

Praktikum BENT 01

Modellierung und dynamische Simulation von Energieversorgungsnetzen

Die Anleitung ist von jedem Teilnehmer vor Versuchsbeginn gewissenhaft durchzuarbeiten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Grundlagen	2
3	Modelle	3
3.1	Netzmodell – Trägheit/Anlaufzeitkonstante des Netzes	3
3.2	Frequenzabhängigkeit der Last	4
3.3	Kraftwerksmodell	5
3.4	Sekundärregelung.....	9
4	Restriktionen aus der Realität.....	10
4.1	Einlassventil	10
4.2	Turbine / Kessel	10
4.3	Lastabwurf	11
5	Matlab/Simulink	12
6	Aufgaben	13
7	Anhang: Mathematische Grundlagen.....	16

1 Einleitung

Der Bedarf an elektrischer Energie, der in einem Energieversorgungssystem allein von den Verbrauchern bestimmt wird, muss jederzeit durch eine hinreichende Leistungserzeugung gedeckt werden. Die Erzeugung muss sich dabei kurzfristig der Netzbelastung anpassen, da elektrische Netze über kein nennenswertes Speichervermögen verfügen.

In diesem Versuch sollen die grundsätzlichen dynamischen Vorgänge aufgezeigt werden, die mit der Wiederherstellung eines gestörten Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch verknüpft sind und insbesondere nach Ausfall einer oder mehrerer Kraftwerkseinspeisungen ablaufen. Zum einen erfordert die Beherrschung derartiger Störsituationen wegen der wachsenden Größe der einzelnen Kraftwerksblöcke eine möglichst genaue Kenntnis der ablaufenden dynamischen Vorgänge. Zum anderen ist für die Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts genügend Leistung innerhalb weniger Sekunden nach der Störung, die sogenannte Primär- bzw. Sekundärregelleistung sowie die Minutenreserve zu aktivieren. Diese steht jedoch im Hinblick auf einen wirtschaftlich optimalen Betrieb der Kraftwerksblöcke nur in einem begrenzten Umfang zur Verfügung.

Im ersten Teil des Versuchs werden lineare Modelle für das Netz und die Kraftwerke verwendet, die mit dem Programmpaket Matlab/Simulink realisiert werden sollen. Hiermit kann die in Verbundnetzen übliche Netzkennlinienregelung simuliert werden.

Im zweiten Teil werden die Modelle durch einige in der Praxis vorhandene Randbedingungen ergänzt. Dabei wird die begrenzte Laständerungsgeschwindigkeit thermischer Kraftwerken, welche die Höhe der verfügbaren Sekundenreserve bestimmt, berücksichtigt.

2 Grundlagen

In der elektrischen Energieversorgung muss das Wirkleistungsgleichgewicht „Erzeugung = Verbrauch + Verlust“ bei sich ändernder Last stets erfüllt sein. Die Leistungsabgabe der Kraftwerke wird an den Lastbedarf angepasst, indem die Turbinen mit einer Drehzahlregelung (Primärregelung) betrieben werden. Um eine definierte Leistungsabgabe zu erreichen, muss die Turbinenregelung dabei eine zur Regelabweichung proportionale Charakteristik haben.

Um zu jeder Zeit das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und Verlusten sicherzustellen, kommen unterschiedliche „Produkte“ zur Anpassung der Erzeugungsleistung zum Einsatz. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen in ihrer Reaktionszeit und der möglichen Dauer des Bezugs. Die Primärregelleistung (Schwerpunkt dieses Versuchs) muss ohne Verzögerung sofort bis zu einer Dauer von bis zu 15 Minuten zur Verfügung stehen. Die Sekundärregelleistung und Minutenreserve weisen höhere Zeiten auf, siehe Abbildung 1:

