

Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausgleich elektrischer Leistungsschwankungen

Von der Fakultät Energietechnik
der Universität Stuttgart zur Erlangung
der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von
Bernhard Meerbeck
aus Aachen

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. E. Welfonder

Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. H. Bach

Tag der mündlichen Prüfung: 02.07.2001

Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart

2001

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart.

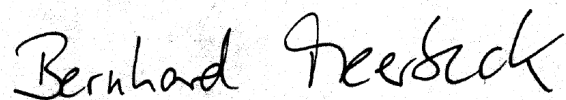
Herrn Professor Dr.-Ing. Welfonder danke ich für die wohlwollende Förderung der Arbeit und die Übernahme des Hauptberichtes. Von den fruchtbaren Diskussionen mit ihm, seiner praxisorientierten Ausrichtung und seinem konstruktiv ausgeübten Druck, komplexe Zusammenhänge graphisch zu veranschaulichen, habe ich nachhaltig profitiert.

Herrn Professor Dr.-Ing. Bach danke ich für die Bereitschaft, den Mitbericht zu übernehmen.

Für die schöne Zeit in der Abteilung und die hervorragende fachliche Zusammenarbeit bedanke ich mich bei allen Kolleginnen, Kollegen und Studierenden; insbesondere bei Renate Klein, Robert Gwinner, Dr.-Ing. Peter Hönig und Dr.-Ing. Klaus Wendelberger.

Schließlich bedanke ich mich bei der Stiftung „Energieforschung Baden-Württemberg“ für die finanzielle Förderung meiner Arbeit.

Offenbach, im Dezember 2001

The image shows a handwritten signature in black ink on a light-colored background. The signature is written in a cursive, slightly slanted style and reads "Bernhard Teerbeck".

Inhalt

INHALTSVERZEICHNIS	iv
LISTE VERWENDETER FORMELZEICHEN	vii
1 EINLEITUNG	1
2 NICHTLINEARES MODELL DER HEIZNETZDYNAMIK	5
2.1 Generelle Betrachtungen zum Betrieb von Heiznetzen	5
2.2 Betrachtetes Heiznetz	6
2.3 Vereinfachte Modellstruktur	8
2.4 Validierung des Heiznetz-dynamikmodells	13
2.4.1 Überprüfung des Moduls „Heiznetzleitung“	13
2.4.2 Überprüfung des Moduls „Fernwärmeverbraucher“	16
2.4.3 Zugrunde gelegter Messdatensatz	17
2.4.4 Gegenüberstellung gemessener und berechneter Heiznetzverläufe	20
2.5 Verhalten des Heizkraftwerksblockes bei einer vorübergehenden Deaktivierung der Fernwärmeversorgung	25
2.5.1 Vorstellung des Heizkraftwerksblockes	25
2.5.2 Stellorgane für die dynamische Änderung der Fernwärmeauskopplung	27
2.5.3 Erzielbare elektrische Zusatzleistung und Vorlauf-temperatur am HKW 1	28
2.5.4 Resultierende Absenkung der Vorlauf-temperatur	32
2.6 Regelverhalten des Heiznetzes bei einer vorübergehenden Deaktivierung der Fernwärmeversorgung	33
2.6.1 Fiktiver Fall 1: Ohne Raumtemperatur- und Differenzdruckregelung	34
2.6.2 Fiktiver Fall 2: Mit Raumtemperatur-, jedoch ohne Differenzdruckregelung	36
2.6.3 Realistischer Fall 3: Mit Raumtemperatur- und Differenzdruckregelung	38
3 ERWEITERUNG DES MODELLGESTÜTZTEN BLOCKFÜHRUNGSKONZEPTES	42
3.1 Einführung	42
3.2 Vereinfachtes Kraftwerksdynamikmodell	45
3.2.1 Modellstruktur	45
3.2.2 Vorgabe der stationären Parameter	48
3.2.3 Vorgabe der dynamischen Parameter	49
3.3 Berechnung der stationären Stellgrößenanteile	53

3.4 Berechnung der dynamischen Stellgrößenanteile	53
3.4.1 Leistungserhöhung durch Turbinenventil und Dampferzeuger (Maßnahmen 2 und 1)	54
3.4.2 Leistungserhöhung durch Reduzierung der Fernwärmeauskopplung (Maßnahme 4)	58
3.4.3 Leistungserhöhung durch Turbinenventil, Dampferzeuger und Reduzierung der Fernwärmeauskopplung (Maßnahmen 1,2 und 4)	60
3.5 Verhalten des Kraftwerksblocks bei einer rampenförmigen Soll-Leistungserhöhung	60
3.6 Funktionsweise der unterlagerten Prozessregelung bei Störungen der Dampferzeugung	63
3.6.1 Auswirkungen einer -3%igen Brennstoffstörung	65
3.6.2 Einfluss einer zu trägen Dampferzeugerdynamik	67
3.7 Fazit	69
4 TEST DES REGELKONZEPTES UNTER REALISTISCHEN NETZBEDINGUNGEN	70
4.1 Netzdynamik-Modell mit einem Ersatz-Kraftwerksblock	70
4.1.1 Summarischer Ersatz-Kraftwerksblock	71
4.1.2 Ungeregeltes Netz	72
4.1.3 Regeleinrichtungen	73
4.2 Test des Regelkonzeptes bezüglich des Ausregelns von Netzstörungen => Verbraucherleistungsstörung im Verbundnetz	77
4.3 Netzdynamik-Modell mit zwei Ersatz-Kraftwerksblöcken => Verbraucherstörung im großen Restverbundnetz	81
4.4 Test des Regelkonzeptes bezüglich der Ausregelung von Übergabe-Leistungsspitzen => Verbraucherleistungsstörung im kleinen Teilnetz 2	86
4.4.1 Verbundbetrieb ohne Inanspruchnahme des Testblockes zur Regelung der Übergabeleistung	86
4.4.2 Verbundbetrieb mit Inanspruchnahme des Testblockes zur Regelung der Übergabeleistung	89
5 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	92
6 LITERATUR	94

7 ANHANG	99
A DYNAMISCHE MODELLIERUNG DER ROHRLEITUNGEN	100
A.1 Temperaturdynamik	100
A.1.1 Energiebilanz für das Heiznetzwasser	100
A.1.2 Energiebilanz für die Rohrwand	101
A.2 Druckdynamik	102
A.2.1 Massenbilanz für das Heiznetzwasser	102
A.2.2 Impulsbilanz für das Heiznetzwasser	103
A.3 Teilsystem Rohrleitung	104
A.4 Berechnung der Temperaturdynamik	105
A.4.1 Berechnung der Wandtemperatur	105
A.4.2 Berechnung der Heiznetzwassertemperatur	105
A.4.3 Anpassung der Zeitschrittweite bei der Temperaturberechnung	106
A.4.4 Temperaturberechnung an Rohrverzweigungen	108
A.5 Berechnung der Druckdynamik	109
A.5.1 Numerische Modifizierung der Schallgeschwindigkeit	110
A.5.2 Vereinfachte Berechnung mit zeitlich konstantem Rücklaufdruckprofil	112
B DYNAMISCHE MODELLIERUNG DER WÄRMEVERBRAUCHER	114
B.1 Modellgleichungen	115
B.1.1 Energiebilanz der Raumlufte	115
B.1.2 Energiebilanz des Heizkörpers	115
B.1.3 Energiebilanz der Hausaußenwand	116
B.1.4 Energiebilanz der Hausinnenwand	116
B.2 Teilsystem Wärmeverbraucher	117
C UNEMPFINDLICHKEIT DES MODELLGESTÜTZTEN BLOCKREGEL- KONZEPTEES GEGENÜBER PARAMETERSCHWANKUNGEN	118
C.1 Einfluss einer zu hohen Dampfspeicherdynamik	118
C.2 Einfluss einer zu trägen Zwischenüberhitzerdynamik	120
C.3 Einfluss einer zu trägen Entnahmeventildynamik	120
C.4 Einfluss einer zu hohen Dynamik des Heizkondensators	123

Liste verwendeter Formelzeichen

1. Häufig verwendete Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FD	Frischdampf
HD	Hochdruck
HDVW	Hochdruckvorwärmer
Heiko	Heizkondensator
HKW	Heizkraftwerk
ND	Niederdruck
NDVW	Niederdruckvorwärmer
NEP	Netzendpunkt
ZÜ	Zwischenüberhitzer

2. Verwendete Indizes

Index	Bedeutung
dyn	dynamischer Sollwertanteil
fehl	durch die Androsselung nicht aufzubringend
pr	primärgeregelt
R	Korrekturanteil Regler
sec	sekundärgeregelt
Soll	(berechneter) Sollwert
unb	unbegrenzt
w	Führungsgröße
Z	Störung
Ziel	(vorgegebener) Zielwert

3. Weitere verwendete Zeichen

Zeichen	Bedeutung	Beispiel
*	bezogen auf Nennwert	$X^* = X/X_{\text{Nenn}}$
Δ	Differenz	$\Delta P_G = P_G(t) - P_G(t=0)$
$\hat{}$	modellgestützt berechnet	$\hat{P}_{G,\text{Soll}}$

4. Verwendete Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
α_{ENT}	Leistungsanteil Entnahme	[-]
α_{HD}	Leistungsanteil Hochdruckturbine	[-]
α_{ND}	Leistungsanteil Niederdruckturbine	[-]
α_{NDVW}	Leistungsanteil Niederdruckvorwärmer	[-]
α_{VW}	Leistungsanteil Vorwärmer	[-]
β_{HDVW}	Massenanteil Hochdruckvorwärmer	[-]
β_{NDVW}	Massenanteil Niederdruckvorwärmer	[-]
β_{SPW}	Massenanteil Speisewasserbehälter	[-]
δ_f	Netzstatik	[-]
δ_n	Drehzahleinfluss	[-]
$G_{BÜ}$	Übertragungsfunktion Brennstoffansteuerung	[-]
$G_{HK,m}$	Übertragungsfunktion Heizkondensator	[-]
G_n	Übertragungsfunktion Turbosatz	[-]
$G_{T,ZÜ}$	Übertragungsfunktion Turbine/ZÜ	[-]
h_{HK}	umgerechnete Enthalpie Heizkondensator	[kJ/kg]
J_{rot}	Massenträgheitsmoment Turbosatz	[Nms ²]
k_{pf}	Verbraucherselbstregelleffekt	[%/%]
h_{ENT}	Enthalpie Entnahme	[kJ/kg]
$k_{P,\dot{Q}}$	Umrechnung P -> \dot{Q}_H	[-]
\dot{m}_B	Brennstoffmassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_{Anz}	Anzapfmassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_D	Dampferzeugermassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_{FD}	Frischdampfmassenstrom	[kg/s]
M_G	Generatormoment	[Nm]
m_{HK}	Heizkondensatormasse	[kg]
\dot{m}_H	wasserseitiger Heiznetzmassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_{HK}	dampfseitiger Heizkondensatormassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_{HKW}	Austrittsmassenstrom HKW	[kg/s]
\dot{m}_{Kond}	Kondensatmassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_{NDVW}	Niederdruckvorwärmermassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_{SW}	Speisewassermassenstrom	[kg/s]
\dot{m}_T	Turbinenmassenstrom	[kg/s]

M_T	Turbinenmoment	[Nm]
n	Drehzahl	[min ⁻¹]
P_A	Austauschleistung	[MW]
P_B	Beschleunigungsanteil der Leistung	[MW]
p_{FD}	Frischdampfdruck	[bar]
P_G	Generatorleistung	[MW]
P_{HD}	HD-Turbinenleistung	[MW]
P_N	Netz-Nennleistung	[MW]
P_{ND}	ND-Turbinenleistung	[MW]
P_T	Turbinenleistung	[MW]
$P_{\dot{U}}$	Übergabeleistung	[MW]
P_V	Verbraucherleistung	[MW]
P_Z	Leistungsstörung	[MW]
\dot{Q}_{DE}	Dampferzeugerleistung	[MW]
\dot{Q}_H	Fernwärmeleistung	[MW] bzw. [MJ/s]
\dot{Q}_{HK}	Wärmeleistung eines Heizkondensators	[MW] bzw. [MJ/s]
$\dot{Q}_{\dot{U}}$	aus $P_{\dot{U}}$ berechnete Fernwärmeleistung	[MW] bzw. [MJ/s]
\dot{Q}_V	Anschlussleistung Verbraucher	[MW] bzw. [MJ/s]
\dot{Q}_{Verb}	Fernwärmebedarf	[MW] bzw. [MJ/s]
ϑ_a	Aussentemperatur	[°C]
ϑ_{HKW}	Austrittstemperatur HKW	[°C]
ϑ_{VL}	Vorlauftemperatur Heiznetz	[°C]
ϑ_R	Raumtemperatur	[°C]
ϑ_{RL}	Rücklauftemperatur Heiznetz	[°C]
T_1	numerische Zeitkonstante	[s]
T_{AG}	Zeitkonstante Turbosatzschwingmasse	[s]
T_{an}	Anlaufzeitkonstante elektrisches Netz	[s]
T_{DE}	Zeitkonstante Dampferzeuger	[s]
T_{ENT}	Zeitkonstante Entnahme	[s]
$T_{HD,Z\ddot{U}}$	Zeitkonstante HD/ZÜ	[s]
T_{HK}	Zeitkonstante Heizkondensator	[s]
t_{Li}	ortsabhängige Laufzeit	[s]
T_N	Nachstellzeit Sekundärregler	[s]
T_{NDVW}	Zeitkonstante Niederdruckvorwärmer	[s]

T_{SP}	Zeitkonstante Dampferspeicher	[s]
T_{SPW}	Zeitkonstante Speisewasserbehälter	[s]
$T_{ZÜ}$	Zeitkonstante Zwischenüberhitzer	[s]
y_T	Turbinenandrosselung	[%]

1 Einleitung

Trotz der weltweiten Deregulierung der Energiemärkte muss die Versorgungssicherheit der elektrischen Netze bei plötzlichen Leistungsdefiziten weiterhin gewährleistet werden. Solche Leistungsdefizite entstehen zum einen durch netzseitige Störungen, wie zum Beispiel Kraftwerksausfälle oder Teilnetzabtrennungen bei Verbundbetrieb, zum anderen durch das Auftreten vorübergehender Lastspitzen. Um diese Leistungsdefizite möglichst umgehend ausgleichen zu können, muss in den Kraftwerken Sofortreserveleistung vorgehalten werden, die innerhalb weniger Sekunden aktivierbar ist. Dies ist insbesondere bei Dampfkraftwerksblöcken erforderlich, die ihre Leistung im Vergleich zu der schnellen Netzdynamik nur langsam erhöhen können, weil der Energiewandlungsprozess in Dampferzeugern sehr träge abläuft.

Zudem besteht insbesondere bei regionalen und kommunalen Energieversorgungsunternehmen (EVUs) das Problem, den Maximalwert der von einem anderen EVU bezogenen Übergabeleistung einzuhalten. Überschreitet nämlich diese über einen bestimmten Zeitraum - z. B. von 15min - gemittelte Übergabeleistung den vertraglich vereinbarten Maximalbetrag mehrmals im Jahr, so steigt der zu zahlende Leistungspreis sprunghaft an. Es ist daher ebenfalls zu untersuchen, inwieweit durch die vorübergehende Reduzierung der Fernwärmeauskopplung die Leistungsbezugsmittelwerte, z. B. kurz vor Ablauf eines 15min-Zeittaktes, unter den vorgegebenen Maximalwert gedrückt werden können.

Die grundsätzlichen Maßnahmen zur Leistungserhöhung von Dampfkraftwerken sind in Bild 1.1 dargestellt.

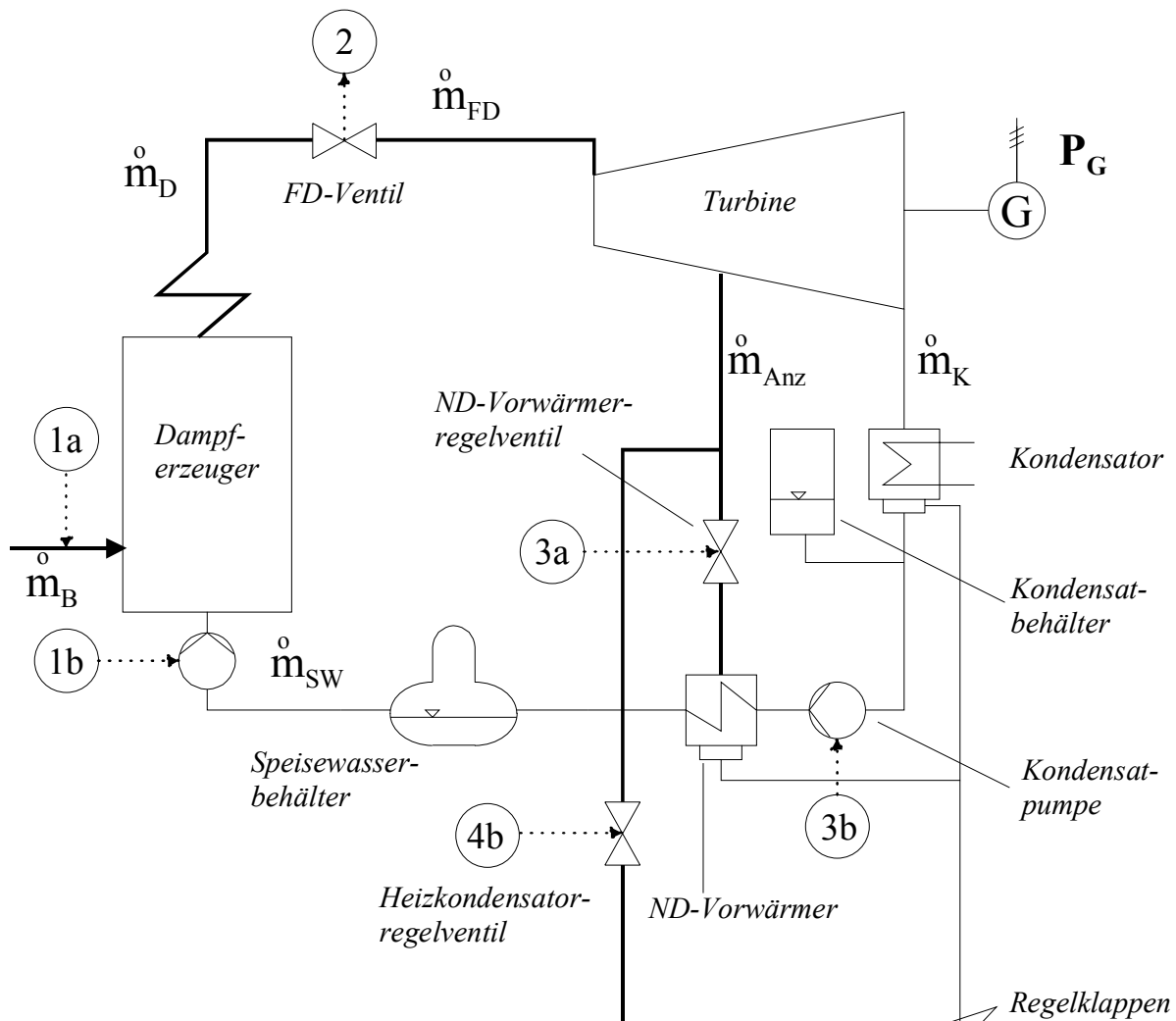
Basis-Maßnahme 1: Erhöhung des Brennstoff-, Speisewasser- und Luftstromes

Die Erhöhung des Brennstoff-, Speisewasser- und Luftstromes wirkt sich aufgrund der Trägheit der Dampferzeuger fossil beheizter Dampfkraftwerke so stark verzögert aus, dass die geforderte schnelle Leistungserhöhung nur durch die vorübergehende Aktivierung von Leistungsreserve-Maßnahmen sichergestellt werden kann.

Reserve-Maßnahme 2: Androsselung des HD-Turbinenventils

Durch die Androsselung des Frischdampfventils wird ein Dampfspeicher im Verdampfer und Überhitzerbereich des Dampferzeugers angelegt, der bei einer Aufhebung dieser Androsselung erlaubt, innerhalb von wenigen Sekunden temporär den Frischdampfmassenstrom und damit die elektrische Leistung zu erhöhen. Die Androsselung ist dabei so zu wählen, dass die durch die Aufhebung der Androsselung hervorgerufene Erhöhung des

a) Elektrische Leistung



b) Fernwärme

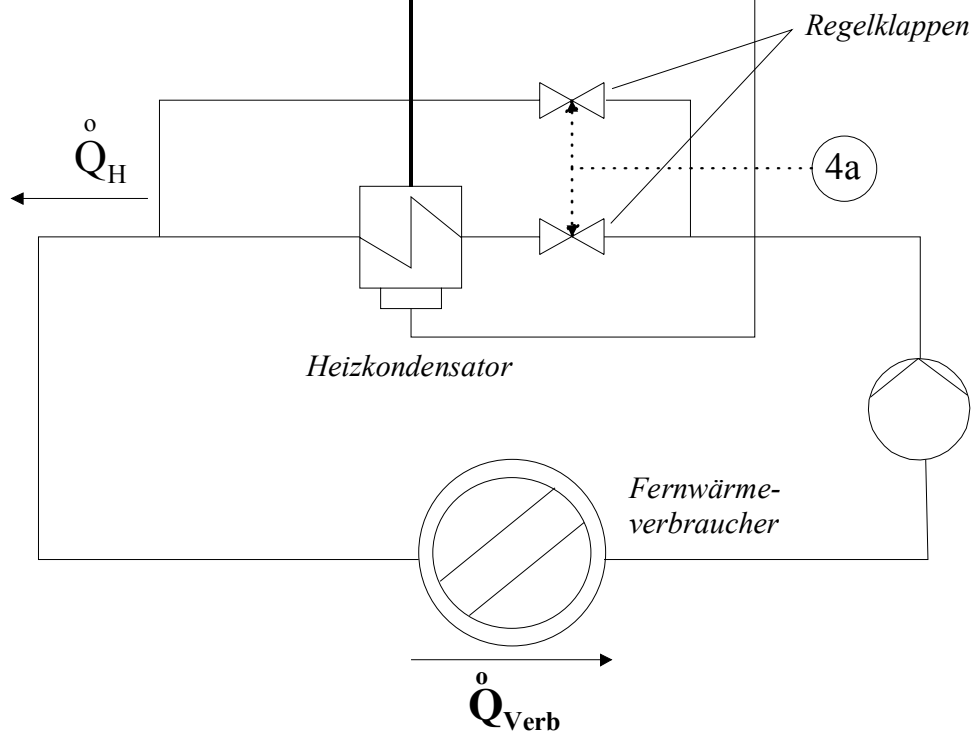


Bild 1.1: Maßnahmen 1-4 zur vorübergehenden und bleibenden Leistungserhöhung bei kraft-wärme-gekoppelten Kraftwerksblöcken

Frischdampfmassenstromes so lange anhält, bis der Dampferzeuger den zusätzlich erforderlichen Dampfstrom liefert und zudem den Dampfspeicher wieder auffüllt. Die fortlaufende Androsselung verursacht jedoch bei Normalbetrieb einen ständigen Druckverlust im Turbinenventil, der sich permanent in einem schlechteren Wirkungsgrad und damit höheren Betriebskosten auswirkt /1,2/. Außerdem wird der Betriebsbereich stationär eingeschränkt, da die Leistungsreserve sowohl dampferzeuger- als auch turbinenseitig vorzuhalten ist.

*Maßnahme 3: Vorübergehende Deaktivierung der Niederdruckvorwärmer
(„Kondensatstauverfahren“)*

In den letzten Jahren kommt zunehmend das Kondensatstauverfahren zum Einsatz /3-7/, das die Androsselung des Frischdampfventils ganz oder teilweise zu ersetzen vermag. Durch eine vorübergehende dampf- oder wasserseitige geregelte Deaktivierung der Niederdruckvorwärmer erhöht sich der Dampfmassenstrom in den nachfolgenden Turbinenabschnitten und dadurch auch die elektrische Leistung. Gleichzeitig wird die Kondensatpumpe heruntergeregelt, um zu vermeiden, dass kaltes Kondensat in den Speisewasserbehälter gelangt. Andernfalls würde nämlich –wie auch im Falle einer Deaktivierung der HD-Vorwärmer - die Eintrittstemperatur des Speisewassers in den Dampferzeuger sinken. Bei der nur langsam steigenden Dampferzeugerleistung hätte das wiederum ein vorübergehendes Absinken der Frischdampf-temperatur zur Folge, das letztendlich eine verzögerte Reduzierung der Turbinenleistung und damit auch eine Reduzierung der angestrebten Leistungserhöhung hervorrufen würde. Das Kondensatstauverfahren kann jedoch nur wenige Minuten angewandt werden, da dem Speisewasserbehälter warmes Wasser nur so lange entnommen werden kann, bis das Speisewasserniveau einen kritischen Wert unterschreitet. Anschließend muss mit der Wiederauffüllung begonnen werden, die bei gleicher elektrischer Leistungs- und gegebenenfalls Wärmeleistungsabgabe eine erhöhte Dampferzeugerleistung erfordert, um zusätzlich das im Kaltkondensatbehälter zwischengespeicherte Kaltwasser zu erwärmen.

Maßnahme 4: Vorübergehende Deaktivierung der Heizkondensatoren

Anstatt dem relativ kleinen Wärmespeicher im Speisewasserbehälter vorübergehend Energie zu entziehen, kann bei kraftwärme-gekoppelten Kraftwerksblöcken auch auf den großen Wärmespeicher „Heiznetz“ zugegriffen werden. Durch eine vorübergehende dampf- oder wasserseitige Umfahrung der Heizkondensatoren lässt sich ebenfalls die Generatorleistung erhöhen. Diese Maßnahme kann alternativ zu den Maßnahmen 2 und 3 eingesetzt

werden oder diese längerfristig ablösen. Zudem ist es denkbar, diese Maßnahme in Rahmen der Minutenreserve oder auch zur Regelung der Übergabeleistung zu verwenden.

Die Speicherfähigkeit des Fernwärmenetzes wird schon seit längerem zur Optimierung der Kraft-Wärme-Kopplung ausgenutzt /8-11/. Bisher geschieht dies allerdings vor allem zur mittelfristigen Entkopplung von Wärmeerzeugung und –verbrauch. In /1,12,13/ wird die prinzipielle Eignung kraftwärme-gekoppelter Kraftwerksblöcke für den Einsatz bei der Primär- und Sekundärregelung beschrieben, in /14,15/ wurden erste Abschätzungen der Möglichkeiten und Grenzen vorgenommen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird untersucht, inwieweit sich die Maßnahme 4 „Vorübergehende Deaktivierung der Heizkondensatoren“ durch preisgünstige Bereitstellung von Sekunden- und Minutenreserveleistung zur Ausregelung von Last- und Leistungsschwankungen innerhalb elektrischer Energieversorgungsnetze nutzen lässt, ohne die Zuverlässigkeit und Qualität der Versorgung des betroffenen Fernwärmenetzes zu beeinträchtigen.

Hierzu wird in Kapitel 2 ein nichtlineares dynamisches Modell eines Heiznetzes vorgestellt, das die Berechnung der Auswirkungen einer vorübergehend reduzierten Fernwärmeeinkopplung auf das Heiznetz und die angeschlossenen Verbraucher erlaubt. Mit Hilfe dieses Heiznetzdynamik-Modells wird aufgezeigt, wie viel elektrische Reserveleistung zu unterschiedlichen Jahreszeiten aktivierbar ist. Die Untersuchung wird am Beispiel des Rheinhafendampfkraftwerkes in Karlsruhe /16/ und des Fernwärmenetzes der Stadt Karlsruhe /17, 18/ durchgeführt.

In Kapitel 3 wird gezeigt, wie sich das von Pitscheider /19/ entwickelte modellgestützte Blockführungs- und -regelkonzept für die Maßnahmen 1-3 modifizieren und erweitern lässt, um die Maßnahme 4 „Vorübergehende Deaktivierung der Heizkondensatoren“ zu nutzen.

Um dieses modellgestützte Blockführungs- und –regelkonzept im Zusammenwirken mit dem elektrischen Energieversorgungsnetz testen zu können, wird in Kapitel 4 ein bestehendes Einfach-Netzdynamik-Modell zur Nachbildung des mittleren Frequenzverhaltens von Verbund- und Inselnetzen /40/ derart erweitert, dass auch die Ausregelung der Austausch- bzw. Übergabeleistung zwischen zwei Netzbetreibern nachbildbar ist. Darauf bauen die beiden Anwendungsfälle auf, die das Regelverhalten eines 550 MW Entnahme-Kondensationsblockes im Zusammenwirken mit dem elektrischen Netz im Verbundbetrieb untersuchen und die Auswirkungen auf die Wärmeverbraucher des Heiznetzes aufzeigen.

2 Nichtlineares Modell der Heiznetzdyamik

2.1 Generelle Betrachtungen zum Betrieb von Heiznetzen

Störungen breiten sich in Heiznetzen mit zwei verschiedenartigen, unterschiedlich schnellen Mechanismen aus:

- Temperaturänderungen breiten sich mit der Strömungsgeschwindigkeit des Heiznetzwassers in der Größenordnung von 1m/s aus. In großen Heiznetzen mit einer Ausdehnung von zehn oder mehr Kilometern hat das zur Folge, dass erzeugerseitige Temperaturänderungen erst nach einigen Stunden bei weit entfernten Wärmeverbrauchern ankommen. Ein- und Ausspeicherungsvorgänge zwischen Heiznetzwasser und Rohrwänden verzögern zudem die Ausbreitung von Temperaturstörungen und besitzen besonders bei langen Rohrleitungen einen spürbaren Einfluss.
- Änderungen von Drücken und Massenströmen breiten sich in Heiznetzwasser mit der Schallgeschwindigkeit von etwa 1500 m/s aus. Diese Änderungen wirken sich also in wenigen Sekunden im gesamten Heiznetz aus, auch entgegen der Strömungsrichtung.

a) Kritische Heiznetzgrößen

Die Heiznetzregelung hat zwei Ziele: Zum einen muss sie die zufriedenstellende Versorgung auch der entferntesten Wärmeverbraucher gewährleisten. Hierzu dürfen die Vorlauftemperaturen und Druckdifferenzen entlang der Leitung vorgegebene Minimalwerte nicht unterschreiten. Zum anderen muss sie dafür sorgen, dass an keiner Stelle des Netzes der lokale Druck unter den Dampfdruck der dort herrschenden Heiznetztemperatur sinkt. Die im anderen Fall mögliche Kavitation würde zu starken Druckspitzen und damit zu unzulässigen Materialbelastungen führen.

b) Störverhalten

Wenn die Fernwärmeauskopplung der Erzeuger bei konstantem Heiznetzmassenstrom reduziert wird, sinkt die Vorlauftemperatur ab. Um die Raumtemperatur weiterhin konstant zu halten, müssen die Verbraucher ihre aus dem Heiznetz entnommenen Massenströme erhöhen. Hierzu werden die Ventile bei den Fernwärmeverbrauchern weiter geöffnet, so dass die Wasserströme in den Vor- und Rücklauf-Leitungen ansteigen. Dies führt jedoch bei dem angenommenen konstanten Heiznetzmassenstrom gleichzeitig zu einem Absinken der Vorlaufdrücke. Da die einzelnen Wärmeverbraucher die Änderung der Vorlauftemperatur zeitlich versetzt erfahren, treten auch diese Wasserstrom- und Vorlaufdruckänderungen zeitlich versetzt auf. Dieser für Verbraucher mit indirekter Ankopplung, siehe Bild 2.1, beschriebene Vorgang gilt sinngemäß auch für direkt angeschlossene Verbraucher, bei denen das

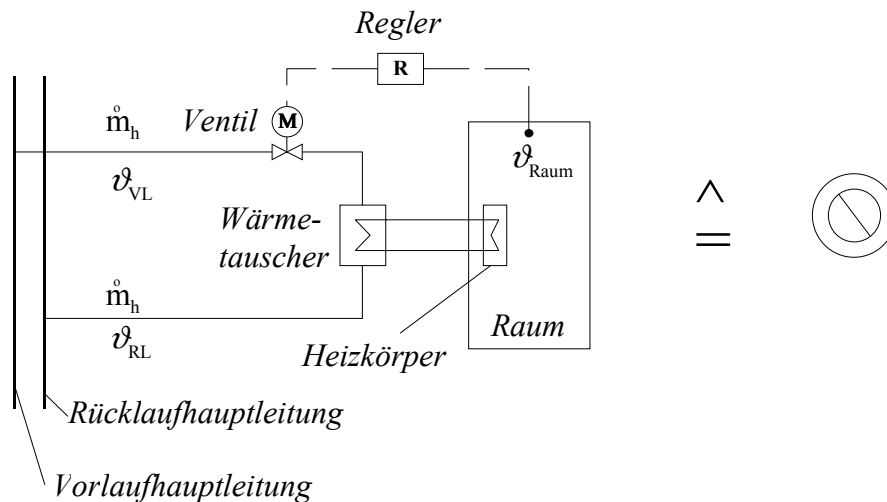


Bild 2.1: Indirekt angekoppelter Einzelverbraucher (ohne eigene Vorlauftemperaturregelung)

Heiznetzwater durch die Heizkörper strömt.

Vermaschungen des Heiznetzes bewirken, dass einzelne Verbraucher über mehrere Wege versorgt werden. Daher erfahren sie eine Störung nicht als einen zusammenhängenden großen Einbruch der Vorlauftemperatur, sondern als mehrere zeitlich versetzte kleinere Einbrüche.

2.2 Betrachtetes Heiznetz

Im Folgenden wird beispielhaft das Heiznetz der Stadt Karlsruhe betrachtet; die daraus resultierenden Überlegungen sind aber auch auf andere Heiznetze übertragbar. Bild 2.2 zeigt das stark vermaschte Heiznetz. Der zu untersuchende Kraftwerksblock westlich der Stadt, im Weiteren als HKW 1 bezeichnet, speist über eine 4,7 km lange Verbindungsleitung bis zu $\dot{Q}_{H1} = 220 \text{ MW}$ in das Heiznetz. Das zusätzlich grau eingezeichnete Heizkraftwerk (HKW) 4 befand sich zum Zeitpunkt der experimentellen Untersuchung erst in der Erstellungsphase. Darüber hinaus kann das HKW 2 im Westen der Stadt maximal $\dot{Q}_{H2} = 300 \text{ MW}$ und das HKW 3 im Nordosten der Stadt maximal $\dot{Q}_{H3} = 25 \text{ MW}$ an Fernwärme erzeugen. An den fünf eingezeichneten Netzendpunkten werden die Drücke und Temperaturen im Vor- und Rücklauf gemessen.

