

# Stabilitätsverbessernde Maßnahmen in einem HGÜ-gespeisten Inselnetz

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen  
Technische Universität Graz

Vorgelegt von  
Jakob Ederer

Betreuer  
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn Herwig Renner  
Dipl.-Ing. Norbert Essl

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

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 – 7551  
Telefax: (+43 316) 873 – 7553  
<http://www.ifea.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>

Graz / März 2014



## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 21.03.2014

Jakob Ederer

## **Kurzfassung**

In dieser Arbeit wird das dynamische Verhalten eines HGÜ-gespeisten Inselnetzes untersucht. In erster Linie geht es um Stabilitätsbetrachtungen, welche die Wirkleistung, Frequenz und Spannung betreffen. Die Untersuchung findet in Form einer Simulation statt. Hierzu wird das Programm DigSilent PowerFactory verwendet.

Bei dem Inselnetz handelt es sich um das Übertragungsnetz von Neufundland. Im Rahmen eines HGÜ-Projektes, das die Insel mit dem Festland verbindet, werden Simulationen zu verschiedenen Szenarien erstellt, um den ordnungsgemäßen Betrieb der geplanten Anlagen zu überprüfen.

Ein weiterer Punkt, dieser Arbeit, ist der Vergleich zwischen verschiedenen Blindleistungsbereitstellungsmöglichkeiten und deren Verhalten im Fehlerfall. Hier findet der Vergleich zwischen geregelten statischen Kompensatoren, Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb und doppeltgespeister Asynchronmaschinen statt.

Als Fehler wird ein Kurzausfall der HGÜ simuliert, welcher einem Erdschluss auf der Gleichspannungsseite der HGÜ entspricht. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird unter anderem die Ausfallsdauer dieses Ereignisses variiert. Es werden auch unterschiedliche Parameter (Trägheit, Reaktanz, Reglerstruktur) der verwendeten Komponenten verändert um deren Einfluss auf das dynamische Stabilitätsverhalten des Netzes zu zeigen.

Schlüsselwörter:

DASM, Phasenschieberbetrieb, FACTS, HGÜ, transiente Stabilität

## **Abstract**

In this work, the dynamic behavior of a HVDC-fed stand-alone network is investigated. The focus is on transient stability of voltage, frequency and active power. To manage the task a the program PowerFactory from DigSilent is used

The stand-alone grid is the transmission network of Newfoundland. In the context of the HVDC project, connecting the mainland with Newfoundland, simulations are created on different scenarios in order to verify a correct operation of the proposed system.

Also the comparison between different reactive power supply options and their behavior in cases of fault is an important issue in this thesis. Here the comparison between static var compensator, synchronous condenser and doubly fed induction machine is performed.

As fault a short tripping of the HVDC simulated , which corresponds to a ground fault on the DC side of the HVDC. The Parameters like inertia, the reactance and the earth fault duration are varied.

Keywords

DFIM, FACTS, HVDC, transient stability

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>5</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>7</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>8</b>
1.1 Problemstellung.....	8
1.2 Aufgaben und Ziele.....	8
1.3 Angewandte Methodik .....	9
<b>2 Beschreibung der Elemente und deren Modellierung.....</b>	<b>10</b>
2.1 Leitungen.....	10
2.2 Transformatoren .....	11
2.3 Lasten.....	13
2.4 Hochspannungsgleichstromübertragung.....	13
2.4.1 Nachbildung durch Synchronmaschine oder externes Netz .....	14
2.4.2 Nachbildung durch negative Last.....	15
2.5 Static Var Compensator.....	15
2.6 Synchronous Condenser .....	16
2.6.1 Elektrisches Modell.....	16
2.6.2 Mechanisches Modell .....	19
2.7 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine .....	20
2.7.1 Elektrisches Modell.....	20
2.7.2 Mechanisches Modell .....	22
2.8 Reglermodelle .....	23
2.8.1 Spannungs-Blindleistungs-Regelung SVC.....	23
2.8.2 Spannungsregler des Synchronous Condensers .....	24
2.8.3 Drehzahl- und Spannungsregelung der doppelt gespeisten ASM .....	26
<b>3 Simulation .....</b>	<b>29</b>
3.1 Beschreibung des Netzes.....	29
3.2 Ziel .....	35
3.3 Beschreiben der Simulationsmethodik.....	35

3.4	Beschreibung der Varianten und Szenarien.....	35
3.5	Einsatz des Static Var Compensators (SVC) .....	38
3.5.1	Modellparameter SVC .....	38
3.5.2	Simulationsergebnisse SVC .....	39
3.6	Einsatz des Synchronous Condensers (SC) .....	41
3.6.1	Modellparameter SC.....	41
3.6.2	Simulationsergebnisse SC.....	43
3.7	Einsatz der doppeltgespeisten Asynchronmaschine (DASM).....	57
3.7.1	Modellparameter DASM .....	57
3.7.2	Simulationsergebnisse DASM .....	59
<b>4</b>	<b>Diskussion, Schlussfolgerung.....</b>	<b>67</b>
<b>5</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>70</b>
<b>6</b>	<b>Symbolverzeichnis .....</b>	<b>73</b>
<b>7</b>	<b>Appendix .....</b>	<b>80</b>

## Abkürzungsverzeichnis

HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HVDC	High Voltage Direct Current
DC	Direct Current, Gleichstrom
AC	Alternating Current, Wechselstrom
WR	Wechselrichter
GR	Gleichrichter
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LV	Low Voltage
HV	High Voltage
SC	Synchronous Condenser
ASM	Asynchronmaschine
DASM	Doppel gespeiste Asynchronmaschine
DFIM	Doubly-Fed Induction Maschine
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
SVC	Static Var Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
PI	Proportional-Integral
PID	Proportional-Integral-Differential
RMS	Root Mean Square

# 1 Einleitung

## 1.1 Problemstellung

Bei der Übertragung elektrischer Energie muss im Netz stets ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen. Bei Ausfall eines Verbrauchers muss auch die Erzeugung gedrosselt werden, da sonst ein Leistungsungleichgewicht bestehen würde. Ein Erzeugungsüberschuss wirkt sich in einer Drehzahlerhöhung aus. Die überschüssige Energie wird verwendet um die vorhandenen Schwungmassen zu beschleunigen und somit in Form von rotierender Energie zu speichern. Exakt das umgekehrte Verhalten weist das Netz auf, fällt ein Kraftwerk aus. In diesem Fall fehlt Energie. Diese fehlende Energie wird aus den Schwungmassen bezogen, was zu einem Drehzahlverlust bzw. einem Absinken der Frequenz führt. Die rotierende Energie ist direkt proportional der Trägheit und direkt quadratisch proportional der Frequenz.

Je größer ein Netzgebiet ist, desto leichter ist es auf Ungleichgewicht zu reagieren. So kann in einem großen Verbundnetz ohne Probleme ein Kraftwerk ausfallen, da eine Vielzahl von Kraftwerken und rotierende Energie vorhanden ist und auch genug Regelreserve für die Primärregelung bereitgestellt wird. Kommt es jedoch in einem Inselnetz, mit nur wenigen Kraftwerken zum Ausfall von einem, so kann das schon den Blackout für das kleine Inselnetz bedeuten.

## 1.2 Aufgaben und Ziele

Es soll das Verhalten des Inselnetzes von Neufundland bei Ausfall der HGÜ Labrador-Insel, die einen wesentlichen Beitrag zur Lastabdeckung liefert, untersucht werden. Desweiteren sollen unterschiedliche Möglichkeiten der Leistungsbereitstellung untersucht und verglichen werden. Hier soll auch eine anwendungsübergreifende Betrachtung stattfinden. Es wird dabei untersucht, ob es einen höheren Nutzen hat Betriebsmittel mit rotierenden Massen (Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb, doppeltgespeiste Asynchronmaschinen) an Stelle von Leistungselektronik zur Blindleistungsbereitstellung zu verwenden. Der Gedanke dabei ist, dass zusätzliche Rotationsenergie im Netz zur Stabilität im Fehlerfall beiträgt.

Um die Spannung in vorgeschriebenen Toleranzbändern zu halten ist Blindleistung zur Spannungstützung nötig. Das muss regional geschehen, da Blindleistung nicht über weite Strecken transportiert werden kann, weil Blindleistungstransport, über hauptsächlich induktive Leitungen, zu einem starken Spannungsabfall entlang der Leitung führen würde. Desweiteren steigt die reaktive Leistungsaufnahme der Leitung mit steigender Belastung, egal ob mit Wirk- oder Blindleistung belastet wird. So ist besonders in stark ausgelasteten Netzen auf das lokale Blindleistungsgleichgewicht und -bereitstellung acht zu geben.

Die reaktive Leistung in den Netzknoten, und somit die Spannung, wird über die Spannungsregler der Generatoren verändert. Bei den meisten Generatoren handelt es sich um Synchronmaschine, wo mittels Regler die Erregerspannungen, und damit die abgegebene Blindleistung verstellt werden kann. Besonders bei Fehlern und Spannungseinbrüchen kann man mit einem schnellen Regler und Verfügbarkeit von Blindleistung den Totalausfall von Netzen verhindern.

In dieser Arbeit werden unterschiedliche Technologien zur Blindleistungsbereitstellung verwendet. Um keine Missverständnisse aufkommen zu lassen, wird an dieser Stelle der Begriff des Synchronous Condensers, SC, definiert. Hierunter wird im weiteren Verlauf immer eine Synchronmaschine im Phasenschieberbetrieb verstanden. Dies wird explizit erwähnt, da in der englischsprachigen Literatur der Begriff des Synchronous Condensers teilweise auch für SVCs und doppelt gespeiste Asynchronmaschinen verwendet wird.

### **1.3 Angewandte Methodik**

Die Simulation wird mit dem Programm PowerFactory von DigSilent durchgeführt. Es wird das Übertragungsnetz von Neufundland mit allen Kraftwerken, Transformatoren, Leitungen und Sammelschienen nachgebildet. Die Simulationsergebnisse werden mit vereinfachten manuellen Kontrollrechnungen auf Plausibilität überprüft.

## 2 Beschreibung der Elemente und deren Modellierung

### 2.1 Leitungen

Als Leitungsmodell dient das klassische Ersatzschaltbild der Freileitung, (Abbildung 2-1). Es wurde ein dreiphasiges Modell verwendet. Das abgebildete Modell dient nur der Veranschaulichung. Im Längszweig befinden sich der ohmsche Widerstand, welcher für die Wirkleistungsverluste verantwortlich ist, und die Induktivität der Leitung. Im Quersweig befinden sich die Kapazität und die Suszeptanz. Die Kennzeichnung mittels hochgestellten Strichs besagt, dass es sich hier um längenbezogene Größen handelt.

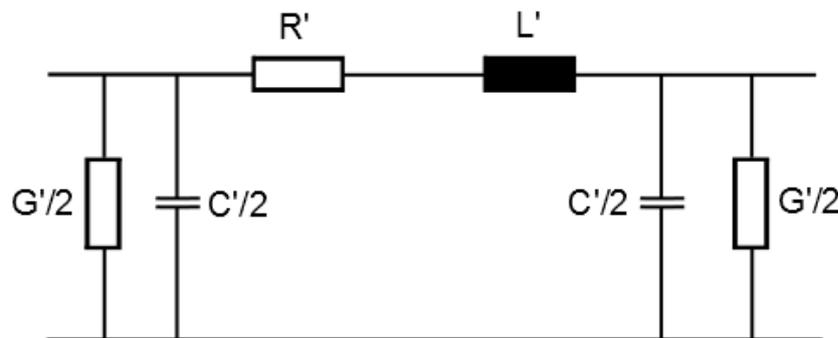


Abbildung 2-1: Einphasiges Freileitungsmodell

Um die Impedanzen zu erhalten muss mit der Leitungslänge multipliziert werden.

$$\underline{Z}_s = (R' + j\omega L') \cdot l \quad (1)$$

$$\underline{Y}_s = (G' + j\omega C') \cdot l \quad (2)$$

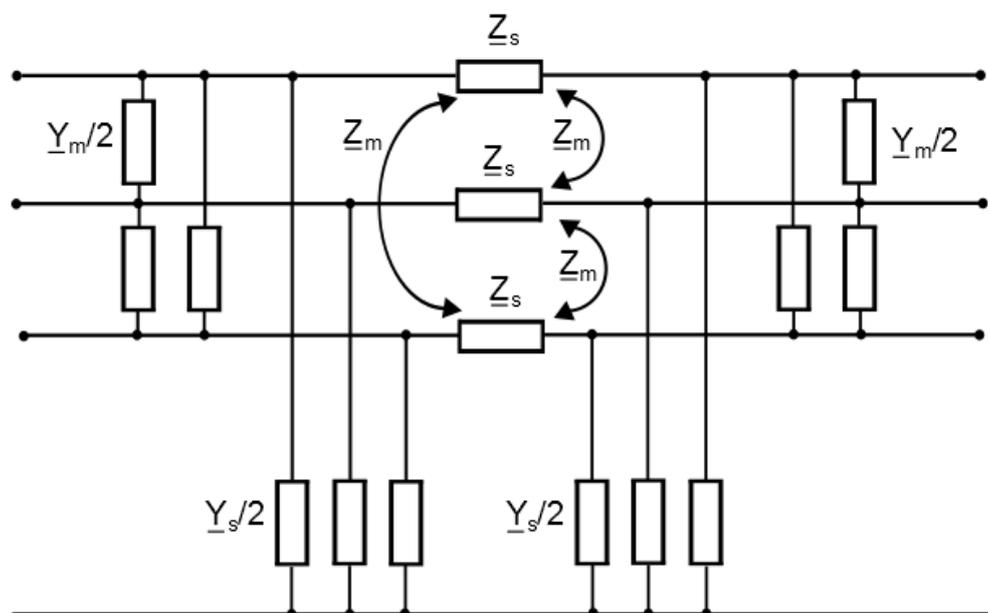


Abbildung 2-2: Dreiphasiges Freileitungsmodell

Das dreiphasige Leitungsmodell enthält auch Koppelimpedanzen und Koppeladmittanzen zwischen den Leitern. Aufgrund der starken Symmetrie können alle drei Leitungen mit den gleichen Parametern beschrieben werden.

Das in Abbildung 2-2 sichtbare System kann mittels Impedanz- und Admittanzmatrix beschrieben werden.

$$[\underline{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$[\underline{Y}_{abc}] = \begin{bmatrix} \underline{Y}_s & \underline{Y}_m & \underline{Y}_m \\ \underline{Y}_m & \underline{Y}_s & \underline{Y}_m \\ \underline{Y}_m & \underline{Y}_m & \underline{Y}_s \end{bmatrix} \quad (4)$$

Mittels Transformationsmatrix und invertierter Transformationsmatrix erhält man die Komponenten des Mit-, Gegen- und Nullsystems.

$$[T_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$[T_s]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$[\underline{Z}_{012}] = [T_s]^{-1} \cdot [\underline{Z}_{abc}] \cdot [T_s] \quad (7)$$

$$[\underline{Y}_{012}] = [T_s]^{-1} \cdot [\underline{Y}_{abc}] \cdot [T_s] \quad (8)$$

$$[\underline{Z}_{012}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s + 2\underline{Z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_s - \underline{Z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_s - \underline{Z}_m \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$[\underline{Y}_{012}] = \begin{bmatrix} \underline{Y}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_s + 2\underline{Y}_m & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_s - \underline{Y}_m & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_s - \underline{Y}_m \end{bmatrix} \quad (10)$$

In der Simulation werden nur die Mitsystemkomponenten der Freileitungen verwendet.

## 2.2 Transformatoren

Abbildung 2-3 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild eines Transformators. Die ohmschen Widerstände, ( $R_{CU,HV}$ ,  $R_{CU,LV}$ ), auf der Oberspannungsseite (HV, High Voltage) und Unterspannungsseite (LV, Low Voltage) repräsentieren die Kupferverluste des Transformators. Der Querwiderstand parallel zur Hauptinduktivität steht für die Eisenverluste.

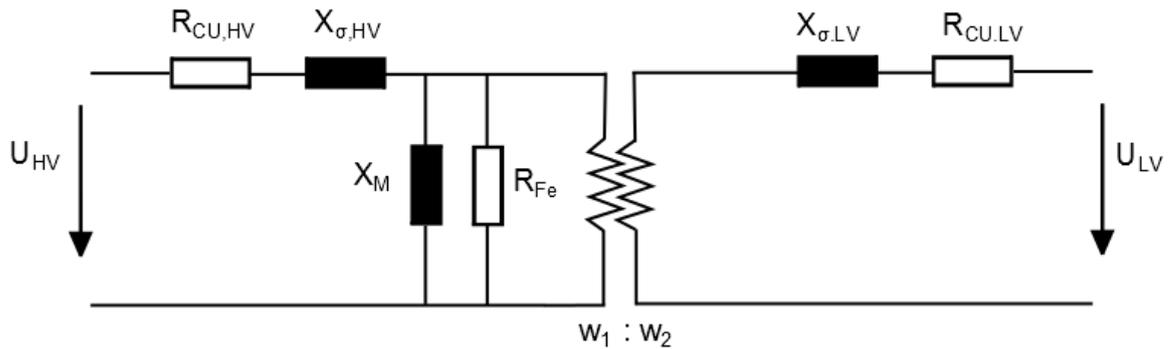


Abbildung 2-3: Einphasiges Ersatzschaltbild des Transformators

In den folgenden Berechnungen wird als Nennspannung die primärseitige Spannung verwendet. Somit sind auch alle Impedanzen auf die Primärseite bezogen.

$$Z_k = u_k \cdot \frac{U_{HV}^2}{S_T} \quad (11)$$

$$R_k = \frac{P_{cu} \cdot U_{HV}^2}{S_T^2} \quad (12)$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2} \quad (13)$$

Nach Berechnung von  $X_k$  und  $R_k$  können die Widerstände und Reaktanzen auf Primär- und Sekundärseite aufgeteilt werden.

$$R_{CU,HV} = \gamma_{R,HV,1} \cdot R_k \quad (14)$$

$$R_{CU,LV} = (1 - \gamma_{R,HV,1}) \cdot R_k \quad (15)$$

$$X_{\sigma,HV} = \gamma_{X,HV,1} \cdot X_k \quad (16)$$

$$X_{\sigma,LV} = (1 - \gamma_{X,HV,1}) \cdot X_k \quad (17)$$

Aus dem Leerlaufstrom ergibt sich die Hauptimpedanz.

$$Z_m = \frac{U_{HV}}{i_0} \quad (18)$$

Über die bekannten Eisenverluste kann  $R_{Fe}$  berechnet werden.

$$R_{Fe} = \frac{U_{HV}^2}{P_{Fe}} \quad (19)$$

Durch die Zerlegung der Hauptimpedanz in ohmschen und induktiven Anteil erhält man die Hauptreaktanzen.

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{Z_m^2} - \frac{1}{R_{Fe}^2}}} \quad (20)$$

### 2.3 Lasten

Die Lasten werden als Mitsystemkomponente nachgebildet. Um die Frequenz- und Spannungsabhängigkeit zu berücksichtigen wird folgende mathematische Beschreibung verwendet.

$$P = P_0 \left[ p_1 \cdot \left( \frac{U}{U_n} \right)^2 + p_2 \cdot \left( \frac{U}{U_n} \right) + p_3 \right] \cdot (1 + K_{pf} \cdot (f - f_n)) \quad (21)$$

$$Q = Q_0 \left[ q_1 \cdot \left( \frac{U}{U_n} \right)^2 + q_2 \cdot \left( \frac{U}{U_n} \right) + q_3 \right] \cdot (1 + K_{qf} \cdot (f - f_n)) \quad (22)$$

Wenn ein konstantes Impedanzverhalten der Last nachgebildet werden soll, muss  $p_1 = q_1 = 1$  und  $p_2 = q_2 = p_3 = q_3 = 0$  gelten.

Für konstante Stromaufnahme müsste man  $p_2 = q_2 = 1$  und die anderen Konstanten mit Null wählen.

Um konstante Leistung zu erhalten würden  $p_3 = q_3 = 1$  gewählt werden. Die Komponenten  $p_1$ ,  $q_1$ ,  $p_2$  und  $q_2$  müssten Null gesetzt werden.

$K_{pf}$  und  $K_{qf}$  beschreiben die Frequenzabhängigkeit der Last. Soll die Last frequenzunabhängig sein, muss  $K_{pf} = K_{qf} = 0$  gelten

### 2.4 Hochspannungsgleichstromübertragung

Im einfachsten Modell besteht eine HGÜ aus einem Wechselrichter, einem Gleichrichter und einer Gleichspannungsleitung dazwischen, wie es in Abbildung 2-4 gezeigt wird. Für stationäre Verhältnisse kann dies durch eine Einspeisung bzw. eine Last simuliert werden.

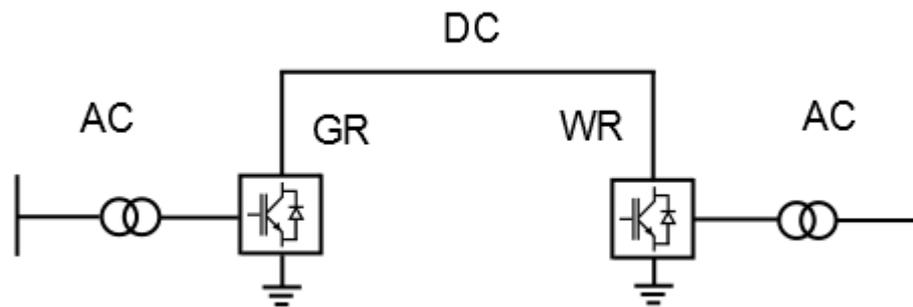


Abbildung 2-4: Ersatzschaltbild einer monopolen selbstgeführten HGÜ

Kommt es zu einem Erdschluss auf der Gleichspannungsseite regelt der Gleichrichter den Strom auf null. Dieses Regeln des Stroms erfolgt innerhalb von 20 ms. Da nun kein Strom mehr fließt, erlischt der Lichtbogen. Anschließend muss eine Wartezeit von ca. 200 ms eingehalten werden, bevor wieder auf Nennspannung geregelt wird. Dies ist nötig, da unmittelbar nach Erlöschen des Lichtbogens weiterhin ein ionisierter, und somit leitfähiger, Kanal besteht. Würde die Wartezeit nicht eingehalten werden, würde ein weiterer Überschlag stattfinden. Ist genug Zeit verstrichen wird der leitfähige Kanal durch die Luftbewegung zerstört. Das anschließende Regeln auf Nennspannung dauert ca. 20 ms.

Da für die Simulation nur das eben beschriebene Verhalten der HGÜ eine Rolle spielt, ist es nicht notwendig die gesamte Anordnung nachzubilden. Es reicht ein Ersatzmodell, welches genau dieses Verhalten für die Wechselrichterseite nachbilden kann.

Bei der HGÜ wird zwischen selbstgeführter und netzgeführter unterschieden. Bei der selbstgeführten HGÜ kommen IGBTs, bei der netzgeführten HGÜ kommen Thyristoren zum Einsatz. Dadurch ergibt sich im Fall der netzgeführten HGÜ ein großer Blindleistungsbedarf des Wechselrichters, welcher gedeckt werden muss. Bei Verwendung von IGBTs kann die Blindleistungsabgabe bzw. Blindleistungsaufnahme je nach Bedarf gesteuert werden.

#### 2.4.1 Nachbildung durch Synchronmaschine oder externes Netz

Der erste Ansatz der Nachbildung mittels Synchronmaschine führte nicht zu dem gewünschten Verhalten. Erstens kann die Synchronmaschine im Simulationsprogramm nur mittels Öffnen des Leistungsschalters vom Netz genommen bzw. ans Netz geschlossen werden. Dadurch können die beschriebenen Rampen von 20 ms nicht erreicht werden. Zweitens kann eine Synchronmaschine nicht unter Last für 200 ms vom Netz genommen werden und danach wieder mittels Leistungsschalter zugeschaltet werden. Dabei würde es zu beträchtlichen Ausgleichsströmen und Synchronisierungseffekten kommen, welche nicht wünschenswert sind, da diese die Simulationsergebnisse vollständig verfälschen würden. Deswegen scheidet diese Methode aus.

Die Verwendung eines externen Netzes als HGÜ war der nächste Ansatz. Dieses externe Netz ist ein Element in PowerFactory. Es dient in erster Linie als Slackknoten und stellt ein fremdes Netz dar mit dem Leistung ausgetauscht werden kann. Es kommt zum gleichen Problem, wie bei Verwendung der Synchronmaschine. Es ist nicht möglich den Leistungsschalter zwischen zwei Netzen zu öffnen und nach 200 ms wieder zu schließen, ohne Ausgleichströme und andere unerwünschte Effekte zu erhalten. Auch diese Methode kann daher nicht verwendet werden.

## 2.4.2 Nachbildung durch negative Last

Um das Problem der Synchronisierung zu umgehen, kann eine Last zur Modellierung verwendet werden. Da die Hochspannungsgleichstromübertragung Energie von Labrador nach Neufundland liefern soll, muss es sich dabei um eine negative Last handeln, wobei eine negative Last Einspeisung bedeutet. Eine solche Last kann für eine Zeit von 200 ms über eine definierte Rampe auf den Wert 0 abgeregelt und anschließend wieder hochgeregelt werden. Somit kann mit einer negativen Last das geforderte Verhalten erreicht werden. Die zuvor beschriebene Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten gilt für diese Last nicht.

## 2.5 Static Var Compensator

Ein Static Var Compensator, SVC besteht in der einfachsten Grundbetrachtung aus einer fixen, unveränderlichen Kapazität und einer thyristorgesteuerten Induktivität. Das Wort statisch weist darauf hin, dass es sich um keine rotierende Maschine handelt. Abbildung 2-5 zeigt das hier zur Anwendung kommende Modell. Hierbei steht n für die Anzahl der verwendeten einzeln schaltbaren Kapazitäten.

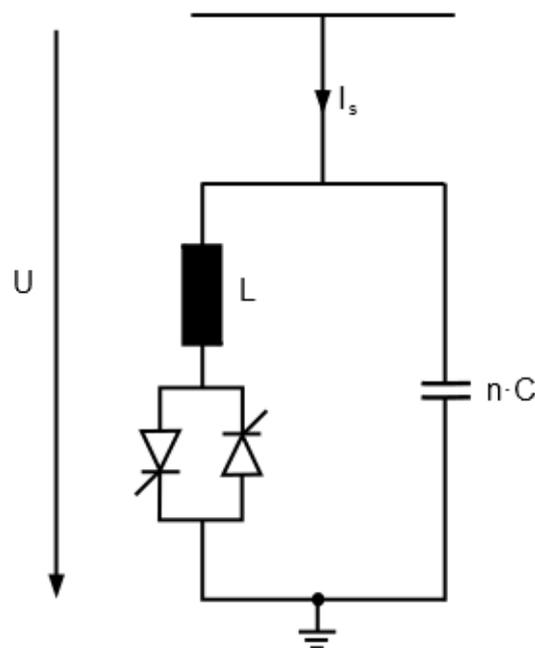


Abbildung 2-5: SVC

Die Abbildung 2-5 zeigt, dass die Steuerung der Induktivität über zwei bidirektionale Thyristoren geschieht. Hierbei ist ein Thyristor für die positive und ein Thyristor für die negative Halbwelle zuständig. Die maximale Suszeptanz erhält man, wenn gilt Zündwinkel  $\alpha = 90^\circ$  und Löschwinkel  $\gamma = 180^\circ$ . Zündwinkel unter  $90^\circ$  sind nicht erlaubt, da hier unsymmetrische Ströme mit Gleichstromkomponenten entstehen würden. Je weiter sich Zünd- und Löschwinkel einander annähern, desto kleiner wird der resultierende Strom und somit die wirksame Suszeptanz.

$$B = \frac{I_s}{U} = \frac{\gamma - \sin(\gamma)}{\pi \cdot X_L} = \frac{2(\pi - \alpha) \cdot \sin(2\alpha)}{\pi \cdot X_L} \quad (23)$$

Die Thyristorsteuerung der Drossel hat den Effekt, dass der Strom reduziert wird. Das entspricht einer Erhöhung der effektiven Induktivität der Spule. Damit lässt sich der statische Kompensator in einem Bereich zwischen  $-Q_C$  und  $-Q_C+Q_L$  regeln.

## 2.6 Synchronous Condenser

### 2.6.1 Elektrisches Modell

Bei dem Modell handelt es sich um eine Schenkelpolmaschine. Bei der Betrachtung von Synchronmaschinen ist es von Vorteil die dq-Transformation, auch Park Transformation genannt, zu verwenden. Sie vereinfacht die sonst sehr aufwändige Betrachtung der Maschine, indem sie alle verwendeten Komponenten in Längs- und Querrichtung zerlegt. Das Koordinatensystem wird in den Rotor gelegt und dreht sich mit dessen Geschwindigkeit. Abbildung 2-6 zeigt uns eine Schenkelpolmaschine mit allen eingezeichneten Wicklungen und Koordinatensystem.

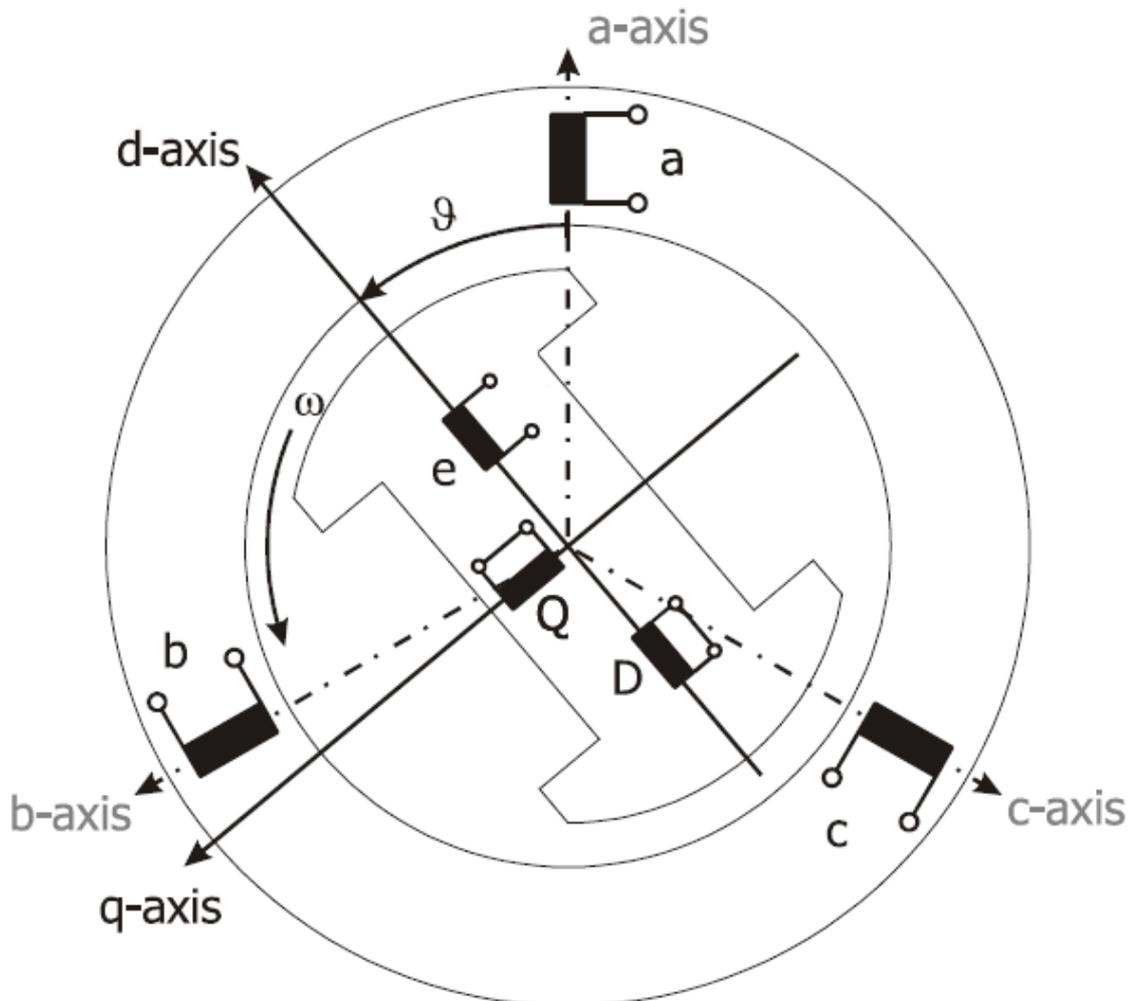


Abbildung 2-6: Schenkelpolmaschine [4]

Die Wicklungen a, b und c stellen die Statorwicklungen dar. D und Q stellen die Dämpferwicklung dar, wobei die Wicklung D direkt in d-Richtung und die Wicklung Q direkt in q-Richtung angenommen werden kann. Wicklung e ist die Erregerwicklung und hat nur eine Längskomponente. Der Rotor dreht sich mit Winkelgeschwindigkeit  $\omega$ . Der Polradwinkel  $\vartheta$  ist der Winkel zwischen Längsachse und dem Statorfeld.

Die mathematische Beschreibung geschieht anhand der Spannungsgleichungen und der Flussgleichungen. Hier müssen alle Gleichungen in d- bzw. q-Richtung angegeben werden. Außerdem ist eine Gliederung in Stator- und Rotorgleichungen sinnvoll.

### Spannungsgleichungen des Stators

$$U_d = R_1 \cdot I_d + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q \quad (24)$$

$$U_q = R_1 \cdot I_q + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d \quad (25)$$

$$\omega_n = 2\pi \cdot f \quad (26)$$

### Spannungsgleichungen des Rotors

$$U_E = R_E \cdot I_E + \frac{d\Psi_E}{dt} \quad (27)$$

$$0 = R_D \cdot I_D + \frac{d\Psi_D}{dt} \quad (28)$$

$$0 = R_Q \cdot I_Q + \frac{d\Psi_Q}{dt} \quad (29)$$

### Flussverkettungen in Längsrichtung

$$\Psi_d = (X_l + X_{md}) \cdot I_d + X_{md} \cdot I_E + X_{md} \cdot I_D \quad (30)$$

$$\Psi_E = X_{md} \cdot I_d + (X_{md} + X_{rl} + X_{le}) \cdot I_E + (X_{md} + X_{rl}) \cdot I_D \quad (31)$$

$$\Psi_D = X_{md} \cdot I_d + (X_{md} + X_{rl}) \cdot I_E + (X_{md} + X_{rl} + X_{lD}) \cdot I_D \quad (32)$$

### Flussverkettungen in Querrichtung

$$\Psi_q = (X_l + X_{mq}) \cdot I_q + X_{mq} \cdot I_Q \quad (33)$$

$$\Psi_Q = X_{mq} \cdot I_q + (X_{mq} + X_{rl} + X_{lQ}) \cdot I_Q \quad (34)$$

### Elektrisches Moment

$$M_e = \Psi_d \cdot I_q - \Psi_q \cdot I_d \quad (35)$$

Aus den obigen Differentialgleichungen geht hervor, dass der Stromfluss in Ständer- und Erregerwicklung im stationären Betrieb konstant ist. In der Dämpferwicklung fließt kein Strom. Dadurch, dass der Strom konstant ist, ist auch der Fluss konstant. Es wirken die synchronen Reaktanzen.

$$X_d = X_l + X_{md} \quad (36)$$

$$X_q = X_l + X_{mq} \quad (37)$$

Kommt es nun zum Kurzschluss bricht die Spannung ein und ist augenblicklich Null. Damit der Wert des Flusses nach Eintritt des Kurzschlusses keine Änderung erfährt, müssen in Stator- und Rotorwicklung große Ströme fließen. Durch die auftretenden Kurzschlussströme werden die Feldlinien in Luftwege abgetrennt. Dies ist durch das Bestreben der Wicklungen mit der gleichen Anzahl an Feldlinien verknüpft zu bleiben, zu erklären. Dadurch wird die wirksame Induktivität  $L$  kleiner, da die relative Permeabilität der Luft tausendmal kleiner ist als die relative Permeabilität von Eisen.

Aus den Gleichungen (24)-(34) lassen sich, durch ineinander überführen, die Rotorgrößen eliminieren und man erhält den Fluss in Abhängigkeit des Statorstromes und der Erregerspannung, für Längs- und Querrichtung. Aus diesen Gleichungen lassen sich die wirksamen Reaktanzen und Zeitkonstanten bestimmen.

