

Inter-Area-Oszillationen im europäischen Verbundnetz

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Michael Schaunig

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / September – 2017



EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 04.09.2017

Michael Schaunig

Kurzfassung

Um die Stabilität eines elektrischen Verbundnetzes zu gewährleisten, ist es notwendig die Synchronität der Generatoren aufrecht zu erhalten. Dabei gewinnt, durch stetige Erhöhung von Erzeugung und Verbrauch, das Problem der sogenannten Inter-Area-Oszillationen immer mehr an Bedeutung. Unter Inter-Area-Oszillationen werden Schwingungen in großräumigen Netzen verstanden, welche durch „Kleinstörungen“ wie Last- oder Erzeugungsschwankungen entstehen. Diese gefährden den Synchronismus des Systems und erzeugen dadurch Probleme in der Stabilität des Netzes. Das Ziel dieser Arbeit ist es, Inter-Area-Oszillationen im europäischen Verbundnetz zu simulieren und in weiterer Folge zu analysieren. Dafür soll in dieser Arbeit ein vereinfachtes mathematisches Modell erstellt werden, mit dem es möglich ist die Oszillationen im Netz in Matlab zu simulieren. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit der einfachen Analyse bzw. Untersuchung der Schwingungen mithilfe der Modalanalyse. Hauptaufgabe ist es zunächst die Ergebnisse von bereits getätigten Forschungsarbeiten nachzubilden. Anschließend sollen relevante Inter-Area-Oszillationen durch verschiedene Analysen untersucht werden. Die ersten Ergebnisse zeigten bereits, dass es über ein sehr vereinfachtes Simulationsmodell möglich ist, die Oszillationen aus bisherigen Forschungsarbeiten wiederzugeben. Es wurden daraufhin die relevantesten Schwingungsmoden herangezogen und verschiedene Analysen durchgeführt. Dabei erfolgte zunächst eine Sensitivitätsanalyse der Schwingungsparameter. Anschließend wurden, unter Beobachtung der Oszillationen, verschiedene Verlagerungen der Erzeugung im Netz simuliert. Nach Abschluss aller Simulationen konnte erkannt werden, dass die ermittelten Schwingungsparameter während der Simulation sehr kritisch zu betrachten sind. Der Grund dafür liegt im einfach gewählten Netzmodell, bei dem z.B. keine Unterscheidung der Kraftwerke und deren verschiedenen Eigenschaft erfolgte und kleinere Generatoren vernachlässigt wurden, um Rechenzeit einzusparen. Deshalb musste von einer gewissen Abweichung der Simulation gegenüber der Realität ausgegangen werden. Trotzdem konnte gezeigt werden, dass es mit einem relativ einfachen Modell des Netzes möglich ist, die Inter-Area-Oszillationen im europäischen Verbundnetz realitätsnah zu simulieren.

Abstract

To ensure stability in an interconnected electric system, it's necessary to maintain the synchronism of generators. Today one of the major problems for synchronism are so called inter-area oscillations. These oscillations occur in large grids as a consequence of small disturbances such as load or generation fluctuations. The aim of this thesis is to simulate and analyse inter-area oscillations in the European grid system. In this thesis the oscillations should be simulated with a mathematical model in Matlab. In this way it's easy to perform any kind of analysis of the oscillations by means of modal analysis. First the main goal is to reproduce the results of previous accomplished theses. After that the obtained oscillations will be analysed in more detail. Already with the first results it was possible to reproduce the expected oscillations. Afterwards a few analyses of relevant oscillation modes were performed. One of them was a sensitivity analysis of the oscillation parameters. Another one was a simulation of various power generation scenarios. The whole simulations shows, that

there has to be a critical view on the oscillation parameters. The reason for that is the chosen grid model. There was no distinction between the generators and their different characteristics. Also small generators were neglected in order to save calculation time. Therefore a deviation of the simulation compared with the reality has to be assumed. But it could be shown that also with a simple model of the grid it's possible to simulate inter-area oscillations in the European grid system.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	7
1 Kurzfassung	10
1.1 Ziel	10
1.2 Methode	10
1.3 Ergebnisse	10
1.4 Schlussfolgerungen	10
2 Einleitung	11
2.1 Stabilität in Energiesystemen.....	11
2.2 Europäisches Verbundnetz.....	13
2.3 Bisherige Forschungsarbeiten	15
3 Methoden.....	18
3.1 Modalanalyse	18
3.2 Charakteristik des Systems	20
3.2.1 Systemmatrix.....	21
3.2.3 Dominanter Pfad der Oszillation	25
3.2.4 Generatormodell.....	27
4 Ergebnisse	30
4.1 Veranschaulichung der Moden	30
4.1.1 Auswahl relevanter Moden	30
4.1.2 Inter-Area-Moden	33
4.1.3 Local-Area-Mode	47
4.2 Zeitliche Verläufe der Generatoren	49
4.3 Analysen der relevanten Moden	53
4.3.1 Sensitivitätsanalyse der Schwingungsparameter	53
4.3.2 Analyse bei Verlagerung der Erzeugung.....	60
5 Diskussion.....	73

7 Literaturverzeichnis..... 75

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

<u>Abkürzung</u>	<u>Beschreibung</u>
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
PMU	Phasor Measurement Unit
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
WAMS	Wide Area Monitoring System

<u>Symbol</u>	<u>Beschreibung</u>	<u>Einheit</u>
A	Systemmatrix	-
B	Eingangsmatrix	-
C_l	Stromsensitivitätsmatrix	-
D_G	Dämpfungskonstante des Generators	Nms
\tilde{D}	Gesamtdämpfung des Systems	Nms
\tilde{D}_G	modifizierte Generatordämpfung	Nms
D_T	Turbinendämpfung	Nms
E'	innere Generatorspannung	V
f	Frequenz	Hz
f_0	Netzfrequenz	Hz
G	Inzidenzmatrix zwischen Netz- und Anschlussknoten der Generatoren	-
g	Index - Generatoren	-
H	Trägheitskonstante	Ws/VA
I	Strom einer Leitung	A
i	komplexer Strom Generator	A
j	Laufvariable	-
K_S	synchronisierendes Moment	Nm
\tilde{K}_S	modifiziertes synchronisierendes Moment	Nm

k	Index - Zustandsvariablen	-
l	Index - Leitungen	-
m	Index - Moden	-
n	Index - Knoten	-
Pa	Partizipationsmatrix	-
P_e	elektrische Wirkleistung	W
P_G	eingespeiste Wirkleistung der Generatoren	W
P_K	eingespeiste Wirkleistung in Netzknoten	W
p	Partizipationsfaktor	-
Q_G	eingespeiste Blindleistung der Generatoren	var
S_B	Bezugsleistung	VA
S_I	Netzwerk-Modeshape	-
S_N	Nennleistung der Generatoren	VA
S_G	eingespeiste Leistung der Generatoren	VA
T_e	Elektrisches Moment	Nm
T_m	mechanisches Moment	Nm
t	Zeit	s
U_N	Spannung an Netzknoten	V
u	Eingangsgröße	-
V	Matrix der rechten Eigenvektoren	-
v	rechter Eigenvektor	-
W	Matrix der linken Eigenvektoren	-
w	linker Eigenvektor	-
X_d'	transiente Generatorreaktanz	Ω
X_G	Gesamtanschlussreaktanz Generator	Ω
X_{tr}	Blocktransformatorreaktanz	Ω
x	Zustandsvariable	-
Y	Netzadmittanzmatrix	$1/\Omega$
\tilde{Y}	modifizierte Netzadmittanzmatrix	$1/\Omega$
λ	Eigenwert	-

σ	Realteil-Eigenwert	-
ω	Winkelgeschwindigkeit	1/s
ω_0	Winkelgeschwindigkeit des Netzes	1/s
ω_λ	Imaginärteil-Eigenwert	1/s
ϑ	Polradwinkel	rad
ϑ_0	Polradwinkel der Generatoren	rad
ϑ_G	Winkel an Generatoranschlussknoten	rad
ϑ_K	Winkel an Netzknoten	rad
ζ	Dämpfungskoeffizient	-

1 Kurzfassung

1.1 Ziel

Ziel der Arbeit ist es, Netzschwingungen im europäischen Verbundnetz, die durch „Kleinstörungen“ wie Last- oder Erzeugungsschwankungen entstehen, zu simulieren. Dabei sollen die Ergebnisse bereits durchgeführter Arbeiten zu diesem Thema nachgebildet und verglichen werden. In weiterer Folge sind die ermittelten Schwingungen genauer zu analysieren. Spezielles Augenmerk soll während der Arbeit auf sogenannte Inter-Area-Oszillationen gelegt werden.

1.2 Methode

Es wird ein Modell erstellt mit dem es durch relativ einfache Mittel möglich ist, die Schwingungen des europäischen Verbundnetzes zu simulieren. Für die Durchführung wird eine sogenannte Modalanalyse (Eigenwertanalyse) verwendet. Diese dient zum Ermitteln der Eigenschwingungen eines Systems. Dabei wird mithilfe von Matlab ein Programm zur Berechnung und in weiterer Folge zur Analyse der Netzschwingungen erstellt.

1.3 Ergebnisse

Bereits bei den ersten Ergebnissen zeigte sich, dass es über ein vereinfachtes Simulationsmodell möglich war, die Oszillationen welche in bisher durchgeführten Arbeiten ermittelt worden sind, nachzubilden. Durch die Simulation wurde zunächst eine sehr große Anzahl an auftretenden Schwingungen ermittelt. Für den weiteren Verlauf der Arbeit erfolgte anschließend eine Auswahl der relevantesten Schwingungen, welche in weiterer Folge genauer analysiert worden sind. Dabei wurde eine Sensitivitätsanalyse der Schwingungsparameter sowie Untersuchungen der Schwingungen während verschiedener Erzeugungsverlagerungen im Netz durchgeführt.

1.4 Schlussfolgerungen

Durch die Arbeit wurde gezeigt, dass es möglich ist, mit einem einfachen Modell die Schwingungen im europäischen Verbundnetz zu simulieren. Vor allem das Schwingungsverhalten konnte dabei sehr realitätsnah nachgebildet werden. Einzig die Schwingungsparameter Frequenz und Dämpfung mussten im Laufe der gesamten Arbeit sehr kritisch betrachtet werden. Grund dafür ist das einfach gewählte Modell des Netzes bzw. die dafür verwendeten Daten. Es erfolgte keine Unterscheidung der Kraftwerke und deren verschiedenen Eigenschaften und ebenso wurden zur Einsparung von Rechenzeit kleinere Generatoren vernachlässigt. Daraus lässt sich, in Bezug auf die Schwingungsparameter, eine Abweichung der Simulation zur Realität vermuten.

2 Einleitung

Im Laufe der Zeit ist eine stetige Erhöhung an Erzeugung und Verbrauch im europäischen Verbundnetz zu erkennen. Aufgrund der Tatsache, dass der Ausbau der Netze nicht in gleichem Ausmaß erfolgt, steigen die Stabilitätsprobleme. Die Belastung im Netz nimmt immer weiter zu und die Netzbetreiber sind gezwungen das System näher an seiner Stabilitätsgrenze zu betreiben. Um die Stabilität zu gewährleisten, ist man aufgefordert genauere Untersuchungen bzgl. der Netzstabilität durchzuführen.

2.1 Stabilität in Energiesystemen [1][2]

Um die Stabilität in einem Energiesystem sicherzustellen, muss zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung herrschen. Wird dieses Gleichgewicht durch Ausfälle oder Störungen im System beeinträchtigt, so spricht man von einem stabilen Netz, wenn nach Beseitigung der Störung wieder ein stationärer Gleichgewichtszustand eintritt. Das System wird als instabil bezeichnet, wenn ein nicht kontrollierbares Ungleichgewicht auftritt. Die Stabilität eines Energiesystems kann grundsätzlich, wie in Abbildung 1 zu sehen ist, in drei Bereiche eingeteilt werden. Zunächst unterscheidet man zwischen den Parametern, auf die sich das Leistungsungleichgewicht auswirken kann. Diese drei Bereiche werden Polradwinkelstabilität, Frequenzstabilität und Spannungsstabilität genannt. Die Polradwinkel- sowie Spannungsstabilität kann wiederum in zwei Bereiche unterteilt werden. Hierbei wird prinzipiell zwischen der Größe der Störung, die zum Leistungsungleichgewicht führt, unterschieden. Die auftretenden Störungen können in große und kleine Störungen unterteilt werden. Bei großen Störungen werden meist Netzelemente durch Schutzeinrichtungen vom Netz getrennt, um die Stabilität weiter zu gewährleisten. Man spricht dabei von Großsignalstabilität bzw. kann diese auch als transiente Stabilität bezeichnen. Treten kleine Störungen, im Sinne von Last- oder Erzeugungsschwankungen auf, so besitzen die Generatoren im System die Eigenschaft, das Leistungsungleichgewicht durch ihre Schwungmassen selbst auszugleichen. Während diesem Ausgleichsvorgang beschleunigen einige Generatoren bzw. werden andere wiederum abgebremst, was einen Verlust des Synchronismus des Systems zur Folge hat. Durch diese Asynchronität der Generatoren kann es zu einer Erhöhung der Netzbelastungen und in Folge zu Netztrennungen sowie einem Blackout im Netz kommen.

Kleinsignal-Stabilität ist die Fähigkeit des Netzes bei „kleinen“ Störungen den Synchronismus des Systems aufrecht zu erhalten. Meist macht sich dies durch Schwingungen mit sehr geringer Dämpfung zwischen Generatoren bzw. Generatorgruppen bemerkbar. Es entstehen dabei im System verschiedene Schwingungsmoden, wobei jeweils eine Mode für eine auftretende Oszillation zwischen schwingungsfähigen Netzelementen steht. Jede Oszillation besitzt eine definierte Frequenz sowie Dämpfung. Man unterscheidet dabei hauptsächlich zwischen „Local-Area-Oszillation“ und „Inter-Area-Oszillation“. Die Local-Area-Oszillation stellt dabei die Schwingung eines Generators oder einer lokalen Generatorgruppe gegen den Rest des Netzes dar. Bei der Inter-Area-Oszillation schwingt dagegen eine

Gruppe von Generatoren in einem Teil des Netzes gegen eine Gruppe in einem anderen Teil. Die Konsequenz dieser Oszillationen ist, wie schon erwähnt, der Verlust des Synchronismus des Systems, was eine Gefährdung der Stabilität zur Folge hat.

In Abbildung 1 ist die Einteilung der Stabilität in Energiesystemen graphisch dargestellt. Diese Arbeit beschäftigt sich rein mit der Kleinsignalstabilität. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der oszillatorischen Instabilität durch Inter-Area-Oszillationen.

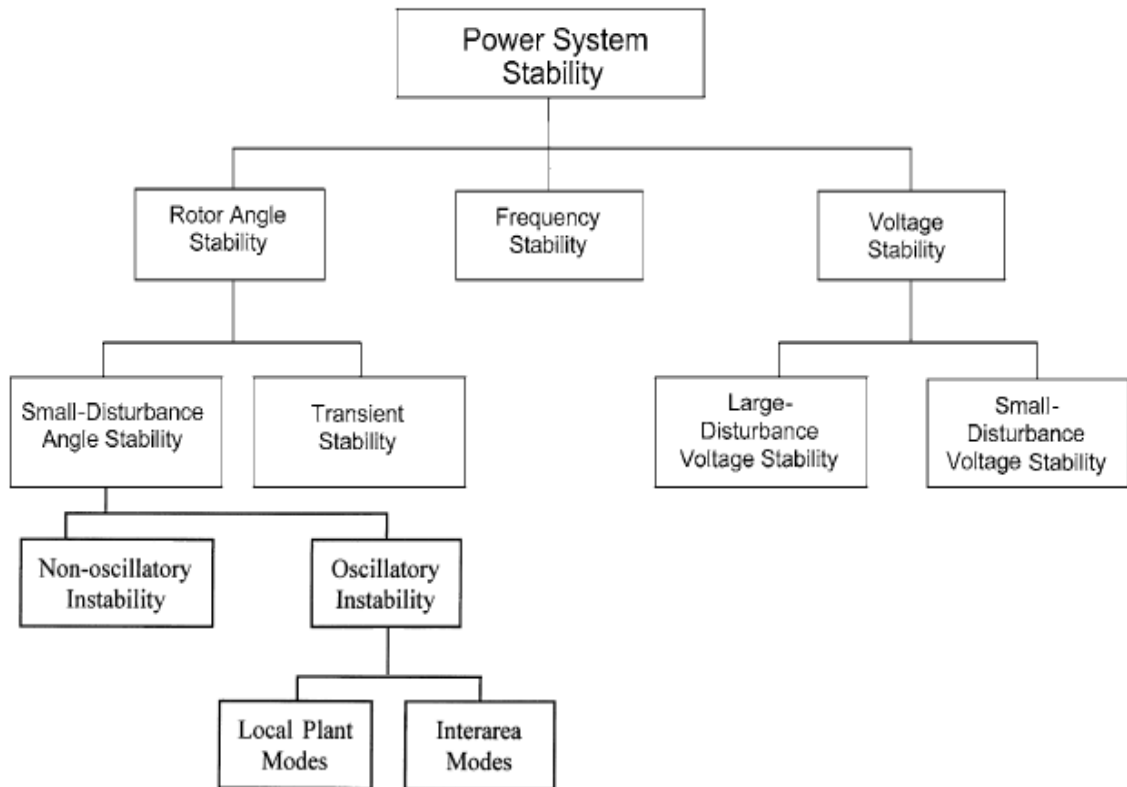


Abbildung 1: Stabilität von Energiesystemen [1][2]

Als Beispiel für eine Inter-Area-Oszillation im europäischen Netz kann ein Fall, der am 19. Februar 2011 aufgetreten ist, herangezogen werden. Um ca. 8:00 in der Früh kam es dabei zu Oszillationen mit geringer Dämpfung zwischen Italien und dem Rest von Europa. Die größten Auswirkungen der Schwingung, welche eine Frequenz von 0.25 Hz aufwies, zeigten sich dabei in Süd-Italien, wo eine Amplitude von +/-100 mHz beobachtet wurde. Zwischen dem nördlichen und südlichen Netz breiteten sich mehrere Pfade mit Leistungsschwankungen von bis zu +/-150 MW aus. Daraus resultierten Spannungsschwankungen im 400 kV Netz von ungefähr +/-5 kV. Die Gesamtdauer der Oszillation betrug um die 15 Minuten. Als Startereignis konnten weder irgendwelche Störungen noch Ausfälle an Leitungen, Kraftwerken oder Lasten festgestellt werden. Der Grund für das Auftreten der Oszillation war die zu diesem Zeitpunkt durchgeführte Leistungsanpassung der Kraftwerke (Redispatch). Es sollte eine große Einspeisung an

Solarenergie in Süditalien ausgeglichen werden. Zusätzlich war die Last im System zu diesem Zeitpunkt sehr gering und speziell das Fehlen von industrieller Last hatte einen großen Einfluss auf eine sehr geringe Dämpfung der Schwingung. Die Oszillation wurde in diesem Fall rechtzeitig durch Messeinrichtungen erkannt und konnte somit durch die Operatoren des Systems durch neuerliche Leistungsanpassung der Kraftwerke kontrolliert werden. Wären die Schwingungen nicht erkannt worden, hätte dies in weiterer Folge zur Auftrennung des europäischen Netzes führen können. Die gleichen Ereignisse traten ein paar Tage später am 24. Februar noch einmal auf dieselbe Weise auf. [3][4]

Dies zeigt wie wichtig es ist Inter-Area-Oszillationen im Vorhinein zu untersuchen, um später größere Ausfälle vermeiden zu können. Für eine solche Untersuchung kann ein nicht lineares Differenzialgleichungssystem höherer Ordnung verwendet werden. Bei kleinen Störungen ist es zulässig eine Linearisierung dieses Gleichungssystem vorzunehmen, wodurch der Lösungsaufwand stark verringert wird. Für die Lösung kann dabei eine sogenannte Modalanalyse (Eigenwertanalyse) angewendet werden. Grundlage dabei ist die Bewegungs- bzw. Schwingungsgleichung des Systems. Daraus wird eine sogenannte Systemmatrix gebildet, über welche sich die Eigenwerte des Systems ermitteln lassen. In diesen stecken die notwendigen Informationen über die Eigenschwingungen des Systems, womit das Systemverhalten bestimmt werden kann.

2.2 Europäisches Verbundnetz

Als europäisches Verbundnetz wird das europaweit bestehende Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz mit einer Spannungsebene von 220 kV bis 400 kV verstanden. Es dient zum Austausch elektrischer Energie zwischen den einzelnen europäischen Ländern. Koordiniert wird das Netz durch den Verbund europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), welcher einen Zusammenschluss einzelner europäischer Übertragungsnetzbetreiber darstellt. Das gesamte europäische Verbundnetz teilt sich in mehrere Verbundnetze auf, wie z.B. dem skandinavischen Verbundnetz, dem britischen Verbundnetz oder dem zentraleuropäischen Verbundnetz (Abbildung 2). Allesamt sind miteinander über HGÜ-Kupplungen oder HGÜ-Leitungen verbunden und stehen deshalb asynchron zueinander. [5]

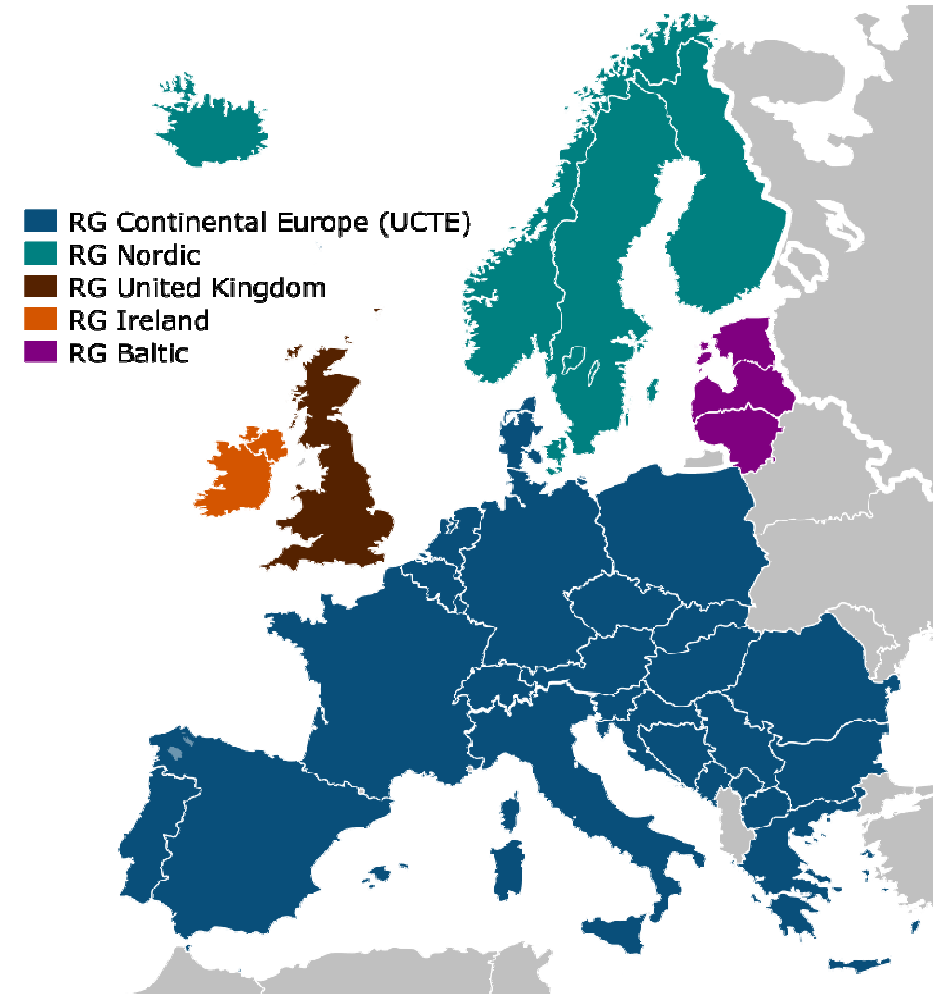


Abbildung 2: Europäisches Verbundnetz [5]

In dieser Arbeit wird einzig und allein das zentraleuropäische Verbundnetz (Continental Europe) betrachtet. Gewöhnlich versteht man auch unter dem europäischen Verbundnetz ausschließlich das zentraleuropäische Verbundnetz (ehemals UCTE).

Für die Untersuchungen im Laufe dieser Arbeit wird ein Datensatz der ENTSO-E verwendet. Enthalten sind dabei Daten von Generatoren, Knotenpunkten, Übertragungsleitungen, Transformatoren und Lasten des gesamten europäischen Verbundnetzes. Der Datensatz entstand während des von der ENTSO-E ausgearbeiteten „Ten-Year Network Development Plan“ und wird zur Verfügung gestellt, um Analysen des europäischen Netzes zu ermöglichen. Beachtet werden muss bei diesem Datensatz, dass keine Nennleistungen der Generatoren, sondern die eingespeisten Leistungen eines durchschnittlichen Betriebspunktes angegeben sind.[6]

2.3 Bisherige Forschungsarbeiten

Um einen Einblick in bisher erforschte Arbeiten zu dem Thema Inter-Area-Oszillationen im europäischen Verbundnetz zu bekommen, wurden zwei Forschungsarbeiten ausgewählt. Die erste stellt eine Publikation von „CIGRE“ aus dem Jahr 2000 dar [7]. Die zweite ist eine Arbeit im Rahmen des Projektes „Real Smart“ mit dem Thema „Bestimmen und Visualisieren von Stabilitätsparametern“, welche mithilfe der Technischen Universität Graz von Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner im Jahre 2014 ausgearbeitet wurde [8]. Beide Arbeiten beruhen auf sogenannten Weitbereichsüberwachungssystemen (Wide Area Monitoring System, WAMS). Dabei werden mithilfe von großräumig im Netz verteilten Phasor Measurement Units (PMUs) Netzparameter bei Störungen aufgezeichnet, um daraus das Netzverhalten zu bestimmen.

Im folgenden Abschnitt erfolgt eine kurze Betrachtung der Ergebnisse beider Arbeiten. Dafür sind zwei bestimmte Schwingungsmoden ausgewählt worden. Diese werden durch die in den jeweiligen Arbeiten ermittelten graphischen Darstellungen veranschaulicht. Beachtet werden muss, dass bei der Arbeit von „CIGRE“ das Netz der Türkei noch nicht mit dem europäischen Netz verbunden war. Bei den Ergebnissen des Projektes „Real Smart“ hingegen, ist das türkische Netz in das europäische Verbundnetz mit einbezogen. Trotzdem kann gesagt werden, dass das grundsätzliche Verhalten der Schwingungen bei beiden Arbeiten übereinstimmt.

Der erste Mode stellt eine Schwingung zwischen Ost- und Westeuropa dar. Dabei schwingen die Generatoren von Spanien und Portugal gegen den östlichen Teil Europas. Um dies zu zeigen sind in Abbildung 3 die Ergebnisse von „CIGRE“ zu sehen und in Abbildung 4 die Ergebnisse des Projektes „Real Smart“.

