

EINFLUSSGRÖßEN AUF DIE DYNAMIK DER NETZ-BILDENDEN DROOP-REGELUNG

Lukas JUNG¹, Anna PFENDLER, Aaron HEBING, Jutta HANSON

Technische Universität Darmstadt,
Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik,
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5),
Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16 24663,
lukas.jung.63@stud.tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Kurzfassung: Der Rückgang konventioneller Erzeugungsanlagen und die zunehmende Integration leistungselektronischer Komponenten insbesondere in die Verteilnetze führen zu Herausforderungen bei der Wahrung der Systemstabilität. Dies ist u.a. auf die erheblich geringere Trägheit der zunehmend dezentralen Erzeugungsstruktur zurückzuführen, welche über Synchrongeneratoren angeschlossene konventionelle Kraftwerke ablöst. Damit entfällt sukzessive die instantane Reaktion von synchron mit der Netzfrequenz rotierenden Massen, welche Frequenzänderungen entgegenwirkt. Um die Stabilität des Stromnetzes weiterhin zu gewährleisten, werden verschiedene Regelungsansätze für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) verfolgt. Viele dieser Ansätze können auf die netzbildende Droop-Regelung für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen zurückgeführt werden. Das Hauptziel dieser Arbeit besteht daher in der Integration einer DEA mit netzbildender Droop-Regelung in eine vereinfachte Mittelspannungs-Testbench. In dieser Testbench sollen sowohl die Reaktion der Regelung auf ein Wirkleistungsungleichgewicht in Form eines Lastsprungs analysiert als auch eine Sensitivitätsanalyse verschiedener Netz- und Regelparameter durchgeführt werden, um deren Einfluss auf die Frequenzstabilität zu untersuchen. Die Arbeit zeigt außerdem die dynamische Reaktion von Frequenz und Spannung auf einen Lastsprung im Verteilnetz mit relativ kleinem R/X-Verhältnis.

Keywords: aktive Verteilnetze, Frequenzregelung, Großsignalstabilität, kurzzeitige Frequenzstabilität, Low-Inertia Systeme, netzbildende Umrichter, virtuelle Trägheit, Wechselrichter

1 Einleitung und Motivation

Die fortschreitende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Solarenergieanlagen, führt zu wesentlichen Veränderungen im elektrischen Energiesystem. Im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken, die i.d.R. über Synchrongeneratoren (SG) angeschlossen sind, erfolgt die Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) meist über Umrichter. Die zunehmende Abschaltung von konventionellen Kraftwerken erfordert von den umrichterbasierten Anlagen eine verstärkte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und einen aktiven Beitrag zur Wahrung der Systemstabilität. [1]

¹ Die Arbeit von Lukas Jung wurde durch das Science-to-Standards Programm der DKE unterstützt.

Ein vielversprechender Ansatz, um diese Anforderungen zu erfüllen, ist die Implementierung netzbildender Regelungen (engl. grid-forming control) für umrichterbasierte Anlagen, die in der Lage sind aktiv die Netzfrequenz und -spannung zu bilden. Ein häufig verwendeter Ansatz für eine netzbildende Regelung ist die Droop-Regelung. Das netzbildende Verhalten kann jedoch zu Interaktionen mit vorhandenen rotierenden Maschinen sowie anderen DEA im Netz führen. Besonders im Kontext der Frequenzstabilität im Kurzzeitbereich werden das dynamische Verhalten und die Stabilität netzbildender DEA von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst. [2]

Im elektrischen Energiesystem ist die Frequenz ein Indikator für das Gleichgewicht zwischen Wirkleistungserzeugung und -verbrauch. Ereignisse wie der Ausfall von Erzeugungsanlagen stören dieses Wirkleistungsgleichgewicht und führen zu transienten Vorgängen, welche die Frequenz beeinflussen. Das inhärente Trägheitsverhalten von rotierenden Maschinen wirkt durch das verzögerungsfreie Bereitstellen oder Aufnehmen kinetischer Energie Frequenzänderungen entgegen. Netzbildende DEA können durch geeignete Regelungen eine virtuelle Trägheit aufweisen und damit zur Frequenzstabilität beitragen. [3, 4]

1.1 Literaturüberblick

In der Literatur finden sich verschiedene Ansätze zur Untersuchung von netzbildenden Umrichtern und deren Einfluss auf die Frequenzstabilität:

- 1) Benchmarknetze: Für die Analyse der netzbildenden Regelung können verschiedene Netze in Betracht gezogen werden, z.B. Inselnetz, Verbundnetz, etc. Außerdem stehen reine Umrichter netze einer Kombination aus Synchrongeneratoren (SG) und Umrichtern gegenüber. Eine Variation des Anteils umrichterbasierter Anlagen an der Gesamterzeugung ermöglicht Schlussfolgerungen hinsichtlich der Stabilitätsgrenzen zukünftiger Stromnetze [2].
- 2) Untersuchungsszenarien: Zur Analyse der Frequenzstabilität können verschiedene Szenarien genutzt werden. Üblicherweise werden Lastsprünge untersucht, aber auch die Variation anderer Parameter wie die Droop-Faktoren kann Aufschluss über die Stabilität des untersuchten Umrichters geben [5].
- 3) Vergleich unterschiedlicher Regelungskonzepte: Zur Unterstützung der Frequenzstabilität in Verteilnetzen werden diverse Methoden der netzbildenden Regelung angewandt, darunter die Droop-Regelung, Virtuelle-Synchron-Maschine (VSM), Matching-Control und dispatchable Virtual Oscillator Control (dVOC) [5].
- 4) Variationen der Droop-Regelung: Die Droop-Regelung kann in verschiedenen Ausführungen implementiert werden, darunter die normale Droop-Regelung, die robuste Droop-Regelung und die gegensätzliche (opposite) Droop-Regelung [1, 2, 6].

Diese Arbeit konzentriert sich auf die Analyse der Droop-Regelung eines netzbildenden Umrichters im Parallelbetrieb mit einem Synchrongenerator und untersucht die Auswirkungen der Variation von Netzparametern, Regelparameter und die Kenngrößen des SG auf die Frequenzstabilität im dynamischen Bereich.

Ziel dieser Arbeit ist es, eine Testbench in Matlab/Simulink einzuführen, welche dynamische Frequenzuntersuchungen im Zeitbereich zulässt. Mittels einer Sensitivitätsanalyse werden Rückschlüsse zum Einfluss verschiedener Parameter auf die netzbildende Regelung gezogen. Dazu werden in Kapitel 2 die Grundlagen zur Frequenz und Trägheit beschrieben. In diesem Kapitel werden außerdem die netzbildende Regelung und die Droop-Regelung erklärt. In Kapitel 3 werden die beschriebenen Regelungen in eine Testbench implementiert. Dazu wird

auch die Regelung des verwendeten Synchrongenerators beschrieben, und die verschiedenen Parametervariationen, sowie ein Standardfall definiert. Darauf folgend werden in Kapitel 4 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse und die Auswirkungen auf die Stabilität der DEA und die Frequenzstabilität analysiert. Zum Schluss werden in Kapitel 5 die Ergebnisse zusammengefasst und ein Fazit gezogen.

2 Grundlagen

In diesem Abschnitt werden zunächst die Grundlagen zur Frequenzstabilität und dem Trägheitsverhalten des elektrischen Energiesystems erläutert. Dabei wird auch der Zusammenhang zwischen der Frequenzstabilität, dem Abschalten konventioneller Anlagen und dem verstärkten Anschluss von umrichterbasierten Anlagen behandelt. Des Weiteren wird in diesem Kapitel die netzbildende Regelung beschrieben, wobei der Schwerpunkt auf der Droop-Regelung liegt.

2.1 Frequenzstabilität

Die Frequenz eines elektrischen Energiesystems gibt Aufschluss über das Gleichgewicht aus eingespeister und verbrauchter Wirkleistung. Bei einer Störung im Energiesystem, beispielsweise dem Ausfall eines großen Kraftwerks oder dem Zuschalten einer großen Last, wird kurzzeitig mehr Wirkleistung verbraucht als in das Netz eingespeist wird. Die in den rotierenden Massen von Maschinen gespeicherte kinetische Energie wird bei einer reduzierten Frequenz instantan ausgespeichert. Nach kurzer Zeit setzt die Primärregelung ein, die das Ungleichgewicht zurückführt. Der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Frequenz wird im Folgenden hergeleitet. [7, 8]

Abbildung 1 zeigt den vereinfachten Ersatzschaltplan für die Leistungsübertragung von Knoten A zu Knoten B über eine Leitungsimpedanz \underline{Z} . Die übertragene Scheinleistung kann mithilfe der Knotenspannungen und Spannungswinkel berechnet werden, siehe (1). [2]

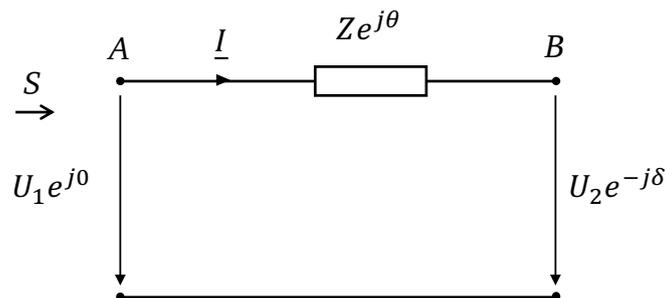


Abbildung 1: Leistungsübertragung über eine Leitung zwischen zwei Knoten A und B. [2]

$$\begin{aligned} \underline{S} = P + jQ &= 3 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^* = 3 \underline{U}_1 \left(\frac{U_1 - U_2}{Z} \right)^* = 3 U_1 \left(\frac{U_1 - U_2 \cdot e^{j\delta}}{Z e^{-j\theta}} \right) \\ &= 3 \frac{U_1^2}{Z} e^{j\theta} - 3 \frac{U_1 U_2}{Z} e^{j(\theta + \delta)} \end{aligned} \quad (1)$$

Durch Auflösen der übertragenen Scheinleistung \underline{S} in (1) in Real- und Imaginärteil werden die eingespeiste Wirkleistung P in (2) und die übertragene Blindleistung Q in (3) berechnet.