Das Heiznetz erstreckt sich über 135 km. Die Entfernung zwischen dem HKW 2 im Westen und dem am weitesten entfernten Verbraucher im Nordosten beträgt ca. 14 km. Insgesamt hat das Heiznetz ein Volumen von ca. 15000 m^3 . Derzeit sind 17000 Wohnungen und 1300 gewerbliche und öffentliche Abnehmer an das Heiznetz angeschlossen [18]. Die Summe der Anschlussleistungen der Fernwärmeabnehmer ist $\sum \dot{Q}_{N,G} = 550 \text{ MW}$, die tatsächliche maximale Heizleistung im Jahr 1997 lag bei einer Außentemperatur von $-13 \text{ }^\circ\text{C}$ bei 266 MW.



Bild 2.2: Betrachtetes Heiznetz der Stadt Karlsruhe

Die Druckhaltung im Netz erfolgt ausschließlich durch die Heiznetzpumpen am HKW 2. An den fünf Netzendpunkten (NEP) werden die Drücke im Vor- und Rücklauf gemessen und dem HKW 2 online übermittelt. Dort wird sichergestellt, dass die minimalen Werte für Rücklauf- und Differenzdruck an allen Netzendpunkten eingehalten werden.

2.3 Vereinfachte Modellstruktur

Bei der Berechnung der Drücke und Massenströme am Anfang und Ende der Heiznetzleitungen macht es keinen großen Unterschied aus, ob die Einzelverbraucher an mehreren nicht weit voneinander entfernten Stellen den entsprechenden Massenstrom entnehmen, oder ob dies konzentriert durch einen Ersatzverbraucher geschieht. Durch die Einführung von Ersatzverbrauchern gemäß Bild 2.3 können Modellierung und Parametrierung des Heiznetzes erheblich vereinfacht werden.

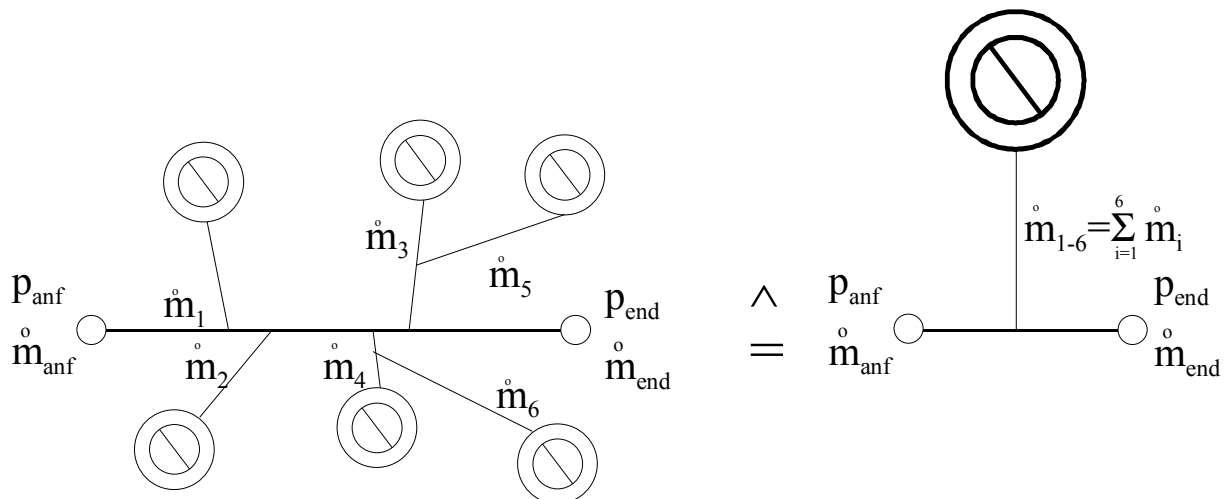


Bild 2.3: Zusammenfassung von vielen Einzelverbrauchern zu einem Ersatzverbraucher

Generell ist bei der Nachbildung von Heiznetzen Folgendes zu beachten:

- Für die Druckhaltung sind in aller Regel jene Netzpunkte kritisch, die am weitesten von den Heiznetzpumpen entfernt sind, da dort zuerst unzulässig niedrige Drücke bzw. Druckdifferenzen zwischen Vor- und Rückleitung auftreten.
- Die vielen Einzelverbraucher können zu wenigen Ersatzverbrauchern zusammengefasst werden, die sich bezüglich der Netzendpunkte äquivalent verhalten.
- Wesentliche großflächige Vermaschungen des Heiznetzes müssen jedoch nachgebildet werden, da sie das Verhalten des Heiznetzes erheblich beeinflussen.

In Bild 2.5 sind die Leitungen des vermaschten Heiznetzes entsprechend der jeweiligen Durchmesser unterschiedlich gekennzeichnet. Große Leitungen mit einem Durchmesser zwischen 320 und 600 mm Durchmesser sind als dicke schwarze Linien markiert, mittlere Leitungen mit einem Durchmesser zwischen 200 und 300 mm als mittlere graue Linien und alle andere Leitungen als dünne schwarze Linien. Die beiden in West-Ost-Richtung vom HKW 2

ausgehenden Hauptleitungen sind in den Feldern c4-c5 bzw. d4-d5 durch Querspangen verbunden. Eine weitere Querspange findet sich in den Feldern g4-g5 und h5 zwischen den Verbraucherregionen E und H. Diese Verbindungsleitung wird jedoch im normalen Betrieb kaum durchströmt und kann deswegen vernachlässigt werden.

Die Ersatzverbraucher werden für die verschiedenen Verbraucherregionen mit den folgenden Anschlussleistungen nach DIN 4701 /22/ festgelegt:

a) Ersatzverbraucher mit nur einer Versorgungsleitung

- Ersatzverbraucher 8 6 MW,
- Ersatzverbraucher 1 18 MW,
- Ersatzverbraucher 2 32 MW,
- Ersatzverbraucher 3 25 MW,
- Ersatzverbraucher 12 43 MW,
- Ersatzverbraucher 6 86 MW,
- Ersatzverbraucher 7 8 MW

⇒ Querverbindung muss nicht berücksichtigt werden.

- Ersatzverbraucher 4 80 MW

⇒ Zusammenfassung aller Einzelverbraucher zwischen den beiden Hauptleitungen in den Feldern b4, c4-c5.

Der Verbraucher im Norden vom HKW 2 hat nur eine sehr niedrige Anschlussleistung und wird daher nicht separat nachgebildet.

b) Ersatzverbraucher mit mehreren Zuleitungen von einer Hauptleitung aus

- Ersatzverbraucher 10 31 MW mit drei Zuleitungen und
- Ersatzverbraucher 9 38 MW mit zwei Zuleitungen,

c) Ersatzverbraucher zwischen zwei Hauptleitungen

- Ersatzverbraucher 5 82 MW mit zwei Zuleitungen und
- Ersatzverbraucher 11 90 MW mit zwei Zuleitungen.

Bild 2.5a veranschaulicht die sich daraufhin ergebende Grobstruktur des Heiznetzes Karlsruhe. In einem zweiten Schritt kann von der Topographie abstrahiert werden, siehe Bild 2.5b.

Die resultierende Modellstruktur setzt sich abgesehen von den Wärmeerzeugern aus Rohrleitungen und Ersatzverbrauchern zusammen.

Alle Komponenten des erstellten Heiznetz-Simulationsprogramms sind als Module eines flexiblen, einfach parametrier- und erweiterbaren C-Programmes realisiert, das sich leicht auf andere Heiznetze übertragen lässt.

Die Erhaltungsgleichungen für Masse, Impuls und Energie werden mit Hilfe des Charakteristikenverfahrens /20,21/ gelöst, um die Temperaturen, Massenströme und Drücke in den verschiedenen Rohrleitungen zu berechnen, Einzelheiten siehe Anhang A.

Die Ersatzverbraucher werden jeweils als ein Raum betrachtet, der im Heizkörper, in Innenwänden, Decken und Fußböden und im Raum selbst Energie auf verschiedenen Temperaturniveaus speichern kann und durch Transmission sowie Lüftung Wärme an die Umgebung abführt. Die Auslegung erfolgt nach den entsprechenden DIN-Normen /22,23/. Um bei der Berechnung der Raumtemperaturen auf der sicheren Seite zu sein, wird allerdings von einem hohen Anteil an Außenwänden ausgegangen, der ein schnelleres Abkühlen der Raumtemperatur zur Folge hat. Die Modellierung der Ersatzverbraucher ist ausführlich in Anhang B beschrieben.

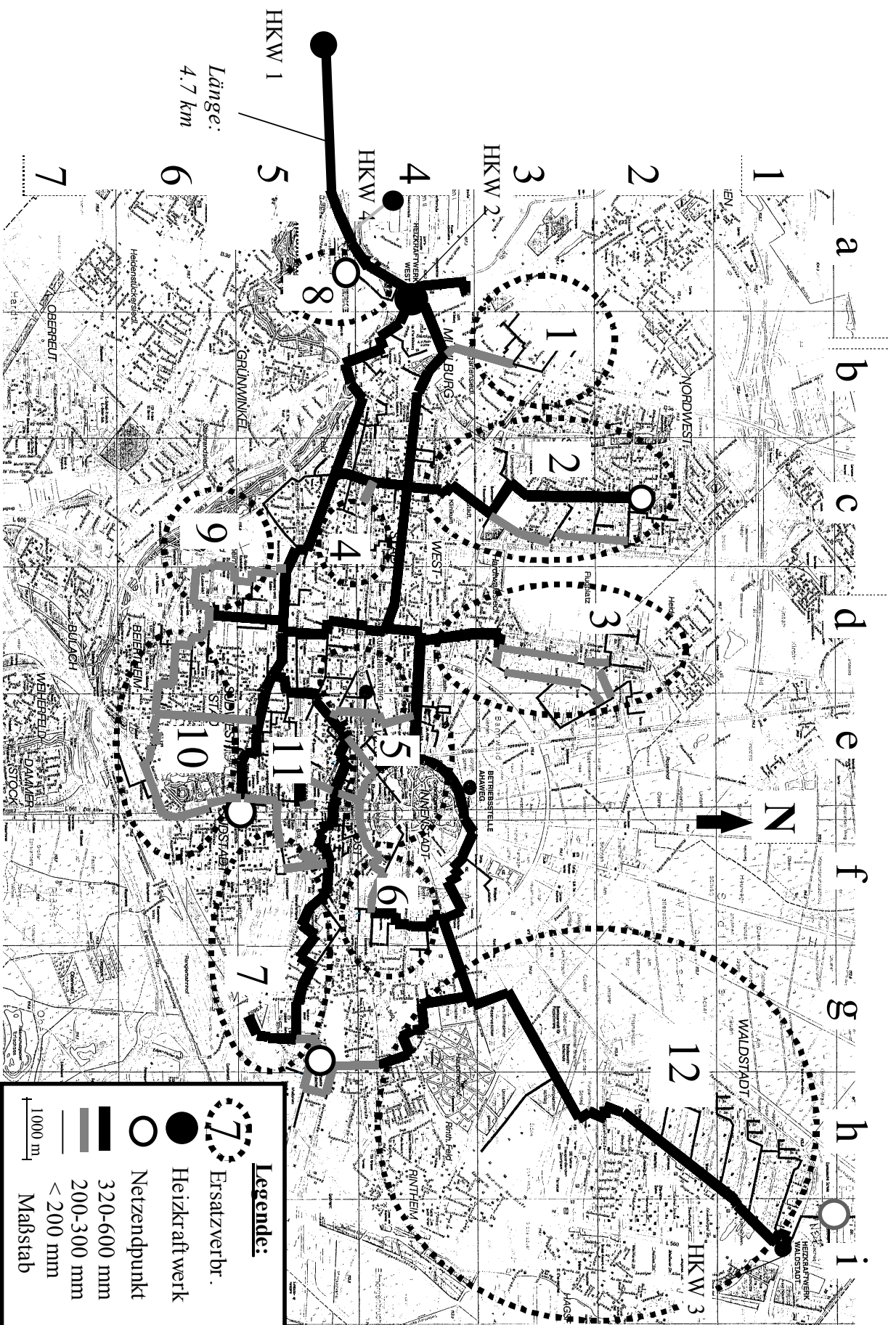
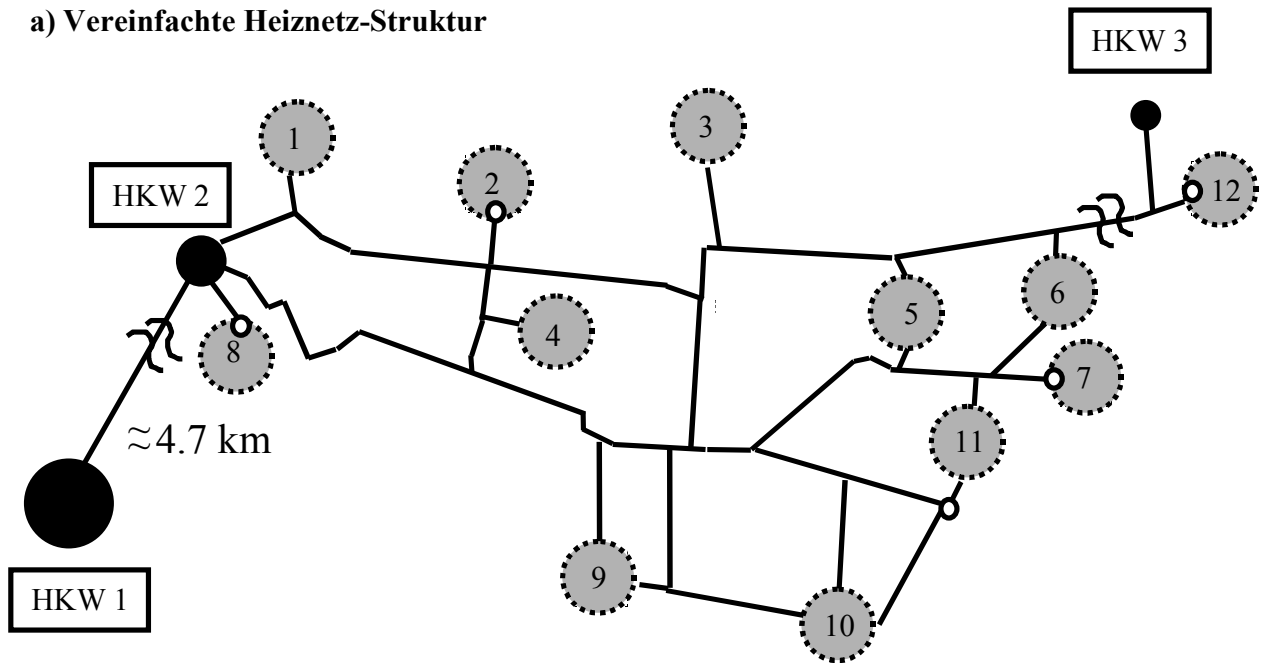
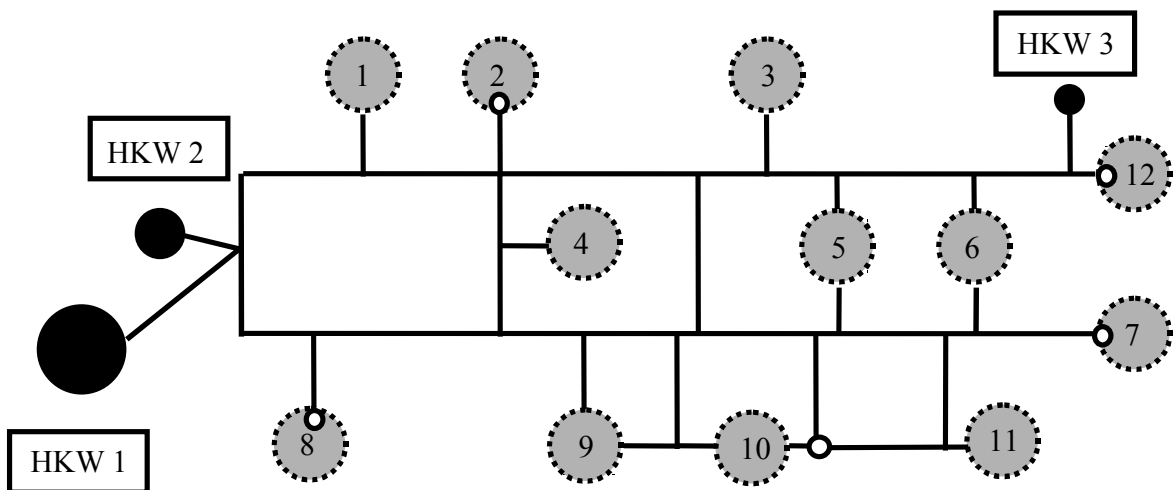


Bild 2.4: Struktur des betrachteten Heiznetzes

a) Vereinfachte Heiznetz-Struktur



b) Modellstruktur



c) Anschlussleistungen der Ersatzverbraucher

1	18 MW	7	18 MW
2	32 MW	8	6 MW
3	26 MW	9	38 MW
4	80 MW	10	31 MW
5	82 MW	11	90 MW
6	86 MW	12	43 MW

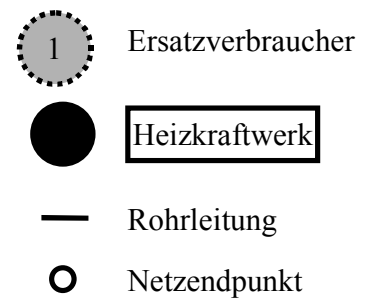


Bild 2.5: Vereinfachte Nachbildung des Heiznetzes

2.4 Validierung des Heiznetzdyamikmodells

Das Heiznetz-Simulationsprogramm wurde ausführlich getestet. Nachfolgend werden zunächst die beiden Module „Heiznetzleitung“ und „Fernwärmeverbraucher“ separat anhand der Simulationsverläufe bei sprunghörmigen Änderungen der jeweiligen Eingangsgröße untersucht. Im Anschluss daran erfolgt die Validierung des Heiznetzmodells, dessen vereinfachte Modellstruktur im letzten Abschnitt abgeleitet wurde. Hierzu dienen aufgezeichnete Messungen einer mehrstündigen starken Störung des Heiznetzes.

2.4.1 Überprüfung des Moduls „Heiznetzleitung“

Zur Überprüfung des Moduls „Heiznetzleitung“, Modellgleichungen siehe Anhang A, wird die 4.7 km lange Vorlaufleitung zwischen dem HKW 1 und dem HKW 2 mit einem Durchmesser von 0.8 m anhand von zwei Testfällen betrachtet. Ausgehend von einem stationären Zustand mit einem Massenstrom von 750 kg/s und einer Vorlauftemperatur von 125°C werden am Anfang der Rohrleitung bei $z = 0 \text{ km}$ vorgegeben:

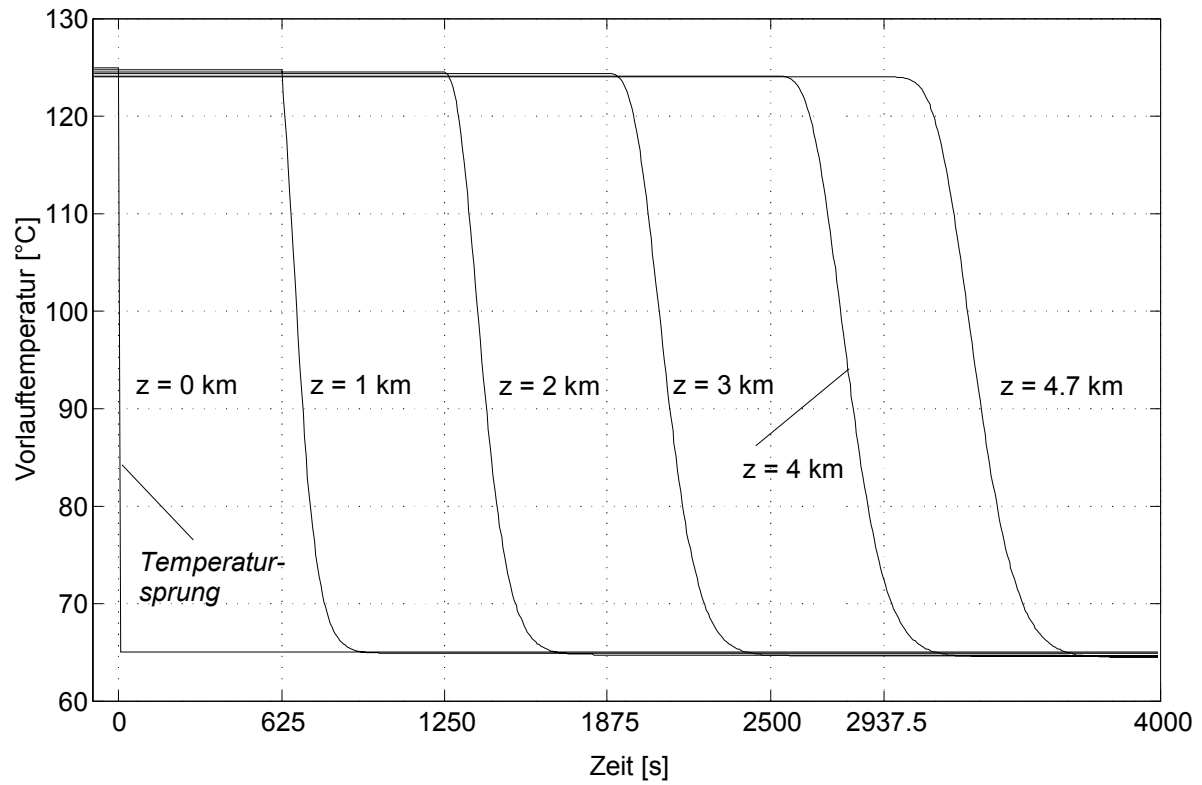
- a) eine sprungförmige Absenkung der Vorlauftemperatur von 125 °C auf 65 °C zum Zeitpunkt $t = 0 \text{ s}$, siehe Bild 2.6a und
- b) ein impulsförmiger Einbruch der Vorlauftemperatur von 125 °C auf 65 °C über den Zeitraum $t = 0 \text{ s}$ bis $t = 180 \text{ s}$, siehe Bild 2.6b.

Die Ergebnisse sind in Bild 2.6 für sechs verschiedene Stellen des Rohres dargestellt: für den Rohranfang bei $z = 0 \text{ km}$, das Rohrende bei $z = 4.7 \text{ km}$ sowie vier weitere, jeweils einen Kilometer voneinander entfernte Stellen.

Die geringfügigen ortsabhängigen Vorlauftemperaturunterschiede zum Zeitpunkt $t = 0 \text{ s}$ sind auf die Wärmeverluste durch die Rohrwand an die Umgebung zurückzuführen. Bei dem zugrunde gelegten Wasserstrom und der Vorlauftemperatur erhält man eine Strömungsgeschwindigkeit $w = 1.6 \text{ m/s}$, aus der sich ergibt, dass die Störung der Vorlauftemperatur 625 Sekunden benötigt, um einen 1 km entfernten Punkt zu erreichen. Diese Laufzeit vom 625 Sekunden ist in Bild 2.6a) deutlich zu erkennen. Aus der Darstellung geht auch hervor, dass das Temperaturprofil umso stärker abflacht, je weiter sein Ort vom Rohranfang entfernt ist.

Um diesen Effekt näher zu beleuchten, sind in Bild 2.7 die gleichen Temperaturprofile über einer Differenz-Zeitkoordinate aufgetragen, bei der der Einfluss der ortsabhängigen Laufzeit $t_{Li} = 625 \text{ s} \cdot z_i / 1 \text{ km} = z_i / w$ eliminiert worden ist. Durch das Ausspeichern der in der Rohrwand gespeicherten Energie verzögert sich die ursprünglich sprunghörmige Änderung der Vorlauftemperatur immer mehr, so dass am Rohrende der vollständige Abfall der Vorlauftemperatur erst nach etwa 700 Sekunden eintritt.

a) bei sprungförmiger Änderung der Vorlauftemperatur an der Stelle $z = 0$ km



b) bei impulsförmiger Änderung der Vorlauftemperatur an der Stelle $z = 0$ km

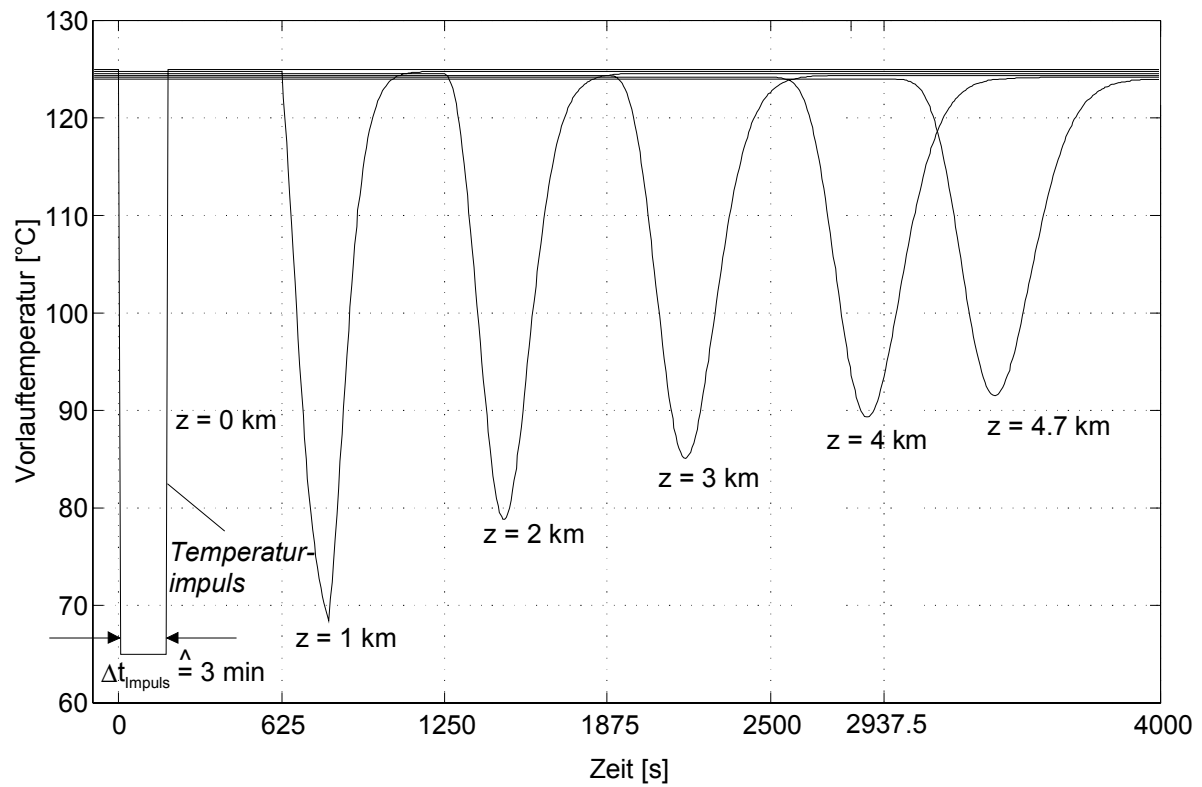
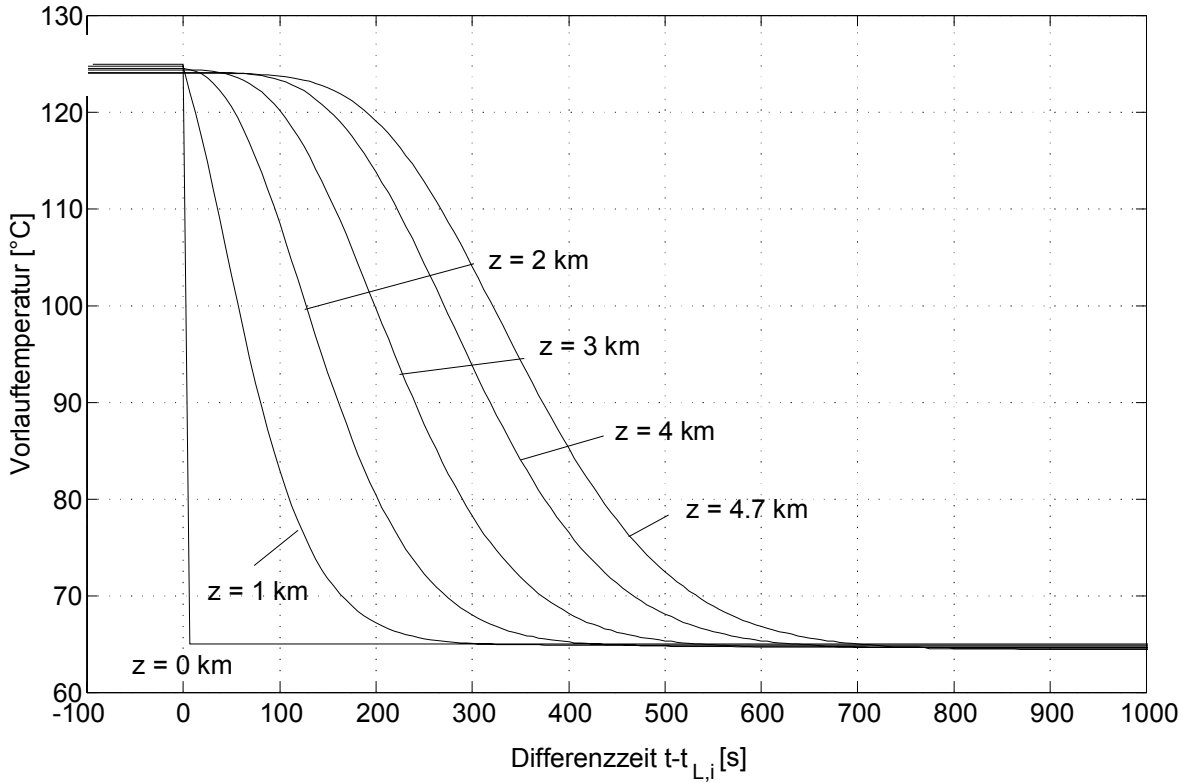


Bild 2.6: Vorlauftemperaturverläufe an sechs Stellen der Heiznetzstichleitung zwischen HKW 1 und HKW 2

a) bei sprungförmiger Änderung der Vorlaufftemperatur an der Stelle $z = 0$ km



b) bei impulsförmiger Änderung der Vorlauftemperatur an der Stelle $z = 0$ km

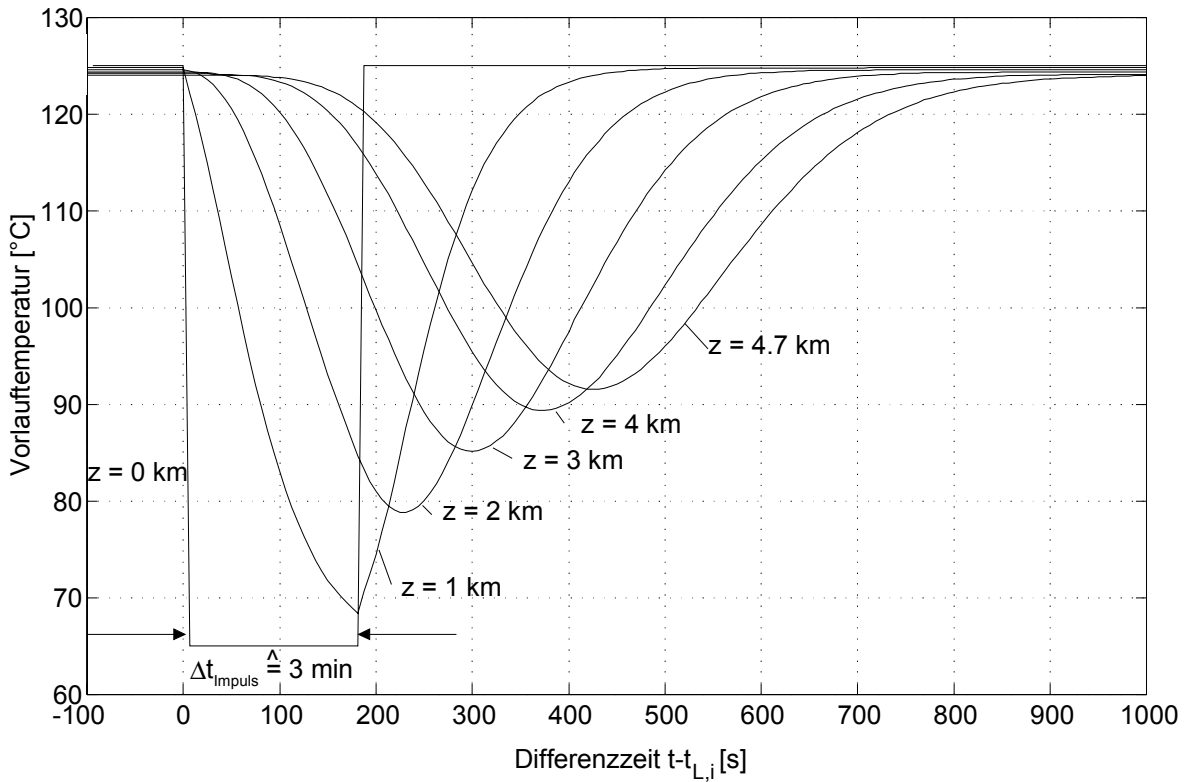


Bild 2.7: Charakteristische Temperaturprofile entlang der Heiznetzstichleitung
 $\Rightarrow t_{L,i}$: ortsabhängige Laufzeit bis zum Ort z_i

Bis zum sprungförmigen Wiederanstieg der Vorlauftemperatur nach drei Minuten im Testbeispiel 2 sind die Temperaturverläufe in Bild 2.6a) und b) identisch. Die nach drei Minuten einsetzende sprungförmige Erhöhung der Vorlauftemperatur am Rohranfang bewirkt entlang des Rohres einen verzögerten Wiederanstieg der Vorlauftemperatur. Aus Bild 2.6 geht hervor, dass der Temperaturabfall am Rohrende lediglich 32 K beträgt. Der anfängliche Temperaturabfall von 60 K wird also fast halbiert. Dafür ist die Reduzierung der Vorlauftemperatur am Rohrende mehr als fünfmal so lange wirksam wie am Rohranfang.

2.4.2 Überprüfung des Moduls „Fernwärmeverbraucher“

Zu Testzwecken wird die Lösung des sich ergebenden Gleichungssystems, siehe Anhang B, für einen Beispielraum berechnet, der in Anlehnung an /22/ und /23/ parametrisiert wird.

Im betrachteten Simulationsfall wird die vom Heiznetz zugeführte Wärmeleistung $\dot{Q}_{\text{Heiznetz}}$ zum Zeitpunkt $t = 0$ h sprungförmig auf null reduziert, indem die Vorlauftemperatur von dem stationär notwendigen Wert $\vartheta_{VL} = 125^\circ\text{C}$ auf das Niveau der Rücklauftemperatur von $\vartheta_{VL} = 65^\circ\text{C}$ abgesenkt und 15 Minuten später wieder auf den Anfangswert erhöht wird. Auf ein Übersteuern der Heiznetzleistung zur schnelleren Erwärmung des Raumes wird in diesem Beispielfall der Einfachheit halber verzichtet. Die Ergebnisse sind in Bild 2.8 dargestellt.

