

Metriken zur SSH-Stabilität

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SYS STAB 2030

SysStab2030 bündelt die Kompetenzen von Übertragungsnetzbetreibern, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zertifizierern um die Systemstabilität in einem zunehmend stromrichterdominierten Energiesystem zu sichern. Im Zentrum steht die Frage, wie die erforderlichen Systembedarfe ermittelt und durch Erzeugungsanlagen und Verbraucher über technische Mindestanforderungen oder marktliche Beschaffung am besten gedeckt werden sollen. Das Ziel hierbei ist es, schon innerhalb des Projekts einen Branchenkonsens abzubilden, sodass die Umsetzung in den technischen Mindestanforderungen beschleunigt wird. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird an vielen Stellen mit der BMW-Roadmap Systemstabilität verknüpft, um sowohl Prozesse aus der BMW-Roadmap zu bedienen als auch um Ergebnisse aus der BMW-Roadmap im Verbundprojekt weiterzuverwenden. Expertinnen und Experten von insgesamt 13 geförderten sowie neun assoziierten Partnern arbeiten gemeinsam an Lösungen, um die Systemstabilität bei Fortschreiten der immensen Herausforderungen von Struktur- und Netznutzungswandel auch in Zukunft zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert das Forschungsprojekt mit über 5 Millionen Euro.

Publikationsdetails

Bitte zitieren Sie folgendes Dokument als:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Metriken zur SSH-Stabilität

Erstellt als Teil des Vorhabens:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Systemstabilität durch marktbasierte Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen

Version 1.0

03.08.2026



Unter diesem QR Code
steht diese Publikation
als PDF-Download zur
Verfügung

Kontakt:

www.sysstab2030.de

sysstab2030@amprion.net

Autoren:

DIgSILENT GmbH:	Bernd Weise, Dr. Thomas Würl
Universität Kassel:	Dr. Yonggang Zhang, Holger Becker, Hongyu Jin
HTW Berlin:	Prof. Dr. Horst Schulte, Laila Rezai
FGH e.V.:	Jan Patrick Braun, Max Murglat, Heinrich Ellmann

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert:

Bewilligungszeitraum: 01.07.2024 – 31.12.2026

Förderkennzeichen: 03EI6122

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iv
1 Metrik: Nyquist-Kriterium mit Amplituden- und Phasenreserve	1
2 Metrik: Gerschgorin-Theorem	4
3 Metrik: Positive Mode Damping (PMD)	8
4 Metrik: Impedance Margin Ratio (IMR)	13
5 Metrik: Partizipationsfaktoren (Zustandsraum)	19
6 Literaturverzeichnis	22

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Geschlossene Regelkreisdarstellung des Netzes im Frequenzbereich.....	4
Abbildung 2:	Schätzung der Eigenwerte und deren Abstand zu -1 basierend auf Gershgorin Kreisen.....	5
Abbildung 3:	Schematic diagram of multi-infeed grid-connected VSCs.....	8
Abbildung 4:	Realteil und Steigung der modalen Impedanzmatrix.....	9
Abbildung 5:	PMD stability criterion	10
Abbildung 6:	Participation matrix of the impedance matrix.....	10
Abbildung 7:	Beispielhaftes System.....	13
Abbildung 8:	Instructions for IMR practical implementations.....	16

1 Metrik: Nyquist-Kriterium mit Amplituden- und Phasenreserve

Metriken mit Bezug zur Systemstabilität				
Bezeichnung der Metrik	Nyquistkriterium für impedanzbasiertes Stabilitätskriterium (IBSK) mit Auswertung der Amplituden- und Phasenreserve im Frequenzbereich			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Sub-/Supersynchron & Harmonisch
				X
Benennung des Systembedarfs	Dämpfung ¹			
Beschreibung der Metrik				
• Anwendung Nyquistkriterium auf offenen Regelkreis aus Netz- und Anlagenimpedanz ○ Anlagenspezifisch basierend auf SISO-Analyse (Untersuchung eines einzelnen Netzverknüpfungspunkts) mit Berechnung der Amplituden- und Phasenreserve ○ Systemisch basierend auf MIMO-Analyse (gleichzeitige Untersuchung mehrerer Netzverknüpfungspunkte) zur Bestimmung der Stabilität ohne Berechnung der Amplituden- und Phasenreserve • Aussage über Auftreten instabiler Polstellen des geschlossenen Regelkreises				

¹ Die Dämpfung ist frequenzabhängig, es wird über das gesamte relevante Spektrum ausreichend Dämpfung benötigt

Literaturverweise zur Metrik

- [1]
- [2]

Sind die veröffentlichten Definitionen der Metrik einheitlich? Wenn nein: In welchen Aspekten unterscheiden sie sich?

- Stabilitätskriterium ist einheitlich definiert für SISO- und MIMO-Analyse
- Amplituden- und Phasenreserve sind einheitlich definiert für SISO-Analyse
- Werte für Sicherheitsmargen der Amplituden- und Phasenreserve sind nicht einheitlich

Welche wesentlichen Informationen und Daten werden benötigt, um die Metrik auszuwerten?

- Frequenzabhängige Impedanzmodelle von Netz und EZA (gemessen oder analytisch bestimmt)
- Kenntnis über Vorhandensein von RHP der Einzelsysteme (Netz und EZA)
 - Anwendung des vereinfachten Nyquistkriteriums, wenn keine RHP vorliegen
 - Notwendigkeit der Auswertung des Allgemeinen Nyquistkriteriums bei Einzelsystemen mit RHP

Wie ist der Berechnungsaufwand für die Bestimmung der Metrik zu bewerten?

- Anlagenspezifische Bewertung: für eine Konfiguration eher gering, aber muss prinzipiell für alle Anlagen an deren Anschlusspunkt und für alle Zustände des Energieversorgungssystems durchgeführt werden
- Systembewertung: Aufwand geringer als bei anlagenspezifischer Bewertung da nur eine Berechnung je Systemzustand notwendig ist
- Hoher Aufwand Generierung detaillierter Eingangsdaten mit ausreichender Frequenzauflösung für die umrichtergekoppelten Anlagen (Arbeitspunktabhängigkeit, Betriebsmodi, Regelungsparameter)

Bewertung der Umsetzbarkeit einer praktischen Verwendung dieser Metrik

- Hoch, da aktuell schon eingesetzt in SISO-Analyse
- MIMO-Analyse verfügbar zur Ermittlung der Systemstabilität ohne Berechnung der Amplituden- und Phasenreserve aber in praktischer Anwendung noch nicht etabliert

Ist die Metrik (voraussichtlich) geeignet für die Quantifizierung eines Systembedarfs?

