



Alexander Rainer, BSc

Netzwiederaufbau in einem städtischen Verteilnetz mit thermischen Kraftwerken

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Institut für elektrische Anlagen

Mitbetreuer: Dipl.-Ing. Norbert Essl

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

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

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

31.07.2014

Datum / Date



Unterschrift / Signature

Kurzfassung

Ausgehend von einem großflächigen Blackout soll evaluiert werden, ob es möglich ist, die Versorgung eines städtischen Verteilnetzes mit den lokal verfügbaren thermischen Kraftwerken wiederherzustellen. Dafür wurde eine Simulation des Netzwiederaufbaus in DigSILENT Powerfactory 14.1 durchgeführt.

Es konnte gezeigt werden, dass ein Netzwiederaufbau grundsätzlich durchführbar ist. Dabei gab es hinsichtlich der Frequenzstabilität keine Probleme. Allerdings zeigten sich bei der Spannung kritische Situationen. Leistungstransformatoren verursachen beim Wiedereinschalten einen transienten Inrushstrom, der ein Mehrfaches des Nennstromes betragen kann. Dadurch kann es zu massiven Spannungseinbrüchen kommen. Die stärksten Einbrüche zeigten sich bei den 380kV-Transformatoren sowie beim Zuschalten ganzer Netzgruppen. Als Lösung dieses Problems wurden diese Transformatoren bereits zu Beginn des Netzwiederaufbaus bespannt wodurch weniger Verbraucher von den Spannungseinbrüchen betroffen sind. Ein weiteres Problem eines städtischen Verteilnetzes ist der hohe Kabelanteil. Dadurch kann es auch stationär gesehen zu Überspannungen kommen. Durch das gezielte Zuschalten von Drosseln und geeignete Stufenstellung der Kuppeltransformatoren kann diesem Effekt jedoch gut entgegengewirkt werden.

Schlüsselworte: Netzwiederaufbau, Inselnetz, Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, Transformatorinrush

Abstract

The starting scenario is a wide area blackout. The objective of this master thesis is to evaluate the feasibility of restoring the supply of a municipal distribution network with local thermal power plants. In order to achieve this goal, a simulation of the grid restoration is executed in DigSILENT Powerfactory 14.1.

The simulation showed that it is possible to restore the supply. No frequency stability issues occurred but the simulation exposed major voltage problems. The initial magnetisation of transformers causes a high inrush current which leads to severe voltage dips. The largest dips are caused by switching of 380kV-transformers and connection of complete sub-grids to the system. As a solution, most of the 380kV-transformers are connected at the beginning of the grid restoration. Hence, fewer loads are affected by the voltage dips. The issue with the sub-grids can be solved by switching separate substation instead of the whole group. Another problem concerning the voltage occurs because of the large amount of high voltage cables. Because of the low load level at the beginning of the restoration process, high steady state voltages can arise. With intentional activating of high voltage inductors and appropriate tap settings of transformers this problem can be managed.

Keywords: grid restoration, island grids, gas turbines, CCP, transformer inrush current

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
1 Einleitung.....	7
2 Beschreibung des Simulationsmodells.....	12
2.1 Eingesetzte Software	12
2.2 Synchronmaschine.....	12
2.2.1 Elektrisches Modell	12
2.2.2 Mechanisches Modell.....	17
2.2.3 Parameter.....	19
2.2.4 Erregung.....	20
2.3 Turbinen	23
2.3.1 GuD-Kraftwerk	23
2.3.2 Turbinenregler.....	26
2.3.3 Abhängigkeiten im Betrieb der Gas- und Dampfturbinen des GuD Simmering.....	32
2.3.4 Verhalten im Inselnetz	32
2.4 Leistungsschalter mit Synchronisationsüberprüfung.....	34
2.5 Transformator	37
2.5.1 Allgemeines Modell	37
2.5.2 Inrushvorgang.....	37
2.6 Last	45
2.7 Leitungen	48
2.8 Drosseln.....	49
3 Ablauf des Netzwiederaufbaus im Simulationsmodell	50
3.1 Bereitstellung des Eigenbedarfs	50
3.2 Szenarien Generatorkombination	52
3.3 Ausgangszustand.....	53
3.4 Startphase	53
3.4.1 Szenario 1.....	53
3.5 Versorgung der Netzgruppen	56
3.5.1 Netzgruppe N.....	56
3.5.2 Netzgruppe O.....	57

3.5.3	Netzgruppe J	57
3.5.4	Netzgruppe A	58
3.5.5	Netzgruppe B	59
3.5.6	Netzgruppe W	59
3.5.7	Netzgruppe S	59
3.6	Versorgen weiterer Sperrkabel	59
3.7	Ablauf Szenario 2	60
4	Ergebnis	61
4.1	Leistungs- und Frequenzverläufe	61
4.1.1	Frequenz/Drehzahl	61
4.1.2	Szenario 1	62
4.1.3	Szenario 2	70
4.2	Spannung	75
5	Zusammenfassung und Ausblick	85
6	Abkürzungsverzeichnis	86
7	Symbolverzeichnis	87
8	Literaturverzeichnis	92
9	Anhang	94

--	--

1 Einleitung

In einer zunehmend technologisierten Gesellschaft, die immer stärker von der Verfügbarkeit elektrischer Energie abhängig ist, wird es für Netzbetreiber immer wichtiger, im Falle eines Blackouts, die Versorgung möglichst schnell und effektiv wiederherstellen zu können. Grundlage dafür bilden Netzwiederaufbaupläne die im Ernstfall eine gezielte Vorgehensweise ermöglichen.

Ausgangsszenario für die vorliegende Arbeit ist ein großflächiger Blackout und damit die Spannungslosigkeit des kompletten Wiener Hochspannungsnetzes sowie des Höchstspannungsnetzes der Austrian Power Grid (APG). Dadurch ist es nicht möglich, die Versorgung des Wiener Netzes mit Hilfe einer durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgegebenen Spannung im UW Wien-Nord, mit Anbindung an das UW Bisamberg, oder im UW Wien-Süd-Ost wiederaufzubauen. Im Rahmen dieser Masterarbeit soll überprüft werden, ob es möglich ist die Versorgung des Wiener Netzes, mit den lokal verfügbaren thermischen Kraftwerken wiederherzustellen. Dies würde zu einer schnelleren Versorgung des Wiener Stadtgebietes führen und einen gesamt schnelleren Netzwiederaufbau des österreichischen Netzes bewirken.

Dafür wird ein vorhandener Datensatz des Wiener Netzes an die Simulationsansprüche angepasst. Mit diesem Modell soll eine dynamische Netzsimulation durchgeführt werden und dabei die Frequenzstabilität sowie die Spannungsstabilität des Netzes genau untersucht werden.

Das Wiener 110kV-Netz ist in sieben galvanisch getrennte Netzgruppen unterteilt, umfasst 46 Umspannwerke, 748 km 110kV-Leitungen und 85 km 380kV-Leitungen [1]. An regionalen thermischen Kraftwerken seien die schwarzstartfähigen Kraftwerke Simmering und Donaustadt zu erwähnen. In Simmering befinden sich ein großes GuD-Kraftwerk (GT41, GT42, DT1) und zusätzlich zwei kleinere Gasturbinen (GT2 und GT3). Eine dieser Gasturbinen (GT3) versorgt im GuD-Betrieb eine größere Dampfturbine (DT3). Die Ausgangsleistung der GT3 ist jedoch zu klein um eigenständige die DT3 versorgen zu können. Deshalb wird eine Zusatzfeuerung im Abhitzeessel der DT3 benötigt. Diese Zusatzfeuerung ermöglicht auch einen eigenständigen Betrieb der DT3, sollte GT3 nicht verfügbar sein. Seit der Liberalisierung des Elektrizitätmarktes befinden sich Erzeugung und Vertrieb in unterschiedlichen Unternehmen. Für den Netzwiederaufbau muss deshalb eine enge Kooperation zwischen Kraftwerks- und Netzbetreibern herrschen.

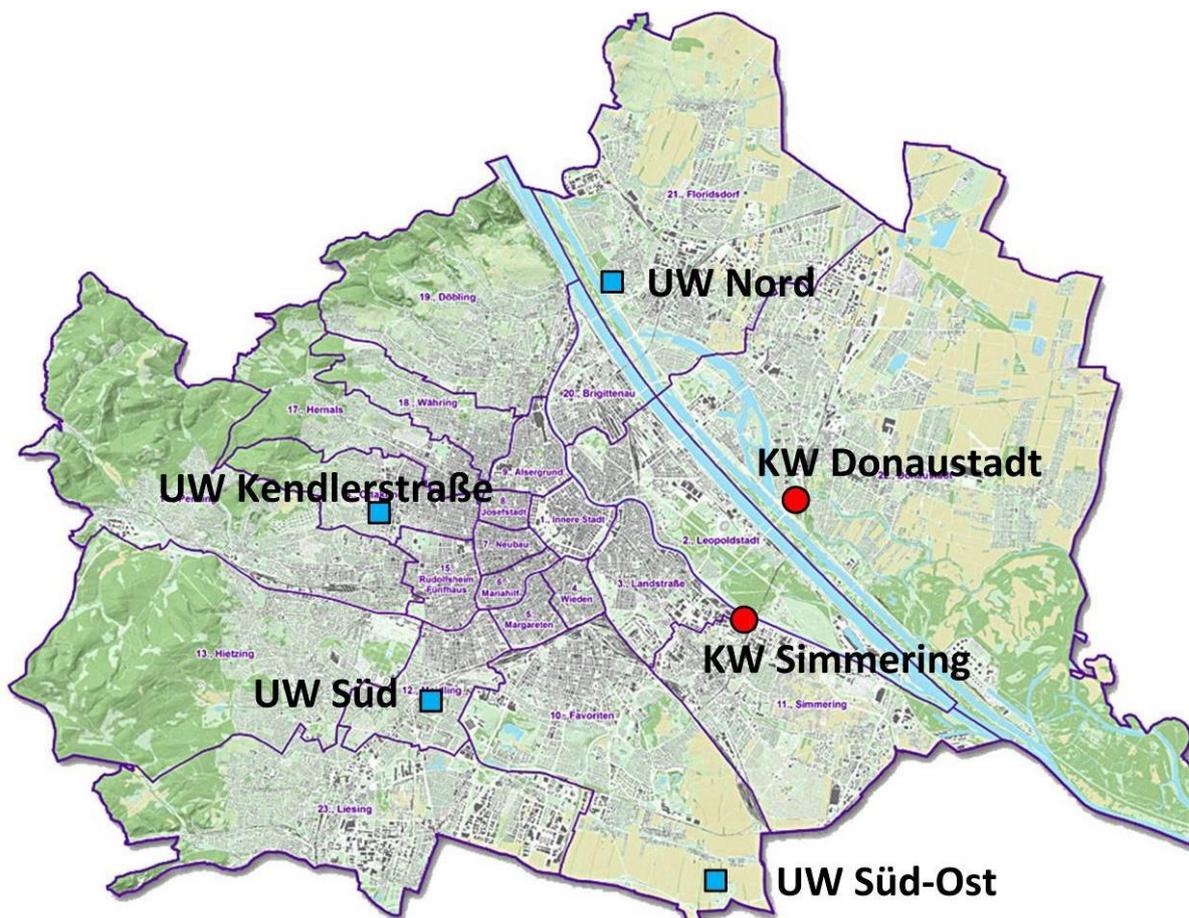


Abbildung 1.1: Übersichtsplan Wien, Kraftwerke und Umspannwerke mit Höchstspannungsschaltanlagen [2]

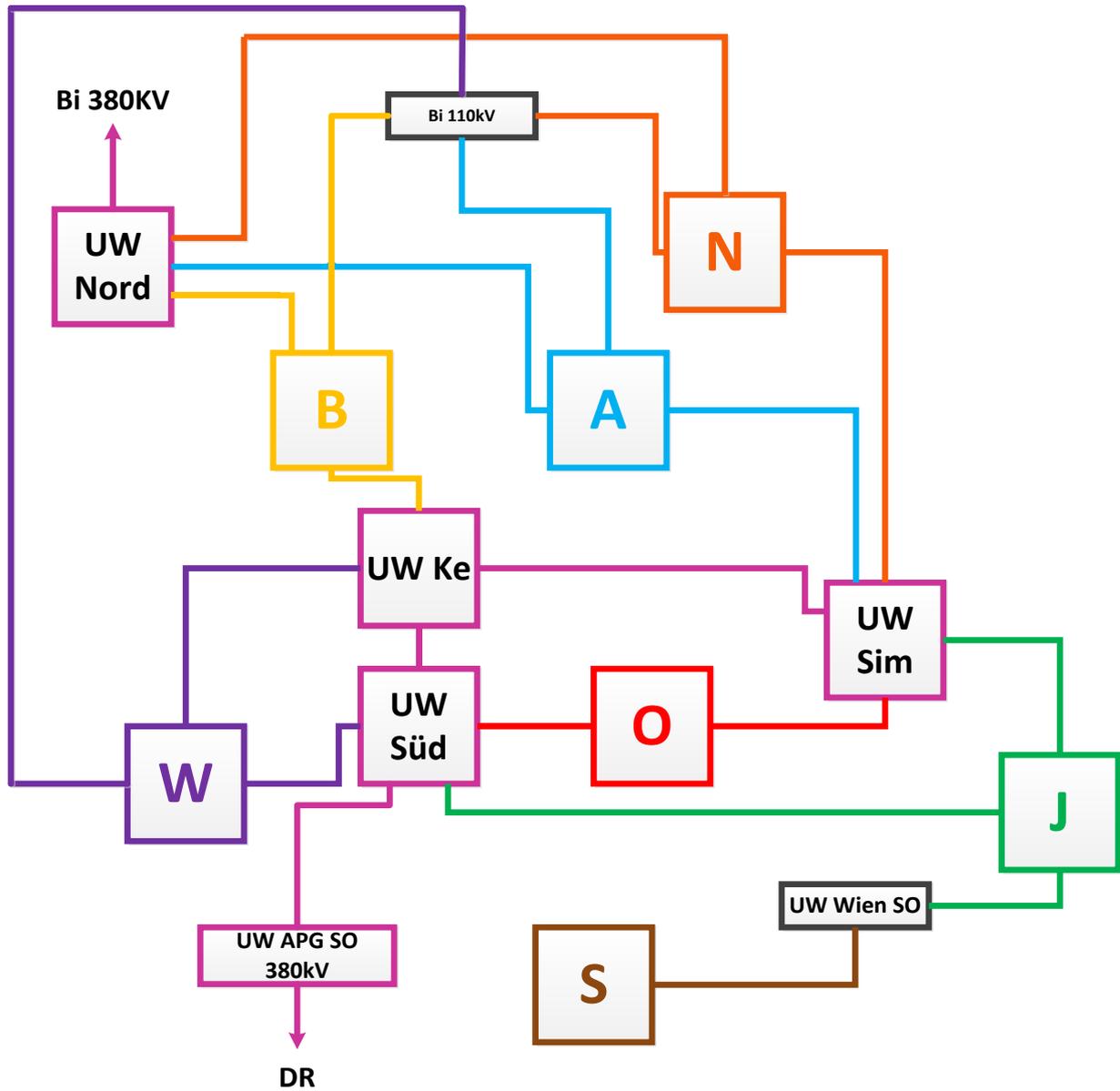


Abbildung 1.2: Übersichtsplan der Netzgruppen

Grundsätzlich ist der österreichische Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich die Versorgung wiederherzustellen. Beginnend bei den schwarzstartfähigen Kraftwerken Malta oder Kaprun wird der Netzaufbau durch Österreich fortgesetzt. Durch den Start im geographischen Süd-Westen Österreichs kann die Spannungsversorgung für weiter entfernte Regionen im Norden oder Osten zu lange dauern.



Tabelle 1.1: Netzwiederaufbau APG, Kraftwerksstandorte

Begrenzend dafür ist unter anderem die Auslegung der Notstromversorgung in den Umspannwerken der Verteilnetzbetreiber. Diese ist in den Wiener UW auf vier bis fünf Stunden ausgelegt. Nach Ausfall der Notstromversorgung müssten in jedem UW schaltberechtigtes Personal eingesetzt werden um Schalthanlungen durchführen zu können. Die Versorgung des Eigenbedarfs der Umspannwerke sollte deshalb in diesem Zeitfenster erfolgen.

Im Falle eines Frequenzeinbruchs und damit drohenden Blackout, erfolgt eine definierte Lastabschaltung. Diese Unterfrequenzauslösung ist in drei Etappen unterteilt. Es werden schrittweise 20% der Lasten abgeworfen. Daraus folgt, dass 40% der Lasten nicht automatisch abgeschaltet werden. Diese Belastung wird Sperrkabelbelastung genannt und umfasst die Verbraucher, die für einen geordneten Betrieb einer Großstadt am wichtigsten sind. Dazu zählen Spitäler, Kanalisation, Wasserwerke, Luftfahrt, Lager- und Kühlhallen, U-Bahn, Ministerien und Polizeistationen. Diese Sperrkabelbelastung muss beim Netzwiederaufbau berucktigt werden.

Im Falle eines Blackouts wird zunächst ein vorab definierter Netzschtzustand hergestellt. Dafür werden alle sieben Netzgruppen voneinander getrennt. Als erste Priorität gilt die Sicherstellung des Eigenbedarfs der Kraftwerke Simmering und Donaustadt. Sollte das Netz der APG nicht vom Blackout betroffen sein, wird die

Spannung von den UW Bisamberg oder Süd-Ost auf schnellstem Wege zu diesen Kraftwerken geleitet. Ansonsten wird in Simmering eine schwarzstartfähige Gasturbine verwendet die den EB von Simmering und Donaustadt deckt.

Ist der EB der Kraftwerke gedeckt, kann der Netzwiederaufbau beginnen. Es werden dafür sukzessive komplette Netzgruppen mit einer ausgewählten Belastung, um Überspannungen zu vermeiden, zugeschaltet.

2 Beschreibung des Simulationsmodells

2.1 Eingesetzte Software

Für die Simulation wird das Programm DigSILENT Powerfactory in der Version 14.1 eingesetzt. Als Simulationsvariante wurde eine RMS-Simulation durchgeführt. Dabei werden zeitveränderliche, komplexe 50-Hz-Effektivwerte für das Mitsystem berechnet. Der Vorteil gegenüber einer EMT-Methode, bei der mit Momentanwerten gerechnet wird, liegt in der deutlich höheren Rechengeschwindigkeit.

Da sich die Zeitbereiche der auftretenden Vorgänge von einigen Perioden der Nennfrequenz bis Minuten erstrecken ist es nicht notwendig, eine Momentanwertsimulation durchzuführen, welche besonders bei subtransienten und transienten Vorgängen anzuwenden ist.

Um eine RMS-Simulation auszuführen, muss zunächst ein gültiger Lastfluss als Anfangsbedingung zur Verfügung stehen. Die Berechnung der Anfangsbedingungen erfolgt über das Newton-Raphson Verfahren. Zusätzlich werden dabei alle Komponenten im Netz auf eine richtige Funktionsweise überprüft. Sollten Programmierfehler, z.B. bei selbsterstellten Reglern, auftreten, wird dies zu diesem Zeitpunkt bekannt gegeben. Mit den gültigen Anfangsbedingungen wird anschließend die Simulation gestartet. Dort wird in zuvor definierten Schrittweiten die gewünschte Simulationsdauer abgearbeitet. Zeitpunkte für Ereignisse (Schalthandlungen, Kurzschlüsse, etc.) können individuell vorgegeben werden. Ausgegeben werden ausgewählte Signale die anschließend grafisch dargestellt und analysiert werden können.

In den folgenden Kapiteln erfolgt die mathematische Beschreibung der Simulationskomponenten.

2.2 Synchronmaschine

2.2.1 Elektrisches Modell

Bei der Modellierung der Synchronmaschine ist es üblich, das Dreiphasensystem mittels Zweiachsenkomponenten darzustellen. Dafür wird die Parktransformation angewendet welche das ständerfeste Koordinatensystem in ein rotierendes dq-System transformiert. Diese Darstellung hat den Vorteil, dass man Impedanzunterschiede in der Längs- und Querachse mitberücksichtigen kann [3].

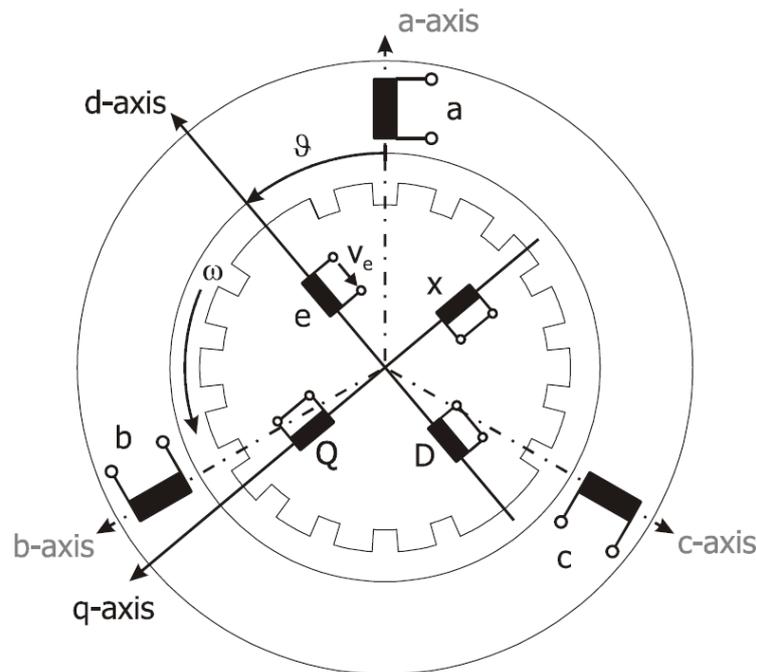


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung einer Synchronmaschine mit Vollpolrotor [4]

Abbildung 2.1 zeigt den schematischen Aufbau einer Synchronmaschine mit einem Vollpolrotor auch Turbogeneratoren genannt. Vollpolrotoren werden typischerweise in Generatoren für thermische Kraftwerke verwendet da dort hohe Drehzahlen auftreten. Durch die hohen Fliehkräfte ist der Durchmesser begrenzt. Das nötige Moment und damit die Leistung wird deshalb über eine lange Bauweise erreicht [5].

$$M = \frac{\pi}{4} D^2 l \hat{A} \hat{B}_r \cos \varphi_r \quad (2.1)$$

Im Stator befinden sich die Statorwicklungen a-b-c. Im Rotor findet man die Erregerwicklung e und die in ihrer Wirkung aufgeteilte Dämpferwicklung Q, D und x. Bei Vollpolrotoren haben Wirbelströme einen maßgeblichen Einfluss auf das Dämpfungsverhalten. Dies kann näherungsweise mit mehreren Dämpferwicklungen nachgebildet werden, in diesen Fall mit der Wicklung x.

Die dq-Transformation liefert aus einem Dreiphasensystem eine Darstellung in einem rotierenden Zweikoordinatensystem. Zusätzlich dazu kann eine dritte Komponente definiert werden. Diese ist angelehnt an das Nullsystem der symmetrischen Komponenten.

$$i_0 = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \quad (2.2)$$

Unter symmetrischen Bedingungen ist die Summe der Phasenströme null, damit ist auch $i_0 = 0$.

Durch die dq0-Transformation erhält man somit ein, mit Rotorfrequenz, rotierendes Dreikoordinatensystem. Als Beispiel sei die Transformation der Statorströme in Matrixform angeführt [6]:

$$i_a = I_m \sin \omega_s t \quad (2.3)$$

$$i_b = I_m \sin \left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (2.4)$$

$$i_c = I_m \sin \left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (2.5)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \vartheta & \cos \left(\vartheta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\vartheta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \vartheta & -\sin \left(\vartheta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\vartheta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Diese Transformation gilt auch für die Statorflussverkettung und Spannungen. Für die transformierten Statorspannungen ergibt sich folgende Beziehung [4]:

$$U_d = R_s I_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \quad (2.7)$$

$$U_q = R_s I_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q}{dt} + \psi_d \quad (2.8)$$

$$U_0 = R_s I_0 + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_0}{dt} \quad (2.9)$$

Die Terme in den Spannungsgleichungen mit der Drehzahl sind die dominanten Komponenten und werden durch die räumliche Flussänderung hervorgerufen. Die transformatorischen Anteile ($d\psi/dt$) werden durch eine zeitliche Änderung des Flusses verursacht und sind im stationären Betrieb gleich null [6].

Stellt man die Spannungsgleichungen für den Rotor auf erhält man folgende Gleichungen:

$$U_e = R_e I_e + \frac{d\psi_e}{\omega_n dt} \quad (2.10)$$

$$0 = R_{kD} I_{kD} + \frac{d\psi_{kD}}{\omega_n dt} \quad (2.11)$$

$$0 = R_x I_x + \frac{d\psi_x}{\omega_n dt} \quad (2.12)$$

$$0 = R_{kQ} I_{kQ} + \frac{d\psi_{kQ}}{\omega_n dt} \quad (2.13)$$

Die Flussverkettungen in Längsrichtung sind wie folgt:

$$\psi_d = (X_\sigma + X_{hd}) I_d + X_{hd} I_e + X_{hd} I_{kD} \quad (2.14)$$

$$\psi_e = X_{hd} I_d + (X_{hd} + X_{\sigma r} + X_{\sigma e}) I_e + (X_{hd} + X_{\sigma r}) I_{kD} \quad (2.15)$$

$$\psi_D = X_{hd} I_d + (X_{hd} + X_{\sigma r}) I_e + (X_{md} + X_{\sigma r} + X_{\sigma D}) I_D \quad (2.16)$$

Für die Querrichtung:

$$\psi_q = (X_\sigma + X_{hq}) I_q + X_{hd} I_x + X_{hq} I_Q \quad (2.17)$$

$$\psi_x = X_{hq} I_q + (X_{hq} + X_{\sigma r} + X_{\sigma x}) I_x + (X_{hq} + X_{\sigma r}) I_Q \quad (2.18)$$

$$\psi_Q = X_{hq} I_q + (X_{hq} + X_{\sigma r}) I_x + (X_{hq} + X_{\sigma r} + X_{\sigma Q}) I_Q \quad (2.19)$$

Das elektrische Moment ergibt sich aus:

$$M_e = \psi_d I_q - \psi_q I_d \quad (2.20)$$

Die Rotorgrößen werden aus den Gleichungen für die Flussverkettung und den Spannungen eliminiert. Man erhält dann die charakteristischen Zeitkonstanten wenn man p.u. Größen für die Widerstände und Induktivitäten verwendet.

Unter dem transiente Zustand versteht man eine konstante Flussverkettung der Erregerwicklung bei eingeschwungener Dämpferflussverkettung [7]. Die Zeitkonstante T'_{d0} ist die Leerlaufzeitkonstante des Läufers und spielt eine Rolle wenn die Erregerspannung plötzlich geändert wird [8]. Die Leerlaufzeitkonstanten lassen sich mit offenen Stator клемmen für die transienten und subtransienten Fälle ermitteln. Für die Kurzschlusszeitkonstanten wird die Statorseite kurzgeschlossen. Aufgrund des Prinzips der Flusskonstanz bleiben die mit der kurzgeschlossenen Wicklung verketteten Flüsse im ersten Augenblick konstant.

$$T'_{d0} = \frac{1}{\omega_n R_e} (X_{\sigma e} + X_{\sigma r} + X_{hd}) \quad (2.21)$$

Die Transiente Kurzschlusszeitkonstante beziffert die Dauer der Vorgänge sobald die Ströme im Dämpferkäfig abgeklungen sind:

$$T'_d = \frac{1}{\omega_n R_e} \left(X_{\sigma e} + X_{\sigma r} + \frac{X_\sigma \cdot X_{hd}}{X_\sigma + X_{hd}} \right) \quad (2.22)$$

Subtransiente Leerlaufzeitkonstante:

$$T''_{d0} = \frac{1}{\omega_n R_{kD}} \left(X_{\sigma D} + \frac{X_{\sigma e}(X_{\sigma r} + X_{hd})}{X_{\sigma e} + X_{\sigma r} + X_{hd}} \right) \quad (2.23)$$

Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante:

$$T''_d = \frac{1}{\omega_n R_{kD}} \left(X_{\sigma D} + \frac{X_{\sigma e}X_{\sigma r}X_{\sigma} + X_{\sigma e}X_{\sigma r}X_{hd} + X_{\sigma e}X_{\sigma}X_{hd}}{X_{\sigma e}X_{\sigma} + X_{\sigma e}X_{hd} + X_{\sigma r}X_{\sigma} + X_{\sigma r}X_{hd} + X_{\sigma}X_{hd}} \right) \quad (2.24)$$

Die allgemeine Formel für die Längsreaktanz ist in [7] gegeben. Sie ist abhängig von der Frequenz:

$$X_d(s) = X_d \frac{(1 + sT'_d)(1 + sT''_d)}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})} \quad (2.25)$$

Im stationären Zustand wirkt nur die synchrone Reaktanz:

$$X_d = X_{hd} + X_{\sigma} \quad (2.26)$$

Die Subtransienten Reaktanzen wirken bei sehr schnellen Änderungen und sind im Kurzschlussfall die ersten wirkenden Reaktanzen:

$$X''_d = X_d \frac{T'_d T''_d}{T'_{d0} T''_{d0}} = X_{\sigma} + \frac{X_{hd} X_{\sigma R d}}{X_{hd} + X_{\sigma R d}} \quad (2.27)$$

$$X_{\sigma R d} = X_{\sigma r} + \frac{X_{\sigma e} X_{\sigma D}}{X_{\sigma e} + X_{\sigma D}} \quad (2.28)$$

Die sobald die subtransienten Schwingungen abgeklungen sind wirken die transienten Reaktanzen:

$$X'_d \approx X_d \frac{T'_d}{T'_{d0}} = X_{\sigma} + \frac{X_{\sigma e} X_{hd} + X_{\sigma r} X_{hd}}{X_{\sigma e} + X_{\sigma r} + X_{hd}} \quad (2.29)$$

Im Simulationsmodell wird die Dämpferwicklung mit zwei Ersatzwicklungen, Wicklung Q und Wicklung x, in der q-Achse nachgebildet. Die allgemeine Formel für die Querreaktanz ergibt sich dadurch [7]:

$$\frac{1}{X_q(s)} = \left(\frac{1}{X''_q} - \frac{1}{X'_q} \right) \frac{sT''_q}{1 + sT''_q} + \left(\frac{1}{X'_q} - \frac{1}{X_q} \right) \frac{sT'_q}{1 + sT'_q} + \frac{1}{X_q} \quad (2.30)$$

2.2.2 Mechanisches Modell

Zusätzlich zum elektrischen Modell der SM wird für die Modellierung ein mechanisches Modell benötigt. Von diesem Modell erhält das elektrische Modell den aktuellen Winkel. Das beschleunigende bzw. bremsende Moment ist die Differenz zwischen Antriebsmoment und elektrischen Moment. Aus dem Momentensatz lässt sich die Änderung der Winkelgeschwindigkeit berechnen:

$$M_a - M_e = J \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{J}{p} \frac{d\omega}{dt} \quad (2.31)$$

Die p.u. Gleichung ergibt sich daraus mit:

$$m_a - m_e = T_J \frac{dn}{dt} \quad (2.32)$$

Wobei T_J die Anfahrzeitkonstante ist welche genau der Zeit entspricht, die benötigt wird, um mit Nennmoment von Stillstand die Nenndrehzahl zu erreichen.

$$T_J = \frac{J \cdot \omega_{m,n}}{M_n} = \frac{J \cdot \omega_{m,n}^2}{S_n} = \frac{J \cdot \omega_n^2}{p^2 \cdot S_n} \quad (2.33)$$

Die Anfahrzeitkonstante oft auch als Trägheitskonstante angegeben:

$$H = \frac{1}{2} T_J \quad (2.34)$$

Im ersten Moment einer Lastzuschaltung (Abbildung 2.2) wird die zusätzlich benötigte Energie aus der Schwungmasse entnommen (1) bis die Primärregler eingreifen (2) und die Turbinenleistung erhöhen. Dabei springt zunächst das elektrische Bremsmoment und das Antriebsmoment bleibt konstant.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = M_a - M_e \quad (2.35)$$

$$M_a = 0 \quad (2.36)$$

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = -M_e \rightarrow \frac{d\omega_m}{dt} = -\frac{M_e}{J} \quad (2.37)$$

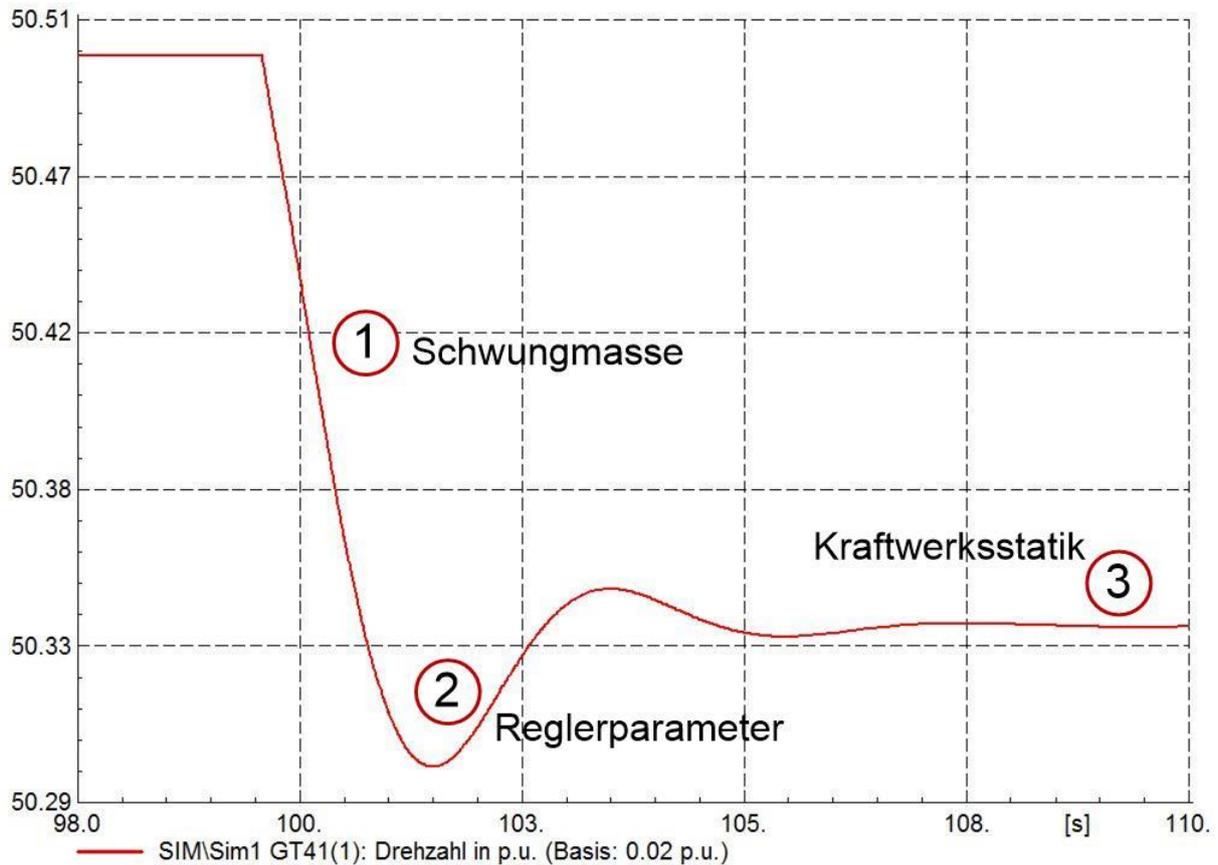


Abbildung 2.2: Einflüsse auf den Frequenzverlauf in Hz nach Lastzuschaltung

Betrachtet wird zunächst die bei Nenndrehzahl in der Schwungmasse gespeicherte Energie:

$$W = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{m,n}^2 \quad (2.38)$$

Berechnet man die Trägheit J aus der Anlaufzeitkonstante und setzt statt der mechanischen Nenndrehzahl die aktuelle mechanische Drehzahl ein erhält man die von der Drehzahl abhängige gespeicherte Energie:

$$J = \frac{2H \cdot S_n}{(2\pi \cdot n_n)^2} \quad (2.39)$$

$$W = H \cdot S_n \frac{(2\pi \cdot n(t))^2}{(2\pi \cdot n_n)^2} = H \cdot S_n \left(\frac{n(t)}{n_n} \right)^2 \quad (2.40)$$

Die abgegebene bzw. gespeicherte Energie lässt sich dann wie folgt berechnen:

$$\Delta W = H \cdot S_n \left(\left(\frac{n(t1)}{n_n} \right)^2 - \left(\frac{n(t2)}{n_n} \right)^2 \right) \quad (2.41)$$

2.2.3 Parameter

Für den Netzaufbau wurden das Kraftwerk Simmering mit den Generatoren GT41, GT42 und DT1 und Donaustadt mit DO3 berücksichtigt. Für die Generatoren wurde folgende Parameterliste verwendet:

		GT41	GT42	DT1	DO3
U_n	<i>kV</i>	20	20	21	22
S_n	<i>MVA</i>	343	343	395	453
P_{turb}	<i>MW</i>	282	282	377,5	395
Q_{min}	<i>Mvar</i>	-145	-145	-100	-140
Q_{max}	<i>Mvar</i>	270	270	200	215
$\cos \varphi$		0,82	0,82	0,95	0,88
n	min^{-1}	3000	3000	3000	3000
r_s	<i>p.u.</i>	0,00096	0,00096	0,00148	0,001
x_d	<i>p.u.</i>	2,2751	2,2751	2,21	2,219
x'_d	<i>p.u.</i>	0,2768	0,2768	0,384	0,313
x''_d	<i>p.u.</i>	0,2027	0,2027	0,33	0,239
x_q	<i>p.u.</i>	2,2169	2,2169	2,23	2,108
x'_q	<i>p.u.</i>	0,423	0,423	0,884	0,683
x''_q	<i>p.u.</i>	0,2003	0,2003	0,363	0,262
x_σ	<i>p.u.</i>	0,1716	0,1716	0,24	0,199
T'_d	<i>s</i>	1,593	1,593	0,98	1,03
T'_q	<i>s</i>	0,278	0,278	0,85	0,63
T''_d	<i>s</i>	0,035	0,035	0,03	0,03
T''_q	<i>s</i>	0,035	0,035	0,07	0,06
T_J	<i>s</i>	12	11,2	14,3	11

Tabelle 2.1: Parameterliste Generatoren

Für die Geratoren der Gasturbinen in Simmering liegt zusätzlich ein PQ-Leistungsdigramm vor, das im Simulationsmodell mit sechs PQ-Werten nachgebildet wurde.

