

ZUR AGGREGATION VON VERTEILNETZEN FÜR DYNAMISCHE ÜBERTRAGUNGSNETZSIMULATIONEN

Sirkka Porada*¹, Christian Bredtmann¹, Albert Moser¹

Lutz Gröll², Veit Hagenmeyer²

1.) Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen,
Schinkelstr.6 52062 Aachen, www.iaew.rwth-aachen.de

2.) Institut für Angewandte Informatik (IAI) am Karlsruher Institut für Technologie,
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, www.iai.kit.edu

Kurzfassung: Der Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien führt immer mehr zu einer Verdrängung konventioneller Kraftwerke, welche durch ihr transientes Verhalten einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Darüber hinaus führt dieser Wandel in der Stromerzeugungsstruktur zu einer Reduktion der rotierenden Massen im europäischen Synchronverbund, wodurch insbesondere die Frequenzstabilität gefährdet sein kann.

Um die Einflüsse der Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur Europas auf die Systemstabilität des Europäischen Verbundsystems zu quantifizieren, ist eine Simulation des gesamten europäischen Elektrizitätsversorgungssystems unter Berücksichtigung der unterlagerten Netzebenen im Zeitbereich notwendig. Bedingt durch die erforderliche Modellgenauigkeit sowie die Systemgröße ist eine solche Simulation mit einem hohen Rechenaufwand verbunden. Daher ist es erforderlich, geeignete aggregierte Verteilnetzmodelle zur Abbildung des Einflusses der Verteilnetzebenen auf die Frequenzstabilität im Übertragungsnetz zu verwenden.

Im Folgenden wird ein Aggregationsverfahren vorgestellt, das ein elektrisches Netz sowie die in dem Netz angeschlossenen Generatoren und deren Turbinenregler unter Berücksichtigung ihrer elektrischen Distanz zueinander aggregiert und somit die Systemgröße reduziert. Das vorgestellte Verfahren wird anhand einer exemplarischen Untersuchungen validiert.

Keywords: Systemstabilität, Frequenzstabilität, Aggregationsverfahren, Verteilnetze

1 Einleitung

Aufgrund klima- und energiepolitischer Ziele befindet sich das europäische Stromerzeugungssystem in einem strukturellen Wandel. Der Anteil von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EEA) an der Gesamtstromerzeugung wird voraussichtlich auch in Zukunft weiter zunehmen, während der Anteil konventioneller Kraftwerke abnimmt. Konventionelle Kraftwerke steuern über Regelungssysteme die von ihnen eingespeiste Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz und der Spannung am Netzanschlussknoten, wodurch sie einen wesentlichen Beitrag zur Frequenz- und Spannungsstabilität des Elektrizitätsversorgungssystems leisten. Darüber hinaus wird einem plötzlich auftretenden Ungleichgewicht zwischen im Elektrizitätsversorgungssystem erzeugter und verbrauchter Leistung kurzzeitig durch die in

den rotierenden Massen der Generatoren konventioneller Kraftwerke gespeicherte kinetische Energie entgegengewirkt. Das Beschleunigen bzw. Abbremsen der sich im System befindenden rotierenden Massen führt entsprechend zu einem verminderten Ansteigen bzw. Absinken der Netzfrequenz. Je weniger rotierende Massen – und damit mechanisch gesprochen: Trägheitsmomente - sich in einem elektrischen Elektrizitätsversorgungssystem befinden, desto stärker verändert sich die Netzfrequenz in Folge eines Wirkleistungsungleichgewichtes. EEA sind meist über Wechselrichter an das Elektrizitätsversorgungssystem angeschlossen und können daher keinen Beitrag zur gerade skizzierten Momentanreserve leisten. Insgesamt führt die durch die politischen Ziele motivierte Veränderung der Erzeugungsstruktur also zu einem Rückgang der sich im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem befindlichen Momentanreserve, wodurch die Frequenzstabilität des europäischen Synchronverbundes negativ beeinflusst wird. Zur Quantifizierung dieses Einflusses ist eine Simulation des gesamten europäischen Elektrizitätsversorgungssystems im Zeitbereich notwendig. Da ein Großteil der EE-Anlagen in der Verteilnetzebene angeschlossen ist, kann der Einfluss der dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen in Stabilitätsuntersuchungen zukünftig nicht vernachlässigt werden. Die für eine solche Simulation notwendige Modellgenauigkeit und die Größe des Systems erfordern jedoch hohe Rechenzeiten. Daher ist es erforderlich, geeignete aggregierte Verteilnetzmodelle zur Abbildung des Einflusses der Verteilnetzebenen auf die Frequenzstabilität im Übertragungsnetz zu verwenden. Nachfolgend wird ein hierfür geeignetes Verfahren zur Aggregation von Verteilnetzen vorgestellt.

