Doppelgeneratorsystem für Laufwasserkraftwerke

Untersuchung des dynamischen Verhaltens, der Regelung, des Energieertrags und der Wirtschaftlichkeit

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor-Ingenieurin
(abgekürzt: Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von
M.-Eng. Mingjia Zhang

geboren am 01. Oktober 1986
in Hangzhou

2018

1. Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Axel Mertens
2. Referent:	Univ.-Porf. Dr.-Ing. Carsten Fräger
3. Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Gerhard Huth
4. Vorsitzender:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Bernd Ponick

Tag der Promotion: 21. August 2017

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftliche Mitarbeiterin im Fachbereich Mechatronik/elektrische Antriebe an der Hochschule Hannover. Das ihr zugrundeliegende Forschungsprojekt wurde durch den Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) finanziell gefördert. Es ist mir an dieser Stelle ein Anliegen, mich bei denen zu bedanken, die mir in den Jahren während meiner Promotion geholfen, mich unterstützt und somit zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Carsten Fräger, Professor für Elektrische Antriebe und Mechatronik an der Hochschule Hannover, der mich im Fachgebiet angeleitet und während meiner Zeit stets wissenschaftlich betreut hat. Seine lehrreichen Anregungen und die zahlreichen fachlichen Diskussionen waren mir eine unverzichtbare Hilfe.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Axel Mertens, Professor für Leistungselektronik und Antriebsregelung an der Leibniz Universität Hannover, danke ich für seine Unterstützung bei der Fertigstellung meiner Arbeit und der damit verbundenen Mühe sowie seinem Interesse an dieser Arbeit.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerhard Huth, Professor für Mechatronik und elektrische Antriebssysteme an der Technischen Universität Kaiserslautern, danke ich ganz herzlich für die Übernahme des Korreferats.

Herrn. Prof. Dr.-Ing. Hartmut Kopp möchte ich für seine Hilfe und seine wertvollen Hinweise zur sprachlichen Gestaltung der Arbeit ganz besonders danken.

Ich bedanke mich ebenfalls bei den Mitarbeitern für ihre ständige Hilfsbereitschaft und die freundschaftliche Zusammenarbeit. Insbesondere möchte ich mich beim Kollegen Herrn Christian Schmicke für die konstruktiven Vorschläge und seine konkrete Hilfe bedanken.

Ein abschließender Dank gilt meinen Eltern, meiner Familie und meinem Freund Mingjie, die mir während der letzten Jahre viel Verständnis, Aufmunterung und Unterstützung entgegenbrachten.

Hannover, März 2017

Mingjia Zhang

Kurzfassung

Die Nutzung der Wasserkraft stellt in den letzten Jahrzehnten weltweit die größte erneuerbare Energiequelle dar. Hierbei leisten die Laufwasserkraftwerke einen bemerkenswerten Beitrag zur Stromerzeugung. Die gegenwärtigen Entwicklungen bei den Laufwasserkraftwerken richten sich auf einfach regulierte Francis-Turbinen mit einem drehzahlvariablen Generator aus. Ziel ist einerseits, den Turbinenwirkungsgrad durch eine veränderbare Drehzahl zu erhöhen und andererseits die Kosten durch Verzicht auf die Laufradregelung gegenüber doppelt regulierten Turbinen zu reduzieren.

In dieser Arbeit wird ein neues drehzahlvariables Generatorsystem bzw. ein Doppelgeneratorsystem für Laufwasserkraftwerke untersucht. Das Generatorsystem besteht aus zwei elektrisch erregten Synchrongeneratoren, einem Überlagerungsgetriebe und einem Umrichter. Eine der beiden Synchronmaschinen wird direkt mit dem starren Netz gekoppelt. Sie wird als Hauptgenerator betrieben, der den größten Teil (70 %) der Gesamtleistung ins Netz überträgt. Die andere vom Umrichter gespeiste Synchronmaschine bzw. Regelmaschine muss nur einen kleinen Teil (30 %) der Leistung bereitstellen. Sie sorgt für einen stabilen und drehzahlvariablen Betrieb für das Gesamtsystem durch ihre Regelung und Steuerung.

Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt in der mathematischen Modellierung und dynamischen Simulation des Doppelgenerators sowie in der Parametrierung des Drehzahlreglers der Regelmaschine. Zunächst werden die Gleichungen zur Beschreibung des dynamischen Verhaltens im Zustandsraum aufgestellt, dann werden sie um einen stationären Arbeitspunkt linearisiert. Schließlich werden die Reglerparameter des Drehzahlreglers für den stabilen Betrieb optimiert. Die Simulationsergebnisse mit diesen Reglerparametern zeigen, dass das System bei externen Störungen robust arbeitet. Beispielsweise können die Schwingungen vom Hauptgenerator durch eine Netzfrequenzänderung unterdrückt werden. Des Weiteren wird ein vereinfachtes hydraulisches System simuliert, um das dynamische Verhalten des Doppelgenerators bei Änderung des Durchflusses bzw. der Leitradöffnung einer Wasserturbine zu überprüfen. Mit einer Drehzahlregelung der Regelmaschine kann eine Wasserturbine trotz des schwankenden Durchflusses in ihrem optimalen Betriebspunkt arbeiten.

Als Teil dieser Arbeit wurde ein Prototyp des Doppelgenerators aufgebaut. Anstatt elektrisch erregter Synchronmaschinen werden zwei permanentmagneterregte Synchronmaschinen verwendet. Ein Asynchronmotor bildet eine Wasserturbine nach. Somit muss das in dieser Arbeit entwickelte Simulationsmodell des Doppelgenerators entsprechend dem Prototyp modifiziert werden, sodass die experimentellen Daten modellspezifisch validiert werden können. Der Vergleich zwischen Simulations- und Messergebnissen zeigt eine hohe Übereinstimmung. Dies

legt den Schluss nahe, dass das Simulationsmodell die Dynamik des Doppelgenerators in einem Wasserkraftwerk realitätsgetreu widerspiegelt, weil die Modifikation der Maschinenparameter keine Veränderung der Modellierung des Doppelgeneratorsystems bedeutet.

Schlagworte: Doppelgeneratorsystem, Laufwasserkraftwerke, Systemmodellierung und -regelung

Abstract

Hydropower is the world's largest source of renewable energy over the past decades, where the run-of-river hydroelectricity has made a remarkable contribution to the hydroelectric generation. Recently, using a single-regulated francis turbine together with a variable speed generator has gained attention in the development of the run-of-river power plants. In this case a high energy efficiency is achieved with the variable speed operation and the turbine costs are significant reduced by omitting the adjustable blades.

This thesis deals with an innovation design of a variable speed generator system developed for the run-of-river power plants. This system consists of two electrically excited synchronous generators, a superposition gearbox and an inverter. One of the synchronous machines runs as main generator, which provides the major part (70 %) of the total power into grid. The other machine is connected to the inverter. It takes the rest part (30 %) of the power and cares for a stable operation by its speed control.

This thesis focuses on the mathematic modeling and dynamic simulation of the generator system, as well as the parameterization for a speed controller of the inverter-fed machine. Firstly, the differential equations to describe the dynamic behaviour are obtained, followed by a linearization of the equations around a stationary working point. Then the parameters of the speed controller are optimized for a stable operation. The simulations using these parameters show that the system is robust against external interferences, e.g. oscillations induced by frequency variation of the power grid. Furthermore, a simplified hydraulic system is simulated in order to check the working property of the double-generator system under variation of water flow by shifting the guiding apparatus of the turbine. A suitable speed control of the inverter-fed machine enables the water turbine working on its optimal operating point despite the changing of water flows.

As a part of this work a prototype of the double-generator system has been constructed. The prototype is equipped with two permanent magnet excited synchronous machines instead of electrically excited synchronous machines and an asynchronous motor replicates the water turbine. The simulation model developed in this work has been modified such that it provides the same machines as they are used in the prototype. As a result, a fairly good agreement was found between the simulation results and the measurements performed on the prototype. This comparison indicates that the model of the double generator system can be used to simulate the dynamic behaviour in a run-of-river power plant since the modification of machine parameters does not affect the modeling of the system.

Keywords: double-generator system, hydropower plants, system modeling and control

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichenkonvention

A	Großbuchstabe: Zeitabhängige Größe
a	Kleinbuchstabe: normierte Größe
$A(s)$, $a(s)$	Laplace-Transformierte Größe im Bildbereich, normiert
$\underline{A}$, $\underline{a}$	komplexer Zeiger, normiert
$\boldsymbol{A}$, $\boldsymbol{a}$	Matrix, Vektor
ΔA, Δa	kleine Abweichung vom Arbeitspunkt, normiert

Indizes

B	Bezugswert
h	Haupt-
N	Bemessungswert
o	stationärer Arbeitspunkt
r	Rotor
s	Stator
σ	Streu-
0	Leerlauf

Formelzeichenverzeichnis

α	Drehzahlspanne
β_{L}	Verdrehwinkel des Rotors
δ	Winkel zwischen luftspaltflussorientierten und rotorfesten Koordinatensystemen
$\Delta\mathrm{P}$	Druckdifferenz
η_{FU}	Wirkungsgrad des Frequenzumrichters
η_{G}	Wirkungsgrad des Generators
η_{Getriebe}	Wirkungsgrad des Getriebes
η_{T}	Wirkungsgrad der Turbine
η_{e}	Wirkungsgrad des elektrischen Systems
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad
ρ_{w}	Dichte von Wasser
φ_{s}	Flusswinkel im statorfesten Koordinatensystem
Ψ_{D}	d-Komponente der Flussverkettung der Dämpferwicklung
Ψ_{E}	Erregerflussverkettung
Ψ_{Q}	q-Komponente der Flussverkettung der Dämpferwicklung
$\Psi_{\mathrm{a}}, \Psi_{\mathrm{b}}, \Psi_{\mathrm{c}}$	Statorflussverkettung der Phase a, b, c
Ψ_{d}	d-Komponente der Statorflussverkettung
Ψ_{h}	Luftspaltflussverkettung
Ψ_{q}	q-Komponente der Statorflussverkettung
Ω_{D}	mechanische Winkelgeschwindigkeit des Hauptgenerators
Ω_{L}	Kreisfrequenz des Rotors
Ω_{R}	mechanische Winkelgeschwindigkeit der Regelmaschine
Ω_{T}	mechanische Winkelgeschwindigkeit der Turbine
Ω_{m}	mechanische Winkelgeschwindigkeit des Rotors
Ω_{n}	Kreisfrequenz der Netzspannung
A	Querschnittfläche der Rohrleitung
a	Druckwellengeschwindigkeit; Leitradöffnung

$\boldsymbol{A}$	Systemmatrix
B	Flussdichte
$\boldsymbol{B}$	Eingangsmatrix
c	spezifische Energieerzeugungskosten/Stromgestehungskosten
$\boldsymbol{C}$	Ausgangsmatrix
D	Laufraddurchmesser der Turbine
D_{11}	Durchmesser der Einheitsturbine
$\boldsymbol{D}$	Durchgangsmatrix
E_{a}	Regelarbeitsvermögen
f_{n}	Netzfrequenz
f_{r}	Rotorfrequenz
f_{s}	Statorfrequenz
G	Nettogewinn
g	Erdbeschleunigung
$G(s)$	Übertragungsfunktion
H	Nutzfallhöhe am Turbineneintritt
H_{11}	Nutzfallhöhe der Einheitsturbine
H_{f}	Fallhöhe
i, j, k	Ordnung in der Taylorreihe
i_0	Standardübersetzung
I_0	spezifische Investition
$I_{\mathrm{a}}, I_{\mathrm{b}}, I_{\mathrm{c}}$	Strangstrom der Phase a, b, c
i_{D}	Übersetzung $n_{\mathrm{D}}/n_{\mathrm{T}}$
I_{D}	d-Komponente Dämpferstrom
I_{d}	d-Komponente Statorstrom
I_{E}	Erregerstrom
I_{Q}	q-Komponente Dämpferstrom
I_{q}	q-Komponente Statorstrom
i_{R}	Übersetzung $n_{\mathrm{R}}/n_{\mathrm{T}}$
I_{μ}	Magnetisierungsstrom
J_{D}	Massenträgheitsmoment des Hauptgenerators
J_{R}	Massenträgheitsmoment der Regelmaschine
J_{T}	Massenträgheitsmoment der Wasserturbine
$\boldsymbol{K}$	Rückführmatrix

k_e	Energieertragsfaktor
K_J	Jahreskosten
k_p, k_u	Proportionalitätsfaktor
L	Länge der Rohrleitung
L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}	Eigeninduktivität der Statorwicklung Phase a, b, c
L_D	d-Komponente der Induktivität der Dämpferwicklung
L_d	d-Komponente der Induktivität der Statorwicklung
L_{DD}	Eigeninduktivität der d-Komponente der Dämpferwicklung
L_E	Erregerinduktivität der Erregerwicklung
L_{EE}	Eigeninduktivität der Erregerwicklung
L_Q	q-Komponente der Induktivität der Dämpferwicklung
L_q	q-Komponente der Induktivität der Statorwicklung
L_{QQ}	Eigeninduktivität der q-Komponente der Dämpferwicklung
M	Drehmoment
m	Wassermasse
M_{ab}, M_{ba}	Gegeninduktivität Statorwicklung a und b
M_{ac}, M_{ca}	Gegeninduktivität Statorwicklung a und c
M_{aD}, M_{Da}	Gegeninduktivität Statorwicklung a und d-Komponente der Dämpferwicklung
M_{aE}, M_{Ea}	Gegeninduktivität Statorwicklung Phase a und der Erregerwickklung
M_{aQ}, M_{Qa}	Gegeninduktivität Statorwicklung a und q-Komponente der Dämpferwicklung
M_{bc}, M_{cb}	Gegeninduktivität Statorwicklung b und c
M_{bD}, M_{Db}	Gegeninduktivität Statorwicklung b und d-Komponente der Dämpferwicklung
M_{bE}, M_{Eb}	Gegeninduktivität Statorwicklung b und der Erregerwicklung
M_{bQ}, M_{Qb}	Gegeninduktivität Statorwicklung b und q-Komponente der Dämpferwicklung
M_{cD}, M_{Dc}	Gegeninduktivität Statorwicklung c und d-Komponente der Dämpferwicklung
M_{cE}, M_{Ec}	Gegeninduktivität Statorwicklung c und der Erregerwicklung
M_{cQ}, M_{Qc}	Gegeninduktivität Statorwicklung c und q-Komponente der Dämpferwicklung
M_D	Drehmoment der Welle des Hauptgenerators
M_{dD}	d-Komponente Stator-Dämpfer-Gegeninduktivität
M_{dE}	d-Komponente Stator-Polrad-Gegeninduktivität
M_{Di}	inneres Drehmoment des Hauptgenerators
M_{DQ}, M_{QD}	Gegeninduktivität d-Komponente und q-Komponente der Dämpferwicklung
M_e	elektromagnetisches Drehmoment der elektrischen Maschine
M_{ED}, M_{DE}	Gegeninduktivität Erregerwicklung und d-Komponente der Dämpferwicklung

M_{EQ}, M_{QE}	Gegeninduktivität Erregerwicklung und q-Komponente der Dämpferwicklung
M_{m}	Lastmoment
M_{qQ}	q-Komponente Stator-Dämpfer-Gegeninduktivität
M_{r}	Reibmoment
M_{R}	Drehmoment der Welle der Regelmaschine
M_{Ri}	inneres Drehmoment der Regelmaschine
M_{T}	Drehmoment der Welle der Turbine
M_{Ti}	inneres Drehmoment der Turbine
n	Drehzahl
n_1, n_3	Drehzahl der Abtriebswellen eines Überlagerungsgetriebes
n_{11}	Drehzahl der Einheitsturbine
n_2	Drehzahl Antriebswellen eines Überlagerungsgetriebes
n_{D}	Drehzahl des Hauptgenerators
N_{J}	jährliche Einnahmen
n_{R}	Drehzahl der Regelmaschine
n_{s}	Drehzahl des Stegs
n_{T}	Turbinendrehzahl
P	Leistung
p	Polpaarzahl
P_{11}	Leistung der Einheitsturbine
P_{D}	Leistung des Hauptgenerators
P_{e}	elektrische Leistung, Ausbauleistung
P_{hydr}	hydraulische Leistung
P_{m}	mechanische Leistung
P_{R}	Leistung der Regelmaschine
P_{T}	Turbinenleistung
P_{v}	Maschinenverluste
Q	Durchfluss/Turbinendurchfluss
Q_{11}	Durchfluss der Einheitsturbine
Q_{nl}	Durchfluss beim Leerlauf
R	Vergütung, Widerstand
R_1	Ständerwiderstand
R_{D}	d-Komponente des Widerstands der Dämpferwicklung
R_{E}	Erregerwiderstand

R_Q	q-Komponente des Widerstands der Dämpferwicklung
S	Scheinleistung
s	Schlupf
T_1, T_2, T_3, T_4	Zeitkonstanten
T_e	Laufzeit der Druckwelle
T_n	Nachstellzeit des Reglers
T_r	Reflexionszeit
T_tot	Totzeit
T_w	water time constant
$\boldsymbol{u}$	Eingangsvektor
$U_\mathrm{a}, U_\mathrm{b}, U_\mathrm{c}$	Statorstrangspannung der Phase a, b, c
U_d	d-Komponente der Statorspannung
U_q	q-Komponente der Statorspannung
v	Wassergeschwindigkeit
V_p	Verstärkung des Reglers
$\boldsymbol{V}$	Vorfilter
$\boldsymbol{w}$	Führungsvektor
$\boldsymbol{x}$	Zustandsvektor
X	Reaktanz
$\boldsymbol{y}$	Ausgangsvektor
Y	Nutzungsdauer
Z	Impedanz
Z_0	surge impedance der Rohrleitung

1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielsetzung

Seit Ende des 19. Jahrhunderts wird Wasserkraft zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt – erstmals 1853 an den Niagarafällen, danach ab 1880 in England. Und auch heutzutage leistet sie einen bedeutsamen Beitrag zur Energieversorgung. Bis Ende 2015 liefert die Wasserkraft 16,6 % des Weltbedarfs an elektrischer Energie und deckt rund 70 % innerhalb der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen [1]. Nach Kohle und Öl/Gas steht die Wasserkraft an der dritten Stelle der Stromproduktion. Im nächsten Jahrzehnt wird weltweit etwa 180 GW an Wasserkraftleistung hinzugebaut werden, hauptsächlich in China, der Türkei, Brasilien und Indien [2]. In technischer Hinsicht weist die Wasserkraft im Vergleich zu den anderen regenerativen Energieträgern eine permanent hohe Verfügbarkeit auf, in der Regel über das ganze Jahr [a)]. Somit werden die Wasserkraftanlagen auf Jahrzehnte hinaus unter den erneuerbaren Energiequellen die günstigsten Voraussetzungen für eine umweltfreundliche Energieerzeugung bieten [3].

In Deutschland sind derzeit zwischen 7300 und 7600 Wasserkraftanlagen im Betrieb, wovon rund 6700 Anlagen in das öffentliche Stromnetz speisen. Darunter befinden sich 31 Pumpspeicherkraftwerke, die einen natürlichen Zufluss aufweisen und zur Energiegewinnung genutzt werden [4]. Im Jahr 2015 lag die erzeugte Stromproduktion in Deutschland aus Wasserkraft bei 19,3 TWh, was einem Anteil rund 10 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht [5]. Dabei decken die 406 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW 83,7 % der Jahresstromproduktion. Die überwiegende Anzahl von 6250 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von unter 1 MW erzeugt einen Anteil von 13,3 % der Jahresproduktion. Die verbleibenden 3 % der Jahresarbeit werden durch Pumpspeicherkraftwerke erbracht [6].

Das zusätzlich ausbaubare Wasserkraftpotenzial in Deutschland wird in [4] anhand verschiedener Randbedingungen abgeschätzt. Dabei wird ein Zubaupotenzial an den großen Gewässern von ca. 4 TWh/a ermittelt, wovon 2,55 TWh/a an bestehenden Standorten von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung $\geq$ 1 MW realisiert werden können. Das geschieht durch technische Verbesserungen, durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades und Erhöhung des Ausbaugrades. Weitere 0,12 TWh/a werden durch Einrichtung von neuen Wasserkraftanlagen an bestehenden Querbauwerken realisiert. Es verbleiben 1,3 TWh/a, da diese nur durch den Neubau mit Was-

[a)] Das gilt allerdings vor allem in den gemäßigten Breiten der Nordhalbkugel mit überwiegend regelmäßigen Niederschlägen, während in subtropischen und tropischen Ländern häufige Dürren, mit sinkenden Wasserständen der Speicherseen eine kontinuierliche Energieversorgung nicht zulassen.

serkraftanlagen in bisher ungenutzten Gewässern unter Randbedingungen und Restriktionen errichtet werden können.

Für Standorte an mittelgroßen und kleinen Gewässern wurde ein technisches Verbesserungspotenzial von 0,56 TWh/a an bestehenden Wasserkraftanlagen mit Leistung < 1 MW durch Verbesserung von Wirkungsgraden, der Steuerung, der Rechenreinigung und der Betriebsführung ermittelt. Ein deutschlandweit mögliches Neubaupotenzial wurde von 0,44 TWh/a bestimmt. Mit dem Erneuerbare-Energie-Gesetz 2009 wurde ein realisierbares Zubaupotenzial von 0,6 TWh/a für die mittelgroßen und kleinen Gewässer als ökonomisch abgeschätzt. Dies entspricht einer weiteren Steigerung um 18 % [4].

Unter Betrachtung der Nutzung des Wasserkraftpotenzials zeigt sich, dass die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen (z. B. durch eine Verbesserung des Anlagenwirkungsgrades) und die Optimierung von Anlagen (z. B. durch die Erhöhung des Ausbaugrades) sowohl bei großen als auch bei kleinen Wasserkraftanlagen von großer Bedeutung sind. Die gegenwärtigen Entwicklungen haben eine Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades zum Ziel. Einer der verfolgten Wege ist die Verwendung von Kompaktbauweise, bsp. Direktantriebe, wodurch auf das anfällige Getriebe verzichtet und die Verluste im Getriebe vermieden werden können. Ein anderes verfolgtes Konzept ist die Verwendung von drehzahlveränderbaren Generatorsystemen mit Frequenzumrichtern, wodurch der Turbinenwirkungsgrad über den drehzahlvariablen Betrieb gesteigert werden kann. Für Wasserkraftanlagen mit häufig schwankender Fallhöhe und unregelmäßigem Durchfluss wird ein drehzahlvariabler Betrieb bevorzugt, wobei die Turbinen einen höheren Wirkungsgrad als beim drehzahlfesten Betrieb erreichen können. Einen interessanten Einsatz stellen die einfach regulierten Turbinen mit drehzahlvariablen Generatoren dar. Auf diese Weise sind neben der Erhöhung des Energieertrags auch eine Reduktion der Investitionskosten und des Wartungsaufwands möglich.

Als eine mögliche Lösung wird ein neuartiges drehzahlvariables Generatorsystem bzw. Doppelgeneratorsystem in Wasserkraftanlagen betrachtet. Das Doppelgeneratorsystem besteht aus zwei Synchrongeneratoren, einem Überlagerungsgetriebe und einem Umrichter mit der Regelung und Steuerung für den Gesamtantrieb. Im Gegensatz zu gebräuchlichen Konzepten wird die Drehzahlvariabilität nicht im elektrischen Teil, sondern im mechanischen Teil der Anlage realisiert [7]. Die Kosten im Vergleich zu konventionellen Wasserkraftwerken können so reduziert werden, die Wasserturbine vereinfacht, die Wartung reduziert und die Leistungselektronik verkleinert werden. Die Zuverlässigkeit der Laufwasserkraftwerke wird ebenfalls verbessert, da bewegte Teile in der Wasserturbine entfallen können. Durch den drehzahlvariablen Betrieb können die Wasserturbinen während des Betriebs stets im optimalen Arbeitspunkt arbeiten. Somit wird der Wirkungsgrad der Wasserturbinen im Vergleich zum drehzahlfesten Betrieb erhöht.

Die vorliegende Arbeit behandelt eine modellbasierte Untersuchung des Doppelgeneratorsystems im drehzahlvariablen Betrieb, damit einerseits die Kosten gegenüber heutigen Lösungen reduziert und anderseits die Dynamik des Systems optimiert werden können. Das Doppelgeneratorsystem mit den hydraulischen Teilen für Laufwasserkraftwerke wird anhand der mathematischen Beschreibung modelliert und sein dynamisches Verhalten wird nummerisch simuliert. Ein geeigneter Regelkreis wird für das Gesamtsystem entworfen und die Reglerparameter werden

am Bemessungspunkt optimiert. Ziel der Regelung ist es, dass ein stabiler und drehzahlvariabler Betrieb durch die Regelmaschine erreicht werden kann. Ein Prototyp mit kleiner Leistung wird im Labor aufgebaut. Der Zweck des Versuchsstands ist die Überprüfung des Simulationsmodells und der Regelung des Doppelgeneratorsystems.

1.2 Aufbau der Arbeit

Der Aufbau dieser Arbeit gliedert sich neben der Einleitung in sechs weitere Kapitel. In *Kapitel 2* schließt sich an die Einleitung ein Überblick über den aktuellen Stand sowie die Entwicklungstendenz der Laufwasserkraftwerke an. Hierzu werden eine Definition sowie der Aufbau eines Laufwasserkraftwerkes gegeben. Ebenfalls werden der Triebstrang eines konventionellen Laufwasserkraftwerkes und die drehzahlvariablen elektrischen Systeme in Hinblick auf betriebstechnische Beurteilungskriterien nährer betrachtet.

Kapitel 3 bietet ein allgemeines Vergleichsverfahren der verschiedenen Konzeptionen für eine Wasserkraftanlage an. Im ersten Schritt werden die für Laufwasserkraftwerke möglichen Turbinen und Generatoren anhand ihrer Einsatzbereiche und Unterscheidungsmerkmale vorgestellt. Die verschiedenen Konzeptionen werden nach Aspekten der Energiegewinnung und der Kosten am Beispiel des Standortes Hameln/Weser bewertet. Die Ergebnisse können auf andere Wasserkraftanlagen übertragen werden.

Kapitel 4 beschreibt die Modellierung der Bestandskomponenten eines Doppelgeneratorsystems mit einem hydraulischen System. Zuerst erfolgt die Beschreibung der Dynamik eines Überlagerungsgetriebes mit angekoppelten Massenträgheiten. Danach werden die mathematischen Modelle des direkt am Netz betriebenen Schenkelpol-Synchrongenerators mit Dämpferwicklung und der am Umrichter betriebenen Regelmaschine beschrieben. Hierzu werden die wesentlichen Grundlagen zum Verständnis des Gleichungssystems sowie eine feldorientierte Regelung eines derartigen Synchrongenerators bezüglich des Strom-Flussmodells mit dem Erregerstromrechner ausführlich beschrieben. Letztlich erfolgt die Beschreibung des hydraulischen Systems, das einem Laufwasserkraftwerk entspricht. In der Rohrleitung werden die instationären Druckstoßvorgänge mit starren und elastischen Wassersäulen berücksichtigt. Die nichtlineare Charakteristik einer Wasserturbine wird mit einem Muscheldiagramm beschrieben und auf Basis des Muscheldiagramms wird ein optimaler Betriebsverlauf der Wasserturbine beim drehzahlvariablen Betrieb vorgestellt.

Kapitel 5 umfasst die Modellierung sowie den Reglerentwurf für das Doppelgeneratorsystem. Anhand des linearen Modells folgt zuerst eine Zustandsraumdarstellung. Die Stabilität des Doppelgeneratorsystems wird zuerst ohne Regelung untersucht. Anschließend folgen ein geeigneter Reglerentwurf und die Optimierung der Reglerparameter im Bemessungspunkt. Durch den Vergleich mit optimalen Reglerparametern wird der Einfluss der Regelparameter auf das Regelverhalten im Bemessungspunkt erörtert. Weiterhin wird die Sensitivität des Regelverhaltens an unterschiedlichen Arbeitspunkten ermittelt. Außerdem werden die aus dem

linearen Modell ermittelten Reglerparameter mit dem nichtlinearen Modell betrachtet. Die vielseitige Einsetzbarkeit des Modells wird sowohl für Synchronmaschine ohne Dämpferwicklung und als auch im späteren Kapitel für permanentmagneterregte Synchronmaschine überprüft. Zuletzt wird das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems mit der Dynamik des hydraulischen Systems untersucht.

In *Kapitel 6* wird der von Simulationen hergeleitete Regelungsansatz am Versuchsstand eines Doppelgeneratorsystems überprüft. Dabei werden der Versuchsaufbau und die Versuchsdurchführungen sowie die Messergebnisse dargestellt. In stationären Messungen werden die elektrischen und mechanischen Leistungen gemessen und der Wirkungsgrad des Versuchsstands wird ermittelt. In dynamischen Messungen werden Führungs- und Störverhalten durch die Drehzahlregelung der Regelmaschine gezeigt. Die Mess- und Simulationsergebnisse werden miteinander verglichen.

In *Kapitel 7* schließt die vorliegende Arbeit mit einer Zusammenfassung ab und gibt zudem einen Überblick hinsichtlich des weiteren Forschungsbedarfs.

2 Stand der Technik von Laufwasserkraftwerken

Das Ziel gegenwärtiger Entwicklungen ist: ein Laufwasserkraftwerk trotz starker Schwankungen der Fallhöhe und des Durchflusses möglichst mit der maximalen Leistung zu betreiben. Dies erfolgt einerseits durch die Verbesserung von hydraulischen Strömungsmaschinen und andererseits durch den Einsatz des drehzahlvariablen Generators mit Frequenzumrichter. Bei konventionellen Wasserkraftwerken müssen die Drehzahl der Turbine sowie des über ein Getriebe nachgeschalteten Generators infolge einer direkten Netzkopplung konstant gehalten werden. Dabei ist eine Erhöhung des Turbinenwirkungsgrades durch optimale Anpassung des Laufradwinkels an die jeweilige Wassermenge und Fallhöhe im Teillastbereich möglich. Diese Ausführung stellen die im Jahr 1913 entwickelte Kaplan-Turbine sowie ihre Fortentwicklung zur Rohrturbine dar, die mit horizontaler bzw. leicht geneigter Achse angeordnet ist. Beide Turbinen werden erfolgreich im Bereich der Niederdruckanlagen eingesetzt, weil ein hoher Turbinenwirkungsgrad von ca. 90 % durch verstellbare Leit- und Laufradschaufeln über einen großen Beaufschlagungsbereich erreicht werden kann [8]. Aufgrund der beiden Regelmöglichkeiten sowohl über Leitrad als auch über Laufradschaufeln werden die Kaplan- und die Rohrturbinen als doppelt regulierte Turbinen bezeichnet.

Neben Kaplan- und Rohrturbinen ist auch die Durchströmturbine (s. A.5 Durchströmturbine), bekannt als Ossberger-Turbine [9], bei Kleinwasserkraftwerken von Bedeutung. Bei einer Durchströmturbine können Leit- und Laufrad im Verhältnis 1:2 unterteilt werden und die Wassermenge wird durch Leitradeinstellung je nach der Beaufschlagung im Zellenrad aufgeteilt. Durch diese Aufteilung von Durchflüssen wird ein relativ flexibler Betrieb von 1/6 bis 1/1 der Beaufschlagung mit optimalem Wirkungsgrad bis max. 86 % ermöglicht [9].

Im Leistungsbereich unter ca. 10 MW werden derzeit einige Entwicklungen in Kompaktbauweise einer Turbinen-Generator-Einheit mit Direktantrieb vorangetrieben. Durch Entfallen des Getriebes sind sowohl eine Erhöhung des gesamten Anlagenwirkungsgrades bis zu 92 % als auch eine Absenkung der Baukosten möglich [8]. Einer der verfolgten Wege ist die Verwendung von speziellen, neu entwickelten hochpoligen Synchrongeneratoren mit doppelt regulierten Turbinen. Ein anderes Konzept stellt die sogenannte HYDROMATRIX-Turbine (s. A.5 Hydromatrix) dar. Sie besteht aus einer Stahltragkonstruktion mit Einlaufrechen und einer oder mehreren Turbinen-Generator-Einheiten, und kommen vor allem bei bestehenden Wasserbauten mit niedriger Fallhöhe zum Einsatz [10]. Dieses System wird bereits an einigen Standorten in Colebrook/USA, in Freudenau/Österreich, und in Chievo Dam/Italien erfolgreich betrieben [11].

Eine Erhöhung des Turbinenwirkungsgrades lässt sich auch über einen drehzahlvariablen Betrieb erreichen. Dabei ergibt sich eine signifikante Erhöhung des Teillastwirkungsgrades der Turbine bei einfach regulierten Turbinen (z. B. Francis- oder Propellerturbinen). Bei doppelt regulierten Turbinen ist die Steigerung des Wirkungsgrads nur noch sehr gering, weil diese schon einen hohen Wirkungsgrad in einem breiten Betriebsbereich aufweisen [12]. Deshalb stellt das Konzept der einfach regulierten Turbinen mit drehzahlvariablem Generatorsystem eine interessante Variante dar. Auf diese Weise können die Drehzahl der Turbine sowie des Generators mithilfe des Frequenzumrichters von der einengenden Vorgabe des drehzahlstarren Netzbetriebes befreit werden. Baukosten und Wartungsaufwand der Turbine können durch Verzicht auf die Laufradregelung stark reduziert werden. Beispiele dieses Systems stellen z. B. die DIVE-Turbine (s. A.5 DIVE-Turbine) und die VLH-Turbine (s. A.5 VLH-Turbine) dar, die aus einer Turbinen-Generator-Einheit mit direkt gekoppeltem Permanentmagnet-Synchrongenerator bestehen und sich für Kleinwasserkraftwerke mit niedriger Fallhöhe eignen. Die DIVE-Turbine ist mit einer Propellerturbine mit festem Laufrad ausgerüstet [13]. Die VLH-Turbine ist dagegen mit standardisierter Kaplan-Turbine (mit 8 verstellbaren Laufradschaufeln und 18 festen Leitradschaufeln) ausgerüstet [14]. Aufgrund der kompakten Bauform mit einer Turbinen-Generator-Einheit und des drehzahlveränderbaren Betriebes zeichnen sich sowohl die DIVE-Turbine als auch die VLH-Turbine durch hohe Gesamtwirkungsgrade bis max. 90 % im gesamten Einsatzbereich aus [13, 14].

Im folgenden Kapitel soll von der Beschreibung der Laufwasserkraftwerke und der konventionellen Technologie bzw. Maschinensätze ausgegangen werden. Anschließend werden die möglichen drehzahlvariablen Generatorsysteme für Laufwasserkraftwerke vorgestellt. Die betriebstechnischen Vor- und Nachteile werden in Hinblick auf Blindleistungsverhalten, Netzrückwirkungen, Wirkungsgrad sowie bezüglich Kosten, Wartung und Zuverlässigkeit näher erörtert.

2.1 Merkmale von Laufwasserkraftwerken

Die meisten in Deutschland vorhandenen Laufwasserkraftwerke zählen zu den Niederdruckanlagen, die durch eine relativ geringe Fallhöhe von einigen wenigen bis maximal 15 m charakterisiert sind. Die Laufwasserkraftwerke werden direkt in den Flusslauf gebaut. Sie nutzen das natürliche Wasserangebot ohne nennenswerte Speicherung entsprechend ihrem Ausbaugrad permanent während des ganzen Tages. Damit stellen sie die Grundlastenergie bereit. Aus diesem Grund zeichnen sich die Laufwasserkraftwerke durch gute Auslastung und geringe Betriebskosten aus [15]. Allerdings ist die Energieerzeugung der Laufwasserkraftwerke wesentlich vom Wasserangebot abhängig, das im Verlauf der Jahreszeiten schwankt.

Die Anordnung eines Laufwasserkraftwerkes kann nach bautechnischen Gesichtspunkten in Fluss- und Ausleitungskraftwerke unterteilt werden. Bei reinen Flusskraftwerken stehen im Allgemeinen Stauwehr und Krafthaus direkt nebeneinander. Ihre gemeinsame Längsachse ist quer zum Stromstrich ausgerichtet. Bei Ausleitungskraftwerken wird das durch das Wehr aufgestaute Wasser über einen Triebkanal oder eine Druckleitung zum Krafthaus geleitet (s. Abb. 2.1) [8, 16].

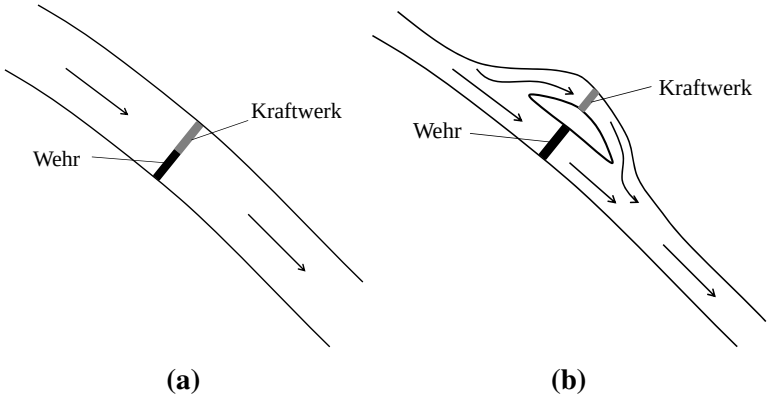


Abbildung 2.1: Typische Anordnung der Laufwasserkraftwerke: (a) Beispiel eines Flusskraftwerks; (b) Beispiel eines Ausleitungskraftwerks [8]

Abb. 2.2 zeigt schematisch die Komponenten eines Ausleitungskraftwerks. Dabei wird ein Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterwasser durch eine Wehranlage erzeugt. Je größer der Höhenunterschied ist, desto mehr potenzielle Energie steht zur Verfügung. Eine Rechenanlage mit Rechenreiniger sorgt für die Abwehr von Treibgut und Geschiebe. Das Wasser wird durch einen Triebwasserkanal oder eine Rohrleitung in die Turbine geleitet. Beim Flusskraftwerk mit kurzen Einlaufbereichen entfällt ein Triebwasserkanal oder eine Rohrleitung, sodass eine Turbine direkt neben der Rechenanlage eingerichtet werden kann. Ein nach dem Laufrad angeordnetes Saugrohr, in dem der Durchflussquerschnitt allmählich erweitert wird, dient zum Ausgleich der Strömungsgeschwindigkeit [8]. Im Maschinenhaus befinden sich der Generator und weitere Installationen. Aufgrund der niedrigen Turbinendrehzahl ist ein Getriebe zwischen Turbine und Generator erforderlich. Der Generator übernimmt die Produktion der elektrischen Energie und in der Regel wird ein Transformator eingesetzt, um die erzeugte elektrische Energie mit möglichst geringen Verlusten am starren Netz zu übertragen.

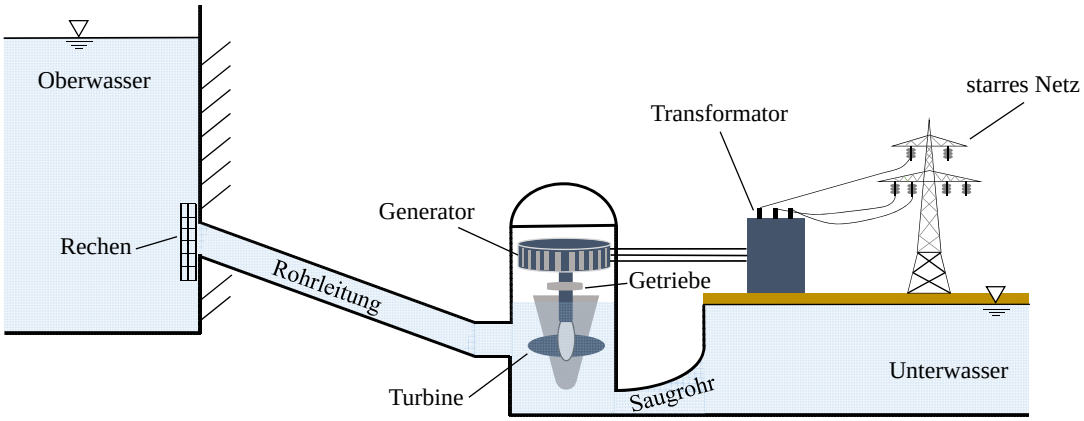
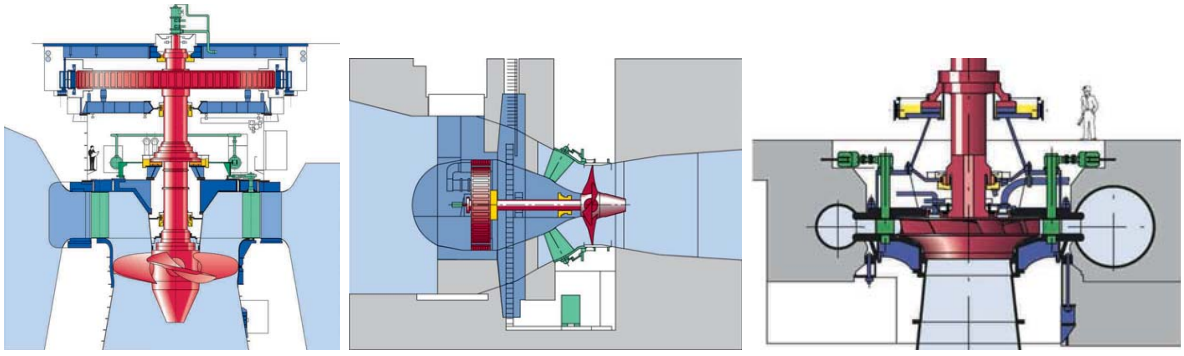


Abbildung 2.2: Schematischer Aufbau eines Laufwasserkraftwerkes

2.2 Klassische Struktur des Antriebsstrangs

Der Antriebsstrang eines Wasserkraftwerkes umfasst alle Komponenten zur Umwandlung der hydraulischen Energie in elektrische Energie. An der Antriebswelle eines konventionellen Wasserkraftwerkes befinden sich Wasserturbine, Getriebe und elektrische Maschine hintereinander angeordnet. Die Kaplan-, Rohr-, Propeller-, Francis- und Diagonalturbinen können bei Laufwasserkraftwerken mit großen Wassermengen eingesetzt werden. Die Durchströmturbinen sind vor allem bei Laufwasserkraftwerken mit geringerem Durchfluss von Bedeutung (s. A.3). Die Diagonalturbinen stellen eine Übergangsform zur Francis-Turbine dar, bei denen die Laufradschaufeln regelbar sind. Im reinen Turbinenbetrieb werden die Diagonalturbinen selten eingesetzt. Abb. 2.3 stellt die häufig vorkommenden Turbinen für Laufwasserkraftwerke dar.



(a) Kaplan-Turbine **(b)** Rohrturbine **(c)** Francis-Turbine

Abbildung 2.3: Typische Turbinen für Laufwasserkraftwerke [17]

In den letzten Jahren gelangten die Kaplan-Turbinen sowie ihre Weiterentwicklung, die Rohrturbinen aufgrund der doppelten Reguliermöglichkeiten von Leit- und Laufradschaufeln überwiegend in Laufwasserkraftwerken mit schwankenden Wassermengen und Fallhöhen zum Einsatz. Sie weisen ab einer Beaufschlagung von 20 % des Ausbaudurchflusses einen Wirkungsgrad von ca. 75 % auf und erreichen den höchsten Wirkungsgrad von ca. 90 % im Bereich zwischen 40 % und 100 % des Ausbaudurchflusses (s. Abb. A.4). In diesem Bereich liegt der Wirkungsgradverlauf der Kaplan- und Rohrturbinen über dem einer Durchströmturbine, die einen Wirkungsgrad bis max. 86 % hat (s. Abb. A.5) [8]. Im Vergleich zu den einfach regulierten Turbinen (z. B. Francis-, Propeller-Turbine) können die Kaplan- und Rohrturbinen über einen weiten Abflussbereich und insbesondere im Teillastbereich (von 20 % bis 65 % des Ausbaudurchflusses) einen höheren Wirkungsgrad erreichen.

Bei kleinen Fallhöhen von Laufwasserkraftwerken herrschen vor allem die Turbinen mit niedriger Drehzahl vor, so dass ein ein- oder mehrstufige Getriebe erforderlich werden. Durch ein Getriebe kann ein standardisierter Generator mit hoher Drehzahl eingesetzt werden, und nicht alle Komponenten im Triebstrang werden durch das hohe Drehmoment der langsam laufenden Turbine belastet. Jedoch weist der Triebstrang mit Getriebe geringe Leistungsverluste im Getriebe auf.

Folgende Getriebeausführungen kommen zum Einsatz [8]:

- Stirnradgetriebe: Z. B. bei Francis-Schachtturbinen
- Winkelgetriebe: Z. B. bei Rohrturbinen
- Planetengetriebe: Z. B. bei Rohrturbinen
- Riemengetriebe: bei Kleinwasserkraftanlagen

In Wasserkraftwerken werden hauptsächlich die elektrisch erregten Synchrongeneratoren oder Asynchrongeneratoren mit Käfigläufer eingesetzt. Die elektrisch erregten Synchrongeneratoren sind aufgrund der regulierbaren Blindleistung durch die Erregerwicklung bestens für Wasserkraftwerke geeignet, um den Blindleistungsbedarf der sehr unterschiedlichen Verbraucher zu decken. In Kleinwasserkraftanlagen werden Asynchrongeneratoren mit Käfigläufer wegen des relativ preiswerten und wartungsfreien Aufbaus bevorzugt eingesetzt. Ein Asynchrongenerator bezieht die Blindleistung zur Erregung des Magnetfeldes aus dem Netz beim Netzbetrieb oder aus Kondensatoren im Inselbetrieb. Ihr Blindleistungsbedarf ist leistungsabhängig, d. h. der Blindstrom steigt mit zunehmender Wirkleistung an.

Die wesentlichen Komponenten des Antriebsstrangs für Laufwasserkraftwerke werden in Tab. 2.1 zusammengefasst. Abb. 2.4 zeigt eine symbolische Darstellung eines Antriebsstrangs bei konventionellen Wasserkraftwerken, wobei die vorher erwähnten Komponenten für Laufwasserkraftwerke eingesetzt werden können.

Tabelle 2.1: Wesentliche Komponenten für den Antriebsstrang eines konventionellen Laufwasserkraftwerks

Turbine:	Kaplanturbine	Rohrturbine	Propellerturbine	Francisturbine
Getriebe:	Stirnradgetriebe	Winkelgetriebe	Planetengetriebe	
Generator:	elektrisch erregter Synchrongenerator		Asynchrongenerator mit Käfigläufer	

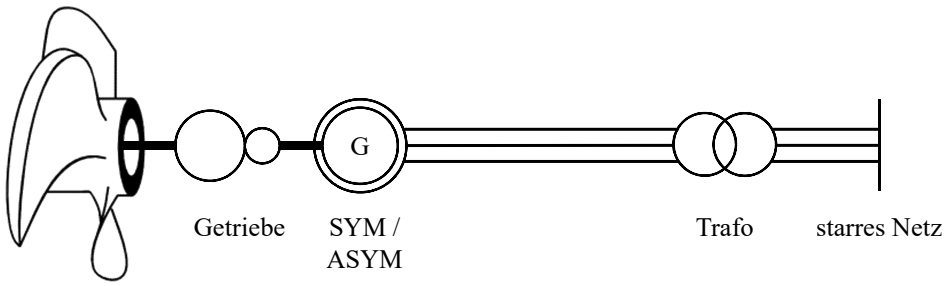


Abbildung 2.4: Antriebsstrang eines konventionellen Wasserkraftwerkes mit drehzahlfestem Generatorsystem

Diese bei weitem gebräuchlichste elektrische Konzeption erfordert eine konstante Drehzahl der Turbine sowie des Generators aufgrund der direkten Netzkopplung. Die Drehzahlregelung einer Turbine erfolgt über Einstellung des Leitapparates, sodass die Turbinendrehzahl bei dynamischer Belastung festgehalten und die Turbinen gegen Durchgangsdrehzahl gesichert

werden können. Dieses Anlagenkonzept wird als drehzahlfestes Generatorsystem bezeichnet. Die Vorteile dieser Lösung liegen in ihrer Einfachheit und Verträglichkeit mit der heute üblichen Generatortechnik für die Speisung von Drehstromnetzen [18]. Jedoch steht dem eine Reihe von Nachteilen gegenüber. Der Einsatz von Kaplan- oder Rohrturbinen ist aufgrund doppelter Regeleinrichtungen mit hohen Investitionskosten und großem Wartungsaufwand verbunden. Infolge der direkten Netzkopplung wird jede Schwankung der vom Rotor aufgenommenen Wirkleistung ungeglättet ins Netz weitergegeben und der mechanische Triebstrang steht unter hoher dynamischer Belastung [18]. Ein Synchrongenerator neigt zu Schwingungen bei Belastungs- oder Netzfrequenzschwankungen. Ein Asychrongenerator erfordert evtl. eine Blindleistungskompensation.

2.3 Entwicklungstendenzen von drehzahlvariablen Generatorsystemen

Ein drehzahlvariables Generatorsystem ist die heute bevorzugte Konzeption für Wasserkraftanlagen, wenn zusätzliche Regelungsaufgaben im Netz übernommen werden sollen oder eine in Abhängigkeit vom Zufluss stark schwankender Fallhöhe vorliegt. Dadurch kann der Wirkungsgrad einer einfach regulierten Turbine im Teillastbereich deutlich erhöht werden. Gleichzeitig kann die dynamische Belastung eines Triebstrangs erheblich verringert werden [8, 19].

Dank erzielter Fortschritte im Bereich der Windkraft stehen viele drehzahlvariable Konzeptionen mit effizientem Frequenzumrichter zur Verfügung. Derartige Konzeptionen kamen überwiegend bei kleinen Wasserkraftanlagen zum Einsatz. Für große Anlagen ist eine beträchtliche Vergrößerung des Einsatzbereichs zu erwarten. In Pumpspeicherkraftwerken, z. B. im Wasserkraftwerk Goldisthal in Deutschland [8] und im Wasserkraftwerk Compuerto in Spanien [20], gelangen die drehzahlvariablen Maschinensätze mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator und Umrichter mit einer Leistung im Megawattbereich erfolgreich zum Einsatz. Die verschiedenen Ausführungen für einen drehzahlvariablen Betrieb eines Laufwasserkraftwerkes werden nachfolgend beschrieben.

2.3.1 Synchrongenerator mit Umrichter für die gesamte Leistung

Ein drehzahlvariabler Betrieb eines Synchrongenerators erfolgt über einen Frequenzumrichter mit Gleichstrom- oder Gleichspannungszwischenkreis, was eine völlige Entkopplung der Generator- und damit der Turbinendrehzahl der Netzfrequenz bewirkt (s. Abb. 2.5). Für kleine und mittlere Leistungen sind Umrichter mit eingeprägter Zwischenkreisspannung geeignet. Bei größeren Leistungen gelangen Umrichter mit eingeprägtem Zwischenkreisstrom zum Einsatz. Mit dieser Konzeption wird ein großer Drehzahlbereich bei $\pm 50\,\%$ der Nenndrehzahl möglich. Allerdings muss der Umrichter die volle Leistung vom Generator in das Netz übertragen.

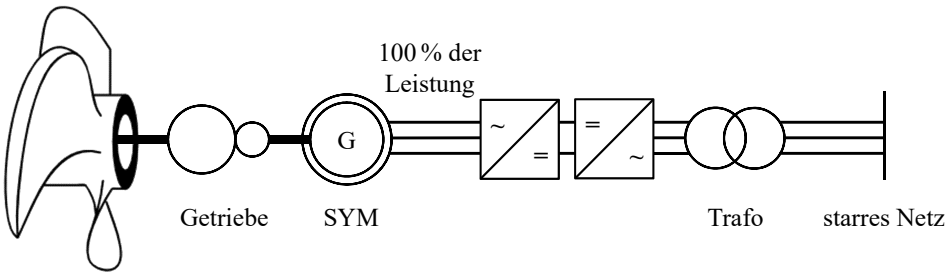


Abbildung 2.5: Synchrongenerator mit Umrichter für die gesamte Leistung

Dabei kommen sowohl ein elektrisch erregter Synchrongenerator als auch ein permanentmagneterregter Generator in Frage. Beim elektrisch erregten Synchrongenerator kann die Blindleistung einfach über den Erregerstrom geregelt werden. Durch die Regelung des Erregerstroms und des damit unmittelbar verbundenen Flusses ist es außerdem möglich, einen Synchrongenerator mit wenig Strom bzw. geringsten Verlusten (inneres $\cos\varphi = 1$, bzw. die Hauptfeldspannung und der Statorstrom sind in Phase) bei unterschiedlichen Leistungen zu betreiben. Zur Erregung des Gleichstroms im Läufer werden oft Schleifringe und Bürsten eingesetzt, die eine regelmäßige Wartung und einen Ersatz der Kohlenbürsten im Zyklus von 6 bis 12 Monaten erforderlich machen.

Im Vergleich dazu zeichnet sich der permanentmagneterregte Generator durch einen höheren Wirkungsgrad, kleinere Abmessungen und höhere Zuverlässigkeit aus. Es wird kein Erregerstrom benötigt, damit entfallen Schleifringe und Bürsten. Der bis heute gravierendste Nachteil sind jedoch die hohen Kosten für die Permanentmagnete und deren komplizierte Montage.

Die Konzeption in Abb. 2.5 bzw. ein Synchrongenerator mit Umrichter für die gesamte Leistung hat einige Nachteile: Hohe Kosten, große Netzrückwirkungen und schlechter elektrischer Gesamtwirkungsgrad. Da die gesamte elektrische Leistung über den Umrichter fließt, entstehen hohe Verluste in der Leistungselektronik. Deshalb ist der Gesamtwirkungsgrad deutlich geringer als bei denjenigen drehzahlvariablen Generatorkonzeptionen, bei denen der Umrichter nur auf einen Teil der Gesamtleistung ausgelegt ist [18, 21].

2.3.2 Doppelt gespeister Asynchrongenerator

Während beim Synchrongenerator die gesamte erzeugte elektrische Leistung vom Umrichter übertragen werden muss, bietet der Asynchrongenerator beim Betrieb mit Schlupf die Möglichkeit, die mechanische Leistung auf die Stator- und die Rotorwicklung aufzuteilen. Um die normalerweise verlorene Schlupfleistung des Läufers zu nutzen, wird der Rotor des doppelt gespeisten Asynchrongenerators über einem geeigneten Umrichter mit dem Netz verbunden (s. Abb. 2.6). Die Schlupfleistung kann über einem Umrichter ins Netz zurückgespeist werden (übersynchroner Generatorbetrieb) oder wird umgekehrt dem Läufer zugeführt (untersynchroner Generatorbetrieb) [22]. Durch Änderung der vom Umrichter erzeugten Frequenz kann die Drehzahl des doppelt gespeistem Asynchrongenerators eingestellt werden.

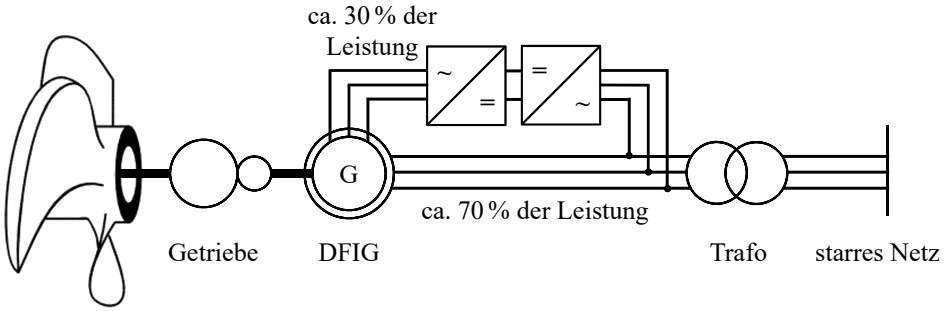


Abbildung 2.6: Doppelt gespeister Asynchrongenerator mit Umrichter im Rotorkreis

Der variierbare Drehzahlbereich dieser Generatorkonzeption ist durch die Umrichterleistung begrenzt, weil diese mit dem Drehzahlbereich steigt. Der typische Drehzahlbereich liegt daher bei $\pm 50\,\%$ der synchronen Drehzahl. Im Vergleich zum drehzahlvariablen Synchrongenerator mit Umrichter für die volle Leistung braucht der doppelt gespeiste Asynchrongenerator eine wesentlich kleinere Umrichterleistung, weil nur etwa ein Drittel der Generatornennleistung über den Läuferstromkreis fließt und damit über den Frequenzumrichter geschickt wird [18, 21].

Auf diese Weise verringern sich die Kosten und die Verluste des Umrichters. Durch Steuern des Wechselstroms im Läuferkreis nach Betrag und Phase kann jeder beliebige Blind- und Wirkstrom eingestellt werden, d. h. ein derartiger Generator kann mit beliebigem Leistungsfaktor betrieben werden [18]. Die getrennte Wirk- und Blindleistungsregelung bietet sich als besonderer Vorteil dieser Generatorkonzeption an. Allerdings erfordert diese Realisierung einen besonderen Regelungsaufwand. Die Schleifringe und Kohlenbürste haben Verschleiß und müssen regelmäßig gewartet werden.

2.3.3 Kaskadengenerator

Ein Kaskadengenerator arbeitet ähnlich wie ein doppelt gespeister Asynchrongenerator, jedoch befinden sich zwei getrennte Wicklungen mit unterschiedlichen Polpaarzahlen im Ständer. Der Läufer trägt eine in sich geschlossene Wicklung ohne äußere Anschlüsse, sodass die verschleißbehalteten Schleifringe entfallen. Der Wartungsaufwand für Schleifringe und Kohlenbürsten entfällt bei diesem Generator völlig. Eine der beiden Ständerwicklungen dient als normale Ständerwicklung und wird direkt mit dem Netz verbunden, während die zweite am Umrichter angeschlossen ist, deren Leistung über den Umrichter dem Netz zugeführt oder entnommen werden kann (s. Abb. 2.7) [23].

Da der größte Teil der generatorischen Leistung direkt von der ersten Ständerwicklung ins Netz gespeist und nur kleiner Teil über den Umrichter geführt wird, kann ein Umrichter mit etwa 30 % der Generatornennleistung ausgelegt werden [23]. Beim Kaskadengenerator ist die Regelung der Wirk- und Blindleistung durch den Umrichter ebenfalls möglich. Der Betrieb des Kaskadengenerators erfordert wie der doppelt gespeiste Asynchrongenerator eine besondere Regelung. Der Aufbau des Kaskadengenerators ist kompliziert. Er weißt eine geringere

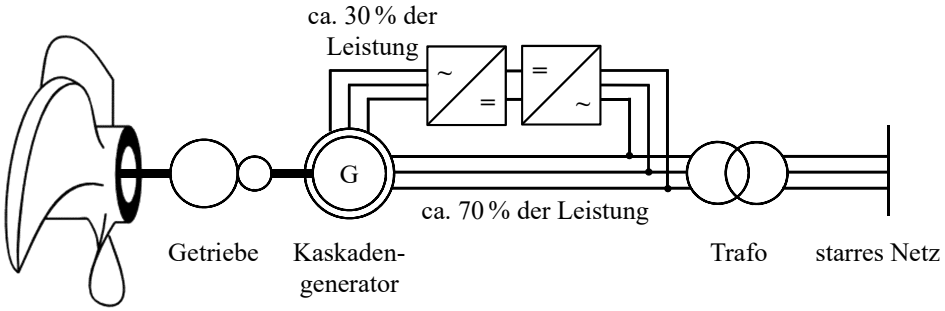


Abbildung 2.7: Kaskadengenerator mit Umrichter

Materialausnutzung als andere Maschinentypen auf. Außerdem weist der Kaskadengenerator im oberen Drehzahlbereich eine schwache Dämpfung mit einer Verschlechterung der statischen und dynamischen Stabilität auf [24].

