

Fortschritt-Berichte VDI

VDI

Reihe 6

Energietechnik

Nr. 620

M.Sc. Marcel Richter,
Duisburg

Dynamische Kraftwerkssimulation und technökonomische Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen



Dynamische Kraftwerkssimulation und techno-ökonomische Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften,
Abteilung Maschinenbau und Verfahrenstechnik
der Universität Duisburg-Essen

zur Erlangung des akademischen Grades

eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

Dr.-Ing.

genehmigte Dissertation

von

M.Sc. Marcel Richter
aus
Warstein

Gutachter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Görner
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens

Tag der mündlichen Prüfung:

19.11.2018

Fortschritt-Berichte VDI

Reihe 6

Energietechnik

M.Sc. Marcel Richter,
Duisburg

Nr. 620

Dynamische Kraftwerkssimulation und technökonomische Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen

LUAT

Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik

Richter, Marcel

Dynamische Kraftwerkssimulation und techno-ökonomische Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen

Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6 Nr. 620. Düsseldorf: VDI Verlag 2019.

188 Seiten, 163 Bilder, 33 Tabellen.

ISBN 978-3-18-362006-7, ISSN 0178-9414

€ 67,00/VDI-Mitgliederpreis € 60,30.

Für die Dokumentation: Dynamische Kraftwerkssimulation – Steinkohlekraftwerk – Techno-ökonomische Bewertung – Flexibilisierungsmaßnahmen – 1-Mühlenbetrieb – Indirekte Feuerung – Thermischer Energiespeicher – Mindestlastabsenkung – Laständerungsgeschwindigkeit – Primärregelleistung

Die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke ist eine der zentralen Herausforderungen während der Transformation des Energiesystems in Richtung eines möglichst hohen Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Vor diesem Hintergrund behandelt die vorliegende Arbeit die Bewertung ausgewählter Flexibilisierungsmaßnahmen für Steinkohlekraftwerke. Im Fokus steht die detaillierte dynamische Kraftwerkssimulation des 1-Mühlenbetriebs, eines indirekten Feuerungssystems sowie der Integration eines thermischen Energiespeichers unter Verwendung eines validierten dynamischen Kraftwerksmodells. Die betrachteten Maßnahmen führen zu einer Flexibilisierung des Kraftwerksprozesses hinsichtlich einer Mindestlastabsenkung, einer Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit sowie einer verbesserten Bereitstellung von Primärregelleistung. Abgerundet wird die Arbeit durch techno-ökonomische Betrachtungen zum optimalen Einsatz des integrierten Rühs-Speichers.

Bibliographische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet unter www.dnb.de abrufbar.

Bibliographic information published by the Deutsche Bibliothek

(German National Library)

The Deutsche Bibliothek lists this publication in the Deutsche Nationalbibliographie (German National Bibliography); detailed bibliographic data is available via Internet at www.dnb.de.

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften,
Abteilung Maschinenbau
der Universität Duisburg-Essen
genehmigte Dissertation
Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Görner
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens
Datum der mündlichen Prüfung: 19.11.2018

© VDI Verlag GmbH · Düsseldorf 2019

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe (Fotokopie, Mikrokopie), der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, im Internet und das der Übersetzung, vorbehalten.

Als Manuskript gedruckt. Printed in Germany.

ISSN 0178-9414

ISBN 978-3-18-362006-7

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik (LUAT) der Universität Duisburg-Essen.

Mein besonderer Dank gilt an dieser Stelle meinem Doktorvater, Herrn Prof. Klaus Görner, der mir die Forschung im Themenbereich der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke erst ermöglichte. Das stets entgegengebrachte Vertrauen sowie die wissenschaftliche Betreuung habe ich sehr geschätzt. Herrn Prof. Hendrik Lens danke ich für die Übernahme des Korreferats und die inhaltliche Begleitung meiner Arbeit, zunächst auf Seiten von Steag Energy Services, dann auf Seiten des Instituts für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart. Darüber hinaus danke ich Herrn Prof. Dirk Söffker und Herrn Prof. Andreas Wömpener für ihr Mitwirken in der Prüfungskommission.

Meine Dissertation konnte ich in einem sehr kollegialen und freundschaftlichen Umfeld am LUAT anfertigen. Deswegen gebührt mein Dank an dieser Stelle allen derzeitigen und ehemaligen Arbeitskollegen sowie Studenten, die mich nicht nur fachlich, sondern ebenfalls durch zahlreiche gemeinsame Aktivitäten auch außerhalb der Universität gestärkt haben. Einen ganz besonderen Dank spreche ich Herrn Dr. Gerd Oeljeklaus aus. Die vielen fachlichen Diskussionen und Iterationsschleifen haben mich enorm weitergebracht und zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Des Weiteren möchte ich den in meinen Forschungsprojekten Partner-Dampfkraftwerk und FLEXI-TES beteiligten Partnern für die Gespräche und den wissenschaftlichen Austausch einen Dank aussprechen, wobei ich namentlich insbesondere Dr. Daniel Lehmann von Steag Energy Services nennen möchte. Ebenso gilt ein expliziter Dank den Firmen STEAG und MHPSE für die zur Verfügung gestellten Auslegungsdaten und Messwerte des Kraftwerks Voerde.

Ausdrücklich möchte ich noch meinen Eltern, Ute und Peter Richter, für die kontinuierliche Unterstützung meiner schulischen und akademischen Ausbildung danken.

Der abschließende Dank gebührt meiner Freundin, Julia Trispel. Aus unserer Partnerschaft konnte ich stets die notwendige Kraft gewinnen, mich gestärkt meiner Promotion zu widmen.

Essen, Dezember 2018

Marcel Richter

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis	VII
Kurzfassung	XI
Abstract	XII
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation	1
1.2 Ziele der Arbeit.....	3
1.3 Aufbau der Arbeit.....	4
2 Energiewirtschaftliche Grundlagen	5
2.1 Struktur des Strommarktes.....	5
2.1.1 Day-ahead-Handel	5
2.1.2 Intraday-Handel	6
2.1.3 Regelleistungsmärkte	7
2.2 Einfluss der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	9
3 Kraftwerkstechnische Grundlagen	13
3.1 Flexibilität von Dampfkraftwerken	13
3.1.1 Begriffsdefinitionen	13
3.1.2 Aktuelle Flexibilitätsparameter	16
3.2 Technische Begrenzungen der Flexibilitätsparameter.....	17
3.2.1 Mindestlast	17
3.2.2 Laständerungsgeschwindigkeit.....	18
3.2.3 Anfahren	20
3.3 Maßnahmen zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	21
3.3.1 Androsselung des HD-Turbinenventils	22
3.3.2 Variation des Kondensatmassenstroms	23
3.3.3 Deaktivierung der Hochdruckvorwärmer	24
3.3.4 Variation der Betriebsparameter der Kohlemühlen.....	24
3.3.5 Weitere PRL-Maßnahmen	25
3.3.6 Kombination von PRL-Maßnahmen.....	25
3.4 Thermische Energiespeicher (TES) im Kraftwerksprozess	26
3.4.1 Theoretische Grundlagen zu TES	26
3.4.2 Realisierte TES-Anwendungen im Bereich der Stromerzeugung	30
3.4.3 Forschung und Entwicklung für TES im Bereich der Stromerzeugung	33
3.5 Referenzprozess	33
3.5.1 Wesentliche Daten des Basiskraftwerks.....	34
3.5.2 Aufbau des Dampferzeugers	35
3.5.3 Betriebskonzept und Flexibilitätsparameter	35
4 Dynamisches Simulationsmodell	37
4.1 Einführung in die Kraftwerkssimulation	37
4.2 Aufbau des Simulationsmodells und verwendete Software.....	39
4.3 Komponentenmodelle wesentlicher (Teil-) Systeme.....	42
4.3.1 Dampferzeuger	42
4.3.2 Kohlezuteilung und -aufbereitung	49
4.3.3 Dampfturbinen	53
4.3.4 Zwei-Phasen-Behälter.....	54

4.4 Leittechnik	58
4.4.1 Blockregelung.....	58
4.4.2 Speisewasserregelung.....	60
4.4.3 Dampftemperaturregelung.....	61
4.4.4 Umwälzregelung.....	63
4.4.5 Füllstandsregelung des Speisewasserbehälters.....	63
4.5 Validierung.....	64
5 Simulationen zu ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen	69
5.1 1-Mühlenbetrieb	69
5.2 Indirektes Feuerungssystem.....	75
5.3 Integration eines Ruths-Speichers.....	82
5.3.1 Integrationskonzept	82
5.3.2 Betriebliche Grenzen und Leistungspotentiale.....	84
5.3.3 Auslegung	86
5.3.4 Leittechnische Einbindung im dynamischen Simulationsmodell.....	88
5.3.5 TES-Einsatz zur Erbringung einer Lastanpassung.....	89
5.3.6 TES-Einsatz zur Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit	94
5.3.7 TES-Einsatz während eines Referenzlastverlaufs.....	98
5.3.8 Sprungantworten	100
5.4 Bereitstellung von Primärregelleistung.....	105
5.4.1 Leistungs- und Kapazitätsdefizit des Kraftwerksprozesses.....	105
5.4.2 Sprungantworten klassischer PRL-Maßnahmen	107
5.4.3 Leistungs- und Kapazitätspotential der PRL-Maßnahmen inkl. TES	114
5.4.4 Koordinierte PRL-Bereitstellung.....	117
5.5 Identifizierte Flexibilisierungspotentiale	128
6 Techno-ökonomische Bewertung ausgewählter Flexibilisierungsmaßnahmen.....	130
6.1 Modell zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes am Spotmarkt	130
6.1.1 Datengrundlage.....	131
6.1.2 Funktionsweise des Kraftwerkseinsatzmodells	134
6.1.3 Validierung des Kraftwerkseinsatzmodells	137
6.2 Einfluss der Mindestlast auf den Kraftwerkseinsatz	141
6.3 Modell zur Bestimmung des Einsatzes eines Energiespeichers	144
6.4 Einsatz eines technologieneutralen Energiespeichers	147
6.5 Kraftwerks- und Speichereinsatz zur Bewertung der Ruths-Speicher-Integration	150
6.6 Resultate der techno-ökonomischen Betrachtungen	155
7 Zusammenfassung und Ausblick	157
7.1 Zusammenfassung	157
7.2 Ausblick	161
Anhang.....	162
A1 Forschungsprojekte zur Flexibilisierung von Kraftwerken durch TES.....	162
A2 Komponentenmodell für Ruths-Speicher inkl. Validierung	162
A3 Validierung des Kraftwerksmodells mit weiteren Messreihen.....	164
A4 Sprungantworten und Potentiale weiterer PRL-Maßnahmen.....	165
A5 Ergänzende Diagramme zur koordinierten PRL-Bereitstellung	168
A6 Einsatz eines Energiespeichers auf dem Day-ahead-Markt.....	169
A7 Historische Auswertung zur Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern.....	170
Literatur	171

Symbolverzeichnis

Lateinische Buchstaben

<i>A</i>	Oberfläche
<i>d</i>	Durchmesser
<i>f</i>	Frequenz
<i>h</i>	spezifische Enthalpie
<i>H_u</i>	Heizwert
<i>k</i>	Wärmedurchgangskoeffizient
<i>K₁, K₂, ...</i>	Koeffizienten
<i>l</i>	Überströmlänge
<i>m</i>	Massenstrom
<i>m</i>	Masse
<i>n</i>	Drehzahl; Anzahl
<i>P</i>	elektrische Leistung
<i>p</i>	Druck
<i>Q</i>	Wärmeleistung
<i>T</i>	Temperatur
<i>t</i>	Zeit
<i>V</i>	Volumen
<i>v</i>	spezifisches Volumen
<i>W</i>	elektrische Arbeit
<i>x</i>	Dampfgehalt; Signal
<i>y</i>	Ventilstellung

Griechische Buchstaben

α	Wärmeübertragungskoeffizient; Absorptionskoeffizient
β	Füllstand
Δ	Differenz
ε	Emissionskoeffizient
η	Wirkungsgrad
λ	Wärmeleitfähigkeit
π	Kreiszahl (Pi)
ρ	Dichte
σ	Stefan-Boltzmann-Konstante
τ	Zeitkonstante

Indizes

aus	Austritt
B	Behälter
Bel	Beladung
Bündel	Bündelheizfläche
d	dampfförmig
DA	Day-ahead
DE	Dampferzeuger
ein	Eintritt
el	elektrisch
Entl	Entladung
ES	Energiespeicher
f	flüssig
G	Generator
ges	gesamt
i,j	Laufindizes
ID	Intraday
is	isentrop
Ist	Istwert
kon	Kondensation
konv	Konvektion
korr	Korrigiert
m	mittlere
mech	mechanisch
n	netto
nom	Nominalwert
RG	Rauchgas
Soll	Sollwert
SpW	Speisewasser
str	Strahlung
T	Turbine
TES	thermischer Energiespeicher
th	thermisch
ver	Verdampfung
VS	Vorsteuerung
Ziel	Zielwert

Abkürzungen

A	Anzapfung
ASV	Kraftwerk Asnaes
CF	Verschmutzungsfaktor
ClaRa	Clausius-Rankine
DB	Deckungsbeitrag
DeNOx	Entstickungsanlage
E	Ebene
Eco	Economiser
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EK	Einspritzkühler
E-KSP	elektrisch angetriebene Kesselspeisepumpe
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
FD	Frischdampf
FWL	Feuerungswärmeleistung
GKM	Großkraftwerk Mannheim
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
h	Stunde(n)
HD	Hochdruck
HDT	Hochdruck-Turbine
HDVW	Hochdruck-Vorwärmer
HT	Haupttarif
HZÜ	heiße Zwischenüberhitzung
ID	Intraday
konv.	konventionelle
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KZÜ	kalte Zwischenüberhitzung
LÄG	Laständerungsgeschwindigkeit
LUAT	Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik
LuVo	Luftvorwärmer
MD	Mitteldruck
MDT	Mitteldruck-Turbine
MinLast	Mindestlast
MRL	Minutenreserve
MS	Microsoft

NB	Nebenbedingung
ND	Niederdruck
NDT	Niederdruck-Turbine
NDVW	Niederdruck-Vorwärmer
NEP	Netzentwicklungsplan
NPSH	net positive suction head
NRW	Nordrhein-Westfalen
NT	Nebentarif
OTC	over the counter
PCM	phase change material
PRL	Primärregelung; Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
Q	Quartal
reg.	regenerative
RDK	Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe
SCR	selective catalytic reduction
SPAT	Speisewasserantriebsturbine
SpWB	Speisewasserbehälter
SRL	Sekundärregelung; Sekundärregelleistung
STV	Kraftwerk Stignaes
SW	Sollwert
TES	thermischer Energiespeicher
T-KSP	von SPAT angetriebene Kesselspeisepumpe
Ü	Überhitzer
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
ZÜ	Zwischenüberhitzung

Kurzfassung

Die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke ist eine der zentralen Herausforderungen bei der Transformation des Energiesystems in Richtung eines möglichst hohen Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Flexible disponible Kraftwerke auf der Basis von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas werden während dieses Transformationsprozesses einen wichtigen Beitrag dazu leisten die aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der Erneuerbaren Energien schwankende Residuallast jederzeit bereitzustellen.

Das Ziel dieser Arbeit lag darin, ausgewählte Flexibilisierungsmaßnahmen für Steinkohlekraftwerke zu untersuchen und dabei insbesondere die thermodynamischen Effekte und die erreichbaren Flexibilisierungspotentiale zu ermitteln. Dazu wurde zunächst ein dynamisches Kraftwerksmodell unter Nutzung der Modelica-Bibliothek *Clara* in der Simulationsumgebung Dymola aufgebaut und erfolgreich gegenüber Messdaten des zugrunde liegenden Basiskraftwerks validiert. Die mit dem dynamischen Kraftwerksmodell betrachteten Flexibilitätsoptionen umfassen zum einen die in der Fachliteratur häufig genannten Maßnahmen der Mindestlastabsenkung durch einen 1-Mühlenbetrieb sowie der Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit durch ein indirektes Feuerungssystem. Des Weiteren wurde ein besonderer Fokus auf die koordinierte Nutzung prozessinhärenter Energiespeicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung gelegt. Die Untersuchungen zur Primärregelleistung wurden dabei im gesamten Lastbereich zwischen Volllast und einer Mindestlast bei 25 % der Nennlast durchgeführt. Als weiterer innovativer und vielversprechender Ansatz wurde die Integration eines thermischen Energiespeichers in den Kraftwerksprozess betrachtet. Dabei wurde das Integrationskonzept eines Ruths-Speichers in den Wasser-/Dampfkreislauf vorgestellt sowie die Leistungspotentiale und Einsatzmöglichkeiten ermittelt. Insgesamt zeigen die Resultate, dass ausgehend vom Ist-Stand eine weitere Flexibilisierung des Referenzprozesses erreicht werden kann. So ist mit einem 1-Mühlenbetrieb eine Mindestlastabsenkung bis auf 10 % der Nennleistung möglich. Durch ein indirektes Feuerungssystem, die Integration eines Ruths-Speichers und die koordinierte Nutzung prozessinhärenter Energiespeicher kann des Weiteren eine nennenswerte Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit und der erbringbaren Primärregelleistung erreicht werden.

Abschließend wurden die Auswirkungen der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen auf den Kraftwerksbetrieb und die Wirtschaftlichkeit durch die Entwicklung und Anwendung zweier Kraftwerks- und Speichereinsatzmodelle ermittelt. Eine Mindestlastabsenkung führt zu einer Steigerung der Betriebsstunden und einer damit leicht verbesserten Wirtschaftlichkeit am Spotmarkt. Hinsichtlich des integrierten Ruths-Speichers wird eine hohe Bedeutung des Speicherwirkungsgrads festgestellt und ein Einsatz auf dem viertelstündlichen Intradaymarkt mit einer Auslegung zwischen 0,5 und 2 Stunden als wirtschaftlich optimal identifiziert.

Abstract

Increasing the flexibility of conventional power plants is one key challenge for the transformation of the energy system towards a high share of renewable energies in power production. Flexible and dispatchable power plants fired by lignite, hard coal and natural gas will contribute during this ongoing transformation process as they compensate the intermittent power production from the renewable energy sources.

In this work, selected flexibility measures for hard-coal-fired power plants have been evaluated with regard to the achievable flexibilization and the thermodynamic effects on the power plant process. For this purpose, a dynamic power plant model has been built-up using the Modelica library *ClaRa* in the simulation environment Dymola. The dynamic power plant model has been validated successfully against measurement data from the underlying reference power plant. The evaluation of flexibility measures first included the commonly proposed options of the reduction of the minimum load through a one mill operation as well as the increase of the load change rates through an indirect firing system. Next, a special focus has been on the optimized utilisation of process inherent energy storages to supply primary control power. This investigation has been conducted in the entire load range between full load and the minimum load of 25%. A further innovative and promising approach is the integration of a thermal energy storage into the power plant process. Within this context, the integration concept of a steam accumulator, better known as a Ruths storage, has been presented and the potentials and operational strategies were determined. Based on the current flexibility parameters, the considered measures lead to an appreciable flexibilization with regard to the pursued objectives, namely the reduction of the minimum load, the increase of the load change rates and the enhancement of the supply of primary control power.

Finally, the effects of the flexibilization on the power plant operation and on the economic feasibility have been evaluated. For this purpose, a power plant dispatch model as well as an energy storage dispatch model against historical price time series have been developed and utilized. A reduction of the minimum load leads to an increase in operating hours and thereby to an enhanced income on the spot market. Regarding the dispatch of a Ruths storage integrated into the water-steam cycle, a high importance of the round trip efficiency is determined. The highest possible profit with arbitrage trading can be realized on the quarter-hourly intraday market. For the design of such an integrated energy storage, a storage time between 0.5 and 2 hours is identified as economically optimal.

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung hat sich in Deutschland zwischen den Jahren 2010 (16,6 %) und 2017 (33,3 %) verdoppelt, insbesondere durch einen starken **Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen** [1]. Diese Transformation unseres Energiesystems, gemeinhin unter dem Begriff *Energiewende* geführt, soll nach den derzeitigen Planungen weiter fortgesetzt werden und der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2050 kontinuierlich auf 80 % steigen [2].

Tabelle 1.1 zeigt die bisherige Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen in Deutschland zwischen 2010 und 2016 und gibt anhand der Ausbaupläne des Netzentwicklungsplans (Szenario B) eine Prognose der zukünftigen Kapazitäten in den Jahren 2030 und 2035. Die Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke geht zwischen 2010 und dem Szenario für 2035 um 26,3 GW zurück. Bei der Kernenergie wird dabei bis zum Jahr 2022 ein vollständiger Ausstieg vollzogen. Der umfangreiche Anstieg der insgesamt installierten Leistung von 158,1 GW in 2010 auf 250,7 GW in 2035 ist überwiegend auf einen starken Zubau bei den Erneuerbaren

Energien Wind (+ 65,6 GW) und Photovoltaik (+ 53,3 GW) zurückzuführen.

Die Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist dargebotsabhängig. Aufgrund der natürlichen Schwankungen des Wind- und Sonnenangebots liegt demnach eine **fluktuierende Stromerzeugung** aus diesen Erneuerbaren Energieträgern vor, die nicht vollständig vorhersehbar und auch nur in Grenzen regelbar ist. Da im Stromnetz nahezu keine Energie zwischengespeichert werden kann, gilt jedoch die Prämisse, dass die Stromerzeugung dem Stromverbrauch entsprechen muss. Übertragen auf die beschriebene Ausgangslage bedeutet dies, dass die **schwankende Residuallast**, also die Differenz aus der nachgefragten Last und der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, jederzeit durch flexible Stromerzeuger und -verbraucher auszugleichen ist.

Tabelle 1.1: Installierte Nettostromerzeugungsleistungen in Deutschland nach [3] für 2010 und [4] für 2016, 2030 und 2035 (in GW)

Energieträger	2010	2016	B 2030	B 2035
Kernenergie	20,3	10,8	---	---
Braunkohle	20,2	20,7	9,5	9,3
Steinkohle	25,0	26,9	13,9	10,2
Erdgas	24,0	24,2	32,4	36,6
Mineralöl	3,0	2,7	1,6	1,3
Pumpspeicher	6,3	8,9	9,6	11,3
Sonstige konv.	3,0	5,1	6,8	6,8
Wind Onshore	27,1	46,2	69,5	73,8
Wind Offshore	0,1	4,1	15,0	19,0
Photovoltaik	18,0	40,5	68,3	71,3
Biomasse	5,0	7,3	6,2	5,5
Wasserkraft	4,4	5,6	5,1	5,1
Sonstige reg.	1,7	0,5	0,5	0,5
Σ Erzeugung	158,1	203,5	238,4	250,7
Σ konv. Erzeugung	101,8	99,3	73,8	75,5
Σ reg. Erzeugung	56,3	104,2	164,6	175,2

Im heutigen Energiesystem sorgen insbesondere **disponible konventionelle Kraftwerke** für den Ausgleich der schwankenden Residuallast. So lange keine ausreichenden Speicherkapazitäten (z.B. Pumpspeicherwerk, Batteriespeicher) bzw. andere Flexibilitätsoptionen (z.B. Demand Side Management, Netzausbau, Sektorenkopplung) vorhanden sind, werden regelfähige Kraftwerke weiterhin die notwendige Aufgabe übernehmen müssen, jederzeit für das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch zu sorgen und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Aufgrund ihrer Position in der Merit-Order wird diese Ausgleichsfunktion aktuell maßgeblich durch Stein- und Braunkohlekraftwerke wahrgenommen. Damit gehen **steigende Flexibilitätsanforderungen an kohlebefeuerte Dampfkraftwerke** hinsichtlich eines variableren Betriebs im Lastbereich zwischen Voll- und Mindestlast, einer erhöhten Bereitstellung von Regelleistung sowie vermehrter An- und Abfahrprozesse einher. Um diesen steigenden dynamischen Anforderungen nachzukommen, wurden die anlagenspezifischen Flexibilitätsparameter – namentlich die Mindestlast, die Laständerungsgeschwindigkeit inkl. der Bereitstellung von Regelleistung sowie die An-/Abfahrzeiten bzw. -kosten – in den letzten Jahren bereits bei vielen kohlebefeuerten Kraftwerken im Vergleich zur ursprünglichen Auslegung verbessert, wie exemplarisch in [5], [6], [7], [8] und [9] dargelegt.

Tabelle 1.2 zeigt in diesem Zusammenhang eine Übersicht typischer Flexibilitätsparameter von Steinkohlekraftwerken. Die Mindestlast liegt häufig bei etwa 40 % P_n (im Zwangsdurchlaufbetrieb) bzw. im Fall von

bereits flexibilisierten Anlagen bei etwa 25 % P_n (im Umwälzbetrieb). Die bestehenden Anlagen weisen Laständerungsgeschwindigkeiten zwischen 1,5 und 4 % P_n/min auf, die jedoch stark vom aktuellen Betriebspunkt und der Höhe des Lastsprungs abhängen. Die Bereitstellung von Primärregelleistung ist im oberen Lastbereich häufig in einem Umfang von 3 bis 5 % P_n möglich. Je nach Stillstandszeit bilden Anfahrzeiten zwischen 2 und 8 Stunden den aktuellen Stand der Technik ab.

Einhergehend mit den steigenden Flexibilitätsanforderungen nimmt die **Bedeutung der dynamischen Kraftwerkssimulation** zu. Dynamische Kraftwerkssimulationsmodelle stellen ein geeignetes Werkzeug zur Berechnung und Optimierung des transienten Betriebsverhaltens einzelner Teilsysteme sowie gesamter Kraftwerksprozesse bereit und ermöglichen somit die Bewertung verschiedener Flexibilisierungsmaßnahmen, wie z.B.:

- Die Absenkung der Mindestlast,
- die Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeiten inklusive der Bereitstellung von (Primär-) Regelleistung,
- die Reduktion der Anfahrzeiten und -kosten,
- Untersuchungen zur Integration thermischer Energiespeicher und
- Untersuchungen zur Anpassung von Regelungsstrukturen und Regelkonzepten.

Tabelle 1.2: Übersicht typischer Flexibilitätsparameter von Steinkohlekraftwerken (Bestandsanlagen in Deutschland)

Flexibilitätsparameter	Wert	Einheit	Quellen
Mindestlast	25 - 40	% P_n	[10]
Laständerungsgeschwindigkeit	1,5 - 4	% P_n/min	[10] [11]
Primärregelleistung in Volllast	3 - 5	% P_n	[12]
Anfahrzeit (heiß/kalt)	2 / 8	h	[10] [11]

1.2 Ziele der Arbeit

Die vorliegende Arbeit verfolgt das Ziel, ausgewählte Flexibilisierungsmaßnahmen für kohlebefeuerte Kraftwerke unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten zu bewerten.

Als Werkzeug zur technischen Bewertung der untersuchten Flexibilisierungsmaßnahmen ist zunächst der **Aufbau eines dynamischen Kraftwerksmodells** unter Nutzung der Modelica-Komponentenbibliothek *ClRa* durchzuführen. Hierbei ist auf Grundlage eines Basiskraftwerks eine detaillierte Modellierung des Wasser-/Dampfkreislaufs und des Dampferzeugers sowie eine Nachbildung der in der Kraftwerksleittechnik implementierten Regelungsstrukturen vorzunehmen, sodass das transiente Prozessverhalten realitätsnah berechnet werden kann. Im Anschluss an den Aufbau des dynamischen Simulationsmodells ist zur Bewertung der Modellgüte eine **Validierung gegenüber Messreihen** des Basiskraftwerks vorzunehmen, die den gesamten Lastbereich zwischen Voll- und Mindestlast umfassen.

Mit Hilfe des Kraftwerksmodells soll der Forschungsschwerpunkt der vorliegenden Arbeit, die **dynamische Simulation von Flexibilisierungsmaßnahmen** für kohlebefeuerte Dampfkraftwerke, behandelt werden. Hierbei werden zunächst häufig genannte Maßnahmen betrachtet, wie die Mindestlastabsenkung durch einen 1-Mühlenbetrieb, die Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit durch ein indirektes Feuerungssystem sowie die koordinierte Nutzung prozessinhärenter Energiespeicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung. Darüber hinaus wird mit der Integration eines thermischen Energiespeichers in den Kraftwerksprozess eine weitere innovative Flexibilisierungsmaßnahme betrachtet, die sowohl die Erarbeitung eines Integrationskonzeptes (Integrationspunkte, Auslegung, betriebliche Grenzen) als auch die Bewertung der Potentiale hinsichtlich der genannten Flexibilitätsparameter Mindestlast, Laständerungsgeschwindigkeit und Primärregelleistung umfasst.

Neben den vornehmlich thermodynamischen Betrachtungen beim Aufbau und der Nutzung des dynamischen Kraftwerksmodells soll ebenfalls eine **techno-ökonomische Bewertung** ausgewählter Flexibilisierungsmaßnahmen durchgeführt werden. Hierzu ist die Entwicklung geeigneter Berechnungsmodelle zur Ermittlung eines stündlichen Kraftwerks- und viertelstündlichen Speichereinsatzes vorzunehmen. Das Modell zur Bestimmung des stündlichen Kraftwerkseinsatzes wird dabei hinsichtlich des Einflusses des Flexibilitätsparameters der Mindestlast angewendet. Das Modell zur Bestimmung des Einsatzes von Energiespeichern ermittelt die Bedeutung der Speicherparameter Kapazität und Wirkungsgrad sowie den Betrieb und die zusätzlichen jährlichen Deckungsbeiträge bei der Integration eines Ruths-Speichers in den Kraftwerksprozess.

Zusammenfassend liegen die Zielstellungen der vorliegenden Arbeit also in einem Aufbau und einer Anwendung von Berechnungsmodellen zur technico-ökonomischen Bewertung ausgewählter Flexibilisierungsmaßnahmen für kohlebefeuerte Dampfkraftwerke. Aus einem Vergleich zwischen den ursprünglich vorliegenden und den ermittelten verbesserten Flexibilitätsparametern ist dabei das Potential der betrachteten Maßnahmen aufzuzeigen.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in insgesamt sieben Kapitel. Nach der Einleitung im ersten Kapitel erfolgt in Kapitel 2 die Vorstellung der **energiewirtschaftlichen Grundlagen**, die für die technooökonomischen Betrachtungen in dieser Arbeit benötigt werden.

Zu Beginn des technischen Teils werden in Kapitel 3 die **Grundlagen zu Flexibilisierungsmaßnahmen kohlebefeueter Dampfkraftwerke** eingeführt. Nach einer Vorstellung der derzeitig typischen Flexibilitätsparameter sowie der dazugehörigen technischen Begrenzungen wird die Basis für die durchgeführten dynamischen Simulationsstudien zu den ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen vermittelt und der innovative Ansatz der Integration eines thermischen Energiespeichers in den Kraftwerksprozess eingeführt.

In Kapitel 4 erfolgt die Beschreibung des **dynamischen Kraftwerksmodells**. Dazu werden zunächst die Vorgehensweise beim Modellaufbau skizziert sowie die wesentlichen Komponentenmodelle und die im Simulationsmodell implementierten Regelungsstrukturen vorgestellt. Das Kapitel schließt mit der Validierung des dynamischen Simulationsmodells gegenüber einer Messreihe des zugrunde liegenden Basiskraftwerks ab.

Das Kapitel 5 bildet den Hauptteil der vorliegenden Arbeit und umfasst die Vorstellung und Auswertung der **dynamischen Simulationen zu den ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen**, die im voranstehenden Abschnitt 1.2 genannt sind.

In Kapitel 6 erfolgt eine **techno-ökonomische Bewertung** hinsichtlich der Flexibilisierungsmaßnahmen zur Mindestlastabsenkung sowie zur Integration von Energiespeichern. Dazu werden zunächst die im Rahmen der Arbeit entwickelten Berechnungsmodelle vorgestellt, woran sich die Ermittlung von Kraftwerks- und Speichereinsatz und die Ableitung technooökonomischer Kenngrößen anschließen.

Den Abschluss bildet die in Kapitel 7 ausgeführte Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse inklusive eines Ausblicks auf weiterführende Fragestellungen für zukünftige Arbeiten.

2 Energiewirtschaftliche Grundlagen

Dieses Kapitel vermittelt die energiewirtschaftlichen Grundlagen, die für die technisch-ökonomischen Betrachtungen in Kapitel 6 benötigt werden. Dazu erfolgt in Abschnitt 2.1 zunächst eine Vorstellung der Kontrakte und Produkte beim Handel von Strom. Danach wird in Abschnitt 2.2 die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen behandelt und die resultierenden Einflüsse auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke abgeleitet.

2.1 Struktur des Strommarktes

Der Großhandel von Strom lässt sich grundsätzlich in den außerbörslichen OTC-Handel (over the counter) und den Handel an den Strombörsen unterscheiden. Beim **OTC-Handel** vereinbaren die beteiligten Partner individuell und bilateral Stromhandelsverträge, ohne eine weitere Instanz – wie z.B. eine Strombörse – dazwischenzuschalten. Der **Handel an den Strombörsen** lässt sich wiederum in langfristige und kurzfristige Kontrakte und Märkte unterscheiden. Der **langfristige Handel** an der Strombörse EEX mit Hauptsitz in Leipzig beinhaltet dabei Terminkontrakte (Futures und Optionen), dessen Fälligkeit Monate oder gar Jahre in der Zukunft liegen. Der **kurzfristige Handel**, der Gegenstand der technisch-ökonomischen Betrachtungen der vorliegenden Arbeit ist, erfolgt an der Strombörse EPEX Spot mit Sitz in Paris und kann in die in Abbildung 2.1 dargestellten Energiemärkte eingeteilt werden.

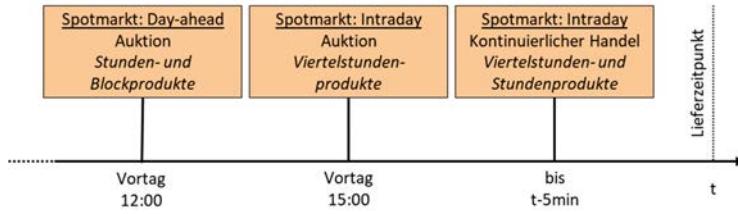


Abbildung 2.1: Abfolge der Märkte und Produkte im kurzfristigen Handel an der Strombörse EPEX Spot

2.1.1 Day-ahead-Handel

Der Handel am Spotmarkt beginnt mit der Day-ahead-Auktion bereits einen Tag vor dem Erfüllungs- bzw. Lieferzeitpunkt. Aus den am Vortag bis 12:00 Uhr eingegangenen Preis- und Mengengeboten für Angebot und Nachfrage werden die Preise für die Stunden- und Blockprodukte des nächsten Tages gebildet. Stromerzeuger bieten dabei typischerweise mit ihren variablen Betriebskosten bzw. kurzfristigen Grenzkosten, also ohne Berücksichtigung von Kapital- und Finanzierungskosten. Anhand der eingegangenen Preis-Mengen-Gebote ergibt sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die sogenannte **Merit-Order**. Beginnend mit den Angeboten mit den niedrigsten Grenzkosten wird sukzessiv Kraftwerksleistung hinzugenommen, bis die Nachfrage gedeckt ist. Der Strompreis (*Market Clearing Price*) wird durch das Grenzkraftwerk festgelegt, das den Schnittpunkt der Angebots- mit der Nachfragekurve bestimmt (vgl. Abbildung 2.2).

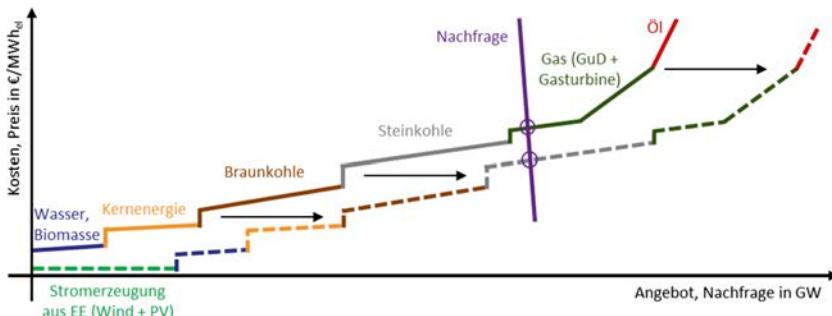


Abbildung 2.2: Preisbildung in der Day-ahead-Aktion (durchgezogene Linien) und Merit-Order-Effekt aufgrund der Integration Erneuerbarer Energien (gestrichelte Linien)

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) weist Grenzkosten nahe null auf. Demnach bewirkt das Angebot aus diesen Stromerzeugungstechnologien – insbesondere Laufwasser, Windenergie und Photovoltaik (PV) – eine Verschiebung der Merit-Order-Kurve nach rechts. Dieser sogenannte **Merit-Order-Effekt** führt bei einer gegebenen Nachfrage zu einem Verdrängen vormalig im Markt befindlicher Kraftwerke und damit einhergehend zu einem sinkenden Börsenstrompreis. Dabei werden aktuell insbesondere GuD- und Steinkohlekraftwerke durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aus dem Markt gedrängt, da diese typischerweise das preissetzende Grenzkraftwerk umfassen.

2.1.2 Intraday-Handel

Im Anschluss an die Day-ahead-Auktion beginnt der Intraday-Handel, dessen Aufgabe darin besteht unvorhergesehene Änderungen in Stromerzeugung und -nachfrage bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt auszugleichen. Dazu gehören beispielsweise ungeplante Ausfälle von Kraftwerken sowie Prognoseabweichungen bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder der nachfragten Last.

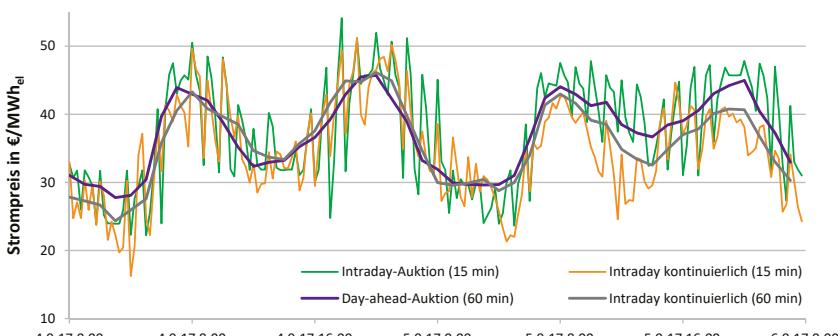


Abbildung 2.3: Stündliche und viertelstündliche Preise der verschiedenen Produkte am Spotmarkt, Daten entnommen aus [13]

Im deutschen Marktgebiet beginnt der Intraday-Handel am Tag vor der Lieferung um 15 Uhr mit dem Start des kontinuierlichen Handels von Stundenprodukten. Zu diesem Zeitpunkt findet seit Dezember 2014 ebenfalls eine Eröffnungsauktion der 15-Minuten-Kontrakte statt [14]. Die 15-Minuten-Kontrakte können dann ab 16 Uhr ebenfalls kontinuierlich bis 5 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt gehandelt werden.

Sowohl die stündlichen als auch die viertelstündlichen Produkte des Intraday-Handels orientieren sich an den im Vorfeld gebildeten Preisen der Day-ahead-Auktion, wie Abbildung 2.3 verdeutlicht. Auffällig ist der stark schwankende Preisverlauf der viertelstündlichen Kontrakte auf dem Intradaymarkt. Die Ergebnisse der Eröffnungsauktion und auch die durchschnittlichen Preise des kontinuierlichen Handels zeigen dabei einen charakteristischen **Sägezahnverlauf**. Dieser Sägezahnverlauf lässt sich nach [15] auf eine beschränkte Teilnahme der Akteure am Intraday-Handel sowie auf die viertelstündlichen Abweichungen von Stromerzeugung (insbesondere aus EE-Anlagen) und Stromnachfrage vom Day-ahead gehandelten stündlichen Mittelwert zurückführen.

2.1.3 Regelleistungsmärkte

Für die zum Lieferzeitpunkt tatsächlich verbleibende Abweichung zwischen Stromerzeugung und -verbrauch sind seitens der Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistungsmärkte installiert. Die Regelleistung sorgt stets für einen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch und hält somit die Frequenz des elektrischen Netzes möglichst konstant bei den gewünschten 50 Hz bzw. innerhalb enger Toleranzgrenzen. Der Handel und der Abruf von Regelleistung lassen sich in **drei aufeinander abgestimmte Märkte** untergliedern: Die Primärregelung (PRL), die Sekundärregelung (SRL) und die Minutenreserve (MRL).

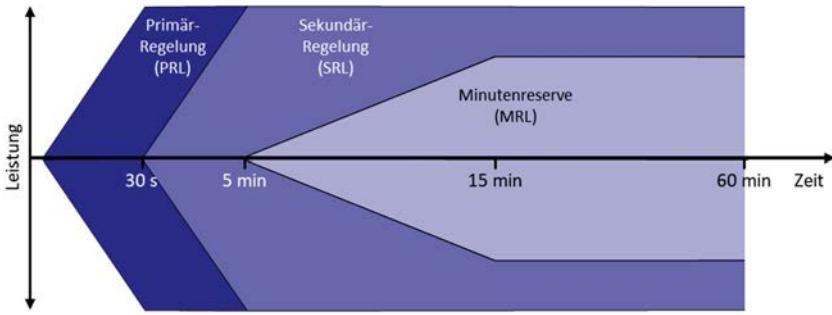


Abbildung 2.4: Zeitliche Abfolge der drei Märkte für Regelleistung nach [16]

Aufgrund des zeitlich gesehen sehr kurzfristigen Charakters sind die Märkte für Regelleistung besonders für flexible Stromerzeugungseinheiten interessant, die hier zusätzliche, über die Deckungsbeiträge am Spotmarkt hinausgehende Erlöse generieren können. Im Folgenden werden die wesentlichen Eigenschaften der drei Regelleistungsmärkte im Hinblick auf Aktivierungszeiten und Ausschreibung kurz vorgestellt.

Primärregelleistung

Die PRL umfasst die erste und schnellste Reaktion auf eine Schwankung der Netzfrequenz. Die Aktivierung der PRL erfolgt automatisch und ist proportional von der Frequenzabweichung abhängig. Es existiert jedoch ein Totband zwischen der Netzfrequenz von 49,99 Hz und 50,01 Hz, in dem keine PRL abgerufen wird. Eine an der PRL teilnehmende Stromerzeugungseinheit muss seine Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden erreichen können.

Die Bestimmung des Bedarfs und damit der ausgeschriebenen Menge an PRL erfolgt jährlich unter der Annahme, dass zeitgleich die zwei größten Kraftwerksblöcke ausfallen. Somit ergibt sich für das europäische Verbundnetz ETSO-E ein Bedarf positiver und negativer Regelleistung von ca. 3.000 MW, der solidarisch nach ihrer Stromproduktion auf die im europäischen Verbundnetz teilnehmenden Netzbetreiber aufgeteilt wird [16]. Auf die hinsichtlich der PRL-Bereitstellung miteinander gekoppelten Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Frankreich, Schweiz und Österreich entfallen davon aktuell etwa 1.400 MW [17].

Die PRL wird im Rahmen einer wöchentlichen Auktion ausgeschrieben und in Form eines Leistungspreises vergütet. Dabei wird ein symmetrisches Produkt ausgeschrieben, sodass gleichzeitig für positive und negative Regelleistung geboten wird. Anders als bei der Day-ahead-Auktion wird nach dem Auflisten aller Angebote in einer Merit-Order und dem Zuschlag der günstigsten Angebote nicht ein allgemeiner Leistungspreis für alle bezuschlagten Akteure gewährt, sondern jedes Gebot nur mit seinem gebotenen Preis vergütet (*pay-as-bid*).

Abbildung 2.5 zeigt die Entwicklung der mittleren PRL-Leistungspreise zwischen 2008 und 2017. Hierbei wird ein insgesamt abnehmender Trend ersichtlich, der neben dem zurückgehenden allgemeinen Strompreisniveau auch durch ein steigendes Angebot (z.B. durch Optimierungsmaßnahmen bei Kraftwerken wie in [18] und [19] beschrieben oder die Installation von Großbatteriespeichern) bei nahezu konstantem Ausschreibungsvolumen begründet werden kann.

In 2016 und 2017 ist die Vorhaltung von PRL im Schnitt mit etwa 15 €/MWh bzw. 2.500 € pro MW und Woche vergütet worden. Ein idealisierter Marktteilnehmer, der in allen 52 Wochen des Jahres einen Zuschlag zur PRL-Vorhaltung bekommen hat, konnte so ca. 131.400 € pro MW und Jahr erlösen.

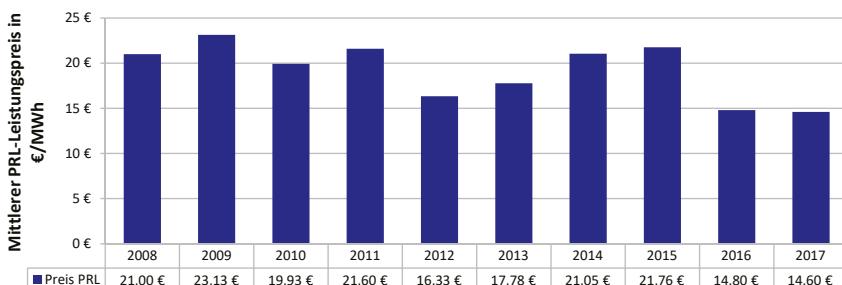


Abbildung 2.5: Entwicklung der mittleren PRL-Leistungspreise zwischen 2008 und 2017 (aufgrund unterschiedlicher Ausschreibungszeiträume jeweils normiert auf die Einheit €/MWh), Daten aus [17]

Sekundärregelleistung

Die SRL löst die PRL ab und sorgt dafür, dass die Netzfrequenz weiter in Richtung des Sollwertes von 50 Hz geregelt wird und die PRL wieder für den kurzfristigen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch im Sekundenbereich zur Verfügung steht. Bei der SRL muss die teilnehmende Stromerzeugungseinheit innerhalb von 5 Minuten ihre zu erbringende Leistung aktiviert haben. Die Aktivierung der Regelleistung erfolgt automatisch durch den jeweiligen ÜNB. Anders als bei der PRL wird bei der SRL in positive und negative Leistungsanpassung unterschieden und zusätzlich noch in einen Haupttarif (HT) und einen Nebentarif (NT). Der Bedarf an SRL wird quartalsweise angepasst. Neben dem Leistungspreis, der nach einer Auflistung in Form einer Merit-Order für die Zustimmung oder Ablehnung der einzelnen Gebote führt, existiert zusätzlich noch ein Arbeitspreis, der die abgerufene Sekundärregelleistung vergütet (*pay-as-bid*). Dazu werden die nach der Auflistung der Leistungspreise bezuschlagten Gebote in einem zweiten Schritt in Richtung steigender Arbeitspreise sortiert und abgerufen.

Minutenreserve

Die MRL löst die SRL ab und muss innerhalb von 15 Minuten ihre zu erbringende Leistung bereitstellen. Die Vergabe erfolgt wie bei der SRL in einem zweistufigen Verfahren nach Leistungs- und Arbeitspreisen (*pay-as-bid*). Die MRL wird dann in Abhängigkeit der Arbeitspreise der MRL-Anbieter automatisch aufgeteilt und per Fernübertragung übermittelt.

2.2 Einfluss der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Der steigende Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat einen flexibleren Einsatz der disponiblen konventionellen Kraftwerke zur Folge. Diese Notwendigkeit eines flexiblen und komplementären Kraftwerksbetriebs kann am besten mit Hilfe der Residuallast beschrieben werden.

Die **Residuallast** ist allgemein als Differenz zwischen der nachgefragten Leistung (Last) und der Einspeisung aus fluktuierenden Erzeugern definiert. Dazu zählen im deutschen Energiesystem im Wesentlichen die Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen, die bei der Berechnung der Residuallast von der nachgefragten Last abgezogen werden. Jedoch sind auch Laufwasserkraftwerke vom Durchfluss

Tabelle 2.1: Aktuelle und prognostizierte Nettostromerzeugungskapazitäten nach [4] (in GW)

Energieträger	Bestand 2016	NEP 2019 B 2030	Faktor
Kernenergie	10,8	---	---
Braunkohle	20,7	9,5	0,46
Steinkohle	26,9	13,9	0,52
Erdgas	24,2	32,4	1,34
Mineralöl	2,7	1,6	0,59
Pumpspeicher	8,9	9,6	1,08
Sonst. konv.	5,1	6,8	1,33
Wind Onshore	46,2	69,5	1,50
Wind Offshore	4,1	15,0	3,66
Photovoltaik	40,5	68,3	1,69
Biomasse	7,3	6,2	0,85
Wasserkraft	5,6	5,1	0,91
Sonstige EE	0,5	0,5	1,00
Σ Erzeugung	203,5	238,4	1,17
Σ konv. Erzeugung	99,3	73,8	0,74
Σ Erzeugung aus EE	104,2	164,6	1,58

und damit vom Dargebot abhängig, was im Rahmen der folgenden Betrachtungen aufgrund der vergleichsweise kleinen Fluktuationen und der geringen installierten Leistung aber nicht weiter berücksichtigt wird.

Abbildung 2.6 zeigt exemplarisch die von den Verbrauchern nachgefragte Last, die Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen sowie die daraus berechnete Residuallast des 24.04.17 (Montag). Die historischen Daten sind dabei aus [20] entnommen.

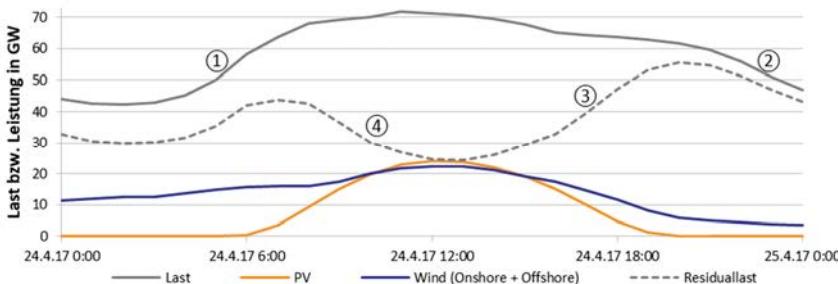


Abbildung 2.6: Exemplarische Verläufe von Last, fluktuierender EE-Erzeugung und Residuallast am 24.04.17

Die in grau dargestellte Last liegt in den Nachtstunden auf einem geringen Niveau bei etwa 45 GW und steigt dann in den Morgenstunden an. Die größte Laststeigerung liegt zwischen 6 und 7 Uhr mit 8,1 GW/h vor (1). Nach Erreichen des Maximums bei etwa 72 GW in der Mittagszeit geht die Nachfrage kontinuierlich wieder zurück und weist zwischen 22 und 23 Uhr den stärksten stündlichen Rückgang um 4,8 GW/h auf (2). Die Stromerzeugung aus PV-Anlagen zeigt ein typisches Verhalten mit einem Maximum bei 24 GW in der Mittagszeit. Im betrachteten Zeitabschnitt steigt die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen ebenfalls bis in die Mittagsstunden, erreicht um 13 Uhr das Maximum bei 22 GW und geht dann in den Abendstunden bis auf eine Leistung von etwa 4 GW zurück. Aufgrund der hier vorliegenden Überlagerung der Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen zeigt die Residuallast in der Mittagszeit ein ausgeprägtes Minimum von 24 GW, obwohl die Last zur selben Zeit ihr Maximum von 72 GW erreicht. In den davorliegenden Stunden geht die Residuallast mit einem stündlichen Gradienten von bis zu -6,5 GW/h zurück (4), was den maximalen Rückgang der insgesamt nachgefragten Last um etwa 35 % übersteigt. Die maximale Steigerung der Residuallast liegt gegen 18 Uhr mit 7,5 GW/h vor (3). Dieser Wert liegt etwas niedriger als die maximale Steigerung der insgesamt nachgefragten Last in den Morgenstunden, die im betrachteten Zeitabschnitt durch die Erzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen zu einem großen Teil kompensiert wird.

Die im dargestellten Zeitabschnitt zu beobachtende Steigerung der Lastgradienten liegt bei der Betrachtung der absoluten Größen in einem moderaten Bereich. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass die maximalen Gradienten bei einer geringeren (Residual-) Last vorliegen und somit die relative Änderungsrate entsprechend größer ist. Für die am Netz befindlichen regelbaren Kraftwerke bedeutet dies, dass anteilig eine höhere Ausgleichaufgabe zu erfüllen ist.

Für die im weiteren Verlauf vorgenommene Abschätzung eines **zukünftigen Residuallastverlaufs für das Jahr 2030** wird die Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen skaliert und die Nachfrage währenddessen konstant gehalten. Die angenommenen Skalierungsfaktoren bestimmen sich dabei aus den in Tabelle 2.1 aufgelisteten Nettoerzeugungskapazitäten und betragen 1,69 für PV sowie 1,50 für Wind Onshore und 3,66 für Wind Offshore.

Bei der so für den 24. April prognostizierten Residuallast zeigen sich ein insgesamt abnehmendes durchschnittliches Niveau sowie steigende Gradienten in positiver und negativer Richtung (vgl. Abbildung 2.7). Der maximale positive Gradient der Residuallast liegt erneut um 18 Uhr vor und steigt von 7,5 GW/h in 2017 auf 13 GW/h an (5). In negativer Richtung liegt mit -11 GW/h ebenfalls ein deutlich höherer Gradient vor, als mit -6,5 GW/h in 2017 (6).

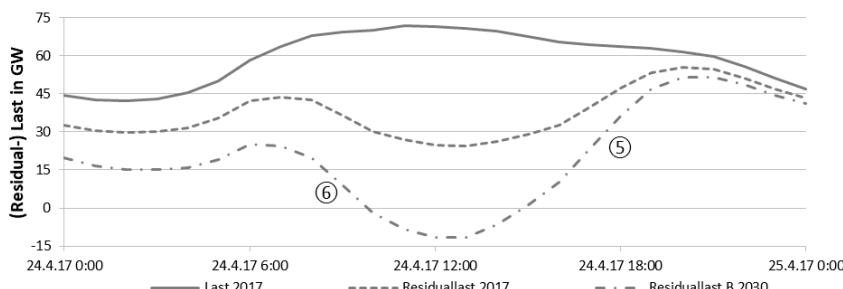


Abbildung 2.7: Last und Residuallast am 24.04.17 sowie Abschätzung des Residuallastverlaufs für 2030

Die anhand von Abbildung 2.6 und Abbildung 2.7 beschriebenen Zusammenhänge bestätigen sich bei der Auswertung der (Residual-) Lastverläufe des gesamten Jahres 2017 bzw. des Szenarios für 2030. Die Auswertung wird an dieser Stelle in Form von zwei Histogrammen zusammengefasst, wobei in Abbildung 2.8 zunächst die Verteilung der stündlichen Mittelwerte der (Residual-) Last und im Anschluss daran in Abbildung 2.9 die Änderungen zwischen den stündlichen Mittelwerten dargestellt sind. Die grauen Balken repräsentieren dabei die insgesamt nachgefragte Last in 2017, die blauen Balken die unter Berücksichtigung der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen gebildete Residuallast in 2017 und die orangefarbenen Balken die Prognose für 2030 durch die Skalierung der Erneuerbaren Energien.

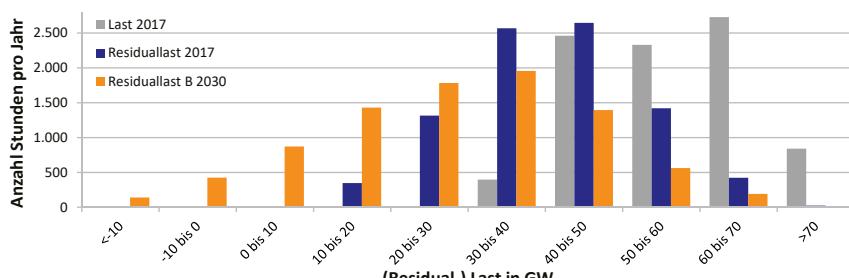


Abbildung 2.8: Verteilung der (Residual-) Last in 2017 und Prognose für 2030 (eigene Berechnungen auf Basis von [4] und [20])

Aus dem Vergleich der Häufigkeiten der **stündlichen Mittelwerte** wird deutlich, dass sich die Residuallast in Richtung kleinerer Werte verschiebt und in Zukunft ein breiteres Spektrum abdeckt. Die bisherige EE-Integration führte bereits dazu, dass die Residuallast in 2017 im Mittel im Bereich zwischen 30 und 50 GW lag und demnach nennenswert niedriger, als die in grau dargestellte Last. Diese lag in den meisten Stunden im Bereich zwischen 40 und 70 GW, im Maximum sogar bei ca. 79 GW. Für 2030 setzt sich die Tendenz in Richtung einer im Schnitt niedrigeren Residuallast erwartungsgemäß fort, inklusiver einiger Perioden, in denen die Last vollständig durch die Stromproduktion aus Windenergie- und PV-Anlagen abgedeckt werden kann. Aus der Abbildung wird zusätzlich deutlich, dass die erwartete maximale Residuallast im Jahr 2030 in einer vergleichbaren Größenordnung liegt, wie im Jahr 2017.

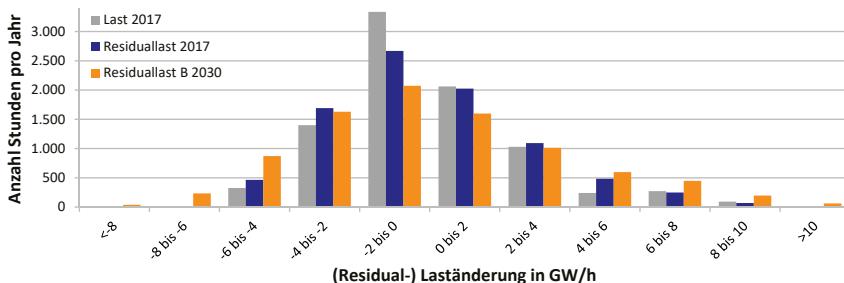


Abbildung 2.9: Verteilung der stündlichen (Residual-) Laständerung in 2017 und Prognose für 2030 (eigene Berechnungen auf Basis von [4] und [20])

Aus den Histogrammen der **stündlichen (Residual-) Laständerungen** geht hervor, dass die Anzahl großer positiver und negativer Laständerungen mit mehr als ± 4 GW/h in Zukunft weiter ansteigen wird, mit einer Tendenz zu größeren positiven Residuallaständerungen. Aus diesem Zusammenhang lässt sich eine steigende Volatilität der Residuallast feststellen.

Die Kombination der beiden Histogramme lässt sich dabei wie folgt zusammenfassen und hinsichtlich der Flexibilitätsanforderungen an disponible konventionelle Kraftwerke interpretieren: Die von regelbaren Kraftwerken bereitzustellende Residuallast geht im Mittel zurück. Gleichzeitig nehmen die stündlichen Residuallaständerungen zu. Die stärker schwankende Residuallast ist also durch immer weniger am Netz synchronisierter Kraftwerke auszugleichen. Diese Kraftwerke müssen demnach höchst flexibel hinsichtlich einer möglichst geringen Mindestlast, einer möglichst hohen Laständerungsgeschwindigkeit und optimierten An-/Abfahrvorgängen sein.

Die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke spielt also eine zentrale Rolle beim weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien. Eine Flexibilisierung kann dabei durch Ertüchtigungsmaßnahmen an Bestandskraftwerken erreicht werden. Dadurch, dass ein Großteil der Bestandsanlagen ursprünglich für den durchgängigen Betrieb in Vollast ausgelegt und optimiert wurde, bestehen hier häufig signifikante Flexibilisierungspotentiale, die den Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit bilden. Alternativ ist eine Flexibilisierung auch durch den Neubau moderner Kraftwerke denkbar, dabei insbesondere von GuD-Kraftwerken.

3 Kraftwerkstechnische Grundlagen

Das Kapitel 3 ist den kraftwerkstechnischen Grundlagen gewidmet, wobei der Fokus auf der Flexibilität von kohlebefeuerten Dampfkraftwerken liegt. Zunächst werden dazu in Abschnitt 3.1 die wesentlichen Begriffsdefinitionen eingeführt und der aktuelle Stand der Technik dargelegt. Im Anschluss daran werden in Abschnitt 3.2 typische Begrenzungen sowie mögliche Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität vorgestellt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen, zu denen in Kapitel 5 dynamische Simulationen durchgeführt werden. In Abschnitt 3.3 und Abschnitt 3.4 wird vertiefend auf die Maßnahmen zur Bereitstellung von Primärregelleistung sowie auf die Integration thermischer Energiespeicher in einen Kraftwerksprozess eingegangen. In Abschnitt 3.5 wird dann abschließend der in dieser Arbeit zugrunde liegende Referenzprozess des dynamischen Kraftwerksmodells vorgestellt.

3.1 Flexibilität von Dampfkraftwerken

Die Ergebnisse des aktuellen Kraftwerkseinsatzes (siehe Abschnitt 6.1) sowie der weitere Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen (siehe Abschnitt 2.2) zeigen, dass kohlebefeuerte Dampfkraftwerke deutlich flexibler zu betreiben sind, als ursprünglich vorgesehen. Aus dieser Anforderung lassen sich folgende Zielstellungen hinsichtlich einer Kraftwerksflexibilisierung ableiten:

- Absenkung der Mindestlast,
- Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit und Bereitstellung von Regelleistung,
- Verbesserung der Teillastwirkungsgrade und
- Optimierung von An- und Abfahrvorgängen.

3.1.1 Begriffsdefinitionen

An dieser Stelle werden zunächst die zu den genannten Zielen zugehörigen Begriffsdefinitionen dargelegt, bevor in den folgenden Abschnitten auf den aktuellen Stand der Technik und ausgewählte Maßnahmen zur Flexibilisierung des Kraftwerksprozesses eingegangen wird.

3.1.1.1 Mindestlast

Der Begriff der Mindestlast beschreibt den untersten Betriebspunkt, in dem ein Kraftwerk stabil und ohne Zusatzfeuerung betrieben werden kann [21]. Der Betrieb eines Kraftwerks in der Mindestlast findet i.d.R. dann statt, wenn die Spotmarktpreise unterhalb der variablen Betriebskosten liegen, sich ein teures Ab- und wieder Anfahren wirtschaftlich jedoch nicht lohnt. Somit dient der Mindestlastbetrieb insbesondere dem Überbrücken von Zeitabschnitten mit niedrigen Spotmarktpreisen und sorgt damit für eine Erhöhung der Betriebsstunden. Die Mindestlast wird üblicherweise prozentual in Bezug auf die Nettoleistung im Volllastpunkt – also in % P_n – angegeben. Diese Definition wird auch im Rahmen der vorliegenden Arbeit verwendet.

3.1.1.2 Laständerungsgeschwindigkeit

Die Laständerungsgeschwindigkeit (LÄG) beschreibt die durchschnittliche Änderung der elektrischen Leistung bei der Veränderung von Leistungssollwerten. Die LÄG wird üblicherweise in % P_n /min angegeben und wird im Rahmen dieser Arbeit nach der 90 %-Methode bestimmt [22]. Als Kriterium bei dieser Methode dient die Zeitspanne, die der Kraftwerksprozess bis zum Erreichen von 90 % der geforderten Leistungsänderung benötigt. Abbildung 3.1 zeigt exemplarisch die Ermittlung der LÄG nach der 90 %-Methode für einen Sprung der Zielleistung von 80 % P_n auf 100 % P_n . Dabei wurde in der Blockregelung eine maximal zulässige Änderungsgeschwindigkeit \dot{P}_{kann} von 4 % P_n /min angenommen (siehe Abschnitt 4.4.1). Durch das träge Verhalten des Kraftwerksprozesses zum Beginn und zum Ende der Lastrampe liegt die nach der 90 %-Methode bestimmte LÄG mit 2,2 % P_n /min unterhalb der in der Leittechnik vorgegebenen Begrenzung \dot{P}_{kann} von 4 % P_n /min.

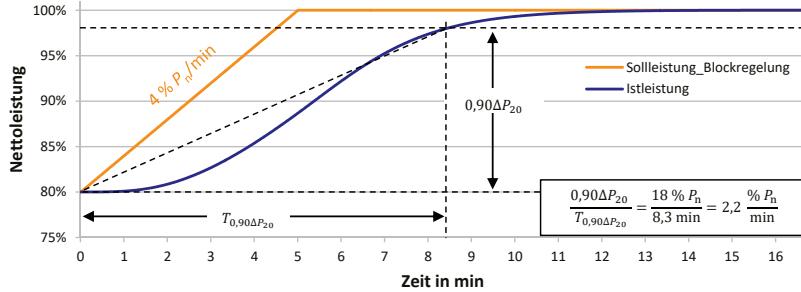


Abbildung 3.1: Exemplarische Ermittlung der LÄG nach der 90 %-Methode für einen Lastsprung um +20 % P_n

Bei der Betrachtung eines doppelt so großen Lastsprungs von 60 % P_n auf 100 % P_n wird deutlich, dass die Trägheit des Prozesses bei größeren Lastsprüngen einen kleineren Anteil am gesamten Laständerungsvorgang ausmacht (vgl. Abbildung 3.2). Die elektrische Leistung verläuft einen größeren Teil des Vorgangs nahezu parallel zur Begrenzung \dot{P}_{kann} in der Blockregelung. Somit liegt die mit der 90 %-Methode bestimmte LÄG für den größeren Lastsprung mit einem Wert von 2,9 % P_n /min näher an der maximal zulässigen Änderungsgeschwindigkeit \dot{P}_{kann} von 4 % P_n /min.

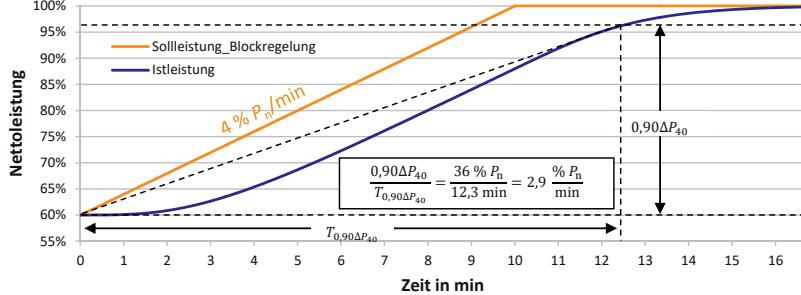


Abbildung 3.2: Exemplarische Ermittlung der LÄG nach der 90 %-Methode für einen Lastsprung von +40 % P_n

Die LÄG nach der 90 %-Methode hängt also von der Höhe des Lastsprunges ab. Einen zusätzlichen Einflussfaktor stellt der Betriebsbereich der Laständerung dar, da sich das zeitliche Verhalten eines Kraftwerks in Teillast von dem in Volllast unterscheidet. Aus diesem Grund werden bei der Angabe der LÄG im Rahmen der vorliegenden Arbeit immer die Höhe und der Betriebsbereich des Lastsprunges angegeben.

3.1.1.3 Anfahrvorgang

Ein Anfahrvorgang beschreibt das Hochfahren eines Kraftwerks aus dem Stillstand. Je nach Dauer des vorangegangenen Stillstandes werden Anfahrvorgänge typischerweise in die folgenden drei Kategorien eingeteilt [11]:

1. Heißstart: Stillstand < 8 Stunden
2. Warmstart: 8 Stunden < Stillstand < 48 Stunden
3. Kaltstart: Stillstand > 48 Stunden

Diese Unterteilung wird vorgenommen, da sich die Drücke und Temperaturen im Kraftwerksprozess nach einem Abfahrvorgang nur langsam den Umgebungsbedingungen annähern. So- mit ist bei einem Heiß- oder Warmstart nach einem kurzen Stillstand ein schnelleres Anfahren möglich, als bei einem Kaltstart nach einem längeren Stillstand oder einer Revision.

3.1.1.4 (Primär-) Regelleistung

Regelleistung wird für den kurzfristigen Ausgleich von unvorhergesehenen Schwankungen auf der Erzeugungs- oder Verbrauchsseite vorgehalten, um jederzeit das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch sicherzustellen. Die Regelleistung ist damit ein zentrales Element der Systemstabilität und wird aktuell weitestgehend durch flexible und disponible Kraftwerke vorgehalten. Die Bereitstellung der in dieser Arbeit betrachteten Primärregelleistung erfolgt bei Dampfkraftwerken durch die Nutzung inhärenter Energiespeicher im Kraftwerksprozess, die eine Leistungsanpassung in kurzer Zeit ermöglichen (siehe Abschnitt 3.3).

3.1.1.5 Teillastwirkungsgrad

Bisher spielte für die Auslegung von Dampfkraftwerken insbesondere der Nettowirkungsgrad im Vollastpunkt eine entscheidende Rolle. Durch die aktuellen Anforderungen in Richtung eines flexiblen Anlagenbetriebs rückt jedoch immer mehr auch der Wirkungsgrad in der Teillast in den Fokus. Von großer Bedeutung ist dabei insbesondere der Wirkungsgrad in der Mindestlast, um ein Kraftwerk zu Zeiten schlechter Börsenstrompreise mit möglichst geringen monetären Verlusten betreiben zu können.

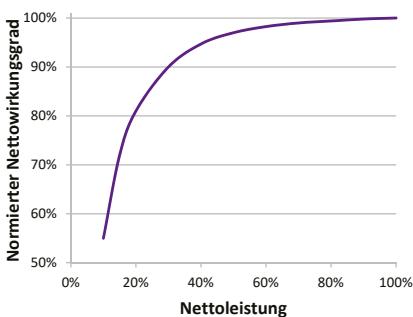


Abbildung 3.3: Lastabhängiger Wirkungsgradverlauf (basiert auf einem stationären Simulationsmodell zum RKW NRW)

Abbildung 3.3 zeigt einen typischen lastabhängigen Wirkungsgradverlauf für kohlebefeuerte Dampfkraftwerke. Man erkennt deutlich, dass der Nettowirkungsgrad in tiefen Teillasten < 40 % P_n stark abfällt. Gründe dafür sind sinkende Dampfdrücke und -temperaturen, ein sinkender Dampferzeugerwirkungsgrad aufgrund höherer Abgasverluste sowie abnehmende Teillastwirkungsgrade von Turbomaschinen.

3.1.2 Aktuelle Flexibilitätsparameter

Tabelle 3.1 zeigt eine Übersicht aktueller und potentiell erreichbarer Flexibilitätsparameter für mit Steinkohle befeuerte Dampfkraftwerke.

Die Parameter für **Bestandsanlagen** beziehen sich dabei insbesondere auf Kohlekraftwerke mit einer Inbetriebnahme zwischen 1980 und 1995 ohne eine Durchführung von möglichen Flexibilisierungsmaßnahmen. Die Parameter für **Neuanlagen** hingegen repräsentieren erreichbare Kenngrößen moderner Steinkohlekraftwerke, die etwa nach 2013 in Betrieb gegangen sind und im Wesentlichen auf der Konzeptstudie des Referenzkraftwerks NRW [24] basieren. Hierzu gehören u.a. die Kraftwerke Walsum 10, Westfalen E, Moorburg A/B, und das Trianel Kohlekraftwerk Lünen. Zwischen 1990 und 2009 gab es nur einen geringfügigen Kapazitätszubau bei kohlebefeuerten Kraftwerken (vgl. Abbildung 3.4). Mit dem Begriff **Potential** werden die unter heutigen Gesichtspunkten technisch denkbaren Zielwerte der einzelnen Flexibilitätsparameter beschrieben. Aus dem Vergleich zwischen den Parametern für Bestandsanlagen und Neubauten wird zunächst einmal der technologische Fortschritt hinsichtlich einer Wirkungsgradverbesserung deutlich. Aber auch die Flexibilitätsparameter Mindestlast, Laständerungsgeschwindigkeit und Anfahrzeiten zeigen eine signifikante Verbesserung.

Tabelle 3.1: Aktuelle und erreichbare (Flexibilitäts-) Parameter von Steinkohlekraftwerken

	Bestand	Neuanlagen	Potential	Quelle
Nettowirkungsgrad in Volllast in %	40	46	50	[10]
Mindestlast in % P_n	40	17,5 - 25	15 - 20	[11] [10]
Wirkungsgrad in Mindestlast in %	36	42	44	[10]
Laständerungsgeschwindigkeit in % P_n /min	1,5 - 3	3 - 6	6 - 7	[25] [10]
Primärregelleistung in Volllast in % P_n	3 - 5	k.A.	k.A.	[12]
Heißstart in h (Stillstand < 8 h)	2 - 3	1,5 - 2,5	1 - 2	[11] [10]
Kaltstart in h (Stillstand > 48 h)	10	5	4	[11]

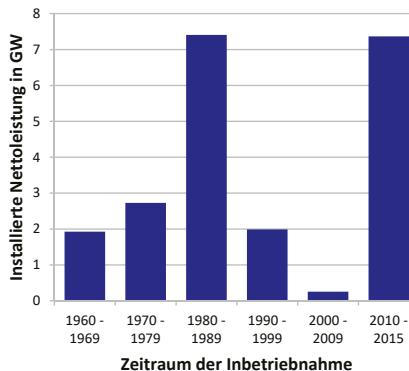


Abbildung 3.4: Altersstruktur deutscher Steinkohlekraftwerke nach [23] (Status: in Betrieb und Netzreserve; Leistung > 100 MW_{el})

3.2 Technische Begrenzungen der Flexibilitätsparameter

In diesem Abschnitt werden typische technische Begrenzungen und ausgewählte Verbesserungsmaßnahmen der oben eingeführten Flexibilitätsparameter vorgestellt. Grundsätzlich gilt dabei, dass die Begrenzungen je nach Anlagentyp, Auslegung und weiteren Faktoren variieren und demnach von Fall zu Fall zu überprüfen sind. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Höhe des Flexibilisierungspotentials i.d.R. durch die nächstmögliche Begrenzung limitiert ist, da diese nach der Umsetzung einer Maßnahme den neuen, verbesserten Flexibilitätsparameter festlegt.

3.2.1 Mindestlast

Abbildung 3.5 zeigt einen typischen Betriebsbereich eines modernen Steinkohlekraftwerks mit der Berücksichtigung zentraler Begrenzungen und Umschaltpunkte.

Ursprünglich war die Mindestlast vieler mit Steinkohle befeuerter Dampfkraftwerke mit Zwangsdurchlaufkesseln durch den sogenannten Benson-Punkt festgelegt, der typischerweise in einem Lastpunkt bei ca. 40 % P_e liegt. Unterhalb dieses Lastpunkts ist zur Sicherstellung einer ausreichenden Kühlung der Verdampferrohre ein Wechsel in den Zwangsumlaufbetrieb notwendig. Während dieses Umwälzbetriebs werden der Economiser und der Verdampfer mit einer vorgegebenen Verdampfermindestmenge durchströmt. Am Austritt des Verdampfers erfolgt in Dampfabscheidern dann eine Phasentrennung des Wasser-/Dampfgemisches. Das abgeschiedene flüssige Wasser wird in die Anfahrflasche geleitet und von dort vor den Eintritt des Economisers zurückgefördert.

Sofern aus verfahrenstechnischer Sicht keine Begrenzungen aus dem Brennstoffweg oder dem Wasser-/Dampfkreislauf vorliegen, kann eine Reduktion der Mindestlast unterhalb des Benson-Punktes durch die leittechnische Umsetzung des Umwälzbetriebes erreicht werden. Diese leittechnische Umsetzung benötigt jedoch geeignete Stellorgane und Konzepte zur Regelung von Umwälzmassenstrom und Speisewassermassenstrom [26]. Die Umwälzregelung ist aus leittechnischer Sicht besonders herausfordernd, da die Anfahrflasche i.d.R. ein vergleichsweise geringes Volumen aufweist und der Füllstand daher äußerst sensibel auf Störgrößen reagiert. Ist das Kraftwerk auf einen Dauerbetrieb in der Umwälzung ausgelegt oder dahingehend ertüchtigt, d.h. der Umwälzbetrieb ist nicht nur für An- und Abfahrvorgänge umgesetzt,

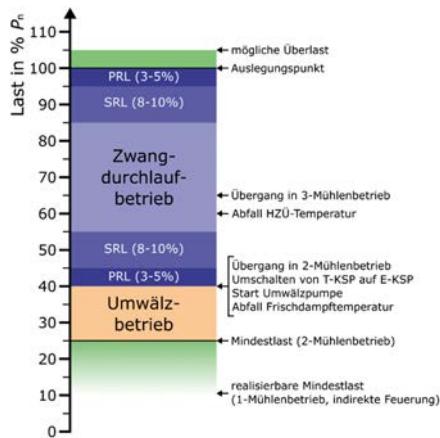


Abbildung 3.5: Typischer Betriebsbereich eines modernen Steinkohlekraftwerks

so ist eine Mindestlastabsenkung im 2-Mühlenbetrieb bis auf ca. 25 % P_n erreichbar. Aufgrund des in tiefen Teillasten besonders tragen Verhaltens von Dampfkraftwerken und der anspruchsvollen Umwälzregelung wird im Umwälzbetrieb jedoch typischerweise keine Regelleistung angeboten. Ein Kraftwerk, das Regelleistung vorhält, hat demnach häufig eine Mindestlast oberhalb des Benson-Punktes bei etwa 40 % P_n .

Die Mindestlast im Umwälzbetrieb bei ca. 25 % P_n wird häufig durch das Brennstoff- und Feuerungssystem (bestehend aus Kohlemühlen, Brennern und Brennraum) begrenzt. Eine weitere Lastabsenkung würde beispielsweise zu einer zu geringen Staubbefüllung und dadurch zu einer instabilen Verbrennung führen, weswegen eine Absenkung des Mindestlastpunktes unterhalb des Bereichs von 25 % P_n häufig nicht im 2-Mühlenbetrieb zu realisieren ist [27]. Eine Möglichkeit der weiteren Reduktion der Mindestlast liegt dann im Übergang zu einem 1-Mühlenbetrieb. Ein solcher 1-Mühlenbetrieb wurde bereits an einigen Kraftwerksstandorten, wie dem Kraftwerk Bexbach, dem Kraftwerk Heilbronn (Block 7) und dem Großkraftwerk Mannheim (Block 8) erfolgreich getestet [5] [28].

Eine weitere typische Begrenzung der Mindestlast liegt in der Mindestdurchströmung der Heizflächen des Dampferzeugers (Sicherstellung einer ausreichenden Kühlung) sowie der einzelnen Dampfturbinenstufen (Vermeidung von Ventilation), die etwa 8-10 % des Nennmassenstroms beträgt [29]. Bei tiefen Teillasten ist zusätzlich die Mindesttemperatur des Rauchgases am Eintritt der Entstickungsanlage (DeNOx) von etwa 280 °C zu überprüfen, sodass die chemische Reaktion beim Einsatz von SCR-Katalysatoren wie erwünscht ablaufen kann [6].

