



#016189524 **ORCA**®
#018265372 **DMP**®
#018265380 **KRI**®
#018417183 **DNPS**®



Reg.No. 5,899,472 **ORCA**®
Reg.No. 7,532,392 **DNPS**®

Fette
Competence in Energy

Digital Nonlinear Power Systems

Blackout Spanien/Portugal

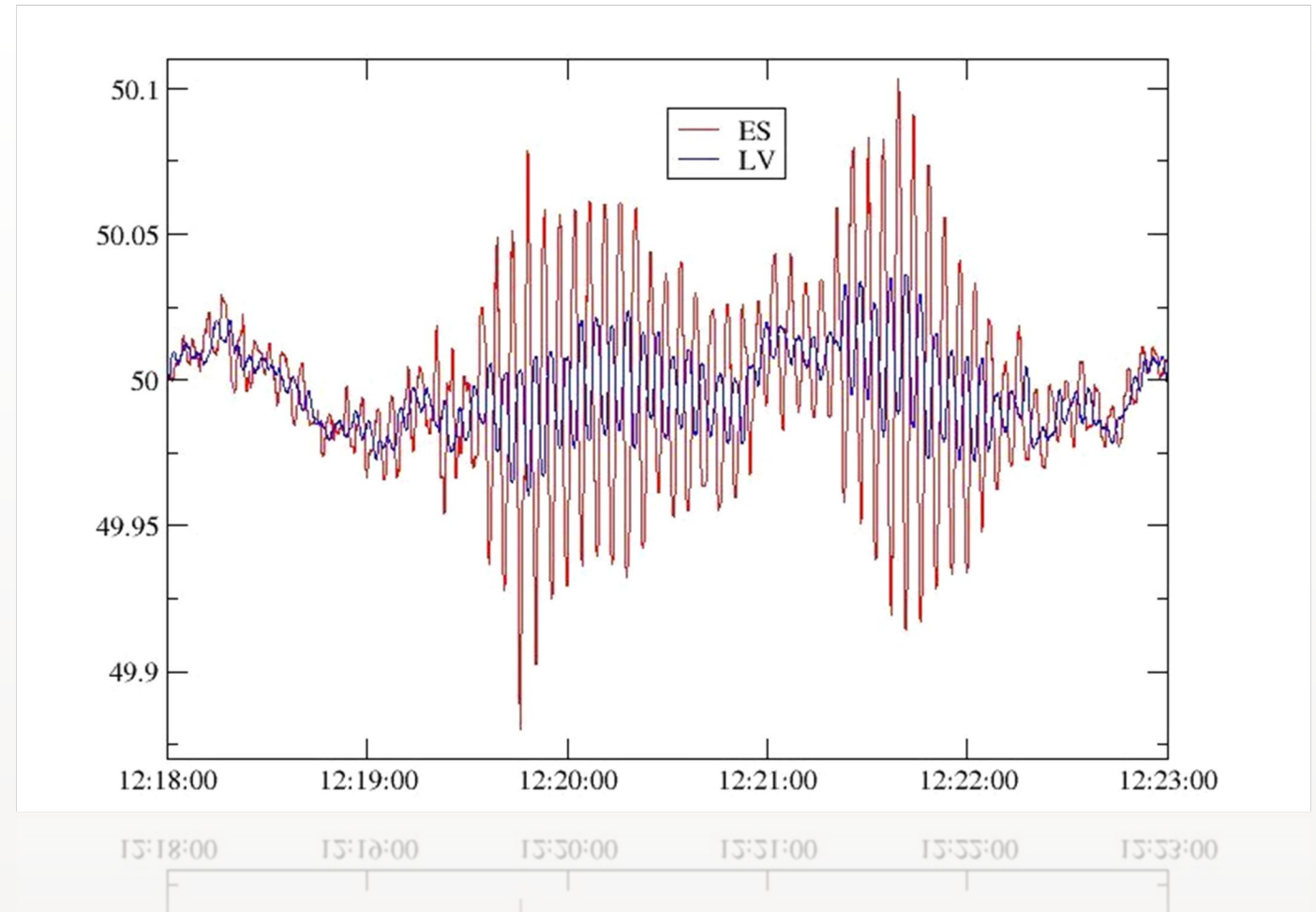
Dortmund, November 2025

Michael Fette

Fette
Competence in Energy

Oszillationen Spanien / Litauen

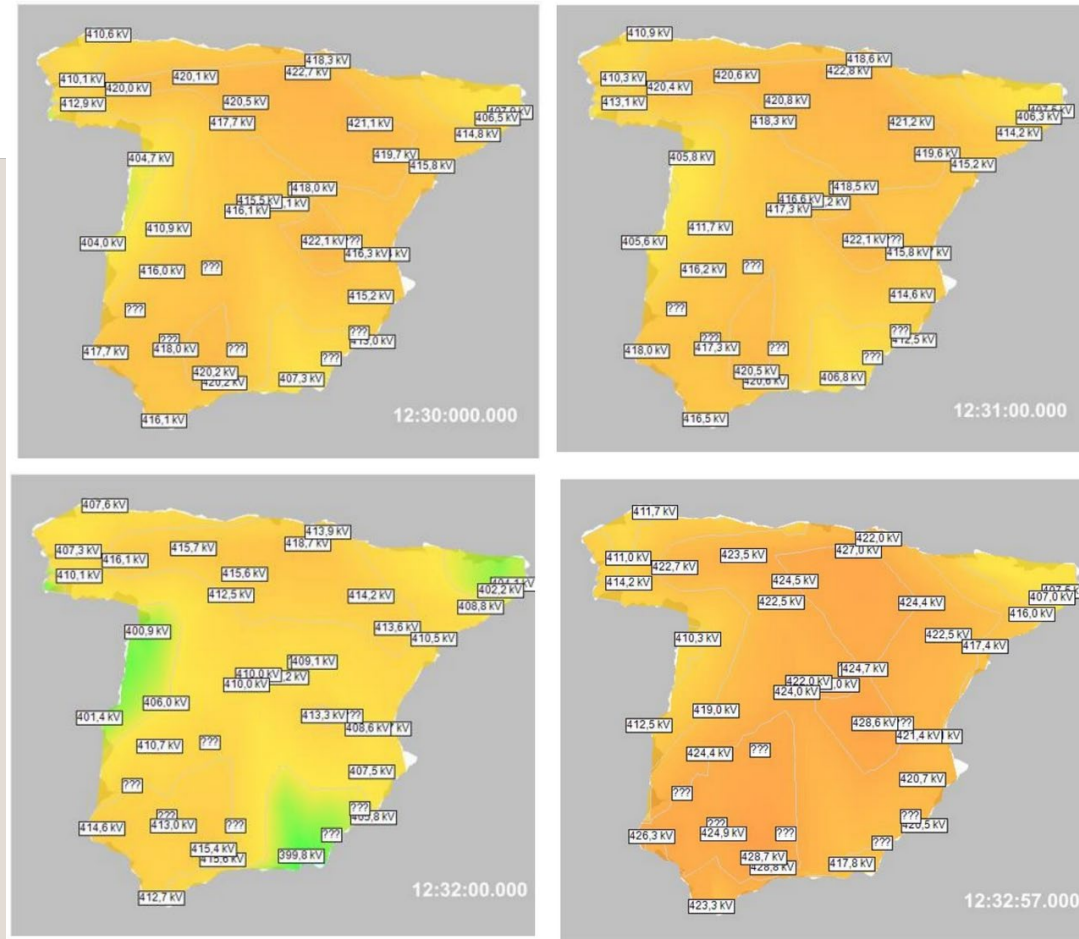
- Quelle LinkedIn
- Bestimmte Frequenz: 0,21 Hz
- In Litauen in Gegenphase



Spannungsprofile

- Leiter-Leiter-Spannungen im 400-kV-System
- Zeitliche Abfolge von 12:30:00 Uhr bis 12:32:57 Uhr

Dynamic voltage control?

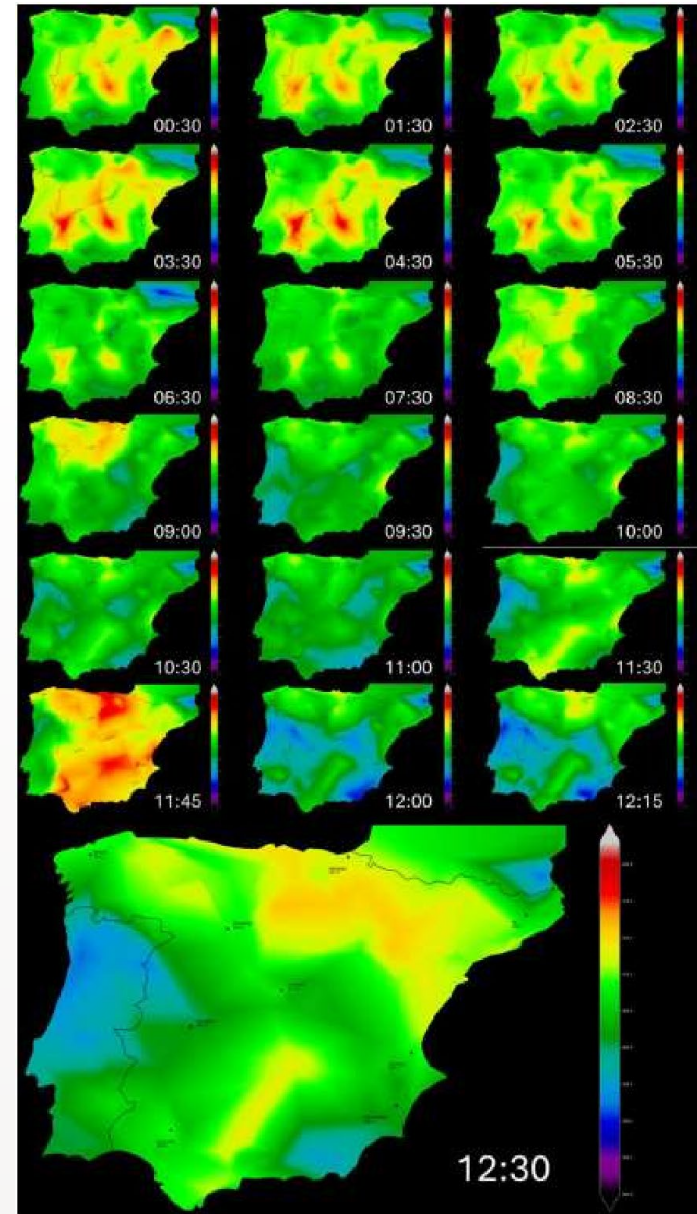


Quelle: red eléctrica – Blackout in Spanish Peninsular Electrical System of 287h of April 2025

Spannungsprofile

- 400-kV-Netz red eléctrica
- Zeitraum 28.04.2025
0:30 Uhr – 12:30 Uhr

Quelle: Nationaler Report



Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen
- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung

red eléctrica
Una empresa de Redeia

Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

18/06/2025

System Operation Division
June 2025

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
17.06.2025 - 21:16 Uhr

[Artikel anhören 05:13](#)



asten in der Nähe von Ronda, Spanien: War der große Blackout zu verhindern? Foto: REUTERS

Madrid. Die spanische Regierung hat die Ursachen des historischen Stromausfalls im April ermittelt. Grund für den stundenlangen Blackout in Spanien und Portugal sei eine zu hohe Spannung im Netz gewesen, sagte Spaniens Ministerin für den ökologischen Wandel, Sara Aagesen, in Madrid.

Das spanische Stromnetz war am 28. April in weniger als einer Minute zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen
- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung

red eléctrica
Una empresa de Redeia

Blackout in Spanish
Peninsular Electrical
System the 28th of
April 2025

Es war eine PV-Anlage!

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
17.06.2025 - 21:16 Uhr

[Artikel anhören 05:13](#)



astan in der Nähe von Ronda, Spanien: War der große Blackout zu verhindern? Foto: REUTERS

Madrid. Die spanische Regierung hat die Ursachen des historischen Stromausfalls im April ermittelt. Grund für den stundenlangen Blackout in Spanien und Portugal sei eine zu hohe Spannung im Netz gewesen, sagte Spaniens Ministerin für den ökologischen Wandel, Sara Aagesen, in Madrid.

Das spanische Stromnetz war am 28. April in weniger als einer Minute zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen

- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung

red eléctrica
Una empresa de Redeia

Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

Es war eine PV-Anlage!

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
17.06.2025 - 21:16 Uhr

[Artikel anhören 05:13](#)



Schlechte Planung für die Netzsicherheit!

lasten in der Nähe von Ronces, Spanien, war der große Blackout zu vermeiden. Foto: REUTERS

Madrid. Die spanische Regierung hat die Ursachen des historischen Stromausfalls im April ermittelt. Grund für den stundenlangen Blackout in Spanien und Portugal sei eine zu hohe Spannung im Netz gewesen, sagte Spaniens Ministerin für den ökologischen Wandel, Sara Aagesen, in Madrid.

Das spanische Stromnetz war am 28. April in weniger als einer Minute zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen
- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung

red eléctrica
Una empresa de Redeia

Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

Es war eine PV-Anlage!

Systemisches Versagen! Reproduzierbar!

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
17.06.2025 - 21:16 Uhr

Artikel anhören 05:13



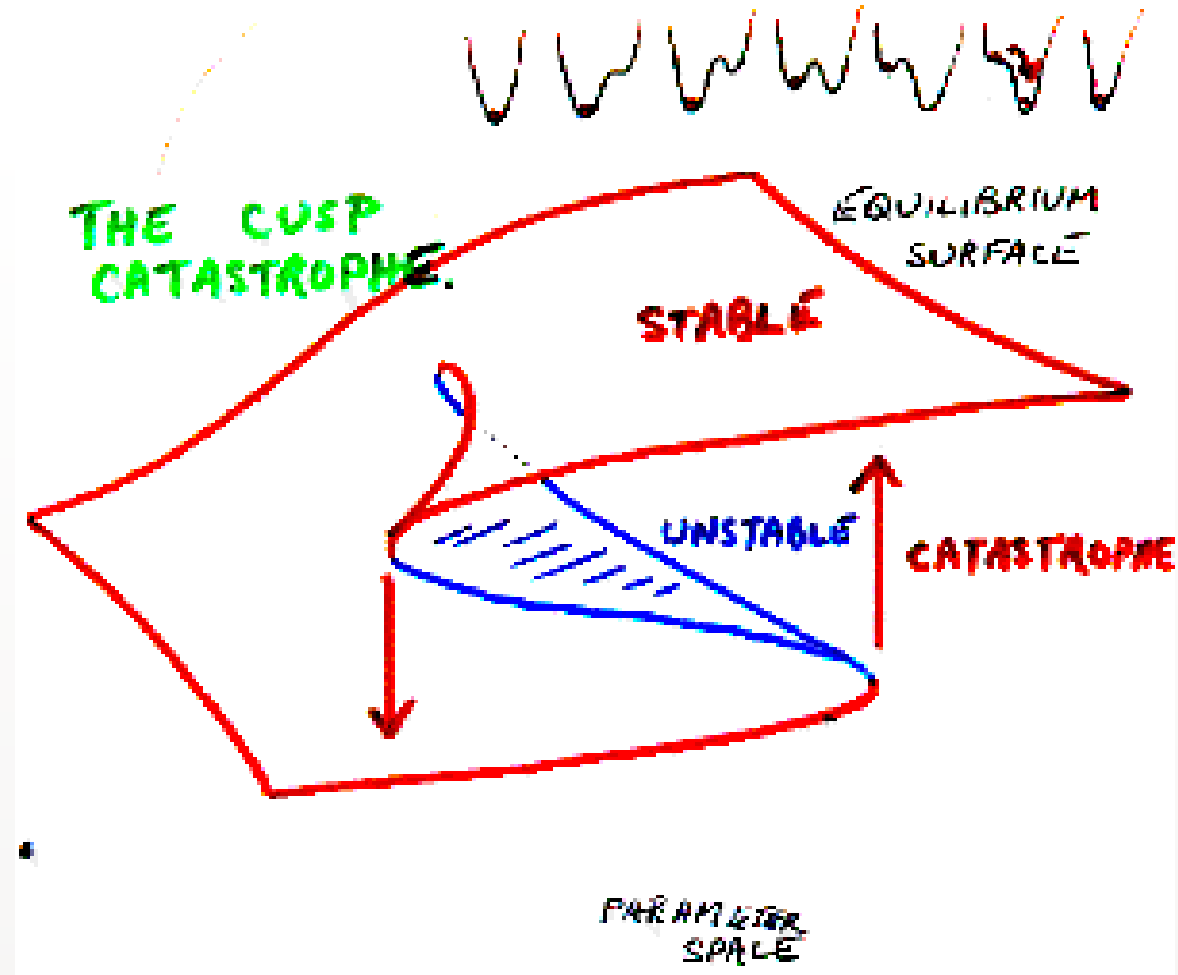
asten in der Nähe von Ronces, Spanien, war der große Blackout zu vermeiden. Foto: REUTERS

ausfalls im
ugal sei
n

zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

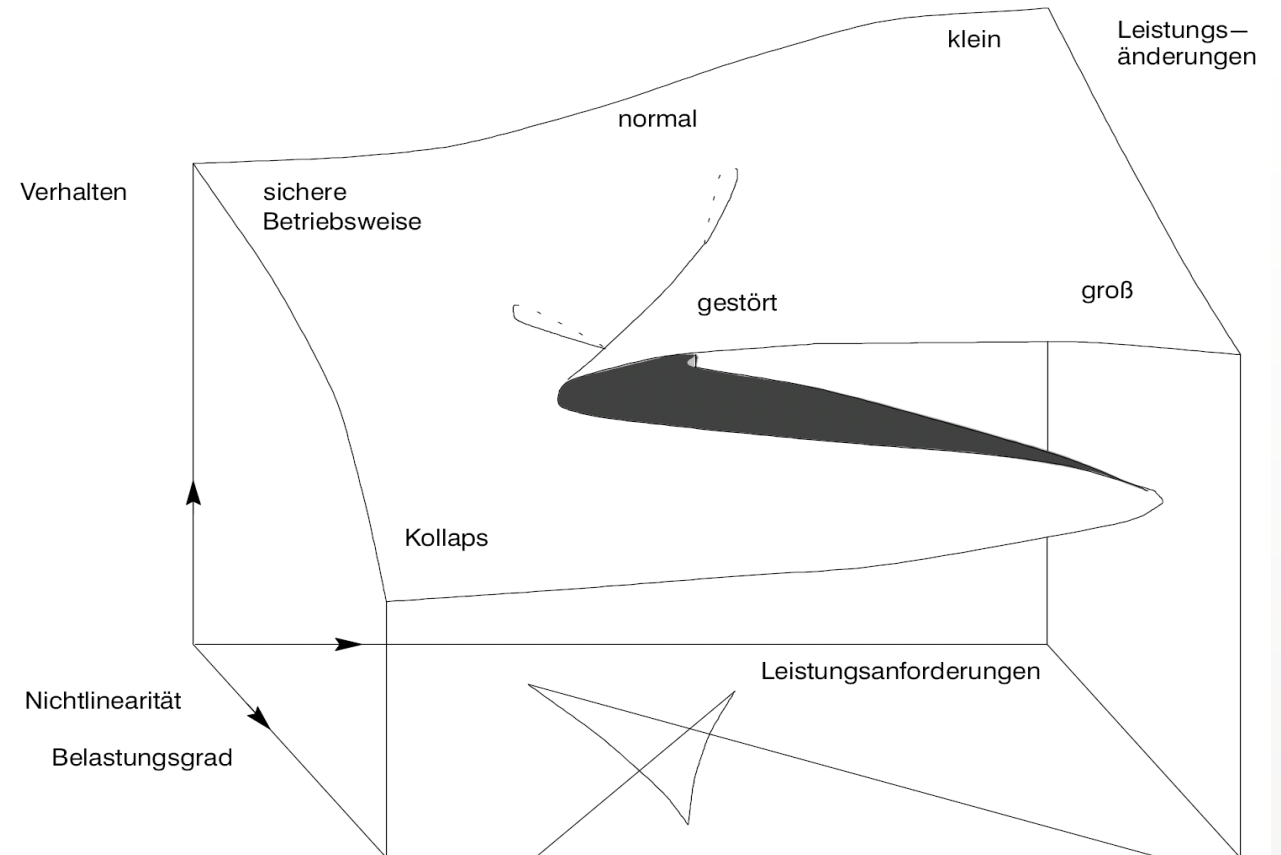
Rene Thom

Handzeichnung zum Verständnis der
Katastrophentheorie



Verhaltensmannigfaltigkeit von Elektroenergiesystemen

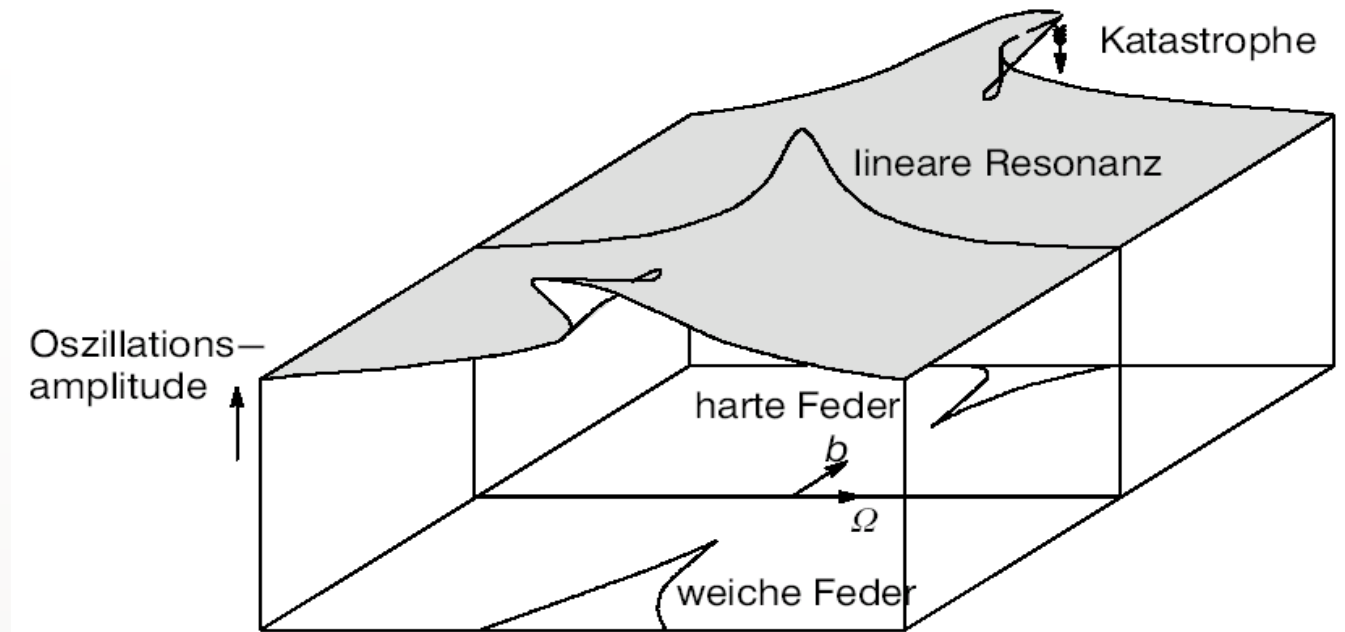
Veränderungsprozesse und deren
Auswirkungen auf Systemdynamiken



Vereinfachtes, aber strukturell korrektes Modell eines Elektroenergiesystems

Mannigfaltigkeit und Kontrollfläche eines
Duffing-Oszillators

Charakteristisch für alle
elektromechanischen Energiewandler



$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} + \left(\delta - \frac{\delta^3}{3!}\right) \frac{U_B U_G}{X_d} = P_M$$

