

DIPLOMARBEIT

*Analyse der kritischen Fehlerklärungszeit von  
Rohrturbinengeneratoren in Bezug auf die Anforderungen  
der ENTSO-E NC RfG*

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
**DIPLOM-INGENIEURS**

unter der Leitung von

*Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik*

eingereicht an der

Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

*Michael Kollmann*  
*Matr.Nr. 0926465*

Loosdorf, am 22 Februar 2015

## EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbstständig angefertigt habe. Die zugrunde liegende Literatur und alle aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Hilfsmittel, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Loosdorf, am 22 Februar 2015

---

Michael Kollmann

## Kurzfassung

Da das elektrische Energiesystem durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energieträger, den zunehmenden Automatisierungsgrad und durch den liberalisierten Energiemarkt ständig neuen Herausforderungen gegenübersteht, ist es notwendig Bestimmungen und Voraussetzungen zu definieren, welche die Einhaltung von Standards für den Anschluss an das elektrische Energiesystem regeln. In Europa ist hierfür der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber *ENTSO – E* zuständig, welcher durch Network Codes die Anforderungen definiert. Dabei kann es jedoch auch vorkommen, dass einzelne Punkte für bestimmte Typen von Energieerzeugungsanlagen unter normalen Betriebsbedingungen nicht erfüllbar sind. In dieser Arbeit wird dies speziell an Rohrturbinen-Generatoren gezeigt, welche auf Grund ihrer geringen Schwungmasse hinsichtlich der kritischen Fehlerklärungszeit nach Auftreten eines Kurzschlusses, die Anforderungen des Netzwerk Codes unter gewissen Betriebszuständen nicht einhalten können.

## Abstract

The growing usage of renewable energy sources, the increasing level of automation and the liberalized energy market are all real challenges that the electrical energy system has to face. Therefore it is necessary to define some requirements which govern the compliance of some standards for the connection to the electrical energy system. In Europe the European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, is responsible for these requirements and defines Network Codes. In this regard it can still occur that some points of the Network Code are not compliant from some types of power generating modules. In this study this will be shown on bulb-turbine generators, which have a problem to fulfill the requirements of the ENTSO-E, because of their small flying wheel mass and the resultant minimal clearing time after a short circuit.

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken die mich bei der Erstellung meiner Diplomarbeit und während meines Studiums unterstützt haben.

Ein großer Dank gilt meinem Betreuer der Diplomarbeit seitens der Technischen Universität Wien, Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik, welcher mich durch seine Vorlesungen bekräftigt hat mich auf das Gebiet der Energieversorgung zu spezialisieren und durch seine zahlreichen Vorschläge und Hilfestellungen mich stets rasch und unkompliziert bei der Umsetzung der Diplomarbeit unterstützt hat. Herrn Dipl.-Ing.(FH) Dr.techn. Hans-Peter VETÖ vom Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe möchte ich für die Zurverfügungstellung des Neplan-Dongles danken. Ein weiterer großer Dank gilt Herrn Dipl.-Ing. Dr. Klaus Oberhauser von Verbund Hydro Power AG, der mir dieses Thema vorgeschlagen, und die notwendigen Daten zur Verfügung gestellt hat. Hierbei möchte ich mich auch bei meinen ehemaligen Arbeitskollegen von Verbund Renewable Power bedanken durch die ich reichlich Kontakte geknüpft habe und mit denen ich zahlreiche Erfahrungen sammeln konnte.

Ganz herzlich möchte ich mich bei meiner Familie und bei meinen Freunden bedanken, welche mich während meines gesamten Studiums unterstützt haben. Insbesondere möchte ich hierbei meiner Tante, Rosemarie Kollmann, danken, welche mich Anfangs des Studiums finanziell unterstützt und mir somit die Entscheidung ein Studium zu beginnen erleichtert hat. Weiters möchte ich mich bei meiner Freundin und Cousine, Magdalena Weichselbraun, für das Korrekturlesen der Diplomarbeit sowie meiner Bachelorarbeit bedanken. Ihr wünsche ich viel Spaß und Erfolg bei ihrem Studium der internationalen Beziehungen in Spanien.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>ENTSO-E-NC-RfG</b>	<b>11</b>
2.1	Ziel und Zweck der ENTSO E-NC-RfG . . . . .	11
2.2	Geltungsbereich . . . . .	12
2.3	Allgemeine Anforderungen an die verschiedenen Erzeugungseinheiten	17
2.3.1	Typ A . . . . .	17
2.3.2	Typ B . . . . .	20
2.3.3	Typ C . . . . .	24
2.3.4	Typ D . . . . .	30
2.4	Spezielle Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Synchronge- neratoren . . . . .	32
2.4.1	Typ B . . . . .	32
2.4.2	Typ C . . . . .	33
2.4.3	Typ D . . . . .	34
<b>3</b>	<b>Synchronmaschine in Schenkelpolausführung</b>	<b>36</b>
3.1	Einsatzbereich und Aufbau der Schenkelpolmaschine . . . . .	36
3.2	Gleichungssystem der Synchronmaschine . . . . .	39
3.3	Stationärer Betrieb der Schenkelpolmaschine . . . . .	41
3.4	Betriebskennlinien der Synchronmaschine . . . . .	43
3.5	Transiente Größen . . . . .	46
3.5.1	Ermittlung der transienten und subtransienten Reaktanzen der Synchronmaschine . . . . .	46
3.5.2	Ermittlung der transienten und subtransienten Zeitkonstan- ten der Synchronmaschine . . . . .	49
3.6	Subtransienter und transienter Zustand . . . . .	52
<b>4</b>	<b>Transiente Stabilität von Synchrongeneratoren</b>	<b>55</b>
<b>5</b>	<b>Kraftwerk Melk und Simulationsmodell</b>	<b>61</b>
5.1	Kraftwerk Melk . . . . .	61
5.2	Kennwerte der Simulationsparameter . . . . .	64
5.2.1	Generatordaten . . . . .	65
5.2.2	Transformator . . . . .	69

## *Inhaltsverzeichnis*

5.2.3	Kabel . . . . .	69
5.2.4	Erregersystem . . . . .	70
5.2.5	Netz . . . . .	71
5.3	Simulationsablauf . . . . .	71
<b>6</b>	<b>Simulationsergebnisse</b>	<b>79</b>
6.1	Fall A . . . . .	79
6.2	Fall B . . . . .	82
6.3	Fall C . . . . .	85
6.4	Fall D . . . . .	88
6.5	Fall E . . . . .	91
6.6	Fall F . . . . .	94
<b>7</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse</b>	<b>98</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>100</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>103</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>105</b>

# Abkürzungsverzeichnis

**ASM** Asynchronmaschine

**ENTSO-E** European Network of Transmission System Operators for Electricity

**ESB** Ersatzschaltbild

**EVU** Energieversorgungsunternehmen

**EZS** Erzeugerzählpeilsystem

**NC-RfG** Network Code on Requirements for Generators

**SM** Synchronmaschine

**ÜNB** Übertragungsnetzbetreiber

**VNB** Verteilnetzbetreiber

**VZS** Verbraucherzählpeilsystem

# 1 Einleitung

Elektrische Energie ist die wichtigste Grundlage für eine funktionierende moderne Gesellschaft wie wir sie in der heutigen Zeit vorfinden. Alle Bereiche, wie Industrie, Gesundheit, Soziale Einrichtungen, etc., die für eine moderne Gesellschaft und für Wohlstand sorgen, sind auf die Versorgung von elektrischer Energie angewiesen. Energiesysteme müssen hierzu verschiedenste Anforderungen erfüllen. Einerseits soll eine möglichst sichere und zuverlässige Versorgung sichergestellt werden, andererseits soll sich die Energieversorgung auch in einem wirtschaftlichen Rahmen bewegen und jedem ein leistbarer Zugang zum Energiesystem gewährleistet werden. Darüber hinaus sollen die Umweltbelastungen, wie Emissionen, Landschaftsverbrauch, etc., so gering wie möglich gehalten werden. Diese Punkte stehen teilweise in Widerspruch zueinander und dies macht das System zu einem komplexen Konstrukt, welches sich zurzeit in einem regen Wandel befindet. So werden unter anderem durch den massiven Ausbau von volatilen Erzeugungskapazitäten, wie Wind und PV, nicht nur die Teilnehmer des derzeitigen Energiemarkts in Bedrängnis gebracht, sondern auch auf den Bereich des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Netzes kommen durch die aktuellen Veränderungen am Energiemarkt neue Herausforderungen zu.

Auf Seiten des europäischen Verbundnetzes ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) für das Formulieren der Regeln für den sicheren Betrieb des Netzes zuständig. Hinsichtlich der Anschlussbedingungen von Generatoren an das Verbundnetz wurde von Seiten der ENTSO-E im März 2013 ein neuer Network Code herausgegeben, der ENTSO- E NC-RfG (Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators), in welchem die Anschlussbedingungen bzw. die notwendigen Anforderungen für die verschiedensten Generatoren beschrieben sind. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird dieses Dokument mit NC-RfG abgekürzt. In dieser Diplomarbeit wird nun der Schwerpunkt auf die Untersuchung der Fehlerklärungszeit  $t_{\text{clear}}$  gelegt, da für  $t_{\text{clear}}$  im NC-RfG eine gewisse Bandbreite gefordert wird, welche bei manchen Generatortypen, hinsichtlich deren Stabilität eventuell nicht oder nur sehr knapp erfüllt werden kann. Die kritische Fehlerklärungszeit  $t_{\text{krit}}$ , dies ist jene Fehlerklärungszeit bei welcher der Generator gerade noch in den stabilen Betrieb zurückkehrt, lässt sich aus der Untersuchung der transienten Stabilität von Generatoren ermitteln. Hierzu wird in dieser Arbeit mittels der Netzplanungssoftware NEPLAN ein Kraftwerksmodell eines existierenden Wasserkraftwerks mit Rohrturbinengeneratoren erstellt und die kritische Fehlerklärungszeit bei verschiedenen Arbeitspunkten der Generatoren un-

## *1 Einleitung*

tersucht. Rohrturbinengeneratoren sind auf Grund ihrer vergleichsweise geringen Schwungmasse zu anderen Generatortypen, wie Turbogeneratoren in thermischen Kraftwerken, diesbezüglich am kritischsten zu betrachten.

## 2 ENTSO-E-NC-RfG

Sämtlicher Inhalt in diesem Abschnitt wurde aus [14] übersetzt, wobei hier keine wortgetreue Übersetzung durchgeführt wurde, sondern lediglich die technisch relevanten Punkte zusammenfassend übersetzt wurden. Etwaige juristische Formulierungen wurden zur besseren Lesbarkeit weggelassen, sofern diese aus technischer Sicht als nicht relevant zu betrachten sind. Der NC-RfG ist öffentlich zugänglich und kann auf der Website der ENTSO-E heruntergeladen werden, siehe hierzu [14]. Die endgültige Version des NC-RfG wurde am 8.März 2013 herausgegeben. Der NC-RfG untergliedert sich in folgende größere Abschnitte:

1. Allgemeine Bestimmungen (General Provisions)
2. Anforderungen an die Erzeugungsanlagen (Requirements)
3. Ablauf des Anmeldeverfahrens für den Anschluss (Operational Notification Procedure For Connection)
4. Regelkonformität (Compliance)
5. Ausnahmeregelungen (Derogations)
6. Vorübergehende Bestimmungen für aufkommende Technologien (Transitional Arrangements for Emerging Technologies)
7. Schlussbestimmungen (Final Provisions)

In diesem Abschnitt, bzw. in dieser Diplomarbeit wird lediglich auf die allgemeinen Bestimmungen und die Anforderungen eingegangen.

### 2.1 Ziel und Zweck der ENTSO E-NC-RfG

Da das elektrische Energiesystem, bestehend aus den Übertragungs- und Verteilnetzen sowie den in diese Netze einspeisenden Energieerzeugungsanlagen <sup>1</sup>, von unterschiedlichen Institutionen betrieben wird und im Kontext des sicheren und zuverlässigen Betriebs jedoch als eine Einheit gesehen werden muss, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) sowie den Kraftwerksbetreibern notwendig. Zum weiteren Verständnis soll der Begriff der Energieerzeugungsanlage konkretisiert werden.

---

<sup>1</sup>Im weiteren auch als Anlage oder Erzeugungsanlage bezeichnet

Energieerzeugungsanlagen sind lt. Definition im NC-RfG entweder eine oder mehrere Erzeugungseinheiten welche nicht synchron, bzw. mittels Leistungselektronik mit dem Netz verbunden sind und nur über einen gemeinsamen Anschlusspunkt zum Verteil- oder Übertragungsnetz haben, wie dies üblicherweise bei einem Windpark, bestehend aus mehreren Windenergieanlagen, bei denen die energetische Umwandlung oftmals mittels Asynchrongeneratoren erfolgt, der Fall ist. Oder ein Synchrongeneratoren, bzw. Pumpgenerator, wie er in Pumpspeicherkraftwerken zum Einsatz kommt, welcher direkt über einen Anschlusspunkt zum überlagerten Verteil- oder Übertragungsnetz verfügt. Beziehungsweise mehrere Synchrongeneratoren/Pumpgeneratoren die über einen gemeinsamen Anschlusspunkt verfügen, wie dies beispielsweise in einem Wasserkraftwerk der Fall ist, wo üblicherweise mehrere Generatoren, bzw. Maschinensätze zur Energieerzeugung zur Verfügung stehen. Siehe hierzu auch nachfolgende Abbildung 2.1.

Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb sind daher auch technische Anforderungen an die einspeisenden Einheiten gestellt, wie deren dynamisches Verhalten, die Schutztechnik und Kontrolleinrichtungen, wobei sich die Anforderungen vor allem auf das Verhalten bei Störungen beziehen. Diese technischen Anforderungen, welche im NC-RfG definiert sind und nachfolgend beschrieben werden, müssen von der jeweiligen Energieerzeugungsanlage zur Bewilligung eines Netzan schlusses erfüllt werden. Die ENTSO-E hat diesen NC mit dem Ziel entworfen, klare und objektive Anforderungen an die Energieerzeugungsanlagen hinsichtlich des Netzan schlusses zu stellen, welche nicht diskriminierend sind, einen effektiven Wettbewerb fördern, einen funktionierenden Elektrizitätsmarkt sicherstellen, und die Zuverlässigkeit und Sicherheit des elektrischen Energiesystems gewähren.

## 2.2 Geltungsbereich

Die Anforderungen des NC-RfG sollen einerseits für neu errichtete Erzeugungseinheiten in den Mitgliedsstaaten gelten, aber auch für existierende Anlagen, sofern die Implementierung bei diesen aus Sicht des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers einen positiven sozio-ökonomischen Effekt hat. Der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber hat auch das Recht, alle existierenden Anlagen im Falle von evolutionären Systemänderungen (wie zum Beispiel einem starken Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Smart Grids, Demand Response, etc..) hinsichtlich der Anforderungen des NC-RfG und deren Implementierung alle 3 Jahre neu zu bewerten. Für existierende Energieerzeugungsanlagen, welche nicht in den Geltungsbereich des NC-RfG fallen, sollen die bis dahin gültigen Rechtsvorschriften gelten. Dies sind für Österreich die Technisch Organisatorischen Regeln für den Netzan schluss, kurz TOR. Die Abbildung 2.2 zeigt eine Übersicht über die Mitgliedstaaten der ENTSO-E.

Der Umfang der Anforderungen des NC-RfG, welche von einer Energieerzeugungseinheit erfüllt werden muss, hängt von deren Kapazität und dem Spannungs-

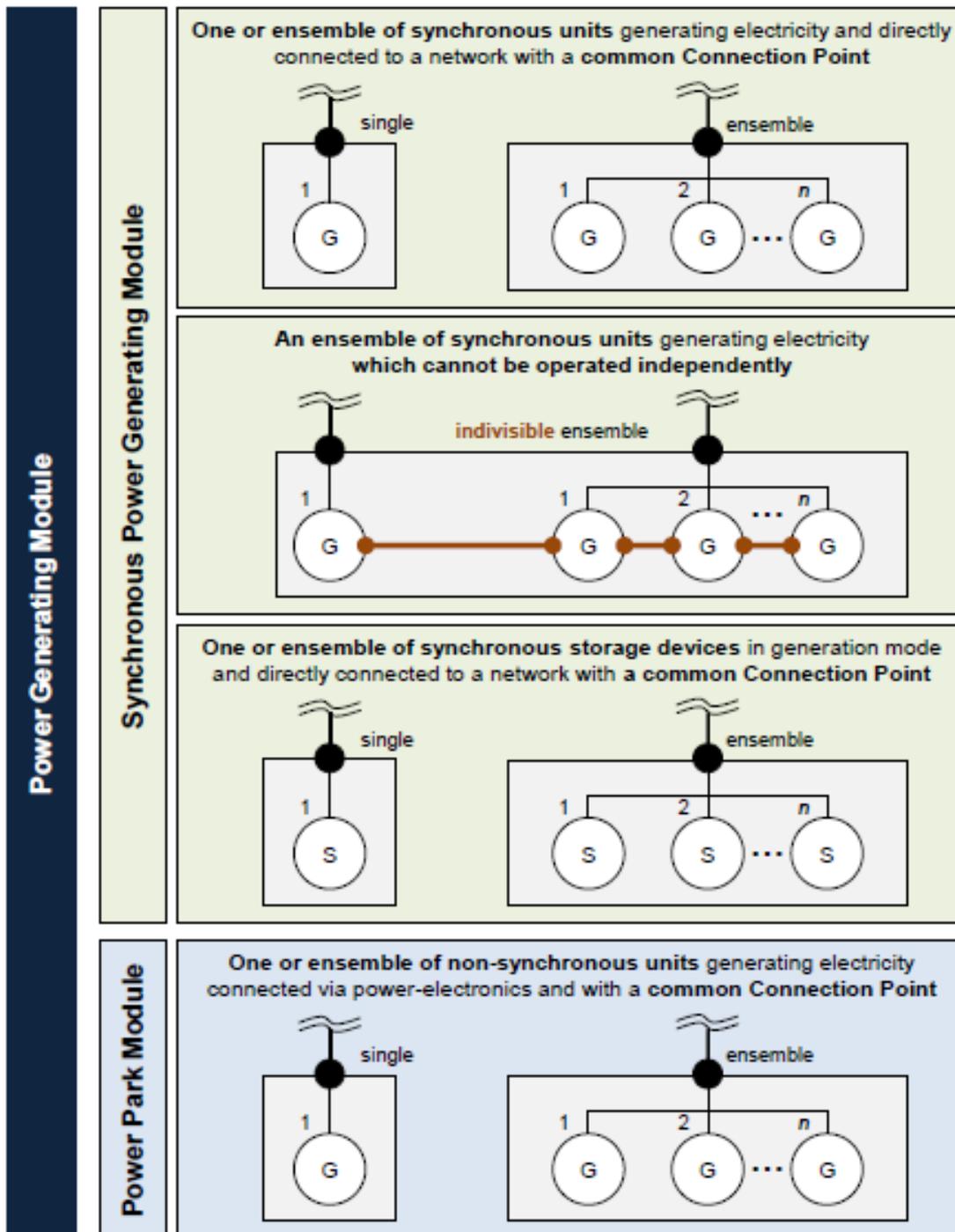


Abbildung 2.1: zur Definition des Begriffs der Energieerzeugungsanlage, [17]

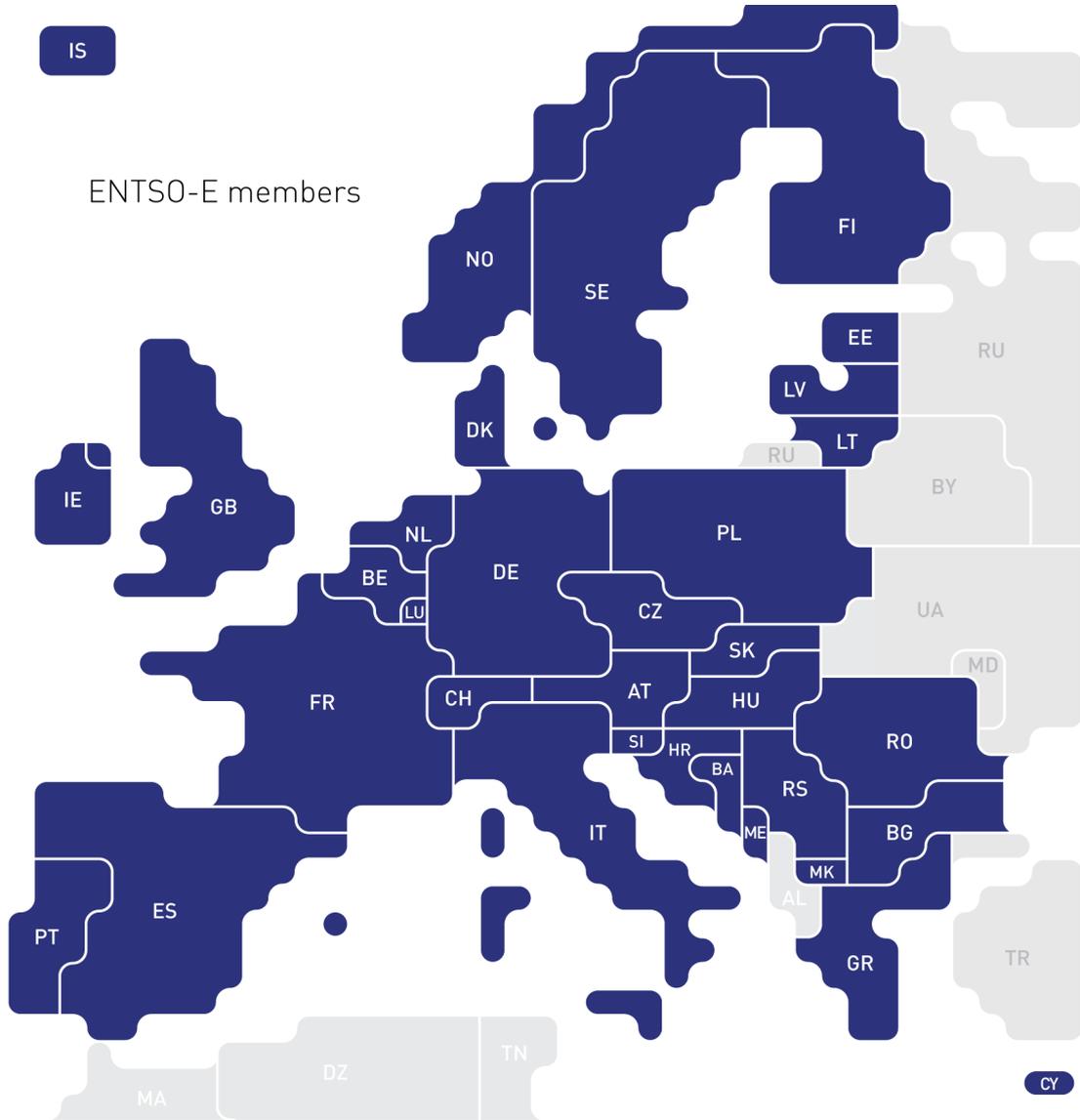


Abbildung 2.2: Mitgliedstaaten der ENTSO-E, [1]

level am Anschlusspunkt ab. Hierbei werden 4 verschiedene Typen von Energieerzeugungseinheiten unterschieden.

**Typ A:** Eine Anlage ist von Typ A, wenn der Spannungslevel des Anschlusspunktes unter 110 kV liegt und die Kapazität 0,8 kW übersteigt. Die Anforderungen an Typ A Einheiten stellen die minimalen Anforderungen dar, welche für eine Erzeugung mit minimaler Kontrolle des Netzbetreibers über die Erzeugung und limitierten automatischen Reaktionen notwendig ist.

**Typ B:** Typ B Erzeugungseinheiten haben wiederum einen Anschlusspunkt, dessen Spannungslevel unter 110 kV liegt, und eine Kapazität, die einen gewissen Grenzwert übersteigt, welcher vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber festgelegt wird. Dieser Grenzwert soll jedoch nicht über dem maximalen Grenzwert, welcher für die jeweiligen Regionen in der Tabelle 2.1 ersichtlich ist, liegen. Die Festlegung dieses Grenzwertes soll auch unter Beteiligung mit den benachbarten Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern erfolgen. Bei den maximalen Grenzwerten wird seitens der ENTSO-E auch eine Unterscheidung zwischen den einzelnen synchronen Netzgebieten <sup>2</sup> innerhalb der ENTSO-E Mitgliedstaaten getroffen.

**Typ C:** Für Anlagen des Typs C gilt das gleiche wie für Anlagen des Typs B. Der Grenzwert für Anlagen des Typs C ist wiederum in der Tabelle 2.1 ersichtlich.

**Typ D:** Typ D Erzeugungsanlagen sind jene Anlagen deren Anschlusspunkte ein Spannungslevel von 110 kV oder darüber aufweisen, oder Anlagen mit einem Anschlusspunkt unter 110 kV und deren Kapazität einen gewissen Grenzwert übersteigt, der wiederum vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber festgelegt werden kann, jedoch nicht über dem Grenzwert liegen darf, welcher in der Tabelle 2.1 für Erzeugungsanlagen des Typs D angegeben ist.

Tabelle 2.1: Grenzwerte für Typ B, C und D Erzeugungseinheiten

Synchrones Netzgebiet	Typ B	Typ C	Typ D
Continental Europe	1,0 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1,5 MW	10 MW	30 MW
Great Britain	1,0 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0,5 MW	10 MW	15 MW

In der nachfolgenden Abbildung 2.3 sind die unterschiedlichen Netzgebiete des ENTSO-E Verbandes dargestellt.

<sup>2</sup>Ein synchrones Netzgebiet ist dadurch gekennzeichnet, dass im gesamten Netz eine einheitliche Netzfrequenz  $f_n$  vorhanden ist. Die Verbindung mit anderen Netzverbänden ist von der Frequenz entkoppelt, dies kann zum Bsp. durch Gleichstromkupplungen erfolgen.

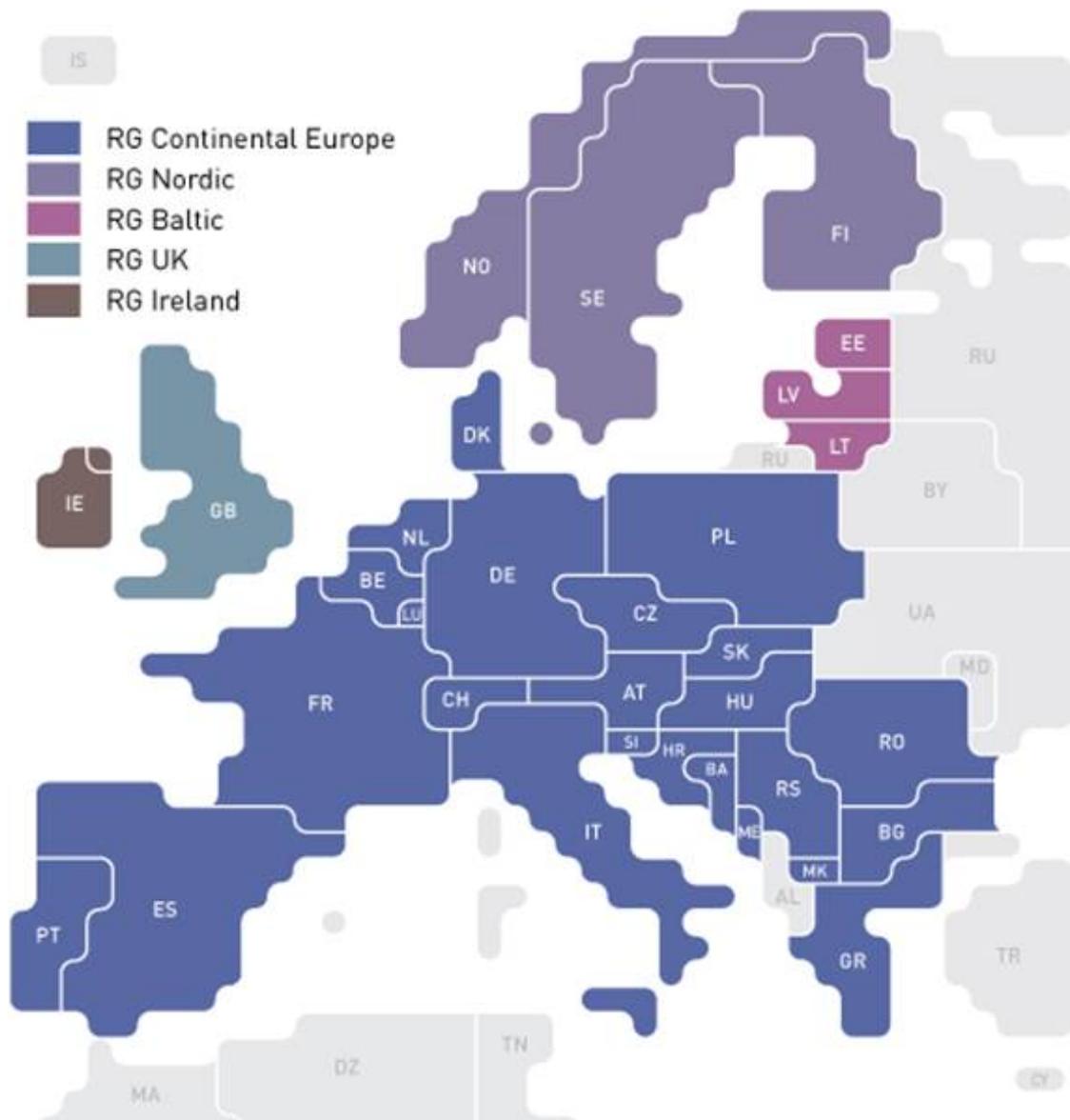


Abbildung 2.3: Netzgebiete der ENTSO-E, [2]

## 2.3 Allgemeine Anforderungen an die verschiedenen Erzeugungseinheiten

### 2.3.1 Typ A

Die Anforderungen an die Erzeugungseinheiten des Typ A stellen die Mindestanforderungen dar, welche auch von den weiteren Typen erfüllt werden müssen. Diese Mindestanforderungen betreffen vor allem operative Maßnahmen, falls es zu einer Abweichung von der Synchronfrequenz kommt. Die zulässigen Frequenzabweichungen, bei denen je nach Größe der Abweichung für eine gewisse Zeit ein regulärer Betrieb der Erzeugungsanlage möglich sein soll, sind in nachstehender Tabelle 2.2 ersichtlich. Dabei spielt der jeweilige Übertagungsnetzbetreiber (ÜNB) eine entscheidende Rolle, da er darüber befugt ist zulässige Zeitperioden zu definieren.

Ein weiterer Betriebsbereich, auf den in den NC-RfG eingegangen wird, ist der sogenannte FSM (Frequency Sensitive Mode), welcher in vollem Umfang erst bei Erzeugungsanlagen des Typs C in Kraft tritt und sich auf die Wirkungsweise des Turbinenreglers bezieht. Bei diesem Betriebsmodus wird die Wirkleistung der Erzeugungsanlage als Reaktion auf eine Änderungen der Frequenz durch den Turbinenregler derart variiert, dass diese der Frequenzänderung entgegenwirkt und so die im jeweiligen Regelbereich geltende Netzfrequenz gehalten wird. Somit wird für ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gesorgt. Dieses Verhalten wird im deutschsprachigen Raum mit dem Begriff Netzstatik oder kurz Statik<sup>3</sup> bezeichnet. Die Statik ist der Reziprokwert, der auf die Netzleistung und Sollfrequenz bezogenen Leistungszahl  $k_L$  in  $MW/Hz$ , die folgendermaßen definiert ist: [9]

$$k_L = \frac{|\Delta P_x|}{|\Delta f_{oR}|} \quad (2.1)$$

$$s = \frac{|\Delta f_{oR}|}{f_r} \frac{P_N}{|\Delta P_x|} \quad (2.2)$$

Dabei bezeichnet der Term  $|\Delta f_{oR}|$  die Frequenzabweichung ohne vorhandene Turbinenregelung bei der vorhandenen Störleistung  $|\Delta P_x|$ . Die Statik wird in % angegeben.

Im NC-RfG wird zwischen mehreren untergliederten Betriebsarten unterschieden, die jedoch alle auf dem Prinzip der Statik beruhen. Dies sind der LFSM-O (Limited FSM-Overfrequency), der LFSM-U (Limited FSM-Underfrequency) und der volle Betriebsmodus FSM. Beim LFSM-O wird die Wirkleistung gesenkt, beim LFSM-U erhöht. Der Betriebsmodus LFSM-O ist lt. NC-RfG bereits eine Auflage für Anlagen des Typ A. Sollte diese Betriebsart durch die Erzeugungsanlage jedoch nicht realisierbar sein, dann muss die Wirkleistung unabhängig nachfolgender Grenzwerte zumindest auf ihren Wert gehalten werden können. Bei einer

<sup>3</sup>im englischsprachigen Raum wird der Begriff Active power frequency response verwendet

Tabelle 2.2: zulässige Frequenzbandbreite in den verschiedenen Netzregionen

Synchrones Netzgebiet	Frequenzbereich	Zeitperiode für funktionsfähigen Betrieb
<b>Continental Europe</b>	47,5 – 48,5 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, mindestens 30 min
	48,5 – 49,0 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, nicht weniger als bei 47,5 – 48,5 Hz
	49,0 – 51,0 Hz	unbegrenzt
	51,0 – 51,5 Hz	30 min
<b>Nordic</b>	47,5 – 48,5 Hz	30 min
	48,5 – 49,0 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, mindestens 30 min
	49,0 – 51,0 Hz	unbegrenzt
	51,0 – 51,5 Hz	30 min
<b>Great Britain</b>	47,0 – 47,5 Hz	20 sek
	47,5 – 48,5 Hz	90 min
	48,5 – 49,0 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, mindestens 90 min
	49,0 – 51,0 Hz	unbegrenzt
	51,0 – 51,5 Hz	90 min
	51,5 – 52,0 Hz	15 min
<b>Ireland</b>	47,5 – 48,5 Hz	90 min
	48,5 – 49,0 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, mindestens 90 min
	49,0 – 51,0 Hz	unbegrenzt
	51,0 – 51,5 Hz	90 min
<b>Baltic</b>	47,5 – 48,5 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, mindestens 30 min
	48,5 – 49,0 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, nicht weniger als bei 47,5 – 48,5 Hz
	49,0 – 51,0 Hz	unbegrenzt
	51,0 – 51,5 Hz	definiert durch jeweiligen ÜNB, mindestens 30 min

Frequenzerhöhung (LFSM-O) muss die Erzeugungsanlage ab einer gewissen Abweichung von der Nennfrequenz  $\Delta f_1$ , bzw. ab einem Frequenzgrenzwert  $f_1$ , welcher im Bereich zwischen 50,2 Hz bis einschließlich 50,5 Hz liegt, die Wirkleistung mit einer Statik  $s_2$  verringern, welche im Bereich von 2-12% liegen soll. Den prinzipiellen Verlauf der Wirkleistungsverminderung bei einer Erhöhung der Frequenz über den festgelegten Grenzwert zeigt die Abbildung 2.4. Bei Synchrongeneratoren entspricht der Wert  $P_{ref}$ , auf den sich die Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  bezieht, der Nennleistung der Erzeugungsanlage, bei Asynchrongeneratoren entspricht  $P_{ref}$  der im Augenblick der Aktivierung des LFSM-O Modus abgegebenen Wirkleistung.

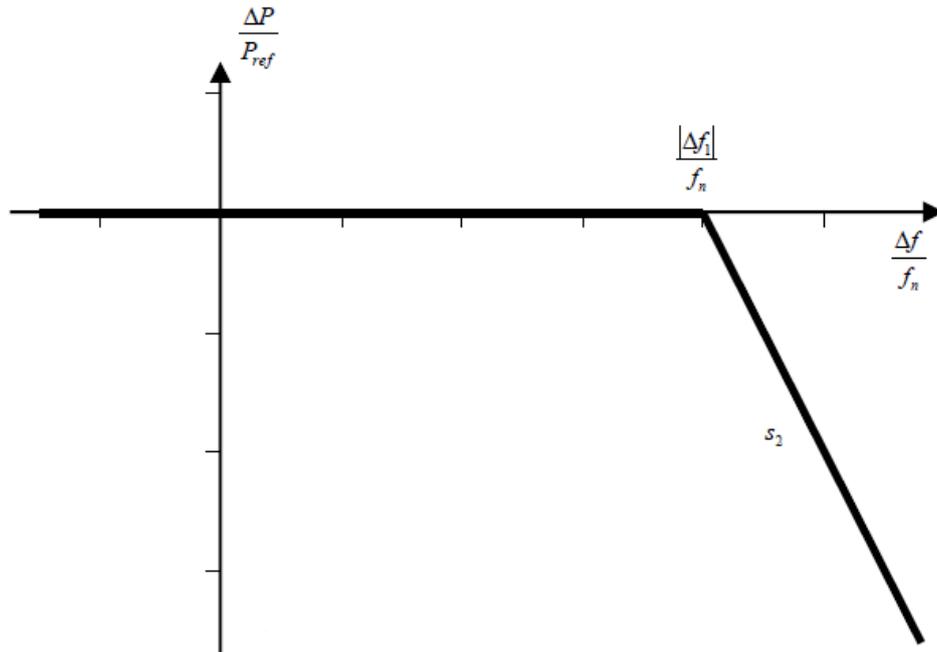


Abbildung 2.4: Leistungs-Frequenzkennlinie - LFSM-O, [14]

Der genaue Frequenzgrenzwert und die Verminderungsrate können vom jeweiligen ÜNB festgelegt werden. Ist der Betriebsmodus LFSM-O aktiv, so hat die Wirkleistungsverminderung Vorrang vor jeglichen weiteren Signalen, bzw. Betriebsmöglichkeiten, welche ebenfalls eventuell Einfluss auf die Wirkleistung haben. Im Weiteren soll der jeweilige ÜNB auch zulässige Wirkleistungsverminderungen, ausgehend von der Maximalleistung, welche typisch der Nennleistung entspricht, bei sinkenden Frequenzen definieren, wobei ab einer Frequenz unter 49 Hz die Änderung mit maximal 2% von  $P_{max}/1Hz$  stattfinden darf, und unter 49,5 Hz mit einer Verminderung von maximal 10% von  $P_{max}/1Hz$ . Die zulässige Bandbreite dieser Wirkleistungsverminderung, ausgehend von der Maximalleistung, ist in Abbildung 2.5 dargestellt. Auch wenn das Verhalten der Wirkleistungsverminderung bei sin-

kender Frequenz kontraproduktiv in Hinblick auf die Frequenzwiederherstellung ist, kann es technisch bedingt gegebenenfalls nicht verhindert werden. Dies kann zum Beispiel durch eine bedingte Reduktion der Primärenergie erfolgen.

