



# Das 50,2 Hz-Problem im Kontext verbesserter Netzanschlussbedingungen

Leistungselektronik in Netzen

Gunnar Kaestle, Til Kristian Vrana

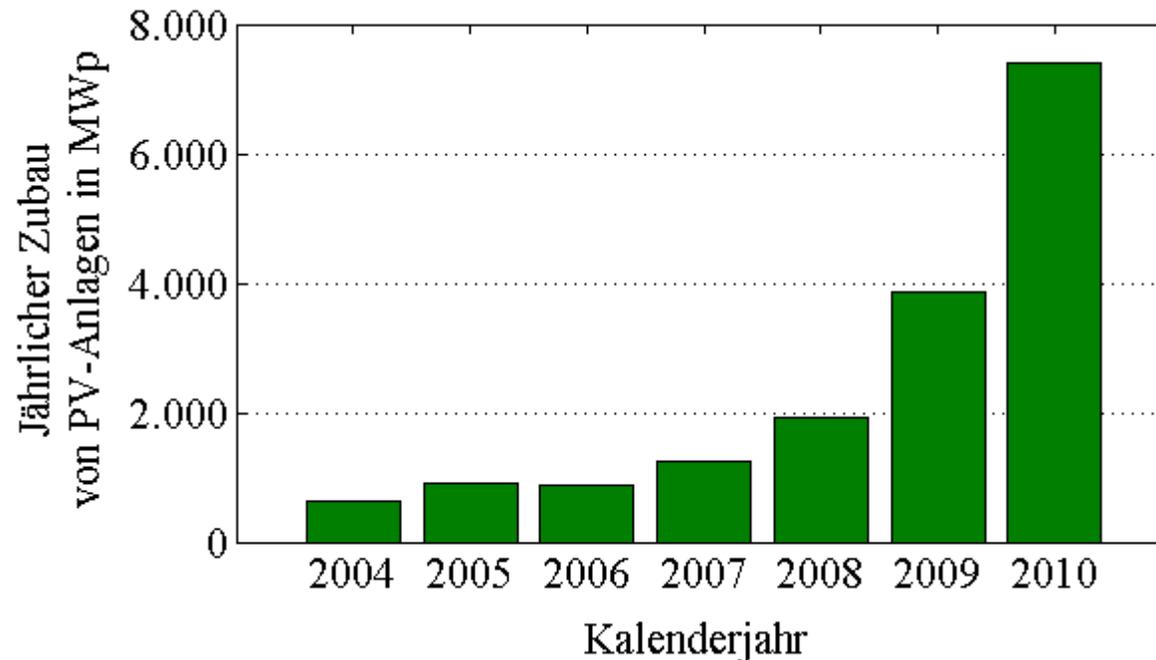
Würzburg, 2011-11-08



## Gliederung

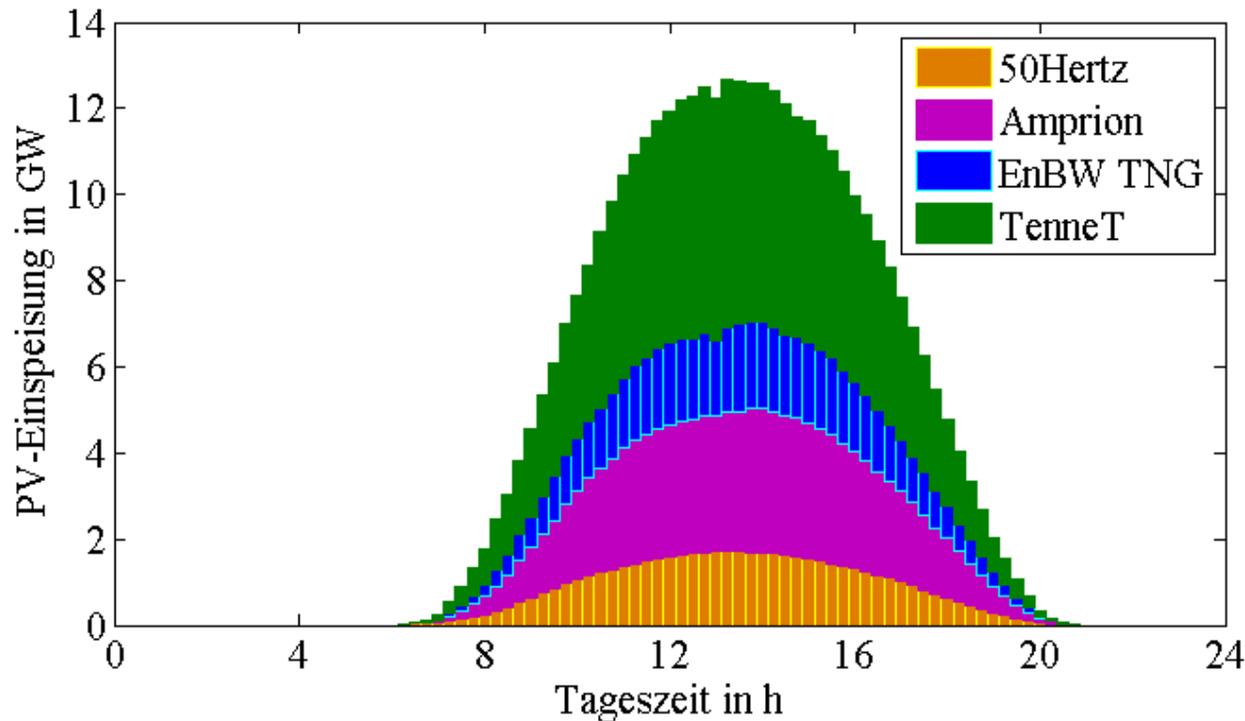
- Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA)
- Risiko einer Großstörung
- Simulationsergebnisse
- Störungsmanagement
- Neue Anforderungen zur Risikoreduktion

## Zubau der Photovoltaik in Deutschland



- Signifikantes Wachstum in den letzten Jahren
- Ca 80% der PV-Leistung ist am NS-Netz angeschlossen
- Sonstige Erzeugungstypen im Vergleich wenig relevant

## Maximale Einspeiseleistung der Solarenergie



- Einspeisung an Sommertagen (hier: 2011-08-20) über 10 GW
- Systemrelevanter Anteil



## Gliederung

- Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Risiko einer Großstörung
- Simulationsergebnisse
- Störungsmanagement
- Neue Anforderungen zur Risikoreduktion

## Philosophie von Netzanschlussbedingungen

- Gestern: Schütze das Netz vor DEA! („Rauschgeneratoren“)
- Betrachtung einzelner Anlagen: Personenschutz, VN-Betrieb
- Trennung vom Netz bei kleineren Störungen
  
- Laissez-faire Haltung bis zum Markterfolg
  
- Morgen: Das Netz wird durch DEA gebildet.
- Strategieänderung: DEA tragen Systemverantwortung
- Robustes Systemverhalten netzfreundlicher Einspeiser (>1 Mio)
  
- Definition nützlicher technischer Regeln auf Basis physikalischer Zusammenhänge



## Reglungstechnisch sinnvolles Systemverhalten

- LTI-Systeme (linear time-invariant) sind gut regelbar
- Vermeiden von Totzeiten
- Vermeiden von Hysteresen
- Vermeiden von harten Schaltschwellen (Sprünge)

## Risiko einer Großstörung

- selbstständige Schaltstelle nach VDE 0126-1-1
- „Wie baut man einen nichtlinearen Oszillator“
  - Netztrennung bei 50,2 Hz
  - Wiederschaltung, wenn  $>30s$  Frequenz unter 50,2 Hz
- Regel wurde für den Inselnetzbetrieb im Wartungsfall genutzt
  - Betrieb von Netzersatzanlagen bei erhöhter Frequenz
  - Kein Zuschalten von DEA (Mindestlast der NEA)
  
- Frequenzantwort auf 10 GW Erzeugungssprung
  
- Kein gut regelbares LTI-System!