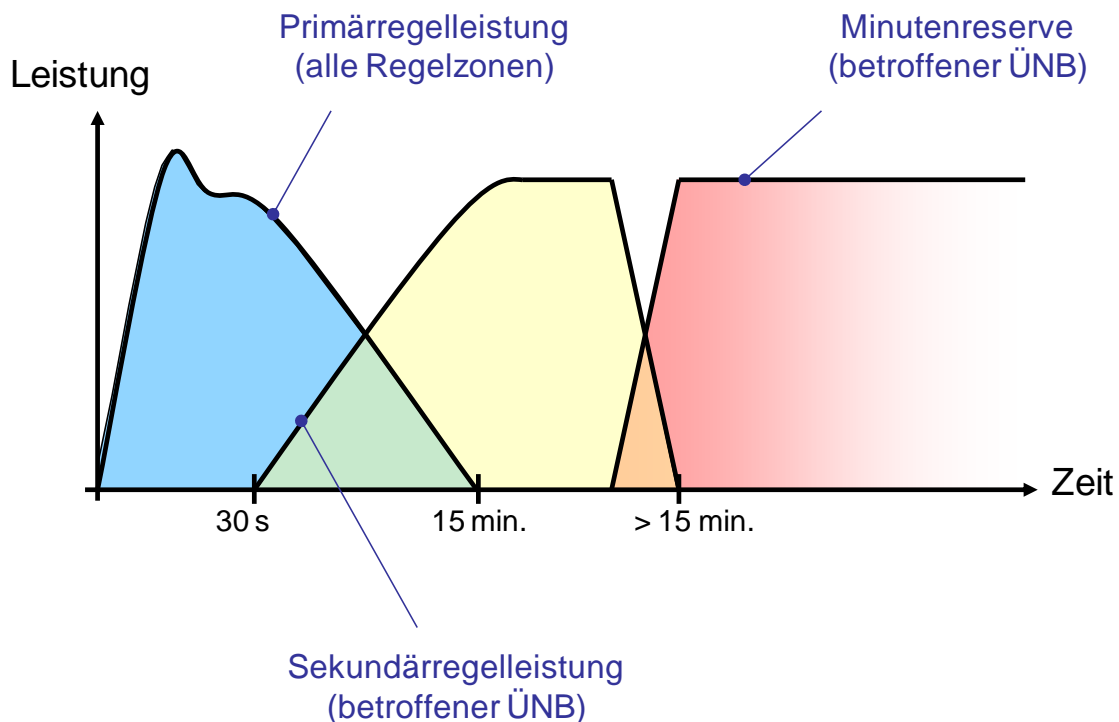


Abbildung 1: Reaktions- und Einsatzzeiten der unterschiedlichen Reserveleistungen

Aufgabe der Primärregelung ist nicht die dauerhafte Beseitigung von Leistungsungleichgewichten, sondern die Sicherstellung eines sicheren Betriebs. Daher muss sie zeitnah durch weitere Regelleistungsmaßnahmen abgelöst werden. Mögliche Ursachen für Leistungsungleichgewichte sind Lastschwankungen, Prognosefehler bei Last und regenerativer Erzeugung sowie Kraftwerksausfälle. Einfluss auf die Höhe der vorzuhaltenden Primärregelleistung haben im Wesentlichen Kraftwerksausfälle und das Lastrauschen. Prognosefehler sind überwiegend längerfristige Abweichungen und werden über Sekundär- und Minutenreserve ausgeglichen.

3 Modelle

3.1 Netzmodell – Trägheit/Anlaufzeitkonstante des Netzes

Die bekannte Netzfrequenz von $f_N = 50 \text{ Hz}$ entspricht bei 2-poligen Synchrongeneratoren genau der Drehzahl $n = 3000 \text{ min}^{-1}$, mit der die Generator-Turbosätze der Kraftwerksblöcke rotieren. An der Schwungmasse mit dem Trägheitsmoment J_T greift die Antriebsleistung der Turbinen P_T beschleunigend und die elektrische Last des Generators P_E abbremmend an. Bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last kommt es zu einer Beschleunigungsleistung:

$$P_B = P_T - P_E \quad (1)$$

Dies führt zu einer Änderung des an der Turbine wirksamen Drehmoments $M_B(t)$, somit zu einer Beschleunigung bzw. Abbremsung der Generatorwelle und damit auch zu einer Änderung der Netzfrequenz $f(t)$:

$$P_B(t) = M_B(t) \cdot \omega(t) = M_B(t) \cdot 2 \cdot \pi \cdot f(t) \quad (2)$$

Für geringe Abweichungen der Frequenz (Winkelgeschwindigkeit) vom Nennwert kann die Frequenz mit dem Nennwert angesetzt werden. Somit ergibt sich:

$$M_B(t) = \frac{P_B(t)}{\omega(t)} \approx \frac{P_B(t)}{\omega_0} \quad (3)$$

Aufgrund des Trägheitsmoments wirkt sich die Änderung des Drehmoments auf die Frequenz nur zögerlich aus:

$$M_B(t) = J_T \cdot \dot{\omega}(t) = J_T \cdot 2 \cdot \pi \cdot \dot{f}(t) \quad (4)$$

bzw.

$$\dot{f}(t) = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot J_T} \cdot M_B(t) \quad (5)$$

Durch Einsetzen von (3) in (5) ergibt sich mit (7):

$$\dot{f}(t) = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot J_T} \cdot \frac{P_B(t)}{2 \cdot \pi \cdot f_0} = \frac{1}{T_A} \cdot \frac{f_0}{P_0} \cdot P_B(t) \quad (6)$$

Hierbei beschreibt T_A die Turbinen-Anlaufzeitkonstante:

$$T_A = \frac{J_T \cdot \omega_0^2}{P_0} \quad (7)$$

Abbildung 2 zeigt das Verhalten der (auf f_0 bezogenen) Netzfrequenz auf eine Änderung der (auf P_0 bezogenen) Beschleunigungsleistung als Blockschaltbild:

