Deckblatt

Deutscher Titel der Einreichung:
Äquivalente dynamische Modellierung von aktiven Verteilungsnetzen mit netzfolgenden und netzbildenden Umrichtern

Englischer Titel der Einreichung:
Equivalent Dynamic Models of Active Distribution Networks with Grid Following and Grid Forming Converters

Kontaktdaten:
Jakob Ungerland
Büggenreuterstr. 10
79106 Freiburg
E-Mail: j.ungerland@gmx.de
Mobil: 017644461445

Institut:
Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik IFK der Universität Stuttgart
in Zusammenarbeit mit dem
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE

Fachrichtung:
Elektrotechnik mit dem Schwerpunkt auf Energietechnik

Äquivalente dynamische Modellierung von aktiven Verteilungsnetzen mit netzfolgenden und netzbildenden Umrichtern

Equivalent Dynamic Models of Active Distribution Networks with Grid Following and Grid Forming Converters

Zusammenfassung

In einem zukünftigen erneuerbaren Energiesystem findet die Erzeugung hauptsächlich in der Verteilungsnetzebene statt, während gleichzeitig Großkraftwerke in der Übertragungsnetzebene überflüssig werden. Dies führt zu zwei Herausforderungen. Zum einen müssen erneuerbare Energieanlagen, welche über Umrichter am Netz angeschlossen sind, die netzstabilisierenden Eigenschaften von Synchronmaschinen übernehmen. Zum anderen sind möglichst genaue Verteilungsnetzmodelle im Zusammenhang mit Systemstabilitätsanalysen nötig, um den Einfluss der dezentralen Erzeuger adäquat zu berücksichtigen. Netzbildende Umrichterregelungen, welche Trägheit emulieren, lösen die erste Herausforderung, während komplexitätsreduzierte äquivalente dynamische Modelle die zweite Problematik angehen. Allerdings sind äquivalente dynamische Modelle, welche netzbildende Umrichter berücksichtigen, in der bisherigen Forschung nicht behandelt. Um diese Lücke zu schließen, schlägt diese Arbeit eine neuartige Methodik zur Aggregation aktiver Verteilungsnetze mit netzbildenden Umrichtern vor. Simulationsergebnisse für verschiedene Ereignisse des detaillierten und der äquivalenten Modelle werden verglichen. Das mit dem vorgeschlagenen Ansatz aggregierte äquivalente Modell gibt das dynamische Verhalten des detaillierten Netzes angemessen wieder, während ein state-of-the-art Ansatz die Validierungskriterien nicht erfüllt. Daher ermöglicht die in dieser Arbeit entwickelte Methode umfassende und aussagekräftige Stabilitätsstudien für ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem.

1 Motivation

Das zukünftige deutsche Energiesystem wird im Zuge der Energiewende geprägt sein von dezentralen erneuerbaren Energieanlagen. Durch diese Entwicklung wird sich allerdings der Aufbau des bisherigen Energiesystems grundlegend ändern. Konventionelle Kraftwerke wie Kohle- oder Atomkraftwerke sind über Synchronmaschinen mit dem Netz verbunden. Diese Synchronmaschinen verfügen über eine rotierende Masse und damit über ein Trägheitsmoment, welches sich stützend auf das Netz auswirkt. Eine plötzliche Leistungsab- oder -zunahme durch zum Beispiel unerwartet auftretende Wolkenbildung oder einen Ausfall eines großen Industrieverbrauchers wird durch die Trägheit der rotierenden Maschinen „aufgefangen", bevor andere marktgesteuerte Regelmechanismen greifen und die Netzfrequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz regeln können. Dieser durch die Trägheit erzeugte zeitliche Puffer wird Momentanreserve genannt und steht als inhärente Eigenschaft der Synchronmaschinen zur Verfügung.

