

Möglichkeiten zur Deckung des Bedarfs an schneller Regelleistung im europäischen Verbundsystem

Christian ALACS , Wolfgang GAWLIK⁽¹⁾, Adolfo ANTA⁽²⁾,
Bertram WEISS⁽³⁾, Klaus OBERHAUSER⁽⁴⁾, Martin LENZ,
Alexander STIMMER, Michaela LEONHARDT⁽⁵⁾

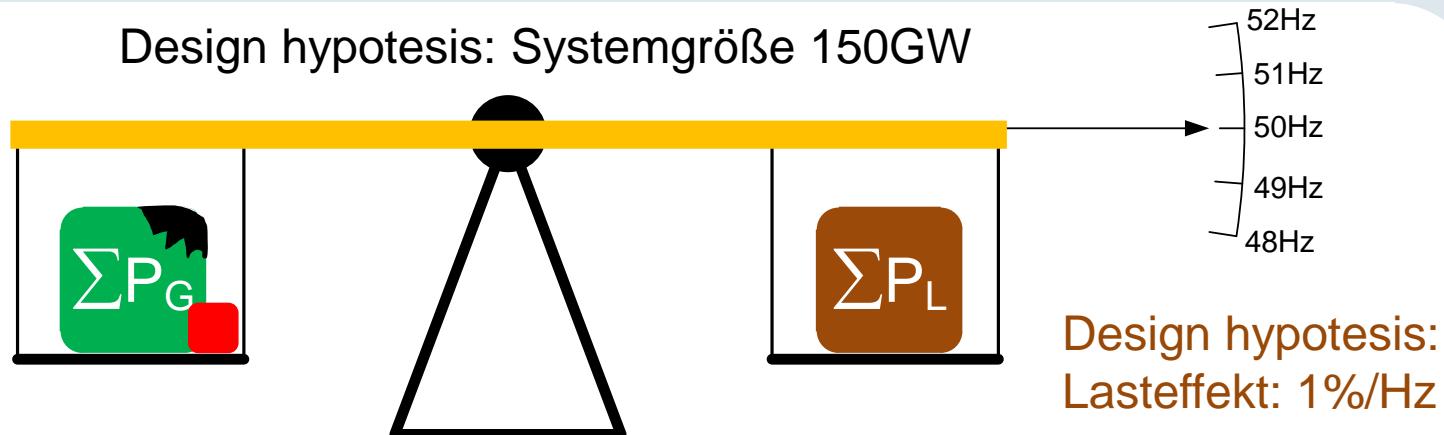
⁽¹⁾TU Wien, ⁽²⁾AIT Austrian Institute of Technology,