Man erkennt in Bild 2.8a, dass die Wärmeleistung zwar sprungförmig von 100% auf 0% absinkt, anschließend aber wieder leicht ansteigt, so dass nach 15 min 10% der ursprünglichen Leistung erreicht werden. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass bei sinkender Vorlauftemperatur die Rücklauftemperatur ebenfalls abnimmt. Auf diese Weise wird dem Verbraucher weiterhin etwas Wärme zugeführt. Daher springt die Wärmeleistung nach 15 min auch auf 109% des ursprünglichen Wertes. Die Wärmeleistung sinkt dann mit der wieder ansteigenden Rücklauftemperatur langsam auf 100 % ab.

Bei einer vollständigen Abschaltung der Fernwärmeversorgung über einen längeren Zeitraum würde der Raum so lange abkühlen, bis er die Außentemperatur erreicht hat. Im vorliegenden Fall sinkt die in Bild 2.8b dargestellte Raumtemperatur jedoch innerhalb von 15 Minuten nur um 0.6 K auf 19.4 °C ab. Sieben Stunden nach Beginn der vorübergehenden Abschaltung erreicht die Raumtemperatur wieder den Sollwert und überschreitet ihn danach sogar leicht. Selbst für den hier betrachteten Extremfall „ohne Temperaturregelung des Wärmeverbrauchers“ ergibt sich eine relativ niedrige Beeinträchtigung des Wärmeverbrauchers.

Die unterschiedliche Dauer von Abkühl- und Aufwärmphase ist eine Folge der im Verbraucher vorhandenen Wärmespeicher, die das Abkühlen des Raumes verzögern, beim Aufwärmen jedoch zusätzlich zum Raum wieder mitaufgeladen werden müssen.

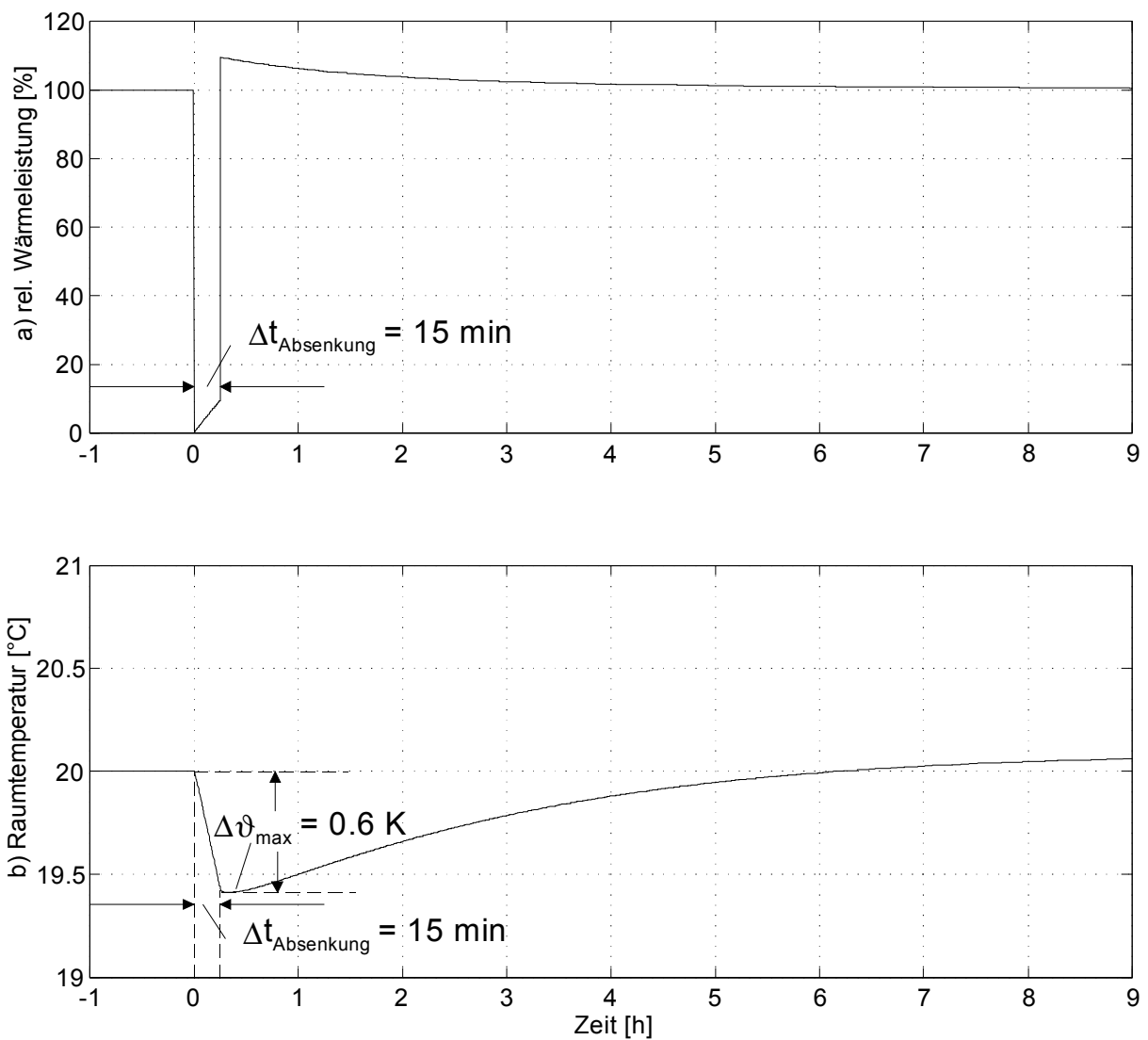


Bild 2.8: Wärmeleistungs- und Raumtemperaturverläufe bei einer 15-minütigen Abschaltung der Fernwärmeversorgung

2.4.3 Zugrunde gelegter Messdatensatz

Bei der mehrstündigen Unterbrechung der Fernwärmeversorgung handelt es sich um eine ungewollte Störung des Heiznetzes, die von den Stadtwerken Karlsruhe aufgezeichnet wurde. Da diese Störung relativ stark war, lassen sich sowohl ihre Ausbreitung im Heiznetz als auch die Reaktion der angeschlossenen Verbraucher gut beobachten. Dass bei dieser Störung ein sehr großer Lastbereich durchfahren wird, erhöht die Eignung des gewählten Messdatensatzes zur Validierung des Heiznetz-dynamikmodells.

Wie in Bild 2.9 eingezeichnet, liegen die folgenden Messgrößen vor:

- Massenstrom durch das HKW 1,
- Vorlauftemperatur am HKW 1,
- Massenströme am Anfang der 1. und 2. Hauptleitung,
- Vorlauftemperaturen am Anfang der 1. und 2. Hauptleitung,

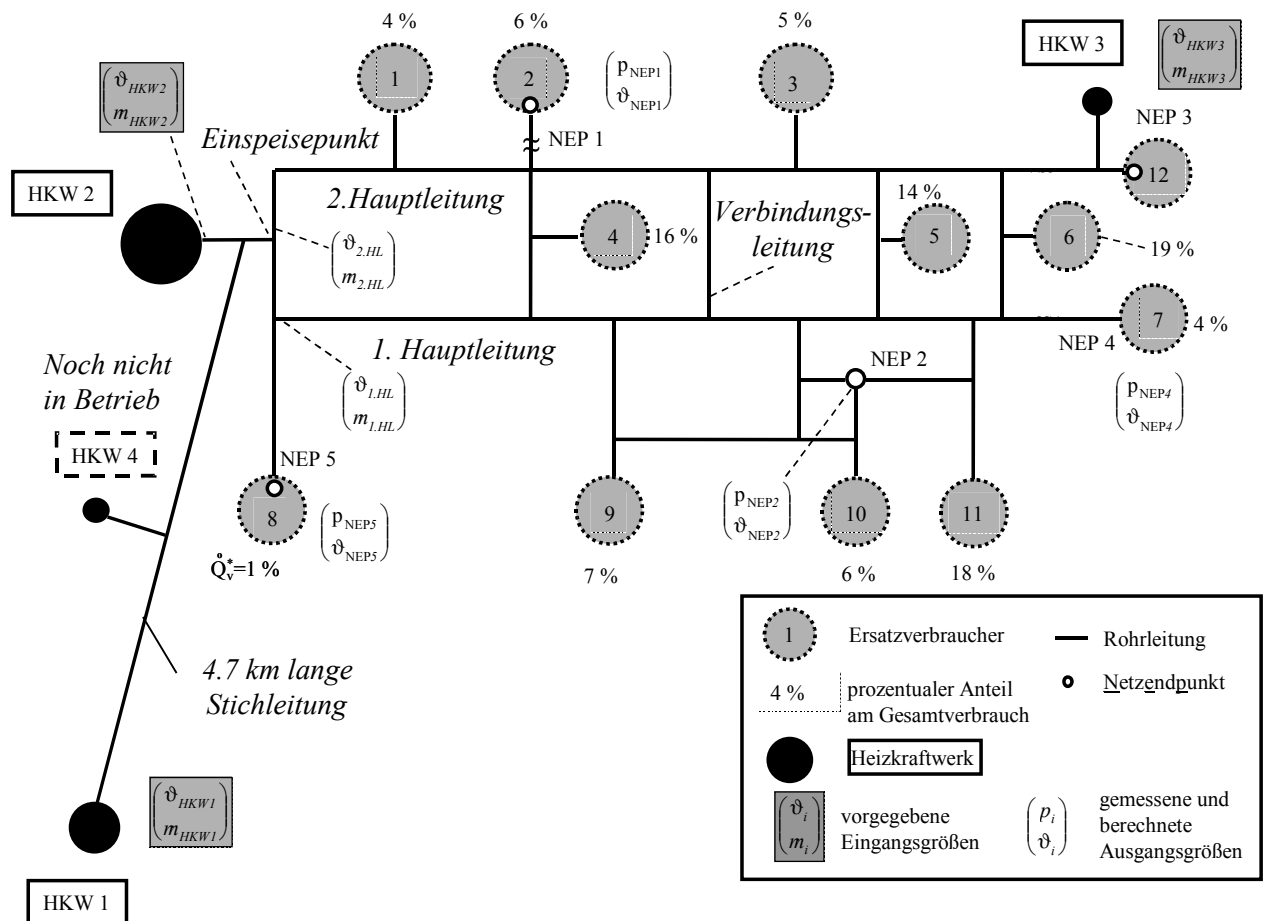


Bild 2.9: Ein- und Ausgangsgrößen des Heiznetzes

- Vor- und Rücklauftemperaturen an den fünf Netzendpunkten sowie
- Vor- und Rücklaufdrücke an den fünf Netzendpunkten.

Da keine weiteren Massenstrommessungen im Heiznetz zur Verfügung standen, mussten die restlichen Massenströme und das Druckprofil am Anfang der Simulation mittels einer stationären Lastflussrechnung bestimmt werden, bei der der Fernwärmebedarf der Ersatzverbraucher entsprechend ihrer Anteile an der Anschlussleistung vorgegeben wird.

Es gibt jeweils zwei Ein- und zwei Ausgangsgrößen des Heiznetzmodells:

- Die grau hinterlegten Modelleingangsgrößen sind die Vorlauftemperaturen und Massenströme der Heizkraftwerke. Beim HKW 1 werden der Massenstrom \dot{m}_{HKW1} und die Vorlauftemperatur ϑ_{HKW1} als Messgrößen vorgegeben. Beim HKW 2 stehen keine direkten Messgrößen zur Verfügung. Daher müssen der Massenstrom \dot{m}_{HKW2} und die Vorlauftemperatur ϑ_{HKW2} aus der Massen- bzw. Energiebilanz um den Einspeisepunkt am Anfang der beiden Hauptleitungen ermittelt werden.
- Modellausgangsgrößen sind die Vorlauftemperaturen und Drücke an den Netzendpunkten 1 bis 5. Die mit Hilfe des Modells berechneten Verläufe werden mit den betreffenden Messverläufen verglichen.

Der prozentuale Anteil der einzelnen Ersatzverbraucher an der gesamten Anschlussleistung ist ebenfalls in Bild 2.9 eingetragen. Eine Sonderrolle spielt der Verbraucher 12, bei dem im betrachteten Fall davon ausgegangen werden kann, dass er vollständig vom HKW 3 versorgt wird. Die vom HKW 3 darüber hinaus erzeugte Wärmeleistung wird dem Heiznetz zugeführt. Um die Reaktion der Verbraucher auf die Störung realistisch nachbilden zu können, muss das Regelverhalten der Verbraucher berücksichtigt werden. Der Einfluss der Druckregelung auf das Heiznetz ist hingegen schon im Verlauf der Eingangsgrößen enthalten, da die Stellgrößen der Druckregelung die beiden Massenströme am Einspeisungspunkt sind. Weil die Druckregelung auch bei der Simulation fiktiver Störungen eine wesentliche Rolle spielt, werden sie und ihr Zusammenwirken mit den Verbraucherregelungen in Abschnitt 2.6 näher beleuchtet. Zur Validierung des Heiznetzmodells wurde ein Messdatensatz herangezogen, bei dem an einem Wintertag mit einer Außentemperatur von -2.5 °C im HKW 1 eine mehrstündige Abschaltung der Fernwärmeauskopplung durch die schnelle Absenkung der Temperatur ϑ_{HKW1} von 125 °C auf das Niveau der Rücklaufemperatur von etwa 65 °C vorgenommen wurde, siehe Bild 2.10a. Da sich diese Störung durch die ca. 4.7 km lange Stichleitung zwischen dem HKW 1 und dem HKW 2 mit einer Strömungsgeschwindigkeit von 1.3 m/s ausbreitet, sinkt die Vorlaufemperatur am Anfang der beiden Hauptleitungen erst nach ca. 70 min auf den Wert der Rücklaufemperatur ab.

Der zusätzliche starke Einbruch der Vorlaufemperatur am Anfang der 1. Hauptleitung im Zeitraum von $t = 12$ bis 27 min ergibt sich aus dem Absenken des Wasserstromes \dot{m}_{HKW1} von 620 auf 350 kg/s, vgl. Bild 2.10b. Bis zu dieser Absenkung werden die beiden Hauptleitungen ausschließlich vom HKW 1 versorgt. Danach steuert das HKW 2 einen Teil des Wasserstromes in die beiden Hauptleitungen bei, um die in der Stichleitung gespeicherte Wärme über einen längeren Zeitraum, wenngleich in geringerem Umfang, zu nutzen. Durch die Koordinierung der Wasserstromeinspeisungen im HKW 1 und im HKW 2 werden die Wasserströme in die beiden Hauptleitungen während der ersten 100 Minuten weitgehend konstant gehalten, obwohl der Wasserstrom \dot{m}_{HKW1} im gleichen Zeitraum stark schwankt. Ab dem Zeitpunkt $t = 100$ min steigt die Summe der beiden Wasserströme in den Hauptleitungen von etwa 600 kg/s erneut an, bis sie zum Zeitpunkt $t = 230$ min ihr Maximum von 950 kg/s erreicht und dann langsam wieder auf 850 kg/s absinkt. Der Wasserstrom \dot{m}_{HKW1} sinkt während dieser Zeit kontinuierlich ab und verschwindet zum Zeitpunkt $t = 300$ min vollständig.

2.4.4 Gegenüberstellung gemessener und berechneter Heiznetzverläufe

a) Verhalten am Anfang der beiden Hauptleitungen

Unter obigen Voraussetzungen ergeben sich die in Bild 2.10 ausgezogen dargestellten simulierten Massenstrom- und Vorlaufemperaturverläufe in die 1. und 2. Hauptleitung, die gut mit den gestrichelt dargestellten Messverläufen übereinstimmen. Als Reaktion auf die sinkenden Vorlaufemperaturen „ziehen“ die Verbraucher einen höheren Massenstrom. Um einem Druckeinbruch vorzubeugen, sind die Massenströme von anfänglich 600 kg/s auf 950 kg/s gesteigert worden.

b) Verhalten an den Netzendpunkten

In Bild 2.11 und Bild 2.12 sind die gemessenen Vorlaufemperatur- und -druckverläufe an den Netzendpunkten (NEP) 1, 2, 4 und 5 den entsprechenden Simulationsverläufen gegenübergestellt. Der NEP 5 repräsentiert die Verbraucher nahe am Anfang der Hauptleitungen; NEP 4 jene am Ende der Hauptleitungen.

Die verschiedenen Verbraucherregionen erfahren den Einbruch der Vorlaufemperatur abhängig von ihrer Entfernung vom HKW 1 zeitlich versetzt. So erreicht der Vorlaufemperatur-Einbruch die in der Nähe des HKW 2 liegende Verbraucherregion am NEP 5 bereits nach 50 min, während die weit entfernt liegende Verbraucherregion am NEP 4 erst nach 300 min beeinträchtigt wird. Der vorübergehende Vorlauftemperatureinbruch in der 1. und 2. Hauptleitung macht sich gedämpft an allen Netzendpunkten bemerkbar. Durch die in Abschnitt 2.4.1 erläuterte Wechselwirkung zwischen Strömung und Rohrwand fällt der Temperatureinbruch umso schwächer aus, je weiter der NEP von dem Einspeisepunkt am Anfang der 1. und 2. Hauptleitung entfernt ist. An den weiter entfernten Netzendpunkten 1 und 4 ist der vorübergehende Wiederanstieg der Vorlaufemperatur kaum noch wahrnehmbar.

An allen vier betrachteten Netzendpunkten steigen die Drücke aufgrund der erhöhten Massenströmeinspeisung, vgl. Bild 2.10, ab dem Zeitpunkt $t = 100$ min an, erreichen im Bereich $t = 250$ min ihr Maximum und gehen dann wieder langsam zurück, da auch die Massenströmeinspeisung dann wieder abnimmt. Die starken Schwankungen des Massenströmes vom HKW 1 im Zeitraum $t = 150$ bis 250 min wirken sich sofort an allen Netzendpunkten aus.

Die erzielte Übereinstimmung zwischen Messung und Rechnung ist angesichts der vereinfachenden Annahmen gut. Verbleibende Abweichungen bei den Vorlaufemperaturen sind vor allem auf die vereinfachte Nachbildung des Rohrsystems im Bereich des HKW 2 zurückzuführen. Im Modell wird vorausgesetzt, dass die beiden unterschiedlich heißen Massenströme aus dem HKW 1 und dem HKW 2 vor der Einspeisung in die beiden Hauptleitungen ideal durchmischt worden sind, und somit beide Hauptleitungen mit der gleichen Vorlauftempera-

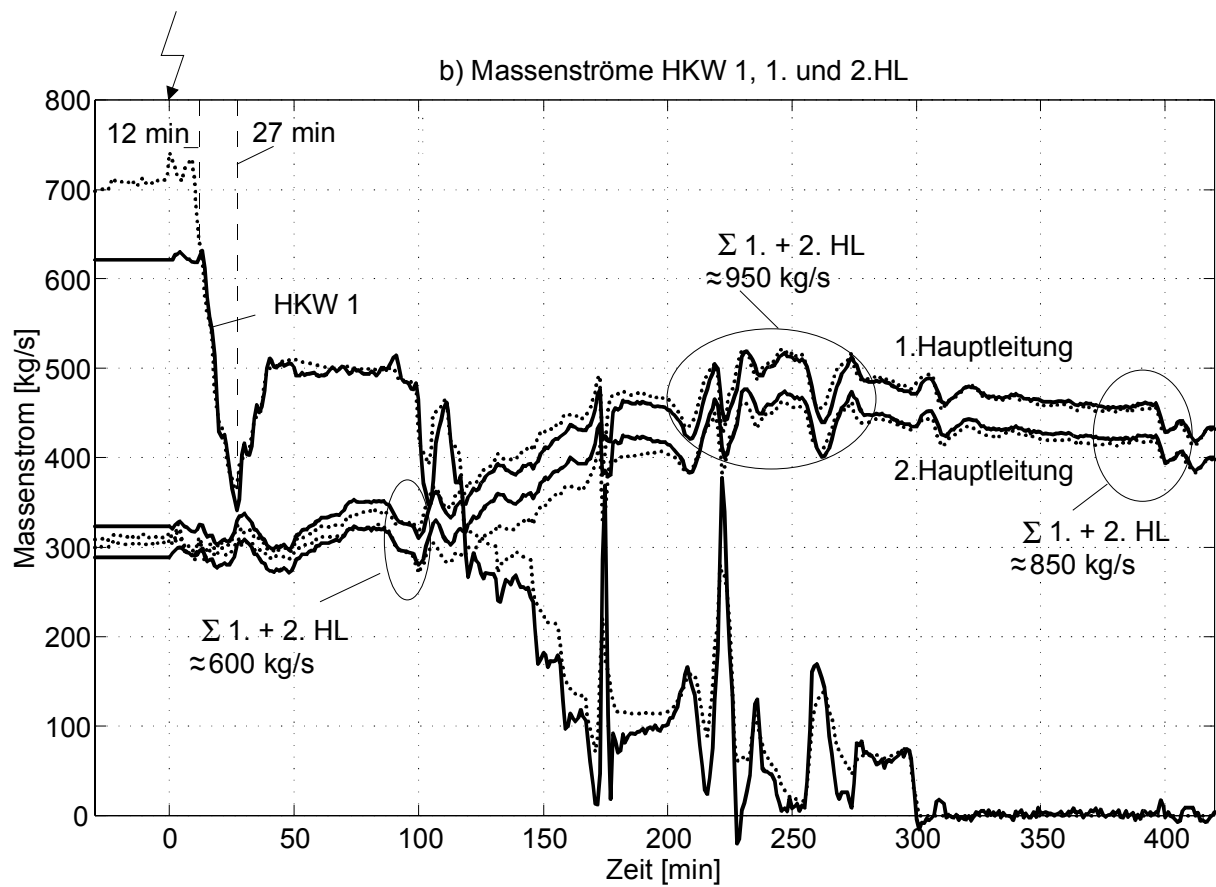
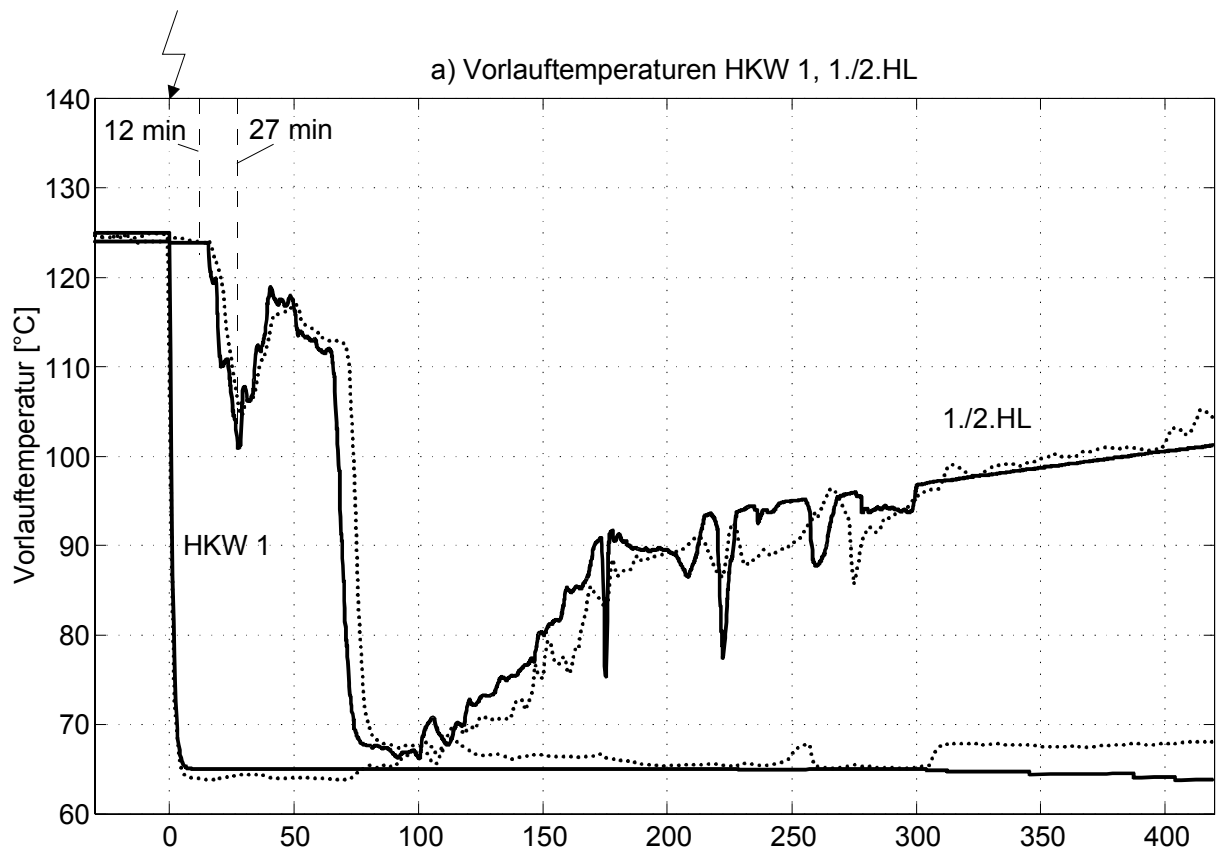


Bild 2.10: Vergleich der gemessenen und berechneten Vorlauftemperaturen und Massenströme im Heiznetz bei einer störfallbedingten reduzierten Fernwärmeeinkopplung am HKW 1

tur beaufschlagt werden. Dies ist in Wirklichkeit aber nur eingeschränkt der Fall.

Wie die Bilder 2.11a und 2.12a belegen, stimmen die Zeitpunkte, an denen die Temperatureinbrüche bei den gemessenen und berechneten Signalverläufen den jeweiligen Netzendpunkt erreichen, an allen Netzendpunkten sehr gut überein.

Die Differenzen zwischen den gemessenen und berechneten Druckverläufen in Bild 2.11b und 2.12b ergeben sich aus der vereinfachten Verbrauchernachbildung. Je stärker die zu einem Ersatzverbraucher zusammengefassten Einzelverbraucher räumlich voneinander entfernt sind, desto stärker unterscheidet sich ihr dynamisches Verhalten von dem des konzentrierten Ersatzverbrauchers.

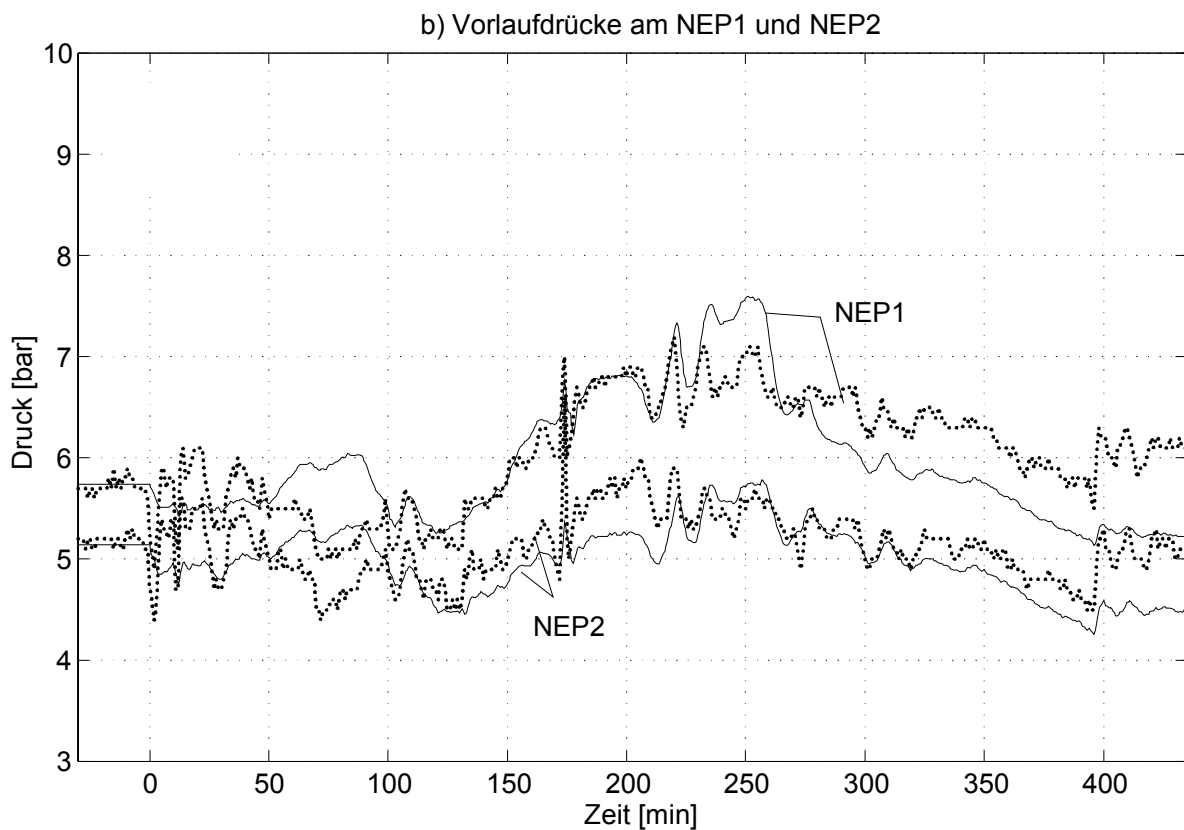
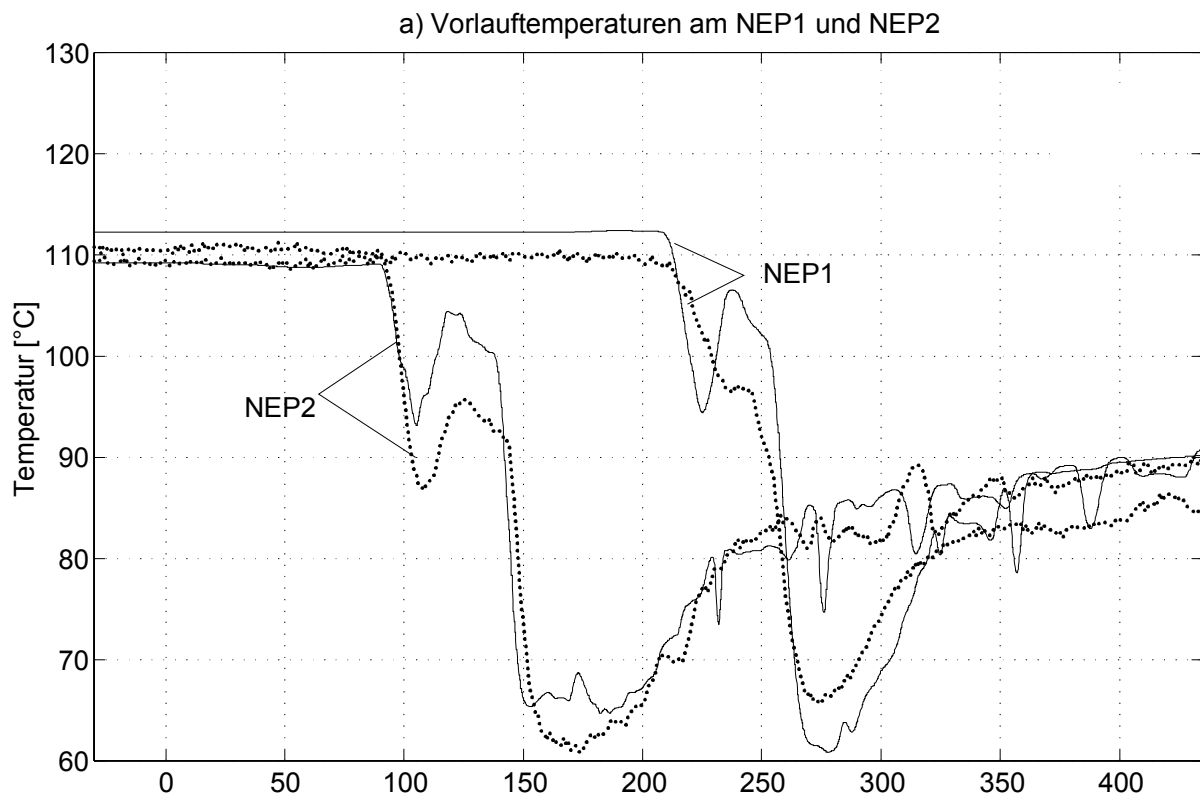


Bild 2.11: Vergleich von Messung und Rechnung der Vorlaufdrücke und -temperaturen an den Netzendpunkten NEP1 und NEP2

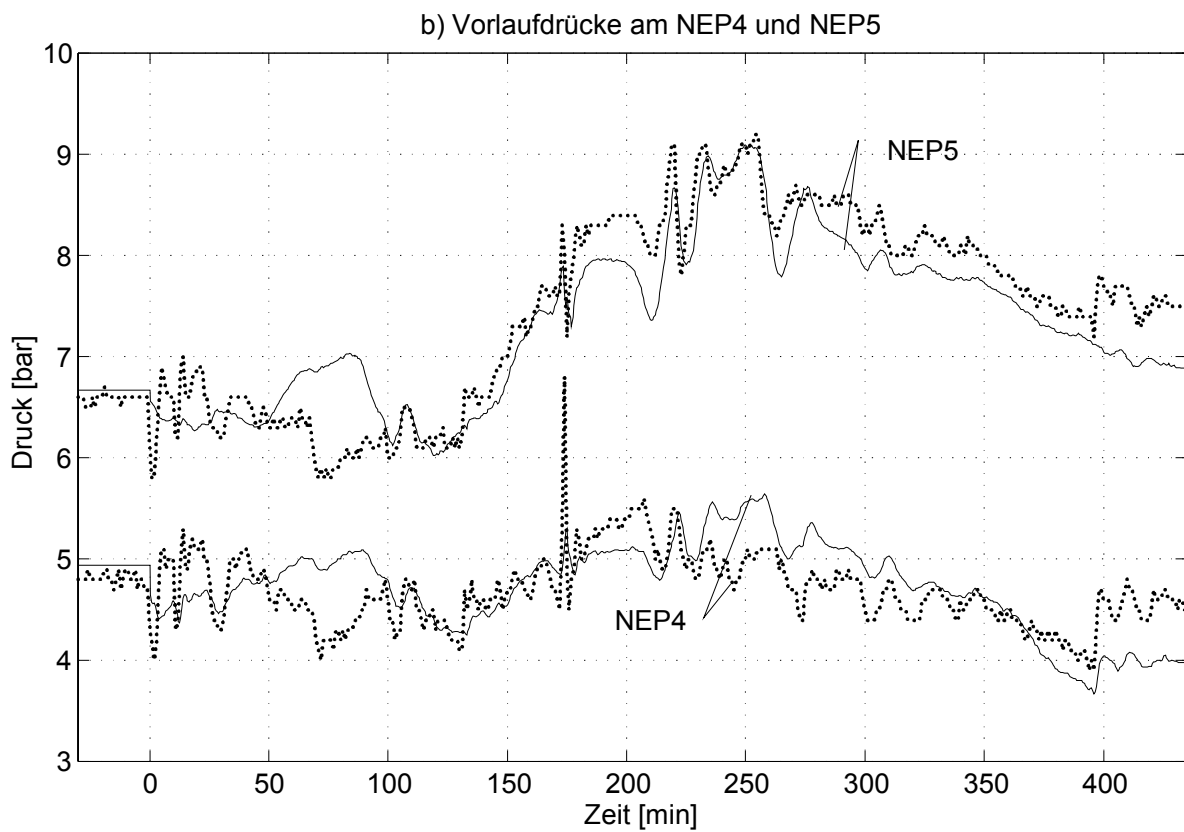
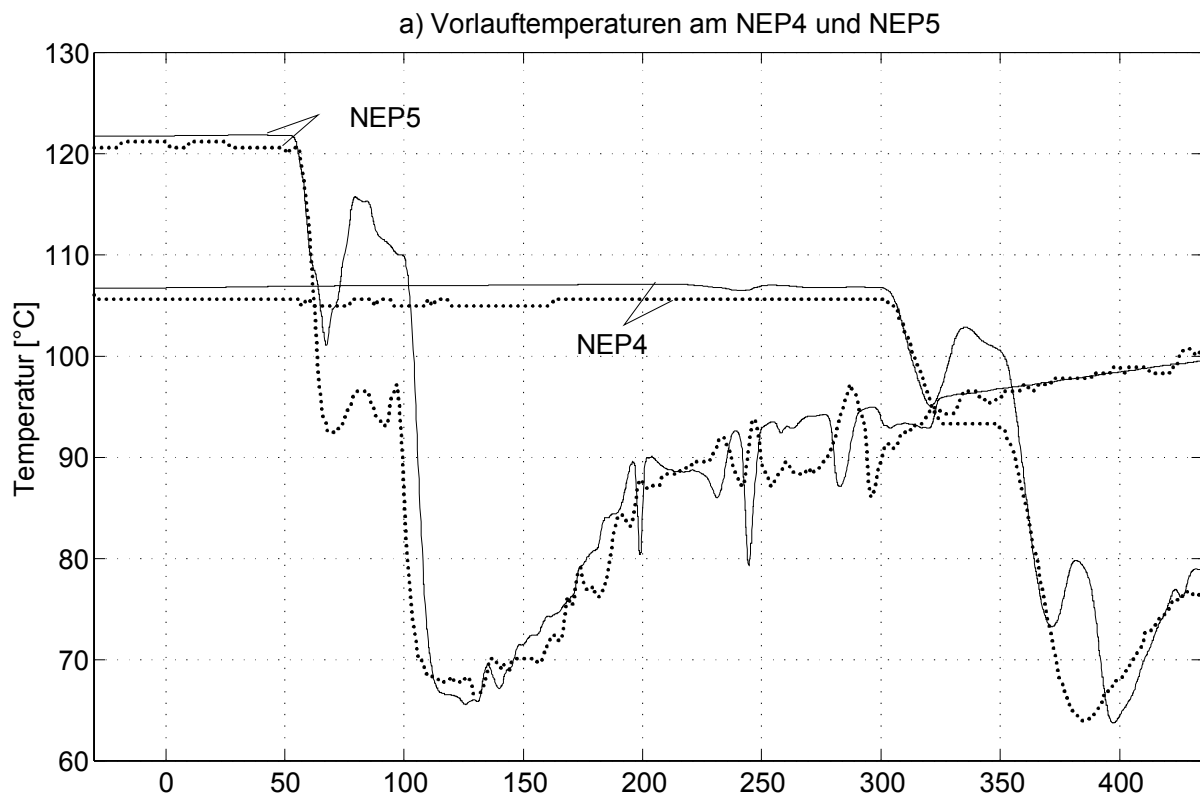


Bild 2.12: Vergleich von Messung und Rechnung der Vorlaufdrücke und -temperaturen an den Netzendpunkten NEP4 und NEP5

2.5 Verhalten des Heizkraftwerksblockes bei einer vorübergehenden Deaktivierung der Fernwärmeversorgung

2.5.1 Vorstellung des Heizkraftwerksblockes

Bei dem betrachteten Heizkraftwerksblock im HKW 1 handelt es sich um den Block 7 des Rheinhafendampfkraftwerkes in Karlsruhe, einen steinkohlebefeuertem Entnahmekondensationsblock mit einer maximalen elektrischen Leistung von 550 MW, vgl. Bild 2.13. Der zulässige Massenstrom durch die Heizkondensatoren legt die maximale Fernwärmeleistung fest, die bei einer Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf von 70 K 225 MW beträgt.