- Quantifizierung eines Systembedarfs aktuell nicht geklärt

- Anwendung zur Behebung von kritischen Systemzuständen
 - Anforderungen an Anlagen (passives Verhalten in definierten Frequenzbereich) ableitbar.
 - Konkrete netzseitige Maßnahmen müssen in Einzelanalysen geprüft werden

2 Metrik: Gerschgorin-Theorem

Metriken mit Bezug zur Systemstabilität

Bezeichnung der Metrik	Gerschgorin-Theorem (Eigenwertbasiert, Frequenzbereich)			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Sub-/Supersynchron & Harmonisch
				X
Benennung des Systembedarfs	Dämpfung			

Beschreibung der Metrik

- Insbesondere für MIMO-Systeme als praktische Verbesserung für das generalisierte Nyquist-Kriterium (GNC)
- Theorem zur vereinfachten Abschätzung der Eigenwerte einer großen Matrix (-> mögliche Reduktion Rechenaufwand GNC)
- Analyse offener Regelkreis aus Netz- und Anlagenimpedanz

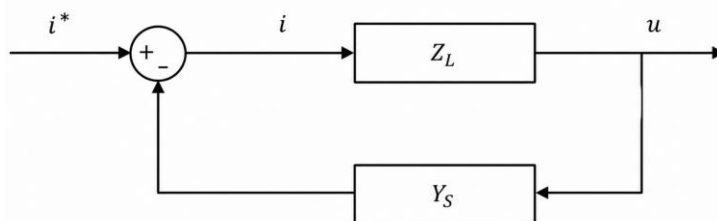


Abbildung 1: Geschlossene Regelkreisdarstellung des Netzes im Frequenzbereich

- Z_L ist die Impedanzmatrix des Netzes bestehend aus den passiven Komponenten
- Y_S ist die Admittanzmatrix bestehend aus allen aktiven Komponenten

- Analysiert wird (analog zum GNC) die resultierende Systemmatrix des offenen Regelkreises (hier L genannt) hinsichtlich der Eigenwerte mit $L = Y_S Z_L$, wobei gilt $\det(L) = \det(Y_S) \det(Z_L)$
- Die Berechnung der Eigenwerte großer Matrizen kann zu hohem Rechenaufwand führen, daher wird hier auf das Gerschgorin-Theorem zurückgegriffen, welches eine Abschätzung der Lage der Eigenwerte einer Matrix erlaubt ohne diese konkret zu berechnen. Die Eigenwerte befinden sich dabei in den Gerschgorin-Kreisen, welche im Wesentlichen die Summe der jeweiligen Zeile oder Spalte der Systemmatrix sind. Über den Abstand der Kreisscheiben zum kritischen Punkt kann die Stabilität eingeschätzt werden.
- Berechnung des Abstandes der Eigenwerte zum kritischen Punkt kann grafisch wie folgt dargestellt werden

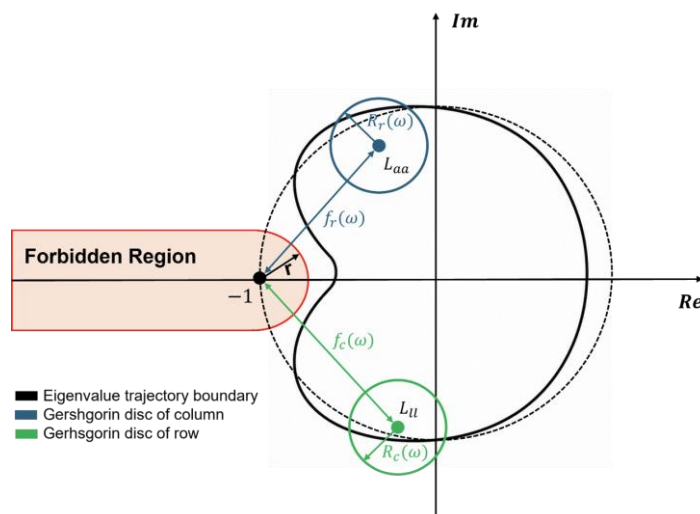


Abbildung 2: Schätzung der Eigenwerte und deren Abstand zu -1 basierend auf Gerschgorin Kreisen

- Das Kriterium für Stabilität ist dabei wie folgt definiert: Das System ist genau dann stabil, falls $h(\omega) > r$ für alle Frequenzen gilt. Dies kann algebraisch vereinfacht dargestellt werden mit $\min_{\omega \in [0, \infty)} (h(\omega) > r)$. $h(\omega)$ kann dabei mithilfe der Schnittmengen der Gerschgorin Kreise berechnet werden. Die genaue Definition, ebenso wie ein beispielhafter Verlauf von $h(\omega)$ sind gegeben in [3].

Literaturverweise zur Metrik

- [3]

Weitere Quellen

- [4]
- [5]
- [6]
- [7]
- [8]
- [9]

Sind die veröffentlichten Definitionen der Metrik einheitlich? Wenn nein: In welchen Aspekten unterscheiden sie sich?

- Grundsätzliche mehrere Veröffentlichungen vorhanden. Diese sind in der Formulierung konsistent, aber verschiedene Ansätze zur Reduktion der Sicherheitsmarge veröffentlicht

Welche wesentlichen Informationen und Daten werden benötigt, um die Metrik auszuwerten?

- Frequenzabhängige Impedanzmodelle von Netz und Anlagen (gemessen oder analytisch bestimmt)
- Kenntnis über Vorhandensein von RHP der Einzelsysteme (Netz und EZAs)
 - Anwendung des Gerschgorin-Theorems nur möglich, wenn keine RHP vorliegen

Wie ist der Berechnungsaufwand für die Bestimmung der Metrik zu bewerten?