## Gliederung

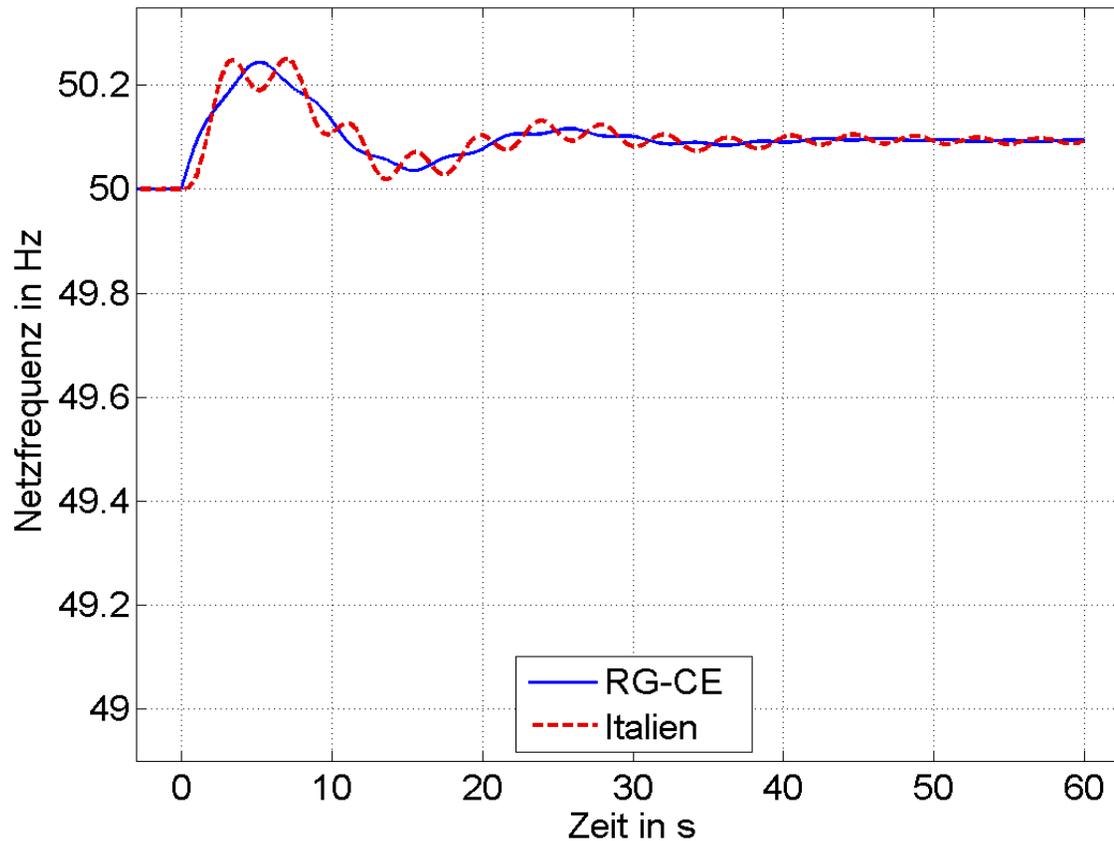
- Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Risiko einer Großstörung
- Simulationsergebnisse
- Störungsmanagement
- Neue Anforderungen zur Risikoreduktion

## Modellbeschreibung des Worst-Case-Szenarios

- Vereinfachtes Zwei-Knoten-Modell der Synchronzone
- Aufteilung im Verhältnis 1:5
  - 300 GW Last
  - 3 GW Primärregelleistung
- Überfrequenter Erzeugungsverlust von 10 GW
  - bei 50,2 Hz (Knoten RG-CE)
- Unterfrequenter Erzeugungsverlust von 5 GW
  - bei 49,7 Hz (Knoten IT)
  
- Drei dargestellte Fälle nach Überfrequenzereignis:
  - Ideal: Leistungsreduktion gemäß 5%-Statik
  - 10 GW Sprung in Deutschland bei 50,2 Hz
  - zusätzlich 5 GW Sprung in Italien bei 49,7 Hz

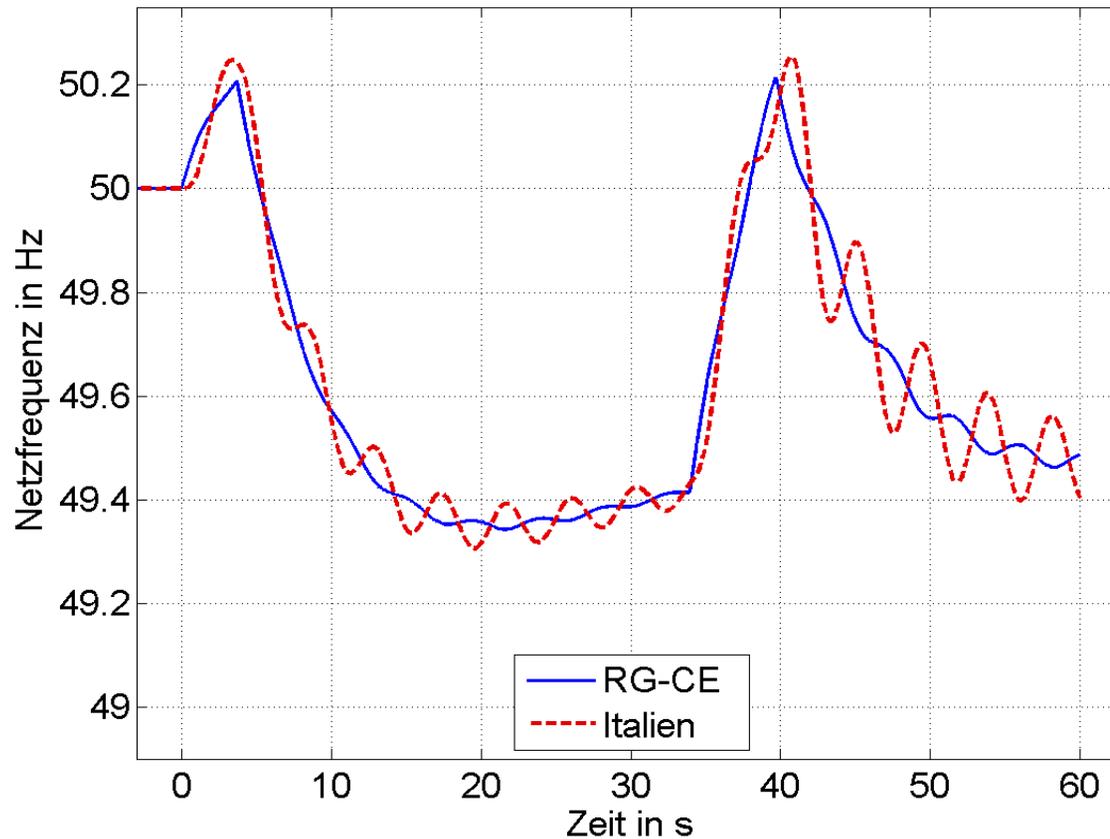
## Fall 1: Leistungsreduktion gemäß 5%-Statik