⁽³⁾Verbund Solutions GmbH, ⁽⁴⁾Verbund Hydro Power,

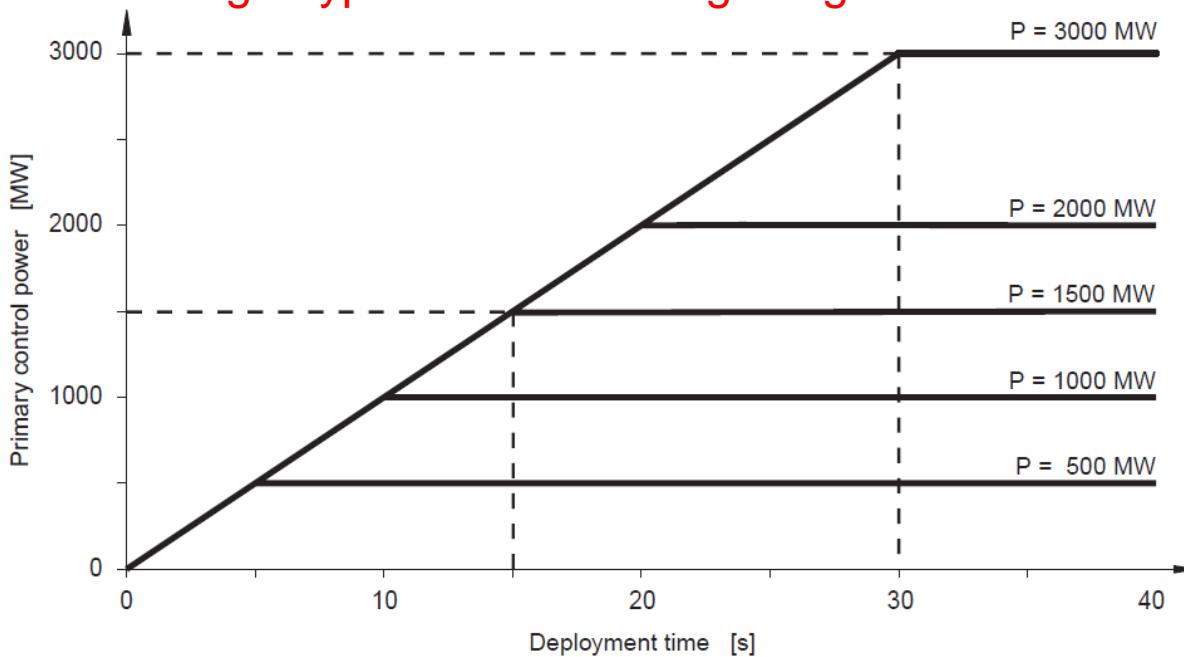
⁽⁵⁾Austrian Power Grid AG

Frequenzhaltung im Drehstromsystem

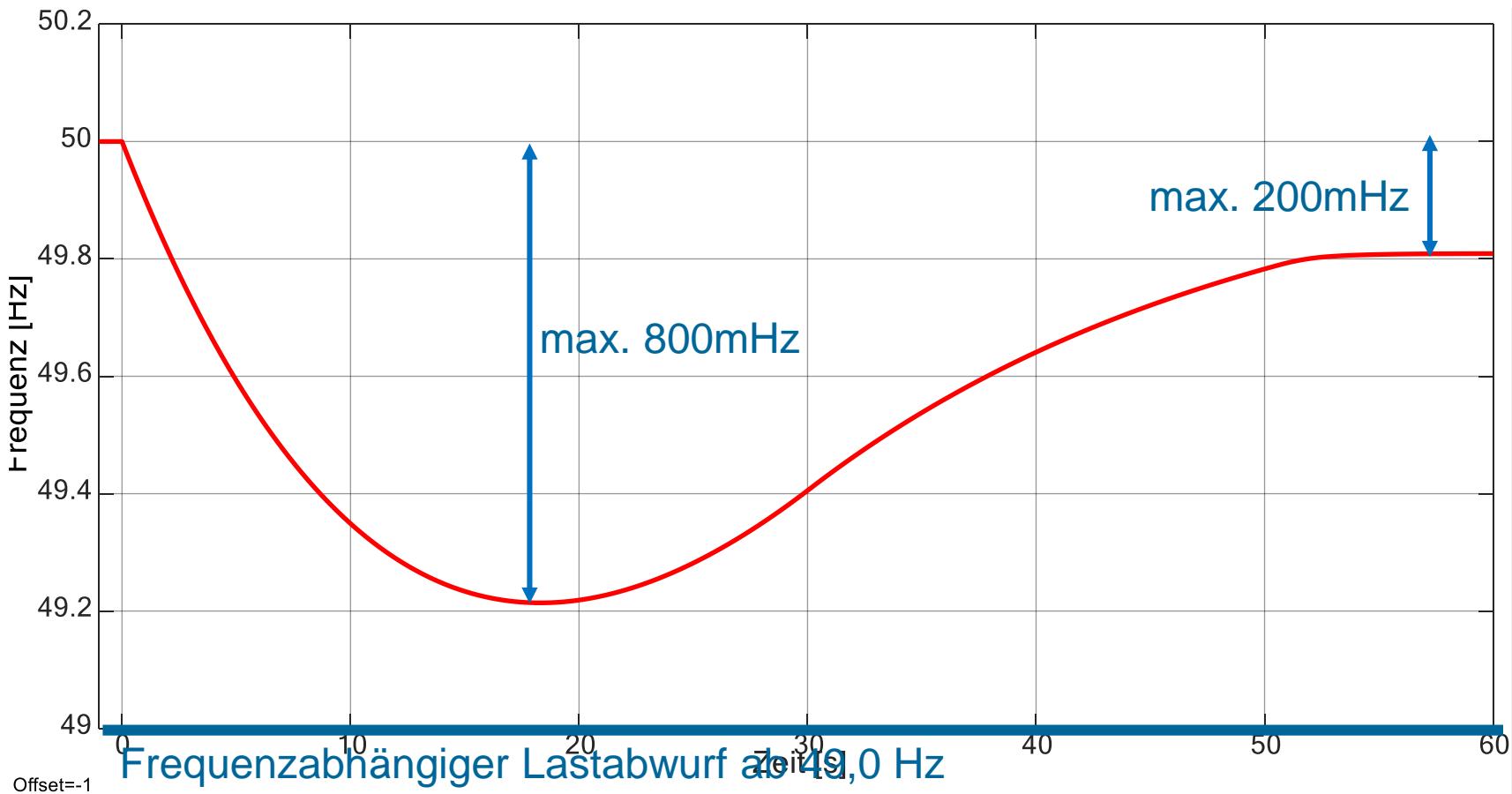
Design
hypotesis:
 $T_A = 10\text{s}$



Design hypothesis: Erzeugungsausfall 3GW
Design hypothesis: Primärregelung nach Mindestkennlinie