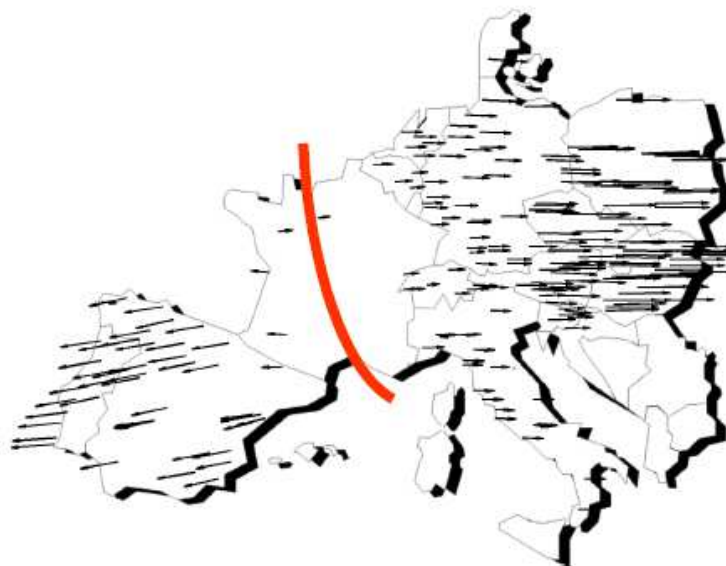


Abbildung 3: CIGRE, Ost-West-Mode, $f=0.2$ Hz [7], ohne Türkei

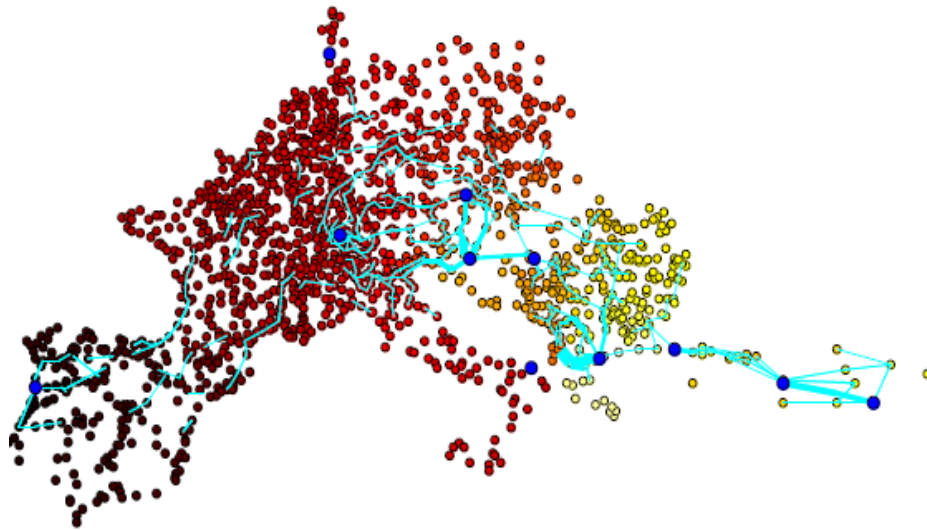


Abbildung 4: Real Smart, Ost-West-Mode, $f=0.13$ Hz [8], nach Anschluss der Türkei an das ENTSO-E-Netz

In beiden Darstellungen ist die Teilung Europas in einen östlichen und einen westlichen Teil zu erkennen. Bei der Forschung im Rahmen des Real Smart Projektes wurde zusätzlich der dominante Oszillationspfad ermittelt und dargestellt. Ein kleiner Unterschied ist bei der Frequenz der Schwingung festzustellen. Hier stehen 0.2 Hz (CIGRE) einem Wert von 0.13 Hz (Real Smart) gegenüber. Dies kann einerseits damit erklärt werden, dass bei der Arbeit im Rahmen des Projektes „Real Smart“, im Gegensatz zu Arbeit von „CIGRE“, das Netz der Türkei mit einbezogen wurde. Ein anderer Grund für auftretende Abweichungen beider Arbeiten kann auch die Tatsache sein, dass die Erstellung beider Arbeiten 14 Jahre auseinander liegt und in diesen Jahren das Netz weitgehend ausgebaut wurde, wodurch sich die Erzeugungskapazität bzw. der Verbrauch stark erhöht hat.

Als zweite Schwingungsmode wurde eine Oszillation zwischen Italien und Südeuropa bzw. dem Rest von Europa ausgewählt (Italien-Mode). Wiederum werden die Ergebnisse beider Arbeiten veranschaulicht und verglichen (Abbildung 5 und Abbildung 6).



Abbildung 5: CIGRE, Italien-Mode, $f=0.4$ Hz [7], ohne Türkei

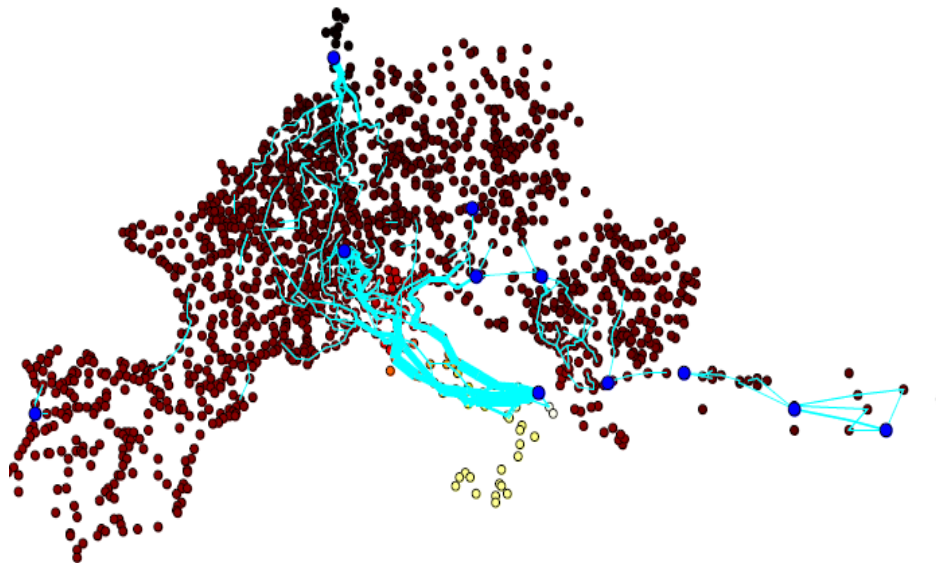


Abbildung 6: Real Smart, Italien-Mode, $f=0.25$ Hz [8], nach Anschluss der Türkei an das ENTSO-E Netz

Es treten bei beiden Arbeiten wieder ähnliche Ergebnisse auf. Ein Unterschied liegt in der Sichtweise des Modes. Bei CIGRE wird der Mode als Schwingung zwischen Nord- und Südeuropa dargestellt. Bei Real Smart wird eher von einer Oszillation zwischen Italien und dem Rest von Europa ausgegangen. Die Frequenzen weichen wie zuvor voneinander ab. Dabei steht ein Wert von 0.4 Hz bei CIGRE einem Wert von 0.25 Hz bei Real Smart gegenüber. Beim Projekt Real Smart ist zusätzlich wieder der dominante Oszillationspfad dargestellt. Dieser zeigt eine starke Belastung der Leitungen von Italien hinauf in den Norden Europas.

3 Methoden

Wie bereits erwähnt, wurde bei den bisher gezeigten Forschungen über das Thema Inter-Area-Oszillationen die Analyse des Netzes mithilfe von WAMS durch PMU-Messungen durchgeführt. Den Nachteil stellt eine begrenzte Beobachtbarkeit des Systems dar. Untersuchungen können nur für den gemessenen Betriebspunkt durchgeführt werden. Um Analysen bei definierten Bedingungen zu ermöglichen, ist eine Computerbasierende Simulation nötig. Aus diesem Grund soll in dieser Arbeit das Systemverhalten des großflächigen Verbundnetzes über ein mathematisches Modell ermittelt werden. Dadurch können Untersuchungen der Schwingungen bei Variation von Netzparametern oder verschiedenen Erzeugungssituationen im Netz erfolgen.

Um eine solche Simulation zu ermöglichen, ist es zunächst notwendig ein Netzmodell zu erstellen, von dem aus die nötigen Berechnungen durchgeführt werden können. Den Grundstein stellt dabei eine sogenannte Systemmatrix dar. Über diese lassen sich durch eine Modalanalyse oder auch Eigenwertanalyse, die Eigenschwingungen des Systems bestimmen. Dieses Analyseverfahren wird im nächsten Kapitel näher erläutert.

3.1 Modalanalyse [2]

Eine Modalanalyse ist ein mathematisches Analyseverfahren zur Ermittlung der Parameter der Eigenschwingungen eines Systems. Der Ausgangspunkt ist dabei die Differenzialgleichung für ein linearisiertes System (3.1).

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (3.1)$$

Der Vektor x repräsentiert die Zustandsvariablen und der Vektor u die Eingangsgrößen des Systems.

Ausgehend von Gleichung (3.1) werden bei der Modalanalyse die Eigenwerte λ der Systemmatrix A berechnet. Daraus lassen sich die Frequenz und die Dämpfung der Eigenschwingungen ermitteln. Die Bestimmung der Eigenwerte erfolgt über das Lösen folgender Gleichung:

$$0 = \det(A - \lambda \cdot I) \quad (3.2)$$

Die Matrix I steht dabei für die Einheitsmatrix.

$$\lambda = \sigma + j\omega_\lambda \quad (3.3)$$

Sind die Eigenwerte λ bestimmt, so besitzen diese eine Form wie sie in Gleichung (3.3) angegeben ist. Dabei kann über den Imaginärteil ω_λ des Eigenwertes die Frequenz der Eigenschwingung bestimmt werden (3.4). Zusätzlich wird über den Realteil σ der Dämpfungskoeffizient ζ berechnet (3.5). Jeder Eigenwert entspricht einem Schwingungsmodus im System.

$$f = \frac{\omega_\lambda}{2\pi} \quad (3.4)$$

$$\zeta = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega_\lambda^2}} \quad (3.5)$$

Betrachtet man die Eigenwerte in Bezug auf die Stabilität des Systems, so ist folgendes zu sagen:

- Ein rein realer Eigenwert entspricht einem nicht schwingenden Mode.
- Ein komplexer Eigenwert tritt in konjugierten Paaren auf und jedes Paar entspricht einem schwingenden Mode.
- Der Realteil des Eigenwertes gibt die Dämpfung des Systems an. Ist dieser negativ so wird der Mode in seiner Amplitude gedämpft. Tritt ein positiver Realteil auf wirkt sich dies in einer steigenden Amplitude aus.

Zu jedem Eigenwert und somit zu jeder Zustandsvariable existiert ein rechter Eigenvektor v und ein linker Eigenvektor w . Diese beschreiben die sogenannte Modenform (Mode-Shape). Jeder Eigenvektor besitzt eine Amplitude und eine Phasenlage. Die Amplitude gibt eine bestimmte Eigenschaft der Zustandsvariablen des jeweiligen Modus an. Aus der Phasenlage kann festgestellt werden, wie die Zustandsvariablen während der Schwingung zueinander stehen. In anderen Worten ist es dadurch möglich die Synchronität der einzelnen Elemente zu bestimmen.

Die rechten Eigenvektoren geben die Anteile der einzelnen Zustandsvariablen in Bezug auf den jeweiligen Mode an. Dadurch lässt sich das Verhalten der Schwingungen ermitteln. Geht man von einem elektrischen Netz mit Generatoren aus, so kann daraus geschlossen werden, welche Generatoren synchron miteinander schwingen und wie stark der Anteil jedes einzelnen Generators an der Schwingung ist.

Die linken Eigenvektoren bilden sich aus der Inversen der rechten Eigenvektoren. Diese geben an wie stark der Einfluss der Zustandsvariablen auf einen Schwingungsmodus ist. Dadurch kann bestimmt werden, welcher Generator den größten Einfluss auf eine bestimmte Schwingung besitzt.

Durch die einzelnen rechten bzw. linken Eigenvektoren können zwei Matrizen gebildet werden, in der die Eigenvektoren und somit die Eigenschaften jeder Zustandsvariablen zu jedem einzelnen Mode angegeben werden ((3.6), (3.7))

$$V = \begin{bmatrix} V_{11} & \cdots & V_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ V_{k1} & \cdots & V_{km} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$W = \begin{bmatrix} W_{11} & \cdots & W_{1k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W_{m1} & \cdots & W_{mk} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Hierbei steht der Index k für die betrachtende Zustandsvariable und der Index m für den jeweiligen Mode.

Zusätzlich lässt sich über beide Eigenvektoren mit Gleichung (3.8) der sogenannte Partizipationsfaktor p ermitteln. Dieser ist eine Kombination aus Anteil und Einfluss der Zustandsvariablen und gibt dabei an wie stark diese im System involviert sind.

$$p_{km} = v_{km} \cdot w_{mk} \quad (3.8)$$

Über die Partizipationsfaktoren aller Zustandsvariablen sowie Moden kann über (3.9) die Partizipationsmatrix Pa gebildet werden.

$$P_a = \begin{bmatrix} p_{11} & \cdots & p_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{k1} & \cdots & p_{km} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Aus den rechten Eigenvektoren ist es zusätzlich möglich über (3.10) das zeitliche Verhalten der Zustandsvariablen zu bestimmen.

$$x(t) = \sum_{j=1}^m v_j \cdot e^{\lambda_j t} \quad (3.10)$$

3.2 Charakteristik des Systems

In dieser Arbeit werden als schwingungsfähige Elemente ausschließlich Generatoren herangezogen. Die Lasten werden bei der Charakterisierung des Systems vernachlässigt. Dadurch bildet sich das zu betrachtende System aus den Generatoren und dem Übertragungsnetz, welches sich wiederum aus den Leitungen sowie den Transformatoren zusammensetzt. Zusätzlich werden zur Vereinfachung des mathematischen Modells alle Werte als Per-Unit Werte dargestellt.

3.2.1 Systemmatrix [2][8]

Um das Schwingungsverhalten eines Generators analysieren zu können, ist zunächst die linearisierte Bewegungsdifferentialgleichung von Nöten. Diese ist durch folgende Gleichung gegeben:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (\Delta T_m - \Delta T_e - D_G \cdot \Delta\omega) \quad (3.11)$$

$$\frac{d\Delta\vartheta}{dt} = \omega_0 \cdot \Delta\omega$$

Als H wird dabei die Trägheitskonstante des Generators bezeichnet. T_m steht für das mechanische Drehmoment sowie T_e für das elektrische Drehmoment. Der Term $D_G \cdot \Delta\omega$ gibt das Dämpfungsmoment des Generators an, wobei D_G für die Dämpfungskonstante der Maschine steht. Durch Verwendung von Per-Unit Werten und unter der Annahme, dass die aktuelle Nennfrequenz nur geringfügig von der Nennfrequenz abweicht, kann das elektrische Drehmoment durch die elektrische Leistung des Generators ersetzt werden (3.12).

$$T_e = P_e = \frac{E' \cdot U_N}{X_G} \cdot \sin\vartheta_0 \quad (3.12)$$

Die Reaktanz X_G wird als Summe der transienten Generatorreaktanz X_d' sowie der Reaktanz X_{tr} des Blocktransformators angegeben.

$$X_G = X_d' + X_{tr} \quad (3.13)$$

Wird Gleichung (3.12) in einem Arbeitspunkt linearisiert, so ergibt sich für ΔT_e folgender Ausdruck:

$$\Delta T_e = \frac{dT_e}{d\vartheta} \cdot \Delta\vartheta = \frac{E' \cdot U_N}{X_G} \cdot \cos\vartheta_0 \cdot (\Delta\vartheta) \quad (3.14)$$

$$K_S = \frac{E' \cdot U_N}{X_G} \cdot \cos\vartheta_0 \quad (3.15)$$

Der Term K_S aus Gleichung (3.15) steht für das synchronisierende Moment.

Aus diesen Überlegungen lässt sich die Bewegungsgleichung (3.11) in Matrizenform anschreiben.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\vartheta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{D_G}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\vartheta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta T_m \quad (3.16)$$

Bei näherer Betrachtung ist zu erkennen, dass diese der Form aus Gleichung (3.1) entspricht. Zur Analyse der Schwingungen wird dabei nur die Systemmatrix A benötigt. Diese lässt sich durch Gleichung (3.16) folgendermaßen ausdrücken:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{D_G}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Aus der ermittelten Systemmatrix lassen sich in weiterer Folge, durch eine Modalanalyse, die Parameter sowie das Verhalten der Eigenschwingungen eines Generators bestimmen. Zusätzlich ist es möglich die Frequenz der Schwingungen über die Generatorparameter mithilfe des synchronisierenden Momentes zu bestimmen (3.18).

$$f = \sqrt{\frac{\omega_0}{2H} \cdot K_S} = \sqrt{\frac{\omega_0}{2H} \cdot \frac{E' \cdot U_N}{X_G} \cdot \cos\vartheta_0} \quad (3.18)$$

Aufgrund der Tatsache, dass nicht ein einziger Generator, sondern das gesamte europäische Verbundnetz mit einer Vielzahl an Generatoren betrachtet werden soll, muss die Systemmatrix darauf abgestimmt bzw. erweitert werden. Die Grundlage dafür bildet die sogenannte DC-Lastflussgleichung, welche zur Berechnung von Lastflüssen angewendet wird. Diese kann bei kleinen Veränderungen im System, wie in Formel (3.19) zu sehen, sehr vereinfacht dargestellt werden [9].

$$P = Y \cdot \vartheta \quad (3.19)$$

Mithilfe dieser Gleichung ist es möglich, über die gegebenen eingespeisten Leistungen sowie der bekannten Admittanzmatrix Y des Netzwerkes, eine Verknüpfung aller Generatoren herzustellen. Hierfür wird zunächst neben den Verbindungsknoten im Netzwerk sowie den Anschlussknoten der Generatoren, bei jedem Generator ein zusätzlicher Knoten hinter der transienten Reaktanz hinzugefügt (Abbildung 7).

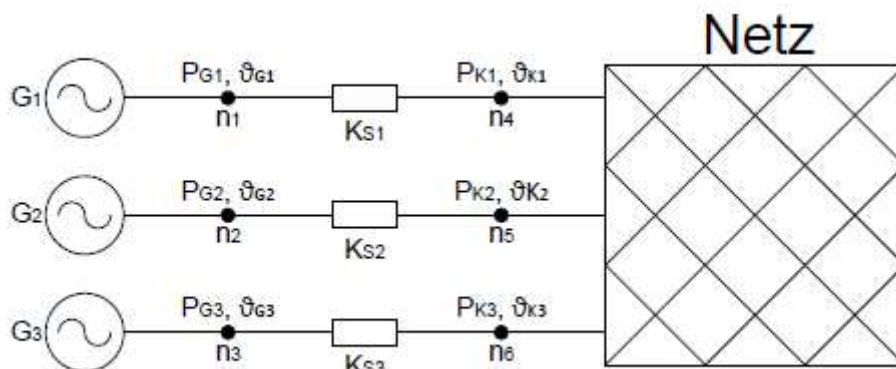


Abbildung 7: Netzmodell mit 3 Generatoren

In Abbildung 7 sind die Knoten n1 bis n3 die hinzugefügten Knoten hinter der transienten Reaktanz des Generators. Die Knoten n4 bis n6 stehen für die Anschlussknoten der Generatoren zum restlichen Netzwerk. Die Bezeichnungen K_{S1} bis K_{S3} stehen für die Admittanzen zwischen den hinzugefügten Knoten und den Anschlussknoten. Diese werden über das synchronisierende Moment K_S (3.15) bestimmt. Aus diesen Überlegungen kann mit Gleichung (3.19) folgendes Gleichungssystem aufgestellt werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_K \\ \Delta P_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11} & \tilde{Y}_{12} \\ \tilde{Y}_{21} & \tilde{Y}_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_K \\ \Delta \theta_G \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Die erste Zeile in Gleichung (3.20) steht für die Netz- sowie die Anschlussknoten der Generatoren. Die zweite Zeile für die neu hinzugefügten Knoten am Generator. Die Bezeichnung P_G steht dabei für die eingespeisten Leistungen der Generatoren in die neuen Knoten und P_K für die eingespeisten Leistungen in die restlichen Netzknoten. Da in den Netz- und Anschlussknoten keine Leistung eingespeist wird, kann ΔP_K gleich Null gesetzt werden. Die Matrix \tilde{Y} gibt eine modifizierte Admittanzmatrix des neu konzipierten Netzwerkes an. Die darin befindlichen vier Komponenten \tilde{Y}_{11} , \tilde{Y}_{12} , \tilde{Y}_{21} und \tilde{Y}_{22} werden durch folgende Gleichungen ermittelt:

$$\tilde{Y}_{11} = Y + G \cdot K_S \cdot G^T \quad (3.21)$$

$$\tilde{Y}_{12} = -G \cdot K_S \quad (3.22)$$

$$\tilde{Y}_{21} = -K_S \cdot G^T \quad (3.23)$$

$$\tilde{Y}_{22} = K_S \quad (3.24)$$

In den vier Gleichungen (3.21), (3.22), (3.23) und (3.24) steht Y für die Admittanzmatrix des Netzwerkes und G für die Inzidenzmatrix zwischen den Netzknoten und den Anschlussknoten der Generatoren. K_S bezeichnet eine Diagonalmatrix mit den synchronisierenden Momenten aller Generatoren als Komponenten.

Aus dem Gleichungssystem (3.20) lassen sich in weiter Folge zwei Gleichungen formen:

$$0 = \tilde{Y}_{11} \cdot \Delta \theta_K + \tilde{Y}_{12} \cdot \Delta \theta_G \quad (3.25)$$

$$\Delta P_G = \tilde{Y}_{21} \cdot \Delta \theta_K + \tilde{Y}_{22} \cdot \Delta \theta_G \quad (3.26)$$

Durch Umformung von Gleichung (3.25) lässt sich der Term $\Delta\vartheta_k$ ermitteln, wodurch sich anschließend über Gleichung (3.26) ΔP_G bestimmen lässt. Aufgrund der Tatsache, dass der Term P_G für die ins Netz eingespeiste Leistung der Generatoren steht, kann dieser in weiterer Hinsicht als neuer Leistungsterm bzw. als neues synchronisierendes Moment angegeben werden. Aus diesen Überlegungen lässt sich somit eine neue Matrix \tilde{K}_S (3.27) bestimmen, welche alle Netzverbindungen und somit alle Einflüsse der Generatoren aufeinander beinhaltet.

$$\tilde{K}_S = -\tilde{Y}_{21} \cdot \tilde{Y}_{11}^{-1} \cdot \tilde{Y}_{12} + \tilde{Y}_{22} \quad (3.27)$$

Für die Dämpfung der Generatoren wird die gleiche Vorgehensweise angewendet. Dabei wird in den Formeln (3.21), (3.22), (3.23) und (3.24) die Matrix der synchronisierenden Momente, durch die Matrix D_G der Dämpfungskonstanten ersetzt. Die Dämpfungskonstanten stellen jeweils die Dämpferwicklungen der Generatoren dar. Über (3.27) ergibt sich für die Dämpfung eine neue modifizierte Dämpfungsmatrix \tilde{D}_G , welche die Netzverbindungen beinhaltet. Zusätzlich zu den Dämpferwicklungen der Generatoren muss für das System ein Dämpfungswert der Turbinen dazu addiert werden (3.28). Der Grund für die Addition einer Turbinendämpfung D_T wird später im Kapitel 3.2.4 näher erläutert.

$$\tilde{D} = \tilde{D}_G + D_T \quad (3.28)$$

In Formel (3.28) wird mit dem Term D_T eine Diagonalmatrix mit den Dämpfungswerten der einzelnen Turbinen angegeben.

Sind durch die vorangegangenen Berechnungen die modifizierten Matrizen \tilde{K}_S und \tilde{D} bestimmt, kann eine neue Systemmatrix \tilde{A} folgendermaßen angeschrieben werden:

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} -\frac{\tilde{D}}{2H} & -\frac{\tilde{K}_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Aus der neuen Systemmatrix (3.29) lassen sich, über eine Modalanalyse, die Eigenwerte des Systems und in weiterer Folge die Eigenvektoren ermitteln. Daraus können anschließend die Parameter der einzelnen Schwingungsmoden sowie das Verhalten der Schwingungen bestimmt werden.

3.2.3 Dominanter Pfad der Oszillation [10]

Ein wichtiger Bestandteil bei der Analyse der Inter-Area-Oszillationen ist die Bestimmung des dominanten Pfades der Schwingungen. Dabei soll der Pfad bzw. die Leitungen im Netz, auf denen die meiste Energie einer Schwingung übertragen wird, lokalisiert werden. Um die dominanten Pfade zu bestimmen, sind die sogenannten Netzwerksensitivitäten notwendig. Diese geben Auskunft über Änderungen der Netzwerkvariablen bei Änderungen im System. Zur Ermittlung des Pfades wird die Abhängigkeit des Stromes der einzelnen Leitungen zur Winkeländerung der Generatoren benötigt. Diese kann wie folgt angeschrieben werden:

$$\Delta I_l = \left(\frac{dI_l}{d\vartheta_{G1}} \right) \Delta \vartheta_{G1} + \left(\frac{dI_l}{d\vartheta_{G2}} \right) \Delta \vartheta_{G2} + \dots + \left(\frac{dI_l}{d\vartheta_{Gg}} \right) \Delta \vartheta_{Gg} \quad (3.30)$$

Der Term $\left(\frac{dI_l}{d\vartheta_{Gg}} \right)$ in Gleichung (3.30) gibt die Sensitivität des Stromes der Leitung l zur Winkeländerung des Generators g an. Wird dies in Matrixform angeschrieben bekommt man folgendes Gleichungssystem:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_1 \\ \vdots \\ \Delta I_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dI_1}{d\vartheta_{G1}} & \dots & \frac{dI_1}{d\vartheta_{Gg}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{dI_l}{d\vartheta_{G1}} & \dots & \frac{dI_l}{d\vartheta_{Gg}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_{Gg} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Vereinfacht dargestellt ergibt sich daraus Gleichung (3.32) mit der Stromsensitivitätsmatrix C_l .

$$\Delta I = C_l \cdot \Delta \vartheta_G \quad (3.32)$$

Aufgrund der Tatsache, dass die Spannungen im System mit Per-Unit Werten angegeben werden und die Blindlastflüsse vernachlässigt werden, ist es möglich den Stromfluss einer Leitung durch den Leistungsfluss zu ersetzen.

$$|I_l| \approx |P_l| \quad (3.33)$$

Als Ansatz zur Berechnung des Stromflusses bzw. des Leistungsflusses, wird die DC-Lastflussgleichung (3.19) herangezogen. Um den Leistungsfluss einer Leitung P_l zwischen zwei Netzknoten (n_1, n_2) zu bestimmen, muss die Admittanz der Leitung Y_l sowie die Winkel an den Netzknoten dieser Leitung ($\vartheta_{Nn1}, \vartheta_{Nn2}$) bekannt sein.

$$I_1 = P_1 = Y_1 \cdot (\vartheta_{K_{n1}} - \vartheta_{K_{n2}}) \quad (3.34)$$

Die Winkel ϑ_N an den Netzknoten können durch Umformung von Gleichung (3.25) folgendermaßen bestimmt werden:

$$\vartheta_K = -\tilde{Y}_{11}^{-1} \cdot \tilde{Y}_{12} \cdot \vartheta_G = \tilde{Y}_\vartheta \cdot \vartheta_G \quad (3.35)$$

Um die jeweiligen Winkel $\vartheta_{K_{n1}}$ bzw. $\vartheta_{K_{n2}}$ der an der Leitung anliegenden Knoten zu bekommen, wird von der Transformationsmatrix \tilde{Y}_ϑ nur die Zeile $\tilde{Y}_{\vartheta_{n1}}$ bzw. $\tilde{Y}_{\vartheta_{n2}}$ herangezogen.

Werden diese anschließend in Gleichung (3.34) eingesetzt erhält man folgenden Ausdruck:

$$I_1 = Y_1 \cdot (\tilde{Y}_{\vartheta_{n1}} - \tilde{Y}_{\vartheta_{n2}}) \cdot \vartheta_G \quad (3.36)$$

Über (3.36) kann der gesuchte Term der Form $\left(\frac{dI_1}{d\vartheta_{Gg}}\right)$ mittels Gleichung (3.37) ermittelt werden.

$$\frac{dI_1}{d\vartheta_{Gg}} = Y_1 \cdot (\tilde{Y}_{\vartheta_{n1,g}} - \tilde{Y}_{\vartheta_{n2,g}}) \quad (3.37)$$

Aus den einzelnen Termen von (3.37) lässt sich in weiter Folge die Stromsensitivitätsmatrix C_I bestimmen. Um den dominanten Pfad der Schwingung festzustellen, ist es nötig die ermittelte Stromsensitivitätsmatrix mit den ermittelten Eigenwerten des Systems zu multiplizieren.

$$S_I = C_I \cdot V \quad (3.38)$$

In Gleichung (3.38) steht V für die Matrix der rechten Eigenvektoren des Systems. Der Ausdruck S_I stellt dabei eine Matrix dar, welche die Projektion der Netzwerksensitivitäten auf die jeweiligen Schwingungsmoden zeigt. Sie beinhaltet wie groß der Anteil der Schwingungsenergie jedes Modes in den einzelnen Leitungen ist. Somit kann festgestellt werden, über welche Leitungen die meiste Energie transportiert wird, wodurch der dominante Pfad der Oszillationen bestimmt ist.