Netzfrequenzen Fall 1



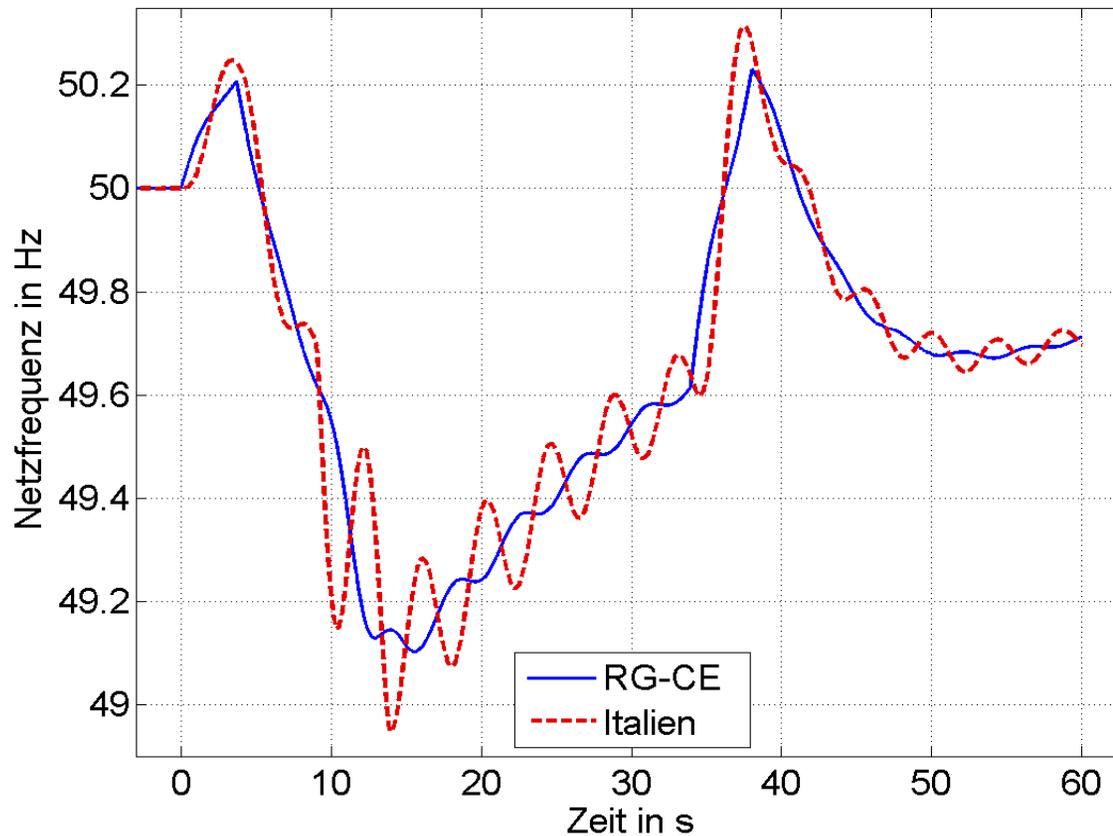
## Fall 2: Abschaltung von 10 GW in DE bei 50,2 Hz