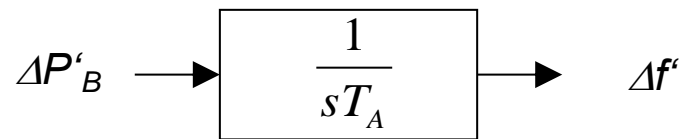


Abbildung 2: Verhalten des Netzes als Blockschaltbild

Im Folgenden sollen mehrere Kraftwerksblöcke betrachtet werden, die in ein gemeinsames Netz einspeisen. Dabei kann näherungsweise angenommen werden, dass aufgrund der elektrischen Kopplung über das Netz alle Maschinen mit gleicher Drehzahl rotieren. Somit kann für das gesamte Netz eine einheitliche Systemfrequenz angenommen werden. Dies ist gleichzusetzen mit der Modellvorstellung, dass alle im Netz befindlichen Schwungmassen synchron mit der Netzfrequenz umlaufen und zu einer äquivalenten Schwungmasse zusammengefasst werden können. An dieser Stelle greift die Gesamtbilanz aller mechanischen Antriebsleistungen der Turbinen und aller elektrischen Lasten als Beschleunigungsleistung gemäß (3) an. Für die Normierung wird in (6) als Nennleistung P_0 die Summe aller Nennleistungen der einzelnen Blöcke verwendet, die sich am Netz befinden. Als typischer Wert kann bei großen Verbundnetzen für die Anlaufkonstante des gesamten Netzes $T_A = 10 \text{ s}$ angenommen werden.

3.2 Frequenzabhängigkeit der Last

Viele Lasten zeigen ein frequenzabhängiges Verhalten ihres Wirkleistungsbedarfs. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt bei Gebläsen und rotierenden Maschinen, die direkt, also nicht über Umrichter, an das Netz gekoppelt sind.

$$\Delta P_L(t) = V_L \cdot \Delta f(t) \quad (8)$$

Die Größe V_L hängt von der Netz- bzw. Verbraucherstruktur ab.

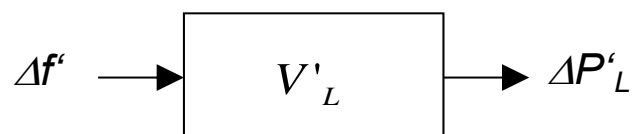


Abbildung 3: Frequenzabhängigkeit der Lasten als Blockschaltbild

3.3 Kraftwerksmodell

Abbildung 4 zeigt schematisch die Komponenten und den Aufbau eines thermischen Kraftwerks und die zugehörigen Regeleinrichtungen zur Primär- und Sekundärregelung. Die Primärregelung veranlasst bei Überfrequenz weniger und bei Unterfrequenz mehr mechanische Antriebsleistung bereitzustellen. Dies geschieht über die Öffnungsverstellung der Turbineneinlassventile, wodurch sich die Dampfmengenströme ändern. Es handelt sich also um eine Frequenzregelung, wobei dem Primärregler die Differenz aus dem am Block eingestellten Frequenzsollwert f_s und dem Istwert der Frequenz f

$$\Delta f = f_s - f \quad (9)$$

als Eingangsgröße zugeführt wird. Der Primärregler wirkt direkt auf das Turbineneinlassventil.

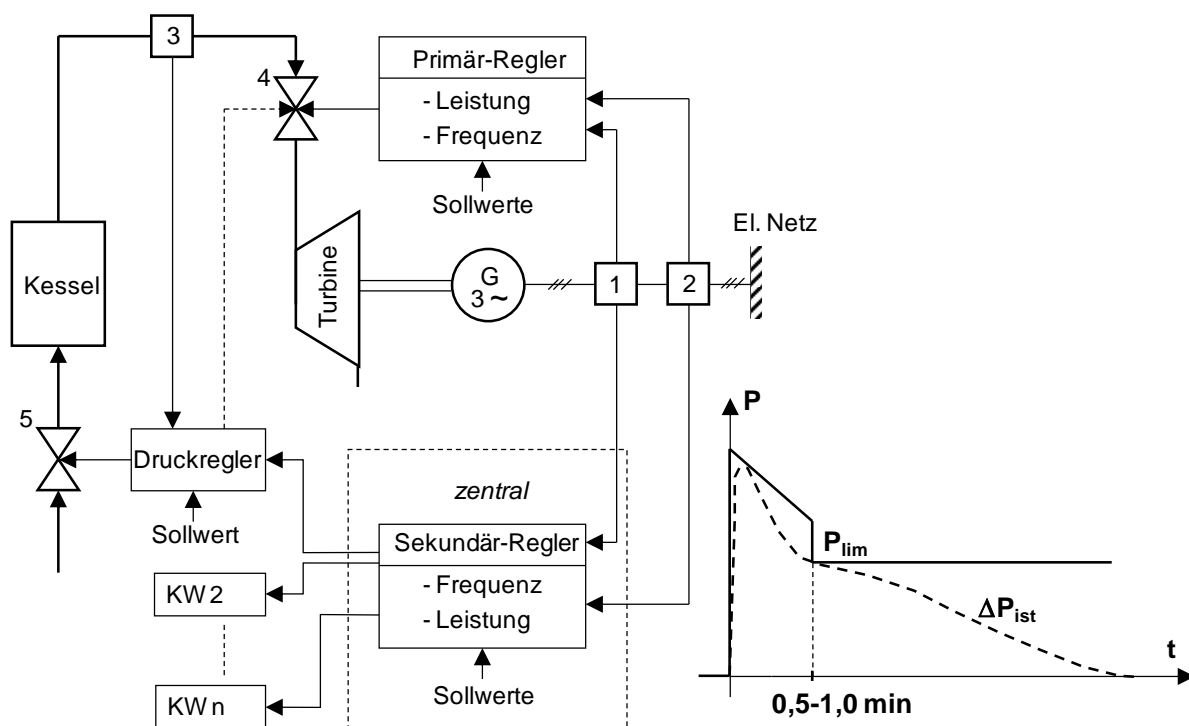


Abbildung 4: Regelschema und Blockantwort nach Sollwert-Leistungssprung für ein thermisches Kraftwerk im modifizierten Gleitdruckbetrieb