3.2.4 Generatormodell

Aufgrund einer großen Menge an zu verarbeitenden Daten wird darauf geachtet das Generatormodell einfach zu gestalten. Da keine genaue Kenntnis der einzelnen Generator- bzw. Kraftwerksarten vorhanden ist, kann keine Unterscheidung der einzelnen Eigenschaften vorgenommen werden. Deshalb wird für alle Generatoren ein gemeinsames Grundmodell herangezogen (Abbildung 8).

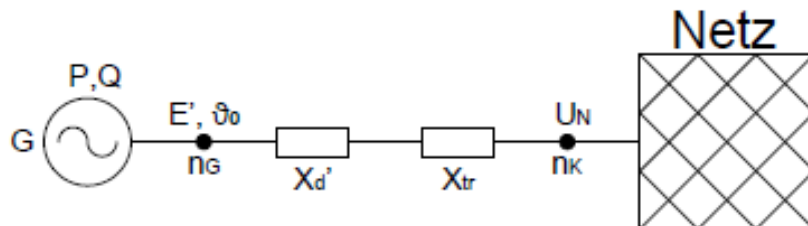


Abbildung 8: Generatormodell

Zum Anschluss des Generators an das Netz werden zwei Reaktanzen verwendet. Zum einen die transiente Generatorreaktanz $X_{d'}$ und zum anderen die Blocktransformatorreaktanz X_{tr} . Zusätzlich zu den Reaktanzen ist es notwendig, für jeden Generator eine Trägheitskonstante sowie eine Dämpfungskonstante zu definieren. Die Dämpfungskonstante stellt, wie schon erwähnt, die Dämpferwicklungen der Generatoren dar. Zusätzlich wird die Spannung U_N am Netzanschlussknoten angegeben. Die Bestimmung der Generatordaten erfolgt auf Basis standartmäßiger Werte von üblich eingesetzten Generatoren. Diese werden mithilfe der einzelnen Nennleistungen auf die jeweiligen Generatoren umgerechnet.

Zu erwähnen ist, dass nach den ersten Simulationen aufgrund sehr langer Rechenzeit beschlossen wurde, jene Generatoren, die eine Leistung kleiner 75 MW aufweisen, im System nicht mehr zu berücksichtigen. Zusätzlich konnte nach erstmaliger Simulation erkannt werden, dass für die Dämpfung des Systems die Dämpferwicklungen alleine nicht ausreichend sind. Deshalb wurde das System um einen weiteren Dämpfungswert ergänzt, die sogenannten Turbinendämpfung. Für dessen Ermittlung wird die Tatsache genutzt, dass das größte Moment, welches auf eine Turbine wirkt, bei Stillstand auftritt und das Moment verschwindet, wenn die Turbinenschaufel und das antreibende Medium gleiche Geschwindigkeit aufweisen. Im Fall der Peltonturbine wird die maximale Leistung bei Nenndrehzahl (Turbinenschaufel ist halb so schnell wie das Wasser) erreicht, bei doppelter Nenndrehzahl verschwinden das antreibende Moment und die umgesetzte Leistung. Die daraus entstehende Kennlinie ist in Abbildung 9 zu sehen.

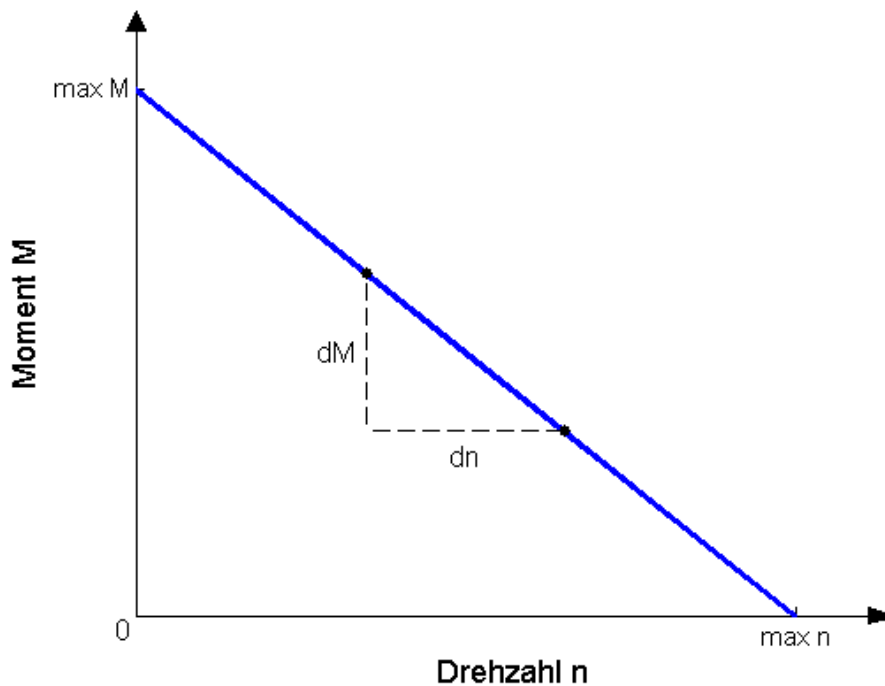


Abbildung 9: Drehmoment-Drehzahl Kennlinie Peltonturbine

Die Dämpfung kann angeschrieben werden als Quotient der Änderung des Momentes zur Änderung der Drehzahl (3.39). Dies entspricht genau der Steigung der Drehmoment-Drehzahl Kennlinie der Peltonturbine (Abbildung 9). Werden die Werte der Turbinendämpfung einer Peltonturbine in Per-Unit angegeben, so ergibt sich bei einem Generator mit einer Nennleistung von 1 pu ein Dämpfungswert von ziemlich genau 1 pu. Dieser Wert wird auch als Näherung für alle anderen Turbinentypen verwendet. Zu beachten ist, dass die Turbinendämpfung abhängig vom Arbeitspunkt des Generators ist.

$$\text{Dämpfung} = \frac{\text{Momentenänderung}}{\text{Drehzahländerung}} = \frac{dM}{dn} \quad (3.39)$$

Die Basisdaten für das Generatormodell lauten wie folgt:

- transiente Generatorreaktanz: $X_d' = 0.3 \text{ pu}$
- Blocktransformatorreaktanz: $X_{tr} = 0.15 \text{ pu}$
- Trägheitskonstante: $H = 2 \text{ MWs/MVA}$
- Dämpfungskonstante des Generators: $D_G = 25 \text{ pu}$
- Turbinendämpfung: $D_T = 1 \text{ pu}$
- Netzspannung $U_N = 1 \text{ pu } 0^\circ$

Wie bereits erwähnt werden zur Vereinfachung der Berechnungen alle Größen im System in Per-Unit Werten angegeben. Als Bezugsgröße dient dafür die Bezugsleistung S_B mit einem Wert von 100 MVA. Aus den angegebenen Basisdaten werden mithilfe der Formeln (3.40), (3.41), (3.42) und (3.43) die Werte für jeden einzelnen Generator mit der jeweiligen Nennleistung S_{Ng} sowie der Bezugsleistung umgerechnet. Bei der Turbinendämpfung wird anstatt der Nennleistung die eingespeiste Leistung S_{Gg} des jeweiligen Generators verwendet, da diese Abhängig vom Arbeitspunkt ist.

$$X_{d'g} = X_d' \cdot \frac{S_B}{S_{Ng}} \quad (3.40)$$

$$X_{trg} = X_{tr} \cdot \frac{S_B}{S_{Ng}} \quad (3.41)$$

$$H_g = H \cdot \frac{S_{Ng}}{S_B} \quad (3.42)$$

$$D_{Gg} = D_G \cdot \frac{S_{Ng}}{S_B} \quad (3.43)$$

$$D_{Tg} = D_T \cdot \frac{S_{Gg}}{S_B} \quad (3.44)$$

Auch die Berechnung der inneren Generatorspannung E' sowie des Polradwinkels ϑ_0 erfolgt für jeden Generator einzeln. Dabei wird ausgehend von der am Netzanschlussknoten vorgegebenen Spannung ($U_N = 1 \text{ pu } 0^\circ$), durch die jeweiligen eingespeisten Leistungen sowie den Anschlussreaktanzen, über die Gleichungen (3.45) und (3.46) zurückgerechnet.

$$i_g = \frac{S_{Gg}}{U_N} = \frac{P_{Gg} + jQ_{Gg}}{U_N} \quad (3.45)$$

$$E' \cdot e^{j\vartheta_0} = U_N + i_g \cdot j(X_d + X_{tr}) \quad (3.46)$$

Die eingespeisten Leistungen werden aus dem Datensatz der ENTSO-E [6] entnommen. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Datensatz keine Nennleistungen der Generatoren, sondern die eingespeisten Leistungen eines durchschnittlichen Betriebspunktes angegeben sind. Um die Werte für die Nennleistungen näherungsweise abzuschätzen, werden die Werte der eingespeisten Generatorleistungen mit einem Faktor von 1.5 multipliziert (3.47).

$$P_{Ng} = P_{Gg} \cdot 1.5 \quad (3.47)$$

4 Ergebnisse

Nach Durchführung aller Simulationen und Analysen werden in diesem Kapitel alle gesammelten Ergebnisse präsentiert. Zunächst erfolgt eine Veranschaulichung der ermittelten Moden. Dafür ist es notwendig, aufgrund einer zu großen Anzahl, die relevantesten Inter-Area-Oszillationen zu ermitteln. Das Verhalten der ausgewählten Moden wird anschließend durch eine graphische Darstellung gezeigt. Zusätzlich werden dazu die dominanten Oszillationspfade in einer Grafik dargestellt. Neben den Inter-Area-Moden erfolgt auch die Vorstellung eines Local-Area-Modes, um den Unterschied noch einmal genauer zu verdeutlichen. Der zweite große Punkt stellt die Veranschaulichung des zeitlichen Verhaltens von verschiedenen Generatoren dar. Weiteres findet eine Sensitivitätsanalyse der Schwingungsparameter Dämpfung und Frequenz statt. Dabei erfolgt eine Untersuchung der Parameter bestimmter Moden bei Variation verschiedener Generatorparameter. Ebenfalls werden die Moden bei verschiedenen Erzeugungsszenarien genauer beobachtet. Es wird darauf geachtet wie sich die Parameter und das Verhalten der Moden bei ausgewählten Szenarien verändern.

4.1 Veranschaulichung der Moden

Dieses Kapitel wird in drei Bereiche unterteilt. Zunächst erfolgt die Auswahl der relevantesten Moden. Darauffolgend werden die ausgewählten Inter-Area-Moden graphisch veranschaulicht. Zusätzlich wird ein Local-Area-Mode vorgestellt.

4.1.1 Auswahl relevanter Moden

Aufgrund der Tatsache, dass die Anzahl an ermittelten Schwingungen zu groß ist, wird zur Veranschaulichung eine Auswahl der relevantesten Moden durchgeführt. Um eine Auswahl zu treffen, werden die Rechten-Eigenvektoren und die Partizipationsfaktoren der einzelnen Moden herangezogen. Diese geben den Anteil eines Generators sowie dessen Aktivität an der jeweiligen Mode an. Um die Relevantesten zu ermitteln, wird zunächst von jedem Mode eine Kurve erstellt bei der die Werte der Eigenvektoren bzw. der Partizipationsfaktoren aller Generatoren nach der Größe ihres Wertes sortiert aufgetragen werden. Das Auswahlkriterium stellt dabei die aufgespannte Fläche dieser Kurve dar. In Abbildung 10 wird zur Veranschaulichung die Kurve der sortierten Partizipationsfaktoren eines Modes dargestellt. Je nach Größe der aufgespannten Fläche (Grüne Fläche) erfolgt die Auswahl der Moden.

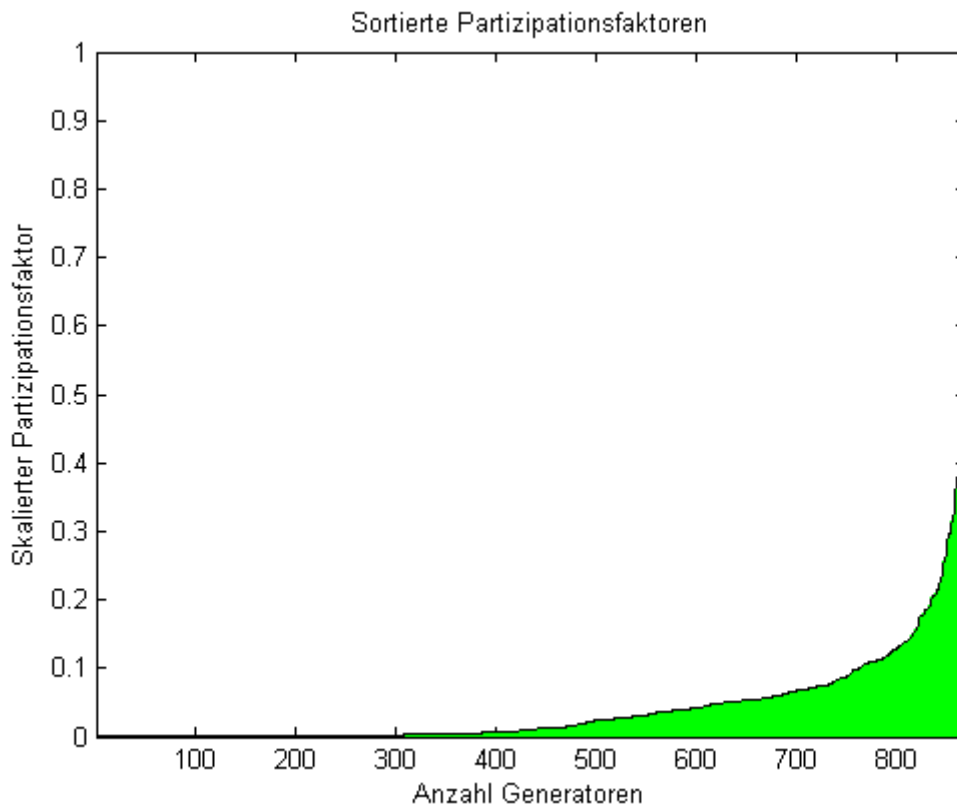


Abbildung 10: Sortierte Partizipationsfaktoren von Mode 1

Als weiteres Auswahlkriterium werden, neben den berechneten Flächen von Rechten-Eigenvektoren sowie Partizipationsfaktoren, die in Punkt 2.3 vorgestellten Forschungsarbeiten herangezogen. Dabei dienen die in diesen Arbeiten ermittelten Moden als zusätzliches Kriterium. Über alle drei Faktoren erfolgte eine Auswahl von sieben Moden. Diese sind in Tabelle 1 mit ihren Parametern zu sehen.

Tabelle 1: Parameter der relevanten Moden

Mode-Nummer	Mode-Name	Eigenwerte λ	Frequenz f	Dämpfung ζ
			[Hz]	[%]
1	Ost-West-Mode	$-0.090 \pm 1.73i$	0.28	5.2
2	Nordost-Südost-Mode	$-0.102 \pm 3.22i$	0.51	3.2
3	Italien-Mode	$-0.109 \pm 3.54i$	0.56	3.1
4	FRA-GER-Mode	$-0.120 \pm 4.42i$	0.70	2.7
5	Mixed-Mode	$-0.165 \pm 6.20i$	0.99	2.7
6	Spanien-Mode	$-0.215 \pm 7.49i$	1.19	2.9
7	Mitteleuropa-Mode	$-0.260 \pm 8.17i$	1.30	3.2
8	Local-Area-Mode	$-0.093 \pm 2.42i$	0.39	3.8

Aus der Tabelle können sowohl die Eigenwerte, als auch die daraus resultierenden Frequenzen und Dämpfungswerte der Moden abgelesen werden. Ebenfalls wurde jeder Mode mit einem speziellen Namen versehen, welcher das Schwingungsverhalten wiedergeben soll. Zusätzlich zu den sieben ausgewählten Inter-Area-Moden sind in Tabelle 1 auch die Parameter eines ausgewählten Local-Area-Moden eingetragen.

Für einen Vergleich der Eigenwerte zwischen den ausgewählten Moden und den restlich auftretenden Moden werden in Abbildung 11 alle ermittelten Werte graphisch dargestellt. Auf der Y-Achse ist der Imaginärteil ω_λ und auf der X-Achse der Realteil σ der Eigenwerte aufgetragen.

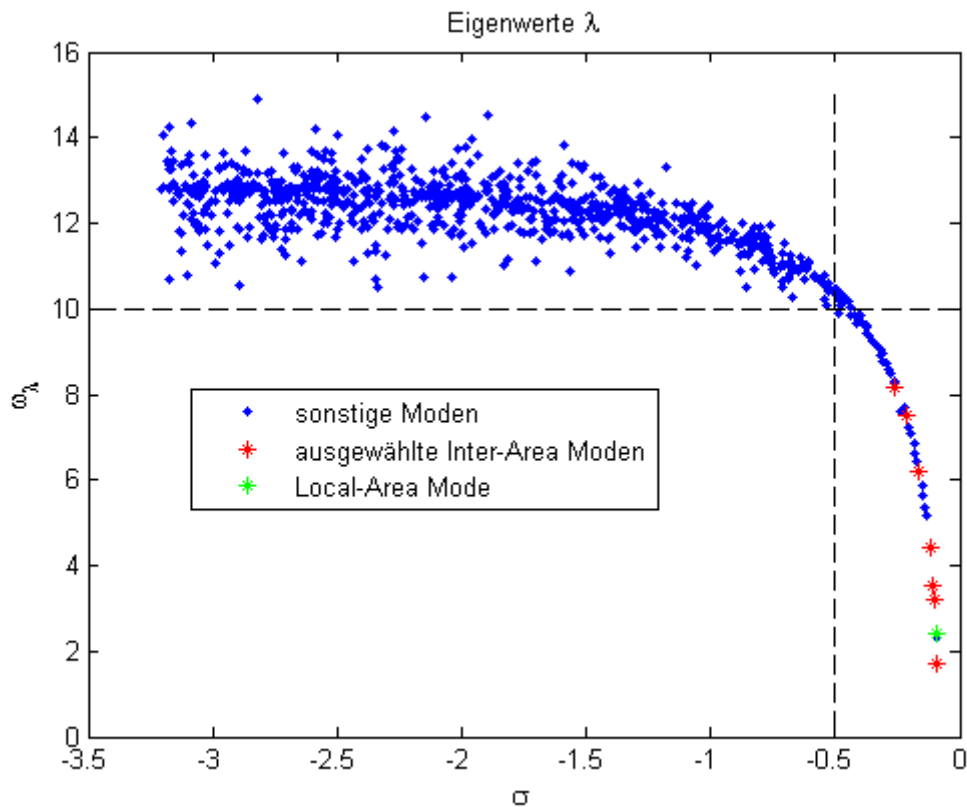


Abbildung 11: Eigenwerte λ aller Moden

Werden die Eigenwerte aller Moden verglichen, so ist zu erkennen, dass der Großteil der Schwingungen in einem Bereich $\omega_\lambda > 10$ sowie $\sigma < -0.5$ zu finden ist. Die ausgewählten Moden aus Tabelle 1 befinden sich in einem Bereich von $\omega_\lambda < 10$ sowie $\sigma > -0.5$. Dieser Anhaltspunkt bei einem Wert von $\omega_\lambda = 10$ entspricht genau einer Frequenz von 1.59 Hz.

4.1.2 Inter-Area-Moden

Im folgenden Abschnitt erfolgt die Veranschaulichung der ausgewählten Moden aus Tabelle 1. Die graphische Darstellung der einzelnen Schwingungen ist ähnlich aufgebaut wie die Ergebnisse der Forschungsarbeiten in Kapitel 2.3. Als Daten dienen dabei die rechten Eigenvektoren jeder Mode, die sogenannten Mode-Shapes. Diese beinhalten jeweils Informationen über den Anteil eines Generators sowie dessen Phasenlage während der Schwingung. Die einzelnen Generatoren werden mithilfe ihrer Koordinaten in einer Europakarte eingezeichnet und je nach Phasenlage der Schwingung farblich gekennzeichnet. Dabei wird zwischen roten und blauen Generatoren unterschieden, wobei beide Generatorgruppen eine Phasenverschiebung von 180° zueinander aufweisen. Zusätzlich werden zu jedem Generator schwarze Pfeile abgebildet, welche die Mode-Shapes darstellen sollen. Dabei gibt die Richtung des Pfeiles die Phasenlage und die Länge des Pfeiles den Anteil des Generators an der Schwingung an. Von jedem Mode werden zwei Darstellungen zu sehen sein. Bei der Ersten wird ausschließlich das Verhalten einer Schwingung mithilfe der Mode-Shapes gezeigt. In der Zweiten ist zusätzlich der dominante Oszillationspfad dargestellt. Dieser wird durch gelbe Linien abgebildet, wobei die Stärke der Linie die Höhe der Belastung der jeweiligen Leitung angibt.

Als erster Mode wird der Ost-West-Mode (Mode 1) vorgestellt. In Abbildung 12 ist hierfür zunächst das Verhalten zu sehen und in Abbildung 13 zusätzlich der dominante Oszillationspfad.

Mode 1 $f = 0.28\text{Hz}$ $\zeta = 5.2\%$

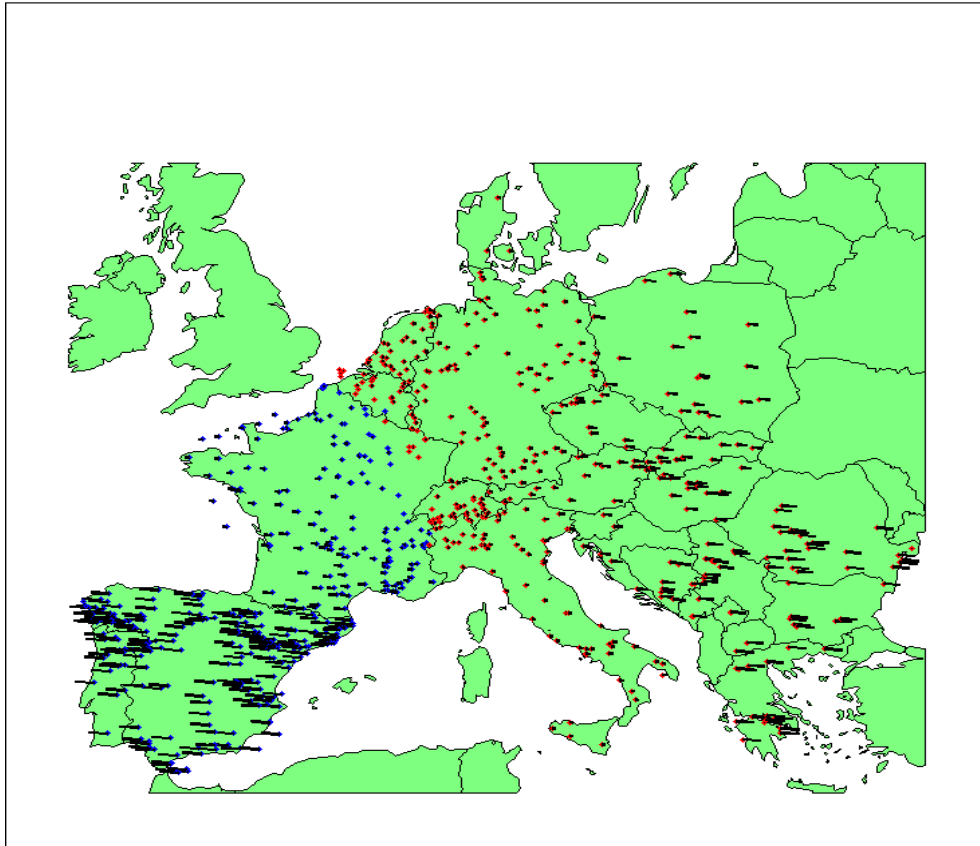


Abbildung 12: Ost-West-Mode (Mode 1)

Beim Ost-West-Mode teilt sich Europa an der Grenze Frankreichs in zwei Teile auf. Dabei schwingt der gesamte östliche Teil Europas gegen Spanien, Portugal und den südwestlichen Teil Frankreichs. Dies ist ein typischer Inter-Area-Mode mit einer Frequenz von 0.28 Hz sowie einer Dämpfung von 5.2 %. Der Ost-West-Mode wurde auch schon bei den Forschungsarbeiten in Kapitel 2.3 veranschaulicht. Bei beiden Ergebnissen ist dasselbe Schwingungsverhalten zu erkennen.

Mode 1 $f = 0.28\text{Hz}$ $\zeta = 5.2\%$

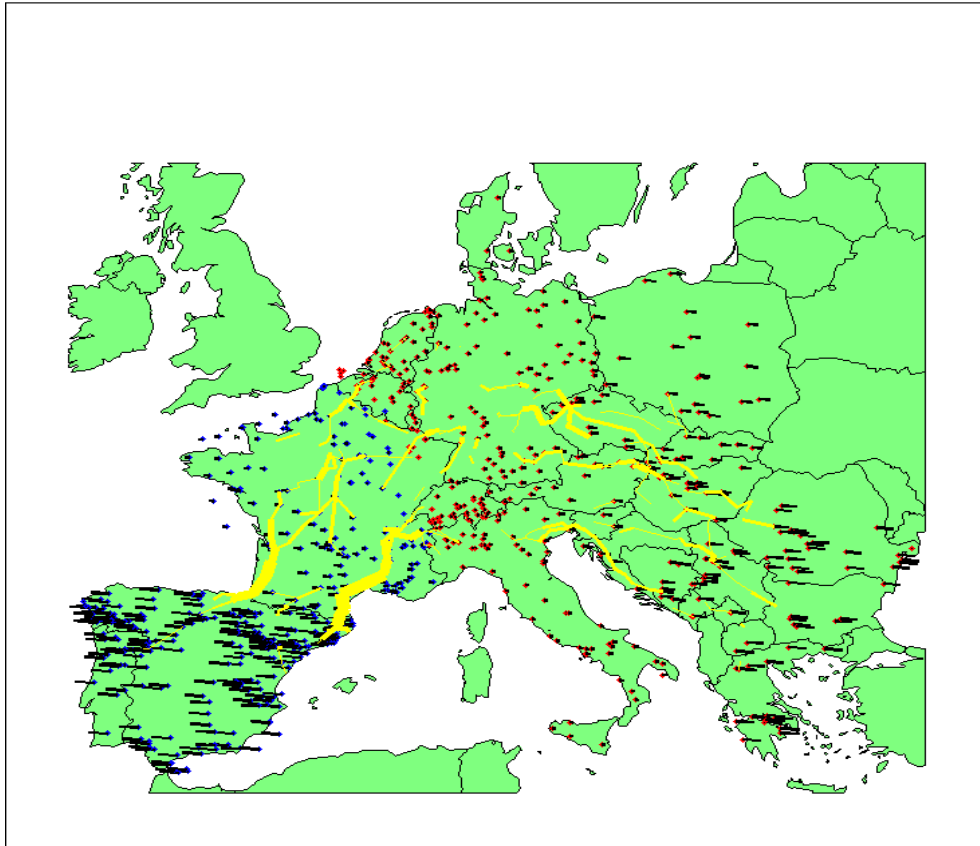


Abbildung 13: Ost-West-Mode (Mode 1), dominanter Oszillationspfad

Bei Beobachtung des dominanten Pfades kann festgestellt werden, dass die größte Belastung auf zwei Leitungen von Spanien über die Grenze nach Frankreich auftritt. Ebenso breitet sich der dominante Pfad vom Osten nach Mitteleuropa aus.

Als nächstes kann der Nordost-Südost-Mode (Mode 2) in Abbildung 14 und Abbildung 15 betrachtet werden.