Unser zukünftiges auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem ohne konventionelle Kraftwerke verliert diese Eigenschaft der Momentanreserve. Rotierende Massen fehlen im System und über Umrichter an das Stromnetz angeschlossene erneuerbare Energieanlagen leisten keinen intrinsischen

Beitrag zur Netzstabilität. Dadurch steigt die Gefahr von Unter- oder Überfrequenzen im Netz enorm, da Leistungsänderungen ohne die durch Synchronmaschinen bereitgestellte Momentanreserve einen direkten und instantanen Einfluss auf die Netzfrequenz zur Folge haben. Dies wiederum kann zu gravierenden Blackouts und zur Auftrennung des Verbundnetzes führen (sog. System Split[1]). Unter Verbundnetz ist hier die Gesamtheit des deutschen Netzes mit allen Spannungsebenen (Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung) inklusive des Einflusses kontinentaleuropäischer Nachbarnetze zu verstehen.

Die dargelegte Problematik schwindender Momentanreserve zeigt, dass die Energiewende mit dem Ziel einer größtmöglichen Durchdringung erneuerbarer Energieanlagen nur dann erfolgreich und ökonomisch sinnvoll sein kann, wenn erneuerbare Energien um netzstabilisierende Eigenschaften erweitert werden. Eine wissenschaftliche Analyse einer solchen Umrichterregelung hinsichtlich der Auswirkungen im gesamten Verbundnetz sowie hinsichtlich der Stabilisierung von Teilnetzen für den Fall eines System Split ist hierfür notwendig. Mangelnde Zuverlässigkeit soll kein Hemmnis der Energiewende werden und keine Argumentationsgrundlage für den Erhalt CO_2-emittierender konventioneller Kraftwerke liefern.

Eine umfassende Stabilitätsanalyse des Verbundnetzes, welches dominiert wird von umrichterbasierter Erzeugung (bspw. Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Batteriespeicher), deren Anschlusspunkte überwiegend in der Verteilungsnetzebene liegen, erfordert eine detaillierte Berücksichtigung derselben. Die Einbettung detaillierter Verteilungsnetzmodelle in ein dynamisches Übertragungsnetzmodell ist jedoch aufgrund der Modellkomplexität nicht praktikabel. Komplexitätsreduzierte äquivalente dynamische Modelle lösen diese Herausforderung. Abbildung 1 zeigt ein beispielhaftes Übertragungsnetzmodell mit neun Knoten und unterlagerten Verteilungsnetzmodellen. Dabei wird die Komplexität einer detaillierten Verteilungsnetzmodellierung (Abbildung 1 (a)) deutlich, welche vermieden wird durch die Verwendung komplexitätsreduzierter äquivalenter Modelle (Abbildung 1 (b)).

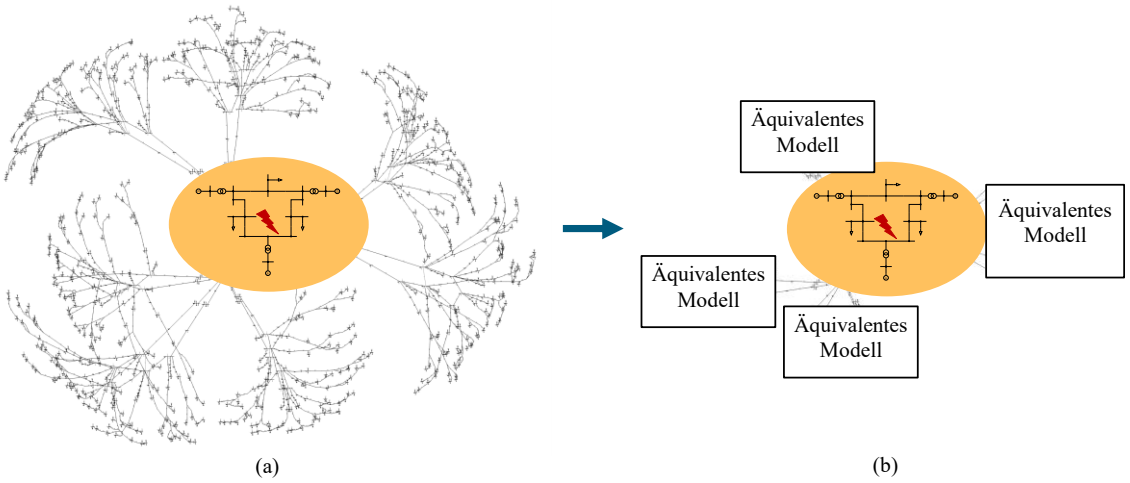


Abbildung 1 Schematische Darstellung eines Übertragungsnetzabschnittes (mittig im orangenen Bereich) mit angeschlossenen detaillierten Verteilungsnetzmodellen (a) und mit angeschlossenen äquivalenten dynamischen Verteilungsnetzmodellen (b).