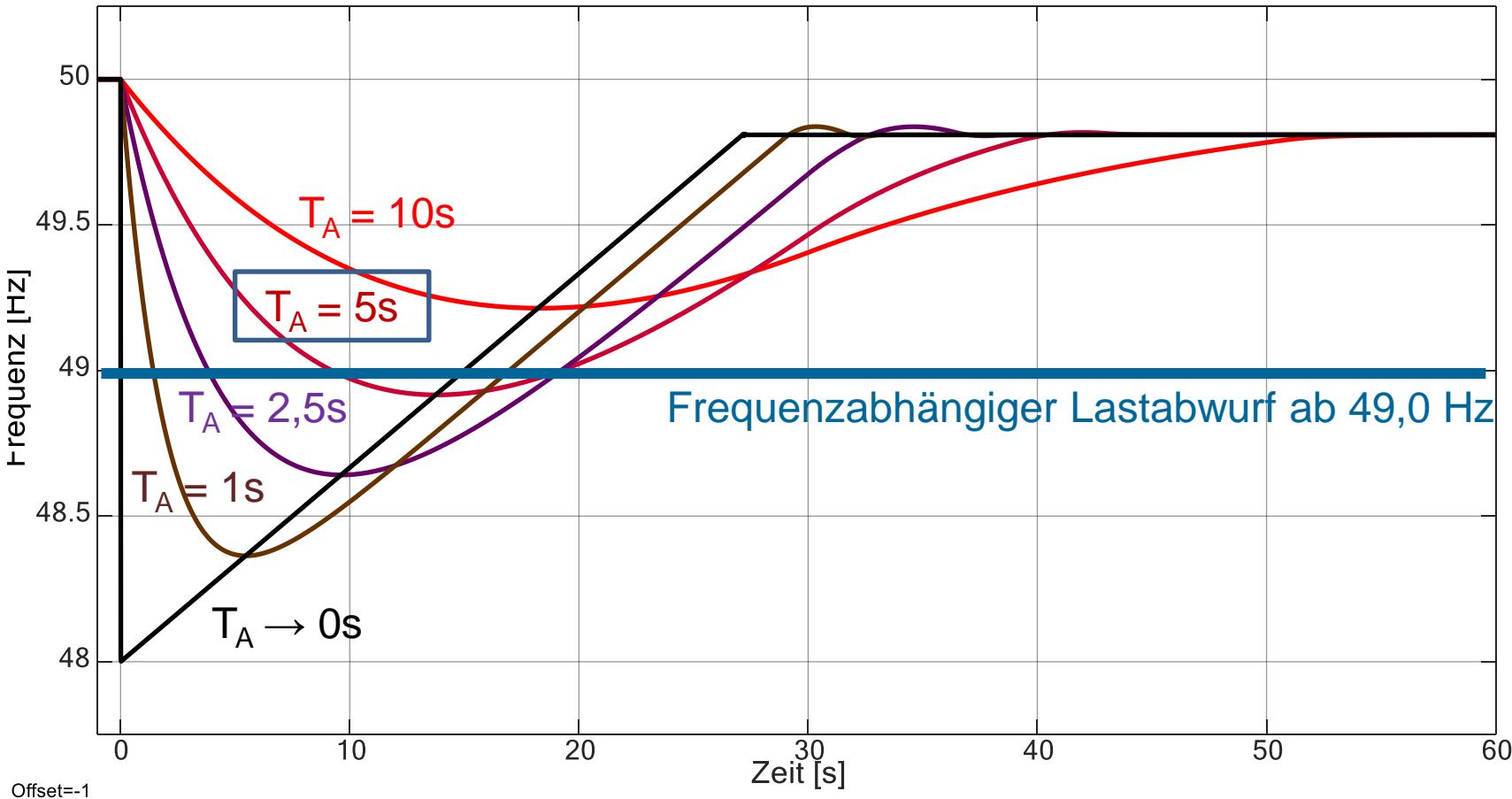
Frequenzverlauf in der Design Hypothesis



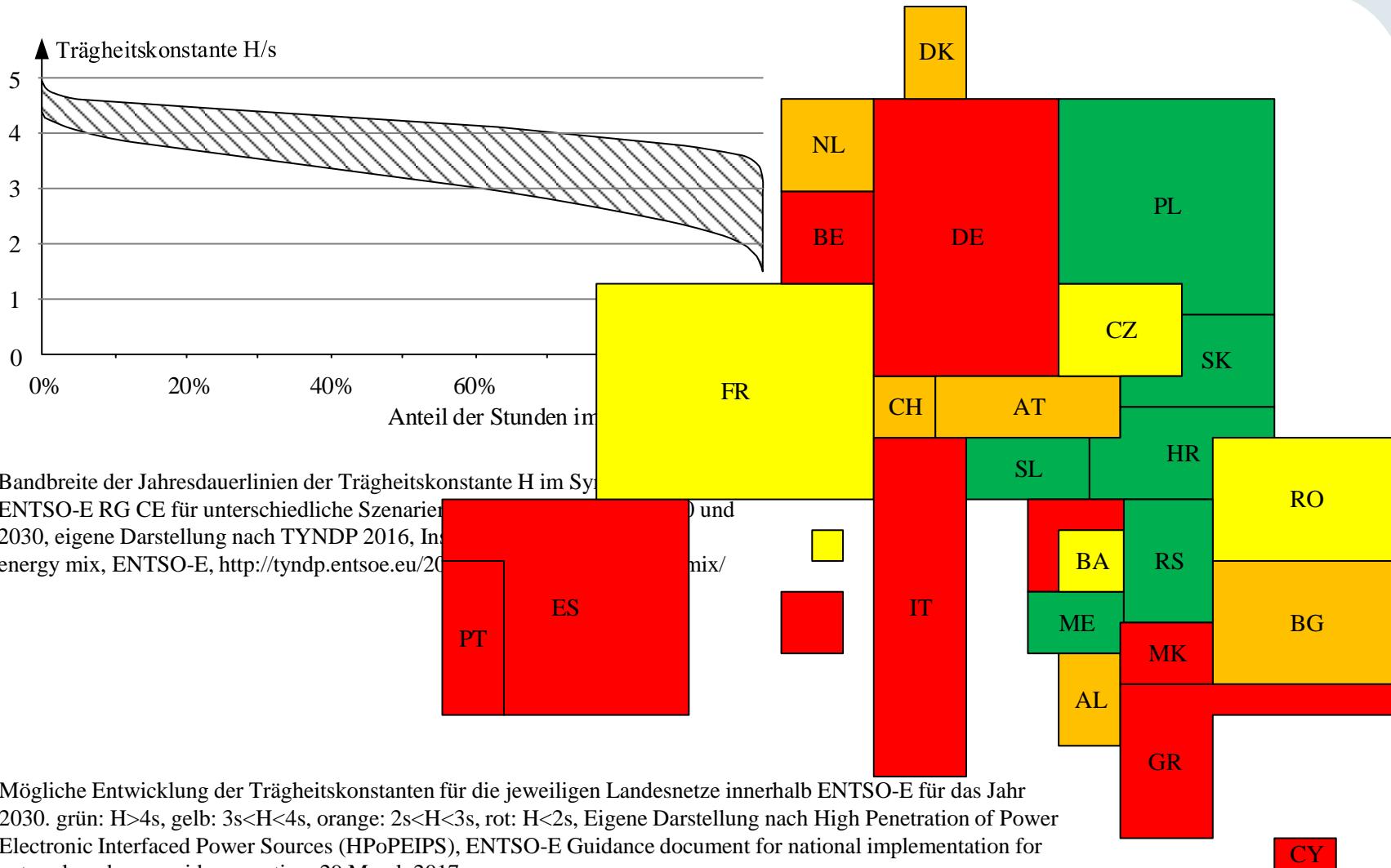
Anforderungen an Primärregelleistung (PRL)