Netzfrequenzen Fall 2

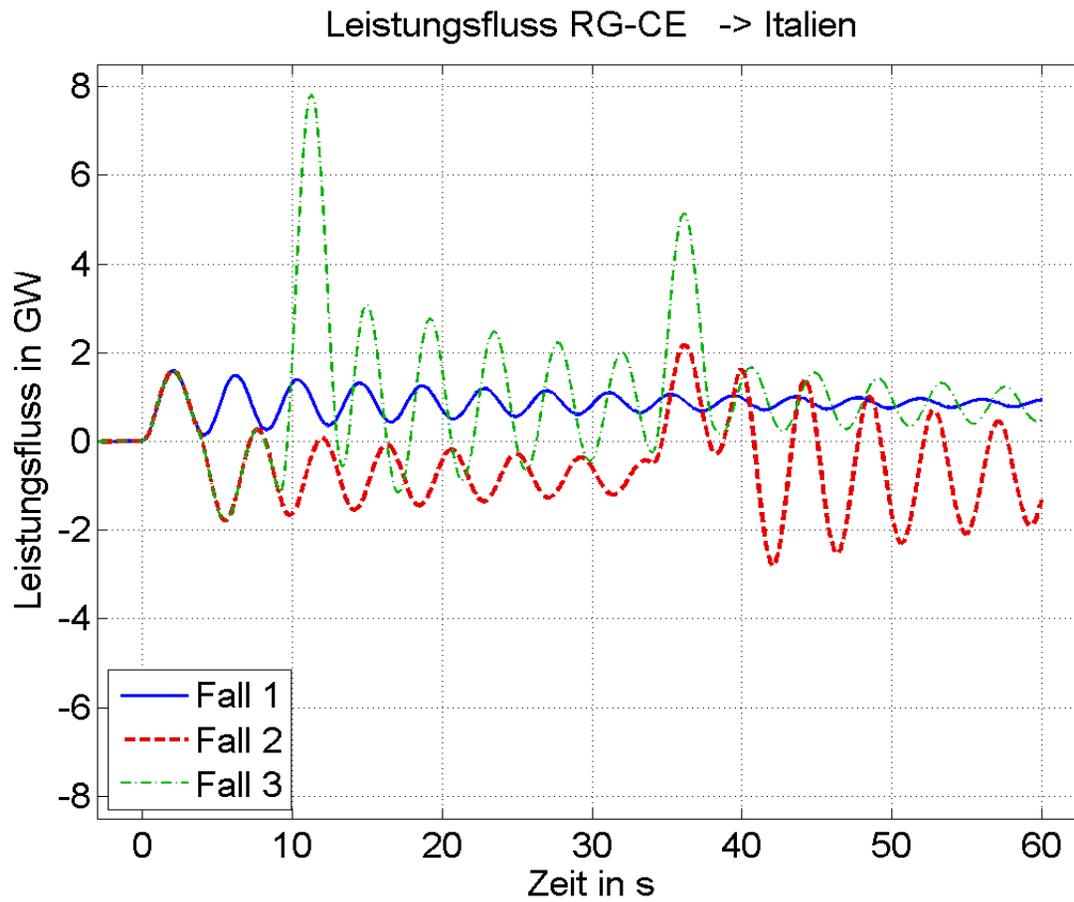


## Fall 3: Zusätzliche Abschaltung von 5 GW bei 49,7 Hz in IT

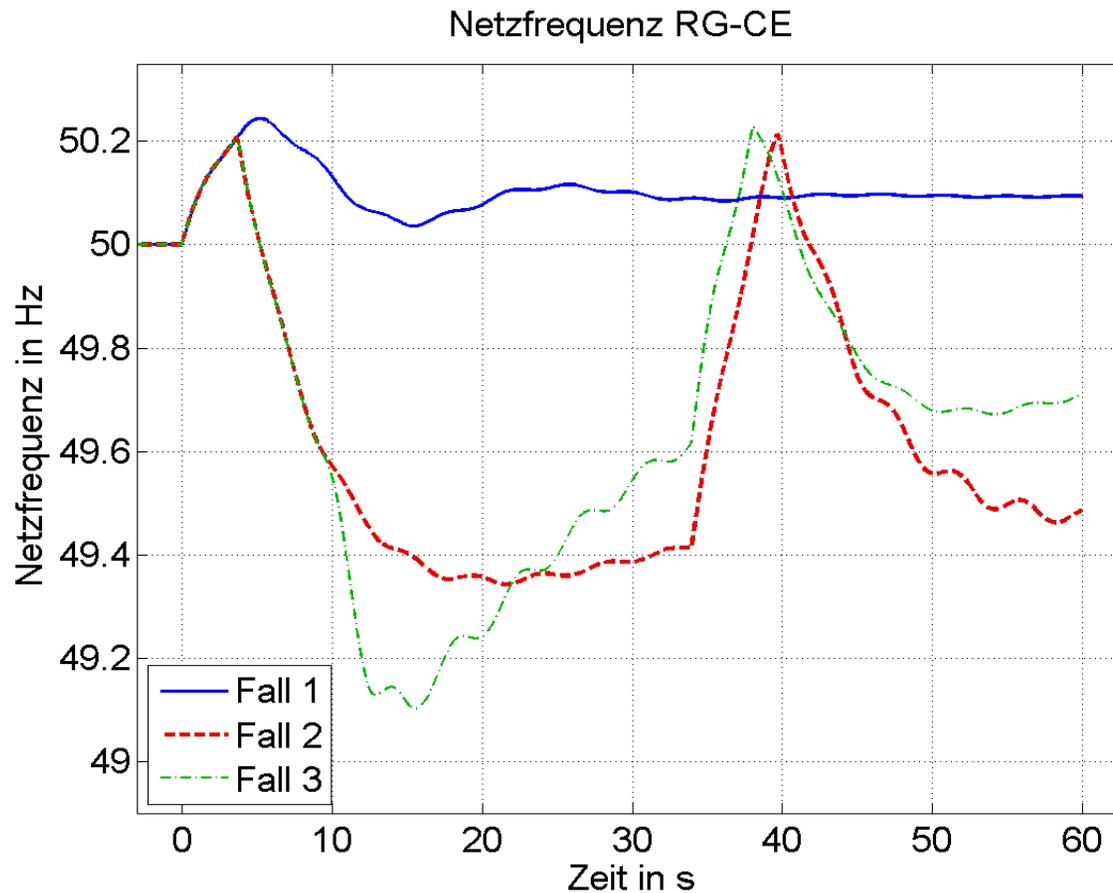
Netzfrequenzen Fall 3



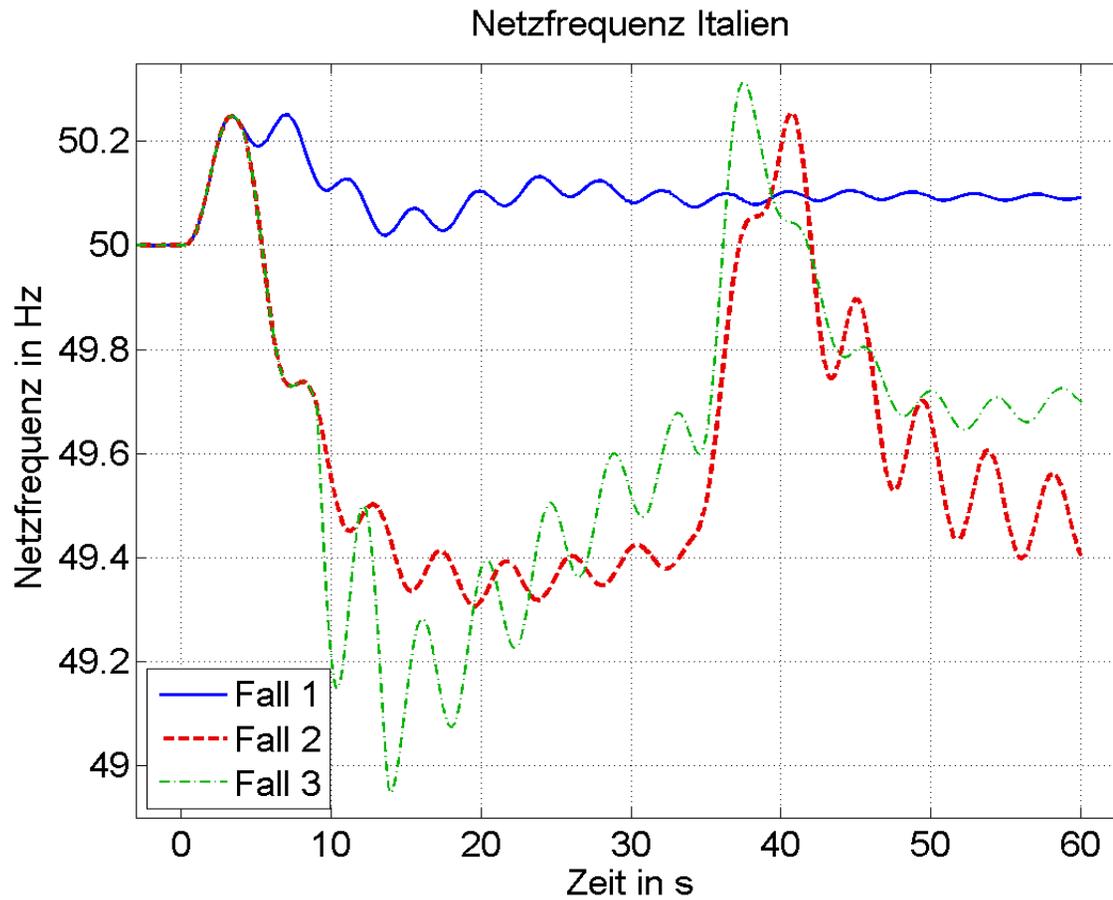
## Vergleich der Leistungsflüsse zwischen den Knoten



