

Die doppelt gespeiste Asynchronmaschine im Pumpspeicherkraftwerk

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Betreuer:

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner
Dipl.-Ing. Michael Weixelbraun

Autor:

Bernhard Herzmaier

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

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I

Telefon: (+43 316) 873 - 7551

Telefax: (+43 316) 873 - 7553

<http://www.ifea.tugraz.at>

<http://www.tugraz.at>

Graz / November - 2011



Kurzfassung

Titel: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine im Pumpspeicherkraftwerk

Schlüsselwörter: Pumpspeicherkraftwerk, Doppelt gespeiste Asynchronmaschine, Drehzahlvariable Erzeugung, Pendelungsdämpfung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die energiewirtschaftliche Relevanz von Pumpspeicheranlagen verdeutlicht. Die Bedeutung variabler Pumpleistung als zentrales Element dient als Hauptmotivation zur Untersuchung des Maschinentyps. Es werden die positiven Aspekte der doppelt gespeisten Asynchronmaschine (DGASM) für den Netzbetrieb erhoben. Mit Hilfe der Software MATLAB werden über ein Simulationsmodell für stationäre Betriebszustände die elektrischen Betriebsparameter untersucht und die Leistungsgrenzen festgehalten. Im Anschluß wird ein PQ-Leistungsdigramm für unterschiedliche Drehzahlen erstellt. In weiterer Folge werden Untersuchungen mit einem Simulationmodell für dynamische Vorgänge in MATLAB-Simlink durchgeführt. Die Interaktion von Stromrichter und Rotor der Maschine gibt Aufschluss über die Funktionsweise und Dimensionierungsanforderungen des Umrichters. Diese Betriebseigenschaften werden in einem Netzmodell in Kombination mit einem Synchrongenerator untersucht. Eine durch die Synchronmaschine angeregte Pendelung wird dabei durch Einsatz eines Pendeldämpfungsgerätes (PSS) an der DGASM bedämpft um deren Potential zur Erhöhung der Systemdämpfung abzuschätzen.

Abstract

Title: Doubly-fed induction machine in pumped storage power plants

Keywords: Pumped storage power plant, doubly-fed machine, adjustable speed generation, power system stabilizer, oscillation damping

This thesis illuminates the relevance of pumped storage power plants from the energy sector point of view. The drive mechanism is an important element in these power plants. Positive aspects for the use of doubly-fed induction machines (DFIM) are presented. A model for static operation is deduced in MATLAB. It provides information of active and reactive power capability for different rotational speeds. With the use of MATLAB-Simulink, a more detailed model for dynamic operation is employed. It demonstrates the interaction between converter and machine and shows the potential for fast active power control. This characteristic is used for damping oscillations in the exemplary power system. In this two-machine model, an oscillation is excited with a synchronous machine. Implementing a PSS on the DFIM, the damping behavior is examined. The doubly-fed induction machine provides active power in exchange with the grid and consequently stabilizes the synchronous machine operating point. Thus, the DFIM is employed as an utility component to improve the damping of the power system.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	8
1.1 Energiewirtschaftliche Aspekte	9
1.1.1 Pumpspeicherkraftwerke	10
1.1.2 Pumpspeicher mit drehzahlvariablen Maschinensätzen	14
1.2 Einfluss drehzahlvariabler Maschinen auf das Verbundnetz	19
2 Betrachtung der elektrischen Maschine	20
2.1 Asynchronmaschine	20
2.1.1 Funktionsweise	20
2.1.2 Ersatzschaltung	22
2.1.3 Drehzahlstellung	23
2.1.4 Leistungsfaktor	24
2.2 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine	25
2.2.1 Betriebsbereiche und Verluste	26
2.2.2 Umrichter	29
2.2.3 Regelung	38
2.2.4 Auslegung des Stromrichters	41
3 Simulation	43
3.1 Stationäre Untersuchungen	44
3.1.1 Modell	44
3.1.2 Stationäre Leistungsflüsse	48
3.1.3 Betrieb bei Nenndrehzahl	49
3.1.4 Betrieb mit konstanter Blindleistungsabgabe	54
3.1.5 PQ-Diagramme	59
3.2 Dynamische Untersuchungen	62
3.2.1 Differentialgleichungs-Modell	62
3.2.2 Änderung der Vorgabeleistung	64
3.2.3 Änderung des Antriebsmoments	70
3.2.4 Verhalten mit hydraulischer Turbine	71
3.3 Untersuchung an einem Modellnetz	73
3.3.1 Einbinden des dynamischen Modells in ein Netzmodell	73
3.3.2 Auswirkungen auf Pendelungen	74
3.3.3 Reglersystem	80



4 Zusammenfassung	81
5 Anhang	82
5.1 Alpha-Beta und dq - Transformation	82
5.2 Einstellwerte des PSS und Turbinenkonfiguration in Simulink	84
Literaturverzeichnis	87

Abkürzungsverzeichnis

η	Wirkungsgrad
ω	Kreisfrequenz
ρ_w	Massendichte von Wasser
A	Arbeitsvermögen
A_m	mittlere Querschnittsfläche der Druckrohrleitung
f	Frequenz
g	Erdbeschleunigung
J	Trägheitsmoment
L	Induktivität
l	Länge der Druckrohrleitung
M	Moment
n	Drehzahl
n_q	Spezifische Drehzahl
n_{syn}	Synchrondrehzahl
p	Polpaarzahl
Q	Durchflussmenge
R	Widerstand
s	Schlupf
T_w	Water starting time
V	Volumen
W_{rot}	Rotationsenergie
X	Reaktanz
ASM	Asynchronmaschine
DGASM	Doppelt gespeiste Asynchronmaschine
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FOR	Feldorientierte Regelung
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IGCT	Insulated Gate Commuted Thyristor
KW	Kraftwerk
PSS	Power System Stabilizer
PWM	Pulsweitenmodulation
SR	Stromrichter
STATCOM	Static Compenser
VSI	Voltage Source Inverter
Indizes	
m	Mechanisch
n	Netz



<i>N</i>	Nenn
<i>r</i>	Rotor
<i>s</i>	Stator
<i>SR</i>	Stromrichter
<i>v</i>	Verlust

1 Einleitung

Die Idee der Pumpspeicherung entstand bereits um die Jahrhundertwende des 20. Jahrhunderts. Durch die technische und wirtschaftliche Entwicklung in den letzten Jahren erreichte das Konzept wiederum eine Renaissance. Die Relevanz der Pumpspeicherung hat stark zugenommen, ausschlaggebende Faktoren sind unter anderem die Strommarkt-Liberalisierung, steigende Energiepreise oder ein erhöhter Verbrauch bei der Forderung von möglichst hoher Versorgungssicherheit. Zusätzlich bedeutet die Forcierung von erneuerbaren, jedoch im Angebot stark schwankender Energieträger eine zunehmende Herausforderung im Energiesektor.

Parallel zur Entwicklung im Wasserkraftbereich entstanden durch die fortschreitende technische Entwicklung auch in anderen Gebieten viele neue Verfahrensweisen und Konzepte, um Ressourcen bestmöglich und effizient auszunutzen. Vor allem im Windenergie-Bereich haben sich viele davon bereits etabliert. Die doppelt gespeiste Asynchronmaschine gilt als eine davon: Ein Konzept, um bei sehr stark drehzahlschwankenden Windturbinen eine entsprechende Energieumwandlung in elektrische Energie durchzuführen.

Im Wasserkraftbereich werden nach derzeit überwiegend konventionelle Synchronmaschinen mit starrer Drehzahl eingesetzt. Doch übernimmt der Maschinensatz in Kraftwerken eine zentrale Funktion, sodass eine Maschine mit variabler Drehzahl eine grundlegende Innovation darstellt. So verändern sich neben betrieblichen Eigenheiten auch bauliche oder energiewirtschaftliche Merkmale einer Anlage.

Der Einsatz von doppelt gespeisten Asynchronmaschinen bringt im Vergleich zu konventionellen Synchronmaschinen bereits erhöhte Errichtungskosten mit sich - es drängt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit auf.

In der folgenden Arbeit wird, beginnend mit der grundsätzlichen Relevanz der Pumpspeicherung, der Einsatz von drehzahlvariablen Konzepten in Wasserkraftwerken beleuchtet. Theoretische Hintergründe und Möglichkeiten werden angeführt, um den Einsatz von doppelt gespeisten Asynchronmaschinen zu begründen. Die zulässigen Betriebsbereiche werden anhand eines Leistungsdiagramms hergeleitet. Nach Untersuchungen im stationären Betrieb werden über ein Differentialgleichungsmodell Untersuchungen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens durchgeführt. In einem Netzmodell werden die Betriebseigenschaften in Verbindung mit einem Synchrongenerator weiter untersucht. Eine durch die Synchronmaschine angeregte Pendelung wird mithilfe eines Pendeldämpfungsgerätes in Kombination mit der Asynchronmaschine gedämpft. So können aus netzbetrieblicher Sicht eventuelle Vorteile gegenüber konventionellen Synchronmaschinen hervorgehoben werden.

1.1 Energiewirtschaftliche Aspekte

Abhängig vom Betrachtungshorizont schwankt der Energiebedarf lokal, regional aber auch überregional sehr stark. Die Jahreszeit, Urlaubszeiten oder konjunktureller Umschwung haben saisonale Abweichungen zufolge. Arbeits- und Freizeitrythmus, Tagesablauf oder Witterung sind für tägliche Schwankungen im Leistungsbedarf verantwortlich (Abb. 1.1).

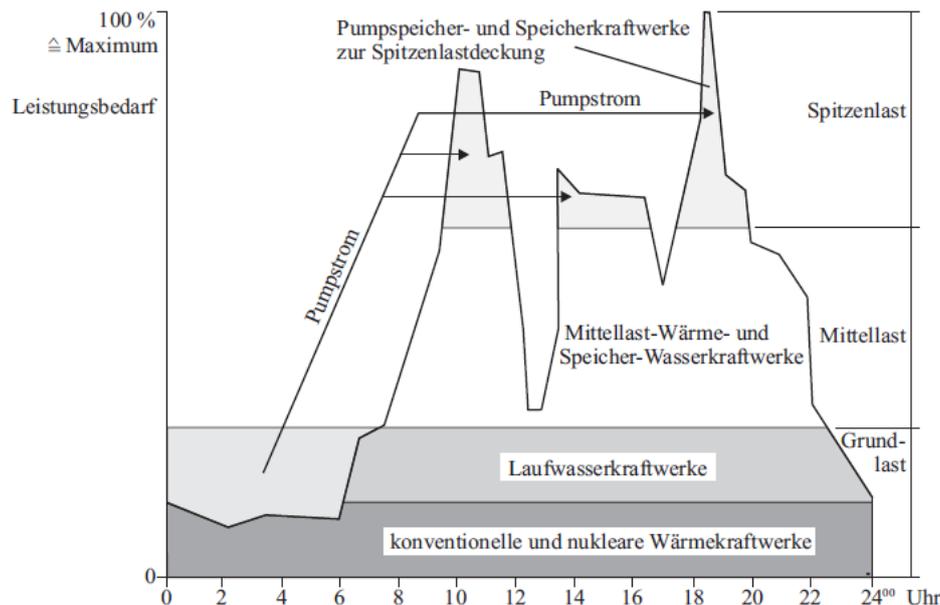


Abbildung 1.1: Typischer Tagesgangsverlauf und Deckung des Leistungsbedarfs durch verschiedene Kraftwerkstypen[1]

Aufgrund ihrer Leistungsänderungsgeschwindigkeit werden Kraftwerke in

- Grundlast-
- Mittellast- und
- Spitzenlastkraftwerke eingeteilt.

Grundlastkraftwerke werden deshalb möglichst ununterbrochen und nahe an der Volllastgrenze betrieben. Zu ihnen gehören beispielsweise Laufwasserkraftwerke, Kohle- oder Atomkraftwerke.

Zu den Mittellastkraftwerken zählen Steinkohlestaub-, Öl-, Gas-, Speicher oder Schwellkraftwerke, die auf umfassendere Nachfrageschwankungen reagieren müssen.

Im Spitzenlastbereich müssen kurzfristige Schwankungen bzw. auf wenige Stunden beschränkte Spitzenbelastungen ausgeglichen werden.

Die Kraftwerke benötigen einen vergleichsweise hohen Wirkleistungsgradienten um Lastschwankungen im Netz folgen zu können. Dies sind beispielsweise Gasturbinen-, Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke.

Obwohl einzelne moderne Wärmekraftwerkstypen den Anforderungen der Spitzendeckung und Feinregelung im Gesamtnetz entsprechen (Tab. 1.1), so verursachen sie durch die wechselnde Betriebsweise höhere Kosten und erfahren stärkeren Materialverschleiß.

Betriebsmodus	AKW Grundlast	Kohle-KW Grund-/Mittellast	Ölkraftwerk Grund-/Mittellast	Gasturbine Spitzenlast	Pumpspeicher Mittel-/Spitzenlast
Anfahren					
-täglich	Nein	Nein	Ja, heiß	Ja	Ja
-wöchentlich	Nein	Ja, kalt	Ja, kalt	Ja	Ja
Wechselbetrieb	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja
Lastfolge	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja
Schnellstart -10min	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
Rotierende Reserve	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja
Frequenzregelung	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja
Lastmanagement	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Schwarzstart	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja

Tabelle 1.1: Potential der verschiedenen Kraftwerkstypen zur Bereitstellung von Netzdiensten[2]

Die Wasserkraft bietet sich als hervorragende Alternative an - eine große Bedeutung besitzen vor allem Pumpspeicherkraftwerke. Sie zeichnen sich besonders durch eine schnelle Startfähigkeit und den raschen Wechsel zwischen Betriebsarten aus. Dadurch kann den dynamischen Erfordernissen im Netzbetrieb entsprochen werden.

Das Pumpspeicherkraftwerk stellt damit ein wichtiges Hilfsmittel für komplexe Netzregelungsaufgaben dar. Durch seine hohe Verfügbarkeit wird die Zuverlässigkeit der Energieversorgung gestützt.

1.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

Die Pumpspeicherung stellt derzeit eine von wenigen großtechnisch nutzbaren Speichermöglichkeiten für Energie in Stromversorgungsnetzen dar. Dies ermöglicht überhaupt erst einen verstärkten Einsatz volatiler, regenerativer Energieträger wie Sonne oder Wind.

Im Prinzip bewirkt das Pumpspeicherkraft eine hydraulische Umlagerung, mit deren Hilfe Energie gewonnen bzw. gespeichert werden kann. Im Normalfall ist der Preis zu Spitzenlastzeiten weitaus höher als im Schwachlastfall. Zu Schwachlastzeiten wird die überschüssige Energie im Netz bezogen, um im Pumpbetrieb Wasser in den Speicher zu lagern. Zu Spitzenlastzeiten wird aus diesem Speicher wieder elektrische Energie erzeugt.

Die Wirtschaftlichkeit dieser sogenannten Lastprofilwalzung bestimmt zunächst die Relation zwischen Stromerzeugung bei Spitzenbedarf und der Nutzung von billigem Strom zu Schwachlastzeiten. Eine optimale Fahrweise zielt darauf hin, in den preiswertesten Pumpzeiten und in den besten Turbinierzeiten das meiste Wasser umzulagern. Abbildung 1.2 zeigt ein exemplarisches Beispiel eines Betriebsdiagramms mit Pump- und Turbinenbetrieben. Wird die Maschine nicht benötigt um Wirkleistung auszutauschen, so kann im Phasenschieberbetrieb Blindleistung bereitgestellt werden.[1][3]

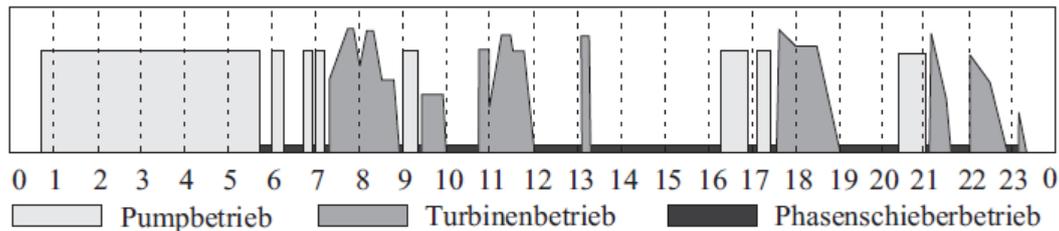


Abbildung 1.2: Exemplarisches Tagesbetriebsdiagramm eines Pumpspeicherkraftwerks[1]

Eine Pumpspeicheranlage kann durch ihr Arbeitsvermögen charakterisiert werden[4]

$$A_{Sp} = \eta_{Sp} \cdot \rho_w \cdot V_{Sp} \cdot g \cdot h_f \quad (1.1)$$

A_{Sp}	Arbeitsvermögen des Speichers
η_{Sp}	Gesamtwirkungsgrad der Anlage
ρ_w	Massendichte von Wasser
V_{Sp}	Volumen des Speichers
g	Erdbeschleunigung
h_f	Fallhöhe

Bei einem mittleren Wirkungsgrad von $\eta_m \approx 85\%$ kann das Arbeitsvermögen zur Abschätzung auch als Zahlenwertgleichung geschrieben werden[4]

$$A_{Sp}[kWh] \approx \frac{V_s[m^3] \cdot h_k[m]}{400} \quad (1.2)$$

Der Pumpwasserstrom ist ein wichtiges Merkmal, das diesen Anlagentyp definiert: Sobald er mehr als die Hälfte des Turbinenzufusses ausmacht, spricht man von einem Pumpspeicherkraftwerk. Abbildung 1.3 zeigt den charakteristischen Aufbau einer reinen Pumpspeicheranlage mit typischen Baukomponenten. Hier ist das Krafthaus unterirdisch angeordnet, das Unterbecken entsteht in der Realität meist durch Ausweiten von Bach- oder Flussläufen.

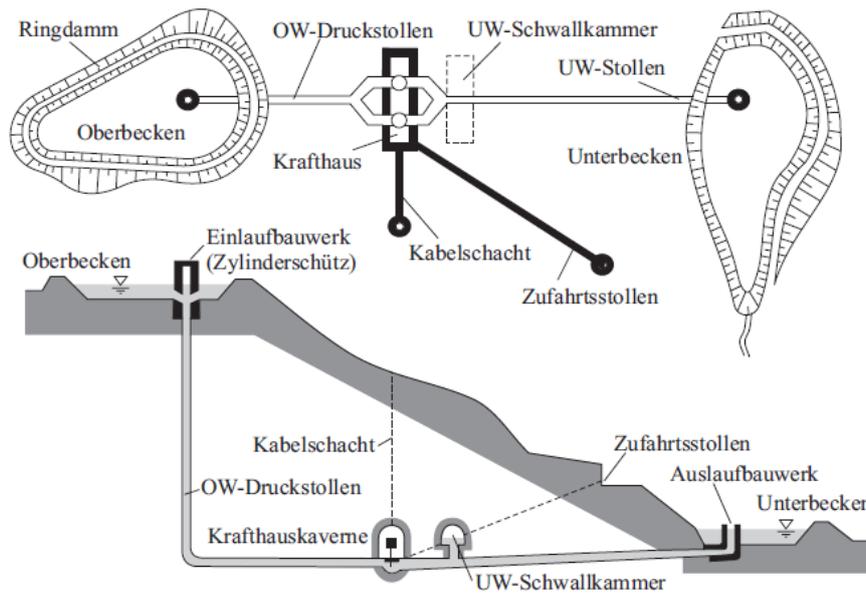


Abbildung 1.3: Typischer Aufbau und Hauptbestandteile einer Pumpspeicheranlage[1]

Bei Pumpspeicherkraftwerken verläuft der Ausgleich von Lastschwankungen in hohen Wirkungsgradbereichen. Neben den bereits erläuterten Aspekten der Stromveredelung und Spitzenlastabdeckung umfasst das Einsatzfeld der hydraulischen Pumpspeicherung[1]:

- Optimierung des Betriebs von Wärmekraftwerken durch Einschränkung deren Einsatzes an der Leistungsregelung
- schnelle Aufnahme von Überschussleistung bei plötzlichem Ausfall großer Abnehmer
- Ausgleich von Schwankungen in der regenerativen Energieerzeugung
- Beteiligung an Frequenzhaltung
- Phasenschieberbetrieb - Bereitstellung von Blindleistung

Die Sekundärregelung ist neben der Stromveredelung eine der wichtigsten Aufgaben dieses Kraftwerkstyps. Dadurch müssen Grund- und Mittellastkraftwerke seltener geregelt werden und können in ihrem optimalen Betriebspunkt fahren, was unter anderem zu einem geringeren spezifischen CO_2 -Ausstoß führt.[3]

Durch die geforderte Dynamik des Systems sollen Anläufe und Übergänge zwischen den Betriebsarten möglichst schnell und komponentenschonend erfolgen. Die Anordnung der Maschinensätze spielt hierbei eine wichtige Rolle. Es werden grundsätzlich zwei Bauformen unterschieden[1]:

- Tandemsatz
- Zweimaschinensatz

Beim Tandemsatz ist die Pumpe von der Turbine getrennt auf der Motorgeneratorwelle angebracht. Bei dieser Bauart werden als Hilfsmaschinen hydraulische Wandler und Kupplungen benötigt.

Der Zweimaschinensatz arbeitet mit einer Pumpturbine. Sie übernimmt sowohl Pump- als auch Turbinierfunktion und wird direkt an den Motorgenerator gekoppelt. Dadurch können die Errichtungskosten bei baulichen und maschinellen Einrichtungen wesentlich verringert werden.

Es besteht beim Tandemsatz die Möglichkeit, während des Pumpens eine Teilmenge des Wassers wieder auf die Turbine zu führen. Dieser **hydraulische Kurzschluss** (Abb. 1.4) bietet Vorteile bei langen, verlustbehafteten Verbindungen zum Oberbecken. Die Anlage kann dadurch über ihre volle Leistungsbandbreite geregelt werden, ein uneingeschränkter Primär- bzw. Sekundärregelbetrieb wird dadurch möglich. Die Wirkleistungsregelung kann somit über eine sehr schnelle Verfügbarkeit im Sekundenbereich realisiert werden.

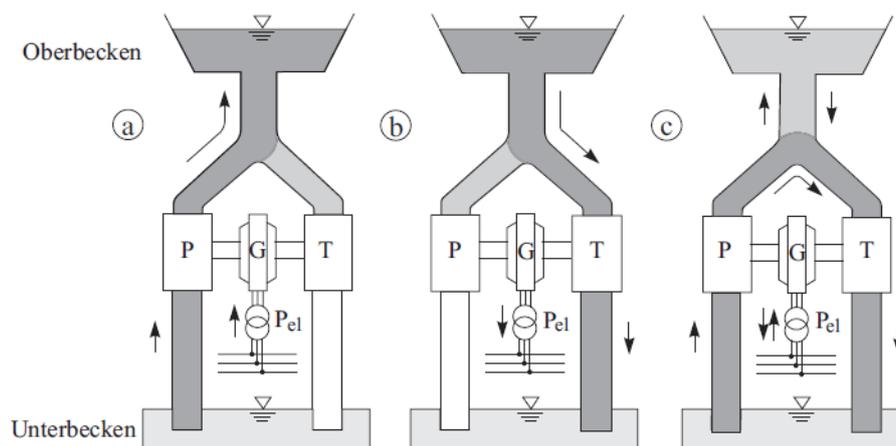


Abbildung 1.4: Betriebsarten eines Pumpspeicherkraftwerks mit Tandemsatz a) Pumpbetrieb b) Turbinenbetrieb c) hydraulischer Kurzschluss [1]

Spezifische Drehzahl einer Turbine

Das Verhalten von Turbinen wird oft anhand von Modellen in Laborversuchen ermittelt und mithilfe von Kennzahlen auf die Naturausführung übertragen. Eine wichtige Kenngröße für die Umrechnung ist die spezifische Drehzahl n_q . Sie stellt die Drehzahl einer geometrisch ähnlichen fiktiven Turbine mit einem Durchfluss von $Q = 1 \text{ m}^3/\text{s}$ und einer Fallhöhe von $h = 1 \text{ m}$ dar.

$$n_q = n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{h_f^{0.75}} \quad (1.3)$$

Q Durchflussmenge
 h_f Fallhöhe

Ein gleiches n_q bedeutet dabei, dass sich die Turbinen geometrisch ähnlich sind - die Form der Laufradschaufeln und der Schaufelwinkel stimmt überein - der Laufraddurchmesser kann jedoch variieren. Sie gibt dadurch Auskunft über Umdrehungsgeschwindigkeit und Durchfluss (Tab. 1.2).

$n_q \text{ [min}^{-1}\text{]}$	Bezeichnung	Eigenschaften
10-30	Langsamläufer	kleine Drehzahl oder kleine Schluckfähigkeit
30-60	Normalläufer	mittlere Drehzahl oder mittlere Schluckfähigkeit
50-150	Schnellläufer	große Drehzahl oder große Schluckfähigkeit
110-500	Schnellstläufer	größte Drehzahl oder größte Schluckfähigkeit

Tabelle 1.2: Laufgruppen aufgrund der spezifischen Drehzahl n_q [1]

1.1.2 Pumpspeicher mit drehzahlvariablen Maschinensätzen

Durch die Einführung der reversiblen Wasserkraftmaschine können die Anlagenkosten erheblich reduziert werden. Bei der Verwendung von Zweimaschinensätzen übernimmt die hydraulische Maschine eine Doppelfunktion und arbeitet als Turbine und Pumpe. Diese Ausführung wirkt sich kosteneffektiv auf Maschinensatz und Raumbedarf aus und verringert außerdem den Bedarf von Verteilleitungen oder Verschlussorganen.

Die Wahl der Turbinentypen ist generell von der zur Verfügung stehenden Durchflussmenge und der Fallhöhe abhängig. Durch diese Vorgabe ergeben sich bestimmte Einsatzbereiche der einzelnen Turbinentypen (Abb. 1.5).