2 Analyse

2.1 Generatormodell

Das transiente Verhalten eines Generators nach einer Störung des elektrischen Wirkleistungsungleichgewichtes im EVS kann durch ein Generatormodell vierter Ordnung, welches in [1] detailliert erläutert wird, hinreichend genau abgebildet werden. Dieses wird durch die Differentialgleichungen 2.1 bis 2.3 und die algebraischen Gleichungen 2.4 und 2.5 beschrieben. Gleichung 2.1 beschreibt die Veränderung des Polradwinkels δ während des Ausgleichsvorganges. Dabei bezeichnet Ω_{base} die Synchronfrequenz in rad/s ($314.16 rad/s$ bei 50 Hz). Die Drehzahl ω bzw. ω_0 ist entsprechend in per unit angegeben. Folglich gilt $\omega_0 = 1$. Die Beschleunigung des Rotors hängt dabei, wie in 2.2 dargestellt, von der Trägheit H des Rotors und der Dämpfung D des Generators ab. Die während des elektromagnetischen Ausgleichsvorganges wirkenden Induktivitäten sind in den transienten Synchronreaktanzen $x_{d'}$ und $x_{q'}$ zusammengefasst. Die in der Erregerwicklung induzierte Spannung wird durch die transienten Polradspannungen $e_{d'}$ und $e_{q'}$ abgebildet. Unter Berücksichtigung der transienten Zeitkonstanten $T_{d'}$ und $T_{q'}$ lässt sich die Differentialgleichung 2.3 zur Berechnung der transienten Polradspannung aufstellen, wobei e_{fd} die vom Erregerstrom in der Feldwicklung induzierte Erregerspannung bezeichnet. Die algebraischen Gleichungen 2.4 und 2.5 bilden die von Statorströmen, transienter Erregerspannung und transienten Synchronreaktanzen abhängige Klemmenspannung u im dq-System und die vom Generator ins Netz eingespeiste elektrische Leistung P_e ab.

$$\dot{\delta} = \Delta\omega = (\omega - \omega_0)\Omega_{base} \quad 2.1$$

$$\Delta\dot{\omega} = (P_m - P_e - D\Delta\omega) \frac{\Pi f}{H} \quad 2.2$$

$$\begin{bmatrix} \dot{e}'_d \\ \dot{e}'_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T'_q} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T'_d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{T'_d} \end{bmatrix} e_{fd} \quad 2.3$$

$$P_e = e'_q i_q + e'_d i_d + (x'_d - x'_q) i_q i_d \quad 2.4$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{x'_d} \\ \frac{1}{x'_q} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{x'_d} \\ \frac{1}{x'_q} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e'_d \\ e'_q \end{bmatrix} \quad 2.5$$

2.2 Turbinenregelung

Kraftwerke verfügen in der Regel über eine drehzahlabhängige Wirkleistungsregelung, die in dem vorgestellten Verfahren mit Hilfe des in Abbildung 1 dargestellte Regelkreis modelliert wird [2]. Dabei werden thermodynamische Ausgleichsvorgänge vernachlässigt. Die sich ergebende Übertragungsfunktion des Regelkreises ist in Gleichung 2.6 dargestellt [2].

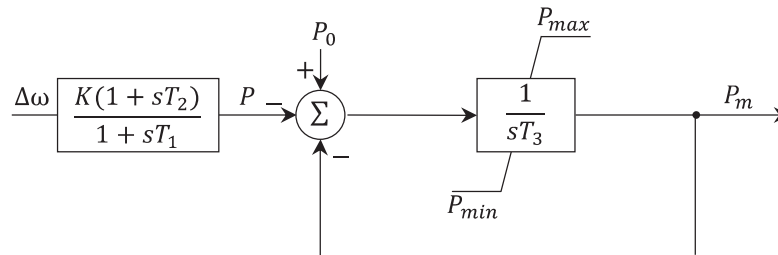


Abbildung 1: Regelkreis der Turbinenregelung

$$G(j\omega) = \frac{1}{1 + j\omega T_3} \left(P_0 - \frac{K(1 + j\omega T_2)}{1 + j\omega T_1} \right) \quad 2.6$$

2.3 Modalanalyse

Wird in Folge einer Gleichgewichtsstörung im System ein Generator zum Schwingen angeregt, werden weitere Generatoren des Systems durch die fluktuierende Leistungseinspeisung dieses Generators zum Schwingen angeregt. Abhängig von ihrer elektrischen Distanz zueinander sowie ihrer Trägheit schwingen die einzelnen Generatoren eines Systems synchron bzw. asynchron miteinander. Die Polradwinkeldifferenz synchron schwingender bzw. kohärenter Generatoren ist dabei während eines störungsbedingten Ausgleichsvorganges stets konstant [2].

Eine Modalanalyse, welche in [3] näher erklärt wird, ermittelt die Eigenschwingungsfrequenzen eines EVS und analysiert das Verhalten der einzelnen Zustandsgrößen des Systems während dieser Eigenschwingungen. Mit Hilfe einer solchen Modalanalyse können auch kohärente Generatorgruppen identifiziert werden, die bezüglich niederfrequenter Eigenschwingungen synchron zueinander schwingen. Zur Identifizierung kohärenter Generatorgruppen wird ein

vereinfachtes Last- und Generatormodell angenommen. In diesem vereinfachten System sind die angeschlossenen Generatoren die einzigen dynamischen Komponenten, sodass sich die linearisierten Systemgleichungen durch die Gleichungen 2.7 und 2.8 beschreiben lassen und sich Gleichung 2.9 zur Beschreibung des transienten Verhaltens des Systems ergibt.

