



Wöhr, Tobias, B. Eng.

Messung und Simulation des Verhaltens eines Wasserkraftgenerators im Kurzschlussfall

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Graz, 21.12.2019

Datum



Unterschrift

INHALTSVERZEICHNIS

Kurzfassung	6
Abstract	7
1 Einleitung	8
1.1 Motivation	8
1.2 Aufgabenstellung.....	10
1.3 Partner, Teilnehmer und Kooperationen	10
2 Grundlagen	11
2.1 Wasserkraftwerke.....	11
2.1.1 Typen von Wasserkraftwerken	11
2.1.2 Turbinentypen	12
2.1.3 Typischer Aufbau und Betriebsweise eines Laufwasserkraftwerkes.....	13
2.1.4 Ein Überblick über die Kosten von Laufwasserkraftwerken	14
2.1.5 Schutz der Betriebsmittel	14
2.1.6 Dimensionierungskriterien von Laufwasserkraftwerken	15
2.1.7 Das Laufwasserkraftwerk und die Synchronmaschinen in Rosenau	16
2.2 Synchronmaschinen.....	17
2.2.1 Grundsätzlicher Aufbau einer Synchronmaschine	17
2.2.2 Polradwinkel und Kreisfrequenz.....	18
2.2.3 Back-swing Effekt.....	19
2.2.4 Spannungsregelung und Erregung von fremderregten Synchronmaschinen	19
2.2.5 Betriebsverhalten von Synchronmaschinen in Energieversorgungsnetzen	20
2.3 Kurzschluss	22
2.3.1 Allgemeine Differenzierung von Kurzschlüssen	22
2.3.2 Verhalten von Synchronmaschinen bei dreipoligen Kurzschlüssen.....	22
2.3.3 Berechnung von Kurzschlussströmen bei Synchronmaschinen	23
2.3.4 Auswirkungen von dreipoligen Kurzschlüssen auf Synchronmaschinen	25
2.4 Das Per-Unit-System.....	26
3 Simulationsmodell	27
3.1 Allgemeiner Aufbau des Simulationsmodells	30
3.2 Spannungsregler – Implementierung	31

4	Reale Versuche	33
4.1	Versuchsaufbau	33
4.2	Messstellen und Messkanäle	36
4.3	Versuchsdurchführung	36
4.4	Versuchsablauf.....	37
5	Simulations- und Messergebnisse	40
5.1	Ermittlung des Polradwinkels aus Messungen.....	40
5.2	Überprüfung des implementierten Spannungsreglers.....	44
5.3	Versuch 1	45
5.3.1	Polradwinkel (Messung und Simulation)	45
5.3.2	Klemmenspannung (Messung und Simulation).....	46
5.3.3	Kurzschlussstrom	47
5.3.4	Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel	47
5.3.5	Diskussion der Ergebnisse.....	48
5.4	Versuch 4	50
5.4.1	Polradwinkel (Messung und Simulation)	50
5.4.2	Klemmenspannung (Messung und Simulation).....	51
5.4.3	Kurzschlussstrom	52
5.4.4	Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel	52
5.4.5	Diskussion der Ergebnisse.....	53
5.5	Versuch 6	54
5.5.1	Polradwinkel (Messung und Simulation)	54
5.5.2	Klemmenspannung (Messung und Simulation).....	55
5.5.3	Kurzschlussstrom	56
5.5.4	Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel	56
5.5.5	Diskussion der Ergebnisse.....	57
5.6	Versuch 7	58
5.6.1	Polradwinkel (Messung und Simulation)	58
5.6.2	Klemmenspannung (Messung und Simulation).....	59
5.6.3	Kurzschlussstrom	60
5.6.4	Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel	60
5.6.5	Diskussion der Ergebnisse.....	61
6	Weitere Ergebnisse.....	62
6.1	Worst-Case-Betrachtung.....	62

6.2	Variation des Trägheitsmomentes H der Synchronmaschine	64
7	Vergleich - Identifizierung und Interpretation von Differenzen ..	65
8	Zusammenfassung und Bedeutung der Ergebnisse	67
	Literaturverzeichnis	69
	Abkürzungsverzeichnis	70
	Anhang	71

Kurzfassung

Wasserkraft spielt in Österreich seit dem zweiten Weltkrieg eine entscheidende Rolle, vor allem für die wirtschaftliche Entwicklung des Landes. Auch heutzutage ist die Wasserkraft ein festes Standbein der österreichischen Energieerzeugung. Insbesondere deren ausgezeichnete Regelbarkeit, Zuverlässigkeit und CO₂-freie Stromerzeugung sind in Zeiten volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besonders wichtig. Deshalb ist es von Bedeutung, das Verhalten, vor allem im Fehlerfall, von den dort zum Einsatz kommenden Betriebsmitteln genau zu kennen. Aus diesem Grund werden im Kraftwerk und Umspannwerk Rosenau Kurzschlussversuche an einer der dort in Betrieb befindlichen Synchronmaschine durchgeführt. Dabei werden zum einen das Verhalten der Synchronmaschine selbst und zum anderen das Verhalten des gesamten Systems bestehend aus Synchronmaschine, Turbine, Blocktransformator und Netz untersucht. Insbesondere wird auf den Polradwinkel der Maschine geachtet. Um diese Versuche vorher zu simulieren wird ein Modell in DIgSILENT PowerFactory erstellt. Die Implementierung eines Spannungsreglers ist notwendig um die Simulationen so realitätsnahe wie möglich durchzuführen. Im Anschluss an die Messungen werden die Messungen mit den Simulationen verglichen und etwaige Differenzen identifiziert und interpretiert. In einem Parametervergleich werden Modell und Regler so angepasst, dass das Modell für sehr realitätsnahe Simulationen in der Zukunft verwendet werden kann. So kann beispielsweise in einer Worst-Case Betrachtung der Kurzschluss mit den kritischsten Parametern definiert werden, so dass die Synchronmaschine gerade so nicht außer Tritt fällt und schlupft. Das Wissen über Synchronmaschinen und deren Verhalten im Fehlerfall, das im Rahmen dieser Versuche bei allen beteiligten Partnern aufgebaut werden kann, dient nicht nur für Rosenau und auch nicht nur für Wasserkraftanlagen, sondern kann auf alle anderen Kraftwerksblöcke und Synchronmaschinen übertragen werden.

Abstract

Hydropower has played a crucial role in Austria since World War II, especially for the country's economic development. Even today hydropower is the base of Austrian energy production. Their excellent controllability, reliability and CO₂-free power generation are particularly important in times of volatile power generation from renewable energies. Therefore, it is important to know the behaviour, especially in case of short circuit faults, of the machines used there. For this reason, short-circuit tests are carried out on one of the synchronous machine in operation in the Rosenau power plant and substation. On the one hand, the behaviour of the synchronous machine itself and, on the other hand, the behaviour of the entire system consisting of the synchronous machine, turbine, block transformer and electrical power grid are examined. In particular, attention is paid to the rotor displacement angle of the machine. To simulate these experiments beforehand, a model is created in DlgSILENT PowerFactory. The implementation of a voltage feedback system is necessary to perform the simulations as close to reality as possible. Following to the measurements, the measurements are compared with the simulations and any differences identified and interpreted. In a parameter comparison the simulation model and feedback system are adjusted so that the model can be used for very realistic simulations in the future. Thus, for example, in a worst case scenario, the short circuit can be defined with the most critical parameters, so that the synchronous machine just does not fall out of the way and slip. The knowledge about synchronous machines and their behaviour in the event of a fault, which can be set up in the course of these tests by all participating partners, not only serves Rosenau and not only hydroelectric power plants, but can be transferred to all other power plant blocks and synchronous machines.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Wasserkraftwerke aller Art spielen speziell in Österreich seit dem zweiten Weltkrieg eine entscheidende Rolle, nicht nur für die Energieversorgung jedes Einzelnen, sondern auch für den wirtschaftlichen Aufbau des Landes. Die CO₂-freie Stromerzeugung, die hervorragende Regelbarkeit, der Wirkungsgrad, die Effizienz und die Zuverlässigkeit von Wasserkraftwerken sind besonders hervorzuheben.

Entwicklung der Wasserkraft in Österreich 1950 –2015

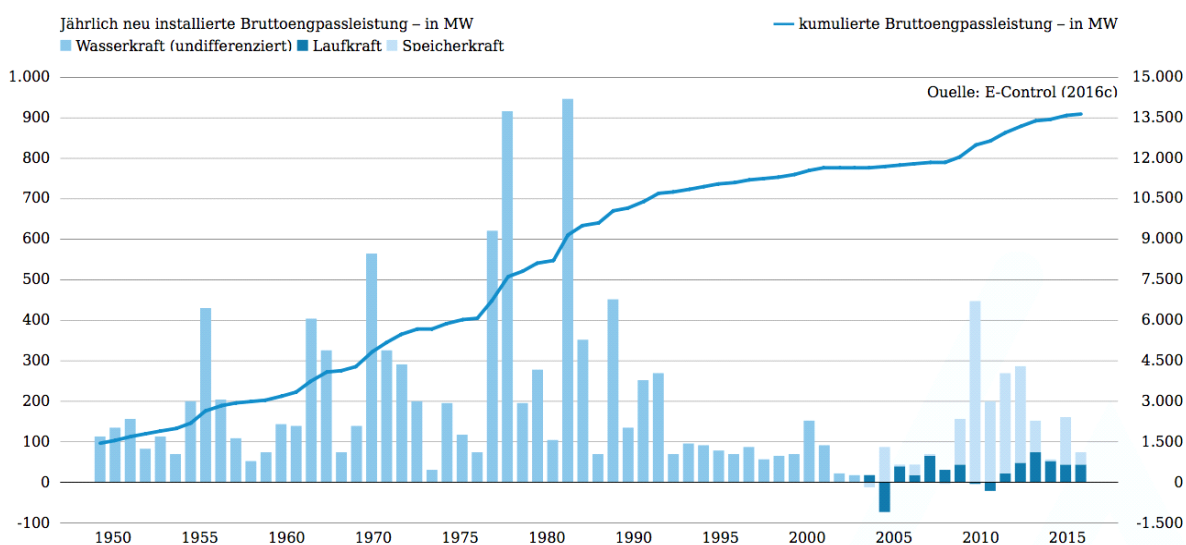


Abbildung 1.1 Entwicklung der Wasserkraft in Österreich [1]

Bruttostromerzeugung in Österreich

in PJ (linke Skala) und TWh (rechte Skala) 2005 – 2016

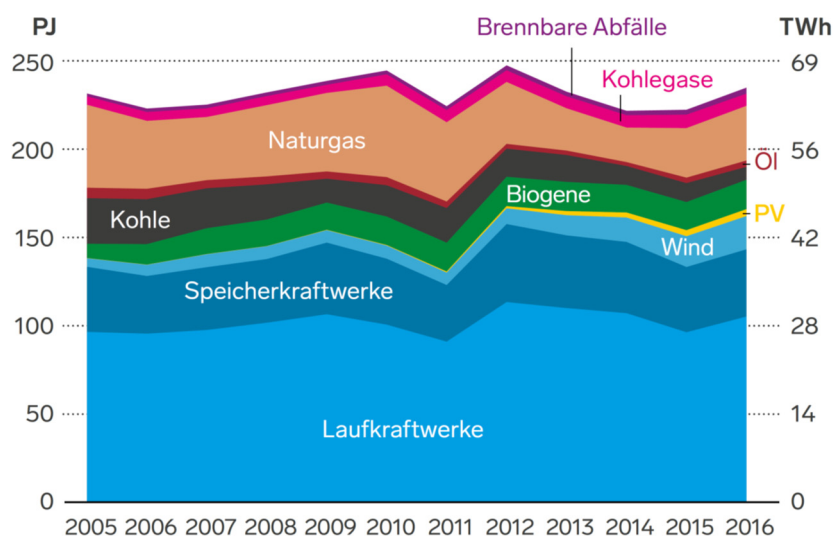


Abbildung 1.2 Bruttostromerzeugung in Österreich [2]

Auch in der heutigen Zeit – in der Zeit der Energiewende – behalten Wasserkraftwerke nicht nur ihre Bedeutung, sondern steigern diese. Durch die volatile Erzeugung elektrischer Energie durch Windkraft und Photovoltaikanlagen wird die Regelbarkeit und die Zuverlässigkeit von Wasserkraftanlagen mit deren rotierenden Massen immer wichtiger. Damit dies in Zukunft nicht nur so bleibt, sondern noch gesteigert werden kann, müssen kritische Situationen für die Maschinen, wie zum Beispiel Kurzschlüsse im Netz untersucht werden, um deren Einflüsse auf die Maschinen genauestens zu kennen. Aus diesen Erkenntnissen können dann Schutzmechanismen für die Maschinen optimiert werden.

Nun ist das Ennskraftwerk Rosenau zwar kein typisches Regelkraftwerk, wie zum Beispiel ein Pumpspeicherkraftwerk eines wäre. Doch grundsätzlich sind alle Wasserkraftwerke mit einer Turbine und einem Synchrongenerator aufgebaut. Das Wissen über das Verhalten lässt sich also auch auf andere Kraftwerkstypen übertragen. Das gleiche gilt auch für das Zusammenspiel von Kraftwerk und Netz. Das Kraftwerk und alle Anlagen in Rosenau stehen also modellhaft für alle weiteren Kraftwerke mit ähnlichem Aufbau.

Die Betriebsmittel von Kraftwerken sind sehr kapitalintensiv und es bedarf deshalb einem optimalen Schutz, insbesondere des Synchrongenerators. Genaue Kenntnisse über das Verhalten der Systeme im Fehlerfall sind deshalb von großer Bedeutung. Der Punkt an dem die Maschine außer Tritt fallen würde, ist besonders interessant. So lässt sich die Maschine im Fehlerfall besser schützen. Eine Maschine, die schlupft ist nicht nur zwecklos für einen stabilen Netzbetrieb, sondern läuft auch Gefahr, dass sie irreparable Schäden davonträgt.

Das Verhalten von Synchronmaschinen im Kurzschlussfall und der Kurzschluss selbst variieren stark. Kein Kurzschluss ist gleich wie der Andere. So spielt insbesondere die Kurzschlussdauer und die Entfernung zur Synchronmaschine, also die dazwischenliegende Netzimpedanz, eine entscheidende Rolle. Ein Kurzschluss direkt an den Generatorklemmen hat deutlich größere Auswirkungen auf die Synchronmaschine, als ein generatorferner Kurzschluss mit dämpfender Netzimpedanz. Auch die Maschinenparameter, insbesondere die synchronen, transienten und subtransienten Reaktanzen, aber auch das mechanische Trägheitsmoment der Maschine, spielen für das Kurzschlussverhalten eine große Rolle.

Kurzschlüsse im Netz verursachen an den Maschinen eines Wasserkraftwerkes nicht nur hohe elektrische Kurzschlussströme, sondern auch hohe mechanische Kräfte. Diese lassen sich alle berechnen und heutzutage auch simulieren. Doch stimmen diese Berechnungen immer mit der Realität überein? Sind die hinterlegten Datenmodelle überhaupt vollständig und korrekt? Falls nicht könnte dies bei einem ungünstigen Fehler fatale Folgen für die kostenintensiven Betriebsmittel und somit auch für die Zuverlässigkeit der Kraftwerke in einer immer komplexer werdenden Energielandschaft haben. Die Folge wären möglicherweise sogar Versorgungsunterbrechungen für die Stromabnehmer.

Um dies zu vermeiden, werden im Rahmen dieser Arbeit Untersuchungen angestellt, durch welche weiteres Wissen über das Verhalten der Maschinen im Fehlerfall erlangt wird. Außerdem sollen die Untersuchungen dazu beitragen, dass das Simulationsmodell so verbessert werden kann, dass zukünftige Simulationen so genau wie möglich sind, wodurch das System an Schutztechnik gegebenenfalls optimiert werden kann.

1.2 Aufgabenstellung

Um die genauen Auswirkungen von Kurzschlüssen im Netz auf die Synchronmaschine (SM) zu kennen, müssen reale Kurzschlussversuche zur Verifikation der Rechnungen durchgeführt werden. Dazu muss nicht der Extremfall in Form von generatornahen Kurzschlüssen durchgeführt werden. Dabei reichen beispielsweise schwache generatorferne Kurzschlussströme aus um die Berechnungen und Simulationen entweder zu verifizieren, oder um in einem anschließenden Parametervergleich Differenzen zwischen Modell und Realität zu identifizieren und interpretieren und das Modell gegebenenfalls anzupassen. Diese Erkenntnisse können dann zur Simulation von weit größeren Kurzschlussströmen und deren Auswirkungen herangezogen werden. Durch die Verifikation mit den realen Versuchen kann davon ausgegangen werden, dass diese Berechnungen und Simulationen korrekt sind, bzw. der Realität sehr naheliegen.

Konkret für diese Masterarbeit bedeutet dies folgendes:

Alle an diesem Projekt beteiligten Partner planen gemeinsam die Kurzschlussversuche im Kraftwerk Rosenau am 28.11.2018. Im Rahmen dieser Masterarbeit werden vorab Berechnungen und Simulationen durchgeführt, um die Auswirkungen eines generatorfernen Kurzschlusses abschätzen zu können. Insbesondere wird dabei auf die folgenden Parameter geachtet, wobei die Kurzschlussströme, die Kurzschlussdauern, die Kurzschlusswinkel und die Vorbelastung der SM variiert werden:

- Sprungantwort des nachträglich modellierten Spannungsreglers der SM
- Verhalten der SM auf Kurzschlüsse mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten
- Erregerspannung und Erregerstrom
- Klemmenspannung und Klemmenströme an der SM
- Polradwinkel
- Worst-Case Betrachtung

Im Anschluss an die durchgeführten Versuche im Kraftwerk und Umspannwerk Rosenau werden die Messdaten ausgewertet und mit den Simulationen verglichen. Differenzen werden identifiziert und interpretiert und in einem anschließenden Parametervergleich werden Modelloptimierungen vorgenommen und festgehalten.

Das dadurch entstandene Modell wird für weitere Untersuchungen verwendet. So wird beispielsweise eine Worst-Case Betrachtung durchgeführt und das Verhalten des Spannungsreglers untersucht.

1.3 Partner, Teilnehmer und Kooperationen

Federführend für die Versuche verantwortlich sind die Firmen Austrian Power Grid AG (APG) und die Ennskraftwerke AG. Die Messungen werden von der Firma Artemes GmbH durchgeführt. Die TU Graz begleitet die Versuche aus wissenschaftlicher Sicht und steht beratend zur Verfügung. Außerdem werden Berechnungen, Simulationen und Auswertungen von der TU Graz durchgeführt. Hersteller wie zum Beispiel Siemens führen eigene Messungen durch.

2 Grundlagen

2.1 Wasserkraftwerke

In Wasserkraftwerken wird die kinetische Energie und die potentielle Energie des Wassers in mechanische Arbeit und elektrische Energie umgewandelt. Durch die folgende Formel lässt sich die Leistung eines Wasserkraftwerkes berechnen:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h \quad [2.1]$$

η	...	Wirkungsgrad	
ρ	...	Dichte	(Wasser: 1000 kg/m ³)
g	...	Erdbeschleunigung	(9,81 m/s ²)
Q	...	Wasserdurchfluss	(m ³ /s)
H	...	Nettofallhöhe	(m)

Wegen der guten Regelbarkeit von Wasserkraftwerken, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, gewinnen diese heutzutage stark an Bedeutung. Die im Rahmen der Energiewende durch Photovoltaikanlagen (PV) und Windenergieanlagen (WEA) zeitweise überschüssig erzeugte Energie wird von den Pumpspeicherkraftwerken verwendet, um Wasser in das obere Speicherbecken zu pumpen, um es bei Lastspitzen für Regelenergie wieder abzulassen.

Die von einem Wasserkraftwerk erzeugte Energie, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke, hängt stark von der Regenmenge ab. Je nach den hydrologischen und geografischen Gegebenheiten werden verschiedene Typen von Wasserkraftwerken gebaut.

2.1.1 Typen von Wasserkraftwerken

Grundsätzlich werden drei verschiedene Typen von Wasserkraftwerken unterschieden:

- Niederdruckkraftwerke (Fallhöhe < 15 m)
- Mitteldruckkraftwerke (15 m < Fallhöhe < 50 m)
- Hochdruckkraftwerke (Fallhöhe > 50 m)

Dabei werden die folgenden Bauweisen differenziert:

- Flusskraftwerke
- Ausleitungskraftwerke
- Laufwasserkraftwerke
- Stau- und Schwellenkraftwerke
- Speicherkraftwerke
 - Talsperrenkraftwerke
 - Pumpspeicherkraftwerke [3]

2.1.2 Turbinentypen

Die drei am häufigsten verwendeten Turbinen für die Energieerzeugung aus Wasserkraft sind die Francisturbine, die Kaplan turbine und die Pelton turbine. Deren Leistungsmaxima hängen von der Bauart ab, wobei deren Anwendungsbereiche von der Fallhöhe des Kraftwerkssystems abhängen, siehe Abbildung 2.1.

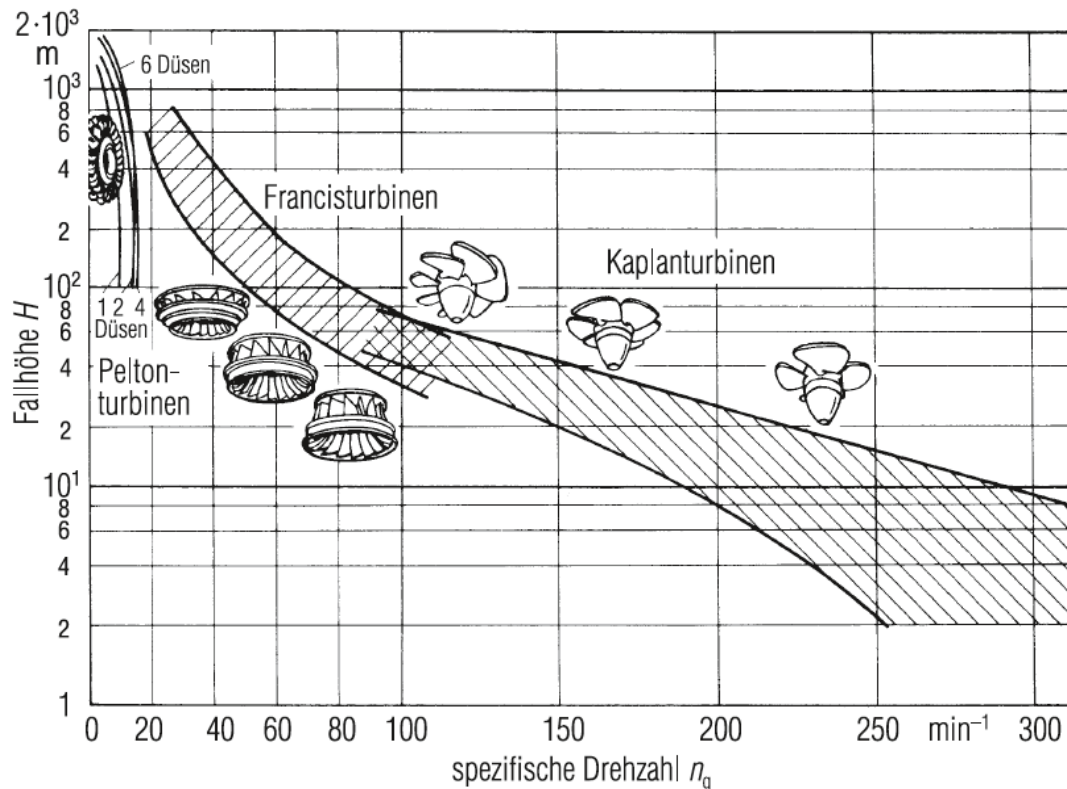


Abbildung 2.1 Wasserturbinen - Bauarten und deren Verwendung in Abhängigkeit von der Fallhöhe [4]

Für Laufwasserkraftwerke werden entsprechend obigem Diagramm also eher Kaplan-turbinen verwendet, was mit der Fallhöhe zu tun hat. Auch in Rosenau sind zwei Kaplan-turbinen verbaut. Dadurch ist auch der Drehzahlbereich vorgegeben, in dem die Maschine arbeitet und dadurch auch die Bauart des Generators (vgl. Kapitel 2.1.7).

In Pumpspeicherkraftwerken kommen eher Francisturbinen, oder bei sehr großen Fallhöhen Pelton-turbinen zum Einsatz.

Außer den drei für die Energieerzeugung typischen Turbinenarten gibt es noch Durchströmungsturbinen, Wasserkraftschnecken, DIVE-Turbinen, VLH-Turbinen und Wasserräder. All diese Turbinen sind eher für geringere Wasserdurchflussmengen geeignet und kommen daher überwiegend in Spezialanwendungen zum Einsatz.

2.1.3 Typischer Aufbau und Betriebsweise eines Laufwasserkraftwerkes

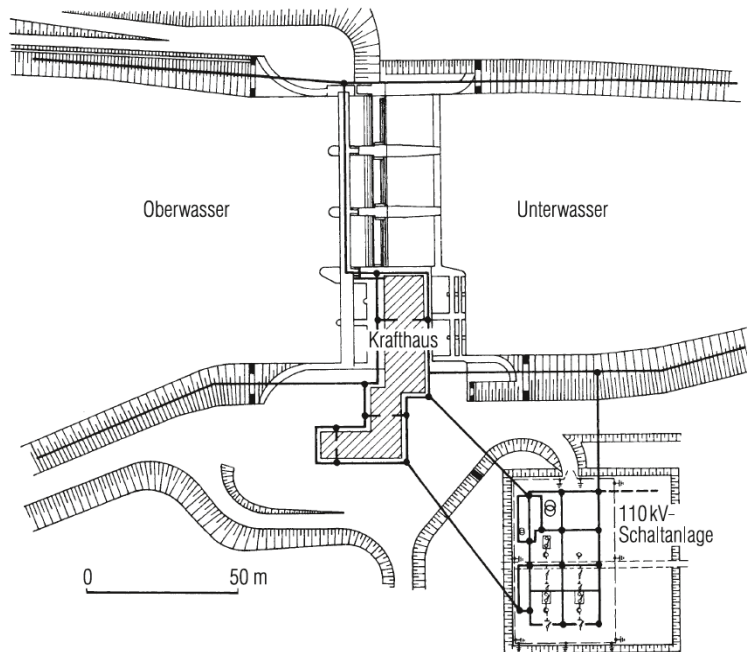


Abbildung 2.2 Lageplan eines typischen Laufwasserkraftwerkes mit drei Wehren, zwei Maschinenblöcken und einer 110-kV-Schaltanlage [4]

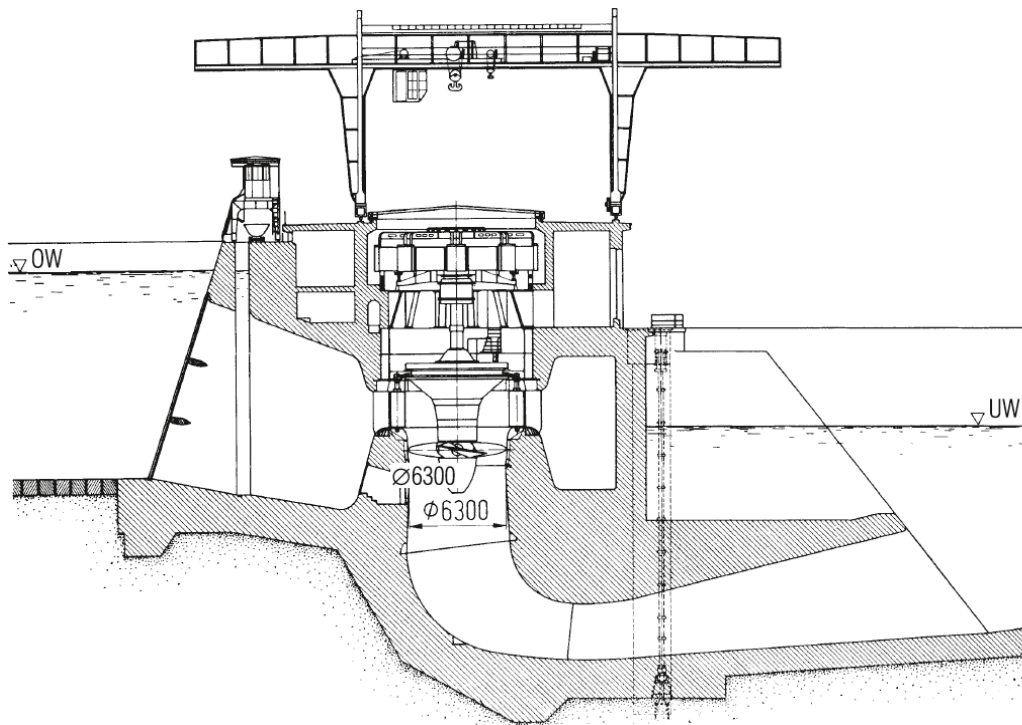


Abbildung 2.3 Schnitt durch das Maschinenhaus eines Laufwasserkraftwerkes mit Kaplan turbine und Synchronmaschine [4]

Ein typisches Laufwasserkraftwerk besteht für gewöhnlich aus mindestens zwei Wehren (Redundanz) und einem Maschinenhaus mit mindestens einem Maschinensatz. Wie bereits oben erwähnt sind Laufwasserkraftwerke normalerweise mit Kaplan-turbinen ausgestattet und die mechanische Energie der Turbine wird für gewöhnlich mit einer Synchronmaschine in elektrische Energie umgewandelt. Die Synchronmaschine läuft in Laufwasserkraftwerken normalerweise mit einer niedrigen Drehzahl von bis zu wenigen hundert Umdrehungen pro Minute und ist getriebelos aufgebaut, was bedeutet, dass diese mit hochpoligen Schenkelausführungen aufgebaut sein müssen. [5]

Je nach Wassermenge, die vom Fluss geführt wird, wird die Leistung des Laufwasserkraftwerks eingestellt. Für gewöhnlich dürfen normale Laufwasserkraftwerke nicht, oder nur sehr gering aufgestaut werden. Das bedeutet, dass sie normalerweise nicht als Regelkraftwerk dienen und sehr konstante Durchflussraten und Betriebsweisen fahren.