- spricht an bei $|\Delta f| > 10\text{mHz}$
- ist bei $\Delta f = \pm 200\text{mHz}$ vollständig aktiviert
- Aktivierungszeit bei Anforderung von 50% oder weniger der maximalen PRL (derzeit 3.000 MW)
Aktivierung innerhalb von <15s, bei 50%-100% linear bis max. 30s
- begrenzt bei derzeitiger Netzanlaufzeitkonstante (10...12s) dynamische Frequenzabweichung nach Referenz-Vorfall auf $\Delta f = \pm 800\text{mHz}$

Bedeutung der Netzanlaufzeitkonstante

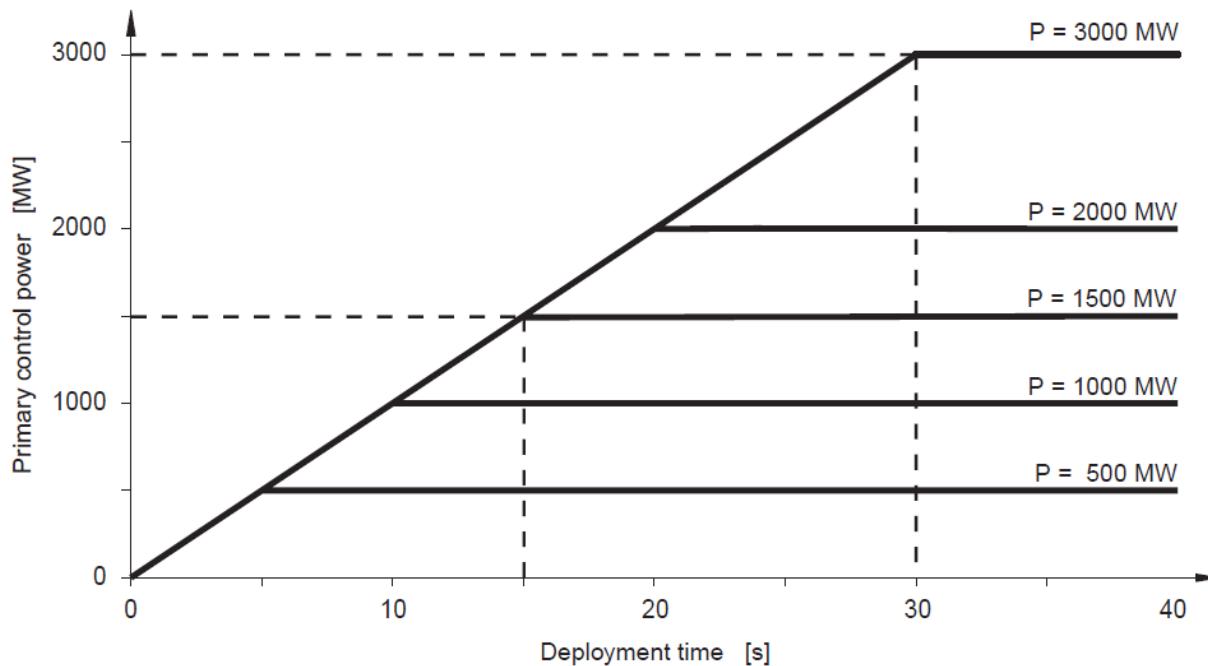


Entwicklung der Netzanlaufzeitkonstante



Es gibt eine Anforderungslücke!

Wird (derzeit noch) durch Übererfüllung der Anforderungen, Selbstregeleffekt der Lasten und (nicht vergütete) Schwungmasse im System gedeckt



Lösungsmöglichkeit: Schnellere Erbringung von PRL (reakтив) und/oder Sicherung von Momentanreserve