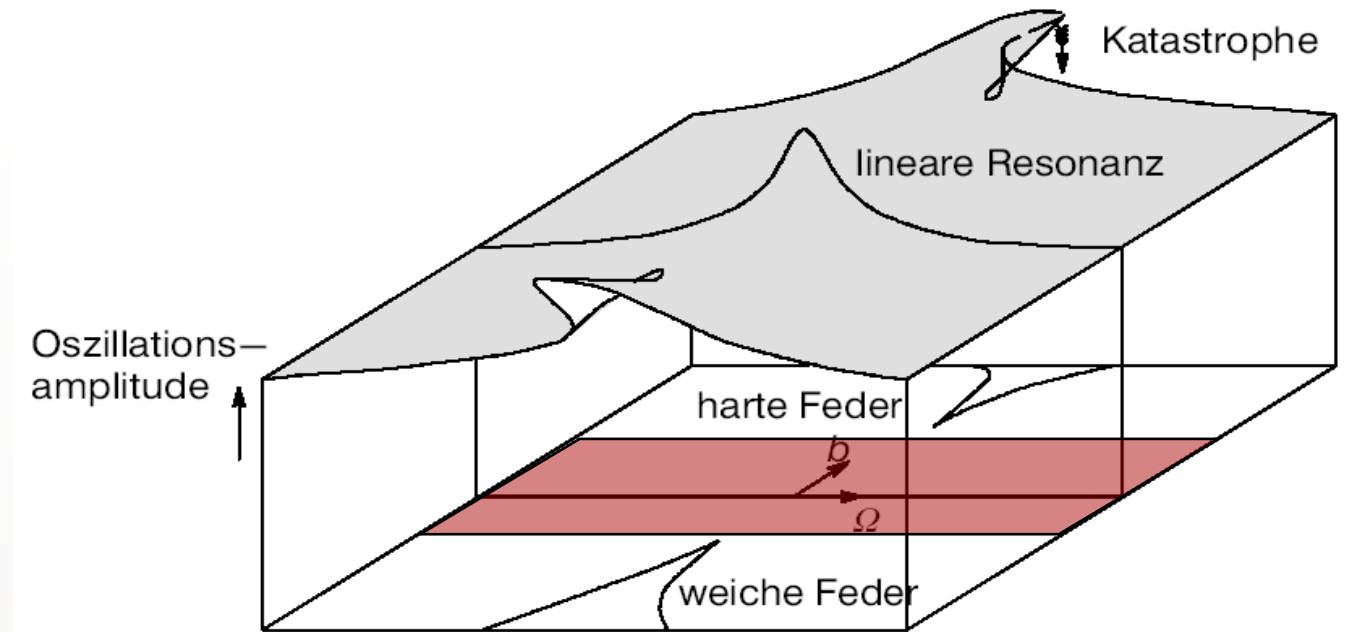
© Dr. Michael Fette - 1996

Vereinfachtes, aber strukturell korrektes Modell eines Elektroenergiesystems

Mannigfaltigkeit und Kontrollfläche eines
Duffing-Oszillators

Charakteristisch für alle
elektromechanischen Energiewandler

quasi-linearer Bereich



$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} + \left(\delta - \frac{\delta^3}{3!}\right) \frac{U_B U_G}{X_d} = P_M$$

© Dr. Michael Fette - 1996

Spezieller Fall - Kollapsprozesse

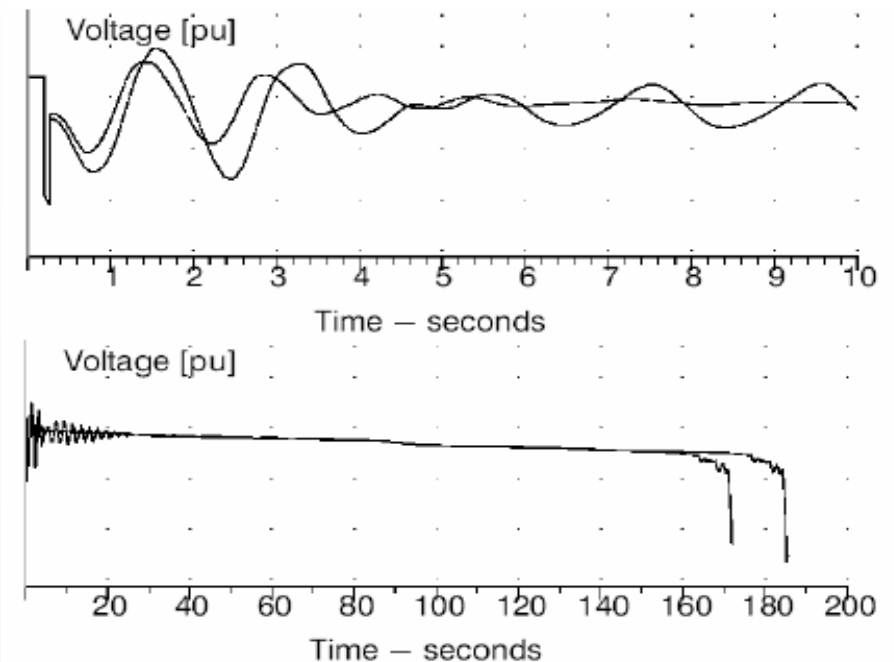
Blackout-Phänomene können in zwei Prozesse zerlegt werden

- ➔ 1. Phase: Oszillationsprozess (schneller Vorgang)
- ➔ 2. Phase: Driftprozess (langsamer Vorgang)

Die beiden Prozesse treten jedoch nicht getrennt voneinander auf.

Die Oszillationen überdecken den langsameren Driftprozess, dieser ist „augenscheinlich“ nicht sichtbar.

Quelle: IEEE Report on Voltage Stability 2001



Driftprozess – Messdaten eines Blackouts in Griechenland 2004

Störungsbeginn: 7:28 Uhr

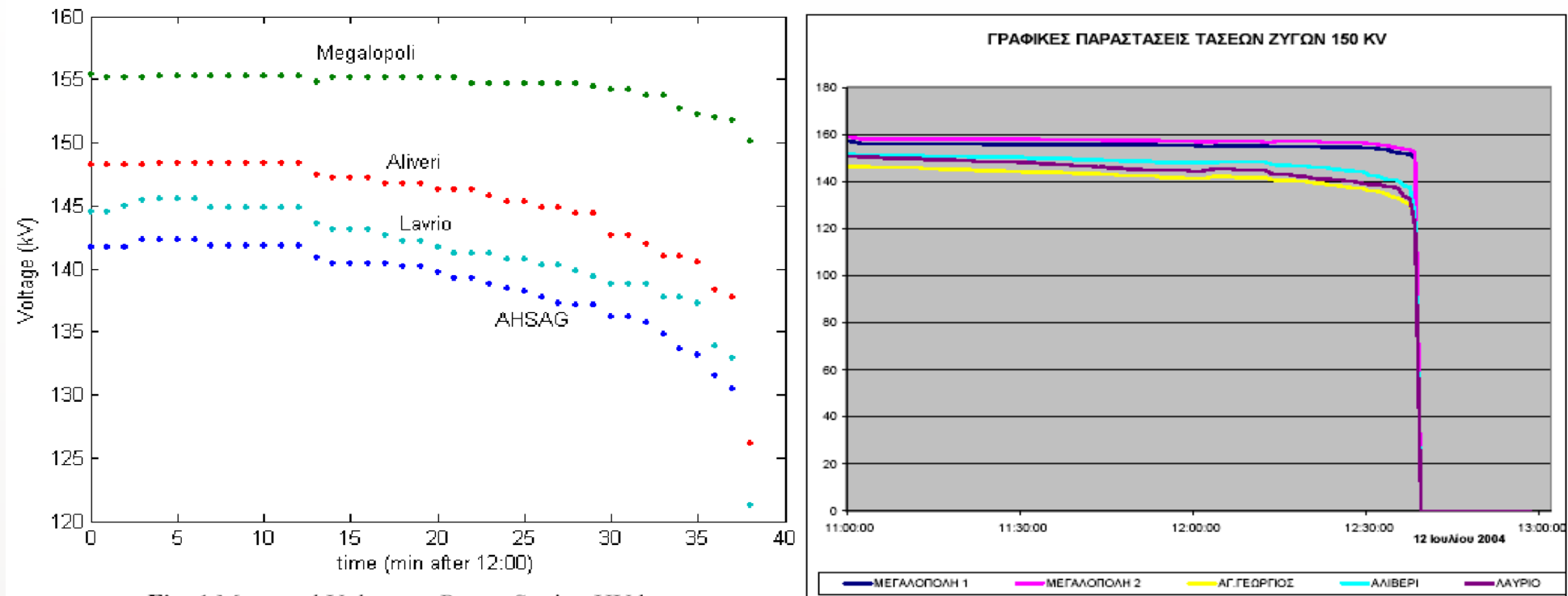
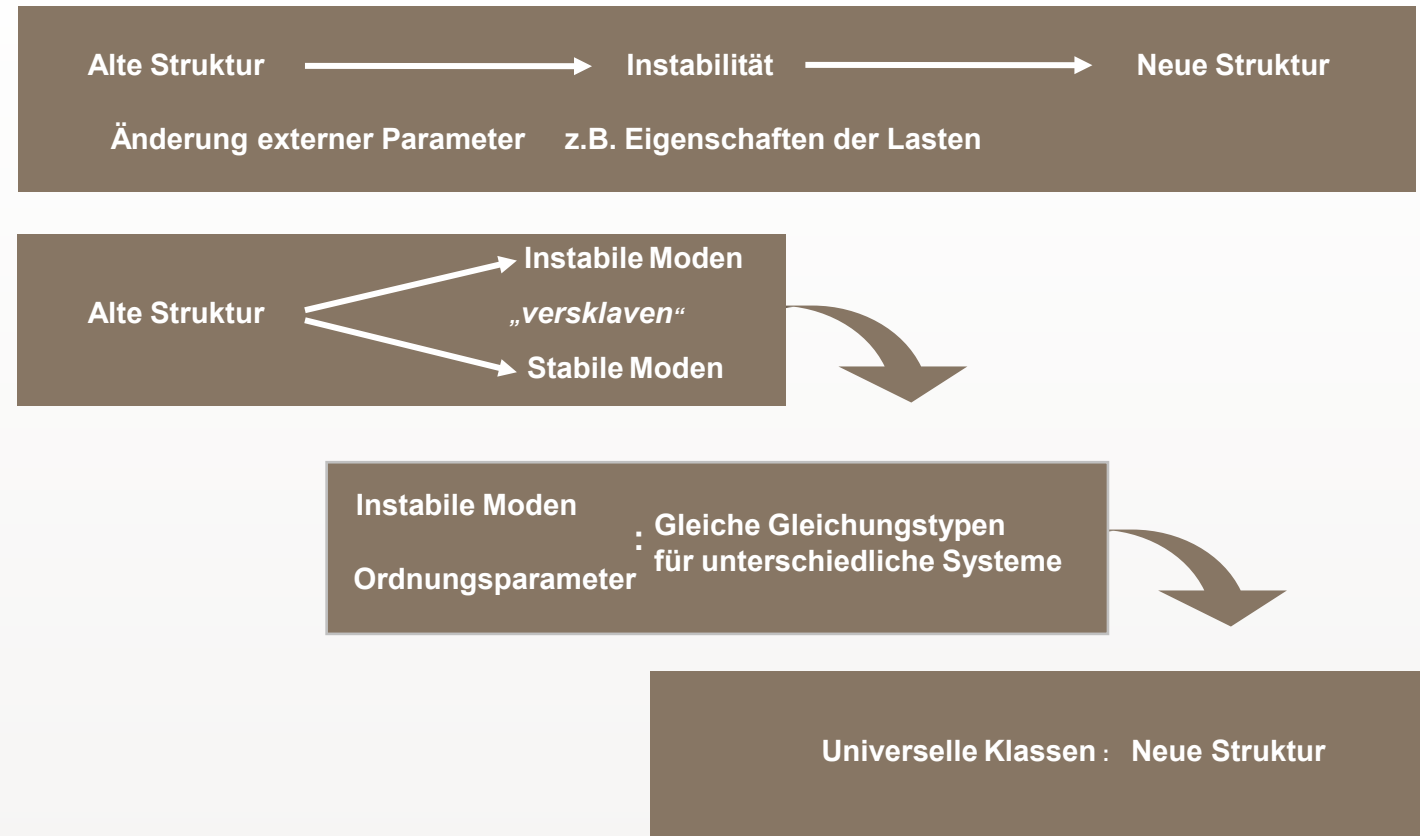


Fig. 1 Measured Voltage at Power Station HV buses

Quelle: TECHNICAL SUMMARY ON THE ATHENS AND SOUTHERN GREECE BLACKOUT OF JULY 12, 2004

Veränderungen der dynamischen Eigenschaften (Synergetik)

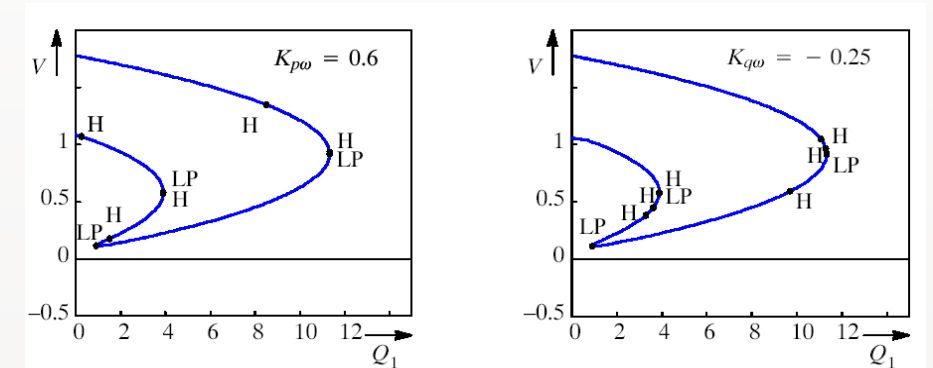
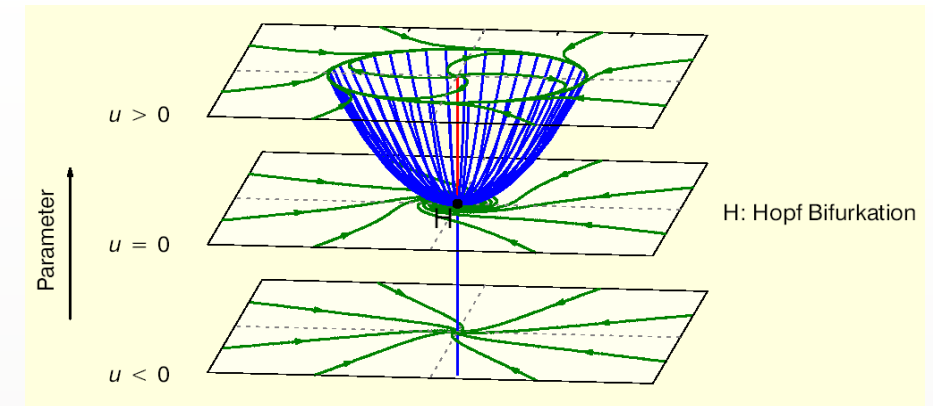
- Modelle müssen für nichtlineare Analysen geeignet sein
- Alle Frequenzbereiche müssen abgebildet sein!
- Die Synergetik nutzt strukturell richtige Ersatzmodelle zur Beschreibung nach Hermann Haken – Bestimmung externer Einflussparameter auf Modelleigenschaften



Analyse der Bifurkationen

Hopf-Bifurkation

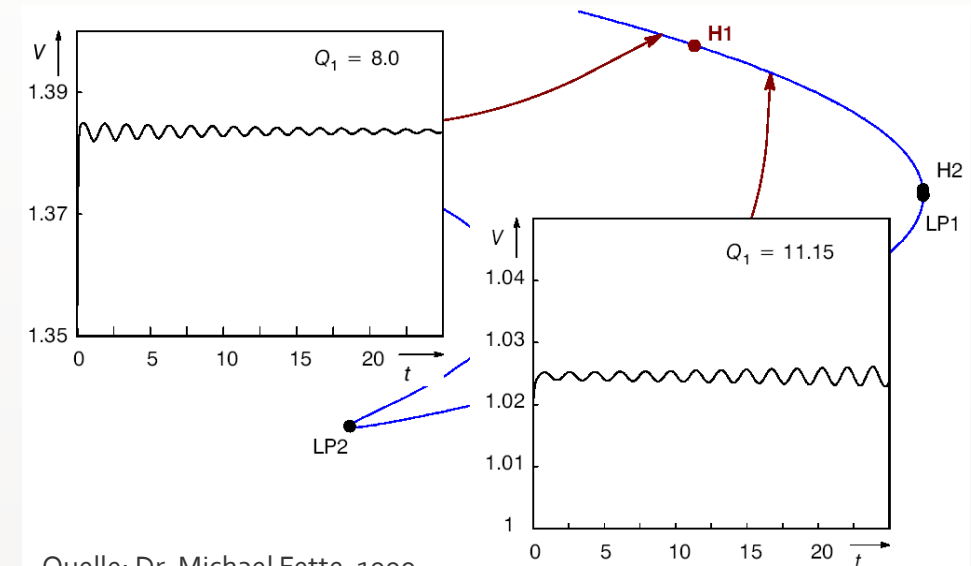
- Instabilität verursacht durch eine Hopf-Bifurkation
 - Ein Bifurkationspunkt ist ein spezieller Punkt, bei dem ein nichtlineares System seine Charakteristiken ändern kann. An einer Hopf-Bifurkation treten zusätzliche Schwingungen auf, die bei Elektroenergiesystemen in der Regel instabil sind.
- Im Bifurkationsdiagramm kann man beobachten:
 - Die Lage des Hopf-Punktes hängt stark von den Lasteigenschaften ab
 - Im Bild rechts sind unterschiedliche Lastcharakteristiken angenommen



Zeitreihen vor und nach einer Hopf-Bifurkation

→ Testfunktionen in der Nähe der Hopf-Punkte

- ▶ Niedrige Frequenzen können berechnet werden
 - Frequenzen hängen von der Leistungsfähigkeit des Netzes ab
 - Die Lage der Hopf-Punkte (und damit die Frequenz) hängt von den Lastdynamiken ab
 - Charakteristische Frequenzintervalle können berechnet werden
- ▶ Abhängigkeiten aller Lastparameter mit Fortsetzungsmethoden berechnet



Quelle: Dr. Michael Fette, 1999

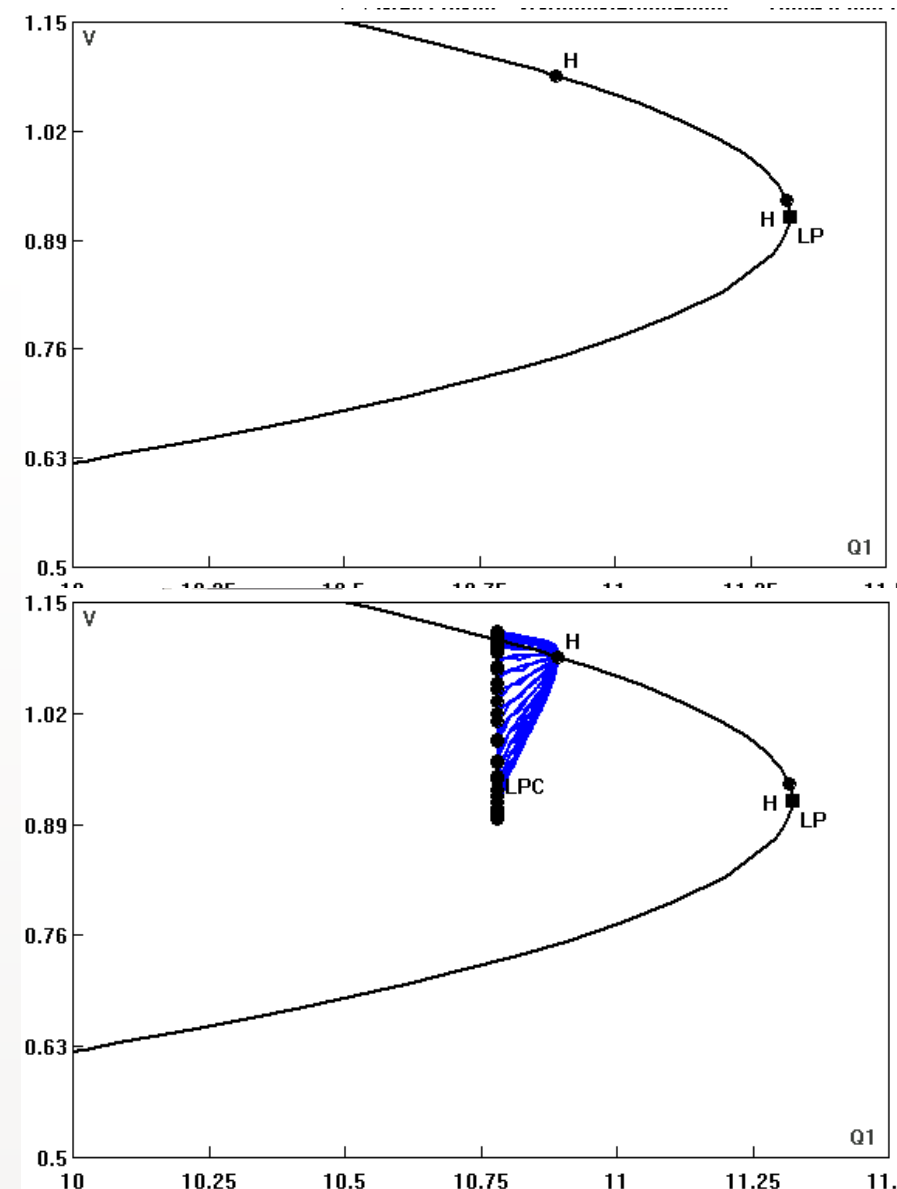
Fortsetzung der Hopf-Bifurkation

- Typischerweise existieren mehrere Lösungen
- Alle Lösungsäste haben verschiedene Zeitcharakteristiken, die Frequenzen sind aber alle nahezu gleich.
- Welcher Lösungsweig erreicht werden kann, hängt von Anfangsbedingungen ab.