Angeschlossen sind Laufwasserkraftwerke für gewöhnlich an das 110-kV Verteilnetz. Wie auch in Rosenau steht neben dem Kraftwerk eine 110-kV-Anlage, über die die erzeugte Energie abgeführt wird.

2.1.4 Ein Überblick über die Kosten von Laufwasserkraftwerken

Wasserkraftwerke, wie auch alle weiteren Systeme und Betriebsmittel in der Energieversorgung, sind sehr kapitalintensiv. Die Investitionen für die Errichtung von Wasserkraftwerken sind enorm hoch und deren Nutzung für einen sehr langen Lebenszyklus vorgesehen (ca. 50 bis 100 Jahre). Der Vorteil von Wasserkraftwerken liegt dafür in den niedrigen Betriebskosten. Laufende Kosten für Betrieb, Instandhaltung und Erneuerungen sind relativ gering und Brennstoffkosten gibt es keine.

So belaufen sich die spezifischen Investitionskosten eines Laufwasserkraftwerkes auf 2000 bis 3000 €/kW. Ein Kernkraftwerk beispielsweise hat dieselben spezifischen Investitionskosten, während sich ein typisches Steinkohlekraftwerk auf 1200 €/kW beläuft. Bei den spezifischen Gesamtkosten pro erzeugte Kilowattstunde sieht es anders aus. Hier liegt ein Laufwasserkraftwerk bei 0,07 €/kWh. Ein Kernkraftwerk zum Vergleich bei 0,06 €/kWh und ein Kohlekraftwerk bei 0,06 bis 0,09 €/kWh. [5]

2.1.5 Schutz der Betriebsmittel

Aufgrund der hohen Investitionskosten sind die Betriebsmittel besonders zu schützen, um Schäden an den Anlagenteilen und damit hohe ereignisorientierte Instandhaltungskosten zu vermeiden. Insbesondere die kapitalintensiven Betriebsmittel wie Turbine und Generator spielen hier eine besondere Rolle. Ein Laufwasserkraftwerk hat eine Vielzahl verschiedener Schutzmechanismen. Die Wehre lassen beispielsweise Wasser ablaufen im Falle von Hochwasser, oder Revisionen an den Maschinensätzen. Für den mechanischen Schutz der Turbine vor Treibgut im Wasser sorgt ein Rechen vor dem Wassereinlass. Doch vor allem auch elektrische Fehler in dem Generator selbst, oder auch rückwirkende Fehler aus dem vorgelagerten Netz haben teilweise gravierende Folgen für die elektrischen Bauteile des Generators, oder das mechanische Zusammenwirken von Turbine und Generator.

Folgende Schutzgeräte gibt es grundsätzlich für den Schutz von Generatoren und kompletten Kraftwerksblöcken:

- Überstromschutz
- Distanzschutz
- Differentialschutz
- Querdifferentialschutz
- Erdschlussschutz
- Doppelerdschlussschutz
- Zweistufiger gerichteter UMZ-Schutz
- Schieflastschutz
- Unterfrequenzschutz
- Untererregungsschutz
- Spannungssteigerungsschutz
- Rückleistungsschutz
- Kraftwerksentkupplungsschutz [6]

2.1.6 Dimensionierungskriterien von Laufwasserkraftwerken

Unter der Dimensionierung von Wasserkraftwerken versteht man zunächst die mechanische Auslegung entsprechend Fallhöhe und Durchflussmenge, auf die in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen werden soll.

Des Weiteren müssen jedoch auch die elektrischen Betriebsmittel entsprechend den Gegebenheiten dimensioniert werden. So müssen beispielsweise der Generator und auch alle Verbindungselemente und Betriebsmittel zu und im Umspannwerk aus elektrischer Sicht richtig bemessen sein. Kurzschlüsse im Netz, oder sogar im Generator selbst bringen mechanische Kräfte mit sich, die das Zusammenspiel aus mechanischem Trägheitsmoment und elektrischen Strömen beanspruchen und berücksichtigt werden müssen. Die Kurzschlussfestigkeit muss also unbedingt gegeben sein. Vor allem in einem starken Umspannwerksknoten mit Kraftwerksanschluss sind hohe Kurzschlussströme zu erwarten

Für diese Dimensionierung sind korrekte Datenmodelle von großer Bedeutung. Mit diesen Modellen werden Rechnungen zu Lastflüssen, Kurzschlussströmen, Spannungshaltung und (n-1) - Sicherheit durchgeführt. Aus den Ergebnissen werden die Betriebsmittel dimensioniert und ausgewählt und die Schutztechnik parametrisiert. Korrekte Datenmodelle sind also unbedingt notwendig. Denn stimmen diese Modelle und Rechnungen nicht, besteht nicht nur Gefahr für die Betriebsmittel, sondern auch für Mensch und Umwelt.

2.1.7 Das Laufwasserkraftwerk und die Synchronmaschinen in Rosenau

Das Kraftwerk liegt an der Enns in Oberösterreich (Lahrndorfer Straße 127, 4451 Garsten).



Abbildung 2.4 Laufwasserkraftwerk Rosenau [7]

Das Laufwasserkraftwerk in Rosenau besteht aus insgesamt zwei Maschinensätzen und vier Wehren. Die Staumauer mit einer Ausbaufallhöhe von 12,6 m staut die Enns. Der Ausbaudurchfluss von $320 \text{ m}^3/\text{s}$ und die Ausbaufallhöhe sorgen für eine Engpassleistung von 34,35 MW. Das Kraftwerk hat ein Regelarbeitsvermögen von 145,5 Mio. kWh. Die Erstinbetriebnahme war 1953, wobei die Turbinen und Generatoren 1997 bis 1999 erneuert wurden mit dem Ziel der Leistungssteigerung. [7]

Die zwei Maschinensätze sind jeweils über einen 20 und 24 MVA-Blocktransformator an die 110-kV-Doppelsammelschiene in Rosenau angebunden und speisen in das Stromnetz der APG ein, vgl. Abbildung 2.5. Die Maschinensätze bestehen aus Kaplan-turbinen mit Synchrongeneratoren.

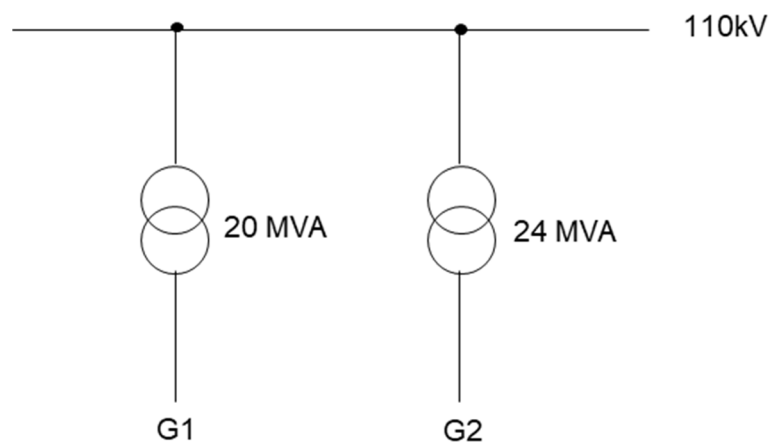


Abbildung 2.5 Übersichtsplan Netzanschluss Rosenau (stark vereinfacht)

2.2 Synchronmaschinen

Synchronmaschinen (SM) bieten im Vergleich zu Asynchronmaschinen (AM) den Vorteil, dass sie in ihrem Stabilitätsbereich nahezu beliebig geregelt werden und Blindleistung liefern, bzw. aufnehmen können. In Großkraftwerken werden deshalb gerne SM eingesetzt, während in Kleinkraftwerken häufig AS zum Einsatz kommen. Die Steuerung, Regelung und Stabilität eines Energieversorgungsnetzes hängt insbesondere von den im Netz befindlichen SM ab. Das stationäre und dynamische Verhalten von vielen SM (inkl. komplettem Maschinensatz) im Netzverbund spielt also eine wesentliche Rolle für die Stabilität des Netzes und somit die Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität des Endkunden. [8] Wirkungsgrade von Synchronmaschinen liegen bei bis zu 99 %.

2.2.1 Grundsätzlicher Aufbau einer Synchronmaschine

Grundsätzlich lassen sich SM als Motor, bzw. Generator betreiben. Der Name Synchronmaschine kommt von der Eigenschaft, dass sich der Rotor mit derselben Frequenz wie die elektrische Frequenz des Netzes dreht, also synchron läuft. Ausnahme wäre ein Betrieb an einem Frequenzumrichter. Diese Eigenschaft macht es unter Anderem notwendig, dass die SM vor der Kopplung mit dem Netz auf Synchronizität überprüft werden muss.

Grundsätzlich wird zwischen Außen- und Innenpolmaschinen, sowie Vollpol- und Schenkelpolmaschinen unterschieden. Gemeinsam haben sie, dass es jeweils einen Rotor und einen Stator gibt. Große SM werden normalerweise fremderregt betrieben, da Permanentmagnete in den Größenordnungen sehr teuer sind und die Blindleistungsregelung durch fremderregte SM wichtig ist für die Spannungsqualität in den Netzen. Die Erregerwicklungen werden mit Gleichstrom gespeist, um das für die Stromerzeugung notwendige magnetische Feld zu erzeugen. Bei dreipoligen Maschinen sind die Drehstromwicklungen um 120° zueinander versetzt angeordnet. Die Wicklungen sind um Eisenbleche gewickelt, um den magnetischen Fluss in der Maschine zu leiten (Permeabilität μ_r).

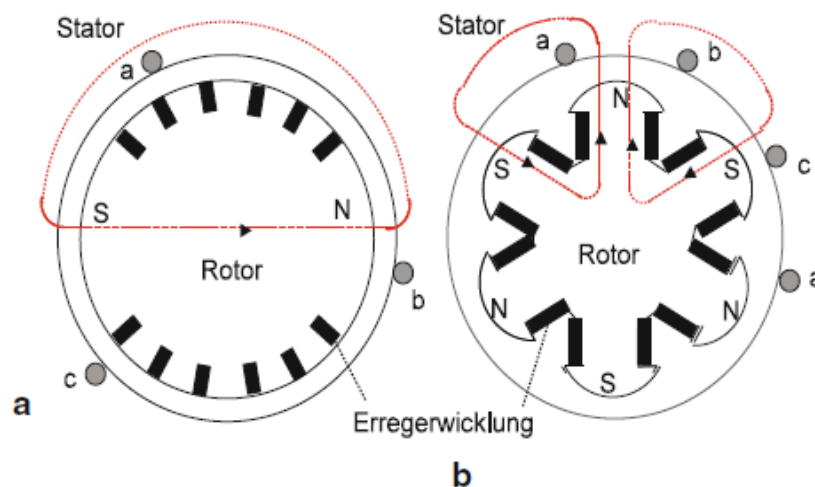


Abbildung 2.6 Grundsätzlicher schematischer Aufbau einer SM (Rotorquerschnitt); links eine 2-polige Vollpolmaschine; rechts eine 6-polige Schenkelpolmaschine [8]

Vollpolmaschine:

Üblicherweise mit ein oder zwei Polpaaren ausgeführt, wodurch die Betriebsdrehzahl am Energieübertragungsnetz 3000, bzw. 1500 U/min beträgt. Eingesetzt wird die Vollpolmaschine hauptsächlich in thermischen Kraftwerken, wegen der hohen Drehzahlen und den daraus resultierenden hohen Fliehkräften. Durch den Vollpol erreicht man einen konstanten Luftspalt. Vollpolmaschinen werden auch Turbogeneratoren genannt.

Schenkelpolmaschine:

Werden üblicherweise mit einer Polpaarzahl von drei oder mehr gebaut. Bei Netzbetrieb entspricht dies einer Drehzahl von <1000 U/min, was für den Einsatz bei Wasserturbinen beispielsweise ideal ist. Durch die Schenkelpole ist der Luftspalt wegen der Pollücke nicht konstant. Wie aus Abbildung 2.6 ersichtlich besitzen Schenkelpolmaschinen denselben Ständeraufbau wie Vollpolmaschinen, mit dem Unterschied, dass die Schenkelpolmaschine ausgeprägte Einzelpole zur Erzeugung des Gleichfeldes besitzt. Die Polschuhe an den einzelnen Schenkeln sind grundsätzlich so ausgeführt, dass das von der Erregerwicklung erzeugte Feld eine möglichst sinusförmige Feldverteilung mit sich bringt.

2.2.2 Polradwinkel und Kreisfrequenz

Im Normalbetrieb drehen sich alle Synchronmaschinen mit Anbindung an das europäische Verbundnetz mit derselben Drehzahl. Dies entspricht einer Frequenz von 50 Hz, bzw. 3000 U/min. In Bezug auf SM wird zwischen elektrischer und mechanischer Kreisfrequenz unterschieden. Folgende Formeln sind wichtig für deren Beziehung.

Mechanische Kreisfrequenz:

$$\omega_m = \frac{2\pi n}{60} \quad [2.2]$$

Elektrische Kreisfrequenz:

$$\omega_e = 2\pi f = p\omega_m \quad [2.3]$$

ω_m	...	Mechanische Kreisfrequenz	
n	...	Drehzahl	(in U/min)
ω_e	...	Elektrische Kreisfrequenz	
f	...	Frequenz	(1/s)
p	...	Polpaarzahl	

Je nach entnommener oder zugeführter mechanischer Leistung ändert sich der Polradwinkel. Der Polradwinkel ist der Winkel zwischen elektrischem Drehfeld und Rotor in der SM. Eilt der Rotor dem elektrischen Drehfeld vor, befindet sich die SM im generatorbetrieb, da mechanische Energie dem System zugeführt wird. Eilt der Rotor dem elektrischen Drehfeld nach, befindet sich die SM im Motorbetrieb, da dem System mechanische Energie entzogen wird. Aus diesen Grund nennt man den Polradwinkel auch Lastwinkel. Für einen stabilen Betrieb der SM ist es wichtig, dass der Polradwinkel 90° nicht überschreitet. Dieses Punkt wird auch Kippmoment genannt. Wird die Maschine durch die Überschreitung des Kippmomentes instabil muss diese abgeschaltet werden, da ansonsten die Gefahr besteht, dass die Maschine beschleunigt, bzw. große Rüttelmomente erfährt, was zur Beschädigung, oder Zerstörung der

Maschine führen kann. Der Polradwinkel wird maßgeblich von der Leistungsregelung, also dem Turbinenregler, aber auch vom Leistungswinkel der Maschine im jeweiligen Betriebsfall beeinflusst.

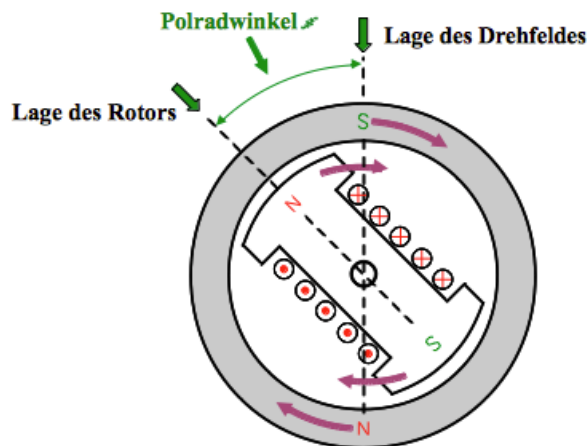


Abbildung 2.7 Polradwinkel einer SM unter Belastung (schematische Darstellung) [9]

2.2.3 Back-swing Effekt

Im Falle eines Kurzschlusses im Netz gibt es, neben dem Trägheitsmoment der Maschine, im Wesentlichen zwei Effekte, die die Drehgeschwindigkeit und somit den Polradwinkel der Maschine beeinflussen. Der Spannungseinbruch im Falle eines Kurzschlusses führt zu einer verminderten Leistungsabgabe während die mechanische Leistungszufuhr konstant bleibt, was zu einer Beschleunigung der Maschinenwelle führt. Auf der anderen Seite kann sich der verkettete Fluss (ψ_d und ψ_q) nicht sprunghaft ändern. Der mit den kurzgeschlossenen Wicklungen verkettete Fluss bleibt im ersten Augenblick unverändert. Die induzierten Rotorströme verursachen Rotorverluste, welche zusammen mit den Ständerverlusten ein bremsendes Moment verursachen. Diese beiden Momente (beschleunigend und abbremmend) wirken einander entgegen, wodurch sich der Polradwinkel der Maschine im Betrieb ändert [10]. Zunächst wird also die Maschine kurz beschleunigt und der Polradwinkel verringert sich leicht, bevor diese dann abgebremst wird und sich der Polradwinkel vergrößert. Bei langanhaltenden Kurzschlüssen spielt das Verhalten des Spannungsreglers ebenfalls eine große Rolle.

Ein Diagramm dazu folgt in einem späteren Kapitel mit einem konkreten Beispiel aus den Simulations- und Messergebnissen.

2.2.4 Spannungsregelung und Erregung von fremderregten Synchronmaschinen

Sprunghafte Änderungen von zugeführter mechanischer Energie, bzw. elektrisch abgeführter Energie in Form von Kurzschlussströmen, Anlaufströmen, oder Blindleistungsaufnahmen bei Synchrongeneratoren führen zu einem Anstieg, bzw. Abstieg der Klemmenspannung. Dies muss schnellstmöglich durch Nachregeln der Erregerspannung und des Erregerstromes ausgeglichen werden, um die Spannungsqualität für den Endkunden aufrecht zu erhalten und die Netzstabilität zu gewährleisten.

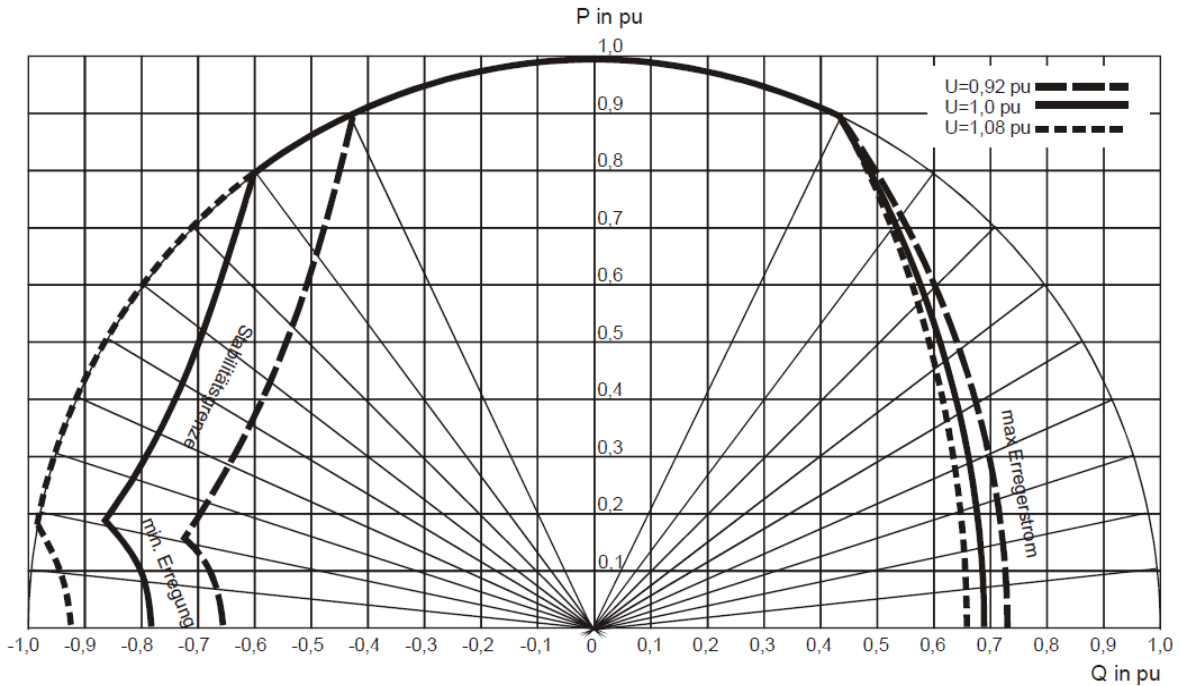


Abbildung 2.8 Betriebsbereich der Synchronmaschine [11]

Die typische Spannungsregelung bei SM läuft über die Erregerwicklung und die daraus resultierende Blindleistungsregelung. Bricht die Klemmenspannung an der SM ein bildet der Regler die Differenz zwischen Soll- und Ist-Wert und stellt die Gleichspannung und somit den Gleichstrom der Erregerstromquelle entsprechend nach. Abbildung 2.8 zeigt den Betriebsbereich der SM mit entsprechenden Stabilitätsgrenzen, in der die Regelung den Erregerstrom und damit den Arbeitspunkt der Maschine einstellen kann. Die Turbinenregelung, bzw. Leistungsregelung definiert die Wirkleistung P und die Spannungsregelung die Blindleistung Q .

Erregermaschine: Die Erregermaschine bezieht die Leistung direkt von der Turbine. Eine Hilfserregermaschine speist Energie auf die Haupterregermaschine. Rotierende Gleichrichter erzeugen den notwendigen Gleichstrom für die Erregung des Generators. Ansonsten kann auch mit Stromrichtern erregt werden. Durch den Einsatz von Stromrichtern werden die Zeitkonstanten des Regelkreises deutlich kleiner. Bei sehr großen Generatoren beträgt der Erregerstrom teilweise bis zu 10 kA.

2.2.5 Betriebsverhalten von Synchronmaschinen in Energieversorgungsnetzen

Alle Kraftwerke im Netz und somit deren Maschinen werden geregelt mit dem Ziel, dem Verbraucher zuverlässige Energie mit hoher Spannungsqualität zu liefern. Aus diesem Grund muss die Erzeugung immer an Lasten angepasst, die Spannungsqualität auf hohem Niveau gehalten, Verluste geringgehalten und die Belastbarkeit der Betriebsmittel berücksichtigt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, spricht man in Kraftwerken von Wirkleistungs-Frequenz-Regelung (Turbinenregler) und Blindleistungs-Spannungs-Regelung (Erregung des Generators) [11].

Der Polradwinkel hängt von dem Verhältnis aus mechanischem und elektrischem Moment ab. Jede Änderung dieses Verhältnisses führt zu einem Verlassen eines stationären Zustandes und endet in einem neuen stationären Zustand. Durch Netzfehler kann der Zustand der Maschine auch instabil werden, denn der Turbinenregler, bzw. die Turbine kann nur begrenzte mechanische Leistung auf den Generator übertragen. Der Polradwinkel nähert sich, im Falle einer zu großen Kurzschlussleistung, dem Kippmoment an und die SM fällt außer Tritt, bzw. schlupft. [5]

Eine Zustandsänderung bringt meistens ein Pendeln mit sich, welches idealerweise abklingt. Eine große Zustandsänderung allerdings kann durchaus zu einem sich aufschaukelnden Pendelvorgang von Trägheitsmoment und Regelung führen und die Maschine wird instabil. Aus diesem Grund sind genaue Kenntnisse über das Betriebsverhalten von Synchronmaschinen im Normalbetrieb, aber vor allem auch im Fehlerfall von enormer Bedeutung.

2.3 Kurzschluss

Bei Kurzschlüssen im Allgemeinen sind zum einen die Stromstärken und der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstromes und zum anderen die daraus resultierenden mechanischen Kräfte von besonderem Interesse. Die maximalen Stromstärken sind für die Dimensionierung der Betriebsmittel aus elektrischer und mechanischer Sicht von Bedeutung, während die zeitlichen Verläufe und die daraus resultierende Dynamik insbesondere auch für die Konstruktion der Maschine, hier der SM, von Bedeutung sind.

2.3.1 Allgemeine Differenzierung von Kurzschlüssen

Ein Kurzschluss wird folgendermaßen definiert: Ein spannungsführender Leiter ist mit mindestens einem weiteren Leiter niederohmig verbunden. Die niederohmige Verbindung kann eine direkte Verbindung der Leiter sein, oder auch ein Lichtbogen, der durch einen temporären Gegenstand, oder eine Überspannung, gezündet wurde.

Grundsätzlich werden Fehler unterschieden zwischen Erdschluss, zweipoligem Kurzschluss (mit, oder ohne Erdberührung), und dreipoligem Kurzschluss. Bei einem dreipoligen Kurzschluss treten stets die größten Kurzschlussströme auf, weshalb dieser als Dimensionierungskriterium dient für die Maschinen und Betriebsmittel im Netz. Aus diesem Grund wird hier nur auf den dreipoligen Kurzschluss eingegangen.

Zusätzlich wird zwischen generatornahen und generatorfernen Fehlern im Netz unterschieden. Der einfachere Fall ist der generatorferne Kurzschluss. Als generatorfern wird ein Kurzschluss bezeichnet, wenn die Amplituden, bzw. Effektivwerte des Kurzschlussstromes bereits unmittelbar nach dem Eintritt des Kurzschlusses quasi zeitunabhängig sind ($I_k = I_k''$) [5]. Die geschieht, wenn die Impedanz zwischen Generator (beispielsweise SM) und Fehlerstelle groß genug ist.

2.3.2 Verhalten von Synchronmaschinen bei dreipoligen Kurzschlüssen

Werden bei einer in Betrieb befindlichen SM die Klemmen kurzgeschlossen treten sehr hohe Kurzschlussströme auf. Diese Ströme setzen sich zusammen aus einem Wechselstromanteil und einem Gleichstromanteil. Der Gleichstromanteil ist abhängig von dem Schaltzeitpunkt des Kurzschlusses. Die Kurzschlussströme betragen häufig den 10- bis 20-fachen Wert des Nennstromes und führen nicht nur thermisch zu hohen Belastungen in der Maschine, sondern vor allem auch mechanisch.

Der Gleichstromanteil kommt physikalisch daher, dass sich die vorhandene Feldverteilung im Kurzschlussfall nicht plötzlich ändern kann und somit auch über den Kurzschlusseintritt hinaus erhalten bleibt. Der maximale Gleichstrom ist somit höchstens so groß wie die auftretende Wechselstromamplitude. Aufgrund der Phasenverschiebung um 120° kann nur eine Phase den maximalen Kurzschlussstrom erreichen. Das Gleichstromglied klingt mit der Zeit ab und es bleibt der Wechselkurzschlussstrom. Das Gleichstromglied ist stets dann am höchsten, wenn der Kurzschluss im Spannungsnulldurchgang geschaltet wird.

