

Thermische Speicher zur Optimierung des Betriebs von Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung

vorgelegt von
Dipl.-Ing.
Andreas Christos Christidis
geb. in Bremen

von der Fakultät III – Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. -
genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. habil. Felix Ziegler
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. George Tsatsaronis
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Achim Dittmann

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 13. Dezember 2018

Berlin 2019

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz des Instituts für Energietechnik der Technischen Universität Berlin.

Herrn Prof. George Tsatsaronis danke ich für die Betreuung dieser Arbeit, das sehr angenehme und abwechslungsreiche Arbeitsumfeld und die uneingeschränkte Unterstützung bei sämtlichen Tätigkeiten am Fachgebiet, sowie den großen Handlungsfreiraum in der Forschung. Bei Herrn Prof. Achim Dittmann möchte ich mich herzlich für die guten Ergänzungsvorschläge und dem Interesse an der vorliegenden Arbeit bedanken. Herrn Prof. Felix Ziegler danke ich für die Übernahme des Vorsitzes des Promotionsausschusses. Seine stets freundliche Art, die selbst kritische Fragen weniger kritisch erscheinen lässt, und seine amüsanten Vorträge zu feierlichen Anlässen werde ich in guter Erinnerung behalten.

Für die gute und fruchtbare Zusammenarbeit in Industrie- und Forschungsprojekten und den Einblick in die Praxis der Fernwärmewirtschaft bedanke ich mich herzlich bei den Herren Dr. Matthias Meierer, Roland Krupp und Bernd Preißendörfer, Adolf Plentz und Prof. Stefan Holler, Stefan Zinsler, sowie Dr. Lothar Pottel, Marko Voß, Holger Schaubе und deren nicht namentlich genannten Kollegen.

Bei den Herren Dr. Marc Jüdes und Christoph Koch möchte ich mich besonders bedanken, da ich durch ein von ihnen initiiertes Projekt zu dem Forschungsthema gefunden habe.

Für die fachlich sehr förderlichen Diskussionen und die angenehme Arbeitsatmosphäre im Lehr- und Forschungsteam bedanke ich mich bei allen meinen Kolleginnen und Kollegen, sowie studentischen Hilfskräften und Studierenden, deren Abschlussarbeiten ich fachlich betreut habe. Aus der Projektarbeit mit Mathias Hofmann, Sebastian Spieker, Eike Mollenhauer und Stefan Bruche habe ich viele wertvolle Anregungen erhalten – vielen Dank dafür!

Bei meinen Eltern und Freunden bedanke ich mich herzlich für die moralische Unterstützung während der Promotionsphase und deren Prägung, die mich zu dem gemacht hat, der ich heute bin.

Andreas Christidis

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	X
Formelzeichen und Abkürzungen	XI
Abstract	XVIII
Kurzfassung	XIX
1 Einleitung und Motivation	1
1.1 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft	1
1.2 KWK-Anlagen der allgemeinen Fernwärmeversorgung	3
1.3 Ziel, Methodik und Aufbau der Arbeit	5
2 Stand der Technik und Forschung	7
2.1 Stand der Technik	7
2.1.1 Computergestützte Einsatzplanung	7
2.1.2 Heuristische und stochastische Verfahren und dynamische Optimierung	8
2.1.3 Mathematische Programmierung / Optimierung	9
2.1.4 Einsatzplanung von Energiesystemen in der heutigen Praxis	12
2.2 Stand der Forschung	14
2.2.1 Arbeiten aus der Zeit vor der Strommarktliberalisierung	14
2.2.2 Arbeiten der letzten Jahre	20
2.2.3 Zusammenfassung des Stands der Forschung	25
2.2.4 Abgrenzung zu anderen Arbeiten	27
3 Wärmespeicher	30
3.1 Physikalische Prinzipien der Wärmespeicherung	30
3.1.1 Thermochemische Wärmespeicherung	30
3.1.2 Latente Wärmespeicherung	31
3.1.3 Sensible Wärmespeicherung	32
3.2 Fernwärmespeicher	33
3.2.1 Atmosphärischer Verdrängungswärmespeicher	33
3.2.2 Druckaufgeladene Verdrängungswärmespeicher	33
3.2.3 Zwei-Zonen-Verdrängungswärmespeicher	34
3.2.4 Wärmespeicherung im Fernwärmenetz	34
3.2.5 Einbindung eines Fernwärmespeichers	34
3.2.6 Maximale Be- und Entladeleistung von Fernwärmespeichern	36
3.2.7 Investitionsaufwand von Fernwärmespeichern	37
3.3 Verluste von Fernwärmespeichern	39
3.3.1 Wärmeverluste an die Umgebung	39
3.3.2 Wärmeleitung durch die Temperaturgrenzschicht	40
3.3.3 Weitere Mechanismen des Wärmetransports im Tankinneren	41
3.3.4 Fazit zu Verlusten in Fernwärmespeichern	42
4 Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung	43
4.1 Fernwärmeversorgung	43

4.1.1	Erzeugerstruktur der Fernwärmeversorgung	43
4.1.2	Fernwärmenachfrage und Heizkurve	44
4.2	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und Energiesteuergesetz	46
4.2.1	KWKG: Förderung von KWK-Anlagen	46
4.2.2	KWKG: Förderung von Wärmespeichern	47
4.2.3	EnergieStG: Besteuerung von Brennstoffen	47
4.3	Heizkraftwerke	48
4.3.1	Kenngrößen und Begriffsklärung	48
4.3.2	Kraftwerksprozesse	52
4.3.3	Wärmeauskopplung aus Kraftwerksprozessen	56
4.4	Heuristische Einsatzplanung	59
4.4.1	Einsatzplanung von HKW mit Gegendruckcharakteristik	59
4.4.2	Einsatzplanung von HKW mit Entnahmekondensationsturbine	60
5	Modell zur Einsatzoptimierung	62
5.1	Modellstruktur	62
5.2	Stationärer Betrieb von Heizkraftwerksblöcken	64
5.3	Anfahrkosten von (Heiz-) Kraftwerksblöcken	69
5.4	Minimale Stillstands- und Betriebszeiten	72
5.5	Lastrampen von (Heiz-) Kraftwerksblöcken	73
5.6	Wärmespeicher	74
5.7	Heizwerk	75
5.8	Fernwärmebilanz	76
5.9	Fernwärmenetzpumpen	76
5.10	Zielfunktion	76
5.11	Weitere Modellbestandteile	77
6	Eingangsdaten	79
6.1	Fernwärmenachfrage und Heizkurve	79
6.2	Strompreise	79
6.3	Betriebscharakteristika der Heizkraftwerksblöcke	80
6.4	Variable Kosten der Erzeugereinheiten	86
6.5	Anfahrkosten der Heizkraftwerksblöcke	87
6.6	Minimale Stillstands- und Betriebszeiten	88
6.7	Lastrampen von (Heiz-) Kraftwerksblöcken	88
6.8	Wärmespeicher	88
6.9	Heizwerk	89
6.10	Fernwärmenetzpumpen	89
7	Ergebnisse und Diskussion	90
7.1	Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Fernwärmespeichern	90
7.2	Betriebsweise und Nutzen von Fernwärmespeichern	95
7.2.1	Vergleich des Betriebs von Kraftwerken und Heizkraftwerken	95
7.2.2	Analyse des Betriebs von Fernwärmespeichern	97
7.2.3	Stromspeicher vs. Wärmespeicher als funktionaler Stromspeicher	114
7.2.4	Jahreskennzahlen von KWK-Anlagen mit und ohne Wärmespeicher	118
7.3	Sensitivitätsanalysen	126
7.3.1	KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems	126
7.3.2	Anfahrkosten der Heizkraftwerksblöcke	129
7.3.3	Modifizierte Strompreise des Jahres 2016	131

7.3.4	Ausblick: Marktbedingungen für das Jahr 2035	133
7.4	Kritische Diskussion der gewählten Methodik	138
7.5	Vergleich der Ergebnisse mit dem Stand der Forschung	143
7.5.1	Nutzen von Wärmespeichern	143
7.5.2	Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern	145
8	Zusammenfassung und Ausblick	148
	Stichwortverzeichnis	152
	Literatur	153
	Anhang	175
A.1	Linearisierungen für GGLP / MILP	175
A.1.1	Produkte binärer Variablen	175
A.1.2	Big M constraint	175
A.1.3	Produkte einer kontinuierlichen Variablen und mehrerer binärer Variablen	176
A.1.4	Glovers linearization	176
A.1.5	Approximation von nichtlinearen Funktionen mit SOS-2 Variablen	177
A.2	Modell zur Einsatzoptimierung des Stromspeichers	178
A.3	Eingangsdaten	179
A.3.1	Strompreise für die Sensitivität zum Basisjahr 2016	179
A.3.2	Strompreise für das Zukunftsszenario 2035	180
A.3.3	Amplitudengang von historischen Strompreisen und Fernwärmelastgängen	182
A.3.4	Kraftwerkscharakteristika	184
A.3.5	Kennzahlen elektrischer Speicher	187
A.4	Ergebnisse	188
A.4.1	Wärmerestkosten der Fernwärmesysteme	188
A.4.2	Betrieb der Anlagen mit und ohne Wärmespeicher	189
A.4.3	Speicherzyklen im Jahresverlauf für die Jahre 2010 bis 2015	190
A.4.4	Amplitudengang des Speicherfüllstandes, Jahr 2016	192
A.4.5	Betriebskennzahlen eines Stromspeichers, Jahr 2016	194