- Hoher Aufwand Generierung detaillierter Eingangsdaten mit ausreichender Frequenzauflösung für die umrichtergekoppelten Anlagen (Arbeitspunktabhängigkeit, Betriebsmodi, Regelungsparameter)
- Bestimmung der Metrik (Gerschgorin-Kreise) gering, da nur einfache Rechenoperationen durchzuführen sind

Bewertung der Umsetzbarkeit einer praktischen Verwendung dieser Metrik

- Es werden grundsätzlich keine Zusatzdaten zu einem MIMO-IBSK Ansatz (frequenzabhängige Betriebsmittelmodelle) benötigt und somit ist die Berechnung der Metrik möglich
- Eine Verwendung für Stabilitätsanalysen erfordert allerdings noch Klärungsbedarf hinsichtlich Interpretation der Ergebnisse sowie Mehrwert im Vergleich zum MIMO-IBSK z.B. hinsichtlich Rechenkomplexität vs. Genauigkeit
- Untersucht werden sollte, insbesondere wie groß die Gerschgorin-Kreise für realitätsnahe Netze sind und ob sich dementsprechend ein Mehrwert in

Form von z.B. einer vorgelagerten Analyse zur Identifikation o.Ä. kritischer Zustände ergeben kann
Ist die Metrik (voraussichtlich) geeignet für die Quantifizierung eines Systembedarfs? • Quantifizierung eines Systembedarfs aktuell nicht geklärt • Ähnlich wie beim IBSK kann auch im Rahmen dieser Metrik über den Abstand zum kritischen Punkt ein Systembedarf qualitativ identifiziert werden, aber Umsetzung in konkrete Maßnahmen noch nicht definiert • Linearisierte Parametersensitivitäten zur Ableitung von Gegenmaßnahmen in Literatur formuliert und beispielhaft umgesetzt, aber erfordern tiefergehendere Analyse und Diskussion

Wenn die letzte Frage mit ja beantwortet wird, können folgende Fragen für AP 4.1 beantwortet werden. Diese dienen dann als ein Input für die Auswahl, welche Metriken in AP 4 für die Bedarfsdimensionierung verwendet werden sollen.

Bewertung der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:
Gibt es die Notwendigkeit und ein Potential für eine Weiterentwicklung dieser Metrik? • Definition von Sicherheitsmargen z.B. auch hinsichtlich Linearisierungsfehler • Ableitung von Sensitivitäten zur Auswahl von Gegenmaßnahmen
Bewertung – unter Berücksichtigung des Weiterentwicklungspotentials – der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:
Ergänzende Anmerkungen

3 Metrik: Positive Mode Damping (PMD)

Metriken mit Bezug zur Systemstabilität

Bezeichnung der Metrik	Positive Mode Damping (PMD)			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Sub-/Supersynchron & Harmonisch
				X
Benennung des Systembedarfs	Dämpfung			

Beschreibung der Metrik

- Modalanalyse der Knotenadmittanzmatrix (KAM)
 - Eigenwerte der KAM, die gegen 0 gehen entsprechen hohen modalen Impedanzen und damit den Parallelresonanzen, basiert also auf der resonance mode analysis (RMA) für die Analyse von Parallelresonanzen bzw. power-quality Aspekten

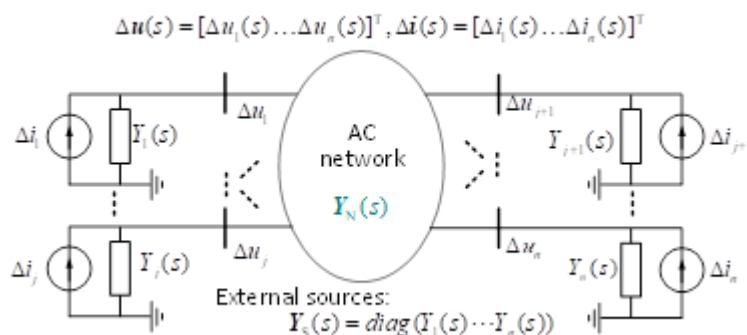


Abbildung 3: Schematic diagram of multi-infeed grid-connected VSCs

- Die KAM wird aus der Summe der Admittanzmatrizen des passiven Netzes und Admittanzmatrix der Stromrichteranlagen gebildet
- Auswertung von Realteil und Steigung der modalen Impedanzmatrix, welche wie folgt berechnet wird (s. resonance mode analysis, RMA)

$$\Delta u = (Y_1(j\omega_s))^{-1} \Delta i = Z_1(j\omega_s) \Delta i$$

$$\Delta u = (R A_Z L)^{-1} \Delta i = (R A_Z L) \Delta i$$

$$A_Z = \begin{bmatrix} \lambda_{z1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_{z2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_{z2n} \end{bmatrix}$$

Abbildung 4: Realteil und Steigung der modalen Impedanzmatrix

- **Annahme:** Instabilitäten vor allem durch schwach gedämpfte oszillatorische Moden
 - *"In case that $\lambda_{zm} = \lambda_{zm,r} + j\lambda_{zm,x}$ reveals a **poorly damped oscillatory mode** (i.e., a theoretical pole $p_0 = \sigma_0 + j\omega_0$ of the transfer impedance $\lambda_{zm}(s)$ satisfying $\sigma_0 \ll \omega_0$), $\lambda_{zm}(\omega x)$ will be maximum at the oscillation frequency ω_0 (i.e., $\omega x \approx \omega_0$).*

A system with large negative σ_0 (i.e., strongly damped) will maintain stable operation; and large positive σ_0 will cause the system to diverge rapidly or will be sustained by the system's non-linearities (e.g., saturation). On the other hand, monotonic stability (i.e., real negative poles) rarely occur in power systems.