1. Schritt
Berechnung der
Ruhelagenkurven

2. Schritt
Berechnung der
Hopf-Kurven

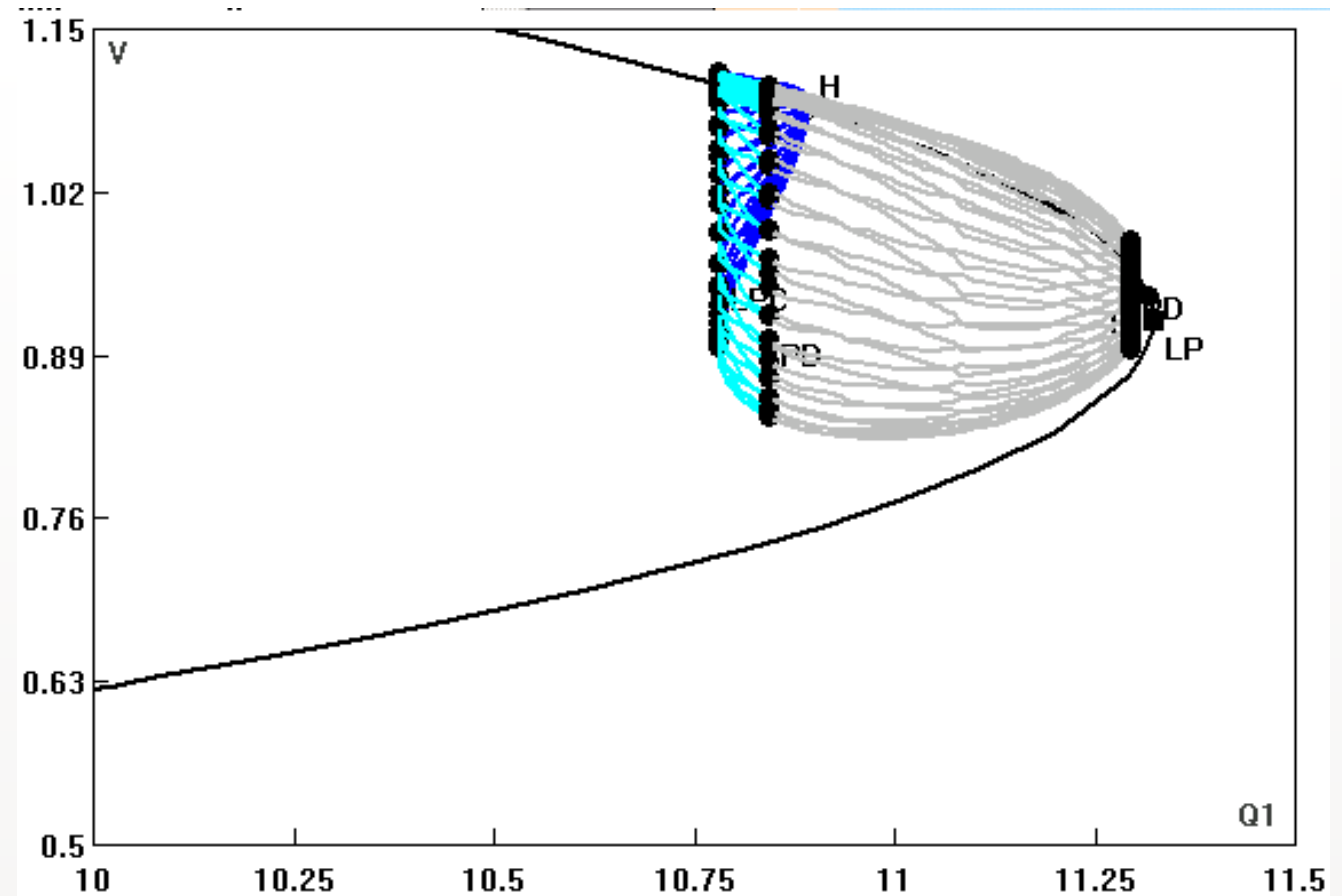
Quelle: Dr. Michael Fette, 1999



Fortsetzung der Hopf-Bifurkation

- Es existieren viele Lösungen
- Alle Lösungen haben eigene Frequenzcharakteristiken
- Das System verändert sein Dämpfungsverhalten
- Durch Verkleinern der Dämpfung kommt es zu Periodenverdopplungen und Chaos
- Das System kollabiert

2. Schritt
Berechnung der Hopf-Kurven



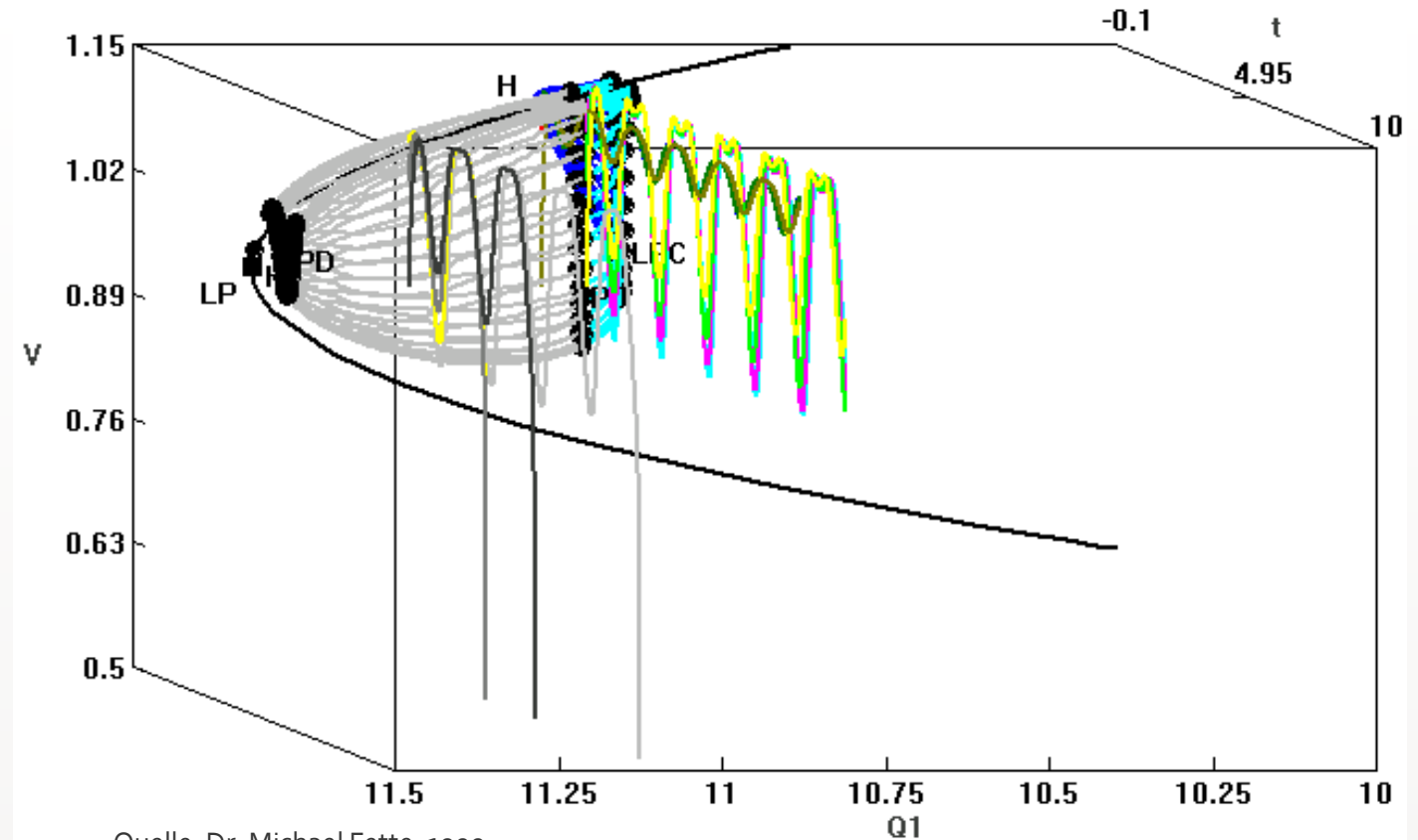
Quelle: Dr. Michael Fette, 1999

Fortsetzung der Hopf-Bifurkation

■ 3. Schritt

Berechnung der zugehörigen
Zeitreihen für unterschiedliche
Startpunkte

(eigentlich überflüssig, da das
Lösungsverhalten bereits prinzipiell
bekannt ist)



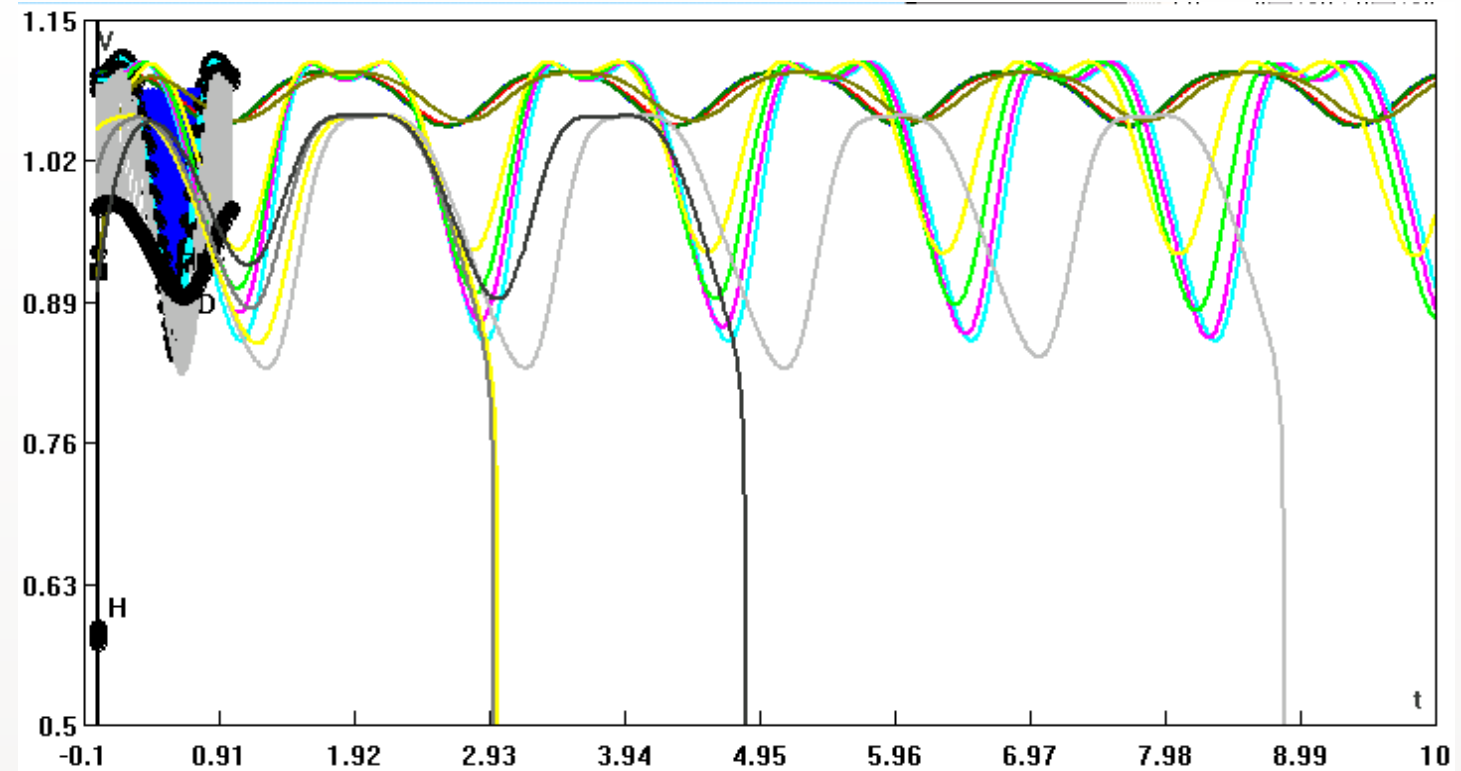
Quelle: Dr. Michael Fette, 1999

Fortsetzung der Hopf-Bifurkation

■ 3. Schritt

Berechnung der zugehörigen
Zeitreihen für unterschiedliche
Startpunkte

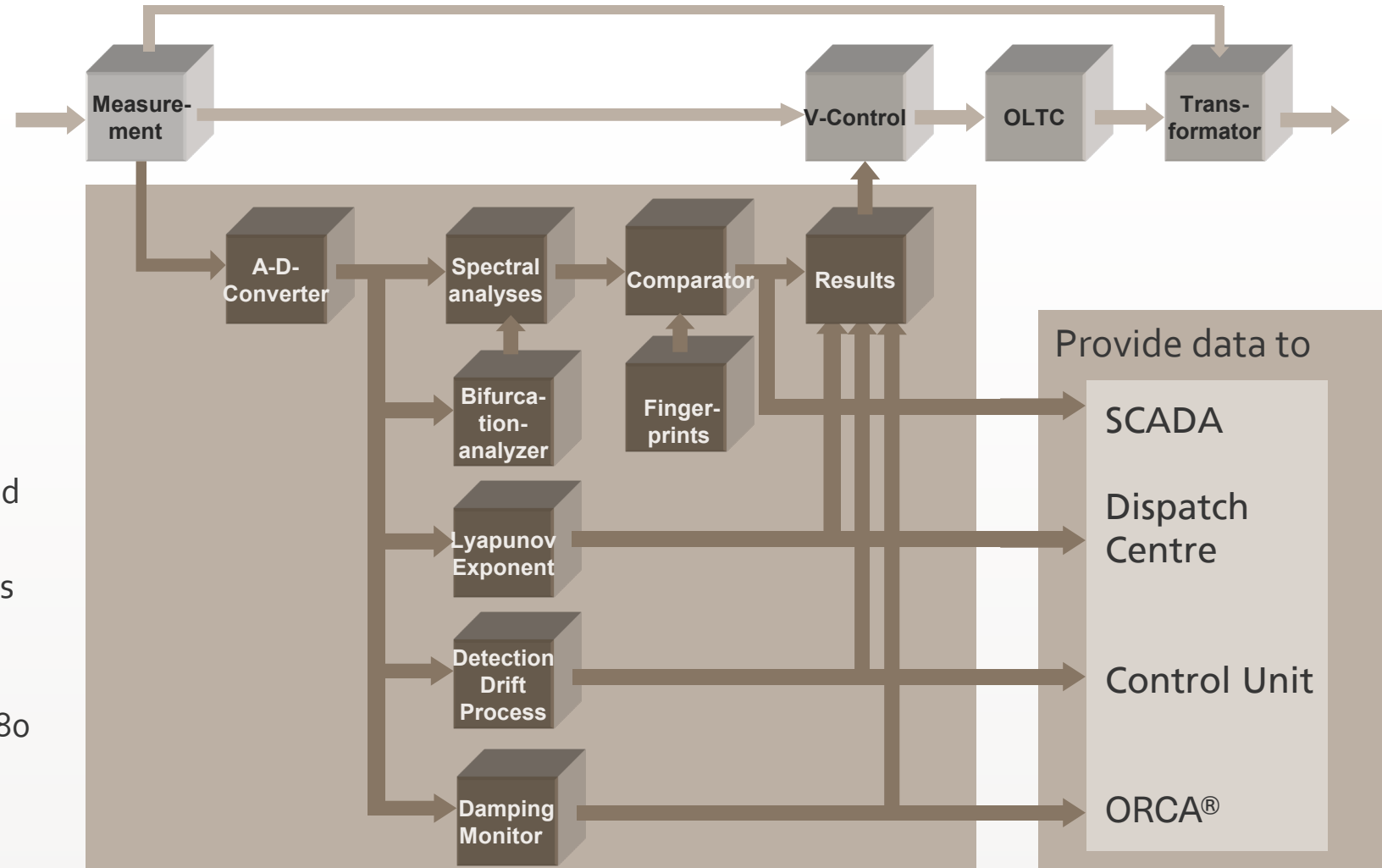
(eigentlich überflüssig, da das
Lösungsverhalten bereits prinzipiell
bekannt ist)



Quelle: Dr. Michael Fette, 1999

Starting in 1987 with Nonlinear Analysis of Power Systems
 2002 – CPR-D Collapse Prediction Relay (Manufacturer: A.Eberle
 GmbH & Co. KG; Nuremberg)

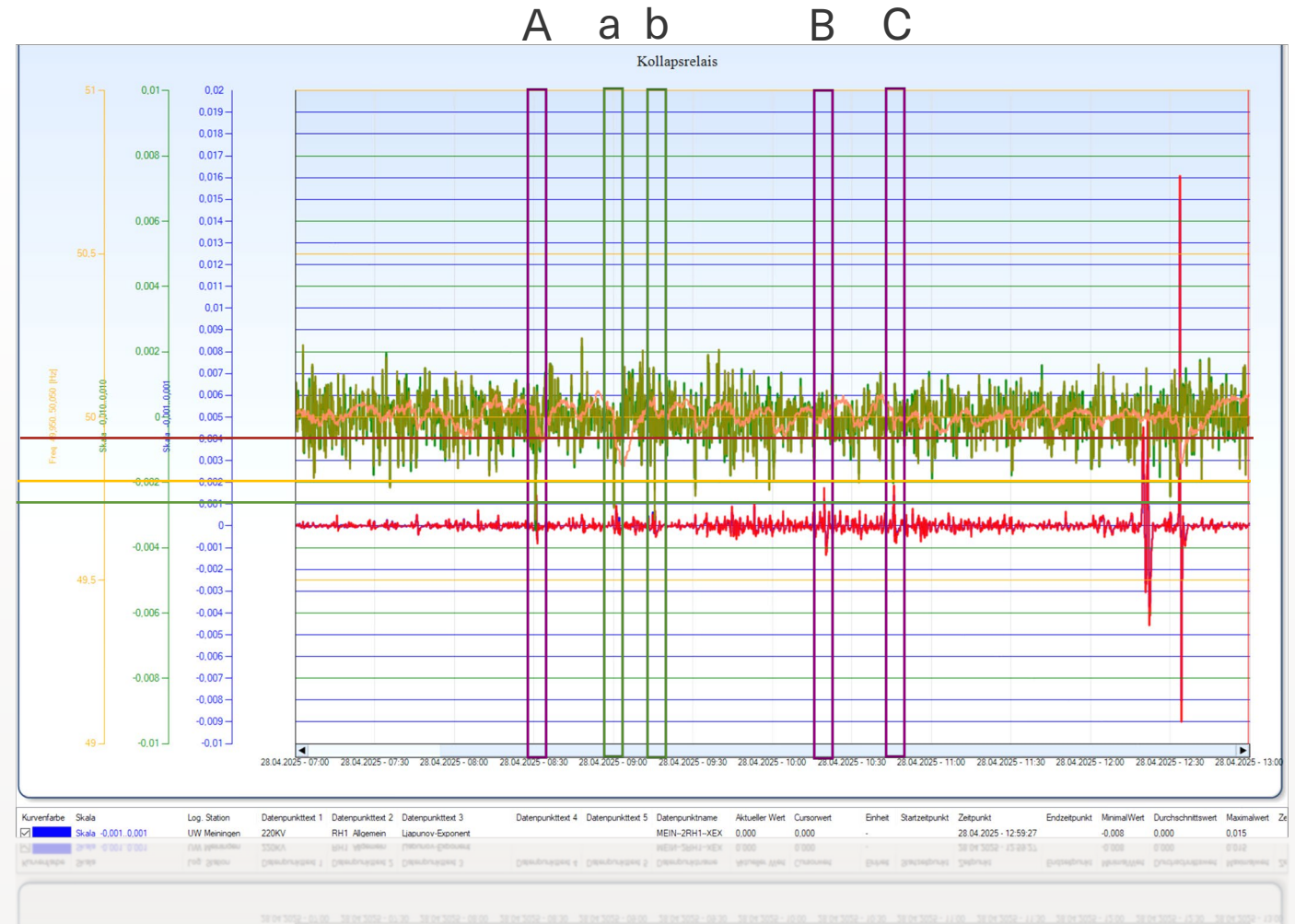
CPR-D – Analysis Blocks



- 35 years of scientific research in the field of nonlinear power systems
- Development of measurement devices – based on nonlinear systems theory – with industrial partners
- More than 350 projects, in more than 180 companies, 30 countries - all voltage levels

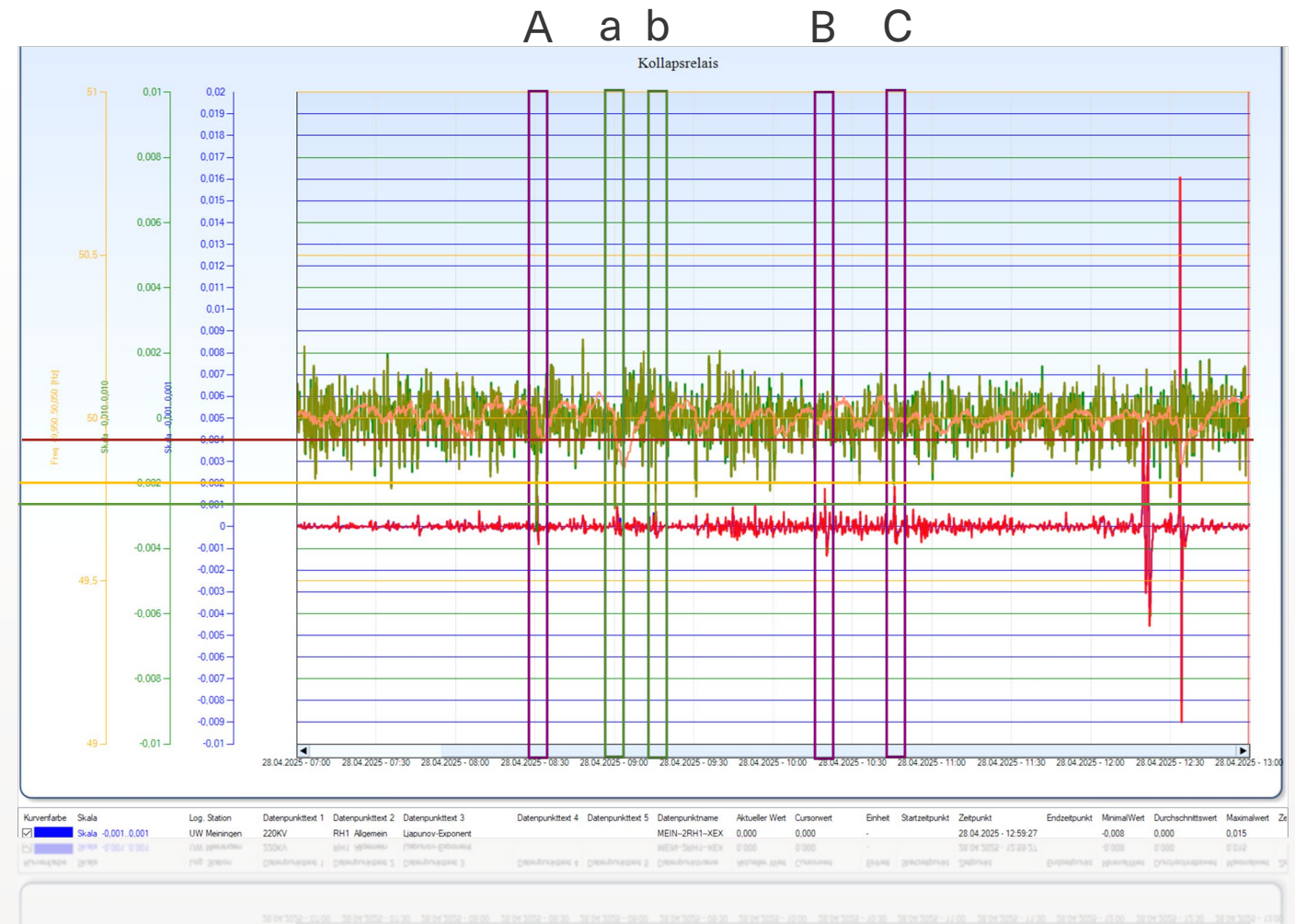
Messungen – CPR-D 220-kV-Netz

- A: 8:30 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - **größter Wert** des Frequenzgradienten
- B: 10:22 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - aufklingendes Dynamikniveau
- C: 10:46 Uhr
 - Alarmlevel 2



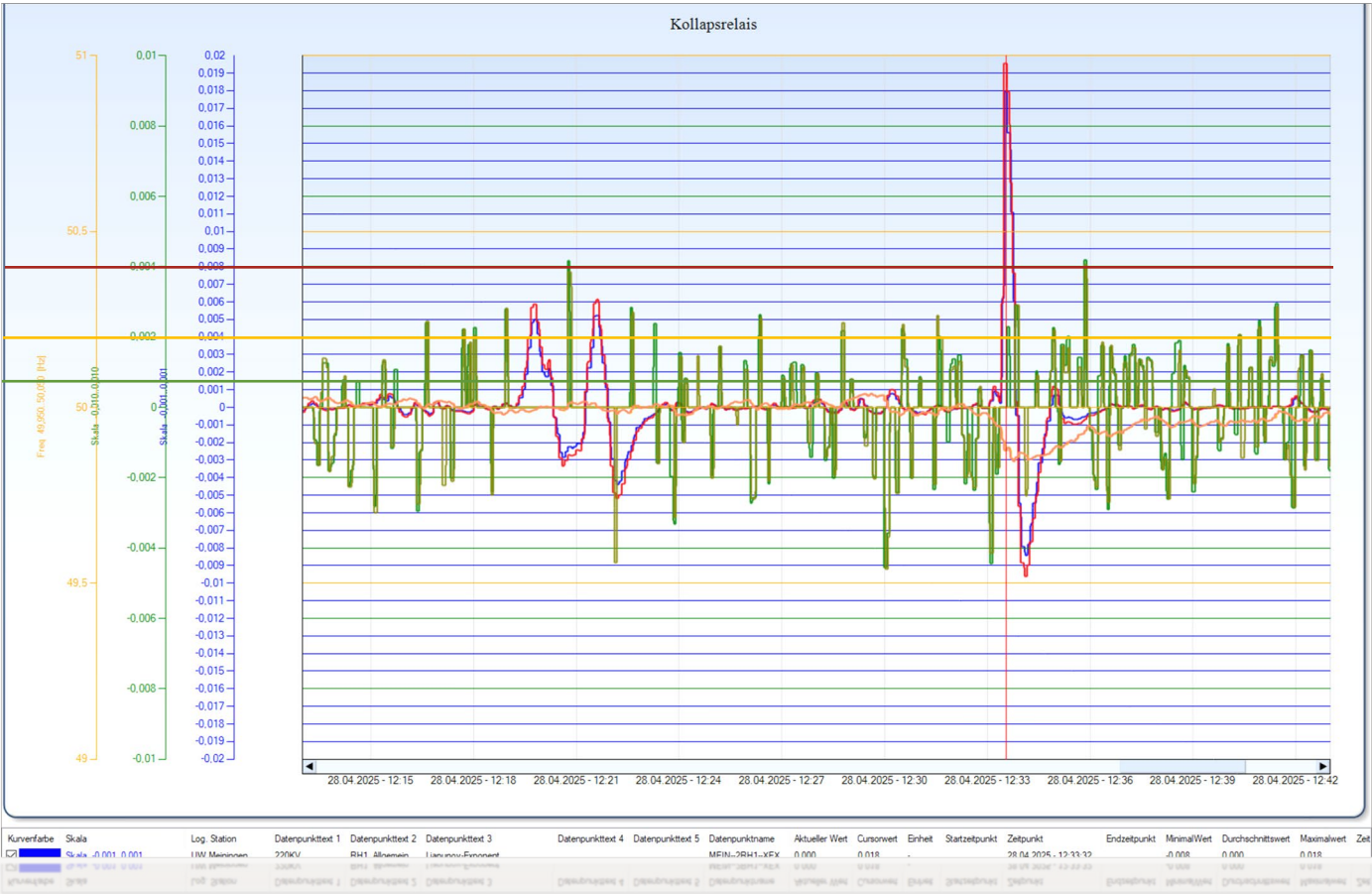
Messungen – CPR-D 220-kV-Netz

- A: 8:30 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - **größter Wert** des Frequenzgradienten
- B: 10:22 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - aufklingendes Dynamikniveau
- C: 10:46 Uhr
 - Alarmlevel 2
- a: 9:15 Uhr
 - Frequenzgradienten
- b: 9:30 Uhr
 - Frequenzgradienten



Messungen – CPR-D 220-kV-Netz

- Die letzten 15 Minuten!