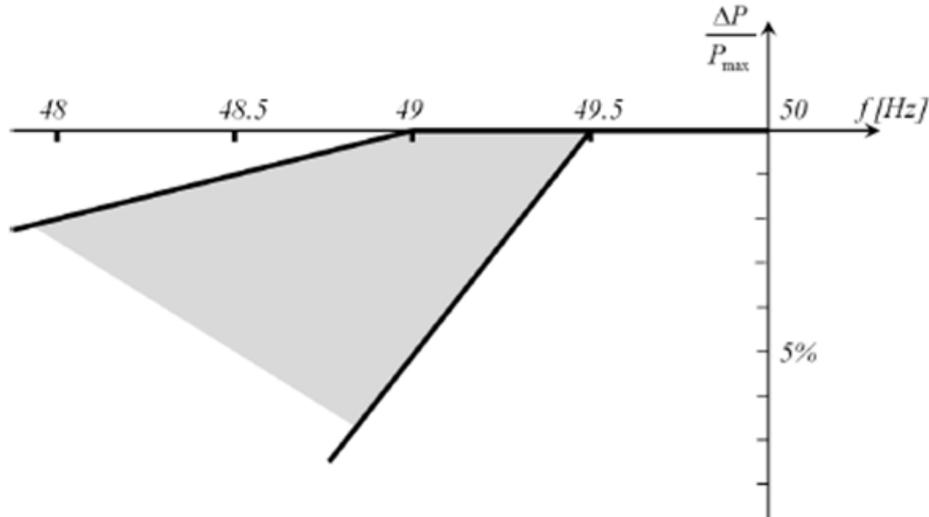


Abbildung 2.5: Leistungsreduktion bei sinkender Frequenz, [14]

Darüber hinaus sollen Anlagen des Typ A mit einem logischen Interface ausgestattet sein, welches es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von 5s nach Weisung vom jeweiligen Netzbetreiber zu beenden. Der zuständige ÜNB soll zudem festlegen unter welchen Bedingungen es möglich sein soll die Anlage automatisch mit dem Netz zu verbinden. Diese Bedingungen sollen den zulässigen Frequenzbereich sowie den maximal zulässigen Gradienten der Wirkleistungssteigerung beinhalten.

### 2.3.2 Typ B

Zusätzlich zu den Anforderungen, welche von Anlagen des Typ A erfüllt werden müssen, sind für Anlagen des Typ B weitere Bestimmungen im NC-RfG vorgesehen, die nachfolgend beschrieben werden. Ein wichtiger Punkt im NC-RfG, der auch für die Ausführung dieser Diplomarbeit die größte Relevanz hat, ist die sogenannte FRT-Capability (Fault Ride Through). Diese beschreibt die Voraussetzung an eine Erzeugungsanlage trotz einer Störung, wie zum Beispiel eines Kurzschlusses, ihren Betrieb für eine gewisse Zeit aufrechtzuerhalten. Diese Anforderung spielt hinsichtlich der transienten Stabilität des gesamten Energiesystems eine entscheidende Rolle und unterstützt den jeweiligen ÜNB, systemweite Fehler und Ausfälle zu verhindern. Die im NC-RfG diesbezüglich gestellten Anforderungen an die Erzeugungsanlagen des Typ B werden hier nun erläutert. Jeder ÜNB soll ein

Spannungs-Zeit-Profil definieren, in welchem beschrieben wird, wie sich die Erzeugungsanlage im Falle eines Fehlers am Anschlusspunkt verhalten soll. Dieses Profil soll durch einen unteren Grenzwert der Spannung am Anschlusspunkt, ausgedrückt in p.u., während eines symmetrischen Fehlers abgebildet werden, wobei der untere Grenzwert eine Funktion der Zeit vor, während und nach dem Fehler darstellt. Ein solches FRT-Profil ist in nachfolgender Abbildung 2.6 dargestellt. Die einzuhaltenden Bandbreiten der nachfolgend beschriebenen Parameter sind in den Tabellen 2.3 und 2.4 ersichtlich, wobei hier zwischen synchronen Erzeugungsanlagen und asynchronen Erzeugungsanlagen unterschieden wird. Zum Zeitpunkt  $t=0$  tritt der Fehler ein und die Spannung am Anschlusspunkt bricht auf  $U_{ret}$  ein.  $U_{ret}$  beschreibt hierbei jenen Spannungslevel welcher während eines Fehlers noch verfügbar ist. Bei einem Kurzschluss direkt am Anschlusspunkt (zum Beispiel direkt an der Sammelschiene), bricht das Spannungsniveau während des Fehlers auf nahezu 0 ein, und es wird keine Leistung mehr von der Energieerzeugungsanlage abgegeben. Je weiter der Fehler vom Anschlusspunkt entfernt ist, desto höher wird das Spannungsniveau während des Kurzschlusses. Nach der Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  ist der Fehler gelöscht und die Spannung beginnt wieder auf ihren nominalen Wert zu steigen. Die weiteren im Profil gezeigten Punkte,  $U_{rec1}$ ,  $U_{rec2}$ ,  $t_{rec1}$ ,  $t_{rec2}$  und  $t_{rec3}$  beschreiben weitere spezifische Spannungs- und Zeitpunkte bei der Spannungswiederherstellung.

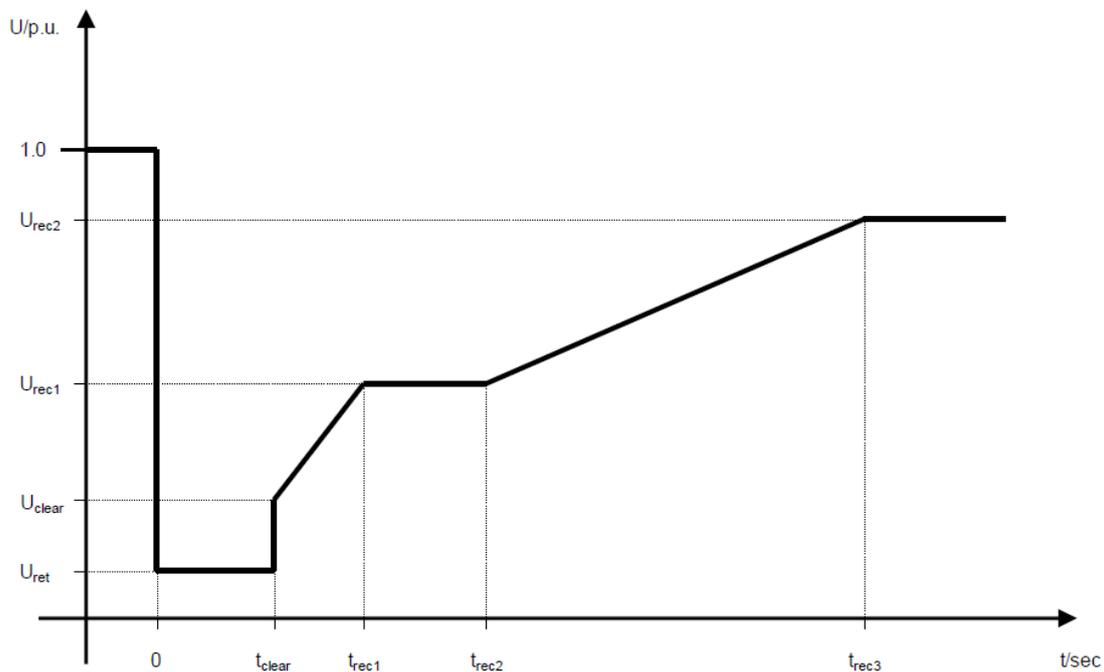


Abbildung 2.6: Fault Ride Through (FRT) - Profil, [14]

Tabelle 2.3: Parameter für FRT-Profil – Synchron – Typ B

Spannungsparameter [p.u.]		Zeitparameter [s]	
$U_{\text{ret}}$	0,05 – 0,3	$t_{\text{clear}}$	0,14 – 0,25
$U_{\text{clear}}$	0,7 – 0,9	$t_{\text{rec1}}$	$t_{\text{clear}}$
$U_{\text{rec1}}$	$U_{\text{clear}}$	$t_{\text{rec2}}$	$t_{\text{rec1}} - 0,7$
$U_{\text{rec2}}$	0,85 – 0,9 und $\geq U_{\text{clear}}$	$t_{\text{rec3}}$	$t_{\text{rec2}} - 1,5$

Tabelle 2.4: Parameter für FRT-Profil – Asynchron – Typ B

Spannungsparameter [p.u.]		Zeitparameter [s]	
$U_{\text{ret}}$	0,05 – 0,15	$t_{\text{clear}}$	0,14 – 0,25
$U_{\text{clear}}$	$U_{\text{ret}} - 0,15$	$t_{\text{rec1}}$	$t_{\text{clear}}$
$U_{\text{rec1}}$	$U_{\text{clear}}$	$t_{\text{rec2}}$	$t_{\text{rec1}}$
$U_{\text{rec2}}$	0,85	$t_{\text{rec3}}$	1,5 - 3,0

Im Weiteren hat jeder ÜNB die einzuhaltenden Zustände, bzw. Betriebspunkte vor und nach Auftreten des Fehlers für die FRT-Capability zu definieren und öffentlich zugänglich zu machen. Diese Zustände betreffen die

- Bedingungen zur Berechnung der minimalen Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt vor Auftreten des Fehlers
- Bedingungen für den Betriebspunkt der Erzeugungsanlage hinsichtlich Wirk- und Blindleistung vor Auftreten des Fehlers, sowie des Spannungslevels am Anschlusspunkt
- Bedingungen zur Berechnung der minimalen Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt nach Auftreten des Fehlers

Jeder Netzbetreiber muss darüber hinaus auf Antrag des Anlagenbetreibers auch konkrete Ergebnisse bzw. Werte der oben angeführten Zustände bereitstellen, die sich entweder aus konkreten Berechnungen ergeben oder zumindest exemplarisch von typischen Fällen abgeleitet werden. Sollte die Spannung am Anschlusspunkt während eines Fehlers über dem beschriebenen FRT-Profil verharren, d.h. der Grenzwert nicht erreicht werden, so soll die Anlage dazu fähig sein weiter stabil zu arbeiten und mit dem Netz verbunden zu bleiben, außer die internen Schutzrichtungen der Anlage erfordern ein Trennen der Anlage vom Netz. Die internen Schutzrichtungen sollen jedoch nach Möglichkeit so ausgelegt werden, dass diese die Fähigkeit für FRT nicht beeinträchtigen. Im Falle eines asymmetrischen Fehlers obliegt es den einzelnen ÜNB die jeweiligen Bestimmungen für die FRT-Capability zu bestimmen.

Bezugnehmend auf das allgemeine Systemmanagement, wie Leittechnik und Schutztechnik sollen Anlagen des Typs B folgende Anforderungen erfüllen: Die unterschiedlichen Leittechnik- und Kontrolleinrichtungen bzw. mit den diversen Einrichtungen verbundene Abläufe und Einstellungen, welche für die Stabilität des Übertragungssystems von Relevanz sind, sollen immer in Koordination zwischen dem jeweiligen ÜNB, dem jeweiligen Netzbetreiber und dem jeweiligen Betreiber der Erzeugungsanlage abgestimmt werden, dies betrifft auch etwaige Änderungen. Die Regeln und Einstellungen, um den Schutz des Netzes zu gewährleisten, sollen vom jeweiligen Netzbetreiber unter Berücksichtigung der verschiedenen Charakteristiken der Energieerzeugungsanlagen definiert werden. Darüber hinaus sollen die Schutzeinrichtungen, bzw. deren Einstellungen, welche sowohl zum Schutz der Anlage als auch des Netzes beitragen, gemeinsam zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und dem Betreiber der Anlage koordiniert werden. Dies gilt wiederum für Änderungen entsprechender Punkte. Wie bereits oben erwähnt, gilt hier auch wiederum, dass die Schutzeinrichtung bzw. deren Einstellungen für interne elektrische Fehler so ausgelegt werden, dass diese den NC-RfG möglichst nicht behindern. Der elektrische Schutz der Anlage hat hinsichtlich anderer Kontrolleinrichtungen Vorrang, wobei hier der Schutz von Mensch, Tier, Umgebung, sowie die gesamte Systemsicherheit und Schadensminderung an der Anlage zu berücksichtigen sind.

Die Schutzeinrichtungen können gegen folgende Ereignisse schützen:

- externe und interne Kurzschlüsse
- unsymmetrische Last
- Über-/Unterregung
- Über-/Unterspannung am Anschlusspunkt
- Einschaltströme
- verschiedenste unzulässige mechanische Beanspruchungen
- Frequenzänderungsraten
- Sternpunktverlagerung
- ...

Im Hinblick auf die Priorität der unterschiedlichen Kontroll- und Schutzeinrichtungen soll der Anlagenbetreiber diese hinsichtlich folgender Punkte mit abnehmender Priorität organisieren:

- Netzschutz und Anlagenschutz
- synthetische Trägheit (falls anwendbar)

- Frequenz (Wirkleistung)
- Leistungseinschränkungen
- Einschränkungen hinsichtlich des Leistungsgradienten

Die Anlagen des Typ B sollen darüber hinaus imstande sein mittels eines Kommunikationsnetzwerkes mit dem Betreiber der Anlage, dem jeweiligen Netzbetreiber und/oder dem jeweiligen ÜNB Informationen, bzw. Daten, auszutauschen. Dieser Informationsaustausch hat in Echtzeit oder in periodischen Zeitabschnitten zu erfolgen. Der Inhalt, sowie der Zeitpunkt des Informationsaustausches sollte gemeinsam durch den Netzbetreiber und den ÜNB festgelegt werden.

### 2.3.3 Typ C

Für Erzeugungsanlagen des Typs C gelten formell dieselben Bestimmungen wie für Typ A und B, jedoch müssen darüber hinaus hinsichtlich Frequenzstabilität, Spannungsstabilität, etc. noch nachfolgend beschriebene Anforderungen erfüllt werden.

Zusätzlich zum LFSM-O Betriebsmodus, welcher bereits beim Typ A beschrieben wurde, muss eine Anlage des Typ C auch den LFSM-U Modus, wie in Abbildung 2.7 prinzipiell dargestellt, beherrschen können. Dabei liegt der Frequenzgrenzwert, ab dem die Wirkleistungsabgabe gesteigert werden soll, im Bereich 49,8 Hz bis einschließlich 49,5 Hz. Die Wirkleistungssteigerung soll wieder mit einer Statik  $s_2$  von 2-12% erfolgen, dies soll bis zur Maximalleistung möglich sein. Die tatsächliche Wirkleistungssteigerung hängt jedoch immer von den jeweiligen Betriebsverhältnissen und den Umgebungsbedingungen ab. So kann es im Bereich nahe der Nennleistung und bei sehr niedrigen Frequenzen, siehe hierzu Abbildung 2.5, zu Abweichungen kommen. Natürlich muss auch der Bezug der verfügbaren Primärenergie berücksichtigt werden. Falls dieser Betriebsmodus zum Einsatz kommt, soll er so schnell wie technisch möglich aktiv werden. Sollte diese Zeitspanne bis zum Inkrafttreten des Betriebsmodus mehr als 2 Sekunden betragen, so muss der Anlagenbetreiber hierfür eine begründete Erklärung an den jeweiligen ÜNB liefern. Im gesamten Betriebsmodus muss die Anlage fähig sein, stabil zu bleiben. Im Gegensatz zum LFSM-O Modus, siehe 2.4, wo  $P_{ref}$  bei Synchrongeneratoren stets der Nennleistung entspricht, entspricht hier der Wert von  $P_{ref}$  in der Regel der im Augenblick der Auslösung des Betriebsmodus abgegebene Wirkleistung. Somit ist  $P_{ref}$  keine fixer Wert und in der Regel kleiner als die Nennleistung, da die Energieerzeugungsanlage nicht immer mit der Nennleistung betrieben wird. Für den Fall so großer Frequenzabweichungen, dass dadurch die Frequenzwiederherstellung<sup>4</sup> aktiviert wird, wird der Wert von  $P_{ref}$  wieder auf die Nennleistung gesetzt um größere Wirkleistungsgradienten liefern zu können.

Im Weiteren sollen Anlagen des Typ C dazu fähig sein, Wirkleistungsänderungen in Abhängigkeit von der Frequenzänderung im vollen Umfang, also dem FSM –

---

<sup>4</sup>Sekundärregelung

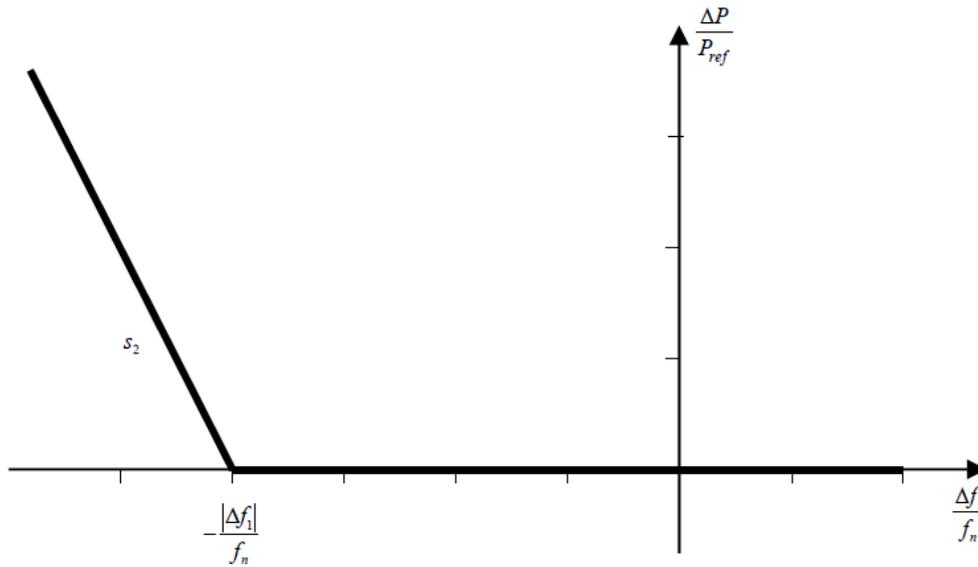


Abbildung 2.7: Leistungs-Frequenzkennlinie - LFSM-U, [14]

Betriebsmodus, durchzuführen. Die entsprechenden Parameter hierzu, bzw. deren erlaubte Bandbreiten sind in der Tabelle 2.5 angegeben. Die Abbildung 2.8 zeigt solch einen prinzipiellen Verlauf dieses Betriebsmodus, jedoch ohne Totzeitbereich, d.h. dass die Wirkleistungsänderung sofort in Kraft tritt, und keine Unempfindlichkeit gegenüber kleinen Frequenzänderungen existiert.

Der FSM unterscheidet sich auf Grund dieser Parameter von den beiden anderen Betriebsmodi. Der genaue Wert der jeweiligen Parameter soll vom zuständigen ÜNB festgelegt und der Nationalen Regulierungsbehörde mitgeteilt werden. Der Bezugswert für die Wirkleistungsänderung ist hier der Maximalwert der Wirkleis-

a

Tabelle 2.5: Parameter für FSM

Parameter		gültiger Bereich
Wirkleistungsbereich bezogen auf Nennleistung	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5 – 10%
Unempfindlichkeit der Frequenzabhängigkeit	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06 %
Totzeitbereich der Frequenzabhängigkeit		0 – 500 mHz
Steigung $s_1$		2 – 12%

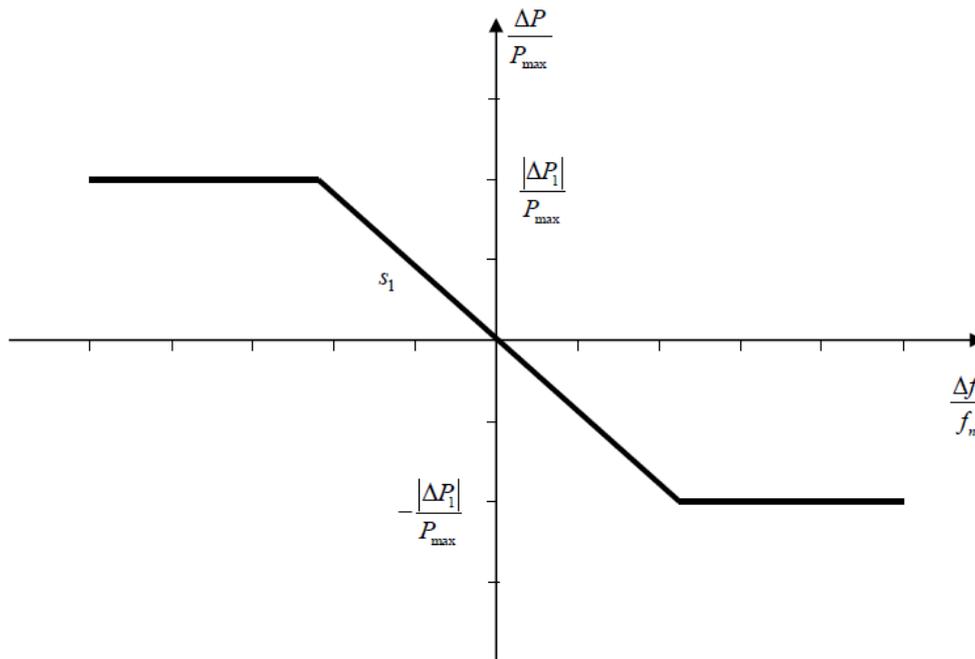


Abbildung 2.8: Leistungs-Frequenzkennlinie – FSM, ohne Totzeitbereich, [14]

Abbildung 2.8 zeigt die Leistungs-Frequenzkennlinie für ein Frequenzstützmittel (FSM) ohne Totzeitbereich. Die vertikale Achse stellt die relative Leistungsänderung  $\frac{\Delta P}{P_{\max}}$  dar, die horizontale Achse die relative Frequenzabweichung  $\frac{\Delta f}{f_n}$ . Die Kennlinie ist in drei Abschnitte unterteilt: Ein Bereich mit konstanter Leistung für negative Frequenzabweichungen, ein linearer Bereich mit der Steigung  $s_1$  durch den Ursprung, und ein Bereich mit konstanter Leistung für positive Frequenzabweichungen. Die Grenzwerte der Leistungsänderung sind als  $\frac{|\Delta P_1|}{P_{\max}}$  markiert.

Die Kennlinie zeigt, dass die Leistungsänderung in beiden Richtungen mit maximal 10% der Nennleistung begrenzt ist. Die Änderung in der Wirkleistungsabgabe in beiden Richtungen ist mit maximal 10% der Nennleistung begrenzt, dazwischen ändert sich diese mit der Statik  $s_1$ , d.h. dass ab einem gewissen Punkt der Frequenzabweichung, die Änderung der Wirkleistungsabgabe gleich bleibt und nicht proportional der Frequenzabweichung steigt.

Der gewünschte Zeitverlauf der Wirkleistungsänderung bis zur maximalen Änderungsrate der Wirkleistungsabgabe ist in der Abbildung 2.9 gezeigt. Die dazugehörigen Parameter bzw. deren einzuhaltende Bereiche sind in der Tabelle 2.6 ersichtlich. In der Abbildung 2.9 wird gezeigt, dass die Energieerzeugungsanlage innerhalb von 2 Sekunden mit der Wirkleistungsänderung beginnen muss, und innerhalb von 30 Sekunden auf den Maximalwert der Wirkleistungsänderung angesteuert sein muss. Dabei wird auch zwischen Generatoren mit und ohne Trägheit unterschieden. Generatoren ohne Trägheit, sprich mit vernachlässigbarer Trägheit, sind im Allgemeinen schneller dazu fähig, Wirkleistungsänderungen zu vollbringen.

Die Anlage soll darüber hinaus imstande sein, die oben erwähnte maximale Wirkleistungsänderung für eine Zeitperiode von 15 min bis zu 30 min bereitzustellen. Diese Bereitstellung erfolgt jedoch unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit, insbesondere der Aussteuerungsreserve der Wirkleistung und der Verfügbarkeit der jeweiligen Primärenergiequelle. Solange eine Frequenzabweichung vor-

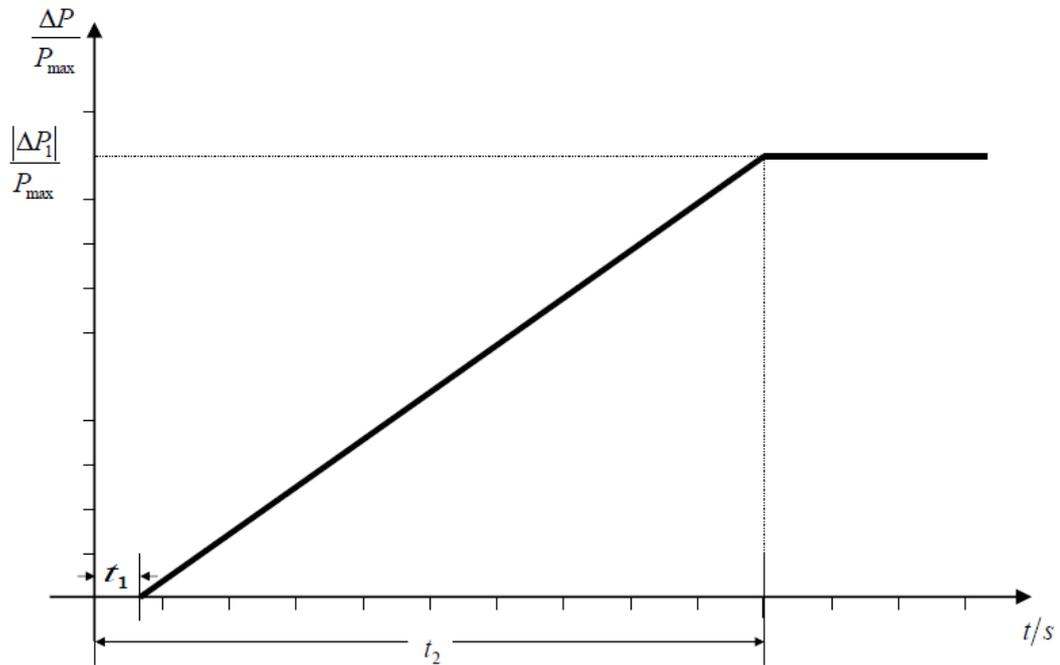


Abbildung 2.9: Zeitverlauf bis zur maximalen Wirkleistungsänderung, [14]

Tabelle 2.6: Parameter für Zeitverlauf der Wirkleistungsänderung

Parameter	gültiger Bereich
Wirkleistungsbereich bezogen auf Nennleistung bzw. Maximalleistung (Frequenzabhängigkeitsbereich)	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$ 1,5 – 10%
max.zulässige Anfangsverzögerung $t_1$ für Generatoren mit Trägheit	2 sek
max.zulässige Anfangsverzögerung $t_1$ für Generatoren ohne Trägheit	von ÜNB spezifiziert
maximal zulässige Zeit bis zur Vollaussteuerung	30 sek

handen ist und somit ein Betriebsmodus wie FSM, LFSM-U, LFSM-O aktiv ist, dürfen jegliche andere Regelungen, welche Einfluss auf die Wirkleistungsabgabe der Anlage haben, keinen negativen Effekt hinsichtlich der Frequenzabweichung aufweisen. In Bezug auf die Frequenzwiederherstellung soll die Erzeugungsanlage gewisse Funktionalitäten zur Verfügung stellen, die darauf ausgerichtet sind, die Nennfrequenz wieder herzustellen und/oder die Leistungsflüsse zwischen den einzelnen Regelzonen auf ihren festgelegten Wert zu halten. Diese Funktionalitäten sind konform jener Spezifikationen auszulegen, welche vom zuständigen ÜNB definiert werden. Im Falle von Unterfrequenz sollen jene Erzeugungseinheiten, welche auch als Last fungieren können, wie dies zum Beispiel bei Pumpspeicherkraftwerken der Fall ist, diese Last bei Unterfrequenz vom Netz trennen. Zur Überwachung und Kontrolle der verschiedenen Betriebsmodi sollen die Energieerzeugungsanlagen bzw. deren Kommunikationsinterfaces dazu im Stande sein, an die Netzleitstelle des jeweiligen Netzbetreibers bzw. ÜNB bei deren Verlangen zumindest folgende Signale bzw. Daten zu senden. Jedoch bleibt es diesen beiden Institutionen vorbehalten, weitere Signale zu verlangen, um Aufschluss über die Performance der Betriebsmodi zu erhalten:

- Status des Betriebsmodus – FSM on/off
- geplante Wirkleistungsabgabe
- tatsächliche Wirkleistungsabgabe
- aktuell eingestellte Parameterwerte

Hinsichtlich der Spannungsstabilität kann der jeweilige Netzbetreiber in Koordination mit dem ÜNB Spannungslevel am Anschlusspunkt definieren, ab denen die Energieerzeugungsanlage automatisch vom Netz getrennt werden kann, dazu sollte die Anlage auch fähig sein. Im Falle von Leistungsschwankungen muss die Energieerzeugungsanlage in jedem Betriebspunkt, welcher aus dem PQ-Diagramm möglich ist, stationär stabil bleiben. Die Anlage soll solange mit dem Netz verbunden bleiben und keine Leistungsminderung durchführen, sowie die Spannung und Frequenz in den zulässigen Bereichen entsprechend des NC-RfG liegen und dies trotz dem beim Typ A zu Abbildung 2.5 beschriebenen Verhaltens. Falls im Netz auf Grund eines Fehlers eine automatische Wiedereinschaltung erfolgt, so soll die Erzeugungsanlage durch die automatische Wiedereinschaltung nicht abgeschaltet werden. Die genauen Details sollen hierzu in den Spezifikationen der Schutztechnik, siehe Typ B, behandelt werden.

Weitere Anforderungen an Anlagen des Typ C beziehen sich auf die Systemwiederherstellung. Diesbezüglich wird im NC-RfG zum Beispiel festgehalten, dass die Schwarzstartfähigkeit keine obligatorische Anforderung an alle Erzeugungsanlagen ist. Der zuständige ÜNB kann jedoch, sofern er der Meinung ist, dass die Systemsicherheit auf Grund zu geringer Schwarzstartkapazitäten in der Regelzone

gefährdet ist, eine bestimmte Quote von den Anlagenbetreibern einfordern. Soll eine Anlage schwarzstartfähig sein, muss diese innerhalb der vom jeweiligen Netzbetreiber festgelegten Zeit ohne externe Versorgung hochgefahren werden können und sich in die in Tabelle 2.2 angegebene Frequenzbereiche synchronisieren.

Falls es zu einem Verlust der Winkelstabilität kommt, soll die Anlage dazu fähig sein, sich automatisch vom Netz zu trennen, um einerseits die Netzsicherheit zu unterstützen und andererseits dadurch potenziell entstehende Schäden durch die Anlage zu verhindern. Diesbezüglich sollen der Anlagenbetreiber, der Netzbetreiber und der ÜNB die Kriterien zur Ermittlung des Winkelstabilitätsverlusts ermitteln. Die jeweiligen Einrichtungen, in denen die Energieerzeugungsanlagen betrieben werden, müssen mit einem Hilfsmittel ausgerüstet sein, welches sowohl eine Fehleraufzeichnung durchführt als auch das dynamische Verhalten folgender Parameter beobachtet:

- Spannung
- Wirkleistung
- Blindleistung
- Frequenz

Die Einstellungen wie zum Beispiel die Samplerate oder die Auslösekriterien der Fehlererkennung sollen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber in Koordination mit dem ÜNB vereinbart werden. Zusätzlich sollen schwachgedämpfte Leistungsoszillationen beobachtet werden. Sämtliche Informationen sollen durch den Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und den ÜNB abrufbar sein. Im Weiteren gilt für Anlagen des Typ C, dass der Netzbetreiber bzw. der ÜNB vom Anlagenbetreiber Simulationsmodelle des stationären sowie des dynamischen Betriebs der Anlage verlangen kann. Ist dies der Fall, so muss seitens des Netzbetreibers bzw. ÜNB das gewünschte Format des Simulationsmodells, sowie die Modellstruktur und etwaige benötigte Blockdiagramme bereitgestellt werden. Für die Erstellung einer möglichst genauen Simulation muss der Netzbetreiber zusätzlich einen Richtwert für die minimale und maximale Kurzschlussleistung des am Anschlusspunkt überlagerten Netzes liefern. Diese Simulationsmodelle, bzw. deren Ergebnisse, sollen dann gegenüber den Konformitätsbedingungen des NC-RfG überprüft werden. Im Falle einer dynamischen Simulation soll das Modell folgende Blöcke bzw. Submodelle enthalten:

- Generator- und Turbinenmodell
- Drehzahlregler
- Leistungsregler
- Spannungsregler, u.a. auch PSS (Power System Stabilizer) und Erregung

- Anlagenschutztechnik
- Modell der Stromrichter im Falle von Asynchronmaschinen

Der Netzbetreiber soll in Koordination mit dem ÜNB maximale und minimale Grenzwerte der Änderungsraten der Wirkleistungsabgabe, sowohl bei Erhöhung wie auch bei Verminderung, unter Berücksichtigung der verwendeten Technologie der Arbeitsmaschine (Turbine, Rotorblatt, etc.) definieren.

### 2.3.4 Typ D

Anlagen des Typ D müssen nachfolgend beschriebene Anforderungen in Bezug auf die Spannungsstabilität erfüllen, wobei das bei Anlagen des Typ C hinsichtlich der Spannungsstabilität erwähnte, durch nachfolgendes ersetzt und nicht ergänzt wird. Für Erzeugungsanlagen des Typ D soll je nach Spannung am Anschlusspunkt für eine bestimmte Zeitdauer ein regulärer Betrieb möglich sein. Die verschiedenen gültigen Spannungsbereiche mit den entsprechenden Zeitdauern sind in den beiden Tabellen, Tabelle 2.7 für Spannungen von 100 kV bis exkl. 300 kV und Tabelle 2.8 für Spannungen von 300 kV bis inkl. 400 kV, ersichtlich. Die p.u. Werte beziehen sich auf die jeweilige Nennspannung am Anschlusspunkt der Anlage. Größere Spannungsbereiche, bzw. längere Zeiten können unter Berücksichtigung der bestmöglichen technischen Ausnutzung der Anlage zwischen Netzbetreiber, ÜNB und Anlagenbetreiber vereinbart werden.

Tabelle 2.7: gültige Spannungslevel, 100 kV - 300 kV

Synchrones Netzgebiet	Spannungsbereich	Zeitdauer für funktionsfähigen Betrieb
<b>Continental Europe</b>	0,85 p.u. – 0,90 p.u.	60 min
	0,90 p.u. – 1,118 p.u.	unbegrenzt
	1,118 p.u. – 1,15 p.u.	definiert durch jeweiligen ÜNB, nicht weniger als 60 min
<b>Nordic</b>	0,90 p.u. – 1,05 p.u.	unbegrenzt
	1,05 p.u. – 1,10 p.u.	60 min
<b>Great Britain</b>	0,90 p.u. – 1,10 p.u.	unbegrenzt
<b>Ireland</b>	0,90 p.u. – 1,118 p.u.	unbegrenzt
<b>Baltic</b>	0,85 p.u. – 0,90 p.u.	30 min
	0,90 p.u. – 1,12 p.u.	unbegrenzt
	1,12 p.u. – 1,15 p.u.	20 min

Im weiteren hat der Netzbetreiber das Recht, zusammen mit dem ÜNB gewisse Spannungslevel zu definieren, ab denen ein automatisches Trennen der Anlage vom

Tabelle 2.8: gültige Spannungslevel, 300 kV - 400 kV

Synchrones Netzgebiet	Spannungsbereich	Zeitdauer für funktionsfähigen Betrieb
<b>Continental Europe</b>	0,85 p.u. – 0,90 p.u.	60 min
	0,90 p.u. – 1,05 p.u.	unbegrenzt
	1,05 p.u. – 1,0875 p.u.	definiert durch jeweiligen ÜNB, nicht weniger als 60 min
	1,0875 p.u. – 1,10 p.u.	60 min
<b>Nordic</b>	0,90 p.u. – 1,05 p.u.	unbegrenzt
	1,05 p.u. – 1,10 p.u.	60 min
<b>Great Britain</b>	0,90 p.u. – 1,05 p.u.	unbegrenzt
	1,05 p.u. – 1,10 p.u.	60 min
<b>Ireland</b>	0,90 p.u. – 1,05 p.u.	unbegrenzt
<b>Baltic</b>	0,88 p.u. – 0,90 p.u.	20 min
	0,90 p.u. – 1,10 p.u.	unbegrenzt
	1,10 p.u. – 1,15 p.u.	20 min

Netz möglich sein soll. Die genauen Bedingungen und dazugehörigen Einstellungen für das automatische Trennen werden zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber vereinbart.