This is the reason why the main interest is to address poorly damped oscillatory modes."[10]

- Die Resonanzfrequenzen aus der Modalanalyse der KAM stimmen in diesem Fall mit den Frequenzen der Polstellen des Systems überein bzw. liegen sehr nahe beieinander und können dadurch auch zur Analyse der Stabilität verwendet werden
- Stabilitätsbewertung durch Analyse des Vorzeichens des Realteils $\lambda_{zm,r}$ und der Steigung des Imaginärteils $\lambda_{zm,x}$ bei den Frequenzen der Maxima der modalen Impedanzen:

PMD stability criterion:

multi-infeed grid-connected VSCs systems are stable (i.e. $\sigma_0 < 0$) if and only if

$$\begin{cases} (i) \quad k_x > 0 \text{ and } \lambda_{z,x} < 0 \\ (ii) \quad k_x < 0 \text{ and } \lambda_{z,x} > 0 \end{cases}$$

at resonant frequencies ω_x for all local maximum or peak values of $|\lambda_{z,i}(j\omega)|$ ($i=1$ to n).

Abbildung 5: PMD stability criterion

...wobei k_x die Steigung des Imaginärteils $\lambda_{zm,x}$ ist.

- Damit ist diese Metrik zunächst einmal durch die oben gemachte Annahme eingeschränkt und vor einer Anwendung sollte zunächst diskutiert werden, ob diese Annahme plausibel erscheint

- Auf Basis der Modalanalyse können Partizipationsfaktoren ermittelt werden, welche die Sensitivitäten der modalen Eigenwerte auf eine Änderung einer Impedanz in der Impedanzmatrix angeben

$$\begin{aligned} PF_z &= \frac{\partial \lambda_z}{\partial z_{ib}} = L^T \circ R \\ &= \begin{bmatrix} PF_{\lambda_{z1}} & PF_{\lambda_{z2}} & \dots & PF_{\lambda_{z2n}} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \frac{\partial \lambda_{z1}}{\partial z_{1,1}} & \frac{\partial \lambda_{z1}}{\partial z_{1,2}} & \dots & \frac{\partial \lambda_{z1}}{\partial z_{1,2n}} \\ \frac{\partial \lambda_{z2}}{\partial z_{2,1}} & \frac{\partial \lambda_{z2}}{\partial z_{2,2}} & \dots & \frac{\partial \lambda_{z2}}{\partial z_{2,2n}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \lambda_{z2n}}{\partial z_{2n,1}} & \frac{\partial \lambda_{z2n}}{\partial z_{2n,2}} & \dots & \frac{\partial \lambda_{z2n}}{\partial z_{2n,2n}} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Abbildung 6: Participation matrix of the impedance matrix

- Die Partizipationsfaktoren werden aus den Matrizen der Beobachtbarkeit (observability) und Anregbarkeit (excitability) gebildet, L und R. Diese geben Auskunft inwieweit sich die kritische Mode sich an Netzknoten zeigt und welche Knoten welchen Einfluss auf diese Mode haben

Literaturverweise zur Metrik

- [10]

Weitere Quellen

- [11]

- [12]
- [13]
- [14]

Sind die veröffentlichten Definitionen der Metrik einheitlich? Wenn nein:
In welchen Aspekten unterscheiden sie sich?

- Auf konkrete Quelle bezogen, daher eindeutig
- In Literatur werden aber mehrere Ansätze basierend auf Modalanalysen der KAM vorgeschlagen (s. Weitere Quellen)

Welche wesentlichen Informationen und Daten werden benötigt, um die Metrik auszuwerten?

- Frequenzabhängige Impedanzmodelle aller Betriebsmittel (gemessen oder analytisch bestimmt) zur Aufstellung der KAM

Wie ist der Berechnungsaufwand für die Bestimmung der Metrik zu bewerten?

- Systemische Bewertung: Hoher Aufwand für Eigenwertberechnung großer Systeme
- Hoher Aufwand Generierung detaillierter Eingangsdaten mit ausreichender Frequenzauflösung für die umrichtergekoppelten Anlagen (Arbeitspunktabhängigkeit, Betriebsmodi, Regelungsparameter)

Bewertung der Umsetzbarkeit einer praktischen Verwendung dieser Metrik

- Modelle und Daten sind grundsätzlich vorhanden (eventuell aber nur software-intern z.B. bei Knotenadmittanzmatrix)
- Quantifizierung Rechenaufwand Eigenwertanalyse großer Systeme notwendig (in Literatur bis 68 Knoten Netze angewendet)

Ist die Metrik (voraussichtlich) geeignet für die Quantifizierung eines Systembedarfs?

- Quantifizierung eines Systembedarfs aktuell nicht geklärt

Grundsätzlich gilt:

- Metrik ist im Frequenzbereich definiert und damit nur indikative Aussage möglich

- **Offen:** Zusammenhang Eigenwerte modaler Impedanzmatrix und Stabilität muss noch hergestellt werden -> Diskussion
Plausibilität der Annahme schwach gedämpfter Moden notwendig

Für eine Ausweisung von Bedarfen für konkrete Betriebsmittel:

- Über Partizipationsfaktoren können die beeinflussenden Betriebsmittel identifiziert werden und daraus Lösungsmaßnahmen abgeleitet werden im Sinne einer Anpassung der Impedanzen
- Systemischer Ansatz erlaubt effiziente Auswahl von Maßnahmen

Wenn die letzte Frage mit ja beantwortet wird, können folgende Fragen für AP 4.1 beantwortet werden. Diese dienen dann als ein Input für die Auswahl, welche Metriken in AP 4 für die Bedarfsdimensionierung verwendet werden sollen.

Bewertung der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:

Gibt es die Notwendigkeit und ein Potential für eine Weiterentwicklung dieser Metrik?

