

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 technο-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 technο-ökonomische Betrachtungen zum optimalen Einsatz des integrierten Rutherford-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

A	Oberfläche
d	Durchmesser
f	Frequenz
h	spezifische Enthalpie
H_u	Heizwert
k	Wärmedurchgangskoeffizient
K_1, K_2, \dots	Koeffizienten
l	Überströmlänge
\dot{m}	Massenstrom
m	Masse
n	Drehzahl; Anzahl
P	elektrische Leistung
p	Druck
\dot{Q}	Wärmeleistung
T	Temperatur
t	Zeit
V	Volumen
v	spezifisches Volumen
W	elektrische Arbeit
x	Dampfgehalt; Signal
y	Ventilstellung

Griechische Buchstaben

α	Wärmeübertragungskoeffizient; Absorptionskoeffizient
β	Füllstand
Δ	Differenz
ε	Emissionskoeffizient
η	Wirkungsgrad
λ	Wärmeleitfähigkeit
π	Kreiszahl (Π)
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 Kraftwerkmodell unter Nutzung der Modelica-Bibliothek *Clara* in der Simulationsumgebung Dymola aufgebaut und erfolgreich gegenüber Messdaten des zugrunde liegenden Basiskraftwerks validiert. Die mit dem dynamischen Kraftwerkmodell 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 Vollast 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.