Abbildungsverzeichnis

1.1	Strompreis, variable Erzeugungskosten und EE-Anteil (2006 bis 2016)	3
3.1	Einbindungsmöglichkeiten von Fernwärmespeichern	35
3.2	Wärmeverluste eines Großwärmespeichers	39
3.3	Theoretisches Wachstum der Temperaturgrenzschicht im Wärmespeicher	40
4.1	Jahresdauerlinien der Fernwärmenachfrage am Standort GKM	44
4.2	Fernwärmenachfrage am Standort GKM	45
4.3	Heizkurven exemplarischer Fernwärmenetze	46
4.4	Entwicklung des elektrischen Nettowirkungsgrades von Kraftwerken seit 1970	53
4.5	Fließbild eines kohlegefeuerten Dampfkraftwerkes	54
4.6	Schaltungsvarianten zur Wärmeauskopplung aus Entnahmekondensationsturbinen	57
4.7	Betriebsbereich eines Heizkraftwerks mit Entnahmekondensationsturbine	58
4.8	Wärmerestkosten über Strompreis für Gegendruckanlagen	60
4.9	Wärmekosten und Deckungsbeitrag der Stromerzeugung über Strompreis für Entnahmekondensationsanlagen	61
5.1	Schematische Modelldarstellung	62
5.2	Stillstandsabhängige Erhöhung der Anfahrkosten	71
6.1	Aggregierte Darstellung der Strompreise von 2010 bis 2016	80
6.2	Stromverlustkennziffer über Vorlauftemperatur	82
6.3	Betriebsbereiche (P, Q-Diagramme) der Heizkraftwerksblöcke	84
7.1	Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers über Speicherkapazität	91
7.2	Zyklen des Wärmespeichers über Speicherkapazität	92
7.3	Statische Amortisationszeit und Jahresgewinn des Wärmespeichers über Speicherkapazität	94
7.4	Volllaststunden der Stromerzeugung eines steinkohlegefeuerten Dampfkraftwerkes und Heizkraftwerkes über Strompreis	96
7.5	Volllaststunden der Stromerzeugung eines GuD-Kraftwerkes und Heizkraftwerkes über Strompreis	96
7.6	Betrieb der GuD-Anlage mit Gegendruckturbine mit und ohne Wärmespeicher	97
7.7	Veränderung der Betriebspunkte durch Wärmespeicherung	98
7.8	Betrieb des Dampfheizkraftwerkes mit Entnahmekondensationsturbine mit und ohne Wärmespeicher	98
7.9	Wärmekosten der Be- und Entladung des Wärmespeichers über Strompreis	100
7.10	Be- und Entladezyklen über Wärmekosten	103
7.11	Be- und Entladung des Wärmespeichers und elektrische Mehr- und Mindererzeugung der KWK-Anlagen über Strompreis	107
7.12	Speicherzyklen und Fernwärmenachfrage im Jahresverlauf (2016)	110
7.13	Amplitudengang des Speicherfüllstandes, DKW-GD	111
7.14	Fernwärmenachfrage über Vorlauftemperatur	112
7.15	Wärmeverluste des Wärmespeichers, Minimal- und Maximalwerte aller Ergebnisse	113
7.16	Spezifischer Deckungsbeitrag und Zyklen der Be- und Entladung eines Stromspeichers	114
7.17	Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers und eines Stromspeichers	116
7.18	Be- und Entladung eines Stromspeichers über Strompreis	117
7.19	Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung	119
7.20	Veränderung des Brennstoffausnutzungsgrades durch Wärmespeicherung	120
7.21	Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung	121
7.22	Veränderung der Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils durch Wärmespeicherung	123
7.23	Jahresdauerlinien für die Sensitivität des KWK-Leistungsanteils des Erzeugersystems	126

7.24	Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers über Speicherkapazität, Sensitivität: Strompreise	132
7.25	Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers über Speicherkapazität (2035)	134
7.26	Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung (2035)	136
7.27	Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung (2035)	137
A.1	Aggregierte Darstellung der modifizierten Strompreise von 2016	179
A.2	Amplitudengang der modifizierten Strompreise von 2016	180
A.3	Aggregierte Darstellung der Strompreisprognosen für 2035	180
A.4	Amplitudengang der Strompreisprognosen für 2035	181
A.5	Amplitudengang der historischen Strompreise (2008 bis 2015)	182
A.6	Amplitudengang der normierten Fernwärmelastgänge	183
A.7	Betrieb der GuD-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine mit und ohne Wärmespeicher	189
A.8	Betrieb des Dampfheizkraftwerkes mit Gegendruckturbine mit und ohne Wärmespeicher	189
A.9	Speicherzyklen und Fernwärmenachfrage im Jahresverlauf (2010 bis 2015)	191
A.10	Amplitudengang des Speicherfüllstandes, DKW-GD	192
A.11	Amplitudengang des Speicherfüllstandes, DKW-EK	192
A.12	Amplitudengang des Speicherfüllstandes, GuD-GD	193
A.13	Amplitudengang des Speicherfüllstandes, GuD-EK	193

Alle Abbildungen sind eigene Darstellungen. Die Quelle der Datengrundlage von Grafiken oder Vorlage von Fließbildern ist bei der jeweiligen Darstellung angegeben.

Tabellenverzeichnis

3.1	Fernwärmespeicher mit geringer Be- und Entladezeit	36
3.2	Investitionen von atmosphärischen, 2-Zonen-, und Druckwärmespeichern	37
3.3	Kostenaufteilung des atmosphärischen Wärmespeichers in Mannheim	38
3.4	Kostenaufteilung des atmosphärischen Wärmespeichers in Flensburg	38
4.1	Anlagenstruktur der Fernwärmeerzeugung	43
4.2	Jahresfernwärmearbeit am Standort GKM (2010 bis 2016)	45
6.1	Parametrierung der Heizkraftwerksblöcke	80
6.2	Betriebspunkte der Heizkraftwerksblöcke	85
6.3	Einfuhrpreise von Brennstoffen und CO ₂ -Zertifikatepreise	86
6.4	Parameter zur Ermittlung der Anfahrkosten	87
7.1	Be- und Entladung des Wärmespeichers: Zyklen und Wärmekosten sowie resultie- render Deckungsbeitrag	105
7.2	Zyklen des Wärmespeichers und veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen .	109
7.3	KWK-Fernwärmedeckungsgrad und Vollbenutzungsstunden der installierten KWK- Wärmeengpassleistung ohne Wärmespeicher (2010 bis 2016)	118
7.4	Volllaststunden vergleichbarer Kraftwerke	122
7.5	Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils vergleichbarer Kraftwerke	124
7.6	Sensitivität: KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems	128
7.7	Sensitivität: Anfahrkosten	130
7.8	KWK-Fernwärmedeckungsgrad und Vollbenutzungsstunden der installierten KWK- Wärmeengpassleistung ohne Wärmespeicher (2035)	135
7.9	Speicherkapazitäten für unterschiedliche Bezugsgrößen	146
A.1	Preise von Brennstoffen und CO ₂ -Zertifikate für das Jahr 2035	181
A.2	Laständerungsgeschwindigkeiten fossiler Kraftwerke	184
A.3	Anfahrdauer fossiler Kraftwerke	184
A.4	Anfahrbrennstoffbedarf fossiler Kraftwerke	185
A.5	Verschleißbedingte Anfahrkosten fossiler Kraftwerke	185
A.6	Minimale Stillstands- und Betriebszeiten fossiler Kraftwerke	186
A.7	El. Wirkungsgrade und el. Mindestlast fossiler Kraftwerke	186
A.8	Wirkungsgrad, Lebensdauer und Investitionskosten für elektrische Speicher . . .	187
A.9	Wärmerestkosten (WRK) der Fernwärmesysteme ohne Wärmespeicher	188
A.10	Reduktion der WRK der Fernwärmesysteme durch Wärmespeicherung	188
A.11	Zyklen und Deckungsbeiträge eines Stromspeichers	194