$$M\Delta\ddot{\delta} = \left. \frac{\partial f(\delta, u)}{\partial \delta} \right|_{\delta_0, u_0} + \left. \frac{\partial f(\delta, u)}{\partial u} \right|_{\delta_0, u_0} = K_1\Delta\delta + K_2\Delta u \quad 2.7$$

$$0 = \left. \frac{\partial g(\delta, u)}{\partial \delta} \right|_{\delta_0, u_0} + \left. \frac{\partial g(\delta, u)}{\partial u} \right|_{\delta_0, u_0} = K_3\Delta\delta + K_4\Delta u \quad 2.8$$

$$M\Delta\ddot{\delta} = K\Delta\delta = (K_1 - K_2K_4^{-1}K_3)\Delta\delta \quad 2.9$$

KM^{-1} stellt folglich die Systemmatrix dar, aus deren Eigenwerten sich das dynamische Verhalten eines Systems ableiten lässt. Aus dem Imaginärteil komplexer Eigenwerte lassen sich die Frequenzen der Eigenschwingungen des betrachteten Systems ableiten. Die zugehörigen Eigenvektoren geben Aufschluss über den Einfluss einer Eigenschwingung auf die Polradwinkel der einzelnen Generatoren. Jene Generatoren, deren Polradwinkel durch niederfrequente Eigenschwingungen gleichermaßen beeinflusst werden, sind folglich kohärent zueinander.

2.4 Ward-Ersatznetz-Verfahren

Das Ward-Ersatznetzverfahren ist ein Aggregationsverfahren, das ein Gesamtsystem auf den betrachtungsrelevanten, internen, Netzbereich reduziert. Das Verfahren aggregiert den externen, nicht betrachtungsrelevanten Netzbereich derart, dass der Einfluss dieser externen Netzbereiche auf die Leistungsflüsse im internen Netzbereich exakt abgebildet wird. Hierfür werden zunächst alle Kuppelknoten identifiziert, die über einen Zweig direkt mit einem Knoten des externen Netzbereiches und einem Knoten aus dem internen Netzbereich verbunden sind. Knoten aus dem externen Netzbereich sind also nicht direkt über einen Zweig mit internen Knoten verbunden, sodass sich die Knotengleichungen des Gesamtsystems durch eine entsprechende Gauß-Elimination zu Gleichung 2.10 ergeben. In dieser sind die Ströme der internen Knoten sowie der Kuppelknoten von den Spannungen und Strömen der externen Knoten entkoppelt. [4]

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_I \\ \vec{I}_K + -\underline{Y}_{KE} \underline{Y}_{EE}^{-1} \vec{I}_E \\ \vec{I}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{II} & \underline{Y}_{IK} & \mathbf{0} \\ \underline{Y}_{KI} & \underline{Y}_{KK} - \underline{Y}_{KE} \underline{Y}_{EE}^{-1} \underline{Y}_{EK} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \underline{Y}_{EK} & \underline{Y}_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{U}_I \\ \vec{U}_K \\ \vec{U}_E \end{bmatrix} \quad 2.10$$

Die Spannungen an den Kuppelknoten werden durch diese Netzwerkreduktion nicht verändert. Lediglich die an den Kuppelknoten angeschlossenen Admittanzen verändern sich um $\Delta\underline{Y}_{KK} = -\underline{Y}_{KE} \underline{Y}_{EE}^{-1} \underline{Y}_{EK}$ und die an den Kuppelknoten eingespeisten Ströme um $\Delta\vec{I}_K = -\underline{Y}_{KE} \underline{Y}_{EE}^{-1} \vec{I}_E$. Mit Hilfe dieses Verfahrens lassen sich folglich die an externen Knoten durch Verbraucher bezogenen oder durch EE-Anlagen eingespeisten Ströme entsprechend der Netzimpedanz auf die Kuppelknoten zum betrachtungsrelevanten Netzbereich aufteilen. [4]

2.5 Struktur-Erhaltungsansatz

Dieses Aggregationsverfahren fasst kohärente Generatoren zu einem äquivalenten Generator zusammen, wobei sich dieser durch die gleichen differentialalgebraischen Gleichungen modellieren lässt wie die zu aggregierenden Generatoren. Diese müssen folglich alle über die gleichen Systemgleichungen abbildbar sein, um diese mit Hilfe des in [5] vorgestellten Struktur-Erhaltungsansatzes zusammen zu fassen.

Darüber hinaus nimmt der Struktur-Erhaltungsansatz an, dass alle kohärenten Generatoren an einer gemeinsamen Sammelschiene angeschlossen sind. Folglich entspricht die vom äquivalenten Generator eingespeiste Leistung der Summe der eingespeisten Leistung der dieser Kohärenzgruppe zugehörigen Generatoren und der vom äquivalenten Generator eingespeiste Strom der Summe der eingespeisten Ströme der kohärenten Generatoren. Basierend auf diesen Annahmen werden alle weiteren Parameter ermittelt, die notwendig sind, um das transiente Verhalten des Äquivalenten Generators über ein Generatormodell 4. Ordnung zu beschreiben.