3.2.2 Laständerungsgeschwindigkeit

Die erreichbare LÄG eines Dampfkraftwerks hängt im Wesentlichen von den folgenden Faktoren ab, die aus [27] und [30] entnommen wurden:

- Dynamische Trägheit des Feuerungssystems
 - Trägheit des Mahlvorgangs
 - Dauer des Ein- und Ausschaltvorgangs einzelner Kohlemühlen
 - Totzeiten durch Transportvorgänge zu den Brennerebenen
- Dynamische Trägheit des Dampferzeugers
 - Wärmeübertragung, Dampferzeugung und Einspeicherung von Dampf
- Betriebsweise des Dampferzeugers
 - Festdruck, natürlicher Gleitdruck, modifizierter Gleitdruck
- Dynamische Trägheit des Wasser-/Dampfkreislaufs
 - Ein- und Ausspeichern von Masse und Energie
 - Totzeiten durch Transportvorgänge
- Leittechnik
 - Regelgüte (Mess-, Regelungs-, und Steuerungstechnik)
- Zulässiger Lebensdauerverbrauch von Komponenten
 - Temperaturgradienten/Wärmespannungen in dickwandigen Bauteilen
 - Verschleiß von Regelarmaturen

Abbildung 3.6 zeigt Bereiche und eine typische Abfolge der Begrenzungen der LÄG eines kohlebefeuerten Dampfkraftwerks.

Die **aktuelle LÄG** ist demnach häufig durch eine sich verschlechternde Regelgüte der Dampftemperaturregelung begrenzt. Eine erhöhte LÄG hat unerwünschte Temperaturdifferenzen zur Folge. Diese Temperaturdifferenzen führen zu Thermospannungen in den dickwandigen Bauteilen (Sammeler, Verteiler, Dampfabscheider, etc.), die je nach Höhe der Gradienten und zulässiger Werkstoffeigenschaften zu einem Lebensdauerverbrauch führen können.

Dampftemperaturschwankungen und die daraus resultierenden Thermospannungen lassen sich durch geeignete Regelungsstrukturen, wie modellbasierte Regelungskonzepte (siehe Abschnitt 4.4.3) oder beobachtergestützte Regelungen, signifikant reduzieren [31] [32]. Dadurch werden höhere LÄG erreichbar ohne Grenzen des Kraftwerks zu verletzen.

Die **erhöhte LÄG** wird im Wesentlichen durch die Trägheit des Mahlvorgangs und der Dampferzeugung begrenzt. Diese Trägheit wird maßgeblich durch das zeitliche Verhalten der Kohlemühlen definiert. Je nach Bauweise, Kohleeigenschaften und Verschleißzustand kann der Mahlvorgang in Kohlemühlen annäherungsweise mit einem PT_n -Glied mit Übergangszeiten von mehreren Minuten abgebildet werden.

Sind die Auslegungsgrenzen eines Kraftwerks durch optimierte Regelungsstrukturen bereits ausgereizt und die erhöhte LÄG durch das träge Verhalten des Mahlvorgangs begrenzt, so kann eine weitere Steigerung der LÄG durch die Verwendung eines indirekten Feuerungssystems erreicht werden. Durch die Zwischenspeicherung des Kohlenstaubs in einem Silo kann eine **theoretische LÄG** deutlich oberhalb von 4 % P_n /min erreicht werden. Ein indirektes Feuerungssystem verspricht zusätzlich eine genauere Regelung der Feuerungswärmeleistung im Vergleich zu einem direkten Feuerungssystem.

Die theoretische LÄG wird durch die Dynamik bzw. die Trägheit weiterer Komponenten begrenzt. Dazu gehören die Massen- und Energiespeicherung im Dampferzeuger, die Stellzeiten von Regelorganen oder auch die Vermeidung von Kavitation am Eintritt der Speisewasser-pumpe bei schnellen Last- und damit einhergehenden Druckabsenkungen.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die Dynamik vieler Bauteile in tiefen Lastpunkten aufgrund geringerer Strömungsgeschwindigkeiten schlechter wird. Im Umwälzbetrieb liegt darüber hinaus eine mögliche Limitierung in der anspruchsvollen Regelung der Umwälzpumpe bzw. des Füllstandes der Anfahrflasche (siehe Abschnitt 4.4.4).

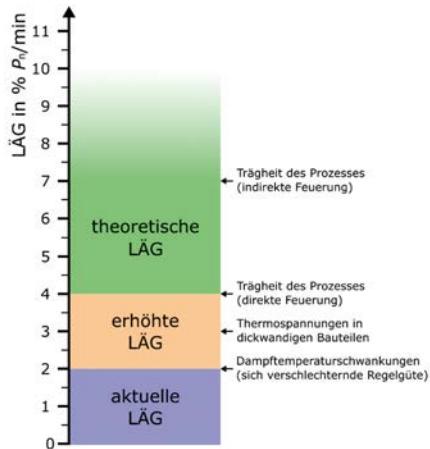


Abbildung 3.6: Technische Begrenzungen der LÄG kohlebefeueter Dampfkraftwerke

3.2.3 Anfahren

Beim Anfahren werden je nach Ausgangszustand des Kraftwerks vorgegebene Schritte durchgeführt, bis das Anstoßen der Dampfturbine (Synchronisation) bzw. der Übergang in den normalen Leistungsbetrieb möglich ist. Zum Anstoßen der Dampfturbine sind insbesondere Mindestwerte für die Parameter Frischdampfdruck, Frischdampftemperatur und Frischdampfmassenstrom zu erfüllen. Diese Parameter bauen sich dabei durch die langsame Steigerung der Feuerungswärmeleistung (Hilfsbrennstoff + Kohlenstaub) auf.

Folgende wesentliche Ziele werden hinsichtlich der Optimierung von Anfahrvorgängen kohlebefeueter Kraftwerke verfolgt:

- Möglichst bauteilschonendes Anfahren
 - Vermeidung von Lebensdauerverbrauch der Kraftwerkskomponenten, insbesondere durch Thermospannungen in dickwandigen Bauteilen
- Möglichst kostengünstiges Anfahren
 - Vermeidung der Zufeuерung von teuren Hilfsbrennstoffen (Erdgas oder Heizöl)
- Möglichst schnelles Anfahren
 - Vermeidung unnötiger Wartezeiten

Um den durch Thermospannungen hervorgerufenen Lebensdauerverbrauch zu minimieren, wird die Steigerung der Feuerungswärmeleistung durch die Grenzwerte für die Temperaturdifferenzen der dickwandigen Bauteile limitiert. Die Einhaltung dieser Grenzwerte wird durch den sogenannten Freilastrechner gewährleistet. Sobald eine Komponente an einen Grenzwert stößt wird die Steigerung der eingebrachten Brennstoffmenge zurückgenommen. Ein Optimierungspotential besteht dabei in der gezielten Ausnutzung der zulässigen Temperaturdifferenzen und eine dadurch erreichbare schnellere Steigerung der Feuerungswärmeleistung. Zusätzlich kann durch die Verwendung eines *vorausschauenden Freilastrechners* die verzögerte Reaktion der Prozessgrößen auf die Regelung der Stellgrößen berücksichtigt und somit bereits im Vorfeld der Erreichung eines Grenzwertes auf den Anfahrvorgang eingewirkt werden [9]. Zu Beginn des Anfahrvorgangs wird die Feuerungswärmeleistung durch die Verbrennung von teuren Hilfsbrennstoffen, wie Erdgas oder Heizöl, bereitgestellt, da noch keine Kohlemühle in Betrieb ist. Die Begrenzung liegt hierbei in einer zu geringen Heißlufttemperatur, wodurch in den Kohlemühlen noch keine ausreichende Mahlrohrkennung erfolgen kann. Erst nach dem Erreichen einer vorgegebenen Heißlufttemperatur werden die Kohlemühlen gestartet und der teure Hilfsbrennstoff nach und nach durch Kohlenstaub ersetzt. In diesem Bereich ist als Optimierungsmaßnahme vor allem die Anpassung des Anfahrprogramms hinsichtlich eines möglichst frühen Starts der Kohlemühlen zu nennen. Zusätzlich bietet die im Abschnitt zur Laständerungsgeschwindigkeit bereits erwähnte indirekte Feuerung die Möglichkeit eines früheren Beginns des Kohlefeuers durch die Verbrennung von Kohlenstaub aus einem Silo [33].

Neben thermodynamischen Begrenzungen, wie den Temperaturdifferenzen der dickwandigen Bauteile, gibt es zusätzliche Begrenzungen, die eher dem Bereich der Automatisierungs- bzw. Leitechnik zuzuordnen sind. In vielen Bestandskraftwerken wird eine Anfahrt lediglich

teilautomatisiert durchgeführt. Viele Schritte (z.B. das Starten von Mühlen und die Erhöhung von Temperatursollwerten) werden manuell durch das Betriebspersonal angewählt. Je nach Erfahrungsstand und Vorgehensweise des Bedienpersonals zeigen sich selbst bei vergleichbarem Ausgangszustand des Kraftwerks unterschiedliche Anfahrvorgänge in Bezug auf Verlauf, Zeit und Kosten [9]. In einem möglichst vollständig automatisierten Anfahrprogramm ergibt sich somit ein weiteres Potential zur Optimierung, beispielsweise durch das Vermeiden von unnötigen Wartezeiten und das aufeinander abgestimmte Starten von Nebenaggregaten.

3.3 Maßnahmen zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)

In Abschnitt 2.1 wurden bereits die drei aufeinander abgestimmten Märkte für Regelleistung (PRL, SRL und MRL) vorgestellt. Um an den Märkten für Regelleistung teilnehmen zu können, ist eine Präqualifikation durch den Übertragungsnetzbetreiber notwendig. Während dieser Präqualifikation muss die Erzeugungsanlage die sogenannte Doppelhöckerkurve abfahren und dadurch die sichere und zuverlässige Bereitstellung der Regelleistung nachweisen.

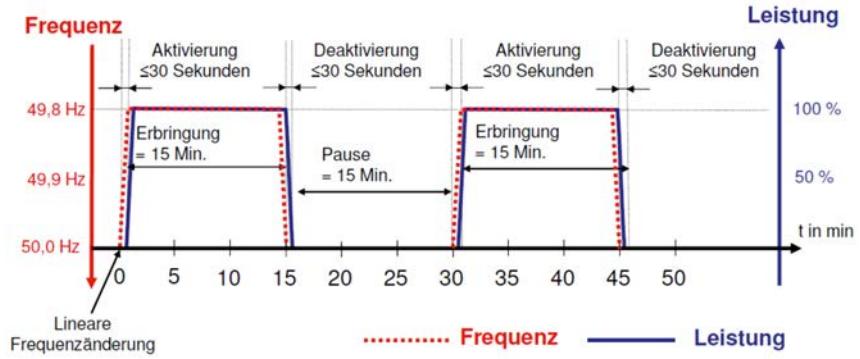
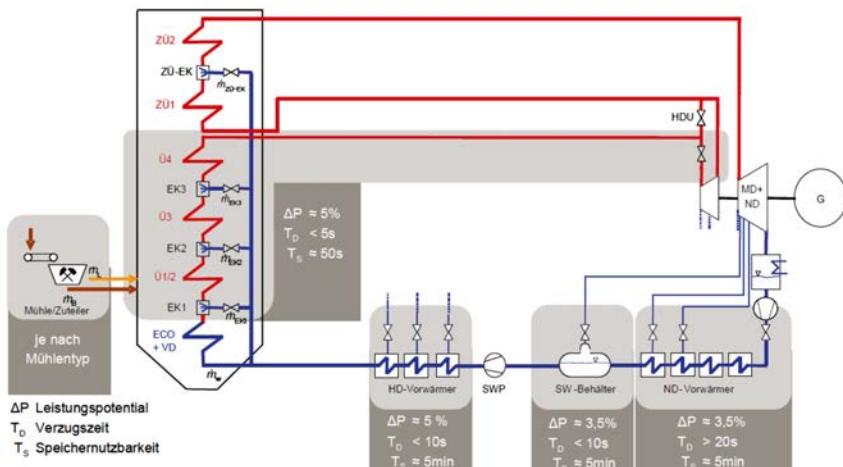


Abbildung 3.7: Doppelhöckerkurve der Präqualifikation positiver Primärregelleistung [34]

Abbildung 3.7 zeigt das Musterprotokoll zur Präqualifikation positiver Primärregelleistung. Bei einer stationären Frequenzabweichung von 200 mHz muss die Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden aktiviert und für 15 Minuten gehalten werden. Nach diesen 15 Minuten erfolgt die Deaktivierung der Regelleistung, die wiederum innerhalb von 30 Sekunden erfolgen muss. Einer Pause von 15 Minuten folgt eine erneute Aktivierung der Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden für weitere 15 Minuten.

Die technischen Anforderungen an die Bereitstellung von PRL sind im Vergleich zum relativ träge Verhalten eines kohlebefeuerten Dampfkraftwerks sehr hoch, insbesondere hinsichtlich der geforderten Zeitkennwerte der Lastanpassung. Um mit Kohlekraftwerken die Anforderungen an die PRL-Bereitstellung erfüllen zu können, werden **inhärente Energiespeicher** des Kraftwerksprozesses genutzt, die schematisch in Abbildung 3.8 dargestellt sind und im Folgenden kurz erläutert werden.



3.3.1 Androsselung des HD-Turbinenventils

Bei dieser Maßnahme wird eine kurzfristige Leistungsanpassung über die Regelung des Öffnungsquerschnittes des HD-Turbinenventils erreicht. Das Kraftwerk wird mit leicht angedrosselten Turbinenventilen gefahren (modifizierter Gleitdruck), was einen erhöhten Betriebsdruck des Dampferzeugers und damit einen erhöhten Frischdampfdruck zur Folge hat. Die Drosselverluste über das HD-Turbinenventil haben dabei Wirkungsgradeinbuße in Höhe von ca. 0,1 %-Punkten zur Folge (siehe Abschnitt 5.4.2.1). Beim Abruf von positiver Regelleistung wird das HD-Turbinenventil geöffnet, wodurch der Betriebsdruck im Dampferzeuger sinkt. Durch diesen Vorgang wird Dampf aus dem Dampferzeuger ausgespeichert, was zu einem kurzfristigen zusätzlichen Frischdampfmassenstrom und einer entsprechenden Leistungssteigerung führt. Bei einer negativen Leistungsanforderung wird das HD-Turbinenventil stärker angedrosselt und es wird Dampf im Dampferzeuger eingespeichert.

Das Potential zur Erbringung von Regelleistung hängt dabei zum einen vom Speichervermögen des Dampferzeugers ab, welches im Wesentlichen durch das Volumen der Heizflächen bestimmt wird. Zum anderen definiert die vorgehaltene Druckreserve die aus dem Dampferzeuger ausspeicherbare Dampfmenge.

In Teillast werden nach [22] beim modifizierten Gleitdruckbetrieb zwei Varianten unterschieden. Bei einem konstanten Ventilquerschnitt y_T fällt die Druckdifferenz über dem HD-Turbinenventil mit dem Frischdampfmassenstrom bzw. mit der Last ab (Abbildung 3.9, links). Damit einhergehend sinkt auch das Potential zur Erbringung von Primärregelleistung. Bei einer Regelung des Ventilquerschnitts und einer dadurch konstanten Druckvorhaltung bleibt auch das Potential der PRL-Maßnahme nahezu konstant (Abbildung 3.9, rechts).

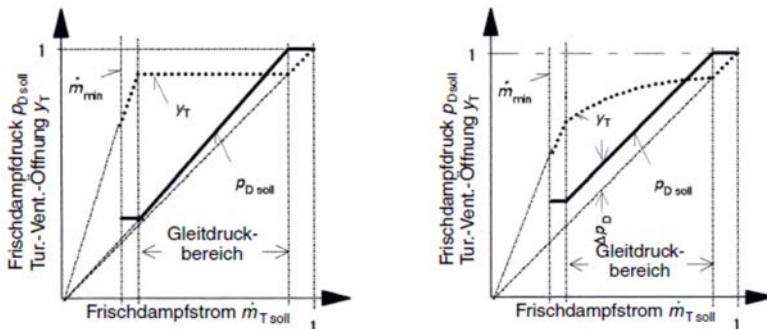


Abbildung 3.9: Varianten des modifizierten Gleitdruckbetriebs mit konstantem Öffnungsquerschnitt (links) und konstantem Druckverlust (rechts) [22]

Die PRL-Bereitstellung durch die Regelung des HD-Turbinenventils ist eine weit verbreitete Maßnahme. Jedoch kann die geforderte Leistungsanpassung aufgrund der begrenzten ausspeicherbaren Dampfmasse nur für einen sehr kurzen Zeitraum erbracht werden. Daher wird diese Maßnahme typischerweise durch andere PRL-Maßnahmen ergänzt.

3.3.2 Variation des Kondensatmassenstroms

Bei diesem Verfahren wird bei einem Abruf positiver Regelleistung der durch die ND-Vorwärmstrecke zum Speisewasserbehälter geförderte Kondensatmassenstrom reduziert. Dadurch gehen die zur ND-Vorwärmung benötigten Anzapfdampfmassenströme zurück, was zu einer zusätzlichen elektrischen Leistung der ND-Turbine und damit zu einer Steigerung der Generatorleistung führt (indirekter Kondensatstau). Zusätzlich ist es möglich die Anzapfdampfklappen der ND-Vorwärmer und des Speisewasserbehälters aktiv zu schließen und damit eine schnellere Leistungsanpassung zu realisieren (direkter Kondensatstau). Bei einer negativen Leistungsanforderung wird kurzfristig mehr Kondensat durch die ND-Vorwärmstrecke zum Speisewasserbehälter gefördert, wodurch die zur ND-Vorwärmung benötigten Anzapfdampfmassenströme zunehmen. Das wiederum resultiert in einer geringeren Leistung der ND-Turbine und einer Reduktion der Generatorleistung.

Das Potential der Variation des Kondensatmassenstroms ist typischerweise durch die endlichen Volumina von Kondensator und Speisewasserbehälter respektive durch die zulässigen Füllstände dieser Komponenten zeitlich limitiert. Außerdem sind der zulässige Betriebsbereich der Kondensatpumpe und die Auslegung der ND-Vorwärmstrecke zu beachten. In Vollast bzw. im oberen Lastbereich ist bei einer Reduktion des Kondensatmassenstroms (positive Regelleistung) das größte Potential vorhanden, wohingegen die Steigerung des Kondensatmassenstroms über den Nennwert hinaus (negative Regelleistung) stark begrenzt oder bereits in der Auslegung zu berücksichtigen ist. In Mindestlast bzw. in tiefen Teillastpunkten ist die weitere Reduktion des Kondensatmassenstroms (positive Regelleistung) nur noch in geringem Umfang möglich, wohingegen die Steigerung des Kondensatmassenstroms (negative Regelleistung) ein größeres Potential bietet (siehe Abschnitt 5.4.2.2).

Da im Gegensatz zur Androsselung des HD-Turbinenventils keine durchgängige Abweichung vom optimalen Betriebspunkt des Kraftwerks vorliegt, hat die Vorhaltung von Regelleistung bei diesem Verfahren keine Wirkungsgradeinbuße zur Folge. Durch die entkoppelnde Wirkung des Speisewasserbehälters entstehen bei der Variation des Kondensatmassenstroms auch während des Abrufens von Regelenergie keine signifikanten Schwankungen innerhalb des Kraftwerksprozesses.

3.3.3 Deaktivierung der Hochdruckvorwärmer

Bei dieser Maßnahme erfolgt eine dampfseitige Umfahrung der HD-Vorwärmer durch das Schließen der dazugehörigen HD-Anzapfdampfventile. Dadurch steht dem Turbinenstrang eine zusätzliche Dampfmenge zur Verfügung, was in einer kurzfristig gesteigerten Leistungsabgabe resultiert. Die Deaktivierung der HD-Vorwärmer hat allerdings eine unmittelbare Auswirkung auf den Dampferzeugerbetrieb, da die Speisewasserendtemperatur und damit die Eintrittstemperatur in den Economiser durch die entfallene HD-Vorwärmung absinken. Dadurch werden im Dampferzeuger Temperaturgradienten aufgeprägt, die eine thermische Belastung insbesondere der dickwandigen Bauteile zur Folge haben.

Das Potential dieser Maßnahme beim Abruf positiver Regelleistung ist durch die Anzapfdampfmengen der HD-Vorwärmer begrenzt. Sofern mit einer Deaktivierung der HD-Vorwärmer ebenfalls negative Regelleistung erbracht werden soll, müssen die Anzapfdampfklappen der HD-Vorwärmer durchgängig angedrosselt werden, wodurch sich auch im Normalbetrieb eine geringere Speisewasserendtemperatur und damit einhergehende Wirkungsgradeinbuße von ca. 0,2 %-Punkten (siehe Abschnitt 5.4.2.3) ergeben.

In der VDI/VDE-Norm 3508 wird von dem Anwenden des Umfahrens der HD-Vorwärmer aufgrund der beschriebenen Einflüsse auf den Dampferzeuger abgeraten [22]. Dennoch wird dieses Verfahren zur Bereitstellung von Regelleistung in konventionellen Kraftwerken eingesetzt [36]. Allerdings wird dabei häufig nur der letzte HD-Vorwärmer angedrosselt und somit die Einflüsse auf den Dampferzeuger und die Belastung der dickwandigen Bauteile durch Thermospannungen reduziert.

3.3.4 Variation der Betriebsparameter der Kohlemühlen

Eine Änderung des zu den Brennern geförderten Kohlenstaubmassenstroms wird im Normalbetrieb durch eine Anpassung der Zuteilerdrehzahl erreicht. Aufgrund des trügen Mahl- und Klassierprozesses ergeben sich allerdings Zeitkonstanten, die deutlich oberhalb der für die PRL geforderten 30 Sekunden liegen. Im Bilanzraum der Kohlemühle ist jedoch eine signifikante Energiemenge in Form von ungemahlener Rohkohle und fein gemahlenen Kohlenstaub zwischengespeichert. Durch die Anpassung der Stellgrößen Mahldruck, Sichterdrehzahl und Primärluftmenge kann diese chemisch gebundene Energie in gewissen Grenzen aus- bzw. eingespeichert werden. Somit können neben den bisher vorgestellten inhärenten Energiespeichern aus dem Wasser-/Dampfkreislauf auch die Kohlemühlen zur schnellen Leistungsanpassung genutzt werden.

Eine Erhöhung des Mahldrucks führt dabei zu einer Steigerung der Zerkleinerungsrate, wodurch der Kohlenstaubmassenstrom am Austritt der Mühle kurzfristig gesteigert werden kann [37]. Durch eine geringere mittlere Verweilzeit der Kohle im Bilanzraum der Mühle ergibt sich entsprechend eine geringere Höhe des Mahlbettes im neuen stationären Betriebszustand [38]. Voraussetzung zur Nutzung eines variablen Mahldrucks ist eine verstellbare Mahlkraft, beispielsweise durch ein hydraulisches System. Zusätzlich kann ein kurzfristig erhöhter Kohlenstaubauftrag durch eine Reduzierung der Sichterdrehzahl erreicht werden. Eine Reduktion der Sichterdrehzahl ermöglicht es größeren Partikeln den Bilanzraum der Kohlemühle zu verlassen, was sich ebenfalls in einer geringeren Verweilzeit der Kohle in der Mühle niederschlägt. Voraussetzung zur Anpassung der Sichterdrehzahl ist ein sogenannter dynamischer Sichter. Eine weitere Möglichkeit der kurzfristigen Leistungssteigerung liegt darin, gemahlenen Kohlenstaub durch eine Steigerung der Primärluftmenge vom Mahlteller auszuspeichern. Eine schnelle, kurzfristige Absenkung des ausgetragenen Kohlenstaubmassenstroms kann analog dazu durch eine Reduktion des Mahldrucks, durch eine Steigerung der Sichterdrehzahl oder durch eine Reduktion der Primärluftmenge erreicht werden. Es ist dabei zu beachten, dass die Veränderung dieser Stellgrößen einen Einfluss auf die Mahlfeinheit und damit auf den Verbrennungsprozess haben kann und dass das Leistungspotential sowie die relevanten Zeiten stark von den verwendeten Mühlentypen und der Kohlequalität abhängig sind [35].

3.3.5 Weitere PRL-Maßnahmen

Neben den bisher vorgestellten Maßnahmen der PRL-Bereitstellung können ebenfalls die zur Dampftemperaturregelung eingesetzten Einspritzkühler für eine kurzfristige Leistungsanpassung genutzt werden [39]. Bei einem Dampfkraftwerk mit Prozessdampf- oder Fernwärmekopplung besteht zusätzlich die Möglichkeit, den durch die Wärmeauskopplung gewonnenen Freiheitsgrad in den zulässigen Grenzen zur Bereitstellung von Regelleistung zu nutzen. Ein Forschungsschwerpunkt der vorliegenden Arbeit besteht darüber hinaus in der Betrachtung, inwieweit durch die Integration eines thermischen Energiespeichers in den Kraftwerksumwelt zusätzliche PRL bereitgestellt oder die Nutzung anderer inhärenter Energiespeicher abgelöst werden kann (siehe Abschnitt 5.4.4).

3.3.6 Kombination von PRL-Maßnahmen

Abbildung 3.10 zeigt exemplarisch das Zusammenspiel der Öffnung des HD-Turbinenventils mit einer Erhöhung der Feuerungswärmeleistung zur Bereitstellung positiver PRL. Es wird dabei deutlich, dass die geforderte Leistungserhöhung nicht durchgehend erreicht werden kann und ein **Leistungsdefizit** verbleibt. Die Leistungserhöhung durch die Steigerung des Brennstoffstroms reagiert durch das zeitliche Verhalten des Mahlprozesses und des Dampferzeugers deutlich zu träge. Die Öffnung des HD-Turbinenventils zeigt hingegen eine sehr schnelle Sprungantwort des Frischdampfmassenstroms, stellt die daraus resultierende zusätzliche Leistung jedoch nur für einen begrenzten Zeitraum zur Verfügung.

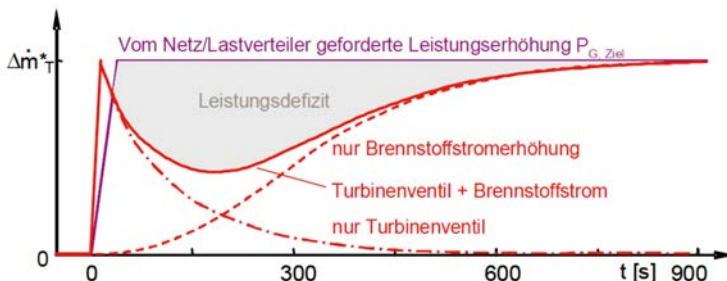


Abbildung 3.10: PRL-Bereitstellung durch die Androsselung des HD-Turbinenventils in Kombination mit der Anpassung des Brennstoffmassenstroms [35]

Das Leistungsdefizit könnte zum einen durch eine geringere angebotene PRL und eine entsprechend langsame und koordinierte Öffnung des HD-Turbinenventils eliminiert werden. Zum anderen besteht die Möglichkeit, das Leistungsdefizit durch die Nutzung eines weiteren inhärenten Energiespeichers des Kraftwerksprozesses, wie beispielsweise der Variation des Kondensatmassenstroms, auszufüllen.

Es wird dabei deutlich, dass eine geeignete Koordination der verschiedenen PRL-Maßnahmen erforderlich ist, die entsprechend in der Kraftwerksleittechnik umgesetzt werden muss. Für die koordinierte Speichernutzung sind jedoch ein dynamisch sauberes Anlagenverhalten und korrekt arbeitende, unterlagerte Regelungsstrukturen eine zwingende Voraussetzung. Außerdem sind entsprechende Stell- und Messeinrichtungen erforderlich [35]. Durch die zeitliche Begrenzung der PRL-Maßnahmen ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass die einzelnen Speicher des Kraftwerksprozesses nach Inanspruchnahme in geeigneter Weise wieder aufgeladen werden, um somit für eine erneute Leistungsanpassung zur Verfügung stehen.

Steinkohlekraftwerke bieten in der Regel zwischen 3 und 5 % P_n für die Primärregelung an. Diese Größe hängt jedoch von vielen kraftwerksspezifischen Faktoren ab und ist immer eine Abwägungsfrage zwischen Kosten (Aufwand, Verschleiß, Verluste) und zusätzlichem und entgangenem Erlöspotential auf den verschiedenen Energymärkten [35].

3.4 Thermische Energiespeicher (TES) im Kraftwerksprozess

Ein zentraler Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit liegt in der Untersuchung und Bewertung der Kraftwerksflexibilisierung durch die Integration eines thermischen Energiespeichers. Dazu werden an dieser Stelle die theoretischen Grundlagen sowie bereits realisierte TES-Anwendungen im Bereich der Stromerzeugung behandelt, bevor in Kapitel 5 und 6 eine konkrete TES-Integration thermodynamisch und technisch-ökonomisch bewertet wird.

3.4.1 Theoretische Grundlagen zu TES

TES lassen sich grundsätzlich in die in Abbildung 3.11 dargestellten Hauptkategorien der sensiblen, latenten und thermochemischen Energiespeicher untergliedern.

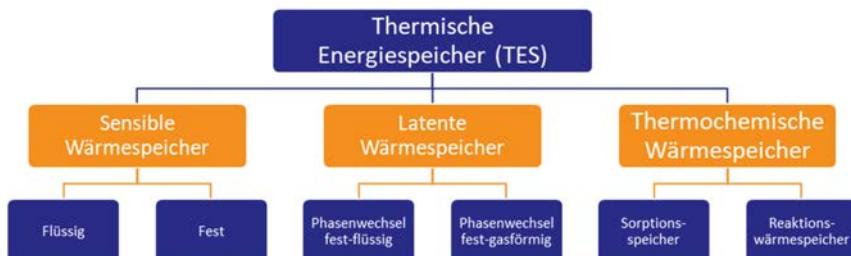


Abbildung 3.11: Einteilung thermischer Energiespeicher nach [40]

Sensible Wärmespeicher

Bei sensiblen Wärmespeichern erfolgt die Energiespeicherung in Form einer Temperaturänderung des Speichermediums. Die Phase des Speichermediums bleibt unverändert. Aus diesem Grund ist bei den sensiblen Wärmespeichern die spezifische Wärmekapazität c_p von entscheidender Bedeutung. Je größer das Verhältnis von Enthalpieänderung zur Änderung der Temperatur ist, desto höher ist die Fähigkeit eines Stoffes thermische Energie zu speichern. Wie Abbildung 3.11 zeigt, ist das Speichermedium bei sensiblen Wärmespeichern eine Flüssigkeit oder ein Feststoff. Für die Auswahl eines geeigneten Speichermediums ist neben der spezifischen Wärmekapazität c_p auch der für einen Einsatz mögliche Temperaturbereich entscheidend (vgl. Tabelle 3.2).

Tabelle 3.2: Spezifische und volumetrische Wärmekapazität von Wärmespeichern bei 20 °C nach [41]

Medium	Temperaturbereich in °C	spez. Wärmekapazität in kJ/kg K	vol. Wärmekapazität in kJ/m³ K	Dichte in kg/m³
Wasser	0 - 100	4,19	4.175	998
Kies, Sand	0 - 800	0,71	1.278 - 1.420	1.800 - 2.000
Granit	0 - 800	0,75	2.062	2.750
Beton	0 - 500	0,88	1.672 - 2074	1.900 - 2.300
Ziegelstein	0 - 1.000	0,84	1.176 - 1.596	1.400 - 1.900
Eisen	0 - 800	0,47	3.655	7.860
Wärmeträgeröl	0 - 400	1,6 - 1,8	1.360 - 1.620	850 - 900
Kies-Wasser-Schüttung (37 Vol.-% Wasser)	0 - 100	1,32	2.904	2.200
Salzschmelze (53KNO ₃ + 40NaNO ₂ + 7NaNO ₃)	150 - 450	1,3	1.970 - 1.725	2.561 - 2.243
Natrium	100 - 800	1,3	925 - 750	1.203 - 975

Die in Tabelle 3.2 aufgelisteten Stoffeigenschaften zeigen, dass Wasser eine vergleichsweise große massen- und volumenbezogene Wärmekapazität aufweist. Neben der großen Wärmespeicherfähigkeit hat Wasser ebenfalls die Vorteile, dass es nicht giftig, chemisch beständig, leicht verfügbar und ausführlich erforscht ist. Als nachteilig bei Wasser als Speichermedium stellt sich jedoch der nutzbare Temperaturbereich dar. Sofern Speichertemperaturen > 100 °C realisiert werden sollen, ist eine Erhöhung der Siedetemperatur durch eine Druckerhöhung

möglich. Aufgrund des dafür notwendigen Druckbehälters steigen allerdings auch die Investitionskosten. Salzschmelzen als Speichermedium, wie sie im Bereich solarthermischer Kraftwerke verbreitet sind, ermöglichen einen Einsatz bei höheren Temperaturen unter atmosphärischem Druck. Dem gegenüber steht jedoch eine vergleichsweise hohe Erstarrungstemperatur bei etwa 150 °C, unterhalb der das Salz den flüssigen und pumpfähigen Zustand verliert. Eine weitere Möglichkeit der sensiblen Wärmespeicherung stellen Dampfspeicher dar. Bei den Dampfspeichern gehören Gleitdruckspeicher zu den gebräuchlichsten Ausführungsarten in Industrie und Stromerzeugung. Diese werden nach dem schwedischen Ingenieur Carl Johannes Ruths häufig auch als **Ruths-Speicher** bezeichnet [42]. Der während der Beladung des Speichers zugeführte Dampf kondensiert innerhalb eines mit flüssigem Wasser gefüllten Druckbehälters. Die freiwerdende Kondensationsenthalpie sorgt für eine Temperaturerhöhung des Speichermediums. Mit der Erwärmung des Wassers (Wassertemperatur gleich Sättigungstemperatur) steigt auch der Druck im Behälter. Während der Entladung wird Sattdampf aus dem Speicher entnommen, wodurch die Temperatur und der Druck absinken. Durch eine rasche Nachverdampfung innerhalb des Dampfspeichers kann bis zum Erreichen eines Mindestdrucks weiterer Sattdampf ausgespeichert werden.

Abbildung 3.12 zeigt eine schematische Darstellung eines Ruths-Speichers in liegender Ausführung. Im oberen Bereich sind die Anschlüsse zum Beladen und Entladen des Speichers dargestellt. Am Boden befindet sich ein weiterer Anschluss, der zur Entnahme oder zum Auffüllen von flüssigem Wasser genutzt wird. Da die Energie des ein- oder ausgespeicherten Dampfes in Form einer Temperaturänderung gespeichert wird, ist die Kapazität eines Ruths-Speichers durch die sensible Wärme des Druckwasservolumens begrenzt. Neben der Wassermasse ist ebenso der Druckunterschied zwischen Beladung und Entladung von großer Bedeutung, da dieser die maximale Temperaturdifferenz des Druckwassers bestimmt.

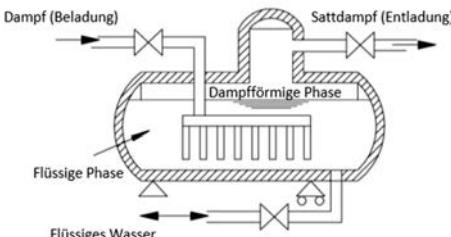


Abbildung 3.12: Schema eines Ruths-Speichers nach [43]

Abschließend seien in Anlehnung an [44] noch wesentliche Eigenschaften von Ruths-Speichern bezüglich einer Integration in Industrie- und Kraftwerksprozesse aufgelistet:

- Einfacher Aufbau und einfache Integration in Kraftwerksprozesse,
- große Erfahrung im Bau und Betrieb,
- Wasser als Speichermedium,
- hoher Temperatur- und Druckbereich (bis zu 300 °C / 85 bar),
- hohe Leistung (MW), jedoch begrenzte Kapazität (MWh),
- Behältervolumen bis 500 m³, modulare Verschaltung bei größeren Volumen und
- relativ hohe Investitionskosten.

Latente Wärmespeicher

Latente Wärmespeicher ändern während des Speichervorgangs ihren Aggregatzustand. Daher wird das Speichermedium auch als Phasenwechselmaterial (engl. Phase Change Material, PCM) bezeichnet. Aufgrund der vergleichsweise geringen Volumenänderung wird dabei der Phasenübergang fest/flüssig bevorzugt [45]. Die thermische Energie wird in diesem Fall also in der Form der Schmelz- oder Erstarrungsenthalpie auf einem nahezu konstanten Temperaturniveau gespeichert und wieder bereitgestellt. Es gibt eine Vielzahl möglicher PCM, die in unterschiedlichen Temperaturbereichen eingesetzt werden können. Tabelle 3.3 zeigt eine Auswahl möglicher Nitrate und Nitratsalze, die aufgrund ihrer Umwandlungstemperatur für eine Anwendung im Bereich thermischer Kraftwerke in Frage kommen.

Tabelle 3.3: Stoffwerte ausgewählter Nitrate und Nitratsalze nach [46] und [47]

Medium	Umwandlungstemperatur in °C	Umwandlungswärme in kJ/kg	Wärmeleitfähigkeit fest in W/m K	Wärmeleitfähigkeit flüssig in W/m K	Wärmekapazität fest in kJ/kg K	Wärmekapazität flüssig in kJ/kg K	Dichte flüssig in kg/m³
53KNO ₃ / 40NaNO ₂ / 7NaNO ₃	142	80	0,51	0,48 - 0,50	1,3	1,57	1980
49LiNO ₃ / 51NaNO ₃	194	265	k.A.	0,54	k.A.	k.A.	k.A.
54KNO ₃ / 46NaNO ₃	222	100	k.A.	0,46 - 0,51	1,42	1,46 - 1,53	1950
50KNO ₃ / 50NaNO ₃	223	106	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	2100
LiNO ₃	254	360	1,37	0,58 - 0,61	1,78	1,62 - 2,03	1780
NaNO ₂	270	180	0,67 - 1,25	0,53 - 0,67	k.A.	1,65 - 1,77	1810
NaNO ₃	306	175	0,59	0,51 - 0,57	1,78	1,61 - 1,82	1890 - 1930
KNO ₃	337	100	k.A.	0,42 - 0,50	1,43	1,34 - 1,40	1870 - 1890

Beim Vergleich von Umwandlungswärme und spezifischer Wärmekapazität wird die hohe Energiedichte bei der Verwendung von PCM deutlich. Dem steht jedoch eine geringe Wärmeleitfähigkeit entgegen. Dadurch wird eine große Wärmeübertragungsfläche benötigt, um eine entsprechende Leistungsaufnahme zu ermöglichen.

Thermochemische Wärmespeicher

Bei der thermochemischen Wärmespeicherung wird Energie in Form der Reaktionsenergie von reversiblen chemischen Prozessen gespeichert [48]. Bei der Nutzung thermochemischer Wärmespeicher ist eine sehr hohe Energiedichte, eine Speicherung über einen längeren Zeitraum und eine nahezu unbegrenzte Zyklenzahl möglich [45]. Diese Speichertechnologie wurde bisher eher im Technikumsmaßstab realisiert und steht daher nicht im Fokus dieser Arbeit.

Unterscheidung in direkte und indirekte Wärmespeicher

Eine weitere wesentliche Unterscheidung bei der Klassifizierung von Wärmespeichern ist die Einteilung in direkte und indirekte Speichersysteme. Bei den **direkten Speichersystemen** ist das Wärmeträgermedium gleichzeitig das Speichermedium. Im Falle von Dampfkraftwerken ist das Speichermedium also Wasser. Bei **indirekten Speichersystemen** sind Wärmeträgermedium und Speichermedium stofflich voneinander getrennt, in der Regel in Form von einem oder mehreren Wärmeübertragern.

3.4.2 Realisierte TES-Anwendungen im Bereich der Stromerzeugung

Im Bereich der Stromerzeugung gibt es bereits eine Auswahl von Anlagen, in denen TES zum Einsatz kommen. Insbesondere in Verbindung mit solarthermischen Kraftwerken wurde in den letzten Jahren viel in TES investiert, um solarthermische Kraftwerke auch zu Zeiten ohne ausreichende Sonneneinstrahlung in gewissen Grenzen weiter bzw. flexibel betreiben zu können. Im Folgenden werden einige ausgewählte Beispiele und die technischen Parameter der dabei genutzten TES kurz vorgestellt.

Andasol 3: 2-Tank-Speicher (indirektes Speichersystem)

In Aldeire (Spanien) wurde im Jahr 2011 der Betrieb des solarthermischen Kraftwerks Andasol 3 aufgenommen. Das Parabolrinnenkraftwerk hat eine Nettoleistung von 50 MW_{el} und soll pro Jahr 165 GWh elektrische Energie produzieren (ca. 3.300 Vollaststunden). Um auch nach Sonnenuntergang Strom produzieren zu können und zusätzlich die Schwankungen durch veränderte Einstrahlbedingungen zu reduzieren, ist das Kraftwerk mit einem TES ausgestattet. Dabei wird über mehrere Wärmeübertrager Energie des Wärmeträgerfluids auf ein Speichermedium übertragen (indirektes Speichersystem). Das Speichermedium dieses TES ist eine Salzschmelze (60 % NaNO₃ / 40 % KNO₃). Mit einer Speichermasse von ca. 28.500 Tonnen und einer Temperaturdifferenz zwischen Kaltspeicher (282 °C) und Warmspeicher (386 °C) von 104 K erreicht der TES eine Speicherkapazität von 1.010 MWh_{th}. Diese Speicherkapazität ermöglicht einen Vollastbetrieb von 7,5 Stunden. Im Teillastbetrieb (10 MW_{el}) kann der Betrieb bis auf 36 Stunden erweitert werden [49].

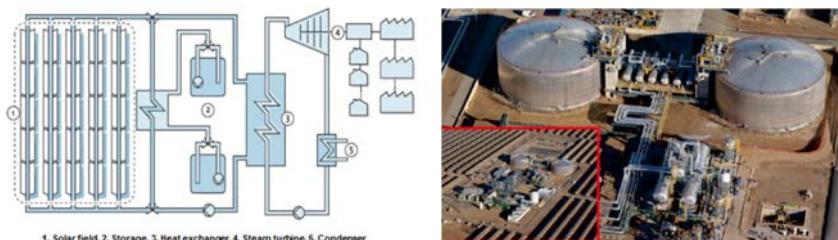


Abbildung 3.13: Schema (links) und TES (rechts) des solarthermischen Kraftwerks Andasol 3 [49]

Gemasolar: 2-Tank-Speicher (direktes Speichersystem)

In Fuentes de Andalusia (Spanien) ist im Jahr 2011 der Betrieb des solarthermischen Kraftwerks Gemasolar aufgenommen worden. Dieses Turmkraftwerk hat eine Nettoleistung von 19,9 MW_{el} und soll pro Jahr 110 GWh elektrische Energie produzieren (ca. 5.500 Vollaststunden). Wie beim Parabolrinnenkraftwerk Andasol 3 kommt hier ein 2-Tank-Speicher zum Einsatz, in dem eine Salzschmelze als Speichermedium dient. Da die Salzschmelze gleichzeitig Wärmeträgerfluid des Receivers ist, handelt es sich hier jedoch um ein direktes Speichersystem.

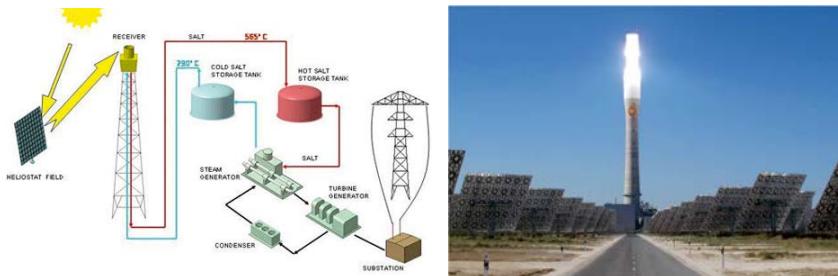


Abbildung 3.14: Schema (links) und Bild (rechts) des solarthermischen Kraftwerks Gemasolar [50]

Mit einer Temperaturdifferenz von 275 K zwischen Kaltspeicher (290 °C) und Warmspeicher (565 °C) und einer Salzmasse von ca. 8.500 Tonnen ergibt sich eine Kapazität von ca. $800\text{ MWh}_{\text{th}}$ und eine Speicherdauer von 15 Stunden [50]. Das Kraftwerk kann somit einen 24-Stunden Vollastbetrieb realisieren. Mit Hilfe des vergleichsweise großen TES wurde mit dem Kraftwerk Gemasolar bereits ein durchgehender Betrieb über 36 Tage erreicht [51].

Planta Solar 10: Dampfspeicher (direktes Speichersystem)

Das solarthermische Turmkraftwerk Planta Solar 10, welches in Sevilla (Spanien) seit 2007 in Betrieb ist, hat eine elektrische Nettoleistung von 11 MW_{el} . In diesem Kraftwerk sollen pro Jahr 23 GWh elektrische Energie produziert werden, was etwa 2.100 Vollaststunden entspricht. Anhand der vergleichsweise geringen Vollaststundenzahl lässt sich schon ableiten, dass kein großer TES zur Überbrückung der Nachstunden installiert ist. Jedoch ist am Kraftwerksstandort ein Speichersystem zur kurzfristigen Überbrückung von schwankenden Einstrahlungsbedingungen vorhanden. Das Speichersystem besteht aus vier Dampfspeichern mit einer Kapazität von $20\text{ MWh}_{\text{th}}$, was einen Betrieb der Dampfturbine in 50 % Last für 50 Minuten ermöglicht. Aufgrund eines Solarvielfachen von 1,3 lässt sich während guter Einstrahlungsbedingungen ein Teil des Frischdampfes ($250\text{ °C} / 40\text{ bar}$) zum Beladen der Dampfspeicher nutzen. In Zeiträumen mit schlechten Einstrahlungsbedingungen lässt sich dann Dampf ausspeichern, sodass die Dampfturbine zwischen dem maximalen Speicherdruck und dem Mindestdruck bei 50 % Dampfturbinenleistung betrieben werden kann. Ein vergleichbares Speicherkonzept ist im Kraftwerk Planta Solar 20 installiert [52].

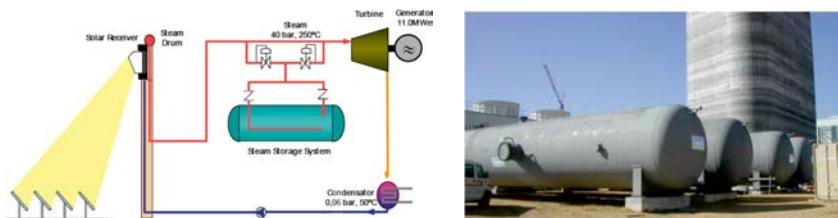


Abbildung 3.15: Schema (links) und TES (rechts) des solarthermischen Kraftwerks Planta Solar 10 [52]

Berlin-Charlottenburg: Dampfspeicher (direktes Speichersystem)

Die größte jemals realisierte Anwendung eines Dampfspeichers im Bereich der Stromerzeugung war die Dampfspeicheranlage im Kraftwerk Berlin-Charlottenburg [53]. Diese Dampfspeicheranlage wurde im Jahr 1929 erbaut und hatte ein Volumen von 5.000 m³ und eine Kapazität von 67 MWh_{th}. In Zeiten einer hohen Stromnachfrage wurde Sattdampf bei maximal 14 bar aus den 16 Speicherbehältern ausgespeichert und über zwei zusätzliche Speicherturbinen (jeweils 20 MW_{el}) entspannt [54]. Die Reaktionszeit des Dampfspeichers war mit einer Ansprechzeit von 7 Sekunden und einer Zeit bis Vollast von 11,5 Sekunden sehr gering, was einen Einsatz von Dampfspeichern zur Erbringung von Systemdienstleistungen möglich erscheinen lässt [55]. Die Dampfspeicheranlage ist heute nicht mehr in Betrieb.

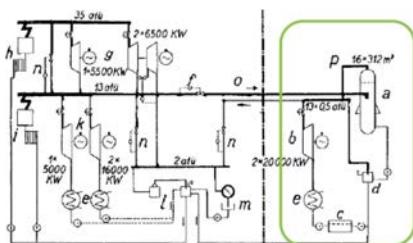


Abbildung 3.16: Schema (links) und TES (rechts) des Kraftwerks Berlin-Charlottenburg [54]

Fernwärmespeicher bei Heizkraftwerken (direktes Speichersystem)

Zusätzlich zum Einsatz von TES zur Stromerzeugung können Heißwasserspeicher in Kombination mit Fernwärme zur Flexibilisierung von Heizkraftwerken beitragen. Fernwärmespeicher führen dabei zu einer zeitlichen Entkoppelung von Wärmeerzeugung und -verbrauch und ermöglichen somit einen flexibleren Betrieb einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK).

Ein Beispiel dazu ist der weltweit erste Hochdruckspeicher auf dem Gelände des Kraftwerks Simmering in Wien. Der dort errichtete Heißwasserspeicher hat einen Druck von 15 bar und kann heißes Wasser mit einer Temperatur bis zu 150 °C speichern. Bei einem Speichervolumen von 11.000 m³ ergibt sich eine Speicherkapazität von 850 MWh_{th} [56], [57].

Am Kraftwerksstandort Düsseldorf-Lausward ist Ende 2016 ein weiterer großer

Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von 1.340 MWh_{th} in Betrieb gegangen. Der dort errichtete Heißwasserspeicher hat bei einer Höhe von 58 Metern und einem Durchmesser von 30 Metern ein Volumen von ca. 35.700 m³ [58].



Abbildung 3.17: Bild des Hochdruckspeichers am Kraftwerk Simmering in Wien [56]

3.4.3 Forschung und Entwicklung für TES im Bereich der Stromerzeugung

Neben den oben vorgestellten bereits realisierten Anwendungen wird aktuell weiter über die TES-Integration im Bereich der Stromerzeugung geforscht. Ein Fokus dabei bildet die Forschung über Feststoff- und Hochtemperatur-Wärmespeicher, z.B. in Verbindung mit solar-thermischen Turmkraftwerken und Temperaturen bis zu 1000 °C. Latente Wärmespeicher haben aktuell einen vorkommerziellen Status (mit einem Demonstrationsmaßstab von bis zu 1 MWh). Genauso sind thermochemische Speicher zum jetzigen Zeitpunkt noch Gegenstand der Forschung und Konzeptentwicklung. Sensible Wärmespeicher (insbesondere Flüssigsalzspeicher und Dampfspeicher) sind kommerziell verfügbar und wurden bereits häufig eingesetzt. Der Kernpunkt der Forschung hinsichtlich sensibler Wärmespeicher liegt in der Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke [59]. Dabei werden die nachfolgend aufgelisteten Zielstellungen verfolgt, die übereinstimmend zu den in Kapitel 2 dargestellten Anforderungen an konventionelle Kraftwerke sind:

- Absenkung der Mindestlast,
- temporäre Überlast ohne Erhöhung der Feuerungswärmeleistung,
- Erzeugung positiver und negativer Regelleistung und
- Verkürzung des Anfahrvorgangs.

Der Tabelle A.1 im Anhang ist eine Übersicht über abgeschlossene und laufende Forschungsprojekte mit dem Fokus der Kraftwerksflexibilisierung durch TES zu entnehmen.

Hinsichtlich der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke durch eine TES-Integration sei noch aufgeführt, dass zur Absenkung der Mindestlast oder zur längerfristigen Speicherung von Energie enorme Speicherkapazitäten benötigt werden, die einen erheblichen Platzbedarf und Investitionsaufwand bedeuten. Wichtige Fragestellungen bei der TES-Integration, die im Rahmen dieser Arbeit in Kapitel 5 und 6 behandelt werden, sind ebenfalls die koordinierte Nutzung des durch die Entkopplung von Dampferzeuger und Dampfturbine gewonnenen Freiheitsgrades sowie die Bestimmung einer technisch-ökonomisch sinnvollen Speicherdimensionierung.

3.5 Referenzprozess

Für den Aufbau eines dynamischen Kraftwerksmodells ist es zweckmäßig ein bestehendes Kraftwerk als Basis zu verwenden. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit auf die Auslegungsdaten (z.B. Geometrien und Regelungsstrukturen) zurückzugreifen und somit eine realitätsnahe Parametrierung des Kraftwerksmodells durchführen zu können. Zusätzlich ermöglicht die Modellierung einer bestehenden Anlage den Vergleich der Simulationsergebnisse mit gemessenen Betriebsdaten, wodurch die Gültigkeit des dynamischen Simulationsmodells validiert werden kann.

Als Basis für den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellaufbau dient das Steinkohlekraftwerk Voerde. Diese Anlage wurde im Forschungsprojekt Partner-Dampfkraftwerk [27] vom beteiligten Projektkonsortium als Referenzkraftwerk ausgewählt, wodurch eine umfangreiche Datenbasis hinsichtlich Auslegungsdaten und Messreihen vorliegt. Grundsätzlich sind

der verfahrenstechnische Aufbau und die leittechnischen Strukturen vieler kohlebefeueter Dampfkraftwerke zueinander vergleichbar. Aus diesem Grund können die gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der Flexibilisierung kohlebefeueter Dampfkraftwerke in qualitativer Form auch auf andere Kraftwerke übertragen werden. Bei der Übertragbarkeit der Ergebnisse ist jedoch auf Unterschiede in den Prozessparametern und Wärmeschaltbildern zu achten.

3.5.1 Wesentliche Daten des Basiskraftwerks

Tabelle 3.4 und Abbildung 3.18 zeigen eine Übersicht der wesentlichen Parameter des Basiskraftwerks sowie das dazugehörige Wärmeschaltbild mit den drei Turbinengruppen (HD-, MD- und ND-Turbine), dem Generator, dem Kondensator, dem Speisewasserbehälter, den drei ND- und zwei HD-Vorwärmern sowie dem Dampferzeuger:

Tabelle 3.4: Wesentliche technische Parameter des Basiskraftwerks nach [60] und [61]

Blockdaten	Bruttolleistung	730 MW _{el}
	Nettowirkungsgrad	38,7 %
Dampferzeuger	Bauart	Benson-Kessel (einfache ZÜ)
	Frischdampfmassestrom	600 kg/s
	Frischdampfparameter	187 bar / 530 °C
	HZÜ-Parameter	36 bar / 530 °C
	Feuerung	32 Wirbelstufenbrenner
Dampfturbine / Vorwärmung	Kohlemühlen	4 Walzenschüsselmühlen
	Anzahl Gehäuse	1 HDT / 1 MDT / 2 NDT
	Anzahl Vorwärmern	3 x NDVW / SpWB / 2 x HDVW

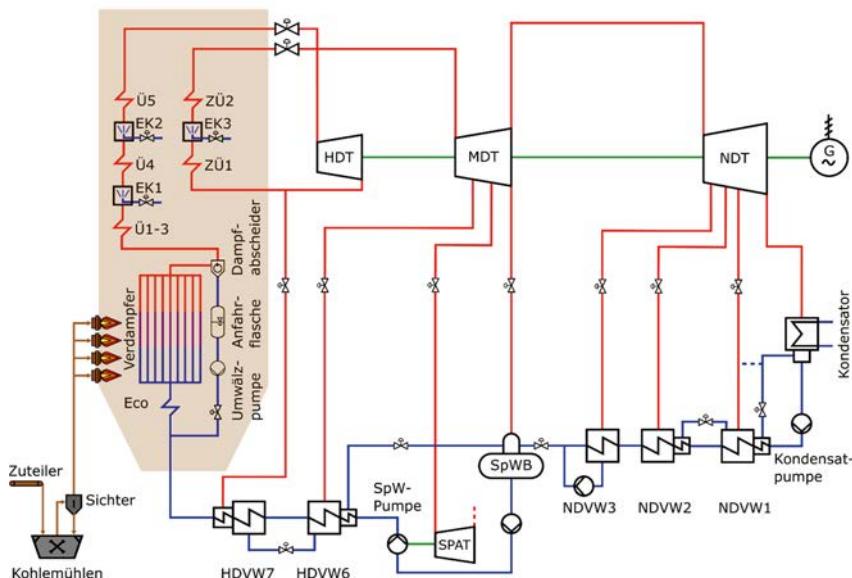


Abbildung 3.18: Wärmeschaltbild des Basiskraftwerks

3.5.2 Aufbau des Dampferzeugers

Der bereits im Wärmeschaltbild enthaltene Dampferzeuger ist in Abbildung 3.19 noch etwas detaillierter dargestellt. Der Zwangsdurchlaufdampferzeuger ist als Zweizugkessel ausgeführt. Im Aufwärtzug sind die vier Brennerebenen angeordnet, die jeweils von einer Kohlemühle mit Kohlenstaub versorgt werden. Außerdem befindet sich im Aufwärtzug die Schräg- und Senkrechtberührung des Verdampfers. Am Austritt des Verdampfers befinden sich die Zyklonabscheider, die während des Umwälzbetriebs sowie bei An- und Abfahrvorgängen eine Phasentrennung zwischen flüssigen und dampfförmigen Wasser vornehmen und das flüssige Wasser der Anfahrflasche zuführen. Die Wände des Querzuges bilden den Ü1, die Wände des Abwärtzuges den Ü2 und die Tragrohre den Ü3. Im Abwärtzug durchströmt das heiße Rauchgas die Rohrbündelheizflächen von Ü5, ZÜ2, Ü4 und ZÜ1 sowie den Economiser.

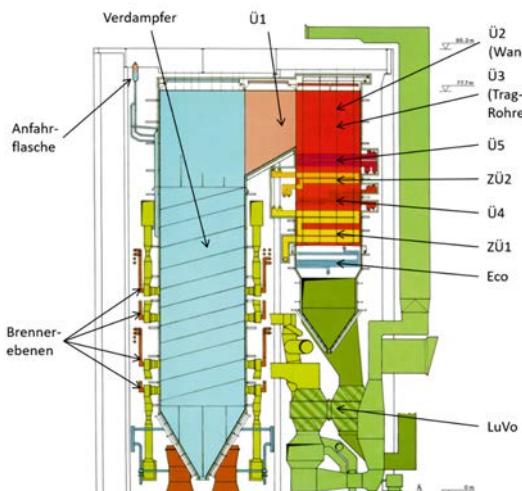


Tabelle 3.5: Heizflächen des Basiskraftwerks nach [61]

Heizfläche	Oberfläche in m ²
Economiser	8.957
Verdampfer	5.566
Überhitzer 1	746
Überhitzer 2	2.402
Überhitzer 3	2.349
Überhitzer 4	6.863
Überhitzer 5	3.115
Zwischenüberhitzer 1	19.460
Zwischenüberhitzer 2	4.226

Abbildung 3.19: Schnittbild des Dampferzeugers nach [27]

3.5.3 Betriebskonzept und Flexibilitätsparameter

Der Betriebsbereich des ausgehend vom Basiskraftwerk modellierten Referenzprozesses erstreckt sich zwischen Vollast und einer Mindestlast bei etwa 25 % P_n . Der Dampferzeuger wird bei den dynamischen Simulationsstudien im modifizierten Gleitdruck gemäß Abbildung 3.20 betrieben. Im oberen Lastbereich werden die HD-Turbinenventile so geregelt, dass konstant 10 bar zur PRL-Bereitstellung vorgehalten werden. Etwas unterhalb von 40 % der Dampferzeugerlast wechselt das Kraftwerk in den Festdruckbetrieb. Im Festdruckbetrieb wird der Austrittsdruck des Dampferzeugers konstant gehalten, um ein Sieden im Economiser zu vermeiden [62]. In einem vergleichbaren Betriebspunkt wechselt der Dampferzeuger auch in den Umwälzbetrieb, in dem das in den Dampfabscheidern zur Anfahrflasche abgetrennte Wasser durch die Umwälzpumpe vor den Economiser zurückgepumpt wird.

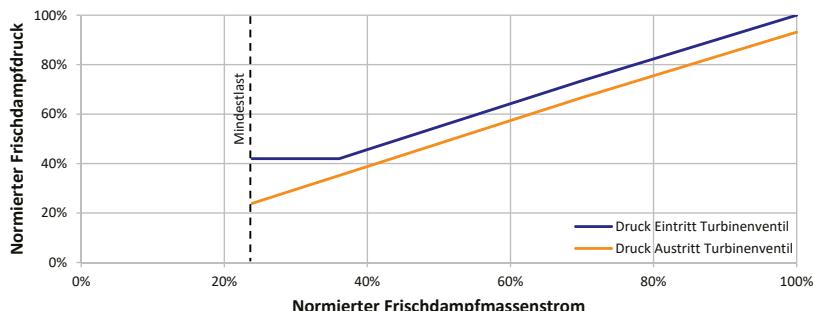


Abbildung 3.20: Angenommener modifizierter Gleitdruckbetrieb des Referenzprozesses

Bei einem kleinen Lastsprung um 10 % P_n von 90 % P_n auf 100 % P_n liegt die mit dem dynamischen Simulationsmodell ermittelte LÄG bei $\pm 0,86 \% P_n/\text{min}$. Bei einem größeren Lastsprung von 50 % P_n auf 100 % P_n erreicht der Referenzprozess eine LÄG von $\pm 1,25 \% P_n/\text{min}$ (siehe Abschnitt 5.2).

In Vollast wird PRL in Höhe von ca. $\pm 3,5 \% P_n$ durch eine Kombination aus der Androsselung der HD-Turbinenventile und der Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVW vorgehalten.

Tabelle 3.6 fasst an dieser Stelle abschließend die Flexibilitätsparameter des Referenzprozesses zusammen, die die Basis für die in Kapitel 5 durchgeführten Simulationsstudien zu den ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen darstellen:

Tabelle 3.6: Übersicht der Flexibilitätsparameter des Referenzprozesses

Flexibilitätsparameter	Wert
Mindestlast	25 % P_n
Maximallast	100 % P_n
LÄG (kleiner Lastsprung um 10 % P_n)*	$\pm 0,86 \% P_n/\text{min}$
LÄG (großer Lastsprung um 50 % P_n)*	$\pm 1,25 \% P_n/\text{min}$
Primärregelleistung (in Vollast)*	$\pm 3,5 \% P_n$

* im Rahmen der vorliegenden Arbeit mithilfe des dynamischen Kraftwerkmodells ermittelt

4 Dynamisches Simulationsmodell

In diesem Kapitel wird in Abschnitt 4.1 zunächst eine kurze Einführung in den Bereich der Kraftwerkssimulation vorgenommen. Anschließend werden in Abschnitt 4.2 die Vorgehensweise beim Aufbau des dynamischen Simulationsmodells und die im Rahmen der vorliegenden Arbeit verwendeten Simulationsprogramme vorgestellt. Es folgt eine Beschreibung der Modellierung wesentlicher Kraftwerkskomponenten in Abschnitt 4.3. Nach einem Überblick über die im dynamischen Simulationsmodell implementierten Regelungsstrukturen in Abschnitt 4.4 wird abschließend in Abschnitt 4.5 die Validierung des dynamischen Simulationsmodells gegenüber Messdaten dargelegt.

4.1 Einführung in die Kraftwerkssimulation

Die Entwicklung der Computertechnik Anfang der 1950er Jahre ermöglichte den erstmaligen Einsatz von Berechnungsprogrammen in der Kraftwerkstechnik. Zunächst wurden diese Berechnungsprogramme für die stationäre Auslegung von Dampferzeugern oder für stationäre Kreislaufberechnungen verwendet. In den 1970er Jahren wurden erstmals instationäre Simulationsprogramme entwickelt, die es ermöglichen das dynamische Verhalten einzelner Kraftwerkskomponenten oder gesamter Kreisläufe zu berechnen [63]. Die Kraftwerkssimulation kommt heutzutage bei verschiedenen Anwendungsfällen und Zielstellungen zum Einsatz, beispielsweise nach [64] für:

- Stationäre Simulationen zur Auslegung einzelner Kraftwerkskomponenten und Teilsysteme,
- stationäre Simulationen mit gegebenen Kraftwerkskomponenten für Volllast- und Teillastberechnungen,
- instationäre Simulationen mit gegebenen Kraftwerkskomponenten (inkl. Steuerung und Regelung) sowie
- Validierung und Monitoring.

In Kraftwerkssimulationsprogrammen werden einzelne Komponentenmodelle auf Basis der Erhaltungsgleichungen von Masse, Energie und Impuls hinterlegt. Die grundlegende Unterscheidung zwischen (quasi-) stationären und instationären Komponentenmodellen ist die Berücksichtigung zeitlicher Ableitungen in den Bilanzgleichungen. Bei **(quasi-) stationären Komponenten** werden die zeitlichen Ableitungen vernachlässigt, wohingegen das zeitliche Verhalten bei **instationären Komponentenmodellen** durch entsprechende Speicherterme berücksichtigt wird.

Bei der dynamischen Kraftwerkssimulation stellt sich die Frage, welche Komponentenmodelle instationär abgebildet werden sollen. Hierbei ist entscheidend, welche Komponenten den größten Einfluss auf das dynamische Verhalten des Kraftwerksblocks bzw. des betrachteten Teilsystems aufweisen. Das Unterscheidungskriterium ist die Geschwindigkeit, mit der eine

Komponente nach einer Änderung der thermodynamischen Randbedingungen (z.B. Temperaturänderung) wieder einen Gleichgewichtszustand erreicht. Tabelle 4.1 zeigt eine typische Klassifizierung von Kraftwerkskomponenten in die beiden genannten Kategorien, die je nach Zielstellung der Simulationsstudien bzw. verwendeten Simulationsprogrammen jedoch variieren kann.

Tabelle 4.1: Typische Klassifizierung von Kraftwerkskomponenten in (quasi-) stationär und instationär [64]

(Quasi-) Stationäre Komponenten	Instationäre Komponenten
Pauschale Energie-/Wärmezufuhr oder -abfuhr	Wasserspeicher (Speisewasserbehälter etc.)
Brennkammer	Trommel
Mischstellen & Verzweigungen	Druckluftspeicher
Wasserabscheider	Wärmeübertrager
Dampf-/Gasturbine	
Pumpe	
Verdichter & Gebläse	
Drosselstelle	

(Quasi-) Stationäre Komponenten reagieren unmittelbar oder nur mit geringer zeitlicher Verzögerung auf eine Änderung in den thermodynamischen Randbedingungen. Da die Zeitkonstanten vergleichsweise gering sind, kann die Dynamik im Vergleich zu den instationären Komponenten vernachlässigt werden. Dadurch können bei diesen Komponentenmodellen zeitliche Ableitungen (Speicherterme) in den Bilanzgleichungen entfallen. Instationäre Komponenten hingegen weisen ein signifikantes zeitabhängiges Verhalten auf, welches durch zeitliche Ableitungen in den Bilanzgleichungen berücksichtigt wird.

Folglich bestehen dynamische Kraftwerkssimulationsmodelle häufig aus einer geeigneten Kombination aus (quasi-) stationären und instationären Komponentenmodellen, wobei insbesondere die Turbomaschinen (Dampfturbine, Verdichter, Pumpe) sowie Ventile und Drosselstellen mit (quasi-) stationären Komponentenmodellen abgebildet werden. Als instationäre Komponenten werden in einem Dampfkraftwerk insbesondere die dickwandigen Bauteile, die Heizflächen innerhalb des Dampferzeugers und die Zwei-Phasen-Behälter angesehen. Des Weiteren haben auch die Kohlemühlen durch ihr trüges Verhalten einen deutlichen Einfluss auf das zeitliche Verhalten eines Kraftwerksblocks.

Eine umfangreiche Auflistung von Programmen zur stationären und dynamischen Kraftwerkssimulation findet sich z.B. in [64].

Mit den in Kapitel 2 beschriebenen steigenden Flexibilitätsanforderungen an konventionelle Dampfkraftwerke nimmt ebenfalls die Bedeutung der dynamischen Kraftwerkssimulation zu. Dynamische Kraftwerkssimulationsmodelle ermöglichen die Abbildung und Berechnung des transienten Betriebsverhaltens von Bestandsanlagen und Neubauten, einschließlich der Berücksichtigung aller relevanten Regelungsstrukturen und Stellorgane. Die Anwendung dynamischer Simulationsmodelle im wissenschaftlich-technischen Forschungsbereich bietet daher die Möglichkeit der Bewertung verschiedener Flexibilisierungsmaßnahmen, wie z.B.:

- die Absenkung der Mindestlast,
- die Steigerung der LÄG inkl. der Bereitstellung von (Primär-) Regelleistung,
- die Reduktion der Anfahrzeiten und -kosten,
- Untersuchungen zur Integration thermischer Energiespeicher und
- Untersuchungen zur Anpassung von Regelungsstrukturen und Regelkonzepten.

4.2 Aufbau des Simulationsmodells und verwendete Software

Der Aufbau des dynamischen Simulationsmodells im Rahmen der vorliegenden Arbeit kann in die drei folgenden Schritte aufgeteilt werden:

1. Aufbau eines stationären Simulationsmodells
2. Aufbau eines dynamischen Simulationsmodells
3. Validierung mit Messwerten

Im **ersten Schritt** wird ein stationäres Gesamtsystemmodell zum Basiskraftwerk aufgebaut. Dieses beinhaltet eine umfangreiche Abbildung des Wasser-/Dampfkreislaufs sowie eine detaillierte Modellierung des Dampferzeugers, bei der jede einzelne Heizfläche bilanziert wird. Für den Aufbau des stationären Gesamtsystemmodells wird das Kraftwerksberechnungsprogramm EBSILON® Professional in der Release 13 verwendet. Das stationäre Simulationsmodell stellt die Startwerte (Auslegungs- und Initialisierungsgrößen) für das dynamische Kraftwerkmodell bereit und wird zusätzlich für erste stationäre Abschätzungen einzelner Flexibilitätsoptionen herangezogen (z.B. Berechnung von Teillastpunkten mit abgesenkter Mindestlast).

Im **zweiten Schritt** erfolgt der Aufbau des dynamischen Simulationsmodells.

Für die dynamische Kraftwerkssimulation wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit die **Kraftwerksbibliothek ClaRa (Release 1.2.2) in Modelica/Dymola** verwendet. Modelica ist in diesem Zusammenhang eine frei verfügbare, objektorientierte Modellierungssprache, die zur Simulation von physikalischen Modellen genutzt werden kann. Physikalische Modelle können dabei beispielsweise mechanische, thermische, hydraulische und elektrische Systeme sein. Dymola ist eine Software zur Nutzung von Modelica-Bibliotheken und stellt die grafische Entwicklungsumgebung und die für die Simulation benötigten Solver zur Verfügung. Neben Dymola können auch weitere Programme, wie z.B. SimulationX und OpenModelica, zur Nutzung von Modelica-Bibliotheken verwendet werden.

Die Abkürzung *ClaRa* der genutzten Modelica-Komponentenbibliothek steht für *Simulation of Clausius-Rankine Cycles*. Die *ClaRa*-Bibliothek wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes DynCap zwischen 2011 und 2014 aufgebaut [65] und im Folgeprojekt DynStart seit 2015 hinsichtlich der Simulation von tiefen Lastpunkten und An-/Abfahrvorgängen kontinuierlich weiterentwickelt [66]. An der Entwicklung der Bibliothek sind die Unternehmen TLK-Thermo GmbH und XRG Simulation GmbH sowie die Institute für Thermofluiddynamik und für Energietechnik der Technischen Universität Hamburg-Harburg beteiligt. Die *ClaRa*-Bibliothek ist frei verfügbar und hat einen

offenen Programmiercode, wodurch die Änderung bestehender sowie die Erstellung eigener Komponentenmodelle ermöglicht wird. Durch eine Vielzahl von vorhandenen Komponentenmodellen werden die dynamische Simulation und damit eine detaillierte Betrachtung des transienten Betriebsverhaltens von thermischen Kraftwerken ermöglicht.

Abbildung 4.1 gibt einen Überblick der Komponentengruppen in der *ClaRa*-Bibliothek. Innerhalb dieser Gruppen gibt es dann eine Auswahl von Einzelmodellen zu den jeweiligen Kraftwerkskomponenten. Im Modellierungskonzept der *ClaRa*-Bibliothek gibt es dabei vier sogenannte *Levels of Detail* [67]:

- L1: Modelle, die keine Aufschlüsse über die Zustände im Inneren der Komponente erlauben, sondern nur die Prozessgrößen an ihren Grenzen bilanzieren (kein Kontrollvolumen). Dazu zählen die stationären Komponentenmodelle (z.B. Pumpen, Dampfturbinen, Ventile) sowie Komponentenmodelle, die auf Kennlinien oder Übertragungsfunktionen basieren (z.B. einfaches Kohlemühlenmodell auf Basis von PT_n -Gliedern).
- L2: Modelle, die auf einer summarischen Bilanzierung aller relevanten Energie-, Massen- und Impulsströme basieren (ein einziges Kontrollvolumen). Sie erlauben erste Aufschlüsse über das Verhalten in ihrem Inneren (z.B. Mischpunkte, Dampfleitungen).
- L3: Modelle, die die Energie-, Massen- und Impulsbilanzen für eine fest definierte Anzahl von Kontrollvolumen aufstellen. Die Zonen haben dabei eine variable Ausdehnung. Solche Modelle geben einen Aufschluss über die thermodynamischen Verhältnisse in den einzelnen Zonen bzw. Volumen (z.B. Zwei-Phasen-Behälter, detailliertes Kohlemühlenmodell mit Bilanzräumen für Mahl-, Transport- und Sichtungsprozess).
- L4: Modelle, die die Energie-, Massen- und Impulsbilanzen für eine vom Nutzer definierbare Anzahl von Kontrollvolumen aufstellen (Diskretisierung). Die Kontrollvolumen haben dabei ein konstantes Volumen. Solche Modelle geben einen detaillierten Aufschluss über die lokalen Zustände in einem Bauteil (z.B. Dampfleitungen).

Für viele Kraftwerkskomponenten gibt es in der *ClaRa*-Bibliothek mehrere Einzelmodelle mit einem unterschiedlichen *Level of Detail*, die frei untereinander ausgetauscht werden können. Dieses Konzept erlaubt es, die Komplexität bei der Modellierung eines Systems entsprechend der gewünschten Zielstellungen der Simulation anzupassen. Komponenten, die nicht im Fokus stehen, können durch diesen Ansatz mit einem verringerten Detaillierungsgrad abgebildet werden. Dadurch kann der Aufwand hinsichtlich Modellerstellung und Rechenzeit auf das notwendige Maß beschränkt werden, ohne dabei unerwünschte Informationsverluste bei der Auswertung der Simulationsergebnisse hinnehmen zu müssen. Je höher der Detaillierungsgrad gewählt wird, desto größer werden auch die über eine Komponente benötigten Kenntnisse (Auslegung, Geometrien, Kennlinien, usw.).

TurboMachines	Lüfter, Verdichter, Turbinen und Pumpen
HeatExchangers	Wärmeübertrager verschiedener Bauarten und Medien
Mills	Mühlen zur Aufbereitung fester Brennstoffe
VolumesValvesFittings	Volumen, Ventile, Fittings
MechanicalSeparation	Schwerkraftbasierte Phasentrennung, Speicher

Abbildung 4.1: Ausgewählte Komponentengruppen der *ClaRa*-Bibliothek [65]

Neben dem Konzept verschiedener *Level of Detail* gibt es innerhalb einzelner Komponentenmodelle häufig noch die Möglichkeit zwischen unterschiedlichen Methoden für die Berechnung von z.B. Wärmeübergangskoeffizienten oder Druckverlusten auszuwählen. Für den Wärmeübergangskoeffizienten gibt es beispielsweise sogenannte *replaceable models* für die Vorgabe eines massen- oder volumenstromabhängigen Wärmeübergangskoeffizienten oder für die Bestimmung eines Wärmeübergangskoeffizienten auf Basis der Berechnungsvorschriften des VDI-Wärmeatlas.

Die Komponentenmodelle, die in der *ClRa*-Bibliothek enthalten sind, umfassen alle wesentlichen Bauteile eines kohlebefeuerten Dampfkraftwerks und sind gegenüber Literatur- und Messwerten validiert worden. Die *ClRa*-Bibliothek kann darüber hinaus auch zur Modellierung und Simulation von Abhitzedampferzeugern genutzt werden. Während der Simulation greift die *ClRa*-Bibliothek auf externe Stoffdaten aus einer nichtkommerziellen Version der *TILMedia*-Bibliothek zurück und nutzt Funktionen für Druckverluste und Wärmeübergänge der *FluidDissipation*-Bibliothek [66].

Tabelle 4.2: Klassifizierung von Kraftwerkskomponenten im dynamischen Gesamtsystemmodell in (quasi-) stationär und instationär

(Quasi-) Stationäre Komponenten	Instationäre Komponenten
Brennkammer	Speisewasserbehälter
Dampfturbinen	Dampfabscheider & Anfahrflasche
Pumpen & Verdichter	HD- & ND-Vorwärmer
Ventile & Drosselstellen	Strahlungs- & Konvektionsheizflächen
Generator	Dampfleitungen
	Mischpunkte & Verzweigungen
	Kohlemühlen
	Luftvorwärmer

Tabelle 4.2 zeigt die Einteilung der in dieser Arbeit genutzten Einzelmodelle der *ClRa*-Bibliothek in (quasi-) stationäre und instationäre Komponentenmodelle. Im Vergleich zu der typischen Klassifizierung aus der einschlägigen Literatur (vgl. Tabelle 4.1) zeigt sich eine sehr detaillierte Betrachtung dynamischer Vorgänge bei der Nutzung der *ClRa*-Bibliothek.

Anstelle der *ClRa*-Bibliothek in Modelica/Dymola wäre für die dynamische Simulation ebenfalls eine Erweiterung des stationären Gesamtsystemmodells aus dem ersten Schritt und somit die Nutzung des Programms EBSILON®Professional möglich. Seit der Release 11 sind dort Komponentenmodelle für instationäre Wärmetauscher, PID-Regler und Übertragungsfunktionen verfügbar. Die Software EBSILON®Professional ist beispielsweise im Forschungsprojekt Partner-Dampfkraftwerk erfolgreich zur dynamischen Kraftwerkssimulation eingesetzt worden [27]. Aufgrund einer höheren Rechengeschwindigkeit, einer größeren Anzahl bereits verfügbarer instationärer Komponentenmodelle und der Möglichkeit Komponentenmodelle zu modifizieren bzw. zu programmieren, wurde im Rahmen dieser Arbeit jedoch die *ClRa*-Bibliothek zur dynamischen Kraftwerkssimulation vorgezogen.

Neben der verfahrens- und anlagentechnischen Abbildung des Kraftwerksprozesses durch die Verschaltung von Komponentenmodellen ist zusätzlich die Nachbildung der in der Leittechnik implementierten Regelungsstrukturen notwendig.

Nach erfolgtem Aufbau des dynamischen Kraftwerksmodells wird im **dritten Schritt** die Gültigkeit des Simulationsmodells durch den Vergleich von Simulations- und Messwerten geprüft. Sofern dieser Schritt der Validierung erfolgreich ist bietet das dynamische Simulationsmodell die Möglichkeit Prozessverbesserungen bzw. Flexibilisierungsmaßnahmen des Kraftwerksprozesses zu untersuchen und zu bewerten.

4.3 Komponentenmodelle wesentlicher (Teil-) Systeme

Dieser Abschnitt verfolgt das Ziel, einen Überblick über den Detaillierungsgrad der dynamischen Kraftwerksmodellierung mit der *Clara*-Bibliothek zu vermitteln und somit die spätere Interpretation der Simulationsergebnisse zu unterstützen.