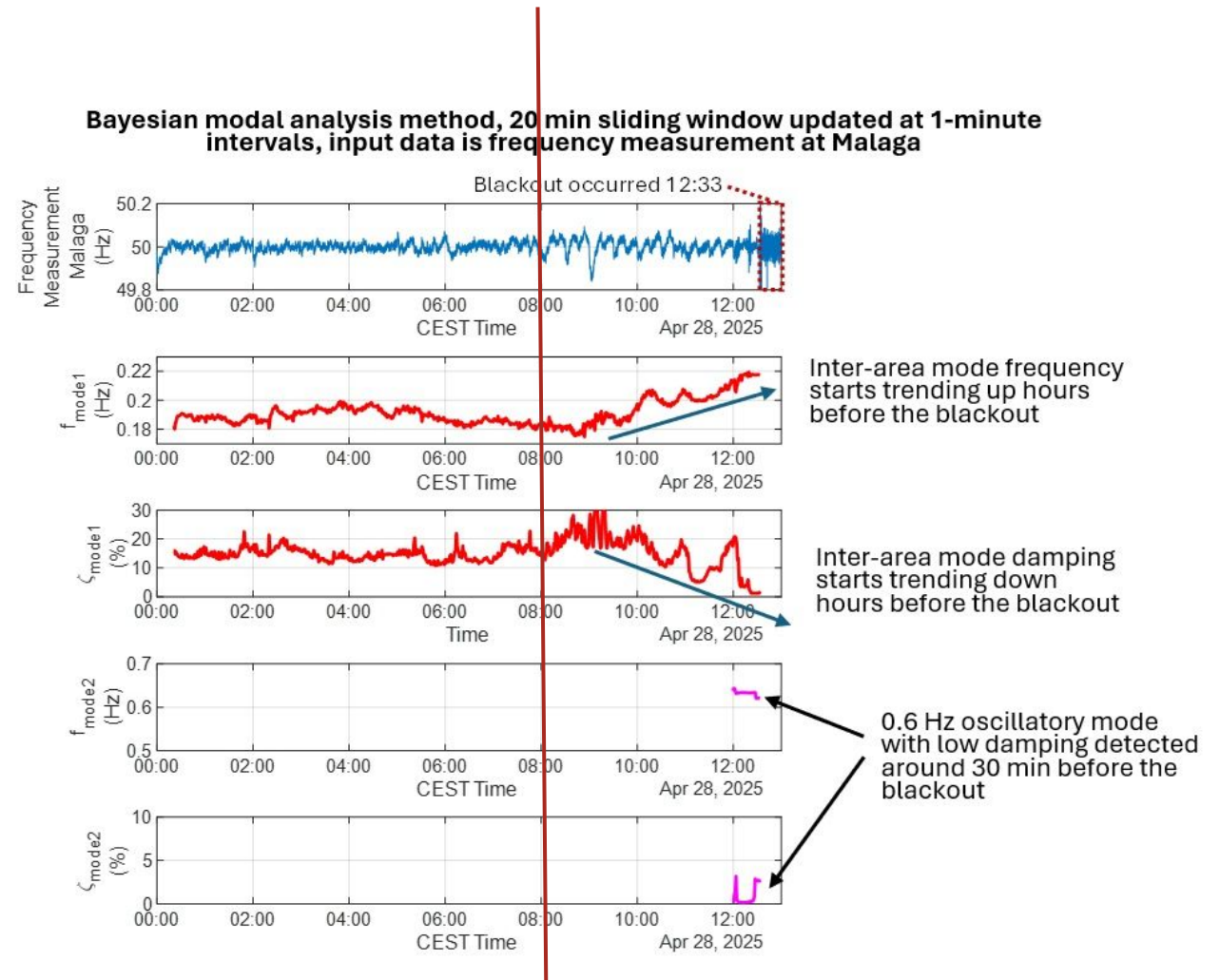
Weitere Analysen zeigen ähnliche Ergebnisse – wenn man danach sucht!

Michael Fette
 Digital Nonlinear Power Systems

Fingrid / Aalto University

- Janne Seppänen, Senior Expert, Strategic Grid Planning at Fingrid and Professor of Practice at Aalto University, der zusammen mit weiteren Kollegen eine Auswertung veröffentlicht, die ein Vorentwurf für eine größere internationale Veröffentlichung mit weiteren Analysen darstellen soll.

Vorab auf LinkedIn



Unser damaliges Motto

Get time to react!

Aber wie?

Zwischenfazit = FAZIT *keine Korrektur der bisherigen Aussagen*

- Aktuell vorliegende Messdaten weisen auf einen „prototypischen“ Blackout hin, der alle Merkmale der nichtlinearen Theorie zu Kollaps-Vorgängen (Spannungs-Kollaps) erfüllt.
- Das grundlegende Problem wird im Spannungs-/Blindleistungshaushalt des Netzes liegen.
- **Abstimmung der diversen Reglereinstellungen / Schutzeinrichtungen müssen verbessert / koordiniert werden. Dämpfungsverhältnisse müssen verbessert werden!**

Das ist zukünftig ein permanenter Prozess – und nicht nur einmalig im Netzanschlussverfahren!

- **Der Störfall ist reproduzierbar!**

Balancieren der Spannungsprofile! – Unternehmensübergreifend
Abstimmung der Dämpfungsverhältnisse – Unternehmensübergreifend
Koordinierung der Reglereinstellungen – Unternehmensübergreifend
Koordinierung der Schutzeinstellungen – Unternehmensübergreifend

Dortmund, November 2025

29

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy

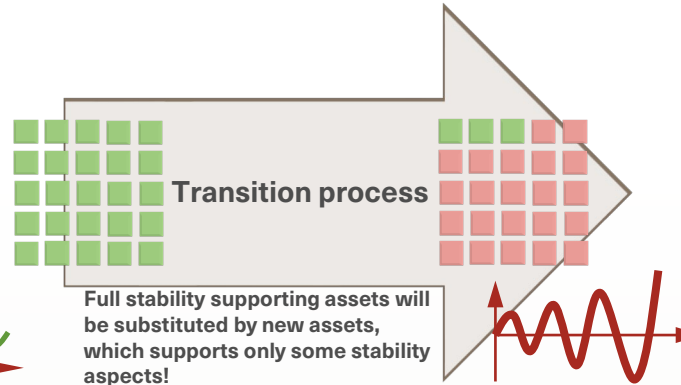
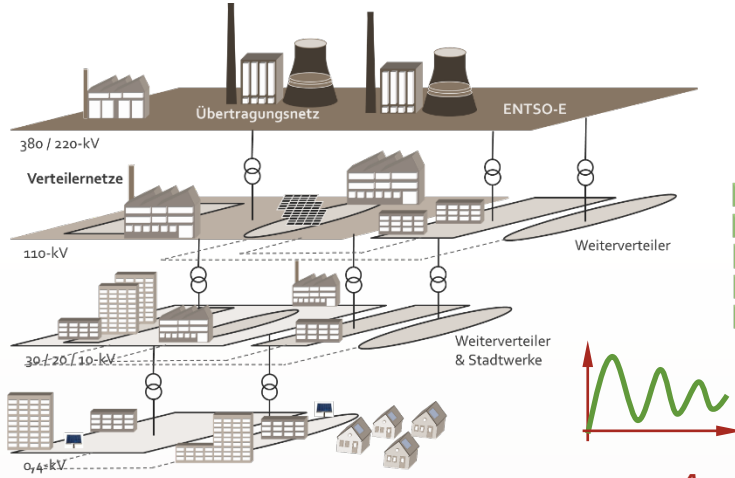
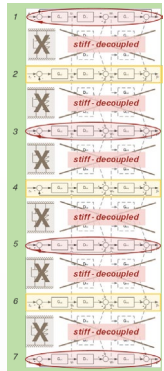
Zwischenfazit = FAZIT *keine Korrektur der bisherigen Aussagen*

- Aktuell vorliegende Messdaten weisen auf einen „prototypischen“ Blackout hin, der alle Merkmale der nichtlinearen Theorie zu Kollaps-Vorgängen (Spannungs-Kollaps) erfüllt.
- Das grundlegende Problem wird im Spannungs-/Blindleistungshaushalt des Netzes liegen.
- **Abstimmung der diversen Reglereinstellungen / Schutzeinrichtungen müssen verbessert / koordiniert werden. Dämpfungsverhältnisse müssen verbessert werden!**

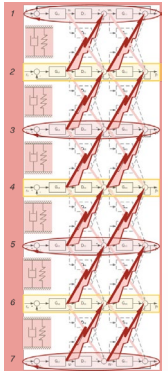
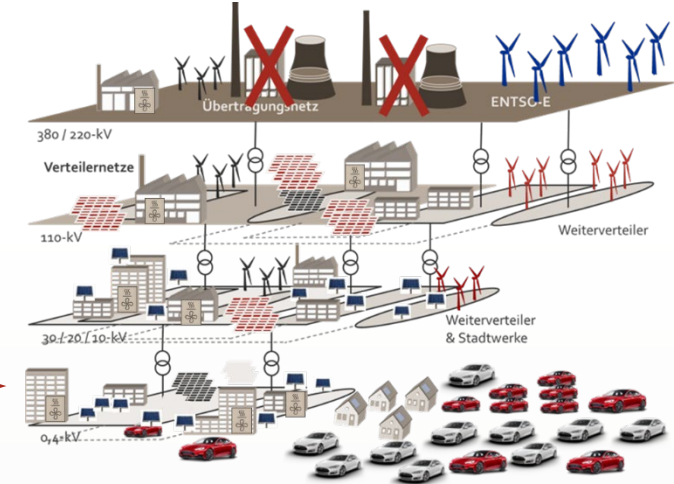
Das ist zukünftig ein permanenter Prozess – und nicht nur einmalig im Netzanschlussverfahren!

- **Der Störfall ist reproduzierbar!**

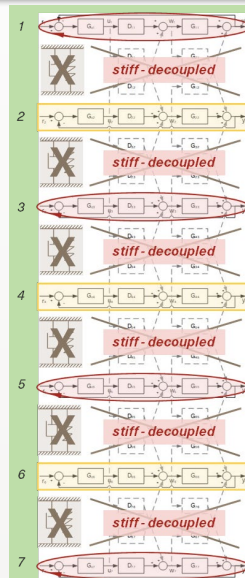
From passive participation to active contributions - at all levels



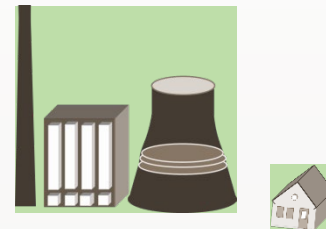
**A substitution of „power blocks“ is not the solution!
 The system can not be operated by this!**



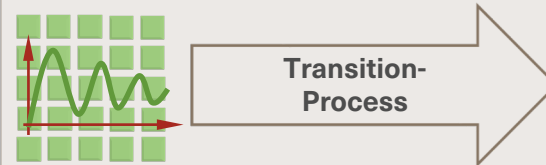
(⊙) It will be an abrupt „non-smooth“ transition



Dynamically ~~decoupled~~ system levels

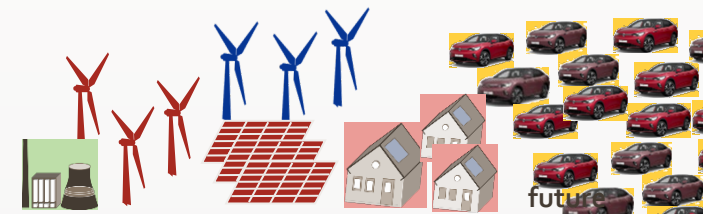


history

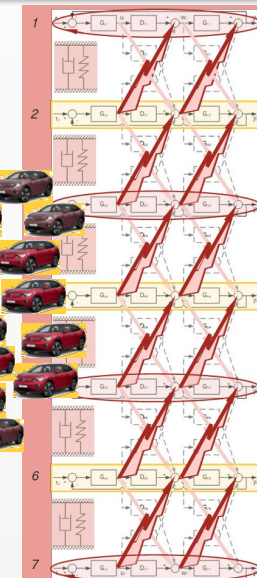
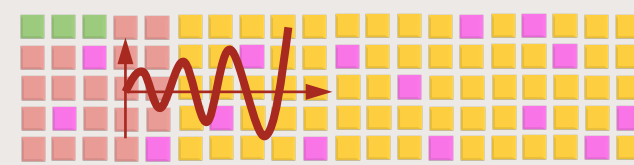


Dynamically ~~decoupled~~ system levels

+ Grid forming technologies



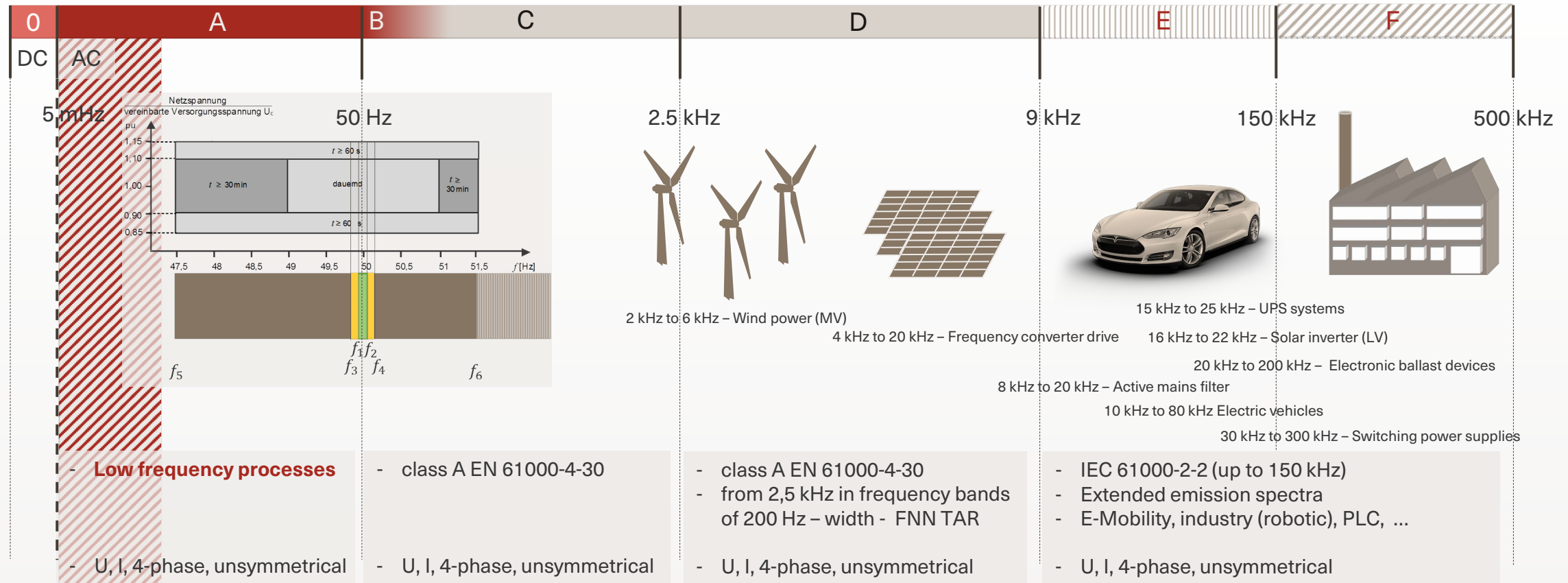
future



The new EC-Grid-Codes gives a framework for devices and operation of grids in all situation from emergency to regular operation – all voltage levels

Michael Fette
 Digital Nonlinear Power Systems

Frequency Range of VDE|FNN TAR / EC-Grid-Codes *plus Extended Range*



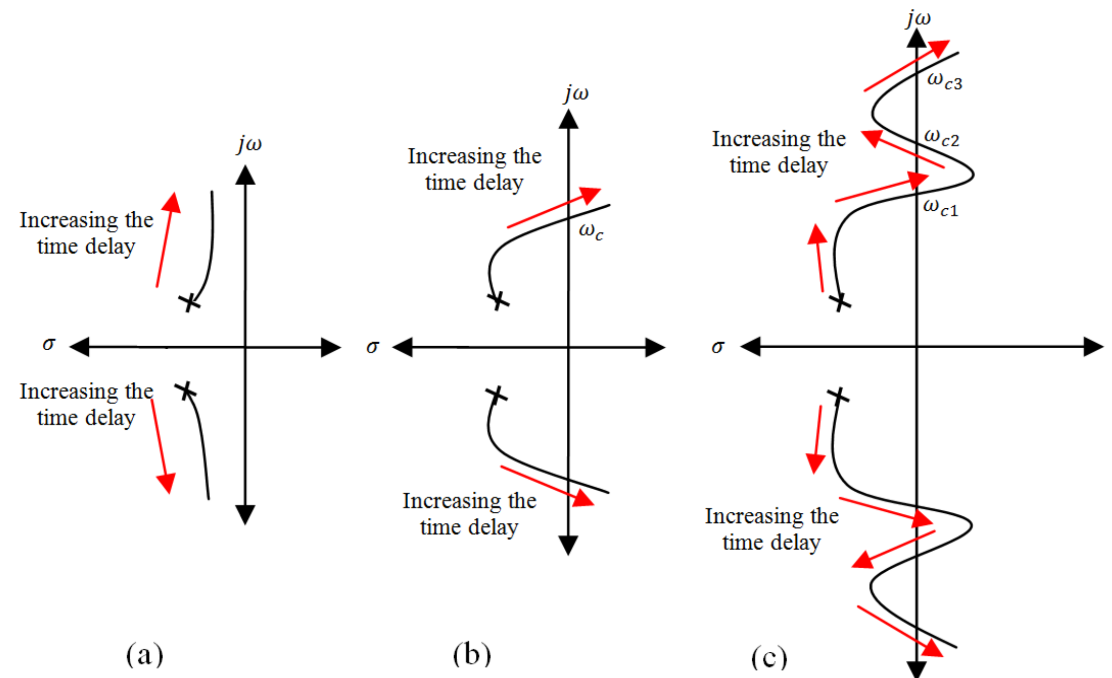
Impact of Time Delays on Power System Stability

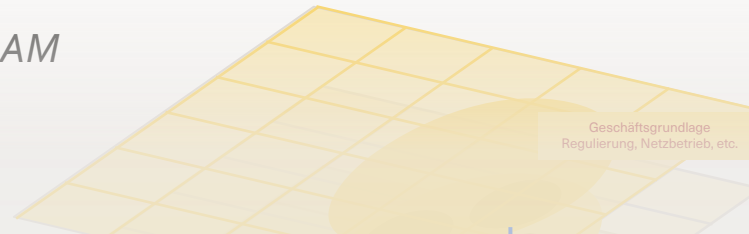
Figure a) ... c)

- a) A delay-independent system
- b) A delay-dependent system with a single delay margin
- c) A delay-dependent system with multiple delay margins

Source:
„An Accurate Method for Delay Margin Computation for Power System Stability“
Ashraf Khalil, Ang Swee Peng, 2018, energies 11-03466

Case Study: Impact of Time Delays





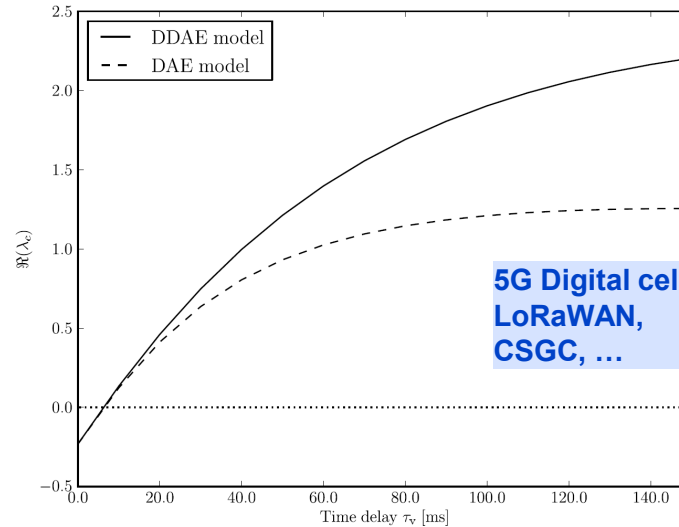
Qualitative dependency of the biggest eigen value on the values of latency time

Differences between models of power Systems with and without consideration of latency time

Studies show in comparison of both models (IEEE-models) a qualitative change of the bifurcational behavior if the delay is **> 15 ms**

The critical Hopf-Bifurcation of the IEEE-14-node-model can be detected at $\tau_v \approx 6,3 \text{ ms}$

Data transfer latency has a fundamental effect on system stability!



DDAE – Delay Differential Algebraic Equations
DDE – Differential Algebraic Equations

Source: „Impact of Time Delays on Power System Stability“
F. Milano, M. Anghel, IEEE, 2011

(Private, Buildings, Industry, EV, Mobility ...)

Integration of **KRI**[®] with doubled CyberSecurity

1. Level:
Coding within the device

2. Level:
Protection of data channels

Usage of existing infrastructures mit known protocols

or „industrial“ - suitable for mass business communication

networks,
5G Digital cellular networks,
LoRaWAN,
CSGC, ...

Business-
processes

Commercial
guidance
management

Implementation

Upcoming EU regulation on CyberSecurity provides for a SOC!

New Controller: $T_A = 150\text{ ms}$: 300 MW

One of the fastest controller on the market!

Dortmund, November 2025

34

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy

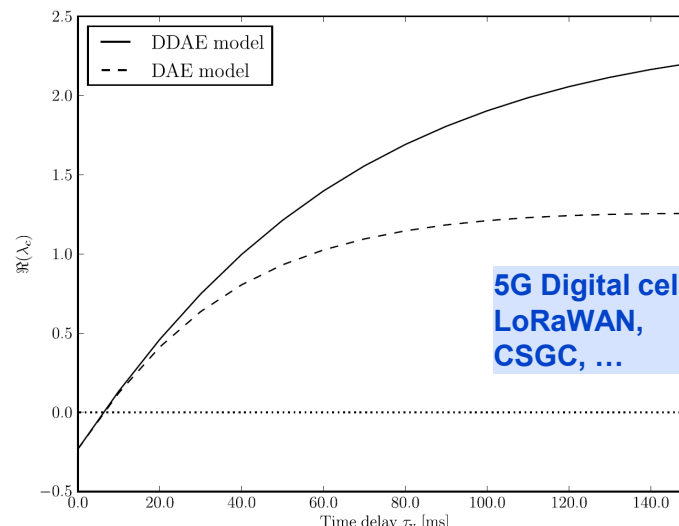
Qualitative dependency of the biggest eigen value on the values of latency time

Differences between models of power Systems with and without consideration of latency time

Studies show in comparison of both models (IEEE-models) a qualitative change of the bifurcational behavior if the delay is **> 15 ms**

The critical Hopf-Bifurcation of the IEEE-14-node-model can be detected at $\tau_v \approx 6,3\text{ ms}$

Data transfer latency has a fundamental effect on system stability!