3 Methodisches Vorgehen

Zur Entwicklung von aggregierten Verteilnetzmodellen ist basierend auf dem Ward-Ersatz-Netz und dem Struktur-Erhaltungsansatz ein Verfahren entwickelt worden, welches die sich im Verteilnetz befindenden Synchrongeneratoren unter Berücksichtigung ihrer elektrischen Distanz zueinander aggregiert. Dabei wird in diesem Verfahren, um das transiente Verhalten des zu aggregierenden Verteilnetzes möglichst exakt abzubilden, jede kohärente Generatorgruppe durch einen Referenzgenerator im aggregierten Netzmodell abgebildet

3.1 Ermittlung der Referenzgeneratoren

Zur Identifizierung der kohärenten Generatorgruppen des zu aggregierenden Systems wird eine Modalanalyse durchgeführt. Dabei werden jene Generatoren zu einer Kohärenzgruppe zusammengefasst, die während Eigenschwingungen mit Frequenzen niedriger als 1Hz synchron zueinander schwingen. Der Generator einer Kohärenzgruppe, dessen Polradwinkel durch diese niederfrequente Eigenschwingung am stärksten beeinflusst wird, stellt den Referenzgenerator der Kohärenzgruppe dar.

3.2 Netzwerkreduktion

Das elektrische Netz wird in dem vorgestellten Verfahren mit Hilfe des Ward-Ersatz-Verfahrens auf die Anschlussknoten der Referenzgeneratoren des zu aggregierenden Systems sowie die Kuppelknoten zum betrachtungsrelevanten Netzbereich reduziert.

3.3 Aggregationsverfahren

In dem hier vorgestellten Verfahren wurde der Struktur-Erhaltungsansatz modifiziert, sodass nahezu kohärente Generatoren, die an unterschiedlichen Knoten des Netzes angeschlossen sind unter Berücksichtigung ihrer elektrischen Distanz zueinander aggregiert werden können. Hierfür wird mit Hilfe des Ward-Ersatz-Verfahrens der vom äquivalenten Generator injizierte Strom bestimmt. Der Anschlussknoten des äquivalenten Generators stellt folglich einen

Kuppelknoten und die Anschlussknoten der zu aggregierenden Generatoren stellen externe Knoten im Sinne des Ward-Ersatznetz-Verfahrens dar. Die von dem äquivalenten Generator eingespeiste Leistung P_{eq} wird gemäß Gleichung 3.1 bestimmt, wobei u_{eq} die Spannung am Anschlussknoten des äquivalenten Generators bezeichnet. Aus Gleichung 3.1 lässt sich außerdem ein Gewichtungsfaktor für die von den zu aggregierenden Generatoren eingespeiste Wirkleistung ableiten.

$$P_{eq} = \sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} P_i = \sum_i^n P_{ieq} = \sum_i^n \Re\{[\underline{Y}_{KE}^* \underline{Y}_{EE}^{-1}]_{ieq} i_i^* u_{eq}\} \quad 3.1$$

3.3.1 Generatorenaggregation

Zunächst werden Trägheits- und Dämpfungskonstante des äquivalenten Generators mit Hilfe der Bewegungsgleichung 2.2 bestimmt. Kohärente Generatoren schwingen, wie bereits erläutert, nach einer Störung weiterhin synchron zueinander. Folglich sind die Änderungen ihrer Winkelgeschwindigkeit $\Delta\omega$ während des Ausgleichsvorganges gleich. Da die vom äquivalenten Generator eingespeiste Leistung über Gleichung 3.1 bestimmt wird, ergibt sich Gleichung 3.2 zur Bestimmung der Trägheits- und Dämpfungskonstanten des äquivalenten Generators.

$$\sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} P_{mi} - \sum_i^n P_{ei} = \Delta\dot{\omega} \sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} \frac{H_i}{\pi f} + \Delta\dot{\omega} \sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} D_i = \frac{H_{eq}}{\pi f} \Delta\dot{\omega} + D_{eq} \Delta\dot{\omega} \quad 3.2$$

Die Synchronreaktanzen x_d und x_q des äquivalenten Generators werden nun so gewählt, dass Gleichung 2.5 erfüllt ist und der vom äquivalenten Generator eingespeiste Strom dem mit Hilfe des Ward-Ersatznetz-Verfahrens ermittelten Strom entspricht. Hierfür werden zunächst alle Generatoren mit Hilfe einer Transformationsmatrix T in ein gemeinsames dq-System transformiert. Dadurch ergeben sich für die Ströme $i_{d_{ieq}}$ und $i_{q_{ieq}}$ die in den Gleichungen 3.3 und 3.4 dargestellten Gewichtungsfaktoren, wobei δ_i dem Polradwinkel des Generators i und δ_{eq} dem Polradwinkel des äquivalenten Generators entspricht.

$$\frac{i_{d_{ieq}}}{i_{d_i}} = \frac{\Re\{i_{ieq}\} \sin(\delta_i) - \Im\{i_{ieq}\} \cos(\delta_i)}{i_{d_i}} \quad 3.3$$

$$\frac{i_{q_{ieq}}}{i_{q_i}} = \frac{\Re\{i_{ieq}\} \cos(\delta_i) + \Im\{i_{ieq}\} \sin(\delta_i)}{i_{q_i}} \quad 3.4$$

Mit dem Faktor $\frac{u_i}{u_{eq}}$ in Gleichung 3.5 wird berücksichtigt, dass die Klemmspannungen an den Anschlussknoten der zu aggregierenden Generatoren nicht der Spannung am Anschlussknoten des äquivalenten Generators entsprechen. Daraus ergibt sich Gleichung 3.5 zur Darstellung der vom äquivalenten Generator eingespeisten Ströme. $\sum_{i=1}^n \frac{u_i}{u_{eq}} T_i A_i T^{-1}$ stellt demnach die Matrix die transienten Synchronreaktanzen des äquivalenten Generators dar. Gemäß Gleichung 2.5 müssen sich die Diagonalelemente der Synchronreaktanzenmatrix jedoch zu Null ergeben, weshalb der Polradwinkel des äquivalenten Generators entsprechend gewählt wird [5].