2.3.4 Doppelgenerator

Der Doppelgenerator ist eine neue Konzeption. Deren Eigenschaft ähnelt der des doppelt gespeisten Asynchrongenerators. Die Leistungsaufteilung erfolgt aber im mechanischen Überlagerungsgetriebe. Das System besteht aus zwei Synchrongenmaschinen (Hauptgenerator und Regelmaschine), einem Überlagerungsgetriebe und einem Umrichter (s. Abb. 2.8). Die Turbinenleistung wird durch ein Überlagerungsgetriebe auf die beiden Synchronmaschinen verteilt. Der Hauptgenerator, der mit einem starren Netz verbunden wird, überträgt den größten Teil der Gesamtleistung direkt ins Netz. Die Regelmaschine, die an einem Umrichter betrieben wird, muss nur einen kleinen Teil – beispielsweise 30 % der Gesamtleistung – bereitstellen, so dass der Umrichter besonders klein und kostengünstig ausfällt. Um die Kosten noch geringer zu halten, können die beiden Synchrongeneratoren ohne Dämpferkäfig ausgestattet werden [25].

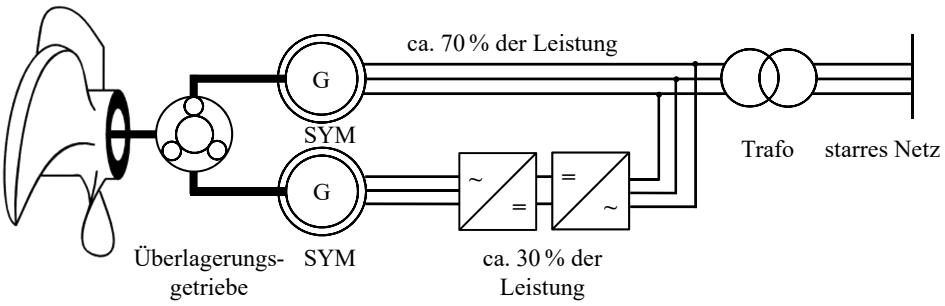


Abbildung 2.8: Doppelgenerator mit Überlagerungsgetriebe und Umrichter

Die Drehzahl der Turbine entspricht einer Überlagerung der Drehzahlen der beiden Synchronmaschinen. Während die Drehzahl des Hauptgenerators infolge einer Netzkopplung konstant ist, kann die Turbinendrehzahl durch die Drehzahl der Regelmaschine eingestellt werden. Im übersynchronen Betrieb arbeitet die Regelmaschine generatorisch und speist parallel zum Hauptgenerator die elektrische Leistung ins Netz. Im untersynchronen Betrieb arbeitet die

Regelmaschine motorisch. In diesem Fall nimmt die Regelmaschine die elektrische Leistung des Hauptgenerators auf und gibt die mechanische Leistung wieder im Überlagerungsgetriebe ab. Somit kann die ankommende Leistung von der Wasserturbine durch die Regelmaschine abzweigt oder unterstützt werden. Die Drehzahlvariabilität des Doppelgeneratorsystems ist von der Bemessungsleistung der Regelmaschine abhängig. Je höher die Bemessungsleistung der Regelmaschine ist, desto größer wird die Drehzahlvariabilität. Sind die Leistungen der beiden Synchronmaschinen gleich, ist ein Betrieb vom Stillstand an möglich.

Im Vergleich zum doppelt gespeisten Asynchrongenerator oder Kaskadengenerator können serienfertige Synchrongeneratoren für beide Generatoren eingesetzt werden. Ein komplizierter Wicklungsaufbau ist nicht erforderlich. Die regelungstechnische Struktur ist auch mit geringer Modifikation der Reglerparameter einfach. Außerdem ist der Wirkungsgrad des Synchrongenerators höher als bei der Generatorkonzeption mit Asynchrongenerator. Der Einsatz dieser Anordnung wird zunächst für Windkraftanlagen untersucht [7]. Die Mehrkosten für ein Überlagerungsgetriebe im Vergleich zum Standgetriebe betragen je nach Bauform und Leistungsbereich zwischen 10 % und 30 %. Angesichts der Fortschritte bei Getrieben ist heute weiterhin eine Reduktion der Getriebekosten möglich.

3 Auslegung und Bewertung der Ausführungsmöglichkeiten für Laufwasserkraftwerke

Die im Kapitel 2 beschriebenen Wasserturbinen und drehzahlvariablen Generatorsysteme werden unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten näher in den Blick genommen. Dazu stellen die einfach regulierten Turbinen (Francis- und Propellerturbine) mit jeweiligem drehzahlvariablem Generatorsystem interessante Konzeptionen dar, die sowohl bei Modernisierung wie auch beim Neubau eines Wasserkraftwerkes in Frage kommen.

Ein erstes Unterscheidungskriterium für einen spezifischen Standort bilden die Fallhöhe und der zur Verfügung stehende Durchfluss, da die einzelnen Turbinentypen unterschiedliche Einsatzbereiche aufweisen (s. Abb. A.1 und Abb. A.2). Kaplan- und Rohrturbinen können bei einem breiten Durchflussbereich für Fallhöhen von 2 m bis zu 80 m eingesetzt werden [8], wobei Rohrturbinen aufgrund horizontaler oder leicht gegen die Horizontale geneigter Anordnung überwiegend für niedrige Fallhöhen (bis zu ca. 30 m) zum Einsatz gelangen. Kaplan- und Rohrturbinen eignen sich besonders bei schwankenden Wassermengen aufgrund guter Reguliermöglichkeiten von Leit- und Laufradschaufeln. Propellerturbinen sind vereinfachte Formen der Kaplanturbinen mit festen Laufradschaufeln, auf die der Einsatzbereich der Kaplanturbinen übertragbar ist. Propellerturbinen finden ihren Einsatz ledig bei einem relativ gleichmäßigen Durchfluss, da ihr Wirkungsgrad sehr stark vom Durchfluss abhängig ist (s. Abb. A.4).

Francis-Turbinen stellen einen in Wasserkraftwerken häufig eingesetzten Turbinentyp dar. Sie können bei einer Fallhöhe zwischen 1 m bis zu ca. 700 m [26] eingesetzt werden. Bei Fallhöhen bis 10 m wird auf ein Spiralgehäuse aus Stahl für die Wasserzuführung verzichtet. Stattdessen wird eine sogenannte Francis-Schachtturbine errichtet. Ihr Einsatzgebiet überschneidet sich bei geringen Fallhöhen mit dem der Rohrturbinen (s. Abb. A.3). Nach dem Laufradtyp kann eine Francis-Turbine in Langsamläufer, Normalläufer und Schnellläufer eingeteilt werden, wobei sich die Langsamläufer für Hochdruckanlagen mit großen Fallhöhen und die Schnellläufer dagegen für Niederdruckanlagen mit geringen Fallhöhen eignen (s. Abb. A.1) [27]. Derzeit werden Francis-Turbinen fast gänzlich von Kaplan- oder Rohrturbinen an Standtorten mit geringen Fallhöhen verdrängt, weil sie einen schlechten Wirkungsgrad beim Teillastbereich aufgrund einfacher Leitradregelung aufweisen (s. Abb. A.4). Beispielsweise sinkt der Wirkungsgrad bei Francis-Turbinen mit Schnellläufer ($n_q = 105\,\mathrm{min}^{-1}$) bei Unterschreitung von der Hälfte des Ausbaudurchflusses stark ab.

Mit dem drehzahlvariablen Betrieb können die einfach regulierten Turbinen einen besseren Wirkungsgrad im Teillastbereich als mit drehzahlfestem Betrieb erreichen [28]. Jedoch bieten doppelt regulierte Turbinen mit einem drehzahlvariablen Betrieb kaum Vorteile, da sie schon einen hohen Wirkungsgrad über einen großen Beaufschlagungsbereich aufweisen. Durch die zusätzlichen Verluste im Umrichter ist nicht mit einer nennenswerten Erhöhung der Leistungsausbeute zu rechnen [12, 29]. Aus diesem Grund werden die sinnvollen Konstellationen für Laufwasserkraftwerke in Tab. 3.1 zusammengestellt.

Tabelle 3.1: Mögliche Ausführungen für Laufwasserkraftwerke

Drehzahl	Turbine	Getriebe	Generator	Leistungs-elektronik
konstant	Kaplan-/Rohrturbine	einfaches Getriebe	elektrisch erregter Synchrongenerator	entfällt
konstant	Francis-Schnellläufer	einfaches Getriebe	elektrisch erregter Synchrongenerator	entfällt
konstant	Propellerturbine	einfaches Getriebe	elektrisch erregter Synchrongenerator	entfällt
variabel	Francis-Schnellläufer	einfaches Getriebe	elektrisch erregter Synchrongenerator	volle Leistung
variabel	Propellerturbine	einfaches Getriebe	elektrisch erregter Synchrongenerator	volle Leistung
variabel	Francis-Schnellläufer	einfaches Getriebe	doppelt gespeiste Asynchrongenerator	ca. 30 % der Leistung
variabel	Propellerturbine	einfaches Getriebe	doppelt gespeiste Asynchrongenerator	ca. 30 % der Leistung
variabel	Francis-Schnellläufer	einfaches Getriebe	Kaskadengenerator	ca. 30 % der Leistung
variabel	Propellerturbine	einfaches Getriebe	Kaskadengenerator	ca. 30 % der Leistung
variabel	Francis-Schnellläufer	Überlagerungs-getriebe	Doppelgenerator	ca. 30 % der Leistung
variabel	Propellerturbine	Überlagerungs-getriebe	Doppelgenerator	ca. 30 % der Leistung

Die ersten drei Varianten in Tab. 3.1 sind die konventionellen Lösungen mit einem drehzahlfesten Betrieb. Für den drehzahlvariablen Betrieb stehen sowohl Francis-Turbinen mit Schnellläufer als auch Propellerturbinen mit jeweiligen drehzahlvariablen Generatorsystemen zur Verfügung. Die Untersuchung bezieht sich auf einen projektieren Standort an den Weserwehren in Hameln, wo heute drei Rohrturbinen eingesetzt werden, die in Abhängigkeit vom Wasserstand nacheinander zum Betrieb zugeschaltet werden. Dadurch können die Turbinen weitgehend auf einen Teillastbetrieb verzichten. So kann eine Erhöhung der Jahresarbeit bei schwankenden Wassermengen erreicht werden.

Die energetischen Berechnungen basieren auf dem gesamten Ausbaupotential der Weserwehre in Hameln und bei der wirtschaftlichen Betrachtung wird vom Neubau eines Wasserkraftwerkes ausgegangen. Durch den Vergleich der verschiedenen Konzepte wird eine geeignete Lösung für den projektieren Standort dargestellt.

3.1 Energetische Analyse

Die hydraulische Leistung verdeutlicht den Zusammenhang zwischen dem nutzbaren Durchfluss Q und der vorhandenen Fallhöhe H_f, die für eine statische Berechnung des Fallhöhenunterschiedes zwischen Ober- und Unterwasserspiegel angenommen wird (s. Gl. (3.1)). Mit Berücksichtigung des Wirkungsgrades eines Wasserkraftwerkes η_tot wird die abgegebene elektrische Leistung P_e ermittelt. η_tot umfasst die gesamten Verluste der Turbine und des Generators, des Getriebes sowie des Frequenzumrichters (sofern vorhanden). ρ_w ist die Dichte des Wassers und g stellt die Erdbeschleunigung dar.

$$\begin{aligned} P_\mathrm{hydr}(t) &= \rho_\mathrm{w} \cdot g \cdot Q(t) \cdot H_\mathrm{f}(t) \\ P_\mathrm{e}(t) &= \eta_\mathrm{tot} \cdot P_\mathrm{hydr}(t) \\ \eta_\mathrm{tot} &= \eta_\mathrm{T} \cdot \eta_\mathrm{Getriebe} \cdot \eta_\mathrm{G} && \text{Drehzahlfestes Generatorsystem} \\ \eta_\mathrm{tot} &= \eta_\mathrm{T} \cdot \eta_\mathrm{Getriebe} \cdot \eta_\mathrm{G} \cdot \eta_\mathrm{FU} && \text{Drehzahlvariables Generatorsystem} \end{aligned} \tag{3.1}$$

Zur Ermittlung der hydraulischen Leistung bilden die im Zeitraum 1999 bis 2009 gemittelten nutzbaren Durchfluss- und dazugehörigen Wasserstände der Weserwehre in Hameln die erste Grundlage, aus denen die Dauerlinien und der Leistungsplan eines Wasserkraftwerkes erstellt werden kann (s. Abb. 3.1). Es ist ersichtlich, dass die Fallhöhe zwischen 0,14 m und 3,78 m schwankt sowie der Durchfluss unter Berücksichtigung der Wasserrechte auf maximal 112 $\mathrm{m^3/s}$ begrenzt wird. Daraus wird eine maximale hydraulisch verfügbare Leistung von ca. 3000 kW ermittelt.

Die Fallhöhe geht mit steigendem Durchfluss zurück, da der Unterwasserstand aufgrund zunehmender Wassermenge ansteigt. Bei geringen Fallhöhen ($H_\mathrm{f} < 2{,}4$ m) nimmt auch der von Turbinen bedingte Durchfluss ab. Für den Betrieb der Wasserkraftanlagen ist eine Mindestfallhöhe von 1,2 m erforderlich, weil es bei Fallhöhen kleiner als 1,2 m leicht zu Pendelungen kommt. Dann müssen die Wasserturbinen abgeschaltet werden. Dadurch kann bei hohem Wasserstand mit geringer Fallhöhe häufig kein Strom produziert werden.

Das Regelarbeitsvermögen E_a ergibt sich aus der Integration der elektrischen Leistung, die die theoretisch erzeugte Energieausbeute eines Wasserkraftwerkes mit dem nutzbaren Zufluss während eines Jahres angibt. Dabei wird die Schwankung des Wirkungsgrades eines Wasserkraftwerks in Abhängigkeit vom Betriebszustand bzw. von der Zeit mitberücksichtigt. Die Wartungszeit eines Wasserkraftwerkes wird mit einem Energieertragsfaktor k_e gerechnet, der zusätzlich mit dem erzeugten Energieertrag multipliziert wird (s. Gl. (3.2)).

$$E_\mathrm{a} = k_\mathrm{e} \cdot \int_0^T P_\mathrm{e}(t)\,\mathrm{d}t = k_\mathrm{e} \cdot \int_0^T \eta_\mathrm{tot}(t) \cdot P_\mathrm{hydr}(t)\,\mathrm{d}t \quad \text{mit}\, T = 357\,\mathrm{d} \quad k_\mathrm{e} = \frac{357\,\mathrm{d} - T_\mathrm{Wartung}}{357\,\mathrm{d}} \tag{3.2}$$

Hierbei wird die Wartungszeit T_Wartung für doppelt regulierte Turbinen (Kaplan- und Rohrturbine) mit 21 Tagen und für einfach regulierte Turbinen (Francis- und Propellerturbine) mit 10 Tagen gerechnet. Der Energiefaktor ergibt sich aus dem Quotienten der tatsächlichen Betriebsdauer und der gesamten Betriebsdauer im Jahr. Aus Abb. 3.1 wird eine gesamte Betriebsdauer von

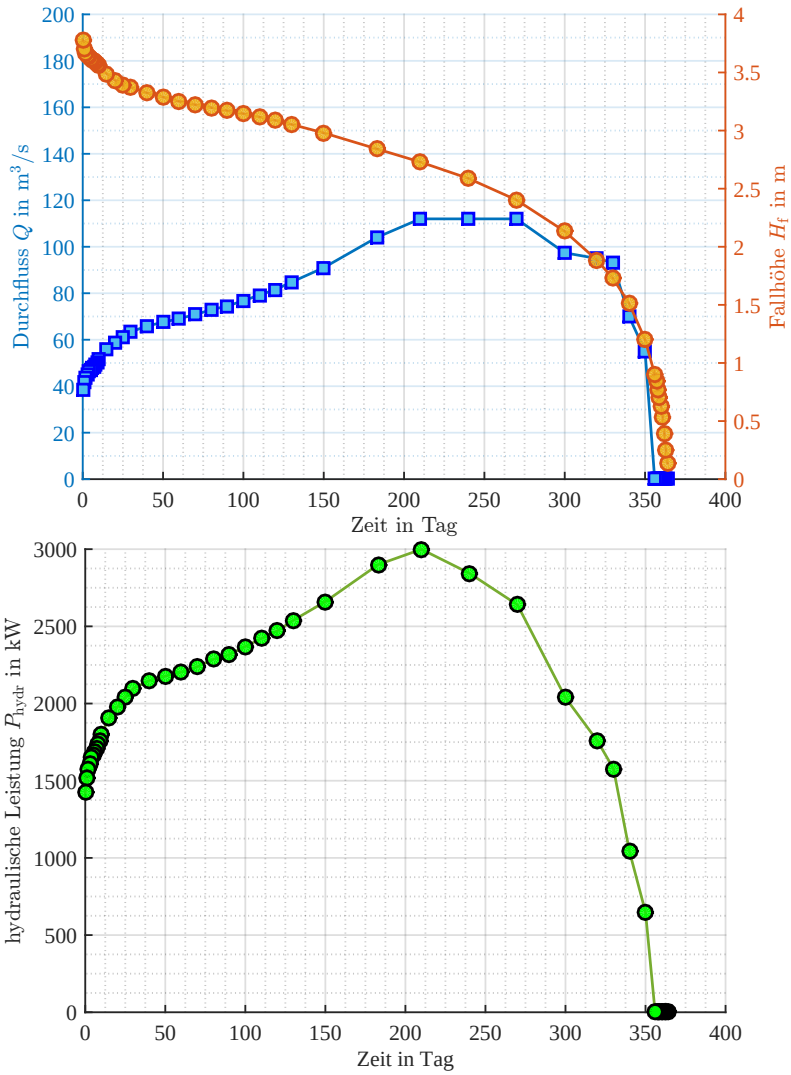


Abbildung 3.1: Abfluss- und Fallhöhendauerlinie (oben); Leistungsplan (unten) für Weserwehre in Hameln (Daten aus A.7)

365 Tage abgelesen. An 8 Tagen ist die hydraulische Leistung Null, da die Turbinen bei kleinen Fallhöhen aufgrund der Pendelungen ausgeschaltet werden. Daher werden nur 357 Tage für den Energieertrag berücksichtigt. Die ermittelten Energieertragsfaktoren sind in Tab. 3.2 angegeben.

Tabelle 3.2: Energieertragsfaktor von unterschiedlichen Turbinen

Turbine	Energieertragsfaktor k_e
Kaplan-/Rohrturbine	0,941
Propellerturbine	0,972
Francis-Turbine	0,972

Nachfolgend wird der Wirkungsgrad eines Wasserkraftwerkes η_{tot} für die unterschiedlichen Antriebsstränge ermittelt, der von Turbine, Getriebe und Generatorsystem abhängt (s. Gl. (3.1)).

Vor allem können die im Wasserkraftwerk eingesetzten Getriebe (s. Tab. 2.1) einen hohen Wirkungsgrad erreichen. Beispielsweise ergibt sich der Wirkungsgrad eines Stirnradgetriebes pro Stufe zu ca. 97 % bis 98 % [30], eines Winkelgetriebes pro Stufe zu ca. 94 % bis 97 % [31] und das Planetengetriebe pro Stufe ca. 98,5 % [32]. Somit wird als Anhaltswert für den Wirkungsgrad eines Getriebes 97 % angenommen.

Der Turbinenwirkungsgrad ändert sich bei wechselnder Wasserbeaufschlagung mit dem Durchfluss, weil die Turbinen immer nur für einen bestimmten Wasserdurchsatz ausgelegt sind. In Abb. 3.2 werden beispielsweise die Wirkungsgradverläufe der zu untersuchenden Turbinen in Abhängigkeit vom relativen Durchfluss dargestellt.

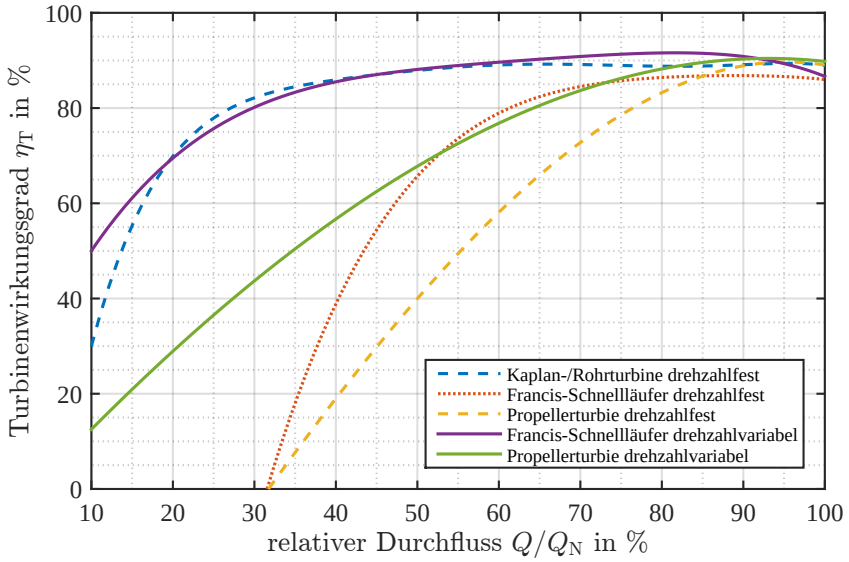


Abbildung 3.2: Wirkungsgrad der typischen Turbinen für Laufwassekraftwerke mit drehzahlfestem und -variablem Betrieb (Daten aus [8, 28, 33])

Es ist ersichtlich, dass der Wirkungsgrad der einfach regulierten Turbinen im Teillastbereich beim drehzahlvariablen Betrieb deutlich erhöht wird. Die Francis-Schnellläufer erreichen einen annähernden Wirkungsgrad beim drehzahlvariablen Betrieb wie Kaplan-/Rohrturbinen. Der Wirkungsgradverlauf der Propellerturbinen ist beim drehzahlvariablen Betrieb deutlich schlechter als der von Kaplan-/Rohrturbinen.

Die Wirkungsgradverläufe der verschiedenen Generatorsysteme werden in Abb. 3.3 dargestellt. Dabei sind die Wirkungsgrade des drehzahlfesten Synchrongenerators, des elektrisch erregten Synchrongenerators mit Vollumrichter und des doppelt gespeisten Asynchrongenerators mit Umrichter aus [18] entnommen. Dort liegt dem Vergleich eine Bemessungsleistung von ca. 1500 kW einer Windkraftanlage zugrunde. Die Zahlenwerte gelten in einem Bereich von etwa 500 kW bis 3 MW. Der Wirkungsgrad des Doppelgenerators mit Umrichter wird aus den Verläufen der Synchrongeneratoren (drehzahlfest und mit Vollumrichter) ermittelt (s. Gl. (3.3)), wobei 70 % der Leistung durch den drehzahlfesten Synchrongenerator und 30 % der Leistung durch den mit Vollumrichter fließt. Der Wirkungsgrad des Kaskadengenerators wird in Anlehnung an [34] ermittelt. Dabei wird angenommen, dass sich die Verluste des

Kaskadengenerators im Bemessungspunkt um den Faktor 1,44 höher als des doppelt gespeisten Asynchrongenerators ergeben. Dies führt zu einem relativen Faktor von 0,98 zwischen den beiden Wirkungsgradverläufen (s. Gl. (3.4)).

$$\eta_{\text{DSYM+FU}} = 0,7 \cdot \eta_{\text{SYM}} + 0,3 \cdot \eta_{\text{SYM+FU}} \tag{3.3}$$

$$\eta_{\text{Kaskaden+FU}} = 0,98 \cdot \eta_{\text{DFIG+FU}} \tag{3.4}$$

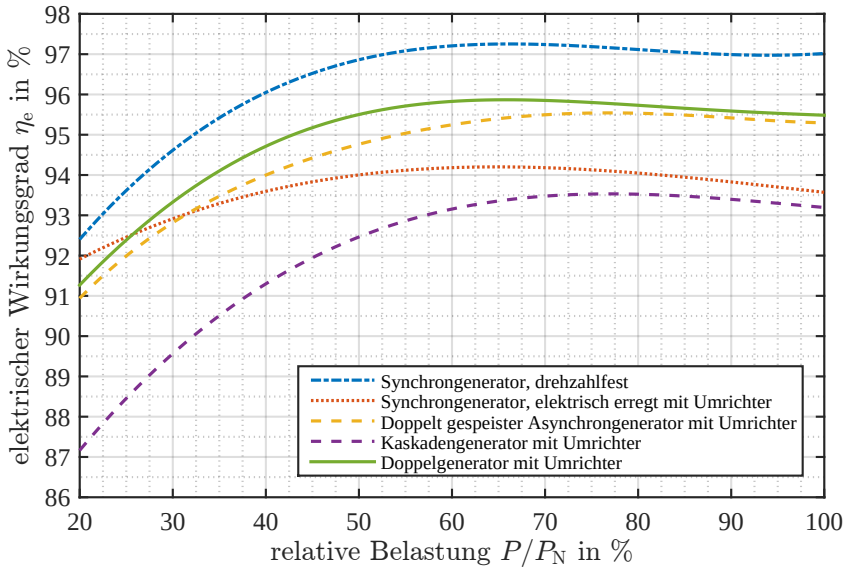


Abbildung 3.3: Wirkungsgrad der unterschiedlichen Generatorsysteme [18]

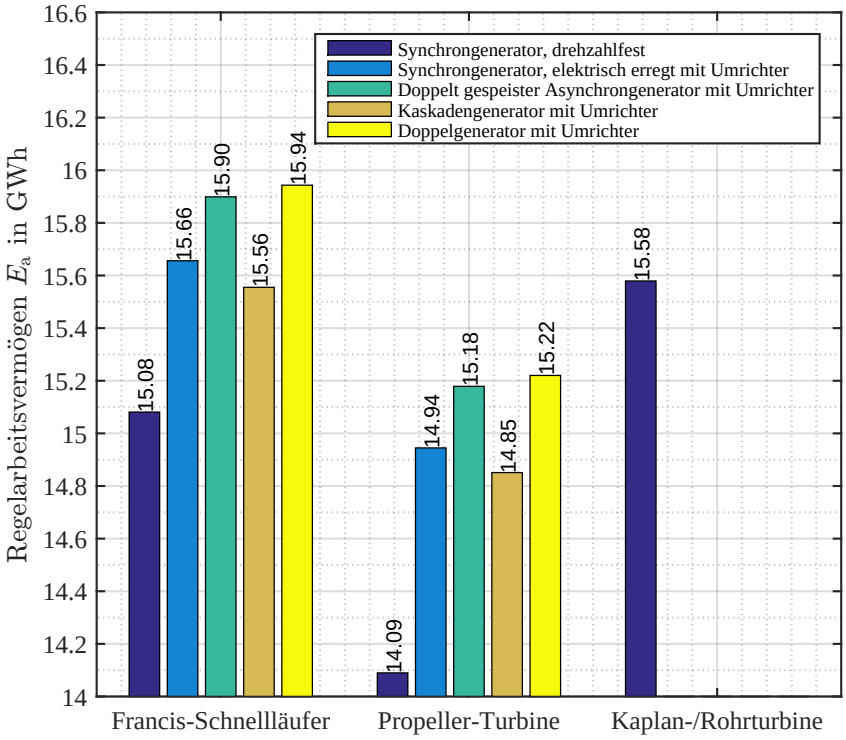


Abbildung 3.4: Vergleich des Regelarbeitsvermögens der unterschiedlichen Konzeptionen für Dauerlinie nach Abb. 3.1

Dann kann das Regelarbeitsvermögen nach Gl. (3.2) anhand des hydraulischen Leistungsverlaufs (s. Abb. 3.1) und der Maschinenwirkungsgrade (s. Abb. 3.2 und Abb. 3.3) berechnet werden. Abb. 3.4 zeigt die ermittelten Regelarbeitsvermögen der verschiedenen Konzeptionen. Dabei ist zu sehen, dass die Kaplan-/Rohrturbine mit Synchrongenerator das größte Regelarbeitsvermögen (15,58 GWh) unter den drehzahlfesten Konzeptionen aufweist. Das Regelarbeitsvermögen der Francis-Schnellläufer mit Synchrongenerator (15,08 GWh) bleibt um 4 % unter der Kaplan-/Rohrturbine. Die Propellerturbine mit Synchrongenerator ist aufgrund des geringsten Regelarbeitsvermögens (14,09 GWh) nicht geeignet.

Das Regelarbeitsvermögen der Francis- und der Propellerturbine wird durch den drehzahlvariablen Betrieb erhöht. Sie unterscheiden sich jedoch nach dem eingesetzten elektrischen System voneinander. Die Unterschiede sind allerdings nicht besonders groß. Beim Francis-Schnellläufer kann das Regelarbeitsvermögen durch drehzahlvariablen Betrieb ca. 3 % (15,56 GWh) bis 6 % (15,94 GWh) gegenüber dem drehzahlfesten Betrieb erhöht werden. Bei Propellerturbinen liegt die Erhöhung im Bereich von 5 % (14,85 GWh) bis 8 % (15,22 GWh). Darunter zeigt der Einsatz des doppelt gespeisten Asynchrongenerators und des Doppelgenerators ein höheres Regelarbeitsvermögen als der Synchrongenerator und der Kaskadengenerator mit Umrichter.

Durchschnittlich erreicht der Francis-Schnellläufer mit drehzahlvariablen Generatorsystemen ein Regelarbeitsvermögen mit 1,2 % größer als die Kaplan-/Rohrturbine. Das mittlere Regelarbeitsvermögen von Propellerturbine mit drehzahlvariablen Generatorsystemen ist 3,5 % kleiner als die der Kaplan-/Rohrturbine. Ein weiteres Argument für die drehzahlvariablen Generatorsysteme folgt aus einer wirtschaftlichen Betrachtung.

3.2 Ökonomische Analyse

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung werden unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten der Investitionsumfang sowie dessen Auswirkungen auf Betriebsführung, Unterhaltung und Ertragsentwicklung verschiedener Konzeptionen beurteilt. Hier bezieht sie sich auf die Abschätzung der voraussichtlichen Investitionen und jährlichen Betriebskosten. Für die Berechnung lassen sich zunächst spezifische Energieerzeugungskosten, spezifische Investitionen und Nettogewinne anführen [8].

Die spezifischen Energieerzeugungskosten, die üblicherweise auch als Stromgestehungskosten c gekennzeichnet werden, sind die Aufwendungen zur Erzeugung einer kWh-Energieeinheit einer Wasserkraftanlage. Somit errechnen sie sich aus dem Verhältnis der Jahreskosten K_J zum Regelarbeitsvermögen E_a (s. Gl. (3.5)). Als Jahreskosten fallen z. B. Kapitalverzinsung, Abschreibung der Maschinen- und Bauteile, Instandhaltung sowie Personalkosten an. Sie sind bei Kleinkraftanlagen tendenziell größer als bei Großanlagen.

$$c = \frac{K_\mathrm{J}}{E_\mathrm{a}} \tag{3.5}$$

Die spezifische Investition I_0 ist eine weitere charakteristische Kenngröße, die in der Praxis oft zum Vergleich verschiedener Lösungen eines bestimmten Kraftwerktyps verwendet wird. Sie ergibt sich aus dem Verhältnis der Investition I zur Ausbauleistung P_e, die die maximale elektrische Leistung eines Kraftwerkes bezeichnet [35]. Die Investitionen setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Bauwerke (u. a. Krafthaus, Wehr, Wasserfassung, Wehrverschluss, Rechen- und Rechenreinigungsanlage), für die maschinenbaulichen Komponenten (u. a. Absperrorgane, Turbinen) sowie für elektrotechnische Einrichtungen (u. a. Generator, Transformator, Energieableitung) zusammen. Dazu kommen noch die sonstigen Nebenkosten (u. a. Grunderwerb, Planung, Genehmigung) [16]. Die spezifische Investition sinkt auch mit zunehmender Anlagenleistung.

$$I_0 = \frac{I}{P_e} \tag{3.6}$$

Der jährliche Nettogewinn G ergibt sich als Differenz der jährlichen Einnahmen N_J und Jahreskosten K_J. Die jährlichen Einnahmen erhält man aus der Multiplikation der Vergütung R mit dem Regelarbeitsvermögen E_a. Unter der Annahme, dass die jährlichen Einnahmen und Jahreskosten konstant bleiben, kann der jährliche Nettogewinn mit Gl. (3.7) beschrieben werden. Dabei beträgt die Vergütung R nach EEG 2015 von 8,25 ct/kWh für ein Wasserkraftwerk bis zu einer Leistung von 2 MW [36].

$$G = N_J - K_J = R \cdot E_a - K_J \tag{3.7}$$

Die Berechnung basiert auf einem Beispiel in Anlehnung an [37] beim Neubau einer konventionellen bzw. drehzahlfesten Wasserkraftanlage mit einer Ausbauleistung von 2500 kW. Die in Abb. 3.5 zusammengestellten Daten vermitteln eine Übersicht über die jeweiligen Kostenanteile der Jahreskosten und Investitionen. Dabei betragen die Jahreskosten 614,04 Tsd. €. Daraus ergeben sich die Betriebskosten (ausschließlich des Anteils von Zinsen) von 405,04 Tsd. €. Die Investitionen liegen bei 7946,72 Tsd. €. Somit betragen die Betriebskosten ca. 5 % des Investitionsvolumens. Die jeweiligen Anteile der Jahreskosten und Investitionen werden in A.8 aufgelistet.

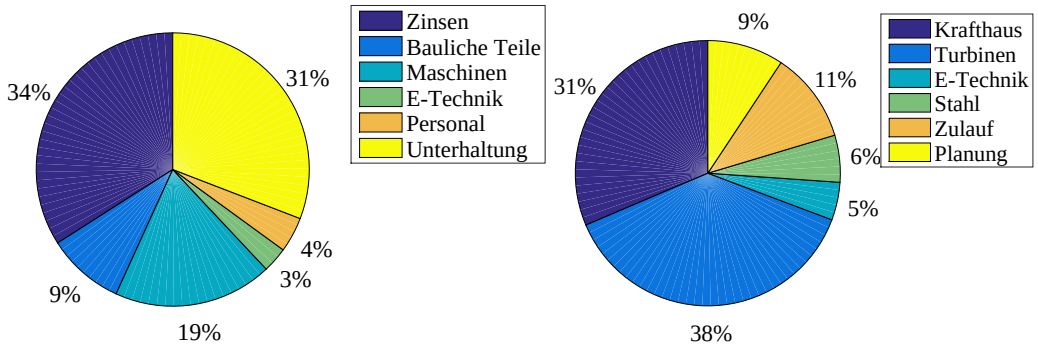


Abbildung 3.5: Aufteilung der Jahreskosten (links) und der Investitionen (rechts) beim Neubau einer Wasserkraftanlage mit einer Ausbauleistung von 2500 kW (Daten aus [37])

Bei den Jahreskosten nehmen die Zinsen und Unterhaltung aufgrund des Einsatzes doppelt regulierter Turbinen (Rohrturbine) die größten Anteile ein. Sie betragen insgesamt 65 % der

Gesamtaufwendungen. Hingegen ergibt sich als Anteil der E-Technik nur 3 %, weil keine zusätzliche Steuerung und Regelung für den Synchrongenerator beim drehzahlfesten Betrieb erforderlich ist. Die Abschreibung der Maschinen beträgt 19 % der Jahreskosten.

Bei den Investitionen entfällt ebenfalls der größte Anteil mit 38 % auf die Turbinen. Die Baukosten des Krafthauses machen 31 % der Investition aus, die aber standortabhängig sind. Demgegenüber fallen an Kosten für die E-Technik nur 5 % an, d. h. die Investitionen der Turbinen sind viel höher als die der E-Technik bei einer Wasserkraftanlage mit drehzahlfestem Betrieb.

Eine konventionelle Wasserkraftanlage zeigt sich kosten- und unterhaltungsintensiv. Zur Berechnung der anderen drehzahlvariablen Lösungen für denselben Standort ist zu beachten, dass der Einsatz einer einfach regulierten Turbine anstatt einer doppelt regulierten Turbine zur Kostenreduktion sowohl bei den Investitionen (im Anteil der Turbine) als auch bei den Jahreskosten (im Anteil der Unterhaltung) führt. Darüber hinaus haben die unterschiedlichen elektrischen Systeme einen Einfluss auf die Investition bei der E-Technik. Es entstehen dadurch keine weiteren Kosten für Wartung o.ä. aufgrund des vollautomatisierten Betriebes.

Nachfolgend wird die spezifische Investition nach Gl. (3.8) und (3.9) berechnet. Dabei sind die Kostenrelationsfaktoren K_T und K_E der Tab. 3.3 zu entnehmen.

$$I_\mathrm{ges} = I_\mathrm{Krafthaus} + K_\mathrm{T} \cdot I_\mathrm{Turbine} + K_\mathrm{E} \cdot I_\mathrm{E-Technik} + I_\mathrm{Stahl} + I_\mathrm{Zulauf} + I_\mathrm{Planung} \tag{3.8}$$

$$I_0 = \frac{I_\mathrm{ges}}{P_\mathrm{e}} \quad \text{mit } P_\mathrm{e} = 2500\ \mathrm{kW} \tag{3.9}$$

Tabelle 3.3: Kostenvergleich der unterschiedlichen Turbinen- und Generatorkonzeptionen [18, 28]

Turbine	Kostenrelation K_T	elektrisches System	Kostenrelation K_E
Kaplan-/Rohrturbine	100 %	Asynchrongenerator mit Käfigläufer	100 %
		Synchrongenerator, elektrisch erregt	110 %
Francisturbine	75 %	Synchrongenerator, elektrisch erregt mit Umrichter	180 %
Propellerturbine	75 %	Doppelt gespeister Asynchrongenerator mit Umrichter	160 %
		Kaskadengenerator mit Umrichter	160 %
		Doppelgenerator mit Umrichter	150 %

Die Kostenrelation einer einfach regulierten Turbine wird anhand [28] umgerechnet. Da die relative Kostendifferenz zwischen den einfach und den doppelt regulierten Turbinen mit der Bemessungsleistung abnimmt, kann sie ab ca. 800 kW als ein unveränderter Näherungswert von 300 €/kW angenommen werden. Somit ergibt sich eine Kosteneinsparung einer einfach regulierten Turbine mit der Leistung von 2500 kW von 25 % – bezogen auf eine doppelt regulierte

Turbine. Allerdings ist der Kostenunterschied zwischen Francis- und Propellerturbine nicht erkennbar, weil keine zutreffenden Kosten für die jeweiligen Turbinen zur Verfügung stehen.

Die Kostenrelationen der verschiedenen Generatorsysteme sind [18] zu entnehmen, wobei der Vergleich für einen Leistungsbereich von 500 kW bis 3 MW gilt. Die Kostenrelation des Kaskadengenerators und des Doppelgenerators mit Umrichter sind geschätzt, indem beim Kaskadengenerator gleiche Kosten wie beim doppelt gespeisten Asynchrongenerator angesetzt werden. Die Kosten des Doppelgenerators sind etwas geringer als die des doppelt gespeisten Asynchrongenerators. Der Grund hierfür sind einfachere Maschinensätze als beim doppelt gespeisten Asynchrongenerator.

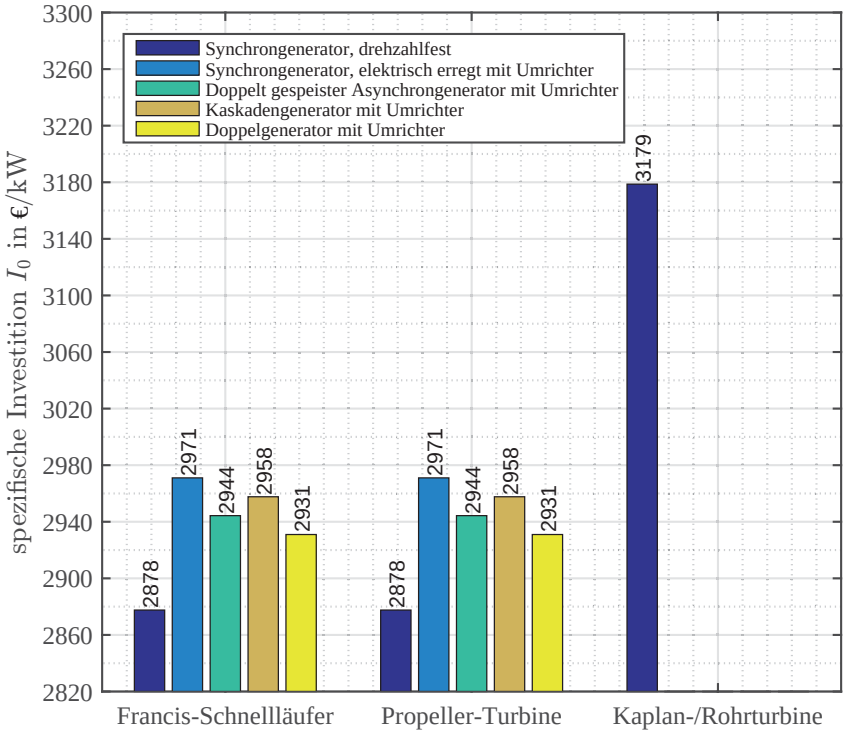


Abbildung 3.6: Spezifische Investition der unterschiedlichen Konzeptionen für Laufwasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 2500 kW

Abb. 3.6 stellt die ermittelte spezifische Investition der verschiedenen Konzeptionen dar. Es ist zu erkennen, dass die spezifische Investition einer Kaplan-/Rohrturbine (3179 €/kW) 10 % höher als die einer Francis- oder Propellerturbine beim drehzahlfesten Betrieb ist. Die Senkung der spezifischen Investition liegt hauptsächlich am Einsatz der einfach regulierten Turbine. Das Einbringen des Frequenzumrichters erhöht die spezifische Investition bei unterschiedlichen drehzahlvariablen Lösungen um nur ca. 2 % (2931 €/kW) bis 3 % (2971 €/kW). Dadurch ermöglicht die einfach regulierte Turbine mit drehzahlvariablen Konzeptionen durchschnittlich ca. 7,5 % niedrigere Investitionen als die konventionelle Lösung mit der Kaplan-/Rohrturbine. Der Unterschied zwischen verschiedenen drehzahlvariablen Lösungen ist nur geringfügig.

Die Investitionen der Francis- und Propellerturbine können noch separat betrachtet werden, um die davon abhängigen Anteile z. B. Krafthaus, Zulauf, Stahl, Planung besser eingeschätzten zu

können. Generell ist zu beachten, dass die Zahlenwerte noch infolge der Standortgegebenheiten signifikant schwanken können.

Zur Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten nach Gl. (3.5) sind die Regelarbeitsvermögen aus Abschnitt 3.1 bekannt. Die Jahreskosten der jeweiligen Konzeptionen unterscheiden sich im Wesentlichen im Anteil Unterhaltung, während die anderen Anteile (Zinsen, Abschreibung, Personal) als unverändert angenommen werden (s. Gl. (3.10)). Man kann davon ausgehen, dass die Unterhaltungskosten einen bestimmten Anteil des auf die elektromaschinellen Ausrüstungen entfallenden Anteils einnehmen. Dieser Richtwert wird aus Tab. A.5 und Tab. A.6 im Anhang A.8 mit $A_{\text{Unterhaltung}} = 5{,}6\,\%$ ermittelt.

$$\begin{aligned} K_{\text{J}} = & K_{\text{Zinsen}} + K_{\text{Abschreibung}} + K_{\text{Personal}} \\ & + A_{\text{Unterhaltung}} \cdot \left(K_{\text{Investitionen der Turbine}} + K_{\text{Investitionen der E-Technik}}\right) \end{aligned} \tag{3.10}$$

Abb. 3.7 zeigt die ermittelten spezifischen Stromgestehungskosten verschiedener Konzeptionen. Es ist zu sehen, dass eine Propellerturbine mit Synchrongenerator mit 4,06 ct/kWh die höchsten Stromgestehungskosten unter allen Konzeptionen hat. Die Kaplan-/Rohrturbine mit Synchrongenerator zeigt ebenfalls verhältnismäßig hohe Stromgestehungskosten mit 3,94 ct/kWh aufgrund hoher Jahreskosten.

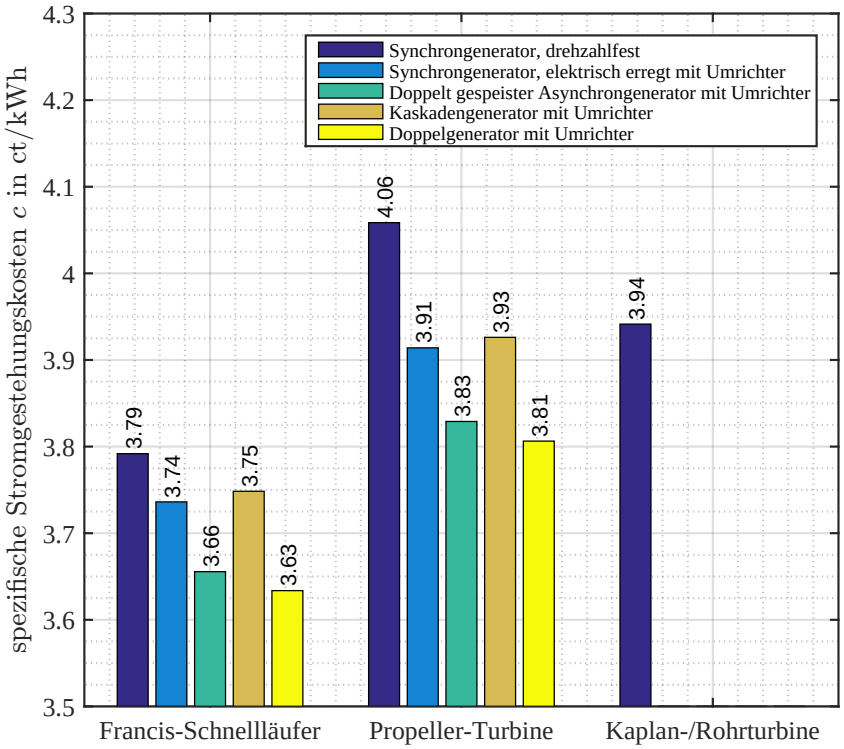


Abbildung 3.7: Spezifische Stromgestehungskosten der unterschiedlichen Konzeptionen für Laufwasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 2500 kW

Im Vergleich dazu weist eine Francis-Turbine sowohl mit drehzahlfesten als auch mit drehzahlvariablen Lösungen geringere spezifische Stromgestehungskosten auf. Der Einsatz des doppelt gespeisten Asynchrongenerators (3,66 ct/kWh) oder des Doppelgenerators (3,63 ct/kWh) kann

zu einer Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten von ca. 7 % bei der Francis-Turbine gegenüber der Kaplan-/Rohrturbine führen. Durch diese beiden Konzeptionen kann eine Senkung von ca. 4 % gegenüber dem drehzahlfesten Betrieb (3,79 ct/kWh) erzielt werden.

Bei der Propellerturbine liegen die spezifischen Kosten vom doppelt gespeisten Asynchrongenerator (3,83 ct/kWh) oder Doppelgenerator (3,81 ct/kWh) durchschnittlich ca. 3 % unter denen der Kaplan-/Rohrturbine. Im Vergleich zu ihrer drehzahlfesten Lösung (4,06 ct/kWh) liegt die Senkung der spezifischen Kosten bei 6 %.

Es kann dabei festgestellt werden, dass die spezifischen Stromgestehungskosten im allgemeinen das Regelarbeitsvermögen widerspiegeln. D. h: Je höher das Regelarbeitsvermögen einer Konzeption ist, desto geringer fallen die entsprechenden spezifischen Stromgestehungskosten aus. Dabei spielen die Jahreskosten der verschiedenen Lösungen nur eine geringe Rolle. Demzufolge soll man stets anstreben, aus einer Wasserkraftanlage die maximale elektrische Leistung und Energieertrag zu erzeugen, um die Stromgestehungskosten gering zu halten.

Anschließend zeigt Abb. 3.8 den jährlichen Nettogewinn anhand Gl. (3.7). Man kann erkennen, dass die Francis-Turbine aufgrund geringer Investitionen und Stromgestehungskosten aber vergleichsweise hohes Jahresenergieertrags einen hohen jährlichen Nettogewinn erreicht, der deutlich größer als der der Kaplan-/Rohrturbine ist. Mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (730,47 Tsd. €) oder Doppelgenerator (735,99 Tsd. €) wird ein höherer Gewinn von ca. 9 % gegenüber der Kaplan-/Rohrturbine (671,25 Tsd. €) erzielt. Im Vergleich zum drehzahlfesten Betrieb erreichen die beiden drehzahlvariablen Konzeptionen eine Gewinnerhöhung von ebenfalls ca. 9 %.

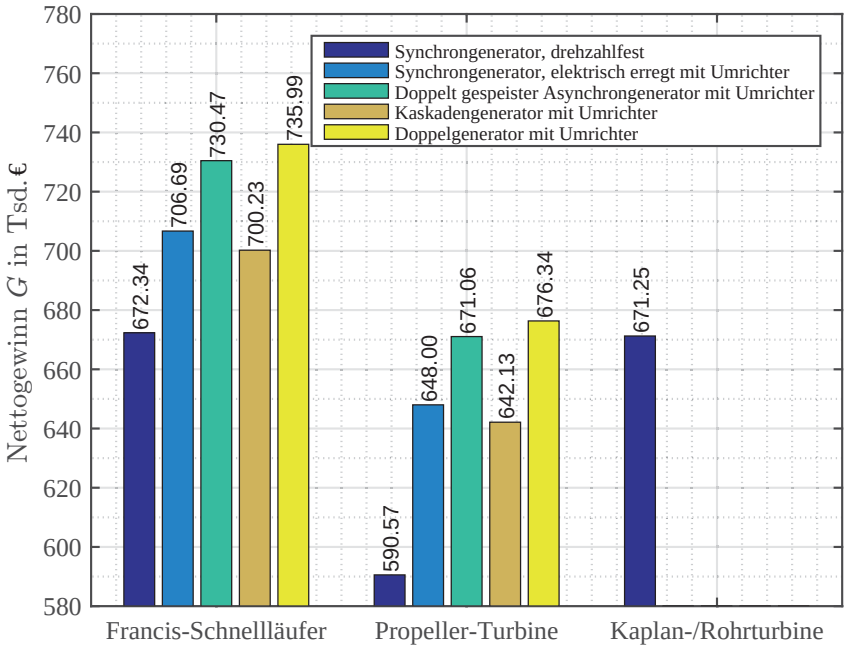


Abbildung 3.8: Nettogewinn der unterschiedlichen Konzeptionen für Laufwasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 2500 kW

Bei der Propellerturbine ergibt sich der kleinste Gewinn mit einem drehzahlfesten Synchrongenerator (590,57 Tsd. €), aber der Gewinn kann durch die drehzahlvariablen Konzeptionen nennenswert gesteigert werden. Im Vergleich zum drehzahlvariablen Betrieb kann der Gewinn um ca. 9 % bis 14,5 % erhöht werden. Der Gewinn einer Propellerturbine mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator oder einem Doppelgenerator gleicht etwa dem einer Kaplan-/Rohrturbine.

3.3 Vergleich und Bewertung der Generatorsysteme

Die Auswahl einer angemessenen Konzeption für das Laufwasserkraftwerk im Weserwehr Hameln erfolgt im Vergleich zu einem Referenzwasserkraftwerk (Kaplan-/Rohrturbine mit drehzahlfestem Synchrongenerator). Dabei werden die Energieerzeugung und Wirtschaftlichkeit betrachtet. Das Ziel ist stets, einen möglichst großen Jahresenergieertrag aus dem zur Verfügung stehenden Wasserangebot zu gewinnen, und das bei geringen Investitionsaufwendungen und Betriebskosten.

In Tab. 3.4 werden diese vergleichenden Aufstellungen der möglichen Wasserkraftwerke zusammengefasst – Abb. 3.9 zeigt die entsprechende Darstellung. Als Vergleichswert werden dann alle bereits in den vorhergehenden Abschnitten ermittelten Kenngrößen (Abb. 3.4...Abb. 3.8), bezogen auf ein Referenzwasserkraftwerk, normiert. Zu beachten ist, dass das Ergebnis zum Vergleich der konkreten technischen Ausführungen für eine Leistung von 2500 kW gilt.

Tabelle 3.4: Auswertung der unterschiedlichen Turbinen- und Generatorkonzeptionen für Laufwasserkraftwerk mit einer Leistung von 2500 kW. Die Bezeichnungen werden wie folgt abgekürzt: Synchrongenerator (SYM), doppelt gespeister Asynchrongenerator (DFIG), Doppelgenerator (DSYM), Frequenzumrichter (FU)

Konzeption	Regelarbeits-vermögen	Investition	Stromgestehungs-kosten	Gewinn
Kaplan-/Rohr+Getr.+SYM	100 %	100 %	100 %	100 %
Francis+Getr.+SYM	-3 %	-10 %	-4 %	+0 %
Francis+Getr.+SYM+FU	+1 %	-7 %	-5 %	+5 %
Francis+Getr.+DFIG+FU	+2 %	-7 %	-8 %	+9 %
Francis+Getr.+Kaskaden+FU	-0 %	-7 %	-5 %	+4 %
Francis+Getr.+DSYM+FU	+2 %	-8 %	-8 %	+10 %
Propeller+Getr.+SYM	-10 %	-10 %	+3 %	-12 %
Propeller+Getr.+SYM+FU	-4 %	-7 %	-1 %	-4 %
Propeller+Getr.+DFIG+FU	-2 %	-7 %	-3 %	+0 %
Propeller+Getr.+Kaskaden+FU	-5 %	-7 %	-0 %	-4 %
Propeller+Getr.+DSYM+FU	-2 %	-8 %	-3 %	+1 %

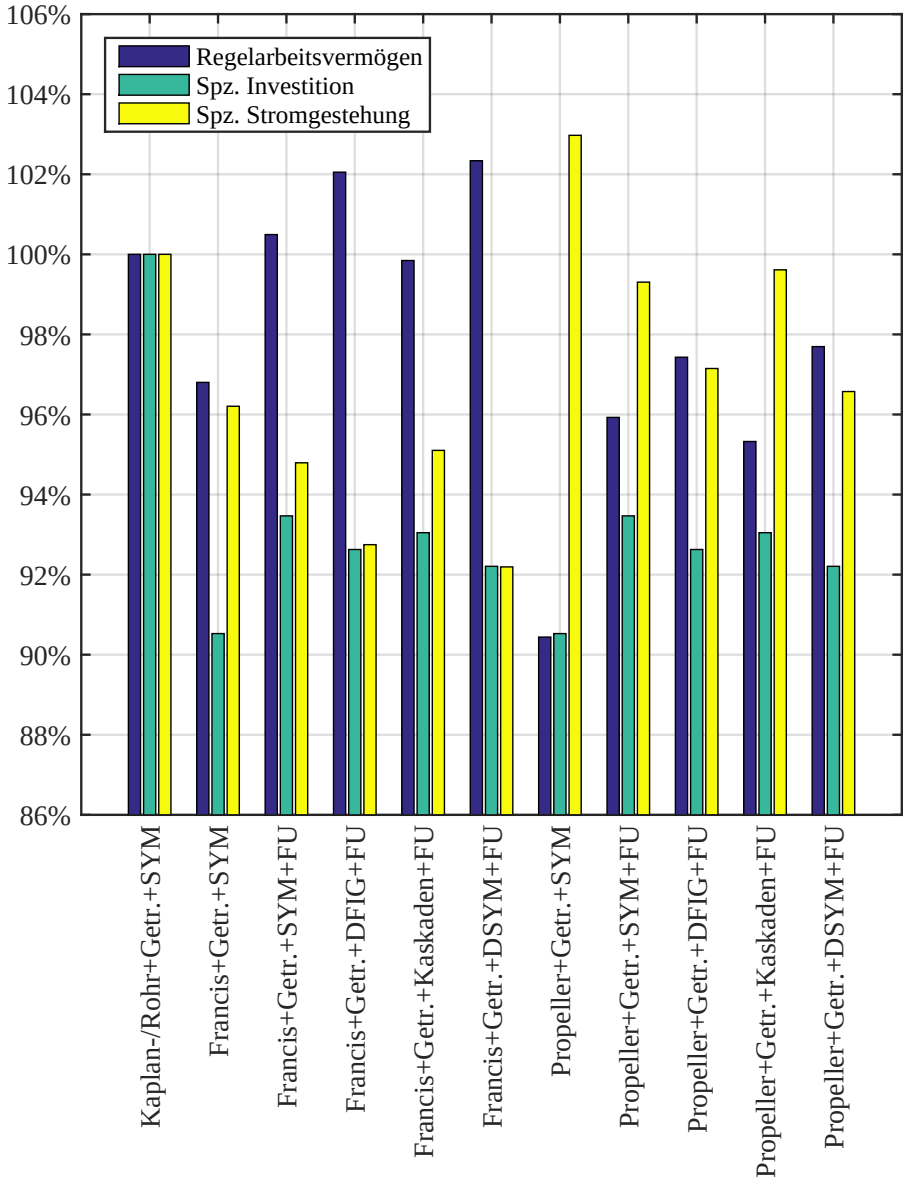


Abbildung 3.9: Auswertung der verschiedenen Generatorsysteme

Im Vergleich zum Referenzwasserkraftwerk kann eine Francis-Turbine mit Schnellläufer sowohl beim drehzahlfesten (-3 %) als auch beim drehzahlvariablen Betrieb (von +1 % bis +2 %) ein annäherndes Regelarbeitsvermögen wie eine Kaplan-/Rohrturbine erreichen. Dabei weist der Einsatz des Doppelgenerators (DSYM) sowie des doppelt gespeisten Asynchrongenerators (DFIG) einen etwas besseren Energieertrag als die anderen drehzahlvariablen Lösungen auf. Die spezifischen Investitionen sind wegen der Einsparung von Turbinenaufwendungen bis zu max. 10 % reduziert, wobei der Einsatz von drehzahlvariablen Generatorsystemen nur zur 2 % bis 3 %-igen Kostenerhöhung führt. Das heißt, die Investitionen können trotz zusätzlicher Kosten von Frequenzumrichter und Generatortypen durch den Einsatz einer einfach regulierten Turbine reduziert werden. Die spezifischen Stromgestehungskosten werden um 4 % bis 8 % reduziert. Mit hohem Energieertrag, geringeren Investitions- und Stromgestehungskosten kann eine Francis-Turbine mit geeignetem drehzahlvariablen Generatorsystem z. B. doppelt gespeister

Asynchrongenerator (DFIG) oder Doppelgenerator (DSYM), einen jährlichen Gewinn von bis zu 10 % höher als das Referenzwasserkraftwerk generieren.

Eine Propellerturbine mit drehzahlvariablem Generatorsystem weist zwar ein kleineres Regelarbeitsvermögen (von -5 % bis -2 %) als das Referenzwasserkraftwerk auf, aber gegenüber drehzahlfestem Betrieb wird dies um 8 % erhöht. Die spezifische Investition einer Propellerturbine gleicht dem einer Francis-Turbine. Die spezifischen Stromgestehungskosten einer Propellerturbine können mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (DFIG) oder Doppelgenerator (DSYM) bis max. 3 % verringert werden. Der jährliche Gewinn einer Propellerturbine ist etwa gleich der einer Kaplan-/Rohrturbine aufgrund des geringen Regelarbeitsvermögens.