DDAE – Delay Differential Algebraic Equations
DDE – Differential Algebraic Equations

Source: „Impact of Time Delays on Power System Stability“
F. Milano, M. Anghel, IEEE, 2011

(Private, Buildings, Industry, EV, Mobility ...)

Integration of **KRI**® with doubled CyberSecurity

1. Level:
Coding within the device

2. Level:
Protection of data channels

Usage of existing infrastructures mit known protocols

or „industrial“ - suitable for mass business communication

Upcoming EU regulation on CyberSecurity provides for a SOC!

Equal-Area-Criterion

Estimate for critical clearing time

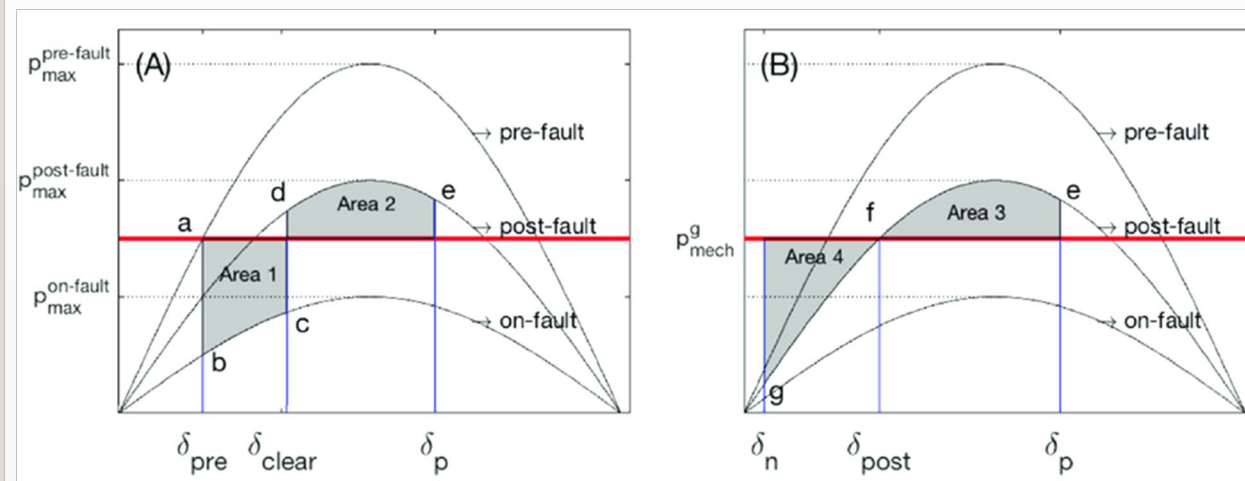
- Old, but robust criterion – valid for a grid with synchronous machines, only
- Critical clearing time $t_{cr} \approx 150 \text{ ms}$ – average value (EC Grid Code RfG, p.3 (18))
- In most of the cases (big machines) $t_{cr} \geq 250 \text{ ms}$

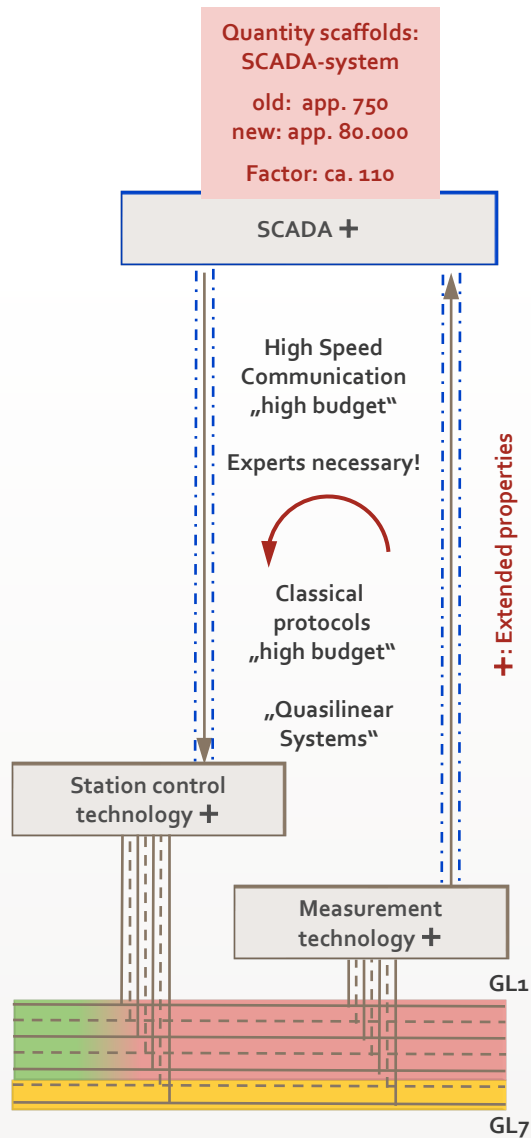
- **Comparison DDAE vs. DAE systems:**
Studies show in comparison of both models (IEEE-models) a qualitative change of the bifurcational behavior if the delay is **> 15 ms**

Please note: This is a classical model!

- **Change in the systems behavior tends towards smaller values**

Pre-fault and post-fault conditions





$\Re(\lambda_c)$

Time delay τ_v [ms]

DDAE model

DAE model

Increasing the time delay

Increasing the time delay

Qualitative dependency of the biggest eigen value on the values of latency time

Differences between models of power systems with and without consideration of latency time

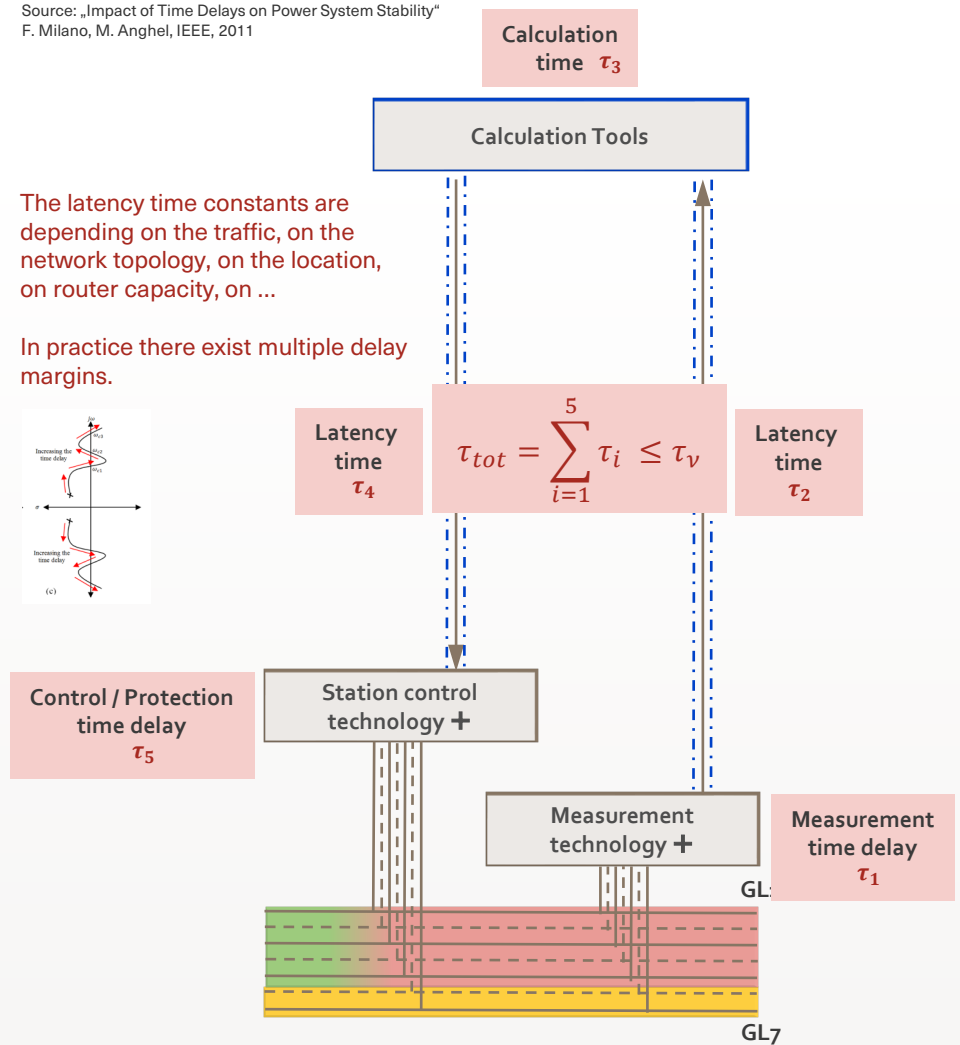
Studies show in comparison of both models (IEEE-models) a qualitative change of the bifurcational behavior if the delay is **> 15 ms**

The critical Hopf-Bifurcation of the IEEE-14-node-model can be detected at $\tau_v \approx 6,3 \text{ ms}$

Data transfer latency has a fundamental effect on system stability!

DDAE – Delay Differential Algebraic Equations
DDE – Differential Algebraic Equations

Source: „Impact of Time Delays on Power System Stability“
F. Milano, M. Anghel, IEEE, 2011



To discuss, one have to consider a complex and very sophisticated case in power system dynamics.

Why does it work in history?

Important Paper

- The irrelevance of electric power system dynamics for the loading margin to voltage collapse and its sensitives
Ian Dobson, Nonlinear Theory and Its Applications, IEICE, Vol. 2, No. 3, pp. 263 – 280, 2011

„We analytically justify the use of static models to compute loading margins and their sensitivities and explain how the results apply to underlying dynamic models.

...

This result enables commercial software used by the power industry to monitor and avoid voltage collapse blackouts.“

Remarkable Result

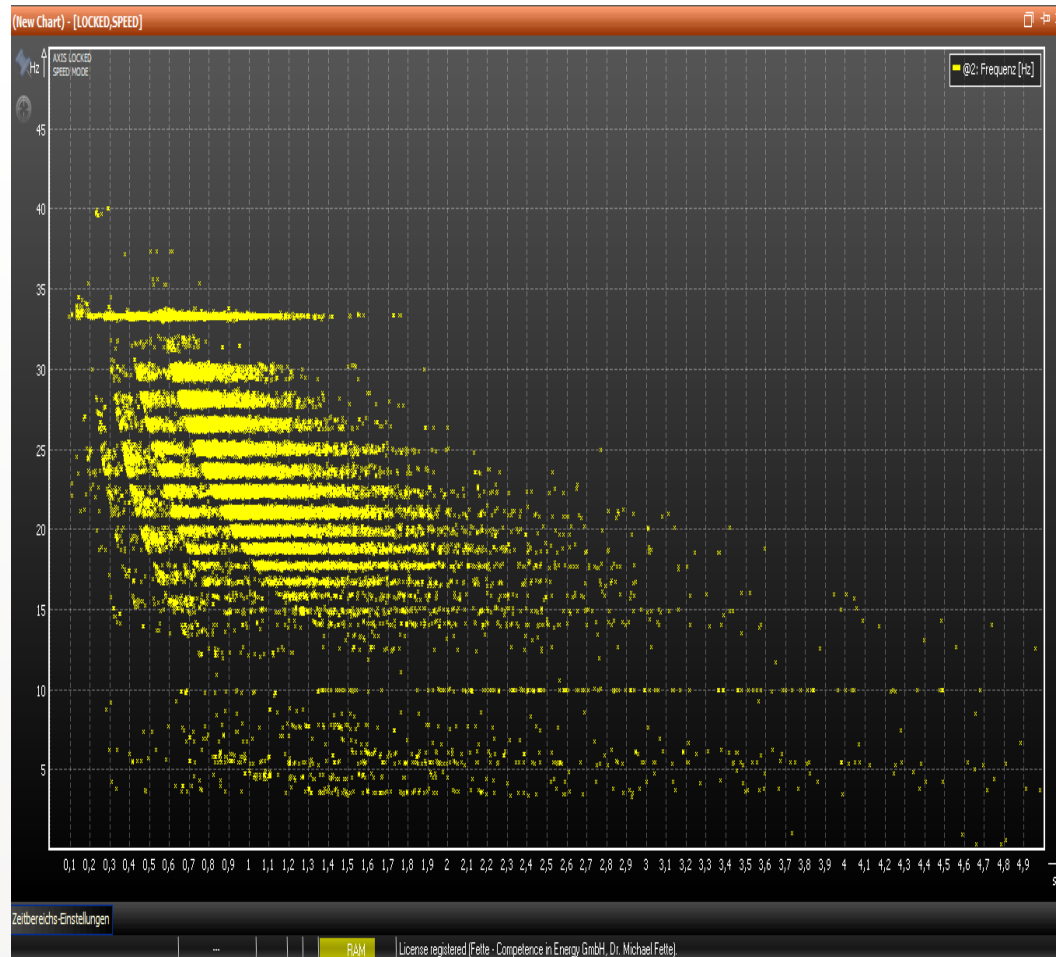
- „The paper shows that the load power margin is independent of dynamics and we suspect that this useful property is also shared by the energy function index.

...

Therefore these indices require for a power system model either a full set of differential equations or differential-algebraic equations **with the assumption or knowledge that the algebraic equations are enforced by underlying dynamics that are both fast and stable.**“

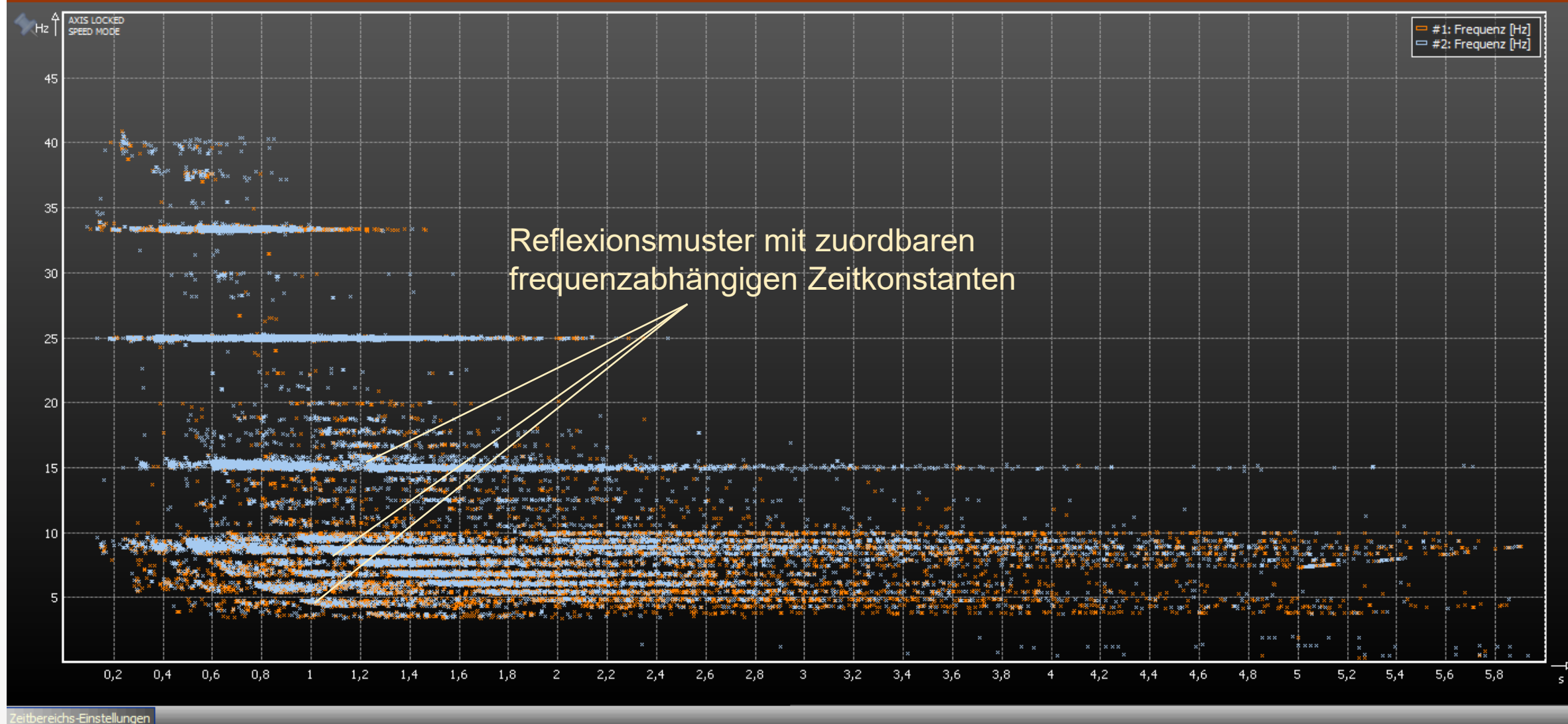
Measurements November

Grid Experiment – Islanding (Aggregat)

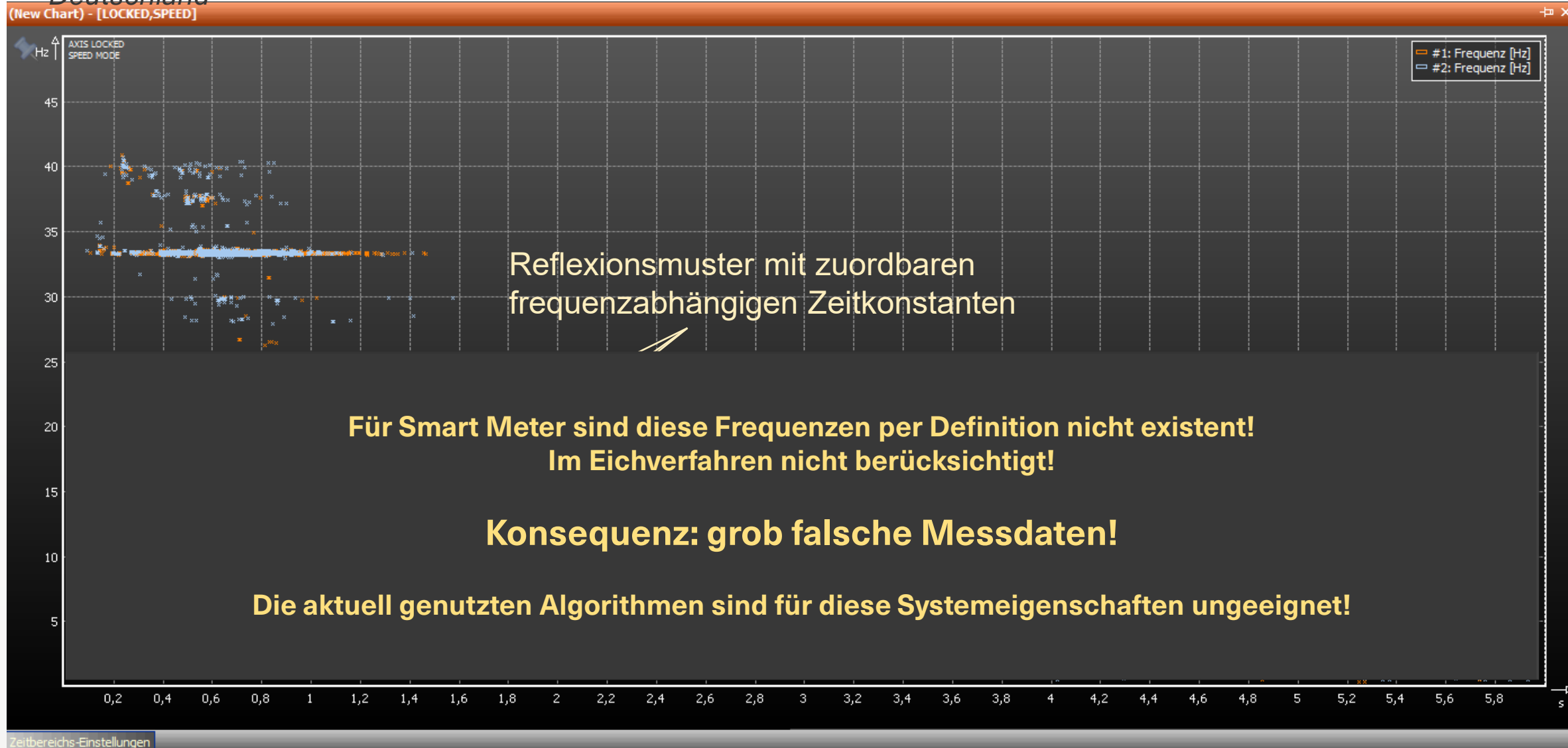


Nochmals Frequenz-Dauer der Wechselwirkungsprozesse im Bereich 0 bis 50 Hz – Messung in Deutschland

(New Chart) - [LOCKED,SPEED]



Nochmals Frequenz-Dauer der Wechselwirkungsprozesse im Bereich 0 bis 50 Hz – Messung in Deutschland



Relationship between the static model and the dynamic model

Static model and dynamic model

- Static model (1) and dynamic model (2)

$$0 = g(x, \lambda) \quad (1)$$

$$\dot{x} = f(x, \lambda) = h(g(x, \lambda)) \quad (2)$$

where $h(0) = 0$

the solutions of (1) are equilibria of (2)

Classical approach:

Load flow equations as solutions of (1)

Power system model

- A dynamic model with generator swing dynamics and load dynamics is:

$$\dot{\delta}_G = \omega$$

$$\dot{\omega} = g_1(\delta_G, y) - \Delta\omega$$

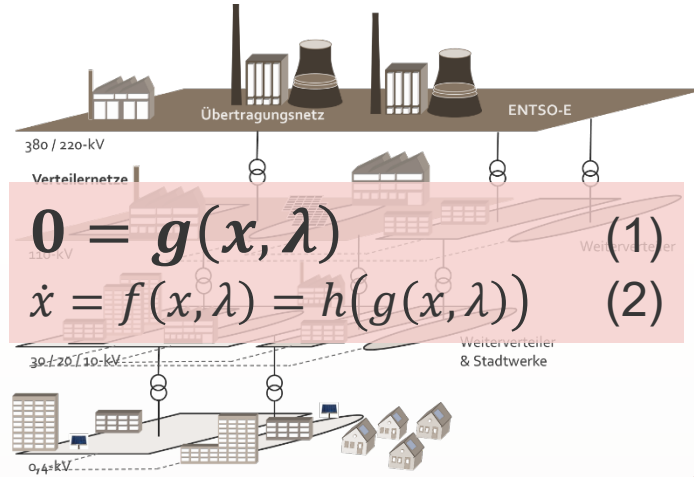
$$\dot{y} = h_2(g_2(\delta_G, y, \lambda), \omega)$$

with static load flow equations:

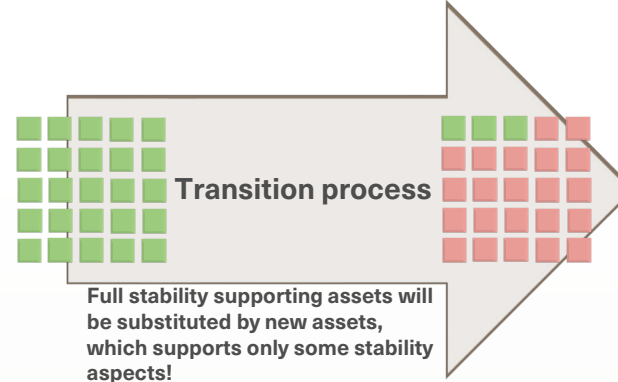
$$0 = g_1(\delta_G, y)$$

$$0 = g_2(\delta_G, y, \lambda)$$

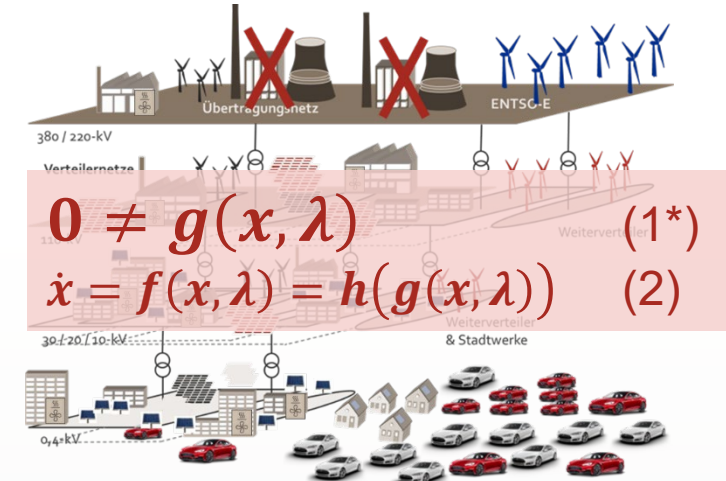
Transformation of the grid – from a „passive“ and static system towards an „active“ guided dynamical nonlinear system – with responsibility to the system even for DSO's



Current impressing inverters are „not suitable“!