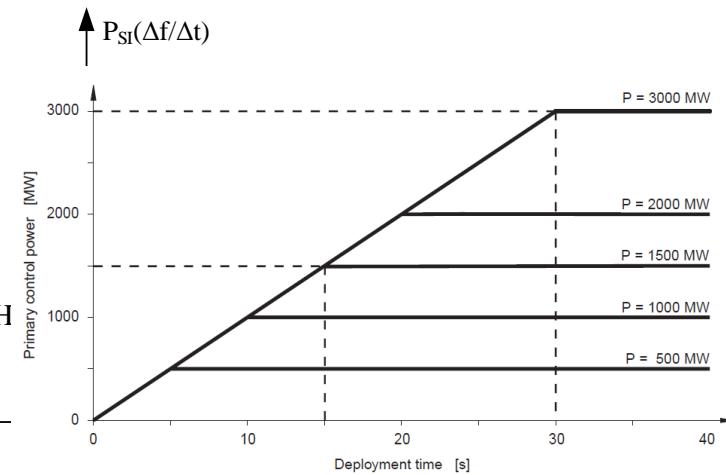
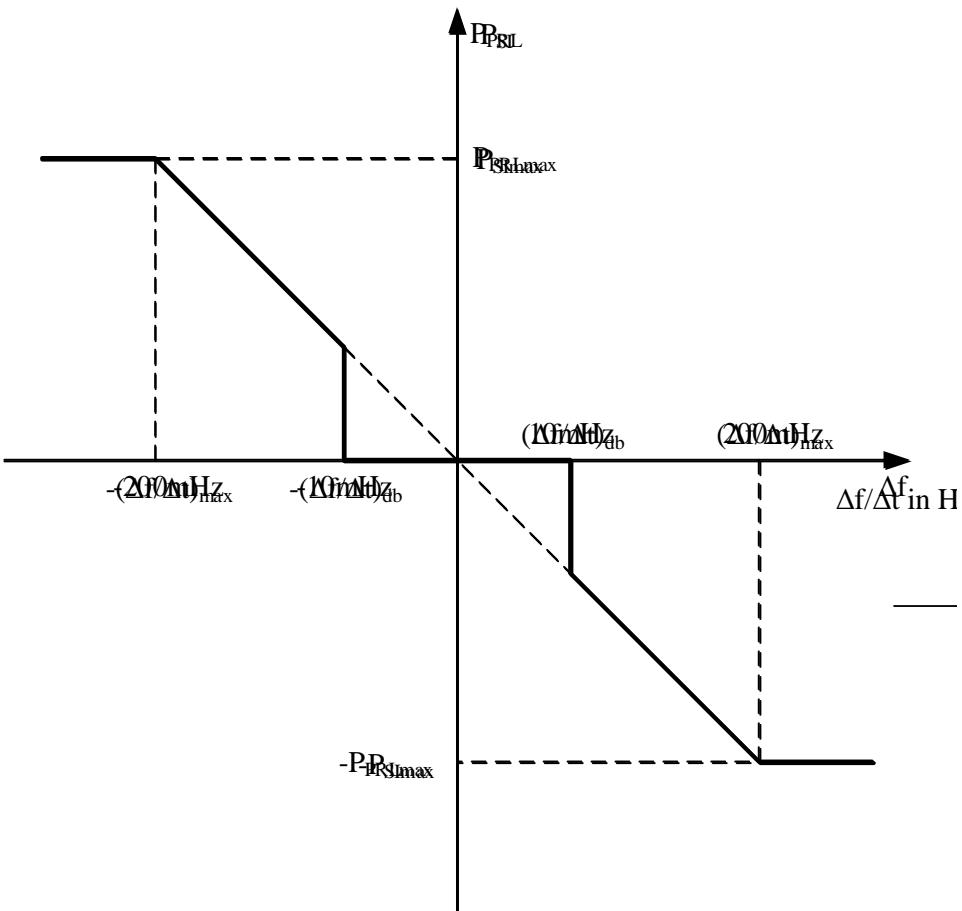
Möglichkeit 1: Inertia Certificates