Ändert sich der Hauptfluss schnell, kommen  $X_d''$  und  $X_q''$  zur Anwendung. Sie werden als subtransiente Reaktanzen bezeichnet und beinhalten die Auswirkung der Dämpferwicklung.

$$X_d'' = x_d \cdot \frac{T_d' \cdot T_d''}{T_{d0}' \cdot T_{d0}''} = X_l + \frac{X_{rl} \cdot X_{lE} \cdot X_{md} + X_{rl} \cdot X_{lD} \cdot X_{md} + X_{lE} \cdot X_{lD} \cdot X_{md}}{X_{lE} \cdot X_{md} + X_{rl} \cdot X_{lE} + X_{lD} \cdot X_{md} + X_{rl} \cdot X_{lD} + X_{lE} \cdot X_{lD}} \quad (38)$$

$$X_q'' = X_q \cdot \frac{T_q''}{T_{q0}''} = X_l + \frac{X_{mq} \cdot X_{lQ}}{X_{mq} + X_{lQ}} \quad (39)$$

Ist die Flussverkettung der Dämpferwicklung eingeschwungen kommt  $X_d'$  zur Anwendung. Es gibt kein  $X_q'$ , denn man sieht in der Formel für  $X_q''$  schon, dass in Querrichtung als Streuinduktivität nur jene der Dämpferwicklung vorkommt. Ist die Flussverkettung in der Dämpferwicklung eingeschwungen wirkt in q-Richtung sofort  $X_q$ .

$$X_d' = X_d \cdot \frac{T_d'}{T_{d0}'} = X_l + \frac{X_{lE} \cdot X_{md} + X_{rl} \cdot X_{md}}{X_{lE} + X_{rl} + X_{md}} \quad (40)$$

Im Zusammenhang der transienten und subtransienten Reaktanzen spricht auch von Leerlauf- bzw. Kurzschlusszeitkonstanten. Sie beschreiben in welchen Zeiträumen eines Ausgleichvorgangs, welche Reaktanzen wirken.

Transiente und subtransiente Leerlaufzeitkonstanten

$$T_{d0}' = \frac{X_{lE} + X_{rl} + X_{md}}{\omega_n \cdot R_E} \quad (41)$$

$$T''_{d0} = \frac{1}{\omega_n \cdot R_D} \cdot \left( X_{lD} + \frac{X_{lE} \cdot X_{md} + X_{lE} \cdot X_{rl}}{X_{lE} + X_{rl} + X_{md}} \right) \quad (42)$$

$$T''_{q0} = \frac{X_{lQ} + X_{mq}}{\omega_n \cdot R_Q} \quad (43)$$

Transiente und subtransiente Kurzschlusszeitkonstanten

$$T'_d = \frac{1}{\omega_n \cdot R_E} \cdot \left( X_{lE} + X_{rl} + \frac{X_l \cdot X_{md}}{X_l + X_{md}} \right) \quad (44)$$

$$T''_d = \frac{1}{\omega_n \cdot R_D} \cdot \left( X_{lD} + \frac{X_{lE} \cdot X_{rl} \cdot X_{md} + X_l \cdot X_{lE} \cdot X_{md} + X_l \cdot X_{lE} \cdot X_{rl}}{X_{lE} \cdot X_{md} + X_{lE} \cdot X_l + X_{rl} \cdot X_{md} + X_{rl} \cdot X_l + X_l \cdot X_{md}} \right) \quad (45)$$

$$T''_q = \frac{1}{\omega_n \cdot R_Q} \cdot \left( X_{lQ} + \frac{X_l \cdot X_{mq}}{X_l + X_{mq}} \right) \quad (46)$$

## 2.6.2 Mechanisches Modell

Die Bewegungsgleichung der Synchronmaschine beschreibt das mechanische Verhalten.

$$\frac{J \cdot \omega_n^2}{p_z^2 \cdot S_n} \cdot \frac{dn}{dt} = T_a \frac{dn}{dt} = M_m - M_e \quad (47)$$

Die Ableitung des Polradwinkels kann als Differenz zwischen Rotorkreisfrequenz und elektrischer Kreisfrequenz angegeben werden.

$$\frac{d\vartheta}{dt} = \omega_r - \omega_n \quad (48)$$

Oft wird der erste Bruch der Bewegungsgleichung, Formel (47), zur Anlaufzeitkonstante zusammengefasst. In diesem Modell wird sie auf die Nennscheinleistung der Maschine bezogen. Es wäre auch möglich sie auf die Nennwirkleistung zu beziehen.

$$T_a = \frac{J \cdot \omega_n^2}{p_z^2 \cdot S_n} \quad (49)$$

Oft wird die normierte Trägheitszeitkonstante verwendet.

$$H = \frac{1}{2} \cdot T_a \quad (50)$$

Die Umrechnung zwischen mechanischer und elektrischer Kreisfrequenz erfolgt über die Polpaarzahl.

$$\omega_{r,n} = \frac{\omega_n}{p_z} \quad (51)$$

Unter Umformung der Gleichungen für Trägheitszeitkonstante und Anlaufzeitkonstante und Verwendung der mechanischen Kreisfrequenz kann die Trägheit folgendermaßen ausgedrückt werden.

$$J = \frac{2 \cdot H \cdot S_n}{\omega_{r,n}^2} = \frac{2 \cdot H \cdot S_n}{(2\pi \cdot n_n)^2} \quad (52)$$

Die gespeicherte Energie der Schwungmasse ist für Stabilitätsbetrachtungen oft von Interesse.

$$\begin{aligned} W &= \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{r,n}^2 = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2\pi \cdot n_{(t)})^2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{2 \cdot H \cdot S_n}{(2\pi \cdot n_n)^2} \cdot (2\pi \cdot n_{(t)})^2 = H \cdot S_n \cdot \frac{(2\pi \cdot n_{(t)})^2}{(2\pi \cdot n_n)^2} \\ &= H \cdot S_n \cdot \left(\frac{n_{(t)}}{n_n}\right)^2 \end{aligned} \quad (53)$$

Die abgegebene bzw. aufgenommene Energie der Schwungmasse kann als Differenz zwischen Energie der Schwungmasse zum Zeitpunkt  $t_1$  und Energie der Schwungmasse zum Zeitpunkt  $t_2$  ausgedrückt werden.

$$W = H \cdot S_n \cdot \left(\frac{n_{(t_1)}}{n_n}\right)^2 - H \cdot S_n \cdot \left(\frac{n_{(t_2)}}{n_n}\right)^2 \quad (54)$$

## 2.7 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

### 2.7.1 Elektrisches Modell

Bei dem verwendeten Modell der Asynchronmaschine handelt es sich um eine Schleifringläufermaschine. Die Schleifringe werden an einen Pulswechselrichter geschlossen, welcher über die in den Rotor gespeiste Spannung die Leistungsaufnahme bzw. -abgabe regelt.

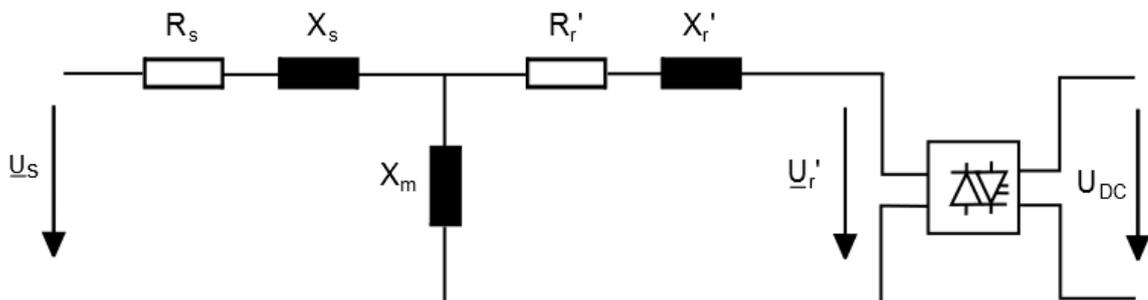


Abbildung 2-7: Ersatzschaltbild der doppelt gespeisten Asynchronmaschine

Die Spannungsgleichungen der doppelt gespeisten Asynchronmaschine sind im Prinzip jene des Kurzschlussläufers mit der Veränderung, dass die Rotorspannung ungleich Null ist.

$$\underline{U}_s = R_s \cdot \underline{I}_s + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\Psi_s}{dt} + j\Psi_s \quad (55)$$

$$\underline{U}_r' \cdot e^{j(\omega_r - \omega_n)t} = R_r' \cdot \underline{I}_r' + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\Psi_r'}{dt} + j \frac{\omega_n - \omega_r}{\omega_n} \cdot \underline{\Psi}_r' \quad (56)$$

Die Flussgleichungen sehen wie folgt aus.

$$\underline{\Psi}_s = (X_s + X_m) \cdot \underline{I}_s + X_m \cdot \underline{I}_r' \quad (57)$$

$$\underline{\Psi}_r' = X_m \cdot \underline{I}_s + (X_r' + X_m) \cdot \underline{I}_r' \quad (58)$$

Die Spannung des Pulswechselrichters wird in Längs- und Querrichtung angegeben.

$$U_{rd} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot Pm_d \cdot \frac{U_{DC}}{U_{rn}} \quad (59)$$

$$U_{rq} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot Pm_q \cdot \frac{U_{DC}}{U_{rn}} \quad (60)$$

Der integrierte Pulswechselrichter ist im Modell verlustlos, somit gilt folgende Beziehung.

$$P_r = \operatorname{Re} \{ \underline{U}_r \cdot \underline{I}_r^* \} = U_{DC} \cdot I_{DC} = P_{DC} \quad (61)$$

Alle Größen des Rotors werden auf den Stator bezogen. So werden der Strom im Rotor, die Spannung am Rotor und der Fluss des Rotors mit dem Übersetzungsverhältnis  $\ddot{u}$  auf den Stator bezogen.

$$\underline{I}_r' = \frac{1}{\ddot{u}} \cdot \underline{I}_r \quad (62)$$

$$\underline{U}_r' = \ddot{u} \cdot \underline{U}_r \quad (63)$$

$$\underline{\Psi}_r' = \ddot{u} \cdot \underline{\Psi}_r \quad (64)$$

Der ohmsche Widerstand und die Streuinduktivität des Rotors werden mit  $\ddot{u}^2$  übersetzt.

$$R_r' = \ddot{u}^2 \cdot R_r \quad (65)$$

$$X_r' = \ddot{u}^2 \cdot X_r \quad (66)$$

## 2.7.2 Mechanisches Modell

Wie bei der Synchronmaschine wird auch hier die Bewegungsgleichung für rotierende Massen verwendet.

$$J \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = M_m - M_e \quad (67)$$

Die Anlaufzeitkonstante und die Trägheitszeitkonstante werden auf die Nennscheinleistung bezogen.

$$T_a = \frac{J \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p_z^2} \quad (68)$$

$$H = \frac{1}{2} \cdot T_a \quad (69)$$

Da es sich bei der Asynchronmaschine auch um eine Maschine mit rotierender Masse handelt, kann die Energie auf demselben Weg, wie im Fall der Synchronmaschine, berechnet werden. Die gespeicherte kinetische Energie der Schwungmasse im stationären Betrieb kann folgenderweise berechnet werden.

$$\begin{aligned} W &= \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{r,n}^2 = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2\pi \cdot n_{(t)})^2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{2 \cdot H \cdot S_n}{(2\pi \cdot n_n)^2} \cdot (2\pi \cdot n_{(t)})^2 = H \cdot S_n \cdot \frac{(2\pi \cdot n_{(t)})^2}{(2\pi \cdot n_n)^2} \\ &= H \cdot S_n \cdot \left(\frac{n_{(t)}}{n_n}\right)^2 \end{aligned} \quad (70)$$

Die abgegebene bzw. aufgenommene Energie der Schwungmasse kann als Differenz zwischen Energie der Schwungmasse zum Zeitpunkt  $t_1$  und Energie der Schwungmasse zum Zeitpunkt  $t_2$  ausgedrückt werden. Im Unterschied zu der Synchronmaschine ist die Drehzahl des Rotors in gewissen Grenzen unabhängig von der Netzfrequenz.

$$W = H \cdot S_n \cdot \left(\frac{n_{(t_1)}}{n_n}\right)^2 - H \cdot S_n \cdot \left(\frac{n_{(t_2)}}{n_n}\right)^2 \quad (71)$$

## 2.8 Reglermodelle

### 2.8.1 Spannungs-Blindleistungs-Regelung SVC

Als SVC-Regler kommt das IEEE-Modell CSVGN5 zur Anwendung.

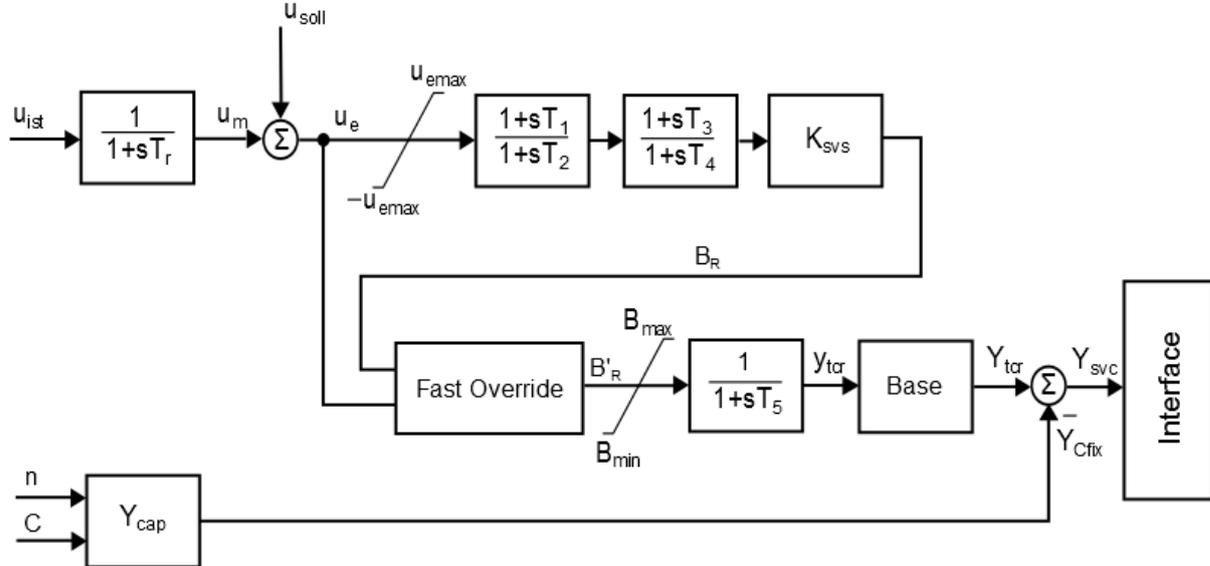


Abbildung 2-8: Regler CSVGN5

Die Spannung  $u_{ist}$  wird gemessen und über ein Messzeitverzögerungsglied ohne Verstärkung an einen Summierpunkt geführt. Hier wird  $u_e$  als Differenz von Soll- und Istwert gebildet. Diese Größe wird über ein Beschränkungsglied auf zwei Lead-lag Glieder geführt. Die Lead-lag-Glieder verbessern die dynamischen Eigenschaften des Reglers. Hierbei wird die integrierende Zeitkonstante höher gewählt als die differenzierende. Das hat den Sinn, dass eine schnellere Regelung möglich ist, dafür wird ein leichtes Überschwingen geduldet. Anschließend findet eine Verstärkung mittels reinem Proportionalitätsgliedes statt. Die so entstandene Größe wird als  $B_R$  bezeichnet. Die Spannungsdifferenz  $u_e$  wird auch an den Fast-Override Block gelegt. Dieser hat die Aufgabe einen Vergleich zu erstellen. Weicht die gemessene Spannung zu stark vom Sollwert der Spannung ab, findet kein Betrieb über die Regelstrecke statt. Es wird in diesem Fall der maximale bzw. minimale Suszeptanzwert ausgegeben. Beim maximalen Wert wird noch ein spannungsabhängiger Anteil subtrahiert. Befindet sich die Spannung in dem vorgewählten Band DV, wird der Blindleitwert der Regeleinheit ausgegeben.

$$\text{If: } u_e < DV_{min} \rightarrow B'_R = B_{Rmin} \quad (72)$$

$$\text{If: } DV_{max} > u_e > DV_{min} \rightarrow B'_R = B_R \quad (73)$$

$$\text{If: } u_e > DV_{max} \rightarrow B'_R = B_{Rmax} - K_{sd} \cdot (u_e - DV) \quad (74)$$

Für  $DV_{min}$  und  $DV_{max}$  gilt folgende Beziehung.

$$DV_{min} = \frac{B_{min}}{K_{SVC}} \quad (75)$$

$$DV_{max} = \frac{B_{max}}{K_{SVC}} \quad (76)$$

Der so ermittelte Blindleitwert der Induktivität wird über eine Zeitverzögerung, welche für die Thyristoren steht, und eine Beschränkung für maximalen bzw. minimalen Blindleitwert geführt. Anschließend findet eine Multiplikation mit dem Nennwert statt, da bis jetzt in per unit Größen gearbeitet wurde. Im folgenden Summierungspunkt wird noch der Blindleitwert der Kapazitäten abgezogen. So erhält man den benötigten Leitwert des SVCs.

Über ein Interface werden aus diesem gewünschten Leitwert Ansteuersignale, Zünd- und Löschwinkel, für die Thyristoren gebildet.

### 2.8.2 Spannungsregler des Synchronous Condensers

Die Synchronmaschinen zur Blindleistungsbereitstellung befinden sich im reinen Phasenschieberbetrieb und liefern keine Wirkleistung. Sie werden mit einem Spannungsregler versehen. Der Spannungsregler regelt die Generatorklemmenspannung und Blindleistungsabgabe durch Veränderung der Erregerspannung. Wird die Erregung verändert, verändert sich hauptsächlich die Blindleistungsabgabe der Maschine und nur in geringem Ausmaß die Statorspannung.

Die Wahl des Erregersystems hat eine große Auswirkung auf das dynamische Verhalten der Maschine. Um schnell auf Spannungseinbrüche zu reagieren und Blindleistung bereitzustellen wird ein statisches Erregersystem gewählt. Im Gegensatz zu anderen Erregereinrichtungen wird hier keine weitere rotierende Maschine benötigt. Es wird mittels Leistungselektronik eine Gleichspannung erzeugt, welche über Schleifringe an die Feldwicklung der Synchronmaschine gelegt wird.

Dadurch ergibt sich eine Erregerspannung, welche der Statorspannung direkt proportional ist. Diese Erregereinheit ist sehr schnell, da die Zeitkonstante des elektronischen Gleichrichters im Vergleich zur Zeitkonstante von Hilfserregermaschinen sehr klein ist. Die Erregerenergie kann von einer fremden Spannungsquelle oder von den Generatorklemmen selbst zur Verfügung gestellt werden. Bei letzterer Variante wird zusätzlich noch ein Stromtransformator vorgeschrieben um im Kurzschlussfall einen stromabhängigen Anteil hinzuzufügen, und somit die Erregung aufrecht zu erhalten.

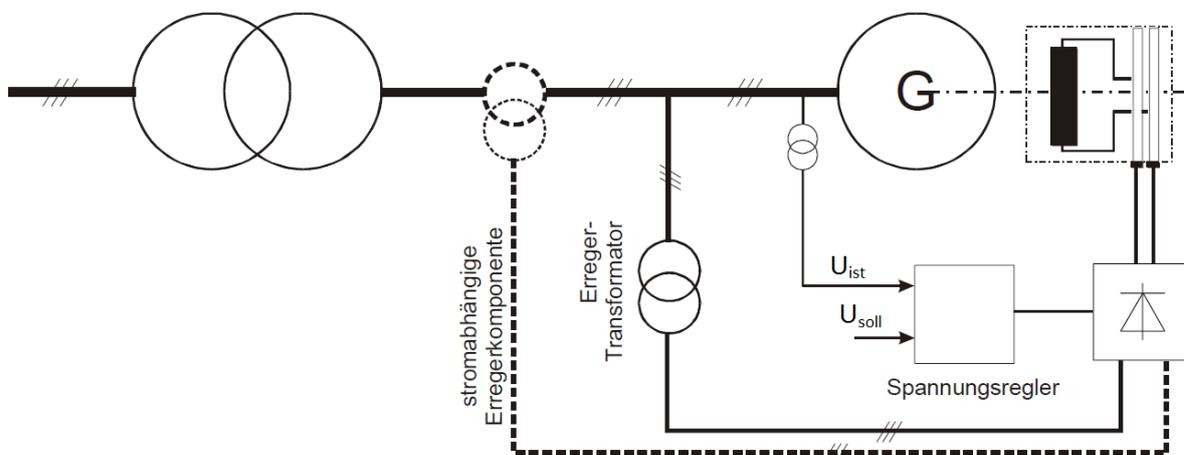


Abbildung 2-9: Statische Erregereinrichtung [11]

Bei dem Spannungsregler handelt es sich im Prinzip um das Modell EXST1A. Im Vergleich zum IEEE Standard wurden ein paar Vereinfachungen getroffen.

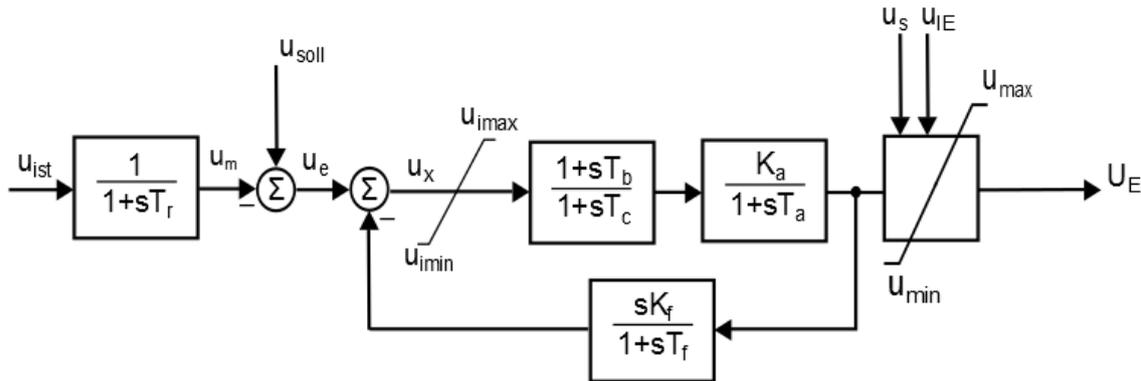


Abbildung 2-10: Vereinfachter Spannungsregler EXST1A

Als Eingangsgrößen werden  $u_{ist}$  und  $u_{soll}$  verwendet. Hierbei handelt es sich um die gewünschte Statorklemmenspannung ( $u_{soll} = 1.0$  p.u.) und die momentane, tatsächliche Klemmenspannung. Der Istwert der Spannung wird über einen Messumformer an einen Summierpunkt geführt. Die Übertragungsfunktion des Messumformers beinhaltet keine Verstärkung. Es kommt nur zu einer sehr kurzen Verzögerung der Eingangsspannung aufgrund der Messung. Im folgendem wird am Summierpunkt die Differenz  $u_e$  gebildet.

$$u_e = u_{soll} - u_m \quad (77)$$

Diese Regelabweichung wird über einen Begrenzer einem Lead-lag Glied zugeführt. Dieses hat die Aufgabe die transiente Verstärkung des Reglers zu beeinflussen. Der Regler weist somit ein besseres dynamische Verhalten auf.

Bei folgendem Glied handelt sich um eine Übertragungsfunktion erster Ordnung mit Verstärkung. Die Verzögerungszeit,  $T_a$ , ergibt sich durch die Zeit welche der Regler braucht um nach zu regeln. Die Verstärkung wird mit  $K_a$  bezeichnet.

Die so erhaltene Erregerspannung dient als Eingangsgröße einer limitierenden Einheit. Als weitere Eingangsgrößen werden noch die Statorspannung,  $u_s$ , und der Erregerstrom benötigt. Der Erregerstrom wird als eine dem Erregerstrom proportionale Spannung  $u_{IE}$  verwendet.

$$u_{max} = u_s \cdot V_{Rmax} - K_c \cdot u_{IE} \quad (78)$$

$$u_{min} = u_s \cdot V_{Rmin} - K_c \cdot u_{IE} \quad (79)$$

Die Grenzen  $V_{Rmin}$  und  $V_{Rmax}$ , auch als obere und untere Deckenspannung bekannt, können vorgegeben werden. Die beschränkenden Spannungen werden hier jedoch um einen strombeschränkenden Teil erweitert. Das ist nötig da der Aufbau eine hohe Leistungsfähigkeit und Dynamik aufweist und es ohne zusätzliche Begrenzung zur Beschädigungen der Erregerwicklung kommen könnte.

Die untere Deckenspannung kann auch negativ gewählt vorgegeben werden, wenn es sich beim Gleichrichter um einen Vollbrückengleichrichter handelt. Bei einem Halbbrückengleichrichter gilt  $V_{Rmin} = 0$ . Der Faktor  $K_c$  steht hierbei für den Einfluss des Gleichrichters.

### 2.8.3 Drehzahl- und Spannungsregelung der doppelt gespeisten ASM

Die Regelstruktur für die doppelt gespeiste Asynchronmaschine ist kaskadenförmig aufgebaut. Es werden ein Drehzahlregler, ein Spannungsregler, ein Leistungsregler und ein Stromregler verwendet, siehe Abbildung 2-11.

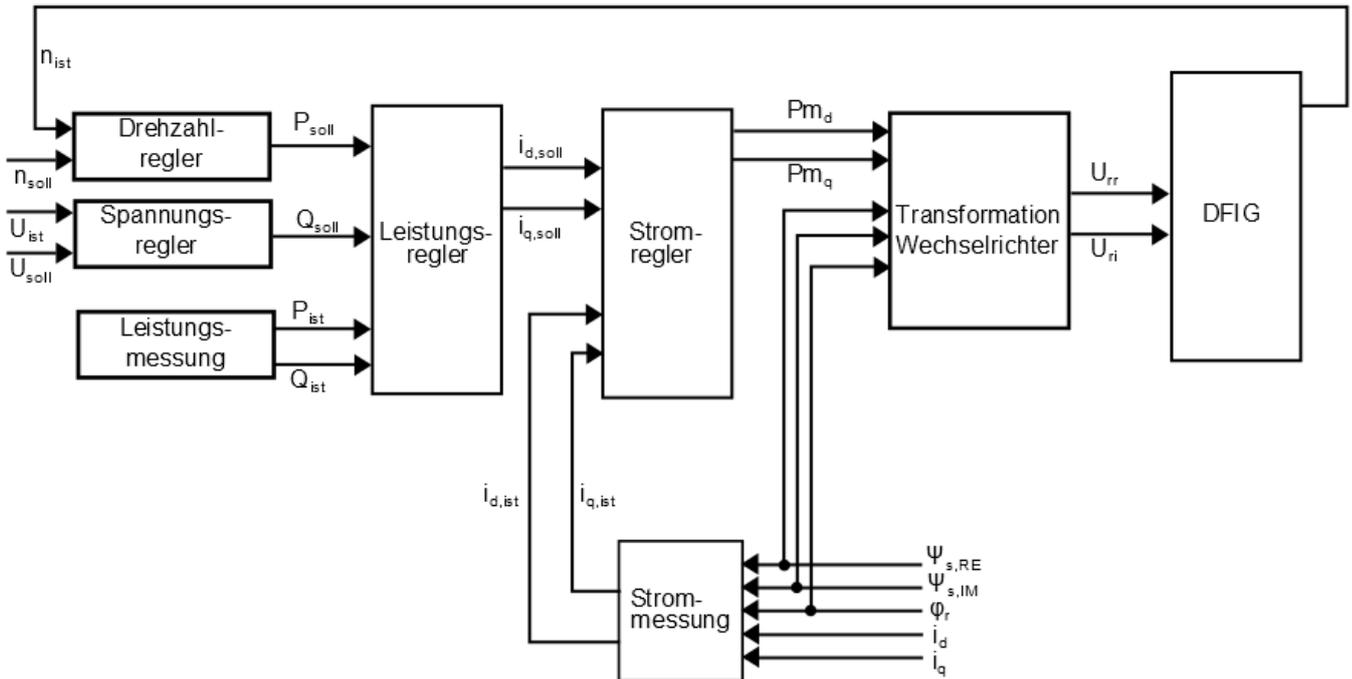


Abbildung 2-11: Reglerstruktur der DASM

Der Drehzahlregler verwendet als Eingangssignale die momentane Drehzahl der Asynchronmaschine und den gewünschten Sollwert. Als Ausgangssignal generiert er den Wirkleistungssollwert für den Leistungsregler. Dabei wird die Differenz zwischen Ist- und Sollwert der Drehzahl über ein PID-Glied geführt. Dies enthält Verstärkungsfaktoren für die jeweiligen Anteile. Darauf folgt eine Zeitverzögerung, welche die Geschwindigkeit des Reglers bestimmt. Vor der Ausgabe erfolgt eine Beschränkung mit den Grenzen  $P_{soll,max}$  und  $P_{soll,min}$ .

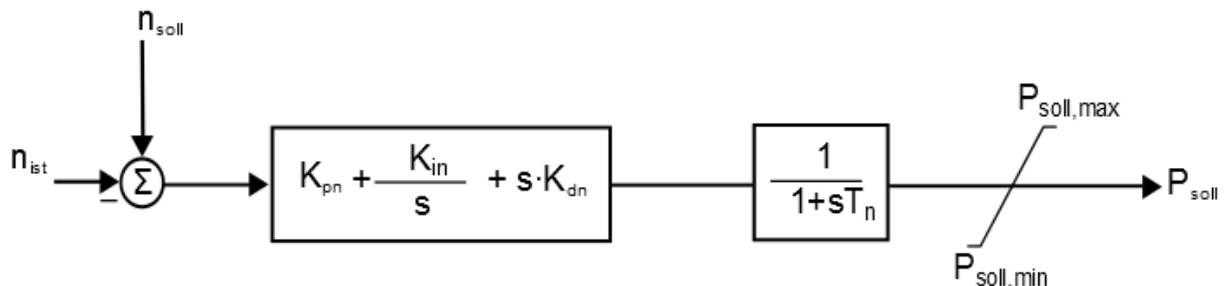


Abbildung 2-12: Drehzahlregler der DASM

Um den Sollwert der Blindleistung zu erhalten wird die Spannung der Sammelschiene gemessen und mit einer Sollspannung von 1.0 p.u. verglichen. Beim Spannungsregler handelt es sich nur um einen simplen Proportional-Regler, Abbildung 2-13.

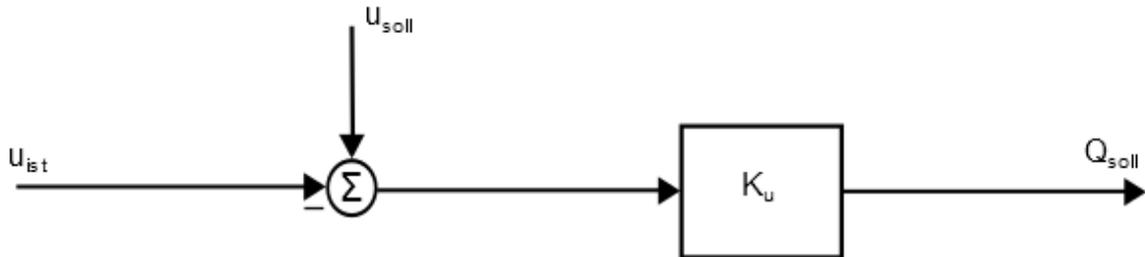


Abbildung 2-13: Spannungsregler der DASM

Die Ausgangsgrößen des Drehzahl- und Spannungsreglers dienen als Eingangsgrößen für den Leistungsregler. Weitere Eingangsgröße sind die tatsächlichen Leistungen, welche durch eine Leistungsmessung ermittelt werden. Im Zweig der Wirkleistungsregelung befindet sich ein Umschalter zwischen  $P_{soll(Drehzahl)}$  und  $P_{soll(Fehler)}$ . Der Wert  $P_{soll(Drehzahl)}$  wird vom Drehzahlregler vorgegeben.  $P_{soll(Fehler)}$  ist ein selbst zu wählender Parameter. Er gibt an wie viel Wirkleistung während eines definierten Fehlers abgegeben werden soll. Hierbei wird die Maschine langsamer, da die Drehzahlregelung bewusst außer Kraft gesetzt wird. Es wird dabei gespeicherte Energie aus der Schwungmasse abgegeben. Es folgen die Bildung der Regelabweichung, Beschränkung mit Grenzen und ein Proportionalregler mit Zeitverzögerung. Als Ausgangsgröße wird der Rotorstromsollwert in Längsrichtung generiert. Auch im Blindleistungsregler befindet sich ein Umschalter zwischen  $Q_{soll}$  und  $Q_{soll(Fehler)}$ . Der Wert  $Q_{soll}$  wird vom Spannungsregler vorgegeben. Der Wert  $Q_{soll(Fehler)}$  kann wieder frei gewählt werden. Bei dem Q-Regler handelt es sich um einen PI-Regler, der die q-Komponente des Rotorstromsollstroms für den nachgeschalteten Stromregler vorgibt.

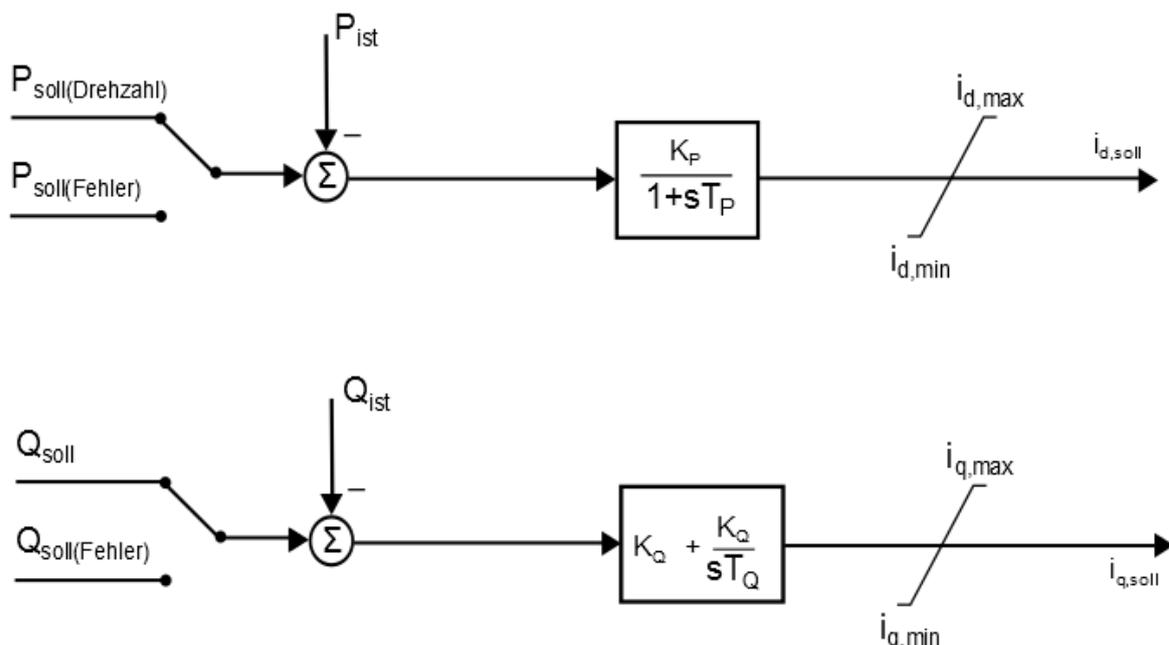


Abbildung 2-14: PQ-Regler der DASM

Die Sollwerte der Rotorströme werden im Stromregler mit den Istwerten verglichen. Der Stromregler besteht aus einer Verstärkung und einer Zeitverzögerung. Bei den Ausgangsgrößen handelt es sich um die Pulsweitenmodulationsfaktoren. Diese Faktoren werden vom Block *Transformation Wechselrichter* aus Abbildung 2-11 umgewandelt in die Rotorspannung. Dieser Transformationsblock braucht als zusätzliche Eingangsgrößen den Statorfluss und die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom. Das ist nötig, da der Stromregler im Statorflusskoordinatensystem arbeitet, die Asynchronmaschine jedoch die Rotorspannung im Rotorflusskoordinatensystem benötigt.