Insgesamt kann eine Francis-Turbine mit drehzahlvariablem Generatorsystem für Neubau und als Ersatz einer Kaplan-/Rohrturbine mit Synchrongenerator eingesetzt werden, weil die Wirtschaftlichkeit dadurch verbessert wird. Unter allen drehzahlvariablen elektrischen Systemen wird der Doppelgenerator oder der doppelt gespeiste Asynchrongenerator ausgewählt, da mit denen ein vergleichsweise größerer jährlicher Gewinn erzeugt werden kann. Außerdem legen die Ergebnisse den Schluss nahe, dass ein drehzahlvariabler Betrieb einer einfach regulierten Turbine (Francis- oder Propellerturbine) bei der Modernisierung sinnvoll ist. Dabei müssen nur zusätzlich ca. 2 % bis 3 % des Investitionsvolumens für das Generatorsystem aufgewendet werden. Dadurch können Regelarbeitsvermögen und Gewinne im Vergleich zu Werten bei drehzahlfestem Betrieb deutlich (10 % bis 13 %) erhöht werden.

4 Modellierung des Systems aus Doppelgenerator und Hydraulik

Ein wesentlicher Teil dieser Arbeit liegt in der Modellierung und Analyse des dynamischen Verhaltens eines Doppelgeneratorsystems für ein Laufwasserkraftwerk. Das Doppelgeneratorsystem, wie es Abb. 4.1 zeigt, besteht aus drei Komponenten: einem Überlagerungsgetriebe, einem Hauptgenerator und einer Regelmaschine mit einem Umrichter. Der Aufbau eines Laufwasserkraftwerkes kann aus zwei Teilen, der Druckrohrleitung und der Wasserturbine, aufgebaut werden. In diesem Kapitel wird das dynamische Modell der jeweiligen Komponenten behandelt.

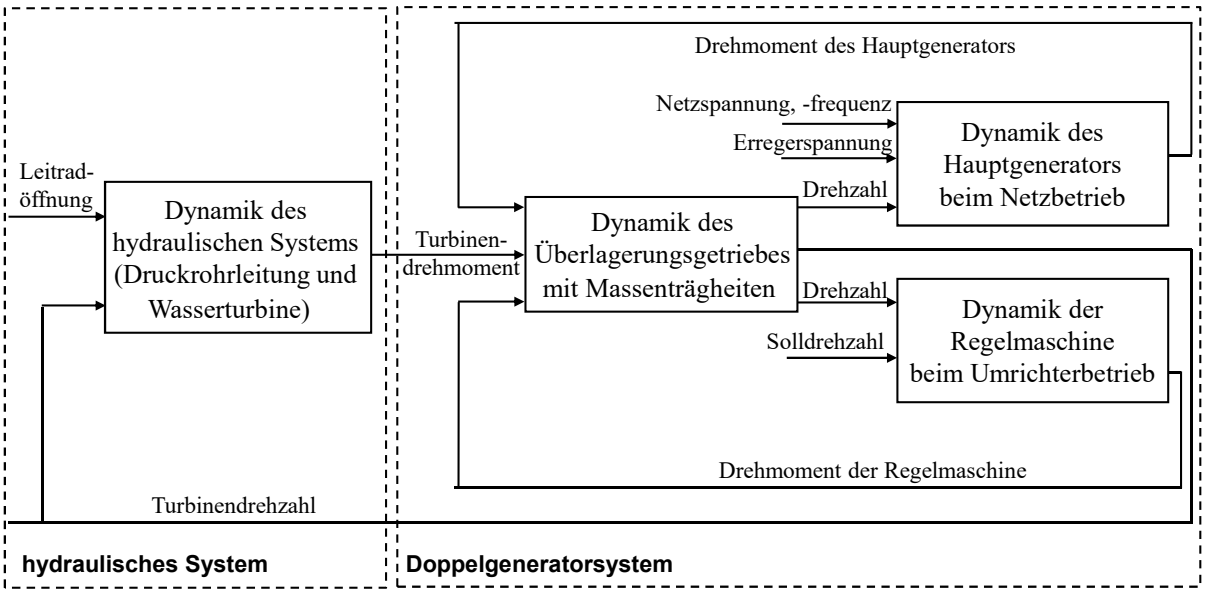


Abbildung 4.1: Blockdiagramm des Doppelgeneratorsystems

In Kapitel 4.1 wird die Dynamik eines Überlagerungsgetriebes mit den angekoppelten Massenträgheiten beschrieben. Das Antriebsmoment, das an der Eingangswelle eines Überlagerungsgetriebes wirkt, wird durch die Wasserturbine erzeugt. Der Hauptgenerator wird direkt am starren Netz mit vorgegebener Spannung und Frequenz betrieben. Er läuft synchron mit der Netzfrequenz. Die Regelmaschine wird an einem Umrichter betrieben. Dadurch können die Drehzahl sowie das Drehmoment der Regelmaschine nach den Anforderungen geregelt werden. Die Dynamik der Regelmaschine und des Umrichters wird zusammengefasst. Sowohl für den Hauptgenerator als auch für die Regelmaschine werden fremd erregte Schenkelpol-Synchronmaschinen betrachtet, weil sie aufgrund der großen Leistungen für den Einsatz in

Laufwasserkraftwerken bestens geeignet sind. Die Beschreibung des Hauptgenerators beim Netzbetrieb und der Regelmaschine beim Umrichterbetrieb erfolgt in den Kapiteln 4.2 und 4.3.

Für ein Laufwasserkraftwerk wird angenommen, dass eine einsträngige Druckrohrleitung (abgekürzt Rohrleitung) einer Wasserturbine zugeordnet wird, die das Wasser vom Oberwasser der Turbine zuführt. Eine ausführliche Beschreibung des Druckstoßes in einer Rohrleitung erfolgt in Kapitel 4.4. Der Druckstoß in einer Rohrleitung entspricht einer Umwandlung der Geschwindigkeits- und Druckenergie. Jede Änderung der Strömungsgeschwindigkeit in durchflossenen Rohrleitungen führt zu Druckschwankungen, beispielsweise bei Schließ- und Öffnungsvorgängen vom Leitapparat. Der Druckstoß kann nach der Theorie der starren und elastischen Wassersäule berechnet werden. Für starre Wassersäulen werden ein reibungsfreies und inkompressibles Wasser sowie eine völlig starre Rohrleitung angenommen. Wenn die Kompressibilität des Wassers und die Elastizität der Rohrwand berücksichtigt werden, treten elastische Wassersäulen auf [8].

Wie Abb. 4.1 zeigt, erzeugt eine Wasserturbine aus umströmendem Wasser ein Drehmoment, das als Antriebsmoment für das Doppelgeneratorsystem bereitgestellt wird. Daraus resultiert bei Drehung eine mechanische Leistung. Das erzeugte Drehmoment ist vom Betriebszustand aus Fallhöhe, Turbinendrehzahl sowie Leitradöffnung bis zur Laufschaufel (bei doppelt regulierten Turbinen) abhängig. Dies bestimmt wiederum den von einer Turbine verarbeiteten Durchfluss. Die Beschreibung der nichtlinearen Beziehungen einer Turbine erfolgt unter stationären Betriebspunkten mit den entsprechenden Kennlinien bzw. dem Muscheldiagramm, das aus Modellversuchen von einer geometrisch ähnlichen, fiktiven Einheitsturbine gemessen wird. Allerdings sind die Kennlinien bei kleinen Leitradöffnungen aufgrund der Schwierigkeit der Messungen nicht verfügbar. Da jedem Turbinentyp ein spezielles Muscheldiagramm zugeordnet wird, können die nichtlinearen Beziehungen eines Muscheldiagramms nicht auf die anderen Turbinen übertragen werden. Ein Turbinenmodell wird am Beispiel einer Francis-Turbine mit Schnellläufer in Kapitel 4.5 näher beschrieben.

Aufgrund der Komplexität der dynamischen Strömungsvorgänge werden die folgenden Annahmen für das Modell des hydraulischen Systems getroffen:

- Die Geschwindigkeit und der Druck sind über den Fließquerschnitt gleichmäßig verteilt.
- Die Rohrleitung ist vollständig mit Flüssigkeit gefüllt, die Verdampfung der Flüssigkeit wird vernachlässigt.
- Der Wasserspiegel des Ober- und Unterwassers bleiben während der dynamischen Vorgänge, z. B. Schließ- und Öffnungsvorgänge von Leitapparaten konstant.
- Die Reibungsverluste in der Rohrleitung und der Einfluss des Rohrneigungswinkels werden vernachlässigt.
- Die Strömung in einem Laufrad und in dessen unmittelbarer Umgebung ist eine stationäre Strömung.

Zur mathematischen Beschreibung der jeweiligen Komponenten wird ein nichtlineares Modell verwendet. Durch Linearisierung des nichtlinearen Modells um einen Arbeitspunkt wird ein lineares Modell abgeleitet, um die Stabilität und Optimierung der Reglerparameter eines Doppelgeneratorsystems zu untersuchen. Weitere Simulationen des dynamischen Verhaltens des Doppelgeneratorsystems werden in Kapitel 5 näher erörtert.

4.1 Überlagerungsgetriebe mit angekoppelten Massenträgheiten

An der Eingangswelle eines Überlagerungsgetriebes wird eine Antriebsmaschine, z. B. eine Wasserturbine (Index T) und an den Ausgangswellen werden jeweils der Hauptgenerator (Index D) und die Regelmaschine (Index R) angekoppelt (s. Abb. 4.2). Die Drehzahlbeziehung zwischen drei Wellen wird mit Gl. (4.1) beschrieben. Dabei sind i_R, i_D die Übersetzungen zwischen Eingangswelle und jeweiligen Ausgangswellen. Nach dieser Beziehung können zwei Drehzahlen frei gewählt werden. Die Drehzahl der dritten Welle ist dann festgelegt.

$$\frac{1}{i_\mathrm{R}} \cdot n_\mathrm{R} + \frac{1}{i_\mathrm{D}} \cdot n_\mathrm{D} = n_\mathrm{T} \quad \text{bzw.} \quad \frac{1}{i_\mathrm{R}} \cdot \Omega_\mathrm{R} + \frac{1}{i_\mathrm{D}} \cdot \Omega_\mathrm{D} = \Omega_\mathrm{T} \tag{4.1}$$

Für die Drehmomente an den Wellen eines Überlagerungsgetriebes gelten die folgenden Beziehungen bei Vernachlässigung der Verluste:

$$\begin{aligned} \frac{M_\mathrm{T}}{M_\mathrm{R}} &= i_\mathrm{R} \\ \frac{M_\mathrm{T}}{M_\mathrm{D}} &= i_\mathrm{D} \end{aligned} \tag{4.2}$$

Aus Gl. (4.2) erhält man die Beziehung zwischen den Drehmomenten $M_\mathrm{T} : M_\mathrm{D} : M_\mathrm{R} = i_\mathrm{R} : i_\mathrm{R}/i_\mathrm{D} : 1$. D. h. es gibt am Überlagerungsgetriebe nur ein unabhängiges Drehmoment, das die beiden anderen Drehmomente festlegt.

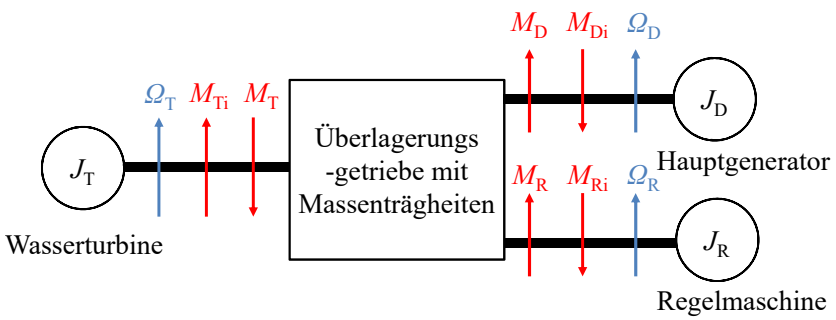


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung eines Doppelgeneratorsystems mit festgelegten positiven Richtungen von Drehzahlen und Drehmomenten

Das dynamische Verhalten des Überlagerungsgetriebes mit den angekoppelten Rotoren wird mit den mechanischen Bewegungsgleichungen Gl. (4.3) beschrieben. Dabei ist M_{Ti} das Antriebsmoment und M_{Di}, M_{Ri} sind die elektromagnetischen bzw. inneren Drehmomente des Hauptgenerators und der Regelmaschine. J_{T}, J_{R}, J_{D} sind die Massenträgheitsmomente der jeweiligen Komponenten.

$$\begin{aligned} J_{\mathrm{T}}\frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{T}}}{\mathrm{d}t} &= M_{\mathrm{Ti}} - M_{\mathrm{T}} \\ J_{\mathrm{R}}\frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} &= M_{\mathrm{R}} - M_{\mathrm{Ri}} \\ J_{\mathrm{D}}\frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{D}}}{\mathrm{d}t} &= M_{\mathrm{D}} - M_{\mathrm{Di}} \end{aligned} \tag{4.3}$$

Durch Einsetzen von Gl. (4.1) und (4.2) in Gl. (4.3) erhält man das dynamische Modell eines Überlagerungsgetriebes mit zwei Zustandsgrößen Ω_{D} und Ω_{R} sowie drei Eingangsgrößen M_{Ti}, M_{Di} und M_{Ri}.

$$\begin{aligned} (J_{\mathrm{R}}i_{\mathrm{R}} + \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{R}}}) \cdot \frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} + \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{D}}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{D}}}{\mathrm{d}t} &= M_{\mathrm{Ti}} - i_{\mathrm{R}}M_{\mathrm{Ri}} \\ \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{R}}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} + (J_{\mathrm{D}}i_{\mathrm{D}} + \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{D}}}) \cdot \frac{\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{D}}}{\mathrm{d}t} &= M_{\mathrm{Ti}} - i_{\mathrm{D}}M_{\mathrm{Di}} \end{aligned} \tag{4.4}$$

Gl. (4.4) sollen durch die Bezugswerte $M_{\mathrm{TB}} = i_{\mathrm{R}}M_{\mathrm{RB}} = i_{\mathrm{D}}M_{\mathrm{DB}}$ und $\Omega_{\mathrm{mB\_R}}$, $\Omega_{\mathrm{mB\_D}}$ normiert werden. Die Bezugswerte M_{TB}, M_{RB} und M_{DB} entsprechen den Bemessungsmomenten. $\Omega_{\mathrm{mB\_R}}$ und $\Omega_{\mathrm{mB\_D}}$ sind die mechanischen synchronen Winkelgeschwindigkeiten bei Netzfrequenz. Dann ergeben sich die normierten Differentialgleichungen:

$$\begin{aligned} T_1 \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} + T_2 \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{D}}}{\mathrm{d}t} &= m_{\mathrm{Ti}} - m_{\mathrm{Ri}} \\ T_3 \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} + T_4 \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{D}}}{\mathrm{d}t} &= m_{\mathrm{Ti}} - m_{\mathrm{Di}} \end{aligned} \tag{4.5}$$

mit:

$$\begin{aligned} &\omega_{\mathrm{D}} = \frac{\Omega_{\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{mB\_D}}}; \quad \omega_{\mathrm{R}} = \frac{\Omega_{\mathrm{R}}}{\Omega_{\mathrm{mB\_R}}} \\ &m_{\mathrm{Ti}} = \frac{M_{\mathrm{Ti}}}{M_{\mathrm{TB}}}; \quad m_{\mathrm{Ri}} = \frac{M_{\mathrm{Ri}}}{M_{\mathrm{RB}}}; \quad m_{\mathrm{Di}} = \frac{M_{\mathrm{Di}}}{M_{\mathrm{DB}}} \\ &T_1 = (J_{\mathrm{R}}i_{\mathrm{R}} + \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{R}}}) \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_R}}}{M_{\mathrm{TB}}}; \quad T_2 = \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{D}}} \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_D}}}{M_{\mathrm{TB}}} \\ &T_3 = \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{R}}} \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_R}}}{M_{\mathrm{TB}}}; \quad T_4 = (J_{\mathrm{D}}i_{\mathrm{D}} + \frac{J_{\mathrm{T}}}{i_{\mathrm{D}}}) \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_D}}}{M_{\mathrm{TB}}} \end{aligned} \tag{4.6}$$

Die normierte Drehzahlgleichung aus Gl. (4.1) ergibt sich dann zu:

$$\omega_{\mathrm{R}} \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_R}}}{i_{\mathrm{R}}} + \omega_{\mathrm{D}} \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_D}}}{i_{\mathrm{D}}} = \omega_{\mathrm{T}} \cdot \Omega_{\mathrm{mB\_T}} \tag{4.7}$$

Um später ein lineares Gleichungssystem (Kleinsignalmodell) des Doppelgeneratorsystems zu erhalten, wird die Linearisierung in einem Arbeitspunkt (AP, mit Index o) eingeführt.

$$\begin{aligned} T_1 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{R}}{\mathrm{d}t} + T_2 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{D}}{\mathrm{d}t} &= \Delta m_\mathrm{Ti} - \Delta m_\mathrm{Ri} \\ T_3 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{R}}{\mathrm{d}t} + T_4 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{D}}{\mathrm{d}t} &= \Delta m_\mathrm{Ti} - \Delta m_\mathrm{Di} \end{aligned} \tag{4.8}$$

mit:

$$\begin{aligned} &\Delta\omega_\mathrm{D} = \omega_\mathrm{D} - \omega_\mathrm{Do}; \quad \Delta\omega_\mathrm{R} = \omega_\mathrm{R} - \omega_\mathrm{Ro} \\ &\Delta m_\mathrm{Ti} = m_\mathrm{Ti} - m_\mathrm{Tio}; \quad \Delta m_\mathrm{Di} = m_\mathrm{Di} - m_\mathrm{Dio}; \quad \Delta m_\mathrm{Ri} = m_\mathrm{Ri} - m_\mathrm{Rio} \end{aligned} \tag{4.9}$$

4.2 Der Hauptgenerator beim Netzbetrieb

4.2.1 Nichtlineares Modell eines Schenkelpol-Synchrongenerators

Die Schenkelpol-Synchronmaschinen sind meistens als Innenpolmaschinen ausgeführt. Im

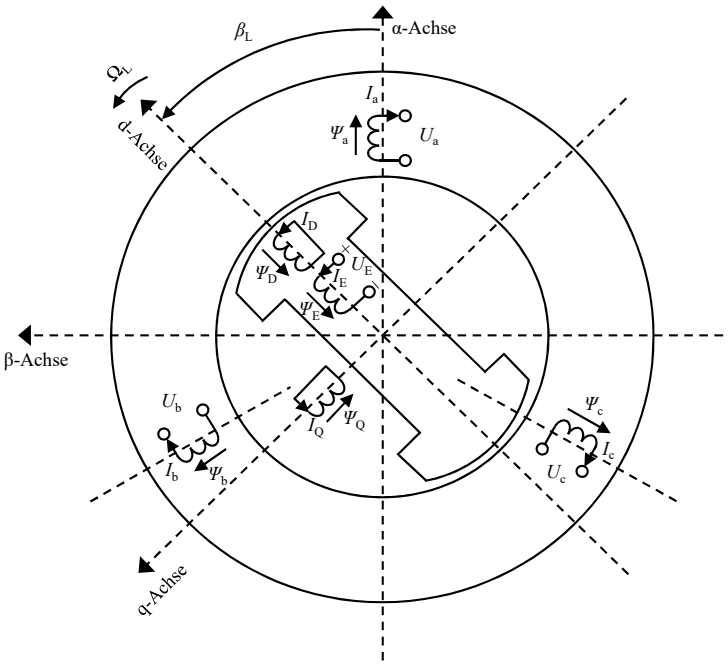


Abbildung 4.3: Schenkelpol-Synchronmaschine mit Dämpferwicklung, Prinzipdarstellung mit Wicklung und Polpaarzahl $p = 1$, verteilte Wicklungen durch konzentrierte Elemente dargestellt [38]

Stator sind drei räumlich um jeweils 120° versetzte Wicklungen abc angeordnet, die mit einem Drehspannungssystem gespeist werden. Der Rotor hat ausgeprägte Pole, auf denen sich eine von Gleichstrom gespeiste Erregerwicklung E befindet. In der Regel wird das Polrad

zusätzlich mit kurzgeschlossenen Dämpferwicklungen D und Q versehen, die zur Dämpfung des schwingungsfähigen Verhaltens einer Synchronmaschine beim starren Netzbetrieb dienen. Ein schematischer Aufbau einer zweipoligen Schenkelpolmaschine wird mit den entsprechenden Wicklungssystemen in Abb. 4.3 dargestellt. Die Zuordnung von Ständerspannungen und -strömen wird mit dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) vorgenommen.

Das mathematische Modell einer Synchronmaschine kann durch Spannungs- und Flussverkettungsgleichungen sowohl innerhalb der Statorwicklungen als auch der Rotorwicklungen beschrieben werden. Stator und Rotor sind durch die magnetischen Flüsse miteinander gekoppelt. Im abc-Koordinatensystem ist das Gleichungssystem unübersichtlich. Außerdem sind die Eigen- und Gegeninduktivitäten zeitabhängig (s. Anhang A.9). Durch die Park-Transformation (s. Gl. (A.12)) kann das Gleichungsystem in ein mit dem Rotor umlaufenden dq-Koordinatensystem überführt werden. Somit werden die zeitabhängigen Eigen- und Gegeninduktivitäten eliminiert. Bei einer Maschine mit einer im Stern geschalteten Statorwicklung ohne angeschlossenen Sternpunkt ist der Sternstrom I_0 gleich Null. Dann ergibt sich das Gleichungssystem im dq-Koordinatensystem zu [39]:

$$\begin{pmatrix} U_\mathrm{d} \\ U_\mathrm{q} \\ U_\mathrm{E} \\ U_\mathrm{D} \\ U_\mathrm{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_\mathrm{E} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -I_\mathrm{d} \\ -I_\mathrm{q} \\ I_\mathrm{E} \\ I_\mathrm{D} \\ I_\mathrm{Q} \end{pmatrix} + \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \begin{pmatrix} \Psi_\mathrm{d} \\ \Psi_\mathrm{q} \\ \Psi_\mathrm{E} \\ \Psi_\mathrm{D} \\ \Psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\Omega_\mathrm{L}\Psi_\mathrm{q} \\ \Omega_\mathrm{L}\Psi_\mathrm{d} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{4.10}$$

$$\begin{pmatrix} \Psi_\mathrm{d} \\ \Psi_\mathrm{q} \\ \Psi_\mathrm{E} \\ \Psi_\mathrm{D} \\ \Psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_\mathrm{d} & 0 & M_\mathrm{dE} & M_\mathrm{dD} & 0 \\ 0 & L_\mathrm{q} & 0 & 0 & M_\mathrm{qQ} \\ \frac{3}{2}M_\mathrm{dE} & 0 & L_\mathrm{E} & M_\mathrm{DE} & 0 \\ \frac{3}{2}M_\mathrm{dD} & 0 & M_\mathrm{DE} & L_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & \frac{3}{2}M_\mathrm{qQ} & 0 & 0 & L_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -I_\mathrm{d} \\ -I_\mathrm{q} \\ I_\mathrm{E} \\ I_\mathrm{D} \\ I_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \tag{4.11}$$

Die ersten zwei Zeilen in den Spannungs- und Flussverkettungsgleichungen beschreiben die Ständerwicklungen. Der zusätzliche Term $(-\Omega_\mathrm{L}\Psi_\mathrm{q},\ \Omega_\mathrm{L}\Psi_\mathrm{d})^\mathrm{T}$ der Spannungsgleichungen entsteht aufgrund der Lageänderung bei der Differentiation der Flussverkettung. Es handelt sich um die rotativ induzierte Spannung. Der Rotor wird durch den Erregerkreis sowie zwei Dämpferkreise dargestellt.

Die Induktivitätsmatrix wird durch die Park-Transformation mit Gl. (A.17) (s. Anhang A.9) weitgehend entkoppelt und die Gegeninduktivitäten erhalten aufgrund der inversen Transformationsmatrix einen Faktor $\frac{3}{2}$ zwischen Stator- und Rotorwickungen, z. B. $M_\mathrm{Ed} = \frac{3}{2}M_\mathrm{dE}$, $M_\mathrm{Dd} = \frac{3}{2}M_\mathrm{dD}$ und $M_\mathrm{Qq} = \frac{3}{2}M_\mathrm{qQ}$. Dabei sind alle Koeffizienten zeitinvariant. Diese asymmetrischen Koeffizienten der Gegeninduktivitäten werden durch geeignete Auswahl der Bezugsgrößen in der normierten Darstellung aufgehoben. Die Normierung des Gleichungssystems wird später erläutert.

Das von einer Synchronmaschine erzeugte elektromagnetische Drehmoment M_e und die elektrische Leistung P_e sind:

$$\begin{aligned} M_\mathrm{e} &= \frac{3}{2} \cdot p \cdot (\Psi_\mathrm{d} \cdot I_\mathrm{q} - \Psi_\mathrm{q} \cdot I_\mathrm{d}) \\ P_\mathrm{e} &= U_\mathrm{a} \cdot I_\mathrm{a} + U_\mathrm{b} \cdot I_\mathrm{b} + U_\mathrm{c} \cdot I_\mathrm{c} = \frac{3}{2}(U_\mathrm{d} \cdot I_\mathrm{d} + U_\mathrm{q} \cdot I_\mathrm{q}) \end{aligned} \tag{4.12}$$

Es ist aus Gl. (4.12) zu sehen, dass die elektrische Leistung mit einem zusätzlichen Faktor $\frac{3}{2}$ berechnet wird, wenn die Spannungen und Ströme aus der Park-Transformation mit Gl. (A.12) (s. Anhang A.9) verwendet werden. Die Bewegungsgleichung des Rotors wird durch Gl. (4.13) beschrieben. Dabei ist J das Massenträgheitsmoment, M_m das Antriebsmoment und Ω_m die mechanische Winkelgeschwindigkeit des Rotors.

$$J \cdot \frac{\mathrm{d}\Omega_\mathrm{m}}{\mathrm{d}t} = M_\mathrm{m} - M_\mathrm{e} \tag{4.13}$$

Die Kreisfrequenz des dq-Koordinatensystems Ω_L ist die mit der Polpaarzahl p multiplizierte mechanische Winkelgeschwindigkeit Ω_m. Wie bereits in Abb. 4.3 dargestellt, beträgt die Winkeldifferenz β_L zwischen der statorfesten Koordinatenachse α und der auf den Rotor orientierten Koordinatenachse d:

$$\begin{aligned} \Omega_\mathrm{L} &= p \cdot \Omega_\mathrm{m} \\ \beta_\mathrm{L} &= \beta_\mathrm{Lo} + \int_0^t \Omega_\mathrm{L}(\tau)\mathrm{d}\tau \quad \text{mit } \beta_\mathrm{Lo} \text{ als Anfangswert zum Zeitpunkt Null} \end{aligned} \tag{4.14}$$

Bisher kann das Modell des Hauptgenerators beim Netzbetrieb mit Gl. (4.10), (4.11), (4.12) und (4.13) vollständig beschrieben werden.

Beim Arbeiten mit normierten Größen, die in vielen Fällen nützlich sind, kann man nun Gl. (4.10), (4.11) und (4.12) mit den Bezugsgrößen normieren. In der Regel werden die Bezugsgrößen für die Statorwicklungen aus dem Bemessungsbetrieb gewählt. Sie sind:

$$U_\mathrm{aB} = \sqrt{2}U_\mathrm{N}; \quad I_\mathrm{aB} = \sqrt{2}I_\mathrm{N}; \quad S_\mathrm{aB} = \frac{3}{2}U_\mathrm{aB} \cdot I_\mathrm{aB}; \quad \Omega_\mathrm{B} = 2\pi \cdot f_\mathrm{n}; \quad \Omega_\mathrm{mB} = \frac{\Omega_\mathrm{B}}{p} \tag{4.15}$$

U_N und I_N sind Bemessungsspannung und -strom. f_n ist die Netzfrequenz und p die Polpaarzahl. Daraus leiten sich die Bezugswerte aller anderen Größen ab:

$$R_\mathrm{aB} = X_\mathrm{aB} = Z_\mathrm{aB} = \frac{U_\mathrm{aB}}{I_\mathrm{aB}} = \frac{U_\mathrm{N}}{I_\mathrm{N}}; \quad L_\mathrm{aB} = \frac{X_\mathrm{aB}}{\Omega_\mathrm{B}}; \quad \Psi_\mathrm{aB} = L_\mathrm{aB} \cdot I_\mathrm{aB} = \frac{U_\mathrm{aB}}{\Omega_\mathrm{B}}; \quad M_\mathrm{B} = \frac{3}{2} \cdot \frac{U_\mathrm{aB} \cdot I_\mathrm{aB}}{\Omega_\mathrm{mB}} \tag{4.16}$$

Induktivität und Reaktanz bei Bemessungsfrequenz sind im normierten Fall gleich, z. B:

$$l = \frac{L}{L_\mathrm{aB}} = \frac{L \cdot \Omega_\mathrm{B}}{X_\mathrm{aB}} = \frac{X}{X_\mathrm{aB}} = x \tag{4.17}$$

Die normierte Kreisfrequenz des Polrades ist ebenso gleich der normierten mechanischen Winkelgeschwindigkeit:

$$\omega_\mathrm{L} = \frac{\Omega_\mathrm{L}}{\Omega_\mathrm{B}} = \frac{p\Omega_\mathrm{m}}{p\Omega_\mathrm{mB}} = \omega_\mathrm{m} \tag{4.18}$$

Für Erregerkreis und Dämpferkreis werden die Bezugswerte anders als für den Stator ausgewählt. Hier werden die Bezugswerte beispielsweise für den Erregerkreis mit Index E (s. Gl. (4.19)) vorgestellt. Diese Beziehung gilt auch für den Dämpferkreis, wenn der Index E durch Index D oder Q ersetzt wird.

$$S_\mathrm{EB} = U_\mathrm{EB}\cdot I_\mathrm{EB}; \quad R_\mathrm{EB} = X_\mathrm{EB} = Z_\mathrm{EB} = \frac{U_\mathrm{EB}}{I_\mathrm{EB}}; \quad L_\mathrm{EB} = \frac{X_\mathrm{EB}}{\Omega_\mathrm{B}}; \quad \Psi_\mathrm{EB} = L_\mathrm{EB}\cdot I_\mathrm{EB} = \frac{U_\mathrm{EB}}{\Omega_\mathrm{B}} \tag{4.19}$$

Damit die normierten Gegeninduktivitäten zwischen Stator- und Rotorwicklungen gleich sind, muss die Bedingung $L_\mathrm{EaB} = \frac{3}{2}L_\mathrm{aEB}$ erfüllt werden. Daraus folgt $L_\mathrm{EaB} = \frac{\Psi_\mathrm{EB}}{I_\mathrm{aB}} = \frac{3}{2}L_\mathrm{aEB} = \frac{3}{2}\frac{\Psi_\mathrm{aB}}{I_\mathrm{EB}}$ bzw. $\frac{\Psi_\mathrm{EB}}{I_\mathrm{aB}} = \frac{3}{2}\frac{\Psi_\mathrm{aB}}{I_\mathrm{EB}}$. Dann ergibt die Beziehung für S_EB:

$$S_\mathrm{EB} = S_\mathrm{aB} \quad \text{bzw.} \quad U_\mathrm{EB}\cdot I_\mathrm{EB} = \frac{3}{2}U_\mathrm{aB}\cdot I_\mathrm{aB} \tag{4.20}$$

Der Bezugswert des Erregerstroms soll wie folgt gewählt werden, damit die normierten Gegeninduktivitäten in die bekannte Hauptinduktivität überführt werden, bzw. $m_\mathrm{dE} = m_\mathrm{Ed} = x_\mathrm{hd}$.

$$I_\mathrm{EB} = \frac{L_\mathrm{hd}}{M_\mathrm{dE}}\cdot I_\mathrm{aB} \tag{4.21}$$

Mit obigen Bezugswerten lässt sich die normierte Darstellung der Spannung- und Flussverkettungsgleichungen ableiten. Es muss darauf hingewiesen werden, dass hier die gleichen Kopplungen zwischen Erreger- und der Längsdämpferwicklung bzw. der Statorwicklung angenommen werden; nämlich dann $m_\mathrm{DE} = m_\mathrm{dE} = x_\mathrm{hd}$.

$$\begin{pmatrix} u_\mathrm{d} \\ u_\mathrm{q} \\ u_\mathrm{E} \\ u_\mathrm{D} \\ u_\mathrm{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_\mathrm{E} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -i_\mathrm{d} \\ -i_\mathrm{q} \\ i_\mathrm{E} \\ i_\mathrm{D} \\ i_\mathrm{Q} \end{pmatrix} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}}\cdot\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\begin{pmatrix} \psi_\mathrm{d} \\ \psi_\mathrm{q} \\ \psi_\mathrm{E} \\ \psi_\mathrm{D} \\ \psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\omega_\mathrm{L}\psi_\mathrm{q} \\ \omega_\mathrm{L}\psi_\mathrm{d} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{4.22}$$

$$\begin{pmatrix} \psi_\mathrm{d} \\ \psi_\mathrm{q} \\ \psi_\mathrm{E} \\ \psi_\mathrm{D} \\ \psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_\mathrm{d} & 0 & x_\mathrm{hd} & x_\mathrm{hd} & 0 \\ 0 & x_\mathrm{q} & 0 & 0 & x_\mathrm{hq} \\ x_\mathrm{hd} & 0 & x_\mathrm{E} & x_\mathrm{hd} & 0 \\ x_\mathrm{hd} & 0 & x_\mathrm{hd} & x_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & x_\mathrm{hq} & 0 & 0 & x_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -i_\mathrm{d} \\ -i_\mathrm{q} \\ i_\mathrm{E} \\ i_\mathrm{D} \\ i_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \tag{4.23}$$

Zur besseren Überschaubarkeit lassen sich die obigen Gleichungen in Vektoren und Matrizen umschreiben. Es ergibt sich:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{u} &= \boldsymbol{R} \cdot \boldsymbol{i} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\boldsymbol{\psi}}{\mathrm{d}t} + \omega_\mathrm{L} \cdot \boldsymbol{E} \cdot \boldsymbol{\psi} \\ \boldsymbol{\psi} &= \boldsymbol{X} \cdot \boldsymbol{i} \end{aligned} \tag{4.24}$$

bzw.

$$\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\boldsymbol{\psi}}{\mathrm{d}t} = \boldsymbol{u} - (\boldsymbol{R} \cdot \boldsymbol{X}^{-1} + \omega_\mathrm{L} \cdot \boldsymbol{E}) \cdot \boldsymbol{\psi} \tag{4.25}$$

mit

$$\begin{aligned} \boldsymbol{u} &= \begin{pmatrix} u_\mathrm{d} & u_\mathrm{q} & u_\mathrm{E} & u_\mathrm{D} & u_\mathrm{Q} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \boldsymbol{i} = \begin{pmatrix} -i_\mathrm{d} & -i_\mathrm{q} & i_\mathrm{E} & i_\mathrm{D} & i_\mathrm{Q} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \boldsymbol{\psi} = \begin{pmatrix} \psi_\mathrm{d} & \psi_\mathrm{q} & \psi_\mathrm{E} & \psi_\mathrm{D} & \psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \\ \boldsymbol{R} &= \begin{pmatrix} r_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_\mathrm{E} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \boldsymbol{X} = \begin{pmatrix} x_\mathrm{d} & 0 & x_\mathrm{hd} & x_\mathrm{hd} & 0 \\ 0 & x_\mathrm{q} & 0 & 0 & x_\mathrm{hq} \\ x_\mathrm{hd} & 0 & x_\mathrm{E} & x_\mathrm{hd} & 0 \\ x_\mathrm{hd} & 0 & x_\mathrm{hd} & x_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & x_\mathrm{hq} & 0 & 0 & x_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \boldsymbol{E} = \begin{pmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{aligned} \tag{4.26}$$

Gl. (4.25) stellt ein nichtlineares Differentialgleichungssystem dar, in dem $\boldsymbol{\psi}$ und ω_L die Zustandsgrößen sind. Die normierte Differentialgleichung von ω_L bzw. ω_m wird später in Gl. (4.31) vorgestellt. $\boldsymbol{u}$ ist der Eingangsvektor. Die Spannungskomponenten u_d und u_q können mit Hilfe der Park-Transformation aus den dreiphasigen Strangspannungen mit Spannungsbetrag u_s und Netzfrequenz f_n beschrieben werden. Die normierte Netzspannung sind mit einem Spannungsbetrag $u_\mathrm{s} = 1\,\mathrm{p.u.}$ und der Netzfrequenz $f_\mathrm{n} = 50\,\mathrm{Hz}$ vorgegeben (s. Gl. (4.27)). Ein Winkel φ_DS wird eingeführt, der die elektrische Winkeldifferenz des Polrads β_L gegenüber dem Winkel φ_u der Statorspannung darstellt.

$$\begin{aligned} u_\mathrm{a} &= u_\mathrm{s} \cdot \cos\varphi_\mathrm{u} = u_\mathrm{s} \cdot \cos(2\pi f_\mathrm{n} t) \\ u_\mathrm{b} &= u_\mathrm{s} \cdot \cos\left(\varphi_\mathrm{u} - \frac{2\pi}{3}\right) = u_\mathrm{s} \cdot \cos\left(2\pi f_\mathrm{n} t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ u_\mathrm{c} &= u_\mathrm{s} \cdot \cos\left(\varphi_\mathrm{u} + \frac{2\pi}{3}\right) = u_\mathrm{s} \cdot \cos\left(2\pi f_\mathrm{n} t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \tag{4.27}$$

$$\begin{aligned} u_\mathrm{d} &= u_\mathrm{s} \cdot \cos\varphi_\mathrm{DS} = u_\mathrm{s} \cdot \cos\left(\int (\Omega_\mathrm{L}(t) - \Omega_\mathrm{n}(t))\,\mathrm{d}t + \beta_\mathrm{Lo}\right) \\ u_\mathrm{q} &= -u_\mathrm{s} \cdot \sin\varphi_\mathrm{DS} = -u_\mathrm{s} \cdot \sin\left(\int (\Omega_\mathrm{L}(t) - \Omega_\mathrm{n}(t))\,\mathrm{d}t + \beta_\mathrm{Lo}\right) \end{aligned} \tag{4.28}$$

Abb. 4.4 zeigt die Beziehung zwischen den Winkeln φ_DS, β_L und φ_u in einem statorfesten $\alpha\beta$-Koordinatensystem. Im stationären Zustand ist der Winkel φ_DS mit einem Anfangswinkel

β_{Lo} konstant, weil das Polrad mit der Synchrondrehzahl läuft, bzw. $\Omega_{\mathrm{L}} = \Omega_{\mathrm{n}}$ (s. Gl. (4.28)). Zusätzlich wird aus dieser Abbildung erkennbar, dass für den Polradwinkel ϑ gilt:

$$\vartheta = \varphi_{\mathrm{DS}} + \frac{\pi}{2} \tag{4.29}$$

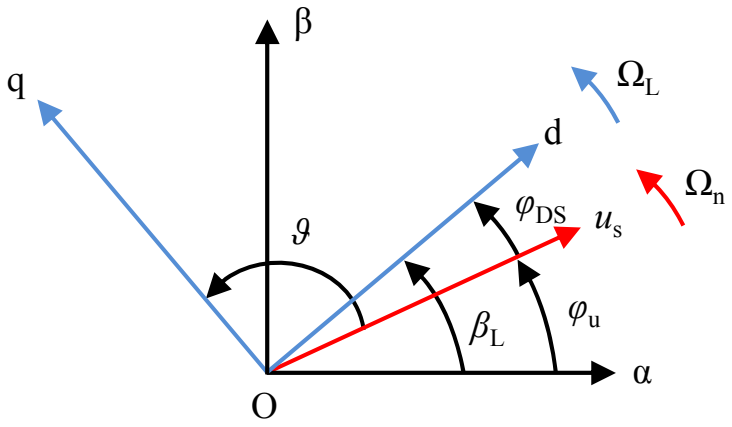


Abbildung 4.4: Schematische Darstellung des Zusammenhangs der Winkel in einem statorfesten $\alpha\beta$-Koordinatensystem

Die Ausgangsgrößen sind das elektromagnetische Drehmoment und die elektrische Leistung in normierten Größen:

$$\begin{aligned} m_{\mathrm{e}} &= \psi_{\mathrm{d}} \cdot i_{\mathrm{q}} - \psi_{\mathrm{q}} \cdot i_{\mathrm{d}} \\ p_{\mathrm{e}} &= u_{\mathrm{d}} \cdot i_{\mathrm{d}} + u_{\mathrm{q}} \cdot i_{\mathrm{q}} \end{aligned} \tag{4.30}$$

Die Bewegungsgleichung wird ebenfalls normiert. Da die normierte Kreisfrequenz ω_{L} des Polrades gleich der normierten mechanischen Winkelgeschwindigkeit ω_{m} ist, folgt:

$$T_{\mathrm{J}} \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t} = T_{\mathrm{J}} \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{L}}}{\mathrm{d}t} = m_{\mathrm{m}} - m_{\mathrm{e}} \quad \text{mit } T_{\mathrm{J}} = \frac{J \cdot \Omega_{\mathrm{mB}}}{M_{\mathrm{B}}} \tag{4.31}$$

Das normierte Modell des Hauptgenerators wird mit Gl. (4.24) bzw. (4.25), Gl. (4.30) und (4.31) beschrieben. Dabei wird der Eingangsvektor $\boldsymbol{u}$ vorgegeben und ω_{L} bzw. ω_{m} wird aus Bewegungsgleichung eines Überlagerungsgetriebes in Gl. (4.5) berechnet. Die Ausgangsgröße m_{e} wird ins mechanische Modell des Überlagerungsgetriebes zurückgeführt (vgl. Abb. 4.1).

Das Ersatzschaltbild eines Schenkelpol-Synchrongenerators mit Dämpferwicklung wird entsprechend dem Gleichungssystem Gl. (4.22) und (4.23) in Abb. 4.5 dargestellt. Die linke Seite im Ersatzschaltbild für die d- und q-Achse beschreibt die Spannungsschleife der Statorwicklungen. Die rechte Seite gibt die Spannungsschleife der Rotorwicklungen an. Die Streureaktanzen werden mit dem Index σ bezeichnet.

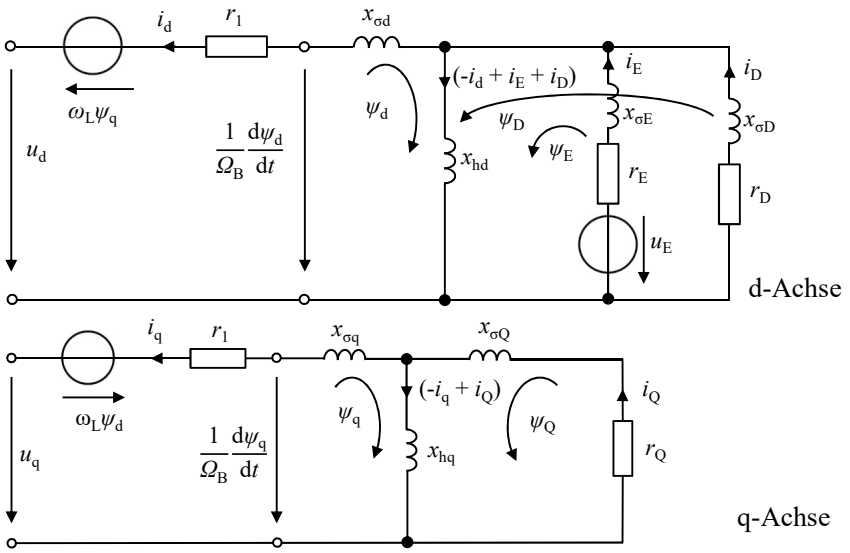


Abbildung 4.5: Ersatzschaltbild des Schenkelpol-Synchrongenerators mit Dämpferwicklung in d- und q-Achse

Da die Stator- und Rotorwicklungen durch die Hauptreaktanzen x_{hd} und x_{hq} miteinander gekoppelt sind, werden die Komponenten der Luftspaltflussverkettung definiert zu:

$$\begin{aligned} \psi_{hd} &= x_{hd} \cdot (-i_d + i_E + i_D) \\ \psi_{hq} &= x_{hq} \cdot (-i_q + i_Q) \end{aligned} \tag{4.32}$$

Daraus folgen die bekannten Flussverkettungsgleichungen:

$$\begin{aligned} \psi_d &= \psi_{\sigma d} + \psi_{hd} \\ \psi_q &= \psi_{\sigma q} + \psi_{hq} \\ \psi_E &= \psi_{\sigma E} + \psi_{hd} \\ \psi_D &= \psi_{\sigma D} + \psi_{hd} \\ \psi_Q &= \psi_{\sigma Q} + \psi_{hq} \end{aligned} \tag{4.33}$$

4.2.2 Lineares Modell eines Schenkelpol-Synchrongenerators

Um das lineare Modell des Schenkelpol-Synchrongenerators zu erhalten, wird die Differentialgleichung Gl. (4.25) um einem Arbeitspunkt linearisiert. Es gilt:

$$\frac{1}{\Omega_B} \cdot \frac{d\Delta\boldsymbol{\psi}}{dt} = \Delta\boldsymbol{u} + \boldsymbol{M} \cdot \Delta\boldsymbol{\psi} - \boldsymbol{E} \cdot \boldsymbol{\psi_o} \cdot \Delta\omega_L \quad \text{mit } \boldsymbol{M} = -(\boldsymbol{R} \cdot \boldsymbol{X}^{-1} + \omega_{Lo} \cdot \boldsymbol{E}) \tag{4.34}$$

Außerdem muss noch die Nichtlinearität der Spannungskomponenten u_d und u_q in Gl. (4.28) berücksichtigt werden. Dann folgt:

$$\begin{aligned} \Delta u_d &= \cos\beta_{Lo} \cdot \Delta u_s - u_{so} \sin\beta_{Lo} \cdot \Delta\varphi_{DS} \\ \Delta u_q &= -\sin\beta_{Lo} \cdot \Delta u_s - u_{so} \cos\beta_{Lo} \cdot \Delta\varphi_{DS} \\ \frac{d\Delta\varphi_{DS}}{dt} &= \Omega_B \cdot (\Delta\omega_L - \Delta\omega_n) \end{aligned} \tag{4.35}$$

Daraus folgt das lineare Modell mit folgendem Gleichungssystem:

$$
\begin{aligned}
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} =& M_{11} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{12} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{13} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{14} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{15} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \psi_\mathrm{qo} \cdot \Delta\omega_\mathrm{L} \\
& - u_\mathrm{so} \sin\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta\varphi_\mathrm{DS} + \cos\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta u_\mathrm{s} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{q}}{\mathrm{d}t} =& M_{21} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{22} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{23} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{24} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{25} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} - \psi_\mathrm{do} \cdot \Delta\omega_\mathrm{L} \\
& - u_\mathrm{so} \cos\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta\varphi_\mathrm{DS} - \sin\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta u_\mathrm{s} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{E}}{\mathrm{d}t} =& M_{31} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{32} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{33} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{34} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{35} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \Delta u_\mathrm{E} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{D}}{\mathrm{d}t} =& M_{41} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{42} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{43} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{44} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{45} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \Delta u_\mathrm{D} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{Q}}{\mathrm{d}t} =& M_{51} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{52} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{53} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{54} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{55} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \Delta u_\mathrm{Q} \\
\frac{\mathrm{d}\Delta\varphi_\mathrm{DS}}{\mathrm{d}t} =& \Omega_\mathrm{B} \cdot (\Delta\omega_\mathrm{L} - \Delta\omega_\mathrm{n}) \\
T_\mathrm{J} \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{L}}{\mathrm{d}t} =& \Delta m_\mathrm{m} - \Delta m_\mathrm{e}
\end{aligned}
\tag{4.36}
$$

Die Ausgangsgröße ist das elektromagnetische Drehmoment. Gl. (4.30) enthält die Produktion von Flussverkettungs- und Statorstromkomponenten, wobei die Stromkomponenten mithilfe Gl. (4.25) durch die Flussverkettung ersetzt werden können. Dann folgt die Linearisierung des elektromagnetischen Drehmomentes:

$$
\begin{aligned}
\Delta m_\mathrm{e} = & \left(i_\mathrm{qo} + X_{11}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{21}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + \left(-i_\mathrm{do} + X_{12}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{22}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} \\
& + \left(X_{13}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{23}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + \left(X_{14}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{24}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} \\
& + \left(X_{15}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{25}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q}
\end{aligned}
\tag{4.37}
$$

Zur Vereinfachung wird das lineare Modell im Zustandsraum dargestellt. Folgende Gleichungen beschreiben eine Zustandsraumdarstellung [40]:

$$
\begin{aligned}
\boldsymbol{A_1} \cdot \frac{\mathrm{d}\boldsymbol{x}}{\mathrm{d}t} = \boldsymbol{A_0} \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{B_0} \cdot \boldsymbol{u} \quad \text{bzw.} \quad \frac{\mathrm{d}\boldsymbol{x}}{\mathrm{d}t} = \boldsymbol{A} \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{B} \cdot \boldsymbol{u} \\
\boldsymbol{y} = \boldsymbol{C} \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{D} \cdot \boldsymbol{u}
\end{aligned}
\tag{4.38}
$$

Mit

$$
\boldsymbol{A} = \boldsymbol{A_1}^{-1} \cdot \boldsymbol{A_0}\,; \quad \boldsymbol{B} = \boldsymbol{A_1}^{-1} \cdot \boldsymbol{B_0}
\tag{4.39}
$$

Dabei werden die Zustandsgrößen $\boldsymbol{x}$, Eingangsgrößen $\boldsymbol{u}$ sowie die Ausgangsgrößen $\boldsymbol{y}$ folgendermaßen gewählt.

$$
\begin{aligned}
\boldsymbol{x} &= \begin{pmatrix} \Delta\psi_\mathrm{d} & \Delta\psi_\mathrm{q} & \Delta\psi_\mathrm{E} & \Delta\psi_\mathrm{D} & \Delta\psi_\mathrm{Q} & \Delta\varphi_\mathrm{DS} & \Delta\omega_\mathrm{m} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \\
\boldsymbol{u} &= \begin{pmatrix} \Delta u_\mathrm{s} & \Delta\omega_\mathrm{n} & \Delta u_\mathrm{E} & \Delta u_\mathrm{D} & \Delta u_\mathrm{Q} & \Delta m_\mathrm{m} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \\
\boldsymbol{y} &= \begin{pmatrix} \Delta\omega_\mathrm{m} & \Delta m_\mathrm{e} \end{pmatrix}^\mathrm{T}
\end{aligned}
\tag{4.40}
$$

Es werden $\boldsymbol{A}$ Systemmatrix, $\boldsymbol{B}$ Eingangsmatrix, $\boldsymbol{C}$ Ausgangsmatrix und $\boldsymbol{D}$ Durchgangsmatrix bezeichnet. Die dazugehörigen Matrizen $\boldsymbol{A_1}$, $\boldsymbol{A_0}$, $\boldsymbol{B_0}$, $\boldsymbol{C}$ und $\boldsymbol{D}$ können aus Gl. (4.36) und (4.37) mithilfe der Zustandsgrößen, Ein- und Ausgangsgrößen in Gl. (4.40) ermittelt werden. Die jeweiligen Matrizen sind dem Anhang A.11 zu entnehmen.

4.3 Regelmaschine beim Umrichterbetrieb

4.3.1 Nichtlineares Modell einer Schenkelpol-Synchronmaschine mit Regelung

Die Modellierung der Regelmaschine erfolgt auch im Erzeugerzählpfeilsystem. Die Regelmaschine bzw. eine Schenkelpol-Synchronmaschine, wird an einem Umrichter betrieben. Dabei können die Drehzahl und das Drehmoment der Regelmaschine geregelt werden. Dies gelingt durch den Einsatz der heute etablierten feldorientierten Regelverfahren. Somit kann das elektromagnetische Drehmoment mit einer Flusskomponente und einem momentbildenden Strom entkoppelt werden. Der Fluss wird auf den Bemessungswert gestellt, während der momentbildende Strom unabhängig davon entsprechend den Momentanforderungen geregelt wird. Die feldorientierte Regelung einer fremderregten Synchronmaschine erfolgt in einem mit der Luftspaltflussverkettung $\underline{\psi}_\mathrm{h}$ verbundenen Koordinatensystem.

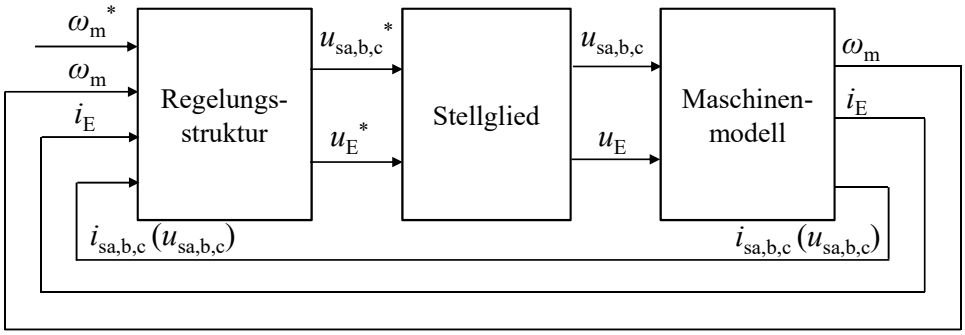


Abbildung 4.6: Übersicht des Regelkreises einer fremderregten Synchronmaschine

Abb. 4.6 zeigt eine Übersicht des Regelkreises einer Schenkelpol-Synchronmaschine. In der Regelstruktur werden die Regler und ein Flussmodell behandelt. Das Flussmodell wird aus leicht zu messenden Größen, z. B. Statorspannungen $u_\mathrm{sa,b,c}$ und Statorströmen $i_\mathrm{sa,b,c}$ gebildet, um die Winkellage φ_s und den Betrag ψ_h der Luftspaltflussverkettung $\underline{\psi}_\mathrm{h} = \psi_\mathrm{h} e^{\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}}$ zu ermitteln. Hier wird das Strommodell mit Erregerrechner als Flussmodell verwendet, das zusätzlich den Sollwert des Erregerstroms berechnet [41]. Das Stellglied sind z. B. Wechselrichter und Konstanter, das die Spannungseinspeisungen $u_\mathrm{sa,b,c}$ und u_E aus den ermittelten Sollwerten für Stator- und Erregerwicklungen bereitstellt. Das Maschinenmodell bildet die Regelstrecke. Es handelt sich um die Spannung- und Flussgleichungen (s. Gl. (4.25)), das elektromagnetische Drehmoment (s. Gl. (4.30)) und die Bewegungsgleichung (s. Gl. (4.31)), die in Abschnitt 4.2.1 schon ausführlich erläutert wurden.

Die Umsetzung der Regelaufgabe erfolgt ähnlich wie bei einer Gleichstrommaschine mit der Kaskadenregelung (s. Abb. 4.7). Die geregelten Statorströme werden in einem luftspaltfluss-orientierten $\varphi_1\varphi_2$-Koordinatensystem zerlegt. Es muss darauf hingewiesen werden, dass beim mathematischen Modell des Synchrongenerators das Erzeugerzählpfeilsystem ausgewählt wird, daraus folgt das negative Zeichen für die Statorströme.

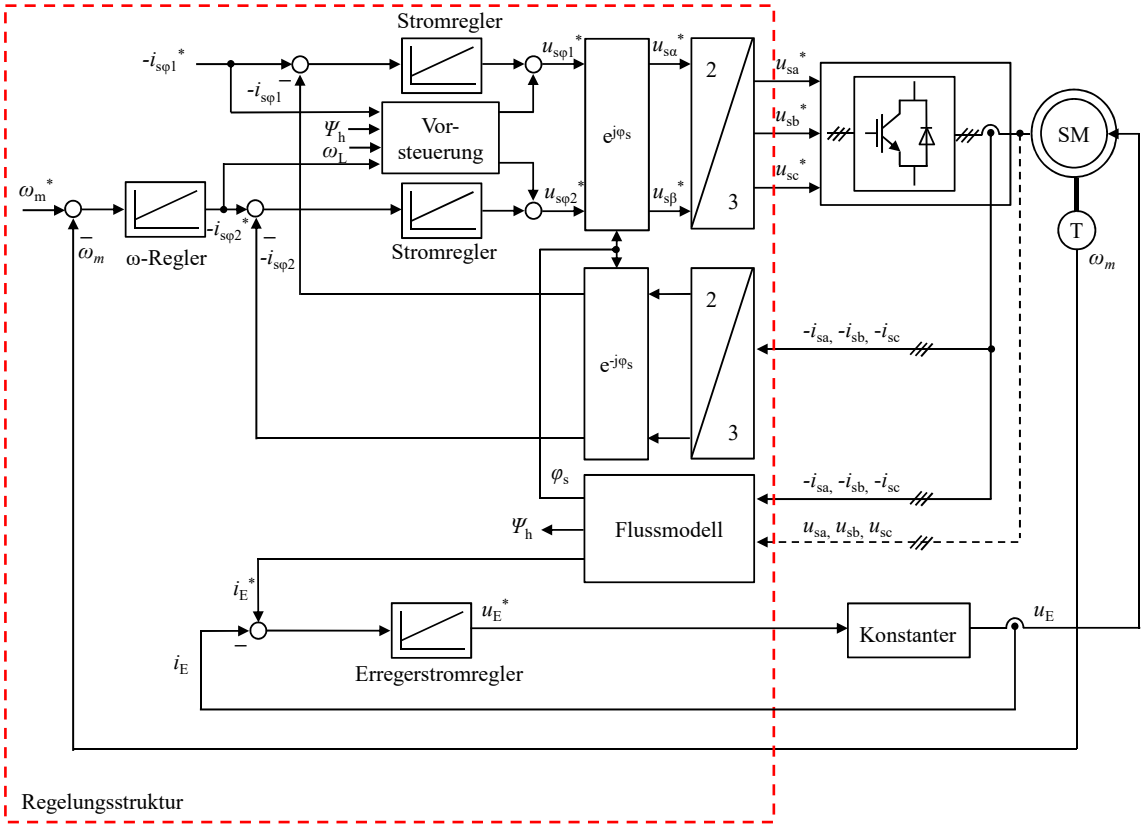


Abbildung 4.7: Grundstruktur der feldorientierten Regelung einer fremderregten Synchronmaschine

Die Stromregelungen $i_{s\varphi 1,2}$ bilden die inneren Regelkreise, die die Sollwerte der Spannungskomponenten $u^*_{s\varphi 1,2}$ liefern. Diese Spannungskomponenten können mit dem ermittelten Flusswinkel φ_s durch die Park-Transformation in dreiachsige Spannungen $u^*_{sa,b,c}$ umgerechnet werden, die den Wechselrichter speisen. Um den Stromrichter und die Maschine mit einem möglichst geringen Strom zu belasten, wird der Sollwert der Stromkomponente $i^*_{\varphi 1} = 0$ gewählt. In diesem Fall sind die induzierte Spannung u_h und Statorstrom i_{sa} in Phase. Dies entspricht einer Steuerung mit inneren $\cos\varphi = 1$. Der Luftspaltfluss wird dann nur über den Erregerstrom geregelt.

Der überlagerte Drehzahlregelkreis stellt den erforderlichen Sollwert für die Stromkomponente $i^*_{s\varphi 2}$ ein. Zur Entlastung der PI-Regler und, um zusätzlich das dynamische Führungsverhalten zu verbessern, wird eine Vorsteuerung der Spannungen benutzt. Die zusätzlichen komponentenweisen Vorsteuerspannungen werden zur Ausgangsspannung der Stromregler addiert.

Nachfolgend wird zunächst das Flussmodell mit Erregerstromrechner dargestellt. Anschließend erfolgt die Erläuterung der verwendeten Regelungsstruktur für die jeweiligen Regelkreise sowie die Auslegung der Reglerparameter.