W. Gawlik, A. Lechner, R. Schürhuber:

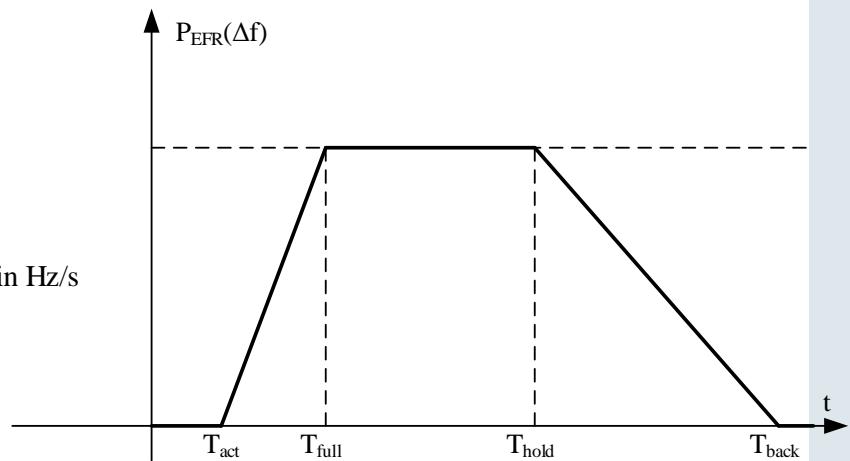
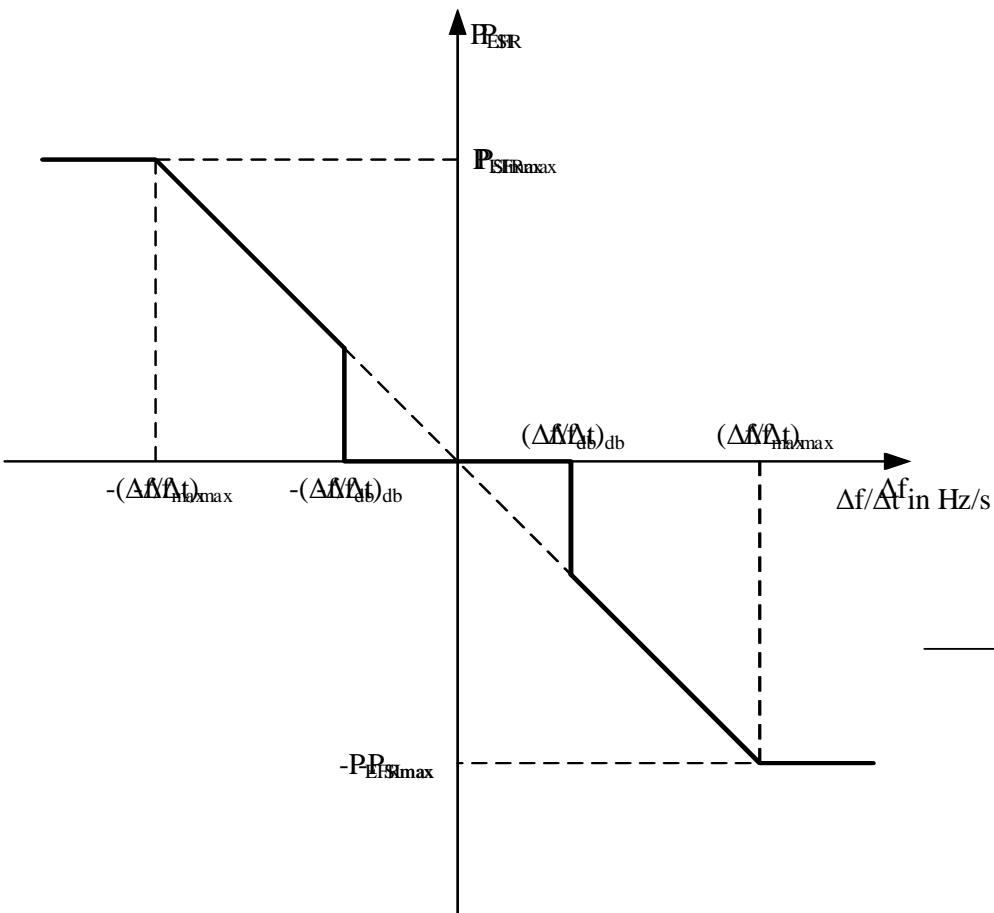
"Inertia Certificates - Bedeutung und Wert von
Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb";

Vortrag: IEWT Internationale
Energiewirtschaftstagung TU Wien, Wien;
15.02.2017 - 17.02.2017; in: "*Klimaziele 2050:
Chance für einen Paradigmenwechsel?*", (2017), S. 1
- 8.

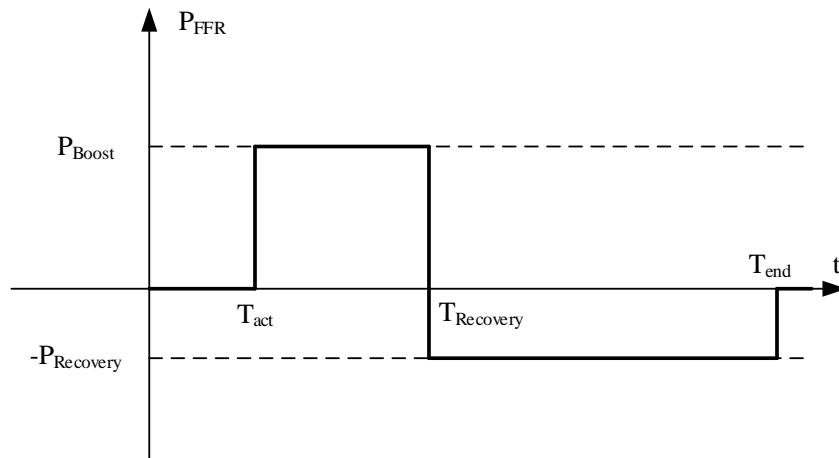
Möglichkeit 2: Virtuelle Schwungmasse



Möglichkeit 3: Enhanced Frequency Response



Möglichkeit 4: Fast Frequency Response (Power Boost)



Ungeregelte Aktivierung mit inhärenter Verzögerung bei bestimmter Frequenzabweichung

Systemverhalten: Modellannahmen

Grundannahmen: Systemgröße 150 GW, $\Delta P = -3 \text{ GW}$, $T_A = 5 \text{ s}$, Lasteffekt 1%/Hz

Virtuelle Schwungmasse:

- Frequenztotband = 10 mHz
- Frequenzgradienten-Totband = 0.01 Hz/s
- Maximale VI-Leistung bei 0,4 Hz/s
- Frequenzmesszeit = 0,5 s
- Hochfahrzeit in über PT1-Glied mit 2s geregelt
- VI-Nennleistung 5000 MW