Um schnelle Reaktionszeiten der Primärregelung sicherzustellen kommen hier Proportionalglieder zum Einsatz, die allerdings eine dauerhafte Regelabweichung verursachen. Das Verhältnis zwischen der Änderung der Turbinenleistung ΔP_T und der Frequenzabweichung Δf wird als Verstärkungsfaktor V_P bezeichnet und kann für jedes an der Primärregelung beteiligte Kraftwerk angegeben werden:

$$V_P = \frac{\Delta P_T}{\Delta f} \quad (10)$$

Bei der Primärregelung handelt es sich daher um eine Proportionalregelung der Frequenz. Als Kenngröße eines Kraftwerksblocks wird die Statik s angegeben, die man aus dem Kehrwert der Verstärkung V_P durch Normieren auf die Nennfrequenz f_N und die Nennleistung P_N des Blocks erhält:

$$s = \frac{1}{V_{Pr}} \cdot \frac{P_N}{f_N} \quad (11)$$

Typische Werte für die Statik liegen im Bereich $s = 0,04 \dots 0,08$.

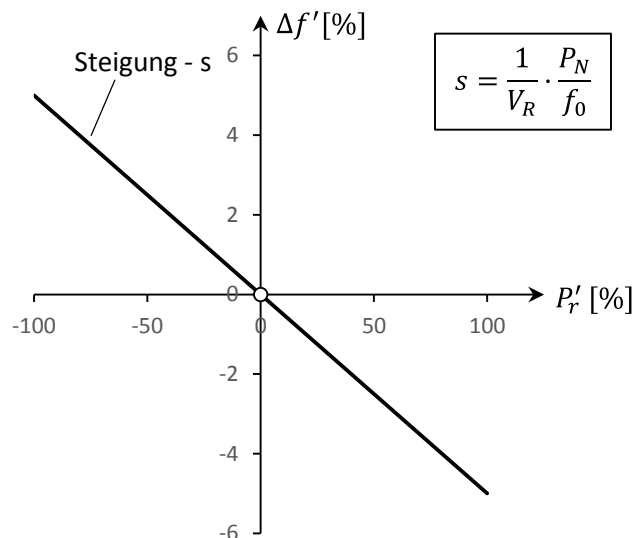


Abbildung 5: Zusammenhang zwischen Frequenzabweichung und Primärregelleistung

Neben dem Proportionalglied muss auch das Verhalten des Ventils und der Turbine berücksichtigt werden. Für die Behandlung des grundsätzlichen dynamischen Verhaltens, das in diesem Zusammenhang interessiert, genügt es von einer stark vereinfachten Form der Ventil- und Turbinenmodelle auszugehen. Das Zeitverhalten der Ventilstellung h in Abhängigkeit des Sollwertes h_s ist durch die hydraulische Ventilstellvorrichtung bestimmt. Dies wird näherungsweise durch die lineare Differentialgleichung eines Verzögerungsglieds erster Ordnung beschrieben:

$$\dot{h}(t) = \frac{1}{T_V} \cdot (\Delta f(t) - h(t)) \quad (12)$$

Für die Zeitkonstante T_V können Werte im Bereich von $T_V = 0,1 \dots 0,5$ s angenommen werden.