Mode 2 $f = 0.51\text{Hz}$ $\zeta = 3.2\%$

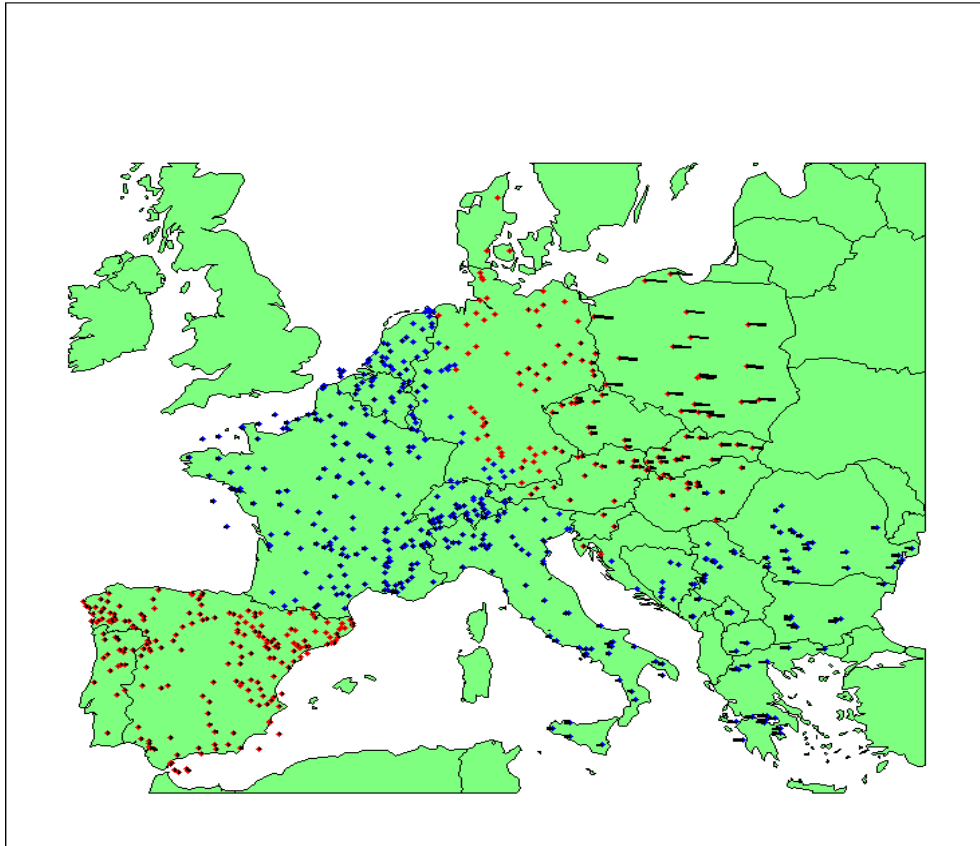


Abbildung 14: Nordost-Südost-Mode (Mode 2)

Bei Mode 2 schwingt der Nordosten Europas, mit hoher Beteiligung von Polen, gegen den Südosten Europas. Synchron mit dem Südosten bewegt sich auch Italien, wobei der Süden Italiens die höchsten Anteile des Landes aufweist. Der Rest von Europa ist aufgrund eines zu geringen Anteils an der Schwingung nicht beteiligt. Es treten eine Frequenz von 0.51 Hz sowie eine Dämpfung von 3.2 % auf.

Mode 2 $f = 0.51\text{Hz}$ $\zeta = 3.2\%$

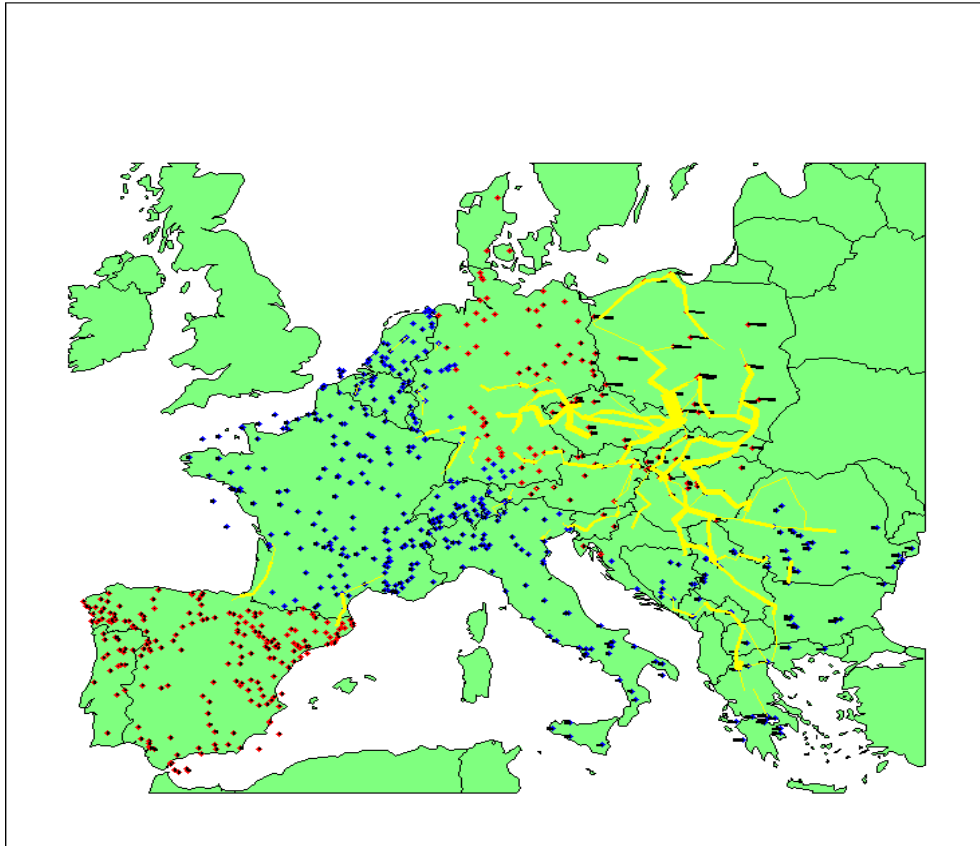


Abbildung 15: Nordost-Südost-Mode (Mode 2), dominanter Oszillationspfad

Der dominante Pfad breitet sich bei Mode 2 von Polen hinunter in den Südosten Europas aus. Ebenso von Tschechien nach Deutschland treten starke Belastungen auf. Obwohl sich auch Süd-Italien an der Schwingung beteiligt, ist hier kein dominanter Pfad zu erkennen. Im Gegensatz dazu zeigen wieder die zwei Leitungen an der Grenze von Spanien und Frankreich größere Belastungen auf, obwohl sich keines der beiden Länder an der Schwingung beteiligt.

In Abbildung 16 und Abbildung 17 wird als drittes der Italien-Mode (Mode 3) veranschaulicht.

Mode 3 $f = 0.56\text{Hz}$ $\zeta = 3.1\%$

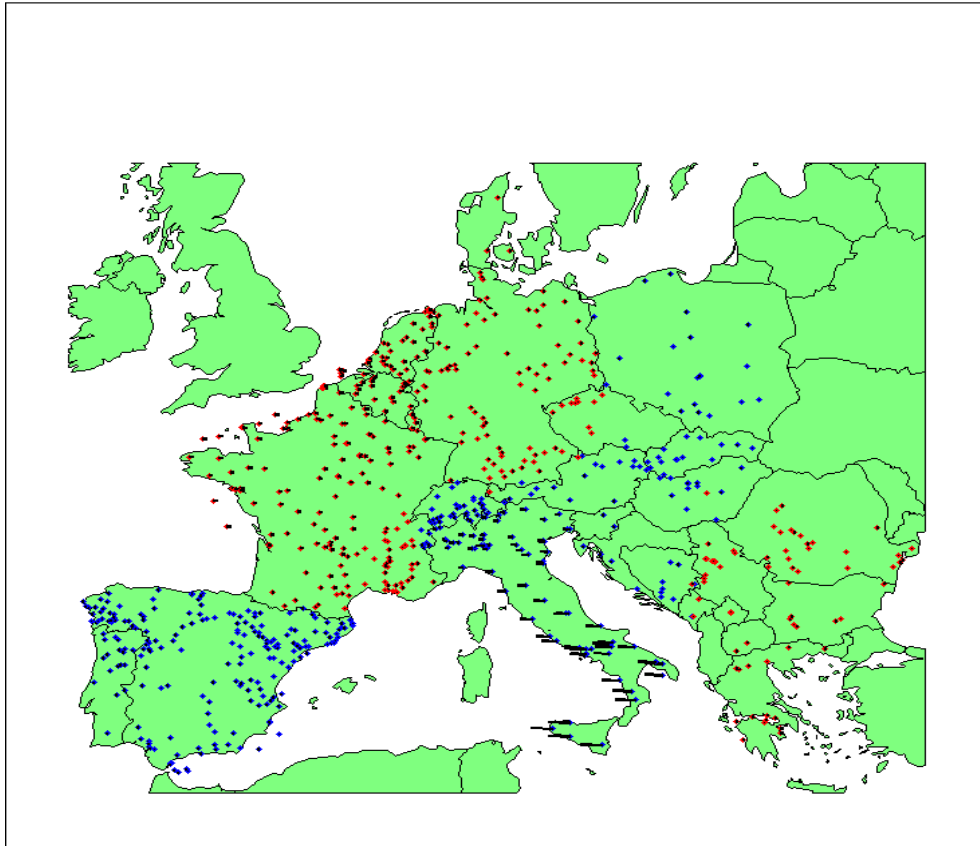


Abbildung 16: Italien-Moden (Mode 3)

Bei Mode 3 ist zu erkennen, dass die Schwingungsanteile von Italien die vom restlichen Europa stark überwiegen. Einzig die Generatoren von Belgien und den Niederlanden weisen geringe Anteile an der Schwingung auf und stellen sich den italienischen Generatoren entgegen. Letztendlich kann auf ein Schwingungsverhalten geschlossen werden, bei dem Italien gegen den Rest Europas schwingt. Die Frequenz beträgt dabei 0.56 Hz und die Dämpfung weist einen Wert von 3.1 % auf. Dieser Mode wurde auch schon bei den Forschungsarbeiten in Kapitel 2.3 vorgestellt und es ist dasselbe Verhalten der Schwingung zu erkennen.

Mode 3 $f = 0.56\text{Hz}$ $\zeta = 3.1\%$

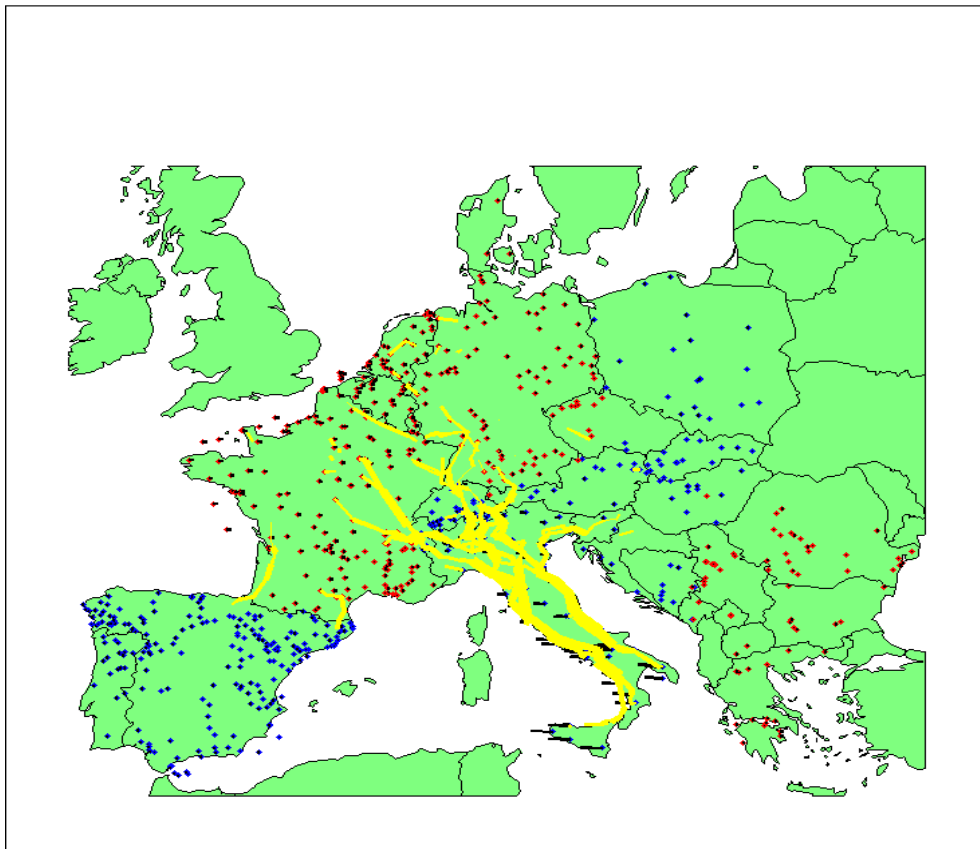


Abbildung 17: Italien-Moden (Mode 3), dominanter Oszillationspfad

Wie aus dem Schwingungsverhalten zu erwarten ist, breitet sich der dominante Oszillationspfad von Italien hinauf in den Norden Europas aus. Dadurch ergibt sich eine starke Belastung im gesamten italienischen Netz sowie auf den grenzüberschreitenden Leitungen nach Frankreich, der Schweiz und nach Österreich. Wiederum ist auffällig, dass trotz fehlender Beteiligungen von Spanien und Frankreich die beiden grenzüberschreitenden Leitungen durch den Mode belastet werden.

In den nächsten Abbildungen folgt der Frankreich-Deutschland-Mode (Mode 4). Das Schwingungsverhalten ist in Abbildung 18 und der dominante Oszillationspfad in Abbildung 19 zu sehen.

Mode 4 $f = 0.7\text{Hz}$ $\zeta = 2.7\%$

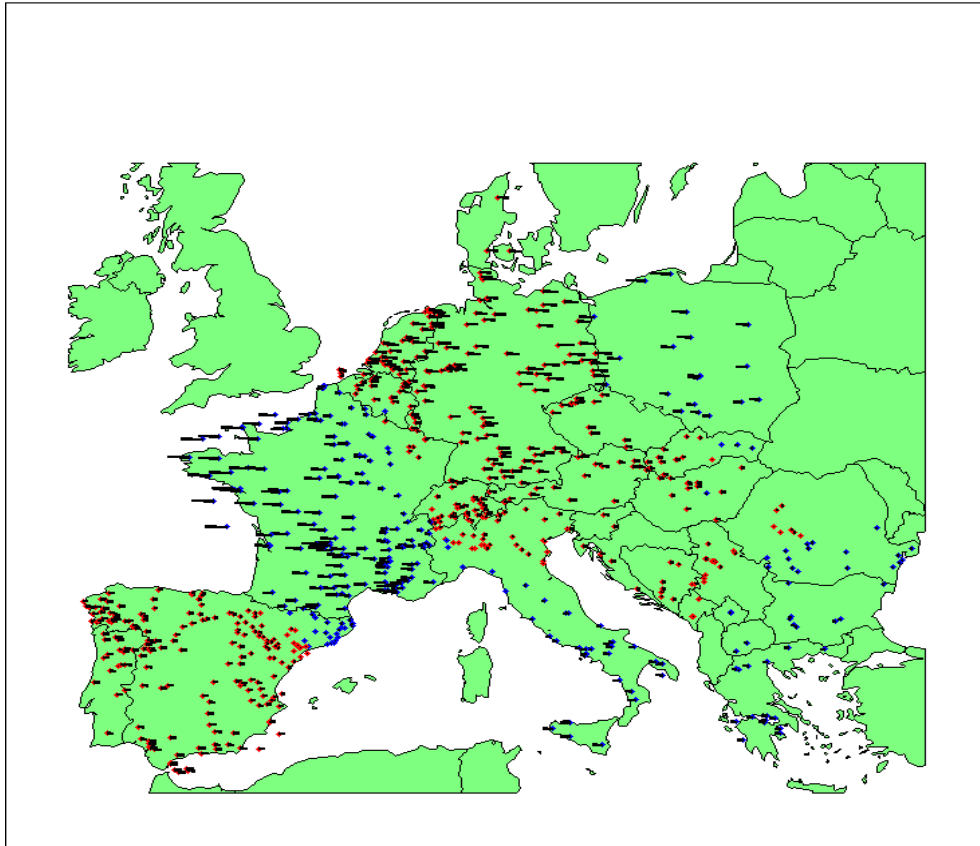


Abbildung 18: FRA-GER-Mode (Mode 4)

Wie bereits aus dem Namen des Modes zu entnehmen ist, tritt die Hauptschwingung bei Mode 4 zwischen Deutschland und Frankreich auf. Synchron zu Frankreich schwingen mit starken Anteilen auch die Generatoren von Polen. Mit einer Phasenverschiebung von 180° zu diesen beiden Ländern befinden sich die Generatoren von Belgien, den Niederlanden sowie von Österreich, Tschechien und der Schweiz in Synchronität mit Deutschland. Zusätzlich weisen auch Portugal, Spanien und Süd-Italien Schwingungsanteile auf. Diese halten sich im Gegensatz zu den anderen Ländern aber sehr gering. Beim gesamten Mode beträgt die Frequenz 0.7 Hz und die Dämpfung 2.7% .

Mode 4 $f = 0.7\text{Hz}$ $\zeta = 2.7\%$

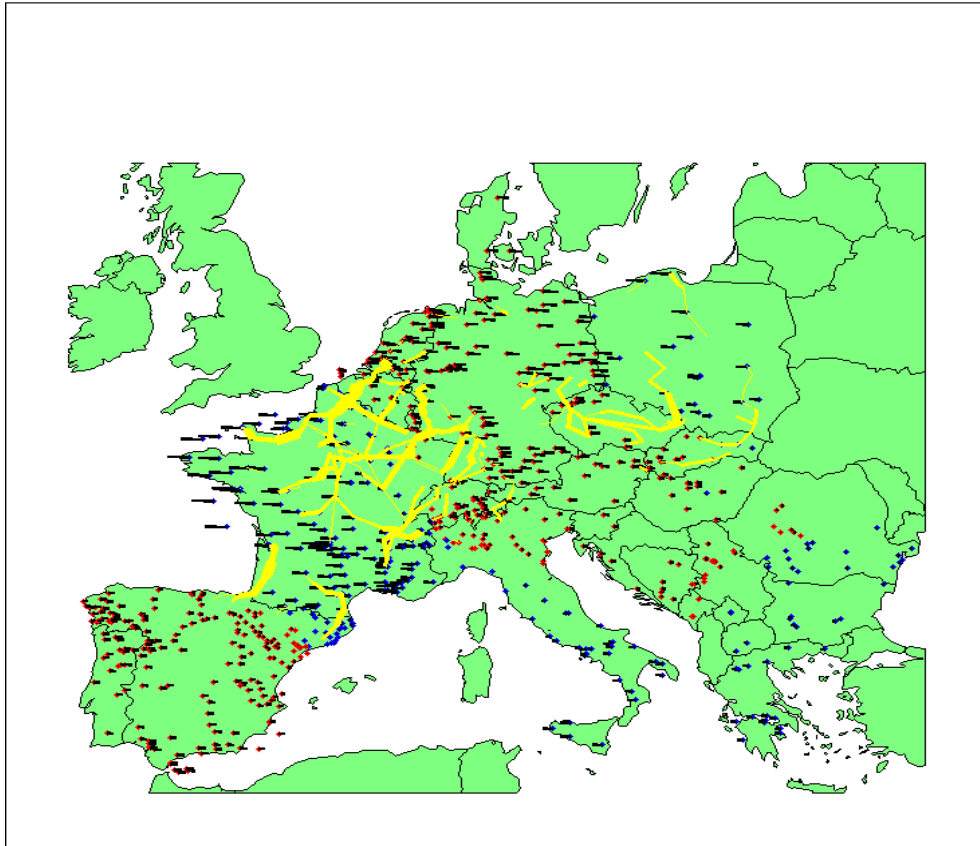


Abbildung 19: FRA-GER-Mode (Mode 4), dominanter Oszillationspfad

Die größten Leitungsbelastungen bei Mode 4 sind in Frankreich zu erkennen. Dabei breitet sich der dominante Pfad sowohl inmitten des Landes, als auch auf den grenzüberschreitenden Leitungen nach Deutschland, Belgien und Spanien aus. Zusätzlich dazu kann eine stärkere Belastung von Deutschland nach Polen über Tschechien beobachtet werden.

Als nächstes ist der Mixed-Mode (Mode 5) in Abbildung 20 und Abbildung 21 dargestellt.

Mode 5 $f = 0.99\text{Hz}$ $\zeta = 2.7\%$

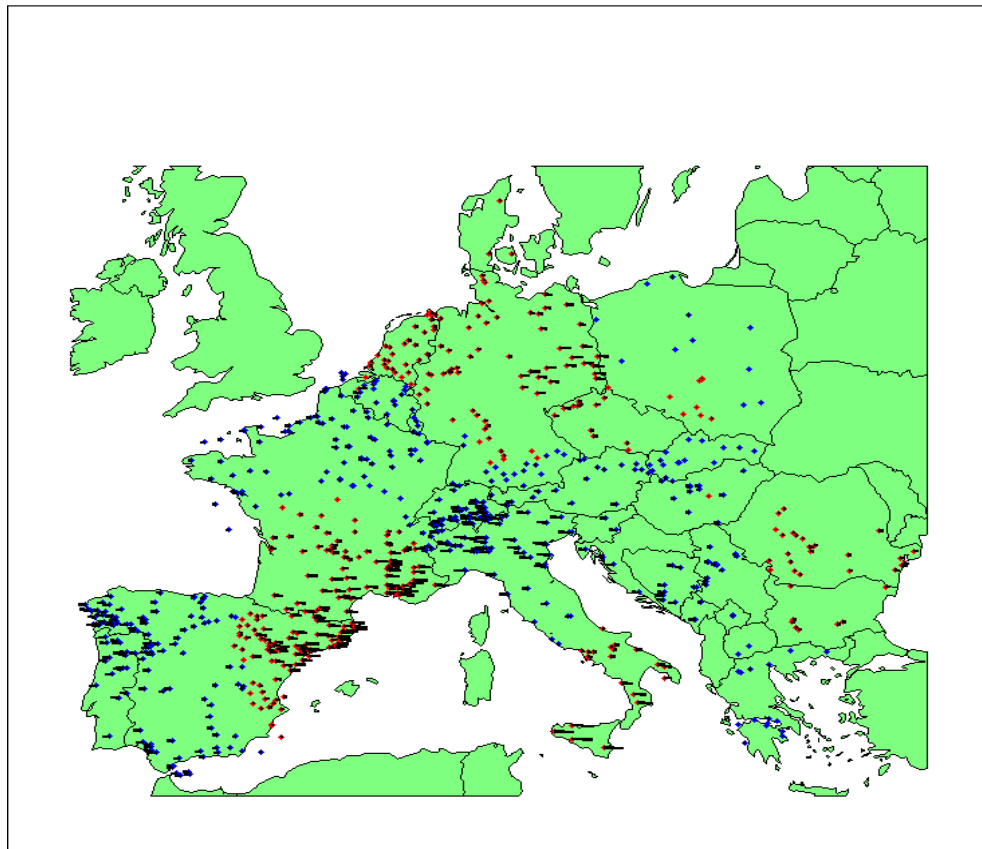


Abbildung 20: Mixed-Mode (Mode 5)

Bei Mode 5 ist zu beobachten, wie sich viele Länder in Europa in zwei Teile aufteilen, die gegeneinander schwingen. In Synchronität befinden sich dabei der Osten Spaniens, der Süden Frankreichs, der nördliche Teil von Deutschland und Süditalien. Mit einer Phasenverschiebung von 180° gegenüber den genannten Ländern schwingen der Westen von Spanien mit ganz Portugal sowie Norditalien mit der Schweiz. Dieser Mode weist eine Frequenz von 0.99 Hz sowie eine Dämpfung von 2.7% auf.

Mode 5 $f = 0.99\text{Hz}$ $\zeta = 2.7\%$

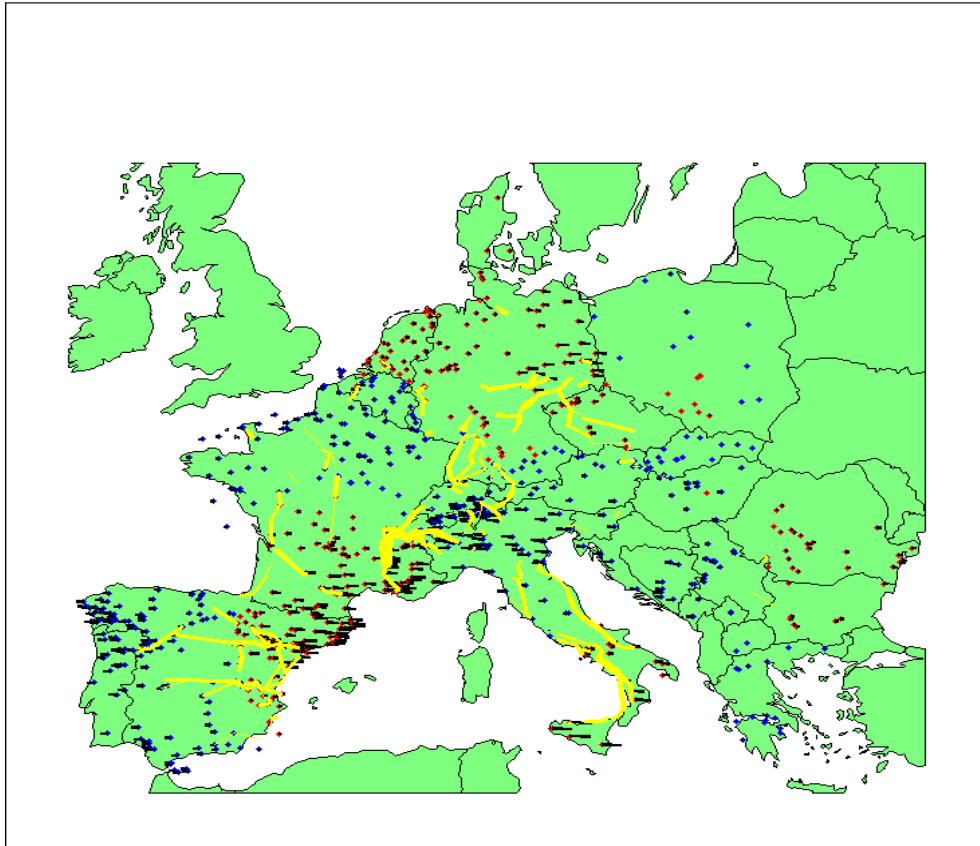


Abbildung 21: Mixed-Mode (Mode 5), dominanter Oszillationspfad

Bei Betrachtung des dominanten Oszillationspfades ist zu erkennen, dass die größten Belastungen nicht an den Ländergrenzen, sondern inmitten der Länder auftreten. Da sich Spanien, Frankreich, Deutschland sowie Italien in zwei Teile aufteilen, breitet sich der dominante Oszillationspfad inmitten dieser Länder aus. Die Stärkste Belastung ist in Süd-Ost Frankreich zu beobachten.

Der sechste Mode, welcher als Spanien-Mode (Mode 6) bezeichnet wird, kann in Abbildung 22 und Abbildung 23 betrachtet werden.