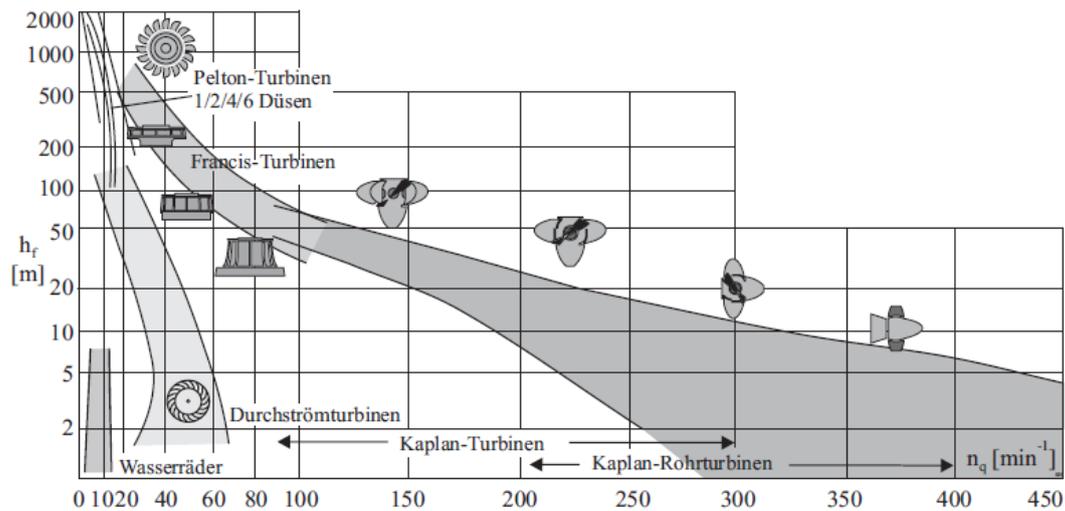


Abbildung 1.5: Einsatzbereiche unterschiedlicher Turbinentypen in Abhängigkeit von Fallhöhe und spezifischer Drehzahl [1]

Für den Einsatz als Pumpturbine können sowohl die Francis- als auch die Kaplanturbine reversibel eingesetzt werden, die bestehenden Fallhöhen in Pumpspeicherkraftwerken fallen allerdings in den Einsatzbereich der Francisturbine.

Im Gegensatz zur Kaplanturbine besitzt die Francisturbine nur eine Verstellmöglichkeit über den Leitapparat. Der Wirkungsgradverlauf wird durch diesen Umstand wesentlich geprägt, und so ist der optimale Arbeitsbereich relativ klein. Bei Abweichungen davon kommt es zu schnellen Wirkungsgradverschlechterungen und möglichen Kavitationsproblemen. Die Schwankung der hydraulischen Größen wie Durchflussmenge oder Fallhöhe führt bereits zu suboptimalen Betriebszuständen.[5]

Betrachtet man die Verluste der verschiedenen Anlagenteile im Pumpspeicher (Abb. 1.6) so erkennt man einen durchwegs hohen Wirkungsgrad. Durch die auslegungsbedingte Optimierung auf den Turbinenbetrieb besitzt die hydraulische Maschine im Pumpbetrieb eine geringere Effizienz.

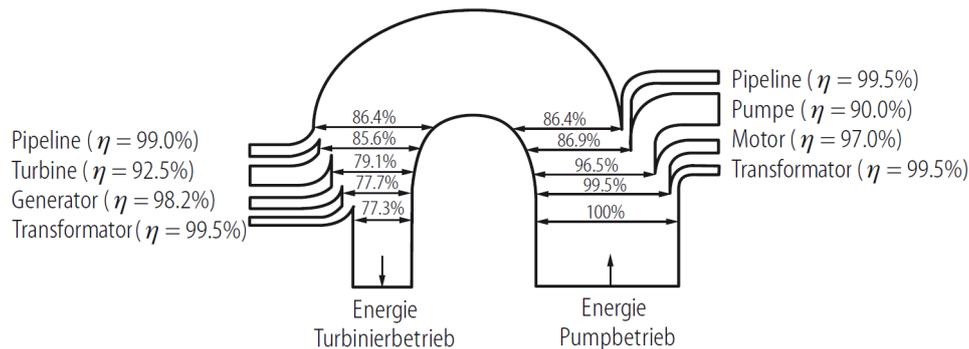


Abbildung 1.6: Repräsentative Verluste und Wirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks [2]

Eine Drehzahlstellung des Maschinensatzes erweitert die regelbaren Betriebsparameter und bietet deshalb eine hervorragende Möglichkeit zur Optimierung. Die Kennlinien der hydraulischen Maschine bilden dabei die Grundlage für diesen Prozess. Diese Muscheldiagramme (Abb. 1.7) geben Auskunft über das Leistungsvermögen der Turbine und werden durch Modellversuche ermittelt. Eine Kurvenschar gibt den Wirkungsgrad der Turbine über Drehzahl und Durchflussmenge an. Der Wirkungsgrad wird dabei in Relation zum Optimalwirkungsgrad der Turbine gesetzt, die Drehzahl und der Durchfluss beziehen sich auf eine fiktive Einheitsturbine, hier ein Francis-Schnellläufer ($n_q = 90 \text{ min}^{-1}$). Man spricht somit vom Einheitsdurchfluss Q_{11} bzw. der Einheitsdrehzahl n_{11} . Der rechtsseitige Parameter a_0 stellt die Leitapparätöffnung dar.

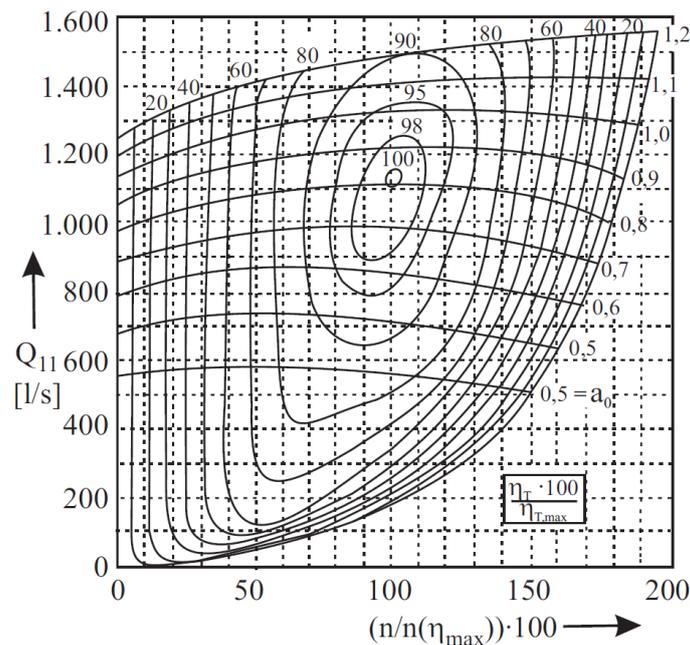


Abbildung 1.7: Muschelkurve eines Francis-Schnellläufers mit spezifischer Drehzahl $n_q = 90 \text{ min}^{-1}$ [1]

Bei konventionellen Maschinenausführungen mit starrer Drehzahl wird in der Dimensionierung ein Kompromiss zwischen den Betriebsbereichen gesucht. Eine Pumpturbine besitzt beispielsweise im Falle gleicher Drehzahlen im Pump- und Turbinenbetrieb einen um 3 bis 4% niedrigeren Wirkungsgrad als der Optimalwert. Durch eine Drehzahlstellung kann in Kombination mit dem Leitapparat die Turbine in allen Bereichen mit bestmöglicher Effizienz betrieben werden.[1]

Ein Beispiel (Abb. 1.8) soll diesen Prozess veranschaulichen: Bei einer Pumpturbine mit einem Maximalwirkungsgrad von $\eta_{max} = 87 \%$ kommt es zu einer Verschiebung des Arbeitspunktes im Turbinenbetrieb. Bei gleichbleibender Drehzahl und Durchfluss wird die Fallhöhe auf 60 % des ursprünglichen Wertes reduziert. Der gesamte Arbeitspunkt verschiebt sich und der Wirkungsgrad sinkt von 87% auf 80% (Punkt A). Durch eine Verringerung der Drehzahl der Turbine kann der Wirkungsgrad wieder gesteigert werden (B, 83%). Ein Anpassen der Durchflussmenge und Drehzahl verbessert den Wirkungsgrad weiter und die Turbine wird letztendlich im bestmöglichen Arbeitspunkt betrieben (C bzw. D bei $\eta = 86 \%$).

Im Pumpbetrieb zeigt sich analog dazu ebenfalls eine Wirkungsgradoptimierung. Zusätzlich zur Effizienzsteigerung ermöglicht eine Drehzahländerung eine Steuerung der Durchflussmenge oder der Turbinenleistung.

Die Beziehungen zur Drehzahl verhalten sich bei[5]

- Variation der Fallhöhe: $h_f = k_h \cdot n^2$
- Variation der Durchflussmenge: $Q = k_q \cdot n$
- Variation der mechanischen Leistung: $P_m = k_p \cdot n^3$

wobei k_h , k_q und k_p als jeweilige Koeffizienten gelten.

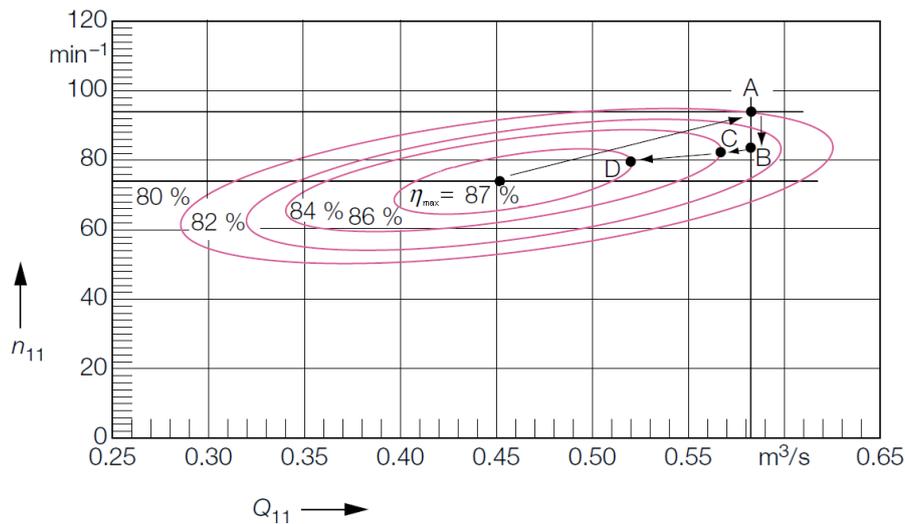


Abbildung 1.8: Schematische Muschelkurve zur Effizienz einer Pumpturbine bei verschiedenen Betriebspunkten im Turbinenbetrieb [5]

Die betrieblich relevanten Vorteile von drehzahlgeregelten Pumpspeichersätzen im Kraftwerk sind somit[1][6]

- Im Turbinenbetrieb Wirkungsgradvorteile durch Verschiebung des Arbeitspunktes in günstigere Kennfeldbereiche
- Bessere Leistung bei kleinen Fallhöhen durch erweiterte Einsatzgrenzen
- Leistungsregelung im Pumpbetrieb: die aufgenommene elektrische Leistung ist in gewissen Grenzen frei vorgebar, die Pumpleistung ist somit nicht mehr durch die Förderhöhe fixiert
- sehr schnelle Sprungantwort bzw. schneller Ausgleich dynamischer Störeinflüsse im Leistungsregelungsbetrieb durch der in den trägen Massen gespeicherten Energie

Darüberhinaus liegt bei Pumpspeichieranlagen mit fixer Drehzahl das Verhältnis der Fallhöhe $h_{f,max}$ zu $h_{f,min}$ bei ca. 1.25. Bei variabler Drehzahl erhöht sich dieser Wert auf ca. 1.45, was in Gebieten mit geologischen Einschränkungen durchaus bedeutend ist. Die Anpassung der Pumpleistung führt zu geringeren Vibrationen und weniger Kavitation an der Turbine, dadurch kann die Einbautiefe der Maschine reduziert werden.[6][7]

1.2 Einfluss von drehzahlvariablen Pumpspeichern auf das Verbundnetz

Ein drehzahlvariables Konzept in Pumpspeicherkraftwerken liefert einen wertvollen Beitrag zur Optimierung des Betriebs. Neben ökonomischen Verbesserungen bieten die elektrischen Besonderheiten drehzahlvariabler Konzepte zahlreiche Vorteile für den Betrieb im Netzverbund. Zusätzlich zur Bereitstellung von Ausgleichsleistung können Pumpspeicher dazu beitragen die Netzstabilität zu verbessern.

Die Spannungsstabilität fordert die Beibehaltung eines Blindleistungsgleichgewichts und die Beurteilung des Spannungs-Blindleistungszustands von Netzabschnitten. Große Netzausfälle in den letzten Jahren basierten oft auf eine Beeinträchtigung dieses Stabilitätszustands, vor allem unter großer Belastung. Der Einsatz von FACTS- (Flexible AC Transmission Systems) Elementen stellt eine Möglichkeit zur Sicherstellung der Spannungsstabilität dar. Ein drehzahlvariabler Maschinensatz kann - abhängig von der Umrichter Ausführung - eine idente Funktion erfüllen.

Das Verbundnetz beinhaltet eine große Anzahl an Generatoren, die durch Leitungen miteinander gekoppelt sind und mit synchroner Frequenz - also synchroner Drehzahl - betrieben werden. Sobald es bei einem Generator zu einer Rotationsabweichung kommt, wird als Ausgleich Wirkleistung mit dem Netz ausgetauscht. Dadurch kommt es zu einem oszillierenden Energiefluss zwischen den rotierenden Massen in den Kraftwerken. Ungedämpft können diese Netzpendelungen zum Synchronisationsverlust führen, das Risiko einer Destabilität des gesamten Systems steigt. Durch die Pendelung werden Leistungsschwankungen im Übertragungsnetz sichtbar, aus deren Folge Übertragungsleitungen nicht zu ihrer vollen Kapazität ausgenutzt werden können.[6]

Drehzahlvariable Maschinensätze verfügen durch den Umrichter über eine sehr gute Dynamik. Sie besitzen eine schnelle Leistungsbereitstellung und können so im Fehlerfall helfen, das System stabil zu halten. Andere Generatoren werden somit gestützt, die Gefahr von Kippen der Synchronmaschinen kann vermindert werden. Nach Behebung des Fehlers können die normalen Betriebsbedingungen rasch wiederhergestellt werden.[6]

2 Betrachtung der elektrischen Maschine

Um die Vorteile eines drehzahlvariablen Betriebs nutzen zu können, muss der Antriebsatz als Herzstück der Anlage genauer betrachtet werden. In Großkraftwerken findet die Synchronmaschine als Generator einen weit verbreiteten Einsatz. Eine Drehzahlstellung ist bei diesem Maschinentyp mittels Umrichter durchaus möglich, der Stromrichter muss jedoch auf die gesamte Maschinenleistung ausgelegt werden. Dieses Konzept findet sich beispielsweise auch in Windkraftanlagen wieder.

Bei leistungsmäßig sehr großen Anlagen mit mehreren hundert MW ist dieser Ansatz jedoch schwer zu realisieren und unwirtschaftlich.

Als Alternative bietet sich die Asynchronmaschine an. Durch eine Schleifringläufer-Bauform kann der Rotorkreis elektrisch zugänglich gemacht werden. Dies ermöglicht in erster Linie eine Drehzahlstellung. Durch Einsatz eines Umrichters lassen sich aber auch komplexere Regelungsaufgaben lösen, wobei die Leistungselektronik nur auf einen Bruchteil der Maschinenleistung ausgelegt werden muss. Die elektrischen Betriebsgrößen der Maschine können so weitreichend gesteuert werden.

2.1 Asynchronmaschine

2.1.1 Funktionsweise

Die Asynchronmaschine gehört neben der Synchronmaschine zur Gruppe der Drehstrom- bzw. Drehfeldmaschinen. Essentiell für ihre Funktion ist die Erzeugung eines umlaufenden Flussdichtevektors, der mit Hilfe von räumlich versetzt angeordneten Wicklungen in Kombination mit elektrisch bzw. zeitlich versetzten Strömen erzeugt wird. Dieser Vektor mit konstanter Länge rotiert im Raum zwischen den Wicklungen mit einer Winkelgeschwindigkeit, welche der Frequenz der Spulenströme proportional ist. Erreicht ein Spulenstrom sein positives Maximum, so zeigt der Vektor zu diesem Zeitpunkt auch in Richtung der betreffenden Spule.

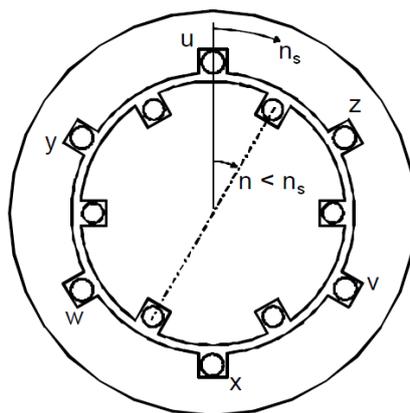


Abbildung 2.1: Prinzipieller Aufbau einer ASM[8]

Abbildung 2.1 zeigt eine Ständeranordnung mit drei Spulen, dargestellt als Leiterschleifen. Pro Phase besitzt die Anordnung eine Spule und damit eine Polpaarzahl von $p = 1$. Das Drehfeld, durch diese Spulen erzeugt, wird abhängig von der Netz- bzw. Statorfrequenz mit der Synchrondrehzahl rotieren.

$$n_{syn} = \frac{f_s}{p} \quad (2.1)$$

n_{syn}	Synchrondrehzahl
f_s	Statorfrequenz
p	Polpaarzahl

Die Leiterschleife besitzt eine dem Drehfeld ungleiche Drehzahl (bei Stillstand $n = 0$) und ist somit einem zeitlich veränderlichen Magnetfeld unterworfen. Der durch die induzierte Spannung verursachte Strom wirkt nach der Lenz'schen Regel seiner Ursache, der Relativgeschwindigkeit zwischen Leitschleife und Drehfeld, entgegen. Daraus folgt, dass sich die Leitschleife in Richtung des Drehfeldes in Bewegung setzt. Die relative oder auch Schlupfdrehzahl $\Delta n = n_{syn} - n$ wird dadurch kleiner. Die synchrone Drehzahl n_{syn} kann im Motorbetrieb auf Grund diesen Prinzips vom Läufer nicht erreicht werden, da die Drehzahldifferenz auch weiterführend das Antriebsmoment zur Verfügung stellt. Als Maß für die Relativgeschwindigkeit zwischen n_{syn} und n definiert sich der Schlupf der Asynchronmaschine

$$s = \frac{n_{syn} - n}{n_{syn}} = 1 - \frac{n}{n_{syn}} \quad (2.2)$$

Für Stillstand gilt $s = 1$ sowie bei synchroner Drehzahl $s = 0$. Dadurch bewegt sich die ASM im Motorbetrieb im Bereich $0 < s \leq 1$.

Von großer Bedeutung ist bei Drehfeldmaschinen die Möglichkeit, dass sie sowohl als

Motor als auch als Generator betrieben werden können. Dadurch kann der Schlupf auch negative Werte annehmen.

Das Drehmoment der Asynchronmaschine kann als eine Funktion des Schlupfs dargestellt werden (Abb. 2.2). Im normalen Betriebsfall arbeitet die Maschine im Bereich zwischen $s = 1$ und dem Kippschlupf s_k , bei dem ein maximales Moment aufgebracht werden kann.

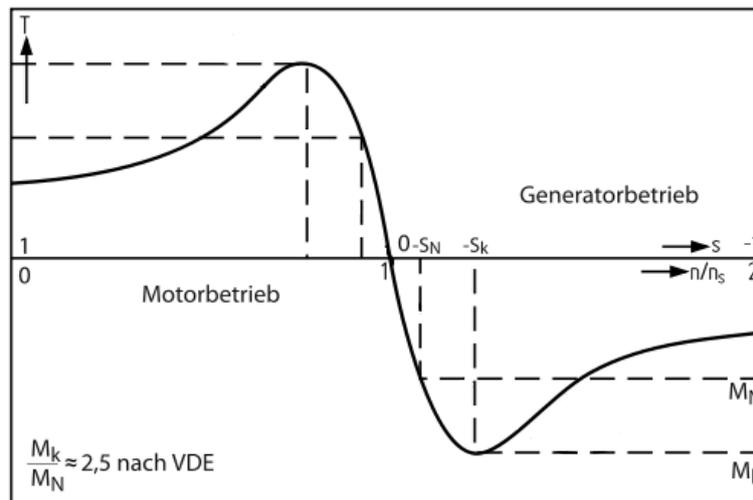


Abbildung 2.2: Typische Drehmomentencharakteristik von Asynchronmaschinen[9]

2.1.2 Ersatzschaltung

Bedingt durch den Aufbau entspricht das Ersatzschaltbild der ASM prinzipiell dem des Transformators: Eine an der Ständerwicklung angelegte Spannung treibt einen Strom, welcher wiederum durch dessen magnetisches Feldänderung eine Spannung im Läufer induziert. Diese treibt einen Strom im Läufer. Die Ständerwicklung kann also als Primär- bzw. die Läufer- als Sekundärwicklung angesehen werden. Die Verluste setzen sich aus Kupferverlusten bedingt durch Stromflüsse in Rotor und Stator, Ummagnetisierungsverluste im Eisenkern und Streuverluste durch die Magnetkreise Rotor/Stator zusammen (Abb. 2.3). Die elektrischen Größen der Sekundärseite werden meist über das Wicklungsverhältnis zwischen Rotor und Stator auf die Statorseite bezogen und mit Hochkomma gekennzeichnet.

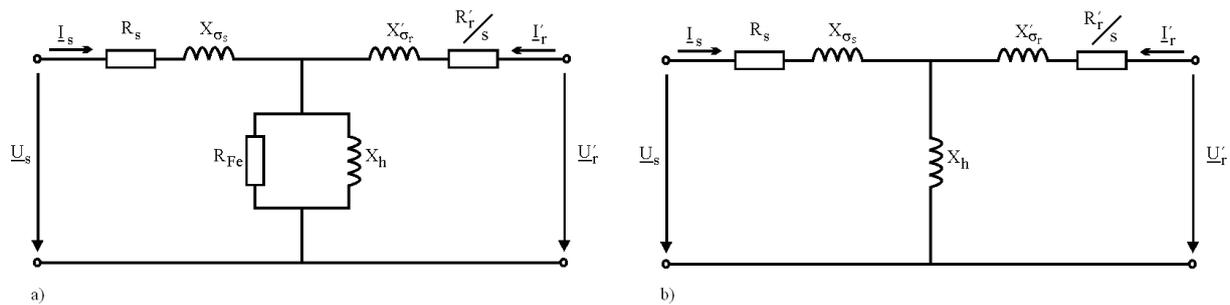


Abbildung 2.3: Einphasige Ersatzschaltbilder der Asynchronmaschine a) vollständig und b) vereinfacht mit Impedanzen und offenem Läuferkreis

Ein bedeutender Unterschied zum Transformator-Ersatzschaltbild zeigt sich in der Darstellung des Sekundärkreises. Die Frequenz der induzierten Läufer Spannung hängt von der Relativgeschwindigkeit und daher vom Schlupf ab.

$$f_r = s \cdot f_s \quad (2.3)$$

Der Läuferwiderstand ist über die Frequenz nicht konstant und daher vom Schlupf abhängig. Die Berechnung des bezogenen Rotorwiderstandes erfolgt dadurch über den Schlupf R'_2/s .

2.1.3 Drehzahlstellung

Durch den Zusammenhang zwischen Schlupf, Speisefrequenz und Polpaarzahl p werden die Möglichkeiten der Drehzahlstellung unmittelbar ersichtlich. Die Beziehung lautet

$$n = \frac{f_s}{p} \cdot (1 - s) \quad (2.4)$$

Eine Änderung der Polpaarzahl wird bei Käfigläufermotoren eingesetzt um eine grobe Drehzahländerung zu erreichen. Als Beispiel dafür dient die polumschaltbare Dahlanderwicklung, durch die eine Drehzahlstellung von 2:1 erreicht wird.

Eine feinere Drehzahlstellung kann durch Einsatz von Leistungselektronik und Änderung der Speisefrequenz erreicht werden. Die Leistung wird aus dem Drehstromnetz entnommen, gleichgerichtet, mit Hilfe eines Wechselrichters wieder auf eine gewünschte Frequenz bzw. Spannung gebracht und auf die Maschine geführt. Dies stellt eine gängige Methode der Drehzahlstellung bei Käfigläufern dar.

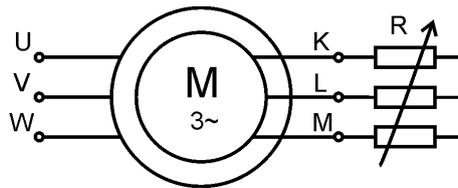


Abbildung 2.4: Drehzahlstellung mittels Vergrößerung des Schlupfs durch Widerstände im Läuferkreis

Wird der Rotorkreis elektrisch zugänglich gemacht, ergeben sich durch die Schleifringe im Vergleich zum Käfigläufer höhere Fertigungskosten, die Bürsten der Schleifringe verschleifen und müssen erneuert werden. Eine zusätzliche Fehlerquelle entsteht durch die Komplexität der Drehstromwicklung im Rotor.

Dieser Eingriff auf den Rotorkreis bietet jedoch eine attraktive Möglichkeit der Drehzahlstellung. So kann durch das Ändern des elektrischen Widerstandes im Läuferkreis (Abb. 2.4) der Schlupf und somit die Drehmomentencharakteristik der Maschine beeinflusst werden (Abb. 2.2), was besonders bei Schweranläufen günstig ist. Diese Methode der simplen Widerstandsänderung im Läuferkreis ist jedoch verlustbehaftet und somit verschlechtert sich der Gesamtwirkungsgrad.

2.1.4 Leistungsfaktor

Bei unregelmäßigen oder durch Läuferwiderstände gesteuerten ASM stellt sich der Blindleistungsbedarf als Folge von Maschinenparametern und Betriebsbereich automatisch ein. Bei Abweichungen von der Nennzahl kommt es schnell zu einer gravierenden Verringerung des Leistungsfaktors. So kann er beispielsweise bei einer Drehzahlvariation um 10% (Schlupf $s = 0.1$) schon unter $\cos \varphi = 0.6$ fallen.[10]

2.2 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

Wird anstatt den Läuferwiderständen ein Stromrichter zur Drehzahlstellung eingesetzt und mit dem Netz verbunden (Abb. 2.5), so wird es möglich, dem Läufer eine definierte Spannung vorzugeben. Durch Einprägen eines entsprechenden schlupffrequenten Rotorstromes durch den Stromrichter lassen sich im Betrieb Drehzahlen sowohl unter als auch über der synchronen Drehzahl erreichen.

Sobald Leistung vom Rotor abgeführt werden muss, kann der Stromrichter die Energie nutzen und ins Netz rückspeisen. Dadurch erhöht sich der Wirkungsgrad wesentlich.

Durch Wahl eines effektiven Umrichter-Regelungsverfahrens (siehe Kapitel 2.2.3) kann der Wirkungsgrad und Leistungsfaktor über den gesamten Drehzahlstellbereich optimal gehalten werden.