Hinsichtlich der FRT-Capability gilt das wie bei Anlagen des Typ B beschriebene, mit dem Unterschied, dass bei Anlagen des Typ D andere Parameter zum FRT-Profil, dargestellt in der Abbildung 2.6, definiert sind. Diese sind in der Tabelle 2.9 bzw. Tabelle 2.10 ersichtlich.

Tabelle 2.9: Parameter für FRT-Profil – Synchron – Typ D

Spannungsparameter [p.u.]		Zeitparameter [s]	
$U_{ret}$	0	$t_{clear}$	0,14 – 0,25
$U_{clear}$	0,25	$t_{rec1}$	$t_{clear} - 0,45$
$U_{rec1}$	0,5 - 0,7	$t_{rec2}$	$t_{rec1} - 0,7$
$U_{rec2}$	0,85 - 0,9	$t_{rec3}$	$t_{rec2} - 1,5$

Der Ablauf der Synchronisation der Anlage mit dem Netz beim Hochfahren hat durch den Anlagenbetreiber, nach Genehmigung durch den Netzbetreiber, stattzufinden. Die Synchronisation soll dann möglich sein, wenn sich die Frequenz innerhalb der in der Tabelle 2.2 angegebenen Bereichs befindet. Die genauen Einstellungen und Bestimmungen sollen in einer Vereinbarung, welche zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber erstellt wird, festgehalten werden. Diese müssen zumindest folgende Themen beinhalten:

Tabelle 2.10: Parameter für FRT-Profil – Asynchron – Typ D

Spannungsparameter [p.u.]		Zeitparameter [s]	
$U_{\text{ret}}$	0	$t_{\text{clear}}$	0,14 – 0,25
$U_{\text{clear}}$	$U_{\text{ret}}$	$t_{\text{rec1}}$	$t_{\text{clear}}$
$U_{\text{rec1}}$	$U_{\text{clear}}$	$t_{\text{rec2}}$	$t_{\text{rec1}}$
$U_{\text{rec2}}$	0,85	$t_{\text{rec3}}$	1,5 - 3,0

- Spannung
- Frequenz
- Phasenwinkel
- und deren zulässigen Bereiche

## 2.4 Spezielle Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren

Im vorangegangenen Kapitel wurden die allgemeinen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen beschrieben, die sowohl von synchronen wie auch asynchronen Erzeugungsanlagen, eventuell mit verschiedenen Parameterwerten, erfüllt werden müssen. Im folgenden Kapitel wird auf Anforderungen, die speziell an Synchrongeneratoren gerichtet sind, eingegangen. Die zusätzlichen Bestimmungen für Asynchrongeneratoren und speziell für Offshore-Anlagen, auf denen im NC-RfG eingegangen wird, werden in dieser Arbeit nicht näher beschrieben, da hier anschließend nur ein Wasserkraftwerk untersucht wird, bei dem die Energieerzeugung mittels Synchrongeneratoren erfolgt.

### 2.4.1 Typ B

Zusätzlich zu den im Abschnitt 2.3.2 beschriebenen Bestimmungen hat der Netzbetreiber das Recht, weitere Bestimmungen zu definieren, welche die Möglichkeit der Bereitstellung von Blindleistung durch die Anlage regeln. Im weiteren muss die Anlage mit einem Erregungssystem ausgestattet sein, welches die Klemmenspannung des Generators über dem gesamten Betriebsbereich auf einem konstanten Wert hält.

### 2.4.2 Typ C

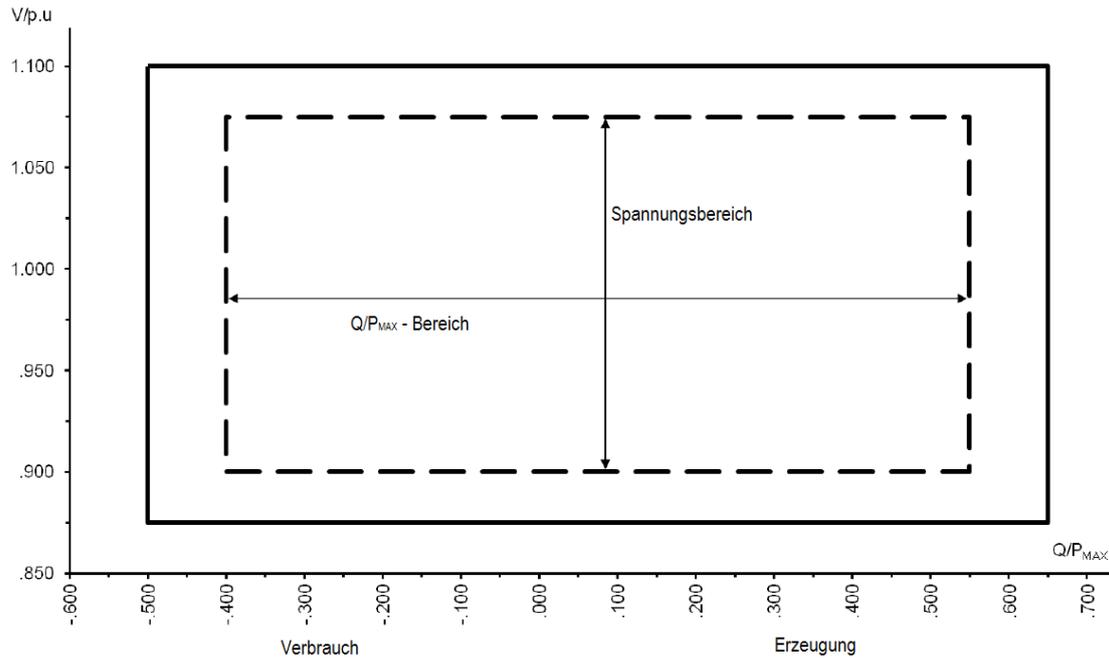
Für synchrone Anlagen des Typ C, bei denen der Anschlusspunkt nicht auf der Primärseite<sup>5</sup> des Transformators liegt, bzw. nicht direkt beim Generatoranschluss, falls kein Transformator existiert, kann der Netzbetreiber die Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung festschreiben, welche zur Deckung des Blindleistungsbedarfs der Leitung, bzw. des Hochspannungskabels zwischen Anschlusspunkt und Anlage dient. Bezüglich der Anforderungen für Bereitstellung von Blindleistung der Anlage im Kontext der Veränderung der Klemmenspannung, soll der Netzbetreiber zusammen mit dem ÜNB ein Spannungs-Leistungs-Profil  $U$ - $Q/P_{MAX}$  definieren, in welcher Gestalt auch immer, aus welchem ersichtlich ist, in welchem Bereich die Anlage dazu im Stande sein soll, Blindleistung bei maximaler Wirkleistung bereitzustellen. Solch ein Profil ist in der Abbildung 2.10 gezeigt. Hierbei ist zu beachten, dass das zu erstellende  $U$ - $Q/P_{MAX}$  Profil nicht die Einhüllende des  $U$ - $Q/P_{MAX}$ -Diagramms, welches durch die in Abbildung 2.10 gestrichelte Hüllkurve repräsentiert ist, übersteigen soll. Die gestrichelte Hüllkurve ist in Abbildung 2.10 hinsichtlich Position, Abmessung und Gestalt lediglich hindeutend. Es gibt jedoch gewisse Restriktionen die einzuhalten sind. Die Abmessung dieser Einhüllenden, nämlich Spannungsbereich und  $Q/P_{MAX}$ -Bereich sind für das jeweilige Synchrongebiet in der Tabelle 2.11 angegeben und die Position der gestrichelten Hüllkurve muss innerhalb der durchgezogenen äußeren Grenzkurve liegen.

Tabelle 2.11: Parameter für die innere, gestrichelte Hüllkurve im  $U$ - $Q/P_{MAX}$  - Diagramm

Synchrones Netzgebiet	max. Bereich von $Q/P_{MAX}$	max. Bereich des eingeschw. Spannungslevels in p.u.
<b>Continental Europe</b>	0,95	0,225
<b>Nordic</b>	0,95	0,150
<b>Great Britain</b>	0,95	0,100
<b>Ireland</b>	1,08	0,218
<b>Baltic</b>	1,08	0,220

Die oben angeführten Ausführungen gelten am Anschlusspunkt. Für nicht rechteckförmige Profilgestalt repräsentiert der Spannungsbereich die höchste und die niedrigste Spannung. Deshalb wird der maximal angegebene Blindleistungsbereich nicht über den gesamten eingeschwungenen Spannungsbereich vorhanden sein. Die Anlage soll dazu im Stande sein zu jedem Punkt innerhalb des  $U$ - $Q/P_{MAX}$ -Diagramms innerhalb angemessener Zeit nach Ersuchen des Netzbetreibers zu gelangen. Falls die Anlage nicht mit ihrer Maximalleistung betrieben wird ( $P < P_{MAX}$ ), soll diese in jedem Betriebspunkt des  $P$ - $Q$  Diagramms im stabilen Betrieb arbeiten können. Auch bei reduzierter Wirkleistungsabgabe soll die Bereitstellung

<sup>5</sup>Hochspannungsseite des Transformators, entspricht dem Spannungslevel des Anschlusspunktes

Abbildung 2.10: U-Q/P<sub>MAX</sub> Diagramm für synchrone Anlagen, [14]

von Blindleistung am Anschlusspunkt stets dem P-Q Diagramm des Synchrongenerators bzw. der Synchrongeneratoren der Energieerzeugungsanlage entsprechen. Hierbei sollen aber etwaige Wirk- und Blindleistungsverluste des Transformators bzw. die Betriebsstromversorgung berücksichtigt werden.

### 2.4.3 Typ D

Die Einstellungen und die Parameter der Komponenten des Spannungsregelungssystems sollen zwischen dem Anlagenbetreiber, dem Netzbetreiber und dem ÜNB abgestimmt werden. Diesbezüglich ist eine Vereinbarung zu erstellen, die folgendes beinhalten soll:

- Spezifikationen und Leistung eines automatischen Spannungsreglers (AVR) hinsichtlich der stationären und der transienten Spannungsregelung
- Spezifikationen und Leistung des Erregersystems:
  - Begrenzung der Bandbreite des Ausgangssignals um sicherzustellen, dass die höchste Frequenz keine Torsionsschwingungen bei anderen mit dem Netz verbundenen Energieerzeugungsanlagen hervorrufen kann.

- ein Untererregungsbegrenzer um zu vermeiden, dass der AVR die Erregerspannung des Generators soweit vermindert, dass dies zu einer Gefährdung der Stabilität führen könnte.
- ein Übererregungsbegrenzer
- ein Statorstrombegrenzer
- ein PSS um Leistungsschwingungen abzuschwächen. Dies ist nur notwendig, wenn die Erzeugungsanlage eine gewisse Nennleistung überschreitet, die vom Übertragungsnetzbetreiber definiert wird.

## 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

Derzeit erfolgt die technische Umwandlung der von Wasser-, Dampf- und Gasturbinen erzeugten mechanischen Energie in elektrischer Energie fast zu 100% [15] durch Synchronmaschinen<sup>1</sup> (SM). Ein großer Vorteil gegenüber der Asynchronmaschine (ASM) besteht darin, dass SM in der Lage sind, Blindleistung zu liefern, zu regeln oder bei Blindleistungsüberschuss im Netz diese auch aufzunehmen [8]. Da in Wasserkraftwerken fast ausschließlich Schenkelpolläufer als Generatortyp zum Einsatz kommen, wie dies auch in dieser Diplomarbeit der Fall ist, wird in diesem Abschnitt auf die spezielle Bauform und die besonderen Charakteristiken eines Schenkelpolläufers eingegangen. Ein weiterer Punkt, der in diesem Abschnitt behandelt wird, ist das dynamische Verhalten einer Synchronmaschine, da dieses für die transiente Stabilität einen entscheidenden Einfluss hat. Dazu werden in diesem Abschnitt der theoretische Hintergrund und vor allem die für die transiente Stabilität maßgeblichen Größen einer Synchronmaschine beschrieben.

### 3.1 Einsatzbereich und Aufbau der Schenkelpolmaschine

Im Unterschied zu einem Vollpolläufer besteht der Rotor einer Schenkelpolmaschine, auch Polrad oder Läufer genannt, aus mehreren ausgeprägten Polen. In der Abbildung 3.1 ist der Läufer eines 66-poligen Schenkelpolgenerators dargestellt.

Je nach Anzahl der Pole ergeben sich unterschiedliche synchrone Drehzahlen des Läufers. Der Zusammenhang zwischen Synchronfrequenz  $f$ , Polpaarzahl  $p$  und Drehzahl  $n$  in  $min^{-1}$  ist in 3.1 angegeben.

$$n = \frac{p \times 60}{f} \quad (3.1)$$

Typische Drehzahlen bzw. Polpaarzahlen für eine Synchronfrequenz  $f$  von  $50Hz$  sind in der Tabelle 3.1 angegeben.

Ein Überblick über verschiedene Wasserkraftgeneratoren, allesamt Schenkelpolläufer mit unterschiedlicher Polpaarzahl, zusammen mit den dabei eingesetzten

---

<sup>1</sup>In Windkraftanlagen, kleineren Kraftwerkseinheiten, oder bei Inselnetzen sind sehr oft auch Asynchrongeneratoren in Verwendung. Photovoltaikanlagen, oder die chemische Energieerzeugung, liefern wiederum Gleichspannung die mittels Wechselrichter auf die im jeweiligen Verbundnetz herrschende Netzfrequenz gebracht wird und somit zur Energieversorgung im Verbundnetz bereit steht



Abbildung 3.1: Läufer eines 66-poligen ( $p=33$ ) Schenkelpolgenerators [15]

Turbinentypen, die sich durch ihren Einsatz in Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken unterscheiden, ist in der Abbildung 3.2 ersichtlich. Dabei haben Wasserkraftgeneratoren in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken oftmals Drehzahlen in der Größenordnung von  $600\text{--}700 \text{ min}^{-1}$  und Generatoren in großen Flusskraftwerken Drehzahlen im Bereich von  $60\text{--}125 \text{ min}^{-1}$  [9].

Tabelle 3.1: typische Polpaarzahlen und Drehzahlen bei Wasserkraftgeneratoren

Polpaarzahl $p$	3	4	5	12	24	30	35	50
$n_{syn} [\text{min}^{-1}]$ bei $f = 50\text{Hz}$	1000	750	600	250	125	100	85,7	60

In der Abbildung 3.3 ist der schematische Querschnitt durch eine Schenkelpolmaschine ersichtlich, [6], dabei ist in a) der prinzipielle Aufbau einer Schenkelpolmaschine, bestehend aus dem Ständerblechpaket mit den Ständernuten, den einzelnen Polen mit Polschuh und Polschaft, auf denen die Erregerwicklung sitzt und den eventuell vorhandenen Dämpferstäben erkennbar. In b) sind die Blechpakete des Stators und des Läufers mit den geblechten Polen dargestellt, wobei der Läufer keine Wechselströme führt, und dieser daher oft auch in massiver Bauform ausgeführt wird. Die Befestigung der einzelnen Pole erfolgt bei hoher Fliehkräftbeanspruchung mittels Schwalbenschwanz- oder Hammerkopfverkeilung, oder bei niedrigeren Fliehkräften mittels Schraubbefestigung. In c) ist der Querschnitt einer Ständerwicklung in Ausführung als Zweischichtwicklung mit Ober- und Unterschicht dargestellt. Ständerwicklungen für größere Generatoren werden fast ausschließlich in dieser Form ausgeführt. [6]

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

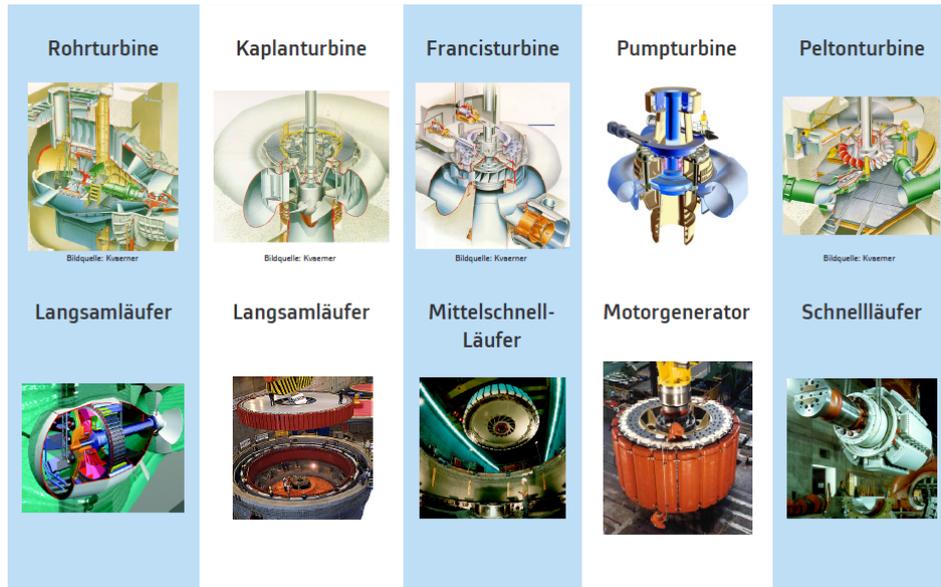


Abbildung 3.2: Bandbreite von Wasserkraftturbinen/Generatoren, [18]

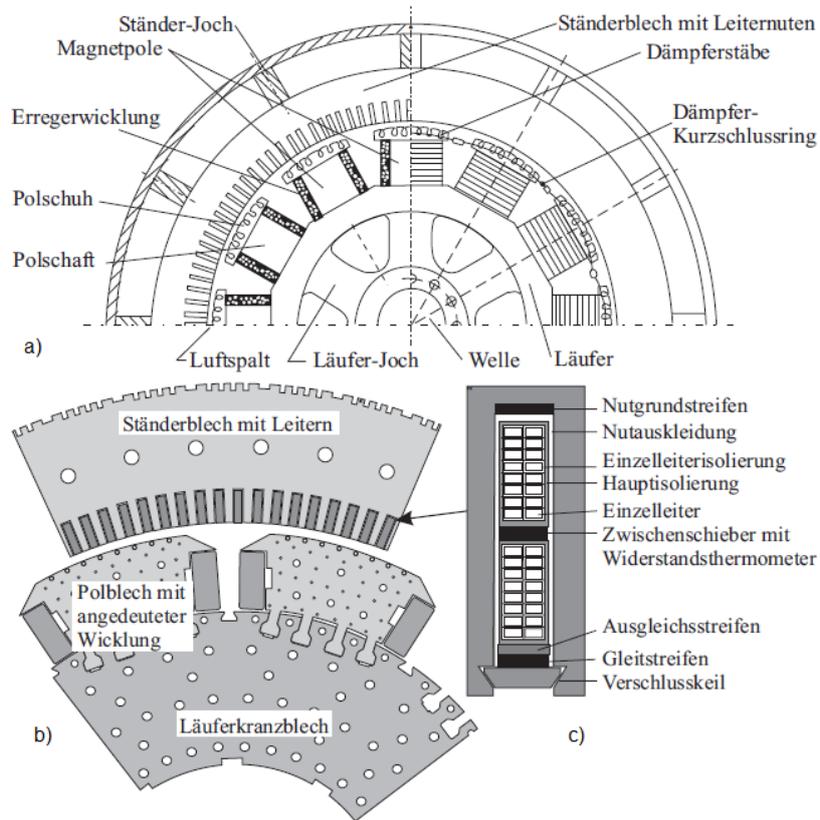


Abbildung 3.3: Schematischer Querschnitt durch eine Schenkelpolmaschine, [9]

Auf Grund des unterschiedlichen Läuferaufbaus der Schenkelpolmaschine gegenüber der Vollpolmaschine, weist die Schenkelpolmaschine unterschiedliche Hauptreaktanzen in Polrichtung (Längs- oder d-Achse, direct-axis) und in Richtung der Pollücke (Quer- oder q-Achse, quadrature-axis) auf. Die d-Achse ist durch die Erregerwicklung definiert. Die Abbildung 3.4 zeigt das Raumdiagramm mit den eingetragenen Wicklungsachsen im Ständer und im Läufer einmal für die a) Schenkelpolmaschine und im Vergleich dazu für b) die Vollpolmaschine. Die Wicklungen mit den Indizes U,V,W beschreiben dabei die um  $120^\circ$  versetzten Ständerwicklungen, die Erregerwicklung der Synchronmaschine wird hierbei mit f gekennzeichnet. Die mit D und Q bezeichneten Wicklungen kennzeichnen die eventuell im Läufer vorhandenen Dämpferwicklungen, und die Wicklungen mit den Indizes d bzw. q beschreiben die Ersatzwicklungen des Ständers in der d- und q-Achse. [9]

## 3.2 Gleichungssystem der Synchronmaschine

Die Gleichungen 3.2 bis 3.14 beschreiben die Synchronmaschine mit vorhandener Dämpferwicklung in dq0-Komponenten und mit auf den Ständer umgerechnete Läufergrößen, diese sind mit einem ' versehen. Das ursprüngliche Gleichungssystem besteht aus sechs Spannungsgleichungen für die Ständer und Läuferwicklungen, sechs Flussverkettungsgleichungen für die magnetische Kopplung zwischen den einzelnen Wicklungen und den Gleichungen für die Drehbewegungen und das elektrische Moment. Die Transformation in dq0-Komponenten erfolgt durch die Park-Transformation, wobei die Ständergrößen U,V,W durch dq0-Komponenten ersetzt werden. Dadurch verschwindet die durch den unsymmetrischen Aufbau der Schenkelpolmaschine vorhandene Drehwinkelabhängigkeit der Ständerinduktivitäten und Gegeninduktivitäten zwischen Ständer und Läufer und die einzelnen dq0-Flussverkettungen werden entkoppelt. Durch die Umrechnung der Läufergrößen auf den Ständer vereinfacht sich das Gleichungssystem und es treten nur mehr die mit dem Hauptfluss verketteten Induktivitäten  $L_{dh}$  und  $L_{qh}$  als zwischen Läufergrößen und Ständergrößen auf. Die genaue Herleitung des Gleichungssystems ist in der Literatur, beispielsweise in [9],[6] oder [13], gut erläutert.

Die verschiedenen Indizes bei den nachfolgenden Größen weisen auf die Herkunft der jeweiligen Induktivität/Reaktanz hin, so entspricht eine Größe wie  $L_D$  der Selbstinduktivität der jeweiligen Wicklung, hier beispielsweise der Selbstinduktivität der Dämpferwicklung der Synchronmaschine in der Längsachse, eine Größe wie  $L_{fD}$  entspricht einer Gegeninduktivität zwischen zwei Wicklungen, hier zwischen der Erregerwicklung und der Dämpferwicklung. Die Größe  $L_{dh} = L_d - L_{d\sigma}$  bezeichnet die Hauptinduktivität, hier der d-Komponente der Ständerersatzwicklung, welche sich aus der Selbstinduktivität und der Streuinduktivität zusammensetzt, somit beschreibt eine Größe mit einem Index  $\sigma$  die jeweilige Streuinduktivität.

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

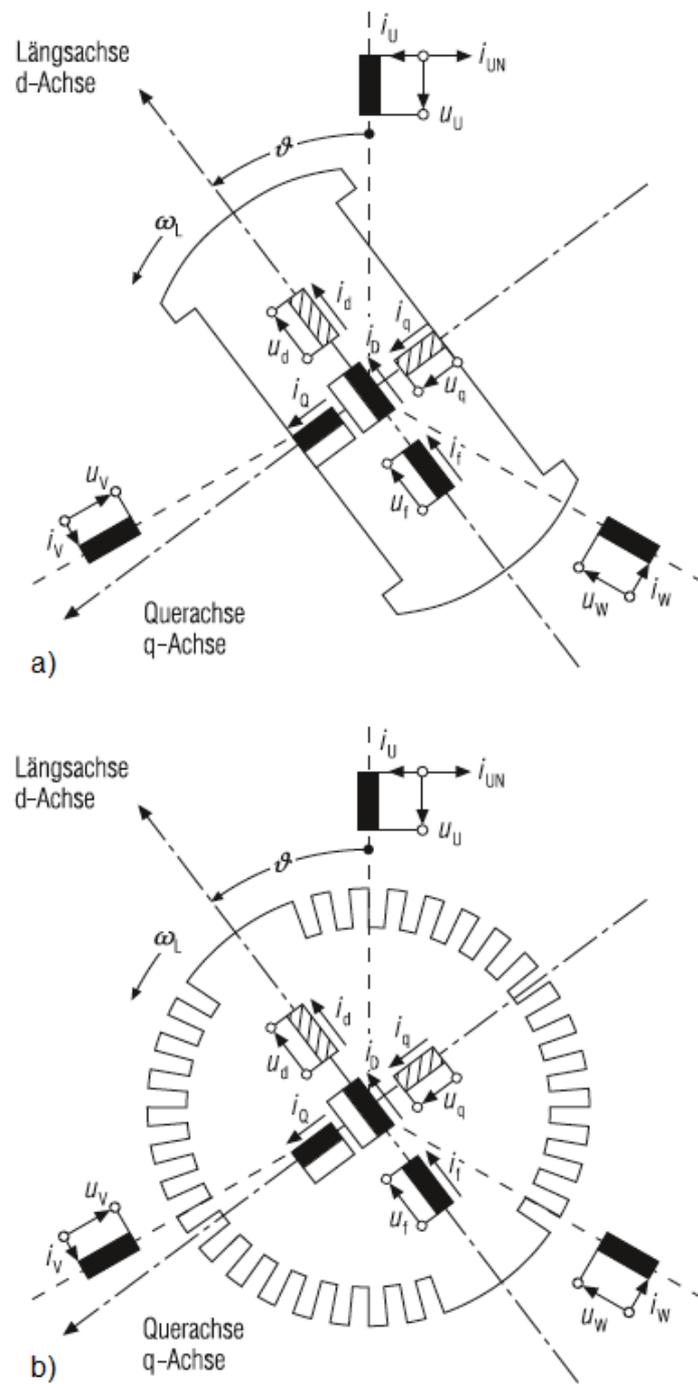


Abbildung 3.4: Wicklungen und Ersatzwicklungen des a) Schenkelpolgenerators b) Vollpolgenerators, [9]

$$\psi_d = L_d i_d + L_{hd} i'_D + L_{hd} i'_f \quad (3.2)$$

$$\psi_q = L_q i_q + L_{hq} i'_Q \quad (3.3)$$

$$\psi_0 = L_0 i_0 \quad (3.4)$$

$$\psi'_f = L'_{ff} i'_f + L_{hd} i_d + L_{hd} i'_D \quad (3.5)$$

$$\psi'_D = L'_{DD} i'_D + L_{hd} i_d + L_{hd} i'_f \quad (3.6)$$

$$\psi'_Q = L'_{QQ} i'_Q + L_{hq} i_q \quad (3.7)$$

$$u_d = R_S i_d + \dot{\psi}_d - \omega_L \psi_q \quad (3.8)$$

$$u_q = R_S i_q + \dot{\psi}_q + \omega_L \psi_d \quad (3.9)$$

$$u_0 = R_S i_0 + \dot{\psi}_0 \quad (3.10)$$

$$u'_f = R'_f i'_f + \dot{\psi}'_f \quad (3.11)$$

$$0 = R'_D i'_D + \dot{\psi}'_D \quad (3.12)$$

$$0 = R'_Q i'_Q + \dot{\psi}'_Q \quad (3.13)$$

$$Me = \frac{3}{2} p (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (3.14)$$

### 3.3 Stationärer Betrieb der Schenkelpolmaschine

Im stationären Betrieb sind die Ströme in den Dämpferwicklungen Null und die Drehzahl ist konstant, d.h. der Läufer dreht mit  $\omega_L = \omega_r = const$  und es tritt kein Nullsystem auf. Ausgehend von der Spannung im Strang U (3.15), mit der Phasenverschiebung  $\varphi$  (3.16) und dem Polradwinkel  $\delta$  (3.17), welcher dem Winkel zwischen der q-Achse und der Klemmenspannung  $U_1$  entspricht, siehe Abbildung 3.5,

$$u_U = \hat{u}_1 \cos(\omega_r t + \varphi_{u1}) \quad (3.15)$$

$$\varphi = \varphi_{u1} - \varphi_{i1} \quad (3.16)$$

$$\delta = \theta_0 + \frac{\pi}{2} - \varphi_{u1} \quad (3.17)$$

und den um  $120^\circ$  bzw.  $240^\circ$  versetzten Spannungen im Strang V bzw. W, ergibt die Transformation in dq0-Komponenten folgende Spannungen und Ströme:

$$u_d = \hat{u}_1 \sin(\delta) \quad (3.18)$$

$$u_q = \hat{u}_1 \cos(\delta) \quad (3.19)$$

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

$$i_d = \hat{i}_1 \sin(\delta + \varphi) \quad (3.20)$$

$$i_q = \hat{i}_1 \cos(\delta + \varphi) \quad (3.21)$$

Ausgehend von den Gleichungen (3.2), (3.3) und (3.8), (3.9) und durch Einführen der Polradspannung  $U_p$  (3.22), welche der durch das Feld des Erregerstroms  $i_f$  bzw.  $i'_f$  induzierten Spannung entspricht und Multiplikation der sich daraus ergebenden Raumzeiger (3.23), (3.24) mit  $e^{j\theta_0}$ , ergibt sich die Klemmenspannung  $\underline{U}_1$  (3.25) auf der das Zeigerdiagramm in Abbildung 3.5 beruht, sowie der Strom  $\underline{I}_1$  (3.26). Dabei wird in der Abbildung 3.5 das Verbraucherzählpeilsystem (VZS) verwendet. Dabei wird die abgegebene Leistung an der Quelle negativ gezählt, folglich sind im VZS die Größen Strom und Spannung an der Quelle einander entgegengesetzt. Die genaue Herleitung ist in [9] ersichtlich. Dabei bezeichnet

$$U_p = \frac{X_{dh}i'_f}{\sqrt{2}} = \frac{X_{df}i_f}{\sqrt{2}} \quad (3.22)$$

$$U_d + jU_q = \underline{U}_1 e^{-j\theta_0} \quad (3.23)$$

$$I_d + jI_q = \underline{I}_1 e^{-j\theta_0} \quad (3.24)$$

$$\underline{U}_1 = (R_S + jX_q)\underline{I}_1 + j(X_d - X_q)\underline{I}_d + \underline{U}_p \quad (3.25)$$

$$\underline{I}_1 = j\frac{U_p}{X_d} + j\frac{U_1}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) e^{j2\delta} - j\frac{U_1}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (3.26)$$

Die vom Generator ans Netz abgegebene Leistung  $\underline{S}_N = -\underline{S}_G$  berechnet sich im stationären Betrieb zu

$$\underline{S}_N = j3\frac{U_p U_1}{X_d} e^{-j\delta} - j3\frac{U_1^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) + j3\frac{U_1^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-j2\delta} = P_N + jQ_N \quad (3.27)$$

und daraus lässt sich die Wirk- und Blindleistung angeben.

$$P_N = 3\frac{U_p U_1}{X_d} \sin \delta + 3\frac{U_1^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta \quad (3.28)$$

$$Q_N = 3\frac{U_p U_1}{X_d} \cos \delta - 3\frac{U_1^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) + 3\frac{U_1^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta \quad (3.29)$$

Die Gleichungen (3.27) bis (3.29) sind nur unter Vernachlässigung des Ständerwiderstandes  $R_S$  gültig. Das letzte Glied in der Gleichung für die Wirkleistung

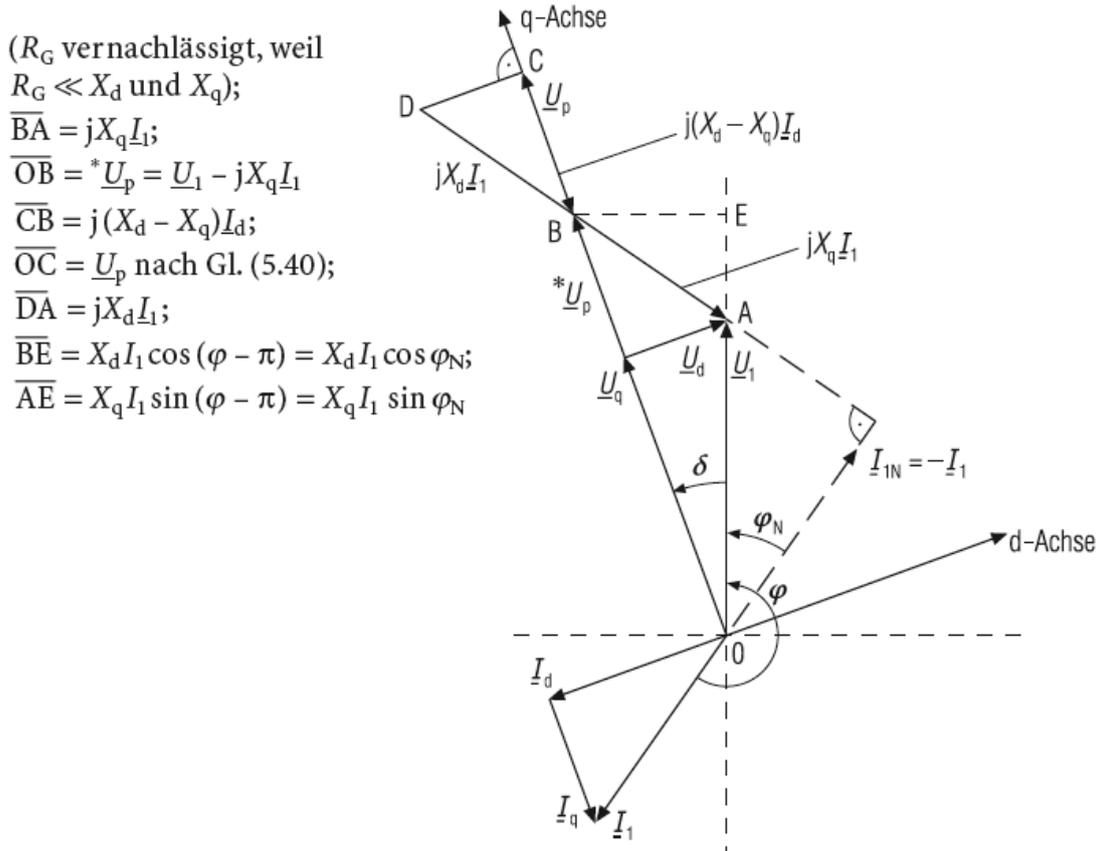


Abbildung 3.5: Zeigerdiagramm des Schenkelpolgenerators im VZS bei übererregtem Betrieb, [9]

(3.28) hat ihren Maximalwert bei einem Polradwinkel von  $\delta = 45$  und ist unabhängig von der Erregung der Synchronmaschine. D.h., dass diese Leistung nur auf Grund des Reluktanzunterschieds, bzw. der Unsymmetrie zwischen der Längs- und Querachse bei einer Schenkelpolmaschine vorhanden ist. Diese Leistung wird als sogenannte Reaktionsleistung bezeichnet. [9]

### 3.4 Betriebskennlinien der Synchronmaschine

Bei der Synchronmaschine sind vor allem das Leistungsdiagramm, die V-Kurven mit den Regulierungskurven und der Stabilitätsgrenze, und die Leerlauf-Kurzschluss-Kennlinien von Bedeutung. Das Leistungsdiagramm (PG-Diagramm, oder Betriebsdiagramm) folgt aus der Stromortskurvenschar<sup>2</sup> und kennzeichnet den Be-

<sup>2</sup>diese beschreibt den Zeiger des Ständerstroms bei unterschiedlichen Erregungszuständen

triebsbereich der Synchronmaschine. Ein solches Leistungsdiagramm im VZS ist in der Abbildung 3.6 gezeigt, wobei die in der Abbildung eingezeichneten Grenzen folgende Ursachen haben [6]:

**Begrenzung A:** Begrenzung durch die Temperatur der Erregerwicklung

**Begrenzung B:** Begrenzung durch die Temperatur der Ständerwicklung

**Begrenzung C:** Begrenzung durch die Temperaturen der Endzonen des Blechpaketes oder durch die statische Stabilität

**Begrenzung D:** Bemessungswirkleistung

Der Bereich  $Q < 0$  kennzeichnet den übererregten (kapazitiven) Betriebsbereich, bei dem kapazitive Blindleistung vom Synchrongenerator aufgenommen wird bzw. induktive abgegeben wird. Der Bereich  $Q > 0$  kennzeichnet den untererregten (induktiven) Betriebsbereich wo die Blindleistungsabgabe bzw. Aufnahme umgekehrt ist.