- Zusammenhang Eigenwerte modaler Impedanzmatrix und Stabilität herstellen
- Anwendung auf MIMO-Systeme
- Definition von Sicherheitsmargen z.B. auch hinsichtlich Linearisierungsfehler

Bewertung – unter Berücksichtigung des Weiterentwicklungspotentials – der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:

Ergänzende Anmerkungen

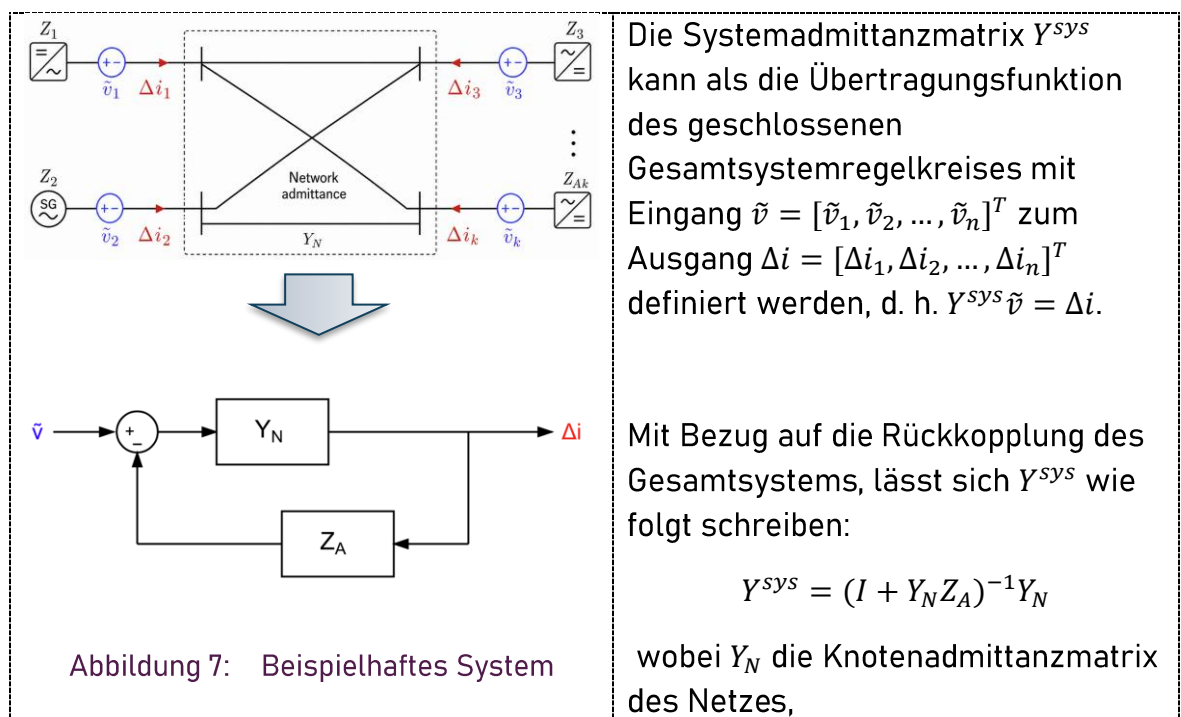
4 Metrik: Impedance Margin Ratio (IMR)

Metriken mit Bezug zur Systemstabilität

Bezeichnung der Metrik	Impedance-Margin-Ratio (IMR)			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Sub-/Supersynchron & Harmonisch
				X
Benennung des Systembedarfs	Dämpfung/Kleinsignal-System-Strength			

Beschreibung der Metrik

Betrachten wir ein beispielhaftes System:



$Z_A = \text{diag}(Z_{A1}, Z_{A2}, \dots, Z_{An})$ die Diagonalmatrix der Anlagenimpedanzen, und I die Identitätsmatrix ist.

Bei dq-/pn-Impedanzen sind die Einträge von Y_N und Z_{Ak} jeweils 2x2-Matrizen, und dadurch Δi_k und $\tilde{v}_k$ Vektoren.

Im Gegensatz zu der Gesamtsystemadmittanzmatrix bzw. -impedanzmatrix, welche den geschlossenen Regelkreis (CLTF) darstellen, beschreibt die Knotenadmittanzmatrix, nach der Interpretation von [15], lediglich die MIMO-Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises (OLTF). Wichtig dabei zu erwähnen ist, dass sich $Y^{sys}(s)$ und $\text{inv}(Y^{nodal}(s))$ dieselben Polstellen teilen. Eine Übersicht der verschiedenen Impedanz-/Admittanzmatrizen und deren Interpretation ist in [15] zu finden.

Es ist zu beachten, dass ein diagonales Element von

$$Y^{sys} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{sys} & Y_{12}^{sys} & \dots & Y_{1n}^{sys} \\ Y_{21}^{sys} & Y_{22}^{sys} & \dots & Y_{2n}^{sys} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1}^{sys} & Y_{n2}^{sys} & \dots & Y_{nn}^{sys} \end{bmatrix}$$

, wie z. B. Y_{kk}^{sys} an Knoten- k , der Kehrwert der Impedanz der lokalen Anlage Z_{Ak} plus der Impedanz des Netzes Z_{Ak} (von Knoten- k aus gesehen) ist $Y_{kk}^{sys}(j\omega) = (Z_{Ak}(j\omega) + Z_{gk}(j\omega))^{-1}$

Wir betrachten ein Paar kritischer, aber stabiler Dynamikmodi $\lambda = \sigma \pm j\omega$, die beispielhaft als Eigenwerte der Zustandsraummatrix oder als Polstellen der Gesamtsystemadmittanzmatrix $Y^{sys}(s)$ ermittelt werden können. Für eine kleine Änderung der Impedanz einer an den Knoten- k angeschlossenen Stromrichter-Anlage ΔZ_{Ak} , ist die IMR definiert als das Verhältnis zwischen der zulässigen maximalen Impedanzänderung (wobei auf konservative Weise vermieden wird, dass sich die Modi λ in die rechte Halbebene bewegen)

$$\|\Delta Z_{Ak}(\lambda)\|_{\max} = \frac{|\sigma|}{\|Res_{\lambda}^* Y_{kk}^{sys}\|} \Leftarrow \begin{cases} \frac{\Delta \lambda}{\lim_{|\Delta \lambda| \rightarrow 0} |\Delta \lambda|} = \frac{\partial \lambda}{\partial Z_{Ak}(\lambda)} \Delta Z_{Ak}(\lambda) & \text{wenn } Z_{Ak} \text{ eine Skalar ist} \\ \Delta \lambda = \left\langle -Res_{\lambda}^* Y_{kk}^{sys}, \Delta Z_{Ak} \right\rangle & \text{wenn } Z_{Ak} \text{ eine 2x2-Matrix ist} \end{cases}$$