Formelzeichen und Abkürzungen

Zeichen	Einheit	Bedeutung
Lateinische Buchstaben		
A	-	Anfahrvariable (Variable $\in \{0,1\}$)
A_V	-	Hilfsvariable für stillstandsabh. Anfahrkosten (pos. Variable)
a	m^2/s	Temperaturleitfähigkeit
$\dot{B}$	MW_{Br}	Brennstoffleistung, auf Heizwert bezogen (pos. Variable)
$\bar{B}$	MW_{Br}	obere Grenze der Brennstoffleistung (Koeffizient)
$\underline{B}$	MW_{Br}	untere Grenze der Brennstoffleistung (Koeffizient)
c_w	$\text{MJ}/(\text{kg K})$	Wärmekapazität von Wasser (Koeffizient)
D	-	Hilfsvariable für stillstandsabh. Anfahrkosten (pos. Variable)
DB	$\text{€}/\text{MWh}_{\text{el}}$	Deckungsbeitrag der Stromerzeugung
$\dot{E}_P$	$\text{€}/\text{h}$	Stromerlöse (Variable)
$\dot{E}_Q$	MW	Exergie eines Wärmestroms
H_W	m	Höhe der warmen Schicht im Wärmespeicher (pos. Variable)
$\overline{H_W}$	m	obere Grenze der Höhe der warmen Schicht (Koeffizient)
hkw	-	Laufindex für Heizkraftwerksblöcke (Set)
hw	-	Laufindex für Heizwerke (Set)
K_A	€	Anfahrkosten (pos. Variable)
k_α	$\text{MW}/(\text{m}^2 \text{K})$	Wärmedurchgangskoeffizient (Koeffizient)
k_{AK}	€	Anfahrkosten / Auskühlkosten (Koeffizient)
$\dot{K}_B$	$\text{€}/\text{h}$	Brennstoffkosten (pos. Variable)
k_B	$\text{€}/\text{MWh}_{\text{Br}}$	Brennstoffkosten (Koeffizient)
k_{CO_2}	$\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2}$	Kosten der CO_2 -Emissionsrechte (Koeffizient)
k_D	m	Durchmesser des Wärmespeichers (Koeffizient)
k_{EF}	$\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{Br}}$	Emissionsfaktor (Koeffizient)
k_{ES}	$\text{€}/\text{MWh}_{\text{Br}}$	Energiesteuer (Koeffizient)
$k_{\text{FW,P}}$	MW_{el}	Strombedarf der Fernwärmenetzpumpen (Koeffizient, Zeitreihe)
$k_{\text{FW,P}_{\text{spz}}}$	$\text{MJ}_{\text{el}}/\text{kg}$	spez. Strombedarf der Fernwärmenetzpumpen (Koeffizient)
$k_{\text{FW,N}}$	MW_{th}	Fernwärmenachfrage (Koeffizient, Zeitreihe)

(Fortsetzung)

Zeichen	Einheit	Bedeutung
$k_{GDL,1}$	MW_{el}	Y-Achsenabschnitt der Gegendrucklinie
$k_{GDL,2}$	MW_{el}/MW_{th}	Steigung der Gegendrucklinie
$k_{H,GS}$	m	Höhe der Grenzschicht im Wärmespeicher (Koeffizient)
k_K	MW_{th}/MW_{th}	min. spez. Wärmeleistung des Hauptkondensators (Koeffizient)
k_{LBB}	MW_{Br}	Leerlaufbrennstoffbedarf (Koeffizient)
$k_{LR,P}$	MW_{Br}	positive Laständerungsbegrenzung (Koeffizient)
$k_{LR,N}$	MW_{Br}	negative Laständerungsbegrenzung (Koeffizient)
$k_{O\&M,el}$	$€/MWh_{el}$	variable Betriebs- und Wartungskosten (Koeffizient)
$\dot{K}_P$	$€/h$	Kosten d. Strombedarfs der Fernwärmenetzpumpen (Variable)
k_P	$€/MWh_{el}$	Strompreis (Koeffizient, Zeitreihe)
$k_{P,FB}$	$€/MWh_{el}$	Stromkosten bei Fremdbezug (Koeffizient)
$k_{P,ST}$	$€/MWh_{el}$	Stromsteuer (Koeffizient)
k_{SP}^{BL}	h	minimale Beladezeit (Koeffizient)
k_{SP}^{EL}	h	minimale Entladezeit (Koeffizient)
k_{SVK}	MW_{el}/MW_{th}	Stromverlustkennzahl (Koeffizient)
k_V	MW_{th}/MW_{Br}	spezifische Abgas- und sonstige Wärmeverluste (Koeffizient)
k_{ZBB}	MW_{Br}/MW_{el}	Zusatzbrennstoffbedarf (Koeffizient)
P	MW_{el}	elektrische Leistung (pos. Variable)
P_{kond}^{max}	MW_{el}	max. el. Leistung im Kondensationsbetrieb (Koeffizient)
P_{kond}^{min}	MW_{el}	min. el. Leistung im Kondensationsbetrieb (Koeffizient)
$\dot{Q}$	MW_{th}	Wärmestrom
$\bar{\dot{Q}}$	MW_{th}	obere Grenze der Wärmeauskopplung (Koeffizient)
$\dot{Q}_K$	MW_{th}	Wärmeabfuhr über den Hauptkondensator
$\dot{Q}_{SP}^{BL}$	MW_{th}	thermische Beladeleistung d. Wärmespeichers (pos. Variable)
$\dot{Q}_{SP}^{EL}$	MW_{th}	thermische Entladeleistung d. Wärmespeichers (pos. Variable)
$\dot{Q}_{SP}^{NH}$	MW_{th}	th. Nachheizungsleistung bei Speicherentladung (pos. Variable)
$\dot{Q}_{SP,V}$	MW_{th}	Verluste des Wärmespeichers (pos. Variable)
$\dot{Q}_V$	MW_{th}	Abgas- und sonstige Wärmeverluste
$\dot{Q}_{VL}$	MW_{th}	thermische Leistung bei Vorlauftemperatur (pos. Variable)
T	K	Temperatur
T_0	K	Umgebungstemperatur (Koeffizient)

(Fortsetzung)

Zeichen	Einheit	Bedeutung
T_Q	K	Temperatur des Wärmetransports
T_{BZ}	—	Betriebszeit (pos. Variable)
T_{SZ}	—	Stillstandszeit (pos. Variable)
t	-	Laufindex für Zeitschritte (Set)
t	s	Zeit
U_W	MWh _{th}	innere Energie des Wärmespeichers (pos. Variable)
$\overline{U_W}$	MWh _{th}	obere Grenze der inneren Energie (Koeffizient)
WRK	€	Wärmerestkosten des Systems (Zielfunktion)
WRK	€/MWh _{th}	spezifische Wärmerestkosten
WS	—	Wertigkeit der Stromerzeugung
Y_B	—	Betriebsvariable der Heiz(kraft)werksblöcke (Binärvariable)
Y_P	—	binäre Entscheidungsvariable (Binärvariable, s. Gl (5.51) f.)
Y_S	—	binäre SOS-1-Variable (Binärvariable, s. Gl (5.26) f.)
Y_{SP}	—	Betriebsvariable des Wärmespeichers (Binärvariable)
z	m	Höhenkoordinate
Z	—	Hilfsvariable für Linearisierungen (s. Anhang A.1)

Griechische Buchstaben

α	W/(m ² K)	Wärmedurchgangskoeffizient
δ	m	Schichtdicke
Δt	h	Zeitschrittlänge (Koeffizient)
$\eta_{el, kond}^{max}$	MW _{el} /MW _{Br}	max. el. Wirkungsgrad im Kondensationsbetrieb (Koeffizient)
$\eta_{el, kond}^{min}$	MW _{el} /MW _{Br}	min. el. Wirkungsgrad im Kondensationsbetrieb (Koeffizient)
η_{el}	MW _{el} /MW _{Br}	elektrischer Wirkungsgrad
η_{th}	MW _{th} /MW _{Br}	thermischer Wirkungsgrad
ϑ^+	—	dimensionslose Temperatur, s. Abb. 3.3
ϑ_A	°C	Außentemperatur, Lufttemperatur
ϑ_k	°C	Temperatur in der kalten Schicht des Wärmespeichers
ϑ_{RL}	°C	Rücklauftemperatur (Koeffizient)
ϑ_{SP}	°C	Temperatur der Wärmespeicherung (Koeffizient)

(Fortsetzung)

Zeichen	Einheit	Bedeutung
ϑ_{VL}	$^{\circ}\text{C}$	Vorlauftemperatur (Koeffizient)
ϑ_w	$^{\circ}\text{C}$	Temperatur in der warmen Schicht des Wärmespeichers
λ	$\text{W}/(\text{m K})$	Wärmeleitkoeffizient
ρ_w	kg/m^3	Dichte von Wasser (Koeffizient)
σ	$\text{MW}_{\text{el}}/\text{MW}_{\text{th}}$	Stromkennzahl
τ	—	Anzahl der Zeitschritte (bspw. für Anfahrkosten)
$\tau_{\text{BZ,min}}$	—	Minimale Betriebszeit (Koeffizient)
τ_{KS}	—	Stillstandszeit zur Definition eines Kaltstarts (Koeffizient)
$\tau_{\text{SZ,min}}$	—	Minimale Stillstandszeit (Koeffizient)
ω	$\text{MW}_{\text{el}} / \text{th} / \text{MW}_{\text{Br}}$	Brennstoffausnutzungsgrad