4.3.1 Dampferzeuger

Bei einem kohlebefeuerten Dampfkraftwerk sind neben der Kraftwerksleittechnik (siehe Abschnitt 4.4) insbesondere die Kohlezuteilung und -aufbereitung (siehe Abschnitt 4.3.2) sowie der Dampferzeuger für das dynamische Gesamtverhalten verantwortlich.

Ein Dampferzeuger kann dabei in die folgenden drei Teilbereiche untergliedert werden:

1. Rauchgasseite: Wärmeübertragung des Rauchgases an die Heizflächenrohre
2. Rohrwände: Wärmeleitung durch die Heizflächenrohre
3. Wasser-/Dampfseite: Wärmeaufnahme des Wassers in den Heizflächenrohren

Die Modellierung eines Dampferzeugers in der *Clara*-Bibliothek erfolgt modular, in dem diese drei Teilbereiche in Form von einzelnen Komponentenmodellen berücksichtigt werden. Die Einzelmodelle können dann zu einem komplexen und detaillierten Gesamtmodell des Dampferzeugers verknüpft werden. Für die drei oben aufgeführten Teilbereiche gibt es jeweils verschiedene Komponentenmodelle, die sich in den berücksichtigten physikalischen Effekten und im *Level of Detail* unterscheiden.

Abbildung 4.2 zeigt die modulare Abbildung eines Dampferzeugerabschnitts inkl. Wandheizfläche, Rohrbündelheizfläche und Tragrohren. Auf der linken Seite ist das Teilmodell der Rauchgasseite zu erkennen. Über die roten Verbindungen (sog. Konnektoren) werden die berechneten Wärmeströme an die jeweiligen

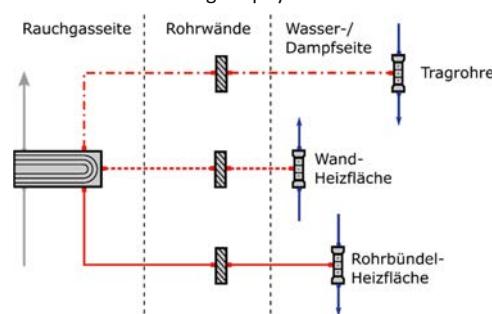


Abbildung 4.2: Modularer Dampferzeugerabschnitt

Außenseiten der Rohrwände übertragen. Die Innenseiten der Rohrwände sind wiederum über rote Wärmestromkonnektoren mit den Strömungsvolumina der wasser-/dampfseitigen Heizflächen verbunden.

Rauchgasseite: Wärmeübertragung des Rauchgases an die Heizflächenrohre

In den Komponentenmodellen der Rauchgasseite (vgl. Abbildung 4.3) werden die vom Rauchgas an die Heizflächenrohre abgegebenen Wärmemengen berechnet. Im Falle von Brennerebenen wird zusätzlich noch eine einfache Verbrennungsrechnung durchgeführt.

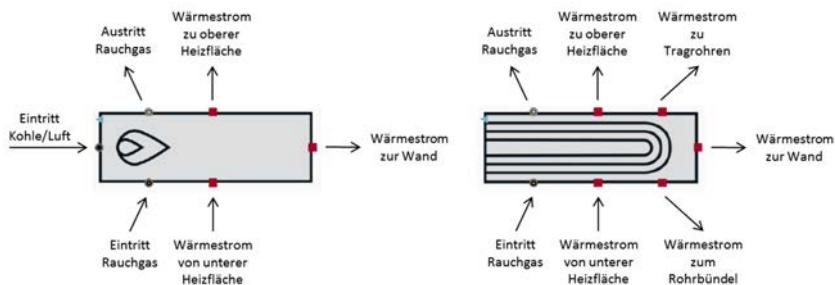


Abbildung 4.3: Rauchgasseitige Komponentenmodelle einer Brennerebene (links) und eines Heizflächenabschnitts mit Rohrbündelheizfläche (rechts) in der *ClaRa*-Bibliothek nach [68]

Basis für die Berechnung der an die Außenseite der Heizflächenrohre abgegebenen Wärmeströme ist die Vorgabe der geometrischen Abmaße des Rauchgaskanal-Abschnittes und der darin enthaltenen Heizflächen. Für die Bestimmung der Wärmeübergangskoeffizienten gibt es in der *ClaRa*-Bibliothek verschiedene *replaceable models*. So ist es zweckmäßig, bei vergleichsweise kleinen Heizflächen (wie z.B. den Tragrohren) einen konstanten oder massenstromabhängigen Wärmeübergangskoeffizient vorzugeben, der im Vorfeld mithilfe eines stationären Dampferzeugermodells bestimmt wurde. Insbesondere im Bereich der Wandheizflächen des Verdampfers und in den Rohrbündelheizflächen der Überhitzer und Zwischenüberhitzer empfiehlt sich jedoch eine detaillierte Berechnung der Wärmeübergangskoeffizienten. Hierbei kann in der *ClaRa*-Bibliothek zwischen den folgenden *replaceable models* ausgewählt werden, die auf den Berechnungsgleichungen des VDI-Wärmeatlas basieren [69]:

- Konvektion bei der Strömung längs einer ebenen Wand,
- Konvektion bei der Querströmung um Rohrbündel,
- Konvektion und Strahlung bei der Querströmung um Rohrbündel,
- Konvektion bei der Querströmung um berippte Rohrbündel,
- Konvektion an einzelnen längsumströmten Rohren,
- Wärmestrahlung zwischen Gas und Wand sowie
- Wärmestrahlung zwischen Gas und Gas.

Sofern in einer Rohrbündelheizfläche der Anteil der Wärmestrahlung am Wärmeübergang nicht vernachlässigt werden kann (insbesondere bei hohen Rauchgastemperaturen in den ersten Überhitzerheizflächen), ist die Wahl des *replaceable models* mit der Berücksichtigung von Konvektion und Strahlung bei der Querströmung um ein Rohrbündel zu empfehlen. Der Wärmestrom vom Rauchgas an das Rohrbündel kann dabei nach Gleichung (4.1) als Summe des konvektiven und strahlungsbasierten Wärmestroms bestimmt werden [68]:

$$\dot{Q}_{\text{ges}} = \dot{Q}_{\text{kond}} + \dot{Q}_{\text{str}} \quad (4.1)$$

Der Wärmestrom der Konvektion wird auf der Basis des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten α_{RG} , der Wärmeübertragungsfläche A und der mittleren Temperaturdifferenz zwischen Rauchgas und Heizflächenrohr ΔT_m bestimmt:

$$\dot{Q}_{\text{kond}} = \alpha_{\text{RG}} A \Delta T_m \quad (4.2)$$

Der konvektive Wärmeübergangskoeffizient α_{RG} berechnet sich aus der Nußelt-Zahl der Rohrbündelheizfläche $Nu_{\text{Bündel}}$, der Überströmlänge l und der Wärmeleitfähigkeit λ . Die Bestimmung von $Nu_{\text{Bündel}}$ kann dabei den Berechnungsvorschriften des VDI Wärmeatlas [69] entnommen werden:

$$\alpha_{\text{RG}} = \frac{Nu_{\text{Bündel}} \lambda}{l} CF_{\text{fouling}} \quad (4.3)$$

Um eine Heizflächenverschmutzung zu berücksichtigen, wird in Gleichung (4.3) zusätzlich der sogenannte Verschmutzungsfaktor CF_{fouling} eingeführt, der den ideal bestimmten Wärmeübergangskoeffizienten abwertet. Bei korrekter Vorgabe aller geometrischen Abmaße und der Auswahl eines passenden *replaceable models* für den Wärmeübertragungskoeffizienten ist der Verschmutzungsfaktor der Freiheitsgrad, der für eine Anpassung der je Heizfläche übertragenen Wärme an gemessene oder in der Kesselauslegung berechnete Wärmeströme genutzt wird. Typischerweise liegen die Verschmutzungsfaktoren bei etwa 0,75.

Neben dem konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten α_{RG} ist ebenso die mittlere Temperaturdifferenz zwischen dem Rauchgas und der Heizflächenwand entscheidend für die konvektiv übertragene Wärmemenge. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ΔT_m wird in den rauchgasseitigen Komponentenmodellen der *ClaRa*-Bibliothek mit der nachfolgenden Gleichung (4.4) aus der Eintrittstemperatur $T_{\text{RG},\text{ein}}$ und der Austrittstemperatur $T_{\text{RG},\text{aus}}$ der Rauchgaszone sowie der Rohrwandtemperatur der Heizfläche $T_{\text{Wand,außen}}$ bestimmt [68]:

$$\Delta T_m = \frac{(T_{\text{Wand,außen}} - T_{\text{RG},\text{ein}}) - (T_{\text{Wand,außen}} - T_{\text{RG},\text{aus}})}{\ln \left(\frac{T_{\text{Wand,außen}} - T_{\text{RG},\text{ein}}}{T_{\text{Wand,außen}} - T_{\text{RG},\text{aus}}} \right)} \quad (4.4)$$

Durch den modularen Ansatz und der damit verbundenen Trennung zwischen Rauchgasseite und Wasser-/Dampfseite geht in die Berechnung der logarithmischen Temperaturdifferenz ΔT_m lediglich die Rohrwandtemperatur der Heizfläche $T_{\text{Wand,außen}}$ und nicht die Eintritts- und Austrittstemperaturen des Arbeitsfluids ein. Somit wird keine Unterscheidung zwischen der Flussrichtung der Wasser-/Dampfseite (Gegenstrom oder Gleichstrom) getroffen.

Die zusätzlich zur Konvektion vorliegende Wärmestrahlung tritt insbesondere bei hohen Temperaturen auf. Die Strahlung in Form elektromagnetischer Wellen setzt sich dabei aus der Gasstrahlung der im Rauchgas enthaltenen Bestandteile CO_2 , H_2O , CO und SO_2 und der Festkörperstrahlung der mitgeführten Flugasche-, Koks- und Rußpartikel sowie der Heizflächenrohre zusammen. Bei der Gasstrahlung in einem Dampferzeuger liefern vor allem H_2O und CO_2 einen nennenswerten Beitrag [62]. Die durch Strahlung vom Rauchgas an die Heizfläche übertragene Wärmemenge wird folgendermaßen berechnet:

$$\dot{Q}_{\text{str}} = A \text{CF}_{\text{fouling}} \sigma \frac{\varepsilon_{\text{Wand}}}{\alpha_{\text{Absorption}} + \varepsilon_{\text{Wand}} - \alpha_{\text{RG}} \varepsilon_{\text{Wand}}} (\alpha_{\text{RG}} T^4_{\text{Wand, außen}} - \varepsilon_{\text{RG}} T^4_{\text{RG, aus}}) \quad (4.5)$$

Die Wärmeaustauschfläche A wird bei der Berechnung mit dem Verschmutzungsfaktor $\text{CF}_{\text{fouling}}$ abgewertet. Neben den Temperaturen der Heizflächenrohre und des Rauchgases, die in ihrer vierten Potenz eingehen, wird die Stefan-Boltzmann-Konstante σ , der Absorptionskoeffizient des Rauchgases $\alpha_{\text{Absorption}}$ sowie die Emissionskoeffizienten von Rauchgas ε_{RG} und Rohrwand $\varepsilon_{\text{Wand}}$ in Gleichung (4.5) berücksichtigt.

Die Komponentenmodelle für Brennerebenen besitzen, wie bereits in Abbildung 4.3 angedeutet, einen zusätzlichen Konnektor für die Zuführung von Kohle und Verbrennungsluft. Innerhalb dieses Komponentenmodells wird eine Verbrennungsrechnung auf der Basis des unteren Heizwertes der Kohle durchgeführt. Die bei der Verbrennung freigesetzte Wärme geht dann in die Energiebilanz des Rauchgasabschnittes ein.

Durch die Verschaltung der einzelnen Brennerebenen kann eine Brennkammer somit in eindimensionaler Diskretisierung abgebildet werden. Sofern komplexe dreidimensionale Vorgänge (z.B. räumliche Flammenverteilung und Schieflagen) nicht im Fokus der Betrachtungen stehen, bildet eine solche eindimensionale Diskretisierung die Verbrennung und Wärmeübertragung innerhalb der Brennkammer mit einer guten Genauigkeit ab.

Rohrwände: Wärmeleitung durch die Heizflächenrohre

Der auf der Rauchgasseite berechnete Wärmestrom wird entsprechend des modularen Ansatzes auf das Komponentenmodell einer Rohrwand übertragen. Innerhalb dieser Rohrwand wird dann die Wärmeleitung

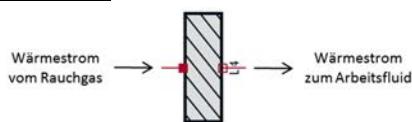


Abbildung 4.4: Komponentenmodell einer Rohrwand in der *ClaRa*-Bibliothek nach [68]

in Richtung des auf der Innenseite strömenden Arbeitsfluids berechnet. In der *ClaRa*-Bibliothek gibt es dabei die Möglichkeit zwischen Komponentenmodellen für eine dünne Wand (Diskretisierung in axialer Richtung) oder für eine dicke Wand (Diskretisierung in radialer Richtung) auszuwählen. Für die Heizflächenrohre wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Komponentenmodell einer dünnen Wand mit dem *Level of Detail* L4 ausgewählt. Dieses Komponentenmodell kann in eine vom Benutzer vorgegebene Anzahl von Volumenelementen in axialer Richtung diskretisiert werden. In radialer Richtung gibt es jeweils nur ein Volumenelement, für das die Energiebilanz aufgestellt wird.

Die an der Außen- und Innenseite der Rohrwand übertragenen Wärmeströme werden dabei auf Basis des Fourierschen Wärmeleitungsgesetzes bestimmt [68]:

$$T_{\text{Wand,innen}} = T_{\text{Wand,mitte}} + \dot{Q}_{\text{innen}} \frac{\ln\left(\frac{d_{\text{außen}} + d_{\text{innen}}}{2 d_{\text{innen}}}\right)}{2 \pi \lambda \Delta x n_{\text{Rohre}}} \quad (4.6)$$

$$T_{\text{Wand,außen}} = T_{\text{Wand,mitte}} + \dot{Q}_{\text{außen}} \frac{\ln\left(\frac{2 d_{\text{außen}}}{d_{\text{außen}} + d_{\text{innen}}}\right)}{2 \pi \lambda \Delta x n_{\text{Rohre}}} \quad (4.7)$$

Dabei stellt T die Temperatur an der Innenseite, in der Rohrwandmitte und an der Außenseite dar, d_{innen} und $d_{\text{außen}}$ den Innen- und Außendurchmesser, λ die Wärmeleitfähigkeit der Rohrwand, Δx die Länge eines Rohrwandelements und n_{Rohre} die Anzahl paralleler Rohre je Heizfläche. Wesentliche Vorgabewerte für die Komponentenmodelle der Rohrwände sind demnach die geometrischen Informationen sowie das verwendete Rohrmaterial.

In axialer Richtung wird kein Wärmeaustausch zwischen den einzelnen Volumenelementen der Rohrwand berechnet. Der Wärmestrom in axialer Richtung kann bei der Modellierung von dünnen Heizflächenrohren vernachlässigt werden, da der Temperaturgradient in radialer Richtung im Vergleich zur Strömungsrichtung deutlich größer ist und somit die Wärmeübertragung in radialer Richtung überwiegt.

Bei der Modellierung von dickwandigen Bauteilen, wie beispielsweise Sammlern und Verteilern, sind die Temperaturunterschiede in radialer Richtung meist von größerer Bedeutung als die Temperaturunterschiede in axialer Richtung. In dem Fall empfiehlt sich die Wahl des Komponentenmodells einer dicken Wand. Bei diesem Komponentenmodell findet eine Diskretisierung in radialer Richtung statt. Zwischen den einzelnen radialen Volumenelementen wird entsprechend der Leitfähigkeit λ Wärme ausgetauscht und es kommt zu einer radialen Temperaturverteilung innerhalb der Rohrwand. Die Temperaturverteilung kann dann beispielsweise zur Analyse der thermischen Belastung eines dickwandigen Bauteils bei schnellen Lautwechseln oder bei Anfahrprozessen ausgewertet werden.

Wasser-/Dampfseite: Wärmeaufnahme des Wassers in den Heizflächenrohren

Der Wärmestrom an der Innenseite der Rohrwand wird auf das in den Rohren strömende Arbeitsfluid übertragen. Dazu stehen dem Nutzer der *Clara*-Bibliothek verschiedene Komponentenmodelle zur Abbildung des Strömungsvolumens eines Rohres zur Verfügung, die sich in der Anzahl der betrachteten Kontrollvolumen sowie in den berücksichtigten physikalischen Effekten unterscheiden.

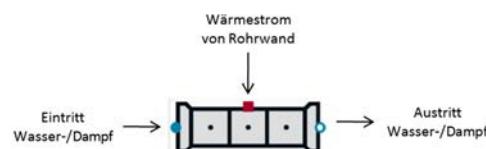


Abbildung 4.5: Komponentenmodell eines Rohres (ohne Rohrwand) in der *ClRa*-Bibliothek nach [68]

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ein Modell des *Level of Detail* L4 ausgewählt, welches das Volumen der Heizflächen – analog zu den Komponentenmodellen der Rohrwände – eindimensional in Strömungsrichtung diskretisiert (vgl. Abbildung 4.5). Somit berücksichtigt dieses Modell die Einspeicherung von Masse und Energie in den einzelnen Kontrollvolumen. Wesentliche Vorgabewerte für ein Rohrmodell sind der Innendurchmesser, die Länge eines einzelnen Rohres, die Anzahl an parallelen Röhren sowie der Wärmeübergangskoeffizient zur Innenwand. Für den Wärmeübergangskoeffizienten zur Innenwand gibt es wiederum verschiedene *replaceable models* zwischen denen der Nutzer auswählen kann, beispielsweise ein konstanter Wärmeübergangskoeffizient oder ein Koeffizient mit einem Nominalwert und einer lastabhängigen Kennlinie. Im Rahmen dieser Arbeit wird das Teillastverhalten des Wärmeübergangskoeffizienten durch eine einfache Massenstromabhängigkeit entsprechend Gleichung (4.8) abgebildet. Diese Vereinfachung ist zulässig, da der Wärmeübergang vom Rauchgas auf das Arbeitsfluid maßgeblich durch den rauchgasseitigen Wärmeübergangskoeffizienten begrenzt wird:

$$\alpha_{\text{Fluid}} = \alpha_{\text{Fluid,nom}} \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{nom}}} \right)^{0.8} \quad (4.8)$$

Die von der Rohrwand an das Arbeitsfluid übertragene Wärmemenge ergibt sich demnach zu:

$$\dot{Q}_{\text{Fluid}} = \alpha_{\text{Fluid}} A (T_{\text{Wand,innen}} - T_{\text{Fluid}}) \quad (4.9)$$

Gesamtmodell des Dampferzeugers

Das dynamische Gesamtmodell des Dampferzeugers wird abschließend durch die Verknüpfung aller Einzelmodelle und Teilabschnitte erstellt und ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Es sind dabei die vier Brennerebenen sowie die Rauchgasabschnitte der weiteren Heizflächen erkennbar. Das Arbeitsfluid Wasser strömt nach einer ersten Aufwärmung im Economiser in die Schräg- und Senkrechtberührung des Verdampfers. Am Austritt des nachfolgenden Gitters 1 ist ein Dampfabscheider inkl. Anfahrrflasche implementiert, um den Umwälzbetrieb in tiefen Teillasten unterhalb des Benson-Punktes abilden zu können. Im weiteren Verlauf erfolgt die Überhitzung und Zwischenüberhitzung des Dampfes inkl. der dazugehörigen Einspritzkühler (EK). Die Sammler und Verteiler der einzelnen Heizflächen sowie der rauchgasseitig am Austritt des Economisers angeordnete Luftvorwärmer sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht in Abbildung 4.6 dargestellt, jedoch im Modell enthalten.

Folgende Hinweise sind bezüglich des Gesamtmodells des Dampferzeugers noch anzubringen:

- Eindimensionale Modellierung von Brennkammer und Rauchgaspfad
 - Keine Berücksichtigung von Flammenstabilität und Strangschiefflagen
- Konstante Verschmutzungsfaktoren CF_{fouling} je Heizfläche
 - Keine Berücksichtigung von veränderten Verschmutzungsgraden (z.B. Rußblasen)
- Fehlende Berücksichtigung einzelner Verbindungsleitungen (z.B. Steig- und Fallrohre)
 - Leichte Unterschätzung der Speicherfähigkeit und Trägheit des Dampferzeugers

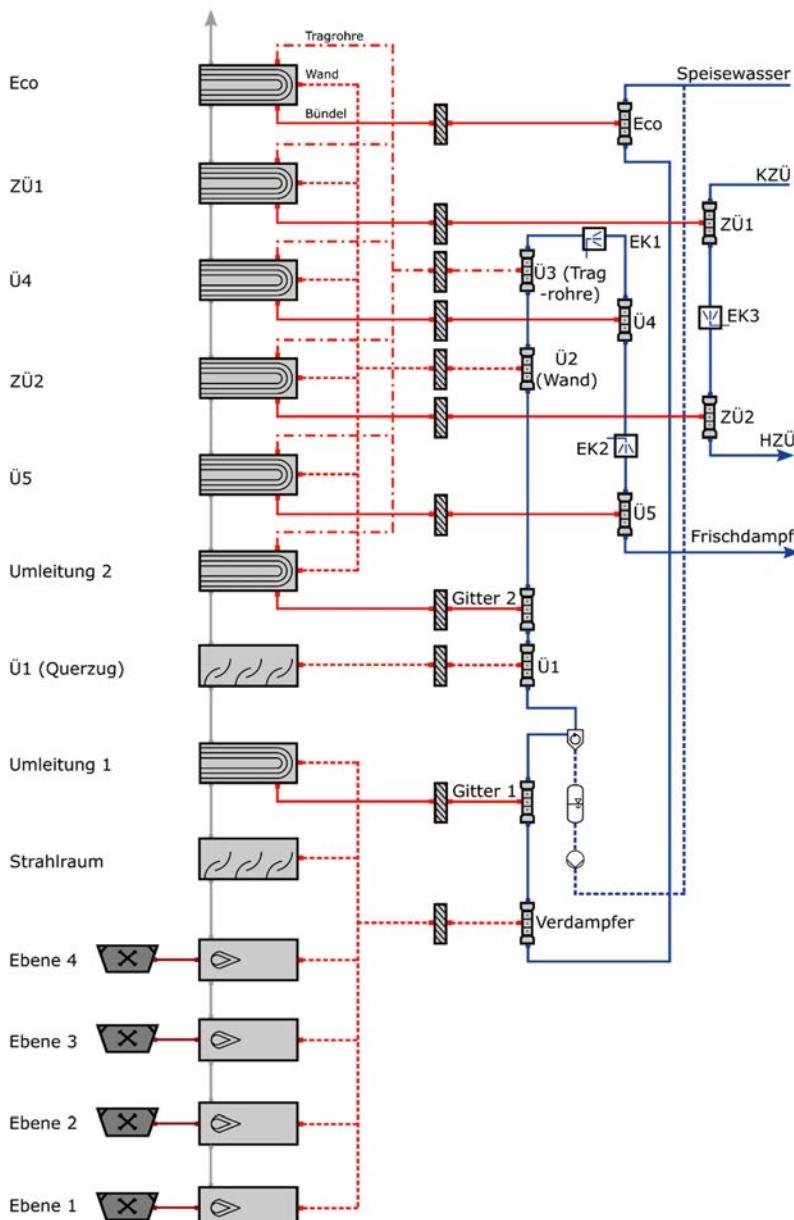


Abbildung 4.6: Gesamtmodell des Dampferzeugers im dynamischen Simulationsmodell

4.3.2 Kohlezuteilung und -aufbereitung

Die Kohlezuteilung und -aufbereitung hat, wie bereits in Abschnitt 4.3.1 erwähnt, einen großen Einfluss auf das dynamische Verhalten des Gesamtsystems und kann dabei in die drei folgenden Teilprozesse untergliedert werden:

1. Kohlezuteilung
2. Mahlvorgang in den Kohlemühlen
3. Kohlenstaubtransport zu den Brennern

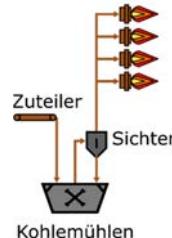


Abbildung 4.7: Schematische Darstellung der Kohlezuteilung und -aufbereitung

Kohlezuteilung

Die in Kohlebunkern zwischengelagerte Rohkohle wird mittels Zuteilern zu den Kohlemühlen gefördert. Die Regelung des Rohkohlemassenstroms erfolgt dabei durch eine Anpassung der Zuteilerdrehzahl. Nach [31] ist die Verzugszeit zwischen einer Änderung der Zuteilerdrehzahl und dem in die Kohlemühle eingebrachten Rohkohlemassenstrom im Vergleich zum zeitlichen Verhalten des Mahlvorgangs in den Kohlemühlen vernachlässigbar. Im dynamischen Kraftwerkmodell wird die Kohlezuteilung daher mittels einer Massenstromquelle abgebildet, in der die Zusammensetzung der verwendeten Referenzkohle vorgegeben wird (vgl. Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Zusammensetzung und unterer Heizwert der verwendeten Referenzkohle

C	H	O	N	S	Asche	H ₂ O	H _u
0,6314	0,0384	0,0801	0,0105	0,0058	0,1293	0,1045	24,45 MJ/kg

Der in die Kohlemühlen eingebrachte Rohkohlemassenstrom wird im dynamischen Simulationsmodell mittels einer Kennlinie aus dem in der Blockregelung gebildeten *Sollwert Dampferzeuger* bestimmt (siehe Abschnitt 4.4.1). Dabei wird das lastabhängige Zu- und Abschalten einzelner Kohlemühlen berücksichtigt, sodass die Kohlemühlen immer in einem zulässigen Lastpunkt betrieben werden.

Mahlvorgang in den Kohlemühlen

In den Kohlemühlen wird die Rohkohle zu einem feinen Kohlenstaub gemahlen, der dann zu den einzelnen Kohlenstaubbrennern gefördert und dort verbrannt wird. Dabei gibt es unterschiedliche Typen und Bauarten von Kohlemühlen, die in Abhängigkeit der Zusammensetzung und Beschaffenheit der Rohkohle zum Einsatz kommen. Bei mit Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerken werden insbesondere Walzenschüsselmühlen verwendet, bei denen Mahlwalzen auf einer rotierenden Mahlschüssel abrollen (vgl. Abbildung 4.8). Die Walzen werden dabei mechanisch oder hydraulisch auf die Mahlschüssel gedrückt und von dieser angetrieben. Beim Abrollvorgang der Mahlwalzen wird die Rohkohle in feine Partikel gemahlen. Der gemahlene Kohlenstaub wird wiederum mit Primärluft, die durch einen Düsenring strömt, beaufschlagt und vom Mahlteller aufgewirbelt. Bevor der Kohlenstaub aus der Kohlemühle ausgetragen

wird, findet eine Trennung zwischen groben und feinen Partikeln an einem Sichter statt. Grobe Partikel fallen nach dem Klassierprozess am Sichter wieder auf den Mahlteller zurück und durchlaufen den Mahlvorgang erneut, wohingegen der feine Kohlenstaub den Bilanzraum der Mühle in Richtung der Kohlenstaubbrenner verlässt.

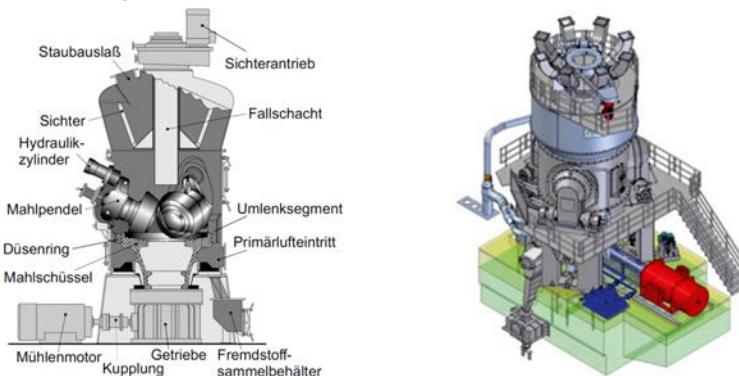


Abbildung 4.8: Aufbau (links) und Modellbild (rechts) einer Walzenschüsselmühle aus [64] und [27]

Die Mahlschüsseln werden von einem Elektromotor angetrieben, wobei der mittlere spezifische Arbeitsbedarf einer Walzenschüsselmühle nach [62] etwa 25-32 kJ/kg beträgt. Bei einem Kohlenstaubmassenstrom von ca. 70 kg/s (Dampferzeugerleistung $\approx 1700 \text{ MW}_{\text{th}}$) ergibt sich ein elektrischer Eigenbedarf in der Größenordnung von ca. 2 MW_{el}.

Da die Kohlemühlen einen wesentlichen Einfluss auf das dynamische Verhalten eines Kraftwerks aufweisen, empfiehlt sich eine detaillierte instationäre Modellierung dieser Kraftwerkskomponente. Das gilt vor allem sofern kurzfristige Leistungsanpassungen, wie sie bei Untersuchungen zur PRL sowie zur LÄG vorliegen, im Fokus der Simulationsstudien liegen.

In der *Clara*-Bibliothek gibt es zu diesem Zweck ein instationäres Komponentenmodell einer Walzenschüsselmühle des *Level of Detail* L3, welches im Wesentlichen auf der Arbeit von Niemczyk et al. basiert [70]. Grundlage dieses Modells ist die Bilanzierung der drei in Abbildung 4.9 dargestellten Kontrollräume für die Rohkohle auf dem Mahlteller (blau), den Kohlenstaub auf dem Mahlteller (grün) und dem von der Primärluft aufgewirbelten Kohlenstaub innerhalb der Transportzone vor dem Sichter (rot).

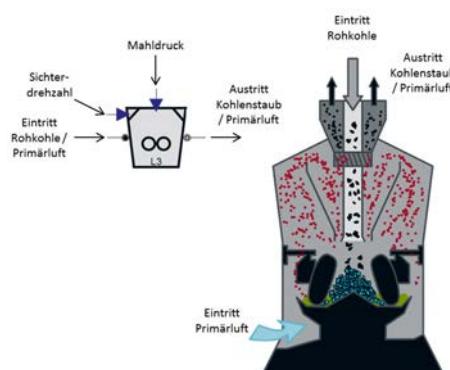


Abbildung 4.9: Komponentenmodell einer Walzenschüsselmühle in der *Clara*-Bibliothek (links) und bilanzierte Kontrollvolumen für Rohkohle und Kohlenstaub (rechts) nach [68]

Unter der Annahme, dass die Kohle entweder als ungemahlene Rohkohle oder als gemahlener Kohlenstaub vorliegt werden die drei Kontrollvolumen mithilfe der in Tabelle 4.4 aufgelisteten Modellparameter bilanziert. Diese Modellparameter können auf der Basis von Auslegungs- und Messwerten einer zugrunde liegenden Kohlemühle angepasst werden. Daher handelt es sich hierbei um ein sogenanntes *grey box Modell*.

Tabelle 4.4: Modellparameter zur Bilanzierung der drei Kontrollvolumen des Kohlemühlenmodells der ClRa-Bibliothek nach [68]

K_1	Anteil der pro Sekunde gemahlenen Kohle bezogen auf die Rohkohle auf dem Mahlteller (blau→grün)
K_4	Anteil des pro Sekunde aus der Mühle austretenden Kohlenstaubs bezogen auf die Masse an gemahlener Kohle in der Transportzone vor dem Sichter (rot→außerhalb Systemgrenze)
K_5	Anteil des pro Sekunde von der Primärluft aufgenommenen Kohlenstaubs bezogen auf die Masse an gemahlener Kohle auf dem Mahlteller (grün→rot)
K_6	Sichterdrehzahl, bei der kein Kohlenstaub mehr aus der Mühle austreten würde
K_9	Anteil des pro Sekunde auf den Mahlteller zurückfallenden Kohlenstaubs bezogen auf die Masse an gemahlener Kohle in der Transportzone vor dem Sichter (rot→blau)

Die auf dem Mahlteller liegende Rohkohle (blau) wird nach Gleichung (4.10) entsprechend des Modellparameters K_1 gemahlen und geht somit in das Kontrollvolumen des gemahlenen Kohlenstaubs auf dem Mahlteller (grün) über:

$$\dot{m}_{\text{gemahlen}} = K_1 m_{\text{Rohkohle,Mahlteller}} \quad (4.10)$$

Der gemahlene Kohlenstaub auf dem Mahlteller (grün) wird nach Gleichung (4.11) dann in Abhängigkeit von der Primärluftmenge und dem Modellparameter K_5 von der Primärluft aufgenommen und geht in die Transportzone vor dem Sichter (rot) über:

$$\dot{m}_{\text{Kohlenstaub zur Transportzone}} = K_5 \dot{m}_{\text{Primärluft}} m_{\text{Kohlenstaub,Mahlteller}} \quad (4.11)$$

Ein Teil des innerhalb der Transportzone befindlichen Kohlenstaubs (rot) wird schließlich entsprechend Gleichung (4.12) aus der Kohlemühle ausgetragen und zu den jeweiligen Brennern transportiert. Ein anderer Teil fällt nach Gleichung (4.13) auf den Mahlteller zur Rohkohle (blau) zurück und repräsentiert somit diejenigen Partikel, die aufgrund ihrer Größe nicht durch den Sichter gelangen würden und weiter aufgemahlen werden müssen:

$$\dot{m}_{\text{Kohlenstaub,Austritt}} = K_4 m_{\text{Kohlenstaub,Transportzone}} * \left(1 - \frac{n_{\text{Sichter}}}{K_6}\right) \quad (4.12)$$

$$\dot{m}_{\text{Kohle zurück zum Mahlteller}} = K_9 m_{\text{Kohlenstaub,Transportzone}} \quad (4.13)$$

Das in der Arbeit von Niemczyk et al. [70] beschriebene *grey box Modell* ist vergleichsweise einfach, kann das transiente Verhalten des Mahlprozesses bei Lastwechseln bzw. bei einer Änderung der Kohlezuteilung jedoch in ausreichender und aussagekräftiger Form abbilden. Über eine Anpassung des Primärluftmassenstroms, eine Variation der Sichterdrehzahl oder

eine Skalierung der Zerkleinerungsrate K_1 kann ebenso das kurzfristige Ein- und Ausspeichern von Kohlenstaub modelliert werden.

Grundsätzlich können Walzenschüsselmühlen je nach Bauart, Hersteller, Größe und Verschleißzustand ein sehr unterschiedliches dynamisches Verhalten aufweisen. Die Parameter des Mühlenmodells werden in der Arbeit von Niemczyk et al. mittels eines evolutionären Algorithmus abgeschätzt. Es zeigte sich dabei, dass für die Kohlemühlen von zwei verschiedenen Herstellern vergleichbare Konstanten abgeschätzt werden konnten. In der Arbeit von Niemczyk et al. sind die in Tabelle 4.5 aufgelisteten Parameter von vier ausgewählten Kohlemühlen angegeben, die den Kohlemühlen der Kraftwerke Stignaes (STV) und Asnaes (ASV) aus Dänemark zuzuordnen sind.

Tabelle 4.5: Parametersätze ausgewählter Steinkohlemühlen nach [70]

Parameter	STV1	STV4	ASV1	ASV3
K_1	0,0390	0,0452	0,0353	0,0353
K_4	0,7664	0,8557	0,5786	0,5556
K_5	0,0049	0,0056	0,0038	0,0048
K_6	2,7329	2,8424	3,0527	2,7727
K_9	0,5222	0,5273	0,6017	0,6017

Abbildung 4.10 zeigt den Verlauf des aus der Mühle ausgetragenen Kohlenstaubs nach einer sprunghaften Erhöhung des eingebrachten Rohkohlemassenstroms für die vier gegebenen Parametersätze. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde der Parametersatz ASV3 für die dynamische Modellierung der Kohlemühlen ausgewählt, da die Sprungantwort dieses Parametersatzes dem zeitlichen Verhalten der Kohlemühlen des Basiskraftwerks (das auf Basis von Messwerten mehrerer Mühlenversuche abgeschätzt wurde) am ähnlichsten ist.

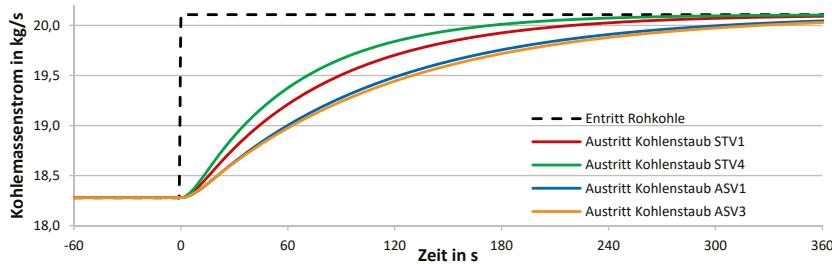


Abbildung 4.10: Zeitlicher Verlauf des aus der Kohlemühle ausgetragenen Kohlenstaubs bei verschiedenen Parametersätzen des grey box Mühlenmodells der ClaRa-Bibliothek (zur besseren Darstellung wurde der Eintrittsmassenstrom auf den Massenstrom getrockneter Kohle umgerechnet)

Neben der instationären Modellierung von Kohlemühlen auf Basis solcher *grey box Modelle* ist es ebenfalls möglich, das zeitliche Übergangsverhalten von Kohlemühlen durch die Nutzung von Verzögerungsgliedern erster oder höherer Ordnung anzunähern. Diese Vorgehensweise erlaubt es jedoch nicht, den Einfluss einzelner Parameter (z.B. Sichterdrehzahl oder Mahldruck) auf den ausgetragenen Kohlenstaubmassenstrom zu untersuchen.

Kohlenstaubtransport zu den Brennern

Der Kohlenstaubmassenstrom am Austritt der Kohlemühlen wird zusammen mit der Primär-luft unmittelbar zu den einzelnen Brennerebenen geführt, in die Brennkammer eingeblasen und dort unter Freisetzung von Wärme verbrannt. Dieses sogenannte direkte Feuerungssystem ist bei mit Steinkohle befeuerten Großkraftwerken vorherrschend, da es wirtschaftlich, sicher und vergleichsweise einfach im Betrieb ist [62].

Eine sich durch den Transportvorgang zu den Kohlenstaubbrennern ergebende Totzeit ist im Vergleich zu den Zeitkonstanten der Kohlemühlen relativ gering. Aus diesem Grund geht im dynamischen Kraftwerkssimulationsmodell die aus den Kohlemühlen ausgetragene Brennstoffmenge direkt zum Eintritt der Brennerebenen über.

4.3.3 Dampfturbinen

In den Dampfturbinen wird durch eine Entspannung des Dampfes mechanische Arbeit an die Turbinenwelle abgegeben, die dann im Generator in elektrische Energie umgewandelt wird.

Im dynamischen Kraftwerkssmodell werden die Dampfturbinen (HD-, MD- und ND-Turbine) in einzelne Turbinengruppen unterteilt. Eine Turbinengruppe kann dabei mehrere Schaufelreihen bzw. Turbinenstufen beinhalten und erstreckt sich immer zwischen den Schnittpunkten mit dem Dampferzeuger bzw. den Anzapfungen zur regenerativen Speisewasservorwärmung. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die einzelnen Turbinengruppen, wie in Tabelle 4.2 aufgelistet, durch (quasi-) stationäre Komponentenmodelle abgebildet. Es wird also die Annahme getroffen, dass das Energie- und Massenspeichervermögen des durch die Turbine strömenden Dampfes sowie die Wärmekapazität des Turbinengehäuses und der rotierenden Massen vernachlässigt werden können. Diese Annahme ist bei der Simulation des Normalbetriebs, also in stationären Betriebspunkten und während Lastwechseln, durchaus zulässig. Sofern Anfahrvorgänge des Dampfkraftwerks simuliert werden sollen, ist zusätzlich eine Berücksichtigung der Wärmekapazität der Dampfturbine empfehlenswert, wie z.B. in [31] beschrieben.

Die Vernachlässigung des Massenspeichervermögens führt zur folgenden (quasi-) stationären Massenbilanz des Dampfturbinenmodells:

$$\dot{m}_{\text{ein}} = \dot{m}_{\text{aus}} \quad (4.14)$$

Der wesentliche Parameter für die Berechnung der Austrittsenthalpie h_{aus} nach Gleichung (4.15) ist der isentrope Wirkungsgrad η_{is} :

$$\eta_{\text{is}} = \frac{h_{\text{ein}} - h_{\text{aus}}}{h_{\text{ein}} - h_{\text{aus},\text{is}}} \quad (4.15)$$

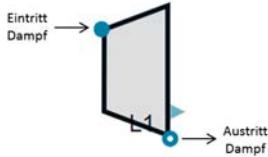


Abbildung 4.11: Komponentenmodell einer Dampfturbine in der *Clara*-Bibliothek nach [68]

Der isentrope Wirkungsgrad η_{is} wird separat für jede modellierte Turbinengruppe innerhalb des Komponentenmodells der *Clara*-Bibliothek vorgegeben. Der Wirkungsgradverlauf in Teillast wird in Form einer lastabhängigen Kennlinie in Abhängigkeit des Dampfmassenstroms oder des Dampfvolumenstroms abgebildet. Sofern Auslegungsunterlagen der Dampfturbine oder Wärmeschaltbilder bzw. Messwerte des Wasser-/Dampfkreislaufs vorliegen, können die voreingestellten Standartwerte des Auslegungswirkungsgrads sowie der Wirkungsgradverlauf in Teillast durch den Benutzer entsprechend angepasst werden. Diese Vorgehensweise wurde auch bei der Modellierung der einzelnen Turbinengruppen des Basiskraftwerks durchgeführt, wobei die Wirkungsgrade auf Basis von Wärmeschaltbildern und Messwerten in verschiedenen Lastpunkten bestimmt wurden.

Die Beziehung zwischen Dampfmassenstrom, Eintrittsdruck und Austrittsdruck wird durch das Dampfkegelgesetz von Stodola beschrieben. Die Abhängigkeit der genannten Parameter kann im dreidimensionalen Raum durch einen Viertelkegel dargestellt werden. Wird bei einem konstanten Gegendruck p_{aus} (blaue Fläche in Abbildung 4.12) der Dampfmassenstrom zur Turbine reduziert, so sinkt ebenfalls der Eintrittsdruck p_{ein} der Dampfturbine. Dieser Effekt tritt beispielsweise dann auf, wenn ein Kraftwerk in Teillast betrieben wird oder eine zusätzliche Dampfmenge zum Beladen eines TES entnommen wird. Wird der Dampfmassenstrom am Eintritt einer Turbinengruppe hingegen erhöht (z.B. bei der kurzfristigen Ausspeicherung von Dampf durch das Öffnen der HD-Turbinenventile), erhöht sich der Eintrittsdruck p_{ein} der Dampfturbine entsprechend.

Die durch eine Dampfturbine abgegebene mechanische Leistung P_T wird mittels Gleichung (4.16) bestimmt, in die der mechanische Wirkungsgrad η_{mech} eingeht:

$$P_T = \dot{m}_{aus} (h_{ein} - h_{aus}) \eta_{mech} \quad (4.16)$$

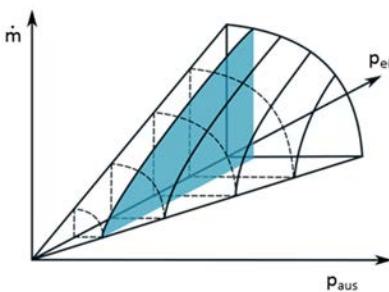


Abbildung 4.12: Grafische Darstellung des Dampfkegelgesetzes von Stodola nach [68]

4.3.4 Zwei-Phasen-Behälter

Neben den Kohlemühlen und den Heizflächen des Dampferzeugers haben ebenfalls die Zwei-Phasen-Behälter durch die Ein- und Ausspeicherung von Masse und Energie einen nennenswerten Einfluss auf das transiente Gesamtverhalten eines Dampfkraftwerks. Im Zusammenhang mit den im folgenden Abschnitt vorgestellten Strukturen der Leittechnik sind die Füllstände der Zwei-Phasen-Behälter eine wichtige Regelgröße für den sicheren und stabilen Kraftwerksbetrieb. Die in den Zwei-Phasen-Behältern zwischengespeicherte Masse und Energie kann darüber hinaus für die kurzfristige Erbringung von Regelleistung genutzt werden

(siehe Abschnitt 3.3). In einem Dampfkraftwerk lassen sich die nachfolgend aufgelisteten Bauteile den Zwei-Phasen-Behältern zuordnen, die im Rahmen der dynamischen Kraftwerkssimulation mittels instationärer Komponentenmodelle abzubilden sind:

- Kondensator,
- ND- und HD-Vorwärmer,
- Speisewasserbehälter,
- Anfahrflasche (bei Zwangsdurchlaufdampferzeugern) oder
- Dampftrommel (bei Naturumlauf- oder Zwangsumlaufdampferzeugern).

Die genannten Kraftwerkskomponenten unterscheiden sich in Funktion, Geometrie und Integrationspunkt im Wasser-/Dampfkreislauf, haben allerdings grundlegende Gemeinsamkeiten für die Bilanzierung von Masse und Energie, auf die hier näher eingegangen wird. Abbildung 4.13 zeigt dazu exemplarisch einen Speisewasserbehälter mit drei eintretenden Massenströmen (Hauptkondensat, Kondensat der HD-Vorwärmer, Anzapfdampf aus Dampfturbine) und dem austretenden Speisewasserstrom.

Für diese Massenströme sowie die im Behälter gespeicherte Fluidmasse und Energie werden nun Bilanzen aufgestellt. Die Komponentenmodelle für Kondensatoren und Vorwärmer berücksichtigen zusätzlich die Wärmeübertragung auf die im Behälter angeordneten Rohre des Kühl- bzw. Speisewassers. Für die Bilanzierung von Zwei-Phasen-Behältern stehen in der *Clara*-Bibliothek zwei Einzelmodelle mit unterschiedlichen *Level of Detail* zur Verfügung:

- L2: Thermodynamisches Gleichgewicht zwischen flüssiger und dampfförmiger Phase
- L3: Separate Bilanzierung der flüssigen und dampfförmigen Phase

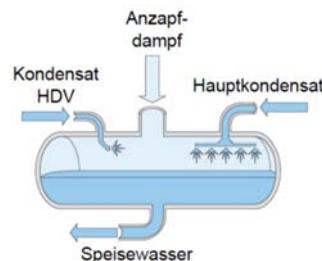


Abbildung 4.13: Modell eines Speisewasserbehälters [31]

L2: Thermodynamisches Gleichgewicht zwischen flüssiger und dampfförmiger Phase

Unter der Annahme eines thermodynamischen Gleichgewichts zwischen flüssiger und dampfförmiger Phase ist es möglich, die Wechselwirkungen an der Phasengrenze zu vernachlässigen (siehe [71], [72]). Somit folgt eine Bilanzierung mit jeweils einer Massen- und Energiebilanz:

$$\frac{dm_B}{dt} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ein}}} \dot{m}_{\text{ein},i} - \sum_{j=1}^{N_{\text{aus}}} \dot{m}_{\text{aus},j} \quad (4.17)$$

$$\frac{d(m_B h_B)}{dt} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ein}}} \dot{m}_{\text{ein},i} h_{\text{ein},i} - \sum_{j=1}^{N_{\text{aus}}} \dot{m}_{\text{aus},j} h_{\text{aus},j} \quad (4.18)$$

Für den Zwei-Phasen-Behälter (Index B) wird ein gemeinsamer thermodynamischer Zustand berechnet, der im Nassdampfgebiet liegt. Unter der Annahme einer idealen Phasentrennung können dann die Massen der dampfförmigen und flüssigen Phase sowie der Füllstand des Behälters bestimmt werden. Die Austrittsgrößen liegen, je nach Füllstand und Höhe des jeweiligen Anschlusses, entweder auf der Siede- oder Taulinie. Diese Form der Modellierung entspricht dem *Level of Detail* L2 (ein Kontrollvolumen) und eignet sich für dynamische Simulationen, in denen die physikalischen Effekte im Bereich der Zwei-Phasen-Behälter (z.B. zeitweise Unterkühlung der flüssigen Phase) von untergeordneter Bedeutung sind, wie beispielsweise bei Simulationsstudien zur Absenkung der Mindestlast ohne besonders schnelle Lastwechsel.

L3: Separate Bilanzierung der flüssigen und dampfförmigen Phase

Sofern ein höherer Detailierungsgrad der Simulationsergebnisse gefordert ist (z.B. bei schnellen Lastwechseln oder einer TES-Integration in der Vorwärmstrecke), sollten beide Phasen separat bilanziert und an der Phasengrenze gekoppelt werden. Dadurch können beide Phasen unterschiedliche thermodynamische Zustände haben und jeweils unterkühlt, im Nassdampfgebiet oder überhitzt sein. Innerhalb der einzelnen Phasen wird dann eine homogene Temperatur angenommen, was jedoch für große Volumen und starke Gradienten nicht immer zutrifft [68].

Abbildung 4.14 veranschaulicht den Modellierungsansatz der *ClRa*-Bibliothek für Zwei-Phasen-Behälter mit einer separaten Bilanzierung der flüssigen und dampfförmigen Phase. Es gibt dabei zwei Kontrollvolumen, die Masse und Energie untereinander austauschen können. Zusätzlich ist der Austausch von Masse und Energie über die Systemgrenze möglich, um Massenströme an Eintritts- und Austrittsleitungen sowie Aufheiz- und Abkühlvorgänge der Gehäusewand zu berücksichtigen. Als Grundlage für diesen Modellierungsansatz des *Level of Detail* L3 sind die Arbeiten von Casella [73] und Meinke [74] zu nennen.

Die Massenbilanzen der beiden Kontrollvolumen berücksichtigen eintretende und austretende Massenströme sowie die Verdampfung und Kondensation an der Phasengrenze zwischen flüssiger (Index f) und dampfförmiger (Index d) Phase:

$$\frac{d\rho_f}{dt} V_f = \sum_{i=1}^{N_{\text{ein}}} \dot{m}_{\text{ein},f,i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{aus}}} \dot{m}_{\text{aus},f,j} + \dot{m}_{\text{kon}} - \dot{m}_{\text{ver}} + \rho_f \frac{dV_f}{dt} \quad (4.19)$$

$$\frac{d\rho_d}{dt} V_d = \sum_{i=1}^{N_{\text{ein}}} \dot{m}_{\text{ein},d,i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{aus}}} \dot{m}_{\text{aus},d,j} - \dot{m}_{\text{kon}} + \dot{m}_{\text{ver}} + \rho_d \frac{dV_d}{dt} \quad (4.20)$$

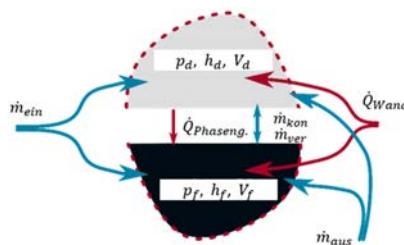


Abbildung 4.14: Kontrollvolumen mit Massen- und Energiestromen bei der Modellierung von Zwei-Phasen-Behältern nach [68]

Die dazugehörigen Energiebilanzen beinhalten die jeweils eintretenden und austretenden Energieströme sowie den Energietransport an der Phasengrenze:

$$\frac{dh_f}{dt} = \frac{1}{m_f} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{ein}}} \dot{m}_{\text{ein},f,i} h_{\text{ein},i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{aus}}} \dot{m}_{\text{aus},f,j} h_{\text{aus},j} + \dot{m}_{\text{kon}} h' - \dot{m}_{\text{ver}} h'' + p \frac{dV_f}{dt} \right. \\ \left. + V_f \frac{dp}{dt} - h_f \left(V_f \frac{d\rho_f}{dt} + \rho_f \frac{dV_f}{dt} \right) + \dot{Q}_{\text{Phasengrenze}} + \dot{Q}_{f,\text{Wand}} \right) \quad (4.21)$$

$$\frac{dh_d}{dt} = \frac{1}{m_d} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{ein}}} \dot{m}_{\text{ein},d,i} h_{\text{ein},i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{aus}}} \dot{m}_{\text{aus},d,j} h_{\text{aus},j} - \dot{m}_{\text{kon}} h' + \dot{m}_{\text{ver}} h'' + p \frac{dV_d}{dt} \right. \\ \left. + V_d \frac{dp}{dt} - h_d \left(V_d \frac{d\rho_d}{dt} + \rho_d \frac{dV_d}{dt} \right) - \dot{Q}_{\text{Phasengrenze}} + \dot{Q}_{d,\text{Wand}} \right) \quad (4.22)$$

Des Weiteren werden in den beiden Energiebilanzen die Wärmeströme $\dot{Q}_{f,\text{Wand}}$ und $\dot{Q}_{d,\text{Wand}}$ deutlich, die die Wärmeübertragung zur Gehäusewand beschreiben. Diese Wärmeströme können mittels verschiedener Modelle zur Berechnung des Wärmeübergangs bestimmt werden und teilen sich dann entsprechend der Volumenanteile der beiden Phasen anteilig auf:

$$\dot{Q}_{f,\text{Wand}} = \dot{Q}_{\text{Wand}} \frac{V_f}{V_{\text{total}}} \quad \text{bzw.} \quad \dot{Q}_{d,\text{Wand}} = \dot{Q}_{\text{Wand}} \frac{V_d}{V_{\text{total}}} \quad (4.23)$$

Die Wechselwirkungen zwischen flüssiger und dampfförmiger Phase werden durch eine Kopplung der beiden Kontrollvolumen berücksichtigt. Diese Kopplung umfasst zum einen den Wärmeaustausch an der Phasengrenze, dessen Wert von der Austauschfläche und der Temperaturdifferenz zwischen den beiden Phasen abhängt. Neben dem Energieaustausch an der Phasengrenze tritt zum anderen auch ein Massenaustausch in Folge von Kondensation und Verdampfung innerhalb des Zwei-Phasen-Behälters auf. Der Massenstrom der Kondensation bzw. Verdampfung hängt dabei nach den Gleichungen (4.24) und (4.25) vom Dampfgehalt x und einer Zeitkonstanten τ der jeweiligen Phase ab:

$$\dot{m}_{\text{kon}} = (1 - x_d) \frac{m_d}{\tau_{\text{kon}}} \quad (4.24)$$

$$\dot{m}_{\text{ver}} = x_f \frac{m_f}{\tau_{\text{ver}}} \quad (4.25)$$

4.4 Leittechnik

Neben der Verschaltung aller Komponentenmodelle zur verfahrenstechnischen Abbildung des Kraftwerksprozesses ist zum Aufbau eines dynamischen Simulationsmodells zusätzlich eine Nachbildung der in der Leittechnik implementierten Regelungsstrukturen notwendig.

Innerhalb der Kraftwerksleittechnik werden Sollwerte und Stellgrößen für den automatisierten Kraftwerksbetrieb berechnet, die beispielsweise in Form von Zuteilerdrehzahlen oder der Ansteuerung von Ventilen auf den Kraftwerksprozess einwirken. Dadurch stellt die Leittechnik sicher, dass ein Kraftwerk den entsprechenden Zielgrößen, insbesondere der vom Lastverteiler vorgegebenen Zielleistung, nachgeführt wird. Außerdem sorgt die Leittechnik dafür, dass betriebliche Grenzen, wie z.B. Temperaturen, Drücke und Füllstände, eingehalten und Schädigungen an Komponenten vermieden werden.

Im dynamischen Gesamtsystemmodell sind die nachfolgend aufgelisteten Regelungsstrukturen enthalten:

- Blockregelung,
- Speisewasserregelung,
- Dampftemperaturregelung,
- Umwälzregelung und
- Füllstandregelungen.

Grundlage für die Modellierung der genannten Regelungsstrukturen waren Funktionspläne des Leittechniksystems des vorliegenden Basiskraftwerks, die teilweise abstrahiert und vereinfacht wurden. Eine Implementierung der Regelungen der Turbinenumleitstationen (Druck- und Temperaturregelung der HD- und ND-Umfahrtung) wurde nicht vorgenommen, da die Simulationsstudien im Rahmen der vorliegenden Arbeit im Normalbetrieb zwischen Voll- und Mindestlast durchgeführt werden und der Umleitbetrieb somit nicht von Relevanz ist. Außerdem wurde die Regelung der Verbrennungsluft dahingehend vereinfacht, dass die Massenströme für Primär-, Sekundär- und Kühlluft in Abhängigkeit der Brennerlast berechnet und im Simulationsmodell durch Massenstromquellen direkt vorgegeben werden. Im weiteren Verlauf werden die oben genannten Strukturen näher vorgestellt.

4.4.1 Blockregelung

Die Blockregelung, vereinfacht dargestellt in Abbildung 4.15, ist die übergeordnete Regelungsstruktur des gesamten Kraftwerksprozesses. Die Hauptaufgabe der Blockregelung besteht darin, die erzeugte elektrische Leistung der geforderten Zielleistung nachzuführen [22].

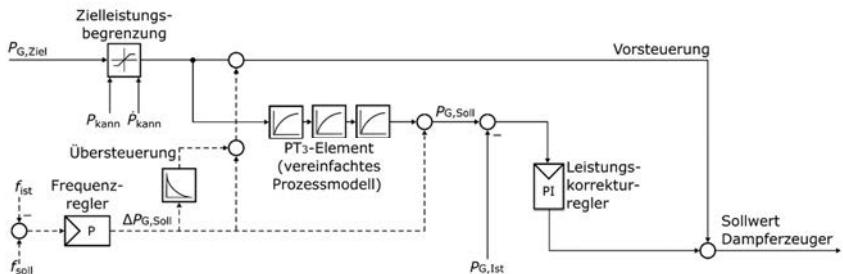


Abbildung 4.15: Vereinfachte Struktur der Blockregelung im dynamischen Simulationsmodell

Die wesentliche Eingangsgröße der Blockregelung ist die von Lastverteiler vorgegebene Zielleistung $P_{G,ziel}$. Die Zielleistungsbegrenzung sorgt dafür, dass die Grenzen der zulässigen Leistung P_{kann} und der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Leistung \dot{P}_{kann} nicht unter- bzw. überschritten werden. Eine sprunghafte Änderung der Zielleistung $P_{G,ziel}$ wird dadurch in eine Rampe mit der maximal zulässigen Änderungsgeschwindigkeit \dot{P}_{kann} (in MW/min bzw. % P_n/min) als Steigung überführt. Die aus der Zielleistungsbegrenzung hervorgehende Größe dient zum einen der Vorsteuerung des für den gewünschten Lastpunkt benötigten Brennstoffmassenstroms. Zum anderen wird diese Größe zum Ausgleich von Störgrößen, z.B. durch schwankende Heizwerte oder eine sich ändernde Heizflächenverschmutzung, herangezogen. Dazu wird zunächst der Sollwert der Generatorleistung $P_{G,Soll}$ gebildet. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfolgt dies durch die Nutzung eines Prozessmodells des Kraftwerksblocks (modellgestützte Sollwertführung). Das Prozessmodell wird durch ein PT₃-Element gebildet und berücksichtigt das träge Verhalten des Kraftwerksblocks, insbesondere durch Kohlemühlen und Dampferzeugung. Die Abweichung zwischen der aus dem Prozessmodell erwarteten Leistung $P_{G,Soll}$ und dem Istwert $P_{G,Ist}$ wird dem PI-Leistungskorrekturregler zugeführt, dessen Ausgangssignal als Korrekturgröße dem Vorsteuersignal aufgeschaltet wird und so das Nachführen der Istleistung nach der geforderten Zielleistung bewirkt.

Ausgangsgröße der Blockregelung ist der Parameter *Sollwert Dampferzeuger*, aus dem mittels einer lastabhängigen Kennlinie die gewünschte Feuerungswärmeleistung bzw. der benötigte Kohlemassenstrom bestimmt wird.

In Abbildung 4.15 sind durch die gestrichelten Linien zusätzlich die Pfade zur Berücksichtigung des Abrufs von PRL angedeutet. Ausgehend von der Abweichung der aktuellen Frequenz f_{ist} vom Sollwert f_{Soll} wird mittels einer proportionalen Verstärkung eine Korrekturgröße gebildet. Diese Korrekturgröße wird der Vorsteuerung sowie dem Sollwert der Generatorleistung $P_{G,Soll}$ aufgeschaltet. Auf eine zu niedrige Frequenz reagiert das Kraftwerk also mit einer Steigerung der Feuerungswärmeleistung. Um das träge Verhalten des Prozesses zu kompensieren, wird die Vorsteuerung des Brennstoffmassenstroms mit einem DT₁-Glied leicht übersteuert.

Um eine schnelle Antwort der Leistung innerhalb der in der Präqualifikation geforderten 30 Sekunden zu realisieren, müssen neben der Anpassung der Feuerungswärmeleistung jedoch zusätzliche PRL-Maßnahmen genutzt werden (siehe Abschnitt 3.3).

4.4.2 Speisewasserregelung

Die Aufgabe der Speisewasserregelung liegt darin, den Massenstrom des Speisewassers an die in den Dampferzeuger eingebrachte Brennstoffwärmeleistung anzupassen [75].

Die im dynamischen Simulationsmodell implementierte Speisewasserregelung ist in Abbildung 4.16 in vereinfachter Form dargestellt.

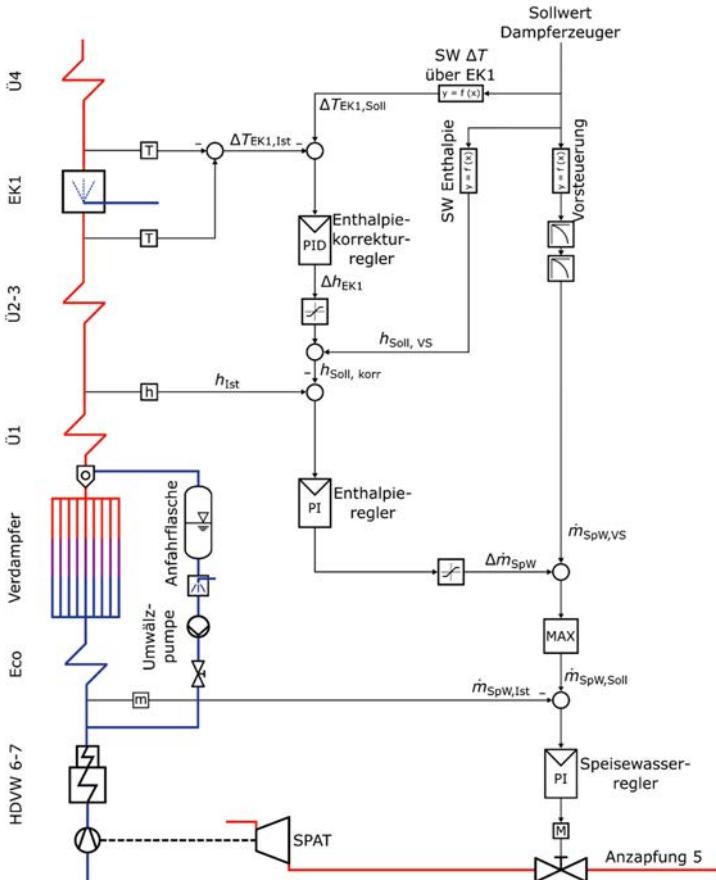


Abbildung 4.16: Vereinfachte Struktur der Speisewasserregelung im dynamischen Simulationsmodell

Der Sollwert des Speisewassermassenstroms $\dot{m}_{SpW,Soll}$ wird zunächst in Abhängigkeit des in der Blockregelung gebildeten *Sollwert Dampferzeuger* lastabhängig vorgesteuert. Die kennlinienbasierte Vorsteuerung des Speisewassermassenstroms wird dabei mittels eines PT_2 -Gliedes zeitlich verzögert und bildet dann die Größe $\dot{m}_{SpW,vs}$. Das PT_2 -Glied dient der Berücksichtigung des trügen Verhaltens von Dampferzeuger und Kohlemühlen und hat das Ziel, die Korrekturgrößen zu minimieren.

Als Korrekturgrößen werden die Enthalpie am Austritt des ersten Überhitzers ($h_{1,ist}$) sowie die Temperaturdifferenz über dem ersten Einspritzkühler ($\Delta T_{EK1,1,ist}$) herangezogen. Der Sollwert der Enthalpie am Austritt des ersten Überhitzers wird zunächst mittels einer lastabhängigen Kennlinie aus dem *Sollwert Dampferzeuger* vorgesteuert ($h_{Soll,VS}$). Der Vergleich zwischen Sollwert ($\Delta T_{EK1,Soll}$) und Istwert ($\Delta T_{EK1,1,ist}$) der Temperaturdifferenz über dem ersten Einspritzkühler bildet mittels des PID-Enthalpiekorrekturreglers die Korrekturgröße Δh_{EK1} . Diese Größe wird dem vorgesteuerten Enthalpiesollwert $h_{Soll,VS}$ aufgeschaltet, wodurch der korrigierte Sollwert der Enthalpie am Austritt des ersten Überhitzers ($h_{Soll,korr}$) gebildet wird. Die Abweichung zwischen Istwert ($h_{1,ist}$) zum so gebildeten Sollwert ($h_{Soll,korr}$) wird dem PI-Enthalpieregler zugeführt, dessen Ausgangsgröße $\Delta \dot{m}_{Spw}$ den vorgesteuerten Sollwert des Speisewassermassenstroms korrigiert. Im weiteren Verlauf wird durch die Auswahl eines MAX-Operators noch eine ausreichende Kühlung der Verdampferrohre in tiefen Lastpunkten und während des Anfahrens gewährleistet. In tiefen Lastpunkten wird das Kraftwerk im Umwälzbetrieb gefahren, wodurch die Speisewasserregelung dann die Nachspeisung der Differenz zwischen Mindestverdampfermassenstrom und dem durch die Umwälzpumpen vor den Kessel zurückgeführten Massenstrom übernimmt (siehe Abschnitt 4.4.4).

Durch den Vergleich von Sollwert ($\dot{m}_{Spw,Soll}$) und Istwert ($\dot{m}_{Spw,1,ist}$) wird über den nachgelagerten PI-Speisewasseregler eine Korrektur des Ventilöffnungsquerschnitts vor der Speisewasserantriebsturbine (SPAT) erreicht. Dadurch ergibt sich eine Anpassung der mechanischen Antriebsleistung der Speisewasserpumpe und eine entsprechende Nachführung des Speisewassermassenstroms nach dem gewünschten Sollwert $\dot{m}_{Spw,Soll}$.

4.4.3 Dampftemperaturregelung

Das Ziel der Dampftemperaturregelung liegt darin, die Dampftemperaturen den jeweiligen Sollwerten nachzuführen. Dadurch werden die durch Temperaturabweichungen hervorgerufenen Beanspruchungen der dickwandigen Bauteile (wie z. B. Sammler, Verteiler, Frischdampfleitungen, Dampfturbinen) in den zulässigen Grenzen gehalten [76]. Ein weit verbreitetes Konzept zur Regelung der Dampftemperatur ist die Einspritzung von kaltem Speisewasser zwischen einzelnen Überhitzerheizflächen, wie sie in Abbildung 4.17 für die Regelung der HD-Frischdampftemperatur dargestellt ist.

Die Hauptregelgröße ist die Dampftemperatur am Austritt des letzten HD-Überhitzers. Die dort gemessene Frischdampftemperatur $T_{Ü5,Aus}$ wird mit dem Sollwert $T_{FD,Soll}$ verglichen. Der Regeldifferenz dieser beiden Größen wird zusätzlich noch ein Signal aufgeschaltet, das sich aus der Temperaturmessung $T_{Ü5,Ein}$ am Eintritt des letzten HD-Überhitzers bildet. Durch dieses sogenannte Vorhaltesignal wird das träge Zeitverhalten der Überhitzerstrecke (Verteiler, Heizflächenrohre, Sammler und Verbindungsrohre) vorausschauend berücksichtigt. Das Zeitverhalten von Ü5 wird dabei mittels eines PT₃-Gliedes nachgebildet. Die Summe aus Regeldifferenz und Vorhaltesignal wird dann einem PI-Regler zugeführt, der den Öffnungsquerschnitt des Regelventils vom zweiten Einspritzkühler (EK2) bestimmt und somit eine Nachführung der Dampftemperatur nach dem gewünschten Sollwert ermöglicht.

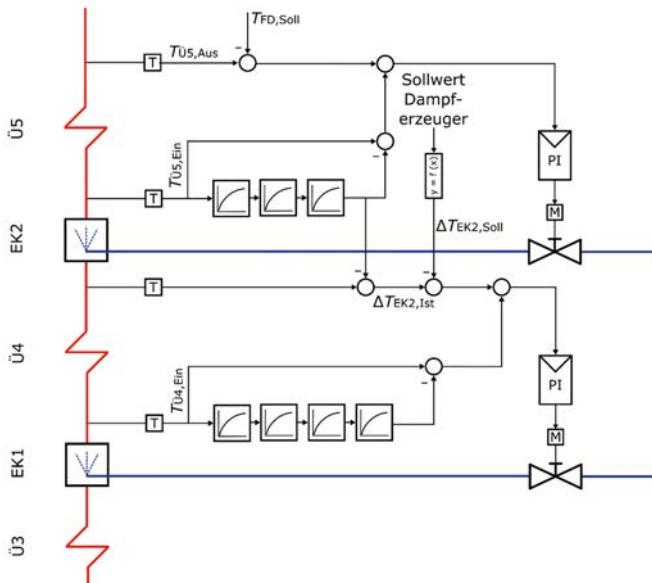


Abbildung 4.17: Vereinfachte Struktur der Frischdampftemperaturregelung im dynamischen Simulationsmodell

Dampfseitig vorgelagert liegt der erste Einspritzkühler (EK1), der zwischen Ü3 und Ü4 angeordnet ist. Die Hauptaufgabe des EK1 ist es die Dampftemperaturdifferenz über dem EK2 zu regeln und somit den EK2 im regelfähigen Bereich zu halten. Die gemessene Temperaturdifferenz $\Delta T_{EK2,ist}$ wird mit einem lastabhängigen Sollwert der Temperaturdifferenz $\Delta T_{EK2,Soll}$ verglichen. Die Summe aus dieser Regeldifferenz und dem Vorhaltesignal der Temperaturmessung $T_{Ü4,Ein}$ am Eintritt des Ü4 bildet das Eingangssignal des zweiten PI-Reglers, der den Öffnungsquerschnitt des Einspritzregelventils von EK1 bestimmt. Das zeitliche Verhalten von Ü4 wird dabei mittels eines PT4-Gliedes nachbildet. Der EK1 selbst wird über den Vergleich von $\Delta T_{EK1,Soll}$ und $\Delta T_{EK1,ist}$ innerhalb der Speisewasserregelung in einem regelfähigen Bereich gehalten (vgl. Abbildung 4.16).

Neben der Frischdampftemperatur wird ebenso die HZÜ-Dampftemperatur geregelt. Da die ZÜ lediglich aus zwei Heizflächen besteht, ist hier jedoch keine Kaskadenschaltung zweier Einspritzkühler möglich. Die Regelung der HZÜ-Dampftemperatur erfolgt demnach durch einen Einspritzkühler (EK3), der zwischen den Heizflächen von ZÜ1 und ZÜ2 angeordnet ist.

Im Hochdruckteil des Dampferzeugers erfolgt die Dampftemperaturregelung i. A. durch die Einspritzung von Speisewasser, welches nach der Speisewasservorwärmstrecke entnommen wird. Die Einspritzkühlung im Bereich der Zwischenüberhitzung wird hingegen häufig durch eine Entnahme von Speisewasser vor der HD-Vorwärmstrecke realisiert. Weil dadurch die thermodynamische Mitteltemperatur der Wärmeaufnahme gesenkt wird, hat die Einspritzung im ZÜ-Teil des Dampferzeugers einen negativen Effekt auf den Wirkungsgrad des Kraftwerks.

4.4.4 Umwälzregelung

Beim An- und Abfahren sowie in tiefen Teillasten unterhalb des Benson-Punktes wechselt der Dampferzeuger vom Zwangsdurchlauf- in den Zwangsumlauf- bzw. Umwälzbetrieb. Während des Umwälzbetriebes wird der Speisewassermassenstrom am Austritt der HD-Vorwärmung durch einen Umwälzmassenstrom überlagert, um eine Mindestdurchströmung und somit eine ausreichende Kühlung der Verdampferrohre sicherzustellen. Die Regelung des Umwälzmassenstroms ist schematisch in Abbildung 4.18 dargestellt.

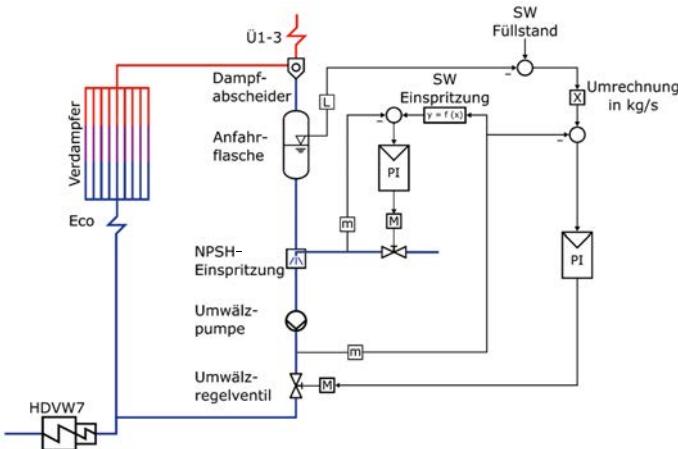


Abbildung 4.18: Vereinfachte Struktur der Umwälzregelung im dynamischen Simulationsmodell

In Teillast unterhalb des Benson-Punktes wird in den Dampfabscheidern flüssiges Wasser am Verdampferaustritt abgetrennt, zur Anfahrflasche geleitet und dort zwischengespeichert. Der Füllstand der Anfahrflasche ist die Regelgröße zur Bestimmung des Umwälzmassenstroms. Der aktuelle Füllstand wird zunächst mit einem Sollwert verglichen. Die Differenz wird über eine Multiplikation in den gewünschten Umwälzmassenstrom in kg/s umgerechnet. Dieser Sollwert wird dann mit dem Istwert des Umwälzmassenstroms verglichen und die Regelabweichung einem PI-Regler zugeführt. Der PI-Regler bewirkt dann über die Änderung des Öffnungsquerschnitts des Umwälzregelventils eine Nachführung des Istwertes nach der gewünschten Umwälzmenge. Um Kavitation in der Umwälzpumpe sicher zu vermeiden, wird in Abhängigkeit des Umwälzmassenstroms unterkühltes Speisewasser zwischen dem Austritt der Anfahrflasche und dem Eintritt der Umwälzpumpe eingespritzt (NPSH-Einspritzung).

4.4.5 Füllstandsregelung des Speisewasserbehälters

Der Füllstand des Speisewasserbehälters (SpWB) wird im dynamischen Simulationsmodell durch eine Leistungsanpassung der Kondensatpumpe geregelt. Dazu wird der aktuelle Füllstand mit dem Sollwert verglichen und die Differenz dem PI-Niveauregler zugeführt. Liegt der Istwert des Füllstandes unterhalb vom Sollwert, wird durch eine Steigerung der Leistung der

Kondensatpumpe zusätzliches Kondensat durch die ND-Vorwärmstrecke zum SpWB gefördert. Abweichend zur VDI/VDE-Norm 3508 [22] ist im dynamischen Simulationsmodell ein PI-Regler statt eines einfachen P-Reglers zur Niveauregelung implementiert worden, sodass bei den Simulationsstudien keine bleibende Regelabweichung und somit immer derselbe Ausgangszustand im SpWB vorherrscht. Außerdem wird statt der Regelung des Öffnungsquer schnittes eines Stellventils unmittelbar die Antriebsleistung der Kondensatpumpe angepasst. In Abbildung 4.19 ist mit den gestrichelten Linien ebenfalls der Pfad für die Variation des Kondensatmassenstroms zur PRL-Bereitstellung enthalten. Wenn die aktuelle Netzfrequenz f_{ist} unterhalb des Sollwertes f_{Soll} liegt, wird die Leistung der Kondensatpumpe reduziert und eine geringere Kondensatmenge zum SpWB gefördert. Somit strömt mehr Dampf über die ND-Turbine, was zu einer kurzfristigen Leistungssteigerung führt (siehe Abschnitt 5.4.2.2).

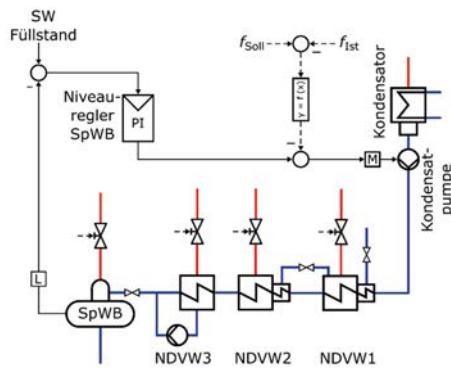


Abbildung 4.19: Vereinfachte Struktur der Füllstandsregelung des SpWB im dyn. Simulationsmodell

4.5 Validierung

Das dynamische Gesamtsystemmodell besteht insgesamt aus ca. 57.000 Unbekannten und einer dazu passenden Anzahl an Gleichungen. Aufgrund der stellenweise vereinfachten Nachbildung der leittechnischen Strukturen umfassen die Block-, Speisewasser- und Dampftemperaturregelung davon lediglich ca. 800 Variablen. Die in den Regelungsstrukturen berechneten Soll- und Stellwerte haben jedoch einen erheblichen Einfluss auf die transienten Simulationsergebnisse, unabhängig von den physikalischen Vorgängen im Kraftwerksprozess selber. Bei der Modellierung des Kraftwerksprozesses ist insbesondere die detaillierte Abbildung des Dampferzeugers mit ca. 32.750 Variablen hervorzuheben sowie die umfassende Abbildung der Kohlemühlen inkl. Frischluft und Luftvorwärmer (LuVo) mit ca. 9.750 Variablen. Die Komponenten des Wasser-/Dampfkreislaufs, wie z.B. Turbinenstrang, Kondensator und Vorwärmer, bringen ca. 14.000 Variablen in das Gleichungssystem ein.

Tabelle 4.6: Anzahl an Unbekannten und Gleichungen des dynamischen Gesamtsystemmodells

Teilsystem	Anzahl Unbekannte/Gleichungen
Block-, Speisewasser-, und Dampftemperaturregelung	≈ 800
Kohlemühlen + Frischluft + LuVo	≈ 9.750
Dampferzeuger	≈ 32.750
Wasser-/Dampfkreislauf (ohne Dampferzeuger)	≈ 14.000
Gesamt	≈ 57.000

Um die Güte des dynamischen Gesamtsystemmodells zu überprüfen, werden die Simulationsergebnisse einer Messreihe von Betriebsdaten des Basiskraftwerks gegenübergestellt. Das betrachtete Betriebsprofil ist dabei durch eine Lastabsenkung nach Mitternacht, den nächtlichen Betrieb des Kraftwerks im Mindestlastpunkt bei ca. 25 % P_n und eine Laststeigerung in Richtung Volllast in den Morgenstunden charakterisiert.