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} i_{d_{eq}} \\ i_{q_{eq}} \end{bmatrix} &= \vec{u}_{eq} \sum_{i=1}^n \frac{u_i}{u_{eq}} \mathbf{T}_i \begin{bmatrix} 0 & -\frac{i_{d_{ieq}}}{i_{d_i} x'_{d_i}} \\ \frac{i_{q_{ieq}}}{i_{q_i} x'_{q_i}} & 0 \end{bmatrix} - \sum_{i=1}^n \mathbf{T}_i \begin{bmatrix} 0 & -\frac{i_{d_{ieq}}}{i_{d_i} x'_{d_i}} \\ \frac{i_{q_{ieq}}}{i_{q_i} x'_{q_i}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e'_{d_i} \\ e'_{q_i} \end{bmatrix} \\ &= \vec{u}_{eq} \sum_{i=1}^n \frac{u_i}{u_{eq}} \mathbf{T}_i \mathbf{A}'_i \mathbf{T}_i^{-1} - \sum_{i=1}^n \mathbf{T}_i \mathbf{A}'_i \vec{e}'_i \end{aligned} \quad 3.5$$

Analog werden die Synchronreaktanzen bestimmt. Über die Gleichungen 3.5 lassen sich außerdem die Gleichungen 3.6 zur Darstellung der transienten Polradspannung des äquivalenten Generators in Abhängigkeit der zu aggregierenden Generatoren ableiten.

$$\begin{bmatrix} e'_{d_{eq}} \\ e'_{q_{eq}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & x'_{q_{eq}} \\ -x'_{d_{eq}} & 0 \end{bmatrix} \sum_{i=1}^n \mathbf{T}_i \mathbf{A}'_i \begin{bmatrix} e'_{d_i} \\ e'_{q_i} \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \mathbf{M}'_i \vec{e}'_i \quad 3.6$$

Da die Matrix \mathbf{M}'_i lediglich von den transienten Synchronreaktanzen der kohärenten und des äquivalenten Generators sowie von deren Polradwinkeldifferenz $\delta_i - \delta_{eq}$, welche bei kohärenten Generatoren konstant ist, abhängt, ist diese konstant. Somit ergibt sich der in Gleichung 3.7 dargestellte Zusammenhang für die Ableitung der transienten Polradspannung des äquivalenten Generators. Dabei wird mit dem Hochindex R die rechtsseitige Inverse einer Matrix bezeichnet. Diese wird so bestimmt, dass die Nebendiagonalelemente der Matrix \mathbf{C}_{eq} Null ergeben.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{e}'_{d_{eq}} \\ \dot{e}'_{q_{eq}} \end{bmatrix} &= \sum_{i=1}^n \mathbf{M}'_i \left(\begin{bmatrix} -\frac{1}{T'_q} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T'_d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_{d_i} \\ e_{q_i} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{T'_d} \end{bmatrix} e_{f_{d_i}} \right) = \sum_{i=1}^n \mathbf{M}'_i (\mathbf{C}_i \vec{e}_i + \mathbf{D}_i e_{f_{d_i}}) \\ &= [\mathbf{M}'_1 \mathbf{C}_1 \dots \mathbf{M}'_n \mathbf{C}_n] [\mathbf{M}_1 \dots \mathbf{M}_n]^R \begin{bmatrix} e_{d_{eq}} \\ e_{q_{eq}} \end{bmatrix} + \sum_i \mathbf{M}'_i \mathbf{D}_i \begin{bmatrix} 0 \\ e_{f_{d_i}} \end{bmatrix} \\ &= \mathbf{C}_{eq} \begin{bmatrix} e_{d_{eq}} \\ e_{q_{eq}} \end{bmatrix} + \mathbf{D}_{eq} \begin{bmatrix} 0 \\ e_{f_{d_{eq}}} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad 3.7$$

Die transienten Zeitkonstanten des äquivalenten Generators lassen sich folglich durch $T'_{q_{eq}} = -1/C_{eq11}$ und $T'_{d_{eq}} = -1/C_{eq22}$ berechnen.