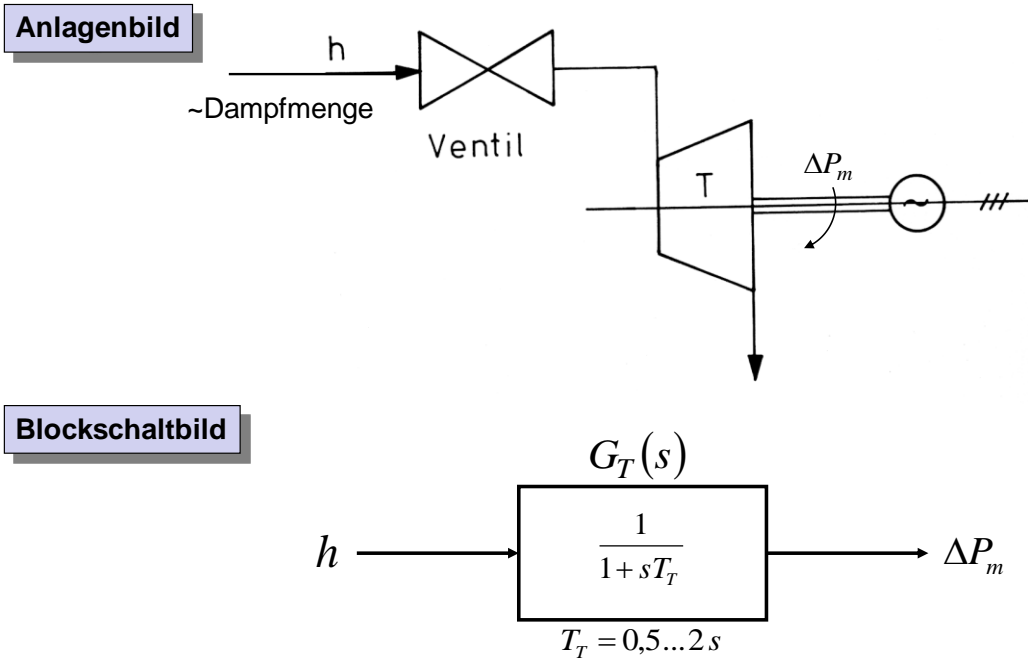


Abbildung 6: Anlagen und Blockschaltbild eines Ventils

Wegen des eingespeicherten Dampfolumens ist für die Modellierung der Turbine ein weiteres Verzögerungsglied zu berücksichtigen. Näherungsweise kann die abgegebene mechanische Antriebsleistung P_T der Turbine durch

$$P_T(t) = \frac{1}{T_T} \cdot (h(t)P_N - P_T(t)) \tag{13}$$

beschrieben werden. Die Turbinenzeitkonstante liegt im Bereich von $T_T = 0,1 \dots 0,5 \text{ sek.}$

Abbildung 7 zeigt die Zusammenführung der einzelnen Übertragungsglieder. Eingangsgröße ist hier die Frequenzabweichung und Ausgangsgröße die Änderung der Turbinenleistung.

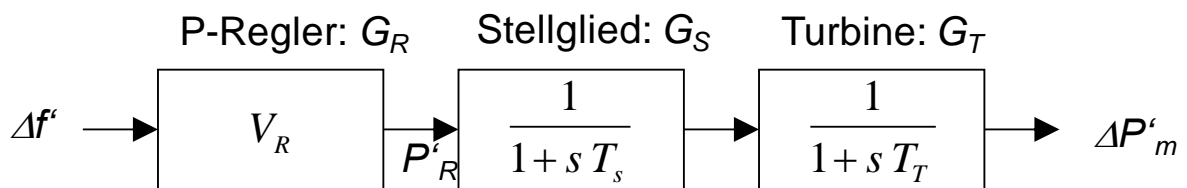
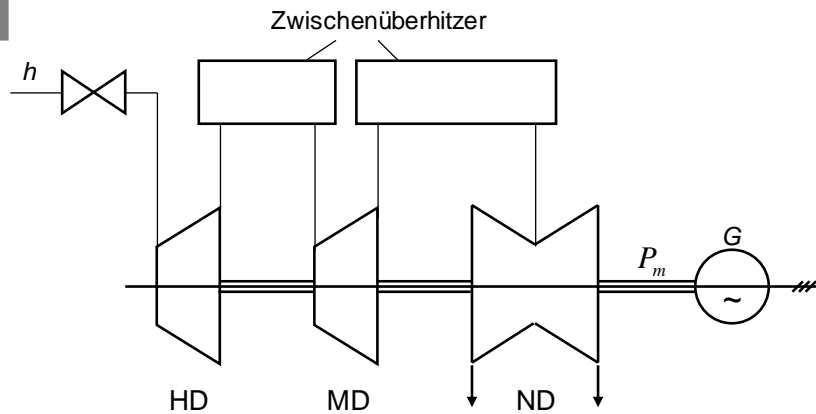


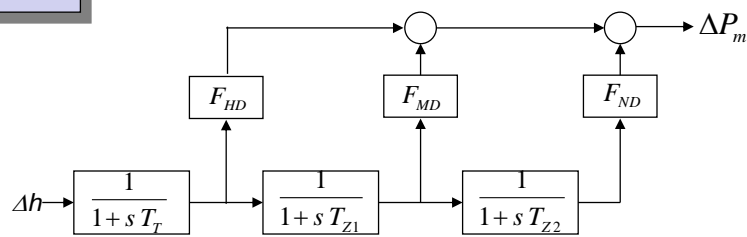
Abbildung 7: Gemeinsames Blockschaltbild von Proportionalglied, Stellglied (Ventil) und Turbine

Bei Kraftwerksblöcken mit höheren Nennleistungen kommen mehrstufige Turbinen bestehend aus Hoch-, Mittel- und Niederdruckturbinen zum Einsatz. Abbildung 8 zeigt den schematischen Aufbau und das zugehörige Blockschaltbild. Der Faktor F entspricht hierbei dem Leistungsanteil der zugehörigen Turbine.

Anlagenbild



Blockschaltbild



- $F_{HD} = 0,3$
- $F_{MD} = 0,4$
- $F_{ND} = 0,3$
- $T_T = 0,1 \dots 0,4$
- $T_{Z1} = 4 \dots 11$
- $T_{Z2} = 0,3 \dots 0,5$

Abbildung 8: Anlagen- und Blockschaltbild einer mehrstufigen Turbine

3.4 Sekundärregelung

Jede Leistungsänderung ΔP führt gemäß dem Proportionalverhalten der Primärregelung zu einer bleibenden Frequenzänderung Δf im Netz.