Die elektrischen Eigenschaften des Rotors der Maschine werden dadurch von außen beeinflussbar und es können im Betrieb Wirk- und Blindleistungsbilanz gesteuert werden. [8][10]

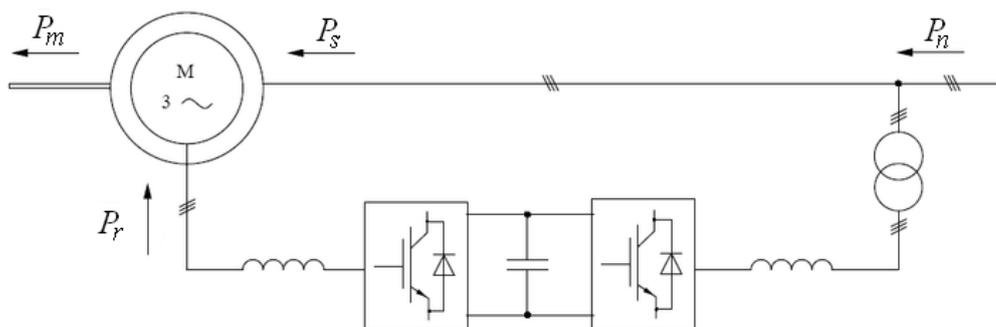


Abbildung 2.5: Prinzipschaltbild einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine mit Spannungszwischenkreisumrichter [11]

P_n	Bezugsleistung aus dem Netz
P_s	Ständerleistung
P_m	Mechanische Turbinenleistung
P_r	Rotorleistung

Da bei dieser Antriebstopologie sowohl Stator- als auch Rotorwicklung der Maschine am Energieaustausch zwischen Welle und elektrischem System teilnehmen - spricht man von einer "doppelt gespeisten Asynchronmaschine" oder DGASM.

Die DGASM findet Verwendung bei großen Pumpen und Ventilatoren, Schiffsantrieben, VSCF-Systemen (Variable Speed Constant Frequency) oder als Schwungrad- Energiespeicher in der Energietechnik. Das größte Anwendungsgebiet umfasst jedoch die Windkraft. Durch die stetige Entwicklung zur Ausschöpfung von erneuerbaren Energiequellen konnte sich der Einsatzbereich immer weiter ausdehnen.

Beispiele für den Einsatz von DGASM in Pumpspeichieranlagen sind das 2003 in Betrieb gegangene Kraftwerk Goldisthal in Deutschland mit zwei 340MVA Maschinensätzen. Es besitzt in Kombination mit zwei Synchronmaschinensätzen eine Gesamtleistung von 1060MVA und ist somit das größte Wasserkraftwerk in der Bundesrepublik. Slowenien besitzt mit dem Kraftwerk Avce einen drehzahlvariablen Pumpspeicher mit 180MVA Anschlussleistung. Das weltweit größte drehzahlvariable Pumpspeicherkraftwerk steht in Omarugawa, Japan. Es kann bei einer Reservoirgröße von 7 Millionen Kubikmetern eine Leistung von 1200MVA bereitstellen. [12][9][13][5][14]

2.2.1 Betriebsbereiche und Verluste

Durch die Rotorspeisung kann die Maschine sowohl im motorischen- als auch im generatorischen Betrieb einen großen Drehzahlbereich abdecken. Die Bandbreite des Drehzahlstellbereiches im unter- und übersynchronen Betrieb hängt von der Dimensionierung des Stromrichters ab. Für die variablen Betriebsbereiche ergeben sich an den Komponenten unterschiedliche Leistungsflüsse (Tabelle 2.1), hier angegeben laut Verbraucherzählpfeilsystem (Abb. 2.5). [15]

Schlupfbereich	Betriebsart	P_m	P_s	P_r
untersynchron $0 < s \leq 1$	Motor	> 0	> 0	< 0
	Generator	< 0	< 0	> 0
übersynchron $s > 1$	Motor	> 0	> 0	> 0
	Generator	< 0	< 0	< 0

Tabelle 2.1: Betriebsbereiche der DGASM[15]

Wirkleistungsbilanz

Die Wirkleistungsflüsse im unter- bzw. übersynchronen Generatorbetrieb sind in Abb. 2.6 und Abb. 2.7 dargestellt.

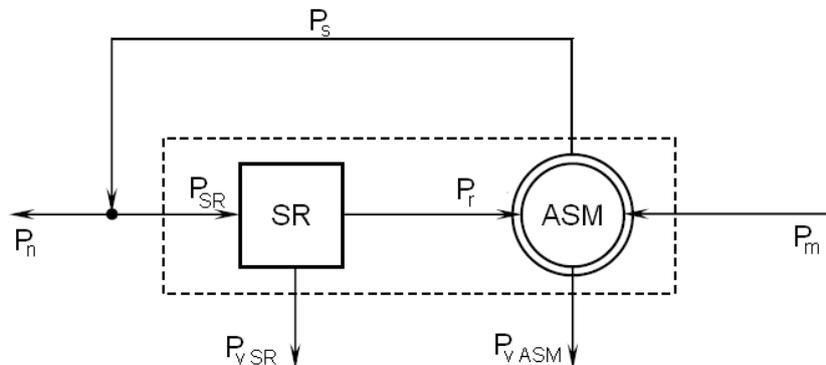


Abbildung 2.6: Wirkleistungsfluss im unter-synchronen generatorischen Betrieb [10]

$$P_n = P_s - P_{SR} = (P_m - P_{vASM} + P_{SR} - P_{vSR}) - P_{SR} = P_m - P_{v\Sigma} \quad (2.5)$$

P_n	Bezugsleistung aus dem Netz
P_s	Ständerleistung
P_{SR}	Ausgetauschte Leistung zwischen Stromrichter und Netz
P_m	Mechanische Turbinenleistung
P_{vASM}	Verluste der Asynchronmaschine
P_{vSR}	Verluste des Stromrichters
$P_{v\Sigma}$	Summe der Verluste

Die Verluste in der Maschine setzen sich zusammen aus Stromwärme-, Eisen-, Reibungs-, Bürsten-, Zusatz- und Oberschwingungsverlusten, bedingt durch den Stromrichter.

$$P_{vASM} = P_{vW} + P_{vFe} + P_{vR} + P_{vB} + P_{vZ} + P_{vv} \quad (2.6)$$

P_{vW}	Stromwärmeverluste
P_{vFe}	Eisenverluste
P_{vR}	Reibungsverluste
P_{vB}	Bürstenverluste
P_{vZ}	Zusatzverluste
P_{vv}	Oberschwingungsverluste

Maßgebend für die Verluste im Stromrichter P_{vSR} sind Durchlass- und Schaltverluste der Ventile, motor- sowie netzseitig.[10]

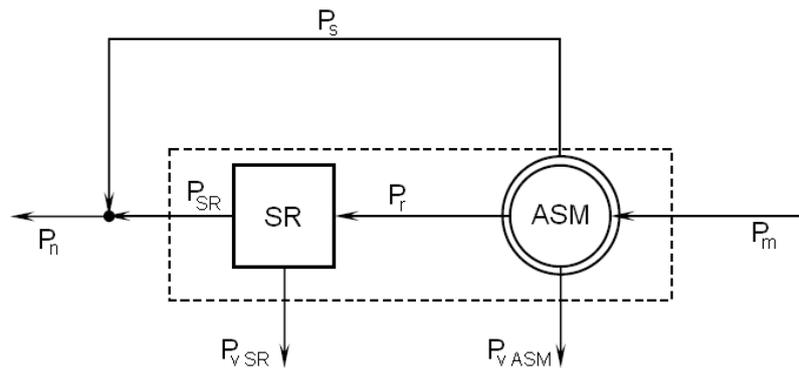


Abbildung 2.7: Wirkleistungsfluss im übersynchronen generatorischen Betrieb [10]

Blindleistungsbilanz

Die von der Maschine erzeugte Blindleistung wird, abhängig vom Arbeitspunkt, in stator- und rotorseitige Beträge aufgeteilt. Bereits vorausgenommen ist eine Realisierung des Stromrichters durch einen Zwischenkreisumrichter (siehe Kapitel 2.2.2).

Um eine größtmögliche Effizienz zu gewährleisten, sollte im Betrieb auf eine gleichmäßige Auslastung beider Stromrichter - netz- und rotorseitig - geachtet werden. Es ergibt sich am Netzanschlusspunkt die Blindleistung

$$Q_n = Q_s + Q_{SR} + Q_F \quad (2.7)$$

Q_n	Bezugsblindleistung aus dem Netz
Q_s	Ständerblindleistung
Q_{SR}	Ausgetauschte Blindleistung an netzseitigem Stromrichter
Q_F	Blindleistung des Netzfilters

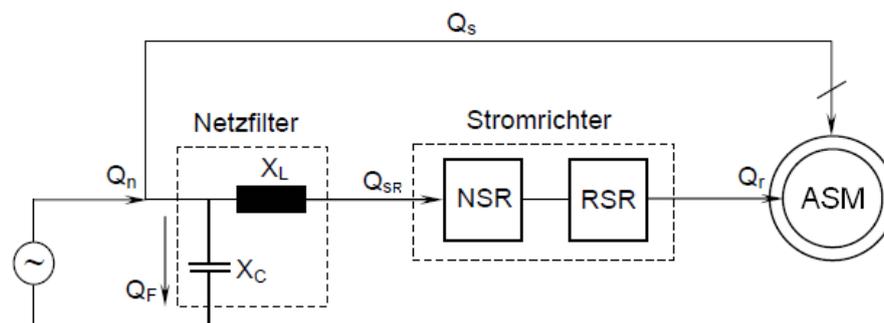


Abbildung 2.8: Blindleistungsfluss einer DGASM mit Zwischenkreisumrichter [10]

2.2.2 Umrichter

Der Stromrichter prägt der Rotorwicklung einen dem gewählten Betriebszustand entsprechenden Strom auf. Dieser dient in weiterer Folge auch als Bemessungsgrundlage für den Umrichter.

Um der Funktion eines Motor/Generatorsatzes gerecht zu werden, wird ein Leistungsfluss in beide Richtungen benötigt. Die so gestellte Forderung für einen vier-Quadranten-Betrieb muss von der Stromrichter-Topologie bis zu einer Maschinenleistung von einigen hundert MW erfüllt werden. Die zur Implementierung eines Stromrichters in diesem Einsatzbereich gängigen Varianten sind der Stromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis und der Direktumrichter.

Derzeit stehen, je nach Konverter-Topologie, unterschiedliche elektronische Ventile zur Verfügung. Thyristoren repräsentieren die klassische Lösung, doch durch die ständige Weiterentwicklung von Halbleiterelementen werden seit einiger Zeit auch IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor) und IGCT's (Insulated Gate Commuted Thyristor) für diesen Leistungsbereich eingesetzt. Die Ventile werden, um die dementsprechende Leistungsdichte zu erreichen, parallel bzw. in Serie geschaltet.[16]

Umrichter mit Spannungszwischenkreis

Der Voltage Source Inverter (VSI) besteht in seiner einfachsten Form aus einem Gleichrichter, der durch die Eingangsspannung mit U_1, f_1 eine Zwischenkreisspannung erzeugt. Diese Gleichspannung wird durch einen Wechselrichter in die gewünschte Ausgangsspannung U_2, f_2 gewandelt. Der Umrichter dient also als Stellglied, welches ein- und ausschaltbare leistungselektronische Schalter benötigt. Eine Möglichkeit zur Realisierung dieser Forderungen stellt die Schaltung in Abb. 2.9 dar. Die Implementierung der Ventile erfolgt durch IGBT's, die Steuerung der Umrichtersätze durch Pulsweitenmodulation (PWM). Der Gleichrichter hält die Zwischenkreisspannung konstant und entnimmt dem Netz einen sinusförmigen Strom, der je nach Phasenverschiebung den Leistungsfaktor bestimmt. Regelt die PWM des netzseitigen Umrichters den Strom gegenphasig, so wird Energie in das Netz gespeist. Der Wechselrichter erhält durch den Spannungszwischenkreis eine konstante, vom Netz unabhängige Eingangsgröße. Dadurch werden beide Umrichter entkoppelt und können unabhängig voneinander geregelt werden.[17]

Ein Drehfeld- oder Energie-Richtungswechsel ist ohne Weiteres möglich und in Abhängigkeit vom Einsatzgebiet kann ein sehr großer Frequenzbereich ($f \approx 0 \dots 1000$ Hz) abgedeckt werden.[18]

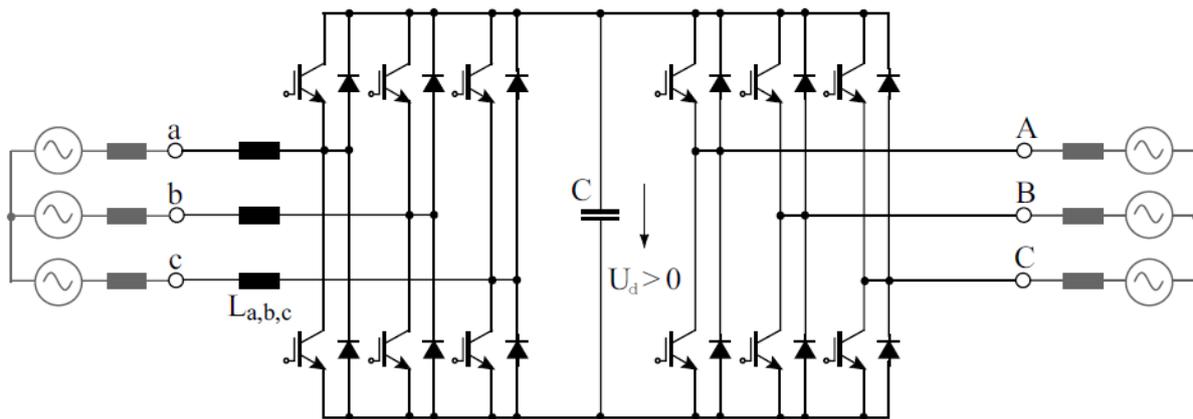


Abbildung 2.9: IGBT-Zweipunktumrichter mit Spannungszwischenkreis [17]

Mehrpunkt-Umrichter

Die in Abb. 2.10 vorgestellte Topologie stellt eine einfache Form des Umrichters mit Spannungszwischenkreis dar. Der Wechselrichter generiert seine Ausgangsspannung durch eine passende Kombination von Schaltzuständen. Er wählt dabei über seinen Schaltzustand zwischen zwei Potentialen aus der Zwischenkreisspannung (Zweipunkt-Umrichter). Bei der Steuerung mit Pulsweitenmodulation ist es wünschenswert, eine möglichst hohe Schaltfrequenz zu nützen um so die Oberschwingungen in der Wechselrichter-Ausgangsspannung in einen höheren Frequenzbereich zu verschieben. Damit erhöht sich die Signalqualität und die Laststrom-Harmonischen werden verringert. Eine größere Schaltfrequenz führt jedoch zu entsprechend höheren Schaltverlusten, welche wiederum zusammen mit den Durchlaßverlusten durch maximal abführbaren thermische Verluste begrenzt sind.

Es besteht also eine Konfliktsituation zwischen Schalt- und Durchlaßverlusten, woraus in weiterer Folge ein Kompromiss zwischen Schaltfrequenz, abführbaren Verlusten, Durchlaßverlusten, Harmonischen in der Wechselrichterspannung oder im Laststrom entstehen muss. Beim Zweipunkt-Wechselrichter stehen mit $2^3 = 8$ Schaltzustände zur Verfügung, eine mögliche Abhilfe bietet daher nur eine Modifikation des Wechselrichters durch die Bereitstellung zusätzlicher Spannungsebenen im Eingang. Indem anstatt den möglichen Potentialen $\frac{+U_d}{2}$ und $\frac{-U_d}{2}$ beim Mehrpunkt-Umrichter zusätzliche Potentiale zur Verfügung stehen, lässt sich eine feinere Verstellung der Ausgangsspannung ermöglichen.[18]

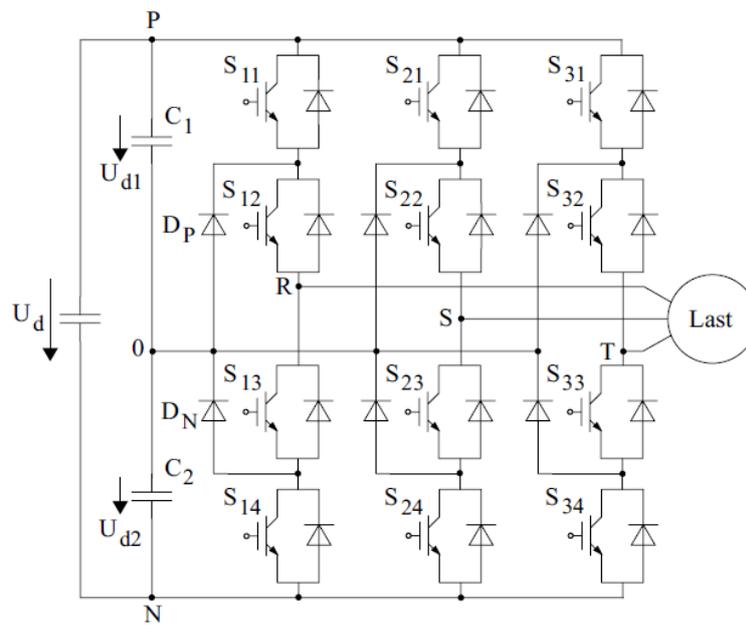


Abbildung 2.10: Dreipunkt-Wechselrichter (neutral-point-clamped inverter)[18]

Diese Weiterentwicklung stellt der Dreipunkt-Wechselrichter (Abb. 2.10) dar. Das dritte Potential wird durch Kondensatoren verwirklicht, die mit Hilfe von Dioden die zusätzliche Spannungsebene (neutral-point) einführen. Somit kann der Umrichter $3^3 = 27$ Schaltzustände erreichen und es existieren 27 mögliche Raumzeiger (Abb. 2.11).[18]

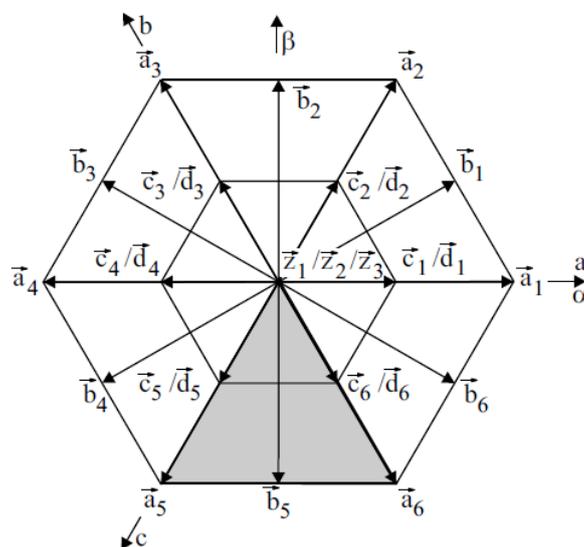


Abbildung 2.11: Raumzeiger des Dreipunkt-Wechselrichters im raumfesten Koordinatensystem[18]

Dieser Umrichter benötigt im Gegensatz zu anderen existierenden Dreipunkt-Topologien

nur eine Gleichspannungversorgung. Mehrpunkt-Umrichter mit einer höheren Potential-Anzahl (z.B. 4-Punkt) existieren zwar, kommerziell eingesetzt wird diese Topologie jedoch nur in Form eines Dreipunkt-Umrichters, da sich der Abgleich von zusätzlichen Kondensatoren als schwierig gestaltet.[19]

Im Vergleich von Zwei- und Dreipunkt-Umrichter zeigt sich eine klare Verbesserung des Spannungssignals (Abb. 2.12). Obwohl die Spannungsspitzen beim Drei-Punkt-Umrichter deutlich über der Belastung im Sinusbetrieb liegen, erhält man eine sichtliche Verbesserung gegenüber dem Betrieb mit einem Zweipunkt-Umrichter. Die drastischen Auswirkungen auf das Isoliersystem der Maschine können so verringert werden, was auch einen positiven Einfluss auf die Lebensdauer hat.[20]

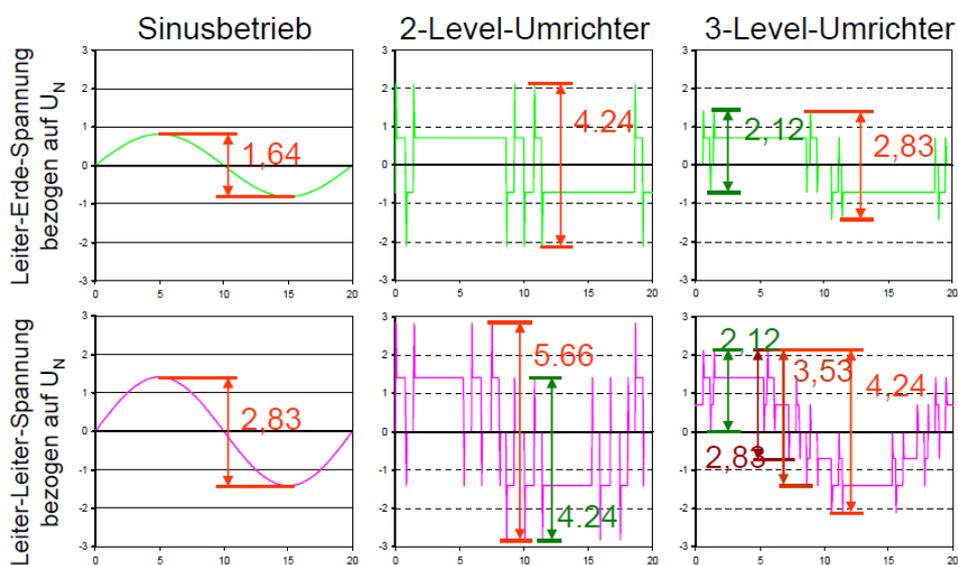


Abbildung 2.12: Charakteristische Spannungsverläufe an Motorklemmen bei Sinus- und Umrichterbetrieb[20]

Betrachtet man den Wirkungsgrad, so weist der Drei-Punkt-Umrichter eine Steigerung über den gesamten Leistungsbereich auf (Abb. 2.13).

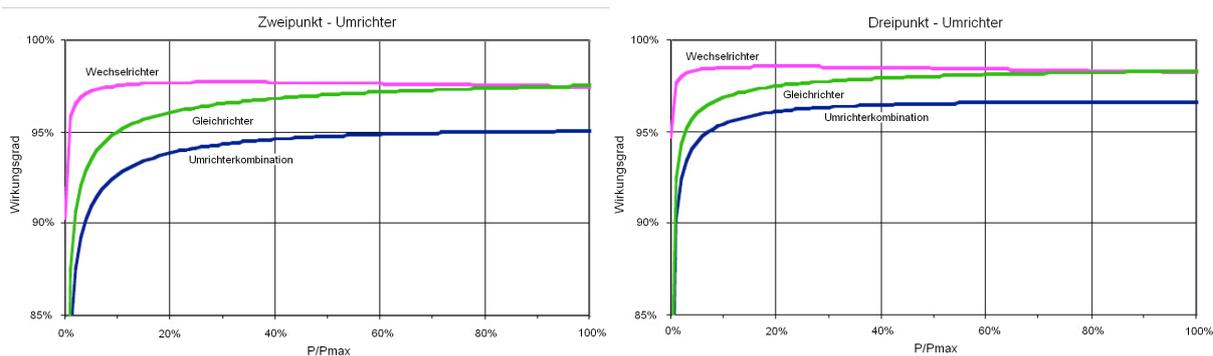


Abbildung 2.13: Typischer Wirkungsgrad von Zwei- und Dreipunkt Umrichtern, Schalt- und Durchlaßverluste berücksichtigt[19]

Erheblich ist jedoch der Bauteil-Mehraufwand beim 3-Punkt-Umrichter. Zusätzliche Dioden, elektronische Schalter und Kapazitäten müssen berücksichtigt werden. Diese Leistungs-Elemente machen einen wesentlichen Beitrag an den Gesamtkosten des Umrichtersatzes aus und somit kommen auch wirtschaftliche Faktoren zum tragen.