$$P = 3 \frac{U_1^2}{Z} \cos(\theta) - 3 \frac{U_1 U_2}{Z} \cos(\theta + \delta) \quad (2)$$

$$Q = 3 \frac{U_1^2}{Z} \sin(\theta) - 3 \frac{U_1 U_2}{Z} \sin(\theta + \delta) \quad (3)$$

Durch Umwandeln der Leitungsimpedanz Z von der Polarform in die kartesische Form in (4), folgen für die Berechnung von Wirk- und Blindleistung (5) und (6) aus (2) und (3).

$$Z e^{j\theta} = R + jX \quad (4)$$

$$P = 3 \frac{U_1}{R^2 + X^2} [R(U_1 - U_2 \cos \delta) + X \cdot U_2 \sin \delta] \quad (5)$$

$$Q = 3 \frac{U_1}{R^2 + X^2} [-R \cdot U_2 \sin \delta + X(U_1 - U_2 \cos \delta)] \quad (6)$$

Da hier der Zusammenhang von Frequenz und Wirkleistung dargelegt werden soll, wird zunächst nur Gleichung (5) betrachtet. Unter der Annahme, dass eine stark induktive Leitung mit $X \gg R$ vorliegt, kann (5) zu (7) vereinfacht werden. So wird der Zusammenhang zwischen Wirkleistung P und Winkeldifferenz der Spannungen deutlich. Da die Frequenz f der zeitlichen Ableitung des Winkels δ entspricht, kann der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Frequenz in stark induktiven Systemen definiert werden. [2]

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta) \quad (7)$$

Da DEA zum Großteil im Verteilnetz angeschlossen werden, ist die Annahme eines stark induktiven Netzes mit $X \gg R$ zu prüfen bzw. als eine Sensitivität zu untersuchen. Da mit sinkender Spannungsebene i.d.R. der ohmsche Anteil von Leitungen zunimmt, kommt es zu stärkeren Abhängigkeiten zwischen Frequenz und Blindleistung, sodass Regelungen, die auf der Entkopplung von Wirk- und Blindleistungsregelung basieren überprüft werden müssen. [2]

Mit Hilfe der Gleichung (7) lässt sich der Verlauf aus Abbildung 2 erklären. Hier ist ein typischer Frequenzverlauf als Reaktion auf eine abrupte Lastzuschaltung bei gleichbleibender Erzeugung gezeigt. Die Frequenz sinkt aufgrund des Wirkleistungsungleichgewichts bzw. das Auspeichern der kinetischen Energie aus den rotierenden Maschinen. Durch verschiedene Regelungsmechanismen wird die Frequenz zunächst stabilisiert und anschließend wieder auf den stationären Ausgangswert zurückgeführt. [7, 8]

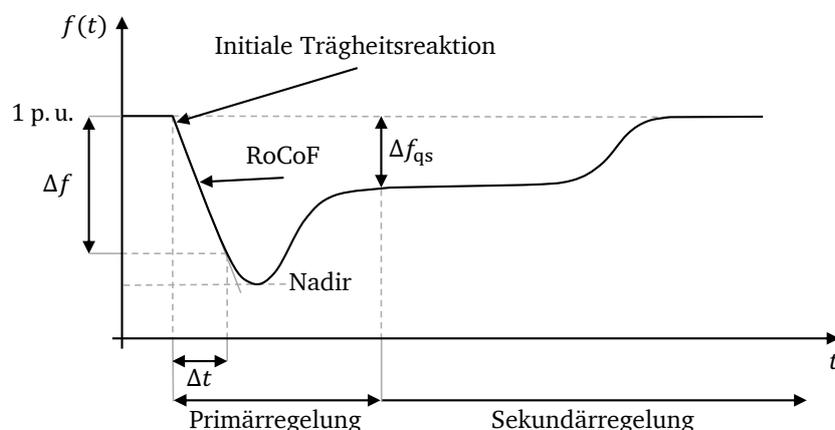


Abbildung 2: Frequenzverlauf nach Ungleichgewicht in der Erzeugung [7]

Der Frequenzverlauf in Abbildung 2 kann in mehrere Abschnitte unterteilt werden: Zunächst bestimmt die initiale Trägheitsreaktion aller netzbildenden Anlagen (DEA und SG) den Gradienten mit welchem die Frequenz sinkt. Dieser initiale Frequenzgradient (*RoCoF*, engl. rate of change of frequency) stellt eine relevante Größe zur Beurteilung der Stabilität von Energiesystemen dar und kann über Gleichung (8) berechnet werden. [7, 9]

$$RoCoF = \frac{\Delta P_L}{P_L} \frac{f_n}{2H} \quad (8)$$

Hierbei ist H die Trägheitskonstante, f_n die Nennfrequenz, ΔP_L der Lastsprung und P_L die Gesamtlast des Systems. Sobald die Frequenz ein gewisses Totband überschritten hat, setzt die Primärregelung ein und wirkt mit einem P-Regler dem Absinken der Frequenz entgegen, indem zusätzliche Wirkleistung in das Netz eingespeist wird. Diese Anpassung des Wirkleistungssollwertes stabilisiert die Frequenz auf einen neuen quasistationären Wert. Dieser quasistationäre Endwert kann über die Gleichung (9) berechnet werden. Hier ist ΔP_L der Lastsprung und d_{pr} der durchschnittliche Frequenz-Droop aus dem Netz. [10]

$$\Delta f_{qs} = \Delta P_L \cdot \frac{d_{pr}}{100 \%} \quad (9)$$

Der bei Unterfrequenzszenarien kleinste auftretende Frequenzwert, der Frequenznadir, gibt an wie stark die Frequenz maximal für ein gewisses Ereignis von ihrem Sollwert abweicht. Dieser Wert kann ebenfalls für die Beurteilung der Frequenzstabilität herangezogen werden. Der letzte Bereich ist gekennzeichnet durch die Einwirkung der Sekundärregelung, welche mithilfe eines PI-Reglers die Frequenz wieder auf ihren ursprünglichen Wert anhebt. Die Sekundärregelung wird in diesen Untersuchungen nicht betrachtet. [3, 7]

2.2 Trägheit

Die Netzträgheit ist von essentieller Bedeutung für die Stabilität eines Stromnetzes. Insbesondere in den ersten Momenten nach einem Lastsprung, wie in Abbildung 2 dargestellt, wird die maßgebliche Rolle der initialen Trägheitsreaktion des Netzes deutlich. Diese Reaktion resultiert aus dem netzsynchronen Betrieb von SG, welche auf Änderungen des Wirkleistungsbezugs instantan durch Auspeichern ihrer kinetischen Energie reagieren und ihre Rotoren damit abbremsen. Der Einfluss von SG auf die Frequenz hängt ab von ihrer Bemessungsleistung, der Trägheitskonstanten H und dem Betriebspunkt. Allerdings ist diese Reaktion auf Synchrongeneratoren im Netz angewiesen, da DEA diese Trägheitseigenschaft nicht inhärent aufweisen bzw. deren Trägheit viel geringer ist, z.B. bei DFIG-Windenergieanlagen. Mit der zunehmenden Abschaltung von konventionellen Kraftwerken bzw. SG sollen umrichterbasierte DEA dieses Trägheitsverhalten nachbilden. Insbesondere in schwachen Netzen bzw. Netzen mit geringer Trägheit (engl. low-inertia systems) bei wenigen SG, wird daher die Regelung der DEA für die Frequenzregelung relevanter. Erste Regelungskonzepte beinhalten eine sogenannte virtuelle Trägheit der umrichterbasierten Anlagen, welche zwar nicht physikalisch vorhanden ist, jedoch regelungstechnisch implementiert wird. Die netzbildende Regelung soll auch in schwachen Netzen mit geringer mechanischer Trägheit die Frequenzstabilität gewährleisten. In diesem Kontext existieren diverse Ansätze, darunter die Matching Control, dVOC, VSM und insbesondere die Droop-Regelung, auf die sich diese Abhandlung fokussiert. [3, 8]

Ein weiterer Aspekt ist die Regelgeschwindigkeit. Während konventionelle Kraftwerke sehr langsam geregelt werden können, kann die Regelung von Umrichtern auf sehr viel schnelleren Zeitskalen erfolgen. Mit einer schnelleren Primärregelung bleibt somit die Frage, wie groß zukünftig der Bedarf an virtueller Trägheit bleibt.

2.3 Netzbildende Umrichterregelung

Das Grundkonzept der netzbildenden Regelung ist in Abbildung 3 skizziert und umfasst drei Hauptregelkreise: die Strom-, Spannungs- und Droop-Regelung. Zusätzlich sind für die elektrische Nachbildung ein LC-Filter sowie ein Transformator für die Verbindung mit dem Netzananschlusspunkt (engl. PCC, Point of Common Coupling) zu erkennen. Die grundlegende Funktion dieser Regelung besteht darin, die Spannung und Frequenz am Ausgang so zu steuern, dass die erforderliche Wirk- und Blindleistung bereitgestellt wird. Besonders wichtig ist hierbei die Funktion der Spannungsregelung, die dafür zuständig ist, die Spannung U_0 über der Filterkapazität C_f zu regeln. Der Aufbau der Strom- und Spannungsregelung wird in Kapitel 3.2 genauer dargestellt. [2]