Der überhitzte Dampf aus dem Dampferzeuger wird in der Hochdruck-(HD), Mitteldruck-(MD) und Niederdruckteilturbine (ND) entspannt und dem Kondensator zugeführt. Zwischen HD- und MD-Teilturbine wird der Dampf im Zwischenüberhitzer zusätzlich erwärmt. Das Kondensat wird in den vier Niederdruck-(NDVW) und drei Hochdruckvorwärmern (HDVW) vorgewärmt, bevor es wieder in den Dampferzeuger eintritt. Wie die NDVW und HDVW wird auch die Turbospeisepumpe mit Dampf aus Entnahmen der Teilturbinen mit ausreichendem Druckniveau versorgt.

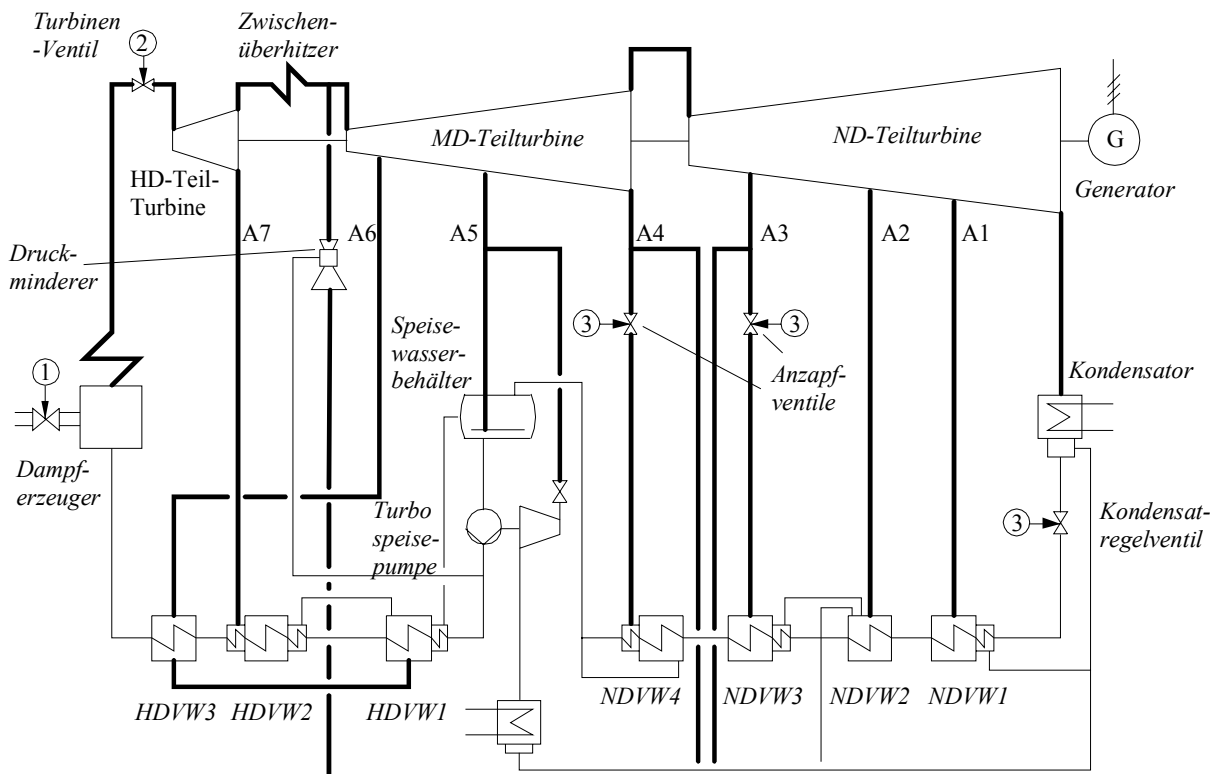
Im Kondensationsbetrieb werden die Heizkondensatoren wasserseitig umfahren und zudem die zugehörigen Anzapfleitungen durch die Entnahmeventile abgesperrt. Da die Einbuße an elektrischer Leistung durch die Fernwärmeauskopplung umso kleiner ist, je stärker der Dampf vorher in der Turbine entspannt werden kann, werden die Heizkondensatoren aus den Entnahmen mit dem niedrigsten Druckniveau gespeist, das noch die Aufheizung der Fernwärme auf die gewünschte Vorlauftemperatur erlaubt.

Das prinzipielle Zusammenwirken der Regelklappen und Entnahmeventile im stationären Betrieb ist Bild 2.14 dargestellt. Zuerst wird versucht, die gegenläufig betätigten wasserseitigen Regelklappen 1/2 so einzustellen, dass die Wärmeleistung \dot{Q}_H vollständig aus dem von der Entnahme 1 versorgten Heizkondensator 1 aufgenommen wird. Dabei ist das Entnahmeventil 1 geöffnet und das Entnahmeventil 2 geschlossen. Die maximale Wärmeleistung des Heizkondensators 1 $\dot{Q}_{HK1,max}$ wird dann erreicht, wenn der gesamte Heiznetznetzmassenstrom durch den Heizkondensator 1 fließt. Um die Wärmeleistung weiter zu erhöhen, wird bei gleichbleibender Stellung der Regelklappen 1 und 2 das Entnahmeventil 2 soweit geöffnet, bis sich die gewünschte Wärmeleistung einstellt. Bei vollständig geöffnetem Entnahmeventil 2 ergibt sich die maximale Wärmeleistung $\dot{Q}_{HK1+2,max}$.

Nur falls die in den beiden Heizkondensatoren 1 und 2 realisierbare Wärmeleistung nicht ausreicht, muss der Heizkondensator 3 aktiviert werden. Der dampfseitige Druckminderer regelt den Dampfdruck im Heizkondensator 3 auf den konstanten Wert von $p_{max}=3.4 \text{ bar}$. Das Heiz-

netzwasser verlässt daher den Heizkondensator 3 mit der dazugehörigen Satttdampf-temperatur von knapp 138°C abzüglich der Grädigkeit des Heizkondensators. Die wiederum gegenläufig

a) Strom- und Dampferzeugung



b) Wärmeauskopplung

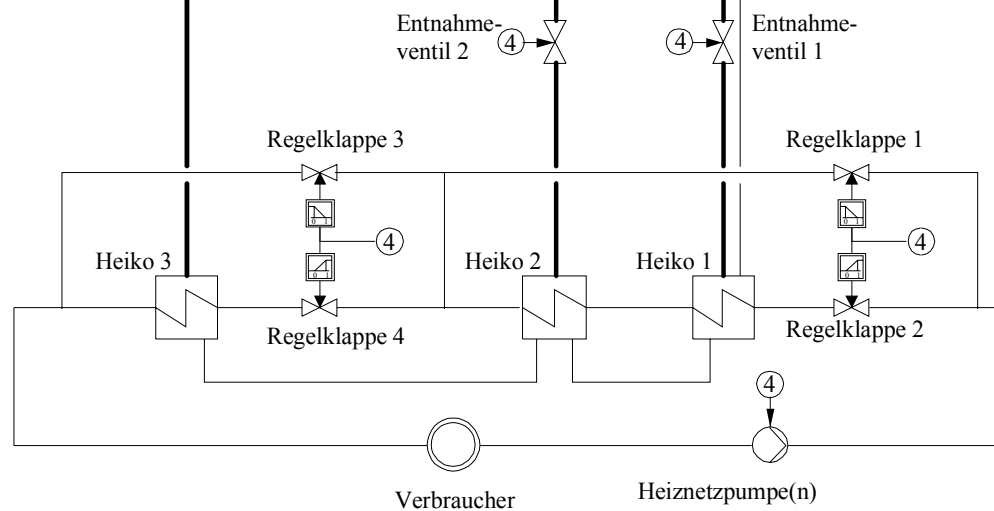


Bild 2.13: Anlagenschema Rheinhafendampfkraftwerk Block 7 mit stationären und temporären Maßnahmen zur Leistungserhöhung:

- stationäre Maßnahme 1: Erhöhung der Dampferzeugerleistung**
- kurzfristige Maßnahme 2: Öffnung des FD-Ventils**
- kurzfristige Maßnahme 3: Reduzierung der NDVW-Dampfentnahme**
- mittelfristige Maßnahme 4: Reduzierung der Fernwärmeauskopplung**

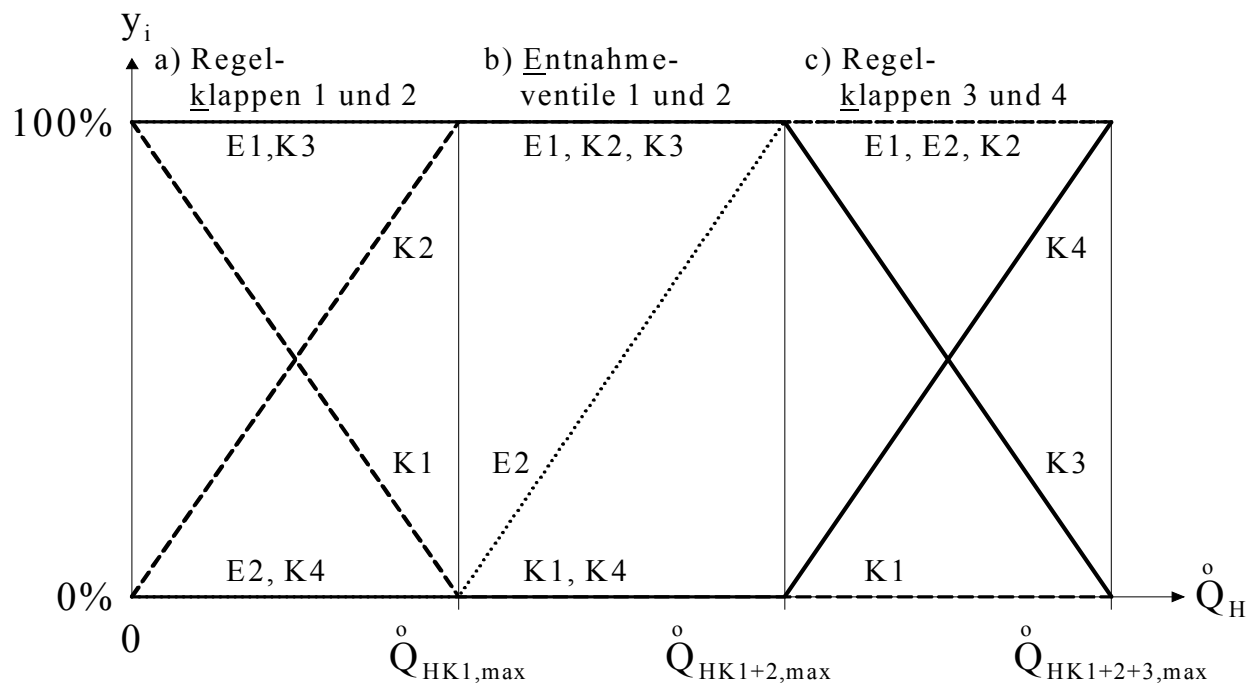


Bild 2.14: Prinzipdarstellung des Zusammenwirkens der Regelklappen und Entnahmeventile bei stationärer Fernwärmeauskopplung

betätigten Regelklappen 3/4 werden so eingestellt, dass sich die gewünschte Wärmeleistung nach der Mischung des am Heizkondensator 3 vorbeigeleiteten und des in ihm aufgeheizten Teilwasserstromes einstellt. Die Aktivierung des Heizkondensators 3 ist mit einer vergleichsweise großen Einbuße an elektrischer Leistung verbunden, da dieser Heizkondensator aus der heißen ZÜ versorgt wird. Seine Aktivierung ist aber nur bei großen Fernwärmeleistungen oder kleinen Blocklasten notwendig.

In Bild 2.14 ist vereinfachend dargestellt, dass in jedem der drei Heizkondensatoren jeweils ein Drittel der maximalen Wärmeleistung ausgekoppelt wird. Die tatsächlichen Verhältnisse hängen jedoch von dem Druckprofil in der Turbine ab und ändern sich damit abhängig von der Blocklast. Bei Nennlastbetrieb sowie $\vartheta_{VL} = 133^\circ\text{C}$ und $\vartheta_{RL} = 65^\circ\text{C}$ werden $\dot{Q}_{HK1} + \dot{Q}_{HK2} + \dot{Q}_{HK3} = 89\text{ MW} + 61\text{ MW} + 0\text{ MW}$ an Wärmeleistung ausgekoppelt.

2.5.2 Stellorgane zur dynamischen Reduzierung der Fernwärmeauskopplung

In Bild 2.13 sind die Stellorgane eingezeichnet, die zur dynamischen Reduktion der Fernwärmeauskopplung genutzt werden können:

a) Entnahmeventile

Die Dampfversorgung der beiden Heizkondensatoren 1 und 2 kann dampfseitig mit Hilfe der Entnahmeventile innerhalb von 1 s abgeschaltet werden. Eine direkte Reduzierung des dampfmassenstromes in den Heizkondensator 3 ist hingegen nicht möglich.

b) Regelklappen

Die Regelklappen 1 und 2 bzw. 3 und 4 legen das Verhältnis der durch die jeweiligen Heizkondensatoren fließenden und der an ihnen vorbeigeleiteten Massenströme fest. Sie werden immer gleichzeitig gegenläufig verstellt. Die vier Regelklappen können innerhalb von 140 s vollständig geöffnet oder geschlossen werden und sind damit deutlich langsamer als die dampfseitigen Entnahmeventile.

c) Heiznetzpumpen

Die Heiznetzpumpen können innerhalb von 20 s abgestellt werden. Diese Möglichkeit wird jedoch aus zwei Gründen nicht weiter verfolgt: Zum einen sind die Heiznetzpumpen vom HKW 1 aus nicht beeinflussbar. Zum anderen hat eine Veränderung des Wasserstromes spürbare Auswirkungen auf das Druckprofil im Heiznetz. So zeigt sich bei der Simulation einer reduzierten Fernwärmeeinkopplung in das Heiznetz, dass der Druck an den Netzendpunkten schon merklich absinkt, wenn der Wasserstrom lediglich konstant gehalten wird, vgl. Bild 2.18c. Deswegen würde eine Verringerung des Massenstromes zu einem noch stärkeren Einbruch der Drücke führen.

Angesichts der sehr unterschiedlichen dampf- und wasserseitigen Stellzeiten liegt es nahe, die Reduktion der Fernwärmeauskopplung allein durch die dampfseitigen Entnahmeventile vorzunehmen. In /24/ ist jedoch gezeigt worden, dass die zusätzliche wasserseitige Umfahrung der Heizkondensatoren einen günstigen Einfluss auf das Druckprofil in der Turbine hat und dadurch für eine schnellere Verfügbarkeit der elektrischen Zusatzleistung sorgt. Daher sind bei den durchgeführten Untersuchungen sowohl die beiden Entnahmeventile als auch die vier Regelklappen mit den jeweils maximal möglichen Geschwindigkeiten geschlossen worden.

2.5.3 Erzielbare elektrische Zusatzleistung und Vorlauftemperatur am HKW 1

Bei den nachfolgenden Untersuchungen wird von einem nichtlinearen Kraftwerksdynamikmodell /25/ ausgegangen, das durch entsprechende Parametrierung an den betrachteten Kraftwerksblock RDK 7 angepasst wurde /26/. Der Simulation wird ein Winterlastfall mit einer elektrischen Leistung von 352 MW, einer hohen Wärmeleistung von 153 MW und einer Außentemperatur von -2.5°C zugrunde gelegt, bei dem die Fernwärmeversorgung mit den maximal möglichen Geschwindigkeiten der Stellorgane für 15 Minuten unterbrochen wird.

In Bild 2.15 sind der erzielbaren elektrischen Zusatzleistung die neuen DVG-Forderungen zur Bereitstellung von Primärregelreserveleistung /27/ gegenübergestellt, die besagen, dass alle Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung über 100 MW je nach Verbraucherlast maximal 2% ihrer elektrischen Leistung an Reserveleistung vorhalten und innerhalb von 30 Sekunden

aktivieren können müssen. Werden einzelne Kraftwerksblöcke von dieser Forderung ausgenommen, so ist von anderen Erzeugereinheiten entsprechend mehr Reserveleistung vorzuhalten. Deswegen sind neben der 2%igen DVG-Anforderung auch eine 4%ige und eine 6%ige Leistungsanforderung dargestellt. Im Folgenden werden die Zusatzleistungen auf die elektrische Leistung im Kondensationsbetrieb von 381 MW bezogen.

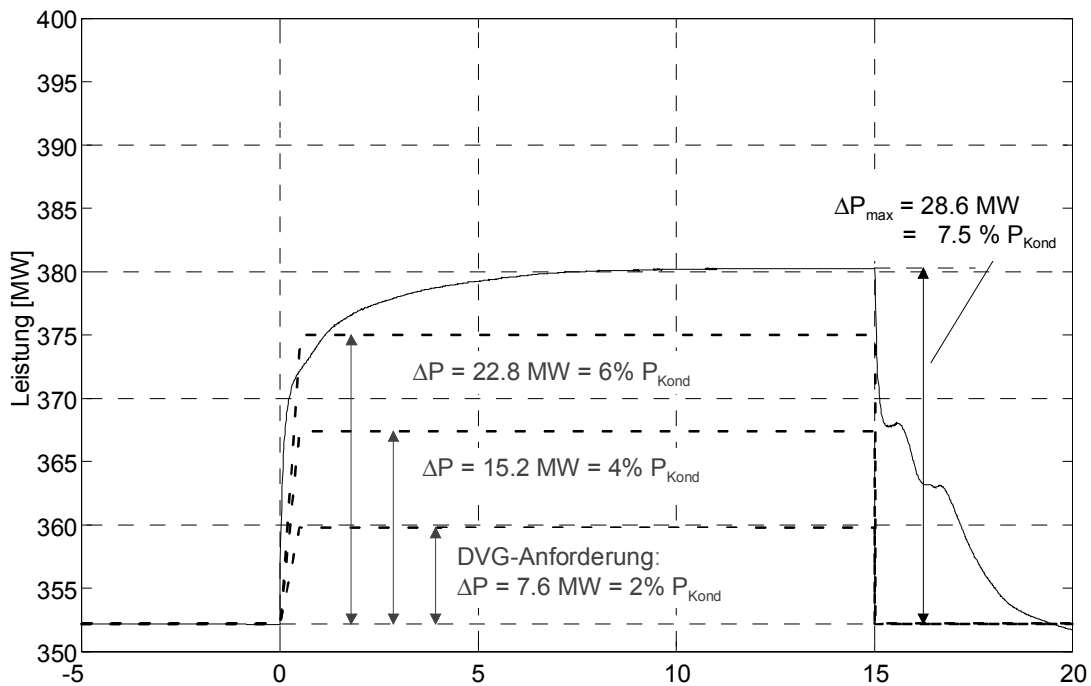
Der in Bild 2.15a zu erkennende schnelle Anstieg der elektrischen Leistung in den ersten 20 Sekunden ist auf das Schließen der Entnahmeventile zurückzuführen. Bedingt durch die in Kapitel 3 näher erläuterte langsame Aufwärmung des Speisewasserbehälters stellt sich die maximale zusätzliche Leistung von 28.6 MW erst nach sieben Minuten ein. Dieser Leistungsanstieg entspricht 7.5% der elektrischen Leistung im Kondensationsbetrieb. Der Leistungsverlauf zeigt, dass selbst eine 6%ige Reserveleistungsanforderung im Wesentlichen eingehalten wird. Zwar tritt im Zeitraum $t = 0.4$ bis 1 min eine geringfügige Fehlleistung auf, die jedoch schon zuvor zusätzlich bereitgestellt worden ist. Der Vergleich des erzielbaren Leistungsanstieges mit der neuen DVG-Anforderung belegt somit, dass in diesem Fall die Reduzierung der Fernwärmeauskopplung sowohl dynamisch als auch stationär bei weitem dieser Anforderung genügt. Daraus lassen sich zwei Konsequenzen ziehen:

1. Sollen die Auswirkungen auf das Heiznetz möglichst gering gehalten werden, so ist die Reservemaßnahme 4 nur insoweit in Anspruch zu nehmen, wie es die Erfüllung der DVG-Vorgabe erfordert. Dann können die Entnahmeventile langsamer betätigt werden und müssen nicht vollständig geschlossen werden.
2. Bei voller Inanspruchnahme der Maßnahme kann die zuviel bereitgestellte Wirkleistungs-Sekundenreserve bei anderen Kraftwerksblöcken des betreffenden EVUs eingespart werden, da die DVG-Anforderung sich nicht auf einzelne Blöcke bezieht, sondern in Summe von den einzelnen EVUs erfüllt werden muss. Diese zweite Variante ist insbesondere dann sinnvoll, wenn bei den anderen Blöcken die Wirkleistungs-Sekundenreserve durch die „teure“ Androsselung des HD-Ventils vorgehalten werden muss. Zudem besteht mit dem Übergang zur deregulierten Energiewirtschaft die Möglichkeit, überschüssige bereitgestellte Wirkleistungs-Sekundenreserve auf dem Spotmarkt zu verkaufen.

Die bisher getroffenen Aussagen gelten für den betrachteten Winterlastfall mit einer Fernwärmeleistung des HKW 1 von 153 MW, die sich als niedriger Wert bei einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -2.5^\circ\text{C}$ aus der in Bild 2.15 dargestellten Wärmelastkurve ergibt, wenn 15 MW der Wärmelast vom HKW 3 bereitgestellt werden. Im Jahresmittel gilt dies für $\vartheta_a = 2.5^\circ\text{C}$.

In Bild 2.15 kann man ablesen, dass knapp ein Drittel der Wärmeleistung, also etwas 50 MW ausreichend sind, um die DVG-Anforderung für die untersuchte elektrische Leistung im Kon-

a) Aktivierbare Reserveleistung



b) Resultierende Vorlauf- bzw. Wärmeleistungsverläufe

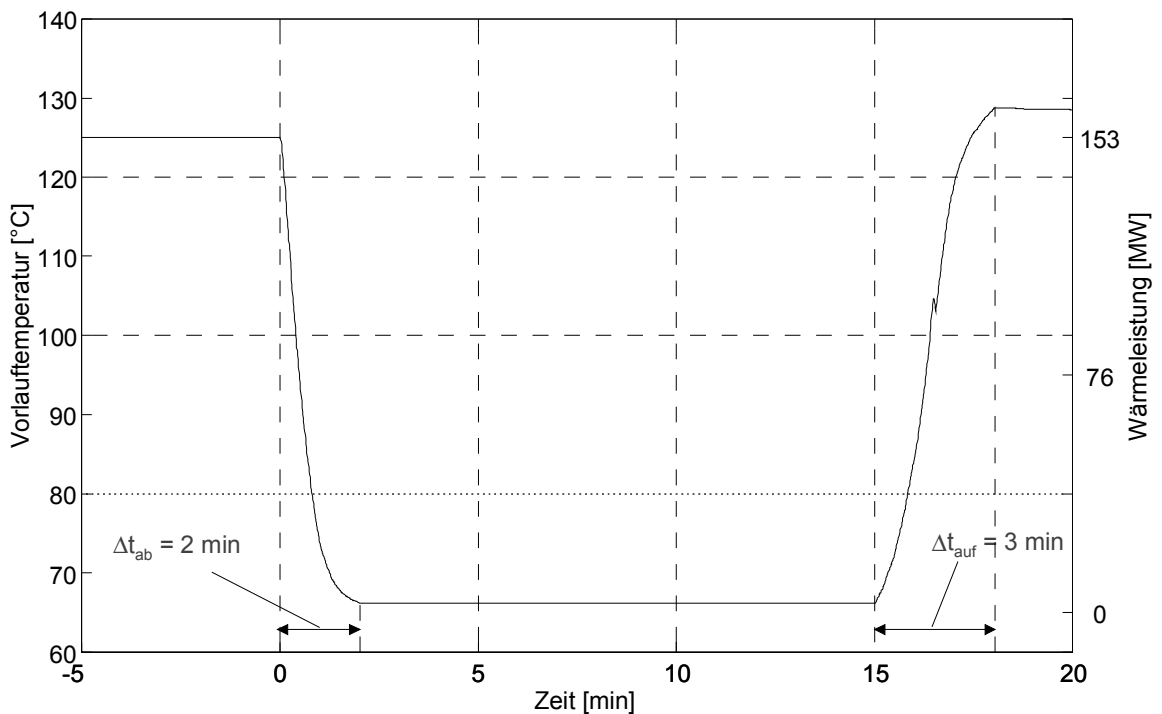


Bild 2.14: Leistungs- und Temperaturverhalten bei einer 15-minütigen Unterbrechung der Fernwärmeversorgung im Winter:

$$P_G = 352 \text{ MW}, \dot{Q}_H = 153 \text{ MW} \text{ und } \vartheta_a = -2.5^\circ \text{ C}$$

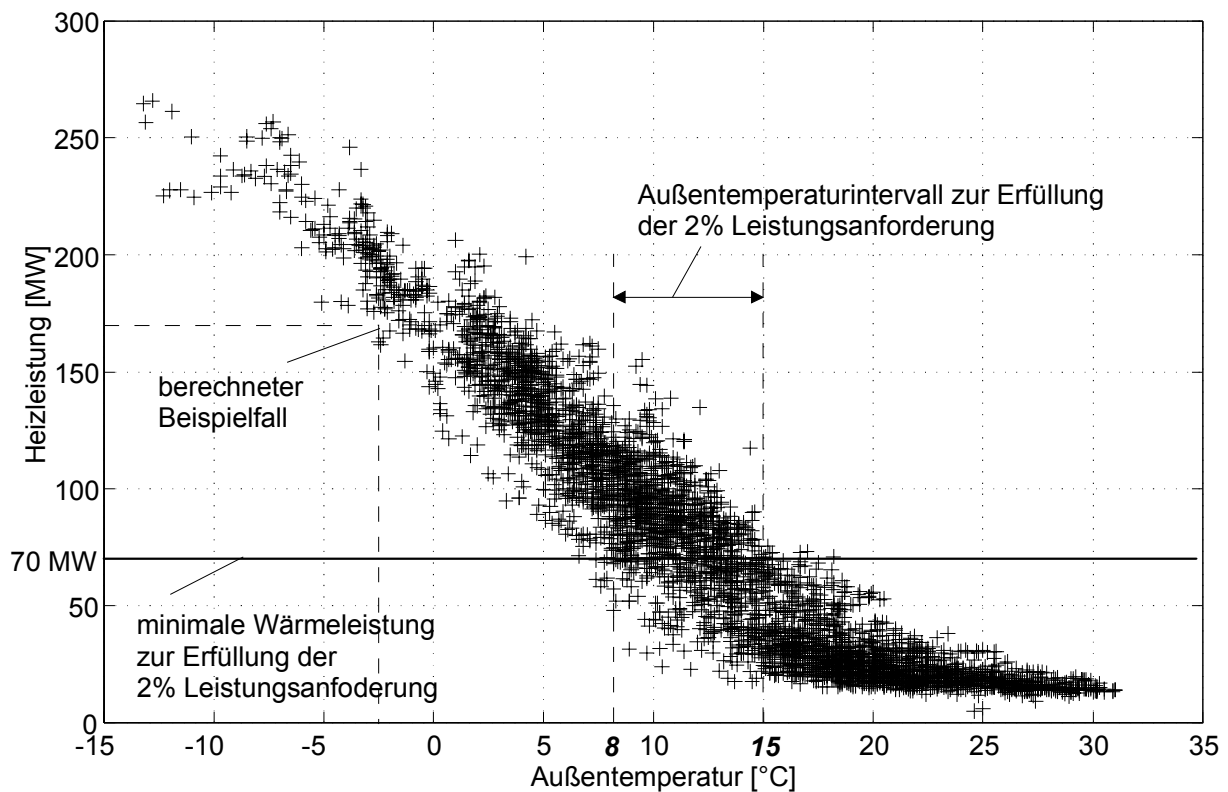


Bild 2.15: Stundenmittelwerte der Heizleistung des betrachteten Heiznetzes im Jahr 1997

densationsbetrieb von 381 MW sicher zu erfüllen. Bei der maximalen elektrischen Leistung von 530 MW sind daher etwa 70 MW Wärmeleistung erforderlich. Bild 2.15 veranschaulicht, dass dieser Wert erst bei Außentemperaturen zwischen 8 und 15 °C unterschritten wird. Diese minimale Wärmeleistung zur Erfüllung der DVG/UCTE-Anforderung wurde 1997 in 47% der Stunden des Jahres erreicht, in 30 % aller Stunden des Jahres 1997 lag die Heizleistung über 100 MW, in 10% der Stunden sogar über 150 MW. Der Mittelwert der Heizleistung über das gesamte Jahr lag bei 74 MW.

Damit hätte im Jahre 1997 selbst unter der für diese Betrachtung ungünstigen Annahme, dass der Block das ganze Jahr mit maximaler Blocklast eingesetzt wurde, in fast der Hälfte der Zeit die Reserveleistung durch die Maßnahme 4, „Vorübergehende Deaktivierung der Heizkondensatoren“, bereitgestellt werden können. In den anderen Fällen hätte eine zusätzliche Maßnahme den meist geringen Restbetrag an Reserveleistung zur Verfügung stellen müssen. Aufbauend auf dieser Überlegung wird in Kapitel 3 ein Regelungskonzept vorgestellt, dass die Maßnahme 4 mit der Basismaßnahme 1, „Erhöhung des Brennstoff- und Speisewassermassenstromes“ und der Maßnahme 2, „Androsselung des HD-Turbinenventils“ kombiniert.