3.3.2 Aggregation der Turbinenregler

Im Folgenden wird eine Möglichkeit vorgestellt, wie sich die Regelungssysteme kohärenter Generatoren, die sich durch das in Abschnitt 2.2 vorgestellte Reglermodell abbilden lassen, zu einem äquivalenten Regelungssystem gleicher Struktur aggregieren lassen. Da die zu aggregierenden Generatoren kohärent sind, ändert sich die Winkelgeschwindigkeit dieser Generatoren nach einer Störung um den annähernd gleichen Betrag $\Delta\omega$. Dies bedeutet, dass die Eingangsgröße der zu aggregierenden Regelungssysteme übereinstimmt. Aus 3.1 folgt außerdem, dass sich die gewichteten Ausgangsgrößen der zu aggregierenden Regelkreise addieren, sodass sich der Regelkreis des äquivalenten Turbinenreglers aus einer Parallelschaltung der einzelnen Regelkreise der zugehörigen Kohärenzgruppe ergibt. Indem die Zeitkonstanten T_1 , T_2 und T_3 so gewählt werden, dass die Ausgangsgröße des äquivalenten Generators der gewichteten Summe der Ausgangsgrößen der einzelnen Generatoren

entspricht, können nun die Turbinenregelungssysteme der einzelnen Generatoren aggregiert werden. Da alle Regelungssysteme dieselbe Eingangsgröße wahrnehmen, entspricht die Summe der gewichteten Ausgangsgrößen der Summe der gewichteten Übertragungsfunktionen. Da die Übertragungsfunktion eines Regelkreises jedoch frequenzabhängig ist, existiert hierfür keine eindeutige Lösung, sondern lediglich eine Näherungslösung, welche die Abweichung zwischen äquivalenter Übertragungsfunktion und Summation der einzelnen Übertragungsfunktionen über einen bestimmten Frequenzbereich minimiert [6]. In dem vorgestellten Verfahren wird der Frequenzbereich von 0,001 Hz bis 3 Hz betrachtet, da Ausgleichsvorgänge deren Frequenz unter 0,001 Hz liegen, im Kurzzeitbereich als konstant angenommen werden können und Generatoren meist unter 3 Hz schwingen [7]. Somit ergibt sich ein Optimierungsproblem, in dem die in Gleichung 3.8 dargestellte Zielfunktion, welche die Summe der Fehlerquadrate berechnet, zu minimieren ist.

$$\sigma = f(G_{eq}) = \sum_j \frac{\left(\sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} G_i(j\omega_j) - G_{eq}(j\omega_j) \right)^2}{\left(\sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} G_i(j\omega_j) \right)^2} \quad 3.8$$

Der Verstärkungsfaktor K_{eq} des äquivalenten Generators wird vor Lösen des Optimierungsproblems so gewählt, dass die quasi-stationäre Frequenzabweichung, auf die sich das reduzierte System einschwingt, der quasi-stationären Frequenzabweichung des ursprünglichen Systems entspricht. Hierfür muss der Grenzwert des Ausgangssignals des Reglers des äquivalenten Generators, der sich bei Eingang eines Sprungsignals einstellt, der Summe der Grenzwerte der gewichteten Ausgangssignale der Regelungssysteme der zu aggregierenden Generatoren bei gleichem Eingangssignal entsprechen. Die Herleitung des Verstärkungsfaktor K_{eq} ist in Gleichung 3.9 dargestellt [8].

$$\begin{aligned} \lim_{j\omega \rightarrow 0} \left(E \frac{j\omega}{j\omega} G_{eq}(j\omega) \right) &= \sum_i^n \left(\lim_{j\omega \rightarrow 0} \left(E \frac{j\omega}{j\omega} \frac{P_{ieq}}{P_i} G_i(j\omega_j) \right) \right) \\ &\Leftrightarrow K_{eq} = \sum_i^n \frac{P_{ieq}}{P_i} K_i \end{aligned} \quad 3.9$$

4 Exemplarische Untersuchung

Das zur Validierung der Verfahrensergebnisse verwendete Testsystem, welches in Abbildung 2 dargestellt ist, besteht aus 45 Knoten und hat eine Nennspannung von 345 kV. Dieses 45-Knoten-System basiert auf dem IEEE „10-Machine New England Power System“, ist jedoch entsprechend erweitert worden. Die Kenndaten der zusätzlich eingefügten Leitungen, Verbraucher und Generatoren sind in der gleichen Größenordnung wie die der restlichen Komponenten des IEEE „10-Machine New England Power System“. In das Netz speisen zwölf Generatoren eine Gesamtwirkleistung von 6955 MW ein. Außerdem sind an das Netz 23 Verbraucher angeschlossen. Das zu aggregierende Teilnetz, welches in Abbildung 2 rot markiert ist, besteht aus 24 Knoten. An das zu aggregierende Netz sind außerdem sieben Generatoren, die eine Wirkleistung von 3210 MW in das System einspeisen, und neun Verbraucher, die insgesamt eine Wirkleistung von 2998 MW beziehen, angeschlossen.

Die durchgeführte Modalanalyse ergibt, dass alle Generatoren des zu aggregierenden Teilnetzes als kohärent angenommen und auf den in Abbildung 2 entsprechend markierten

äquivalenten Generator reduziert werden können. Der äquivalente Generator speist eine Wirkleistung von 3200 MW ein und regelt seine Klemmenspannung auf 308,5 kV. Die