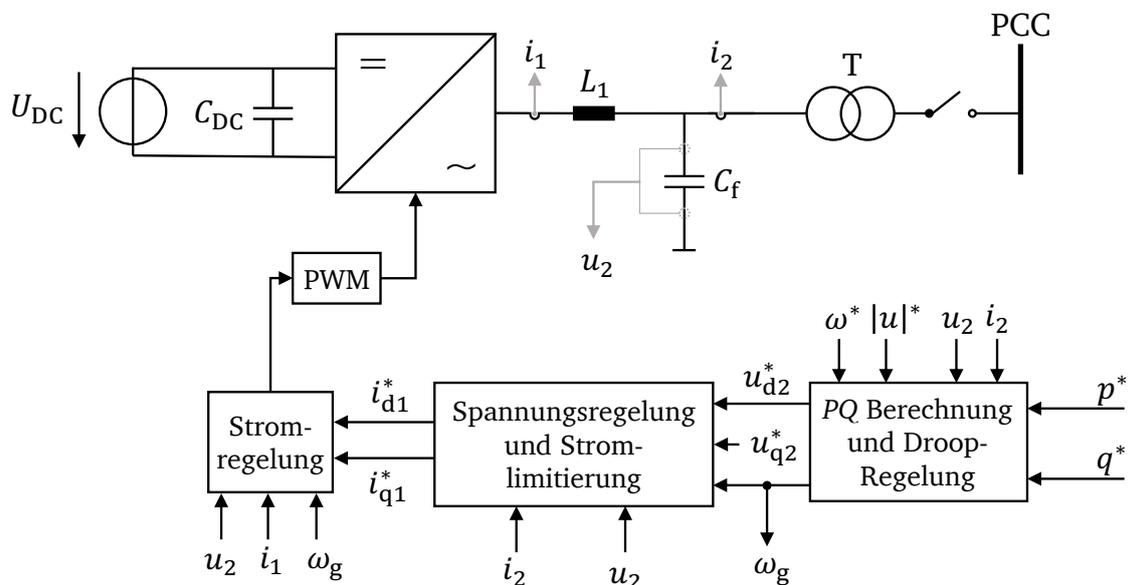


Abbildung 3. Regelungsstruktur für einen netzbildenden Umrichter im parallelen Betrieb. [2]

In Abbildung 3 sind i_1 und i_2 die gemessenen Ströme und u_2 die gemessene Spannung am LC-Filter. U_{DC} ist die Spannung an der DC-Spannungsquelle. ω^* und $|u|^*$ sind die Referenzwerte der Kreisfrequenz und Spannung. u_{d2}^* ist der über die Droop-Regelung bestimmte Referenzwert der Spannung der d-Achse und u_{q2}^* der Referenzwert der q-Achse, welcher von außen vorgegeben wird. Des Weiteren wird über die Droop-Regelung die Kreisfrequenz ω_g bestimmt. i_{d1}^* und i_{q1}^* sind die Referenzwerte, die über die Spannungsregelung bestimmt und in die Stromregelung gegeben werden. [2]

Für den parallelen Betrieb und das Load-Sharing bei einem netzbildenden Umrichter ist die Droop-Regelung unerlässlich. Diese Regelung ist in Abbildung 4 dargestellt und setzt sich aus einem $P(f)$ - und $Q(U)$ -Droop zusammen. Dabei stehen p^* und q^* für die Referenzwerte bzw. Sollwerte der eingespeisten Wirk- und Blindleistung, während p_2 und q_2 die gemessene Wirk- und Blindleistung sind. Die Referenzspannung wird als $|u|^*$ bezeichnet und ω^* repräsentiert die Referenzkreisfrequenz. [1, 2, 11, 12]

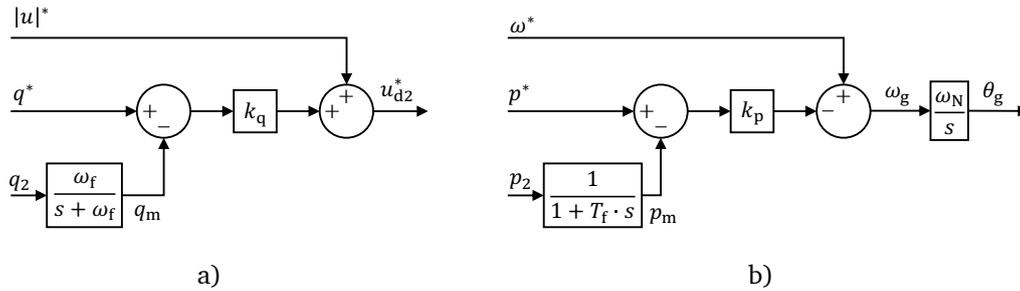


Abbildung 4: Wirkleistungs- und Blindleistungs-Droop [11, 12]

Für die Herleitung der Ersatzschaltpläne der Droop-Regelung aus Abbildung 4 wird basierend auf (5) und (6) aus Kapitel 2.1 erneut die Verknüpfung von Frequenz und Wirkleistung sowie die Verknüpfung von Spannung und Blindleistung betrachtet. Es gilt weiterhin die Annahme einer rein induktiven Leitung mit $X \gg R$. Es ergibt sich analog zu (7) die Blindleistungsübertragung Q für eine stark induktive Leitung mit $X \gg R$ in Abhängigkeit der Spannungsdifferenz von Knoten A und B. [2]

$$Q = \frac{U_1}{X} (U_1 - U_2 \cos \delta) \quad (10)$$

Für kleine Winkel können weiterhin die Vereinfachungen in (11) angenommen werden. Werden (7) und (10) nun nach dem Winkel bzw. der Spannungsdifferenz umgestellt, resultieren die Gleichungen (12) und (13). [2]

$$\sin \delta \approx \delta ; \quad \cos \delta \approx 1 \quad (11)$$

$$\delta = \frac{XP}{U_1 U_2} \quad (12)$$

$$U_1 - U_2 = \frac{XQ}{U_1} \quad (13)$$

Anhand von (12) und (13) ist ersichtlich, dass für induktive Netze der Winkel proportional mit der Wirkleistung und die Spannungsdifferenz proportional mit der Blindleistung verknüpft sind. Basierend auf diesem Zusammenhang können zwei Droop-Gleichungen abgeleitet werden, die dieses Verhalten widerspiegeln, welche in (14) und (15) dargestellt sind. [2]

$$\omega^* - \omega_g = -k_p (p_m - p^*) \quad (14)$$

$$u_{d2}^* - |u|^* = -k_q (q_m - q^*) \quad (15)$$

Hier sind ω_g und u_{d2}^* die Kreisfrequenz und Spannung, welche über die Droop-Regelung erzeugt werden. p_m und q_m repräsentieren die gemessene Wirk- und Blindleistung welche zusätzlich durch einen Tiefpass verzögert wurden. Die Größen $|u|^*$, ω^* , p^* und q^* stellen die jeweiligen Referenzwerte dar. Die Parameter k_p und k_q sind die Droop-Faktoren, welche Proportionalitätsfaktoren angeben.

Die Funktionsweise der Droop-Regelung lässt sich anhand von Abbildung 5 erläutern. Dort wird veranschaulicht, wie die Wirkleistungseinspeisung ausgehend von dem Sollwert erhöht wird, sobald die Sollkreisfrequenz unterschritten wird. Dieses Prinzip basiert auf den erläuterten Zusammenhängen aus Kapitel 2.1. Analog dazu wird die Blindleistung bei Spannungsänderungen angepasst. Ein höherer Droop-Faktor bedeutet eine stärkere Reaktion der Regelung auf einen Frequenz- oder Spannungsabweichung. [1, 2]

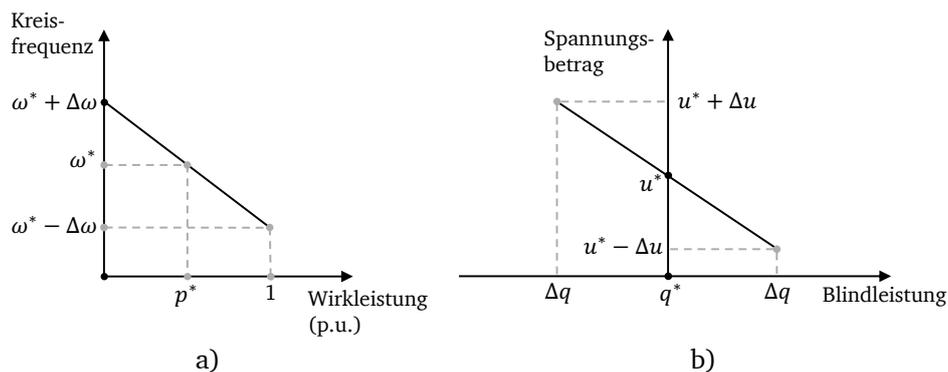


Abbildung 5: Beispielhafter Verlauf der Droop-Kurven a) $P(f)$ -Droop b) $Q(U)$ -Droop [2]

3 Methodik

In diesem Abschnitt wird die Integration der zuvor erläuterten Droop-Regelung in ein Matlab/Simulink-Modell vorgestellt. Zuerst erfolgt eine umfassende Beschreibung des Modells. Daraufhin wird die zuvor erklärte Regelung spezifisch an den vorliegenden Anwendungsfall angepasst. Hierbei werden diverse Parameter für die Strom- und Spannungsregelung festgelegt, zusätzlich wird eine Frequenzregelung und eine Anpassung des Power-Setpoints implementiert. Weiterhin wird der im Modell eingesetzte SG beschrieben, um eine vergleichende Analyse zwischen der Regelung des SG und der DEA durchführen zu können. Abschließend werden die zu untersuchenden Sensitivitäten vorgestellt, und ein Referenzfall definiert, der Standardparameter aufweist. Dieser Referenzfall dient als Ausgangspunkt für die anschließenden Untersuchungen und Analysen im Rahmen dieser Arbeit. Wichtig ist zu erwähnen, dass sich das Modell im Verbraucherzählpeilsystem befindet.

3.1 Modell

Bei dem verwendeten Netzmodell handelt es sich um eine stark vereinfachte Testbench bestehend aus einer umrichterbasierten DEA, die parallel zu einem SG betrieben wird. Darüber hinaus sind eine kontinuierliche Last und eine Leitung im Netz integriert. Der zugehörige Ersatzschaltplan ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Testbench wird einer Störung in Form eines Lastsprungs ausgesetzt. Dieser Lastsprung wird parallel zur kontinuierlichen Last geschaltet, wie in Abbildung 6 dargestellt ist. Es handelt sich dabei um einen Wirklastsprung, welcher variiert wird.