Heiznetzseitig wird die Fernwärmeauskopplung durch die maximale Heizleistung des betrachteten HKWs im Jahre 1997 von 266 MW bei einer geschätzten Heizlast von 250 MW und den maximalen Heiznetzmassenstrom von 767 kg/s begrenzt, der durch die hydraulischen

Verhältnisse der Heizkondensatoren und Rohrleitungen gegeben ist. Kraftwerksseitig ist die Grenze der Fernwärmeauskopplung damit aber bei weitem noch nicht erreicht, wie die folgende Abschätzung zeigt. Ausgehend von einem Betriebspunkt mit maximaler Blocklast von 426 kg/s, einer elektrischen Leistung von 496 MW und einer Fernwärmeleistung von 178 MW wird angenommen, dass 90% des Turbinenmassenstromes von 217 kg/s, der in diesem Betriebspunkt in den unterhalb der Entnahme 1 liegenden Turbinenabschnitten entspannt wird, anstatt dessen in Fernwärme umgesetzt wird. Daraus ergibt sich eine zusätzliche Wärmeleistung von 450 MW. Bei einer reduzierten elektrischen Leistung von knapp 400 MW ließen sich damit 628 MW Fernwärme auskoppeln. Entsprechend hoch ist das Potential an zusätzlich aktivierbarer elektrischer Leistung: Im Vergleich zum Ausgangspunkt sind fast 100 MW zusätzliche elektrische Leistung erreichbar, im Vergleich zur elektrischen Leistung im Kondensationsbetrieb von 530 MW sogar über 130 MW. Theoretisch kann damit bei ausreichender Dynamik der Stellorgane die Primärregelreserve eines 6.5 GW-Teilnetzes im Schwachlast- und sogar eines 13 GW-Teilnetzes im Starklastfall bereitgestellt werden.

Für den etwas kleineren Block 2 des NWS-Kraftwerkes in Altbach-Deizisau ergeben sich folgende Werte /28/: Im reinen Kondensationsbetrieb produziert der Block 302 MW elektrische Leistung, bei der maximalen Fernwärmeauskopplung von 280 MW nur nach 252 MW. Bei genügend schneller Deaktivierung der Fernwärmeauskopplung lassen sich also 50 MW elektrische Zusatzleistung zur Verfügung stellen, die für die 2%ige Primärregelreserve eines Teilnetzes von 2.5 GW im Schwachlastfall und sogar von 5 GW für die 1%ige Regelreserve im Starklastfall ausreichen.

2.5.4 Resultierende Absenkung der Vorlauftemperatur

Die in Bild 2.15b gezeigte vorübergehend einbrechende Vorlauftemperatur des HKW 1 stellt die Störgröße für das Heiznetz dar. Das im Vergleich zum Anstieg der elektrischen Leistung verzögerte Absinken der Vorlauftemperatur resultiert aus der Energie, die in den Heizkondensatoren gespeichert ist. Beginnt die Vorlauftemperatur abzusinken, wärmen die zuerst noch heißen Massen der Heizkondensatoren den Wasserstrom zunächst auf und verzögern auf diese Weise das Abfallen der Vorlauftemperatur. Innerhalb der ersten zwei Minuten sinkt die Vorlauftemperatur von 125°C auf 66°C. Da der vorher beschriebene Wärmespeicher beim Anstieg der Vorlauftemperatur wieder aufgeladen werden muss, dauert der nach $t = 15$ min beginnende Vorlauftemperaturanstieg mit drei Minuten etwas länger als das Absinken. Nach 17 Minuten ist die anfängliche Vorlauftemperatur von 125°C wieder erreicht. Dieser Verlauf liegt den Simulationen des Heiznetzes im Abschnitt 2.6 zugrunde.

2.6 Regelverhalten des Heiznetzes bei einer vorübergehenden Deaktivierung der Fernwärmeversorgung

Die Reaktion des Heiznetzes auf eine 15-minütige Unterbrechung der Fernwärmeauskopp- lung wird im Wesentlichen durch die trägen Temperaturregelungen der Fernwärmeabnehmer und die schnelle Differenzdruckregelung des Heiznetzbetreibers bestimmt. Um die Auswir- kungen beider Regeleinflüsse separat untersuchen zu können, werden - zusätzlich zum realis- tischen Betrachtungsfall 3, bei dem beide Regelungen im Betrieb sind, - zunächst zwei fiktive Fälle betrachtet: Im Fall 1 sind beide Regelungen ausgeschaltet; im Fall 2 werden die Raum- temperaturregelungen der Verbraucher aktiviert, nicht jedoch die Differenzdruckregelung. Da sich die in Bild 2.16 für den Beispielfall 2 „mit Raumtemperaturregelung“ gezeigten Temperaturverläufe bei einigen der Ersatzverbrauchern stark ähneln, wird bei den folgenden Untersuchungen nur noch ein Ersatzverbraucher je Netzendpunkt (NEP) betrachtet, d.h. an- stelle der vier Ersatzverbraucher 4, 8, 1 und 9 wird nur noch das Temperaturverhalten des Ersatzverbrauchers 8 am NEP 5 abgebildet. In gleicher Weise werden die Ersatzverbraucher 5, 3, 11, 6 und 10 zusammengefasst und durch den Ersatzverbraucher 10 am NEP 2 reprä- sentiert. Aus Bild 2.16 geht zudem hervor, dass der Einbruch der Vorlauftemperatur den Großteil der Verbraucher mit einem Wärmeleistungsanteil von 90 % im Zeitraum $t = 80-200$ min erreicht. Die Verbraucher 2 und 7 im Bereich der entfernt gelegenen NEP 1 und 4 werden entsprechend später beeinflusst, tragen jedoch auch nur 10% zur Gesamtwärmeleistung bei.

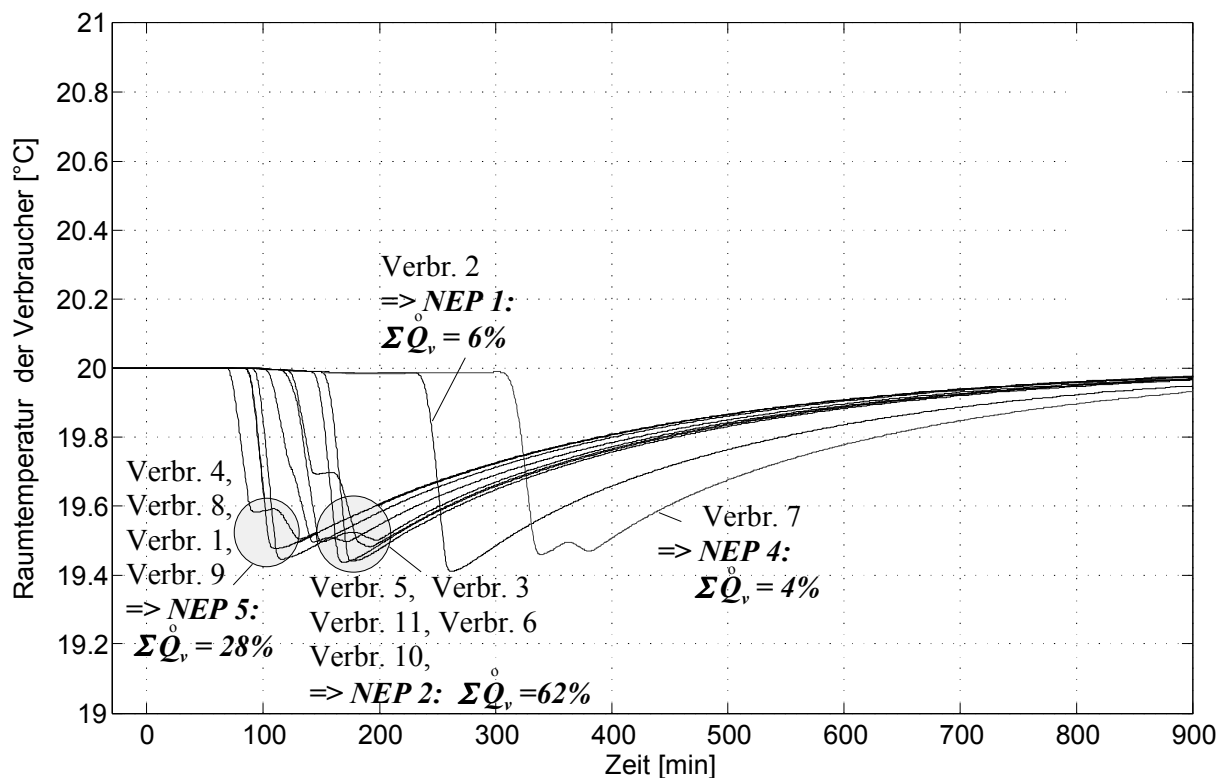


Bild 2.16: Zuordnung der Ersatzverbraucher zu den Netzendpunkten (NEP)
=> 15 min Unterbrechung der Fernwärmeversorgung, Beispielfall 2

2.6.1 Fiktiver Fall 1: Ohne Raumtemperatur- und Differenzdruckregelung

a) Vorlauftemperaturen an den Netzendpunkten

Da die aus den Rohrwänden der Stichleitung ausspeicherbare Energie bei der betrachteten 15-minütigen Abschaltung der Fernwärmeeinkopplung nicht mehr ausreicht, um den Temperatureinbruch nennenswert zu dämpfen, sinkt die Vorlauftemperatur am Ende der Stichleitung wie in Bild 2.17a veranschaulicht ebenso wie am Anfang der Stichleitung, d.h. am HKW 1, auf 66°C ab. Daher fallen auch die Vorlauftemperaturen an den Netzendpunkten auf 60°C.

b) Raumtemperaturen der Verbraucher an den Netzendpunkten

Die in Bild 2.17b dargestellten Verbraucher-Raumtemperaturen an den einzelnen Netzendpunkten sinken trotz des relativ großen Einbruchs der Vorlauftemperaturen nur geringfügig ab. Die größte Temperaturabsenkung erfährt noch der Netzendpunkt 1, jedoch auch nur um 0.6 K. Das Absinken der Raumtemperaturen tritt zwar entsprechend der Entfernung der Netzendpunkte vom Einspeisepunkt zeitlich versetzt, aber mit ähnlichen Verläufen auf. Der zwischenzeitliche leichte Wiederanstieg an den Netzendpunkten 2 und 4 ist durch den oben erwähnten Wiederanstieg der jeweiligen Vorlauftemperaturen bedingt.

Der Nachteil dieses fiktiven unregulierten Betrachtungsfalles liegt darin, dass die Raumtemperaturen nur sehr langsam wieder ansteigen und erst nach 900 Minuten, d.h. 15 Stunden nach der Störung am HKW 1, ihren Sollwert wieder nahezu erreichen. Das beruht darauf, dass nach der 15-minütigen Reduzierung der Fernwärmeeinkopplung nur diejenige Wärmeleistung wieder eingespeist wird, die zur stationären Aufrechterhaltung der Raumtemperaturen der Verbraucher notwendig ist. Durch die etwas niedrigeren Raumtemperaturen sind die Wärmeverluste etwas kleiner als die zugeführte Wärmeleistung. Da diese kleine Leistungsdifferenz über Stunden zum Wiederaufladen der Wärmespeicher der Verbraucher - wie Heizkörper, Decken, Wände und letztendlich die Raumluft – benötigt wird, nähert sich die Raumtemperatur erst stark verzögert der Solltemperatur von $\vartheta_{Soll} = 20^\circ\text{C}$.

c) Drücke an den Netzendpunkten

Wie aus Bild 2.17c hervorgeht, verhalten sich die Drücke an den Netzendpunkten weitgehend konstant, da die Raumtemperaturregelung nicht eingreift. Die geringfügigen Schwankungen sind durch die geänderte Dichte des zwischenzeitlich kälteren Heiznetzwassers bedingt.

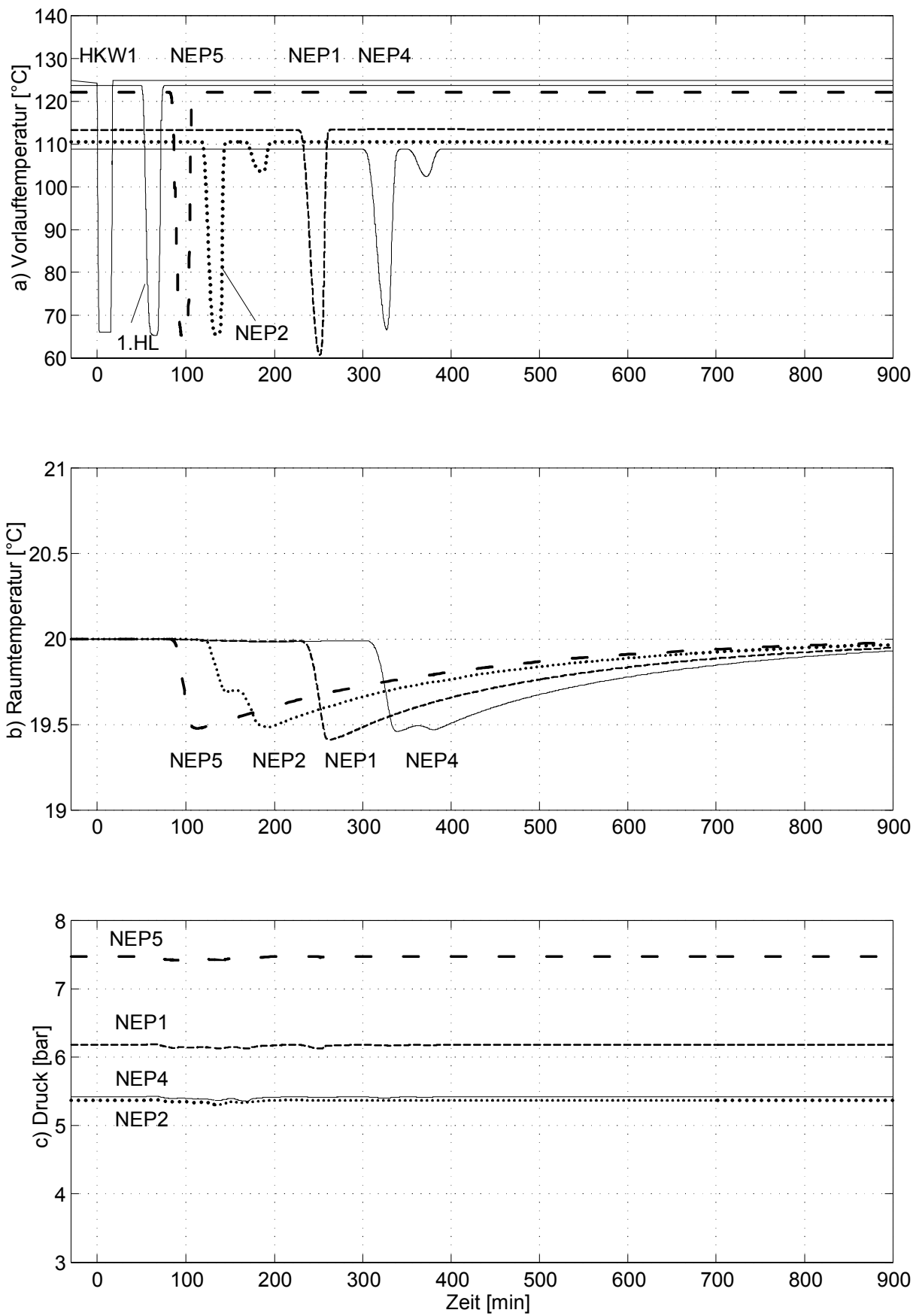


Bild 2.17: 15-minütige Abschaltung der Fernwärmeversorgung bei Winterlast: Fall 1: ohne Raumtemperatur- und Differenzdruckregelung

2.6.2 Fiktiver Fall 2: Mit Raumtemperatur-, jedoch ohne Differenzdruckregelung

Im fiktiven Betrachtungsfall 2 wird wiederum die Reaktion des Heiznetzes auf die 15minütige Unterbrechung der Fernwärmeversorgung untersucht. Im Gegensatz zum Fall 1 sind nun jedoch die Temperaturregelungen der Verbraucher in Betrieb. Da weiterhin die gleiche Wärmeleistung in das Heiznetz eingekoppelt wird, können zwar die dem Einspeisepunkt nächstgelegenen Verbraucher ihre Raumtemperatur nach dem Einbruch der Vorlauftemperatur regeln, dies jedoch nur auf Kosten der entfernten Verbraucher.

a) Vorlauftemperaturen an den Netzendpunkten

Die Verläufe der Vorlauftemperaturen in Bild 2.18a gleichen denen des vorigen Beispielfalls. Allerdings erreicht die Störung der Vorlauftemperatur die vom Einspeisepunkt weiter entfernten Netzendpunkte 2 und 4 erst etwas später, da die näher liegenden Verbraucher beim Eintreffen der Vorlauftemperaturstörung versuchen, durch das Öffnen der Heizungsventile die Störung auszuregeln. Dadurch erhöhen diese ihre Teilmassenströme, und bei dem konstant gehaltenen Gesamtmassenstrom sinken die Teilmassenströme und damit die Strömungsgeschwindigkeiten, mit denen sich die Vorlauftemperaturstörung ausbreitet, an den weiter entfernten Verbrauchern ab, vgl. Netzendpunkte NEP 1 und NEP 4. Gleichzeitig wird die in der Rohrwand der langen Leitung zum Netzendpunkt 4 gespeicherte Energie stärker in Anspruch genommen, so dass die dortige Vorlauftemperatur nicht so weit absinkt wie im Beispielfall 1.

b) Raumtemperaturen der Verbraucher an den Netzendpunkten

Wie in Bild 2.18a und b zu erkennen ist, beginnen die Raumtemperaturen ab dem Zeitpunkt $t = 80 \text{ min}$ zu sinken, da dann die Vorlauftemperaturstörung am ersten Verbraucher ankommt, der daraufhin einen höheren Massenstrom „zieht“. Beim zugrunde gelegten konstanten Gesamtmassenstrom werden deswegen alle anderen Verbraucher nicht mehr ausreichend versorgt und ihre Raumtemperaturen sinken weiter ab. Im Vergleich zum vorigen Beispielfall 1 wird deutlich, dass die Raumtemperatur zwar an den ersten Verbrauchern, siehe Netzendpunkt 5, weniger stark abfällt und aufgrund der Temperaturregelung schneller wieder ansteigt. Die Verschiebung der Wärmeleistung von den hinteren zu den vorderen Verbrauchern hat jedoch zur Folge, dass die Raumtemperaturen der hinteren Verbraucher an den Netzendpunkten 1 und 4 um bis zu 0.8 K absinken.

Der Anstieg der Raumtemperatur am NEP 4 über den Sollwert hinaus beruht darauf, dass dieser Verbraucher die Vorlauftemperaturabsenkung als letzter erfährt. Da die Störung an allen anderen Verbrauchern schon weitgehend ausgeregelt ist, erhöht der Verbraucher am NEP 4

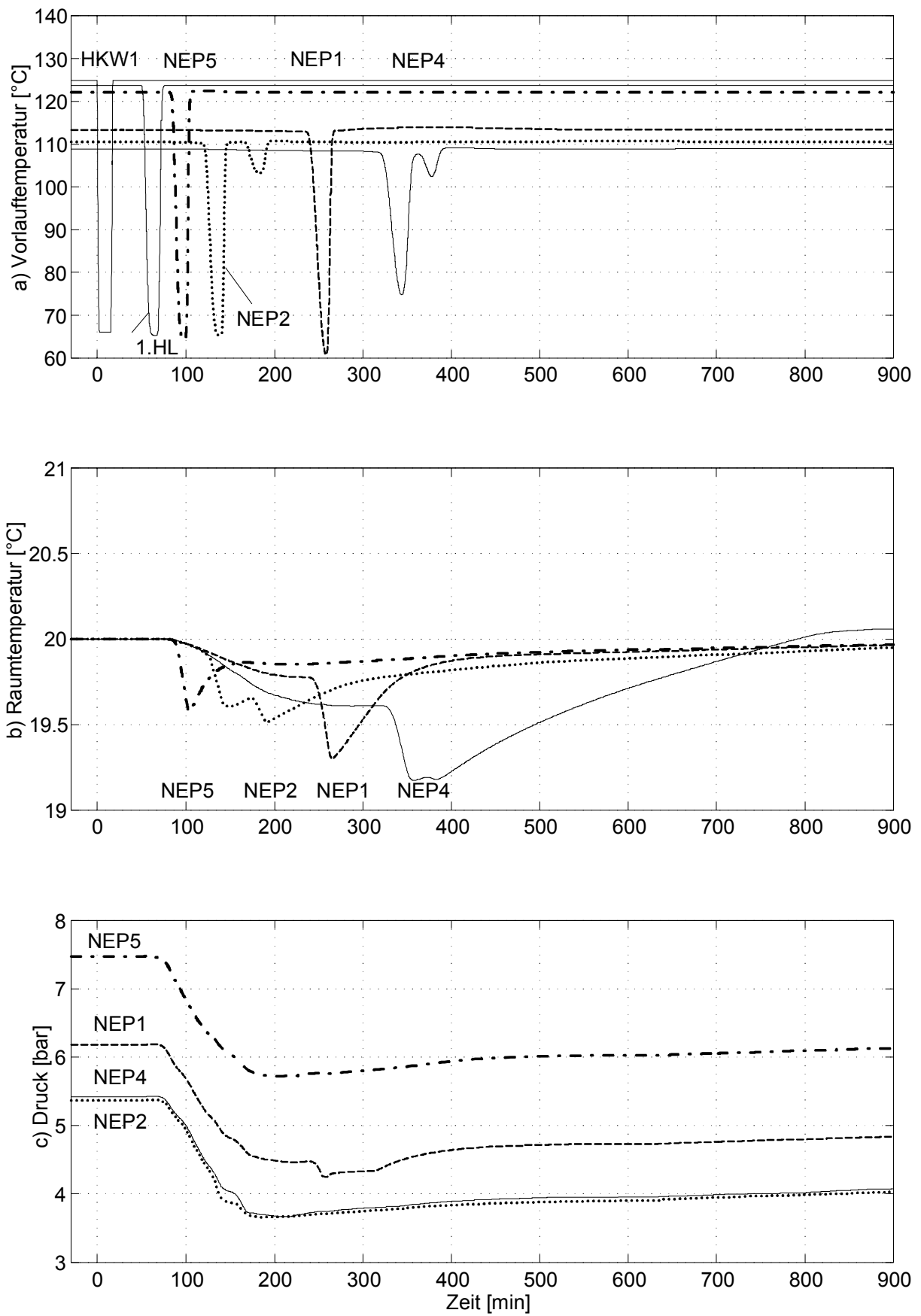


Bild 2.18: 15-minütige Abschaltung der Fernwärmeversorgung bei Winterlast:
Fall 2: mit Raumtemperaturregelung und ohne Differenzdruckregelung

seinen Massenstrom sogar über das stationär notwendige Maß hinaus. Da dies auf Kosten der anderen Verbraucher erfolgt, liegen die Raumtemperaturen an den anderen NEPs zum Zeitpunkt $t = 900$ min geringfügig unterhalb der Soll-Raumtemperatur von 20°C .

c) Drücke an den Netzendpunkten

Die Temperaturregelungen der Verbraucher bewirken durch das Öffnen der Heizungsventile den in Bild 2.18c erkennbaren deutlichen Abfall der Drücke um bis zu 2 bar. Mit dem allmählichen Wiederanstieg der Raumtemperaturen erhöhen sich auch die Drücke, ohne allerdings bis zum Zeitpunkt $t = 900$ min die Anfangswerte auch nur annähernd wieder zu erreichen. Der starke Druckabfall und der nur langsame Wiederanstieg belegen die Notwendigkeit der im Beispielfall 3 zusätzlich berücksichtigten Differenzdruckregelung.

2.6.3 Realistischer Fall 3: Mit Raumtemperatur- und Differenzdruckregelung vom HKW 1 aus

Im dritten Beispielfall, der dem realen Heiznetzbetrieb entspricht, ist zusätzlich der Differenzdruckregler im Einsatz. Dieser regelt den Differenzdruck am hintersten Netzendpunkt 4, indem das HKW 1 zusätzlich Fernwärme mit einer Vorlauftemperatur von 125°C in das Heiznetz einspeist.

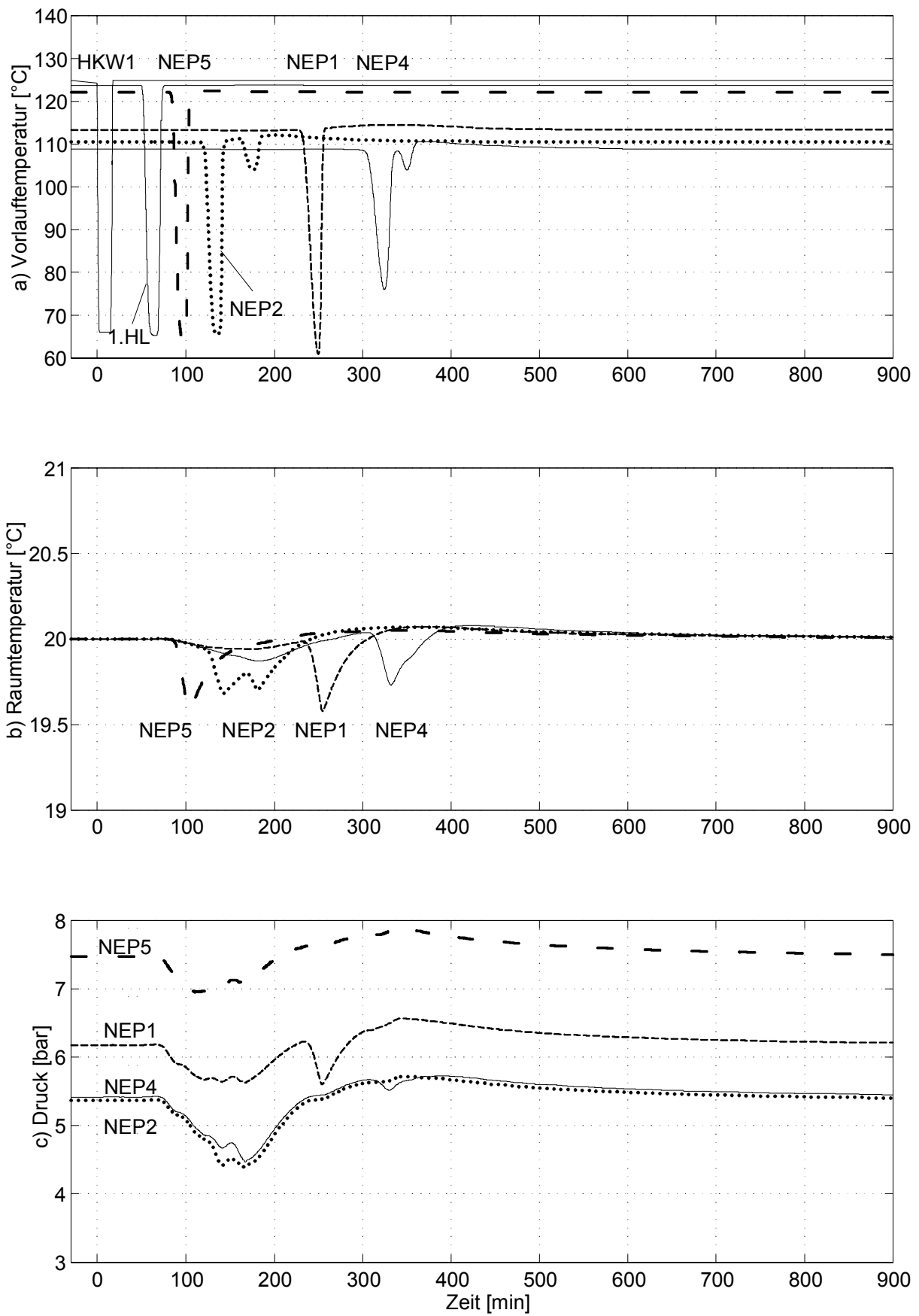
a) Vorlauftemperaturen an den Netzendpunkten

Die vorübergehende Anhebung des eingespeisten Massenstromes hat lediglich geringen Einfluss auf die Vorlauftemperaturverläufe, vgl. Bild 2.19a.

b) Raumtemperaturen an den Netzendpunkten

Aufgrund der zusätzlichen Massenstromeinspeisung weisen die in Bild 2.19b abgebildeten Raumtemperaturverläufe nur geringe und zudem schnell ausgeregelte Absenkungen auf. Die maximale Absenkung erfahren die Verbraucher an den Netzendpunkten 1 und 5 mit nur 0.4 K. Die Raumtemperatur am NEP 5 sinkt zunächst genauso schnell ab wie in den vorher behandelten Fällen, da die Differenzdruckregelung erst zum Zeitpunkt $t = 80$ min aktiv wird, wenn der Druck am NEP 4 zurückgeht.

Durch die erhöhte Fernwärmeeinkopplung steigen die Raumtemperaturen schnell wieder an. Wegen des temporären Überangebotes an Fernwärme und der trägen Reaktion der Fernwärmeabnehmer darauf erwärmen sich die Räume sogar über den Sollwert von 20°C hinaus, liegen aber zum Endpunkt $t = 900$ min wieder auf dem Niveau des Sollwertes.



**Bild 2.19: 15-minütige Abschaltung bei Winterlast
Fall 3: mit Raumtemperaturregelung und Differenzdruckregelung**

c) Drücke an den Netzendpunkten

Die Druckverläufe in Bild 2.19c zeigen die Wirksamkeit des Differenzdruckreglers, durch dessen Einsatz die Druckabfälle fast halbiert werden und schneller wieder zurückgehen. Wegen der Trägheit der Verbraucher, die erst mit Verzögerung auf das Überangebot an Fernwärme reagieren, steigen auch die Drücke vorübergehend über ihre stationären Anfangswerte hinaus an, erreichen diese aber nach 900 min wieder.

d) Zusätzliche Massenstromeinspeisung

Die Stellgröße der Differenzdruckregelung ist der in Bild 2.20a abgebildete Zusatzmassenstrom, der vom HKW 1 in das Heiznetz eingespeist wird. Aufgrund der langen Stichleitung zwischen dem HKW 1 und dem Einspeisepunkt muss der Massenstrom erst 80 min nach dem Beginn der Störung erhöht werden.

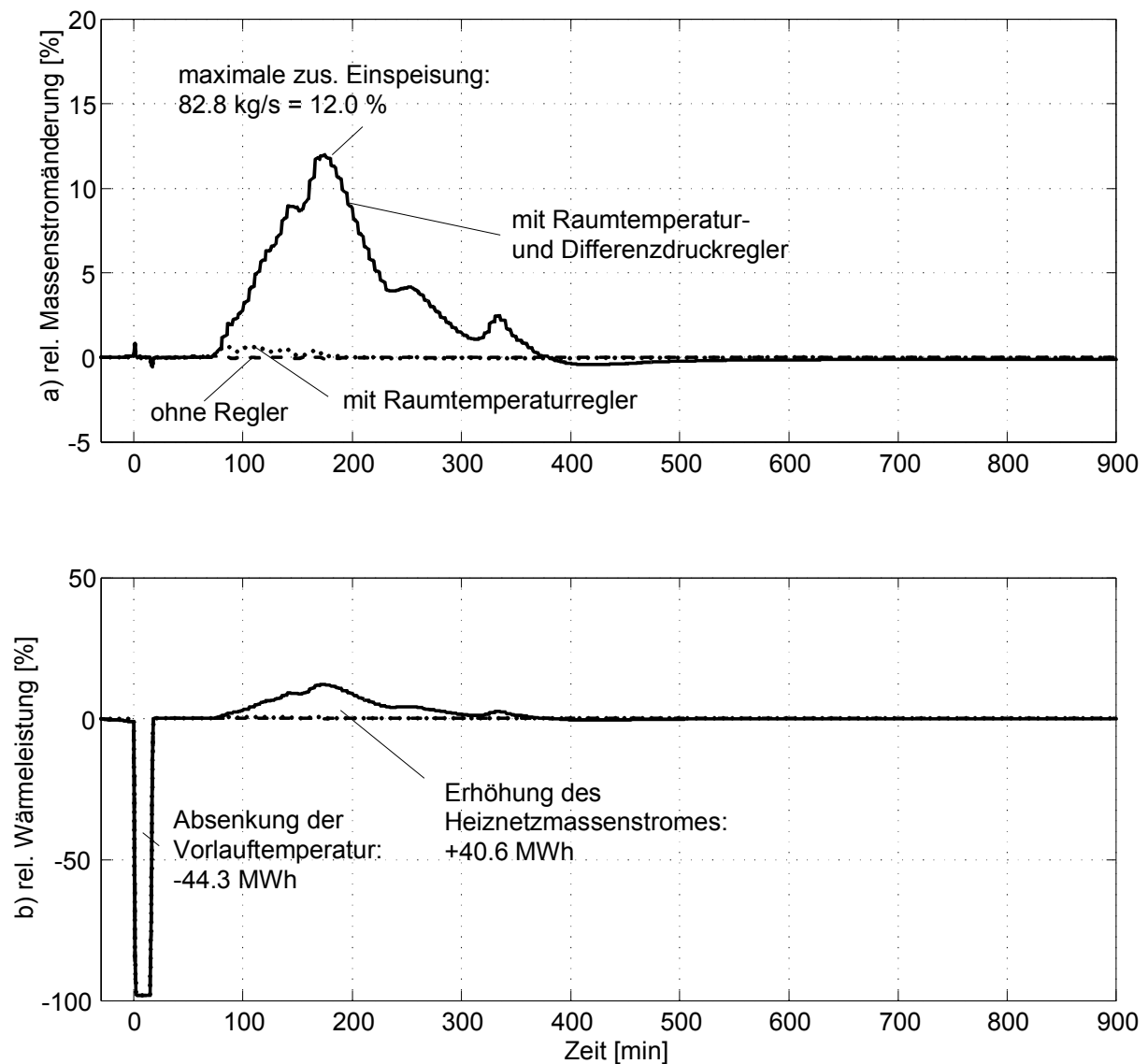


Bild 2.20: Zusätzliche Massenstrom- bzw. Fernwärmeinspeisung mit Raumtemperatur- und Differenzdruckregelung vom HKW 1 aus

Der zusätzlich eingespeiste Massenstrom erreicht sein Maximum von 83 kg/s bzw. 12 % zum Zeitpunkt $t = 170$ min. Die vergleichsweise langsame Erhöhung des eingespeisten Massenstromes um 12% innerhalb von 80 min kann vom HKW 1 ohne weiteres bewältigt werden.

Bild 2.20b verdeutlicht, dass die 15minütige Absenkung der Vorlauftemperatur durch die knapp 300minütige Erhöhung des Massenstromes fast vollständig kompensiert wird. Insgesamt muss das HKW 1 bis zum Zeitpunkt $t = 900$ min eine zusätzliche Wärmemenge von 40.6 MWh zur Verfügung stellen, um das ihm verursachte Defizit von 44.3 MWh auszugleichen. Damit sind 92% der Störung ausgeglichen. Die restlichen 8% bzw. 3.7 MWh werden durch etwas geringere Verluste der Leitungen (1 MWh) sowie durch etwas niedrigere Rücklauftemperaturen der Verbraucher (3 MWh) aufgewogen.