Cauchy-Ungleichung: $|\Delta \lambda| \leq \|Res_{\lambda}^ Y_{kk}^{sys}\| \|\Delta Z_{Ak}\|$*

und der ursprünglichen Impedanz des Stromrichters, wie formuliert in

$$\text{IMR}_{Ak} = \frac{\|\Delta Z_{Ak}(\lambda)\|_{\max}}{\|Z_{Ak}(\lambda)\|} = \frac{|\sigma|}{\|Res_{\lambda}^* Y_{kk}^{sys}\| \|Z_{Ak}(\lambda)\|}$$

Wobei $Res_{\lambda} Y_{kk}^{sys}$ das Residuum der Matrix Y_{kk}^{sys} bei $s = \lambda$ ist, das Symbol “*” die konjugierte Transpose einer Matrix bezeichnet, das Symbol $\|\cdot\|$ die Frobenius-Norm einer Matrix bezeichnet, und das Symbol $\langle \cdot, \cdot \rangle$ das innere Produkt der beiden Matrizen (Frobenius-Skalarprodukt) bezeichnet.

Ein großer IMR-Wert deutet an, dass das System an Knoten- k relativ große Änderungen der Impedanz einer Anlage in beliebige Richtungen toleriert und somit eine starke Kleinsignal-System-Strength für die Anlage an Knoten- k in Hinblick auf die kritischen Modi λ darstellt.

Literaturverweise zur Metrik

- [15]
- [16]
- [17]
- [18]
- [19]

Sind die veröffentlichten Definitionen der Metrik einheitlich? Wenn nein: In welchen Aspekten unterscheiden sie sich?

Ja, aber in unterschiedlichen Formen.

Die Definition in [15] ist

$$\text{IMR} = \frac{1}{1 - \frac{|\sigma|}{\left| \text{Re} \left[\left\langle -Res_{\lambda}^* Y_{kk}^{sys}, \Delta Z_{Ak} \right\rangle \right] \right|}}$$

Mit der Definition in [15] ist ein IMR-Wert > 1 erforderlich. Dieser Grenzwert stimmt mit dem Grenzwert des SCRs hinsichtlich statischer Spannungsstabilität überein.

Mit der Definition in [16] werden als erste Einschätzung:

- $0 < \text{IMR} < 0.1$ als sehr schwache
- $0.1 < \text{IMR} < 0.5$ als schwache

- $0.5 < \text{IMR}$ als starke

Kleinsignal-System-Strength bewertet.

Welche wesentlichen Informationen und Daten werden benötigt, um die Metrik auszuwerten?

Gesamtsystemadmittanz Übertragungsfunktion Y^{sys} und Diagonalmatrix der Übertragungsfunktionen der Anlagenimpedanzen $Z_A = \text{diag}(Z_{A1}, Z_{A2}, \dots, Z_{An})$ im Laplace-Bereich.

Diese können entweder analytisch bestimmt werden oder durch Anwendung von Identifikationsmethoden, wie beispielsweise [18], auf Basis von Modell-/Daten-basierten frequenzabhängigen Impedanzen von Netz und Anlagen rekonstruiert werden.

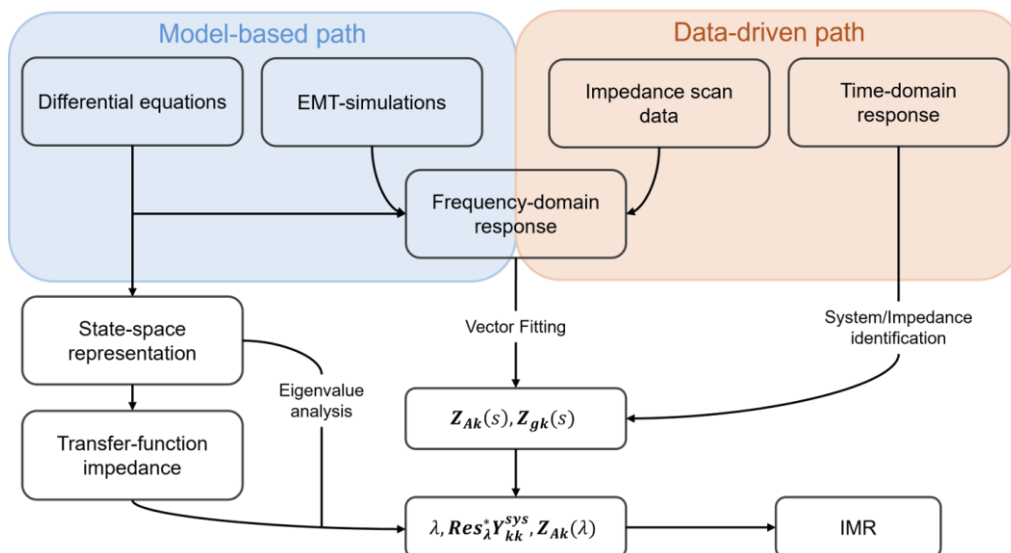


Abbildung 8: Instructions for IMR practical implementations

Wie ist der Berechnungsaufwand für die Bestimmung der Metrik zu bewerten?

Im Vergleich mit dem IBSK (knotenscharf), wäre für die IMR-Metrik ein geringer Berechnungsaufwand zu erwarten, in Hinsicht auf die Anzahl an Berechnungen:

- IMR: systematische Berechnung für alle berücksichtigten Knoten auf einmal
- IBSK (knotenscharf): lokale Berechnung für jeder Knote auf einmal Hoher Aufwand Generierung detaillierter Eingangsdaten mit ausreichender

Frequenzauflösung für die umrichtergekoppelten Anlagen
(Arbeitspunktabhängigkeit, Betriebsmodi, Regelungsparameter).

Bei der Berechnung der kritischen Eigenwerte des Gesamtsystems und der Übertragungsfunktionen der Anlagenimpedanzen aus frequenzabhängigen Impedanz Messwerten für die nachfolgenden IMR-Berechnungen, könnte es für große Systeme zu größerem Berechnungsaufwand kommen.

Bewertung der Umsetzbarkeit einer praktischen Verwendung dieser Metrik

Theoretisch ist die Umsetzbarkeit hoch. Die IMR-Metrik kann als eine Ergänzung zu Großsignal-Strength wie z.B. ESCR mit frequenzabhängiger Eigenschaft benutzt werden.