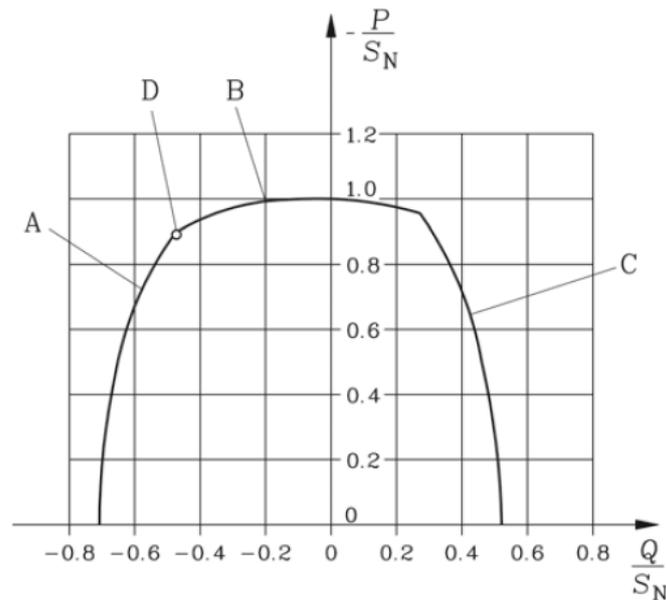


Abbildung 3.6: Leistungsdiagramm eines Synchrongenerators, [6]

Die Regulierungskurven bzw. V-Kurven sind in der Abbildung 3.7 ersichtlich. Die Regulierungskurven beschreiben den Ständerstrom in Abhängigkeit des Erregerstroms  $I_S(I_f)$  bei konstantem  $\cos \varphi_S$ . Wenn die Synchronmaschine bei konstanter Wirkleistung die Blindleistung variieren soll, so ist die Erregung anhand der V-Kurven zu ändern. Diese beschreiben die Abhängigkeit des Ständerstroms vom

Erregerstrom  $I_S(I_f)$  bei konstantem Wirkstrom des Ständers  $I_{S,W}$ . Auf Grund des V-förmigen Aussehens haben diese Kurven ihren Namen. Die Stabilitätsgrenzkurve verbindet die Punkte minimalen Erregerstroms. Sämtliche Kurven haben ihren Ausgang aus der sogenannten Stromortskurvenschar. [6]

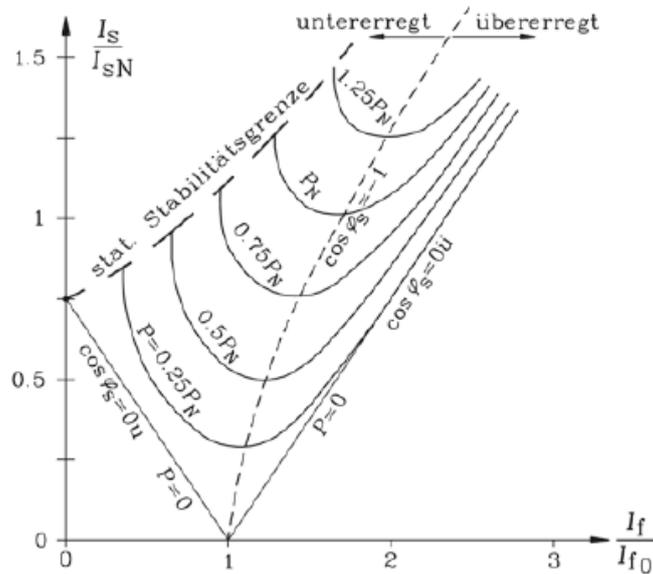


Abbildung 3.7: Regulierungskurven, V-Kurven und Stabilitätsgrenze eines Synchrongenerators, [6]

Die Abbildung 3.8 zeigt die Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie sowie die Luftspaltgerade einer Synchronmaschine. Die Leerlaufkennlinie wird bei offenen Klemmen und konstanter Drehzahl durch Erhöhung des Erregerstroms bis zum Maximalwert ermittelt. Dabei steigt die Leerlaufspannung, welche proportional zur Luftspaltflussdichte ist, zunächst linear gemäß der Luftspaltgeraden an, da vorerst auf Grund der hohen Permeabilität des Ständer- und Läufer Eisens,  $\mu_r \approx 3000 \dots 5000$ , nur der Luftspalt magnetisiert wird. Bei höheren Feldstärken ab ca. 1,5 T beginnt das Eisen zu sättigen und  $\mu_r$  nimmt stark ab, dadurch steigt auch das Luftspaltfeld, und somit die Leerlaufspannung, nur mehr unterproportional zum Erregerstrom. Für die Kurzschlusskennlinie wird bei konstanter Drehzahl und kurzgeschlossenen Klemmen der Ständerstrom in Abhängigkeit des Erregerstroms ermittelt. Da in diesem Betriebsfall, trotz sehr hoher Ströme, nur ein geringes Luftspaltfeld herrscht, sättigt das Eisen nicht, und die Kurzschlusskennlinie ist somit linear.[6]

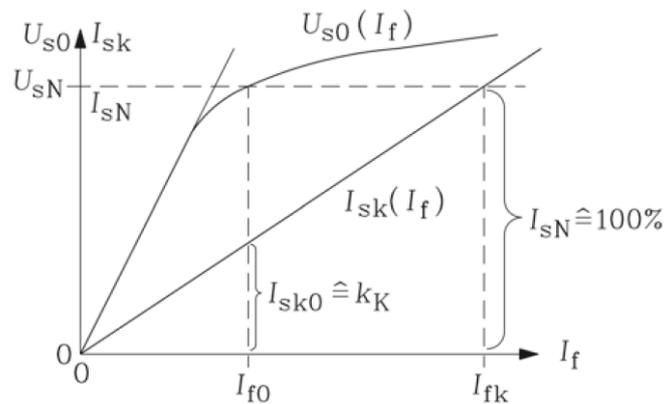


Abbildung 3.8: Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie eines Synchrongenerators, [6]

### 3.5 Transiente Größen

#### 3.5.1 Ermittlung der transienten und subtransienten Reaktanzen der Synchronmaschine

Wenn von dynamischen Vorgängen bei elektrischen Maschinen nach einer Störung gesprochen wird, versteht man darunter den subtransienten und transienten Zeitbereich, wo in der Maschine Ausgleichsströme in den Wicklungen fließen, die nicht von den synchronen Reaktanzen bestimmt werden, sondern von subtransienten und transienten Reaktanzen. Eine Einteilung der verschiedenen Zeitbereiche mit den dazugehörigen Ausgleichsströmen ist in der Tabelle 3.2 ersichtlich.

Tabelle 3.2: charakteristische Zeitdauern und Betriebszustände nach einer Störung, [6]

Zeitdauer nach der Störung		Ausgleichsströme fließen in
Subtransient	0 - 0,5 s	Ständer-, Dämpfer- und Feldwicklung
Transient	0,5 - 2 s	Ständer- und Feldwicklung
Stationär	2 - 3 s	keine Ausgleichsströme mehr vorhanden

Wird der dynamischen Zeitbereich betrachtet, so sind lediglich die jeweils vorhandenen Induktivitäten für die Strombegrenzung relevant. Die Widerstände zu den jeweiligen Wicklungen müssen jedoch zur Ermittlung der verschiedenen Zeitkonstanten  $\tau = L/R$  berücksichtigt werden. Bei dynamischen Vorgängen kann sowohl die Dämpferwicklung, wie auch die Erregerwicklung als kurzgeschlossen betrachtet werden. Mit diesen Annahmen ergeben sich dann die in Abbildung 3.9 gezeigten magnetischen Kopplungen und die daraus resultierenden Ersatzschaltbilder. Dabei beschreiben die Größen  $X_d$  und  $X_q$  die synchrone Reaktanz,  $X'_d$  die

transiente Reaktanz und  $X_d''$  und  $X_q''$  die subtransiente Reaktanz jeweils in der Längs- bzw. Querachse. Da im transienten Zeitbereich die Ausgleichsströme in der Dämpferwicklung durch die Widerstände  $R_D, R_Q$  bereits abgeklungen sind, typische Zeitkonstanten in der Dämpferwicklung sind 20 ... 50 ms, und in der q-Achse keine Erregerwicklung existiert gibt es nur eine transiente Reaktanz in der Längsachse. Typische Zeitkonstanten der Erregerwicklung in der d-Achse liegen im Bereich von 0,5 ... 2 s.

Die einzelnen Reaktanzen bzw. Induktivitäten lassen sich dann auf Grundlage der jeweiligen Ersatzschaltbilder (ESB) welche in der Abbildung 3.9 ersichtlich sind folgendermaßen berechnen:

subtransiente Reaktanz der Längsachse:

$$X_d'' = \omega_s L_d'' = \omega_s \left( L_{s\sigma} + \frac{L_{dh} L_{f\sigma} L_{D\sigma}}{L_{dh} L_{f\sigma} + L_{dh} L_{D\sigma} + L_{f\sigma} L_{D\sigma}} \right) \quad (3.30)$$

subtransiente Reaktanz der Querachse:

$$X_q'' = \omega_s L_q'' = \omega_s \left( L_{s\sigma} + \frac{L_{qh} L_{Q\sigma}}{L_{qh} + L_{Q\sigma}} \right) \quad (3.31)$$

transiente Reaktanz der Längsachse:

$$X_d' = \omega_s L_d' = \omega_s \left( L_{s\sigma} + \frac{L_{dh} L_{f\sigma}}{L_{dh} + L_{f\sigma}} \right) \quad (3.32)$$

Nach Abklingen aller Ausgleichsströme verschwindet die magnetische Kopplung zwischen Ständer- und Läuferwicklung wieder, und die Maschine wird wieder durch die Synchronreaktanzen  $X_d = X_{dh} + X_{s\sigma}$  und  $X_q = X_{qh} + X_{s\sigma}$  beschrieben. Die subtransienten Reaktanzen sind wesentlich kleiner als die synchronen Reaktanzen und obwohl die Synchronreaktanzen bei der Schenkelpolmaschine deutlich unterschiedlich sind, sind die subtransienten Reaktanzen in etwa gleich, wobei  $X_q'' > X_d''$  gilt, da in der Längsachse zusätzlich zur Dämpferwicklung auch die Erregerwicklung dämpfend wirkt. In der Tabelle 3.3 ist eine Übersicht über die Größenordnung der einzelnen Reaktanzen gegeben.

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

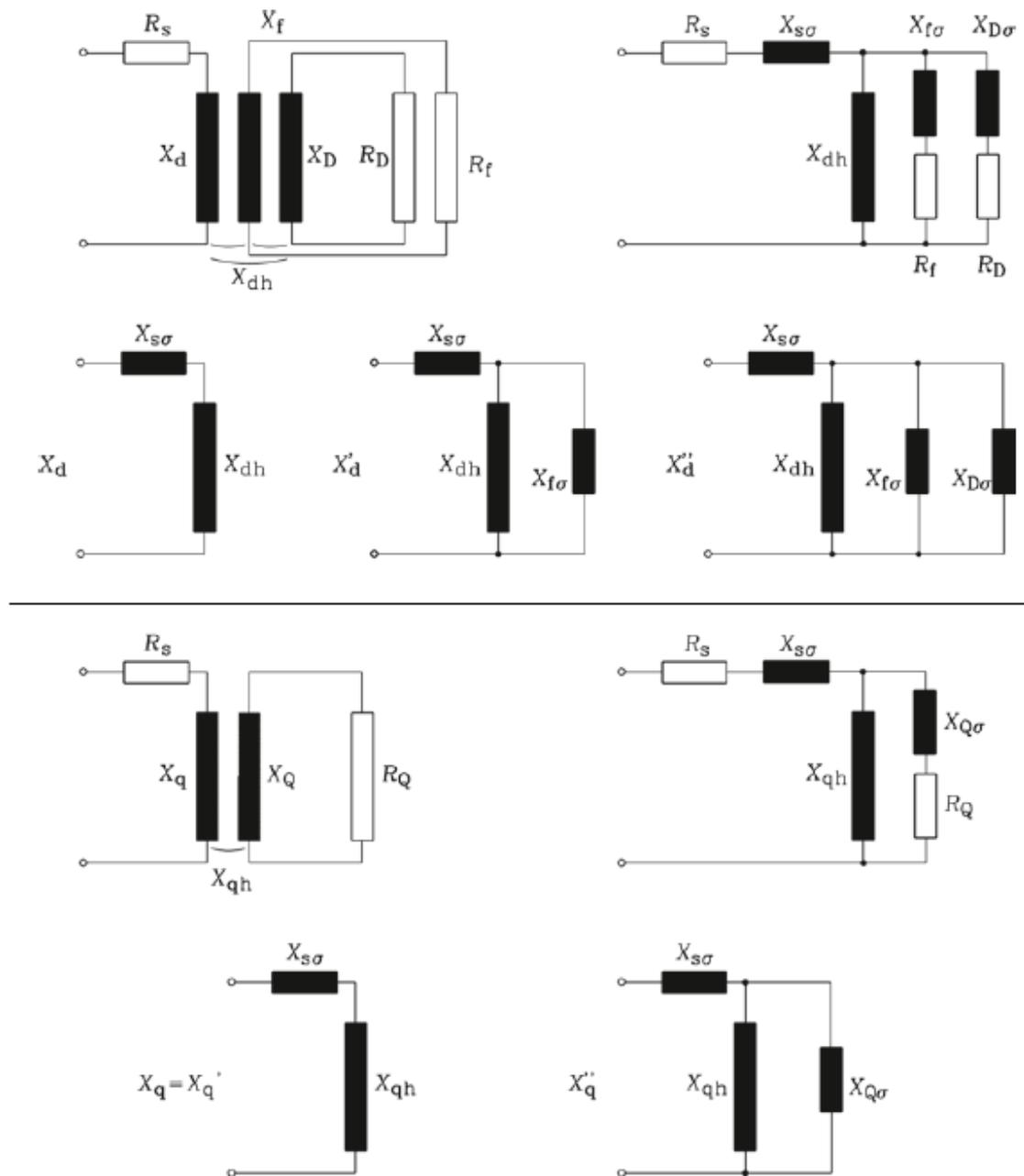


Abbildung 3.9: ESB der magnetischen Kopplungen bei verschiedenen dynamischen Zuständen [6]

Tabelle 3.3: typische Größenordnung der bezogenen Reaktanzen von elektrisch erregten Synchronmaschinen, [6]

Synchrone Reaktanz der Längsachse	$x_d = X_d/Z_N$ $X_d = \omega_N L_d$	0.8 ... 1.2: Schenkelpolmaschinen mit höherer Polzahl (z. B. Wasserkraftgeneratoren mit 6 und mehr Polen) 1.2 ... 2.5: 2- und 4-polige Turbogeneratoren mit hoher elektrischer Ausnützung (z. B. Generatoren in thermischen Kraftwerken)
Synchrone Reaktanz der Querachse	$x_q = X_q/Z_N$ $X_q = \omega_N L_q$	$(0.5...0.6)_{x_d}$ : Schenkelpolmaschinen: Einfluss der Pollücke $(0.8...0.9)_{x_d}$ : Vollpolmaschinen: Einfluss der Nutöffnungen der Erregerwicklung
Transiente Reaktanz der Längsachse	$x'_d = X'_d/Z_N$ $X'_d = \omega_N L'_d$	0.2–0.25 ... 0.35–0.4
Transiente Reaktanz der Quersachse	$x'_q = x_q$ $= X_q/Z_N$	Identisch mit der synchronen Reaktanz der $q$ -Achse, da in dieser keine Erregerwicklung wirkt
Subtransiente Reaktanz der Längsachse	$x''_d = X''_d/Z_N$ $X''_d = \omega_N L''_d$	0.1–0.12 ... 0.2–0.3: stets etwas größer als die Streureaktanz der Ständerwicklung $x_{\sigma}$
Subtransiente Reaktanz der Querachse	$x''_q = X''_q/Z_N$ $X''_q = \omega_N L''_q$	Typisch ist $x''_q > x''_d$ , da keine Erregerwicklung in der Querachse wirkt. Allerdings von gleicher Größenordnung gemäß $x''_q \approx x''_d$ : 0.1 ... 0.3

### 3.5.2 Ermittlung der transienten und subtransienten Zeitkonstanten der Synchronmaschine

Neben den subtransienten und transienten Reaktanzen der Synchronmaschine gibt es noch weitere wichtige Kenngrößen, die zur Beschreibung des dynamischen Verhaltens herangezogen werden. Dies sind die sogenannten subtransienten und transienten Zeitkonstanten der Längs- bzw. Querachse, bei denen zwischen zwei Zuständen unterschieden wird:

**Leerlaufzeitkonstante, Index 0:** In diesem Zustand bleiben die Klemmen der Ständerwicklung offen und der Ständerstrom ist 0. Dies entspricht der Schalterstellung 1 in der Abbildung 3.10, wobei in der Q-Achse die resultierende Leerlaufzeitkonstante der Eigenzeitkonstante entspricht.

**Kurzschlusszeitkonstante:** In diesem Zustand ist die Ständerwicklung an ein speisendens oder belastendes "starres" Spannungsnetz angeschlossen, das heißt dass sich seine Spannung auch bei Belastung nicht ändert. In diesem Fall kann in der Ständerwicklung ein Ausgleichsstrom fließen. Das Netz stellt

auf Grund seiner normalerweise im Vergleich zum Statorwiderstand und Statorstreuinduktivität geringen Kurzschlussimpedanz für den Ausgleichsstrom im Ständer einen Kurzschluss dar. Dieser Zustand ist in der Abbildung 3.10 durch die Schalterstellung 2 gekennzeichnet.

Somit werden mit Hilfe der einzelnen Ersatzschaltungen in der Abbildung 3.10 die verschiedenen Zeitkonstanten für die Längs- und Querachse folgendermaßen ermittelt.

subtransiente Leerlaufzeitkonstante der Längsachse:

$$T''_{d0} = \frac{L_{D\sigma} + L_{dh} \left( \frac{L_{f\sigma}}{L_f} \right)}{R_D} \quad (3.33)$$

subtransiente Leerlaufzeitkonstante der Querachse:

$$T''_{q0} = \frac{L_{Q\sigma} + L_{qh}}{R_Q} = T_Q \quad (3.34)$$

subtransiente Leerlaufzeitkonstante der Längsachse:

$$T'_{d0} = \frac{L_f L_{dh} + L_{f\sigma}}{R_f} = T_f \quad (3.35)$$

subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Längsachse:

$$T''_d = \frac{L_{D\sigma} + \frac{L_{dh} L_{f\sigma} L_{s\sigma}}{L_{dh} L_{f\sigma} + L_{dh} L_{s\sigma} + L_{f\sigma} L_{s\sigma}}}{R_D} \quad (3.36)$$

subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Querachse:

$$T''_q = \frac{L_{Q\sigma} + L_{qh} \left( \frac{L_{s\sigma}}{L_q} \right)}{R_Q} \quad (3.37)$$

transiente Zeitkonstante der Längsachse:

$$T'_d = \frac{L_{f\sigma} + L_{dh} \left( \frac{L_{s\sigma}}{L_d} \right)}{R_f} = \dots = \frac{L'_d}{L_d} T'_{d0} \quad (3.38)$$

In der Tabelle 3.4 ist eine Übersicht über die Größenordnung der einzelnen Zeitkonstanten gegeben, wobei sich der Wertebereich von kleinen Maschinen im Bereich einiger *kW* zu großen Maschinen im Bereich vieler *MW* bewegt.

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

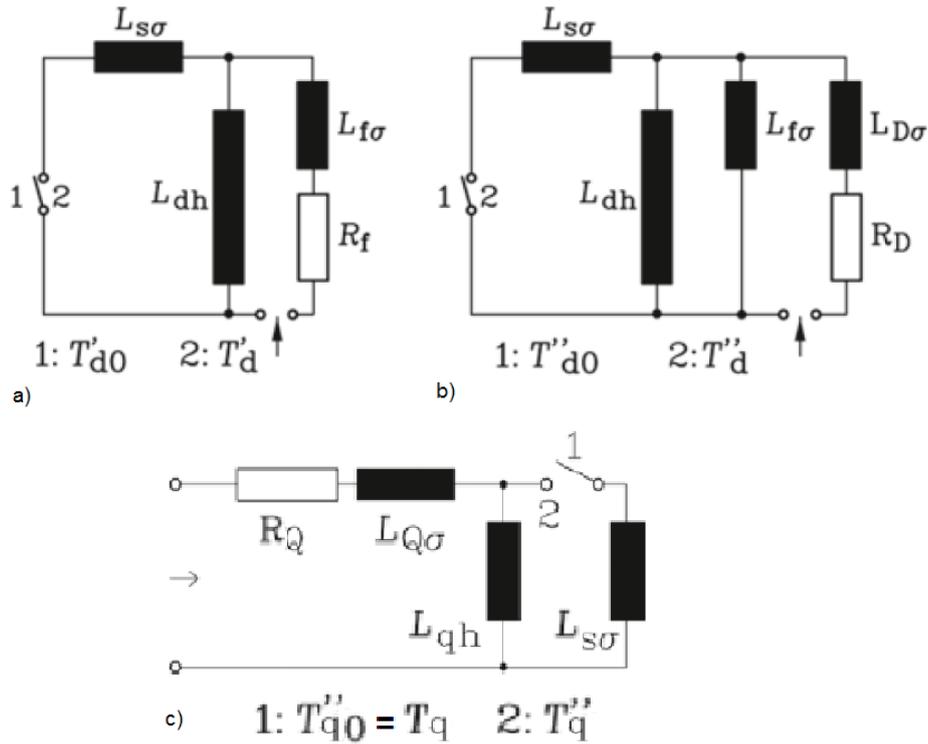


Abbildung 3.10: ESB zur Ermittlung der Zeitkonstanten in der Längsachse [6]

Tabelle 3.4: typ. Größenordnung der Zeitkonstanten bei Synchronmaschinen, [6]

Transiente Leerlaufzeitkonstante der $d$ -Achse	$T'_{d0} = L_f/R_f = T_f$	2 ... 7 ... 10 s
Transiente Kurzschlusszeitkonstante der $d$ -Achse	$T'_d = (L'_d/L_d) \cdot T'_{d0}$	0.6-0.8 ... 1-2 s
Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der $d$ -Achse	$T''_{d0}$	$T''_{d0} \approx 1.1 \cdot T'_d$
Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der $d$ -Achse	$T''_d$	0.02 ... 0.1 ... 0.5 s
Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der $q$ -Achse	$T''_q \approx T''_d$	0.02 ... 0.1 ... 0.5 s
Ankerzeitkonstante (Ständerzeitkonstante)	$T_a \approx L''_d/R_s$	0.1 ... 0.4-0.5 s
Nenn-Anlaufdauer	$T_J$	3 ... 8-10 s

### 3.6 Subtransienter und transienter Zustand

Wenn nun sämtliche Kenngrößen der Maschine bestimmt sind, lassen sich damit auch die Spannungen, Ströme und Leistungen im subtransienten und transienten Zeitbereich berechnen. Im Anschluss an eine Störung ändern sich die Läuferflussverkettungen nur relativ langsam, daher können diese in diesem Zeitbereich als konstant angenommen werden. [9] Ausgehend von der Änderung der Ständerflussverkettungen und Einsetzen in die Gleichungen (3.8) und (3.9), ergeben sich mit der Einführung der Abkürzungen  $u_d'' = -\omega_r(\psi_q^b - L_q''i_q^b)$  und  $u_q'' = \omega_r(\psi_d^b - L_d''i_d^b)$ , die Spannungen für die Längs- und Querachse 3.41 und 3.42, wobei der Index  $b$  dabei den Zustand unmittelbar vor der Störung kennzeichnet. Hierbei werden dabei die Differentialquotienten  $\dot{\psi}_d$  und  $\dot{\psi}_q$  gleich Null gesetzt.

$$\Delta\psi_d = L_d''\delta i_d = L_d''(i_d - i_d^b) \quad (3.39)$$

$$\Delta\psi_q = L_q''\delta i_q = L_q''(i_q - i_q^b) \quad (3.40)$$

$$u_d = R_S i_d - \omega_r L_q'' i_d + u_d'' = R_S i_d - X_q'' i_d + u_d'' \quad (3.41)$$

$$u_q = R_S i_q - \omega_r L_d'' i_d + u_q'' = R_S i_q - X_d'' i_d + u_q'' \quad (3.42)$$

Diese beiden Spannungskomponenten können wieder zu einem Raumzeiger  $u_d + ju_q$  zusammengefasst werden, aus dem sich dann durch Effektivwertzeigerbildung, Multiplikation mit  $e^{j\theta_0}$  und Erweiterung mit  $\pm X_d'' j I_q'' e^{j\theta_0}$  die Spannung für das Mtsystem der symmetrischen Komponenten berechnen lässt. [9]

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= (R_S + jX_d'')\underline{I}_1 + j(X''_q - X''_d)jI_q''e^{j\theta_0} + \underline{U}'' \\ &= (R_S + jX_d'')\underline{I}_1 + j(X''_q - X''_d)\underline{I}_q + \underline{U}'' \end{aligned} \quad (3.43)$$

Oftmals kann die subtransiente Unsymmetrie vernachlässigt werden, dadurch ergibt sich dann folgende Spannung:

$$\underline{U}_1 = (R_S + jX_d'')\underline{I}_1 + \underline{U}'' \quad (3.44)$$

Die Abbildung 3.11 zeigt die Ersatzschaltung und das Zeigerdiagramm ausgehend von der Gleichung (3.44), wobei auch das ESB für den 3-poligen Klemmenkurzschluss angegeben ist. Im Zeigerdiagramm wurde dabei auch der Ständerwiderstand  $R_S \ll X_d''$  vernachlässigt.

Nach selbiger Vorgehensweise lässt sich dann auch die Spannung für den transienten Zeitbereich berechnen, wobei an die Stelle der subtransienten Induktivität bzw. Reaktanz die transiente Größe tritt. Die Spannung ergibt sich dann zu:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= (R_S + jX_d')\underline{I}_1 + j(X''_q - X'd)jI_q''e^{j\theta_0} + \underline{U}' \\ &= (R_S + jX_d')\underline{I}_1 + j(X''_q - X'd)\underline{I}_q + \underline{U}' \end{aligned} \quad (3.45)$$

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

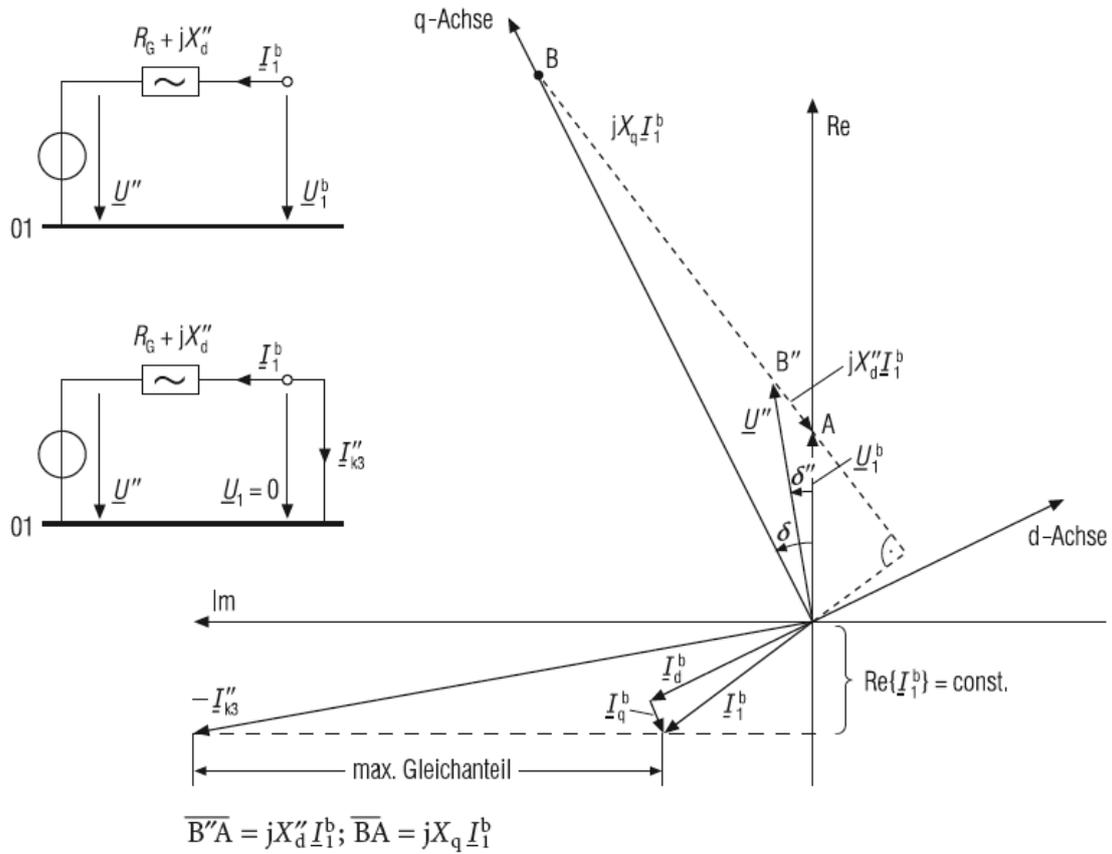


Abbildung 3.11: ESB und Zeigerdiagramm mit subtransienten Größen, für  $X_d'' = X_q''$ , [9]

bzw. unter Vernachlässigung der Unsymmetrie ergibt sich die Gleichung (3.46).  
Abbildung 3.12 zeigt das dazugehörige Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm.

$$\underline{U}_1 = (R_S + jX_d') \underline{I}_1 + \underline{U}' \quad (3.46)$$

### 3 Synchronmaschine in Schenkelpolausführung

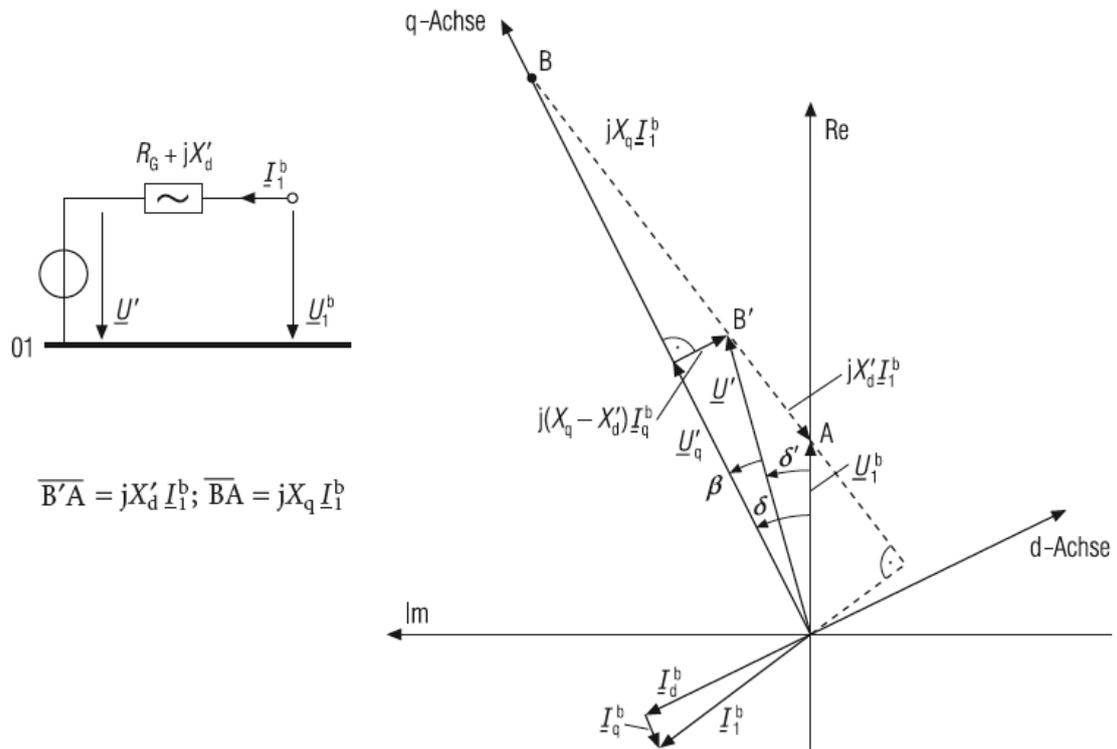


Abbildung 3.12: ESB und Zeigerdiagramm mit transienten Größen, für  $X''_q = X'_d$ , [9]

## 4 Transiente Stabilität von Synchrongeneratoren

Im Kontext der Energieversorgung versteht man unter Stabilität die Wahrung des Synchronlaufs der im Verbundnetz einspeisenden Synchrongeneratoren. <sup>1</sup> Ist dies bei einem oder mehreren Synchrongeneratoren nicht mehr der Fall, so spricht man von Außertrittfallen oder Instabilität. Diese kann, falls diese nicht rechtzeitig durch geeignete Schutzmechanismen verhindert wird zu Schäden an den Generatoren führen. Werden die betreffenden Synchrongeneratoren vom Netz genommen kann dies auch im worst case Fall zu einen größeren Netzzusammenbruch (Black-out) führen. Die Unterteilung der Stabilität erfolgt in die statische und transiente Stabilität, wobei die statische Stabilität den Normalbetrieb beschreibt und die Untersuchung der transienten Stabilität nach Auftreten einer Störung herangezogen wird, wie dies zum Beispiel bei einem Kurzschluss der Fall ist. Da der Schwerpunkt bei dieser Diplomarbeit auf der Untersuchung der transienten Stabilität von Synchrongeneratoren liegt, wird in diesem Abschnitt kurz die zu Grunde liegende Theorie beschrieben, welche auf den im Kapitel (3) behandelten Grundlagen beruht. Auf die statische Stabilität wird hier nicht weiter eingegangen, hierzu wird auf die Fachliteratur wie [9], auf die sich auch dieser Abschnitt bezieht, oder [12] verwiesen. Bei der Untersuchung der transienten Stabilität stellt sich die Frage, ob die Generatoren nach Abschaltung des Kurzschlusses wieder synchronisiert werden können, oder ob diese während des Fehlers bereits zu große Polradwinkel erfahren haben, dass diese in keinen stabilen Arbeitspunkt mehr zurückkehren können. Dies ist von folgenden Punkten abhängig:

- Netzaufbau
- Kurzschlussart
- Kurzschlussdauer
- Belastungszustand vor dem Kurzschluss
- Reglerverhalten

Die Untersuchungsmethode beruht auf der Bewegungsgleichung der Generatoren. Dabei wird die Änderung des Läuferwinkels des  $i$ -ten Generators, gegenüber

---

<sup>1</sup>Im weiteren gibt es noch die Spannungsstabilität. In dieser Arbeit ist jedoch mit dem Begriff Stabilität stets die Wahrung des Synchronlaufs gemeint.

einem synchron umlaufenden Bezugssystem durch

$$\dot{\delta}_{Li} = \Delta\omega_{Li} \quad (4.1)$$

beschrieben und die Änderung der Winkelgeschwindigkeit durch

$$\Delta\dot{\omega}_{Li} = \frac{\omega_r}{T_{Ji}S_{rGi}}(P_{Ti} + P_{Gi}) = k_i(P_{Ti} + P_{Gi}). \quad (4.2)$$

Dabei ist  $P_{Ti}$  die Turbinenleistung,  $P_{Gi}$  die Generatorleistung und  $T_{Ji}$  die elektromechanische Zeitkonstante, oder auch Nennanlaufzeit, des  $i$ -ten Generators.  $T_{Ji}$  ist jene Zeit die der gesamte Maschinenstrang benötigt um vom Stillstand aus ohne Belastung und bei konstantem Nenn-Antriebsmoment auf die Nenndrehzahl zu beschleunigen. Diese hängt vom Trägheitsmoment  $J$  der rotierenden Masse ab, wobei hier der gesamte Maschinenstrang (Läufer der Turbine und des Generators mit der gemeinsamen Welle, und auch die Masse des vorhandenen Mediums, Wasser, im Turbinenläufer) berücksichtigt werden muss. Die Gleichung (4.3) zeigt die Berechnung von  $T_J$  und den Zusammenhang mit der Trägheitskonstanten  $H$ . Bei Stabilitätsuntersuchungen wird die Turbinenleistung  $P_T$  im Allgemeinen als konstant vorausgesetzt, da die Regelung der Turbinenleistung im Normalfall wesentlich größere Zeitkonstanten besitzt und diese im Untersuchungsbereich noch nicht wirksam ist, außer wenn zum Beispiel Fast Valving angeordnet ist<sup>2</sup>.

$$T_J = \frac{\omega_r^2 J}{p^2 S_{rG}} = 2H \quad (4.3)$$

Bei der Untersuchung der transienten Stabilität findet das Ersatzschaltbild aus der Abbildung 3.12 Anwendung, wobei hier mit konstanten Beträgen der transienten Generatorspannungen gerechnet werden kann. Ohne die genauere Herleitung zu beschreiben, siehe hierzu [9], ergibt sich für die Leistung des  $i$ -ten Generators mit Berechnung über die transienten Spannungen

$$P'_{Gi} = 3U'_i \sum_{j=1}^m U'_j y'_{ji} \cos(\delta'_{ji} - \alpha'_{ji}) \quad (4.4)$$

wobei hier der Term  $y'_{ji}$  die jeweilige Komponente einer Admittanzmatrix darstellt,  $\alpha'_{ji}$  den Winkel der Admittanzelemente und  $\delta'_{ji} = \delta'_i - \delta'_j$  die Winkel der transienten Spannungen. Deshalb wird auch in der Bewegungsgleichung nicht die Änderung des Läuferwinkels, sondern gleich die Änderung des Spannungswinkels verwendet,  $\dot{\delta}'_i = \Delta\omega_{Li}$ . Somit ergibt sich für die komplette Generatorenanzahl  $m$  ein inhomogenes nichtlineares Gleichungssystem bestehend aus (4.4), (4.5), (4.6), welches sich nur mehr durch numerische Integration, zum Beispiel mit dem Euler-Verfahren oder dem Runge-Kutta-Verfahren schrittweise lösen lässt, siehe hierzu. [12]

<sup>2</sup>Der Modus des Fast Valving wird bei Dampfturbinen in thermischen Kraftwerken verwendet. Dabei werden die Ventile für die Brennstoffzufuhr sehr schnell geschlossen.

$$\dot{\delta} = \Delta\omega_L \quad (4.5)$$

$$\Delta\dot{\omega}_L = \mathbf{K}_m [\mathbf{p}_T + \mathbf{p}'_G] \quad (4.6)$$

mit

$$\mathbf{p}_T = [P_{T1} P_{T2} \cdots P_{Ti} \cdots P_{Tm}]^T \quad \mathbf{p}'_G = [P'_{G1} \cdots P'_{Gi} \cdots P'_{Gm}]^T$$

$$\mathbf{K}_m = \text{diag}(k_{m1} \cdots k_{mi} \cdots k_{mm})$$

Wird die transiente Stabilität bei einem Ein-Maschinen-Problem untersucht, hierbei speist ein Generator ins starre Netz ein, wie dies in der Abbildung 4.1 gezeigt ist, kann eine grafische Lösung angegeben werden und auch die kritische Fehlerklärungszeit ermittelt werden.