Tiefgestellte Indizes

0	bei Umgebungsbedingungen
BZ	Betriebszeit
HO	brennwertbezogen (oberer Heizwert)
HS	Heißstart
HU	heizwertbezogen (unterer Heizwert)
KS	Kaltstart
K	konstant
kond	im Kondensationsbetrieb (ohne Wärmeauskopplung)
nh	in Verbindung mit einer Nachheizung
O&M	Betrieb und Wartung (operation and maintenance)
Q	Wärmetransport
SKE	Steinkohleeinheit
SP	(Wärme-) Speicher
SZ	Stillstandszeit
V	variabel
V	Verlust
vl	Einspeisung direkt in den Vorlauf
WS	Warmstart

(Fortsetzung)

Zeichen	Einheit	Bedeutung
Hochgestellte Indizes		
BL		Beladung
EL		Entladung
max		maximal (bei maximaler Leistung)
min		minimal (bei minimaler Leistung)
NH		Nachheizung

Abkürzungen

2-Z.	Zwei-Zonen (Wärmespeicher)
atm.	atmosphärisch (-er Wärmespeicher)
BHKW	Blockheizkraftwerk
CF	Carnot-Faktor
CHP	Combined Heat and Power
DeNOX	Entstickung(sanlage)
DKW	Dampf(heiz)kraftwerk
DT	Dampfturbine
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EF	Elektrofilter
EK	Entnahmekondensations- (Turbine / Anlage)
EOH	Equivalent Operating Hours
EPEX	European Power Exchange
erf(x)	gaußsche Fehlerfunktion (error function, s. Gl. (3.1))
EUA	European Union Allowance
FFE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FFT	Fast Fourier Transformation
FK	Flusskühlung
FU	Frequenzumformer

(Fortsetzung)

Zeichen	Einheit	Bedeutung
FWN		Fernwärmenachfrage
GGLP		gemischt-ganzzahliges Programm / Problem, engl.: MI(L)P
GD		Gegendruck- (Turbine / Anlage)
GuD		Gas- und Dampfturbinen(heiz)kraftwerk
HD		Hochdruck (-Turbine)
HK		Heizkraftwerk
HKW		Heizkondensator
HW		Heizwerk (ungekoppelte Wärmeerzeugung)
IBN		Inbetriebnahme
JWA		Jahreswärmearbeit
KT		Kühlturm
KWK		Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG		Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWP		Kühlwasserpumpe
KP		Kondensatpumpe
KZÜ		kalte Zwischenüberhitzung
MD		Mitteldruck (-Turbine)
MI(L)P		mixed-integer (linear) program, deutsch: GGLP
MINLP		mixed-integer nonlinear program
MSR		Mess- und Regelungstechnik
ND		Niederdruck (-Turbine)
NLP		nonlinear program, nichtlineares Programm
PCM		Phase Changing Material
SWP		Speisewasserpumpe
SZ		Saugzuggebläse
WEL		Wärmeengpassleistung (maximale Wärmeauskopplung)
REA		Rauchgasentschwefelungsanlage
W(R)K		Wärme(rest)kosten
WSP		Wärmespeicher
ZÜ		Zwischenüberhitzung

Abstract

Since the beginning of the millennium, the energy supply sector has been strongly shaped by the socio-political goal to reduce fossil primary energy utilization and, thus, anthropogenic greenhouse gas emissions. Besides the reduction of final energy consumption, increasing the efficiency of energy conversion and the share of electricity produced from renewable energies represent key measures to achieve these goals. Renewable energies already cover more than 30 % of gross electricity consumption in Germany since 2015 and are supposed to reach at least 80 % by 2050. Combined heat and power (CHP) plants are among the most efficient technologies, as their fuel consumption is less than the one required for the separate production of electricity and district heat. In 2016, CHP-based electricity production in Germany amounted to approx. 19 % of the total net electricity generation; a level that shall be maintained until 2025.

The target to increase the volatile electricity production of renewable energies and maintain the production level of comparatively inflexible power generation from CHP plants results in a conflict of objectives with both, technical and economical challenges. Therefore, it seems reasonable to increase the flexibility of CHP plants in order to be able to produce less electricity when the production of renewable energies is high and, thus, electricity prices are low and to increase the electricity production of CHP plants when the one of renewable energies is low, respectively. This can be accomplished by decoupling the electricity production from the heat demand with thermal storages.

In this work, the economic feasibility and optimal sizing of thermal storages as one part of a district heating system, consisting of CHP plants and heating plants, are investigated. The analysis of the influence of thermal storage on the optimal operation of the production units allows for the identification of driving forces for the operation of the storage as well as fundamental system characteristics that strongly affect the results. Furthermore, the operation of CHP plants and power plants without heat extraction are compared as well as the operation of thermal storages as virtual electricity storages and conventional electricity accumulators.

Four different types of CHP plants are considered together with input data of the years 2010 to 2016 and a forecast for 2035 using a mixed-integer linear model to solve the unit commitment and economic dispatch problem. The comparison of the hourly energy and cash flows of each unit of the system with thermal storage with the ones of the system without storage serves as a basis for further analysis and discussion.

The evaluation of the results shows that the optimal operation of thermal storages changes both the electricity generation and the district heat production of the CHP plants. The electricity production increases at high electricity prices and decreases at low prices, respectively, whereas the district heat production increases and, thus, displaces the uncoupled heat production from heating plants. Both, the extend of these two effects as well as the economic benefit and optimal sizing of a heat storage, depend on the type of the CHP plant under investigation and the economic input data (mainly electricity and fuel prices), which is why individual studies for particular cases are recommended. The results indicate that the power to heat ratio of the CHP plant and the resulting variable costs of electricity and heat production are important influencing factors, as well as the costs of alternative heat supply, for example from heating plants. As expected, the less flexible CHP plants with backpressure steam turbines benefit more from the flexibilization due to thermal storage than the more flexible CHP plants with extraction condensing turbines.

Kurzfassung

Der Energieversorgungssektor wird seit Anfang des Jahrtausends immer stärker von den gesellschaftspolitischen Zielen geprägt, den fossilen Primärenergieeinsatz und damit die anthropogenen Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Wesentliche Maßnahmen um diese Ziele zu erreichen sind neben Einsparungen im Endenergieverbrauch, die Effizienzsteigerung der Energieumwandlung und die Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Letztere decken bereits seit 2015 über 30 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland und sollen bis zum Jahr 2050 einen Anteil von mindestens 80 % erreichen. Zu den effizienten Technologien der Energieumwandlung gehören Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), die aus fossilen Brennstoffen elektrische Energie und Nutzwärme gleichzeitig erzeugen, und dadurch den Brennstoff effizienter umwandeln, als es bei der getrennten Erzeugung möglich ist. Im Jahr 2016 betrug die KWK-Stromproduktion in Deutschland ca. 19 % der Nettostromerzeugung; ein Niveau, das bis zum Jahr 2025 beibehalten werden soll.

Aus dem Ausbaupfad volatil einspeisender erneuerbarer Energien und der Erhaltung der vergleichsweise unflexiblen Stromerzeugung aus KWK-Anlagen ergibt sich ein Zielkonflikt, der sowohl technisch, als auch ökonomisch Herausforderungen mit sich bringt. Daher liegt es nahe KWK-Anlagen zu flexibilisieren, sodass sie bei hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und entsprechend niedrigen Strompreisen möglichst wenig elektrische Energie erzeugen und bei hohem Strombedarf aus konventionellen Kraftwerken und hohen Preisen möglichst viel. Hierzu bietet es sich an, die KWK-Anlagen mit Wärmespeichern auszustatten, um die Stromerzeugung von der Wärmenachfrage zeitlich zu entkoppeln.

In der vorliegenden Arbeit werden Wärmespeicher als Bestandteil eines Fernwärmesystems bestehend aus Heizkraftwerksblöcken und Heizwerken bezüglich Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung sowie deren Einfluss auf den Betrieb der Erzeugeranlagen untersucht. Dabei wird ein besonderes Augenmerk auf die Triebkräfte des Einsatzes von Wärmespeichern gelegt und somit der Einfluss wichtiger Systemeigenschaften auf die Ergebnisse analysiert. Darüber hinaus findet ein Vergleich des Betriebs von Kraftwerken und Heizkraftwerken statt und ein Vergleich von Wärmespeichern als funktionale Stromspeicher mit anderen Stromspeichern.

Methodisch werden vier unterschiedliche Typen von Heizkraftwerken für die Randbedingungen der Jahre 2010 bis 2016 und einer Prognose für das Jahr 2035 mit Hilfe eines gemischt-ganzzahlig linearen mathematischen Modells zur optimalen Einsatzplanung betrachtet. Aus der Differenzbetrachtung der stündlichen Energie- und Kostenströme jeder Anlagenkomponente der Fernwärmesysteme mit Wärmespeicher und der Referenzrechnung ohne Wärmespeicher ergeben sich die Ergebnisse, die als Basis zur Analyse und Diskussion dienen.

Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass sich durch die Möglichkeit der Wärmespeicherung sowohl die Strom- als auch die Wärmeerzeugung der Heizkraftwerke verändert. Die Stromerzeugung nimmt bei hohen Strompreisen zu und bei niedrigen entsprechend ab, was einer funktionalen Stromspeicherung entspricht, während die Fernwärmeerzeugung aus KWK-Anlagen zunimmt und somit die ungekoppelte Wärmeerzeugung aus Heizwerken verdrängt. Dabei hängt sowohl das Ausmaß dieser zwei Effekte, als auch die Wirtschaftlichkeit und optimale Dimensionierung eines Wärmespeichers vom Typ des Heizkraftwerkes und den ökonomischen Rahmenbedingungen ab, weshalb für die Praxis eine Einzelfalluntersuchung empfohlen wird. Wichtige Einflussgrößen sind die Stromkennzahl der KWK-Anlage und die sich daraus ergebenden variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung, sowie die Kosten einer alternativen Wärmebereitstellung, bspw. aus Heizwerken. Erwartungsgemäß profitieren weniger flexible Heizkraftwerke mit Gegendruckdampfturbinen stärker von der Flexibilisierung durch Wärmespeicher, als flexiblere Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen.

1 Einleitung und Motivation

Dieses Kapitel stellt das Thema der vorliegenden Arbeit in den aktuellen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Kontext. Ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahrzehnte wird der aktuelle Status dargelegt und die Motivation für die Wärmespeicherung bei Heizkraftwerken abgeleitet. Abschließend werden die Zielstellung und der Aufbau der Arbeit sowie die verwendete Methodik beschrieben.

1.1 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft

Die Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist aktuell maßgeblich durch die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte und die vorangeschrittene Energiewende geprägt.

Der Grundstein der Energiewende in Deutschland wurde 1990 mit dem Stromeinspeisungsgesetz¹ gelegt, das Netzbetreiber dazu verpflichtet Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und eine Vergütung dafür festlegt. Im Jahr 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst und seither regelmäßig novelliert und reformiert. Im EEG 2017² ist in § 1 Abs. 2 das Ziel aufgeführt, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen, wobei dieser 40 % - 45 % bis zum Jahr 2025 und 55 % - 60 % bis zum Jahr 2035 betragen soll. Seit 1990 ist der Anteil von 3,4 % auf rund 32 % im Jahr 2016 gestiegen – fast 20 % alleine aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit fluktuierender Erzeugung, s. auch Abbildung 1.1 [40].

Die rechtliche Grundlage der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes geht auf die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und Rats³ von 1996 zurück und wurde 1998 durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes⁴ in nationales Recht umgesetzt. Dort heißt es in §1 „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“. Eine preisgünstige Elektrizitätsversorgung soll durch eine Restrukturierung des Elektrizitätssektors mit einer Aufteilung der unternehmerischen Bereiche erfolgen. Die Bereiche Stromübertragung und -verteilung, die ein natürliches Monopol darstellen, werden reguliert, während für die Bereiche der Stromerzeugung, sowie des Handels und Vertriebs ein Wettbewerbsmarkt geschaffen wird, der für Markteffizienz und niedrige Kosten sorgen soll. Als Plattform für den Wettbewerbsmarkt werden im Jahr 2000 die Börsen European Energy Exchange (EEX) in Frankfurt am Main und Leipzig Power Exchange (LPX) eröffnet, die 2002 zur EEX mit Sitz in Leipzig fusionieren. Im Jahr 2009 wird der Spotmarkt für Strom der EEX an die EPEX SPOT mit Sitz in Paris übertragen.

Veränderungen durch die Energiewende und die Liberalisierung des Marktes

Vor 1990 haben konventionelle Kraftwerke nahezu den gesamten Strombedarf gedeckt. Heutzutage wird ein beträchtlicher Anteil aus erneuerbaren Energien mit fluktuierender Erzeugung bereitgestellt, und nur der Rest, die sog. Residuallast durch konventionelle Kraftwerke. Der hohe Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wirkt sich inzwischen sowohl technisch, als auch wirtschaftlich zunehmend systemrelevant aus, s. auch [82]. In Zeiten niedriger Residuallast

¹Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633)

²Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist

³Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996 (Amtsblatt Nr. L027 vom 30. Januar 1997 S. 0020)

⁴Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730)

werden fossil gefeuerte Kraftwerke heruntergefahren und Heizkraftwerke unter Berücksichtigung der Fernwärmeversorgung in möglichst niedriger elektrischer Last betrieben. In Extremfällen müssen selbst Windkraft- und Photovoltaikanlagen abgeregelt werden, um das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -nachfrage zu gewährleisten.

Die treibende Kraft für das Handeln der Betreiber von Energieumwandlungsanlagen ist wirtschaftlicher Natur, sowohl in Bezug auf Investitionsentscheidungen, als auch auf den Betrieb der Anlagen. Durch die Liberalisierung des Sektors und die Einführung der Strombörsen ergibt sich der Strompreis wettbewerblich aus Angebot und Nachfrage. An der Strombörse werden die Angebote der Erzeugungskapazitäten dem Preis nach aufsteigend sortiert (Merit Order) und der Schnittpunkt mit der Nachfrage ergibt den Strompreis als einheitlichen Markträumungspreis⁵ (Market Clearing Price). Die abgegebenen Gebote richten sich hierbei nach den anlagenspezifischen variablen Erzeugungskosten (Grenzkosten). Somit erhalten die Kraftwerke einen Zuschlag, die aus der Differenz zwischen Strompreis und variablen Erzeugungskosten einen Deckungsbeitrag für Personal-, Kapital- und andere mittel- und langfristige Fixkosten erwirtschaften. Kraftwerke mit Geboten oberhalb des Strompreises erhalten keinen Zuschlag und werden nicht betrieben, da die variablen Erzeugungskosten höher wären, als die Stromerlöse. Durch die verschwindend geringen variablen Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien werden diese vorrangig für die Deckung der Stromnachfrage eingesetzt, danach folgen - je nach Brennstoffkosten und Kosten der CO₂-Emissionsrechte - i.d.R. Kern- und Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke und zur Spitzenlastabdeckung gas- oder ölgefeuerte Gasturbinen.

Der Kraftwerkseinsatz auf Basis von variablen Erzeugungskosten gemeinsam mit einem zunehmend steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung hat somit einen strompreissenkenden Effekt (Merit-Order-Effekt), und zusätzlich geringere Betriebszeiten der konventionellen Kraftwerke zur Folge, s. bspw. [82, 206, 222, 260]. Dies führt für konventionelle Kraftwerke zu erschwerten Marktbedingungen, wie in Abbildung 1.1 aus dem Vergleich von Strompreis und variablen Erzeugungskosten zu erkennen ist. Insbesondere für Gas- und Dampfturbinenkraftwerke liegen die variablen Erzeugungskosten ab dem Jahr 2012 deutlich über dem mittleren Tageshochpreisniveau (08:00 - 20:00). Vor diesem Hintergrund erscheint die Absichtserklärung von E.ON aus dem Jahr 2013 nachvollziehbar, die zwei hocheffizienten Gas- und Dampfturbinenkraftwerksblöcke, Irsching 4 und 5 aus wirtschaftlichen Erwägungen stilllegen zu wollen [94].

Für den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von elektrischen Energiespeichern ist die Spreizung zwischen hohen und niedrigen Strompreisen im Tageszyklus relevant⁶. Der stetige Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen führt zu zwei gegenläufigen Effekten: Für steigende Strompreisdifferenzen spricht die wachsende Schwankungsbreite der Residuallast; für sinkende jedoch die im Bereich der benötigten Erzeugungskapazitäten sinkende Steigung der Merit Order. Im Zeitraum 2008 bis 2016 ist die mittlere, tägliche Strompreistagesesspreizung von 27,34 €/MWh_{el} stetig auf 6,07 €/MWh_{el} gesunken, s. Abbildung 1.1 und 6.1. Bis 2022 werden allein durch den Ausstieg aus der Kernkraft ca. 11 GW installierter Nettoleistung aus dem Markt genommen, die 2016 einem Anteil von ca. 14,2 % des Bruttostromverbrauches bereitgestellt haben [39, T 22, 24]. Diese Verknappung von Erzeugungskapazitäten mit niedrigen variablen Erzeugungskosten wird bei mittlerer und hoher Residuallast für einen Anstieg der Strompreise sorgen und könnte somit den bisher beobachteten Trend umkehren. Vorerst fehlt jedoch der wirtschaftliche Anreiz für den Zubau von elektrischen Speichern in Deutschland. Studien zufolge ist ein Zubau von Stromspeichern gegenüber anderen Alternativen momentan nicht wirtschaftlich, und demnach

⁵Das Prinzip des einheitlichen Markträumungspreises wird aktuell am Day-Ahead-Spotmarkt für Stundenprodukte verwendet, der aufgrund des hohen Handelsvolumens als maßgeblich betrachtet werden kann. Es existieren andere Auktionen, wie bspw. am Regelenenergiemarkt, die nach dem Pay-As-Bid-Verfahren arbeiten.

