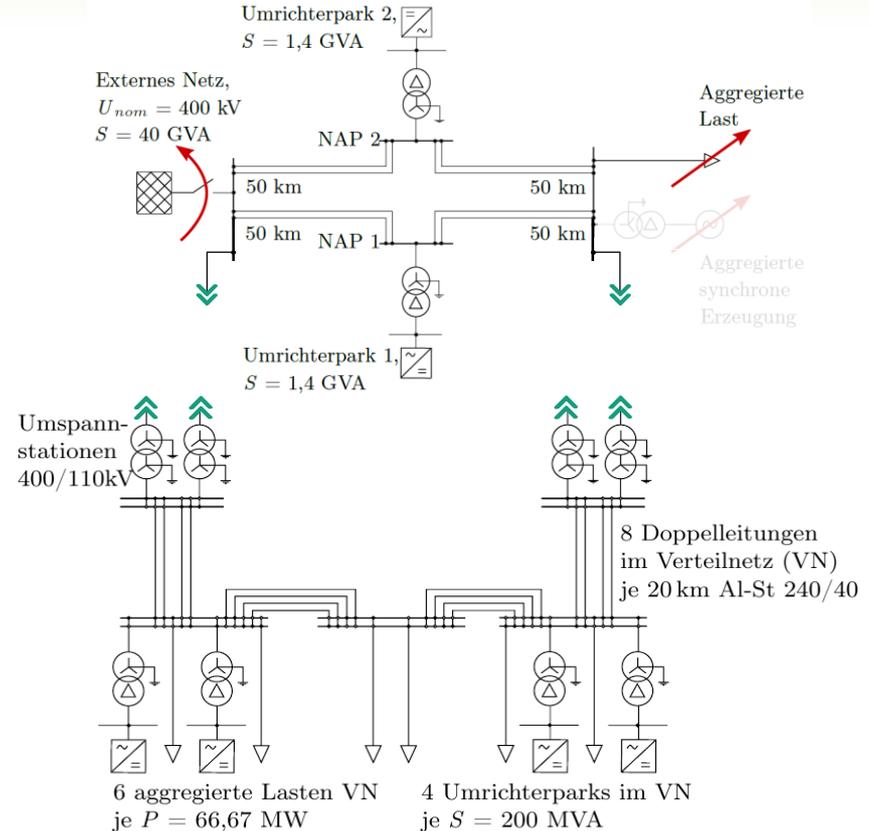
Kompensation fehlender Massenträgheit durch angepasste Parametrierung möglich.  
➤ Trägheitsmoment im System für alle Ratio gleich





# Erbringung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz

- Netzmodell und Szenario
  - Erweiterung des Übertragungsnetzmodells mit Verteilnetz 110kV
  - Mehrere spannungseinprägende Umrichter im VN verteilt, Gesamtnennleistung entsprechend Störgröße (gesamt 800MW)
  - Stromeinprägende Umrichter im ÜN





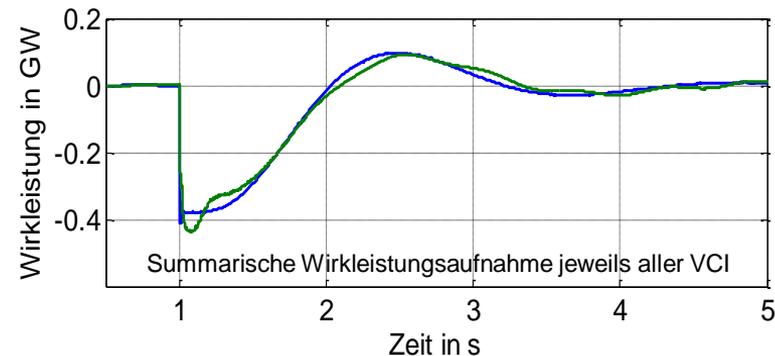
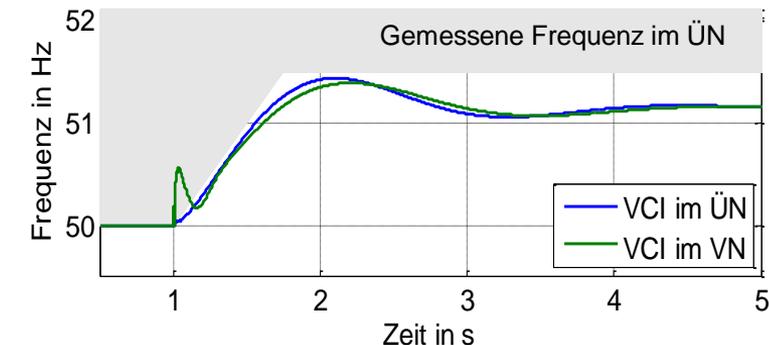
# Erbringung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz

- Vergleich Simulationsergebnisse bei Netzauftrennung für die gleiche Störung bei:

- Spannungseinprägende Umrichter (VCI) ausschließlich im Übertragungsnetz
- Spannungseinprägende Umrichter ausschließlich im Verteilnetz (VN)
- Stromeinprägende Umrichter in beiden Fällen im ÜN

## ■ Ergebnis

- Bereitstellung von Momentanreserve aus dem VN genau so effektiv wie aus dem ÜN
- Mehrere spannungseinprägende Umrichter können gegeneinander schwingen





# Agenda

1. Frequenzstabilität: Motivation und Einführung
2. Simulative Untersuchungen zur Netzauftrennung
3. Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit
4. Schlussfolgerungen



# Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit

- Variation von:
  - Höhe der zu bewältigenden Störung
  - Anschlagzeit Überfrequenz-Leistungsreduktion (LFSM-O) stromeinprägend geregelter Umrichter
- Annahmen:
  - Anteile stromeinprägend/spannungseinprägend geregelte Anlagen
  - LFSM-O mit Frequenztotband (200mHz) und Droop (40% Leistungsreduktion pro Hz Frequenzänderung)
- Ergebnis:
  - Mindestens notwendige Trägheit, um Grenzwerte für maximale transiente Frequenzabweichung und Frequenzänderungsrate einzuhalten (hier Überfrequenzfall)

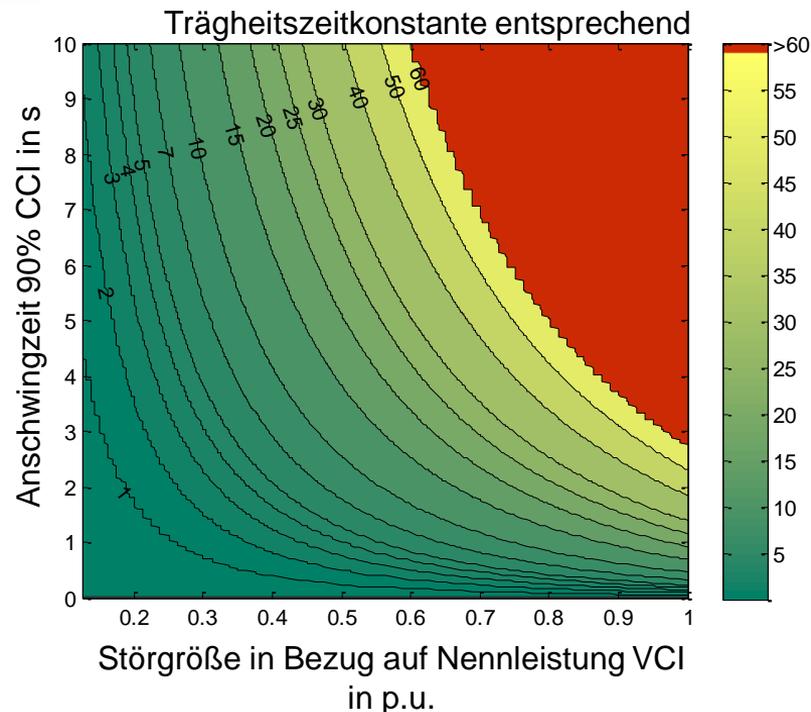


Abb.: Analytische Lösung der meist erforderlichen Trägheit bei 22% spannungseinprägenden Umrichtern für verschiedene Störungen und Anschlagzeiten LFSM-O



# Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit

- Variation von:
  - Höhe der zu bewältigenden Störung
  - Anschlagzeit Überfrequenz-Leistungsreduktion (LFSM-O) stromeinprägend geregelter Umrichter
- Annahmen:
  - Anteile stromeinprägend/spannungseinprägend geregelte Anlagen
  - LFSM-O mit Frequenztotband (200mHz) und Droop (40% Leistungsreduktion pro Hz Frequenzänderung)
- Ergebnis:
  - Mindestens notwendige Trägheit, um Grenzwerte für maximale transiente Frequenzabweichung und Frequenzänderungsrate einzuhalten (hier Überfrequenzfall)

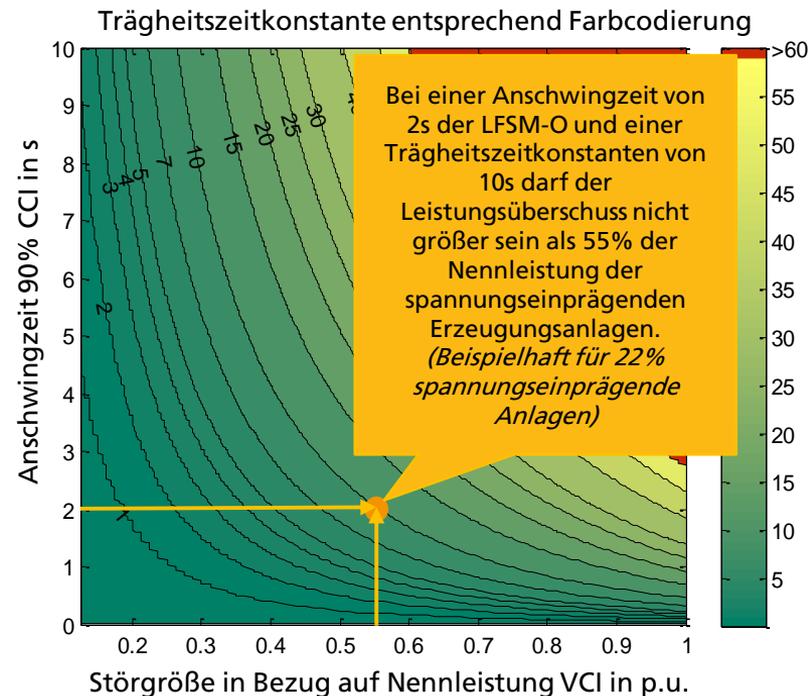


Abb.: Analytische Lösung der mindest erforderlichen Trägheit bei 22% spannungseinprägenden Umrichtern für verschiedene Störungen und Anschlagzeiten LFSM-O



# Agenda

1. Frequenzstabilität: Motivation und Einführung
2. Simulative Untersuchungen zur Netzauftrennung
3. Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit
4. Schlussfolgerungen



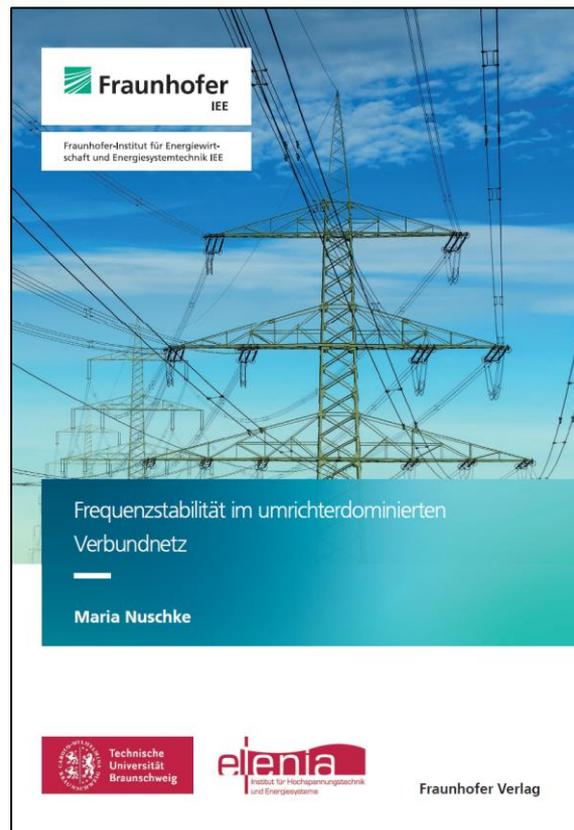
# Schlussfolgerungen – Studien zur Frequenzstabilität

- Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) erfordert neue Regelungsverfahren um die hohen EE-Anteile zu erreichen
- Im Projekt wurden dazu neue Regelungsverfahren entwickelt und Anpassungen der konventionellen Regelung vorgeschlagen
- Max. 60-75% stromgeregelte, stromrichtergekoppelte EE-Erzeugungsanlagen möglich
  - Höhere Anteile (ca. > 50%) nur möglich mit schnellerer P(f) Regelung, Wirksamkeit der P(f) Regelung bei leichten Spannungseinbrüchen
- Bereitstellung von Momentanreserve kann auch aus dem Verteilungsnetz effektiv erfolgen
  - Transientes Verhalten (Schwingungen) muss noch näher untersucht werden
- Analytisches Verfahren zur vereinfachten Dimensionierung der Trägheitsreserve entwickelt
- Netzbetrieb mit 100% EE-Anlagen durch den Einsatz von netzbildenden Regelungsverfahren möglich



# Literatur

- Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz  
Doktorarbeit Maria Nuschke  
Erhältlich im Fraunhofer Verlag





# Konsortium Netzregelung 2.0



Budget: ca. 10.5 Mio. €  
 Laufzeit: 12/2017-08/2022  
 Koordination: Fraunhofer IEE  
 Dr. Philipp Strauß, Dr. Thomas Degner  
[netzregelung-2.0@iee.fraunhofer.de](mailto:netzregelung-2.0@iee.fraunhofer.de)



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

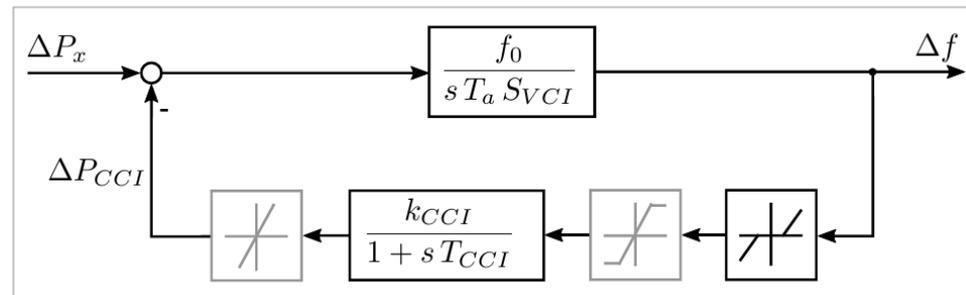
# Backup





# Analytische Bestimmung der notwendigen Trägheit

- Variation von:
  - Höhe der zu bewältigenden Störung
  - Anschlagzeit Überfrequenz-Leistungsreduktion (LFSM-O) stromeinprägend geregelter Umrichter
- Annahmen:
  - Anteile stromeinprägend/spannungseinprägend geregelte Anlagen
  - LFSM-O mit Frequenztotband (200mHz) und Droop (40% Leistungsreduktion pro Hz Frequenzänderung)
- Ergebnis:
  - Mindestens notwendige Trägheit, um Grenzwerte für maximale transiente Frequenzabweichung und Frequenzänderungsrate einzuhalten (hier Überfrequenzfall)



*Lösung des gekoppelten Differentialgleichungssystems für  $T_a$  in Abhängigkeit von  $\Delta P_x$  und  $T_{CCI}$  bei gegebenem  $S_{VCI}$ ,  $k_{CCI}$  und  $\Delta f_{max}$*