Direktumrichter

Diese Art von Umrichter besitzt keinen Zwischenkreis - man spricht daher von einem Direktumrichter. Er wandelt die Dreiphasenspannungen am Eingang mit der Frequenz f_1 direkt in eine Ausgangsfrequenz f_2 . Für die variable Ausgangsfrequenz gilt $f_2 < f_1$. Um eine vertretbare Signalqualität des Ausgangssignals zu erhalten kann praktisch gesehen eine Ausgangsfrequenz in der maximalen Höhe der halben Eingangsfrequenz erreicht werden. Dies genügt den Anforderungen für den Läuferkreis der DGASM, da der Rotor nur einen Schlupf-frequenten Strom (wenige Hz, abhängig vom Regelbereich) benötigt.[21]

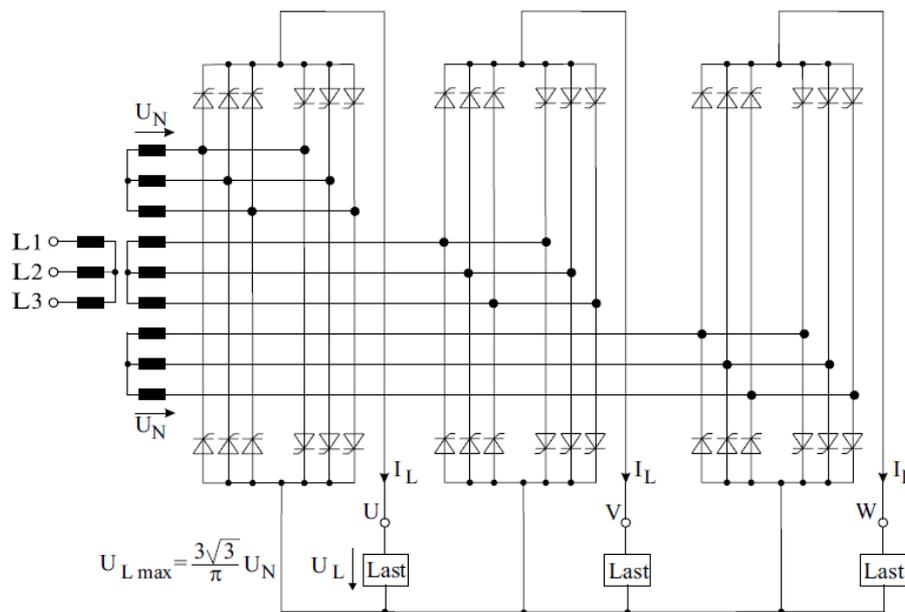


Abbildung 2.14: Direktumrichter mit nicht-isolierter Last[18]

Abbildung 2.14 zeigt eine weit verbreitete Möglichkeit, durch Kombination von drei Umkehrstromrichtern einen Direktumrichter mit Drehstromausgang zu implementieren. Die Dreiphasen-Anspeisung wird über einen Transformator und antiparallel geschaltete Brückenschaltungen auf die Maschine geführt. Zu bemerken ist, dass der Stromrichtertransformator drei getrennte Sekundärwicklungen benötigt. Sofern die Wicklungen der Maschine nicht einzeln gespeist werden (Sternschaltung im Rotorkreis) ist dies nötig, da nur drei Zuleitungen zur Maschine vorhanden sind. Ein Vorteil in dieser Schaltung besteht darin, dass sich die 3. Harmonische nicht ausbilden kann.[18]

Da sich bedingt durch die Funktionsweise die Gleichspannungsmittelwerte mit der gewünschten Ausgangsfrequenz sinusförmig ändern, muss sich die Ansteuerung des Stromrichters auch anpassen (Steuerumrichter). Abbildung 2.15 zeigt den Verlauf der Eingangsspannung, die durch Ansteuerung der Ventile an den Ausgang geschaltet wird und einen entsprechenden Strom einprägt. Für die Grundschwingung gilt $\cos \varphi_1 = 1$. Sie wird bei einem Verhältnis von $f_r \approx 0,3 f_s$ dargestellt. *varepsilon* stellt die Strompause im Stromnulldurchgang dar.[21][18]

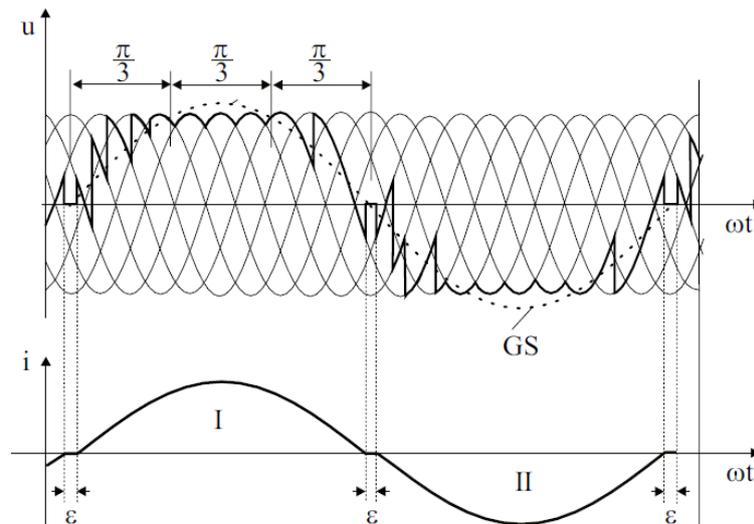


Abbildung 2.15: Spannungs- und Stromverlauf beim Steuerumrichter, kreisstromfreier Betrieb[18]

In der Anwendung dient der Direktumrichter der Drehzahlstellung bei niedrigen Drehzahlen im oberen Leistungsbereich bis zu einigen hundert MW.[21]

Kreisstrom

Der Umrichterregelung kann prinzipiell Kreisstrom-frei oder Kreisstrom-behaftet realisiert werden. Wird die zweite Möglichkeit implementiert, so zirkuliert ein Strom zwischen der positiven und negativen Umrichterbrücke. Die Oberschwingungen dieses Kreisstroms führen zu Potentialdifferenzen, welche in der Nähe der Stromnulldurchgänge zu einem Kurzschluss führen. Um dem entgegenzuwirken, muss eine Kreisstromdrossel eingesetzt werden. Dadurch erhöhen sich die Investitionskosten für den Direktumrichter. Der zirkulierende Strom erhöht auch die Belastung auf die Thyristoren und erzeugt dadurch zusätzliche Verluste.[21][22]

Der Kreisstrom-behaftete Betrieb des Umrichters weist jedoch einige Vorteile auf[22]:

- Besser geglättete Ausgangsspannung und dadurch weniger Oberschwingungen
- Höherer Frequenz-Steuerungsbereich der Ausgangsfrequenz
- Einfachere Regelung
- Geringere Spannungsrückwirkungen am Eingang

Vergleich

Die zwei vorgestellten Topologien - Direktumrichter und Umrichter mit Spannungszwischenkreis - sollen nun in Bezug auf ihre Charakteristik verglichen werden.

Vorteile des Direktumrichters sind[21][18]:

- robuste Thyristor-Technik mit Leistungsvariabilität bei Implementierung in $n+1$ -Technik (Ausfallschutz)
- kein Zwischenkreis erforderlich
- einfacherer Schutz gegen Netzstörungen durch die höhere Dynamik der Kreisstrom-behafteten Schaltung

Ein entscheidender Nachteil des Direktumrichters ist die höhere Anforderung an den Transformator (zusätzliche Windungen) bzw. die große Anzahl von Ventilen.[16] Falls der Umrichter Kreisstrom-behaftet betrieben wird, werden zusätzlich Filterkreise mit großer Leistung erforderlich. Durch die beschränkte Ausgangsfrequenz kann der Direktumrichter keine netzfrequenten Ströme liefern, welche für das Anfahren der Maschine benötigt werden. Dadurch wird ein zusätzlicher Anfahrstromrichter notwendig.[21]

Im Gegensatz dazu einige Vorteile des Zwischenkreisumrichters[21]:

- kein zusätzlicher Anfahrstromrichter notwendig
- keine Blindleistung für den Stromrichter vom Netz nötig
- wegen der deutlich geringeren Netzrückwirkung oftmals kein Filterkreis erforderlich

Des Weiteren kann diese Art von Umrichter als STATCOM (STatic COMpenser) verwendet werden und abhängig vom Stromrichtertrafo auch Blindleistung einspeisen. Im Vergleich dazu nimmt der Direktumrichter Blindleistung abhängig vom Betriebspunkt auf. Die Maschine muss die vom Direktumrichter benötigte Blindleistung zusätzlich produzieren, um den totalen Leistungsfaktor des Maschinen-Umrichtersatzes aufrecht zu erhalten. Dies bedeutet zwar, dass die Direktumrichter-gesteuerte Maschine Blindleistung produzieren kann, doch durch die zusätzliche Belastung (Umrichter-Blindstrom) erhöht sich der Rotorstrom der Maschine.

Die Nachteile vom Zwischenkreisumrichter sind[21]:

- eine Realisierung in $n+1$ -Technik ist aufwendiger
- erforderlicher Zwischenkreis
- kein dynamisches Hochfahren des Antriebs

Der Umrichter unterstützt das Anfahren indem der Stator der Maschine kurzgeschlossen und ein Drehsystem über den Rotor eingespeist wird. Zwischen Anfahrbetrieb mit kurzgeschlossenem Stator und Normalbetrieb (Stator am Netz) wird eine Umschaltpause benötigt, daher kann das völlige Hochfahren des Antriebs nicht dynamisch erfolgen.[21]

Zusatzbeanspruchungen der Maschine

Neben Oberwellen ergeben sich durch das Funktionsprinzip eines Umrichters schnelle Schaltvorgänge und sehr steile Spannungsflanken. Dieses große $\frac{du}{dt}$ führt zu unerwünschten Auswirkungen auf die Maschine. Beim Maschinendesign ist es daher erforderlich, auf den Umrichterbetrieb Rücksicht zu nehmen. Auswirkungen auf die Maschine zeigen sich unter anderem durch[20]:

Zusätzliche Verluste

Die Strom- und Spannungsharmonischen verursachen zusätzliche Stromwärme- und Eisenverluste in Rotor und Stator. Dies führt zu einer größeren Erwärmung in Wicklung und anderen Bauteilen. Die höhere thermische Beanspruchung kann sich, je nach Maschinenkonzeption, in einem geringeren Wirkungsgrad bzw. einer Drehmoment-Reduzierung auswirken.

Magnetische Geräusche

Die Schaltfrequenz des Umrichters kann magnetische Töne nahe der Pulsfrequenz oder dem Vielfachen dieser Frequenz verursachen. Dies kann einen Anstieg des Geräuschpegels der Maschine bewirken oder auch nahe den Eigenfrequenzen der aktiven Teile des Ständers liegen und so zu Schwingungsproblemen führen.

Pendelmomente

Die Harmonischen können Torsionsschwingungen im mechanischen System anregen.

Lagerströme und Lagerspannungen

Der Pulsrichter bedingt eine Spannung zwischen der Ständerwicklung und dem geerdeten Ständerblechpaket (common mode voltage). Dies bedingt eine Lagerspannung, welche durch stochastische Durchschläge des Lagerschmierfilms zu Erosion und letztendlich zum Ausfall des Lagers führen kann.

Erhöhte Beanspruchung des Isoliersystems

Es treten erhöhte Beanspruchungen durch Spannungsspitzen, nichtlineare Spannungsverteilung und Teilentladungen auf. Eine zusätzliche Erwärmung durch den Umrichterbetrieb muss bei Auslegung des Isoliersystems berücksichtigt werden. Bei längeren Verbindungsleitungen zwischen dem Umrichter und der Maschine kann eine mögliche Spannungsreflexion am Leitungsende, also an der Maschine, eine zusätzliche Beanspruchung der Wicklungsisolation hervorrufen.[18]

2.2.3 Regelung

Das Regelverfahren spielt eine wichtige Rolle im Betrieb eines Maschinensatzes. Komplexere Methoden mögen aufwendiger und kostenintensiver zu realisieren sein, bieten jedoch meist bessere Optimierungsmöglichkeiten.

Bei der Auswahl von Betriebskonzepten der Schleifringläufer-ASM stehen folgende Methoden zur Verfügung:

Kurzschlussläuferbetrieb

Entspricht einer kurzgeschlossenen Rotorwicklung

Spannungs-Frequenz-Steuerung

Hier wird die Rotorspannung proportional zur Rotordrehzahl gesteuert.

Feldorientierte Regelung

Die Lage des Rotorstromraumzeiger I_r wird hier abhängig vom Statorfeldraumzeiger ψ_s geregelt.

Eine unregelte Asynchronmaschine im Kurzschlußläuferbetrieb darf aufgrund der hohen Temperaturbelastung der Wicklungen nur in einem beschränkten Bereich nahe dem Synchronismus rotieren. Die Umdrehungen der Maschine legen sich abhängig von der Belastung durch die Drehmomentencharakteristik (Abb. 2.2) fest.

Die Drehzahl einer Asynchronmaschine lässt sich auf sehr einfache Weise einstellen indem die Ausgangsfrequenz des Umrichters als Stellgröße für die Motordrehzahl verwendet wird. Diese Spannungs-Frequenz-Steuerung kann jedoch nicht das maximale Moment oder eine hohe Dynamik der Maschine gewährleisten.

Feldorientierte Regelung

Im Betrieb mit feldorientierter Regelung zeigen sich einige Vorteile gegenüber anderen Konzepten. Die Stator- und Rotorströme einer ASM mit feldorientierter Regelung sind im gesamten Schlupfbereich wesentlich kleiner als bei Spannungs-Frequenz-Steuerung. Der Leistungsfaktor stellt sich üblicherweise als Folge von Maschinenparameter und Betriebsbereich automatisch ein, hingegen kann die Feldorientierung eine Nachführung des Leistungsfaktors als auch einen induktiven oder kapazitiven Betrieb ermöglichen. Eine übliche Absenkung des Wirkungsgrads im Teillastbereich kann durch FOR vermieden werden.[10][23]

Die dq-Transformation (Kapitel 5.1) bietet eine mathematische Grundlage zur Umsetzung der FOR. Sie stellt eine Koordinatentransformation eines stationären, dreiphasigen Systems in ein rotierendes zweiphasiges Koordinatensystem dar.

Elektrische Maschinen entwickeln ihr größtes Moment und arbeiten somit im optimalen Betriebspunkt, wenn im dq-Koordinatensystem der flussbildende Strom und der momentenbildende Strom senkrecht aufeinander stehen. Um dies zu erreichen, muss der Rotorstrom bei der DGASM in Abhängigkeit vom Statorfeld $\underline{\Psi}_s$ eingepreßt werden (feldorientierte Regelung).[23]

Im stationären Zustand und bei Sinusspeisung unterscheidet sich das Statorflusskoordinatensystem nur durch einen vernachlässigbaren Winkel vom Netzspannungskordinatensystem. Dieses Merkmal wird genutzt, sodass die Regelung im Netzspannungskordinatensystem durchgeführt werden kann.

Dazu wird das umlaufende dq-Koordinatensystem mit der Statorspannung \underline{U}_s synchronisiert (Abb. 2.16). Für diese Lage der Koordinatensysteme gilt

$$\underline{U}_{sq} = 0 \quad (2.8)$$

und durch den vernachlässigbaren Winkel zwischen Statorfluss- und Netzspannungskordinatensystem

$$\underline{\Psi}_{sd} \approx 0 \quad (2.9)$$

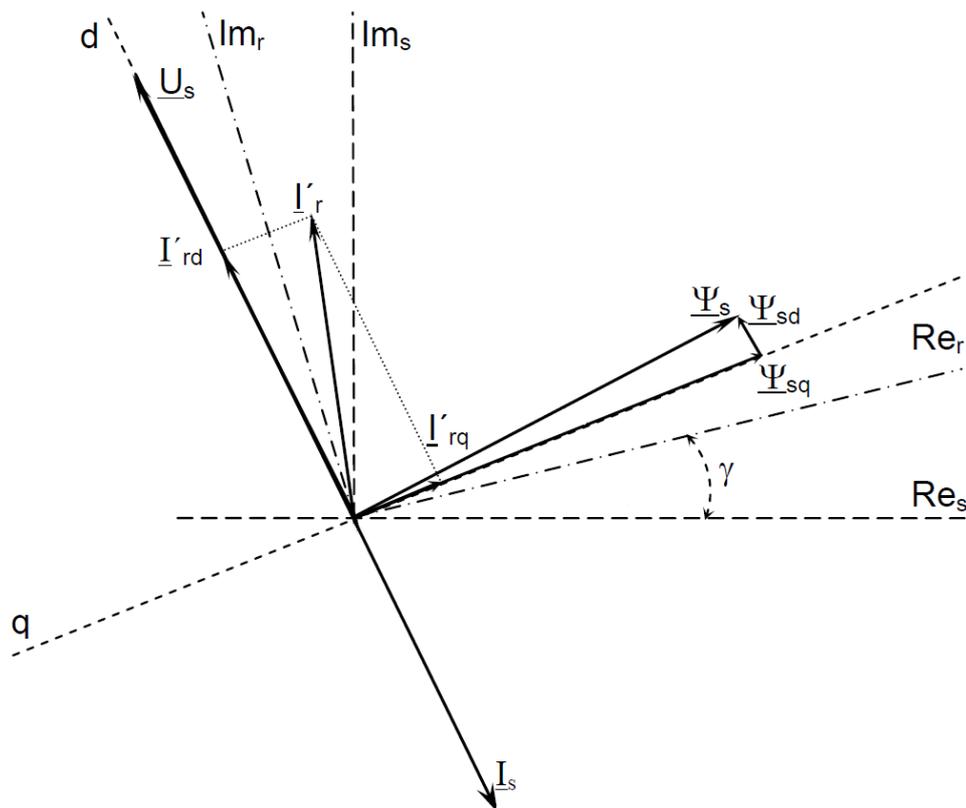


Abbildung 2.16: Netzspannungssynchrones Koordinatensystem[10]

\underline{U}_s	Statorspannung
$\underline{I}'_{rd,q}$	Rotorstrom aufgeteilt in dq-Komponenten
$\underline{\Psi}_{sd,q}$	Statorfluss aufgeteilt in dq-Komponenten

Durch das Rotieren des Bezugssystems mit dem Netzspannungsraumzeiger erhält man im stationären Zustand Gleichgrößen für alle Strom- und Spannungskomponenten. Die Lage des Rotorstromraumzeigers \underline{I}'_r wird von der Lage des Netzspannungsraumzeigers \underline{U}_s abhängig geregelt, eine entkoppelte Beeinflussung von Ständerwirk- und Ständerblindleistung wird möglich.[10][24]

2.2.4 Auslegung des Stromrichters

Der Umrichter sollte die geforderten Betriebsbereiche und Leistungen der Maschine fahren können, zugleich jedoch aus Kostengründen so klein wie möglich ausfallen. Bei genauer Kenntnis des Leistungsvermögens der Maschine kann der Umrichter entsprechend dimensioniert werden. Wichtige Größen sind hierbei:

Rotorspannung

Erfordert Kenntnis des Drehzahlstellbereiches

Rotorstrom

Kennzeichnet das Wirk- und Blindleistungsvermögen der Maschine

Die Größe des Stromrichters richtet sich also nicht nur nach dem Leistungsbereich der Maschine, sondern hängt auch vom Drehzahlstellbereich ab. Werden Verluste vernachlässigt, so entspricht die Rotorleistung der Maschine auch der Stromrichterleistung und es ergibt sich als Faustformel:[15]

$$|P_r| \approx -s \cdot |P_s| \quad (2.10)$$

$$P_s \approx \frac{P_n}{1-s} \quad (2.11)$$

und somit

$$|\underline{P}_r| \approx s \cdot \frac{P_n}{1-s} \quad (2.12)$$

sowie die mechanische Leistung

$$P_m \approx -P_r \cdot \frac{P_n}{1-s} = P_s + P_r \quad (2.13)$$

P_m	mechanische Leistung
P_r	Rotorleistung
P_s	Statorleistung
P_n	Anschlussleistung

Dies ergibt nach Glg. 2.10 bei einem Drehzahlstellbereich von $\pm 10\%$ um die Synchron-drehzahl eine Stromrichterleistung von 10% der Statorleistung. Auffallend ist das Abweichen von real existierende Anlagen von dieser Konvention. Um eine genauere Ermittlung der Stromrichterleistung zu erhalten, sollte die Abhängigkeit der elektrischen Größen im Rotor von Drehzahl und Betriebszustand der Maschine erfasst werden.[13]

Durch Spannung und Scheinleistung im Rotorkreis ergeben sich zwei wichtige Kriterien für die Umrichterdimensionierung.

Die Spannung, für den der Umrichter ausgelegt werden soll ist

$$|\underline{U}_r| = \sqrt{u_{rd}^2 + u_{rq}^2} \quad (2.14)$$

Sie steigt linear mit einer Drehzahlabweichung $\Delta\omega$ vom der Synchrondrehzahl an.

Die Scheinleistung hängt wiederum vom Betriebspunkt ab und ergibt sich durch die Regelung von Wirk- und Blindkomponenten des Rotorstroms bzw. der Rotorspannungskomponenten. Es folgt

$$|\underline{S}_r| = \sqrt{P_r^2 + Q_r^2} \quad (2.15)$$

Hinter der Scheinleistung steht als maßgebliche Komponente der Rotorstrom. Bei gegebenem Drehzahlstellbereich wird über Wirk- und Blindleistungsvermögen der erforderliche Rotorstrom errechnet.

$$|\underline{S}_r| = |\underline{U}_r| \cdot |\underline{I}_r| \quad (2.16)$$

Als Auslegungskriterien für den Umrichter gelten dadurch der Drehzahlstellbereich bzw. das Leistungsvermögen.

3 Simulation

Die Simulation soll die in der Theorie ausgeführten Charakteristika der DGASM untersuchen. Die Leistungsflüsse in der Maschine bzw. die Betriebsbereiche mit ihren Grenzen werden durch ein stationäres Modell analysiert.

In einer dynamischen Simulation wird das Zusammenspiel von Maschine und Regelung untersucht. Die Änderung der Vorgabeleistung soll Auskunft über Reaktionszeit des Maschinensatzes geben. Weitere Simulationspunkte zeigen die Auswirkungen von Lastsprüngen, Rotorpendelungen und Netzfrequenzschwankungen.

Als Grundlage zur Simulation dienen die elektrischen Kenngrößen einer realen Maschine mit einer Nenn-Scheinleistung von 365 MVA (Tab. 3.1).

Scheinleistung	S_N	365 MVA	Ständerwiderstand	R_s	2 mΩ
Nennspannung	U_N	21 kV	Rotorwiderstand	R_r	1.12 mΩ
Polpaarzahl	p	9	Ständerstreureaktanz	$X_{\sigma s}$	0.115 Ω
Nenndrehzahl	n_N	313 min ⁻¹	Rotorstreureaktanz	$X_{\sigma r}$	0.125 Ω
Nennschlupf	s_N	6 %	Hauptreaktanz	X_h	2.05 Ω
Trägheitsmoment	J_{ASM}	1.8 · 10 ⁶ kg/m ²	Übersetzungsverhältnis	k_u	0.36

Tabelle 3.1: Elektrische Parameter der simulierten DGASM[25]

3.1 Stationäre Untersuchungen

3.1.1 Modell

Das stationäre Modell soll Leistungsflüsse, Zusammenhänge der elektrischen Größen und der Betriebsgrenzen aufzeigen. Dabei dienen die elektrischen Parameter der Maschine (Tabelle 3.1) neben der Drehzahl und dem eingestellten Betriebspunkt als Eingabeparameter. Das Modell liefert komplexe Werte für Rotorspannung und -strom und den Ständerstrom. Daraus folgen die realen und komplexen Leistungen an Rotor- und Statorseite.

Ausgehend vom Ersatzschaltbild der Maschine in Abbildung 2.3 (S 23) erhält man die Spannungsgleichungen für Rotor und Stator. Die Größen werden in p.u. ausgedrückt (die Phasenbezogenen Werte 3 bzw $\sqrt{3}$ fallen somit weg und das Übersetzungsverhältnis k_u wird zu 1).

$$\underline{U}_s = R_s \cdot \underline{I}_s + j \cdot \omega_s \cdot L_{\sigma s} \cdot \underline{I}_s + \underline{U}_h \quad (3.1)$$

$$\underline{U}_r = R_r \cdot \underline{I}_r + j \cdot \omega_r \cdot L_{\sigma r} \cdot \underline{I}_r + j \cdot \omega_r \cdot \underline{\Psi}_h \quad (3.2)$$

mit

$$\underline{U}_h = \underline{U}_s - (R_s + j \cdot \omega_s \cdot L_{\sigma s}) \cdot \underline{I}_s \quad (3.3)$$

$\underline{U}_{s,r}$	Stator- und Rotorspannung
$R_{s,r}$	Stator- und Rotorwiderstand
$\underline{I}_{s,r}$	Stator- und Rotorstrom
$\omega_{s,r}$	Stator- und Rotorwinkelgeschwindigkeit
$L_{\sigma s,r}$	Stator- und Rotorstreuinduktivität
\underline{U}_h	Spannung an der Hauptreaktanz
$\underline{\Psi}_h$	Hauptflussverkettung

Diese Modellgleichungen dienen als Grundlage für das stationäre Modell. In Abbildung 3.1 wird die Maschine samt Umrichter ans Netz angebunden. Als Vereinfachung wird dem Stromrichter ein idealer Wirkungsgrad ($\eta_{SR} = 1$) zugewiesen. Um die Gleichungen lösen zu können, wird der Blindleistungsaustausch über den Umrichter als konstant angenommen ($Q_{SR} = 0$). Die Kühlungs-, Reibungs- und Eisenverluste werden für diese Betrachtungen vernachlässigt.

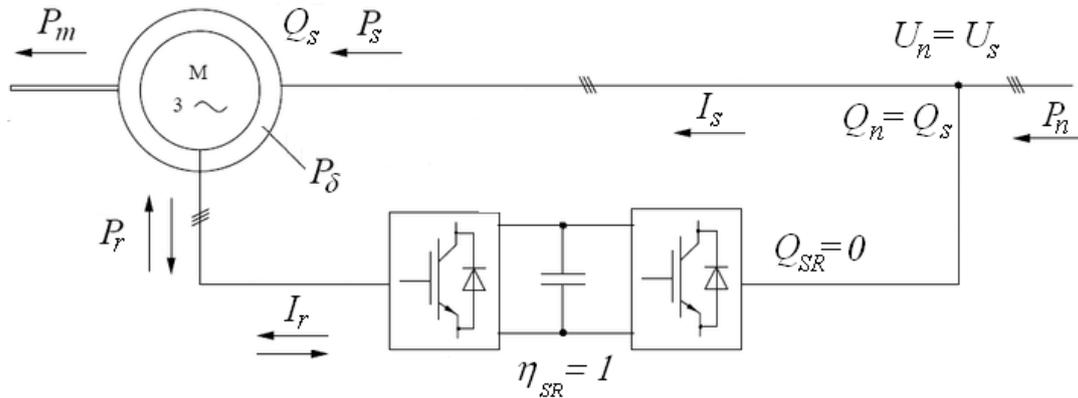


Abbildung 3.1: Prinzipielles Modell von DGASM und Umrichter im Motorbetrieb

Die Spannung am Netzanschlusspunkt entspricht der Statorspannung

$$\underline{U}_s = \underline{U}_n \quad (3.4)$$

Da über den Umrichter netzseitig kein Blindstrom ausgetauscht wird gilt am Netzanschlusspunkt

$$\underline{Q}_s = \underline{Q}_n \quad (3.5)$$

Der Statorstrom lässt sich in Wirk- und Blindkomponente aufteilen

$$\underline{I}_s = \underline{I}_{sw} + j \cdot \underline{I}_{sb} \quad (3.6)$$

für die Ständerblindleistungsbilanz also

$$Q_s = \underline{U}_s \cdot \underline{I}_{sb} \quad (3.7)$$

Durch die mechanische Leistung an der Welle erhält man das anliegende Drehmoment

$$M_m = \frac{P_m}{\omega_m} \quad (3.8)$$

Die Schlupfleistung P_δ ist

$$P_{\delta s} = \Re \{ \underline{U}_h \cdot \underline{I}_s^* \} = \frac{\omega_s}{p} \cdot M_m \quad (3.9)$$

$$P_{\delta r} = -\frac{\omega_r}{p} \cdot M_m \quad (3.10)$$

durch einsetzen von Gleichung 3.9 in 3.10 wird

$$P_{\delta r} = -\frac{\omega_r}{\omega_s} \cdot P_{\delta s} = -s \cdot P_{\delta s} \quad (3.11)$$

mit

$$\omega_{el} = \omega_m \cdot p \quad (3.12)$$

wird die Wellenleistung

$$P_m = P_{\delta s} + P_{\delta r} = P_{\delta s} \cdot (1 - s) = P_{\delta s} \cdot \frac{\omega_{el}}{\omega_{syn}} \quad (3.13)$$

Um letztendlich den Ständerwirkstrom in der Maschine zu erhalten, wird ein Ansatz über die Ständerleistung gewählt

$$P_s = \underline{U}_s \cdot \underline{I}_{sw} \quad (3.14)$$

Durch die Größe der Maschine und den dadurch gegebenen minimalen Ständerwiderstand können die Kupferverluste vernachlässigt werden und es folgt

$$P_{\delta s} \approx P_s \quad (3.15)$$

Dadurch kann mithilfe von Gleichung 3.14 der Strom I_{sw} berechnet werden. Die Spannung an der Hauptreaktanz

$$\underline{U}_h = \underline{U}_s - R_s \cdot \underline{I}_s - j \cdot \omega_s \cdot L_{\sigma s} \cdot \underline{I}_s \quad (3.16)$$

wird benötigt um den Magnetisierungsstrom

$$\underline{I}_\mu = \frac{\underline{U}_h}{j \cdot \omega_s \cdot L_h} = \frac{\underline{U}_s}{j \cdot \omega_s \cdot L_h} - \frac{R_s + j \cdot \omega_s \cdot L_{\sigma s}}{j \cdot \omega_s \cdot L_h} \cdot \underline{I}_s \quad (3.17)$$

zu berechnen. Dadurch folgt der Rotorstrom mit

$$\boxed{\underline{I}_r = \underline{I}_\mu - \underline{I}_s} \quad (3.18)$$

Die Rotorleistung ist

$$P_r = -\frac{\omega_r}{\omega_s} \cdot P_{\delta s} \quad (3.19)$$

Somit kann die Leistung am Netzanschlusspunkt berechnet werden

$$P_n = P_s + P_r \quad (3.20)$$

Mithilfe des Ständerflusses

$$\underline{\Psi}_s = -j \cdot \frac{U_s}{\omega_s} \quad (3.21)$$

und den Vereinfachungen $R_s = R_r = L_{\sigma s} = L_{\sigma r} = 0$ wird

$$\underline{\Psi}_h = \underline{\Psi}_s \quad (3.22)$$

und die Rotorspannung

$$\underline{U}_r = j \cdot \underline{\Psi}_h \cdot \omega_r \quad (3.23)$$

3.1.2 Stationäre Leistungsflüsse

Die folgenden Simulationen erfolgen im Verbraucherzählpfeilsystem.