[1] Siehe den System Split vom 4. November 2006 als prominentestes Beispiel im europäischen Kontext. Aktueller ist der System Split vom 8. Januar 2021, bei dem das europäische Verbundnetz in zwei Zonen mit unterschiedlichen Netzfrequenzen aufgetrennt wurde.

Die Verknüpfung dieser beiden Punkte, also die Berücksichtigung netzbildender Umrichterregelungen in äquivalenten dynamischen Verteilungsnetzmodellen, offenbart eine Forschungslücke, die in früheren Arbeiten nicht behandelt wurde. Allerdings ist eine solche Arbeit essenziell, um aussagekräftige Stabilitätsanalysen umrichterdominierter Energiesysteme durchzuführen. Diese Dissertation leistet daher einen bedeutenden Beitrag zur Erforschung und Validierung eines erneuerbaren, nachhaltigen und zuverlässigen Energiesystems.

2 Forschungsziel

Um umfassende Stabilitätsuntersuchungen von Verbundnetzen, welche durch umrichterbasierter Erzeugung in den Verteilungsnetzen dominiert werden, zu ermöglichen, werden äquivalente dynamische Verteilungsnetzmodelle eingesetzt. Verglichen mit einer detaillierten Modellierung reduzieren diese äquivalenten Modelle den Rechenaufwand für dynamische Stabilitätssimulationen erheblich. Die Methoden zur Erstellung äquivalenter Modelle müssen in der Lage sein, realistische Netztopologien mit verschiedenen Umrichtertechnologien, einschließlich netzbildender Umrichterregelungen, zu aggregieren. Das Hauptziel dieser Arbeit lässt sich daher wie folgt zusammenfassen:

Es wird eine validierte Methodik zur Erstellung von äquivalenten dynamischen Verteilungsnetzmodellen für umrichterdominierte Verteilungsnetze einschließlich netzbildender Umrichter entwickelt, die in umfassenden Stabilitätsstudien für zukünftige Stromnetze Anwendung findet.

Dieses Hauptziel lässt sich in die folgenden Teilziele untergliedern:

1. Sichtung und Kategorisierung von state-of-the-art Methoden zur Erstellung von äquivalenten Verteilungsnetzmodellen.
2. Identifizierung wichtiger Faktoren, die das dynamische Verhalten netzbildender Umrichter beeinflussen.
3. Entwicklung einer Methodik zur Erstellung äquivalenter dynamischer Verteilungsnetzmodelle, welche netzbildende Umrichter berücksichtigt.
4. Validierung der Methodik an Testnetzen und Vergleich verschiedener Komplexitätsgrade der äquivalenten Modelle.
5. Bewertung der Abhängigkeit eines äquivalenten dynamischen Verteilungsnetzmodells vom Arbeitspunkt und Entwicklung einer vereinfachten Anpassung des äquivalenten Modells an neue Arbeitspunkte.

3 Der Sensitivity-Technology-Control-Clustered Ansatz (STCA)

Die in dieser Arbeit entwickelte Methodik zur Erstellung äquivalenter dynamischer aktiver Verteilungsnetze mit Berücksichtigung netzbildender Umrichter ist eine gray-box Parameteridentifikationsmethodik basierend auf einer Clusterung der Komponenten im entsprechenden detaillierten Netzmodell. Die Clusterung erfolgt dabei nach Spannungssensitivitäten am Anschlussknoten der Komponenten (*Sensitivity*), Erzeugungstechnologie (*Technology*) und Regelungsstrategie (*Control*). Darauf aufbauend wird die entwickelte Methodik als Sensitivity-Technology-Control-Clustered Ansatz (STCA) bezeichnet. Die Spannungssensitivitäten werden verwendet, um die Stärke des Netzes am Anschlusspunkt des netzbildenden Umrichters abzubilden. Die einzelnen Schritte zur Erstellung des äquivalenten Netzmodells sind in Abbildung 2 dargestellt. Der Ansatz nutzt das Wissen über das detaillierte

Netzmodell, so dass für die Parameteridentifikation keine dynamischen Simulations- oder Messdaten erforderlich sind. Dies ermöglicht eine schnelle Erstellung des äquivalenten dynamischen Modells.