4.3.1.1 Flussmodell mit Erregerstromrechner

Um den Luftspaltfluss regeln zu können, ist eine Darstellung erforderlich, in welcher der Flusssollwert vorgegeben und daraus der notwendige Erregerstrom bestimmt werden kann. Der Luftspaltfluss wird durch den Magnetisierungsstrom $\underline{i}_\mu$ festgelegt. Der Magnetisierungsstrom $\underline{i}_\mu$ wird sowohl vom Statorstrom $\underline{i}_1$ als auch von dem Erregerstrom $\underline{i}_\mathrm{E}$ beeinflusst.

$$\underline{i}_\mu = \underline{i}_1 + \underline{i}_\mathrm{E} \tag{4.41}$$

Aus Gl. (4.32) wird ersichtlich, dass der Magnetisierungsstrom im dq-Koordinatensystem mit Längs- und Querkomponenten umgeschrieben werden kann.

$$\underline{i}_\mu^{(\mathrm{d,q})} = -i_\mathrm{d} + i_\mathrm{E} - \mathrm{j}\, i_\mathrm{q} \tag{4.42}$$

Transformiert man dann den Magnetisierungsstrom vom dq-Koordinatensystem ins $\varphi_1\varphi_2$-Koordinatensystem mittels eines Vektordrehers $\mathrm{e}^{-\mathrm{j}\delta}$ mit dem Winkel δ, gilt die folgende Beziehung:

$$\underline{i}_\mu^{(\varphi_1,\varphi_2)} = i_{\mu 1} + \mathrm{j}\, i_{\mu 2} = \underline{i}_\mu^{(\mathrm{d,q})} \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\delta} = (-i_\mathrm{d} + i_\mathrm{E} - \mathrm{j}\, i_\mathrm{q}) \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\delta} \tag{4.43}$$

Für den Statorstrom im $\varphi_1\varphi_2$-Koordinatensystem gilt:

$$-i_\mathrm{d} - \mathrm{j}\, i_\mathrm{q} = (-i_{\varphi 1} - \mathrm{j}\, i_{\varphi 2}) \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\delta} \tag{4.44}$$

Setzt man Gl. (4.44) in Gl. (4.43) ein, erhält man die magnetisierenden Stromkomponenten $i_{\mu 1}$ und $i_{\mu 2}$ im $\varphi_1\varphi_2$-Koordinatensystem mit folgendem Zusammenhang:

$$\begin{aligned} i_{\mu 1} &= -i_{\varphi 1} + i_\mathrm{E} \cdot \cos\delta \\ i_{\mu 2} &= -i_{\varphi 2} - i_\mathrm{E} \cdot \sin\delta \end{aligned} \tag{4.45}$$

Die obigen Gleichungen werden mit dem Zeigerdiagramm Abb. 4.8 dargestellt.

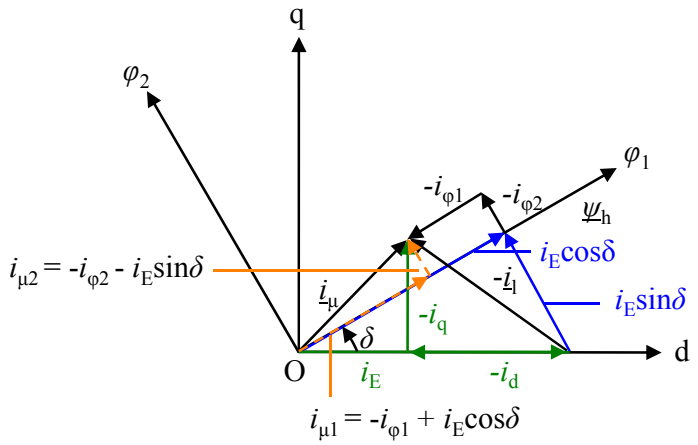


Abbildung 4.8: Zeigerdiagramm zum Strommodell

Die Stromkomponente $i_{\mu 1}$ in der φ_1-Achse hat direkten Einfluss auf den Luftspaltflussbetrag. Man kann unter Angabe des Sollwertes des Luftspaltflusses ψ_{h}^* mittels eines Flussreglers die dafür notwendige Stromkomponente $i_{\mu 1}^*$ bestimmen. Zieht man den Sollwert des Statorstroms $-i_{\varphi 1}^*$ ab und dividiert dann durch den bekannten Winkel $\cos\delta$, kann der Erregerstromsollwert i_{E}^* bestimmt werden (s. Abb. 4.9). Im Leerlauf liegt die Luftspaltflussverkettung in der d-Achse, daraus folgen der Winkel $\delta = 0$ und die Flusskomponente $i_{\varphi 2} = 0$.

Im Strommodell werden die stationären und dynamischen Rotorgleichungen nachgebildet, die in dq-Koordinaten dargestellt sind. Zur Berechnung der Luftspaltflussverkettung werden die Gleichungen der Dämpferwicklungen herangezogenen (s. Gl. (4.33)). Dabei können die Flussverkettungen ψ_{D}, ψ_{Q} durch Dämpferströme im kurzgeschlossenen Rotorkäfig (vgl. dazu Gl. (4.22)) ersetzt werden.

$$\begin{aligned}\psi_{\mathrm{hd}} &= \psi_{\mathrm{D}} - \psi_{\sigma\mathrm{D}} = \Omega_{\mathrm{B}} \cdot r_{\mathrm{D}} \int (-i_{\mathrm{D}})\mathrm{d}t - x_{\sigma\mathrm{D}} \cdot i_{\mathrm{D}} \\ \psi_{\mathrm{hq}} &= \psi_{\mathrm{Q}} - \psi_{\sigma\mathrm{Q}} = \Omega_{\mathrm{B}} \cdot r_{\mathrm{Q}} \int (-i_{\mathrm{Q}})\mathrm{d}t - x_{\sigma\mathrm{Q}} \cdot i_{\mathrm{Q}}\end{aligned} \tag{4.46}$$

Die Dämpferströme ergeben sich aus den Strömen $-i_{\mathrm{d}} + i_{\mathrm{E}}$ bzw. $-i_{\mathrm{q}}$, die in den Rotor eingespeist werden, und der Luftspaltflussverkettung (vgl. dazu Gl. (4.32)).

$$\begin{aligned}-i_{\mathrm{D}} &= -i_{\mathrm{d}} + i_{\mathrm{E}} - \frac{\psi_{\mathrm{hd}}}{x_{\mathrm{hd}}} \\ -i_{\mathrm{Q}} &= -i_{\mathrm{q}} - \frac{\psi_{\mathrm{hq}}}{x_{\mathrm{hq}}}\end{aligned} \tag{4.47}$$

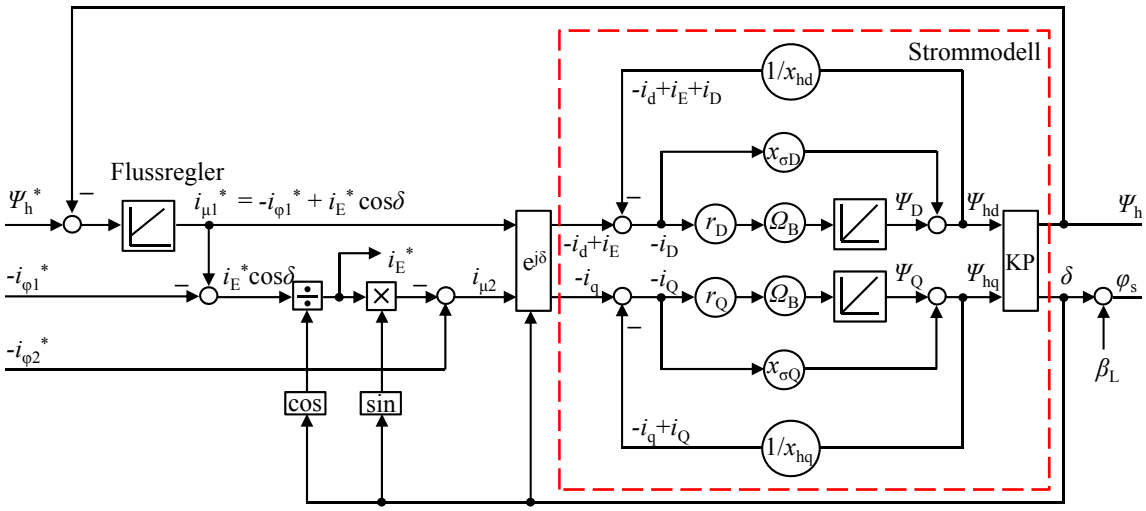


Abbildung 4.9: Strom-Flussmodell mit Erregerstromrechner [41]

Mit Hilfe Gl. (4.46) und (4.47) kann das Strommodell mit den Eingangsgrößen $-i_{\mathrm{d}}$, i_{E} und $-i_{\mathrm{q}}$ realisiert werden. Es berechnet die Flusskomponenten ψ_{hd} und ψ_{hq} im dq-Koordinatensystem (s. Abb. 4.9).

Der Flussbetrag sowie den Winkel δ zwischen rotorfestem und luftspaltflussfestem Koordinatensystem wird aus den Flusskomponenten ermittelt.

$$\psi_\mathrm{h} = \sqrt{\psi_\mathrm{hd}^2 + \psi_\mathrm{hq}^2} \;\; ; \;\; \delta = \arctan 2 \left(\frac{\psi_\mathrm{hq}}{\psi_\mathrm{hd}} \right) \tag{4.48}$$

Den Flusswinkel im statorfesten Koordinatensystem erhält man durch Addition des gemessenen Rotorwinkels β_L:

$$\varphi_\mathrm{s} = \beta_\mathrm{L} + \delta \tag{4.49}$$

Damit ist das Strommodell mit Erregerstromrechner vollständig dargestellt, aus dem der Sollwert des Erregerstroms i_E^* mittels des Sollwertes der Luftspaltflussverkettung ψ_h^* sowie den Sollwerten der Statorstromkomponenten $i_{\varphi 1}^*$ und $i_{\varphi 2}^*$ berechnet werden kann. Außerdem werden der Betrag ψ_h und die Orientierung φ_s der Luftspaltflussverkettung ermittelt.

4.3.2 Auslegung der Regler

Die PI-Regler werden bei der bereits vorgestellten Regelstruktur für Strom-, Fluss- und Drehzahlregelung verwendet, um ein gutes dynamisches und stationäres Regelverhalten zu erreichen. Die Regelung soll ferner robust gegenüber Störgrößen sein. Im Regler soll eine Stellgrößenbegrenzung aus gerätetechnischen oder Sicherheitsgründen eingesetzt werden, um eine große Stellgröße zu vermeiden. Jedoch eine alleinige Begrenzung des Ausgangs eines PI-Reglers kann zum deutlichen Überschwingen bis hin zur Instabilität des Regelkreises führen, da der I-Anteil bei kleineren Begrenzungswerten die Regeldifferenz zu einem unnötig hohen Stellsignal aufintegriert. Um das Problem zu beheben, wird eine Anti-Windup-Struktur bzw. ein PI-Regler mit Nachführen des Integralanteils eingesetzt (s. Abb. 4.10) [41]. Diese Anti-Windup-Struktur funktioniert wie folgend: Eine Regelabweichung e stellt im PI-Regler eine Stellgröße u ein. Falls die Stellgröße innerhalb der Begrenzungswerte bzw. u_max, u_min liegt, beeinflusst dies die Rückkopplung nicht, weil u gleich u_stell ist. Bei Erreichen des Begrenzungswertes z. B. $u > u_\mathrm{stell}$, wird u durch die negative Rückführung mit dem Integralteil solange verringert, bis die beiden Größen gleich sind. Somit kann die Stellgröße u dynamisch an die Begrenzungswerte angepasst werden. Um kleines Überschwingen einer Führungssprungantwort zu gewährleisten, wird der Rückführungsfaktor $K_\mathrm{f} = 1/T_\mathrm{n}$ für die nachfolgenden PI-Regler eingesetzt.

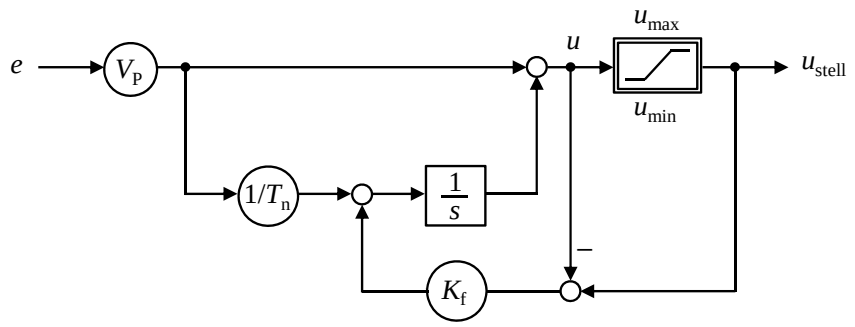


Abbildung 4.10: PI-Regler mit Anti-Windup Regelstruktur

4.3.2.1 Stromregler

Zur Auslegung des Stromreglers wird zuerst die normierte Spannungsgleichung der Statorwicklung aus statorfestem Koordinatensystem (mit S bezeichnet) durch Vektordrehung in ein luftspaltflussorientiertes Koordinatensystem (mit φ bezeichnet) umgewandelt. Dabei ergibt sich die normierte Kreisfrequenz ω_s der Luftspaltflussverkettung.

$$\begin{aligned}
\underline{u}_1^\varphi = \underline{u}_1^\mathrm{S} \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} &= \left(r_1 \cdot (-\underline{i}_1^\mathrm{S}) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\underline{\psi}_1^\mathrm{S}}{\mathrm{d}t} \right) \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} \\
&= \left(r_1 \cdot \left(-\underline{i}_1^\mathrm{S}\right) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \left(x_{\sigma 1} \cdot (-\underline{i}_1^\mathrm{S}) + \underline{\psi}_\mathrm{h}^\mathrm{S} \right) \right) \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} \\
&= r_1 \cdot (-\underline{i}_1^\varphi) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \left(\left(x_{\sigma 1} \cdot (-\underline{i}_1^\mathrm{S}) + \underline{\psi}_\mathrm{h}^\mathrm{S} \right) \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} \right) \cdot \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} \\
&= r_1 \cdot (-\underline{i}_1^\varphi) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \left(\left(x_{\sigma 1} \cdot (-\underline{i}_1)^\varphi + \underline{\psi}_\mathrm{h}^\varphi \right) \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{j}\varphi_\mathrm{s}} \right) \cdot \mathrm{e}^{-j\varphi_\mathrm{s}} \\
&= r_1 \cdot (-\underline{i}_1^\varphi) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \left(x_{\sigma 1} \cdot (-\underline{i}_1^\varphi) + \underline{\psi}_\mathrm{h}^\varphi \right) + \mathrm{j}\omega_\mathrm{s} \cdot \left(x_{\sigma 1} \cdot (-\underline{i}_1^\varphi) + \underline{\psi}_\mathrm{h}^\varphi \right)
\end{aligned} \tag{4.50}$$

Da der Raumzeiger der Luftspaltflussverkettung $\underline{\psi}_\mathrm{h}^\varphi$ in die φ_1 Richtung gerichtet ist, hat er nur eine reelle Komponente, bzw. $\underline{\psi}_\mathrm{h}^\varphi = \psi_\mathrm{h}$. Dann lässt sich die obige Spannungsgleichung in Komponentenschreibweise formulieren:

$$\begin{aligned}
u_{\varphi 1} &= r_1 \cdot (-i_{\varphi 1}) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot x_{\sigma 1} \cdot \frac{\mathrm{d}(-i_{\varphi 1})}{\mathrm{d}t} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\psi_\mathrm{h}}{\mathrm{d}t} - \omega_\mathrm{s} \cdot x_{\sigma 1} \cdot (-i_{\varphi 2}) \\
u_{\varphi 2} &= r_1 \cdot (-i_{\varphi 2}) + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot x_{\sigma 1} \cdot \frac{\mathrm{d}(-i_{\varphi 2})}{\mathrm{d}t} + \omega_\mathrm{s} \cdot x_{\sigma 1} \cdot (-i_{\varphi 1}) + \omega_\mathrm{s} \cdot \psi_\mathrm{h}
\end{aligned} \tag{4.51}$$

Da die Luftspaltflussverkettung durch Flussregelung unabhängig von der Stromregelung konstant gehalten wird, ist die Ableitung des Luftspaltflusses Null. Die gekoppelten Terme $-\omega_\mathrm{s} \cdot x_{\sigma 1} \cdot (-i_{\varphi 2})$ und $\omega_\mathrm{s} \cdot x_{\sigma 1} \cdot (-i_{\varphi 1}) + \omega_\mathrm{s} \cdot \psi_\mathrm{h}$ in obigen Spannungsgleichungen werden als Störterme $u_{\varphi 1,\mathrm{st}}$ und $u_{\varphi 2,\mathrm{st}}$ aufgefasst. Da diese Störgrößen von der Drehzahl eines Synchrongenerators abhängen, unter der Voraussetzung, dass die Drehzahl und damit die verbundenen Störgrößen sich langsamer als der Ankerstrom ändern, beeinflussen die Störterme das Regelverhalten nicht. Die Regelstrecke des Stromregelkreises kann mit folgender Übertragungsfunktion Gl. (4.52) beschrieben werden. Die Strecke der Stromkomponenten ist durch das PT_1-Glied charakterisiert.

$$G_\mathrm{i}(s) = \frac{-i(s)}{u(s)} = \frac{V_{\mathrm{i}\varphi 1,2}}{T_{\mathrm{i}\varphi 1,2} \cdot s + 1} \quad \text{mit } T_{\mathrm{i}\varphi 1,2} = \frac{x_{\sigma 1}}{\Omega_\mathrm{B} \cdot r_1}, \quad V_{\mathrm{i}\varphi 1,2} = \frac{1}{r_1} \tag{4.52}$$

Die Eingangsgröße der Spannung für die Regelstrecke wird von einem Stromrichter gestellt, der durch PT_1-Glieder mit einer Totzeit T_tot angenähert werden kann [42]. Die Totzeit ist abhängig von der Schaltfrequenz des Stromrichters, bzw. $T_\mathrm{tot} = 1/(2f_\mathrm{s})$. Das Blockschaltbild des geschlossenen Stromregelkreises lässt sich mit einem PI-Regler, Stellglied und Strecke darstellen (s. Abb. 4.11).

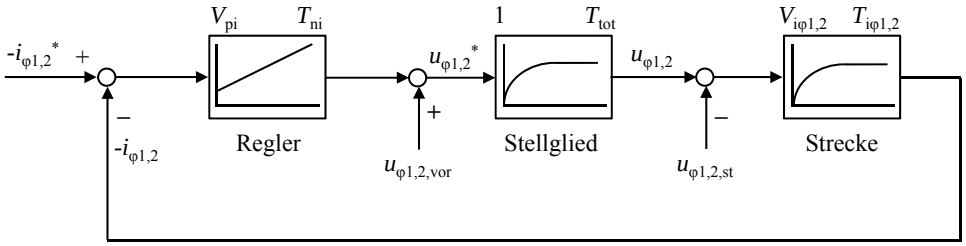


Abbildung 4.11: Blockschaltbild des Stromregelkreises

Die gesamte Strecke weist eine kleine Zeitkonstante T_{tot} und eine größere Zeitkonstante $T_{i\varphi1,2}$ auf, somit erfolgen die Parameter des PI-Reglers nach dem Betragsoptimum zu:

$$\begin{aligned} V_{pi} &= \frac{T_{ni}}{2T_{tot} \cdot V_{i\varphi1,2}} = \frac{x_{\sigma1}}{2T_{tot} \cdot \Omega_B} \\ T_{ni} &= T_{i\varphi1,2} = \frac{x_{\sigma1}}{\Omega_B \cdot r_1} \end{aligned} \tag{4.53}$$

Für den Entwurf des überlagerten Drehzahlregelkreises wird die Übertragungsfunktion des Stromregelkreises, der mit den obigen Parametern eingestellt wird, durch ein PT_1-Glied approximiert.

$$G_{iErs}(s) = \frac{1}{2T_{tot} \cdot s + 1} \tag{4.54}$$

Wie bereits erwähnt, können die Sollwerte der feldorientierten Ströme über eine Vorsteuerfunktion direkt auf den Streckeneingang geführt werden, um das Führungsverhalten der Ströme zu verbessern (s. Abb. 4.7). Die Vorsteuerfunktion lässt sich aus Gl. (4.51) für den stationären Zustand gewinnen.

$$\begin{aligned} u_{\varphi1,vor} &= r_1 \cdot (-i_{\varphi1}^*) - \omega_L \cdot x_{\sigma1} \cdot (-i_{\varphi2}^*) \\ u_{\varphi2,vor} &= r_1 \cdot (-i_{\varphi2}^*) + \omega_L \cdot x_{\sigma1} \cdot (-i_{\varphi1}^*) + \omega_L \cdot \psi_h \end{aligned} \tag{4.55}$$

4.3.2.2 Drehzahlregler

Aus Gl. (4.30) werden nun die Gleichungen $\psi_d = x_{\sigma1} \cdot i_d + \psi_{hd}$ und $\psi_q = x_{\sigma1} \cdot i_q + \psi_{hq}$ für das elektromagnetische Drehmoment eingesetzt. Dann erhält man:

$$m_e = \psi_{hd} \cdot i_q - \psi_{hq} \cdot i_d \tag{4.56}$$

Transformiert man die obige Gleichung in das luftspaltflussfeste Koordinatensystem, ergibt sich das Drehmoment aus voneinander unabhängigen Flussverkettung ψ_h und Stromkomponente $i_{\varphi2}$. Sie liegen orthogonal zueinander. Ausgehend von einer konstanten Luftspaltflussverkettung kann das erzeugte Drehmoment durch die Stromkomponente $i_{\varphi2}$ gesteuert werden.

$$m_e = \psi_h \cdot i_{\varphi2} \tag{4.57}$$

Das Antriebsmoment m_m in Gl. (4.31) wird als Störgröße angesehen. Dann folgt die Übertragungsfunktion der Drehzahlstrecke ein I-Glied mit einer mechanischen Zeitkonstanten T_J.

$$G_\omega(s) = \frac{\omega(s)}{-m_\mathrm{e}(s)} = \frac{1}{T_\mathrm{J} \cdot s} \tag{4.58}$$

Da der Stromregelkreis dem Drehzahlregelkreis unterlagert ist, wird die Übertragungsfunktion des Ankerstromregelkreises (s. Gl. (4.54)) zwischen dem Drehzhalregler und der Drehzahlstrecke eingesetzt. Abb. 4.12 stellt das Blockschaltbild des Drehzahlregelkreises mit dem inneren Ersatzglied des Stromregelkreises dar.

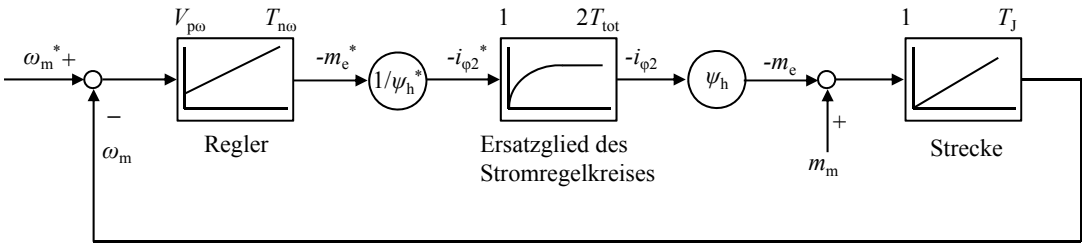


Abbildung 4.12: Blockschaltbild des Drehzahlregelkreises

Die Luftspaltflussverkettung ψ_h wird bei der Drehzahlregelung stets auf den Sollwert ψ_h^* geregelt und wird als eine Konstante angenommen. Somit beeinflusst er den Drehzahlregelkreis nicht. Da die Drehzahlregelstrecke einen integrierenden Anteil hat, wird bevorzugt symmetrisches Optimum zur Parameterauslegung eingesetzt, um ein gutes Störverhalten zu erzielen.

Die Reglerparameter für den Drehzahlregler ergeben sich für das symmetrische Optimum zu:

$$\begin{aligned} V_{\mathrm{p}\omega} &= \frac{T_\mathrm{J}}{4T_\mathrm{tot}} \\ T_{\mathrm{n}\omega} &= 8T_\mathrm{tot} \end{aligned} \tag{4.59}$$

4.3.2.3 Erregerstromregler

Analog zum Stromregelkreis wird der Erregerstromregelkreis wie in Abb. 4.13 gezeigt im folgenden betrachtet. Die Strecke des Erregerstroms lässt sich mithilfe der Spannungsgleichung der Erregerwicklung beschreiben. Es handelt sich wieder um ein PT_1-Glied mit einem zusätzlichen Term $\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\psi_\mathrm{hd}}{\mathrm{d}t}$. Da die Luftspaltflussverkettung stets auf dem Sollwert geregelt wird, ist davon auszugehen, dass dieser Zusatzterm sich zu Null ergibt und demzufolge vernachlässigt werden darf.

$$\begin{aligned} u_\mathrm{E} &= r_\mathrm{E} \cdot i_\mathrm{E} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\psi_\mathrm{E}}{\mathrm{d}t} \\ &= r_\mathrm{E} \cdot i_\mathrm{E} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\left(x_{\sigma\mathrm{E}} \cdot i_\mathrm{E} + \psi_\mathrm{hd}\right) \\ &= r_\mathrm{E} \cdot i_\mathrm{E} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot x_{\sigma\mathrm{E}} \cdot \frac{\mathrm{d}i_\mathrm{E}}{\mathrm{d}t} + \frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\psi_\mathrm{hd}}{\mathrm{d}t} \end{aligned} \tag{4.60}$$

Daraus folgt die Übertragungsfunktion der Strecke des Erregerstroms:

$$G_{\mathrm{iE}}(s) = \frac{i_{\mathrm{E}}(s)}{u_{\mathrm{E}}(s)} = \frac{V_{\mathrm{iE}}}{T_{\mathrm{iE}} \cdot s + 1} \quad \text{mit } T_{\mathrm{iE}} = \frac{x_{\sigma\mathrm{E}}}{\Omega_{\mathrm{B}} \cdot r_{\mathrm{E}}}, \quad V_{\mathrm{iE}} = \frac{1}{r_{\mathrm{E}}} \tag{4.61}$$

Unter Berücksichtigung des Stellgliedes mit der Zeitkonstanten T_{verz} lassen sich die Reglerparameter des Erregerstromreglers unter Verwendung des Betragsoptimums gewinnen.

$$\begin{aligned} V_{\mathrm{piE}} &= \frac{T_{\mathrm{iE}}}{2T_{\mathrm{verz}} \cdot V_{\mathrm{iE}}} = \frac{x_{\sigma\mathrm{E}}}{2T_{\mathrm{verz}} \cdot \Omega_{\mathrm{B}}} \\ T_{\mathrm{niE}} &= T_{\mathrm{iE}} = \frac{x_{\sigma\mathrm{E}}}{\Omega_{\mathrm{B}} \cdot r_{\mathrm{E}}} \end{aligned} \tag{4.62}$$

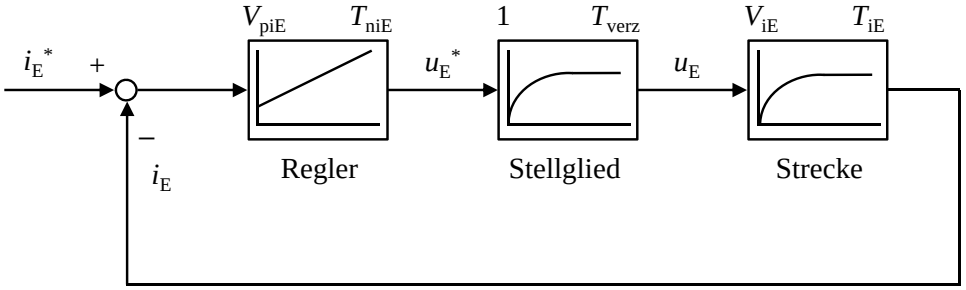


Abbildung 4.13: Blockschaltbild des Erregerstromregelkreises

Aufgrund der Stellgrößenbegrenzung wird die Führungsantwort des Erregerstroms deutlich verzögert, aus der eine Zeitkonstante $T_{\mathrm{iE\_ers}}$ abgelesen wird. Dann lässt sich das PT_1-Glied für den inneren Erregerstromregelkreis mit der Zeitkonstanten $T_{\mathrm{iE\_ers}}$ annähern.

$$G_{\mathrm{iE\_Ers}}(s) = \frac{1}{T_{\mathrm{iE\_ers}} \cdot s + 1} \tag{4.63}$$

4.3.2.4 Flussregler

Die Flusskomponenten ψ_{hd} und ψ_{hq} sind schon durch Gl. (4.32) vorgegeben. Durch Einsetzen der Flusskomponenten in die Spannungsgleichung Gl. (4.22) erhält man:

$$\begin{aligned} r_{\mathrm{D}} \cdot i_{\mathrm{D}} + \frac{1}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \cdot (x_{\mathrm{hd}} \cdot (-i_{\mathrm{d}} + i_{\mathrm{E}}) + x_{\mathrm{D}} \cdot i_{\mathrm{D}}) &= 0 \\ r_{\mathrm{Q}} \cdot i_{\mathrm{Q}} + \frac{1}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \cdot (x_{\mathrm{hq}} \cdot (-i_{\mathrm{q}}) + x_{\mathrm{Q}} \cdot i_{\mathrm{Q}}) &= 0 \end{aligned} \tag{4.64}$$

Transformiert man die obigen Differentialgleichungen in den Bildbereich und löst diese anschließend nach den Dämpferströmen auf, so folgt:

$$\begin{aligned} i_{\mathrm{D}}(s) &= -\frac{\frac{x_{\mathrm{hd}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}{r_{\mathrm{D}} + \frac{x_{\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s} \cdot (-i_{\mathrm{d}}(s) + i_{\mathrm{E}}(s)) \\ i_{\mathrm{Q}}(s) &= -\frac{\frac{x_{\mathrm{hq}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}{r_{\mathrm{Q}} + \frac{x_{\mathrm{Q}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s} \cdot (-i_{\mathrm{q}}(s)) \end{aligned} \tag{4.65}$$

Daraus können die Flusskomponente mit den Eingangsgrößen Statorstrom und Erregerstrom dargestellt werden:

$$\begin{aligned}
\psi_{\mathrm{hd}}(s) &= x_{\mathrm{hd}} \cdot \left(1 - \frac{\frac{x_{\mathrm{hd}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}{r_{\mathrm{D}} + \frac{x_{\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{d}}(s) + i_{\mathrm{E}}(s)) = x_{\mathrm{hd}} \cdot \left(\frac{r_{\mathrm{D}} + \frac{x_{\sigma\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}{r_{\mathrm{D}} + \frac{x_{\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{d}}(s) + i_{\mathrm{E}}(s)) \\
\psi_{\mathrm{hq}}(s) &= x_{\mathrm{hq}} \cdot \left(1 - \frac{\frac{x_{\mathrm{hq}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}{r_{\mathrm{Q}} + \frac{x_{\mathrm{Q}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{q}}(s)) = x_{\mathrm{hq}} \cdot \left(\frac{r_{\mathrm{Q}} + \frac{x_{\sigma\mathrm{Q}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}{r_{\mathrm{Q}} + \frac{x_{\mathrm{Q}}}{\Omega_{\mathrm{B}}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{q}}(s))
\end{aligned} \tag{4.66}$$

Dabei werden die Zeitkonstanten der Dämpferwicklungen mit $T_{\sigma\mathrm{D}} = \frac{x_{\sigma\mathrm{D}}}{r_{\mathrm{D}} \cdot \Omega_{\mathrm{B}}}$ und $T_{\mathrm{D}} = \frac{x_{\mathrm{D}}}{r_{\mathrm{D}} \cdot \Omega_{\mathrm{B}}}$ für die d-Achse und $T_{\sigma\mathrm{Q}} = \frac{x_{\sigma\mathrm{Q}}}{r_{\mathrm{Q}} \cdot \Omega_{\mathrm{B}}}$ und $T_{\mathrm{Q}} = \frac{x_{\mathrm{Q}}}{r_{\mathrm{Q}} \cdot \Omega_{\mathrm{B}}}$ für die q-Achse eingeführt. Da die Zeitkonstanten $T_{\sigma\mathrm{D}}$ und $T_{\sigma\mathrm{Q}}$ im Allgemeinen klein sind und vernachlässigt werden können, vereinfachen sich die obigen Gleichungen zu:

$$\begin{aligned}
\psi_{\mathrm{hd}}(s) &= x_{\mathrm{hd}} \cdot \left(\frac{1 + T_{\sigma\mathrm{D}} \cdot s}{1 + T_{\mathrm{D}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{d}}(s) + i_{\mathrm{E}}(s)) \approx x_{\mathrm{hd}} \cdot \left(\frac{1}{1 + T_{\mathrm{D}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{d}}(s) + i_{\mathrm{E}}(s)) \\
\psi_{\mathrm{hq}}(s) &= x_{\mathrm{hq}} \cdot \left(\frac{1 + T_{\sigma\mathrm{Q}} \cdot s}{1 + T_{\mathrm{Q}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{q}}(s)) \approx x_{\mathrm{hq}} \cdot \left(\frac{1}{1 + T_{\mathrm{Q}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\mathrm{q}}(s))
\end{aligned} \tag{4.67}$$

So ergibt sich der Luftspaltfluss, der in der φ_1-Achse liegt, nach der Koordinatentransformation mit den feldorientierten Statorstromkomponenten und dem Erregerstrom:

$$\begin{aligned}
\psi_{\mathrm{h}}(s) &= \cos\delta \cdot \psi_{\mathrm{hd}}(s) + \sin\delta \cdot \psi_{\mathrm{hq}}(s) \\
&= \left(\frac{x_{\mathrm{hd}}}{1 + T_{\mathrm{D}} \cdot s} \cdot \cos^2\delta + \frac{x_{\mathrm{hq}}}{1 + T_{\mathrm{Q}} \cdot s} \cdot \sin^2\delta\right) \cdot (-i_{\varphi 1})(s) \\
&+ \sin\delta\cos\delta \cdot \left(\frac{x_{\mathrm{hq}}}{1 + T_{\mathrm{Q}} \cdot s} - \frac{x_{\mathrm{hd}}}{1 + T_{\mathrm{D}} \cdot s}\right) \cdot (-i_{\varphi 2}(s)) + \cos\delta \cdot \frac{x_{\mathrm{hd}}}{1 + T_{\mathrm{D}} \cdot s} \cdot i_{\mathrm{E}}(s)
\end{aligned} \tag{4.68}$$

Dabei wird unterstellt, dass die Stromkomponenten $i_{\varphi 1}$ stets auf null geregelt und der Koeffizient der Stromkomponente $i_{\varphi 2}$ als annähernd Null betrachtet werden darf. Außerdem wird angenommen, dass der Winkel δ eine Konstante ist. Daraus folgt es, dass der Luftspaltfluss nur vom Erregerstrom abhängig ist. Dementsprechend wird die Übertragungsfunktion des Luftspaltflusses zum Erregerstrom abgeleitet.

$$G_{\psi_{\mathrm{h}}}(s) = \frac{\psi_{\mathrm{h}}(s)}{i_{\mathrm{E}}(s)} = \frac{x_{\mathrm{hd}}}{T_{\mathrm{D}} \cdot s + 1} \quad \text{mit } T_{\mathrm{D}} = \frac{x_{\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{B}} \cdot r_{\mathrm{D}}} \tag{4.69}$$

Mit dem Ersatzglied des inneren Erregerstromregelkreises wird die Regelstruktur des Luftspaltflusses in Abb. 4.14 dargestellt, wobei die Reglerparameter nach dem Betragsoptimum ausgelegt werden (s. Gl. (4.70)).

$$\begin{aligned}
V_{\mathrm{p_psi}} &= \frac{T_{\mathrm{D}}}{2T_{\mathrm{iE_ers}} \cdot x_{\mathrm{hd}}} \\
T_{\mathrm{n_psi}} &= T_{\mathrm{D}} = \frac{x_{\mathrm{D}}}{\Omega_{\mathrm{B}} \cdot r_{\mathrm{D}}}
\end{aligned} \tag{4.70}$$

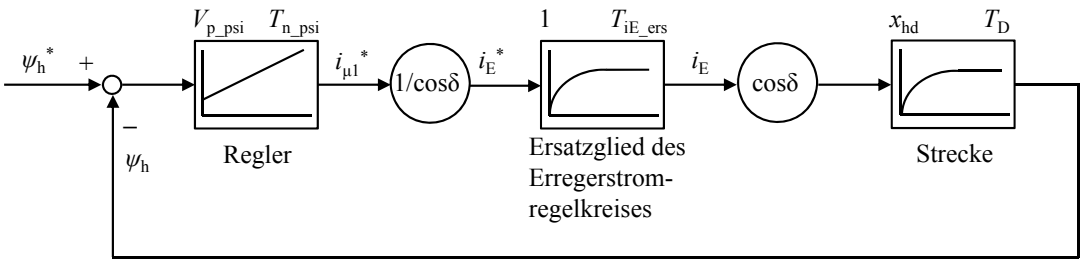


Abbildung 4.14: Blockschaltbild des Flussregelkreises

4.3.3 Lineares Modell

Die Regelmaschine wird durch die feldorientierte Regelung mit einem drehmomentabhängigem Strom und einer annähernd konstanten Luftspaltflussverkettung betrieben. Im linearen Modell wird angenommen, dass die Luftspaltflussverkettung stets auf den Sollwert geregelt wird. Es bleibt dann nur der Drehzahlregelkreis mit unterlagertem Stromregelkreis. Das vereinfachte Modell der Regelmaschine kann mit Abb. 4.15 beschrieben werden.

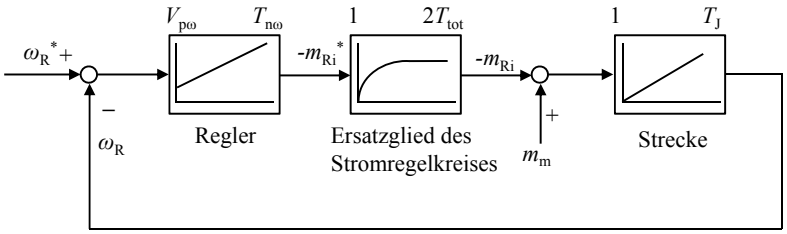


Abbildung 4.15: Blockschaltbild des Drehzahlregelkreises

Daraus werden die folgenden Gleichungen abgeleitet:

$$\begin{aligned} 2T_{\mathrm{tot}} \cdot \frac{\mathrm{d}m_{\mathrm{Ri}}}{\mathrm{d}t} &= m_{\mathrm{Ri}}^* - m_{\mathrm{Ri}} \\ -m_{\mathrm{Ri}}^* &= V_{\mathrm{p}\omega} \cdot (\omega_{\mathrm{R}}^* - \omega_{\mathrm{R}}) + \frac{V_{\mathrm{p}\omega}}{T_{\mathrm{n}\omega}} \cdot (\varphi_{\mathrm{R}}^* - \varphi_{\mathrm{R}}) \end{aligned} \tag{4.71}$$

Für die Drehwinkel φ_{R}^*, φ_{R} und die mechanischen Winkelgeschwindigkeiten ω_{R}^*, ω_{R} gelten die folgenden Zusammenhänge:

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}\varphi_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} &= \omega_{\mathrm{R}} \\ \frac{\mathrm{d}\varphi_{\mathrm{R}}^*}{\mathrm{d}t} &= \omega_{\mathrm{R}}^* \end{aligned} \tag{4.72}$$

Die Bewegungsgleichung bleibt unverändert:

$$T_{\mathrm{J}} \cdot \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} = m_{\mathrm{m}} - m_{\mathrm{Ri}} \tag{4.73}$$

Mit obigen Gleichungen kann das Betriebsverhalten der Regelmaschine beim Umrichterbetrieb beschrieben werden. Das lineare Modell der Regelmaschine lautet dann:

$$\begin{aligned}
2T_{\mathrm{tot}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta m_{\mathrm{Ri}}}{\mathrm{d}t} &= \Delta m^*_{\mathrm{Ri}} - \Delta m_{\mathrm{Ri}} \\
-\Delta m^*_{\mathrm{Ri}} &= V_{\mathrm{p}\omega} \cdot (\Delta\omega^*_{\mathrm{R}} - \Delta\omega_{\mathrm{R}}) + \frac{V_{\mathrm{p}\omega}}{T_{\mathrm{n}\omega}} \cdot (\Delta\varphi^*_{\mathrm{R}} - \Delta\varphi_{\mathrm{R}}) \\
\frac{\mathrm{d}\Delta\varphi_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} &= \Delta\omega_{\mathrm{R}} \\
\frac{\mathrm{d}\Delta\varphi^*_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} &= \Delta\omega^*_{\mathrm{R}} \\
T_{\mathrm{J}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_{\mathrm{R}}}{\mathrm{d}t} &= \Delta m_{\mathrm{m}} - \Delta m_{\mathrm{Ri}}
\end{aligned} \tag{4.74}$$

Bis hierhin wird die Modellierung der jeweiligen Antriebskomponenten eines Doppelgeneratorsystems bzw. Überlagerungsgetriebe, Hauptgenerator und Regelmaschine vollständig beschrieben. Der Gesamtantrieb des Doppelgeneratorsystems wird zum Gleichungssystem Gl. (5.2) im Kapitel 5 zusammengefasst. Dort wird das dynamische Verhalten des Antriebs untersucht.

4.4 Dynamische Strömungsvorgänge in Rohrleitungen

4.4.1 Druckstoß unter Annahme einer starren Wassersäule

Bei stationären Strömungen liegt eine konstante bzw. statische Fallhöhe H_{f} zwischen Ober- und Unterwasserspiegel. Insbesondere, wenn der Leitapparat bei Schließ- und Öffnungsvorgängen betätigt wird, kommt es zu instationären Strömungen. Durch die Änderung der Strömungsgeschwindigkeit in einer Rohrleitung entsteht eine Kraft, die wiederum eine Druckdifferenz bewirkt. Die Nutzfallhöhe am Turbineneintritt wird im dynamischen Vorgang um ΔH von der statischen Fallhöhe geändert. ΔH wird beim Schließen eines Leitapparats ($\mathrm{d}Q < 0$) positiv und beim Öffnen ($\mathrm{d}Q > 0$) negativ.

Beispielsweise fließt inkompressibles Wasser in einer starren Rohrleitung nach Abb. 4.16 mit einer Geschwindigkeit v_{o}. Die Rohrleitung hat eine Länge L und eine Querschnittfläche A. Bei Einstellung des Leitapparates verursacht eine Wassergeschwindigkeitsänderung Δv von der Masse $m = \rho \cdot L \cdot A$ eine Kraft:

$$F = -m \cdot \frac{\mathrm{d}v}{\mathrm{d}t} = -m \cdot \frac{\mathrm{d}(v_{\mathrm{o}} + \Delta v)}{\mathrm{d}t} = -\rho \cdot L \cdot A \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta v}{\mathrm{d}t} = -\rho \cdot L \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta Q}{\mathrm{d}t} \tag{4.75}$$

Durch diese Kraft wird die Druckdifferenz ΔP nach Gl. (4.76) erzeugt, zu:

$$\Delta P = \frac{F}{A} \tag{4.76}$$

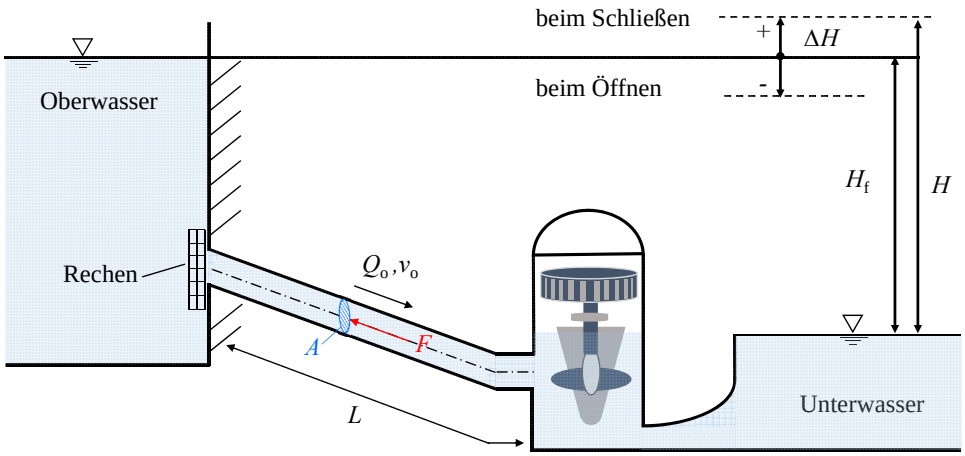


Abbildung 4.16: Starrer Druckstoß in der Rohrleitung eines hydraulischen Systems

Die Druckdifferenz verursacht eine Druckstoßhöhe ΔH in der Rohrleitung:

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{\rho g} = \frac{F}{A \cdot \rho g} = -\frac{L}{A \cdot g} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta Q}{\mathrm{d}t} \tag{4.77}$$

wobei g die Erdbeschleunigung und ρ die Wasserdichte sind.

Damit folgt die Übertragungsfunktion des starren Druckstoßes zu:

$$G(s) = \frac{\Delta H(s)}{\Delta Q(s)} = -\frac{L}{\mathrm{g} \cdot A} \cdot s \tag{4.78}$$

Aus Gl. (4.78) ist ersichtlich, dass die Druckstoßhöhe umso höher wird, je größer die Durchflussänderung $\mathrm{d}\Delta Q/\mathrm{d}t$, je kleiner die Querschnittfläche A und je länger die Rohrleitung L sind.

Die Übertragungsfunktion des starren Druckstoßes kann durch die Bezugswerte von einem stationären Betriebspunkt normiert werden. Hier werden die Bezugswerte einer Fallhöhe H_N und eines Durchflusses Q_N einer Turbine beim Bemessungspunkt verwendet. Dann erhält man die normierte Gleichung der Übertragungsfunktion (s. Gl. (4.79)). Dabei wird die Zeitkonstante T_w eingeführt, die als *water time constant* oder *water starting time* bezeichnet wird.

$$G(s) = \frac{\Delta h(s)}{\Delta q(s)} = -T_\mathrm{w} \cdot s \quad \text{mit } T_\mathrm{w} = \frac{L}{A} \cdot \frac{Q_\mathrm{N}}{H_\mathrm{N} \cdot g} \tag{4.79}$$

4.4.2 Druckstoß unter Annahme einer elastischen Wassersäule

Für Berechnung des Druckstoßes in einer langen Rohrleitung bei kurzer Regelzeit, müssen die instationären Strömungen als elastische Wassersäule betrachtet werden, da sich der Druckstoß dann als Druckwellen mit einer Geschwindigkeit a in Rohrleitung ausbreitet. Zu jedem Zeitpunkt sind die reflektierten und transmittierten Druckwellen an einem beliebigen Ort superponiert [8].

Der Durchfluss $Q(x,t)$ und die damit verbundene Nutzfallhöhe $H(x,t)$ sind orts- und zeitabhängig bei der Bewegung entlang der Rohrachse. Die Beschreibung dieser Druckstoßvorgänge in Rohrleitungen erfolgt ausreichend genau durch die Bewegungs- und Kontinuitätsgleichung. Unter Vernachlässigung, der Reibungsverluste und des Rohrneigungswinkels ergibt sich, solange die Ableitung $\frac{\partial Q}{\partial x}$ weiter geringer als $\frac{\partial Q}{\partial t}$ sowie $\frac{\partial H}{\partial x}$ weiter geringer als $\frac{\partial H}{\partial t}$ sind, die Bewegungs- und Kontinuitätsgleichung in Gl. (4.80). Die Druckwellengeschwindigkeit a hängt vom Material, der Wanddicke, dem Durchmesser und Elastizitätsmodul einer Rohrleitung ab.

$$\begin{aligned} \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{1}{\mathrm{g}A}\frac{\partial Q}{\partial t} &= 0 \\ \frac{a^2}{\mathrm{g}A}\cdot\frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{\partial H}{\partial t} &= 0 \end{aligned} \tag{4.80}$$

Aus Gl. (4.80) wird eine Übertragungsfunktion der Nutzfallhöhe zum Durchfluss in p.u. Größen für elastische Wassersäulen in [43] angegeben (s. Gl. (4.81)). Diese Übertragungsfunktion gilt auch für die Nutzfallhöhen- zu Durchflussabweichung um einen Arbeitspunkt (Q_o, H_o). Eine ausführliche Ableitung der Übertragungsfunktion ist [44] zu entnehmen.

$$G(s) = \frac{h(s)}{q(s)} = \frac{\Delta h(s)}{\Delta q(s)} = -Z_0\frac{1-\mathrm{e}^{-2T_\mathrm{e}s}}{1+\mathrm{e}^{-2T_\mathrm{e}s}} = -Z_0\tanh(T_\mathrm{e}s) \tag{4.81}$$

Z_0 wird als *surge impedance* der Rohrleitung bezeichnet. T_e ist *wave travel time* bzw. Laufzeit der Druckwelle mit der Druckwellengeschwindigkeit a in der Rohrleitung bis zum offenen Ende am Behälter. T_r ist die Reflexionszeit, die das Doppelte der Laufzeit beträgt. Der typische Wert der Druckwellengeschwindigkeit a liegt im Bereich von 1000 - 1200 m/s [43].

$$\begin{aligned} Z_0 &= \frac{a\cdot Q_\mathrm{N}}{g\cdot A\cdot H_\mathrm{N}} \\ T_\mathrm{e} &= \frac{L}{a} \\ T_\mathrm{r} &= \frac{2L}{a} = 2T_\mathrm{e} \end{aligned} \tag{4.82}$$

Aus Gl. (4.79) und (4.82) folgt der Zusammenhang zwischen *water time constant* T_w und *wave travel time* T_e:

$$T_\mathrm{w} = Z_0\cdot T_\mathrm{e} \tag{4.83}$$

Zur weiteren Vereinfachung lässt sich die Übertragungsfunktion Gl. (4.81) als Taylorreihe entwickeln:

$$G(s) = -Z_0\frac{\sinh(T_\mathrm{e}s)}{\cosh(T_\mathrm{e}s)} = -Z_0\frac{\sum\limits_{i=0}^{k}\frac{(T_\mathrm{e}s)^{2i+1}}{(2i+1)!}}{\sum\limits_{i=0}^{k}\frac{(T_\mathrm{e}s)^{2i}}{(2i)!}},\ k\to\infty \tag{4.84}$$

Unter Vernachlässigung der Terme mit höheren Ordnungen ($k = 0$ und $k = 1$ in Gl. (4.84))

reduziert sich die Übertragungsfunktion zu:

$$G(s) = \begin{cases} -Z_0 \cdot T_e s = -T_w s, & \text{für } k = 0 \quad (4.85) \\ -Z_0 \cdot \dfrac{\frac{1}{6}T_e^3 s^3 + T_e s}{\frac{1}{2}T_e^2 s^2 + 1}, & \text{für } k = 1 \quad (4.86) \end{cases}$$

Betrachtet man Gl. (4.85), ist einfach zu erkennen, dass der Ausdruck für $k = 0$ wiederum die Übertragungsfunktion der starren Wassersäule ergibt (vgl. Gl. (4.79)). Für $k = 1$ beschreibt die Gleichung Gl. (4.86) annähernd die Übertragungsfunktion der elastischen Wassersäule. Je länger Rohrleitung ist, desto größer wird die Laufzeit der Druckwelle T_e und damit auch die Abweichung durch Vernachlässigung der Terme mit höheren Ordnungen.

4.5 Beschreibung der Wasserturbinen mit dem Muscheldiagramm

Das Muscheldiagramm charakterisiert die stationären Betriebspunkte eines Turbinentyps mit gegebener spezifischer Drehzahl, aus dem die Betriebsparameter dieser Turbine wie z. B. die Nutzfallhöhe H, der Durchfluss Q, die Drehzahl n_T und der Wirkungsgrad η_T sowie deren Zusammenhänge entnommen werden können. Nach dem Froudeschen Ähnlichkeitsgesetz kann das Muscheldiagramm aus den Messungen bei Modellversuchen mit einer geometrischen ähnlichen Modellturbine erstellt werden. Üblicherweise werden die gewonnenen Modellgrößen für eine fiktive Einheitsturbine umgerechnet, die mit einem Laufraddurchmesser von $D_{11} = 1\,\text{m}$ bei einer Fallhöhe von $H_{11} = 1\,\text{m}$ arbeitet. Die Kennlinien beispielsweise des Einheitsdurchflusses $Q_{11} = f(n_{11}, a)$ und des Turbinenwirkungsgrades $\eta_T = f(n_{11}, a)$ werden in Abhängigkeit von Einheitsdrehzahl n_{11} und Leitradstellung a zusammen in einem Q_{11}-n_{11}-Diagramm aufgetragen, deren Schar wiederum das Muscheldiagramm bildet. Auch andere Formen der Muschelkurven sind möglich. Durch Verwendung der Einheitsgrößen bzw. n_{11} und Q_{11} können die Werte aus dem Muscheldiagramm auf eine reale Ausführung übertragen werden.

Die Umrechnung zwischen den Einheitsgrößen und aktuellen Größen ergibt sich aus der Charakteristik einer Turbine mit der folgenden Proportionalitätsbeziehung (s. Gl. (4.87)). Dabei kennzeichnet Q den Turbinendurchfluss, n_T die Turbinendrehzahl, H die Nutzfallhöhe am Turbineneintritt und D den Innendurchmesser des Laufrades einer aufgeführten Turbine.

$$\begin{aligned} n_T &= n_{11} \cdot \frac{\sqrt{H}}{D} \\ Q &= Q_{11} \cdot \sqrt{H} \cdot D^2 \end{aligned} \tag{4.87}$$

Mithilfe der obigen Gleichungen kann die Turbinenleistung P_T abgeleitet werden, wobei P_{11} die Leistung einer Einheitsturbine angibt. Die Einheitsleistung ist eine Kenngröße der Wasserturbine,

die schließlich die mechanische Leistung bei einer gewissen Fallhöhe festlegt.

$$\begin{aligned} P_\mathrm{T} &= \rho \cdot \mathrm{g} \cdot Q \cdot H \cdot \eta_\mathrm{T} \\ &= \rho \cdot \mathrm{g} \cdot Q_{11} \cdot \sqrt{H} \cdot D^2 \cdot H \cdot \eta_\mathrm{T} \\ &= P_{11} \cdot D^2 \cdot H^{1,5} \quad \text{mit } P_{11} = \rho \cdot g \cdot Q_{11} \cdot \eta_\mathrm{T} \end{aligned} \tag{4.88}$$

Wie in Kapitel 3 gezeigt, liefert eine Francis-Turbine mit Schnellläufer die beste Lösung für eine drehzahlvariable Wasserkraftanlage im Laufwasserkraftwerk. Daher wird nachfolgend das Muscheldiagramm (s. Abb. 4.17) einer Francis-Turbine mit einer spezifischen Drehzahl $n_\mathrm{q} = 90\,\mathrm{min}^{-1}$ als Beispiel näher untersucht. Es ist aber noch zu beachten, dass jedem Turbinentyp ein spezielles Muscheldiagramm zugeordnet ist. Bei gleichem Turbinentyp, aber mit unterschiedlicher spezifischen Drehzahl, können sich die Muscheldiagramme auch voneinander unterscheiden.

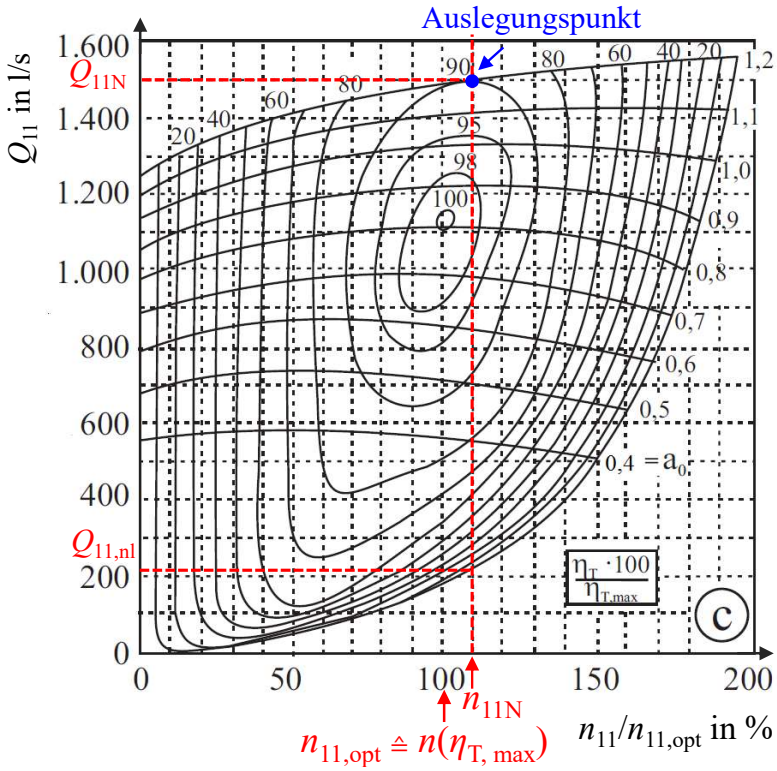


Abbildung 4.17: Muscheldiagramm einer Francis-Turbine mit $n_\mathrm{q} = 90\ \mathrm{min}^{-1}$ [8]

Die x-Achse in Abb. 4.17 ist auf die optimale Einheitsdrehzahl $n_{11,\mathrm{opt}}$ normiert, bei der sich der maximale Wirkungsgrad $\eta_{\mathrm{T,max}}$ ergibt. Die Wirkungsgrad-Kurven sind auf diesen maximalen Wirkungsgrad bezogen. Aus diesem Diagramm können einige charakteristische Betriebszustände abgelesen werden. Beispielsweise dreht sich die Wasserturbine, die beim drehzahlfesten Betrieb arbeitet, stets mit Bemessungsdrehzahl Drehzahl bzw. $n_{11\mathrm{N}}$. Der Einheitsdurchfluss $Q_{11\mathrm{N}}$ kann im Bemessungspunkt sowie der Leerlaufdurchfluss $Q_{11,\mathrm{nl}}$ gekennzeichnet werden. Beim Leerlaufdurchfluss gibt eine Turbine Null mechanische Leistung bei Bemessungsdrehzahl ab.

Der Bemessungspunkt bzw. Auslegungspunkt im Schnittpunkt ($Q_{11\mathrm{N}}$, $n_{11\mathrm{N}}$) kann so ausgewählt werden, dass die maximale Einheitsleistung P_{11} bei der Einheitsdrehzahl $n_{11\mathrm{N}}$ erreicht werden kann. In diesem Beispiel wird daher der Auslegungspunkt mit der maximalen Leitradöffnung $a = 1{,}2$ p.u. ausgewählt. Durch einen bekannten Bemessungspunkt mit Fallhöhe H_N und Durchfluss Q_N kann man mit Hilfe der Umrechnungsgleichungen (4.87) die Dimensionsgrößen des Durchmessers D und der Nenndrehzahl n_{TN} einer aufgeführten Turbine beim Auslegungspunkt festlegen. Dadurch dient das Muscheldiagramm auch zur Vordimensionierung einer Wasserturbine.