Ist die Metrik (voraussichtlich) geeignet für die Quantifizierung eines Systembedarfs?

- Quantifizierung eines Systembedarfs aktuell nicht geklärt
- Teilweise ja. Die IMR ist ein Sensitivitätsindikator der Anlageimpedanz gegenüber den Eigenwerten der Systemmatrix, ohne jedoch die Richtung der Eigenwertänderung zu berücksichtigen, die durch die Änderung der Anlageimpedanz beeinflusst wird.

Wenn die letzte Frage mit ja beantwortet wird, können folgende Fragen für AP 4.1 beantwortet werden. Diese dienen dann als ein Input für die Auswahl, welche Metriken in AP 4 für die Bedarfsdimensionierung verwendet werden sollen.

Bewertung der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:

Die Metrik kann zur Lokalisierung der potenziell sensitivsten Anlage gegenüber den kritischen Dynamikmodi beitragen. Auf diese Weise könnte die Quantifizierung des Systembedarfs für die SSH-Stabilität ortsabhängig konkretisiert werden.

Gibt es die Notwendigkeit und ein Potential für eine Weiterentwicklung dieser Metrik?

Es gibt keine Notwendigkeit aber ein Potenzial für eine Weiterentwicklung dieser Metrik.

Eine praktische Metrik für Kleinsignal-System-Strength mit frequenzabhängigen Eigenschaften könnte für die zukünftigen stromrichter-dominierten Energiesysteme nützlich sein.

Bewertung – unter Berücksichtigung des Weiterentwicklungspotentials – der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:

Die Metrik oder ähnliche Metriken kann/können bei der ortsabhängigen Quantifizierung eines Systembedarfs verwendet werden.

Ergänzende Anmerkungen

5 Metrik: Partizipationsfaktoren (Zustandsraum)

Metriken mit Bezug zur Systemstabilität				
Bezeichnung der Metrik	Participation factor in combination with sector boundaries			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Sub-/Supersynchron & Harmonisch
				X
Benennung des Systembedarfs	Dämpfung (Decay-Rate Anstieg erhöht Dämpfung), Passivität (Passivitätskriterium im Zustandsraum für lineare und nichtlineare System formuliert mittels Linearer Matrixungleichungen (LMI) [20], [21])			
Beschreibung der Metrik				
1. Analyse: Untersuchung des geschlossenen Systems über die Eigenwerte der Systemmatrix. Die Systemmatrix enthält Netzparameter, nicht verstellbare Parameter und einstellbare (Regler Parameter) der Erzeugungsanlagen (EZA). Die Partizipationsfaktoren geben die Sensitivität der Eigenwerte bzgl. der Änderung der Matrixkoeffizienten an [22]. Es werden vornehmlich die Matrixkoeffizienten betrachtet, welche direkt von den Regler Parametern abhängig sind. Dieses Verfahren setzt voraus, dass mit einer definierten Rechenvorschrift oder Heuristik die Regler Parameter zuvor auf einen Basiswert eingestellt worden sind. 2. Zentrale Synthese: Auswahl dominanter Parameter, Zustände und Zerlegung in Unterräume. Definition von Polregionen als konvexe Mengen in s mit $\text{Re}\{\text{eig}(A_{\text{sub}})\} < 0$ bezogen auf diese Unterräume. Mit den Polregionen werden Stabilitäts- und Performancekriterien (Decay-rate, max. Freq. der gedämpften Schwingung) als Lineare Matrix Ungleichungen (LMI) formuliert, um damit Reglersynthese durchführen zu können. Bei Variation der Streckenparameter wird jeweils ein Regler pro Unterraum, welcher das "Linear Matrix Inequality" (LMI) Kriterium erfüllt berechnet.				

Danach werden die Regler bzw. Reglerparameter der Unterräume in das übergeordnete Gesamtzustandsraummodell überführt und überprüft, ob die globale Systemstabilität erfüllt ist. Optional werden neben Performancekriterien für das geschlossene System Passivitätskriterien für die EZA und den Netzabschnitten als LMI-Analyse und LMI Synthese Problem (Lösbar mittels konvexer Optimierung) formuliert.

Fragestellung: Lassen sich die Unterräume und Reglerparameter einzelnen EZAs bzw. Netzknoten mit EZAs zuordnen?

Literaturverweise zur Metrik

- [22]
- [20]
- [23]
- [24]
- [21]
- [25]

Sind die veröffentlichten Definitionen der Metrik einheitlich? Wenn nein: In welchen Aspekten unterscheiden sie sich?

Das Verfahren der Zerlegung wurde bisher bei der Analyse und Regelung der internen Dynamik von Erzeugungsanlagen eingesetzt [23], [24]. Die Partizipationsfaktoren beziehen sich dagegen bisher auf das Gesamtsystem, diese werden gerankt aber nicht genutzt für die Systemzerlegung.

Welche wesentlichen Informationen und Daten werden benötigt, um die Metrik auszuwerten?

Netz und Regler Parameter der Erzeugungsanlagen insbesondere die Stromregler bzw. Spannungsregler Koeffizienten bis zum Zwischenkreis. Für niedrige Resonanzfrequenzen müssten noch mechanische Parameter der Windturbinen (Eigenwerte Triebstrang, Turm und Blattdynamik) bekannt sein. Generische Daten liegen vor.

Wie ist der Berechnungsaufwand für die Bestimmung der Metrik zu bewerten?

Berechnungsaufwand wird maßgeblich bestimmt über die Lösung des konvexen Optimierungsproblems [20].

Bewertung der Umsetzbarkeit einer praktischen Verwendung dieser Metrik

Ist die Metrik (voraussichtlich) geeignet für die Quantifizierung eines Systembedarfs?

Wenn die letzte Frage mit ja beantwortet wird, können folgende Fragen für AP 4.1 beantwortet werden. Diese dienen dann als ein Input für die Auswahl, welche Metriken in AP 4 für die Bedarfsdimensionierung verwendet werden sollen.