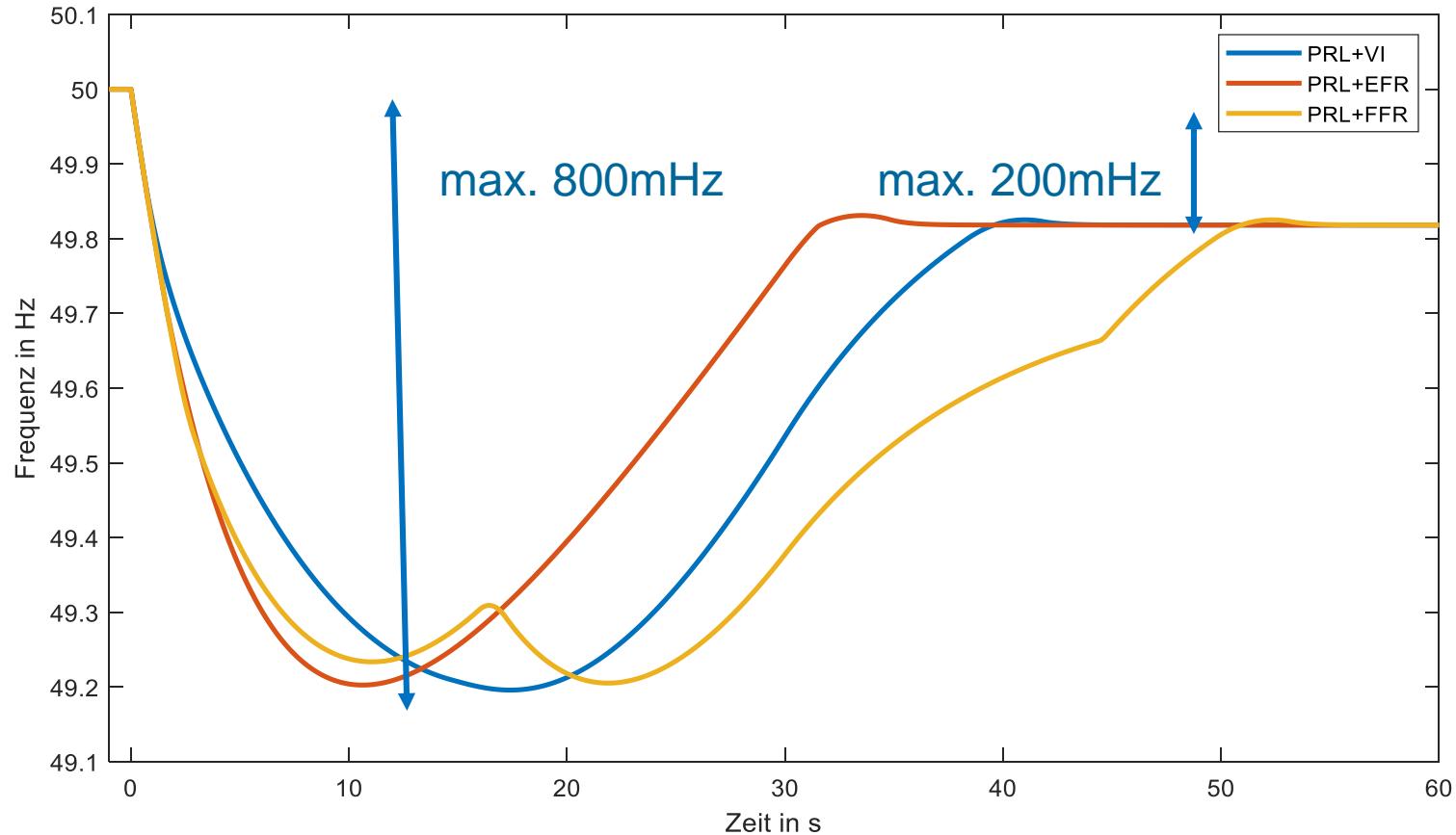
Enhanced Frequency Response:

- Frequenztotband = 200 mHz
- Maximale EFR-Leistung bei 800 mHz
- Frequenzmesszeit = 0,5 s
- Hochfahrzeit in 0,5 s
- EFR-Nennleistung 750 MW