Nr.	P	$-Q$	$+Q$
-	MW	Mvar	Mvar
1	0	-135	270
2	50	-134	269
3	150	-125	252
4	285	-95	195
5	335	-80	70
6	343	0	0

Tabelle 2.2: Werte aus PQ-Diagramm

2.2.4 Erregung

Das Erregersystem stellt die Gleichspannung für die Erregerwicklung des Generators zur Verfügung. Dabei unterscheidet man zwischen statischen und rotierenden Erregereinrichtungen. Der Spannungsregler hat die Aufgabe über die Erregerspannung die Klemmenspannung und damit die Blindleistungsabgabe zu regeln. Dabei spielen die Charakteristiken der zwei unterschiedlichen Erregungssysteme eine bedeutende Rolle.

In älteren Kraftwerken erfolgt die Erregung der Generatoren über rotierende Gleichstromgeneratoren. In neuen Kraftwerken werden Wechselstromerreger verwendet deren Spannung über eine, ebenfalls an der Welle angebrachte, Brückenschaltung gleichgerichtet wird [9]. Die Erregersynchronmaschine wird in umgekehrter Bauform ausgeführt. Die Dreiphasenwicklung die sich üblicherweise am Stators befindet, wechselt die Position mit der rotierenden Erregerwicklung. Dadurch werden keine Schleifringe benötigt wodurch sich auch der Wartungsaufwand reduziert. Die benötigte Energie der Haupterregemaschine kann über eine, ebenfalls auf derselben Welle montierte, permanenterregte Hilfserregemaschine erfolgen. Die Spannungsregelung erfolgt über die Erregung (U_e) der Haupterregemaschine. Nachteil von rotierenden Erregersystemen, in schleifringloser Ausführung, ist eine höhere Zeitkonstante des Erregersystems. Es existieren auch rotierende Erregersysteme mit Schleifringen. Die Erregermaschine liefert Energie an regelbare, stationäre Stromrichter welche die Gleichspannung für die Haupterregung erzeugen. Diese wird über Schleifringe an die Erregerwicklung gebracht. Vorteil dieser Variante ist eine reduzierte Zeitkonstante [3]. Für den Start mit rotierenden Erregersystemen wird keine Hilfsenergie benötigt. Kraftwerke mit solchen Systemen sind somit schwarzstartfähig.

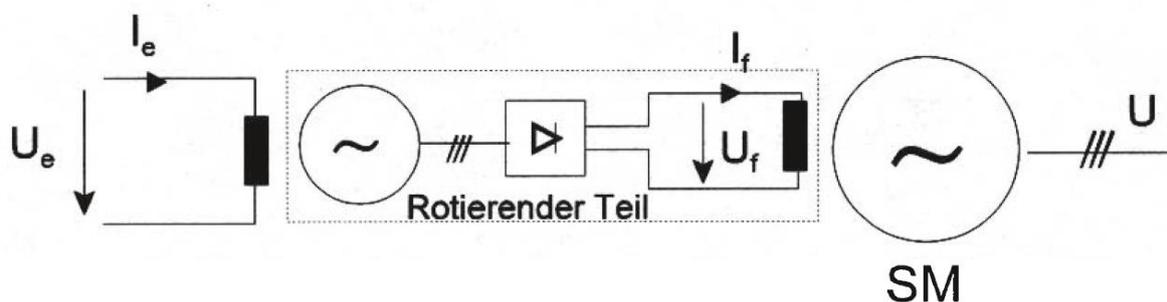


Abbildung 2.3: SM mit moderner rotierender Erregung [9]

Im Gegensatz dazu werden statische Erregersysteme betrachtet. Sie beziehen die Energie direkt von den Klemmen der SM oder von einem fremden unabhängigen Netz. Nach einer Gleichrichtung wird die Erregung über Schleifringe eingespeist. Soll bei selbsterregter Variante die Erregerspannung auch im Kurzschlussfall aufrechterhalten bleiben, so wird

mittels Stromtransformator ein stromabhängiger Teil addiert. Dieses Verfahren wird Compounding genannt [9]. Die Zeitkonstante von statischen Erregereinrichtungen wird nur vom Brückengleichrichter bestimmt und ist damit kleiner als die von rotierenden Erregersystemen. Damit ermöglicht sie eine schnellere Regelung der Erregerspannung.

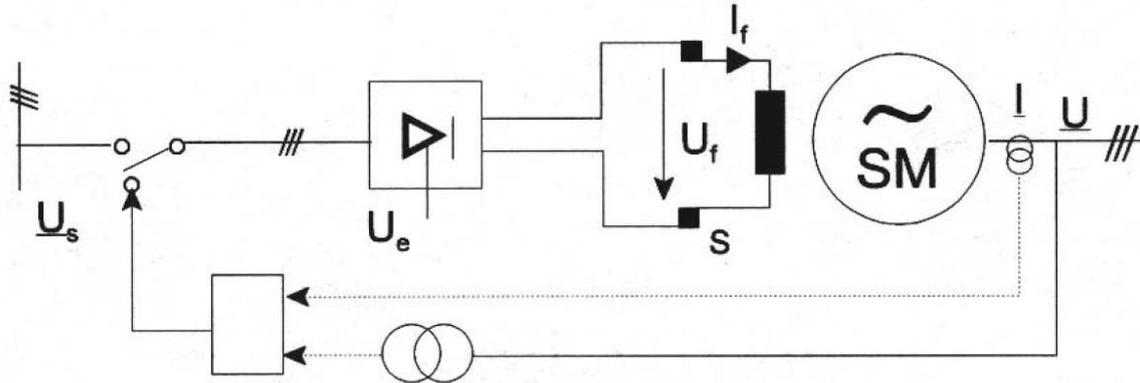


Abbildung 2.4: SM mit statischer Erregung; Fremderregt und Eigenerregt möglich [9]

In den verwendeten Kraftwerken, werden bei den Gasturbinen statische und bei der Dampfturbine ein rotierendes Erregersystem verwendet. Als Spannungsregler wurden Digsilent Modelle mit den in Tabelle 2.3 und Tabelle 2.4 angeführten Parametern verwendet.

- Statisch: avr_ESST1A „1992 IEEE Type ST1A Excitation System“
- Rotierend: avr_REXSY1 „General-purpose Rotating excitation system model“

Parameter	Beschreibung	Wert	Einheit
Tr	Measurement Delay	0,015	[s]
Tb	Filter 1st Delay Time Constant	0,5	[s]
Tc	Filter 1st Derivative Time Constant	0,1	[s]
Tb1	Filter 2nd Delay Time Constant	0,5	[s]
Tc1	Filter 2nd Derivative Time Constant	1	[s]
Ka	Controller Gain	35	[pu]
Ta	Controller Time Constant	0,05	[s]
Kc	Current Limiter Factor	0,01	[pu]
Kf	Stabilization Path Gain	0,01	[pu]
Tf	Stabilization Path Time Constant	1,2	[s]
Klr	Current Input Factor	1	[pu]
Ilr	Current Input Referece	1	[pu]
Vos	PSS Input Selector	1	[1,2]
Vel	Uel Input Selector	2	[1,2,3]
Vimin	Controller Input Minimum	-0,25	[pu]
Vamin	Controller Minimum Output	-5	[pu]

Vrmin	Exciter Minimum Output	-4	[pu]
Vimax	Controller Input Maximum	0,15	[pu]
Vamax	Controller Maximum Output	5	[pu]
Vrmax	Exciter Maximum Output	4	[pu]

Tabelle 2.3: Parameter statische Erregung avr_ESST1A

Parameter	Beschreibung	Wert	Einheit
Tr	Voltage transducer time constant	0,1	[s]
Kd	Exciter regulation factor	0,2	[pu]
Kc	Rectifier regulation factor	0,1	[pu]
Te	Exciter field time constant	1	[s]
E1	Exciter flux at knee of curve	3,13	[pu]
SE1	Saturation factor at knee	0,2	[pu]
E2	Maximum exciter	4,18	[pu]
SE2	Saturation factor at maximum flux	0,25	[pu]
Ke	Exciter field proportional gain	0,5	[pu]
Tp	Field current bridge time constant	0,1	[s]
F1imf	Power supply limit factor	0,2	[]
Ta	Voltage regulator time constant	0,05	[s]
Kh	Field voltage controller feedback gain	2	[pu]
Kip	Field current regulator proportional gain	4	[pu]
Kii	Field current regulator integral gain	1	[1/s]
Kvp	Voltage regulator proportional gain	5	[pu]
Kvi	Voltage regulator integral gain	1	[1/s]
Vimax	Voltage regulator input limit	1	[pu]
Tb2	lag-time constant	1	[s]
Tc2	lead-time constant	0,8	[s]
Tf2	Feedback lag-time constant	0,1	[s]
Tf1	Feedback lead-time constant	0,2	[s]
Tb1	lag-time constant	1	[s]
Tc1	lead-time constant	1,1	[s]
Kf	Rate feedback gain	0,1	[pu]
Tf	Rate feedback >0 time constant	0,5	[s]
Fbf	0:Vr;1:Ife;2:Efd	2	[0,1,2]
Xc	Compounding resistance	0,1	[pu]
Vfmin	Minimum exciter field current	-4,	[pu]
Vrmin	Minimum controller output	-3	[pu]
Vfmax	Maximum exciter field current	4	[pu]
Vrmax	Maximum controller output	3	[pu]
Vcmax	Maximum compounding voltage	0,2	[pu]

Tabelle 2.4: Parameter rotierende Erregung avr_REXSY1

2.3 Turbinen

2.3.1 GuD-Kraftwerk

Ein typisches GuD-Kraftwerk besteht im einfachsten Fall aus einer Gasturbine, einem Dampferzeuger und einer Dampfturbine. Diese treiben je nach Bauform einen oder mehrere (einen pro Turbine) Generatoren an. Durch die Kombination aus Gasturbine und nachfolgender Dampfturbine wird der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks beträchtlich erhöht. So erreicht der Wirkungsgrad von konventionellen thermischen Kraftwerken, Sologasturbinen oder kohlebefeuerte Dampfturbinen, 30-35%. Durch die weitere Nutzung der Verbrennungsgase einer Gasturbine zur Dampferzeugung kann der Wirkungsgrad 55% und darüber erreichen [10].

Zur Veranschaulichung wird der GuD-Prozess mittels Abbildung 2.5 verdeutlicht. Dabei ist darauf zu achten, dass dafür die Zustandsbilder für Luft und Wasser übereinander gelegt wurden. Luft wird über den Kompressor isentrop verdichtet wodurch sich der Druck und die Temperatur erhöhen (1-2). Brennstoff wird zugeführt und mit der verdichteten Luft isobar verbrannt (2-3). Anschließend erfolgt das Abarbeiten durch adiabate Expansion in der Turbine (3-4). Die heißen Abgase werden zur Dampferzeugung genutzt. Das Wasser wird im Vorerhitzer (economiser) auf Siedetemperatur gebracht (C'-D) und anschließend im Verdampfer (evaporator) verdampft (D-E). Dabei bleibt die Temperatur annähernd konstant. Zu diesem Zeitpunkt ist das Wasser komplett verdampft und man spricht vom Sattedampf. Es folgt eine weitere Erhitzung des Dampfes im Überhitzer (superheater) (E-F). Dieser Dampf wird in der Turbine abgearbeitet, wodurch sich der Druck und die Temperatur verringern (F-G). Der Dampf wird über einen Kondensator kondensiert und gibt die Wärmemenge an das Kühlmittel, z.B. Fernwärmenetz, ab (G-B') [11].

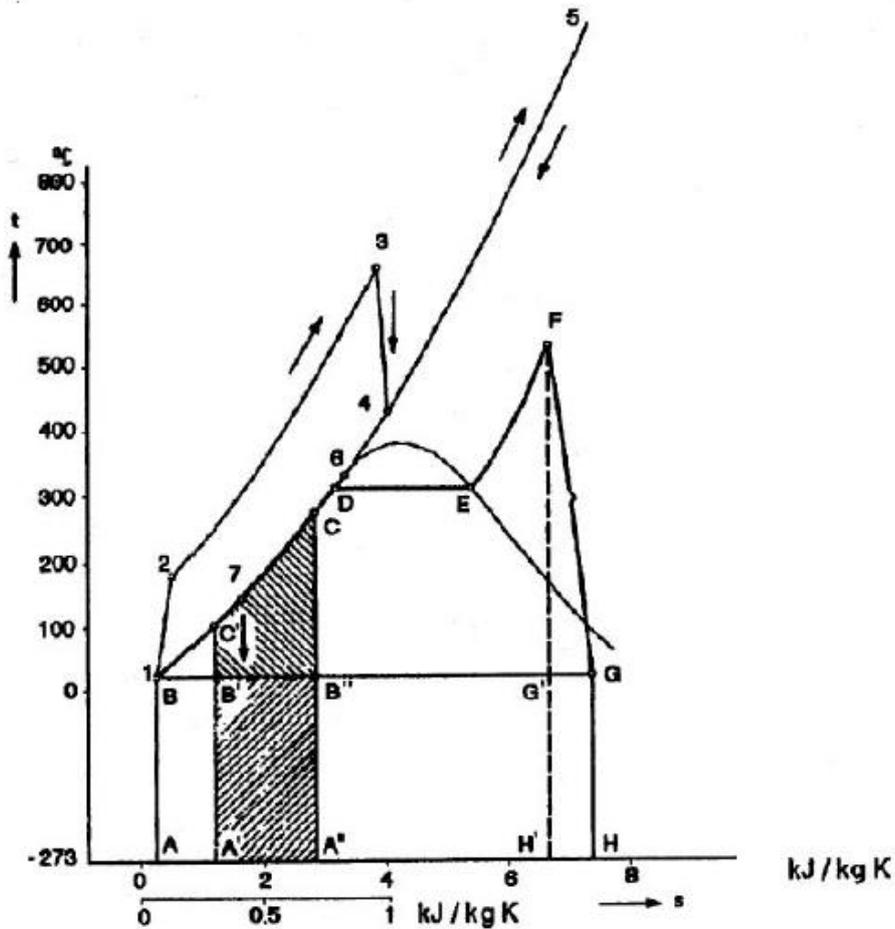


Abbildung 2.5: Kombiniertes Gas-Dampfturbinenprozess T-s-Diagramm [11]

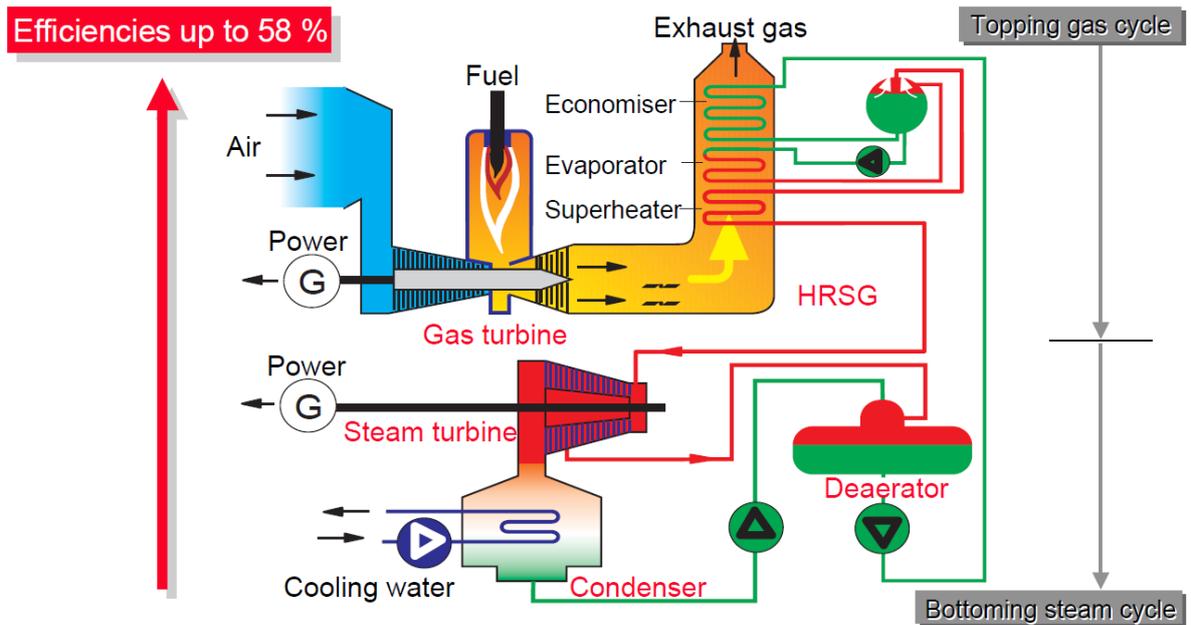


Abbildung 2.6: Typischer Gas-Dampfkreislauf eines GuD-Kraftwerks [10]

Befinden sich die Gas- und die Dampfturbine auf einer gemeinsamen Welle, so spricht man von der „Single-Shaft“ Bauweise. Sind die Turbinen auf separaten Wellen angebracht, wird dies als „Multi-Shaft“ Bauweise bezeichnet. Die Vorteile von Single-Shaft-Einheiten sind die geringeren Kapitalkosten pro Leistungseinheit, es wird nur ein Generator benötigt womit die Elektroinstallation einfacher ausfällt und die Steuerung einfacher wird. Abbildung 2.7 zeigt die zwei üblichen Varianten für Single-Shaft-Einheiten. Dabei ist in der ersten Variante der Generator und bei der anderen Variante die Dampfturbine am Ende der Welle angebracht. Im KW Donaustadt befindet sich eine Single-Shaft Anlage. Gibt es Probleme mit der Dampfturbine, ist es üblicherweise nicht möglich das Kraftwerk zu betreiben.

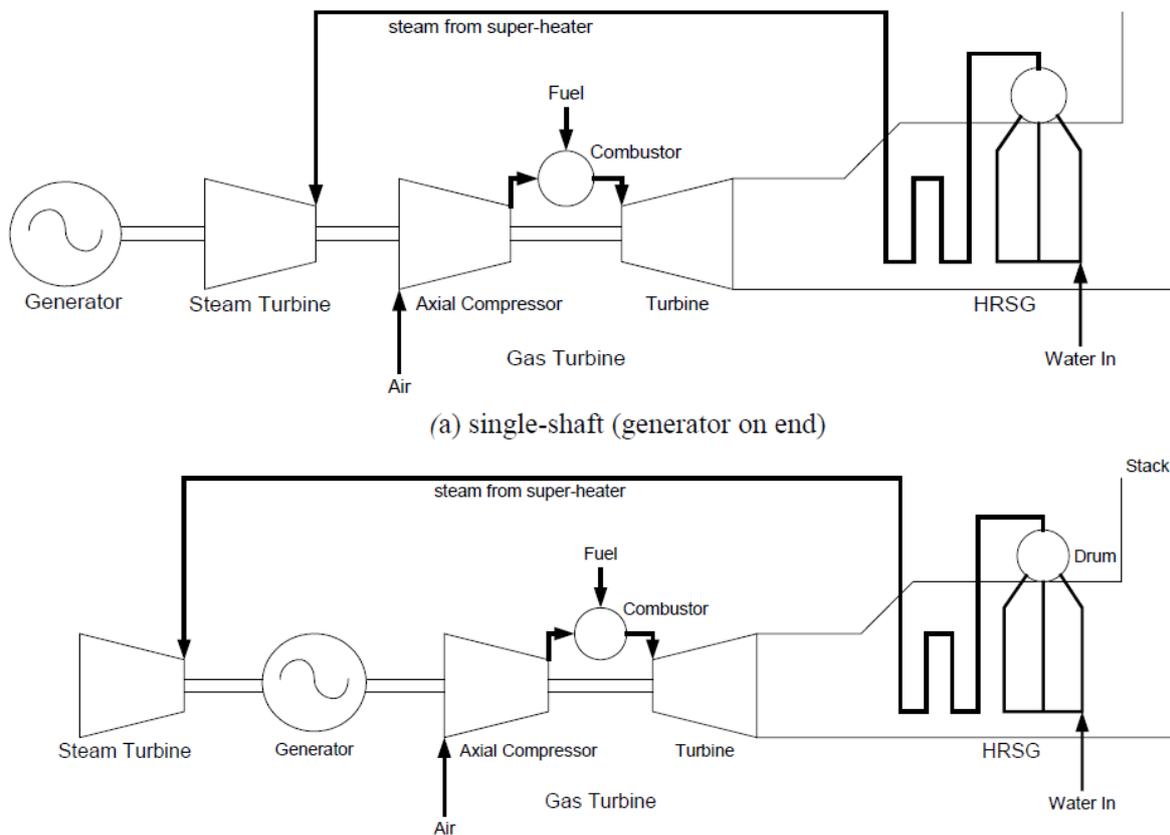


Abbildung 2.7: Single-Shaft Aufbauvarianten [10]

Im Vergleich dazu, zeigt Abbildung 2.8 die Ausführung in Multi-Shaft Bauweise mit zwei Gasturbinen wie sie im KW Simmering verwendet wird. Steht die Dampfturbine nicht zur Verfügung können die Gasturbinen im Bypassbetrieb gefahren werden. Somit können die Gasturbinen unabhängig von der Dampfturbine betrieben werden wodurch sich jedoch der Gesamtwirkungsgrad verringert.

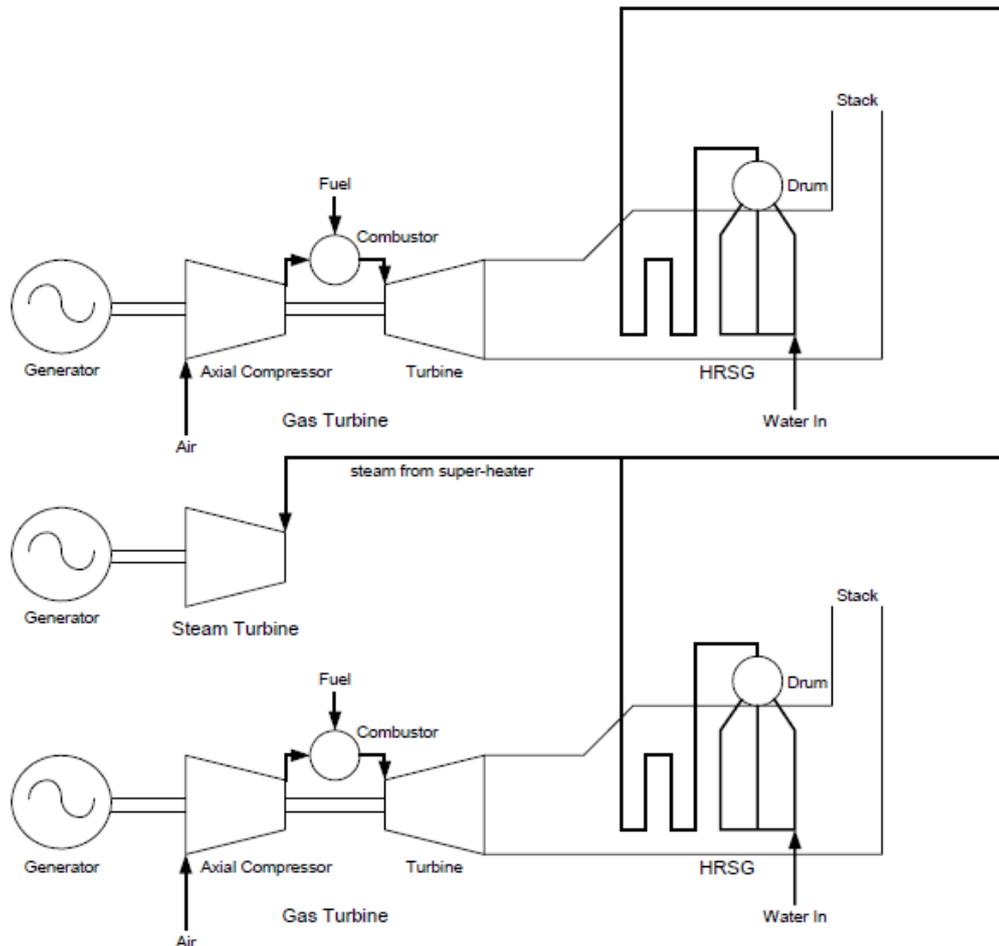


Abbildung 2.8: Multi-Shaft Aufbauvariante mit zwei Gasturbinen [10]

2.3.2 Turbinenregler

Die Turbinenregler sind dafür zuständig, die abgegebene Wirkleistung des Generators an den Verbrauch anzupassen. Bei Lastzuschaltung verringert sich im ersten Moment die Frequenz, worauf der Regler reagiert und die Turbinenleistung erhöht. Befindet sich in einem Netz nur ein Generator, so reicht ein Integralregler, der die Abweichung der Frequenz zur Sollfrequenz verstärkt und integriert. Befinden sich jedoch mehrere Generatoren in einem Netz, so würde dies zu keiner definierten Lastaufteilung führen. Deshalb werden Primärregler mit Statik verwendet. Die Statik beschreibt wie stark sich ein Kraftwerk an der Frequenzhaltung beteiligt. Dabei reagieren KW mit kleiner Statik stark und KW mit einer großen Statik nur wenig auf Frequenzänderungen. Dieses Verhalten wird als Proportionalregler realisiert wodurch sich eine, der Statik entsprechende, bleibende Regelabweichung einstellt. Abbildung 2.9 zeigt an einem Beispiel einen Lastsprung mit anschließender Frequenzabweichung. Die Kraftwerke teilen aufgrund ihrer unterschiedlichen Statik die zusätzliche Last unterschiedlich auf. Dabei übernimmt das KW 1 mit der kleineren Statik den größeren Teil der Last.

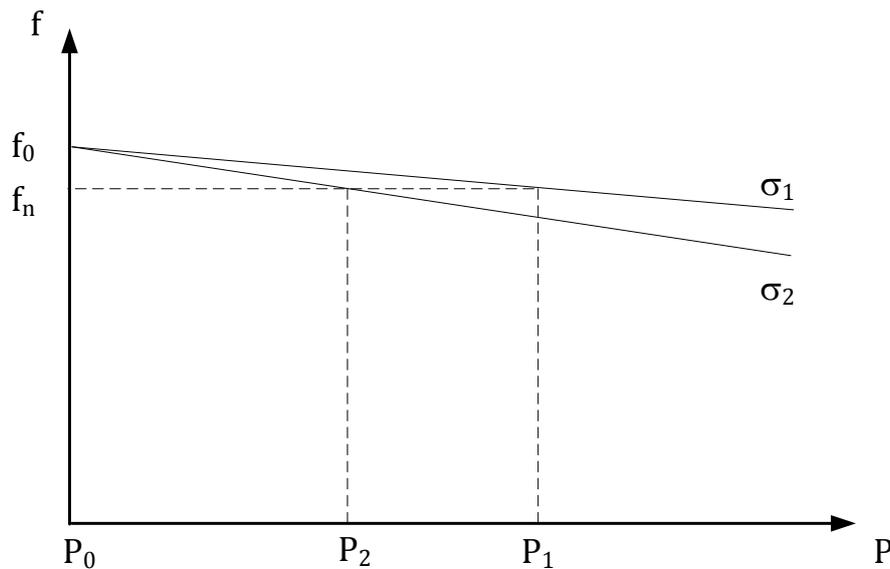


Abbildung 2.9: Veranschaulichung unterschiedlicher Reglerstatik

Andere Lastaufteilungen lassen sich über die Eingabe unterschiedlicher Frequenz- bzw. Leistungswerte (f_0 bzw. P_0) erreichen. Dadurch kommt es zu einer Parallelverschiebung der Reglerkennlinie im Leistungs-Frequenz-Diagramm.

Für das Kraftwerk in Simmering, bestehend aus zwei Gasturbinen und einer Dampfturbine, wurden Digsilent-Regler verwendet. Die Parameter sind in Tabelle 2.5 und Tabelle 2.6 angeführt.

- gov_GAST2A: Gas Turbine Model
- gov_TGOV1: Steam Turbine Governor

Die Regler sind im Anhang 3 und Anhang 4 dargestellt. Der Regler für die Gasturbinen besteht aus dem Turbinenregler, dem Übertragungsverhalten der Brennkammer und der Turbine sowie das Verhalten des Abgaswärmetauschers. Letzteres wird als Temperaturkontrolle zurückgeführt und über eine Minimalauswahl mit dem Turbinenreglersignal verknüpft. Das Standardmodell verfügt über keine Möglichkeit den Frequenzsollwert anzupassen was für den Simulationsverlauf notwendig war. Deshalb wurde statt dem Eingangssignal ω_{ref} ein Block erstellt, in dem für gewünschte Zeitpunkte der Frequenzsollwert definiert werden kann.

Die Übertragungsfunktion des Reglers lautet:

$$G(s) = \frac{s \cdot X \frac{W}{Z}}{1 + s \frac{Y}{Z}} + \frac{\frac{W}{Z}}{1 + s \frac{Y}{Z}} \quad (2.42)$$

Dies entspricht einem PD(T_1) Regler mit folgenden Parametern:

$$K_P = \frac{W}{Z} \quad (2.43)$$

$$K_D = \frac{W}{Z} \quad (2.44)$$

$$T_1 = \frac{Y}{Z} \quad (2.45)$$

$$T_d = X \quad (2.46)$$

Da der Regler nur ein Proportionalverhalten aufweisen soll, wurde die Zeitkonstante für den Differentialregler auf null gesetzt.

Parameter	Beschreibung	GT41	GT42	Einheit
Ecr	Fuel System Delay	0,01	0,01	[s]
t1	Frequenzsollwert t1 -> wref 1	20,	217,	[s]
t2	Frequenzsollwert t2 -> wref 2	1212,65	1212,65	[s]
t3	Frequenzsollwert t3 -> wref 3	1450,	1450,	[s]
t4	Frequenzsollwert t4 -> wref 4	1950,	1950,	[s]
wref1	Frequenzsollwert 1	1,01	1,0034	[pu]
wref2	Frequenzsollwert 2	1,02542	1,01882	[pu]
wref3	Frequenzsollwert 3	1,02212	1,02212	[pu]
wref4	Frequenzsollwert 4	1,0387	1,0387	[pu]
T	Fuel Control Delay Time	0	0	[s]
K3	Turbine Factor	0,531	0,531	[pu]
Tf	Fuel System Delay	0,4	0,4	[s]
Tcd	Turbine Time Delay	0,1	0,1	[s]
K6	Compressor Factor	0,469	0,469	[pu]
Kf	Fuel System Feed Back Factor	0,	0,	[pu]
K4	Radiation Shield Prop. Factor	0,9	0,9	[pu]
K5	Radiation Shield Integr. Factor	0,1	0,1	[pu]
T3	Radiation Shield Time Constant	18,	18,	[s]
W	Speed Controller Gain	32,4	32,3	[pu]
X	Speed Controller Der.Time Const.	0	0	[s]
Z	Speed Controller Is/Dr (0/1)	1	1	[pu]
Y_1A	Speed Controller Time Constant Szenario 1A	0,1	0,12	[s]
Y_1B	Speed Controller Time Constant Szenario 1B	1	1,05	[s]
Tt	Temperature Controller Time Constant	500	500	[s]

T5	Temperature Controller Gain	3,3	3,3	[pu]
T4	Thermocouple Time Constant	3	3	[s]
af2	Turbine Characteristic, Constant	-0,885	-0,885	[pu]
bf2	Turbine Characteristic, Torque	1,3	1,3	[pu]
cf2	Turbine Characteristic, Speed	0,5	0,5	[pu]
Etd	Temperature Controller Delay	0	0	[s]
Tr	Rated Exhaust Temperature	1000	1000	[grd.F]
af1	Turbine 1th Factor	758,3	758,3	[pu]
bf1	Turbine 2th Factor	350	350	[pu]
a	Fuel System Prop. Characteristic	1	1	[pu]
b	Fuel System Time Constant	0,05	0,05	[s]
c	Fuel System I/L Factor (0/1)	1	1	[-]
Tc	Temperature Control	1300	1300	[grd. F]
Trate	Turbine Rated Power(=0->PN=Pgnn)	0	0	[MW]
Min	VCE Lower Limit	-0,15	-0,15	[pu]
Max	VCE Upper Limit	1,79	1,79	[pu]

Tabelle 2.5: Parameter gov_GAST2A

Die Reglerstruktur des Dampfturbinenreglers setzt sich aus dem Turbinenregler, bestehend aus Proportional- und Verzögerungsglied, und dem Übertragungsverhalten der Turbine zusammen. Über den Proportionalanteil des Reglers kann direkt die Statik eingestellt werden. Auch hier wurde wieder ein Block zur Frequenzsollwertvorgabe eingefügt. Die Dampfturbine DT1 wird für den Netzaufbau im angedrosselten Betrieb gefahren. Das bedeutet, dass die Dampfturbine über das Hochdruckventil schnell auf Laständerungen reagieren kann.

Parameter	Beschreibung	DT1	Einheit
T3	Turbine Delay Time Constant	2	[pu]
T2	Turbine Derivative Time Constant	1	[pu]
t1	Frequenzsollwert t1 -> wref 1	1214,2	[s]
t2	Frequenzsollwert t2 -> wref 2	1950	[s]
t3	Frequenzsollwert t3 -> wref 3	2450	[s]
t4	Frequenzsollwert t4 -> wref 4	5000	[s]
wref1	Frequenzsollwert 1	1,00902	[pu]
wref2	Frequenzsollwert 2	1,0259	[pu]
wref3	Frequenzsollwert 3	1,045	[pu]
wref4	Frequenzsollwert 4	1	[pu]
At	Turbine power coefficient	1	[pu]
Dt	Frictional Losses Factor	0	[pu]
R	Controller Droop	0,05	[pu]

T1_1A	Governor Time Constant Szenario 1A	0,2	[s]
T1_1B	Governor Time Constant Szenario 1B	5	[s]
PN	Turbine Rated Power(=0->PN=P _{gmn})	0	[Mw]
Vmin	Minimum Gate Limit	0	[pu]
Vmax	Maximum Gate Limit	1	[pu]

Tabelle 2.6: Parameter gov_TGOV1

Für das Verhalten des GuD-Kraftwerks DO3 wurde dem GAST2A Regler ein PT1-Glied nachgeschaltet und dazu addiert. Dies soll die zusätzliche Leistungsabgabe der unregelmäßig betriebenen Dampfturbine nachbilden. Die Dampfturbine fährt dadurch im natürlichen Gleitdruckbetrieb und stellt ihr Ausgangsleistung entsprechend der Gasturbine ein. Das Nachführen der Dampfturbinenleistung geschieht im Minutenbereich wogegen die Gasturbine im Sekundenbereich auf Laständerungen reagiert. Durch den Proportionalanteil können Verluste der Dampfturbine miteinbezogen werden. Das Verhalten des Abhitzekessels wird in diesem einfachen Modell nicht berücksichtigt. Die Parameter befinden sich in Tabelle 2.7.