Die Wirkleistungsflüsse in der Maschine (Tabelle 2.1, S 26) sind von der Betriebsart und der Drehzahl abhängig. Um die Verläufe nachzubilden, wird die Drehzahl über einen Bereich von $\omega_m = 0.5 \dots 1.5 \text{ p.u.}$ für den motorischen bzw. $\omega_m = -0.5 \dots -1.5 \text{ p.u.}$ für den generatorischen Betrieb dargestellt.

Die Maschine wird in diesem Fall voll ausgelastet ($P_n = 1 \text{ p.u.}$). Bei konstant bleibender Leistung am Netzanschlusspunkt wird die Drehzahl variiert, um den Leistungsverlauf an Rotor und Stator zu beobachten. Die ausgetauschte Wirkleistung am Ständer entspricht im Vorzeichen der mechanischen Leistung. Sie ist laut Verbraucherzählpfeilsystem positiv im Motorbetrieb bzw. negativ im Generatorbetrieb (Abb. 3.2 bzw. Abb. 3.3).

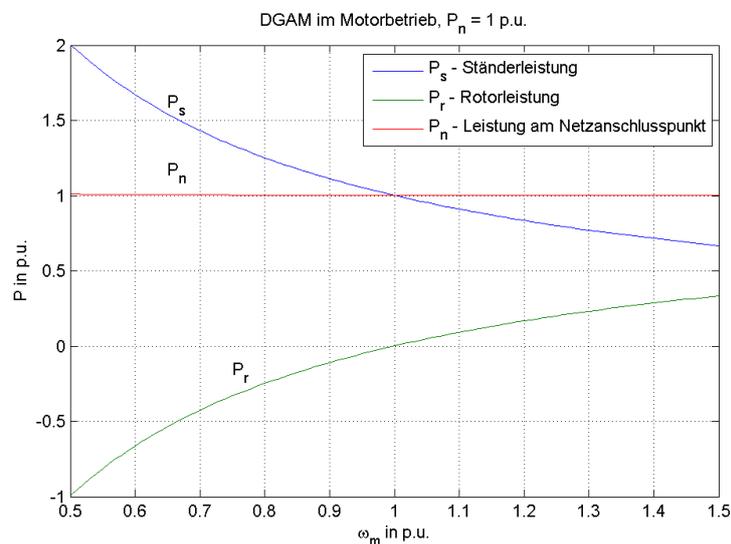


Abbildung 3.2: Wirkleistungsbilanz im Motorbetrieb

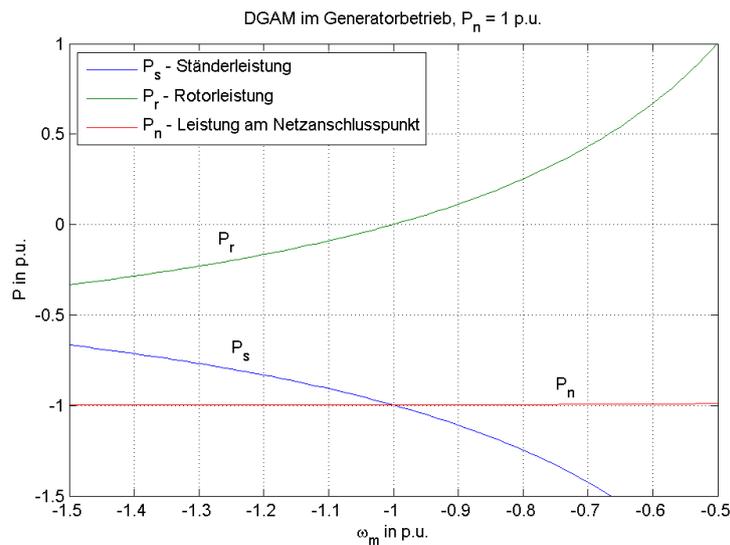


Abbildung 3.3: Wirkleistungsbilanz im Generatorbetrieb

Sowohl im Motor- als auch im Generatorbetrieb dreht sich der Leistungsfluss im Rotor beim Wechsel vom untersynchronen in den übersynchronen Betrieb um (vgl. Tabelle 2.1).

Die Leistungsgrenzen im untersynchronen Bereich werden durch Stator und Rotor festgelegt. Eine Verringerung der Drehzahl belastet den Stator wesentlich stärker als eine Erhöhung.

Im übersynchronen Betrieb wird der Rotor deutlich höher belastet und so verlagert sich bei steigender Drehzahl die Leistungsbereitstellung immer mehr zum Rotor hin.

3.1.3 Betrieb bei Nenndrehzahl

Nun wird eine genauere Betrachtung der elektrischen Größen in der Maschine durchgeführt. Dies erfolgt vorerst bei konstanter Drehzahl die dem Nennschlupf s_N von 6% entspricht ($\omega_{m,N} = 0.94 \text{ p.u.}$). Die Kennlinien werden bei einer Variation der Maschinenlast von $P_m = 0.2 \dots 1 \text{ p.u.}$ dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen eine klare Abhängigkeit des Ständerstroms I_s vom Blindleistungsbezug (Abb. 3.4). Die Wirkleistung als diskreter Parameter beeinflusst den Statorstrom vor allem im Betrieb bei Leistungsfaktor $\cos \varphi = 1$.

Im Dauerbetrieb sollen die Maschinenströme die Nennwerte nicht überschreiten, daher wird die zulässige Belastungsgrenze des Statorstroms auf dessen Nenngröße gelegt. Der Verlauf bewegt sich für typische Betriebsbereiche im zulässigen Bereich, es ergibt sich daher keine Limitierung des Betriebsbereiches durch den Statorstrom.

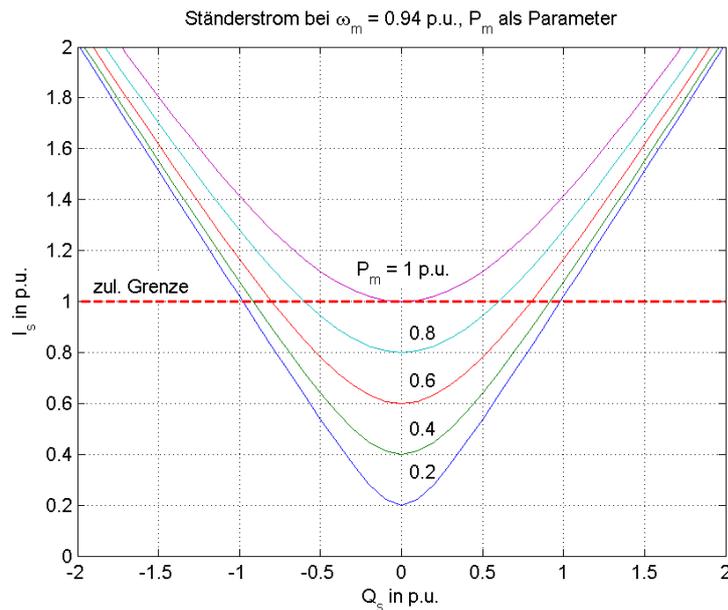


Abbildung 3.4: Ständerstrom bei Blindleistungsvariation und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $\omega_m = konst.$

Grenzwerte an der Rotorseite

Die zulässige Belastung der Rotorumrichters setzt sich aus Strom- und Spannungsbelastung zusammen. Das Verhältnis dieser elektrischen Größen an den Rotorklemmen kann baulich durch das Übersetzungsverhältnis der Wicklungen (N_r/N_s) beeinflusst werden. Erhöht man es, so wird auch des Verhältnis von Rotorspannung zu Rotorstrom erhöht.

Die Dimensionierung hängt nun aber von den gewünschten Betriebsbereichen ab. Beispielsweise zieht eine Ausweitung des Drehzahlstellbereiches eine Erhöhung der zulässigen Rotorspannung nach sich, wobei die Blindleistungsbilanz sehr stark mit dem Rotorstrom zusammenhängt.

Aus diesem Grund wird bei der Wahl der zulässigen Grenzen auf die Scheinleistung zurückgegriffen, die unabhängig vom Übersetzungsverhältnis bleibt und Auskunft über eine optimale Ausnützung gibt.

Max. Rotorleistung	$S_r \max$	0.1 p.u.
Drehzahlstellbereich	Δn	$\pm 10\% n_{syn}$
Max. Rotorspannung	$U_r \max$	0.3 p.u.
Max. Rotorstrom	$I_r \max$	0.5 p.u.

Tabelle 3.2: Forderung Betriebsbereich der DGAM

In diesem Beispiel wird von der Maschine bei gegebener Umrichterleistung eine Drehzahlstellung im Bereich $\Delta n = \pm 10\% \cdot n_{syn}$ gefordert. Durch diese Vorgabe erhält man

mit Hilfe des Rotorspannungsverlaufs (Abb. 3.10) bei $\omega_m = 1.1 \cdot n_{syn}$ eine maximale Rotorspannung von $U_r = 0.3 \text{ p.u.}$ Diese Rotorspannung gilt als größtmöglicher Wert und wird somit als zulässige Grenze übernommen (Tabelle 3.2).

Die Rotorstromgrenze (Abb. 3.5) wird durch die Rotorscheinleistung bestimmt: In einem Betriebspunkt mit minimaler Rotorspannung und hoher Wirkleistungsbelastung ($P_m = 1 \text{ p.u.}$) wird die Blindleistung solange erhöht, bis das Rotorscheinleistungsmaximum erreicht wird. In diesem Punkt hat auch der Rotorstrom sein Maximum - der zulässige Grenzwert ist somit bei 0.5 p.u. identifiziert.

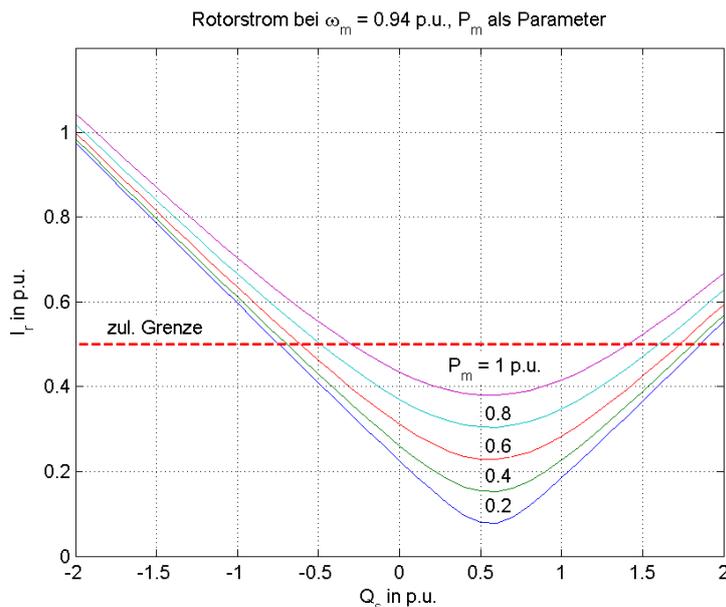


Abbildung 3.5: Rotorstrom bei Blindleistungsvariation und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $\omega_m = konst.$

Bei Betrachtung des Stromverlaufs der Rotorseite I_r (Abb. 3.5) fällt die Unsymmetrie im Vergleich zur Statorseite auf.

Die Blindleistungsbilanz der Maschine wird über den Umrichter durch den Rotorkreis gesteuert. Das Minimum des Rotorstroms liegt in einem Punkt der Blindleistungsaufnahme, d.h. der Stator bezieht die benötigte Magnetisierungsblindleistung aus dem Netz. Dies entspricht einer Blindleistungsbilanz wie sie bei Kurzschlussläufern vorliegt.

Die Magnetisierungsblindleistung ist bei dieser Maschine[26]

$$Q_m = \frac{U_s^2}{X_s} = \frac{U_s^2}{X_{\sigma s} + X_h} = 0.558 \text{ p.u.} \quad (3.24)$$

Wird der Blindleistungsbezug verringert, so erhöht sich der Rotorstrom. Bei einem Betrieb mit $\cos \varphi = 1$ muss die Magnetisierung der Maschine zur Gänze vom Rotor übernommen werden. Wandert der Betriebspunkt weiter in den kapazitiven Bereich und die Maschine soll Blindleistung liefern ($Q < 0$), so kann der Rotorstrom limitierend wirken.

Der Rotorstrom begrenzt daher den kapazitiven Betriebsbereich, im induktiven Betrieb hat der Rotorstrom keine limitierende Wirkung.

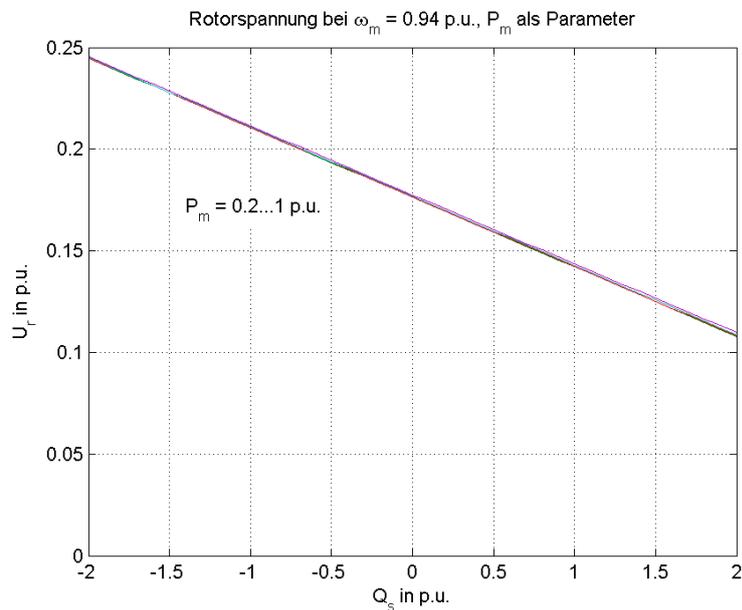


Abbildung 3.6: Rotorspannung bei Blindleistungsvariation und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $\omega_m = konst.$

Neben dem Läuferstrom ist auch die Spannung entscheidend für die Belastung und Auslegung des Rotorseitigen Umrichters. Bei Betrieb mit Nenndrehzahl bewegt sich die Rotorspannung (Abb. 3.6) klar im zulässigen Bereich und variiert linear mit der Blindleistung.

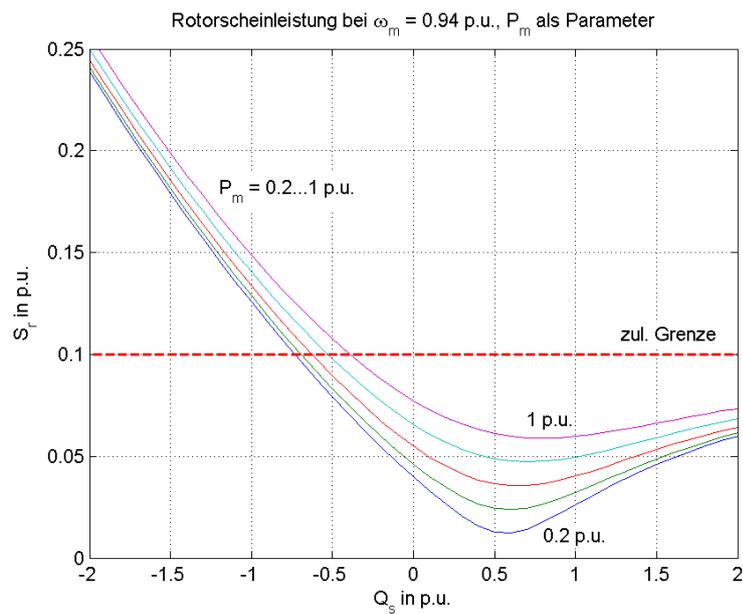


Abbildung 3.7: Rotorscheinleistung bei Blindleistungsvariation und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $\omega_m = konst.$

Die Rotorscheinleistung (Abb. 3.7) wird durch Rotorspannung und -strom ausgedrückt. Der Stromverlauf liefert einen wesentlichen Beitrag zur Scheinleistung und kennzeichnet daher diese Charakteristik.

3.1.4 Betrieb mit konstanter Blindleistungsabgabe

In den folgenden Untersuchungen wird von einer konstanten Blindleistungsbereitstellung von 0.3 p.u. ausgegangen und die Drehzahl von $0.5 \dots 1.5 n_{syn}$ variiert.

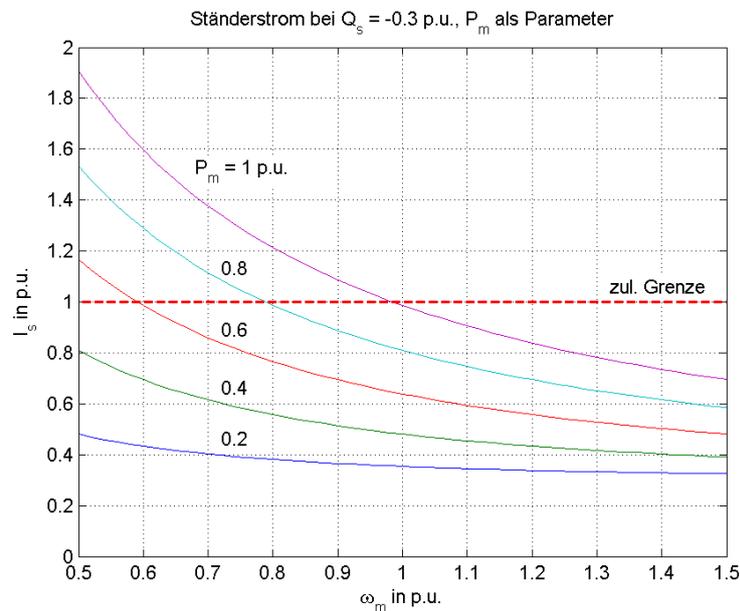


Abbildung 3.8: Ständerstrom bei Drehzahländerung und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $Q = konst.$

Bei Analyse des Ständerstromes zeigt sich eine unwesentliche Veränderung über die Drehzahl (Abb. 3.8). Als Hauptfaktor für die Belastung gilt hier der Wirkleistungsbedarf. Durch das aufzubringende Moment im unteren Drehzahlbereich wirkt sich dieser Bereich stärker auf den Statorstrom aus.

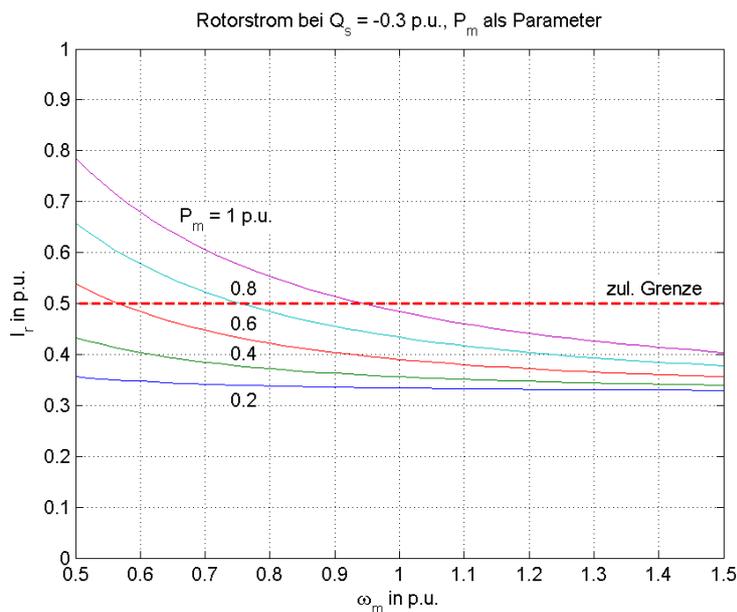


Abbildung 3.9: Rotorstrom bei Drehzahländerung und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $Q = konst.$

Dasselbe gilt für den Verlauf des Rotorstromes (Abb. 3.9), wobei durch die Definition des Blindleistungs-Betriebspunktes die Belastung bereits maßgeblich festgelegt wird. Der Einfluß der Wirkleistung als Parameter ist im untersynchronen Betrieb wesentlich größer.

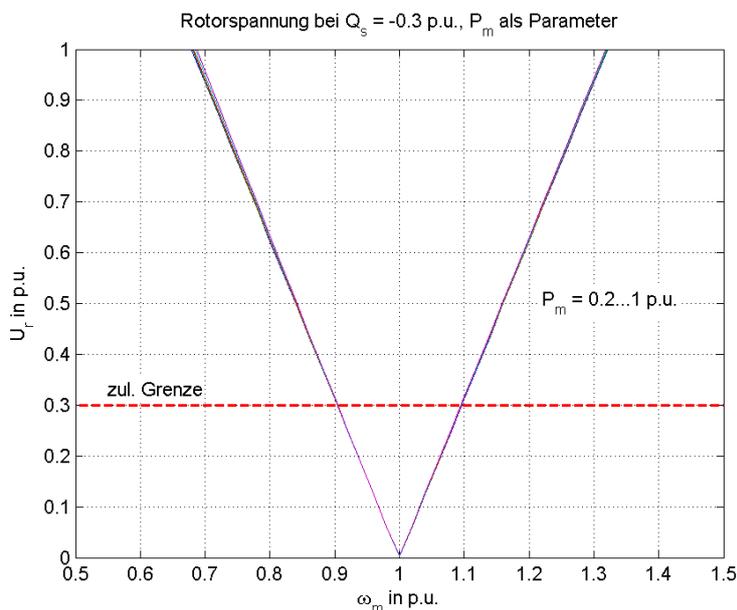


Abbildung 3.10: Rotorspannung bei Drehzahländerung und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $Q = konst.$

Eine Drehzahländerung übt im Gegensatz zur Blindleistungsvariation einen sehr starken Einfluß auf die Rotorspannung aus (Abb. 3.10). Die Rotorspannung ist somit ein wesentlicher limitierender Faktor in Bezug auf eine Drehzahlstellung.

Der starke Einfluss der Drehzahl auf die Rotorspannung ist auch im Verlauf der Rotorcheinleistung ersichtlich (Abb. 3.11).

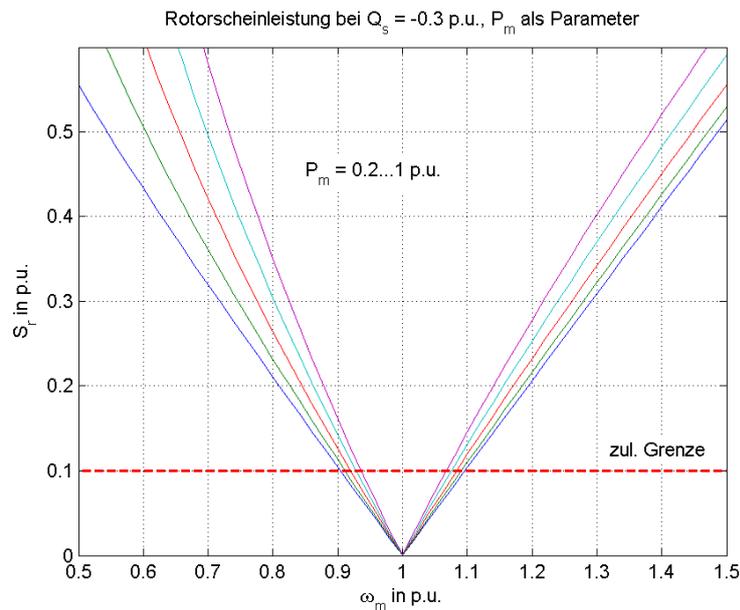


Abbildung 3.11: Rotorscheinleistung bei Drehzahländerung und verschiedenen Wirkbelastungen der Maschine, $Q = konst.$

In einem dreidimensionalen Plot können die zulässigen Betriebsbereiche gut dargestellt und zusammengefasst werden.

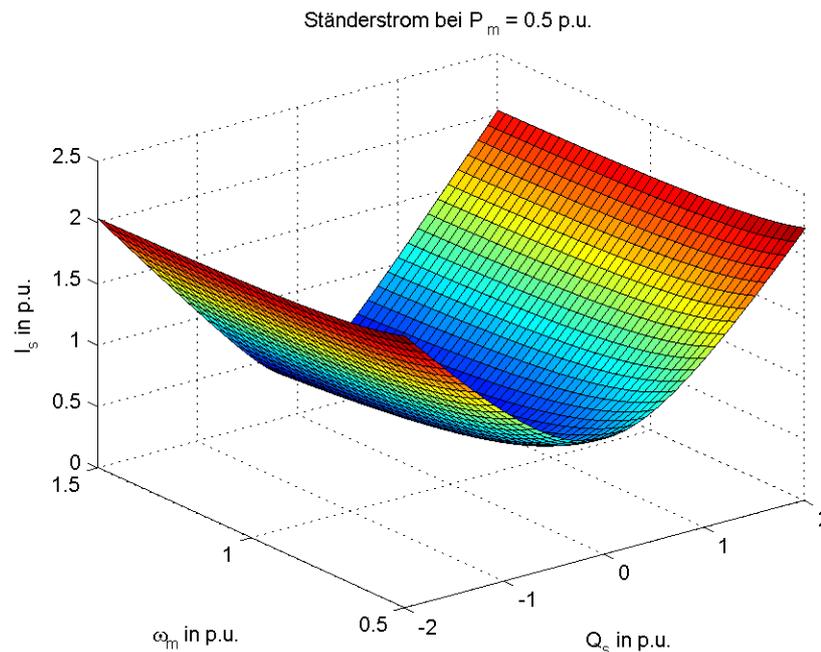


Abbildung 3.12: Ständerstrom in Abhängigkeit von Drehzahl und Blindleistungsbilanz, $P_m = konst.$

Der Statorstrom in Abb. 3.12 steigt bei Belastung durch Blindleistungsbereitstellung wesentlich schneller an als dies bei Drehzahlstellung der Fall ist. Die zusätzlich aufzubringende Blindleistung erhöht die Auslastung der Maschine, wirkt sich im Betrieb jedoch nicht limitierend aus.