Ein übergeordneter Frequenzregler, sogenannter *Sekundärregler*, vergleicht ständig die Ist-Frequenz mit einem 50-Hz-Normal und setzt die Differenz Δf in eine Drehzahl Sollwert- bzw. ihr gleichwertige Wirkleistungssollwertverstellung für eine oder mehrere Regelturbinen bzw. -kraftwerke um.

Durch die Sekundärregelung stellt sich wieder die Nennfrequenz ein, außerdem wird die während der Primärregelung zunächst von allen Maschinen getragene Leistungsänderung ΔP exklusiv auf die *Regelmaschinen* verlagert, die restlichen Maschinen gleiten auf ihrer Statikkennlinie zu ihren ursprünglichen Arbeitspunkten zurück.

Der für die Sekundärregelung verantwortliche Frequenzregler ist nicht an ein bestimmtes Kraftwerk gebunden, sondern befindet sich zentral im Lastverteiler und gibt von dort über Funk oder Kabelwege den lokalen Primärreglern mehrerer Kraftwerke neue Sollwerte vor. Um dauerhaft die Frequenzabweichung zu beseitigen muss der Regler einen Integralanteil aufweisen. Abbildung 9 zeigt hierzu das Blockschaltbild eines Sekundärreglers, der auf die Brennstoffzufuhr bzw. Turbine zweier Kraftwerke wirkt.

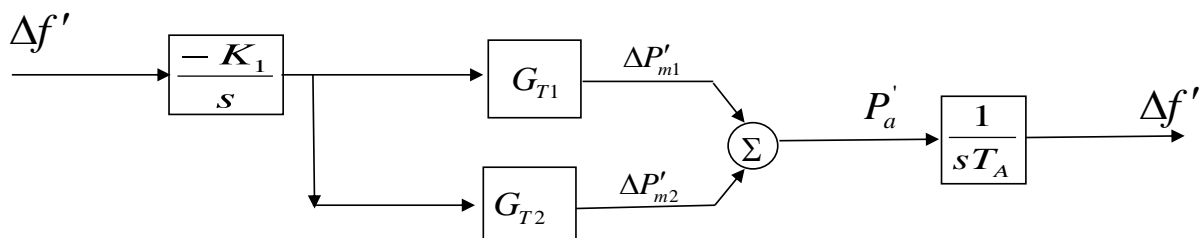


Abbildung 9: Blockschaltbild der Sekundärregelung

4 Restriktionen aus der Realität

4.1 Einlassventil

Eine in diesem Zusammenhang wesentliche Nichtlinearität ist durch die begrenzte Verstellgeschwindigkeit der Ventile gegeben. Daher ist die Differentialgleichung (9) durch die Bedingung

$$\dot{h}_{min} \leq \dot{h} \leq \dot{h}_{max} \quad (14)$$

zu erweitern.

Die Schließgeschwindigkeit der Ventile liegt bei

$$\dot{h}_{min} = -0,5 \dots - 7 \text{ s}^{-1} \quad (15)$$

die Öffnungsgeschwindigkeit ist mit

$$\dot{h}_{max} = 0,1 \dots - 2 \text{ s}^{-1} \quad (16)$$

aufgrund der Eigenschaften der hydraulischen Verstellvorrichtung wesentlich geringer.

4.2 Turbine / Kessel

Im Fall von Überfrequenz infolge einer Lastreduzierung werden in den einzelnen Kraftwerksblöcken Schutzeinrichtungen aktiviert. Diese sind jeweils auf die Anforderungen der einzelnen Blöcke abgestimmt und haben unterschiedliche Auswirkungen, deren Untersuchung über den Rahmen dieses Praktikumsversuchs hinausgeht.

Bei Lasterhöhung ist die vom Kessel maximal verfügbare Dampfmenge zu berücksichtigen, weswegen eine maximale Laständerungsgeschwindigkeit vorgegeben ist. Hierbei ist zwischen einer lang andauernden, kontinuierlich steigenden Last über mehrere Minuten und einer kurzfristigen Laststeigerung, die im Sekundenbereich wirksam wird, zu unterscheiden. Für den Sekundenbereich sollen gemäß den Empfehlungen des *TransmissionCode 2007* die Kraftwerke ein bestimmtes Maß an Sekundenreserve erhalten. Dazu ist die zusätzliche Leistung, die ein Kraftwerksblock innerhalb von 5 s nach einer Laständerung bereitstellen muss, festgelegt. Bei fossil gefeuerten Blöcken beträgt der Wert 2,5 %, bei nuklear gefeuerten Blöcken 5 % der Nennleistung. Diese maximale Leistungsänderung, ausgehend von einem stationären Zustand, ist durch

$$\Delta h_{max} = \begin{cases} \leq 0,025 \text{ fossile Feuerung} \\ \leq 0,05 \text{ nukleare Feuerung} \end{cases} \quad (17)$$

in dem Modell zu berücksichtigen.

Wegen der maximalen Geschwindigkeit einer Leistungsänderung der Blöcke im Sekundenbereich ist ferner

$$\dot{h}_{\max} = \begin{cases} \leq 0,005 \text{ s}^{-1} & \text{fossile Feuerung} \\ \leq 0,01 \text{ s}^{-1} & \text{nukleare Feuerung} \end{cases} \quad (18)$$

einzuhalten.