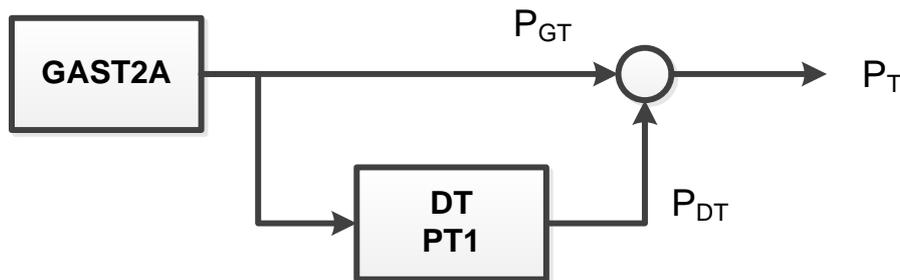


Abbildung 2.10: Prinzipschaltung DO3 Regler

Parameter	Beschreibung	DO3	Einheit
Ecr	Fuel System Delay	0,01	[s]
t1	Frequenzsollwert t1 -> wref 1	1450	[s]
t2	Frequenzsollwert t2 -> wref 2	2200	[s]
t3	Frequenzsollwert t3 -> wref 3	3000	[s]
t4	Frequenzsollwert t4 -> wref 4	3000	[s]
wref1	Frequenzsollwert 1	1,016	[pu]
wref2	Frequenzsollwert 2	1,033	[pu]
wref3	Frequenzsollwert 3	1	[pu]
wref4	Frequenzsollwert 4	1	[pu]
T	Fuel Control Delay Time	0	[s]
K3	Turbine Factor	0,531	[pu]

Tf	Fuel System Delay	0,4	[s]
Tcd	Turbine Time Delay	0,1	[s]
K6	Compressor Factor	0,469	[pu]
Kf	Fuel System Feed Back Factor	0	[pu]
K4	Radiation Shield Prop. Factor	0,9	[pu]
K5	Radiation Shield Integr. Factor	0,1	[pu]
T3	Radiation Shield Time Constant	18	[s]
W	Speed Controller Gain	25	[pu]
X	Speed Controller Der.Time Const.	0,479	[s]
Z	Speed Controller Is/Dr (0/1)	1	[pu]
Y	Speed Controller Time Constant	0,4	[s]
Tt	Temperature Controller Time Constant	500	[s]
T5	Temperature Controller Gain	3,3	[pu]
T4	Thermocouple Time Constant	3	[s]
af2	Turbine Characteristic, Constant	-0,885	[pu]
bf2	Turbine Characteristic, Torque	1,3	[pu]
cf2	Turbine Characteristic, Speed	0,5	[pu]
Etd	Temperature Controller Delay	0	[s]
Tr	Rated Exhaust Temperature	1000	[grd.F]
af1	Turbine 1th Factor	758,3	[pu]
bf1	Turbine 2th Factor	350	[pu]
a	Fuel System Prop. Characteristic	1	[pu]
b	Fuel System Time Constant	0,05	[s]
c	Fuel System I/L Factor (0/1)	1	[-]
Tc	Temperature Control	1300	[grd. F]
Trate	Turbine Rated Power(=0->PN=Pgmn)	0	[MW]
T_dampf	Steamturbine Time Constant	30	[s]
Min	VCE Lower Limit	-0,15	[pu]
Max	VCE Upper Limit	1,79	[pu]

Tabelle 2.7: Parameter GuD Regler

2.3.3 Abhängigkeiten im Betrieb der Gas- und Dampfturbinen des GuD Simmering

Es gibt, laut Kraftwerksbetreibern, für die Verwendung des GuD-Simmering folgende Einschränkungen:

- Die Sim-DT1 kann nur dann gestartet werden, wenn eine der beiden Gasturbinen (GT41, GT42) mit mindestens 100 MW belastet wurde. Diese Einschränkung ergibt sich aus der mindestens benötigten Abgastemperatur damit der Dampferzeuger die benötigte Dampfmenge produzieren kann.
- Während die Dampfturbine nur von einer Gasturbine gespeist wird, wird die andere Gasturbine im Bypassbetrieb geführt. Für eine Zusammenschaltung beider Gasturbinen auf den Dampferzeuger der Dampfturbine, müssen beide Gasturbinen die gleiche Belastung aufweisen.
- Es ist nicht möglich GT41 und GT42 unbelastet auf eine Sammelschiene zu synchronisieren, da sich sonst kein stabiler Arbeitspunkt einstellen kann.

2.3.4 Verhalten im Inselnetz

Sobald mehrere Generatoren die Versorgung einer Insel sicherstellen, verhalten sich diese bei Laständerungen wie ein Generator mit der mittleren Anlaufzeitkonstante T_{Jm} [9]. Diese ist das, über die Nennleistungen der einzelnen Generatoren, gewichtete Mittel der Anlaufzeitkonstanten.

$$T_{Jm} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot T_{Ji}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (2.47)$$

Die Änderung der Belastung setzt sich aus der Änderung der Verbraucherlast und der Netzverluste zusammen:

$$\sum_{i=1}^n P_i = \Delta P_L + \Delta P_v \quad (2.48)$$

Die stationäre Frequenz für einen Generator i stellt sich bei Laständerungen anhand seiner Statik ein.

$$\frac{\Delta f}{f_n} = \Delta n_{soll} - \sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} \quad (2.49)$$

Wird bei Laständerung keine Sollwertänderung vorgenommenen kann die Gleichung nach der Laständerung umgeformt werden:

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} = -\frac{1}{\sigma_i} \frac{\Delta f}{f_n} \quad (2.50)$$

Da die Belastung aller Generatoren der gesamten Belastung entsprechen muss gilt für:

$$\Delta P_{ti} = \Delta P_i \quad (2.51)$$

Daraus folgt:

$$\frac{\Delta f}{f_n} = -\sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} = -\sigma \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (2.52)$$

Mit der Gesamtstatik des Netzes:

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ni}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} P_{ni}} \quad (2.53)$$

Die einzelnen Generatoren übernehmen damit die Leistung:

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}} = \frac{\sigma}{\sigma_i} \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (2.54)$$

Durch die Regelung mit Kraftwerksstatik verringert sich auch die Inselfrequenz. Bei fortlaufender Lastzuschaltung muss deshalb der Frequenzsollwert angepasst werden, um zu vermeiden, dass sich Lasten durch Unterfrequenzschutzeinrichtungen vom Netz trennen.

2.4 Leistungsschalter mit Synchronisationsüberprüfung

Besonders im Inselnetz ist es wichtig, dass das Zuschalten weiterer Generatoren synchron zur restlichen Gruppe erfolgt. In der Realität erfolgt dies mittels eines Synchronoskops. Dabei werden die Spannungszeiger beider Systeme verglichen und genau dann zugeschaltet, wenn sich beide Zeiger übereinander befinden, also die Winkeldifferenz null ist. Deshalb ist es notwendig, dass eines der beiden zu verbindenden Systeme eine größere oder kleinere Frequenz hat, da sich sonst keine Änderung der Spannungszeiger einstellt. Für die Simulation wurde die Winkeldifferenz betrachtet und zugeschaltet wenn diese null ist. Wird nicht synchron zugeschaltet, können erhebliche Ausgleichsvorgänge zwischen den Generatoren auftreten. Zur Verdeutlichung folgt das Einschalten zu einem günstigen Zeitpunkt mit der zugehörigen Maschinenreaktion und zum Vergleich zu einem ungünstigen Zeitpunkt. GT41 wurde für diese Simulation auf 50,1 Hz beschleunigt.

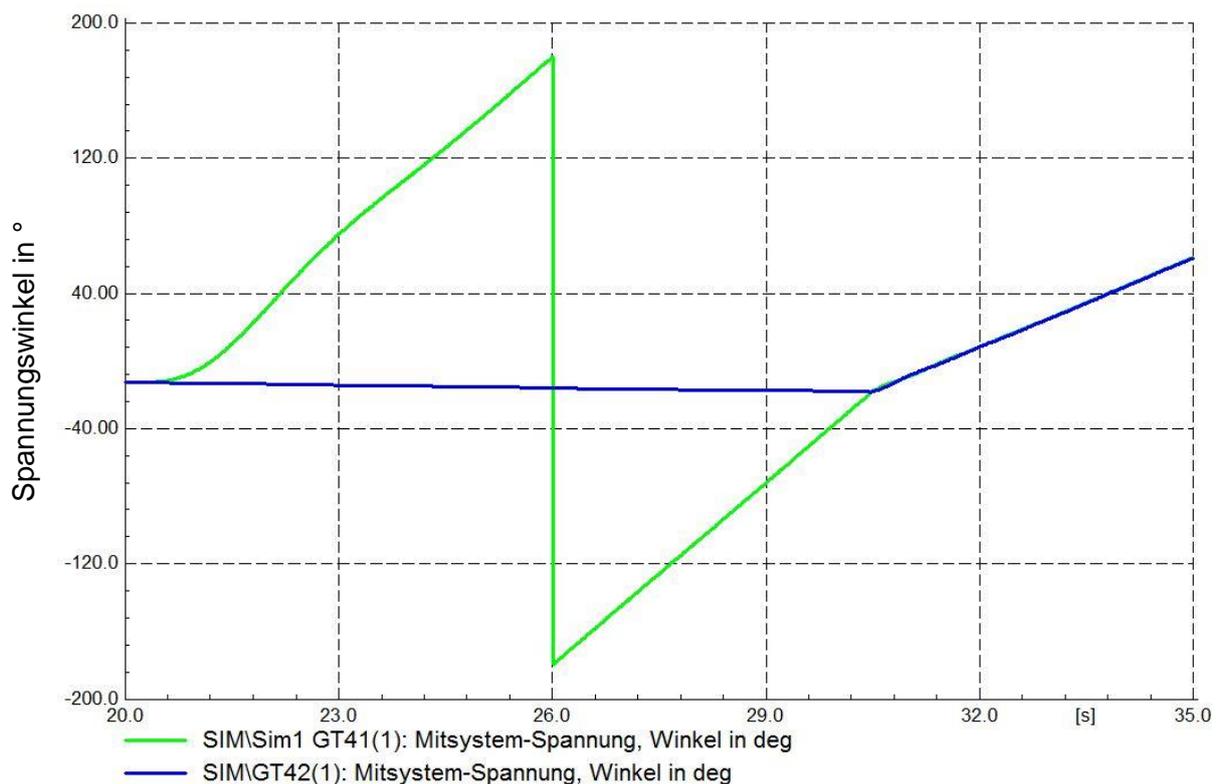


Abbildung 2.11: Günstiger Einschaltzeitpunkt

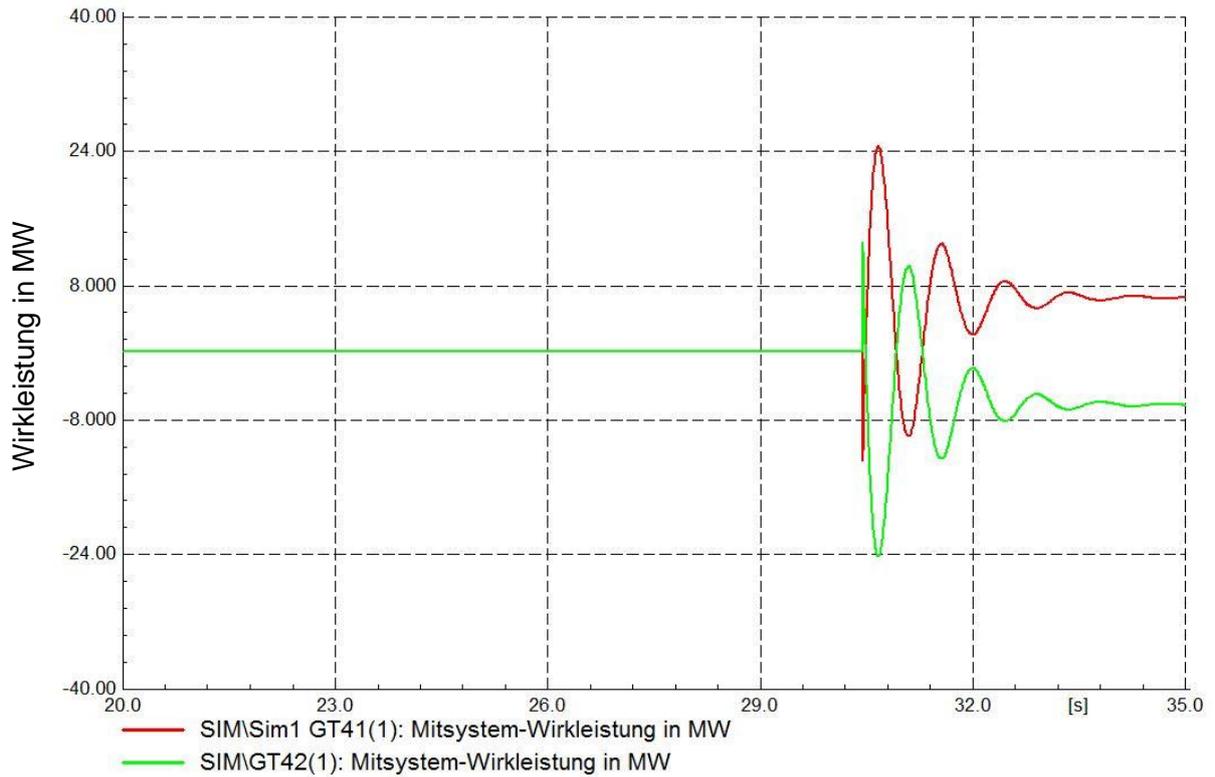


Abbildung 2.12: Synchrones Zuschalten – Ausgleichsvorgang

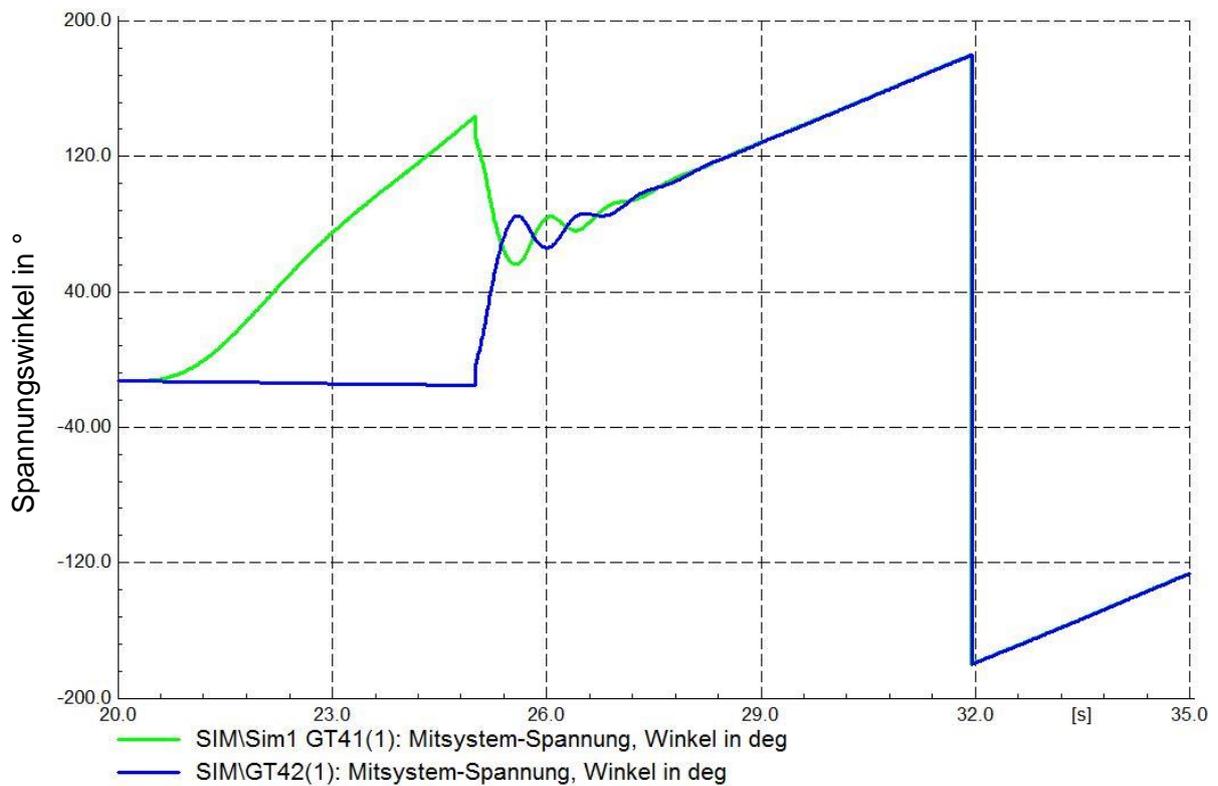


Abbildung 2.13: Ungünstiger Einschaltzeitpunkt

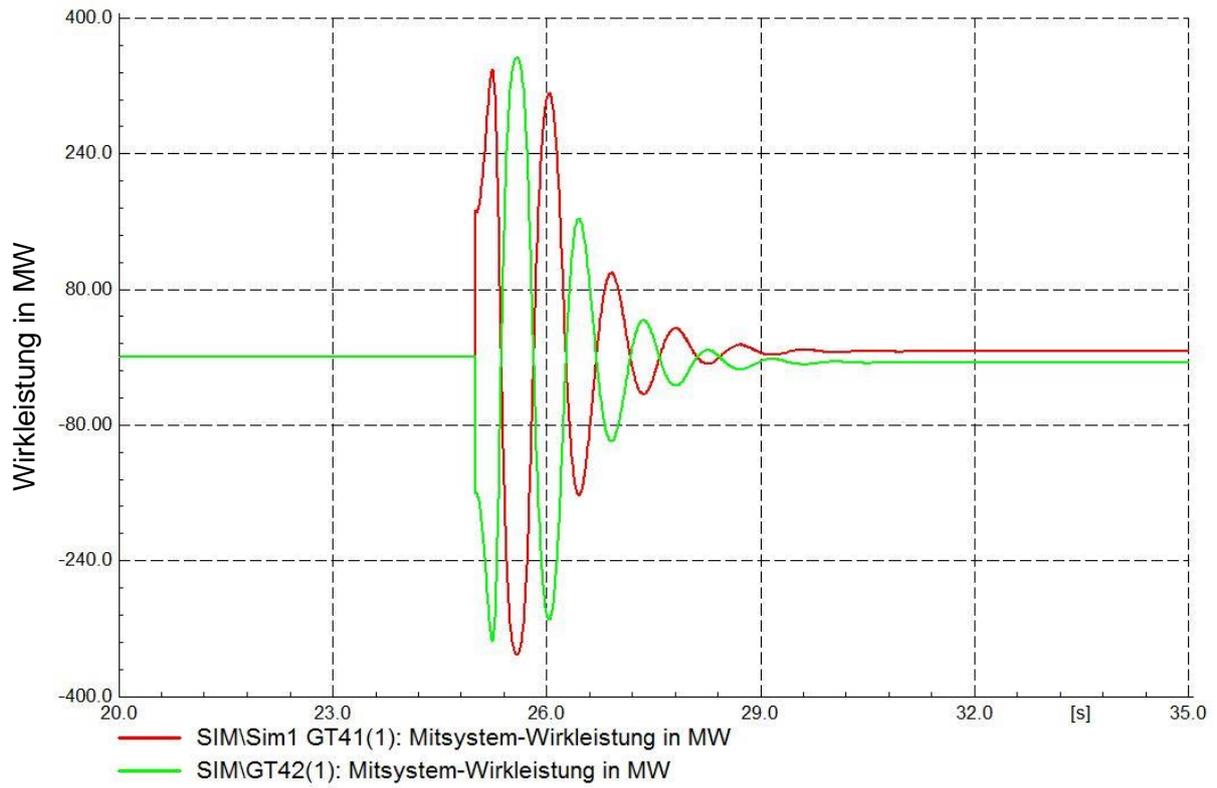


Abbildung 2.14: Asynchrones Zuschalten - Markante Ausgleichsvorgänge

2.5 Transformator

2.5.1 Allgemeines Modell

Das Simulationsmodell besteht aus den Längskomponenten, die die ohmschen Widerstände (R_1 , R_2) und die Streuverluste ($X_{1\sigma}$, $X_{2\sigma}$) beinhalten, sowie den Querkomponenten welche aus der Hauptfeldreaktanz (X_h) und einem ohmschen Widerstand (R_{fe}), der die Eisenverluste darstellt, besteht. Der Index 1 steht dabei für die Hochspannungsseite und 2 für die Niederspannungsseite.

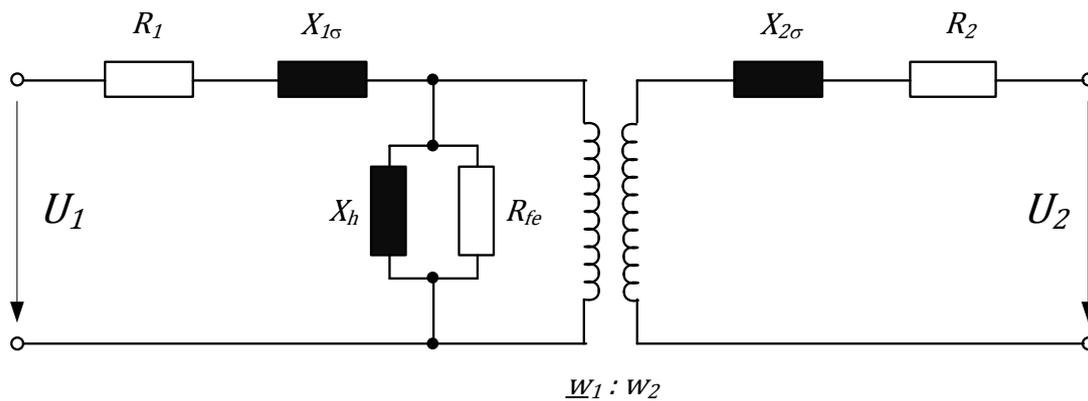


Abbildung 2.15: Mitsystemersatzschaltbild Transformator

2.5.2 Inrushvorgang

Beim Einschalten eines Transformators, kann dieser in Sättigung getrieben werden. Dadurch verringert sich die Hauptinduktivität markant und es könne Ströme fließen, die ein Vielfaches des Nennstromes betragen können. Dieser Effekt wird Inrushvorgang genannt. Der maximale Inrushstrom wird dann erreicht, wenn die Spannung zum Einschaltzeitpunkt den Nulldurchgang erreicht hat. Dann steht dem magnetischen Fluss φ eine volle Spannungs-Zeit-Fläche zur Verfügung. Über die Hystereseckennlinie und dem Fluss ergibt sich dann der resultierende Strom.

Die theoretische Erörterung erfolgt nach folgendem Ersatzschaltbild und [12].

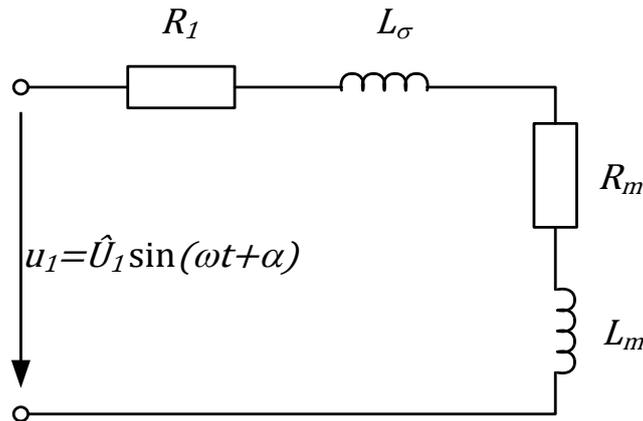


Abbildung 2.16: Ersatzschaltbild Inrushberechnung [12]

Daraus ergibt sich die Spannungsgleichung:

$$\hat{U}_1 \sin(\omega t + \alpha) = L \frac{di_0}{dt} + R i_0 \quad (2.55)$$

$$L = L_\sigma + L_m \quad (2.56)$$

$$R = R_1 + R_m \quad (2.57)$$

Die Spannungsgleichung kann aufgrund der Nichtlinearität der Magnetisierungsinduktivität nicht analytisch gelöst werden. Stattdessen wird die Gleichung als Funktion des Flusses dargestellt:

$$L_m i_0 = N_1 \varphi \quad (2.58)$$

Wobei N_1 die Anzahl der Wicklungen auf der Primärseite ist.

$$N_1 \frac{d\varphi}{dt} + N_1 \frac{R}{L} \varphi = \hat{U}_1 \sin(\omega t + \alpha) \quad (2.59)$$

Nimmt man zunächst an, dass L konstant ist, ergibt sich eine lineare Differentialgleichung mit konstanten Parametern. Der Fluss lässt sich in eine periodische und eine transiente Komponenten aufteilen:

$$\varphi = \varphi_p + \varphi_t \quad (2.60)$$

Wobei der periodische Anteil abhängig ist vom Einschaltwinkel der Spannung sowie dem Impedanzwinkel:

$$\varphi_p = \hat{\varphi} \sin(\omega t + \alpha - \theta) \quad (2.61)$$

$$\hat{\varphi} = \frac{\hat{U}_1}{\omega N_1} \quad (2.62)$$

Generell ist $R \ll \omega L$ wodurch angenommen werden kann dass:

$$\theta = \arctan\left(\frac{\omega L}{R}\right) \approx 90^\circ \quad (2.63)$$

$$\varphi_p = -\hat{\varphi} \cos(\omega t + \alpha) \quad (2.64)$$

Der transiente Anteil verläuft nach einer fallenden Exponentialfunktion

$$\varphi_t = C e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \quad (2.65)$$

Die Integrationskonstante C steht hierbei einerseits für den Remanenzfluss der durch einen ungünstigen Ausschaltzeitpunkt vorhanden sein kann. Dieser kann den Inrushstrom je nach Vorzeichen vergrößern oder verringern. Andererseits besitzt die Integrationskonstante einen Anteil der den periodischen Anteil zum Zeitpunkt $t=0$ negiert.

$$C = \hat{\varphi} \cos \alpha \pm \varphi_r \quad (2.66)$$

$$\varphi_t = (\hat{\varphi} \cos \alpha \pm \varphi_r) e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \quad (2.67)$$

Der gesamte Fluss ergibt somit:

$$\varphi = -\hat{\varphi} \cos(\omega t + \alpha) + (\hat{\varphi} \cos \alpha \pm \varphi_r) e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \quad (2.68)$$

Anhand Formel (2.68) erkennt man, dass der transiente Anteil am magnetische Fluss vom Einschaltwinkel der Spannung, das heißt vom Einschaltzeitpunkt der Spannung, sowie vom Remanenzfluss φ_r abhängt. Bei einem Einschaltzeitpunkt bei $\alpha = \pi/2$ und einem Remanenzfluss von $\varphi = 0$ ist sofort der stationäre Zustand erreicht und es tritt kein erhöhter Inrushstrom auf. Im Gegensatz dazu führt ein vorhandener Remanenzfluss und ein Einschaltzeitpunkt von $\alpha = 0$ zu einem magnetischen Fluss von $\varphi \approx 2\hat{\varphi} + \varphi_r$ nach einer halben Periode. Dieser führt zur Sättigung des Kerns und damit einer starken Verringerung der Transformator Impedanz.

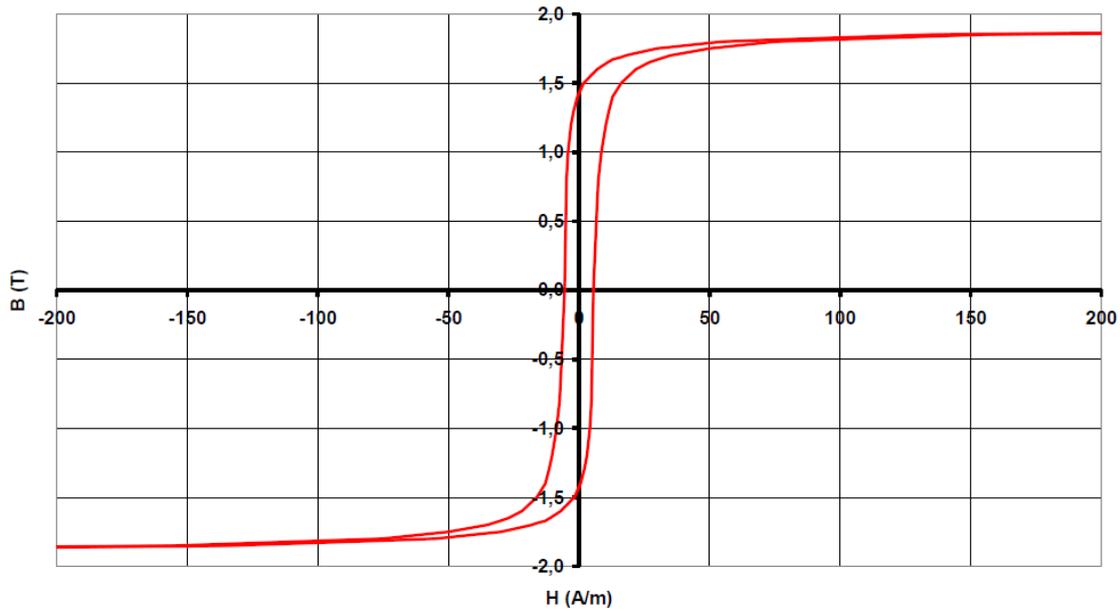


Abbildung 2.17: Sättigungscharakteristik von HiB-Kernblech [13]

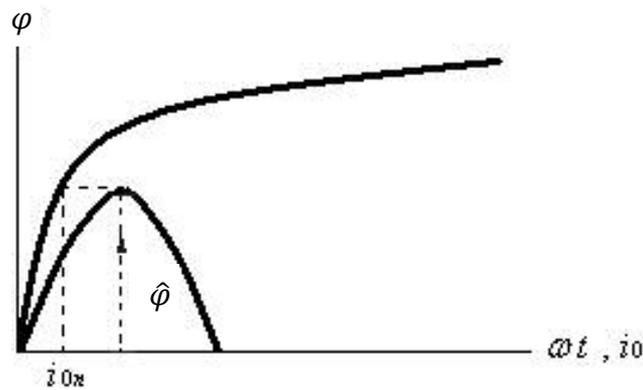


Abbildung 2.18: Verlauf des magnetischen Flusses mit resultierendem Strom [12]

Mit der Annahme nach (2.58) würde sich folgender Strom ergeben:

$$i_0 = N_1 \frac{\varphi}{L} \tag{2.69}$$

Geht das Transformatorblech jedoch in Sättigung, so ändert sich auch L_0 und R_0 in Abhängigkeit des magnetischen Eigenschaften des Kernbleches sowie den Anfangsbedingungen α und φ_r .

Die Magnetisierungsinduktivität lässt sich dann aus der Hysteresekennlinie (für μ_r) und den geometrischen Eigenschaften bestimmen:

$$L_m = \mu_0 \mu_r \frac{A}{l} N_1^2 \tag{2.70}$$

Der transiente Wert für die Magnetisierungsinduktivität lässt sich aus dem Verhältnis der relativen Permeabilität berechnen:

$$\frac{L_m}{L'_m} = \frac{\mu_0 \mu_r \frac{A}{l} N_1^2}{\mu_0 \mu'_r \frac{A}{l} N_1^2} = \frac{\mu_r}{\mu'_r} \quad (2.71)$$

$$L'_m = L_m \frac{\mu_r}{\mu'_r} \quad (2.72)$$

Der Eisenverlustwiderstand ändert sich ebenso mit der Sättigung des Kerns.

$$\frac{R'_m}{R_m} = \frac{\frac{P'_0}{i_0'^2}}{\frac{P_0}{i_0^2}} = \frac{P'_0 \cdot i_0^2}{P_0 \cdot i_0'^2} \quad (2.73)$$

Unter der Annahme, dass die Eisenverluste quadratisch von der Flussdichte abhängen und sich diese im transienten Fall von B_0 auf B_0' ändert ergibt sich für die transienten Eisenverluste:

$$\frac{P_0}{P'_0} = \frac{B_0^2}{B_0'^2} \quad (2.74)$$

$$P'_0 = P_0 \frac{B_0'^2}{B_0^2} \quad (2.75)$$

Nimmt man zusätzlich an, dass $L \approx L_m$ ist, folgt

$$\frac{i_0}{i_0'} = \frac{N_1 \frac{\varphi}{L_m}}{N_1 \frac{\varphi'}{L_m}} = \frac{B_0 L_0'}{B_0' L_0} = \frac{B_0 \mu'_r}{B_0' \mu_r} \quad (2.76)$$

$$i_0' = i_0 \frac{B_0' \mu_r}{B_0 \mu'_r} \quad (2.77)$$

damit gilt für den transienten Eisenverlustwiderstand:

$$R'_m = R_0 \frac{B_0^4 \mu_r'^2}{B_0'^4 \mu_r^2} \quad (2.78)$$

Unter Berücksichtigung des Wicklungswiderstands und der Streuverluste lassen sich dann der transiente Fluss und daraus der Inrushstrom berechnen:

$$R = R'_m + R_1 \quad (2.79)$$

$$L = L'_m + L_\sigma \quad (2.80)$$

$$\varphi = -\hat{\varphi} \cos(\omega t + \alpha) + (\hat{\varphi} \cos \alpha \pm \varphi_r) e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \quad (2.81)$$

$$i_0 = N_1 \frac{\varphi}{L} \quad (2.82)$$

Der Inrushstrom ist in der Modellbildung des Transformators in Digsilent für eine RMS-Simulation, die von linearen Verhältnissen ausgeht, nicht vorgesehen. Würde man eine EMT-Simulation durchführen, könnte man die Sättigungscharakteristik eingeben. Für eine Simulation des NWA kommt diese jedoch nicht infrage, da die Simulationszeit zu lange dauern würde. Deshalb war es notwendig den Inrushstrom indirekt außerhalb des Transformatormodells nachzubilden. Wichtig dabei war eine einfache Parametrierung und Anwendung im Simulationsverlauf des Modells.

In der einfachsten Betrachtung lässt sich der zeitliche Verlauf des Effektivwertes des Inrushstroms mittels einer exponentiell abklingenden Funktion darstellen [14]:

$$I(t)_{0,pu} = \hat{I}_{0,pu} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2.83)$$

$$\hat{I}_{0,pu} = \frac{\hat{I}_0}{I_n} \quad (2.84)$$

Dabei stellt \hat{I}_{pu} den Maximalwert des Effektivwertes zum Einschaltzeitpunkt im Verhältnis zum Nennstrom dar und τ die Abklingzeit. Diese Funktion beschreibt die Einhüllende des Inrushstromverlaufs in Abbildung 2.19.

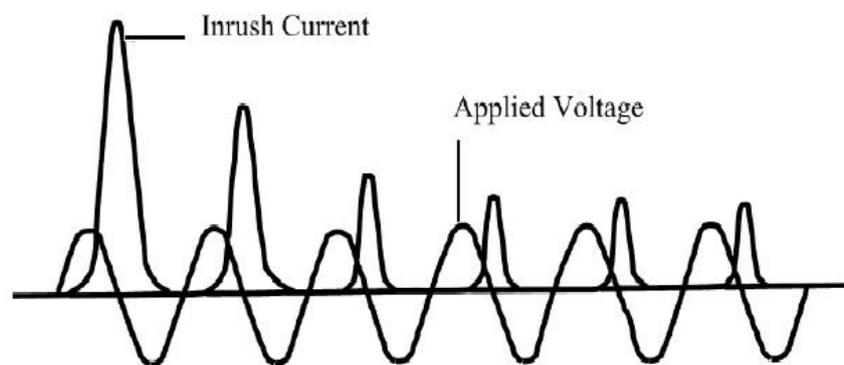


Abbildung 2.19: Inrushstrom, Einschalten bei Spannungsnulldurchgang [15]

Aus diesen Strom lässt sich die aufgenommene Blindleistung berechnen:

$$Q(t) = \sqrt{3} \cdot U \cdot I(t)_{0,pu} \cdot I_n = S_n \cdot \hat{I}_{0,pu} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2.85)$$

Die Parameter für das Modell sind somit die Transformatornennscheinleistung, der Maximalwert des Inrushstromes sowie dessen Abklingzeit.

Dieser Blindleistungswert wird dann an den Admittanzeingang eines Static-Var-Compensator-Modells (SVC) ausgegeben. Dieses stellt über einen gesteuerten

Blindleitwert geforderte Blindleistung ein. Die Anzahl der parallelen Kondensatoren wurde im Modell auf null gesetzt.

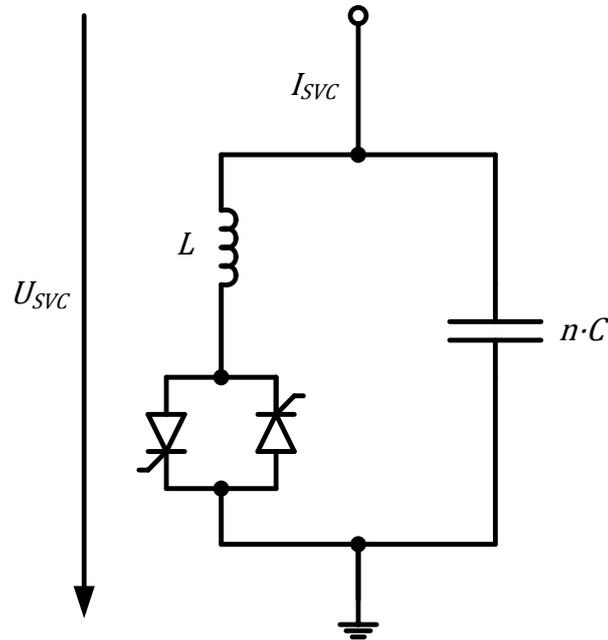


Abbildung 2.20: Schaltbild SCV

$$Q(t) = \frac{U^2}{X(t)} \quad (2.86)$$

Durch den Inrushstrom treten Spannungseinbrüche auf. Bei einem starken Netz (hohe Kurzschlussleistung) bricht die Spannung weniger stark zusammen als bei einem schwächeren Netz (verhältnismäßig niedere Kurzschlussleistung). Die Spannungsabhängigkeit der aufgenommenen Blindleistung erhält man durch die Vorgabe über den Admittanzeingang des SVC. Die Admittanz stellt sich dann nach dem Eingangssignal ein und die tatsächlich aufgenommene Blindleistung erfolgt nach Gleichung (2.86).