Ein Diagramm des transienten Verlaufs der Kurzschlussströme ist in Abbildung 2.9 zu sehen.

2.3.3 Berechnung von Kurzschlussströmen bei Synchronmaschinen

Kurzschlussströme von SMn können mit folgender Formel transient berechnet werden. Die Formeln gilt für eine SM mit Dämpferwicklung, eine eventuelle Unsymmetrie, d.h. subtransiente Parameter, und eine einachsige Erregerwicklung.

$$\begin{aligned}
 i_{sa} = & \frac{U_S}{X_d} \cdot \cos(\omega_1 \cdot t + \alpha) + U_S \cdot \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T_d''}} \cdot \cos(\omega_1 \cdot t + \alpha) + U_S \cdot \\
 & \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T_d'}} \cdot \cos(\omega_1 \cdot t + \alpha) - \frac{U_S}{2} \cdot \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T_s'}} \cdot \cos(\alpha) - \frac{U_S}{2} \cdot \\
 & \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T_s''}} \cdot \cos(2 \cdot \omega_1 \cdot t + \alpha) \quad [12]
 \end{aligned} \quad [2.4]$$

i_{sa}	...	Gesamtstrom in Phase a
U_S	...	Leerlaufspannung Ständerklemmen
X_d	...	Reaktanz
X_d'	...	Transiente Reaktanz
X_d''	...	Subtransiente Reaktanz
ω	...	Kreisfrequenz
T_d'	...	Transiente Kurzschlusszeitkonstante (Läufer)
T_d''	...	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante (Läufer)
T_s'	...	Transiente Kurzschlusszeitkonstante (Ständer)
T_s''	...	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante (Ständer)
α	...	Schaltwinkel

Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' im Netz hingegen lässt sich laut DIN EN 60909-0 (VDE 0102) auch folgendermaßen berechnen, wobei hier nur der Zeitpunkt $t = 0$ berücksichtigt wird [13].

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad [2.5]$$

mit

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad [2.6]$$

I_k''	...	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom (Effektivwert)
$c \cdot U_n$...	Ersatzspannungsquelle
c	...	Spannungsfaktor (hier $c = 1,1$)
Z_k	...	Kurzschlussimpedanz

Der Gleichstromanteil setzt sich laut Norm folgendermaßen zusammen [13].

$$i_{DC} = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot e^{-2\pi \cdot f \cdot t \cdot \frac{R}{X}} \quad [2.7]$$

- I_k'' ... Anfangs-Kurzschlusswechselstrom (Effektivwert)
- f ... Nennfrequenz
- t ... Zeit

Der dreipolige Dauerkurzschlussstrom I_k wird laut Norm folgendermaßen berechnet, wobei die Berechnung ungenauer ist, als die Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstromes [13]. Denn bei generatornahen Kurzschlüssen hängt dieser signifikant vom jeweiligen Erregersystem und dessen Spannungsregelung ab. Für den maximalen Dauerkurzschlussstrom I_{kmax} wird die maximale Erregung des Synchrongenerators angenommen.

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{rG} \quad [2.8]$$

- I_{kmax} ... Maximaler Dauerkurzschlussstrom
- λ_{max} ... Faktor (entsprechend Norm, vgl. Anhang Abbildung 0.1)
- I_{rG} ... Bemessungsstrom des Generators

Unter Verwendung von Formel [2.4] lassen sich beispielsweise die folgenden Verläufe von Kurzschlussströmen berechnen, hier Phase a, b und c einer SM. Die gemessenen Werte sehen den Errechneten sehr identisch. Die Diagramme gelten für einen Kurzschluss an den Klemmen der Maschine.

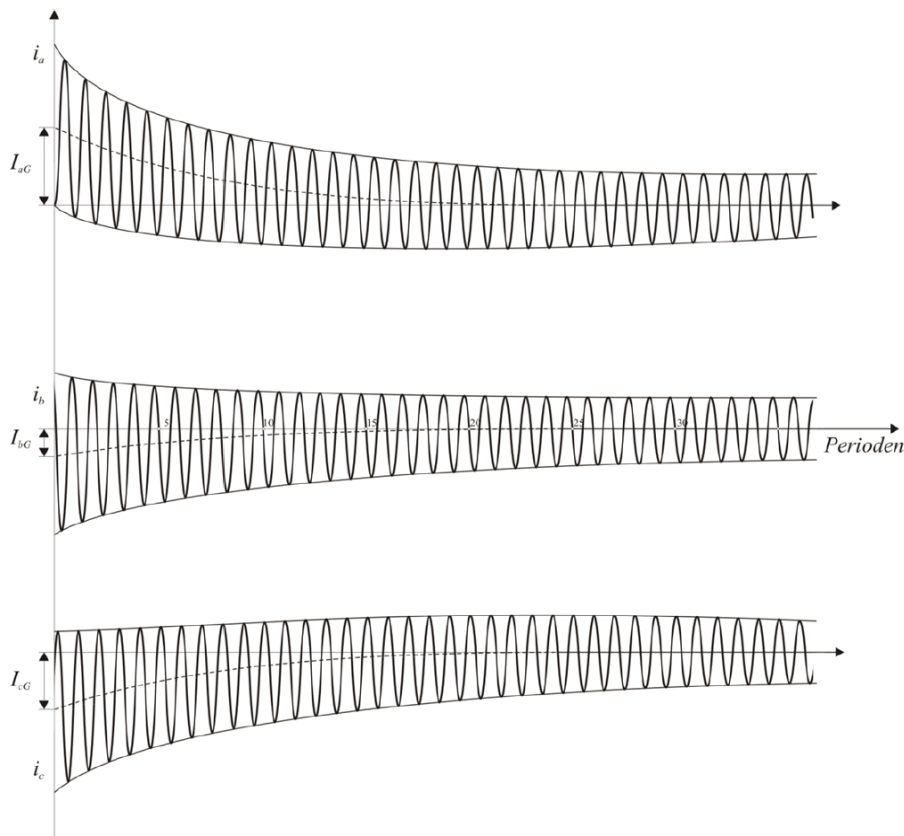


Abbildung 2.9 Kurzschlussströme der SM (drei Phasen) [12]

Abbildung 2.9 zeigt deutlich die verschieden stark ausgeprägten Gleichstromanteile im Verlauf der Kurzschlussströme der einzelnen Phasen. Maximal eine Phase kann den maximalen Kurzschlussstrom erreichen, hier ganz oben Phase a. Und zwar nur dann, wenn der Kurzschluss im Spannungsnulldurchgang geschaltet wird, wodurch der Kurzschlussstrom dem doppelten Anfangskurzschlusswechselstrom entspricht.

2.3.4 Auswirkungen von dreipoligen Kurzschlüssen auf Synchronmaschinen

Im Kurzschlussfall treten hohe Kurzschlussströme in der Maschine auf, insbesondere bei einem generatornahen Kurzschluss, da keine Impedanz dämpfend entgegenwirkt. Hohe Stromstärken führen zu hohen mechanischen Kräften, die insbesondere die Wickelköpfe stark belasten. Diese Ströme führen außerdem dazu, dass sich die Maschine erwärmt und dadurch thermisch beansprucht wird. Zusätzlich wird dem System aus Turbine und Generator (abhängig vom jeweiligen Spannungseinbruch) mehr Energie entzogen, was zu einer Polradwinkeländerung und meist einem Pendelvorgang führt. Es besteht die Gefahr, dass das Kippmoment erreicht wird und die Maschine schlupft. Um dies zu vermeiden müssen anhaltende Netzfehler schnellstmöglich aus dem Netz geschaltet werden, bevor der Maschinenschutz die SM aus dem Netz schaltet, denn dies hätte deutlich größere Auswirkungen auf die Netzstabilität und die Versorgung der Kunden. Aus diesem Grund ist es von elementarer Bedeutung genaue Kenntnisse über das Verhalten der Synchronmaschinen und das Zusammenspiel mit dem vorgelagerten Netz zu erhalten.

2.4 Das Per-Unit-System

Insbesondere für die Implementierung des Spannungsreglers und die Arbeit mit DigSILENT PowerFactory im Rahmen dieser Arbeit ist die Kenntnis über und die Verwendung von dem Per-Unit-System unabdingbar. Das Per-Unit-System wird in der Energietechnik (Drehstromsysteme) häufig für Rechnungen verwendet, wodurch sich einige Vereinfachungen ergeben. Durch den Bezug auf die (im Normalfall) jeweilige Spannungsebene, entfallen Umrechnungen bei Transformatoren. Außerdem sind Per-Unit-Werte einfacher einzuordnen, was deren Größenordnungen angeht, und leichter zu vergleichen.

Dabei werden Spannungen auf die Nennspannung der jeweiligen Netzebene bezogen und Leistungen auf die jeweilige Nennleistung des Betriebsmittels. Bei mehreren Betriebsmitteln mit unterschiedlichen Leistungen, werden diese auf eine Bezugsleistung bezogen (üblich: $S_b = 100 \text{ MVA}$). Daraus ergeben sich dann auch die jeweiligen Bezugswerte für die Ströme und Impedanzen [11].

$$U_{pu} = \frac{U}{U_b} \quad [2.9]$$

$$P, Q, S_{pu} = \frac{P, Q, S}{S_b} \quad [2.10]$$

$$I_{pu} = \frac{I}{I_b} = \frac{I}{\frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b}} \quad [2.11]$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_b} = \frac{Z}{\frac{U_b}{\sqrt{3} \cdot I_b}} = \frac{Z}{\frac{U_b^2}{S_b}} \quad [2.12]$$

Zu erwähnen bleibt folgendes:

- Die Erregerspannung ist bezogen auf die Leerläufererregerspannung
- Der Erregerstrom ist bezogen auf den Leerläufererregerstrom
- Die Frequenz ist bezogen auf die Nennfrequenz

3 Simulationsmodell

Um die Auswirkungen von Kurzschlüssen auf die Maschinen abschätzen und Schäden an den Betriebsmitteln ausschließen zu können, wurden sämtliche Versuche vorab simuliert. Betrachtet wurden insbesondere der Polradwinkel, die Erregerspannung, der Erregerstrom, die Klemmenspannung und der Strom an der Maschine.

In dieser Arbeit sollen nun jedoch die realen Versuche (vgl. nachfolgendes Kapitel) mit den äquivalenten Simulationen verglichen werden. Das Simulationsmodell wird also verwendet, um genau die durchgeführten Versuche zu simulieren und die Ergebnisse im Anschluss (vgl. Kapitel 7) zu vergleichen. Als Simulationssoftware wird DlgSILENT PowerFactory 2019 verwendet.

Da vor den Versuchen nicht klar war, unter welchen Vorlastbedingungen die Versuche durchgeführt werden, stimmen die vorab durchgeführten Simulation nicht genau überein, denn Versuchsdauer, Vorbelastung und Leistungswinkel der SM weichen leicht ab. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten werden die Simulationen erneut durchgeführt. Angepasst wurden folgende Parameter und Anordnungen im Modell:

- Die Kurzschlussdauer wird für die jeweilige Simulation an die Kurzschlussdauer des entsprechenden Versuchs angepasst, sprich 0,1 s und 0,48 s. Dies ergab eine Auswertung der Spannungsverläufe der Messungen.
- Die Vorbelastungen und Leistungswinkel der SM werden ebenfalls den jeweiligen Versuchsparameter angepasst, sprich Halblast und Vollast jeweils mit $\cos \varphi = 1$ und $\cos \varphi = 0,9$ untererregt
- Am Reglermodell werden Anpassungen vorgenommen, um das Schwingungsverhalten zu verbessern.

Nachfolgende Tabelle zeigt das Datenblatt von der Ennskraftwerke AG mit den wichtigsten Daten von dem gesamten Kraftwerk, den Blockgeneratoren und den Blocktransformatoren.

KRAFTWERKS - DATEN			
ROSENAU			
Kraftwerk (Summe)	Blockanzahl	2	
	Generatoranzahl	2	
	Transformatoranzahl	2	
	Kraftwerkstyp	Laufkraft / Schwellbetrieb	
	Scheinleistung (MVA)	40	
	Engpaßleistung (MW)		
	Eigenbedarf (MW)	0,2	
	Pumpleistung (MW)		
	Turbinenleistung (MW)		
	OS-Blindleistung (MVar)		
	Betreiber	Ennskraft	
Fremdeinspeisung (MVA)	82		
Block(Ersatz)generator	Generatoranzahl	1	
	Scheinleistung (MVA)	18 +10%	
	n (1/min)	125	
	GD ² Tur (tm ²)		
	GD ² Gen (tm ²)		
	GD ² Tur+Gen (tm ²)	2520?	
	T _m (sek)	7,3?	
Blocktransformator 1	SrT (MVA)	20 +10%	
	UrTUS (kV)	6,3	
	UrTOS (kV)	116	
	uk (%)	11,77	
	VCu (kW)	36,5	
	Verstelltyp	Umsteller	
	pT (%)	±5	
	Stufenanzahl	±1	
	Schaltgruppe	Y(N)d5	
	Z ₀ (Ω)	71,2Ω/Phase	
Blocktransformator 2	SrT (MVA)	24	
	UrTUS (kV)	6,3	
	UrTOS (kV)	120	
	uk (%)	12,13	
	VCu (kW)	108,1	
	Verstelltyp	Umsteller	
	pT (%)	±5	
	Stufenanzahl	±1	
	Schaltgruppe	Yd5	
	Z ₀ (Ω)		
Generator	SrG (MVA)	18+10% _{nachB} /+10% _{nachF}	
	cosφ _{prG} (MW/MVA)	0,8	
	PrG (MW)	17,6	
	QrG (MVar)	13,20	
	UrG (kV)	6,3	
	pG (%)	-5%/+10%	
	Reglertyp (I E C)	AC	
	Ra (Ω)	0,226/20°C	
	ra (%)		
	Xσa (%)		
	XσfDd (%)		
	XσDDq (%)		
	Xdsat (%)	129	
	Xd (%)	139	
	Xd'sat (%)	36	
	Xd' (%)	38	
	Xd''sat (%)	23	
	Xd'' (%)	28	
	Xqsat (%)	80	
	Xq (%)	85	
Xq'sat (%)			
Xq' (%)			
Xq''sat (%)	29		
Xq'' (%)	31		
Ta (sek)	0,13		
Td' (sek)			
Td'' (sek)			
Tq' (sek)			
Tq'' (sek)			
Td0' (sek)	4		
Td0'' (sek)	0,05		
Tq0' (sek)			
Tq0'' (sek)	0,14		
Erregermaschine	Nennleistung	140 kW / 146 kVA	
	Nennspannung	220VDC / 170 VAC	
	Nennstrom	635 ADC / 495 AAC	
	Nennfrequenz	20,83 Hz	
	Stoß 1,8-fach	1100 A / 380 V	
	Nennerregung	22 A / 180 V	
	Stoßerregung 1,8-fach	42 A / 340 V	
	Feldwiderstand	6,3 Q / 8,2	

Abbildung 3.1 Datenblatt Kraftwerk Rosenau – Synchrongeneratoren, Blocktransformator 1 + 2, Erregermaschine

Die Reaktanzen X_d , X_d' und X_d'' der beiden Synchronmaschinen sind mit Toleranzen von +15 bis -15 % angegeben (vgl. Abbildung 3.2). Dies ist Relevant für die Vergleichbarkeit von Simulation und Messung (vgl. Kapitel 7).

10. Reaktanzen und Zeitkonstanten

Für die anzugebenden Daten gelten die Begriffsbestimmungen nach ÖVE M10 bzw. VDE 0530, Teil 4. Die Reaktanzen und Zeitkonstanten sind entsprechend der Toleranzen einzuhalten.

Reaktanzen und Zeitkonstanten

Pos.	Technische Daten	Wert	Einheit	Toleranz	Anmerkung
1	synchrone Längsreaktanz	128 129	% gesättigt	10 %	<1,3 % p.u
2		139	% ungesättigt	± 15 %	
3	synchrone Querreaktanz	80	% gesättigt	± 15 %	
4		85	% ungesättigt	± 15 %	
5	transiente Längsreaktanz	36	% gesättigt	± 15 %	
6		38	% ungesättigt	± 15 %	mögl. klein
7	transiente Querreaktanz		% gesättigt	± 15 %	
8			% ungesättigt	± 15 %	mögl. klein
9	subtransiente Längsreaktanz	23	% gesättigt	± 15 %	
10		28	% ungesättigt	± 15 %	
11	subtransiente Querreaktanz	29	% gesättigt	± 15 %	
12		31	% ungesättigt	± 15 %	
13	transiente Längs-LL-Zeitkonst.	4	sec		
14	transiente Quer-LL-Zeitkonst.		sec		
15	subtrans. Längs-LL-Zeitkonst.	0,05	sec		
16	subtransiente Quer-LL-Zeitkonst.	0,14	sec		
17	Trägheitskonstante		sec		
18	Anker-Kurzschlußzeitkonstante	0,13	sec		
19	Therm. Zeitkonst. d. Ständerw.	700	sec.		
20	inverse Reaktanz	28	%		
21	inverser Widerstand	3,4	%		
22	Nullreaktanz	14	%		
23	Nullwiderstand	1,85	%		
24	Potierreaktanz	31	%		
25	Streureaktanz der Ständerwickl.	20	%		
26	Streureaktanz der Läuferwickl.		%		
27	Streureaktanz der Dämpferwickl.		längs/quer %		

Kurzschlußdaten

Pos.	Technische Daten	Wert	Einheit	Anmerkung
28	Leerlauf-Kurzschlußverhältnis	77	%	gesättigt
29		72	%	ungesättigt
30	Nennkurzschlußverhältnis	1,66		
31	Ik" bei LL-Erregung	18,3	kA	(Scheitelwert)
32	Ik' bei LL-Erregung	4,6	kA	(Effektivwert)
33	Ik bei LL-Erregung	1,2	kA	(Effektivwert)
34	Ik bei Nennerregung	2,7	kA	(Effektivwert)
35	Ik bei UN, SN, CosPhi=1,0	2,0	kA	(Effektivwert)

Abbildung 3.2 Ausschnitt aus dem Inbetriebnahme Protokoll der SM

3.1 Allgemeiner Aufbau des Simulationsmodells

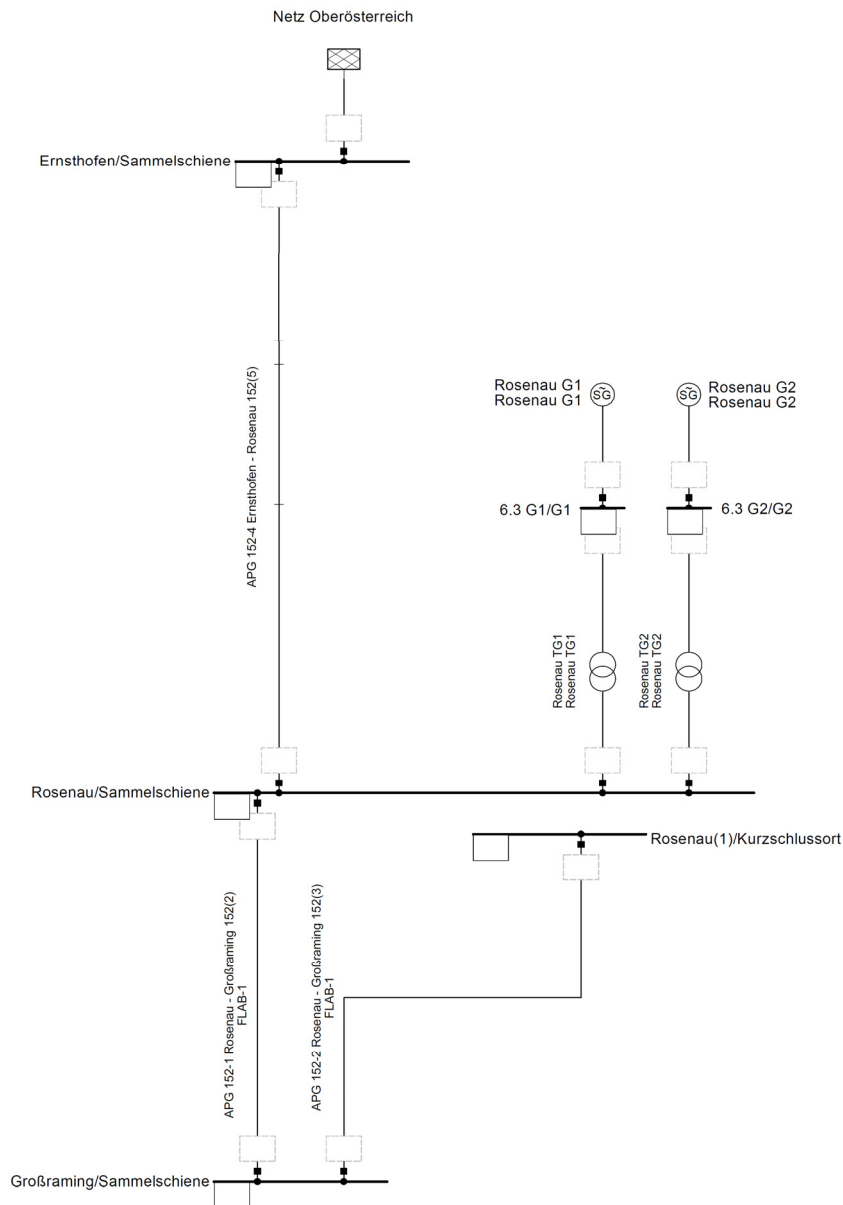


Abbildung 3.3 Simulationsmodell in DlgSILENT PowerFactory

Das Simulationsmodell, wie in Abbildung 3.3 zu sehen, ist vereinfacht im Vergleich zum gesamten Netzmodell der APG, da die Rechenzeiten ansonsten zu groß wären. Das vorgelagerte Netz ist hier in dem Netzknoten in Ernsthofen zusammengefasst. Kurzschlussleistung und Spannung stimmen überein. Ansonsten ist das Simulationsmodell dem Versuchsaufbau nachgebildet und entspricht dem Schaltzustand der Versuche. Sämtliche Betriebsmittel und Leitungssysteme und deren Parameter im Simulationsmodell entsprechen denen der Versuchsanordnung.

3.2 Spannungsregler – Implementierung

Für die transiente Rechnung und Simulation wird ein Spannungsregler benötigt. Der Regler in PowerFactory muss erst erstellt und parametrieren werden. Es wird ein EXAC1 Regler entsprechen IEEE Standard verwendet, der die Erregerspannung und damit den Erregerstrom vorgibt. Folgende Reglerparameter werden dafür in PowerFactory hinterlegt.

Tabelle 3.1 IEEE EXAC1 Regler – Parameter in PowerFactory

Name	Wert	Einheit	Beschreibung
Tr	0,01	[s]	Measurement Delay
Tb	0,00	[s]	Filter Delay Time
Tc	0,00	[s]	Filter Derivative Time Constant
Ka	300,00	[pu]	Controller Gain
Ta	0,70	[s]	Controller Time Constant
Te	0,10	[s]	Exciter Time Constant
Kf	0,05	[pu]	Stabilization Path Gain
Tf	0,77	[s]	Stabilization Path Delay Time
Kc	0,10	[pu]	Rectifier regulation constant
Kd	1,20	[pu]	Exciter Armature reaction Factor
E1	2,00	[pu]	Saturation Factor 1
Se1	2,00	[pu]	Saturation Factor 2
E2	12,40	[pu]	Saturation Factor 3
Se2	1,9737	[pu]	Saturation Factor 4
Ke	1,00	[pu]	Exciter Constant
Vrmin	-10,00	[pu]	Controller Minimum Output
Vrmax	10,00	[pu]	Controller Maximum Output

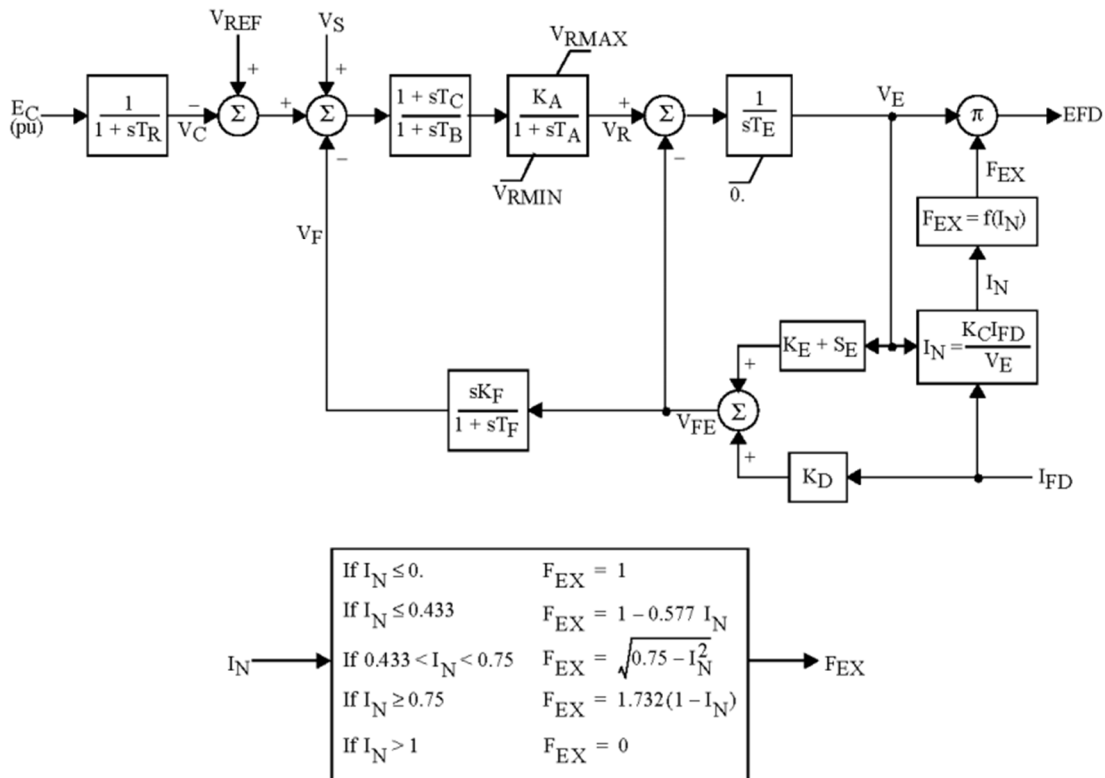


Abbildung 3.4 Blockdiagramm IEEE EXAC1 [14]

Abbildung 3.4 zeigt das in PowerFactory hinterlegte Blockdiagramm des Reglers EXAC1 nach IEEE Standard. Das konkret in PowerFactory hinterlegte Reglermodell ist dem Anhang zu entnehmen.

Mittels Sprungantwort auf einen festgesetzten Zielwert wird die Funktion des Reglers überprüft und verschiedene Parameter entsprechend angepasst, damit der Regler möglichst dem der Realität im KW Rosenau entspricht. Die Ergebnisse dieser Überprüfung sind Kapitel 5.2 zu entnehmen.

Grundsätzlich wurde der Regler so parametrierung, dass sich die Spannung möglichst schnell, jedoch ohne großes Überschwingen, dem Zielwert annähert. Im Kurzschlussfall wird versucht, das Überschwingen des Polradwinkels und der Spannung möglichst klein zu halten. Dadurch ergibt sich ein IEEE EXAC1 Spannungsregler mit obigen Parametern.

4 Reale Versuche

In Rosenau werden Kurzschlussversuche durchgeführt und die Auswirkungen auf die SM G2 in Rosenau untersucht. Die Versuche dienen dem besseren Verständnis über das Verhalten der SM im Fehler-, bzw. Kurzschlussfall. Zusätzlich werden vorläufige Simulationen entsprechend der vorliegenden Datenmodelle auf ihre Richtigkeit untersucht und verifiziert (vgl. Kapitel 3). Ein Parametervergleich liefert bei etwaigen Differenzen die entsprechenden Parameter, die ggf. angepasst werden müssen.