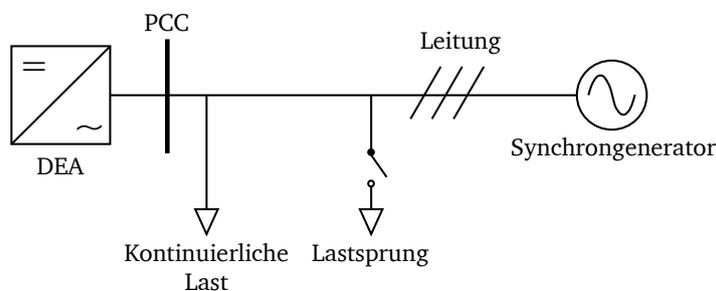


Abbildung 6: Verwendete Testumgebung

Der verwendete Umrichter ist als netzbildender Umrichter mit gesteuerter Spannungsquelle modelliert und wird durch ein sogenanntes Average-Value Modell basierend auf Mittelwerten

repräsentiert, welches dazu dient, die Gesamtkomplexität des Modells zu reduzieren. Die spezifischen Details zur Funktionalität des Average-Value Modells sind in [13] detaillierter beschrieben. Die relevanten Netzparameter sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Parameter der Testbench in Standardparametrierung.

	Größe	Sym- bol	Wert	Einheit
Netz	Netzfrequenz	f	50	Hz
	Netzspannung	U_n	20	kV
Last	kontinuierlich	P_{load}	1,2	MW
	Lastsprung	ΔP	100	kW
Leitung	Widerstandsbelag	R'_1	11,84	m Ω /km
	Induktivitätsbelag	L'_1	945,7	μ H/km
	Kapazitätsbelag	C'_1	12,74	nF/km
	Leitungslänge	l	50	km
Synchrongenerator	Bemessungsleistung	$S_{r,SG}$	0,5	MVA
	Trägheitskonstante	H	4	s
DEA	Bemessungsleistung	S_{DEA}	1	MVA
LC-Filter	Induktivität	L_F	2,984	mH
	Kapazität	C_F	948,961	μ F

3.2 Regelung der DEA

Bei der Regelung des Umrichters handelt es sich, wie eingangs erwähnt, um eine netzbildende Droop-Regelung, welche hier genauer beschrieben wird. Die Droop-Regelung entspricht der in Abbildung 4 beschriebenen Umsetzung. Die zugehörigen Parameter der Droop-Regelung sind in Tabelle 2 aufgeführt. Der Blindleistungsdroop ist hierbei wesentlich schwächer, d.h. es folgt eine kleinere Änderung der Blindleistung auf Spannungsänderungen als für die Wirkleistungsanpassung bei Frequenzänderungen.

Tabelle 2: Werte der Droop-Regelung

	Bezeichnung	Symbol	Wert	Einheit
P-Droop	Droopfaktor	k_p	0,05	-
	Filterzeitkonstante	$T_{f,p}$	0,1	s
Q-Droop	Droopfaktor	k_q	0,00004	-
	Filterzeitkonstante	$T_{f,q}$	0,1	s

Die Spannungs- und Strom-Regelung ist in Abbildung 7 gezeigt und die relevanten Parameter in Tabelle 3 angegeben. Besonders hervorzuheben ist, dass der Wert $k_{FFI} = 0$ gewählt wurde, um den Einfluss der Ströme in der Spannungsregelung zu entkoppeln. Die Regelung ist gemäß Kapitel 2.3 aufgebaut. Der Stromregler weist damit eine Verzögerung von etwa 10 ms auf. Die äußere Spannungsregelung ist etwa eine Dekade langsamer ausgelegt.

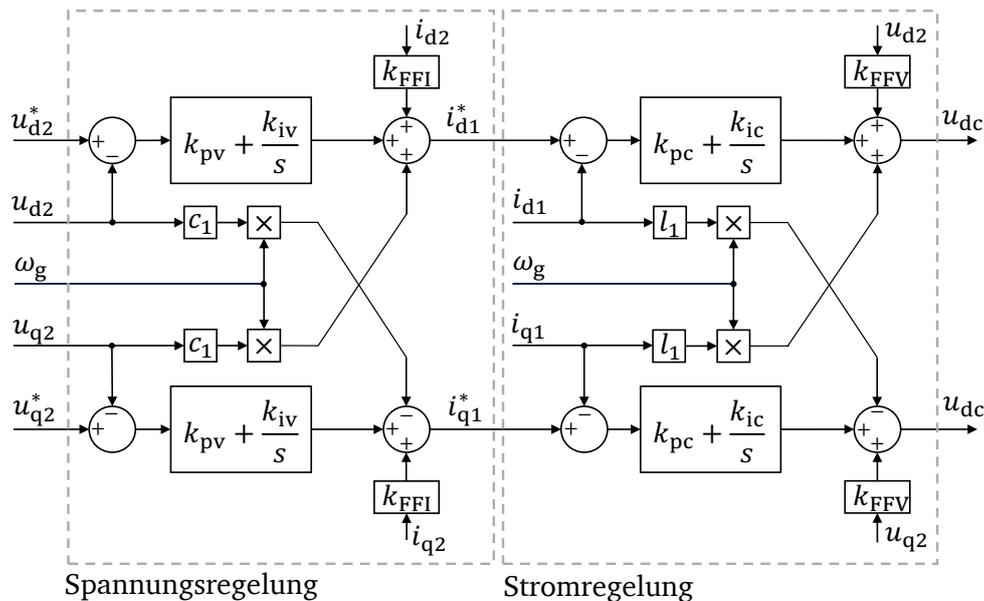


Abbildung 7: Spannungsregelung und Stromregelung [11, 12]

Tabelle 3: Werte des Spannungsreglers und Stromreglers

	Bezeichnung	Symbol	Wert	Einheit
Spannungsregler				
PI-Regler	Proportional	k_{pv}	0,004749	-
	Integral	k_{iv}	0,037	-
		k_{FFI}	0	-
Crosscoupling		c_1	0,04775	-
Stromregler				
PI-Regler	Proportional	k_{pc}	0,0597	-
	Integral	k_{ic}	3,75	-
		k_{FFV}	1	-
Crosscoupling		l_1	0,15	p. u.

Neben den oben genannten Regelungen wird in diesem Modell eine Frequenzregelung mit zusätzlicher Power-Setpoint Anpassung eingebaut, welche den Referenzwert der Wirkleistung p^* anpasst. Der Ersatzschaltplan der Frequenzregelung und die dazugehörigen Parameter sind in Abbildung 8 und Tabelle 4 gegeben.

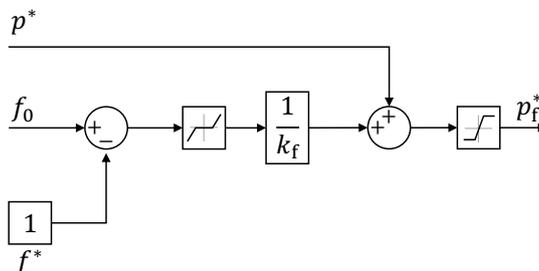


Abbildung 8: Frequenzregelung

Hier sind f^* und p^* die Referenzwerte der Frequenz und Wirkleistung. f_0 ist die gemessenen Frequenz. Über einen Droop wird hier ein neuer Referenzwert p_f^* für die Wirkleistung erzeugt und in die Stromregelung gegeben.

Tabelle 4: Werte der Frequenzregelung

	Bezeichnung	Symbol	Wert	Einheit
Totband	Start	-	-0,004	p. u.
	Ende	-	0,004	p. u.
Sättigung	Oberes Limit	-	0	p. u.
	Unteres Limit	-	-inf	p. u.
	Verstärkung	k_f	0,05	-

Bei der Anpassung des Leistungssollwerts (engl. Power-Setpoint) handelt es sich um eine Regelung, welche über die gemessenen Ströme i_{d1} und i_{q1} den Referenzwert für den $P(f)$ -Droop anpasst. Hier werden die Ströme anstelle der Wirkleistung verwendet, da letztere aufgrund eines Spannungseinbruchs nach einem Lastsprung abfällt, anstatt wie erwartet anzusteigen. Dieses Phänomen wird in Kapitel 3.4 detaillierter diskutiert. Eine Regelung basierend auf der Wirkleistung würde folglich dazu führen, dass die geschätzte Frequenz nach Gleichung (14) steigt. Da die Ströme jedoch das erwartete Verhalten der netzbildenden Regelung widerspiegeln, werden diese in dieser Regelung genutzt. Dieses Verhalten ist in [6] genauer beschrieben. Der dazugehörige Ersatzschaltplan und die Parameter sind in Abbildung 9 und Tabelle 5 angegeben. [5]

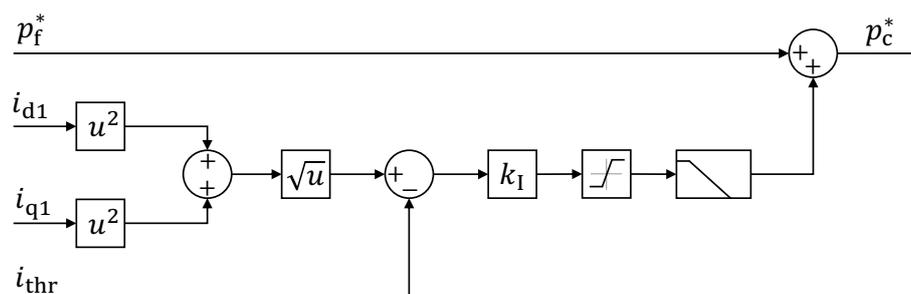


Abbildung 9: Power-Setpoint Anpassung [5]

Tabelle 5: Werte der Power-Setpoint Anpassung

	Bezeichnung	Symbol	Wert	Einheit
Sättigung	Obere Grenze	-	inf	p. u.
	Untere Grenze	-	0	p. u.
Filter	Zeitkonstante	$T_{f,c}$	0,1	s
	Stromverstärkung	k_I	40	-
	Stromgrenze	i_{thr}	0,74175	p. u.