Bewertung der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:
Gibt es die Notwendigkeit und ein Potential für eine Weiterentwicklung dieser Metrik?
Bewertung – unter Berücksichtigung des Weiterentwicklungspotentials – der praktischen Verwendbarkeit der Metrik für die Quantifizierung eines Systembedarfs:
Ergänzende Anmerkungen

6 Literaturverzeichnis

- [1] 4ÜNB, „Systemstabilitätsbericht 2025,“ Bundesnetzagentur, 2025.
- [2] J. Sun, „Frequency-Domain Stability Criteria for Converter-Based Power Systems,“ *IEEE Open Journal of Power Electronics*, pp. 222-254, 2022.
- [3] Z. Zeng, Y. Wang, J. liu und J. Song, „Stability assessment and parametric sensitivity analysis of grid-connected converters based on extended Gershgorin theorem,“ *Energy Conversion and Management*, Bd. 270, p. 116285, 2022.
- [4] T. Lin, R. Chen, G. Yu, R. Bi und X. Xu, „Extended Gershgorin Theorem-Based Parameter Feasible Domain to Prevent Harmonic Resonance in Power Grid,“ *Energies*, 2017.
- [5] S. Ke, T. Lin, Y. Sheng, H. Du, S. Li, B. Chen, R. Chen und Q. Li, „Sub/Super-Synchronous Oscillation Oriented Dominant Controller Parameters Stability Region Based on Gerschgorin Disk Theorem,“ *Applied Sciences*, Bd. 11, Nr. 3, p. 1205, 2021.
- [6] L. Xie, J. Huang, E. Tan, F. He und Z. Liu, „The Stability Criterion and Stability Analysis of Three-Phase Grid-Connected Rectifier System Based on Gerschgorin Circle Theorem,“ *Electronics*, Bd. 11, Nr. 20, p. 3270, 2022.
- [7] B. Chen, Q. Si, P. Jiang und X. Zhu, „Small-Signal Stability Analysis and Improvement in Multi-Converter Grid-Tied System Based on Gerschgorin Disc Theorem,“ *Applied Sciences*, Bd. 14, Nr. 4, p. 1436, 2024.
- [8] Y. Ren, W. Xiaohai, L. Chen, Y. Min, G. Li, L. Wang und Y. Zhang, „A Strictly Sufficient Stability Criterion for Grid-Connected Converters Based on Impedance Models and Gershgorin's Theorem,“ 2019.
- [9] B. Long, W. Yang, J. Hu, J. Rodriguez und K. T. Chong, „Low-Complexity and Less-Conservativeness Ostrowski Stability Criterion for Parallel Fractional Grid-Connected Converters Under Unbalanced Grid,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 10820-10833, 2024.
- [10] L. Orellana, L. Sainz, E. Prieto-Aroujo, M. Cheah-Mane, H. Mehrjerdi und O. Gomis-Bellmunt, „Study of black-box models and participation factors for the

- Positive-Mode Damping stability criterion," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023.
- [11] L. Orellana, L. Sainz, E. Prieto-Araujo und O. Gomis-Bellmunt, „Stability Assessment for Multi-Infeed Grid-Connected VSCs Modeled in the Admittance Matrix Form," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, Bd. 68, pp. 3758-3771, 2021.
- [12] H. Liu, X. Xie und W. Liu, „An Oscillatory Stability Criterion Based on the Unified dq -Frame Impedance Network Model for Power Systems With High-Penetration Renewables," *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 33, pp. 3472-3485, 2018.
- [13] L. Sainz, M. Cheah-Mane, L. Monjo, J. Liang und O. Gomis-Bellmunt, „Positive-Net-Damping Stability Criterion in Grid-Connected VSC Systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Bd. 5, pp. 1499-1512, 2017.
- [14] Y. Yuhang, C. Yanfeng, Z. Bo, Q. Dongyuan und X. Fan, „Stability Analysis of Cascaded System With Multiple DC Buses Based on Positive-Mode Damping Criterion," *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 10439-10452, 2024.
- [15] Y. Zhu, Y. Gu, Y. Li und T. C. Green, „Impedance-Based Root-Cause Analysis: Comparative Study of Impedance Models and Calculation of Eigenvalue Sensitivity," *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 38, pp. 1642-1654, 2023.
- [16] Y. Zhu, T. C. Green, X. Zhou, Y. Li, D. Kong und Y. Gu, „Impedance Margin Ratio: A New Metric for Small-Signal System Strength," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 7291-7303, 2024.
- [17] E. S. I. G. (ESIG), „2023 Spring Technical Workshop," [Online]. Available: <https://www.esig.energy/event/2023-spring-technical-workshop/>.
- [18] C. Henderson, A. Egea-Alvarez, T. Kneuppel, G. Yang und L. Xu, „Grid Strength Impedance Metric: An Alternative to SCR for Evaluating System Strength in Converter Dominated Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 39, pp. 386-396, 2024.
- [19] B. Gustavsen und A. Semlyen, „Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1052-1061, 1999.

-
- [20] S. Boyd, E. Feron, V. Balakrishnan und L. E. Ghaoui, Linear Matrix Inequalities in System and Control Theory, 1994.
 - [21] H. Schulte, Passive-based Analysis and Control of Takagi-Sugeno Fuzzy Systems, KIT Scientific Publishing, 2024.
 - [22] P. S. Kundur und O. P. Malik, Power System Stability and Control, 2nd Edition, 2022.
 - [23] F. Pöschke, „Takagi-Sugeno Methods with Application to Wind Power Systems,“ Medien- und Informationszentrum, Leuphana Universität Lüneburg, 2022.
 - [24] H. Schulte, J. Fortmann und J. Brunner, „Formal grid integration of photovoltaic and wind power using the model reference control approach,“ *IET Conference Proceedings*, Bd. 2024, pp. 1106-1113, 2025.
 - [25] H. Schulte, F. Hoffmann und R. Mikut, Proceedings - 34. Workshop Computational Intelligence: Berlin, 21.-22. November 2024, 2024.
 - [26] H. Schulte, F. Hoffmann und R. Mikut, „Proceedings - 34. Workshop Computational Intelligence: Berlin, 21.-22. November 2024,“ 2024.