# Vergleich der Netzfrequenzen im Zentral-Knoten



# Vergleich der Netzfrequenzen im Satelliten-Knoten





## Gliederung

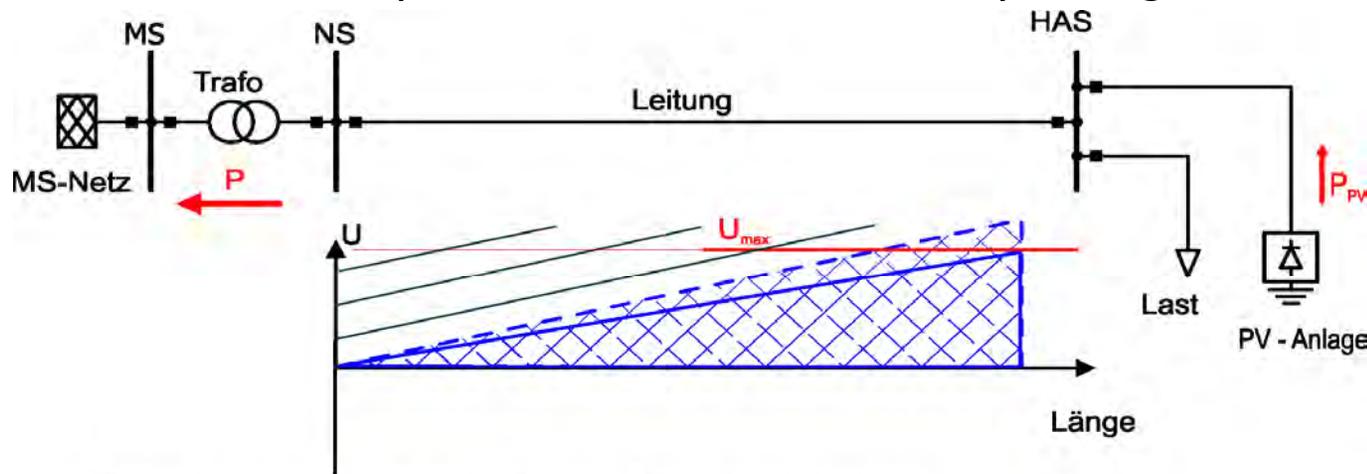
- Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Risiko einer Großstörung
- Simulationsergebnisse
- Störungsmanagement
- Neue Anforderungen zur Risikoreduktion

## Störungsmanagement I

- Unterbinden des Jo-Jo-Effekts
- ENTSO-E Operation Handbook, P 5 (Emergency Operations)
  - C-S3.7: No automatic reconnection
  - Lessons learned from the Nov. 2006 UCTE system split (nordöstliches Teilnetz mit Windüberschüssen)
  
- Beeinflussen der Frequenz:
  - Frequenz massiv absenken oder
  - bis zum Sonnenuntergang über 50,2 Hz halten

## Störungsmanagement II

- Auswahl von Umspannwerken mit viel PV-Einspeisung



Quelle: Georg Kerber; Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze  
Technische Universität München; [www.een.ei.tum.de](http://www.een.ei.tum.de)

- Beeinflussen der Spannung:
  - Mit Stufenschalter am Leistungstrafo auf  $1,08 U_{\text{nenn}}$
  - Verringerte Zuschaltung dezentraler PV-Leistung
  - Spannungsschutz (10 min Mittelwert) lässt dynamisches Gleichgewicht um  $1,1 U_{\text{nenn}}$  entstehen



## Gliederung

- Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Risiko einer Großstörung
- Simulationsergebnisse
- Störungsmanagement
- **Neue Anforderungen zur Risikoreduktion**

## Neue Anforderungen

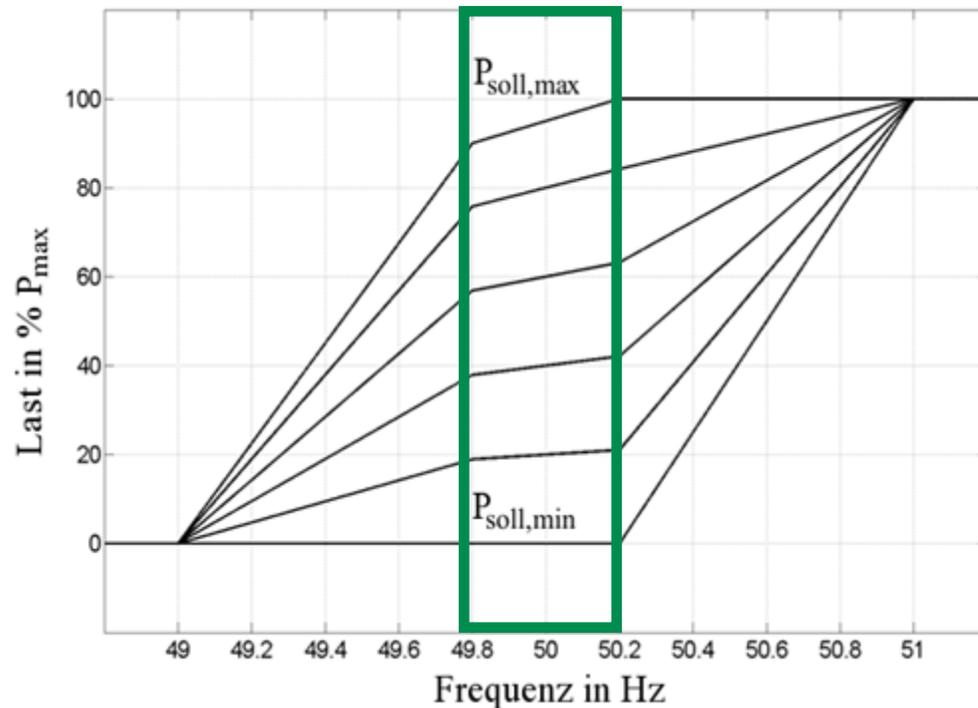
- Für Neuanlagen: VDE-AR-N 4105:2011-08
- Leistungsreduktion analog Transmission Code und Mittelspannungsrichtlinie



- To Do: Überarbeitung weiterer Richtlinien für NS-Einspeiser (EN 50438, TS 50549, IEEE 1547, CEI 0-21, ENTSO-E etc.)
- Viertelstundenprodukte im Intradayhandel (Minimierung regulärer Frequenzexkursionen zum Stundenwechsel)
- Erhöhung des Selbstregelleffektes & Momentanreserve ?

## Exkurs: Frequenzabhängiges Laden von E-Autos

- Dezentraler Beitrag zur Wirkleistungsbalance
- Kurzzeitige Lieferung von Regelleistung



Normaler Betriebsbereich des Netzes: 49,8 Hz – 50,2 Hz

Vorschlag Smart Charging:  
Kurvenschar in Abhängigkeit des  
gewünschten Sollwertes der  
Ladeleistung  $P_{set}$  und der  
Netzfrequenz  $f$

Nachbesserungsbedarf bei Wind  
und PV - nicht denselben Fehler  
zum dritten Mal machen!