**A substitution of „power blocks“ is not the solution!
The system can not be operated by this!**



Which is the technology, which helps to solve this dilemma?

Measures for system design – requirements given by customers

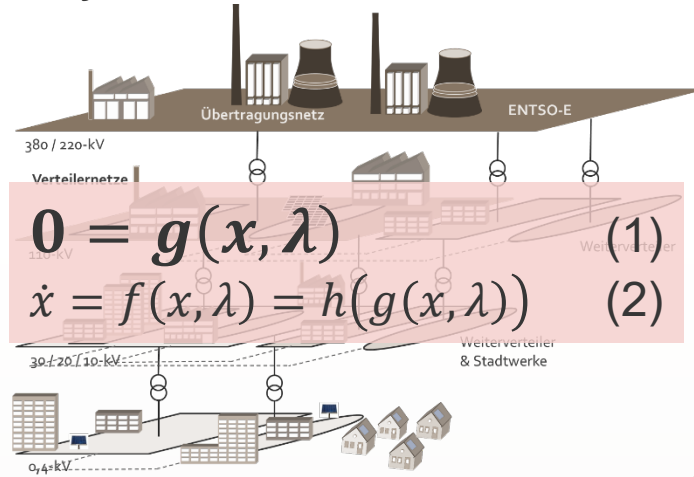
- Short circuit power
- Active and reactive power
- Displacement factor $\cos \phi$
- Voltage /-profil
- Power Quality (rating in sums – no polluter principle)
- Static considerations – dynamics (TSO-level) focussed on nominal frequency, in DSO-level dynamics and interchanging processes play no role
- Single set-up – in general no „readjustment“
- Design after power quantities
- Assumption „global stability“
- Assumption of simple sources of errors – normally switch-off the faulted source

Measure of the future: the dynamical damping of the system

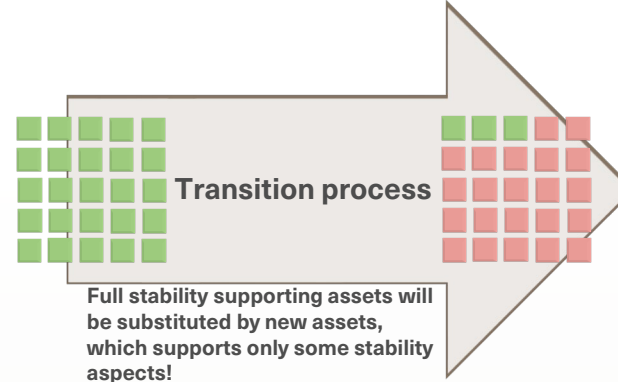
Measures for system design – responsibility for the system

- ~~Short circuit power~~ **no more a suitable measure!**
- Active and reactive power
- ~~Displacement factor $\cos \phi$~~ **not usable!**
- Voltage /-profil – **individually controlled by customer plants, also**
- Power Quality (polluter principle)
- Static / **dynamic** considerations – **according to the polluter**
- **Adaption / adjustment depending on system status**
- **Design for system services / reliability**
- **Local stability – to be created actively during system operation**
- **Complex considerations of errors – system support / no switch-off**

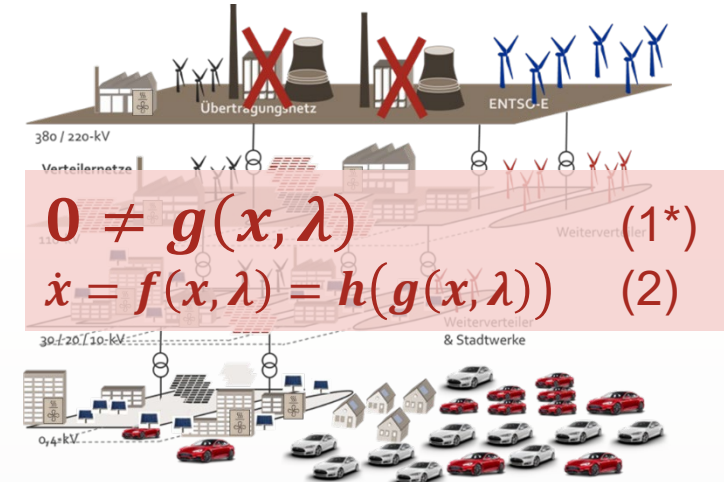
Transformation of the grid – from a „passive“ and static system towards an „active“ guided dynamical nonlinear system – with responsibility to the system even for DSO's



Current impressing inverters are „not suitable“!



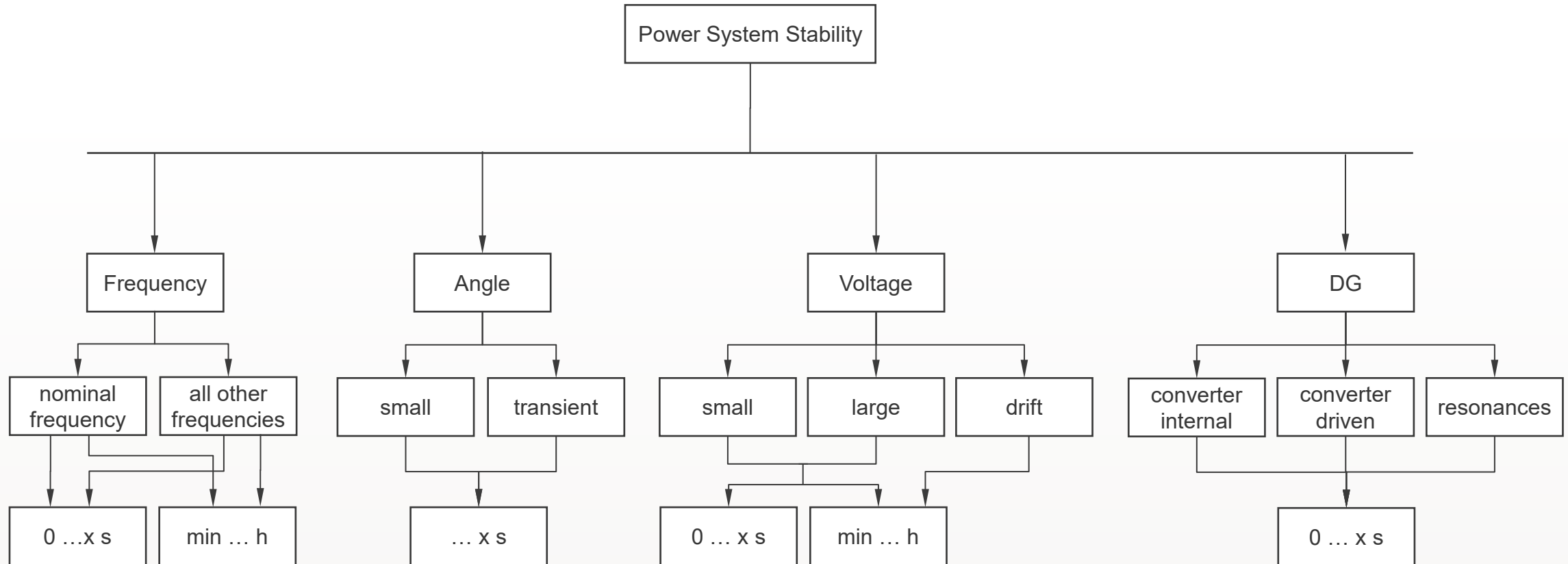
**A substitution of „power blocks“ is not the solution!
The system can not be operated by this!**



Which is the technology, which helps to solve this dilemma?

- At the moment, the used controller technologies require a strong grid.
- The exchange of classical synchronous machines (Type 1 – EC-Grid-Code) with - state of the art - inverter based plants (PV, Wind, Storage, ... - Type 2 – EC Grid-Code) is from the point of view to ensure all stability aspects not a solution.
- At the moment, most on the feeding assets are optimized to fulfill market requirements – The stability provider is the grid, the big machines!!!
- The different feeding assets must be managed from different point of view
 - Stability ...
 - Protection settings ...
 - Controller settings ...
 - Coordination of settings ...
 - Coordination of voltage levels ...
 - ...

... for nonlinear dynamical systems



Relationship between the static model and the dynamic model

What does it mean physically!

$$0 = g(x, \lambda) \quad (1)$$

- *All other dynamical processes are fast and stable, so that they can be neglected – this is an inherent behavior*
- *The overall system behaves as a „dissipative system“, which has the ability, to reach stable operating points*
- *All other dynamical process like „power quality“ could be separated, they are processes by their own, locally restricted with no impact on the overall dynamics.*
- *There are no interacting processes between grids or devices, or ... (if, they are stable – see above)*

What happens if ...

$$0 \neq g(x, \lambda) \quad (1^*)$$

Low frequency dynamics will dominate the overall stability behavior!

Classical tools???

Stability Aspects of self-commutated Voltage-Source Converters (VSC's)

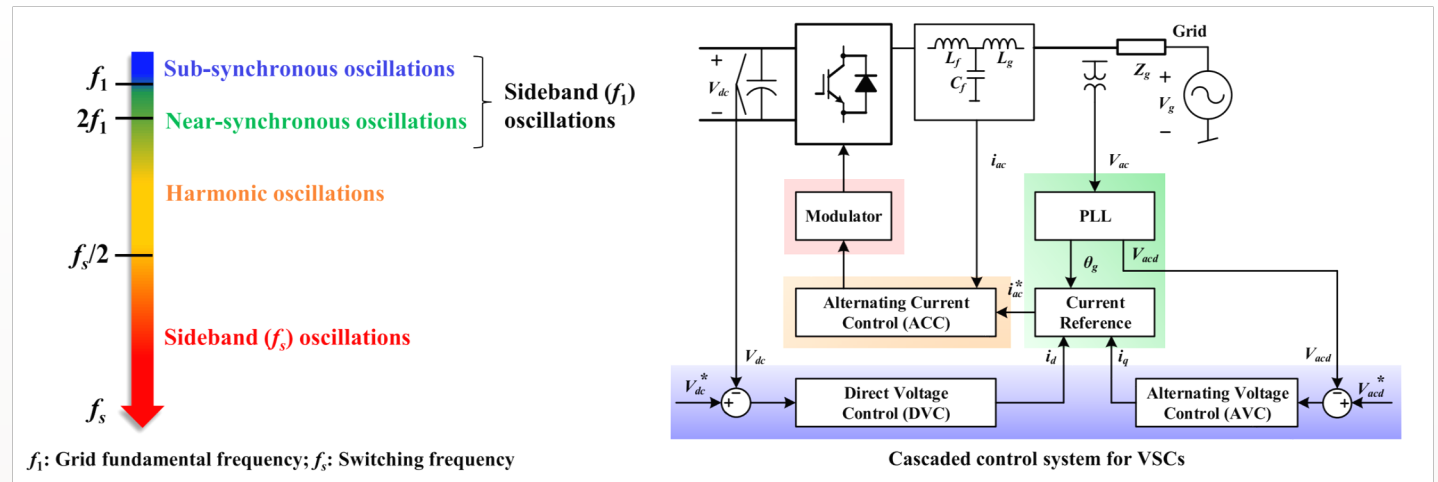
- VSC's are dominately found in the present power electronic based power systems, e.g.

- Renewable power plants
- Traction power networks,
- Microgrids

with multiple-timescale control dynamics.

VSC's control loops are designed with different bandwidth, which interact with grid impedance, leading to the harmonic instability phenomena from sub-synchronous frequencies to multiple kilohertz (kHz)

The grid impedance changes its characteristic due to local grid conditions



- Aalborg University
Wang, Xiongfei; Blaabjerg, Frede
Harmonic Stability in Power Electronic Based Power Systems – Concept, Modeling, and Analysis
IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 10, No. 3, May 2019

What happens, if a (H)MMC-Converter is connected to a weak grid with less short-circuit power?

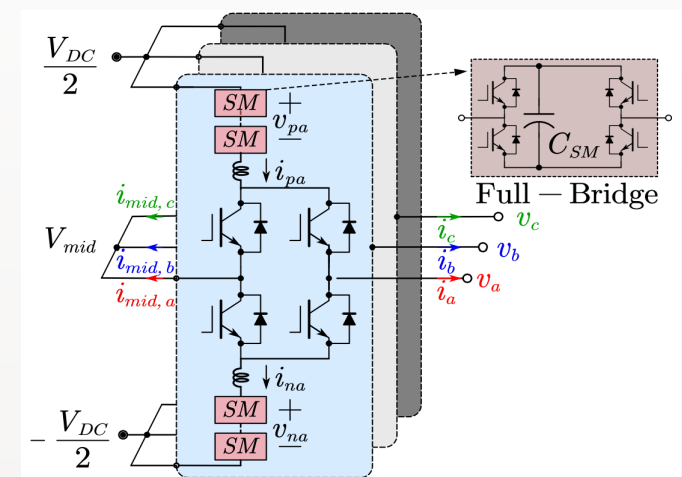
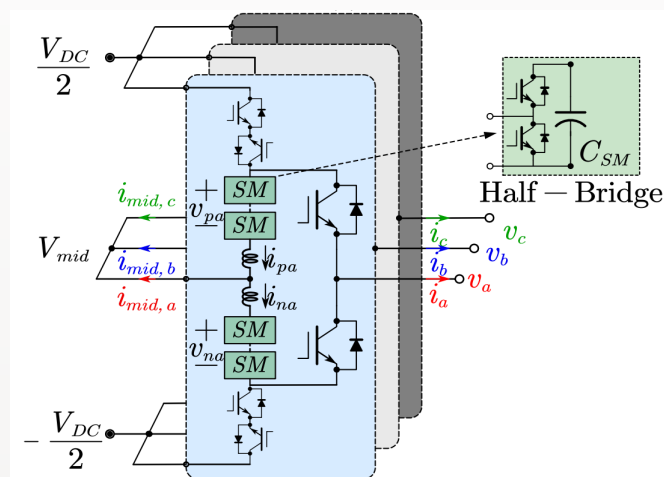
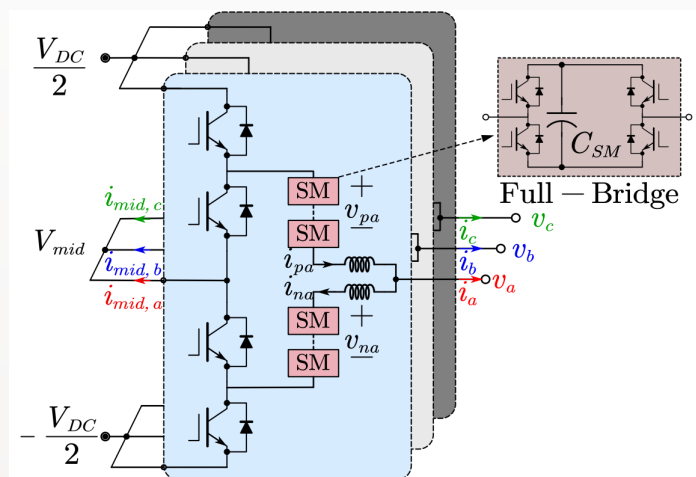
What happens, if grid-forming capabilities are required?

What happens, if mixed grid-forming and grid-following technologies interact?

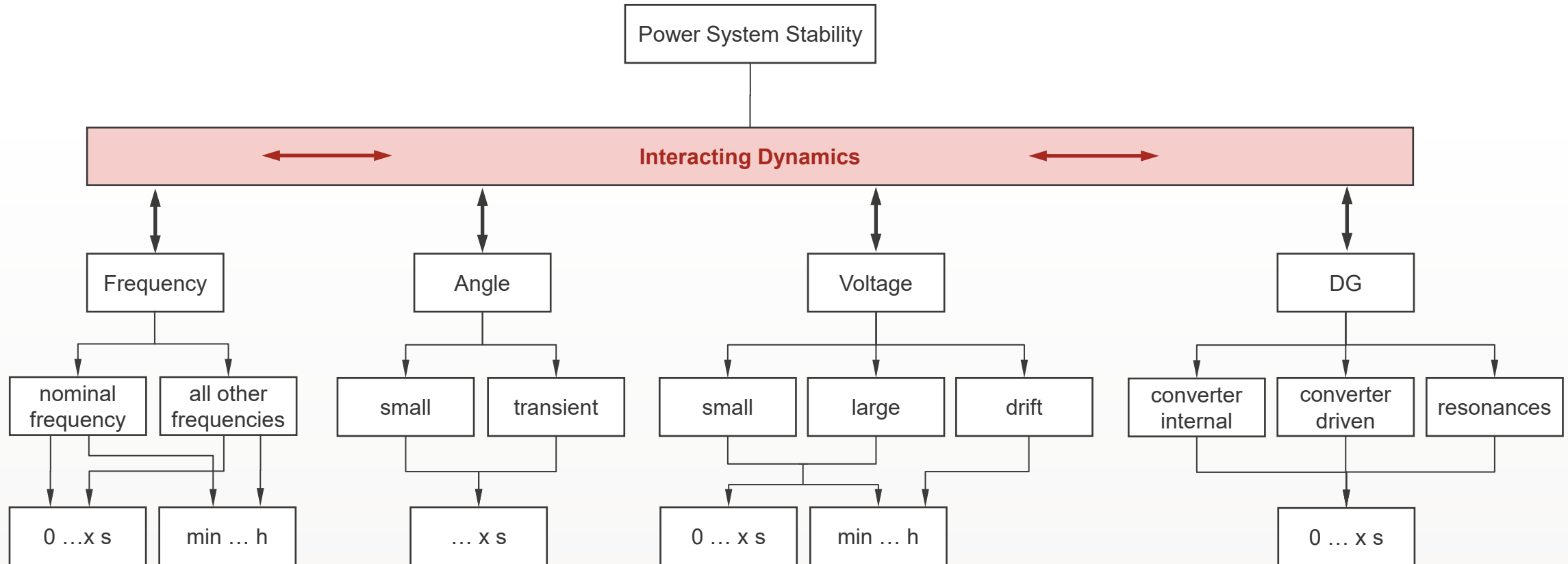
What happens, if ... (isolated grounding, non-isolated grounding, general „earth“ grounding) ...

Different (Hybrid) Modular Multilevel Converter (HMMC) Topologies

- Different (H)MMC-Topologies with different dynamical behavior, that means:
 - Different (limited) gradients di/dt , dv/dt , df/dt (RoCoF-capabilities)
 - Different oscillation behavior – especially incoupling of low-frequency oscillations
 - Different resonance behavior
 - Different robustness on unsymmetrical AC-three-phase voltages
 - Different synchronization behavior
 - ...



Remember: now applies $0 \neq g(x, \lambda)$ (1*)



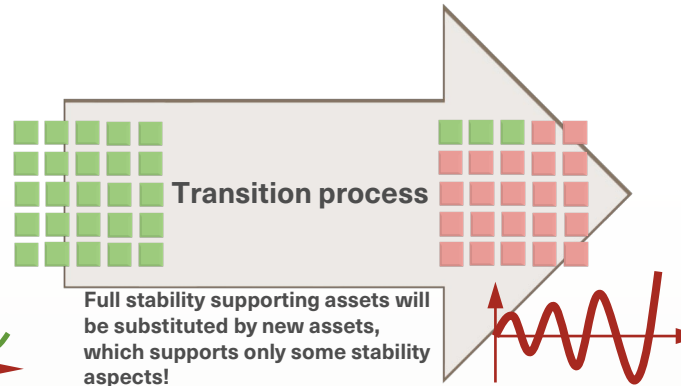
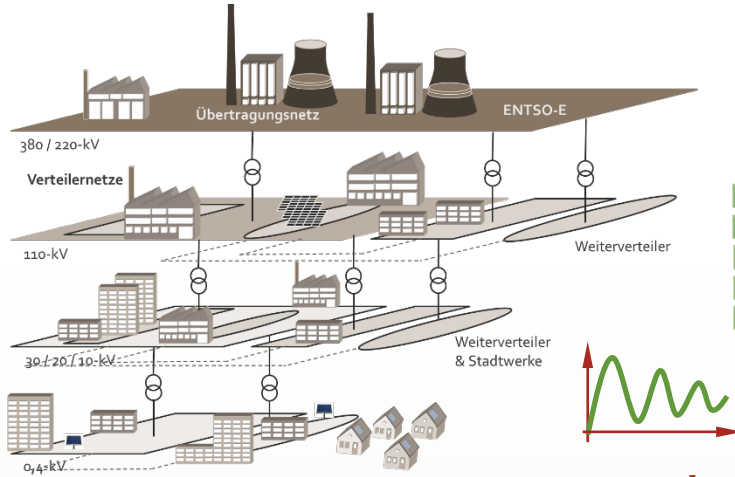
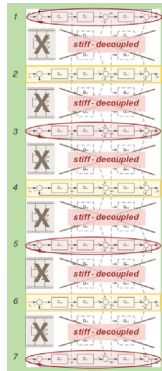
From passive participation to active contributions - at all levels

Dortmund, November 2025

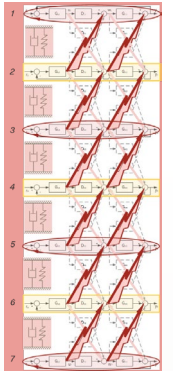
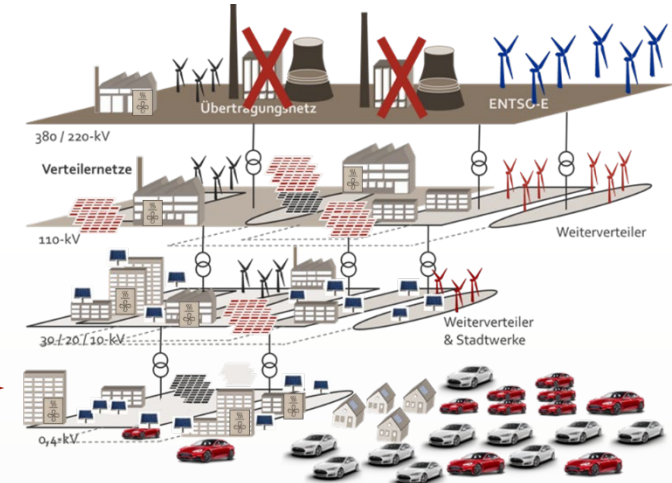
49

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

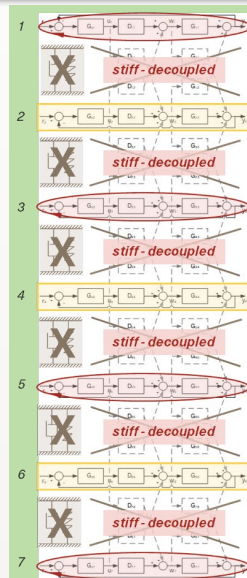
Fette
Competence in Energy



**A substitution of „power blocks“ is not the solution!
The system can not be operated by this!**



(⊙) It will be an abrupt „non-smooth“ transition



Dynamically **decoupled** system levels



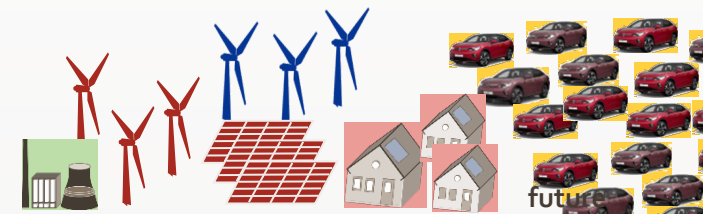
history



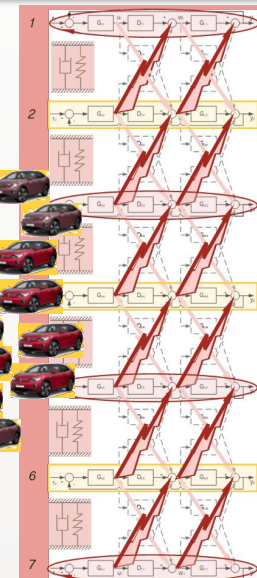
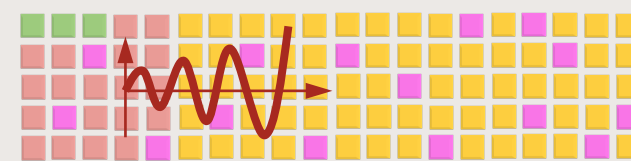
Transition-
Process