4.3 Lastabwurf

Um größeren Frequenzeinbrüchen, die nur für abgetrennte Teilnetze zu erwarten sind, entgegenzuwirken, ist ein frequenzabhängiger Lastabwurf vorgesehen. Wegen auftretender Resonanzen in den Turbinen ist ein Dauerbetrieb unter Last bei größeren Abweichungen von der Nennfrequenz nicht zulässig. Damit nach größeren Störungen ein Leistungsgleichgewicht bei Nennfrequenz wiederhergestellt werden kann, ist folgender *5-Stufen-Plan* im *Transmission Code 2007* vorgesehen:

Stufe 1	49,8 Hz	Alarmierung des Personals, Einsatz der noch nicht mobilisierten Kraftwerksleistung
Stufe 2	49,0 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15 % der Netzlast
Stufe 3	48,7 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15 % der Netzlast
Stufe 4	48,4 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 15 - 20 % der Netzlast
Stufe 5	47,5 Hz	Abtrennen der Kraftwerke vom Netz

Einige Auswirkungen dieses 5-Stufen-Plans auf das dynamische Verhalten sollen anhand von Beispielen simuliert werden.

5 Matlab/Simulink

Die Simulation läuft mit in Matlab/Simulink erstellten Modellen. Auf einem PC werden mittels numerischer Integrationsverfahren die zeitlichen Verläufe der interessierenden Größen berechnet.

Die Modelle für Kraftwerke, Netz und Lasten werden dabei aus einzelnen Teilblöcken grafisch zusammengesetzt. Die erforderlichen Teilblöcke sind in eine Modellbibliothek integriert und müssen entsprechend den einzelnen Aufgabenstellungen zusammengefügt werden. Abbildung 10 zeigt eine Auswahl benötigter Simulink-Blöcke:

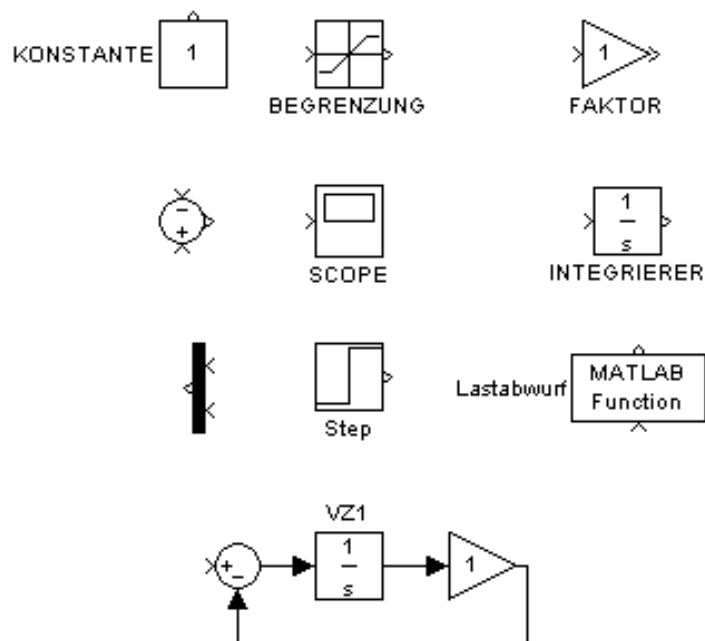


Abbildung 10: Auswahl benötigter Simulink-Blöcke

6 Aufgaben

Die folgenden Aufgaben sind vor Versuchsbeginn selbständig zu bearbeiten.

Aufgabe 1

Beschreiben Sie stichwortartig die Vorgänge innerhalb eines elektrischen Energieübertragungssystems beim Auftreten eines Lastsprungs mit anschließendem Eingreifen der Primärregelung der Kraftwerke.

Aufgabe 2

Zeichnen Sie jeweils ein Blockschaltbild für das Verhalten des Netzes, den Selbstregelleffekt der Lasten sowie die Primär- und Sekundärregelung der Kraftwerke. Beschreiben Sie die einzelnen Elemente und kennzeichnen Sie die Ein- und Ausgangsgrößen.

Aufgabe 3

Das Trägheitsmoment eines Generator-Turbinensatzes mit einer Nennleistung von $P_N = 330\text{MW}$ beträgt $J_T = 80 \cdot 10^3 \text{kg} \cdot \text{m}^2$. Berechnen Sie die Anlaufzeitkonstante

$$T_A = \frac{J_T \cdot \omega_0^2}{P_0}.$$

Aufgabe 4

Der Block wurde mit Nennleistung betrieben. Durch einen Fehler muss der Block vom Netz getrennt werden. Als alleinige Restlast des Generators verbleibt der Eigenbedarf der Kraftwerks von $P_E = 0.05 \cdot P_N$. Berechnen Sie den Frequenztransit $\dot{f}(t)$ im Augenblick der Netztrennung.

Die Folgenden Aufgabeteile sind im Simulationsprogramm Matlab/Simulink durchzuführen und die Ergebnisse in einem Praktikumsbericht zu dokumentieren.

Als Simulationszeit sind 50 s, als Schrittweite 0,05 s zu wählen.

Aufgabe 5

Erstellen Sie ein Blockschaltbild, das die Trägheit des Netzes abbildet, und simulieren Sie einen Lastsprung.