3 Erweiterung des modellgestützten Blockführungskonzeptes

In diesem Kapitel wird das in /19,29/ vorgestellte modellgestützte Blockführungskonzept erläutert und um die Maßnahme 4, die geregelte Deaktivierung der Heizkondensatoren bei kraft-wärmegekoppelte Kraftwerksblöcke erweitert.

3.1 Einführung

In den ersten Jahren der Kraftwerksautomatisierung wurden vor allem Regelungen zur Führungsgrößenänderungen eingesetzt, die die Regelgröße über eine geeignete Rückführung an den Sollwert anpassten. Um das Führungsübertragungsverhalten zu verbessern, sind die wesentlichen Regelkreise um schnelle Vorsteuerungen ergänzt worden /30-32/. Allerdings war die Abstimmung von Regelung und Vorsteuerung öfters problematisch. Begünstigt durch die Möglichkeiten digitaler Leittechniksysteme kommen in jüngerer Zeit auch modellgestützte Blockführungskonzepte zum Einsatz /33-35/.

In Bild 3.1 ist ein solches Blockführungskonzept für einen Kraftwerksblock mit Fernwärmeauskopplung dargestellt. Es beruht auf dem in /29/ vorgestellten modellgestützten Blockführungs- und Regelkonzept, das bezüglich der Maßnahme 4 „Geregelte Deaktivierung der Heizkondensatoren“ zur Bereitstellung von Sekunden- und Minutenreserveleistung erweitert worden ist. Auf die bereits in /19,29/ entwickelten Funktionseinheiten des Gesamtregelkonzeptes wird hier nur kurz eingegangen.

Die modellgestützte Blockführung und –regelung ergänzt die ohnehin vorhandenen unterlagerten Prozessregler um zwei weitere Funktionseinheiten:

- a) modellgestützte Stellgrößenberechnung und
- b) modellgestützte Führungsgrößenberechnung.

Während den Details dieser Funktionseinheiten und dem Zusammenwirken mit den unterlagerten Prozessreglern die kommenden fünf Abschnitte gewidmet sind, wird zunächst das Zusammenwirken der Funktionseinheiten für die vier Fälle: stationärer Betrieb, bleibende Änderung der elektrischen oder thermischen Zielleistung $P_{G,Ziel}^*$ ¹ bzw. $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$, vorübergehende Leistungserhöhung $\Delta P_{G,Soll}^*$ sowie Änderung der Übergabeleistung $\Delta P_{Ü,Soll}^*$ beschrieben:

1. Beim stationären Betrieb wird aus den Eingangsgrößen $P_{G,Ziel}^*$ und $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$ im P/\dot{Q} -Diagramm die zugehörige Dampferzeugerleistung $\dot{Q}_{DE,Ziel}^*$ ermittelt, aus der sich wiederum die Turbinen-Androsselung $y_{T,Ziel}^*$ gemäß der Androssel-Kennlinie bestimmen lässt, die sich aus der modifizierten Gleitdruck-Kennlinie ergibt. Im netzseitig unge-

¹ Betrachtung in bezogen Größen $x^* = X/X_{Nenn}$

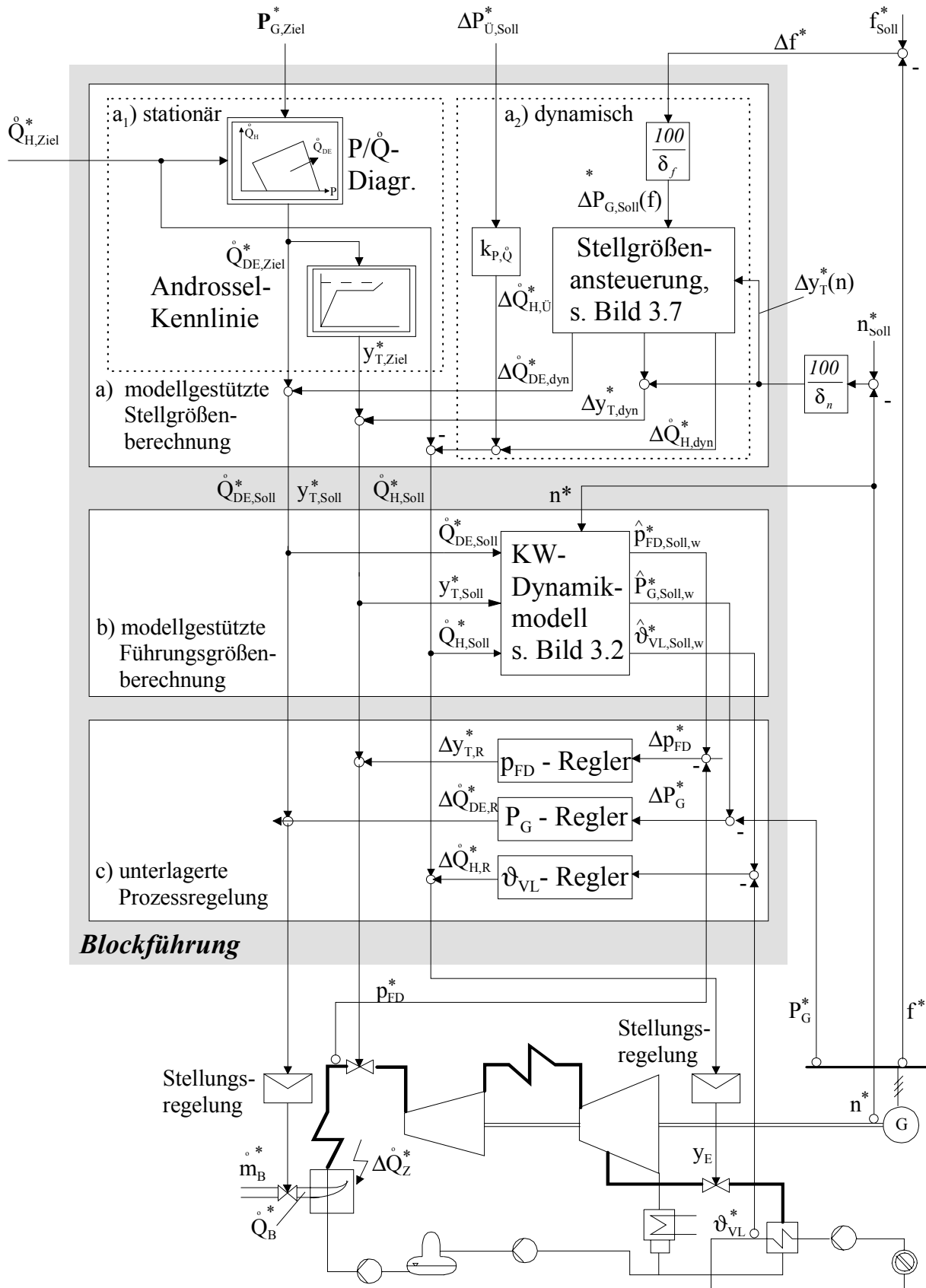


Bild 3.1: Struktur der modellgestützten Blockführung für einen kraft-wärmegekoppelten Kraftwerksblock, vgl. /19/

störten Betrieb sind keine dynamischen Einflüsse vorhanden und das Kraftwerksmodell wird mit den Eingangsgrößen $\dot{Q}_{DE,Soll}^*$, $y_{T,Soll}^*$ und $\dot{Q}_{H,Soll}^*$ beaufschlagt, aus denen es die blockinternen stationären Führungsgrößen $\hat{p}_{FD,Soll,w}^*$, $\hat{P}_{G,Soll,w}^*$ und $\hat{\vartheta}_{VL,Soll,w}^*$ berechnet. Falls weder Störungen noch Unterschiede zwischen Modell- und realem Prozessverhalten auftreten, greifen Druck-, Leistungs- und Vorlauftemperaturregler nicht ein. Dann hat der reale Prozess dieselben Stellgrößen wie das Modell.

In Bild 3.1 ist die Betriebsweise „Dampferzeuger führt“ /29/ dargestellt, bei der die Leistungsabweichung ΔP_G^* über den Dampferzeuger und die Druckabweichung Δp_{FD}^* über das Turbinenventil geregelt werden. Durch die Vertauschung der beiden Regler lässt sich auch die Betriebsweise „Turbine führt“ realisieren. Die unterschiedlichen Betriebsweisen sind bei prozessinternen Störungen von Bedeutung, die von den unterlagerten Reglern je nach Betriebsart auf verschiedene Weise derart ausgeregelt werden, dass sich Modell- und reale Prozessausgangsgrößen stationär entsprechen.

2. Bei einer Erhöhung der elektrischen Leistung $P_{G,Ziel}^*$ oder der Fernwärmeleistung $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$ durch die jeweiligen Lastverteilungen werden die zugehörigen Werte für die Dampferzeugerleistung $\dot{Q}_{DE,Ziel}^*$ und die Turbinenventil-Androsselung $y_{T,Ziel}^*$ aus den stationären Kennfeldern P/\dot{Q} -Diagramm und Androssel-Kennlinie entnommen. Eine derartige quasistationäre Ansteuerung ist zulässig, da sich diese Zielvorgaben vergleichsweise langsam ändern. Die unterlagerte Prozessregelung greift auch hier nur bei Störungen oder Abweichungen zwischen Modell und Prozess ein.
3. Bei einer dynamischen Leistungserhöhung $\Delta P_{G,Soll}^*$ (Δf^*), die ein Frequenzabfall Δf^* über die Primärregelung hervorruft, werden die zur Bereitstellung dieser Leistung notwendigen Änderungen von Dampferzeugerleistung $\Delta \dot{Q}_{DE,dyn}^*$, Turbinenventil-Androsselung $\Delta y_{T,dyn}^*$ und Fernwärmeeinkopplung $\Delta \dot{Q}_{H,dyn}^*$ im Funktionsbereich „Stellgrößenansteuerung“ ermittelt und den entsprechenden Zielwerten hinzugefügt. In /19/ ist neben der Androsselung des Turbinenventils die Speicherfähigkeit des Speisewasserbehälters (Maßnahme 3) genutzt worden, hier hingegen wird das Heiznetz als Energiespeicher verwendet (Maßnahme 4). Bei beiden Maßnahmen werden zur Bereitstellung der Primärregelreserve die Entnahmedampfströme reduziert, um die Massenströme durch die ND-Turbinenabschnitte zu erhöhen. Während das Volumen des Speisewasserbehälters nur eine wenige Minuten dauernde Reduzierung der Entnahmedampfmassenströme zulässt, wurde in Kapitel 2 gezeigt, dass das Heiznetz sowohl für die Primärregelleistungs-Bereitstellung als auch längerfristig im Minutenbereich beansprucht werden kann.

4. Im Rahmen der Sekundärregelung kann die Maßnahme 4 auch zur Regelung der Übergabeleistung zwischen dem elektrischen Teilnetzes, dem dieser Kraftwerksblock angehört, und dem eines anderen Energieversorgungsunternehmens genutzt werden. In diesem Fall wird eine Erhöhung der elektrischen Übergabeleistung $\Delta P_{\dot{U},Soll}^*$ durch den Lastverteiler in eine entsprechende Wärmeleistung $\Delta \dot{Q}_{\dot{U}}^*$ umgerechnet, um die die in das Heiznetz eingekoppelte Wärmeleistung $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$ vorübergehend reduziert wird. Der Dampferzeuger bleibt von einem solchen Vorgang unbeeinflusst.

Auch in den Fällen 3 und 4 muss die vorübergehend dem Heiznetz zu wenig eingekoppelte Energie zu einem späteren Zeitpunkt zusätzlich bereitgestellt werden. In Kapitel 2.6 wurde bereits erläutert, dass der Differenzdruckregler des Heiznetzes für eine höhere Fernwärmeeinkopplung des Kraftwerkes sorgt, indem er den Heiznetzmassenstrom erhöht. Diese Erhöhung entspricht einer internen Störgröße, die über den Vorlauftemperatur-Regelkreis ausgeregelt wird. Diese Kompensation erfolgt allerdings erst Stunden nach der vorübergehenden Reduzierung.

3.2 Vereinfachtes Kraftwerksdynamikmodell

Das vereinfachte Kraftwerksdynamikmodell in Bild 3.2 hat die Funktion eines Beobachters, der aus den Vorgaben der Blockführung $\dot{Q}_{DE,Soll}^*$, $y_{T,Soll}^*$ und $\dot{Q}_{H,Soll}^*$ die Führungsgrößen für die entsprechenden Regelgrößen $\hat{p}_{FD,Soll,w}^*$, $\hat{P}_{G,Soll,w}^*$ und $\hat{\vartheta}_{VL,Soll,w}^*$ berechnet. Die zusätzlich einwirkende Drehzahl Δn^* dient zur Berücksichtigung der Unterschiedes zwischen der Turbinenleistung \hat{P}_T^* und der Generatorleistung \hat{P}_G^* . Die Nachbildung der physikalischen Vorgänge wird so einfach wie möglich gehalten, um sowohl eine einfache leittechnische Realisierung und Parametrierung als auch die partielle Invertierung des Ein-/Ausgangsverhaltens des vereinfachten Modells im Funktionsbereich „Stellgrößenansteuerung“ zu ermöglichen.

In den folgenden drei Abschnitten werden die Struktur des Dynamikmodells sowie die Bestimmung der stationären und dynamischen Parameter erläutert.

3.2.1 Modellstruktur

Das zugrunde gelegte Dynamikmodell des unregulierten Kraftwerksblockes setzt sich aus den vier Modellbereichen „Dampferzeugung“, „Turbine und Generator“, „Vorwärmer“ und „Heizkondensator“ zusammen, vgl. Bild 3.2.

Im Modellbereich „Dampferzeuger“ wird die Verzögerung zwischen der Erhöhung der Dampferzeugerleistung $\dot{Q}_{DE,Soll}^*$ (Maßnahme 1) und dem resultierenden Anstieg des austretenden Dampfmassenstromes \dot{m}_D^* berücksichtigt, die sich aus der Trägheit der Kohlemöhlen und der Wärmeentbindung im Dampferzeuger ergibt. Die Komponente „Dampfspeicher“

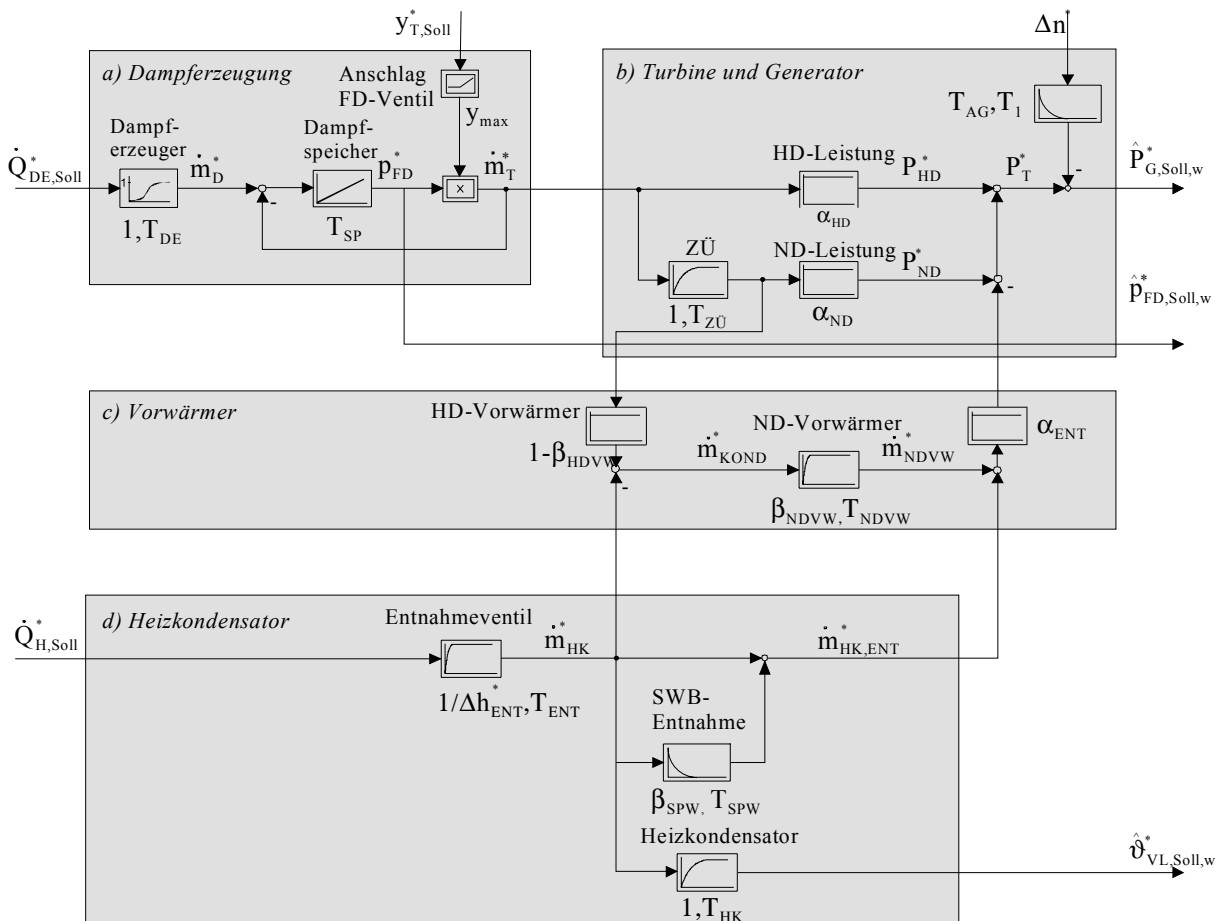


Bild 3.2: Vereinfachtes Dynamikmodell des Kraftwerksblockes, vgl. /19/

berücksichtigt den im Bereich von Verdampfer und Überhitzer gespeicherten Dampf, der zur vorübergehenden Erhöhung des Turbinenmassenstromes genutzt werden kann (Maßnahme 2). Dies geschieht durch die Beziehung $\dot{m}_T^* = p_{FD}^* \cdot y_T^*$. Die schnellen Dynamiken des Turbinenventils und der HD-Turbine werden vernachlässigt.

Im Modellbereich „Vorwärmer“ wird die Auswirkung der HD- und ND-Vorwärmung auf die Leistungsbereitstellung berechnet. Da die Dynamik der HD-Vorwärmer durch den langsamen Dampferzeuger bestimmt wird, kann sie hier vernachlässigt werden.

Der Modellbereich „Heizkondensator“ fasst die meistens mehrstufige Aufheizung des Heiznetzwassers in mehreren Heizkondensatoren in einem Ersatz-Heizkondensator zusammen. Je nach Block wird bei einer Erhöhung der Soll-Wärmeleistung $\dot{Q}_{H,Soll}^*$ der erhöhte Entnahmemassenstrom \dot{m}_{HK}^* durch dampfseitige Regelventile, durch Regelklappen auf der Heiznetzwasserseite oder eine Kombination von beidem eingestellt, vgl. Bild 2.14. Diese teilweise sehr komplexe Dynamik wird mit Hilfe des Ersatz-Entnahmeventils berücksichtigt. Bei einem sprungförmigen Schließen des Entnahmeventils steigt der Druck in der Turbine schlagartig an. Dieser Anstieg bewirkt eine vorübergehende starke Erhöhung der Entnahmemassenströme in die ND-Vorwärmer. Zudem verursacht die bleibende Druckerhöhung ein langsames An-

steigen des Druckes im Speisewasserbehälter, was sich in einem langsam absinkenden Entnahmemassenstrom in den Speisewasserbehälter niederschlägt. Das schnelle Ansteigen und das langsame Wiederabnehmen der Entnahmemassenströme werden vereinfacht durch das DT_I -Glied „SWB-Leistung“ nachgebildet.

Da ein Teil des erhöhten Entnahmemassenstromes zunächst für die Aufheizung der Heizkondensatormasse benötigt wird, verzögert sich der Anstieg der Vorlauftemperatur ϑ_{VL} gegenüber demjenigen des Entnahmemassenstromes. Umgekehrt verzögert die im Heizkondensator gespeicherte Energie den Abfall der Vorlauftemperatur ϑ_{VL} bei einer Reduzierung des Entnahmemassenstromes. Da die Verzögerung umso niedriger ist, je größer der Heiznetzmassenstrom ist, wird die Zeitkonstante

$$T_{HK} = \frac{m_{HK}}{\dot{m}_{HK}} \cdot \frac{c_{ST}}{c_W} = \frac{m_{HK}^*}{\dot{m}_{HK}}$$

in Abhängigkeit des variablen Heiznetzmassenstromes \dot{m}_{HK} und unter Berücksichtigung der konstanten spezifischen Wärmekapazitäten c_{ST} von Stahl und c_W von Wasser sowie der konstanten Heizkondensatormasse m_{HK} nachgeführt.

Im Modellbereich „Turbine und Generator“ wird das dynamische Verhalten dieser beiden Komponenten beschrieben. Während sich eine Veränderung des Turbinenmassenstrom fast augenblicklich auf die Leistung der HD-Turbine auswirkt, wird sie vor dem Eintritt in die ND-Turbine durch den Zwischenüberhitzer (ZÜ) verzögert. Bei mehrstufigen und mehrflutigen Turbinen fassen die Teilmodelle für HD- und ND-Turbine jeweils mehrere Stufen oder Fluten zusammen. Die verschiedenen Entnahmen werden zu einer äquivalenten Entnahme zwischen den beiden Turbinenabschnitten zusammengefasst.

Im stationären Betrieb stehen die vom Dampf an die Turbinenschaufeln abgegebene Turbinenleistung P_T^* und die im Generator elektrische entnommene Leistung P_G^* im Gleichgewicht. Mit Hilfe des vereinfachten Dynamikmodells wird zunächst nur die Turbinenleistung P_T^* berechnet, die durch die drei Stellgrößen $\dot{Q}_{DE,Soll}^*$, $y_{T,Soll}^*$ und $\dot{Q}_{H,Soll}^*$ beeinflusst wird. Die Turbinenleistung P_T^* hätte als Regelgröße zwar einige Vorteile [36], ist aber im Gegensatz zur Generatorleistung P_G^* nicht direkt messbar. Der zusätzliche drehzahlabhängige Einfluss der Turbosatzschwingmassen auf das dynamische Verhalten der Generatorleistung lässt sich über den Drallsatz wie folgt berücksichtigen:

$$T_{AG} \frac{dn^*(t)}{dt} = P_T^*(t) - P_G^*(t)$$

und linearisiert mit $P_T^*(t) = P_T^*(t=0) = const$ im Laplace-Bereich

$$\Delta P_{G_{dyn}}^* = -T_{AG} \cdot s \cdot \Delta n^*$$

Der besseren numerischen Berechenbarkeit halber wird dieses D -Übertragungsverhalten durch ein DT_I -Glied mit einer kleinen Zeitkonstante T_I angenähert:

$$\Delta P_{G_{dyn}}^* = -\frac{T_{AG} \cdot s}{1 + T_I s} \Delta n^* \quad (3-1)$$

Daraus berechnet sich der Sollwert der gemessenen und als Regelgröße verwendeten Generatorleistung $\hat{P}_{G,Soll}^*$ zu:

$$\hat{P}_{G,Soll}^*(t) = P_T^*(t) - \Delta P_{G_{dyn}}^*(t)$$

Die drei Ausgangsgrößen $\hat{p}_{FD,Soll,w}^*$, $\hat{P}_{G,Soll,w}^*$ und $\hat{\vartheta}_{VL,Soll,w}^*$ ergeben sich damit im Laplace-Bereich wie folgt:

$$\begin{aligned} \hat{P}_{G,Soll}^*(s) = & \left(\alpha_{HD} + \frac{\alpha_{ND}}{1 + sT_{ZÜ}} - \frac{1 - \beta_{HDVW}}{1 + sT_{ZÜ}} \frac{\alpha_{NDVW} \beta_{NDVW}}{1 + sT_{NDVW}} \right) \dot{m}_T(s) \\ & - \frac{\alpha_{ENT}}{\Delta h_{ENT}^*} \frac{1}{1 + sT_{ENT}} \left(1 - \beta_{SPW} \frac{sT_{SPW}}{1 + sT_{SPW}} - \frac{\beta_{NDVW}}{1 + sT_{NDVW}} \right) \dot{Q}_{H,Soll}^*(s) \\ & + \frac{T_{AG} \cdot s}{1 + T_I s} n^*(s) \end{aligned} \quad (3-2)$$

$$= G_{T,ZÜ}(s) \cdot \dot{m}_T(s) - G_{HK}(s) \cdot \dot{Q}_{H,Soll}^*(s) + G_n(s) \cdot n^*$$

$$\hat{p}_{Fd,Soll}^*(s) = \frac{1}{(1 + sT_{DE})^3} \dot{Q}_{DE,Soll}^*(s) - \dot{m}_T(s) \quad (3-3)$$

$$\hat{\vartheta}_{VL,Soll,w}^* = \frac{1}{\Delta h_{ENT}^*} \frac{1}{1 + sT_{ENT}} \frac{1}{1 + sT_{HK}} \dot{Q}_{H,Soll}^*(s) \quad (3-4)$$

Die Zwischengröße \dot{m}_T^* wird aus der nichtlinearen Ventilbeziehung

$$\dot{m}_T^* = p_{FD}^* \cdot y_T^* \quad (3-5)$$

gewonnen.

3.2.2 Vorgabe der stationären Parameter

Um die stationären Parameter α_i und β_i des vereinfachten Dynamikmodells laut Gl. (3-2) zu bestimmen, wird ein detailliertes nichtlineares Dynamikmodell verwendet, das für den in Kapitel 2 beschriebenen Entnahme-Kondensations-Block parametrisiert wurde /26/. Mit dessen Hilfe wurden jeweils 10 stationäre Betriebspunkte für die sieben Dampferzeugerleistungen $\dot{Q}_{DE,Ziel}^* = 20\%, 40\%, 60\%, 70\%, 80\%, 100\%$ und 105% berechnet.

Aus diesen Ergebnissen wurden die Parameter α_i und β_i für jeweils eine Dampferzeugerleistung mit einem Least-Square-Verfahrens ermittelt. Das P/\dot{Q} -Diagramm in Bild 3.3 belegt die gute Übereinstimmung des vereinfachten Modells (x) sowohl mit dem detaillierten Referenzmodells (--) als auch mit den ebenfalls eingezeichneten Auslegungswerten (o).

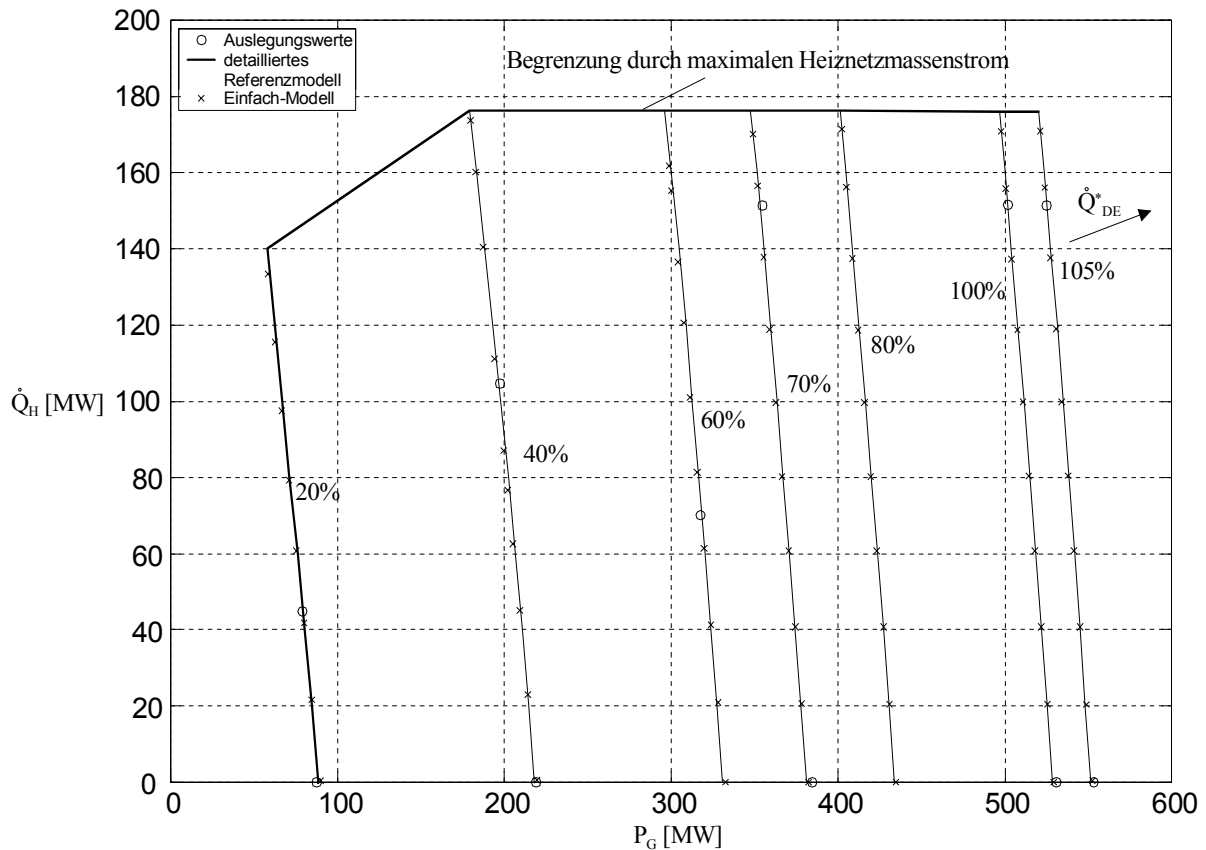


Bild 3.3: P/\dot{Q} -Diagramm des betrachteten Entnahme-Kondensationsblockes für $\vartheta_{VL} = 120^\circ\text{C}$ und $\vartheta_{RL} = 65^\circ\text{C}$

3.2.3 Vorgabe der dynamischen Parameter

Die Zeitkonstanten T_i wurden ebenfalls mit Hilfe des detaillierten Referenzmodells bestimmt. In den Bild 3.4 bis Bild 3.6 ist der Vergleich zwischen dem Verhalten des Referenz- und des vereinfachten Modells gezeigt, wenn die drei Modelleingangsgrößen $y_{T,Soll}^*$, $\dot{Q}_{DE,Soll}^*$ und $\dot{Q}_{H,Soll}^*$ gemäß Bild 3.1 bzw. Bild 3.2 verändert werden.

Während der Frischdampfdruck p_{FD}^* , die Wärmeleistung \dot{Q}_H^* und der Turbinenmassenstrom \dot{m}_T^* in allen Fällen über den ganzen Zeitraum sehr gut übereinstimmen, kommt es bei der Turbinenleistung P_T^* zu geringen Abweichungen, die vor allem darauf zurückzuführen sind, dass Druck- und Enthalpieeinfluss bei der vereinfachten Nachbildung unberücksichtigt bleiben.

Da aber auch beim realen Einsatz des Blockführungskonzeptes sowohl beim Einwirken interner Prozessstörungen als auch im Falle von Unterschieden zwischen Prozess- und Modellverhalten Abweichungen auftreten, muss das Blockführungskonzept auch bei solchen Unterschieden weiterhin funktionieren. Hierzu dienen die unterlagerten Prozessregler, die für das Ausregeln von internen Prozessstörungen vorgesehen sind. In Abschnitt 3.6 und Anhang C wird gezeigt, dass das Blockführungskonzept selbst bei großen Parameterschwankungen zu guten Ergebnissen führt.