4.1 Versuchsaufbau

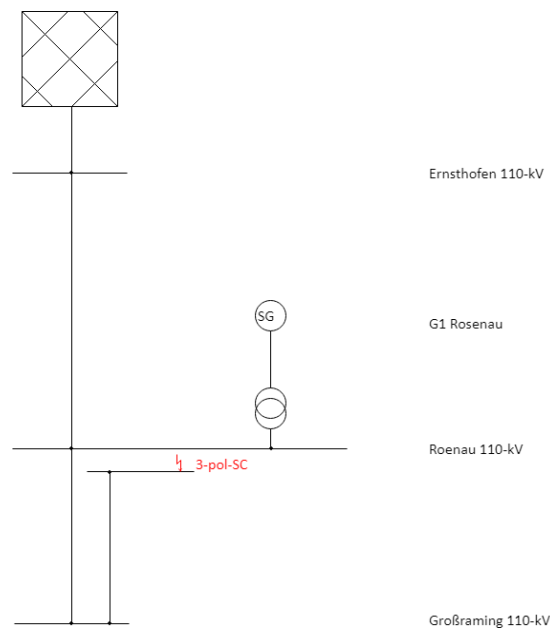


Abbildung 4.1 Versuchsaufbau Rosenau – Übersichtsschaltplan

Wie in Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 dargestellt besteht die Versuchsanordnung aus den folgenden Betriebsmitteln:

- Netzverknüpfungspunkt 110-kV in Ernsthofen
 - Transformator RHU1
 - E-Spule 1
 - 110-kV Sammelschiene 1SS2A
- 110-kV Leitung 152/4 (Ernsthofen - Rosenau)
- Freigeschalteter Teil der 110-kV Anlage in Rosenau
 - 110-kV Sammelschiene 2
- Blocktransformator der Maschine G2
- SM G2 in Rosenau (Datenblatt siehe Kapitel 2.1.7)
- 110-kV Leitung 152/1 (Rosenau – Großraming)
- 110-kV Leitung 152/2 (Rosenau – Großraming)
- Freigeschalteter Teil der 110-kV Anlage in Großraming
 - 110-kV Sammelschiene 1SS1B
- Weiteres 110-kV Schaltfeld in Rosenau (Abgang Großraming 152/2)

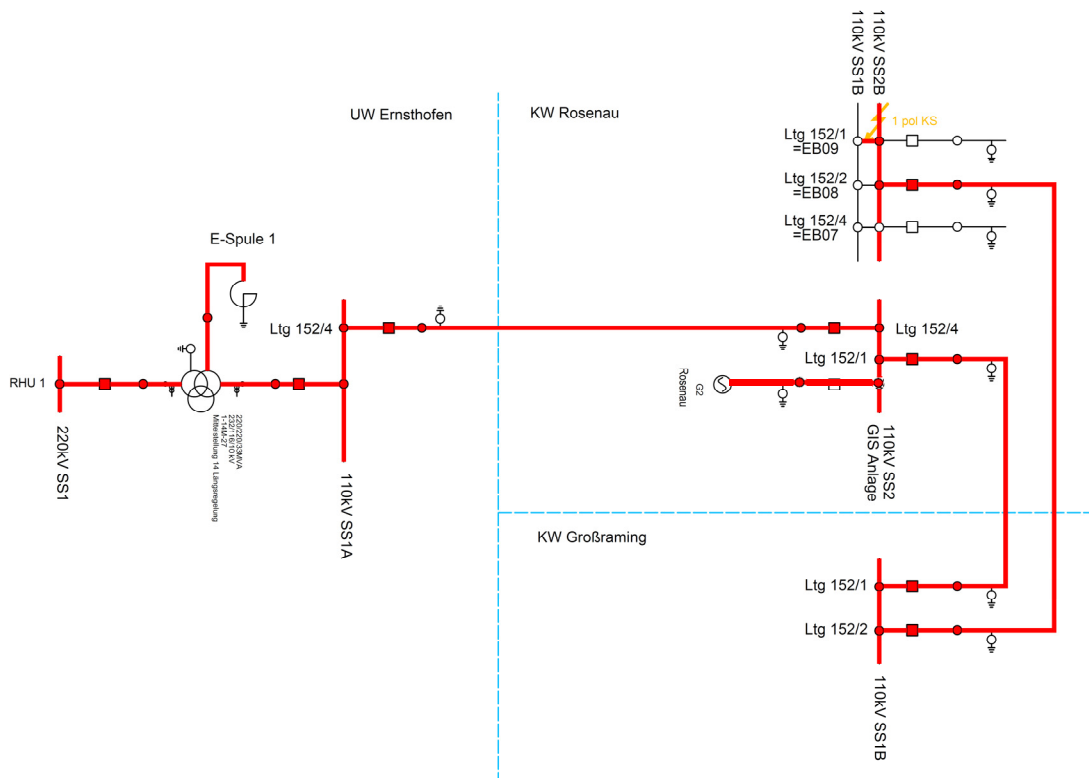


Abbildung 4.2 Schaltbild der Versuchsanordnung in Rosenau mit allen relevanten Betriebsmittel und Sichtbarkeit der unter Spannung stehenden Teile

Ein Netzverknüpfungspunkt in Ernsthofen, verbunden über die 110-kV Leitung 152/4 (Ernsthofen - Rosenau) liefert ebenfalls Kurzschlussleistung und stützt Frequenz und Spannung auf der Sammelschiene in Rosenau und führt vor dem Kurzschlusseintritt die von der SM erzeugte Energie ab. An der Sammelschiene in Rosenau hängt die SM G1 und G2. Mit der SM G2 werden die Kurzschlussversuche durchgeführt. Um die Kurzschlussströme und damit die Auswirkungen auf die SM zu begrenzen, werden die Kurzschlüsse nicht in Rosenau direkt auf der SS durchgeführt, sondern auf einem anderen SS-Abschnitt, der über eine lange 110-kV Schleife, welche über Großraming führt (Leitungen 152/1 und 152/2), verbunden ist.

Um Auswirkungen für den Endverbraucher auszuschließen, werden alle sonstigen Verbindungen zum Verteil- und Übertragungsnetz entsprechend obenstehender Anordnung vom Netz freigeschaltet. Der einzige Netzverknüpfungspunkt für die komplette Versuchsanordnung ist in Ernsthofen. Die Impedanz der Leitung Rosenau – Ernsthofen dämpft die Auswirkungen der Kurzschlussversuche außerdem so, dass der Endverbraucher und sämtliche Kunden ununterbrochen Energie mit hoher Spannungsqualität geliefert bekommen. Die Versuche werden an einem Tag durchgeführt, für den die Netzplanung und die Netzführung die Verfügungserlaubnis für die entsprechenden Leitungen und Betriebsmittel erteilt. Die Versuche fanden am 28.11.2018 statt.



Abbildung 4.3 Synchrongenerator G2 Rosenau

Abbildung 4.3 zeigt die Maschinenhalle im Laufwasserkraftwerk Rosenau mit der entsprechenden SM.



Abbildung 4.4 Schalttafel im Kraftwerk Rosenau

Abbildung 4.4 zeigt die Schalttafel im Kraftwerk in Rosenau, von der aus die Maschine gesteuert und mit dem Netz synchronisiert wird.

4.2 Messstellen und Messkanäle

Gemessen werden die Spannung und die Lage des Läufers. Es wird gemessen von der Firma ARTEMES GmbH und von den Herstellern der Sekundärtechnik.

Die Spannung wird an den Klemmen der Maschine gemessen und die Lage, bzw. die Frequenz des Läufers über Lagegeber auf dem Läufer, woraus ein 100 Hz Signal resultiert.

Der Polradwinkel wird berechnet aus der Phasenverschiebung zwischen der anliegenden Spannung (elektrische Frequenz) und der Lage des Läufers (mechanische Frequenz), siehe Kapitel 5.1.

4.3 Versuchsdurchführung

Sämtliche Versuche und der Ablauf der Kurzschlussuntersuchungen an den angeführten Anlagenteilen erfolgt in Abstimmung mit der UBH (Unternehmenskürzel: Hauptschaltleitung der APG) und dem Betrieb Region Nord. Die Koordination der Schaltungen für die einzelnen Versuche erfolgt durch die UBR/Nord (Unternehmenskürzel Schaltleitung Nord) mit der Warte VEH (Standortkürzel UW Ernsthofen), dem UAW (Unternehmenskürzel Asset/Werke der APG) und der Ennskraftwerke AG.

Die entsprechend Abbildung 4.1 synchron am Netz hängende SM G2 befindet sich vor den jeweiligen Kurzschlussversuchen in einem definierten Vorlastzustand (vgl. Kapitel 4.4). Nachdem sämtliche Messsysteme online geschaltet wurden, wird im UW Rosenau der Kurzschluss über die Leistungsschalter eingelegt. Der Kurzschluss wird mittels mobiler Erdungsgarnitur (95 mm²) auf der Sammelschiene SS2B, oder einem Zünddraht hergestellt. Nach definierter Fehlerzeit wird der Kurzschluss wieder abgeschaltet und die Messung beendet.

4.4 Versuchsablauf

Tabelle 4.1 Versuchsablauf für die Kurzschlussversuche im KW Rosenau

Versuch	Bezeichnung	Details
1	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Halblast $\cos \varphi = 1$, 0,1 s	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Erdungsgarnitur 95mm² auf 110-kV - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten von G2 im KW Rosenau auf 110-kV Versuchssammelschiene SS2 im SF6 Container - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Kurzschlussdauer: 0,1 s
2	3-pol KS auf 110-kV SS1B im Abzweig EB09; Zünddraht, Lichtbogen abschalten, Schnellzeit	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Zünddraht in der Querverbindung im Abzweig EB09 - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten des Versuchs über Einlegen des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Freischalten des Versuchs durch Ausschalten des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 ➔ Dieser Versuch steht nicht in Zusammenhang mit den in dieser Arbeit getätigten Untersuchungen
3	3-pol KS auf 110-kV SS1B im Abzweig EB09; Zünddraht, Lichtbogen abschalten, 0,4 s	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Zünddraht in der Querverbindung im Abzweig EB09 - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten des Versuchs über Einlegen des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Freischalten des Versuchs durch Ausschalten des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 ➔ Dieser Versuch steht nicht in Zusammenhang mit den in dieser Arbeit getätigten Untersuchungen

Versuch	Bezeichnung	Details
4	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Halblast $\cos \varphi = 0,9$ untererregt, 4,48 s	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Erdungsgarnitur 95mm² auf 110-kV - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten von G2 im KW Rosenau auf 110-kV Versuchssammelschiene SS2 im SF6 Container - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Kurzschlussdauer: 0,48 s
5	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Volllast $\cos \varphi = 0,9$ übererregt, 0,48 s	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Erdungsgarnitur 95mm² auf 110-kV - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten von G2 im KW Rosenau auf 110-kV Versuchssammelschiene SS2 im SF6 Container - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Kurzschlussdauer: 0,48 s
6	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Volllast $\cos \varphi = 1,$ 0,48 s	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Erdungsgarnitur 95mm² auf 110-kV - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten von G2 im KW Rosenau auf 110-kV Versuchssammelschiene SS2 im SF6 Container - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Kurzschlussdauer: 0,48 s
7	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Volllast $\cos \varphi = 0,9$ untererregt, 0,48 s	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des 3-pol KS mittels Erdungsgarnitur 95mm² auf 110-kV - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2 - Zuschalten von G2 im KW Rosenau auf 110-kV Versuchssammelschiene SS2 im SF6 Container - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Aufnehmen der Messwerte - Kurzschlussdauer: 0,48 s

Versuch	Bezeichnung	- Details
8	Erdschluss auf der 110-kV Sammelschiene SS1B Abzweig EB09	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des Erdschlusses im Abzweig EB09 - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2; Einstellung der E-Spule im UW Ernthofen auf ca. 30 A - Zuschalten des Versuchs über Einlegen des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Regeln der E-Spule 1 im UW Ernthofen auf Resonanzpunkt (erwartet etwa 15A) - Aufnehmen der Messwerte ➔ Dieser Versuch steht nicht in Zusammenhang mit den in dieser Arbeit getätigten Untersuchungen
9	Erdschluss auf der 110-kV Sammelschiene SS1B im Abzweig EB09	<ul style="list-style-type: none"> - Herstellen des Erdschlusses im Abzweig EB09 - Aufbauen der Versuchsschaltung bis zum geöffneten LS im Abzweig 152/2; Einstellung der E-Spule im UW Ernthofen auf ca. 100A - Zuschalten des Versuchs über Einlegen des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 - Versuchsdurchführung über Zuschaltung mittels LS im Abzweig 152/2 - Öffnen des 110-kV Sammelschienentrenners SS1B im Abzweig EB09 (Lichtbogen über Trennerarme) - Aufnehmen der Messwerte ➔ Dieser Versuch steht nicht in Zusammenhang mit den in dieser Arbeit getätigten Untersuchungen

5 Simulations- und Messergebnisse

In dem nachfolgenden Kapitel werden die Simulations- und Messergebnisse dargestellt. Für jeden Versuch werden einzelne Vergleiche zwischen Simulations- und Messwerten angestellt. Dabei entsprechen die Parameter, die zu den Simulationsergebnissen führen denen der realen Versuche. D.h. konkret, dass die Parameter der Maschine und der Leitungssysteme, Kurzschlussdauer, Vorbelastung und $\cos \varphi$ der Maschine genau mit den Parametern der realen Versuche übereinstimmen um die Vergleichbarkeit sicherzustellen. In diesem Kapitel werden zunächst nur die Ergebnisse dargestellt und einzeln diskutiert, in Kapitel 7 werden Simulations- und Messergebnisse miteinander verglichen und etwaige Differenzen interpretiert.

Ausgewertet wurden alle Versuche entsprechend Tabelle 4.1, die in direktem Zusammenhang mit der Synchronmaschine stehen. D.h. die Versuche 1, 4, 5, 6, 7. Bei Versuch 5 kann der Polradwinkel nicht ausgewertet werden, aufgrund messtechnischer Probleme. Deshalb werden in dieser Arbeit die Versuche 1, 4, 6 und 7 betrachtet. Nachfolgend eine Zusammenfassung über die Parameter der entsprechenden Versuche.

Tabelle 5.1: Übersicht über die auswertbaren Versuche in Bezug auf den Polradwinkel

Versuch	Bezeichnung
1	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Halblast $\cos \varphi = 1$; Kurzschlussdauer: 0,1 s
4	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Halblast $\cos \varphi = 0,9$ untererregt; Kurzschlussdauer: 0,48 s
6	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Volllast $\cos \varphi = 1$; Kurzschlussdauer: 0,48 s
7	3-pol KS auf 110-kV Sammelschiene SS2B; Volllast $\cos \varphi = 0,9$ untererregt; Kurzschlussdauer: 0,48 s

5.1 Ermittlung des Polradwinkels aus Messungen

Für die Auswertung des Polradwinkels wird das Signal des Lagegebers auf dem Läufer mit dem der Spannung in Phase L1 verglichen. Aus der Phasenverschiebung relativ zueinander wird der Polradwinkel ermittelt. Es muss berücksichtigt werden, dass das Signal des Lagegebers ein 100 Hz Signal ist. Diese Frequenzdifferenz wird umgangen, indem man bei der Spannung jeweils den Nulldurchgang bei steigender und fallender Flanke hernimmt und bei dem Lagesignal nur die steigende Flanke. Um die absolute Lage des Polradwinkels zu bestimmen, muss der Polradwinkel vor dem Kurzschlusseintritt komplex berechnet werden, da dieser nicht aus der Messung hervorgeht. Es gibt keine Leerlaufmessung in direktem Zusammenhang zu den Kurzschlussversuchen, aus denen ein Bezug zur absoluten Lage des Polradwinkels hervorgehen würde. Die Rechnung erfolgt über das Ersatzschaltbild der SM.

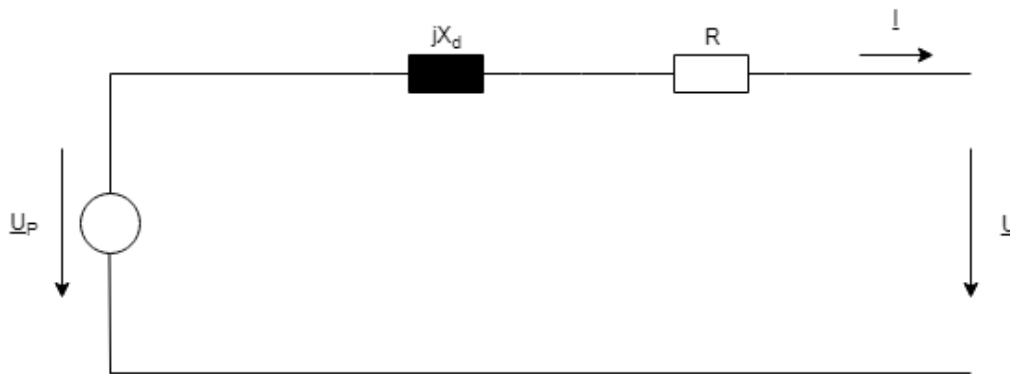


Abbildung 5.1 Ersatzschaltbild der SM

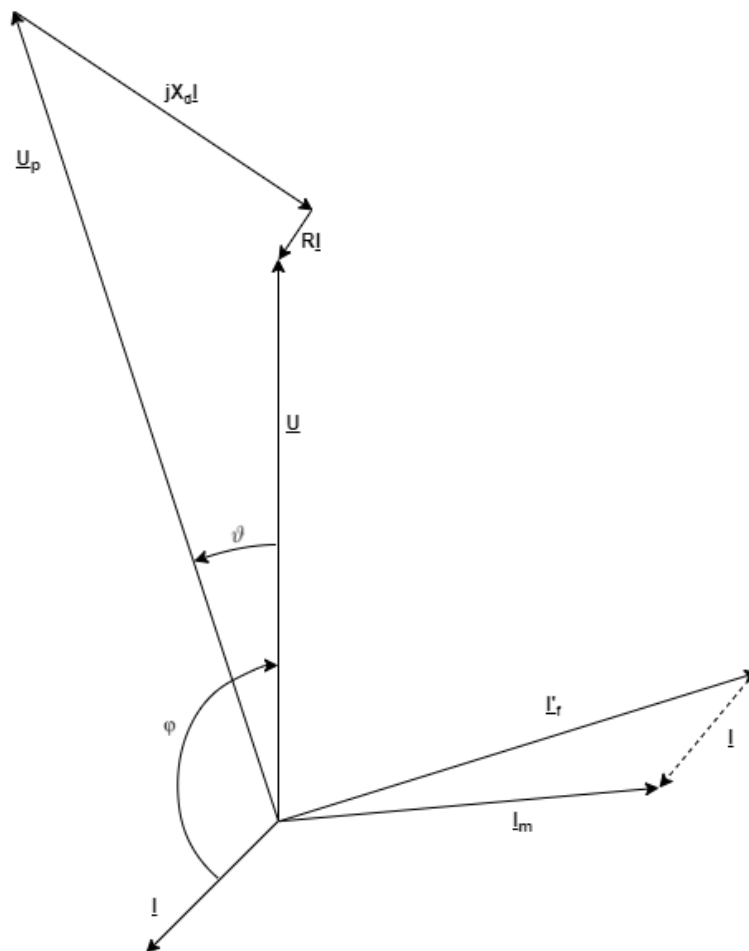


Abbildung 5.2 Zeigerdiagramm der Synchronmaschine

Dabei gilt, wenn man R vernachlässigt:

$$\underline{U} = \underline{U}_P - jX_d \cdot \underline{I} \quad [5.1]$$

mit

$$\underline{I} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_N} \cdot \varphi \quad [5.2]$$

X_d ist dabei in p.u. angegeben und kann wie folgt berechnet werden.

$$X_d = \frac{U_N^2}{S_N} \cdot X_{d \text{ in p.u.}} \quad [5.3]$$

\underline{U}	...	Klemmenspannung	(in V) ($U = 6,3 \text{ kV} \angle 0^\circ$)
\underline{U}_P	...	Polradspannung	(in V)
X_d	...	Reaktanz	(in Ω)
\underline{I}	...	Stromfluss	(in A)
S	...	Scheinleistung	(in VA)
$\cos(\varphi)$...	Leistungsfaktor	
U_N	...	Nennspannung SM	(in V) ($U_N = 6,3 \text{ kV}$)
S_N	...	Scheinleistung SM	(in VA) ($S_N = 18 \text{ MVA}$)
$\underline{I}'_f, \underline{I}$...	Resultierender Erregerbedarf für Läufer- und Ständerluftspalt (Erregerstrom)	
\underline{I}_m	...	Magnetisierungsstrom	
ϑ	...	Polradwinkel	
φ	...	Leistungswinkel	

Somit ergeben sich unter Verwendung von Formel [5.1] die folgenden Polradwinkel im stationären Zustand vor dem Kurzschluss unter den verschiedenen Vorbelastungen, die bei den Versuchen gefahren wurden.

Tabelle 5.2 Berechnete Polradwinkel der SM unter entsprechenden Vorbelastungen (Messergebnisse)

Versuch	S	cos φ	Polradspannung	Polradwinkel ϑ
1	9 MVA	1	6,79 kV	21,83 °
4	9 MVA	0,9 untererregt	5,71 kV	23,6 °
6	18 MVA	1	8,07 kV	38,7 °
7	18 MVA	0,9 untererregt	6,12 kV	47,92 °

Unter Berücksichtigung der berechneten Polradwinkel aus Tabelle 5.2 ergeben sich dann die folgenden Verläufe der Polradwinkel der SM (vgl. nachfolgende Kapitel).

Da der Polradwinkelverlauf über die Klemmenspannung der Maschine errechnet wurde, könnte dieser nicht korrekt sein. Es besteht der Verdacht, dass die gemessene Spannung aufgrund des Kurzschlusses einen Phasensprung macht und das Ergebnis deshalb verfälscht.

Aus diesem Grund wurde ein mathematischer Sinus, mit derselben Frequenz wie die der gemessenen Spannung, erzeugt und mit diesem der Polradwinkel zur Kontrolle berechnet. Das Ergebnis zeigt, dass ein etwaiger Phasensprung in der Spannung die Polradwinkelwertung nicht verzerrt und beide Ergebnisse zu verwenden sind, egal ob mit gemessener Spannung, oder erzeugtem mathematischem Sinus.

5.2 Überprüfung des implementierten Spannungsreglers

Wie bereits in Kapitel 3.2 beschrieben, wird der implementierte Spannungsregler auf seine Funktionalität überprüft. Dazu wird im Simulationsmodell ein Spannungssollwertsprung an den Klemmen der SM vorgegeben. Die Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

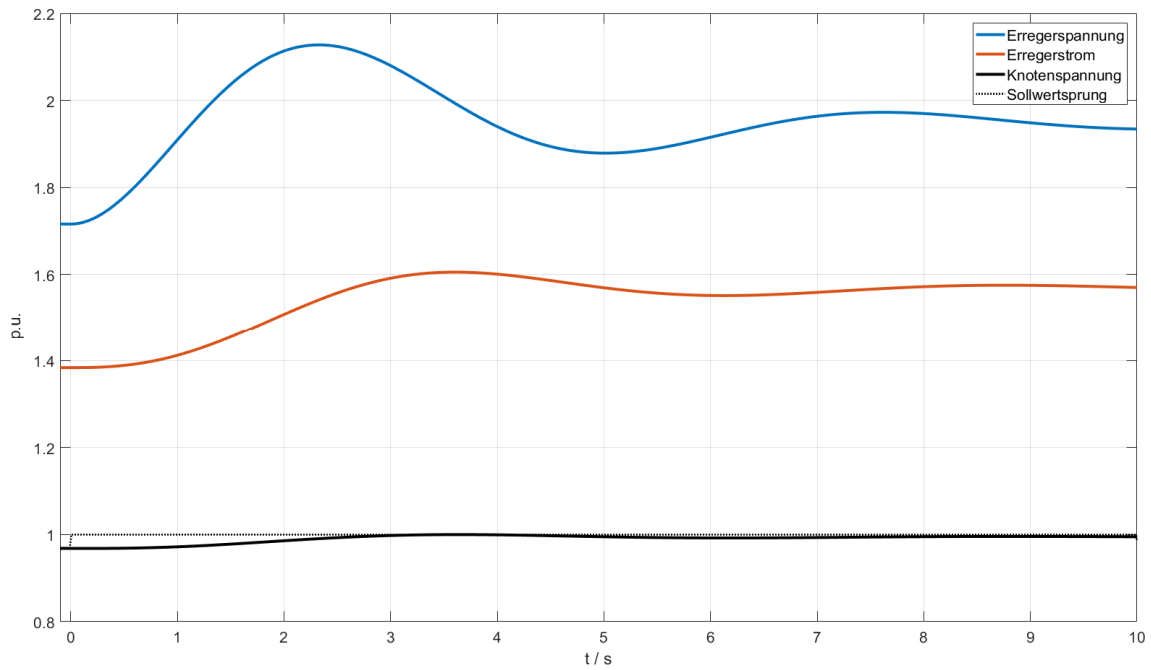


Abbildung 5.3 Spannungsregler: Sollwertsprung der Knotenspannung inkl. Erregerspannung und Erregerstrom

Wie in Abbildung 5.3 zu erkennen ist, regelt der Spannungsregler die Spannung innerhalb von ca. 3 s nach. Dazu erhöht der Spannungsregler die Erregerspannung und dadurch den Erregerstrom. Anschließend folgt ein minimales nachschwingen.