Auf der Rotorseite wirken sich die Wirk- und Blindleistungsbetriebsbereiche stark auf den Strom aus, dasselbe gilt für Drehzahl und Rotorspannung. Daraus folgt:

- I_r wirkt limitierend auf P und Q
- U_r wirkt limitierend auf den Drehzahlstellbereich

Das Verhältnis von Strom- und Spannungsbelastung am Rotor kann durch das Übersetzungsverhältnis festgelegt werden. Um eine optimale Auslastung der Maschine zu ermöglichen, sollte das Übersetzungsverhältnis entsprechend den zulässigen Bereichen angepasst werden.

Die Rotorscheinleistung (Abb. 3.13) ist unabhängig vom Übersetzungsverhältnis und kann Auskunft über eine etwaige Optimierungsmöglichkeit geben.[26]

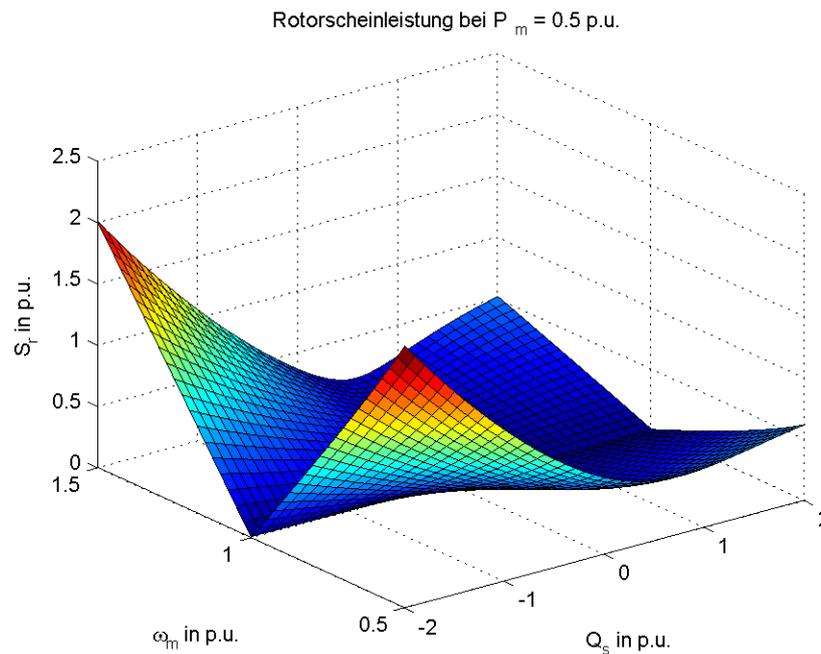


Abbildung 3.13: Rotorscheinleistung in Abhängigkeit von Drehzahl und Blindleistungsbilanz, $P_m = konst.$

Wird die Maschine kapazitiv betrieben ($Q < 0$), so ist der Drehzahlstellbereich beschränkt. Die Auswirkung wird größer, umso höher die kapazitive bzw. Gesamtscheinleistung ist. Im Gegensatz dazu weitet sich im induktiven Betrieb ($Q > 0$) der fahrbare Bereich deutlich aus. Bei niedrigem Leistungsbedarf wird die Drehzahlstellung daher nur durch die Rotorspannung begrenzt.

3.1.5 PQ-Diagramme

Zusammenfassend werden die fahrbaren Leistungsbereiche über ein PQ-Leistungsdiagramm dargestellt. Die Simulation erfolgt wiederum im Verbraucherzählpfeilsystem, hier wird im Motorbetrieb Blindleistung vom Netz bezogen ($+Q$) oder eingespeist ($-Q$). Die Leistung an der Turbine dient als Anhaltspunkt für die y-Achse.

Die Maschine wird mit Nenndrehzahl betrieben (Abb. 3.14). Der Statorstrom erlaubt eine Leistungsbilanz die der zulässigen Scheinleistung entspricht. Dadurch formt die Statorstromgrenze einen Halbkreis. Wie bereits in Kapitel 3.1.3 diskutiert, benötigt die Maschine eine gewisse Magnetisierungsblindleistung. Die Belastung bei Blindleistungsbereitstellung wird so höher und es ergibt sich eine durch den Rotorstrom bedingte Grenze im kapazitiven Bereich.

Die Rotorscheinleistung ist über die Rotorspannung abhängig von der Drehzahl. Bei Nenndrehzahl verlaufen die Begrenzungen durch Rotorscheinleistung und -strom ähnlich, der Betriebsbereich wird dadurch optimal ausgenutzt.

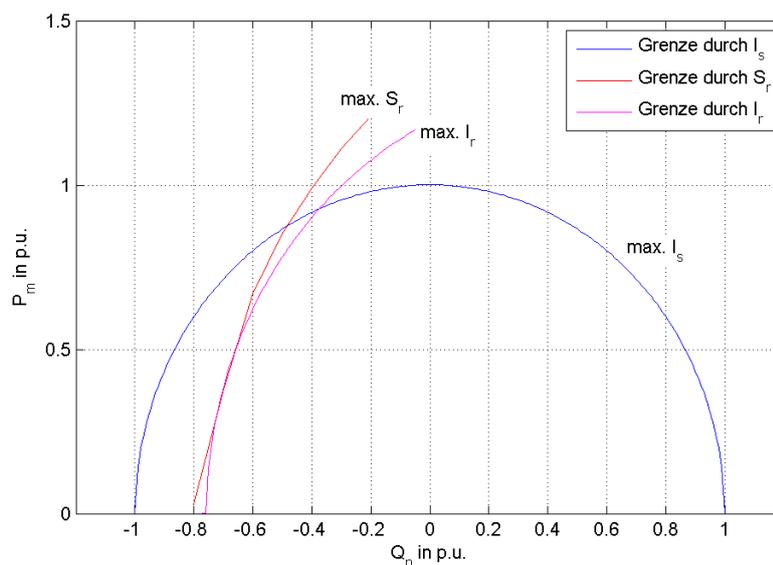


Abbildung 3.14: PQ-Diagramm der DGASM im Motorbetrieb bei Nenndrehzahl ($s = -6\%$, $\omega_m = 0.94 \text{ p.u.}$)

Die Maschine besitzt einen Drehzahlstellbereich von $\pm 10\%$ um n_{syn} , Abbildung 3.15 zeigt den Betrieb im untersynchronen Bereich bei $\omega_m = 0.9 \text{ p.u.}$

Sobald die Drehzahl vom Nennpunkt abweicht, verschiebt sich durch die Erhöhung der Rotorspannung die Begrenzung abhängig von der Rotorscheinleistung stark nach rechts. Die übrigen limitierenden Verläufe ändern sich in geringerem Maße. Durch eine verringerte Drehzahl und ein dementsprechend höheres Moment steigt die Strombelastung im Stator, der Radius der Begrenzung durch den Statorstrom sinkt dadurch und der Betriebsbereich wird verkleinert.

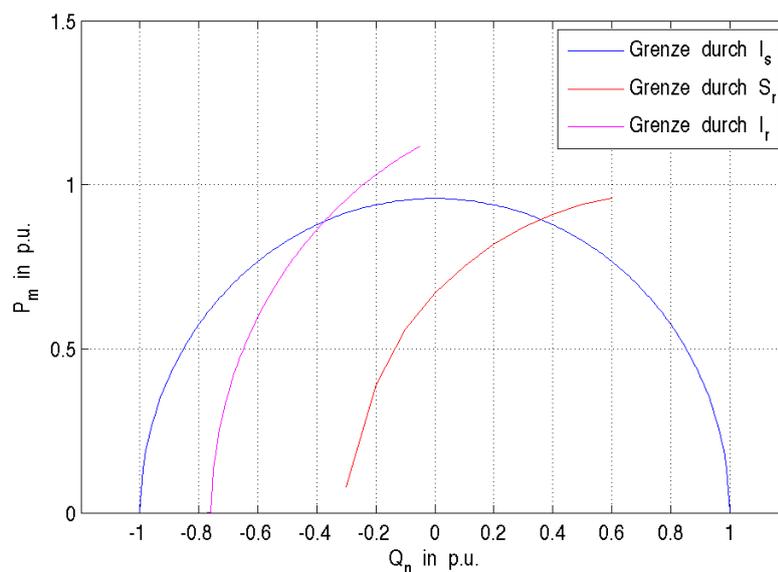


Abbildung 3.15: PQ-Diagramm der DGASM im Motorbetrieb beim Drehzahlminimum ($s = -10\%$, $\omega_m = 0.9 \text{ p.u.}$)

Eine Erhöhung der Drehzahl (Abb. 3.16) bewirkt eine ähnliche Verschiebung der Rotorscheinleistungsgrenze wie es bei einer Verringerung der Fall ist. Durch die Überhöhung sinkt jedoch die Belastung im Stator (vgl. Kapitel 3.1.2) und so vergrößert sich der fahrbare Bereich des Stators.

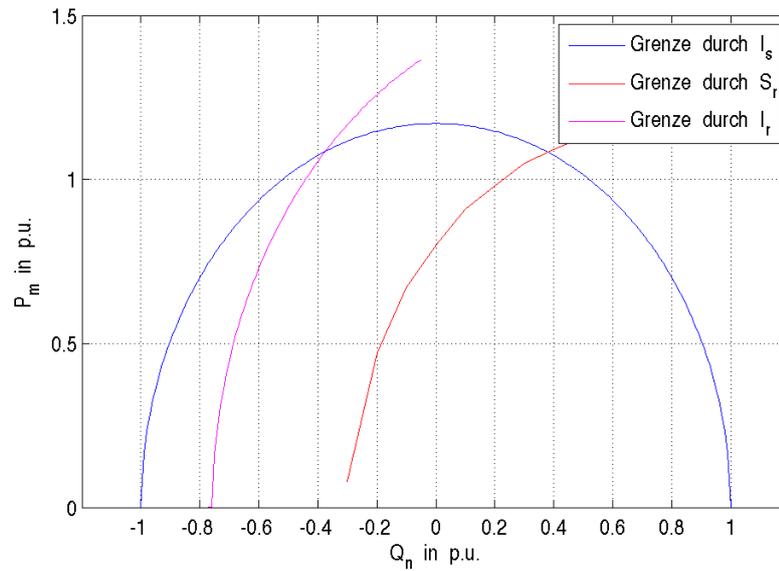


Abbildung 3.16: PQ-Diagramm der DGASM im Motorbetrieb beim Drehzahlmaximum ($s = 10 \%$, $\omega_m = 1.1 \text{ p.u.}$)

Im Allgemeinen führt eine Abweichung von der Nenndrehzahl zu Einschränkungen im fahrbaren Leistungsbereich. Die Maschine sollte wenn möglich im Nennpunkt bzw. in der Nähe dieses Punktes gefahren werden. Die Leistungsregelung besitzt in diesem Bereich ausgewogene Grenzen die bestmöglich ausgenutzt werden können. Eine eventuelle Erhöhung der Umgebungstemperatur wirkt sich negativ auf den gesamten Leistungsbereich aus, die Betriebsgrenzen müssen in diesem Fall angepasst werden.

3.2 Dynamische Untersuchungen

3.2.1 Differentialgleichungs-Modell

Die Differentialgleichungen werden auf den Stator bezogen und folgend daher mit der Notation 's' versehen. Im Ständerkoordinatensystem gelten für Rotor und Stator folgende Spannungsgleichungen:

$$u_s^s = R_s i_s^s + \dot{\psi}_s^s \quad (3.25)$$

$$u_r^s = R_r i_r^s + \dot{\psi}_r^s + j\dot{\varphi}\psi_r^s \quad (3.26)$$

Für den Fluss als Zustandsgröße gilt

$$\dot{\psi}_s^s = -R_s i_s^s + u_s^s \quad (3.27)$$

$$\dot{\psi}_r^s = -R_r i_r^s + u_r^s + j\dot{\varphi}\psi_r^s \quad (3.28)$$

Mit Hilfe der Flussverkettungsgleichungen

$$\psi_s^s = L_s i_s^\psi + L_h i_r^\psi \quad (3.29)$$

$$\psi_r^s = L_h i_s^\psi + L_r i_r^\psi \quad (3.30)$$

können die Ströme berechnet werden. In Matrixform gebracht ergibt dies

$$\begin{pmatrix} i_s^s \\ i_r^s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s & L_h \\ L_h & L_r \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \psi_s^s \\ \psi_r^s \end{pmatrix} \quad (3.31)$$

das elektrische Drehmoment der Maschine ist

$$M_{el} = -\frac{3}{2} \cdot L_h \cdot p (i_{sd} \cdot i_{rq} - i_{rd} \cdot i_{sq}) \quad (3.32)$$

mit der Bewegungsgleichung

$$J_m \cdot \dot{\omega}_m = M_{el} - M_m \quad (3.33)$$

Werden diese Differentialgleichungen durch zusammenfügen von Simulink-Blöcken implementiert, ergibt sich Abbildung 3.17. Die Gleichungen für das elektrische Drehmoment (Glg. 3.32) bzw. die Bewegungsgleichung der Maschine (Glg. 3.33) werden durch Subsysteme realisiert, um eine bessere Übersichtlichkeit zu erhalten.

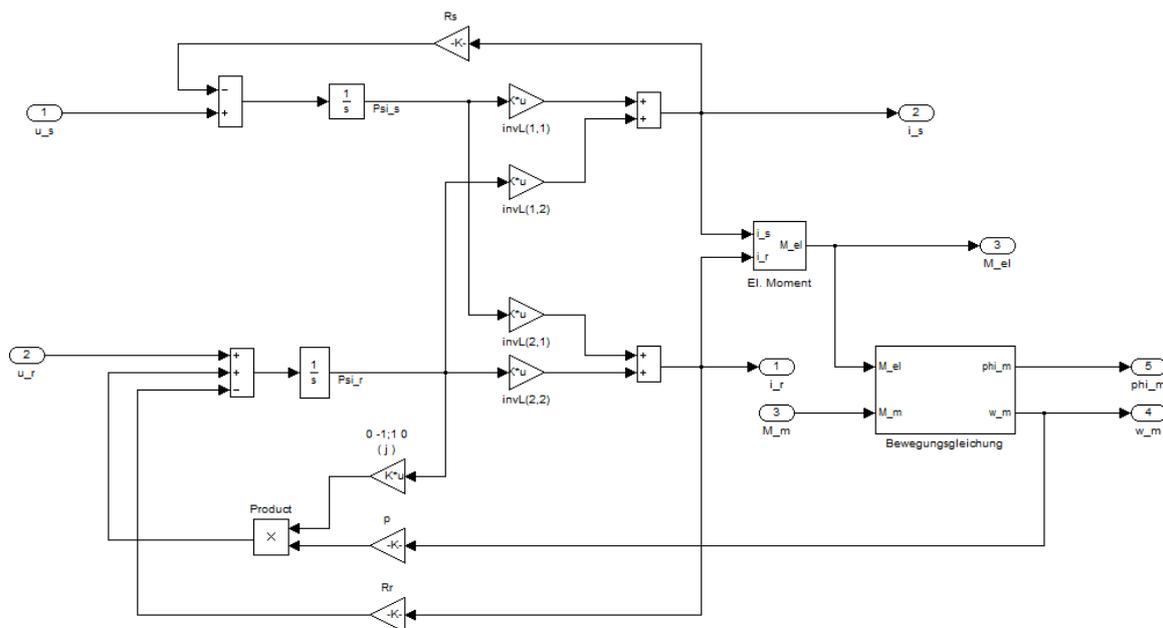


Abbildung 3.17: Blockschaltbild des DGASM-Differentialgleichungsmodells in Simulink

Wie in den Spannungsgleichungen vorgegeben, gelten Rotor- bzw. Statorspannung als Eingangsgrößen. Rotor- und Statorströme, elektrisches Moment und Drehzahl sind die wichtigen Ausgangsgrößen.

Simulation der Regelung

Die Regelung soll eine Entkopplung von flussbildenden und momentenbildenden Komponenten der Rotorströme ermöglichen. Die Spannungsgleichungen der Maschine werden in ein ständerflussorientiertes Koordinatensystem übertragen um so Gleichungen für die zu regelnde Strecke zu erhalten. Eine ausführliche Herleitung findet sich in [27].

3.2.2 Dynamisches Verhalten bei Änderung der Vorgabeleistung

Das dynamische Modell der Maschine wird an ein starres Netz gekoppelt und mit einem konstanten Antriebsmoment beaufschlagt, das der Wirkleistungsvorgabe (-0.7 p.u.) entspricht. Dadurch stellt sich eine konstante Drehzahl im Nennpunkt (n_N) ein.

Blindleistungsvariation

Ausgehend von diesem stabilen Betriebspunkt wird nach zwei Sekunden die Vorgabeblindleistung kapazitiv von $Q_{s,soll} = 0$ auf $Q_{s,soll} = -0.3 \text{ p.u.}$ erhöht (Abb. 3.18). Der Regler folgt dem Sollwert nach einer kurzen Einschwingdauer. Durch die entkoppelte Regelung ist der Einfluss dieses Reglersprungs auf die Wirkleistung unmerklich. Die Drehzahl bleibt konstant.

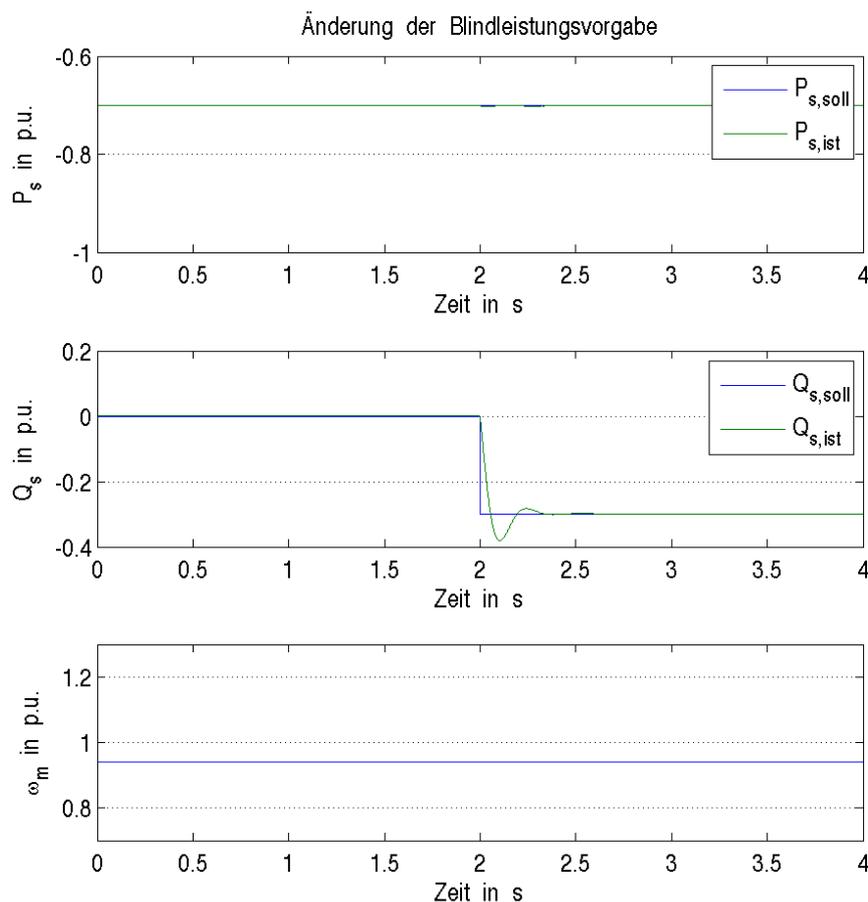


Abbildung 3.18: Wirk-/Blindleistung und Drehzahl bei Änderung der Vorgabeblindleistung ($P_{s,soll} = konst.$)

Durch die gut regelbare Blindleistungsbilanz stellt die Maschine ein wichtiges Instrument der Netzführung dar (vgl. Kapitel 1.2). Der Rotorstrom wird durch die Vektorregelung,

wie in Kapitel 2.2.3 erläutert, in feld- und momentenbildende Komponente unterteilt. Die direkte Komponente übernimmt dabei die Drehmomenten bzw. Wirkleistungsvorgabe, wobei die Querkomponente die Feldbildung und damit die Blindleistungsbilanz steuert. Abbildung 3.19 zeigt die beiden Komponenten, der Sprung in der Blindleistungsvorgabe ist klar ersichtlich.

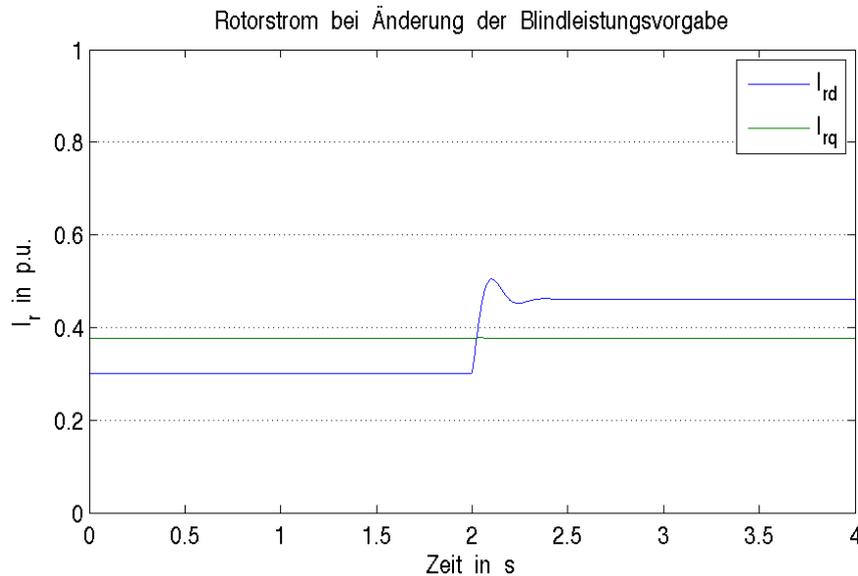


Abbildung 3.19: Rotorstromkomponenten bei Änderung der Vorgabeblindleistung ($P_{s,soll} = konst.$)

Wirkleistungsvariation

Ausgehend vom selben Betriebspunkt mit Nenndrehzahl wird nun die Blindleistung konstant gehalten (Abb. 3.20). Nach einer Sekunde wird die Vorgabewirkleistung von $P_{s,soll} = -0,7 \text{ p.u.}$ auf $P_{s,soll} = -0,9 \text{ p.u.}$ erhöht. Der Ist-Wert folgt nach kurzer Einschwingdauer. Da die Wirkleistungsabgabe der Maschine nun erhöht wurde, das Antriebsmoment aber konstant bleibt, sinkt die Drehzahl. Die Maschine liefert weiterhin die geforderte Wirkleistung, bezieht diese Mehrleistung aber aus der kinetischen Energie des Rotors. Im Rotorkreis steigt die Spannung durch die Abweichung von der Synchrondrehzahl an (Abb. 3.21).

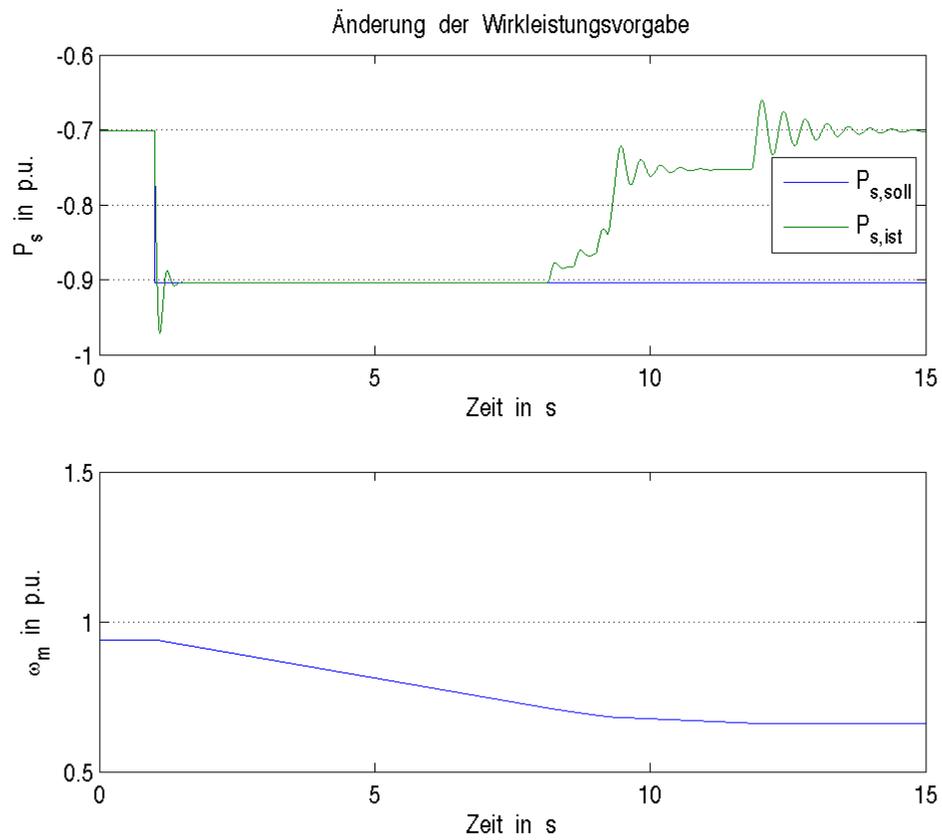


Abbildung 3.20: Wirk-/Blindleistung und Drehzahl bei Änderung der Vorgabewirkleistung ($Q_{s,soll} = konst.$)

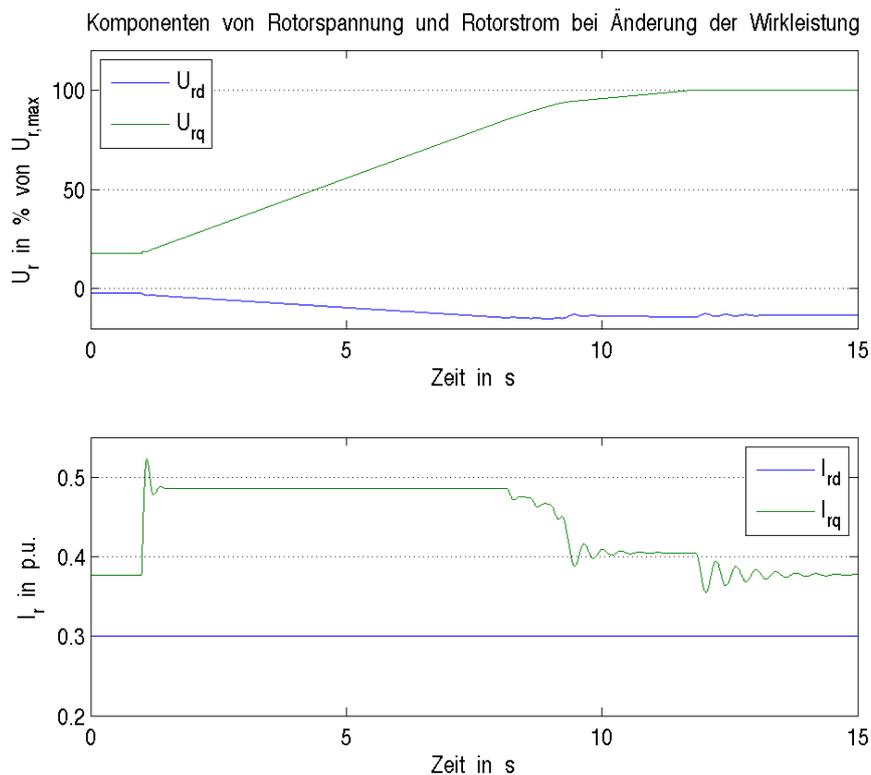


Abbildung 3.21: Prozentuelle Aussteuerung von d-q Komponenten der Rotorspannung

Sobald die maximal zulässige Spannung im Rotorkreis erreicht ist, wird die Drehzahl nicht weiter verringert (ab ca. 8 s). Der Regler erkennt die hohe Auslastung und verringert die Regelgeschwindigkeit ab ca. 90% $U_{r,max}$, um ein hohes Aussteuern zu verhindern (Abb. 3.21).