Der zeitliche Verlauf der Bruttolleistung, dargestellt in Abbildung 4.20, wird überwiegend durch die Blockregelung beeinflusst. Die durch die schwarz gestrichelte Linie gezeigte Zielleistung ist die einzige Eingangsvariable des dynamischen Kraftwerksmodells und wird in der Blockregelung in den *Sollwert Dampferzeuger* überführt, aus dem wiederum die zugeführte Brennstoffmenge und die dazugehörige Reaktion des Kraftwerksprozesses resultieren. Die Resultate des dynamischen Simulationsmodells (blaue Linie) zeigen im betrachteten Lastprofil insgesamt eine gute Übereinstimmung zu den Messwerten (orangene Linie). Die dynamischen Schwankungen der Bruttolleistung, wie z.B. zwischen 5:00 und 6:00 durch das Zuschalten von Kohlemühlen, werden durch das Simulationsmodell jedoch insgesamt eher unterschätzt.

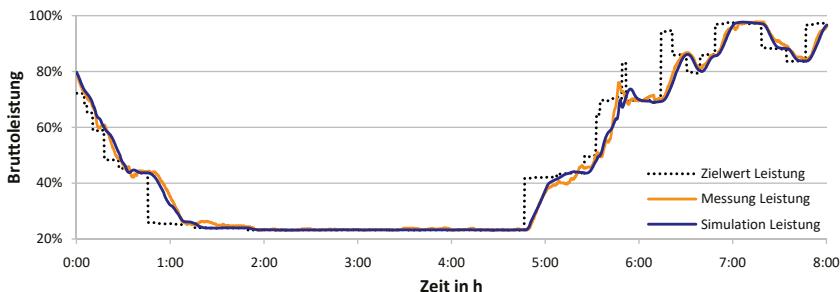


Abbildung 4.20: Vergleich der gemessenen (orange) und simulierten (blau) Bruttolleistung

Die Abweichungen zwischen Simulation und Messung können auf der einen Seite durch die fehlende Abbildung einzelner Teilprozesse begründet werden. So erfolgt im dynamischen Simulationsmodell beispielsweise kein Umschaltvorgang zwischen der durch die SPAT und der elektrisch angetriebenen Speisewasserpumpe. Auf der anderen Seite lassen sich die resultierenden Abweichungen insbesondere durch einzelne Pfade der Leittechnik erklären, die aufgrund notwendiger Vereinfachungen nicht im dynamischen Simulationsmodell implementiert sind.

Im Zeitraum zwischen 5:30 und 6:30 wird die Zielleistung zwei Mal kurzfristig erhöht, ohne dass die Bruttolleistung die Zielleistung überhaupt erreichen kann. Nach Rücksprache mit den Kraftwerksbetreibern lassen sich hier händische Anpassungen des Betriebspersonals vermuten, um eine etwas schnellere Antwort des Kraftwerksprozesses zu erzielen.

Auch der Vergleich des in den Dampferzeuger eingebrachten Brennstoffmassenstroms in Abbildung 4.21 zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung. In den aufgezeichneten Daten werden insbesondere die Zeitpunkte des Zu- und Abschaltens einzelner Kohlemühlen durch die Schwankungen des Brennstoffmassenstroms deutlich.

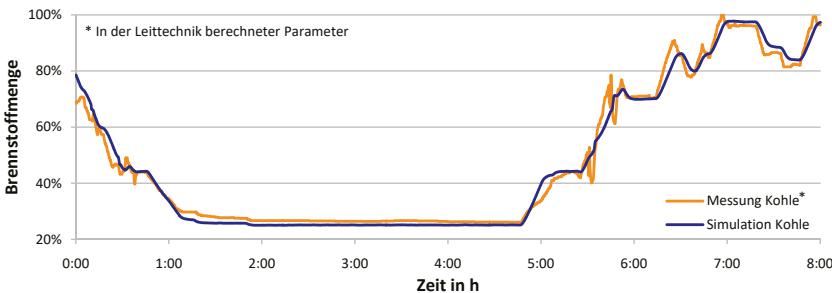


Abbildung 4.21: Vergleich des gemessenen (orange) und simulierten (blau) Brennstoffmassenstroms (normiert auf den Brennstoffmassenstrom in Volllast)

Der durch die Speisewasserregelung an die Brennstoffwärmeleistung angepasste Speisewasser- massenstrom am Eintritt des Economisers zeigt ebenfalls eine gute Genauigkeit zwischen Simulation und Messung (vgl. Abbildung 4.22). Im Zeitraum zwischen 1:00 und 5:00 wird das Kraftwerk im Umwälzbetrieb gefahren. Der Umwälzbetrieb ist durch einen (nahezu) konstanten Speisewasser- massenstrom am Eintritt des Economisers bei weiterer Absenkung des Frischdampf- massenstroms gekennzeichnet.

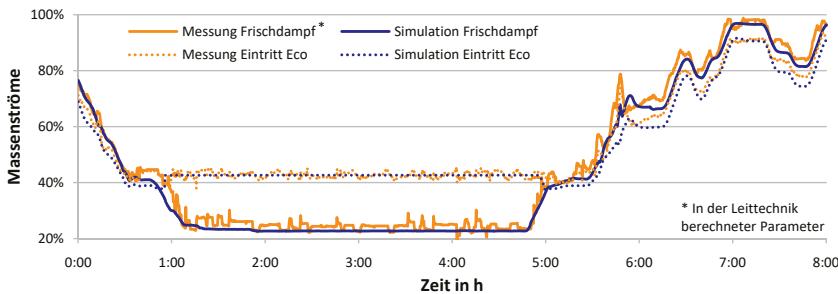


Abbildung 4.22: Vergleich der gemessenen (orange) und simulierten (blau) Wasser-/Dampfmassenströme (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast)

Die während des Umwälzbetriebs vorliegende Differenz zwischen Speisewasser- und Frischdampf- massenstrom ergibt im Wesentlichen den Umwälzmassenstrom. Dieser durch die Umwälzpumpe aus der Anfahrflasche zum Eintritt des Economisers geförderte Massenstrom steigt in den Simulationsergebnissen etwas früher an als in der Messung, weist im stationären Mindestlastpunkt eine vergleichbare Größenordnung auf und geht beim Verlassen der Mindestlast zum selben Zeitpunkt wie in der Messung wieder zurück (vgl. Abbildung 4.23). Beim Vergleich der Einspritzmenge im Hochdruckteil des Dampferzeugers (EK1 + EK2 + NPSH) zeigt sich ebenfalls eine gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung im regulären Zwangsdurchlaufbetrieb (zur Dampftemperaturregelung) und im Umwälzbetrieb (zur Kavitationsvermeidung der Umwälzpumpe).

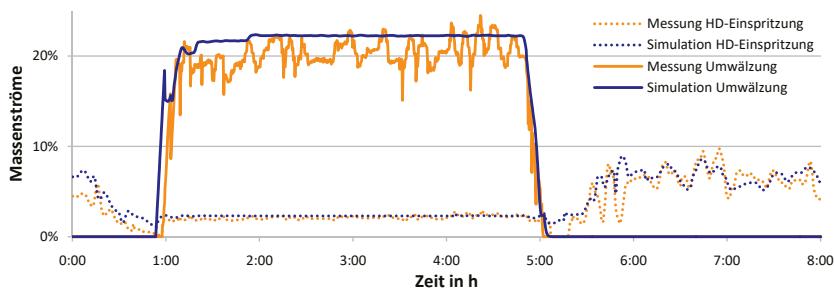


Abbildung 4.23: Vergleich der gemessenen (orange) und simulierten (blau) Wasser-/Dampfmassenströme (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast)

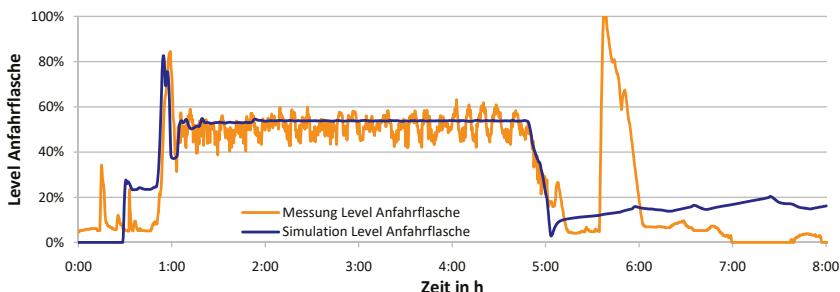


Abbildung 4.24: Vergleich des gemessenen (orange) und simulierten (blau) Füllstandes der Anfahrflasche

Die genaue Modellierung des Umwälzbetriebs wird zusätzlich durch die Betrachtung des Füllstandes der Anfahrflasche unterstrichen (vgl. Abbildung 4.24). Im dynamischen Simulationsmodell fällt bereits beim Wechsel vom 3-Mühlenbetrieb auf den 2-Mühlenbetrieb in einem Lastpunkt leicht oberhalb von 40 % P_n für einen kurzen Moment etwas Wasser an, welches von den Dampfabscheidern zur Anfahrflasche geleitet wird. Der damit verbundene Anstieg des Füllstandes der Anfahrflasche ist in der Messung dieses Lastprofils nicht zu beobachten, tritt jedoch bei der Messreihe eines weiteren Lastverlaufs in ähnlicher Form auf. Der relevante Anstieg des Füllstandes der Anfahrflasche und die damit verbundene Aktivierung der Umwälzpumpe zur Füllstandsregelung finden in Simulation und Messung gegen 1:00 während des Lastwechsels von 40 % P_n auf 25 % P_n statt. Gegen 5:00 wird während der Lasterhöhung aus dem Mindestlastpunkt heraus die Umwälzpumpe dann wieder deaktiviert. In der Messreihe steigt der Füllstand der Anfahrflasche gegen 5:30 noch einmal stark an, ohne dass die Umwälzpumpe gestartet wird. Dieser Vorgang, der mit dem Wechsel vom 2-Mühlenbetrieb auf den 3-Mühlenbetrieb einhergeht, wird durch das dynamische Simulationsmodell jedoch nicht abgebildet.

Neben dem Vergleich von Bruttoleistung, Brennstoff- und Wasser-/Dampfmassenströmen wird anhand der Gegenüberstellung der Wasser-/Dampftemperaturen noch das detaillierte dynamische Modell des Dampferzeugers validiert. Die in Abbildung 4.25 dargestellten Zeitverläufe der Temperatur am Eintritt des Economisers, am Austritt des Verdampfers sowie der

Frischdampftemperaturen zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messwerten. Das zeitweise Ansteigen der Eintrittstemperatur des Economisers zwischen 1:00 und 5:00 ist wiederum auf den Umwälzbetrieb zurückzuführen.

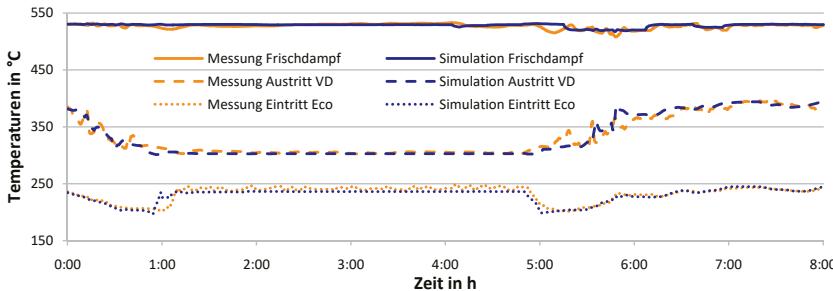


Abbildung 4.25: Vergleich der gemessenen (orange) und simulierten (blau) Wasser-/Dampftemperaturen

Auch die Zeitverläufe der Wasser-/Dampfdrücke am Eintritt und Austritt des Dampferzeugers (vgl. Abbildung 4.26) zeigen eine zufriedenstellende Genauigkeit zwischen Simulation und Messung.

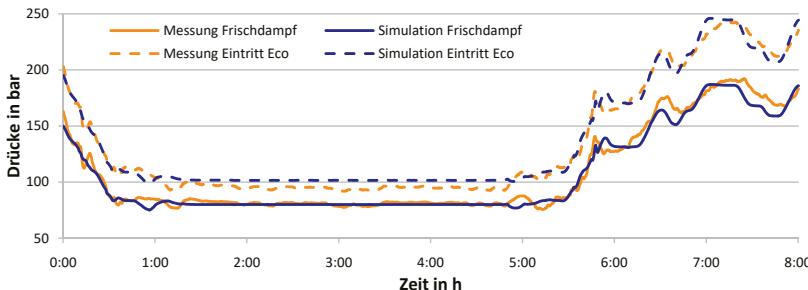


Abbildung 4.26: Vergleich der gemessenen (orange) und simulierten (blau) Wasser-/Dampfdrücke

Mit dem dynamischen Gesamtsystemmodell wurden noch zwei weitere Lastprofile simuliert und die Resultate mit den Messwerten des Basiskraftwerks verglichen. Die dazugehörige Gegenüberstellung der gemessenen und simulierten Bruttoleistung kann den beiden Diagrammen in Abbildung A.5 und Abbildung A.6 im Anhang entnommen werden und zeigt eine ähnlich gute Übereinstimmung sowohl in stationären Betriebspunkten als auch während dynamischer Laständerungsvorgänge wie beim hier vorgestellten Lastprofil.

Insgesamt zeigt die Gegenüberstellung von simulierten und gemessenen Prozessgrößen also, dass das dynamische Gesamtsystemmodell als valide angesehen werden kann und somit als Werkzeug für weitergehende Untersuchungen und Simulationsstudien mit dem Fokus der Flexibilitätssteigerung genutzt werden kann.

5 Simulationen zu ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen

Dieses Kapitel bildet den Hauptteil der vorliegenden Arbeit und umfasst die dynamische Simulation ausgewählter Flexibilisierungsmaßnahmen für kohlebefeuerte Dampfkraftwerke. Ziel der Simulationsstudien ist es, die Verbesserung der Flexibilitätsparameter Mindestlast, LÄG und PRL-Bereitstellung zu quantifizieren. Des Weiteren sollen die thermodynamischen Effekte der Flexibilisierungsmaßnahmen identifiziert und bewertet werden.

Tabelle 5.1 zeigt in diesem Zusammenhang eine kurze Übersicht der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen, zu denen in den folgenden Abschnitten die Ergebnisse der dynamischen Simulationsstudien dargelegt werden.

Tabelle 5.1: Übersicht der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen

Abschnitt	Flexibilisierungsmaßnahme	Flexibilitätsparameter
5.1	1-Mühlenbetrieb	Mindestlast
5.2	Indirekte Feuerung	LÄG
5.3	TES-Integration	Lastverschiebung (Mindestlast/Überlast), LÄG, PRL
5.4	PRL-Maßnahmen	PRL

5.1 1-Mühlenbetrieb

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, liegt die Mindestlast von Steinkohlekraftwerken häufig bei etwa 25 % P_n . Eine weitere Mindestlastabsenkung ist zumeist durch das Brennstoff- und Feuerungssystem begrenzt. Die Lastabsenkung der zwei noch im Betrieb befindlichen Kohlemühlen führt insbesondere zu einer zu geringen Staubbelaadung des Primärluftmassenstroms, wodurch eine sichere Verbrennung des Kohlenstaubs nicht mehr gewährleistet ist. Eine Mindestlastabsenkung unterhalb 25 % P_n ist jedoch durch das Abschalten einer weiteren Kohlemühle und den damit einhergehenden Wechsel auf einen 1-Mühlenbetrieb möglich. Verfahrenstechnisch hat der Wechsel auf einen 1-Mühlenbetrieb zur Folge, dass nur noch eine der vier Brennerebenen des Dampferzeugers in Betrieb ist und mit Primärluft, Sekundärluft und Kohlenstaub versorgt wird (vgl. Abbildung 5.1). Die außer Betrieb befindlichen Ebenen werden jeweils durch Kühlluft vor zu starker Erhitzung geschützt.

Um die thermodynamischen Effekte dieser Flexibilisierungsmaßnahme zu identifizieren, wird mit dem dynamischen Kraftwerksmodell eine abgesenkte Mindestlast im 1-Mühlenbetrieb simuliert und den Resultaten der ursprünglichen Mindestlast im 2-Mühlenbetrieb gegenübergestellt. Der neue Mindestlastpunkt wird dazu auf 10 % P_n festgesetzt, wodurch die letzte in Betrieb befindliche

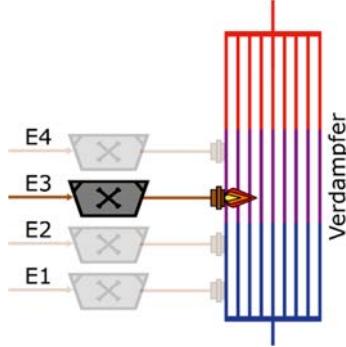


Abbildung 5.1: 1-Mühlenbetrieb im dynamischen Kraftwerksmodell

Kohlemühle in etwa einen Betriebspunkt aufweist, wie die beiden letzten Kohlemühlen im vorherigen Mindestlastpunkt bei 25 % P_n (vgl. Tabelle 5.2). Um die notwendige Kühlluftmenge der drei abgeschalteten Brennerebenen möglichst gering zu halten, wird angenommen, dass die Ebene 3 als letzte in Betrieb bleibt. Dadurch liegt lediglich die Ebene 4 rauchgasseitig oberhalb der Verbrennungszone.

Abbildung 5.2 zeigt in blau den Verlauf der Nettoleistung mit dem Betrieb des Kraftwerks im ursprünglichen Mindestlastpunkt im 2-Mühlenbetrieb während eines Referenzlastverlaufs¹. In orange ist die Nettoleistung des Kraftwerks mit abgesenkter Mindestlast im 1-Mühlenbetrieb dargestellt. Zusätzlich ist in Abbildung 5.2 die Anzahl der in Betrieb befindlichen Kohlemühlen farblich hinterlegt. Aus dem Vergleich der beiden Zeitverläufe wird die Mindestlastabsenkung von 25 % P_n auf 10 % P_n deutlich. Im Lastbereich zwischen Volllast und ursprünglicher Mindestlast sind die Ergebnisse erwartungsgemäß übereinstimmend.

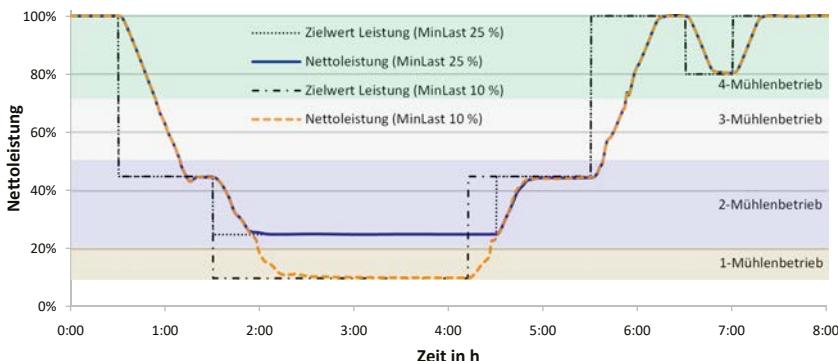


Abbildung 5.2: Nettoleistung mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast

Die in Abbildung 5.3 dargestellte Frischdampftemperatur geht von 530 °C im ursprünglichen Mindestlastpunkt auf 490 °C im abgesenkten Mindestlastpunkt zurück. Analog dazu sinkt auch die in Abbildung 5.4 gezeigte HZÜ-Temperatur von 505 °C auf 460 °C.

Aus Abbildung 5.3 geht zusätzlich eine um ca. 15 K höhere Economiser-Eintrittstemperatur im abgesenkten Mindestlastpunkt hervor, die durch einen größeren Umwälzmassenstrom erklärt werden kann. Die Verdampfer-Austrittstemperatur ist nahezu übereinstimmend mit dem ursprünglichen Mindestlastpunkt. Dies kann durch den Festdruck-Betrieb des Dampferzeugers im unteren Lastbereich und einem daraus folgenden nahezu konstanten Verdampferdruck erklärt werden.

¹ Der an dieser Stelle und im weiteren Verlauf der Arbeit verwendete Referenzlastverlauf ist an den Lastverlauf der Modellvalidierung angelehnt.

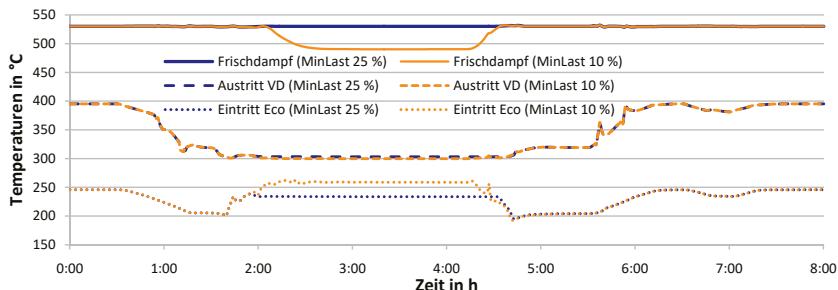


Abbildung 5.3: HD-Dampftemperaturen mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast

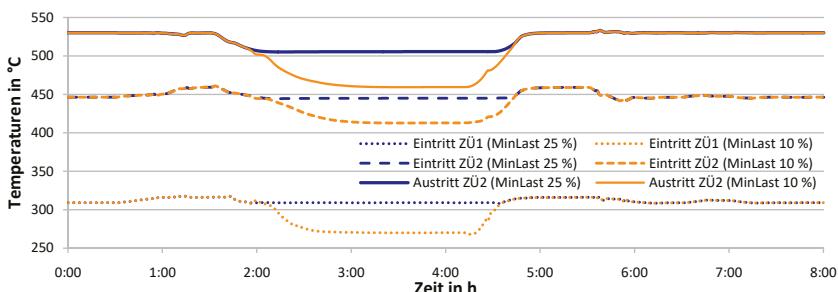


Abbildung 5.4: ZÜ-Dampftemperaturen mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast

Der Speisewassermassenstrom am Eintritt des Economisers entspricht im ursprünglichen und im abgesenkten Mindestlastpunkt der Konstante des Mindestverdampfermassenstroms und ist somit übereinstimmend zueinander (vgl. Abbildung 5.5). Die reduzierte Brennstoffmenge hat im abgesenkten Mindestlastpunkt jedoch einen geringeren Frischdampfmassenstrom zur Folge. Der Frischdampfmassenstrom liegt mit ca. 12 % des Auslegungsmassenstroms noch leicht oberhalb der typischen Mindestdurchströmung der Dampfturbinen von 8-10 % (siehe Abschnitt 3.2.1). In einer ähnlichen Größenordnung liegen auch die Dampfmassenströme der MD- und ND-Turbinen sowie die Durchströmung der einzelnen Heizflächen.

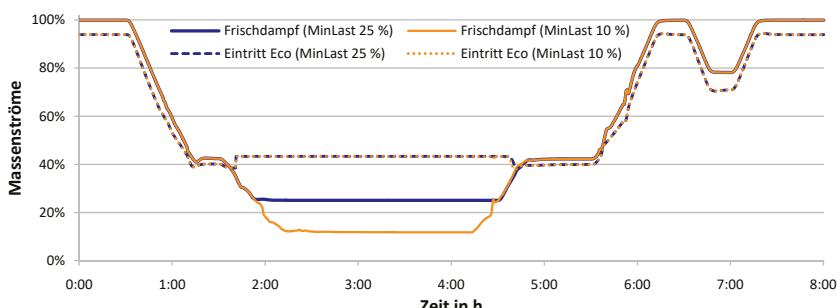


Abbildung 5.5: Wasser-/Dampfmassenströme mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast)

Die gestiegene Differenz zwischen Speisewasser- und Frischdampfmassenstrom schlägt sich in einem um ca. 75 % größeren Umläufmassenstrom im abgesenkten Mindestlastpunkt nieder (vgl. Abbildung 5.6). Dadurch ergibt sich auch ein höherer durchschnittlicher Füllstand in der Anfahrtflasche (vgl. Abbildung 5.7). Beim Wechsel zwischen 2-Mühlenbetrieb und 1-Mühlenbetrieb gegen 2:00 und 4:30 kommt es zudem zu Schwankungen im Füllstand der Anfahrtflasche, die auf ein Ungleichgewicht zwischen eingebrachter Brennstoffwärmeleistung und Kühlung der Verdampferrohre durch das Speisewasser hinweisen.

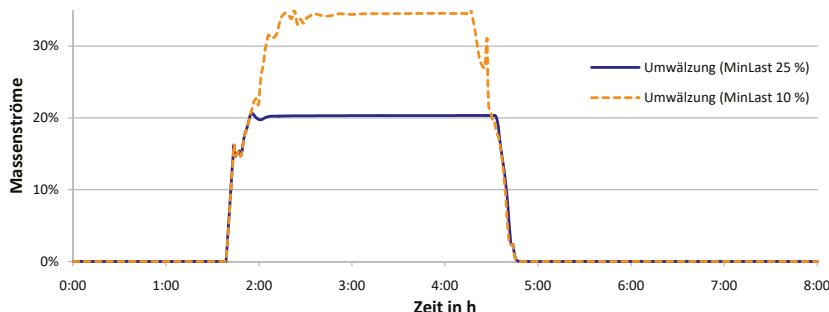


Abbildung 5.6: Wasser-/Dampfmassenströme mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast)

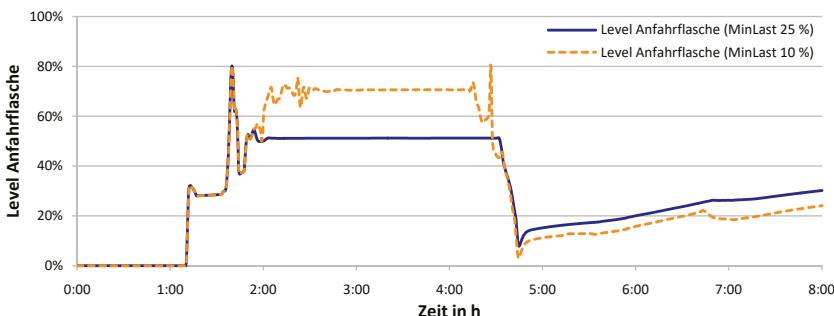


Abbildung 5.7: Füllstand der Anfahrtflasche mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast

Die Rauchgastemperatur am Austritt des Economisers respektive am Eintritt der DeNOx nimmt von 318 °C im ursprünglichen Mindestlastpunkt im 2-Mühlenbetrieb auf 300 °C im abgesenkten Mindestlastpunkt im 1-Mühlenbetrieb ab (vgl. Abbildung 5.8). Da diese Temperatur weiterhin oberhalb des in Abschnitt 3.2.1 genannten Grenzwertes von etwa 280 °C liegt, kann davon ausgegangen werden, dass die chemischen Reaktionen im Katalysator der DeNOx auch im abgesenkten Mindestlastpunkt im 1-Mühlenbetrieb wie gewünscht ablaufen.

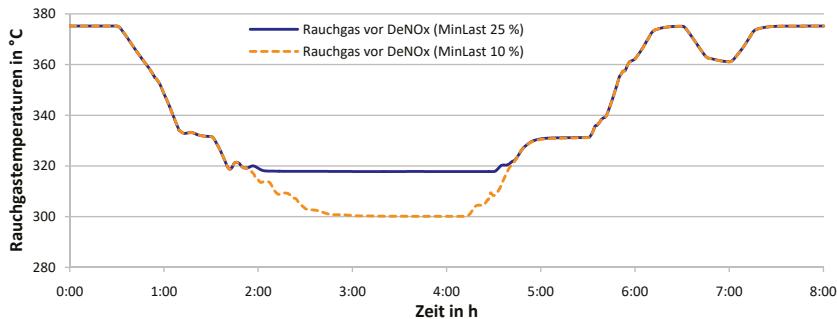


Abbildung 5.8: RG-Temperatur vor DeNOx mit ursprünglicher (blau) und abgesenkter (orange) Mindestlast

Tabelle 5.2 zeigt den Lastzustand der Kohlemühlen in Volllast, ursprünglicher Mindestlast und abgesenkter Mindestlast. Hierbei wird insbesondere deutlich, dass die Last der letzten in Betrieb befindlichen Kohlemühle im 1-Mühlenbetrieb auf einem vergleichbaren Niveau wie im ursprünglichen Mindestlastpunkt mit 2-Mühlenbetrieb liegt. Somit liegt auch eine nahezu übereinstimmende Staubbelaadung des Primärluftmassenstroms vor, wodurch von einer sicheren Verbrennung des Kohlenstaub-Luft-Gemisches ausgegangen werden kann.

Tabelle 5.2: Mühlenlast in verschiedenen Betriebspunkten (auf den Mühlendurchsatz in Volllast normiert)

Ebene	Mühle	Volllast	Last 25 % P_n	Last 10 % P_n
Ebene 1	Mühle 1	100,0 %	-	-
Ebene 2	Mühle 2	100,0 %	54,9 %	53,0 %
Ebene 3	Mühle 3	100,0 %	54,9 %	-
Ebene 4	Mühle 4	100,0 %	-	-

Abbildung 5.9 und Abbildung 5.10 zeigen abschließend den Temperaturverlauf und die Wärmestromdichte im Dampferzeuger-Teilabschnitt der vier Brennerebenen inklusive des darauf folgenden Strahlraums in den Lastpunkten 100 % P_n , 25 % P_n und 10 % P_n . In Volllast ist ein kontinuierlicher rauchgasseitiger Temperaturverlauf oberhalb von 1.300 °C festzustellen. Die Wärmestromdichte liegt in allen vier Brennerebenen bei etwa 200 W/m² und im Strahlraum bei etwa 120 W/m². Im ursprünglichen Mindestlastpunkt bei 25 % P_n mit 2-Mühlenbetrieb liegt das rauchgasseitige Temperaturniveau deutlich unterhalb dessen des Volllastpunktes, was insbesondere durch einen höheren Luftüberschuss bei der Verbrennung erklärt werden kann. Zusätzlich ist der Temperaturverlauf nicht so gleichmäßig wie in Volllast, da Ebene 1 und Ebene 4 außer Betrieb sind. Dies wird auch bei der Betrachtung der Wärmestromdichte ersichtlich. Im Teilabschnitt der Ebene 1 wird nahezu keine Wärme auf den Wasser-/Dampfkreislauf übertragen. Im Teilabschnitt der Ebene 4 wird kein Kohlenstaub eingeblasen, weswegen hier lediglich eine strahlungsbasierte Wärmeübertragung des in Ebene 2 und Ebene 3 gebildeten Rauchgases mit einer Wärmestromdichte von etwa 65 W/m² vorliegt. Im abgesenkten Mindestlastpunkt bei 10 % P_n mit 1-Mühlenbetrieb liegt das rauchgasseitige Temperaturniveau durch eine weitere Steigerung des Luftüberschusses noch etwas tiefer. Da auch in

Ebene 2 keine Zufuhr und Verbrennung von Kohlenstaub mehr stattfindet, ist die Wärmestromdichte in diesem Teilabschnitt ebenfalls sehr gering. Ebene 3 wird von der letzten in Betrieb befindlichen Kohlemühle mit Kohlenstaub versorgt und zeigt demnach mit etwa 65 W/m² die höchste Wärmestromdichte im Betriebspunkt bei 10 % P_n , die aufgrund des hohen Luftüberschusses und der niedrigen rauchgasseitigen Temperatur allerdings deutlich unter den Werten aus Volllast liegt.

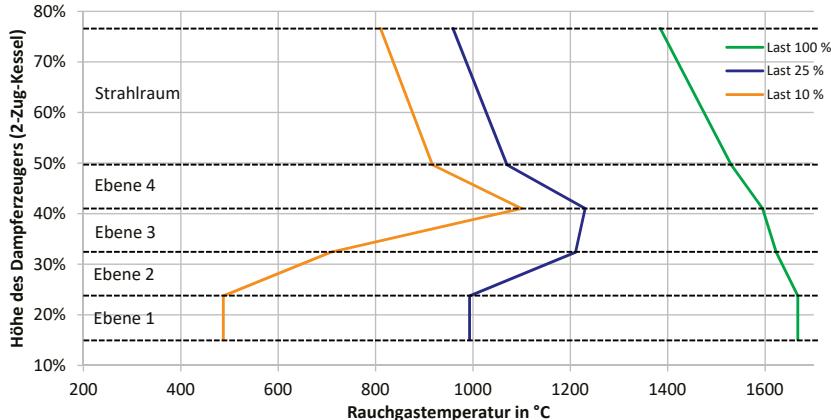


Abbildung 5.9: Temperaturverlauf über der Dampferzeugerhöhe in verschiedenen Lastpunkten

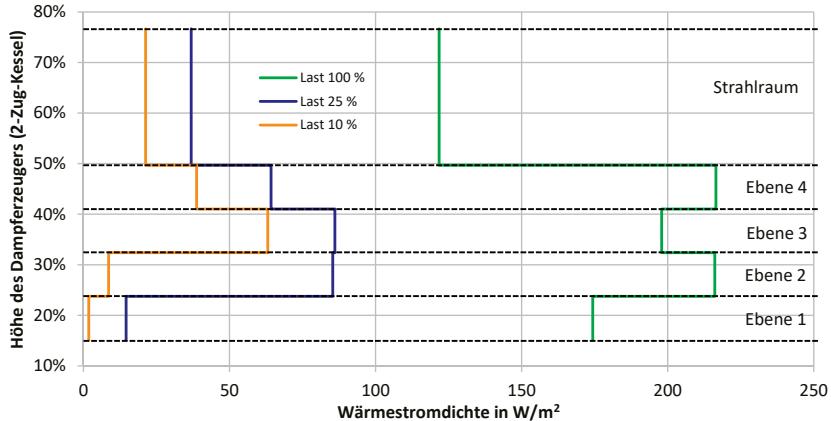


Abbildung 5.10: Wärmestromdichte in verschiedenen Lastpunkten über der Dampferzeugerhöhe

Die hier vorgestellten dynamischen Simulationen zeigen, welche thermodynamischen Effekte bei einer Mindestlastabsenkung durch einen 1-Mühlenbetrieb zu erwarten sind. Die identifizierten Einflüsse im stationären Betrieb bei 10 % P_n sind insbesondere ein weiteres Absinken der Dampf- und Rauchgastemperaturen, eine geringere Durchströmung der Dampferzeugerheizflächen und Dampfturbinen sowie ein größerer Umwälzmassenstrom. Der dynamische

Übergang in den abgesenkten Mindestlastpunkt ist durch eine weitere Mühlenschaltung und daraus resultierende leichte Schwankungen im Füllstand der Anfahrflasche gekennzeichnet. Während des betrachteten Referenzlastverlaufs werden keine im Rahmen der vorliegenden Arbeit definierten Betriebsgrenzen verletzt. Jedoch sind die Effekte und Betriebsgrenzen je nach Auslegung und Verschaltung von Fall zu Fall zu betrachten bzw. zu überprüfen. Ein dynamisches Kraftwerkmodell mit einem hohen Detaillierungsgrad bei der Dampferzeugermodellierung bietet dazu – wie hier gezeigt – ein geeignetes Werkzeug.

Die Realisierung eines 1-Mühlensbetriebs bedeutet allerdings, dass bei einem unvorhergesehenen Ausfall der letzten in Betrieb befindlichen Kohlemühle der gesamte Dampferzeuger ausfällt und das Kraftwerk vom Netz gehen muss. Alternativ wäre es ebenso möglich, anstatt vier großer Kohlemühlen unter Inkaufnahme von Mehrkosten eine höhere Anzahl an Kohlemühlen mit geringerer Durchsatzleistung zu verwenden, sodass auch in tiefen Teillasten noch ein stabiler 2-Mühlensbetrieb mit entsprechender Mühlenlast und Staubbefüllung möglich ist [27].

5.2 Indirektes Feuerungssystem

Eine weitere Maßnahme zur Flexibilitätssteigerung kohlebefeueter Dampfkraftwerke ist die Installation bzw. Nachrüstung eines indirekten Feuerungssystems, welches eine Entkopplung der Kohlemühlen von den Brennern bewirkt. Dazu werden Primärluft und Kohlenstaub nach dem Austritt aus den Kohlemühlen durch mechanische oder elektrische Abscheider voneinander getrennt und der Kohlenstaub in einem geschlossenen Silo zwischengespeichert. Durch eine nahezu verzugsfreie Entnahme des Kohlenstaubs aus dem Silo wird somit die Trägheit der Kohlemühlen umgangen, sodass größere LAG mit dem Kraftwerk möglich sind. Außerdem verbessern sich laut [62] auch die Regelfähigkeit und die Gleichmäßigkeit der Kohlenstaubqualität. Dem gegenüber stehen finanzielle und technische Aufwände. So sind bei einem indirekten Feuerungssystem sicherheitstechnische Aspekte zu beachten, beispielsweise dass das Kohlenstaubsilo inert zu betreiben ist und die Temperatur im Behälter kontinuierlich überwacht werden muss [77].

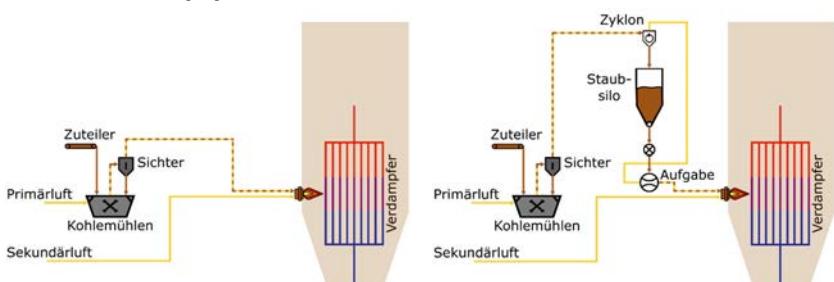


Abbildung 5.11: Direkte Feuerung (links) und indirekte Feuerung (rechts) im dynamischen Kraftwerkmodell

Abbildung 5.11 zeigt den Vergleich zwischen der Modellierung des direkten und des indirekten Feuerungssystems im dynamischen Simulationsmodell für eine der vier Brennerebenen. Beim direkten Feuerungssystem wird das Gemisch aus Primärluft und Kohlenstaub am Austritt der Kohlemühlen unmittelbar weiter zur Brennerebene geleitet, wo zusammen mit der zugeführten Sekundärluft die Verbrennung stattfindet. Bei der Modellierung des indirekten Feuerungssystems wird das Gemisch aus Primärluft und Kohlenstaub nach dem Austritt aus der Kohlemühle voneinander getrennt und der Kohlenstaub im Staubsilo zwischengespeichert. Der Primärluftmassenstrom realisiert dann die Aufgabe des Kohlenstaubmassenstroms aus dem Silo und strömt weiterhin direkt zur Brennerebene.

Die angenommene Betriebsstrategie sieht vor, dass die Kohlemühlen ihre Last wie beim direkten Feuerungssystem in Abhängigkeit der Solleistung des Kraftwerks ändern und einzelne Brennerebenen und Kohlemühlen in Teillast außer Betrieb gehen. Jede der vier Brennerebenen verfügt über ein eigenes Staubsilo, in das die gesamte Kohlenstaubmenge der dazugehörigen Mühle eintritt. Am Austritt des Staubsilos wird in Abhängigkeit vom in der Blockregelung gebildeten *Sollwert Dampferzeuger* der gewünschte Brennstoffmassenstrom aufgegeben. Bei der Anforderung einer negativen Laständerung steigt die Kohlenstaubmenge im Silo aufgrund der tragen Reaktion der Kohlemühle also kurzfristig an, bis im stationären Betrieb wieder ein konstantes Gleichgewicht zwischen Eintritts- und Austrittsmassenstrom vorliegt. Bei einer positiven Laständerung wird analog dazu kurzfristig Kohlenstaub ausgespeichert. Da bilanziell lediglich die Differenz zwischen Soll- und Istwert der Kohlenstaubmenge ausgeglichen wird, kann die Behältergröße vergleichsweise klein gehalten werden.

Eine weitere Betriebsstrategie läge darin, die Kohlemühlen möglichst überwiegend in ihrem optimalen Lastpunkt zu betreiben. Zum einen können dadurch energetische Verluste durch den Teillastbetrieb der Kohlemühlen vermieden werden. Da die Kohlemühlen jedoch nur einen vergleichsweise kleinen Eigenverbrauch in der Größenordnung von insgesamt 2 MW_{el} aufweisen (siehe Abschnitt 4.3.2), sind die dadurch gewonnenen Effekte relativ gering. Zum anderen könnte durch einen optimalen Betriebspunkt jedoch auch der Verschleiß der Kohlemühlen gemindert werden, wodurch längere Laufzeiten zwischen einzelnen Revisionen möglich wären. Hierzu kann das dynamische Kraftwerkssmodell jedoch keine Aussagen liefern, weswegen diese Betriebsstrategie nicht näher betrachtet wird.

Um die positiven Effekte eines indirekten Feuerungssystems auf den transientes Kraftwerksbetrieb ganzheitlich zu berücksichtigen, sind neben der verfahrenstechnischen Anpassung auch Anpassungen einzelner Regelungsstrukturen in der Kraftwerksleittechnik notwendig. Das Prozessmodell des Kraftwerkssblocks in der Blockregelung wird dazu vom ursprünglichen PT₃-Glied auf ein PT₂-Glied modifiziert. Dieses angepasste Prozessmodell wurde auf Basis des in Abbildung 5.12 dargestellten Übergangsverhaltens der Nettoleistung bei einer sprunghafte Erhöhung der Zielleistung identifiziert. Während dieser Sprungantwort wurde die Zielleistungsbegrenzung innerhalb der Blockregelung deaktiviert, sodass der Sprung der Zielleistung direkt in einen Sprung des Leistungssollwertes übergeht, ohne in eine Rampe mit der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Leistung \dot{P}_{kann} umgesetzt zu werden.

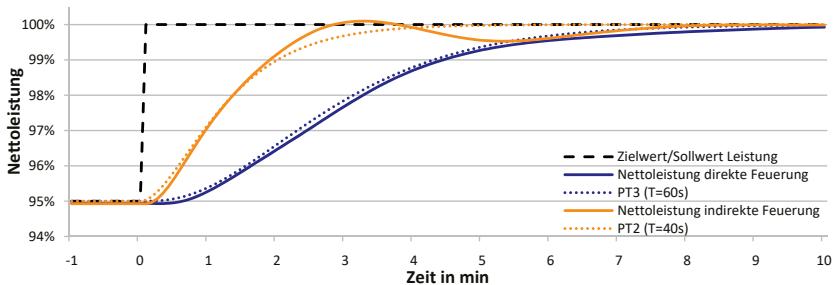


Abbildung 5.12: Sprungantwort des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems bei deaktivierter Zielleistungsbegrenzung in der Blockregelung

Aus dem Vergleich der beiden Zeitverläufe wird eine deutlich schnellere Antwort im Falle des indirekten Feuerungssystems deutlich. Die Sprungantwort des indirekten Feuerungssystems lässt sich durch ein PT_2 -Element mit einer Zeitkonstanten von jeweils 40 Sekunden approximieren. Das ursprüngliche direkte Feuerungssystem zeigt eine träge Sprungantwort, die sich durch ein PT_3 -Glied mit einer Zeitkonstante von jeweils 60 Sekunden annähern lässt. Exakt dieses Prozessmodell war auch in der Blockregelung des modellierten Basiskraftwerks hinterlegt, wodurch eine gute Abbildung des Gesamtsystems an dieser Stelle erneut bestätigt wird. Beim Erreichen der Zielleistung kommt es bei der indirekten Feuerung zu Schwankungen der elektrischen Leistung, die insbesondere durch nicht optimal eingestellte Regelkreise (z.B. Speisewasserregelung durch die SPAT) begründet werden kann. Neben der Anpassung des Prozessmodells in der Blockregelung wurden weitere modellbasierte Verzögerungsglieder in den leittechnischen Strukturen der Speisewasser-, Umwälz- und Dampftemperaturregelung angepasst, um das schnellere zeitliche Verhalten des Kraftwerks aufgrund der Entkoppelung von Kohlemühlen und Brennern zu berücksichtigen.

Um der verbesserten Dynamik des indirekten Feuerungssystems Rechnung zu tragen, wird im weiteren Verlauf zusätzlich eine Verdoppelung der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Leistung \dot{P}_{kann} in der Blockregelung angenommen, wodurch eine sprunghafte Änderung der Zielleistung in eine im Vergleich zum direkten Feuerungssystem doppelt so steile Rampe umgesetzt wird. Die Erhöhung von \dot{P}_{kann} wurde dabei auf Basis des etwa doppelt so großen Gradienten der Nettoleistung während der in Abbildung 5.12 dargestellten Sprungantwort im Lastbereich zwischen 96 % P_n und 99 % P_n angenommen.

Für die im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeföhrten Simulationsstudien sind an dieser Stelle noch folgende Anmerkungen zu machen:

- Die Transportzeiten der Rohkohle zu den Kohlemühlen und des Kohlenstaubs zu den Brennern wurden, wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, vernachlässigt.
- Weitere Bottle-Necks, wie z.B. das zeitliche Verhalten von Frischlüftern oder anderen betroffenen Komponenten, sind nicht explizit berücksichtigt bzw. überprüft worden.

In den folgenden Diagrammen werden die Simulationsergebnisse des dynamischen Kraftwerksmodells mit einem direkten und mit einem indirekten Feuerungssystem während des bereits eingeführten Referenzlastverlaufs gegenübergestellt. Beim Vergleich der zeitlichen Verläufe der Nettoleistung in Abbildung 5.13 wird deutlich, dass die jeweiligen Lastsprünge im Falle des indirekten Feuerungssystems signifikant schneller vollzogen werden und auch das träge Verhalten zu Beginn der Lastwechsel reduziert werden kann.

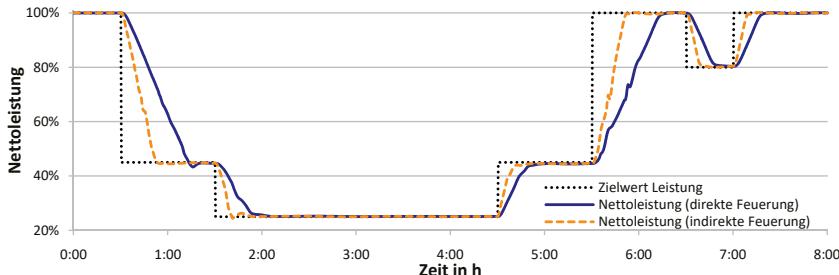


Abbildung 5.13: Nettoleistung des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems

Das indirekte Feuerungssystem zeigt in Kombination mit der Verdoppelung der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Leistung \dot{P}_{kann} erwartungsgemäß auch eine schnellere und steilere Antwort des Brennstoffmassenstroms, wie in Abbildung 5.14 dargestellt.

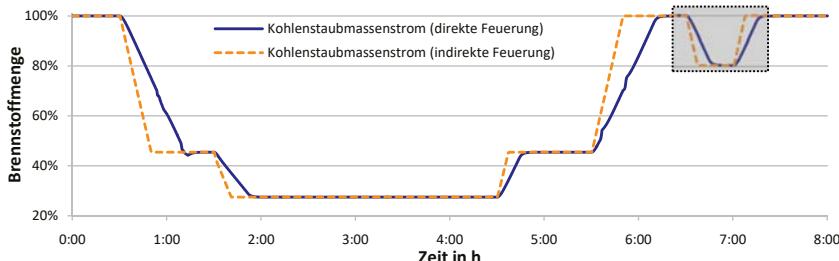


Abbildung 5.14: Brennstoffmassenstrom des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems (normiert auf den Brennstoffmassenstrom in Volllast)

Um die oben erläuterte Betriebsweise des indirekten Feuerungssystems zu verdeutlichen, sind in Abbildung 5.15 der Austrittsmassenstrom einer Kohlemühle, der Kohlenstaubmassenstrom zur dazugehörigen Brennerebene sowie die im Silo eingespeicherte Kohlenstaubmenge für den grau hinterlegten Zeitabschnitt des Referenzlastverlauf dargestellt. Während des Lastwechsels von 100 % P_n auf 80 % P_n ist der träge reagierende Austrittsmassenstrom der Kohlemühle größer als der zur Brennerebene geförderte Brennstoffmassenstrom. In diesem Zeitraum wird etwa 340 kg Kohlenstaub in das dazugehörige Silo eingespeichert. Während des nachfolgenden Lastsprunges von 80 % P_n zurück auf 100 % P_n sind die Effekte erwartungsgemäß gegenläufig und es wird Kohlenstaub aus dem Silo ausgespeichert. In den stationären Betriebspunkten sind der Eintritts- und Austrittsmassenstrom des Silos identisch, wodurch die zwischengespeicherte Kohlenstaubmenge konstant bleibt.

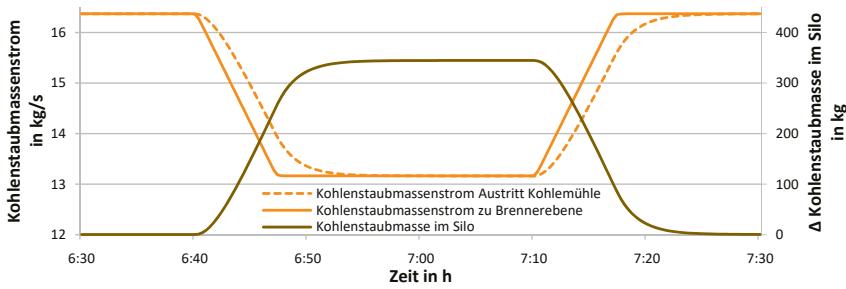


Abbildung 5.15: Kohlenstaubmengen des indirekten Feuerungssystems im Ausschnitt des Referenzlastverlaufs

Die in Abbildung 5.16 dargestellten Wasser-/Dampftemperaturen zeigen keine zusätzlichen Schwankungen im Falle des indirekten Feuerungssystems. Insbesondere kann die Regelgüte der Frischdampftemperatur auf den Sollwert von 530°C als vergleichbar gut eingestuft werden, was sich auch bei der Regelgüte der hier nicht dargestellten HZÜ-Temperatur zeigt.

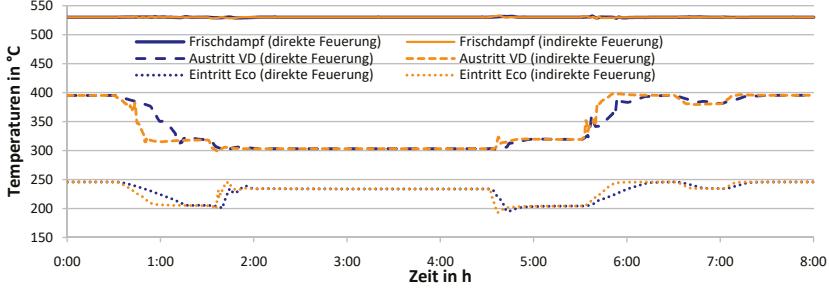


Abbildung 5.16: Wasser-/Dampftemperaturen des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems

Auch bei den Wasser-/Dampfmassenströmen am Eintritt und Austritt des Dampferzeugers (vgl. Abbildung 5.17) zeigen sich keine nennenswerten Schwankungen. Die lastabhängige Anpassung der Massenströme erfolgt beim indirekten Feuerungssystem erwartungsgemäß mit einer geringeren Trägheit und einem in etwa verdoppelten Gradienten.

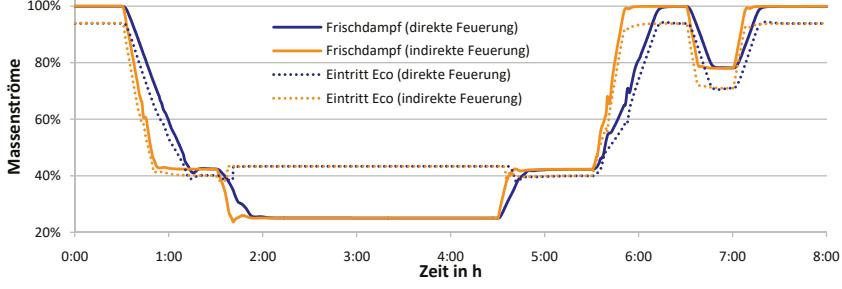


Abbildung 5.17: Wasser-/Dampfmassenströme des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast)

Bei der Betrachtung des Umwälzmassenstroms wird ein um etwa vier Minuten früherer Wechsel in den Umwälzbetrieb und ein um etwa acht Minuten früherer Wechsel zurück in den Zwangsdurchlaufbetrieb ersichtlich (vgl. Abbildung 5.18). Ansonsten ergeben sich während des Umwälzbetriebs keine zusätzlichen Schwankungen oder unzulässigen Betriebszustände.

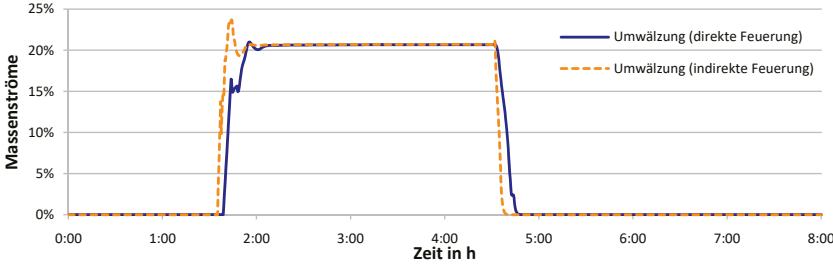


Abbildung 5.18: Umwälzmassenströme des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast)

Zusätzlich zum Referenzlastverlauf sind mit dem dynamischen Kraftwerkmodell mehrere positive und negative Lastsprünge in unterschiedlicher Höhe simuliert worden. Ziel der vorgenommenen Simulationsstudie war die Bestimmung der LÄG nach der 90 %-Methode sowie die damit mögliche quantitative Bewertung der Steigerung der LÄG durch das indirekte Feuerungssystem. Im Rahmen dieser Simulationsstudie wurde der PI-Leistungskorrekturregler in der Blockregelung deaktiviert. Der Sollwert des Brennstoffmassenstroms wird demnach unmittelbar und ohne zusätzliche Einflüsse aus der in der Zielleistungsbegrenzung gebildeten Rampe des Leistungssollwerts mit der maximalen Steigung von \dot{P}_{kann} gebildet.

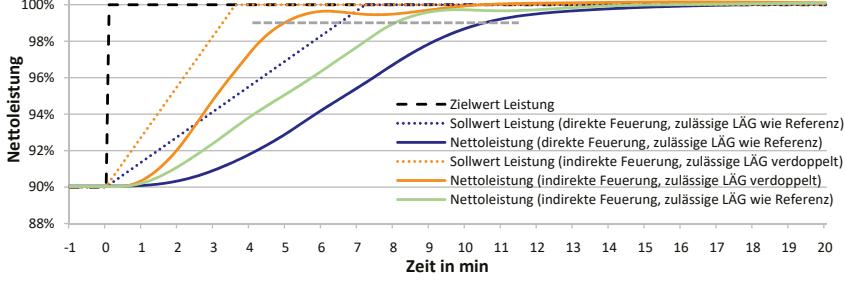


Abbildung 5.19: Nettoleistung des direkten (blau) und indirekten (orange) Feuerungssystems bei einem positiven Lastsprung um 10 % P_n , zusätzlich ist die Nettoleistung des indirekten Feuerungssystems ohne eine Steigerung von \dot{P}_{kann} abgebildet (grün)

Abbildung 5.19 zeigt dazu den Vergleich der Nettoleistung des Kraftwerksprozesses mit einem direkten und einem indirekten Feuerungssystem bei einem positiven Lastsprung um 10 % P_n . Zusätzlich ist mit der grau gestrichelten Linie die nach der 90 %-Methode zu erreichende Leistung von 99 % P_n kenntlich gemacht. Der Kraftwerksprozess mit dem direkten Feuerungssystem (blau) benötigt demnach etwa 10,5 Minuten zur Erreichung einer Leistung von 99 % P_n , womit sich die LÄG entsprechend Gleichung (5.1) berechnen lässt:

$$\text{LÄG}_{90 \rightarrow 100, \text{direkt}} = \frac{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}{T_{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}} = \frac{9 \% P_n}{10,5 \text{ min}} = 0,86 \frac{\% P_n}{\text{min}} \quad (5.1)$$

Beim Kraftwerksprozess mit indirekter Feuerung (orange) wird die Leistung von 99 % P_n bereits nach etwa 5 min erreicht, wodurch sich eine deutlich höhere LÄG ergibt:

$$\text{LÄG}_{90 \rightarrow 100, \text{indirekt}} = \frac{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}{T_{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}} = \frac{9 \% P_n}{5 \text{ min}} = 1,80 \frac{\% P_n}{\text{min}} \quad (5.2)$$

Dass die Nettoleistung bei der indirekten Feuerung schon kurz vor Erreichen von 100 % P_n abflacht und leichte Schwankungen aufweist, kann durch nicht optimal eingestellte Regelkreise erklärt werden. In diesem Zeitbereich sind insbesondere in der Speisewasserregelung und dem dadurch veränderten Ventilquerschnitt vor der SPAT vergleichsweise starke Ausschläge zu verzeichnen. Das bestätigt den oben erläuterten Sachverhalt, dass bei einer Realisierung eines indirekten Feuerungssystems an vielen Stellen Anpassungen in der Kraftwerksleitechnik vorzunehmen sind.

Beim zusätzlich dargestellten Prozess mit einem indirekten Feuerungssystem ohne die im Rahmen dieser Arbeit angenommene Verdoppelung von \dot{P}_{kann} (grün) zeigt sich lediglich eine verbesserte Dynamik zu Beginn und zum Ende des Laständerungsvorgangs, jedoch keine schnellere Leistungssteigerung im Übergangsbereich. Die in dieser Konstellation erreichte LÄG liegt mit Erreichen der Zielmarke von 99 % P_n nach 8 Minuten bei 1,12 % P_n/min , also etwa 30 % höher als beim direkten Feuerungssystem.

Neben dem oben dargestellten positiven Lastsprung um 10 %-Punkte von 90 % P_n auf 100 % P_n wurden mit dem dynamischen Kraftwerksmodell weitere Lastwechsel simuliert und ausgewertet, sodass in Summe jeweils ein positiver und ein negativer Lastsprung um 10 %-, 25 %-, 50 %- und 75 %-Punkte betrachtet wurde.

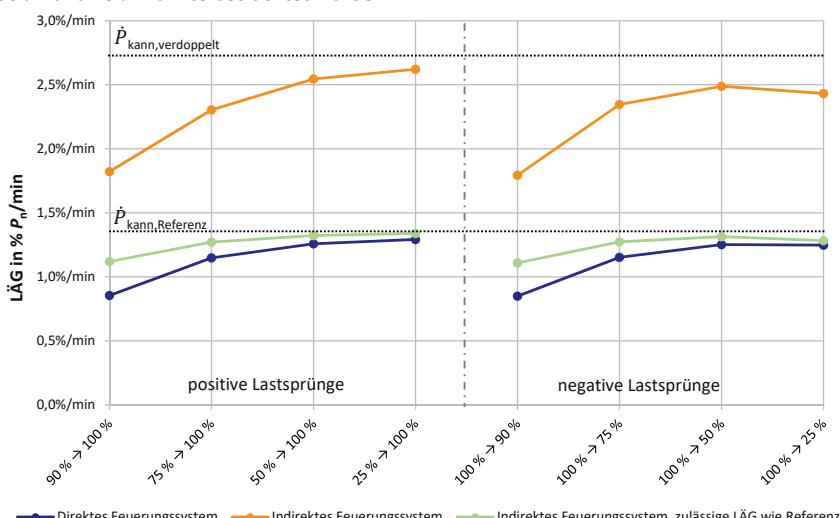


Abbildung 5.20: Last- und richtungsabhängige Steigerung der LÄG durch ein indirektes Feuerungssystem

Die in Abbildung 5.20 zusammengefassten Resultate bestätigen den identifizierten positiven Einfluss der indirekten Feuerung auf die LÄG des Kraftwerksprozesses. Die LÄG nähert sich mit zunehmender Höhe des Lastsprunges der in der Blockregelung vorgegebenen maximal zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Leistung \dot{P}_{kann} an. Dieser Zusammenhang kann dadurch begründet werden, dass die Trägheit des Kraftwerksprozesses zum Beginn und zum Ende des Lastwechsels mit größer werdenden Lastsprüngen einen immer kleineren Anteil am gesamten Laständerungsvorgang ausmacht. Dadurch fällt auch der negative Effekt auf die LÄG immer geringer aus. Die LÄG ist bei den Lastsprüngen zwischen 100 % P_n und 50 % P_n in positiver und negativer Richtung nahezu symmetrisch. Lediglich beim Lastwechsel von Volllast nach Mindestlast wird ein leicht geringerer Wert erreicht, als in der Gegenrichtung von Mindestlast nach Volllast, was durch eine lastabhängige Reduktion von \dot{P}_{kann} beim Übergang in den Umläufigbetrieb erklärt werden kann.

Beim indirekten Feuerungssystem zeigt sich bei allen betrachteten Lastwechseln in etwa eine Verdoppelung der erreichbaren LÄG im Vergleich zur ursprünglichen direkten Feuerung. Die Steigerung der LÄG ist dabei zum einen der Reduzierung der Trägheit des Kraftwerksprozesses durch die nahezu verzugsfreie Entnahme von Kohlenstaub aus dem Stausilo zuzurechnen. Dieser Einfluss wird durch die Betrachtung der Konstellation eines indirekten Feuerungssystems ohne Steigerung von \dot{P}_{kann} bewiesen, zeigt jedoch bei Lastsprüngen $> 25\% P_n$ kaum noch einen positiven Effekt. Zum anderen wird die Steigerung der LÄG demnach insbesondere durch die vorgenommene Verdoppelung von \dot{P}_{kann} erreicht, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit auf Basis des etwa doppelt so großen Gradienten der Nettoleistung während der in Abbildung 5.12 dargestellten Sprungantwort angenommen wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass durch die Installation eines indirekten Feuerungssystems eine höhere LÄG erreicht wird, als bei einem direkten Feuerungssystem. Das dynamische Kraftwerksmodell eignet sich dabei sehr gut zur Bewertung der thermodynamischen Effekte sowie der resultierenden Flexibilisierung des Kraftwerksprozesses.

5.3 Integration eines Ruths-Speichers

5.3.1 Integrationskonzept

Bei der Betrachtung möglicher Integrationspunkte eines TES in einen Kraftwerksprozess rückt aus thermodynamischer Sicht insbesondere die Beladung durch eine Dampfauskopplung aus der KZÜ in den Fokus. Der KZÜ-Dampf hat eine vergleichsweise geringe Überhitzung auf einem moderaten Druckniveau, weist jedoch noch ein ausreichend hohes Potential für eine spätere Entladung auf. Die Entladung eines TES ist vor allem in der ND- oder HD-Vorwärmstrecke als zielführend einzuschätzen. Eine Entladung in der Vorwärmstrecke hat den Vorteil, dass die Auswirkungen auf den Betrieb des Dampferzeugers relativ gering sind und durch das Ersetzen von Anzapfdampf auch eine Überlast des Kraftwerksprozesses erreicht werden kann, ohne den Frischdampfmassenstrom über die Auslegungsgrenze hinaus zu steigern. Dabei ist jedoch die Schluckfähigkeit der betroffenen Dampfturbinenstufen zu beachten.

Tabelle 5.3: Thermodynamische Zustände des modellierten Referenzprozesses an möglichen Integrationspunkten eines TES

	Vollast (100 % P_r)			Mindestlast (25 % P_r)		
	Druck	Temperatur	Massenstrom	Druck	Temperatur	Massenstrom
A1 (NDVW1)	0,3 bar	72,3 °C	13,6 kg/s	0,1 bar	47,6 °C	1,9 kg/s
A2 (NDVW2)	0,8 bar	94,3 °C	18,6 kg/s	0,2 bar	84,2 °C	3,3 kg/s
A3 (NDVW3)	2,5 bar	193,1 °C	27,8 kg/s	0,7 bar	180,3 °C	5,7 kg/s
A4 (SpWB)	6,1 bar	284,5 °C	16,4 kg/s	1,7 bar	268,4 °C	3,2 kg/s
A5 (SPAT)	10,3 bar	348,0 °C	27,4 kg/s	2,8 bar	330,7 °C	4,3 kg/s
A6 (HDVW6)	20,4 bar	441,0 °C	49,2 kg/s	5,4 bar	420,7 °C	9,1 kg/s
KZÜ (HDVW7)	41,1 bar	309,1 °C	548,5 kg/s	10,6 bar	309,1 °C	143,0 kg/s
HZÜ	38,3 bar	530,0 °C	558,2 kg/s	9,9 bar	505,5 °C	143,0 kg/s
Frischdampf	189,5 bar	530,0 °C	600,0 kg/s	80,0 bar	530,0 °C	150,3 kg/s

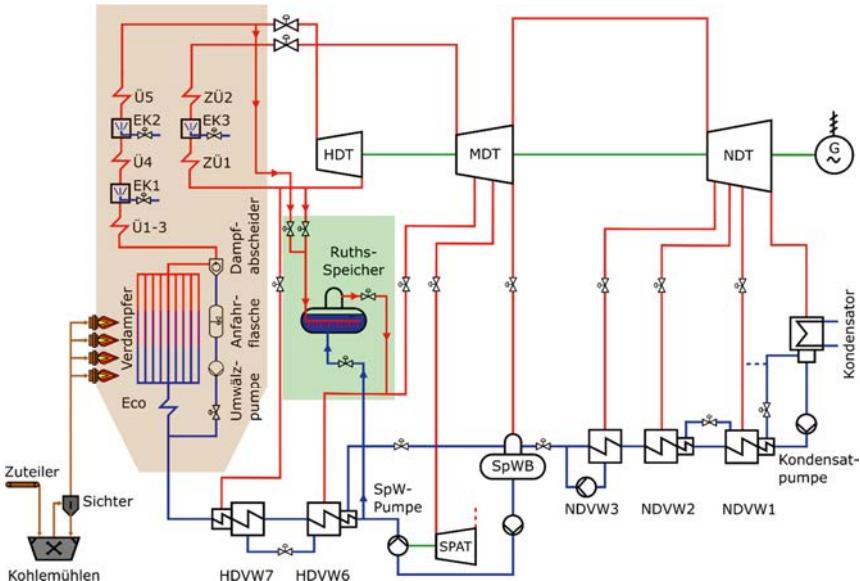


Abbildung 5.21: Integrationskonzept des Ruths-Speichers in den Referenzprozess

Ausgehend von den in Tabelle 5.3 aufgelisteten thermodynamischen Zuständen des modellierten Referenzprozesses wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein TES-Integrationskonzept betrachtet, das sich durch eine **Beladung** mit KZÜ- oder Frischdampf und eine **Entladung** zur Ersetzung des Anzapfdampfs des ersten HD-Vorwärmers auszeichnet (vgl. Abbildung 5.21). Als Speichertechnologie wird ein Gleitdruckspeicher bzw. Ruths-Speicher ausgewählt, der mit Dampf aus dem Kraftwerksprozess beladen wird und beim Entladen Sattdampf zur Verfügung stellt. Somit handelt es sich um ein direktes Speichersystem. Die direkte Speicherung des Arbeitsmediums Wasser erlaubt es, ohne zusätzliche Wärmetauscher und Pumpen auszukommen, was die Komplexität des TES-Systems reduziert und die Flexibilität im Einsatz steigert.

Der in den Kraftwerksprozess integrierte Ruths-Speicher nutzt die Druckdifferenz zwischen den jeweiligen Integrationspunkten, weshalb sich die aus thermodynamischer Sicht favorisierte Beladung durch KZÜ-Dampf lediglich im oberen Lastbereich zwischen 100 % P_n und 75 % P_n anbietet. In tieferen Lastpunkten < 75 % P_n sinkt das Druckniveau des KZÜ-Dampfes so weit ab, dass eine spätere Entladung zum ersten HD-Vorwärmer in Volllast nicht mehr möglich ist. Eine Beladung in Teil-/Mindestlast (bei geringen Strompreisen) und eine anschließende Entladung in Volllast (bei hohen Strompreisen) erscheint jedoch aus technisch-ökonomischen Gesichtspunkten sehr interessant. Um eine solche Betriebsstrategie zu ermöglichen, ist in dem hier betrachteten TES-Konzept der zusätzliche Integrationspunkt für eine Beladung mit Frischdampf vorgesehen. Die für Lastpunkte < 75 % P_n vorgesehene Beladung mit Frischdampf hat den Vorteil, dass immer ein ausreichend hohes Druckniveau für eine spätere Entladung in Volllast vorliegt. Wäre eine Be- und Entladung immer im selben Betriebspunkt vorgesehen, könnte auf den zusätzlichen Integrationspunkt der Beladung mit Frischdampf verzichtet werden.

Da der Ruths-Speicher mit überhitztem Dampf beladen und mit Sattdampf entladen wird, ist zusätzlich ein Anschluss zum Nachfüllen von unterkühltem Speisewasser vorgesehen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass der Füllstand zum Ende eines Speicherzyklus (bestehend aus einer vollständigen Be- und Entladung) wieder dem ursprünglichen Ausgangswert entspricht. Würde lediglich mit überhitztem KZÜ- oder Frischdampf beladen und mit Sattdampf entladen, ginge der Füllstand mit jedem Zyklus immer weiter zurück.

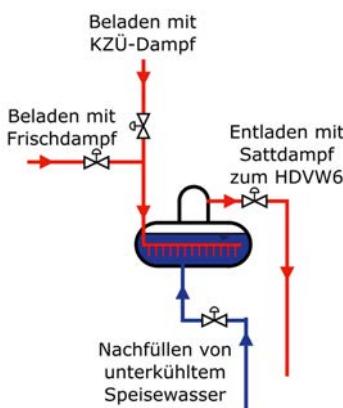


Abbildung 5.22: Schema des integrierten Ruths-Speichers

5.3.2 Betriebliche Grenzen und Leistungspotentiale

Das beschriebene TES-Integrationskonzept zeichnet sich durch die in Abbildung 5.23 dargestellten Grenzen hinsichtlich der thermischen Belade- und Entladeleistungen des Ruths-Speichers sowie der daraus resultierenden Potentiale der Veränderung der Nettoleistung des Referenzprozesses aus. Im Folgenden werden die zur Bestimmung der lastabhängigen Leistungspotentiale angenommenen betrieblichen Grenzen bei der Beladung und Entladung noch etwas näher erläutert und der TES-Wirkungsgrad eingeführt.

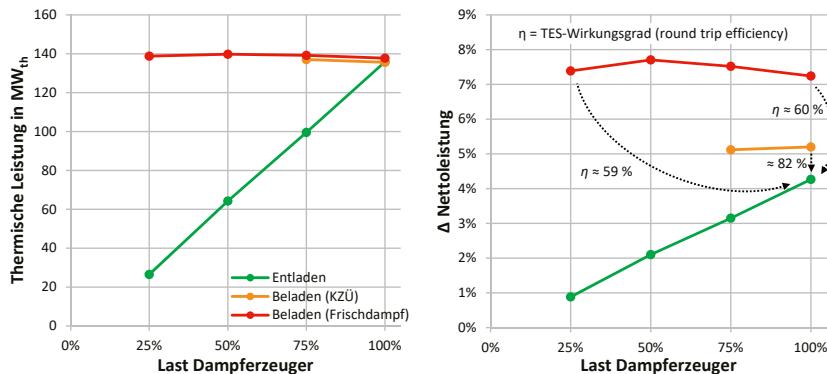


Abbildung 5.23: Mögliche thermische Belade- und Entladeleistungen des Ruths-Speichers (links) und daraus resultierende TES-Leistungspotentiale (rechts) in verschiedenen Lastpunkten (zur besseren Vergleichbarkeit ist jeweils der Betrag dargestellt)

Entladung

Die maximal mögliche Entladeleistung wird durch die vollständige Ersetzung des Anzapfdampfes von HDVW 6 durch den aus dem Ruths-Speicher entnommenen Satt dampf erreicht. In Volllast ist dabei eine Entladeleistung von 136 MW_{th} zulässig, die sich durch das Ausspeichern von 50 kg/s Satt dampf ergibt. Durch die Ersetzung des Anzapfdampfes von HDVW 6 strömt ein größerer Dampf massenstrom über die MD- und ND-Turbine, was eine zusätzliche Nettoleistung von 4,3 % P_n zur Folge hat. Aufgrund des erhöhten Dampf massenstroms ist zur Realisierung dieses Betriebspunkts die Schluckfähigkeit der MD- und ND-Turbine anlagenspezifisch zu überprüfen. Sofern eine Überlast in diesem Umfang nicht zulässig ist, kann auch eine geringere Entladeleistung des Gleitdruckspeichers mit einem damit einhergehenden geringeren Einfluss auf die elektrische Zusatzleistung umgesetzt werden.

In Teillast geht das Potential beim Entladen mit abnehmender thermischer Leistung des HDVW 6 und den damit verbundenen geringeren Anzapfdampf mengen nahezu linear zurück. In der Mindestlast bei 25 % P_n ist nur noch eine Entladeleistung von 27 MW_{th} bzw. 10 kg/s Satt dampf möglich, die zu einer Leistungssteigerung von 0,9 % P_n führt.

Beladung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird eine zur oben beschriebenen Entladung in Volllast übereinstimmende Beladeleistung von ca. 136 MW_{th} angenommen. Bei der im oberen Lastbereich > 75 % P_n vorgesehenen Beladung des Ruths-Speichers mit KZÜ-Dampf geht die Nettoleistung des Kraftwerks um etwa 5,2 % P_n zurück. Bei einer Beladung mit exergetisch höherwertigem Frischdampf, die vornehmlich im Teillastbetrieb < 75 % P_n vorzunehmen ist, liegt die Leistungseinbuße mit 7,3 % P_n erwartungsgemäß höher.

Bei der Beladung des Gleitdruckspeichers mit KZÜ- oder Frischdampf ist insbesondere die Mindest durchströmung der ZÜ-Heizflächen sowie der Dampfturbine (Ventilation) zu beachten. Mit der zusätzlichen Dampfentnahme geht die Durchströmung der ZÜ-Heizflächen zurück,

wodurch es zu einer ungleichmäßigeren und ggfs. nicht mehr ausreichenden Kühlung der Heizflächenrohre kommen kann. Während der Beladung in Volllast mit KZÜ-Dampf ergibt sich eine Dampfentnahme von 46 kg/s (weitere 4 kg/s unterkühltes Speisewasser zum Nachfüllen). Im Falle einer Beladung mit Frischdampf liegt eine Entnahme von 39 kg/s vor (weitere 11 kg/s unterkühltes Speisewasser zum Nachfüllen). Bezogen auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast ergibt sich somit eine zusätzliche Dampfentnahme von 6,5 bis 7,5 %. Für den Fall, dass bei einer konkreten Anlage die damit einhergehende geringere ZÜ-Durchströmung in diesem Umfang nicht zulässig ist, kann auch eine geringere Beladeleistung des Ruths-Speichers mit entsprechend reduziertem Einfluss auf die Nettoleistung umgesetzt werden.

TES-Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des TES-Systems wird mittels der *round trip efficiency* bestimmt. Bei dieser "Strom zu Strom"-Bewertung wird die zusätzliche Nettoleistung beim Entladen ins Verhältnis zur Reduktion der Nettoleistung beim Beladen gesetzt (unter der Voraussetzung, dass übereinstimmende thermische Entlade- und Beladeleistungen vorliegen). Der TES-Wirkungsgrad bei einer Beladung mit KZÜ-Dampf in Volllast und einer nachfolgenden Entladung in Volllast ergibt sich gemäß Gleichung (5.3) zu:

$$\eta_{\text{TES},100 \rightarrow 100 \text{ (KZÜ-HDVW6)}} = \frac{\Delta P_{\text{el,Entladen,Volllast}}}{\Delta P_{\text{el,Beladen,Volllast (KZÜ)}}} = \frac{4,3 \% P_n}{5,2 \% P_n} = 82 \% \quad (5.3)$$

Bei einer Beladung mit Frischdampf in der Mindestlast und einer anschließenden Entladung in Volllast ergibt sich der TES-Wirkungsgrad gemäß Gleichung (5.4) zu:

$$\eta_{\text{TES},25 \rightarrow 100 \text{ (FD-HDVW6)}} = \frac{\Delta P_{\text{el,Entladen,Volllast}}}{\Delta P_{\text{el,Beladen,MinLast (FD)}}} = \frac{4,3 \% P_n}{7,3 \% P_n} = 59 \% \quad (5.4)$$

5.3.3 Auslegung

Der in den Kraftwerksprozess integrierte Ruths-Speicher wird für eine Speicherdauer von 30 Minuten ausgelegt. Somit liegt bei dem betrachteten TES-Konzept eher ein Leistungs- als ein Kapazitätsspeicher vor, was die bisherige Anwendung von Gleitdruckspeichern im Bereich der Energietechnik gut wiederspiegelt (siehe Abschnitt 3.4.2).

Das notwendige Behältervolumen kann unter Berücksichtigung der folgenden Annahmen gemäß Gleichung (5.5) abgeschätzt werden [78]:

- Unveränderliches Behältervolumen V_B ,
- Vernachlässigung kinetischer und potentieller Energien,
- ideale Wärmedämmung des Dampfspeichers,
- Vernachlässigung der Wärmekapazität der Behälterwand,
- innere Energie \approx Enthalpie und
- Vernachlässigung der im Dampfraum gespeicherten Masse und Energie.

Gleichung (5.5) ergibt sich dann zu:

$$\frac{m_{\text{Dampf}}}{V_B} = \frac{\beta}{v'_1} \frac{h'_1 - h'_2}{0,5 (h''_1 + h''_2) - h'_2} \quad (5.5)$$

wobei β den maximalen Füllstand zu Beginn eines Entladevorgangs beschreibt (üblicherweise zwischen 90 % und 95 %). Des Weiteren steht der Index 1 für den Beginn und der Index 2 für das Ende des Beladevorgangs.

Bei der ausgewählten Speicherdauer von 30 Minuten und einem Entlademassenstrom von 50 kg/s ergibt sich eine Sattdampfmenge von 90.000 kg. Mit der Festlegung des oberen Drucks von 40 bar (entspricht dem KZÜ-Druck in Volllast) und des unteren Drucks von 20 bar (entspricht dem Druck des Anzapfdampfes zum HDVW 6 in Volllast) wird bei einem Maximalfüllstand β von 90 % ein notwendiges Speichervolumen von 1.331 m³ errechnet.