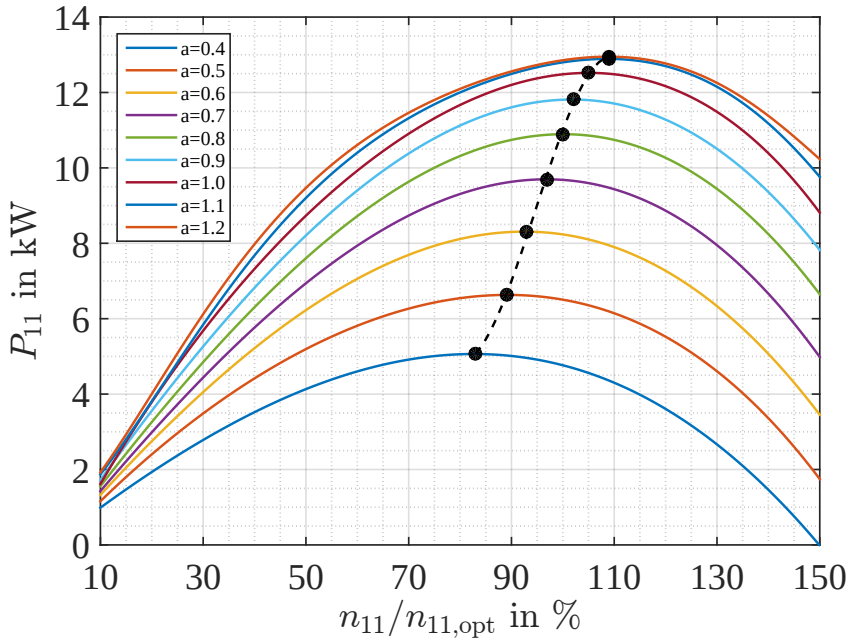


Abbildung 4.18: Einheitsleistung der Francis-Turbine (s. Abb. 4.17) in Abhängigkeit von der Drehzahl bei unterschiedlichen Leitradöffnungen a; optimaler Betriebsverlauf beim drehzahlvariablen Betrieb

Die Charakteristik einer Turbine wird aus Abb. 4.18 deutlich, indem die Einheitsleistungen P_{11} bei jedem Betriebspunkt mittels Gl. (4.88) berechnet werden. Dabei ist zu sehen, dass die maximale Turbinenleistung bei unterschiedlichen Leitradöffnungen mit einer optimalen Drehzahl erreicht werden kann. Um die Turbine bei jeder Leitradöffnung mit maximaler Leistung betrieben zu werden, soll ein drehzahlvariabler Betrieb für die Turbine eingesetzt werden. Der optimale Betriebsverlauf bzw. die optimale Drehzahl in Abhängigkeit von der Leitradöffnung ist in Abb. 4.18 mit gestrichelter Linie gekennzeichnet. Die Anpassung der optimalen Drehzahl wird mit dem Doppelgeneratorsystem durch die Regelmaschine erreicht.

5 Reglerentwurf und Simulation des dynamischen Verhaltens des Doppelgeneratorsystems

Im letzten Kapitel wurde die Modellierung einzelner Komponenten eines Doppelgeneratorsystems mit einem hydraulischen System separat beschrieben. In diesem Kapitel wird das Gesamtsystem betrachtet, um das dynamische Verhalten eines Doppelgeneratorsystems zu simulieren. Wie Abb. 4.1 zeigt, werden die Drehzahl des Hauptgenerators und der Regelmaschine sowohl durch das Turbinendrehmoment als auch durch das Drehmoment des Hauptgenerators und der Regelmaschine geändert. In den Simulationen werden die Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine durch die Führungsgröße, bzw. Solldrehzahl der Regelmaschine und durch die Störgrößen, z. B. Netzfrequenz oder Turbinendrehmoment untersucht.

In Kapitel 5.1 erfolgt zuerst die Systemanalyse des Doppelgeneratorsystems mittels eines linearen Modells, damit das System im Zustandsraum dargestellt werden kann. Dabei handelt es sich bei der Regelmaschine um einen Drehzahlregelkreis (s. Abschnitt 4.3.3), in dem ein PI-Drehzahlregler eingesetzt wird. Um das Regelverhalten im Bemessungspunkt zu optimieren, werden die Reglerparameter des Drehzahlreglers mit Hilfe der Wurzelortskurve in Abschnitt 5.1.1 bestimmt. Das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt mit ausgewählten optimalen Reglerparametern wird in Abschnitt 5.1.2 gezeigt. Anschließend wird der Einfluss der Reglerparameter auf das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt in Abschnitt 5.1.3 diskutiert. Da das lineare Modell vom Arbeitspunkt abhängig ist, wird das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems noch mit unterschiedlichen Arbeitspunkten verglichen (s. Abschnitt 5.1.4). Ein weiterer Vergleich des Regelverhaltens wird mit dem nichtlinearen Modell in Abschnitt 5.2.1 durchgeführt. Um die Einsetzbarkeit des Modells für das Doppelgeneratorsystem zu überprüfen, wird das Regelverhalten der Schenkelpolsynchronmaschine ohne Dämpferwicklung in Abschnitt 5.2.2 durch Variation der Maschinenparametermatrix untersucht. Letztlich wird das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems mit der Dynamik eines hydraulischen Systems bzw. einer Wasserturbine und Rohrleitung in Kapitel 5.3 erörtert.

5.1 Zustandsraumdarstellung mit linearem Modell und Untersuchung des Regelverhaltens

Ein System mit Zustandsraumdarstellung wird mit Gl. (4.38) und (4.39) vorgestellt. Abb. 5.1 zeigt die Zustandsraumdarstellung für das geregelte System mit der Strecke für das Generatorsystem nach Abschnitten 4.2.2 und 4.3.3. Im Doppelgeneratorsystem wird die Drehzahl der

Regelmaschine geregelt. Dadurch entsteht eine Zustandsrückführung mit der Rückführmatrix $\boldsymbol{K}$. Mit Berücksichtigung des Führungsverhaltens wird die Zustandsrückführung um ein Vorfilter $\boldsymbol{V}$ erweitert.

Mit der Beziehung $\boldsymbol{u} = \boldsymbol{V} \cdot \boldsymbol{w} + \boldsymbol{K} \cdot \boldsymbol{x}$ gilt dann für den geschlossenen Regelkreis:

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}\dot{\boldsymbol{x}}}{\mathrm{d}t} &= (\boldsymbol{A} + \boldsymbol{B}\,\boldsymbol{K}) \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{B}\,\boldsymbol{V} \cdot \boldsymbol{w} \\ \boldsymbol{y} &= (\boldsymbol{C} + \boldsymbol{D}\,\boldsymbol{K}) \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{D}\,\boldsymbol{V} \cdot \boldsymbol{w} \end{aligned} \tag{5.1}$$

Die Eigenwerte der Systemmatrix $(\boldsymbol{A} + \boldsymbol{B} \cdot \boldsymbol{K})$ des rückgeführten Systems charakterisieren die Stabilität und Dynamik des geregelten Systems. Daher können die optimalen Reglerparameter mit Hilfe der Wurzelortskurve aus den Eigenwerten der Systemmatrix festgelegt werden.

Nachfolgend wird das Gleichungssystem eines Doppelgeneratorsystems aus Gl. (4.8), (4.36) und (4.74) zusammengefasst:

$$\begin{aligned}
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} =& M_{11} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{12} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{13} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{14} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{15} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \\
& \psi_\mathrm{qo} \cdot \Delta\omega_\mathrm{L} - u_\mathrm{so} \sin\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta\varphi_\mathrm{DS} + \cos\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta u_\mathrm{s} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{q}}{\mathrm{d}t} =& M_{21} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{22} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{23} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{24} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{25} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} - \\
& \psi_\mathrm{do} \cdot \Delta\omega_\mathrm{L} - u_\mathrm{so} \cos\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta\varphi_\mathrm{DS} - \sin\beta_\mathrm{Lo} \cdot \Delta u_\mathrm{s} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{E}}{\mathrm{d}t} =& M_{31} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{32} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{33} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{34} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{35} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \Delta u_\mathrm{E} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{D}}{\mathrm{d}t} =& M_{41} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{42} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{43} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{44} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{45} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \Delta u_\mathrm{D} \\
\frac{1}{\Omega_\mathrm{B}} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\psi_\mathrm{Q}}{\mathrm{d}t} =& M_{51} \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + M_{52} \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} + M_{53} \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + M_{54} \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} + M_{55} \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q} + \Delta u_\mathrm{Q} \\
\frac{\mathrm{d}\Delta\varphi_\mathrm{DS}}{\mathrm{d}t} =& \Omega_\mathrm{B} \cdot (\Delta\omega_\mathrm{L} - \Delta\omega_\mathrm{n}) \\
2T_\mathrm{tot} \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta m_\mathrm{Ri}}{\mathrm{d}t} =& \Delta m_\mathrm{Ri}^* - \Delta m_\mathrm{Ri} \\
\frac{\mathrm{d}\Delta\varphi_\mathrm{R}}{\mathrm{d}t} =& \Delta\omega_\mathrm{R} \\
T_1 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{R}}{\mathrm{d}t} + T_2 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{D}}{\mathrm{d}t} =& \Delta m_\mathrm{Ti} - \Delta m_\mathrm{Ri} \\
T_3 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{R}}{\mathrm{d}t} + T_4 \cdot \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_\mathrm{D}}{\mathrm{d}t} =& \Delta m_\mathrm{Ti} - \Delta m_\mathrm{Di}
\end{aligned} \tag{5.2}$$

wobei Δm_Di durch die Zustandsgrößen ersetzt werden kann (s. Gl. (5.3)).

$$\begin{aligned}
\Delta m_\mathrm{Di} = & \left(i_\mathrm{qo} + X_{11}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{21}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{d} + \left(-i_\mathrm{do} + X_{12}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{22}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{q} \\
& + \left(X_{13}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{23}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{E} + \left(X_{14}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{24}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{D} \\
& + \left(X_{15}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{qo} - X_{25}^{-1} \cdot \psi_\mathrm{do}\right) \cdot \Delta\psi_\mathrm{Q}
\end{aligned} \tag{5.3}$$

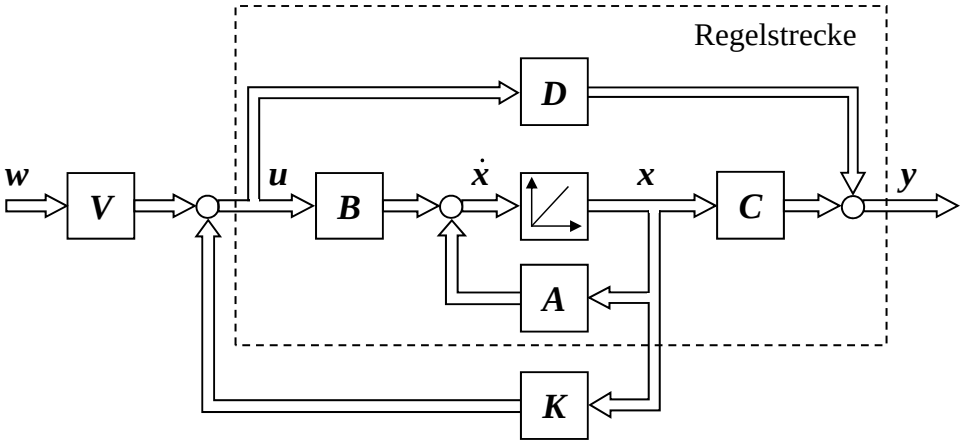


Abbildung 5.1: Regelung für Mehrgrößensystem mit Zustandsrückführung und Vorfilter

Zur Rückführung stehen die Zustandsgrößen $\Delta\omega_\mathrm{R}$ und $\Delta\varphi_\mathrm{R}$ zur Verfügung. Weitere Größen werden nicht in die Regelung einbezogen. Aus den Sollwerten $\Delta\omega_\mathrm{R}^*$ sowie $\Delta\varphi_\mathrm{R}^*$ und den zugeführten Zustandsgrößen wird der Drehmomentsollwert der Regelmaschine Δm_Ri^* generiert:

$$-\Delta m_\mathrm{Ri}^* = V_\mathrm{p\omega}(\Delta\omega_\mathrm{R}^* - \Delta\omega_\mathrm{R}) + \frac{V_\mathrm{p\omega}}{T_\mathrm{n\omega}}(\Delta\varphi_\mathrm{R}^* - \Delta\varphi_\mathrm{R}) \quad \text{mit} \quad \frac{\mathrm{d}\Delta\varphi_\mathrm{R}^*}{\mathrm{d}t} = \Delta\omega_\mathrm{R}^* \tag{5.4}$$

Dazu können die Zustandsgrößen $\boldsymbol{x}$, die Eingangsgrößen $\boldsymbol{u}$, die Ausgangsgrößen $\boldsymbol{y}$ und die Führungsgrößen $\boldsymbol{w}$ wie folgend gewählt werden:

$$\begin{aligned}
\boldsymbol{x} &= \begin{pmatrix} \Delta\psi_\mathrm{d} & \Delta\psi_\mathrm{q} & \Delta\psi_\mathrm{E} & \Delta\psi_\mathrm{D} & \Delta\psi_\mathrm{Q} & \Delta\varphi_\mathrm{DS} & \Delta m_\mathrm{Ri} & \Delta\varphi_\mathrm{R} & \Delta\omega_\mathrm{D} & \Delta\omega_\mathrm{R} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \\
\boldsymbol{u} &= \begin{pmatrix} \Delta u_\mathrm{s} & \Delta\omega_\mathrm{n} & \Delta u_\mathrm{E} & \Delta u_\mathrm{D} & \Delta u_\mathrm{Q} & \Delta m_\mathrm{Ti} & \Delta m_\mathrm{Ri}^* \end{pmatrix}^\mathrm{T} \\
\boldsymbol{y} &= \begin{pmatrix} \Delta\omega_\mathrm{D} & \Delta\varphi_\mathrm{DS} & \Delta m_\mathrm{Di} & \Delta\omega_\mathrm{R} & \Delta\omega_\mathrm{T} \end{pmatrix}^\mathrm{T} \\
\boldsymbol{w} &= \begin{pmatrix} \Delta u_\mathrm{s} & \Delta\omega_\mathrm{n} & \Delta u_\mathrm{E} & \Delta u_\mathrm{D} & \Delta u_\mathrm{Q} & \Delta m_\mathrm{Ti} & \Delta\omega_\mathrm{R}^* & \Delta\varphi_\mathrm{R}^* \end{pmatrix}^\mathrm{T}
\end{aligned} \tag{5.5}$$

Aus dem Gleichungssystem (5.2) können die zugehörigen Matrizen $\boldsymbol{A}$, $\boldsymbol{B}$, $\boldsymbol{C}$, $\boldsymbol{D}$ ermittelt werden. Die Gleichung (5.4) liefert die Matrizen $\boldsymbol{K}$ und $\boldsymbol{V}$. Die Koeffizienten der jeweiligen Matrizen sind dem Anhang A.12 zu entnehmen.

5.1.1 Modellstruktur zur Parametrierung des Reglers

Es wird hier ein Beispielantrieb betrachtet, der 2/3 der Gesamtleistung durch den Hauptgenerator direkt ins Netz speist, während die Regelmaschine nur 1/3 der Gesamtleistung überträgt. Anhand dieser Faktoren werden zwei fiktive Synchrongeneratoren entworfen. Um die Bemessungsdrehzahl der Antriebsmaschine anzupassen, werden die Übersetzungen $i_\mathrm{D} = 8$ und $i_\mathrm{R} = 16$ gewählt. Die ermittelten Zeitkonstanten sind $T_1 = 0,9\,\mathrm{s}$, $T_2 = 0,48\,\mathrm{s}$, $T_3 = 0,24\,\mathrm{s}$, und $T_4 = 1,14\,\mathrm{s}$. Die Totzeit ergibt sich $T_\mathrm{tot} = 5 \cdot 10^{-4}\,\mathrm{s}$. Die weiteren Bemessungsdaten und Maschinenparameter sind in Anhang A.13 aufgeführt.

Die folgenden Berechnungen der Eigenwerte beziehen sich auf den Bemessungspunkt. Zuerst werden die Eigenwerte der Systemmatrix $\boldsymbol{A}$ ermittelt, die die Charakteristik des Doppelgeneratorsystems ohne Zustandsregelung darstellen. Die ermittelten Eigenwerte zeigt Tab. 5.1. Dabei ist zu sehen, dass zwar alle anderen Eigenwerte einen negativen Realteil haben, jedoch tauchen die zweifachen Eigenwerte mit $\mathrm{Re}(\lambda_{8,10}) = 0$ auf. Das bedeutet, dass das Doppelgeneratorsystem ohne Zustandsregelung instabil ist.

Tabelle 5.1: Eigenwerte des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt ohne Zustandsrückführung

	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5
Eigenwert	$-7,6 + 310,5\mathrm{j}$	$-7,6 - 310,5\mathrm{j}$	$-1005,5$	$-2,5 + 29,3\mathrm{j}$	$-2,5 - 29,3\mathrm{j}$
	λ_6	λ_7	λ_8	λ_9	λ_{10}
Eigenwert	$-507,1$	-1000	0	$-1,9$	0

Die Eigenwerte der Systemmatrix $(\boldsymbol{A} + \boldsymbol{B} \cdot \boldsymbol{K})$ des geregelten Systems sind von der Zustandsrückführung $\boldsymbol{K}$ abhängig, die aus den Reglerparametern $V_{\mathrm{p}\omega}$ und $T_{\mathrm{n}\omega}$ bestimmt wird. So kann die Wurzelortskurve der Eigenwerte mit Variation der Reglerparameter $V_{\mathrm{p}\omega}$ und $T_{\mathrm{n}\omega}$ gezeichnet werden. Bei der Variation der Verstärkung $V_{\mathrm{p}\omega}$ bleiben die Eigenwerte λ_1, λ_2, λ_3, λ_6, λ_9, λ_{10} unverändert. Deshalb wird in Abb. 5.2 nur die Ortskurve der veränderlichen Eigenwerte dargestellt. Abb. 5.3 zeigt eine detaillierte Darstellung der Ortskurve der Eigenwerte λ_4 und λ_5.

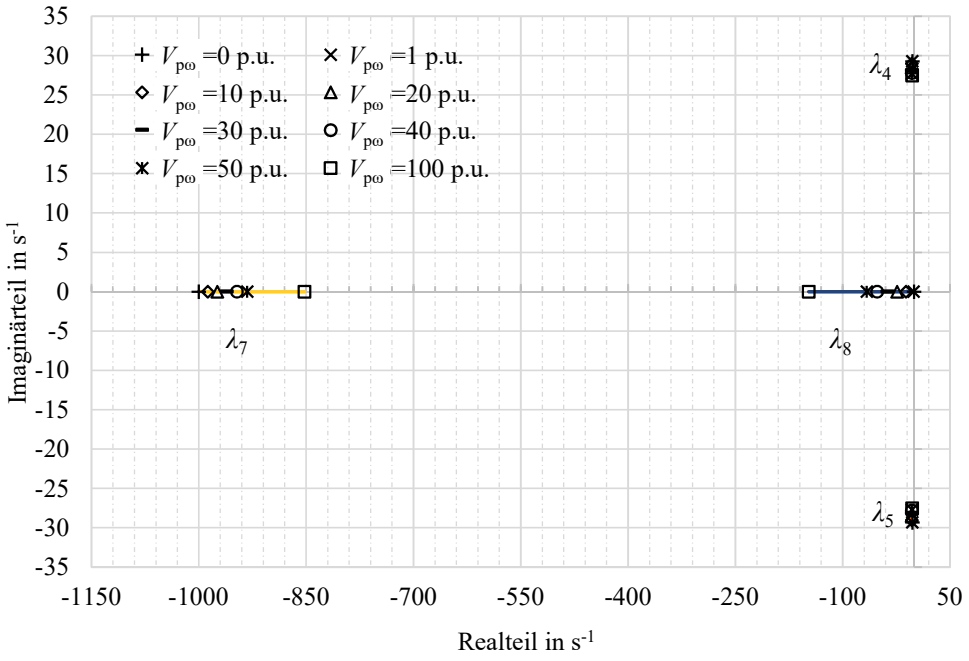


Abbildung 5.2: Ortskurve der Eigenwerte λ_4, λ_5, λ_7 und λ_8 im Bemessungspunkt bei Variation der Verstärkung $V_{\mathrm{p}\omega}$ und $T_{\mathrm{n}\omega} = 10^9$ s

Die dominierenden Polpaare des Doppelgeneratorsystems sind λ_1, λ_2 und λ_4, λ_5, die die Eigenschaft des Doppelgeneratorsystems bestimmen. Durch Variation der Verstärkung $V_{\mathrm{p}\omega}$ bleiben zwar λ_1, λ_2 unverändert, jedoch kann die Lage des Polpaars λ_4, λ_5 dadurch beeinflusst werden. Bei einer Verstärkung von $V_{\mathrm{p}\omega} = 20\,\mathrm{p.u.}$ erreichen λ_4 und λ_5 den negativsten Realteil (s. Abb. 5.3). Deshalb wird die optimale Verstärkung $V_{\mathrm{p}\omega} = 20\,\mathrm{p.u.}$ gewählt.

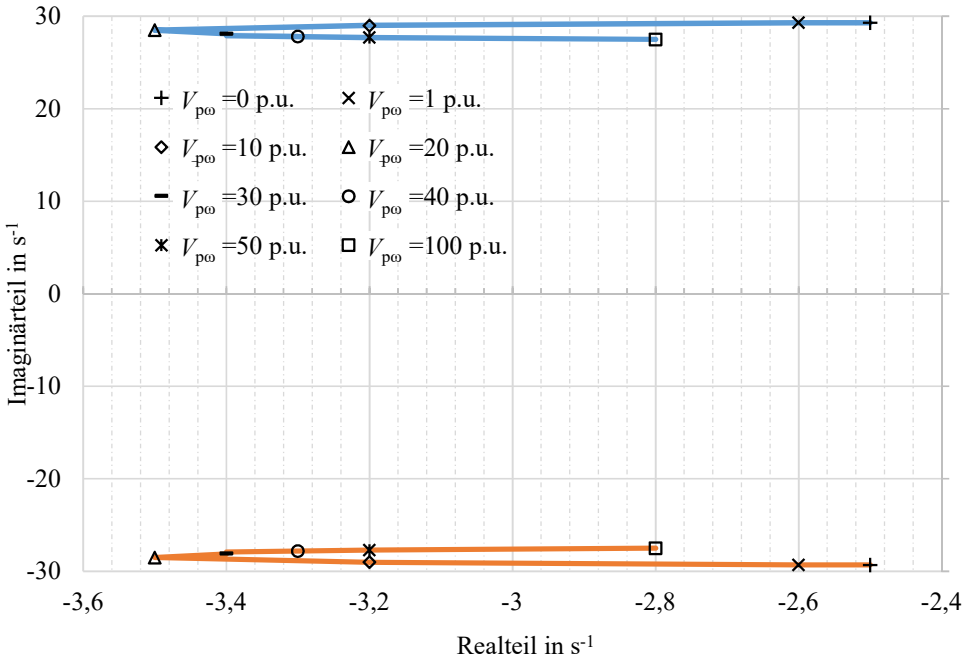


Abbildung 5.3: Detail Ortskurve der Eigenwerte im Bemessungspunkt λ_4, λ_5 bei Variation der Verstärkung $V_{p\omega}$ und $T_{n\omega} = 10^9$ s

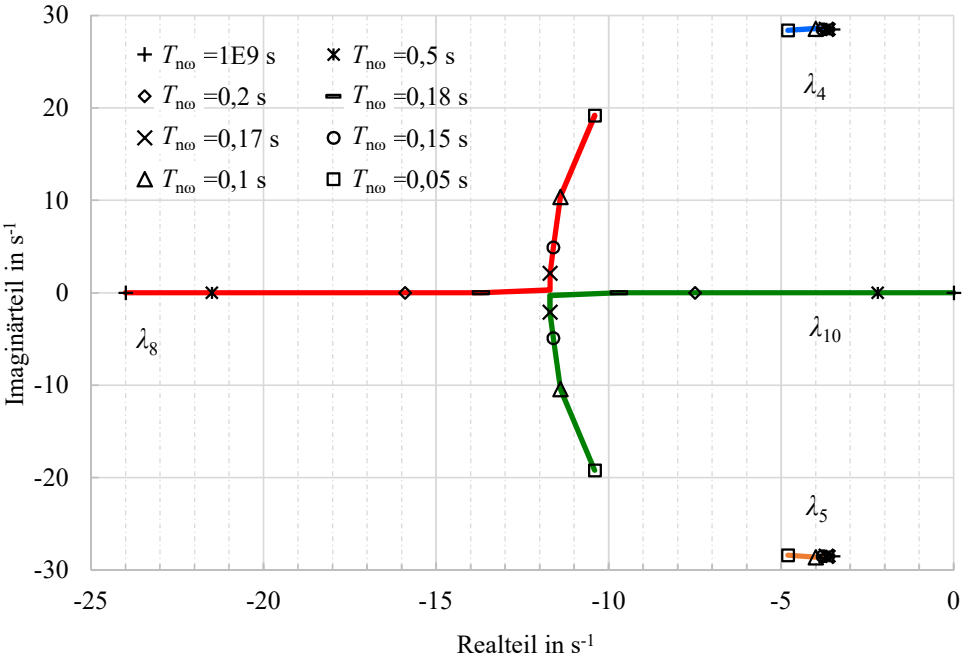


Abbildung 5.4: Ortskurve der Eigenwerte im Bemessungspunkt λ_4, λ_5, λ_8, λ_{10} bei Variation der Zeitkonstanten $T_{n\omega}$ und $V_{p\omega} = 20$ p.u.

Danach wird die Zeitkonstante $T_{n\omega}$ variiert. Wie in Abb. 5.4 gezeigt, wird der Realteil des Polpaars λ_4, λ_5 weiterhin nach links verschoben und zwar durch die Verkleinerung der Zeitkonstante. Jedoch tritt ein neues konjugiertes Polpaar von Eigenwerten λ_8, λ_{10} bei $T_{n\omega} < 0{,}18$ s auf. Aus diesem Grund wird die Zeitkonstante $T_{n\omega} = 0{,}18$ s gewählt.

Die Eigenwerte des Doppelgeneratorsystems mit obigen ausgewählten optimalen Reglerparametern für die Zustandsrückführung werden in Tab. 5.2 gezeigt. Vergleicht man die Werte mit Tab. 5.1 ohne Zustandsregelung, wird sichtlich, dass das System mit Zustandsrückführung nicht nur stabil ist, sondern auch eine bessere Dämpfung beim Polpaar λ_4, λ_5 erreicht.

Tabelle 5.2: Eigenwerte des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt mit $V_{p\omega}$ = 20 p.u. und $T_{n\omega}$ = 0,18 s

	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5
Eigenwert	$-7,6+310,5j$	$-7,6-310,5j$	$-1005,5$	$-3,7+28,5j$	$-3,7-28,5j$
	λ_6	λ_7	λ_8	λ_9	λ_{10}
Eigenwert	$-507,1$	$-974,3$	$-13,7$	$-1,9$	$-9,7$

5.1.2 Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems

Mit den obigen gewählten Reglerparametern ($V_{p\omega}$ = 20 p.u. und $T_{n\omega}$ = 0,18 s) für den Drehzahlregler der Regelmaschine wird das Regelverhalten des Doppelgenerators untersucht. Das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems wird durch Führungs- und Störverhalten gekennzeichnet. Beim Führungsverhalten wird die Solldrehzahl der Regelmaschine eingestellt. Beim Störverhalten werden die Störgrößen, z. B. Netzfrequenz oder Turbinendrehmoment geändert (vgl. Abb. 4.1). Nachfolgend werden die Drehzahlverläufe des Hauptgenerators $\Delta\omega_D$ und der Regelmaschine $\Delta\omega_R$ ohne und mit der Zustandsregelung verglichen.

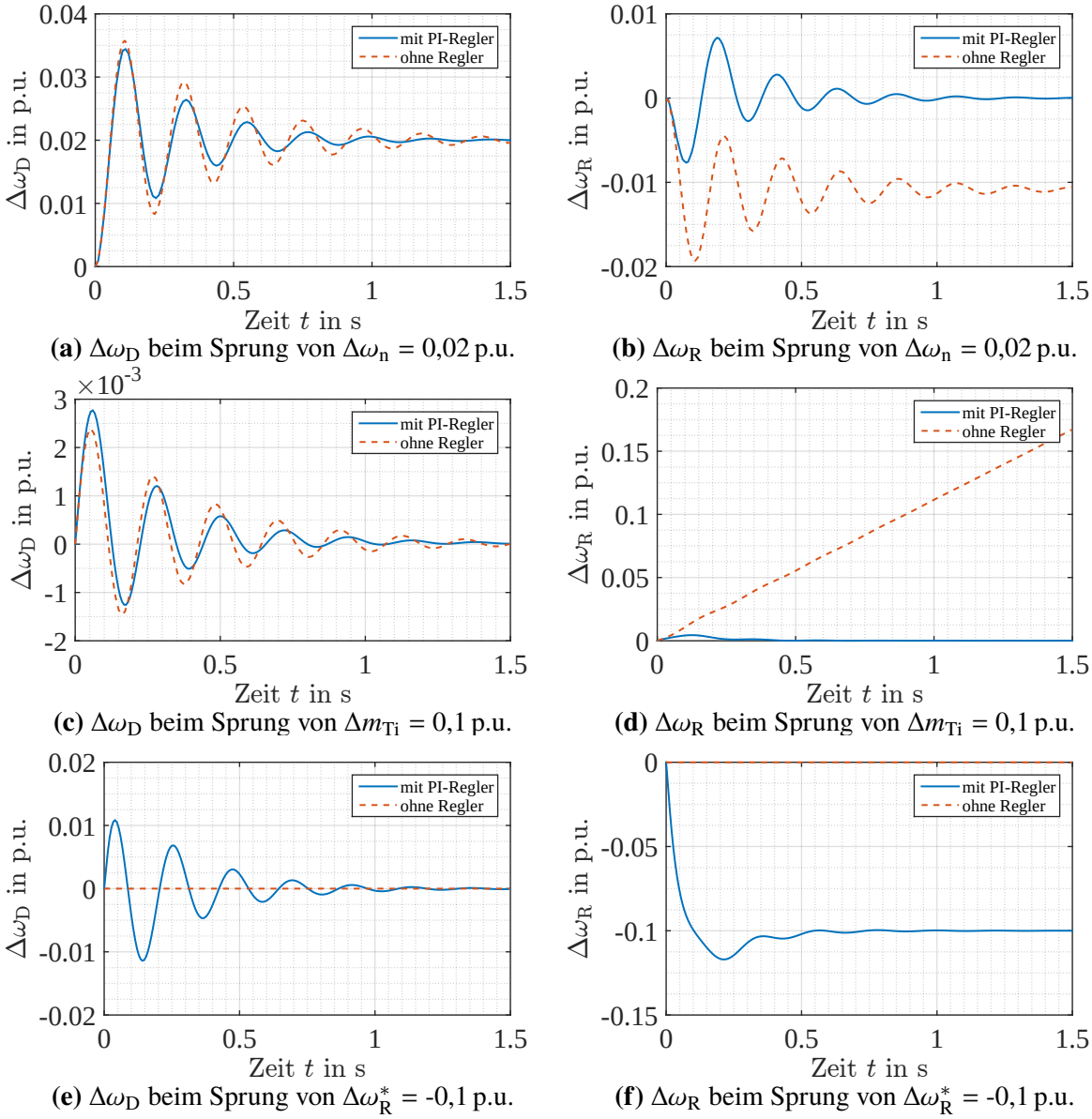
Abb. 5.5(a) und Abb. 5.5(b) zeigen die Drehzahlverläufe $\Delta\omega_D$ und $\Delta\omega_R$ ausgehend vom Bemessungspunkt bei einem Netzfrequenzsprung f_n = 50 Hz auf 51 Hz, bzw. $\Delta\omega_n$ = 0,02 p.u.. Da der Hauptgenerator stets mit dem Netz gekoppelt wird, folgt sein Drehzahlverlauf $\Delta\omega_D$ der Änderung der Netzfrequenz und erreicht im stationären Zustand die synchrone Drehzahl. Wie Abb. 5.5(a) zeigt, erreicht die Drehzahl des Hauptgenerators $\Delta\omega_D$ den Sollwert 0,02 p.u.. Mit der Zustandsregelung geht der Drehzahlverlauf $\Delta\omega_D$ schneller als der ohne Zustandsregelung in stationärem Zustand, weil das Doppelgeneratorsystem mit Zustandsregelung eine höhere Dämpfung hat. In Abb. 5.5(b) wird der Drehzahlverlauf $\Delta\omega_R$ ohne Zustandsregelung auf den Wert von ca. -0,01 p.u. geändert. Dieser Endwert ist vom Verhältnis der Zeitkonstante T_1, T_2 der Bewegungsgleichungen abhängig, wobei die Beziehung $\Delta\omega_R/\Delta\omega_D = -T_2/T_1 = -0,53$ gilt. Mit der Zustandsregelung liegt die Drehzahl $\Delta\omega_R$ in stationären wieder bei null.

Abb. 5.5(c) und Abb. 5.5(d) zeigen die Drehzahlverläufe $\Delta\omega_D$ und $\Delta\omega_R$ vom Bemessungspunkt bei einem Sprung Δm_{Ti} = 0,1 p.u. des Antriebsmomentes. Durch die Zustandsreglung hat der Hauptgenerator ein verbessertes gedämpftes Verhalten und gelangt somit schneller in einen stabilen Zustand. In Abb. 5.5(d) wird der Drehzahlverlauf der Regelmaschine $\Delta\omega_R$ ohne Zustandsregelung linear beschleunigt, bzw. instabil, während der nach der Regelung bei null gehalten wird. D.h. in diesem Fall kann das Doppelgeneratorsystem bei einer Änderung des Antriebsmomentes stabil bleiben.

Das Führungsverhalten des Doppelgenerators wird in Abb. 5.5(e) und Abb. 5.5(f) gezeigt. Dabei soll eine gewünschte Drehzahl der Regelmaschine eingestellt werden, während der Hauptgenerator eine feste Drehzahl hält. Die Drehzahlverläufe $\Delta\omega_D$ und $\Delta\omega_R$ werden ausgehend vom Bemessungspunkt bei einem Sprung $\Delta\omega_R^*$ = -0,1 p.u. des Drehzahlsollwertes dargestellt. Der Ist-Drehzahlverlauf der Regelmaschine kann den Sollwert -0,1 p.u. nach t = 0,75 s ohne

verbleibende Abweichung erreichen (s. Abb. 5.5(f)). Da die Drehzahländerung der Regelmaschine gleichzeitig eine Drehmomentänderung bewirkt, schwankt die Drehzahl des Hauptgenerators auch, wie Abb. 5.5(e)) zeigt. Diese Änderung am Hauptgenerator beträgt weniger als 0,01 p.u. bei einer Solldrehzahländerung der Regelmaschine von 0,1 p.u..

Die Simulationen des zeitlichen Verhaltens mit ausgewählten Reglerparametern in Abb. 5.5 zeigen, dass das Doppelgeneratorsystem ohne Zustandsregelung bei eine Änderung des Antriebsmomentes instabil wird sowie mit Hilfe einer Zustandsregelung der Regelmaschine stabil wird. Außerdem kann das dynamische Verhalten des Hauptgenerators durch Zustandsregelung der Regelmaschine verbessert werden. Die Regelung kann auch die Drehzahl der Regelmaschine zu einer gewünschten Solldrehzahl führen.



(a) $\Delta\omega_D$ beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,02 p.u.

(b) $\Delta\omega_R$ beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,02 p.u.

(c) $\Delta\omega_D$ beim Sprung von Δm_{Ti} = 0,1 p.u.

(d) $\Delta\omega_R$ beim Sprung von Δm_{Ti} = 0,1 p.u.

(e) $\Delta\omega_D$ beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,1 p.u.

(f) $\Delta\omega_R$ beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,1 p.u.

Abbildung 5.5: Sprungantworten des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt ohne und mit Zustandsregelung

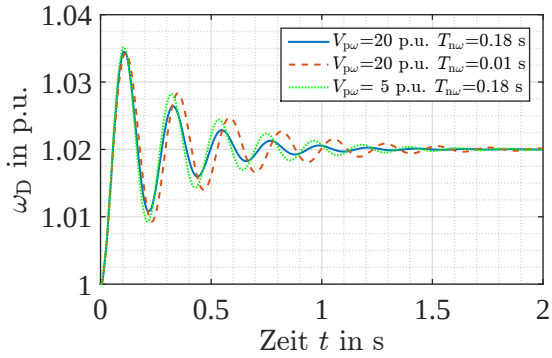
5.1.3 Einfluss der Reglerparameter im Bemessungspunkt

In Kapitel 5.1.1 wurden die optimalen Reglerparameter ($V_{p\omega}$ = 20 p.u. und $T_{n\omega}$ = 0,18 s) für die Zustandsrückführung im Bemessungspunkt ermittelt und das dazugehörige Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems wurde in Kapitel 5.1.2 gezeigt. Nun wird der Einfluss der Reglerparameter bzw. $V_{p\omega}$ und $T_{n\omega}$ auf das dynamische Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems untersucht. Die Führungs- und Störgrößen sind die gleichen wie in Abb. 5.5.

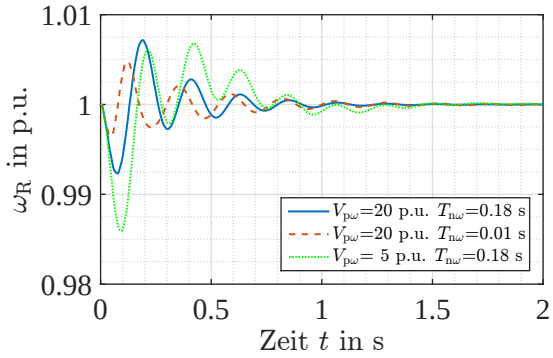
Abb. 5.6 stellt einen Vergleich der Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine mit unterschiedlichen Reglerparametern dar. Im Vergleich zu den optimalen Reglerparametern werden die Zeitkonstante $T_{n\omega}$ oder die Verstärkung $V_{p\omega}$ verkleinert. Die verkleinerte Zeitkonstante z. B. $T_{n\omega}$ = 0,01 s führt zu einer größeren Stellgröße als die mit optimalen Reglerparametern. Dadurch oszilliert der Drehzahlverlauf der Regelmaschine stärker (s. die braune gestrichelte Linie in Abb. 5.6(b), Abb. 5.6(d) und Abb. 5.6(f)) und erreicht den Sollwert so früh, dass die Schwingungen des Hauptgenerators durch die Regelmaschine nicht ausreichend unterdrückt werden können. Sowohl beim Störungs- als auch beim Führungsverhalten zeigt der Drehzahlverlauf des Hauptgenerators eine große Überschwingweite und eine lange Einschwingzeit (s. die braune gestrichelte Linie in Abb. 5.6(a), Abb. 5.6(c) und Abb. 5.6(e)).

Mit kleiner Verstärkung z. B. $V_{p\omega}$ = 5 p.u. ist die Stellgröße geringer als die mit optimalen Reglerparametern. Dadurch wird aber die Dynamik der Regelmaschine verschlechtert und damit verbunden ergibt sich eine große Überschwingweite und eine lange Einschwingzeit (s. die grüne Punktlinie in Abb. 5.6(b), Abb. 5.6(d) und Abb. 5.6(f)). Zugleich wird der Hauptgenerator von der Regelmaschine mit diesen Reglerparametern nur wenig beeinflusst. Beispielsweise zeigen die Drehzahlverläufe des Hauptgenerators bei Störungen einen kleineren Dämpfungsgrad als mit optimalen Reglerparameter (s. die grüne Punktlinie in Abb. 5.6(a) und Abb. 5.6(c)).

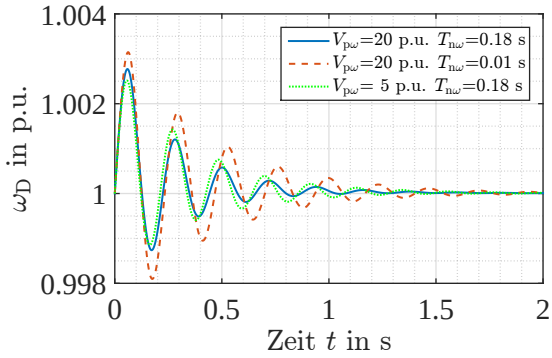
Mit optimalen Reglerparametern zeigt der Drehzahlverlauf des Hauptgenerators bei Störungen die kleinste Einschwingzeit und den größten Dämpfungsgrad (s. die blaue Linie in Abb. 5.6(a) und Abb. 5.6(c)). Beim Führungsverhalten zeigt der Drehzahlverlauf der Regelmaschine die kleinste Unterschwingweite mit einer angemessenen Dynamik (s. die blaue Linie in Abb. 5.6(f)). Dadurch weist das Doppelgeneratorsystem ein gutes Führungs- und Störverhalten sowohl beim Hauptgenerator als auch bei der Regelmaschine mit optimalen Reglerparametern auf.



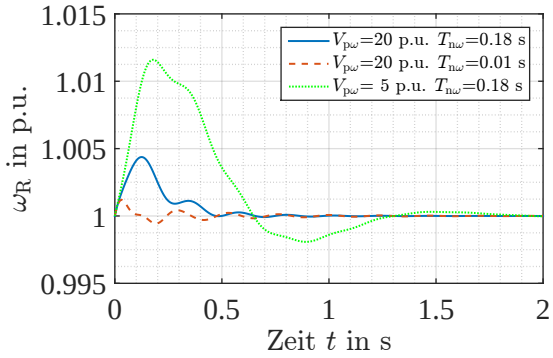
(a) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,02 p.u.



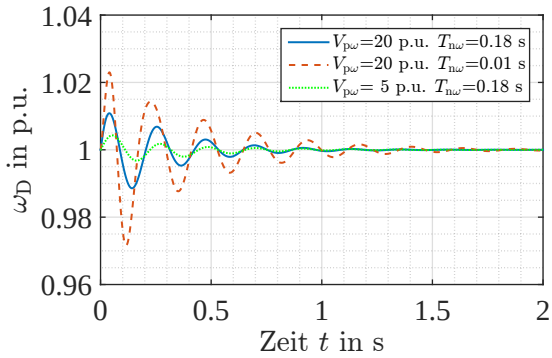
(b) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,02 p.u.



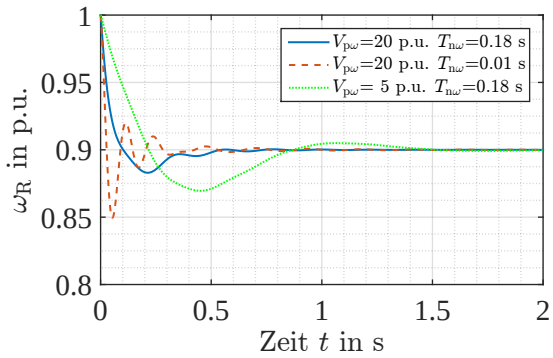
(c) ω_D beim Sprung von Δm_{Ti} = 0,1 p.u.



(d) ω_R beim Sprung von Δm_{Ti} = 0,1 p.u.



(e) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,1 p.u.



(f) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,1 p.u.

Abbildung 5.6: Einfluss der Reglerparameter im Bemessungspunkt

5.1.4 Validierung der Reglerparameter in verschiedenen Arbeitspunkten

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit dem Regelverhalten in unterschiedlichen Arbeitspunkten, wobei das Doppelgeneratorsystem jeweils mit 25 %, 50 % und 100 % des Nenndrehmomentes der Antriebsmaschine belastet ist. Der Arbeitspunkt mit 100 % des Nenndrehmomentes entspricht dem Bemessungspunkt, in dem die Reglerparameter der Regelmaschine für das ganze System optimiert wurden (s. Abschnitt 5.1.1). Für die anderen Arbeitspunkte werden die gleichen Reglerparameter eingesetzt.

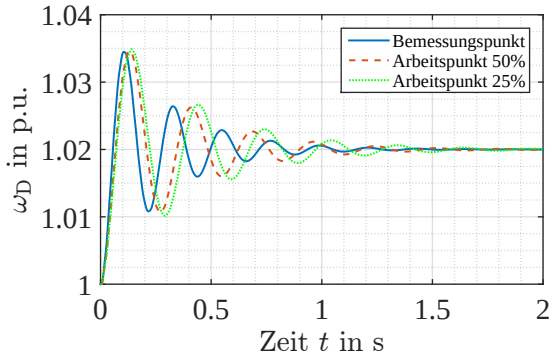
Bei unterschiedlichen Arbeitspunkten wird die Lage einiger Eigenwerte des geregelten Doppelgeneratorsystems geändert. Da das Regelverhalten am entsprechenden Arbeitspunkt wesentlich von den Eigenwerten abhängig ist, ist die Änderung des dominierenden Polpaars λ_4 und λ_5 hochinteressant. Die Werte dieses Polpaars an den zu untersuchenden Arbeitspunkten werden in Tab. 5.3 eingetragen. Je kleiner das Antriebsmoment ist, desto näher liegt dieses Polpaar zur imaginären Achse.

Tabelle 5.3: Dominierende Eigenwerte des Doppelgeneratorsystems in unterschiedlichen Arbeitspunkten mit $V_{p\omega} = 20$ p.u. und $T_{n\omega} = 0{,}18$ s

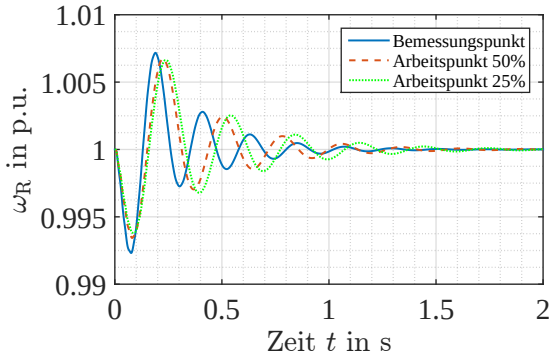
	Arbeitspunkt bei Antriebsmoment/Nenndrehmoment		
Eigenwert	100 %	50 %	25 %
λ_4	$-3,7 + 28,5\mathrm{j}$	$-3,0 + 22,7\mathrm{j}$	$-2,6 + 20,9\mathrm{j}$
λ_5	$-3,7 - 28,5\mathrm{j}$	$-3,0 - 22,7\mathrm{j}$	$-2,6 - 20,9\mathrm{j}$

In Abb. 5.7 werden die Sprungantworten der genannten Arbeitspunkte mit dem Bemessungspunkt verglichen. Dabei ist zu sehen, dass die Überschwingweite der Sprungantwort in verschiedenen Arbeitspunkten etwa gleich ist, weil die Verhältnisse zwischen Real- und Imaginärteil der Polpaare ähnlich sind. Andererseits ist die Beruhigungszeit am Bemessungspunkt am kleinsten, während die Kurven mit 25 % des Antriebsmomentes am langsamsten den stationären Zustand erreichen. Der Grund dafür ist, dass das Polpaar im Bemessungspunkt den negativsten Realteil hat. Je weiter der Realteil des Polpaars nach links verschoben wird, desto geringer ist die Beruhigungszeit. Die zeitliche Verschiebung der Kurven wird durch unterschiedliche Schwingfrequenzen hervorgerufen. Die Kurven oszillieren umso schneller, je größer der Imaginärteil und damit die Frequenz des Polpaars sind.

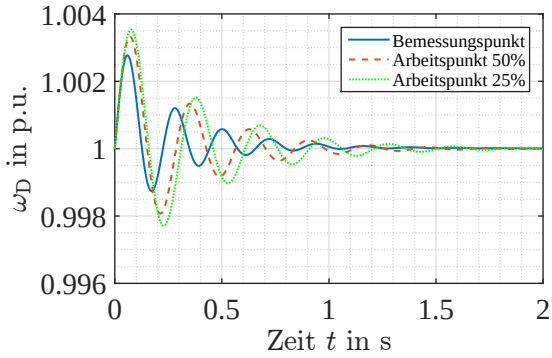
Die Simulationsergebnisse weisen darauf hin, dass sich – wie erwartet – ein besseres Regelverhalten im Bemessungspunkt als in anderen Arbeitspunkten ergibt. Die Reglerparameter, die im Bemessungspunkt ermittelt wurden, gelten auch für die anderen Arbeitspunkte, mit vergleichbarer Überschwingweite – aber längerer Beruhigungszeit.



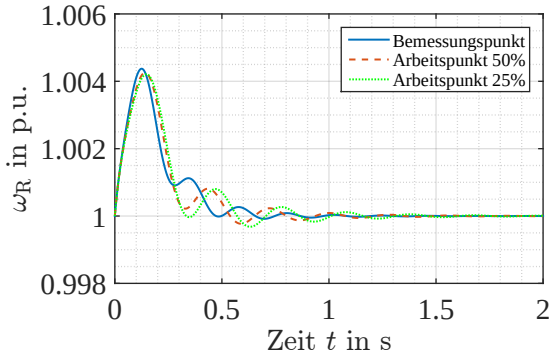
(a) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_n = 0{,}02$ p.u.



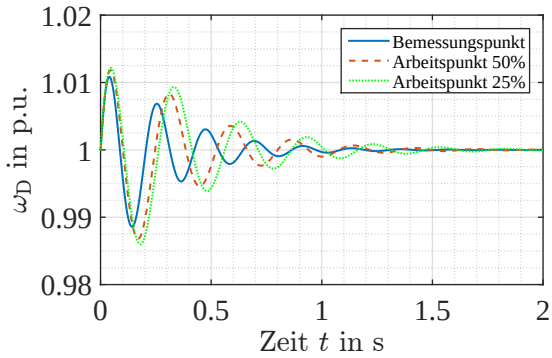
(b) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_n = 0{,}02$ p.u.



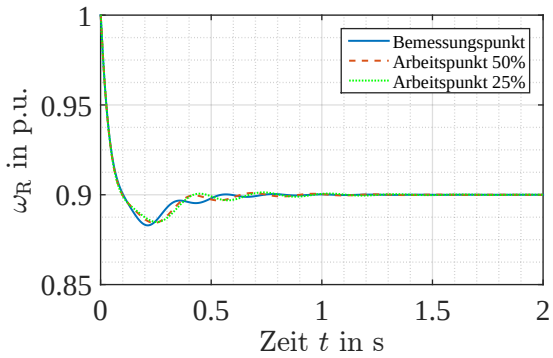
(c) ω_D beim Sprung von $\Delta m_{Ti} = 0{,}1$ p.u.



(d) ω_R beim Sprung von $\Delta m_{Ti} = 0{,}1$ p.u.



(e) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_R^* = -0{,}1$ p.u.



(f) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_R^* = -0{,}1$ p.u.

Abbildung 5.7: Sprungantworten des Doppelgeneratorsystems in verschiedenen Arbeitspunkten: Bemessungspunkt; Arbeitspunkt von 50 % und 25 % des Nenndrehmomentes

5.2 Untersuchung des Regelverhaltens mit nichtlinearem Modell

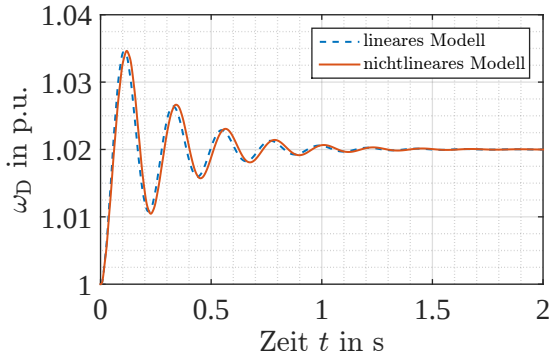
5.2.1 Vergleich der nichtlinearen und linearen Modelle

Die aus dem linearen Modell ermittelten Reglerparameter werden nun am nichtlinearen Modell überprüft. Das nichtlineare Modell eines Doppelgeneratorsystems besteht aus Modellen des Überlagerungsgetriebes Gl. (4.8), des Hauptgenerators (s. Abschnitt 4.2.1) und der Regelmaschine (s. Abschnitt 4.3.1). Für die Simulationen werden die sprungförmigen Führungs- und Störgrößen mit kleiner und großer Amplitude in den Modellen vorgegeben.

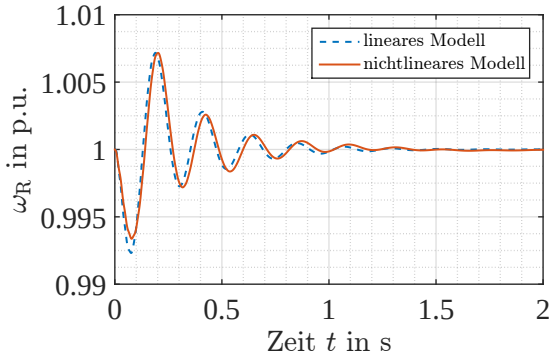
Abb. 5.8 stellt die Simulationsergebnisse bei kleinen Amplitudenänderungen dar. Beim Sprung von $\Delta\omega_\mathrm{n}$ = 0,02 p.u. und Δm_Ti = 0,1 p.u. stimmt das lineare mit dem nichtlinearen Modell sehr gut überein. Die Zeitverläufe $\Delta\omega_\mathrm{D}$, $\Delta\omega_\mathrm{R}$ sind beinahe deckungsgleich. Unterschiede sind beim Sprung von $\Delta\omega_\mathrm{R}^*$ = -0,1 p.u. zu sehen, bei dem der Zeitverlauf der Drehzahl der Regelmaschine ω_R aufgrund der Stellgrößenbegrenzung des Drehzahlreglers linear abnimmt und die Unterschwingweite kleiner als die aus dem linearen Modell ist (s. Abb. 5.8(f)). Da die Drehzahl des Hauptgenerators mit der Drehzahl der Regelmaschine über das Überlagerungsgetriebe gekoppelt wird, führt eine kleinere Drehzahlschwankung der Regelmaschine zur geringeren Drehzahlschwankung des Hauptgenerators. Dadurch wird die Drehzahl des Hauptgenerators beim nichtlinearen Modell weniger beeinflusst als beim linearen Modell (s. Abb. 5.8(e)).

Abb. 5.9 zeigt die Simulationsergebnisse bei großen Amplitudenänderungen. Die Übereinstimmung zwischen linearem und nichtlinearem Modell ist schwach bei großer Amplitudenänderung von Führungs- ($\Delta\omega_\mathrm{R}^*$ = -0,3 p.u.) und Störgrößen ($\Delta\omega_\mathrm{n}$ = 0,1 p.u. und Δm_Ti = -1 p.u.). Ein Grund dafür liegt bei der Linearisierung von Statorspannungskomponenten (s. Gl. (4.35)). Da jede mechanische Winkelgeschwindigkeitsänderung zu einer Winkeländerung $\Delta\varphi_\mathrm{DS}$ führt, wird bei großer Winkeländerung die Linearisierungsgleichung nicht mehr erfüllt.

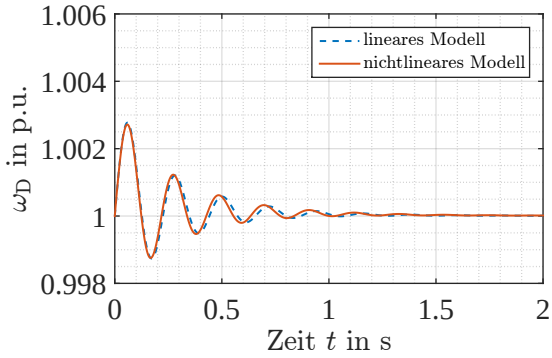
Diese Simulationen bestätigen, dass die linearen und nichtlinearen Modelle eines Doppelgeneratorsystems bei kleinen Änderungen vom Arbeitspunkt als näherungsweise gleichwertig beurteilt werden können. Die aus dem linearen Modell ausgewählten Reglerparameter gelten auch für das nichtlineare Modell im Bemessungspunkt. Bei großen Änderungen weichen die beiden Modelle voneinander ab. In diesem Fall soll das nichtlineare Modell zur realistischen Beschreibung des Systemverhaltens eingesetzt werden.



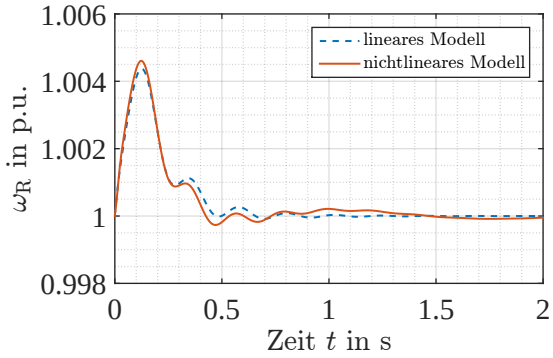
(a) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_n = 0{,}02$ p.u.



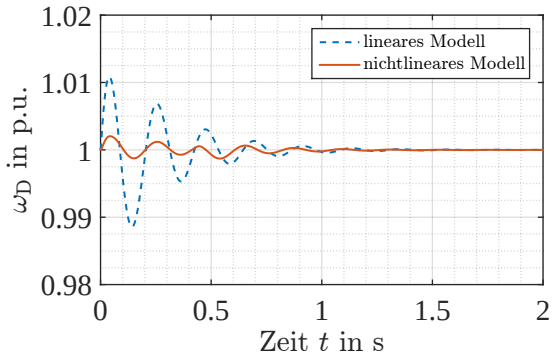
(b) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_n = 0{,}02$ p.u.



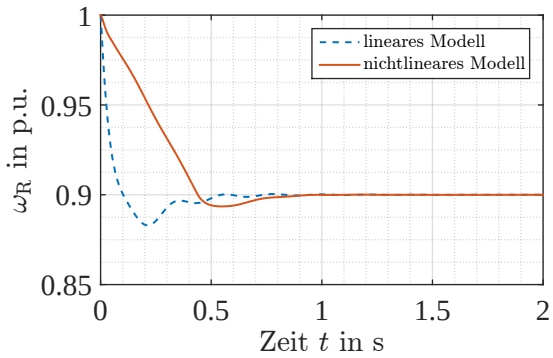
(c) ω_D beim Sprung von $\Delta m_{Ti} = 0{,}1$ p.u.



(d) ω_R beim Sprung von $\Delta m_{Ti} = 0{,}1$ p.u.

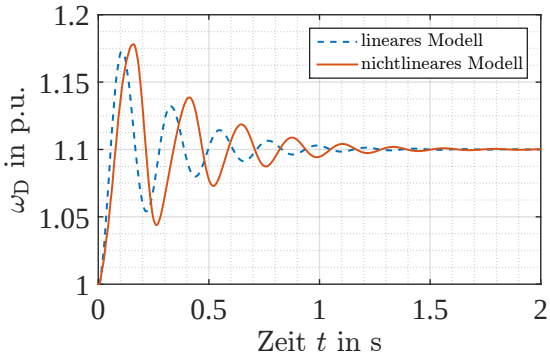


(e) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_R^* = -0{,}1$ p.u.

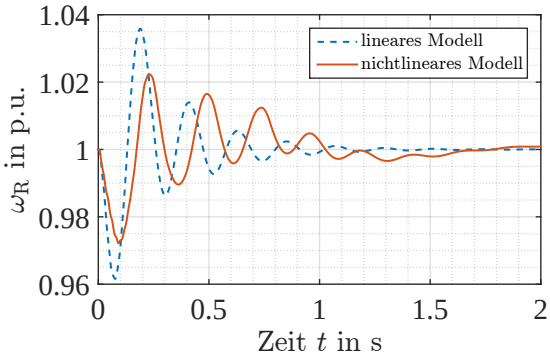


(f) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_R^* = -0{,}1$ p.u.