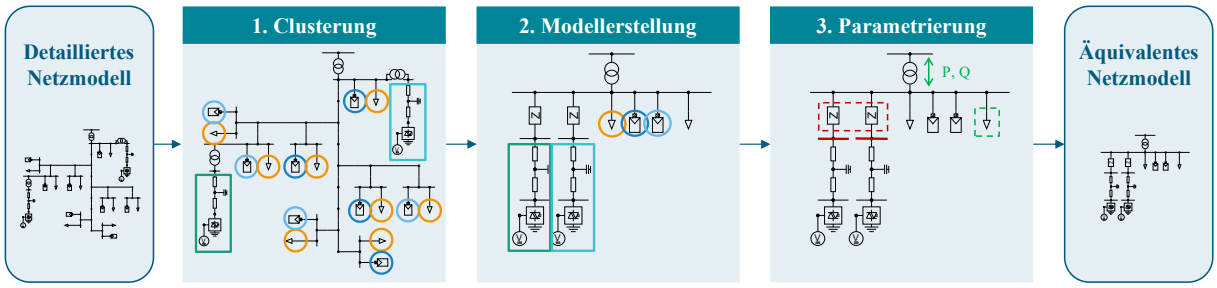


Abbildung 2 Vereinfachter Überblick über die Schritte zur Erstellung eines äquivalenten dynamischen Netzmodelles anhand des STCA.

4 Ergebnisse

Die vorgeschlagene Methodik wird in dynamischen Simulationen von vier Szenarien validiert. Die detaillierten aktiven Verteilungsnetze der Szenarien, die mit der vorgeschlagenen Methode aggregiert werden, unterscheiden sich in der Anzahl der netzbildenden Umrichter und der Netztopologie. Zu Vergleichszwecken wird der Ansatz mit einem state-of-the-art gray-box Ansatz verglichen, der in der Lage ist, äquivalente Modelle für Netze zu erstellen, die von konventionellen netzfolgenden Umrichtern dominiert werden.

Die Simulationsergebnisse für verschiedene Ereignisse (dreiphasiger Kurzschluss, Phasenwinkelsprung, Frequenzsprung) der detaillierten und äquivalenten Modelle werden ausgewertet. Ein Vergleich der Modellkomplexität (Simulationszeit und Anzahl an Netzknoten) und der Modellgültigkeit (Validierungsparameter für die Wirkleistung $\nu_{\mathrm{P_MAE}}$, $\nu_{\mathrm{P_ME}}$, $\nu_{\mathrm{P_MXE}}$ und Blindleistung $\nu_{\mathrm{Q_MAE}}$, $\nu_{\mathrm{Q_ME}}$, $\nu_{\mathrm{Q_MXE}}$) ist in Abbildung 3 gegeben. Da das detaillierte Netzmodell die Referenz für die Auswertung ist, sind alle Parameter aus Abbildung 3 hier bei 100 %. Je näher die Parameter eines äquivalenten Modells bei 100 % sind, desto ähnlicher ist das äquivalente Modell dem detaillierten Modell. Eine starke Nähe zum detaillierten Modell für die Validierungsparameter und eine gleichzeitige starke Reduktion der Simulationszeit und der Netzknotenanzahl ist dabei erstrebenswert. Wie aus Abbildung 3 entnommen werden kann, reproduziert das mit dem STCA aggregierte äquivalente Modell das dynamische Verhalten des detaillierten Netzes sehr gut, während der state-of-the-art Ansatz Validierungskriterien nicht erfüllt. Bei Letzterem erreicht der Validierungsparameter $\nu_{\mathrm{Q_MXE}}$ zur Bestimmung der maximalen Blindleistungsabweichung sogar den Wert 0 % für die Szenarien DINGO8 und DINGO20. Gleichzeitig reduziert das STCA basierte äquivalente Modell die Komplexität des detaillierten Netzmodells bezüglich Simulationsdauer und Knotenanzahl erheblich.

