

Systemstabilität in Niederspannungsnetzen mit netzbildenden Umrichtern: Ein praktischer Ansatz mit PHIL-Implementierung

Alejandro Rubio*¹, Nauman Beg¹, Jan Petznik¹, Frank Schuldt¹, Karsten von Maydell¹

¹Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme
*alejandro.rubio@dlr.de

Einführung:

Die Integration erneuerbarer Energien ersetzt synchrone Generatoren durch Umrichter basierte Ressourcen (IBR), darunter netzbildende Wechselrichter (GFMI) [1]. GFMI tragen zur Stabilität bei, müssen jedoch transienten Ströme dämpfen und Netzqualität in Netzen mit niedriger Trägheit sichern [2]. Dynamische Wechselwirkungen, besonders in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hohen R/X-Verhältnissen, erfordern präzisere Modelle zur Simulation von Kurzzeit-Netzstabilität [3,4]. Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulationen ermöglichen detaillierte Bewertungen, um Stabilität und Netzqualität zu gewährleisten. Weiterentwicklungen zielen auf verbesserte Steuerung und Netzinteraktion von GFMI ab [5,6].

Diese Arbeit:

- In dieser Studie werden die Stabilitätsgrenzen von IBR in Niederspannungsnetzen durch die Implementierung von PHIL- und Simulationsmodellen beurteilt.
- Ein droop-basiertes Modell wird als Grundlage angewendet (Abb. 1).

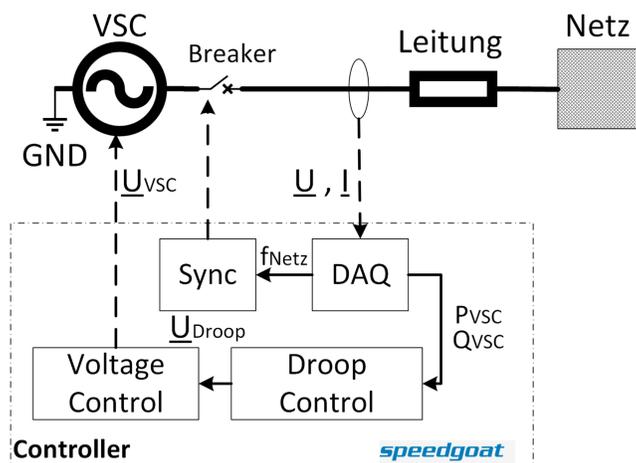


Abbildung 1: Aufbau des Controllers

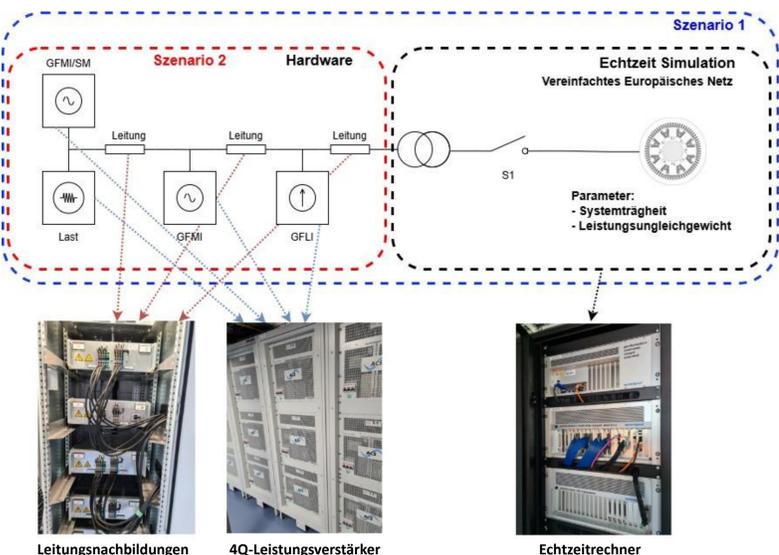


Abbildung 2: Szenarien

Methodik:

Die leistungsorientierte Frequenzkontrolle mittels sogenannter Frequenzstatik eines GFMI wird unter Verwendung eines Echtzeit-Simulators (RTS) und 4-Quadranten-Leistungsverstärkern untersucht. Das Testnetz umfasst ein simuliertes Modell und reale Hardware.

Zwei Szenarien werden analysiert (Abb. 2):

- 1. Gekoppelter Betrieb:** Ein in Echtzeit betriebenes simuliertes Netzmodell (RTS) und ein real aufgebautes Niederspannungsnetz testen die dynamische Systemreaktion bei variabler Trägheit, Leistungsungleichgewicht und Frequenzänderungsrate (ROCOF).
- 2. Inselbetrieb:** Nach einer Netztrennung wird das Verhalten des Niederspannungsnetzes unter verschiedenen Trägheitsniveaus und Leistungsungleichgewichten untersucht.

Sowohl dynamische als auch stationäre Leistungen werden gemessen, um die Ergebnisse mit den Simulationen zu vergleichen und das dynamische Verhalten des GFMI zu bewerten.