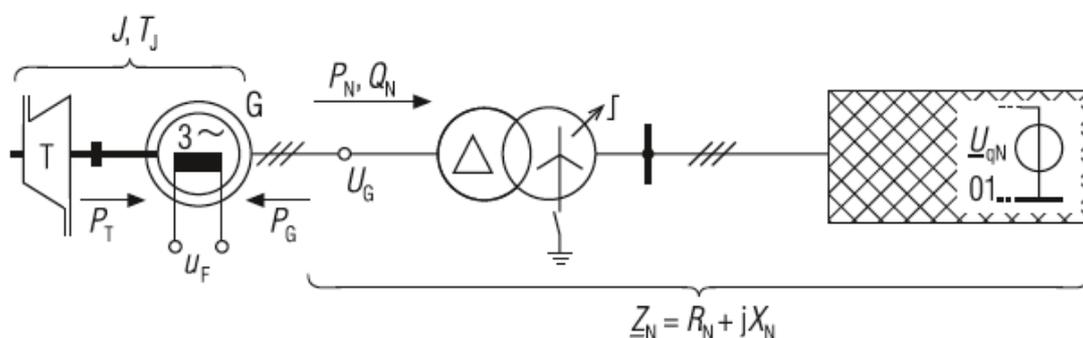


Abbildung 4.1: Betrachtung eines Generators am starren Netz [9]

Für die Änderung der Drehzahl und des Winkels zwischen den Grenzen 1 und 2 ergibt sich aus der Bewegungsgleichung nach einigen Umformungen und Erweiterungen, siehe hierzu [9], folgende Gleichung:

$$\int_{\Delta\omega_{L1}}^{\Delta\omega_{L2}} \Delta\omega_L d\Delta\omega_L = \frac{1}{2} (\Delta\omega_{L2}^2 - \Delta\omega_{L1}^2) = k_m \int_{\delta'_1}^{\delta'_2} (P_T - P'_N) d\delta' \quad (4.7)$$

In der Gleichung (4.7) entspricht die rechte Seite jener Fläche im Leistungswinkel-Diagramm, dargestellt in der Abbildung 4.2, welche von den Leistungen  $P_T$ ,  $P'_N$  und den Winkeln  $\delta'_1$ ,  $\delta'_2$  eingeschlossen wird. Diese Fläche ist ein Maß für die Änderung der kinetischen Energie gegenüber dem Synchronlauf. [9] Dabei wird in den weiteren Überlegungen von einer Doppelleitung zwischen Blocktransformator und Netzeinspeisepunkt ausgegangen, bei der auf einem Stromkreis ein 3-poliger Kurzschluss erfolgt.

Vor Kurzschlusseintritt ergibt sich mit der vorhandenen Doppelleitung folgende Leistung:

$$P_N^{lb} = \frac{3U'U_{qN}}{X'_d + X_{DL}} \sin(\delta') = P'_{maxDL} \sin(\delta') \quad (4.8)$$

Beim Kurzschlussereignis sehr nahe am Anschlusspunkt, zum Beispiel direkt an der Sammelschiene:

$$P_N^{lK} = 0 \quad (4.9)$$

Und nachdem die fehlerhafte Leitung ausgeschaltet wurde, und somit nur mehr die Einfachleitung zur Verfügung steht, ergibt sich folgende Leistung:

$$P_N^{la} = \frac{3U'U_{qN}}{X'_d + X_{EL}} \sin(\delta') = P'_{maxEL} \sin(\delta') \quad (4.10)$$

Während des Kurzschlusses kann der Generator somit im schlimmsten Falle keine Leistung mehr ans Netz abgeben. Ist der Fehler weiter entfernt vom Einspeisepunkt, wird auch während des Kurzschlusses noch eine Leistung abgegeben. Da jedoch die Turbinenleistung in dieser Zeit noch konstant bleibt erfährt der Generator während des Kurzschlusses eine konstante Winkelbeschleunigung nach der Beziehung (4.11) und nimmt dabei eine Bewegungsenergie auf, welche der Beschleunigungsfläche  $F_B$  in der Abbildung 4.2 entspricht.

$$\delta' = \frac{1}{2}k_m P_T t^2 + \delta^b \quad (4.11)$$

Nach Abschaltung der fehlerhaften Leitung erfolgt ein Übergang auf die Einfachleitung und der Generator wird gebremst falls  $\delta < \delta'_{grenz}$  ist. Der Winkel wächst jedoch noch solange an, bis die während des Kurzschlusses aufgenommene Bewegungsenergie abgebaut ist. Dies entspricht dem Fall wenn die Verzögerungsfläche  $F_V$  in der Abbildung 4.2 die gleiche Fläche wie die Beschleunigungsfläche  $F_B$  erreicht hat. Hier erreicht dann der Winkel seinen Maximalwert. In diesem Fall kommt der Generator wieder in einen stabilen Arbeitspunkt. Im Falle, dass die Leitung erst später abgeschaltet wird, vergrößert sich die Beschleunigungsfläche und daher ist auch eine größere Verzögerungsfläche notwendig. Sollte bis zum Grenzwert  $\delta'_{grenz}$  die Energie noch nicht abgebaut sein, beschleunigt der Generator wieder und es tritt der Verlust der transienten Stabilität ein. In diesem Fall entstehen große elektrische und mechanische Beanspruchungen für den Generator und er muss somit durch den Außertrittfallschutz nach wenigen Sekunden vom Netz getrennt werden.

Die kritische Fehlerklärungszeit, ab welcher der Generator sein stabiles Verhalten verliert, berechnet sich aus der Flächengleichheit bei maximal zur Verfügung stehender Verzögerungsfläche, hierfür ergibt sich nach einigen Zwischenschritten, siehe hierzu [9] folgende Gleichung:

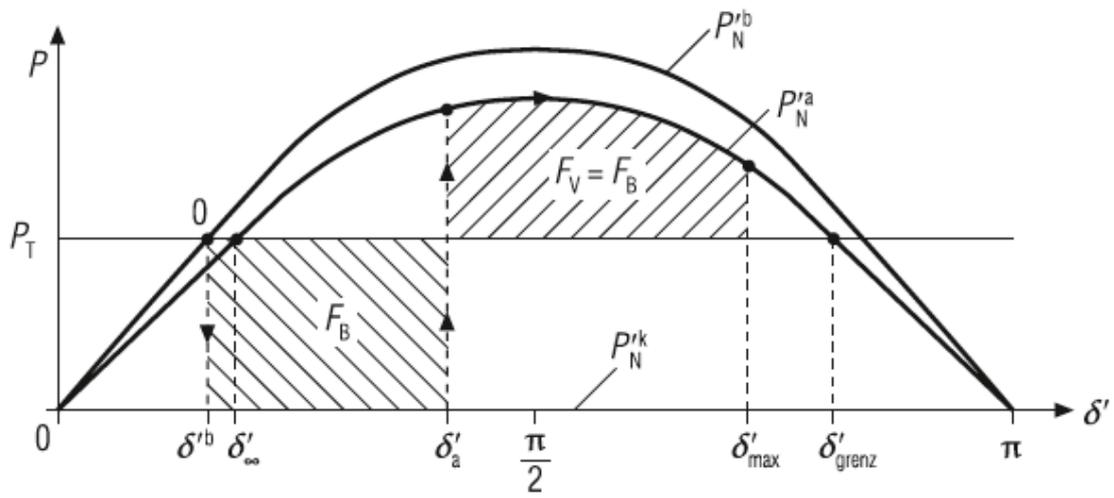


Abbildung 4.2: Leistungs-Winkel-Diagramm [9]

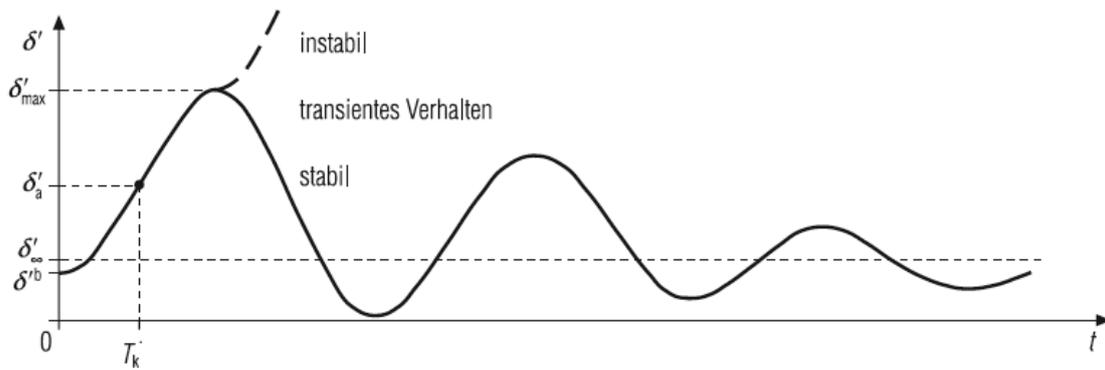


Abbildung 4.3: Polradwinkel über der Zeit [9]

$$t_{krit} = \sqrt{2 \frac{T_J S_{rG}}{\omega_r P_T} (\delta_{max}^{la} - \delta^b)} \quad (4.12)$$

Dieses einfache Beispiel zeigt somit bereits die Auswirkung einer kleinen Nennanlaufzeit, welche besonders bei Schenkelpolgeneratoren in der Ausführung als Rohrturbinengenerator problematisch ist, wie nachfolgend anhand des Kraftwerks Melk simuliert wird.

# 5 Kraftwerk Melk und Simulationsmodell

## 5.1 Kraftwerk Melk

Das Verbund-Kraftwerk Melk mit einer Engpassleistung von 187 MW und einer mittleren Fallhöhe von 10m ist eines von 10 Laufkraftwerken an der Donau. Es liegt im westlichen Teil Niederösterreichs, wie in der Abbildung 5.1 gezeigt und wurde 1982 in Betrieb genommen. Die Abbildung 5.2 zeigt den Querschnitt des Krafthauses mit sämtlichen Höhenkoten. Das Kraftwerk Melk besteht aus insgesamt 9 Maschinensätzen mit einer Nennleistung von 26,5 MVA welche als Rohrturbinengeneratoren ausgeführt sind. Diese Turbinenform ist eine Weiterentwicklung der Kaplan turbine. Das Einsatzgebiet von Rohrturbinen sind Laufwasserkraftwerke mit niedrigen Fallhöhen von bis zu 25 m. Dabei werden die Rohrturbinen, im Gegensatz zur gewöhnlichen Kaplan turbine, horizontal eingebaut und haben dadurch den Vorteil, dass Umlenkverluste vermieden werden. Der Drehstrom-Synchrongenerator befindet sich dabei an der verlängerten Turbinenwelle in einem wasserdichten, birnenförmigen Gehäuse. Ein weiterer Vorteil dieser Anordnung ist der geringere Platzbedarf und somit die geringe Bauhöhe des Maschinenhauses. Ein Nachteil, der bei Rohrturbinen zum Problem werden kann ist deren vergleichsweise geringe Nennanlaufzeit  $T_J$  bzw. die Anlaufzeitkonstante  $H$  und somit die geringere kritische Fehlerklärungszeit  $t_{krit}$ , wie dies aus der Formel 4.12 in Abschnitt 4 ersichtlich ist. Eine Explosionsdarstellung einer Rohrturbine mit ihren wichtigsten Komponenten ist in der Abbildung 5.3 dargestellt, eine Gesamtansicht zeigt die Abbildung 5.4.

Von den 9 Maschinensätzen sind immer 3 Maschinensätze zu einem Block zusammengefasst, welche über einen gemeinsamen Blocktransformator verfügen. Die Verbindung zwischen den drei Blocktransformatoren zum ca. 3 km westlich gelegenen Umspannwerk Bergern erfolgt mittels 110-kV Hochspannungskabeln. Die Struktur des Kraftwerks Melk ist in der Abbildung 5.5 dargestellt. Da das Spannungslevel beim Anschlusspunkt 110 kV beträgt, fällt das Kraftwerk bzw. die Generatoren hinsichtlich der im Abschnitt 2.2 eingeführten Kategorien in die Kategorie **Erzeugungsanlage vom Typ D**. Bezugnehmend auf die Abbildung 2.1 ist das Kraftwerk Melk als Ensemble von Synchronmaschinen zusehen. Somit sind die im Abschnitt 2.3 und 2.4 gestellten Anforderungen an Erzeugungsanlagen vom Typ D heranzuziehen.

Hier möchte ich auch kurz noch die Bedeutung der verschiedenen Leistungsbegriffe anführen. [10]. Bei Kraftwerken und speziell bei Wasserkraftwerken werden die Begriffe Brutto-, Netto-, Nenn-, Engpass- und Ausbauleistung verwendet. Die

## 5 Kraftwerk Melk und Simulationsmodell



Abbildung 5.1: Standort des Donaukraftwerks Melk, [3]

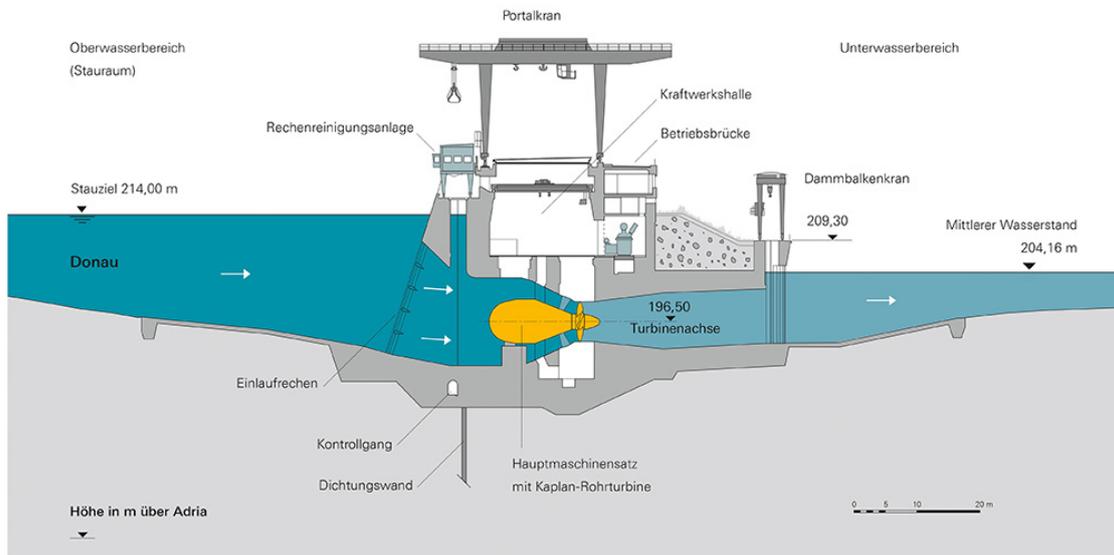


Abbildung 5.2: Querschnitt des Krafthauses, [4]

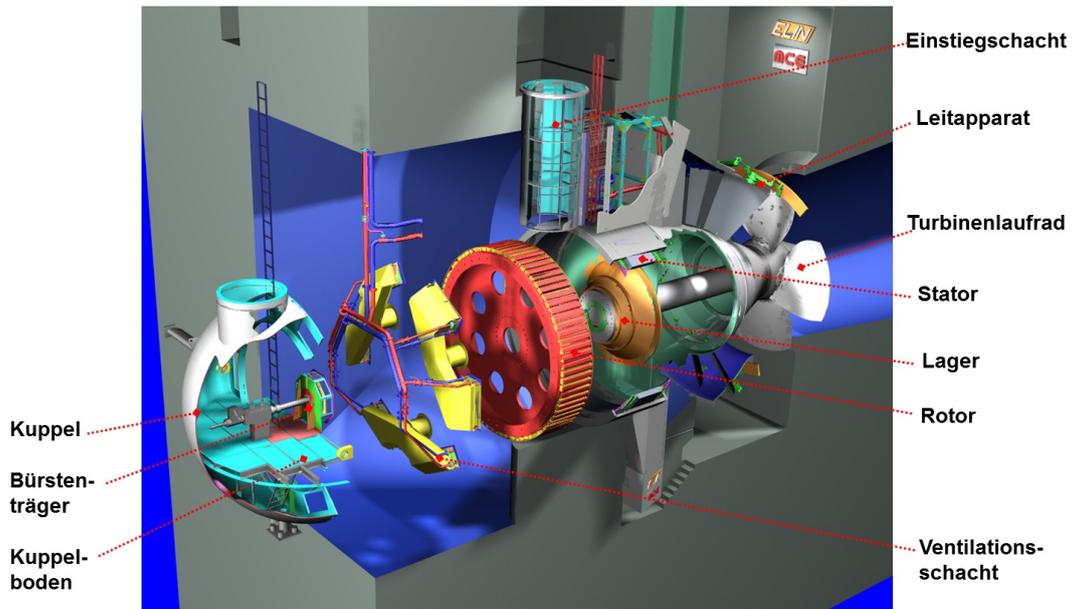


Abbildung 5.3: Explosionsdarstellung einer Rohrturbine, [16]

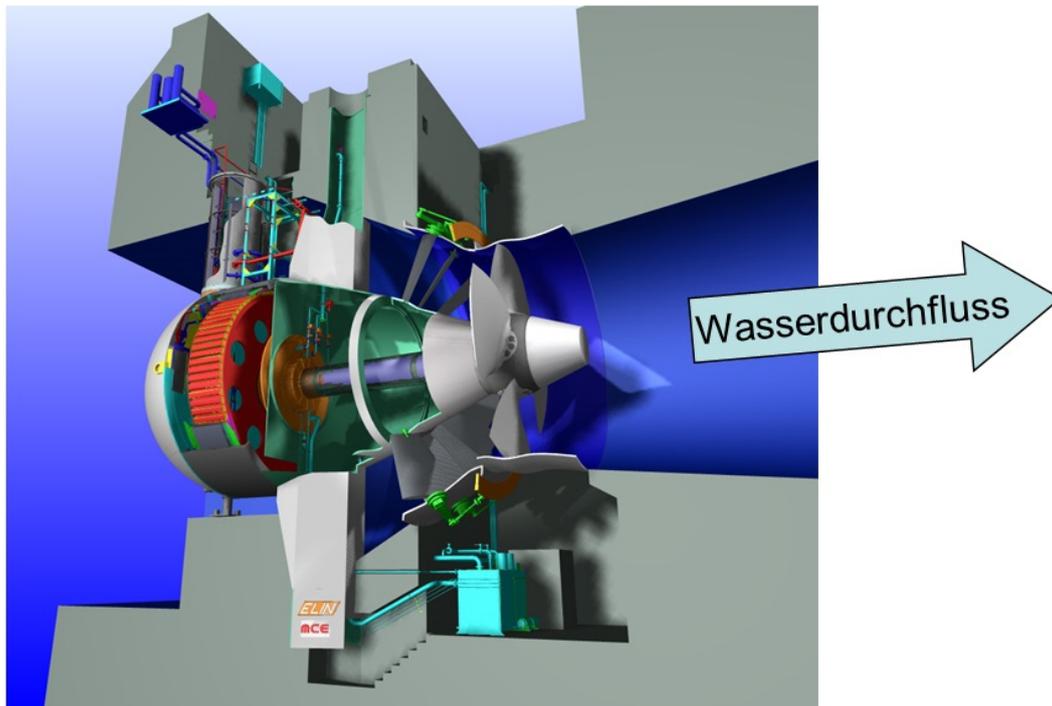


Abbildung 5.4: Ansicht einer Rohrturbine, [16]

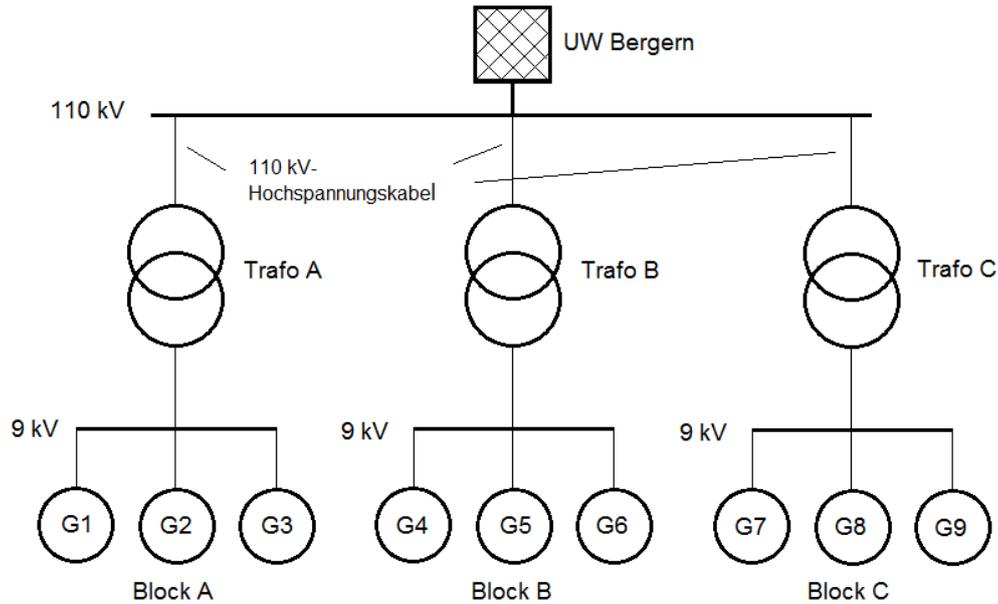


Abbildung 5.5: Schema einer Rohrturbine

Bruttoleistung entspricht der an den Generatorklemmen abgegebenen Leistung und die Nettoleistung ist die abzüglich des Eigenbedarfs an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators abgegebene Leistung. Die Nennleistung wird bei Wasserkraftwerken in der Regel nur für einzelne Maschinensätze angegeben und kennzeichnet die höchste Dauerleistung, für welche die Maschine ausgeführt wurde. Die Engpassleistung bezeichnet die von der gesamten Anlage bei optimaler Fallhöhe und Durchfluss dauerhaft abgebbare Leistung. Die Ausbauleistung ist jene Leistung die beim günstigsten Verhältnis von Durchfluss, Fallhöhe und Wirkungsgrad zu Stande kommt. Bei Laufkraftwerken entspricht diese meistens der Engpassleistung.

## 5.2 Kennwerte der Simulationsparameter

Zur Erstellung des Simulationsmodells wurde die Software NEPLAN V.5.5.1. verwendet. Mit dieser Software können die dynamischen Vorgänge, die zur Untersuchung der transienten Stabilität und in weiterer Folge zur Ermittlung der kritischen Fehlerklärungszeit  $t_{krit}$ , notwendig sind, gut durchgeführt werden. Das Modell bildet das Verbund Donaukraftwerk Melk mit den für die Untersuchung notwendigen Komponenten ab.

Die wichtigste Grundlage für eine genaue Simulation ist die möglichst genaue Abbildung der einzelnen im Modell vorhandenen Komponenten. Dies erfolgt an-

hand der für die Simulation der transienten Stabilität relevanten Parameter bzw. deren Kennwerten. Die einzelnen Komponenten mit den jeweils relevanten Parametern sind nachfolgend aufgelistet:

**Generatoren:** Die erforderlichen Eingabeparameter sind sämtliche elektrische Nenndaten und die dynamischen Parameter, sprich die transienten Größen. Für die Untersuchung der transienten Stabilität sind die dynamischen Parameter und das Trägheitsmoment, bzw. die normierte Anlaufzeitkonstante von größter Bedeutung.

**Transformatoren:** Hier sind ebenfalls die elektrischen Nenndaten notwendig.

**Leitung:** Bei der Leitung werden die Leitungskoeffizienten und die Leitungslänge für die Untersuchung benötigt.

**Regler:** Für diese Untersuchung ist der Spannungsregler bzw. das Erregersystem von Relevanz. Durch Verändern des Erregerstromes kann die Blindleistungsabgabe des Generators variiert werden, und somit die kritische Fehlerklärungszeit in einem gewissen Bereich erhöht werden. Da sich die Untersuchung der transienten Stabilität auf Zeiten von wenigen Sekunden beschränkt, ist der Turbinenregler für diese Simulation nicht relevant und wird daher nicht parametrisiert. Dies bedeutet eine worst-case-Annahme bei der der Turbinenregler nicht entgegenwirkend eingreifen kann.

Die einzelnen Kenngrößen der verschiedenen Maschinen sowie die Reglerparameter wurden vom Kraftwerksbetreiber Verbund zur Verfügung gestellt.

### 5.2.1 Generatordaten

In der Tabelle 5.1 sind die Kenngrößen der Generatoren 1-9 ersichtlich.

Da in der Software NEPLAN die normierte Trägheitskonstante  $H$  der gesamten rotierenden Masse (Turbinen- und Generatorläufer mit gemeinsamer Welle) eingegeben werden muss und im Maschinendatenblatt nur das Massenträgheitsmoment des Generatorläufers angegeben ist, wurde die normierte Trägheitskonstante aus der Gleichung (4.3) und der Beziehung zwischen Drehzahl und Frequenz (3.1) berechnet. Da im Maschinendatenblatt nur das Massenträgheitsmoment des Läufers  $J_G$  gegeben ist, wurde für das zusätzliche Massenträgheitsmoment der Turbine und Welle des gesamten Stranges nochmals 20 % hinzugefügt. Das Ergebnis für die normierte Trägheitskonstante  $H$  ist in der Tabelle 5.1 ersichtlich. Die Abbildung 5.6 zeigt das Leistungsdiagramm des Generators bei Nennspannung und bei den Spannungsgrenzen. In Abbildung 5.7 sind die Regulierungs- und V-Kurven mit der Stabilitätsgrenze abgebildet. Die Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie zeigt Abbildung 5.8.

Mittels der Leerlaufkennlinie kann auch die Sättigung des Synchrongenerators berücksichtigt werden. Dabei müssen in Neplan die in der Tabelle 5.2 angegebenen

Tabelle 5.1: Generatordaten

Generatorparameter		Kennwert
Nennscheinleistung	$S_{rG}$	26,5 MVA
Nennwirkleistung	$P_{rG}$	23,85 MW
	$\cos \varphi$	0,9
Nennspannung	$U_{rG}$	9 kV
Spannungsgrenzen	-	+8/ - 10%
Nenndrehzahl	$n_r$	85,7 $\text{min}^{-1}$
Bezugsimpedanz	$Z_N$	3,057 $\Omega$
ungesätt. (gesätt.) synchrone Reaktanz der Längsachse	$x_d$	113 % (99 %)
ungesätt. synchrone Reaktanz der Querachse	$x_q$	73 %
ungesätt. (gesätt.) transiente Reaktanz der Längsachse	$x'_d$	44 % (41 %)
ungesätt. (gesätt.) subtransiente Reaktanz der Längsachse	$x''_d$	35 % (32 %)
ungesätt. (gesätt.) subtransiente Reaktanz der Querachse	$x''_q$	41 % (35 %)
transiente Leerlaufzeitkonstante d. Längsachse	$T'_{d0}$	3,4 s
subtransiente Leerlaufzeitkonst. d. Längsachse.	$T''_{d0}$	0,038 s
subtransiente Leerlaufzeitkonst. d. Querachse	$T''_{q0}$	0,04 s
Statorwiderstand	$R$	0,00595 p.u.
Streureaktanz des Stators	$x_l$	15 %
charakteristische Reaktanz (Neplan-Modell Kenngröße)	$x_c = x_l$	15 %
Massenträgheitsmoment (Gen)	$J_G$	480 $\text{tm}^2$
Massenträgheitsmoment (Gen + Turbine, geschätzt)	$J_{G+T}$	576 $\text{tm}^2$
normierte Trägheitskonstante (Gen)	$H$	0,729
normierte Trägheitskonstante (Gen + Turbine, geschätzt)	$H$	0,875

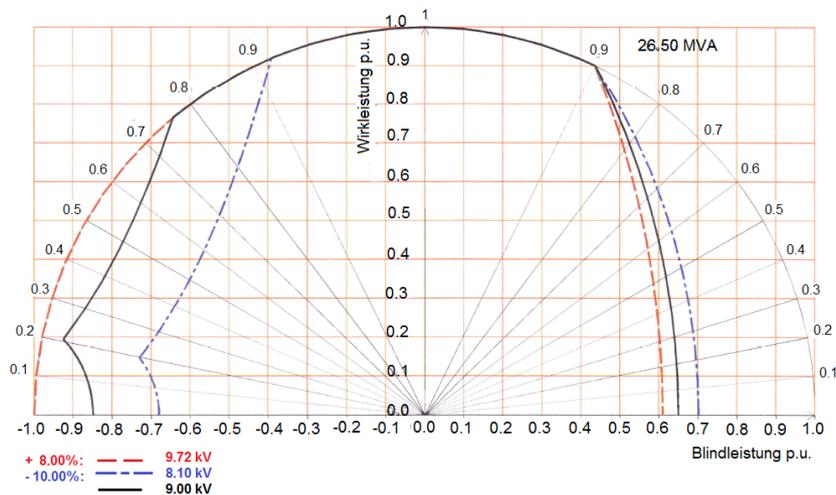


Abbildung 5.6: Leistungsdiagramm des Generators

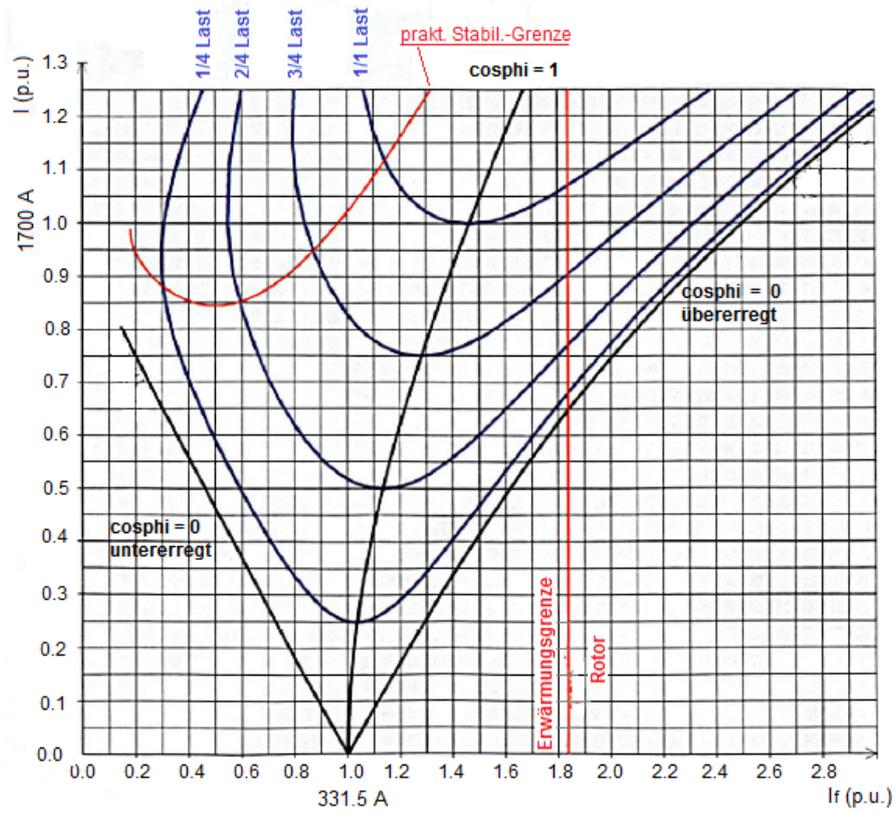


Abbildung 5.7: Regulierungs- und V-Kurven sowie Stabilitätsgrenze des Generators

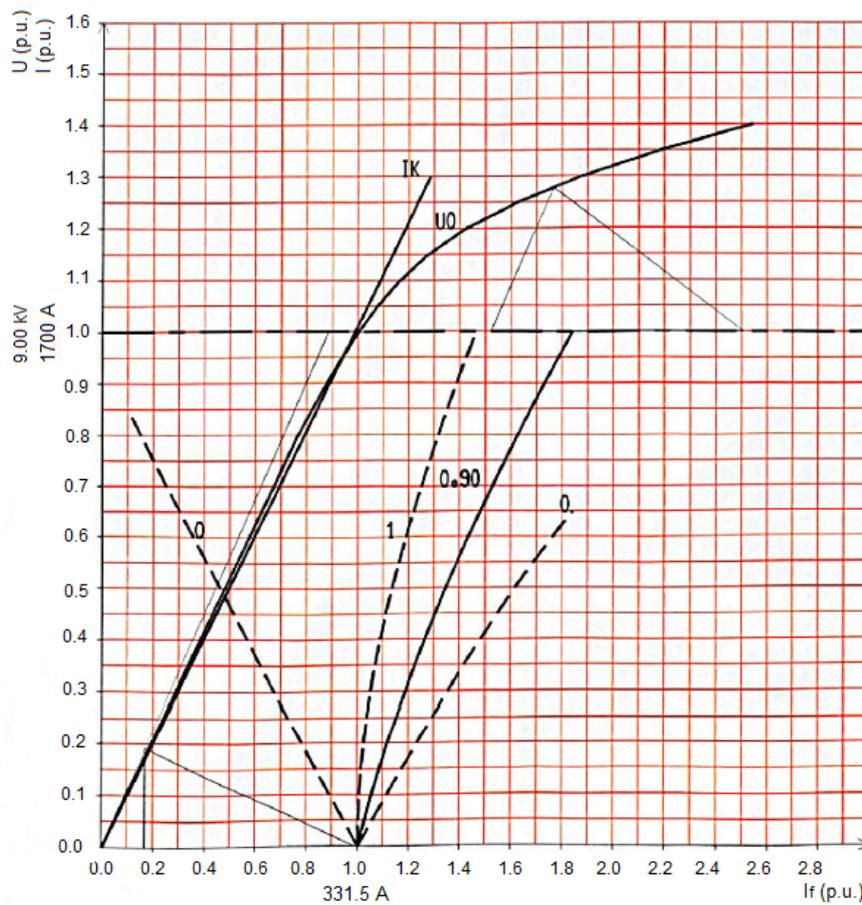


Abbildung 5.8: Leerlauf- und Kurzschlusskennlinien des Generators, Regulierungs-KL strichliert dargestellt

Ströme eingegeben werden, welche sich aus der Leerlaufkennlinie ablesen lassen. Mittels diesen Strömen berechnet Neplan die sogenannten Sättigungsparameter  $A$  und  $B$ , mit welchen Neplan die Leerlaufcharakteristik approximiert.

Tabelle 5.2: Feldströme für Berücksichtigung der Sättigung

erforderliche Ströme in Neplan		Kennwert
Erregerstrom im Luftspalt in der Luftspaltcharakteristik bei Nennspannung	$I_a$	292 A
Erregerstrom in der Leerlaufcharakteristik bei Nennspannung	$I_b$	331 A
Erregerstrom in der Leerlauf-Charakteristik bei 120% der Nennspannung	$I_c$	467 A

### 5.2.2 Transformator

In der Tabelle 5.3 sind die Kenngrößen der drei Blocktransformatoren ersichtlich. Der Blocktransformator ist ein Stufensteller, wobei die Umschaltung der Stufen nicht automatisch erfolgt, sondern händisch betätigt werden muss.

Tabelle 5.3: Transformatordaten

Transformatorparameter		Kennwert
Nennscheinleistung	$S_{rT}$	72 MVA
Nennspannung Oberseite	$U_{rOS}$	115 kV
Nennspannung Unterseite	$U_{rUS}$	9 kV
rel. Kurzschlussspannung	$u_k$	13,8 %
Kupferverluste	$P_{Cu}$	
Eisenverluste	$P_{fe}$	155 kW
Stufenanzahl		±1
$\Delta U$		±5%
Schaltgruppe		Yd5

### 5.2.3 Kabel

Für die Leitungsparameter der 110 kV-Hochspannungskabelsysteme mit einem Kabelquerschnitt von je 400 mm<sup>2</sup> wurden Richtwerte aus einem Produktkatalog für Hoch- und Höchstspannungskabel verwendet [7], da keine genauen Herstellerangaben mehr verfügbar sind.