3.3 Synchrongenerator

Der SG ist als Modell 6. Ordnung nachgebildet. Die Regelung des SG umfasst einerseits eine Frequenzregelung, die aus einem Governor und einer Turbine besteht und ebenfalls nach dem Droop-Prinzip funktioniert wie in Abbildung 10 zu erkennen ist. Die Turbine ist vereinfachend als Verzögerungsglied 1. Ordnung nachgebildet, um das langsamere Verhalten des SG nachzubilden. Zudem gibt es eine Spannungsregelung, die aus einem PSS (Power System Stabilizer) und einem Exciter besteht. Deren Funktionsweise ist in [8] beschrieben. Die wichtigsten Parameter der Frequenzregelung sind in Tabelle 6 gegeben. [8, 14, 15]

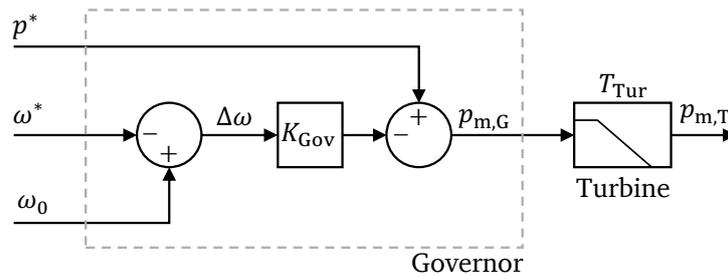


Abbildung 10: Frequenzregelung des Synchrongenerators bestehend aus Governor und Turbine [8, 14, 15]

In Abbildung 10 sind p^* und ω^* die Referenzwerte der Wirkleistung und Kreisfrequenz. ω_0 ist die gemessene Kreisfrequenz. $p_{m,G}$ und $p_{m,T}$ sind die mechanischen Leistungen aus Governor und Turbine.

Tabelle 6: Werte der Frequenzregelung des Synchrongenerators

	Bezeichnung	Symbol	Wert	Einheit
Governor	Verstärkung	K_{GOV}	20	-
Turbine	Zeitkonstante	T_{TUR}	0,3	s

3.4 Sensitivitäten

In der vorgestellten Testbench wird die Droop-Regelung der DEA in Form einer Sensitivitätsanalyse analysiert. Dazu werden interne Sensitivitäten, d.h. Regelparameter der DEA sowie externe Sensitivitäten, d.h. Netzparameter variiert und die Stabilität der Droop-Regelung der DEA sowie die Frequenzstabilität evaluiert. Außerdem werden Lastsprünge simuliert, um den Einfluss der Störung zu untersuchen. Die untersuchten Sensitivitäten und deren Standardwerte sind in Tabelle 7 angegeben. Hierbei werden für ein Verteilnetz unüblich große Leitungslängen gewählt, um den Einfluss der Leitungslänge besser aufzeigen zu können.

Tabelle 7: Standardwerte und Variation der Parameter

	Bezeichnung	Symbol	Standardwert	Variation	Einheit
Netz	Lastsprung	ΔP	100	50; 100; 150; 200; 250	kW
SG	Trägheit	H	4	1; 2; 4; 10; 20	s
	Turbinenzeitkonstante	T_{TUR}	0,3	0,05; 0,1; 0,3; 0,5	s
Leitung	Leitungslänge	l	50	1; 25; 50; 75; 100	km
	R/X-Verhältnis	R/X	0,4	0,1; 0,4; 1; 5	-
		$ \underline{Z} $	16	-	Ω
DEA	P(f)-Droop Konstante	k_p	0,05	0,005; 0,05; 0,5; 5	-
	Verstärkung Power-Set-point Anpassung	k_I	40	20; 40; 60; 80	-

Die Simulationsergebnisse der Testbench mit Standardwerten sind in Abbildung 11 und Abbildung 12 ersichtlich. Abbildung 11 a) zeigt einen typischen Unterfrequenzverlauf mit einem Frequenznadir von 49,43 Hz und einem $RoCoF$ von 0,3346 Hz/s. Nach Erreichen des Nadirs bei 4,8 s steigt die Frequenz wieder an und stabilisiert sich auf einem neuen stationären Wert von 49,53 Hz. Es handelt sich hierbei um die geschätzte Frequenz ω_g aus der Droop-Regelung, wie in Abbildung 4 gezeigt. Der Spannungsfall in Abbildung 11 b) lässt sich als Reaktion auf den Wirkleistungssprung aufgrund des im Verteilnetz relativ geringen R/X-Verhältnisses erklären. Im Anschluss an diesen schnellen Spannungsfall steigt die Spannung erneut an und

wird durch die Regelung der Erzeugungsanlagen zurück auf den Vorfehlerwert von etwa 1 p.u. geführt.

Die Ströme i_{d2} und i_{q2} unterliegen zunächst ebenfalls einer sehr schnellen Änderung durch die Umrichterregelung, schwingen danach über, bevor sie einen neuen stationären Endwert erreichen. Hinsichtlich der Wirkleistung der DEA zeigt sich unmittelbar nach dem Lastsprung bei 2 s, wie diese schnell absinkt, was auf die geringe Trägheit des Umrichters zurückzuführen ist. Der Umrichter steuert dem entgegen und lässt die Wirkleistung wieder ansteigen. Das darauffolgende Ansteigen der Wirkleistung über mehrere Sekunden kann auf die Regelung des Synchrongenerators zurückgeführt werden. Die Blindleistung erfährt ebenfalls eine sehr schnelle, aber minimale Änderung und wird kleiner, bevor sie bei 3,2 s wieder zu steigen beginnt. Die transiente Reaktion von i_{d2} zeigt im Gegensatz zur Wirkleistung das gewünschte Trägheitsverhalten. Die Wirkleistung fällt nach dem Lastsprung zunächst ab. Dieses Verhalten ist unerwünscht und lässt sich auf den Spannungsfall zurückführen.

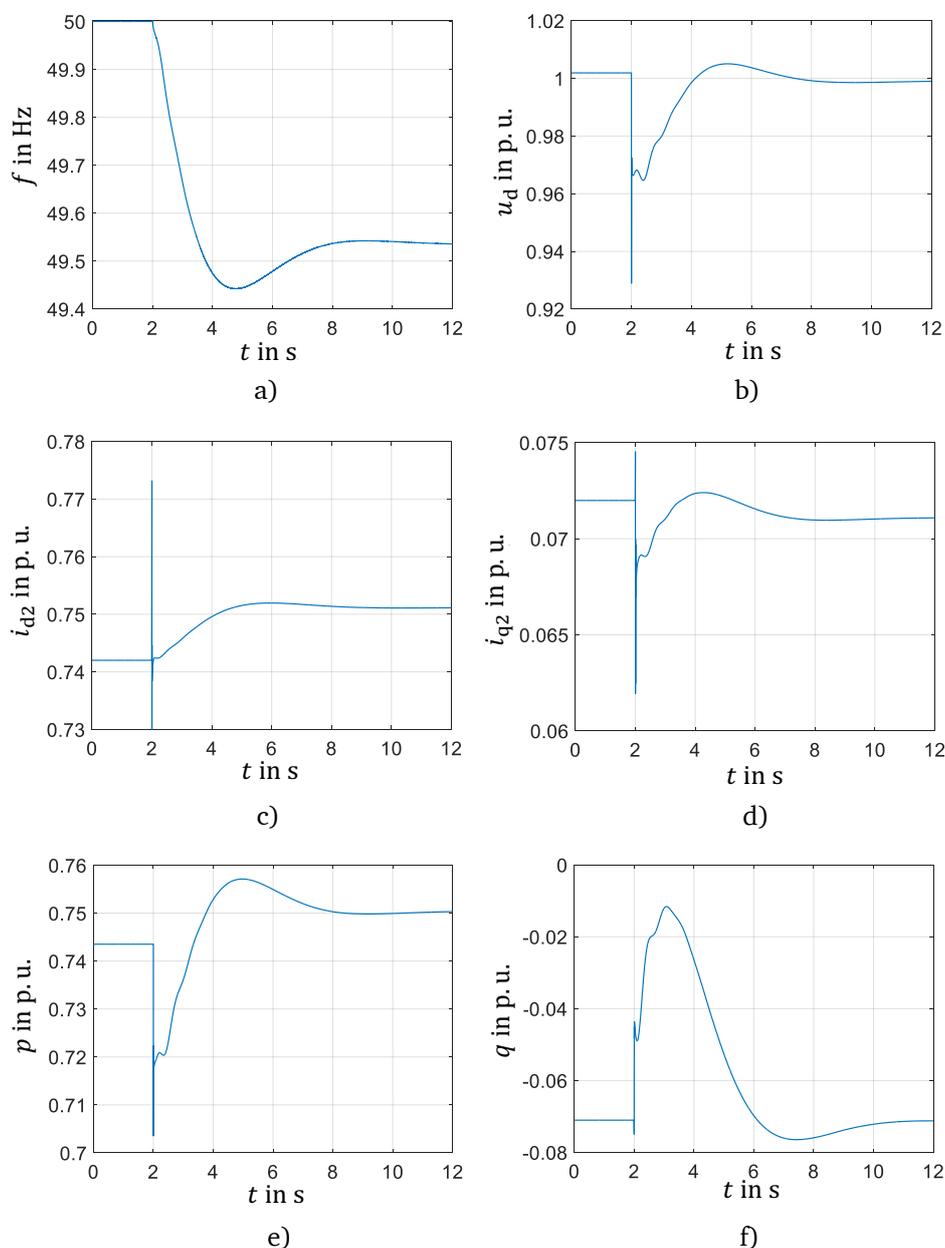


Abbildung 11: Referenzplots der DEA-Größen: a) Frequenz b) Spannung der d-Achse c) Strom i_{d2} der d-Achse d) Strom i_{q2} der q-Achse e) Wirkleistung f) Blindleistung

Neben den Größen der DEA werden auch die Frequenz und Spannung am PCC, vgl. Abbildung 6, ausgewertet. Die Frequenz am PCC wird mithilfe einer Phasenregelschleife (PLL; engl. phase-locked loop) gemessen und ist in Abbildung 12 a) dargestellt. Die mittels PLL bestimmte Frequenzkurve stimmt gut mit der internen Frequenz der DEA in Abbildung 11 a) überein. Lediglich der transiente Peak bei Eintritt des Lastsprungs ist wesentlich ausgeprägter. Dieser wird aufgrund verschiedener Filter in der Droop-Regelung nicht abgebildet. Der Spannungsspeak am PCC nach dem Lastsprung in Abbildung 12 b) ist weniger stark ausgeprägt als direkt an den Klemmen der DEA.