Eine vereinfachte Anpassung des erzeugten äquivalenten dynamischen Modells an neue Arbeitspunkte wird in dieser Arbeit ebenfalls vorgeschlagen. Das angepasste Modell ist für eine beträchtliche Bandbreite von Last- und Erzeugungsszenarien gültig. Dies ermöglicht Stabilitätsstudien anhand einer Vielzahl unterschiedlicher Arbeitspunktszenarien, da eine aufwendige Neuerstellung des äquivalenten Modells vermieden wird.

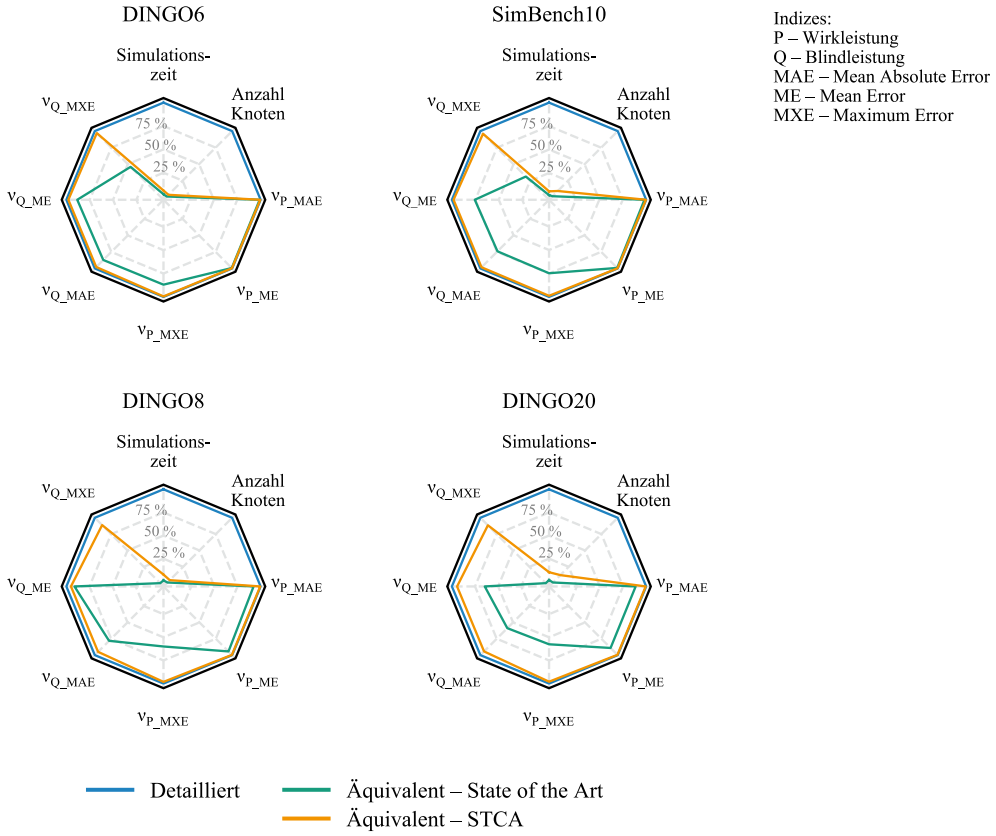


Abbildung 3 Vergleich der Modellkomplexität und der Gültigkeit der Modelle zwischen detaillierten und äquivalenten Netzmodellen für vier Szenarien (DINGO6, SimBench10, DINGO8, DINGO20), die sich in der Netztopologie sowie an der Anzahl an netzbildenden Umrichtern unterscheiden.

5 Fazit

Diese Arbeit hat eine Methodik zur Erstellung von äquivalenten dynamischen Verteilungsnetzen entwickelt. Dabei liegt der Fokus auf der Aggregation von Netzen, welche dominiert werden durch umrichterbasierte Erzeugung. Außerdem ist das resultierende äquivalente Modell in der Lage netzbildende Umrichterregelungen zu berücksichtigen. Damit eignet sich die Methodik ideal für aussagekräftige Stabilitätsanalysen von zukünftigen erneuerbaren Energiesystemen.