5.3 Versuch 1

3-pol Kurzschluss auf Sammelschiene SS2B; S = 9 MVA; $\cos \varphi = 1$

5.3.1 Polradwinkel (Messung und Simulation)

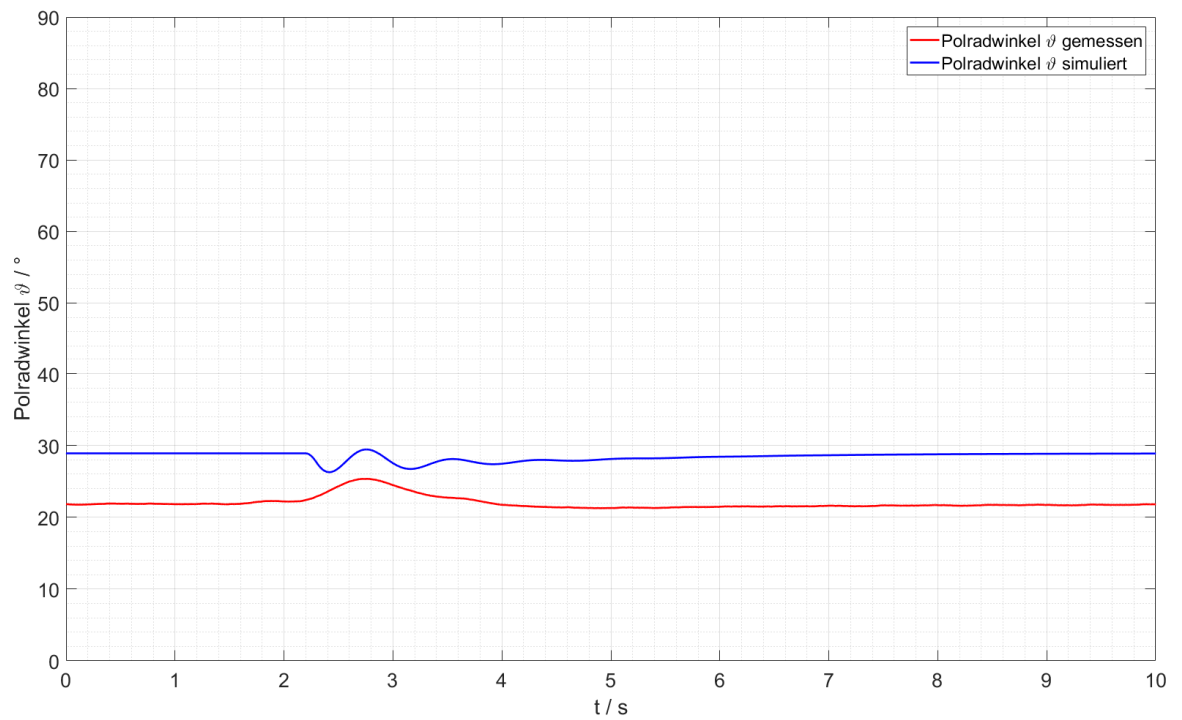


Abbildung 5.4 Versuch 1: Polradwinkel aus Messung und Simulation – Vergleich

5.3.2 Klemmenspannung (Messung und Simulation)

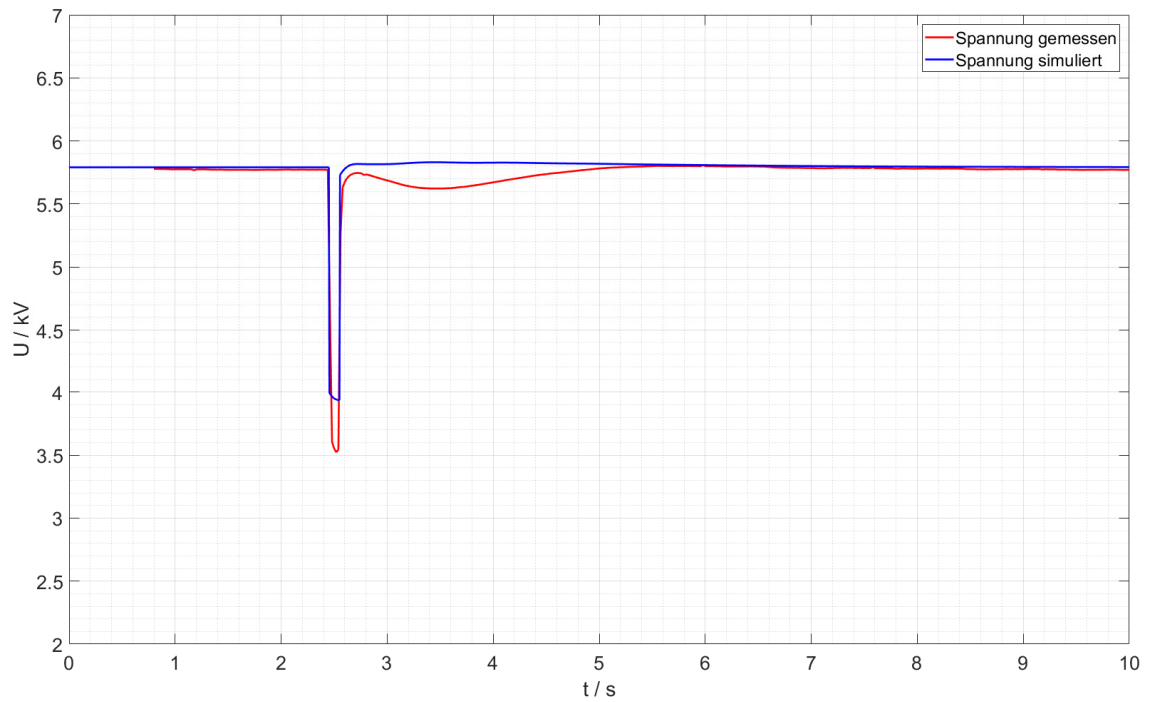


Abbildung 5.5 Versuch 1: Klemmenspannung (RMS) aus Messung und Simulation

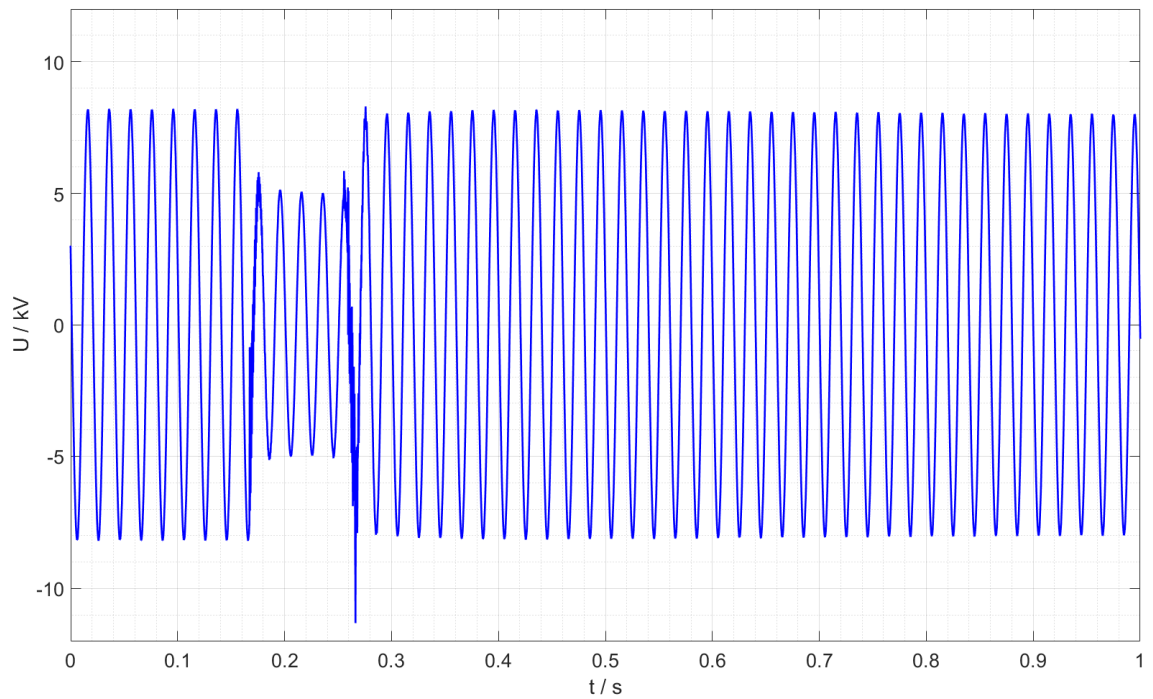


Abbildung 5.6 Versuch 1: Klemmenspannung aus Messung

5.3.3 Kurzschlussstrom

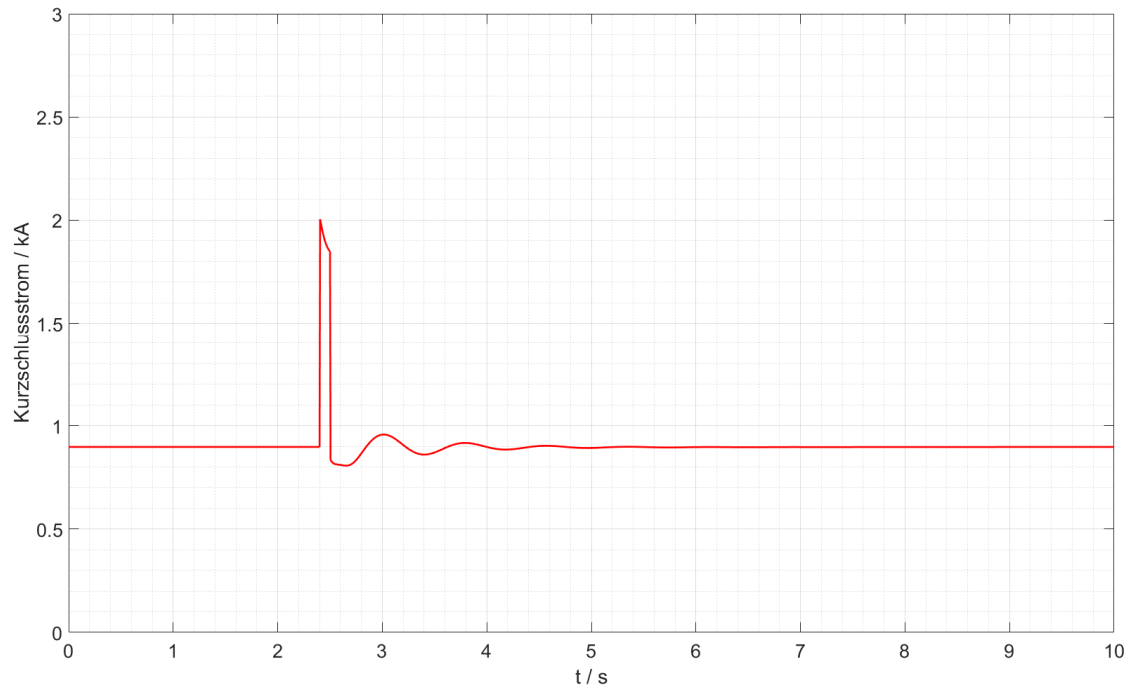


Abbildung 5.7 Versuch 1: Kurzschlussstrom aus Simulation

5.3.4 Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel

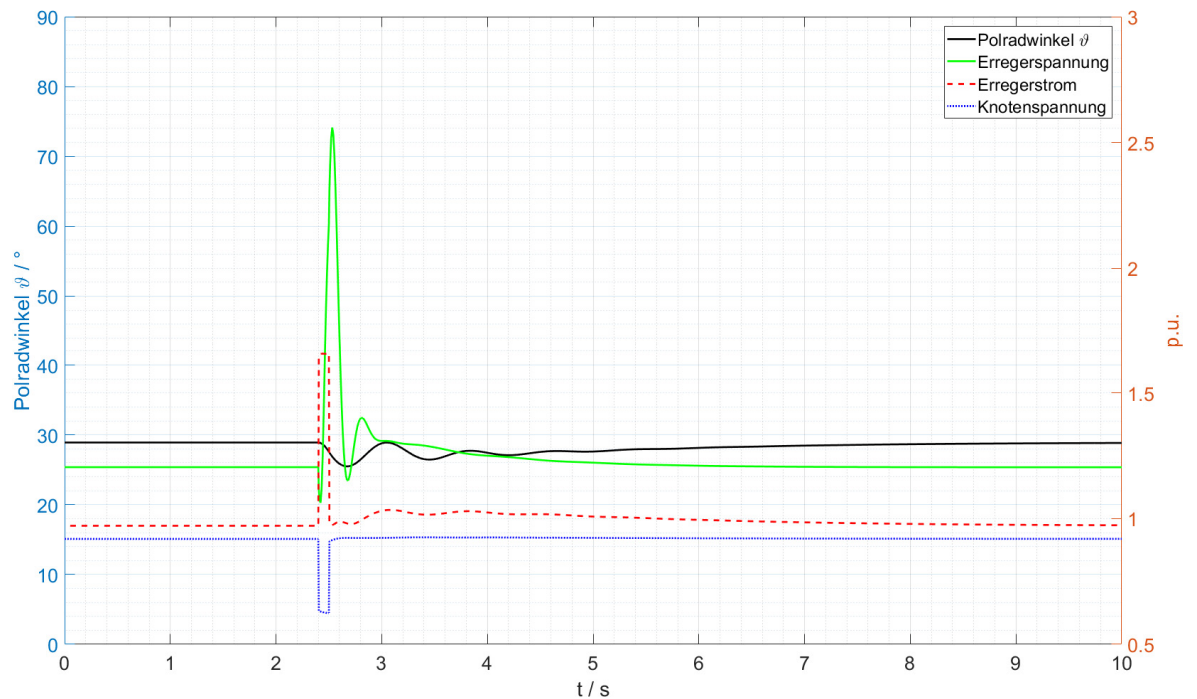


Abbildung 5.8 Versuch 1: Erregerspannung, Erregerstrom, Knotenspannung und Polradwinkel in Bezug zueinander – Simulation

5.3.5 Diskussion der Ergebnisse

Bei niedrigen Vorbelastungen und kurzen Kurzschlussdauern sind kaum Ausschläge bei dem Polradwinkel zu vermerken ($<5^\circ$). Das zeigen Simulation, wie auch Messung. Der Polradwinkel der Messung liegt in allen vier Versuchen unter dem der Simulation. Mögliche Gründe hierfür gibt es mehrere (vgl. Kapitel 7).

Wie in der Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6 zu erkennen ist, bricht die Spannung entsprechend des Spannungsteilers, bestehend aus Netzimpedanzen und Transformatorimpedanz, in Versuch 1 direkt an den Klemmen der SM um 39 % (Messung) und um 32 % (Simulation) ein. Dass die Spannung nach dem Kurzschlusseintritt weiter abfällt hängt mit den subtransienten und transienten Reaktanzen von Maschine, Transformator und Netz zusammen. Dies wird ebenfalls nach dem Erlöschen des Kurzschlusses deutlich. Hier springt die Spannung auf einen Wert von ca. 5,5 kV und nähert sich dann dem Endwert an. Dieser Effekt fällt in der Messung etwas stärker aus, als in der Simulation. Das leichte Schwingen im Anschluss an den Kurzschluss kommt von der Polradschwingung und deren Kopplung auf die Statorwicklungen. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass Simulation und Messung sehr nahe beieinanderliegen. Der Spannungseinbruch der Messung ist etwas größer, was auf abweichende Impedanzen im Netzmodell schließen lässt, oder kleine Abweichungen bei der Kurzschlussleistung im vorgelagerten Netz. Außerdem können Unterschiede daher kommen, dass das hinterlegte Reglermodell der Simulationen ein zur Realität leicht abweichendes Verhalten zeigt.

Gerade dieser Spannungsabfall bringt den Spannungsregler dazu mit der Erregung hochzufahren, vgl. Abbildung 5.8. Dies sieht man auch nach dem Löschen des Kurzschlusses, da die Spannung hier etwas überschwingt (deutlicher zu erkennen bei längeren Kurzschlussdauern, vgl. Versuche 4, 6 und 7).

Wie in Abbildung 5.7 zu erkennen ist, steigt der Strom im Kurzschlussfall um 122 % von 0,9 kA auf 2,0 kA an. Auch hier ist ein Nachschwingen nach dem Erlöschen des Kurzschlusses zu erkennen. Nach dem Löschen des Kurzschlusses pendelt sich der Strom, den SM G2 liefert in einem abklingenden Schwingvorgang wieder auf den Ausgangswert ein. Das Schwingen kommt von dem mechanischen Schwingen des Läufers und von den Reaktanzen der SM und des Transformators und den ohmschen Widerständen und den Kapazitäten des Netzes.

Deutlicher werden die oben beschriebenen Zusammenhänge aus mechanischem System, Erregersystem, Kurzschlussstrom, Kurzschlussspannung und Spannungsregelung in Abbildung 5.8. Der Spannungsabfall bringt den Spannungsregler dazu mit der Erregung hochzufahren. Dies sieht man besonders nach dem Löschen des Kurzschlusses, da die Spannung hier etwas überschwingt, insbesondere bei längeren Kurzschlussdauern und größeren Vorbelastungen (vgl. Versuche 4, 6 und 7). Bei $t = 3$ s beginnt das Kurzschlussereignis und hält für 0,1 s (Versuche 4, 6 und 7: 0,48 S) an.

Aufgrund der Kopplung von Ständer und Läufer bricht mit dem Spannungseinbruch ($t = 3$ s) an den Ständerklemmen auch die Spannung der Erregerwicklung ein und das, obwohl der Spannungsregler direkt mit der Nachregelung beginnt. Dies wird nach wenigen ms deutlich, wenn die Erregerspannung steil ansteigt.

Mit dem Erlöschen des Kurzschlusses und der Rückkehr der ursprünglichen Klemmenspannung, und wieder durch die Kopplung von Ständer und Läufer, macht die Erregerspannung einen Sprung nach oben ($t = 3,1$ s). Trotzdem sinkt der Erregerstrom aufgrund der Kopplung. (Wiederum deutlicher in den nachfolgenden Versuchen).

Daraufhin folgt ein Einschwingvorgang des Erregerstromes. Zeitgleich nimmt der Spannungsregler die Erregerspannung zurück und nähert sich dem Ausgangswert an ($t = 3,1 - 7$ s). Hier kommt die mechanisch-elektrische Kopplung erneut ins Spiel. Das mechanische System und insbesondere der Erregerstrom sind miteinander gekoppelt. Das mechanische Schwingen des Läufers führt zu einem Schwingen des Erregerstromes und dadurch auch zu einem Schwingen der Erregerspannung und einem Schwingen des Kurzschlussstromes. Der Polradwinkel nähert sich dem Ausgangswert relativ langsam an, da die Erregerspannung ebenfalls relativ langsam zurückgeführt wird.

5.4 Versuch 4

3-pol Kurzschluss auf Sammelschiene SS2B; S = 9 MVA; $\cos \varphi = 0,9$ untererregt

5.4.1 Polradwinkel (Messung und Simulation)

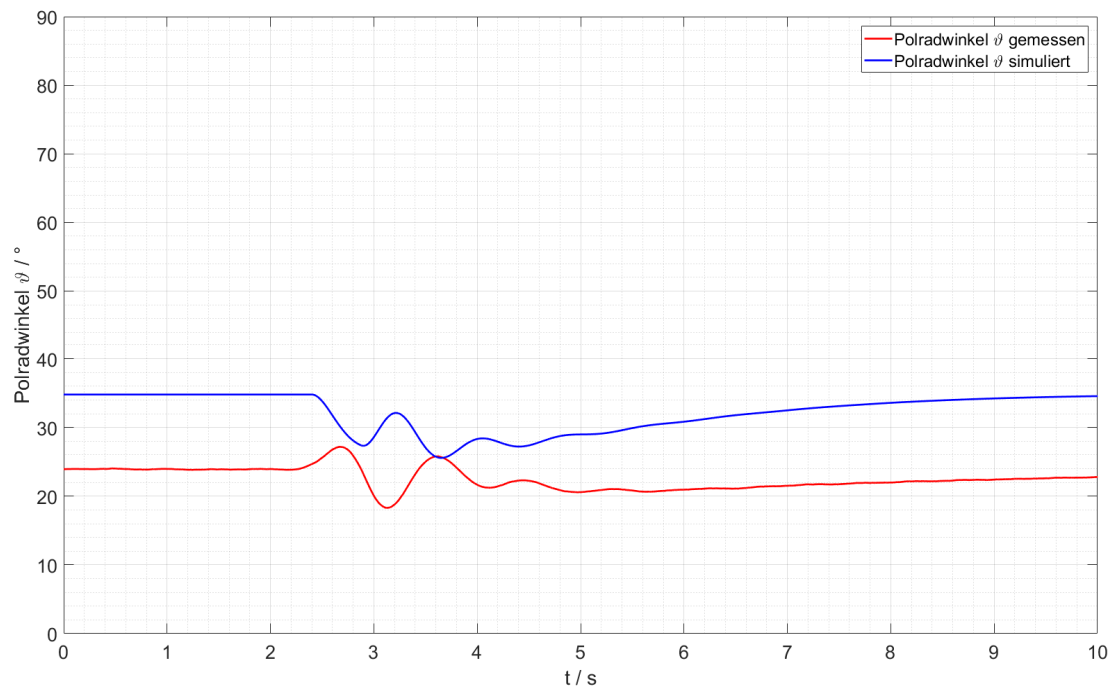


Abbildung 5.9 Versuch 4: Polradwinkel aus Messung und Simulation – Vergleich

5.4.2 Klemmenspannung (Messung und Simulation)

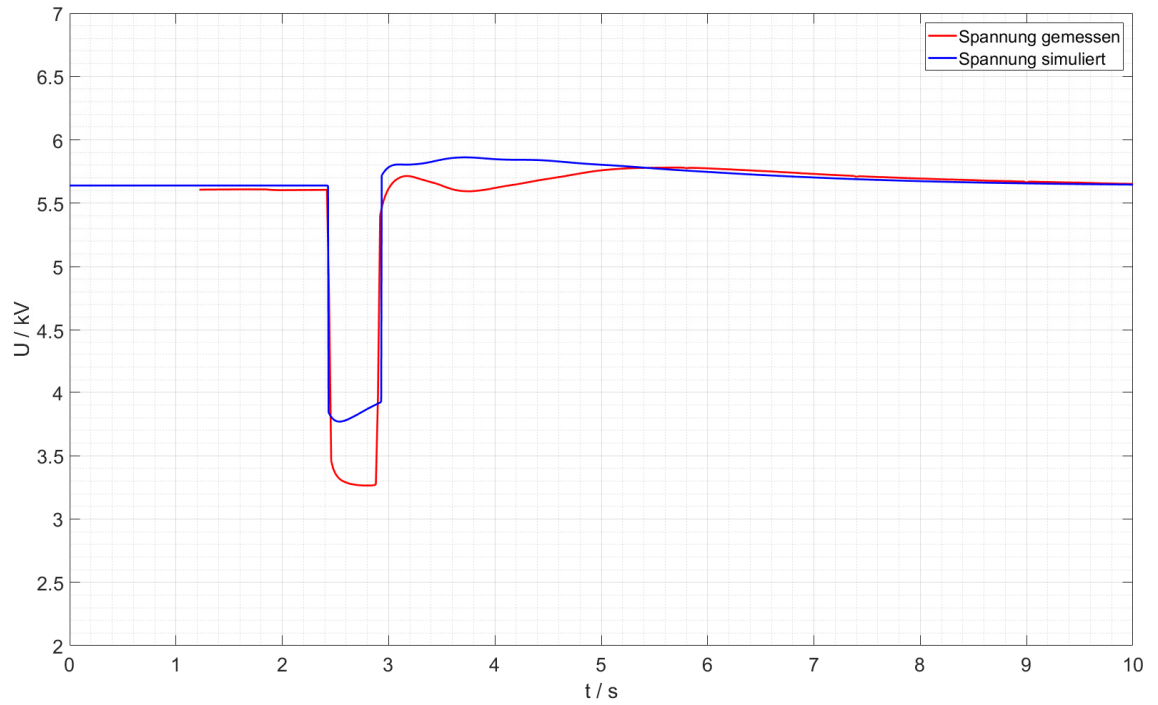


Abbildung 5.10 Versuch 4: Klemmenspannung (RMS) aus Messung und Simulation

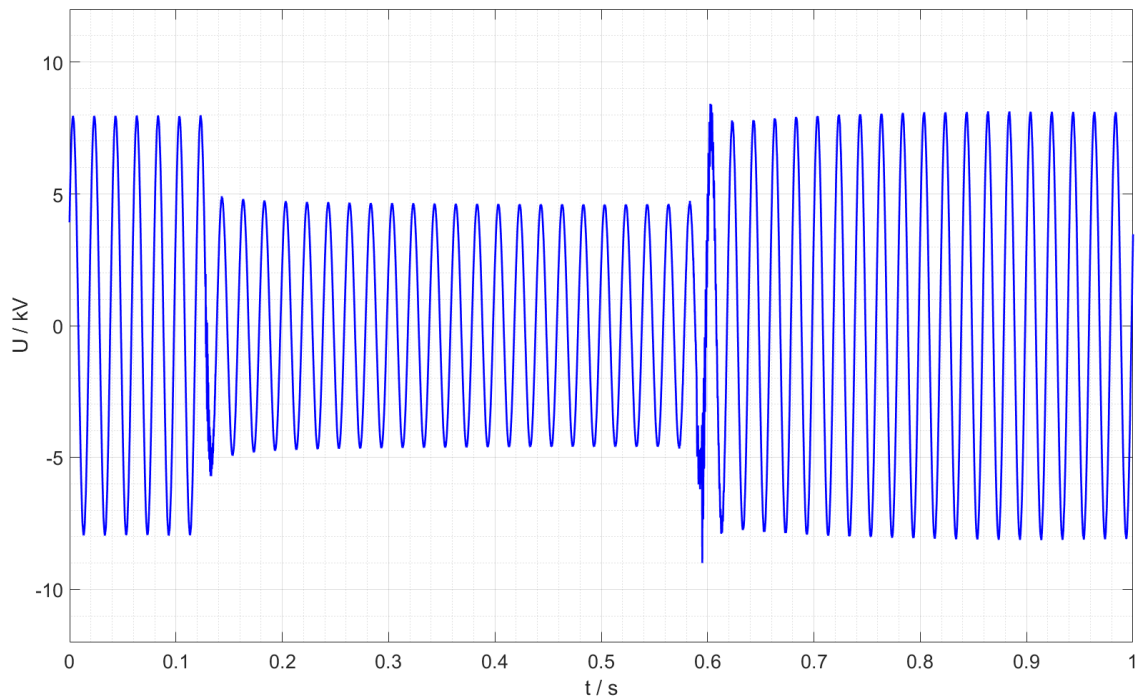


Abbildung 5.11 Versuch 4: Klemmenspannung aus Messung

5.4.3 Kurzschlussstrom

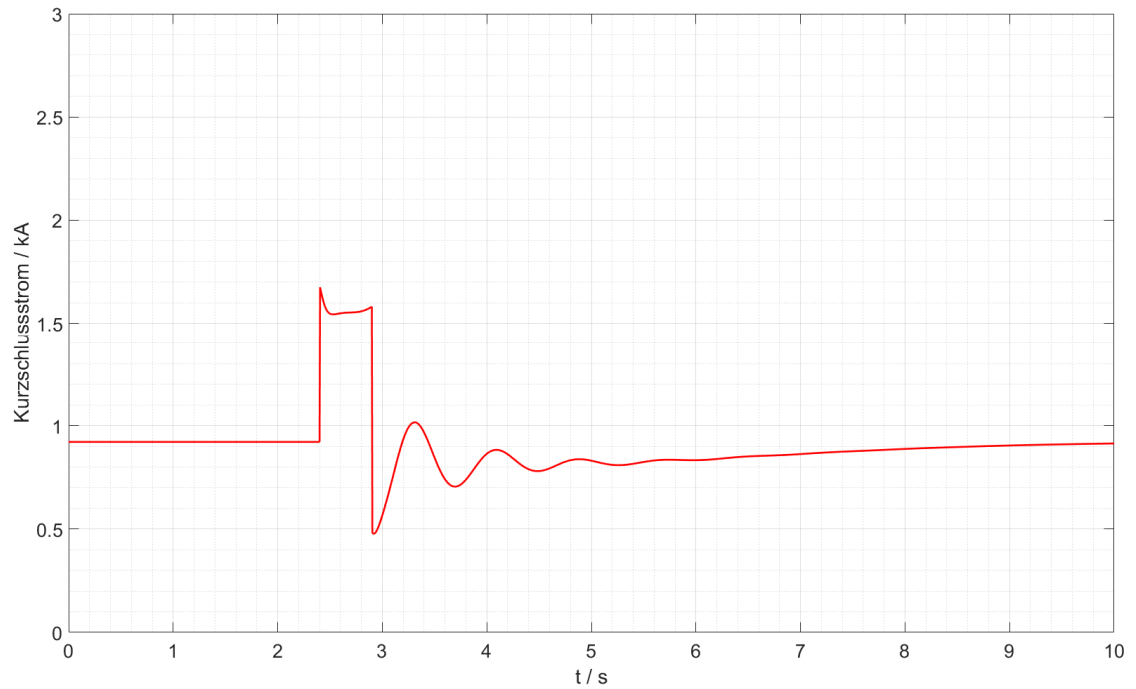


Abbildung 5.12 Versuch 4: Kurzschlussstrom aus Simulation

5.4.4 Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel

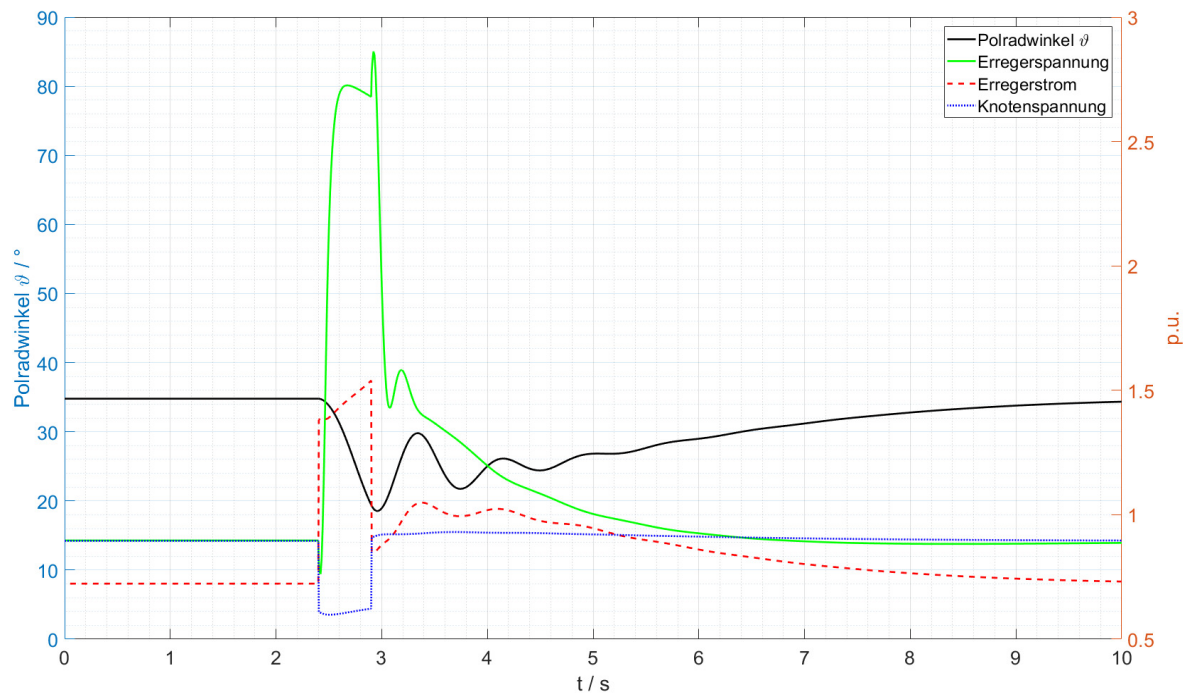


Abbildung 5.13 Versuch 4: Erregerspannung, Erregerstrom, Knotenspannung und Polradwinkel in Bezug zueinander – Simulation

5.4.5 Diskussion der Ergebnisse

Die Beobachtungen aus Versuch 4 sind denen aus Versuch 1 ähnlich. Nachfolgend werden Unterschiede diskutiert.