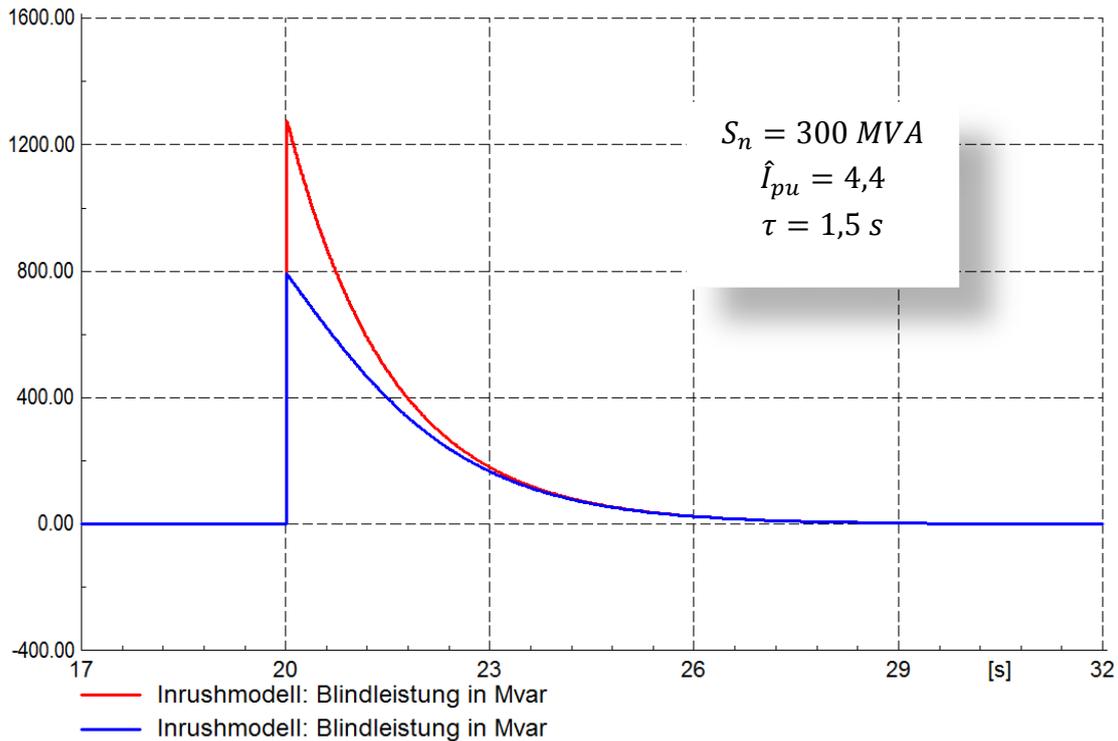


Abbildung 2.21: Aufgenommene Blindleistung des SVC, rot: starkes Netz - blau: schwaches Netz

Für die Ausgabe der Blindleistung wurde ein Regler entwickelt der die Blindleistung berechnet und diese dann als Ausgangssignal ausgibt, wenn der SVC an Spannung gelegt wird. Der erste Block sorgt für die Ausgabe der Simulationszeit abzüglich des Einschaltzeitpunktes. Der Block „Q berechnen“ liefert nach Formel (2.85) die aufgenommene Blindleistung. Der SVC benötigt neben dem Admittanzsignal zusätzlich noch einen Wert für den Steuerwinkel der Thyristoren.

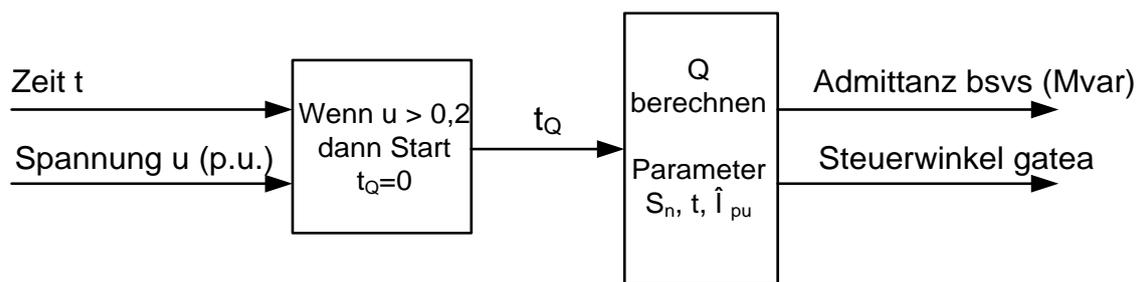


Abbildung 2.22: SVC-Regler Inrushsimulation

Zur einfacheren Steuerung des SVC wurde ein eigenes Frame erstellt. In diesem sind nur die Ein- und Ausgänge enthalten die tatsächlich benötigt werden.

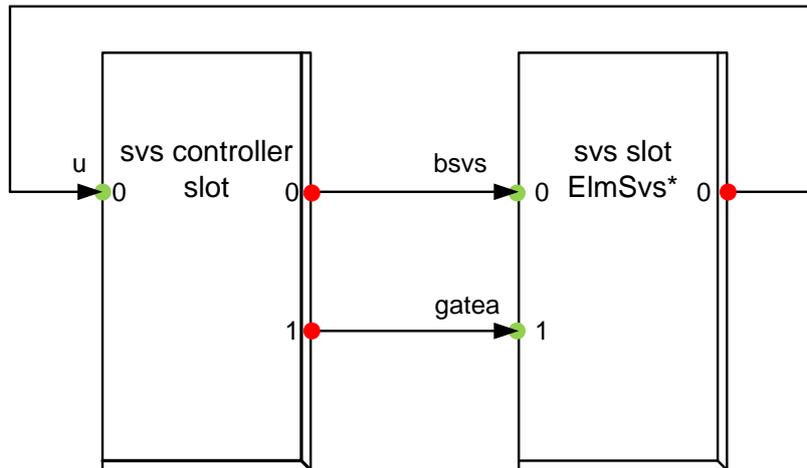


Abbildung 2.23: SVC Frame

2.6 Last

Grundsätzlich kann man Lasten anhand ihrer Charakteristik bei Spannungsänderungen unterteilen. Dabei können drei Bereiche angeführt werden die: konstante Leistung, Strom und Impedanz. Die Spannungsabhängigkeit der aufgenommenen Wirk- bzw. Blindleistung wird mit folgendem Modell beschrieben:

$$P = P_0 \left(a_P \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{aP}} + b_P \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{bP}} + c_P \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{cP}} \right) \quad (2.87)$$

$$Q = Q_0 \left(a_Q \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{aQ}} + b_Q \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{bQ}} + c_Q \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{cQ}} \right) \quad (2.88)$$

Für c_P und c_Q gilt:

$$c_P = 1 - a_P - b_P \quad (2.89)$$

$$c_Q = 1 - a_Q - b_Q \quad (2.90)$$

In der vorliegenden Arbeit wurden die vorhandenen Lasten in einem Spannungsbereich von 0,8 p.u. bis 2 p.u. als konstante Leistungsverbraucher simuliert. Dafür werden die Faktoren $a_P = b_P = a_Q = b_Q = 0$ gesetzt woraus sich ergibt, dass $c_P = c_Q = 1$ ist. Die Exponentialparameter müssen alle auf null gesetzt werden. Für eine andere Wirkungsweise des Modells müssen die Parameter wie folgt geändert werden:

Exponentialparameter	Konstante Aufnahme von
0	Leistung
1	Strom
2	Impedanz

Tabelle 2.8: Exponentialparameter Lastverhalten [16]

Die Belastung des Netzes ist für jedes UW nach folgender Tabelle gegeben.

Netzgruppe	UW		Belastung gemäß Netzlast	Nur Sperrkabel	Anteil Sperrkabel	Laststoß gemäß NWA- Konzept
		kV	MW	MW	%	MW
A	Hk	10	52	21	40	21
	Le	10	59	24	40	24
	Mes	10	0	0	40	0
	Nb	10	27	11	40	0
	Sim A	10	53	21	40	21
	Weil	10	44	18	40	0
	Ze	10	57	23	40	0
	Summe:			292	117	-
B	Hei	10	66	26	40	26
	Mi	10	43	17	40	17
	Mi AKH	10	29	29	100	0
	Ot	10	46	18	40	18
	Wä	10	40	16	40	0
	Spitt	10	2	2	100	0
	Summe:			225	107	-
J	Kai	20	72	29	40	29
	Li	10	28	11	40	11
	Li	20	52	21	40	0
	So	20	42	17	40	17
	Sw	20	5	2	40	0
	Borealis	110	66	66	100	0
	Summe:			264	145	-
N	Asp (GM)	20	28	28	100	0
	Ess	20	0	0	40	0
	Gd	20	18	18	100	0
	Kag	20	47	19	40	0
	Lau	10	30	12	40	12
	Lau	20	43	17	40	0
	No	10	61	24	40	24
	Sta	10	44	18	40	18
	Sta	20	45	18	40	0
	Summe:			316	154	-

Netzgruppe	UW		Belastung gemäß Netzlast	Nur Sperrkabel	Anteil Sperrkabel	Laststoß gemäß NWA- Konzept
		kV	MW	MW	%	MW
O	Eis	10	44	18	40	18
	Fa	10	46	18	40	18
	Jos	10	23	9	40	0
	Kau	10	41	17	40	0
	La	10	42	17	40	0
	Ma	10	42	17	40	0
	Sim O	10	51	21	40	21
	Wbg	10	0	0	40	0
	Summe:			289	115	-
W	Gau	10	60	24	40	0
	Kl	10	21	21	100	0
	Pen	10	61	25	40	0
	Schm	10	56	22	40	0
	Sp	10	48	19	40	19
	Süd	10	66	27	40	27
	West	10	53	21	40	21
	Summe:			364	158	-
S	Ba	10	17	17	100	0
	Ba	20	45	45	100	0
	Ebf	20	15	15	100	15
	Ebd	20	0	0	100	0
	Enz	20	25	25	100	0
	Moos	20	20	20	100	0
	Trai	20	38	38	100	38
	WNdf	10	11	11	100	0
	WNdf	20	79	79	100	0
	Messer	110	0	0	100	0
	Summe:			249	249	-
GESAMT			2000	1046	52	414

Tabelle 2.9: Belastung Wiener Netz

2.7 Leitungen

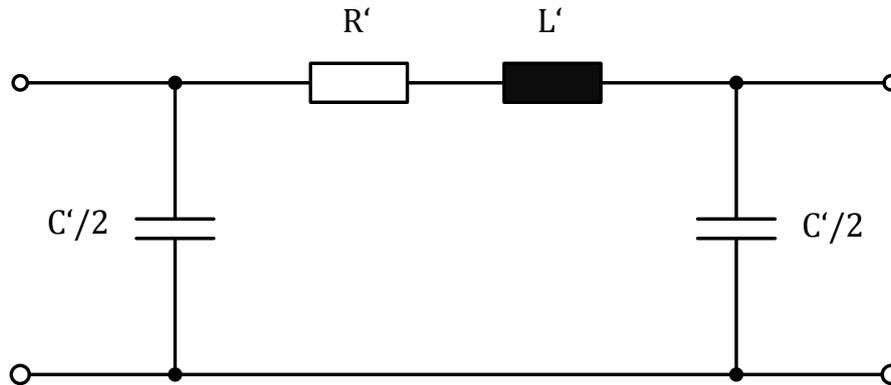


Abbildung 2.24: Ersatzschaltung dreiphasige Leitung [17]

Die Modellierung der Leitungen erfolgt mit dem Pi-Ersatzschaltbild.

Aus den Komponenten lassen sich der Wellenwiderstand und damit die natürliche Leistung berechnen. Wird die natürliche Leistung über eine Leitung übertragen verhält sie sich blindleistungsneutral. Das heißt, sie bezieht weder Blindleistung, noch liefert sie welche. Die natürliche Leistung von Hochspannungskabeln liegt jedoch über der thermischen Belastungsgrenze. Dadurch sind sie immer Blindleistungserzeuger und verursachen eine Spannungserhöhung.

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (2.91)$$

Nimmt man an, dass die Leitung verlustlos ist ergibt sich:

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (2.92)$$

$$S_{nat} = \frac{U^2}{\underline{Z}_W} \quad (2.93)$$

Betrachtet man die Blindleistungsbilanz, so gilt bei Belastung mit natürlicher Leistung:

$$Q = I^2 \omega L - U^2 \omega C = 0 \quad (2.94)$$

2.8 Drosseln

Kompensationsdrosseln haben die Aufgabe Blindleistung aufzunehmen und den Effekt der Spannungserhöhung durch Hochspannungskabel oder unterbelasteten Freileitungen entgegen zu wirken.

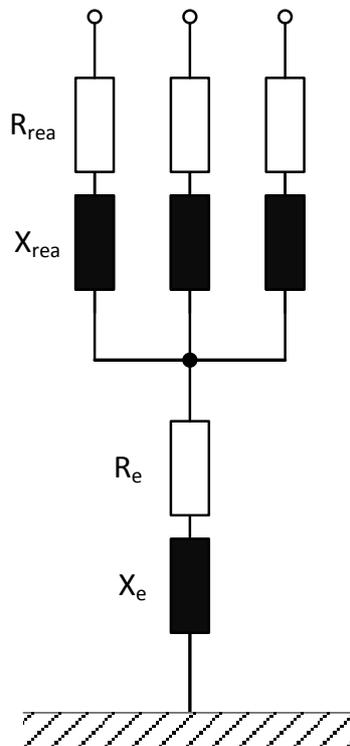


Abbildung 2.25: Kompensationsdrossel als 3PH-YN Schaltung [18]

Der Zusammenhang zwischen aufgenommener Blindleistung und eingestellter Reaktanz lässt sich mit der angegebenen Nennspannung berechnen:

$$Q_{rea} = \frac{U_n^2}{X_{rea}} \quad (2.95)$$

Wie man sieht, ist die tatsächlich aufgenommene Blindleistung quadratisch von der aktuellen Spannung abhängig.

Es besteht zusätzlich die Möglichkeit eine verlustbehaftete Drossel nachzubilden:

$$R_{rea} = \frac{X_{rea}}{qf_{rea}} \quad (2.96)$$

Dabei stellt qf_{rea} die Güte bei Nennfrequenz dar.

Der Sternpunkt ist nicht geerdet. Die Parameter R_e und X_e sind damit nicht vorhanden.

3 Ablauf des Netzwiederaufbaus im Simulationsmodell

3.1 Bereitstellung des Eigenbedarfs

Im bestehenden Netzwiederaufbaukonzept ist ein ausführlicher Plan zur EB-Versorgung enthalten ([19] „NETZAUFBAU_Teil 2.1_KW-EB_Sicherung“). Es wurde angenommen, dass eine stabile EB-Insel für die Versorgung der KW Simmering und Donaustadt hergestellt wurde. Für den Netzwiederaufbau und die Simulation ergeben sich dadurch Einschränkungen da bestimmte Leitungen und Sammelschienen für den EB reserviert sind. Das EB-Netz muss während des Netzwiederaufbaus komplett vom Restnetz getrennt gehalten werden. Durch die separate Versorgung des EB ist gewährleistet, dass im Falle eines nicht erfolgreichen Netzwiederaufbauversuchs und damit erneuter Zusammenbruch der Versorgung, der EB nicht gestört wird und ein weiterer Netzwiederaufbau schneller gestartet werden kann.

Die Gasturbinen SIM GT2 und SIM GT3 sind schwarzstartfähig. Sie werden mittels Dieselmotoren auf Nenndrehzahl hochgefahren und anschließend mit Brennstoff versorgt. Für die EB-Versorgung wird vorrangig die GT2 verwendet. Sollte diese jedoch nicht verfügbar sein muss GT3 verwendet werden. Für die untersuchten Netzwiederaufbauszenarien sind diese Maschinen daher ausschließlich für die EB-Sicherung reserviert.

Abbildung 3.1 zeigt den prinzipiellen Schaltplan zur Eigenbedarfsversorgung mit den, für den EB, reservierten Betriebsmitteln in schwarz. Im UW Simmering werden die Sammelschienen SIM-SS2/1-4 sowie SIM-SS1/5-6 und im UW Donaustadt die Sammelschiene DO-SS2/1-2 für den Eigenbedarf verwendet. Zur Durchschaltung des EB von Simmering nach Donaustadt wird die Leitung 106/3 genützt. Die Anfahrtransformatoren in Simmering ANRU1-3 versorgen den EB der dortigen Blöcke. In den Kraftwerken müssen die Spannungsregler aller Transformatoren (GT2, GT3 und später GT41, GT42) auf Hand genommen sowie auf neutrale Position 0 gebracht werden. [19].

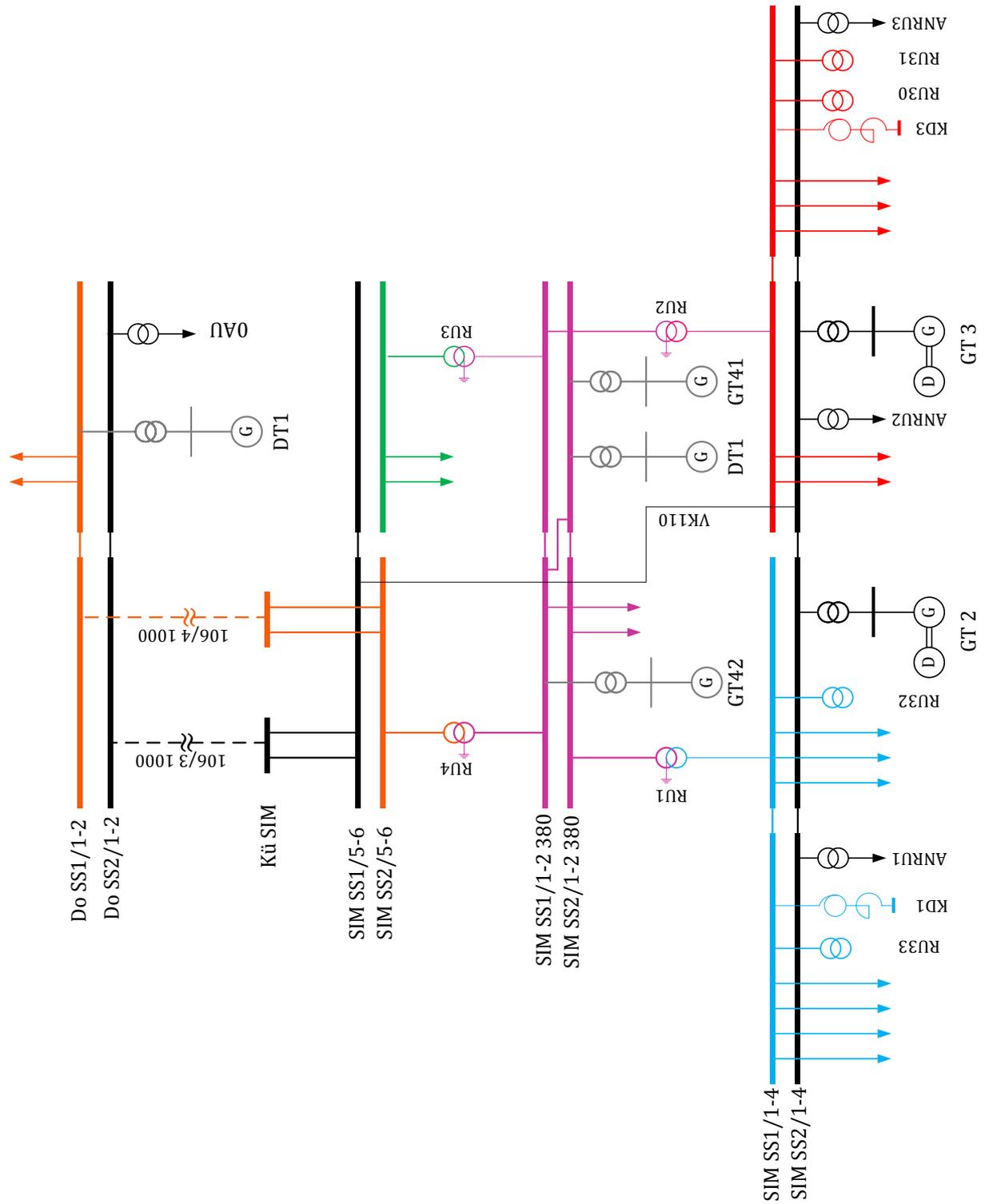


Abbildung 3.1: Prinzipschaltung der Eigenbedarfsversorgung

3.2 Szenarien Generatorkombination

Für den NWA sind damit das GuD Simmering mit GT41, GT42 und DT1 und das GuD Donaustadt mit GuD DO3 verfügbar. Die ebenfalls in Simmering angeschlossene Dampfturbine DT3 hat eine Anfahrzeit von 6h. Deshalb scheidet sie für einen schnellen Netzwiederaufbau aus und wurde in der Simulation nicht eingesetzt. In weiterer Folge wurden 3 Szenarien untersucht, die sich durch unterschiedlichen Maschineneinsatz und Turbinenreglerkonfiguration unterscheiden:

	Kombination	P_{\max}	Reglereinstellung	Anmerkung
1B	GT41 GT42 DT1	820 MW	schnell	
1A	GT41 GT42 DT1	820 MW	langsam	
2	GT41 GT42 DO3	< 959 MW	schnell	<i>GT41+GT42 ohne DT1 nicht komplett nutzbar: Beschränkung durch Abhitzeessel</i>

Tabelle 3.1: Simulationsszenarien

Für Szenario 1 wurde das GuD Simmering für den Netzaufbau verwendet. Da keine genauen Reglerparameter vorhanden waren, besteht der Unterschied zwischen Szenario 1A und Szenario 1B in der Parametrierung der Turbinenregler. Für Szenario 1A wird von einem schnellen Regler ausgegangen. Dies betrifft sowohl die Regler für die Gas- als auch für die Dampfturbine. Im Gegensatz dazu wird in Szenario 1B, der Netzwiederaufbau mit langsamen Gasturbinenreglern und langsamen Dampfturbinenregler simuliert.

In Szenario 2 wird angenommen, dass die DT1 wegen Revision nicht verfügbar ist. Deshalb wird zusätzlich das Kraftwerk Donaustadt verwendet.

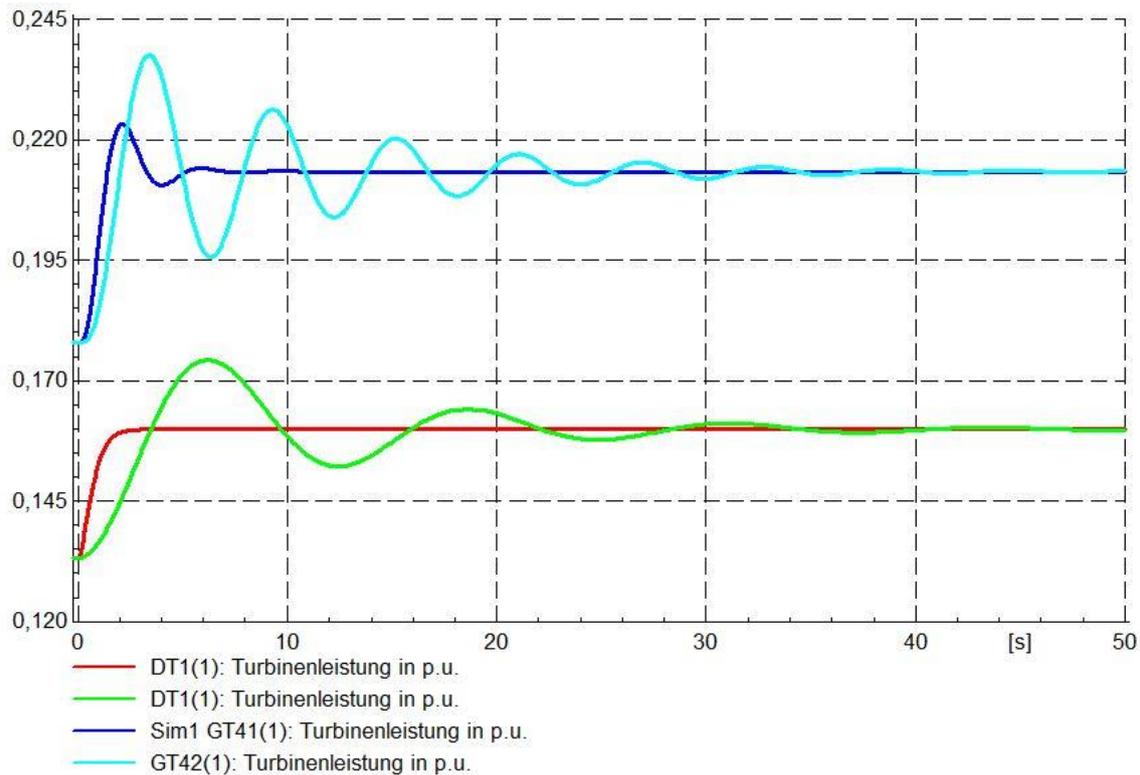


Abbildung 3.2: Sprungantwort 10 MW Lastsprung, Rot und Dunkelblau = schnell, Grün und Hellblau = langsam

3.3 Ausgangszustand

Der Netzausgangszustand für den Netzwiederaufbau stellt sich wie folgt dar:

- Die Netzgruppen sind voneinander getrennt.
- Zusammenschlüsse von Netzgruppen erfolgen mit Hilfe der Transformatoren des übergeordneten 220kV/380kV-Netzes. Somit sind 110kV-Sammelschienen, in Umspannwerken die mehrere Netzgruppen verbinden, galvanisch getrennt.

Die Grenzwerte für die Frequenz wurden mit 49,5 Hz – 50,5 Hz gewählt. Die Spannungswerte sollen in einem Bereich von 0,9 p.u. – 1,1 p.u. gehalten werden.

3.4 Startphase

Nachdem der EB versorgt ist können die am Netzwiederaufbau beteiligten Turbinen gestartet werden. Als Start- und Referenzmaschine wurde die SIM GT41 verwendet. Diese wurde als erste auf die 380kV Sammelschiene Simmering geschaltet.

3.4.1 Szenario 1

Für die Anfangsbelastung der GT41 werden Sim A über RU1SIM und Sim O über RU2SIM versorgt. Die Gasturbine weißt dadurch eine Belastung von 42 MW auf und GT42 kann synchron dazu geschaltet werden.

RU4SIM versorgt SS2/6 für Netzgruppe Sim N RU3SIM versorgt die SS2/5 für Netzgruppe J. Die 380kV-Leitung nach UW-Kendlerstraße und UW-Süd wird eingeschalten. Anschließend werden die 380kV-Transformatoren in diesen UW Oberspannungsseitig bespannt. Dadurch wird erreicht, dass der Großteil der markanten Spannungseinbrüche, die durch den Inrushvorgang verursacht werden, zu Beginn des Netzwiederaufbaus auftreten.

Durch das bewusste Zuschalten der zweiten Gasturbine vor den Inrushvorgängen kann sich die Blindleistung während des Inrushverlaufs auf zwei Maschinen aufteilen. Dadurch verringert sich die Beanspruchung der Generatoren, außerdem neigt das System weniger zum Schwingen (siehe Abbildung 3.4).

Würde man GT42 beim Zuschalten denselben Frequenzsollwert vorgeben wie GT41, würde sich die Leistung auf beide Maschinen aufteilen. Dies soll aber vermieden werden damit GT41 möglichst schnell 100 MW erreicht um DT1 starten zu können. Deshalb muss GT42 der aktuelle Frequenzwert als Frequenzsollwert vorgegeben werden. Damit beginnt GT42 mit 0 MW, alle jetzt zusätzlichen Lastzuschaltungen werden auf GT41 und GT42, aufgrund der gleichen eingestellten Statik, gleichmäßig aufgeteilt.

	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
1	GT41, GT42, DT1			ein
2	GT41		SIM/SS2-380	
3	GT41			Beschleunigen auf 50,5 Hz
4	RU2SIM	Sim 380	Sim O	21 MW
	KD3SIM			Drossel
5	RU1SIM	Sim 380	Sim A	21 MW
	KD1SIM			Drossel
6	GT42		SIM/SS1-380	Synchron zuschalten
7	RU4SIM	Sim 380	Sim N	
8	RU3SIM	Sim 380	Sim J	
9	507 505	Sim 380	Ke 380	
	508 509	Ke 380	Süd 380	
10	RU41SU			Oberspannungsseitig ein
11	RU43SU			
12	RU42SU			
13	RU2KE			
14	RU4KE			

Tabelle 3.2: Ablauf Startphase

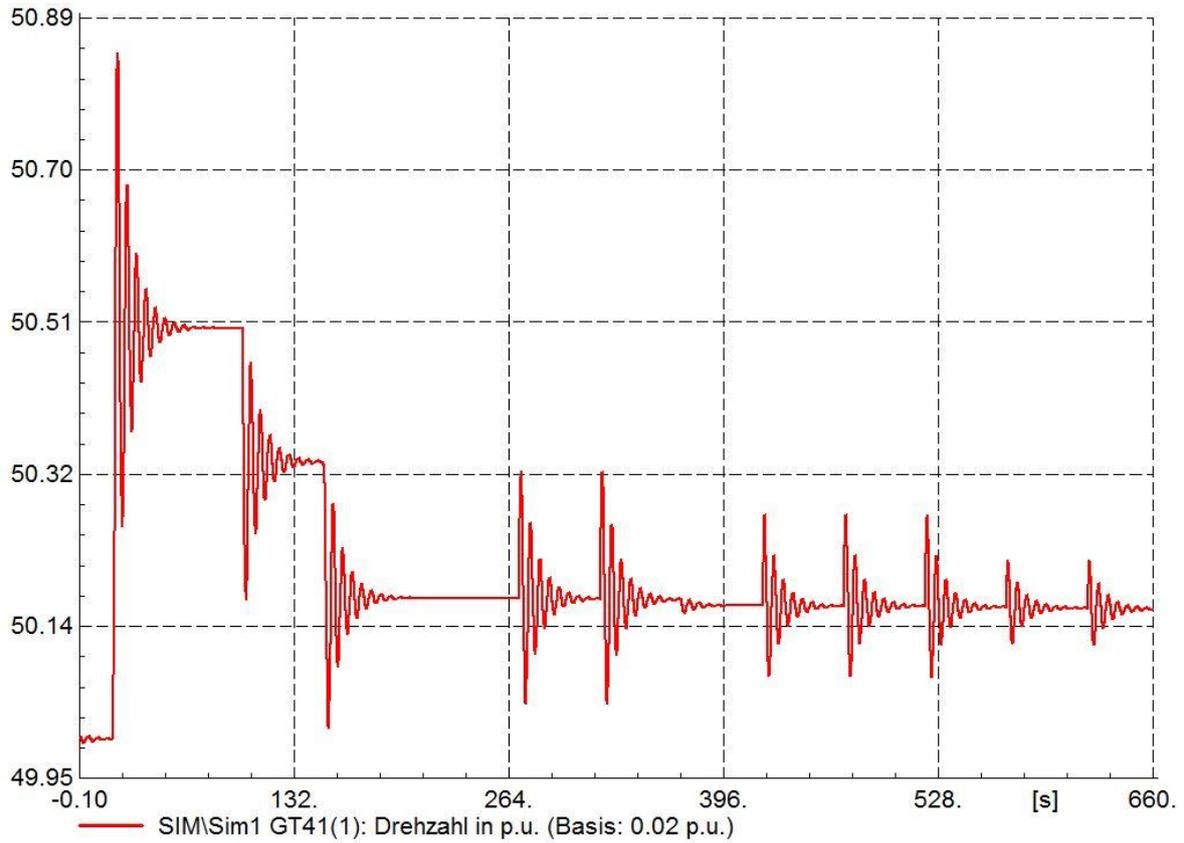


Abbildung 3.3: Drehzahl/Frequenzverlauf in Hz, Startphase GT41

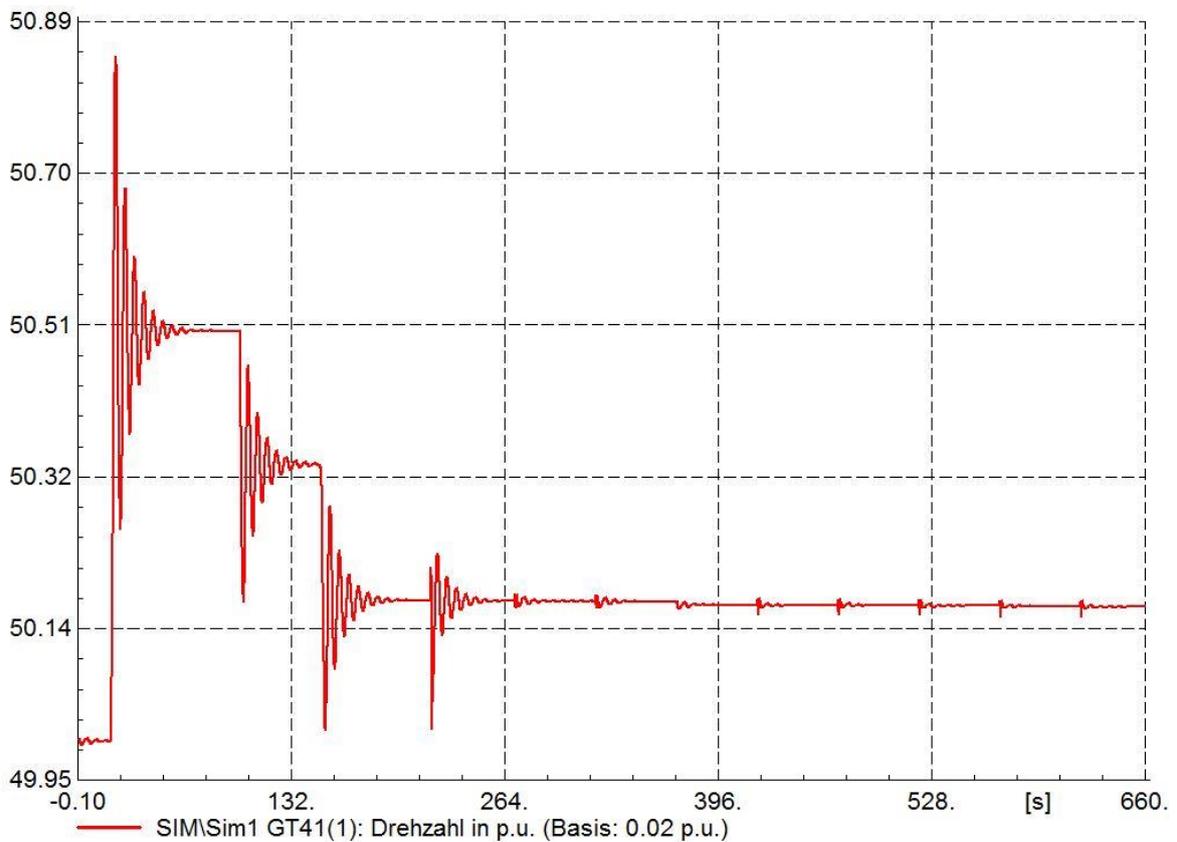


Abbildung 3.4: Drehzahl/Frequenzverlauf in Hz, Startphase GT41 + GT42

3.5 Versorgung der Netzgruppen

Grundsätzlich war es das Ziel die großen Umspannwerke Nord, Süd und Süd-Ost zuerst zu versorgen, da deren Netzgruppen direkt an Simmering grenzen. Damit ergibt sich auch ein erster grober Ablaufplan für die Versorgung des Netzes. Die Gruppen die zu Beginn versorgt werden sind N, dann O, und J. Darauf erfolgt in Zusammenschluss der Netzgruppen O und J im UW-Süd über die 380kV Schiene.

Anschließend erfolgte die Versorgung der Netzgruppe A von Simmering Richtung Norden da dieser nur von einer Leitung (SIM -> DO) versorgt und somit die Versorgungszuverlässigkeit erhöht wird. Verbunden werden die Netzgruppen N und A über die 220kV-Sammelschiene des UW Bisamberg.

Im UW Wien-Nord wird die Verbindung zur Gruppe B über die Transformatoren RU41NO und RU42NO eingeschaltet. Ausgehend von UW Ke erfolgt eine Versorgung der Netzgruppe B. Im Anschluss werden noch die Netzgruppen W und S versorgt.

In einer ersten Simulationversion wurden einzelne UWs mit Sperrkabeln separat eingeschalten. Nach Rücksprache mit den Wiener Netzen stellte sich heraus, dass diese üblicherweise gesamte Netzgruppen komplett von einer Seite bespannen. Um eine zu starke Spannungserhöhung zu vermeiden wurden je Netzgruppe drei Transformatoren mit Sperrkabeln ausgewählt welche die Startbelastung jeder Gruppe darstellen. Bei der Zuschaltung von Umspannwerken mit Sperrkabeln laut Netzwiederaufbaukonzept, werden diese also immer mit geschaltet. Die Transformatoren zur Mittelspannungsebene erzeugen dadurch einen Inrushstrom. Der Simulationsablauf wurde an die Herangehensweise der Wiener Netze angepasst.

3.5.1 Netzgruppe N

N	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
15	106/4	Sim N	Grp N	
	Last Sta			18 MW
	Last No N			24 MW
	Last Lau			12 MW
	KD1NO			Drossel Nord N
16	100/2	No N	Bi 110	
17	RHU4BI	Bi 110	Bi 220	
18	RHU2BI	Bi 220	Bi 110	
19	100/1	Bi 110	No A	
20	RU42NO	No A	Nord 380	
21	RU41NO	No 380	Nord B	

Tabelle 3.3: Ablauf Versorgung Netzgruppe N

3.5.2 Netzgruppe O

Ausgehend vom UW Süd wird die komplette Netzgruppe O versorgt. Es entsteht dadurch ein Laststoß von 36 MW. Darauf folgend wird die Netzgruppe mit Simmering O verbunden. Um DT1 starten zu können werden zusätzlich noch die Sperrkabel im UW Kau und UW Jos eingeschalten.

O	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
22	RU42SU	Süd O	Grp O	
	KD1SUED			Drossel
	Last Eis			18 MW
	Last Fa			18 MW
23	105/9	Sim O	Eis	
	142/1 142/2	Sim O	La	
	105/5	Sim O	Fa	
	142/3	Sim O	Kau	
24	Last Kau			17 MW
25	Last Jos			9 MW

Tabelle 3.4: Ablauf Versorgung Netzgruppe O

3.5.3 Netzgruppe J

Nach dem erfolgreichen Versorgen der Netzgruppe O hat die erste Gasturbine die 100 MW Grenze überschritten. Somit kann DT1 gestartet werden. In diesem Zuge dessen werden die Sollwerte aller zu diesem Zeitpunkt am Netz befindlichen Maschinen so angepasst, dass sich 50,5 Hz einstellen. Soll die DT1 mit 0 MW beginnen muss ihr ein Sollwert von 1,01 vorgegeben werden. Dadurch liegt ihr Arbeitspunkt bei P=0 und f=50,5 Hz. Für die GT wird ausgehend von der aktuellen Frequenz ein Delta nach 50,5 Hz berechnet und zu den alten Sollwerten addiert.

$$\omega_{ref,neu} = \omega_{ref,alt} + \frac{f_{neu} - f_{alt}}{f_n} \quad (3.1)$$

Damit beginnt DT1 mit 0 MW und die Gasturbinen behalten ihre aktuelle Belastung. Alle jetzt zusätzlichen Lastzuschaltungen werden auf GT41, GT42 und DT1, aufgrund der eingestellten Statik, aufgeteilt.