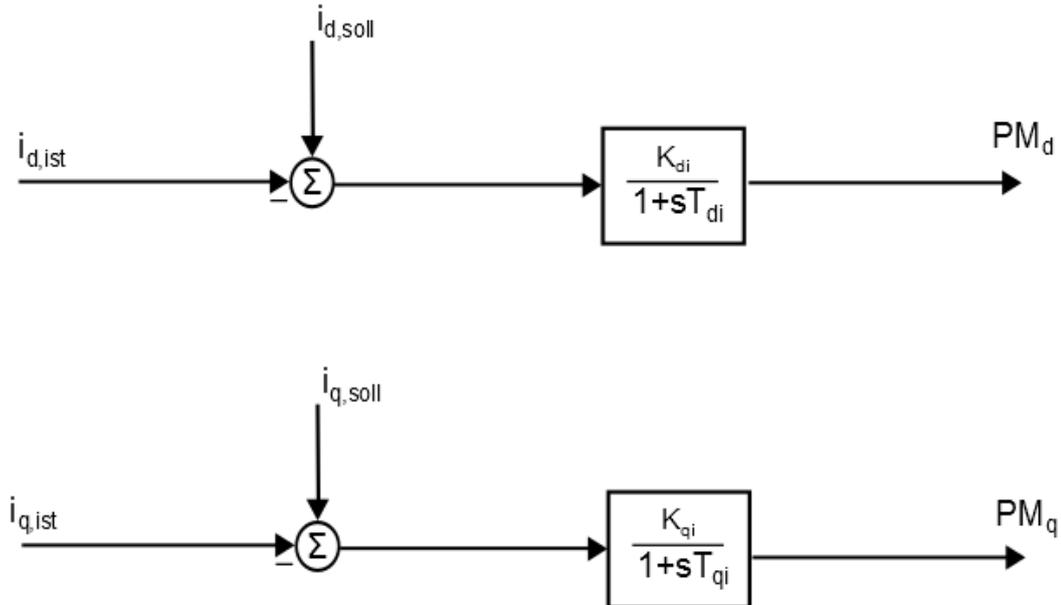


Abbildung 2-15: Stromregler der DASM

### 3 Simulation

#### 3.1 Beschreibung des Netzes

Bei dem Stromnetz von Neufundland, eine Insel vor der Ostküste von Kanada, handelt es sich um ein Inselnetz. Dieser Zustand wird nicht mehr lange andauern, denn Kanada hat 2012 mit dem Bau einer HGÜ Leitung begonnen. Diese HGÜ soll vom Festland, von der Provinz Labrador, nach Neufundland führen. Der Verlauf ist in Abbildung 3-1 orange eingefärbt.

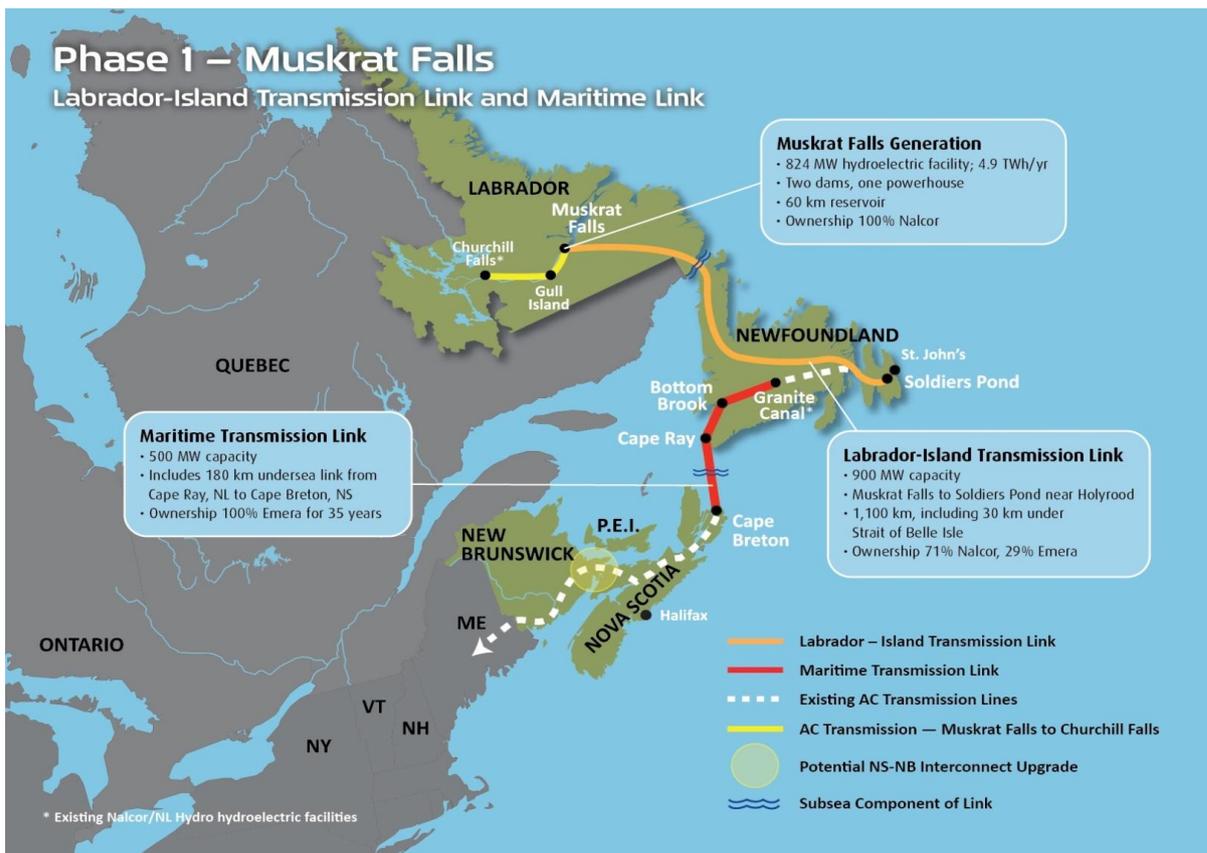


Abbildung 3-1: Lower Churchill Projekt, Phase 1 [1]

Im Rahmen dieses Projekts, das sich Lower Churchill Projekt nennt, wird auch eine zweite HGÜ Leitung in die Provinz Nova Scotia gebaut. Der Bau dieser Leitung, mit dem Namen Maritime Transmission Link, soll 2014 starten. Ebenso wird ein Wasserkraftwerk mit einer Nennleistung von 824 MW in Labrador an den Muskrat Falls errichtet. Dieses Kraftwerk ist der Startpunkt der HGÜ. Das Ende der Leitung auf Neufundland wird in Soldiers Pond sein, in der Nähe der Stadt St. Johns.

In der zweiten Phase des Projekts ist ein Wasserkraftwerk auf der Strecke zwischen den Churchill Falls und den Muskrat Falls geplant. Der Standort heißt Gull Island und soll eine Leistung von 2,25 GW aufweisen. Um diese Leistung ab zu transportieren sind auch weitere Leitungen Richtung USA geplant. Die zweite Phase des Lower Churchill Projekts ist in Abbildung 3-2 ersichtlich.

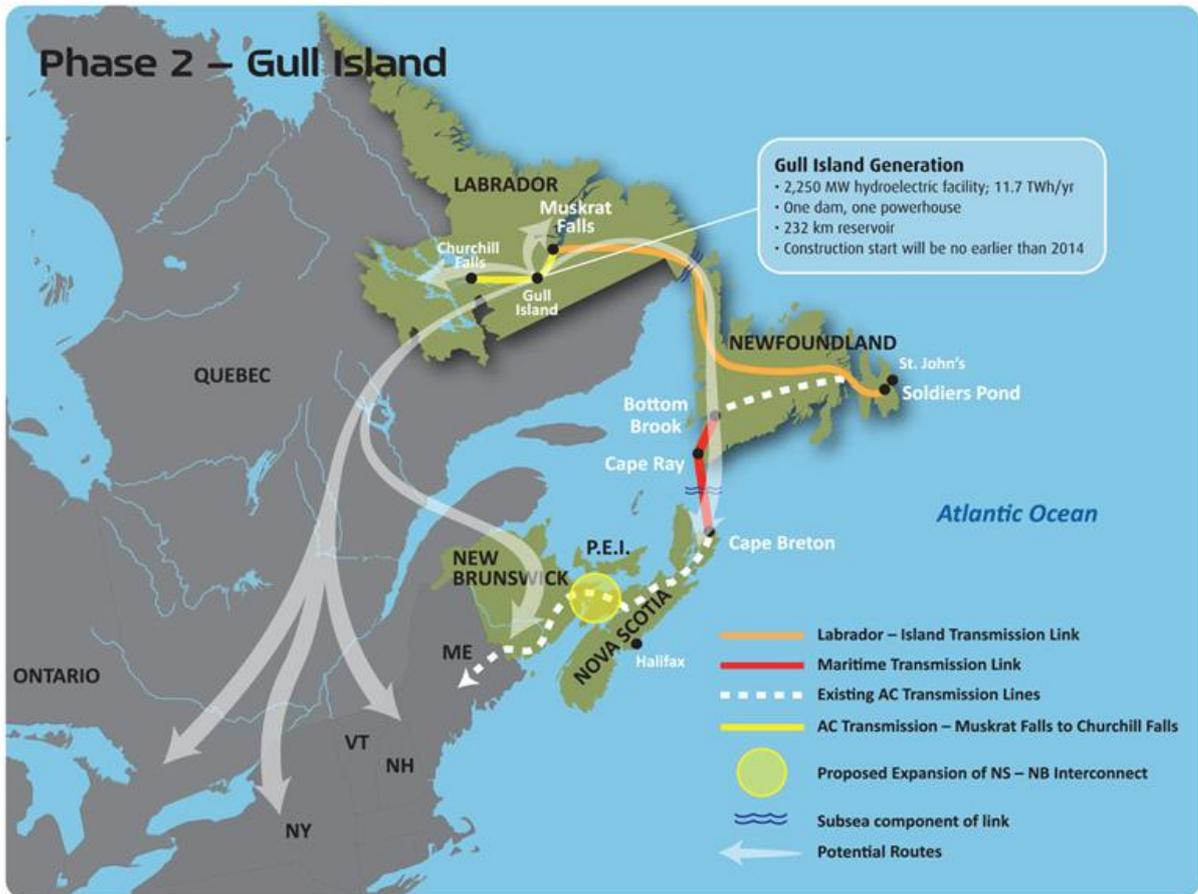


Abbildung 3-2: Lower Churchill Projekt, Phase 2 [1]

Im Inselnetz von Neufundland gleicht ein HGÜ Ausfall einem großen Kraftwerksausfall. Bei einem solchen Ereignis wird das Wirkleistungsdefizit durch alle im Netz vorhandenen Synchronmaschinen ausgeglichen. Der Spannungseinbruch jedoch, der mit dem Ausfall der HGÜ einher geht, muss regional bekämpft werden. Deswegen ist es notwendig in schwachen Netzknoten Blindleistungsreserve zur Spannungshaltung bereit zu stellen. Im Rahmen dieses Projekts wird auch eine zusätzliche Blindleistungsbereitstellung auf Neufundland geplant und zwar am Knoten Soldiers Pond.

In Abbildung 3-3 sieht man den Netzplan von Neufundland. Die Farben, stellen unterschiedliche Spannungsebenen dar.



Abbildung 3-3: Netzplan von Neufundland [2]

Dieses Netz wurde in DigSilent PowerFactory nachgebildet. Es wurde nur die 230 kV (rot) und die 138 kV (grün) Spannungsebene nachgebildet, da der Großteil des Leistungsflusses in diesen Ebenen stattfindet und eine genauere Betrachtung mit den unterlagerten Netzen nicht nötig ist. Als Freileitungsparameter wurden typische Werte verwendet, Tabelle 3-1. Die Längen der Leitungen wurden unter Bekanntheit des Verlaufs aus Abbildung 3-3, mittels GoogleMaps ermittelt und sind in Tabelle 3-2 ersichtlic.

**Tabelle 3-1: Verwendete Freileitungsparameter**

<b>U</b>	<b>R<sub>1</sub>'</b>	<b>L<sub>1</sub>'</b>	<b>C<sub>1</sub>'</b>	<b>G<sub>1</sub>'</b>
<b>kV</b>	<b>Ω/m</b>	<b>mH/m</b>	<b>nF/m</b>	<b>S/m</b>
138	0,170	1,1	8,9	0
230	0,075	1,0	9,0	0

**Tabelle 3-2: Länge der Freileitungen**

<b>Leitungen 230kV</b>	<b>von</b>	<b>bis</b>	<b>Länge in km</b>
TL247	Cat Arm	Deer Lake	120
TL248	Deer Lake	Massey Drive	55
TL228	Massey Drive	Buchans	90
TL221	Buchans	Bottom Brook	150
TL209	Bottom Brook	Stephenville1	25
TL238	Stephenville1	Stephenville2	5
TL211	Bottom Brook	Massey Drive	62
TL205	Buchans	Stony Brook	85
TL232	Buchans	Stony Brook	85
TL235	Stony Brook	Grand Falls	5
TL204	Stony Brook	Bay d Espoir	125
TL231	Stony Brook	Bay d Espoir	125
TL202	Bay d Espoir	Sunnyside	150
TL206	Bay d Espoir	Sunnyside	150
TL234	Bay d Espoir	Upper Salmon	64
TL263	Upper Salmon	Granite Canal	70
New	Bay d Espoir	Soldiers Pond	200
TL203	Sunnyside	Western Avalon	50
TL207	Sunnyside	CBC (ComebyChanche)	8
TL237	CBC	Western Avalon	45
TL208	Western Avalon	Voiseys Bay Nickel	18
TL201.1	Western Avalon	Soldiers Pond	70
TL217.1	Western Avalon	Soldiers Pond	70
TL217.2	Soldiers Pond	Holyrood	8
TL218.1	Soldiers Pond	Holyrood	8
TL242.1	Soldiers Pond	Holyrood	8
TL218.2	Soldiers Pond	Oxen Pond	25
TL236	Oxen Pond	Hardwoods	5
TL242.2	Hardwoods	Soldiers Pond	20
TL201.2	Hardwoods	Soldiers Pond	20
<b>Leitungen 138kV</b>	<b>von</b>	<b>bis</b>	<b>Länge in km</b>
TL280	Buchans	Star Lake	50
TL245	Deer Lake	Howley	25
TL243	Howley	Hinds Lake	15
TL224	Howley	Indian River	55
TL223	Howley	Springdale	20

TL222	Howley	South Brook	25
TL221	Howley	Stony Brook	85
TL 444	Stony Brook	Sunnyside	300
TL 555	Western Avalon	Holyrood	70

Die Größe der verwendeten Transformatoren wurde den jeweiligen Leistungen angepasst. So wurden die Blocktransformatoren der Generatoren so gewählt, dass die Nennleistung des Transformators 120 % der Nennleistung des Generators entspricht. Damit wurde sichergestellt, dass die verwendeten Transformatoren groß genug sind und es zu keinen unerwünschten Engpässen kommt. Die Nennleistungen der Generatoren, sowie die dynamischen Daten, stammen aus einer Stabilitätsstudie des Netzbetreibers Nalcor Energy [3] und befinden sich im *Appendix*, Abbildung 7-1. Die Koppeltransformatoren zwischen der 230 kV und der 138 kV Netzebene haben eine Nennleistung von 200 MVA. Auch hier war der Gedanke den Leistungsfluss nicht durch zu kleine Transformatoren zu beschränken. Der Leerlaufstrom  $i_0$  wird vom Programm aus den Eisenverlusten,  $P_{Fe}$ , errechnet.

Tabelle 3-3: Transformatoren

Art	Schaltgruppe	$S_T$	$U_{HV}$	$U_{LV}$	$P_{Cu}$	$P_{Fe}$	$u_k$
		MVA	kV	kV	% $S_T$	% $S_T$	%
Koppeltransformator	YNyn0	200	230	138	1,0	0,2	12
Blocktransformator	YNyn0	Appendix, Abbildung 7-1	230	13,8	1,0	0,2	12

Die Lasten wurden als konstante Leistungsabnehmer gewählt. Sie weisen keine Frequenzabhängigkeit auf. Die Lasten sind für ein Spannungsband von 0,5 - 1,5 p.u. spannungsunabhängig. Dieses Modell reicht für die angestellten Betrachtungen vollkommen aus, da sich die Frequenz und Spannung im Fehlerfall nicht wesentlich verändern und somit der Selbstregelungseffekt der Lasten auch nur wenig Auswirkung hätte. Die Angaben zu den Lasten stammen aus der DC1210 - HVDC Sensitive Studies, Finaly Summary Report July 2010 von Nalcor Energy [18]. Auf Seite 165 dieser Studie wurde das nachsimulierte Netz abgebildet. Dieser Abbildung wurden nicht nur die Lasten, sondern auch die Arbeitspunkte der Generatoren für einen Basislastfluss entnommen. Diese Arbeitspunkte werden in Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5 wiedergegeben.

Tabelle 3-4: Arbeitspunkte und Betriebsgrenzen der Generatoren

Arbeitspunkte							Betriebsgrenzen	
Generator	S <sub>n</sub>	P	Q	U	Knotentyp	In Betrieb	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>
	MVA	MW	MVAr	p.u.			MVAr	MVAr
Bay de Espoir Unit 1-6	84,5	60,8	2,1	1,04	PQ	Ja, außer Unit 2	-2,1	2,1
Bay de Espoir Unit 7	175	135	5,5	1,04	PQ	Ja	-5,5	5,5
Upper Salmon	94	73	6,6	1,03	PQ	Ja	-6,6	6,6
Cranite Canal	45	23	-0,7	1,02	PV	Ja	-6,0	6,0
Stephenville	56	0	0	1,00	PV	Nein	-56	56
Deer Lake	100	79,1	13,2	1,02	SL	Ja	-13,2	13,2
Star Lake	21	17,4	4,9	0,99	PV	Ja	-4,9	4,9
Cat Arm Unit 1	75,5	35	5,7	1,00	PV	Ja	-5,7	5,7
Cat Arm Unit 2	75,5	36	5,7	1,00	PV	Ja	-5,7	5,7
Howley	84	67	5,4	1,035	PV	Ja	-5,4	5,4
Grand Falls Unit 1+2	27	22	6,7	1,015	PV	Ja	-6,7	6,7
Grand Falls Unit 3+4	18	0	0	1,00	PV	Nein	-18	18
Bishop Falls	27	18	1,3	1,015	PV	Ja	-1,3	1,3
Holyrood Unit 1	190	0	110,9	1,03	PQ	Ja	-170	170
Holyrood Unit 2	190	0	0	1,03	PQ	Nein	-170	170
Holyrood Unit 3	170	0	54,7	1,03	PQ	Ja	-150	150
Hardwood	63,5	0	-21,4	1,00	PQ	Ja	-21,4	21,4

Tabelle 3-5: Lasten

Lasten	P	Q
	MW	MVAr
Bay de Espoir	21,1	7,8
TL 250 to Grandy Brook	5	-6,5
Bottom Brook	18,8	0,7
Stephenville	41,7	9,5
Buchans	0,8	1,1
Duck Pond	9,8	6,6
Massey Drive	236,4	26,4
Deer Lake	38,2	4,1
Stony Brook	145,6	30,5
Sunnyside	120,2	20,2
TL 219 to Salt Pond	17,2	2,8
TL 212 to Marystown	21,4	1,3
Western Avalon	40	0,0
Voiseys Bay Nickel	80	38,8

Holyrood	150	20
Hardwood	304,6	78,2
Oxen Pond	283	127,5

### 3.2 Ziel

Das primäre Ziel ist es, bei kurzfristigem Ausfall der HGÜ die Frequenz über 59 Hz zu halten. Das ist notwendig, da bei einer Frequenz von 58,8 Hz die ersten Lastabwurfrelais ansprechen und eine Lösung ohne Lastabwurf erstrebenswert ist. Das sekundäre Augenmerk wird auf die Spannungshöhen an den Sammelschienen gelegt. Diese sollten in akzeptablen Grenzen bleiben.

### 3.3 Beschreiben der Simulationsmethodik

Die verwendete RMS-Simulation im Zeitbereich wird in PowerFactory mittels gültigen Lastflusses initialisiert. Aus diesem Lastfluss ermittelt PowerFactory die Anfangsbedingungen aller Elemente. Diese Anfangsbedingungen stellen den stationären Betriebspunkt zu Beginn der Simulation dar, wobei die Ableitungen aller Zustandsvariablen null sind. Es wird das dynamische Verhalten von elektromechanischen Betriebsmitteln und Regeleinheiten berücksichtigt. Für das passive elektrische Netz wird im stationären Zustand eine symmetrische Darstellung (Mitsystem) verwendet. Aufgrund dieser symmetrischen Netzdarstellung können nur symmetrische Fehler nachgebildet werden. Vorteil der RMS-Simulation ist eine vergleichsweise größere Schrittweite und damit verkürzte Rechendauer. Es wurden Schrittweiten zwischen 0,01 s und 0,001 s verwendet, wobei die Schrittweitenanpassung automatisch erfolgte. Alle elektrischen Simulationsvariablen werden als komplexe Effektivwerte berechnet, was ebenfalls die Rechenzeit vermindert.

### 3.4 Beschreibung der Varianten und Szenarien

Tabelle 3-6 liefert einen Überblick über die simulierten Szenarien. Ein Großteil der Simulationen betrifft den SC. Das liegt an der Tatsache, dass in den meisten Fällen Synchronous Condensers zur Blindleistungsbereitstellung verwendet werden und daher diese Methode gut dokumentiert ist.

Die horizontal abgebildeten Ereignisse beziehen sich auf die Hochspannungsgleichstromübertragung. Die Ausfallsdauer wurde zwischen 100 ms und 400 ms variiert. Ebenso wurde zwischen netzgeführter und selbstgeführter HGÜ unterschieden. Die erste Spalte beschreibt die Varianten. Hier wird SVC, SC und DASM unterschieden, wobei es unterschiedliche Varianten der einzelnen Technologien gibt.

**Tabelle 3-6: Übersicht der Varianten**

Variante	HGÜ					
	Ausfallsdauer t = 100ms	Ausfallsdauer t = 200ms	Ausfallsdauer t = 300ms	Ausfallsdauer t = 400ms	Netzgeführt	Selbstgeführt
<b>SVC</b>	X					X
<b>SC</b> H = 15s		X				X
<b>SC</b> H = 10s		X				X
<b>SC</b> H = 7,84s	X	X	X	X		X
<b>SC</b> H = 5,5s		X				X
<b>SC</b> offene Dämpferwicklung		X				X
<b>SC</b> geschlossene Dämpferwicklung		X				X
<b>DASM</b> Spannungs- und Drehzahlreglung	X	X	X	X		X
<b>DASM</b> Drehzahlregelung					X	X

Als Basissimulationereignis wird ein Ausfall der HGÜ bei einem Betriebspunkt von 766 MW und einer Dauer von 200 ms verwendet. Der Ausfall bzw. das Zuschalten erfolgt über Rampen mit Laufzeiten von 20 ms, siehe Abbildung 3-4. Die Darstellung erfolgt im Verbraucherzählpfeilsystem, eine negative Last entspricht damit einer Einspeisung. In ausgewählten Szenarien wurde die Ausfallsdauer variiert.

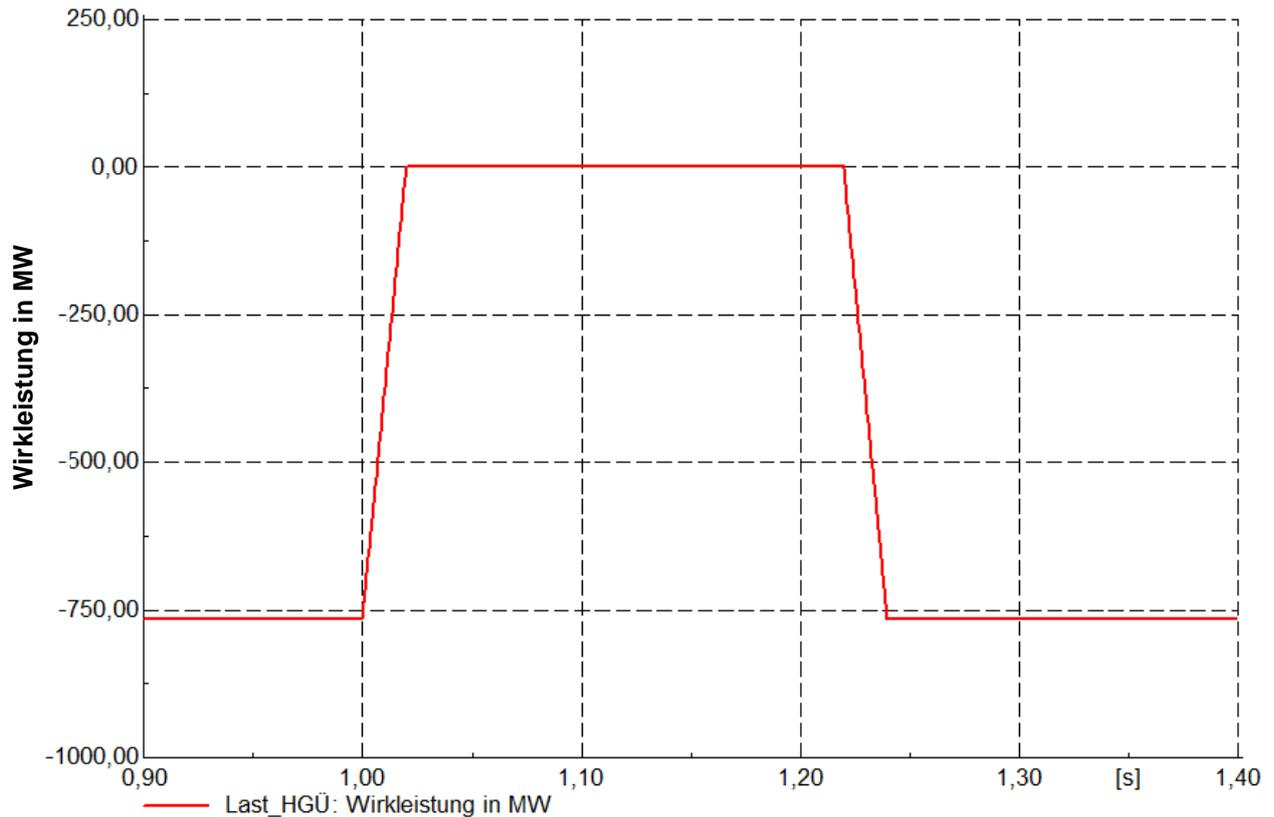


Abbildung 3-4: HGÜ Ausfalldauer 200 ms

Für die Primärregelung sorgt eine Maschine im Inselnetz. Es handelt sich um Maschine 7 in Bay de Espoir mit einer Nennleistung von 175 MVA. Sie wurde mit einem Turbinenregler des Typs gov\_HYGOV versehen. Dies ist nötig um die Frequenz nach dem Fehlerfall auf den Sollwert von 60 Hz zurück zuführen, da sonst eine bleibende Abweichung bestehen würde. In Abbildung 3-5 sieht man die Rückführung der Frequenz durch den Regler. Desweiteren ist ein leichtes Überschwingen der Frequenz erkennbar, was am Arbeitsverhalten des Reglers liegt. Es wird nicht weiter auf diese Elemente bzw. Eigenschaften des Netzes eingegangen, da es für die transiente Betrachtung keine Bedeutung hat.

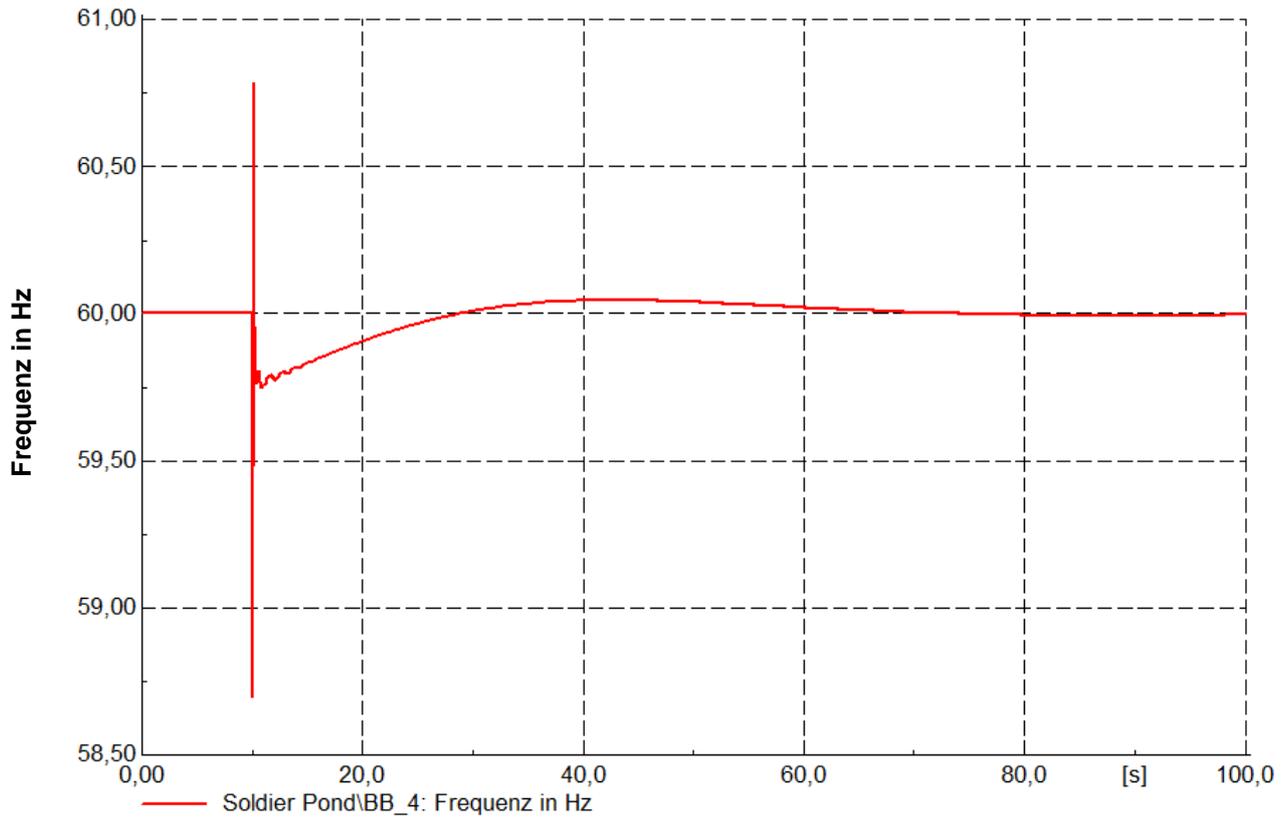


Abbildung 3-5: Frequenzregelung des Netzes

### 3.5 Einsatz des Static Var Compensators (SVC)

#### 3.5.1 Modellparameter SVC

Die Kenndaten des SVCs sind Tabelle 3-7 zu entnehmen. Die gesamte kapazitive Leistung erhält man, wenn man die Anzahl der Kondensatorstufen,  $n$ , mit der Blindleistung der einzelnen Stufe,  $Q_C$ , multipliziert.

Tabelle 3-7: Kenndaten SVC

$Q_L$	$n$	$Q_C$
MVar		MVar
400	20	-20

Tabelle 3-8: Arbeitspunkt SVC

Regelung	$U_{soll}$	$Q_{soll}$	$U_{min}$	$U_{max}$
	p.u.	MVar	p.u.	p.u.
Spannung	1,0	-50	0.95	1.05

Tabelle 3-9: Reglerdaten SVC (siehe Abbildung 2-8)

$T_r$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$T_4$	$T_5$	$K_{SVC}$	$u_{emax}$	Base	$B_{max}$	$B_{min}$	DV	$B_{rmax}$	$B_{rmin}$
s	s	s	s	s	s	p.u.	p.u.	MVar	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
0,2	1,5	4,0	1,7	3,0	0,05	150	0,25	400	1,00	0,01	0,4	1,00	0,01

### 3.5.2 Simulationsergebnisse SVC

Im Falle des Static Var Compensators wird im Fehlerfall nur Blindleistung und keine Wirkleistung zur Verfügung gestellt. Dies ist nicht ausreichend, um das Netz vor einem Blackout zu schützen. Selbst bei einer Ausfallsdauer der HGÜ von 100 ms konvergiert die Simulation nicht, da die Spannung sehr schnell bis auf unter 0,4 p.u. zusammenbricht, siehe Abbildung 3-6. Alle Maschinen werden wegen Unterspannung mittels Leistungsschalter vom Netz genommen und es kommt zu einem Netzzusammenbruch.

Der SVC versucht die Spannung zu stützen indem er Blindleistung bereitstellt. Da die Blindleistung nicht ausreicht sinkt die Spannung trotzdem weiter. Abbildung 3-7 zeigt die Blindleistung des SVCs.

Zum Zeitpunkt  $t = 1,1$  s ist eine Verringerung der Geschwindigkeit des Spannungszusammenbruchs erkennbar. Hier kommt die Spannung in einen Bereich, indem die Lasten spannungsabhängig sind. Durch diese Selbstregelung der Lasten wird weniger Leistung benötigt, doch reicht diese Maßnahme allein nicht aus und kommt zu spät.

In Simulationen konnte gezeigt werden, dass die SVC Lösung nur für einen HGÜ Ausfall bis 80 ms ein konvergierendes Ergebnis liefert. Abhängig von den realen Unterspannungsschutzeinstellungen könnte in diesem Fall ein Netzzusammenbruch vermieden werden.