Mode 6 $f = 1.19\text{Hz}$ $\zeta = 2.9\%$

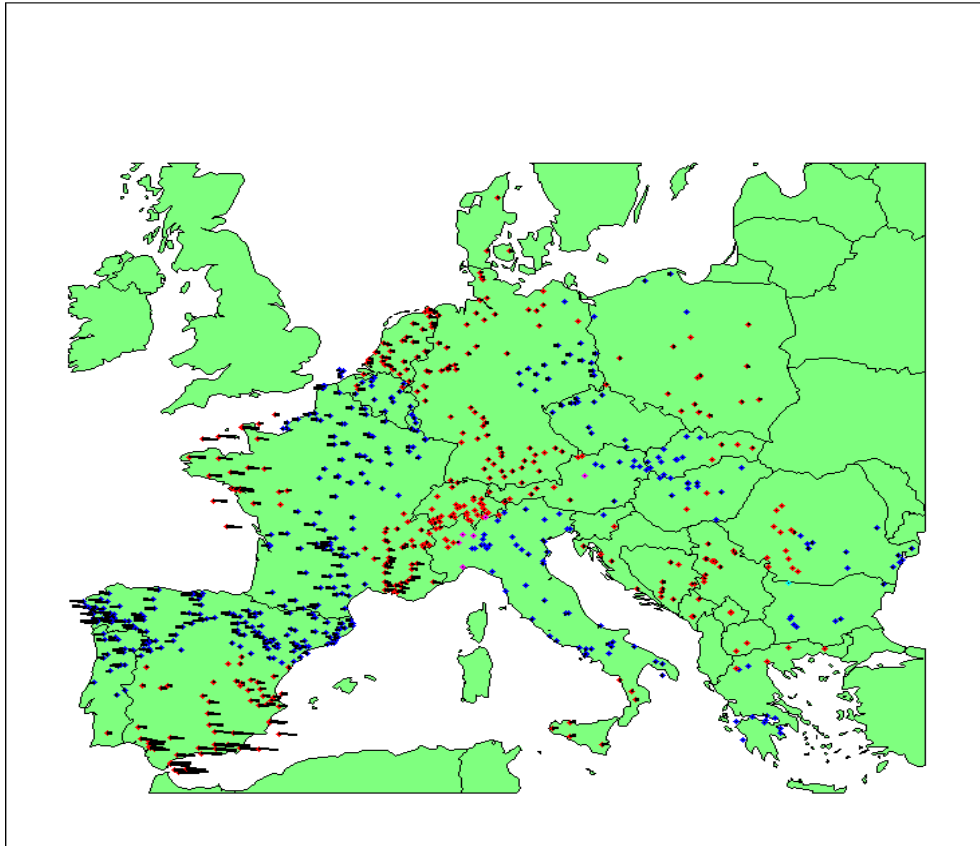


Abbildung 22: Spanien-Mode (Mode 6)

Beim Mode 6 weist Spanien die größten Anteile an der Schwingung auf. Dabei teilt sich Spanien zusammen mit Portugal in einen nördlichen und einen südlichen Teil auf. Ebenso am Mode beteiligt ist Frankreich, welches sich in drei Teile aufspaltet. Es schwingt hier der Westen gemeinsam mit dem Osten gegen den Rest des Landes. Die Frequenz hat bei Mode 6 einen Wert von 1.19 Hz und die Dämpfung einen Wert von 2.9 %.

Mode 6 $f = 1.19\text{Hz}$ $\zeta = 2.9\%$

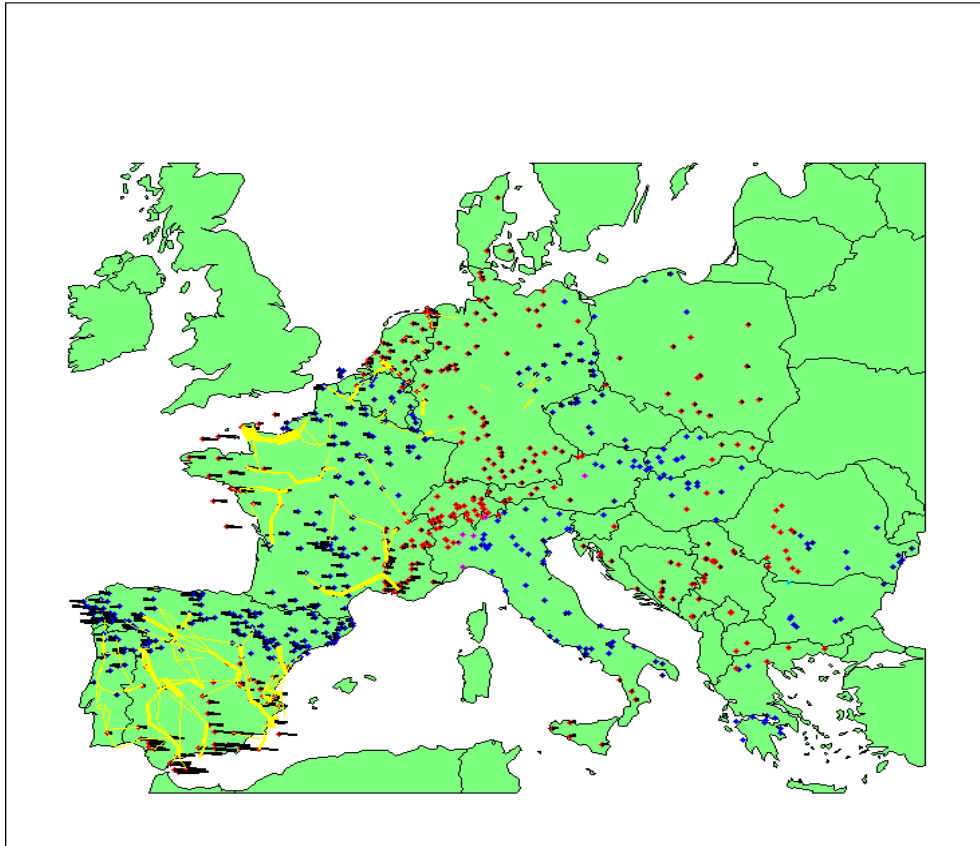


Abbildung 23: Spanien-Mode (Mode 6), dominanter Oszillationspfad

Aus Abbildung 23 ist zu erkennen, dass bei Mode 6 eine starke Belastung zwischen den einzelnen Teilen von Spanien und Portugal sowie den Teilen von Frankreich auftritt. Der Rest von Europa zeigt wie erwartet keine dominanten Pfade auf.

Als letztes wird der Mitteleuropa-Mode (Mode 7) gezeigt. Dafür ist in Abbildung 24 das Verhalten der Schwingung und in Abbildung 25 zusätzlich der dominante Oszillationspfad dargestellt.

Mode 7 $f = 1.3\text{Hz}$ $\zeta = 3.2\%$

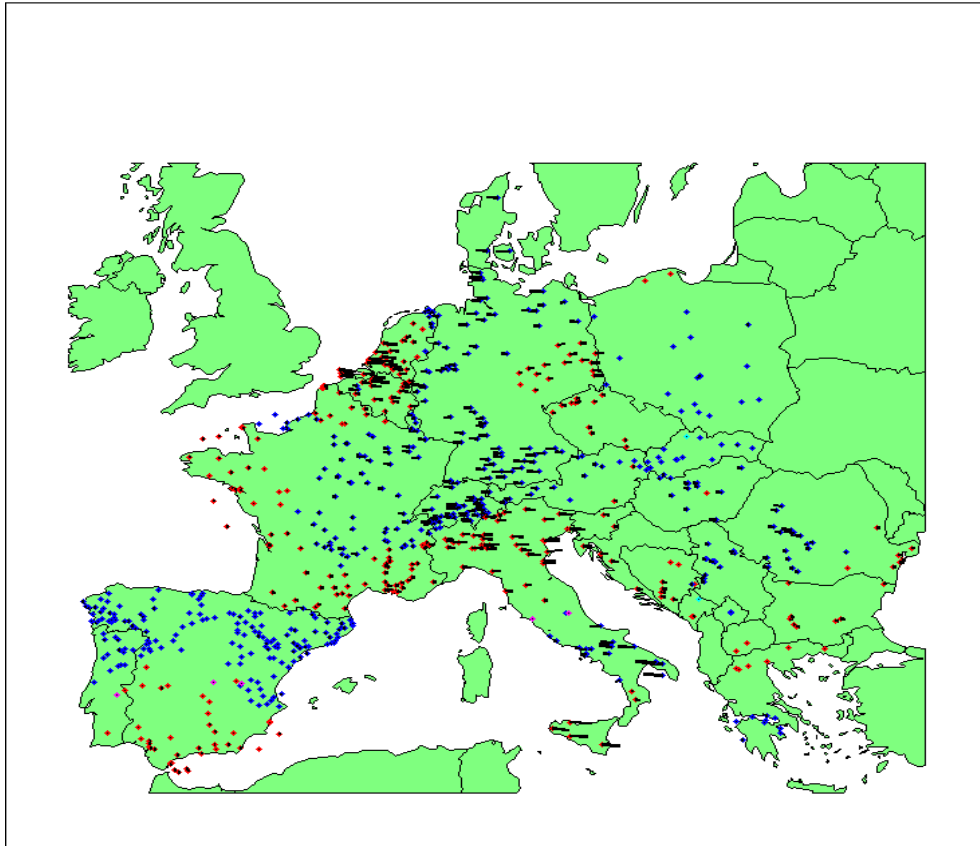


Abbildung 24: Mitteleuropa-Mode (Mode 7)

Bei Mode 7 kann beobachtet werden, dass sich die Hauptschwingungsanteile in Mitteleuropa befinden. Es schwingen die Länder Belgien und Niederlande gemeinsam mit Norditalien, gegen die Schweiz sowie Teilen Deutschlands, Österreichs und einem Bereich in Süditalien. Der Westen Europas zeigt keine Beteiligung an der Schwingung. Einzig im Osten ist zusätzlich eine leichte Beteiligung von Rumänien zu erkennen. Die Parameter des Modes ergeben eine Frequenz von 1.3 Hz und eine Dämpfung von 3.2 %.

Mode 7 $f = 1.3\text{Hz}$ $\zeta = 3.2\%$

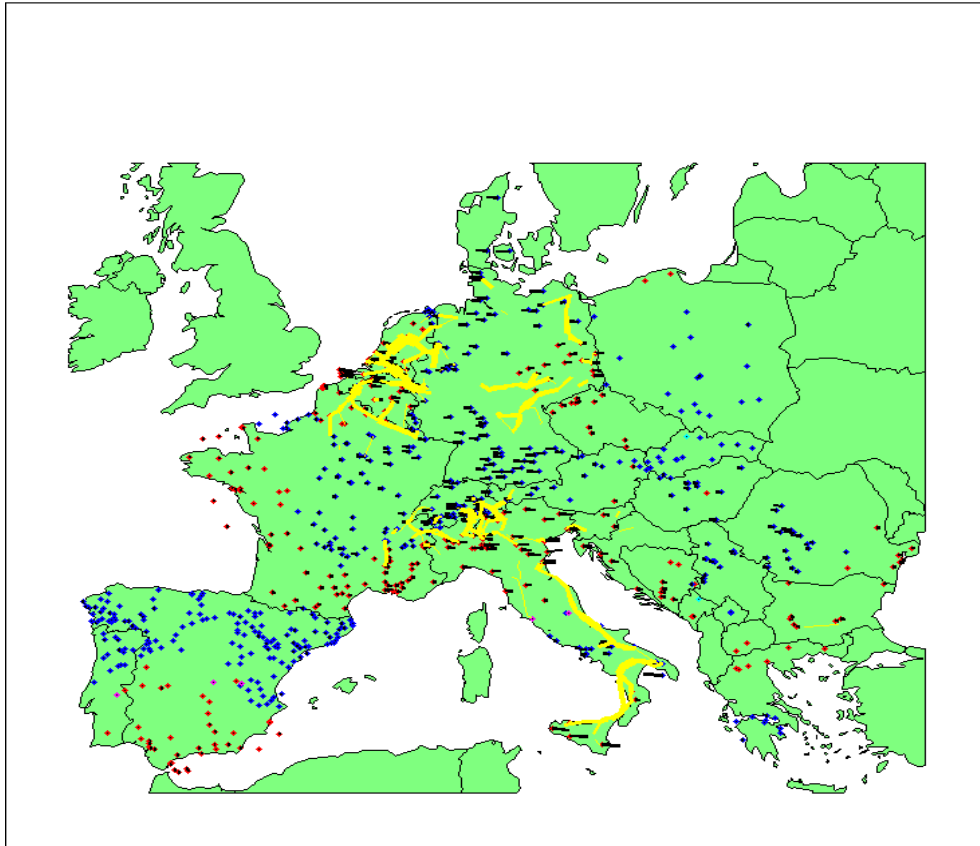


Abbildung 25: Mitteleuropa-Mode (Mode 7), dominanter Oszillationspfad

Die größten Belastungen treten bei Mode 7 in Belgien und den Niederlanden auf. Zusätzlich breitet sich der dominante Pfad zwischen der Schweiz und Norditalien aus. Des Weiteren weisen Leitungen inmitten von Deutschland und Italien hohe Anteile am Energieaustausch der Schwingung auf.

4.1.3 Local-Area-Mode

Wie bereits erwähnt ist der Unterschied eines Local-Area-Modes zu einem Inter-Area-Mode jener, dass bei einem Local-Mode lediglich ein einzelner Generator bzw. eine lokale Generatorgruppe gegen das restliche Netz schwingt. Um diesen Unterschied noch einmal genauer zu verdeutlichen, wird das Verhalten einer ausgewählten Local-Area-Oszillation graphisch veranschaulicht (Abbildung 26 und Abbildung 27). Dabei dient ein Mode, bei dem ein Generator aus Ungarn gegen das restliche Netz schwingt, als Beispiel. Die Schwingungsparameter des Local-Modes (Mode 8) sind aus Tabelle 1 zu entnehmen.

Mode 8 $f = 0.39\text{Hz}$ $\zeta = 3.8\%$

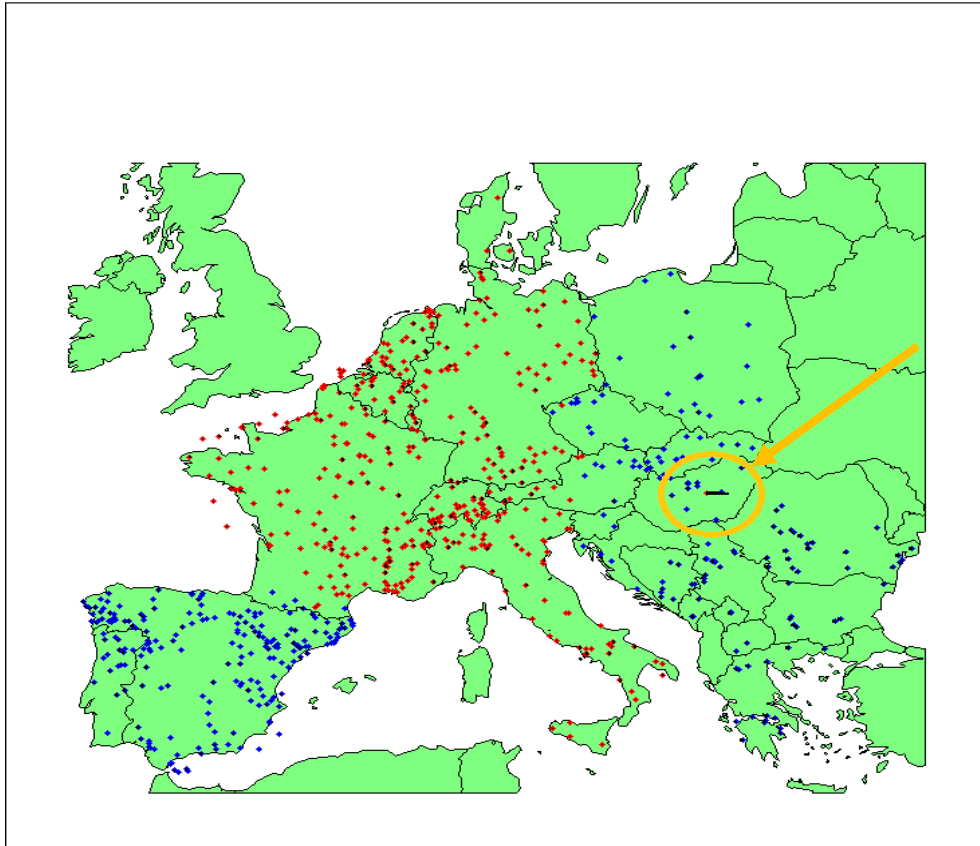


Abbildung 26: Local-Area-Mode in Ungarn

In Abbildung 26 ist der Generator aus Ungarn, welcher für den Local-Mode verantwortlich ist, im orangenen Kreis zu finden. Es kann beobachtet werden, dass einzig allein dieser Generator Anteile am Schwingungsmode aufweist. Die farblichen Kennzeichnungen (rot und blau) für die Schwingungsrichtung sind hier nicht von Bedeutung, da außer dem gekennzeichneten Generator der Rest von Europa keine Schwingungsanteile besitzt. Dies kann als typischer Local-Area-Mode bezeichnet werden. Es schwingt ein Generator gegen das restliche Netz. Die Frequenz in diesem Mode beträgt 0.39 Hz und die Dämpfung 3.8 %. Um einen genaueren Blick auf den Local-Area-Mode zu bekommen, wird in Abbildung 27 nur Ungarn und dessen Nachbarländer gezeigt.

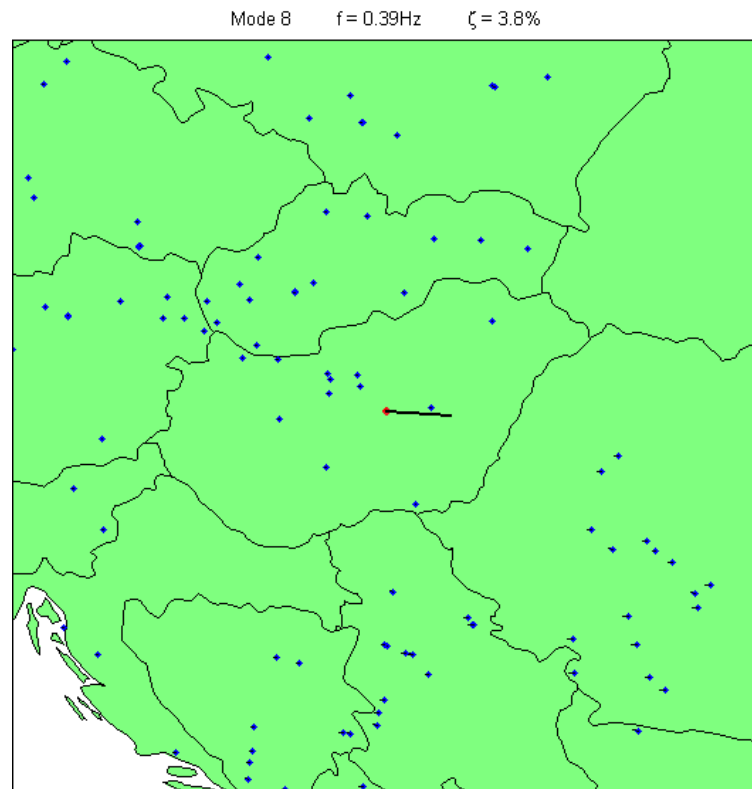


Abbildung 27: Local-Area-Mode in Ungarn, Teilansicht Europas

4.2 Zeitliche Verläufe der Generatoren

Um einen Einblick in das Verhalten der Generatoren während der gesamten Schwingungen zu bekommen, werden im folgenden Abschnitt die zeitlichen Verläufe der beiden Zustandsvariablen (Geschwindigkeitsänderung $\Delta\omega$ und Winkeländerung $\Delta\vartheta$) verschiedener Generatoren veranschaulicht. Dabei ist zu beobachten, wie die Geschwindigkeit bzw. der Polradwinkel der Generatoren nach Auslenkung durch „Kleinstörungen“ zurück auf ihren Arbeitspunkt ($\Delta\omega = 0$ bzw. $\Delta\vartheta = 0$) einschwingen.

Zunächst erfolgte eine Auswahl von drei Generatoren. Diese drei stellen den Generator der die größten Anteile an allen Moden aufweist, den Generator mit dem größten Einfluss auf alle Moden sowie den Generator der die größte Aktivität besitzt, dar. Für die gewünschten Eigenschaften müssen die Werte der Rechten- und Linken-Eigenvektoren sowie der Partizipationsfaktoren herangezogen werden. Bei der Auswahl der drei Generatoren wird ähnlich vorgegangen wie bei der Auswahl der relevanten Moden. Von allen Moden werden die Werte der gewünschten Eigenschaft eines Generators sortiert aufgetragen. Die aus den ermittelten Kurven aufgespannten Flächen stellen die Wertigkeiten der Generatoren dar. Es werden die drei Generatoren ausgewählt, die den größten Flächenwert der jeweiligen Eigenschaft aufweisen. Die daraus resultierenden Generatoren für die gewünschte Eigenschaft sind in Tabelle 2 zu sehen.

Tabelle 2: Generatoren mit speziellen Eigenschaften

Eigenschaft	Standort	eingespeiste Leistung* [MW]
größter Anteil	Ungarn	90
größter Einfluss	Frankreich	2445
größte Aktivität	Frankreich	3324

*Als eingespeiste Leistung wird jene Leistung bezeichnet, die im verwendeten Betriebspunkt, welcher für die gesamte Arbeit herangezogen wird, in das Netz eingespeist wird. Die Werte wurden aus dem Datensatz der ENTSO-E [6] entnommen.

In Tabelle 2 sind die drei Generatoren der gewünschten Eigenschaften mit ihren Standorten sowie deren eingespeisten Leistungen zu sehen. Der erste Generator ist jener mit den größten Schwingungsanteilen an allen Moden. Dieser wurde mithilfe der Rechten-Eigenvektoren ermittelt. Es stellte sich heraus, dass dieser Generator in Ungarn, südlich an der Grenze zu Serbien liegt. Der zweite Generator besitzt den größten Einfluss auf alle Moden. Dieser wurde mittels der Linken-Eigenvektoren ermittelt und es zeigte sich, dass dieser Generator zentral bzw. leicht südöstlich in Frankreich liegt. Der dritte Generator weist die größte Aktivität bei allen Moden auf. Die Aktivität ist dabei eine Kombination aus Anteil an den Moden und Einfluss auf die Moden und wird durch den Partizipationsfaktor bestimmt. Es wurde ermittelt, dass sich der Generator mit der größten Aktivität ebenso in Frankreich befindet. Bei allen drei Generatoren konnte aufgrund fehlender Informationen der genaue Standort nicht exakt ermittelt werden. Es kann bei den zwei Generatoren aus Frankreich jedoch aufgrund der hohen Leistungseinspeisung angenommen werden, dass es sich hierbei um Kernkraftwerke handelt. In Abbildung 28 sind die zeitlichen Verläufe der Zustandsvariablen der drei Generatoren aus Tabelle 2 dargestellt.

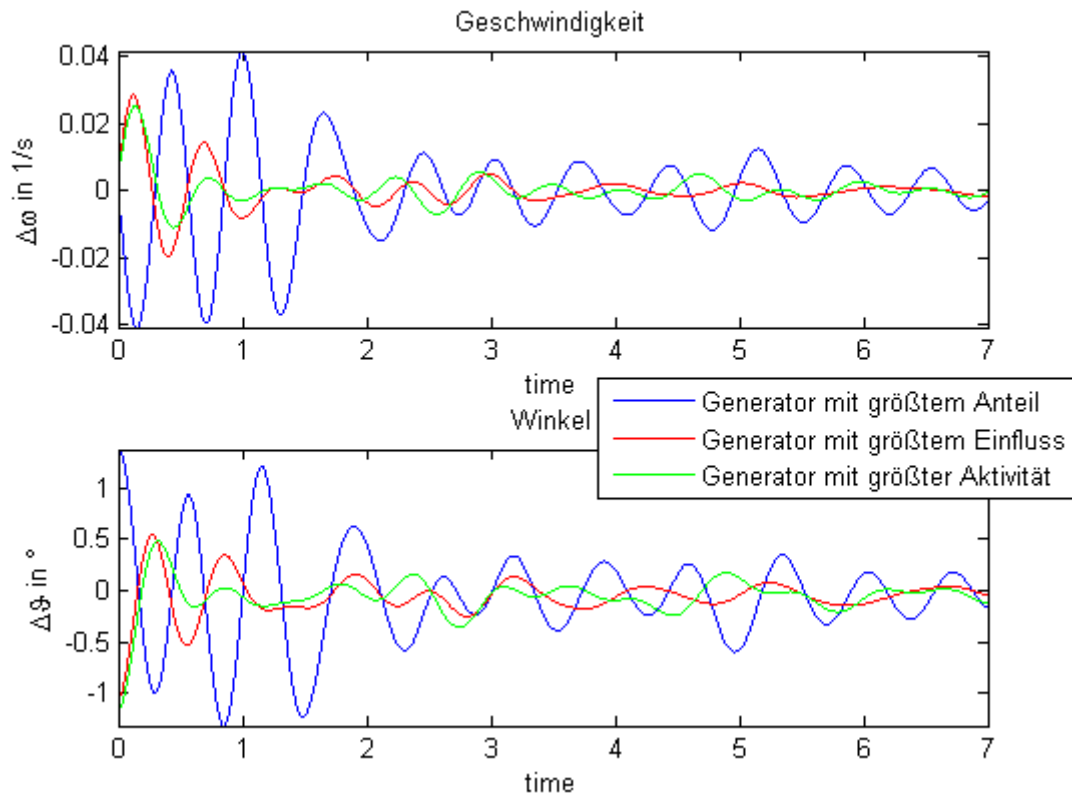


Abbildung 28: Zeitliche Verläufe, Generatoren mit speziellen Eigenschaften

In den zeitlichen Verläufen in Abbildung 28 ist zu erkennen, dass der Generator mit dem größten Einfluss sowie jener mit der größten Aktivität sich sehr ähnlich verhalten. Als Grund dafür können die ähnlichen Leistungswerte und ihr geringer geographischer Abstand im Netz genannt werden. Zusätzlich kann aus der Synchronität beider Verläufe darauf geschlossen werden, dass diese zwei Generatoren bei den meisten Moden synchron miteinander schwingen. Die Hauptschwingung beträgt bei beiden ca. eine Zeit von 1 s. Bei allen drei Generatoren ist eine sehr unregelmäßige Dämpfung der Amplituden zu erkennen. Vor allem beim Generator mit dem größten Anteil ist dies zu beobachten. Bei diesem Generator, welcher in Ungarn lokalisiert wurde, beträgt die Zeit der Hauptschwingung in etwa 2 s. Es ist zu sehen, dass bei allen drei Generatoren nach abklingen der Hauptschwingung noch ein rauschartiges Verhalten auftritt. Die Dauer vom Start der Auslenkung der Zustandsvariablen, bis zum endgültigen Wiedererreichen des Arbeitspunktes, beträgt bei allen drei Generatoren ungefähr 7 s.

Zusätzlich sind vier Generatoren aus Österreich ausgewählt worden, von denen ein Vergleich des zeitlichen Verlaufes erfolgte. Es wurde wie zuvor auf die Generatoren mit den meisten Anteilen, den größten Einflüssen sowie den höchsten Aktivitäten aller Moden zurückgegriffen. Die dabei ausgewählten Generatoren sind in Tabelle 3 ersichtlich.

Tabelle 3: ausgewählte Generatoren Österreich

Kraftwerk	installierte Leistung [11] [MW]	eingespeiste Leistung* [MW]
Pumpspeicherkraftwerk Kaprun Limberg 2	480	396
Laufkraftwerk Aschach	324	198
Pumpspeicherkraftwerk Malta	730	80
Dampfkraftwerk Dürnrohr	370	270

*Als eingespeiste Leistung wird jene Leistung bezeichnet, die im verwendeten Betriebspunkt, welcher für die gesamte Arbeit herangezogen wird, in das Netz eingespeist wird. Die Werte wurden aus dem Datensatz der ENTSO-E [6] entnommen.

Jedes der ausgewählten Kraftwerke besitzt eine Leistung größer der gewählten Bezugsleistung von 100 MW. Das Kraftwerk mit der höchsten Leistungskapazität stellt dabei mit 730 MW das Pumpspeicherkraftwerk Malta dar. Dieses weist jedoch, im verwendeten Betriebspunkt der Arbeit, die kleinste eingespeiste Leistung auf. Für einen direkten Vergleich sind die zeitlichen Verläufe aller vier Generatoren übereinander abgebildet worden.