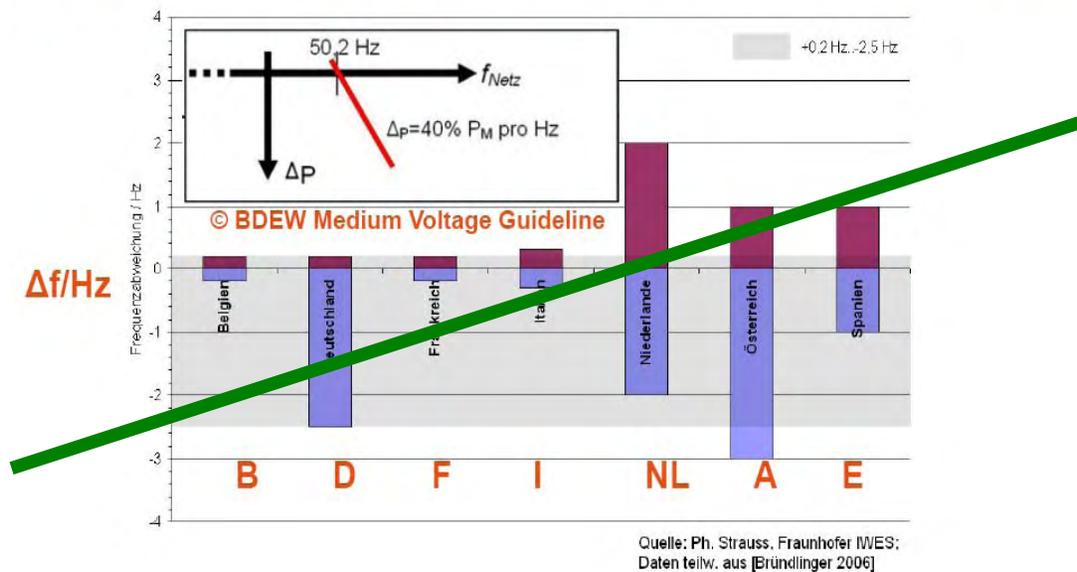
## Nachrüstungen im Bestand

- Siehe 50,2 Hz-Studie (FNN-Homepage)
- Nachrüstung von > 300.000 PV Anlagen, ca. 9 GW
- Drei Varianten ähnlich der FNN-Übergangsregelung
  - Kennlinie gemäß VDE-AR-N 4105 (ohne Hysterese)
  - Kennlinie gemäß BDEW MS-RL (mit Hysterese)
  - Randomisierung („Würfel“) bestehender Frequenzschutzparameter nach VDE 0126-1-1
- Umstellung sonstige Einspeiser (Wind, BHKW) im NS- und MS-Netz auf das aufgeweitete Frequenzintervall 47,5-51,5 Hz
- Relevanz für die gesamte zentraleuropäische Synchronzone!

## Harmonisierung und Internationalisierung

- Langjährige Erfahrungen in der EU zu leistungselektronischen Einspeisern
- Unterschiedliche Anschlussregeln innerhalb derselben Synchronzone
- Einzelner Satz von technischen Anschlussbedingungen auch für Hersteller einfacher
- Abbau von EU-Binnenmarkthemmnissen

### We need European harmonization



Frequenzschutzeinstellungen im europäischen Vergleich  
Quelle: EPIA



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit,  
für Fragen ist nun Zeit ...

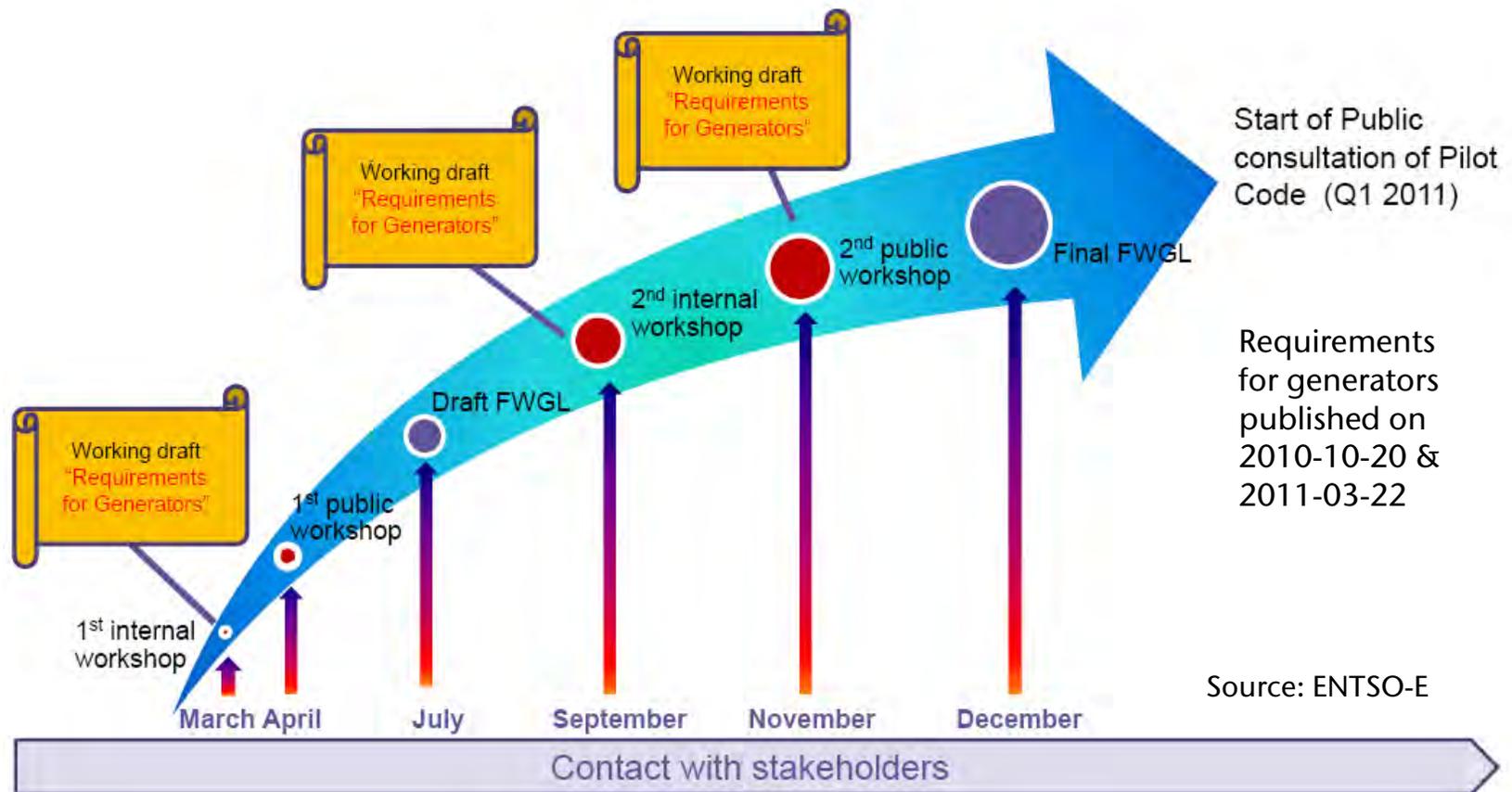
Kaestle@IEE.TU-Clausthal.de  
Tel. +49 5323 72-2572