Diese Auslastung der Rotorspannung kann bei Erreichen der größtmöglichen Drehzahlstellung sowohl bei negativer als auch bei positiver Leistungsänderung beobachtet werden. Die Maschine gibt bei konstant gehaltener Drehzahl keine weitere kinetische Energie ab und die abgegebene Wirkleistung springt auf einen Wert zurück, der dem Antriebsmoment entspricht ($P_{ist} \approx -0.7 \text{ p.u.}$). Die momentenbildende Querkomponente des Rotorstromes folgt der Vorgabe einer Wirkleistungsanpassung, der Rotorstromverlauf spiegelt sich im Leistungsverlauf wieder.

Die Energie, die aus dieser Rotation durch Verringerung der Drehzahl entnommen werden kann ist vom Trägheitsmoment und der Drehzahl des Maschinen-Turbinensatzes abhängig. Die Anlaufzeitkonstante T_J ist eine wichtige Kennzahl und bezeichnet die Zeit, in der die Turbinen-Generatoreinheit vom Stillstand bei konstantem Nenn-Antriebsmoment M_{mN} zur Nenn Drehzahl hochläuft.

Dabei ist das gesamte Trägheitsmoment des Maschinensatzes

$$J_{ges} = J_{ASM} + J_T \quad (3.34)$$

J_{ASM} Trägheitsmoment der Asynchronmaschine
 J_T Trägheitsmoment der Turbine

Das Trägheitsmoment der Turbine wird mit $J_T = 110 \cdot 10^3 \text{ kgm}^2$ angenommen. Damit ist das gesamte Trägheitsmoment $J_{ges} = 1.91 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$. Somit wird die Anlaufzeitkonstante [25]

$$T_J = \frac{J_{ges} \cdot \omega_N}{M_{mN} \cdot p} = 6.376 \text{ s} \quad (3.35)$$

T_J Anlaufzeitkonstante
 J_{ges} Trägheitsmoment von Asynchronmaschine und Turbine
 ω_N Nennfrequenz
 M_{mN} Nennmoment
 p Polpaarzahl

Diese Möglichkeit zur Leistungseinspeisung kann genutzt werden, um stabilisierend auf das Verbundnetz zu wirken (vgl. Kap. 1.2). Die durch Abnahme bzw. Anstieg der Drehzahl frei werdende Leistung kann im Fehlerfall die Pendelung von Synchronmaschinen dämpfen oder die dynamische Stabilität im Netz verbessern. [28]

Die Maschine kann bei Bedarf auch Leistung aus dem Netz entnehmen, was bei großen Lastabwürfen durchaus vorteilhaft ist.

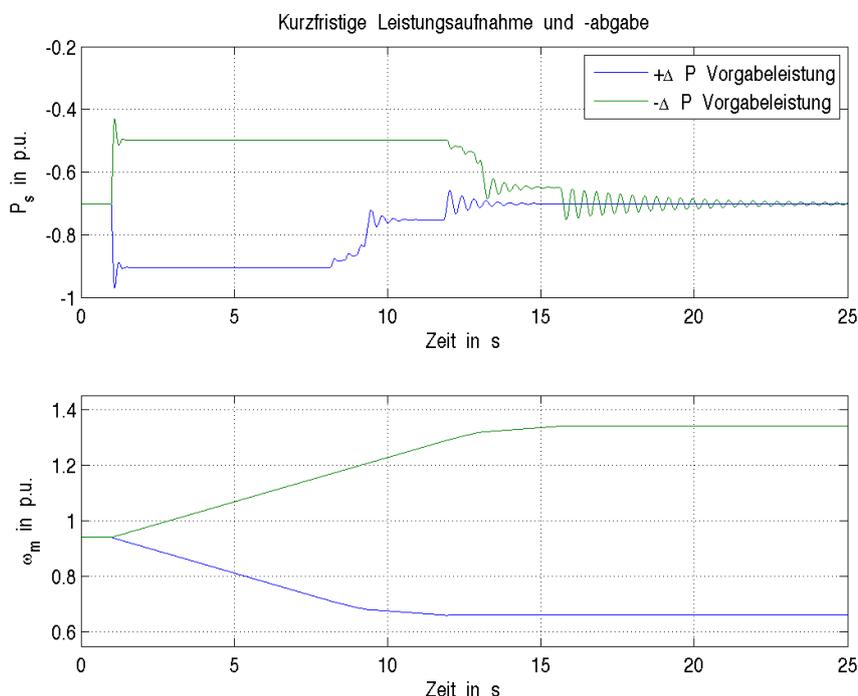


Abbildung 3.22: Änderung der Vorgabeleistung in positiver und negativer Richtung, $Q_{s,soll} = konst.$

Die während des Ausgleichsvorgangs umgesetzte Rotationsenergie ist

$$W_{rot} = \frac{1}{2} \cdot J_{ges} \cdot (\omega_1^2 - \omega_2^2) \quad (3.36)$$

W_{rot}	Rotationsenergie
J_{ges}	Trägheitsmoment von Asynchronmaschine und Turbine
$\omega_{1,2}$	Drehzahl am Anfang/Ende des Ausgleichsvorgangs

Sie entspricht, bei Vernachlässigung aller Verluste, der Leistungs-Zeit-Fläche von P_{ist} während der jeweiligen Ausgleichsvorgänge. Der Zusammenhang über die Rotationsenergie führt zu einer höheren Energieaufwendung im Überdrehzahlbereich.

Abbildung 3.22 veranschaulicht dies durch Vergleich: Die Maschine wird, wie im vorigen Fall, mit einer Wirkleistungsvorgabe von -0.7 p.u. betrieben. Nach einer Sekunde kommt es zu einer Leistungsaussteuerung von ± 0.3 p.u..

Bei einer Erhöhung der generatorischen Leistung ($-\Delta P$) wird die Auslastung schneller erreicht als bei einer Verringerung ($+\Delta P$). Die Maschine bremst dadurch bei gleicher Differenzleistung schneller ab als sie beschleunigen kann. Bei gleicher Auslastung kann dadurch kurzfristig mehr Energie aus dem Netz entnommen werden als eingespeist werden kann.

3.2.3 Dynamisches Verhalten bei Änderung des Antriebsmoments

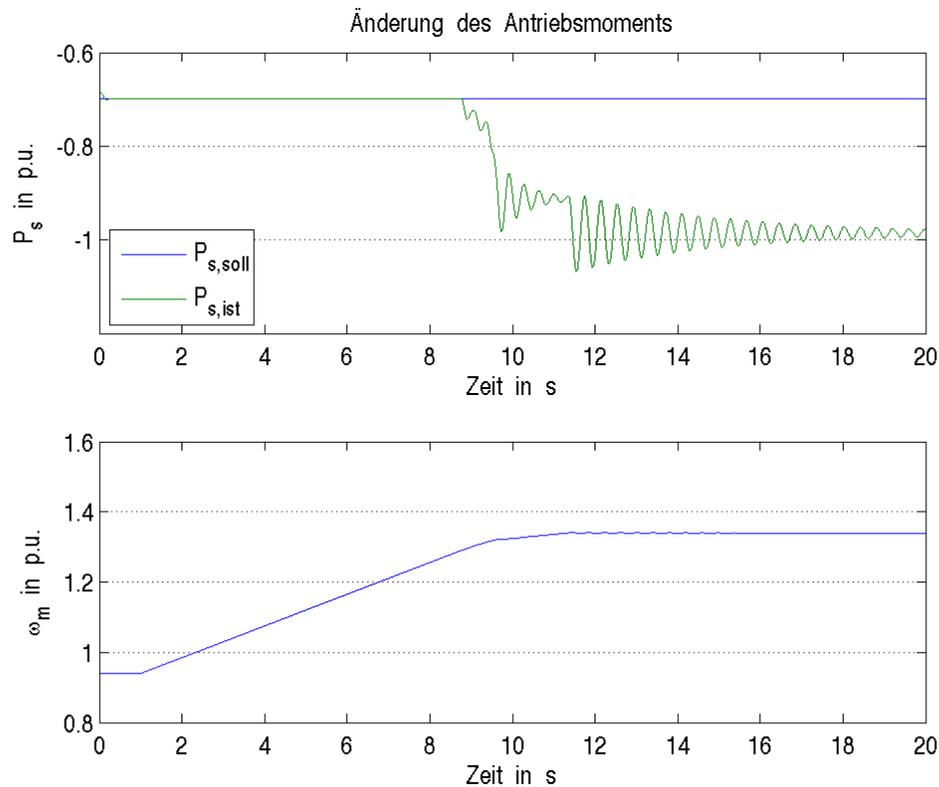


Abbildung 3.23: Änderung des Antriebsmoments, $P_{soll} = konst.$, $Q_{soll} = konst.$

Neben einem Sprung der Vorgabeleistung auf elektrischer Seite kann sich auch die mechanische Belastung an der Welle ändern. Nun werden die Vorgabeleistungen konstant gehalten ($P_{s,soll} = konst.$, $Q_{s,soll} = konst.$) und das Antriebsmoment erhöht. Die Drehzahl der Maschine steigt, da sich die Wirkleistungsabgabe nicht verändert hat. Wie bereits erläutert erhöht sich die Rotorspannung bei dieser Abweichung. Sobald die obere Grenzdrehzahl erreicht ist, kann der Sollwert der Wirkleistung nicht mehr gehalten werden und der Regler stellt sich auf eine angepasste Maschinenleistung ein.

Sprung des Rotorwinkels

Eine unvermittelte Änderung des mechanischen Rotorwinkels ist durch die Massenträgheit in Realität zwar nicht möglich, kann durch das Modell jedoch simuliert werden. Bei Synchronmaschinen würde diese Änderung des Polradwinkels zu einer Verschiebung des Arbeitspunktes und folglich zu einer Wirkleistungsanhebung führen.

Sofern sich bei der DGASM das Gleichgewicht zwischen Antriebs- und Lastmoment nicht ändert und die Drehzahl konstant bleibt, wird auch der Wirkleistungsverlauf unverändert bleiben. Daraus folgt, dass im Unterschied zur Synchronmaschine der Rotorwinkel

die Leistungsabgabe der DGASM nicht beeinflusst.

3.2.4 Dynamisches Verhalten mit hydraulischer Turbine

Bei den bisherigen Untersuchungen wurde die Maschine zusammen mit dem Stromrichter isoliert betrachtet. Das Antriebsmoment wurde vorgegeben.

Nun soll das Verhalten in Kombination mit einer hydraulischen Turbine untersucht werden. Implementiert wird ein nichtlineares Turbinenmodell mit PID-Turbinenregler und Servomotor zur Leitapparatestellung.

Eine wichtige Kennzahl der Turbine ist die "water starting time" T_w , jene Zeit, die eine Wassersäule in einer Druckrohrleitung benötigt, um bei sprunghafter Öffnung des Stellventils vom Stillstand auf eine gewisse Geschwindigkeit zu beschleunigen. Sie ergibt sich nach[29]

$$T_w = \frac{l \cdot Q}{A_m \cdot g \cdot h_f} \quad (3.37)$$

T_w	Water starting time
l	Länge der Druckrohrleitung
Q	Ausbaudurchflussmenge
A_m	mittlere Querschnittsfläche der Druckrohrleitung
g	Erdbeschleunigung
h_f	Fallhöhe

Das Blockschaltbild der Turbine mit Einstellwerten ist im Anhang (Kap. 5) zu finden. Bei der Simulation wird $T_w = 2.67 \text{ s}$ angenommen.

Die Turbinenregelung übernimmt die Anpassung an die Vorgabeleistung, sodass sich die Drehzahl wieder stabilisiert. Die Leistungsabgabe kann so konstant gehalten werden, eine Grundlage für weitere Betrachtungen in Zusammenhang mit dem Netzverbund.

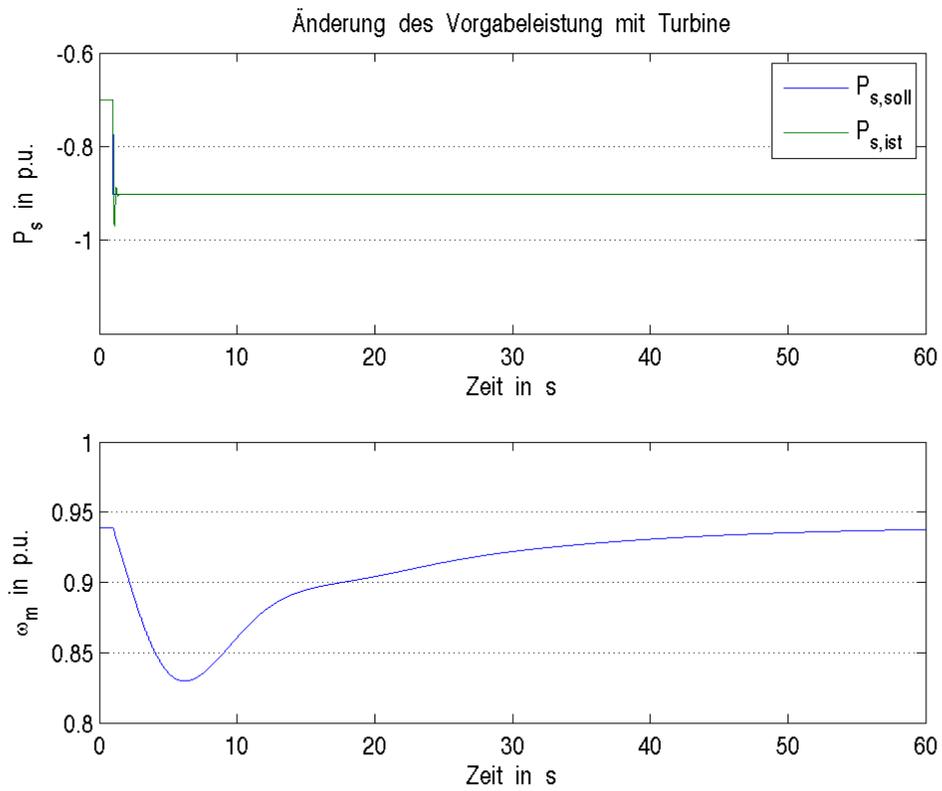


Abbildung 3.24: Änderung der Vorgabeleistung mit hydraulischer Turbine, $Q_{soll} = konst.$

3.3 Untersuchung an einem Modellnetz

Das Verhalten der DGASM in Kombination mit anderen wichtigen Netzelementen wie der Synchronmaschine ist in diesem Kapitel Gegenstand weiterer Betrachtungen. Um die grundlegende Wechselwirkung zu untersuchen genügt eine vereinfachte Netztopologie durch eine Kombination von DGASM, Netz und Synchronmaschine.

3.3.1 Einbinden des dynamischen Modells in ein Netzmodell

Die dynamische Simulation der Maschine basiert auf einem zeitkontinuierliches Modell im Alpha-Beta bzw. dq-Koordinatensystem. Die Maschine wird nun über ein Hybridmatrix-Netzmodell mit einer Synchronmaschine verknüpft. Dabei arbeitet das Netzmodell in Matrixform mit komplexen Effektivwerten. Die kontinuierlichen Strangspannungen ergeben sich aus der komplexen Spannung \underline{U}_s mit

$$\begin{aligned} U_{1(t)} &= \hat{U}_s \cdot \sin(\omega_n \cdot t - \angle U_s) \\ U_{2(t)} &= \hat{U}_s \cdot \sin(\omega_n \cdot t - \angle U_s - \frac{2 \cdot \pi}{3}) \\ U_{3(t)} &= \hat{U}_s \cdot \sin(\omega_n \cdot t - \angle U_s - \frac{4 \cdot \pi}{3}) \end{aligned} \quad (3.38)$$

Innerhalb des Modells wird wiederum über Alpha-Beta und dq-Transformation (Kap. 5) vereinfacht.

Der Strom am Netzanschlusspunkt wird vom Netzmodell als Eingangsgröße gefordert. Er ergibt sich mit Hilfe der Wirk- und Blindleistungsanteile der Maschine. Die Wirkleistungsbereitstellung erfolgt durch Rotor und Stator (Kapitel 3.1.1)

$$P_n = P_r + P_s \quad (3.39)$$

wobei die Wirkleistungen ausgedrückt werden durch

$$P_s = \frac{3}{2} \cdot (U_{sd} \cdot I_{sq} + U_{sq} \cdot I_{sd}) \quad (3.40)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \cdot (U_{rd} \cdot I_{rq} + U_{rq} \cdot I_{rd}) \quad (3.41)$$

Wie bereits erläutert, wird der Blindanteil des Umrichterstromes vernachlässigt. Dadurch wird

$$Q_n = Q_s = \frac{3}{2} \cdot (U_{sd} \cdot I_{sq} - U_{sq} \cdot I_{sd}) \quad (3.42)$$

Am Netzanschlusspunkt ist die Scheinleistung

$$\underline{S}_n = P_n + j \cdot Q_s \quad (3.43)$$

Und damit der Strom

$$\underline{I}_n = \frac{\underline{S}_n}{\underline{U}_n} \quad (3.44)$$

3.3.2 Auswirkungen auf Pendelungen

Die Möglichkeit einer schnellen Leistungseinspeisung durch die DGASM kann sich bei entsprechender Umsetzung günstig für andere Maschinen im Verbundnetz auswirken (Kapitel 1.2). Um dies zu untersuchen wird ein Modellnetz mit zwei Maschinen am Netz modelliert (Abb. 3.25).

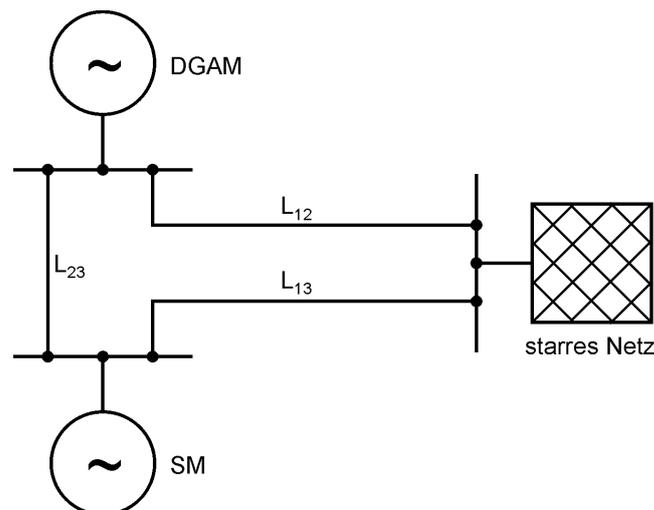


Abbildung 3.25: Prinzipbild des Modellnetzes

Die Maschinen sind jeweils an ein starres Netz (Slackknoten) bzw. untereinander verbunden. Die Leitungsparameter finden sich in Tabelle 3.3.

Der DGASM-Maschinensatz mit Turbine entspricht dem bereits in Kap. 3.2.4 untersuchten Modell. Die Schenkelpol-Synchronmaschine gleicht in ihrer Leistungsklasse der Asynchronmaschine, ihre Kenndaten finden sich in Tabelle 3.4. Sie wird mit einer konstanten Antriebsleistung beaufschlagt.

Leitungsimpedanz	Z_L	$(0.05 + j0.1) \Omega$
Leitungslängen	L_{12}	2 km
	L_{13}	2 km
	L_{23}	1.5 km

Tabelle 3.3: Leitungsparameter des Modellnetzes

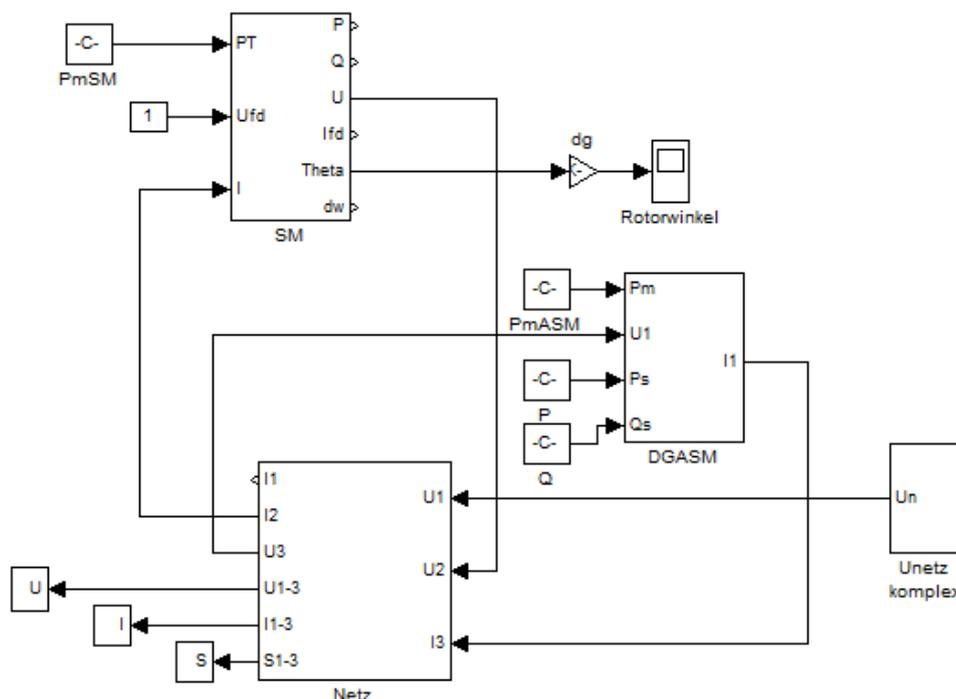


Abbildung 3.26: Blockschaltbild des Modellnetzes mit SM und DGASM in Simulink

Wie in Abbildung 3.26 dargestellt, werden die Maschinen über ihre komplexen Spannungen bzw. Ströme und eine Hybridmatrix verbunden. Die Synchronmaschine benötigt eine Erregerspannung sowie die mechanische Turbinenleistung, analog zur Asynchronmaschine. Bei der DGASM werden zusätzlich die Sollwerte für die Wirk- bzw. Blindleistungsbetriebspunkte benötigt.

Bei Pendelung der Synchronmaschine wirkt die Dämpferwicklung. Da das Polrad eng an die Netzfrequenz gekoppelt ist, führen Polradpendelungen hervorgerufen durch die SM zur Beeinflussung des umliegenden Netzes.

Ein Pendeldämpfungsgerät (PSS - Power System Stabilizer) kann diese schnelle unplanmäßige Leistungsänderung erkennen und durch Einfluss auf den Erregerkreis der Maschine eine bessere Dämpfung der Schwingung bewirken.

Nennleistung	S_N	400 MVA
Nennspannung	U_N	21 kV
Ständerwiderstand	R_s	1 mΩ
Synchrone Längsreaktanz	X_d	1.5 p.u.
Transiente Längsreaktanz	X'_d	0.25 p.u.
Synchrone Querreaktanz	X_q	0.7 p.u.
Transiente Querreaktanz	X'_q	0.7 p.u.
Transiente Kurzschlusszeitkonstante	T_d	2 s
Transiente Leerlaufzeitkonstante	T_d	6 s
Anlaufzeitkonstante	T_J	15 s
Dämpferkonstante	K_D	10

Tabelle 3.4: Kenndaten der simulierten Synchronmaschine

Üblicherweise ist jedoch nur eine geringe Anzahl von Synchronmaschinen mit einem PSS ausgestattet.

Eine weitere Möglichkeit die Pendelung zu dämpfen bietet die DGASM. Wird im richtigen Augenblick zusätzliche Wirkleistung abgegeben bzw. die Leistungsabgabe verringert, sie hat dies Einfluss auf den Polradwinkel der SM.

Die DGASM im Modellnetz wird dabei über einen PSS beeinflusst. Bei etwaigen Pendelungen an der Synchronmaschine kann die Wirkleistungsvorgabe der DGASM sehr schnell beeinflusst werden.

An der Synchronmaschine wird durch einen Momentensprung ein Pendeln des Polrades verursacht. Ausgegangen wird von einem generatorischen Betriebspunkt für beide Maschinen. Die Synchronmaschine wird kapazitiv mit einer Leistungsabgabe von 300 MW und 30 MVar betrieben. Die Asynchronmaschine liefert 230 MW Wirkleistung.