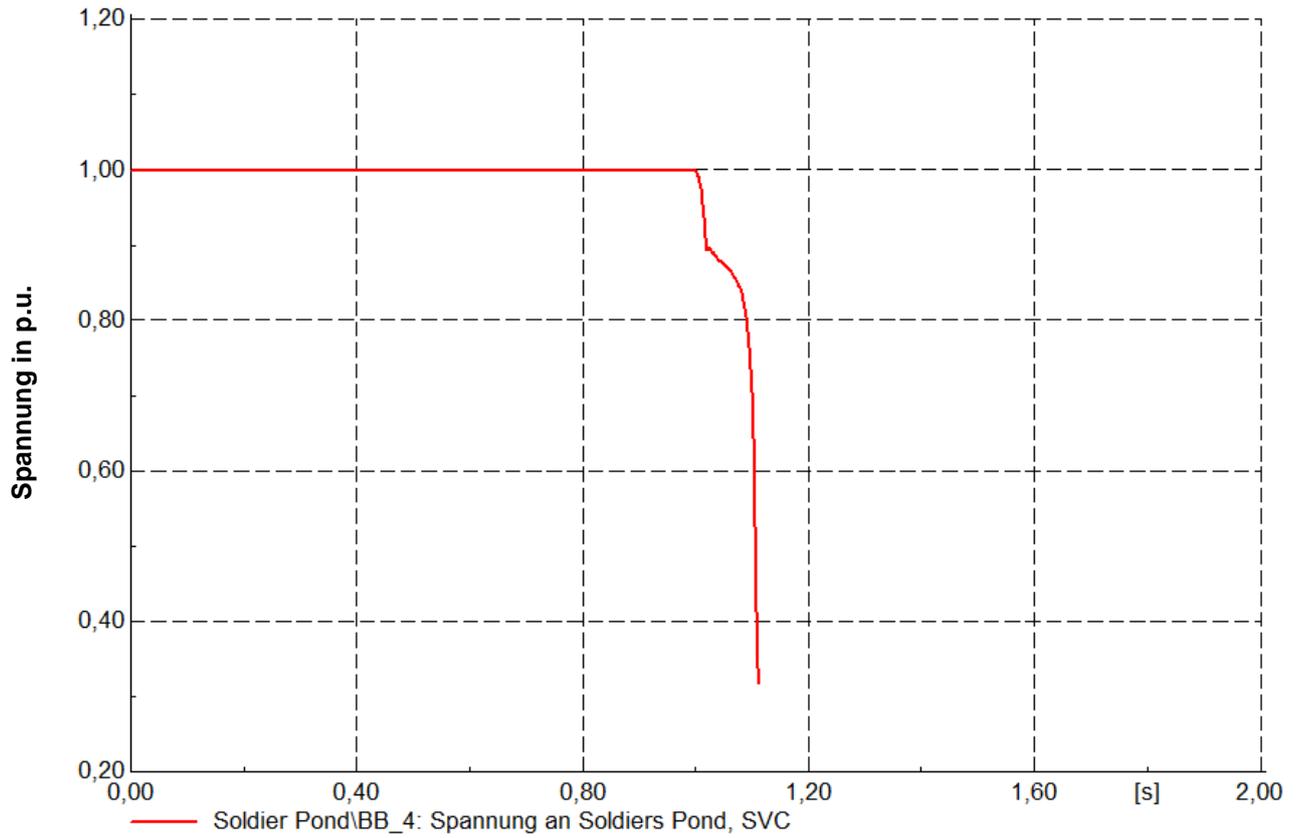


Abbildung 3-6: Spannung an Soldiers Pond, SVC

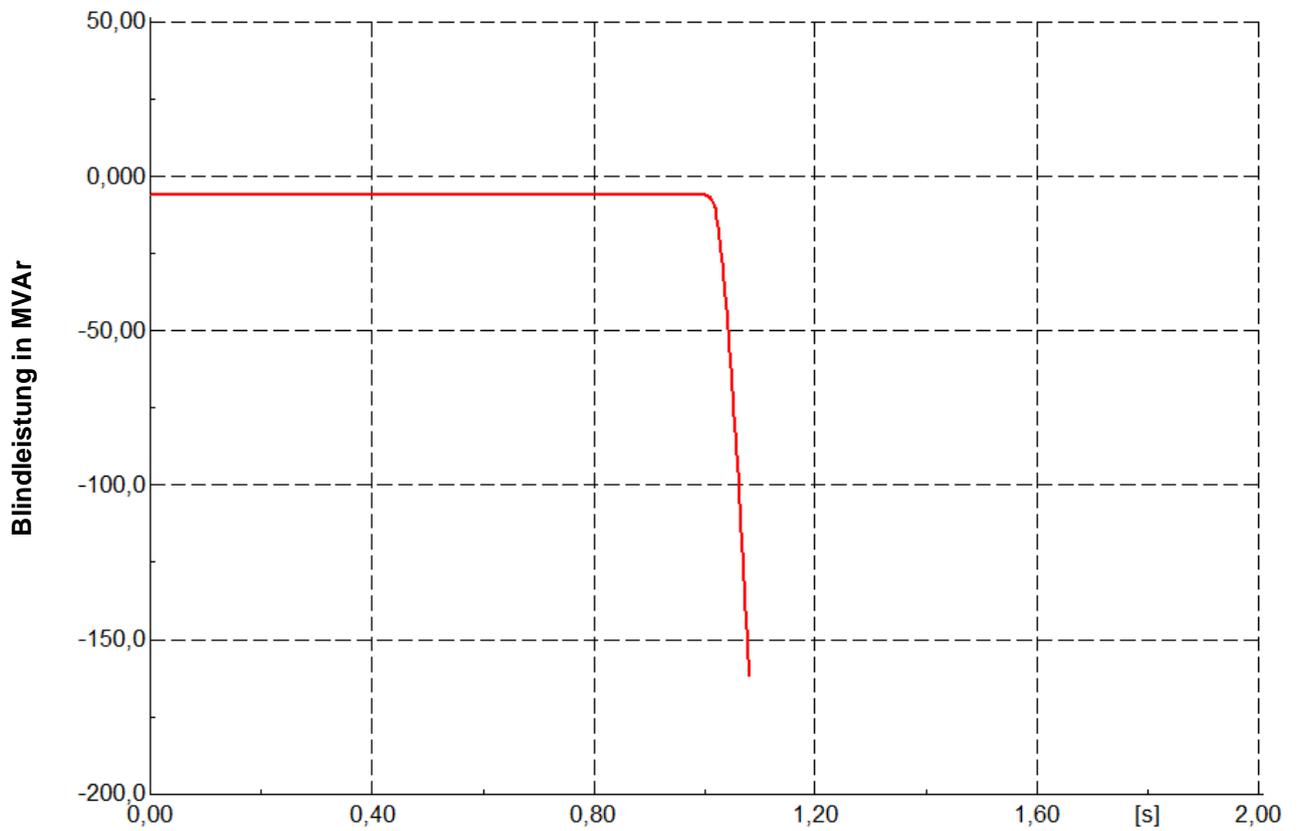


Abbildung 3-7: Blindleistung des SVC

## 3.6 Einsatz des Synchronous Condensers (SC)

### 3.6.1 Modellparameter SC

Für den Simulationsfall Synchronous Condenser wurden drei gleiche Maschinen an der Sammelschiene Soldiers Pond installiert, wobei immer nur zwei Maschinen gleichzeitig in Betrieb sind. Die Daten sind in Tabelle 3-10 ersichtlich. Die Daten des Spannungsreglers sind in Tabelle 3-11 ersichtlich.

Tabelle 3-10: Dynamische Maschinendaten SC

$S_n$	$U_s$	H	$X_d$	$X_q$	$X_d'$	$X_d''$	$X_q''$	$X_l$	$X_{rl}$	$R_1$	$T_{d0}'$	$T_{d0}''$	$T_{q0}''$
MVA	kV	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	s	s
190	13,8	7,84	1,24	0,85	0,27	0,165	0,165	0,09	0	0	11	0,08	0,29

Tabelle 3-11: Reglerdaten SC (siehe Abbildung 2-10)

$T_r$	$T_b$	$T_c$	$K_a$	$T_a$	$K_c$	$K_f$	$T_f$	$u_{imin}$	$u_{imax}$	$V_{Rmin}$	$V_{Rmax}$
s	s	s	p.u.	s	p.u.	p.u.	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
0,02	1	5	200	0,02	0,04	0,02	0,7	-3	3	-7	7

In Sensitivitätsanalysen wurden einzelne Parameter der Maschinen gezielt verändert. Zuerst wurde das Trägheitsmoment der Maschinen variiert. Die Grundidee dabei ist, dass sich höhere Trägheiten positiv auf die Stabilität des Netzes auswirken. Da die Trägheit  $J$  der Maschine direkt in der Anlaufzeitkonstante  $T_a$  und somit in der normierten Trägheitszeitkonstante  $H$  steckt, spiegelt eine Änderung der normierten Trägheitszeitkonstante eine Veränderung der Trägheit wieder. Tabelle 3-12 zeigt die Veränderten Werte von  $H$ .

Tabelle 3-12: Trägheitszeitkonstanten

Variation von H	H
	s
Fall 1	15
Fall 2	10
Fall 3	7,84
Fall 4	5,5

Die restlichen Werte in Tabelle 3-10 und Tabelle 3-11 werden unverändert verwendet. Fall 3 enthält den ursprünglichen Wert für  $H$  aus Tabelle 3-10.

Als Zweites werden die Reaktanzen der Maschine verändert. Bei den verwendeten Maschinen handelt es sich nicht um Massenprodukte. Bei so großen Modellen werden die Maschinen immer speziell für den jeweiligen Anwendungsfall ausgelegt. Somit können über die Bauart der Maschine und Design die einzelnen Reaktanzen und ohmschen Widerstände beeinflusst werden. Besonderes Augenmerk wird hier auf die Dämpferwicklung gelegt, welche großen Einfluss auf die subtransiente Reaktanz und die dazugehörige Zeitkonstante in Querrichtung hat.

Man unterscheidet hier zwischen geschlossenem und offenem Dämpfersystem. Beim geschlossenen Dämpfersystem sind alle Stäbe der Dämpferwicklung am Anfang und am Ende des Rotors mit Ringen verbunden. Offenes Dämpfersystem bedeutet, dass die Stäbe der Dämpferwicklung an jedem Pol miteinander verbunden sind.

Es besteht jedoch eine Trennung zwischen den Dämpferwicklungen der einzelnen Rotorpole. Durch Veränderung des Aufbaus des Dämpferwicklungssystems können die Ausgleichsvorgänge im subtransienten Fall beeinflusst werden [19][20].

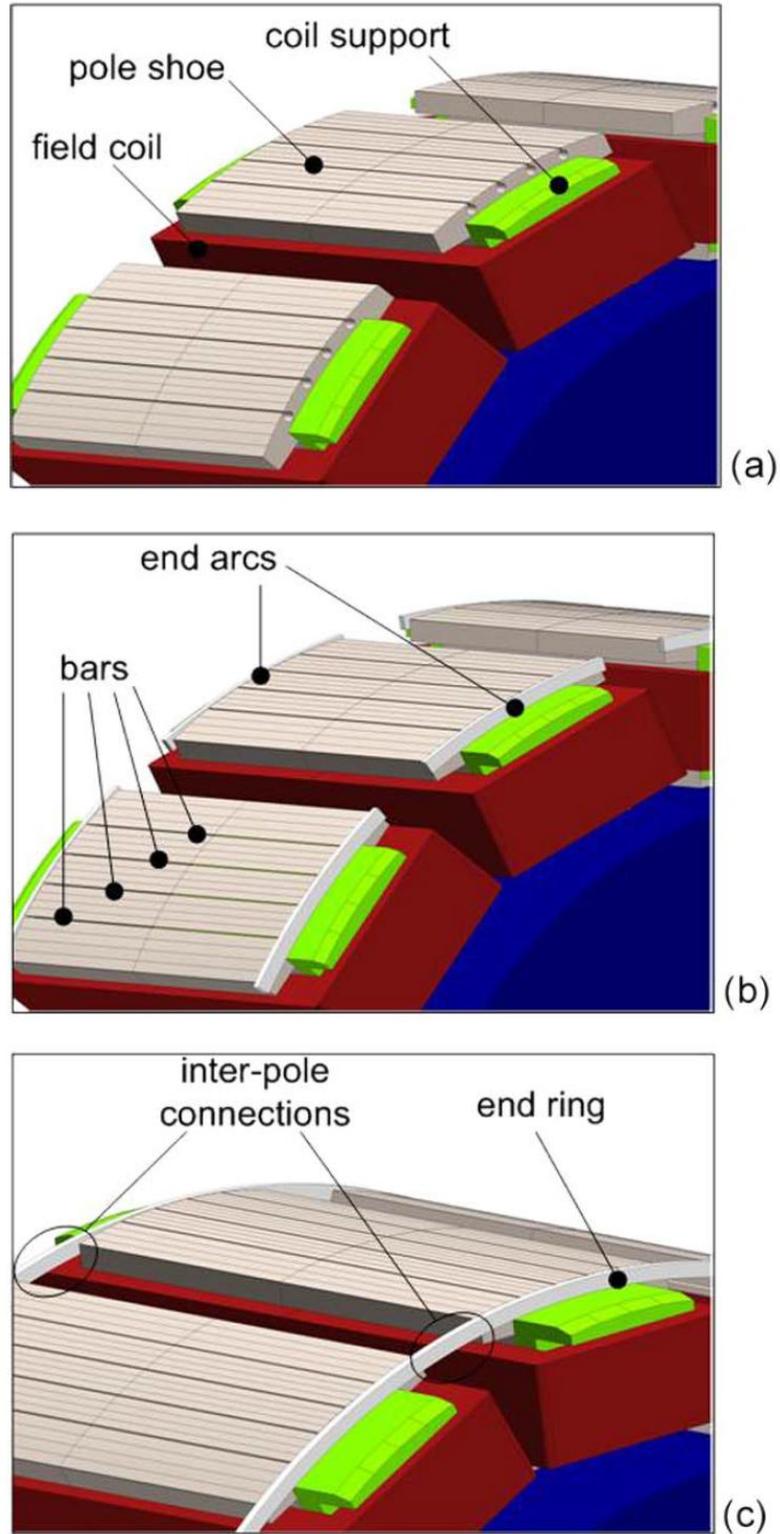


Abbildung 3-8: Schenkelpolrotor, a) ohne Dämpferwicklung, b) mit offenem Dämpfersystem, c) mit geschlossenem Dämpfersystem [21]

In Abbildung 3-8 sieht man ein dreidimensionales Modell eines Schenkelpolrotors. In Bild a) sieht man den Rotor ohne Dämpferwicklung. In Bild b) sieht man das offene System, bei dem nur die Stäbe des jeweiligen Poles miteinander verbunden sind. Bild c) zeigt die geschlossene Variante mit den sogenannten inter-pole-connections. Ist das Dämpfersystem offen, kann ein Stromfluss von einem Pol zum anderen nur über die Eisenkerne der Pole stattfinden. Dieser Weg steht dem Strom im geschlossenen System auch zur Verfügung, jedoch auch ein paralleler Zweig über die inter-pole-connection. Da dieser wesentlich niederohmiger ist, findet im geschlossenen System der gesamte Stromfluss über die Verbindungsstücke statt. Dieser veränderte Stromfluss führt zu anderen wirksamen subtransienten Reaktanzen.

Da sich die Zeitkonstanten aus den wirksamen Reaktanzen ergeben, müssen diese Werte auch mit verändert werden um realistische Ergebnisse zu erzielen. Tabelle 3-13 zeigt die verwendeten Reaktanzen und Zeitkonstanten.

**Tabelle 3-13: Variation der Dämpferwicklung**

	Bauart	$X_d$	$X_q$	$X_d'$	$X_d''$	$X_q''$	$X_l$	$T_{d0}'$	$T_{d0}''$	$T_{q0}''$
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	s	s
Fall 1	geschlossen	1,24	0,85	0,27	0,165	0,165	0,09	11	0,08	0,29
Fall 2	geschlossen	0,986	0,666	0,266	0,161	0,146	0,09	16,3	0,105	3,695
Fall 3	offen	0,986	0,666	0,266	0,161	0,221	0,09	16,3	0,105	0,178

Fall 1 ist jener Fall, welcher in Tabelle 3-10 angeführt und im weiteren Verlauf als Standard-Szenario verwendet wird. Auch hier handelt es sich um ein geschlossenes Dämpfersystem.

## 3.6.2 Simulationsergebnisse SC

### 3.6.2.1 Variation der Trägheit

Wird die Trägheit der Synchronmaschine verändert, so ändert sich auch der Beitrag der Maschine zur Wirkleistungsbilanz im Fehlerfall. Man sieht in Abbildung 3-9 die Wirkleistungsabgabe des Synchronous Condensers im Fehlerfall. Für alle weiteren Betrachtungen werden die Simulationsergebnisse von Maschine 1 gezeigt. Der zweite Synchronous Condenser verhält sich exakt gleich und muss deswegen nicht extra betrachtet werden. Es wird der Standard-Fehlerfall aus Abbildung 3-4 betrachtet.

Ab dem Zeitpunkt an dem die HGÜ ausfällt, stimmt die Leistungsbilanz im Netz nicht mehr. Um dieses Ungleichgewicht aufzuheben geben alle rotierenden Massen Energie an das Netz ab. Die Abgabe von Energie aus der Schwungmasse führt zu einer Abbremsung des Rotors und somit zu einem Drehzahlverlust bzw. einem Absinken der Netzfrequenz, Abbildung 3-10 und Abbildung 3-12. Der Rotor dreht nicht mehr mit Nenndrehzahl sondern ändert die Geschwindigkeit. Dadurch ändert sich die Position des Rotors und somit der Polradwinkel. Abbildung 3-11 zeigt den Polradwinkel des Synchronous Condensers. Im stationären Fall ist der Polradwinkel  $0^\circ$ . Das bedeutet, dass der Winkel zwischen Rotor und Statorfeld  $0^\circ$  ist und keine Wirkleistung abgegeben wird.

Während des transienten Vorganges kommt es zu einer Veränderung der Polradwinkels aufgrund der Positionsänderung des Rotors. Vergleicht man Abbildung 3-9 und Abbildung 3-11 sieht man im Verlauf den starken Zusammenhang zwischen Polradwinkel und abgegebener Wirkleistung. Folgende Formel beschreibt diesen Zusammenhang.

$$P = \frac{U_p \cdot U_s}{X} \cdot \sin(\vartheta) \tag{80}$$

Die abgegebene Wirkleistung der Synchronmaschine hängt von der Polradspannung, der Statorspannung, der wirksamen Reaktanz und dem Polradwinkel ab.

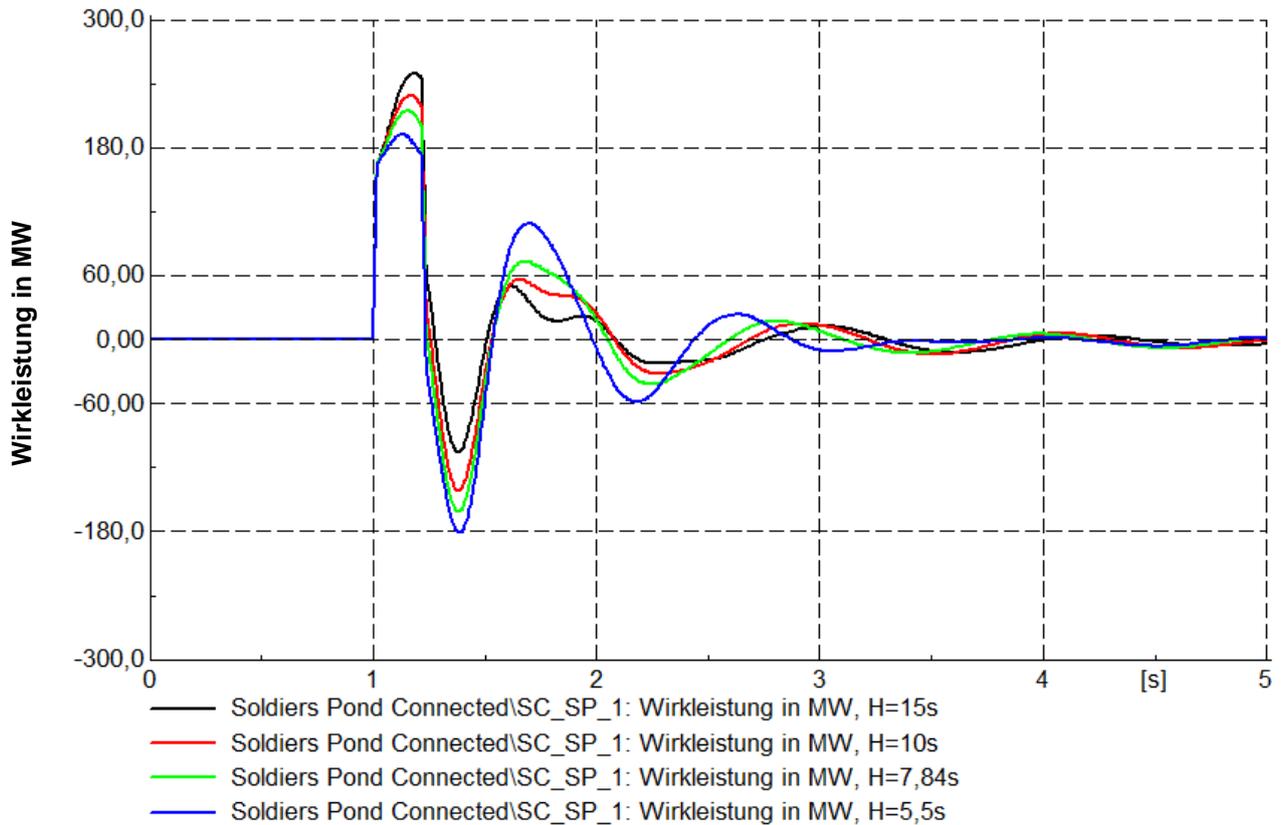


Abbildung 3-9: Wirkleistungspendelung Synchronous Condenser, Variation der Trägheit

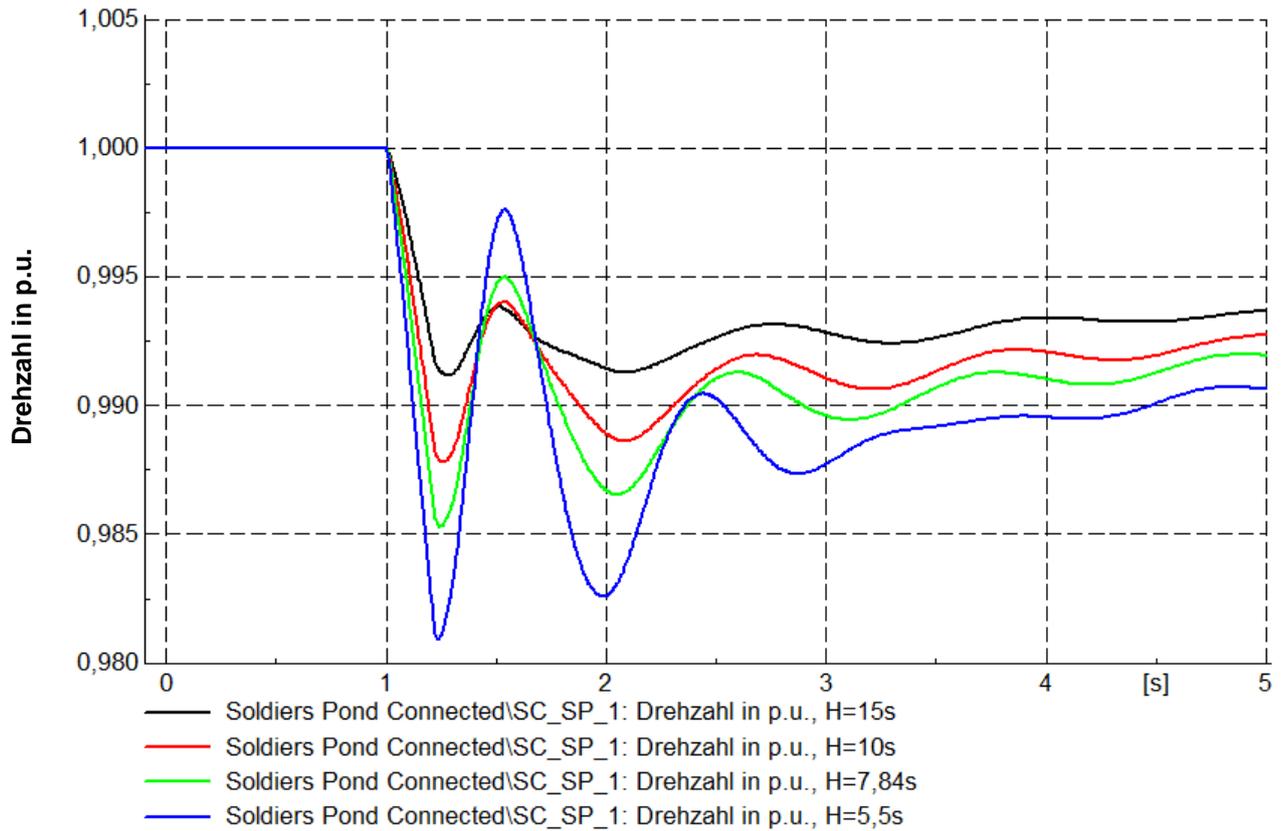


Abbildung 3-10: Drehzahl Synchronous Condenser, Variation der Trägheit

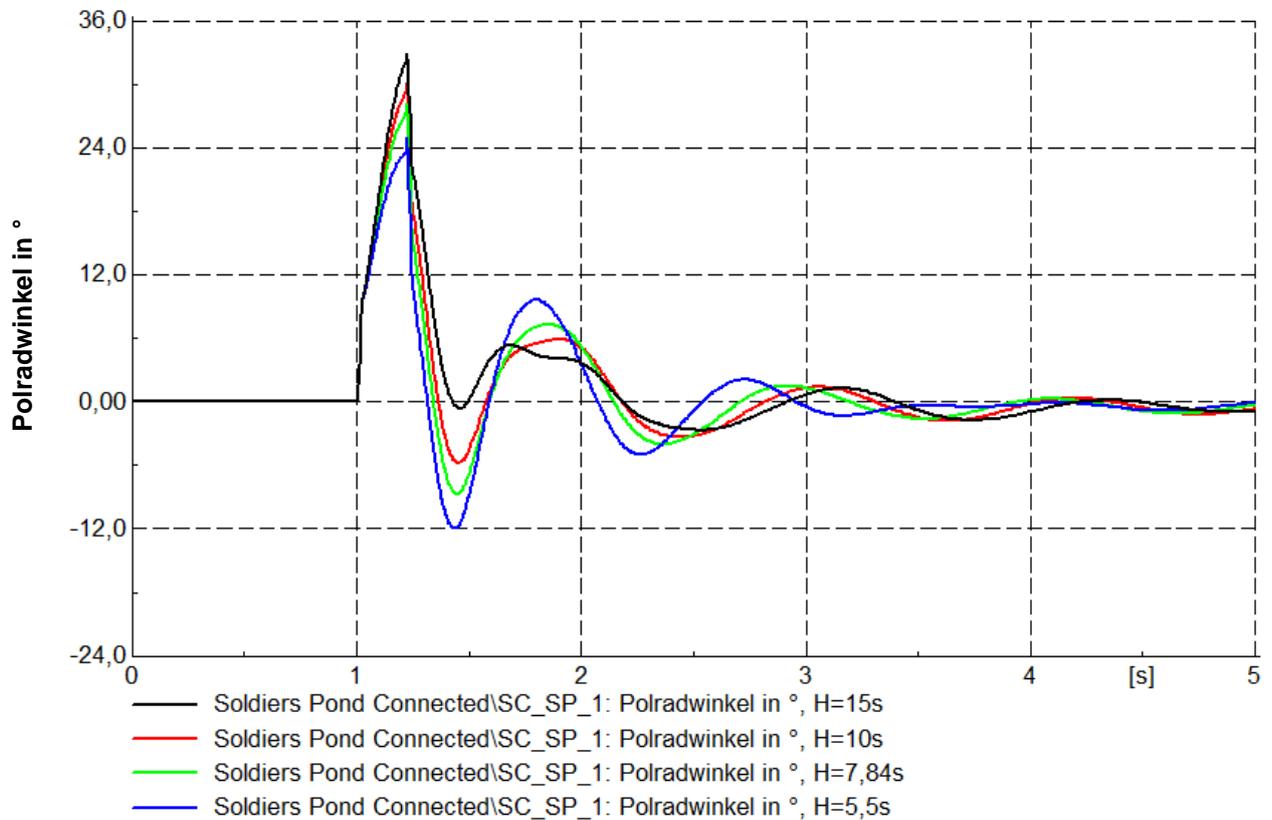


Abbildung 3-11: Polradwinkel SC, Variation der Trägheit

Im ersten Ausschlag der Wirkleistung in Abbildung 3-9 lassen sich die unterschiedlichen Trägheitszeitkonstanten erkennen. So spiegelt die schwarze Kurve ein  $H$  von 15 s und die blaue Kurve ein  $H$  von 5,5 s wieder. Die rote Kurve steht für eine Trägheitszeitkonstante von 10 s und die grüne Kennlinie enthält den Normalfall aus Tabelle 3-6. Besitzt eine Maschine eine größere Trägheitskonstante, enthält die Schwungmasse mehr kinetische Energie. Dementsprechend kann sie auch mehr Energie im Fehlerfall abgeben. So sieht man, dass der Maximalwert der Wirkleistung der Synchronmaschine bei einem  $H$  von 15 s, auf 250 MW ansteigt. Hingegen bei kleineren Trägheiten werden auch kleinere Maxima erreicht. Bei einem  $H$  von 10 s wird ein erstes Maxima von 228 MW, bei einem  $H$  von 7,84 s ein Wirkleistungsausschlag von 214 MW und bei einer Trägheitszeitkonstante von 5,5 s ein Maxima von 191 MW erreicht.

Diese Maxima werden auch zu unterschiedlichen Zeiten erreicht. So tritt der Maximalwert der schwarzen Kurve später ein, als der der anderen. Hier ist die Eigenfrequenz der Schwingung zu betrachten. Diese ist höher, je kleiner die Masse ist. Im Augenblick in dem die HGÜ wieder zugeschaltet wird ( $t = 1,22$  s) hat die blaue Kurve bereits deutlich den Scheitelwert überschritten und sinkt ab. Mit dieser Eigenfrequenz würde die Wirkleistung gedämpft weiter schwingen, sollte die HGÜ längerfristig ausfallen. Auch nach Zuschalten der HGÜ ist die Eigenschwingung der Wirkleistung im gesamten Kurvenverlauf erkennbar.

Für den Zeitraum des Ausfalls der HGÜ von 1 s bis 1,22 s sinkt die Drehzahl der Maschine permanent ab, Abbildung 3-10. Dieser Drehzahlverlust kommt durch die zuvor beschriebene Energieabgabe aus der Schwungmasse zustande. Für den Fall von  $H = 15$  s um 0,88 % und im Fall kleiner Trägheit ( $H = 5,5$  s) um 1,91 %. Die Ableitung der Drehzahl multipliziert mit der Anlaufzeitkonstante ergibt das Moment. Da im Fall des Synchronous Condensers keine Turbinenleistung zugeführt wird, ist kein mechanisches Moment vorhanden. Es handelt sich um ein elektrisches Moment. Das elektrische Moment kann als Wirkleistung dividiert durch elektrische Kreisfrequenz ausgedrückt werden. Somit entsteht durch die Änderung der Drehzahl nach der Zeit ein elektrisches Moment, welches zur Wirkleistungsabgabe führt.

Ab dem Zeitpunkt  $t = 1,22$  s liefert die HGÜ wieder die vollständige Leistung. In diesem Augenblick besteht ein Wirkleistungsüberschuss im Netz. Von diesem Zeitpunkt an wechselt der Synchronous Condenser vom Generator- in den Motorbetrieb und bezieht Wirkleistung. Diese bezogene Wirkleistung wird genutzt um die Schwungmasse wieder zu beschleunigen. Wenn man Abbildung 3-9 betrachtet, ist erkennbar, dass nun die Maschine mit der kleinsten Trägheit die größte Wirkleistung bezieht. Diese großen Ausschläge der Wirkleistung finden sich auch in den Ausschlägen der Drehzahl wieder. Es wird mehr Wirkleistung bezogen, da die Drehzahl sich mehr ändert als bei den Maschinen mit größeren Trägheitszeitkonstanten. Dies gilt auch für die weiteren Ausschläge im Abklingvorgang.

Die Spitzen in Abbildung 3-12 lassen sich über die Definition der Frequenz als Ableitung des Spannungswinkels erklären. Dieser Spannungswinkel ändert sich im Fehlerfall aufgrund der Leistungsflussänderung. In Abbildung 3-12 schwankt die Frequenz nach dem HGÜ-Ausfall. Dieses Schwanken hängt von den an der Sammelschiene installierten Betriebsmitteln ab. Würde der Ausfall länger dauern, würden die Schwankungen abklingen und es würde zu einem linearen Frequenzverlust führen. Da sich der Spannungswinkel lokal an jeder Sammelschiene ändert, sind diese Pendelungen der Frequenz an weiter entfernten Sammelschienen nicht stark ausgeprägt oder gar nicht zu sehen.

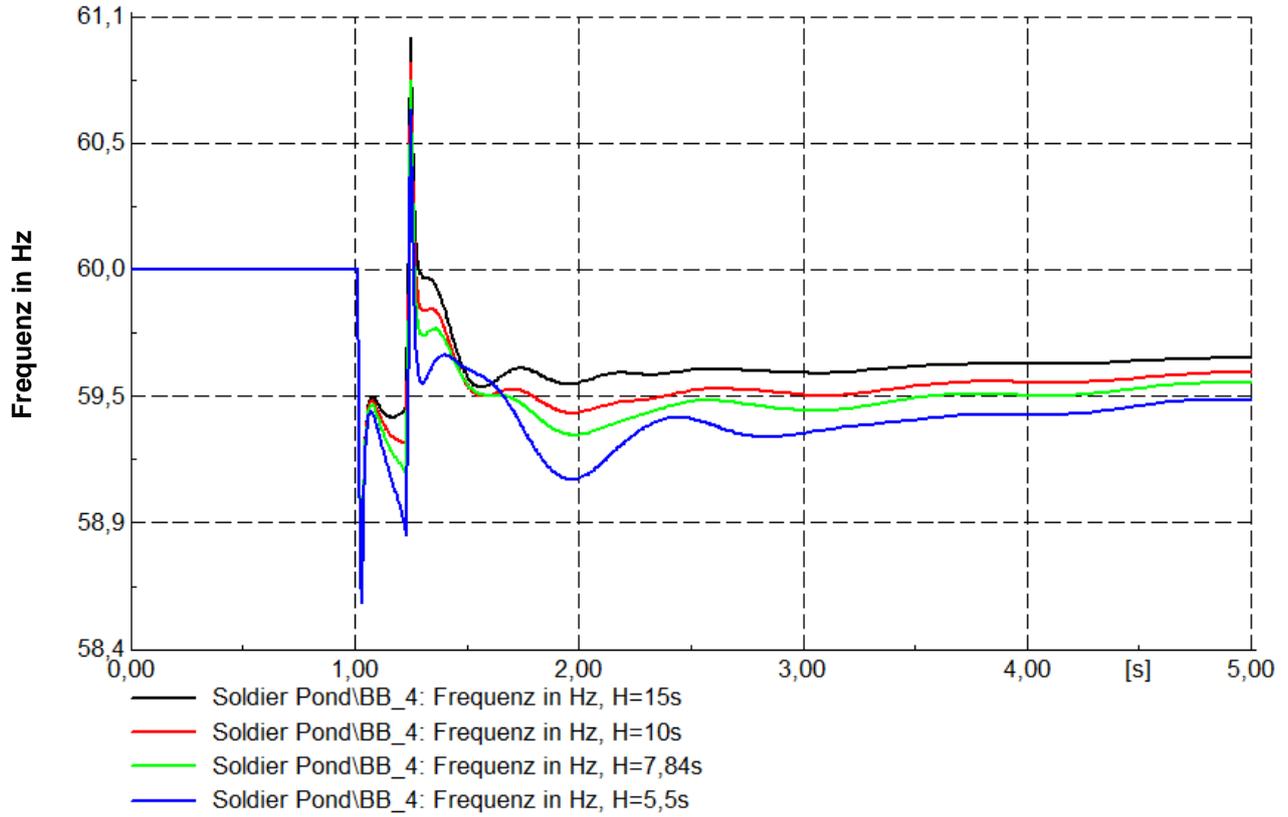


Abbildung 3-12: Frequenz der Sammelschiene Soldiers Pond, Variation der Trägheit

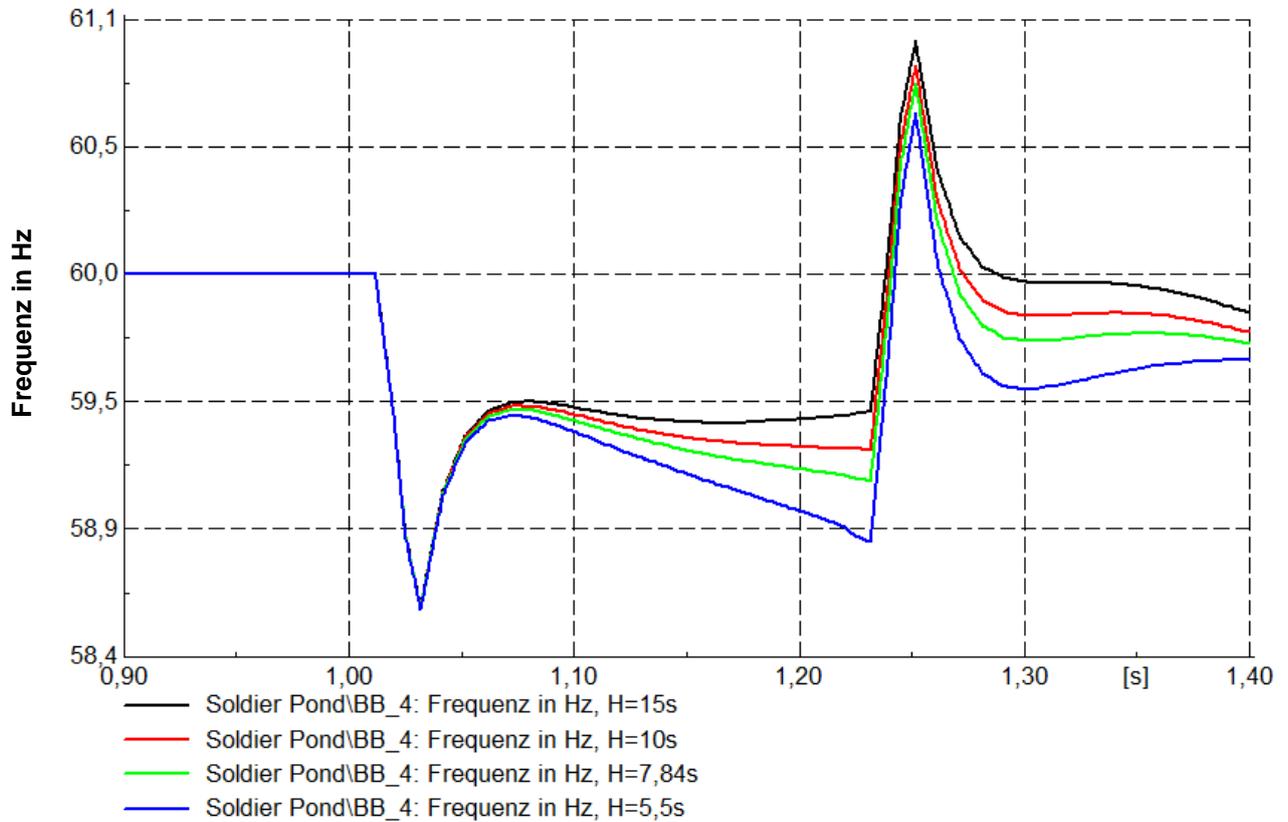


Abbildung 3-13: Detailansicht Frequenz Soldiers Pond im Fehlerfall, Variation der Trägheit

Im Verlauf der Frequenz könnte man meinen, dass ein beinahe konstanter Zwischenwert erhalten wird. Dieses Bild täuscht, da es hier zu Pendelungen der Frequenz kommt. Dieser Wert hängt nun von den verwendeten Maschinen ab. So kann die Frequenz konstanter und höher gehalten werden mit größerer Trägheit. Kommt eine kleinere Trägheitszeitkonstante zur Anwendung kann auch für dieses Zeitintervall ( $t = 1,08 \text{ s}$  bis  $t = 1,22 \text{ s}$ ) die Frequenz nicht konstant gehalten werden und sie beginnt zu sinken. In dem Augenblick, in dem die HGÜ wieder zugeschaltet wird, kommt es zu einem starken Anstieg der Frequenz. Anschließend sinkt sie wieder ab. Dieses Ansteigen bzw. Absinken ist wieder von der Trägheit der SCs abhängig. Wenn man nun den Zeitpunkt  $t = 3 \text{ s}$  in Abbildung 3-12 betrachtet, erkennt man eine stationäre Abweichung der Netzfrequenz. Diese ist höher, je kleiner die Trägheit. Das anschließende langsame Ansteigen der Frequenz ist durch den bereits erwähnten Governor zu erklären.