Vrana@NTNU.no  
Tel. +47 73 59 64 76



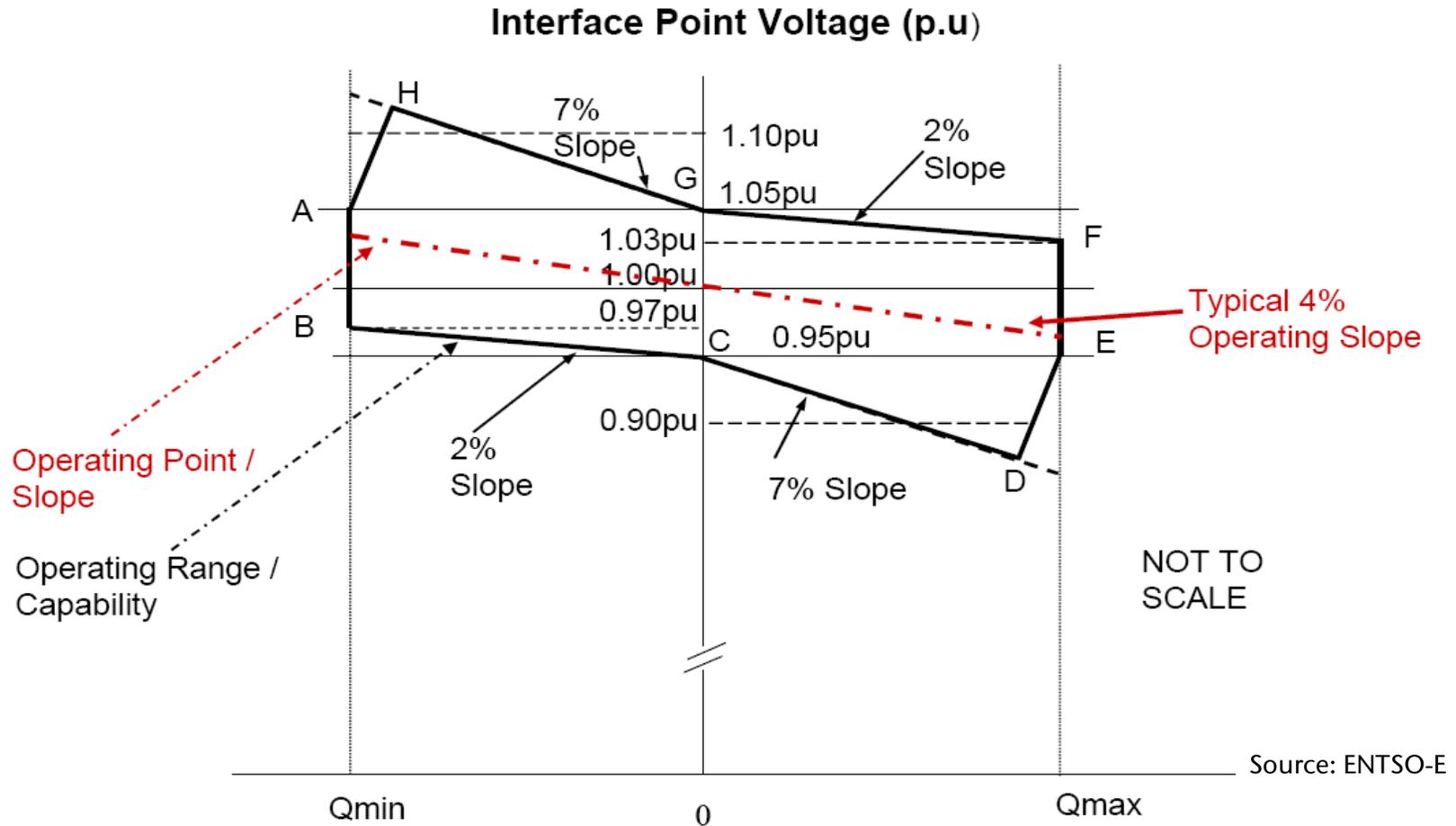
# Backup

## Time Frame: This was 2010

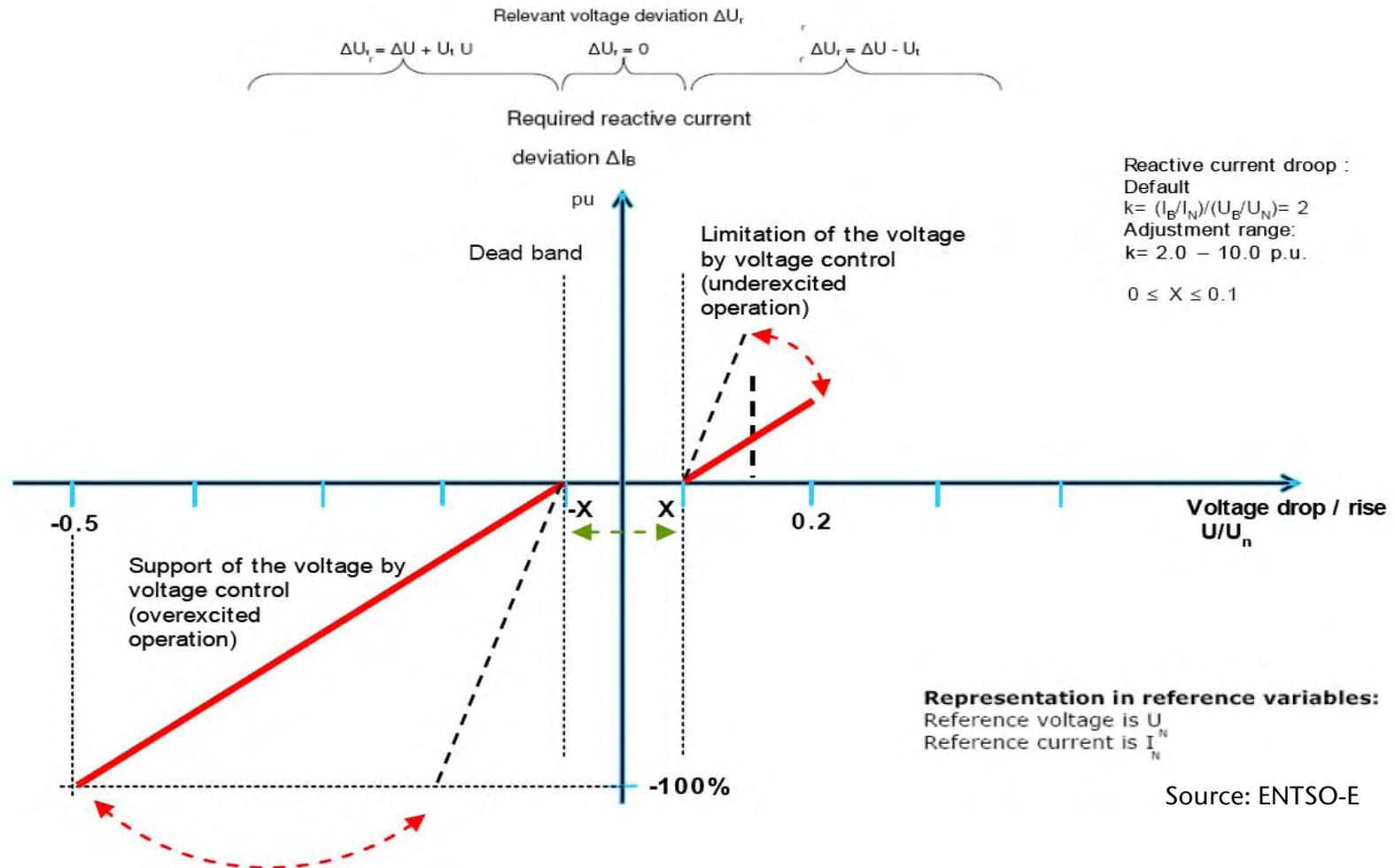


Source: ENTSO-E

# Steady-State Voltage Control

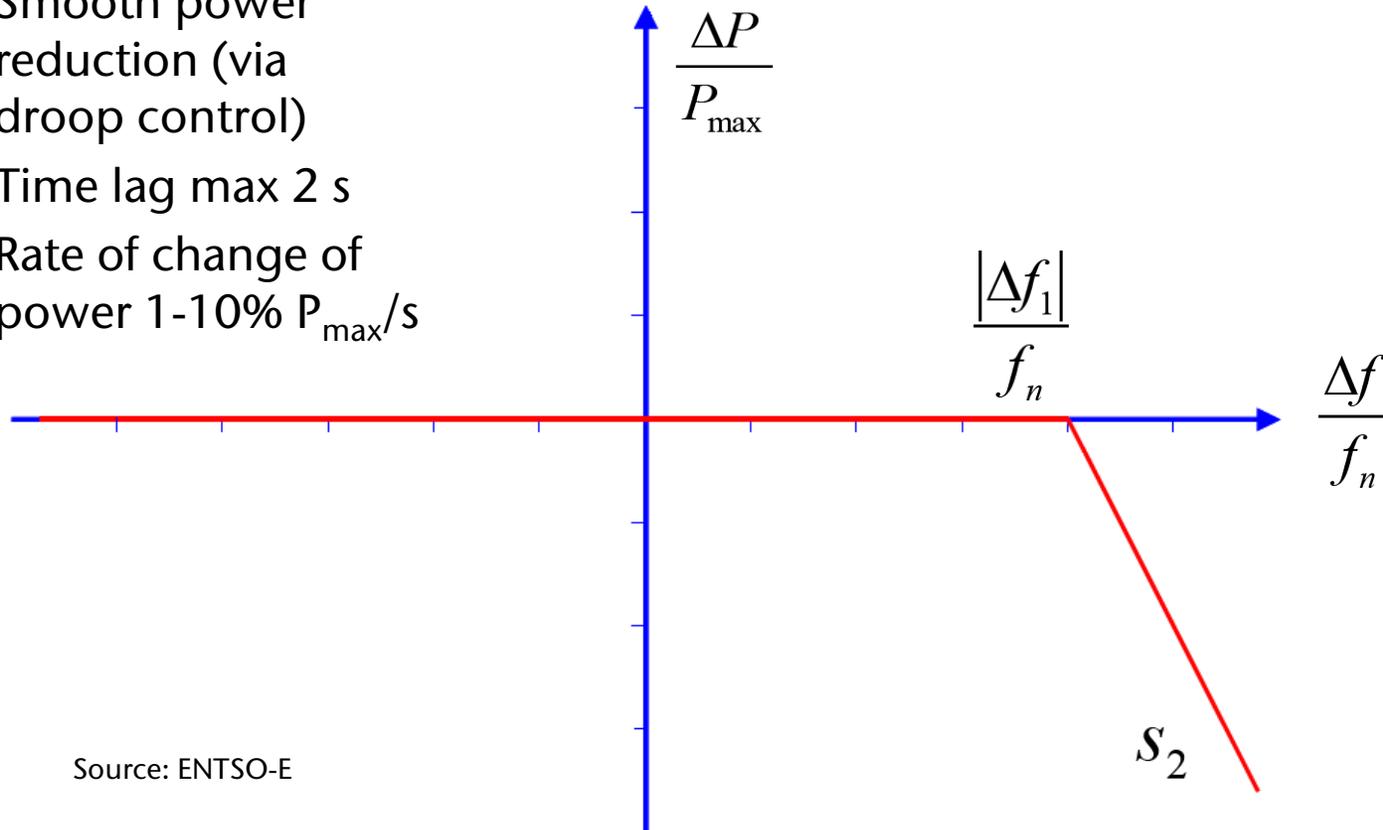


# Fast Acting Voltage Control



## Limited Frequency Sensitive Mode (Overfrequency)

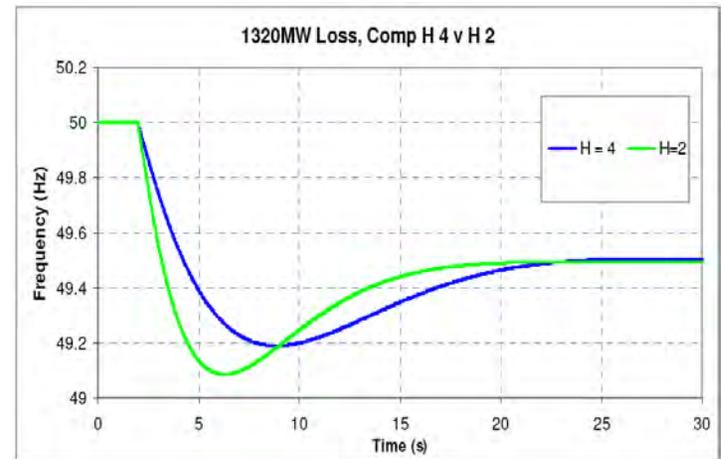