⁶Darüber hinaus werden elektrische Energiespeicher zur Bereitstellung von Regelenenergie eingesetzt, womit sich Erlöse aus zwei Märkten erwirtschaften lassen.

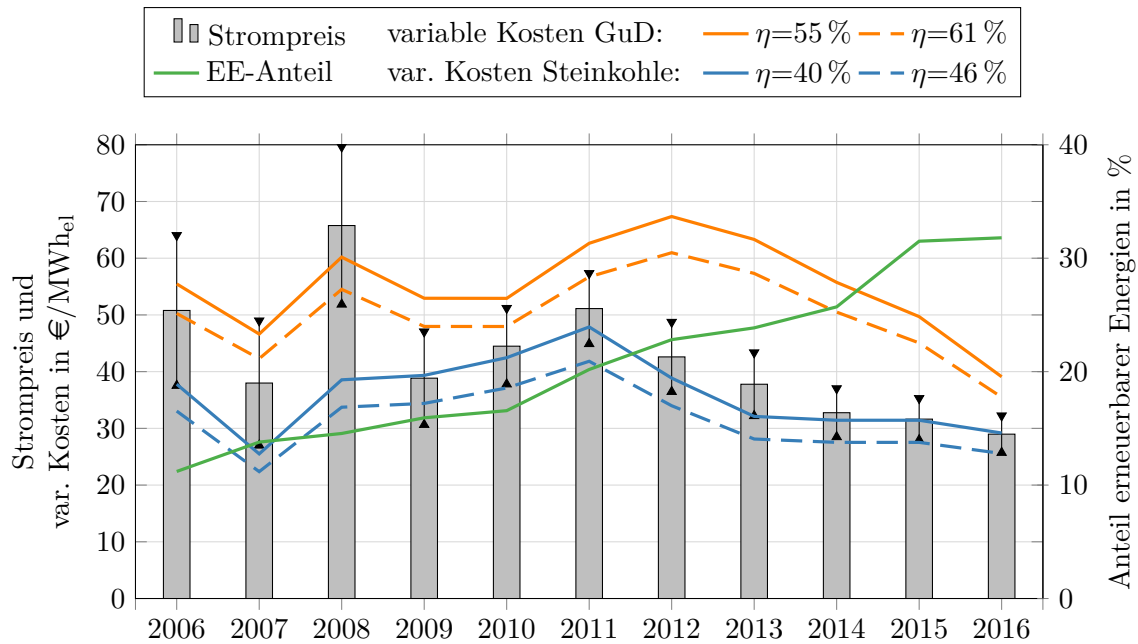


Abbildung 1.1: Mittelwert des Strompreises (Baseloadpreis) und mittlere Strompreistagespreizung (08:00 - 20:00 / 20:00 - 08:00), variable Erzeugungskosten von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Datengrundlage: [39, 40, 85]

erst bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sinnvoll bzw. nötig [207, 258, 239].

Die aktuelle Herausforderung besteht somit unter anderem darin, in einem Markt ohne nennenswerte Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Stromspeicher, das bestehende Energiesystem an die Anforderungen der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzupassen.

1.2 KWK-Anlagen der allgemeinen Fernwärmeversorgung

Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung besitzen einen, im Vergleich zur getrennten Erzeugung, höheren Brennstoffausnutzungsgrad und tragen somit zur Primärenergieeinsparung bei. Daher sollen, neben erneuerbaren Energien, auch KWK-Anlagen in Zukunft weiter ausgebaut werden. In §1 Abs. 1 des aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes⁷ heißt es „Dieses Gesetz dient der Erhöhung der Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 Terrawattstunden bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 Terrawattstunden bis zum Jahr 2025 im Interesse der Energieeinsparung sowie des Umwelt- und Klimaschutzes“. In der im August 2015 geänderten Fassung des KWKG von 2002⁸ waren die Ausbauziele mit 25 % in KWK erzeugtem Strom bis zum Jahr 2020 (ca. 150 TWh_{el/a}) noch deutlich ambitionierter. Im Jahr 2016 betrug die KWK-Stromerzeugung bereits 117 TWh_{el} bzw. ca. 19 % der Nettostromerzeugung. Die Heizkraftwerke der allgemeinen (Fernwärme-) Versorgung nehmen hierbei mit 51 TWh_{el/a} in KWK erzeugtem Strom⁹ neben industrieller KWK mit 35 TWh_{el/a}, eine wichtige Rolle ein. [5]

⁷Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist

⁸Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 331 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist

⁹Nettowärmeerzeugung in 2016: 95 TWh_{th}

Im Vergleich zu Kraftwerken kommt Heizkraftwerken im Strommarkt eine besondere Rolle zu, da sie einer anderen Einsatzstrategie folgen. Im Gegensatz zum Stromnetz ist das Fernwärmenetz lokal begrenzt, womit die Wärmeversorgung nur von wenigen Heizkraftwerken und Heizwerken realisiert werden kann. Die kostenoptimale Einsatzreihenfolge für die Fernwärmeerzeugung erfolgt in dem Fall auf Basis der variablen Wärmeerzeugungskosten. Für Heizwerke ergeben sich diese aus den mit dem Brennstoffeinsatz verbundenen Kosten. Bei KWK-Anlagen wird zusätzlich eine Stromgutschrift aus dem Stromerlös berücksichtigt, um die sog. Wärmerestkosten zu bestimmen, oder der entgangene Stromerlös durch den Stromverlust der Wärmeauskopplung eingepreist, s. auch Abschnitt 4.4. Heizkraftwerke folgen daher dem Strompreissignal nur bedingt, da sie technischen Limitierungen unterliegen, die zu einer fernwärmenachfragebedingten minimalen Stromerzeugung führen (auch Must-Run-Strom¹⁰, oder Koppelstrom genannt), oder zu einem Stromverlust durch die Wärmeauskopplung, s. auch Abschnitte 4.3 und 5.2. Dieser eingeschränkten Flexibilität kann mit Hilfe von Wärmespeichern begegnet werden.

Heizkraftwerke mit Wärmespeichern

Die Ergänzung von Heizkraftwerken mit thermischen Speichern ermöglicht eine partielle Entkopplung der Wärmenachfrage vom Einsatz der KWK-Anlage und damit der Stromerzeugung. Auf diese Weise kann eine stärker strompreisorientierte Fahrweise angestrebt werden, womit sich die Stromerzeugung von Heizkraftwerken stärker an der Residuallast orientiert. Die Reduktion der Must-Run-Stromerzeugung von KWK-Anlagen bei niedriger Residuallast bzw. niedrigen Strompreisen ist somit sowohl für die Wirtschaftlichkeit des Standortes von Vorteil, als auch für eine bessere Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Darüber hinaus ermöglicht die Wärmespeicherung eine Erhöhung des Anteils der in KWK erzeugten Fernwärme. Die Erhöhung des KWK-Wärmedeckungsgrades bzw. die Reduktion der ungekoppelten Fernwärmeerzeugung stellt somit, neben der strompreisorientierten Fahrweise, eine zweite Möglichkeit dar, den Betrieb ökonomisch zu optimieren, und gleichzeitig das Potential der KWK zur Primärenergieeinsparung besser auszunutzen, vgl. auch [64, 269].

In Dänemark wurden traditionell fast alle KWK-Anlagen mit fester Stromkennzahl (Gegendruck-Charakteristik) mit Wärmespeichern ausgestattet, während dies bei den flexibleren Entnahmekondensations-Anlagen nur zum Teil geschah. Mit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes und dem einhergehenden Bedarf an Flexibilität wurden Wärmespeicher nachgerüstet, sodass inzwischen nahezu alle Heizkraftwerke mit einem oder mehreren Wärmespeichern ausgestattet sind. [185]

In Deutschland betrug die Kapazität aller installierten Großwärmespeicher bis 2012 ca. 8 GWh_{th} oder ca. 180.000 m³. Mit der Einführung deren Förderung durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in 2012 wurden binnen fünf Jahren weitere ca. 12 GWh_{th} hinzugebaut, womit aktuell rund 20 GWh_{th} zur Verfügung stehen [64]¹¹. Das Potential bei einem flächendeckenden Einsatz von Wärmespeichern in der Fernwärmeversorgung wird in [64] auf rund 90 GWh_{th} und in [270] auf 70 bis 110 GWh_{th} geschätzt. Die Leitstudie 2010 [176] sieht für das Jahr 2050 eine Kapazität von 238 GWh_{th} vor und in [28] und [269] werden Kapazitäten von bis zu ca. 400 GWh_{th} betrachtet.