In der Spannung an Sammelschiene Soldiers Pond in Abbildung 3-14 ist das Einbrechen der Spannung im Fehlerfall erkennbar. Abbildung 3-15 zeigt die Blindleistungsabgabe des Synchronous Condensers. Man erkennt die Wichtigkeit der Blindleistungsbereitstellung an kritischen Netzknoten. Würde am Knoten Soldiers Pond, an dem die HGÜ und die SCs installiert sind, keine Blindleistung verfügbar sein, müsste man, aufgrund von Unterspannung Lasten abwerfen. Andernfalls stünde ein Blackout des gesamten Netzes bevor.

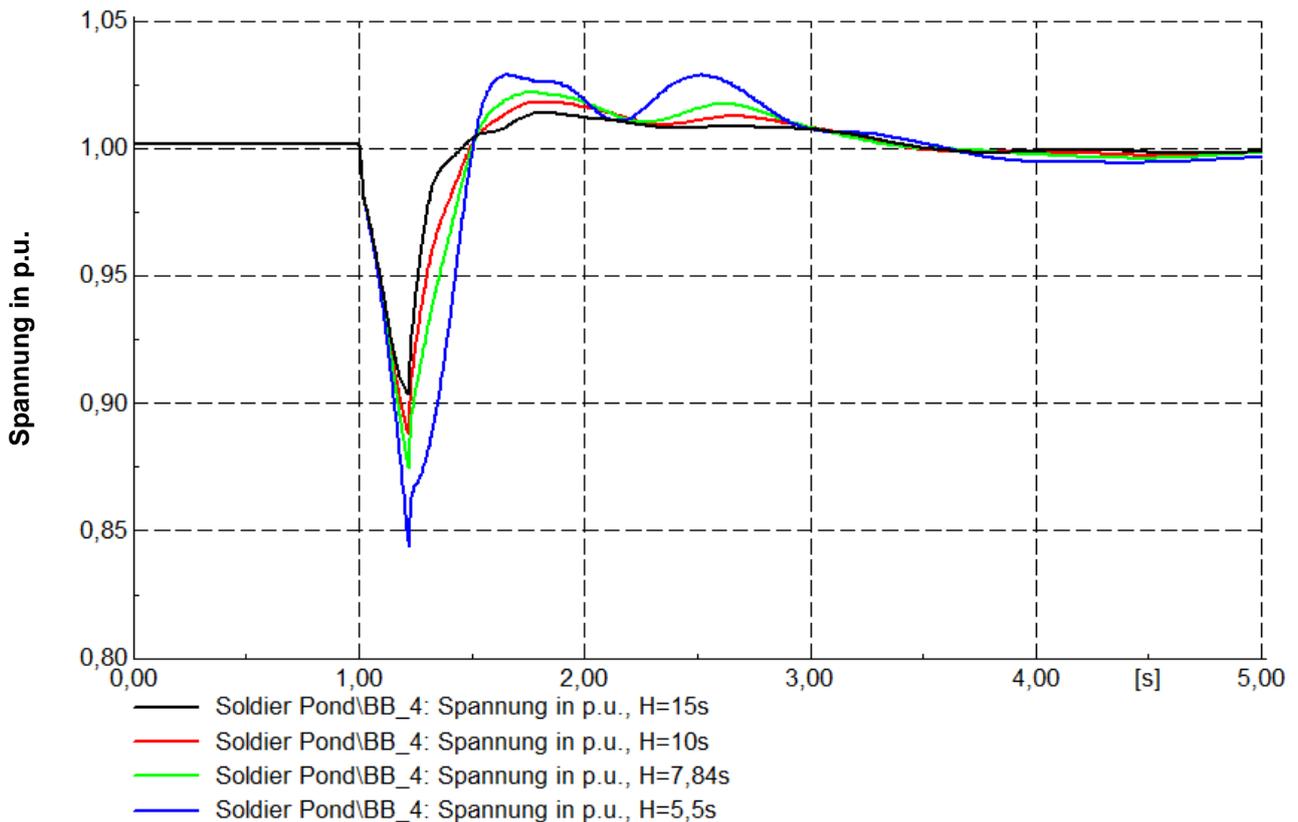
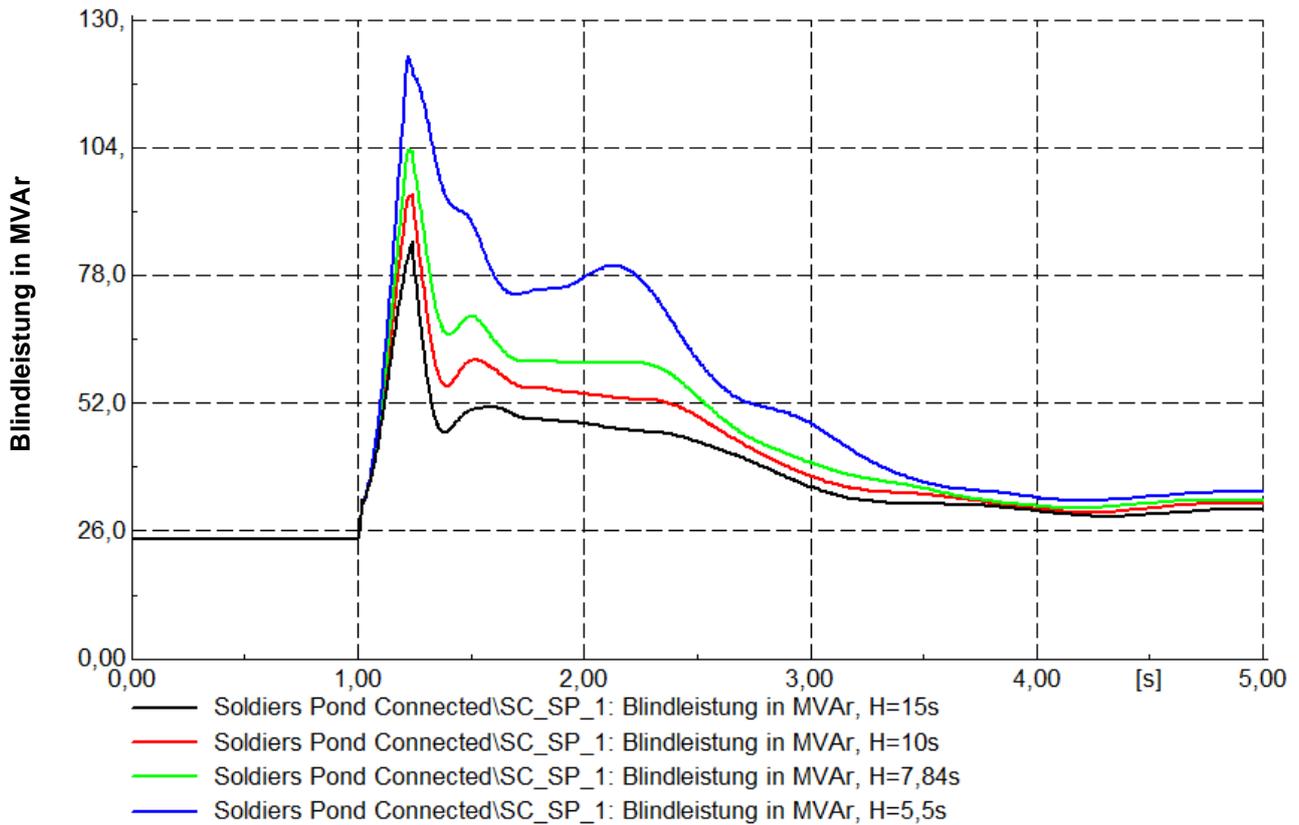


Abbildung 3-14: Spannung an der Sammelschiene Soldiers Pond, Variation der Trägheit



**Abbildung 3-15: Blindleistung SC, Variation der Trägheit**

Die Regelung der Spannung am Netzknoten übernehmen die Spannungsregler der SCs. Bei HGÜ Ausfall beginnt die Spannung an der Sammelschiene zu sinken. Die Spannungsregler der Maschinen erhalten einen kleineren Istwert der Spannung. Damit ergibt sich eine Regelabweichung und die Spannungsregler erhöhen die Erregerspannung, Abbildung 3.16. Durch erhöhen der Erregerspannung kommt es zur Erhöhung der Blindleistungsabgabe. Diese stützt die Spannung der Sammelschiene und verhindert ein weiteres Einsinken. Aus Abbildung 3-14 geht hervor, dass die Spannung stärker einsinkt, je kleiner die Trägheit der Maschine ist. Es ergibt sich im Fall  $H = 5,5$  s eine minimale Spannung zum Zeitpunkt  $t = 1,22$  s von 84,4 %. Hingegen bei  $H = 15$  s kann das  $\pm 10$  % Spannungstoleranzband eingehalten werden.

Ab dem Zeitpunkt  $t = 1,22$  s ist der Fehler behoben und die Blindleistung kann über Absenken der Erregerspannung wieder zurück geregelt werden. In den blauen Kurven in Abbildung 3-14, Abbildung 3-15 und Abbildung 3-16 sieht man ein leichtes Schwingen der jeweiligen Größe. Auch das kann auf die geringe Trägheit und dadurch sensibleres reagieren der Maschine zurückgeführt werden.

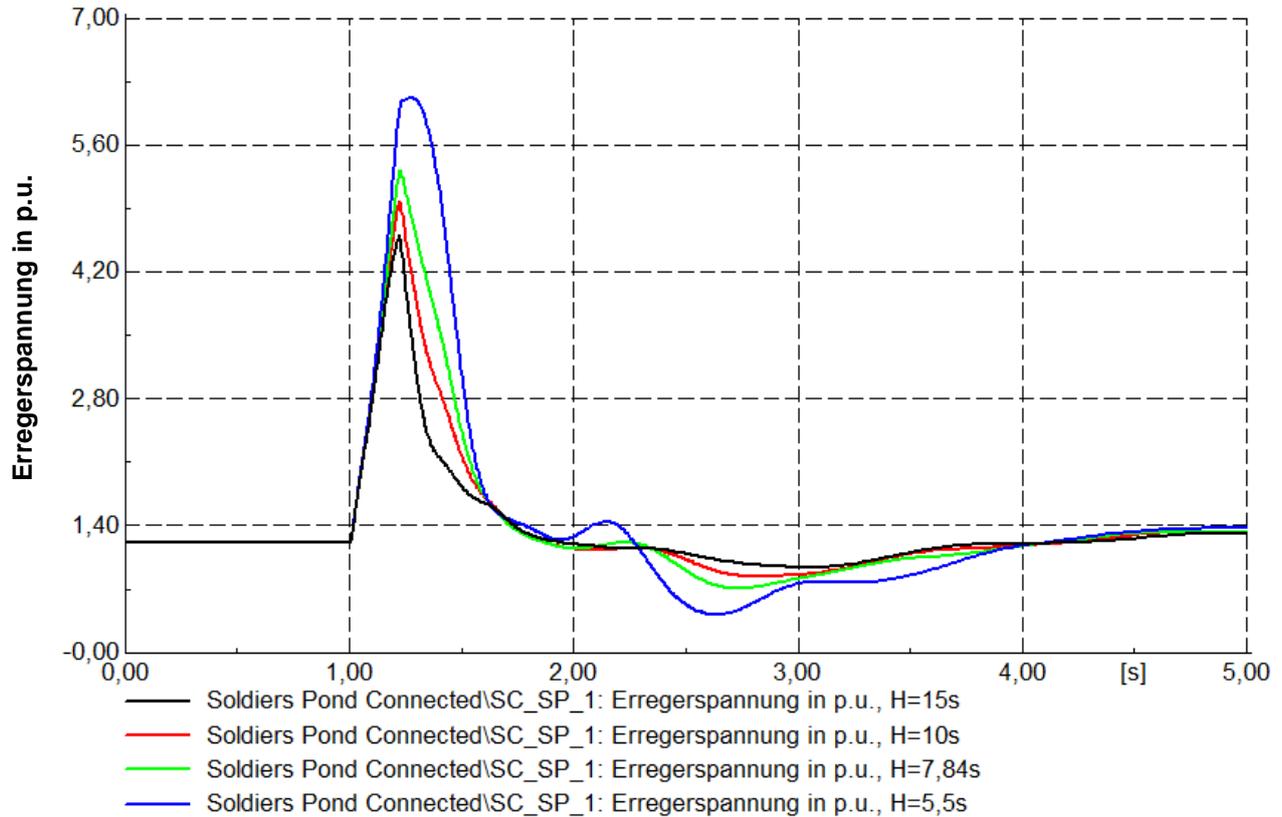


Abbildung 3-16: Erregerspannung SC, Variation der Trägheit

### 3.6.2.2 Variation der Dämpfersystems

Der Unterschied zwischen geschlossenem und offenem Dämpfersystem spiegelt sich in der subtransienten Reaktanz und der subtransienten Zeitkonstante in q-Richtung wieder. Bei geschlossener Dämpferwicklung ist diese Reaktanz  $X_q''$  kleiner als bei offener. Diese Tatsache ist im zeitlichen Verlauf der Wirkleistung erkennbar, Abbildung 3-17. Alle Maxima der roten Kurve, geschlossenes Dämpfersystem, sind höher als jede des offenen Systems. So betragen die ersten drei Maxima 254 MW, -231 MW und 125 MW. Hingegen im in offenem Fall nur 224 MW, -163 MW und 63 MW. Es kommt im geschlossenen System zu stärkeren Pendelungen, doch gibt die Maschine im Augenblick des HGÜ Ausfalls mehr Wirkleistung an das Netz ab, was wiederum stabilisierend wirkt.

Die Eigenfrequenz der Wirkleistungspendelung im geschlossenen System ist mit  $f_E = 1,09$  Hz höher als im Falle des offenem Dämpfersystems,  $f_E = 0,89$  Hz. Diese wurden graphisch aus Abbildung 3-17 ermittelt.

Bei offener Dämpferwicklung herrscht eine lange subtransiente Leerlaufzeitkonstante,  $T_{q0}'' = 3,695$  s. Dadurch ist die subtransiente Reaktanz in Querrichtung lange wirksam und die Blindleistung klingt erst sehr spät ab. Aufgrund der langen Zeitkonstante braucht auch der Spannungsregler des SCs länger und die Blindleistungslieferung des Synchronous Condensers tritt später ein als im offenen Fall. Auch durch die lange wirksame, niedrige Reaktanz ist der Blindleistungs- und Spannungsverlauf sehr unruhig. Dies ist durch die Tatsache zu erklären, dass sich bei kleinen Reaktanzen bereits kleine Spannungsänderungen stark auf die Blindleistungsbilanz auswirken.

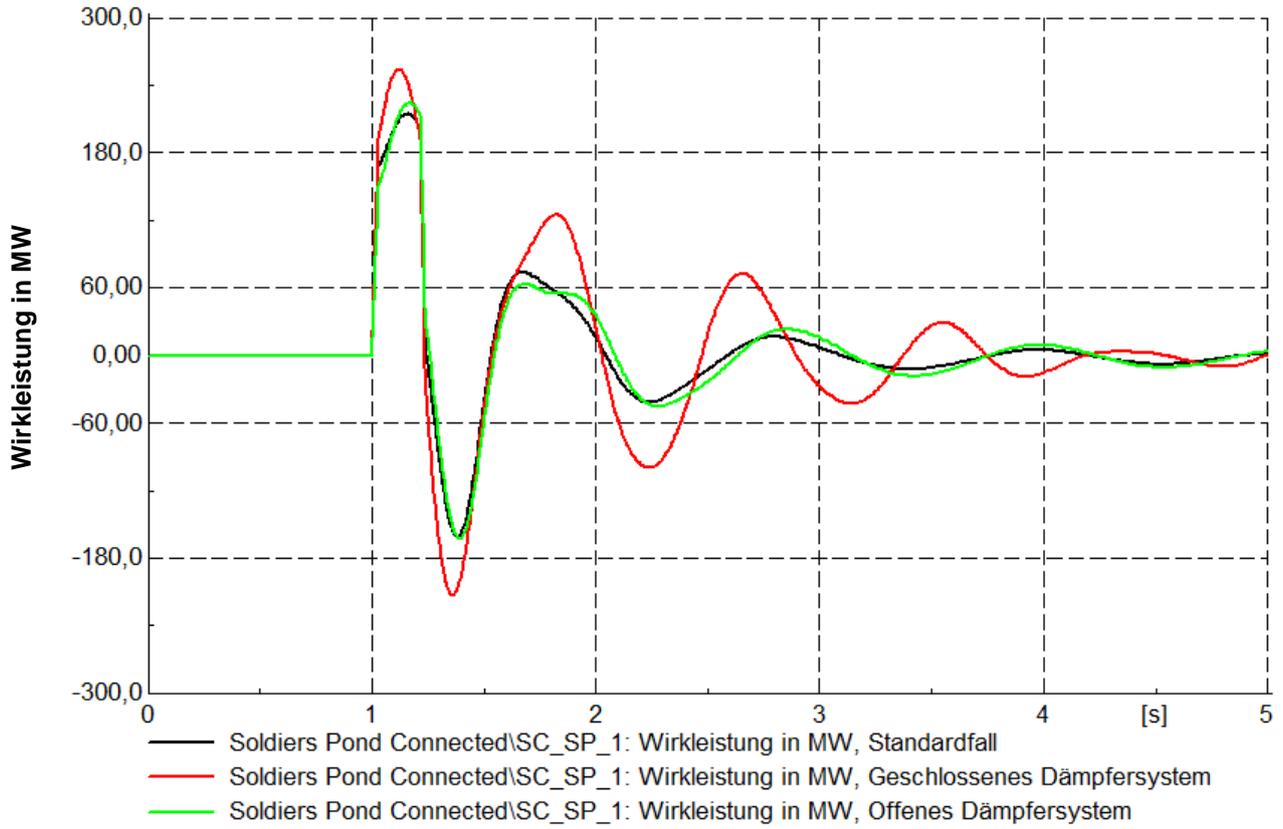


Abbildung 3-17: Wirkleistung am SC, Variation der Dämpfersysteme

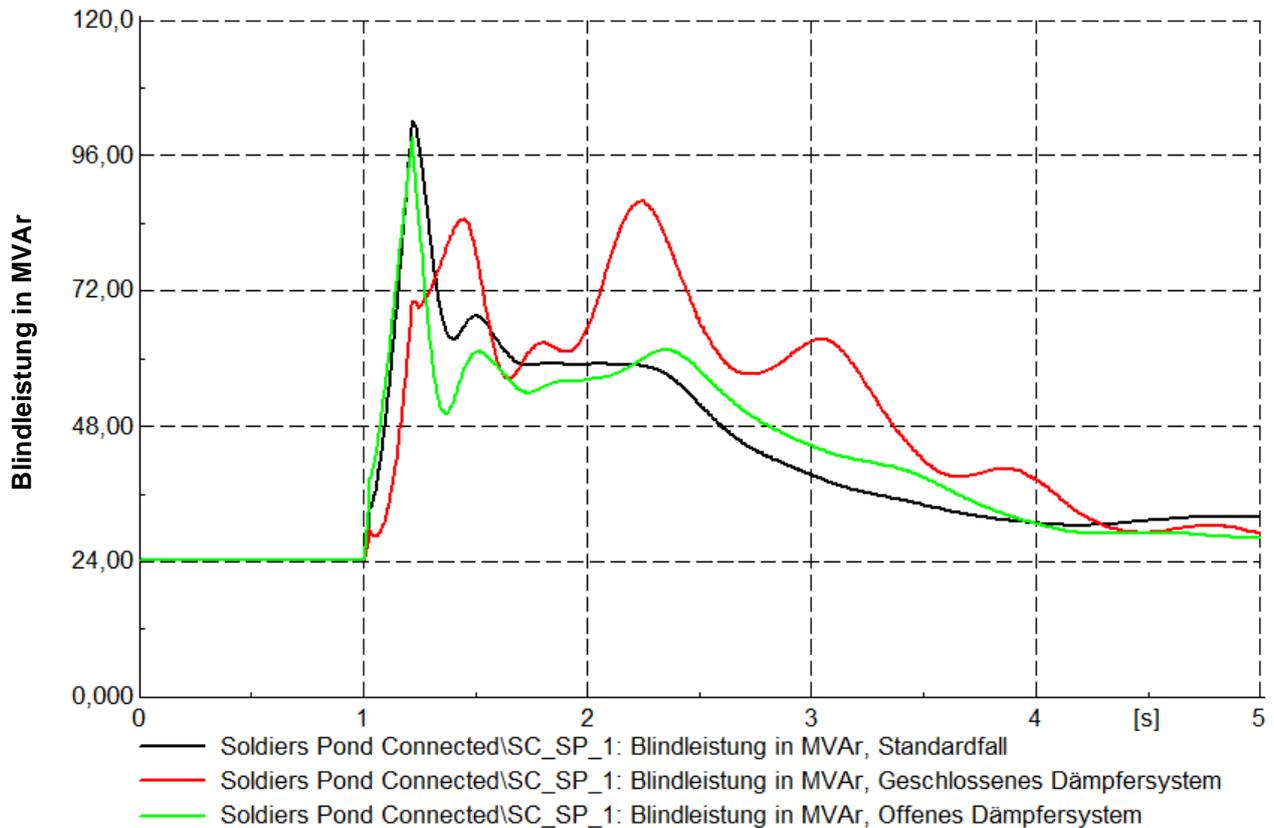


Abbildung 3-18: Blindleistung am SC, Variation der Dämpfersysteme

Abbildung 3-19 zeigt den zeitlichen Verlauf der Spannung an Soldiers Pond. Hier erkennt man einen weiteren Vorteil des offenen gegenüber des geschlossenen Dämpfersystems. Während die Spannung im Fehlerfall bei offenem Dämpfersystem auf 87,7 % einbricht, kann sie bei Anwendung einer geschlossenen Dämpferwicklung auf 89,9 % gehalten werden.

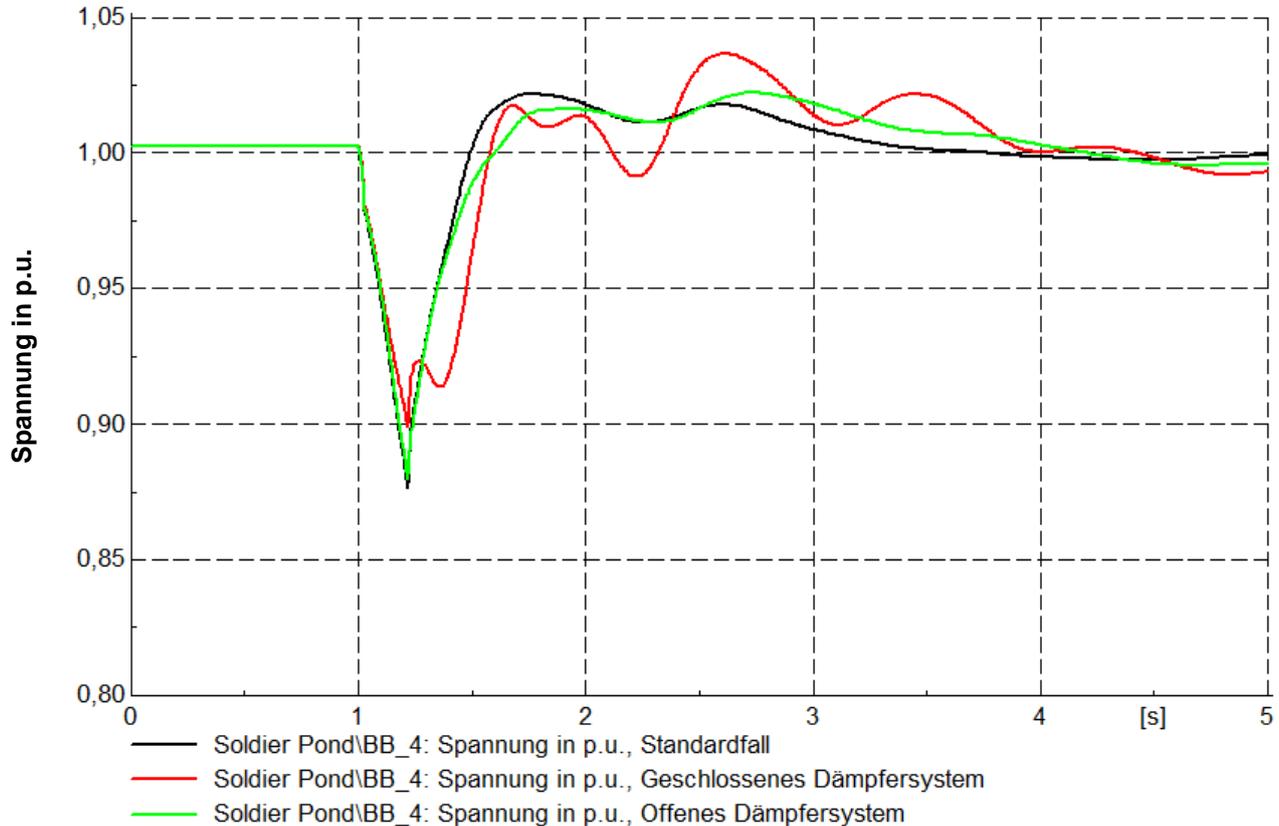


Abbildung 3-19: Spannung an Soldiers Pond, Variation der Dämpfersysteme

### 3.6.2.3 Variation der Ausfallsdauer

In diesem Szenario wird die Ausfallsdauer variiert. In Abbildung 3-20 sieht man erneut die Pendelung der Wirkleistung in Fehlerfall. Hier ist erkennbar, dass der erste Ausschlag der Wirkleistungspendelung von der Trägheit der Maschine nicht jedoch von der Ausfallsdauer abhängt. Für die Fälle Ausfallsdauer 100 ms, 200 ms und 300 ms ergibt sich derselbe Wert wie in der zuvor beschriebenen Variante für den Fall  $H = 7,84$  s und zwar 214 MW. Der erste negative Ausschlag und der zweite positive Ausschlag hängen jedoch stark von der Ausfallsdauer und somit der fehlenden Energiemenge ab. Fällt die HGÜ länger aus, sinkt die Drehzahl länger linear ab, Abbildung 3-21. Das bedeutet, wenn die Drehzahl länger sinkt, sinkt sie auch weiter ab. Somit muss nach Klären des Fehlers auch mehr Energie aufgenommen werden um die Schwungmasse wieder zu beschleunigen, erster negativer Ausschlag. Der Ausfall der HGÜ hat das System angeregt und da es sich bei Synchronmaschinen um schwingfähige Elemente handelt, kommt es zur weiteren Schwingung. Die folgenden Maxima hängen von der Anregung, das heißt Ausfallsenergie, ab. Je höher die ausgefallene Energie, desto größer die Maxima.

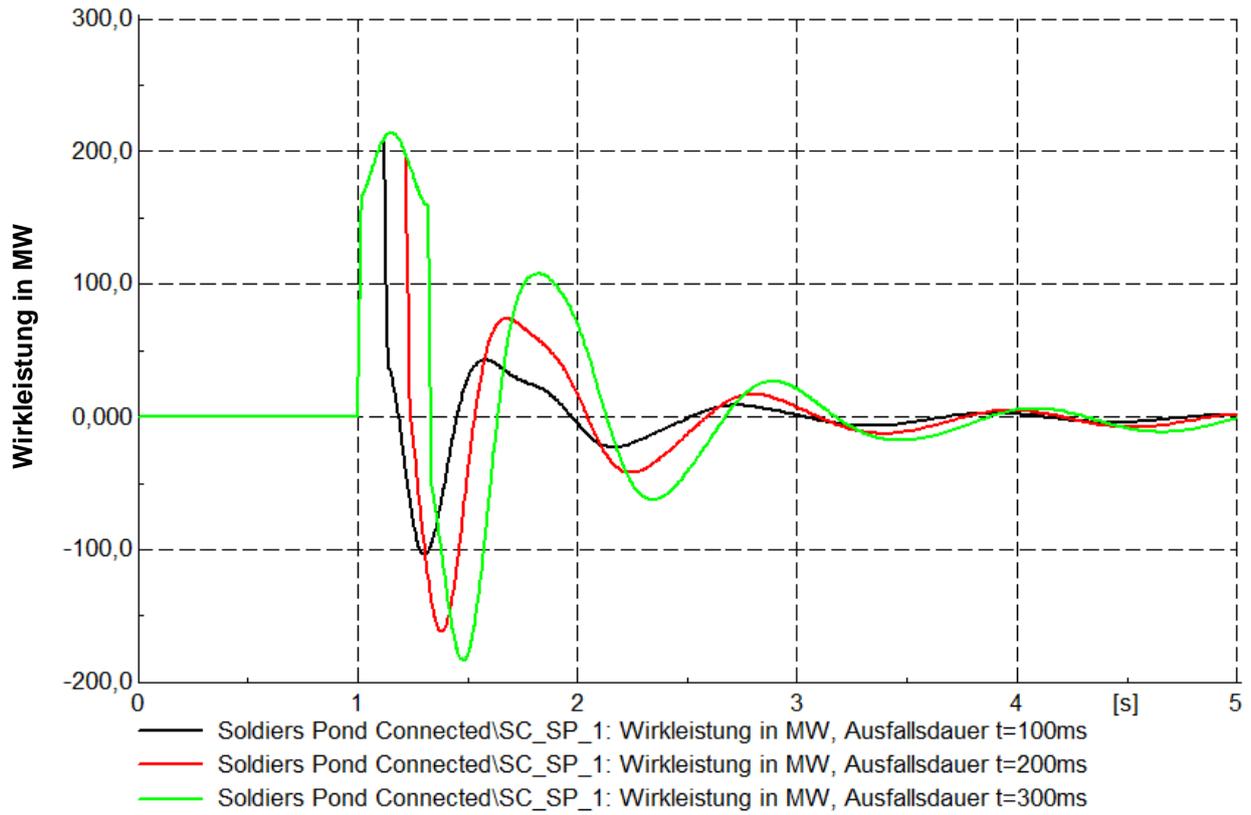


Abbildung 3-20: Wirkleistung am SC, Variation der Ausfallsdauer

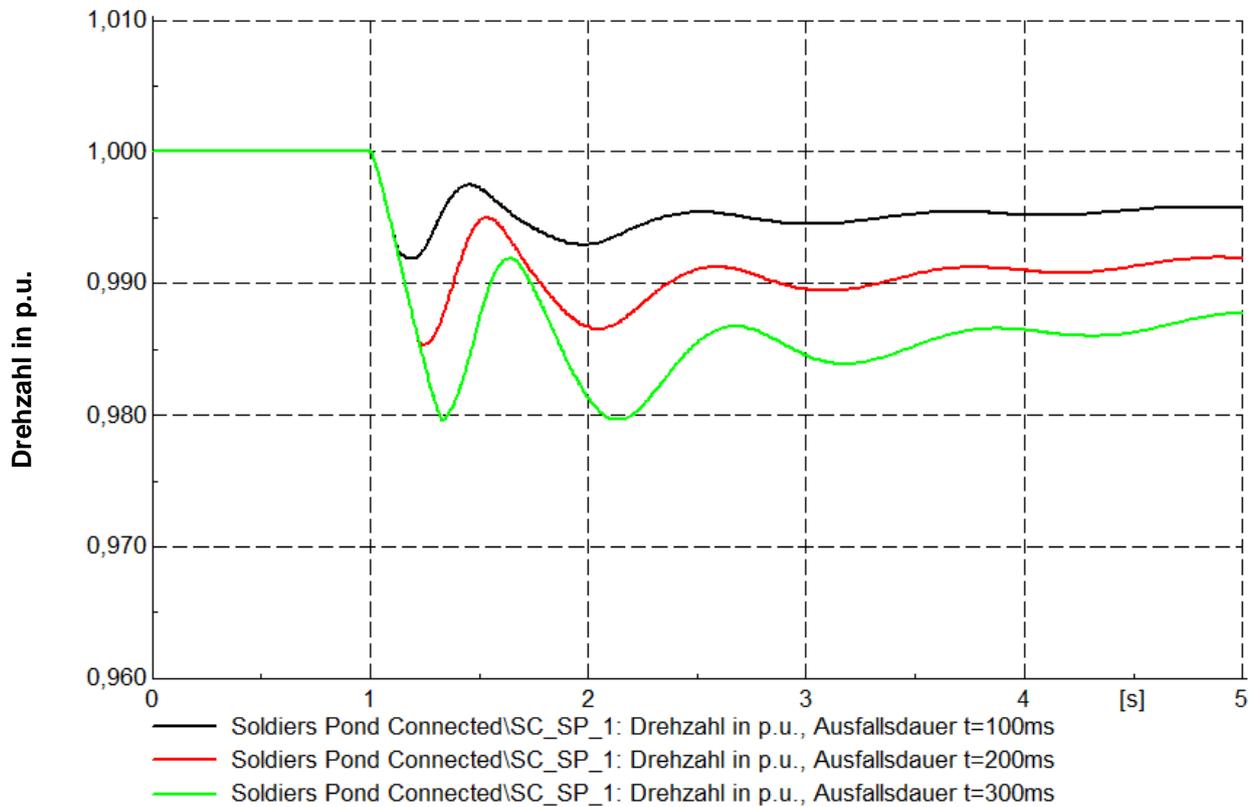


Abbildung 3-21: Drehzahl SC, Variation der Ausfallsdauer

Im Spannungsverlauf der Sammelschiene Soldiers Pond, siehe Abbildung 3-23, erkennt man deutlich, dass der Spannungseinbruch stark von der Ausfallsdauer der Hochspannungsgleichstromübertragung abhängig ist. Der Spannungsregler des SCs erhöht immer weiter die Erregerspannung um genügend Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Je länger der Ausfall dauert, desto mehr Blindleistung wird benötigt um die Spannung in gewünschten Grenzen zu halten. Hier kommt der SC langsam an seine Betriebsgrenzen. ( $S_n = 190 \text{ MVA}$ ).

Für das Zeitintervall von  $t = 1,7 \text{ s}$  bis  $t = 3 \text{ s}$  sieht man eine erhöhte Spannung an der Sammelschiene. Die Spannungsregler der SCs kehren nicht sofort in den früheren, stationären Arbeitspunkt zurück. Somit bleiben Erregerspannung und Blindleistung zu hoch, was sich auch in der Spannung an der Sammelschiene widerspiegelt. Erst nach drei Sekunden wird die Erregerspannung auf den stationären Wert zurückgeführt. Dies geschieht mit leichtem Über- bzw. Unterschwingen.