Die entwickelte Methodik (STCA) wurde anhand von vier verschiedenen Szenarien und durch die Anwendung eines geeigneten numerischen Verfahrens validiert. Die Netzmodelle der verschiedenen Szenarien unterscheiden sich in der Topologie und der Anzahl an netzbildenden Umrichtern. Außerdem wird eine state-of-the-art Methodik auf die jeweiligen Netzmodelle angewandt und die Ergebnisse mit dem STCA basierten Modell verglichen. Die genaueste Nachbildung des dynamischen Verhaltens des detaillierten Modells wird mit dem STCA basierten äquivalenten Modell erreicht.

Die Anwendung des entwickelten STCA für umfassende Stabilitätsstudien zukünftiger Energiesysteme ist ein elementarer Baustein für die Entwicklung eines Strategieplans hin zu einem erneuerbaren Energiesystem. Diese Dissertation ermöglicht damit die Analyse sowohl der Auswirkungen von netzbildenden Umrichtern auf die Systemstabilität als auch die optimale Integration derselben in ein Verteilungsnetz.

Äquivalente dynamische Modellierung von aktiven Verteilungsnetzen mit netzfolgenden und netzbildenden Umrichtern

Jakob Ungerland
Stuttgart, 25.11.2022
www.ise.fraunhofer.de

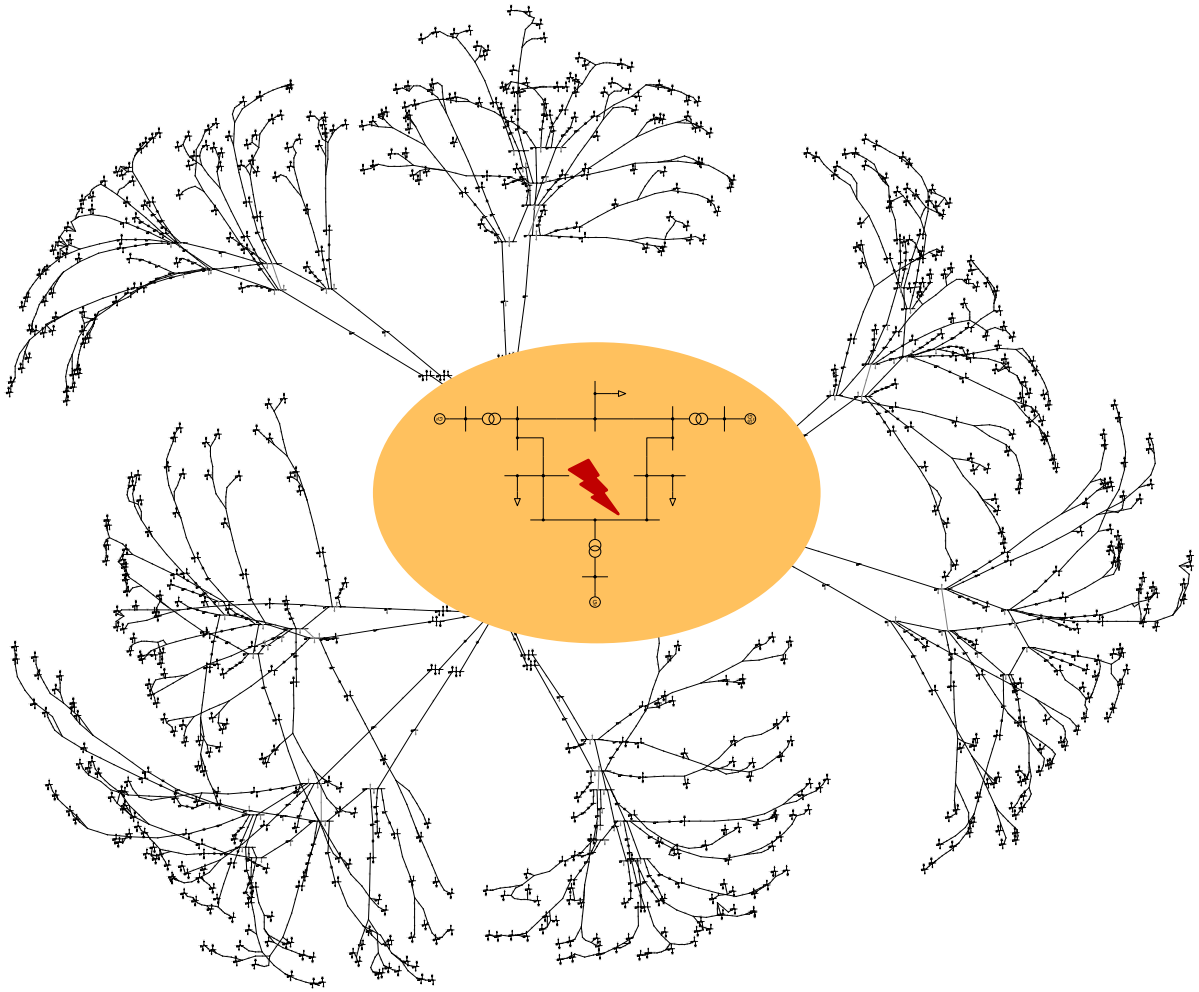
Stabilitätsanalysen zukünftiger Energiesysteme