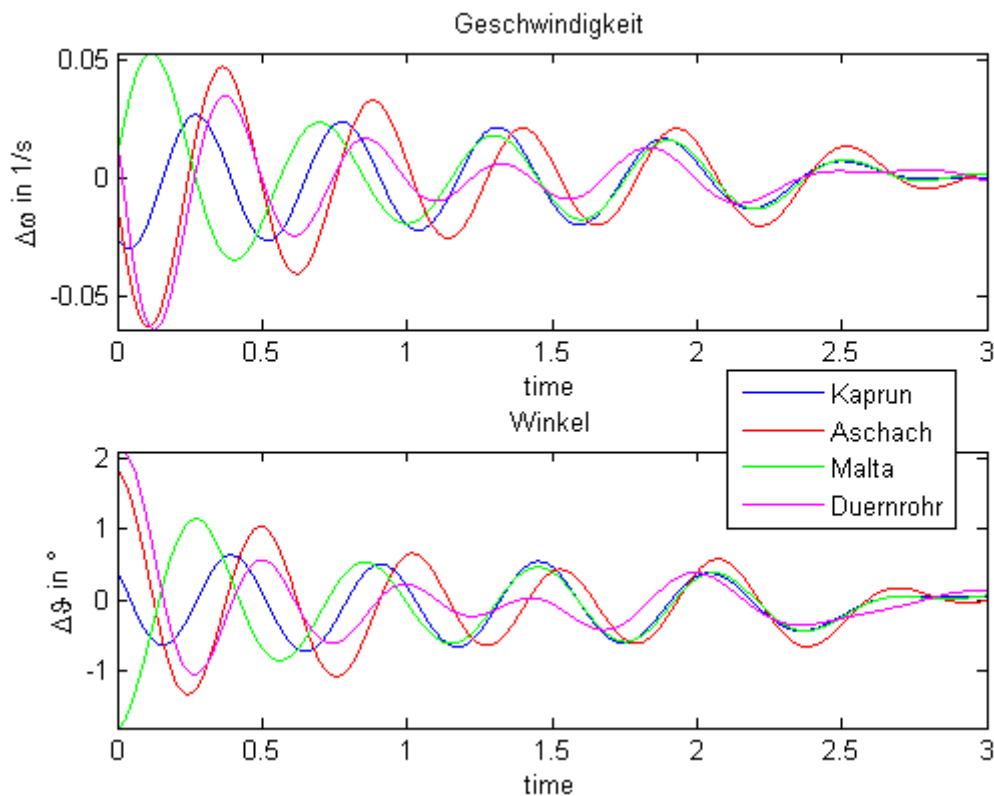


Abbildung 29: Zeitliche Verläufe, Generatoren Österreich

Alle vier Generatoren sind sich in ihrem Verlauf sehr ähnlich. Es zeigt sich, dass der Schwingvorgang einen rein sinusförmigen Verlauf mit einer Frequenz von ca. 1.9 Hz aufweist. Ebenso besitzen die Höhen der Schwingungsamplituden ähnliche Werte. Im Gegensatz zu den zeitlichen Verläufen in Abbildung 28, ist eine exponentielle Dämpfung der Verläufe zu erkennen, wobei eine Abklingzeit von ca. 3 s erreicht wird. Bei diesen vier Generatoren konnte auch kein rauschartiges Verhalten nach Abklingen der Hauptschwingung beobachtet werden. Es ist zu sehen, dass vor allem die Generatoren in Aschach und Dürnrrohr einen fast identischen Verlauf aufweisen. Diese zwei besitzen ähnliche Werte und liegen auch im Netz sehr nah beieinander. Im Vergleich zu den anderen beiden Generatoren in Kaprun und Malta, ist eine Phasenverschiebung der Verläufe am Beginn der Schwingungsvorganges zu erkennen. Diese Phasenverschiebung könnte damit erklärt werden, dass bei einzelnen Moden, bei denen die Beteiligung der Generatoren in Österreich sehr hoch ist, beobachtet wurde, wie sich das Land in einen nördlichen und einen südlichen Teil aufteilt, die gegeneinander schwingen. Womit genau diese 180° Phasenverschiebung zwischen dem Generator in Malta und den beiden Generatoren in Aschach und Dürnrrohr erklärt werden könnte.

4.3 Analysen der relevanten Moden

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse von zwei Analysen der Inter-Area-Moden veranschaulicht. Zunächst wurde eine Sensitivitätsanalyse der Schwingungsparameter durchgeführt. Dabei ist das Verhalten von Dämpfung und Frequenz während der Veränderung von verschiedenen Generatorparametern, wie z.B. der eingespeisten Leistung, beobachtet worden. Als zweites erfolgte eine Untersuchung der Oszillationen bei verschiedenen Erzeugungsszenarien. Dafür wurde das Schwingungsverhalten der Inter-Area-Moden bei Simulation eines speziellen Szenarios, wie z.B. einer Verlagerung der Erzeugung in Deutschland, untersucht.

4.3.1 Sensitivitätsanalyse der Schwingungsparameter

Bei der Sensitivitätsanalyse wurden verschiedene Parameter der Generatoren variiert und darauf geachtet, wie sich Dämpfung und Frequenz der Schwingungen verhalten. Insgesamt sind vier verschiedene Generatorparameter verändert worden. Diese sind neben der eingespeisten Wirkleistung P_G , die Generatorreaktanz X_G sowie die Trägheitskonstante H . Es wurden ausschließlich die Parameter der Moden 1-4 betrachtet. Die Moden 5-7 zeigten während der Analyse teilweise zu große Änderungen im Verhalten auf. Dadurch machte es keinen Sinn die Parameter dieser Moden zu untersuchen.

- Eingespeiste Wirkleistung P_G

Als erster Parameter wurde die eingespeiste Wirkleistung aller Generatoren im europäischen Verbundnetz variiert. Ausgehend vom Wert des in der Arbeit verwendeten Betriebspunktes, erfolgte eine Veränderung in einem Bereich von $0.1 \cdot P_G \geq P_G \leq 1.5 \cdot P_G$. In Abbildung 30 und Abbildung 31 sind die daraus resultierenden Abhängigkeiten des Dämpfungskoeffizienten und der Schwingungsfrequenz zu sehen.

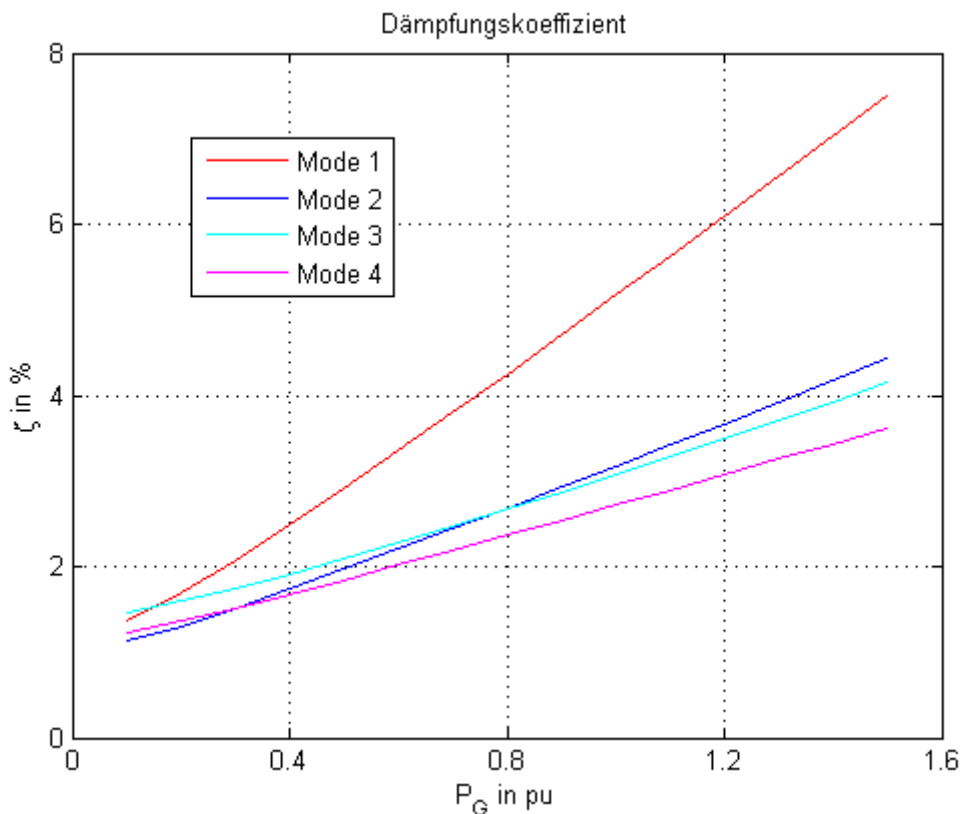


Abbildung 30: Dämpfungskoeffizient in Abhängigkeit der Wirkleistung P_G

Bei Variation der Wirkleistung zeigten die Dämpfungskoeffizienten der vier betrachteten Moden annähernd lineares Verhalten auf. Mit dem Erhöhen der Leistung war eine Steigerung der Dämpfung zu erkennen. Werden die Verläufe verglichen, so war eine erhöhte Steigung von Mode 1 gegenüber den restlichen drei Moden zu beobachten. Dies könnte daran liegen, dass bei Mode 1 die meisten Generatoren an der Schwingung involviert sind. Um den Verlauf der Dämpfung erklären zu können, müssen alle Parameter die sich durch eine Leistungsvariation ändern, betrachtet werden. Dabei handelt es sich um drei Parameter im System. Zunächst die über die Leistung berechnete innere transiente Spannung E' sowie der Polradwinkel des Generators ϑ_0 . Mithilfe dieser beiden Werte wird das synchronisierende Moment K_S berechnet. Wird die eingespeiste Leistung erhöht, so steigen auch die innere transiente Spannung sowie der Polradwinkel an. Zur Berechnung des synchronisierenden Momentes ist jedoch der Wert des Faktors $\cos(\vartheta_0)$ erforderlich. Dieser verringert sich mit steigender Leistung. Bei der Berechnung von K_S (siehe Formel (3.15)) heben sich nun die

Effekte der ansteigenden inneren transiente Spannung und des sinkenden $\cos(\vartheta_0)$ gegenseitig auf. Dadurch haben diese beiden Parameter keinen Einfluss auf die Dämpfung der Schwingungen. Der Anstieg der Dämpfung kann mithilfe des dritten Parameters erklärt werden. Dieser stellt die sogenannte Turbinendämpfung D_T dar. Wie in Punkt 3.2.4 erklärt, ändert diese sich über den eingestellten Arbeitspunkt, sprich der eingespeisten Leistung des Generators. Somit ergibt sich der Verlauf der Dämpfung der Schwingungen direkt aus der Änderung der Turbinendämpfung aufgrund der Leistungsänderung.

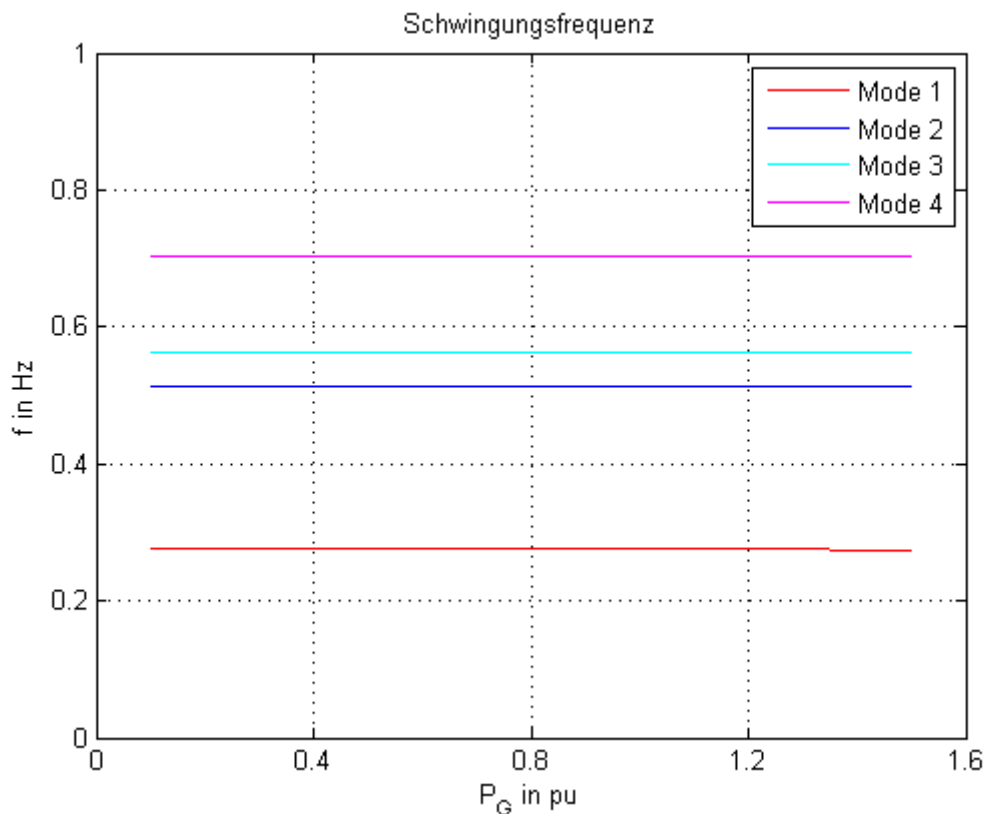


Abbildung 31: Schwingungsfrequenz in Abhängigkeit der Wirkleistung P_G

Die Frequenz bleibt während der Leistungsvariation annähernd konstant. Bei genauer Betrachtung ist bei steigender Leistung ein minimal fallender Verlauf zu erkennen, welcher aber vernachlässigt werden kann. Der konstante Verlauf kann mithilfe der Formel (3.18) erklärt werden. Es wurde gezeigt, dass sich die Frequenz der Eigenschwingungen eines Generators mithilfe des synchronisierenden Momentes K_S bestimmen lässt. Dabei kommt derselbe Effekt zum Tragen, der vorhin schon bei der Dämpfung erwähnt worden ist. Durch Variation der eingespeisten Leistung ändern sich die innere transiente Spannung E' sowie der Polradwinkel ϑ_0 bzw. $\cos(\vartheta_0)$. Da E' bei steigender Leistung ansteigt bzw. $\cos(\vartheta_0)$ sinkt, heben sich diese beiden Effekte bei der Berechnung von K_S auf und somit kommt es zu keiner Änderung der Schwingungsfrequenz.

- Reaktanz der Generatoren X_G

Der zweite Parameter für die Analyse ist die Gesamtreaktanz der Generatoren X_G . Dieser wurde ausgehend von seinem Basiswert in einem Bereich von $0.1 \cdot X_G \geq X_G \leq 1.5 \cdot X_G$ verändert. Der Basiswert kann in Kapitel 3.2.4 entnommen werden. Die resultierenden Abhängigkeiten von Dämpfung und Frequenz sind in Abbildung 32 und Abbildung 33 dargestellt.

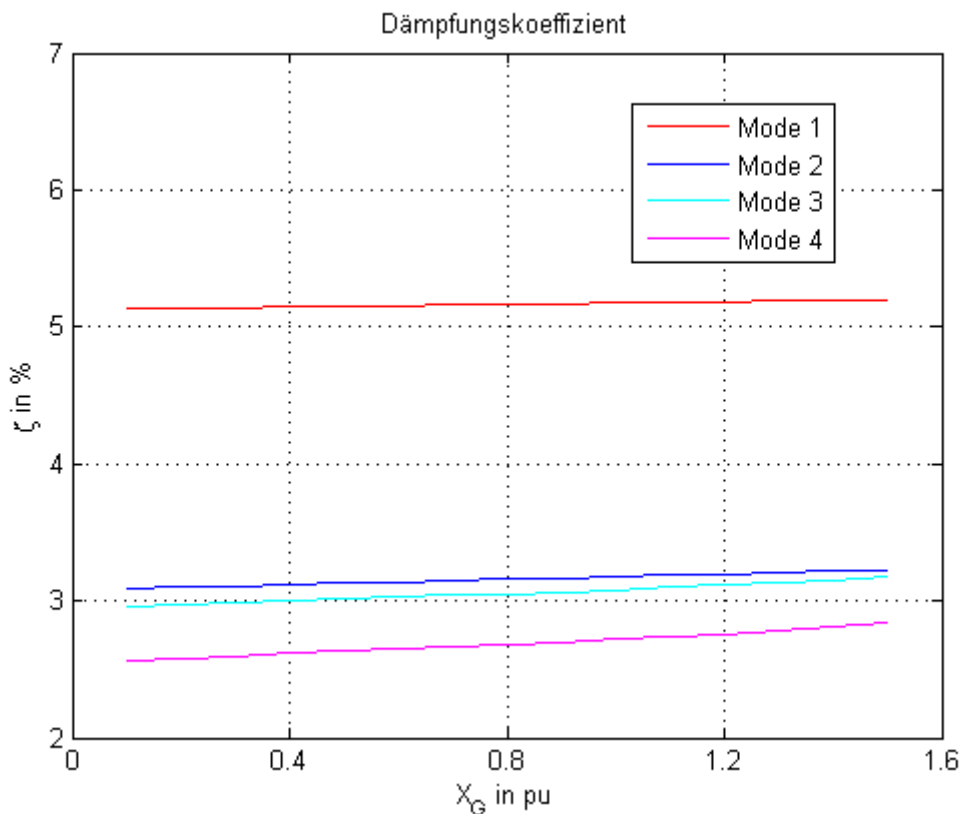


Abbildung 32: Dämpfungskoeffizient in Abhängigkeit der Reaktanz X_G

Die Dämpfungskoeffizienten verhalten sich bei Variation der Generatorreaktanz annähernd linear. Die Verläufe weisen mit ansteigender Leistung eine leichte Steigung der Dämpfung auf. Die Generatorreaktanz wurde nur bis zu einem Wert von $1.5 \cdot X_G$ gesteigert. Dies hat den Grund, da sich bei weiterer Erhöhung die Moden zu stark veränderten bzw. teilweise nicht mehr vorhanden waren. Dadurch war keine genaue Analyse der Parameter mehr möglich. Um den dargestellten Verlauf erklären zu können, muss wiederum das synchronisierende Moment K_S näher betrachtet werden. Durch Erhöhen der Generatorreaktanz steigt wieder die innere transiente Spannung E' bzw. der Faktor $\cos(\vartheta)$ sinkt. Somit kommt bei der Berechnung von K_S zunächst derselbe Effekt wie bei der Variation der Leistung zum Tragen. Trotzdem erfolgt eine Veränderung des synchronisierenden Moments, da für die Berechnung (siehe Formel (3.15)) die Reaktanz X_G zusätzlich von Nöten ist. Aufgrund des Verlaufes in Abbildung 32 kann gesagt werden, dass diese Abhängigkeit nur einen geringen Einfluss auf die Dämpfung des Systems hat.

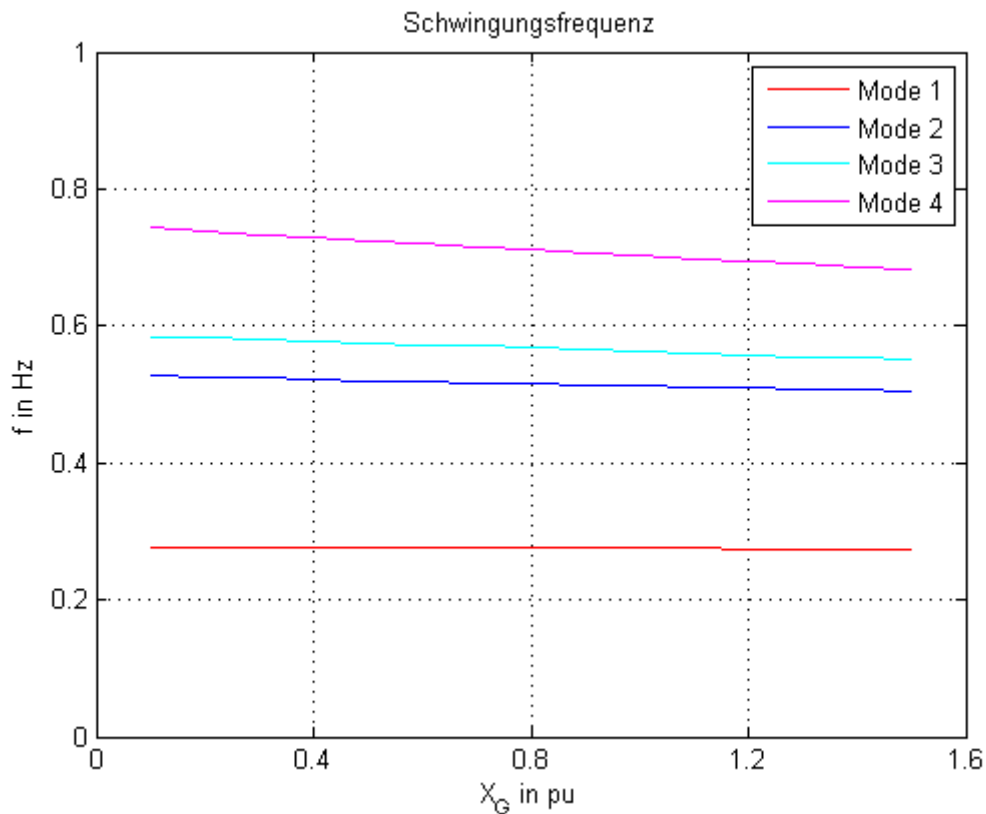


Abbildung 33: Schwingungsfrequenz in Abhängigkeit der Reaktanz X_G

Auch die Frequenz zeigt bei Variation der Generatorreaktanz ein lineares Verhalten. Im Gegensatz zur Dämpfung ist das Verhalten bei steigendem X_G leicht fallend. Die Steigungen der Verläufe sind bei den Moden 2-4 sehr ähnlich. Einzig Mode 1 weicht von den anderen ab. Hier kann die Frequenz als annähernd konstant angesehen werden. Der leicht fallende Verlauf kann wie bei der Leistungsvariation mit der Formel (3.18) erklärt werden. Dabei sinkt mit steigender Generatorreaktanz das synchronisierende Moment und somit auch die Frequenz. Wie bereits zuvor beim Dämpfungskoeffizienten ist durch den Verlauf in Abbildung 33 zu sagen, dass diese Abhängigkeit nur einen sehr geringen Einfluss auf das System hat.

- Trägheitskonstante H

Als letzter Parameter wird die Trägheitskonstante H verändert. Diese weist einen standartmäßig eingestellten Wert von 2 s auf und wird für die Analyse in einem Bereich von $0.1 \cdot H \geq H < 3 \cdot H$ variiert. Die daraus resultierenden Abhängigkeiten der Dämpfung und Frequenz der Schwingungen sind in Abbildung 34 und Abbildung 35 zu sehen.

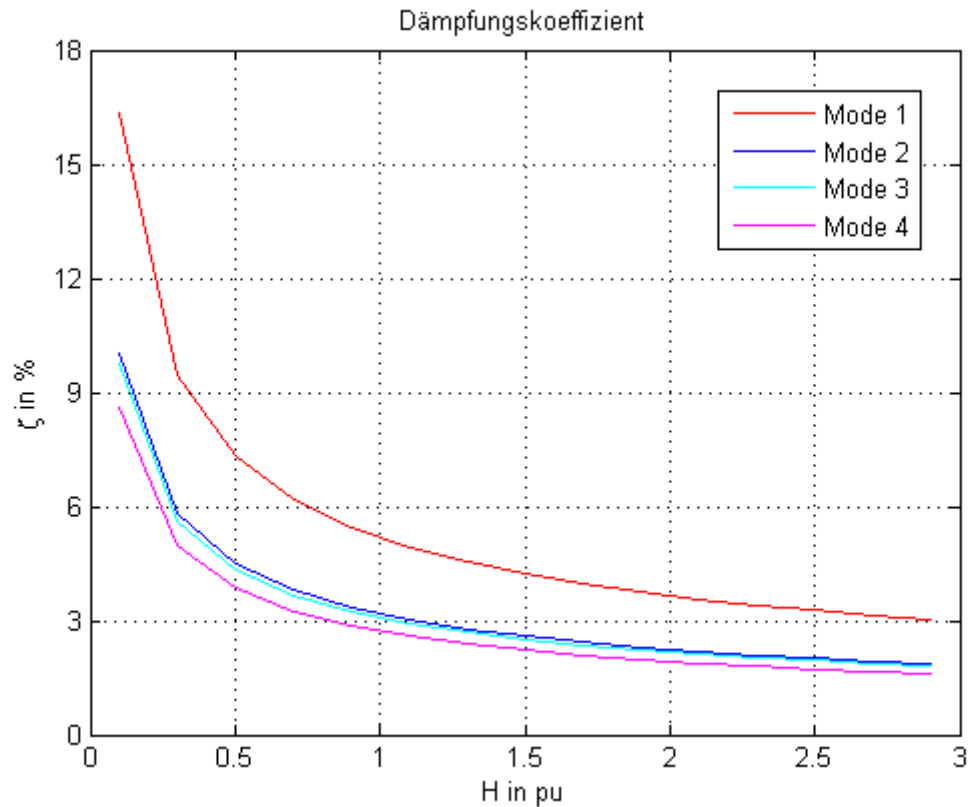


Abbildung 34: Dämpfungskoeffizient in Abhängigkeit der Trägheitskonstante H

Wird die Trägheitskonstante verändert, zeigen die Dämpfungskoeffizienten der Schwingungen ein Verhalten ähnlich einer auf der Y-Achse verschobenen $1/x$ -Funktion. Mit steigender Frequenz nähern sich die Dämpfungen einem konstanten Wert an. Bei immer kleiner werdenden Frequenzen ist ein rapider Anstieg zu erkennen. Es kann beobachtet werden, dass alle vier Moden dasselbe Verhalten aufweisen. Eine Erklärung des Verlaufes ist in diesem Fall schwierig, da die Trägheitskonstante einen direkten Einfluss auf die Systemmatrix A hat.

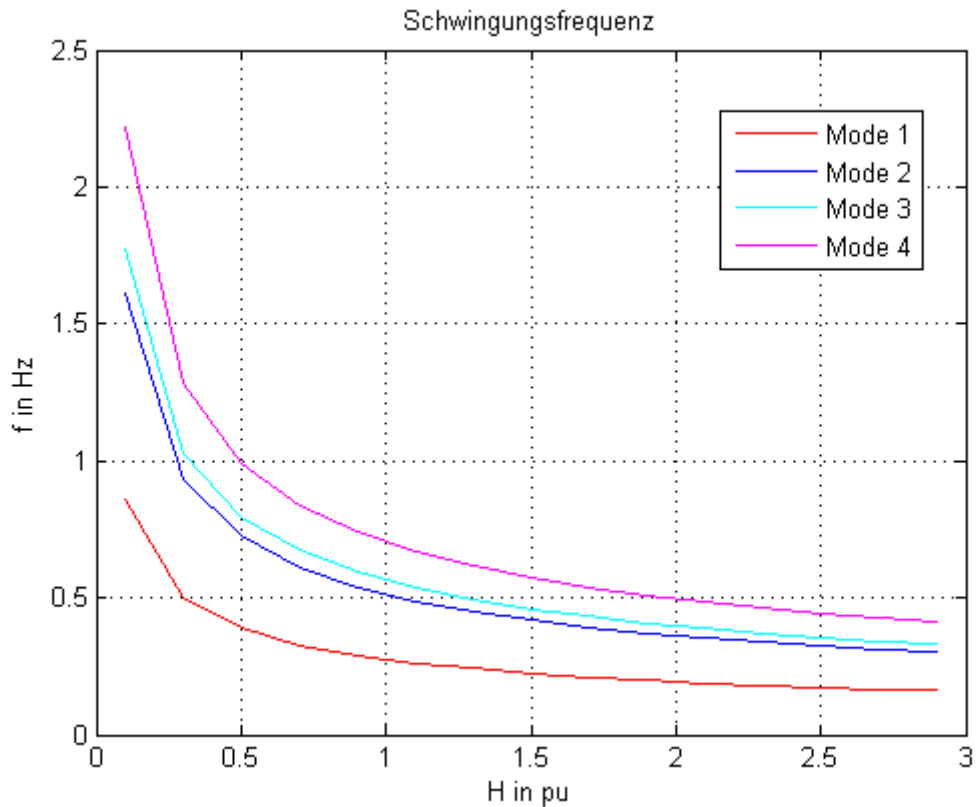


Abbildung 35: Schwingungsfrequenz in Abhängigkeit der Trägheitskonstante H

Die Frequenzen der Schwingungen verhalten sich in Abhängigkeit der Trägheitskonstante H ähnlich dem Dämpfungskoeffizienten. Bei hohen Werten von H nähert sich die Frequenz einem konstanten Wert an und bei sehr kleinen Werten steigt die Frequenz rapide an. Wiederum ist es schwer, aufgrund des direkten Einflusses der Trägheitskonstante auf die Systemmatrix, den Verlauf zu erklären.