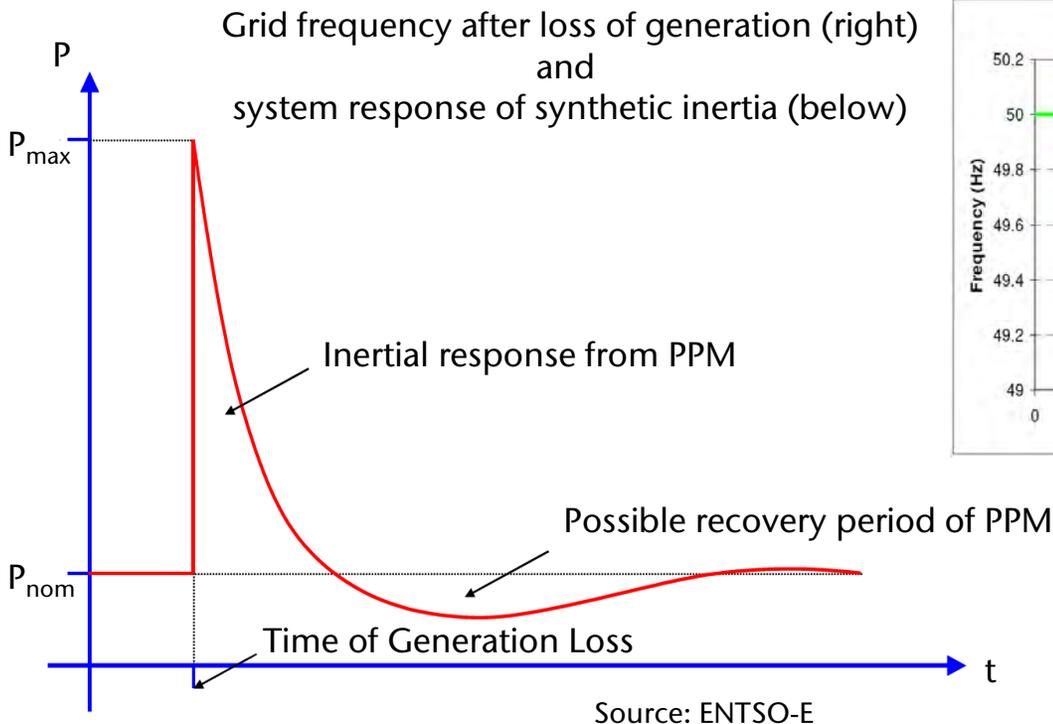
- Smooth power reduction (via droop control)
- Time lag max 2 s
- Rate of change of power 1-10%  $P_{\max}/s$



Source: ENTSO-E

# Active Power Provision by Synthetic Inertia

- Power Park Modules (PPM) >1 MW
- Energy storage capacity: 1 MWs per MW<sub>p</sub> (grid time constant T<sub>a</sub> = 10s)



Source: National Grid - Grid Code Review Panel