Die Versorgung erfolgt von Simmering mit anschließendem Ringschluss über die 380kV-SS im UW Süd.

J	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
26	DT1		SIM/SS2-380	Synchron ein
	GT41 GT42 DT1			Anheben der Frequenz
27	102/1 102/2	Sim J	Grp J	
	Kai			29 MW
	SO			17 MW
28	104/1 104/2	SO	Li	11 MW
29	RU43SU	Süd 380	Süd J	Zusammenschluss O+J

Tabelle 3.5: Ablauf Versorgung Netzgruppe J

3.5.4 Netzgruppe A

Zu diesen Versorgungszeitpunkt haben beide Gasturbinen genügend Last aufgenommen um gemeinsam die DT versorgen zu können. Dafür werden die Frequenzsollwerte der Gasturbinen so angepasst, dass sich ihre Belastung gleichmäßig aufteilt. Der einzustellende Sollwert ist der Durchschnitt der vorherigen Frequenzsollwerte von GT41 und GT42. GT41 reduziert also ihre Belastung und GT42 nimmt diese zusätzlich auf.

A	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
30	GT41 GT42			Belastungsangleich
31	101/5	Sim A	Le	24 MW
	101/9 101/0	Sim A	Hk	21 MW
	144/1 144/2 144/3	Sim A	Wei	
	101/1	Sim A	Ze	
	KD1LE			Drossel
32	101/2 144/7	No A	Hk	Zusammenschluss A + N
	101/7 101/8	No A	Le	

Tabelle 3.6: Ablauf Versorgung Netzgruppe A

3.5.5 Netzgruppe B

B	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
33	RU2KE	Ke	Grp B	
	Mi			17 MW
	KD1MI			Drossel
	Ot			18 MW
	Hei			26 MW
34	106/6 103/7	No	Hei	Zusammenschluss B + A
	109/2	No	Mi	
35	Mi AKH			29 MW

Tabelle 3.7: Ablauf Versorgung Netzgruppe B

3.5.6 Netzgruppe W

W	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
36	RU4KE	Ke	Grp W	
	Sp			19 MW
	West			21 MW
	Süd			27 MW
	KD1PEN			Drossel
37	RU41SU	Süd 380	Süd W	Zusammenschluss W + O

Tabelle 3.8: Ablauf Versorgung Netzgruppe W

3.5.7 Netzgruppe S

S	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
49	108/7 108/8	SO	Wndf	
	Trai			38 MW
	Ebf			15 MW

Tabelle 3.9: Ablauf Versorgung Netzgruppe W

3.6 Versorgen weiterer Sperrkabel

Nachdem alle UWs mit Spannung versorgt wurden, können die restlichen Transformatoren mit Sperrkabeln zugeschalten werden. Dabei ist auf die Lastaufteilung der Generatoren zu achten. Da die DT erst später zugeschalten wurde und zudem noch eine höhere Nennleistung hat ist sie prozentual weniger stark belastet wie die Gasturbinen. Dies wird im Laufe der Sperrkabelversorgung angeglichen. Dafür wird der Frequenzsollwert der DT angehoben.

	Betriebsmittel	Von	Nach	Anmerkung/Laststoß
50	Last Sta 20kV			18 MW
	Last Asp			28 MW
51	Last Kag			19 MW
	Last Lau 20kV			17 MW
52	Last Gd			18 MW
53	Last La			17 MW
	Last Ma			17 MW
54	Last Bor			66 MW
55	Last Sw			2 MW
	Last Li 20kV			21 MW
56	KD1NO			Drossel aus
57	GT41 GT42 DT1			Anpassen der Lastverteilung
58	Last Wei			18 MW
	Last Ze			23 MW
59	Last Wae			16 MW
	Last Spitt			2 MW
60	Last Pen			25 MW
61	Last Schm			22 MW
62	Last Gau			24 MW

Tabelle 3.10: Versorgung Sperrkabel

Netzgruppe S wurde nur hingehend der Sperrkabelbelastung nach Netzwiederaufbaukonzept versorgt da dort keine korrekte Aufteilung der Lasten angegeben wurde.

3.7 Ablauf Szenario 2

DO3 wird zugeschaltet sobald Netzgruppe N versorgt wurde. Grundsätzlich wird der Netzwiederaufbau gleich durchgeführt. Jedoch werden Frequenzanpassungen und Lastaufteilungen der Maschinen zu anderen Zeitpunkten durchgeführt.

Durch die Beschränkung der Abhitzeessel bei den Gasturbinen können weniger Sperrkabel am Ende des Netzwiederaufbaus zugeschalten werden. Die maximale Belastung der Gasturbinen wurde hierfür mit 50% festgelegt.

4 Ergebnis

4.1 Leistungs- und Frequenzverläufe

4.1.1 Frequenz/Drehzahl

Für die Beurteilung der Stabilität des Inselaufbaus ist der Verlauf der Frequenz ein wesentlicher Parameter. Anhand Abbildung 4.1 lässt sich ein deutlicher Unterschied zwischen Frequenz und Drehzahl erkennen. Die Spannungseinbrüche durch den Inrushvorgang verursachen zusätzlich eine Winkeländerung. Da die Frequenz die Ableitung des Winkels ist, wird dies als Frequenzeinbruch dargestellt. Diese Spitzen treten bei der Drehzahl nicht auf, da sich die Maschinen dadurch nicht langsamer drehen. Bei den Drehzahlverläufen einzelner Generatoren sind dafür lokale Oszillationen erkennbar die das Ergebnis verändern.

Abhilfe würde eine Mittelung der Drehzahl aller Generatoren oder eine Interpolation der Frequenz schaffen. Für die nachfolgenden Betrachtungen wurde die Drehzahl der GT41 verwendet und auf 1 p.u. entspricht 50 Hz umgerechnet.

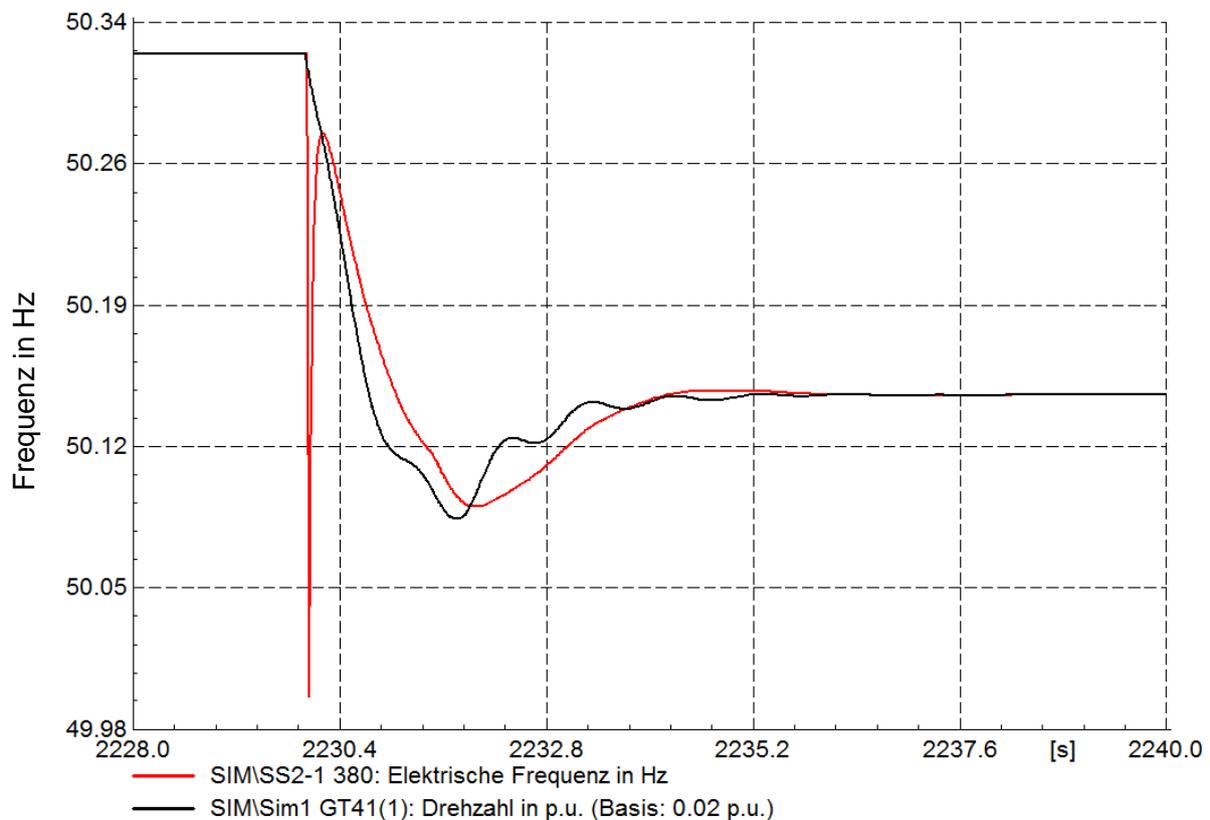


Abbildung 4.1: Unterschied Frequenz – rot, Drehzahl – schwarz

4.1.2 Szenario 1

Abbildung 4.2 zeigt den gesamten Frequenzverlauf nach Kapitel 3 während des Netzwiederaufbaus für Szenario 1A. Deutlich zu erkennen sind die Einbrüche durch Lastzuschaltungen und die Frequenzanhebungen auf die obere Grenzfrequenz von 50,5 Hz. Im Verlauf des Netzaufbaus muss die Frequenz mehrere Male angehoben werden da sonst die untere Grenze von 49,5 Hz unterschritten wird. Für die Abstände der Schalthandlungen wurde eine Zeitspanne gewählt, die so kurz wie möglich ist, jedoch (auch in S2) alle Schwingungen abgeklungen sind. Die kurzen Zeitintervalle sind deshalb notwendig, um die Simulationszeit in Grenzen zu halten.

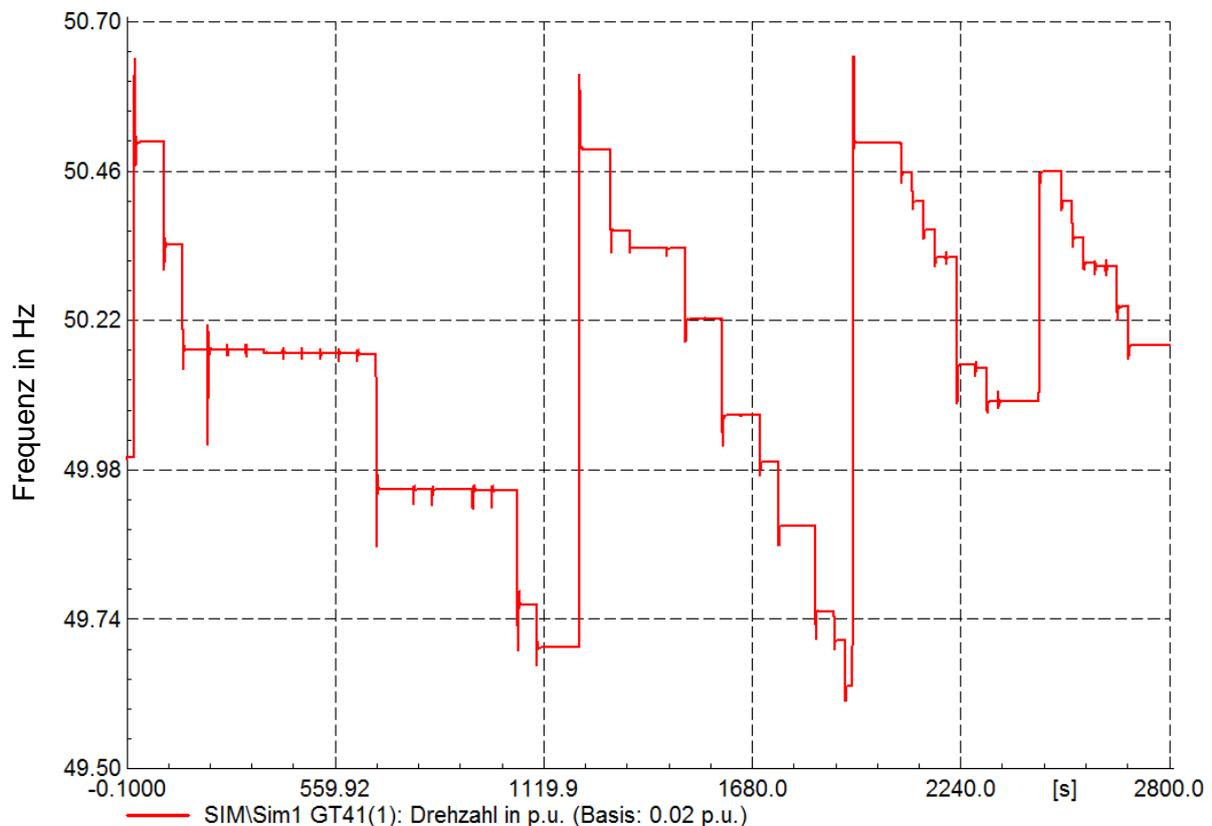


Abbildung 4.2: Gesamtverlauf Frequenz Szenario 1A

Im Vergleich zu Szenario 1A ist für Szenario 1B in Abbildung 4.3 deutlich zu erkennen, dass stärkere Frequenzeinbrüche bei selber Lastzuschaltung infolge des langsameren Systems auftreten. Außerdem ist ersichtlich, dass die Frequenz länger braucht um auf den stationären Wert einzuschwingen.

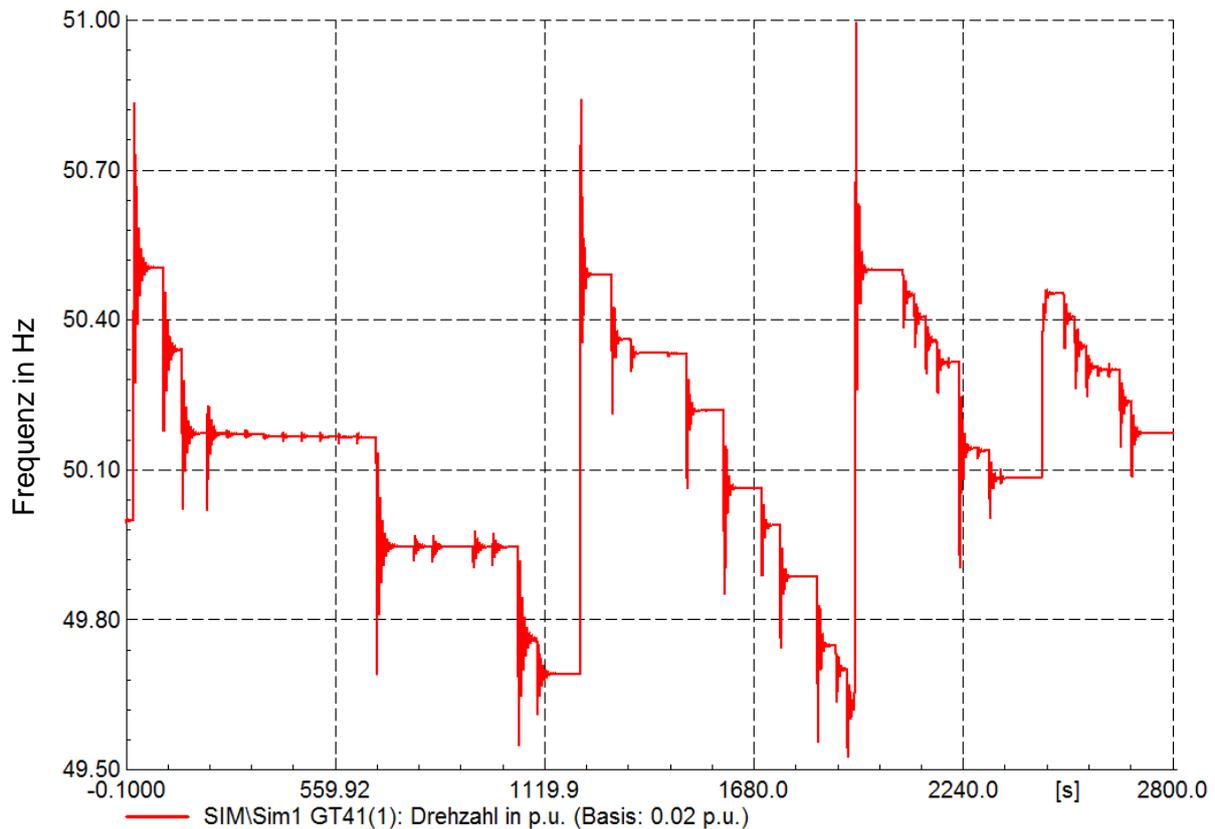


Abbildung 4.3: S1B - Gesamtverlauf Frequenz

Zu Beginn des Netzaufbaus steht nur GT41 zur Verfügung. Erst im weiteren Verlauf kommen, zunächst GT42, und DT1 dazu. Damit erhöht sich auch die verfügbare Schwungmasse. Es zeigte sich jedoch, dass selbst mit einer aktiven Gasturbine, Lastzuschaltungen von 21 MW problemlos ausgeregelt werden können.

Der Frequenzgradient beträgt dabei $\frac{df}{dt} = -154,5 \frac{mHz}{s}$. Der Gradient ist dabei für beide Szenarien gleich, da dieser nur von aktiver Schwungmasse abhängig ist und nicht von den Reglereinstellungen. Ausgehend von der Startfrequenz mit 50,5 Hz fällt das Frequenzminimum durch die langsamere Reglereinstellung in S2 mit 50,176 Hz stärker aus als in S1 mit 50,3 Hz.

Die zugehörige Turbinenreaktion ist dafür in Abbildung 4.5 dargestellt.

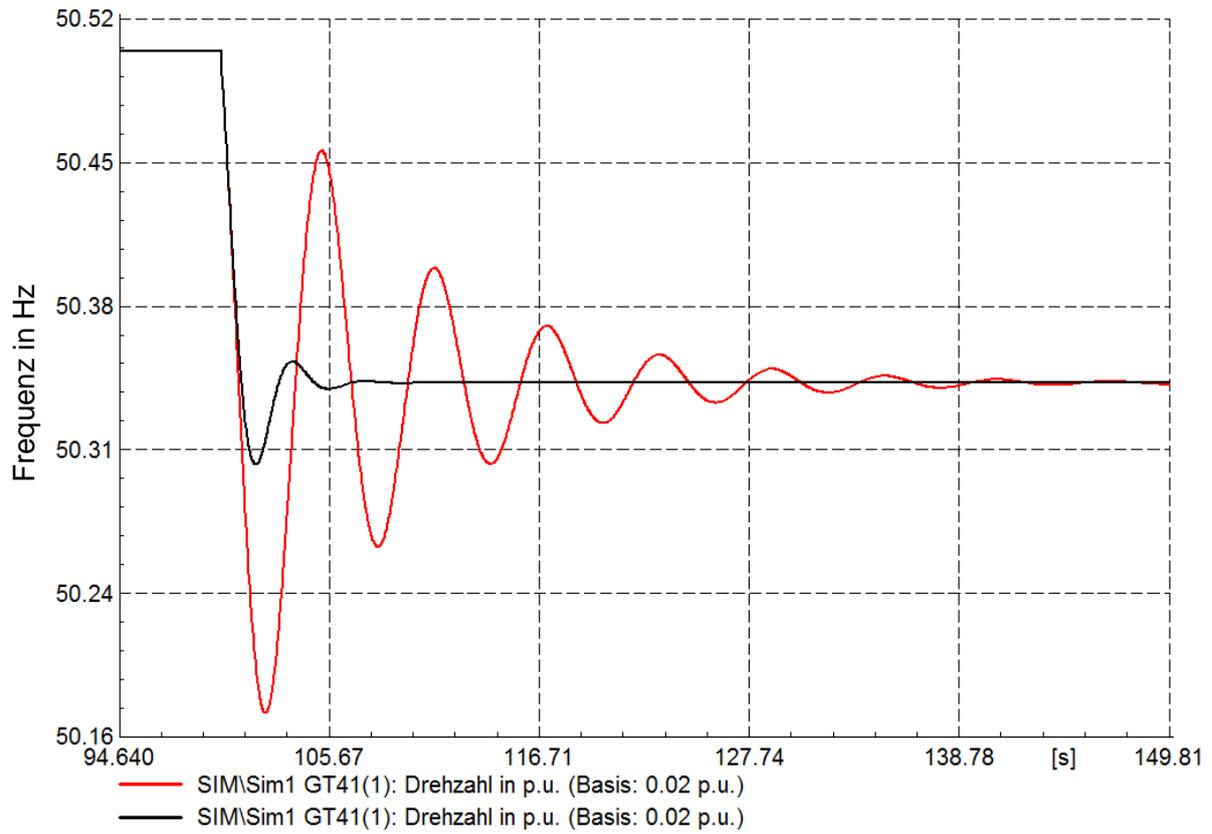


Abbildung 4.4: 21 MW Zuschaltung, Vergleich Frequenz S1A schwarz und S1B rot, GT1 aktiv

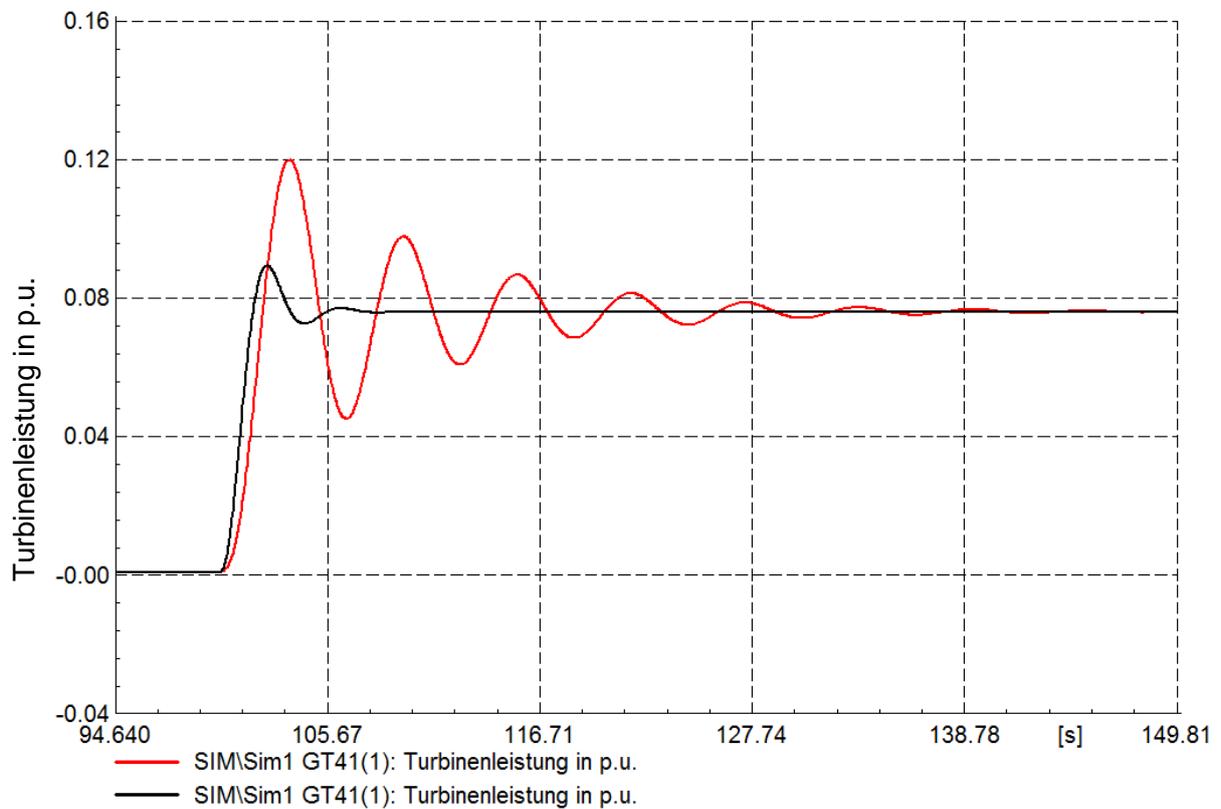


Abbildung 4.5: 21 MW Zuschaltung, Turbinenleistung S1A schwarz und S1B rot, GT1 aktiv

In Abbildung 4.6 ist eine Lastzuschaltung dargestellt wo bereits alle Generatoren aktiv sind. Man erkennt deutlich, dass die Schwingung stärker gedämpft ist und schneller abklingt.

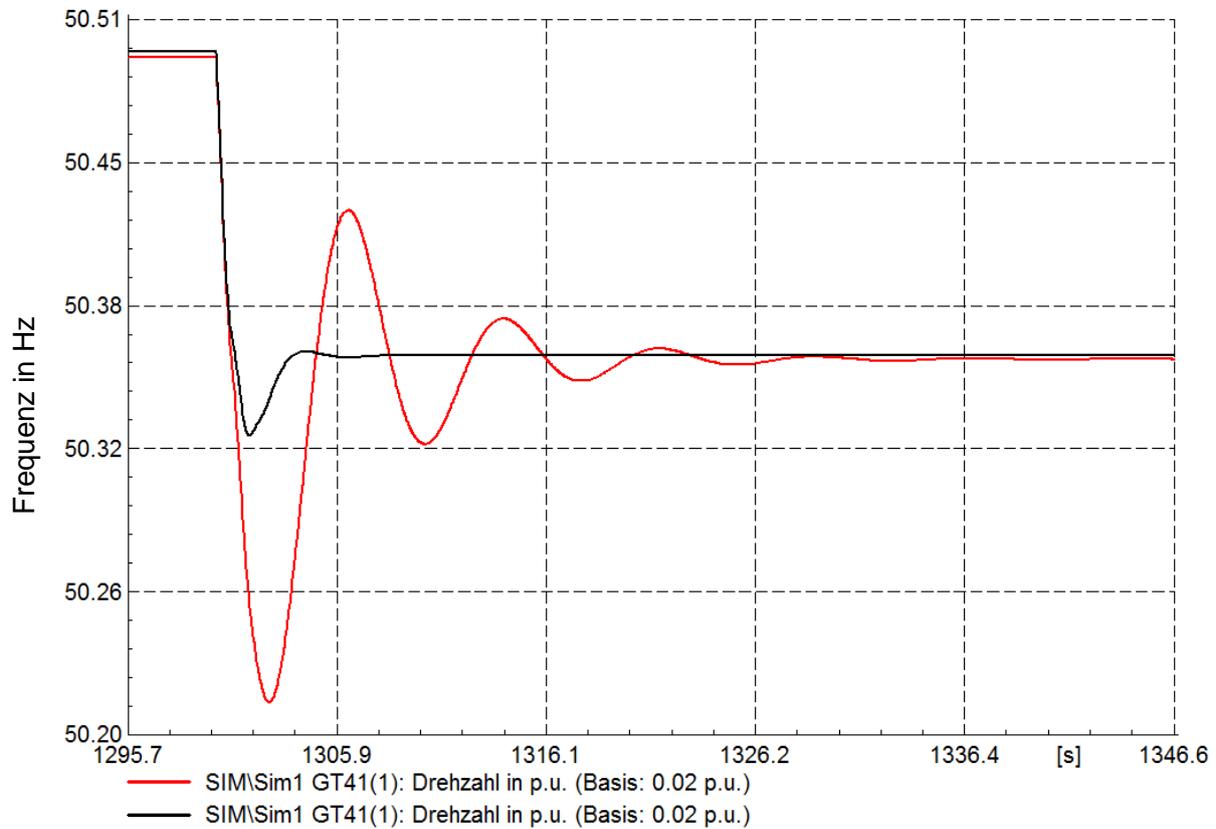


Abbildung 4.6: Vergleich S1A und S1B bei Lastzuschaltung von 46 MW, GT41+GT42+DT1

Betrachtet man nun den gesamten Verlauf der Maschinenbelastung, lassen sich auf den ersten Blick die Einschaltzeitpunkte sowie die Belastungsangleichungen der Generatoren erkennen. Die erste Belastungsangleichung erfolgt nachdem Netzgruppe J versorgt wurde. Dabei werden die GT angeglichen um mit beiden die DT versorgen zu können. Wird die DT nur von einer GT versorgt, kann sie maximal 25% ihrer Leistung zur Verfügung stellen. Gegen Ende erfolgt eine Reduktion der Gasturbinenbelastungen. Die Dampfturbine nimmt dafür zusätzlich Last auf. Dadurch erhöht sich auch die Frequenz.

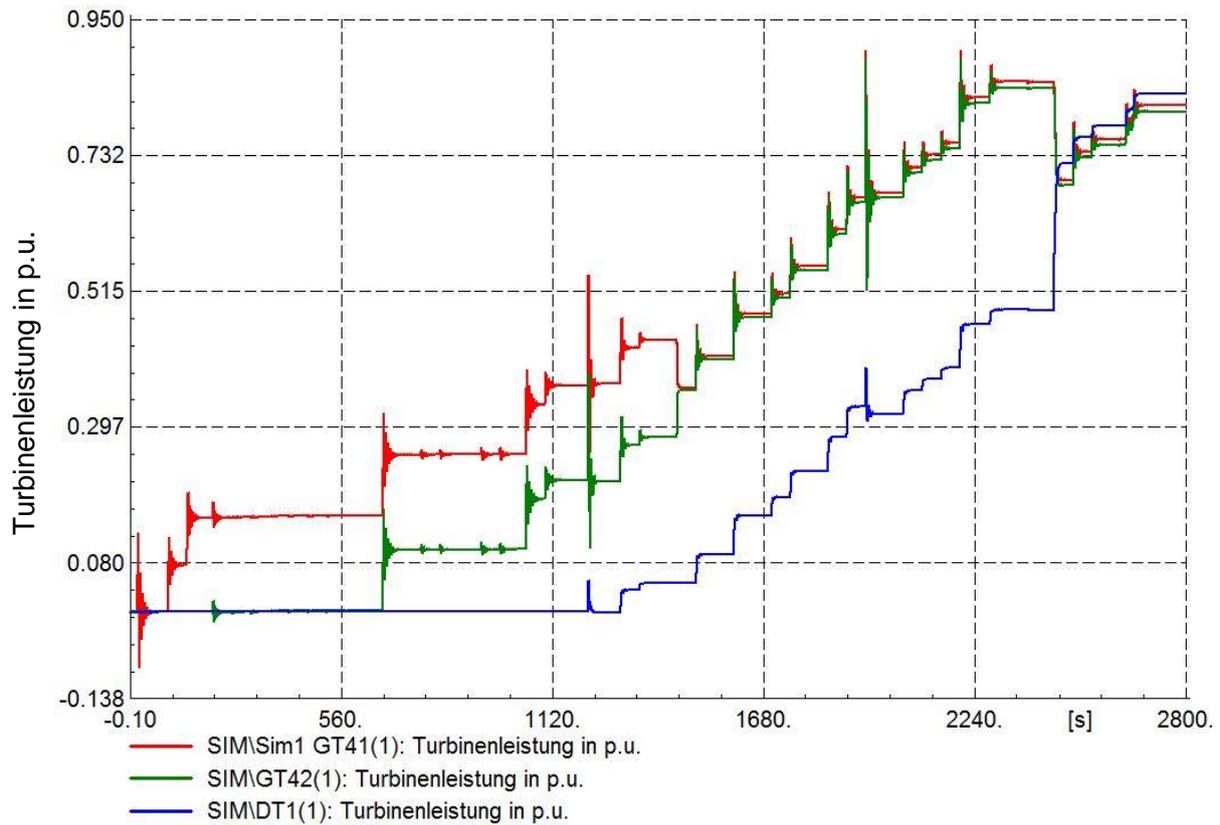


Abbildung 4.7: S1B - Gesamter Verlauf der Turbinenleistung

Die größte Lastzuschaltung erfolgt mit 66 MW. Der Frequenzgradient (aus der Drehzahl abgelesen) beträgt dabei $\frac{df}{dt} = -234 \frac{mHz}{s}$.

Wobei das auftretende Frequenzminimum in S1A 50,085 Hz und in S1B 49,904 Hz ist.

In Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 ist schön ersichtlich, dass die elektrische Wirkleistung sofort auf den neuen Lastwert springt, die Turbinenregler aber erst nachregeln müssen und dadurch die Turbinenleistung langsam folgt. Weiters ist zu erkennen, dass die GT leicht gegen die DT schwingen.