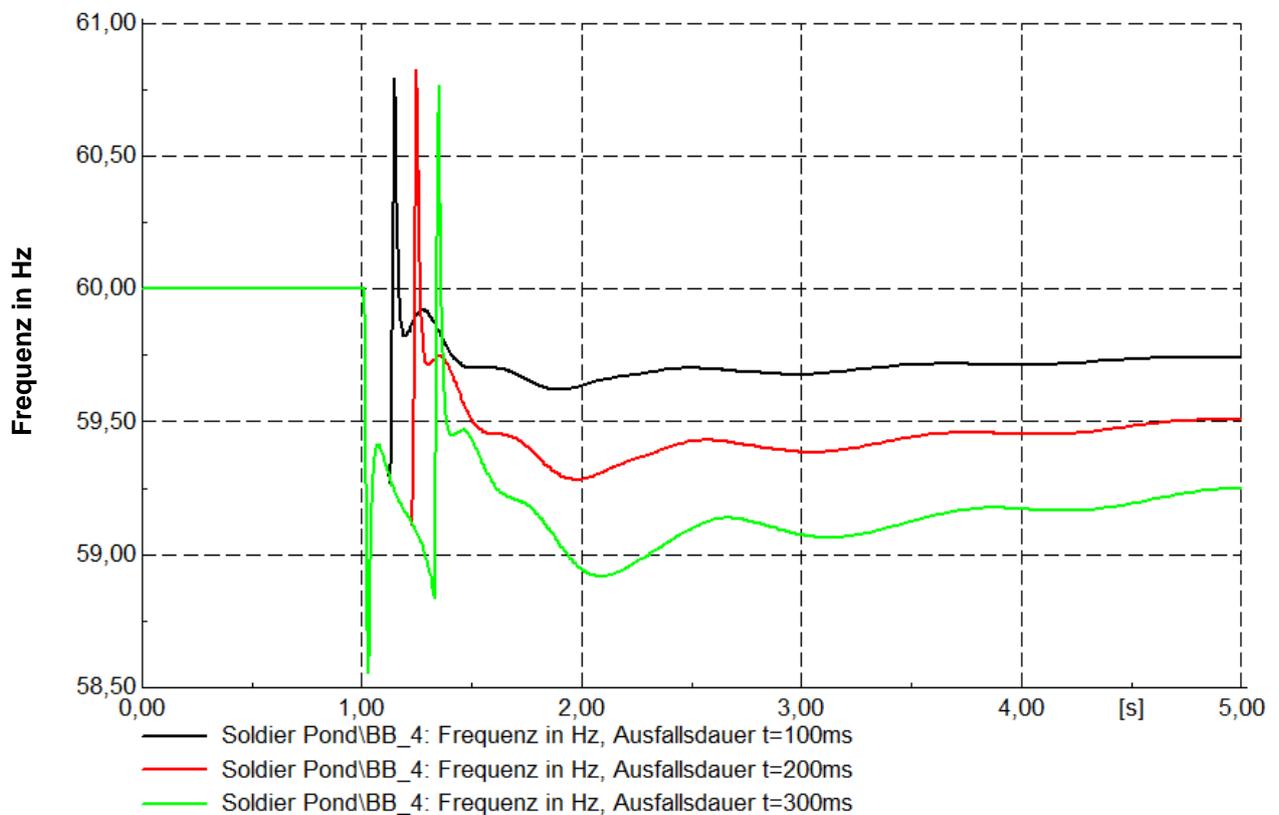


Abbildung 3-22: Frequenz an Soldiers Pond, Variation der Ausfallsdauer

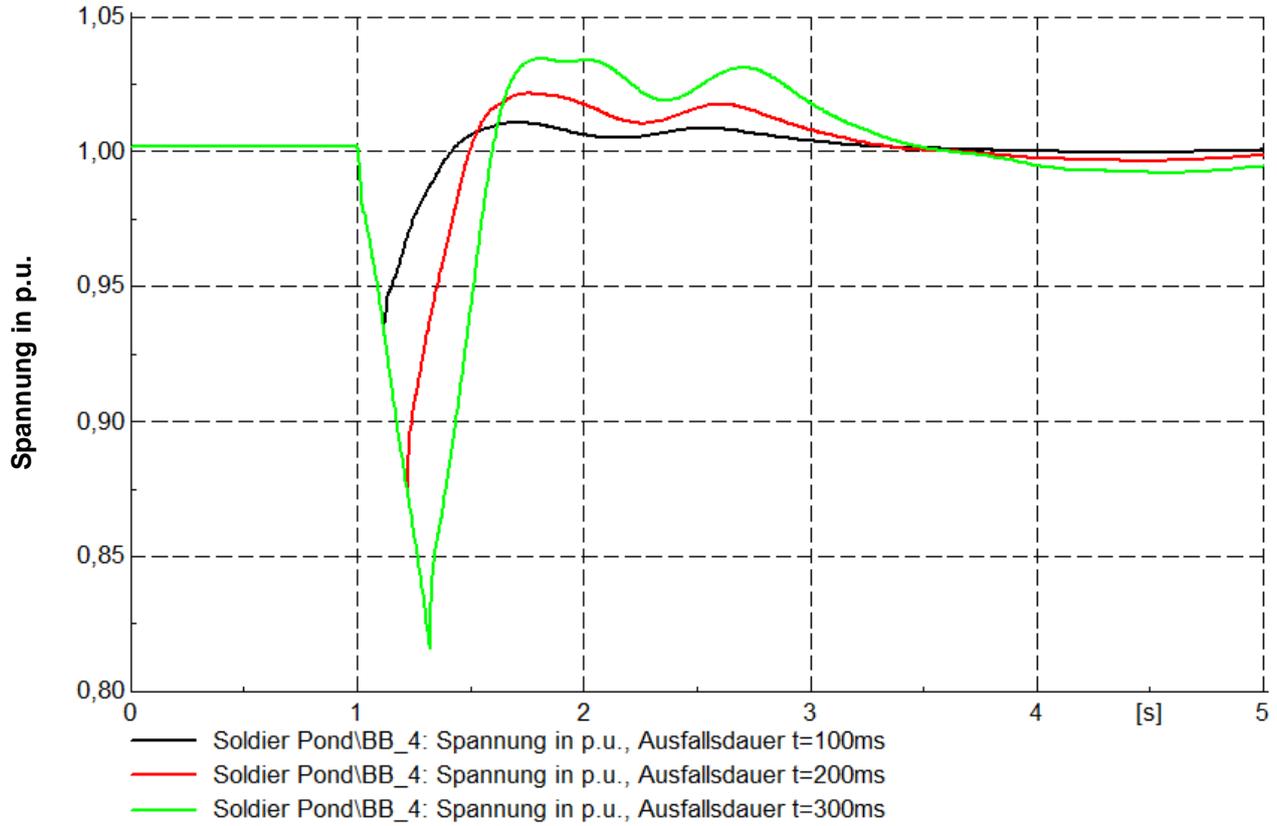


Abbildung 3-23: Spannung an Soldiers Pond, Variation der Ausfallsdauer

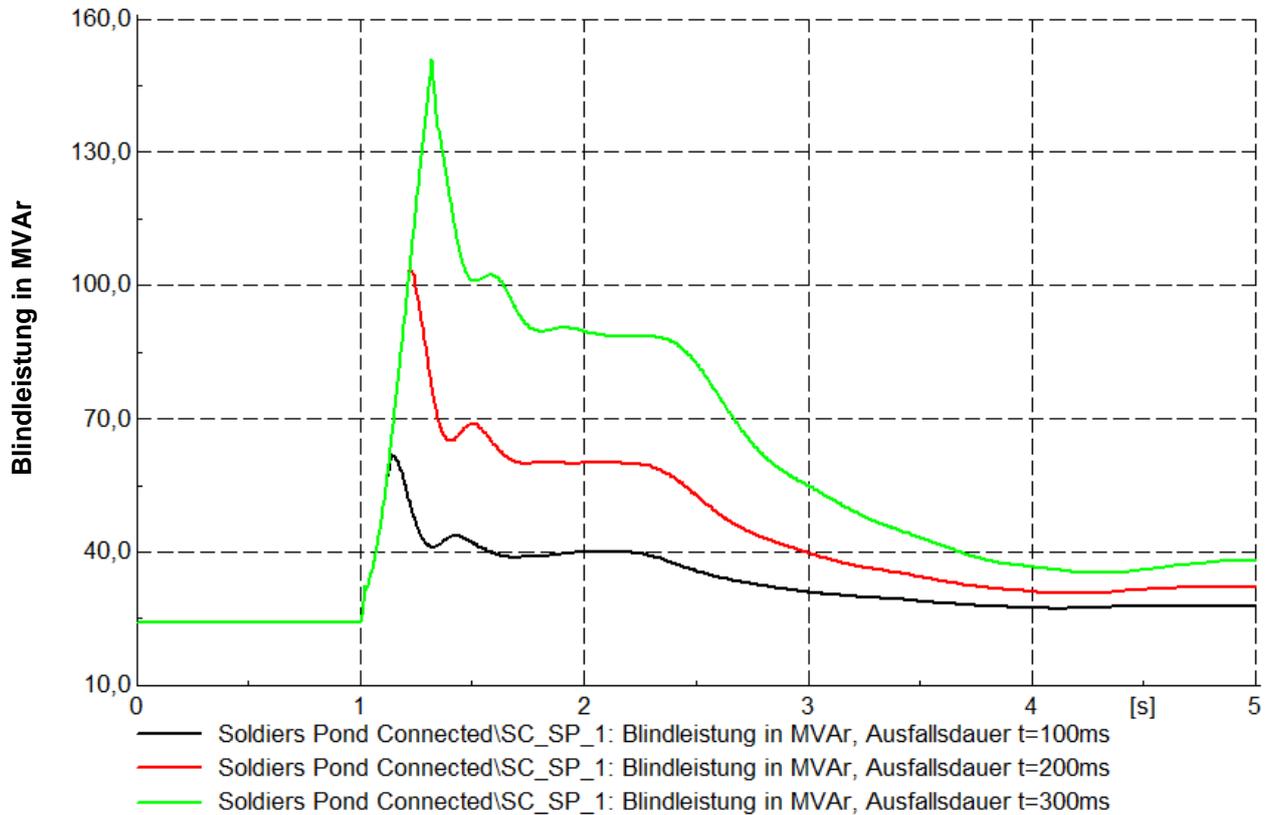


Abbildung 3-24: Blindleistung SC, Variation der Ausfallsdauer

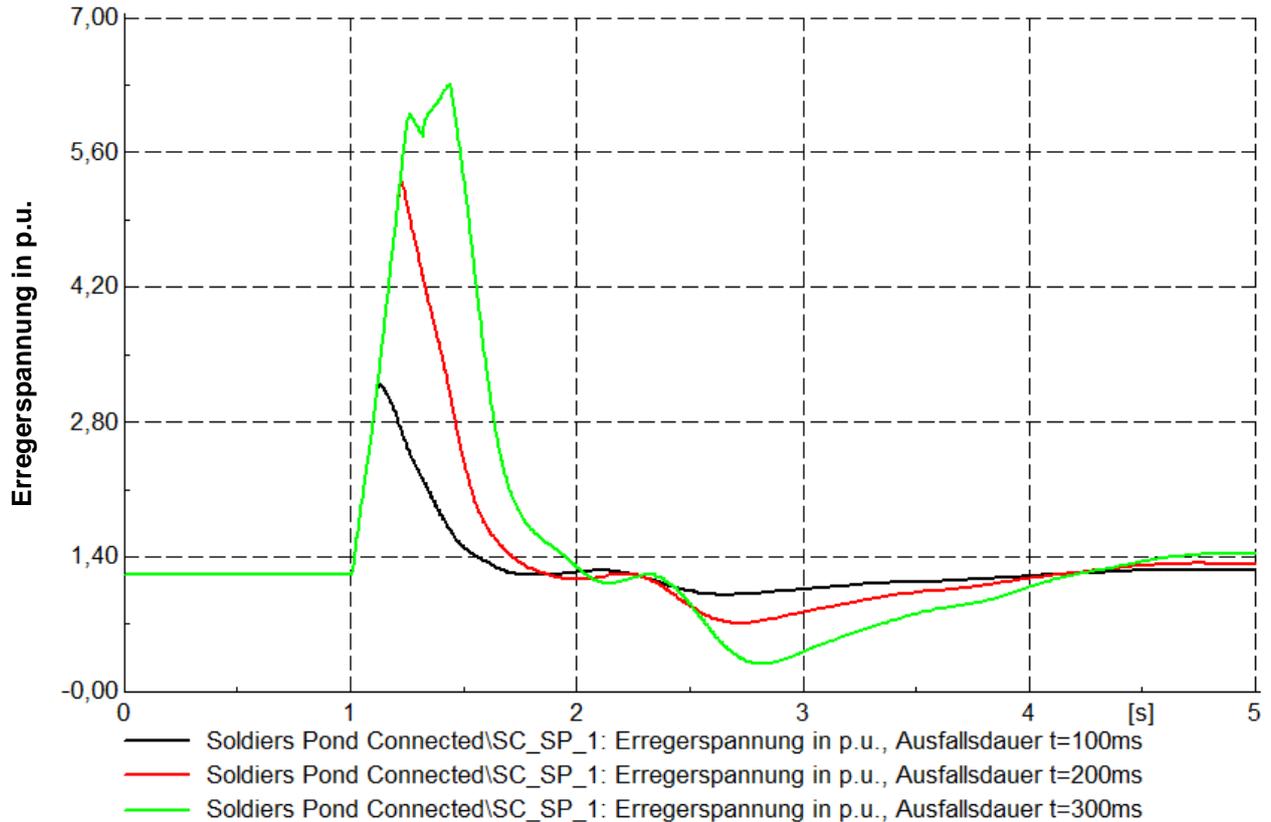


Abbildung 3-25: Erregerspannung SC, Variation der Ausfallsdauer

Ab einer Ausfallsdauer von 400 ms reichen zwei Synchronous Condensers nicht aus und es kommt zu einem Spannungszusammenbruch. Abbildung 3-26 zeigt den Verlauf der Spannung. Von Zeitpunkt  $t = 1,0$  s bis  $t = 1,34$  s erkennt man, dass die Spannung gleich verläuft wie in Abbildung 3.17. Ist aber zu diesem Zeitpunkt die Leistungseinspeisung der HGÜ nicht wiederhergestellt, sinkt die Spannung steiler ab. Zum Zeitpunkt  $t = 1,42$  s sieht man eine Erhöhung der Spannung von 54,5 % auf 60 %. Dies ist der Zeitpunkt an dem der Fehler geklärt wurde. Jedoch ist die Spannung schon zu niedrig um durch die vorhandenen Kapazitäten an Blindleistung noch auf einen stationären Wert von 1,0 p.u. zurückgeführt zu werden. Somit sinkt die Spannung weiter. Die anschließenden Pendelungen sind durch außer Tritt fallen der ersten Generatoren zu erklären. Fällt ein Generator außer Tritt, wird er mittels Leistungsschalter von Netz genommen. Dies führt zu einer Kettenreaktion bis der vollständige Blackout eintritt.

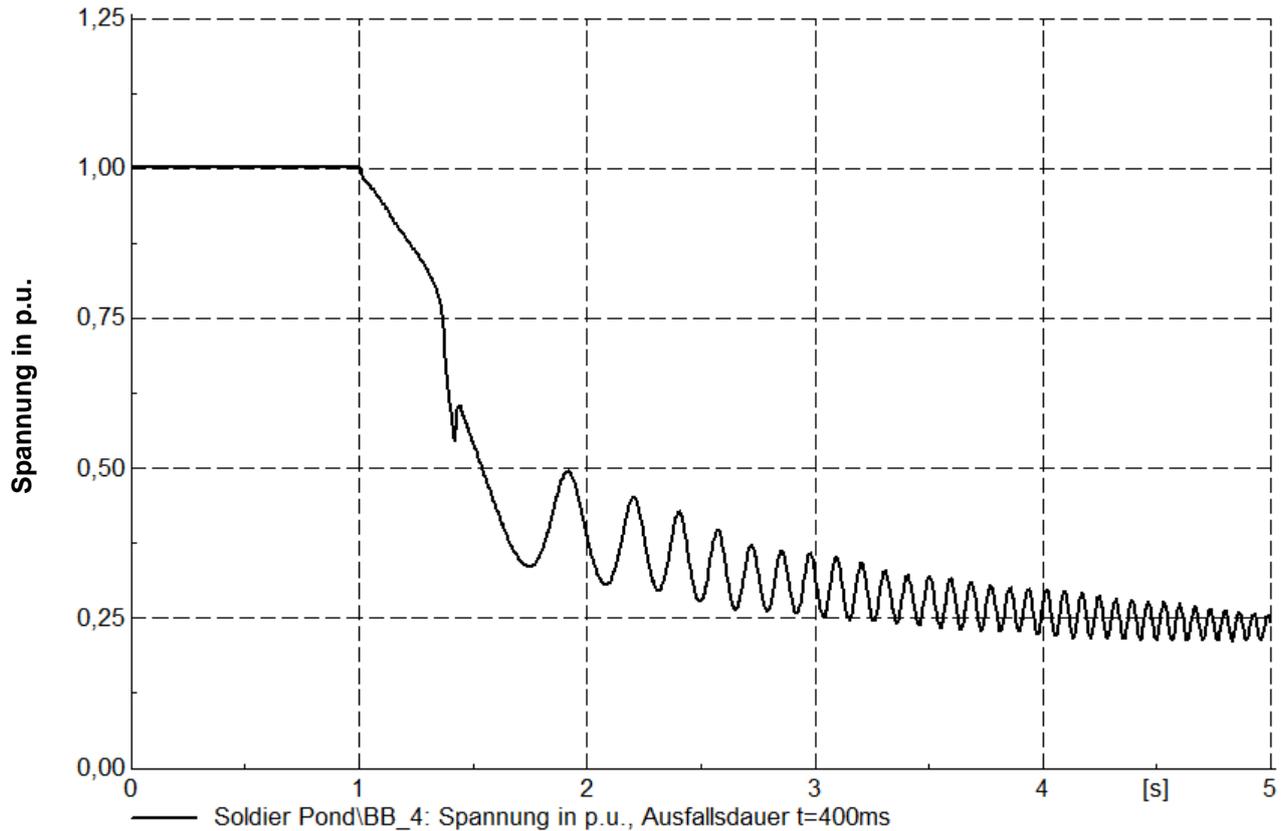


Abbildung 3-26: Spannungseinbruch an Soldiers Pond, Instabiler Fall

### 3.7 Einsatz der doppeltgespeisten Asynchronmaschine (DASM)

#### 3.7.1 Modellparameter DASM

Wie im Falle des Synchronous Condensers werden zwei Maschinensätze zum Einsatz kommen. Um jedoch die Rechenzeit und die das Netz nicht noch weiter zu vergrößern wird eine Ersatzmaschine mit doppelter Nennscheinleistung und doppeltem Trägheitsmoment verwendet. Tabelle 3-14 zeigt bereits die verdoppelten Werte.

Tabelle 3-14: Vorgegebene Daten der verwendeten DASM

$S_n$	$U_s$	$p_z$	$R_s$	$R_r$	$X_m$	$X_s$	$X_r$	$\ddot{u}$	$J$	$n_s$
MVA	kV		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.		kgm <sup>2</sup>	Umin <sup>-1</sup>
350	15	9	0,001498	0,001009	1,883	0,089970	0,173261	0,3626	692000	400

Daraus lassen sich die Anlaufzeitkonstante und die normierte Trägheitszeitkonstante berechnen.

$$T_a = \frac{692000 \text{ kgm}^2 \cdot (2\pi 60 \text{ Hz})^2}{350 \text{ MVA} \cdot 9^2} = 3,466 \text{ s} \quad (81)$$

$$H = \frac{1}{2} \cdot 3,466 \text{ s} = 1,733 \text{ s} \quad (82)$$

**Tabelle 3-15: Anlaufzeitkonstante und Trägheitszeitkonstante**

$T_a$	H
s	s
3,466	1,733

Beim den Arbeitspunkten in Tabelle 3-16 befindet sich die Maschine im übersynchronen Motorbetrieb. Im Verbraucherzählpfeilsystem bedeuten positive Leistungen Leistungsbezug, negative Leistungen Abgabe von Wirkleistung.

**Tabelle 3-16: Arbeitspunkte DASM**

HGÜ	Betriebsart	Knotentyp	$P_s$	$Q_s$	U
			MW	MVar	p.u.
selbstgeführt	Motor	PV	4,40	-6,81	1.0
netzgeführt	Motor	PV	4,40	-350	1.0

Es werden zwei Szenarien untersucht. Einerseits wird die Ausfallsdauer der HGÜ verändert, andererseits wird alternativ zu den bisher durchgeführten Untersuchungen eine netzgeführte HGÜ betrachtet. Der Grundgedanke bei diesem Szenario ist, dass eine netzgeführte HGÜ im Normalbetrieb einen großen Blindleistungsbedarf hat, im Vergleich zur selbstgeführten. Deswegen ergeben sich für die Blindleistungsregelstrecke andere Einstellungen, bzw. andere Strukturen.

So wird der Spannungsregler im zweiten Szenario nicht verwendet. Als Sollwert der Blindleistung wird der Arbeitspunkt aus Tabelle 3-16 genommen und während des Fehlers manuell verkleinert (Fehler-getriggerte Steuerung), da die Umrichter im Fehlerfall keine Blindleistung benötigen.

Der Drehzahlregler soll die Drehzahl nach dem Fehler sehr langsam zurückführen. Bei schneller Drehzahländerung würde es zu einem Überschwingen der Drehzahl kommen. Ebenso würde der Sollwert der Wirkleistung schnell verändert werden und der Leistungsregler würde versuchen die Leistung ebenso schnell nachzuregeln. Dadurch würde es zu Wirkleistungspendelungen kommen, welche nicht erwünscht sind. Die proportionale Verstärkung sollte nicht kleiner als eins gewählt werden, da die Maschine sonst sehr lange braucht um einen stationären Betrieb zu erreichen.

**Tabelle 3-17: Parameter Drehzahlregler (siehe Abbildung 2-12)**

$n_{soll}$	$K_{pn}$	$K_{in}$	$K_{dn}$	$T_n$	$P_{soll,min}$	$P_{soll,max}$
p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	p.u.	p.u.
1.1	1	0,01	10	10	-5	5

**Tabelle 3-18: Parameter Spannungsregler (siehe Abbildung 2-13)**

HGÜ	$U_{soll}$	$K_u$
	p.u.	p.u.
selbstgeführt	1	-7
netzgeführt	---	---

Während des HGÜ-Ausfalls soll Wirkleistung aus der Schwungmasse abgegeben werden. Anders als beim SC soll bei der DASM nicht nur der Drehzahlverlust aufgrund der sinkenden Frequenz zur Netzstabilisierung genützt werden. Die Drehzahl wird bewusst weiter gesenkt um vermehrt Wirkleistung an das Netz abgeben zu können.

Da der Ausfall nur einige hundert ms dauert, muss der Leistungsregler sehr schnell sein. Deswegen wurde die Zeitkonstante des Wirkleistungsreglers sehr klein gewählt. Die Verstärkung wurde sehr groß gewählt. Mit dieser Konfiguration kann eine schnelle Änderung der Wirkleistung realisiert werden. Die Messung von Wirkleistung und Blindleistung erfolgt im Erzeugerzählpfeilsystem, eine positive Leistung  $P_{\text{soll(Fehler)}}$  bedeutet Wirkleistungsabgabe ans Netz.

Tabelle 3-19: Parameter Leistungsregler (siehe Abbildung 2-14)

HGÜ	$P_{\text{soll(Fehler)}}$	$Q_{\text{soll(Fehler)}}$	$K_P$	$T_P$	$K_Q$	$T_Q$	$i_{d,\text{min}}$	$i_{d,\text{max}}$	$i_{q,\text{min}}$	$i_{q,\text{max}}$
	p.u.	p.u.	p.u.	s	p.u.	s	p.u.	p.u.	p.u.	s
selbstgeführt	1,2	---	100	0,01	100	1	-5	5	-5	5
netzgeführt	1,2	0.5	100	0,01	100	0,01	-5	5	-5	5

Tabelle 3-20: Parameter Stromregler (siehe Abbildung 2-15)

HGÜ	$K_{di}$	$T_{di}$	$K_{qi}$	$T_{qi}$
	p.u.	s	p.u.	s
selbstgeführt	0,1	0,01	0,1	1,0
netzgeführt	0,1	0,01	0,1	0,01

Die Strommessenheit benötigt Rotornennspannung und Rotornennscheinleistung.

Tabelle 3-21: Parameter Strommessung

$S_{rn}$	$U_{rn}$
kVA	V
40000	15000

## 3.7.2 Simulationsergebnisse DASM

### 3.7.2.1 Variation der Ausfallsdauer

Wie im Fall der Synchronmaschine wird hier auch die Ausfallsdauer der HGÜ variiert. Die Wirkleistungsabgabe aus der Schwungmasse wird dabei der jeweiligen Ausfallsdauer angepasst. Die Höhe der Abgabe bleibt ständig bei 1.2 p.u.. Dieses Verhalten ist in

Abbildung 3-27 ersichtlich.

Nachdem der Fehler geklärt ist, kommt es zu einem leichten Überschwingen. Das ist durch die Parametrierung des Reglers zu erklären. Hier besteht noch Optimierungsbedarf, generell wird jedoch das gewünschte Verhalten erzielt.

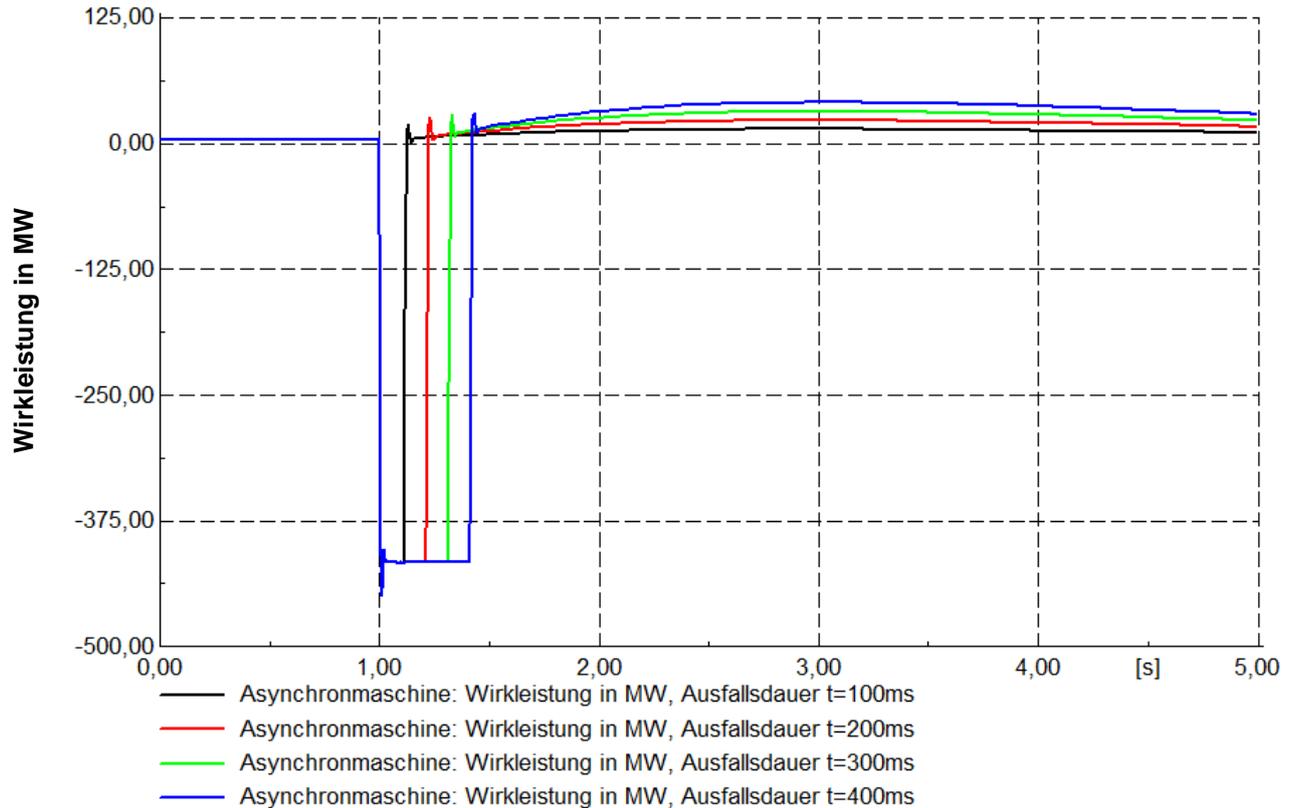


Abbildung 3-27: Wirkleistung der Asynchronmaschine, Variation der Ausfallsdauer

Wird vermehrt Wirkleistung abgegeben, kommt es zu einer Verlangsamung der Maschine. Die Drehzahl der DASM wird in Abbildung 3-28 abgebildet. Auch hier ergibt sich wieder der Zusammenhang, je länger der Fehler andauert und man bewusst Wirkleistung abgibt, desto weiter wird der Rotor abgebremst. Bei einer Ausfallsdauer von 100 ms wird die Maschine auf eine Drehzahl von 1,06 p.u. abgebremst. Bei einer Ausfallsdauer von 200 ms auf 1,03 p.u., bei einer Ausfallsdauer von 300 ms auf 1,00 p.u. und bei einer Ausfallsdauer von 400 ms auf 0,96 p.u..

Nach dem Fehler wird der Leistungssollwert wieder durch den Drehzahlregler vorgegeben. Dieser sorgt dafür, dass die Solldrehzahl von 1,10 p.u. wieder erreicht wird. Durch die veränderte Rotorgeschwindigkeit ändert sich auch der Schlupf der Maschine.

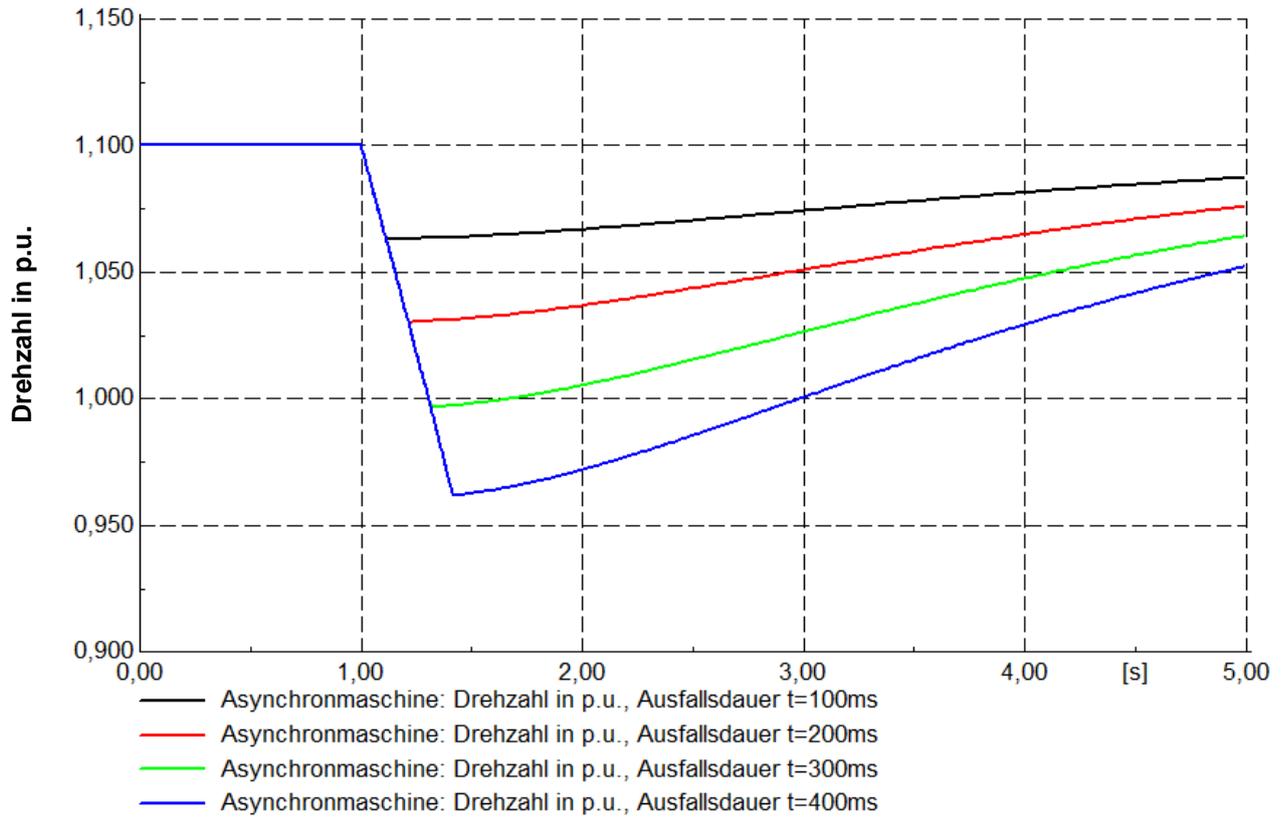


Abbildung 3-28: Drehzahl der DASM, Variation der Ausfallsdauer

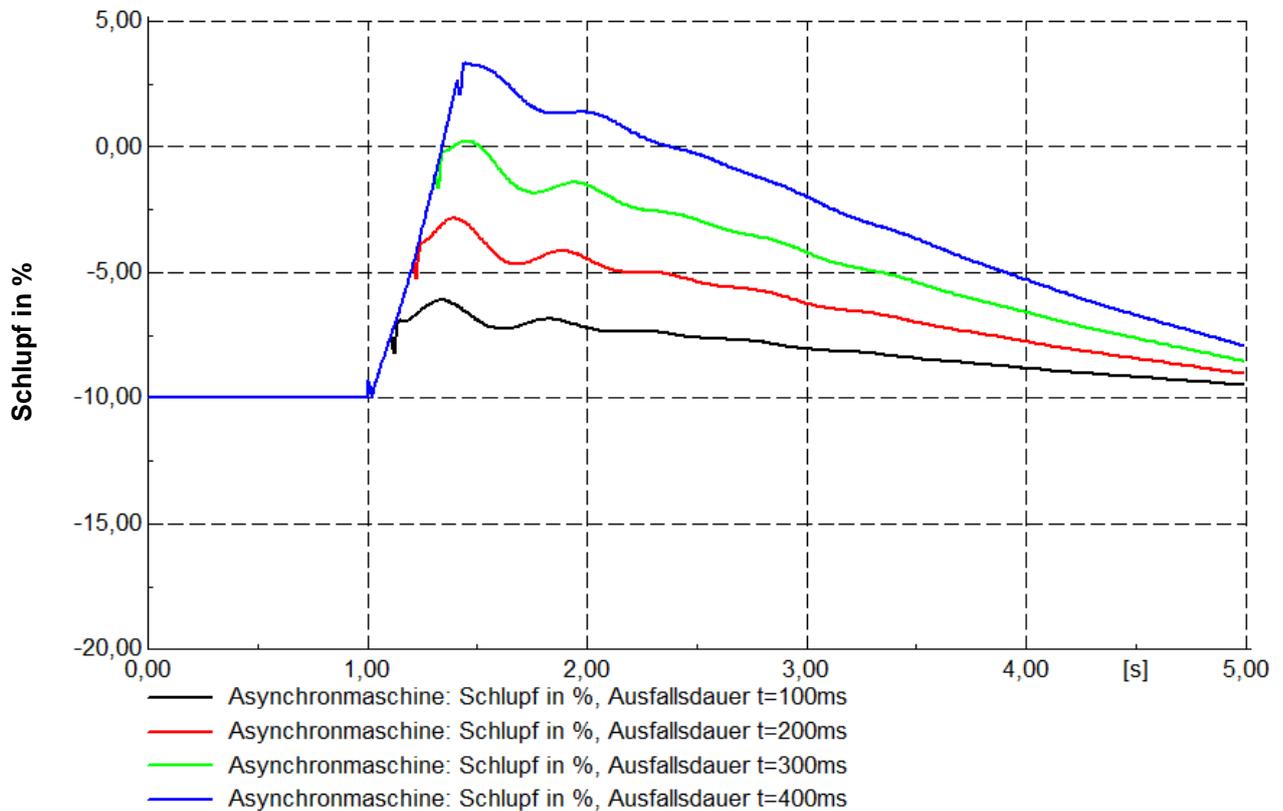


Abbildung 3-29: Schlupf der Asynchronmaschine, Variation der Ausfallsdauer

Die Frequenz der Sammelschiene Soldiers Pond wird in Abbildung 3-30 gezeigt. Hier ist zu erkennen, dass die Frequenz nach Zuschalten der HGÜ nicht den Sollwert von 60 Hz einnimmt. Dies ist durch die Leistungsaufnahme der DASM nach dem Fehler zu erklären. Ist der Fehler geklärt, wird der Wirkleistungssollwert wieder vom Drehzahlregler vorgegeben. Da die Drehzahl während des Fehlers kleiner wurde und dadurch Energie aus der Schwungmasse abgegeben, muss die Maschine nach Ende des Fehlers Leistung beziehen um die vorgegebene Solldrehzahl von 1,1 p.u. zu erreichen. Je länger der Ausfall dauert, desto weiter sinkt die Drehzahl. Dadurch ist die Höhe der Leistungsaufnahme der Maschine nach Klärung des Fehlers abhängig von der Ausfallsdauer.