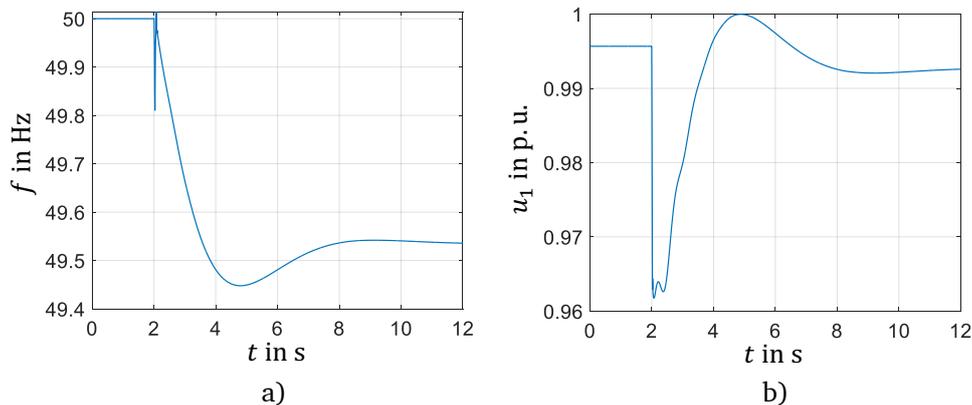


Abbildung 12: Referenzplots der PCC-Größen: a) Frequenz b) Mitsystemspannung

4 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse verschiedener Parametervariationen in der in Kapitel 3 vorgestellten Testbench präsentiert und analysiert. Der Fokus liegt dabei auf der Analyse der Netzfrequenz und des eingespeisten Stroms i_{d2} der DEA.

4.1 Lastsprung

Bei der Variation des Lastsprungs ΔP in Abbildung 13 a) zeigt sich, dass bei zunehmender Größe des Lastsprungs die Frequenz stärker und steiler sinkt, was zu einem größeren $RoCoF$ führt. Dieses Verhalten kann auch über die Gleichungen (8) und (9) erklärt werden. Sowohl der $RoCoF$ als auch die quasistationäre Frequenzabweichung Δf_{qs} nach der Primärregelung weisen eine proportionale Abhängigkeit von der Größe des Lastsprungs ΔP auf. Der Nadir hingegen sinkt bei steigender Last. Des Weiteren lässt sich beobachten, dass die Frequenz bei höherer Last einen kleineren stationären Endwert erreicht. Dieses Verhalten deckt sich mit dem was man über Gleichung (9) erwarten würde. Hinsichtlich des Stroms ist zu erkennen, dass der stationäre Endwert sowie die Steigung des Stroms der DEA i_{d2} von der Höhe des Lastsprungs abhängen. In Abbildung 13 b) ist zu erkennen, dass sich mit einem höheren Lastsprung auch der stationäre Endwert und die Steigung nach dem Lastsprung erhöhen. Dies liegt an der proportionalen Droop-Regelung, welche den eingespeisten Strom in Abhängigkeit der Frequenzabweichung erhöht. Außerdem ist erkennbar, dass die Anpassung des Stroms mit einem Totband von 200 mHz erfolgt, was die proportionale Anpassung um etwa 100 ms verzögert. Der transiente Peak des DEA Stroms i_{d2} zeigt das Trägheitsverhalten der DEA auf, welches zu einem instantanen Erhöhen des Stroms um 10 % führt.

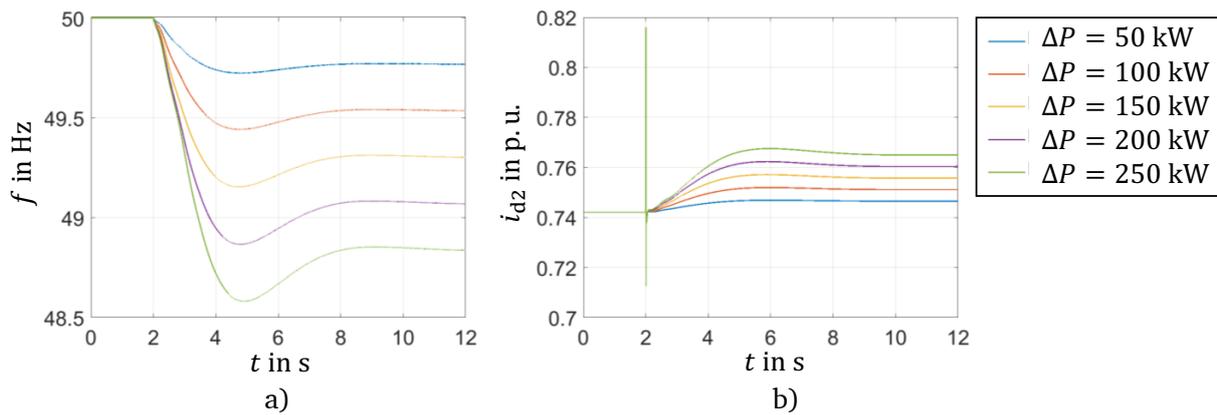


Abbildung 13: Variation des Lastsprungs: a) Frequenz der DEA b) Strom i_{d2} der DEA

4.2 Externes Netz: Trägheit

In diesem Abschnitt erfolgt die Variation der Trägheit H mit dem Ziel, den Einfluss unterschiedlich starker Netze zu untersuchen. Dabei ist es von besonderer Relevanz, sicherzustellen, dass die netzbildende Regelung auch bei schwachen Netzen keine Instabilität aufweist. Hinsichtlich der Frequenz in Abbildung 14 a) lässt sich erkennen, dass eine Änderung der Trägheit den Bereich wenige Millisekunden nach dem Lastsprung nicht beeinflusst. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass für die Messung eine PLL verwendet wird, die den $RoCoF$ in diesem spezifischen Bereich beschränkt. Der transiente Bereich danach wird hingegen signifikant beeinflusst: Die Frequenzkurve weist mit steigender Trägheit einen größeren Nadir und geringeren $RoCoF$ auf. Der stationäre Endwert nach dem Lastsprung bleibt unverändert, unabhängig von der Trägheit und kann über Gleichung (9) bestimmt werden. Der Strom i_{d2} in Abbildung 14 b) zeigt aufgrund des proportionalen Zusammenhangs mit der Frequenz ein ähnliches Verhalten. Auffällig ist hierbei, dass der Strom mit zunehmender Trägheit weniger stark ansteigt, sich aber auf den gleichen stationären Endwert einschwingt. Bei einer sehr großen Trägheit übernimmt der Synchrongenerator der Testbench einen größeren Teil der Frequenzregelung. Verschiedene Arbeiten zeigen, dass netzbildende Regelung in starken Netzen zur Instabilität neigen [16], dies kann hier nicht beobachtet werden. Lediglich bei einer sehr kleinen Trägheit kommt es zu leichten Oszillationen, welche jedoch innerhalb von 2 s abklingen.

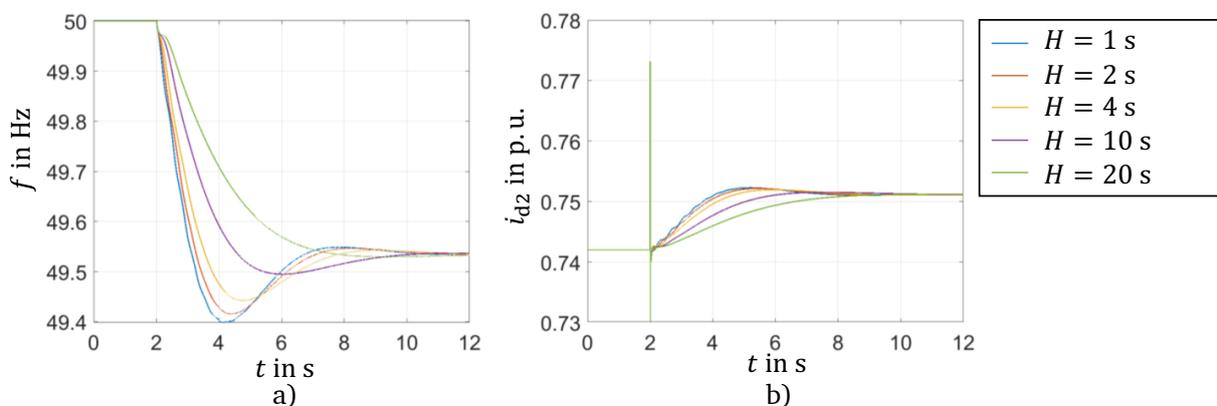


Abbildung 14: Variation der Trägheit des Synchrongenerators: a) Frequenz der DEA b) Strom i_{d2} der DEA

4.3 Externes Netz: Turbinenzeitkonstante

Nun wird die Turbinenzeitkonstante T_{Tur} des SG variiert, um den Einfluss der Geschwindigkeit der Regelung von konventionellen Kraftwerken zu untersuchen. Bei der Variation der Turbinenzeitkonstante ist zu sehen, dass die Frequenz in Abbildung 15 a) eine Sekunde nach dem Lastsprung keine merkliche Veränderung erfährt. Dies ist auch im *RoCoF* zu erkennen, denn dieser variiert von 0,295 Hz/s für die kleinste Zeitkonstante, bis zu 0,357 Hz/s für die größte Zeitkonstante. Daraus lässt sich ableiten, dass die Turbinenregelung diesen Bereich nur mäßig beeinflusst. Des Weiteren ist zu sehen, dass der Nadir mit steigender Turbinenzeitkonstante geringer ausfällt. Der quasistationäre Endwert Δf_{qs} ist für alle Zeitkonstanten gleich. Dies ist über Gleichung (9) zu begründen, da diese nicht von der Zeitkonstante des Synchrongenerators abhängt. In Abbildung 15 b) lässt sich beobachten, dass der Strom nur eine kleine Änderung im Bereich von 2,5 s bis 7 s aufweist. Sowohl der Bereich direkt nach dem Lastsprung als auch der stationäre Endwert werden nicht von der Turbinenzeitkonstante beeinflusst. Insgesamt beeinflusst eine Variation der Turbinenzeitkonstante hauptsächlich den Frequenznadir, da das Einsetzen der Primärregelung verzögert wird.