Abbildung 4.8: S1A - Zuschaltung Borealis 66 MW

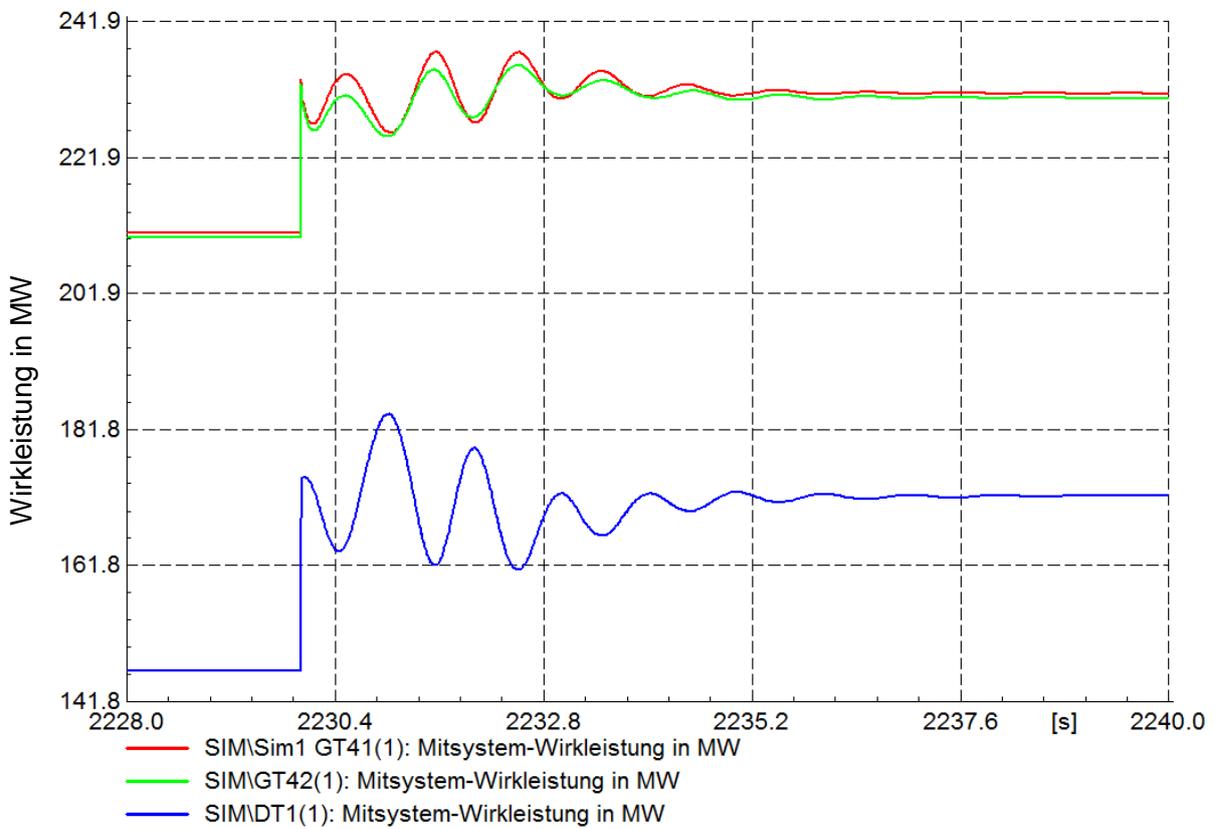


Abbildung 4.9: S1A - Elektrische Leistung der Generatoren, 66 MW Zuschaltung

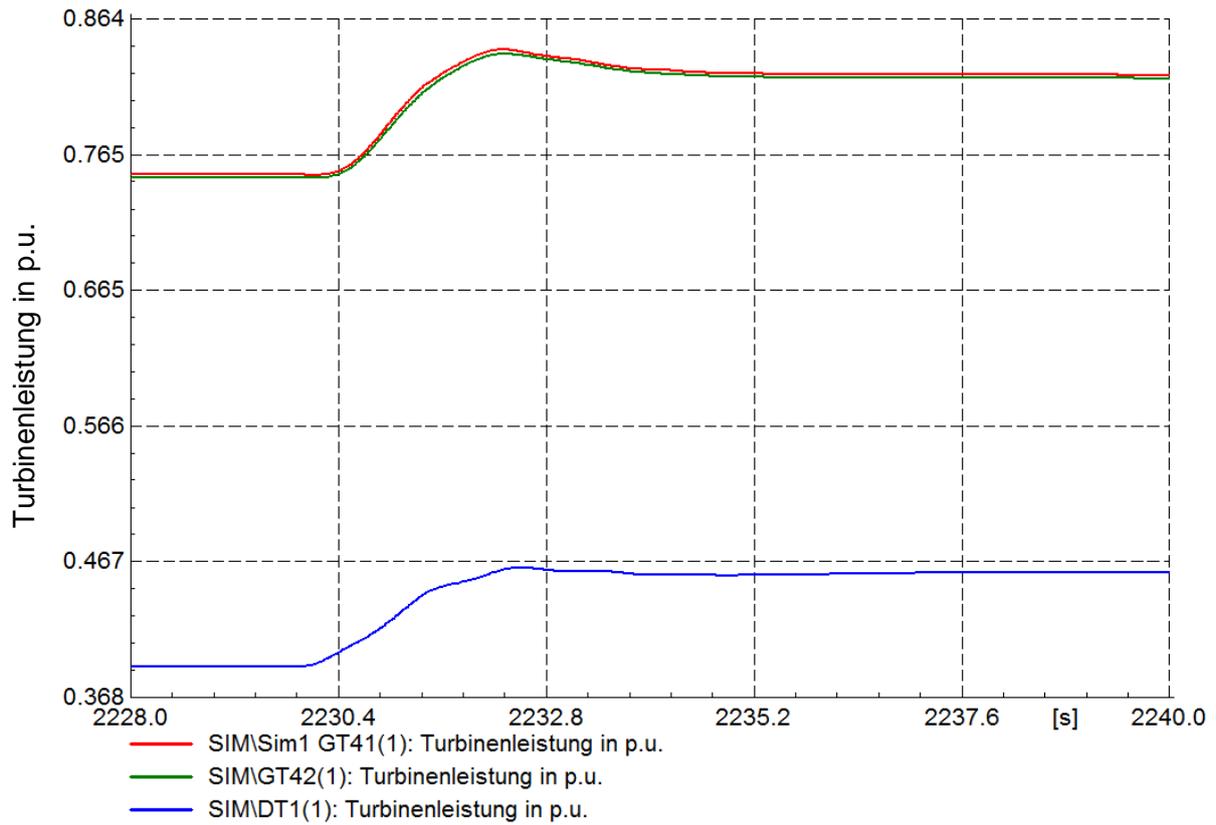


Abbildung 4.10: S1A - Turbinenleistung, 66 MW Zuschaltung



Abbildung 4.11: S1B - Zuschaltung Borealis 66 MW

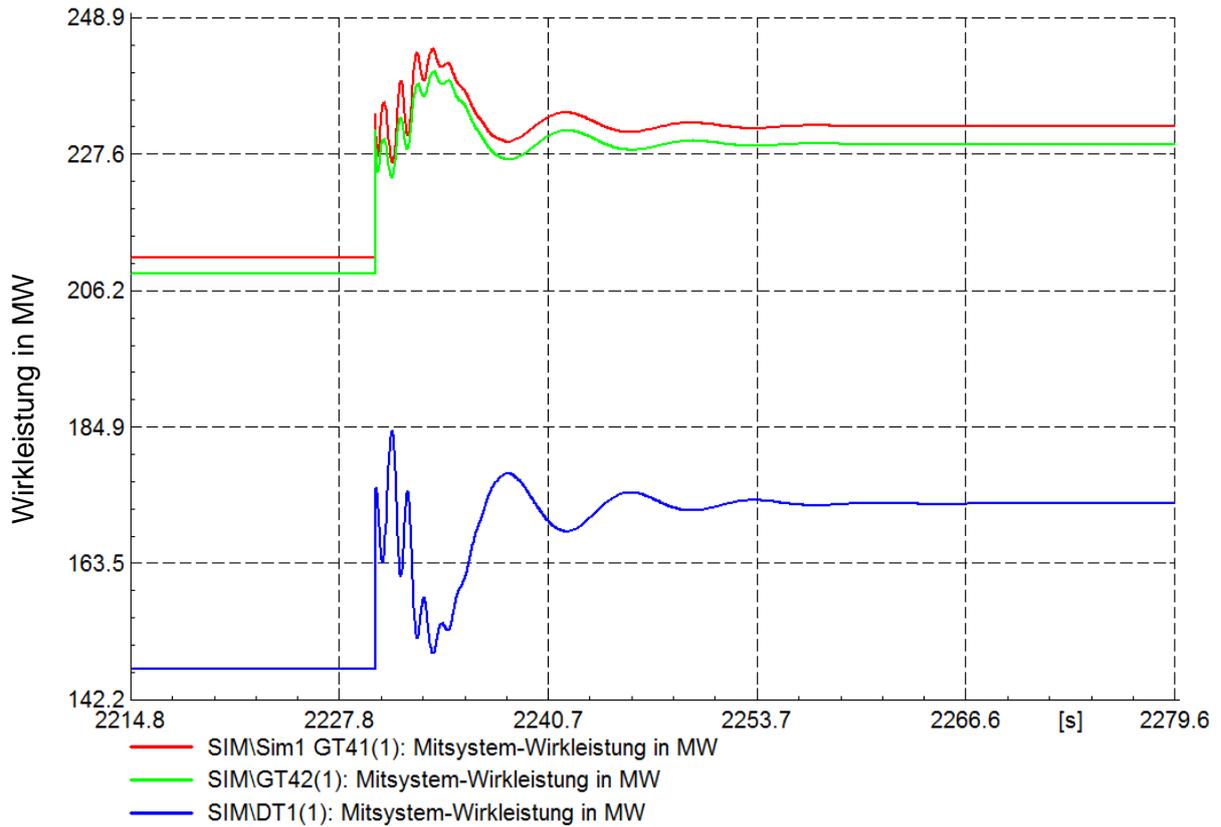


Abbildung 4.12: S1B - Elektrische Leistung der Generatoren, 66 MW Zuschaltung

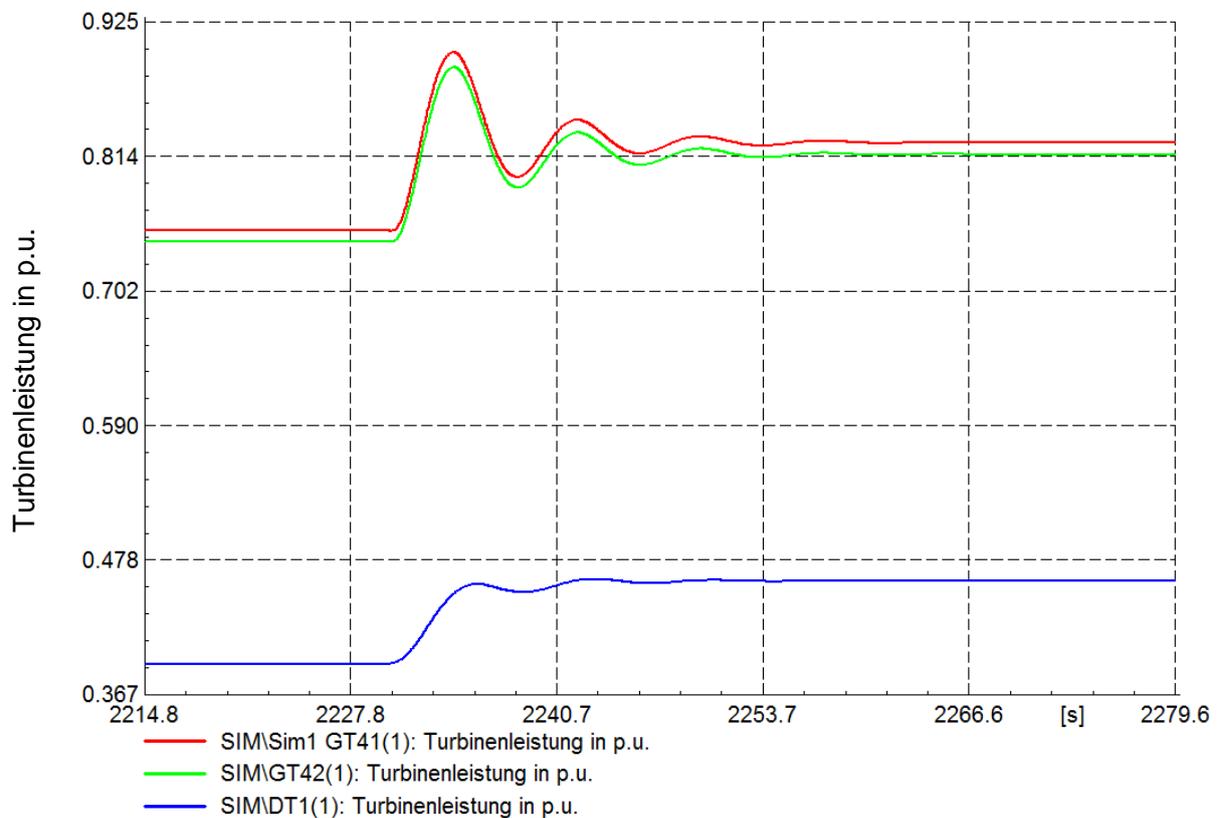


Abbildung 4.13: S1B - Turbinenleistung, 66 MW Zuschaltung

4.1.3 Szenario 2

Vergleicht man den Frequenzverlauf von Szenario 2 mit den vorherigen, ist der deutlichste Unterschied der Anstieg der Frequenz nach Lastzuschaltungen. Dies tritt auf nachdem DO3 zugeschaltet wurde. Die dortige DT führt ihre Leistung der vorgeschalteten GT nach, wodurch sich die Belastung der GT reduziert. Aufgrund der Statik stellt sich dadurch auch eine höhere Frequenz ein.

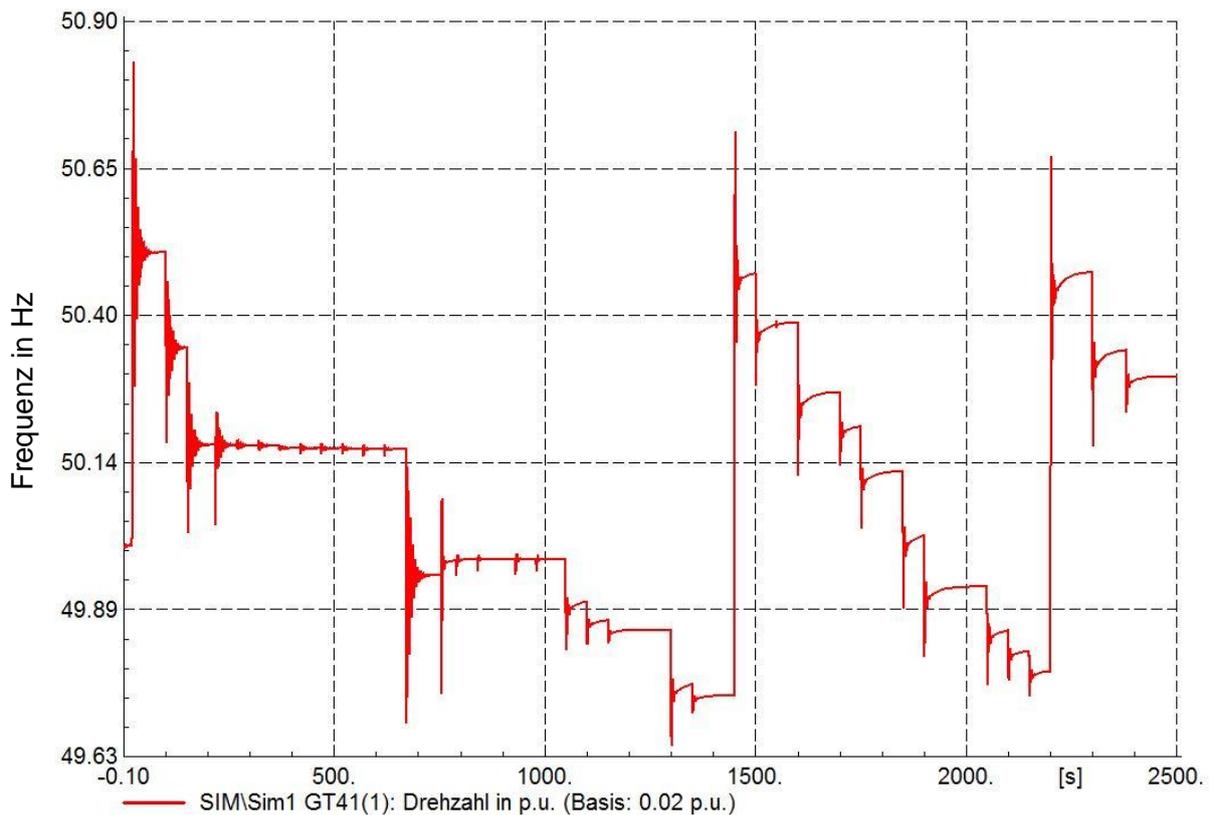


Abbildung 4.14: S2 - Gesamter Frequenzverlauf

Dies lässt sich auch anhand der Maschinenreaktionen in Abbildung 4.15 beobachten. DO3 steigert langsam seine Belastung und dafür verringert sie sich bei den Gasturbinen.

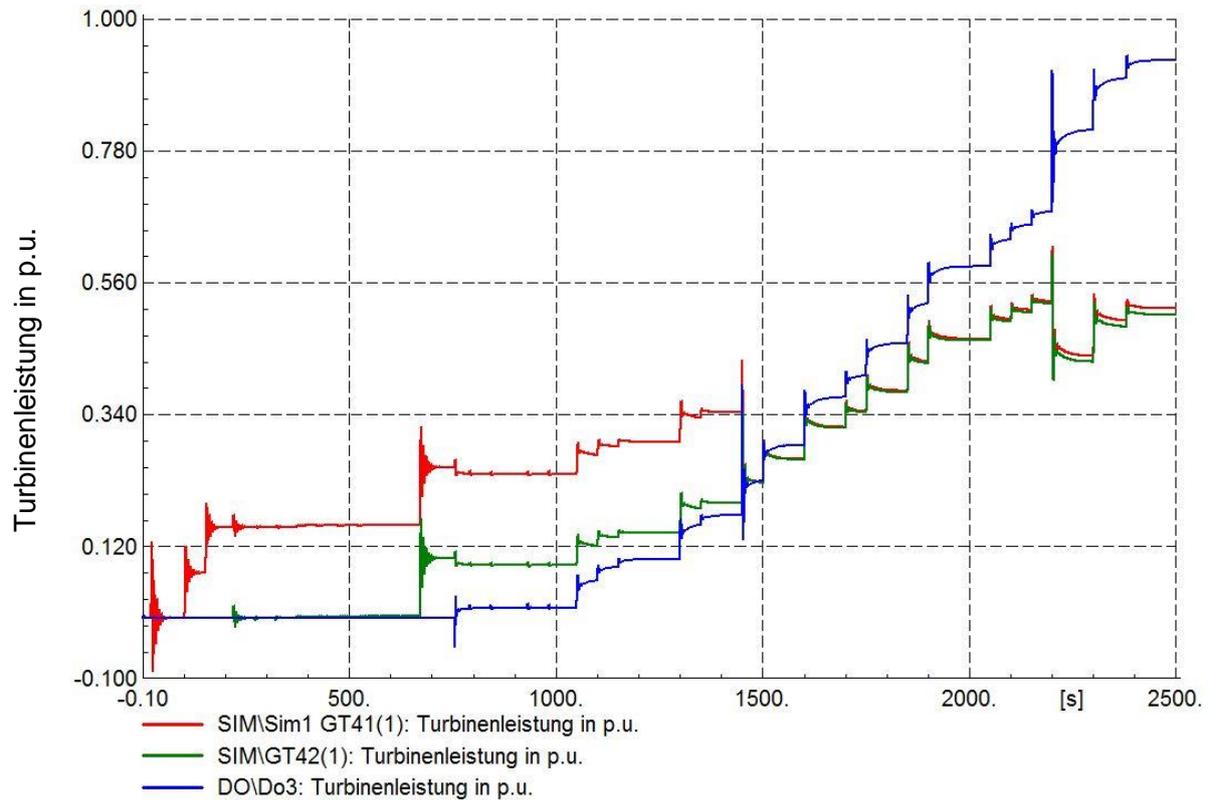


Abbildung 4.15: S2 – Gesamter Verlauf der Turbinenleistungen

Bei den ersten Simulationdurchgang für Szenario 2, kam es am Ende des Netzwiederaufbaus zum Schwingen des Systems. Von dieser Schwingung wurde eine Eigenwertanalyse durchgeführt. Es stellte sich heraus, dass ein Eigenwert mit positiven Realteil vorhanden und damit instabil war. Für diesen Eigenwert wurden die Partizipationsfaktoren berechnet. Sie geben für jede Variable im System an, wie stark sie an der Schwingung beteiligt sind. Besonders auffallend war dabei die Verstärkung des Spannungsreglers in DO3. Diese war noch auf die Standeinstellung gesetzt und wurde von 120 auf 30 reduziert.

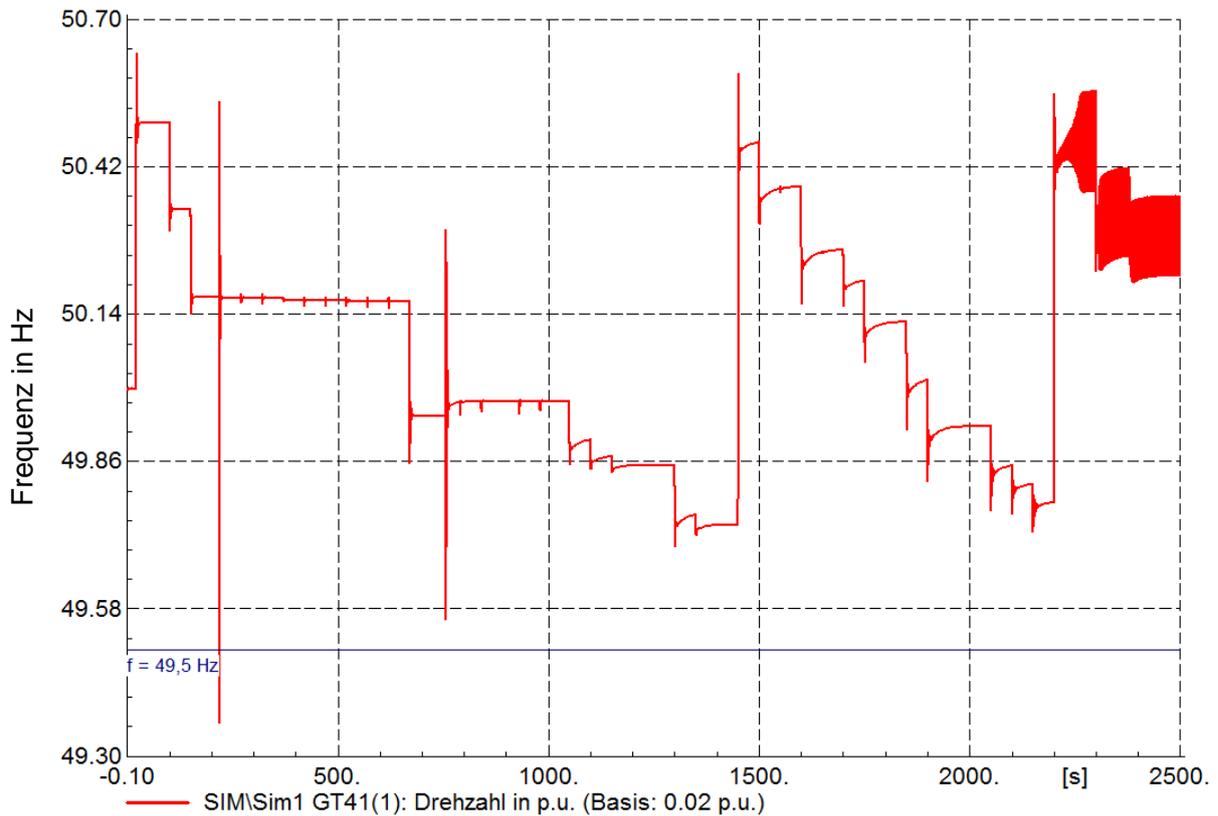


Abbildung 4.16: S2 - Frequenzverlauf, Schwingung am Ende des Netzwiederaufbaus

Die größte Lastzuschaltung erfolgt mit 66 MW. Der Gradient beträgt dabei $\frac{df}{dt} = -388 \frac{mHz}{s}$.

Wobei das auftretende Frequenzminimum 50,193 Hz ist.

Auch in diesem Szenario schwingen die GT gegen DO3. Versuchsweise wurde ein PSS (Power System Stabiliser) eingebaut. Selbst mit optimalen Einstellungen ergab sich kaum eine Verbesserung des Schwingungsverhaltens.



Abbildung 4.17: S2 - Zuschaltung Borealis 66 MW

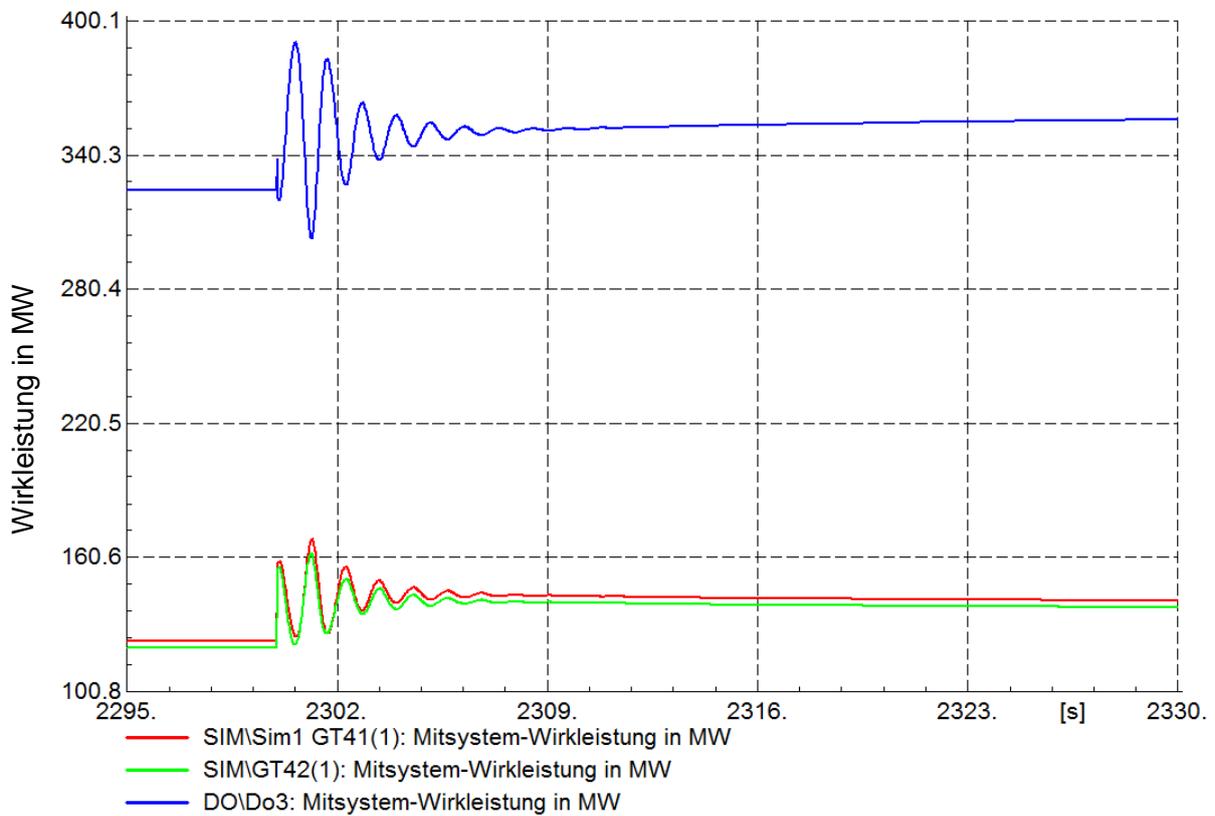


Abbildung 4.18: : S2 - Elektrische Leistung der Generatoren, 66 MW Zuschaltung

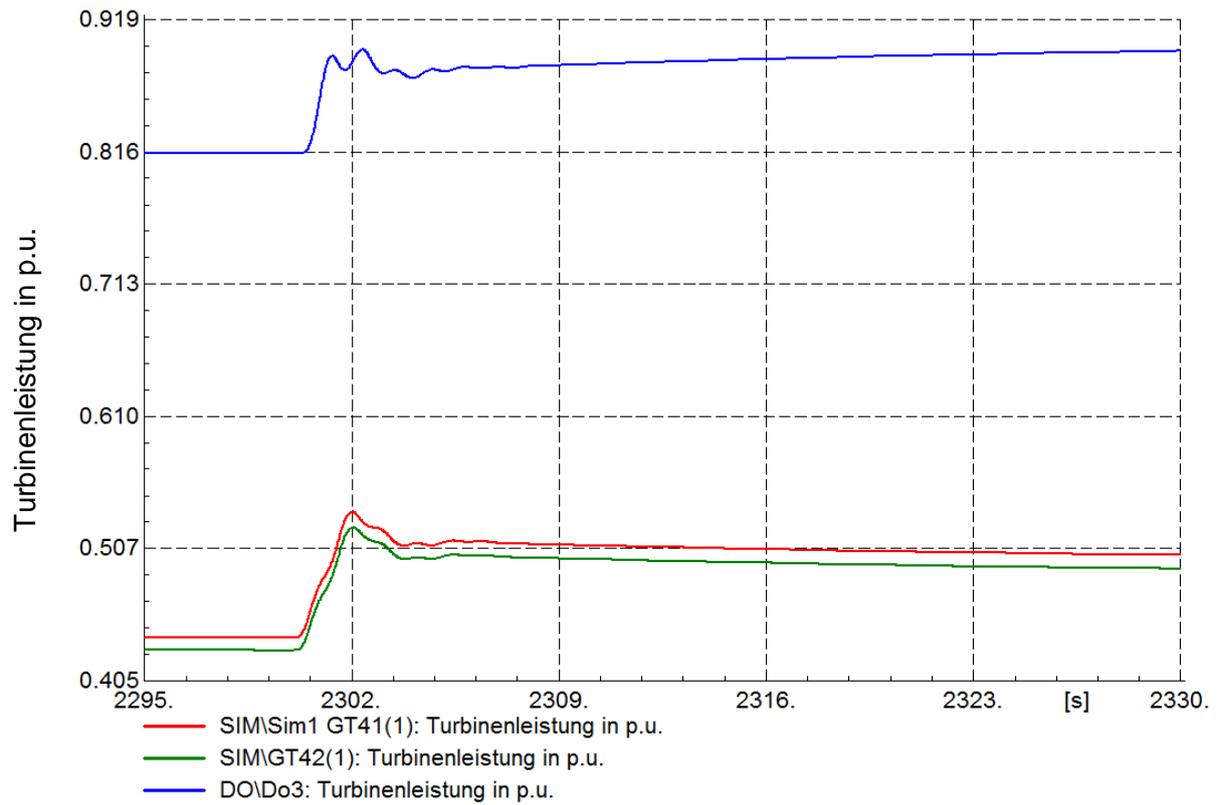


Abbildung 4.19: S2 - Turbinenleistung, 66 MW Zuschaltung

4.2 Spannung

Durch den hohen Kabelanteil ist während dem Netzwiederaufbau besonders auf die Spannung zu achten. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Spannung im stationären Fall grundsätzlich kaum Probleme bereitet. Kritisch sind die Spannungseinbrüche die durch den Inrushstrom der 380kV-Transformatoren und 220kV-Transformatoren verursacht werden. Außerdem entstehen markante Spannungseinbrüche durch das Einschalten ganzer Netzgruppen, da hier bis zu drei Transformatoren zur Mittelspannungsebene gleichzeitig eingeschalten werden. Die Parametrierung der Inrushregler erfolgte wie folgt:

	S	τ	$\hat{I}_{0,pu}$
	MVA	s	p.u.
380kV, 220kV Trafos	S_n	1	3
Mittelspannungstrafos	40	0,3...0,5	3
Borealis 110kV	100	0,3	3

Tabelle 4.1: Parameter Inrushvorgang

Bei den Mittelspannungstransformatoren wurden für stark belastete Transformatoren ein τ von 0,3 s vorgeben und für schwach Belastete 0,5 s. Zusätzlich sei noch zu erwähnen, dass die Magnetisierung der Blocktransformatoren von den eigenen Generatoren vor der Synchronisierung erfolgt.

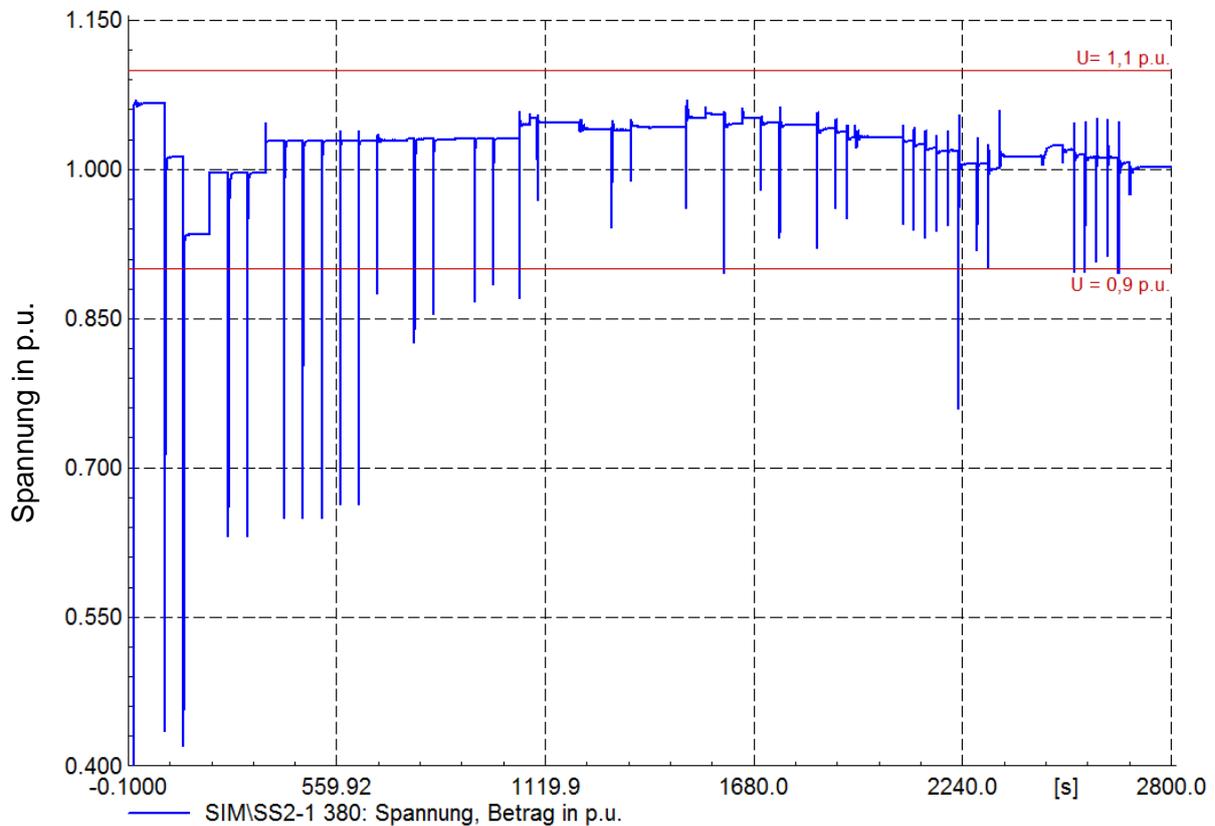


Abbildung 4.20: Gesamter Spannungsverlauf

Die größten Spannungseinbrüche treten am Anfang auf, wenn nur GT41 aktiv ist und die Startbelastung für diese hergestellt wird (Abbildung 4.21). Dafür wird Sim O und Sim A über die Transformatoren RU2SIM und RU1SIM versorgt. Die Spannung sinkt dabei auf ein Minimum von 0,42 p.u. Anschließend wird GT42 zugeschaltet und die 380kV-Ebene Richtung Süden versorgt. Das Zuschalten der unbelasteten 380kV-Kabelstrecke nach UW Süd hat dabei eine Spannungserhöhung von 3,2% zur Folge. Das transiente Maximum steigt dabei auf 1,0462 p.u. ausgehend von 0,9962 p.u. (Abbildung 4.22).

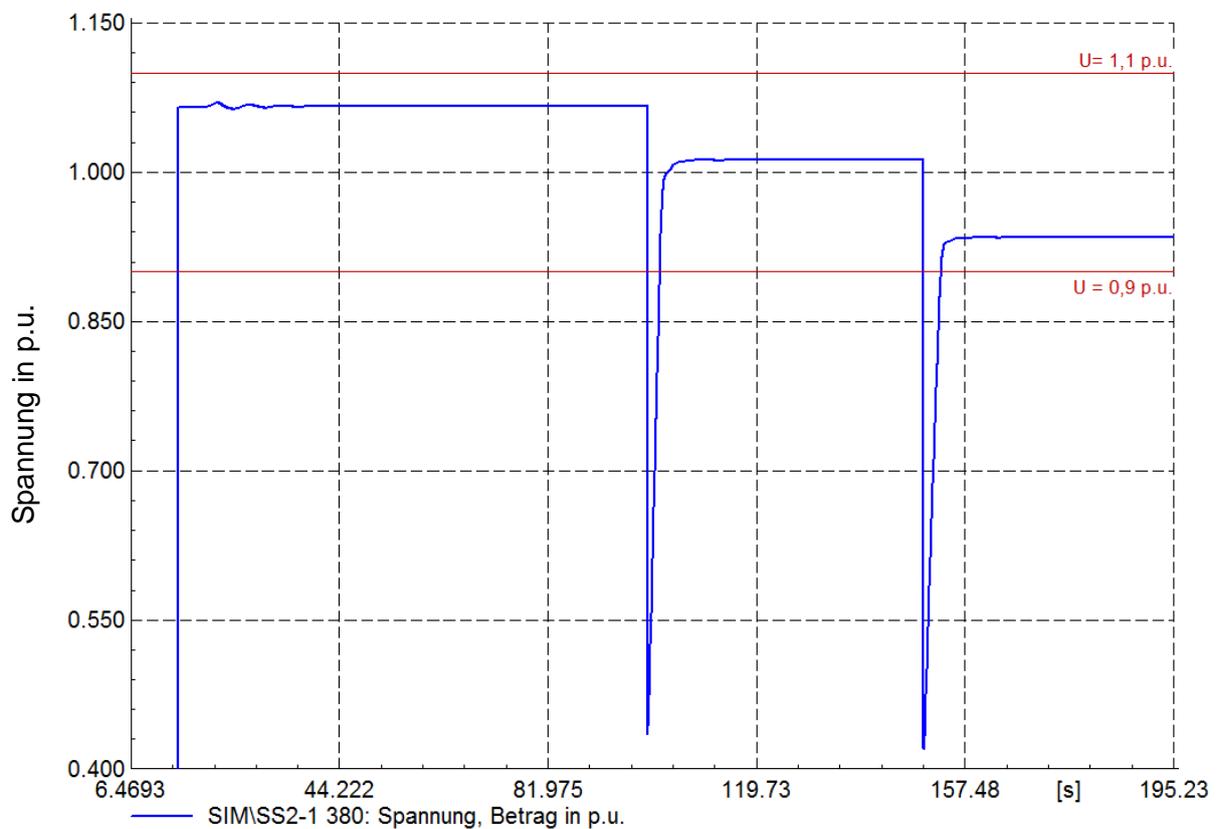


Abbildung 4.21: Spannungseinbrüche Sim O und anschließend SIM A

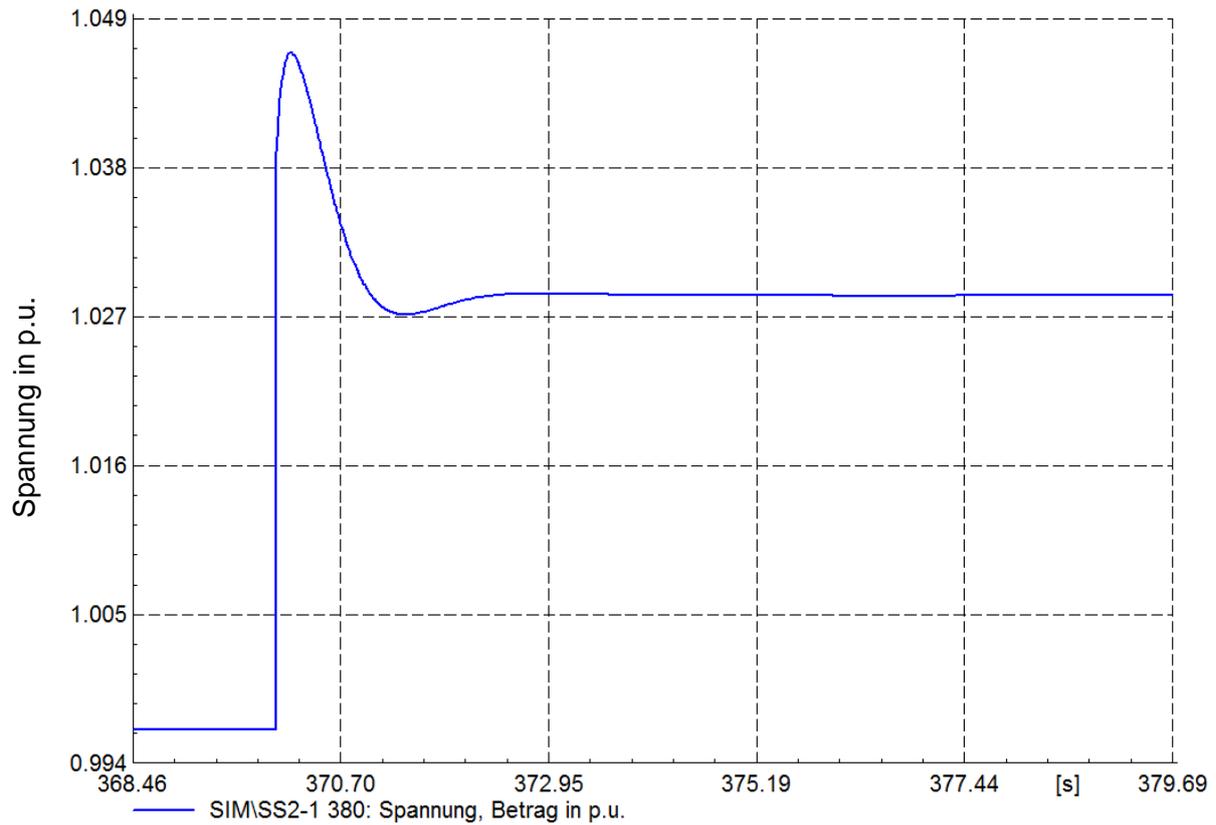


Abbildung 4.22: Einschalten der 380kV-Leitung nach UW Süd

Nachdem die 380kV-Ebene Richtung Süden versorgt ist, wird die Netzgruppe N bespannt. Für den weiteren Netzaufbau wird auch die übergelagerte 220kV-Ebene in UW Bisamberg versorgt. Dies führt wieder zu Spannungseinbrüchen wovon die Verbraucher der Netzgruppe N und Simmering betroffen sind.