Durch die Sensitivitätsanalyse konnte gezeigt werden, wie sich Frequenz und Dämpfung der Schwingungen über die Systemparameter verändern lassen. Die Leistungsvariation zeigte nur Auswirkungen auf die Dämpfung, jedoch nicht auf die Frequenz der Schwingungen. Bei der Trägheitskonstante wurden bei beiden Parametern größere Abhängigkeiten festgestellt. Im Gegensatz dazu, zeigte eine Veränderung der Gesamtreaktanz der Generatoren nur geringe Auswirkungen auf die Schwingungsparameter.

4.3.2 Analyse bei Verlagerung der Erzeugung

Ziel ist es durch gezielte Verlagerung der Erzeugung im europäischen Netz die einzelnen Moden zu beobachten und ihr Verhalten zu analysieren. Dafür wurden zwei Szenarien simuliert. Beim ersten erfolgte eine Verlagerung der Erzeugung in Deutschland. Das zweite Szenario stellte eine Verlagerung in Italien und Spanien dar, wobei es hier das Ziel war eine Erhöhung der Solarkraft in den beiden Ländern zu simulieren. Während den Simulationen wurde darauf geachtet wie sich die Schwingungsparameter verhalten und wie sich die Anteile der Generatoren im Vergleich zu den vorherigen Zuständen verändern.

- Erzeugungsverlagerung in Deutschland

Die Auswahl auf Deutschland erfolgte zunächst aus dem Grund, da das Land mit ca. 200 GW [12] eine der höchsten Kapazitäten an installierter Leistung in Europa besitzt und deshalb auch einen großen Einfluss auf die Inter-Area-Oszillationen hat. Aufgrund eines hohen Anteils an erneuerbaren Energien und dessen Dargebotsabhängigkeit, kann es in Deutschland immer wieder zu Verlagerungen in der Erzeugung kommen. Um eine Verlagerung in der Erzeugung zu simulieren, wurden zunächst die eingespeisten Leistungen einiger Generatoren erhöht. Gleichzeitig wurden Generatoren mit derselben Leistungsmenge abgeschaltet und vom Netz getrennt. Als Ausgangspunkt diente dabei die gesamte eingespeiste Leistung in Deutschland während des bisher verwendeten Betriebspunktes. Es erfolgte eine Abschaltung von verschiedenen Generatoren, welche zusammen einen Wert von ca. 25 % der gesamten eingespeisten Leistung in Deutschland aufweisen. Zusätzlich wurden die eingespeisten Leistungen anderer Generatoren erhöht, um den Wert der abgeschalteten Generatoren auszugleichen. Da keine genaue Kenntnis über die Art der Generatoren bzw. der Kraftwerke vorhanden war, wurde eine zufällige Auswahl der zu verändernden Generatoren vorgenommen. Die aus diesem Szenario resultierenden Parameter der Schwingungen sind in Tabelle 4 zu sehen.

Tabelle 4: Parameter der Moden bei Erzeugungsverlagerung in Deutschland

Mode- Nummer	Mode-Name	Eigenwerte λ	Frequenz f	Dämpfung ζ
			[Hz]	[%]
1	Ost-West-Mode	$-0.090 \pm 1.73i$	0.28	5.2
2	Nordost-Südost-Mode	$-0.102 \pm 3.22i$	0.51	3.2
3	Italien-Mode	$-0.109 \pm 3.54i$	0.56	3.1
4	FRA-GER-Mode	$-0.127 \pm 4.54i$	0.72	2.8
5	Mixed-Mode	$-0.168 \pm 6.27i$	1.00	2.7
6	Spanien-Mode	$-0.217 \pm 7.51i$	1.20	2.9
7	Mitteleuropa-Mode	$-0.277 \pm 8.40i$	1.34	3.3

Beim diesem Szenario sind lediglich bei den Moden 4-7 Abweichungen der Schwingungsparameter gegenüber den Werten im normalen Betriebszustand (Tabelle 1) zu erkennen. Dabei weisen die Frequenzen Erhöhungen im Bereich von 0.01 - 0.04 Hz auf. Die Dämpfungswerte der Moden 4 und 7 steigen um 0.1 %. Um das Verhalten der Moden während des Szenarios zu untersuchen, wurden die Beteiligungen der Generatoren an den einzelnen Moden beobachtet. Hierfür dienten die Mode-Shapes (rechte Eigenvektoren) der Schwingungen. Es konnten bei den Moden 1-5 keine größeren Veränderungen festgestellt werden. Lediglich geringe Zu- bzw. Abnahmen der Beteiligungen einiger Generatoren waren zu erkennen. Das Verhalten dieser Moden zeigte somit keine Veränderungen und wurden deshalb nicht weiter Betrachtet. Bei Mode 6 und Mode 7 konnten zunächst auch keine größeren Abweichungen im grundsätzlichen Verhalten festgestellt werden. Erst bei genauerer Betrachtung waren großflächigere Veränderungen der Generatoranteile zu erkennen. Um die Ergebnisse dieser Analysen zu zeigen werden zunächst die graphischen Darstellungen des Verhaltens der Moden abgebildet. Als Zusatz erfolgt eine spezielle Veranschaulichung der Bereiche in denen die größten Veränderungen auftreten. Diese werden durch die Mode-Shapes der Generatoren im jeweiligen Bereich mithilfe von Kreisdiagrammen dargestellt. Als Erstes ist das Verhalten von Mode 6 in Abbildung 36 zu sehen.

Mode 6 $f = 1.2\text{Hz}$ $\zeta = 2.9\%$

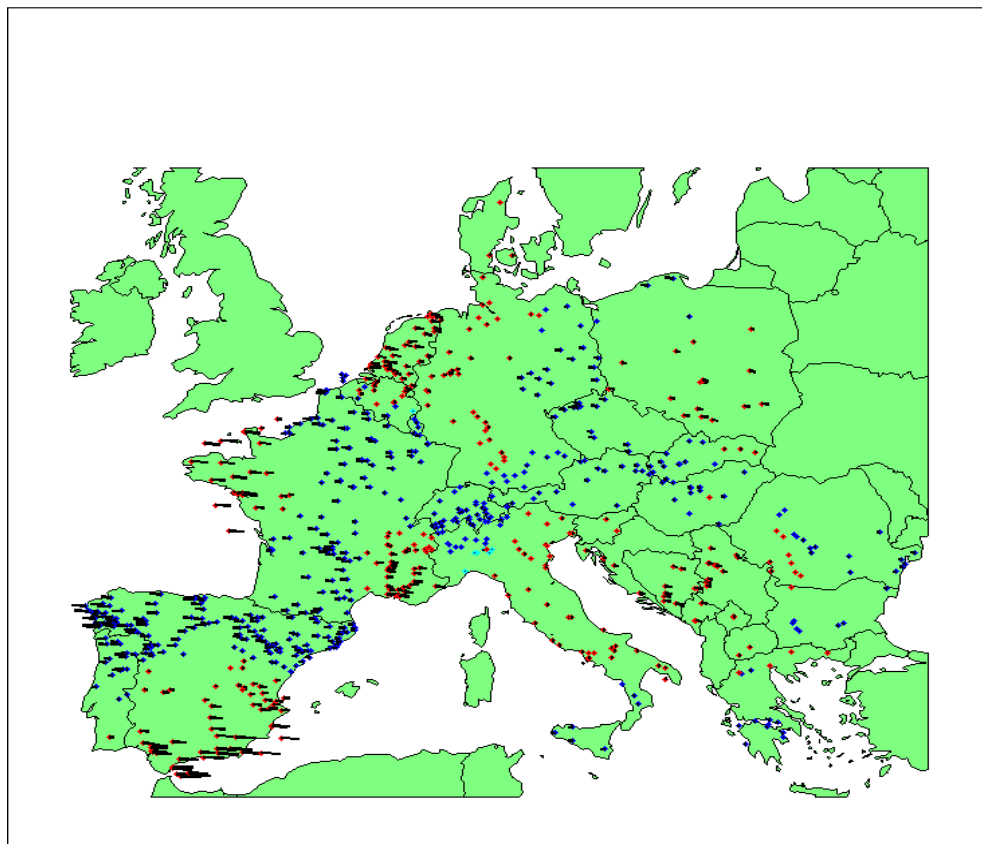


Abbildung 36: Mode 6, Erzeugungsverlagerung in Deutschland

Wie bereits erwähnt sind beim erstem Blick auf Abbildung 36 keine Veränderungen gegenüber dem Verhalten in Abbildung 22 zu erkennen. Erst bei näherer Betrachtung kann eine Erhöhung der Generatoranteile einzelner Länder in Osteuropa festgestellt werden. Betroffen sind dabei Polen, Tschechien, Bosnien, Montenegro und Serbien. Die Generatoren dieser Länder zeigten vorher keine Beteiligungen an diesem Mode. Durch die Erzeugungsverlagerung in Deutschland weisen diese inzwischen geringe Anteile an der Schwingung auf. In Deutschland selbst treten nur geringe Veränderungen auf. Es erhöhen sich die Anteile der östlich gelegenen Generatoren. Für eine genauere Anschauung dieser Veränderungen erfolgt in den nächsten zwei Abbildungen ein Vergleich der betroffenen Generatoren mithilfe der Mode-Shapes in Kreisdiagrammen. Bei beiden Abbildungen steht das linke Kreisdiagramm für den Fall bei normaler Erzeugung und das rechte Kreisdiagramm für das Szenario der verlagerten Erzeugung in Deutschland. In Abbildung 37 sind alle Generatoren aus den vorhin genannten Ländern in Osteuropa zu sehen. Die Generatoren aus Deutschland werden anschließend in Abbildung 38 veranschaulicht.

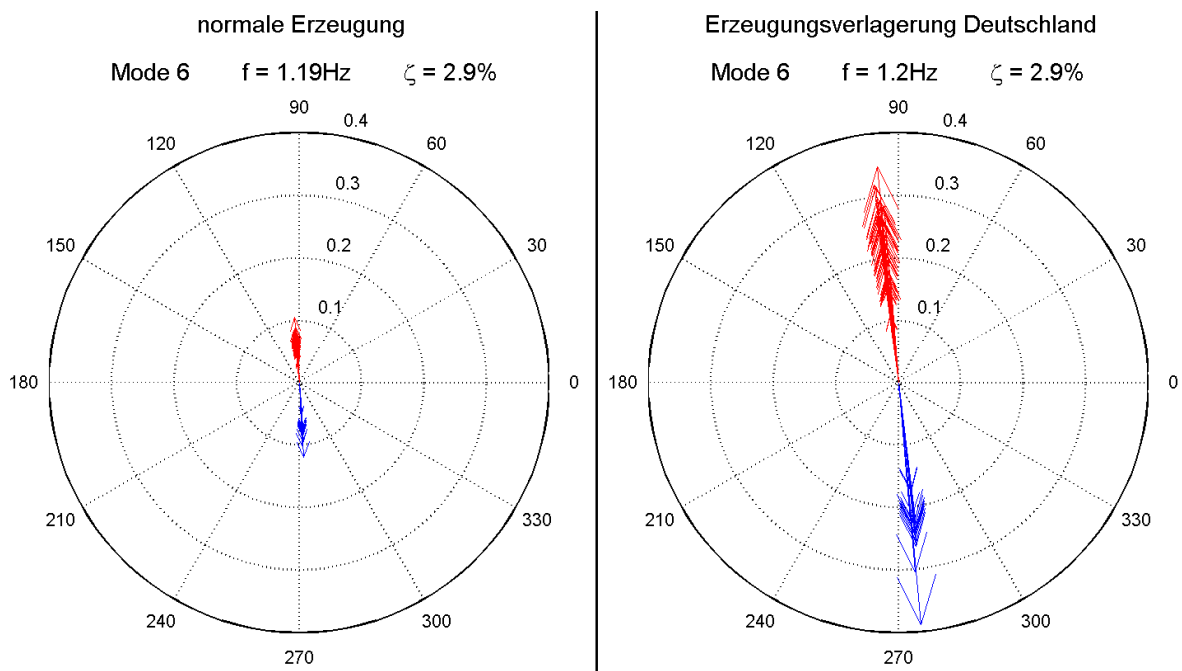


Abbildung 37: Mode 6, Generatoren Osteuropa

Die angegebenen Amplituden-Werte im Diagramm sind in Per-Unit angegeben und richten sich nach dem Generator mit der größten Beteiligung am Mode. Es ist eine deutliche Erhöhung der Beteiligungen der östlichen gelegenen Länder, im Vergleich zur normalen Erzeugungssituation, zu erkennen. Die Werte steigen von ungefähr 0.1 pu auf durchschnittlich 0.3 pu an. Gegenüber den Ländern, welche die größten Beteiligungen an diesem Mode aufweisen (z.B.: Spanien, Frankreich), scheint dieser Wert immer noch sehr gering.

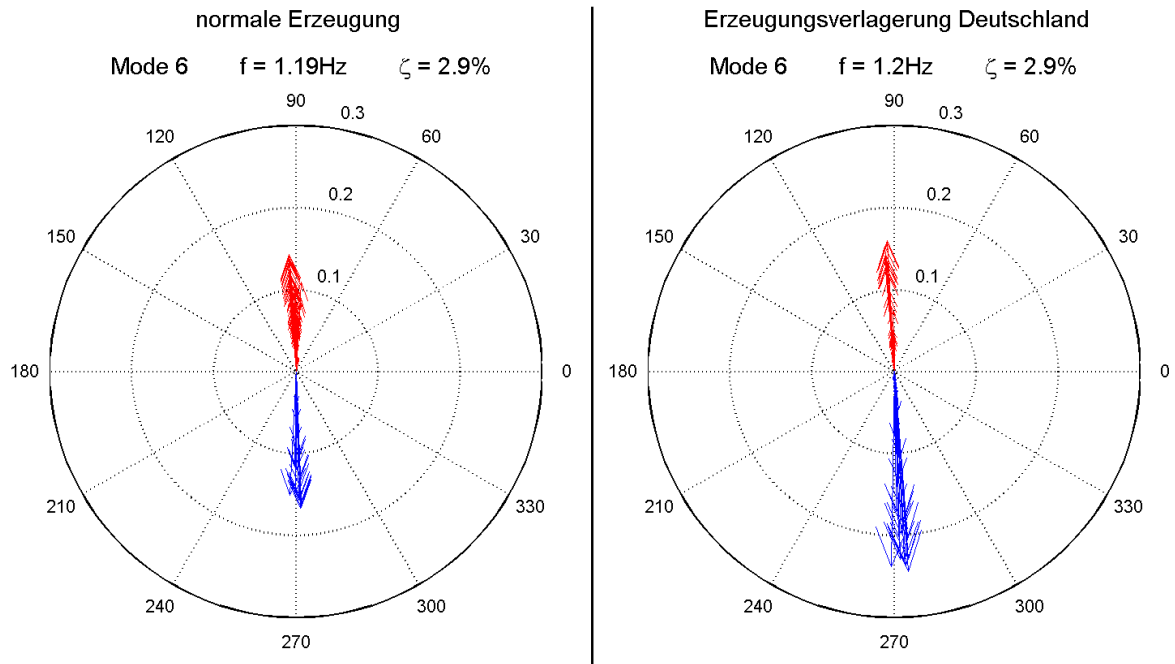


Abbildung 38: Mode 6, Generatoren Deutschland

Bei der Betrachtung Deutschlands ist zu erkennen, wie die Anteile der östlich gelegenen Generatoren (blaue Pfeile) von ca. 0.15 pu, bei normaler Erzeugung, auf ungefähr 0.25 pu, bei verlagerter Erzeugung, ansteigen. Im Gegensatz dazu zeigen die Generatoren im Westen Deutschland (rote Pfeile) keinerlei Veränderungen. Wiederum ist zu sagen, dass trotz der Erhöhung die Beteiligungen im Vergleich zu Spanien oder Frankreich gering bleiben.

Wie erwähnt wurden auch bei Mode 7 Veränderungen im Verhalten erkannt. Diese werden in den folgenden Abbildungen näher betrachtet. Dafür ist zunächst in Abbildung 39 das Verhalten des Modes mithilfe der Europakarte dargestellt.

Mode 7 $f = 1.34\text{Hz}$ $\zeta = 3.3\%$

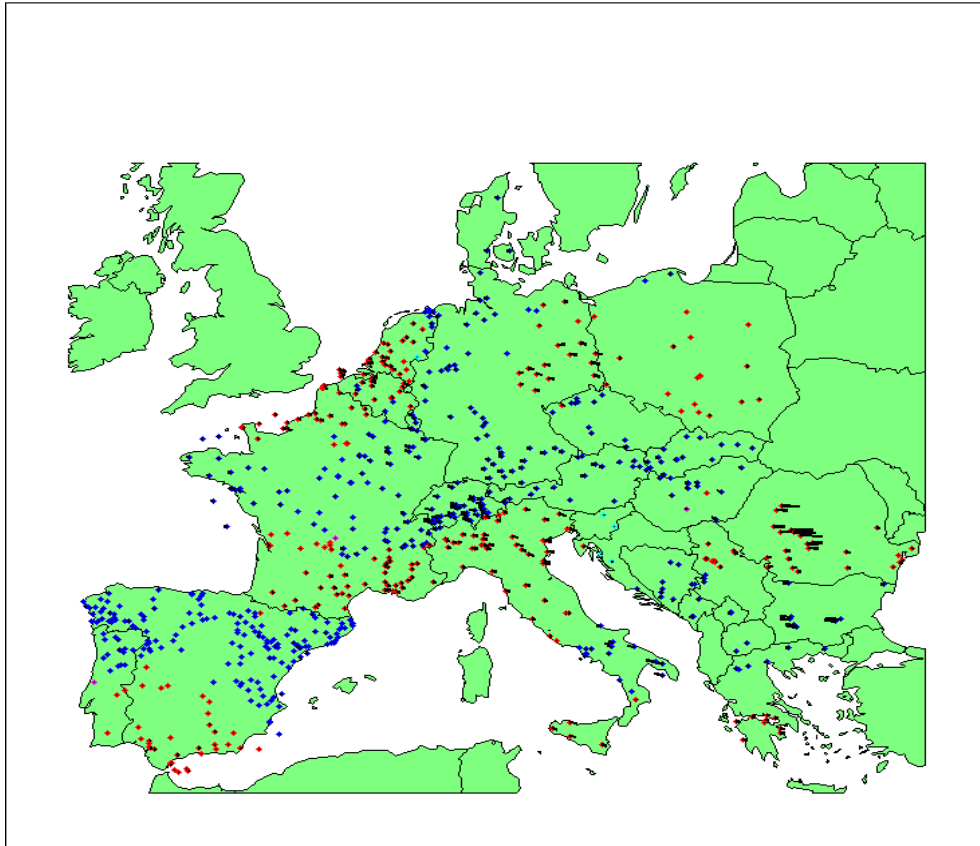


Abbildung 39: Mode 7, Erzeugungsverlagerung in Deutschland

Bei Mode 7 nehmen, durch die verlagerte Erzeugung in Deutschland, die gesamten Anteile im Zentraleuropäischen Raum ab. Dazu steigen die Generatoranteile im Südosten Europas an. In diesem Fall betrifft es hauptsächlich die Länder Ungarn, Kroatien, Bosnien, Montenegro, Rumänien, Serbien und Bulgarien. Die nähere Betrachtung dieser Länder erfolgt in Abbildung 40. Zusätzlich wird in Abbildung 41 die Verringerung der Anteile in Deutschland, den Niederlanden und Belgien gezeigt.

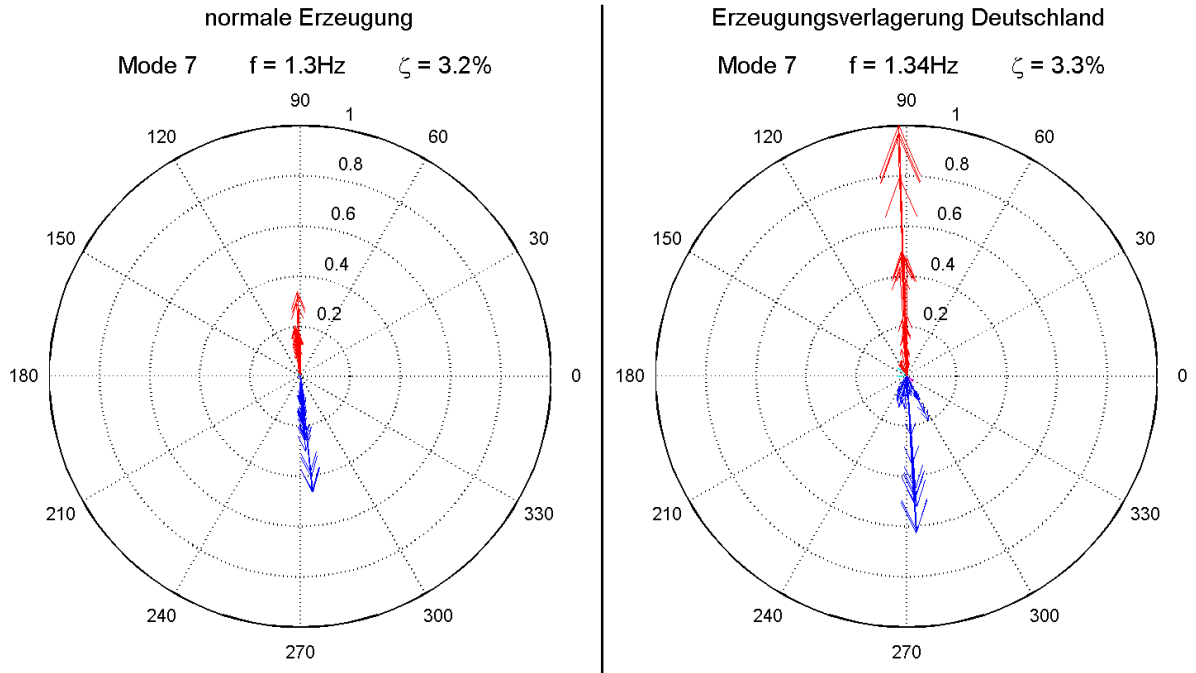


Abbildung 40: Mode 7, Generatoren Südosteuropa

Bei normalem Betrieb weisen die Generatoren in Südosteuropa Beteiligungen von ca. 0.2 - 0.4 pu auf. Während der Verlagerung der Erzeugung steigen diese Werte teilweise auf 1 pu an. Durch diese Erhöhung können die genannten Länder in Südosteuropa für die Schwingung nicht mehr vernachlässigt werden.

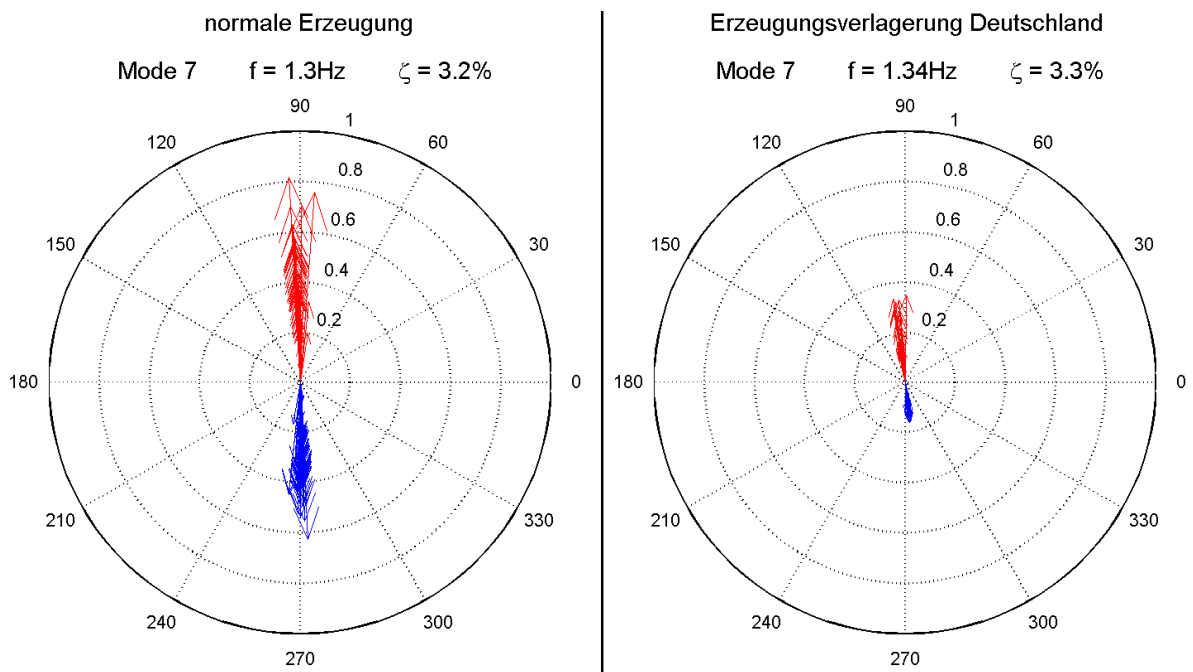


Abbildung 41: Mode 7, Generatoren Deutschland/Niederlande/Belgien

In Deutschland, den Niederlanden und Belgien ist eine Verringerung der Generatorbeteiligungen von durchschnittlich ca. 0.5 pu auf ungefähr 0.2 - 0.3 pu durch die Erzeugungsverlagerung zu beobachten. Dadurch können diese Generatoren im Vergleich zu den hohen Beteiligungen anderer fast vernachlässigt werden.

- Erzeugungsverlagerung in Italien und Spanien

Die Erzeugungsverlagerung in Italien und Spanien sollte prinzipiell eine erhöhte Solarkraft in beiden Ländern simulieren. Italien und Spanien befinden sich an zweiter sowie vierter Stelle der installierten Kapazität an Photovoltaik in Europa. Mit Ende des Jahres 2015 weist Italien eine Kapazität von ca. 19 GW und Spanien ca. 7 GW installierter Solarkraft auf. Im Vergleich besitzt ganz Europa eine Kapazität von ungefähr 99 GW. [13]

Aufgrund der Tatsache, dass bei Solarkraftwerken keine rotierenden Maschinen vorhanden sind, haben diese auch keinen direkten Einfluss auf die auftretenden Schwingungen. Es tritt jedoch ein indirekter Einfluss auf. Dieser hat zur Folge, dass bei Erhöhung der Solarkraft eine Verringerung der Einspeisung bzw. eine Abschaltung anderer Kraftwerke, welche die Schwingungen beeinflussen, vorgenommen wird. Somit müssen für die Simulation einer erhöhten Solarkraft Kraftwerke mit der Menge der erhöhten Solarleistung abgeschaltet und vom Netz getrennt werden. Für das zu simulierende Szenario wurden dafür Generatoren mit einem Wert von ca. 20 % der im Betriebspunkt gesamten eingespeisten Leistung beider Länder abgeschaltet. Da keine genaue Kenntnis über die Art der Kraftwerke vorhanden war, erfolgt für die Abschaltung wieder eine zufällige Auswahl der Generatoren. Die aus diesem Szenario resultierenden Schwingungsparameter sind in Tabelle 5 zu sehen.