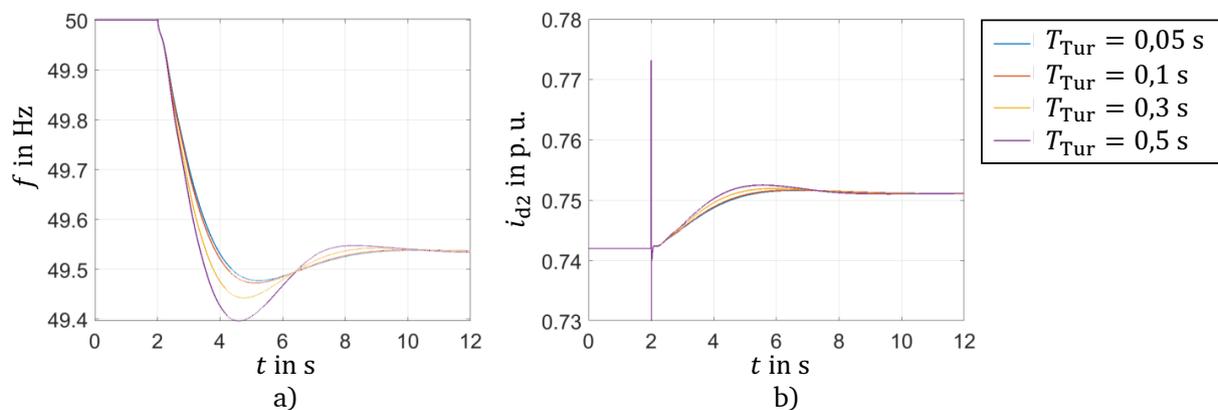


Abbildung 15: Variation der Turbinenzeitkonstante des Synchrongenerators: a) Frequenz der DEA b) Strom i der DEA

4.4 Leitung: Leitungslänge

In diesem Abschnitt wird die Leitungslänge l variiert, um den Einfluss der Entfernung zwischen parallel betriebenen DEA und SG auf die Stabilität zu untersuchen. Mit der Leitungslänge wird die Impedanz zwischen Synchrongenerator und DEA verändert. Eine größere Impedanz bedeutet, dass beide Anlagen elektrisch weiter voneinander entfernt sind. Die Variation der Leitungslänge beeinflusst die Frequenz in Abbildung 16 a) so, dass diese mit steigender Leitungslänge nicht so stark absinkt und auch einen höheren Nadir besitzt. Daraus kann man schließen, dass die verwendete Regelung in einem schwächeren Netz durch eine größere Entfernung zum SG die Frequenz besser regeln kann. Des Weiteren sieht man, dass durch eine längere Leitung der stationäre Endwert der Frequenz höher liegt. Auffällig ist, dass für kleine Impedanzen die Frequenz stärker absinkt, obwohl der SG näher an dem Fehlerort ist. Es ist also davon auszugehen, dass eine Interaktion zwischen der Regelung des SG und der DEA vorliegt, welche reduziert wird, wenn die Impedanz dazwischen größer wird. Bei dem Strom in Abbildung 16 b) sieht man, dass dieser in der Steigung und dem neuen stationären Endwert nur leicht beeinflusst wird. Des Weiteren ist wichtig zu erwähnen, dass bei steigender Leitungslänge auch die Impedanz ansteigt. Durch die Größere Impedanz steigt auch der Strom aufgrund der geringeren Spannung am PCC.

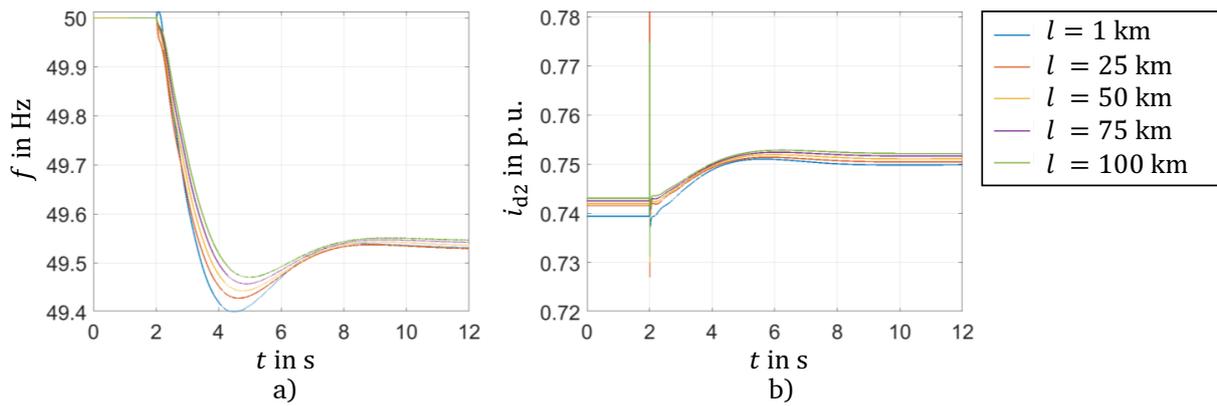


Abbildung 16: Variation der Leitungslänge: a) Frequenz der DEA b) Strom i_{d2} der DEA

4.5 Leitung: R/X-Verhältnis bei konstanter Impedanz

In diesem Abschnitt wird durch die Variation des R/X-Verhältnisses überprüft, ob die Annahme eines stark induktiven Netzes aus Kapitel 2.1 als gültig betrachtet werden kann. Dies ist relevant, da das R/X-Verhältnis in der Regel mit sinkender Spannungsebene ansteigt. Dadurch ist es notwendig, die Entkopplung zwischen Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung zu hinterfragen. In Abbildung 17 lässt sich erkennen, dass die Frequenz und der Strom hinsichtlich Steigung und stationärem Endwert nicht stark vom R/X-Verhältnis beeinflusst werden. Hier ist jedoch der Verlauf für ein R/X-Verhältnis von 5 eine Ausnahme. Außerdem ist in Abbildung 17 b) ersichtlich, dass der Peak nach dem Lastsprung bei größeren R/X-Verhältnissen geringer ausfällt. Dies deutet darauf hin, dass die instantane Reaktion bei induktiven Netzen ausgeprägter ist. Zudem lässt sich feststellen, dass für dieses Modell ein Wert von 5 als eher unrealistisch anzusehen ist und somit nur eine theoretische Untersuchung des Einflusses des R/X-Verhältnisses darstellt.

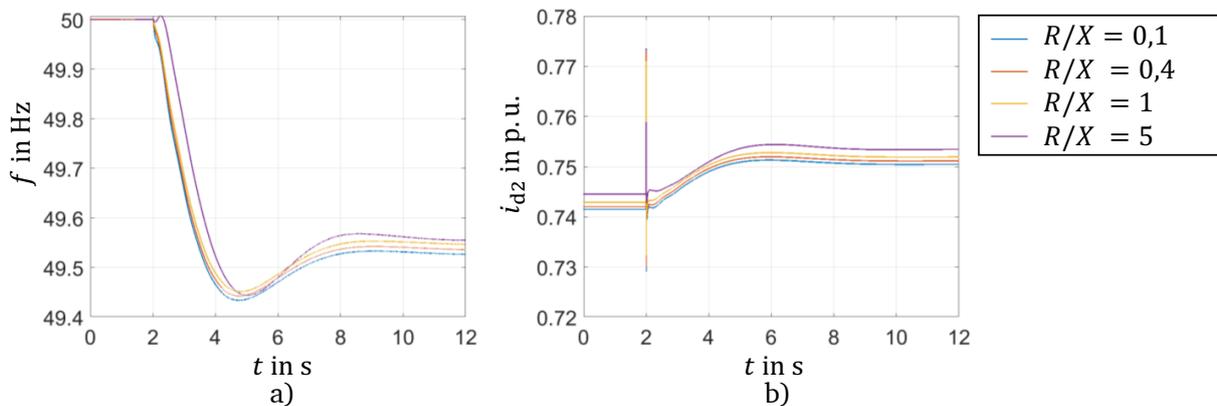


Abbildung 17: Variation des R/X-Verhältnisses der Leitung: a) Frequenz der DEA b) Strom i_{d2} der DEA

4.6 DEA: Wirkleistungs-Droop-Faktor

Nun wird durch die Variation des Droop-Faktors k_p die Stärke der DEA Reaktion auf eine Frequenzabweichung untersucht. Der Wirkleistungs-Droop-Faktor k_p gibt dabei an, in welchem Maße die DEA zur Frequenzregelung beiträgt. Für die Variation des Wirkleistungs-Droop-Faktors k_p lässt sich erkennen, dass die Frequenz mit steigendem Faktor einen größeren *RoCoF* sowie einen niedrigeren Nadir aufweist. Das liegt daran, dass die Wirkleistungsanpassung antiproportional zum Droop-Faktor erfolgt. Besonders interessant ist der Verlauf für

einen Faktor von 0,005, da dort die Frequenz einen sehr geringen $RoCoF$ von 0,107 Hz/s besitzt während beim nächst größeren k_p der $RoCoF$ bei 0,335 Hz/s liegt. Für den Strom in Abbildung 18 b) ist zu erkennen, dass ein großer Droop-Faktor k_p eine geringere Stromanpassung der DEA hervorruft, als kleinere Droop-Faktoren. Hier steigt der Strom bei einem k_p von 0,005 viel stärker an als bei den größeren Werten.