Somit ist die Thematik der Fernwärmespeicherung einerseits durch die aktuelle Entwicklung und andererseits durch das noch vorhandene Ausbaupotential von besonderem Interesse.

¹⁰Als Must-Run-Stromerzeugung wird in der vorliegenden Arbeit die Erzeugung elektrischer Energie definiert, die bei Strompreisen unterhalb der variablen Kosten der reinen Stromerzeugung erfolgt.

¹¹Eine Liste der Wärmespeicher mit einer Kapazität > 3.000³ in Deutschland ist in [64, S. 77] zu finden.

1.3 Ziel, Methodik und Aufbau der Arbeit

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, Fernwärmespeicher im Hinblick auf folgende Aspekte zu untersuchen:

1. Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern

- Welche Amortisationszeiten und betriebswirtschaftlich optimalen Kapazitäten ergeben sich für die aktuelle und voraussichtlich zukünftige Marktsituation?
- Wie ist deren Abhängigkeit von den Marktbedingungen und der Konfiguration des Fernwärmesystems?

2. Mechanismen des Einsatzes von Wärmespeichern

- Welche Triebkräfte und limitierenden Faktoren existieren für den Einsatz von Fernwärmespeichern?
- Welche Eigenschaften eines Fernwärmesystems sind relevant zur Beurteilung des Nutzens von Wärmespeichern?

3. Veränderung des Betriebes der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung

- Welchen Nutzen haben Fernwärmespeicher für den Stromsektor und wie sind deren Betriebscharakteristika als funktionale Stromspeicher?
- Wie stark steigt der Anteil der Wärmeerzeugung aus Heizkraftwerken und deren Effizienz im Betrieb durch Fernwärmespeicher?

Hierbei erfolgt zum einen eine Neubewertung dieser Fragestellungen für aktuelle Rahmenbedingungen und zum anderen wird ein breiteres Spektrum an konsistenten Ergebnissen, Auswertungen und Interpretationen vorgestellt, als in bisherigen Arbeiten, s. Abschnitt 2.2.

Zur Untersuchung der aufgeführten Fragestellungen wird ein dynamisches, gemischt-ganzzahlig lineares Modell zur Einsatzoptimierung eines Fernwärmesystems entwickelt und genutzt. Mit diesem wird der stündlich optimale Fahrplan von Fernwärmesystemen mit vier unterschiedlichen Typen von Heizkraftwerken und Rahmenbedingungen für die Jahre 2010 bis 2016 und Prognosen für 2035 ermittelt. Dabei ergibt sich der Vorteil der Wärmespeicherung aus dem Vergleich der Rechnungen mit Wärmespeichern unterschiedlicher Kapazität mit der Referenzrechnung ohne Wärmespeicher.

Nach einer Einordnung der Arbeit in den energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Kontext in Kapitel 1, wird im nächsten Kapitel der Stand der Technik und Forschung aufgeführt und zusammengefasst. Die Grundlagenkapitel 3 und 4 beschreiben die für die Arbeit relevanten Aspekte von Fernwärmesystemen, Heizkraftwerken und insbesondere Wärmespeichern. In Abschnitt 4.4 werden analytische Zusammenhänge zur Einsatzplanung von Fernwärmeerzeugern in graphischer Form dargestellt. Diese dienen einerseits dazu, erste Schlussfolgerungen zu den Mechanismen des Einsatzes von Wärmespeichern abzuleiten, und andererseits, dem Vergleich mit numerischen Ergebnissen in Abschnitt 7.2.2 (Abb. 7.9). Das mathematische Einsatzoptimierungsmodell ist in Kapitel 5 beschrieben, wobei sämtliche genutzte Eingangsdaten separat in Kapitel 6 aufgeführt werden.

Die Darstellung und Diskussion der Ergebnisse findet in Kapitel 7 statt. Hierbei wird die Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern (Ziele: 1.) in Abschnitt 7.1 vorweggenommen, bevor auf die Betriebsweise und den Nutzen von Wärmespeichern (Ziele: 2.) eingegangen wird. Um den Einfluss der Wärmeversorgung auf die Stromerzeugung von Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt zu verdeutlichen, wird in Abschnitt 7.2.1 die Stromerzeugung

von Kraftwerken und Heizkraftwerken gegenübergestellt. Anschließend erfolgt die detaillierte Analyse des Betriebs von Fernwärmespeichern. Hierzu wird die (optimale) Be- und Entladecharakteristik der Wärmespeicher in Abhängigkeit von den Strompreisen und den sich ergebenden Wärmekosten für die vier untersuchten Heizkraftwerkstypen dargestellt (Abb. 7.9 bis 7.11), und die Triebkräfte und Limitierungen der Wärmespeicherung, sowie relevante Systemeigenschaften abgeleitet. Darüber hinaus wird der Speichereinsatz in Zyklen zur Verdrängung des Heizwerkes und zur strompreisorientierten Fahrweise des Heizkraftwerkes (funktionale Stromspeicherung) aufgeteilt (Tab. 7.1), und die Zyklen der funktionalen Stromspeicherung den Wärmezyklen gegenübergestellt (Tab. 7.2). Abschließend werden der Einsatz des Wärmespeichers im Jahresverlauf und dessen Jahresverluste, sowie der Einfluss der Nachheizung aufgeführt und diskutiert. In Abschnitt 7.2.3 werden Ergebnisse aus einer vereinfachten Einsatzoptimierung für einen generischen Stromspeicher präsentiert, um die grundlegenden Unterschiede von Stromspeichern und Wärmespeichern zur funktionalen Stromspeicherung darzulegen. Die Analyse der Veränderung des Betriebes der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung (Ziele: 3.) findet in Abschnitt 7.2.4 statt und wird am Ende des Abschnitts in einem Zwischenfazit zusammengefasst und interpretiert. In Abschnitt 7.3 werden Sensitivitätsanalysen zum KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems, zu Anfahrkosten der Heizkraftwerke und den vorgegebenen Strompreisen durchgeführt. Anschließend erfolgt ein Ausblick für prognostizierte Marktbedingungen des Jahres 2035. Zuletzt wird der methodische Ansatz kritisch diskutiert und ein Vergleich der Ergebnisse mit dem Stand der Forschung durchgeführt, bevor die Ergebnisse in Kapitel 8 zusammengefasst werden.

2 Stand der Technik und Forschung

Im folgenden Abschnitt wird der Stand der Technik zur in der vorliegenden Arbeit methodisch genutzten computergestützten Einsatzplanung von Energiesystemen dargestellt. Anschließend ist der Stand der Forschung zum Nutzen von Wärmespeichern beim Betrieb von KWK-Anlagen aufgeführt und zusammengefasst. Technische Grundlagen und für die vorliegende Arbeit relevante Aspekte von Wärmespeichern, Fernwärmenetzen und Heizkraftwerken sind in den Kapiteln 3 und 4 beschrieben.

2.1 Stand der Technik

Unter Einsatzplanung wird in dieser Arbeit die Ermittlung einer Trajektorie von Betriebspunkten (Fahrweise) für Anlagen in einem System über einen definierten Zeitraum verstanden, die zum einen den gestellten Anforderungen genügt und zum anderen den betriebswirtschaftlichen Nutzen maximiert. Zu den Anforderungen kann bspw. die Deckung einer Last gehören, oder die Einhaltung von Vorgaben, die zumindest (auch wenn es selbstverständlich erscheinen mag) die Realisierbarkeit des geplanten Anlageneinsatzes sicherstellen. In Bezug auf den Planungshorizont wird üblicherweise zwischen Kurz- Mittel- und Langfristplanung unterschieden, die unterschiedlichen Aufgaben dienen. Diese können bspw. die kurzfristige Lastaufteilung, der mittelfristige Handel an Terminmärkten oder die Revisionsplanung sowie die langfristige Investitionsplanung sein, vgl. [92, S. 2 f.].

Die Aufgabe der Einsatzplanung wird insbesondere komplex und erfordert rechnergestützte Methoden, wenn intertemporale Abhängigkeiten auftreten, die bei Speichern inhärent vorhanden sind. Wann ein Speicher be- oder entladen werden sollte, um ein optimales Betriebsergebnis zu erzielen hängt nicht nur von den in dem vorliegenden Zeitschritt auftretenden Bedingungen ab, sondern auch von denen der folgenden Zeitschritte. Auch die Entscheidung, ob ein (Heiz-) Kraftwerksblock bei niedrigen Strompreisen abgeschaltet werden sollte, oder nicht, erfordert die Berücksichtigung mehrerer Zeitschritte, wenn neben Stromerlösen und variablen Erzeugungskosten auch Anfahrkosten berücksichtigt werden.