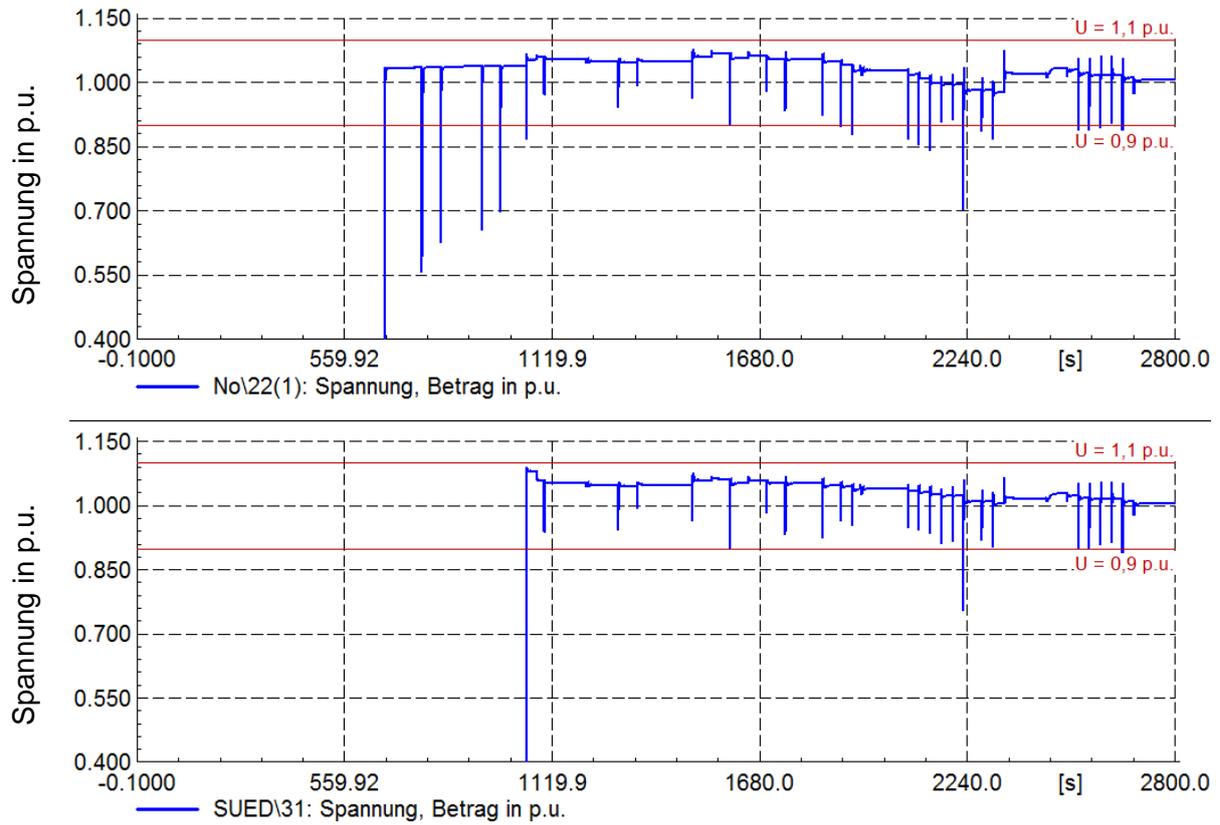


Abbildung 4.23: Spannungsverläufe Netzgruppen N+O

Während des Netzwiederaufbaus wurden Drosseln stets miteingeschalten wenn sie verfügbar waren. So ergab sich, stationär gesehen, hauptsächlich in Netzgruppe O ein Spannungsproblem. Dies konnte beseitigt werden, indem bei den Transformatoren, die diese Gruppe versorgen, die Stufenschalterposition um 2 Stufen verändert wurde. Damit bleibt noch die Netzgruppe J zu Beginn kritisch, wobei sich die Spannung auf 1 p.u. mit steigender Belastung einpendelt.

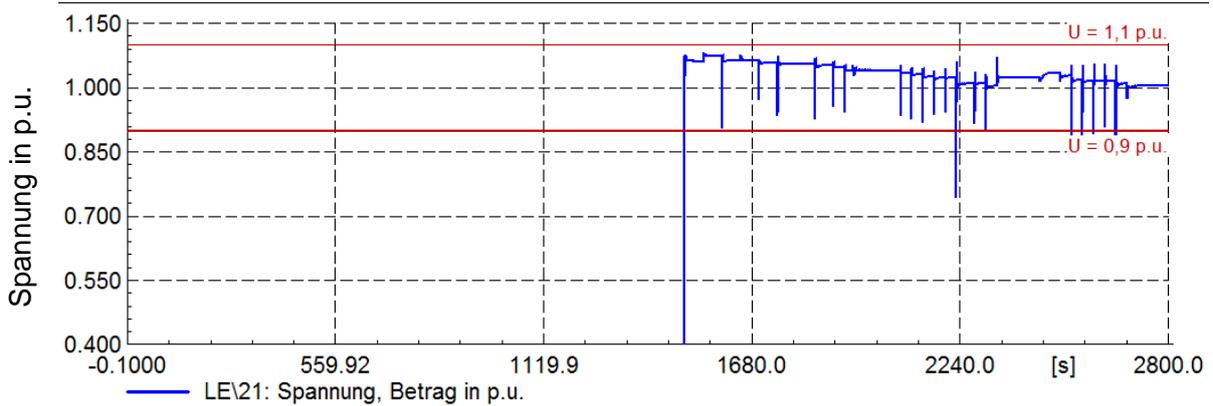
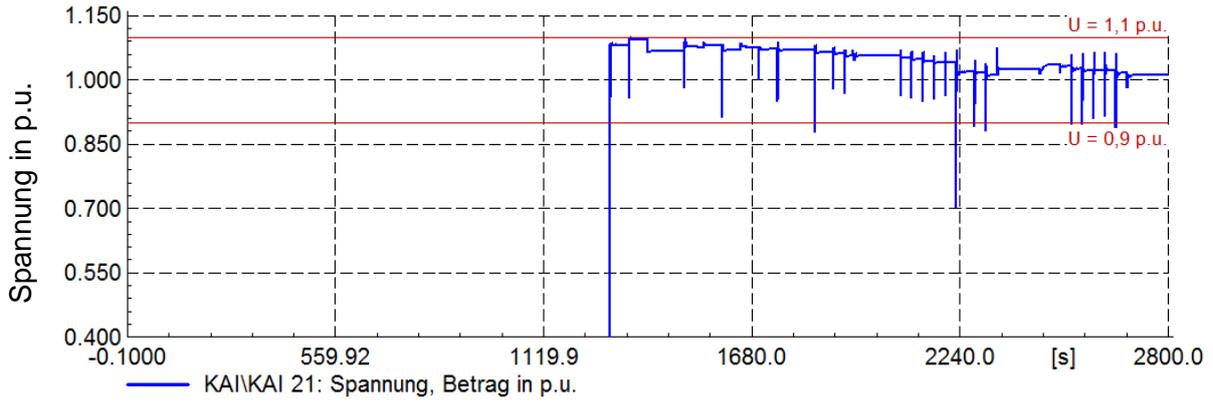


Abbildung 4.24: Spannungsverläufe Netzgruppen J+A

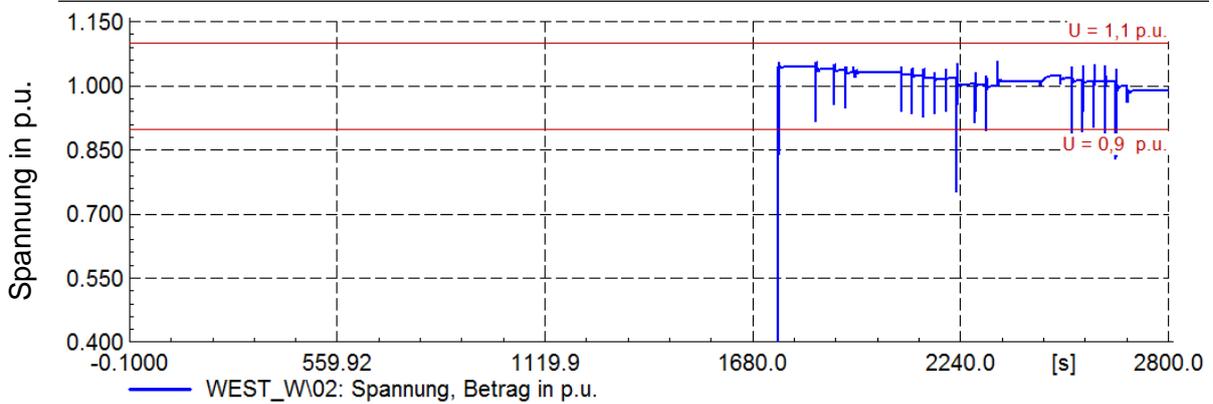
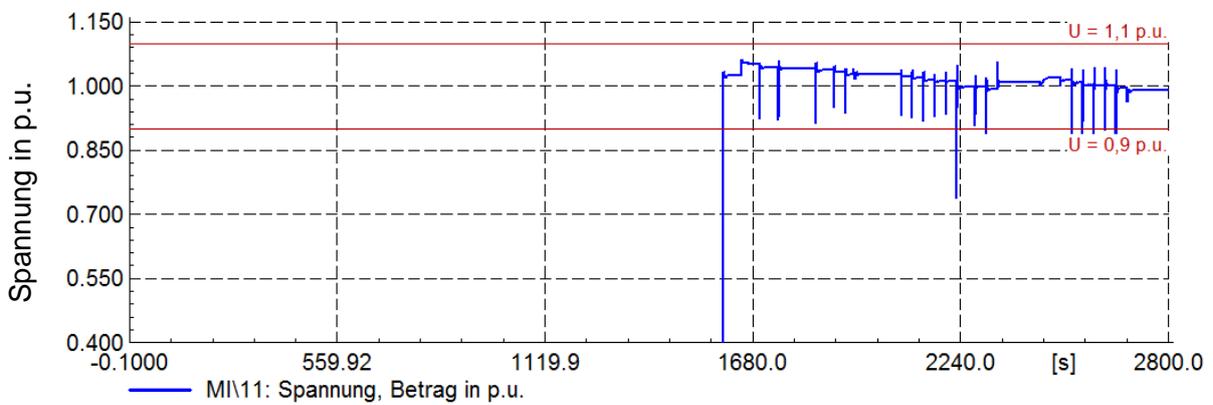


Abbildung 4.25: Spannungsverläufe Netzgruppen B+W

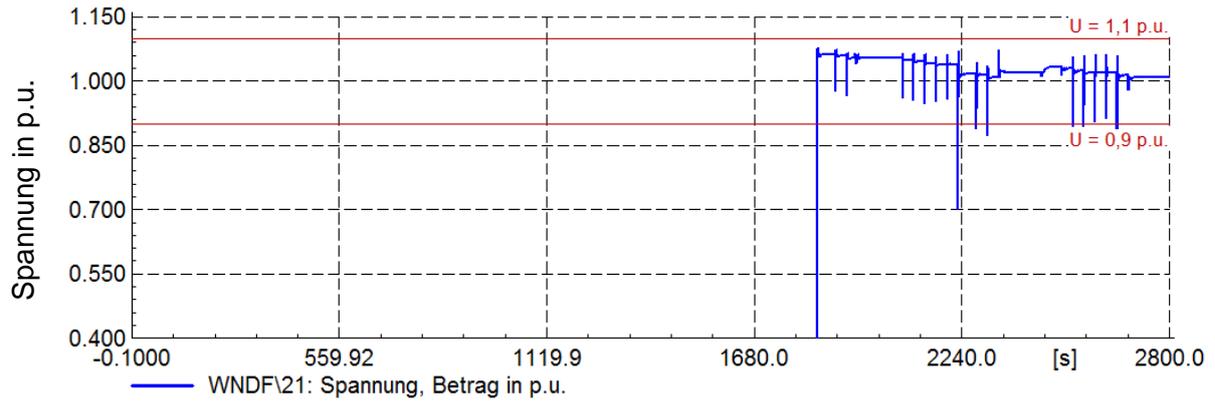


Abbildung 4.26: Spannungsverlauf Netzgruppe S

Für die folgenden Abbildungen wurde der Unterschied zwischen dem Zuschalten ganzer Netzgruppen und dem Zuschalten einzelner UW herausgearbeitet. Dabei werden jeweils die Spannungen an der 380kV-Sammelschiene in Simmering und den zugeschalteten UW dargestellt. Die Spannungseinsenkungen fallen deutlich geringer aus wenn nur einzelne UW eingeschalten werden. Am deutlichsten erkennt man das in Abbildung 4.29 und Abbildung 4.30, wo statt drei Transformatoren nur einer eingeschalten wird. Der resultierende Spannungseinbruch verringert sich dabei auf ca. 1/3.

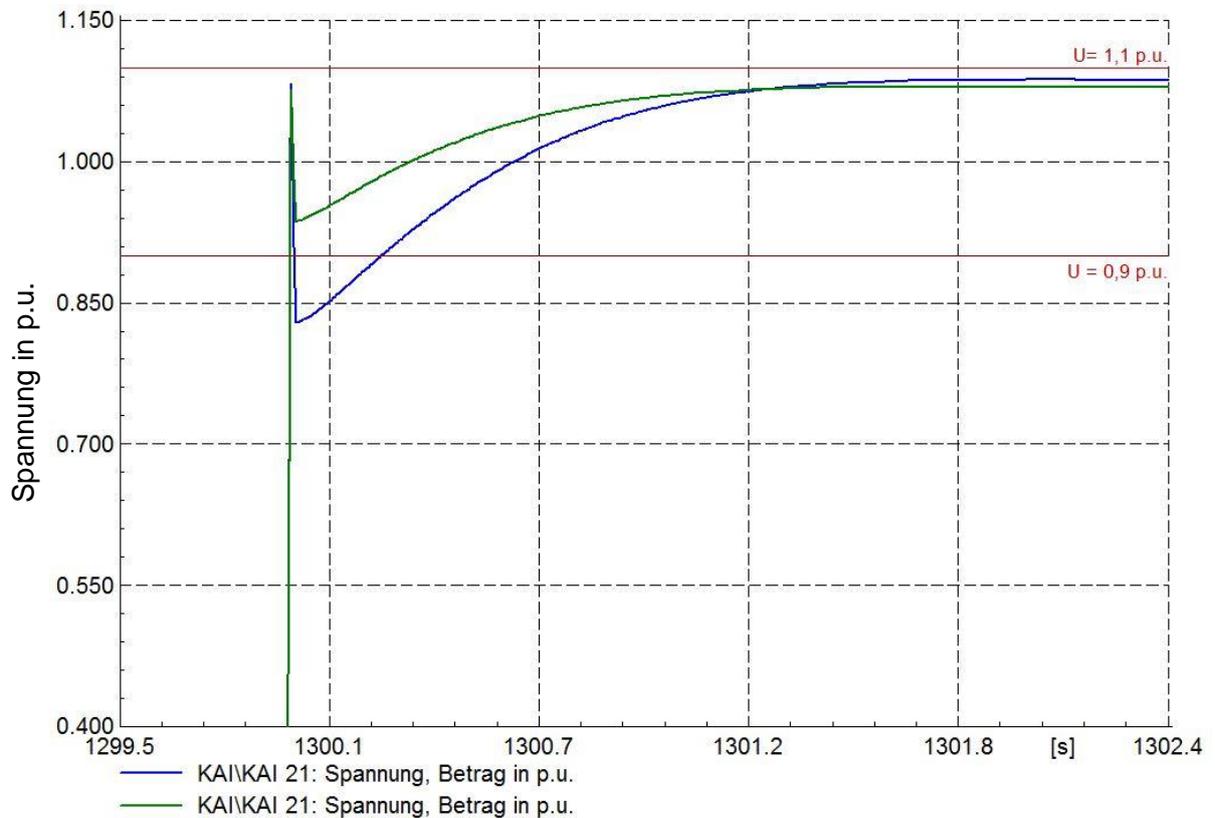


Abbildung 4.27: Vergleich Zuschaltung Netzgruppe J "blau" zu UW Kai "grün", Spannung Kai

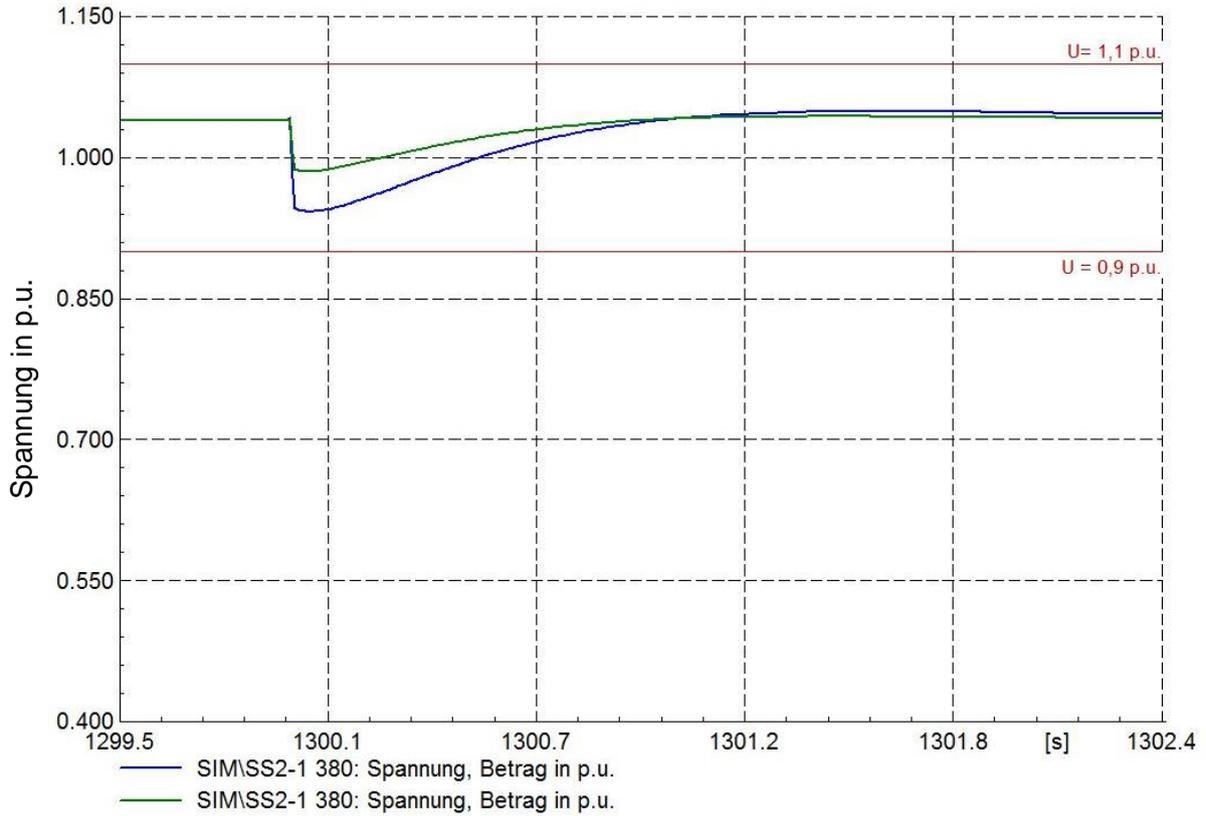


Abbildung 4.28: Vergleich Zuschaltung Netzgruppe J "blau" zu UW Kai "grün", Spannung in UW Sim 380kV-SS

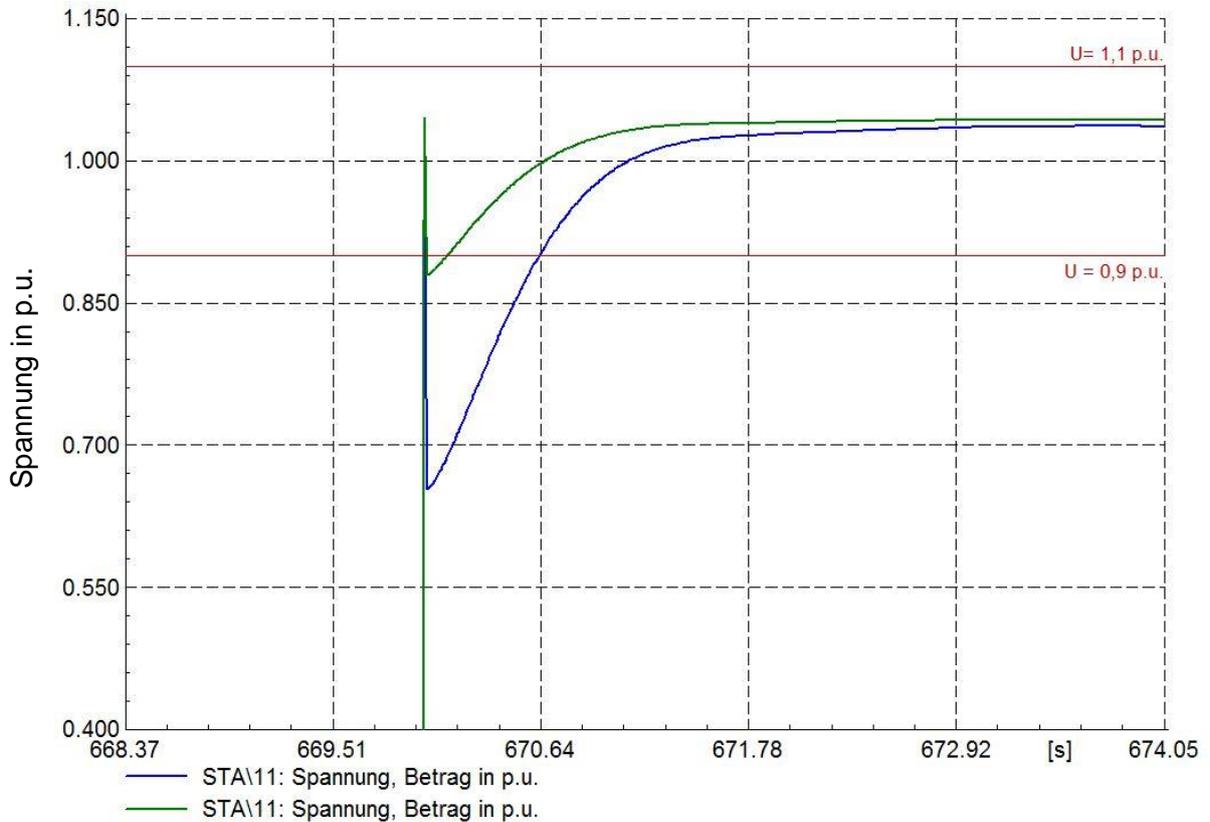


Abbildung 4.29: Vergleich Zuschaltung Netzgruppe N "blau" zu UW Sta "grün", Spannung UW Sta

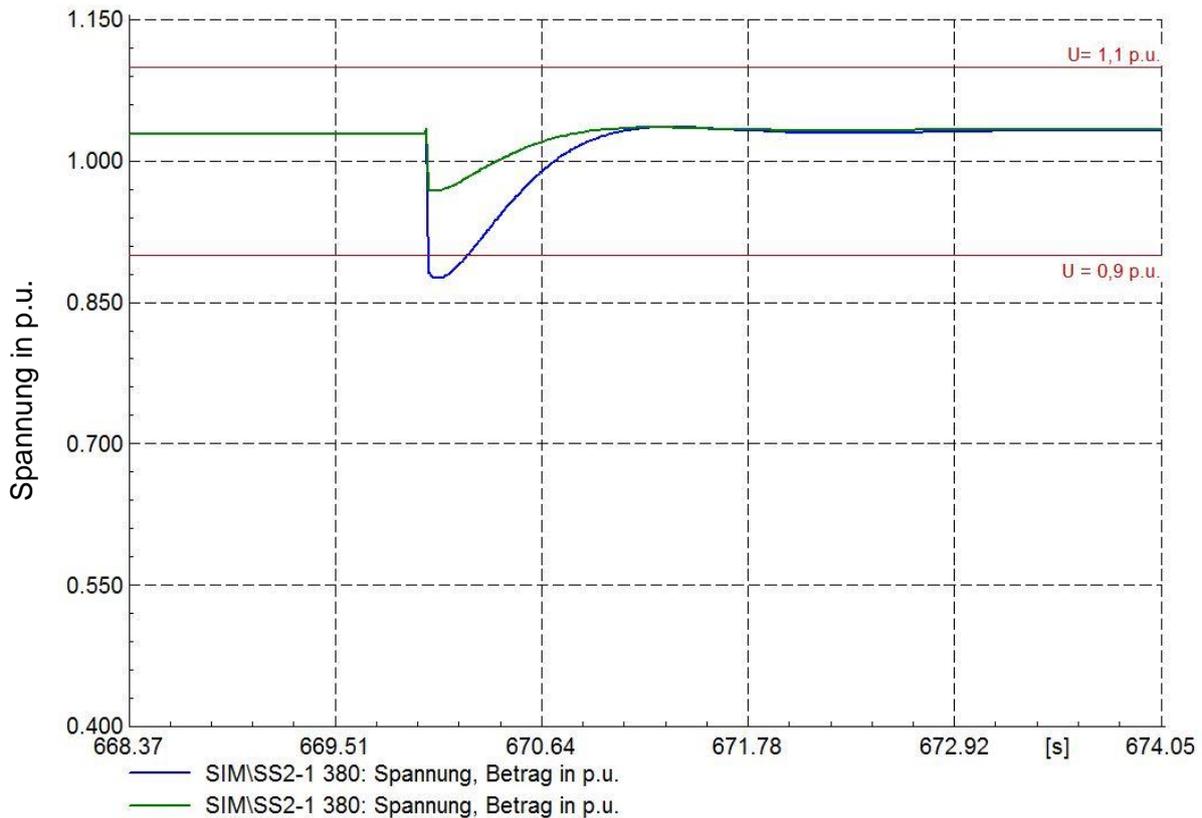


Abbildung 4.30: Vergleich Zuschaltung Gesamte N "blau" zu UW Sta "grün", Spannung in UW Sim 380kV-SS

Durch den Inrushstrom und den daraus folgenden Spannungseinbrüchen müssen die Spannungsregler die Erregerspannung in kürzester Zeit stark ändern. Dies belastet die Generatoren stark. Entsprechend den Zuschaltungen erkennt man in der Blindleistung und der Erregerspannung starke Spitzen die durch die maximale Erregerspannung begrenzt werden. Diese fallen am Anfang des Netzwiederaufbaus stärker aus, da einerseits nur zwei Generatoren die Einbrüche ausregeln müssen, und andererseits wurde die 380kV-Ebene zu Beginn versorgt wo die größten Inrushströme auftreten.

Zu erkennen ist auch der Belastungsangleich am Ende des Netzwiederaufbaus zwischen den Gasturbinen und der DT. Die Spannungsregler sind darauf eingestellt, 1 p.u. Spannung an der Generatorsammelschiene zu halten. Durch die verringerte Belastung der GT, verringert sich auch der interne Spannungsabfall wodurch die Spannung an der Sammelschiene steigt. Die Erregerspannung wird daraufhin reduziert bis die Spannung wieder 1 p.u. erreicht. Dies gilt umgekehrt für die DT.

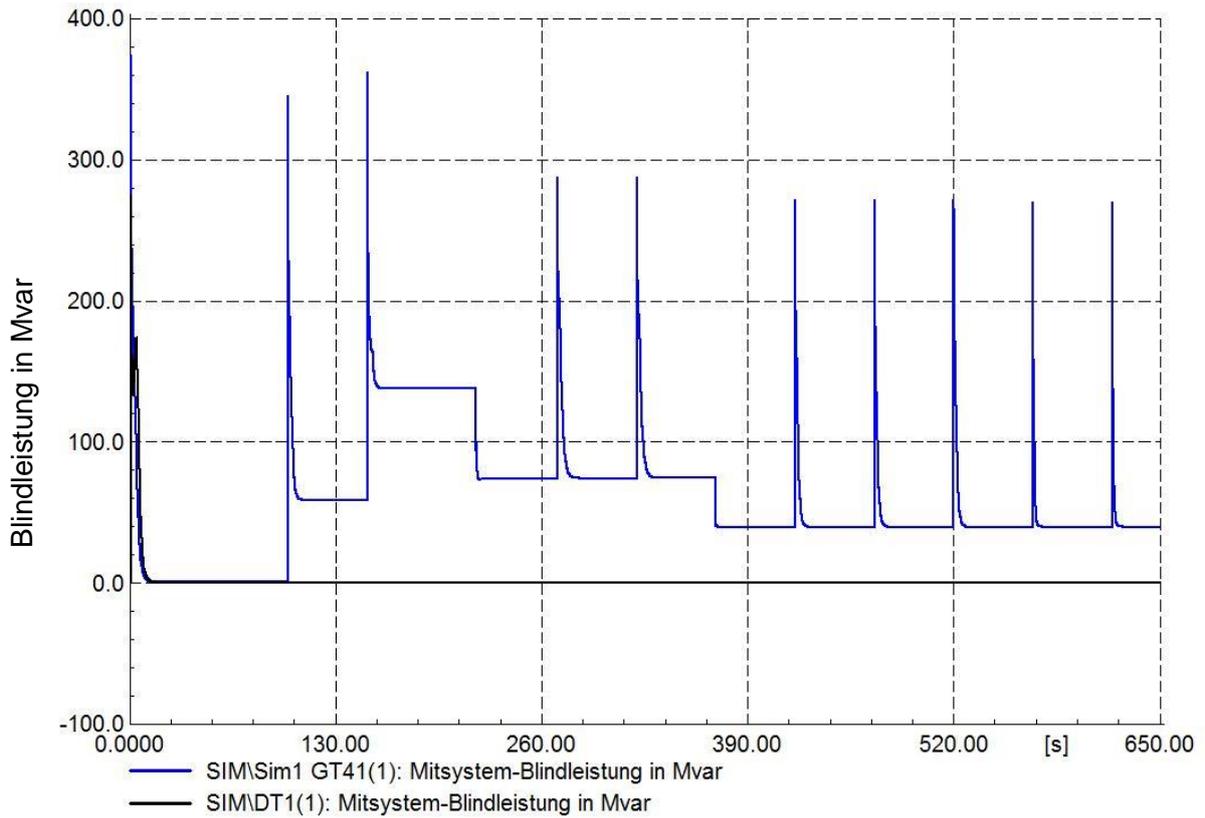


Abbildung 4.31: S2 – Blindleistung Anfangsphase des Netzwiederaufbaus

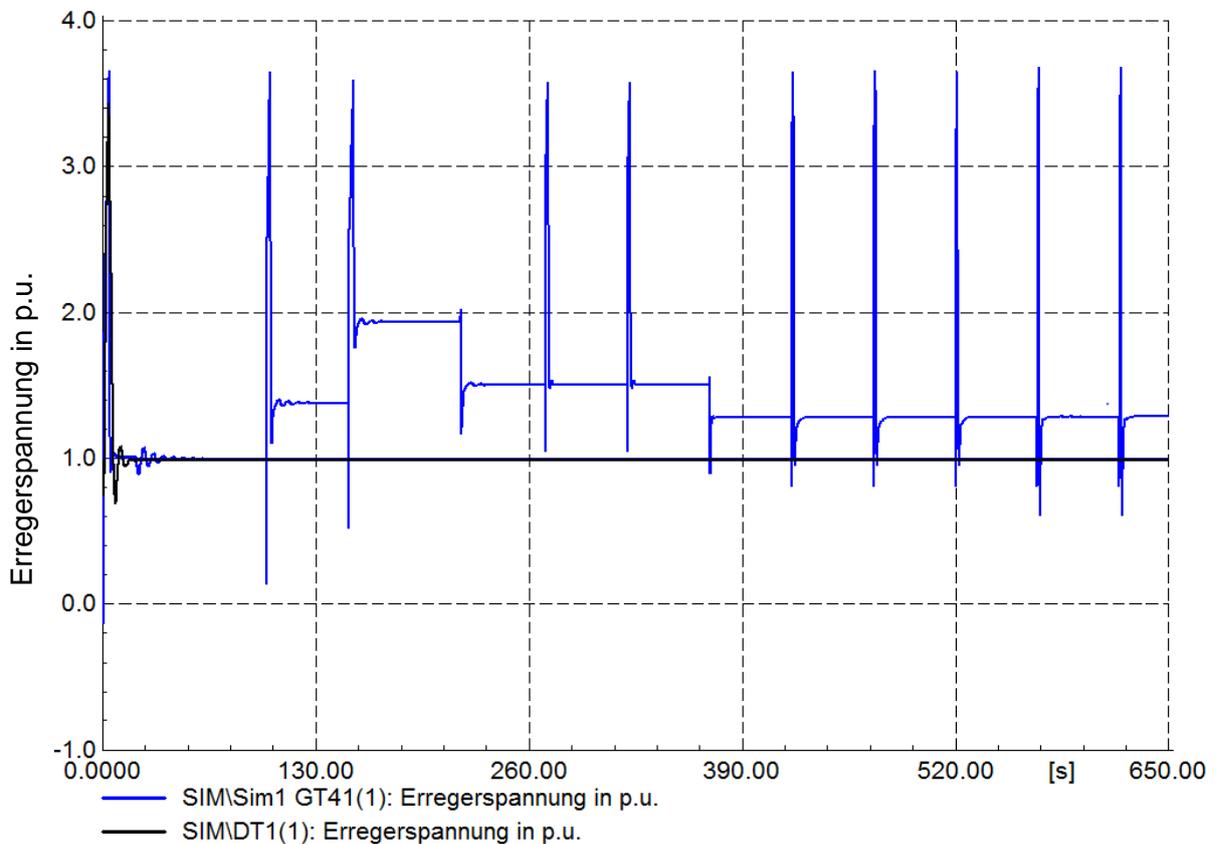


Abbildung 4.32: S2 - Erregerspannung Anfangsphase des Netzwiederaufbaus

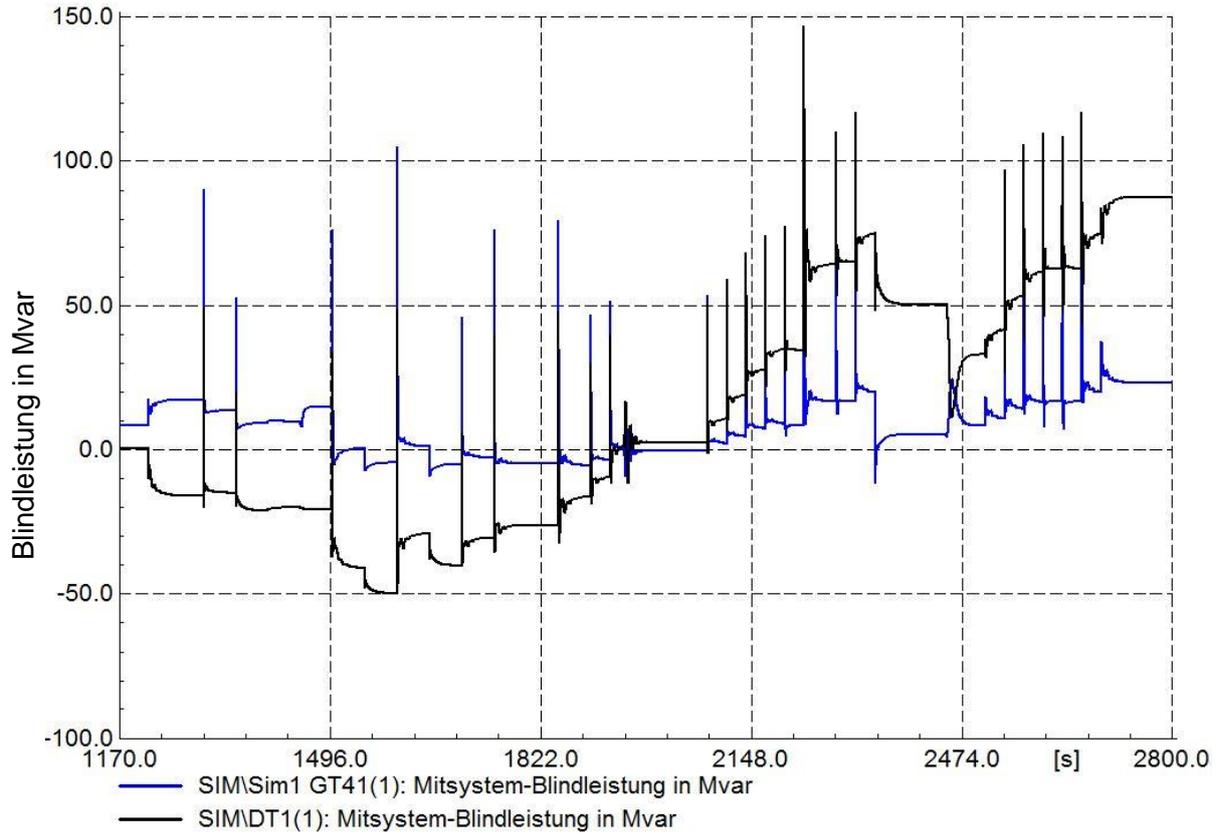


Abbildung 4.33: Abbildung 4.34: S2 – Blindleistung Endphase des Netzwiederaufbaus

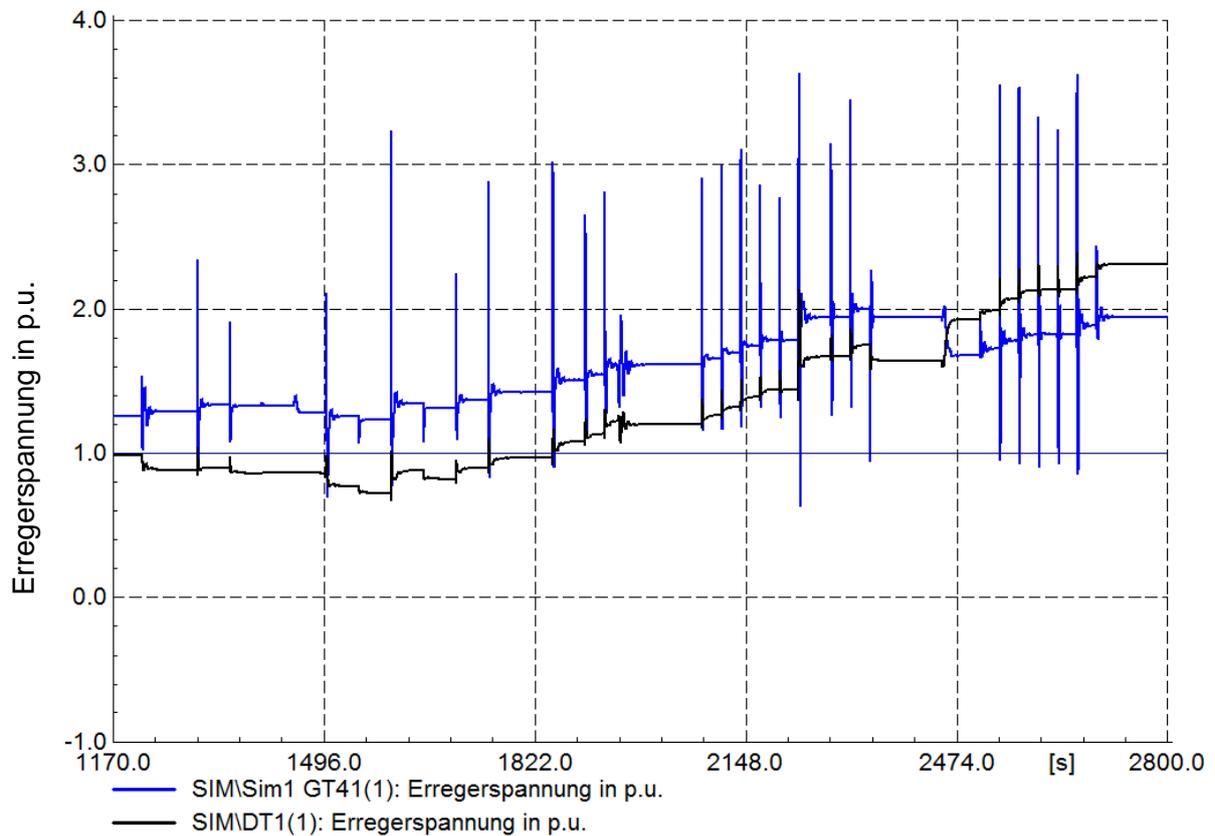


Abbildung 4.35: S2 - Erregerspannung Endphase des Netzwiederaufbaus

5 Zusammenfassung und Ausblick

Abschließend kann gesagt werden, dass der Netzwiederaufbau des Wiener Verteilnetzes grundsätzlich möglich ist. So konnte gezeigt werden, dass selbst mit nur einer aktiven Gasturbine und langsamen Reglereinstellungen, die Trägheit ausreicht um größere Lastzuschaltungen problemlos abfangen zu können. Während dem Netzwiederaufbau muss jedoch, aufgrund von Einschränkungen im Kraftwerksbetrieb, auf die Belastung der Maschinen achtgegeben werden.