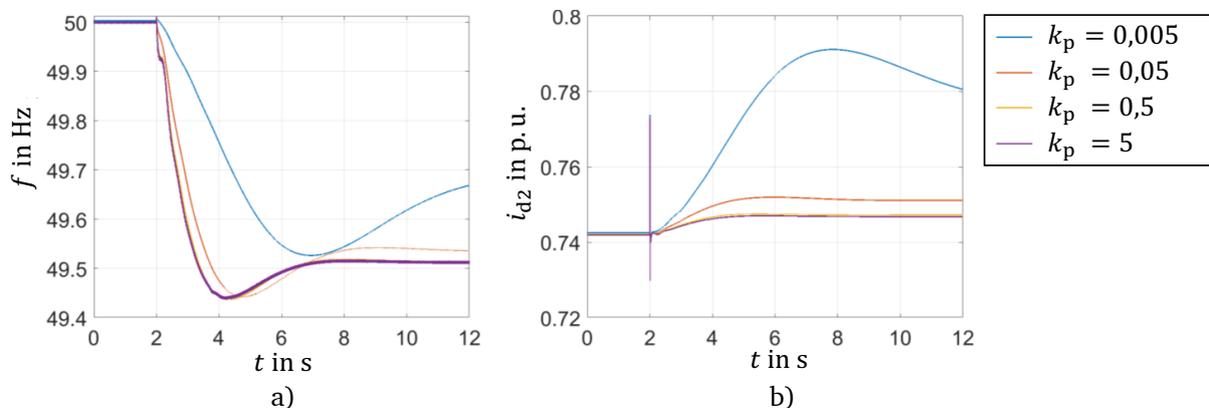


Abbildung 18: Variation der Droop-Konstante des P(f)-Droop: a) Frequenz der DEA b) Strom i_{d2} der DEA

4.7 DEA: Verstärkung Power-Setpoint Anpassung

In diesem Abschnitt wird die Variation der Verstärkung der Power-Setpoint-Anpassung k_I untersucht. Diese Analyse ist relevant, um den Einfluss des neu generierten Referenzwerts zu verstehen, da dieser, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, nicht konventionell über die Wirkleistung, sondern über den Strom erzeugt wird. Die Variation der Verstärkung aus der Power-Setpoint-Anpassung zeigt, dass bei einer größeren Verstärkung der $RoCoF$ ansteigt. Der Nadir wird kleiner bei steigender Verstärkung. Diese Veränderung des Nadirs ist jedoch sehr gering. Der stationäre Endwert sinkt mit größer werdender Verstärkung. In diesem Kontext ist kein proportionaler Zusammenhang erkennbar. Trotz einer konstanten Schrittweite der Variation verändern sich die Frequenzverläufe nicht gleichmäßig, sowohl für den $RoCoF$ als auch für den quasistationären Endwert. Der Strom steigt mit einer kleineren Verstärkung stärker an. Und auch hier steigt der stationäre Endwert mit kleinerer Verstärkung.

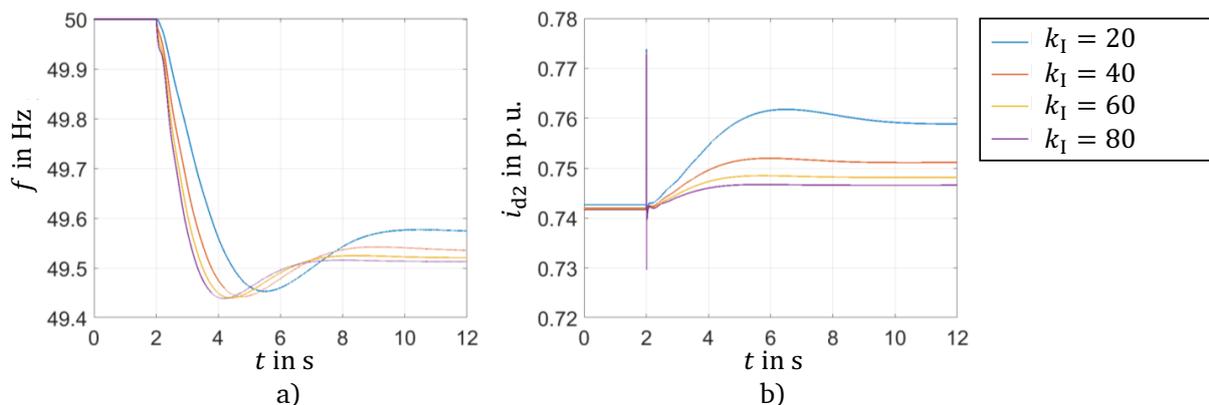


Abbildung 19: Variation der Power-Setpoint Verstärkung: a) Frequenz der DEA b) Strom i_{d2} der DEA

5 Zusammenfassung und Fazit

Die fortschreitende Transformation des elektrischen Energiesystems, begleitet von einer verstärkten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, geht mit einer Reduktion der Systemträgheit einher. Infolgedessen ist es unerlässlich, Regelungskonzepte zu erforschen, die dieser Schwächung des Netzes entgegenwirken. Diese Arbeit präsentiert die netzbildende Droop-Regelung, welche durch eine zusätzliche Frequenzregelung und eine Power-Setpoint Anpassung ergänzt wird. Das dynamische Verhalten der DEA in einer einfachen Mittelspannungstestbench wird vorgestellt und der Einfluss verschiedener Sensitivitäten wird detailliert untersucht. Die Regelung zeigt dabei die Fähigkeit, auf unterschiedlich große Lastsprünge zu reagieren, ohne dabei in einen instabilen Zustand zu geraten.

Die Variation von Regel- und Netzparameter hat verschiedene Auswirkungen auf das dynamische Verhalten der DEA und somit auch auf die Frequenzstabilität des Netzes. Die vorgestellte Regelung kann unterschiedliche Unterfrequenzszenarien durchfahren und trägt in Abhängigkeit der gewählten Regelparameter zur Frequenzstabilität bei. Ein stabiler Betrieb ist sowohl für sehr große als auch sehr geringe Trägheitskonstanten möglich. Die Variation der Leitungslänge zwischen DEA und SG zeigt, dass insbesondere bei längeren Leitungen und somit einem durch die Entfernung des Synchrongenerators geschwächten Netz die Droop-Regelung effizienter agiert. Eine detailliertere Betrachtung zur Interaktion der Regelungen von SG und DEA ist zukünftig durchzuführen, um dieses Phänomen besser zu verstehen. Das R/X-Verhältnis beeinflusst prinzipiell alle Zeitbereiche der Frequenzkurve. Es lässt sich feststellen, dass die instantane Reaktion der Regelung stärker wird bei einem kleinen R/X-Verhältnis, also induktivem Netz. Dieser Einfluss fällt jedoch im Vergleich zu anderen Sensitivitäten relativ gering aus, sodass auch in weniger induktiven Verteilnetzen die Regelung stabil ist. Mithilfe der Einstellung der Droop-Faktoren der Regelung lässt sich die Reaktion der DEA auf eine Frequenzabweichung einstellen. Die zusätzliche Power-Setpoint Regelung erhöht den Wirkleistungswert basierend auf dem eingespeisten Strömen, um den Einbruch der Spannung als Reaktion auf den Lastsprung entgegenzuwirken.

Die Analyse des Verhaltens der netzbildenden Regelung unter dem Einfluss verschiedener Netz- und Regelparameter verdeutlicht, wie viele Faktoren die Stabilität, insbesondere die Frequenzstabilität, beeinflussen können. Besonders hervorzuheben ist hierbei, wie die unterschiedlichen Parameter die verschiedenen Zeitbereiche der Frequenzkurve beeinflussen. Zu den zukünftigen Forschungsthemen zählen eine Vertiefung der Untersuchungen weiterer Sensitivitäten sowie das Wiederholen der Untersuchungen in größeren Verteilnetzen.

6 Literatur

- [1] R. Teodorescu, M. Liserre und P. Rodríguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. Chichester, West Sussex, Piscataway, New Jersey: Wiley; IEEE, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470667057>
- [2] A. Gkountaras, "Modeling techniques and control strategies for inverter dominated microgrids" Dissertation, Technische Universität Berlin.
- [3] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill und G. Verbic, "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)" in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018, S. 1–25, doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [4] H. Bevrani, *Robust power system frequency control*. New York, NY: Springer, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy1616/2008934165-d.html>

- [5] A. Tayyebi, D. Gross, A. Anta, F. Kupzog und F. Dorfler, "Frequency Stability of Synchronous Machines and Grid-Forming Power Converters", *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, Jg. 8, Nr. 2, S. 1004–1018, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2966524.
- [6] D. Duckwitz, "Power System Inertia", Universität Kassel, 2019.
- [7] N. Hatziargyriou *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended", *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 36, Nr. 4, S. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [8] N. J. Balu, M. G. Lauby und P. S. Kundur, Hg., *Power system stability and control*. Chennai, New York, St. Louis, San Francisco, Auckland, Bogotá, Caracas, Kuala Lumpur, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, San Juan, Santiago, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto: Mc Graw Hill Education (India) Private Limited, 1994. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy1012/93021456-b.html>
- [9] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro und Á. Molina-García, "Extensive frequency response and inertia analysis under high renewable energy source integration scenarios: application to the European interconnected power system", *IET Renewable Power Generation*, Jg. 14, Nr. 15, S. 2885–2896, 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0045.
- [10] A. H. Besheer, X. Liu, S. Fathalla Eissa, M. Rabah, A. Mahgoub und H. Rashad, "Overview on fast primary frequency adjustment technology for wind power future low inertia systems", *Alexandria Engineering Journal*, Jg. 78, S. 318–338, 2023, doi: 10.1016/j.aej.2023.07.032.
- [11] S. D'Arco und J. A. Suul, "Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids", *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 5, Nr. 1, S. 394–395, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2288000.
- [12] S. D'Arco, J. A. Suul und O. B. Fosso, "Automatic Tuning of Cascaded Controllers for Power Converters Using Eigenvalue Parametric Sensitivities", *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, Jg. 51, Nr. 2, S. 1743–1753, 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2354732.
- [13] C. i. g. r. Des électriciens, *Guide for the development of models for HVDC converters in a HVDC grid*. Paris: CIGRÉ, 2014.
- [14] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze: Mit 140 Tabellen*, 7. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2011.
- [15] J. Machowski, J. W. Bialek und J. R. Bumby, *Power system dynamics: Stability and control*, 2. Aufl. Chichester: Wiley, 2008.
- [16] M. A. Coumont, "Dynamik und Modellierung aktiver Verteilnetze unter Berücksichtigung netzbildender Regelung", Technische Universität Darmstadt, 2022 DOI: <https://doi.org/10.26083/tuprints-00022021>. URL: <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/22021/>.