In den Simulations- und Messergebnissen aus Versuch 4 sind das Verhalten der Maschine und das Verhalten der Spannungsregelung deutlicher zu erkennen. Die Kopplungen von Läufer- und Ständerwicklung zum Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts und Kurzschlusslöschung werden in Abbildung 5.13 ersichtlich. Ebenfalls deutlich zu erkennen ist die mechanisch-elektrische Kopplung des Polrades auf die elektrischen Signale. Die Auswirkungen der subtransienten und transienten Reaktanzen und die Nachregelung des Spannungsreglers sind insbesondere während des Kurzschlussereignisses und nach dem Erlöschen des Kurzschlusses zu erkennen.

Hier wird besonders deutlich, dass es einen Zusammenhang gibt zwischen Erregerspannung und Polradwinkel. Die Erregerspannung wird vom Spannungsregler langsam zurückgenommen, wodurch sich der Polradwinkel nur langsam dem Ausgangswert nähert.

Auffällig sind die Unterschiede im Verlauf des Polradwinkels zwischen Simulation und Messung. In der Simulation wird das Polrad zunächst beschleunigt und der Polradwinkel verkleinert sich. In der Messung allerdings wird das Polrad zunächst abgebremst und der Polradwinkel vergrößert sich. Dies kann entweder an einem abweichenden Verhalten des Spannungsreglers liegen, oder auch andere Effekte haben. Möglicherweise ist die RMS Simulation bei niedrigen Belastungen nicht in der Lage alle einfließenden Faktoren richtig zu gewichten oder zu berücksichtigen. Falls die RMS-Simulation die subtransienten Reaktanzen nicht in ausreichendem Umfang berücksichtigt, kann dies durchaus Einfluss auf den Kurvenverlauf des Polradwinkels nehmen. Insgesamt jedoch sind in diesem Versuch die Ausschläge des Polradwinkels in ihrem Betrag sehr ähnlich und nicht größer als 10° .

Die Überspannungen nach Kurzschlussende werden mit größeren Vorbelastungen und längeren Kurzschlussdauern größer. Die Gründe hierfür liegen im Verhalten des Spannungsreglers, der die Erregerspannung und dadurch den Erregerstrom nur langsam zurücknimmt.

5.5 Versuch 6

3-pol Kurzschluss auf Sammelschiene SS2B; S = 18 MVA; $\cos \varphi = 1$

5.5.1 Polradwinkel (Messung und Simulation)

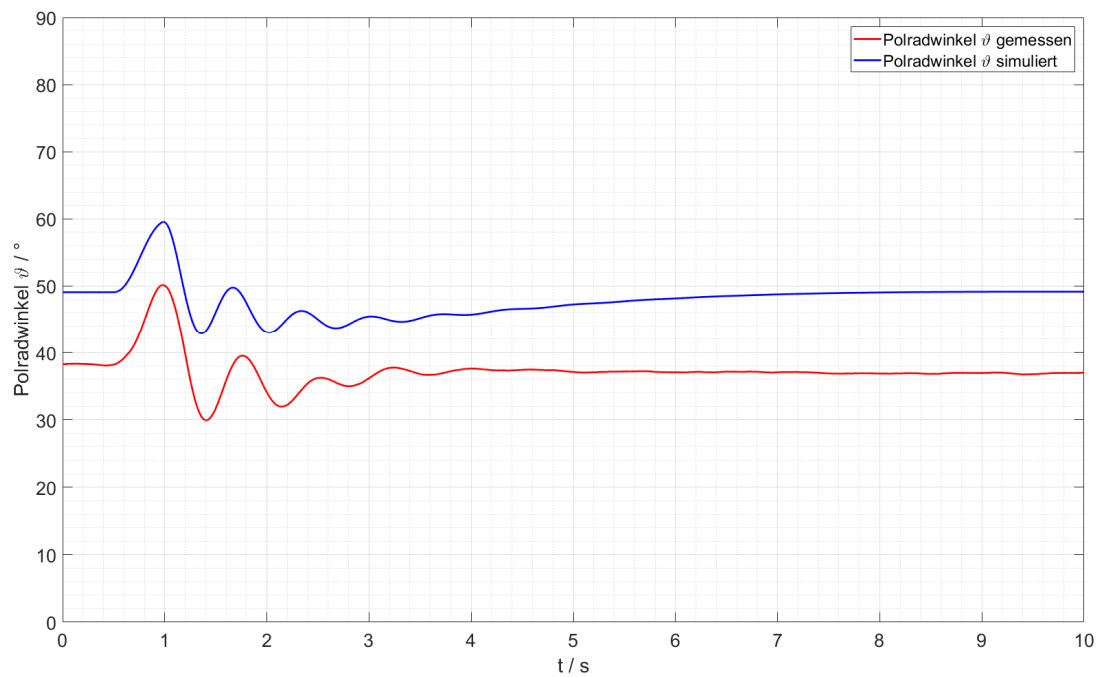


Abbildung 5.14 Versuch 6: Polradwinkel aus Messung und Simulation – Vergleich

5.5.2 Klemmenspannung (Messung und Simulation)

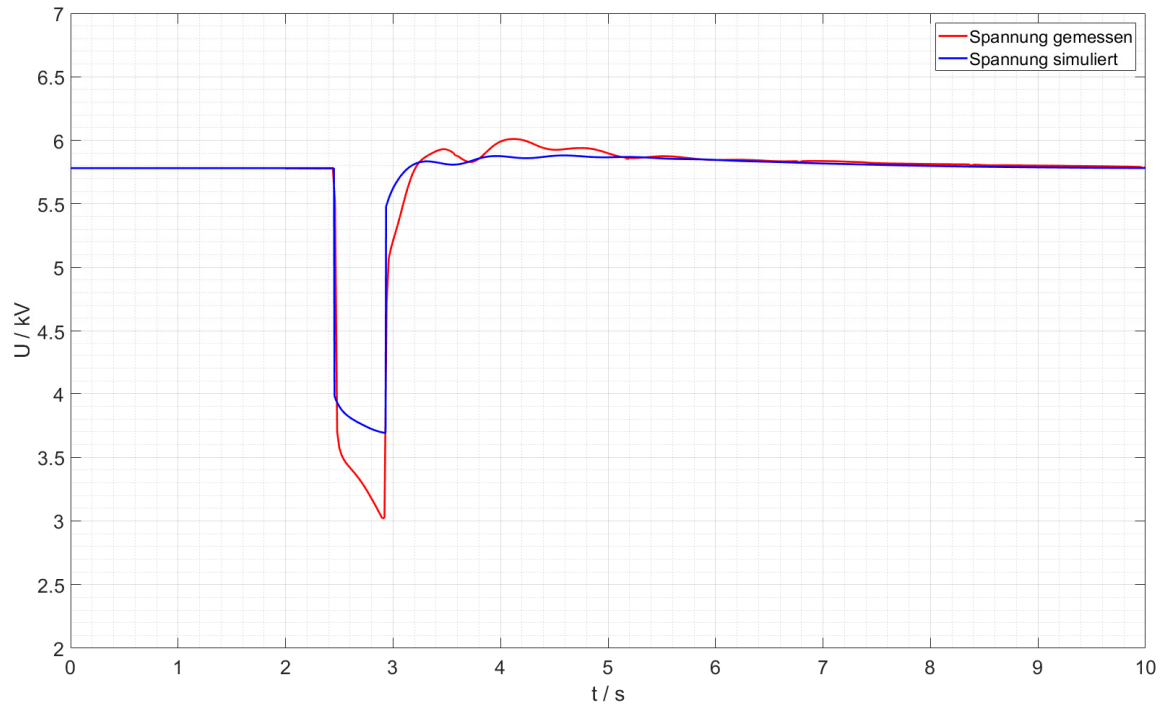


Abbildung 5.15 Versuch 6: Klemmenspannung (RMS) aus Messung und Simulation

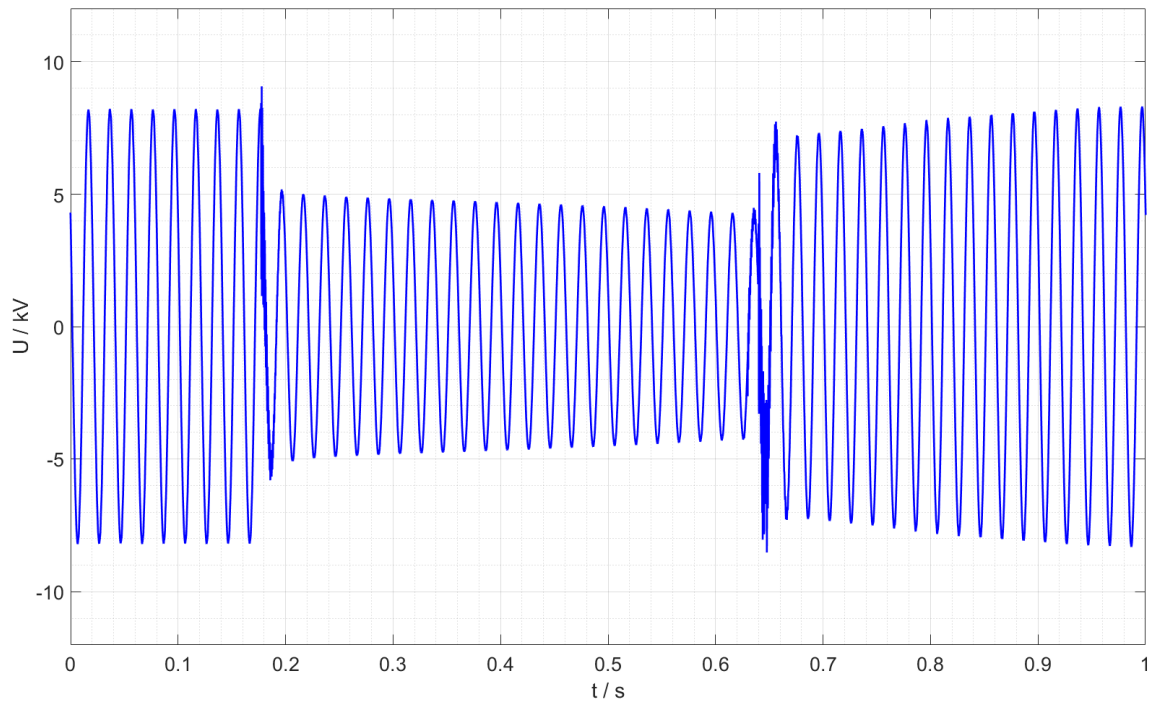


Abbildung 5.16 Versuch 6: Klemmenspannung aus Messung

5.5.3 Kurzschlussstrom

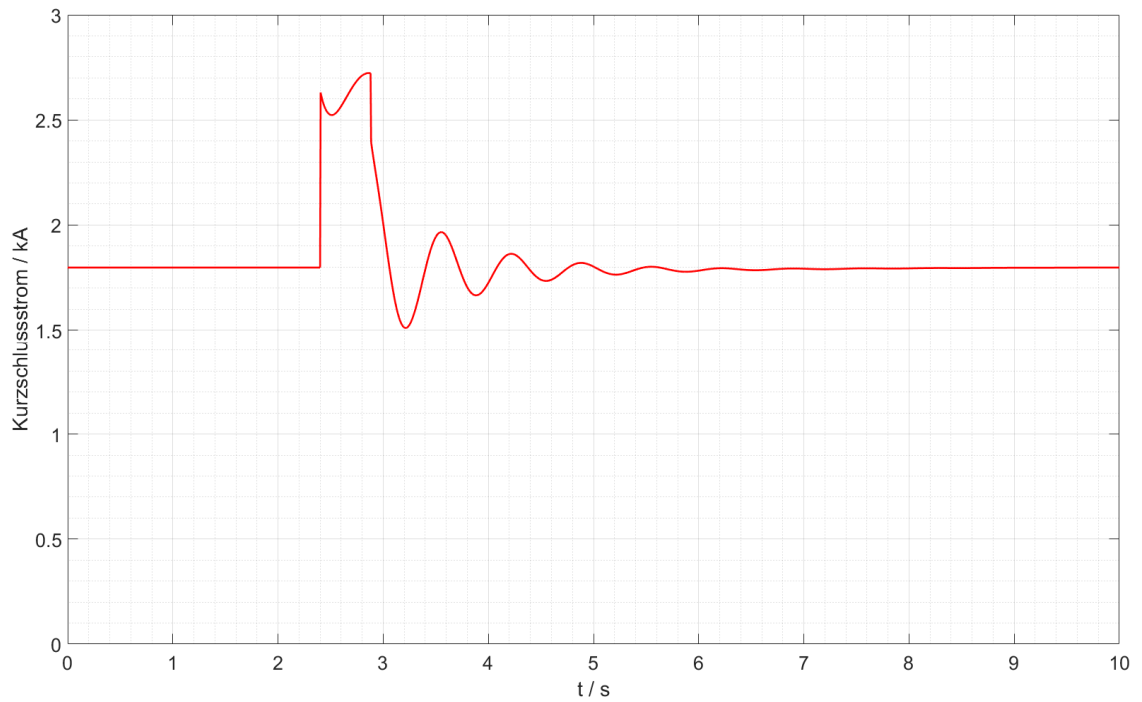


Abbildung 5.17 Versuch 6: Kurzschlussstrom aus Simulation

5.5.4 Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel

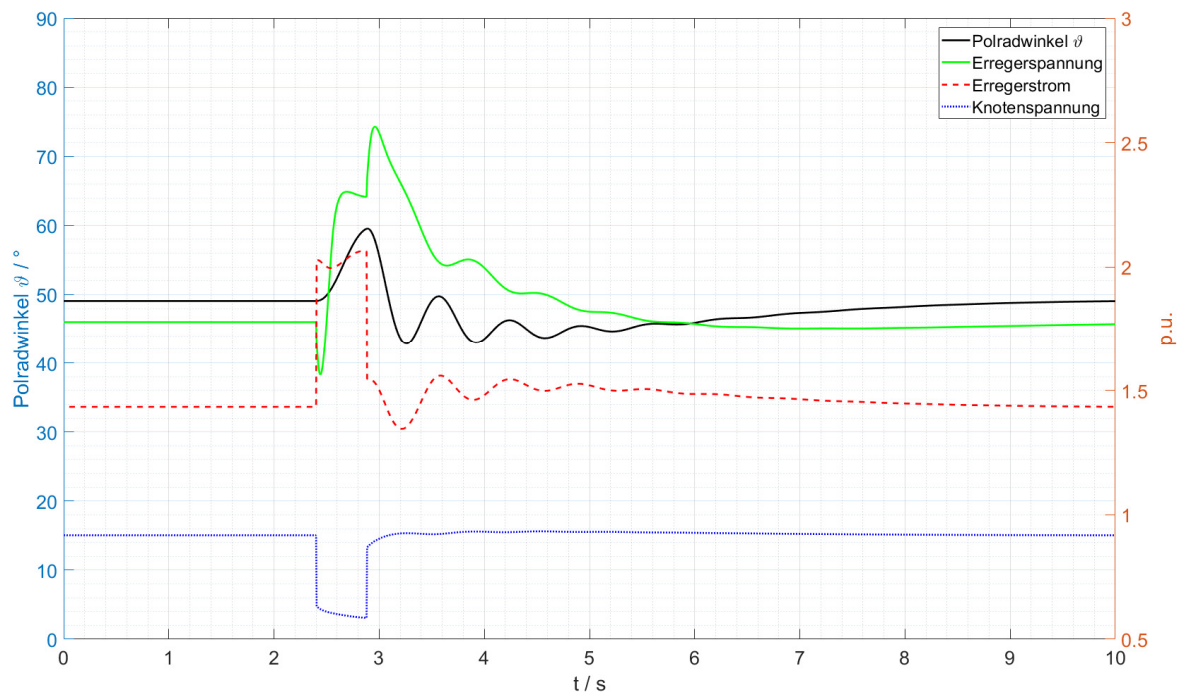


Abbildung 5.18 Versuch 6: Erregerspannung, Erregerstrom, Knotenspannung und Polradwinkel in Bezug zueinander – Simulation

5.5.5 Diskussion der Ergebnisse

Je größer die Vorbelastungen, desto ähnlicher werden die Verläufe des Polradwinkels. Die Polradwinkelverläufe aus Simulation und Messung sind in diesem Versuch nahezu identisch. Das bedeutet, dass das Verhalten der Synchronmaschine und der Regelung mit höher werdenden Belastungen immer eindeutiger wird. Das mechanische und elektrische Verhalten wird berechenbarer. Einziger Unterschied ist, dass die der Simulationen, wie in allen vier Versuchen, grundsätzlich höher liegen. Vgl. Kapitel 7.

Zum Kurzschlusseintritt ($t = 3$ s) kann je nach Maschine und Vorbelastung der Back-swing Effekt auftreten. Dieser Effekt folg wie oben beschrieben aus der Flusskonstanz. In der Messung aus Versuch 6 ist der Back-swing Effekt zu erkennen. Nachfolgendes Diagramm zeigt den Back-swing Effekt im Detail.

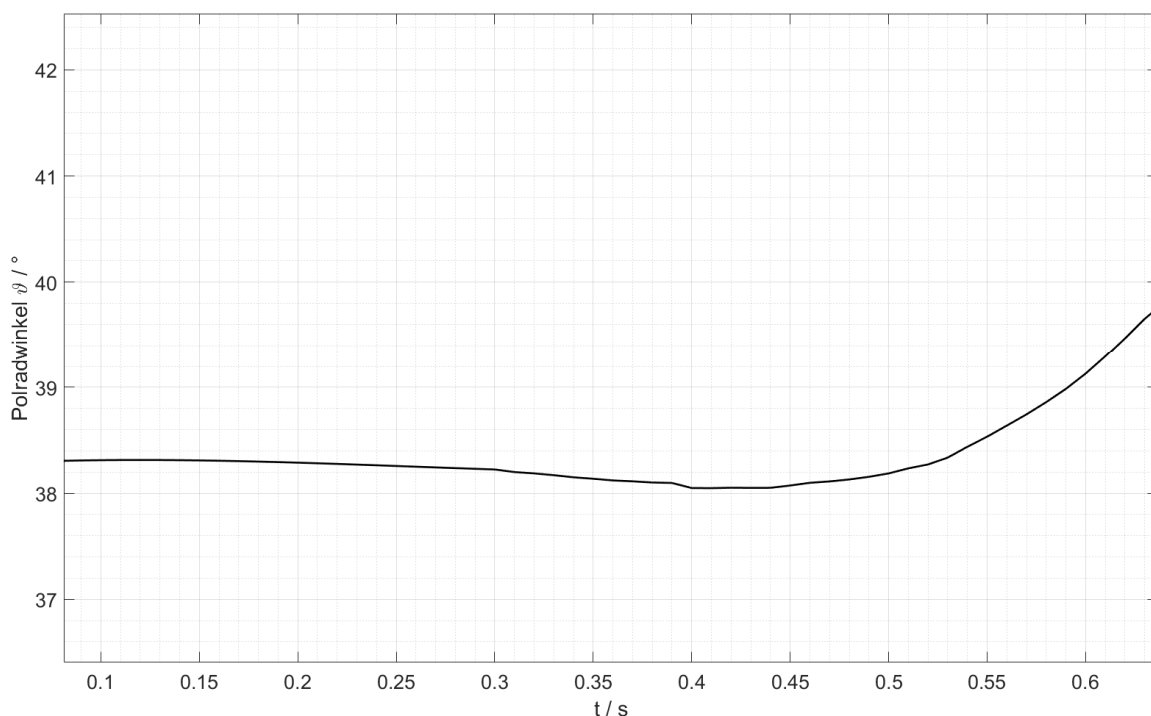


Abbildung 5.19 Back-swing Effekt aus Versuch 6 – Messung

Die Maschine wird kurzzeitig beschleunigt, wodurch sich der Polradwinkel minimal verringert, bevor die Maschine dann ausgebremst wird, weil dem System mehr Energie entzogen wird, und sich der Polradwinkel signifikant erhöht.

Deutlich zu erkennen in diesem Versuch ist das Abfallen der Spannung während des Kurzschlusses und das Überschwingen nach dem Erlöschen des Kurzschlusses. Wie bereits oben erwähnt, liegt dies an den transienten und subtransienten Reaktanzen.

Ebenfalls sehr deutlich zu erkennen ist die Kopplung von Läufer- auf Ständerwicklungen. Dementsprechend macht auch die Erregerspannung einen Sprung mit Eintritt und Erlöschen des Kurzschlusses, während die Spannungsregelung nachregelt (Abbildung 5.18).

5.6 Versuch 7

3-pol Kurzschluss auf Sammelschiene SS2B; S = 18 MVA; $\cos \varphi = 0,9$ untererregt