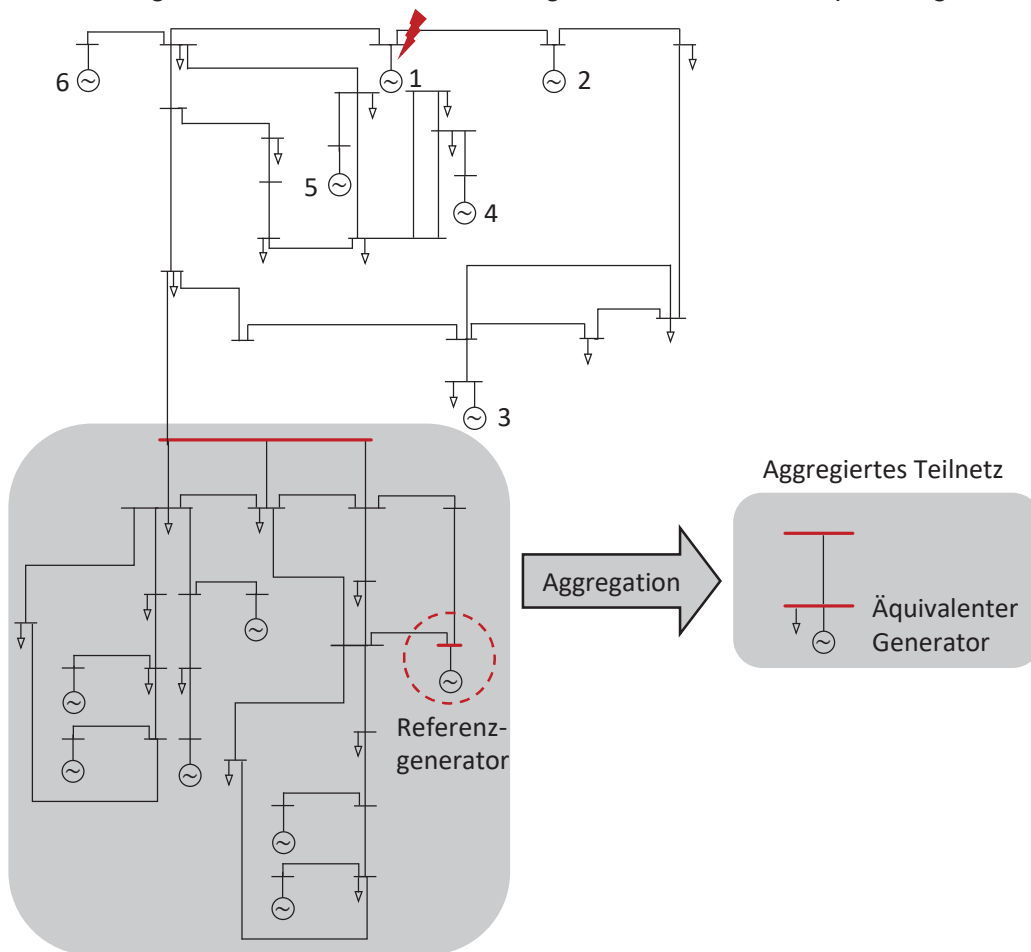


Abbildung 2: Netzmodell des Testsystems

Verbraucher des reduzierten Netzes beziehen eine Leistung von 3029 MW. Die Trägheitskonstanten der Generatoren des externen Netzes liegen zwischen 3,5 und 10 p.u. und die Verstärkungsfaktoren der Turbinenregler zwischen 6,67 % und 4 %. Die Trägheitskonstante des äquivalenten Generators beträgt 48,9 p.u. und der Verstärkungsfaktor 0,7 %.

4.1 Simulation eines Kraftwerksausfalls

Um die Ergebnisse der Aggregation der dynamischen Komponenten zu validieren, werden sowohl das ursprüngliche Netz als auch das aggregierte Netz im Zeitbereich simuliert. Dabei wird nach 0,5 s ein Kraftwerksausfall im internen Netz simuliert, indem Generator 1 vom Netz getrennt wird. Dieser speist zum Zeitpunkt des Ausfalls etwa 70 MW Wirkleistung und etwa 34 MW Blindleistung ein. Es fallen also 1 % der im gesamten System erzeugten Wirkleistung aus. Dies ist zu vergleichen mit dem Bemessungsfall der im gesamten UCTE-Verbund vorzuhaltenden Primärregelreserve.

Zur Validierung des Aggregationsverfahrens werden die Verläufe der Winkelgeschwindigkeit der im internen Netz angeschlossenen Generatoren sowie die Wirkleistungseinspeisung dieser Generatoren nach Wiedererreichen eines quasi-stationären Zustandes betrachtet.

Abbildung 3 zeigt die Frequenzverläufe der internen Generatoren im ursprünglichen Netz (schwarz) Linien) und im reduzierten Netz (grau) innerhalb der ersten 15 Sekunden nach dem Kraftwerksausfall. Der Rotordrehzahlverlauf der Generatoren im ursprünglichen Netz ist dem Verlauf der Rotordrehzahl der Generatoren im reduzierten Netz sehr ähnlich. Im ursprünglichen Netz schwingt sich das System auf eine quasi-stationäre Frequenzabweichung von 46,61 mHz ein. Die Generatoren des internen Netzes speisen nach Erreichen eines quasi-stationären Zustandes eine zusätzliche Wirkleistung von 27,7 MW ein. Im reduzierten Netz beträgt die quasi-stationäre Frequenzabweichung 42,8 mHz. Demnach weicht die quasi-stationäre Frequenz im reduzierten Netz um 0,007 % von der im ursprünglichen Netz ab. Die von den internen Generatoren zusätzlich eingespeiste Leistung beträgt 25,43 MW. Es ist zu erkennen, dass in beiden Simulationen die Generatoren Gen 2 und Gen 6 am stärksten abgebremst werden. Dabei ist in Abbildung 3 außerdem zu sehen, dass die maximale dynamische Frequenzabweichung in der Simulation des reduzierten Netzes höher ist als in der des ursprünglichen Netzes. Diese Abweichung beträgt im ursprünglichen Netz 290,47 mHz und im reduzierten Netz 299,32 mHz. Der Frequenzverlauf von Generator Gen 6 weicht im reduzierten Netz am stärksten von dem Frequenzverlauf im ursprünglichen Netz ab. Der maximale auftretende Fehler beträgt dabei 8,87 mHz bzw. 0,017 %.