Tabelle 5.4: Kabeldaten

Leitungsparameter		Kennwert
Länge	$l$	3,12 km
Widerstandsbelag	$R'$	0,470 Ω/km
induktiver Widerstandsbelag	$X'$	0,128 Ω/km
Kapazitätsbelag	$C'$	0,151 μF/km
Ableitungsbelag	$G'$	≈ 0 S/km
Material		Kupfer
Querschnitt		400 mm <sup>2</sup>
Kabelart		PE-Kabel
Nennspannung		110 kV
max. Betriebsspannung		123 kV
Nennstrom		378 A
max. Betriebsstrom		505 A

### 5.2.4 Erregersystem

Als Modell für das Erregersystem der Synchrongeneratoren wird hier das statische IEEE-Erregermodell ST1A aus [11] verwendet. Bei der statischen Erregung erfolgt die Gleichrichtung über eine Thyristorbrückenschaltung, wobei diese von einem an die Generatorklemmen angeschlossenen Erregertransformator gespeist wird. Die Gleichspannung der Thyristorbrücke wird dann über Schleifringe dem Generatorläufer zugeführt. [9] Die Struktur des IEEE-Erregermodells ST1A ist in der Abbildung 5.10 dargestellt. Das Prinzip des Spannungswandlers für die Generatorklemmenspannung zeigt die Abbildung 5.9, wobei die mögliche Lastkompensation in dem Modell deaktiviert ist, dies entspricht  $R_C = X_C = 0$ . Bei diesem Modell wird der Messwert bzw. das Ausgangssignal  $V_C$  des vorgeschalteten Spannungswandlers mit einem Referenzwert  $V_{Ref}$  verglichen, und die Erregerspannung  $E_{FD}$  so nachgeregelt, dass die Klemmenspannung des Generators konstant bleibt. Die eingestellten Parameterwerte sind in der Tabelle 5.5 ersichtlich.

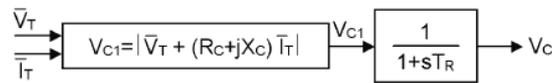


Abbildung 5.9: Spannungswandler für die Generatorklemmenspannung, [11]

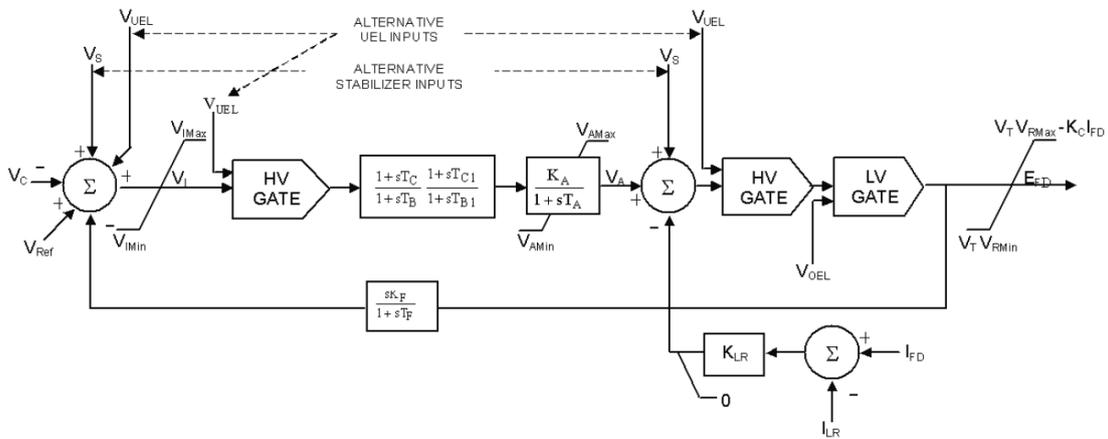


Abbildung 5.10: Modell der statischen Erregereinrichtung ST1A, [11]

Tabelle 5.5: Erregerdaten

Modellparameter (Parameter angenommen)		Wert
Ausgangssignal einer PSS	$V_S$	-
Ausgang der Untererregungsbegrenzung	$V_{UEL}$	-
Ausgang der Übererregungsbegrenzung	$V_{OEL}$	-
oberes Limit Eingang Spannungsregler	$V_{IMax}$	999
unteres Limit Eingang Spannungsregler	$V_{IMin}$	-999
oberes Limit Ausgang Spannungsregler	$V_{AMax}$	8
unteres Limit Ausgang Spannungsregler	$V_{AMin}$	-8
oberes Limit Ausgang Spannungsregler bzw. Erregesystem	$V_{RMax}$	4,8742
unteres Limit Ausgang Spannungsregler bzw. Erregesystem	$V_{RMin}$	-4,2374
Schwellwert der Erregerstrombegrenzung	$I_{LR}$	0
Zeitkonstanten des Spannungswandlers	$T_R$	0,015
Zeitkonstante des Spannungsreglers	$T_B$	1
Zeitkonstante des Spannungsreglers	$T_C$	1
Zeitkonstante des Spannungsreglers	$T_{B1}$	1
Zeitkonstante des Spannungsreglers	$T_{C1}$	1
Zeitkonstante des Spannungsreglers	$T_A$	0,0017
Zeitkonstante des Rückkopplungszweiges	$T_F$	0,01
Verstärkung des Spannungsreglers	$K_A$	10,25
Verstärkung des Rückkopplungszweiges	$K_F$	0,002
Verstärkung des Erregerstrombegrenzers	$K_{LR}$	0
Lastfaktor des Gleichrichters	$K_C$	0

### 5.2.5 Netz

Das starre Verbundnetz ab dem Umspannwerk Bergern wird im Modell durch ein Netz als Slackknoten mit unterschiedlichen minimalen Kurzschlussleistungen  $S''_{Kmin}$  modelliert um dessen Auswirkung auf die kritische Fehlerklärungszeit zu zeigen. Dabei werden folgende Werte für  $S''_{Kmin}$  verwendet:

- : 2 GVA, dies entspricht einem schwachen Netz
- : 5 GVA, dies ist der übliche Wert eines 110 kV-Netzes [9]
- : 100.000 GVA, dies entspricht einer unendlich hohen Kurzschlussleistung und somit eines starken Netzes.

## 5.3 Simulationsablauf

Mittels der im Abschnitt 5.2 angegebenen Kenngrößen sind nun sämtliche notwendigen Daten für die Simulation definiert. Das vollständige Neplan Simulationsmo-

dell ist in der Abbildung 5.11 dargestellt. Bei der Simulation soll nun untersucht werden, ob die im Abschnitt 2.4 im NC-RfG geforderte Bandbreite der Fehlerklärungszeit,  $t_{clear} = 0,14 \dots 0,15s$ , im Falle eines Kurzschlusses unter Wahrung der transienten Stabilität eingehalten werden kann, bzw. ab welcher Fehlerklärungszeit der Generator instabil wird, siehe hierzu Abbildung 2.6 und Tabelle 2.9. Wie erwähnt sind hier Rohrturbinengeneratoren auf Grund der sehr geringen Trägheitskonstante am kritischsten zu betrachten.

In den Abbildungen 5.12 bis 5.19 sind typische Verläufe der Leistungen, der Klemmenspannung des Generators, der Spannung an der Sammelschiene und des Polradwinkels für stabiles und instabiles Verhalten im Verbraucherzählpeilsystem dargestellt. Dabei betrug die Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  beim stabilen Verhalten  $200ms$  und beim instabilen Verhalten  $250ms$ . Wenn die Abbildung 5.13 betrachtet wird, ist die Ähnlichkeit mit dem FRT-Profil Abbildung 2.6 erkennbar. Die Spannung an der Sammelschiene wird im Fehlerfall 0 und schwingt nach Klärung des Fehlers wieder sehr rasch in die Nennspannung ein. Aus den Abbildungen ist auch erkennbar, dass es während des Fehlers zu starken Leistungsspendelungen kommt. Betrachtet man den Polradwinkel in der Abbildung 5.19, so ist das Weglaufen des Polradwinkels deutlich erkennbar.

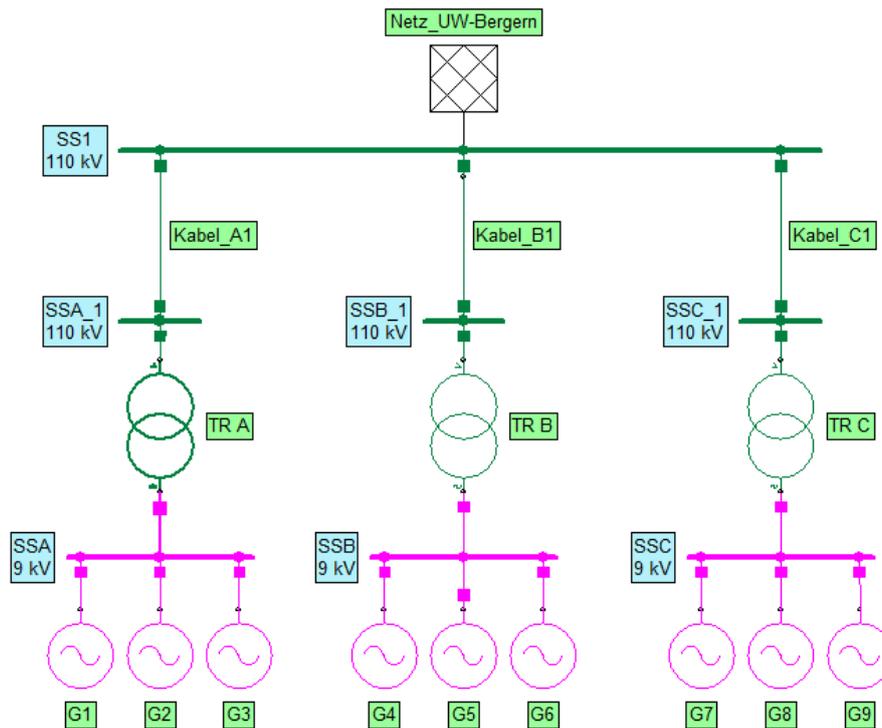


Abbildung 5.11: Neplan Simulationsmodell des Kraftwerk Melk

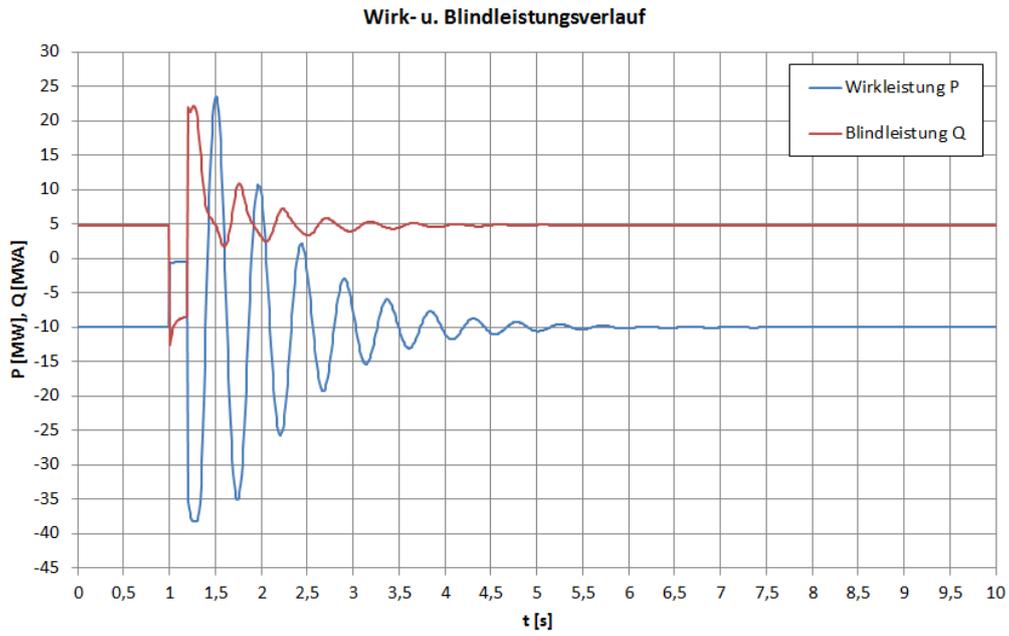


Abbildung 5.12: Verlauf der Wirk- und Blindleistungsabgabe des Generators im VZS, stabiles Verhalten,  $t_{clear} = 200ms$

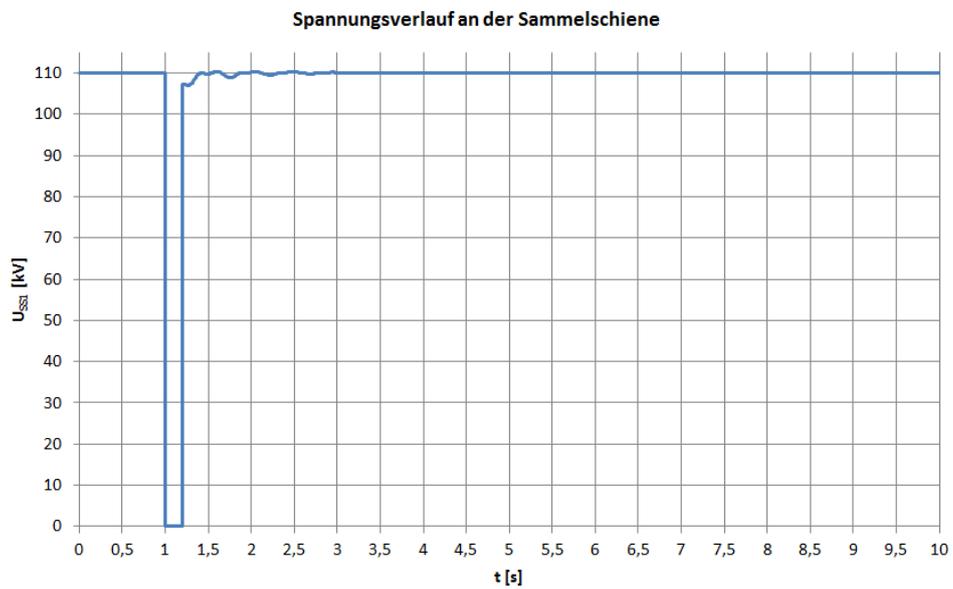


Abbildung 5.13: Verlauf der Spannung an SS1, stabiles Verhalten,  $t_{clear} = 200ms$

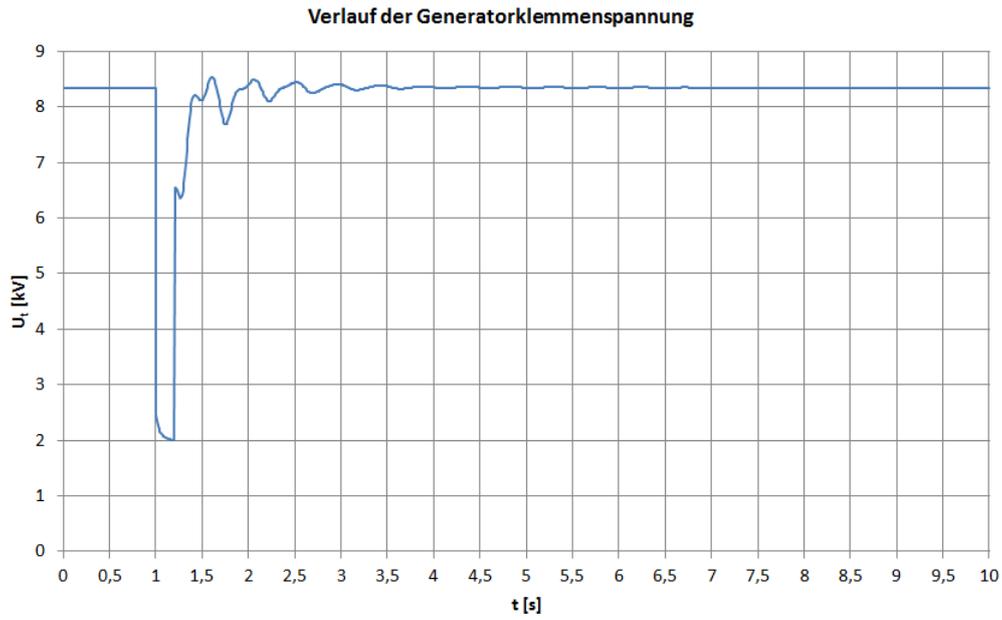


Abbildung 5.14: Verlauf der Klemmenspannung des Generators, stabiles Verhalten,  $t_{clear} = 200ms$

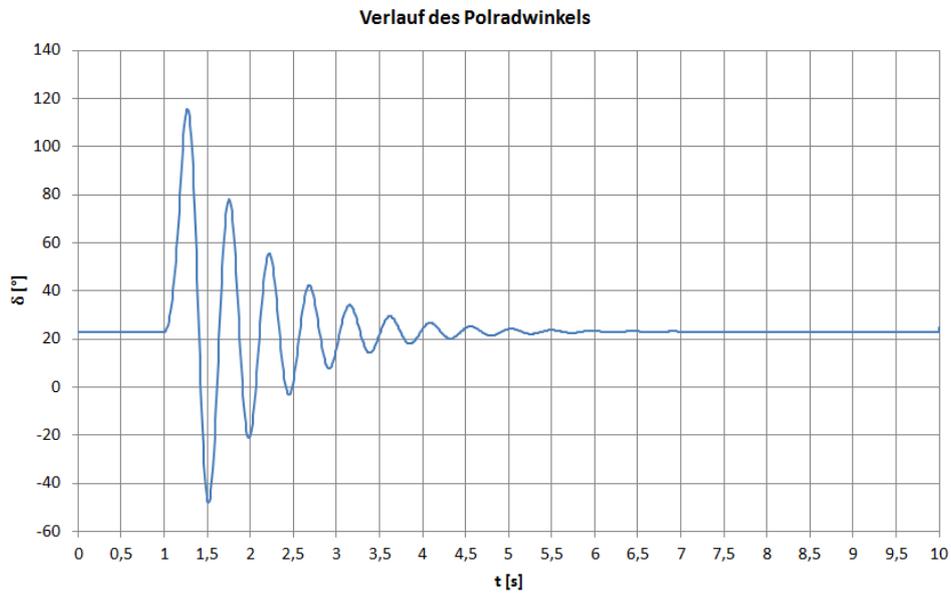


Abbildung 5.15: Verlauf des Polradwinkels des Generators, stabiles Verhalten,  $t_{clear} = 200ms$

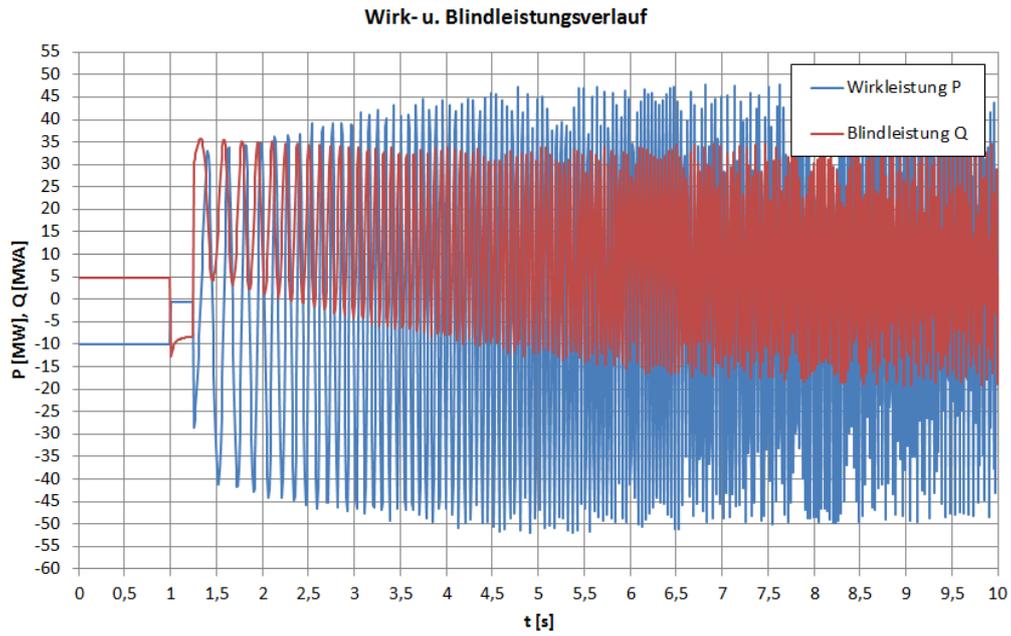


Abbildung 5.16: Verlauf der Wirk- und Blindleistungsabgabe des Generators im VZS, instabiles Verhalten,  $t_{clear} = 250ms$

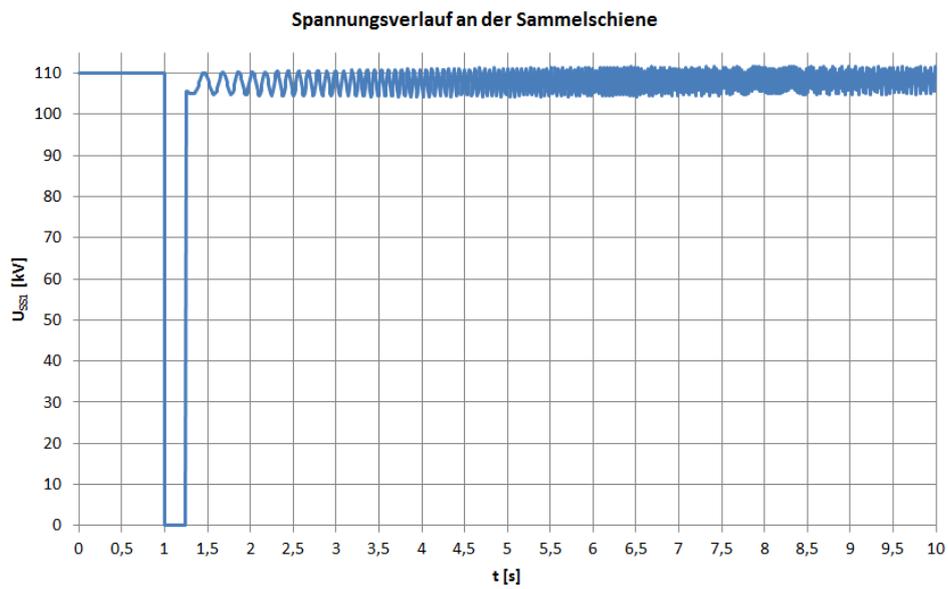


Abbildung 5.17: Verlauf der Spannung an SS1, instabiles Verhalten,  $t_{clear} = 220ms$

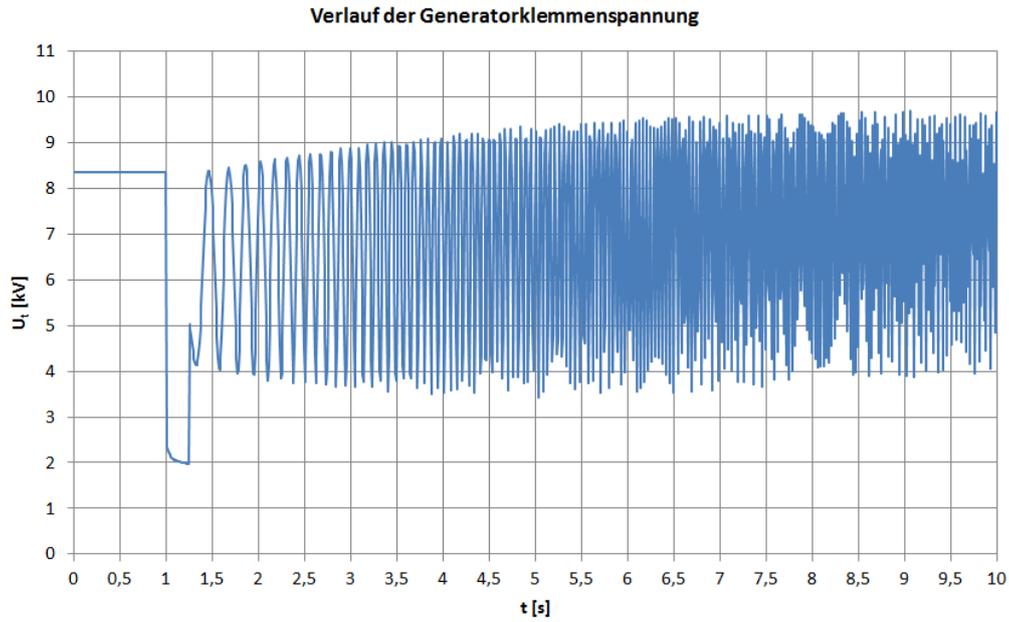


Abbildung 5.18: Verlauf der Klemmenspannung des Generators, instabiles Verhalten,  $t_{clear} = 250ms$

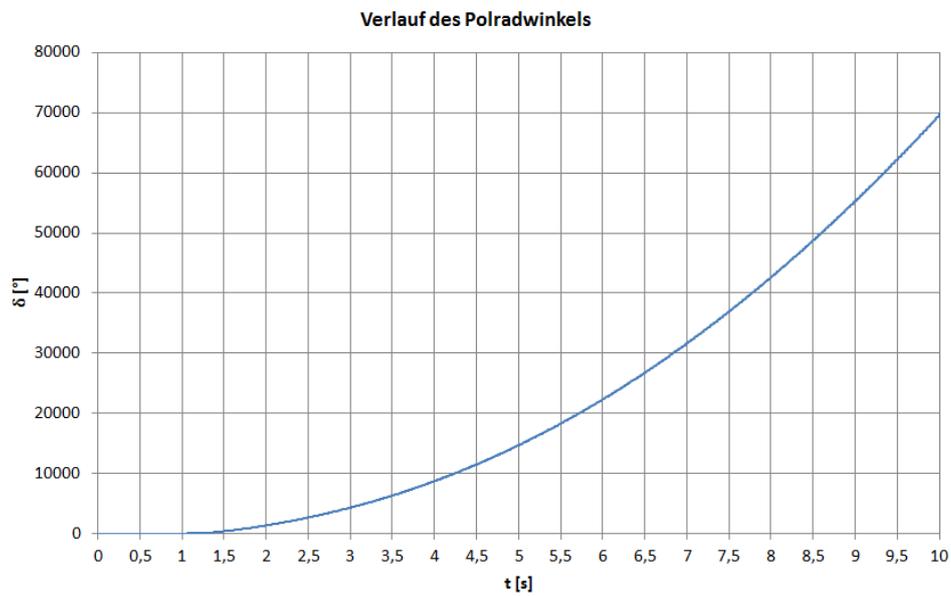


Abbildung 5.19: Verlauf des Polradwinkels des Generators, instabiles Verhalten,  $t_{clear} = 250ms$

Für diese Untersuchung wird bei verschiedenen Betriebszuständen, d.h. verschiedenen Werten der Wirk- und Blindleistung der Generatoren, welche sich aus dem Leistungsdiagramm in Abbildung 5.6 ergeben, ein 3-poliger Kurzschluss an der Sammelschiene SS1 im Umspannwerk simuliert und die Fehlerklärungszeit soweit gesteigert bis es zum Verlust der Stabilität kommt. Dabei wird bei konstanter Wirkleistung die Blindleistung in 2 MVA-Schritten bis zu den Leistungsgrenzen variiert. Somit zeigt sich die Abhängigkeit der kritischen Fehlerklärungszeit von der Blindleistung bei den verschiedenen Wirkleistungen. Die Sammelschiene SS1 entspricht dem Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage an das starre Netz. Der simulierte Kurzschluss und die Klärung des Fehlers direkt an der Sammelschiene ist gleich zu betrachten wie ein sehr naher Kurzschluss an einer abgehenden Leitung von der Sammelschiene, welche im Fehlerfall weggeschaltet wird, und somit die Sammelschiene nach Abschaltung des Fehlers wieder verfügbar ist. Dies entspricht vom Prinzip her dem Fall des Kurzschlusses auf einer Doppelleitung, wo nach Abschaltung des Fehlers nur mehr eine Einfachleitung zur Verfügung steht, wie im Abschnitt 4 beschrieben. Da das Kraftwerk aus drei identischen Blöcken besteht und diese jeweils über ein eigenes Kabelsystem zum Umspannwerk verfügen, kann die Simulation hinsichtlich der transienten Stabilität im ersten Schritt anhand eines Blocks durchgeführt werden, da sich die anderen Blöcke identisch verhalten. Jedoch muss bzgl. der Kurzschlussleistung des Netzes, welche in gewissen Maße ebenfalls einen Einfluss auf die transiente Stabilität hat, berücksichtigt werden, dass die drei Blöcke hinsichtlich ihrer Netzimpedanz parallelgeschaltet sind und alle auf das gleiche Netz arbeiten. Bei drei parallelen Blöcken ist jedoch die Netzimpedanz im Verhältnis zur Gesamtleistung geringer und somit sind drei parallele Blöcke, im Falle schwacher Kurzschlussleistung des Netzes, kritischer gegenüber der Betrachtung anhand eines Blocks zu betrachten. Daher wird auch eine Simulation mit allen drei Blöcken durchgeführt. Außerdem ist zu beachten, dass abhängig vom Wasserstand, die Bruttofallhöhe variiert, und sich dadurch bei viel Wasser (großer Durchfluss) eine etwas niedrigere Fallhöhe ergibt und die Generatoren nicht mehr die Nennleistung liefern können. Wenn alle 9 Generatoren gleichzeitig in Betrieb sind, können diese in Summe maximal die Engpassleistung von 187 MW abgeben. Im weiteren werden die beiden geschätzten Parameter, minimale Kurzschlussleistung  $S''_{Kmin}$  und normierte Trägheitskonstante  $H$  variiert. Die Simulationen werden bei verschiedenen Spannungsniveaus des starren Netzes durchgeführt. Die hierfür im NC-RfG vorgeschriebenen Grenzwerte sind in der Tabelle 2.7 ersichtlich. Bevor die transiente Analyse durchgeführt wird, wird auch für jeden Punkt eine Lastflussrechnung durchgeführt um zu überprüfen ob die zulässigen Spannungsgrenzen des Generators eingehalten werden. Der Transformatorstufensteller stellt sich dabei so ein, dass er die Generatorklemmenspannung an der SSA auf 100% regelt. Somit ergeben sich folgende unterschiedlichen Simulationsfälle:

**Fall A:** – Simulation anhand eines Blocks, die restlichen 2 Blöcke sind vom Netz getrennt

- alle drei Generatoren haben gleiche Wirk- und Blindleistung, Variation der Blindleistung des Generators in 2 MVA Schritten jeweils bei verschiedenen Wirkleistungen des Generators, welche in 2 MW Schritten variiert wird
  - Spannungsniveau des starren Netzes:  $u = 85\%, 100\%, 115\%$
- Fall B:**
- Simulation anhand eines Blocks, die restlichen 2 Blöcke sind vom Netz getrennt
  - ein Generator ist vom Netz getrennt (z.B. durch Wartung), gleiche Wirk- und Blindleistung bei den restlichen zwei Generatoren, Variation der Blindleistung eines Generators in 2 MVA Schritten jeweils bei verschiedenen Wirkleistungen des Generators, welche in 2 MW Schritten variiert wird
  - Spannungsniveau des starren Netzes:  $u = 85\%, 100\%, 115\%$
- Fall C:**
- Simulation anhand aller drei Blöcke, um den Einfluss der parallelen Kabelsysteme zu simulieren.
  - alle drei Generatoren gleiche Wirk- und Blindleistung, Variation der Blindleistung eines Generators in 2 MVA Schritten jeweils bei verschiedenen Wirkleistungen des Generators, diese wird in 4 MW Schritten variiert, dies reicht für eine hinreichend genaue Analyse aus. Hierbei muss im oberen Leistungsbereich die Engpassleistung von 187 MW berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass nicht alle Generatoren gleichzeitig mit der Nennleistung betrieben werden.
  - Spannungsniveau des starren Netzes:  $u = 85\%, 100\%, 115\%$
- Fall D:**
- Gleiche Parameter und Konfiguration wie im Fall A
  - Variation der Wirkleistung in 4 MW Schritten
  - Spannungsniveau des starren Netzes:  $u = 85\%, 100\%, 115\%$
  - Änderung der minimalen Kurzschlussleistung auf  $S''_{Kmin} = 100.000GVA$
- Fall E:**
- Gleiche Parameter und Konfiguration wie im Fall D
  - lediglich die minimale Kurzschlussleistung wird mit  $S''_{Kmin} = 2GVA$  angenommen.
- Fall F:**
- Gleiche Parameter wie im Fall A
  - Variation der Wirkleistung in 4 MW Schritten
  - Für die normierte Trägheitskonstante H wird nur der Wert des Generators ohne die zusätzlichen geschätzten 20% verwendet, dies entspricht einem worst-case-Fall.

# 6 Simulationsergebnisse

## 6.1 Fall A

In den Abbildungen 6.1 bis 6.3 sind die Ergebnisse für den Fall A dargestellt. Die Wirk- und Blindleistungsangaben beziehen sich jeweils auf den Generator G1, an welchem das transiente Verhalten untersucht wurde. Die rot eingezeichneten Linien markieren die im NC-RfG angegebenen Grenzen der Bandbreite von  $140-250\text{ms}$ . Bei allen drei Abbildungen ist die Verbesserung der kritischen Fehlerklärungszeit bei erhöhter Blindleistungsabgabe erkennbar. Die größte Bandbreite an Blindleistungsvariation ist bei niedrigen Wirkleistungsabgaben vorhanden, siehe Leistungsdiagramm in Abbildung 5.6. Dabei kann es jedoch auch vorkommen, dass bei lt. Leistungsdiagramm gültigen Betriebspunkten die zulässige Klemmenspannung des Generators, siehe Tabelle 5.1, auf Grund zu hoher oder zu niedriger Spannung des starren Netzes über- bzw. unterschritten wird. Dies ergibt sich jeweils aus der vorher durchgeführten Lastflussrechnung. Für diese Punkte wurde dann keine transiente Stabilitätsuntersuchung mehr durchgeführt.

In der Tabelle 6.1 ist der Einfluss der verschiedenen Spannungsniveaus des starren Netzes bei drei unterschiedlichen Wirkleistungsabgaben erkennbar. Dabei bezeichnet die Spannung  $u_{SSA}$  die Generatorklemmenspannung. Wie bereits vorher beschrieben, wurde vor jeder transienten Untersuchung eine Lastflussrechnung durchgeführt. Dabei stellt sich die Stufe des Transformators so ein, dass die Generatorklemmenspannung  $u_{SSA}$  möglichst auf  $100\%$  geregelt wird. Die drei unterschiedlichen Farbskalen deuten auf die eingestellte Stufe des Transformators hin. Es ist aus dieser Tabelle ersichtlich, dass sich die kritische Fehlerklärungszeit mit erhöhter Spannung des starren Netzes beim gleichen Betriebspunkt, also gleiche Wirk- und Blindleistung, um bis zu  $30\text{ms}$ , meistens jedoch nur um  $15\text{ms}$ , verbessert. Dieses Verhalten lässt sich mit der Gleichung 4.8 aus Abschnitt 4 erklären. Steigt die Spannung des starren Netzes  $U_{qN}$  wird auch die Bremsfläche in der Abbildung 4.2 größer und somit verbessert sich die Stabilität. Bei manchen Verläufen zeigt sich, dass sich kein stetiges Steigen der kritischen Fehlerklärungszeit bei Erhöhung der Blindleistung ergibt, sondern bei gewissen Punkten die Fehlerklärungszeit wieder sinkt und danach wieder steigt. Solch ein Punkt ist zum Beispiel in der Abbildung 6.2 in der Kennlinie für  $12\text{MW}$ , bei  $Q = 4\text{MVA}$  erkennbar. Dieses Verhalten lässt sich wieder mit dem Sinken der Spannung erklären, die durch die Umstellung des Trafostufenstellers erfolgt. Siehe hierzu auch die Tabelle 6.1.

Aus allen drei Verläufen geht hervor, dass für Wirkleistungsabgaben in der Höhe der Nennleistung, dies entspricht in der Regel dem Normalbetriebszustand eines

## 6 Simulationsergebnisse

Laufwasserkraftwerks, da diese üblicherweise als Grundlastkraftwerke ausgelegt werden, die im NC-RfG geforderte untere Grenze der kritischen Fehlerklärungszeit von 140 ms nur sehr schwer eingehalten werden kann und die obere Grenze von 250 ms lediglich nur bei sehr geringen Wirkleistungsabgaben erfüllbar ist.