5.6.1 Polradwinkel (Messung und Simulation)

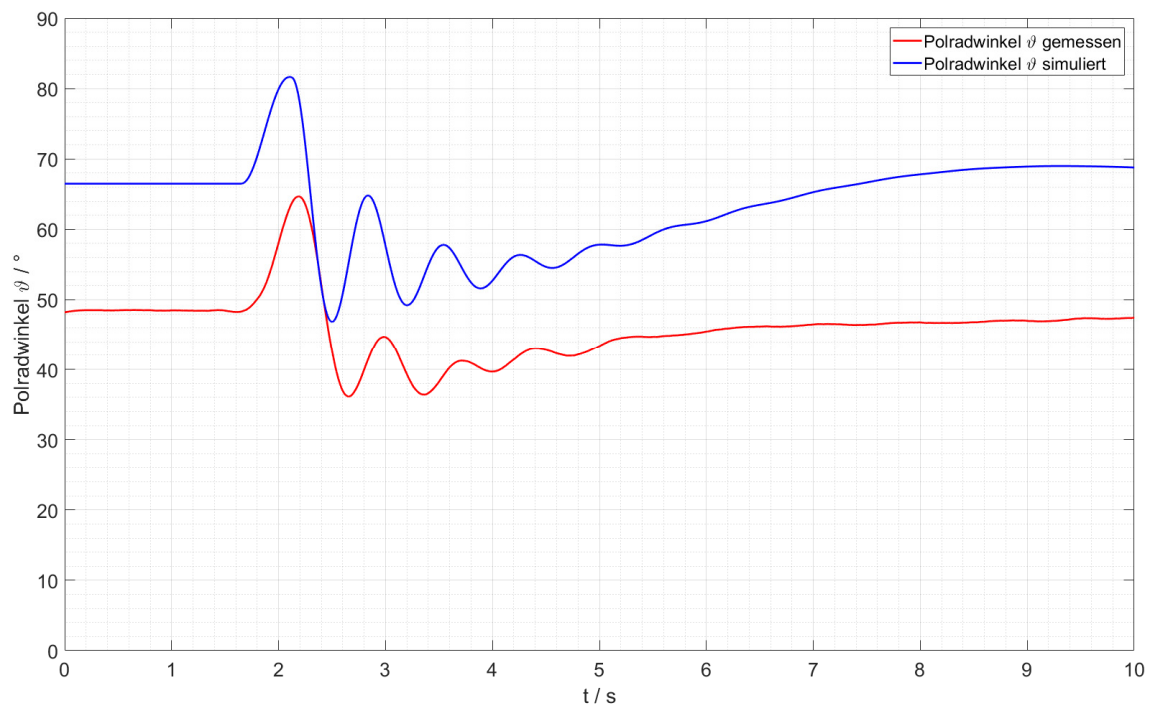


Abbildung 5.20 Versuch 7: Polradwinkel aus Messung und Simulation – Vergleich

5.6.2 Klemmenspannung (Messung und Simulation)

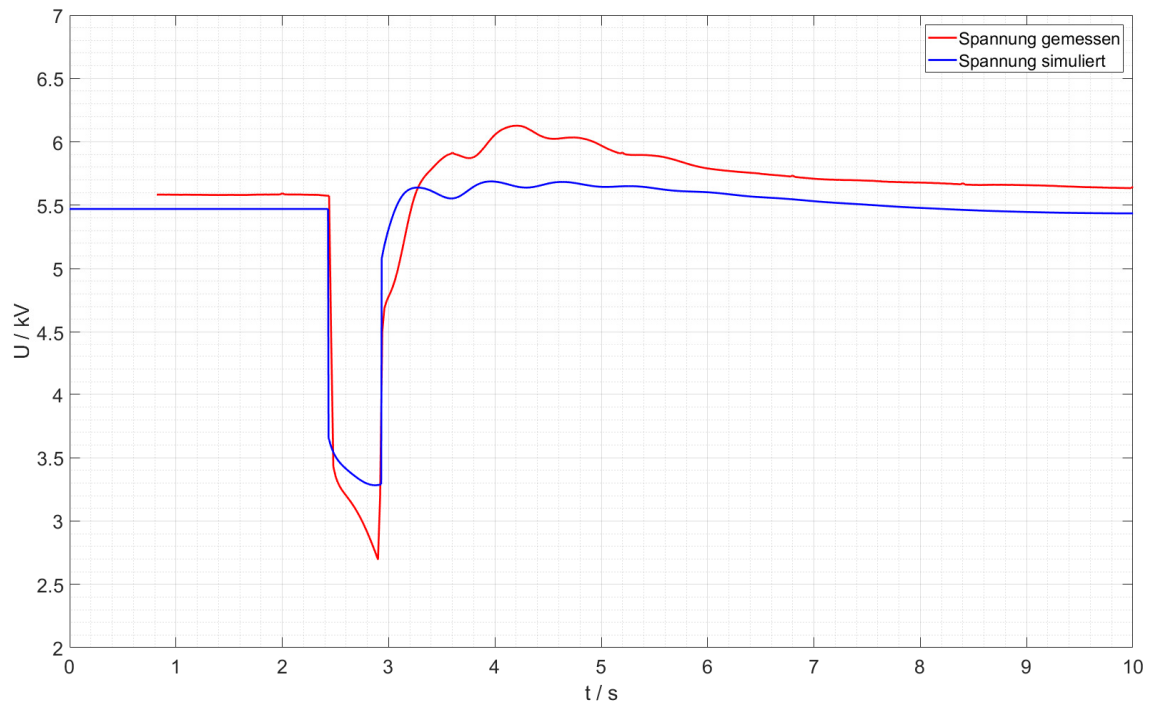


Abbildung 5.21 Versuch 7: Klemmenspannung (RMS) aus Messung und Simulation

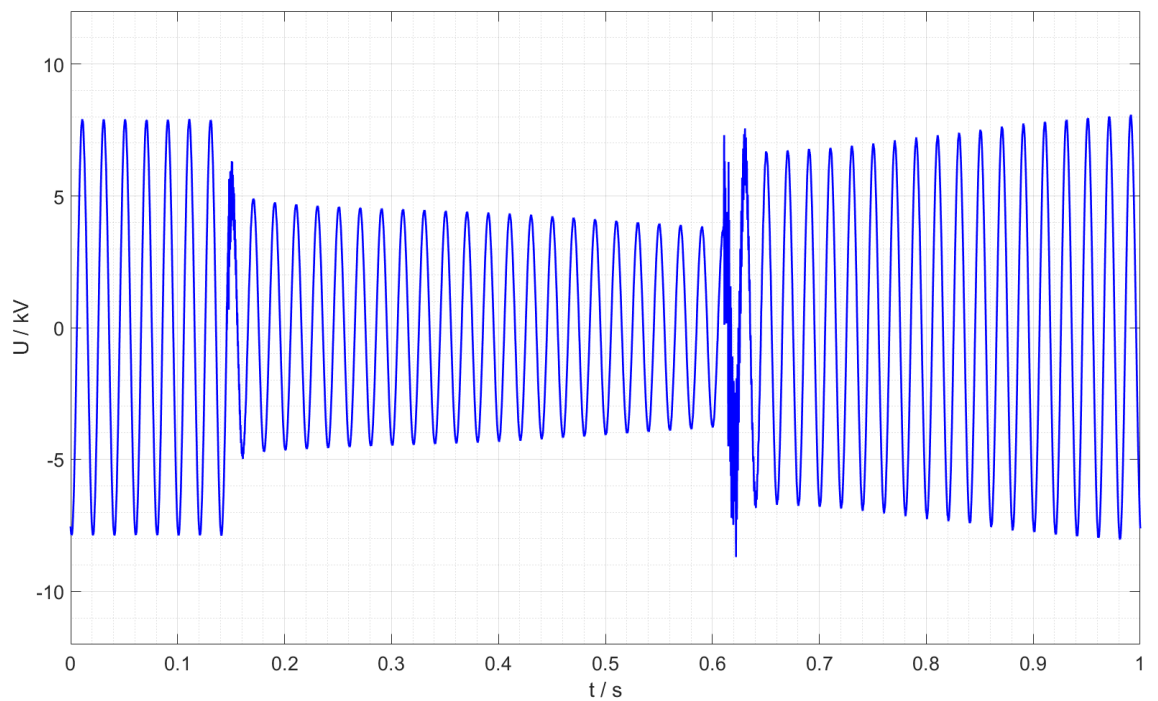


Abbildung 5.22 Versuch 7: Klemmenspannung aus Messung

5.6.3 Kurzschlussstrom

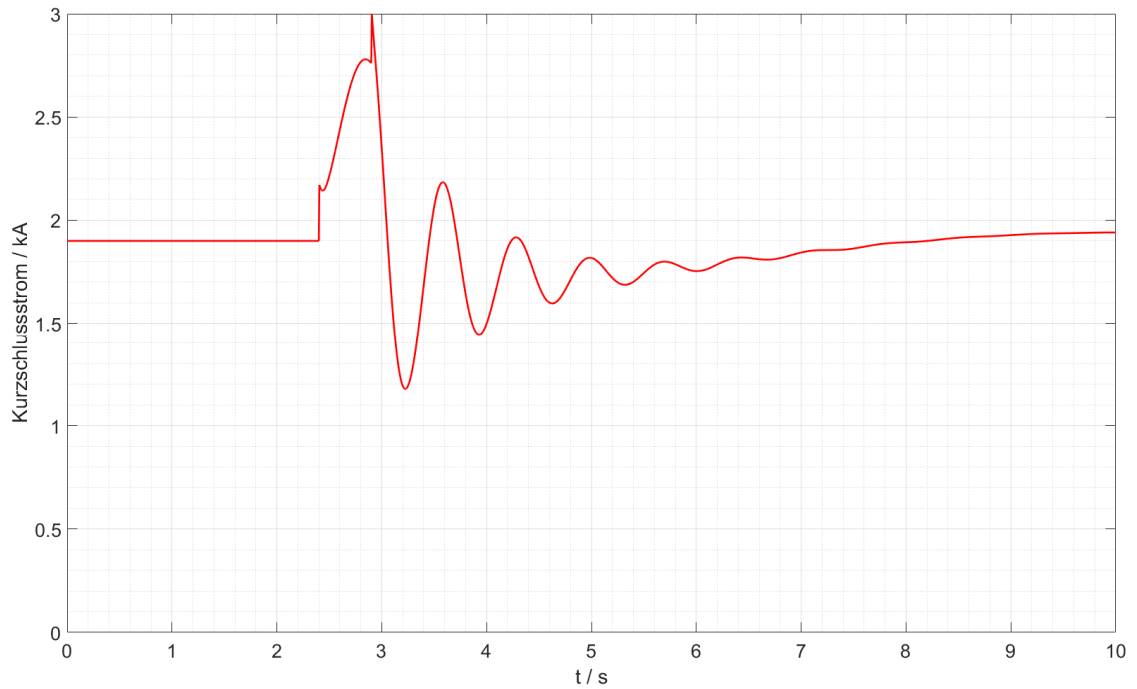


Abbildung 5.23 Versuch 7: Kurzschlussstrom aus Simulation

5.6.4 Erregerspannung / Erregerstrom / Knotenspannung / Polradwinkel

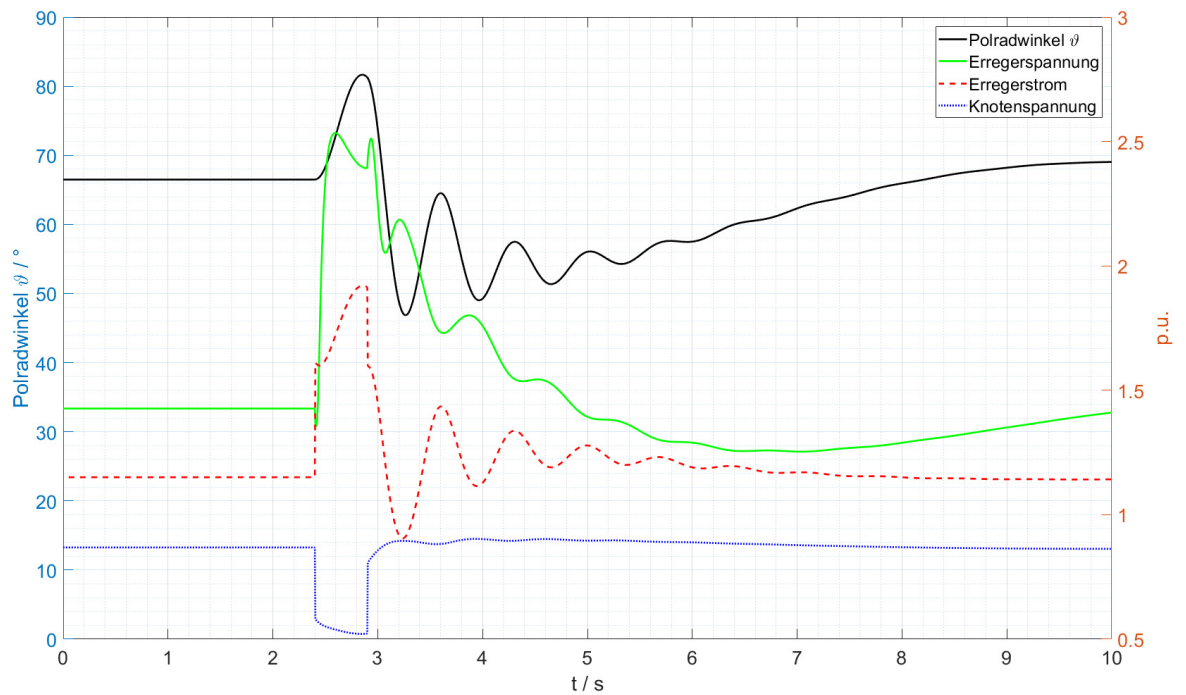


Abbildung 5.24 Versuch 7: Erregerspannung, Erregerstrom, Knotenspannung und Polradwinkel in Bezug zueinander – Simulation

5.6.5 Diskussion der Ergebnisse

Versuch 7 ähnelt den Ergebnissen aus Versuch 6 sehr. Aufgrund der höheren Vorbelastung von 18 MVA (simuliert) und einem $\cos \varphi = 0,9$ untererregt liegt der Polradwinkel höher als in Versuch 6. Die Simulation für eine Fehlerdauer für 0,48 s erreicht einen Polradwinkel von 82° , was relativ nah an der statischen Stabilitätsgrenze liegt. Bis zur dynamischen Stabilitätsgrenze ist allerdings noch deutliche Reserve vorhanden. Die Messung fällt auch hier geringer aus. Ansonsten jedoch sind, wie auch in Versuch 6, die Verläufe der Polradwinkel aus Simulation und Messung quasi identisch.

Die Spannung benötigt in diesem Versuch verhältnismäßig lange, um wieder den Ausgangszustand zu erreichen und schwingt außerdem deutlich über. Dies liegt daran, dass der Spannungsregler mit seiner Erregerspannung in die Begrenzung gefahren ist und anschließend relativ lange die Erregerspannung auf hohem Niveau hält.

6 Weitere Ergebnisse

6.1 Worst-Case-Betrachtung

Nun wird das bestehende Modell dazu verwendet, um herauszufinden unter welchen Umständen die Maschine schlupft und nicht mehr synchron läuft. Es wird also nach der Stabilitätsgrenze gesucht.

Dazu wird der Kurzschluss nicht mehr an dem bisher definierten Kurzschlussort (Leiterschleife Rosenau – Großraming – Rosenau) durchgeführt, sondern direkt auf der Sammelschiene hinter dem Blocktransformator. Als Vorbelastung werden 18 MVA und $\cos \varphi = 0,9$ untererregt gefahren.

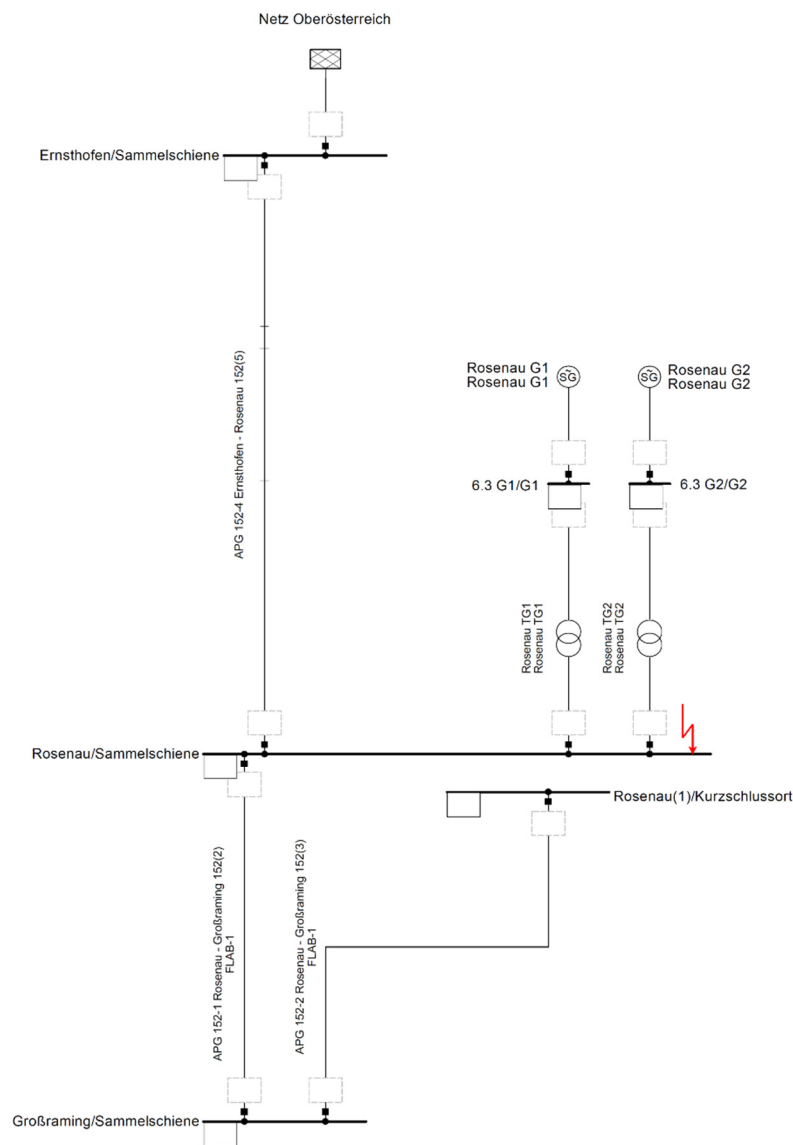


Abbildung 6.1 Simulation in DigSILENT PowerFactory für die Worst-Case-Betrachtung (Kurzschluss direkt hinter Blocktransformator)

Wird ein Kurzschluss entsprechend obiger Abbildung simuliert kommt es aufgrund der fehlenden Impedanz zwischen Kurzschluss und SM deutlich schneller zu kritischen Situationen für die Maschine. Untersuchungen ergaben, dass die SM bei einer Kurzschlussdauer von $t = 0,27$ s schlupft und außer Tritt fällt. Dies sieht dann folgendermaßen aus.

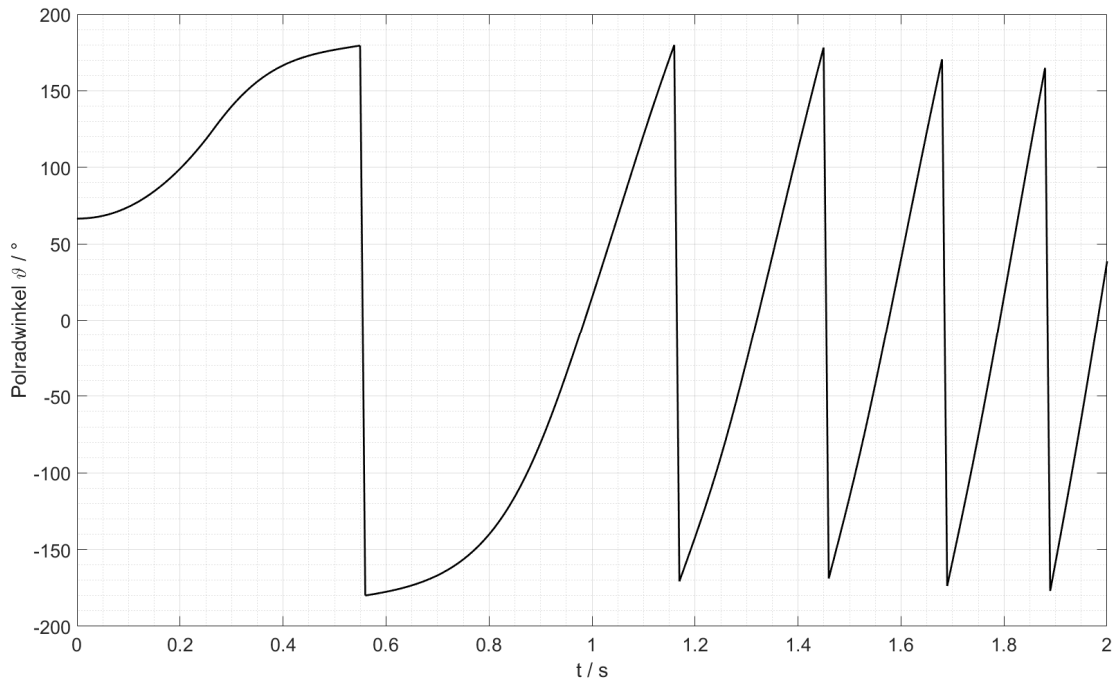


Abbildung 6.2 Polradwinkel: Worst-Case Betrachtung

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Maschine außer Tritt fällt und es auch nicht mehr schafft sich zu synchronisieren. Die SM muss aus diesem Grund schnellstmöglich abgeschaltet werden, um größere Schäden zu vermeiden.

Deshalb muss sichergestellt sein, dass die Sekundärtechnik den Fehler rechtzeitig vom Netz trennt, oder die Maschine vom Netz getrennt wird bevor sie zu schlupfen droht.

6.2 Variation des Trägheitsmomentes H der Synchronmaschine

Zusätzlich wurden die Auswirkungen eines Kurzschlusses bei verschiedenen Trägheitsmomenten des Generators untersucht. Ebenfalls bei Vollast und $\cos \varphi = 0,9$ untererregt, jedoch bei $t = 150$ ms.

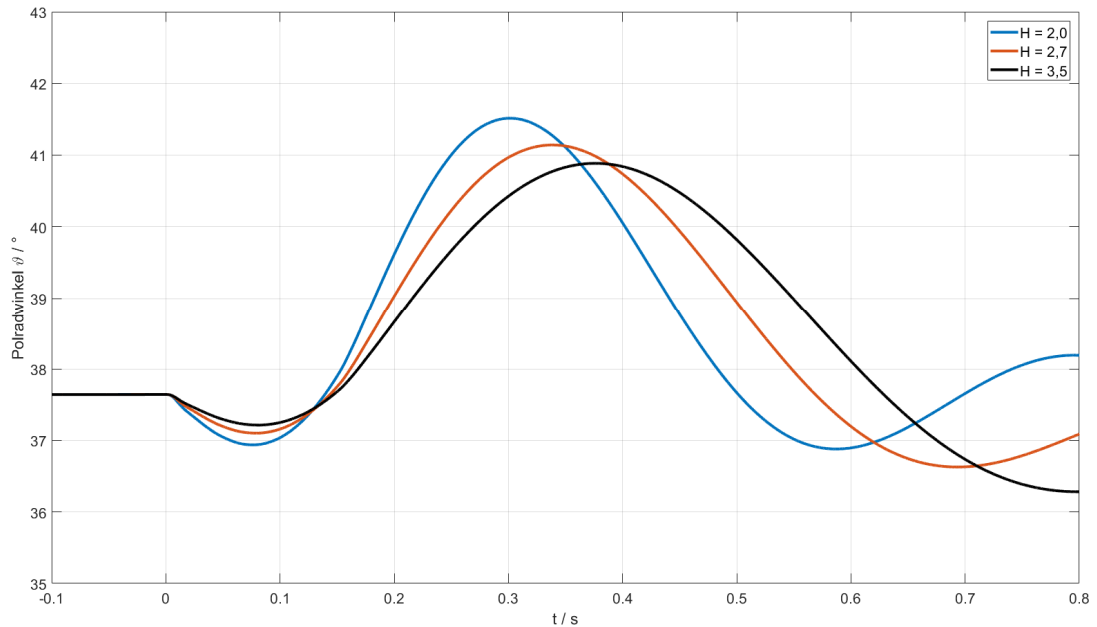


Abbildung 6.3 Polradwinkel bei 150 ms Kurzschlussdauer und variierenden Trägheitsmomenten

Wie in Abbildung 6.3 zu sehen verhält sich der Polradwinkel, aufgrund der mechanischen Trägheit der SM, bei verschiedenen Trägheitsmomenten H anders. Je größer das Trägheitsmoment, desto größer die Zeitkonstanten, die für den Einschwingvorgang verantwortlich sind. Ebenfalls aufgrund der detaillierten Auflösung gut zu sehen in diesem Diagramm der in Kapitel 2.2.3 beschriebene Back-swing Effekt, der die SM zunächst etwas beschleunigt, bevor sich der Polradwinkel erhöht. Bei höheren Trägheitsmomenten fällt die dynamische Polradwinkeländerung im Kurzschlussfall geringer aus.

7 Vergleich - Identifizierung und Interpretation von Differenzen

Erste Vergleiche von Simulation und Messung ergaben ähnliche Kurvenverläufe. Die Simulation ergab etwas größere Polradwinkel und Polradwinkelausschläge, als die Messung. Abbildung 7.1. zeigt beispielhaft nochmals die Polradwinkel von Versuch 6. Einmal den simulierten und einmal den gemessenen Polradwinkel.

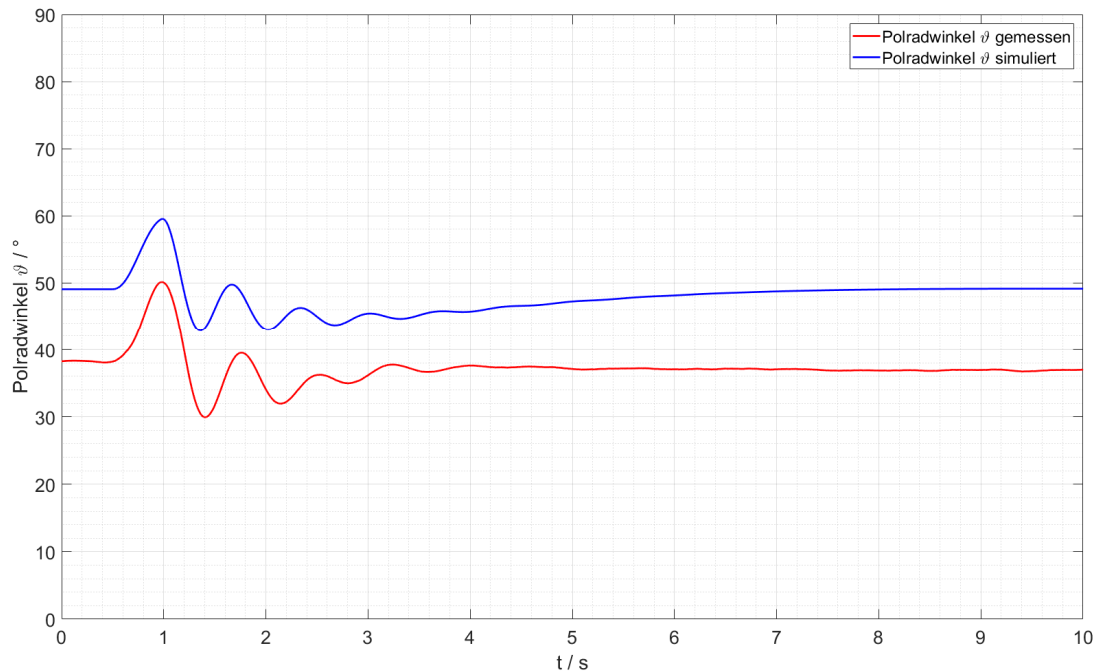


Abbildung 7.1 Polradwinkel Versuch 6 aus Messung und Simulation – Vergleich

Doch woher kommen die unterschiedlichen absoluten Werte des Polradwinkels? Dies kann folgende Ursachen haben:

- Das Inbetriebnahme-Prüfprotokoll der Maschine zeigt für sämtliche Reaktanzen Toleranzen von plus/minus 15 %. Da die genauen Werte nicht bekannt sind, kann es ausgehend von den Reaktanzen zu deutlichen Abweichungen sämtlicher simulierten Werte kommen. Versuche die Reaktanzen zu verändern zeigten deutliche Annäherungen an die gemessenen Werte. Eine Anpassung von X_d' von 0,36 p.u. (Toleranz, vgl. Kapitel 2.1.7) auf 0,31 um minus 15 % lieferte passende Ergebnisse. Obige Diagramme entsprechen der angepassten transienten Reaktanz. Die Vermutung, dass die transiente Längsreaktanz im unteren Bereich der Toleranzgrenze liegt, liegt nahe.
- Versuche am Simulationsmodell ergaben, dass die Stufenschalterstellung erhebliche Auswirkungen hat auf den Polradwinkelausschlag der SM. Der Stufenschalter verändert die Klemmenspannung der SM, wodurch der Spannungsregler ein deutlich abweichendes Verhalten zeigt. Nachfolgendes Diagramm zeigt den Unterschied, wenn der Stufenschalter nicht auf der neutralen Position steht, sondern auf beispielsweise +1.

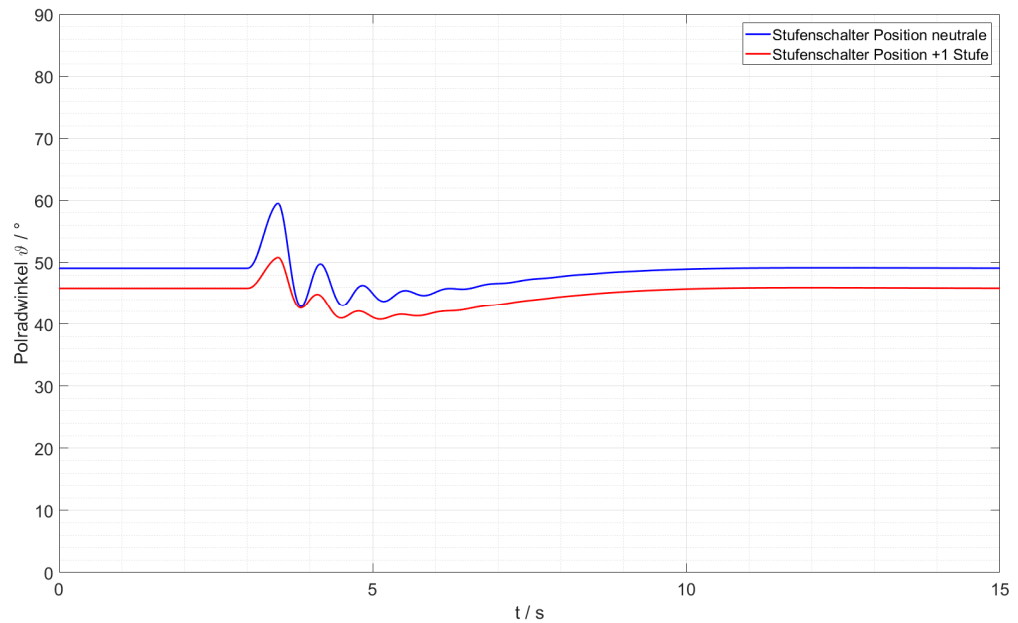


Abbildung 7.2 Simulation von Versuch 6: Auswirkungen des Stufenschalters auf den Polradwinkel

- Weitere Ursachen für die Differenz des Polradwinkels, bzw. an der Stelle der absoluten Lage des Polradwinkels, können in der händischen Rechnung liegen. Diese berücksichtigt nicht alle Parameter und dient als Näherung.
- Veränderungen im Reglermodell und dessen Parameter haben ebenfalls deutliche Auswirkungen auf den Polradwinkel und weitere Simulationswerte, wie Erregerstrom, Strom und Spannung. Eine Änderung der Parameter im Reglermodell ändert allerdings eher das Einschwingverhalten der SM und nicht die absolute Lage der Kurve.
- Laut Versuchsablaufprotokoll, welches vor den Versuchen ausgehändigt wurde, wurden die Versuche entsprechend Tabelle 4.1 gefahren. Entsprechend Informationen der Ennskraftwerke AG wurden die Versuche mit den hohen Belastungen (Versuche 6 und 7) jedoch nicht genau so gefahren, wie angegeben. So lag der $\cos \varphi$ nicht bei 0,9 wie angegeben, sondern evtl. nur bei 0,95 und auch die Vorbelastung lag nicht bei den vollen 18 MVA, sondern etwas darunter. Diese Information liegt allerdings nicht eindeutig vor. Deshalb können an der Stelle nur die Messungen und Simulationen, wie oben zu sehen, ausgewertet werden. Wenn die Vorbelastungen der SM wirklich geringer waren, würde das erklären, warum die simulierten Polradwinkel höher sind, als die gemessenen. Auswertungen des Simulationsmodells zeigen bei Abänderung der Vorbelastung deutliche Annäherungen, oder sogar Übereinstimmungen mit den Messergebnissen.

8 Zusammenfassung und Bedeutung der Ergebnisse

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Netzfehler in derartiger Distanz keine kritische Situation für die Synchronmaschinen in Rosenau darstellen, auch nicht mit längerer Fehlerdauer. Das liegt an der Impedanz zwischen der Maschine und dem Fehlerort, die die Leitung über Großraming darstellt. Befindet sich der Fehler allerdings direkt auf der Sammelschiene in Rosenau, sind Fehlerdauern über 200 ms durchaus als kritisch zu betrachten, da man Gefahr läuft, dass die Maschine schlupft. In diesen Fehlerfällen muss die Maschine sofort abgeschaltet werden.