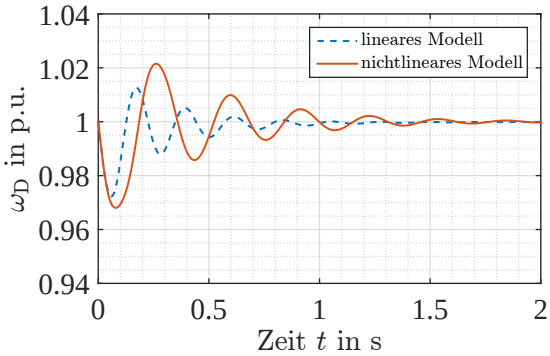
Abbildung 5.8: Vergleich des Regelverhaltens des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt mit linearen und nichtlinearen Modellen bei kleinen Änderungen



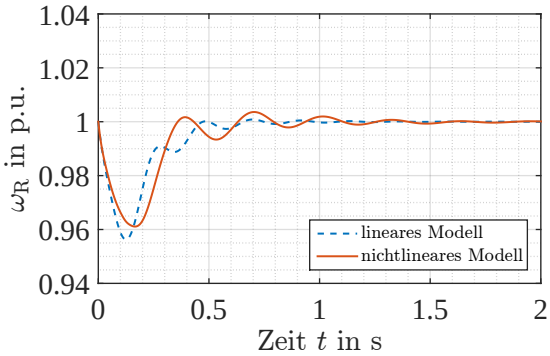
(a) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,1 p.u.



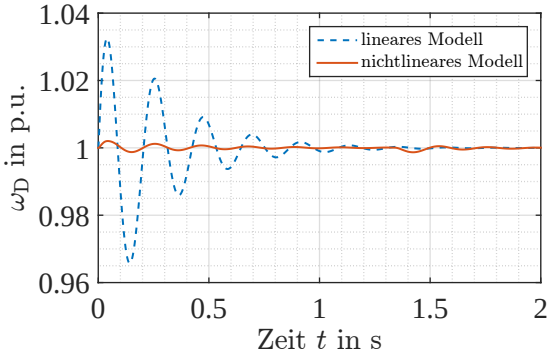
(b) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,1 p.u.



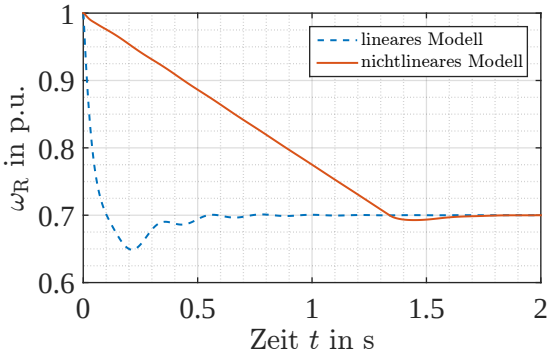
(c) ω_D beim Sprung von Δm_{Ti} = -1 p.u.



(d) ω_R beim Sprung von Δm_{Ti} = -1 p.u.



(e) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,3 p.u.



(f) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,3 p.u.

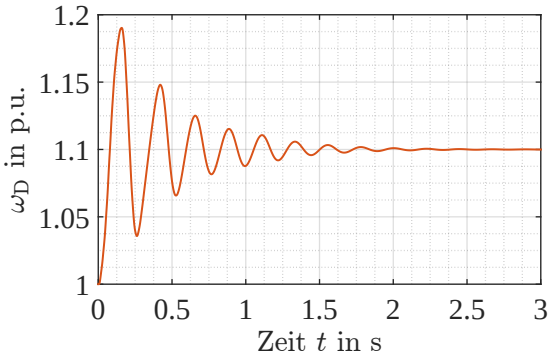
Abbildung 5.9: Vergleich des Regelverhaltens des Doppelgeneratorsystems im Bemessungspunkt mit linearen und nichtlinearen Modellen bei großen Änderungen

5.2.2 Regelverhalten des nichtlinearen Modells für eine Synchronmaschine ohne Dämpferwicklung

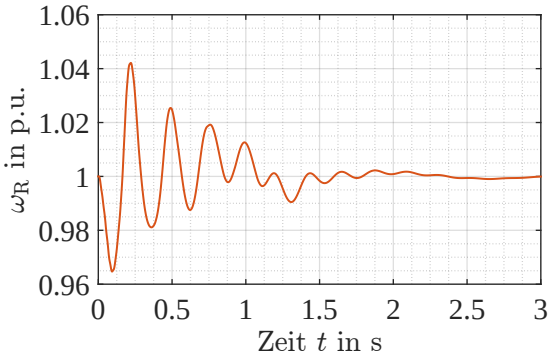
Im vorherigen Kapitel wird die Modellierung eines Doppelgeneratorsystems mit zwei Synchronmaschinen vorgestellt, die zusätzliche kurzgeschlossene Dämpferwicklungen haben. Die Simulationen zeigen, dass das Doppelgeneratorsystem durch eine Zustandsregelung der Regelmaschine stabil wird und das dynamische Verhalten des Hauptgenerators mit optimalen Reglerparametern am deutlichsten verbessert werden kann. Nun wird das dynamische Verhalten eines Doppelgeneratorsystems mit zwei Synchronmaschinen ohne Dämpferwicklung untersucht. Zur Nachbildung der Synchronmaschinen ohne Dämpferwicklung werden nur die Maschinenparameter der Induktivitätsmatrix in Gl. (4.23) angepasst, bzw. die mit der Dämpferwicklung gekoppelten Gegeninduktivitäten werden auf Null gesetzt, sodass die Gleichung für die Dämpferwicklung keinen Einfluss auf die Stator- und Erregerwicklungen bewirkt.

Für Simulationen des Regelverhaltens des Doppelgeneratorsystems ohne Dämpferwicklung werden die optimalen Reglerparameter $V_{\mathrm{p}\omega} = 11$ p.u. und $T_{\mathrm{n}\omega} = 0{,}05$ s im Bemessungspunkt ausgewählt. Die Stör- und Führungsgrößen sind genauso wie in Abb. 5.9. Eine Synchronmaschine ohne Dämpferwicklung schwingt dauerhaft bei einer Netzfrequenz- oder Drehmomentsänderung [45]. Durch die Regelmaschine kann der Hauptgenerator nun stabil arbeiten, wie in Abb. 5.10(a), Abb. 5.10(c) und Abb. 5.10(e) gezeigt. Aber die Drehzahlverläufe der beiden Synchronmaschinen ohne Dämpferwicklung haben eine größere Überschwingweite und längere Einschwingzeiten als die mit Dämpferwicklung in Abb. 5.9. Beispielsweise in Abb. 5.10(a) und Abb. 5.10(b) wird der stationäre Zustand bei einem Sprung von Netzfrequenz $\Delta\omega_{\mathrm{n}} = 0{,}1$ p.u. erst nach ca. 2,5 s erreicht und in Abb. 5.9(a), Abb. 5.9(b) bereits nach ca. 1,7 s.

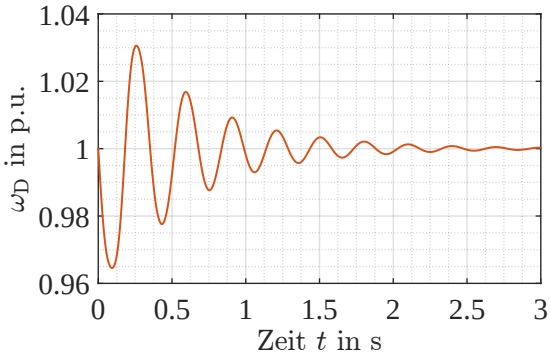
Die Simulationen in Abb. 5.10 zeigen, dass die Modellierung des Doppelgeneratorsystems durch Anpassung der Induktivitätsmatrix auch für Synchronmaschinen ohne Dämpferwicklung gilt. Durch die Regelmaschine werden die Schwingungen des Hauptgenerators gedämpft, sodass ein stabiler Betrieb ebenso gewährleistet wird. Weiterhin kann die Modellierung des Doppelgeneratorsystems für permanentmagneterregte Synchronmaschinen eingesetzt werden. Die Variation des Simulationsmodells für eine PM-Maschine wird in Kapitel 6.3.1 ausführlich beschrieben.



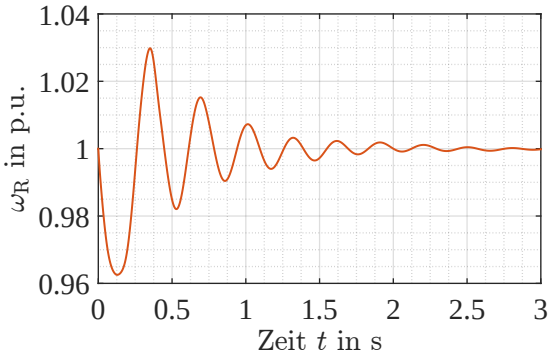
(a) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,1 p.u.



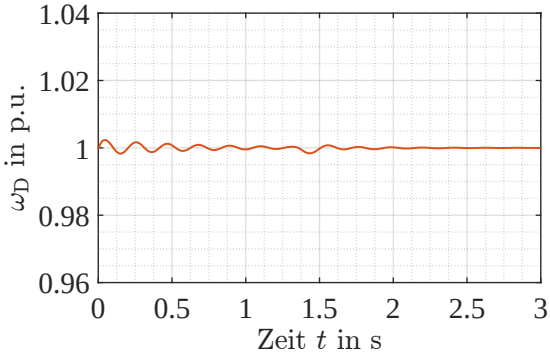
(b) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_n$ = 0,1 p.u.



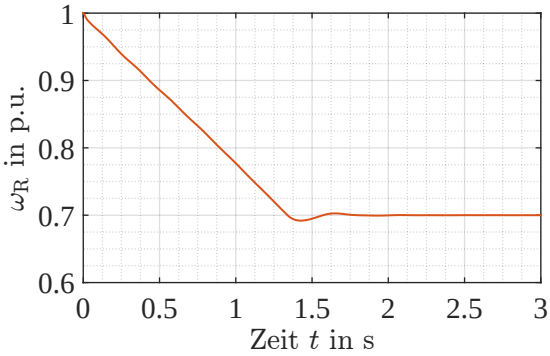
(c) ω_D beim Sprung von Δm_{Ti} = -1 p.u.



(d) ω_R beim Sprung von Δm_{Ti} = -1 p.u.



(e) ω_D beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,3 p.u.



(f) ω_R beim Sprung von $\Delta\omega_R^*$ = -0,3 p.u.

Abbildung 5.10: Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems mit Synchronmaschinen ohne Dämpferwicklung mit nichtlinearen Modell im Bemessungspunkt

5.3 Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems mit Dynamik des hydraulischen Systems

Beim vorstehend erläuterten Systemmodell wird das Antriebsmoment durch ein konstantes Drehmoment bzw. sprungartig geändertes Drehmoment angenommen. Nun wird das nichtlineare Modell des Doppelgeneratorsystems mit Dämpferwicklung um das hydraulische System erweitert, damit das Regelverhalten eines Doppelgeneratorsystems mit der Dynamik einer Wasserturbine und Rohrleitung untersucht werden kann. Die Simulationsparameter für das hydraulische System sind dem Anhang A.10 zu entnehmen. Die Simulationsparameter des Doppelgeneratorsystems bleiben unverändert.

Die berücksichtigte Führungsgröße ist die Turbinendrehzahl. Und die Störgrößen sind z. B. Netzfrequenz und Leitradöffnung. Um die Turbine stets mit optimaler Drehzahl arbeiten zu lassen, wird die Solldrehzahl der Regelmaschine entsprechend den Anforderungen eingestellt. Die erste Anforderung ist Einhaltung der Turbinendrehzahl während einer Netzfrequenzänderung, die zur Drehzahländerung des Hauptgenerators führt. Die zweite Anforderung ist, einen optimalen Turbinenbetrieb gemäß des Netzbedarfs zu gewährleisten. Die Leistungsanpassung wird durch eine Einstellung der Leitratsöffnung bzw. Änderung des Turbinendurchflusses realisiert. Mittels der Drehzahlregelung der Regelmaschine kann die Turbine bei neu eingestellter Leitradöffnung einen optimalen Betrieb erreichen und die maximale Leistung ausgeben.

Aus Gl. (4.7) kann die Solldrehzahl der Regelmaschine ermittelt werden, wobei die Solldrehzahl der Turbine ω_{T}^{*} der optimalen Drehzahl bei jeder Leitradöffnung entspricht und die Solldrehzahl des Hauptgenerators von der Netzfrequenz festgelegt wird.

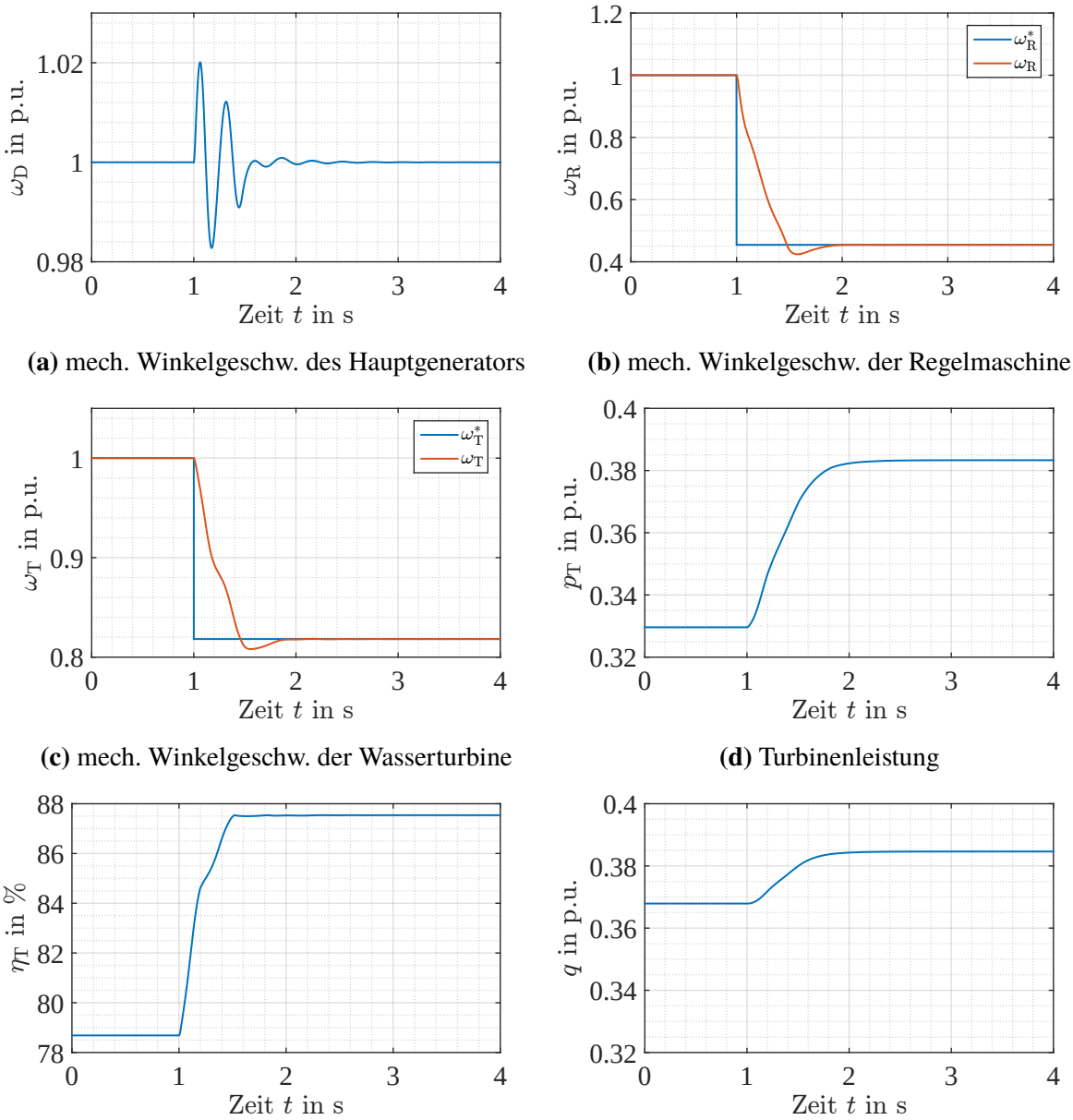
$$\omega_{\mathrm{R}}^{*} = \frac{i_{\mathrm{R}}}{\Omega_{\mathrm{mB\_R}}} \cdot \left(\omega_{\mathrm{T}}^{*} \cdot \Omega_{\mathrm{mB\_T}} - \omega_{\mathrm{D}}^{*} \cdot \frac{\Omega_{\mathrm{mB\_D}}}{i_{\mathrm{D}}} \right) \tag{5.6}$$

Im Folgenden werden die Simulationen für oben beschriebene Fälle separat diskutiert.

5.3.1 Solldrehzahlsprung der Turbine

Da die optimale Turbinendrehzahl abhängig von der Leitradöffnung ist, soll die Turbine bei unterschiedlichen Arbeitspunkten im optimalen Drehzahlverlauf variiert werden, um die maximale Leistung abzugeben. Beispielsweise wird nun die Leitöffnung auf $a = 0,4$ p.u. eingestellt. Im Zeitraum $t = 0$ bis 1 s verhält sich die Wasserturbine wie beim drehzahlfesten Betrieb mit konstanter Nenndrehzahl $\omega_{\mathrm{T}} = 1$ p.u. und der Wirkungsgrad der Wasserturbine ergibt sich zu 78,5 % (s. Abb. 5.11(c) und Abb. 5.11(e)). Im Muscheldiagramm befindet sich dieser Arbeitspunkt bei einem Drehzahlverhältnis $n_{11}/n_{11,\mathrm{opt}} = 110\,\%$ (s. Abb. 4.18).

Ab $t = 1$ s wird die Drehzahl der Turbine durch die Regelmaschine auf die optimale Drehzahl $n_{11}/n_{11,\mathrm{opt}} = 90\,\%$ bei der Leitradöffnung $a = 0,4$ p.u. geführt. Dadurch steigen der Wirkungsgrad sowie die abgegebene Leistung der Turbine an. Der Durchfluss wird ebenso ein bisschen erhöht, weil die Kennlinie der Leitradöffnung mit der Drehzahl eine Parabel ist. Beim Erreichen



(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators

(b) mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

(c) mech. Winkelgeschw. der Wasserturbine

(d) Turbinenleistung

(e) Wirkungsgrad der Wasserturbine

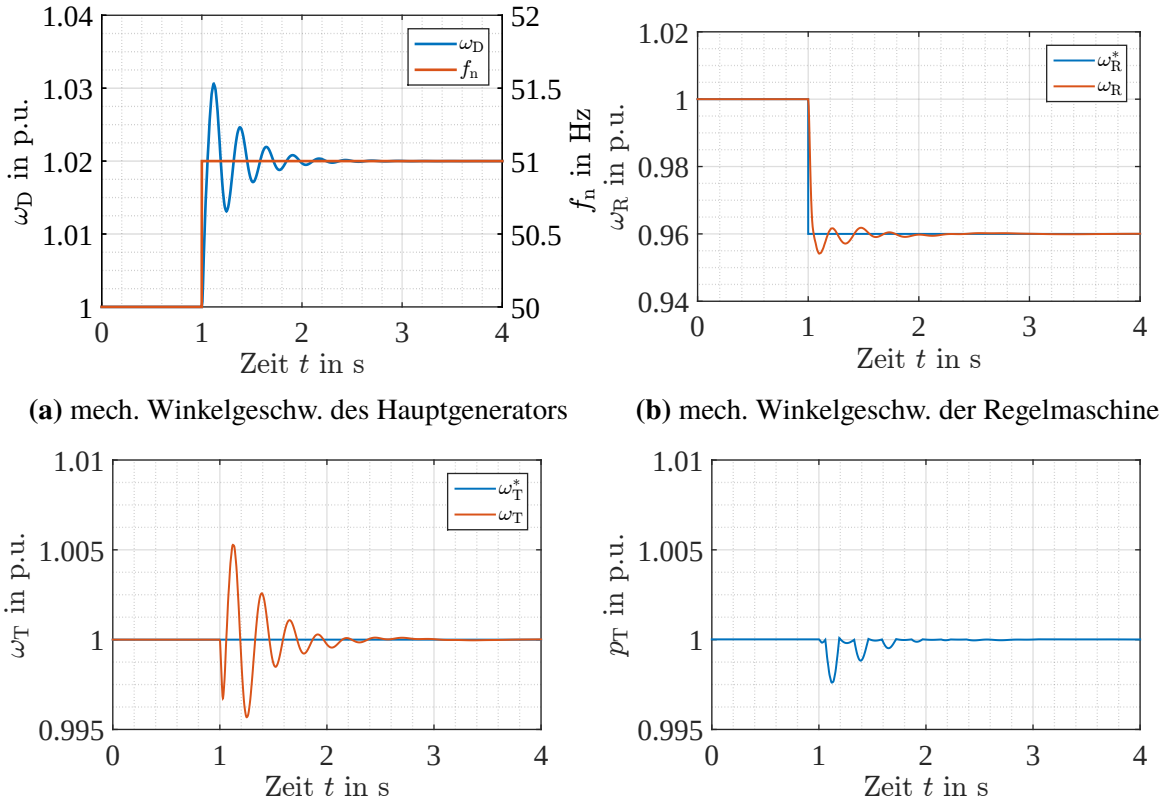
(f) Durchfluss der Wasserturbine

Abbildung 5.11: Regelverhalten des Doppelgenearatorsystems mit hydraulischem System bei einer Leitradöffnung $a = 0,4$ p.u. und bei einem Sprung der Solldrehzahl der Regelmaschine von $\omega_R^* = 1$ p.u. auf 0,45 p.u.

der optimalen Drehzahl der Turbine ergibt sich ein Wirkungsgrad von 87,5 %. Die Drehzahl des Hauptgenerators schwankt gering während der Drehzahlregelung der Regelmaschine.

5.3.2 Netzfrequenzänderung

Wenn die Netzfrequenz schwankt und die Leitradöffnung der Wasserturbine bei $a = 1,2$ p.u. unverändert bleibt, soll die Wasserturbine trotzdem mit optimaler Drehzahl betrieben werden. Daher muss die Drehzahl der Regelmaschine entsprechend Gl. (5.6) eingestellt werden.



(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators

(b) mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

(c) mech. Winkelgeschw. der Wasserturbine

(d) Turbinenleistung

Abbildung 5.12: Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems mit hydraulischem System bei einem Sprung der Netzfrequenz von $f_n = 50$ Hz auf 51 Hz im Bemessungspunkt mit einer Leitradöffnung $a = 1,2$ p.u.

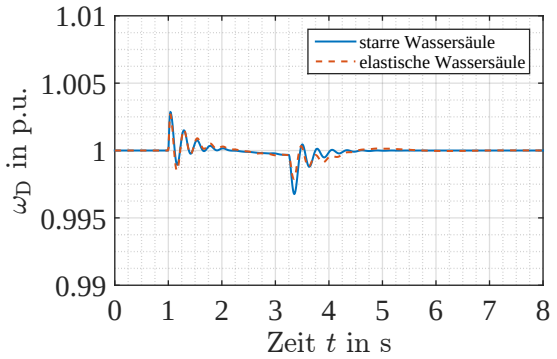
Aus Abb. 5.12 ist zu sehen, dass die mechanische Winkelgeschwindigkeit ω_D bzw. die Drehzahl des Hauptgenerators in Abhängigkeit von der Netzfrequenz erhöht wird (s. Abb. 5.12(a)). Ohne die Drehzahleinstellung der Regelmaschine wird die Turbinendrehzahl auch erhöht und sie weicht von der optimalen Drehzahl ab. Mit der Regelmaschine wird die Drehzahl ω_R abfallen, sodass die Turbinendrehzahl ω_T nur im Einschwingvorgang geringfügig beeinflusst wird, aber bei optimaler Drehzahl ω_T^* bleiben kann (s. Abb. 5.12(b) und Abb. 5.12(c)). Aufgrund den annähernd konstanten Turbinendrehzahl und Leitradöffnung wird die Turbinenleistung nur vom Turbinenwirkungsgrad beeinflusst, deren Änderung die winzig kleinen Schwankungen im Leistungsverlauf der Turbine hervorrufen (s. Abb. 5.12(d)). Die Turbine kann stets die Bemessungsleistung $p_T = 1$ p.u. abgeben, während sich die Netzfrequenz ändert.

5.3.3 Änderung der Leitradöffnung

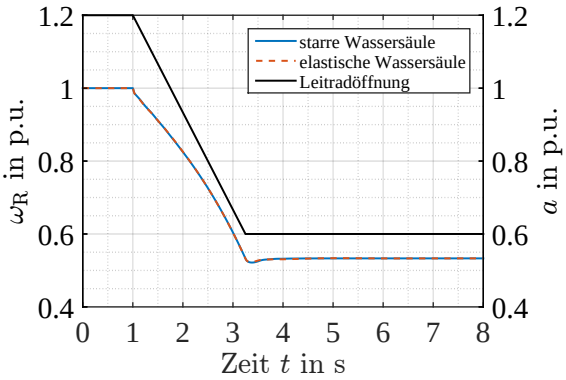
Wenn die Leitradöffnung der Wasserturbine verkleinert wird, soll die Solldrehzahl der Regelmaschine dementsprechend auch abnehmen, damit die Wasserturbine stets bei optimaler Drehzahl betrieben werden kann. Während einer Änderung der Leitradöffnung von $a = 1,2$ p.u. auf $0,6$ p.u. mit einer Geschwindigkeit von $-0,26$ p.u./s wird die Drehzahl der Regelmaschine durch die Kennlinie in Abb. 4.18 geregelt. Dadurch kann der Drehzahlverlauf ω_R in Abb. 5.13(b) der Änderung der Leitradöffnung folgen und fast gleichzeitig den neuen stationären Zustand erreichen. Die Drehzahl des Hauptgenerators ω_D bleibt fast unverändert (s. Abb. 5.13(a)). Außerdem ist aus Gl. (4.7) zu erkennen, dass die Drehzahl der Turbine ω_T aus ω_R und ω_D resultiert. Daher verhält sich der Drehzahlverlauf der Turbine ω_T in Abb. 5.13(c) ähnlich wie beim Drehzahlverlauf ω_R. D. h. die Wasserturbine kann mit optimaler Drehzahl bei einer Leitradsänderung betrieben werden.

Der Durchfluss in Abb. 5.13(e) nimmt annähernd linear mit der Leitradöffnung ab. Dadurch wird eine Erhöhung der Druckfallhöhe hervorgerufen (s. Gl. (4.79), (4.85) und (4.86)). Der Unterschied zwischen starrer und elastischer Wassersäule ist anhand der Druckfallhöhe in Abb. 5.13(f) zu erkennen, weil der Druckstoß unter elastischer Wassersäule sich als eine Druckwelle ausbreitet. Die Turbinenleistung ist proportional zum Produkt von Durchfluss und Druckfallhöhe. Der Verlauf der Turbinenleistung in Abb. 5.13(d) steigt zuerst aufgrund einer Steigung der Druckfallhöhe an, sinkt danach wegen einer starken Verringerung des Durchflusses ab.

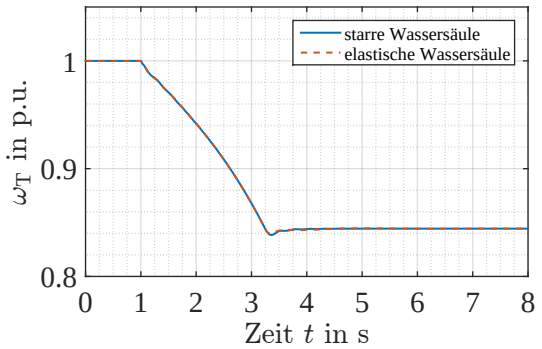
Die oben gegebenen Simulationen haben bestätigt, dass die Turbine durch eine Drehzahlreglung der Regelmaschine stets mit optimaler Drehzahl im drehzahlvariablen Betrieb arbeiten kann. Nach einem Solldrehzahlsprung kann die Turbine am neuen Arbeitspunkt arbeiten, wo die maximale Leistung bei vorhandener Leitradöffnung erzeugt wird. Bei einer Schwankung der Netzfrequenz kann die Turbine die Drehzahl beibehalten und die maximale Leistung ständig ausgeben. Bei einer kontinuierlichen Änderung der Leitradöffnung hat die Turbine einen ähnlichen Drehzahlverlauf wie die Regelmaschine bzw. erreicht sie den neuen stationären Zustand fast gleichzeitig zum Schluss der Leitradöffnungsänderung.



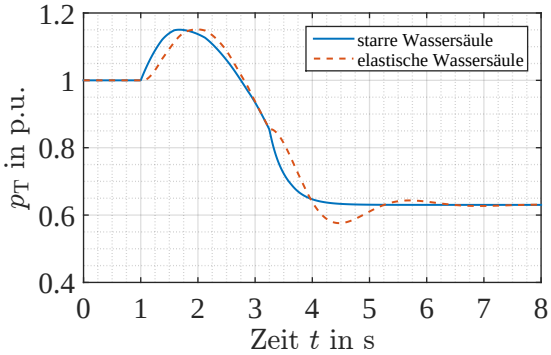
(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators



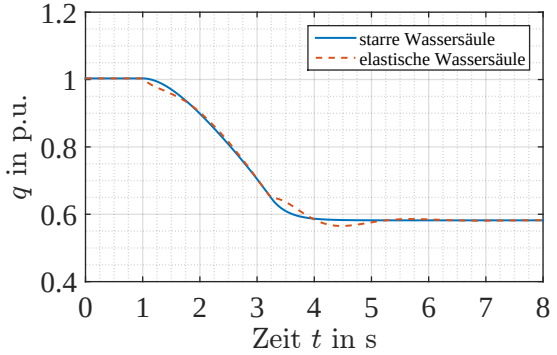
(b) mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine



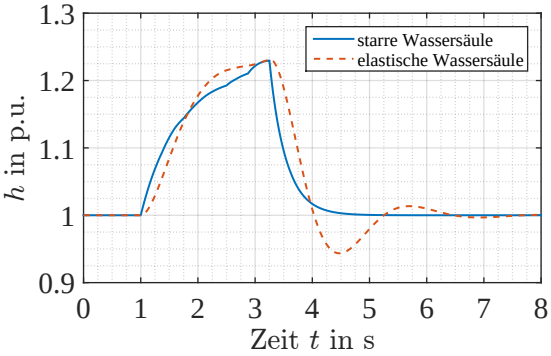
(c) mech. Winkelgeschw. der Wasserturbine



(d) Turbinenleistung



(e) Durchfluss der Wasserturbine



(f) Druckfallhöhe

Abbildung 5.13: Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems mit hydraulischem System bei einer Leitradöffnung von $a = 1,2$ p.u. auf $0,6$ p.u. mit einer Geschwindigkeit von $-0,26$ p.u./s

6 Messtechnische Untersuchungen, Versuchsstand des Doppelgeneratorsystems

In Kapitel 4 wird die Modellierung eines Doppelgeneratorsystems mit zwei Schenkelpol-Synchronmaschinen und einem Überlagerungsgetriebe beschrieben. Mit den Simulationen des dynamischen Verhaltens eines Doppelgeneratorsystems wird im Kapitel 5 festgestellt, dass die Regelung der Regelmaschine nicht nur eine gewünschte Drehzahl für die Antriebsmaschine erreichen sondern auch das dynamische Verhalten des Hauptgenerators verbessern kann. In diesem Kapitel werden diese Eigenschaften des Doppelgeneratorsystems mit einem Modellversuchsstand messtechnisch überprüft.

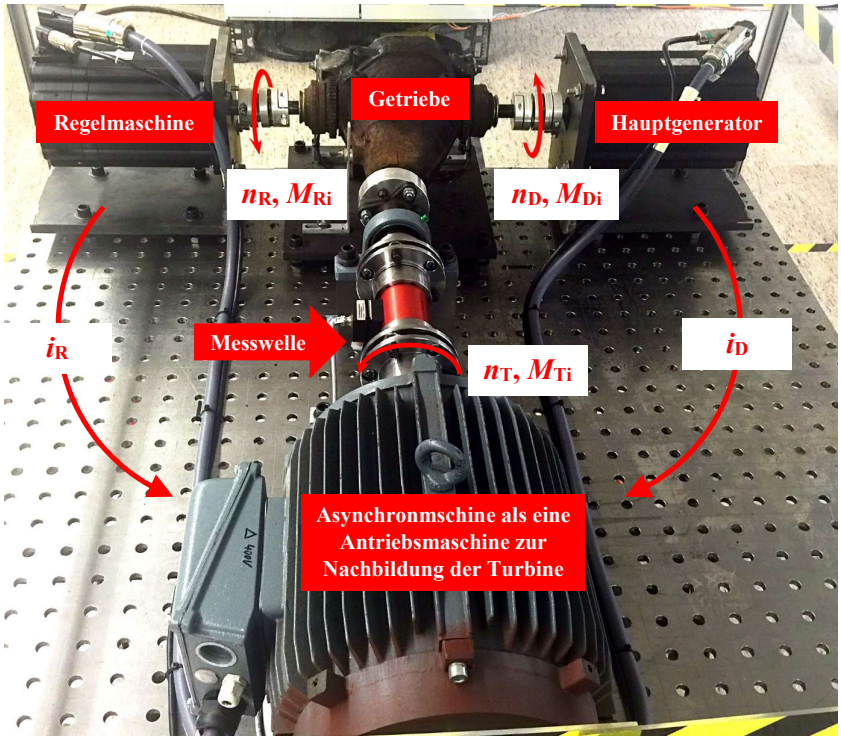
Im Laborraum ist es allerdings wegen der Dimension nicht möglich, zwei Schenkelpol-Synchronmaschinen mit einer Gesamtleistung von ca. 900 kW einzusetzen. Stattdessen werden zwei permanentmagneterregte Synchronmaschinen mit einer gesamten Leistung von 20 kW eingesetzt. Eine nähere Beschreibung des Versuchsaufbaus sowie die Versuchsdurchführung werden in Kapitel 6.1 gegeben. In Kapitel 6.2 werden die stationären Eigenschaften bzw. der Leistungsfluss des Doppelgeneratorsystems in Verbindung mit den Messergebnissen erläutert. Zusätzlich wird der Wirkungsgrad des Versuchsstands aus den gemessenen Leistungen ermittelt.

Um die Simulation des Doppelgeneratorsystems durch die experimentellen Daten modellspezifisch zu validieren, müssen die für eine Schenkelpol-Synchronmaschine aufgestellten Gleichungen in die im Versuchsstand verwendete permanentmagneterregte Synchronmaschine umgewandelt werden. Außerdem muss das nichtlineare Simulationsmodell (s. Abschnitt 4.2.1 und 4.3.1) an die Maschinenparameter des Versuchsstands angepasst werden. Die entsprechenden Modifikationen werden in Kapitel 6.3 genau beschrieben. Daran anschließend werden die Messergebnisse mit den Simulationsergebnissen des Versuchsstands verglichen und diskutiert.

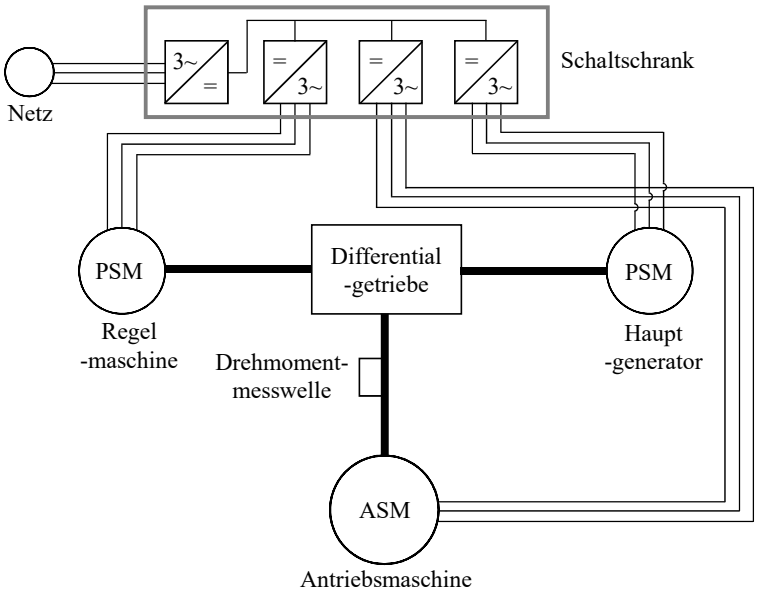
6.1 Versuchsaufbau

Abb. 6.1 stellt eine Übersicht der wesentlichen Komponenten und des Aufbaus des Versuchsstands dar. Der Versuchsstand besteht aus zwei identischen permanentmagneterregten Synchronmaschinen (Firma Lenze, Typ: MCS19P30), einer Asynchronmaschine (Firma Emod, Typ: 180 M/2) und einem Differenzialgetriebe. Über das Differenzialgetriebe sind die drei Maschinen gekoppelt. Die beiden Synchronmaschinen bestehen aus Hauptgenerator und Regelmaschine.

Die Asynchronmaschine arbeitet motorisch als Antriebsmaschine, die das Drehmoment sowie die mechanische Leistung für das Doppelgeneratorsystem bereitstellt.



(a) Übersicht des Versuchsstands



(b) Schaltung des Versuchsstands

Abbildung 6.1: Versuchsstand mit zwei permanentmagneterregten Synchronmaschinen PSM (Hauptgenerator und Regelmaschine), einem Differentialgetriebe und einer Asynchronmaschine als Antriebsmaschine

In der Praxis wird der Hauptgenerator direkt mit dem starren Netz verbunden und die Regelmaschine wird über einen Umrichter betrieben. Im Versuchsstand werden jedoch sowohl der Hauptgenerator als auch die Regelmaschine mit je einem Frequenzumrichter, bzw. einem Servoverstärker (Firma B&R, Typ: ACOPOSmulti Wechselrichtermodul) betrieben. Dadurch kann der Hauptgenerator mittels Variation der Reglerparameter des Drehzahlreglers verschiedene dynamische Verhalten nachbilden. Dabei wird die Auswirkung der Regelmaschine auf den Hauptgenerator untersucht.

Die Ansteuerung der elektrischen Maschinen erfolgt mit einem Steuerungsprogramm, das in der Entwicklungsumgebung B&R Automation Studio 4.0 erstellt wird. Im Steuerungsprogramm wird eine positive Richtung für jede Maschine festgelegt, wie in Abb. 6.1(a) gekennzeichnet. Dies gilt sowohl für die Drehzahl als auch für das Drehmoment. D. h. Alle gerichteten Größen sind vorzeichenbehaftet. Ihr Vorzeichen wird durch die bereits festgelegte positive Richtung bestimmt. Zur Messung des Antriebsdrehmoments des Asynchronmotors wird eine Drehmomentmesswelle (Firma KTR, Typ: DATAFLEX 32/300) eingesetzt, die zusätzlich eine Drehzahlmessung integriert hat. Die aus dem DF2-Anschlussgehäuse der Messwelle erfassten Analogsignale werden durch einen 16 Bit A/D-Wandler NI 9215 von National Instruments digitalisiert. Das Digitalsignal lassen sich durch ein in LabVIEW entwickeltes Messprogramm auswerten.

Die Messungen am Doppelgeneratorsystem unterteilen sich in zwei Gruppen:

- Untersuchung des stationären Verhaltens
- Untersuchung des dynamischen Verhaltens

In den stationären Untersuchungen werden die eingespeiste mechanische Leistung sowie die abgegebenen elektrischen Leistungen des Doppelgeneratorsystems bei unterschiedlichen Betriebspunkten gemessen, um die Leistungsverläufe und den Wirkungsgrad des Doppelgeneratorsystems zu ermitteln.

In den dynamischen Messungen wird das Regelverhalten bezüglich Führungs- und Störverhalten des Doppelgeneratorsystems untersucht. Bei der Untersuchung des Führungsverhaltens wird die Solldrehzahl der Regelmaschine eingestellt, während der Hauptgenerator eine konstante Drehzahl hält. Als Störungen werden das dynamische Verhalten des Hauptgenerators oder das Drehmoment der Asynchronmaschine variiert. Der Einfluss der Regelmaschine auf solche Störungen wird untersucht.

Die technischen Daten der elektrischen Maschinen und der Umrichter des Versuchsstands sind A.15 zu entnehmen.

6.2 Stationäre Messungen

6.2.1 Beschreibung des stationären Betriebs

Zur Beschreibung des stationären Betriebs eines Doppelgeneratorsystems werden einige Kenngrößen eingeführt. Da der Hauptgenerator durch die Netzfrequenz bei jedem stationären

Betriebszustand stets mit einer konstanten Drehzahl n_{D0} läuft, ergibt sich die Drehzahl der Antriebsmaschine aus Gl. (4.1) beim speziellen Fall $n_R = 0$

$$n_{T0} = \frac{n_{D0}}{i_D} \quad , \tag{6.1}$$

die als **Grunddrehzahl** des Antriebs bezeichnet wird.

Die Antriebsdrehzahl ergibt sich dann $n_T = n_{T0} + \Delta n_T$, wobei Δn_T die Drehzahlabweichung von der Grunddrehzahl ist. Aus Gl. (4.1) kann Δn_T durch folgendes Verhältnis bestimmt werden.

$$\Delta n_T = \frac{n_R}{i_R} \tag{6.2}$$

Ist die Antriebsdrehzahl kleiner als die Grunddrehzahl, arbeitet die Regelmaschine motorisch. Sie bezieht dann die Leistung aus dem Netz, bzw. aus dem Zwischenkreis des Umrichters, die sie dem Triebstrang zuführt und über den Hauptgenerator wieder ins Netz speist (s. Abb. 6.2(a)). Die Generatorleistung ist dann größer als die Antriebsleistung. Liegt anderenfalls die Antriebsdrehzahl über der Grunddrehzahl, arbeitet die Regelmaschine generatorisch und sie speist parallel zum Hauptgenerator die Leistung ins Netz bzw. in den Zwischenkreis (s. Abb. 6.2(b)). D. h. die Antriebsleistung kann durch die Regelmaschine unterstützt oder abgezweigt werden und der Übergang zwischen beiden Betriebsarten erfolgt durch Drehrichtungsumkehr der Regelmaschine.

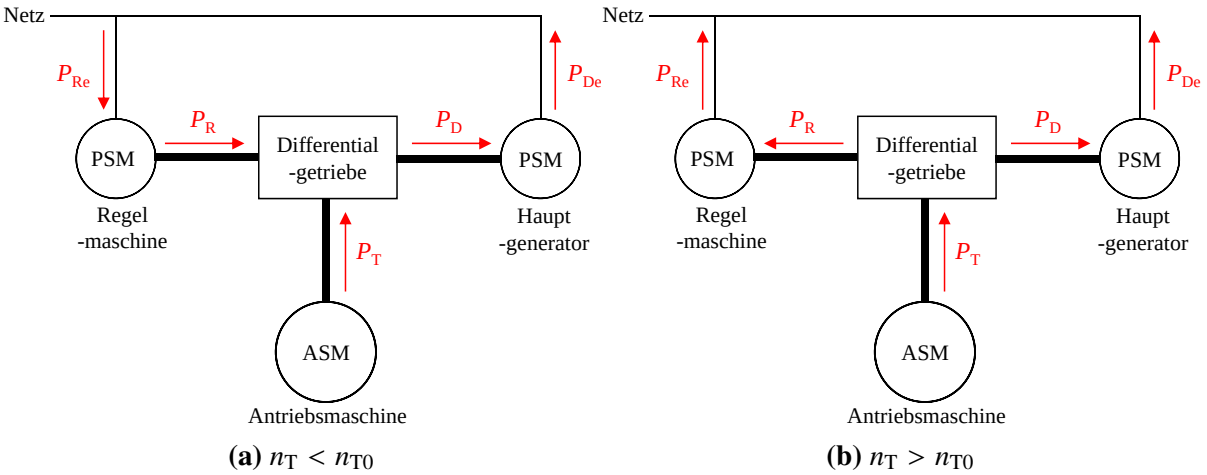


Abbildung 6.2: Leistungsfluss eines Doppelgeneratorsystems: (a) Regelmaschine arbeitet motorisch (b) Regelmaschine arbeitet generatorisch

Anschließend wird die **Drehzahlspanne** α eingeführt, die das Verhältnis der Drehzahlabweichung zur Grunddrehzahl darstellt (s. Gl. (6.3)). Sie bestimmt nicht nur den Drehzahlspielraum einer Antriebsmaschine, sondern auch den Leistungszusammenhang zwischen Regelmaschine und Hauptgenerator. Dabei wird angenommen, dass das Überlagerungsgetriebe verlustfrei ist. Somit wird die Energiebilanz $P_T = P_D + P_R$ erfüllt.

$$\alpha = \frac{\Delta n_T}{n_{T0}} = \frac{\frac{n_R}{i_R}}{\frac{n_{D0}}{i_D}} = \frac{n_R}{n_{D0}} \cdot \frac{i_D}{i_R} = \frac{n_R}{n_{D0}} \cdot \frac{M_R}{M_D} = \frac{P_R}{P_D} = \frac{P_R}{P_T - P_R} = \frac{1}{\frac{P_T}{P_R} - 1} \tag{6.3}$$

Aus Gl. (6.3) ist erkennbar, dass die Drehzahlabweichung Δn_T in beiden Betriebsbereichen durch die leistungsmäßige Auslegung der Regelmaschine bestimmt ist. Die maximale Drehzahlabweichung von Grunddrehzahl einer Turbine ergibt sich aus der Nennleistung der Regelmaschine.

6.2.2 Messung der Leistungsverteilung und des Wirkungsgrades am Versuchsstand

Abb. 6.3 veranschaulicht den Betriebszustand und die Drehrichtung der jeweiligen Maschinen unter den stationären Messungen. Beim Leerlaufversuch wird das Reibmoment M_r des Doppelgeneratorsystems bzw. die Bestandteile hinter der Hauptwelle (Drehmomentmesswelle) bei verschiedenen Antriebsdrehzahlen gemessen. Dabei wird die Asynchronmaschine motorisch betrieben, während die Regel- und Hauptgeneratoren ausgeschaltet sind. Die Asynchronmaschine erfolgt eine Drehzahlregelung durch den Funktionsblock *MC_MoveVelocity* (s. Abb. 6.3(a)).

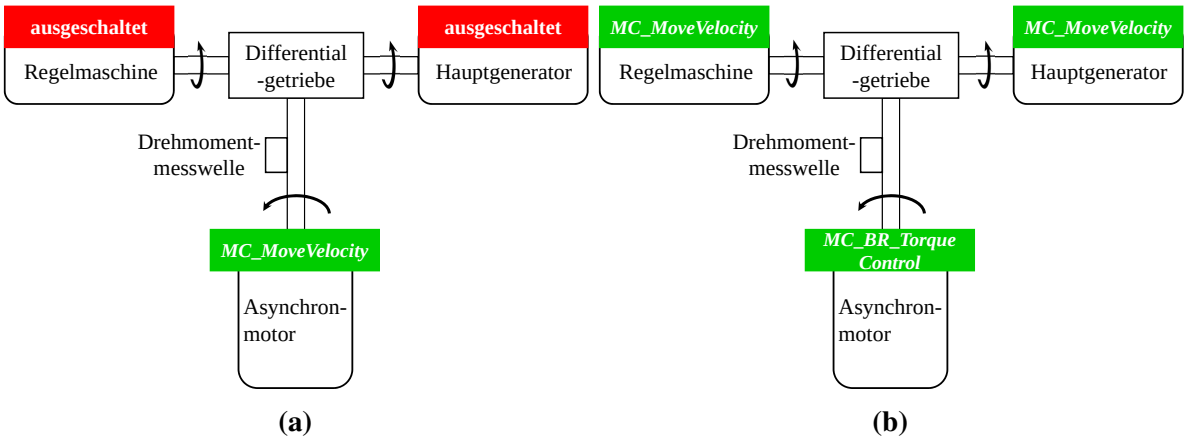


Abbildung 6.3: (a) Leerlaufversuch; (b) Belastungsversuch des Doppelgeneratorsystems bei Antriebsdrehzahl $n_T > n_{T0}$. Bei $n_T < n_{T0}$ wird die Drehrichtung der Regelmaschine umgekehrt.

Bei Belastungsversuchen werden die Regelmaschine und Hauptgenerator durch den Funktionsblock *MC_MoveVelocity* drehzahlgeregelt, während der Asynchronmotor mit dem Funktionsblock *MC_BR_TorqueControl* ein konstantes Drehmoment liefert (s. Abb. 6.3(b)). Dabei wird das Drehmoment der Asynchronmaschine so gehalten, dass die Regelmaschine und der Hauptgenerator mit Bemessungsdrehmoment belastet sind. Der Hauptgenerator soll mit einer konstanten Drehzahl stets generatorisch arbeiten. Hier wird die Drehzahl des Hauptgenerators auf $n_D = 450\,\mathrm{min}^{-1}$ festgelegt. Durch Einstellung der Drehzahl der Regelmaschine kann die Drehzahl des Asynchronmotors variiert werden, während die Regelmaschine sowohl generatorisch als auch motorisch betrieben wird. Schließlich wird die Leistungsverteilung der drei Maschinen ermittelt.

Abb. 6.4 zeigt das gemessene Drehmoment durch Reibung und Eisenverluste der permanentmagneterregten Synchronmaschinen (PM-Maschinen) in Abhängigkeit von der Antriebsdrehzahl n_T. Das gesamte Drehmoment zeigt einen konstanten Anteil $M_{v0} = 0{,}5\,\mathrm{Nm}$ sowie einen drehzahlabhängigen Anteil, deren Steigung ab $n_T = 877\,\mathrm{min}^{-1}$ annähernd linear ist.

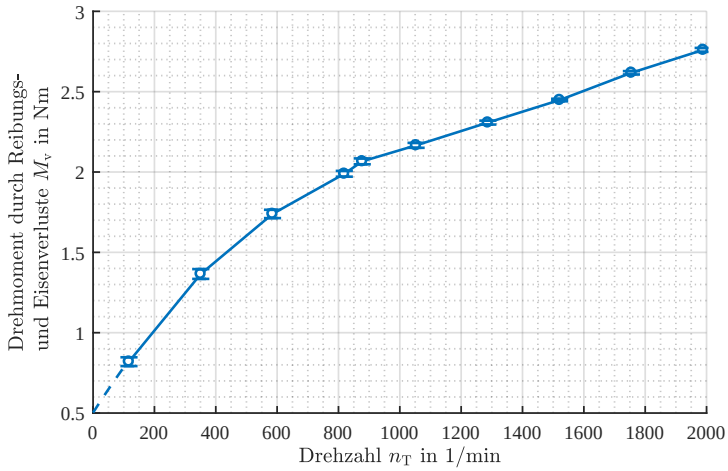


Abbildung 6.4: Drehmoment durch Reibungs- und Eisenverluste der PM-Maschinen und des Getriebes am Versuchsstand mit Fehlerbalken bzw. Standardabweichung

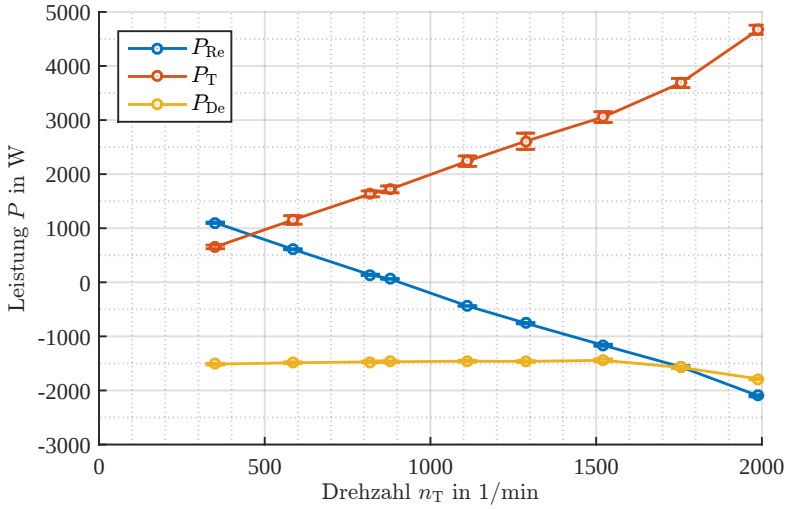
Zur Ermittlung der Leistungsverteilung wird die mechanische Leistung aus der Drehmomentmesswelle gemessen. Die elektrischen Leistungen der beiden Synchrongeneratoren werden mit einem Leistungsmessgerät WT 1800 gemessen. Die ermittelten Leistungen der drei Maschinen in Abhängigkeit von der Antriebsdrehzahl werden in Abb. 6.5 dargestellt. Diese abgegebenen Leistungen wurden durchschnittlich von 30 Messungen an jeder Drehzahl ermittelt. Die Fehlerbalken geben die Standardabweichungen als Messunsicherheiten an. Die Polarität der Leistungen wird im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) definiert: was bedeutet, beim Motorbetrieb ist $P_e > 0$ und beim Generatorbetrieb $P_e < 0$.

Wie in Abb. 6.5(a) steigt die mechanische Leistung P_T linear mit der Antriebsdrehzahl n_T an, weil das Antriebsmoment M_T konstant gehalten wird. Dadurch sind die Drehmomente der Regelmaschine und des Hauptgenerators ebenfalls festgelegt (vgl. Gl. (4.2)). Die Grunddrehzahl liegt bei $n_{T0} = 877,5\,\mathrm{min}^{-1}$. Unterhalb der Grunddrehzahl $n_T < n_{T0}$ arbeitet die Regelmaschine motorisch ($P_{Re} > 0$) und sie zieht die elektrische Leistung vom Netz bzw. vom Zwischenkreis des Umrichters an. Oberhalb der Grunddrehzahl $n_T > n_{T0}$ arbeitet die Regelmaschine generatorisch ($P_{Re} < 0$) und gibt die elektrische Leistung durch den Umrichter ins Netz ab. Der Hauptgenerator arbeitet stets generatorisch und überträgt annähernd eine konstante elektrische Leistung von ca. 1500 W.

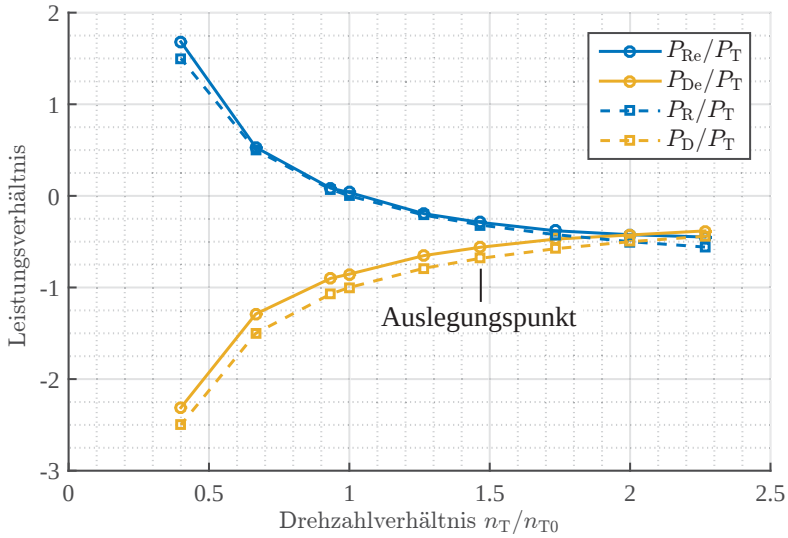
Mit Hilfe Gl. (6.3) werden die mechanischen Leistungen an der Welle des Hauptgenerators und der Regelmaschine unter Annahme eines verlustfreien Getriebes ermittelt. Aus Gl. (6.4) erkennt man, dass die mechanischen Leistungen der Regelmaschine bzw. des Hauptgenerators mit vorgegebener Antriebsleistung nur von der Drehzahlspanne α abhängen.

$$\begin{aligned} P_D &= P_T \cdot \frac{1}{1+\alpha} \\ P_R &= P_T \cdot \frac{\alpha}{1+\alpha} \end{aligned} \tag{6.4}$$

Die Leistungsverhältnisse der ermittelten mechanischen und gemessenen elektrischen Leistungen zur Antriebsleistung werden in Abhängigkeit vom Drehzahlverhältnis in Abb. 6.5(b)



(a) gemessene mechanische Leistung P_T und elektrische Leistungen der Regelmaschine P_{Re} und des Hauptgenerators P_{De} mit Fehlerbalken in Abhängigkeit von der Antriebsdrehzahl n_T



(b) Vergleich der elektrischen Leistungen P_{Re}/P_T und P_{De}/P_T mit mechanischen Leistungen an den Wellen P_R/P_T und P_D/P_T (vgl. Gl. (6.4))

Abbildung 6.5: Leistungsverteilung des Doppelgeneratorsystems am Versuchsstand

zusammengetragen. Beim Hauptgenerator ist die mechanische Leistung stets größer als die elektrische Leistung, weil er generatorisch arbeitet. Bei der Regelmaschine ist die mechanische Leistung bei oberhalb der Grunddrehzahl größer als elektrische Leistung (generatorisch) und bei unterhalb der Grunddrehzahl kleiner als elektrische Leistung (motorisch). Der Leistungsanteil der Regelmaschine nimmt mit der Antriebsdrehzahl oberhalb der Grunddrehzahl zu, während der Leistungsanteil des Hauptgenerators symmetrisch abnimmt. Bis zur doppelten Antriebsdrehzahl ($n_T = 2n_{T0}$) übertragen die Regelmaschine und der Hauptgenerator gleiche Leistungen bzw. 0,5 der Gesamtantriebsleistung. Damit der große Teil z. B. von 70 % der Antriebsleistung durch

den Hauptgenerator fließt und die Regelmaschine mit 30 % der Gesamtleistung ausgerüstet wird (s. Auslegungspunkt in Abb. 6.5(b)), liegt die Drehzahlvariabilität der Antriebsmaschine im Bereich $[0,80 n_{T0}, 1,47 n_{T0}]$. Mit der ausgelegten Regelmaschinenleistung kann der Bereich der Drehzahlvariabilität der Turbine aus dem Leistungsverteilungsdiagramm gelesen werden. Unterhalb der Grunddrehzahl ist die mechanische Leistung des Hauptgenerators größer als die Antriebsleistung.

Anschließend wird der Wirkungsgrad des Doppelgeneratorsystems aus gemessenen mechanischen und elektrischen Leistungen mit Gl. (6.5) ermittelt.

$$\eta_{sys} = \left| \frac{P_{Re} + P_{De}}{P_T} \right| \tag{6.5}$$

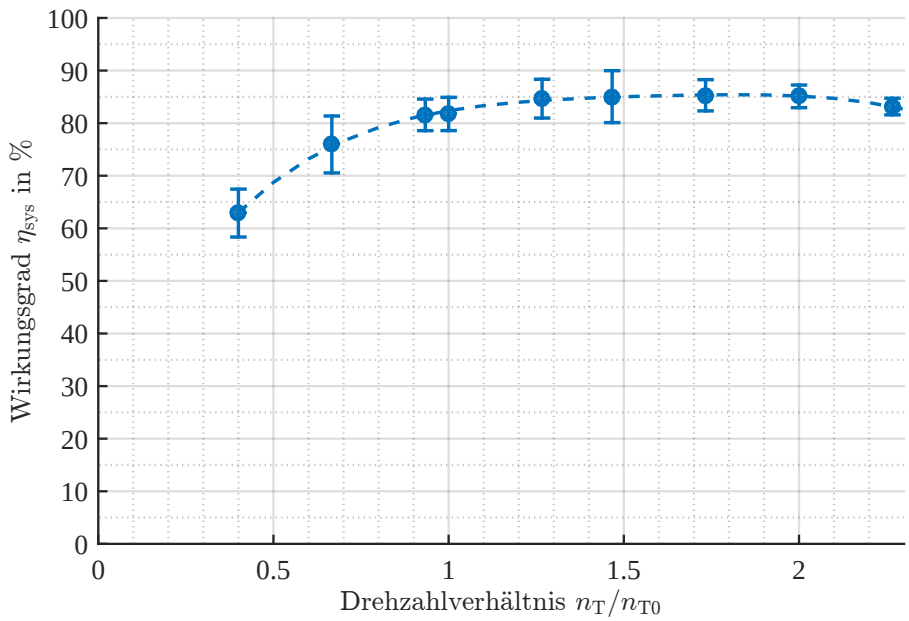


Abbildung 6.6: Wirkungsgrad des Doppelgeneratorsystems am Versuchsstand

Die Unsicherheiten des Wirkungsgrades werden durch die Regel der Fehlerfortpflanzung bestimmt (s. Gl. (6.6)). σ_{Re}, σ_{De}, σ_T sind jeweils die Standardabweichungen der Leistungen P_{Re}, P_{De} und P_T.

$$\sigma_\eta \approx \eta_{sys} \cdot \sqrt{\left(\frac{\sqrt{\sigma_{Re}^2 + \sigma_{De}^2}}{P_{Re} + P_{De}} \right)^2 + \left(\frac{\sigma_T}{P_T} \right)^2} \tag{6.6}$$

Wie in Abb. 6.6 liegt der Wirkungsgrad des Versuchsstands über 80 % im Auslegungsbereich von $[0,80 n_{T0}, 1,47 n_{T0}]$. In diesem Bereich ist die Leistung der Regelmaschine maximal 30 % der Gesamtleistung. Der maximale Wirkungsgrad ist 85 %. Der Wirkungsgrad nimmt bei kleiner Antriebsdrehzahl bzw. $n_T/n_{T0} < 1$ deutlich ab. Dabei arbeitet die Regelmaschine motorisch und bezieht dann Leistung aus dem Netz, die sie dem Triebstrang zuführt und über den Hauptgenerator wieder ins Netz speist.