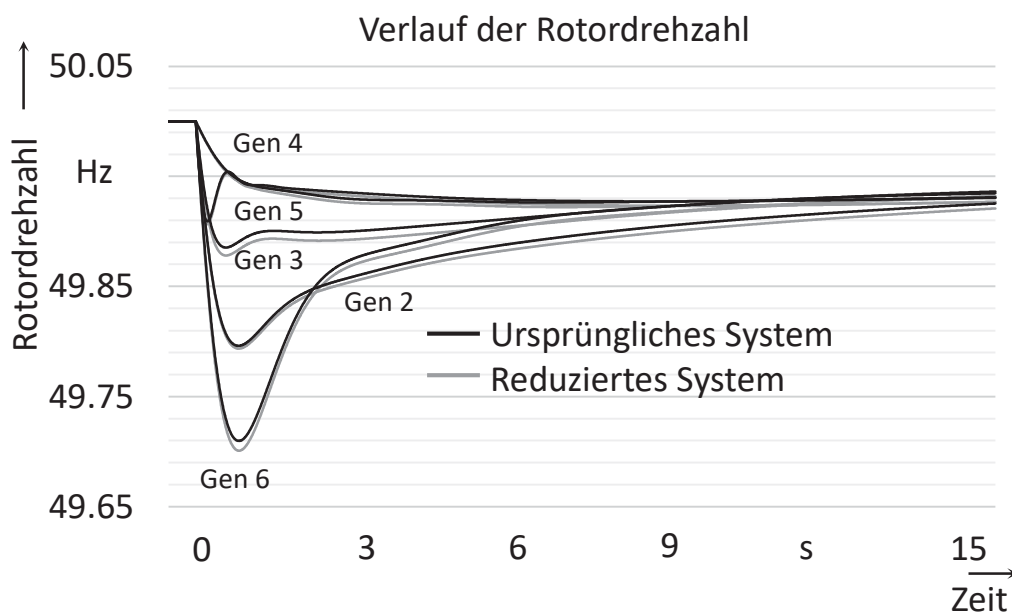


Abbildung 3: Rotordrehzahlverlauf der externen Generatoren

5 Zusammenfassung

Der strukturelle Wandel in der Stromerzeugungsstruktur führt immer mehr zu einer Verdrängung konventioneller Kraftwerke, welche einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Dabei kann insbesondere die Frequenzstabilität aufgrund der Reduktion der im System befindlichen rotierenden Massen gefährdet sein.

Um die Einflüsse der Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur Europas auf die Systemstabilität des Europäischen Verbundsystems zu quantifizieren, ist eine dynamische Simulation des gesamten europäischen Elektrizitätsversorgungssystems unter Berücksichtigung der unterlagerten Netzebenen notwendig. Um die Systemgröße und den

somit erforderlichen Rechenaufwand zu reduzieren, ist es sinnvoll, geeignete aggregierte Verteilnetzmodelle zur Abbildung des Einflusses der Verteilnetzebenen auf die Frequenzstabilität im Übertragungsnetz zu verwenden.

In diesem Beitrag wird ein Aggregationsverfahren vorgestellt, das ein elektrisches Netz sowie die in dem Netz angeschlossenen Generatoren und deren Turbinenregler unter Berücksichtigung ihrer elektrischen Distanz zueinander aggregiert. Dieses Verfahren wird anhand eines 45 Knoten Test Systems validiert, indem die Rotordrehzahlverläufe der Generatoren nach einem Kraftwerksausfall im reduzierten und im ursprünglichen System verglichen werden.

6 References

- [1] F. Milano, *Power system modelling and scripting*. London: Springer, 2010.
- [2] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power system dynamics: Stability and control: 2nd ed. Chichester*. U.K: Wiley, 2008.
- [3] J. H. Chow, Ed., *Power system coherency and model reduction*. New York: Springer, 2013.
- [4] K.L.Lo, L.J.Peng, J.F. Macqueen, A. O. Ekwue, N.H. Dandachi, *Extended Ward Equivalent of External System for online Security*. IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, December 1993, Hong Kong.
- [5] S. L. R.Nath, *Development of coherency-based time-domain equivalent model using structure constraints*. IEE Proceedings, Vol.133.
- [6] R. P. A.J. Germond, *Dynamic Aggregation of Generating Unit Models: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol.PAS-97, no. 4*.
- [7] B. Pal and B. Chaudhuri, *Robust control in power systems*. New York: Springer, 2005.
- [8] J. Lunze, *Regelungstechnik: 8th ed. Berlin. Heidelberg*: Springer.