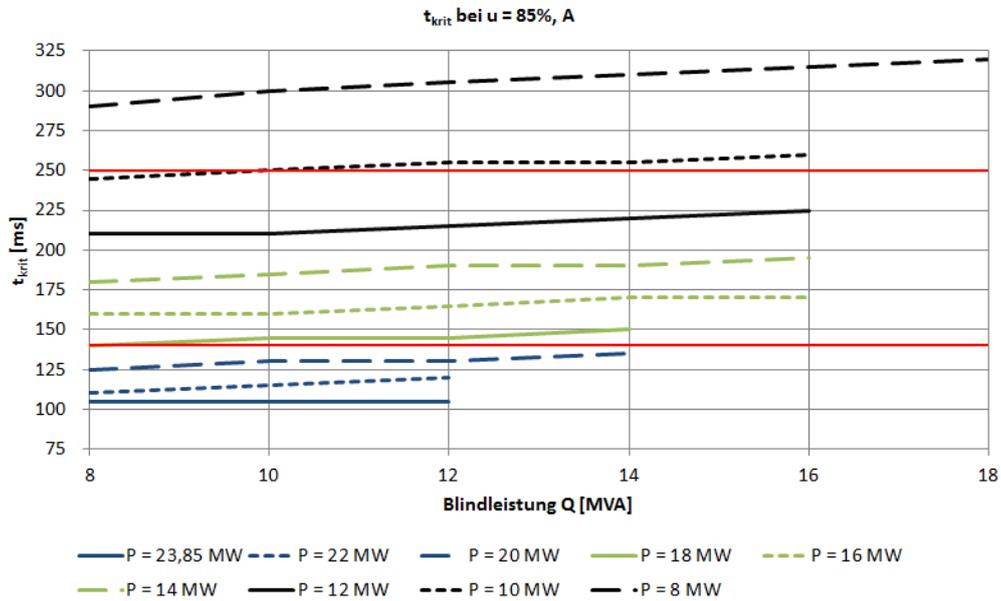


Abbildung 6.1: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 85\%$ , Fall A

## 6 Simulationsergebnisse

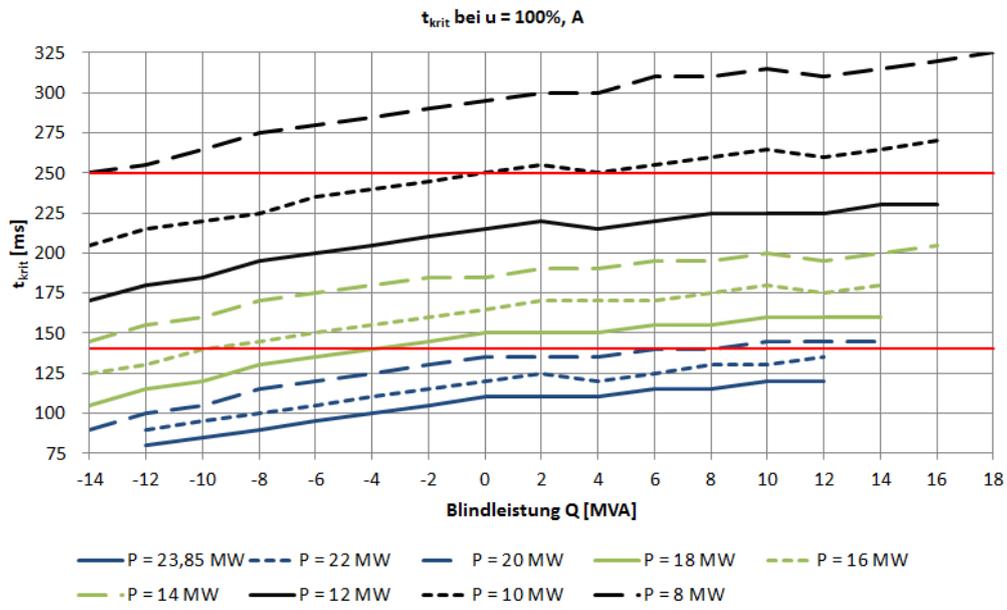


Abbildung 6.2: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 100\%$ , Fall A

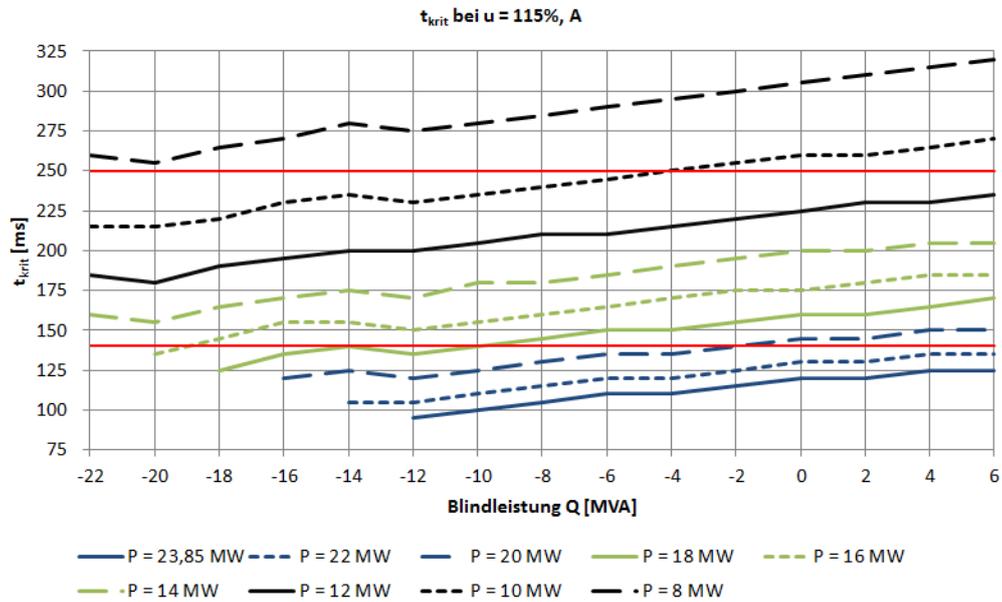


Abbildung 6.3: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 115\%$ , Fall A

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.1: kritische Fehlerklärungszeit bei verschiedenen Spannungen, Fall A

Q [MVA]	P = 20 MW, P <sub>ges</sub> = 60 MW						P = 16 MW, P <sub>ges</sub> = 48 MW						P = 12 MW, P <sub>ges</sub> = 36 MW						
	u = 85%		u = 100%		u = 115%		u = 85%		u = 100%		u = 115%		u = 85%		u = 100%		u = 115%		
	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	t <sub>krit</sub> [ms]	u <sub>SSA</sub>	
-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135	98,17%	-	-	-	-	180	98,24%
-16	-	-	-	-	120	100,71%	-	-	-	-	-	145	99,52%	-	-	-	-	190	99,58%
-14	-	-	90	90,15%	125	101,99%	-	-	125	90,40%	155	100,83%	-	-	-	-	195	100,88%	
-12	-	-	100	91,76%	120	98,07%	-	-	130	91,99%	150	98,16%	-	-	170	90,56%	200	102,14%	
-10	-	-	105	93,32%	125	99,22%	-	-	140	93,53%	155	99,31%	-	-	180	92,14%	205	99,35%	
-8	-	-	115	94,81%	130	100,34%	-	-	145	95,01%	160	100,42%	-	-	185	93,66%	210	100,46%	
-6	-	-	120	96,26%	135	101,44%	-	-	150	96,45%	165	101,52%	-	-	195	95,13%	215	101,55%	
-4	-	-	125	97,66%	135	102,51%	-	-	155	97,84%	170	102,58%	-	-	200	96,55%	220	103,65%	
-2	-	-	130	99,02%	140	103,56%	-	-	160	99,18%	175	103,63%	-	-	205	97,93%	225	103,65%	
0	-	-	135	100,35%	145	104,59%	-	-	165	100,50%	175	104,65%	-	-	210	99,28%	230	106,65%	
2	-	-	135	101,63%	145	105,60%	-	-	170	101,78%	180	105,65%	-	-	215	100,58%	235	107,62%	
4	-	-	135	97,99%	150	106,59%	-	-	170	98,12%	185	106,64%	-	-	220	101,85%	240	105,67%	
6	-	-	140	99,16%	150	107,56%	-	-	170	99,28%	185	107,61%	-	-	225	106,64%	240	106,65%	
8	125	90,72%	140	100,30%	-	-	160	90,97%	175	100,41%	-	-	210	91,12%	225	100,47%	-	-	
10	130	92,07%	145	101,41%	-	-	160	92,30%	180	101,52%	-	-	210	92,44%	225	101,57%	-	-	
12	130	93,39%	145	102,51%	-	-	165	93,60%	175	97,48%	-	-	215	93,73%	225	97,52%	-	-	
14	135	94,53%	145	98,29%	-	-	170	94,87%	180	98,49%	-	-	220	94,99%	230	98,53%	-	-	
16	-	-	-	-	-	-	170	95,83%	-	-	-	-	225	96,21%	230	99,52%	-	-	

Legende: ■ t<sub>krit</sub> < 140 ms    ■ Trafo Stufe 1    ■ Trafo Stufe 0    ■ Trafo Stufe -1

### 6.2 Fall B

Die Abhängigkeit der kritischen Fehlerklärungszeit, von der Blindleistung bei verschiedenen Spannungsniveaus des starren Netzes für den Fall B, ist in den Abbildungen 6.4 bis 6.6 gezeigt. Auch hier zeigt sich in den Ergebnissen wieder das gleiche Verhalten, bzw. die gleichen Abhängigkeiten welche beim Fall A beschrieben wurden. In der Tabelle 6.2 sind die Fehlerklärungszeiten in Abhängigkeit der Spannungen für den Fall B gezeigt.

## 6 Simulationsergebnisse

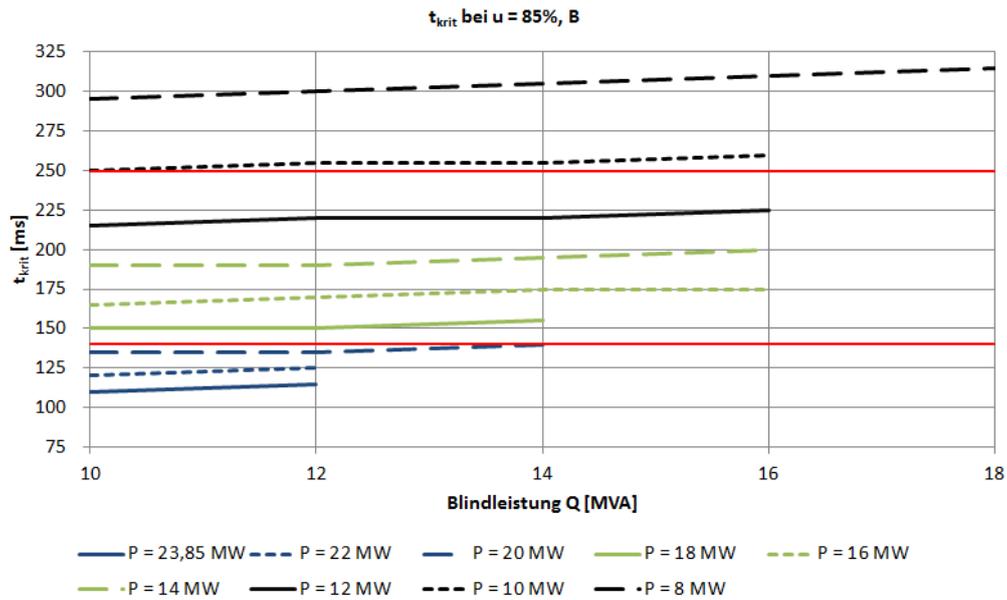


Abbildung 6.4: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 85\%$ , Fall B

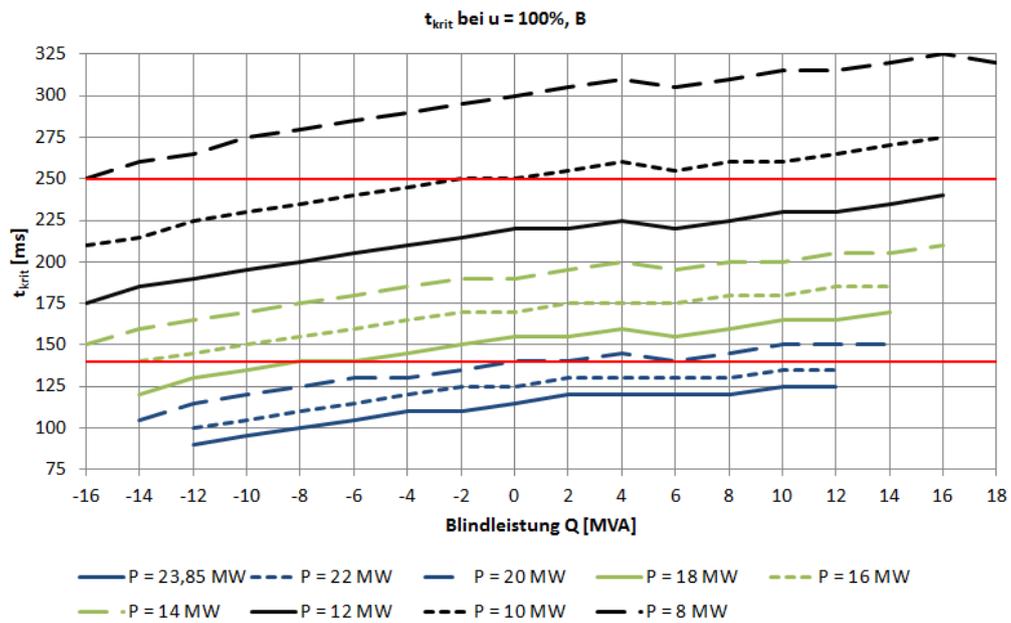


Abbildung 6.5: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 100\%$ , Fall B

## 6 Simulationsergebnisse

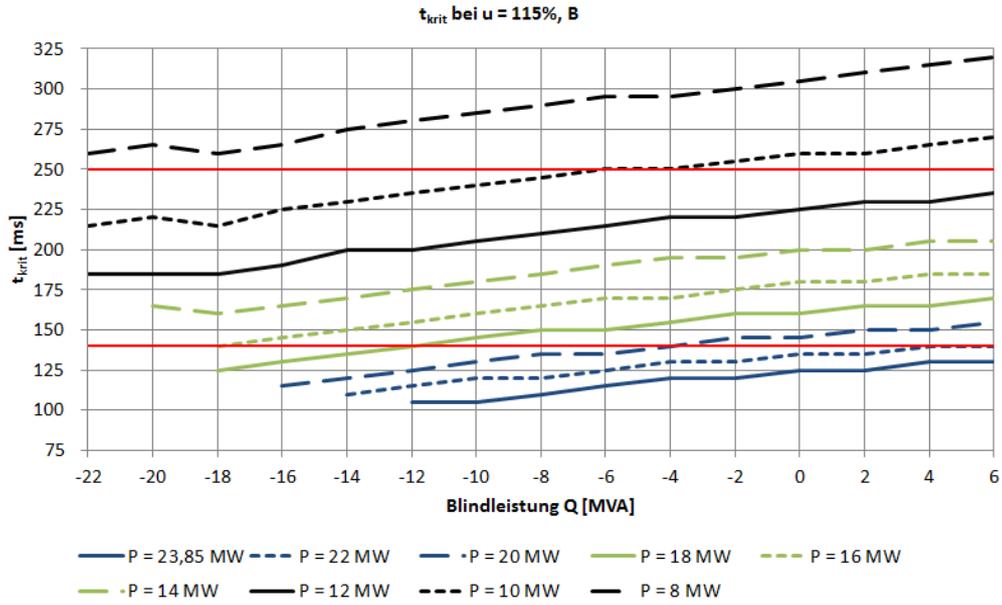


Abbildung 6.6: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 115\%$ , Fall B

Tabelle 6.2: kritische Fehlerklärungszeit bei verschiedenen Spannungen, Fall B

Q [MVA]	P = 20 MW, P <sub>ges</sub> = 40 MW						P = 16 MW, P <sub>ges</sub> = 32 MW						P = 12 MW, P <sub>ges</sub> = 24 MW						
	u = 85%		u = 100%		u = 115%		u = 85%		u = 100%		u = 115%		u = 85%		u = 100%		u = 115%		
	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	$t_{krit}$ [ms]	$u_{SSA}$	
-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185	102,56%
-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125	92,16%	140	98,21%	-	-	-	-	185	98,20%
-16	-	-	-	-	115	98,96%	-	-	130	93,18%	145	98,97%	-	-	175	93,21%	190	98,96%	
-14	-	-	105	94,12%	120	99,71%	-	-	140	94,18%	150	99,72%	-	-	185	94,20%	200	99,71%	
-12	-	-	115	95,10%	125	100,45%	-	-	145	95,15%	155	100,46%	-	-	190	95,17%	200	100,45%	
-10	-	-	120	96,06%	130	101,18%	-	-	150	96,10%	160	101,19%	-	-	195	96,12%	205	101,17%	
-8	-	-	125	96,99%	135	101,90%	-	-	155	97,04%	165	101,90%	-	-	200	97,05%	210	101,89%	
-6	-	-	130	97,91%	135	102,61%	-	-	160	97,95%	170	102,61%	-	-	205	97,96%	215	102,60%	
-4	-	-	130	98,81%	140	103,30%	-	-	165	98,85%	170	103,31%	-	-	210	98,86%	220	103,29%	
-2	-	-	135	99,69%	145	103,99%	-	-	170	99,73%	175	103,99%	-	-	215	99,73%	220	103,98%	
0	-	-	140	100,56%	145	104,67%	-	-	170	100,59%	180	104,67%	-	-	220	100,60%	225	104,65%	
2	-	-	140	101,41%	150	105,34%	-	-	175	101,44%	180	105,34%	-	-	220	101,45%	230	105,32%	
4	-	-	145	102,25%	150	106,00%	-	-	175	102,28%	185	106,00%	-	-	225	102,28%	230	105,98%	
6	-	-	140	98,17%	155	106,65%	-	-	175	98,19%	185	106,65%	-	-	220	98,19%	235	106,63%	
8	-	-	145	98,94%	155	107,30%	-	-	180	98,96%	190	107,30%	-	-	225	98,96%	235	107,28%	
10	135	90,17%	150	99,70%	160	107,94%	165	90,25%	180	99,72%	190	107,93%	215	90,28%	230	99,72%	240	107,91%	
12	135	91,08%	150	100,45%	-	-	170	91,15%	185	100,47%	-	-	220	91,18%	230	100,47%	-	-	
14	140	91,87%	150	101,11%	-	-	175	92,03%	185	101,21%	-	-	220	92,06%	235	101,21%	-	-	
16	-	-	-	-	-	-	175	92,71%	-	-	-	-	225	92,92%	240	101,93%	-	-	

Legende: ■  $t_{krit} < 140$  ms    ■ Trafo Stufe 1    ■ Trafo Stufe 0    ■ Trafo Stufe -1

### 6.3 Fall C

Die Ergebnisse für den Fall C sind von Relevanz, da normalerweise die drei Blöcke des Kraftwerks parallel arbeiten und sich somit die Impedanzen ändern. Die Verläufe der kritischen Fehlerklärungszeiten sind in den Abbildungen 6.7 bis 6.9 dargestellt. In den Simulationsergebnissen zeigt sich eine geringe Verschlechterung der kritischen Fehlerklärungszeit gegenüber dem Fall A. Diese beträgt jedoch in den meisten Betriebspunkten nur 5 ms, in einigen wenigen 10 ms, somit sind keine gravierenden Unterschiede auszumachen, siehe hierzu die Tabellen 6.3 bis 6.5. Die Generatorklemmenspannung an den drei Sammelschienen SS1, SS2 und SS3 ist für jeden Betriebspunkt die gleiche wie für den Fall A, da hier die gleiche Anzahl an Generatoren für jeden Block zur Spannungshaltung zur Verfügung stehen. Auch hier zeigen sich ansonsten die selben Abhängigkeiten wie vorher beschrieben.

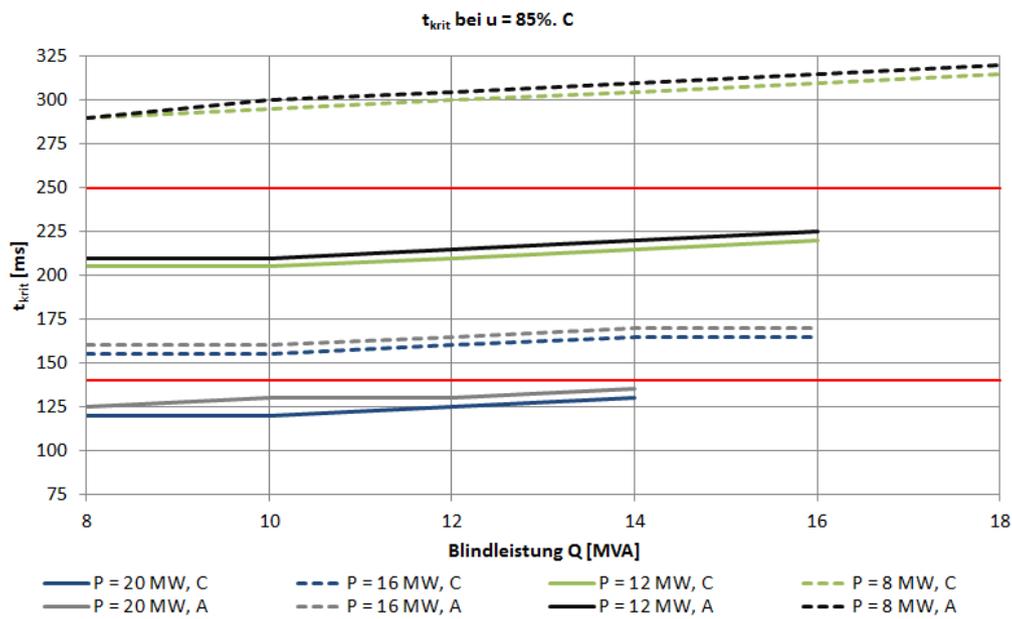


Abbildung 6.7: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 85\%$ , Fall C

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.3: Differenz in Sekunden zwischen Fall C und Fall A bei  $u = 85\%$

Q [MVA]	$t_{krit} [ms], u = 85\%, C$											
	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]
8	125	120	-5	160	155	-5	210	205	-5	290	290	0
10	130	120	-10	160	155	-5	210	205	-5	300	295	-5
12	130	125	-5	165	160	-5	215	210	-5	305	300	-5
14	135	130	-5	170	165	-5	220	215	-5	310	305	-5
16	-	-	-	170	165	-5	225	220	-5	315	310	-5
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	315	-5

Legende:    $t_{krit} < 140$  ms

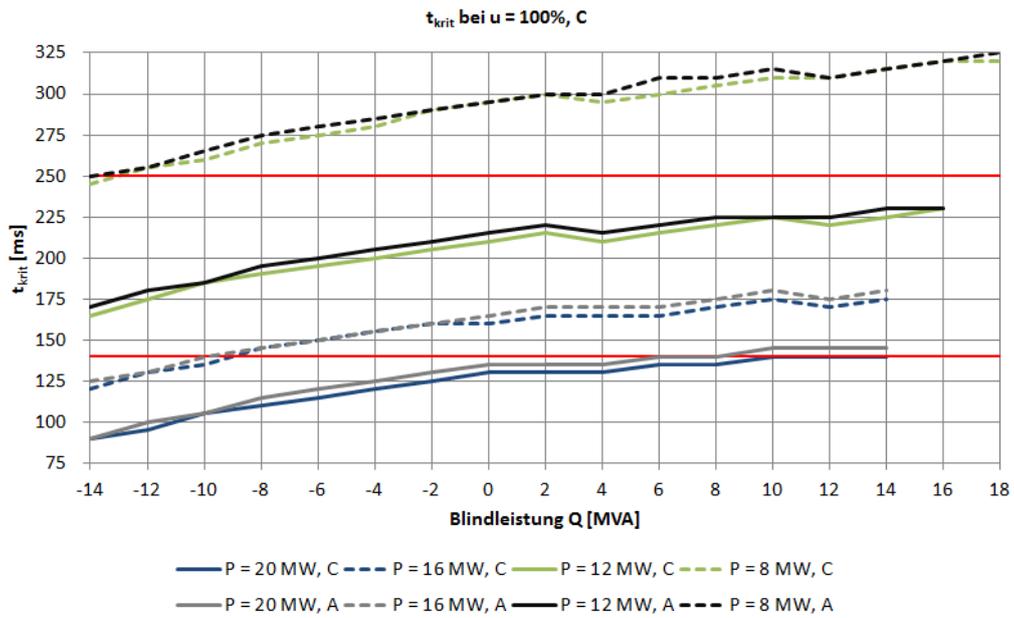


Abbildung 6.8: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 100\%$ , Fall C

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.4: Differenz in Sekunden zwischen Fall C und Fall A bei  $u = 100\%$

$t_{krit} [ms], u = 100\%, C$												
Q [MVA]	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]
-14	90	90	0	125	120	-5	170	165	-5	250	245	-5
-12	100	95	-5	130	130	0	180	175	-5	255	255	0
-10	105	105	0	140	135	-5	185	185	0	265	260	-5
-8	115	110	-5	145	145	0	195	190	-5	275	270	-5
-6	120	115	-5	150	150	0	200	195	-5	280	275	-5
-4	125	120	-5	155	155	0	205	200	-5	285	280	-5
-2	130	125	-5	160	160	0	210	205	-5	290	290	0
0	135	130	-5	165	160	-5	215	210	-5	295	295	0
2	135	130	-5	170	165	-5	220	215	-5	300	300	0
4	135	130	-5	170	165	-5	215	210	-5	300	295	-5
6	140	135	-5	170	165	-5	220	215	-5	310	300	-10
8	140	135	-5	175	170	-5	225	220	-5	310	305	-5
10	145	140	-5	180	175	-5	225	225	0	315	310	-5
12	145	140	-5	175	170	-5	225	220	-5	310	310	0
14	145	140	-5	180	175	-5	230	225	-5	315	315	0
16	-	-	-	-	-	-	230	230	0	320	320	0
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	320	-5

Legende:    $t_{krit} < 140$  ms

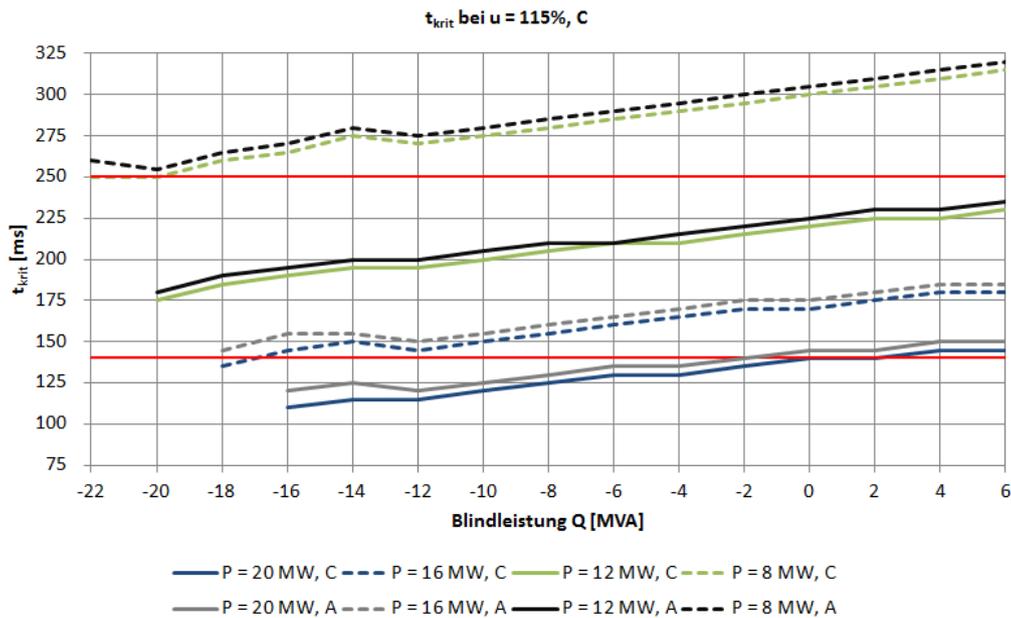


Abbildung 6.9: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 115\%$ , Fall C

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.5: Differenz in Sekunden zwischen Fall C und Fall A bei  $u = 115\%$

$t_{krit} [ms], u = 115\%, C$												
	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
Q [MVA]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]	A [ms]	C [ms]	Diff [ms]
-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260	250	-10
-20	-	-	-	-	-	-	180	175	-5	255	250	-5
-18	-	-	-	145	135	-10	190	185	-5	265	260	-5
-16	120	110	-10	155	145	-10	195	190	-5	270	265	-5
-14	125	115	-10	155	150	-5	200	195	-5	280	275	-5
-12	120	115	-5	150	145	-5	200	195	-5	275	270	-5
-10	125	120	-5	155	150	-5	205	200	-5	280	275	-5
-8	130	125	-5	160	155	-5	210	205	-5	285	280	-5
-6	135	130	-5	165	160	-5	210	210	0	290	285	-5
-4	135	130	-5	170	165	-5	215	210	-5	295	290	-5
-2	140	135	-5	175	170	-5	220	215	-5	300	295	-5
0	145	140	-5	175	170	-5	225	220	-5	305	300	-5
2	145	140	-5	180	175	-5	230	225	-5	310	305	-5
4	150	145	-5	185	180	-5	230	225	-5	315	310	-5
6	150	145	-5	185	180	-5	235	230	-5	320	315	-5

Legende: ■  $t_{krit} < 140 ms$

### 6.4 Fall D

In den Abbildungen 6.10 bis 6.12 sind die Ergebnisse für den Fall D dargestellt. In den Tabellen 6.6 bis 6.8 sind die Differenzen zum Fall A ersichtlich. Es ist erkennbar, dass sich durch die Erhöhung der minimalen Kurzschlussleistung  $S''_{Kmin}$ , also durch ein starkes starres Netz, die kritische Fehlerklärungszeit in einigen wenigen Punkten minimal verbessert.

Tabelle 6.6: Differenz in Sekunden zwischen Fall D und Fall A bei  $u = 85\%$

$t_{krit} [ms], u = 85\%, D$												
	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
Q [MVA]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]
8	125	125	0	160	160	0	210	210	0	290	295	5
10	130	130	0	160	165	5	210	215	5	300	300	0
12	130	135	5	165	170	5	215	220	5	305	305	0
14	135	140	5	170	170	0	220	225	5	310	310	0
16	-	-	-	170	175	5	225	225	0	315	315	0
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	320	0

Legende: ■  $t_{krit} < 140 ms$

## 6 Simulationsergebnisse

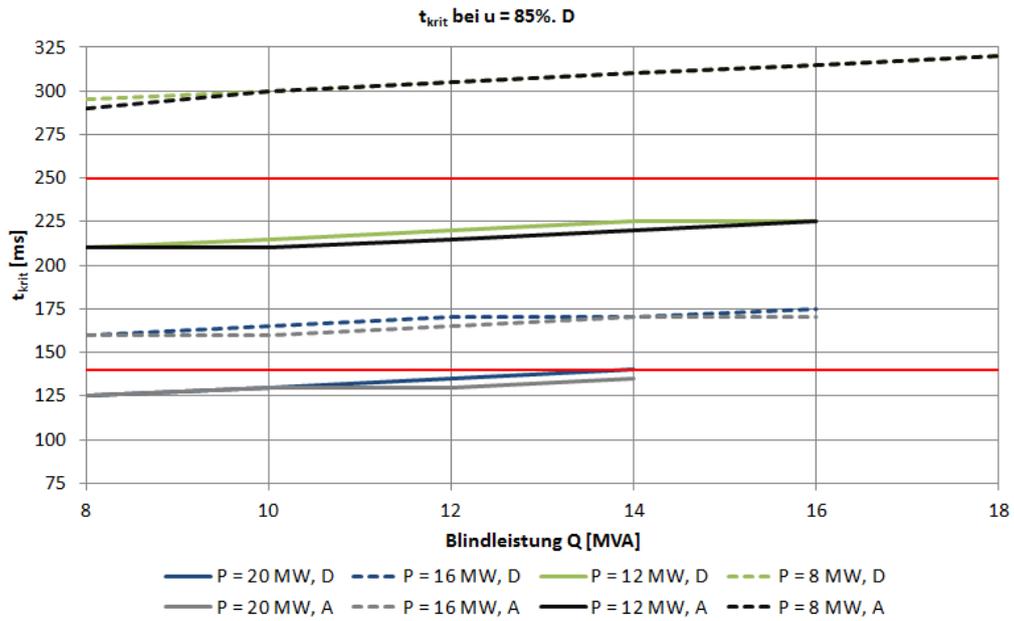


Abbildung 6.10: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 85\%$ , Fall D

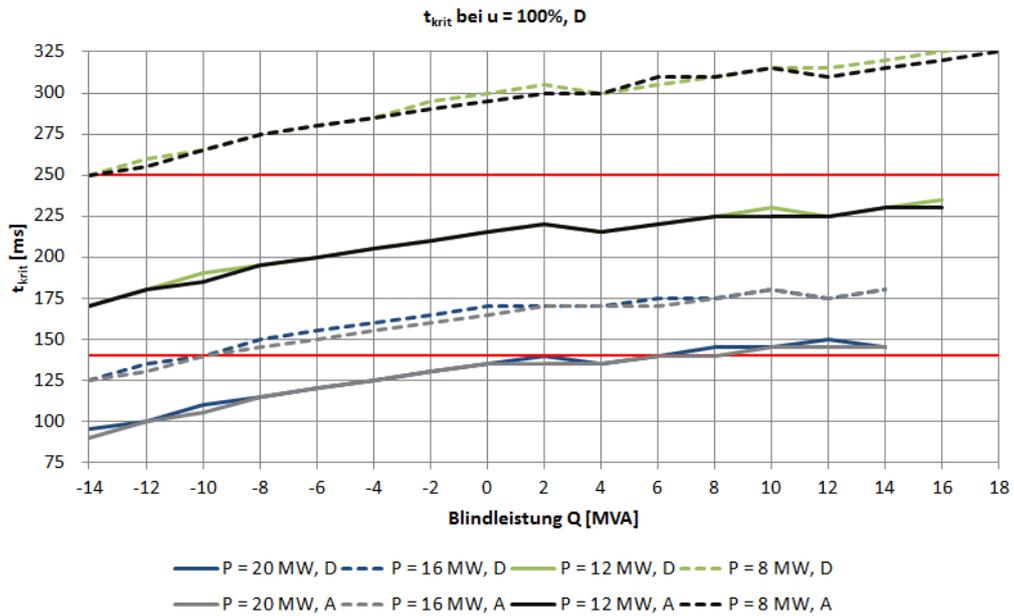


Abbildung 6.11: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 100\%$ , Fall D

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.7: Differenz in Sekunden zwischen Fall D und Fall A bei  $u = 100\%$

$t_{krit} [\text{ms}], u = 100\%, D$												
Q [MVA]	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]
-14	90	95	5	125	125	0	170	170	0	250	250	0
-12	100	100	0	130	135	5	180	180	0	255	260	5
-10	105	110	5	140	140	0	185	190	5	265	265	0
-8	115	115	0	145	150	5	195	195	0	275	275	0
-6	120	120	0	150	155	5	200	200	0	280	280	0
-4	125	125	0	155	160	5	205	205	0	285	285	0
-2	130	130	0	160	165	5	210	210	0	290	295	5
0	135	135	0	165	170	5	215	215	0	295	300	5
2	135	140	5	170	170	0	220	220	0	300	305	5
4	135	135	0	170	170	0	215	215	0	300	300	0
6	140	140	0	170	175	5	220	220	0	310	310	0
8	140	145	5	175	175	0	225	225	0	310	310	0
10	145	145	0	180	180	0	225	230	5	315	315	0
12	145	150	5	175	175	0	225	225	0	310	315	5
14	145	145	0	180	180	0	230	230	0	315	320	5
16	-	-	-	-	-	-	230	235	5	320	325	5
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	330	5

Legende:    $t_{krit} < 140 \text{ ms}$

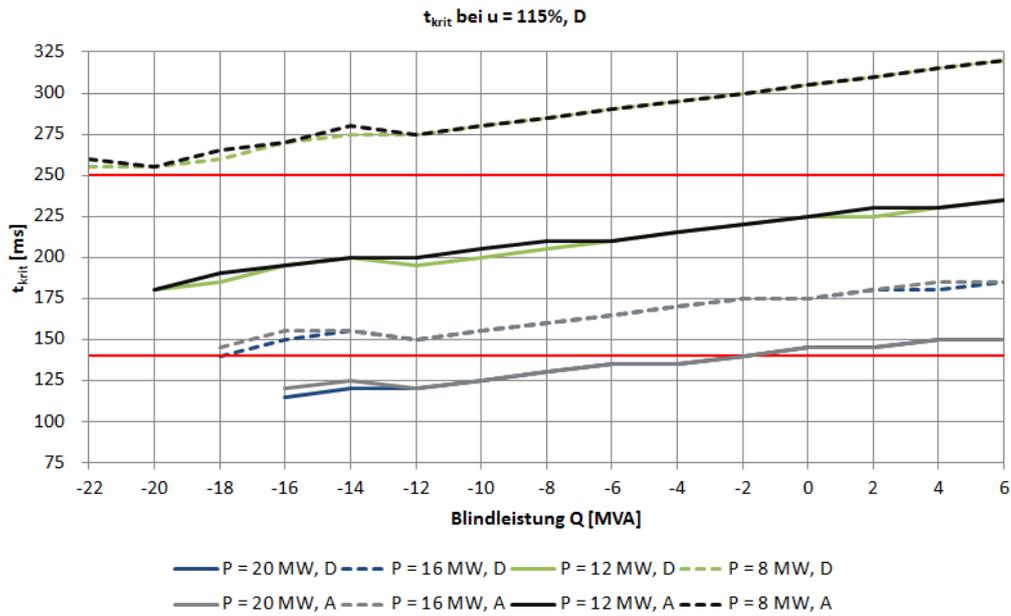


Abbildung 6.12: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 115\%$ , Fall D

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.8: Differenz in Sekunden zwischen Fall D und Fall A bei  $u = 115\%$

Q [MVA]	$t_{krit} [ms], u = 115\%, D$											
	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]	A [ms]	D [ms]	Diff [ms]
-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260	255	-5
-20	-	-	-	-	-	-	180	180	0	255	255	0
-18	-	-	-	145	140	-5	190	185	-5	265	260	-5
-16	120	115	-5	155	150	-5	195	195	0	270	270	0
-14	125	120	-5	155	155	0	200	200	0	280	275	-5
-12	120	120	0	150	150	0	200	195	-5	275	275	0
-10	125	125	0	155	155	0	205	200	-5	280	280	0
-8	130	130	0	160	160	0	210	205	-5	285	285	0
-6	135	135	0	165	165	0	210	210	0	290	290	0
-4	135	135	0	170	170	0	215	215	0	295	295	0
-2	140	140	0	175	175	0	220	220	0	300	300	0
0	145	145	0	175	175	0	225	225	0	305	305	0
2	145	145	0	180	180	0	230	225	-5	310	310	0
4	150	150	0	185	180	-5	230	230	0	315	315	0
6	150	150	0	185	185	0	235	235	0	320	320	0

Legende:    $t_{krit} < 140 ms$

### 6.5 Fall E

Bei einer sehr geringen minimalen Kurzschlussleistung verringert sich die kritische Fehlerklärungszeit bei einigen Punkten um 5 ms. Dies ist in den Abbildungen 6.13 bis 6.15 und den Tabellen 6.9 bis 6.11 ersichtlich. Somit ergibt sich eine Bandbreite der kritischen Fehlerklärungszeit zwischen einem schwachen und einem starken Netz von bis zu 10 ms.