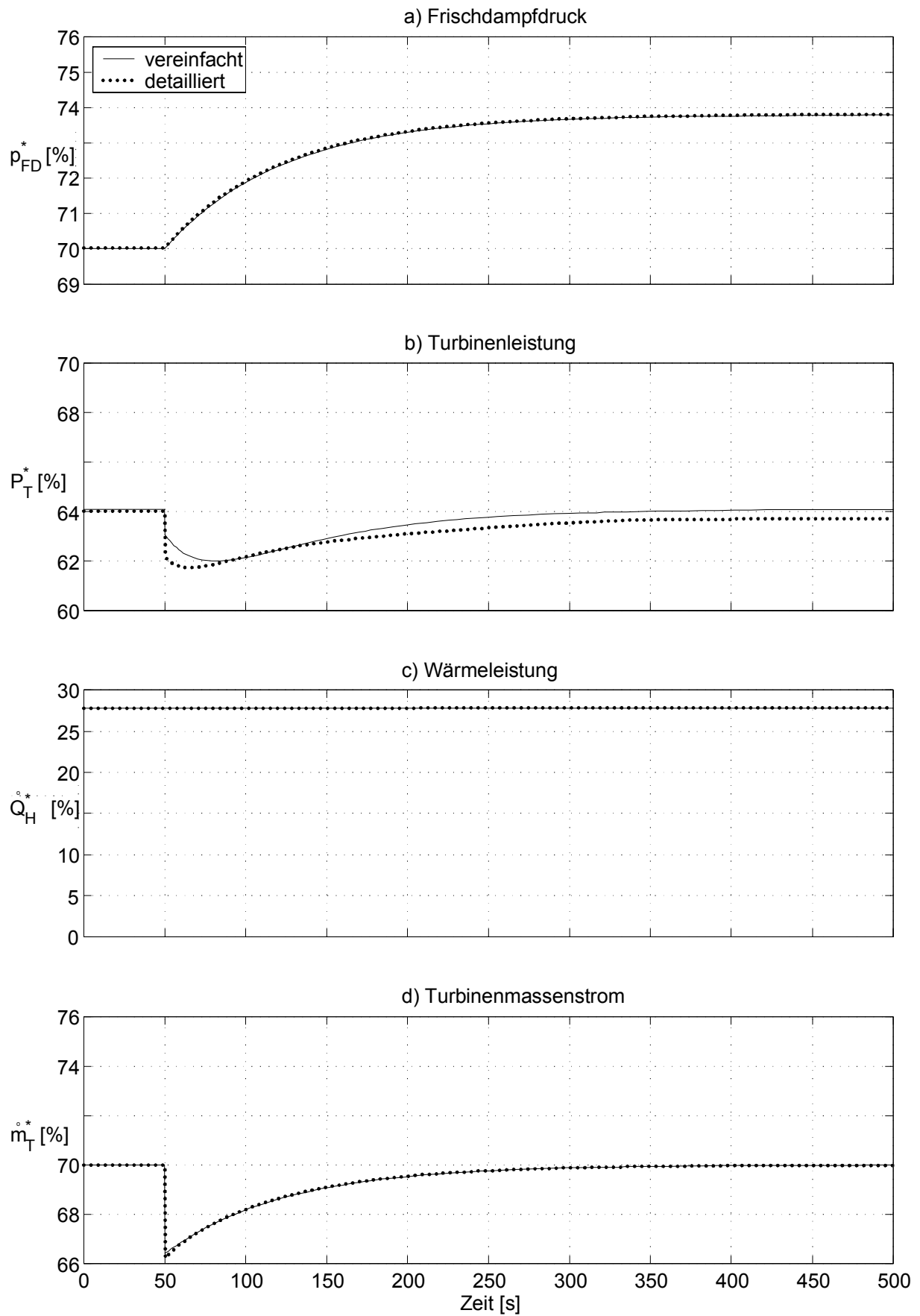


Bild 3.4: Vergleich der Dynamik des vereinfachten und des detaillierten Modell bei einer sprungförmigen Erhöhung der Ventilandrosselung γ_T^* um 5%

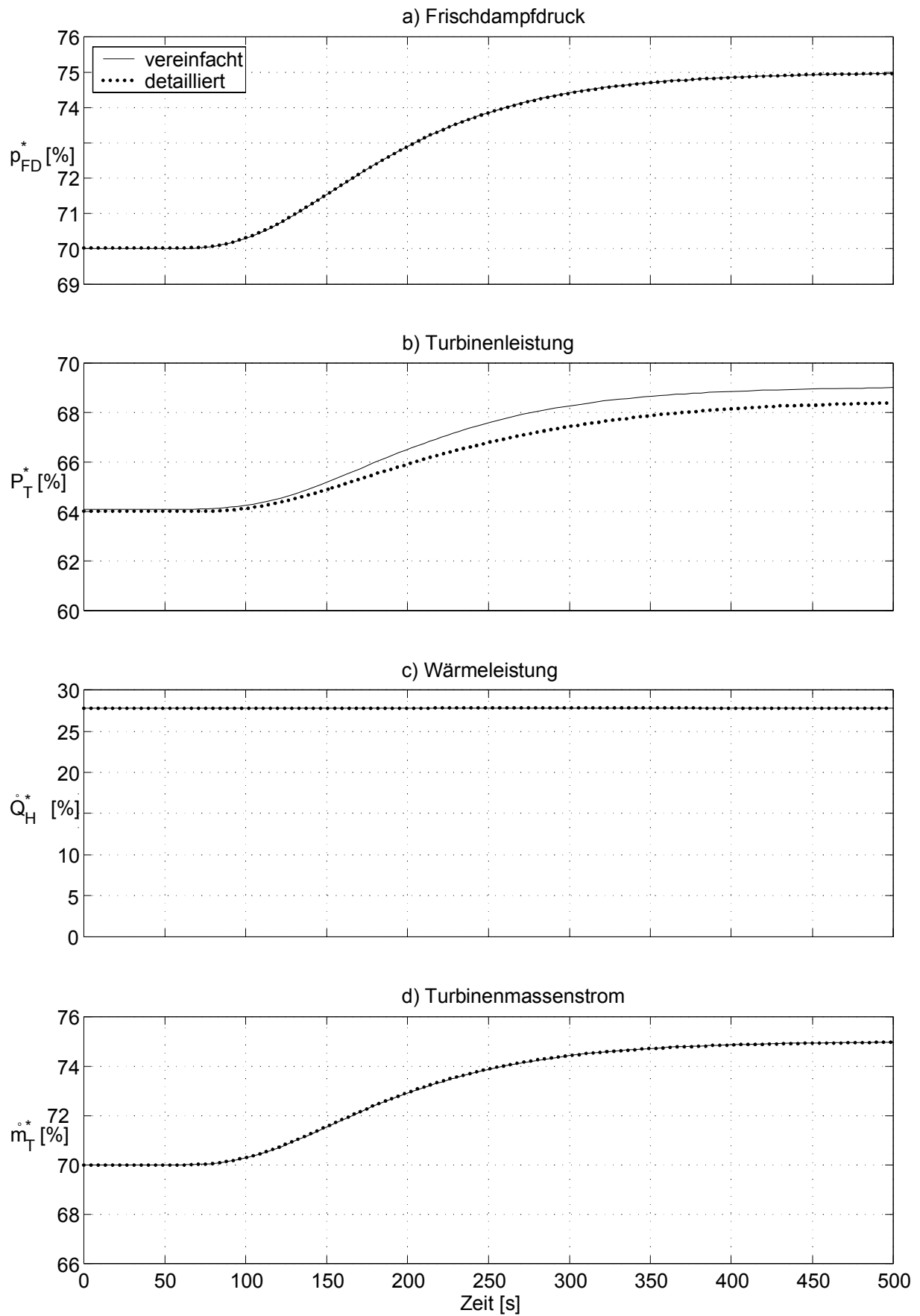


Bild 3.5: Vergleich der Dynamik des vereinfachten und des detaillierten Modell bei einer sprungförmigen Erhöhung der Dampferzeugerleistung \dot{Q}_{DE}^* um 5%

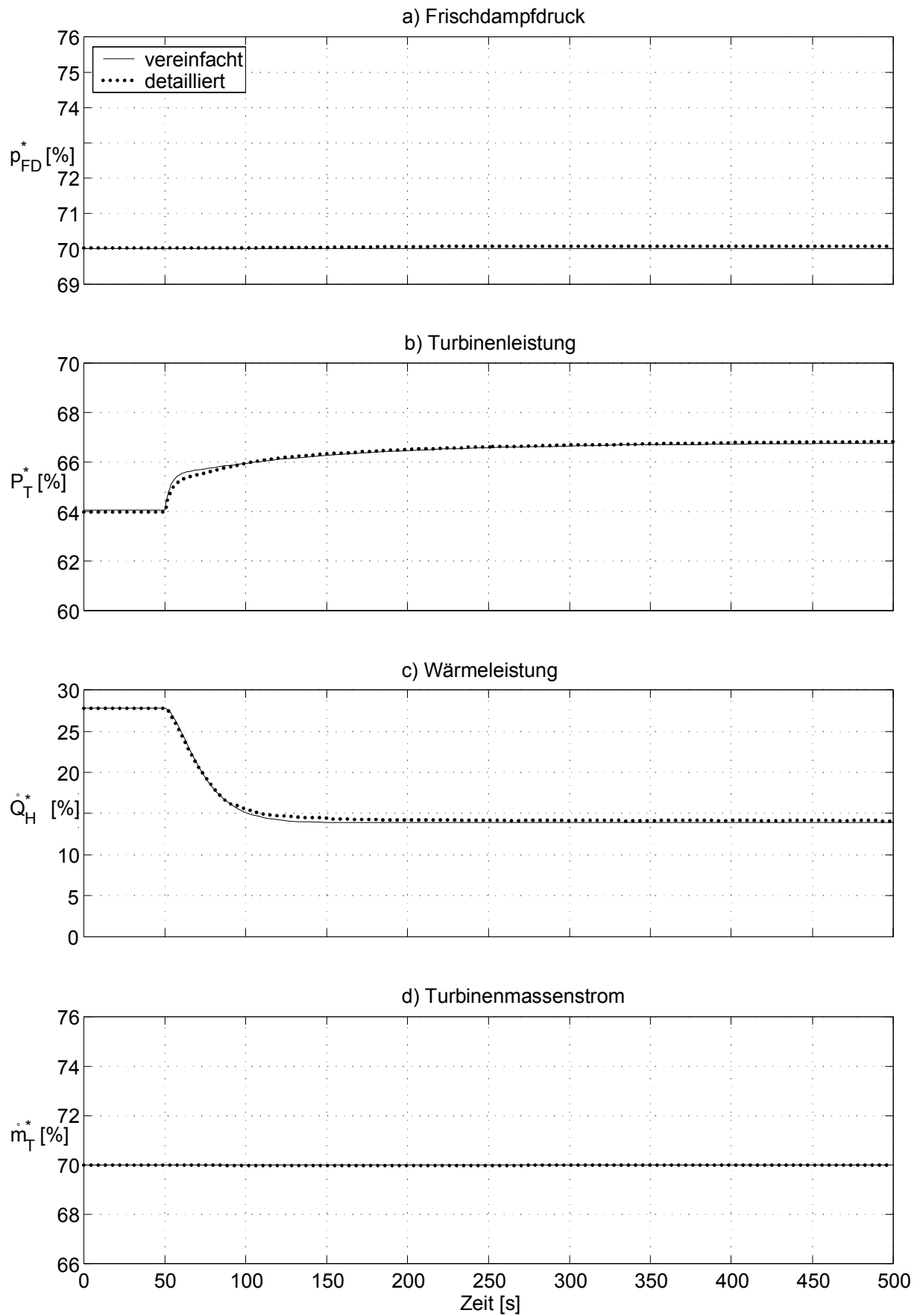


Bild 3.6: Vergleich der Dynamik des vereinfachten und des detaillierten Modell bei einer sprungförmigen Absenkung der Wärmeleistung \dot{Q}_H^* um 14%

3.3 Berechnung der stationären Stellgrößenanteile

Wie in Bild 3.1 gezeigt, wird die erste stationäre Stellgröße Dampferzeugerleistung $\dot{Q}_{DE,Ziel}^*$ im stationären P/\dot{Q} -Diagramm aus den Eingangsgrößen $P_{G,Ziel}^*$ und $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$ ermittelt.

Die Androsselungs-Kennlinie gibt die zweite stationäre Stellgröße $y_{T,Ziel}^*$ an, die erforderlich ist, um die Regelreserve für die Primärregelung bereitzustellen. Da durch die Reduktion der Fernwärmeauskopplung bei hohen Wärmeleistungen mehr zusätzliche elektrische Energie bereitgestellt werden kann als bei niedrigen, muss gegebenenfalls die Wärmeleistung zusätzlich berücksichtigt werden, wenn ein Teil dieser Regelreserve durch die Reduzierung der Fernwärmeauskopplung übernommen wird.

Die dritte stationäre Stellgröße, die Fernwärmeleistung $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$, wird dem System als Eingangsgröße von außen vorgegeben.

3.4 Berechnung der dynamischen Stellgrößenanteile

Das Blockschaltbild der dynamischen Stellgrößenberechnung ist in Bild 3.7 wiedergegeben.

Diese ist aufbauend auf /19/ für die Maßnahme 4 „Vorübergehende Deaktivierung der Heizkondensatoren“ modifiziert und erweitert worden.

Im ersten Schritt wird in der Komponente „Inverses Turbinen/ZÜ-Verhalten“ durch die Invertierung der Gleichung (3-2) bei konstanter Wärmeleistung $\dot{Q}_{H,Soll}^*$ der zusätzliche Massenstrom $\Delta\dot{m}_{T,Soll}^*$ berechnet, der aktiviert werden muss, um eine gewünschte zusätzliche Generatorleistung $\Delta P_{G,Soll}^*$ (Δf) zu erreichen:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{m}_{T,Soll}(s) &= G_{T,ZÜ}^{-1}(s) \cdot \Delta P_{G,Soll}^*(\Delta f^*(s)) \\ &= \frac{1}{\alpha_{HD} + \alpha_{ND}} \cdot \frac{(1 + sT_{ZÜ}) \cdot (1 + sT_{NDVW})}{(1 + sT_{HD,ZÜ}) \cdot (1 + sT_{NDVW}) - \alpha_{VW}} \Delta P_{G,Soll}^*(\Delta f^*(s)) \end{aligned} \quad (3-6)$$

$$\text{mit } T_{HD,ZÜ} = \frac{\alpha_{HD}}{\alpha_{HD} + \alpha_{ND}} T_{ZÜ} \quad \text{und} \quad \alpha_{VW} = \frac{(1 - \beta_{HDVW})}{\alpha_{HD} + \alpha_{ND}} \alpha_{ENT} \cdot \beta_{NDVW}.$$

Je nach Lastpunkt wird der Massenstrom, der in Bild 3.9a als Kurve Ia dargestellt ist, durch

- I. eine Öffnung des Turbinenventils $\Delta y_{T,dyn}^*$ und eine entsprechende Erhöhung der Dampferzeugerleistung $\Delta\dot{Q}_{DE,dyn}^*$ eingestellt (Maßnahmen 2 und 1),
- II. eine stationär und dynamisch äquivalente Reduzierung der Fernwärmeauskopplung in die Heizkondensatoren $\Delta\dot{Q}_{H,dyn}^*$ ersetzt (Maßnahme 4) oder
- III. eine Kombination der drei Maßnahmen realisiert.

Zur systemdynamischen Charakterisierung der dynamischen Stellgrößenberechnung werden diese drei Beispielfälle für einen fiktiven Sprung der elektrischen Leistung um 4% betrachtet. Zugrunde gelegt werden jeweils eine Blocklast $\dot{Q}_{DE,Ziel}^*$ von 94%, eine elektrische Leistung

$P_{G,Ziel}^*$ von 85.6% und eine Wärmeleistung $\dot{Q}_{H,Ziel}^*$ von 30% jeweils bezogen auf die elektrische Nennleistung.

Da die Vorgabe eines Sprunges der Soll-Leistung unrealistisch ist, wird in Kapitel 3.5 eine rampenförmige Änderung der Soll-Leistung gemäß der DVG-Vorgabe /27/ betrachtet.

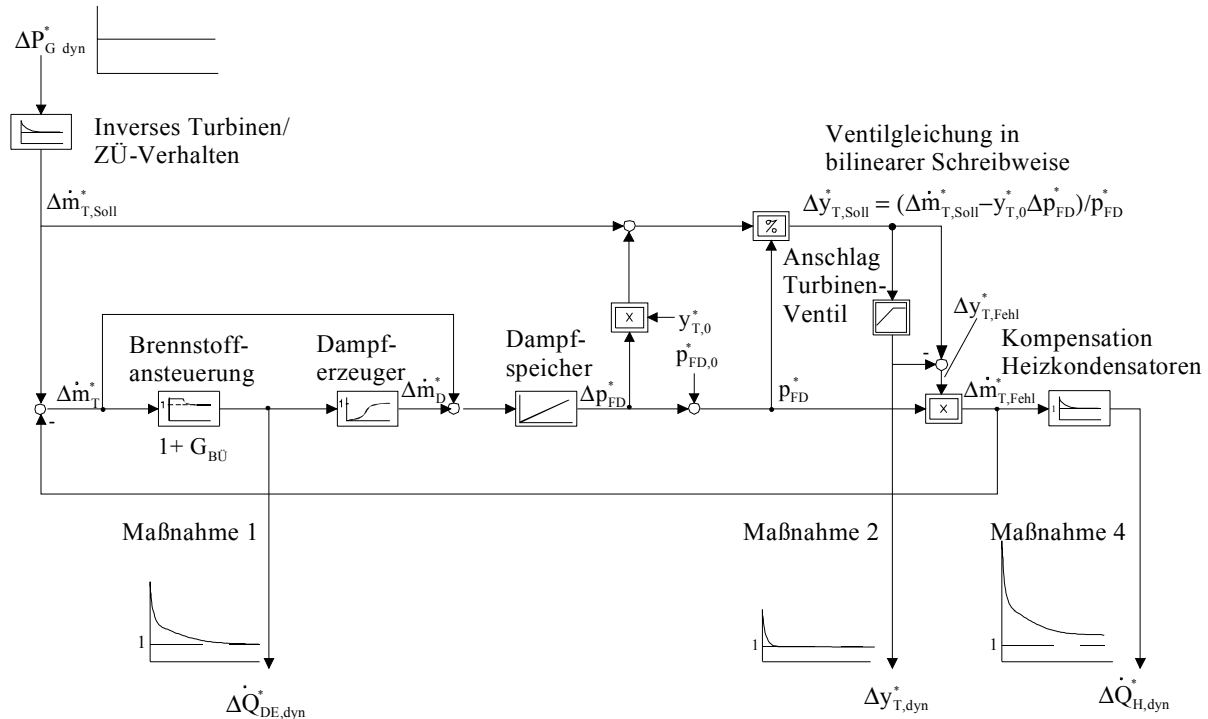


Bild 3.7: Dynamische Stellgrößenberechnung

3.4.1 Leistungserhöhung durch Turbinenventil und Dampferzeuger (Maßnahmen 2 und 1)

a) Ansteuerung des Turbinenventils (Maßnahme 2)

Falls das Turbinenventil nicht an seine Begrenzung bei $y_T^* = 100\%$ gelangt, kann die erforderliche Erhöhung des Turbinenmassenstromes erreicht werden, ohne die Heizkondensatoren in Anspruch zu nehmen. Da die Umrechnung laut Gleichung (3-6) exakt ist, entspricht dann der Verlauf der Ist-Generatorleistung exakt demjenigen der Sollleistung, vgl. Bild 3.8a.

Die für dieses erste Beispiel notwendige Öffnung des Turbinenventils y_T^* in Bild 3.8b bewirkt einen nahezu proportionalen Turbinenmassenstrom, da Turbinenventilöffnung und -massenstrom über die Ventilbeziehung $\dot{m}_T^* = p_{FD}^* \cdot y_T^*$ zusammenhängen und sich der Frischdampfdruck p_{FD}^* nur geringfügig ändert, vgl. Bild 3.9b.

Bei dem vorgegebenen fiktiven Sprung der Sollleistung bedarf es einer Öffnung des Turbinenventils um 13 %, die eine anfängliche Ventilstellung von maximal 85 % voraussetzt. Diese hohe Androsselung bedingt einen Frischdampfdruck von 113%, bezogen auf den Wert, der sich bei geöffnetem Ventil und 100% Blocklast bzw. Turbinenmassenstrom einstellt.

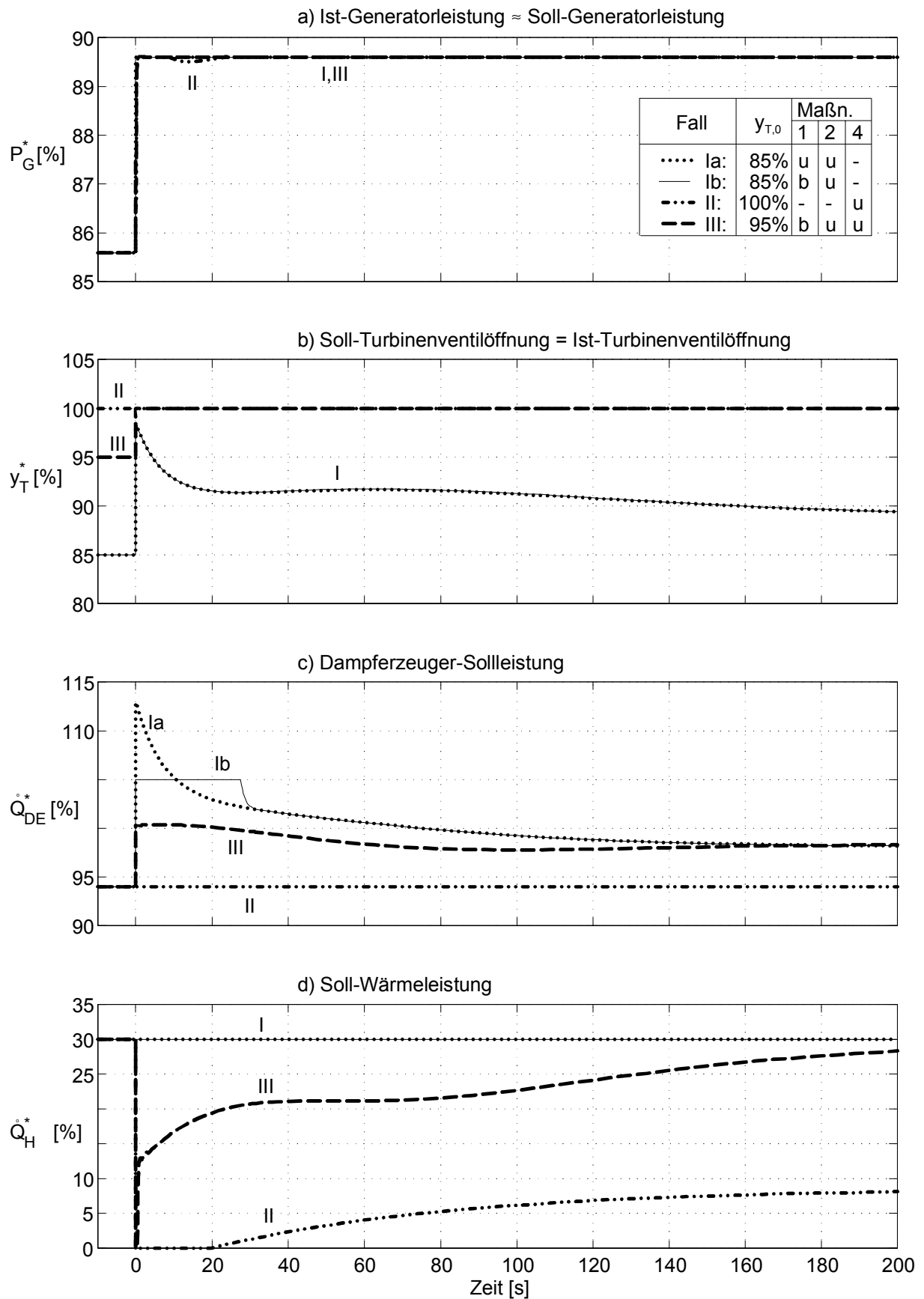


Bild 3.8: Ein- und Ausgangsverhalten der dynamischen Stellgrößenberechnung bei einer fiktiven sprungförmigen Änderung der Sollleistung um 4% (b: begrenzt, u: unbegrenzt, --: deaktiviert)

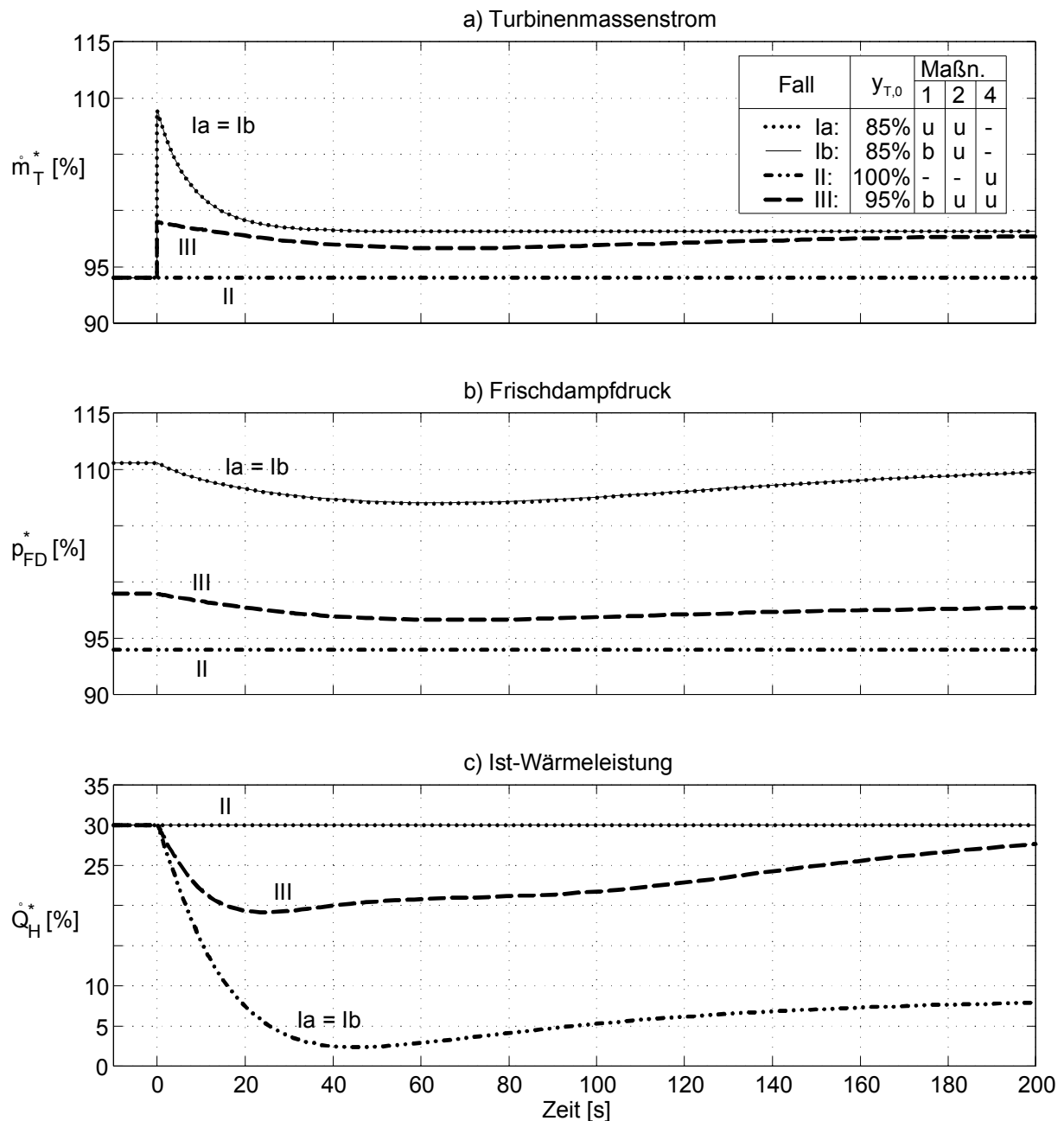


Bild 3.9: Turbinenmassenstrom, Frischdampfdruck und Ist-Wärmeleistung bei einer fiktiven sprungförmigen Änderung der Sollleistung um 4% (b: begrenzt, u: unbegrenzt, --: deaktiviert)

Da nur die HD-Teilturbine mit einem Leistungsanteil α_{HD} von knapp 30% praktisch unverzögert auf einen Sprung des Turbinenmassenstromes reagiert, muss bei einem Sprung der elektrischen Soll-Leistung $\Delta P_{G,Soll}^*$ (Δf) der Turbinenmassenstrom $\Delta \dot{m}_{T,Soll}^*$ um das 3.5fache dieses Wertes erhöht werden. Der 4% Sprung der elektrischen Soll-Leistung bewirkt damit den in Bild 3.9a zu erkennenden über 14% Sprung von 96% auf gut 110%. Erst mit dem langsamen Leistungsanstieg der ND-Teilturbine nach 40 s sinkt der Turbinenmassenstrom auf seinen stationären Endwert von 100%.

Wegen seiner großen Trägheit kann der Dampferzeuger den austretenden Dampfmassenstrom \dot{m}_D^* nur stark verzögert erhöhen und den erhöhten Turbinenmassenstrom nicht spontan ausgleichen. Daher sinkt der Frischdampfdruck, wie in Bild 3.9 veranschaulicht, bis zum Zeitpunkt $t = 65$ s ab, steigt dann aber wieder auf seinen ursprünglichen Wert von 110% an. Da der Dampfspeicher von begrenzter Kapazität ist, kann der entnommene Turbinenmassenstrom \dot{m}_T^* nur vorübergehend höher sein als der vom Dampferzeuger eingespeiste Dampfmassestrom \dot{m}_D^* . Der Ausgleich des entstandenen Massendefizits geschieht durch die Erhöhung der Dampferzeugerleistung, d.h. der Brennstoff-, Speisewasser- und Luftzufuhr.

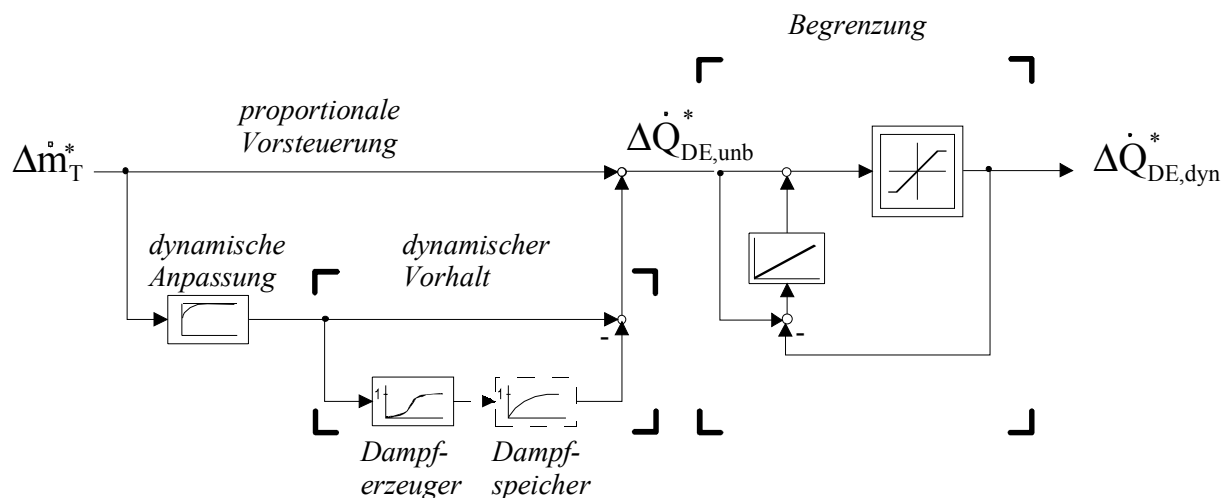


Bild 3.10: Brennstoffansteuerung

b) Brennstoffansteuerung (Maßnahme 1)

In der von /19/ übernommenen Brennstoffansteuerung in Bild 3.10 sorgt die „proportionale Vorsteuerung“ dafür, dass im stationären Betrieb der zusätzliche Turbinenmassenstrom $\Delta\dot{m}_T^*$ und die zusätzliche Dampferzeugerleistung $\Delta\dot{Q}_{DE,dyn}^*$ prozentual gleich groß sind.

Durch den „dynamischen Vorhalt“, der aus einem Durchgriff abzüglich eines PT_n -Glieds besteht, wird sichergestellt, dass die Trägheit aufgrund der im Dampferzeuger vorhandenen Energiespeicher ausgeglichen wird und sich der anfängliche Frischdampfdruck wieder einstellt. Soll der Frischdampfdruck darüber hinaus auf seinen neuen Betriebspunkt angehoben werden, muss hinter dem Dampferzeugerglied ein zusätzliches PT_1 -Glied „Dampfspeicher“ eingefügt werden, das für die Aufladung des Dampfspeichers über den Ausgangszustand hinaus sorgt. Wie in Bild 3.10 gestrichelt dargestellt, sind dieser zusätzliche Vorhalteinfluss sowie derjenige der Dampferzeugung als Verzögerungsglieder realisiert. Stationär leistet der dynamische Vorhalt keinen Beitrag zur Dampferzeuger-Sollleistung.

Schließlich kann das dynamische Verhalten durch die Parametrierung der „dynamischen Anpassung“ verbessert werden. Wählt man als Übertragungsfunktion dieses Gliedes diejenige von Turbine und Zwischenüberhitzer $G_{T,ZÜ}(s)$, entspricht die dargestellte Brennstoffführung der von /19/. Es sind jedoch auch andere dynamische Glieder denkbar.

Mit der erläuterten Schaltung ergibt sich der Verlauf 1a der Dampferzeuger-Sollleistung in Bild 3.8c. Aufgrund der proportionalen Vorsteuerung und des P-Anteiles des PPT_1 -Gliedes „dynamische Anpassung“ wird der 14% Sprung der Turbinenleistung noch einmal um 30% auf über 18% erhöht. Damit würde die Dampferzeuger-Sollleistung vorübergehend auf 115% der maximalen Blocklast ansteigen. Um den Dampferzeuger zu schonen, wird die Dampferzeuger-Sollleistung im Modul „Begrenzung“ auf einen Maximalwert beschränkt, in diesem Fall auf 105% der maximalen Blockleistung. Durch den zusätzlichen Integrator wird sichergestellt, dass der von der Begrenzung vorübergehend nicht freigegebene Leistungsanteil zu einem späteren Zeitpunkt zusätzlich eingespeist wird. Die Auswirkung der Begrenzungsschaltung zeigt der Verlauf 1b in Bild 3.8c. Bis zum Zeitpunkt $t = 10$ s wird die Dampferzeuger-Sollleistung auf 105 % beschränkt. Das dadurch entstandene Defizit ist nach 30 s ausgeglichen, so dass ab diesem Zeitpunkt die Verläufe 1a und 1b identisch sind.

Der vom Dampferzeuger produzierte Dampfmassenstrom \dot{m}_D^* steigt im Fall ohne Begrenzung etwas schneller an als im Fall mit Begrenzung. Daher sinkt der Frischdampfdruck auch etwas weniger ab. Trotzdem sind Frischdampfdrücke und damit auch die Ventilöffnungen der beiden Varianten dynamisch kaum unterscheidbar und stationär jeweils identisch.

Da im betrachteten Beispielfall I der geforderte Massenstrom vollständig vom Turbinenventil und Dampferzeuger bereitgestellt werden kann, bleiben die Größen $\Delta y_{T,Fehl}^*$, $\Delta \dot{m}_{T,Fehl}^*$ und damit auch $\Delta \dot{Q}_{HK,dyn}^*$ während des gesamten Vorganges unbeeinträchtigt, so dass auch die Wärmeleistung in Bild 3.9d auf ihrem stationären Anfangsniveau verharrt.

3.4.2 Leistungserhöhung durch Reduzierung der Fernwärmeauskopplung (Maßnahme 4)

Im Folgenden wird der zweite Grenzfall betrachtet, dass die Leistungserhöhung allein durch die Reduzierung der Fernwärmeauskopplung in den Heizkondensatoren realisiert wird (Maßnahme 4), weil das Turbinenventil total geöffnet ist. Daher entspricht der vom Turbinenventil und Dampferzeuger nicht bereitgestellte Fehlmassenstrom $\Delta \dot{m}_{T,Fehl}^*$ dem als Primärregelreserve geforderten Zusatzdampfstrom $\Delta \dot{m}_{T,Soll}^*$. Laut Gleichung (3-2)

$$\hat{P}_{G,Soll}^*(s) = G_{T,ZÜ}(s) \cdot \dot{m}_T(s) - G_{HK}(s) \cdot \dot{Q}_{H,Soll}^*(s) + G_n(s) \cdot \Delta n^*$$

entsprechen sich bei konstanter Drehzahl, d.h. $\Delta n^* = 0$, die Wirkung eines erhöhten Turbinenmassenstromes und diejenige einer verminderten Fernwärmeauskopplung, wenn $\hat{P}_{G,Soll}^*(s) = 0$ gilt. Ausgehend von Gleichung (3-2) ergibt sich daraus die im Modul „Kompensation Heizkondensatoren“ realisierte Übertragungsfunktion

$$\begin{aligned} \Delta \dot{Q}_{HK,dyn}^*(s) &= G_{T,ZÜ} \cdot G_{HK}^{-1} \Delta \dot{m}_{T,Soll}^*(s) = G_{HK,m}^{-1} \Delta \dot{m}_{T,Soll}^*(s) \\ &= \Delta h_{HK}^* \cdot \frac{(1 + sT_{HD,ZÜ}) \cdot (1 + sT_{NDVW}) - \alpha_{VW}}{[1 + sT_{SPW}(1 - \beta_{SPW})] \cdot (1 + sT_{NDVW}) - \beta_{NDVW}(1 + sT_{SPW})} \cdot \\ &\quad \frac{(1 + sT_{SPW})}{(1 + sT_{ZÜ})} \cdot \frac{(1 + sT_{ENT})}{(1 + sT_1)} \Delta \dot{m}_{T,Soll}^*(s) \end{aligned} \quad (3-7)$$

$$\text{mit } \alpha_{VW} = \frac{(1 - \beta_{HDVW})}{\alpha_{HD} + \alpha_{ND}} \alpha_{NDVW} \cdot \beta_{NDVW} \quad \text{und} \quad \Delta h_{HK}^* = \Delta h_{ENT}^* \frac{\alpha_{HD} + \alpha_{ND}}{\alpha_{ENT}}$$

Der besseren numerischen Berechenbarkeit halber wurde in Gleichung (3-7) wiederum ein PT_1 -Glied mit einer kleinen Zeitkonstante T_1 ergänzt, da die Übertragungsfunktion ansonsten einen reinen D -Anteil aufweisen würde.