Hauptproblem beim der Wiederherstellung der Versorgung des Wiener Netzes ist die Spannung. Einerseits kommt es durch die transienten Inrushvorgänge der großen 380kV-Transformatoren, sowie beim Zuschalten ganzer Netzgruppen, zu massiven Einbrüchen in allen Umspannwerken. Andererseits muss während dem Netzwiederaufbau, wegen kaum belasteter Kabel, besonders auf Überspannungen geachtet werden. Die installierten Drosseln können letztgenanntem Effekt gut entgegenwirken. Ist in einem Umspannwerk eine Drossel vorhanden, sollte diese daher immer mit eingeschalten werden sobald das Umspannwerk bespannt wird. Treten in einer ganzen Netzgruppe trotzdem erhöhte Spannungswerte auf, so kann dies über die Stufenschalter der versorgenden Transformatoren in den Griff gebracht werden. Wird eine Netzgruppe von zwei Seiten versorgt, müssen die Stufenschalter auf beiden Seiten gleich geändert werden, um unerlaubte Blindleistungsflüsse im Netz zu vermeiden.

Das Problem der transienten Spannungseinbrüche kann teilweise umgangen werden, indem die 380kV-Ebene Richtung Süden bereits zu Beginn des Netzwiederaufbaus bespannt wird. Andererseits konnte gezeigt werden, dass es deutlich unkritischer ist, einzelne Umspannwerke einzuschalten anstatt ganzer Netzgruppen.

Für die Zukunft wird eine sogenannte Hochfahrerschaltung in Erwägung gezogen. Dabei wird ausgehend von den Kraftwerken Malta oder Kaprun eine Leitungsstrecke, unbespannt, bis nach Wien durchgeschaltet. Dabei werden auch alle Transformatoren mit direktem Zugang zu dieser Verbindung primärseitig zugeschaltet. Die Generatoren drehen sich im Leerlauf, jedoch ohne Erregerspannung, wodurch auch die Klemmenspannung null ist. Ist die Verbindung bis nach Wien abgeschlossen, werden die Generatoren zugeschaltet und die Spannung langsam bis Nennspannung erhöht. Dadurch wird jeglicher Inrushstrom vermieden. Probleme dabei dürfte die Spannung am Ende der komplett unbelasteten langen Leitung sein, wodurch unbedingt eine Kompensation mit Drosseln erforderlich ist.

6 Abkürzungsverzeichnis

DT	Dampfturbine
EB	Eigenbedarf
Grp	Gruppe
GT	Gasturbine(en)
HRSG	Heat recovery steam generator – Abhitze Dampferzeuger
KW	Kraftwerk
NWA	Netzwiederaufbau
SM	Synchronmaschine
SS	Sammelschiene
SVC	Static-Var-Compensator
UW	Umspannwerk

7 Symbolverzeichnis

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
		Synchronmaschine
A	$\frac{A}{m}$	Strombelag des Stators
B_r	$\frac{Vs}{m^2}$	Magnetische Flussdichte des Rotors
D	m	Rotordurchmesser
H	s	Trägheitszeitkonstante
i_0	A	Statorstrom 0-Anteil des dq0-Systems
$i_{a,b,c}$	A	Statorströme
I_d	A	Statorstrom in d-Richtung
I_e	A	Erregerstrom
I_{kD}	A	Strom in der Dämpferwicklung in d-Richtung
I_{kQ}	A	Strom in der Dämpferwicklung in q-Richtung
I_m	A	Scheitelwert des Stromes
I_q	A	Statorstrom in q-Richtung
I_x	A	Strom zweiten Dämpferwicklung in q-Richtung
J	$kg\ m^2$	Trägheitsmoment
l	m	Rotorlänge
M	Nm	Drehmoment
M_a	Nm	Mechanische Drehmoment
m_a	<i>p.u.</i>	Normiertes mechanisches Drehmoment
M_e	Nm	Elektrische Drehmoment
m_e	<i>p.u.</i>	Normiertes elektrisches Drehmoment
M_n	Nm	Nennmoment
n	s^{-1}	Drehzahl
n_n	s^{-1}	Nenn Drehzahl
p	-	Polzahl
R_e	Ω	Ohmscher Widerstand der Erregerwicklung
R_{kD}	Ω	Ohmscher Widerstand der Dämpferwicklung in d-Richtung
R_{kQ}	Ω	Ohmscher Widerstand der Dämpferwicklung in q-Richtung
R_s	Ω	Ständerwiderstand
R_x	Ω	Ohmscher Widerstand der zweiten Dämpferwicklung in q-Richtung
S_n	MVA	Nennscheinleistung
T''_d	s	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der d-Achse
T''_{d0}	s	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der d-Achse
T''_q	s	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der q-Achse

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
T''_{q0}	s	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der q -Achse
T'_d	s	Transiente Kurzschlusszeitkonstante der d -Achse
T'_q	s	Transiente Kurzschlusszeitkonstante der q -Achse
T'_{d0}	s	Transiente Leerlaufzeitkonstante der d -Achse
T'_{q0}	s	Transiente Leerlaufzeitkonstante der q -Achse
T_J	s	Anfahrzeitkonstante
U_0	kV	Statorspannung 0-Anteil des $dq0$ -Systems
U_d	kV	Statorspannung in d -Richtung
U_e	kV	Erregerspannung
U_q	kV	Statorspannung in q -Richtung
W	Ws	Rotierende Energie
X_{hd}	Ω	Hauptfeldreaktanz in d -Richtung
X_{hq}	Ω	Hauptfeldreaktanz in q -Richtung
X_s	Ω	Streureaktanz
X_{sD}	Ω	Streureaktanz der Dämpferwicklung in d -Richtung
X_{se}	Ω	Streureaktanz der Erregerwicklung
X_{sQ}	Ω	Streureaktanz der Dämpferwicklung in q -Richtung
X_{sr}	Ω	Streuung zwischen Erregerwicklung und Dämpferkreis
X_{sRd}	Ω	Zusammengefasste Rotorstreuung in d -Richtung
X_{sx}	Ω	Streureaktanz der zweiten Dämpferwicklung in d -Richtung
ϑ	rad	Winkel zwischen der d -Achse und a -Achse
ψ_0	Vs	Flussverkettung der Ersatzwicklung in der 0-Achse
ψ_d	Vs	Flussverkettung der Ständerwicklung in d -Richtung
ψ_e	Vs	Flussverkettung der Erregerwicklung
ψ_{kD}	Vs	Flussverkettung der Dämpferwicklung in d -Richtung
ψ_{kQ}	Vs	Flussverkettung der Dämpferwicklung in q -Richtung
ψ_q	Vs	Flussverkettung der Ständerwicklung in q -Richtung
ψ_x	Vs	Flussverkettung der zweiten Dämpferwicklung in q -Richtung
ω_n	s^{-1}	Elektrische Nennkreisfrequenz
ω_m	s^{-1}	Mechanische Kreisfrequenz
$\omega_{m,n}$	s^{-1}	Mechanische Nennkreisfrequenz
ω_s	s^{-1}	Kreisfrequenz des Stators
		Turbinenregler
x_1	-	Interne Zustandsgröße
x_e	-	Eingangssignal
dev	-	Interne Zustandsgröße
W	$p.u.$	Verstärkung des Drehzahlreglers
Y	s	Zeitkonstante des Drehzahlreglers

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
Z	<i>p.u.</i>	<i>Proportionalitätsfaktor I_s/D_r</i>
X	<i>s</i>	<i>Zeitkonstante des Differentialanteils im Drehzahlregler</i>
y	-	<i>Ausgangssignal</i>
P_{GT}	<i>MW</i>	<i>Ausgangsleistung der Gasturbine</i>
P_T	<i>MW</i>	<i>Gesamte Ausgangsleistung</i>
P_{DT}	<i>MW</i>	<i>Ausgangsleistung der Dampfturbine</i>
		Transformator - allgemein
R_1	<i>p.u.</i>	<i>Ohmscher Widerstand der Primärwicklung</i>
R_2	<i>p.u.</i>	<i>Ohmscher Widerstand der Sekundärwicklung</i>
R_{Fe}	<i>p.u.</i>	<i>Ohmscher Widerstand repräsentativ für die Eisenverluste</i>
U_1	<i>kV</i>	<i>Nennspannung Primärseite</i>
U_2	<i>kV</i>	<i>Nennspannung Sekundärseite</i>
w_1	-	<i>Komplexe Windungszahl Primärseite</i>
w_2	-	<i>Windungszahl Sekundärseite</i>
$X_{1\sigma}$	<i>p.u.</i>	<i>Streuinduktivität der Primärwicklung</i>
$X_{2\sigma}$	<i>p.u.</i>	<i>Streuinduktivität der Sekundärwicklung</i>
X_h	<i>p.u.</i>	<i>Hauptinduktivität</i>
		Transformator - Inrush
A	<i>m²</i>	<i>Querschnittsfläche des Transformator-kerns</i>
B_0	$\frac{Vs}{m^2}$	<i>Transformatorflussdichte</i>
B_0'	$\frac{Vs}{m^2}$	<i>Transiente Transformatorflussdichte</i>
C	<i>Vs</i>	<i>Integrationskonstante</i>
l	<i>m</i>	<i>Länge des Magnetkreises</i>
L	Ωs	<i>Summe der Induktivitäten $L_1 + L_m$</i>
L_m	Ωs	<i>Magnetisierungsinduktivität</i>
L_m'	Ωs	<i>Transiente Magnetisierungsinduktivität</i>
L_σ	Ωs	<i>Streuinduktivität</i>
N_1	-	<i>Anzahl Wicklungen auf der Primärseite</i>
i_0	<i>A</i>	<i>Einschaltstrom</i>
$I(t)_{0,pu}$	<i>p.u.</i>	<i>Inrushstrom des Simulationsmodells</i>
\hat{I}_0	<i>A</i>	<i>Maximalwert des Inrushstroms</i>
$\hat{I}_{0,pu}$	<i>p.u.</i>	<i>Normierter Maximalwert des Inrushstroms</i>
I_n	<i>A</i>	<i>Nennstrom</i>
P_0	<i>W</i>	<i>Eisenverluste</i>
P_0'	<i>W</i>	<i>Transiente Eisenverluste</i>
Q	<i>Mvar</i>	<i>Aufgenommene Blindleistung während dem Inrushvorgang</i>
R	Ω	<i>Summe der ohmschen Widerstände $R_1 + R_m$</i>

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
R_1	Ω	<i>Ohmscher Widerstand der Primärwicklung</i>
R_m	Ω	<i>Eisenverlustwiderstand</i>
R'_m	Ω	<i>Transienter Eisenverlustwiderstand</i>
S_n	<i>MVA</i>	<i>Nennscheinleistung</i>
U	<i>kV</i>	<i>Nennspannung</i>
u_1	<i>V</i>	<i>Angelegte Wechselspannung</i>
\hat{U}_1	<i>V</i>	<i>Spitzenwert der Wechselspannung</i>
α	<i>rad</i>	<i>Spannungswinkel zum Einschaltzeitpunkt (z.B. Einschalten im Scheitelwert $\alpha = \pi/2$)</i>
θ	<i>rad</i>	<i>Impedanzwinkel</i>
μ_0	$\frac{Vs}{Am}$	<i>Permeabilität des Vakuums</i>
μ_r	-	<i>Relative Permeabilität</i>
μ'_r	-	<i>Transiente relative Permeabilität</i>
τ	<i>s</i>	<i>Zeitkonstante der abklingenden Inrushzeitfunktion</i>
φ	<i>Vs</i>	<i>Magnetische Fluss</i>
φ'	<i>Vs</i>	<i>Transiente magnetische Fluss</i>
$\hat{\varphi}$	<i>Vs</i>	<i>Scheitelwert des Flusses</i>
φ_p	<i>Vs</i>	<i>Periodischer Anteil des Flusses</i>
φ_r	<i>Vs</i>	<i>Remanenzfluss</i>
φ_t	<i>Vs</i>	<i>Transienter Anteil des Flusses</i>
ω	s^{-1}	<i>Kreisfrequenz der angelegten Wechselspannung</i>
		Lasten
a_p	-	<i>Wirkleistungsproportionalfaktor</i>
a_Q	-	<i>Blindleistungsproportionalfaktor</i>
b_p	-	<i>Wirkleistungsproportionalfaktor</i>
b_Q	-	<i>Blindleistungsproportionalfaktor</i>
c_p	-	<i>Wirkleistungsproportionalfaktor</i>
c_Q	-	<i>Blindleistungsproportionalfaktor</i>
e_{aP}	-	<i>Exponentialfaktor Wirkleistung</i>
e_{aQ}	-	<i>Exponentialfaktor Blindleistung</i>
e_{bP}	-	<i>Exponentialfaktor Wirkleistung</i>
e_{bQ}	-	<i>Exponentialfaktor Blindleistung</i>
e_{cP}	-	<i>Exponentialfaktor Wirkleistung</i>
e_{cQ}	-	<i>Exponentialfaktor Blindleistung</i>
P	<i>MW</i>	<i>Aufgenommene spannungsabhängige Wirkleistung</i>
P_0	<i>MW</i>	<i>Nennwirkleistung</i>
Q	<i>Mvar</i>	<i>Aufgenommene spannungsabhängige Blindleistung</i>
Q_0	<i>Mvar</i>	<i>Nennblindleistung</i>
u	<i>p.u.</i>	<i>Aktuelle Klemmspannung</i>
u_n	<i>p.u.</i>	<i>Nennspannung</i>

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
		Leitungen
C'	$\frac{\mu F}{km}$	Kapazitätsbelag
G'	$\frac{S}{km}$	Ableitungsbelag
I	A	Laststrom
L'	$\frac{H}{km}$	Leiterinduktivitätsbelag
R'	$\frac{\Omega}{km}$	Ohmscher Widerstand pro Leitungslänge
S_{nat}	MVA	Natürliche Leistung
U	V	Nennspannung
\underline{Z}_w	Ω	Wellenwiderstand
		Drosseln
q_{frea}	-	Güte bei Nennfrequenz
Q_{rea}	Mvar	Aufgenommene Blindleistung der Drossel
R_{rea}	Ω	Ohmscher Widerstand der Drossel
U_n	kV	Nennspannung
X_{rea}	Ω	Reaktanz der Drossel
		Verhalten im Inselnetz
Δf	Hz	Frequenzabweichung
f_n	Hz	Nennfrequenz
Δn_{soll}	Hz	Änderung des Drehzahlsollwertes
P_i	MW	Gesamtbelastung
P_L	MW	Verbraucherleistung
P_{ni}	MW	Nennleistung eines Generators i
P_v	MW	Verlustleistung
P_{ti}	MW	Belastung eines Generators i
T_{ji}	s	Anlaufzeitkonstante eines Generators i
T_{jm}	s	Mittlere Anlaufzeitkonstante
σ	-	Gesamtstatik des Netzes
σ_i	-	Statik eines Generators
		Umsetzung
f_{alt}	Hz	Aktueller Frequenzwert
f_n	Hz	Nennfrequenz
f_{neu}	Hz	Neuer Frequenzwert
$\omega_{ref,alt}$	p.u.	Alter Frequenzsollwert
$\omega_{ref,neu}$	p.u.	Neuer Frequenzsollwert

8 Literaturverzeichnis

- [1] Wiener Netze, „Wiener Netze Kennzahlen,“ [Online]. Available: <http://www.wienernetze.at/eportal/ep/channelView.do/pageTypeId/40374/channelId/-43554>. [Zugriff am Juni 2014].
- [2] Magistrat Stadt Wien, „Wien - Lebensraum,“ [Online]. Available: <https://www.wien.gv.at/statistik/lebensraum/stadtgebiet/>. [Zugriff am 5 Mai 2014].
- [3] H. Renner, Skriptum Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, Graz, 2013.
- [4] DIgSILENT GmbH, Germany, „Synchronous Generator (TechRef ElmSym V6),“ Gomaringen, 2010.
- [5] A. Mütze, „Skriptum Elektrische Maschinen für die Antriebstechnik,“ Graz, 2012.
- [6] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [7] V. Crastan, Elektrische Energiesysteme 1, Evillard: Springer, 2012.
- [8] H. Bacher, „Skriptum Elektrische Maschinen für die Energietechnik,“ Graz, 2011.
- [9] V. Crastan, Elektrische Energiesysteme 2, Evillard: Springer, 2009.
- [10] CIGRE TASK FORCE 38.02.25, „Cigre Technical Brochure 238: Modelling of Gas Turbine and Steam Turbines in Combinend Cycle Power Plants,“ Cigre, 2002.
- [11] Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, „Skriptum Innovative Ennergietechnologien und Energieeffizienz,“ Graz, 2007.
- [12] A. Abou-Safe und G. Kettleborough, „Modeling and Calculating the In-Rush Currents,“ *Damascus Univ. Journal*, Bd. 21, Nr. 1, pp. 75-92, 2005.
- [13] Seitlinger Power Engineering GmbH, „Interner Bericht,“ Weiz, 2007.
- [14] G. Bathurst, „A Simplified Method for Estimating Voltage Dips Due to Transformer Inrush,“ Cired, Prag, 2009.

- [15] „PROTECTIVE RELAYING INFORMATION SITE,“ [Online]. Available: <http://powersystemprotectiverelaying.blogspot.co.at/2012/11/magnetizing-current-inrush-protection.html>. [Zugriff am 10.06.2014].
- [16] DIgSILENT GmbH, Germany, „General Load Model (TechRef ElmLod V4),“ Gomaringen, 2008.
- [17] DIgSILENT GmbH, Germany, „Overhead Lines Models (TechRef Overhead Lines Models),“ Gomaringen, 2011.
- [18] DIgSILENT GmbH, Germany, „Shunt Model (TechRef ElmShnt V2),“ Gomaringen, 2008.
- [19] Wien Energie Wienstrom, Wien Energie Stromnetz, „NETZAUFBAU Teil 2.1 KW-EB-Sicherung,“ 2012.
- [20] DIgSILENT GmbH, Germany, „Two-Winding Transformer (3-Phase) (TechRef),“ Gomaringen, 2007.

9 Anhang

gov_GAST2A: Gas Turbine Model

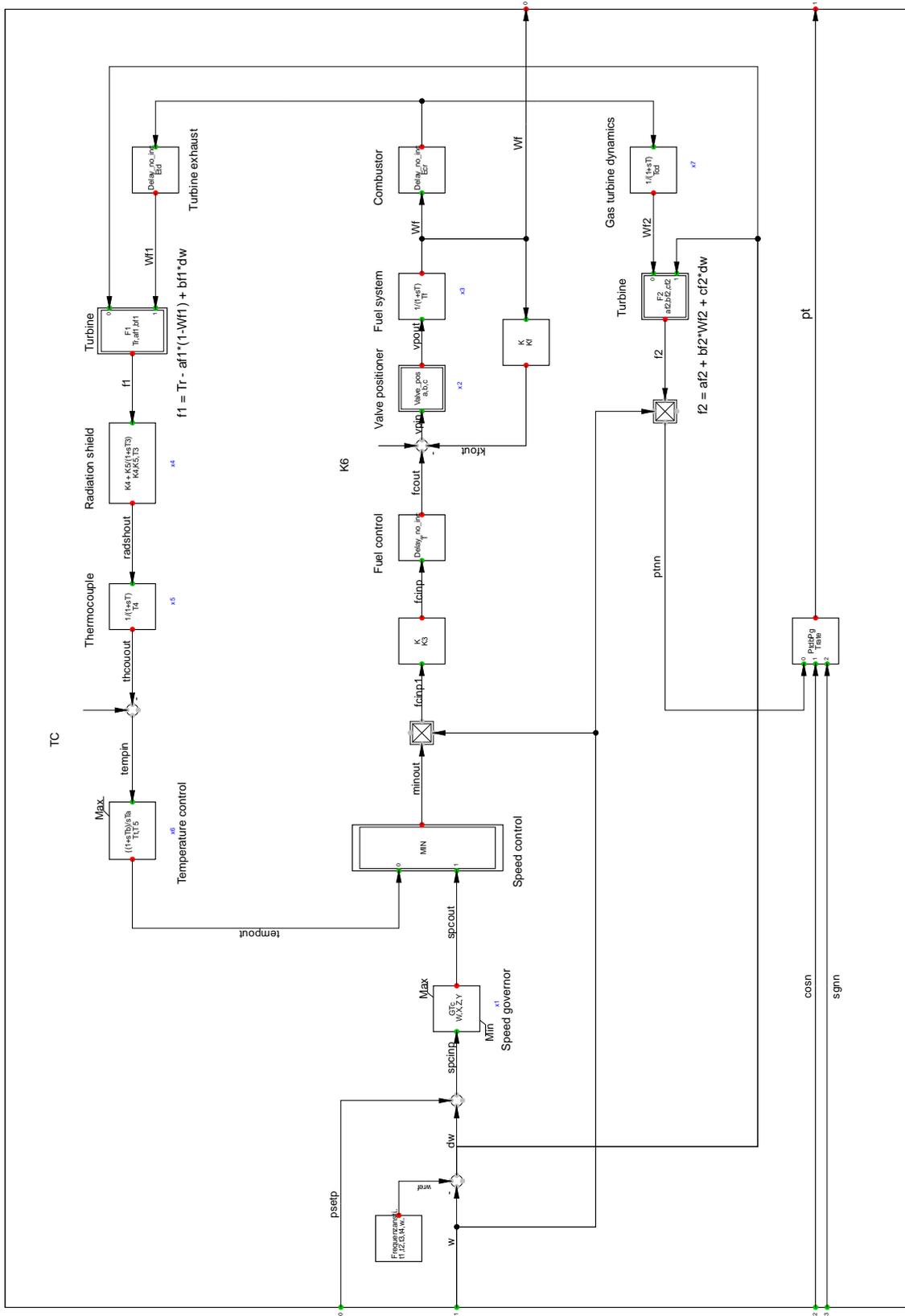


Abbildung 9.1: Turbinenregler Gaskraftwerk

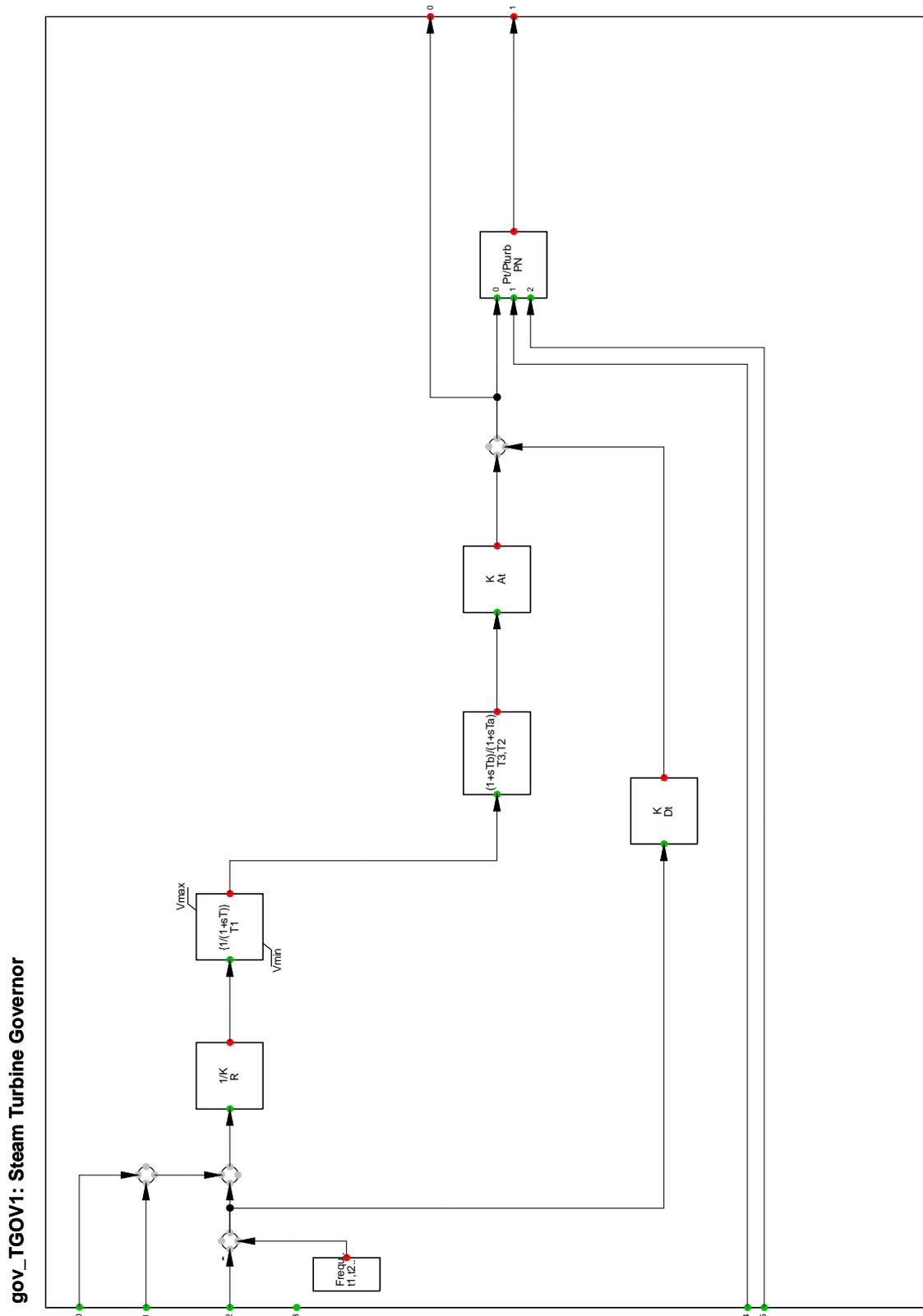


Abbildung 9.2: Turbinenregler Dampfkraftwerk

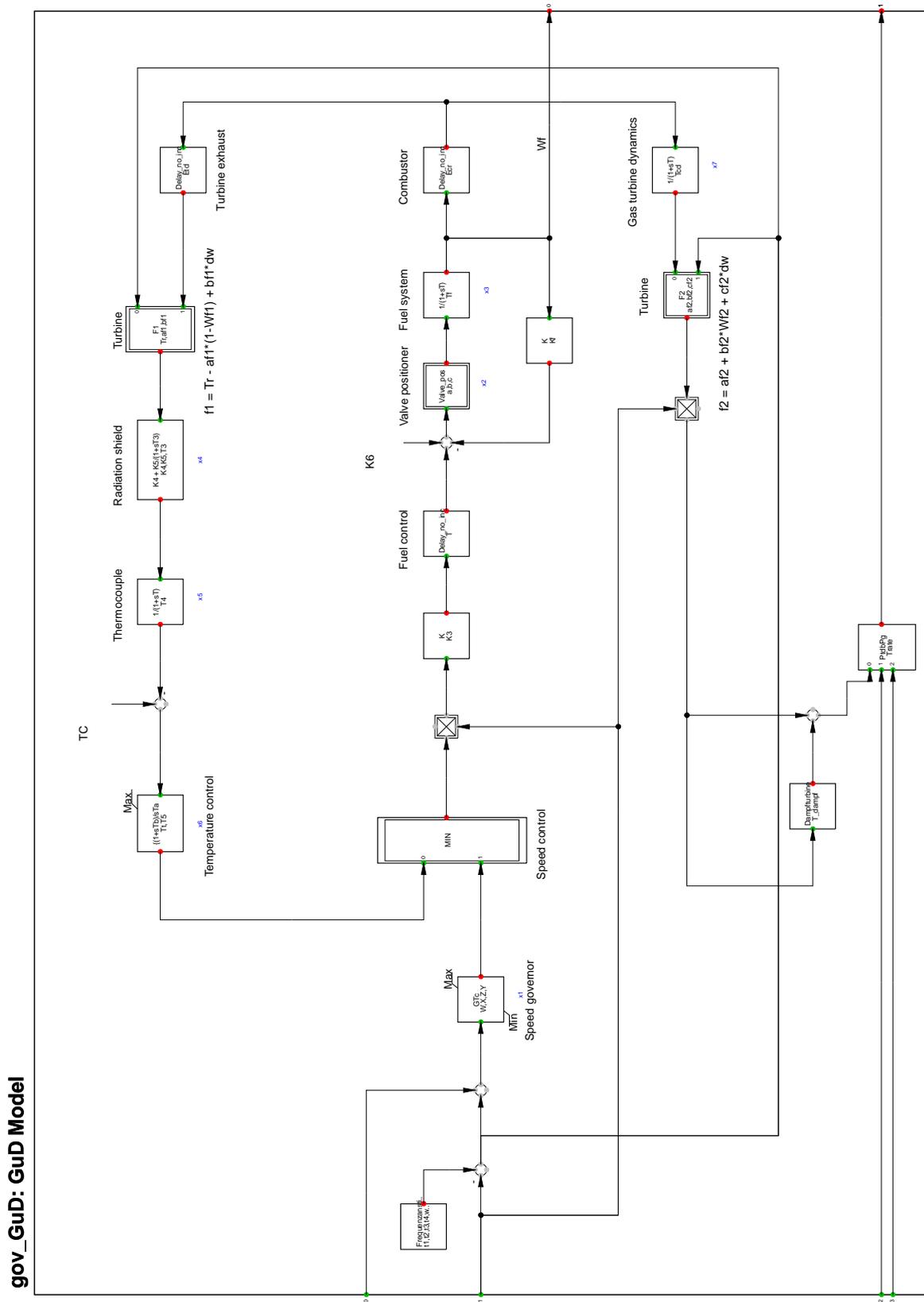


Abbildung 9.3: Turbinenregler GuD-Kraftwerk

avr_REXS1: General-purpose Rotating excitation system model

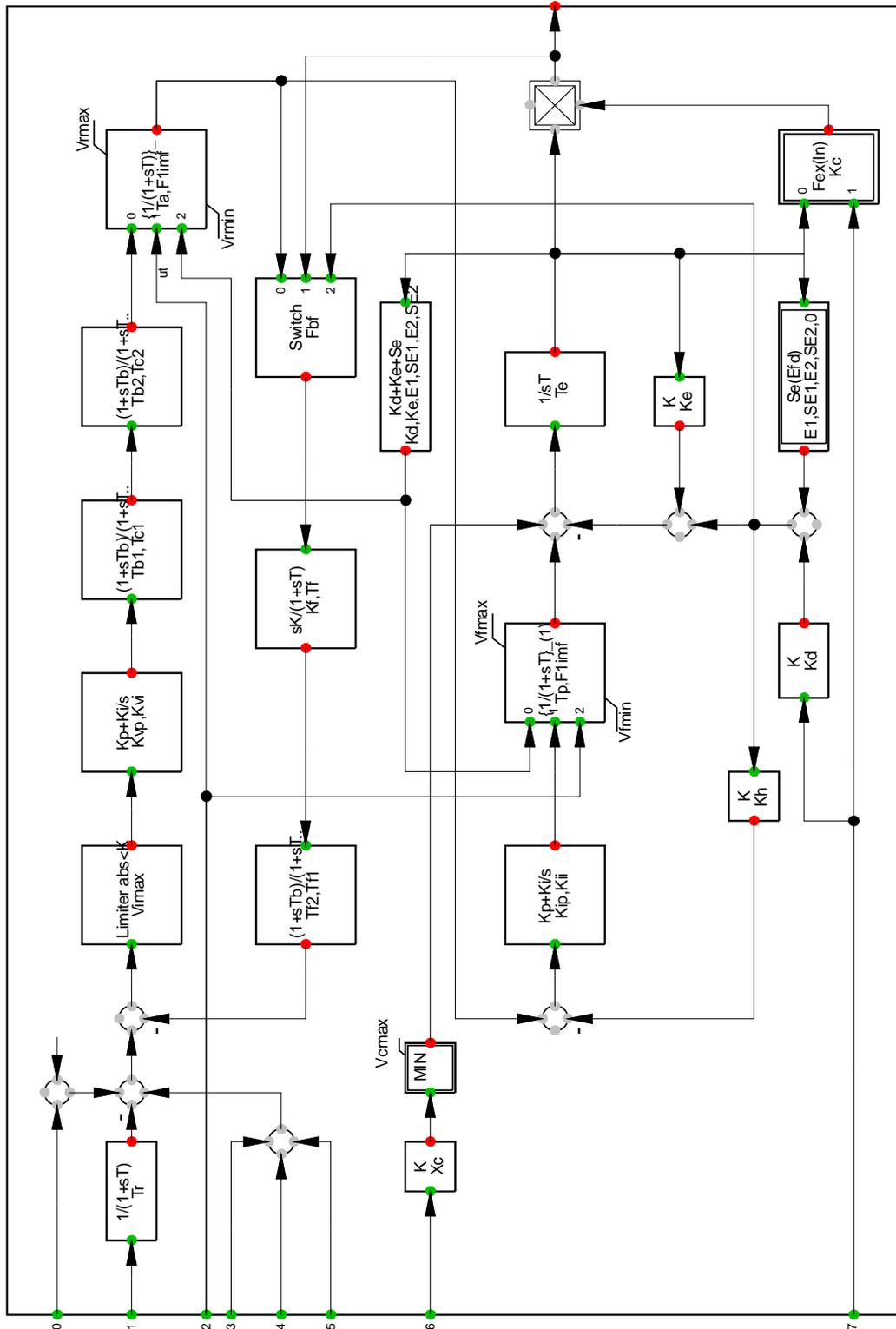


Abbildung 9.5: Spannungsregler rotierende Erregung