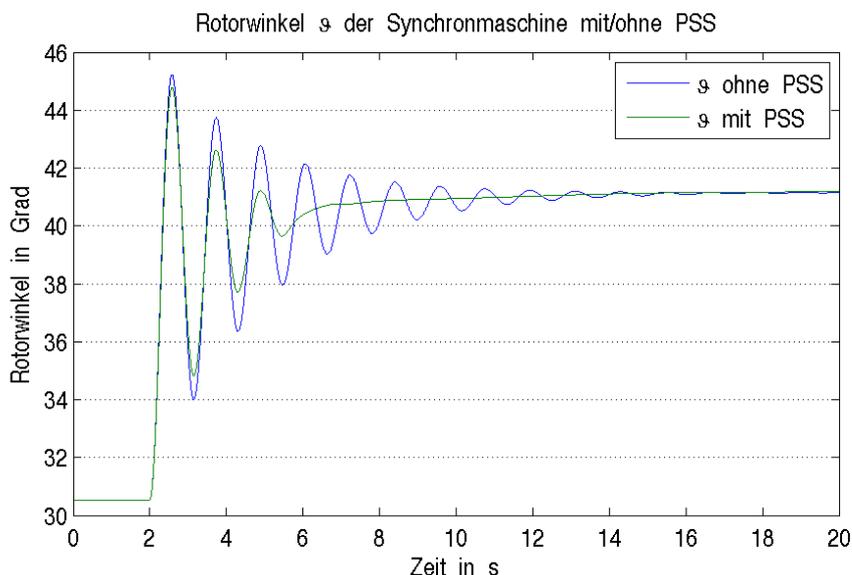


Abbildung 3.27: Rotorwinkel der Synchronmaschine mit/ ohne Pendeldämpfungsgerät

Die Dämpfungseigenschaften lassen sich durch Einsatz der DGASM mit PSS deutlich verbessern. Obwohl die maximale Auslenkung nur leicht verringert werden kann, wird die Einschwingdauer deutlich herabgesetzt.

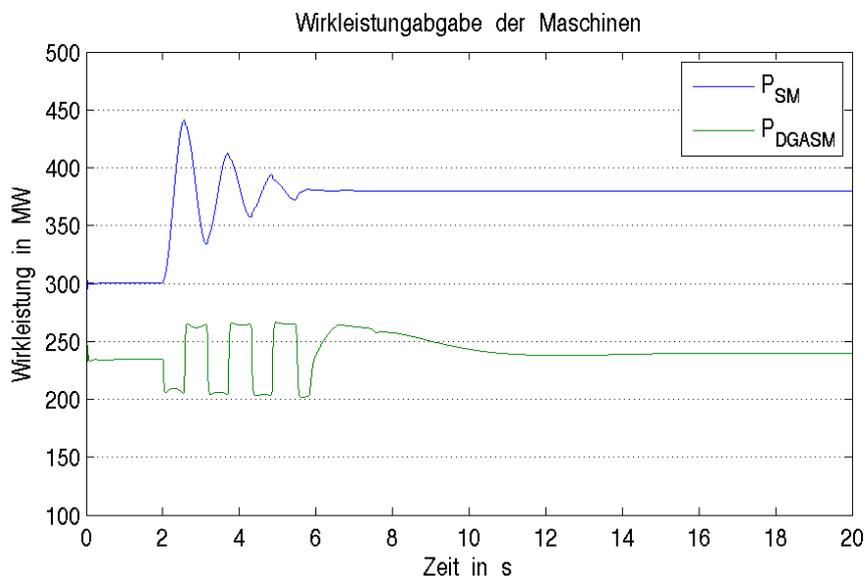


Abbildung 3.28: Wirkleistungsabgabe an den Maschinen bei Einsatz eines PSS

Die Wirkleistungsabgabe der Maschinen (Abb. 3.28) zeigt den Eingriff des PSS auf die DGASM. In simulierten Fall wurden von der DGASM ca. $\pm 30 \text{ MW}$ zur Dämpfung zur Verfügung gestellt. Um eine optimale Dämpfung zu erreichen werden diese in den

Maxima zu Gänze ausgenutzt. Nach ca. vier Sekunden klingt die Schwingung aus und die Wirkleistung wird wieder dem Vorgabewert angepasst.

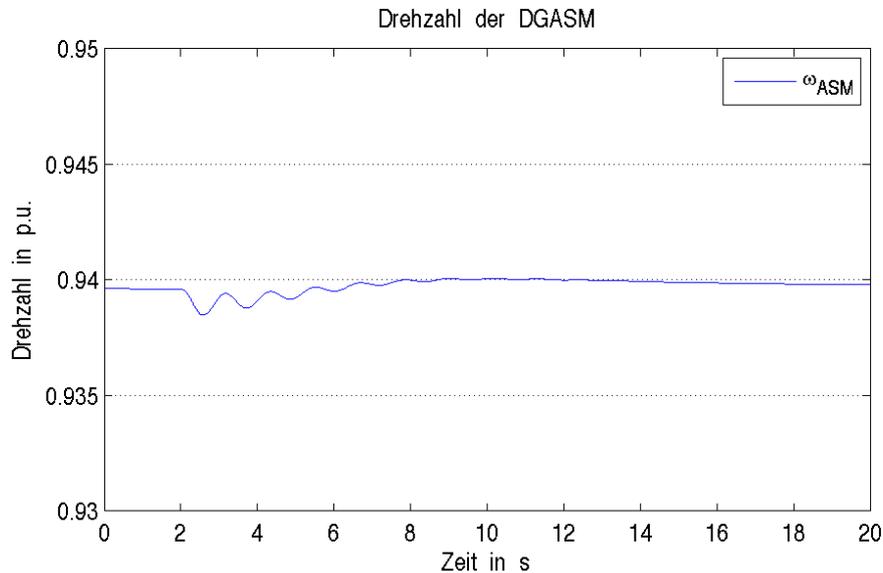


Abbildung 3.29: Drehzahl der DGASM während des Ausgleichvorgangs

Der Einfluss auf die Drehzahl der Asynchronmaschine (Abb. 3.29) ist bedingt durch die Trägheit und dem insgesamt relativ kleinen Energieaustausch gering.

Die Leistung der DGASM lässt sich allein durch die elektrische Beeinflussung des Rotorkreises ändern. Im Gegensatz zur Synchronmaschine sind dadurch die Zeitkonstanten der Wirkleistungsregelung nicht vom mechanischen System abhängig.

Die Spannung an den Maschinen schwankt während des Ausgleichvorgangs und passt sich danach an den neuen Betriebszustand an (Abb. 3.30).

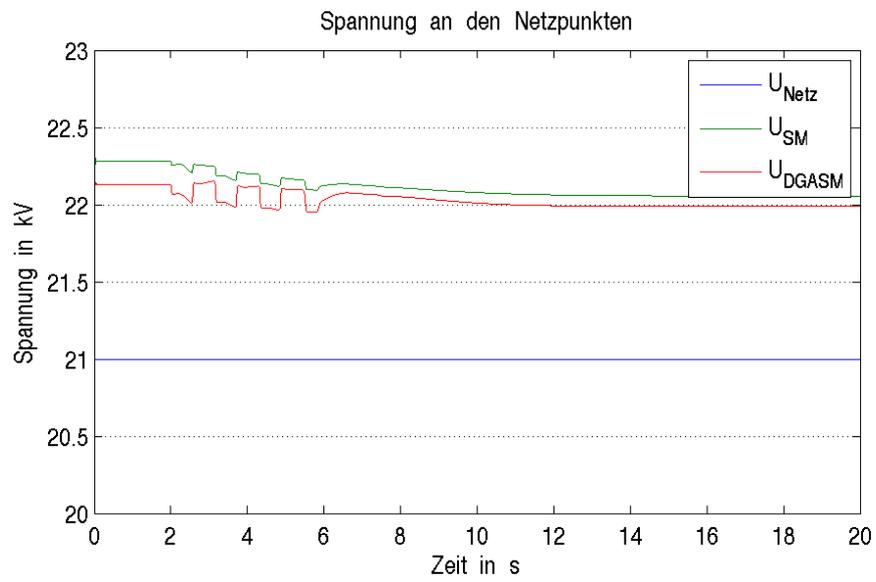


Abbildung 3.30: Spannung an den Maschinen und Netz bei Einsatz eines PSS

3.3.3 Reglersystem

In dem Simulationen wurde das generelle Betriebsverhalten eines drehzahlvariablen Maschinensatzes diskutiert. Die Regelung basierte dabei auf unabhängig agierende Komponenten. In Realität werden diese Elemente anhand von kaskadierten Reglersystemen ausgeführt. Die Funktionsweise der Regler von Pump- und Turbinierbetrieb unterscheidet sich dabei, es wird nun ein theoretisches Reglerkonzept für den generatorischen Betrieb vorgestellt (Abb. 3.31).

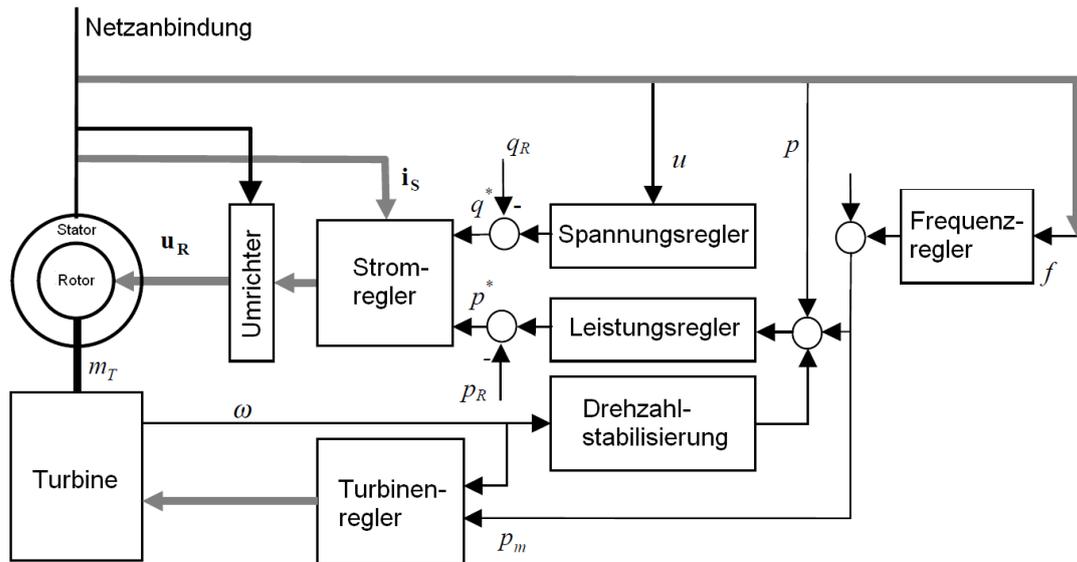


Abbildung 3.31: Model eines kaskadiertes Reglersystems [30]

Der Frequenzregler stellt den Primärregler im Verbundbetrieb dar und kann, wenn nötig, bei einer möglichen Frequenzabweichung in die Wirkleistungsbilanz eingreifen. Durch Änderung der Wirkleistungsvorgabe wird die mechanische Leistung angepasst, um den Betrieb im optimalen Bereich zu halten. Zusätzlich kann auch der Drehzahlregler bei unzulässig hohen Drehzahlabweichungen auf die Wirkleistung Einfluss nehmen. Der Vorgabewert des Wirkleistungsreglers wird somit von Drehzahl- und Frequenzregler beeinflusst.

Der Spannungsregler wirkt auf die Blindleistungsvorgabe. Diese beiden Wirk- und Blindleistungsregler beeinflussen, wie im dynamischen Modell gezeigt, den Referenzwert des Statorstrom-Reglers direkt.

4 Zusammenfassung

Zweck der Arbeit war eine Untersuchung von drehzahlvariablen Antriebskonzepten in Pumpspeicherkraftwerken und ihre Möglichkeiten im Verbundbetrieb.

Nach Erörterung von diversen Maschinenbauweisen wurde der Umrichter als zentrales Element der Drehzahlregelung genauer betrachtet. Übliche Ausführungen über Direktumrichter bzw. Zwischenkreisumrichter wurden erläutert und verglichen.

Der Mehrpunktumrichter als Sonderform des Zwischenkreisumrichters wurde vorgestellt und einige Vorzüge erörtert. Folglich wurden die Auswirkungen des Umrichtersbetriebs auf die Maschine geschildert.

Neben der Auslegung des Umrichters wurden mögliche Regelungskonzepte für die Schleifringläufer-Asynchronmaschine präsentiert. Die Methode der feldorientierten Regelung wurde als geeignetes Verfahren vorgestellt und näher beleuchtet.

Anhand eines stationären Simulationsmodells wurden die Leistungsflüsse in der Maschine untersucht. Die Wechselwirkung zwischen Rotor- und Statorleistung wurde so gezeigt. Simulationen in unterschiedlichen Betriebsbereichen zeigten den Zusammenhang zwischen Rotorbelastung, Drehzahl und Leistungsbilanz der Maschine. Eine Drehzahlstellung wirkte sich stark auf die Rotorspannung aus, wobei sich der Rotorstrom über die Wirk- und Blindleistungsbilanz der Maschine einstellt.

Folglich wurden Leistungsdiagramme der DGASM für verschiedene Drehzahlen erstellt und die wirksamen Grenzen bei Änderung von Drehzahl oder Leistungsvorgabe aufgezeigt.

In den dynamischen Untersuchungen wurde die Maschine in Kombination mit einem Leistungsregler untersucht. Die Auswirkung von Wirk- und Blindleistungsänderung wurde simuliert und dargestellt. Es konnte eine sehr schnelle Wirkung der Regler sowohl bei Wirk- als auch bei Blindleistungsvariation gezeigt werden.

Nach der Simulation in Verbindung mit einer hydraulischen Turbine konnte diese Charakteristik im Netzbetrieb untersucht werden. In einem Zwei-Maschinen Netz wurde nach Anregung einer Polradpendelung die DGASM eingesetzt, um die Systemdämpfung zu erhöhen. Die Wirkleistungsregelung zeigte sich unabhängig von mechanischen Zeitkonstanten, so konnte die DGASM die Dämpfung effektiv unterstützen.

Abschließend wurde ein kaskadiertes Reglerkonzept für die DGASM vorgestellt, das eine Berücksichtigung von Frequenz- und Spannungsschwankungen in die Regelung implementiert.

5 Anhang

5.1 Alpha-Beta und dq - Transformation

Die dq- Transformation dient als Grundlage für die Vektorregelung. Sie stellt eine Koordinatentransformation von einem dreiphasigen stationären in ein rotierendes dq-Koordinationsystem dar. [24]

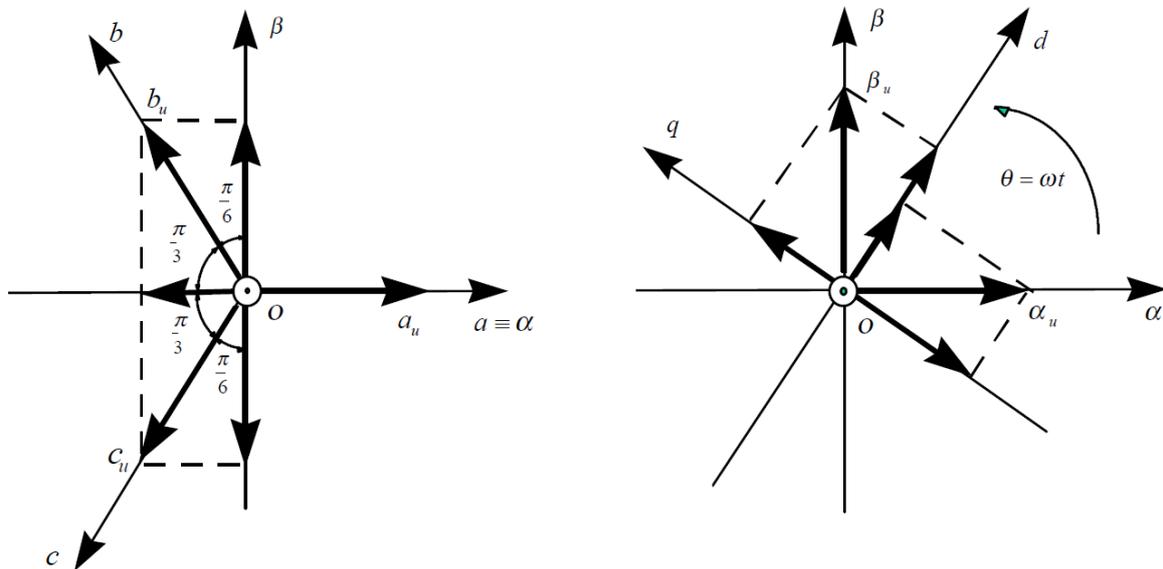


Abbildung 5.1: Alpha-Beta und dq0 - Transformation [24]

Auf den Rotor bezogene, dreiphasige Größen (a, b, c) werden zunächst normiert und durch die $\alpha\beta\gamma$ -Transformation in stationäre Quantitäten transformiert (Glg. 5.1). Danach erfolgt die Umwandlung in ein rotierendes Koordinatensystem durch dq0-Transformation (Glg. 5.2).

$$[\alpha_u \ \beta_u \ \gamma_u] = [a_u \ b_u \ c_u] \cdot \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$[d_u \ q_u \ 0_u] = [\alpha_u \ \beta_u \ \gamma_u] \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 0 \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Wird ein symmetrisches Dreiphasensystem angenommen, so können die Komponenten 0_u und γ_u vernachlässigt werden.

Eine direkte Transformation von Dreiphasen-Komponenten $X_{abc} = \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix}$ in dq-Komponenten $X_{dq} = \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix}$ erfolgt durch die Transformationsmatrix T, welche die beiden vorhergehenden Transformationen zusammenfasst.[24]

$$X_{dq} = T \cdot X_{abc} \quad (5.3)$$

wobei

$$T = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t) - \frac{2}{3} \cdot \pi & \cos(\omega t) + \frac{2}{3} \cdot \pi \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t) - \frac{2}{3} \cdot \pi & -\sin(\omega t) + \frac{2}{3} \cdot \pi \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Die inverse Transformation erfolgt durch

$$X_{abc} = T' \cdot X_{dq} \quad (5.5)$$

bei

$$T' = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t) - \frac{2}{3} \cdot \pi & -\sin(\omega t) - \frac{2}{3} \cdot \pi \\ \cos(\omega t) + \frac{2}{3} \cdot \pi & -\sin(\omega t) + \frac{2}{3} \cdot \pi \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

5.2 Einstellwerte des PSS und Turbinenkonfiguration in Simulink

Power System Stabilizer

Das Pendeldämpfungsgerät wird üblicherweise zur Dämpfung von Rotorpendelungen bei Synchronmaschinen herangezogen. Es greift dabei auf den Erregerkreis der Maschine ein (V_{stab}).

Um eine Pendelung zu erkennen, kann entweder eine Drehzahlabweichung von der Synchrondrehzahl, $d\omega$, oder eine beschleunigende Leistung $P_a = P_m - P_{el}$ (Differenz zwischen mechanischer und elektrischer Leistung) herangezogen werden.

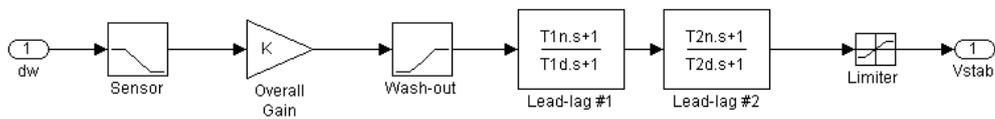


Abbildung 5.2: Blockschaltbild des implementierten PSS

Sensor time constant	T_s	30 ms
Gain	G	20
Wash-out time constant	T_w	2 s
Lead-lag #1 time constant	$T_{1,num}$	50 ms
	$T_{1,den}$	20 ms
Lead-lag #1 time constant	$T_{2,num}$	3 s
	$T_{2,den}$	5.4 s
Output limits	$V_{s,min}$	-0.1 p.u.
	$V_{s,max}$	0.1 p.u.

Tabelle 5.1: Einstellwerte des simulierten PSS

Hydraulische Turbine und Drehzahlregler

Dieser Baustein implementiert eine hydraulische Turbine mit einem PID-Drehzahlregler.

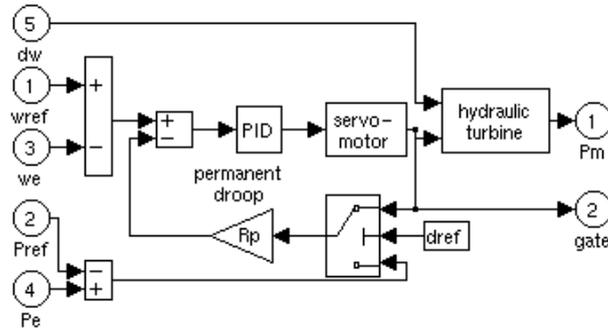


Abbildung 5.3: Turbine und Regler

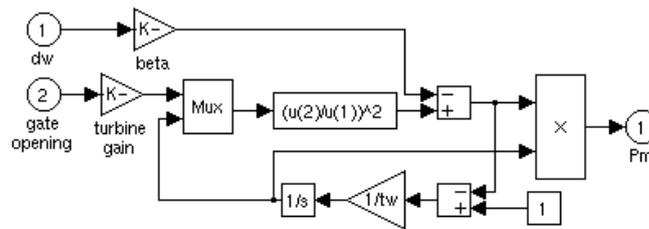


Abbildung 5.4: Hydraulische Turbine

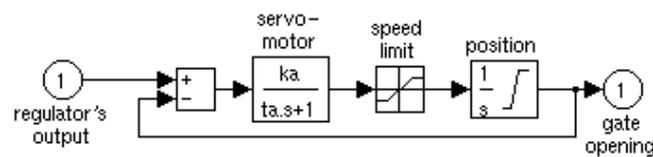


Abbildung 5.5: Servomotor der Durchflussmengenverstellung

Servo-Motor	K_a	10/3	Permanent droop & regulator	R_p	0.05
	T_a	70 ms		K_p	1.163
Gate opening limits	g_{min}	0.01 p.u.		K_i	0.105
	g_{max}	0.097518 p.u.		K_d	0
	$v_{g,min}$	-0.1 p.u./s		T_d	0.01 s
	$v_{g,max}$	0.01 p.u./s	Hydraulic Turbine	beta	0
				T_w	2.67 s

Tabelle 5.2: Einstellwerte der hydraulischen Turbine und Regler

Literaturverzeichnis

- [1] GIESECKE, J. und E. MOSONYI: *Wasserkraftanlagen*. Springer, 2009.
- [2] BOGENRIEDER, W.: *Energy Technologies*. Springer, 2006.
- [3] WOLF, D., A. KANNGIESSER und C. DÖTSCH: *Speicherung elektrischer Energie - Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien*. uwf - UmweltWirtschaftsForum, 15, 2007.
- [4] HAAS, H. und T. STROBL: *Wasserkraft*. VDI - GET, 1998.
- [5] MERINO, J. und A. LÓPEZ: *ABB Varspeed generator boosts efficiency and operating flexibility of hydropower plant*. ABB Review, 1996.
- [6] AMLER, P.: *Neue Chancen für die Pumpspeicherkraft*. Hydro news, 14, 2008.
- [7] SCHWERY, A.: *Drehzahlvariable Energieproduktion*. Bulletin SEV/VSE, 9, 2004.
- [8] HAMEYER, K.: *Elektrische Maschinen 1, Skriptum*. RWTH Aachen, 2004.
- [9] HEIER, S.: *Windkraftanlagen im Netzbetrieb*. B. G. Teubner, 1994.
- [10] SINELNIKOVA, E.: *Design und optimale Betriebsführung doppelt gespeister Asynchrongeneratoren*. Doktorarbeit, 2005.
- [11] Wikipedia Enzyklopädie. http://de.wikipedia.org/wiki/Doppelt_gespeiste_Asynchronmaschine, Zugriff am 15.6.2011.
- [12] HÄMMERLI, A. und B. ØDEGÅRD: *AC excitation with ANPC*. ABB Review, 2008.
- [13] HELLER, M.: *Die doppelt-gespeiste Drehstrommaschine für drehzahlvariable Pumpspeicherwerke*. Doktorarbeit, TU Braunschweig, 1998.
- [14] Embassy of the Republic Slovenia in Tokyo. [http://tokio.veleposlanistvo.si/index.php?id=964&L=1&tx_ttnews\[tt_news\]=2543&tx_ttnews\[backPid\]=963&cHash=e6bb731bba](http://tokio.veleposlanistvo.si/index.php?id=964&L=1&tx_ttnews[tt_news]=2543&tx_ttnews[backPid]=963&cHash=e6bb731bba), Zugriff am 1.6.2010.
- [15] TAZIL, M., V. KUMAR, R.C. BANSAL, S. KONG, Z.Y. DONG, W. FREITAS und H.D. MATHUR: *Three-phase doubly fed induction generators: an overview*. 2010.
- [16] SAPIN, A., A. HODDER, J.-J. SIMOND und D. SCHAFFER: *Doubly-fed asynchronous machine with 3-level VSI for variable speed pump storage*. 2.Auflage Auflage, 2000.

- [17] KOLAR, J.W., T. FRIEDLI, F. KRISMER und S.D. ROUND: *The Essence of Three-Phase AC/AC Converter Systems*. 2008.
- [18] KHAMBADKONE, A.M. und A. BINDER: *Leistungselektronische Schaltungen*. Springer, 2008.
- [19] IKONEN, M., O. LAAKKONEN und M. KETTUNEN: *Two-level and Three-level Converter Comparison in Wind Power Application*. 2005.
- [20] KIELMANN, F., J. SPECK und R. LAASS: *Umrichter gespeiste Mittel- und Hochspannungsmaschinen unter besonderer Berücksichtigung der Langzeitbeständigkeit des Isoliersystems*. 2004.
- [21] DÜNKEL, W.: *Exkursion in das Pumpspeicherwerk Goldisthal / Thüringer Wald Teil 2: Stromrichtertechnik des PSW Goldisthal*. VDE Bezirksverein Kassel, 2006.
- [22] BOSE, B. K.: *Modern Power Electronics and AC Drives*. 2001.
- [23] ROPPENECKER, G.: *Systemtheorie zu GM, SM und ASM*. Universität Erlangen, 2003.
- [24] MIHAILOVIC, Z.: *Modeling and control design of VSI-fed PMSM drive systems with active load*. Diplomarbeit, Virginia Tech, 1998.
- [25] *Schriftliche Korrespondenz mit Hr. Hell, Fa. Andritz Hydro, Februar 2011*.
- [26] SANTOS-MARTIN, D., S. ARNALTES und J. L. RODRIGUEZ AMENEDO: *Reactive Power Capability of Doubly Fed Asynchronous Generators*. 2008.
- [27] KRENN, J.: *Doppelt gespeiste Asynchronmaschine*. Diplomarbeit, TU Graz, 2008.
- [28] PASERBA, J., Y. XIA und M. SHIMOMURA: *Active Power Control for Preventing Voltage Instability using an Adjustable Speed Machine*. 2001.
- [29] KUNDUR, PRABHA: *Power System Stability and Control*. 1994.
- [30] BACHMANN, U., K. GROTENBURG, F. KOCH und I. ERLICH: *Modeling and dynamic simulation of variable speed pump storage units incorporated into the german electric power system*. 2001.