Wegen der zirkulierenden Leistung treten durch den motorischen Betrieb insgesamt höhere Verluste auf, als wenn beide Maschinen generatorisch arbeiten [7]. Je kleiner die Antriebsdrehzahl, desto mehr elektrische Leistung wird vom Hauptgenerator in die Regelmaschine gespeist und desto kleiner wird der Wirkungsgrad des Doppelgeneratorsystems. Bei einer Antriebsdrehzahl von $n_{\mathrm{T}} = 0,4 n_{\mathrm{T0}}$ beträgt der Wirkungsgrad lediglich 63 %. Bei den Messungen werden die Messunsicherheiten berücksichtigt, die unterhalb 5,5 % liegen (s. Abb. 6.6).

6.3 Dynamische Messungen

Das lineare Modell eines Doppelgeneratorsystems mit zwei permanentmagneterregten Synchronmaschinen (PM-Maschinen) wird in [25] ausführlich beschrieben. Die Analyse des dynamischen Verhaltens zeigt, dass der Antrieb ohne Eingriff der Regelmaschine nicht stabil verläuft. Die PM-Maschine hat die Eigenwerte mit positiven Realteil beim Netzbetrieb, so dass selbsterregte Schwingungen infolge einer Netzfrequenzänderung auftreten. Über die Drehzahlregelung der Regelmaschine kann der Gesamtantrieb stabilisiert werden.

Im Versuchsstand werden sowohl der Hauptgenerator als auch die Regelmaschine mit einem Umrichter angeschlossen (s. Abb. 6.1(b)). Zur Nachbildung einer Netzfrequenzänderung werden die Reglerparameter des Drehzahlreglers des Hauptgenerators variiert, sodass der Hauptgenerator unterschiedliches dynamisches Verhalten beispielsweise instabiles, grenzstabiles oder schwach gedämpftes Schwingverhalten aufweisen kann. Außerdem wird das dynamische Verhalten des Doppelgeneratorsystems infolge einer Änderung des Drehmomentes der Antriebsmaschine und der Solldrehzahl der Regelmaschine gemessen.

Zum Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse erfolgen weitere Simulationen mittels des nichtlinearen Modells, das am Versuchsstand angepasst werden soll. Statt der Schenkelpol-Synchronmaschinen werden zwei geregelte PM-Maschinen im Simulationsmodell des Versuchsstands verwendet. Die Anpassung des Simulationsmodells wird im folgenden Abschnitt erklärt.

6.3.1 Variation des nichtlinearen Simulationsmodells am Versuchsstand

Da permanentmagneterregte Synchronmaschinen im Versuchsstand eingesetzt werden, wird das Modell des Doppelgeneratorsystems bzw. des Maschinenmodells von der Schenkelpol-Synchronmaschine in eine PM-Maschine umgewandelt. Die PM-Maschine hat keine Dämpferwicklungen und im Rotor wird die Erregerwicklung durch einen Permanentmagneten ersetzt, der in der d-Richtung eine Hauptflussverkettung $\underline{\psi}_{\mathrm{pm}}$ erzeugt. D. h. zur Beschreibung des nichtlinearen Maschinenmodells einer PM-Maschine können die Spannung- bzw. Flussgleichungen im Dämpfer- und Erregerkreis entfallen, so dass nur die Ständerspannungsgleichungen und die Flussverkettungen der Ständerwicklungen erforderlich sind. Die Gleichungssysteme einer Schenkelpol-Synchronmaschine Gl. (4.22) und (4.23) werden dann wie folgt für die PM-Maschine angepasst. In der Simulation wird angenommen, dass die PM-Maschine identische

Reaktanzen in d- und q-Achse hat.

$$\begin{pmatrix} u_\mathrm{d} \\ u_\mathrm{q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_1 & 0 \\ 0 & r_1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -i_\mathrm{d} \\ -i_\mathrm{q} \end{pmatrix} + \frac{\mathrm{d}}{\Omega_\mathrm{B} \cdot \mathrm{d}t} \begin{pmatrix} \psi_\mathrm{d} \\ \psi_\mathrm{q} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\omega_\mathrm{L}\psi_\mathrm{q} \\ \omega_\mathrm{L}\psi_\mathrm{d} \end{pmatrix} \tag{6.7}$$

$$\begin{pmatrix} \psi_\mathrm{d} \\ \psi_\mathrm{q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -i_\mathrm{d} \\ -i_\mathrm{q} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \psi_\mathrm{pm} \\ 0 \end{pmatrix} \tag{6.8}$$

Die Gleichungen des Drehmomentes und der elektrischen Leistung bleiben unverändert wie Gl. (4.30).

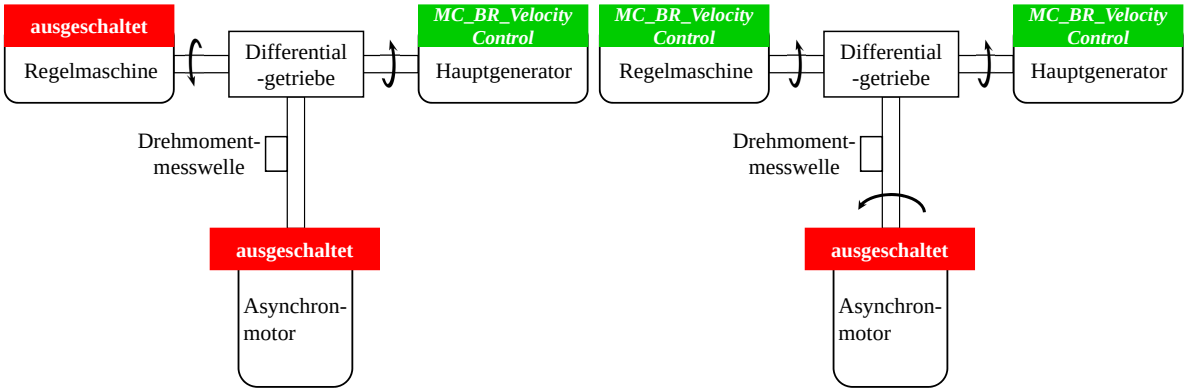
Die Regelung einer PM-Maschine erfolgt im rotorfesten dq-Koordinatensystem, weil der Hauptfluss $\underline{\psi}_\mathrm{pm}$ in d-Achse ausgerichtet ist. Da diese rotorfesten Achsen mit der Kreisfrequenz Ω_L rotieren, daher kann der Flusswinkel β_L bzw. Orientierungswinkel zwischen d-Achse und dem statorfesten Koordinatensystem aus gemessener mechanischer Winkelgeschwindigkeit vorgegeben werden (s. Gl. (4.14)). Damit entfällt das Flussmodell, das bei der indirekten feldorientierten Regelung einer Schenkelpol-Synchronmaschine notwendig ist.

In der Regelstruktur einer PM-Maschine können die gleichen Regelstrategien wie bei einer Schenkelpol-Synchronmaschine durch Kaskadenregelung mit PI-Regler eingesetzt werden (vgl. Abb. 4.7). Der flussbildende Strom i_d^* wird auf Null geregelt und der Sollwert des momentbildenden Stroms i_q^* wird vom Drehzahlregler ermittelt. Mit Hilfe der unterlagerten Stromregelung werden die Spannungen u_d^* und u_q^* dem Stellglied zugeführt. Zur Verbesserung der Dynamik des Regelkreises kann auch die Vorsteuerung eingesetzt werden, die aus den Spannungsgleichungen der PM-Maschine abgeleitet werden kann (vgl. Gl. (4.55)). Insgesamt weist die PM-Maschine eine vereinfachtere regelungstechnische Struktur als eine Schenkelpol-Synchronmaschine auf.

6.3.2 Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse

6.3.2.1 Regelverhalten bei Störungen am Hauptgenerator

Zunächst werden die Reglerparameter des Drehzahlreglers im Hauptgenerator variiert, sodass der Hauptgenerator ein unterschiedliches dynamisches Verhalten zeigen kann. Solch ein dynamisches Verhalten ähnelt möglichen Auswirkungen einer Netzfrequenzänderung auf den Hauptgenerator beim Netzbetrieb. Dabei wird nur der Hauptgenerator eingeschaltet, der mit dem Funktionsblock *MC_BR_VelocityControl* drehzahlgeregelt wird. Die Regelmaschine und der Asynchronmotor sind ausgeschaltet (s. Abb. 6.7(a)). Der Drehzahlverlauf des Hauptgenerators wird bei einem Solldrehzahlsprung $\omega_\mathrm{D}^* = 0,1056\,\mathrm{p.u.}$ vom Stillstand aufgezeichnet. Anschließend wird der Einfluss der Regelmaschine auf das dynamische Verhalten des Hauptgenerators gemessen. Die Regelmaschine wird auf eine konstante Drehzahl geregelt und der Hauptgenerator bleibt stehen. Zu einem Zeitpunkt, z. B. $t = 0{,}5\,\mathrm{s}$, wird dem Hauptgenerator ein gleicher Solldrehzahlsprung vorgegeben (s. Abb. 6.7(b)) und die Drehzahlverläufe der Regelmaschine und des Hauptgenerators werden aufgenommen.



(a) ohne Eingriff der Regelmaschine **(b)** mit Eingriff der Regelmaschine

Abbildung 6.7: (a) Einstellung des Regelverhaltens des Hauptgenerators; (b) Einschalten der Regelmaschine. Die Pfeile kennzeichnen die Drehrichtung der jeweiligen Maschinen.

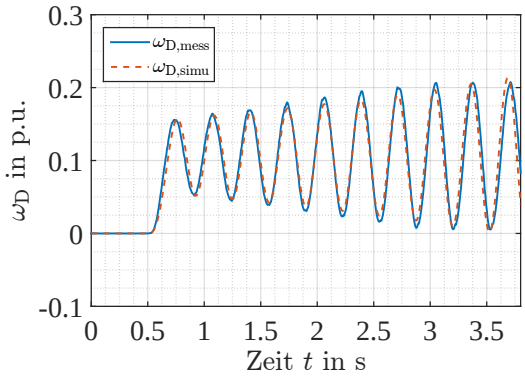
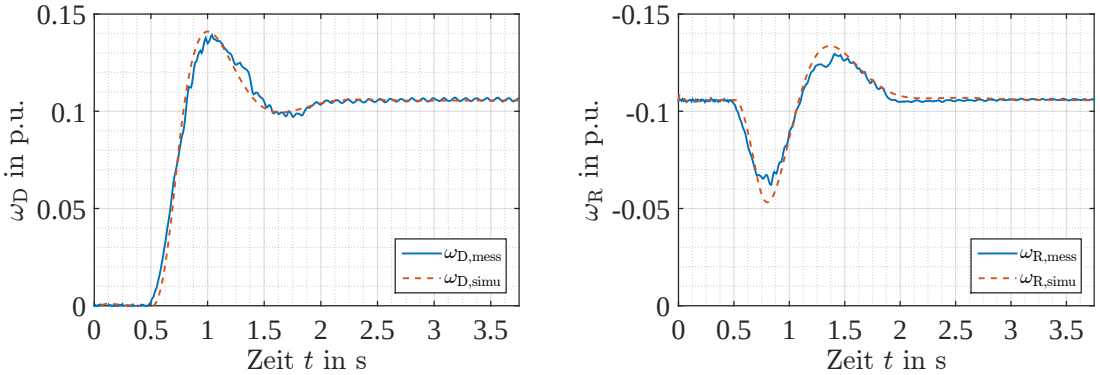


Abbildung 6.8: Instabiler Drehzahlverlauf des Hauptgenerators ohne Eingriff der Regelmaschine beim Solldrehzahlsprung von $\omega_D^* = 0,1056$ p.u.



(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators **(b)** mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

Abbildung 6.9: Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine mit Eingriff der Regelmaschine beim Solldrehzahlsprung von $\omega_D^* = 0,1056$ p.u.. Das Vorzeichen der Drehzahl kennzeichnet nur die Drehrichtung.

Beim ersten Versuch wird ein aufschwingendes instabiles Verhalten des Hauptgenerators mit einer Frequenz von 3 Hz erzeugt (Abb. 6.8). Die Drehzahlamplitude liegt zum Zeitpunkt $t = 3{,}7$ s bei etwa 0,21 p.u. und ist damit um ca. 100 % erhöht. Zum Vergleich wird die Regelmaschine eingeschaltet (s. Abb. 6.7(b)). Diese behält eine konstante Drehzahl $\omega_R^* = 0{,}1056$ p.u. bei, während dem Hauptgenerator ein gleicher Solldrehzahlsprung vorgegeben wird. Mit der Drehzahlregelung der Regelmaschine zeigt Abb. 6.9, dass das instabile Verhalten des Hauptgenerators beseitigt wird und der Hauptgenerator den Sollwert ohne verbleibende Abweichungen erreichen kann. Der Drehzahlverlauf der Regelmaschine wird durch Drehzahländerung des Hauptgenerators beeinflusst, aber mittels der Drehzahlregelung wird der Anfangswert im stationären Zustand wieder hergestellt. Die gestrichelten Linien sind Simulationsergebnisse, die mit den Messergebnissen gut übereinstimmen.

Beim zweiten Versuch werden die Reglerparameter des Drehzahlreglers des Hauptgenerators so eingestellt, dass die Dauerschwingungen auftreten (s. Abb. 6.10). Die Dauerschwingung hat eine Frequenz von 2,5 Hz. Wie Abb. 6.11 zeigt, dass die Dauerschwingung des Hauptgenerators durch Regelung der Regelmaschine mit gleichen Reglerparametern wieder gedämpft wird.

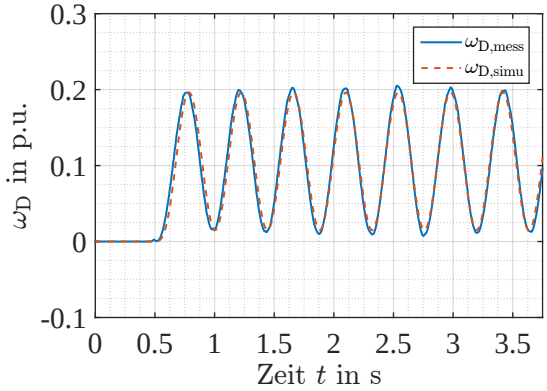
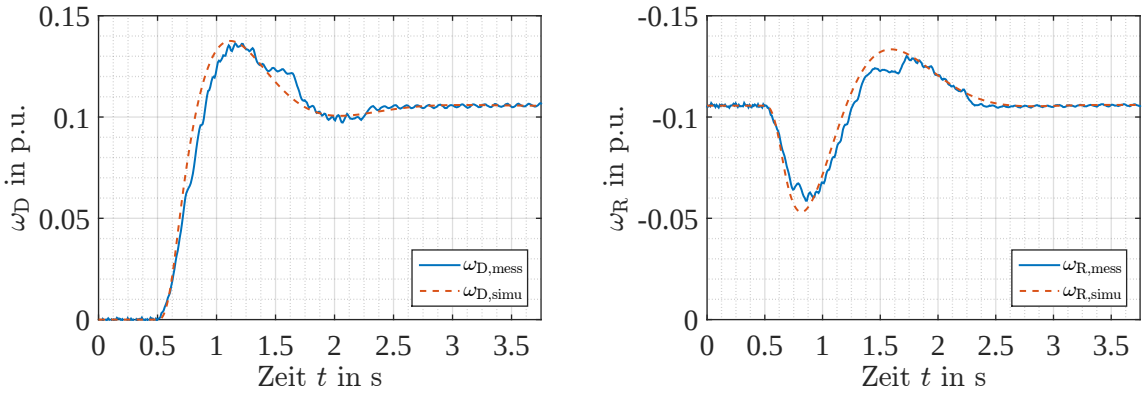


Abbildung 6.10: Drehzahlverlauf des Hauptgenerators mit Dauerschwingung ohne Eingriff der Regelmaschine beim Solldrehzahlsprung von $\omega_D^* = 0,1056$ p.u.



(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators **(b)** mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

Abbildung 6.11: Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine mit Eingriff der Regelmaschine beim Solldrehzahlsprung von $\omega_D^* = 0,1056$ p.u.. Das Vorzeichen der Drehzahl kennzeichnet nur die Drehrichtung.

Durch Vergleich von Abb. 6.9(a) mit Abb. 6.11(a) des geregelten Drehzahlverlaufs des Hauptgenerators ergibt sich eine gleiche Überschwingweite von $\Delta\omega_D = 0{,}04$ p.u., aber mit unterschiedlicher Überschwing- und Beruhigungszeit. In Abb. 6.9(a) liegt die Überschwingzeit bei ca. 0,5 s und der Drehzahlverlauf erreicht nach 1,5 s den stationären Zustand. In Abb. 6.11(a) ergibt sich eine Überschwingzeit von 0,63 s und die Beruhigungszeit liegt bei ca. 2 s. D. h.: Mit Eingriff der Regelmaschine wird der gleiche Dämpfungsgrad beim Hauptgenerator erreicht. Der Grund für die kürzeren Überschwing- und Beruhigungszeit in Abb. 6.9(a) liegt darin, dass die Eigenwerte beim instabilen Verhalten des Hauptgenerators den größeren Real- und Imaginärteil als die bei Dauerschwingung haben.

Des Weiteren wird ein schwach gedämpftes Schwingverhalten beim Hauptgenerator eingestellt, das eine Schwingfrequenz von 1,67 Hz hat und im stationären Zustand bis zum Zeitpunkt $t = 15$ s. In Abb. 6.13(a) wird ebenso ein ähnlicher Dämpfungsgrad bzw. Überschwingweite (wie in Abb. 6.9(a) und Abb. 6.11(a)) des Hauptgenerators mit Eingriff der Regelmaschine erreicht. Die Überschwingzeit ist 1 s und die Beruhigungszeit liegt bei 5,5 s; die größer als die in Abb. 6.9(a) und Abb. 6.11(a) sind. D. h.: Die Eigenwerte haben einen kleinen Real- und Imaginärteil.

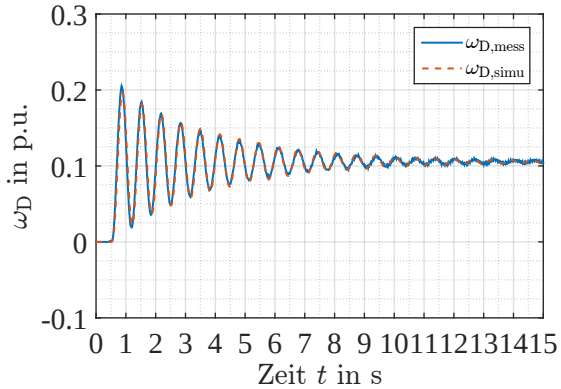
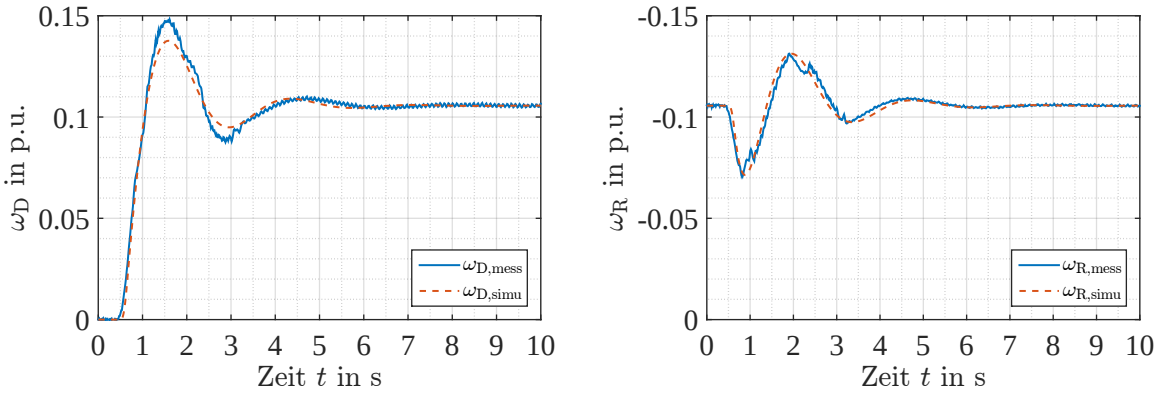


Abbildung 6.12: Schwach gedämpfter Drehzahlverlauf des Hauptgenerators ohne Eingriff der Regelmaschine beim Solldrehzahlsprung von $\omega_D^* = 0{,}1056$ p.u.



(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators **(b)** mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

Abbildung 6.13: Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine mit Eingriff der Regelmaschine beim Solldrehzahlsprung von $\omega_D^* = 0{,}1056$ p.u.. Das Vorzeichen der Drehzahl kennzeichnet nur die Drehrichtung.

Die oben durchgeführten Versuche haben bewiesen, dass das dynamische Verhalten des Hauptgenerators durch die Drehzahlregelung der Regelmaschine stabilisiert bzw. verbessert werden kann. Der Vergleich zwischen Mess- und Simulationsergebnissen zeigt eine hohe Übereinstimmung für jeweils instabile, grenzstabile und schwach gedämpfte Schwingungsfälle. Dabei haben die geregelten Drehzahlverläufe des Hauptgenerators die ungefähr identischen Dämpfungsgerade, jedoch verschiedene Überschwing- und Beruhigungszeiten wegen der Lage der entsprechenden Eigenwerte.

6.3.2.2 Regelverhalten beim Drehmomentsprung des Asynchronmotors

Durch den Funktionsblock *MC_BR_TorqueControl* wird das Drehmoment des Asynchronmotors geregelt, während die Regelmaschine und der Hauptgenerator drehzahlgeregelt sind (s. Abb. 6.14). Der Hauptgenerator zeigt ein instabiles Verhalten wie Abb. 6.9, wenn er alleine betrieben wird. Wenn die Regelmaschine einen stabilen Betrieb für den Hauptgenerator gewährleistet, wird ein Drehmomentsprung des Asynchronmotors vorgegeben. Die Solldrehzahl der Regelmaschine sowie des Hauptgenerators bleiben bei $\omega_R^* = \omega_D^* = 0,1056$ p.u. unverändert während des Drehmomentsprungs vom Asynchronmotor. Dieser Versuch zeigt das Regelverhalten des Doppelgeneratorsystems gegen eine Störung eines Antriebsmomentes.

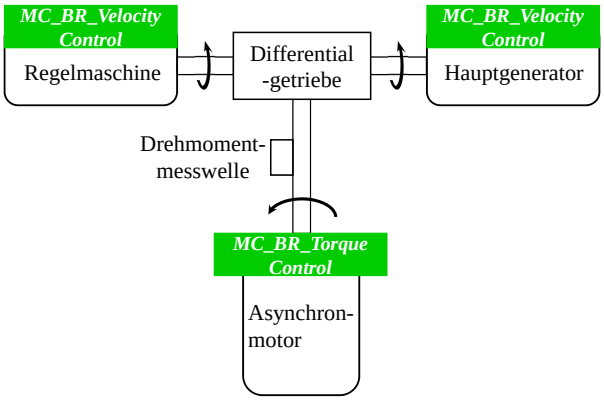
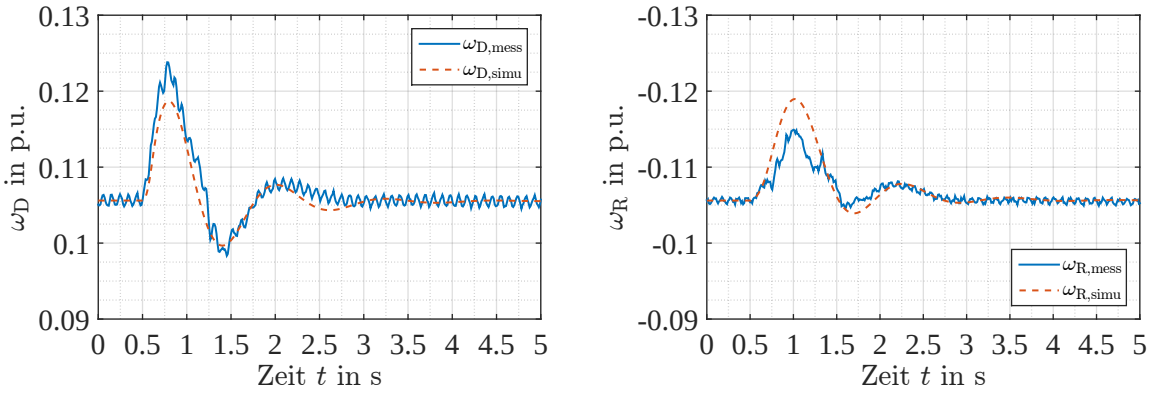


Abbildung 6.14: Messung bei einem Drehmomentsprung des Asynchronmotors. Die Pfeile kennzeichnen die Drehrichtung der jeweiligen Maschinen.

Abb. 6.15(a) und Abb. 6.15(b) zeigen den Vergleich zwischen Mess- und Simulationsergebnissen. Sowohl die Regelmaschine als auch der Hauptgenerator können ihre Solldrehzahl bei der Störung des Antriebsmomentes beibehalten. Aufgrund der Erhöhung des Antriebsmomentes wird die Drehzahl der Regelmaschine kurzfristig erhöht. Durch die Drehzahlregelung der Regelmaschine wird die Überschwingweite im Drehzahlverlauf ω_R unterdrückt. Die Drehzahl ω_R geht nach dem Einschwingvorgang wieder auf die gewünschte Solldrehzahl. Der Drehzahlverlauf der Regelmaschine kann von Reglerparametern des Drehzahlreglers eingestellt werden. Durch Erhöhung der Verstärkung $V_{p\omega}$ sowie Verkleinerung der Zeitkonstante $T_{n\omega}$ werden die Überschwingen der Drehzahlverlauf der Regelmaschine mehr und die Überschwingweite in der ersten Periode wird kleiner. Bei zu kleiner Verstärkung und großer Zeitkonstante wird die Dynamik der Regelmaschine schlecht.



(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators **(b)** mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

Abbildung 6.15: Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine beim Drehmomentsprung des Asynchronmotors von $m_T^* = 0,14$ p.u.. Schwingungen in den Verläufen sind mechanische Eigenschwingung der langen Welle. Das Vorzeichen der Drehzahl kennzeichnet nur die Drehrichtung.

Aus Gl. (4.5) wird ersichtlich, dass die Drehzahl des Hauptgenerators indirekt durch das Drehmoment der Regelmaschine geregelt wird. Je größer die Verstärkung $V_{p\omega}$ und je kleiner die Zeitkonstante $T_{n\omega}$, desto größer ist das Drehmoment der Regelmaschine. Das vergrößerte Drehmoment der Regelmaschine wird durch das Getriebe in den Hauptgenerator übertragen. Dies führt zu großer Überschwingweite im Drehzahlverlauf des Hauptgenerators.

Die Simulation des Drehzahlverlaufs in Abb. 6.15(a) stimmt mit der Messung gut überein, allerdings mit einer Abweichung von 26 % der Überschwingweite in der ersten Periode. Mit einer Unterschätzung in der ersten Periode des Drehzahlverlaufs vom Hauptgenerator ist eine größere Überschwingweite des Drehzahlverlaufs der Regelmaschine in der Simulation zu sehen (s. Abb. 6.15(b)). Jedoch ist die Abweichung, mit ca. 42 % in der ersten Periode, nicht wie erwartet. Eine mögliche Ursache liegt darin, dass der gemessene Drehzahlverlauf der Regelmaschine durch Reibungsmomente des Getriebes deutlich beeinträchtigt wird.

Die Untersuchung zum Störverhalten beim Drehmomentsprung des Asynchronmotors bestätigt, dass beide Maschinen bzw. Hauptgenerator und Regelmasche durch die Drehzahlregelung bei Regelmaschine an ihrer Solldrehzahlen festhalten.

6.3.2.3 Regelverhalten beim Solldrehzahlsprung der Regelmaschine

Die Regelmaschine soll nicht nur die Schwingungen des Hauptgenerators unterdrücken, sondern auch dazu dienen, die gewünschte Drehzahl einzustellen. In diesem Versuch wird das Führungsverhalten des Doppelgeneratorsystems untersucht. Dabei werden die Regelmaschine und der Hauptgenerator mit dem Funktionsblock *MC_BR_VelocityControl* drehzahlgeregelt, während der Asynchronmotor ausgeschaltet ist (s. Abb. 6.16). Ähnlich wie bei der Messung in Abschnitt 6.3.2.2 wird eine Solldrehzahl der Regelmaschine vorgegeben, wenn die beiden Maschinen sich in einem stationären Zustand befinden. Die Änderung der Solldrehzahl erfolgt mit einer Rampenfunktion. Die Mess- und Simulationsergebnisse werden in Abb. 6.17 dargestellt.

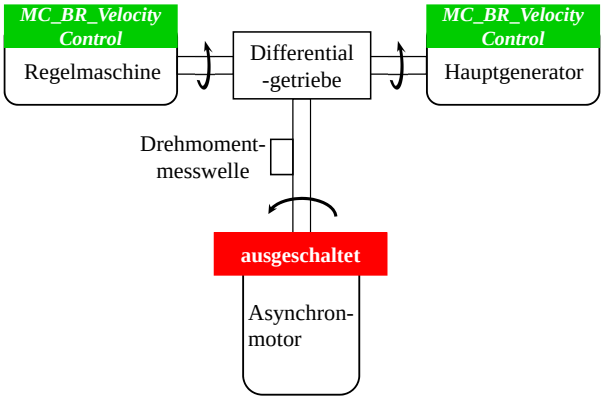
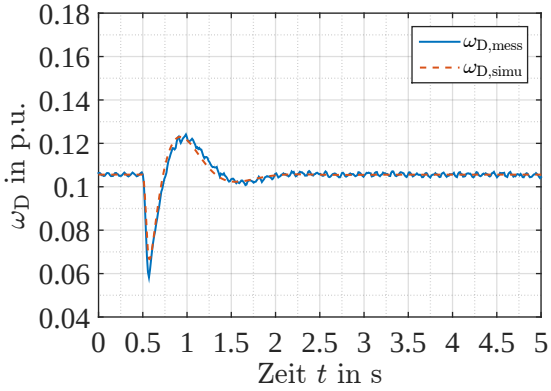
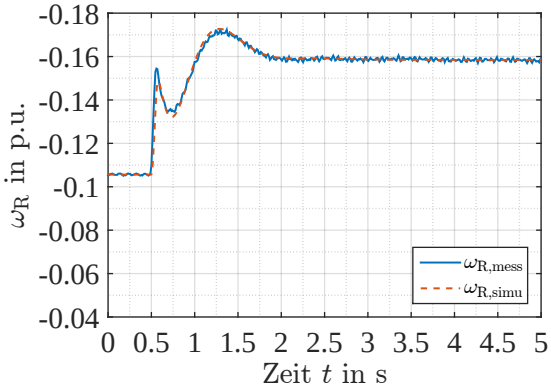


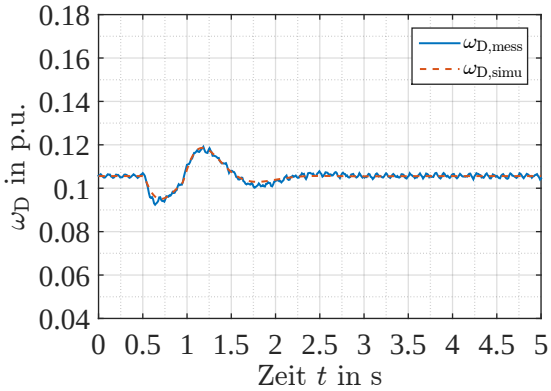
Abbildung 6.16: Messung des Führungsverhaltens der Regelmaschine. Die Pfeile kennzeichnen die Drehrichtung der jeweiligen Maschinen.



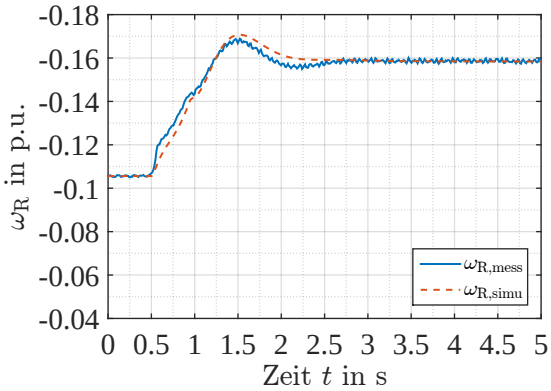
(a) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators



(b) mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine



(c) mech. Winkelgeschw. des Hauptgenerators



(d) mech. Winkelgeschw. der Regelmaschine

.

Abbildung 6.17: Drehzahlverläufe des Hauptgenerators und der Regelmaschine bei einer Änderung der Solldrehzahl der Regelmaschine von $\omega_R^* = 0,1056$ p.u. auf $\omega_R^* = 0,1584$ p.u. mit einer Rampenfunktion: (a) und (b) bei einer Steigung der Rampe von 1 p.u./s; (c) und (d) bei einer Steigung der Rampe von 0,12 p.u./s. Das Vorzeichen der Drehzahl kennzeichnet nur die Drehrichtung.

Das dynamische Verhalten der beiden Maschinen wird wie folgt diskutiert. Wenn das Antriebsmoment nicht geändert wird und die Drehzahl der Regelmaschine steigen soll, wird eine Drehzahlabsenkung des Hauptgenerators hervorgerufen. Bei $t = 0,5$ s steigt die Drehzahl der Regelmaschine aufgrund einer schnellen Solldrehzahlhänderung. Zugleich nimmt die Drehzahl des Hauptgenerators ebenso stark ab. Bis zum Zeitpunkt ca. $t = 0,6$ s wird die Drehzahl ω_R bei ca. $-0,15$ p.u. und die Drehzahl ω_D bei ca. $0,06$ p.u. erreicht (s. Abb. 6.17(a), Abb. 6.17(b)). Ab $t = 0,6$ s geht der Drehzahlverlauf ω_D zurück bzw. steigt die Drehzahl ω_D an und die Drehzahl ω_R nimmt wegen der Gegenwirkung ab.

Die Gegenwirkung kann mit den Drehzahlverläufen ω_D, ω_R in halber Periode bzw. von $0,75$ s bis $1,25$ s beschrieben werden. Bei $t = 0,75$ s erreicht die Drehzahl ω_D zum ersten Mal den stationären Wert, d. h. die Gegenwirkung des Hauptgenerators auf die Regelmaschine ist am größten. Daher erreicht die Regelmaschine den niedrigsten Wert bei ca. $\omega_R = -0,13$ p.u.. Da die Drehzahl der Regelmaschine geregelt wird, steigt ω_R wieder allmählich auf den Sollwert. Gleicherweise erreicht die Drehzahl ω_R zum ersten Mal den Sollwert und die Drehzahl ω_D ergibt sich am größten auf $0,12$ p.u.. Bei $t = 1,25$ s erreicht die Drehzahl ω_D wieder den stationären Wert, während der größte Wert der Drehzahl $\omega_R = -0,17$ p.u. beträgt. Danach wiederholt sich diese alternierende Bewegung bis die beiden Drehzahlen den stationären Zustand erreichen.

Im Vergleich zu Abb. 6.17(b) wird in Abb. 6.17(d) eine langsame Solldrehzahländerung der Regelmaschine gegeben. Dadurch wird nur eine geringe Schwankung im Drehzahlverlauf ω_D hervorgerufen (s. Abb. 6.17(c)). D. h. die Gegenwirkung von ω_D auf ω_R ist sanft. Deshalb steigt ω_R von $0,5$ s bis $1,25$ s auf die Solldrehzahl an. Anschließend wiederholt sich die alternierende Bewegung. Die Spitze im Drehzahlverlauf der beiden Maschinen kann durch eine kleine Steigung der Solldrehzahl mit Faktor ca. $0,1$ verkleinert werden, allerdings mit einer annehmbaren Verlängerung der Einschwingungszeit von ca. 0,25 s.

Die Untersuchung des Führungsverhaltens bei Solldrehzahländerung der Regelmaschine zeigt, dass der Hauptgenerator eine konstante Drehzahl beibehalten kann und die Regelmaschine einer neu eingestellten Solldrehzahl folgen kann. Es ist anzumerken, dass die Steigung der Solldrehzahlführung an der Regelmaschine beschränkt werden soll, um die Erscheinung der Spitze im Drehzahlverlauf zu vermeiden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit behandelt eine modellbasierte Untersuchung des Doppelgeneratorsystems im drehzahlvariablen Betrieb für Laufwasserkraftwerke. Im ersten Schritt werden die Definition und der Aufbau der Laufwasserkraftanlagen gegeben. Für die Laufwasserkraftwerke mit niedrigen Fallhöhen werden die konventionellen Technologien (Kaplan- oder Rohrturbine mit drehzahlfestem Synchrongenerator) und die neue Entwicklung einer einfach regulierten Turbine mit drehzahlvariablem Generatorsystem vorgestellt. Für die möglichen drehzahlvariablen Generatorkonzepte werden die Vor- und Nachteile hinsichtlich der Aspekte von Drehzahlbereich, Wirkungsgrad, Blindleistungsverhalten, Umrichterleistung sowie Kosten- und Wartungsaufwand umfassend diskutiert.

Anschließend werden die verschiedenen Lösungen für die Erschließung eines Laufwasserkraftwerks mit einer Ausbauleistung von 2500 kW bewertet. Die Ergebnisse werden in Bezug auf Energieertrag und Wirtschaftlichkeit für den projektierten Standort im Weserbergland berechnet. Dabei zeigt der Einsatz des Doppelgenerators mit Francis-Schnellläufer einen ähnlichen Energieertrag (eine Erhöhung um ca. 2 %) wie ein konventionelles Laufwasserkraftwerk bzw. eine Kaplan-/Rohrturbine mit drehzahlfestem Synchrongenerator. Jedoch sinken die spezifischen Stromgestehungskosten und die spezifischen Investitionen um jeweils ca. 8 %. Damit wird eine Steigerung des finanziellen Ertrags von etwa 10% beim Doppelgenerator mit Francis-Schnellläufer erreicht.

Aufgrund des größeren Energieertrags und besserer Wirtschaftlichkeit stellt die Francis-Turbine mit Doppelgeneratorsystem eine bevorzugte drehzahlvariable Lösung dar. Die Ergebnisse des Vergleichs hängen von bestimmten Leistungsklassen ab. Für die Erschließung einer geeigneten Turbine müssen noch die davon abhängigen Randbedingungen und Baumaßnahmen der Standortgegebenheiten berücksichtigt werden. Für die Planung der Wasserkraftanlagenprojekte kann das Vergleichsverfahren als Vorstudie sowohl beim Neubau als auch bei der Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen angesetzt werden.

Der Hauptteil dieser Arbeit behandelt die Systembeschreibung und Simulation – mit dem Schwerpunkt der Regelung des Doppelgeneratorsystems, um nicht nur die gewünschte Antriebsdrehzahl einzustellen, sondern auch eine Stabilisierung des Systems zu gewährleisten. Das Doppelgeneratorsystem besteht aus einem Überlagerungsgentriebe, zwei elektrisch erregten Schenkelpol-Synchronmaschinen (Hauptgenerator und Regelmaschine) und einem Umrichter. Der Hauptgenerator wird direkt an das Netz angeschlossen und die Regelmaschine wird am

Umrichter betrieben, die die Regelung und Steuerung für den Gesamtantrieb besorgt. Die mathematische Beschreibung der jeweiligen Komponenten erfolgt durch nichtlineare und lineare Differentialgleichungssysteme. Im Rahmen des linearen Modells wird angenommen, dass die Regelmaschine durch den Drehzahlregelkreis mit unterlagertem Stromregelkreis vereinfacht wird, während die Luftspaltflussverkettung stets auf den Sollwert geregelt wird. Die Stellgrößenbegrenzung des Reglers wird nicht berücksichtigt. Anschließend wird das nichtlinearen Modells eines Doppelgeneratorsystems um ein hydraulisches System erweitert. Dabei besteht das hydraulische System aus einer Rohrleitung und einer Wasserturbine. In einer Rohrleitung wird der Druckstoß wegen Änderung des Durchflusses unter Annahme einer starren und einer elastischen Wassersäule berechnet. Anhand der Analyse des Jahresgewinns wird ein Francis-Schnellläufer bevorzugt, dessen Charakteristik in dieser Arbeit mit Hilfe des Muscheldiagramms beschrieben wird.

Das lineare Modell des Doppelgeneratorsystems wird im Zustandsraum dargestellt und die optimalen Reglerparameter des Drehzahlreglers der Regelmaschine werden anhand der Ortskurve der Eigenwerte von der Systemmatrix ausgewählt. Die Simulationen mit optimalen Reglerparametern zeigen, dass das dynamische Verhalten des Doppelgeneratorsystems durch die Regelmaschine am größten verbessert wird. Beispielsweise zeigt der Drehzahlverlauf des Hauptgenerators bei Störungen, wie eine Änderung der Netzfrequenz oder Turbinendrehmoment, die kleinste Einschwingzeit und den größten Dämpfungsgrad. Beim Führungsverhalten kann die gewünschte Antriebsdrehzahl durch die Regelmaschine mit kleinste Unterschwingweite und ohne verbleibende Abweichungen eingestellt werden. Die Reglerparameter, die aus dem Bemessungspunkt ermittelt wurden, gelten auch für die anderen Arbeitspunkte. Allerdings ist das Regelverhalten wesentlich von Eigenwerten des Arbeitspunkts abhängig. Je weiter der Arbeitspunkt vom Bemessungspunkt abweicht, desto näher liegt das dominante Polpaar zur imaginären Achse und desto länger ist Beruhigungszeit im Drehzahlverlauf.

Die aus dem linearen Modell ermittelten Reglerparameter werden mit einem nichtlinearen Modell überprüft. Der Vergleich der linearen und nichtlinearen Modelle des Doppelgeneratorsystems bestätigt, dass das lineare Modell das dynamische Verhalten des Doppelgeneratorsystems näherungsweise widerspiegeln kann. Bei kleinen Änderungen kann das Doppelgeneratorsystems mit den linearen und nichtlinearen Modellen als gleichwertig beschrieben werden. Für große Änderungen muss aber das dynamische Verhalten des Doppelgeneratorsystems mit dem nichtlinearen Modell untersucht werden.

Die Einsetzbarkeit der Regelung wird auch für das nichtlineare Gesamtsystem mit Berücksichtigung der Dynamik des hydraulischen Systems überprüft. Die Simulationsergebnisse haben bewiesen, dass die Turbine durch die Drehzahlreglung der Regelmaschine stets mit optimaler Drehzahl betrieben werden kann, sodass die maximale Leistung bei vorhandenen Leitradöffnung erzeugt wird. Bei einer kontinuierlichen Änderung der Leitradöffnung erreicht die Turbine den neuen stationären Zustand fast gleichzeitig zum Schluss der Leitradöffnungsänderung.

Ein Versuchsstand wurde aufgebaut, um die Simulationen der Modellierung und die Regelung des Doppelgeneratorsystems messtechnisch zu überprüfen. Dazu werden zwei identische permanentmagneterregte Synchronmaschinen anstatt der Schenkelpol-Synchronmaschine mit jeweils einer Leistung von 10 kW eingesetzt. Für das Simulationsmodell erfolgt eine Parameteranpas-

sung mit den Daten des Versuchsstands, um die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen vergleichen zu können. Durch Messungen werden das stationäre und dynamische Verhalten des Versuchsstands untersucht.

Die stationären Messungen zeigen, dass der Wirkungsgrad des Versuchsstands über 80 % im Auslegungsbereich von $0,80 n_{\mathrm{T0}}$ bis $1,47 n_{\mathrm{T0}}$ liegt. Der maximale Wirkungsgrad ist 85 %. Im Auslegungsbereich überträgt die Regelmaschine maximal 30 % der Gesamtleistung. Unterhalb der Grunddrehzahl einer Antriebsdrehzahl nimmt der Wirkungsgrad deutlich ab. Dabei arbeitet die Regelmaschine motorisch und bezieht dann Leistung aus dem Netz, die sie dem Triebstrang zuführt und über den Hauptgenerator wieder ins Netz speist. Wegen der zirkulierenden Leistung ist der motorische Betrieb der Regelmaschine mit höheren Energieverlusten behaftet als der generatorische Betrieb beider Maschinen.

In den dynamischen Messungen wird das Regelverhalten bzw. Führungs- und Störverhalten des Versuchsstands untersucht. Durch die Drehzahlregelung der Regelmaschine kann das dynamische Verhalten des Hauptgenerators bei Störungen stabilisiert bzw. verbessert werden. Beim Führungsverhalten bzw. einer Solldrehzahländerung der Regelmaschine kann der Hauptgenerator eine konstante Drehzahl beibehalten. Dazu ist anzumerken, dass die Steigung der Solldrehzahl der Regelmaschine beschränkt werden soll, um die Spitze im Drehzahlverlauf zu vermeiden. Die Simulations- und Messergebnisse liefern eine hohe Übereinstimmung. Daraus kann die Aussage getroffen werden, dass das dynamische Verhalten des Doppelgeneratorsystems das mit dem beschriebenen Simulationsmodell widerspiegeln kann.

Zusammenfassend kann der Doppelgenerator mit einfach regulierten Turbinen und geringem Umrichteraufwand als drehzahlvariables Generatorkonzept für Laufwasserkraftwerke eingestuft werden. Aufgrund des hohen Energieertrags und geringer Investitionen ist ein wirtschaftlich vorteilhafter Einsatz gesichert. Durch die Regelmaschine weist das Doppelgeneratorsystem ein gutes Führung- und Störverhalten auf. Die Wasserturbine kann stets mit optimaler Drehzahl betrieben werden, damit sie die maximale Leistung bei vorhandener Leitradöffnung erzeugen kann.

7.2 Ausblick

Das in dieser Arbeit entwickelte Systemmodell kann noch um folgende Punkte erweitert werden. Beispielsweise können die Lose und Elastizitäten im Modell eines Überlagerungsgetriebes mitberücksichtigt werden. Für den Synchrongenerator können noch die Sättigungseffekte aus der Magnetisierungskurve berücksichtigt werden. Während Lastsprüngen ist kurzzeitig eine Abweichung der Luftspaltflussverkettung vom Nennwert nicht auszuschließen. Außerdem kann die Statorblindstromkomponente entsprechend der Blindleistung geregelt werden, wenn zusätzlicher Bedarf an Blindleistung besteht.

Im Rahmen des hydraulischen Systems wurde eine Turbine mit einer Druckleitung für Laufwasserkraftwerke modelliert. Für die Wasserkraftwerke mit großer Fallhöhe werden oft zur Triebwasserzuführung Druckstollen und Wasserschloss angeordnet, wobei das hydraulische

Systemmodell dementsprechend entwickelt werden kann. Die Regelung der Wasserturbine ist nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Wenn die Wirkleistung nach dem Bedarf des Verbrauchers abgestimmt wird, kann die Leistungsabgabe durch Einstellung des Leitapparates der Turbine geregelt werden.

Der Versuchsstand wird mit einem Differentialgetriebe und zwei identischen Synchrongeneratoren ausgerüstet, wobei die Übersetzungen zum Hauptgenerator und zur Regelmaschine gleich sind. Somit übertragen die beiden Maschinen ein gleiches Drehmoment. Beim Einsatz für Wasserkraftwerke wird ein Überlagerungsgetriebe mit unterschiedlichen Übersetzungen bevorzugt. Eine Drehzahlerhöhung von Turbinenwelle auf Generatorwellen muss erfüllt werden. Die Übersetzungen der beiden Abtriebswellen können noch optimiert werden, um einen möglichst maximalen Wirkungsgrad des Überlagerungsgetriebes zu erreichen.

Neben den in der Arbeit untersuchten drehzahlvariablen Generatorsystemen steht noch die Konzeption des direktangetrieben Synchrongenerators mit Umrichter für die volle Leistung zum Vergleich gegenüber. Für eine kleine Leistung kommt der permanentmagneterregte Synchrongenerator und für eine große Leistung der elektrisch erregte Synchrongenerator zum Einsatz. Durch Entfallen des Getriebes können der gesamte Antriebswirkungsgrad erhöht und dadurch eine Ertragsverbesserung erreicht werden. Jedoch sollen die Nachteile solcher Konzeptionen nicht übersehen werden: Aufgrund des Direktantriebs arbeitet der Generator mit niedriger Drehzahl und großem Drehmoment, sodass der hochpolige Generator Fertigungs- und Montageprobleme sowie hohes Gewicht aufweist. Es ist deshalb die Frage, ob eine getriebelose Bauweise in dieser Form in Hinblick auf die Herstellungskosten mit der Standardbauweise konkurrieren kann.

A Anhang

A.1 Definition von Wasserkraftwerken

Tabelle A.1: Klassifizierung der Wasserkraftwerke nach Leistung [46]

SCHWEIZ		INTERNATIONAL	
Bezeichnung	Leistung	Bezeichnung	Leistung
Haus- und Kleingewerbe-Kraftwerk (informell)	< 5 kW	Pico hydropower plant (HPP)	< 5 kW
Pico-Wasserkraftwerke	< 50 kW	Micro HPP	5 – 100 kW
Kleinst-Wasserkraftwerke	50 – 300 kW	Mini HPP	100 kW – 1 MW
Kleinwasserkraftwerke	300 kW – 10 MW	Small HPP	1 – 10 MW
Mittelgroße Wasserkraftwerke	10 – 30 MW	Medium HPP	10 – 50 MW

A.2 Spezifische Drehzahl der Turbinentypen

Tabelle A.2: Spezifische Drehzahl n_q nach Turbinentypen [8, 27, 47, 48]

Turbinentyp	n_q in min^{-1}
Francis-Langsamläufer	20 – 40
Francis-Normalläufer	40 – 80
Francis-Schnellläufer	80 – 160
Durchströmturbine	20 – 70
Kaplan/Propellerturbine	90 – 300
Rohrturbine	200 – 400

A.3 Einsatzbereiche von hydraulischen Maschinen

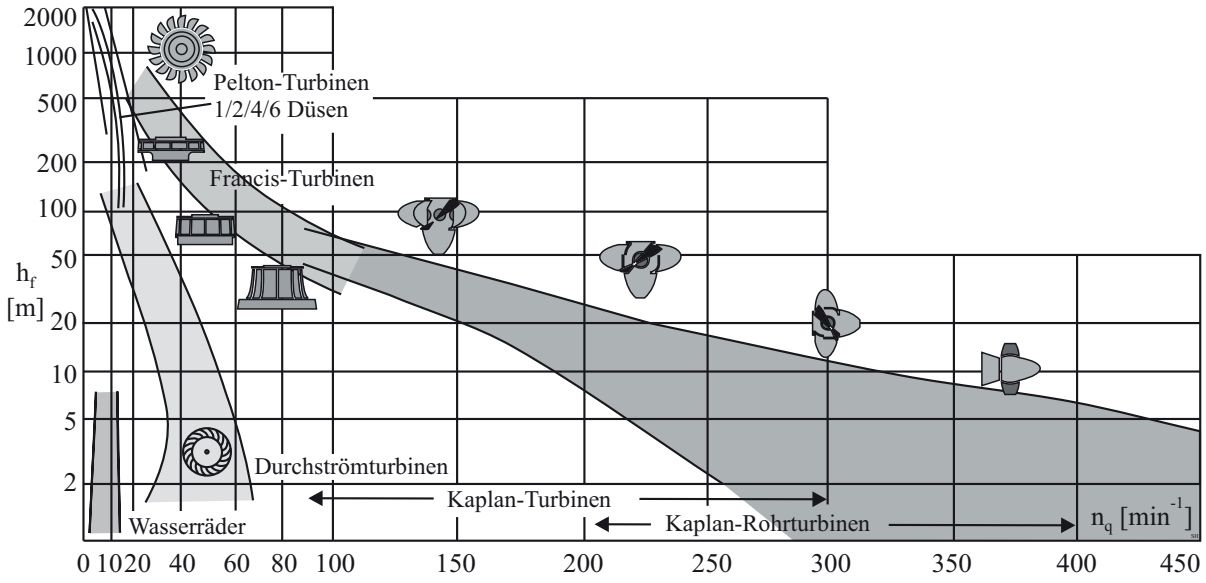


Abbildung A.1: Einsatzbereiche unterschiedlicher Turbinentypen in Abhängigkeit von der Fallhöhe H_f und der spezifischen Drehzahl n_q [8]

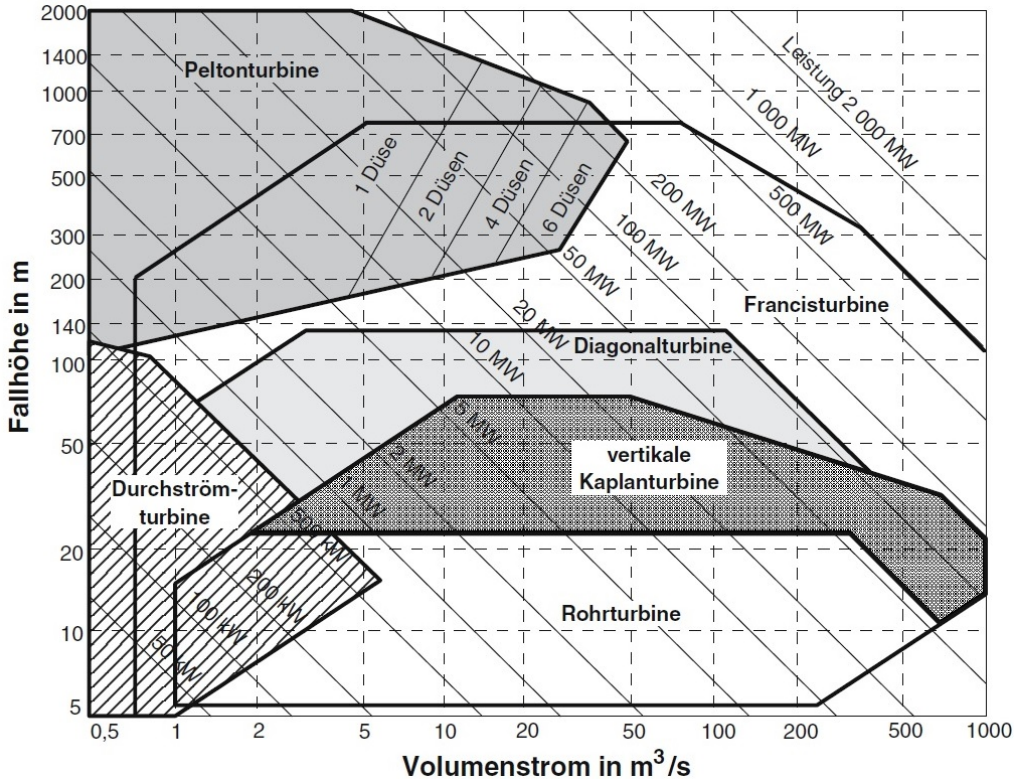


Abbildung A.2: Einsatzbereiche verschiedener Turbinentypen mit Berücksichtigung der Francis-Schachtturbine [16]

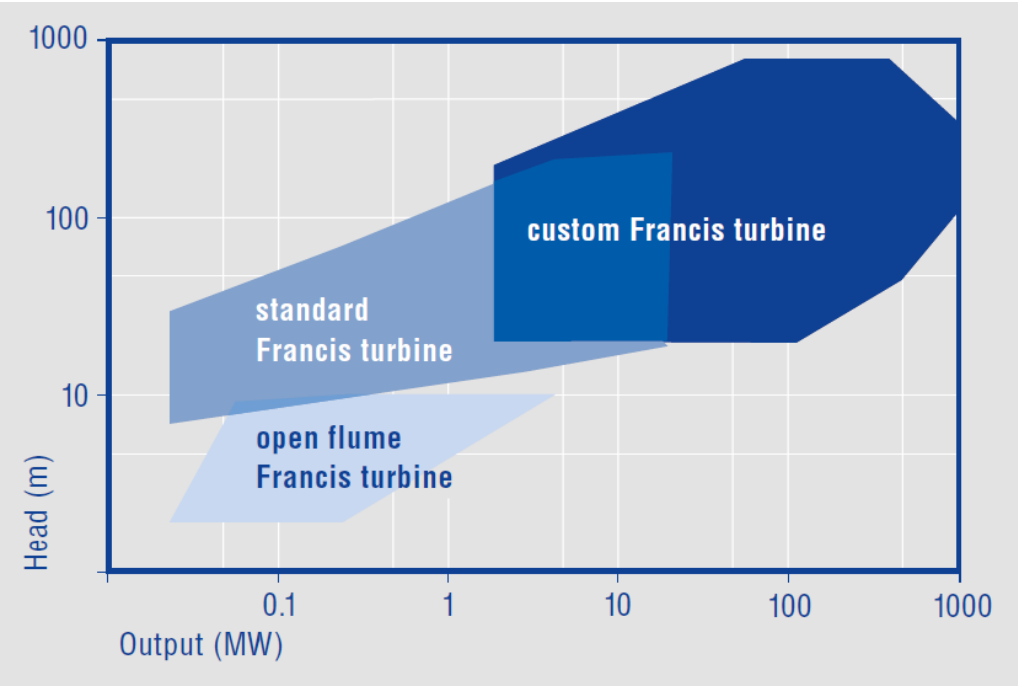


Abbildung A.3: Einsatzbereich der Francis-Schachtturbine (Open Flume Francis Turbine = Francis-Schachtturbine) [49]

A.4 Wirkungsgradverlauf unterschiedlicher Turbinenarten

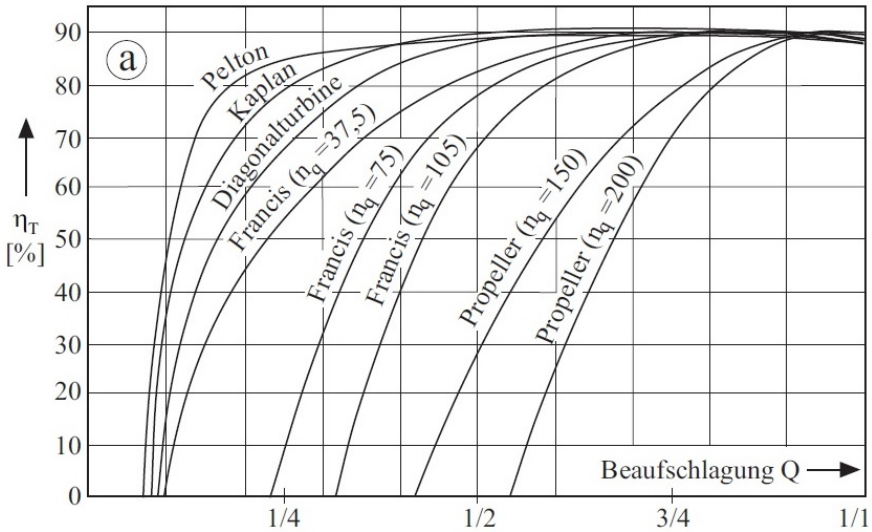


Abbildung A.4: Wirkungsgrad von häufig vorkommenden Turbinen [8]

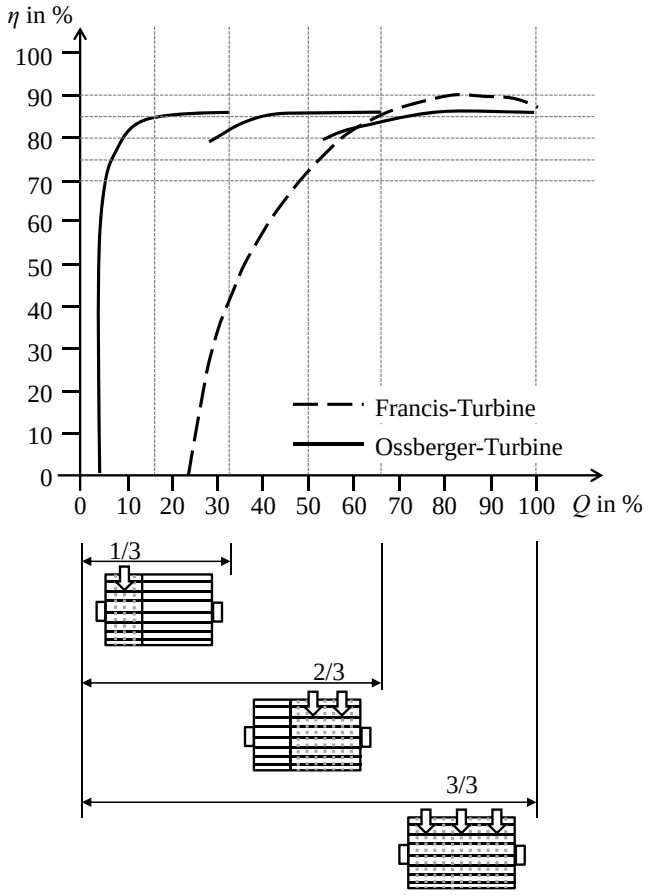
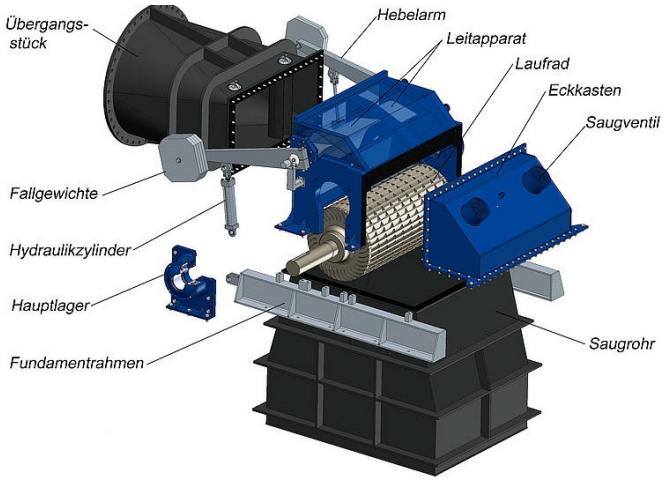


Abbildung A.5: Wirkungsgradkennlinie einer Ossberger-Turbine mit einer 1:2 Unterteilung im Vergleich zur Francis-Turbine [9]

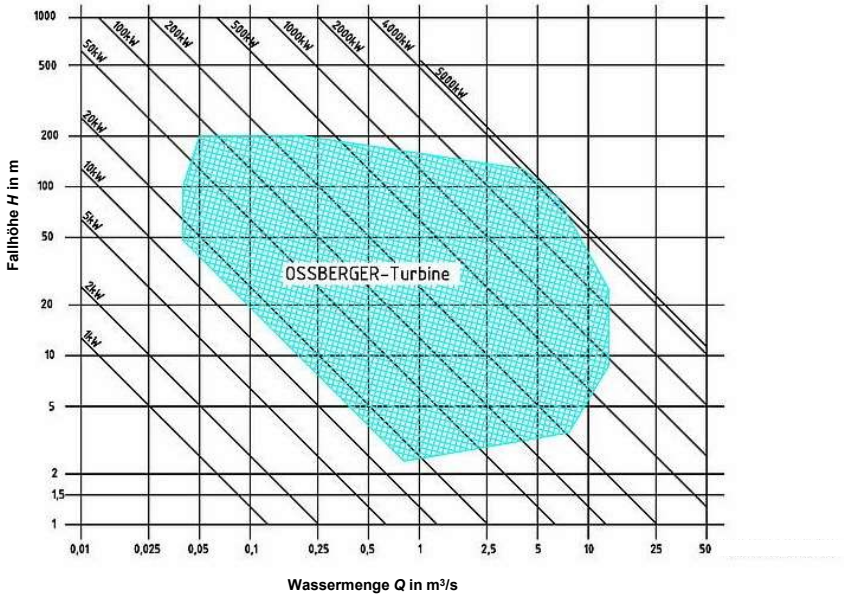
A.5 Neue Entwicklungen von Wasserturbinen

- **Durchströmturbine** [9]

- Gleichdruckturbine mit meist Unterteilung des Zellenrads in 1:2
- Direktantrieb oder über ein Getriebe möglich
- Einheitsleistung: 15 – 5000 kW
- Wirkungsrad: 80 – 86 % für kleine Leistung
- Fallhöhe: 2,5 – 200 m, Durchfluss: 0,04 – 13 m^3/s



(a)



(b)

Abbildung A.6: (a) Aufbau einer Ossberger-Turbine; (b) Einsatzbereich der Ossberger-Turbine [9]

- **Hydromatrix** [10, 11]

- Unregulierte Propeller mit permanetmagneterregtem Synchrongenerator oder Asynchrongenerator (Käfigläufer) Direktantrieb
- Einheitsleistung: 100 – 1500 kW
- Wirkungsrad: 86 %, maximal 92 %
- Fallhöhe: 2 – 20 m, Durchfluss: 5 – 12 m^3/s
- Verfügbarer Durchfluss ab ca. 60 m^3/s
- Unterwasser am Austritt mindestens 1,5 m
- Überdeckung am Austritt 0,3 – 4,0 m je nach Fallhöhe
- Nahe Netzanbindungsstelle

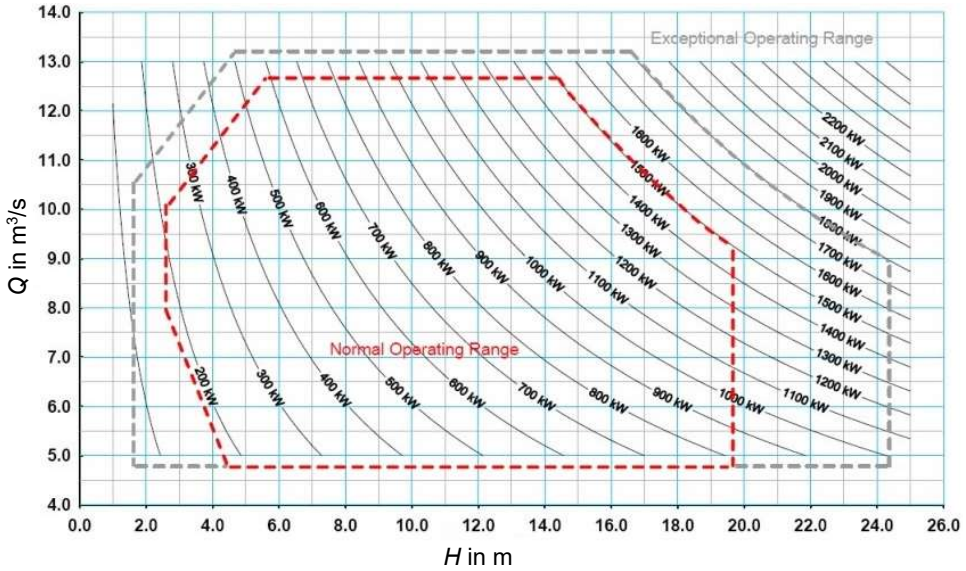


Abbildung A.7: Leistungsbereich der HYDROMATRIX für eine Turbine-Generator-Einheit mit einem Durchmesser von 1320 mm. Die Leistungen berücksichtigen die üblichen hydraulischen und elektrischen Verluste [10].