Dynamically **decoupled** system levels

+ Grid forming technologies



future

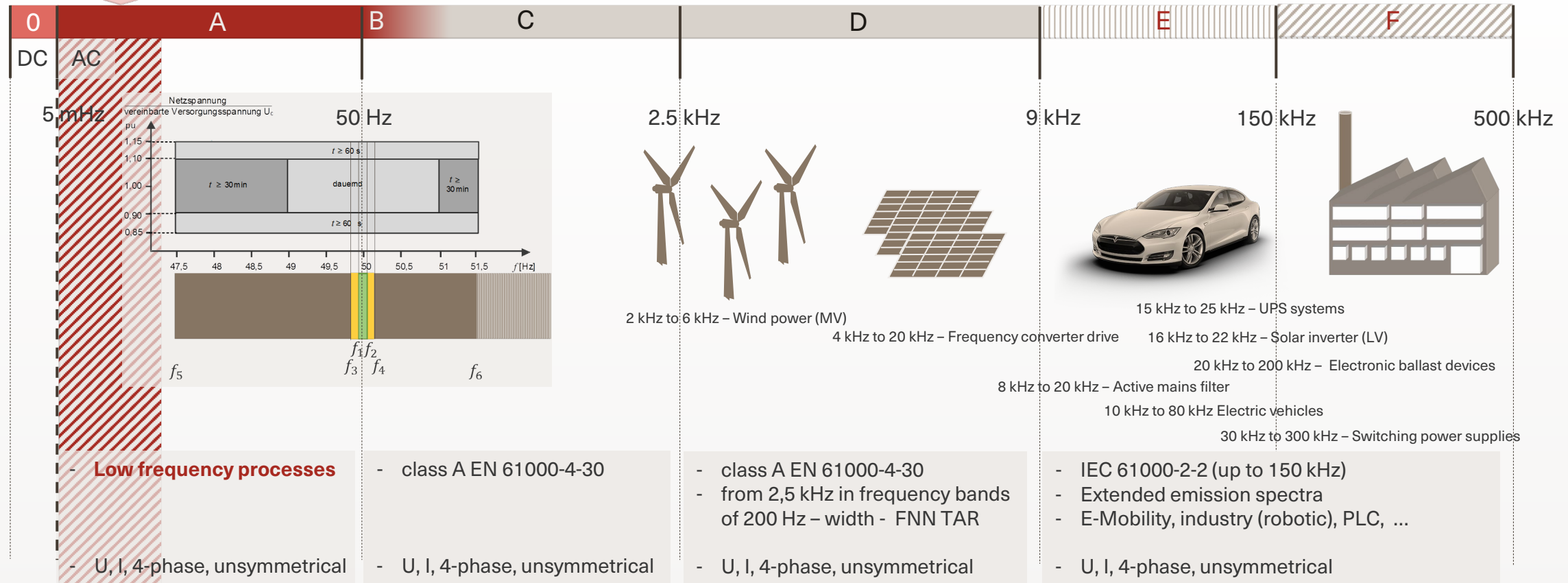


Vom Netz zum System

The new EC-Grid-Codes gives a framework for devices and operation of grids in all situation from emergency to regular operation – all voltage levels

This is where the music plays!
Unnoticed by network operators!

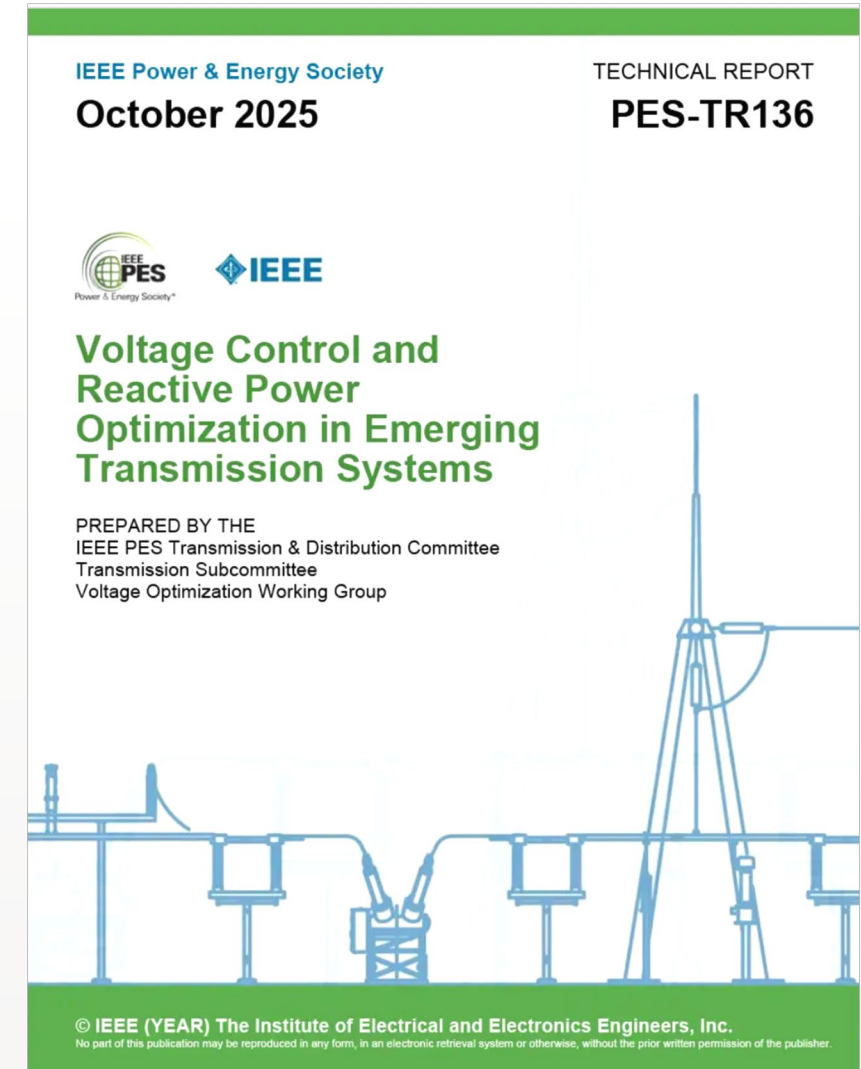
Frequency Range of VDE|FNN TAR / EC-Grid-Codes *plus Extended Range*



New Standards for “New” Grids

- This technical report, prepared by the IEEE PES Voltage Optimization Working Group, presents a comprehensive analysis of voltage control and reactive power optimization in transmission systems, addressing both current practices and emerging challenges in modern power grids.

As the electric power industry undergoes rapid transformation driven by decarbonization, digitalization, and decentralization, **traditional Volt/Var control strategies—largely designed around synchronous generators and predictable load patterns—are increasingly inadequate.**



Zergliederte Strukturen Netzbetreiber 2025 versus Heiliges Römisches Reich um 1789

- **Altes System: quasilinear** – kleinteilig; unterschiedliche Philosophien nebeneinander konkurrierend (wirtschaftlich ausgerichtet), technisch nicht “störend” – jeder mit “seiner” TAB
- **Neues System: nichtlinear** – benötigt koordinierte Vorgehens- und Betriebsweisen.

Netzbetreiber-Landschaft in
Deutschland im Jahr 2025



Heiliges Römisches Reich um das Jahr 1789



Quelle: LinkedIn, Bastian Gierull, Octopus Energy 2025

Balancieren der Spannungsprofile! – Unternehmensübergreifend
Abstimmung der Dämpfungsverhältnisse – Unternehmensübergreifend
Koordinierung der Reglereinstellungen – Unternehmensübergreifend
Koordinierung der Schutzeinstellungen – Unternehmensübergreifend

Dortmund, November 2025

53

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy

Netzbetreiber 2025 versus Heiliges Römisches Reich um 1789

- **Altes System: quasilinear** – kleinteilig; unterschiedliche Philosophien nebeneinander konkurrierend (wirtschaftlich ausgerichtet), technisch nicht “störend” – jeder mit “seiner” TAB
- **Neues System: nichtlinear** – benötigt koordinierte Vorgehens- und Betriebsweisen.

**Netzbetreiber-Landschaft in
Deutschland im Jahr 2025**



Heiliges Römisches Reich um das Jahr 1789



Planungs-, Bau- und Betriebsprozesse – abgestimmt!



Quelle: LinkedIn, Bastian Gierull, Octopus Energy 2025

That's exactly what our new device will measure—along with many other functions!

NESO (GB) – National Energy System Operator

- In collaboration with EPRI (USA) and NESO (Australia) to develop new standards for the dynamic analysis of transient behavior:

- Frequency ranges

1 Hz increment for 1 – 100 Hz

10 Hz increment for 100 – 500 Hz

- This is totally different to classical power quality analysis!

Public

Active Frequency Scan Tool

MIMO Tool

For PSCAD users, MHI are due to release a MIMO tool. In the meantime, the User can request a version of the MHI Full Impedance/Admittance Scanning (3 Phase) tool.

Frequency ranges

- 1Hz increment for 1-100 Hz,
- 10 Hz increment for 100-500 Hz

Handover Period

The User is allowed to adopt either the SISO or MIMO method for the studies until six months following the publication of the official PSCAD MHI tool.

Transition der niederfrequenten Dynamiken durch die Integration überwiegend leistungselektronischer Einspeiser, Speicher und Lasten

Verbogen, nichtlinear – aber „statisch“



Quelle: Kartoffeln (pixabay)

Verbogen, nichtlinear – aber „instabil“



Foto: House of Food / Bauer Food Experts KG

Die Konsequenz dieser Transition ist weder rechtlich noch regulatorisch noch technisch noch organisatorisch abgebildet!

Transition der niederfrequenten Dynamiken durch die Integration überwiegend leistungselektronischer Einspeiser, Speicher und Lasten

Verbogen, nichtlinear – aber „statisch“



Jeder Netzbetreiber hat seine eigene TAB!

Bezogen auf den Anschluss!

Quelle: Kartoffeln (pixabay)

Verbogen, nichtlinear – aber „instabil“



Es gibt nur eine TAB!

Bezogen auf das Systemverhalten!

Foto: House of Food / Bauer Food Experts KG

Fette/Schwintowski

Der Blackout in Spanien/Portugal – Denkanstöße für Deutschland

13.11.2025 – EWeRK-Zeitschrift Humboldt-Universität zu Berlin (Nomos Verlag)

- ... es der Bevölkerung nicht einleuchten, dass Endkunden aus europäischen Nachbarländern in vollem Umfang Anspruch auf Schadensersatz haben, während Endkunden in Deutschland auf einen Betrag von ca. 5000 € oder weniger beschränkt sind.
- Hiervon ausgehend sollte der **Gesetzgeber** die bestehenden Fehlanreize im Netzbetrieb überwinden und an die Stelle von § 18 NAV eine unbeschränkte Schadensersatzhaftung im Sinne von Art. 4 Abs. 1 Rom II-VO setzen. Parallel dazu sollte er eine **Versicherungslösung** gesetzlich festschreiben, die dazu führt, dass die Netzbetreiber im Fall eines Blackouts über einen finanziell hinreichend ausgestatteten Fonds verfügen, um die auf sie zukommenden Lasten gegenfinanzieren zu können. Beispielgebend sind der Atom-Pool oder die Deckungskonzepte über die internationale

- Luftfahrtindustrie. Angeknüpft werden kann an die Mitversicherungsgemeinschaft, die in der Regel als Versicherungspool agiert und aus einer Vielzahl von Versicherungs-gesellschaften besteht, die ihre Kräfte bündeln.
- Die Initiative könnte aber auch direkt **von den Netzbetreibern** ausgehen. Sie sind nicht verpflichtet § 18 NAV in Verträgen mit ihren Endkunden zu vereinbaren. Sie könnten stattdessen die volle Haftung für Netzstörungen und damit auch Blackouts, übernehmen und zugunsten der Kunden eine Versicherungslösung verhandeln und praktizieren. Die dadurch entstehenden Kosten würden zu den **nicht beeinflussbaren Kosten** des Netzbetriebes gehören und insgesamt dazu führen, dass der Netzbetrieb **sicherer und kostengünstiger** wird im Vergleich zu einem nicht ausschließbaren Blackout.

EU-Kommission verschiebt neue EU-Grid-Codes auf unbestimmte Zeit!

- Grid Codes 2.0 beinhalten:
 - Weitergehende Stabilitätsanforderungen
 - Integration
 - Systembildende Wechselrichter
 - Speichersysteme
 - E-Fahrzeuge
 - Wärmepumpen
 - ...
 - Systemdienstleistungen
 - Flexibilitäten
 - ...

Das ist eine Katastrophe!

Das schafft maximale Unsicherheit!

Die Unternehmen der EU drohen im Wettlauf mit anderen Nationen abgehängt zu werden.

Die Grid-Codes sind aktive Industriepolitik!

- Vor 3 Jahren gestartet, durch alle ACER-Gremien durchlaufen und in vielen Workshops abgestimmt.

Nach Angaben der EU benötigt man ca. 6 Wochen, um die Grid Codes zu bewerten und freizugeben – die Zeit hat man aktuell nicht. Zudem hat die Automobil-Industrie eine eigene Agenda!

Intelligent Nonlinear Systems are our Profession

Preserving the tried and tested – shaping the new!



KRI® die Anwendungen und Algorithmen, die das System benötigt, um das nichtlineare Systemverhalten zu erkennen und zu bewerten, Prozesse anzupassen und Entscheidungen zu treffen, damit das System jetzt und in Zukunft stabil und sicher betrieben werden kann - lokal und global. **KRI**® kodieren mit einer intelligenten Vorverarbeitung die Messdaten so, dass die auszutauschenden Datenmengen auf ein Minimum reduziert und die Relevanz der Information erkannt werden kann. - Komplementär zu bekannten Prozess-KPI.

DMP-EMCP® die EDGE-basierte Hardwareplattform, die die Messgrößen im gesamten Frequenz- und Zeitbereich in Zeit und Frequenz hochaufgelöst erfasst, Indikatoren für Einzelwerte oder komplexe Werte oder für komplexe Netzdynamiken auf Basis nichtlinearer Systeme ermittelt, kann direkt innerhalb von Steuerungs- und Schutzalgorithmen lokal oder in hierarchisch strukturierten Steuerungs- und Schutzkonzepten eingesetzt werden. CyberSecurity-Aspekte können traditionell implementiert werden, oder es können neue duale CyberSecurity-Lösungen durch intelligente Kodierung der Mess- und Auswertgrößen genutzt werden, um eine zukünftig nutzbare "low cost"-Kommunikation sicher und zukunftssicher zu machen.

Basiert auf **XAI** - EXplainable Artificial Intelligence – powered by Synergetics!

Pooling-Algorithmen und Marktplätze können direkt angedockt werden, intelligente Lösungen, bei denen z.B. E-Fahrzeuge auch als Speicher im Verteilnetz mit Dienstleistungen für das Übertragungsnetz eingesetzt werden, können realisiert und betrieben werden.

Der Betreiber von **ORCA**® erhält direkte Unterstützung im Rahmen von Unternehmenswerten mit den Perspektiven: Finanzen, Technik, Sicherheit, Qualität, Recht, Image, Umwelt, Organisation und Effizienz. Die **KRI**® identifizieren Probleme, zeigen Lösungen auf und begründen die Herausforderungen - immer im Sinne aller Unternehmenswerte, ... mit Nachweisen, so dass Klarheit für alle Beteiligten geschaffen wird!

... ein komplettes, streng modulares, hoch automatisiertes Systemmanagement - für

DNPS® Digital Nonlinear Power Systems

Intelligent Nonlinear Systems are our Profession

Preserving the tried and tested – shaping the new!



Fette - Competence in Energy GmbH develops solutions for system management and system operation of energy systems that meet future requirements with predominantly decentralized and converter-based plants.

- 35 years of experience in research and development of nonlinear systems
- Over 800 man-years of development power in IT systems, hardware and software solutions, algorithms, and analysis and evaluation methods - self-funded without third party rights or dependencies
- Over 350 projects in more than 30 countries in industrial, distribution and transmission networks (AC and DC), to determine and assess system dynamics - usually when there have been disturbances or destruction of equipment and networks, identifying causes and proposing solutions – evaluating theory and practice
- For more than 15 years permanent observation of the dynamics and change processes in the systems
- Over 100 projects for the development of customer-specific solutions
- Over 500 consulting projects

Publisher:
Fette – Competence in Energy GmbH
Elbchaussee 200
22605 Hamburg
Germany
+49 155 588 49 807

Intelligent Nonlinear Systems are our Profession

Preserving the tried and tested – shaping the new!

Fette
Competence in Energy



Priv.-Doz. Dr.-Ing. habil.

Michael Fette

former Professor for
„Renewable Energy Systems and Automatic Control“
venia legendi in „System theory / System dynamics“

michael.fette@fette-competence-in-energy.com

Hinweis auf Urheberrechte

- Hiermit weisen wir darauf hin, dass die Unterlagen ein technisch/inhaltliches und auch unternehmerisch/organisatorisches Konzept beinhalten, das urheberrechtlich und unter juristischen Aspekten in jeder Hinsicht geschützt ist.
- Eine Weitergabe an „Dritte“ ist ausgeschlossen und kann nur mit unserer verbindlich schriftlichen Zustimmung weitergegeben werden.
- Falls Beteiligungsgesellschaften existieren, die rechtlich eigenständige juristische Personen sind, bitten wir Sorge zu tragen, dass die Gesellschaften Ihnen und uns die Nichtweitergabe der Unterlagen schriftlich bestätigen. Das gilt auch in dem Fall, wenn Sie Unterlagen weiter geben würden.

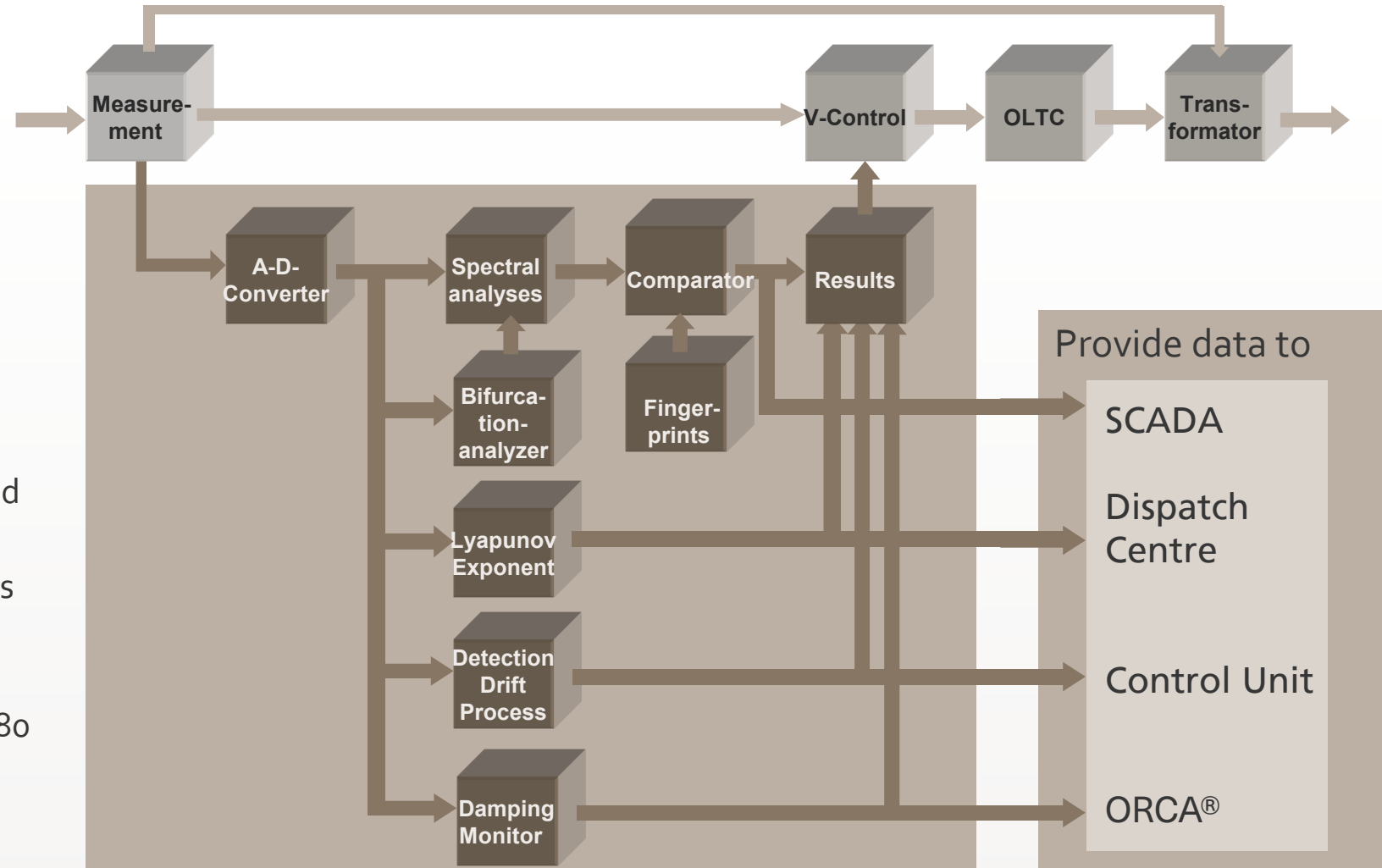
Vielen Dank!

Some Remarks

- Power systems are complex systems with a wide range of time scales
- In the past, due to the characteristics of synchronous generators, the complete analysis of the behavior of the system could be concentrated on the mains frequency. This implies,
 - *All other dynamical processes are fast and stable, so that they can be neglected – this is an inherent behavior*
 - *The overall system behaves as a „dissipative system“, which has the ability, to reach stable operating points*
 - *All other dynamical process like „power quality“ could be separated, they are processes by their own, locally restricted with no impact on the overall dynamcis.*
 - *There are no interacting processes between grids or devices, or ... (if, they are stable – see above)*
- Therefore, it was sufficient, to take some measures only, as an representant of the the system status
- All other values could be predicted or estimated on a „simple“ model basis
- All control actions are not critical in real time – sometimes the basis for real time was bigger than 1 minute.
- Due to the expected overall stable processes, there were no special requirements on a critical time base (DSO-level).
- If there are any further problems, in the past the device or subgrid are separated from the grid, which contradicts with the actual EC-grid codes (RfG)
- The design and equipment of SCADA systems including the data transfer take this into account!

Starting in 1987 with Nonlinear Analysis of Power Systems
 2002 – CPR-D Collapse Prediction Relay (Manufacturer: A.Eberle
 GmbH & Co. KG; Nuremberg)

CPR-D – Analysis Blocks



- 35 years of scientific research in the field of nonlinear power systems
- Development of measurement devices – based on nonlinear systems theory – with industrial partners
- More than 350 projects, in more than 180 companies, 30 countries - all voltage levels

Nice picture of a big solar plant in Southern Europe.

Dortmund, November 2025

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

65

Fette
Competence in Energy

Interaction Processes Solar Park (South France)

Asset life time estimation

- Example: Large solar park
- Operation time app. 2,5 years
- Our Task: „The“ question to be solved:

15 from 9 transformers burnt!

What is the reason?

- Analysis of Grid Dynamics gives the necessary answers!
- Repaired Transformers – life time: 2 weeks!



What happens, when a grid is dominated by converters?