instabil?

- 100 % erneuerbare Energien
- Keine Stabilisierung durch Großkraftwerke

 © Fraunhofer ISE FHG-SK: ISE-INTERNAL

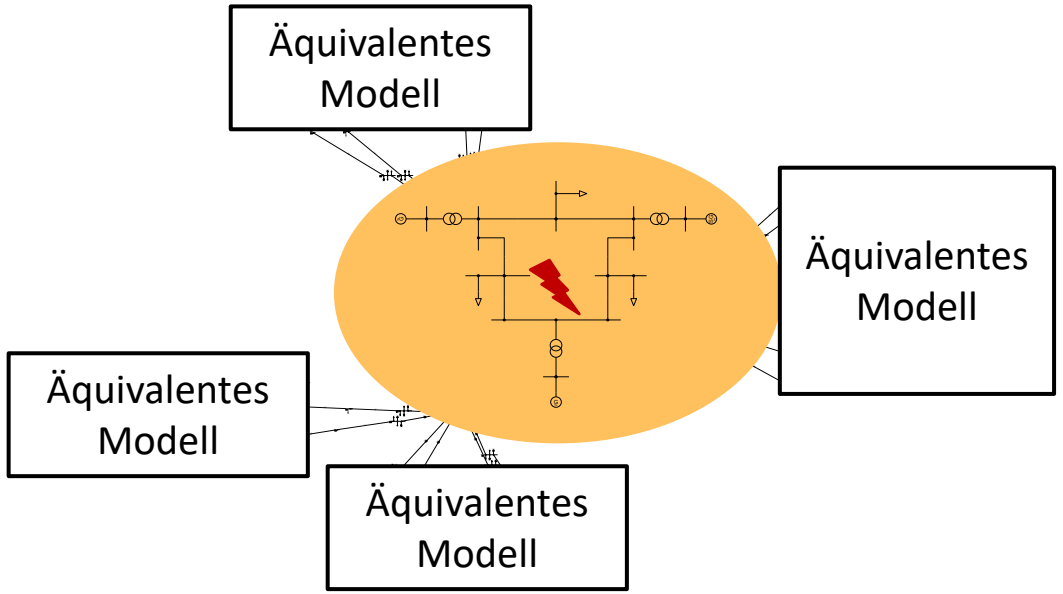
Implementierung der Verteilungsnetzebene in ein Übertragungsnetzmodell