Die Ergebnisse für die Maßnahme 4 sind jeweils als Kurven II in Bild 3.8 mit dargestellt. Die Soll-Wärmeleistung $\dot{Q}_{H,Soll}^*$, die wiederum auf die maximale elektrische Leistung des Blockes bezogen ist, sinkt in diesem Grenzfall II sprunghaft von 25% auf 0% ab, um dann langsam wieder auf den stationären Endwert von knapp 5% anzusteigen, vgl. Teilbild d. Die minimale Abweichung der Ist-Generatorleistung von der Soll-Leistung beruht auf der Verzögerung durch das in Gleichung (3-7) eingeführte PT_1 -Glied.

Da der Turbinenmassenstrom nicht erhöht wird, muss die Dampferzeugerleistung ebenfalls nicht erhöht werden. Dies wird dadurch erreicht, dass der Brennstoffführung der tatsächliche Turbinenmassenstrom aufgeschaltet wird, der sich aus der Differenz des Sollwertes $\Delta \dot{m}_{T,Soll}^*$ und des durch die Heikos bereitgestellten Massenstromes $\Delta \dot{m}_{T,Fehl}^*$ ergibt. Die entsprechenden Größen, $\Delta \dot{m}_D^*$ und $\Delta \dot{Q}_{DE,dyn}^*$ sind daher alle null. Da die Maßnahmen 1 und 2 in diesem Grenzfall II nicht aktiviert werden, bleiben die Turbinenventilöffnung und die Dampferzeuger-Sollleistung in Bild 3.8b und c sowie der Frischdampfdruck in Bild 3.9b konstant, und folglich auch der Turbinenmassenstrom in Bild 3.9a.

Eine sprunghafte Deaktivierung der Heizkondensatoren und damit auch der Wärmeleistung ist nicht sinnvoll, weil sie unter anderem die Gefahr von Wasserschlägen in den Heizkondensatoren heraufbeschwört /37,38/. Allerdings handelt es sich bei dem geforderten Generator-Leistungssprung auch um eine unrealistische Vorgabe, die hier nur zu Testzwecken verwendet wird. Im folgenden Kapitel 3.5 wird daher auch für diesen Grenzfall II das Verhalten des

Kraftwerksblockes bei einem rampenförmigen Leistungsanstieg gemäß der DVG-Vorgabe vorgestellt.

3.4.3 Leistungserhöhung durch Turbinenventil, Dampferzeuger und Reduzierung der Fernwärmeauskopplung (Maßnahmen 1,2 und 4)

Als Fall III wird eine Kombination der beiden vorher betrachteten Grenzfälle untersucht. Bei einer anfänglichen Androsselung von 5% kann die zusätzliche Generatorleistung zwar stationär allein durch Turbinenventil und Dampferzeuger bereitgestellt werden, dynamisch hingegen müssen die Heizkondensatoren mit in Anspruch genommen werden.

Mit dem Sprung der Sollleistung wird der Anschlag des Turbinenventils erreicht, vgl. Bild 3.8b. Der noch fehlende Leistungsanteil wird durch die Reduzierung der Fernwärmeauskopplung kompensiert. Nach 200 s hat die Soll-Wärmeleistung ihren ursprünglichen Wert fast wieder erreicht, vgl. Bild 3.8d. Der Dampferzeuger wird deutlich weniger in Anspruch genommen als im Grenzfall I; die Begrenzung von 105% wird gar nicht erreicht. Schließlich sinkt der Frischdampfdruck vorübergehend von 99% auf 97% ab, vgl. Bild 3.9b.

3.5 Verhalten des Kraftwerksblocks bei einer rampenförmigen Soll-Leistungserhöhung

Um das Übertragungsverhalten des Kraftwerksblockes mit modellgestütztem Blockführungs-konzept zu veranschaulichen, ist im vorigen Abschnitt 3.4 sein Verhalten bei einem 4%igen Sprung der Soll-Generatorleistung betrachtet worden. Anstelle dieser systemdynamisch üblichen, aber verfahrenstechnisch unrealistischen Testanregung wird nun das Verhalten bei einer rampenförmigen 4%igen Erhöhung der Soll-Generatorleistung innerhalb von 30 s untersucht, die gemäß der DVG-Empfehlung für die Primärregelreserve-Bereitstellung ausreichend ist.

Ausgehend von den drei gleichen Anfangsbedingungen wie in Kapitel 3.4 werden wiederum drei Fälle betrachtet:

- I. Die vollständige Bereitstellung der Zusatzleistung durch Turbinenventil und Dampferzeuger (Maßnahmen 1 und 2),
- II. die vollständige Bereitstellung der Zusatzleistung durch die Deaktivierung der Heizkondensatoren (Maßnahme 4) und
- III. eine Kombination der drei Maßnahmen.

Bild 3.11 verdeutlicht, dass in allen Fällen die Ist-Generatorleistung der geforderten Soll-Generatorleistung weitgehend entspricht. Wegen der im Vergleich zur sprungförmigen Leistungserhöhung niedrigeren dynamischen Anforderungen kann die anfängliche Turbinenöffnung im Fall I von 85% auf 91% gesteigert werden. Sie steigt nun von 91% fast linear auf

knapp 100% nach 30 s an und sinkt dann langsam wieder ab. Im Fall III steigt die Ventilöffnung innerhalb der ersten 15 s nach der Leistungserhöhung von 95% auf 100% an und bleibt bis zum Zeitpunkt $t = 200$ s vollständig geöffnet.

Auch der Anstieg der Dampferzeuger-Sollleistung fällt bei der rampenförmigen Leistungserhöhung wesentlich moderater aus als bei der sprungförmigen Leistungserhöhung, vgl. Teilbild c. Im Fall I wird die Brennstoffstrom-Begrenzung bei 105% nicht mehr erreicht.

Die maximale Reduzierung der in Teilbild d dargestellten Soll-Fernwärmeauskopplung wird in Fall III nach 26 s erreicht. Das vorübergehende Erreichen der unteren Begrenzung der Soll-Wärmeleistung bei 0% wirkt sich auf die bereitgestellte Generatorleistung praktisch nicht aus, vgl. Teilbild a.

Ab dem Zeitpunkt $t = 35$ s steigt die Soll-Wärmeleistung mit der allmählichen Erwärmung des Speisewasserbehälters und der daraus resultierenden niedrigeren Entnahmemassenstrom in den Speisewasserbehälter wieder an und erreicht nach 200 s ihren stationären Endwert von 8%. Bis zur Aufhebung der Maßnahme 4 werden weiterhin 8% anstelle der ursprünglichen 30% Wärmeleistung in das Heiznetz eingespeist.

Bei der kombinierten Anwendung der Maßnahmen 1,2 und 4 im Fall III wird der Heizkondensator erst nach 15 s deaktiviert, wenn das Turbinenventil an seinen Anschlag gelangt. Die Soll-Wärmeleistung sinkt von ursprünglich 30% auf 15% nach 30 s ab und steigt danach langsam wieder an. Da die Steigung der von den Heizkondensatoren zu erbringenden Zusatzleistung nach 15 s und 30 s Knicke aufweist, bewirkt der D-Anteil der inversen Übertragungsfunktion $G_{HK,m}^{-1}(s)$ die beiden Sprünge in den Verläufen der Soll-Wärmeleistung in Teilbild d. Die Verläufe der Turbinenmassenströme in Bild 3.12a ähneln denjenigen der Dampferzeuger-Soll-Leistungen in Bild 3.11c. Wegen des dynamischen Vorhaltes der Brennstoffführung, vgl. Bild 3.10, steigen die Turbinendampfströme aber weniger stark an. Im Fall I beträgt der maximale Turbinenmassenstrom 101.0% verglichen mit 104.8% für die Dampferzeuger-Sollleistung, im Fall 2 98.4% verglichen mit 100.3% für die Dampferzeuger-Sollleistung. Die Frischdampfdruckverläufe in Teilbild b unterscheiden sich kaum von denjenigen bei der sprungförmigen Leistungserhöhung. Dies ist auch eine Folge des dynamischen Vorhaltes der Brennstoffführung. Wegen der deutlich reduzierten Androsselung sinkt der Anfangswert des Frischdampfdruckes im Fall I von 110.6% für die sprungförmige Leistungserhöhung auf 103.3%.

Schließlich zeigen die Verläufe der tatsächlichen Wärmeleistungen in Bild 3.12c, dass die tatsächliche Wärmeleistung von 30% im Fall I vorübergehend auf 2.6%, im Fall III jedoch nur auf 20.5% absinkt.

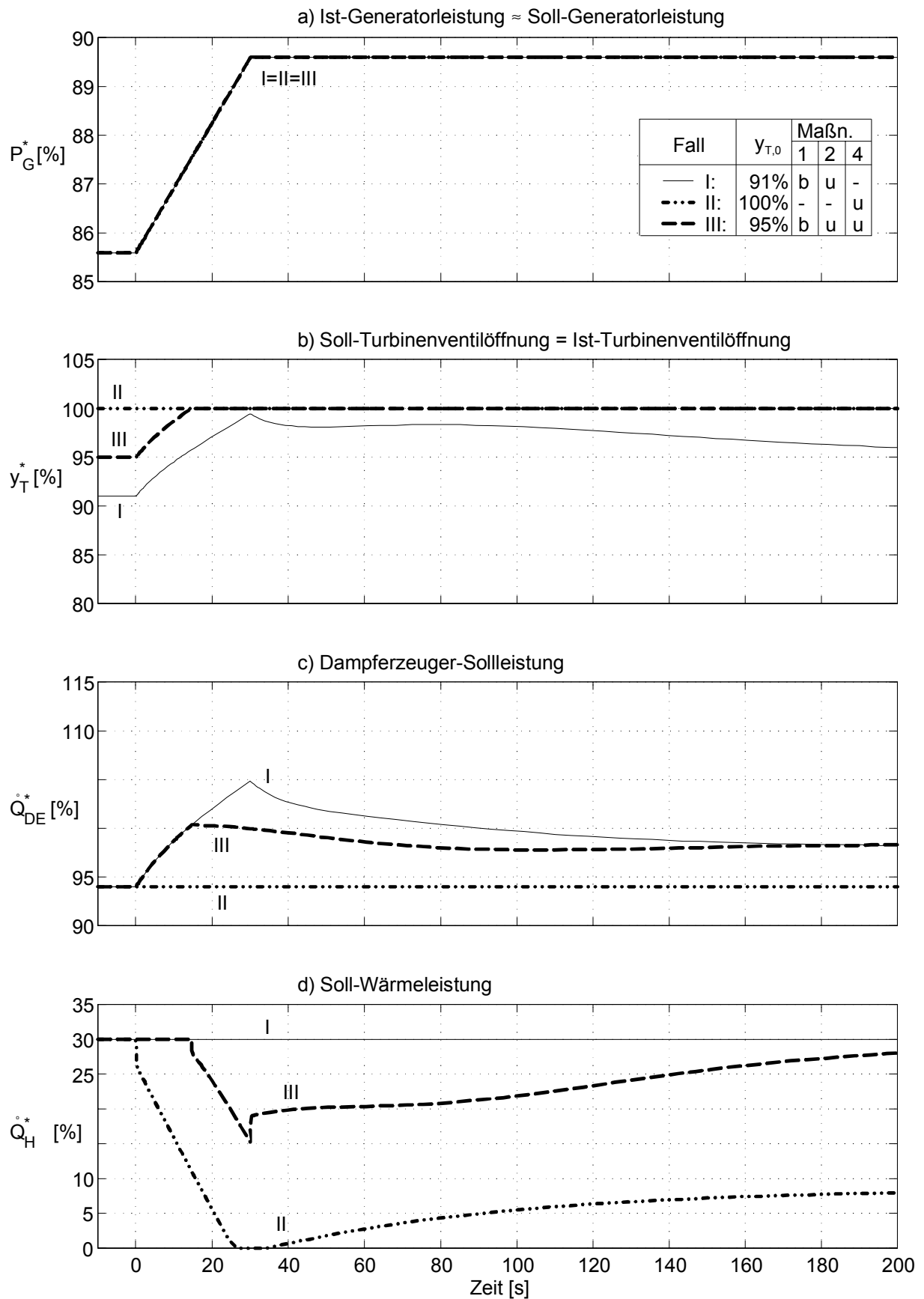


Bild 3.11: Ein-/Ausgangsverhalten der dynamischen Stellgrößenberechnung bei einer 4%igen rampenförmigen Erhöhung der Soll-Generatorleistung (b: begrenzt, u: unbegrenzt, --: deaktiviert)

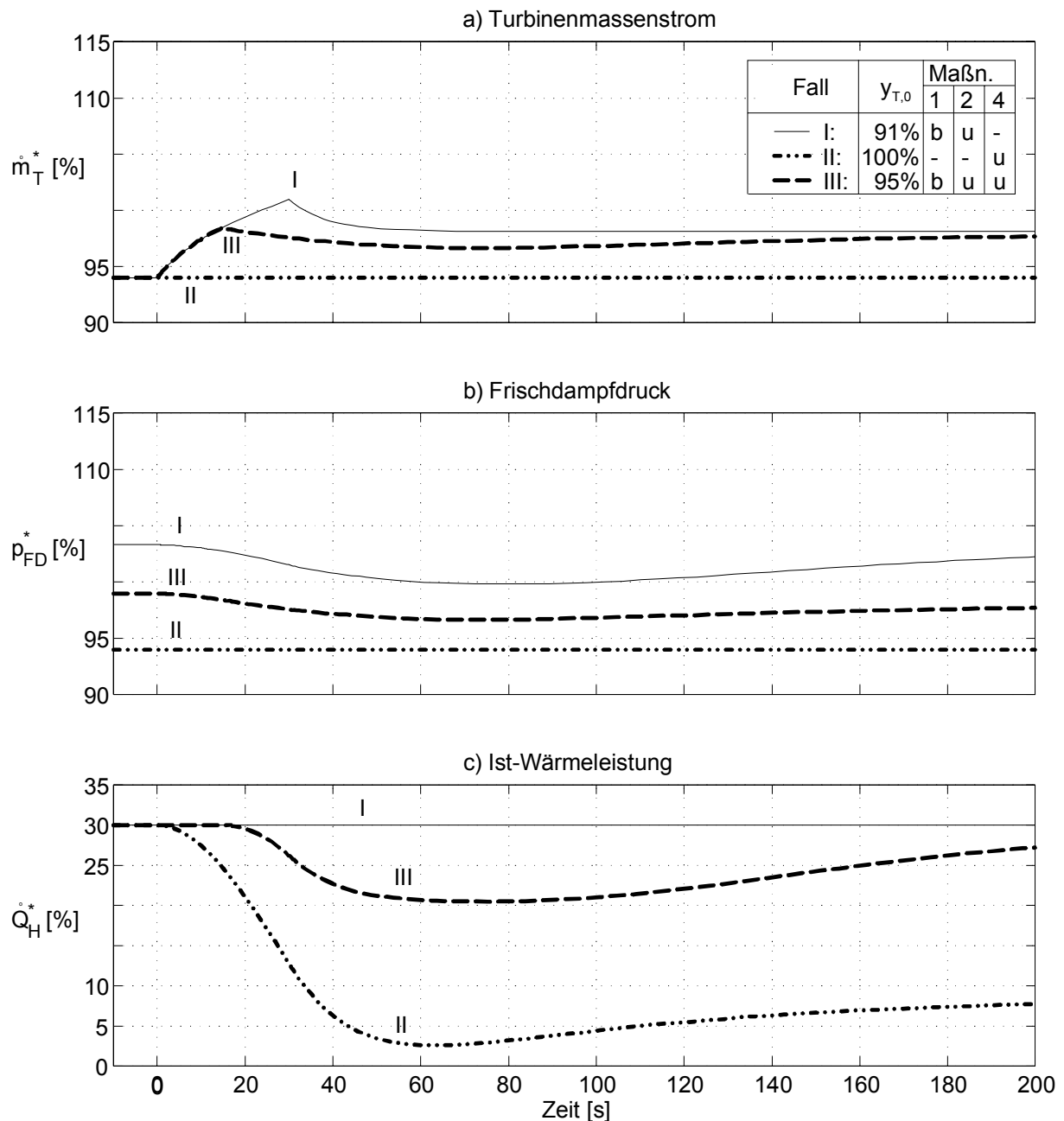


Bild 3.12: Turbinenmassenstrom, Frischdampfdruck und Ist-Wärmeleistung bei einer 4%igen rampenförmigen Erhöhung der Soll-Generatorleistung (b: begrenzt, u: unbegrenzt, --: deaktiviert)

3.6 Funktionsweise der unterlagerten Prozessregelung bei Störungen der Dampferzeugung

Um die Funktionsweise der modellgestützten Blockführung zu verdeutlichen, wurde bisher davon ausgegangen, dass weder prozessinterne Störungen noch Abweichungen zwischen vereinfachtem Modell- und realem Prozessverhalten auftreten. In diesen Fällen ist das Eingreifen der drei unterlagerten Regler nicht notwendig, vgl. Bild 3.1.

Bei kohlebefeueten Kraftwerken wird die Dampferzeugung jedoch sowohl stationär als auch dynamisch durch einige schwer erfassbare Größen beeinflusst, z. B. die Zusammensetzung

der Kohle, Feuchte der Kohle, Zustand der Kohlemühlen /35/. Solche internen Störungen müssen mit der modellgestützten Blockführung auch beherrschbar sein.

Zuerst wird der daher Fall betrachtet, dass sich der untere Heizwert der Kohle sprunghaft um 3% verringert. Dieser Fall kann auftreten, wenn plötzlich Kohle einer anderen Herkunft oder Lieferung verbrannt wird.

In einem zweiten Beispiel werden die Auswirkungen einer im realen Prozess z.B. aufgrund verschmutzter Heizflächen zu trägen Dampferzeugerdynamik betrachtet. Zu diesem Zweck wird die Wirkungsweise der Regler bei einer rampenförmigen Erhöhung der Soll-Generatorleistung um 4% innerhalb von 30 s an zwei Beispielen untersucht. Die Unempfindlichkeit des Konzeptes bei Schwankungen weiterer dynamischer Parameter wird in Anhang C näher beschrieben.

Ausgangspunkt der Berechnungen ist ein Betriebspunkt mit einer elektrischen Leistung von 87% der Nennleistung, einer mittelgroßen Wärmeleistung von 20% der elektrischen Leistung ≈ 110 MW und einer sich daraus ergebenden Blocklast von 94%. Die anfängliche Androsselung von 2% wurde gewählt, damit bei der Leistungserhöhung eine Kombination der Maßnahmen 1,2 und 4 zum Einsatz kommt.

Die unterlagerten Prozessregler wirken in der in Bild 3.1 dargestellten Betriebsweise „Dampferzeuger führt“. Sie sind als *PI*-Regler mit kleinem *I*-Anteil ausgeführt, da sie bei Abweichungen der dynamischen Parameter nur solange aktiv werden sollen, wie sich Prozess und Modell unterscheiden. Bei Störungen und Abweichungen der stationären Parameter sorgen die *I*-Anteile für das Verschwinden des Unterschiedes zwischen Modell- und Prozess-Ausgangsgrößen. Die Verstärkungsfaktoren sind jeweils so gewählt, dass das Regelverhalten gut gedämpft ist.

Das Zusammenspiel der unterlagerten Prozessregler wird anhand von drei Berechnungsfällen erklärt:

- I. Die „Referenz“-Berechnung mit identischem Prozess- und Modellverhalten, bei der ein Eingreifen der Prozessregler nicht notwendig ist,
- II. die Berechnung mit unterschiedlichem Prozess- und Modellverhalten und deaktivierten Korrekturreglern („ungeregelter Prozess“) sowie
- III. die Berechnung mit unterschiedlichem Prozess- und Modellverhalten und aktivierten Korrekturreglern („geregelter Prozess“).

Während der Unterschied zwischen „Referenz“ und „ungeregeltem Prozess“ die Auswirkungen der Unterschiede zwischen Modell und realem Prozess veranschaulicht, macht die Diffe-

renz zwischen „ungeregeltem Prozess“ und „geregeltem Prozess“ den Einfluss der unterlagerten Prozessregler deutlich.

3.6.1 Auswirkungen einer -3%igen Brennstoffstörung

Zuerst werden die Auswirkungen einer sprungförmigen -3%igen Brennstoffstörung untersucht, die im stationären Betrieb, d.h. bei $P_{G,Soll}^* = const$ auftritt. Aufgrund dessen sind alle Verläufe der Referenzberechnung I konstant.

Die Brennstoffleistungen, die sich aus dem Produkt des Brennstoffmassenstromes und des unteren Heizwertes ergeben, weichen in allen drei Fällen voneinander ab, vgl. Bild 3.13b. Der Referenzwert I und derjenige für den unregulierten Fall II unterscheiden sich um die Störung des Heizwertes, während die Brennstoffmassenströme gleich sind. Die Verläufe für geregelten und unregulierten Prozess sind identisch, bis die Abweichung der Generatorleistung den Leistungsregler aktiviert und damit den Brennstoffmassenstrom erhöht.

Aufgrund der Trägheit des Dampferzeugers wirkt sich die Brennstoffstörung erst nach 50 s auf die Prozessausgangsgrößen aus. Erst dann sinkt der Frischdampfdruck allmählich, weil durch die geringere Dampferzeugerleistung weniger Dampf produziert wird. Dem absinkenden Druck begegnet Druckregler durch die Verringerung der Turbinenventilöffnung, die eine Absinken der Generatorleistung zur Folge hat. Erst als Reaktion darauf erhöht der Leistungsregler die Dampferzeuger-Sollleistung und beginnt damit, der eigentlichen Ursache der Störung entgegenzuwirken. Während im unregulierten Fall die Generatorleistung und der Frischdampfdruck stationär jeweils um etwa 3% absinken, begrenzen die unterlagerten Leistungs- und Druckregler die Abweichungen auf 1.3% beim Frischdampfdruck und auf 1.8% bei der Generatorleistung. Zudem sorgen sie dafür, dass nach 500 s die jeweiligen Referenzwerte praktisch wieder erreicht werden.

Der langsame Wiederanstieg der Generatorleistung ist durch die Betriebsweise „Dampferzeuger führt“ bedingt, bei der Abweichungen der Generatorleistungen durch die langsame Erhöhung der Dampferzeugerleistung ausgeglichen werden. Die relativ langsamen Änderungen der Stellgrößen Dampferzeuger-Sollleistung und Turbinenventilöffnung veranschaulichen, dass diese Betriebsweise sehr blockschonend ist, dafür allerdings die interne Brennstoffstörung durch das träge Ausregeln der Generatorleistung an das elektrische Netz weitergibt. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass eine Leistungsabweichung von 1.8% selbst bei einem großen Kraftwerksblock mit 1.5 GW bei einer Schwachlast von 150 GW nur 0.018% ausmacht.

Die Soll-Wärmeleistung bleibt von dem ganzen Vorgang unberührt.

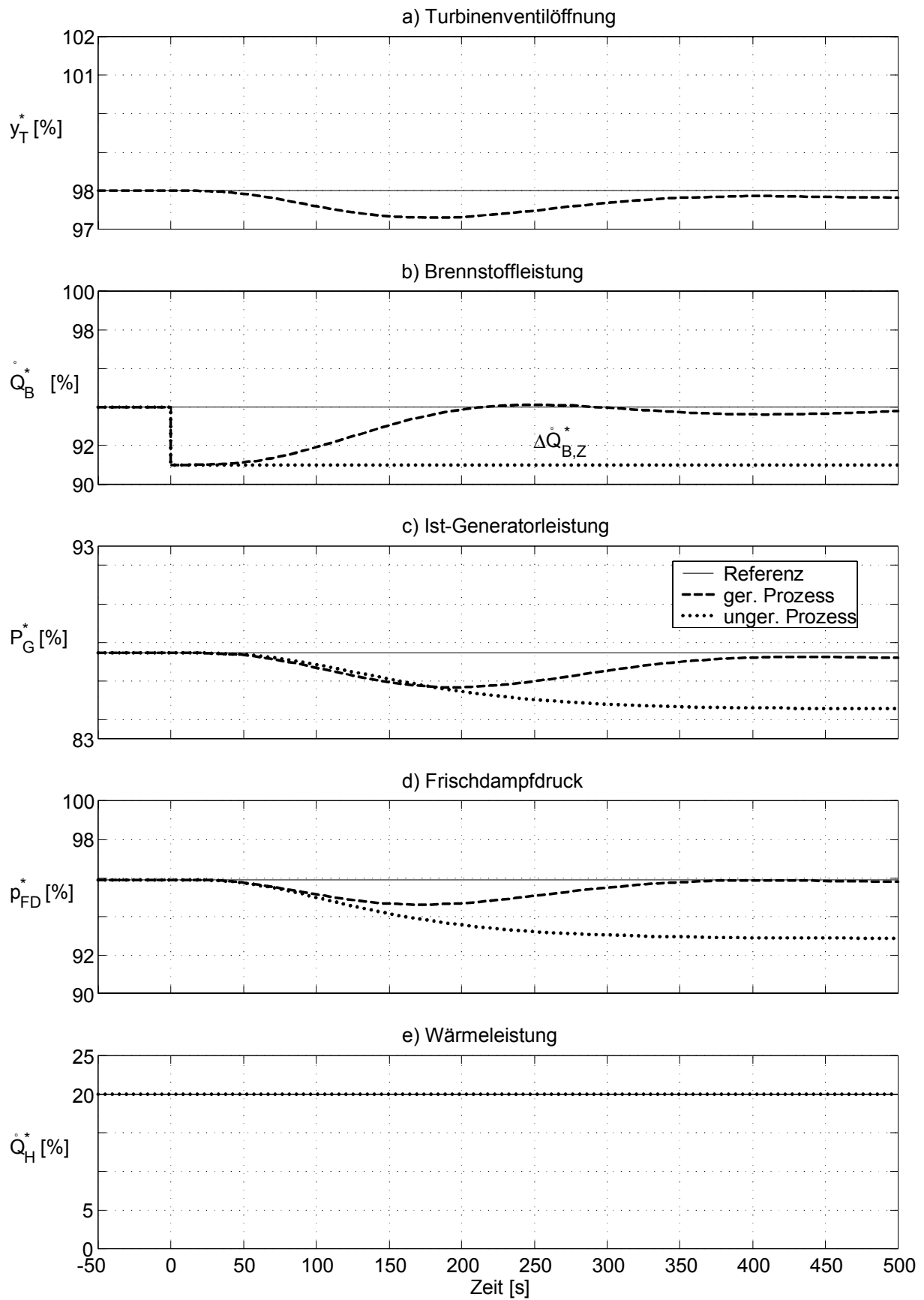


Bild 3.13: Auswirkungen einer -3%igen Brennstoffstörung

3.6.2 Einfluss einer zu trägen Dampferzeugerdynamik

Bild 3.14 enthält die Ergebnisse für eine rampenförmige 4%ige Leistungserhöhung, falls die Zeitkonstanten T_{DE} des als PT_3 -Glied nachgebildeten Dampferzeugers in Wirklichkeit 50% größer sind als im Modell angenommen. Eine Erhöhung der Dampferzeuger-Sollleistung bewirkt dann eine stärker verzögerte Erhöhung des Dampfmassenstromes, was bei gleicher Ventilstellung einen Abfall oder langsameren Anstieg der elektrischen Leistung zur Folge hat. Die Teilbilder Bild 3.14a und b zeigen die Ventilstellung und die Soll-Dampferzeugerleistung als die beiden Eingangs- bzw. Stellgrößen des realen Prozesses. Sie sind identisch für den Referenzfall I und den Fall II ohne unterlagerte Prozessregler, da in beiden Fällen die Ausgangsgrößen der modellgestützten Sollwertberechnung unverändert an den realen Prozess weitergegeben werden, vgl. Bild 3.1. Da in allen drei Berechnungsfällen die Begrenzung des Turbinenventils nach 15 s anspricht, muss der Rest an elektrischer Zusatzleistung durch die vorübergehende Reduzierung der Fernwärmeeinkopplung von 20% auf 1% erfolgen. Nach 400 s erreicht die Wärmeleistung wieder den stationären Endwert von 8%.

Wegen der ohnehin großen Trägheit des Dampferzeugers machen sich die Unterschiede zwischen den drei Berechnungsfällen erst nach $t = 50$ s bemerkbar. Dann sinkt der Frischdampfdruck im Prozess etwas schneller ab als im Modell. Der Druckregler wirkt dieser Differenz durch das geringfügige Schließen des Turbinenventils entgegen. Die deswegen absinkende elektrische Leistung verursacht eine zusätzliche Erhöhung der Dampferzeugerleistung, die den Leistungsanstieg nach ca. 150 s hervorruft.

Die tatsächliche Wärmeleistung und damit auch die Vorlauftemperatur weisen keine Unterschiede auf.

Die Unterschiede zwischen den Verläufen sind für die drei Fälle sehr klein und zum Zeitpunkt $t = 500$ s kaum mehr erkennbar.

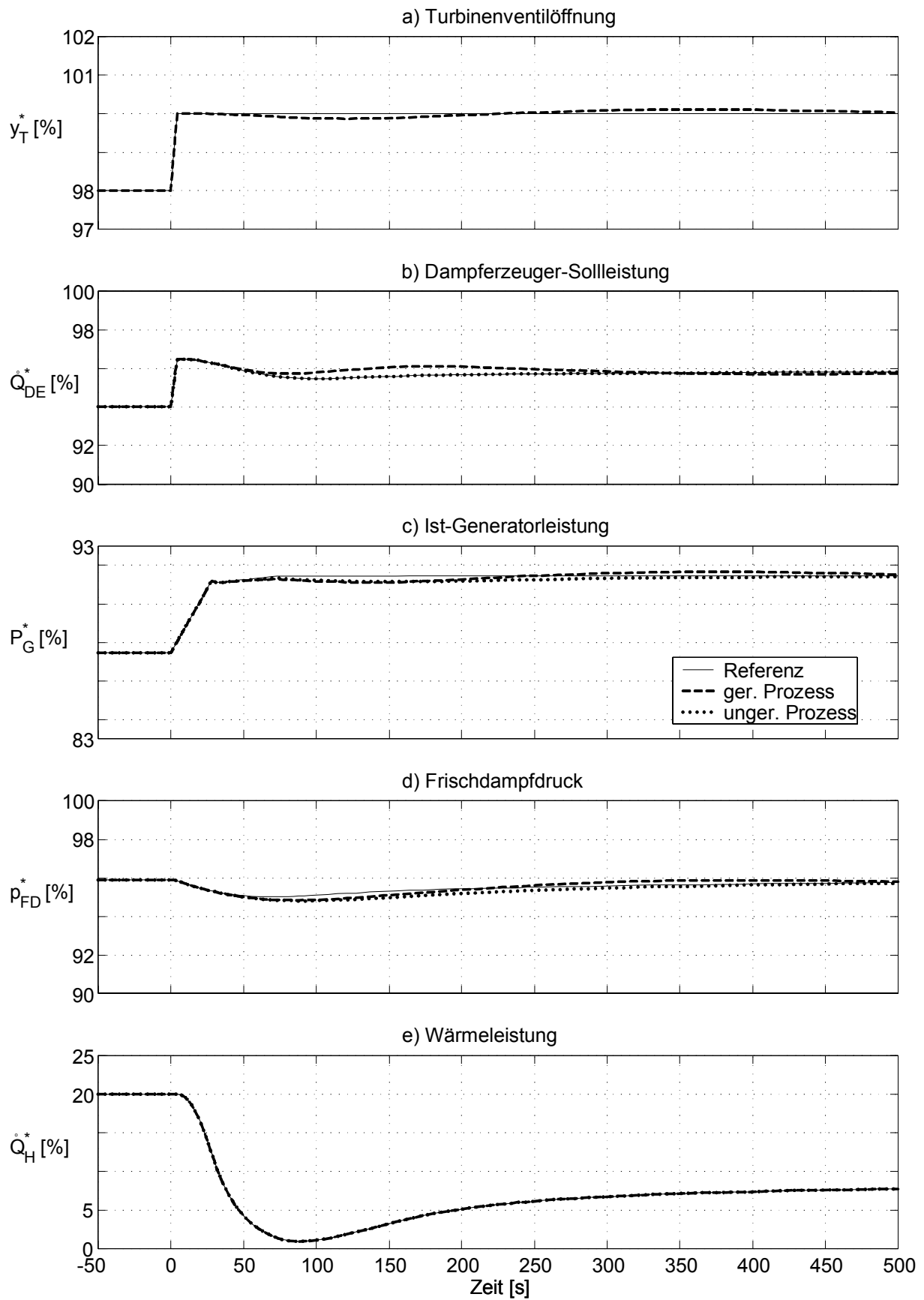


Bild 3.14: Wirkungsweise der unterlagerten Prozessregler bei einer zu trägen Dampferzeugerdynamik während einer 4%igen rampenförmigen Leistungserhöhung

3.7 Fazit

Die beiden Beispiele belegen die Funktionsfähigkeit des Regelkonzeptes sowohl bei stationären und als auch bei dynamischen Störungen der Dampferzeugung. In Anhang C sind vier weitere dynamische Parameter jeweils so geändert worden, dass sie sich ungünstig auf die geforderte Leistungserhöhung auswirken:

- C.1: Einfluss einer zu hohen Dampfspeicherdynamik
- C.2: Einfluss einer zu trägen Zwischenüberhitzerdynamik
- C.3: Einfluss einer zu trägen Entnahmeventildynamik
- C.4: Einfluss einer zu hohen Heizkondensatordynamik

In allen Fällen sorgen die unterlagerten Prozessregler selbst bei massiven Unterschieden zwischen Modell- und Prozessverhalten dafür, dass die geforderte Leistungserhöhung sehr gut eingehalten wird.

Auf eine Variation der stationären Prozessparameter wird verzichtet, da im Allgemeinen die stationären Parameter besser bekannt sind als die dynamischen und langsame Änderungen der stationären Parameter durch die I-Anteile der unterlagerten Regler kompensiert werden. Damit ist die Robustheit des vorgestellten modellgestützten Blockführungs- und -regelkonzeptes belegt und gezeigt, dass es selbst bei einer nur ungenauen Kenntnis des Prozesses anwendbar ist.