- 40 bar: $T_1 = 250,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ / $h'_1 = 1087 \text{ kJ/kg}$ / $h''_1 = 2801 \text{ kJ/kg}$ / $v'_1 = 0,001253 \text{ m}^3/\text{kg}$
- 20 bar: $T_2 = 212,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ / $h'_2 = 909 \text{ kJ/kg}$ / $h''_2 = 2798 \text{ kJ/kg}$ / $v'_2 = 0,001177 \text{ m}^3/\text{kg}$

$$\frac{m_{\text{Dampf}}}{V_B} = \frac{0,90}{0,001253 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}} \frac{1087 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 909 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}{0,5 \left(2801 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 2798 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) - 909 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 67,63 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (5.6)$$

$$V_B = \frac{90.000 \text{ kg}}{67,63 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 1.331 \text{ m}^3 \quad (5.7)$$

Da Behälter für ein solches Druckniveau heutzutage lediglich bis etwa 500 m³ verfügbar sind (siehe Abschnitt 3.4.1), würde eine technische Umsetzung des hier betrachteten TES-Konzeptes auf mehrere modular zusammengeschaltete Druckbehälter zurückgreifen. Um die Komplexität der Betrachtungen überschaubar zu halten, wird in den dynamischen Simulationen jedoch lediglich ein Druckbehälter respektive Speichervolumen modelliert. Tabelle 5.4 fasst die wesentlichen Parameter des Ruths-Speicher-Konzeptes zusammen:

Tabelle 5.4: Wesentliche Parameter des Ruths-Speicher-Konzeptes

Thermodynamische Parameter	Entladen (100 % P_n)	Beladen KZÜ (100 % P_n)	Beladen FD (25 % P_n)
Wärmeleistung	MW _{th}	136	136
Dampfmassenstrom	kg/s	50	50
Δ Nettoleistung	MW _{el}	+29	-35
	% P_n	+4,3	-5,2
TES-Wirkungsgrad	%	≈ 82 %	≈ 59 %
<i>Parameter Druckbehälter</i>			
Behältervolumen	m ³	1.331	
Druck vor/nach Beladung	bar	20 / 40	
Speicherkapazität	MWh _{th}	68	
Nutzbare Dampfmenge	kg	90.000	
Wassermasse im Behälter	kg	956.000	

5.3.4 Leittechnische Einbindung im dynamischen Simulationsmodell

Neben der anlagentechnischen Integration des Ruths-Speichers in den Kraftwerksprozess ist zusätzlich der durch die Speicherintegration gewonnene Freiheitsgrad in der Kraftwerksleittechnik zu berücksichtigen. Dazu ist insbesondere eine Anpassung der Blockregelung notwendig, um einen koordinierten Einsatz zwischen der in den Dampferzeuger eingebrachten Brennstoffmenge und dem TES zu ermöglichen.

Für die folgenden Betrachtungen zur TES-Integration wird die Struktur der Blockregelung im dynamischen Kraftwerksmodell gemäß Abbildung 5.24 angepasst. Dabei sei hier darauf hingewiesen, dass die zur TES-Nutzung ergänzten und in blau dargestellten Pfade nicht als Vorschlag für ein konkretes Regelungstechnisches Integrationskonzept zu interpretieren sind. Die hier durchgeführten Betrachtungen zielen auf eine grundsätzliche Potentialermittlung inklusive der Darstellung und Bewertung der Effekte auf den Kraftwerksprozess ab.

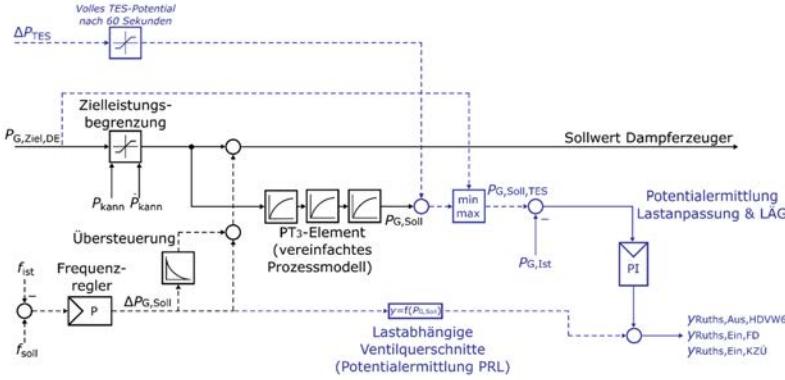


Abbildung 5.24: Angepasste Blockregelung im dynamischen Simulationsmodell mit TES-Integration

Wie im Kraftwerksprozess ohne TES-Integration wird aus dem Zielwert der Leistung $P_{G,Ziel,DE}$ der *Sollwert Dampferzeuger* und damit der in den Dampferzeuger eingebrachte Brennstoffmassenstrom gebildet. Der ursprüngliche PI-Leistungskorrekturregler, der eine Nachführung der Leistung über eine Anpassung des Brennstoffmassenstroms bewirkt hat (vgl. Abbildung 4.15), wird bei den dynamischen Simulationsstudien mit integriertem Ruths-Speicher deaktiviert, da die eindeutige Kopplung von Brennstoffmassenstrom und Generatorleistung durch die TES-Integration (teilweise) aufgelöst wird.

Soll die elektrische Leistung durch eine Be- oder Entladung des Ruths-Speichers verändert werden, wird die gewünschte Lastanpassung zu der Sollleistung $P_{G,Soll}$ addiert und so die Regelgröße $P_{G,Soll,TES}$ gebildet. Die Regelabweichung dieser Größe zum Istwert der elektrischen Leistung wird dann einem PI-Regler zugeführt, dessen Ausgang je nach Vorzeichen und Lastpunkt des Kraftwerks eines der beiden Eintrittsventile (KZÜ- oder Frischdampf) oder das Austrittsventil des Ruths-Speichers ansteuert und so eine Anpassung der elektrischen Leistung durch ein Be- oder Entladen bewirkt. Um zu starke Rückkopplungen auf den Kraftwerksprozess zu vermeiden, wird die durch das TES-System zu erbringende Zusatz- oder Minderleistung

so begrenzt, dass das volle TES-Leistungspotential ΔP_{TES} erst nach 60 Sekunden angefordert wird. Die Parameter des verwendeten PI-Reglers sind so gewählt, dass die auf 60 Sekunden umgesetzte Laständerung möglichst schnell, aber ohne großes Überschwingen erreicht wird (vgl. z.B. Abbildung 5.26).

Für die in Abschnitt 5.3.8 vorgestellte Bestimmung von Sprungantworten der Nettoleistung wird der PI-Regler im dynamischen Simulationsmodell deaktiviert und die Eintritts- bzw. Austrittsventile des Ruths-Speichers unter Beachtung einer Stellzeit von 10 Sekunden auf einen im Vorfeld bestimmten Ventilquerschnitt geöffnet. Mithilfe der so ermittelten Sprungantworten erfolgt in Abschnitt 5.4 dann die Potentialermittlung zur Erweiterung der PRL-Bereitstellung durch den in den Referenzprozess integrierten Ruths-Speicher.

5.3.5 TES-Einsatz zur Erbringung einer Lastanpassung

Soll eine zeitlich begrenzte Lastanpassung ausschließlich über den Einsatz des Ruths-Speichers realisiert werden (beispielsweise zur kurzzeitigen Mindestlastabsenkung oder zur Bereitstellung von Überlast), geht lediglich das Signal ΔP_{TES} in die angepasste Blockregelung des dynamischen Simulationsmodells ein. Der *Sollwert Dampferzeuger* und der daraus abgeleitete Brennstoffmassenstrom bleiben demnach konstant.

Das bei einer konstanten Dampferzeugerlast von 100 % durch eine Be- oder Entladung des Ruths-Speichers entstehende Leistungsband ist in Abbildung 5.25 mit den gepunkteten Linien angedeutet. Bei der exemplarisch dargestellten Anforderung einer kurzzeitigen Überlast durch eine Entladung des Ruths-Speichers wird die gewünschte Leistungsänderung innerhalb von 60 Sekunden vollständig angefordert und zum ursprünglichen Sollwert der Leistung adäuiert. Somit wird der angepasste Leistungssollwert $P_{G,\text{Soll},\text{TES}}$ gebildet (grau gestrichelte Linie). Der PI-Regler bewirkt im weiteren Zeitverlauf die geforderte Leistungssteigerung des Kraftwerksprozesses durch eine Regelung des Austrittsventils des Ruths-Speichers und die damit verbundene Ausspeicherung von Sattdampf.

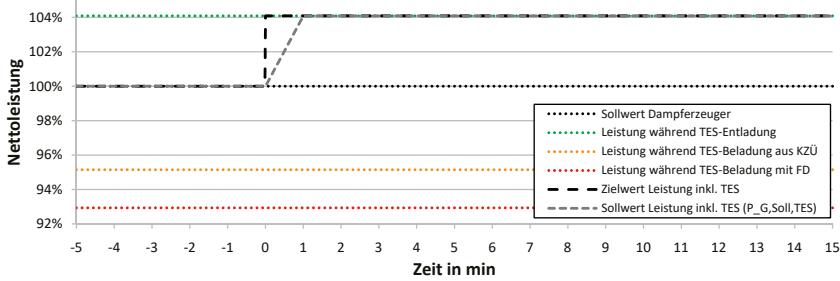


Abbildung 5.25: In der angepassten Blockregelung gebildeter Leistungssollwert $P_{G,\text{Soll},\text{TES}}$ für eine kurzzeitige Leistungserhöhung durch eine TES-Entladung (Brennstoffmassenstrom = 100 % const.)

Ist eine kurzzeitige Lastabsenkung gewünscht, wird der Leistungssollwert $P_{G,\text{Soll},\text{TES}}$ innerhalb von 60 Sekunden auf die orange oder rot gepunktete Linie angepasst und eine Beladung mit KZÜ- oder Frischdampf durch die Öffnung eines der beiden Eintrittsventile vorgenommen.

Bereitstellung von Überlast durch eine TES-Entladung in Volllast

Wird der Ruths-Speicher bei einem konstanten Brennstoffmassenstrom von 100 % zur Bereitstellung von Überlast eingesetzt, zeigen sich die in Abbildung 5.26 dargestellten Verläufe des angepassten Leistungssollwertes und der Nettoleistung. Der angepasste Leistungssollwert $P_{G,Soll,TES}$ macht dabei, wie oben beschrieben, einen innerhalb von 60 Sekunden umgesetzten Sprung in Höhe des maximalen Leistungspotentials ΔP_{TES} von +4,3 % P_n , dem die Nettoleistung durch eine Entladung des Ruths-Speichers nachgeführt wird.

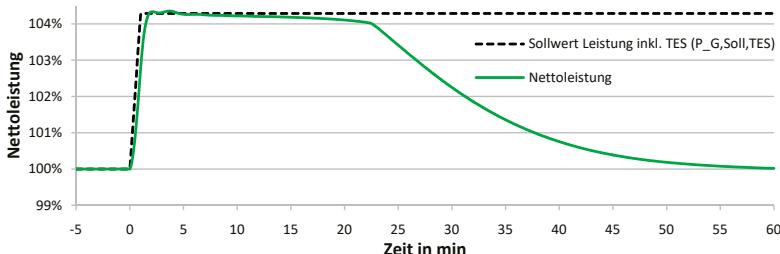


Abbildung 5.26: Nettoleistung bei der Entladung des Ruths-Speichers in Volllast zur kurzzeitigen Bereitstellung von Überlast (Brennstoffmassenstrom = 100 % const.)

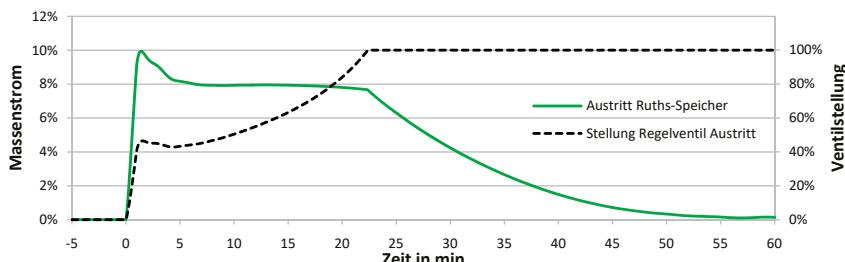


Abbildung 5.27: Entlademassenstrom am Austritt des Ruths-Speichers (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast) und Öffnungsquerschnitt des dazugehörigen Regelventils

Die Nachführung der Leistung erfolgt über eine durch den PI-Regler bestimmte Öffnung des Regelventils am Behälteraustritt. Somit wird die für die Erbringung der Überlast notwendige Sattdampfmenge aus dem Ruths-Speicher ausgespeichert (vgl. Abbildung 5.27). Im Zeitraum zwischen 10 und 23 Minuten fällt die Nettoleistung leicht unter den Leistungssollwert $P_{G,Soll,TES}$ zurück, was auf eine zurückgehenden Druckdifferenz zwischen dem Ruths-Speicher und dem Anzapfdampf des HDVW 6 zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 5.28). Der im Eingriff befindliche PI-Regler bewirkt dabei nur mit einer gewissen Trägheit die aufgrund der zurückgehenden Druckdifferenz notwendige weitere Öffnung des Austrittsregelventils. Nach etwa 23 Minuten ist das Austrittsregelventil vollständig geöffnet. Im weiteren Zeitverlauf geht bei vollständig geöffnetem Regelventil die ausgespeicherte Dampfmenge und damit einhergehend die Überlast des Kraftwerks zurück.

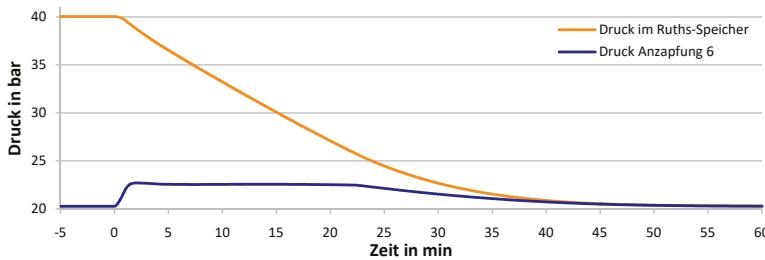


Abbildung 5.28: Druck im Raths-Speicher und an der Anzapfung zum HDVW 6 bei der Entladung

Die Steigerung der Nettoleistung wird durch einen zusätzlichen Dampfmassenstrom in der MD- und ND-Turbine hinter der Anzapfung zum HDVW 6 erreicht. Dieser in Abbildung 5.29 in blau dargestellte Dampfmassenstrom verhält sich analog zur aus dem Gleitdruckspeicher ausgespeicherten Sattdampfmenge. Zu Beginn des Entladevorgangs wird die Anzapfung zum HDVW 6 nahezu vollständig durch den Sattdampf aus dem Raths-Speicher ersetzt, wodurch der Dampfmassenstrom am Austritt der Zwischenüberhitzung und hinter der Anzapfung 6 nahezu gleich groß ist. Im weiteren Zeitverlauf liegt eine deutlich reduzierte Anzapfdampfmenge im Vergleich zum ursprünglichen Wert vor, die erst nach dem Erreichen der vollständigen Öffnung des Austrittsregelventils nach 23 Minuten wieder in Richtung des Ausgangswertes in Volllast zurückgeht.

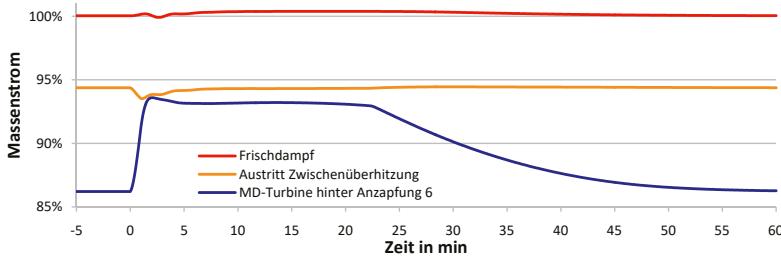


Abbildung 5.29: Dampfmassenströme an den Integrationspunkten des Gleitdruckspeichers bei der Entladung in Volllast (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast)

Lastabsenkung durch eine TES-Beladung mit KZÜ-Dampf in Volllast

Bei einer kurzzeitigen Lastabsenkung durch eine Beladung des Raths-Speichers mit KZÜ-Dampf in Volllast wird der Brennstoffmassenstrom erneut konstant bei 100 % gehalten. Die Entnahme von KZÜ-Dampf führt zu einer Reduktion der Nettoleistung des Kraftwerks in Höhe des im Vorfeld bestimmten TES-Leistungspotentials ΔP_{TES} von 5,2 % P_n (vgl. Abbildung 5.30). Die gewünschte Reduktion der Nettoleistung wird dabei zunächst leicht übersteuert, da der PI-Regler eine etwas zu starke Öffnung des Regelventils am Eintritt des Raths-Speichers bewirkt. Dadurch wird zeitweise eine größere Menge an KZÜ-Dampf aus dem Kraftwerksprozess

ausgekoppelt bzw. in den Raths-Speicher eingespeichert (vgl. Abbildung 5.31). Eine Vorsteuerung des Öffnungsquerschnittes würde an dieser Stelle u.U. zu einem geringeren Überschwingen führen und somit die Regelgüte verbessern.

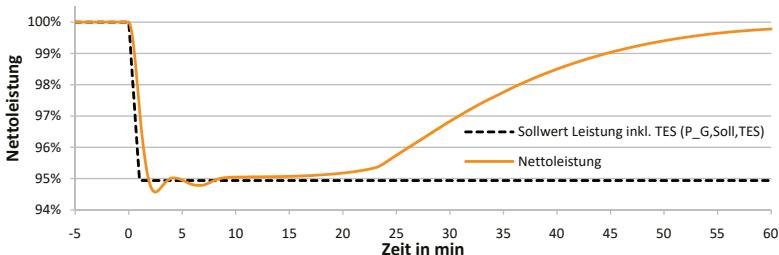


Abbildung 5.30: Nettoleistung bei der Beladung des Raths-Speichers mit KZÜ-Dampf zur kurzzeitigen Lastreduktion in Volllast (Brennstoffmassenstrom = 100 % const.)

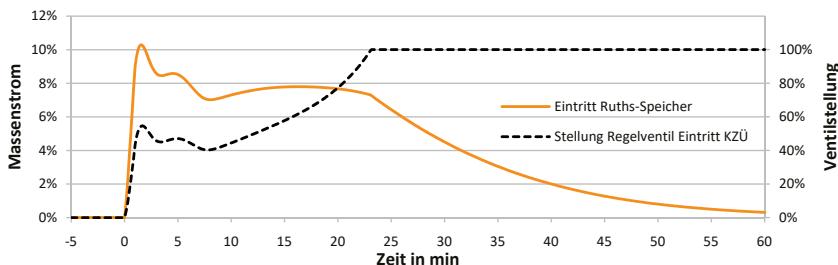


Abbildung 5.31: KZÜ-Dampfmassenstrom am Eintritt des Raths-Speichers (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast) und Öffnungsquerschnitt des dazugehörigen Regelventils

Nach etwa 23 Minuten ist die Druckdifferenz zwischen der KZÜ und dem während der Beladung ansteigenden Behälterdruck wieder so gering (vgl. Abbildung 5.32), dass eine vollständige Öffnung des Regelventils erreicht wird. Der Dampfmassenstrom am Eintritt des Raths-Speichers und die damit verbundene Reduktion der Nettoleistung gehen im weiteren Zeitverlauf erneut kontinuierlich zurück.

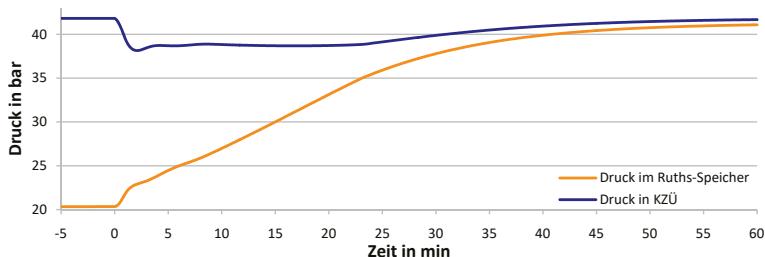


Abbildung 5.32: Druck im Raths-Speicher und in der KZÜ bei der Beladung mit KZÜ-Dampf

Die Entnahme von KZÜ-Dampf zur Beladung des Ruths-Speichers bewirkt dabei eine geringere Durchströmung der MD- und ND-Turbine (vgl. Abbildung 5.33), wodurch die Leistung der genannten Teilturbinen und entsprechend auch die Nettoleistung des Kraftwerks zurückgehen.

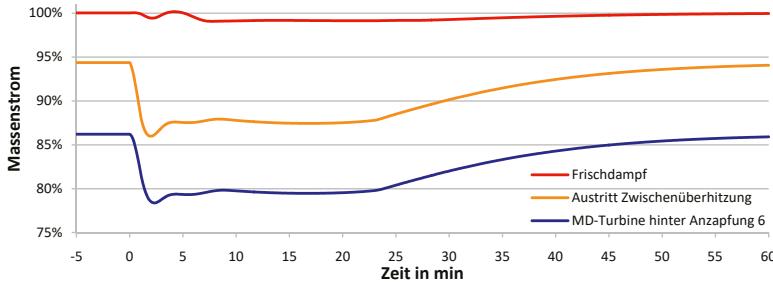


Abbildung 5.33: Dampfmassenströme an den Integrationspunkten des Gleitdruckspeichers bei der Beladung mit KZÜ-Dampf in Volllast (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast)

Mindestlastabsenkung durch eine Beladung mit Frischdampf

Die Beladung des Ruths-Speichers in der Mindestlast bei 25 % P_n erfolgt durch eine Entnahme von Frischdampf am Austritt des Dampferzeugers. Die elektrische Mindestlast kann durch die Beladung mit Frischdampf entsprechend des lastabhängigen TES-Leistungspotentials ΔP_{TES} kurzzeitig um etwa 7 % P_n auf ca. 18 % P_n abgesenkt werden (vgl. Abbildung 5.34).

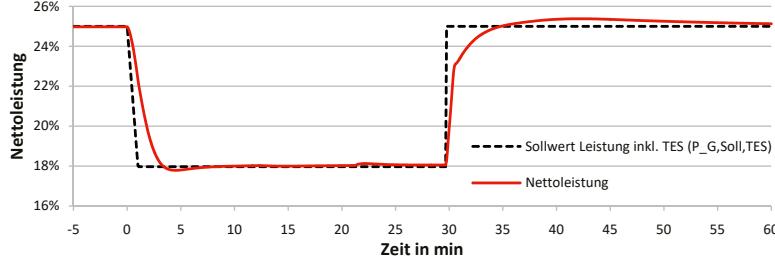


Abbildung 5.34: Nettoleistung bei der Beladung des Ruths-Speichers mit Frischdampf zur kurzzeitigen Mindestlastabsenkung (Brennstoffmassenstrom = 27,5 % const.)

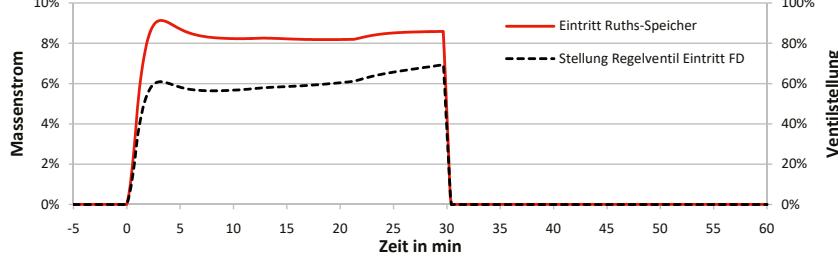


Abbildung 5.35: Frischdampfmassenstrom am Eintritt des Ruths-Speichers (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Volllast) und Öffnungsquerschnitt des dazugehörigen Regelventils

Wie in Abschnitt 5.3.2 beschrieben geht die Beladung des Ruths-Speichers mit einer Dampfentnahme von ca. 7 % bezogen auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast einher. Ausgehend von einer Durchströmung von etwa 25 % im Mindestlastpunkt ist die mit 8-10 % angenommene Mindestdurchströmung der Dampfturbinen zur Vermeidung von Ventilation während der Entnahme von Frischdampf also nicht verletzt.

Die Differenz zwischen dem Frischdampfdruck (in der Mindestlast auf den Festdruck von 80 bar geregelt) und dem bei der Beladung ansteigenden Behälterdruck des Ruths-Speichers ist über dem gesamten Beladezeitraum ausreichend groß. Somit kann eine nahezu konstante Lastabsenkung bis zum Erreichen des Auslegungsdrucks von 40 bar nach etwa 30 Minuten realisiert werden, ohne dass das Regelventil vollständig geöffnet wird (vgl. Abbildung 5.35 und Abbildung 5.36).

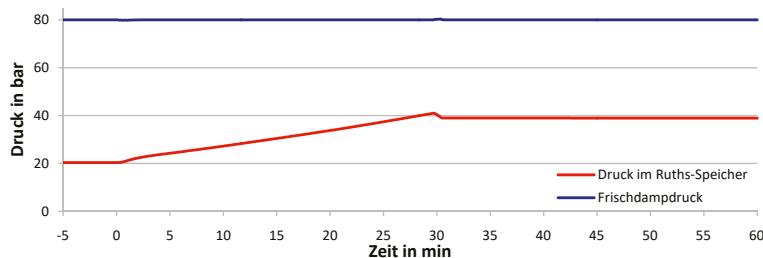


Abbildung 5.36: Druck im Ruths-Speicher und in der Frischdampfleitung bei der Beladung mit Frischdampf in Mindestlast

5.3.6 TES-Einsatz zur Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit

Soll der TES während eines Laständerungsvorgangs eingesetzt werden, wird neben einer Be- bzw. Entladung des Ruths-Speichers auch der *Sollwert Dampferzeuger* und somit der Brennstoffmassenstrom angepasst. Abbildung 5.37 zeigt dazu den innerhalb der angepassten Blockregelung gebildeten Leistungssollwert $P_{G,\text{Soll},\text{TES}}$ beim TES-Einsatz während eines positiven Lastsprunges um 10 % P_n .

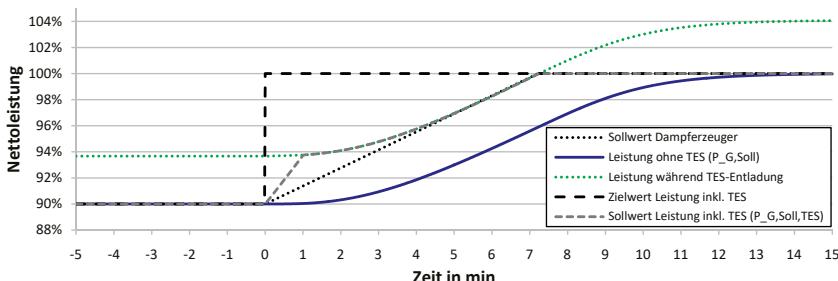


Abbildung 5.37: In der angepassten Blockregelung gebildeter Leistungssollwert $P_{G,\text{Soll},\text{TES}}$ für den TES-Einsatz bei einem positiven Lastsprung um 10 % P_n

Der *Sollwert Dampferzeuger* und der daraus abgeleitete Brennstoffmassenstrom werden, wie im ursprünglichen Kraftwerksprozess, unter Einhaltung von \dot{P}_{kann} gesteigert. Eine Verzögerung des Ausgangssignals der Zielleistungsbegrenzung mit dem PT₃-Element des vereinfachten Prozessmodells bildet die in blau dargestellte erwartete Leistung des Kraftwerks $P_{G,\text{Soll}}$ ohne eine TES-Nutzung ab. Eine Addition dieser Hilfsregelgröße mit dem im vorliegenden Lastpunkt maximal möglichen TES-Leistungspotential ΔP_{TES} bildet wiederum die grün gepunktete Linie des theoretischen Leistungsverlaufs bei einer durchgängigen Entladung des Ruths-Speichers. Nach der vollständigen Anforderung des TES-Leistungspotentials innerhalb von 60 Sekunden verläuft der in grau gestrichelt dargestellte angepasste Sollwert $P_{G,\text{Soll,TES}}$ demnach auf dieser grün gepunkteten Linie. Soll der TES lediglich zur schnelleren Erreichung der neuen Zielleistung eingesetzt werden, wird der angepasste Sollwert $P_{G,\text{Soll,TES}}$ beim Erreichen der Zielleistung mit einem min/max-Operator begrenzt (wie in Abbildung 5.24 dargestellt). Sobald der Kraftwerksprozess die gewünschte Zielleistung erreicht, wird die Be- bzw. Entladung des TES kontinuierlich zurückgenommen. Soll der TES im weiteren Zeitverlauf auch zur Erreichung eines höheren Lastpunktes eingesetzt werden, wird der Sollwert $P_{G,\text{Soll,TES}}$ nicht durch den min/max-Operator begrenzt. Dadurch wird der TES auch nach Erreichen des neuen Betriebspunktes des Dampferzeugers weiterhin mit voller Leistung entladen und somit über den Laständerungsvorgang hinaus eine Mehrleistung entsprechend der grün gepunkteten Linie bereitgestellt. Analog zur hier beschriebenen Vorgehensweise wird der angepasste Leistungssollwert auch bei der Unterstützung einer Lastabsenkung durch die Beladung des Ruths-Speichers mit KZÜ- oder Frischdampf gebildet.

Laststeigerung um 10 % P_n von 90 % P_n auf 100 % P_n

In Abbildung 5.38 sind die Ergebnisse der dynamischen Simulation des TES-Einsatzes zur Steigerung der LÄG bei einem positiven Lastsprung von 90 % P_n auf 100 % P_n dargestellt. Zusätzlich sind mit den grauen Linien die für die Bestimmung der LÄG nach der 90 %-Methode zu erreichende Nettoleistung von 99 % P_n sowie die aus den Schnittpunkten mit der Nettoleistung abzulesenden Zeitdauern kenntlich gemacht.

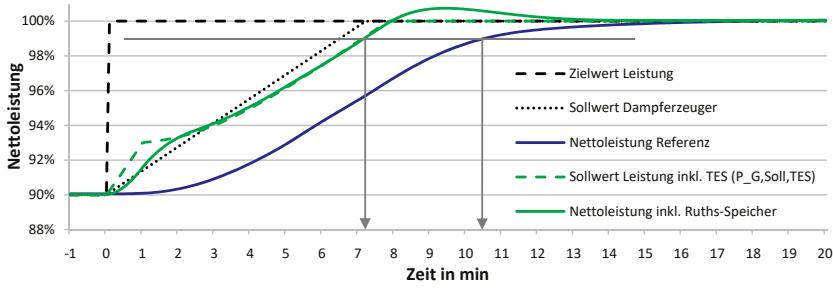


Abbildung 5.38: Nettoleistung des Referenzprozesses (blau) und des Kraftwerks mit integriertem Ruths-Speicher (grün) bei einem positiven Lastsprung um 10 % P_n

Der mit der blauen Linie dargestellte Referenzprozess benötigt etwa 10,5 Minuten, womit sich folgende LÄG bestimmen lässt (entspricht dem Resultat aus Abschnitt 5.2):

$$\text{LÄG}_{90 \rightarrow 100, \text{Referenz}} = \frac{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}{T_{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}} = \frac{9 \% P_n}{10,5 \text{ min}} = 0,86 \frac{\% P_n}{\text{min}} \quad (5.8)$$

Beim in grün dargestellten Kraftwerksprozess mit integriertem Ruths-Speicher wird die Nettoleistung von 99 % P_n bereits nach etwa 7,2 Minuten erreicht, wodurch sich eine höhere LÄG ergibt:

$$\text{LÄG}_{90 \rightarrow 100, \text{inkl. Ruths}} = \frac{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}{T_{0,90\Delta P_{90 \rightarrow 100}}} = \frac{9 \% P_n}{7,2 \text{ min}} = 1,25 \frac{\% P_n}{\text{min}} \quad (5.9)$$

Lastabsenkung um 10 % P_n von 100 % P_n auf 90 % P_n

Bei einer Lastabsenkung um 10 % P_n von 100 % P_n auf 90 % P_n wird der Ruths-Speicher durch KZÜ- oder Frischdampf beladen und dadurch der Prozess der Lastabsenkung beschleunigt (vgl. Abbildung 5.39). Bei der aus thermodynamischer Sicht favorisierten Beladung mit KZÜ-Dampf wird die nach der 90 %-Methode definierte Schwelle von 91 % P_n nach 6,7 Minuten erreicht, wodurch sich eine Verbesserung der LÄG von ursprünglichen -0,86 % P_n/min auf -1,34 % P_n/min ergibt. Die Beladung mit Frischdampf hat erwartungsgemäß einen höheren Einfluss auf die Nettoleistung, wodurch bereits nach etwa 5,2 Minuten die Schwelle von 91 % P_n erreicht wird. Dabei ergibt sich eine LÄG von -1,73 % P_n/min , was in etwa eine Verdopplung der ursprünglichen LÄG bedeutet.

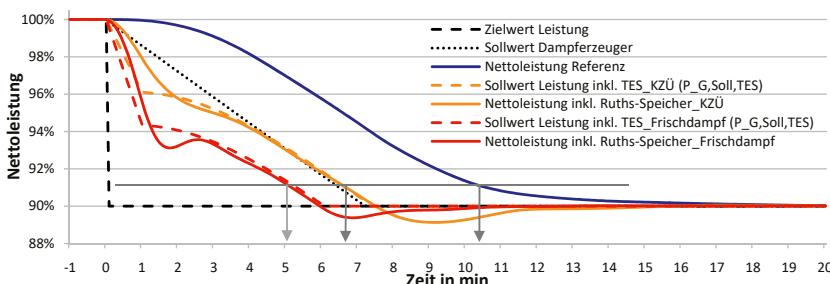


Abbildung 5.39: Nettolleistung des Referenzprozesses (blau) und des Kraftwerks mit integriertem Ruths-Speicher (orange und rot) bei einem negativen Lastsprung um 10 % P_n

Laststeigerung um 25 % P_n von 75 % P_n auf 100 % P_n

Bei Laständerungen > 10 % P_n und je nach Füllstand bzw. Anfangsdruck im Ruths-Speicher kann es zweckmäßig sein die im TES zwischengespeicherte Energie nicht direkt zu Beginn, sondern erst im Laufe des Laständerungsvorganges zu nutzen. Exemplarisch sei hier der Fall eines positiven Lastsprunges von 75 % P_n auf 100 % P_n dargestellt, bei dem der TES erst nach etwa 14 Minuten aktiviert bzw. entladen wird (vgl. Abbildung 5.40). Beim hier vorgestellten Lastwechsel wurde der Gleitdruckspeicher im Vorfeld im Betriebspunkt bei 75 % P_n mit KZÜ-Dampf beladen, sodass ein Anfangsdruck von etwa 30 bar vorliegt. Die Druckdifferenz und die damit

nutzbare Speicherkapazität für eine Entladung in den HDVW 6 in Volllast (ca. 20 bar) liegt damit bei lediglich 10 bar, weswegen eine durchgängige Entladung über den betrachteten Zeitbereich nicht möglich ist. Durch den hier vorgenommenen verzögerten TES-Einsatz wird die Zielleistung jedoch zum selben Zeitpunkt wie bei einer durchgängigen Entladung erreicht. Lediglich fällt die im betrachteten Zeitverlauf generierte Durchschnittsleistung geringer aus, als im Falle einer durchgängigen Entladung.

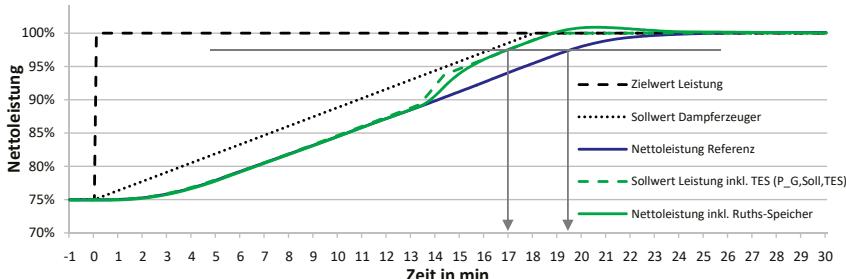


Abbildung 5.40: Nettoleistung des Referenzprozesses (blau) und des Kraftwerks mit einer verzögerten Entladung des integrierten Ruths-Speichers (grün) bei einem positiven Lastsprung um 25 % P_n

Da die neue Zielleistung durch die Entladung des Ruths-Speichers etwa 2,5 Minuten schneller als mit dem Referenzprozess erreicht wird, kann die LÄG von 1,15 % P_n/min auf 1,32 % P_n/min gesteigert werden. Im Vergleich zum kleineren Lastsprung von 90 % P_n auf 100 % P_n fällt die Steigerung der LÄG deutlich geringer aus. Die Laständerung wird mit steigender Sprunghöhe zu einem immer größeren Anteil durch die klassische Anpassung der Feuerungswärmeleistung realisiert, da das TES-Leistungspotential ΔP_{TES} in Bezug auf die Höhe des Lastsprunges anteilig immer kleiner wird. Dieser Zusammenhang zeigt sich auch bei der Auswertung der LÄG für verschiedene Lastsprünge, die in Abbildung 5.41 zusammengefasst ist.

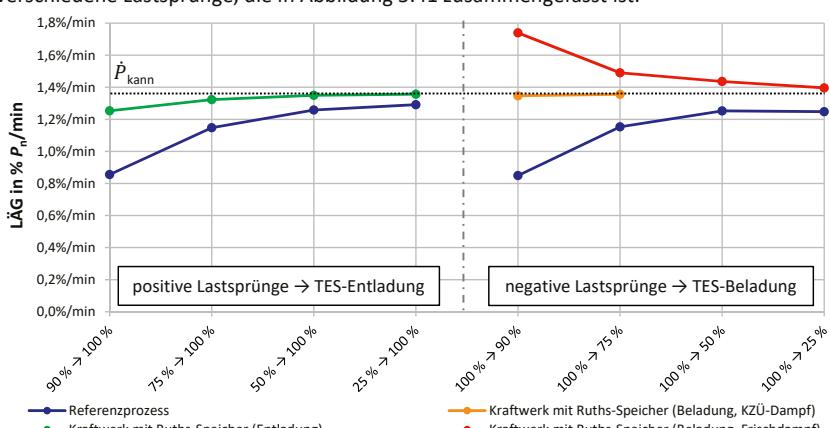


Abbildung 5.41: Auswertung der last- und richtungsabhängigen LÄG des Referenzprozesses im Vergleich zum Kraftwerk mit integriertem Ruths-Speicher (Bestimmung der LÄG nach der 90 %-Methode)

Beim Referenzprozess ohne TES-Integration nähert sich die LÄG, wie bereits in Abschnitt 5.2 beschrieben, mit größer werdenden Lastsprüngen der in der Blockregelung vorgegebenen maximal zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Leistung \dot{P}_{kann} an.

Der TES-Einsatz bewirkt insbesondere bei den kleineren Lastsprüngen um $\pm 10\% P_n$ und $\pm 25\% P_n$ eine spürbare Steigerung der LÄG, wohingegen die Verbesserung der LÄG bei den größeren Lastsprüngen um $\pm 50\% P_n$ und $\pm 75\% P_n$ aufgrund des begrenzten TES-Leistungspotentials ΔP_{TES} immer geringer wird. Da das TES-Leistungspotential ΔP_{TES} bei der Beladung im gesamten Lastbereich größer ist als bei der Entladung, ist die Steigerung der LÄG durch den TES-Einsatz bei negativen Lastsprüngen größer, als bei positiven Lastsprüngen. Eine Beladung mit Frischdampf bewirkt aufgrund der höheren Leistungseinbuße eine größere Steigerung der LÄG als eine Beladung mit KZÜ-Dampf. Die aus thermodynamischer Sicht favorisierte Beladung mit KZÜ-Dampf wird dabei gemäß der Betriebsstrategie des Ruths-Speichers lediglich für die Lastsprünge im oberen Lastbereich um $\pm 10\% P_n$ und $\pm 25\% P_n$ betrachtet.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch die Integration des Ruths-Speichers neben einer kurzzeitigen Lastanpassung bei konstantem Brennstoffmassenstrom (z.B. zur Mindestlastabsenkung bzw. Überlastbereitstellung) auch eine Steigerung der LÄG erreicht und damit die Flexibilität des Kraftwerksprozesses weiter verbessert werden kann. Die Steigerung der LÄG kann dabei insbesondere bei Lastsprüngen $< 25\% P_n$ gewinnbringend eingesetzt werden, beispielsweise zur Erbringung von Sekundärregelleistung innerhalb der in den Präqualifikationsbedingungen vorgegebenen 5 Minuten.

5.3.7 TES-Einsatz während eines Referenzlastverlaufs

Um die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten des in den Kraftwerksprozess integrierten Ruths-Speichers zu verdeutlichen, wird an dieser Stelle die dynamische Simulation des bereits in Abschnitt 5.1 eingeführten Referenzlastverlaufs vorgestellt (erweitert um 2 Stunden Vollastbetrieb). Während des Referenzlastverlaufs wird der Ruths-Speicher in den in Tabelle 5.5 zusammengefassten Zeiträumen beladen bzw. entladen, woraus die in Abbildung 5.42 dargestellten Massenströme am Eintritt und Austritt des Gleitdruckspeichers resultieren.

Tabelle 5.5: Einsatz des Ruths-Speichers während des betrachteten Referenzlastverlaufs

Zeitraum	Beladung/Entladung	Ziel des TES-Einsatzes
00:30 – 00:50	Beladung mit KZÜ-Dampf	Druckerhöhung im Ruths-Speicher
02:15 – 02:30	Beladung mit Frischdampf	Kurzzeitige Mindestlastabsenkung
03:00 – 03:45	Entladung	Kurzzeitige Laststeigerung
04:00 – 04:10	Beladung mit Frischdampf	Kurzzeitige Mindestlastabsenkung
06:00 – 06:30	Entladung	Steigerung der LÄG + Bereitstellung von Überlast
06:35 – 06:50	Beladung mit KZÜ-Dampf	Steigerung der LÄG
08:00 – 08:15	Entladung	Kurzzeitige Überlast
08:45 – 09:00	Beladung mit KZÜ-Dampf	Kurzzeitige Lastabsenkung
09:30 – 09:45	Entladung	Kurzzeitige Überlast

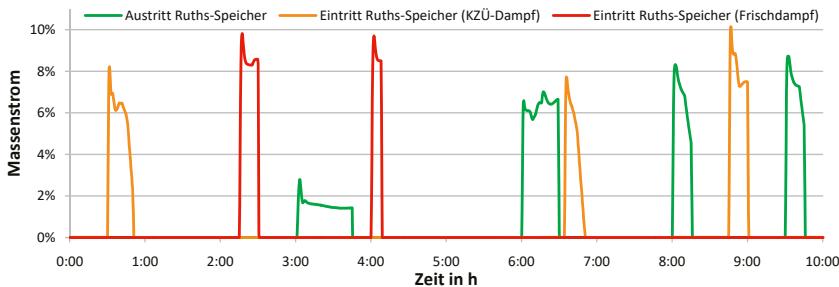


Abbildung 5.42: Belade- und Entlademassenströme des integrierten Ruths-Speichers während des betrachteten Referenzlastverlaufs (normiert auf den Frischdampfmassenstrom in Vollast)

Bei der Betrachtung der Nettoleistung (vgl. Abbildung 5.43) werden insbesondere die beiden zeitlich begrenzten Mindestlastabsenkungen im Zeitraum 02:15 - 02:30 und 04:00 - 04:10 sowie der mehrmalige TES-Einsatz zur kurzzeitigen Lastanpassung während des Vollastbetriebes nach 08:00 deutlich. Der Einsatz des Ruths-Speichers zur Steigerung der LÄG im oberen Lastbereich ist ebenfalls erkennbar. Jedoch bestätigt sich bei dieser Betrachtung die oben getroffene Aussage, dass die Steigerung der LÄG durch die Höhe des Lastsprunges limitiert wird und der TES lediglich bei kleinen Lastwechseln $\leq 25\% P_n$ einen erkennbaren Einfluss auf die Geschwindigkeit des Laständerungsvorganges aufweist.

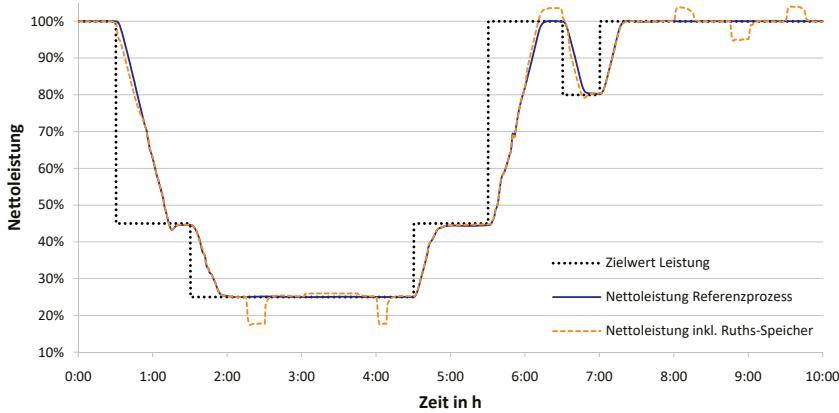


Abbildung 5.43: Nettoleistung des Referenzprozesses (blau) im Vergleich zum Kraftwerksprozess mit integriertem Ruths-Speicher (orange) während des betrachteten Referenzlastverlaufs

Der Druck im Ruths-Speicher steigt während der Beladung an und geht beim Ausspeichern von Satt dampf wieder zurück. Äquivalent dazu verhält sich der Füllstand (vgl. Abbildung 5.44). Während der instationären Belade- und Entladevorgänge herrscht innerhalb des Druckbehälters, wie bereits in Abschnitt 4.3.4 erläutert, kein thermodynamisches Gleichgewicht zwischen der flüssigen und dampfförmigen Phase. Insbesondere beim Beladen hat die dampfförmige Phase eine leicht höhere Temperatur als die flüssige Phase. Unmittelbar nach dem Schließen

der Eintritts-Regelventile wird im Ruths-Speicher dann wieder ein stationärer Zustand im thermodynamischen Gleichgewicht erreicht. Dieser Effekt erklärt das Absinken des Behälterdruckes zum Ende der Beladegänge. Insbesondere beim nahezu sprungförmigen Schließen der Eintritts-Regelventile um 02:30, 04:10 und 09:00 fällt die Temperatur der Dampfphase schnell auf den Wert im thermodynamischen Gleichgewicht zurück, wodurch auch der Druck im Behälter nahezu sprunghaft wieder um ca. 2 bar abnimmt.

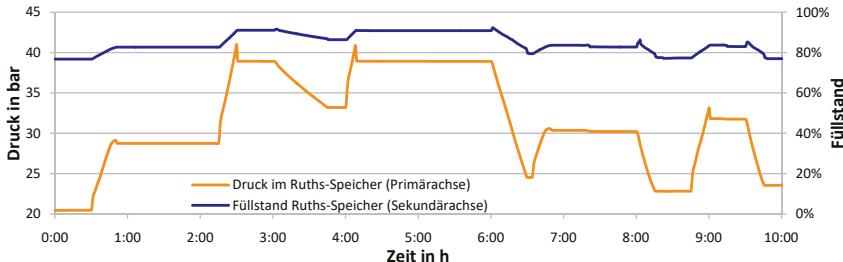


Abbildung 5.44: Druckverlauf im Ruths-Speicher während des betrachteten Referenzlastverlaufs

5.3.8 Sprungantworten

Zusätzlich zum bisher vorgestellten TES-Einsatz im normalen Lastbetrieb kann der integrierte Ruths-Speicher ebenfalls zur Erbringung von PRL genutzt werden. Um das Potential des Ruths-Speichers zur PRL-Erbringung (siehe Abschnitt 5.4) quantifizieren zu können, werden an dieser Stelle die Resultate des dynamischen Kraftwerkmodells bei sprunghaften Belade- und Entladegängen in verschiedenen Lastpunkten vorgestellt.

Zur Potentialermittlung positiver Regelleistung wird das Austrittsventil des Ruths-Speichers auf einen im Vorfeld bestimmten Ventilquerschnitt² geöffnet. Bei der Erbringung negativer Regelleistung wird analog dazu eines der beiden Eintrittsventile zur Beladung mit KZÜ- oder Frischdampf möglichst schnell auf einen vorgegebenen Ventilquerschnitt gefahren. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird von einer Stellzeit von 10 Sekunden ausgegangen, in der sich die Regelventile vollständig öffnen bzw. schließen lassen. Des Weiteren bleibt bei den im Folgenden vorgestellten Sprungantworten die Feuerungswärmeleistung des Dampferzeugers unverändert.

Sprungantwort bei einer Entladung in Volllast

Die dynamische Simulation der Sprungantwort in positiver Richtung im Volllastbetriebspunkt ergibt die in Abbildung 5.45 dargestellten Zeitverläufe des ausgespeicherten Satt dampfmas senstroms und der daraus resultierenden Zusatzleistung.

² Die Zielwerte der Ventilquerschnitte für das sprunghafte Be- und Entladen des Ruths-Speichers wurden im Vorfeld mittels dynamischer Simulationen lastabhängig bestimmt, sodass die maximal zulässige Satt dampfmenge zum HDVV 6 (beim Entladen) bzw. die gewünschte KZÜ- oder Frischdampfmenge (beim Beladen) erreicht werden. Eine vollständige Öffnung der Regelventile würde zur Verletzung betrieblicher Grenzen führen.

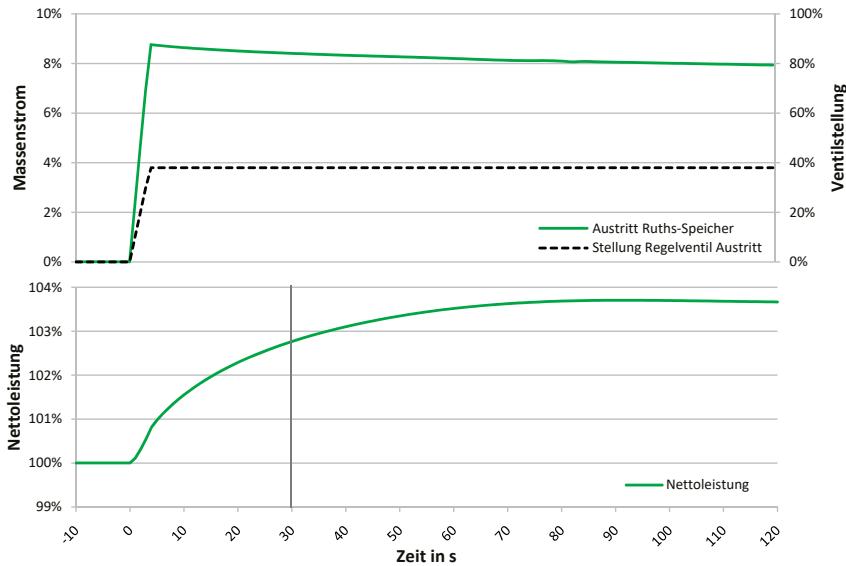


Abbildung 5.45: Sattdampfmassenstrom am Austritt des Ruths-Speichers (oben) und resultierende Antwort der Nettoleistung (unten) bei einer sprunghaften Entladung des integrierten Ruths-Speichers in Volllast (Brennstoffmassenstrom = 100 % const.)

Das Regelventil am Austritt des Ruths-Speichers wird mit der maximal möglichen Stellgeschwindigkeit von 10 %/s geöffnet und erreicht nach etwa 4 Sekunden den vorgegebenen Zielwert des Öffnungsquerschnitts von 38 %. Damit einhergehend kommt es zu einer unmittelbaren Ausspeicherung von Sattdampf aus dem Ruths-Speicher. Der ausgespeicherte Sattdampfmassenstrom erreicht ebenfalls nach 4 Sekunden den zulässigen Maximalwert, der durch das vollständige Ersetzen des Anzapfdampfes von HDVW 6 definiert wird. Im weiteren Zeitverlauf wird der Ventilquerschnitt dann konstant gehalten. Aufgrund der abnehmenden Druckdifferenz zwischen dem Ruths-Speicher und der Anzapfung zum HDVW 6 geht die ausgespeicherte Sattdampfmenge mit fortschreitender Entladung leicht zurück. Dem könnte durch eine weitere Öffnung des Ventilquerschnittes entgegengewirkt werden, was bei der Vorstellung der Sprungantworten aber nicht weiter ausgeführt wird.

Anders als die nahezu verzugsfreie Antwort des ausgespeicherten Sattdampfmassenstroms zeigt die Nettoleistung eine zeitlich verzögerte Reaktion, bei der das Maximum der bereitgestellten Zusatzleistung erst nach etwa 90 Sekunden erreicht wird. Die zeitliche Verzögerung ist dabei insbesondere durch das Speichervermögen des Dampferzeugers zu begründen. Durch den höheren Dampfmassenstrom über der MD- und ND-Turbine steigen die Drücke im HD- und ZÜ-Teil des Dampferzeugers, wodurch zunächst Dampf in den Heizflächen eingespeichert wird. Dieser Vorgang steht einer unmittelbaren Leistungssteigerung der Dampfturbine entgegen. Zusätzlich zum Speichervermögen des Dampferzeugers wirken weitere Trägheiten

im Wasser-/Dampfkreislauf verzögernd auf die Sprungantwort der Nettoleistung, beispielsweise die Wärmespeicherfähigkeit der Stahlrohre der Vorwärmstrecke sowie das Wasserinventar des Speisewasserbehälters (aufgrund der während der Entladung höheren Anzapfdrücke und den damit verbundenen steigenden Temperaturen). Nach 30 Sekunden wird eine Zusatzleistung von ca. 2,8 % P_n erreicht, was etwa 72 % des Maximums von 3,9 % P_n entspricht.

Sprungantwort bei einer Beladung mit KZÜ-Dampf in Volllast

Bei der Sprungantwort einer Beladung des Ruths-Speichers mit KZÜ-Dampf wird das Eintrittsregelventil auf einen Querschnitt von 43 % gefahren. Entsprechend der Stellzeit wird dieser Öffnungsquerschnitt erneut nach etwa 4 Sekunden erreicht. Zu diesem Zeitpunkt liegt dann auch unmittelbar der am Eintritt des Ruths-Speichers gewünschte KZÜ-Dampfmassenstrom vor (vgl. Abbildung 5.46, oben).

Die Nettoleistung des Kraftwerksprozesses reagiert erneut mit einer zeitlichen Verzögerung auf den nahezu sprunghaften Beladevorgang des Ruths-Speichers (vgl. Abbildung 5.46, unten). Als Erklärung sind hier wieder das Speichervermögen des Dampferzeugers sowie die Trägheiten im Wasser-/Dampfkreislauf anzuführen. Nach 30 Sekunden ist bereits eine Lastabsenkung um ca. 2,9 % P_n erfolgt, was etwa 55 % des Potentials von 5,2 % P_n entspricht. Im Vergleich zum Entladevorgang in Volllast, bei dem nach 30 Sekunden etwa 72 % der Sprungantwort erreicht sind, weist der Beladevorgang mit KZÜ-Dampf also eine leicht größere Trägheit auf. Das volle Potential bei der sprunghaften Beladung wird nach ca. 100 Sekunden erreicht.

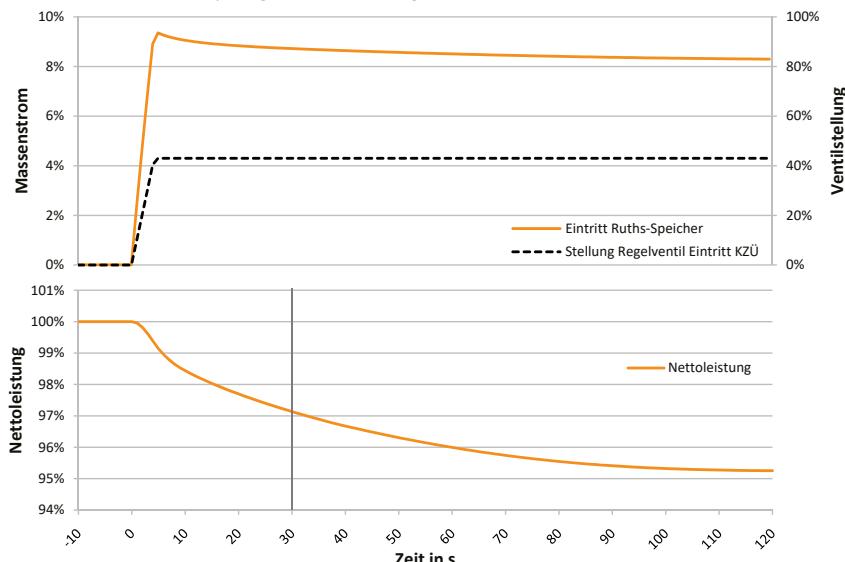


Abbildung 5.46: KZÜ-Dampfmassenstrom am Eintritt des Ruths-Speichers (oben) und resultierende Antwort der Nettoleistung (unten) beim sprunghaften Beladen des integrierten Ruths-Speichers mit KZÜ-Dampf in Volllast (Brennstoffmassenstrom = 100 % const.).

Sprungantworten der Be- und Entladung in verschiedenen Lastpunkten

Die durch eine sprunghafte Be- bzw. Entladung des Ruths-Speichers erreichbare Änderung der Nettoleistung in den Lastpunkten 100 % P_n , 75 % P_n , 50 % P_n und 25 % P_n ist zusammenfassend in Abbildung 5.47 (Zeitabschnitt von 15 Minuten) und Abbildung 5.48 (Zeitabschnitt der ersten 2 Minuten) dargestellt.

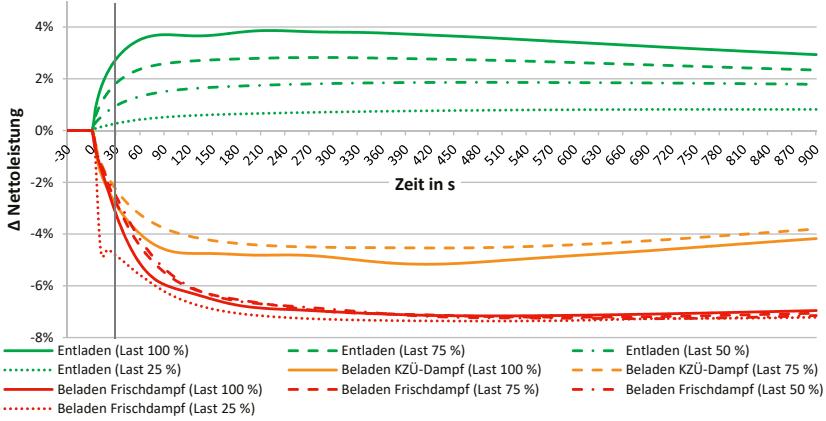


Abbildung 5.47: Änderung der Nettoleistung bei der sprunghaften Be- und Entladung des Ruths-Speichers in verschiedenen Lastpunkten (Zeitabschnitt von 15 Minuten)

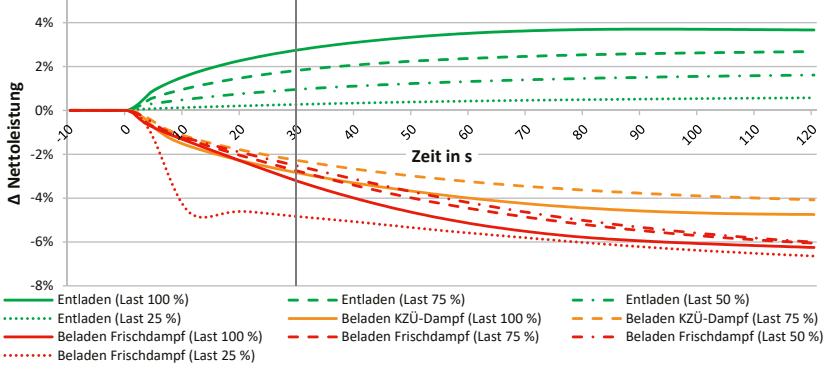


Abbildung 5.48: Änderung der Nettoleistung bei der sprunghaften Be- und Entladung des Ruths-Speichers in verschiedenen Lastpunkten (Zeitabschnitt der ersten 2 Minuten)

Bei der in grün dargestellten **Entladung** lässt sich insbesondere das durch den Anzapfdampfmassenstrom des HDVW 6 limitierte und mit sinkender Kraftwerkslast zurückgehende Potential erkennen. Hinsichtlich des zeitlichen Übergangsverhaltens sind in Vollast nach 30 Sekunden bereits etwa 72 % der Zusatzleistung aktiviert, wohingegen in der Mindestlast lediglich 34 % des ohnehin schon deutlich reduzierten Maximums von 0,8 % P_n erreicht werden. Die Trägheit der Sprungantwort nimmt demnach mit abnehmender Kraftwerkslast zu.

Bei der in orange dargestellten **Beladung mit KZÜ-Dampf**, die entsprechend des Betriebskonzeptes nur in den Lastpunkten 100 % P_n und 75 % P_n betrachtet wird, zeigt sich mit zurückgehender Kraftwerkslast ebenfalls eine leicht träge Reaktion der Nettoleistung. In Volllast werden nach 30 Sekunden etwa 55 % der maximalen Lastabsenkung von 5,2 % P_n erreicht, wohingegen im Lastpunkt bei 75 % P_n nur noch 50 % des ohnehin schon leicht reduzierten Potentials der Lastabsenkung von 4,5 % P_n erreicht sind.

Die mit den roten Verläufen dargestellte **Beladung mit Frischdampf** führt erwartungsgemäß zu einem höheren Potential der Lastreduktion, das sowohl in den verschiedenen Lastpunkten als auch über dem betrachteten Zeitbereich nahezu konstant gehalten werden kann. Die Trägheit bei der Sprungantwort der Nettoleistung nimmt, wie bei der Beladung mit KZÜ-Dampf, zwischen den Betriebspunkten 100 % P_n und 50 % P_n mit abnehmender Kraftwerkslast zu. In Volllast werden nach 30 Sekunden etwa 45 % der maximalen Lastabsenkung von ca. 7,3 % P_n erreicht, im Lastpunkt bei 75 % P_n etwa 40 % und im Lastpunkt bei 50 % P_n nur noch etwa 35 %. Im Betriebspunkt bei 25 % P_n zeigt sich jedoch eine deutlich schnellere Antwort der Nettoleistung. Beim in tiefen Lastpunkten vorherrschenden Festdruck-Betrieb des Dampferzeugers wird der Frischdampfdruck durch die Androsselung des HD-Turbinenventils auf einen konstanten Sollwert geregelt. Dadurch geht der Frischdampfdruck auch während des Beladeprozesses nicht zurück und es findet keine Ausspeicherung von Dampf aus dem Dampferzeuger statt. Demnach ist die Sprungantwort deutlich schneller als in den Betriebspunkten im Gleitdruckbetrieb im oberen Lastbereich, in denen das Speichervermögen des Dampferzeugers der Dynamik der Lastabsenkung in nennenswertem Umfang entgegenwirkt. Die Schwingung der Nettoleistung nach etwa 15 Sekunden ist durch eine kurzfristige zu starke Androsselung des HD-Turbinenventils zu erklären, wodurch der Frischdampfdruck zeitweise leicht übersteuert und folglich Dampf in den Dampferzeuger eingespeichert wird. Eine angepasste bzw. bessere Regelung des Frischdampfdruckes würde hier zu einem kontinuierlicheren Übergangsverhalten der Nettoleistung führen.

Bei der Betrachtung der Sprungantworten über einem Zeitbereich von 15 Minuten zeigt sich, dass die durch den Ruths-Speicher erreichte Laständerung mit fortschreitender Belade- bzw. Entladedauer teilweise leicht zurückgeht. Dieser Zusammenhang ist auf die während der Be- bzw. Entladung abnehmende Druckdifferenz zwischen dem Ruths-Speicher und dem Integrationspunkt im Wasser-/Dampfkreislauf in Kombination mit dem hier angenommenen konstanten Ventilquerschnitt zurückzuführen. Durch eine im Zeitverlauf vorgenommene weitere Öffnung der Regelventile am Ein- bzw. Austritt des Ruths-Speichers könnte die Mehr- oder Mindeleistung auch über den für die Präqualifikation von PRL und SRL geforderten Zeitraum von 15 Minuten konstant gehalten werden.

Die ermittelten Sprungantworten werden im folgenden Abschnitt 5.4 zur Bewertung der Ergänzung der PRL-Bereitstellung durch den integrierten Ruths-Speicher herangezogen.

5.4 Bereitstellung von Primärregelleistung

Die Integration eines Ruths-Speichers in einen Kraftwerksprozess kann neben den oben vorgestellten Betriebsstrategien (kurzzeitige Lastanpassung und Steigerung der LÄG) auch die PRL-Bereitstellung verbessern. Dazu werden im Folgenden zunächst die Sprungantworten des Kraftwerksprozesses bei einer Steigerung der Feuerungswärmeleistung (FWL) und üblicher PRL-Maßnahmen vorgestellt. Im Abschnitt 5.4.4 wird dann die koordinierte PRL-Bereitstellung inkl. der Erweiterung der PRL-Maßnahmen um den integrierten Ruths-Speicher behandelt.

5.4.1 Leistungs- und Kapazitätsdefizit des Kraftwerksprozesses

Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, ist die Sprungantwort eines kohlebefeuerten Dampfkraftwerks zu träge, um die in der Präqualifikation der PRL geforderte Leistungsänderung innerhalb von 30 Sekunden zu erreichen. Aus diesem Grund werden im Kraftwerksprozess PRL-Maßnahmen – wie das Androsseln der HD-Turbinenventile oder die Variation des Kondensatmassenstroms – durchgeführt. Um den Leistungs- und Kapazitätsbedarf an diese PRL-Maßnahmen zu quantifizieren, werden hier zunächst die Sprungantworten bei der Steigerung der Feuerungswärmeleistung dem Leistungssollwert des PRL-Abrufs gegenübergestellt. Abbildung 5.49 zeigt dazu die Sprungantwort der Nettoleistung bei einem Abruf von PRL in Höhe von 4 % P_n .

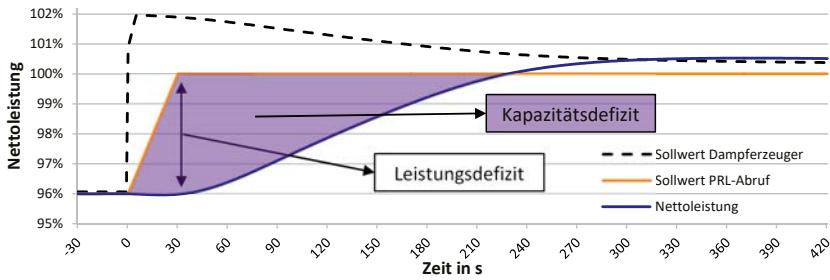


Abbildung 5.49: Sprungantwort der Nettoleistung auf eine PRL-Anforderung in Höhe von 4 % P_n (blau) im Vergleich zum Leistungssollwert des PRL-Abrufs (orange)

Der Leistungssollwert des PRL-Abrufs (orange) wird innerhalb der geforderten 30 Sekunden linear von 96 % P_n auf den neuen Zielwert bei 100 % P_n gesteigert. Der Kraftwerksprozess antwortet aufgrund seiner Trägheiten im Dampferzeuger und im Wasser-/Dampfkreislauf mit dem charakteristischen S-Kurven-Verlauf (blau). Innerhalb der ersten 30 Sekunden ist dabei nahezu keine Reaktion der Nettoleistung zu erkennen, obwohl der *Sollwert Dampferzeuger* in der Blockregelung und damit der in die Kohlemühlen zugeteilte Brennstoffmassenstrom zu Beginn übersteuert wird (vgl. Abbildung 4.15). Zum Ende des betrachteten Zeitabschnittes überschreitet die Nettoleistung den neuen Zielwert von 100 % P_n leicht, was insbesondere durch die Übersteuerung vom *Sollwert Dampferzeuger* erklärt werden kann. Im weiteren Zeitverlauf erreicht die Nettoleistung dann den neuen Zielwert bei 100 % P_n .

Die Differenz zwischen dem Sollwert des PRL-Abrufs und dem Istwert der Nettoleistung bildet das Leistungs- und das Kapazitätsdefizit, welches durch PRL-Maßnahmen des Kraftwerksprozesses bereitzustellen ist. Das Maximum des **Leistungsdefizits** liegt genau nach 30 Sekunden vor, wenn der Sollwert des PRL-Abrufs bereits den neuen Zielwert erreicht hat, die Nettoleistung des Kraftwerks allerdings noch nahezu keine Reaktion zeigt. Das Leistungsdefizit ist also unmittelbar von der Höhe der geforderten PRL in % P_n abhängig.

Das **Kapazitätsdefizit** wird durch das Integral zwischen den beiden genannten Kurven gebildet und ist neben der Höhe der geforderten PRL auch vom Übergangsverhalten der Nettoleistung abhängig. Für eine konstante PRL ist demnach ein vom Lastpunkt des Kraftwerks abhängiges Kapazitätsdefizit zu erwarten. Bei einem geforderten PRL-Abruf von +4 % P_n weist das Kapazitätsdefizit in Volllast beispielsweise einen Wert von $1,25 \frac{P_n \cdot h}{1000}$ auf. Im Lastpunkt bei 50 % P_n steigt das Kapazitätsdefizit auf $1,60 \frac{P_n \cdot h}{1000}$, was insbesondere auf eine mit abnehmender Kraftwerkslast trügere Antwort der Nettoleistung zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 5.50).

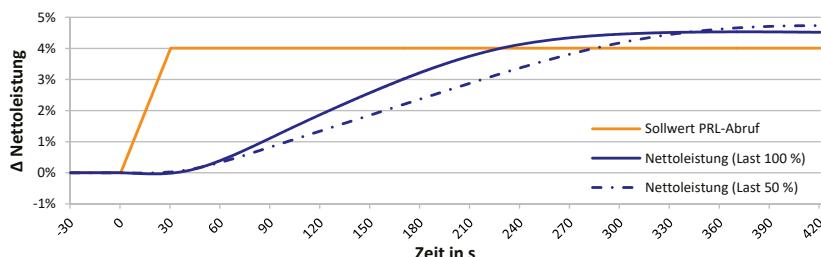


Abbildung 5.50: Vergleich der lastabhängigen Sprungantwort der Nettoleistung in zwei Betriebspunkten

Das mit dem dynamischen Kraftwerksmodell ermittelte Kapazitätsdefizit ist in Abbildung 5.51 in Abhängigkeit von der Höhe der geforderten PRL-Bereitstellung und dem Lastpunkt des Kraftwerks zusammengefasst.

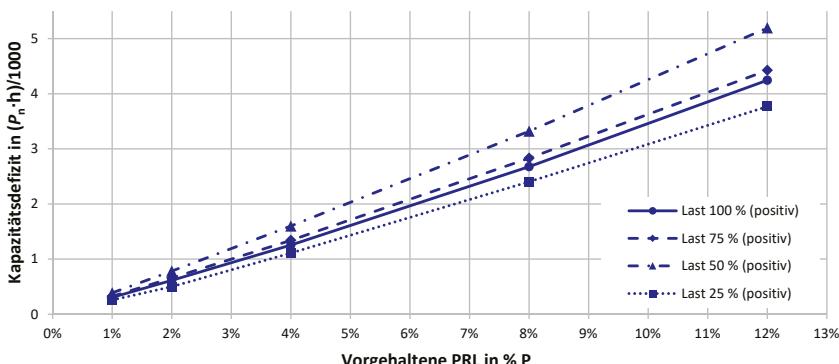


Abbildung 5.51: Lastabhängiges Kapazitätsdefizit des Referenzprozesses bei der Bereitstellung positiver PRL (symmetrische Ergebnisse bei negativer PRL)

Das Kapazitätsdefizit ist in erster Näherung linear von der vorgehaltenen PRL abhängig. Ausgehend von der Betrachtung in Volllast³ zeigt sich bei 75 % P_n aufgrund der Zunahme der Trägheit des Kraftwerksprozesses eine leichte Steigerung des durch PRL-Maßnahmen zu erbringenden Kapazitätsdefizits. Von 75 % P_n auf 50 % P_n ist mit dem weiteren Anstieg der Trägheit des Gesamtprozesses dann eine deutliche Zunahme des Kapazitätsdefizits zu beobachten. In der Mindestlast bei 25 % P_n zeigt sich ein im Vergleich zum Betriebspunkt bei 50 % P_n signifikant reduziertes Kapazitätsdefizit. Dieses auf den ersten Blick unerwartete Resultat lässt sich wiederum durch den Festdruck-Betrieb des Dampferzeugers erklären. Bei einer Leistungssteigerung im oberen Lastbereich (Gleitdruck) steigt auch der Frischdampfdruck, was eine Dampfeinspeicherung in den Dampferzeuger zur Folge hat. Dieser Effekt tritt im unteren Lastbereich (Festdruck) nicht mehr auf, wodurch die Sprungantwort der Nettoleistung trotz größerer Zeitkonstante der Dampferzeugung ein schnelleres Übergangsverhalten aufweist. Folgerichtig ist das Kapazitätsdefizit kleiner als im oberen Lastbereich.

Das Kapazitätsdefizit bei der Erbringung negativer PRL weist ein nahezu identisches Verhalten zur positiven PRL auf, weswegen an dieser Stelle auf eine explizite Darstellung verzichtet wird.

5.4.2 Sprungantworten klassischer PRL-Maßnahmen

5.4.2.1 Androsselung des HD-Turbinenventils

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bei dieser Maßnahme durch ein Öffnen bzw. Schließen des HD-Turbinenventils. In den dynamischen Simulationsstudien wird dazu die Vorhaltung einer Druckdifferenz von 10 bar angenommen, die beim Öffnen des HD-Turbinenventils zur Bereitstellung positiver Regelleistung genutzt werden kann. Negative Regelleistung wird analog dazu durch das weitere Schließen des HD-Turbinenventils erreicht. Hierbei wird davon ausgegangen, dass in Vollast lediglich eine weitere Androsselung des Frischdampfes um 5 bar möglich ist, um den Auslegungsdruck des Dampferzeugers nicht zu überschreiten. In den betrachteten Teillastpunkten wird hingegen eine weitere Androsselung von 10 bar zugelassen. Für das Turbinenventil wird eine Stellgeschwindigkeit von 25 %/s angenommen.

Beim Öffnen des HD-Turbinenventils wird schlagartig Dampf aus dem Dampferzeuger ausgespeichert, was unmittelbar zu einer Steigerung der Nettoleistung führt (vgl. Abbildung 5.52). Das Maximum der Nettoleistung liegt bereits nach etwa 5 Sekunden vor. Demnach kann diese PRL-Maßnahme als besonders schnell eingeschätzt werden. Der Frischdampfdruck am Austritt des Dampferzeugers geht nach Öffnung des HD-Turbinenventils in Richtung des sich vor der HD-Turbine gemäß Stodola's Dampfkegelgesetz ergebenden Eintrittsdrucks zurück. Die verbleibende Differenz zwischen Frischdampfdruck und Eintrittsdruck der HD-Turbine beinhaltet dann lediglich noch die Druckverluste über das vollständig geöffnete HD-Turbinenventil (natürlicher Gleitdruck). Der Eintrittsdruck der HD-Turbine steigt in den ersten Sekunden auf-

³ Bei den dynamischen Simulationsstudien im Vollastpunkt wurde die Kraftwerkslast zunächst um die zu erbringende PRL reduziert, um beim Abruf positiver Regelenergie nicht in den Bereich unzulässiger Überlast zu gelangen. Analoges Vorgehen auch bei den Simulationsstudien in Mindestlast hinsichtlich negativer PRL.

grund des zusätzlichen Frischdampfmassenstroms zunächst an und geht im weiteren Zeitverlauf dann auf den ursprünglichen Wert zurück. Ebenso geht die zusätzliche Nettoleistung durch das Einstellen eines neuen Betriebsdrucks im Dampferzeuger wieder zurück und erreicht nach etwa 3 Minuten ein neues stationäres Niveau. Das Integral unterhalb der zusätzlichen Nettoleistung bildet dabei das zur Bereitstellung von Regelleistung nutzbare Potential und beträgt hier $0,86 \frac{P_n \cdot h}{1000}$.

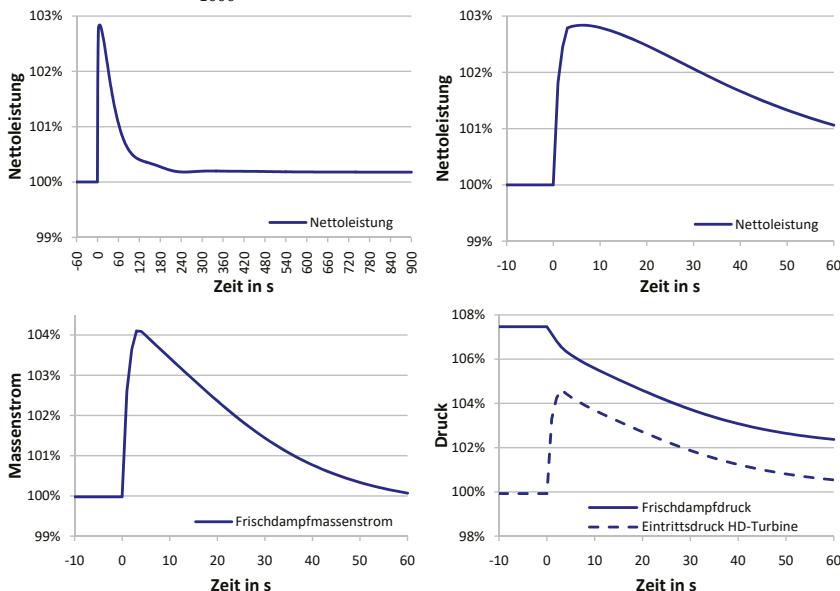


Abbildung 5.52: Verlauf wesentlicher Prozessgrößen bei einer Öffnung des HD-Turbinenventils zur Bereitstellung positiver Regelleistung in Vollast (normiert auf die jeweilige Größe in Vollast)

Die Nettoleistung mit vollständig geöffnetem HD-Turbinenventil liegt $0,2\% P_n$ höher als im Betrieb mit der Androsselung um 10 bar. Daraus lässt sich ein wirkungsgradmindernder Effekt dieser PRL-Maßnahme in Höhe von $0,07\%$ -Punkten des Nettowirkungsgrades ableiten, der für die Vorhaltung der Druckreserve kontinuierlich in Kauf genommen werden muss. Dieser wirkungsgradmindernde Effekt ist auf der einen Seite durch die Drosselverluste über dem HD-Turbinenventil zu erklären. Auf der anderen Seite liegt bei einem höheren Frischdampfdruck und konstanter Frischdampftemperatur eine geringere Enthalpie vor, weswegen die HD-Turbine eine kleinere Enthalpiedifferenz abbaut und eine entsprechend geringere Leistung erbringt, als bei komplett geöffnetem HD-Turbinenventil.

Die in Abbildung 5.53 dargestellten last- und richtungsabhängigen Sprungantworten der Nettoleistung zeigen zwischen $100\% P_n$ und $50\% P_n$ ein nahezu symmetrisches Verhalten. Lediglich die in Vollast erbringbare negative Regelleistung ist aufgrund der Beschränkung der zusätzlichen Androsselung auf 5 bar entsprechend halbiert. Die zur PRL-Bereitstellung nutzbare Leistung und Kapazität ist im Gleitdruck-Betrieb des Dampferzeugers also weniger von der

Last des Kraftwerks sondern vielmehr von der vorgehaltenen Druckreserve abhängig. Die Sprungantwort in der Mindestlast bei 25 % P_n (Festdruck) zeigt ein etwas größeres Leistungs- und Kapazitätspotential. Das HD-Turbinenventil wird in diesem Lastpunkt beim Abruf positiver Regelleistung nicht vollständig geöffnet und kann daher den Zielwert des neuen Betriebspunktes zu Beginn des Ausspeichervorganges leicht übersteuern, ohne den Mindestdruck zu unterschreiten. Dadurch geht ein größerer Effekt auf die Absenkung des Frischdampfdruckes und auf die Nettoleistung einher. So kann das im Umwälzbetrieb ohnehin größere Speichervermögen des Dampferzeugers in den ersten 120 Sekunden effektiver genutzt werden. Bei der Bereitstellung negativer Regelleistung ist ein kurzfristiges Untersteuern der neuen Ventilstellung ebenfalls in allen Lastpunkten möglich, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit jedoch lediglich im Betriebspunkt bei 25 % P_n vorgenommen.