 © Fraunhofer ISE

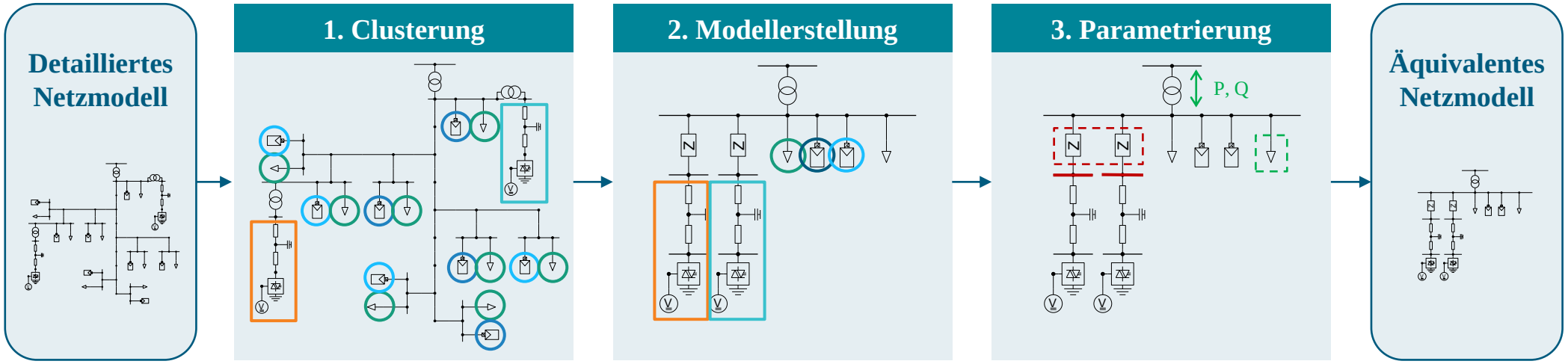
FHG-SK: ISE-INTERNAL

Äquivalente Dynamische Modelle für Stabilitätsanalysen



 © Fraunhofer ISE FHG-SK: ISE-INTERNAL

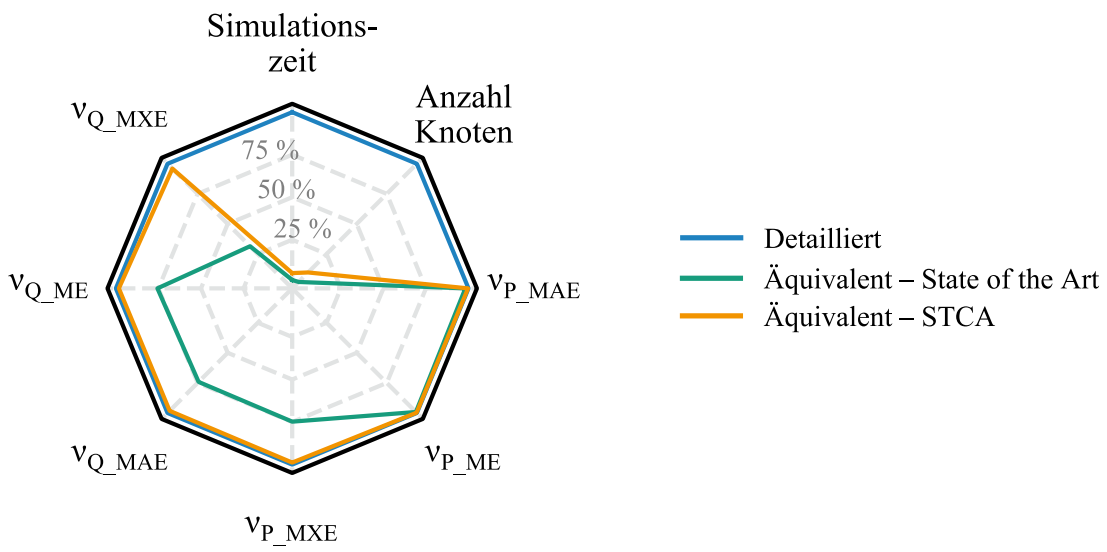
Entwicklung einer Methodik zur Netzäquivalenzbildung



 © Fraunhofer ISE

FHG-SK: ISE-INTERNAL

Erfolgreiche Validierung der Methodik



Entwickelte Methodik zur Bildung äquivalenter dynamischer Netzmodelle

- ist einfach und schnell anwendbar
- reduziert die Modellkomplexität erheblich
- reproduziert das dynamische Verhalten des detaillierten Netzmodells sehr gut

→ ermöglicht umfassende Stabilitätsanalysen des zukünftigen Energiesystems mit 100 % erneuerbaren Energien

 © Fraunhofer ISE FHG-SK: ISE-INTERNAL

Kontakt

Jakob Ungerland
jakob.ungerland@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de