Gleichung 83 zeigt die ausgefallene Energiemenge der HGÜ für das Standardsimulationsereignis, siehe Abbildung 3-4.

$$W_{HGÜ} = -766MW \cdot 200ms = -153,2MWs \quad (83)$$

Dieselbe Energiemenge fiel auch im Fall der Synchronmaschine aus. Würde der Drehzahlregler für die Fehlerzeit nicht manuell außer Betrieb gesetzt werden, würde dieser versuchen die Drehzahl konstant zu halten. Wäre der Drehzahlregler schnell genug, würde die DASM keine Energie aus der Schwungmasse abgeben.

Wäre der Drehzahlregler sehr langsam oder außer Betrieb, würde die doppeltgespeiste Asynchronmaschine, genau wie die SCs, Schwungmassenenergie abgeben. Dabei würde die Drehzahl proportional der Frequenz sinken.

Wird der Drehzahlregler für die Fehlerzeit manuell außer Betrieb genommen und dem Leistungsregler ein erhöhter Sollwert vorgegeben, sinkt die Drehzahl nicht nur bedingt durch die sinkende Frequenz, sondern auch aufgrund der vermehrten Energieabgabe. Diese Energiemenge kann ebenfalls berechnet werden. Hierzu wird der Fall Ausfallsdauer 200 ms betrachtet, indem die Drehzahl von  $n_1 = 1,10$  p.u. auf  $n_2 = 1,03$  p.u. sinkt.

$$W_{DASM1} = 350MVA \cdot 1,733s \cdot \left(\frac{1,10p.u.}{1,00p.u.}\right)^2 = 733,9MWs \quad (84)$$

$$W_{DASM2} = 350MVA \cdot 1,733s \cdot \left(\frac{1,03p.u.}{1,00p.u.}\right)^2 = 643,5MWs \quad (85)$$

$$W_{DASMA} = W_{DASM1} - W_{DASM2} = 733,9MWs - 643,5MWs = 90,4MWs \quad (86)$$

Da sich diese Größen nicht zu Null addieren, muss die Frequenz sinken.

$$W_{\Delta} = W_{HGÜ} - W_{DASMA} = 153,2MWs - 90,4MWs = 62,8MWs \quad (87)$$

Auch hier ist die Frequenz als Ableitung des Spannungswinkels definiert. Da der Spannungswinkel bei Fehlereintritt bzw. bei Löschen des Fehlers sich verändert und weiter dreht, kommt es zu den Spitzen in Abbildung 3-30.

Die Spannung an der Sammelschiene Soldiers Pond bleibt für alle simulierten Ausfallsdauern im  $\pm 10\%$  Band. Die Spannung wird nach Ende des Fehlers höher als der Sollwert von 1,0 p.u.. Dies ist durch den langsamen Blindleistungsregler zu erklären. Nachdem die Pendelungen der Blindleistung abgeklungen sind, stellt sich wieder der gewünschte Spannungswert ein.

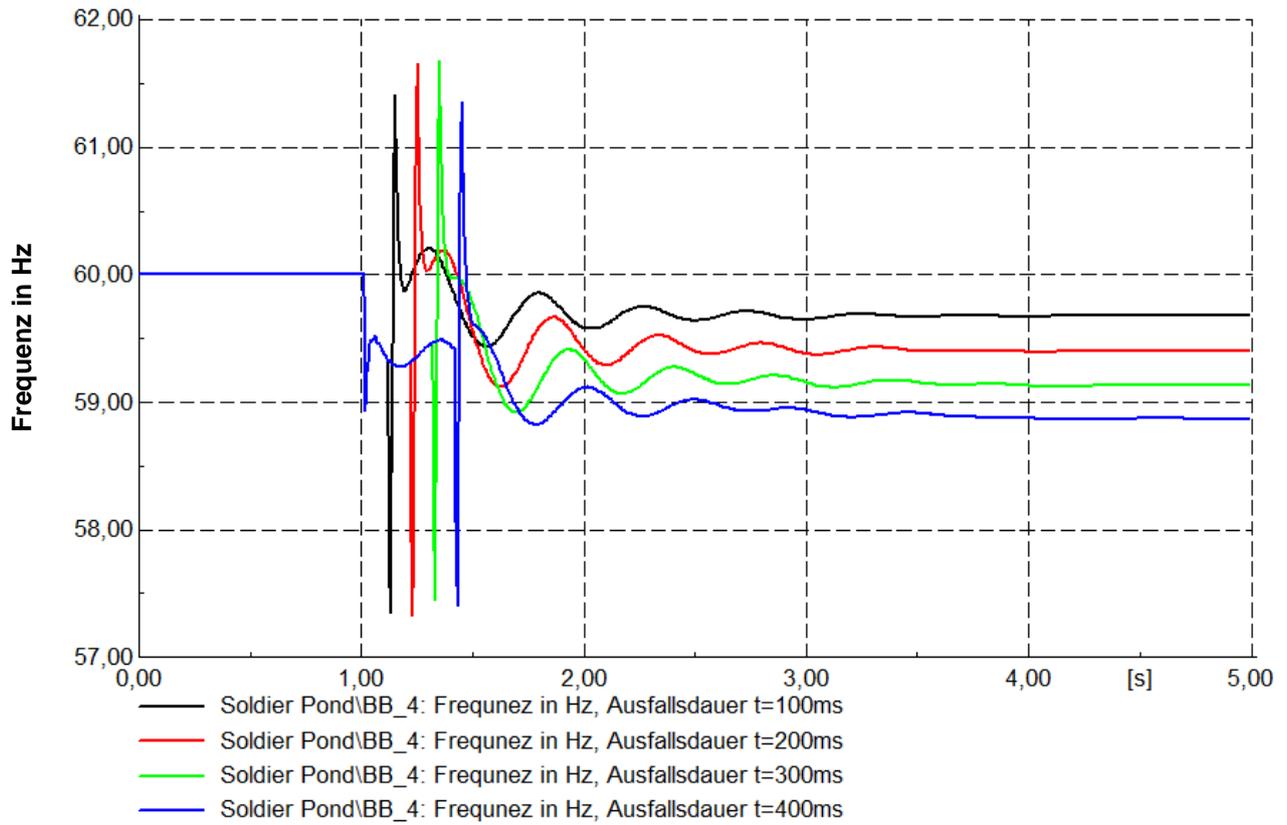


Abbildung 3-30: Frequenz an Soldiers Pond, Variation der Ausfallsdauer DASM

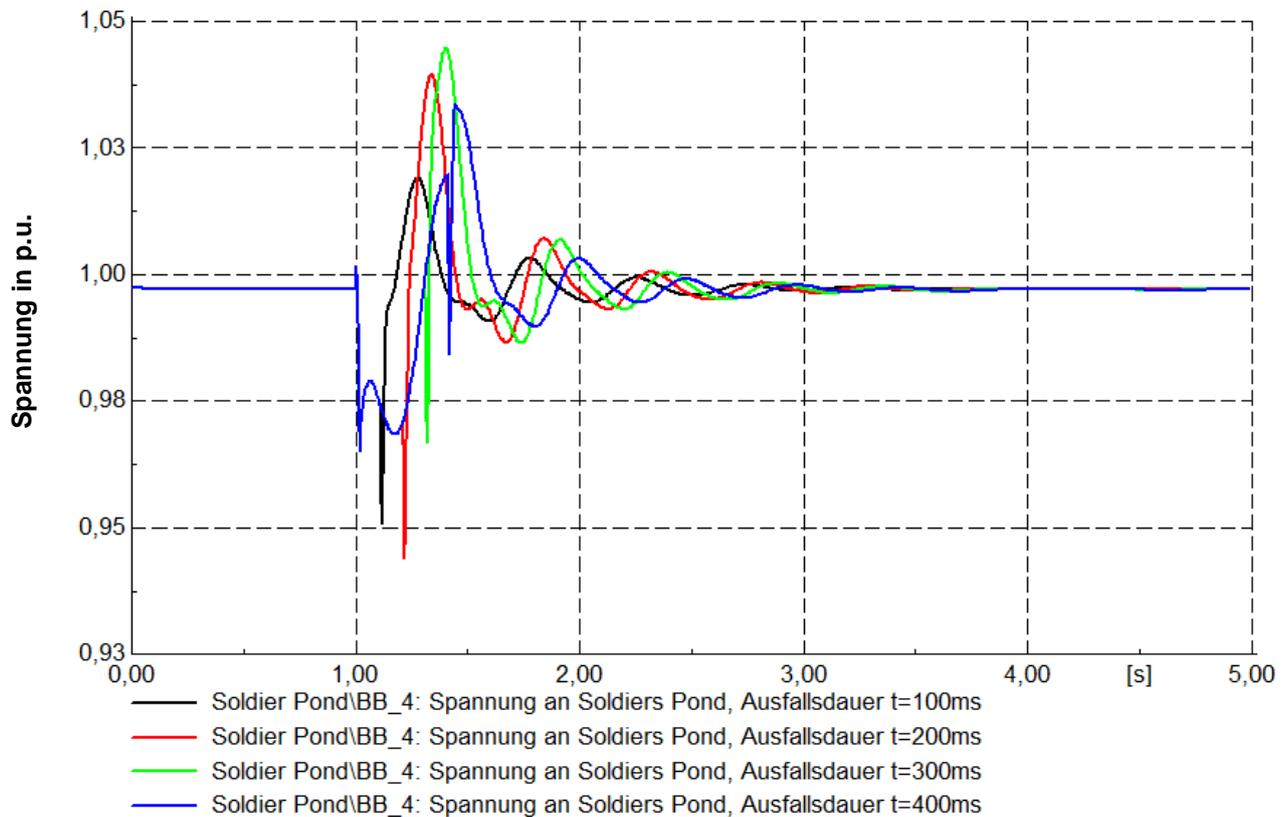


Abbildung 3-31: Spannung an Soldiers Pond, Variation der Ausfallsdauer DASM

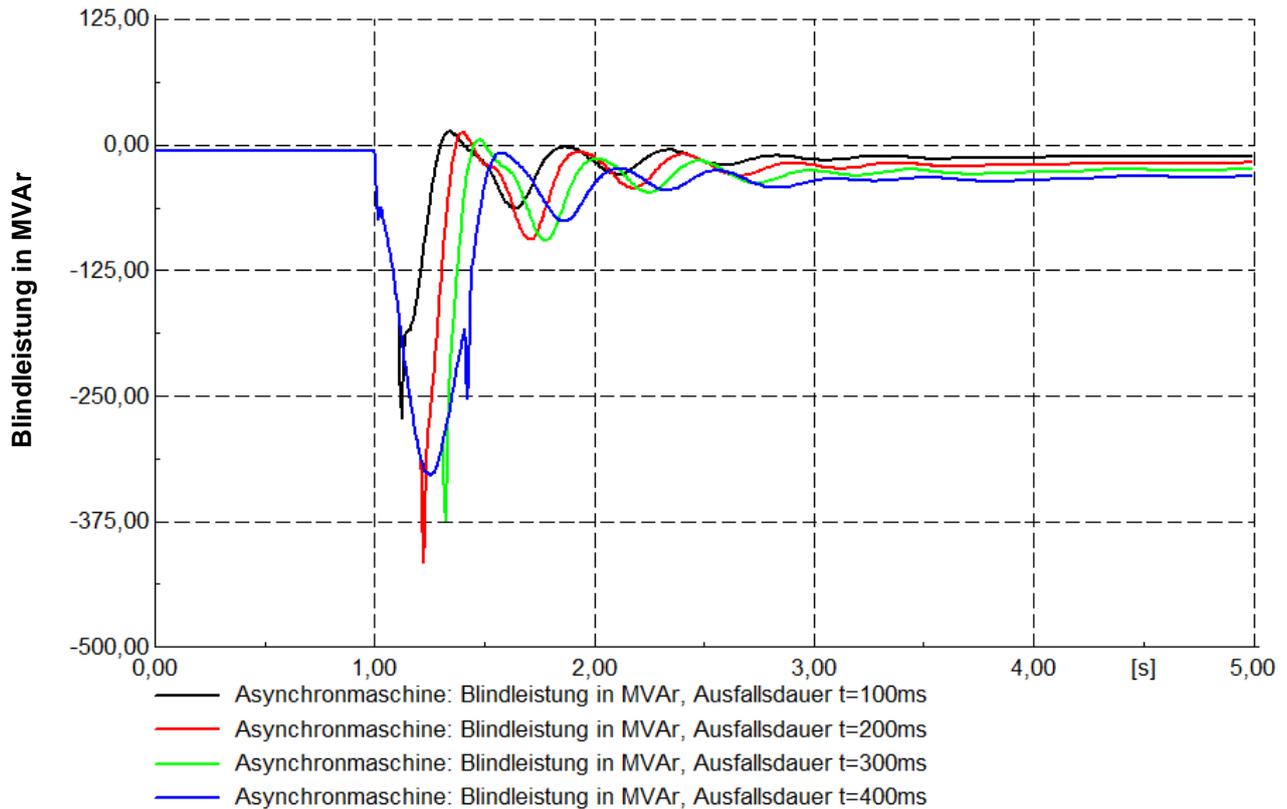


Abbildung 3-32: Blindleistung der Asynchronmaschine, Variation der Ausfallsdauer

### 3.7.2.2 Netzgeführte HGÜ

Der Unterschied zwischen netzgeführter HGÜ, auch klassische HGÜ genannt, und selbstgeführter HGÜ, auch moderne HGÜ genannt, besteht im Blindleistungsbedarf. In allen bisherigen Simulationen wurde von einer selbstgeführten HGÜ ausgegangen und hauptsächlich die Wirkleistungskomponente betrachtet. Wenn nun jedoch eine klassische HGÜ zum Einsatz kommt muss die Regelstrategie angepasst werden. Abbildung 3-33 zeigt den Ausfall der netzgeführten HGÜ für 200 ms. Der rote Verlauf stellt die Blindleistung der HGÜ dar. Im Normalbetrieb wird eine Blindleistung von 370 MVAR aufgenommen. Diese Blindleistung wird von der Asynchronmaschine zur Verfügung gestellt, wodurch sich ein neuer Arbeitspunkt einstellt.

Im Fehlerfall wird nun zu viel Blindleistung von der Asynchronmaschine an das Netz geliefert. Deswegen wird der Blindleistungssollwert während des Fehlers reduziert. Der Spannungsregler ist in dieser Simulation außer Betrieb. Der Blindleistungsregler erhält für den Normalbetrieb einen Sollwert von 1.0 p.u., im Fehlerfall einen Sollwert von 0,5 p.u.. Der Wirkleistungssollwert wird im Fehlerfall wieder auf 1,2 p.u. erhöht und im Normalbetrieb vom Drehzahlregler vorgegeben. Somit wird das Verhalten der DASM an das Verhalten der HGÜ angepasst. In Abbildung 3-34 sieht man die Wirk- und Blindleistung der doppeltgespeisten Asynchronmaschine, welche sich genau umgekehrt den Leistungen der HGÜ verhaltenen. Aufgrund der Tatsache, dass die Blindleistungsreduktion der DASM nicht genügt, besteht ein Blindleistungsüberschuss, welcher zu einer Spannungssteigerung an Soldiers Pond führt.

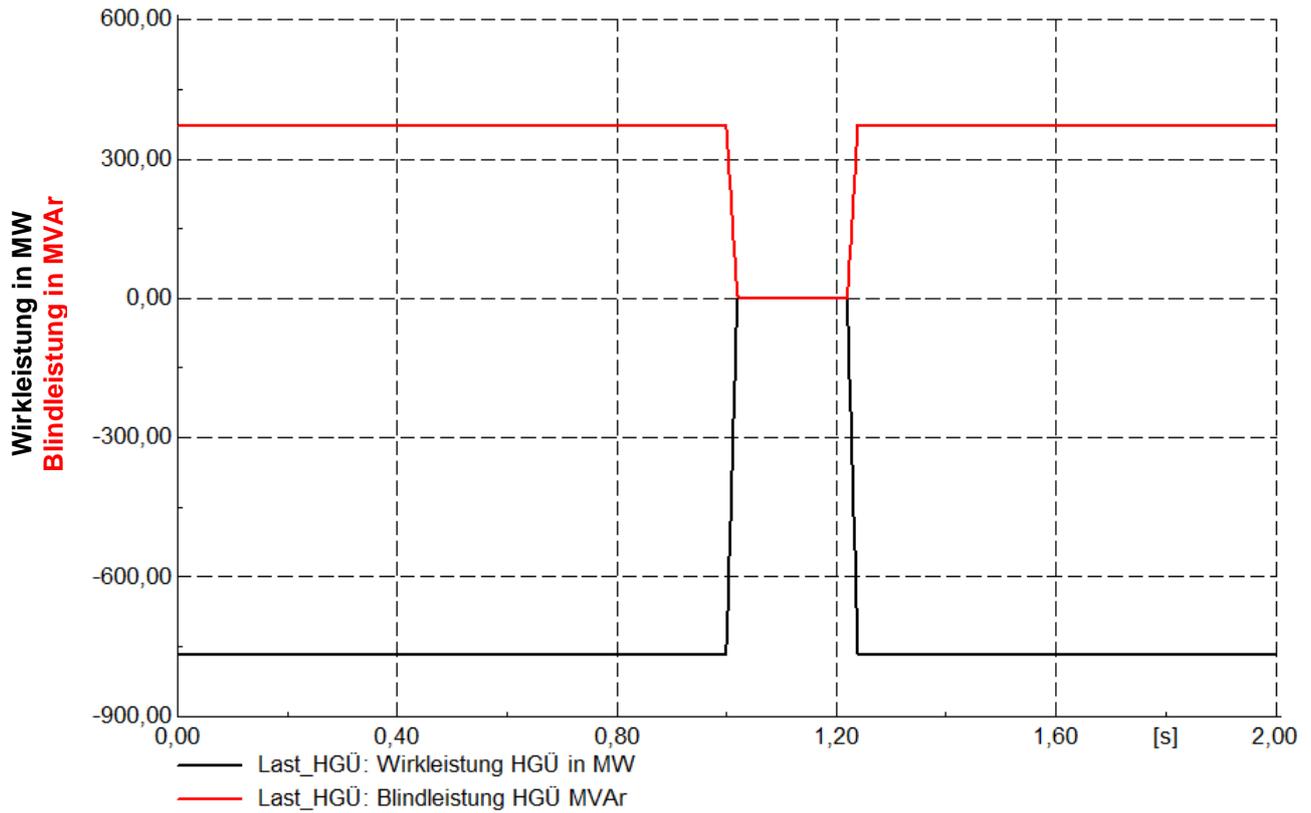


Abbildung 3-33: Ausfall der netzgeführten HGÜ

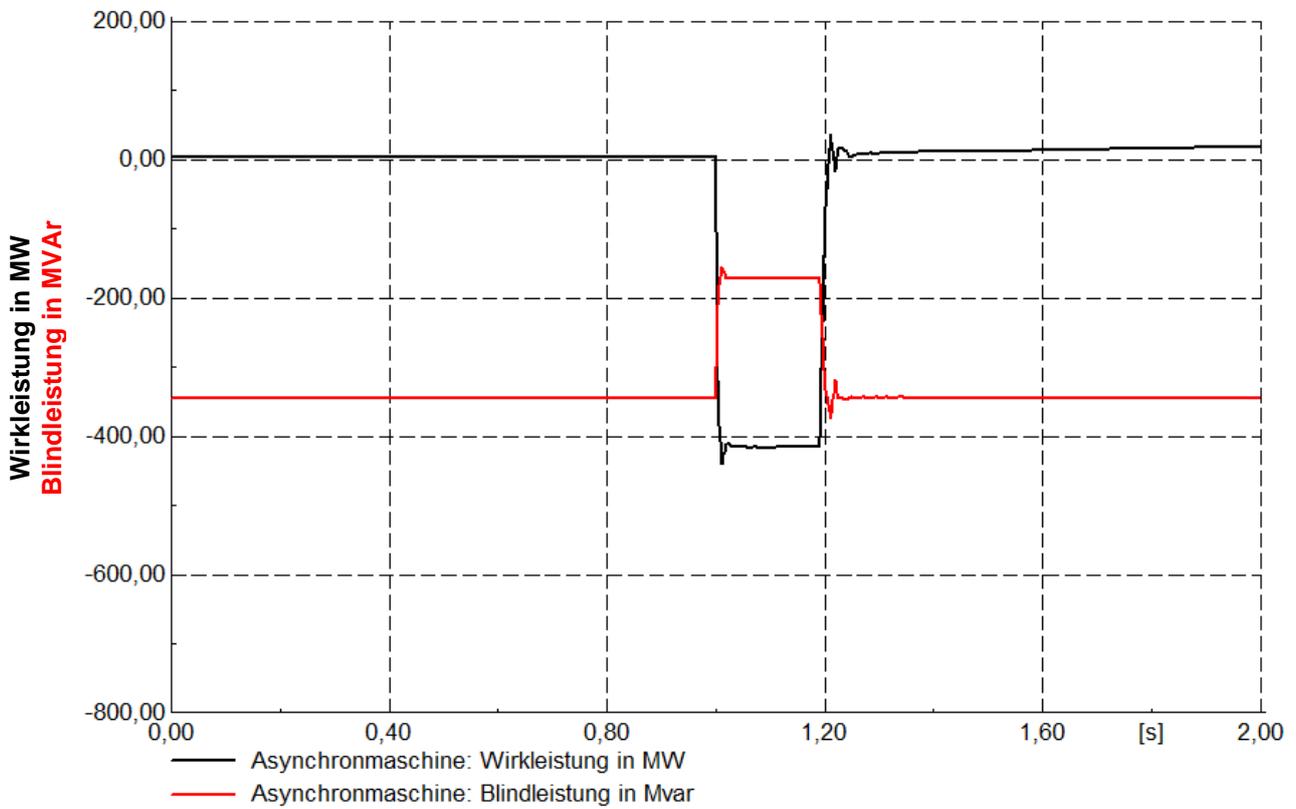
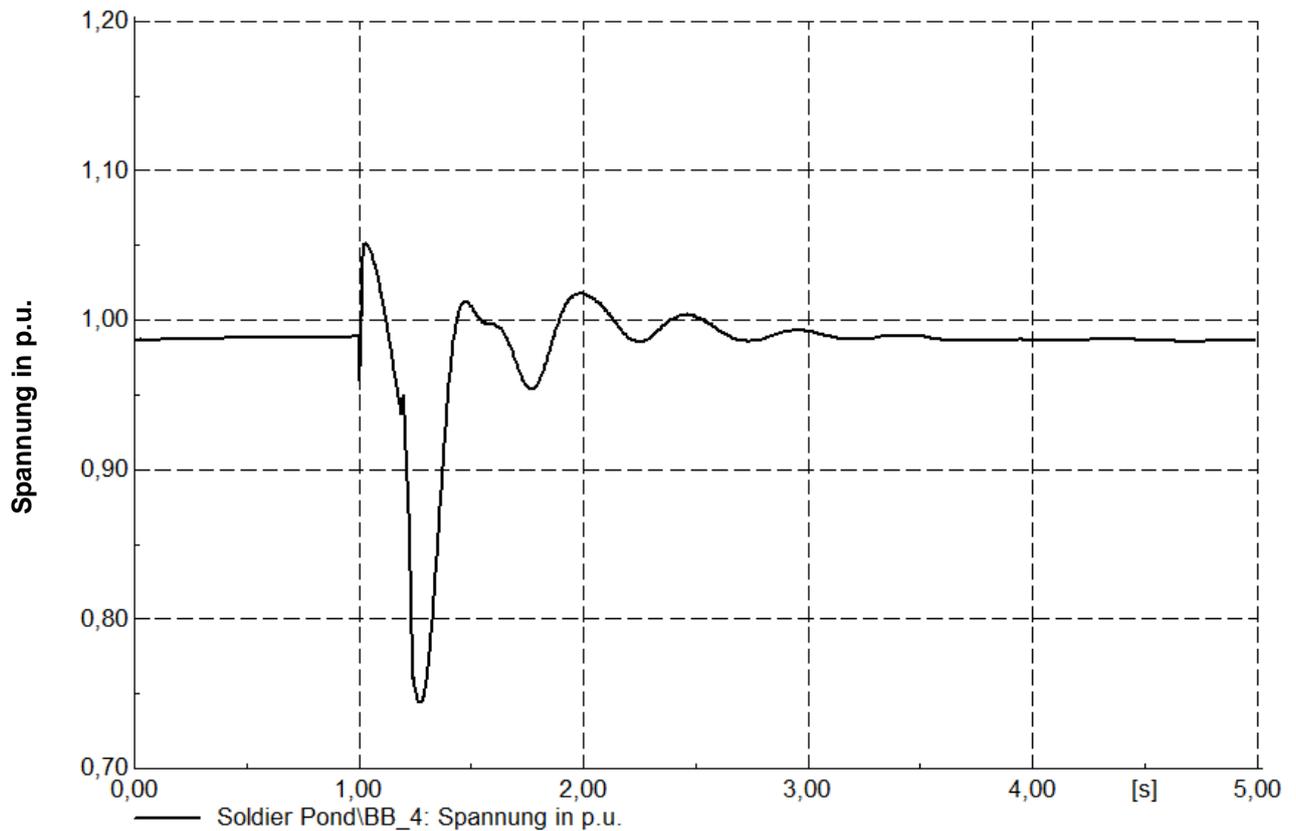


Abbildung 3-34: Wirk- und Blindleistung der DASM, Netzgeführte HGÜ



**Abbildung 3-35: Spannung an Soldiers Pond, Netzgeführte HGÜ**

Im Vergleich mit dem Szenario Variation der Ausfallsdauer bricht hier die Spannung wesentlich stärker ein. Dies liegt am fehlenden Spannungsregler und somit der verminderten Blindleistungsabgabe. Bei Variation der Ausfallsdauer befindet sich die abgegebene Blindleistung im Bereich von 200 - 400 MVar. In dieses Fall wird die Blindleistungsabgabe im Fehlerfall auf 175 MVar beschränkt.

## 4 Diskussion, Schlussfolgerung

Die erste offensichtliche Schlussfolgerung dieser Arbeit ist, dass es für den betrachteten HGÜ Ausfall nicht ausreicht nur Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Die Verwendung eines SVCs führt nicht zu den gesteckten Zielen.

Die eingesetzten Synchronous Condensers zeigen ein besseres Verhalten, da hier die Abgabe von Blind- und Wirkleistung stattfindet. Die Wirkleistungsabgabe findet nur aufgrund der fallenden Frequenz im Netz statt. Um das Energiegleichgewicht zu beseitigen, geben alle Maschinen Energie aus den Schwungmassen ans Netz ab. Dabei kommt es zu einem Drehzahlverlust. Bei Rückkehr der HGÜ ist das Ungleichgewicht bereits durch die gesteigerte Wirkleistungsabgabe der Generatoren bereinigt. Die eingespeiste Energie der HGÜ sorgt wieder für ein Ungleichgewicht, worauf die Maschinen reagieren und Leistung aufnehmen. Dadurch kommt es zu Pendelungen des Rotors. Die aufgenommene Energie wird verwendet um die Schwungmassen zu beschleunigen.

Die Untersuchung zeigte, dass Maschinen mit größerer Trägheitskonstante bei HGÜ-Ausfall mehr Wirkleistung aus der Schwungmasse abgeben. Ebenfalls ist der Drehzahlverlust geringer aufgrund der größeren Trägheit. Ist der Fehler geklärt, kommt es zu Wirkleistungspendelungen, deren Ausschläge größer sind, je kleiner die Trägheit ist. Durch größere Trägheitskonstanten wird auch eine bessere Spannungshaltung erzielt. Ausfallsdauern bis 300 ms können erfolgreich überstanden werden. Ab einer Ausfallsdauer von 400 ms wird das Netz instabil. Die Variation des Dämpfersystems hat keine wesentlichen Unterschiede in Spannungs- und Frequenzverlauf gezeigt.

Bei der doppelt gespeisten Asynchronmaschine wird nicht nur die Blindleistung, wie beim SC, sondern auch die Wirkleistung geregelt. Wie die Synchronmaschine soll auch die Asynchronmaschine im Fehlerfall Wirkleistung bereitstellen. Diese Wirkleistungsabgabe findet nicht über die sinkende Frequenz statt, sondern über eine gezielte Sollwertvorgabe für die Wirkleistung im Fehlerfall. Dieser Sollwert bestimmt die Höhe der abgegebenen Leistung. Diese Art der Regelung führt zu einem höheren Drehzahlverlust, im Vergleich zum SC. Da es sich jedoch um eine Asynchronmaschine handelt, ist das nicht weiter von Bedeutung, da keine synchrone Drehzahl eingehalten werden muss.

In dieser Arbeit wurde mit einem Sollwert der Wirkleistung von 1,2 p.u. gearbeitet. Dieser könnte erhöht werden und somit die ausgefallenen Energie vollständig ausgleichen. Dies wäre für die Asynchronmaschine kein Problem, da sie sehr gut überlastfähig ist und der Ausfall nur kurz andauert. Hierbei ist auf die Auslegung des rotorseitigen Umrichters zu achten, welche in dieser Arbeit nicht behandelt wurde und Platz lässt für weitere Forschungen.

Vergleicht man den 200 ms HGÜ-Ausfall der Asynchronmaschine mit jenem der Synchronmaschine ist eine bessere Spannungshaltung im Fall der DFIM zu erkennen, Abbildung 4-1. Dies ist durch die sehr größere Blindleistungsabgabe der DFIM zu erklären.

Abbildung 4-2 zeigt den Frequenzverlauf für den 200ms HGÜ Ausfall bei Verwendung von SC und DFIM im Vergleich. Es ist zu erkennen, dass die Frequenz unter Verwendung der doppelgespeisten Asynchronmaschine höher gehalten werden kann, als bei Verwendung des Synchronous Condensers. Ein weiterer Vorteil der Asynchronmaschine gegenüber der Synchronmaschine ist, dass ein HGÜ-Ausfall von 400 ms stabil überstanden wird.

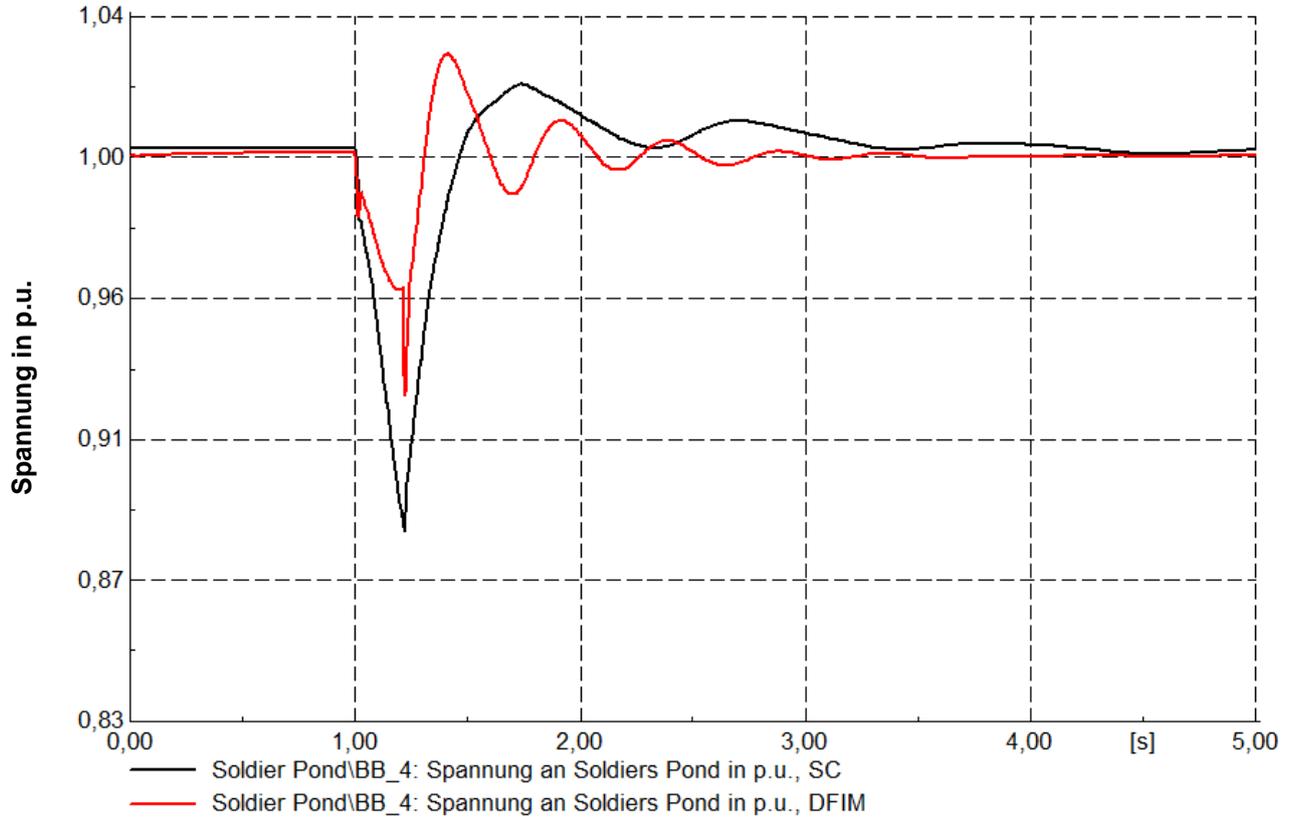


Abbildung 4-1: Spannung an Soldiers Pond, SC und DASM

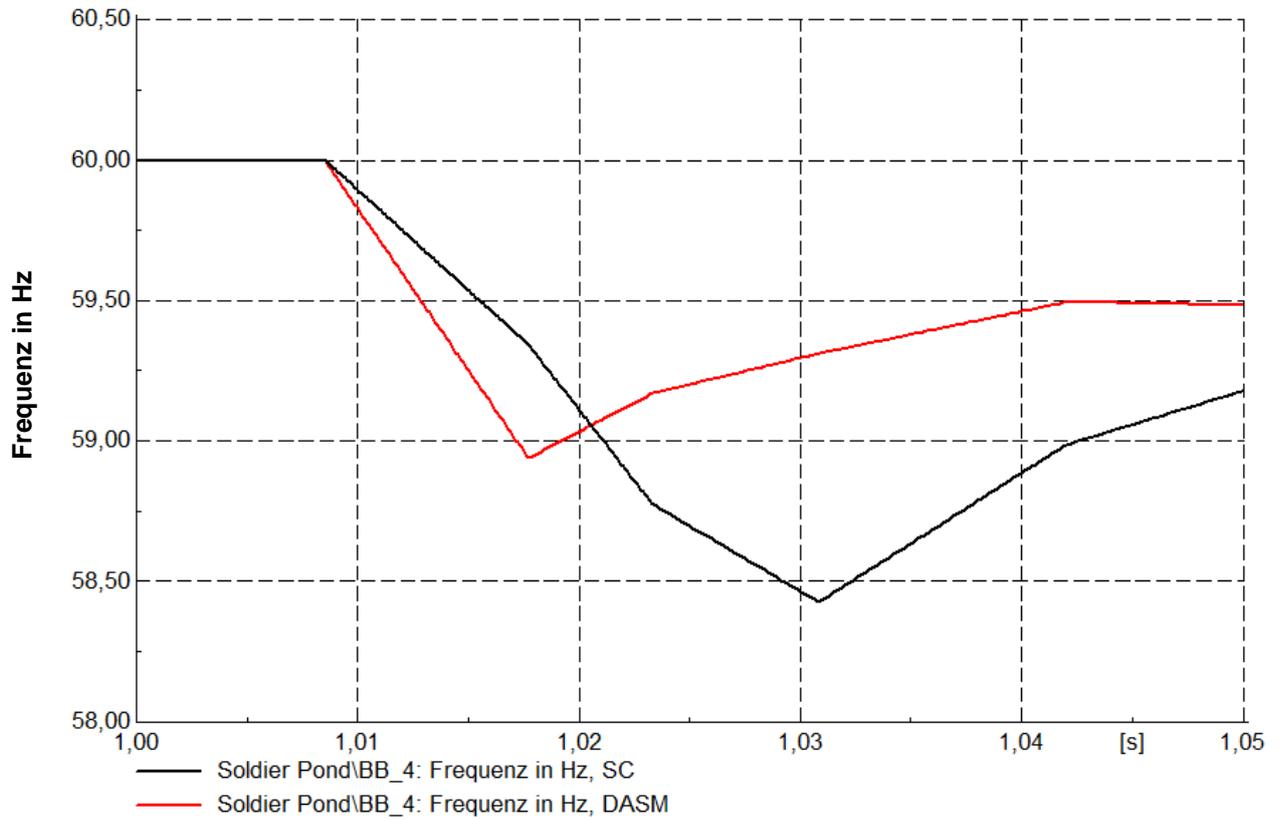


Abbildung 4-2: Frequenz in Hz an Soldiers Pond, SC und DASM.