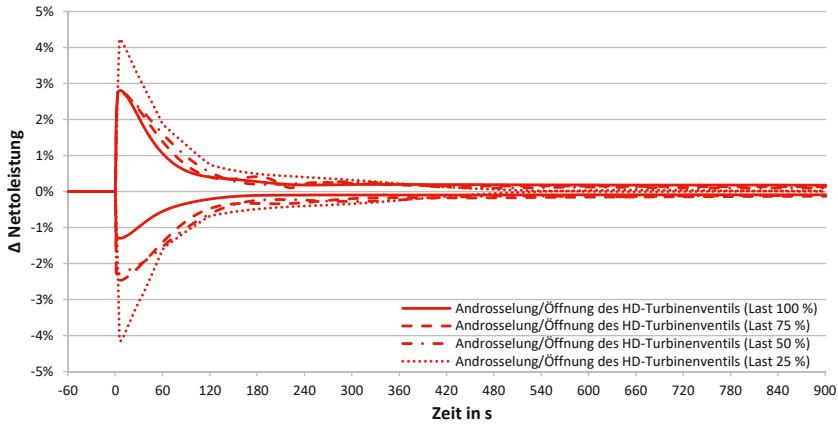


Abbildung 5.53: Last- und richtungsabhängige Antworten der Nettoleistung bei der sprunghaften Öffnung bzw. Schließung des HD-Turbinenventils

5.4.2.2 Variation des Kondensatmassenstroms

Bei dieser Maßnahme wird Regelleistung durch die Variation des Kondensatmassenstroms zwischen Kondensator und SpWB bereitgestellt. Die Anpassung des Massenstroms durch die ND-Vorwärmstrecke wirkt sich dabei auf die Anzapfdampfmengen der ND-Turbine aus, wodurch die Nettoleistung des Kraftwerksprozesses beeinflusst wird.

Bei den hier durchgeführten dynamischen Simulationen wird beim Abruf von positiver Regelleistung ein Kondensatstopp, also eine vollständige Reduktion des Kondensatmassenstroms, angenommen. Für den Abruf von negativer Regelleistung wird eine Erhöhung der Kondensatmenge bis auf 130 % zugelassen (Kondensatbeschleunigung).

Die maximal zulässige Füllstandsänderung im SpWB wird mit $\pm 25\%$ angenommen, sodass ausgehend vom im Normalbetrieb gültigen Sollwert von 60 % die obere und untere Grenze bei 85 % bzw. 35 % erreicht wird. Es wird zusätzlich davon ausgegangen, dass eine ausreichend große Speicherkapazität im Kondensator bzw. in einem Kaltkondensatspeicher vorhanden ist.

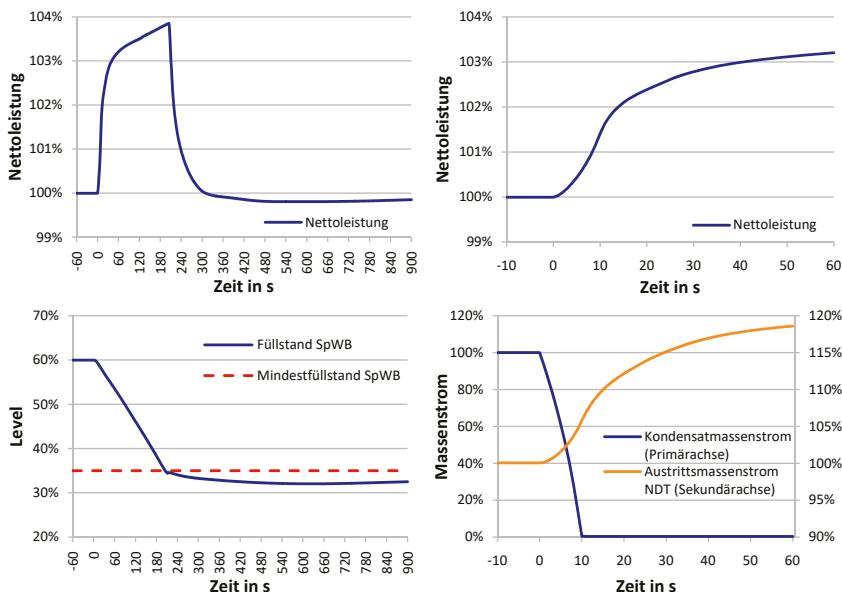


Abbildung 5.54: Verlauf wesentlicher Prozessgrößen beim Kondensatstopp zur Bereitstellung positiver Regelleistung in Vollast (normiert auf die jeweilige Größe in Vollast)

Die in Abbildung 5.54 dargestellten Prozessgrößen zeigen eine im Vergleich zur Androsselung bzw. Öffnung des HD-Turbinenvents träge Antwort der Nettoleistung. Der Kondensatmassenstrom wird innerhalb einer angenommenen Stellzeit von 10 Sekunden gestoppt. Der dadurch erzielte zusätzliche Dampfmassenstrom in der ND-Turbine und die daraus resultierende zusätzliche Nettoleistung folgen mit einer zeitlichen Verzögerung. Nach 30 Sekunden sind dabei etwa 70 % der erreichbaren Zusatzleitung von $3,9 \% P_n$ aktiviert. Die zeitlich verzögerte Reaktion der Nettoleistung kann zum einen durch die Trägheit der ND-Vorwärmer selbst begründet werden. Vielmehr geht jedoch der Heizdampfmassenstrom des SpWB, der durch das vergleichbar hohe exergetische Niveau den größten Anteil an der Zusatzleistung ausmacht, aufgrund des großen Wasserinventars und der damit verbundenen großen Trägheit des SpWB nur langsam auf den neuen Wert zurück. Durch eine aktive Drosselung der Anzapfdampfventile könnte die Sprungantwort der Nettoleistung deutlich beschleunigt werden, was im Rahmen der vorliegenden Arbeit allerdings nicht weiter betrachtet wird. Im weiteren Zeitverlauf erreicht die Zusatzleistung asymptotisch ein Maximum, bevor der Mindestfüllstand im SpWB nach etwa 3 Minuten erreicht ist und der Kondensatstopp dadurch beendet wird. Aufgrund der entkoppelnden Wirkung des SpWB sind bei dieser PRL-Maßnahme nur geringfügige Auswirkungen auf den restlichen Teil des Wasser-/Dampfkreislaufs zu verzeichnen. Des Weiteren geht die Vorhaltung von Regelleistung bei dieser Maßnahme nicht mit einem Rückgang des Nettowirkungsgrads im Normalbetrieb einher.

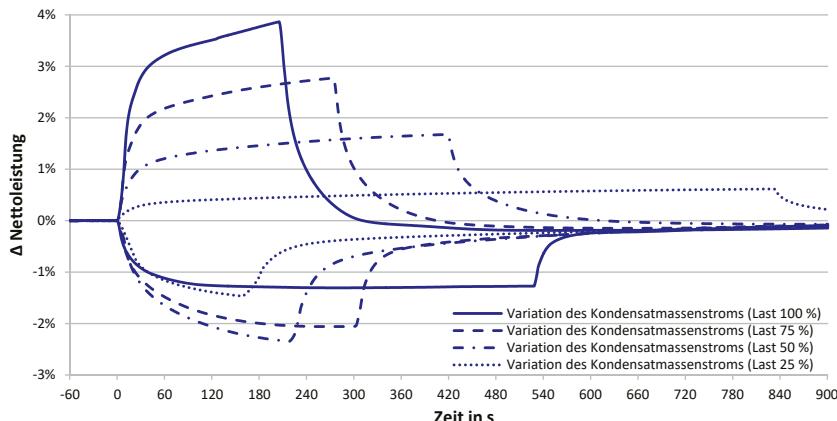


Abbildung 5.55: Last- und richtungsabhängige Sprungantworten der Nettoleistung bei der Variation des Kondensatmassenstroms

Die Sprungantworten in Abbildung 5.55 zeigen ein deutliches last- und richtungsabhängiges Verhalten. Bei der Erbringung positiver Regelleistung ist das Leistungspotential in Vollast mit +3,9 % P_n am größten, zeitlich durch den Mindestfüllstand des SpWB aber stark begrenzt. Mit abnehmender Kraftwerkslast geht auch die mögliche Zusatzleistung zurück. Das kann zum einen durch die immer geringer werdende Reduktion des Kondensatmassenstroms begründet werden, weswegen die Zusatzleistung mit abnehmender Kraftwerkslast auch länger gehalten werden kann. Zum anderen ist das reduzierte Leistungspotential auf das sinkende exergetische Niveau des ND-Anzapfdampfes zurückzuführen.

In negativer Richtung zeigt die Sprungantwort in Vollast mit -1,3 % P_n das geringste Leistungspotential, da die Steigerung der Kondensatmenge auf maximal 130 % stark begrenzt ist. Mit zurückgehender Last kann eine immer größere Steigerung der Kondensatmenge realisiert werden, wodurch das Leistungspotential zwischen 100 % P_n und 50 % P_n ansteigt. In der Mindestlast hingegen, wo die Steigerung des Kondensatmassenstroms auf 130 % am größten ist, zeigt sich aufgrund des geringen exergetischen Niveaus wiederum ein zurückgegangenes Leistungspotential, das auch nur vergleichsweise kurz gehalten werden kann.

5.4.2.3 Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVW

Bei dieser Maßnahme wird Regelleistung durch das Öffnen bzw. Schließen des Ventils der Anzapfung des letzten HDVW bereitgestellt.

Im Rahmen der dynamischen Simulationen wird angenommen, dass diese Maßnahme zur Vorhaltung positiver und negativer Regelleistung angewendet wird. Daher wird die thermische Leistung des HDVW 7 bereits im Normalbetrieb durch das Androsseln des Anzapfdampfventils halbiert. Für das weitere Öffnen bzw. Schließen des Ventils beim Abruf von Regelleistung wird erneut eine Stellzeit von 10 Sekunden berücksichtigt.

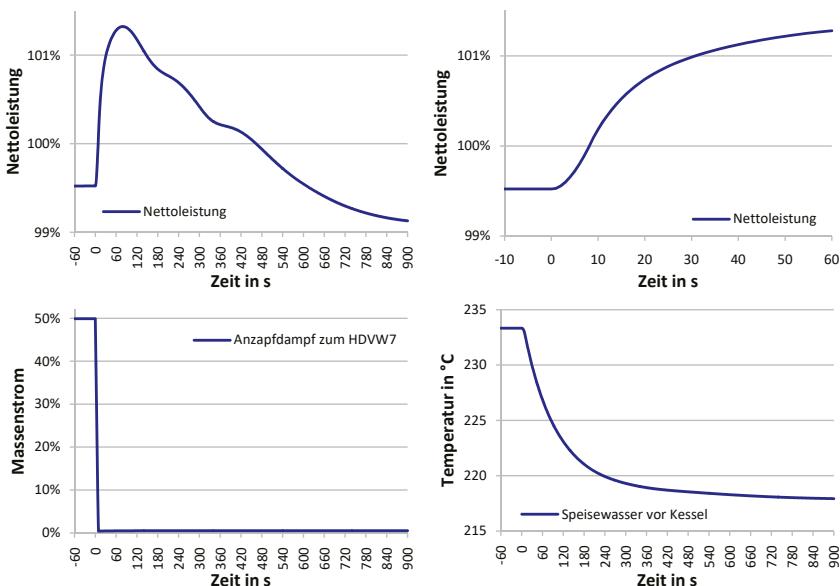


Abbildung 5.56: Verlauf wesentlicher Prozessgrößen bei einer Deaktivierung des letzten HDVW zur Bereitstellung positiver Regelleistung in Volllast (normiert auf die jeweilige Größe in Volllast)

Die in Abbildung 5.56 dargestellten Prozessgrößen beim Abruf positiver Regelleistung in Volllast zeigen eine vergleichsweise schnelle Antwort der Nettoleistung. Durch die vollständige Schließung des Anzapfdampfventils geht der Anzapfdampfmassenstrom zum HDVW 7 innerhalb weniger Sekunden zurück. Damit einhergehend erhöht sich der Dampfmassenstrom in der MD- und ND-Turbine. Die Nettoleistung wird innerhalb der ersten 30 Sekunden um $1,5 \% P_n$ gesteigert, was 83% der maximalen Zusatzleistung von $1,8 \% P_n$ nach etwa 80 Sekunden entspricht. In diesem Zeitraum wird die in den Rohren des HDVW 7 und des Dampferzeugers eingespeicherte thermische Energie aufgezehrt, die Rohwandtemperaturen gehen nach und nach zurück. Die Temperaturen der Economiser- und Verdampferrohre sinken dabei entsprechend der thermischen Trägheiten im Vergleich zur Speisewasserendtemperatur am Austritt des HDVW 7 zeitlich verzögert. Nach dem Erreichen des Maximums geht die Nettoleistung kontinuierlich zurück, bis sie nach etwa 15 Minuten ein neues stationäres Niveau erreicht. Dieser neue Betriebspunkt liegt unterhalb des ursprünglichen Niveaus, was durch die fehlende Speisewasservorwärmung des HDVW 7 und den damit verbundenen Rückgang im thermischen Wirkungsgrad zu erklären ist.

Die zur angenommenen gleichzeitigen Vorhaltung positiver und negativer Regelleistung notwendige Androsselung des Anzapfdampfventils zum HDVW 7 hat aus diesem Grund bereits im Normalbetrieb einen negativen Effekt auf den Wirkungsgrad und somit auf die Volllastleistung des Kraftwerksprozesses. Die angenommene Halbierung der thermischen Leistung des HDVW 7 geht dabei mit einer Reduktion der Speisewassertemperatur am Eintritt des Kessels

um etwa 15 K einher. Daraus resultiert eine Leistungseinbuße von 0,5 % P_n und ein Rückgang des Nettowirkungsgrades um 0,18 %-Punkte bei konstanter Brennstoffwärmeleistung.

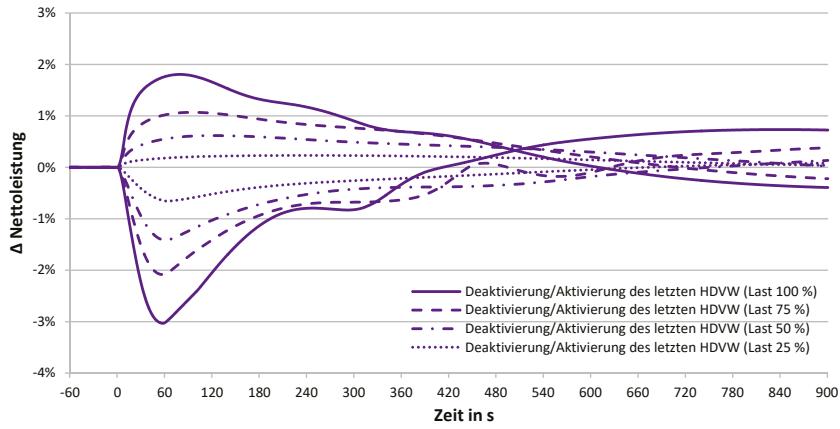


Abbildung 5.57: Last- und richtungsabhängige Sprungantworten der Nettoleistung bei der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW

Die in Abbildung 5.57 dargestellten Sprungantworten zeigen wiederum ein last- und richtungsabhängiges Verhalten. Wegen der mit abnehmender Kraftwerkslast zurückgehenden thermischen Leistung des HDVW 7 und den damit einhergehenden geringeren Anzapfdampfmassenströmen geht das Leistungs- und Kapazitätspotential in Richtung Teillast deutlich zurück. Aufgrund geringerer Strömungsgeschwindigkeiten im Wasser-/Dampfkreislauf wird die Zusatzleistung auf dem niedrigeren Niveau jedoch für einen etwas längeren Zeitraum gehalten und der neue stationäre Betriebspunkt mit reduzierter Nettoleistung erst später erreicht.

Bei der Erbringung negativer Regelleistung zeigt sich ein höheres Leistungspotential als in positiver Richtung. In Vollast kann die Nettoleistung statt einer maximalen Steigerung um 1,8 % P_n um maximal 3,0 % P_n abgesenkt werden. Unmittelbar nach der sprunghaften Öffnung des Regelventils strömt aufgrund des geringen Temperaturniveaus und dem damit verbundenen Druck auf der Dampfseite des vorher angedrosselten HDVW zunächst ein größerer Anzapfdampfmassenstrom zum HDVW 7 als im späteren stationären Betriebspunkt. Somit geht die Nettoleistung schneller und stärker zurück als in positiver Richtung, wo eine Reduktion des Anzapfdampfmassenstroms unter den Wert von Null nicht möglich ist. Insgesamt ist das Integral unter den Kurven jedoch kaum von der Richtung, sondern vielmehr vom Lastpunkt des Kraftwerks und der damit verbundenen thermischen Leistung des letzten HDVW abhängig (vgl. Abbildung 5.61).

5.4.3 Leistungs- und Kapazitätspotential der PRL-Maßnahmen inkl. TES

Auf Basis der vorgestellten Sprungantworten kann das Leistungs- und Kapazitätspotential der einzelnen PRL-Maßnahmen sowie des integrierten Raths-Speichers abgeleitet bzw. quantifiziert werden. Die Potentialermittlung wird dabei in die drei in Abbildung 5.58 dargestellten Phasen unterteilt. Phase I erstreckt sich über die ersten 30 Sekunden nach Aktivierung der Regelleistung und beinhaltet somit den aus technischer Sicht anspruchsvollsten Zeitbereich. Phase II umfasst den restlichen Zeitraum, den der Kraftwerksprozess durch die Anpassung der Feuerungswärmeleistung zum Erreichen der neuen Zielleistung benötigt und endet demnach zum Zeitpunkt des Schnittpunkts der Soll- und Istleistung. Phase III erstreckt sich dann bis zum Ende der in der Präqualifikation geforderten 15 Minuten.

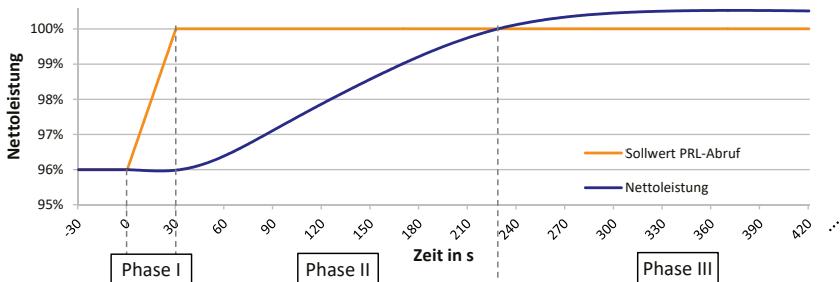


Abbildung 5.58: Unterteilung des Leistungs- und Kapazitätspotentials zur Bereitstellung von Regelleistung

In Abbildung 5.59 wird zunächst das **Leistungspotential** der betrachteten PRL-Maßnahmen in den drei beschriebenen Phasen dargestellt. Bei der Öffnung bzw. Androsselung des HD-Turbineinventils zeigt sich das bereits beschriebene nahezu linear von der vorgehaltenen Druckreserve abhängige Verhalten im oberen Lastbereich. Ebenso wird das aufgrund des Festdruck-Betriebs gesteigerte Potential in der Mindestlast ersichtlich. Die maximale Leistungsänderung wird dabei immer in Phase I – also innerhalb der ersten 30 Sekunden – erreicht.

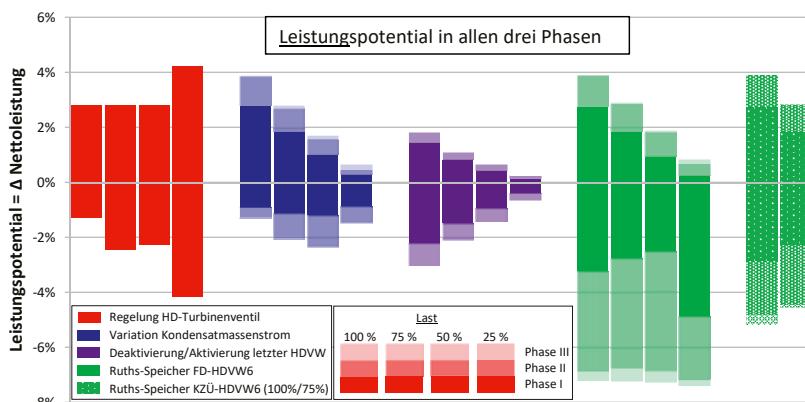


Abbildung 5.59: Lastabhängiges Leistungspotential der ausgewählten PRL-Maßnahmen (in allen drei Phasen)

Die maximale Zusatz- oder Minderleistung bei der Variation des Kondensatmassenstroms zeigt analog zu den oben vorgestellten Sprungantworten eine deutlich ausgeprägtere Lastabhängigkeit. Zusätzlich erreicht die Leistungsanpassung innerhalb der ersten 30 Sekunden nur einen Teil des jeweiligen Maximalwerts und wird dann in Phase II und teilweise auch in Phase III noch weiter gesteigert. Gleiches gilt für die Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW, bei dem die maximale Leistungsänderung kontinuierlich mit der Last zurückgeht und in negativer Richtung höhere Werte erreicht.

Die in grüner Farbe ergänzten Balken des integrierten Ruths-Speichers zeigen im Betriebspunkt bei 100 % P_n ein zur Androsselung bzw. Öffnung des HD-Turbinenventils vergleichbares Leistungspotential in Phase I. In Phase II steigt die Zusatz- bzw. Minderleistung weiter an und erreicht so ein höheres Potential als die übrigen klassischen PRL-Maßnahmen. In Teillast geht das positive Leistungspotential durch die Entladung des Ruths-Speichers mit der abnehmenden thermischen Leistung des HDVW 6 jedoch deutlich zurück. Darüber hinaus geht auch der Anteil der innerhalb von 30 Sekunden erreichten Zusatzeistung stark zurück. Die schnelle Lastabsenkung durch eine Beladung mit Frischdampf zeigt zwischen 100 % P_n und 50 % P_n ein leicht zurückgehendes Potential in der Phase I, welches in der Mindestlast bei 25 % P_n aufgrund des Festdruck-Betriebs des Dampferzeugers wieder signifikant zunimmt. Das in Phase II und Phase III erreichbare Leistungspotential durch die Beladung mit Frischdampf ist in allen Betriebspunkten nahezu konstant. Die im oberen Lastbereich > 75 % P_n mögliche Beladung mit KZÜ-Dampf zeigt ein leicht reduziertes Leistungspotential.

Bei der Nutzung des integrierten Ruths-Speichers bietet sich also insbesondere eine Steigerung der im oberen Lastbereich erbringbaren positiven und negativen Regelleistung oder das (teilweise) Ablösen wirkungsgradmindernder PRL-Maßnahmen an. Des Weiteren kann der Ruths-Speicher den mit abnehmender Last überproportionalen Abfall der Leistungspotentiale bei der Variation des Kondensatmassenstroms und der Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVW kompensieren und dadurch die in der Teil-/Mindestlast erbringbare PRL steigern.

Neben der maximal erreichbaren Zusatz- oder Minderleistung ist ebenfalls eine genauere Betrachtung des **Kapazitätspotentials** notwendig. Von besonderer Bedeutung ist dabei die nutzbare Kapazität der einzelnen PRL-Maßnahmen innerhalb der ersten 30 Sekunden (Phase I) sowie bis zum Erreichen des Schnittpunktes von Soll- und Istleistung bei der Anpassung des Brennstoffmassenstroms (Phase II).

Die in **Phase I** nutzbare Speicherkapazität ist in Abbildung 5.60 dargestellt. Aufgrund der besonders schnellen Aktivierungszeit liegt das größte Kapazitätspotential bei der Androsselung bzw. Öffnung des HD-Turbinenventils vor. Das Kapazitätspotential bei der Variation des Kondensatmassenstroms und bei der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW geht mit abnehmender Kraftwerkslast stark zurück. Insbesondere bei der Variation des Kondensatmassenstroms ist das Kapazitätspotential in positiver und negativer Richtung nicht symmetrisch, wie bereits aus den Sprungantworten aus Abbildung 5.55 ersichtlich ist.

Bei der Betrachtung eines möglichen Beitrags des integrierten Raths-Speichers kann die oben vorgeschlagene Einsatzweise unterstrichen werden. Insbesondere im oberen Lastbereich zwischen 100 % P_n und 75 % P_n kann der Raths-Speicher die Bereitstellung von Regelleistung signifikant steigern oder die Ablösung wirkungsgradmindernder Maßnahmen ermöglichen. Im unteren Lastbereich sind des Weiteren die Beladung mit Frischdampf und die damit mögliche schnelle Lastabsenkung von besonderem Interesse.

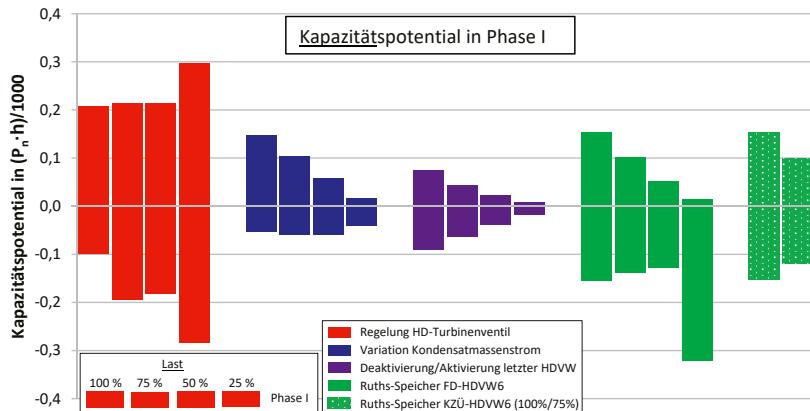


Abbildung 5.60: Lastabhängiges Kapazitätspotential der ausgewählten PRL-Maßnahmen (in Phase I)

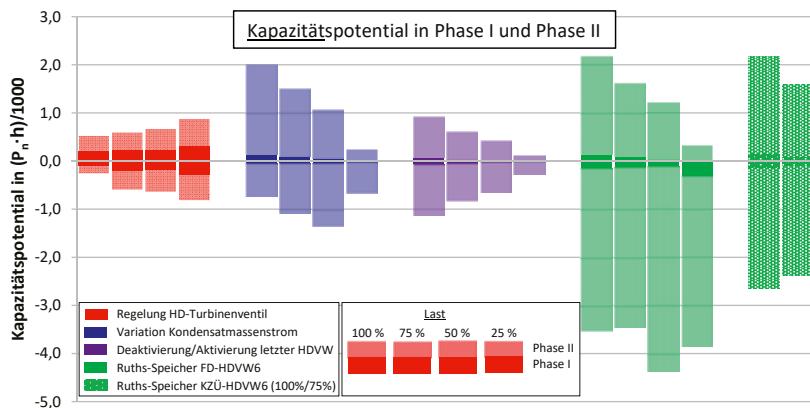


Abbildung 5.61: Lastabhängiges Kapazitätspotential der ausgewählten PRL-Maßnahmen (in Phase I + Phase II)

Bei der in **Phase II** nutzbaren Kapazität (vgl. Abbildung 5.61) wird deutlich, dass die Variation des Kondensatmassenstroms sowie die Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW insbesondere in diesem Zeitbereich ihren Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung erbringen. Es geht jedoch auch wieder das last- und richtungsabhängige Verhalten dieser beiden Maßnahmen hervor.

Der integrierte Ruths-Speicher zeigt in Phase II erwartungsgemäß auch ein last- und richtungsabhängiges Potential, das die Kapazität der klassischen PRL-Maßnahmen jedoch deutlich übersteigt. Neben dem nennenswerten Beitrag innerhalb der ersten 30 Sekunden kann der Ruths-Speicher also insbesondere in der Phase II zur Bereitstellung von Regelleistung herangezogen werden und somit das Leistungs- und Kapazitätsdefizit füllen, bis der Kraftwerksprozess durch die Anpassung des Brennstoffmassenstroms die neue Zielleistung erreicht hat. Da der Ruths-Speicher auch noch in der Phase III, also bis zum Ende der in der Präqualifikation geforderten 15 Minuten, eine nahezu konstante Lastanpassung ermöglicht, kann ebenfalls eine Steigerung der erbringbaren PRL ohne eine weitere Anpassung der Feuerungswärmeleistung erreicht werden (siehe nächster Abschnitt). Diese Einsatzstrategie ist aus technisch-ökonomischer Sicht besonders interessant, da keine weitere Reduktion der Kraftwerksleistung im Normalbetrieb vorgenommen werden muss. Dadurch wird das Leistungsband und somit die Erlös möglichkeiten auf dem Spot- und Intradaymarkt nicht zusätzlich eingeschränkt (bei einer Steigerung der PRL ohne weitere Anpassung der FWL) bzw. vergrößert (bei einer Erbringung der ursprünglichen PRL mit einer Reduktion der notwendigen Anpassung der FWL).

Weitere Sprungantworten sowie die daraus abgeleiteten Leistungs- und Kapazitätspotentiale bei einer Variation der Sichterdrehzahl und bei einer Anpassung des Mahldrucks sind in Anhang A4 angefügt. Ebenfalls sind darüber hinaus zusätzliche PRL-Maßnahmen, wie z.B. die in [39] vorgestellte Nutzung der Einspritzkühler, denkbar. Abschließend sei noch vermerkt, dass die Sprungantworten und die daraus abgeleiteten Leistungs- und Kapazitätspotentiale in einem hohen Maße von den im Rahmen der vorliegenden Arbeit getroffenen Annahmen abhängen und anlagenspezifisch konkret zu überprüfen sind.

5.4.4 Koordinierte PRL-Bereitstellung

Die in den Abschnitten 5.4.1 bis 5.4.3 identifizierten Bedarfe und Potentiale können nun für eine Auswertung der PRL-Bereitstellung genutzt werden. Dazu werden die folgenden vier Szenarien betrachtet, anhand derer jeweils die maximal erbringbare PRL bestimmt wird:

- Szenario I: "Referenz"
 - Anpassung der Feuerungswärmeleistung, Regelung des HD-Turbinenventils und Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVW
 - Repräsentiert den umgesetzten Stand im betrachteten Basiskraftwerk
- Szenario II: "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen"
 - Erweiterung von Szenario I um die Variation des Kondensatmassenstroms
 - Repräsentiert den Fall unter Nutzung der klassischen PRL-Maßnahmen
- Szenario III: "Erweiterung um Ruths-Speicher"
 - Erweiterung von Szenario II um die Integration des Ruths-Speichers
 - Steigerung der erbringbaren PRL ohne zusätzliche Anpassung der FWL
- Szenario IV: "Ablösung wirkungsgradmindernder PRL-Maßnahmen"
 - Zu erbringende PRL wird aus Szenario II übernommen

- Die Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVW wird nicht mehr zugelassen und die Druckvorhaltung durch eine Androsselung des HD-Turbinenventils soweit wie möglich zurückgenommen
- Es verbleibt die Kombination bestehend aus einer Anpassung der FWL, einer reduzierten Androsselung des HD-Turbinenventils, der Variation des Kondensatmassenstroms und der Integration des Ruths-Speichers

Im ersten Schritt wird zu diesen vier Szenarien auf Basis der ermittelten Sprungantworten die jeweils maximal erbringbare PRL mit einem in MS Excel entwickelten Berechnungsmodell abgeschätzt. In Abhängigkeit einer vorgegebenen PRL wird dazu zunächst die Sprungantwort der Nettoleistung bei der Anpassung der FWL bestimmt. Das resultierende Leistungsdefizit dieser Sprungantwort zum Leistungssollwert des PRL-Abrufs wird dann durch die Superposition der in den Szenarien zugelassenen PRL-Maßnahmen nach und nach erbracht. Die Einsatzreihenfolge orientiert sich dabei an der Dynamik der einzelnen PRL-Maßnahmen und wird wie folgt festgelegt: Zunächst erfolgt die Bereitstellung von Regelleistung durch die Variation des Kondensatmassenstroms, gefolgt von der Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVW. Ist im betrachteten Szenario die Nutzung des Ruths-Speichers zugelassen, so bildet dieser das nächste Element zur Erbringung des Leistungsdefizits. Die verbleibende Differenz zwischen der Superposition der genannten Sprungantworten und dem Leistungssollwert des PRL-Abrufs wird schließlich durch die schnellste PRL-Maßnahme, also durch die Regelung des HD-Turbinenventils, bereitgestellt. Das Leistungspotential bei der Variation des Kondensatmassenstroms, bei der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW und bei der Beladung bzw. Entladung des Ruths-Speichers steigt in der "anspruchsvollsten" Phase, also innerhalb der ersten 30 bis 60 Sekunden, kontinuierlich an und ist daher durch die zum jeweils betrachteten Zeitpunkt in der Sprungantwort erreichte Mehr- oder Minderleistung eindeutig begrenzt. Dagegen wird die größte Leistungsanpassung bei der Öffnung oder Androsselung des HD-Turbinenventils bereits nach etwa 5 Sekunden erreicht. Daher wird bei dieser PRL-Maßnahme im Berechnungsmodell eine Korrektur des Leistungspotentials vorgenommen. Das zur Füllung des Leistungsdefizits nicht genutzte Potential wird dabei laufend aufsummiert und somit die theoretisch nutzbare, aber noch nicht in Anspruch genommene Dampfspeicherkapazität berechnet, die dann im weiteren Zeitverlauf unter Berücksichtigung einer Limitierung der maximalen Leistung aktiviert werden kann. Diese Vorgehensweise entspricht näherungsweise einer Bilanzierung der Speicherkapazität des Dampferzeugers. Somit ist es möglich, das Potential der Regelung des HD-Turbinenventils zeitlich nach hinten zu verlagern, was im Kraftwerk einer geregelten Anpassung des Querschnitts vom HD-Turbinenventil entspricht.

Zur Überprüfung des in MS Excel entwickelten Berechnungsmodells werden in einem **zweiten Schritt** dann dynamische Simulationen zur Aktivierung der abgeschätzten PRL durchgeführt. Bei der Überprüfung mit dem dynamischen Kraftwerksmodell geht es darum, eine Fehleinschätzung des durch die Superposition der Sprungantworten berechneten Potentials aufgrund der vernachlässigten Wechselwirkungen der einzelnen PRL-Maßnahmen auszuschließen.

Tabelle 5.6: Übersicht über die vorgestellten Betrachtungen zur koordinierten PRL-Bereitstellung

Last	Richtung	Szenario	Abbildung
100 % P_n	Positive PRL	I "Referenz"	Abbildung 5.62
		II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen"	Abbildung 5.64
		III "Erweiterung um Ruths-Speicher"	Abbildung 5.66
		IV "Ablösung wirkungsgradmindernder PRL-Maßnahmen"	Abbildung 5.68
	Negative PRL	II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen"	Abbildung 5.69
		III "Erweiterung um Ruths-Speicher"	Abbildung 5.70
	25 % P_n	II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen"	Abbildung 5.71
		III "Erweiterung um Ruths-Speicher"	Abbildung 5.72
25 % P_n	Positive PRL	II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen"	Anhang A5
		III "Erweiterung um Ruths-Speicher"	Anhang A5

Tabelle 5.6 zeigt eine Übersicht über die im Folgenden vorgestellten Betrachtungen zur Bestimmung der maximal erbringbaren PRL in verschiedenen Kombinationen aus Last und Szenario. Zunächst wird die Erbringung positiver PRL in Volllast in den vier genannten Szenarien vorgestellt und mittels des dynamischen Simulationsmodells überprüft. Zur Bereitstellung negativer PRL in Volllast sowie zu den Betrachtungen im Mindestlastpunkt bei 25 % P_n wird auf ausgewählte Kombinationen eingegangen und die weiteren Auswertungen im Anhang A5 angefügt. Abbildung 5.73 stellt dann abschließend alle Kombinationen aus Last und Szenario vor und fasst somit das ermittelte last- und richtungsabhängige Potential der PRL-Bereitstellung zusammen.

Volllast / positive PRL / Szenario I "Referenz"

Abbildung 5.62 zeigt die mit dem beschriebenen Berechnungsmodell abgeschätzte maximal aktivierbare PRL in Volllast für das Szenario I "Referenz". Links ist hier und auch in den folgenden Diagrammen ein Zeitausschnitt über 15 Minuten dargestellt, rechts der dazugehörige Ausschnitt der ersten 60 Sekunden.

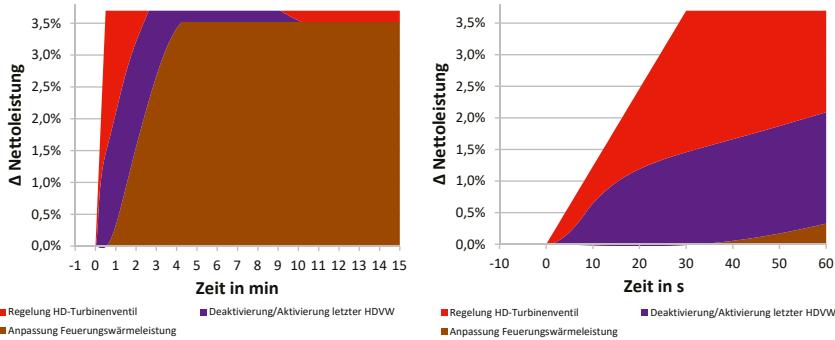


Abbildung 5.62: Abschätzung der aktivierbaren positiven PRL in Volllast (Szenario I "Referenz")

Die Steigerung der Feuerungswärmeleistung bewirkt aufgrund der Trägheit des Systems Kraftwerk nahezu keine Antwort der Nettoleistung zu Beginn der PRL-Anforderung. Demnach werden insbesondere in diesem Zeitbereich die Leistungspotentiale der Deaktivierung des letzten HDVW sowie der Öffnung des HD-Turbinenventils zur schnellen Leistungssteigerung genutzt. Der letzte HDVW wird dabei innerhalb der ersten 3 Minuten komplett deaktiviert und somit das vollständige Leistungspotential entsprechend der Sprungantwort abgerufen. Die durch die Öffnung des HD-Turbinenventils aktivierte Zusatzleistung erreicht nach etwa 30 Sekunden ihr Maximum und wird im weiteren Zeitverlauf durch die Deaktivierung des letzten HDVW sowie durch die träge Antwort der Steigerung der Feuerungswärmeleistung wieder abgelöst. Mit dem Erreichen des neuen Betriebspunkts im Dampferzeuger nach etwa 4 Minuten gehen die Beiträge der PRL-Maßnahmen wieder zurück. Zum Ende des betrachteten Zeitraums verbleibt eine konstante Zusatzleistung durch die Öffnung des HD-Turbinenventils aufgrund der reduzierten Drosselverluste. Insgesamt wird mit dem Berechnungsmodell für das Szenario I "Referenz" eine maximal aktivierbare PRL in Höhe von $+3,7\% P_n$ abgeschätzt. Bei höheren PRL-Mengen ist ein Leistungsdefizit im Zeitbereich zwischen 30 und 60 Sekunden zu erkennen.

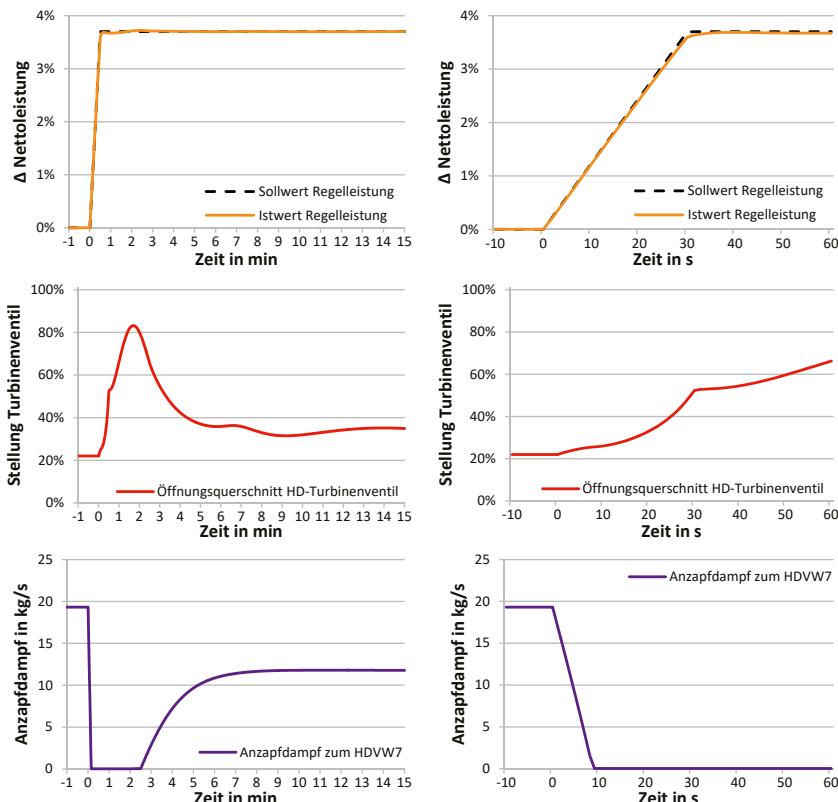


Abbildung 5.63: Dynamische Simulation der Aktivierung positiver PRL in Vollast (Szenario I "Referenz")

In Abbildung 5.63 sind zur Überprüfung des vorgestellten Berechnungsmodells die Zeitverläufe der **dynamischen Simulation** der Aktivierung einer PRL in Höhe von $+3,7\% P_n$ dargestellt. Zur Erbringung der geforderten Regelleistung wird der letzte HDVW für etwa 2,5 Minuten vollständig deaktiviert. Das HD-Turbineventil stellt bei dieser Simulation das resultierende Leistungsdefizit über eine Regelung (PI-Regler) des Öffnungsquerschnitts bereit und erreicht bei Minute 2 eine maximale Öffnung auf 83 %. Zwischen Minute 2 und Minute 4 wird der neue Betriebspunkt des Dampferzeugers durch die Steigerung der Feuerungswärmeleistung erreicht und das HD-Turbineventil dann langsam wieder angedrosselt sowie der letzte HDVW aktiviert. Die dargestellten Zeitverläufe der dynamischen Kraftwerkssimulation zur Aktivierung einer PRL in Höhe von $+3,7\% P_n$ bestätigen somit die Anwendbarkeit des vorgestellten Berechnungsmodells und die darin vorgenommene Superposition der Sprungantworten.

Volllast / positive PRL / Szenario II "Einsatz aller klassischen PRL Maßnahmen"

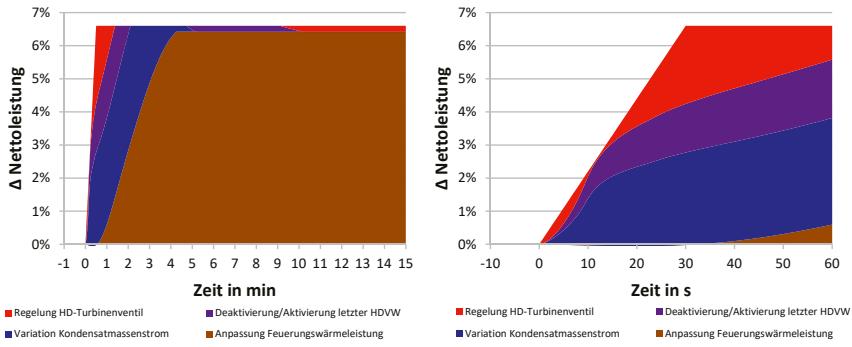


Abbildung 5.64: Abschätzung der aktiverbaren positiven PRL in Volllast (Szenario II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen")

Durch die Hinzunahme der Variation des Kondensatmassenstroms kann die erbringbare PRL von $+3,7\% P_n$ auf $+6,6\% P_n$ gesteigert werden (vgl. Abbildung 5.64). Der Kondensatstopp aktiviert dabei eine Zusatzleistung, die bis zum Erreichen der neuen Dampferzeugerlast kontinuierlich ansteigt. Aufgrund des hohen Leistungs- und Kapazitätspotentials beim Kondensatstopp in Volllast ist die Steigerung der maximal erbringbaren PRL zum Szenario I mit $2,9\% P_n$ vergleichsweise groß. Es ist dabei zu beachten, dass der Füllstand des Speisewasserbehälters beim PRL-Abruf zurückgeht. Dem muss in der Praxis im weiteren Zeitverlauf wieder entgegengewirkt werden, z.B. durch ein leichtes Übersteuern der FWL.

Auch für dieses Szenario wird eine Überprüfung der Superposition der Sprungantworten mithilfe des dynamischen Kraftwerkssmodells vorgenommen. Die in Abbildung 5.65 dargestellten Zeitverläufe zeigen, dass die Aktivierung der PRL in Höhe von $+6,6\% P_n$ durch eine vollständige Deaktivierung des letzten HDVW, eine maximal mögliche Reduktion des Kondensatmassenstroms sowie eine Öffnung des HD-Turbineventils bis auf maximal etwa 80 % erfolgt. Die einzelnen PRL-Maßnahmen werden dann nach und nach aufgrund der gesteigerten Dampferzeugerleistung wieder in Richtung ihres ursprünglichen Betriebspunkts zurückgenommen.

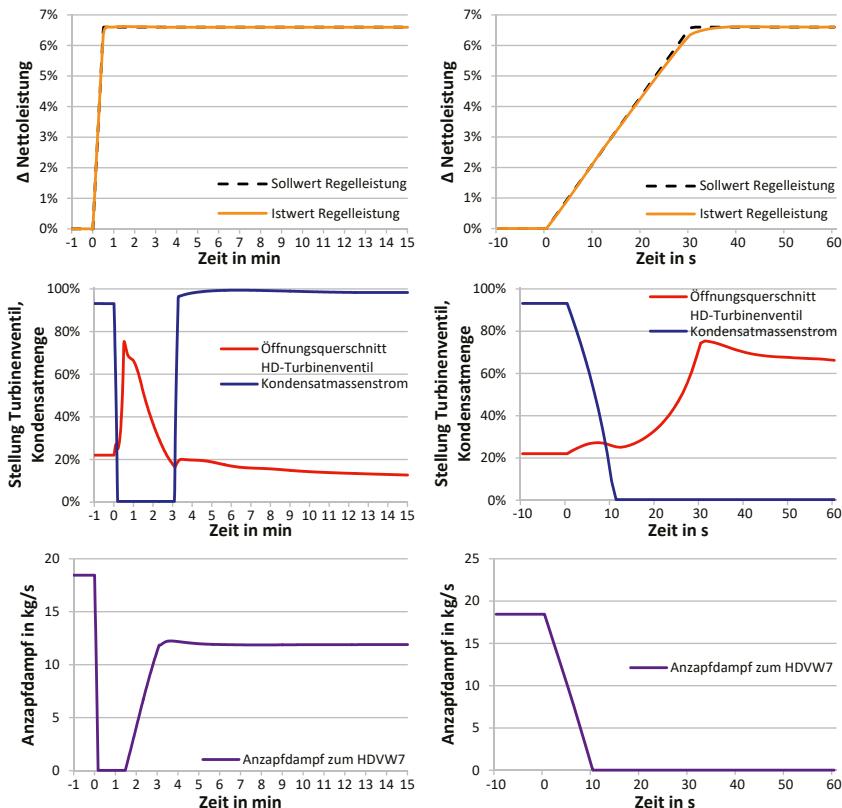


Abbildung 5.65: Dynamische Simulation der Aktivierung positiver PRL in Volllast (Szenario II “Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen”)

Volllast / positive PRL / Szenario III “Erweiterung um Ruths-Speicher”

Durch die Ergänzung der klassischen PRL-Maßnahmen um eine Entladung des Ruths-Speichers lässt sich die erbringbare PRL von +6,6 % P_n bis auf +9,4 % P_n steigern (vgl. Abbildung 5.66). Die in grün dargestellte Entladung des Ruths-Speichers leistet dabei unmittelbar mit dem Beginn der PRL-Anforderung einen Beitrag zur Aktivierung der Regelleistung. Des Weiteren kann die mit der Entladung des Ruths-Speichers bereitgestellte Zusatzleistung aufgrund der Auslegung für eine Speicherdauer von 30 Minuten über den betrachteten Zeitraum von 15 Minuten nahezu konstant gehalten werden. Aus diesem Grund ist zur PRL-Vorhaltung von +9,4 % P_n keine weitere Anpassung des Brennstoffmassenstroms über die im Rahmen von Szenario II bestimmte Höhe von 6,4 % notwendig. Somit wird der Betriebsbereich des Kraftwerks trotz der zusätzlichen PRL-Vorhaltung nicht weiter eingeschränkt, wodurch keine monetären Einbußen im Normalbetrieb des Kraftwerks hinzunehmen sind.

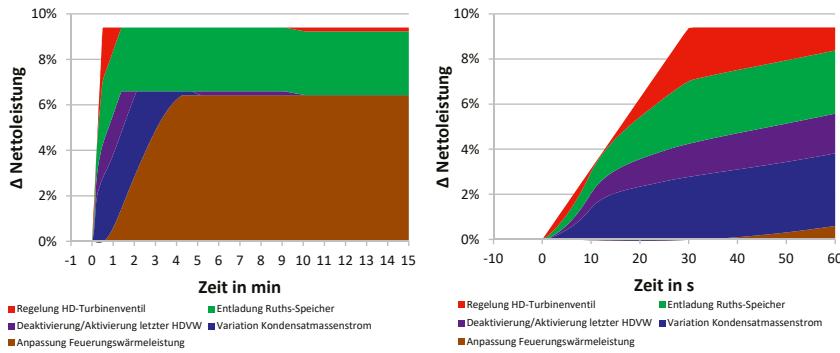


Abbildung 5.66: Abschätzung der aktivierbaren positiven PRL in Volllast (Szenario III ‘Erweiterung um Ruths-Speicher’)

Insgesamt leistet der Ruths-Speicher durch die Erweiterung der PRL-Bereitstellung ohne zusätzliche Anpassung der FWL also in zweifacher Hinsicht einen positiven Beitrag.

Abbildung 5.67 zeigt die mittels des dynamischen Kraftwerksmodells bestimmte Nutzung der einzelnen PRL-Maßnahmen zur Bereitstellung der PRL von +9,4 % P_n . Der letzte HDVW wird während der ersten 2 Minuten vollständig deaktiviert, der Kondensatmassenstrom während der ersten 3 Minuten maximal reduziert und das Ventil am Austritt des Ruths-Speichers über die gesamten 15 Minuten geöffnet. Das HD-Turbinenventil wird insbesondere innerhalb der ersten Minute stark geöffnet. Nach etwa 4 Minuten werden alle klassischen PRL-Maßnahmen durch die mit der Brennstoffsteigerung einhergehende Leistungsanpassung abgelöst.

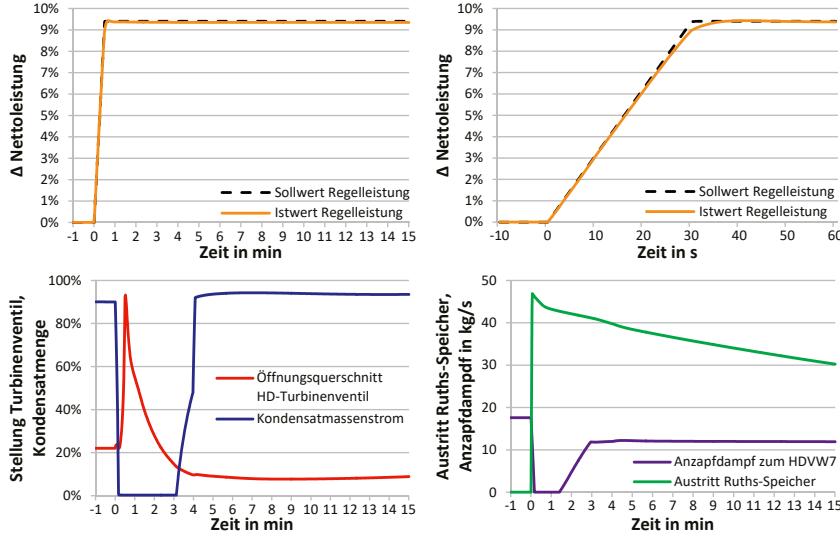


Abbildung 5.67: Dynamische Simulation der Aktivierung positiver PRL in Volllast (Szenario III ‘Erweiterung um Ruths-Speicher’)

Volllast / positive PRL / Szenario IV "Ablösung wirkungsgradmindernder PRL-Maßnahmen"

Anstatt einer Steigerung der erbringbaren PRL kann der Ruths-Speicher ebenfalls zur Ablösung klassischer PRL-Maßnahmen eingesetzt werden. Hierbei bietet sich insbesondere die vollständige Ablösung der Aktivierung bzw. Deaktivierung des letzten HDVW sowie eine möglichst starke Reduktion der Androsselung des HD-Turbinenventils an, da diese beiden PRL-Maßnahmen bereits im Normalbetrieb des Kraftwerks einen negativen Effekt auf den Wirkungsgrad aufweisen. Die Aktivierung einer PRL in Höhe von $+6,6\% P_n$ (übernommen aus Szenario II) ist dazu in Abbildung 5.68 dargestellt. Durch die Entladung des Ruths-Speichers kann im betrachteten Fall die Deaktivierung des letzten HDVW vollständig abgelöst werden und die Druckvorhaltung bei der Androsselung des HD-Turbinenventils um 50 % von 10 bar auf 5 bar reduziert werden. Insgesamt werden im Normalbetrieb somit Einbuße im Nettowirkungsgrad von 0,23 %-Punkten vermieden, was geringere variablen Kosten und leicht reduzierte spezifische CO₂-Emissionen zur Folge hat. Aufgrund der Auslegung des Ruths-Speichers für eine Speicherdauer von 30 Minuten kann zusätzlich die notwendige Steigerung der FWL von ursprünglich 6,4 % auf 3,1 % reduziert werden, wodurch im Normalbetrieb ein größeres Lastband zur Platzierung auf dem Spotmarkt zur Verfügung steht.

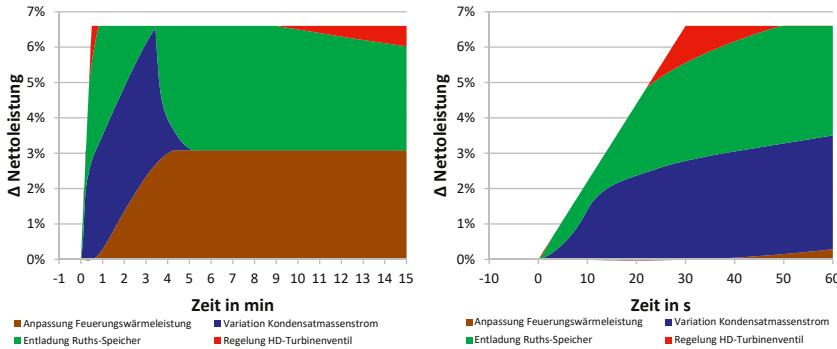


Abbildung 5.68: Abschätzung der aktivierbaren positiven PRL in Volllast (Szenario IV "Ablösung wirkungsgradmindernder PRL-Maßnahmen")

Volllast / negative PRL / Szenario II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen"

Bei der Bereitstellung negativer PRL wird in Volllast für das Szenario II ein Potential in Höhe von $-4,3\% P_n$ abgeschätzt. Das aus der Androsselung des HD-Turbinenventils beigesteuerte Potential ist, wie in Abbildung 5.61 gezeigt, durch die angenommene Begrenzung auf maximal +5 bar in Volllast nur in etwa halb so groß, wie bei der Bereitstellung positiver PRL. Die durch die Aktivierung des letzten HDVW bereitgestellte Regelleistung zeigt in negativer Richtung hingegen einen leicht höheren Beitrag. Dem steht jedoch ebenfalls eine starke Reduktion des Leistungspotentials bei der Variation des Kondensatmassenstroms entgegen. In Summe ergibt sich unter den getroffenen Annahmen in negativer Richtung mit $-4,3\% P_n$ demnach ein nennenswert geringeres Potential als mit $+6,6\% P_n$ in positiver Richtung.

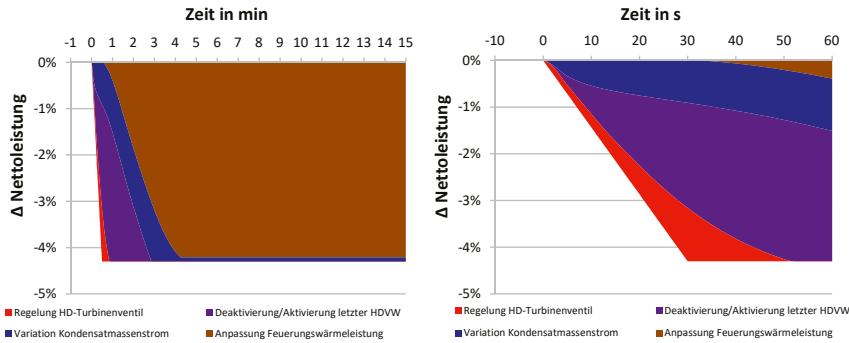


Abbildung 5.69: Abschätzung der aktivierbaren negativen PRL in Vollast (Szenario II “Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen”)

Vollast / negative PRL / Szenario III “Erweiterung um Raths-Speicher”

Ähnliches zeigt sich im Szenario III bei der Erweiterung des Potentials durch die Beladung des Raths-Speicher mit KZÜ-Dampf. Da die Sprungantwort bei der Beladung mit KZÜ-Dampf in den ersten Sekunden ein vergleichsweise träges Verhalten zeigt (vgl. Abbildung 5.47), kann nur etwas mehr als die Hälfte des Leistungspotentials von $-4,5\% P_n$ für die Erweiterung der erbringbaren PRL genutzt werden. So ist durch die Beladung des Raths-Speichers eine Erweiterung der erbringbaren PRL von $-4,3\% P_n$ um $-2,9\% P_n$ auf $-7,2\% P_n$ möglich.

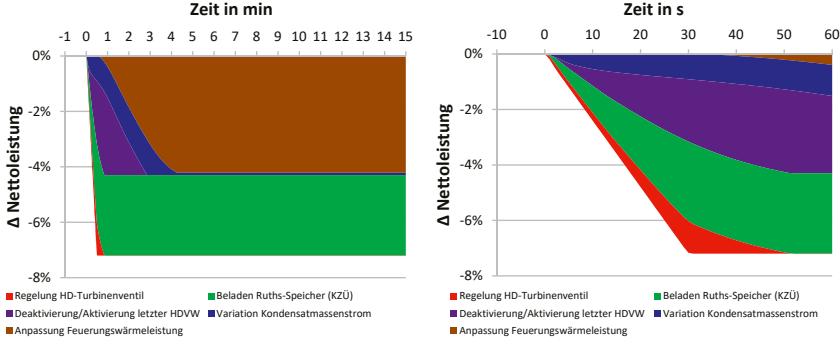


Abbildung 5.70: Abschätzung der aktivierbaren negativen PRL in Vollast (Szenario III “Erweiterung um Raths-Speicher”)

Mindestlast / positive PRL / Szenario II “Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen”

Bei den Sprungantworten der Androsselung bzw. Öffnung des HD-Turbinventils zeigt sich in der Mindestlast ein gesteigertes Leistungs- und Kapazitätspotential. Dem stehen ein starker Rückgang der Potentiale bei der Variation des Kondensatmassenstroms und der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVV entgegen. Diese beiden gegenläufigen Tendenzen führen im Szenario II “Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen” in Summe zu einem Rückgang des

Potentials zur PRL-Bereitstellung von $+6,6\% P_n$ in Volllast auf $+3,8\% P_n$ in Mindestlast. Bei der Betrachtung des Beitrags der einzelnen PRL-Maßnahmen in Abbildung 5.71 wird das stark reduzierte Potential der Variation des Kondensatmassenstroms sowie der Deaktivierung des letzten HDVV deutlich. Die Aktivierung der Regelenergie erfolgt demnach überwiegend durch die Nutzung der Speicherfähigkeit des Dampferzeugers.

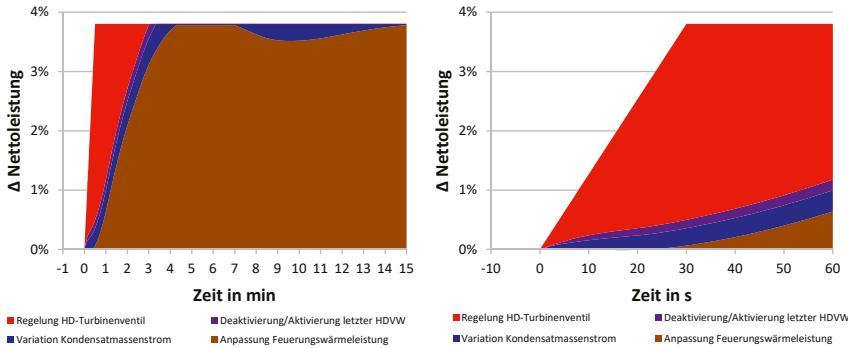


Abbildung 5.71: Abschätzung der aktivierbaren positiven PRL in Mindestlast (Szenario II “Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen”)

Mindestlast / positive PRL / Szenario III “Erweiterung um Raths-Speicher”

Aufgrund des in der Mindestlast ebenfalls stark reduzierten Leistungspotentials bei der Entladung des Raths-Speichers ist hier lediglich eine geringfügige Steigerung der erbringbaren PRL von $+3,8\% P_n$ auf $+4,1\% P_n$ zu verzeichnen (vgl. Abbildung 5.72). Dabei kann der Raths-Speicher die zusätzliche Regelleistung weiterhin über den gesamten betrachteten Zeitraum erbringen und somit eine stärkere Anpassung der FWL vermieden werden.

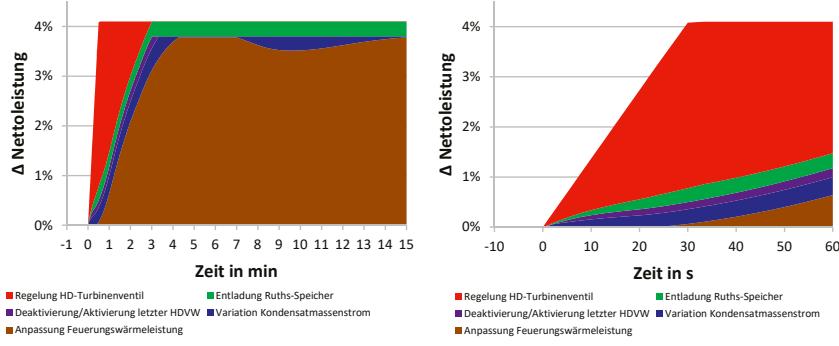


Abbildung 5.72: Abschätzung der aktivierbaren positiven PRL in Mindestlast (Szenario III “Erweiterung um Raths-Speicher”)

Weitere Kombinationen aus Last und Szenario

Die in Tabelle 5.6 aufgelisteten Kombinationen aus Last und Szenario zur Erbringung negativer PRL in der Mindestlast sind im Anhang A5 angefügt.

Last- und richtungsabhängige Auswertung des Potentials zur PRL-Bereitstellung

Die maximal erbringbare PRL wurde – neben den bisher vorgestellten Varianten – für die Kombination aus allen vier Szenarien und vier betrachteten Betriebspunkten bestimmt. Die dazugehörige last- und richtungsabhängige Auswertung für die Szenarien I bis III ist in der Abbildung 5.73 zusammengefasst.

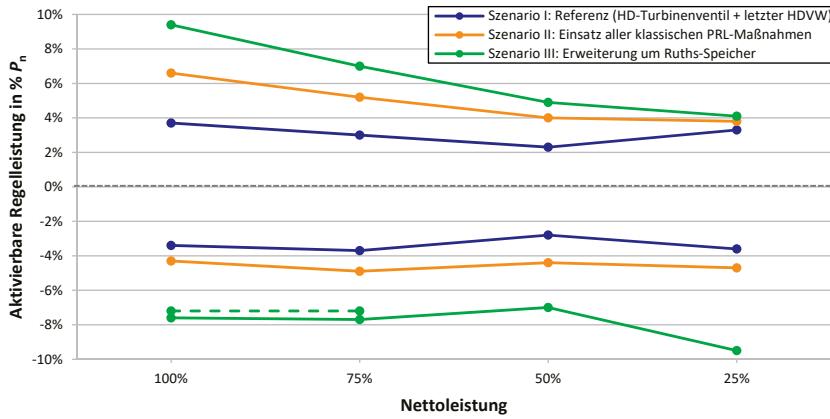


Abbildung 5.73: Last- und richtungsabhängiges Potential zur PRL-Bereitstellung in den Szenarien I bis III

Bei der Analyse der Resultate zeigt sich, dass die maximal erbringbare positive PRL in allen betrachteten Szenarien im Lastbereich zwischen 100 % P_n und 50 % P_n kontinuierlich zurückgeht. Dieser Rückgang begründet sich im abnehmenden Leistungs- und Kapazitätspotential der Variation des Kondensatmassenstroms und der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW sowie in der zunehmenden Trägheit des Kraftwerksprozess. Bei der Bereitstellung negativer PRL liegt das Potential in Volllast unter den gegebenen Annahmen (insbesondere die Limitierung der weiteren Androsselung des HD-Turbinenventils auf +5 bar) spürbar unterhalb dessen der positiven Richtung. In Richtung Teillast steigt das Potential zunächst an und geht im weiteren Lastbereich nicht so stark zurück bzw. erreicht im Lastpunkt bei 50 % P_n sogar größere Werte als bei der positiven PRL. In der Mindestlast bei 25 % P_n steigt das Potential der PRL-Bereitstellung in beiden Richtungen wieder an, was durch die schnellere Antwort des Kraftwerksprozesses im Festdruck-Betrieb sowie durch das höhere Leistungspotential bei der Drosselung bzw. Öffnung des HD-Turbinenventils erklärt werden kann.

Ausgehend von einem Potential in Höhe von ca. $\pm 3,5\% P_n$ für das **Szenario I** in Volllast kann die erbringbare PRL durch die Nutzung aller klassischen PRL-Maßnahmen (**Szenario II**) um etwa $\pm 1,8\% P_n$ erweitert werden. Die Erweiterung der PRL-Bereitstellung geht dabei mit abnehmender Kraftwerkslast leicht zurück.

Durch die Integration des Ruths-Speichers (**Szenario III**) kann die maximal erbringbare PRL in allen betrachteten Lastpunkten gesteigert werden. Bei der Erbringung positiver Regelleistung kann dabei insbesondere im oberen Lastbereich eine starke Steigerung um $+2,8\% P_n$ festgestellt werden. In der Mindestlast ist die Steigerung mit $+0,3\% P_n$ aufgrund des reduzierten

Anzapfdampfmassenstroms des HDVW 6 stark limitiert. Bei der Erbringung negativer Regelleistung ist die Erweiterung der PRL durch die Beladung des Ruths-Speichers im Lastbereich zwischen 100 % P_n und 50 % P_n mit etwa -3,0 % P_n nahezu konstant. Das höchste Potential ist in der Mindestlast bei der Bereitstellung negativer PRL mit einer Erweiterung um -4,8 % P_n zu verzeichnen.

Die in Abbildung 5.73 nicht dargestellten Resultate für das **Szenario IV** haben in allen betrachteten Betriebspunkten eine vollständige Ablösung der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVW durch den integrierten Ruths-Speicher ergeben. Je nach Lastpunkt kann dabei zusätzlich die Androsselung des HD-Turbinenventils reduziert und die Wirkungsgradeinbuße zur PRL-Vorhaltung damit nahezu vollständig vermieden werden.

Insgesamt zeigen die in diesem Abschnitt vorgestellten Resultate, dass die mithilfe des dynamischen Simulationsmodells ermittelten Sprungantworten effektiv und zielführend für eine detaillierte Analyse der Erbringung von Regelleistung genutzt werden können. Die mit dem dynamischen Kraftwerkmodell vorgenommene Überprüfung der im vereinfachten Berechnungsmodell in MS Excel bestimmten PRL-Potentiale bestätigt dabei zum einen die gewählte Vorgehensweise. Zum anderen wird dadurch das Potential des dynamischen Modells aufgezeigt, neben den Sprungantworten ebenfalls die koordinierte Nutzung der inhärenten Energiespeicher bei der Aktivierung von Regelleistung zu simulieren. Hierbei kann in weiteren Arbeiten beispielsweise eine detailliertere leittechnische Umsetzung der koordinierten Nutzung aller vorhandenen Leistungs- und Kapazitätspotentiale betrachtet werden und ggfs. um einen integrierten Energiespeicher erweitert werden.

Abschließend soll an dieser Stelle erneut vermerkt sein, dass die last- und richtungsabhängigen Sprungantworten der einzelnen PRL-Maßnahmen und die sich daraus abgeleiteten Leistungs- und Kapazitätspotentiale in einem starken Maße von den in Abschnitt 5.4.2 gewählten Annahmen abhängen. So kann das Potential der Speicherfähigkeit des Dampferzeugers bei der Drosselung bzw. Öffnung des HD-Turbinenventils in erster Näherung linear mit der vorgehaltenen Druckreserve skaliert werden. Die Variation des Kondensatmassenstroms sowie die Aktivierung bzw. Deaktivierung des letzten HDVW sind hingegen weder linear skalierbar noch symmetrisch in positiver und negativer Richtung. Eine in einem weiteren Iterationsschritt vorgenommene Simulationsstudie könnte eine verbesserte Abstimmung der beiden letztgenannten PRL-Maßnahmen identifizieren, sodass in Summe eine symmetrische PRL in allen Lastpunkten bereitgestellt werden kann.

5.5 Identifizierte Flexibilisierungspotentiale

Die in den Abschnitten 5.1 bis 5.4 durchgeführten Simulationsstudien zeigen, dass das dynamische Simulationsmodell effektiv zur Untersuchung und Bewertung verschiedener (Flexibilisierungs-) Maßnahmen genutzt werden kann. Tabelle 5.7 zeigt in diesem Zusammenhang eine Übersicht über die ermittelten Potentiale der betrachteten Flexibilisierungsoptionen und fasst

somit die wesentlichen technischen Resultate aus Kapitel 5 zusammen. Die Tabelle ist zusätzlich um eine qualitative Abschätzung des erwarteten Aufwandes bei einer möglichen Umsetzung der einzelnen Maßnahmen ergänzt.

Hierbei zeigt sich, dass eine Realisierung des 1-Mühlenbetriebs zur Absenkung der Mindestlast sowie eine koordinierte Nutzung der klassischen Maßnahmen zur PRL-Bereitstellung bei einem eher geringen Aufwand zu einer nennenswerten Flexibilisierung des Kraftwerks führen. Aufgrund notwendiger Veränderungen in der Verfahrenstechnik lassen die beiden weiteren betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen – also die Installation eines indirekten Feuerungssystems und die Integration eines thermischen Energiespeichers – hingegen einen relativ hohen Aufwand erwarten. Dennoch ermöglichen sie zusätzliche Flexibilisierungspotentiale hinsichtlich einer kurzzeitigen Mindestlastabsenkung, der Steigerung der LÄG sowie der Erweiterung der PRL-Bereitstellung.

Tabelle 5.7: Übersicht des ermittelten Flexibilisierungspotentials der betrachteten Maßnahmen

Maßnahme	Flexibilitätsparameter	Potential	Aufwand
1-Mühlenbetrieb	Mindestlast	Mindestlastabsenkung von 25 % P_n auf 10 % P_n	Gering
Indirekte Feuerung	LÄG	Verdoppelung der erreichbaren LÄG bei allen betrachteten Lastsprüngen im gesamten Lastbereich zwischen Voll- und Mindestlast	Hoch
Integration eines Ruths-Speichers in der HD-Vorwärmstrecke	Mindestlast / Überlast	Zeitlich limitierte Mindestlastabsenkung von 25 % P_n auf 18 % P_n , zeitlich limitierte Steigerung der Maximalleistung von 100 % P_n auf 104 % P_n	Hoch
	LÄG	Deutliche Steigerung der LÄG bei kleinen Lastsprüngen ($\approx +50\%$ bei Lastsprung um 10 % P_n), geringfügige Steigerung der LÄG bei großen Lastsprüngen ($\approx +10\%$ bei Lastsprung um 50 % P_n)	
	PRL	Deutliche Steigerung der erbringbaren PRL im oberen Lastbereich ($\approx \pm 3,0\%$ P_n), in Mindestlast nur geringes Potential bei positiver PRL ($\approx +0,3\%$ P_n) und hohes Potential bei negativer PRL ($\approx -4,8\%$ P_n)	
PRL-Maßnahmen	PRL	Moderate Steigerung der erbringbaren PRL (im oberen Lastbereich um ca. $\pm 1,8\%$ P_n)	Gering

An dieser Stelle sei noch darauf hingewiesen, dass es neben den im Rahmen der vorliegenden Arbeit betrachteten Maßnahmen noch eine Vielzahl weiterer Flexibilisierungsoptionen für Dampfkraftwerke gibt. So ist beispielsweise die Bewertung einer Optimierung bzw. Modifizierung leittechnischer Strukturen eine vielversprechende Flexibilisierungsmaßnahme, die ohne große Investitionskosten und in kurzer Zeit umgesetzt werden kann. Weitere Maßnahmen, die mithilfe eines dynamischen Kraftwerkmodells untersucht werden können, sind in Kapitel 7 im Ausblick dargelegt.

6 Techno-ökonomische Bewertung ausgewählter Flexibilisierungsmaßnahmen

Ergänzend zu den thermodynamischen Analysen in Kapitel 5 werden an dieser Stelle technooökonomische Betrachtungen zum Flexibilitätsparameter der Mindestlast sowie zur Flexibilisierungsmaßnahme der Integration eines thermischen Energiespeichers in den Kraftwerksprozess vorgenommen. Tabelle 6.1 fasst die dazu durchgeführten Schritte kurz zusammen:

Tabelle 6.1: Übersicht der durchgeführten technooökonomischen Betrachtungen

Flexibilitätsparameter bzw. Flexibilisierungsmaßnahme	Abschnitt	Inhalt
Mindestlast	6.1	Beschreibung des entwickelten Modells zur Bestimmung des Einsatzes eines Kraftwerks am Spotmarkt (Day-ahead)
	6.2	Anwendung des "Kraftwerkseinsatzmodells" zur Bewertung des Flexibilitätsparameters der Mindestlast
Technologieneutraler ⁴ Energiespeicher	6.3	Beschreibung des entwickelten Modells zur Bestimmung des Einsatzes eines technologieneutralen Energiespeichers
	6.4	Anwendung des "Speichereinsatzmodells" gegenüber vorgegebenen Preiszeitreihen (ohne Kopplung mit Kraftwerk), Identifikation des Einflusses von Speicherkapazität und -wirkungsgrad auf erzielbare Deckungsbeiträge und Speicherzyklen
Integration Raths-Speicher in Kraftwerksprozess	6.5	Kombination von Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell zur Bewertung des in Kapitel 5 vorgestellten Integrationskonzepts eines Raths-Speichers in den Kraftwerksprozess

6.1 Modell zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes am Spotmarkt

Um die in Kapitel 5 behandelte Mindestlastabsenkung (z.B. durch die Realisierung eines 1-Mühlenbetriebs) technooökonomisch bewerten zu können, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein Kraftwerkseinsatzmodell entwickelt. Dieses in MS Excel erstellte Modell berechnet den stündlichen Einsatz eines einzelnen Kraftwerks gegenüber einer exogen vorgegebenen Preiszeitreihe des Day-ahead-Marktes. Es wird dabei angenommen, dass sich die Börsenstrompreise unabhängig vom Einsatz des betrachteten Kraftwerks gebildet haben, der mit dem Modell bestimmte Kraftwerkseinsatz also keine Rückwirkung auf die stündlichen Spotmarktpreise hat.

Bevor auf die Ergebnisse des Einsatzmodells für einen modernen mit Steinkohle befeuerten Kraftwerksblock für das Jahr 2017 eingegangen wird, werden im Folgenden zunächst die zugrunde liegenden Annahmen für Spotmarktpreise, variable Betriebskosten sowie die technooökonomischen Parameter des betrachteten Kraftwerksprozesses vorgestellt.

⁴ Unter dem Begriff *technologieneutral* ist an dieser Stelle zu verstehen, dass der betrachtete Energiespeicher keine Restriktionen durch eine Kombination mit einem weiteren Prozess (z.B. einem Kraftwerk) zu beachten hat und auch noch keine Festlegung auf die zugrunde liegende Speichertechnologie (z.B. TES, Pumpspeicher, Batteriespeicher) erfolgt.

6.1.1 Datengrundlage

Spotmarktpreis

Die wesentliche Entscheidungsgröße für den Kraftwerkseinsatz ist der Börsenstrompreis, der sich nach der Merit-Order in der Day-ahead-Auktion am Spotmarkt bildet. Abbildung 6.1 zeigt dazu die geordnete Jahresdauerlinie der stündlichen Spotmarktpreise aus 2017 für das Marktgebiet DE/AT (Phelix) der Strombörsen EPEX SPOT. Neben jeweils etwa 1.000 Stunden mit besonders hohen bzw. geringen Strompreisen lag der Spotmarktpreis häufig zwischen 30 €/MWh_{el} und 50 €/MWh_{el}, wo typischerweise Steinkohlekraftwerke das preisbildende Kraftwerk dargestellt haben.

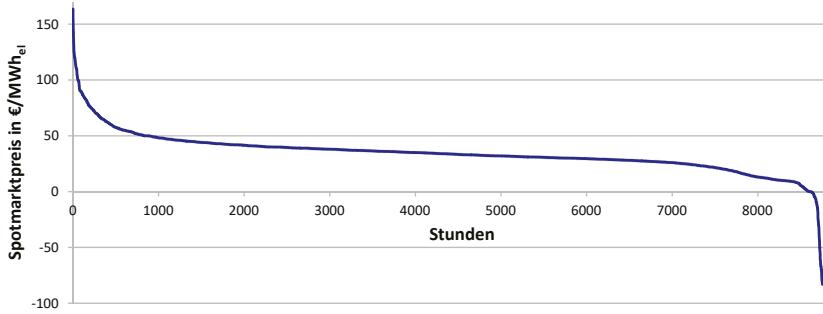


Abbildung 6.1: Geordnete Jahresdauerlinie der Spotmarktpreise im Marktgebiet Phelix in 2017, Daten aus [13]

Den möglichen Erlösen auf dem Spotmarkt stehen die variablen Betriebskosten bzw. die Grenzkosten des Kraftwerks entgegen, die sich nach Gleichung (6.1) bestimmen lassen:

$$k_{\text{var}} = \frac{k_{\text{Brennstoff}} + k_{\text{Transport}} + \text{spez. CO}_2\text{-Faktor} \cdot k_{\text{CO}_2\text{-Zertifikate}}}{\eta_{\text{netto}}} \quad (6.1)$$

Im weiteren Verlauf wird näher auf die zur Berechnung der variablen Betriebskosten relevanten Parameter eingegangen.

Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten $k_{\text{Brennstoff}}$ bestimmen – zusammen mit den Transportkosten $k_{\text{Transport}}$, den Preisen für CO₂-Zertifikate $k_{\text{CO}_2\text{-Zertifikate}}$ und dem jeweiligen Nettowirkungsgrad η_{netto} – die variablen Betriebskosten k_{var} eines Kraftwerks und beeinflussen somit maßgeblich die Position in der Merit-Order. Für die Kosten des Brennstoffs Steinkohle wird im Rahmen dieser Arbeit der sogenannte *Drittlandskohlepreis frei deutsche Grenze* herangezogen, der auf der Grundlage von Meldungen der deutschen Steinkohlebezieher (Kraftwerksbetreiber und Stahlerzeuger) quartalsweise erhoben wird. Tabelle 6.2 zeigt in diesem Zusammenhang die Brennstoffpreise aus dem Jahr 2017, die im Kraftwerkseinsatzmodell zur stündlichen Berechnung der Grenzkosten genutzt werden. Damit sich am Übergang zwischen den einzelnen Quartalen keine sprunghafte Änderung der variablen Betriebskosten ergibt, wurden die Werte linear zwischen den einzelnen Quartalen interpoliert.

Tabelle 6.2: Entwicklung der Brennstoffpreise in €/MWh_{th} für Steinkohle frei deutsche Grenze in 2017, Daten aus [79]

Q1/2017	Q2/2017	Q3/2017	Q4/2017	2017 Gesamt
11,76	10,61	10,82	11,56	11,28

Transportkosten

Zusätzlich zu den Kosten für den Brennstoff Steinkohle werden Transportkosten in Höhe von 1,5 €/MWh_{th} angenommen. Diese umfassen den Transport von Steinkohle vom Importhafen bis zum jeweiligen Kraftwerk und sind dabei insbesondere vom Standort des Kraftwerks und der Anbindung (z.B. Seehafen, Binnenschiff oder Bahn) abhängig. Der hier gewählte Wert entspricht nach [80] einem Standort mit Binnenschifftransport, z.B. an der Rheinschiene.

Kosten für CO₂-Zertifikate

Im Rahmen des EU-Emissionshandels müssen Kraftwerksbetreiber für jede emittierte Tonne CO₂ ein Zertifikat beschaffen. Somit steigen die variablen Betriebskosten je nach Brennstoff und damit verbundenen spezifischen CO₂-Emissionen. Zur Berechnung der variablen Betriebskosten werden die in Abbildung 6.2 dargestellten Preise für CO₂-Zertifikate angenommen.



Abbildung 6.2: Kosten für CO₂-Zertifikate in 2017, Daten aus [81]

Kosten für An- und Abfahrten

Ein wichtiges Entscheidungskriterium für den Kraftwerkseinsatz sind neben den Grenzkosten auch die Kosten für An- und Abfahrten. Wird ein Kraftwerk angefahren, muss es in der anstehenden Betriebsperiode zunächst die Anfahrkosten am Strommarkt erlösen, bevor es einen positiven Deckungsbeitrag generiert. Für ein Steinkohlekraftwerk werden dabei nach [82] Anfahrkosten in Höhe von 47.500 € bei einem Bezugswert von 800 MW_{el} installierter Nettoleistung angenommen. Dieser Wert beinhaltet im Wesentlichen die Kosten für edle Hilfsbrennstoffe (z.B. leichtes Heizöl). Im hier vorgestellten Kraftwerkseinsatzmodell wird dabei keine Unterscheidung in Heiß-, Warm-, oder Kaltstarts vorgenommen.

Wirkungsgradverlauf in Teillast

Unterhalb des Volllastpunktes, z.B. während einer kurzen Zeitspanne mit geringen Spotmarktpreisen und dem damit verbundenen Teillast-/Mindestlastbetrieb, geht der Nettowirkungsgrad des Kraftwerks zurück. So mit ist für die Berechnung der Grenzkosten – neben den einzelnen Kostenpositionen – auch der lastabhängige

Verlauf des Nettowirkungsgrades von Bedeutung (vgl. Abbildung 6.3). Es wird dabei ein nichtlinearer Verlauf sowie ein besonders starker Rückgang des Nettowirkungsgrades bei tiefen Teillasten $< 40\% P_n$ deutlich, der insbesondere auf zurückgehende Dampfparameter und höhere Abgasverluste des Dampferzeugers zurückzuführen ist.

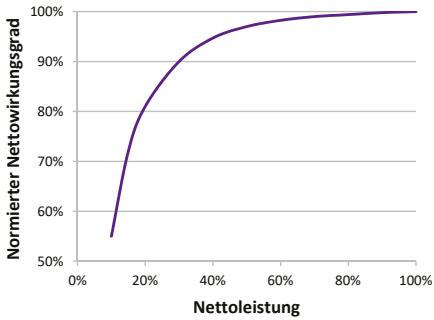


Abbildung 6.3: Lastabhängiger Wirkungsgradverlauf (basierend auf einem stationären Simulationsmodell zum RKW NRW)

Techno-ökonomische Parameter des betrachteten Kraftwerks⁵

Die techno-ökonomischen Parameter des mit dem Einsatzmodell betrachteten Kraftwerks entsprechen einer Generation von Steinkohlekraftwerken, die nach 2010 in Deutschland in Betrieb genommen wurden. Zu dieser Technologieklasse gehören die Kraftwerke Walsum 10, Westfalen E, Moorburg A/B, RDK 8, GKM 9 sowie das Engie Kraftwerk in Wilhelmshaven und das Trianel Kraftwerk in Lünen. Die angenommenen Parameter und die daraus resultierenden variablen Kosten (jährliches Mittel der stündlich berechneten Werte) sind in Tabelle 6.3 aufgelistet:

Tabelle 6.3: Techno-ökonomische Parameter des betrachteten Steinkohlekraftwerks (die aufgelisteten variablen Kosten sind auf Basis der Mittelwerte aus 2017 für Brennstoff- und CO₂-Kosten berechnet, im Modell erfolgt eine stündliche Bestimmung der variablen Kosten)

Nettoleistung	800 MW _{el}	Spez. CO₂-Emissionsfaktor	0,333 t CO ₂ /MWh _{th}
Nettowirkungsgrad in Volllast	45,9 %	Var. Kosten in Volllast	32,02 €/MWh _{el}
Mindestlast	25 % P_n	Var. Kosten in Mindestlast	36,84 €/MWh _{el}
Nettowirkungsgrad in Mindestlast	39,9 %	Kosten pro An-/Abfahrt	47.500 €

⁵ Im Rahmen der techno-ökonomischen Betrachtungen wird in Kapitel 6 eine zum aufgebauten und angewendeten dynamischen Kraftwerkmodell abweichende Kraftwerkstechnologie als Referenz verwendet. Diese Vorgehensweise wurde ausgewählt, um hier die Flexibilisierung moderner Steinkohlekraftwerke mit Frischdampftemperaturen von etwa 600 °C zu bewerten, für die noch eine ausreichend lange Betriebszeit prognostiziert wird.

6.1.2 Funktionsweise des Kraftwerkseinsatzmodells

Das in MS Excel erstellte Kraftwerkseinsatzmodell folgt einer vorgegebenen Betriebslogik bei perfekter Vorausschau aller stündlichen Spotmarktpreise. Dem vorgelagert findet jedoch **in einem ersten Schritt** zunächst eine Bestimmung der optimalen Betriebspunkte zwischen Voll- und Mindestlast für jede Stunde des betrachteten Referenzjahres statt. Hierzu werden die stündlich berechneten variablen Betriebskosten mit dem jeweils vorliegenden Spotmarktpreis verglichen und mittels einer Optimierung der Betriebspunkt mit den höchsten Gewinnen bzw. geringsten Verlusten bestimmt (ohne Zulassung einer Abfahrt in den Stillstand). Aufgrund des nichtlinearen Verlaufs des Nettowirkungsgrads ergeben sich dabei vier optimale Betriebsbereiche, die in Abbildung 6.4 dargestellt sind. Bei hohen Spotmarktpreisen oberhalb der Grenzkosten liegt der Betriebspunkt erwartungsgemäß bei 100 % P_n . Bei geringen Spotmarktpreisen kleiner als 25 €/MWh_{el} ist der Betriebspunkt in der Mindestlast bei 25 % P_n derjenige mit den geringsten Verlusten bzw. negativen Deckungsbeiträgen. Im Übergangsbereich leicht unterhalb der Grenzkosten des Volllastpunktes ergeben sich ein dritter und ein vierter optimaler Betriebsbereich zwischen 60 % P_n und 75 % P_n sowie zwischen 40 % P_n und 25 % P_n . Hier liegt das Optimum bzw. der Betriebspunkt mit den geringsten Verlusten bei einer nicht vollständig reduzierten Nettoleistung und gleichzeitig nicht vollständigem überproportionalen Rückgang des Nettowirkungsgrads vor. Die Streuung bei der Verteilung der optimalen Betriebspunkte im Übergangsbereich zwischen etwa 25 €/MWh_{el} und 35 €/MWh_{el} ist auf die sich im Jahresverlauf ändernden Grenzkosten aufgrund schwankender Kosten für den Brennstoff Steinkohle und für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten zurückzuführen.

Auf Basis der so ermittelten Betriebspunkte wird **im nächsten Schritt** dann der Kraftwerkseinsatz bestimmt und somit auch der zeitliche Zusammenhang der einzelnen Stundenwerte beachtet sowie das Ab- und spätere Anfahren des Kraftwerks ermöglicht. Das Entscheidungskriterium der angewandten Betriebslogik ist dabei der erzielbare Deckungsbeitrag zwischen zwei Schnittpunkten des Spotmarktpreises mit den variablen Betriebskosten des Volllastpunktes. Abbildung 6.5 verdeutlicht diesen Modellierungsansatz exemplarisch an einem 48 Stunden umfassenden Zeitraum aus dem März 2017, in dem das Kraftwerkseinsatzmodell mehrere Wechsel zwischen Voll- und Teil-/Mindestlast ermittelt.

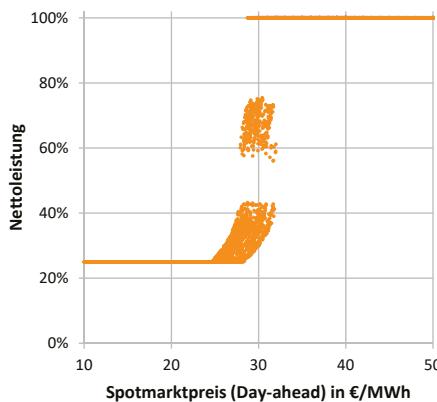


Abbildung 6.4: Verteilung der in der vorgelagerten Optimierung ermittelten Betriebspunkte des betrachteten Kraftwerks zwischen Mindest- und Volllast in 2017

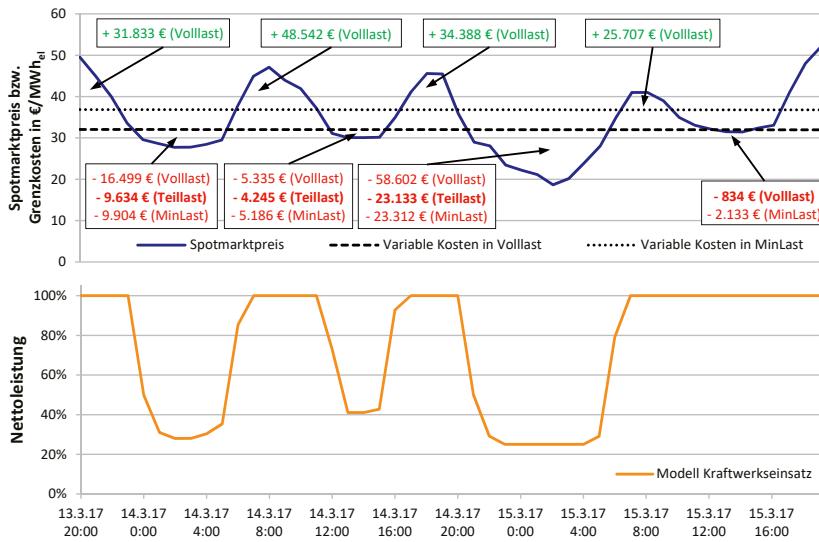


Abbildung 6.5: Funktionsweise des Kraftwerkseinsatzmodells - Teil-/Mindestlastbetrieb

Zu Beginn des betrachteten Zeitraums liegen die Spotmarktpreise oberhalb der Grenzkosten und das Kraftwerk erwirtschaftet positive Deckungsbeiträge in Höhe von 31.833 € in Volllast. Zum Zeitpunkt des ersten Schnittpunktes zwischen den Spotmarktpreisen und den variablen Betriebskosten hat das Kraftwerkseinsatzmodell eine Entscheidung zwischen einem Abfahrvorgang oder einem kurzzeitigen Teillastbetrieb zu treffen. Da die in der Teillast zu erwartenden Verluste mit 9.634 € unterhalb der Anfahrkosten von 47.500 € liegen, entscheidet sich das Kraftwerkseinsatzmodell für einen temporären Teillastbetrieb. Weil die Spotmarktpreise lediglich leicht unterhalb der Grenzkosten liegen, wird das Kraftwerk nicht vollständig in die Mindestlast gefahren. Der in der 6-stündigen Tiefpreisphase eingefahrene Verlust in Höhe von 9.904 € liegt leicht unterhalb des Verlustes eines vollständigen Mindestlastbetriebs von 9.634 €. Auf diesen Teillastbetrieb folgen eine Periode von 6 Stunden in Volllast mit einem Gewinn von 48.542 €, eine weitere Phase von 4 Stunden in Teillast mit einem Verlust in Höhe von 4.245 € und eine weitere Periode von 5 Stunden in Volllast mit positiven Deckungsbeiträgen von 34.388 €. Zwischen dem 14.03.17 um 21 Uhr und dem 15.03.17 um 6 Uhr liegen die Spotmarktpreise dann teilweise deutlich unterhalb der Grenzkosten. Daher wird diese Phase überwiegend in der Mindestlast bei 25 % P_n überbrückt, wobei Verluste in Höhe von 23.133 € entstehen. Im darauffolgenden Betrieb in Volllast werden positive Deckungsbeiträge in Höhe von 25.707 € erwirtschaftet. In der nächsten Periode liegen die Spotmarktpreise lediglich minimal unterhalb der Grenzkosten. Es zeigt sich dabei, dass ein Weiterbetrieb in Volllast mit einem Verlust von 834 € wirtschaftlicher ist, als ein Betrieb in Teil-/Mindestlast mit reduziertem Nettowirkungsgrad und höheren variablen Betriebskosten.

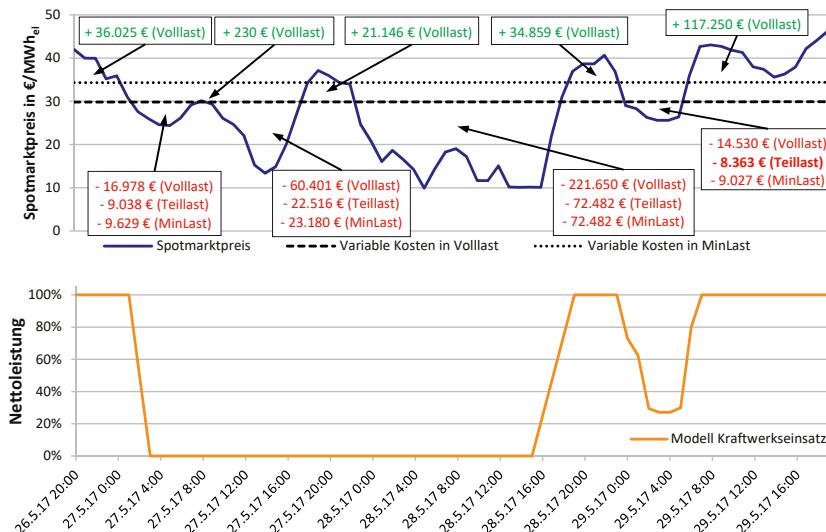


Abbildung 6.6: Funktionsweise des Kraftwerkseinsatzmodells - Ab- und Anfahren

Auf Basis der geschilderten Funktionsweise berechnet das Einsatzmodell Periode für Periode die Fahrweise des betrachteten Kraftwerks. Ist die Entscheidung für eine An- bzw. Abfahrt des Kraftwerks durch die erwarteten Gewinne bzw. Verluste in der nachfolgenden Periode nicht eindeutig möglich, so zieht das Kraftwerkseinsatzmodell auch die folgenden Perioden mit in Betracht (perfekte Vorausschau). Abbildung 6.6 zeigt dazu einen 72-stündigen Zeitabschnitt aus dem Mai 2017. Ausgehend von einem Betrieb des Kraftwerks in Volllast sinkt der Spotmarktpreis beim Übergang vom 26.05.17 auf den 27.05.17 unter die variablen Betriebskosten. Trotz eines mit -9.038 € vergleichsweise geringen Verlustes beim Überbrücken des darauffolgenden Zeitabschnitts in Teillast, entscheidet sich das Kraftwerkseinsatzmodell zu einer Abfahrt. Grund dafür ist die Berücksichtigung der folgenden Zeitabschnitte mit mehreren negativen und positiven Deckungsbeiträgen unterhalb des Wertes der Anfahrkosten von 47.500 €, ab dem eine eindeutige Entscheidung möglich ist. Die Gesamtbilanz der vier Perioden mit Verlusten und Gewinnen unterhalb von 47.500 € ist negativ. Ein Weiterbetrieb des Kraftwerks bis zum Wechsel vom 27.05.17 auf den 28.05.17, wo eine eindeutige Entscheidung für eine Abfahrt vorliegt, würde also zu einem höheren Verlust führen, als die dargestellte direkte Abfahrt inkl. einer später in jedem Fall notwendigen Anfahrt. In den Abendstunden des 28.05.17 steigen die Börsenstrompreise erneut über die variablen Grenzkosten und das Kraftwerk wird unter Berücksichtigung einer Anfahrdauer von 4 Stunden wieder auf Volllast gefahren. Bei der Zeitdauer des Anfahrens von 4 Stunden wird, wie auch bei den Startkosten, keine Unterscheidung zwischen Heiß-, Warm- und Kaltstarts vorgenommen. In der nachfolgenden Periode erwirtschaftet das Kraftwerk positive Deckungsbeiträge in Höhe von 34.859 €. Mit dieser Summe werden die Anfahrkosten von 47.500 € jedoch noch nicht komplett wieder eingefahren. Unter

Beachtung der zwei folgenden Perioden mit geringen Verlusten in Teillast und hohen Gewinnen in Volllast ist der vorgezogene Start jedoch wirtschaftlicher, als ein späterer Start am Morgen des 29.05.17.

6.1.3 Validierung des Kraftwerkseinsatzmodells

Mit der vorgestellten Methodik ermittelt das Einsatzmodell den Betrieb eines Kraftwerks gegenüber der 8.760 Stundenwerte umfassenden Zeitreihe der Day-ahead-Preise des Jahres 2017. Um die Gültigkeit der angewandten Betriebslogik zu überprüfen, werden die Resultate des Modells dem tatsächlichen Einsatz von Kraftwerken mit ähnlichen technischen Parametern gegenübergestellt. Als Vergleichsbasis dienen die vier Kraftwerke Walsum 10, Westfalen E, Moorburg A und Moorburg B, die im betrachteten Jahr 2017 zur reinen Stromerzeugung ohne Fernwärmeauskopplung betrieben wurden. Die stündlichen Lastpunkte der vier genannten Kraftwerksblöcke wurden dazu aus den veröffentlichten und allgemein zugänglichen Daten der europäischen Netzbetreiber zusammengetragen [20].

Abbildung 6.7 und Abbildung 6.8 zeigen die bereits bei der Beschreibung des Kraftwerkseinsatzmodells dargestellten Zeitabschnitte aus März und Mai 2017, ergänzt um die Fahrweise der genannten Kraftwerksblöcke.

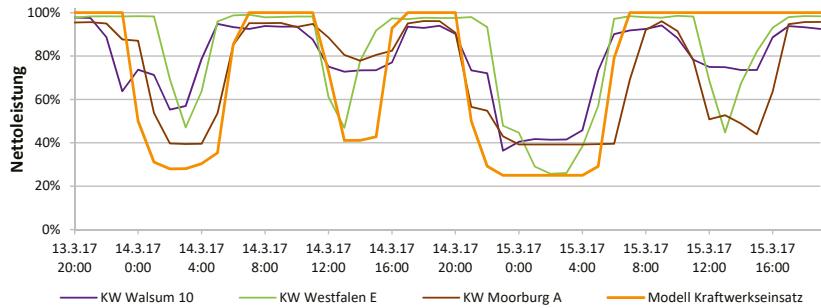


Abbildung 6.7: Gegenüberstellung des ermittelten Kraftwerkseinsatzes zum Betrieb vergleichbarer Kraftwerke der zugehörigen Technologieklaasse – Teil-/Mindestlastbetrieb

Während des in Abbildung 6.7 dargestellten mehrmaligen Wechsels zwischen Voll- und Teillastbetrieb ergibt sich eine insgesamt gute Übereinstimmung des berechneten und tatsächlich realisierten Kraftwerkseinsatzes. Bei den ersten beiden Phasen mit Teillastbetrieb zeigen die Betriebsverläufe der ausgewählten Kraftwerksblöcke ebenfalls eine Lastabsenkung, die zu meist auch nicht vollständig bis zur jeweiligen Mindestlast erfolgt. Die dritte Teillastperiode in der Nacht des 15.03.17 ist sowohl beim mit dem Kraftwerkseinsatzmodell ermittelten Verlauf als auch bei den aufgezeichneten Daten der Kraftwerke Walsum 10, Westfalen E und Moorburg A durch einen zeitweisen Mindestlastbetrieb gekennzeichnet. Die beobachtete Mindestlast der Kraftwerke Walsum 10 und Moorburg A liegt dabei in einem Bereich von 40 % P_n , wohingegen sie beim Kraftwerk Westfalen E etwa 26 % P_n beträgt (vgl. Abbildung 6.9). Am

Nachmittag des 15.03.17 vollzogen die drei genannten Kraftwerke erneut eine leichte Lastabsenkung. Das Kraftwerkseinsatzmodell bestimmt in dieser Phase, in der die Spotmarktpreise nur minimal unterhalb der ermittelten Grenzkosten liegen, jedoch einen kontinuierlichen Weiterbetrieb in Volllast. Diese Abweichung kann z.B. durch fehlende Kostenpositionen bei der Berechnung der variablen Betriebskosten oder durch die Vernachlässigung des Intraday-Handels erklärt werden. Das Kraftwerk Moorburg B erzeugte im betrachteten Zeitraum und auch in den vorangegangenen Wochen keinen Strom, was auf eine geplante Revision oder einen ungeplanten Stillstand aufgrund technischer Probleme hinweist.

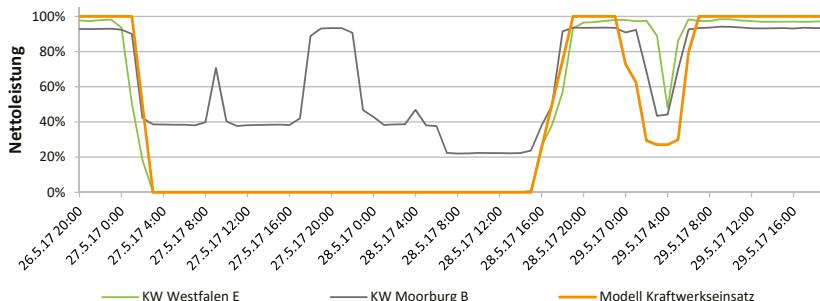


Abbildung 6.8: Gegenüberstellung des ermittelten Kraftwerkseinsatzes zum Betrieb vergleichbarer Kraftwerke der zugehörigen Technologieklasse - Ab- und Anfahrten

Während des zweiten betrachteten Zeitraums aus dem Mai 2017 zeigen die erhobenen Daten mehrwöchige Stillstände bei den Kraftwerken Walsum 10 und Moorburg A. Das Kraftwerk Westfalen E wurde übereinstimmend mit dem Verlauf des Kraftwerkseinsatzmodells in der Nacht zum 25.07.17 abgefahren und nach etwa 40 Stunden Stillstand erneut wieder angefahren. Das Kraftwerk Moorburg B blieb hingegen im gesamten betrachteten Zeitabschnitt am Netz und überbrückte die Perioden mit negativen Deckungsbeiträgen in der Teil- bzw. Mindestlast. Mögliche Ursachen für diese Abweichung können in einer notwendigen Vorhaltung von Regelleistung oder einer Vermarktung der Kraftwerksskapazität am Termin- oder Intradaymarkt liegen. Zusätzlich ist es denkbar, dass die im Modell angenommen Anfahrkosten von 47.500 € zu niedrig liegen oder eine Abfahrt des Kraftwerks Moorburg B aufgrund unvollständiger Informationen über die zukünftigen Spotmarktpreise nicht erfolgte.

Nach der Betrachtung der beiden ausgewählten Zeitabschnitte erfolgt an dieser Stelle noch ein Vergleich der erhobenen Daten gegenüber den mit dem Einsatzmodell ermittelten Betriebspunkten für das gesamte Jahr 2017 (vgl. Tabelle 6.4).

Tabelle 6.4: Gegenüberstellung des ermittelten Kraftwerkseinsatzes zum Betrieb vergleichbarer Kraftwerke der zugehörigen Technologieklasse - Auswertung der Jahreswerte aus 2017

	Walsum Block 10	Westfalen Block E	Moorburg Block A	Moorburg Block B	Modell ohne Revision	Modell inkl. Revision
Volllaststunden	3.304	4.348	4.654	4.900	5.969	5.317
Betriebsstunden	3.885	5.244	6.001	6.419	7.015	6.262
Stunden Revision & Störung	3.158	1.922	1.761	1.569	---	1.008
Stunden eingeschränkte Verfügbarekeit	736	146	393	1.281	---	---
Stunden Last 15-50 % P_n	362	921	1.374	1.391	1.343	1.222
Anteil Stunden Last 15-50 % P_n	9,3%	17,6%	22,9%	21,7%	19,1%	19,5%
Stunden Last 50-75 % P_n	581	411	578	859	360	309
Anteil Stunden Last 50-75 % P_n	15,0%	7,8%	9,6%	13,4%	5,1%	4,9%
Stunden Last > 75 % P_n	2.942	3.912	4.049	4.169	5.312	4.731
Anteil Stunden Last > 75 % P_n	75,7%	74,6%	67,5%	64,9%	75,7%	75,6%
Anzahl An- und Abfahrten	28	41	26	34	36	34

Die vier Kraftwerksblöcke weisen 3.304 bis 4.900 Volllaststunden und 3.885 bis 6.419 Betriebsstunden auf. Die erreichten Volllast- bzw. Betriebsstunden werden dabei erheblich durch die Anzahl der Stunden beeinflusst, in denen Stillstände (z.B. geplante Revisionen und ungeplante Ausfälle) oder eine eingeschränkte Verfügbarkeit der Nettoleistung (z.B. Ausfall einer Kohlemühle) vorliegen. Bezogen auf die im Jahr 2017 jeweils erreichten Betriebsstunden wurden die ausgewählten Kraftwerke im Durchschnitt zu 17,9 % in tiefen Teillasten < 50 % P_n betrieben. Im mittleren Betriebsbereich zwischen 50 % P_n und 75 % P_n wurden im Schnitt 11,5 % der Betriebsstunden erreicht. Dieser Wert unterscheidet sich dabei teilweise deutlich zwischen den vier betrachteten Kraftwerksblöcken und wird stark durch die Anzahl der Stunden mit einer eingeschränkten Verfügbarkeit der Nettoleistung beeinflusst. Im oberen Lastbereich > 75 % P_n wurden im Schnitt dann die restlichen 70,6 % der jeweils erreichten Betriebsstunden gefahren. Des Weiteren weisen die vier betrachteten Kraftwerke im Jahr 2017 zwischen 26 und 41 An- und Abfahrvorgänge auf.

Wird bei der Anwendung des entwickelten Kraftwerkseinsatzmodells eine Verfügbarkeit von 100 % unterstellt, so werden mit 5.969 Volllaststunden und 7.015 Betriebsstunden deutlich höhere Werte erreicht, als bei den vier betrachteten Kraftwerksblöcken mit vergleichbaren technischen Parametern. Die Anteile der einzelnen Betriebsbereiche passen aber gut zu den erhobenen Daten, zeigen aufgrund der vollständigen Verfügbarkeit jedoch im mittleren Lastbereich zwischen 50 % P_n und 75 % P_n mit 5,9 % einen etwas geringeren und analog dazu im oberen Lastbereich > 75 % P_n mit 75,6 % einen leicht höheren Wert. Die 36 An- und Abfahrten liegen innerhalb des Bereichs der tatsächlich durchgeführten Vorgänge.

Um die mit dem Kraftwerkseinsatzmodell abgeschätzten Vollast- und Betriebsstunden realitätsnaher abzubilden, wird im weiteren Verlauf eine Nichtverfügbarkeit von 6 Wochen bzw. 1.008 Stunden vorgegeben. Als Zeitraum werden hierbei der gesamte Juli sowie die letzten 11 Tage des Dezembers angenommen. In diesen Zeiten sind in den veröffentlichten Daten der

europäischen Netzbetreiber viele geplante Stillstände bei Steinkohlekraftwerken zu beobachten [20]. Nach Durchführung dieser Anpassung werden 5.317 Volllast- bzw. 6.626 Betriebsstunden erreicht, was deutlich besser zu den erhobenen Daten der betrachteten Kraftwerke passt. Die Anteile der einzelnen Betriebsbereiche ändern sich durch die angenommene 6-wöchige Nichtverfügbarkeit nur geringfügig und die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge geht leicht von 36 auf 34 zurück.

Abbildung 6.9 zeigt abschließend noch eine Übersicht aller Betriebspunkte der vier betrachteten Kraftwerksblöcke und des Kraftwerkseinsatzmodells mit der Annahme einer 6-wöchigen Nichtverfügbarkeit (im rechts abgebildeten Diagramm ist dabei ein Ausschnitt mit Spotmarktpreisen zwischen 10 €/MWh_{el} und 50 €/MWh_{el} dargestellt).

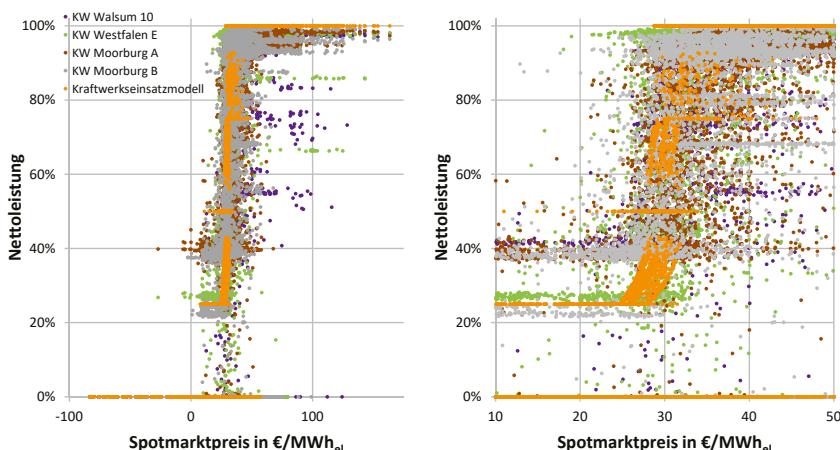


Abbildung 6.9: Vergleich der Betriebspunkte des Kraftwerkseinsatzmodells mit den erhobenen Daten in 2017

Hierbei wird der Übergang zwischen dem Vollastbetrieb bei positiven Deckungsbeiträgen und der Minimierung der Verluste im Teil-/Mindestlastbetrieb deutlich. Die Betriebspunkte des angewandten Kraftwerkseinsatzmodells zeigen eine gute Übereinstimmung zu den erhobenen Daten, sowohl in Voll- und Mindestlast als auch im Übergangsbereich bei Spotmarktpreisen, die nahe der Grenzkosten des Kraftwerks liegen. Zusätzlich zeigt sich eine Mindestlast der Kraftwerke Walsum 10 und Moorburg A im Bereich bei 40 % P_n , wohingegen die Mindestlast des Kraftwerks Westfalen E bei 26 % P_n zu beobachten ist. Bei den Betriebspunkten des Kraftwerks Moorburg B zeigt sich eine Häufung der Betriebspunkte bei 40 % P_n und 23 % P_n . Die einzelnen Betriebspunkte stellen dabei stündliche Mittelwerte dar. Bei An- und Abfahrvorgängen können so auch Punkte entstehen, die z.B. unterhalb der Mindestlast liegen.

Insgesamt lässt sich aus der guten Übereinstimmung zwischen den Resultaten des entwickelten Kraftwerkseinsatzmodells und den erhobenen Daten der vier betrachteten Kraftwerke schließen, dass das Modell zur Ermittlung eines realitätsnahen Kraftwerkseinsatzes im Rahmen der vorliegenden Arbeit weiter angewendet werden kann.

6.2 Einfluss der Mindestlast auf den Kraftwerkseinsatz

Das entwickelte Kraftwerkseinsatzmodell wird nun zur Bewertung des Einflusses der Mindestlast auf die Fahrweise und die Wirtschaftlichkeit einer Anlage angewendet. Hierzu werden weiter die in Abschnitt 6.1 genutzten Parameter eines modernen mit Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerks angenommen, wobei die Mindestlast als zu untersuchter Flexibilitätsparameter zwischen 40 % P_n und 10 % P_n variiert wird. Das Ziel dabei ist es, die techno-ökonomischen Auswirkungen einer Mindestlastabsenkung zu bewerten, wie sie im Rahmen der vorliegenden Arbeit bei den thermodynamischen Untersuchungen zum 1-Mühlenbetriebs betrachtet wurden. Des Weiteren kann eine Mindestlastabsenkung z.B. auch durch die Modifizierung leittechnischer Strukturen oder Anpassungen im Feuerungssystem erreicht werden.

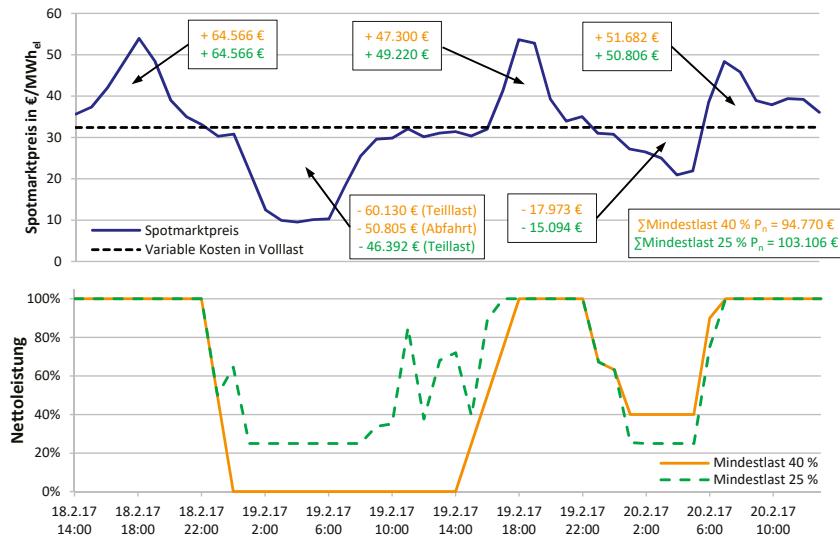


Abbildung 6.10: Gegenüberstellung des mit dem Kraftwerkseinsatzmodell ermittelten Lastverlaufs bei einer Mindestlast von 40 % P_n und 25 % P_n

Abbildung 6.10 zeigt in diesem Zusammenhang die mit dem Einsatzmodell ermittelten Lastverläufe des betrachteten Kraftwerks mit einer Mindestlast von 40 % P_n und 25 % P_n . Ausgehend vom Betrieb in Volllast, in dem unabhängig vom Flexibilitätsparameter der Mindestlast ein Gewinn in Höhe von 64.566 € erwirtschaftet wird, schneiden die Spotmarktpreise am 18.02.17 um 22 Uhr die variablen Betriebskosten des Kraftwerks. In Abhängigkeit der in den nächsten Perioden erwarteten Deckungsbeiträge liegt eine Entscheidung zwischen einem Teillast-/Mindestlastbetrieb oder einer Abfahrt inkl. späterer Anfahrt an. Beim Kraftwerkseinsatz mit einer Mindestlast von 40 % P_n liegt der in der nächsten Periode erwartete Verlust bei einem Teillast-/Mindestlastbetrieb mit 60.130 € höher, als die für eine spätere Anfahrt anfallenden Kosten in Höhe von 47.500 €. Aus diesem Grund wird das Kraftwerk abgefahrt und erst zum Zeitpunkt eines positiven Preissignals wieder angefahren. Dabei wird ein negativer

Deckungsbeitrag in Höhe von 50.805 € realisiert, der sich aus den Anfahrkosten von 47.500 € und zusätzlichen negativen Deckungsbeiträgen während des 2-stündigen Abfahrts und 4-stündigen Anfahrtens des Kraftwerks ergibt. Bei einer Mindestlast von 25 % P_n liegen die in der Teil-/Mindestlast bestimmten Verluste mit 46.290 € leicht unterhalb der Anfahrkosten, weshalb sich das Kraftwerkseinsatzmodell für das Überbrücken der Periode im Teillastbetrieb entscheidet. Die im nachfolgenden Zeitabschnitt mit vergleichsweise hohen Spotmarktpreisen erzielbaren Gewinne von 47.300 € (40 % P_n) bzw. 49.220 € (25 % P_n) unterschieden sich dabei leicht. Dies ist durch den auf 4 Stunden gestreckten Anfahrvorgang des Kraftwerksprozesses mit einer Mindestlast von 40 % P_n zu begründen, weshalb die ersten Stunden mit positiven Deckungsbeiträgen noch nicht in Volllast ausgenutzt werden. Am 19.02.17 beginnt gegen 22 Uhr erneut eine Periode mit Spotmarktpreisen, die unterhalb der Grenzkosten des Kraftwerks liegen. Hier ermittelt das Kraftwerkseinsatzmodell in beiden Fällen einen Betrieb in Teil-/Mindestlast bis zum nächsten Zeitabschnitt mit positiven Deckungsbeiträgen. Das Kraftwerk mit einer Mindestlast von 25 % P_n erwirtschaftet in diesem Zeitbereich mit -15.094 € einen kleineren Verlust, als der Prozess mit einer Mindestlast bei 40 % P_n mit -17.973 €. Über dem betrachteten Zeitraum von 48 Stunden generiert der Kraftwerksprozess mit einer Mindestlast bei 25 % P_n einen um 8.336 € höheren Gewinn.

Die über das gesamte Jahr 2017 mit dem Kraftwerkseinsatzmodell bestimmten Bewertungsgrößen bei einer Variation der Mindestlast zwischen 40 % P_n und 10 % P_n sind in den Diagrammen in Abbildung 6.11 zusammengefasst. Wie oben beim exemplarischen Lastverlauf beschrieben, führt eine abgesenkte Mindestlast zu einer Vermeidung von Ab- und Anfahrvorgängen. Ausgehend von 43 Anfahrvorgängen bei einer Mindestlast von 40 % P_n geht die Anzahl der Anfahrten kontinuierlich um etwa 3 Vorgänge je 5 % P_n bis auf 34 Anfahrten bei einer Mindestlast von 25 % P_n zurück. Unterhalb dieser Mindestlast ist eine deutlich geringere Reduktion der Anzahl von Anfahrvorgängen bis auf 31 Anfahrten bei einer Mindestlast von 10 % P_n zu verzeichnen. Aufgrund der Vermeidung von An- und Abfahrvorgängen bzw. den damit verbundenen Stillstandszeiten geht mit einer Mindestlastabsenkung erwartungsgemäß auch eine Steigerung der Betriebsstunden von etwa 6.050 Stunden bei einer Mindestlast von 40 % P_n auf 6.300 Stunden bei einer Mindestlast von 10 % P_n einher. Dabei zeigt sich ebenfalls eine deutliche Abschwächung des Effekts bei einer Mindestlastabsenkung unterhalb von 25 % P_n . Abweichend von der kontinuierlichen Steigerung der Betriebsstunden bewirkt eine Mindestlastabsenkung keinen eindeutigen Trend bei der Bewertungsgröße der erreichten Volllaststunden. Hier liegen mit einer Reduktion der im Mindestlastpunkt erzeugten Nettoleistung sowie einer Steigerung der Betriebsstunden zwei gegenläufige Effekte vor, die sich jeweils zum Teil aufheben. Die durch eine Mindestlastabsenkung erreichte Reduktion der Verluste während kurzfristiger Zeitspannen mit geringen Spotmarktpreisen schlägt sich in einem insgesamt leicht steigenden Deckungsbeitrag nieder. Hierbei steigt der erwirtschaftete Deckungsbeitrag ausgehend von etwa 39,0 Mio. € bei einer Mindestlast von 40 % P_n kontinuierlich um etwa 0,1 Mio. € je 5 % P_n auf einen Wert von 39,5 Mio. € bei einer Mindestlast von 10 % P_n .

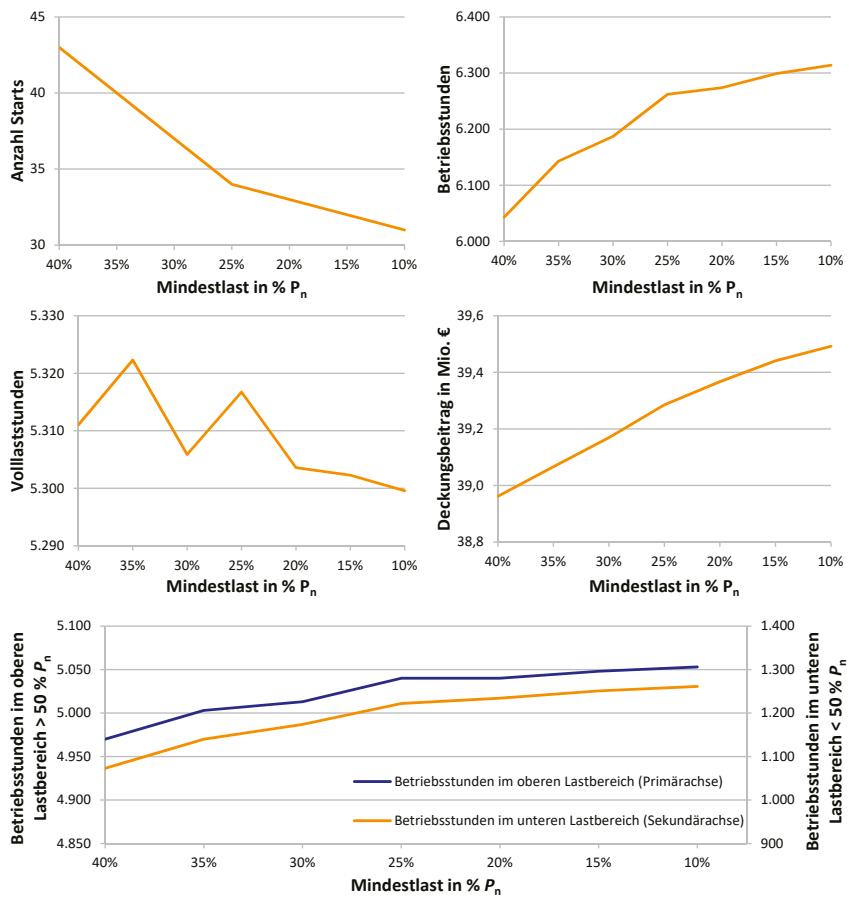


Abbildung 6.11: Bewertungsgrößen des Einflusses der Mindestlast auf den Kraftwerkseinsatz (auf Basis der stündlichen Day-Ahead-Strompreise in 2017)

Insgesamt zeigen die Resultate des Kraftwerkseinsatzmodells also einen positiven Effekt einer Mindestlastabsenkung auf die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks am Spotmarkt. Die Steigerung der jährlichen Deckungsbeiträge um 0,1 Mio. € je 5 % P_n liegen dabei allerdings auf einem eher niedrigen Niveau. Neben den mit dem Kraftwerkseinsatzmodell ermittelten positiven Auswirkungen auf die am Spotmarkt erzielbaren Deckungsbeiträge führt eine Mindestlastabsenkung aufgrund der damit einhergehenden Steigerung der Betriebsstunden jedoch ebenfalls zu einer höheren Verfügbarkeit des Kraftwerks für alle weiteren Energienmärkte, wie beispielsweise den Regelleistungs- oder Intradaymärkten. Somit stellt der hier ermittelte zusätzliche Deckungsbeitrag eine untere Grenze des positiven Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit dar, der um die Betrachtung weiterer Energienmärkte zu ergänzen ist.

6.3 Modell zur Bestimmung des Einsatzes eines Energiespeichers

Zur Bewertung der Integration eines thermischen Energiespeichers in ein Dampfkraftwerk ist im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein Modell zur Ermittlung eines Speichereinsatzes gegenüber einer vorgegebenen Preiszeitreihe entwickelt worden. Das erstellte ganzzahlige lineare Optimierungsmodell wird in diesem Abschnitt zunächst für einen technologienutralen Energiespeicher vorgestellt und in Abschnitt 6.4 gegenüber den Preiszeitreihen der Day-ahead-Auktion und der Intradaymärkte aus 2017 angewendet. Unter dem Begriff *technologienutral* ist an dieser Stelle zu verstehen, dass der betrachtete Energiespeicher keine Restriktionen durch eine Kombination mit einem weiteren Prozess (z.B. einem Kraftwerk) zu beachten hat und auch keine Festlegung auf die zugrunde liegende Speichertechnologie erfolgt. Somit können die in Abschnitt 6.4 dargestellten Ergebnisse auch auf z.B. Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke übertragen werden. In Abschnitt 6.5 erfolgt dann durch die Kombination des Kraftwerks- und Speichereinsatzmodells eine konkrete Bewertung der Integration eines Ruths-Speichers in einen Kraftwerksprozess.

Die Ermittlung des Einsatzes eines Energiespeichers erfolgt mithilfe eines in MS Excel entwickelten ganzzahligen linearen Optimierungsmodells. Input des Modells sind neben einer Preiszeitreihe des Day-ahead- oder Intradaymarkts die für einen Energiespeicher charakteristischen Parameter des Speicherwirkungsgrads (η_{ES}) und der Speicherkapazität (Kapazität_{ES}). Der Speicherwirkungsgrad wird hier durch die sogenannte *round trip efficiency* definiert, die sich nach Gleichung (6.2) durch das Verhältnis der beim Entladen nutzbaren elektrischen Arbeit $W_{Entladen}$ zur beim Beladen aufzuwendenden elektrischen Arbeit $W_{Beladen}$ bestimmt.

$$\eta_{ES} = \frac{W_{Entladen}}{W_{Beladen}} \quad (6.2)$$

Wird eine übereinstimmende Belade- und Entladedauer vorausgesetzt, so kann die *round trip efficiency* auch durch das Verhältnis der elektrischen Entladeleistung zur elektrischen Beladeleistung beschrieben werden. Hinsichtlich eines in einen Kraftwerksprozess integrierten Energiespeichers lässt sich der Speicherwirkungsgrad dann über das Verhältnis der zusätzlichen Nettoleistung beim Entladen zur Reduktion der Nettoleistung beim Beladen bestimmen.

Auf Basis der oben genannten und in Abbildung 6.12 dargestellten Eingangsgrößen berechnet das Modell den optimalen Speichereinsatz, der über dem betrachteten Zeitraum einen maximalen Deckungsbeitrag (DB) generiert.



Abbildung 6.12: Eingangs- und Ausgangsgrößen des ganzzahligen linearen Optimierungsmodells zur Bestimmung des Einsatzes eines technologienutralen Energiespeichers

Um spezifische und damit auch skalierbare Ergebnisse zu erhalten, wird von einer auf 1 MW_{el} normierten Beladeleistung ausgegangen. Des Weiteren wird die Annahme einer übereinstimmenden Belade- und Entladedauer getroffen, sodass z.B. nach einer Stunde Beladung auch für eine Stunde ein Entladevorgang möglich ist, dessen Entladeleistung jedoch mit dem zu berücksichtigenden Speicherwirkungsgrad η_{ES} multipliziert wird (vgl. Abbildung 6.13).

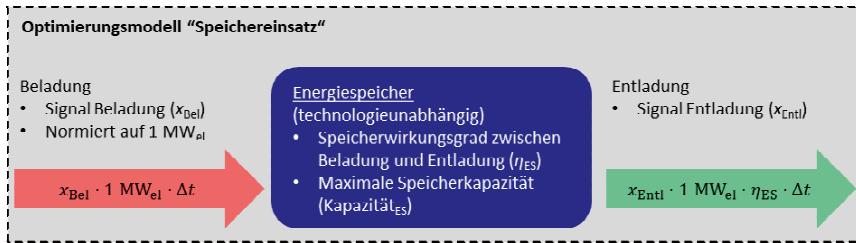


Abbildung 6.13: Struktur und Entscheidungsvariablen des Optimierungsmodells zur Bestimmung des Einsatzes eines technologieunneutralen Energiespeichers

Das ganzzahlige lineare Optimierungsmodell lässt sich mathematisch als Maximierung des erzielbaren Deckungsbeitrags innerhalb von n betrachteten Perioden mit einer Dauer von Δt formulieren. Dabei sind die Nebenbedingungen NB 1 bis NB 4 einzuhalten.

$$\max DB_{\text{ES}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{Spot},i} \cdot (x_{\text{Entl},i} \cdot \eta_{\text{ES}} - x_{\text{Bel},i}) \cdot \Delta t \quad \text{Zielfunktion}$$

$$x_{\text{Bel},i} \in \{0; 1\} \quad \text{NB 1}$$

$$x_{\text{Entl},i} \in \{0; 1\} \quad \text{NB 2}$$

$$x_{\text{Bel},i} + x_{\text{Entl},i} \leq 1 \quad \text{NB 3}$$

$$0 \leq \text{Füllstand}_{\text{ES},i} \leq \text{Kapazität}_{\text{ES}} \quad \text{NB 4}$$

Die Entscheidungsvariablen x_{Bel} für eine Beladung und x_{Entl} für eine Entladung sind binär (NB 1 und NB 2), wobei deren Summe maximal den Wert 1 annehmen darf (NB 3). Dadurch wird eine zeitgleiche Be- und Entladung ausgeschlossen, was beim Vorliegen negativer Strompreise aufgrund von $\eta_{\text{ES}} < 100\%$ wirtschaftlich optimal wäre, technisch aber häufig nicht möglich ist. NB 4 stellt unter Berücksichtigung des Input-Parameters Kapazität_{ES} sicher, dass der minimale und maximale Füllstand des Energiespeichers nicht unter- bzw. überschritten wird. Grundsätzlich ist es ökonomisch optimal, einen Energiespeicher bei besonders niedrigen Börsenstrompreisen zu beladen und in den nachfolgenden Perioden bei besonders hohen Preisen wieder zu entladen. Mit diesem sogenannten **Arbitrage-Geschäft** können positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden.

Entscheidend für die erzielbaren Deckungsbeiträge ist – neben den Speicherparametern η_{ES} und Kapazität_{ES} – die Volatilität der Strompreise. Dabei sind insbesondere das Verhältnis von Preisspitzen zu Preistälern sowie das allgemeine Preisniveau von großer Bedeutung.

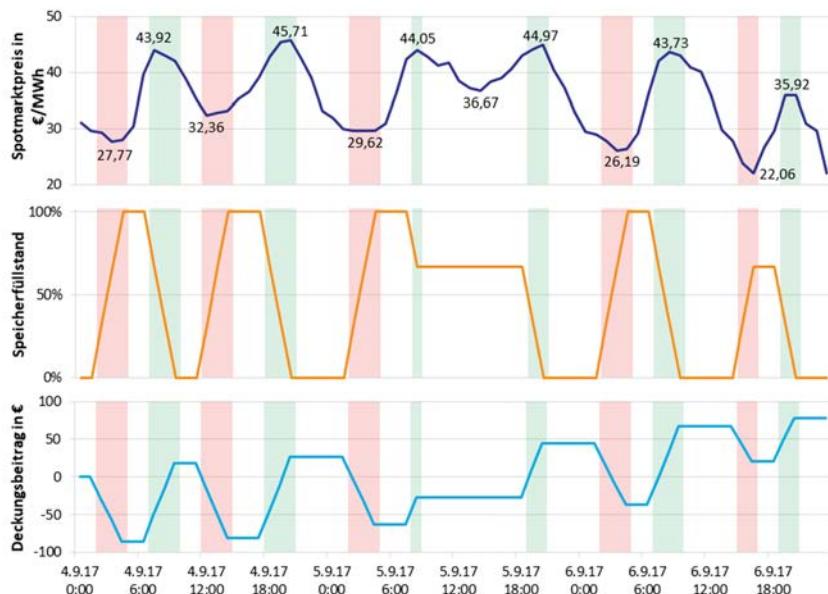


Abbildung 6.14: Exemplarische Ergebnisse des Speichereinsatzmodells gegenüber einer Preiszeitreihe der stündlichen Day-ahead-Preise (rot hinterlegt = Beladung / grün hinterlegt = Entladung)

Abbildung 6.14 zeigt in diesem Zusammenhang den mit dem Optimierungsmodell ermittelten Einsatz eines Energiespeichers mit einem Speicherwirkungsgrad von $\eta_{ES} = 80\%$ und einer Speicherkapazität von 3 MWh_{el,Bel}. Aufgrund der angenommenen Beladeleistung von 1 MW_{el} ist damit eine Speicherdauer von 3 Stunden verbunden.

Innerhalb des ausgewählten Zeitraums von 72 Stunden zeigt der Verlauf der stündlichen Day-ahead-Preise mehrere Preisspitzen und Preistäler, in denen der Energiespeicher beladen (rot hinterlegt) und wieder entladen (grün hinterlegt) wird. Analog dazu verhält sich der Füllstand des Energiespeichers, der in den 72 Stunden insgesamt 4,67 Speicherzyklen aufweist. Ein Speicherzyklus ist dabei durch eine vollständige Be- und Entladung gekennzeichnet. Am 04.09.17 werden zwei vollständige Speicherzyklen realisiert, die durch geringe Strompreise in der Nacht (geringe Nachfrage) und in den Mittagsstunden (hohe Erzeugung aus PV-Anlagen) und darauf folgende Preisspitzen in den Morgen- und Abendstunden (hohe Nachfrage bei wenig Erzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen) ermöglicht werden. Am 05.09.17 zeigt sich in den Mittagsstunden durch die Stromerzeugung aus PV-Anlagen erneut ein niedrigerer Strompreis als in den Morgen- und Abendstunden, jedoch reicht das Verhältnis des geringsten Preises (36,67 €/MWh_{el}) zum darauffolgenden Maximalwert (44,97 €/MWh_{el}) nicht aus, um unter Berücksichtigung des Speicherwirkungsgrads $\eta_{ES} = 80\%$ einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen. Am 06.09.17 ist wiederum eine Beladung in den Nachtstunden zu beobachten, gefolgt

vom Entladen des Energiespeichers bei hohen Spotmarktpreisen in den Morgenstunden. Mittags erfolgt lediglich eine 2-stündige Beladung, weswegen der Energiespeicher einen Füllstand von 67 % aufweist, der dann anschließend zur Entladung in den Abendstunden genutzt wird. Neben dem im dargestellten Zeitabschnitt deutlich erkennbaren Einfluss des Tagesverlaufs der Stromnachfrage sowie der in den Mittagsstunden vorherrschenden Stromerzeugung aus PV-Anlagen ist der Verlauf der Day-ahead-Preise – und damit der optimale Speichereinsatz auf diesem Energiemarkt – ebenfalls stark von der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen und dem Unterschied der Stromnachfrage zwischen Wochentagen und Wochenenden abhängig.

6.4 Einsatz eines technologieneutralen Energiespeichers

Das entwickelte Optimierungsmodell wird nun gegenüber den jährlichen Preiszeitreihen der Day-ahead-Auktion und der Intradaymärkte angewendet und damit der Einsatz sowie die erzielbaren Deckungsbeiträge eines technologieneutralen Energiespeichers auf den einzelnen Energiemarkten ermittelt. Dabei werden die Parameter η_{ES} und Kapazität_{ES} variiert, um deren Einflüsse auf den Speichereinsatz und die Wirtschaftlichkeit bewerten zu können.

Abbildung 6.15 zeigt die mit einem Energiespeicher erzielbaren Deckungsbeiträge auf den betrachteten Energiemarkten für das Jahr 2017 mit der Annahme eines Speicherwirkungsgrads von $\eta_{ES} = 100\%$. Unter Berücksichtigung dieser Annahme bilden die Resultate also die maximal erzielbaren Deckungsbeiträge eines idealisierten Energiespeichers ab und sind demnach als oberer Grenzwert zu interpretieren. Bei der Betrachtung des Diagramms wird zunächst deutlich, dass ein grundlegender Unterschied zwischen den im viertelstündlichen und im stündlichen Raster getakteten Energiemarkten vorliegt. Die erzielbaren Deckungsbeiträge sind unter den aktuellen Bedingungen auf den im 15-Minuten-Takt gehandelten Intradaymärkten (ID Auktion + ID kontinuierlich⁶) deutlich höher, als bei den im 60-Minuten-Takt gehandelten Kontrakten (Day-ahead-Auktion + ID kontinuierlich).

Des Weiteren zeigt sich, dass die erzielbaren Deckungsbeiträge bei einer Speicherdauer von mehr als einer Stunde in erster Näherung parallel zueinander verlaufen, die mit einer Steigerung der Speicherkapazität zusätzlich generierten Gewinne also nur geringfügig vom betrachteten Energiemarkt abhängen. Das deutlich höhere Niveau der Deckungsbeiträge auf den im 15-Minuten-Takt gehandelten Intradaymärkten lässt sich dabei insbesondere durch den charak-

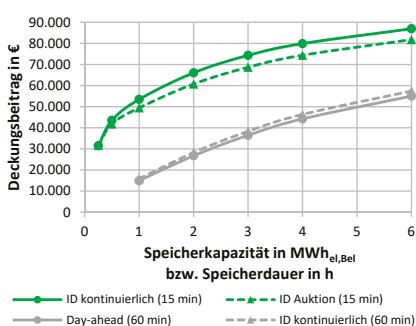


Abbildung 6.15: Erzielbare Deckungsbeiträge eines Energiespeichers mit $\eta_{ES} = 100\%$ auf den verschiedenen Energiemarkten im Jahr 2017 (Beladeleistung = 1 MWh_{el})

⁶ Für die kontinuierlichen Intraday-Kontrakte wurden die gewichteten Durchschnittspreise aus [13] verwendet.

teristischen Sägezahnverlauf der Preise erklären (vgl. Abbildung 6.19). Die aufgrund der Ausnutzung des Sägezahnverlaufs der viertelstündlichen Strompreise bessere Wirtschaftlichkeit wird dabei bereits mit einer Speicherdauer von 0,5 bis 1 Stunde nahezu vollständig ausgeschöpft. Eine weitere Erhöhung der Speicherkapazität führt daher zu keiner stärkeren Steigerung als bei den stündlich gehandelten Kontrakten.

Die folgenden Betrachtungen fokussieren sich auf dem optimalen Speichereinsatz im viertelstündlichen kontinuierlichen Intraday-Handel, da bei diesem Energiemarkt das höchste ökonomische Potential festgestellt wird. Weitere Auswertungen zum Speichereinsatz gegenüber der Preiszeitreihe der stündlichen Day-ahead-Auktion sowie eine historische Betrachtung der Jahre 2013 bis 2017 sind darüber hinaus im Anhang A6 und A7 enthalten.

Zur vertiefenden Analyse werden in Abbildung 6.16 die erzielbaren Deckungsbeiträge im viertelstündlichen kontinuierlichen Intraday-Handel in Abhängigkeit der Speicherparameter η_{ES} und Kapazität ES gezeigt. Dabei sind im linken Diagramm die im betrachteten Jahr 2017 erzielbaren **Gesamtdeckungsbeiträge** dargestellt. Das Diagramm auf der rechten Seite zeigt zusätzlich die daraus abgeleiteten **spezifischen Deckungsbeiträge**, die sich durch das Verhältnis der absoluten Deckungsbeiträge zur jeweils installierten Speicherkapazität bilden. Die spezifischen Deckungsbeiträge sollen eine Indikation für eine optimale Speicherkapazität bzw. Speicherdauer geben, welche aus dem Wechselspiel zwischen Investitionskosten und erwarteten Gewinnen zu ermitteln ist.

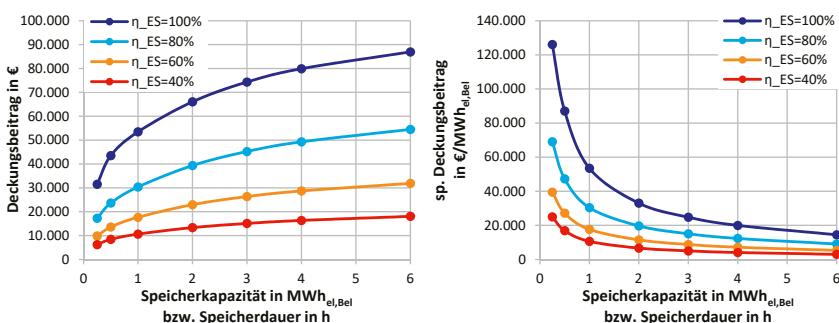


Abbildung 6.16: Erzielbare Deckungsbeiträge eines Energiespeichers gegenüber den viertelstündlichen Preisen des kontinuierlichen Intradaymarkts im Jahr 2017 (Beladeleistung = 1 MW_{el})

Die in Abbildung 6.16 dargestellten Resultate zeigen eine hohe Bedeutung des Speicherwirkungsgrades auf die erzielbaren Deckungsbeiträge. Bei einer Speicherkapazität von 0,5 MWh_{el,Bel}, was einer Speicherdauer von 30 Minuten entspricht, wird mit einem Speicherwirkungsgrad von $\eta_{ES} = 100\%$ im gesamten Jahr 2017 ein Deckungsbeitrag von 43.528 € erreicht. Liegt ein Speicherwirkungsgrad von $\eta_{ES} = 80\%$ vor, so gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge überproportional auf 23.639 € zurück. Bei $\eta_{ES} = 60\%$ können mit 13.591 € lediglich noch 31 % des ursprünglichen Wertes erzielt werden.

Der im rechten Diagramm abgebildete auf die Speicherkapazität bezogene spezifische Deckungsbeitrag geht – ausgehend von der minimalen Speicherdauer von 15 Minuten – deutlich zurück. Daraus kann abgeleitet werden, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen eine Speicherauslegung insbesondere für kleine Speicherkapazitäten bzw. -dauern als zielführend einzuschätzen ist. Eine wirtschaftlich optimale Speicherkapazität ist dabei in hohem Maße von der Speichertechnologie und den damit verbundenen erzielbaren Skaleneffekten abhängig. Neben den erzielbaren Deckungsbeiträgen lässt sich der Speichereinsatz auch hinsichtlich der **Anzahl der Betriebsstunden** sowie der **Anzahl der Speicherzyklen** auswerten. Die Anzahl der Betriebsstunden bildet sich dabei über die Summierung aller Belade- und Entladeperioden. Eine viertelstündliche Beladung gefolgt von einer viertelstündlichen Entladung bildet demnach eine halbe Betriebsstunde. Ein Speicherzyklus bezieht die Belade- und Entladeperioden auf die verfügbare Speicherdauer und ist durch eine vollständige Be- und Entladung des Energiespeichers gekennzeichnet. Die Anzahl der realisierten Speicherzyklen können somit als Maß für die Ausnutzung des investierten Kapitals herangezogen werden.

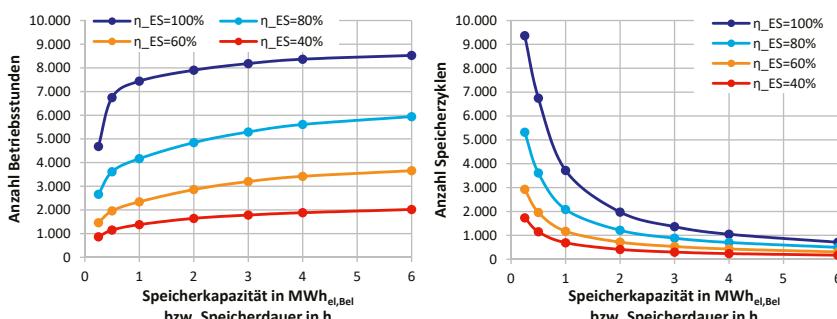


Abbildung 6.17: Anzahl der Betriebsstunden und Speicherzyklen gegenüber den viertelstündlichen Preisen des kontinuierlichen Intradaymarkts im Jahr 2017 (Beladeleistung = 1 MW_{el})

Aus Abbildung 6.17 geht hervor, dass die Anzahl der Betriebsstunden und auch die realisierten Speicherzyklen erwartungsgemäß in einem hohen Maße vom Speicherwirkungsgrad und der Speicherdauer abhängen. Ausgehend von einer gewählten Kombination aus $\eta_{ES} = 80\%$ und $Kapazität_{ES} = 0,5 \text{ MWh}_{el,Bel}$ führt ein um 20 %-Punkte geringerer Speicherwirkungsgrad zu einem Rückgang der Betriebsstunden von 3.616 auf 1.962. Eine Reduktion der Speicherkapazität auf 0,25 MWh_{el,Bel} führt zu einem Rückgang der Betriebsstunden von 3.616 auf 2.661. Der Zuwinn an Betriebsstunden fällt mit zunehmender Erhöhung der Speicherkapazität hingegen immer geringer aus. Auf Basis dieser Resultate lässt sich erneut feststellen, dass für einen Energiespeicher, der am viertelstündlichen Intradaymarkt partizipieren soll, insbesondere kleine Speicherdauern im Bereich von 0,5 bis 1 Stunde als zielführend einzuschätzen sind.

6.5 Kraftwerks- und Speichereinsatz zur Bewertung der Ruths-Speicher-Integration

Die bisherigen Betrachtungen in Abschnitt 6.4 gingen von einem technologienutralen Energiespeicher aus, der unabhängig vom System Kraftwerk vermarktet wird und somit eine ideale Verfügbarkeit von 8.760 Stunden pro Jahr bereitstellt. An dieser Stelle wird durch eine Kombination von Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell die konkrete Bewertung des in Abschnitt 5.3 vorgestellten Ruths-Speicher-Integrationskonzeptes vorgenommen. Dabei wird davon ausgegangen, dass in einem **ersten Schritt** die gesamte Kraftwerksleistung, wie in Abschnitt 6.1 beschrieben, auf dem Spotmarkt vermarktet wird. Für das betrachtete Steinkohlekraftwerk ergeben sich so die bereits genannten 5.317 Volllast- bzw. 6.262 Betriebsstunden unter Beachtung einer angenommenen Nichtverfügbarkeit durch Revisionen und ungeplante Stillstände von 6 Wochen (vgl. Tabelle 6.4). Auf Basis des ermittelten Kraftwerkseinsatzes wird im **zweiten Schritt** die Integration des Ruths-Speichers in den Kraftwerksprozess betrachtet. Das bedeutet, dass der integrierte Ruths-Speicher lediglich in den Stunden für eine Be- oder Entladung zur Verfügung steht, in denen das Kraftwerk in Betrieb ist. In 2.498 Stunden des Jahres 2017 kann demnach keine Be- bzw. Entladung vorgenommen werden. Diese Stunden umfassen dabei insbesondere Perioden mit niedrigen Spotmarktpreisen, in denen eine Abfahrt inkl. späterer Anfahrt des Kraftwerks ökonomisch sinnvoller ist, als ein Überbrücken der Phase in der Teil-/Mindestlast. Somit entfallen für den integrierten Ruths-Speicher viele Zeitabschnitte, in denen eine Beladung besonders günstig ist, oder im Falle von negativen Preisen sogar einen positiven Deckungsbeitrag erbringt.

Aufgrund der lastabhängigen Speicherparameter (vgl. Abbildung 5.23) ist neben den Betriebsstunden auch der aktuelle Lastpunkt eine entscheidende Größe für den Einsatz des integrierten Ruths-Speichers. Dabei zeigen insbesondere das Leistungspotential beim Entladen (grün) sowie der Speicherwirkungsgrad (schwarze Pfeile) eine nennenswerte Abhängigkeit von der Last, die im Speichereinsatzmodell gemäß Abbildung 6.18 berücksichtigt wird⁷. In Lastpunkten oberhalb von 75 % P_n erfolgt, wie im Betriebskonzept vorgesehen, eine Beladung mit KZÜ-Dampf (orange) bei einem damit verbundenen η_{ES} von 82 %. In Lastpunkten unterhalb 75 % P_n erfolgt eine Beladung mit Frischdampf (rot) bei einem η_{ES} von 59 %.

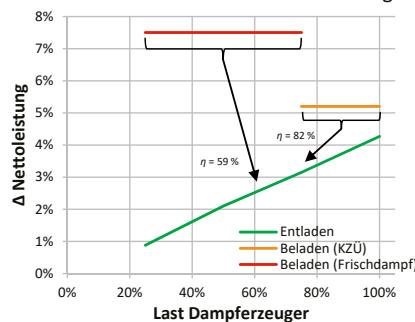


Abbildung 6.18: Lastabhängige Speicherparameter zur Bestimmung des Einsatzes des integrierten Ruths-Speichers

⁷ Die in Kapitel 5 ermittelten Leistungspotentiale (normiert) und Speicherwirkungsgrade (absolut) werden dazu unmittelbar auf die in Kapitel 6 betrachtete Technologieklasse hochmoderner Steinkohlekraftwerke übertragen. Diese stark vereinfachte Übertragung der Speicherparameter (keine Berücksichtigung veränderter Schaltung und Prozessparameter) stellt eine notwendige Annahme im Rahmen der vorliegenden Arbeit dar.

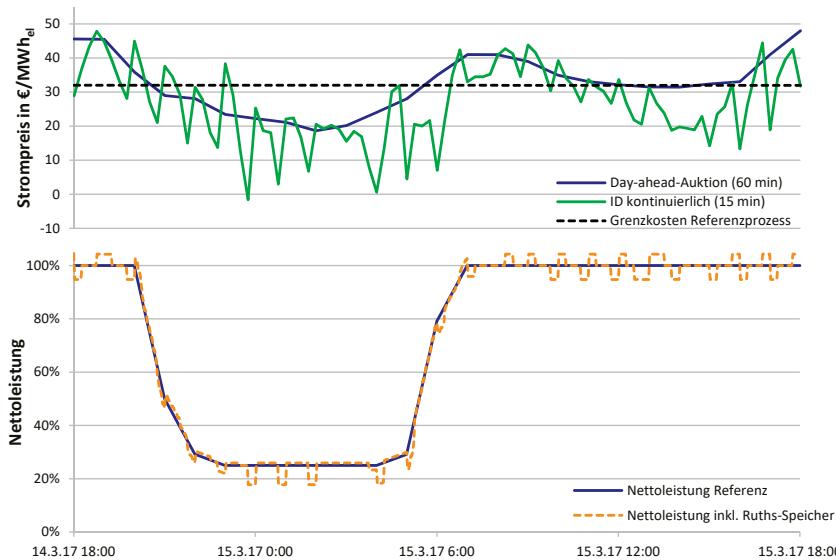


Abbildung 6.19: Vergleich der Nettoleistung des Referenzprozesses mit dem Kraftwerksprozess mit integriertem Ruths-Speicher (Speicherdauer: 0,5 Stunden)

Abbildung 6.19 zeigt die zugrunde liegenden Inputgrößen (stündlicher Preis der Day-ahead-Auktion für den Kraftwerkseinsatz, viertelstündlicher Intradaymarktpreis für den Speichereinsatz) sowie die daraus resultierenden Lastpunkte eines Kraftwerks mit und ohne integrierten Ruths-Speicher zwischen dem 14.03.17 und 15.03.17. Ausgehend von einem Betrieb des Kraftwerks in Volllast werden die Nachtstunden aufgrund niedriger Spotmarktpreise in Teil-/Mindestlast überbrückt, bevor das Kraftwerk tagsüber wieder in Volllast betrieben wird. Der Preisverlauf des viertelstündlichen Intradaymarkts bildet nun die Eingangsgröße zur Bestimmung des optimalen Einsatzes des integrierten Ruths-Speichers bei gegebenen Kraftwerkseinsatz. Aus dem oberen Teil der Abbildung 6.19 wird der charakteristische Sägezahnverlauf des viertelstündlichen Preises am Intradaymarkt um den stündlichen Preis der Day-ahead-Auktion herum deutlich. Die Preistäler werden dabei für eine Beladung und die Preisspitzen für eine Entladung des Ruths-Speichers genutzt. Aus der Überlagerung der Nettoleistung des Kraftwerks mit dem ermittelten Einsatz des Ruths-Speichers resultiert der in orange gestrichelt dargestellte Lastverlauf des Kraftwerks mit integriertem Ruths-Speicher bei einer Speicherdauer von 0,5 Stunden. Die Be- und Entladung des Ruths-Speichers erfolgt dabei sowohl in Volllast als auch im Teil-/Mindestlastbetrieb des Kraftwerks. Den Beladevorgängen in den Nachstunden in der Mindestlast mit einer damit verbundenen kurzzeitigen Mindestlastabsenkung auf ca. 18 % P_n folgen zeitlich gestreckte Entladevorgänge aufgrund des in Teil-/Mindestlast stark limitierten Leistungspotentials der Entladung in der HD-Vorwärmstrecke. Im Volllastbetrieb, bei dem die Belade- und Entladedauer übereinstimmend sind, kommt es zu einer häufigen

Abfolge mehrerer Belade- und Entladevorgänge des Ruths-Speichers und den damit verbundenen Lastpunkten bei 94,8 % P_n und 104,2 % P_n . Über dem betrachteten Zeitraum von 24 Stunden werden 10 Speicherzyklen realisiert, wobei 3 Zyklen eine Beladung in Teil-/Mindestlast mit Frischdampf beinhalten und 7 Zyklen eine Beladung mit KZÜ-Dampf in Lastpunkten oberhalb 75 % P_n umfassen.

Tabelle 6.5 fasst an dieser Stelle den Einsatz des in den Kraftwerksprozess integrierten Ruths-Speichers gegenüber der Preiszeitreihe des kontinuierlichen Intradaymarkts des Jahres 2017 zusammen.

Tabelle 6.5: Auswertung des Einsatzes des integrierten Ruths-Speichers gegenüber der Preiszeitreihe des viertelstündlichen Intradaymarkts in 2017 (Speicherdauer: 0,5 Stunden)

Lastbereich	Beladung		Entladung	
75 % P_n - 100 % P_n	35.879 MWh _{el,Bel}	82 %	29.602 MWh _{el,Entl}	86 %
25 % P_n - 75 % P_n	7.971 MWh _{el,Bel}	18 %	4.944 MWh _{el,Entl}	14 %
Summe	43.850 MWh_{el,Bel}	100 %	34.546 MWh_{el,Entl}	100 %
Anzahl Speicherzyklen	2.013			
$\eta_{TES, Durchschnitt}$	78,8 %			
$\Delta DB_{Kraftwerk}$	528.859 €/a			

Über die 35.040 betrachteten Viertelstunden ergeben sich insgesamt 2.013 Speicherzyklen. Eine Multiplikation der Speicherzyklen mit jeweils 2 dazugehörigen Belade- und Entladeperioden ergibt, dass der Ruths-Speicher in mehr als 8.052 Viertelstunden aktiv ist, also in etwa einem Drittel der Betriebsstunden des Kraftwerks bzw. einem Viertel der gesamten Jahresstunden. Bei der Auswertung der jeweiligen Lastbereiche geht hervor, dass sowohl die Beladung als auch die Entladung in Volllast dominierend ist. Lediglich 18 % der im Ruths-Speicher zwischengespeicherten Wärme wird durch eine Beladung mit Frischdampf in Teillasten < 75 % P_n realisiert, wovon mit 14 % ein Großteil wieder in Teil-/Mindestlast entladen wird. Somit macht die Betriebsstrategie einer Mindestlastabsenkung (Beladung) mit nachfolgender Überlastbereitstellung (Entladung) nur einen sehr kleinen Anteil am gesamten Speichereinsatz aus, was insbesondere durch die mit 0,5 Stunden klein gewählte Speicherdauer zu begründen ist. Da die Beladung des Ruths-Speichers überwiegend in Lastpunkten > 75 % P_n mit KZÜ-Dampf erfolgt, liegt der durchschnittliche TES-Wirkungsgrad mit 78,8 % eher im oberen Bereich der beiden Einzelwirkungsgrade von 82 % (Beladung mit KZÜ-Dampf) und 59 % (Beladung mit Frischdampf). Insgesamt kann durch den integrierten Ruths-Speicher ein zusätzlicher Deckungsbeitrag in Höhe von 528.859 € für das Jahr 2017 erlöst werden.

Bei einer um den Faktor 4 skalierten Auslegung und einer damit verbundenen Speicherdauer von 2 Stunden ergibt sich der in Abbildung 6.20 dargestellte Lastverlauf des Kraftwerks mit integriertem Ruths-Speicher. Dabei werden im Vergleich zur Speicherdauer von 0,5 Stunden insbesondere längere Belade- und Entladevorgänge deutlich. Die Steigerung der Speicherkapazität führt somit erwartungsgemäß zu mehr Belade- und Entladeviertelstunden, die jeweils um die absoluten Preistäler und Preisspitzen herum liegen. In der Mindestlast liegen neben

den längeren Beladeperioden mit einer kurzzeitig auf 18 % P_n abgesenkten Mindestlast darüber hinaus deutlich weniger Entladevorgänge vor. Die bei einer Beladung in der Mindestlast eingespeicherte Energie kann aufgrund der höheren Speicherkapazität also gewinnbringender während des Vollastbetriebs respektive bei höheren Strompreisen entladen werden.