- Wie wirkt sich dies auf die Frequenz des Netzes aus?
- Variieren Sie die Anlaufzeitkonstante des Netzes. Welchen Einfluss hat dies auf den Frequenzverlauf?

Aufgabe 6

Ergänzen Sie das Modell aus Aufgabe 5 um den Selbstregeleffekt des Netzes. Wie ändert sich der Frequenzverlauf? Führen Sie einige Parametervariationen sowohl der Anlaufzeitkonstante des Netzes als auch des Verstärkungsfaktors des Selbstregeleffekts durch. Vergleichen Sie die verschiedenen Frequenzverläufe miteinander.

Aufgabe 7

Erweitern Sie das Modell um einen Kraftwerksblock mit Primärregelung und führen Sie wiederum einen Lastsprung durch. Beschreiben Sie den Verlauf der Frequenzänderung.

Aufgabe 8

Fügen Sie einen weiteren Kraftwerksblock in das Modell ein. Simulieren Sie den Frequenzverlauf nach einem Lastsprung, wenn

- a) nur ein Kraftwerksblock geregelt wird
- b) sich beide Kraftwerke an der Frequenzregelung beteiligen

Aufgabe 9

Fügen Sie nun einen Sekundärregler in das Modell der vorangegangenen Aufgaben ein. Führen Sie einige Parametervariationen durch und vergleichen Sie die entsprechenden Verläufe der Frequenz und der Primär- und Sekundärregelleistungen miteinander. Untersuchen Sie die Leistungsverläufe der Kraftwerke, wenn beide bzw. nur ein Kraftwerk an der Sekundärregelung beteiligt ist.

Aufgabe 10: Zusatzaufgabe

Realisieren Sie eine Lastabwurf-Funktion gemäß dem 5-Stufen-Plan. Interpretieren Sie die Ergebnisse für verschiedene Lastsprünge.

Hinweis: Benutzen Sie zur Implementierung des Lastabwurfs den folgenden Funktionsblock:

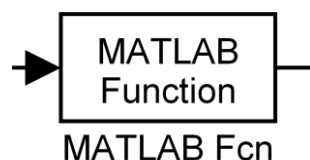


Tabelle 1: Simulationsparameter

Regler	Statik $\sigma = 0,05$ Frequenzsollwert $\sigma = 0,05$ Sekundärregler: $K_I = 12 \frac{MW}{s \cdot Hz}$
Ventil	Ventilzeitkonstante $T_V = 0,2$ Anfangsstellung des Ventils $H_0 = 0,8$
Turbine	Nennleistung $P_N = 330 \text{ MW}$ Leistung im stationären Zustand $P_{T0} = 264 \text{ MW}$ Turbinenzeitkonstante $T_T = 0,2 \text{ sek}$
Netz	Nennleistung $P_N = 330 \text{ MW}$ Anlaufzeitkonstante $T_A = 6 \text{ sek}$
Last	Last im stationären Zustand $P_{L0} = 264 \text{ MW}$ Lastsprung $\Delta P_{L0} = 40 \text{ MW}$ Zeitpunkt des Lastsprungs $T_L = 1 \text{ sek}$ Frequenzabhängigkeit $V_L = 0,5$

7 Anhang: Mathematische Grundlagen

Das Verhalten linearer, zeitinvarianter Systeme kann mit Hilfe einer Übertragungsfunktion beschrieben werden. Die Übertragungsfunktion kann durch eine Laplace-Transformation der Differentialgleichung, die ebenfalls das Verhalten des Systems beschreibt, gebildet werden. Die Differentialgleichung beschreibt das Verhalten des Systems im Zeitbereich, die Übertragungsfunktion das Verhalten im Frequenz- bzw. Bildbereich.

Das Verhalten der Differentialgleichung (19) kann, wenn alle Koeffizienten bekannt sind, als Übertragungsfunktion dargestellt werden:

$$y^{(n)} + \dots + a_1 y^{(1)} + a_0 y = b_m u^{(m)} + \dots + b_1 u^{(1)} + b_0 u \quad (19)$$

Für die Anfangsbedingungen $y^{(i)}(0) = 0$ für alle $0 \leq i \leq n$ lautet die Übertragungsfunktion:

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{b_m s^m + \dots + b_1 s + b_0}{s^n + \dots + a_1 s + a_0} \quad (20)$$

Wichtige Übertragungsglieder:

P-Glied	$y(t) = K \cdot (u(t))$	$G(s) = K$	(21)
---------	-------------------------	------------	------

PT1-Glied	$T \cdot \dot{y}(t) + y(t) = K \cdot (u(t))$	$G(s) = \frac{K}{1 + T \cdot s}$	(22)
-----------	--	----------------------------------	------

PT2-Glied	$T^2 \cdot \ddot{y}(t) + 2dT \cdot \dot{y}(t) + y(t) = K \cdot (u(t))$	$G(s) = \frac{K}{1 + 2dT \cdot s + T^2 \cdot s^2}$	(23)
-----------	--	--	------

I-Glied	$\dot{y}(t) = K \cdot (u(t))$	$G(s) = \frac{K}{s}$	(24)
---------	-------------------------------	----------------------	------