Weitere Arbeiten könnten darauf abzielen die Frequenz über dem gewünschten Wert von 59 Hz zu halten um automatischen Lastabwürfen zu entgehen. Man sieht, dass die Asynchronmaschinenvariante dies fast erreicht, Abbildung 4-2. Durch Optimierung der Reglerstruktur und der Parametrierung könnte die Frequenz dauerhaft über 59 Hz gehalten werden.

Reichen diese Maßnahmen nicht aus, wäre es nötig die Energieabgabe aus der Schwungmasse zu erhöhen, da die Energiebilanzrechnung der DASM gezeigt hat, dass nicht die gesamte Ausfallsenergie der HGÜ von der Asynchronmaschine bereitgestellt wird.

## 5 Literatur

- [1] Nalcor Energy, <https://muskratfalls.nalcorenergy.com>, 23.10.2013
- [2] CH2MHILL, Newfoundland and Labrador Department of Buisness: „Vability of Data Centers in Newfoundland and Labrador“, Oktober 2010
- [3] Nalcor Energy: „Stability Studies“ „Nalcor Doc. No. ILK-SN-CD-8000-EL-RP-0001-01“, „SLI Doc. No. 505573-480A-47ER-0004“, 06.03.2012
- [4] DigSilent GmbH: „TechRef ElmSym V6 Synchronous Generator“, 24.06.2010
- [5] Nalcor Energy, „Stability Studies: Nalcor Doc. No. ILK-SN-CD-7120-EL-TS-0002-01“, „SLI Doc. No. 505573-7120-45ES-7300“, 04.07.2013
- [6] DKE European HVDC Grid Study Group: „Technical Guidelines for first HVDC Grids“, Frankfurt, September 2012
- [7] D. Schröder: „Elektrische Antriebe - Grundlagen“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2013 978-3-642-30471-2
- [8] J. Bacher: „Elektrische Maschinen für die Energietechnik“, Skriptum Technische Universität , Graz, 2013
- [9] P. Kundur: „Power System Stability and Control“, McGraw-Hill, New York, 1994 978-0-07-035958-1
- [10] Nalcor Energy: „Labrador-Island Transmission Link, Enviromental Impact Statement Chapter 3 Project Description“, April 2012
- [11] H. Renner: „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“, Skriptum Technische Universität , Graz, 2010
- [12] D. Westermann, V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 3“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2012 978-3-642-20100-4
- [13] V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 1“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2012 978-3-642-22346-4
- [14] B. Herzmaier: „Die doppelt gespeiste Asynchronmaschine in Pumpspeicherkraftwerken“, Diplomarbeit Technische Universität Graz Institut für elektrische Anlagen, November 2011
- [15] V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 2“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2009 978-3-540-70877-3
- [16] Amprion: "<http://www.amprion.net/primaerregelung-sekundaerregelung-aminutenreserve>", 11.02.2014
- [17] D. Oeding, B. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2011 978-3-642-19246-3
- [18] Nalcor Energy: „Lower Churchill Profect DC1210 - HVdc Sensitive Studies Finaly Summary Report“, Juli 2010
- [19] Z. Milojkovic, Hydro generator HPP Doblar II – Comparison of design and test results, VI Conference HEK – Cigré, A1-7, Croatia – Cavtat, 2003 ( in Croatian)
- [20] J. Pyrhonen, T. Jokinen, V. Hrabovcova: „Design of Rotating ElecricalMachines“, John Wiley & Sons, Hoboken New Jersey, 2013 9781118701621
- [21] A. Tessarolo, C.Bassi, D.Giulivo: „Time-Stepping Finite-Element Analysis of a 14-MVA Salient-Pole Shipboard Alternator for Different Damper Winding Design Solutions“, IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 59, No. 6, Juni 2012
- [22] Z. Milojkovic, Hydro generator HPP Doblar II – Comparison of design and test results, VI Conference HEK – Cigré, A1-8, Croatia – Cavtat, 2003 ( in Croatian)

- [23] A. Binder: „Elektrische Maschinen und Antriebe“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2012 978-3-540-71850-5
- [24] M.M. Baggu, B.H. Chowdhury, "Performance of Doubly Fed-Induction Machine Wind-Generators during Grid and Wind Disturbances", Power Symposium, 2006. NAPS 2006. 38th North American , vol., no., pp.49,56, 17-19 Sept. 2006
- [25] J. Shu, B.H. Zhang, C.G. Wang, Z.Q. Bo, "Investigation of control for grid integrated doubly fed induction wind generator", Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE , vol., no., pp.1,7, 26-30 July 2009
- [26] C. Hamon, K. Elkington, M. Ghandhari, "Doubly-fed induction generator modeling and control in DigSilent PowerFactory", Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on , vol., no., pp.1,7, 24-28 Oct. 2010
- [27] M.H. Oboudi, N. Talebi, M. Moradnejad, "Comparison Models of DFIG for Stability Assessment of Wind Farms", Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific , vol., no., pp.1,5, 27-29 March 2012
- [28] Zhiheng Zhang, Yi Wang, Heming Li, Xiaoqing Su, "Comparison of inertia control methods for DFIG-based wind turbines", ECCE Asia Downunder (ECCE Asia), 2013 IEEE , vol., no., pp.960,964, 3-6 June 2013
- [29] Yong Li, Yuwen Hu, Wenxin Huang, Lingshun Liu, Yong Zhang, "The Capacity Optimization for the Static Excitation Controller of the Dual-Stator-Winding Induction Generator Operating in a Wide Speed Range", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol.56, no.2, pp.530,541, Feb. 2009
- [30] DigSilent GmbH: „Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators“, Technical Documentation, 14.08.2003
- [31] F.M. Gonzalez-Longatt, J.M. Roldan, J.L. Rueda, "Impact of DC control strategies on dynamic behaviour of multi-terminal voltage-source converter-based HVDC after sudden disconnection of a converter station," PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble , vol., no., pp.1,6, 16-20 June 2013
- [32] F.M. Gonzalez-Longatt, J.M. Roldan, "Effects of dc voltage control strategies of voltage response on multi-terminal HVDC following a disturbance", Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International , vol., no., pp.1,6, 4-7 Sept. 2012
- [33] F.M. Gonzalez-Longatt, J. Roldan, "Effects of DC Voltage control strategy on voltage response on multi-terminal HVDC following loss of a converter station", Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE , vol., no., pp.1,5, 21-25 July 2013
- [34] A.C. Ferreira, L.M. Souza, E.H. Watanabe, "Improving power quality with a variable speed synchronous condenser", Power Electronics, Machines and Drives, 2002. International Conference on (Conf. Publ. No. 487) , vol., no., pp.456,461, 4-7 June 2002
- [35] A.C. Ferreira, R.M. Stephan, M.R.M Araujo, "Compensating characteristics of a brushless doubly-fed machine", Industrial Electronics, 2003. ISIE '03. 2003 IEEE International Symposium on , vol.1, no., pp.375,378 vol. 1, 9-11 June 2003
- [36] Gang Li, Shijie Cheng, Jinyu Wen, Yuan Pan, Jia Ma, "Power system stability enhancement by a double-fed induction machine with a flywheel energy storage system", Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE , vol., no., pp.7 pp., 0-0 0

- [37] J. Morren, S. De Haan, "Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip", Energy Conversion, IEEE Transactions on , vol.20, no.2, pp.435,441, June 2005
- [38] A. D. Hansen, F. Iov, P. Sorensen, N. Cutululis, C. Jauch, F. Blaabjerg: „Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DigSilent“, Riso National Laboratory Technical University Denmark Roskilde, August 2007, 978-87-550-3553-9
- [39] R. Fischer: „Elektrische Maschinen“, Hanser, München, 2011 9783446425545
- [40] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992) , vol., no., pp.0\_1,85, 2006

## 6 Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Beschreibung
<b>Leitungen</b>		
$R'$	$\Omega/m$	Ohmscher Widerstand pro Länge
$L'$	$H/m$	Induktivität pro Länge
$G'$	$S/m$	Blindleitwert pro Länge
$C'$	$F/m$	Kapazität pro Länge
$\underline{Z}_s$	$\Omega$	Impedanz des Längszweigs
$\underline{Y}_m$	$S$	Admittanz des Querzweigs
$l$	$km$	Länge
$[\underline{Z}_{abc}]$	$\Omega$	Impedanzmatrix des symmetrischen Dreileitersystems
$[\underline{Y}_{abc}]$	$S$	Admittanzmatrix des symmetrischen Dreileitersystems
$\underline{Z}_m$	$\Omega$	Koppelimpedanz zwischen zwei Phasen
$\underline{Y}_m$	$S$	Koppeladmittanz zwischen zwei Phasen
$[\underline{T}_s]$		Transformationsmatrix
$[\underline{T}_s]^{-1}$		Invertierte Transformationsmatrix
$[\underline{Z}_{012}]$	$\Omega$	Impedanzmatrix in Symmetrischen Komponenten
$[\underline{Y}_{012}]$	$S$	Admittanzmatrix in Symmetrischen Komponenten
$\underline{Z}_0$	$\Omega$	Nullimpedanz
$\underline{Z}_1$	$\Omega$	Mitimpedanz
$\underline{Z}_2$	$\Omega$	Gegenimpedanz
$\underline{Y}_0$	$S$	Nulladmittanz
$\underline{Y}_1$	$S$	Mitadmittanz
$\underline{Y}_2$	$S$	Gegenadmittanz
$\omega$	$1/s$	Kreisfrequenz
<b>Transformator</b>		
$U_{HV}$	$kV$	Primärspannung
$U_{LV}$	$kV$	Sekundärspannung
$R_{Cu,HV}$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Primärwicklung
$X_{\sigma,HV}$	$\Omega$	Streureaktanz der Primärwicklung
$R_{Cu,LV}$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Sekundärwicklung
$X_{\sigma,LV}$	$\Omega$	Streureaktanz der Sekundärwicklung
$X_m$	$\Omega$	Hauptinduktivität
$R_{Fe}$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand für Eisenverluste
$w_1$		Windungsanzahl der Primärwicklung
$w_2$		Windungsanzahl der Sekundärwicklung
$Z_k$	$\Omega$	Kurzschlussimpedanz
$u_k$	$\%$	Relative Kurzschlussspannung
$R_k$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand bei Kurzschluss
$X_k$	$\Omega$	Reaktanz bei Kurzschluss
$P_{Cu}$	$kW$	Kupferverluste
$P_{Fe}$	$kW$	Eisenverluste
$S_T$	$MVA$	Nennscheinleistung

$Z_m$	$\Omega$	Hauptimpedanz
$Y_{R,HV,1}$	%	Teilungsfaktor für Ohmschen Widerstand zwischen Primär- und Sekundärseite, Mitsystem
$Y_{X,HV,1}$	%	Teilungsfaktor für Streureaktanzen zwischen Primär- und Sekundärseite, Mitsystem
$i_0$	$A$	Leerlaufstrom
<b>Lasten</b>		
$P$	$MW$	Gesamte Wirkleistung
$Q$	$MVar$	Gesamte Blindleistung
$p_1$		Konstante für Spannungsabhängigkeit der Wirkleistung
$q_1$		Konstante für Spannungsabhängigkeit der Blindleistung
$p_2$		Konstante für Stromabhängigkeit der Wirkleistung
$q_2$		Konstante für Stromabhängigkeit der Blindleistung
$p_3$		Konstante für Unabhängigkeit von Strom und Spannung der Wirkleistung
$q_3$		Konstante für Unabhängigkeit von Strom und Spannung der Blindleistung
$P_0$	$MW$	Vorgegebene Wirkleistung
$Q_0$	$MVar$	Vorgegebene Blindleistung
$U$	$kV$	Spannung
$U_n$	$kV$	Nennspannung
$K_{pf}$	$1/Hz$	Frequenzabhängigkeitskonstante der Wirkleistung
$K_{qf}$	$1/Hz$	Frequenzabhängigkeitskonstante der Blindleistung
$f$	$Hz$	Frequenz
$f_n$	$Hz$	Nennfrequenz
<b>Static Var Compensator</b>		
$L$	$H$	Induktivität der Spule
$n$		Anzahl der fixen Kapazitäten
$C$	$mF$	Kapazität
$B$	$S$	Blindleitwert
$I_s$	$A$	Strom durch SVC
$U$	$kV$	Spannung an SVC
$\gamma$	$^\circ$	Löschwinkel
$\alpha$	$^\circ$	Zündwinkel
$U_n$	$kV$	Nennspannung
$X_{SL}$	$\Omega$	Slope Reaktanz
$K_s$	$p.u.$	Verstärkung des SVC Reglers
<b>Synchronous Condenser</b>		
$U_d$	$kV$	Statorspannung in d-Richtung
$R_1$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Statorwicklung
$I_d$	$A$	Statorstrom in d-Richtung
$\Psi_d$	$Vs/m^2$	Fluss in d-Richtung
$U_q$	$kV$	Statorspannung in q-Richtung
$I_q$	$A$	Statorstrom in q-Richtung

$\Psi_q$	$Vs/m^2$	Fluss in q-Richtung
$U_E$	$kV$	Erregerspannung
$R_E$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Erregerwicklung
$I_E$	$A$	Strom der Erregerwicklung
$\Psi_E$	$Vs/m^2$	Fluss der Erregerwicklung
$\omega_n$	$1/s$	Nenn Kreisfrequenz, elektrisch
$R_D$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Dämpferwicklung D in d-Richtung
$I_D$	$A$	Strom in Dämpferwicklung D in d-Richtung
$R_Q$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Dämpferwicklung Q in q-Richtung
$I_Q$	$A$	Strom in Dämpferwicklung Q in q-Richtung
$\Psi_d$	$Vs/m^2$	Flussverkettung in d-Richtung
$\Psi_E$	$Vs/m^2$	Flussverkettung in Erregerwicklung
$\Psi_D$	$Vs/m^2$	Flussverkettung in Dämpferwicklung D
$\Psi_q$	$Vs/m^2$	Flussverkettung in q-Richtung
$\Psi_Q$	$Vs/m^2$	Flussverkettung in Dämpferwicklung Q
$X_l$	$\Omega$	Streuinduktivität der Statorwicklung
$X_{md}$	$\Omega$	Hauptinduktivität in d-Richtung
$X_{rl}$	$\Omega$	Streuung zwischen Erreger- und Dämpferwicklung am Rotor
$X_{le}$	$\Omega$	Streuinduktivität der Erregerwicklung
$X_{lD}$	$\Omega$	Streuinduktivität der Dämpferwicklung D
$X_{mq}$	$\Omega$	Hauptinduktivität in q-Richtung
$X_{lQ}$	$\Omega$	Streuinduktivität der Dämpferwicklung Q
$X_d$	$\Omega$	Synchrone Reaktanz in Längsrichtung
$X_q$	$\Omega$	Synchrone Reaktanz in Querrichtung
$X_d'$	$\Omega$	Transiente Reaktanz in Längsrichtung
$X_q'$	$\Omega$	Transiente Reaktanz in Querrichtung
$X_d''$	$\Omega$	Subtransiente Reaktanz in Längsrichtung
$X_q''$	$\Omega$	Subtransiente Reaktanz in Längsrichtung
$T_d'$	$s$	Transiente Kurzschlusszeitkonstante in Längsrichtung
$T_d''$	$s$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante in Längsrichtung
$T_q''$	$s$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante in Querrichtung
$T_{d0}'$	$s$	Transiente Leerlaufzeitkonstante in Längsrichtung
$T_{d0}''$	$s$	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante in Längsrichtung
$T_{q0}''$	$s$	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante in Querrichtung
$M_e$	$Nm$	Elektrisches Moment
$M_m$	$Nm$	Mechanisches Moment
$\omega_r$	$1/s$	Rotorkreisfrequenz
$J$	$kgm^2$	Trägheitsmoment
$p_z$		Polpaarzahl des Stators
$P_n$	$MW$	Nennwirkleistung
$n$	$U/min$	Drehzahl des Läufers
$S_n$	$MVA$	Nennscheinleistung
$\vartheta$	$^\circ$	Polradwinkel
$T_a$	$s$	Anlaufzeitkonstante bezogen auf $S_n$

$H$	$s$	Trägheitszeitkonstante bezogen auf $S_n$
$f_E$	$Hz$	Eigenfrequenz
$U_p$	$kV$	Polradspannung
$n_n$	$p.u.$	Nennzahl
$\omega_{r,n}$	$1/s$	Mechanische Kreisfrequenz
$W$	$Ws$	Energie
<b>Doppelt gespeiste Asynchronmaschine</b>		
$\underline{U}_s$	$kV$	Statorspannung
$\underline{U}_r$	$kV$	Rotorspannung
$\underline{U}'_r$	$kV$	Rotorspannung bezogen auf Statorseite
$\underline{I}_s$	$A$	Statorstrom
$\underline{I}_r$	$A$	Rotorstrom
$\underline{I}'_r$	$A$	Rotorstrom bezogen auf Statorseite
$\underline{\Psi}_s$	$Vs/m^2$	Statorfluss
$\underline{\Psi}_r$	$Vs/m^2$	Rotorfluss
$\underline{\Psi}'_r$	$Vs/m^2$	Rotorfluss bezogen auf Statorseite
$\omega_n$	$1/s$	Elektrische Kreisfrequenz
$\omega_r$	$1/s$	Rotorkreisfrequenz
$R_r$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Rotorseite
$R'_r$	$\Omega$	Ohmscher Widerstand der Rotorseite bezogen auf Statorseite
$R_s$	$\Omega$	ohmscher Widerstand der Statorseite
$X_s$	$\Omega$	Steuinduktivität der Statorwicklung
$X_r$	$\Omega$	Streuinduktivität der Statorwicklung
$X'_r$	$\Omega$	Streuinduktivität der Statorwicklung bezogen auf Statorseite
$X_m$	$\Omega$	Hauptinduktivität
$U_{rd}$	$kV$	Eingespeiste Rotorspannung in Längsrichtung
$U_{rq}$	$kV$	Eingespeiste Rotorspannung in Querrichtung
$Pm_d$		Pulsweitenmodulationsfaktor des Pulswechselrichters in Längsrichtung
$Pm_q$		Pulsweitenmodulationsfaktor des Pulswechselrichters in Querrichtung
$S_{rn}$	$kVA$	Rotornennscheinleistung
$U_{rn}$	$kV$	Rotornennspannung
$\ddot{u}$		Übersetzungsverhältnis der Windungen von Stator zu Rotor
$P_r$	$MW$	Wirkleistung rotorseitig
$Q_r$	$MVAR$	Blindleistung rotorseitig
$P_s$	$MW$	Wirkleistung statorseitig
$Q_s$	$MVAR$	Blindleistung statorseitig
$U_{DC}$	$kV$	Gleichspannung Zwischenkreis
$I_{DC}$	$A$	Gleichstrom Zwischenkreis
$P_{DC}$	$MW$	Wirkleistung der DC Seite des Pulswechselrichters
$J$	$kgm^2$	Trägheitsmoment
$M_e$	$Nm$	Elektrisches Moment
$M_m$	$Nm$	Mechanisches Moment

$p_z$		Polpaarzahl
$S_n$	$MVA$	Nennscheinleistung
$n_n$	$p.u.$	Nenndrehzahl
$n$	$p.u.$	Drehzahl
$W$	$Ws$	Energie
$n_1$	$p.u.$	Drehzahl vor Fehler
$n_2$	$p.u.$	Drehzahl unmittelbar nach Fehler
$H$	$s$	Trägheitszeitkonstante bezogen auf $S_n$
$T_a$	$s$	Anlaufzeitkonstante bezogen auf $S_n$
$W_{HGÜ}$	$MWs$	Fehlende Energie bei HGÜ Ausfall
$W_{DASM1}$	$MWs$	Energie in Schwungmasse vor Fehler
$W_{DASM2}$	$MWs$	Energie in Schwungmasse unmittelbar nach Fehler
$W_{DASMA}$	$MWs$	Energieabgabe aus Schwungmasse während Fehler
$W_{\Delta}$	$MWs$	Fehlende Energie im Netz
<b>Regler SVC</b>		
$u_{ist}$	$p.u.$	Spannungswert
$u_m$	$p.u.$	Gemessener Spannungswert
$u_{soll}$	$p.u.$	Sollwert der Spannung
$T_r$	$s$	Zeitverzögerung aufgrund der Messung
$u_e$	$p.u.$	Regelabweichung
$u_{emax}$	$p.u.$	Maximale interne Spannung
$T_1$	$s$	Erste Reglerstufe Differenzierzeitkonstante
$T_2$	$s$	Erste Reglerstufe Integrationszeitkonstante
$T_3$	$s$	Zweite Reglerstufe Differenzierzeitkonstante
$T_4$	$s$	Zweite Reglerstufe Integrationszeitkonstante
$K_{SVS}$	$p.u.$	Verstärkung des Reglers
$DV$	$p.u.$	Fast Override Beschränker
$DV_{min}$	$p.u.$	Minimale Unterspannung
$DV_{max}$	$p.u.$	Maximale Oberspannung
$B_R$	$p.u.$	Blindleitwert
$B_R'$	$p.u.$	Blindleitwert nach Fast Override Auswahl
$K_{sd}$	$p.u.$	Fast Override Verstärkung
$B_{min}$	$p.u.$	Minimale Suszeptanz
$B_{max}$	$p.u.$	Maximale Suszeptanz
$T_5$	$s$	Zeitverzögerung aufgrund der Thyristoren
$y_{tcr}$	$p.u.$	Reaktanz der Induktivität
$Y_{tcr}$	$S$	Reaktanz der Induktivität
$n$		Anzahl der fixen Kapazitäten
$C$	$mF$	Kapazität
$Y_{cap}$		Reaktanzbilder, Multiplikator
$Y_{Cfix}$	$S$	Reaktanzwert der unveränderlichen Kapazitäten
$Y_{SVC}$	$S$	Reaktanz des SVC's
<b>Regler SC</b>		
$u_{soll}$	$p.u.$	Sollwert der Spannung

$u_{ist}$	<i>p.u.</i>	Spannungswert
$u_m$	<i>p.u.</i>	Gemessener Wert der Spannung
$u_e$	<i>p.u.</i>	Differenz zwischen Soll- und Istwert
$T_r$	<i>s</i>	Zeitverzögerung aufgrund der Messung
$u_x$	<i>p.u.</i>	Regelabweichung
$u_{imin}$	<i>p.u.</i>	Minimale innere Spannung
$u_{imax}$	<i>p.u.</i>	Maximale innere Spannung
$T_b$	<i>s</i>	Differenzierende Zeitkonstante des lead-lag Gliedes
$T_c$	<i>s</i>	Integrierende Zeitkonstante des lead-lag Gliedes
$K_a$	<i>p.u.</i>	Verstärkungsfaktor des Reglers
$T_a$	<i>s</i>	Verzögerungszeit des Reglers
$K_f$	<i>p.u.</i>	Verstärkungsfaktor des Stabilisierungszweiges
$T_f$	<i>s</i>	Verzögerungszeit des Stabilisierungszweiges
$u_{min}$	<i>p.u.</i>	Minimale Erregerspannung
$u_{max}$	<i>p.u.</i>	Maximale Erregerspannung
$u_s$	<i>p.u.</i>	Statorspannung
$u_{IE}$	<i>p.u.</i>	Spannung proportional dem Erregerstrom
$V_{Rmin}$	<i>p.u.</i>	Untere Deckenspannung
$V_{Rmax}$	<i>p.u.</i>	Obere Deckenspannung
$K_c$	<i>p.u.</i>	Verstärkung von $u_{IE}$
$U_e$	<i>p.u.</i>	Erregerspannung
$\sigma$	<i>%</i>	Statik
$P_{inst}$	<i>MW</i>	Gesamte installierte Leistung im Netz
$\Delta P$	<i>MW</i>	Defizit zwischen Erzeugung und Verbrauch
$\Delta f$	<i>Hz</i>	Frequenzabweichung
<b>Regler DASM</b>		
$P_{ist}$	<i>p.u.</i>	Wirkleistung
$Q_{ist}$	<i>p.u.</i>	Blindleistung
$P_{soll}$	<i>p.u.</i>	Sollwert der Wirkleistung
$Q_{soll}$	<i>p.u.</i>	Sollwert der Blindleistung
$i_{d,soll}$	<i>p.u.</i>	Rotorstromsollwert in d-Richtung
$i_{q,soll}$	<i>p.u.</i>	Rotorstromsollwert in q-Richtung
$i_d$	<i>p.u.</i>	Gemessener Rotorstrom in d-Richtung
$i_q$	<i>p.u.</i>	Gemessener Rotorstrom in q-Richtung
$i_{d,ist}$	<i>p.u.</i>	Rotorstrom in d-Richtung, Statorflusskoordinatensystem
$i_{q,ist}$	<i>p.u.</i>	Rotorstrom in q-Richtung, Statorflusskoordinatensystem
$\varphi_r$	<i>°</i>	Mechanischer Rotorwinkel
$\Psi_{s,RE}$	<i>Vs/m<sup>2</sup></i>	Realteil des Statorflusses
$\Psi_{s,Im}$	<i>Vs/m<sup>2</sup></i>	Imaginärteil des Statorflusses
$Pm_d$		Pulsweitenmodulationsfaktor in d-Richtung
$Pm_q$		Pulsweitenmodulationsfaktor in q-Richtung
$i_{dmax}$	<i>p.u.</i>	Maximale Regelabweichung des Rotorstromes in d-Richtung
$i_{dmin}$	<i>p.u.</i>	Minimale Regelabweichung des Rotorstromes in d-Richtung
$i_{qmin}$	<i>p.u.</i>	Maximale Regelabweichung des Rotorstromes in q-Richtung

$i_{q,max}$	<i>p.u.</i>	Minimale Regelabweichung des Rotorstromes in q-Richtung
$K_{di}$	<i>p.u.</i>	Verstärkung des Rotorstromes in d-Richtung
$T_{di}$	<i>s</i>	Zeitkonstante des Rotorstromreglers in d-Richtung
$K_{qi}$	<i>p.u.</i>	Verstärkung des Rotorstromes in q-Richtung
$T_{qi}$	<i>s</i>	Zeitkonstante des Rotorstromreglers in q-Richtung
$u_q$	<i>p.u.</i>	Rotorspannung in q-Richtung
$u_d$	<i>p.u.</i>	Rotorspannung in d-Richtung
$i_{d,max}$	<i>p.u.</i>	Max. Rotorstrom in d-Richtung
$i_{d,min}$	<i>p.u.</i>	Min. Rotorstrom in d-Richtung
$i_{q,max}$	<i>p.u.</i>	Max. Rotorstrom in q-Richtung
$i_{q,min}$	<i>p.u.</i>	Min. Rotorstrom in q-Richtung
$P_{soll(Drehzahl)}$	<i>p.u.</i>	Sollwert der Wirkleistung von Drehzahlregler
$P_{soll(Fehler)}$	<i>p.u.</i>	Sollwert der Wirkleistung bei Fehler
$K_p$	<i>p.u.</i>	Verstärkung der Wirkleistung
$T_p$	<i>s</i>	Zeitverzögerung der Wirkleistungsregelung
$K_Q$	<i>p.u.</i>	Verstärkung der Blindleistung
$T_Q$	<i>s</i>	Zeitverzögerung der Blindleistungsregelung
$n_{ist}$	<i>p.u.</i>	Istwert der Drehzahl
$n_{soll}$	<i>p.u.</i>	Sollwert der Drehzahl
$K_{pn}$	<i>p.u.</i>	Proportionale Verstärkung der Drehzahl
$K_{in}$	<i>p.u.</i>	Integrale Verstärkung der Drehzahl
$K_{dn}$	<i>p.u.</i>	Differentiale Verstärkung der Drehzahl
$T_n$	<i>s</i>	Zeitverzögerung der Drehzahlregelung
$P_{soll,min}$	<i>p.u.</i>	Minimaler Wirkleistungssollwert
$P_{soll,max}$	<i>p.u.</i>	Maximaler Wirkleistungssollwert
$U_{rr}$	<i>p.u.</i>	Realteil der Rotorspannung
$U_{ri}$	<i>p.u.</i>	Imaginärteil der Rotorspannung
$u_{ist}$	<i>p.u.</i>	Statorspannung Istwert
$u_{soll}$	<i>p.u.</i>	Statorspannung Sollwert
$K_u$	<i>p.u.</i>	Verstärkung Spannungsregler
$Q_{soll(Fehler)}$	<i>p.u.</i>	Blindleistungssollwert während Fehler, DASM Szenario 2

# 7 Appendix

Table B-1: Generator Dynamic Data

	Unit-MVA	Td0' (s)	Td0'' (s)	Tq0' (s)	Tq0'' (s)	H (s)	(pu on Machine Rating)						S1.0	S1.2
							Xd	Xq	Xd'	Xq'	Xd''	Xq''		
<b>THERMAL UNITS</b>														
Soldiers Pond High Inertia Synchronous Condenser	+300/-165	11	0.08	-	0.29	7.84	1.24	0.85	0.27	-	0.165	0.09	0.04	0.14
Stephenville Gas Turbine #1/2	63.5	11	0.05	1.0	0.060	2.06	2.1446	1.9551	0.1706	1.2	0.1584	0.1407	0.117	0.306
Holyrood Unit #1/2	194.4	3.845	0.035	1.0	0.060	1.182	2.1142	2.045	0.2859	0.4787	0.1923	0.1607	0.1335	0.638
Holyrood Unit #3	177.2	6.8	0.06	1.0	0.060	1.29	2.15	1.94	0.26	0.55	0.22	0.1152	0.078	0.254
Harwoods Gas Turbine #1/2	63.5	10.2	0.04	1.0	0.060	2.06	1.82	1.67	0.14	0.121	0.102	0.091	0.1581	0.3348
NLP Greenhill Gas Turbine	31.1	7.3	0.038	1.0	0.060	1.093	1.72	1.62	0.174	0.3475	0.139	0.11	0.285	0.7
CBP&P Primary Refiner 1P/3P/4P/5P/6P	10.2	1.001	0.05	1.0	0.050	1.256	1.46	1.4	0.3	0.36	0.2	0.07	0.1	0.5
CBP&P Secondary Refiner 1S/2S/3S/4S/5S/6S	10.2	1.001	0.05	1.0	0.050	1.433	1.18	1.13	0.27	0.29	0.17	0.06	0.1	0.5
CBP&P Rejects Refiner R5/R6/R7	10.19	1.001	0.05	1.0	0.050	1.433	1.18	1.13	0.27	0.29	0.17	0.06	0.1	0.5
CBP&P Steam Unit-G2	21.8	5.246	0.033	0.2	0.314	1.1	2.4	2.17	0.26	2.17	0.188	0.119	0.135	0.584
Comer Brook Frequency Converter-60Hz	25	6	0.048	-	0.060	2.48	1.27	0.73	0.301	-	0.19	0.11	0.111	0.2862
Comer Brook Frequency Converter-50Hz	25	12.45	0.06	-	0.060	2.48	1.6	0.81	0.327	-	0.19	0.1045	0.1984	0.5814
Happy Valley GT-Synchronous Condenser Operation	26.57	10.7	0.05	3.2	0.050	1.7377	1.93	1.77	0.213	0.305	0.158	0.122	0.1843	0.6471
<b>HYDRO UNITS</b>														
Churchill Falls Unit A1/3/5/7/9	500	9.23	0.07	0.107	3.881	0.98	0.65	0.29	0.22	0.14	0.191	0.191	0.464	0.464
Churchill Falls Unit A2/4/6/8/10/11	500	8.0	0.071	0.25	3.807	1.00	0.62	0.28	0.22	0.14	0.191	0.191	0.464	0.464
Muskrat Falls G1/4	228.9	7.41	0.07	0.07	4.1	1.027	0.559	0.34	0.254	0.15	0.086	0.086	0.293	0.293
Bay D'Espoir Unit #1	85	6.24	0.065	0.08	5.24	1.3396	0.7497	0.3001	0.1802	0.132	0.1702	0.1702	0.5621	0.5621
Bay D'Espoir Unit #2	85	6.24	0.065	0.08	4.868	1.3396	0.7497	0.3001	0.1802	0.132	0.1702	0.1702	0.5621	0.5621
Bay D'Espoir Unit #3-6	85	6.24	0.065	0.08	5.24	1.3396	0.7497	0.3001	0.1802	0.132	0.1702	0.1702	0.5621	0.5621
Bay D'Espoir Unit #7	172	7.2	0.07	0.08	3.883	0.945	0.357	0.229	0.142	0.12	0.1364	0.1364	0.4151	0.4151
Cat Arm Unit #1/2	75.5	7.3	0.083	0.06	4.02	0.912	0.4427	0.254	0.181	0.1708	0.122	0.391	0.391	0.391
Granite Canal	45	5.8	0.042	0.042	4.0	0.711	0.48	0.21	0.23	0.1569	0.1651	0.1577	0.577	0.577
Hinds Lake	83	8.24	0.035	0.17	6.6	1.2871	0.75	0.225	0.196	0.1287	0.1012	0.3529	0.3529	0.3529
Upper Salmon	88.4	4.345	0.04	0.06	3.5	0.86	0.594	0.3	0.215	0.12	0.084	0.3889	0.3889	0.3889
Paradise River	8.9	0.65	0.05	0.06	3.5	1.30	0.84	0.36	0.275	0.1	0.1189	0.3788	0.3788	0.3788
Deer Lake PowerCompany 60 Hz Units G1-G7	13.3	5.0	0.05	0.06	4.32	1.32	0.83	0.35	0.27745	0.2	0.11	0.48	0.48	0.48
NLP Rattling Brook Hydro Plant	15	5.0	0.05	0.06	2.5	0.9	0.54	0.23	0.16	0.100	0.11	0.48	0.48	0.48
NLP Sandy Brook Hydro Plant	7	5.0	0.05	0.06	3.0	1.07	0.643	0.314	0.28	0.100	0.11	0.48	0.48	0.48
Abitibi-Consolidated - GrandFalls G4	27.5	7.37	0.035	0.035	2.96	1.545	0.7451	0.359	0.3506	0.1753	0.1905	0.4741	0.4741	0.4741
Abitibi-Consolidated - GrandFalls G5-8	5	5.0	0.05	0.05	5.5	1.243	0.932	0.435	0.3108	0.124	0.1	0.25	0.25	0.25
A-C-CHI Star Lake Hydro Plant	20.44	3.79	0.05	0.05	6.25	1.212	1.04	0.329	0.264	0.1	0.1356	0.525	0.525	0.525
NLP Rose Blanche Brook Hydro Plant	7.63	3.5	0.035	0.04	3.28	1.26	0.76	0.332	0.199	0.1	0.0545	0.2121	0.2121	0.2121
Deer Lake Power50 Hz GB-9	24	5.0	0.05	0.06	2.917	1.25	0.83	0.35	0.4008	0.11	0.11	0.48	0.48	0.48
Deer Lake Power50 Hz Watson's Brook Unit#1/2	5.1	5.0	0.05	0.06	6.792	1.28	0.83	0.23	0.1499	0.2	0.11	0.48	0.48	0.48
Abitibi-Consolidated - Beeton Unit G9	33.3	3.8	0.032	0.032	1.827	0.98	0.56	0.41	0.29	0.28	0.2	0.75	0.75	0.75
Abitibi-Consolidated - Bishop's Falls Plant typical data	20	5.0	0.05	0.06	2.0	1.5	1.2	0.4	0.2	0.12	0.03	0.25	0.25	0.25
Flatlie Brook- G1 Algonquin Power	4.02	3.14	0.039	0.062	1.052	1.399	0.775	0.306	0.186	0.107	0.156	0.276	0.276	0.276
Montagnais HQ Equivalent	30,000	-	-	-	3.6	-	-	0.22	-	-	-	-	-	-
Nova Scotia Equivalent	2,000	-	-	-	3.6	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-

Abbildung 7-1: Generatordaten [3]