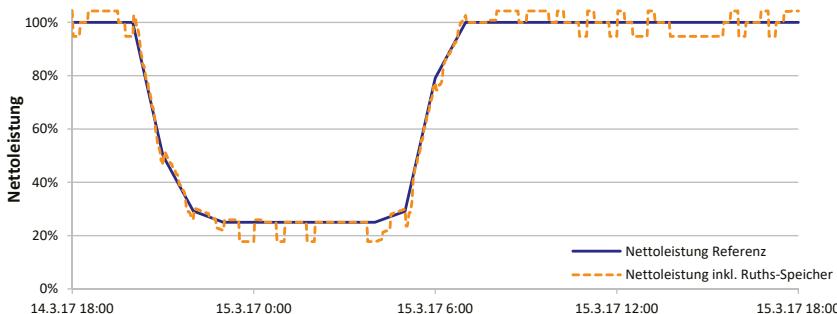


Abbildung 6.20: Vergleich der Nettoleistung des Referenzprozesses mit dem Kraftwerksprozess mit integriertem Ruths-Speicher (Speicherdauer: 2 Stunden)

Die beschriebenen Veränderungen im Vergleich zur Speicherdauer von 0,5 Stunden bestätigen sich bei der Betrachtung des in Tabelle 6.6 für das Jahr 2017 zusammengefassten Speichereinsatzes. Die Anzahl der Speicherzyklen geht aufgrund der höheren Speicherkapazität von 2.013 auf 714 zurück, die damit verbundene Anzahl der Belade- und Entladeviertelstunden steigt jedoch von 8.052 auf 11.424 an. Mit 93 % wird der überwiegende Teil der zwischen gespeicherten Energie weiterhin während des Kraftwerksbetriebs im oberen Lastbereich $> 75\% P_n$ entladen. Bei den Beladevorgängen steigt der Anteil der mit einer Beladung mit Frischdampf in Teillasten $< 75\% P_n$ eingespeicherten Energie von 18 % auf 26 % an. Damit einhergehend geht der Anteil der Beladung mit KZÜ-Dampf in Lastpunkten $> 75\% P_n$ von 82 % auf 74 % zurück. Somit nimmt durch die Steigerung der Speicherkapazität die Bedeutung der Betriebsstrategie einer Beladung in Teil-/Mindestlast mit einer anschließenden Entladung in Volllast zu. Dieser Effekt schlägt sich ebenfalls in einem leichten Rückgang des durchschnittlichen Speicherwirkungsgrades von 78,8 % auf 76,6 % nieder. Insgesamt bewirkt die Skalierung der Speicherkapazität um den Faktor 4 eine Steigerung der erzielbaren Deckungsbeiträge um den Faktor 1,77 von 528.859 € auf 938.099 €.

Tabelle 6.6: Auswertung des Einsatzes des integrierten Ruths-Speichers gegenüber der Preiszeitreihe des viertelstündlichen Intradaymarkts in 2017 (Speicherdauer: 2 Stunden)

Lastbereich	Beladung	Entladung	
75 % P_n - 100 % P_n	47.352 MWh _{el,Bel}	74 %	45.678 MWh _{el,Entl} 93 %
25 % P_n - 75 % P_n	16.591 MWh _{el,Bel}	26 %	3.301 MWh _{el,Entl} 7 %
Summe	63.943 MWh_{el,Bel}	100 %	48.979 MWh_{el,Entl} 100 %
Anzahl Speicherzyklen	714		
$\eta_{TES,Durchschnitt}$	76,6 %		
$\Delta DB_{Kraftwerk}$	938.099 €/a		

Der Einsatz des Ruths-Speichers mit einer Speicherdauer von 2 Stunden gegenüber der stündlichen Preiszeitreihe der Day-ahead-Auktion führt zu einer deutlich reduzierten Anzahl von 351 Speicherzyklen und einem ebenfalls stark zurückgegangenen Deckungsbeitrag von 310.138 €.

Insgesamt zeigt der durch die Integration des Ruths-Speichers erzielbare Deckungsbeitrag in Abhängigkeit der Speicherkapazität bzw. -dauer ein zu den Resultaten in Abschnitt 6.4 vergleichbares Verhalten. Ausgehend von einer kleinen Speicherkapazität von 0,5 Stunden steigt der erzielbare Deckungsbeitrag bei einer Skalierung der Speicherdauer nur geringfügig an, was in einem sinkenden spezifischen Deckungsbeitrag resultiert. Da bei einem TES-Integrationskonzept auf Basis eines Ruths-Speichers aufgrund der notwendig werdenden modularen Verschaltung mehrerer Druckbehälter bei den Investitionskosten nur geringfügige Skaleneffekte zu erwarten sind, ist das techno-ökonomische Optimum im Bereich von 0,5 bis 1 Stunde anzusiedeln, wie bei der Auslegung in Kapitel 5 angenommen.

Die hier durchgeführte zweistufige Bestimmung eines Kraftwerkseinsatzes mit integriertem Ruths-Speicher (zunächst Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes, danach Optimierung des Speichereinsatzes) lässt mögliche Rückwirkungen der Speicherintegration auf den Kraftwerkseinsatz, wie z.B. die Vermeidung eines Anfahrvorganges, unberücksichtigt. Zusätzlich wird der Speichereinsatz in den vorgestellten Betrachtungen lediglich gegenüber der Preiszeitreihe eines einzelnen Energiemarktes optimiert (insbesondere gegenüber dem viertelstündlichen Intradaymarkt), ohne parallele Erlösmöglichkeiten auf den weiteren Energiemarkten (wie z.B. dem Spotmarkt) zu betrachten. Eine gleichzeitige Optimierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes gegenüber mehreren Energiemarkten, die Gegenstand weiterführender Arbeiten sein könnte, würde zu höheren Deckungsbeiträgen der TES-Integration führen. Aufgrund der im Vergleich zum Kraftwerksprozess kleinen Leistungs- und Kapazitätspotentiale sind durch die Integration des Ruths-Speichers jedoch nur geringfügige Veränderungen im Kraftwerkseinsatz zu erwarten. Dem gegenüber steht die in den Modellen des Kraftwerks- und Speichereinsatzes angenommene perfekte Vorausschau der zukünftigen Preise, wodurch die erzielbaren Deckungsbeiträge eher überschätzt werden. In Summe der beschriebenen Annahmen und Unsicherheiten können die mit der vorliegenden Methodik abgeschätzten Deckungsbeiträge als guter Indikator für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Speicherintegration auf dem aktuellen Energiemarkten herangezogen werden.

Von besonderer Bedeutung für eine Investitionsentscheidung sind neben den oben abgeschätzten aktuell erzielbaren Deckungsbeiträgen insbesondere auch die für die Zukunft prognostizierten Erlöse einer Speicherintegration. Hierzu können die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Kraftwerkseinsatz- und Speichereinsatzmodelle ebenfalls eingesetzt werden. Voraussetzung dafür wäre jedoch das Vorliegen der für die Zukunft abgeschätzten Preiszeitreihen, z.B. auf Basis von Szenario-Rechnungen.

Anstelle einer Vermarktung auf dem Spotmarkt kann der integrierte Ruths-Speicher, wie in Abschnitt 5.4 behandelt, auch zur Steigerung der PRL-Bereitstellung genutzt werden. Die Vermarktung von PRL sieht jedoch unter den aktuellen Rahmenbedingungen eine Vorhaltung

über einen Zeitraum von einer Woche vor, in der das Kraftwerk also durchgehend am Netz sein muss (sofern kein Pooling mehrerer Anlagen stattfindet). Aus diesem Grund ist mit den entwickelten Kraftwerks- und Speichereinsatzmodellen hinsichtlich der PRL-Bereitstellung keine detaillierte Abschätzung der durch die Speicherintegration erzielbaren Deckungsbeiträge möglich. Aufgrund der guten dynamischen Eigenschaften eines Ruths-Speichers und den vergleichsweise hohen Erlösmöglichkeiten bei der PRL-Bereitstellung ist eine wirtschaftliche Betrachtung in diese Richtung in weiteren Arbeiten zu empfehlen.

6.6 Resultate der techno-ökonomischen Betrachtungen

Tabelle 6.7 fasst an dieser Stelle die mit den entwickelten Modellen erzielten Resultate zum Flexibilitätsparameter der Mindestlast sowie zur Flexibilisierungsmaßnahme der Integration eines Ruths-Speichers in einen Kraftwerksprozess zusammen.

Tabelle 6.7: Übersicht der Resultate zum Einfluss der Mindestlast auf den Kraftwerksbetrieb sowie zum Einsatz und zur Wirtschaftlichkeit eines in den Kraftwerksprozess integrierten Ruths-Speichers

Flexibilitätsparameter bzw. Flexibilisierungsmaßnahme	Annahmen	Auswirkung/Resultat
Mindestlast	Mindestlastabsenkung von 40 % P_n auf 25 % P_n (z.B. durch kontinuierlichen Umwälzbetrieb)	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Anfahrten: 43 → 34 - Betriebsstunden: 6.043 → 6.262 - Zusätzlicher DB: 323.000 €
	Mindestlastabsenkung von 25 % P_n auf 10 % P_n (z.B. durch Realisierung eines 1-Mühlenbetriebs)	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Anfahrten: 34 → 31 - Betriebsstunden: 6.262 → 6.314 - Zusätzlicher DB: 207.000 €
Integration Ruths-Speicher	<ul style="list-style-type: none"> - Speicherdauer von 0,5 Std. - Vermarktung Intraday (15 min) 	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Speicherzyklen: 2.013 - Zusätzlicher DB: 528.859 €
	<ul style="list-style-type: none"> - Speicherdauer von 2 Std. - Vermarktung Intraday (15 min) 	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Speicherzyklen: 714 - Zusätzlicher DB: 938.099 €
	<ul style="list-style-type: none"> - Speicherdauer von 2 Std. - Vermarktung Day-ahead (60 min) 	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Speicherzyklen: 351 - Zusätzlicher DB: 310.138 €

Bei einer **Mindestlastabsenkung** von 40 % P_n auf 25 % P_n , die heutzutage bereits bei vielen mit Steinkohle befeuerten Kraftwerken erfolgreich umgesetzt ist, zeigen die Resultate des Kraftwerkseinsatzmodells eine Reduktion der Anzahl an Anfahrvorgängen von 43 auf 34 sowie eine Steigerung der Betriebsstunden von 6.043 auf 6.262. Im Jahr 2017 wird dadurch ein um 323.000 € höherer Deckungsbeitrag erzielt. Eine weitere Mindestlastabsenkung auf 10 % P_n , z.B. durch die Realisierung des in Abschnitt 5.1 behandelten 1-Mühlenbetriebs, zeigt aufgrund des überproportionalen Abfalls des Nettowirkungsgrads kaum noch einen Effekt hinsichtlich der Anzahl der Anfahrvorgänge sowie der erzielten Betriebsstunden. Der zusätzliche Deckungsbeitrag fällt mit 207.000 € in 2017 ebenfalls geringer aus.

Das entwickelte Speichereinsatzmodell stellt eine hohe Relevanz der *round trip efficiency* auf den **Speichereinsatz** und die erzielbaren Deckungsbeiträge für einen technologienutralen

Energiespeicher fest. Die Variation der Speicherkapazität zeigt stark zurückgehende zusätzliche Deckungsbeiträge bei einer Steigerung der Speicherdauer. Je nach Speichertechnologie und damit verbundenen Skaleneffekten ist eine Speicherdauer zwischen 0,5 und 3 Stunden als techno-ökonomisches Optimum einzuschätzen. Für die Vermarktung eines Energiespeichers ist der viertelstündliche Intradaymarkt als derjenige mit dem größten Erlöspotential identifiziert worden (neben den nicht betrachteten Regelleistungsmärkten). Die im Vergleich zu den stündlichen Strompreisen am Day-ahead- und Intradaymarkt höhere Wirtschaftlichkeit lässt sich dabei auf den charakteristischen Sägezahnverlauf und die damit erhöhte Volatilität der viertelstündlichen Börsenstrompreise zurückführen.

Die für technologieneutrale Energiespeicher erzielten Ergebnisse lassen sich auch auf die durch eine **Kombination von Kraftwerks- und Speichereinsatz** durchgeführte Bewertung der Integration eines Ruths-Speichers in einen Kraftwerksprozess übertragen. Die Integration in einen Kraftwerksprozess bewirkt jedoch eine Einschränkung der Speicherverfügbarkeit am Energiemarkt, insbesondere in für eine Speicherbeladung vorteilhaften Perioden mit besonders niedrigen Börsenstrompreisen. Dadurch gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge im Vergleich zu einem vom Kraftwerksprozess losgelösten Energiespeicher zurück. Ein integrierter Ruths-Speicher mit einer Speicherdauer von 0,5 Stunden erreicht im Jahr 2017 so 2.013 Speicherzyklen, was mit einem um 528.859 € gestiegenen Deckungsbeitrag einhergeht. Mit höheren Speicherdauern oder einer Vermarktung am Day-ahead-Markt gehen die Anzahl der Speicherzyklen sowie die erzielten zusätzlichen Deckungsbeiträge deutlich zurück. Die Be- und Entladung des Ruths-Speichers erfolgt überwiegend in Volllast, insbesondere bei der gewählten Speicherdauer von 0,5 Stunden. Mit höheren Speicherdauern gewinnt die Betriebsstrategie einer Beladung in Mindestlast und späteren Entladung in Volllast an Bedeutung, jedoch bleibt das Arbitrage-Geschäft durch eine Be- und Entladung in Volllast weiter dominierend. Für eine detailliertere Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Speicherintegration sind neben einer gleichzeitigen Optimierung von Kraftwerks- und Speichereinsatz insbesondere die Bewertung eines TES-Einsatzes zur PRL-Bereitstellung sowie die Betrachtung zukünftiger Preiszeitreihen und damit einhergehender Deckungsbeiträge (z.B. im Rahmen von Szenario-Rechnungen) vorzunehmen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Transformation des Energiesystems in Richtung einer möglichst starken Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien hat steigende Flexibilitätsanforderungen an disponibile konventionelle Kraftwerke zur Folge. Dabei bilden niedrige Mindestlasten, hohe Laständerungsgeschwindigkeiten sowie optimierte An- und Abfahrvorgänge wesentliche Zielstellungen.

Zur Erreichung dieser Ziele eignet sich der Einsatz dynamischer Kraftwerksmodelle, die es erlauben den aktuell gültigen Betriebsbereich zu verlassen (wie z.B. bei Simulationen zur Mindestlastabsenkung) sowie Veränderungen im Kraftwerksprozess vorzunehmen (wie z.B. bei Simulationen zur Integration eines thermischen Energiespeichers).

7.1 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit erfolgte zunächst der **Aufbau eines dynamischen Kraftwerksmodells** in der Simulationsumgebung Dymola unter Nutzung der quelloffenen Modelica-Bibliothek *Clara*. Das dynamische Kraftwerksmodell zeichnet sich dabei durch einen modularen Aufbau aus und beinhaltet eine detaillierte Abbildung des Dampferzeugers, des Wasser-/Dampfkreislaufs sowie eine Nachbildung der wesentlichen Regelungsstrukturen der Kraftwerksleittechnik. Im Anschluss an den Aufbau des dynamischen Kraftwerksmodells erfolgte eine umfangreiche **Validierung gegenüber mehrerer Messreihen** des zugrunde liegenden Basiskraftwerks. Die aufgezeichneten Messreihen umfassen dabei neben den übergeordneten Vorgabe- und Ausgangsgrößen der elektrischen Ziel- und Istleistung auch eine Vielzahl thermodynamischer Zustände in oder zwischen einzelnen Kraftwerkskomponenten. Bei der Validierung zeigte sich eine gute Übereinstimmung zwischen Simulations- und Messwerten sowohl in stationären Betriebspunkten zwischen Vollast und einer Mindestlast bei 25 % P_n als auch während dynamischen Laständerungsvorgängen im gesamten Betriebsbereich. Einzelne Vorgänge und Strukturen, wie z.B. das Zu- und Abschalten von Kohlemühlen oder einzelne Korrekturpfade in der Leittechnik, sind im dynamischen Simulationsmodell nur vereinfacht abgebildet bzw. nicht in vollem Umfang implementiert, was die im Rahmen der vorliegenden Arbeit erzielten Ergebnisse jedoch nur geringfügig beeinflusst. Die erfolgreiche Validierung erlaubte somit die Anwendung des dynamischen Kraftwerksmodells zur Durchführung von Simulationsstudien.

Folglich wurden im Anschluss an die Validierung **dynamische Simulationen zu ausgewählten Flexibilisierungsmaßnahmen** durchgeführt. Das dabei verfolgte Ziel war es, das Flexibilisierungspotential der betrachteten Maßnahmen zu ermitteln und die entstehenden Einflüsse auf den Kraftwerksprozess detailliert auszuarbeiten. Als Basis diente der Ist-Stand der Flexibilitätsparameter des Referenzprozesses. Tabelle 7.1 fasst den Ist-Stand sowie die ermittelten Flexibilisierungspotentiale der betrachteten Maßnahmen zusammen.

Tabelle 7.1: Übersicht des ermittelten Flexibilisierungspotentials der betrachteten Maßnahmen

Flexibilitätsparameter	Ist-Stand	Potential	Maßnahme
Mindestlast	25 % P_n	10 % P_n	Ein-Mühlenbetrieb
		18 % P_n	Integration Ruths-Speicher ⁸
Maximallast	100 % P_n	104 % P_n	Integration Ruths-Speicher ⁸
LÄG (kleiner Lastsprung um 10 % P_n)	$\pm 0,86\% P_n/\text{min}$	$\pm 1,80\% P_n/\text{min}$	Indirekte Feuerung
		$\pm 1,25\% P_n/\text{min}$	Integration Ruths-Speicher
LÄG (großer Lastsprung um 50 % P_n)	$\pm 1,25\% P_n/\text{min}$	$\pm 2,50\% P_n/\text{min}$	Indirekte Feuerung
		$\pm 1,35\% P_n/\text{min}$	Integration Ruths-Speicher
Primärregelleistung (in Volllast)	$\pm 3,5\% P_n$	$\pm 5,4\% P_n$	Nutzung PRL-Maßnahmen
		$\pm 8,4\% P_n$	Integration Ruths-Speicher ⁹

Die vorgenommenen Betrachtungen zum 1-Mühlenbetrieb stellen ein Potential zur Mindestlastabsenkung bis auf 10 % P_n fest. Dieser neue Betriebspunkt geht mit einem weiteren Absinken der Dampfparameter, einer geringeren Durchströmung von Dampfturbine und Dampferzeugerheizflächen sowie einem größeren Umwälzmassenstrom einher, jedoch ohne dass die vorher definierten Betriebsgrenzen verletzt werden.

Die dynamischen Simulationsstudien zum indirekten Feuerungssystem zeigen bei allen betrachteten Lastwechseln in etwa eine Verdoppelung der erreichbaren LÄG im Vergleich zum Ist-Stand der direkten Feuerung. Die Steigerung der LÄG ist dabei der Reduzierung der Trägheit des Kraftwerksprozesses durch eine nahezu verzugsfreie Entnahme von Kohlenstaub aus einem Staubsiro sowie einer Erhöhung der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit \dot{P}_{kann} in der Blockregelung zuzurechnen.

Hinsichtlich der durchgeführten Untersuchungen zur PRL-Bereitstellung wurden zunächst die inhärenten Energiespeicher des Kraftwerksprozesses identifiziert und deren Leistungs- und Kapazitätspotentiale durch die Simulation von Sprungantworten in den Lastpunkten 100 % P_n , 75 % P_n , 50 % P_n und 25 % P_n ermittelt. Anschließend erfolgte eine Abschätzung der lastabhängig erbringbaren PRL durch die Superposition der Sprungantworten in einem in MS Excel entwickelten Berechnungstool. Die koordinierte Nutzung der Regelung des HD Turbinenventils und der Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVV (repräsentiert den Ist-Stand des Basiskraftwerks) führt zu einer erbringbaren PRL in Höhe von ca. $\pm 3,5\% P_n$ in Volllast. Durch eine Hinzunahme der Variation des Kondensatmassenstroms (repräsentiert die Nutzung aller klassischen PRL-Maßnahmen) kann die in Volllast erbringbare PRL auf etwa $\pm 5,4\% P_n$ gesteigert werden. Insgesamt geht das Potential der PRL-Bereitstellung im Lastbereich zwischen 100 % P_n und 50 % P_n zurück (vgl. Abbildung 5.73). Dieser Rückgang begründet sich im abnehmenden Leistungs- und Kapazitätspotential der Variation des Kondensatmassenstroms und der Deaktivierung/Aktivierung des letzten HDVV sowie in der allgemein zunehmenden Trägheit des Kraftwerksprozess. In der Mindestlast bei 25 % P_n steigt das Potential der PRL-Bereitstellung

⁸ Mindestlastabsenkung/Überlastbereitstellung zeitlich durch die Speicherkapazität des Ruths-Speichers limitiert

⁹ Dargestelltes Potential geht von einer Nutzung aller klassischen PRL-Maßnahmen aus

wieder an, was durch eine schnellere Antwort des Kraftwerksprozesses im Festdruck-Betrieb sowie durch ein höheres Potential bei der Drosselung bzw. Öffnung des HD-Turbinenventils erklärt werden kann. Die im entwickelten Berechnungstool angenommene Superposition der Sprungantworten wurde abschließend durch mehrere dynamische Kraftwerkssimulationen zum PRL-Abruf erfolgreich überprüft.

Einen Schwerpunkt der Untersuchungen stellte der innovative Ansatz der Integration eines Ruths-Speichers in den Kraftwerksprozess dar, der sowohl die Erarbeitung eines Integrationskonzeptes (Integrationspunkte, Auslegung, betriebliche Grenzen) als auch die Bewertung der Effekte auf die genannten Flexibilitätsparameter Mindestlast, LÄG und PRL umfasste. Das erarbeitete Integrationskonzept zeichnet sich durch eine Beladung mit KZÜ-Dampf (Last $> 75\% P_n$) bzw. Frischdampf (Last $< 75\% P_n$) und eine Entladung zur Ersetzung des Anzapfdampfs des ersten HD-Vorwärmers aus. Die Auslegung für eine Speicherdauer von 30 Minuten führt zu einem benötigten Druckbehältervolumen von etwa 1.300 m³ und einer Speicherkapazität von 68 MWh_{th} (vgl. Tabelle 5.4). Bei der Beladung des Ruths-Speichers wird die Nettoleistung um 5 % P_n bis 7 % P_n abgesenkt, was für eine kurzzeitige Mindestlastabsenkung von 25 % P_n auf 18 % P_n genutzt werden kann. Eine Entladung bewirkt eine zusätzliche elektrische Leistung um bis zu 4 % P_n bei einer *round trip efficiency* zwischen 60 % und 80 % (je nachdem ob eine Beladung mit KZÜ- oder Frischdampf erfolgt). Neben der Lastabsenkung (Beladung) bzw. -erhöhung (Entladung) bei konstanter Dampferzeugerleistung kann der integrierte Ruths-Speicher ebenfalls zur Steigerung der LÄG während Lastwechseln eingesetzt werden. Die dazu durchgeführten dynamischen Simulationsstudien zeigen jedoch nur eine geringfügige Steigerung der LÄG, insbesondere bei großen Lastsprüngen $> 25\% P_n$, bei denen der überwiegende Teil der Laständerung weiterhin durch die vergleichsweise träge Anpassung der Feuerungswärmeleistung erfolgt. Hinsichtlich der Bereitstellung kurzfristiger Regelleistung kann durch die Integration des Ruths-Speichers die in Volllast erbringbare PRL um ca. $\pm 3,0\% P_n$ auf $\pm 8,4\% P_n$ gesteigert werden, ohne dass eine weitere Anpassung des Brennstoffmassenstroms über die vorher genannten $\pm 5,4\% P_n$ vorgenommen werden muss. Somit leistet das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Integrationskonzept des Ruths-Speichers positive Beiträge zu allen drei betrachteten Flexibilitätsparametern.

Insgesamt zeigen die erzielten Ergebnisse, dass das erstellte dynamische Kraftwerksmodell ein hinsichtlich Anwendbarkeit, Performance und Detaillierungsgrad effizientes und flexibles Werkzeug zur Bearbeitung der gestellten Anforderungen darstellt. Dabei sind die im Rahmen der dynamischen Simulationen gewonnenen Erkenntnisse in qualitativer Form auch auf andere kohlebefeuerte Dampfkraftwerke übertragbar, da der grundsätzliche Aufbau der Anlagen zumeist vergleichbar ist. Weil sich die exakte Verschaltung sowie die Prozessparameter von Anlage zu Anlage unterscheiden, sind für quantitative Aussagen jedoch stets individuelle Kraftwerkssimulationsmodelle aufzubauen. Hierzu bildet das im Rahmen dieser Arbeit erstellte dynamische Kraftwerksmodell aufgrund seines modularen Aufbaus einen guten Startpunkt.

Im Anschluss an die detaillierten thermodynamischen Betrachtungen erfolgte abschließend noch eine **techno-ökonomische Bewertung** ausgewählter Flexibilitätsoptionen bzw. -parameter. Zur Bewertung des Flexibilitätsparameters der Mindestlast wurde ein Einsatzmodell eines einzelnen Kraftwerks gegenüber der stündlichen Preiszeitreihe des Day-ahead-Marktes erstellt und darin eine Variation der Mindestlast durchgeführt. Bei einer Mindestlastabsenkung von 40 % P_n auf 10 % P_n zeigen die Resultate des Kraftwerkseinsatzmodells eine Reduktion der Anzahl an Anfahrvorgängen von 43 auf 31 und eine Steigerung der jährlichen Betriebsstunden von 6.043 auf 6.314. Im Jahr 2017 wird dadurch ein um 531.000 € höherer Deckungsbeitrag gegenüber der Preiszeitreihe des Spotmarktes erzielt. Bei der Beachtung weiterer Energiemärkte (z.B. Intradaymarkt und Regelleistung) bzw. weiterer Restriktionen (z.B. Fernwärme-Auskopplung) kann der betriebliche und wirtschaftliche Vorteil einer Mindestlastabsenkung jedoch höher liegen.

Tabelle 7.2: Zentrale Resultate der techno-ökonomischen Betrachtungen (Basisjahr 2017)

Flexibilitätsparameter bzw. Flexibilisierungsmaßnahme	Annahmen	Auswirkung / Resultate
Mindestlast	Mindestlastabsenkung von 40 % P_n auf 10 % P_n	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Anfahrten: 43 → 31 - Betriebsstunden: 6.043 → 6.314 - Zusätzlicher DB: 531.000 €
Integration Ruths-Speicher	<ul style="list-style-type: none"> - Speicherdauer von 0,5 Std. - Vermarktung an Intradaymarkt (15 min) 	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl Speicherzyklen: 2.013 - Zusätzlicher DB: 528.859 €

Zur Bewertung von Energiespeichern wurde ein Speichereinsatzmodell gegenüber einer vorgegebenen Preiszeitreihe entwickelt. Dieses ganzzahlige lineare Optimierungsmodell wurde zunächst für einen sogenannten technologieneutralen Energiespeicher (ohne Kopplung mit einem Kraftwerksprozess) eingesetzt. Die dabei erzielten Ergebnisse stellen insbesondere eine hohe Relevanz des Speicherwirkungsgrades auf die Anzahl der Speicherzyklen und die erzielbaren Deckungsbeiträge fest. Eine Variation der Speicherkapazität zeigt stark zurückgehende zusätzliche Deckungsbeiträge bei steigenden Speicherdauern. Für die Vermarktung eines Energiespeichers ist – neben den nicht betrachteten Regelleistungsmärkten – der viertelstündliche Intradaymarkt als derjenige mit dem größten Erlöspotential identifiziert worden. Die abschließend durch eine Kombination von Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell durchgeführte Bewertung der Integration des Ruths-Speichers in einen Kraftwerksprozess bestätigt die für einen technologieneutralen Energiespeicher gewonnenen Erkenntnisse. Die Integration in einen Kraftwerksprozess bewirkt jedoch eine Einschränkung der Speicherverfügbarkeit am Energiemarkt, insbesondere in für eine Speicherbeladung vorteilhaften Perioden mit besonders niedrigen Börsenstrompreisen. Dadurch gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge im Vergleich zu einem vom Kraftwerksprozess losgelösten Energiespeicher zurück. Darüber hinaus zeigte sich, dass für den im Rahmen dieser Arbeit ausgewählten Ruths-Speicher eine Speicherdauer von 30 Minuten als zielführend eingeschätzt werden kann, da in diesem Fall mit 2.013 Speicherzyklen ein hoher Ausnutzungsgrad erreicht wird.

7.2 Ausblick

Ausgehend vom vorgestellten Aufbau des dynamischen Kraftwerksmodells und der Anwendung zur Bewertung verschiedener Flexibilisierungsmaßnahmen ergeben sich weitere interessante Fragestellungen, die Schwerpunkte für zukünftige Arbeiten bieten können.

So erscheint auf der Seite des dynamischen Kraftwerkmodells eine **Erweiterung des betrachteten Betriebsbereichs um An- und Abfahrvorgänge** von großer Bedeutung. Damit wäre neben den in der vorliegenden Arbeit durchgeföhrten Analysen zur Mindestlast und zur Laständerungsgeschwindigkeit ebenfalls eine Optimierung von An- und Abfahrvorgängen möglich, die in der Zukunft immer weiter an Bedeutung gewinnen werden. Damit einhergehend sind jedoch modellseitige Erweiterungen (z.B. HD- und ND-Umfahrung und dessen Regelung) sowie eine erneute Validierung mit Messwerten durchzuföhrten. Neben der Erweiterung um An- und Abfahrvorgänge ist auch die **Hinzunahme weiterer Prozesse**, wie z.B. eine Auskopplung von Fernwärme, oder eine Erweiterung um eine nachgeschaltete CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgas inkl. einer darauffolgenden Methanolproduktion denkbar. Ebenfalls erscheint eine **Änderung des zugrunde liegenden Basiskraftwerks auf eine moderne Anlage** mit Frischdampftemperaturen um 600 °C zielführend, um so den Stand der Technik einer Generation von Steinkohlekraftwerken abzubilden, die noch eine ausreichende Betriebszeit aufweisen und damit das Potential zu einer tatsächlichen Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen ermöglichen. Hierzu liefert das im Rahmen dieser Arbeit erstellte, modular aufgebaute dynamische Kraftwerksmodell einen guten Ausgangspunkt.

Bei den Flexibilitätsoptionen ist eine Erweiterung der betrachteten Maßnahmen möglich, wie z.B. Simulationsstudien zu **Modifikationen in der Kraftwerksleittechnik** (z.B. beobachtergestützte Regelkonzepte, Ansätze aus dem Bereich der modellprädiktiven Regelung). Hinsichtlich des im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Ruths-Speicher-Konzepts bietet eine **PCM-Integration in den Ruths-Speicher** eine vielversprechende Option zur Verbesserung der spezifischen Energiedichte und damit des Platzbedarfs sowie der Investitionskosten, wie aktuell im Forschungsprojekt FLEXI-TES [83] untersucht wird. Neben der Integration thermischer Energiespeicher kann mit einem dynamischen Simulationsmodell ebenfalls eine Kombination eines **Batteriespeichers** mit einem kohlebefeuerten Kraftwerksprozess detailliert untersucht werden, beispielsweise zur Optimierung der Bereitstellung von (Primär-) Regelleistung.

Die technico-ökonomischen Betrachtungen in Kapitel 6 wurden mit zwei voneinander unabhängigen Berechnungsmodellen durchgeföhr (Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell). Auf dieser Basis kann in einem nächsten Schritt die **gleichzeitige Optimierung von Kraftwerks- und Speichereinsatz** gegenüber allen relevanten Energiemärkten (Spot- und Intradaymärkte) erfolgen, was detailliertere Ergebnisse hinsichtlich des Speicher- und Kraftwerkseinsatzes und der erzielbaren Deckungsbeiträge verspricht.

Anhang

A1 Forschungsprojekte zur Flexibilisierung von Kraftwerken durch TES

Tabelle A.1: Übersicht über Forschungsprojekte mit dem Fokus der Kraftwerksflexibilisierung durch TES

Akronym	Projekttitle	Beschreibung	Quelle
FleGs	Flexibilisierung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmespeichern	Entwicklung eines innovativen Hochtemperatur-Feststoffwärmespeichers für Gasturbinen, Erarbeitung eines Grundkonzepts einer GuD-KWK-Anlage mit integriertem Hochtemperatur-Wärmespeicher	[84]
FLEXI-TES	Kraftwerksflexibilisierung durch thermische Energiespeicher	Erarbeitung von Konzepten zur Integration von Wärmespeichern in Kohlekraftwerke (Mindestlast, Laständerungsgeschwindigkeit, Regelenergie, An- und Abfahren), Auslegung verschiedener Wärmespeicher, Untersuchung eines Leitkonzeptes für eine Referenzanlage	[83]
P-DKW	Partner-Dampfkraftwerk	Erarbeitung von Flexibilisierungsmaßnahmen für Kohlekraftwerke, Integration von Wärme- speichern in Kohlekraftwerke (Mindestlast, Laständerungsgeschwindigkeit), Auslegung verschiedener Wärmespeicher	[59]
STIG	Steam Injected Gas Turbine	Kombination aus Dampfeindüsung und Wärme- speicher für GuD-KWK-Kraftwerke	[85]
TESIN	Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken	Integration eines Forschungsspeichers (PCM) im Heizkraftwerk Wellesweiler, Analyse verschiedener Integrationsmöglichkeiten von Energiespeichern in Stahlwerken	[86]
THERESA	Energieeffizienzsteigerung in thermischen Energieanlagen	Untersuchungen zur Integration thermischer Energiespeicher in den Kraftwerksprozess, Be- trachtung eines Verdrängungsspeichers zur Speisewasserspeicherung (Mindestlast, Re- gelenergie), Untersuchung des Potentials von Phasenwechselmaterialien	[87]

A2 Komponentenmodell für Ruths-Speicher inkl. Validierung

In Abschnitt 5.3 wird die Integration eines Ruths-Speichers in den Wasser-/Dampfkreislauf eines Kraftwerksprozesses behandelt. Wie in [88] ausgeführt ist für die Modellierung von Ruths-Speichern eine separate Bilanzierung der flüssigen und dampfförmigen Phase zu empfehlen. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit ein Komponentenmodell der *ClaRa*-Bibliothek des *Level of Detail* L3 zur Abbildung von Dampftrommeln genutzt, welches auf den in Abschnitt 4.3.4 vorgestellten Bilanzgleichungen für Zwei-Phasen-Behältern basiert. Um die Zulässigkeit der Nutzung dieses Komponentenmodells zu überprüfen, wurden die Simulationsergebnisse eines Beladevorgangs mit den in [88] veröffentlichten Messwerten eines Dampf- speichers aus einer Kohletrocknungs-Anlage verglichen. Dabei galten in der Messung sowie in der dynamischen Simulation die folgenden Randbedingungen:

- Volumen des Dampfspeichers: 64 m^3
- Behälterdruck zu Beginn des Beladevorgangs: 34 bar
- Füllstand zu Beginn des Beladevorgangs: 86%

Neben diesen Randbedingungen lagen die in Abbildung A.1 und Abbildung A.2 dargestellten Verläufe für den Massenstrom und die Temperatur des in den Ruths-Speicher einströmenden Dampfes vor. Es wird dabei deutlich, dass der größte Massenstrom zu Beginn des Zeitverlaufs einströmt und die Temperatur und damit einhergehend die Überhitzung des Dampfes zu Beginn ebenfalls am höchsten ist.

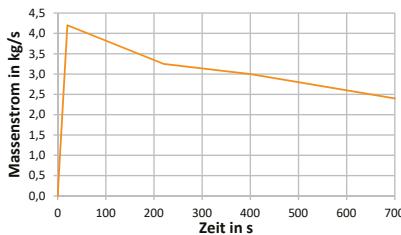


Abbildung A.1: Messung des Dampfmassenstroms am Eintritt des Ruths-Speichers (Vorgabewert für die dynamische Simulation)



Abbildung A.2: Messung der Dampftemperatur am Eintritt des Ruths-Speichers (Vorgabewert für die dynamische Simulation)

In Abbildung A.3 ist der Verlauf der Simulationsergebnisse des Behälterdrucks den gemessenen Werten aus [88] gegenübergestellt. Sowohl in der Messung als auch in der Simulation ist innerhalb der ersten 25 Sekunden ein vergleichsweise starker Druckanstieg zu beobachten. Dieser schnelle Druckanstieg kann durch die starke Zunahme des Massenstroms zum Dampfspeicher sowie durch das sich aufbauende thermodynamische Ungleichgewicht zwischen flüssiger und dampfförmiger Phase (vgl. Abbildung A.4) erklärt werden. Im weiteren Zeitbereich erfolgt eine nahezu lineare Druckerhöhung bis zum Erreichen eines Drucks von 47,1 bar in der Messung und 46,9 bar in der Simulation. Insgesamt liegt eine hohe Genauigkeit der Simulationsergebnisse vor, wodurch die Verwendung des Dampftrommelmodells zur Simulation eines Ruths-Speichers als valide eingeschätzt wird.

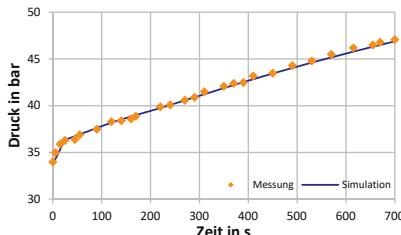


Abbildung A.3: Vergleich zwischen Messung und Simulation des Behälterdrucks

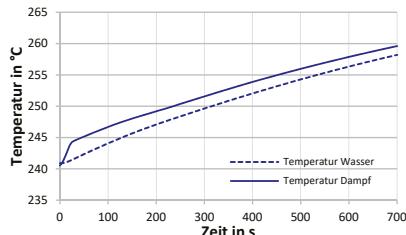


Abbildung A.4: Simulationsergebnisse der Dampftemperaturen im Ruths-Speicher

A3 Validierung des Kraftwerksmodells mit weiteren Messreihen

Zusätzlich zur in Abschnitt 4.5 vorgestellten Validierung des dynamischen Kraftwerksmodells erfolgt hier eine Gegenüberstellung von Messwerten und Simulationsergebnissen zweier weiterer Messreihen. Im in Abbildung A.5 dargestellten Lastprofil wird die Leistung erneut in der Nacht auf die Mindestlast reduziert, gefolgt von einer Lasterhöhung in Richtung Volllast in den Morgenstunden. Der in Abbildung A.6 gezeigte Lastverlauf ist ähnlich charakterisiert, jedoch wird das Kraftwerk in der Nacht nicht im Umwälzbetrieb gefahren, sondern auf einem höheren Lastpunkt im Bereich von ca. 50 % P_n im Zwangsdurchlaufbetrieb.

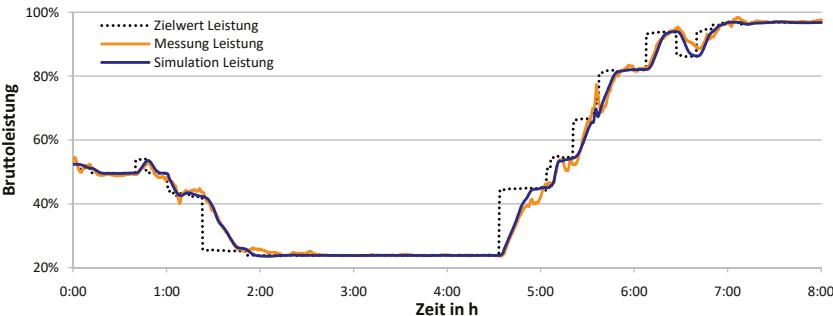


Abbildung A.5: Vergleich der simulierten (blau) und gemessenen (orange) Bruttoleistung für ein zweites Lastprofil

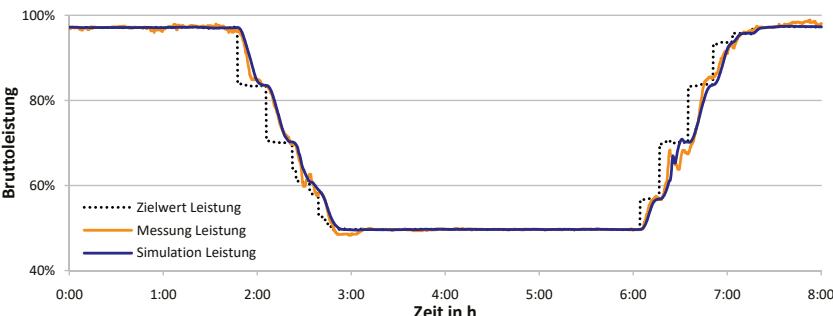


Abbildung A.6: Vergleich der simulierten (blau) und gemessenen (orange) Bruttoleistung für ein drittes Lastprofil

Die Gegenüberstellung der gemessenen und simulierten Bruttoleistung zeigt dabei eine ähnlich gute Übereinstimmung sowohl in stationären Betriebspunkten als auch während dynamischen Laständerungsvorgängen wie beim in Abschnitt 4.5 vorgestellten Lastprofil. Auch die weiteren hier nicht explizit abgebildeten Prozessgrößen (Drücke, Temperaturen, Massenströme und Füllstände) weisen eine gute Übereinstimmung auf.

A4 Sprungantworten und Potentiale weiterer PRL-Maßnahmen

Zusätzlich zur in Abschnitt 5.4 vorgenommenen Betrachtung der klassischen PRL-Maßnahmen (Regelung des HD-Turbinenventils, Variation des Kondensatmassenstroms, Deaktivierung/Aktivierung des letzten HD-Vorwärmers) wurden mit dem dynamischen Kraftwerksmodell die Sprungantworten sowie die daraus abgeleiteten Leistungs- und Kapazitätspotentiale bei einer Variation der Sichterdrehzahl und bei einer Anpassung des Mahldrucks ermittelt. Wie in Abschnitt 3.3.4 beschrieben bewirkt eine Reduktion der Sichterdrehzahl einen kurzzeitig gesteigerten Kohlenstaubaustausch aus der Kohlemühle. Eine Anpassung der Sichterdrehzahl erfolgte im Rahmen der vorliegenden Arbeit über die Änderung des dazugehörigen Parameters in Gleichung (4.12). Eine Erhöhung des Mahldrucks führt zu einer Steigerung der Zerkleinerungsrate und einer damit einhergehenden kurzzeitigen Ausspeicherung von Kohlenstaub aus dem Bilanzraum der Kohlemühle. Modellseitig wurde die Variation des Mahldrucks über die Anpassung des Parameters K_1 in Gleichung (4.11) vorgenommen und dabei ein linearer Zusammenhang zwischen K_1 und der Zerkleinerungsrate angenommen.

Abbildung A.7 und Abbildung A.8 zeigen die mit dem dynamischen Kraftwerksmodell ermittelten Sprungantworten bei einer Anpassung der Sichterdrehzahl bzw. des Mahldrucks um 10 % bezogen auf den Nominalzustand. So bewirkt eine sprunghafte Reduktion der Sichterdrehzahl von 90 auf 81 Umdrehungen pro Minute im Vollastbetriebspunkt eine nach etwa 60 Sekunden aktivierte Zusatzleistung von 4,7 % P_n , die im weiteren Zeitverlauf wieder auf den ursprünglichen Wert zurückgeht.

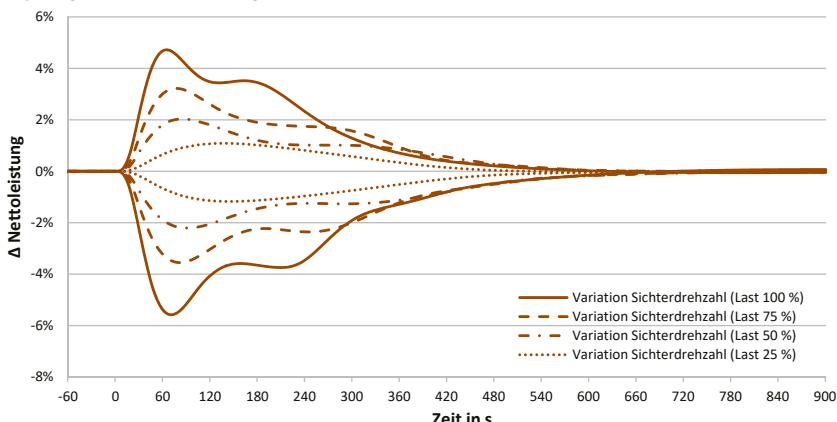


Abbildung A.7: Last- und richtungsabhängige Sprungantworten der Nettoleistung bei der Variation der Sichterdrehzahl

Insgesamt zeigen die Sprungantworten der Variation der Sichterdrehzahl und der Anpassung des Mahldrucks ein stark zueinander vergleichbares Verhalten. Die Sprungantworten sind dabei nahezu symmetrisch in positiver und negativer Richtung und zeigen mit der Last zurückgehende Effekte auf die Nettoleistung. Die maximale Leistungsanpassung wird im Zeitbereich zwischen 60 und 240 Sekunden erreicht. Somit kann die in der Kohlemühle in chemischer Form

gespeicherte Energie zur Unterstützung der PRL-Bereitstellung genutzt werden, allerdings nicht die schnellste PRL-Maßnahme der Regelung des HD-Turbinenvents ersetzen.

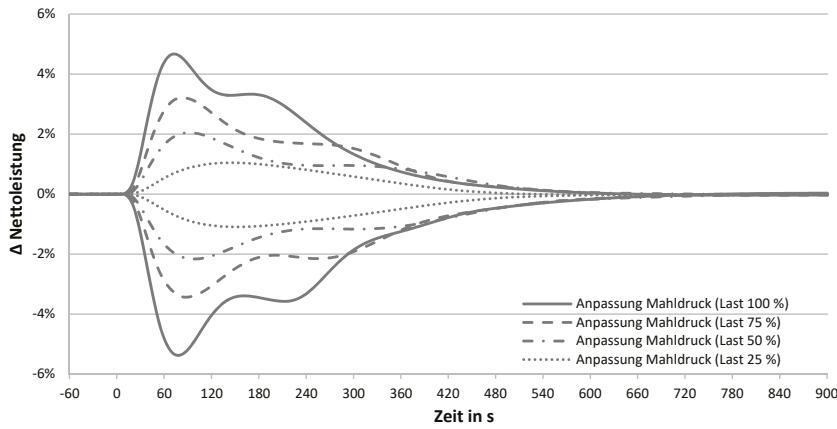


Abbildung A.8: Last- und richtungsabhängige Sprungantworten der Nettoleistung bei der Anpassung des Mahldrucks

Diese Aussage bestätigt sich bei der Betrachtung der lastabhängigen Leistungs- und Kapazitätspotentiale in Abbildung A.9 und Abbildung A.10. Die Leistungsänderung wird in Vollast zu etwa 50 % innerhalb der ersten 30 Sekunden (Phase I) erreicht und dann in Phase II weiter bis zum maximalen Leistungspotential gesteigert. Sowohl das maximale Leistungspotential als auch der innerhalb von 30 Sekunden aktivierte Anteil gehen dabei mit abnehmender Kraftwerkslast zurück, wodurch die positiven Effekte hinsichtlich einer PRL-Bereitstellung ebenfalls abnehmen.

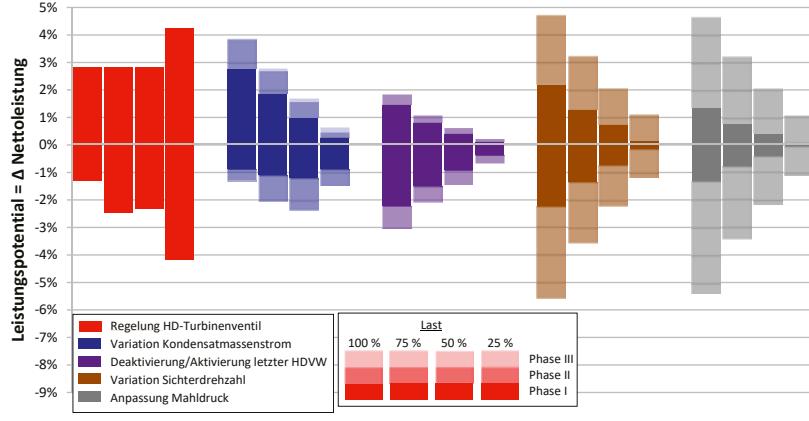


Abbildung A.9: Lastabhängiges Leistungspotential der klassischen PRL-Maßnahmen sowie der Anpassung von Sichterdrehzahl und Mahldruck (in allen drei Phasen)

Das in Abbildung A.10 gezeigte Kapazitätspotential zeigt, dass der größte Anteil der aus dem Bilanzaum der Kohlemühle ausgespeicherten Energie in der Phase II für eine Anpassung der Nettoleistung genutzt wird. Das Kapazitätspotential übersteigt dabei insbesondere im oberen Lastbereich die klassischen PRL-Maßnahmen, wodurch ein hohes Potential der Variation der Sichterdrehzahl und des Mahldrucks für die Bereitstellung von Regelleistung (PRL und SLR) identifiziert wird. Es gilt jedoch zu beachten, dass beide hier vorgestellten Maßnahmen sich gegenseitig beeinflussen und demnach keine Superposition der Sprungantworten möglich ist. Zusätzlich sind insbesondere bei den Kohlemühlen große Unterschiede in Speicherfähigkeit und Dynamik zu erwarten, weswegen eine genauere Betrachtung in Kombination mit Auslegungs- und Messwerten in weiteren Arbeiten zu empfehlen ist.

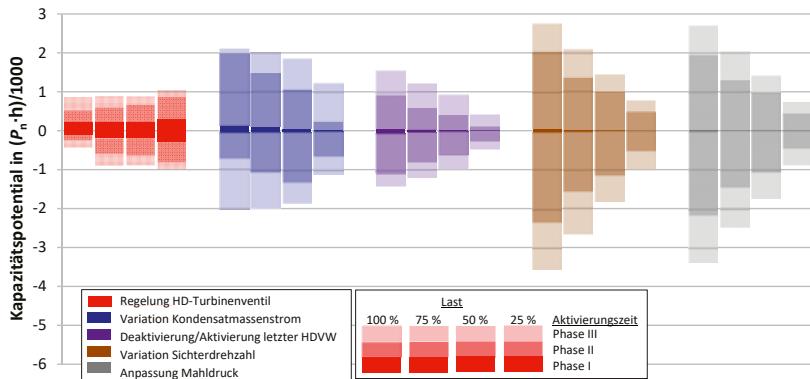


Abbildung A.10: Lastabhängiges Kapazitätspotential der klassischen PRL-Maßnahmen sowie der Anpassung von Sichterdrehzahl und Mahldruck (in allen drei Phasen)

A5 Ergänzende Diagramme zur koordinierten PRL-Bereitstellung

Mindestlast / negative PRL / Szenario II "Einsatz aller klassischen PRL Maßnahmen"

In negativer Richtung sind die Rückgänge beim Potential der Variation des Kondensatmassenstroms sowie der Deaktivierung bzw. Aktivierung des letzten HDVV geringer als bei der Erbringung positiver Regelleistung. In Kombination mit dem gesteigerten Potential bei der Nutzung der Speicherfähigkeit des Dampferzeugers liegt die maximal erbringbare PRL mit $-4,7\% P_n$ demnach auf einem vergleichbaren Niveau wie in Volllast, jedoch mit einer entsprechenden Verschiebung der Beiträge der einzelnen PRL-Maßnahmen (vgl. Abbildung A.11).

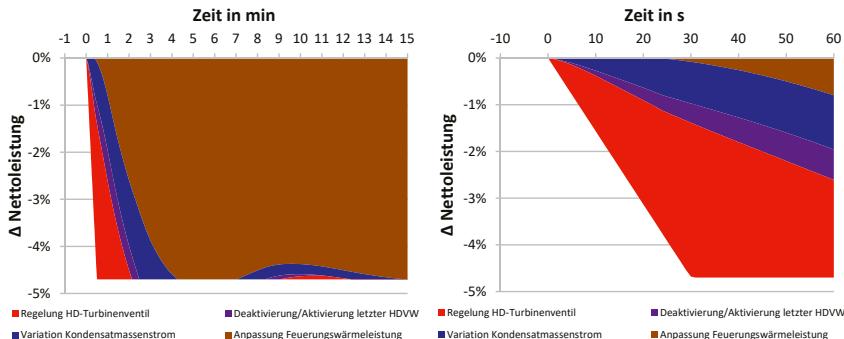


Abbildung A.11: Abschätzung der aktivierbaren negativen Regelleistung in Mindestlast (Szenario II "Einsatz aller klassischen PRL-Maßnahmen")

Mindestlast / negative PRL / Szenario III "Erweiterung um Ruths-Speicher"

Aufgrund des hohen Leistungspotentials bei der Beladung des Ruths-Speichers mit Frischdampf kann die in der Mindestlast erbringbare PRL von $-4,7\% P_n$ im Szenario II bis auf $-9,5\% P_n$ im Szenario III gesteigert werden (vgl. Abbildung A.12). Dabei erbringt der Ruths-Speicher die zusätzliche Regelleistung weiterhin über den gesamten betrachteten Zeitraum und vermeidet somit die weitere Anpassung der Feuerungswärmeleistung.

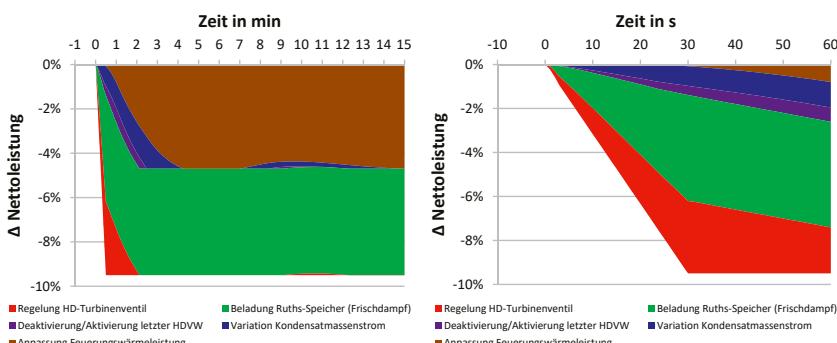


Abbildung A.12: Abschätzung der aktivierbaren negativen Regelleistung in Mindestlast (Szenario III "Erweiterung um Ruths-Speicher")

A6 Einsatz eines Energiespeichers auf dem Day-ahead-Markt

Die in Abbildung A.13 dargestellten Deckungsbeiträge gegenüber den Day-ahead-Preisen aus 2017 zeigen einen starken Einfluss des Speicherwirkungsgrads η_{ES} . Mit zurückgehendem Speicherwirkungsgrad gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge überproportional zurück. Bei einem Speicherwirkungsgrad von $\eta_{ES} = 80\%$ werden nur noch etwa 55 % der maximal möglichen Deckungsbeiträge erlöst, da es in diesem Fall deutlich weniger Möglichkeiten eines Arbitrage-Geschäfts gibt. Bei einem Speicherwirkungsgrad von $\eta_{ES} = 60\%$ gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge weiter auf etwa 30 % bezogen auf den mit $\eta_{ES} = 100\%$ bezogenen oberen Benchmark zurück. Betrachtet man die im rechten Teil abgebildeten spezifischen Deckungsbeiträge, ist der starke Einfluss des Speicherwirkungsgrades ebenfalls ersichtlich. Zusätzlich zeigt sich, dass der auf die jeweilige Speicherkapazität bezogene Deckungsbeitrag mit steigender Speicherkapazität kontinuierlich abnimmt und somit der zusätzliche Deckungsbeitrag bei der Vergrößerung der Speicherkapazität immer geringer wird. Im Hinblick auf eine Investitionsentscheidung ist hier ein Optimum aus mit steigender Speicherkapazität abnehmenden zusätzlichen Deckungsbeiträgen gegenüber den erwarteten Skaleneffekten bei einer Steigerung der Speicherkapazität zu identifizieren.

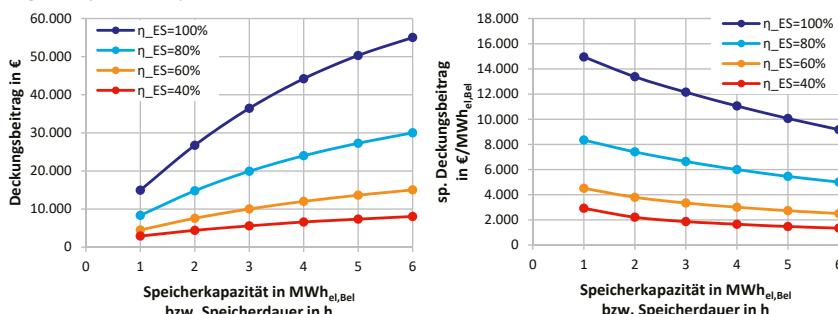


Abbildung A.13: Erzielbare Deckungsbeiträge eines Energiespeichers gegenüber den stündlichen Preisen des Spotmarkts im Jahr 2017 (Beladeleistung = 1 MW_{el})

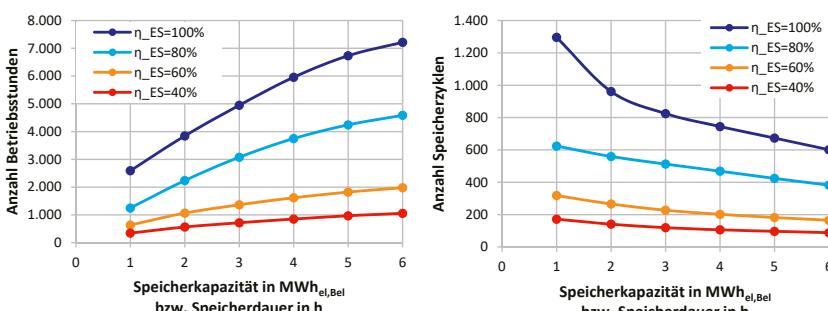


Abbildung A.14: Anzahl an Betriebsstunden und Speicherzyklen gegenüber den stündlichen Preisen des Spotmarkts im Jahr 2017 (Beladeleistung = 1 MW_{el})

A7 Historische Auswertung zur Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern

Bei der im linken Teil von Abbildung A.15 vorgenommenen Betrachtung der historischen Entwicklung zeigt sich auf dem viertelstündlichen kontinuierlichen Intradaymarkt ein signifikanter Rückgang der erzielbaren Deckungsbeiträge zwischen den Jahren 2013 und 2016. Dieser Rückgang ist insbesondere durch das in diesem Zeitraum zurückgehende durchschnittliche Preisniveau sowie durch die ebenfalls abnehmende Standartabweichung (als Indikator der Volatilität) zu begründen (vgl. Tabelle A.2). Von 2016 auf 2017 ist mit zunehmendem Preisniveau und höherer Volatilität auch wieder eine leichte Steigerung der erzielbaren Deckungsbeiträge zu verzeichnen, die jedoch bei weitem noch nicht das Niveau der Jahre 2013 und 2014 erreicht.

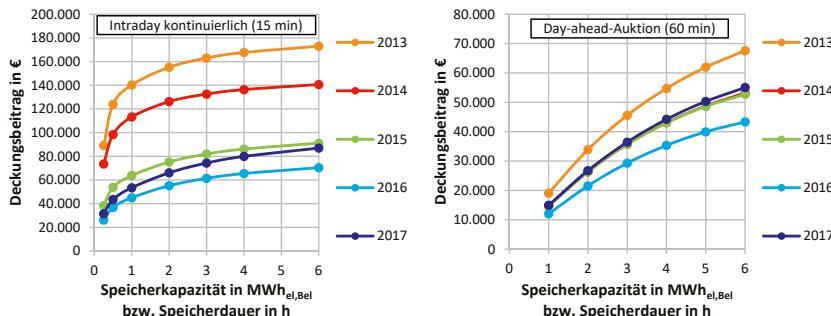


Abbildung A.15: Historische Entwicklung der erzielbaren Deckungsbeiträge eines technologieneutralen Energiespeichers gegenüber den Preisen des viertelstündlichen kontinuierlichen Intradaymarkts (links) und der Day-ahead-Auktion (rechts)

Eine vergleichbare Tendenz, jedoch auf insgesamt geringerem Niveau und ohne den extremen Rückgang zwischen 2013 und 2015, zeigt sich ebenfalls bei der Betrachtung der erzielbaren Deckungsbeiträge gegenüber der stündlichen Preise der Day-ahead-Auktion (rechter Teil von Abbildung A.15). Auch hier bestätigt sich der beschriebene Zusammenhang zwischen der Wirtschaftlichkeit eines Energiespeichers und der Höhe sowie der Volatilität der Strompreise.

Tabelle A.2: Mittelwerte und Standartabweichung der Strompreise des viertelstündlichen kontinuierlichen Intradaymarkts und der Day-ahead-Auktion zwischen 2013 und 2017 in €/MWh_{el}

Energiemarkt		2013	2014	2015	2016	2017
ID kontinuierlich (15 min)	Mittelwert	38,20	33,02	31,81	29,06	33,94
	Standartabweichung	29,57	23,98	17,48	15,45	21,96
Spotmarkt (60 min)	Mittelwert	37,78	32,76	31,63	28,98	34,20
	Standartabweichung	16,46	12,77	12,67	12,48	17,61

Der starke Rückgang der erzielbaren Deckungsbeiträge auf dem viertelstündlichen Intradaymarkt zwischen 2013 und 2015 kann durch eine zunächst besonders hohe Preisvolatilität erklärt werden, u.U. aufgrund weniger Marktteilnehmer und einer damit verbundenen geringen Liquidität in den ersten Jahren nach Einführung des viertelstündlichen Intraday-Handels.

Literatur

- [1] AG Energiebilanzen: "Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern", <https://www.ag-energiebilanzen.de> (Stand: 02.02.2018).
- [2] Deutsche Bundesregierung: "Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energiewende", Beschluss des Bundeskabinetts vom 28.09.2010, Berlin, 2010.
- [3] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Genehmigung des Szeniorahmens für den Netzentwicklungsplan 2012", Bonn, 2012.
- [4] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Szeniorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber", Bonn, 2018.
- [5] Heinzel, T.; Meiser, A.; Stamatelopoulos, G.-N.; Buck, P.: "Einführung Einmühlenbetrieb in den Kraftwerken Bexbach und Heilbronn Block 7", VGB PowerTech, 11, 79-85, 2012.
- [6] Lens, H.; Nolte, M.: "Absenkung der Generatormindestlast von Steinkohlekraftwerken durch Regelungstechnische und verfahrenstechnische Maßnahmen", VGB PowerTech, 4, 41-46, 2015.
- [7] Gade, U.; Schneiker, K.: "Kraftwerk Moorburg - ein Beispiel für den Beitrag der Kohle zum Gelingen der Energiewende", Kraftwerkstechnik 2015 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonica, 263-272, Freiberg, 2015.
- [8] Thaler, B.; Sauer, S.; Pinkert, B.; Schierack, F.: "Flexibilisierung konventioneller Kraftwerksblöcke - Ein Beitrag zur Netzstabilisierung unter dem Gesichtspunkt des weiteren Ausbaus von Wind- und Solarenergie", Kraftwerkstechnik 2017 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonica, Freiberg, 2017.
- [9] Lens, H.: "Optimierung des Anfahrvorgangs eines Steinkohlekraftwerks", Kraftwerkstechnik 2014 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonica, 265-274, Freiberg, 2014.
- [10] Görner, K.; Sauer, D. U.: "Konventionelle Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050", Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, 2016.
- [11] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: "Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020", Frankfurt, 2012.
- [12] Richter, M.; Berndt, A.; Mutschler, P.; Hübel, M.; Nocke, J.; Weber, H.; Hassel, E., Sander, M.; Beck, S.: "Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben Regelleistungsverschleißmodell für primär- und sekundärregelbare thermische Kraftwerke im ENTSO-E-Netz", Rostock, 2015.
- [13] Internetseite EPEX SPOT: "Market Data", <http://www.epexspot.com/en/market-data> (letzter Zugriff: 10.04.2018).

- [14] EPEX Spot SE: "15 Minuten Eröffnungsauktion", <https://www.epexspot.com/document/29112/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction> (letzter Abruf: 09.04.2018).
- [15] Knaut, A.; Paschmann, M.: "Price Volatility in Commodity Markets with Restricted Participation", EWI Working Paper, 17/02, Köln, 2017.
- [16] Consentech GmbH: "Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt", Aachen, 2014.
- [17] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Regelleistung.net - Internetplatform zur Vergabe von Regelleistung", <https://www.regelleistung.net/ext/> (letzter Abruf: 10.04.2018).
- [18] Krüger, U.; Rech, M.; Tuuri, S.; Zindler, H.: "Dynamischer Kraftwerkssimulator zur leittechnischen Optimierung der Sekundärantwort des E.ON-Kraftwerks Wilhelmshaven", Kraftwerkstechnik 2015 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonia, 652-659, Freiberg, 2015.
- [19] Hübel, M.; Meinke, S.; Nocke, J.; Hassel, E.: "Identification of energy storage capacities within large-scale power plants and development of control strategies to increase marketable grid services", Proceedings of the ASME 2015 Power and Energy Conversion Conference, San Diego, USA, 2015.
- [20] ETSO-E Transparency Platform: "Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market", <https://transparency.entsoe.eu/> (letzter Abruf: 02.02.2018).
- [21] Buttler, A., Hentschel, J.; Kahlert, S.; Angerer, M.: "Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor - Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende", München, 2015.
- [22] Verein Deutscher Ingenieure / Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik: "VDI/VDE-Richtlinie 3508 - Blockregelung von Wärmekraftwerken", Beuth Verlag, Berlin, 2003.
- [23] Bundesnetzagentur: "Kraftwerksliste" (Stand 02.02.2018).
- [24] VGB PowerTech e.V.: "Abschlussbericht des Verbundvorhabens Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RKW NRW)", Essen, 2004.
- [25] Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F.: "Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze", Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [26] Richter, M.; Möllenbrück, F.; Obermüller, F.; Knaut, A.; Weiser, F.; Lens, H.; Lehmann, D.: "Flexibilization of steam power plants as partners for renewable energy systems", Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference, Genua, Italien, 2016.

- [27] VGB PowerTech e.V.: "Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Partner-Dampfkraftwerk für die regenerative Stromerzeugung (P-DKW)", Essen, 2016.
- [28] Schröder, H. C.; Gerber, C.: "Erfahrungen bei der Umsetzung eines Ein-Mühlenbetriebs in einem Kohlekraftwerk", Kraftwerkstechnik 2016 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonica, 274-290, Freiberg, 2016.
- [29] Leithner, R.; Brinkmeier, N.: "Leerlaufbetrieb mit Kohle bei vollen Frischdampf- und ZÜ-Temperaturen", VGB Fachtagung Dampferzeuger, Industrie- und Heizkraftwerke 2018, Rostock, 2018..
- [30] Kahlert, J.; Schüle, V.; Altmann, H.: "Möglichkeiten und Grenzen zur Optimierung betrieblicher Flexibilität in existierenden Kraftwerken", VGB PowerTech, 1, 59-63, 2013.
- [31] Meinke, S.: "Modellierung thermischer Kraftwerke vor dem Hintergrund steigender Dynamikanforderungen aufgrund zunehmender Windenergie- und Photovoltaik einspeisung", Dissertation, Rostock, 2011.
- [32] Küppers, L.: "Einbindung transienter Simulationen als Beobachter-Modell in Regelungen der Kraftwerkstechnik unter Verwendung von EBSILONProfessional", Kraftwerkstechnik 2016 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonica, 850-860, Freiberg, 2016.
- [33] Verein Deutscher Ingenieure: "Statusreport 2013 - Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland", 2013.
- [34] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver Primärregelleistung", 2012.
- [35] Kurth, M.; Greiner, F.: "Herausforderungen an die Kraftwerksleittechnik durch steigende dynamische Anforderungen an die Verfahrenstechnik", VGB PowerTech, 8, 38-43, 2008.
- [36] Siemens AG, Energy Sector: "5 % Primärregelreserve ohne Lasteinschränkung im Heizkraftwerk Altbach/Deizisau", Erlangen, 2012.
- [37] Kersting, F.-J.: "Modell der Brennstoffzerkleinerung für Regelungskonzepte in Kohlekraftwerken", Dissertation, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1986.
- [38] Rech, M.; Rupp, J.; Wendelberger, K.: "Innovative Control Strategies Improve Boiler Dynamic Response", Coal Power Magazine, 2008.
- [39] Hübel, M.; Pausche, J.; Gierow, C.; Meinke, S.; Hassel, E.: "Simulation of ancillary services in thermal power plants in energy systems with high impact of renewable energy", Proceedings of the ASME 2017 Power and Energy Conversion Conference, Charlotte, USA, 2017.

- [40] Jentsch, N.; Jochmann, A.; Kratzsch, A.; Braun, S.: "Auslegung von Energiespeichern und Integration in konventionelle Bestandskraftwerke", Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 5, 761-771, TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013.
- [41] Fisch, N.; Bodmann, M.; Kühl, L.; Saße, C.; Schnürer, H.: "BINE-Informationspaket - Wärmespeicher", Köln, 2005.
- [42] Goldstern, W.: "Dampfspeicheranlagen", Springer-Verlag, Berlin, 1963.
- [43] Steinmann, W.-D.; Eck, M.: "Buffer storage for direct steam generation", Solar Energy, 80, 1277-1282, 2006.
- [44] Meierer, M.: "Heat storage systems in heat and power generation", VGB PowerTech, 1, 69-74, 2013.
- [45] Oertel, D.: "Sachstandsbericht Energiespeicher - Stand und Perspektiven", Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2008.
- [46] Tamme, R.; Bauer, T.; Buschle, J.; Laing, D.; Müller-Steinhagen, H.; Steinmann, W.: "Latent heat storage above 120°C for applications in the industrial process heat sector and solar power generation", International Journal of Energy research, 32, 264-271, 2008.
- [47] Lopez, J.; Acem, Z.; Del Barrio, E.: "KNO₃/NaNO₃ - Graphite materials for thermal energy storage at high temperature: Part II - Phase transition properties", Applied Thermal Engineering, 30, 1586-1593, 2010.
- [48] Rummich, E.: "Energiespeicher: Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen", Expert-Verlag, Renningen, 2009.
- [49] Dinter, F.; Mayorga Gonzalez, D.: "Operability, reliability and economic benefits of CSP with thermal energy storage: first year of operation of ANDASOL 3", Energy Procedia 49 (SolarPACES 2013), 2472-2481, 2014.
- [50] Burgaletta, J. I.; Arlas, S.; Ramirez, D.: "Gemasolar, the first tower thermo-solar commercial plant with molten salt storage", Proceedings on SolarPACES 2011 Conference, Granada, Spanien, 2011.
- [51] Internetseite reneweconomy.com: "Solar storage plant Gemasolar sets 36-day record for 24/7 output", <http://reneweconomy.com.au/2013/solar-storage-plant-gemasolar-sets-36-day-record-247-output-12586> (letzter Abruf: 10.04.2018).
- [52] Osuna, R. et al.: "PS10, Construction of a 11 MW solar thermal tower plant in Seville", Proceedings on SolarPACES 2006, Sevilla, Spanien, 2006.
- [53] Ter-Gazarian, A.G.: "Energy Storage for Power Systems", Institution of Engineering and Technology, 2nd edition, Stevenage, Großbritannien, 2011.
- [54] Beckmann, G.; Gilli, P. V.: "Thermal Energy Storage - Basics, Design, Applications to Power Generation and Heat Supply", Springer-Verlag, Wien, 1984.

- [55] Mareske, A.: "Heißwasserspeicherung zum Lastausgleich", VDI Berichte, 652, 127-145, 1987.
- [56] Internetseite futurezone.at: "Wiener Wärmespeicher mit Hochdruck-Technologie", <http://futurezone.at/digital-life/wiener-waermespeicher-mit-hochdruck-technologie/39.860.903> (letzter Abruf: 10.04.2018).
- [57] Internet-Seite Stadt Wien: "Weltweit erster Hochdruck-Wärmespeicher", <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/wissen/erneuerbar/waermespeicher.html> (letzter Abruf: 10.04.2018).
- [58] Stadtwerke Düsseldorf: "Informationsbroschüre Block Fortuna", https://www.swd-ag.de/medien/dokumente/mediathek/block_fortuna.pdf (letzter Abruf: 10.04.2018).
- [59] Krüger, M.; Dreißigacker, V.; Zunft, S.; Meier, H.-J.: "Flexibilisierung von Kohlekraftwerken durch Integration von Wärmespeichern: Ergebnisse aus dem Verbundvorhaben Partner-Dampfkraftwerk", Kraftwerkstechnik 2015 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Verlag Saxonica, 855-865, Freiberg, 2015.
- [60] STEAG GmbH: "Broschüre Neubau der Rauchgasentschwefelungsanlage im Kraftwerk Voerde", http://www.steag-energyservices.com/fileadmin/user_upload/steag-energy-services.com/unsere_leistungen/energy_technologies/plant_process_engeneering/reffbatt_voerde_rea_d_neu.pdf (letzter Abruf: 11.12.2015).
- [61] Breidenbach, H.; Howe, G.: "Kraftwerk Voerde STEAG-RWE OHG - Erfahrungen mit der ersten Ausbaustufe", VGB Kraftwerkstechnik, 12, 1983.
- [62] Effenberger, H.: "Dampferzeugung", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2000.
- [63] Zehtner, W. F.: "Betriebsoptimierung von Steinkohlekraftwerken durch Simulation" Dissertation, Verlag Dr. Hut, München, 2009.
- [64] Epple, B.; Leithner, R.; Linzer, W.; Walter, H.: "Simulation von Kraftwerken und Feuerungen", SpringerWienNewYork, 2012.
- [65] Kather, A.; Roeder, V.; Hasenbein, C.; Schmitz, G.; Wellner, K.; Gottelt, F.; Nielsen, L.: "Abschlussbericht des Verbundvorhabens Dynamische Untersuchung von Dampfkraftprozessen mit CO2-Abtrennung zur Bereitstellung von Regelenergie", Hamburg, 2015.
- [66] Gottelt, F.; Hoppe, T.; Nielsen, L.: "Applying the Power Plant Library ClaRa for Control Optimisation", Proceedings of the 12th International Modelica Conference, 867-877, Prag, 2017.
- [67] Brunnemann, J.; Gottelt, F.; Wellner, K.; Renz, A.; Thüring, A.; Roeder, V.; Hasenbein, C.; Schulze, C.; Schmitz, G.; Eiden, J.: "Status of ClaRaCCS: Modelling and Simulation of Coal-Fired Power Plants with CO2 Capture", Proceedings of the 9th International Modelica Conference, 609-618, München, 2012.

- [68] XRG Simulation GmbH: "ClaRa Documentation linked to ClaRa version 1.2.2", Hamburg, 2017.
- [69] Verein Deutscher Ingenieure: "VDI Wärmeatlas", Springer, Berlin Heidelberg, 2006.
- [70] Niemczyk, P.; Andersen, P.; Bendtsen, J. D.; Pedersen, T. S.; Ravn, A. P.: "Derivation and validation of a coal mill model for control", IFAC Symposium for Power Plant Simulation and Control, Tampere, Finland, 2009.
- [71] Alobaid, F.; Mertens, N.; Starkloff, R.; Lanz, T.; Heinze, C.; Epple, B.: "Progress in dynamic simulation of thermal power plants", Progress in Energy and Combustion Science, 59, 79-162, 2016.
- [72] Flynn, D. - "Thermal Power Plant Simulation and Control", The Institution of Electrical Engineers, London, 2003.
- [73] Casella, F.; Leva, A.: "Modelica open library for power plant simulation: design and experimental validation"; Proceedings of the 3rd International Modelica Conference; Linköping, Schweden, 2003.
- [74] Meinke, S.; Gottelt, F.; Müller, M.; Hassel, E.: "Modeling of Coal-Fired Power Units with ThermoPower Focussing on Start-Up Process", Proceedings of 8th International Modelica Conference, Dresden, 2011.
- [75] Verein Deutscher Ingenieure / Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informations-technik: "VDI/VDE-Richtlinie 3506 - Speisewasser-Regelung für Durchlauf-dampferzeuger in konventionellen Dampfkraftwerken", Beuth Verlag, Berlin, 1997.
- [76] Verein Deutscher Ingenieure / Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informations-technik: "VDI/VDE-Richtlinie 3503 - Dampftemperatur-Regelung in konventionellen Dampfkraftwerken", Beuth Verlag, Berlin, 1996.
- [77] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Deutsches Institut für Normung e.V.: "DIN EN 12952-9 Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten - Teil 9: Anforderungen an Staubfeuerungsanlagen für den Kessel", Beuth Verlag, Berlin, 2003.
- [78] Glück, Bernd: "Gefälle-Dampfspeicher", <http://berndglaeck.de/dl/?dl=Waerme speicher+Dampfspeicher.pdf> (letzter Abruf: 04.08.2016).
- [79] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: "Drittlandskohlepreis", http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html (Stand: 09.04.2018).
- [80] Frontier Economics Europe: "Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke", Köln, 2008.
- [81] Internetseite finanzen.net: "CO2 European Emission Allowances", <https://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte> (letzter Abruf: 02.02.2018).

Online-Buchshop für Ingenieure

■■■ VDI nachrichten

Online-Shops



Fachliteratur und mehr -
jetzt bequem online recher-
chieren & bestellen unter:
www.vdi-nachrichten.com/
Der-Shop-im-Ueberblick



Täglich aktualisiert:
Neuerscheinungen
VDI-Schriftenreihen



BUCHSHOP

Im Buchshop von vdi-nachrichten.com finden Ingenieure und Techniker ein speziell auf sie zugeschnittenes, umfassendes Literaturangebot.

Mit der komfortablen Schnellsuche werden Sie in den VDI-Schriftenreihen und im Verzeichnis lieferbarer Bücher unter 1.000.000 Titeln garantiert fündig.

Im Buchshop stehen für Sie bereit:

VDI-Berichte und die Reihe **Kunststofftechnik**:

Berichte nationaler und internationaler technischer Fachtagungen der VDI-Fachgliederungen

Fortschritt-Berichte VDI:

Dissertationen, Habilitationen und Forschungsberichte aus sämtlichen ingenieurwissenschaftlichen Fachrichtungen

Newsletter „Neuerscheinungen“:

Kostenfreie Infos zu aktuellen Titeln der VDI-Schriftenreihen bequem per E-Mail

Autoren-Service:

Umfassende Betreuung bei der Veröffentlichung Ihrer Arbeit in der Reihe Fortschritt-Berichte VDI

Buch- und Medien-Service:

Beschaffung aller am Markt verfügbaren Zeitschriften, Zeitungen, Fortsetzungsreihen, Handbücher, Technische Regelwerke, elektronische Medien und vieles mehr – einzeln oder im Abo und mit weltweitem Lieferservice

VDI nachrichten

BUCHSHOP www.vdi-nachrichten.com/Der-Shop-im-Ueberblick

Die Reihen der Fortschritt-Berichte VDI:

- 1 Konstruktionstechnik/Maschinenelemente
- 2 Fertigungstechnik
- 3 Verfahrenstechnik
- 4 Bauingenieurwesen
- 5 Grund- und Werkstoffe/Kunststoffe
- 6 Energietechnik
- 7 Strömungstechnik
- 8 Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
- 9 Elektronik/Mikro- und Nanotechnik
- 10 Informatik/Kommunikation
- 11 Schwingungstechnik
- 12 Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik
- 13 Fördertechnik/Logistik
- 14 Landtechnik/Lebensmitteltechnik
- 15 Umwelttechnik
- 16 Technik und Wirtschaft
- 17 Biotechnik/Medizintechnik
- 18 Mechanik/Bruchmechanik
- 19 Wärmetechnik/Kältetechnik
- 20 Rechnerunterstützte Verfahren (CAD, CAM, CAE CAQ, CIM ...)
- 21 Elektrotechnik
- 22 Mensch-Maschine-Systeme
- 23 Technische Gebäudeausrüstung

ISBN 978-3-18-362006-7