Tabelle 5: Parameter der Moden bei Erzeugungsverlagerung in Italien/Spanien

Mode-Nummer	Mode-Name	Eigenwerte λ	Frequenz f	Dämpfung ζ
			[Hz]	[%]
1	Ost-West-Mode	$-0.090 \pm 1.80i$	0.29	5.0
2	Nordost-Südost-Mode	$-0.102 \pm 3.23i$	0.51	3.2
3	Italien-Mode	$-0.117 \pm 4.05i$	0.64	2.9
4	FRA-GER-Mode	$-0.121 \pm 4.45i$	0.71	2.7
5	Mixed-Mode	$-0.169 \pm 6.35i$	1.01	2.7
6	Spanien-Mode	$-0.218 \pm 7.57i$	1.20	2.9
7	Mitteuropa-Mode	$-0.275 \pm 8.38i$	1.33	3.3

Eine erhöhte Solarkrafteinspeisung in Italien und Spanien hat geringe Abweichungen der Schwingungsparameter zur Folge. Bis auf Mode 2 treten bei allen anderen Moden Veränderungen auf. Die Frequenzen erhöhen sich dabei um 0.01 - 0.03 Hz. Eine Ausnahme stellt Mode 3 dar, hier tritt eine Erhöhung um 0.08 Hz auf. Bei Betrachtung der Dämpfung ist

zu erkennen, dass bei den Moden 2, 4, 5 und 6 keine Abweichungen auftreten. Bei Mode 1 und Mode 3 sinkt der Dämpfungswert um 0.2 %. Im Gegensatz dazu steigt der Wert bei Mode 7 um 0.1 % an.

In weiterer Folge wurde wieder das Verhalten der einzelnen Moden genauer analysiert. Dabei konnten ähnliche Ergebnisse wie bei der Erzeugungsverlagerung in Deutschland festgestellt werden. Bei den Moden 1 - 5 wurden, bis auf geringe Zu- bzw. Abnahmen der Generatorbeteiligungen, keine Veränderungen im Verhalten erkannt. Wiederum weisen Mode 6 und Mode 7 die einzigen nennenswerten Abweichungen des Schwingungsverhaltens auf. Deshalb wurden wieder ausschließlich diese zwei Moden für eine graphische Veranschaulichung herangezogen. In Abbildung 42 ist das Verhalten von Mode 6 in der Europakarte dargestellt.

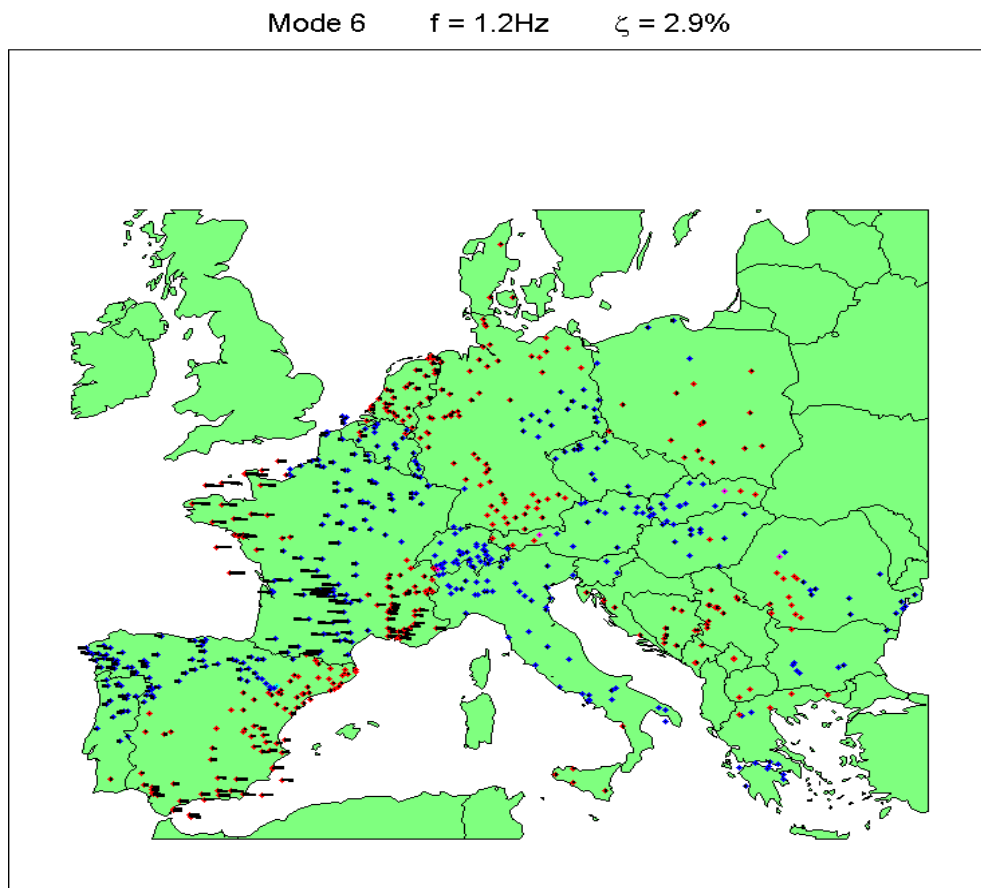


Abbildung 42: Mode 6, Erzeugungsverlagerung in Italien/Spanien

Auf den ersten Blick sind keine wesentlichen Änderungen am grundlegenden Schwingungsverhalten erkennbar. Erst nach detaillierter Betrachtung kann, im Vergleich mit dem Zustand bei normaler Erzeugung (Abbildung 22), eine Erhöhung der Schwingungsanteile in Frankreich sowie eine Verringerung der Anteile in Spanien festgestellt

werden. Zur besseren Betrachtung der Veränderungen werden in Abbildung 43 und in Abbildung 44 die Mode-Shapes der Generatoren aus Frankreich und aus Spanien dargestellt. Es wird jeweils wieder ein Vergleich zwischen der normalen Erzeugungssituation und der Erzeugung mit erhöhter Solarkraft vorgenommen.

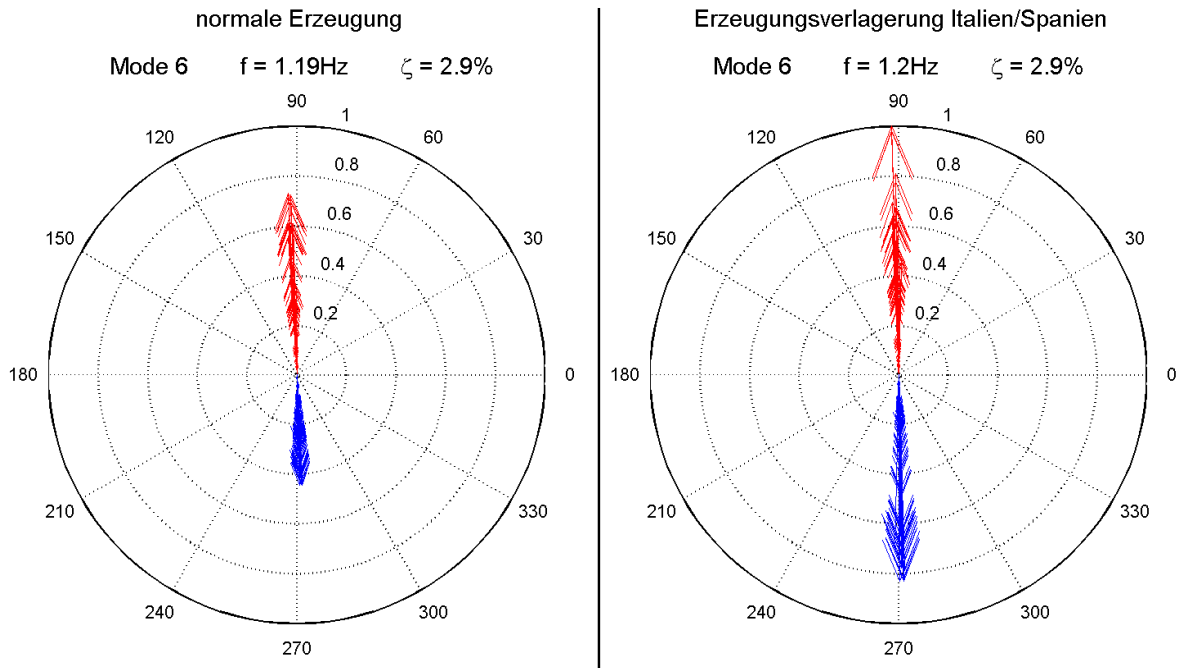


Abbildung 43: Mode 6, Generatoren Frankreich

Wie bereits erwähnt steigen, durch die erhöhte Solarkraft im Süden Europas, die Schwingungsbeteiligungen der Generatoren von Frankreich. Bei normaler Erzeugung erreichen die Mode-Shapes Werte in der Höhe von durchschnittlich 0.4 - 0.6 pu. Durch die Verlagerung erfolgt eine Anhebung der Höchstwerte auf 0.8 bis 1.0 pu. Somit weist Frankreich durch dieses Szenario die Hauptanteile an der Schwingung auf.

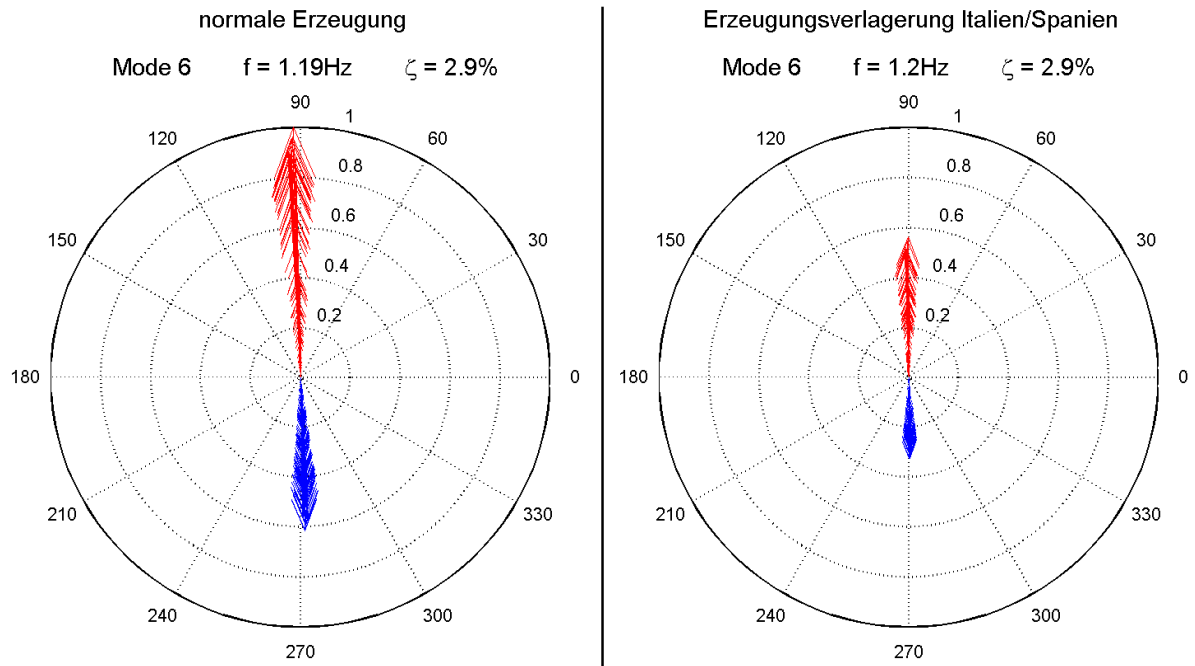


Abbildung 44: Mode 6, Generatoren Spanien

Anhand der Mode-Shapes von Spanien lässt sich eine starke Verringerung der Generatoranteile am Mode beobachten. Bei normaler Erzeugung weist Spanien die größten Beteiligungen an der Schwingung auf. Durch die erhöhte Solarkraft im Süden Europas sinken diese auf maximal Werte von ca. 0.5 pu ab.

Als nächstes werden die Veränderungen von Mode 7 näher betrachtet. Dafür ist zunächst in Abbildung 45 das Verhalten der Schwingung mittels der Europakarte dargestellt.

Mode 7 $f = 1.33\text{Hz}$ $\zeta = 3.3\%$

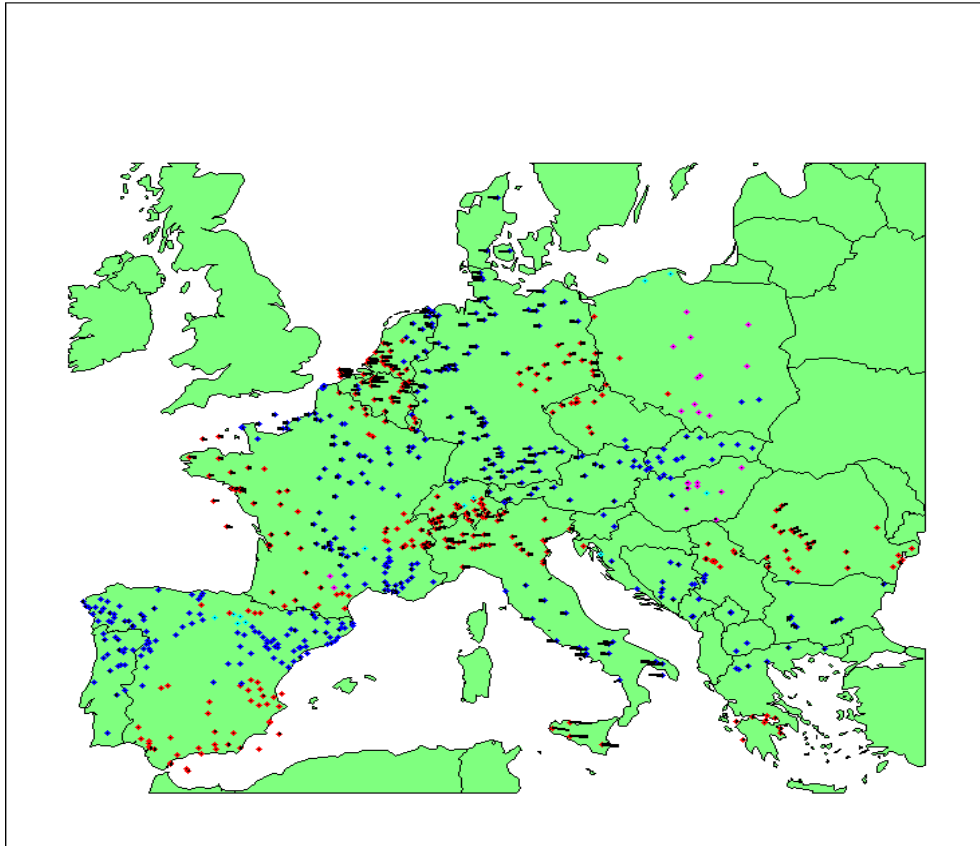


Abbildung 45: Mode 7, Erzeugungsverlagerung in Italien/Spanien

Bei Mode 7 sind im Wesentlichen zwei Änderungen zu beobachten. Die Schweiz weist bei normaler Erzeugungssituation eine starke Beteiligung an der Schwingung auf und schwingt synchron mit Deutschland (Abbildung 24). Beim Szenario der erhöhten Solarkraft schwindet diese starke Beteiligung und die Anteile der Generatoren sinken. Zusätzlich dreht sich die Phasenlage der Schwingung in der Schweiz um 180° . Die zweite Veränderung ist in Italien zu erkennen. Bis auf die Generatoren in Sizilien erfolgt eine Verringerung der Beteiligungen in ganz Italien. Für eine genauere Veranschaulichung werden in Abbildung 46 und Abbildung 47 wiederum die Mode-Shapes in Kreisdiagrammen dargestellt.

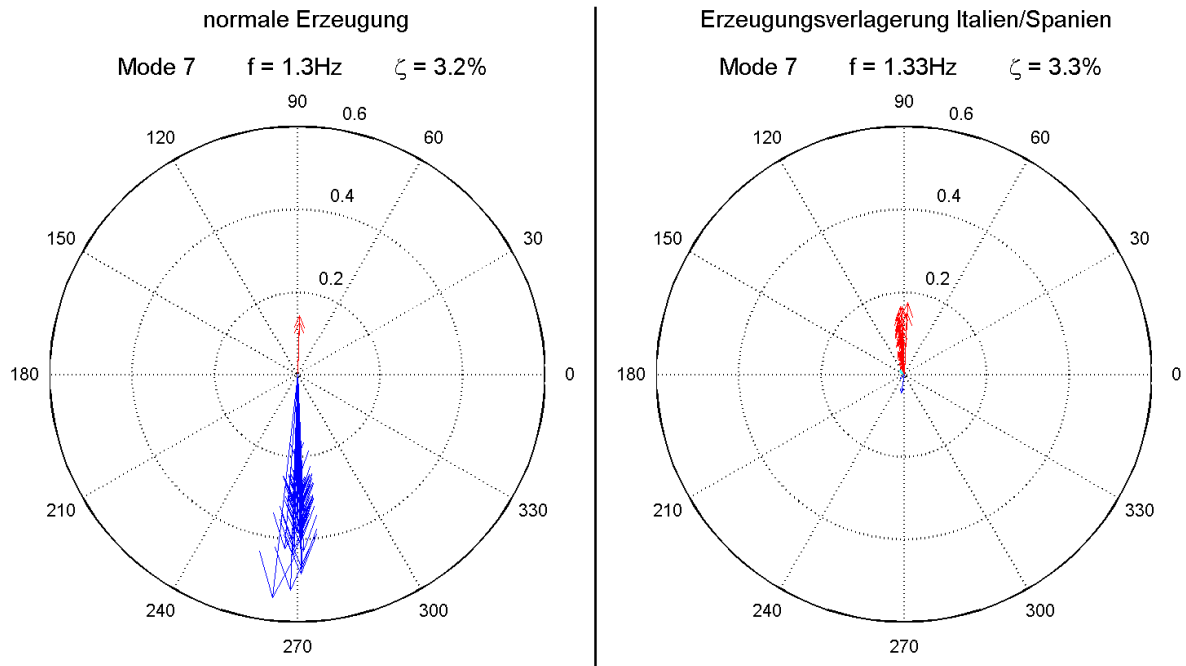


Abbildung 46: Mode 7, Generatoren Schweiz

In Abbildung 46 sind die bereits erwähnten Veränderungen der Schweiz deutlich zu erkennen. Bei normaler Erzeugung besitzen die Generatoren eine Beteiligung an der Schwingung mit Werten bis ca. 0.6 pu. Wird die Erzeugung in Italien und Spanien verlagert, hat dies eine starke Verringerung der Schwingungsanteile und ebenso eine Änderung der Phasenlage der Schwingung zur Folge. Die Mode-Shapes sinken auf Werte unter 0.2 pu und drehen zusätzlich ihre Richtung um 180°. Durch die geringe Beteiligung bei diesem Szenario können die Generatoren der Schweiz nun vernachlässigt werden.

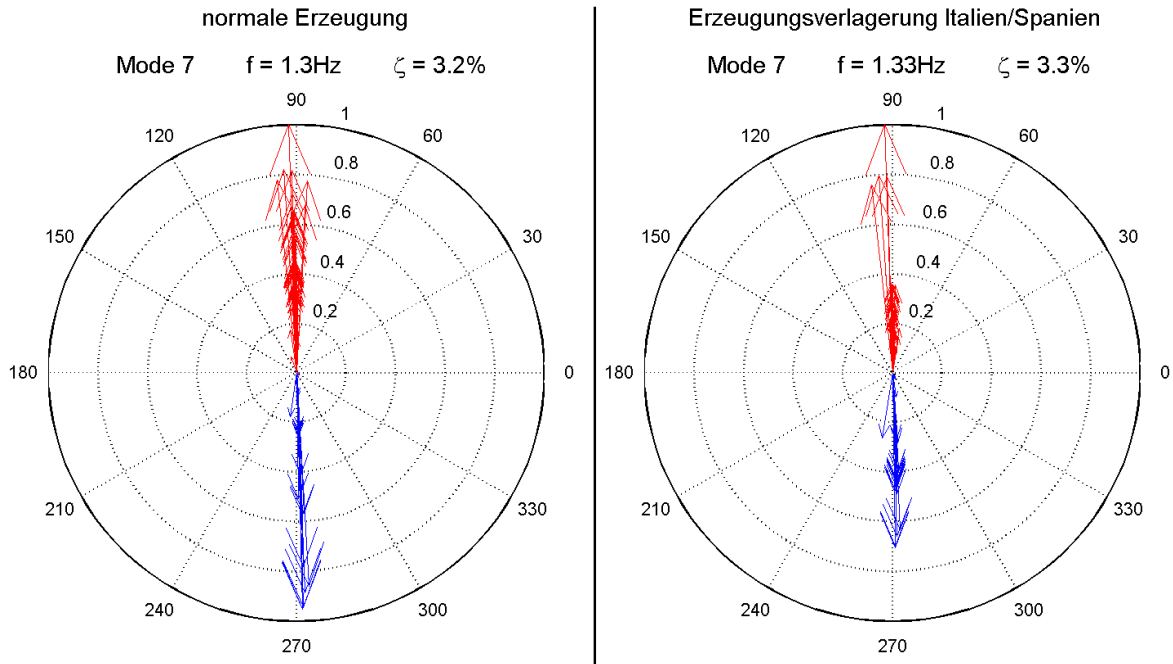


Abbildung 47: Mode 7, Generatoren Italien

In Italien ist prinzipiell eine Verringerung der Schwingungsanteile aller Generatoren zu erkennen. Die Werte der Mode-Shapes sinken um ca. 0.2 pu. Einzig die Beteiligungen der südlich gelegenen Generatoren in Sizilien bleiben unverändert. Diese besitzen weiterhin Werte von 0.8 - 1 pu. Das grundsätzliche Verhalten bleibt trotz kleiner Änderungen erhalten.

Bei beiden Szenarien war zu erkennen, dass das grundsätzliche Verhalten der Schwingungen trotz Verlagerung der Erzeugung konstant bleibt. Besonders bei den Moden 1-5 konnten keine größeren Änderungen in der Beteiligung der Generatoren festgestellt werden. Auch bei den Parametern Frequenz und Dämpfung traten nur geringe Abweichungen auf. Somit kann gezeigt werden, dass die Erzeugungssituation nur geringe Auswirkungen auf bestimmte Moden hat.

5 Diskussion

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass die gewonnenen Ergebnisse der Arbeit genau die erhofften Ergebnisse bisheriger Forschungsarbeiten widerspiegeln. Es konnte durch relativ einfache Mittel ein Model erstellt werden, welches es ermöglicht Netzschwingungen im europäischen Verbundnetz, die durch „Kleinstörungen“ wie Last- oder Erzeugungsschwankungen entstehen, zu simulieren. Die ersten Ergebnisse ergaben eine große Anzahl an existierenden Schwingungsmoden. Da bei den meisten Moden nur eine sehr geringe Anzahl an Generatoren beteiligt waren und bei vielen die Dämpfung der Schwingung einen hohen Wert aufwies, konnten diese für weitere Betrachtungen vernachlässigt werden. Dazu traten eine Vielzahl an Local-Area-Moden auf, die ebenfalls nicht von Relevanz waren. Zusätzlich wurde erkannt, dass die meisten Moden bei Variation verschiedenster Netzparameter ihr Verhalten stark veränderten. Bei diesen Veränderungen war teilweise zu beobachten, wie neue Moden entstanden bzw. wie bisher vorhandene Moden nicht mehr existent waren. Im Gegensatz dazu existierte eine kleine Anzahl an Schwingungen bei denen, trotz Variation der Parameter im Netz, keine Verhaltensänderungen festgestellt werden konnten. Diese waren ebenso in Bezug auf Dämpfung und Anteilnahme der Generatoren die relevantesten Moden. Es zeigte sich, dass dies exakt jene Schwingungen waren, die auch in den bisherigen Forschungsarbeiten ermittelt wurden.

Während der gesamten Simulationen waren zwei Dinge sehr auffällig. Zunächst kann jener Generator aus Ungarn, der im vorgestellten Local-Area-Mode in Kapitel 4.1.3 aktiv ist, besonders hervorgehoben werden. Es wurde bei vielen Moden erkannt wie dieser Generator sich immer wieder entgegengesetzt zum restlichen ungarischen Netz bewegte. Somit war es sehr oft der Fall, dass sich das ungarische Netz in einem internen Local-Mode befand. Neben diesem Generator muss auch ein besonderes Augenmerk auf zwei spezielle Leitungen gelegt werden. Beide befanden sich an der Grenze zwischen Frankreich und Spanien. Bei den meisten Moden war bei diesen Leitungen eine starke Belastung durch die Schwingungsenergie zu erkennen. Dadurch könnten sie eine Schwachstelle des Netzes bei Inter-Area-Oszillationen darstellen.

Kritisch betrachtet werden musste bei der gesamten Arbeit die Tatsache, dass aufgrund des einfach gewählten Netzmodells keine genauen Informationen über die einzelnen Kraftwerke bzw. Generatoren vorhanden waren. Somit konnte keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen und ihren Eigenschaften erfolgen. Einen weiteren kritischen Punkt brachte der verwendete Datensatz des europäischen Netzes mit sich. Dabei stellten die Daten der Generatorleistungen einen durchschnittlichen Betriebspunkt dar und entsprachen somit der eingespeisten Leistung. Dadurch war keine Kenntnis der Generatornennleistungen vorhanden. Um diesem Problem entgegenzuwirken wurde die Nennleistung durch das 1.5fache der eingespeisten Leistung näherungsweise abgeschätzt. Einige Generatoren wiesen dadurch größere und andere kleinere Abweichungen zwischen der realen Nennleistung und der für die Arbeit verwendeten Nennleistung auf. Zusätzlich

muss beachtet werden, dass zur Reduzierung der Rechenzeit alle Generatoren, die eine Leistung geringer als 75 MW besaßen, keine Berücksichtigung im System fanden. All diese Faktoren haben eine gewisse Abweichung der Simulation gegenüber der Realität zur Folge. Trotzdem konnte nach etwaigen Simulationen und Analysen festgestellt werden, dass sich diese Abweichungen im System nur gering bis gar nicht auf das grundsätzliche Verhalten der relevanten Schwingungen auswirken. Das eigentliche Problem stellen dabei die Schwingungsparameter, wie Dämpfung und Frequenz, dar. Die gesammelten Werte dieser Parameter müssen dadurch kritisch betrachtet werden. Vor allem für genauere Analysen der Schwingungen wird es wichtig sein, die Daten des gesamten Systems so genau als möglich anzugeben.

Alles in allem erzielt die Arbeit den erwünschten Zweck mit einem relativ simplen Modell, die Schwingungen im System nachzubilden, um sie im weiteren Sinne genauer analysieren zu können. Dies wird auch in weiterer Zukunft vonnöten sein, da die Stabilität ein immer größer werdendes Thema wird. Probleme müssen im Vorhinein erkannt werden, um schnellstmöglich reagieren zu können, damit Netzausfälle und im weiteren Sinne Blackouts vermieden werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE/CIGRE, Publikation 2004.
- [2] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*.: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [3] "Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011," ENTSOE, 2011.
- [4] Larsson Mats and Santos Luis-Fabiano, "Balance the swing," ABB, 2015.
- [5] Austria-Forum. [Online]. https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Europ%C3%A4isches_Verbundsystem
- [6] ENTSO-E. [Online]. <https://www.entsoe.eu/publications/statistics/network-dataset/TYNDDP-input-datasets/Pages/default.aspx>
- [7] CIGRE, "Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System," Paris, 2000.
- [8] Herwig Renner, "Determining and Visualizing Stability Parameters," Technische Universität Graz, Secondment Report 2014.
- [9] Dr. Jim McCalley. Website - Iowa State University. [Online]. <http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/DCPowerFlowEquations.pdf>
- [10] Yuwa Chompoobutrgool and Luigi Vanfretti, "Identification of Power System Dominant Inter-Area Oscillation Paths," 2013.
- [11] Austria-Forum. [Online]. https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Liste_%C3%B6sterreichischer_Kraftwerke
- [12] Energy-Charts. [Online]. https://www.energy-charts.de/power_inst.htm?year=2017&period=annual&type=power_inst
- [13] World Energy Council. [Online]. <https://www.worldenergy.org/data/resources/>