- **DIVE-Turbine** [13]

- Turbinen-Generator-Einheit: Propeller mit festem Laufrad mit permanentmagneterregtem Synchrongenerator und Zwischenkreisumrichter
- Direktantrieb und drehzahlvariabel
- Einheitsleistung: 30 kW – 2 MW
- Fallhöhe: 2 – 25 m, Durchfluss: 0,6 – 40 m^3/s

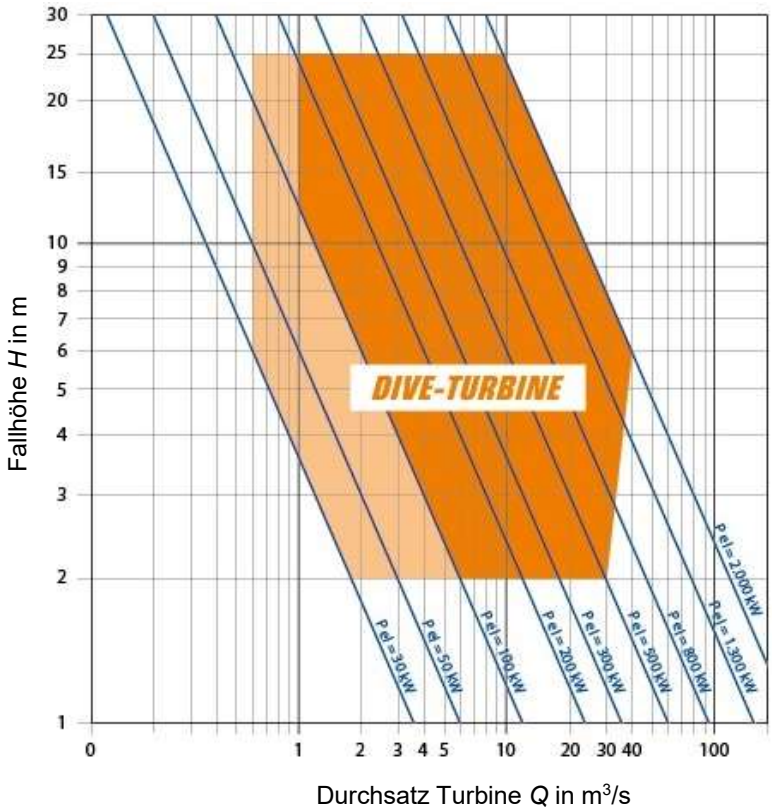


Abbildung A.8: Leistungsbereich der DIVE-Turbine [13]

- **VLH-Turbine** [14, 50]

- Turbinen-Generator-Einheit: Standardisierte Kaplan-Turbine (mit 8 verstellbaren Laufschaufeln und 18 festen Leitschaufeln) und mit langsamem permanentmagneterregten Synchrongenerator
- Direktantrieb und drehzahlvariabel
- Einheitsleistung: 100 kW – 500 MW
- Fallhöhe: 1,4 – 4,5 m, Durchfluss: 10 – 30 m^3/s

Schnitt VLH-Turbine DN 4000

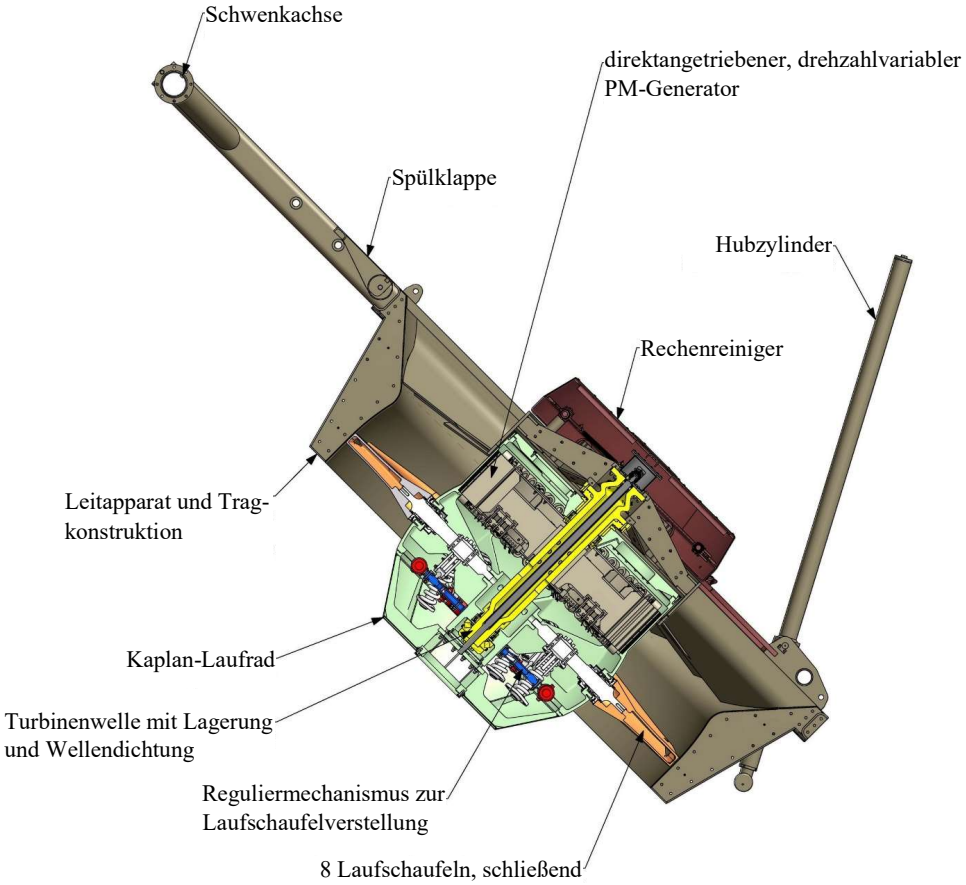


Abbildung A.9: Schnitt des Aufbaus der VLH-Turbine [50]

A.6 Wesentliche Daten für Generatorsysteme

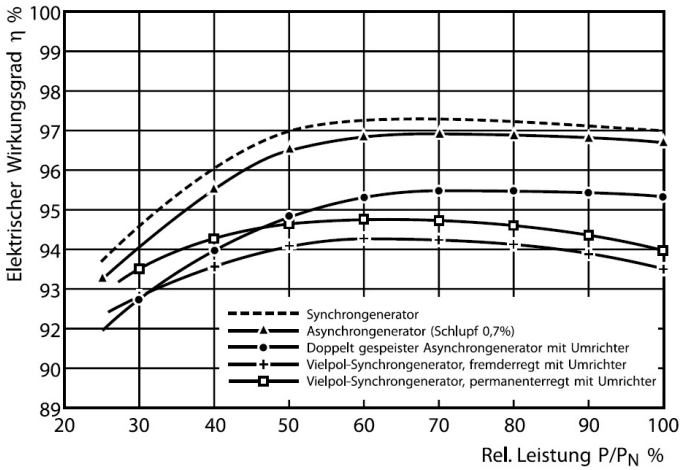


Abbildung A.10: Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades über die Leistung für verschiedene Generator/ Umrichter-Systeme [18]

Tabelle A.3: Elektrische Wirkungsgrade und annähernde Kostenrelation von elektrischen Systemen (Leistungsbereich 0,5 – 3 MW) [18]

System	Typischer Drehzahl-bereich	Max. Wir-kungsgrad (Generator/ Umrichter)	Ungefähre Kosten-relation
Asynchrongenerator (Kurzschlußläufer) – mit statischer Blindleistungskompensation	 100 ± 0,5 %	0,965 0,955	100 %
Polumschaltbarer Asynchrongenerator mit zwei Drehzahlen	100 ± 0,5 % 66 2/3± 0,5 %	0,965 0,945	110 %
Asynchrongenerator mit übersynchroner Stromrichterkaskade – mit Oberwellenfilter und Blindleistungskompensation	100 + 30 %	0,95 0,935	150 %
Doppeltgespeister Asynchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis – mit Oberwellenfilter und Blindleistungskompensation	100 ± 50 %	0,955 0,94	160 %
Synchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis – mit Oberwellenfilter	100 ± 50 %	0,95 0,940	180 %
Direkt vom Rotor angetriebener, elektrisch erregter Synchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis und Oberwellenfilter	100 ± 50 %	0,94	400 %
Direkt vom Rotor angetriebener Synchrongenerator (Permanenterregung) und Gleichstromzwischenkreis – mit Oberwellenfilter und Blindstromkompensation	100 ± 50 %	0,96 0,94	350–450 %

A.7 Abfluss- und Wasserstandsdauertabelle

Tabelle A.4: Dauertabelle der Weser in Hameln, Quelle: GWS Stadtwerke Hameln GmbH

Unterschreitungsdauer in d	Q in m^3/s	H_f in m	P_{hdyr} in kW
364		0,14	0,00
363	0,0	0,25	0,00
362	0,0	0,39	0,00
361	0,0	0,54	0,00
360	0,0	0,62	0,00
359	0,0	0,70	0,00
358	0,0	0,76	0,00
357	0,0	0,84	0,00
356	0,0	0,90	0,00
350	55,0	1,20	648,10
340	70,1	1,51	1040,97
330	93,1	1,73	1577,74
320	95,0	1,89	1756,88
300	97,4	2,13	2037,82
270	112,0	2,40	2639,59
240	112,0	2,59	2843,91
210	112,0	2,73	2999,34
183	104,0	2,84	2900,03
150	91,0	2,98	2660,28
130	84,8	3,05	2539,69
120	81,6	3,09	2470,75
110	79,2	3,12	2421,11
100	76,8	3,14	2369,45
90	74,5	3,17	2317,34
80	72,9	3,20	2286,92
70	70,8	3,22	2238,45
60	69,1	3,25	2204,03
50	67,5	3,29	2177,17
40	65,9	3,32	2149,38
30	63,4	3,37	2097,32
25	61,3	3,39	2040,85
20	58,7	3,43	1977,41
15	55,7	3,49	1906,14
10	51,6	3,56	1801,00
9	50,1	3,57	1755,08
8	49,4	3,59	1737,49
7	48,4	3,60	1708,01
6	47,7	3,61	1690,04
5	47,0	3,62	1669,13
4	46,3	3,64	1651,40
3	45,0	3,65	1611,45
2	43,8	3,67	1575,79
1	41,7	3,71	1516,26
0	38,4	3,78	1423,81

A.8 Jahreskosten und Investitionen eines klassischen Laufwasserkraftwerkes

Tabelle A.5: Jahreskosten eines klassischen Laufwasserkraftwerkes mit einer Leistung von ca. 2500 kW [37]

Jahreskosten	Tsd. €
Zinsen (5 %) (Mittel für 20 a)	209,00
Abschreibung baulicher Teile (60 a)	56,23
Abschreibung Maschine (30 a)	115,54
Abschreibung E-Technik (20 a)	18,36
Personal (0,5 Techniker)	25,56
Unterhaltungskosten	189,36
Summe	614,04

Tabelle A.6: Investitionen eines klassischen Laufwasserkraftwerkes mit einer Leistung von ca. 2500 kW [37]

Investition	Tsd. €
Krafthaus	2494,90
Turbinen	3011,00
E-Technik	367,12
Stahl	455,05
Zulauf	878,73
Plannung	739,91
Summe	7946,72

$$A_{\text{Unterhaltung}} = \frac{\text{Unterhaltungskosten}}{\text{Investition Turbine} + \text{E} - \text{Technik}} = 5,6\% \tag{A.1}$$

A.9 Spannung- und Flussgleichung in abc-Koordinatensystem und Park-Transformation

Spannung- und Flussverkettungsgleichung eines Synchron-Schenkelpolgenerators mit Dämpferwicklung im abc-Koordinatensystem:

$$\begin{pmatrix} U_\mathrm{a} \\ U_\mathrm{b} \\ U_\mathrm{c} \\ \hdashline U_\mathrm{E} \\ U_\mathrm{D} \\ U_\mathrm{Q} \end{pmatrix} = \left(\begin{array}{ccc:ccc} R_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_1 & 0 & 0 & 0 \\ \hdashline 0 & 0 & 0 & R_\mathrm{E} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_\mathrm{Q} \end{array}\right) \cdot \begin{pmatrix} -I_\mathrm{a} \\ -I_\mathrm{b} \\ -I_\mathrm{c} \\ \hdashline I_\mathrm{E} \\ I_\mathrm{D} \\ I_\mathrm{Q} \end{pmatrix} + \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \begin{pmatrix} \Psi_\mathrm{a} \\ \Psi_\mathrm{b} \\ \Psi_\mathrm{c} \\ \hdashline \Psi_\mathrm{E} \\ \Psi_\mathrm{D} \\ \Psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \tag{A.2}$$

$$\begin{pmatrix} \Psi_\mathrm{a} \\ \Psi_\mathrm{b} \\ \Psi_\mathrm{c} \\ \hdashline \Psi_\mathrm{E} \\ \Psi_\mathrm{D} \\ \Psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} = \left(\begin{array}{ccc:ccc} L_\mathrm{aa} & M_\mathrm{ab} & M_\mathrm{ac} & M_\mathrm{aE} & M_\mathrm{aD} & M_\mathrm{aQ} \\ M_\mathrm{ba} & L_\mathrm{bb} & M_\mathrm{bc} & M_\mathrm{bE} & M_\mathrm{bD} & M_\mathrm{bQ} \\ M_\mathrm{ca} & M_\mathrm{cb} & L_\mathrm{cc} & M_\mathrm{cE} & M_\mathrm{cD} & M_\mathrm{cQ} \\ \hdashline M_\mathrm{Ea} & M_\mathrm{Eb} & M_\mathrm{Ec} & L_\mathrm{EE} & M_\mathrm{ED} & M_\mathrm{EQ} \\ M_\mathrm{Da} & M_\mathrm{Db} & M_\mathrm{Dc} & M_\mathrm{DE} & L_\mathrm{DD} & M_\mathrm{DQ} \\ M_\mathrm{Qa} & M_\mathrm{Qb} & M_\mathrm{Qc} & M_\mathrm{QE} & M_\mathrm{QD} & L_\mathrm{QQ} \end{array}\right) \cdot \begin{pmatrix} -I_\mathrm{a} \\ -I_\mathrm{b} \\ -I_\mathrm{c} \\ \hdashline I_\mathrm{E} \\ I_\mathrm{D} \\ I_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \tag{A.3}$$

abgekürzt:

$$\begin{pmatrix} \boldsymbol{U}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{U}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{R}_\mathrm{abc} & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{R}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -\boldsymbol{I}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{I}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} + \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \begin{pmatrix} \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} \tag{A.4}$$

$$\begin{pmatrix} \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{L}_{11} & \boldsymbol{L}_{12} \\ \boldsymbol{L}_{21} & \boldsymbol{L}_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -\boldsymbol{I}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{I}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} \tag{A.5}$$

mit:

$$\begin{aligned} &\boldsymbol{U}_\mathrm{abc} = \begin{pmatrix} U_\mathrm{a} \\ U_\mathrm{b} \\ U_\mathrm{c} \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{U}_\mathrm{EDQ} = \begin{pmatrix} U_\mathrm{E} \\ U_\mathrm{D} \\ U_\mathrm{Q} \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{I}_\mathrm{abc} = \begin{pmatrix} I_\mathrm{a} \\ I_\mathrm{b} \\ I_\mathrm{c} \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{I}_\mathrm{EDQ} = \begin{pmatrix} I_\mathrm{E} \\ I_\mathrm{D} \\ I_\mathrm{Q} \end{pmatrix}; \\ &\boldsymbol{\Psi}_\mathrm{abc} = \begin{pmatrix} \Psi_\mathrm{a} \\ \Psi_\mathrm{b} \\ \Psi_\mathrm{c} \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{EDQ} = \begin{pmatrix} \Psi_\mathrm{E} \\ \Psi_\mathrm{D} \\ \Psi_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \end{aligned} \tag{A.6}$$

$$\boldsymbol{R}_\mathrm{abc} = \begin{pmatrix} R_1 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 & 0 \\ 0 & 0 & R_1 \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{R}_\mathrm{EDQ} = \begin{pmatrix} R_\mathrm{E} & 0 & 0 \\ 0 & R_\mathrm{D} & 0 \\ 0 & 0 & R_\mathrm{Q} \end{pmatrix} \tag{A.7}$$

$$
\begin{aligned}
\boldsymbol{L}_{11} &= \begin{pmatrix} L_{\mathrm{aa}} & M_{\mathrm{ab}} & M_{\mathrm{ac}} \\ M_{\mathrm{ba}} & L_{\mathrm{bb}} & M_{\mathrm{bc}} \\ M_{\mathrm{ca}} & M_{\mathrm{cb}} & L_{\mathrm{cc}} \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{L}_{12} = \begin{pmatrix} M_{\mathrm{aE}} & M_{\mathrm{aD}} & M_{\mathrm{aQ}} \\ M_{\mathrm{bE}} & M_{\mathrm{bD}} & M_{\mathrm{bQ}} \\ M_{\mathrm{cE}} & M_{\mathrm{cD}} & M_{\mathrm{cQ}} \end{pmatrix}; \\
\boldsymbol{L}_{21} &= \begin{pmatrix} M_{\mathrm{Ea}} & M_{\mathrm{Eb}} & M_{\mathrm{Ec}} \\ M_{\mathrm{Da}} & M_{\mathrm{Db}} & M_{\mathrm{Dc}} \\ M_{\mathrm{Qa}} & M_{\mathrm{Qb}} & M_{\mathrm{Qc}} \end{pmatrix}; \quad \boldsymbol{L}_{22} = \begin{pmatrix} L_{\mathrm{EE}} & M_{\mathrm{ED}} & M_{\mathrm{EQ}} \\ M_{\mathrm{DE}} & L_{\mathrm{DD}} & M_{\mathrm{DQ}} \\ M_{\mathrm{QE}} & M_{\mathrm{QD}} & L_{\mathrm{QQ}} \end{pmatrix}
\end{aligned}
\tag{A.8}
$$

Die Eigen- und Gegeninduktivitäten der Statorphasen sind von der Lage des Läufers β_{L} abhängig:

$$
\begin{aligned}
L_{\mathrm{aa}} &= L_{\mathrm{s}} + L_{\mathrm{t}} \cos 2\beta_{\mathrm{L}} \\
L_{\mathrm{bb}} &= L_{\mathrm{s}} + L_{\mathrm{t}} \cos 2\left(\beta_{\mathrm{L}} - 120^{\circ}\right) \\
L_{\mathrm{cc}} &= L_{\mathrm{s}} + L_{\mathrm{t}} \cos 2\left(\beta_{\mathrm{L}} + 120^{\circ}\right) \\
M_{\mathrm{ab}} &= M_{\mathrm{ba}} = -\left(M_{\mathrm{s}} + L_{\mathrm{t}} \cos 2\left(\beta_{\mathrm{L}} + 30^{\circ}\right)\right) \\
M_{\mathrm{bc}} &= M_{\mathrm{cb}} = -\left(M_{\mathrm{s}} + L_{\mathrm{t}} \cos 2\left(\beta_{\mathrm{L}} - 90^{\circ}\right)\right) \\
M_{\mathrm{ca}} &= M_{\mathrm{ac}} = -\left(M_{\mathrm{s}} + L_{\mathrm{t}} \cos 2\left(\beta_{\mathrm{L}} + 150^{\circ}\right)\right)
\end{aligned}
\tag{A.9}
$$

Die Gegeninduktivitäten zwischen Statorphasen und Rotorwicklungen sind von der Lager des Läufers β_{L} abhängig:

$$
\begin{aligned}
M_{\mathrm{aE}} &= M_{\mathrm{Ea}} = M_{\mathrm{E}} \cos \beta_{\mathrm{L}} \\
M_{\mathrm{bE}} &= M_{\mathrm{Eb}} = M_{\mathrm{E}} \cos\left(\beta_{\mathrm{L}} - 120^{\circ}\right) \\
M_{\mathrm{cE}} &= M_{\mathrm{Ec}} = M_{\mathrm{E}} \cos\left(\beta_{\mathrm{L}} + 120^{\circ}\right) \\
M_{\mathrm{aD}} &= M_{\mathrm{Da}} = M_{\mathrm{D}} \cos \beta_{\mathrm{L}} \\
M_{\mathrm{bD}} &= M_{\mathrm{Db}} = M_{\mathrm{D}} \cos\left(\beta_{\mathrm{L}} - 120^{\circ}\right) \\
M_{\mathrm{cD}} &= M_{\mathrm{Dc}} = M_{\mathrm{D}} \cos\left(\beta_{\mathrm{L}} + 120^{\circ}\right) \\
M_{\mathrm{aQ}} &= M_{\mathrm{Qa}} = -M_{\mathrm{Q}} \sin \beta_{\mathrm{L}} \\
M_{\mathrm{bQ}} &= M_{\mathrm{Qb}} = -M_{\mathrm{Q}} \sin\left(\beta_{\mathrm{L}} - 120^{\circ}\right) \\
M_{\mathrm{cQ}} &= M_{\mathrm{Qc}} = -M_{\mathrm{Q}} \sin\left(\beta_{\mathrm{L}} + 120^{\circ}\right)
\end{aligned}
\tag{A.10}
$$

Die Eigen- und Gegeninduktivität der Erregerwicklung, Dämpferwicklungen sind konstant:

$$
\begin{aligned}
L_{\mathrm{EE}} &= L_{\mathrm{E}} \quad L_{\mathrm{DD}} = L_{\mathrm{D}} \quad L_{\mathrm{QQ}} = L_{\mathrm{Q}} \\
M_{\mathrm{ED}} &= M_{\mathrm{DE}} = M_{\mathrm{R}} \\
M_{\mathrm{EQ}} &= M_{\mathrm{QE}} = 0 \quad M_{\mathrm{DQ}} = M_{\mathrm{QD}} = 0
\end{aligned}
\tag{A.11}
$$

Park-Transformation: $\boldsymbol{f}_{\mathbf{dq0}} = \boldsymbol{T} \cdot \boldsymbol{f}_{\mathbf{abc}}$

$$
\begin{pmatrix} f_{\mathrm{d}} \\ f_{\mathrm{q}} \\ f_{0} \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos \beta_{\mathrm{L}} & \cos(\beta_{\mathrm{L}} - 120^{\circ}) & \cos(\beta_{\mathrm{L}} + 120^{\circ}) \\ -\sin \beta_{\mathrm{L}} & -\sin(\beta_{\mathrm{L}} - 120^{\circ}) & -\sin(\beta_{\mathrm{L}} + 120^{\circ}) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} f_{\mathrm{a}} \\ f_{\mathrm{b}} \\ f_{\mathrm{c}} \end{pmatrix}
\tag{A.12}
$$

$$\text{mit} \quad \boldsymbol{T} = \frac{2}{3}\begin{pmatrix} \cos\beta_\mathrm{L} & \cos(\beta_\mathrm{L} - 120^\circ) & \cos(\beta_\mathrm{L} + 120^\circ) \\ -\sin\beta_\mathrm{L} & -\sin(\beta_\mathrm{L} - 120^\circ) & -\sin(\beta_\mathrm{L} + 120^\circ) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{pmatrix} \tag{A.13}$$

Inverse Park-Transformation: $\boldsymbol{f}_{\mathbf{abc}} = \boldsymbol{T}^{-1} \cdot \boldsymbol{f}_{\mathbf{dq0}}$

$$\begin{pmatrix} f_\mathrm{a} \\ f_\mathrm{b} \\ f_\mathrm{c} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\beta_\mathrm{L} & -\sin\beta_\mathrm{L} & 1 \\ \cos(\beta_\mathrm{L} - 120^\circ) & -\sin(\beta_\mathrm{L} - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\beta_\mathrm{L} + 120^\circ) & -\sin(\beta_\mathrm{L} + 120^\circ) & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} f_\mathrm{d} \\ f_\mathrm{q} \\ f_0 \end{pmatrix} \tag{A.14}$$

$$\text{mit} \quad \boldsymbol{T}^{-\mathbf{1}} = \begin{pmatrix} \cos\beta_\mathrm{L} & -\sin\beta_\mathrm{L} & 1 \\ \cos(\beta_\mathrm{L} - 120^\circ) & -\sin(\beta_\mathrm{L} - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\beta_\mathrm{L} + 120^\circ) & -\sin(\beta_\mathrm{L} + 120^\circ) & 1 \end{pmatrix} \tag{A.15}$$

Die Flussverkettungsgleichung im dq-Koordinatensystem lautet dann:

$$\begin{pmatrix} \boldsymbol{T} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \boldsymbol{I} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{T} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \boldsymbol{I} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \boldsymbol{L}_{11} & \boldsymbol{L}_{12} \\ \boldsymbol{L}_{21} & \boldsymbol{L}_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \boldsymbol{T}^{-1} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \boldsymbol{I} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \boldsymbol{T} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \boldsymbol{I} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -\boldsymbol{I}_\mathrm{abc} \\ \boldsymbol{I}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} \tag{A.16}$$

$$\Rightarrow \begin{pmatrix} \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{dq0} \\ \boldsymbol{\Psi}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{T}\boldsymbol{L}_{11}\boldsymbol{T}^{-1} & \boldsymbol{T}\boldsymbol{L}_{12} \\ \boldsymbol{L}_{21}\boldsymbol{T}^{-1} & \boldsymbol{L}_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -\boldsymbol{I}_\mathrm{dq0} \\ \boldsymbol{I}_\mathrm{EDQ} \end{pmatrix} \tag{A.17}$$

A.10 Charakteristische Reaktanzen und Zeitkonstanten der Synchronmaschine mit Dämpferwicklung

Die angegebenen subtransienten und transienten Längs- und Querreaktanzen sind die normierten Größen und die Zeitkonstante hat die Einheit in s. Das Sonderzeichen „//“ bedeutet zwei Reaktanzen in Parallelschaltung angeordnet.

Für d-Achse:

Längsreaktanz: $x_\mathrm{d} = x_{\sigma 1} + x_\mathrm{hd}$ (A.18)

transiente Längsreaktanz: $x_\mathrm{d}' = x_{\sigma 1} + x_\mathrm{hd} // x_{\sigma \mathrm{E}} = x_\mathrm{d} - \dfrac{x_\mathrm{hd}^2}{x_\mathrm{E}}$ (A.19)

subtransiente Längsreaktanz: $x_\mathrm{d}'' = x_{\sigma 1} + x_\mathrm{hd} // x_{\sigma \mathrm{E}} // x_{\sigma \mathrm{D}} = x_\mathrm{d} - \dfrac{x_\mathrm{hd}^2 (x_\mathrm{D} - 2x_\mathrm{hd} + x_\mathrm{E})}{x_\mathrm{D} x_\mathrm{E} - x_\mathrm{hd}^2}$ (A.20)

transiente Leerlaufzeitkonstante des Längsfeldes: $T_{\mathrm{d}0}' = \dfrac{x_\mathrm{E}}{r_\mathrm{E}} \cdot \dfrac{1}{\Omega_\mathrm{B}}$ (A.21)

transiente Kurzschlusszeitkonstante des Längsfeldes: $T_\mathrm{d}' = \dfrac{x_\mathrm{E} - \frac{x_\mathrm{hd}^2}{x_\mathrm{d}}}{r_\mathrm{E}} \cdot \dfrac{1}{\Omega_\mathrm{B}}$ (A.22)

subtransiente Leerlaufzeitkonstante des Längsfeldes: $T_{\mathrm{d}0}'' = \dfrac{x_\mathrm{D} - \frac{x_\mathrm{hd}^2}{x_\mathrm{E}}}{r_\mathrm{D}} \cdot \dfrac{1}{\Omega_\mathrm{B}}$ (A.23)

subtransiente Kurzschlusszeitkonstante des Längsfeldes: $T_\mathrm{d}'' = \dfrac{x_{\sigma \mathrm{D}} + x_\mathrm{hd} // x_{\sigma \mathrm{E}} // x_{\sigma 1}}{r_\mathrm{D}} \cdot \dfrac{1}{\Omega_\mathrm{B}}$ (A.24)

Für q-Achse:

Querreaktanz: $x_\mathrm{q} = x_{\sigma 1} + x_\mathrm{hq}$ (A.25)

subtransiente Querreaktanz: $x_\mathrm{q}'' = x_{\sigma 1} + x_\mathrm{hq} // x_{\sigma \mathrm{Q}} = x_\mathrm{q} - \dfrac{x_\mathrm{hq}^2}{x_\mathrm{Q}}$ (A.26)

subtransiente Leerlaufzeitkonstante des Querfeldes: $T_{\mathrm{q}0}'' = \dfrac{x_\mathrm{Q}}{r_\mathrm{Q}} \cdot \dfrac{1}{\Omega_\mathrm{B}}$ (A.27)

subtransiente Kurzschlusszeitkonstante des Querfeldes: $T_\mathrm{q}'' = \dfrac{x_\mathrm{Q} - \dfrac{x_\mathrm{hq}^2}{x_\mathrm{q}}}{r_\mathrm{Q}} \cdot \dfrac{1}{\Omega_\mathrm{B}}$ (A.28)

Dabei gilt:

$$\frac{T_\mathrm{d}'}{T_{\mathrm{d}0}'} = \frac{x_\mathrm{d}'}{x_\mathrm{d}}; \qquad \frac{T_\mathrm{d}''}{T_{\mathrm{d}0}''} = \frac{x_\mathrm{d}''}{x_\mathrm{d}'}; \qquad \frac{T_\mathrm{q}''}{T_{\mathrm{q}0}''} = \frac{x_\mathrm{q}''}{x_\mathrm{q}} \tag{A.29}$$

A.11 Zustandsraumdarstellung des Hauptgenerators beim Netzbetrieb

$$
\begin{aligned}
\boldsymbol{A_1} &= \begin{pmatrix} 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & T_\mathrm{J} \end{pmatrix} \\
\boldsymbol{A_0} &= \begin{pmatrix} M_{11} & M_{12} & M_{13} & M_{14} & M_{15} & -u_\mathrm{so}\sin(\beta_\mathrm{Lo}) & \psi_\mathrm{qo} \\ M_{21} & M_{22} & M_{23} & M_{24} & M_{25} & -u_\mathrm{so}\cos(\beta_\mathrm{Lo}) & -\psi_\mathrm{do} \\ M_{31} & M_{32} & M_{33} & M_{34} & M_{35} & 0 & 0 \\ M_{41} & M_{42} & M_{43} & M_{44} & M_{45} & 0 & 0 \\ M_{51} & M_{52} & M_{53} & M_{54} & M_{55} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \Omega_\mathrm{B} \\ -k_1 & -k_2 & -k_3 & -k_4 & -k_5 & 0 & 0 \end{pmatrix} \\
\boldsymbol{B_0} &= \begin{pmatrix} \cos(\beta_\mathrm{Lo}) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\sin(\beta_\mathrm{Lo}) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \\
\boldsymbol{C} &= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ k_1 & k_2 & k_3 & k_4 & k_5 & 0 & 0 \end{pmatrix} \\
\boldsymbol{D} &= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}
\end{aligned}
\tag{A.30}
$$

mit

$$
\begin{aligned}
k_1 &= \left(i_\mathrm{qo} + X_{11}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{qo} - X_{21}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{do}\right) \\
k_2 &= \left(-i_\mathrm{do} + X_{12}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{qo} - X_{22}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{do}\right) \\
k_3 &= \left(X_{13}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{qo} - X_{23}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{do}\right) \\
k_4 &= \left(X_{14}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{qo} - X_{24}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{do}\right) \\
k_5 &= \left(X_{15}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{qo} - X_{25}^{-1}\cdot\psi_\mathrm{do}\right)
\end{aligned}
\tag{A.31}
$$

A.12 Matrizen des Doppelgeneratorsystems

$$\boldsymbol{A_1} = \begin{pmatrix} 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1/\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2T_\mathrm{tot} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & T_2 & T_1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & T_4 & T_3 \end{pmatrix} \tag{A.32}$$

$$\boldsymbol{A_0} = \begin{pmatrix} M_{11} & M_{12} & M_{13} & M_{14} & M_{15} & -u_\mathrm{so}\sin\beta_\mathrm{Lo} & 0 & 0 & \psi_\mathrm{qo} & 0 \\ M_{21} & M_{22} & M_{23} & M_{24} & M_{25} & -u_\mathrm{so}\cos\beta_\mathrm{Lo} & 0 & 0 & -\psi_\mathrm{do} & 0 \\ M_{31} & M_{32} & M_{33} & M_{34} & M_{35} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M_{41} & M_{42} & M_{43} & M_{44} & M_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M_{51} & M_{52} & M_{53} & M_{54} & M_{55} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \Omega_\mathrm{B} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -k_1 & -k_2 & -k_3 & -k_4 & -k_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \tag{A.33}$$

$$\boldsymbol{B_0} = \begin{pmatrix} \cos\beta_\mathrm{Lo} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\sin\beta_\mathrm{Lo} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -\Omega_\mathrm{B} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \tag{A.34}$$

$$\boldsymbol{C} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ k_1 & k_2 & k_3 & k_4 & k_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/i_{\mathrm{D}} & 1/i_{\mathrm{R}} \end{pmatrix} \tag{A.35}$$

$$\boldsymbol{D} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \tag{A.36}$$

mit

$$\boldsymbol{A} = \boldsymbol{A_1}^{-1} \cdot \boldsymbol{A_0}\,; \quad \boldsymbol{B} = \boldsymbol{A_1}^{-1} \cdot \boldsymbol{B_0} \tag{A.37}$$

Die Matrix $\boldsymbol{M}$ wird in Gl. (4.26) vorgestellt und gibt die Koeffizienten in der Matrix $\boldsymbol{A_0}$ an.

$$\begin{aligned} \boldsymbol{M} &= -(\boldsymbol{R} \cdot \boldsymbol{X}^{-1} + \omega_{\mathrm{Lo}} \cdot \boldsymbol{E}) \\ k_1 &= \left(i_{\mathrm{qo}} + X_{11}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{qo}} - X_{21}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{do}}\right) \\ k_2 &= \left(-i_{\mathrm{do}} + X_{12}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{qo}} - X_{22}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{do}}\right) \\ k_3 &= \left(X_{13}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{qo}} - X_{23}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{do}}\right) \\ k_4 &= \left(X_{14}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{qo}} - X_{24}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{do}}\right) \\ k_5 &= \left(X_{15}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{qo}} - X_{25}^{-1} \cdot \psi_{\mathrm{do}}\right) \end{aligned} \tag{A.38}$$

$$\boldsymbol{K} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & V_{\mathrm{p}\omega}/T_{\mathrm{n}\omega} & 0 & V_{\mathrm{p}\omega} \end{pmatrix} \tag{A.39}$$

$$\boldsymbol{V} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -V_{\mathrm{p}\omega} & -V_{\mathrm{p}\omega}/T_{\mathrm{n}\omega} \end{pmatrix} \tag{A.40}$$

A.13 Simulationsparameter des Doppelgeneratorsystems am Beispielantrieb

Tabelle A.7: Bemessungsdaten des Hauptgenerators und der Regelmaschine

Größe	Hauptgenerator	Regelmaschine
Scheinleistung S_N	766 kVA	383 kVA
Leistungsfaktor $\cos\varphi_N$	0,8	0,8
Nennleistung P_N	613 kW	306 kW
Frequenz f_N	50 Hz	50 Hz
Spannung U_N	6300 V	6300 V
Ständerstrom I_N	70 A	35 A
Drehzahl n_N	600 min^{-1}	600 min^{-1}
Drehmoment M_N	12 200 Nm	6100 Nm
Erregerspannung U_{EN}	105 V	105 V
Erregerstrom I_{EN}	115 A	58 A
Trägheitsmoment J	126 kgm^2	63 kgm^2
Übersetzung i	8	16
	Antriebsmaschine	
Trägheitsmoment J_T	6000 kgm^2	
Drehzahl n_T	112,5 min^{-1}	

Tabelle A.8: Ermittelte normierte Maschinenparameter des Hauptgenerators und der Regelmaschine aus Tab. A.9 mittels Gleichungen im Anhang A.10

Statorkreis:	
x_d = 152 %	x_q = 149 %
x_{hd} = 141,93 %	x_{hq} = 138,93 %
$x_{\sigma 1}$ = 10,08 %	r_1 = 0,73 %
Erregerkreis:	
$x_{\sigma E}$ = 15,07 %	x_E = 157 %
r_E = 0,38 %	
Dämpferkreis:	
$x_{\sigma D}$ = 9,01 %	$x_{\sigma Q}$ = 6,85 %
x_D = 150,94 %	x_Q = 145,77 %
r_D = 47,13 %	r_Q = 25,85 %

Tabelle A.9: Relative Reaktanzen (ungesättigt) und Zeitkonstanten

$x_d = 152\,\%$	$x_q = 149\,\%$
$x_d' = 23{,}7\,\%$	$x_q'' = 16{,}6\,\%$
$x_d'' = 15{,}5\,\%$	
$T_{d0}' = 1{,}32\,\mathrm{s}$	$T_d' = 0{,}238\,\mathrm{s}$
$T_d'' = 1\,\mathrm{ms}$	$T_q'' = 2\,\mathrm{ms}$

A.14 Simulationsparameter für Wasserturbine und Druckleitung

Tabelle A.10: Bemesssungdaten am Beispiel einer Francis-Tturbine und Parameter für Druckleistungsmodell

Leistung P_{TN}	721 kW
Fallhöhe H_N	7 m
Durchfluss Q_N	$12\,\mathrm{m}^3/\mathrm{s}$
Drehzahl n_{TN}	$112{,}5\,\mathrm{min}^{-1}$
Wirkungsgrad η_{TN}	87,88 %
Laufraddurchmesser D	1,74 m
water time constant T_w	1 s
water travel time T_e	0,5 s

A.15 Technische Daten für den Versuchsstand

Tabelle A.11: Technische Daten des Leistungsversorgungsmoduls

Leistungsversorgungsmodul	
Produktbezeichnung	8BVP0880HW00.004-1
Netzeingangsspannung	3x 220 bis 3x 480 VAC ±10 %
Netzfrequenz	50 / 60 Hz ±4 %
Schaltfrequenz	5 (nominal) /10 kHz
Zwischkreisspannung	750 VDC
Dauerleistung	60 kW (bei 5 kHz)

Tabelle A.12: Technische Daten der Wechselrichter

Wechselrichter		
Produktbezeichnung	8BVI0440HWS0.000-1	8BVI0220HWS0.000-1
Zwischenkreisspannung	750 VDC (max. 900 VDC)	
Dauerleistung	16,2 kW (bei 5 kHz)	32,5 kW (bei 5 kHz)
Schaltfrequenz	5/10/20 kHz	
Dauerstrom je Motoranschluss	22 A_{eff} (bei 5 kHz)	44 A_{eff} (bei 5 kHz)

Tabelle A.13: Bemessungsdaten der permanentmagneterregten Synchronmaschine (Lenze MCS19P30) bzw. des Hauptgenerators und der Regelmaschine

Synchronmaschine			
Nenndrehmoment	$M_N = 32\,\mathrm{Nm}$	Wirkungsgrad	$\eta_N = 93\,\%$
Nennleistung	$P_N = 10\,\mathrm{kW}$	Stillstansdrehmoment	$M_0 = 64\,\mathrm{Nm}$
Frequenz	$f_N = 200\,\mathrm{Hz}$	Stillstansstrom	$I_0 = 34{,}9\,\mathrm{A}$
Spannung	$U_N = 320\,\mathrm{V}$	Maximaldrehmoment	$M_{max} = 190\,\mathrm{Nm}$
Strom	$I_N = 19\,\mathrm{A}$	Maximalstrom	$I_{max} = 120\,\mathrm{A}$
Drehzahl	$n_N = 3000\,\mathrm{min}^{-1}$	Wicklungswiderstand	$R_{uv} = 0{,}14\,\Omega$
Trägheitsmoment	$J = 0{,}016\,\mathrm{kgm}^2$	Wicklungsinduktivität	$L_{strang} = 2{,}4\,\mathrm{mH}$
Hauptfluss des Permanentmagneten	$\psi_{pm} = 0{,}28\,\mathrm{Vs}$	Übersetzung	$i = 1/1{,}95$

Tabelle A.14: Bemessungsdaten des Asynchronmotors (Emod 180 M/2)

Asynchronmotor			
Nenndrehmoment	$M_N = 71\,\mathrm{Nm}$	Drehzahl	$n_N = 2945\,\mathrm{min}^{-1}$
Nennleistung	$P_N = 22\,\mathrm{kW}$	Wirkungsgrad	$\eta_N = 90{,}5\,\%$
Frequenz	$f_N = 50\,\mathrm{Hz}$	Anzugsmoment	$M_A = 184{,}6\,\mathrm{Nm}$
Spannung	$U_N = 400\,\mathrm{V}$	Anzugsstrom	$I_A = 312\,\mathrm{A}$
Strom	$I_N = 40\,\mathrm{A}$	Kippmoment	$M_K = 191{,}7\,\mathrm{Nm}$
Leistungsfaktor	$\cos\varphi_N = 0{,}88$	Trägheitsmoment	$J = 0{,}073\,\mathrm{kgm}^2$

Literaturverzeichnis

[1] REN21 Steering Committee, "Renewables 2016. Global Status Report," Tech. Rep., 2016. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf

[2] O. Ellabban, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, "Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 748–764, Nov. 2014. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114005656

[3] Agentur für erneuerbare Energie, "Der Strommix in Deutschland im Jahr 2015," Webseite, 2016, Aufruf: 19.08.2016. https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/strommix-in-deutschland-2015

[4] P. Anderer, U. Dumont, S. Heimerl, A. Ruprecht, and U. Wolf-Schumann, "Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland," in *Wasserkraftprojekte*, S. Heimerl, Ed. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, pp. 52–60. http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-658-00996-0_7

[5] AG Energiebilanzen e.V., "Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern," Tech. Rep., Sep. 2016. http://www.ag-energiebilanzen.de/

[6] S. Schneider, "Funktionsanalyse und Wirkungsoptimierung einer Wasserdruckmaschine," Dissertation, Technische Universität Darmstadt, 2016. http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/5443/

[7] P. Caselitz, "Drehzahlvariable Windkraftanlagen mit elektrisch geregeltem Überlagerungsgetriebe," in *DEWEK '92. Tagungsband*, 1992, pp. 171–175.

[8] J. Giesecke and S. Heimerl, *Wasserkraftanlagen*. Springer Berlin Heidelberg, 2014.

[9] OSSBERGER GmbH, "OSSBERGER-Durchströmturbine," Webseite, Aufruf: 11.08.2016. http://www.ossberger.de/cms/hydro/ossberger-durchstroemturbine/

[10] ANDRITZ HYDRO GmbH, "Water.Power.HYDROMATRIX®," Webseite, Aufruf: 11.08.2016. http://www.andritz.com/no-index/hy-hydromatrix/pf-detail?productid=9255

[11] E. Schlemmer, F. Ramsauer, X. Cui, and A. Binder, "HYDROMATRIX® and StrafloMatrix, Electric Energy from Low Head Hydro Potential," in *2007 International Conference on Clean Electrical Power*, May 2007, pp. 329–334.

[12] P. Anderer, A. Ruprecht, U. Wolf-Schumann, and S. Heimerl, "Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie," Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Tech. Rep., 2010. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/schlussbericht-potentialermittlung-wasserkraftnutzung.html

[13] DIVE Turbinen GmbH & Co.KG, "Einsatzmöglichkeiten der DIVE-Turbine," Webseite, Aufruf: 11.08.2016. http://www.dive-turbine.de/pages/de/technologie/einsatzbereich.php

[14] L. Juhrig, "Die Very-Low-Head-Turbine – Technik und Anwendung," in *Wasserkraftprojekte*, S. Heimerl, Ed. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, pp. 327–333. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-658-00996-0_42

[15] K. Fischer and C. Rosenkranz, *Handbuch Energiepolitik Österreich*. LIT Verlag Münster, 2012.

[16] M. Kaltschmitt, W. Streicher, and A. Wiese, *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer-Verlag, Jul. 2013.

[17] V. Quaschning, *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation*, 7th ed. Carl Hanser Verlag München, Sep. 2011. http://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446429444

[18] E. Hau, "Elektrisches System," in *Windkraftanlagen*. Springer Berlin Heidelberg, 2014, pp. 411–457. http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-28877-7_10

[19] R. Marenbach, D. Nelles, and C. Tuttas, *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Springer-Verlag, Jul. 2013. http://www.springer.com/de/book/9783834817402

[20] J. M.Merino and A. Lopez, "Effizienterer und flexiblerer Betrieb von Wasserkraftwerken mit Varspeed-Generatoren," *ABB Technik*, vol. 3, pp. 33–38, 1996.

[21] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, Jun. 2008.

[22] E. Bolte, "Asynchronmaschinen – Stationärer Betrieb," in *Elektrische Maschinen*. Springer Berlin Heidelberg, 2012, pp. 267–345. http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-05485-3_4

[23] C. Fräger, "Kaskadengenerator für Windenergieanlagen," *Elektrotechnische Zeitschrift*, vol. Sonderheft S2, pp. 34–39, 2006.

[24] J. Kroitzsch, "Die Bürstenlose Doppeltgespeiste Induktionsmaschine als Generator in dezentralen Elektroenergieerzeugungssystemen," Dissertation, Guericke-Universität Magdeburg, 2006.

[25] C. Fräger and P. Stückelmaier, "Regelung eines Doppelgenerators für Wasserkraftwerke mit Verzweigungsgetriebe und zwei Synchronmaschinen," in *VDI/VDE-Tagung Antriebssysteme*, 2011.

[26] D. McGuigan, *Small scale water power*. Prism Press, 1978.

[27] H. Schindl, *Inkompressible Medien: Band 1: Inkompressible Medien*. Walter de Gruyter GmbH & Co KG, Sep. 2015.

[28] J.Bard, "Stromrichtereinsatz zur kostengünstigen Gestaltung von drehzahlvariablen Kleinwasserkraftanlagen," in *Kasseler symposium energie systemtechnik*, 1999.

[29] V. Brost and H. Reinhardt, "Leistungsausbeute bei einfach, doppelt und dreifach regulierten Turbinen," Vortrag, 2007, Universität Stuttgart.

[30] R. Tanner and H. J. Riesen, "Energiesparpotential bei Ersatz von Getriebemotoren durch FU-Antriebe," Tech. Rep., 2007.

[31] Walther Flender Gruppe, "Datenblatt vom WF Winkelgetriebe," Datenblatt, 2010.

[32] H. Meyer, "KONSTRUKTION 2: Planetengetriebe (Umlaufgetriebe)," Vorlesungsskript, 2007, TU Berlin, AG Konstruktion.

[33] R. Magureanu, M. Albu, V. Bostan, A. Dumitrescu, M. Pelizza, F. Andreea, G. Dimu, F. Popa, and M. Rotaru, "Optimal operation of Francis Small Hydro turbines with variabiable flow," in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jun. 2008, pp. 1562–1567.

[34] C. Fräger, "Neuartige Kaskadenmaschine für bürstenlose Drehzahlstellantriebe mit geringem Stromrichteraufwand," Dissertation, Universität Hannover, 1995.

[35] T. Strobl and F. Zunic, *Wasserbau: Aktuelle Grundlagen - Neue Entwicklungen*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.

[36] Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "EEG Vergütungssätze 2015," Tech. Rep., 2015.

[37] R. Schumacher, "Optimierung der Wasserkraftnutzung bei den Weserwehren in Hameln," Ingenierubüro Heidt & Peters GmbH, Tech. Rep., 1999.

[38] D. Schröder, *Elektrische Antriebe - Grundlagen: Mit durchgerechneten Übungs- und Prüfungsaufgaben*, 5th ed., ser. Springer-Lehrbuch. Springer Berlin Heidelberg, 2013.

[39] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag, Nov. 2013.

[40] W. Schumacher and W. Leonhard, "Regelungstechnik I (Nichtlineare Regelungen)," Vorlesungsskript, 2009, Technische Universität Braunschweig.

[41] D. Schröder, *Elektrische Antriebe - Regelung von Antriebssystemen*. Springer Berlin Heidelberg, 2015. http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-30096-7

[42] A. Mertens, "Regelung elektrischer Drehfeldmaschinen," Vorlesungsskript, 2011, Universität Hannover.

[43] F. Demello, R. Koessler, J. Agee, P. Anderson, J. Doudna, J. Fish, and P. Hamm, "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, Feb. 1992.

[44] L. Tenorio and L. Alexandra, "Hydro Turbine and Governor Modelling: Electric - Hydraulic Interaction," Masterarbeit, 2010, Norwegian University of Science and Technology. https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/256915

[45] D. Gerling, "Vorlesungsskripte Antriebsregelung und Aktorik," Vorlesungsskript, 2017, Universität der Bundeswehr München.

[46] L. v. M. S. S. R. C. A. C. Hanspeter Leutwiler, Martin Bölli, "Handbuch Kleinwasserkraftwerke - Informationen für Planung, Bau und Betrieb," Tech. Rep., 2011.

[47] W. Böge and M. Ristau, "Kraft- und Arbeitsmaschinen," in *Handbuch Maschinenbau*, A. Böge, Ed. Vieweg+Teubner, 2011, pp. 848–947. http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-8348-9898-2_11

[48] J.-M. Chapallaz, *Kleinwasserkraftwerke-Wasserturbine*. Bern : Eidg. Dr.-Sachen- und Materialzentrale, 1995.

[49] Voith Siemens Hydro power generation, "Francis turbines," Datenblatt, 2013.

[50] MJ2 Technologies, "Very Low Head Turbine," Webseite, Aufruf: 10.08.2016. http://www.vlh-turbine.com/struttura

[51] M. Zhang and C. Fräger, "Comparison of generator systems for small power wind turbines," in *International Wind Engineering Conference IWEC 2014*, Hannover, 2014.

[52] M. Zhang, C. Fraeger, and A. Mertens, "Control and modeling of a novel speed variable generator system for hydroelectric power plants," in *Renewable Energy and Energy Management; Proceedings of PCIM Europe 2015; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion*, May 2015, pp. 1–10.

[53] M. Zhang, C. Fräger, and A. Mertens, "Control and dynamic behavior of the doublegenerator system for hydraulic power plants," in *2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Jun. 2015, pp. 1–7.

Lebenslauf

Name:	Mingjia Zhang
Geburtsdatum:	01.10.1986
Geburtsort:	Hangzhou China
Staatsangehörigkeit:	chinesisch
Familienstand:	ledig

Schulbildung:

09/2002 - 07/2005	Gymnasium, The High School attached to Zhejiang University

Studium:

09/2005 - 07/2007	Grundstudium, Studienrichtung Elektrotechnik Zhejiang University of Science and Technology
09/2007 - 12/2009	Bachelor, Studienrichtung Nachrichtentechnik Hochschule Hannover
03/2010 - 09/2011	Master, Studienrichtung Sensor- und Automatisierungstechnik Hochschule Hannover
09/2012 - 09/2013	Aufbaustudium an Leibniz Universität Hannover

Praktika und Tätigkeiten:

05/2008 - 02/2011	Wissenschaftliche Hilfskraft beim Institut für Innovations- Transfer Hochschule Hannover
12/2011 - 04/2017	Wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Hochschule Hannover Forschungsprojekte kostengünstiges Generatorsystem für Laufwasserkraftwerke und Klein-Windkraftanlagen

Veröffentlichungen:

2014	[51] IWEC 2014

Aufsätze in Fachzeitschriften:

2015	[52] PCIM 2015
2015	[53] IEEE PEDG 2015