Tabelle 6.9: Differenz in Sekunden zwischen Fall E und Fall A bei  $u = 85\%$

Q [MVA]	$t_{krit} [ms], u = 85\%, E$											
	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]
8	125	120	-5	160	155	-5	210	205	-5	290	290	0
10	130	125	-5	160	160	0	210	210	0	300	295	-5
12	130	125	-5	165	160	-5	215	210	-5	305	300	-5
14	135	130	-5	170	165	-5	220	215	-5	310	305	-5
16	-	-	-	170	170	0	225	220	-5	315	310	-5
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	315	-5

Legende:    $t_{krit} < 140 ms$

## 6 Simulationsergebnisse

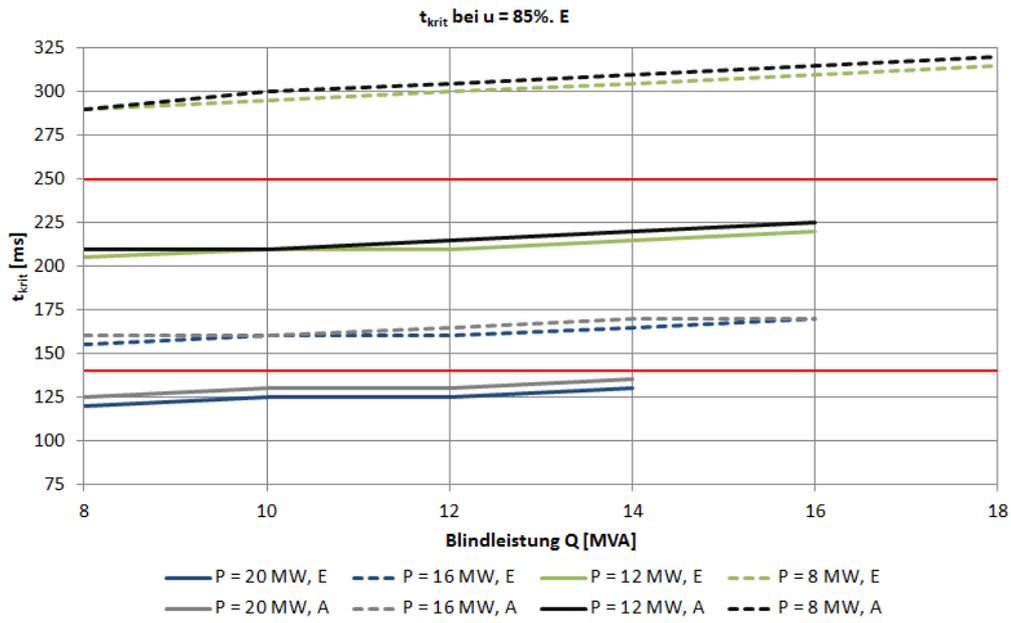


Abbildung 6.13: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 85\%$ , Fall E

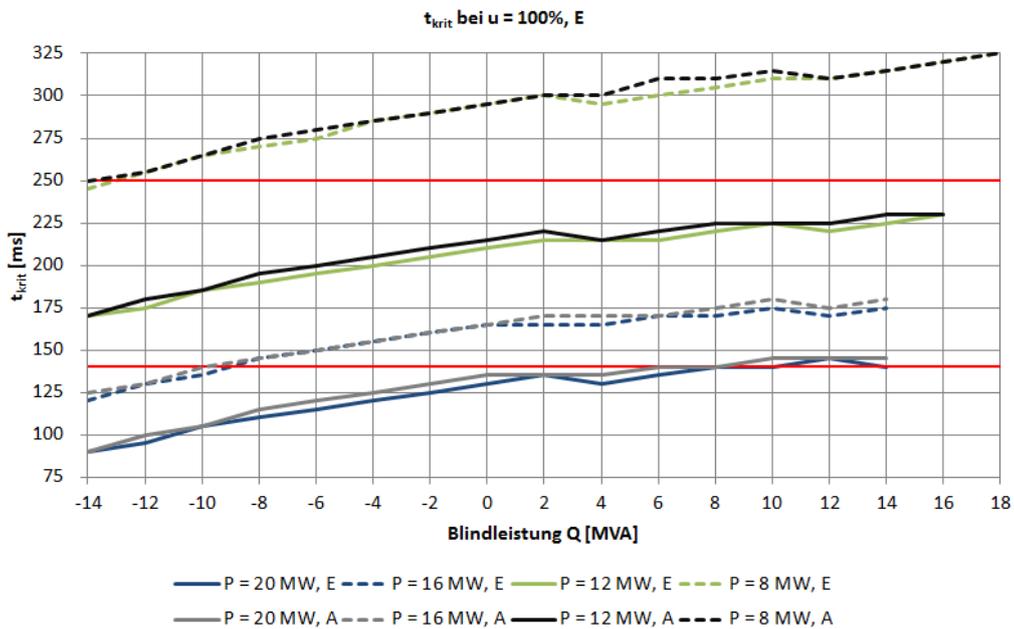


Abbildung 6.14: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 100\%$ , Fall E

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.10: Differenz in Sekunden zwischen Fall E und Fall A bei  $u = 100\%$

$t_{krit} [ms], u = 100\%, E$												
Q [MVA]	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]
-14	90	90	0	125	120	-5	170	170	0	250	245	-5
-12	100	95	-5	130	130	0	180	175	-5	255	255	0
-10	105	105	0	140	135	-5	185	185	0	265	265	0
-8	115	110	-5	145	145	0	195	190	-5	275	270	-5
-6	120	115	-5	150	150	0	200	195	-5	280	275	-5
-4	125	120	-5	155	155	0	205	200	-5	285	285	0
-2	130	125	-5	160	160	0	210	205	-5	290	290	0
0	135	130	-5	165	165	0	215	210	-5	295	295	0
2	135	135	0	170	165	-5	220	215	-5	300	300	0
4	135	130	-5	170	165	-5	215	215	0	300	295	-5
6	140	135	-5	170	170	0	220	215	-5	310	300	-10
8	140	140	0	175	170	-5	225	220	-5	310	305	-5
10	145	140	-5	180	175	-5	225	225	0	315	310	-5
12	145	145	0	175	170	-5	225	220	-5	310	310	0
14	145	140	-5	180	175	-5	230	225	-5	315	315	0
16	-	-	-	-	-	-	230	230	0	320	320	0
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	325	0

Legende:    $t_{krit} < 140$  ms

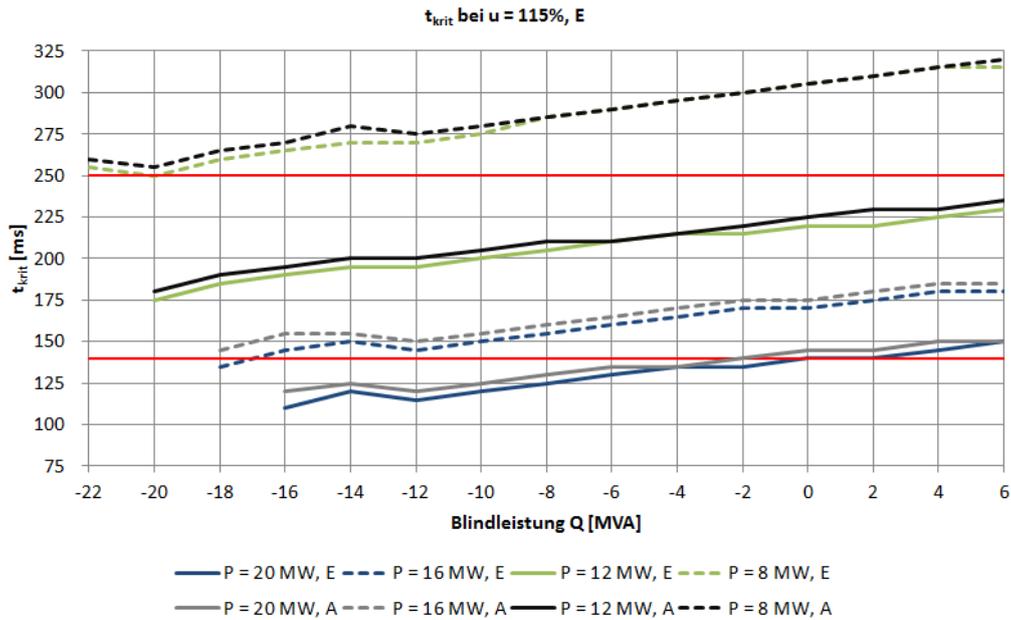


Abbildung 6.15: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 115\%$ , Fall E

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.11: Differenz in Sekunden zwischen Fall E und Fall A bei  $u = 115\%$

$t_{krit} [ms], u = 115\%, E$												
Q [MVA]	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]	A [ms]	E [ms]	Diff [ms]
-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260	255	-5
-20	-	-	-	-	-	-	180	175	-5	255	250	-5
-18	-	-	-	145	135	-10	190	185	-5	265	260	-5
-16	120	110	-10	155	145	-10	195	190	-5	270	265	-5
-14	125	120	-5	155	150	-5	200	195	-5	280	270	-10
-12	120	115	-5	150	145	-5	200	195	-5	275	270	-5
-10	125	120	-5	155	150	-5	205	200	-5	280	275	-5
-8	130	125	-5	160	155	-5	210	205	-5	285	285	0
-6	135	130	-5	165	160	-5	210	210	0	290	290	0
-4	135	135	0	170	165	-5	215	215	0	295	295	0
-2	140	135	-5	175	170	-5	220	215	-5	300	300	0
0	145	140	-5	175	170	-5	225	220	-5	305	305	0
2	145	140	-5	180	175	-5	230	220	-10	310	310	0
4	150	145	-5	185	180	-5	230	225	-5	315	315	0
6	150	150	0	185	180	-5	235	230	-5	320	315	-5

Legende: ■  $t_{krit} < 140 ms$

### 6.6 Fall F

Den worst-case-Fall mit einer sehr kleinen normierten Trägheitskonstante stellt der Fall F dar. Die Ergebnisse sind in den Abbildungen 6.16 bis 6.18 und in den Tabellen 6.12 bis 6.14 ersichtlich. Hier ist deutlich erkennbar, dass sich die kritische Fehlerklärungszeit gegenüber dem Fall A verhältnismäßig stark verkleinert. So sind Verkleinerungen von bis zu 30 ms erkennbar, und dies bei einer Reduktion der normierten Trägheitskonstante  $H$  von 20%. Damit ist auch deutlich ersichtlich, dass der Parameter  $H$  die entscheidende Größe bei der Untersuchung der kritischen Fehlerklärungszeit darstellt.

Tabelle 6.12: Differenz in Sekunden zwischen Fall F und Fall A bei  $u = 85\%$

$t_{krit} [ms], u = 85\%, F$												
Q [MVA]	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]
8	125	115	-10	160	145	-15	210	190	-20	290	265	-25
10	130	115	-15	160	150	-10	210	195	-15	300	270	-30
12	130	120	-10	165	150	-15	215	200	-15	305	275	-30
14	135	125	-10	170	155	-15	220	200	-20	310	280	-30
16	-	-	-	170	155	-15	225	205	-20	315	285	-30
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	290	-30

Legende: ■  $t_{krit} < 140 ms$

## 6 Simulationsergebnisse

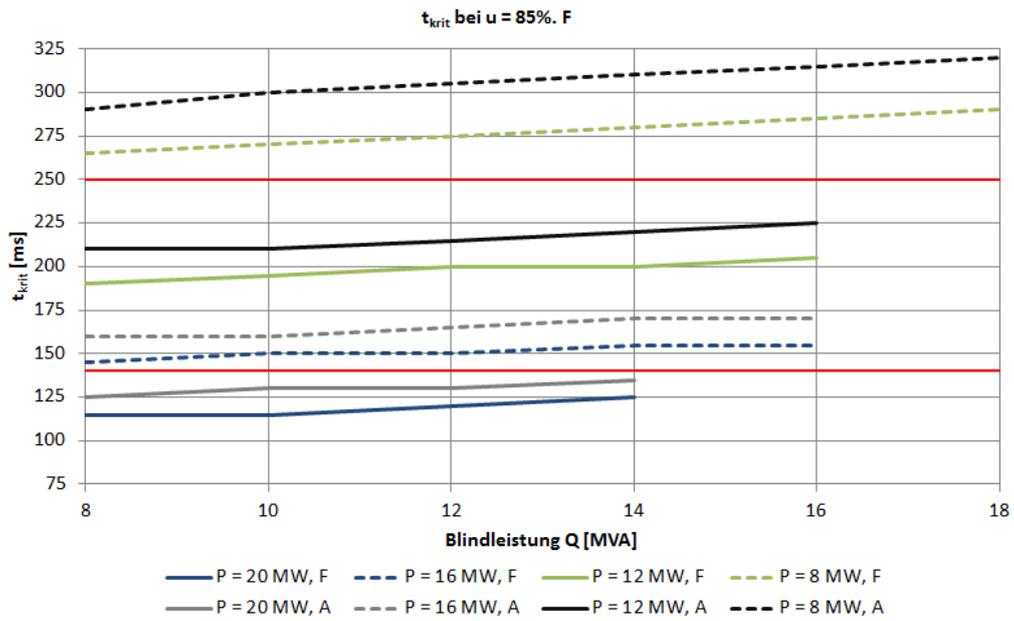


Abbildung 6.16: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 85\%$ , Fall F

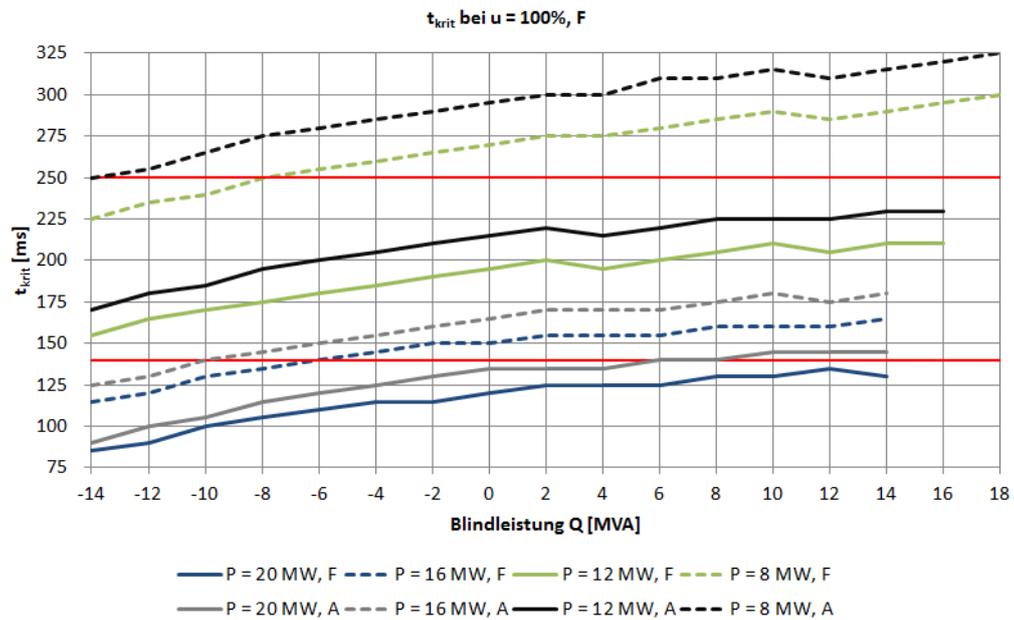


Abbildung 6.17: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 100\%$ , Fall F

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.13: Differenz in Sekunden zwischen Fall F und Fall A bei  $u = 100\%$

$t_{krit} [ms], u = 100\%, F$												
Q [MVA]	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]
-14	90	85	-5	125	115	-10	170	155	-15	250	225	-25
-12	100	90	-10	130	120	-10	180	165	-15	255	235	-20
-10	105	100	-5	140	130	-10	185	170	-15	265	240	-25
-8	115	105	-10	145	135	-10	195	175	-20	275	250	-25
-6	120	110	-10	150	140	-10	200	180	-20	280	255	-25
-4	125	115	-10	155	145	-10	205	185	-20	285	260	-25
-2	130	115	-15	160	150	-10	210	190	-20	290	265	-25
0	135	120	-15	165	150	-15	215	195	-20	295	270	-25
2	135	125	-10	170	155	-15	220	200	-20	300	275	-25
4	135	125	-10	170	155	-15	215	195	-20	300	275	-25
6	140	125	-15	170	155	-15	220	200	-20	310	280	-30
8	140	130	-10	175	160	-15	225	205	-20	310	285	-25
10	145	130	-15	180	160	-20	225	210	-15	315	290	-25
12	145	135	-10	175	160	-15	225	205	-20	310	285	-25
14	145	130	-15	180	165	-15	230	210	-20	315	290	-25
16	-	-	-	-	-	-	230	210	-20	320	295	-25
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	300	-25

Legende:    $t_{krit} < 140$  ms

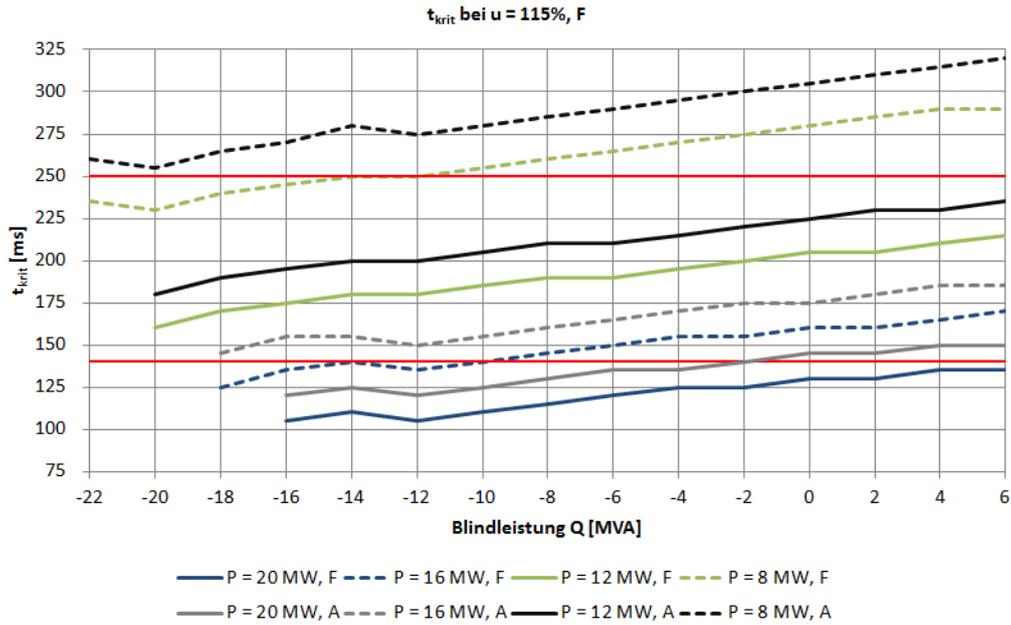


Abbildung 6.18: Verlauf von  $t_{krit}$  in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von  $u = 115\%$ , Fall F

## 6 Simulationsergebnisse

Tabelle 6.14: Differenz in Sekunden zwischen Fall F und Fall A bei  $u = 115\%$

Q [MVA]	$t_{krit} [ms], u = 115\%, F$											
	P = 20 MW			P = 16 MW			P = 12 MW			P = 8 MW		
	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]	A [ms]	F [ms]	Diff [ms]
-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260	235	-25
-20	-	-	-	-	-	-	180	160	-20	255	230	-25
-18	-	-	-	145	125	-20	190	170	-20	265	240	-25
-16	120	105	-15	155	135	-20	195	175	-20	270	245	-25
-14	125	110	-15	155	140	-15	200	180	-20	280	250	-30
-12	120	105	-15	150	135	-15	200	180	-20	275	250	-25
-10	125	110	-15	155	140	-15	205	185	-20	280	255	-25
-8	130	115	-15	160	145	-15	210	190	-20	285	260	-25
-6	135	120	-15	165	150	-15	210	190	-20	290	265	-25
-4	135	125	-10	170	155	-15	215	195	-20	295	270	-25
-2	140	125	-15	175	155	-20	220	200	-20	300	275	-25
0	145	130	-15	175	160	-15	225	205	-20	305	280	-25
2	145	130	-15	180	160	-20	230	205	-25	310	285	-25
4	150	135	-15	185	165	-20	230	210	-20	315	290	-25
6	150	135	-15	185	170	-15	235	215	-20	320	290	-30

Legende:    $t_{krit} < 140 ms$

## 7 Diskussion der Ergebnisse

Aus den Simulationsergebnissen lassen sich nun folgende Schlüsse ziehen:

- Die kritische Fehlerklärungszeit  $t_{krit}$  erhöht sich mit steigender Blindleistungsabgabe<sup>1</sup> (übererregter Betrieb)
- Dabei ist bei einigen Wirkleistungen, durch Variation der Blindleistung, eine Verbesserung von bis zu 60 ms zu erzielen.
- Bezugnehmend auf die Anforderungen des NC-RfG wäre somit ein übererregter Betrieb des Rohrturbinengenerators vorzuziehen.
- Aus Sicht des Generators ist eine höhere Spannung des starren Netzes wünschenswert, da sich hier bei gleicher Blindleistung die kritische Fehlerklärungszeit etwas erhöht, siehe hierzu die Tabellen 6.1 und 6.2.
- Auch durch eine sehr starke Erhöhung der minimalen Kurzschlussleistung, lässt sich die kritische Fehlerklärungszeit nur minimal verbessern.
- Der entscheidende Parameter ist die normierte Trägheitskonstante  $H$ , bzw. das Massenträgheitsmoment  $J$

Bezugnehmend auf die Anforderungen des NC-RfG hat sich gezeigt, dass die im NC-RfG angegebene obere Grenze von 250 ms von Rohrturbinengeneratoren nur bei sehr niedrigen Leistungen eingehalten werden kann. Dies wäre für ein Laufwasserkraftwerk, welches als Grundlastkraftwerk ausgelegt ist, jedoch wirtschaftlich nicht durchführbar. Selbst die untere Grenze von 140 ms stellt eine Herausforderung für die betrachteten Rohrturbinengeneratoren dar. Auch hier erfüllen die oberen Leistungsbereiche nur bei sehr wenigen Betriebszuständen im übererregten Betrieb die vorgegebene Zeit. Bei einer Abgabe mit Nennleistung werden zum Beispiel die geforderten 140 ms bei keinem der untersuchten Fälle erfüllt. Die effektivste Maßnahme um die kritische Fehlerklärungszeit zu erhöhen, wäre die Erhöhung der Schwungmasse des gesamten Stranges. Dies ist jedoch bei bereits bestehenden Generatoren und generell bei Generatoren dieser Größe nicht mehr wirtschaftlich durchführbar. Lediglich bei kleineren Leistungseinheiten kann dies durch Anbringung zusätzlicher Schwungmasse oder Schwungräder durchgeführt werden. Bei Generatoren in Dampfkraftwerken bzw. bei deren antreibenden Turbinen gibt es die Möglichkeit des sogenannten Fast-Valving. Dabei werden die

---

<sup>1</sup>Erzeugerbezugssystem vorausgesetzt

Ventile des zuführenden Wasserdampfes besonders schnell geschlossen und somit das antreibende Moment auf den Generator reduziert. Auch diese Maßnahme kann bei Wasserkraftwerken nicht ausgeführt werden, da mit derzeitigen Stand der Technik, die Leitapparate der Turbinen nicht so schnell schließen können, dass diese einen Einfluss auf die transiente Stabilität haben. Eine durchaus neue Möglichkeit, wobei das hierfür zu Grunde liegende Patent, siehe [5], erst im Juni 2014 veröffentlicht wurde, ist die Erhöhung der Fehlerklärungszeit mit Hilfe von Widerständen. Dabei werden im Kurzschlusspfad zwischen Generator und dem starren Netz Widerstände und ein Gerät zur Erkennung des Kurzschlusses eingebunden. Die Widerstände werden im Fehlerfall über Schalter zugeschaltet und nehmen somit die überschüssige Energie des Generators auf. Somit kann die transiente Stabilität des Generators gewährleistet werden und bei Klärung des Fehlers muss keine neue Synchronisation mehr stattfinden. Dieses Verfahren eignet sich auch für Wasserkraftwerke, wobei sich das Patent auf einen Turbosatz in einem Dampfkraftwerk bezieht. Trotzdem sind die geforderten Grenzen im NC-RfG sehr hoch, daher sollten sich gerade die österreichischen Kraftwerksbetreiber, deren Großteil der Stromproduktion aus Wasserkraft erfolgt sich für eine Abänderung des NC-RfG einsetzen, bzw. mit den regionalen Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreibern sich auf geringere Grenzwerte einigen. Denn gerade in der derzeit angespannten wirtschaftlichen Situation in der Energiebranche, können sich die Energieversorger keine zusätzlich Investitionen leisten, welche keinen zusätzlichen wirtschaftlichen Output ergeben und welche aus technischer Sicht auch nicht unbedingt nötig sind.

Die hier untersuchten Simulationen stellen jeweils worst-case-Szenarien dar, da der Kurzschluss immer direkt an der Sammelschiene erfolgt und somit während des Kurzschlusses keine Restspannung an der Sammelschiene vorhanden ist und keine Leistung vom Generator abgegeben wird. Bei Vorhandensein einer Restspannung wird sich die kritische Fehlerklärungszeit erhöhen. Da in dieser Arbeit die Simulationen jedoch mit dem Ziel durchgeführt wurden eine Grundlage zur Adaptierung der Anforderungen des NC-RfG zu erhalten, sind gerade diese worst-case-Szenarien von Relevanz. Die Ergebnisse aller Simulationen haben gezeigt, dass die derzeitigen Anforderungen von Rohrturbinengeneratoren nicht erfüllbar sind, und somit eine Adaptierung notwendig wäre.

# Abbildungsverzeichnis

2.1	zur Definition des Begriffs der Energieerzeugungsanlage, [17]	13
2.2	Mitgliedstaaten der ENTSO-E, [1]	14
2.3	Netzgebiete der ENTSO-E, [2]	16
2.4	Leistungs-Frequenzkennlinie - LFSM-O, [14]	19
2.5	Leistungsreduktion bei sinkender Frequenz, [14]	20
2.6	Fault Ride Through (FRT) - Profil, [14]	21
2.7	Leistungs-Frequenzkennlinie - LFSM-U, [14]	25
2.8	Leistungs-Frequenzkennlinie – FSM, ohne Totzeitbereich, [14]	26
2.9	Zeitverlauf bis zur maximalen Wirkleistungsänderung, [14]	27
2.10	U-Q/P <sub>MAX</sub> Diagramm für synchrone Anlagen, [14]	34
3.1	Läufer eines 66-poligen (p=33) Schenkelpolgenerators [15]	37
3.2	Bandbreite von Wasserkraftturbinen/Generatoren, [18]	38
3.3	Schematischer Querschnitt durch eine Schenkelpolmaschine, [9]	38
3.4	Wicklungen und Ersatzwicklungen des a) Schenkelpolgenerators b) Vollpolgenerators, [9]	40
3.5	Zeigerdiagramm des Schenkelpolgenerators im VZS bei übererregtem Betrieb, [9]	43
3.6	Leistungsdiagramm eines Synchrongenerators, [6]	44
3.7	Regulierungskurven, V-Kurven und Stabilitätsgrenze eines Synchrongenerators, [6]	45
3.8	Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie eines Synchrongenerators, [6]	46
3.9	ESB der magnetischen Kopplungen bei verschiedenen dynamischen Zuständen [6]	48
3.10	ESB zur Ermittlung der Zeitkonstanten in der Längsachse [6]	51
3.11	ESB und Zeigerdiagramm mit subtransienten Größen, für $X_d'' = X_q''$ , [9]	53
3.12	ESB und Zeigerdiagramm mit transienten Größen, für $X_q'' = X_d'$ , [9]	54
4.1	Betrachtung eines Generators am starren Netz [9]	57
4.2	Leistungs-Winkel-Diagramm [9]	59
4.3	Polradwinkel über der Zeit [9]	59
5.1	Standort des Donaukraftwerks Melk, [3]	62
5.2	Querschnitt des Krafthauses, [4]	62
5.3	Explosionsdarstellung einer Rohrturbine, [16]	63

## Abbildungsverzeichnis

5.4	Ansicht einer Rohrturbine, [16] . . . . .	63
5.5	Schema einer Rohrturbine . . . . .	64
5.6	Leistungsdiagramm des Generators . . . . .	66
5.7	Regulierungs- und V-Kurven sowie Stabilitätsgrenze des Generators . . . . .	67
5.8	Leerlauf- und Kurzschlusskennlinien des Generators, Regulierungs- KL strichliert dargestellt . . . . .	68
5.9	Spannungswandler für die Generatorklemmenspannung, [11] . . . . .	70
5.10	Modell der statischen Erregereinrichtung ST1A, [11] . . . . .	70
5.11	Neplan Simulationsmodell des Kraftwerk Melks . . . . .	72
5.12	Verlauf der Wirk- und Blindleistungsabgabe des Generators im VZS, stabiles Verhalten, $t_{clear} = 200ms$ . . . . .	73
5.13	Verlauf der Spannung an SS1, stabiles Verhalten, $t_{clear} = 200ms$ . . . . .	73
5.14	Verlauf der Klemmenspannung des Generators, stabiles Verhalten, $t_{clear} = 200ms$ . . . . .	74
5.15	Verlauf des Polradwinkels des Generators, stabiles Verhalten, $t_{clear} =$ $200ms$ . . . . .	74
5.16	Verlauf der Wirk- und Blindleistungsabgabe des Generators im VZS, instabiles Verhalten, $t_{clear} = 250ms$ . . . . .	75
5.17	Verlauf der Spannung an SS1, instabiles Verhalten, $t_{clear} = 220ms$ . . . . .	75
5.18	Verlauf der Klemmenspannung des Generators, instabiles Verhalten, $t_{clear} = 250ms$ . . . . .	76
5.19	Verlauf des Polradwinkels des Generators, instabiles Verhalten, $t_{clear} =$ $250ms$ . . . . .	76
6.1	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschie- denen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 85\%$ , Fall A . . . . .	80
6.2	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschie- denen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 100\%$ , Fall A . . . . .	81
6.3	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschie- denen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 115\%$ , Fall A . . . . .	81
6.4	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschie- denen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 85\%$ , Fall B . . . . .	83
6.5	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschie- denen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 100\%$ , Fall B . . . . .	83
6.6	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschie- denen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 115\%$ , Fall B . . . . .	84

## Abbildungsverzeichnis

6.7	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 85\%$ , Fall C . . . . .	85
6.8	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 100\%$ , Fall C . . . . .	86
6.9	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 115\%$ , Fall C . . . . .	87
6.10	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 85\%$ , Fall D . . . . .	89
6.11	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 100\%$ , Fall D . . . . .	89
6.12	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 115\%$ , Fall D . . . . .	90
6.13	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 85\%$ , Fall E . . . . .	92
6.14	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 100\%$ , Fall E . . . . .	92
6.15	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 115\%$ , Fall E . . . . .	93
6.16	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 85\%$ , Fall F . . . . .	95
6.17	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 100\%$ , Fall F . . . . .	95
6.18	Verlauf von $t_{krit}$ in Abhängigkeit von der Blindleistung bei verschiedenen Wirkleistungen bei einem Spannungsniveau von $u = 115\%$ , Fall F . . . . .	96

# Tabellenverzeichnis

2.1	Grenzwerte für Typ B, C und D Erzeugungseinheiten . . . . .	15
2.2	zulässige Frequenzbandbreite in den verschiedenen Netzregionen . .	18
2.3	Parameter für FRT-Profil – Synchron – Typ B . . . . .	22
2.4	Parameter für FRT-Profil – Asynchron – Typ B . . . . .	22
2.5	Parameter für FSM . . . . .	25
2.6	Parameter für Zeitverlauf der Wirkleistungsänderung . . . . .	27
2.7	gültige Spannungslevel, 100 kV - 300 kV . . . . .	30
2.8	gültige Spannungslevel, 300 kV - 400 kV . . . . .	31
2.9	Parameter für FRT-Profil – Synchron – Typ D . . . . .	31
2.10	Parameter für FRT-Profil – Asynchron – Typ D . . . . .	32
2.11	Parameter für die innere, gestrichelte Hüllkurve im U-Q/ $P_{MAX}$ - Diagramm . . . . .	33
3.1	typische Polpaarzahlen und Drehzahlen bei Wasserkraftgeneratoren	37
3.2	charakteristische Zeitdauern und Betriebszustände nach einer Stö- rung, [6] . . . . .	46
3.3	typische Größenordnung der bezogenen Reaktanzen von elektrisch erregten Synchronmaschinen, [6] . . . . .	49
3.4	typ. Größenordnung der Zeitkonstanten bei Synchronmaschinen, [6]	51
5.1	Generatordaten . . . . .	66
5.2	Feldströme für Berücksichtigung der Sättigung . . . . .	68
5.3	Transformatordaten . . . . .	69
5.4	Kabeldaten . . . . .	69
5.5	Erregerdaten . . . . .	71
6.1	kritische Fehlerklärungszeit bei verschiedenen Spannungen, Fall A .	82
6.2	kritische Fehlerklärungszeit bei verschiedenen Spannungen, Fall B .	84
6.3	Differenz in Sekunden zwischen Fall C und Fall A bei $u = 85\%$ . . .	86
6.4	Differenz in Sekunden zwischen Fall C und Fall A bei $u = 100\%$ . .	87
6.5	Differenz in Sekunden zwischen Fall C und Fall A bei $u = 115\%$ . .	88
6.6	Differenz in Sekunden zwischen Fall D und Fall A bei $u = 85\%$ . . .	88
6.7	Differenz in Sekunden zwischen Fall D und Fall A bei $u = 100\%$ . .	90
6.8	Differenz in Sekunden zwischen Fall D und Fall A bei $u = 115\%$ . .	91
6.9	Differenz in Sekunden zwischen Fall E und Fall A bei $u = 85\%$ . . .	91
6.10	Differenz in Sekunden zwischen Fall E und Fall A bei $u = 100\%$ . .	93

## *Tabellenverzeichnis*

6.11	Differenz in Sekunden zwischen Fall E und Fall A bei $u = 115\%$	. . .	94
6.12	Differenz in Sekunden zwischen Fall F und Fall A bei $u = 85\%$	. . .	94
6.13	Differenz in Sekunden zwischen Fall F und Fall A bei $u = 100\%$	. . .	96
6.14	Differenz in Sekunden zwischen Fall F und Fall A bei $u = 115\%$	. . .	97

# Literatur

- [1] URL: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/> (besucht am 12.11.2014).
- [2] URL: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/> (besucht am 12.11.2014).
- [3] URL: [http://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk\\_Melk](http://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Melk) (besucht am 12.11.2014).
- [4] URL: <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/melk> (besucht am 16.02.2015).
- [5] Siemens AG. "Vorrichtung und Verfahren zur Verlängerung der Fehlerklärungszeit". WO2014082766 A2. Martin Hiller u. Olaf Michelsson. 5. Juni 2014.
- [6] A. Binder. *Elektrische Maschinen und Antriebe*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. ISBN: 978-3-540-71849-9.
- [7] nkt cables. *Hoch- und Höchstspannungs-Kabelanlagen. Kabel und Garnituren bis 550kV*. Produktkatalog. URL: <http://www.nktcables.com/de/>.
- [8] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1. Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. ISBN: 978-3-540-69439-7.
- [9] D.Oeding. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011. ISBN: 978-3-642-53870-4.
- [10] J. Giesecke. *Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. ISBN: 978-3-642-53870-4.
- [11] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Std 421.5-2005. IEEE Power Engineering Society, 2005.
- [12] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994. ISBN: 0-07-035958-X.
- [13] G. Müller. *Theorie elektrischer Maschinen*. VCH Verlagsgesellschaft mbH Weinheim, 1995. ISBN: 3-527-28392-7.

## Literatur

- [14] *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*. Brüssel: ENTSO-E, 8. März 2013. URL: <https://www.entsoe.eu/>.
- [15] A.J. Schwab. *Elektroenergiesysteme*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. ISBN: 978-3-642-21957-3.
- [16] Thomas Steindl. *Präsentation Produktschulung*. Andritz Hydro GmbH, 2012.
- [17] *Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves*. Brüssel: ENTSO-E, 28. Juni 2013. URL: <https://www.entsoe.eu/>.
- [18] G. Traxler-Samek. *Aktuelle Entwicklungen in der elektrischen Berechnung und Kühlung von Wasserkraftgeneratoren*. 6. Juni 2008. URL: [http://www.ew.tu-darmstadt.de/media/ew/vortrge/080608\\_vortrag\\_traxler.pdf](http://www.ew.tu-darmstadt.de/media/ew/vortrge/080608_vortrag_traxler.pdf) (besucht am 18. 11. 2014).