Dortmund, November 2025

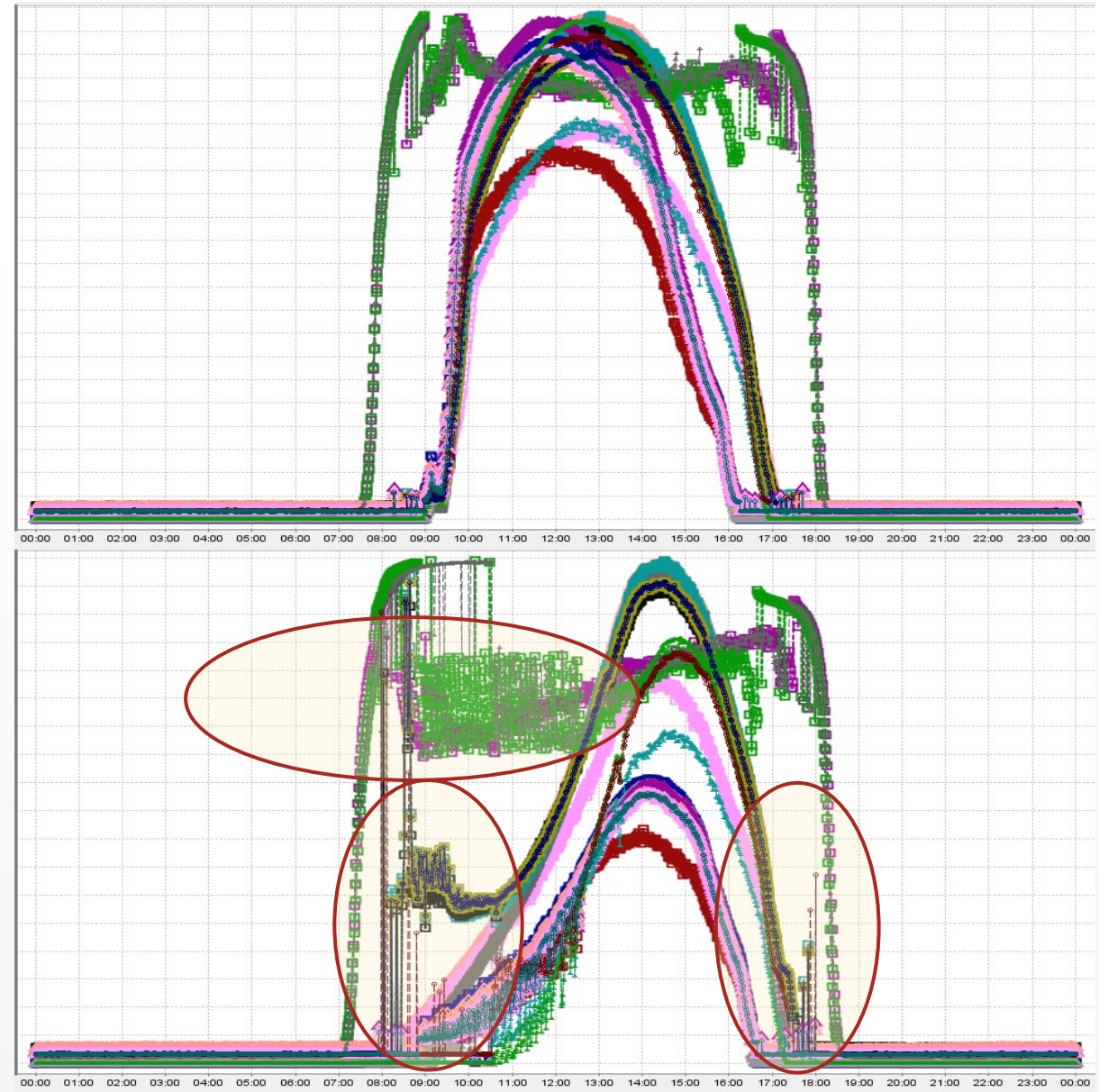
66

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy

Measures from the SCADA-System – two different days

Above: 0,5	Behavior of the plant after a period of years operating time
Down:	Behavior of the plant immediately after starting a further part in the direct neighborhood
Remark:	Everything is tested! Everything is certified!
Red curve:	Solar irradiation



*10 – the scaling factor for transformers with such kind of loadings.
Result of PQ-Measurements according to ANSI C 57.110*

Malfunction of the Converters via Interaction Processes

- Red Curve: Solar Irradiation
- Other colours: currents
- Within the red labeled areas, a huge amount of reactive power will be interchanged between the converters.
- **Transformers must be scaled up for such a load type by a factor of 10, or the must be reduced up to a load level app. 20%**
Factor: 10 (ANSI C.57.110 – worst case)



Converters detect their neighbours as the grid and try to deliver them energy. - That will not work!

Dortmund, November 2025

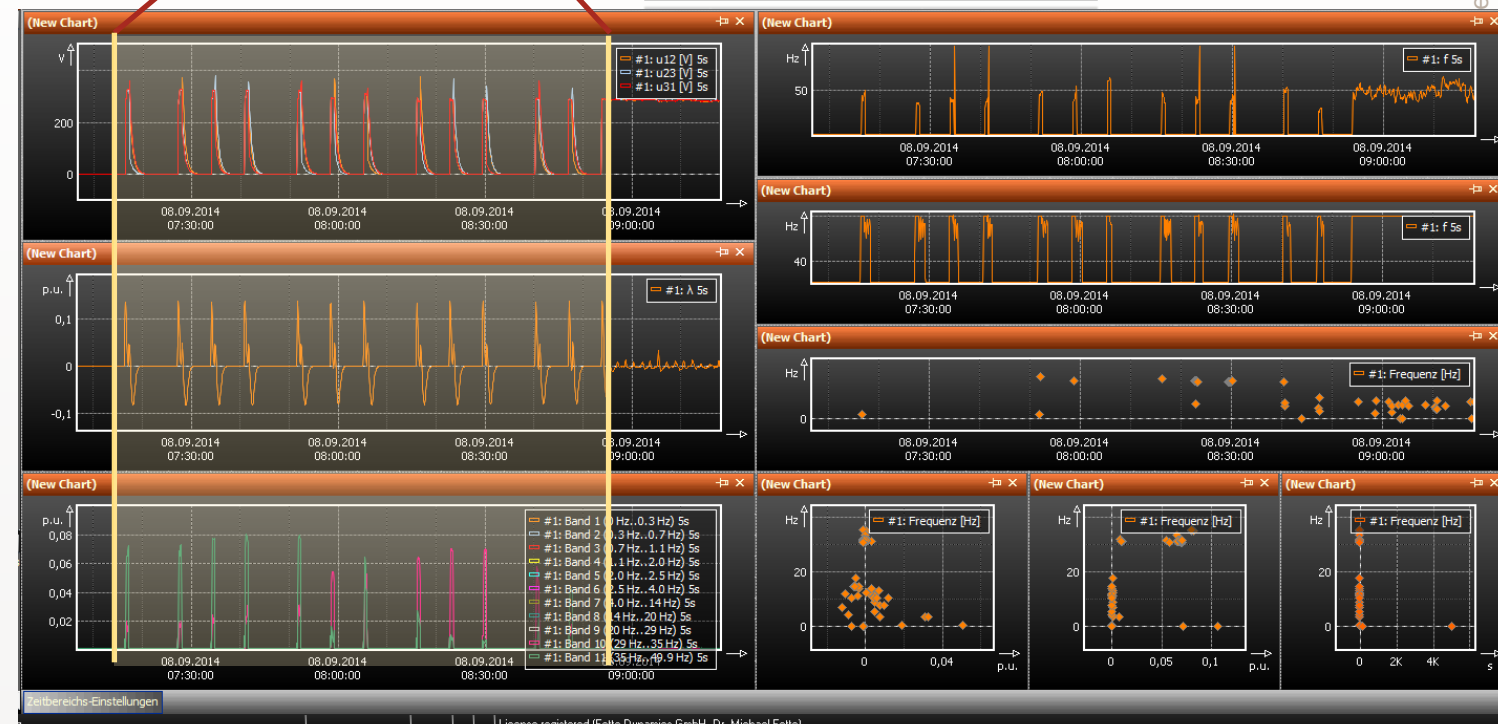
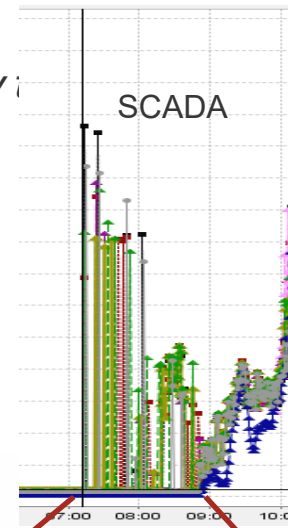
68

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy

Dynamical Interactions

- SCADA-Systems do not give any inside into the real behavior
- Power Quality Analysis according to e.g. EN 50160 does not help – the standard is limited to some frequencies only and uses averaging processes.
- Low frequency processes with big time constants.
- Currents behave like DC-currents.
- Assets will be destroyed by overload in the morning and evening hours – with „zero“-classical load conditions.**



errechtlich geschützt

Vom Netz zum System

Loading of the system is immense!

Thank`s to e.Power Quality Standards, the world is in order! - Or not?

Dortmund, November 2025

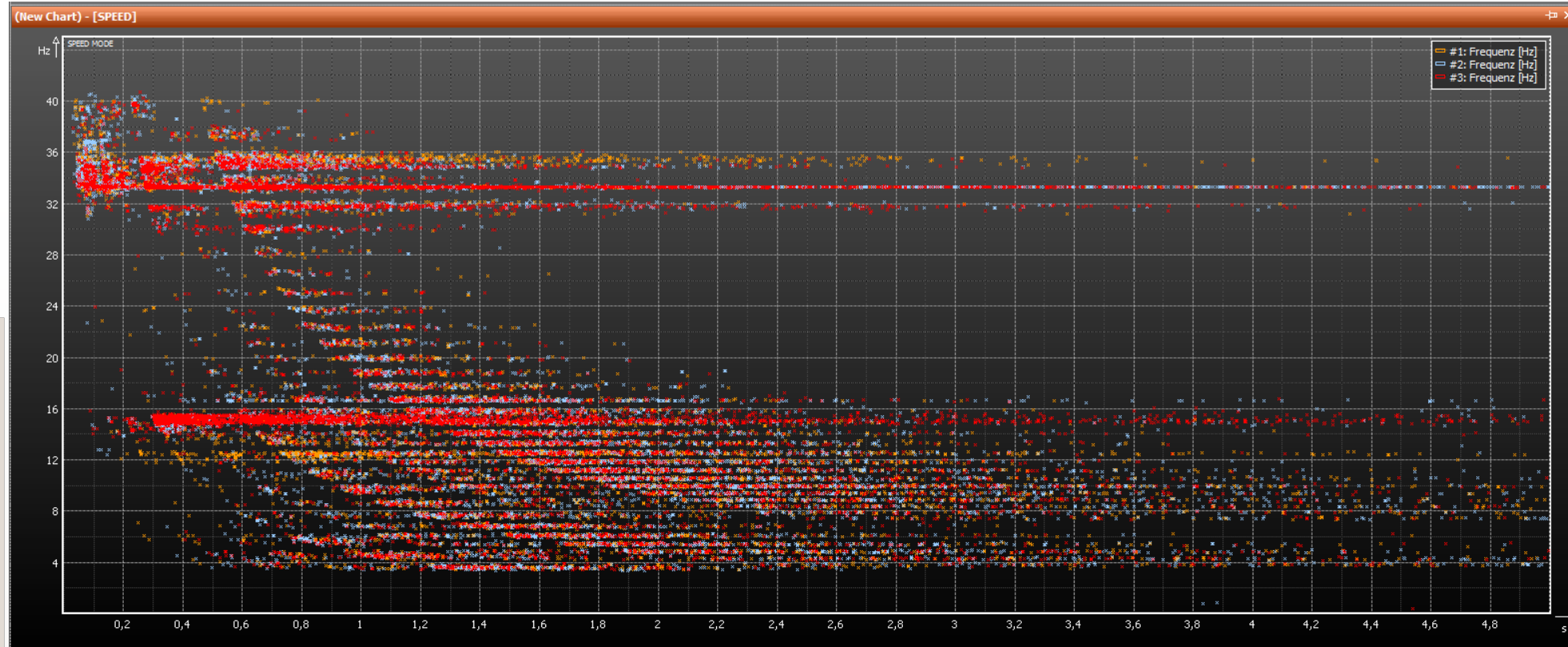
69

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy

Frequency-Distributions vs. Duration of Events

- Complete measurement interval.
- Color code with respect to 3 different measurement periods.
- Frequencies from 0 to 45 Hz
- Durations from 0 to 5 seconds
- Some interacting processes last more than some minutes!

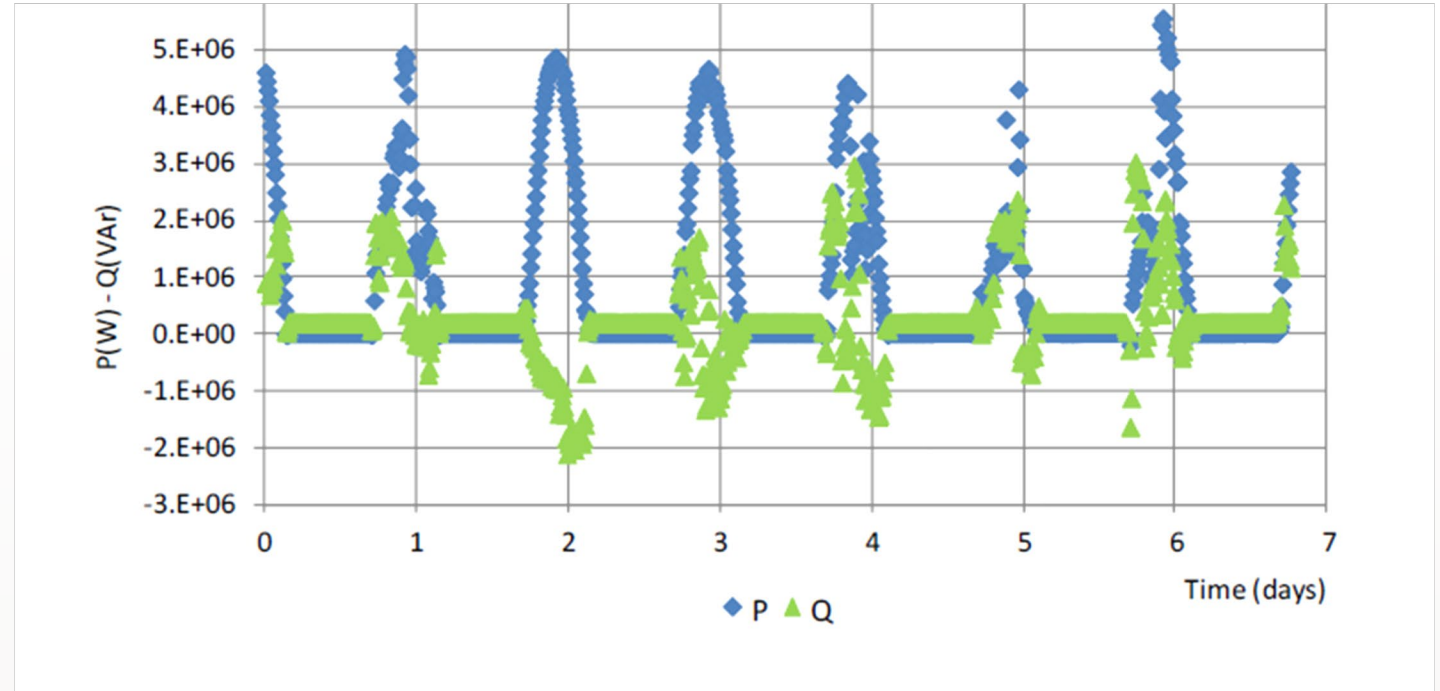


- Frequency bands are visible clearly.
- Reflexions could be observed – analogously to the old analog TV-sets, where the pictures were disturbed, when the characteristic wave impedance was not matched to each other.
- The frequency band are typical for devices and manufacturers – we have a lot of „patterns“ from the grid, to find solutions very fast. **The associated aging behavior is now well known by us!**

Reactive power behavior

- The park exchanges reactive power with inductive and capacitive behavior
- Same situation, we measured in other locations
- This is only possible, if there is a driver for this behavior to force the inverters to do something different.

This could be done, by a partner, who has the the same or better capabilities



- Report of the same topic by spanish consulting company – page 66
- The direction of Q-injection into the grid depends on the capability of the grid – or if there is another partner, who leads the processs.

What happens, if there is an industrial plant nearby?

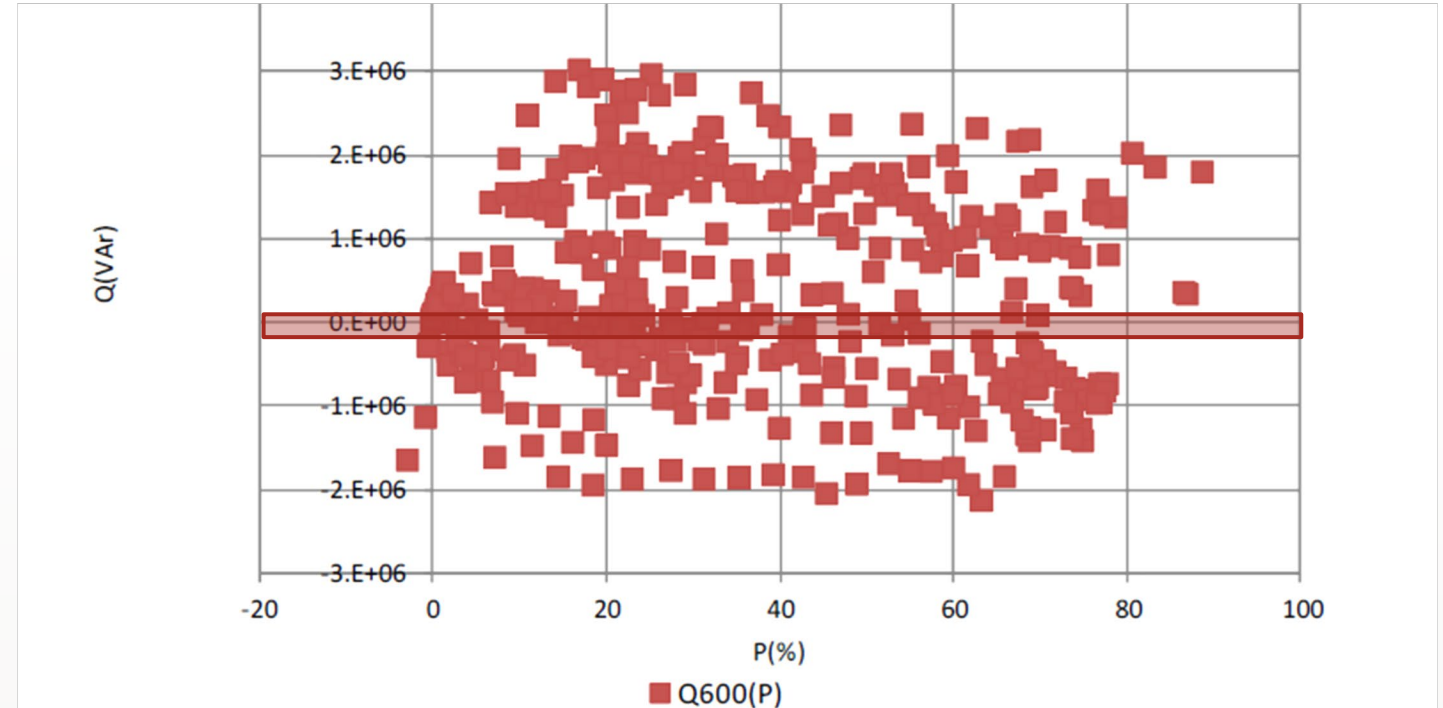
The classical mathematical framework is no longer applicable!

Reactive power depending on real power generation

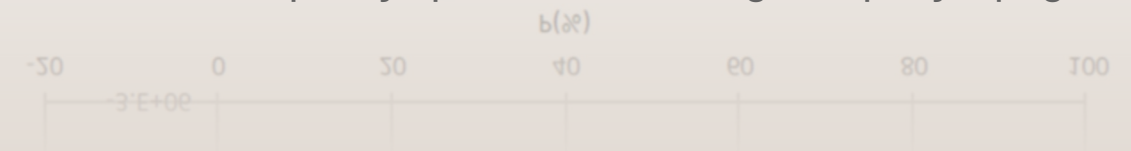
- The distribution of the values shows, that there is no fixed operating point.

If the inverters operate in a normal mode with a $\cos \phi$ app. 1, then the values for Q are displaced around zero, only.

- The picture reflects the situation of the $\cos \phi$, as mentioned above.



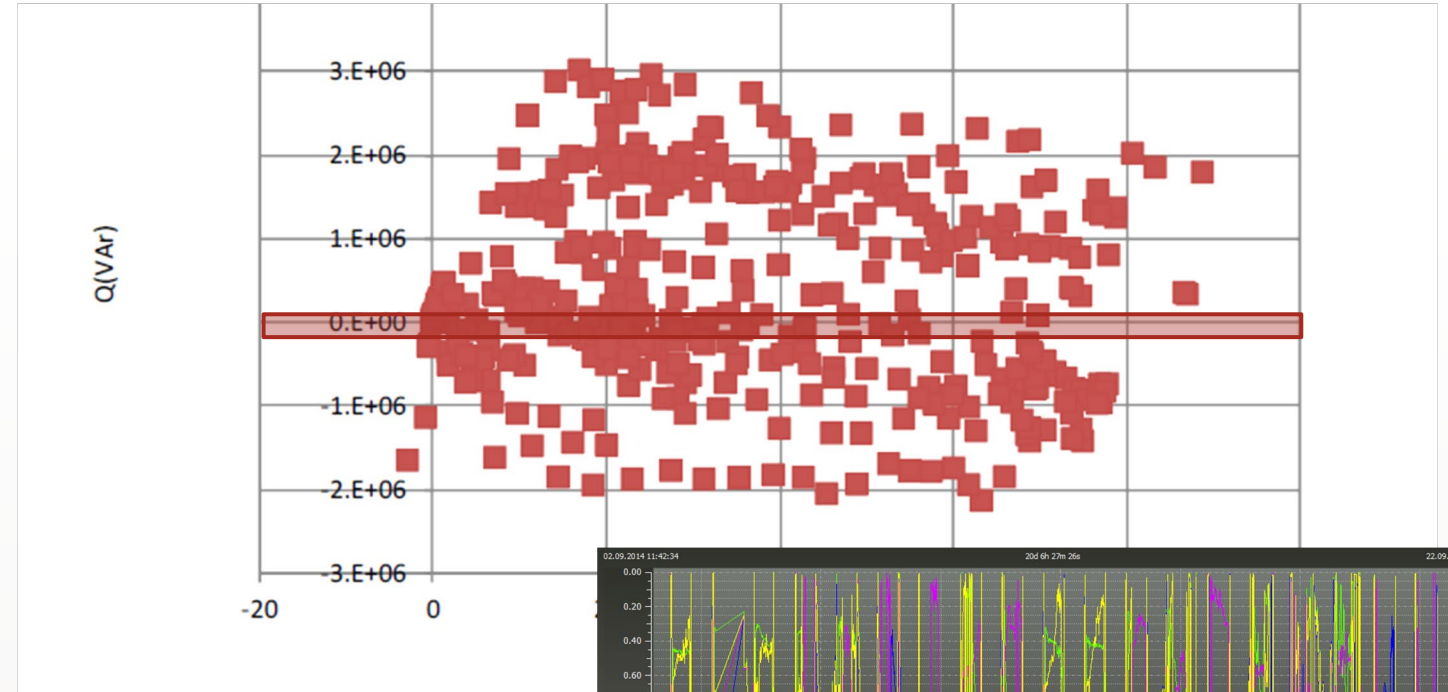
- Report of the same topic by spanish consulting company – page 66



The $\cos \phi$ – values play an important role in any industrial power supply and grid connection.
And in the future???

Reactive power depending on real power generation

- The distribution of the values shows, that there is no fixed operating point.
- If the inverters operate in a normal mode with a $\cos \phi$ app. 1, then the values for Q are displaced around zero, only.**
- The picture reflects the situation of the $\cos \phi$, as mentioned above.



- Report of the same topic by spanish consulting company – page 66