In einem Parametervergleich lassen sich die Parameter des Spannungsreglers und die Parameter der Synchronmaschine so verändern, dass sich die Polradwinkelausschläge von Messung und Simulation annähern. Insbesondere muss die im Datenblatt angegebene Toleranz der transienten Reaktanz X_d' von -15 % ausgenutzt werden, damit der Polradwinkel näher an die Messung herankommt.

Die Verläufe der Polradwinkel in Simulation und in Messung sind sehr ähnlich. Lediglich liegt die Kurve der Simulation gesamt betrachtet höher. Mit allerhöchster Wahrscheinlichkeit liegt dies daran, dass die Versuche nicht wie im Versuchsprotokoll angegeben mit Volllast, sondern etwas darunter gefahren wurden. Auch könnte die Stellung des Stufenschalter Auswirkungen auf die Simulation haben, was es in zukünftigen Simulationen mit dem Modell unbedingt zu beachten gilt.

Das Simulationsmodell ist nun so genau, dass es für realitätsnahe Simulationen verwendet werden kann. Der etwas zu hohe Polradwinkel der Simulationen wird als Sicherheitsfaktor betrachtet. So ergab beispielsweise die Worst-Case Betrachtung, dass wie oben erwähnt, ein 200 ms Kurzschluss auf der Sammelschiene die Synchronmaschine außer Tritt bringt. Ein Kurzschluss direkt an den Klemmen hat keine signifikant höheren Auswirkungen auf den Polradwinkel der Maschine. Das bedeutet, dass die Trafoimpedanz die Auswirkungen nicht spürbar dämpft. Die Sekundärtechnik muss dementsprechend parametrisiert sein, so dass ein derartiger Fehler (Sammelschienenfehler in Rosenau) keinesfalls länger als 200 ms ansteht.

Insbesondere Schutzparameter können mit diesem Simulationsmodell hinterfragt und ggf. optimiert werden. So kann vermieden werden, dass die Maschine zu früh, oder zu spät abgeschaltet wird, wodurch Netzstabilität und Versorgungssicherheit erhöht werden.

Durch den Parametervergleich, der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wurde, bestehend aus Messdaten und Simulationsdaten entstand ein Simulationsmodell, das realistische Ergebnisse für diese Versuche liefert. Es kann angenommen werden, dass auch abweichende Fehlerfälle mit verschiedenen Fehlerzeiten, unterschiedlichen Fehlerorten, oder auch abweichenden Netzschaltsituationen plausibel mit dem Modell berechnet werden können. Es können also für verschiedene Ausgangsbedingungen die Auswirkungen auf das gesamte System, bestehend aus SM, Blocktransformator, Spannungsregler, Turbinenregler und Netz abgeschätzt werden.

Auch der Back-swing Effekt ist aus den Messungen heraus erkennbar. Aufgrund der Flusskonstanz beschleunigt die Maschine zu Kurzschlussbeginn leicht, bevor sie dann ausgebremst wird.

Sehr interessant sind die Verläufe von Knotenspannung, Erregerspannung, Erregerstrom, und Polradwinkel der Synchronmaschine. So gibt es eine deutlich erkennbare direkte elektrische Kopplung zwischen Stator und Rotor und ebenfalls eine mechanisch-elektrische Kopplung zwischen schwingendem Polradwinkel und Erregerwicklung und dadurch wieder eine elektrische Kopplung zur Statorwicklung und letztendlich eine elektrische Kopplung auf die Klemmenspannung.

Die Firma Siemens AG hat ebenfalls Auswertungen des Polradwinkels für die obigen Versuche angestellt. Deren Messdaten stammen direkt aus den Sekundärtechnikgeräten. Ein kurzer Vergleich vor Ort ergab höhere Polradwinkelausschläge aus deren Auswertung. Die Daten lagen für diese Arbeit nicht vor. Es ist empfehlenswert die Daten von der Firma Siemens AG mit denen aus Messung und Simulation in dieser Arbeit zu vergleichen. Sollte es tatsächlich zu Unterschieden kommen, müssen diese kritisch hinterfragt und ggf. Parameter angepasst, oder Schutztechnik erneuert werden. Denn Sekundärtechnik, die nicht genau misst, bzw. keine genauen Eingangsparameter erhält, kann auch keine eindeutigen und richtigen AUS-Signale an Maschine, oder LS geben.

Für zukünftige Messungen wird außerdem der Vorschlag ausgesprochen, Kurzschlussströme und insbesondere den Erregerstrom mitzumessen. Daraus lässt sich das Verhalten des Spannungsreglers und damit das Verhalten der Synchronmaschine deutlich besser interpretieren.

Schlussendlich lässt sich festhalten, dass Simulationen nur dann realistische Ergebnisse liefern, wenn das Datenmodell so exakt wie möglich der Realität entspricht. Kleinste Fehler bei den Maschinendaten führen bereits zu deutlichen Abweichungen in der Simulation. Vor allem wenn keine Messwerte zum Vergleich vorliegen, ist das Bewusstsein über abweichende und falsche Simulationen möglicherweise gar nicht vorhanden. Für wichtige Rechnungen sollte also immer ein Versuch durchgeführt werden. Dieser kann wie im Fall Rosenau deutlich geringer als der Worst-Case Fall ausfallen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse können dann jedoch für weitere Simulationen verwendet werden.

Die Versuche in Rosenau an der SM G2 tragen insbesondere zum besseren Verständnis der beiden SMn im KW Rosenau im Fehlerfall bei. Durch die Versuche lassen sich die Auswirkungen von Kurzschlüssen auf das Regelverhalten, den Polradwinkel und den Kurzschlussstrom sehr gut abschätzen. Des Weiteren kann das erlangte Wissen auf andere Kraftwerke und deren Synchronmaschinen übertragen werden.

Literaturverzeichnis

- [1] GREEN ROCKET GmbH, „GREEN ROCKET,“ [Online].
Available: <https://www.greenrocket.com/utschtal-kraftwerke>. [Zugriff am August 2019].
- [2] B. f. N. u. Tourismus, „Energie in Österreich 2018,“
Schwechater Druckerei Seyss GmbH, Wien, 2018.
- [3] P. Konstantin, Praxishandbuch Energiewirtschaft,
Berlin Heidelberg: Springer Verlag , 2013.
- [4] D. Oeding und B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze,
Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2011.
- [5] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung,
Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [6] P. A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme,
Berlin Heidelberg: Springer, 2012.
- [7] [Online]. Available: https://www.ennskraft.at/Kraftwerk_Rosenau.
[Zugriff am 29. 05. 2019].
- [8] V. Carsten, Elektrische Energieversorgung 1, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2015.
- [9] [Online].
Available: <http://elektronik-kurs.net/synchronmotoren-im-ein-und-mehrphasenbetrieb/>.
[Zugriff am 17 Juni 2019].
- [10] N. Essl und H. Renner,
„Low-Voltage-Ride-Through-Assistenzsystem für dezentrale Erzeugungseinheiten,“ *e&i
Elektrotechnik und Informationstechnik (Volume 131)*, pp. 309-315, Dezember 2014.
- [11] P. H. Renner, *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme*, Graz, 2013.
- [12] H. Bacher , *Elektrische Maschinen für die Energietechnik*, Graz, 2017.
- [13] D. D. K. E. E. I. i. D. u. VDE, *DIN EN 60909-0 (VDE 0102)*,
Berlin: VDE VERLAG GMBH, 2016.
- [14] I. P. & E. Society,
*Test System for Voltage Stability Analysis and Security Assessment Technical Report
PES-TR19*, IEEE 2015 The Institute of Electronics Engineers, Inc., 2015.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
SM	Synchronmaschine
AM	Asynchronmaschine
SS	Sammelschiene
APG	Austrian Power Grid AG
TU Graz	Technische Universität Graz
PV	Photovoltaik
WEA	Windenergieanlagen
UBH	Übertragung/Betrieb/Hauptschaltleitung (Abteilungskürzel APG)
UW	Umspannwerk
VEH	Standortkürzel für das UW Ernthofen
UAW	Übertragung/Asset/Werte (Abteilungskürzel APG)
UBR/Nord	Unternehmenskürzel Schaltleitung Nord
pol	Polig (Bsp: 3-pol)
KS	Kurzschluss
KW	Kraftwerk
p.u.	per unit
pol	Polig (Bsp.: 3-pol → dreipolig)
ms	Millisekunden

Anhang

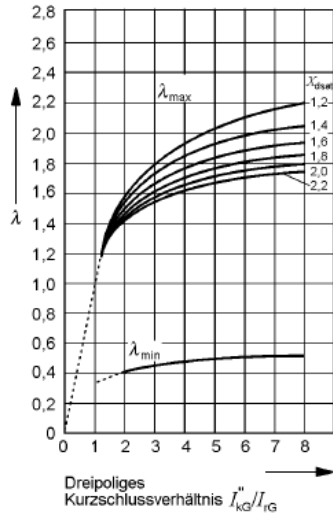


Bild 15a – Faktoren λ_{\min} und λ_{\max} der Serie 1

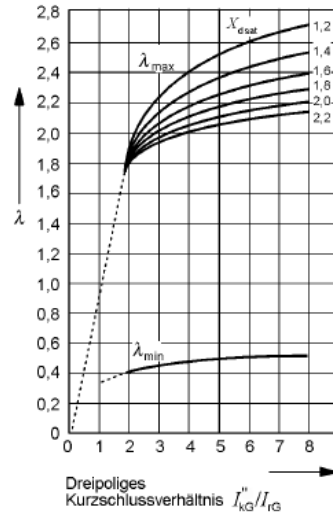


Bild 15b – Faktoren λ_{\min} und λ_{\max} der Serie 2

Bild 15 – Faktoren λ_{\min} und λ_{\max} für Turbogeneratoren

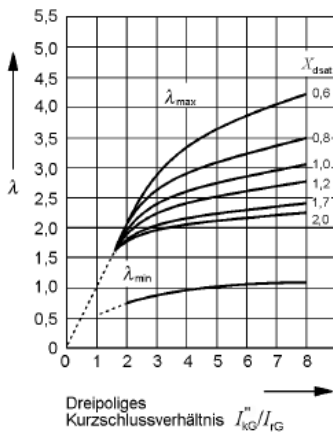


Bild 16a – Faktoren λ_{\min} und λ_{\max} der Serie 1

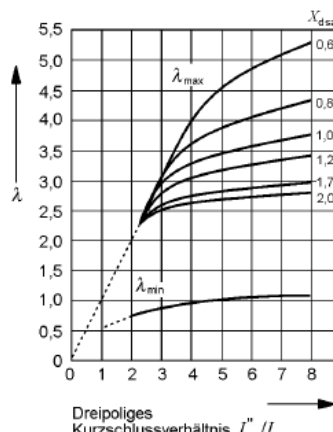


Bild 16b – Faktoren λ_{\min} und λ_{\max} der Serie 2

Bild 16 – Faktoren λ_{\min} und λ_{\max} für Schenkelpolgeneratoren

Abbildung 0.1 Faktor λ für die Berechnung der Dauerkurzschlussstromes [13]

Serie 1: Größtmögliche Erregerspannung 1,3-fach (Turbogenerator) und 1,6-fach (Schenkelpolgenerator)

Serie 2: Größtmögliche Erregerspannung 1,6-fach (Turbogenerator) und 2,0-fach (Schenkelpolgenerator)

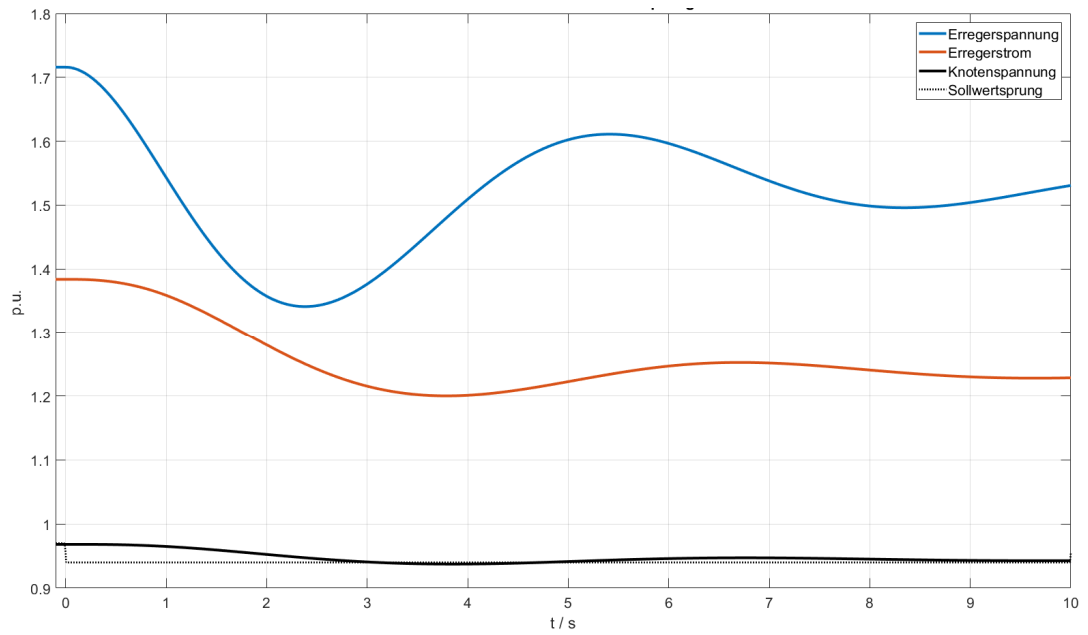


Abbildung 0.3 Negativer Sollwertsprung: Sprungantwort des Spannungsreglers

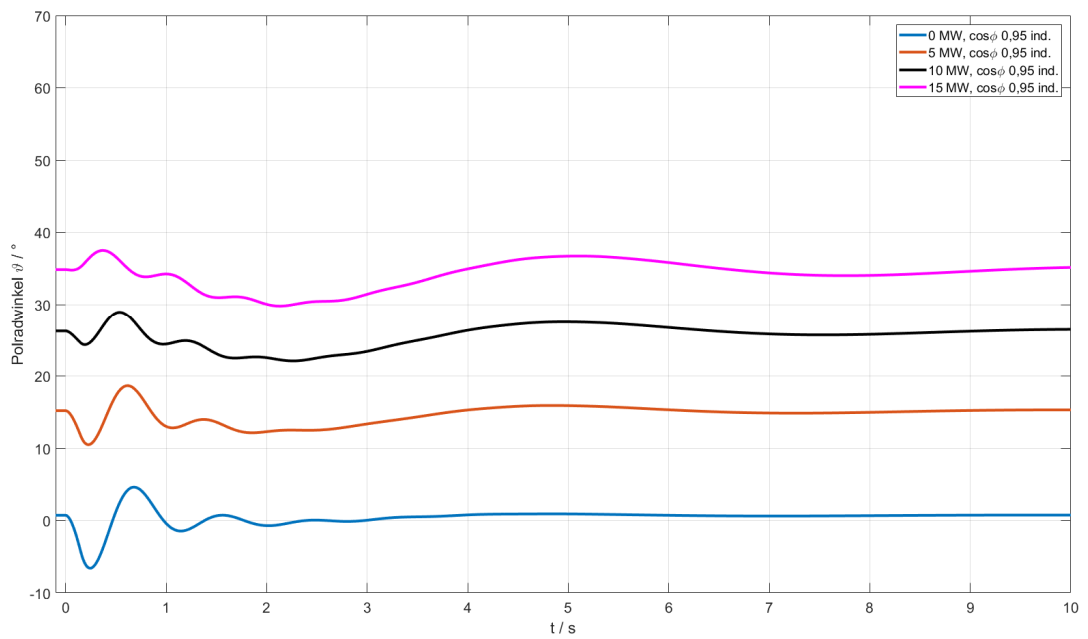


Abbildung 0.4 Polradwinkel: Vergleich verschiedener Vorbelastungen (3-pol KS; 150 ms) - Simulation

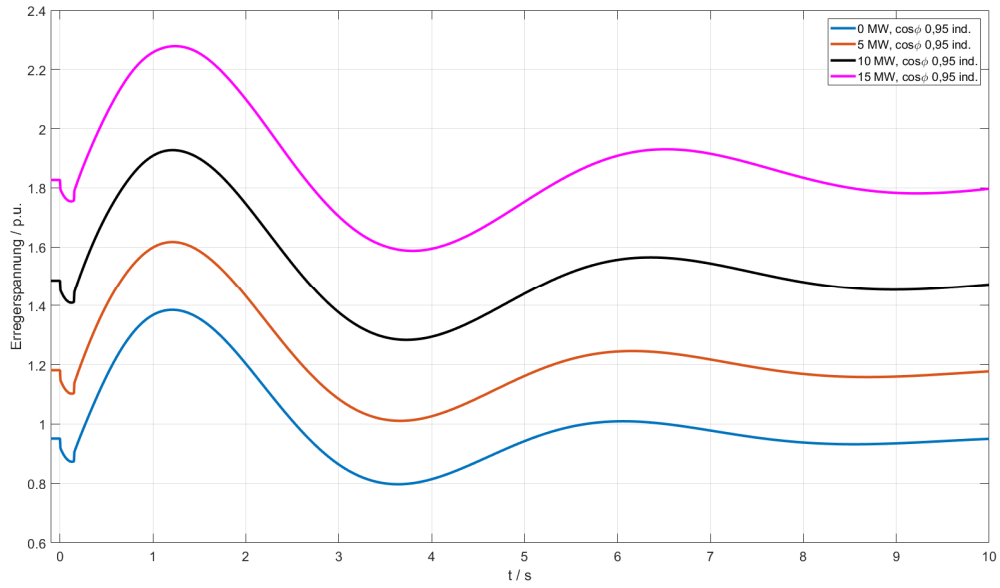


Abbildung 0.5 Erregerspannung: Vergleich verschiedener Vorbelastungen (3-pol KS; 150 ms) – Simulation

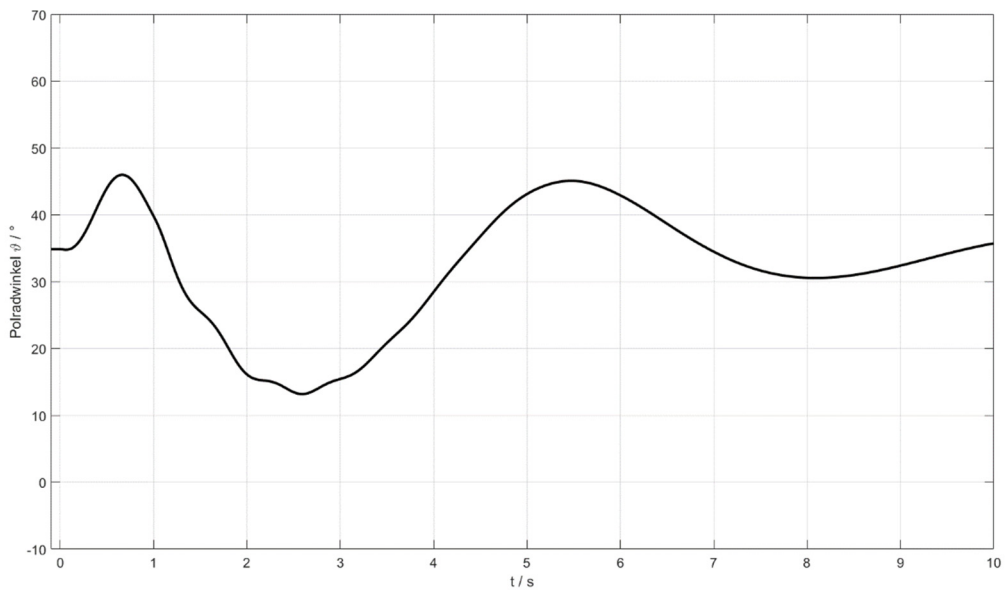


Abbildung 0.6 Polradwinkel bei 3-pol KS, 1 s, $\cos \varphi = 0,95$ ind., $S = 10$ MVA

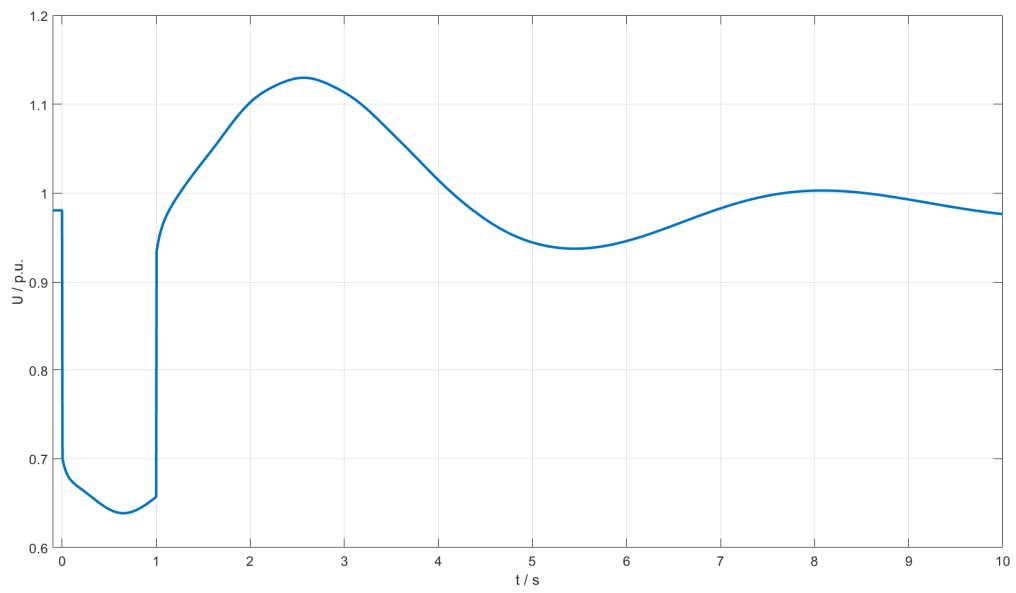


Abbildung 0.7 Knotenspannung bei 3-pol KS, 1 s, $\cos \varphi = 0,95$ ind., $S = 10$ MVA

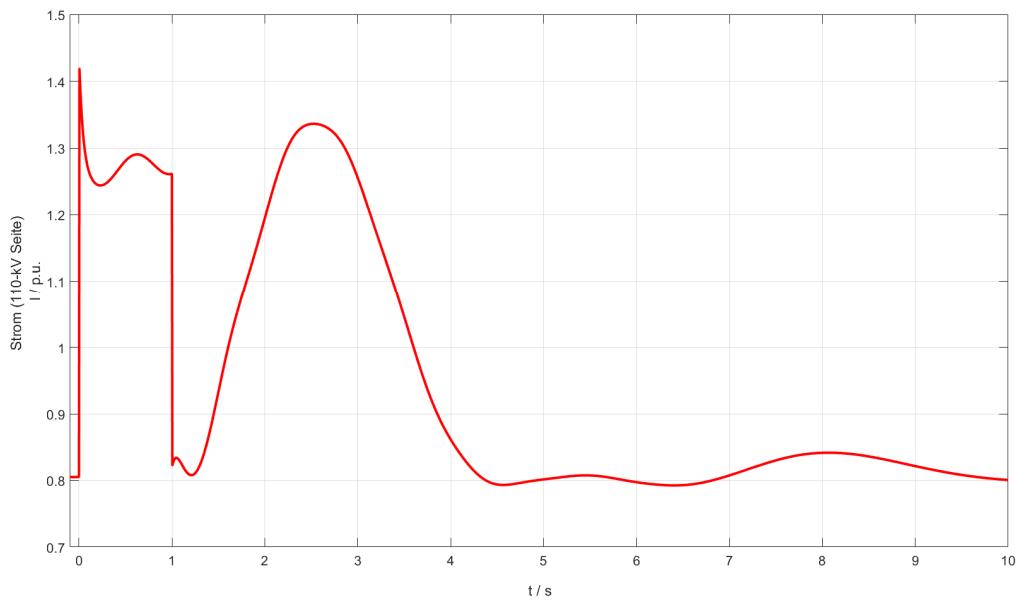


Abbildung 0.8 Strom 110-kV Feld bei 3-pol KS, 1 s, $\cos \varphi = 0,95$ ind., $S = 10$ MVA

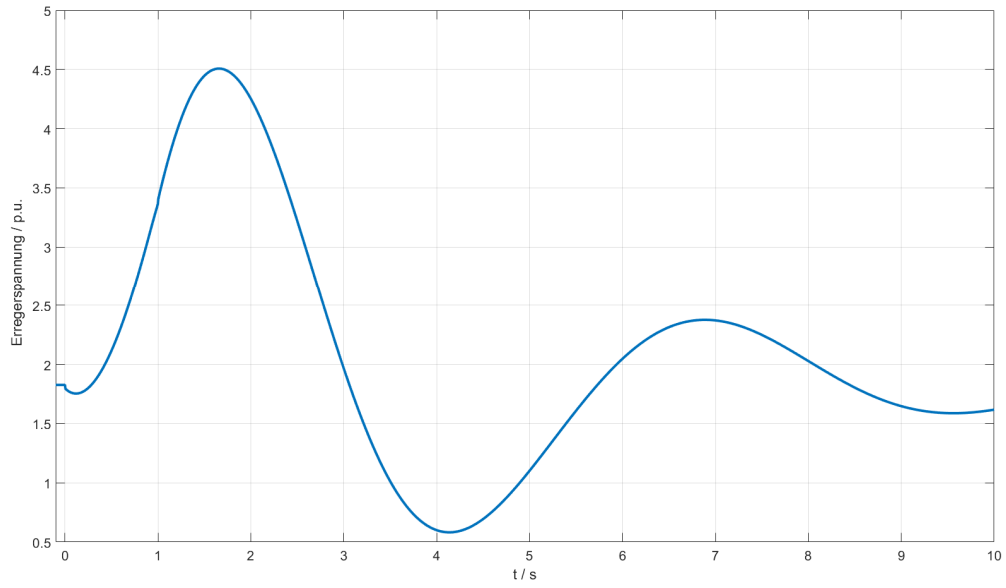


Abbildung 0.9 Erregerspannung bei 3-pol KS, 1 s, $\cos \varphi = 0,95$ ind., $S = 10$ MVA

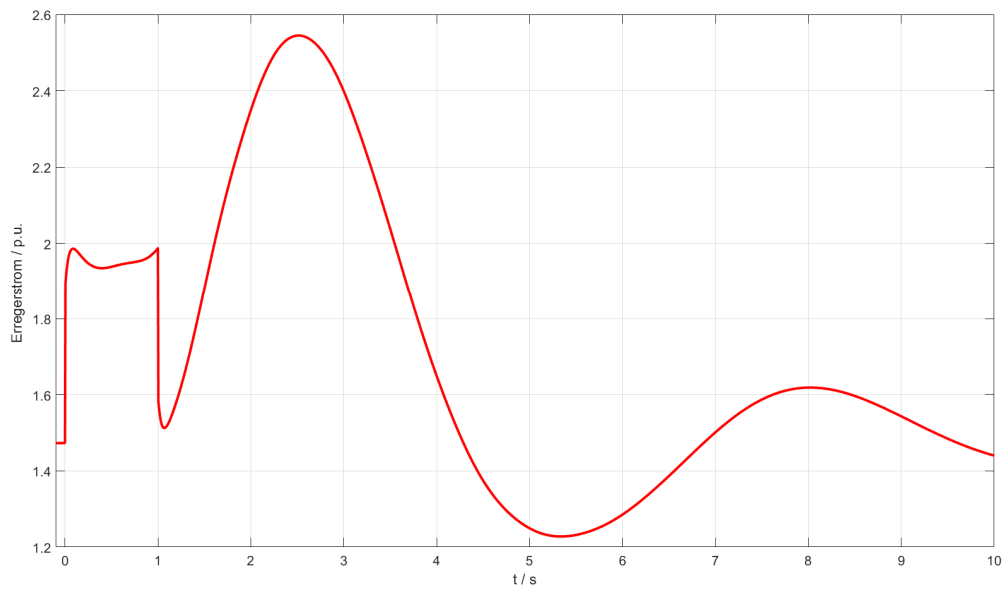


Abbildung 0.10 Erregerstrom bei 3-pol KS, 1 s, $\cos \varphi = 0,95$ ind., $S = 10$ MVA