Ergebnisse:

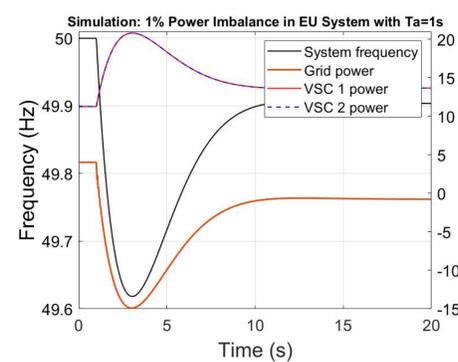


Abbildung 3: Simulation Ergebnisse (Szenario 1)

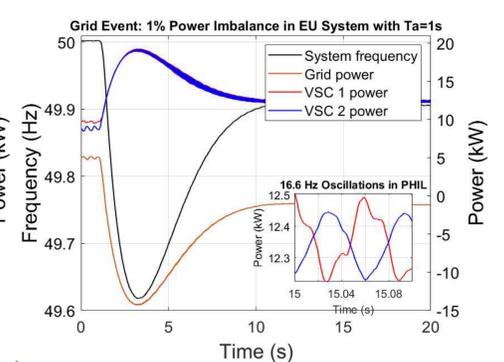


Abbildung 4: PHIL Ergebnisse (Szenario 1)

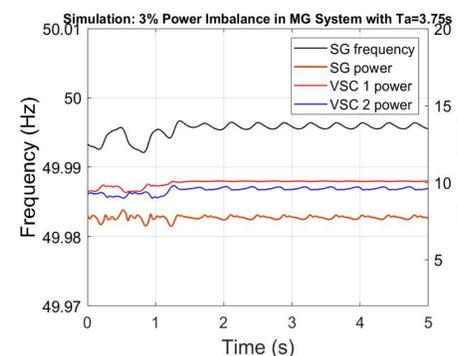


Abbildung 5: Simulation Ergebnisse (Szenario 2)

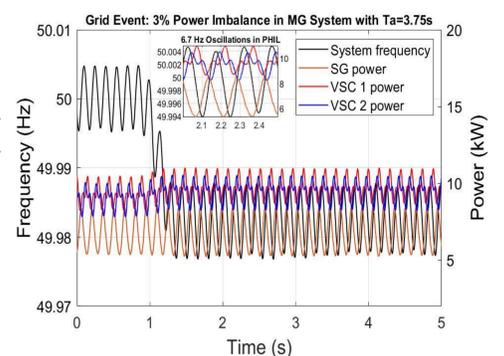


Abbildung 6: PHIL Ergebnisse (Szenario 2)

In Szenario 1 wird ein 1%-Leistungsabfall im ENTSO-E Netz mit einer Trägheitszeitkonstante von $T_a=1s$ untersucht.

Subsynchrone Schwingungen treten in der PHIL-Testumgebung (Abb. 4) auf, fehlen jedoch im digital simulierten Modell (Abb. 3).

In Szenario 2 wird ein Grenzszenario untersucht, bei dem durch Netztrennung ein Microgrid mit geringer Trägheit ($T_a = 3,75s$) und einer 3%-Lasterhöhung betrachtet wird.

In der PHIL-Testumgebung (Abb. 6) treten bei $T_a < 3,75s$ stärkere Leistungsozillationen und Instabilitäten auf, die im simulierten Modell (Abb. 5) nicht beobachtet werden. Diese Instabilitäten sind durch Netzasymmetrie und das Verhalten der Leistungsverstärker bedingt.

Zusammenfassung

- PHIL ermöglicht eine realistische Beurteilung der Stabilität von Netzen mit geringer Trägheit.
- Der praktische Ansatz ermöglicht die Bewertung des dynamischen Verhaltens des GFMI-Regelkreises in einer PHIL-Umgebung, ohne dass detaillierte Modelle erforderlich sind.
- Verbesserte Modelle und Hardware sind notwendig, um die Skalierbarkeit und Genauigkeit der PHIL-Simulationen bei großen Systemen zu gewährleisten.

Tagung Zukünftige Stromnetze, 29.-30. Januar 2025 | Berlin

[1] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, "System Stability Roadmap"
[2] O. Dag and B. Mirafzal, "On stability of islanded low-inertia microgrids," in 2016 Clemson University Power Systems Conference (PSC), Clemson, SC, USA, 2016, pp. 1–7.
[3] U. Markovic, O. Stanojevic, P. Aristidou, E. Vrettos, D. Callaway, and G. Hug, "Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 36, no. 5, pp. 3997–4017, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3061434.
[4] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)," in 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, 2018, pp. 1–25.
[5] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, "Grid-forming converters: an overview of control approaches and future trends," in 2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Detroit, MI, USA, 2020, pp. 4292–4299.
[6] R. Rosso, S. Engelken, and M. Liserre, "Robust Stability Investigation of the Interactions Among Grid-Forming and Grid-Following Converters," IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron., vol. 8, no. 2, pp. 991–1003, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2951091.