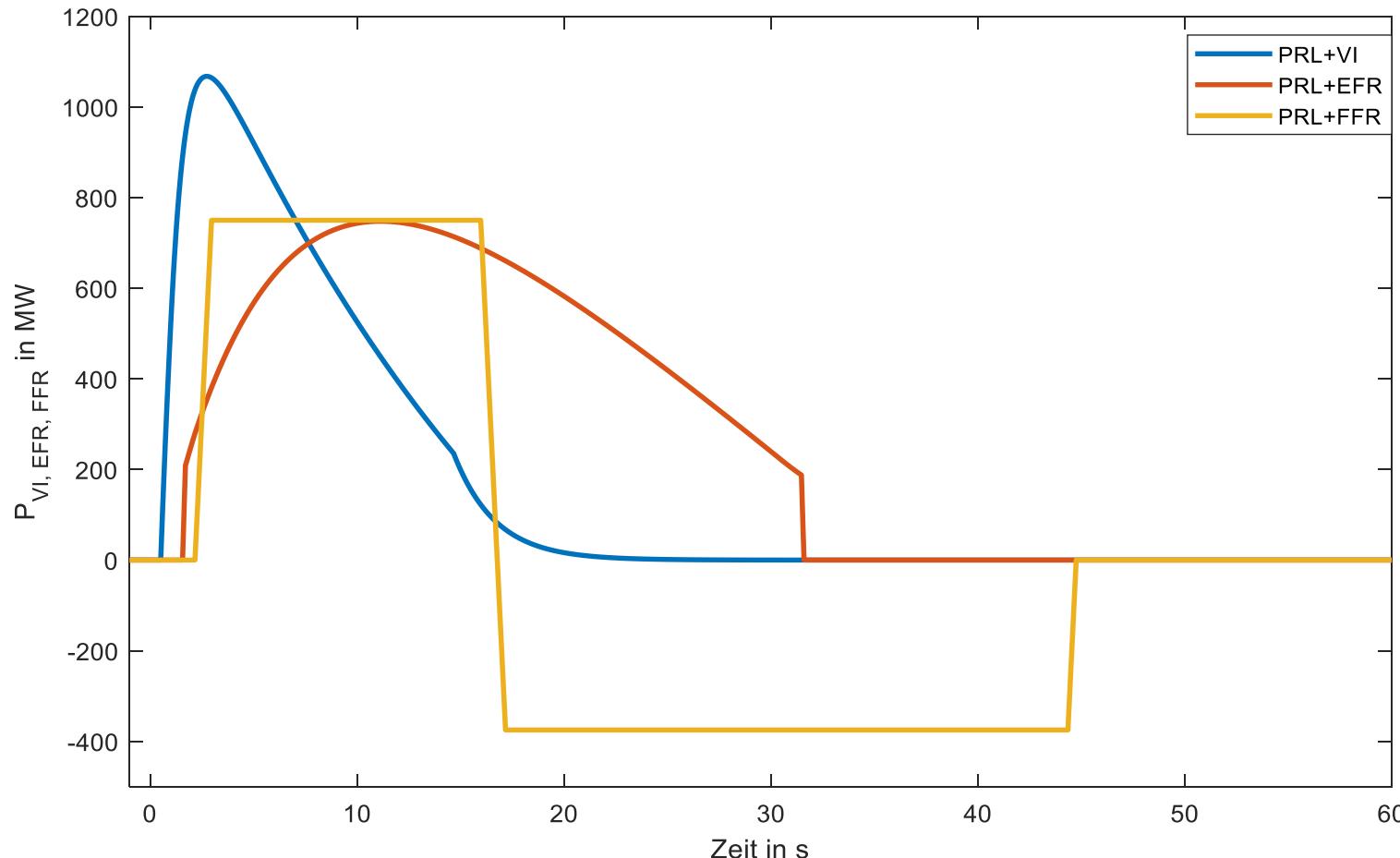
Fast Frequency Response (Power Boost)

- Frequenztotband = 300 mHz
- Frequenzmesszeit = 0,5 s
- Hochfahrzeit in 0,8 s
- FFR-Nennleistung 750 MW - (FFR-Rückfahrleistung 375 MW)
- Haltedauer 13 s

Systemverhalten



Aktivierungscharakteristik



Vor- und Nachteile / Conclusio

- Es muss überproportional viel VI-Leistung bereitgestellt werden
- Ein ungeregelter Power Boost kann das System destabilisieren
- EFR bietet einen guten Kompromiss, vorausgesetzt es ist noch genug Schwungmasse im System
- PRL alleine reicht nicht aus

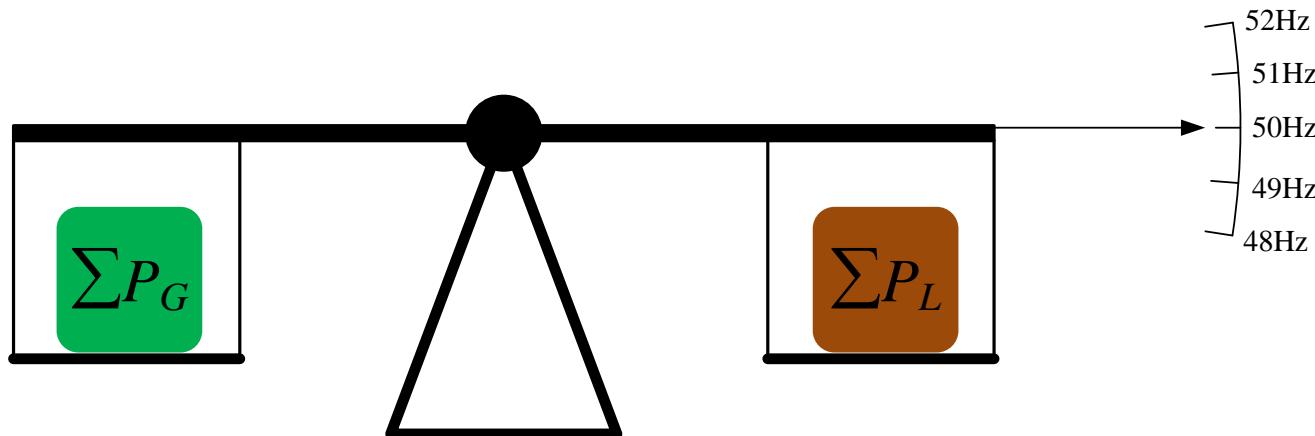


TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

Frequenzhaltung im Drehstromsystem

$$\sum_i P_{G_i}(t) - \sum_j P_{L_j}(t) = \omega J_{\Sigma} \frac{d\omega}{dt}$$



Frequenzregelung in Drehstromsystemen

$$\sum_i P_{G_i}(t) - \sum_j P_{L_j}(t) = \omega J_\Sigma \frac{d\omega}{dt}$$

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{P_\Sigma} \cdot \frac{f_n}{T_A} \cdot \frac{f_n}{f} \quad T_A = \frac{\omega_n^2 J_\Sigma}{P_\Sigma} = ?$$