2.1.1 Computergestützte Einsatzplanung

Allein die Menge relevanter Eingangsdaten und für die Einsatzplanung nötige Abhängigkeiten sind bereits ein Grund zur Verwendung einer elektronischen Datenverarbeitung. Der effiziente Einsatz von Algorithmen mit Hilfe von Computern, ermöglicht neben der Datenhandhabung die Ermittlung eines umsetzbaren und guten oder bezüglich festgelegter Kriterien mathematisch optimalen Einsatzplanes. Da die Einsatzplanung darin besteht, mit vorhandenen Ressourcen, die üblicherweise durch Kapazitäten und Kosten charakterisiert sind, eine oder mehrere Aufgaben mit minimalen Kosten zu erfüllen, wird ein mathematisches Modell benötigt, welches diese Eigenschaften verknüpft. Dieses weist Freiheitsgrade auf, die den operativen Entscheidungsspielraum darstellen, bspw. wann welche Ressource zu welchem Anteil genutzt werden soll. Darüber hinaus enthält das mathematische Modell die Beziehung, wie der gewählte Einsatz die Kosten, oder allgemeiner die festgelegten Gütekriterien beeinflusst – die Zielfunktion.

Die verschiedenen methodischen Ansätze unterscheiden sich in der Art, wie die Freiheitsgrade für das Auffinden des Einsatzplanes geschlossen werden und in welcher Art die Rückkopplung der Zielfunktion dazu berücksichtigt wird.

2.1.2 Heuristische und stochastische Verfahren und dynamische Optimierung

In diesem Abschnitt werden kurz Verfahren vorgestellt, die zwar für Aufgaben der Einsatzplanung genutzt werden oder wurden, die sich in der Praxis jedoch nicht durchgesetzt haben.

Heuristische Verfahren

Im einfachsten Fall werden die Freiheitsgrade durch Heuristiken geschlossen. Heuristiken sind Regeln nach denen die Einsatzplanung erfolgt, womit die Lösung des mathematischen Modells eine Simulationsrechnung darstellt, s. bspw. [23, 138, 220, 268, 271]. Wenn die Einsatzplanungsaufgabe darin besteht, eine Last mit vorgegebenen Erzeugereinheiten zu decken, ist eine rational sinnvolle Heuristik, die Erzeugereinheiten ihren Kosten nach aufsteigend zu sortieren (Merit Order) und für jeden Zeitschritt solange eine weitere Erzeugereinheit hinzuzunehmen, bis die vorgegebene Last gedeckt ist, s. auch Abschnitt 4.4. Neben dem Testen verschiedener einfacher Einsatzstrategien als Parameterstudie, hat dieses Verfahren den Vorteil, dass es nur einer Simulation für jeden Satz gewählter Heuristiken bedarf, und damit der numerische Aufwand sehr niedrig ist. Um Vorgaben, wie bspw. Mindestlasten oder andere Restriktionen zu berücksichtigen, ist eine Prüfung auf Verletzung der Restriktionen vorzusehen und die Formulierung priorisierter, Alternativen zu formulieren. Je komplexer die Kostenstruktur und je mehr Restriktionen zu berücksichtigen sind, umso schwieriger wird es Heuristiken aufzustellen, die für jeden Fall einen Einsatzplan ergeben, der einerseits realisierbar ist und andererseits nicht im Sinne der Zielfunktion zu übertreffen ist. Daher werden in den meisten Fällen Optimierungsverfahren eingesetzt, um eine Einsatzplanung durchzuführen. Sie nutzen die Freiheitsgrade eines mathematischen Modells derart aus, dass die Zielfunktion, je nach Vorgabe maximiert oder minimiert wird und die Restriktionen dabei eingehalten werden.

Stochastische Verfahren: Evolutionäre und genetische Algorithmen

Von einer Vielzahl existierender Optimierungsverfahren wurden verschiedene stochastische für die Einsatzplanung von Energiesystemen getestet, wie bspw. evolutionäre und genetische Algorithmen und simulated annealing, z. T. in Kombination mit neuronalen Netzwerken oder Fuzzy Logic, s. bspw. [2, 55, 66, 79, 80, 149, 155, 181, 193, 192, 201, 245].

Bei evolutionären und genetischen Algorithmen werden die Optimierungsvariablen in Anlehnung an die in der Natur vorkommenden Prozesse der Mutation und Fortpflanzung stochastisch verändert bzw. rekombiniert. Jeder Satz der auf diese Weise erzeugten Optimierungsvariablen wird in einer Simulation im Hinblick auf Erfüllung der Nebenbedingungen und Güte im Sinne der Zielfunktion ausgewertet. Ausgehend von den Ergebnissen mehrerer Sätze von Optimierungsvariablen werden vielversprechende selektiert und wieder verändert und / oder rekombiniert. Dieser iterative Prozess hat den Vorteil, dass er grundsätzlich auf jede Art von Optimierungsproblemen angewendet werden kann, da das mathematische Modell vom Optimierungsverfahren als Blackbox behandelt wird und somit – sofern lösbar – beliebiger Natur und Komplexität sein kann. Der Nachteil stochastischer Verfahren ist die fehlende Bewertung einer gefundenen Lösung in Bezug auf globale Optimalität und der, im Vergleich zu deterministischen Optimierungsverfahren, oftmals hohe numerische Aufwand durch die Vielzahl der nötigen Modellauswertungen [3, 14, 41].

Dynamische Optimierung

Von den deterministischen Optimierungsverfahren wurde neben der mathematischen Programmierung (s. nächsten Abschnitt) auch die diskrete dynamische Optimierung basierend auf dem Optimalitätsprinzip von Richard Bellman zur Einsatzplanung eingesetzt, s. bspw. [114, 147] bzw. die Kurzfassungen der Arbeiten auf S. 14 und S. 18 dieser Arbeit:

Bei der diskreten dynamischen Optimierung werden für jeden Zeitschritt alle diskreten Zustände die das betrachtete System einnehmen kann zunächst definiert, und anschließend von einem vorgegebenen Endzustand aus, rückwärts alle möglichen Zustandsänderungen auf Zulässigkeit geprüft und dessen Einfluss auf die Zielfunktion ausgewertet und abgespeichert. Der zulässige Pfad entlang aller Zeitschritte, der im Sinne der Zielfunktion das beste Ergebnis liefert, ergibt die optimale Lösung des Problems¹². Die Dekomposition des Gesamtproblems und die rückwärtsgerichtete Lösung basiert auf dem Gedanken, dass es irrelevant in Bezug auf die nächsten Zeitschritte ist, auf welchem Weg das System in einen bestimmten, diskreten Zustand gelangt ist, und somit die Optimallösung von einem beliebigen Zeitschritt bis zum Ende des betrachteten Zeithorizontes Teil der Lösung für den gesamten Planungshorizont sein muss. Oder wie Bellman [31, S. 83] es formuliert: „An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state resulting from the first decision“. Der numerische Aufwand kann reduziert werden, indem durch Abspeicherung der Resultate für gleiche Zustandsänderungen, bspw. in unterschiedlichen Zeitschritten, eine erneute Auswertung vermieden wird.

In der Einsatzplanung durchgesetzt hat sich jedoch die mathematische Programmierung, bei der die eingesetzten Algorithmen die Auswertung aller gültigen Lösungen vermeiden.

2.1.3 Mathematische Programmierung / Optimierung

Die mathematische Programmierung oder mathematische Optimierung nutzt im Gegensatz zu heuristischen oder stochastischen Optimierungsverfahren das mathematische Modell, um durch gradientenbasierte oder ähnliche Verfahren zielgerichtet iterativ von einem Startpunkt aus „den Weg zum Optimum zu finden“. Dabei kann jedes Optimierungsproblem behandelt werden, unabhängig von seinem Charakter bzw. der zu beantwortenden Fragestellung. Es wird lediglich nach Typen der genutzten Gleichungen und Variablen klassifiziert. Die wesentlichen Unterscheidungen werden bzgl. linearer oder nichtlinearer Gleichungen und kontinuierlicher und ganzzahliger Variablen getroffen. Abhängig von der sich ergebenden Modellklasse kann ein entsprechender Lösungsalgorithmus (Solver), wie bspw. CPLEX oder CONOPT genutzt werden, der oftmals mehrere Optimierungsmethoden vereint, wie bspw. Gradientenverfahren, das Simplex-Verfahren, Innere-Punkte-Methode, Branch & Bound oder das Schnittebenen-Verfahren.

Nichtlineare Optimierungsprobleme (NLP)

Die Verwendung nichtlinearer Gleichungen und Ungleichungen birgt die Gefahr mehrere lokale Optima für das Optimierungsproblem zu erhalten, womit ausgehend von dem gewählten Startpunkt nur das nächstgelegene Optimum gefunden wird, ohne zu wissen, ob dies auch das globale Optimum ist. Eine Ausnahme bilden sog. konvexe Optimierungsprobleme, bei denen aus der Struktur der Gleichungen und Ungleichungen die Existenz mehrerer lokaler Optima ausgeschlossen werden kann¹³. In der globalen Optimierung werden Anstrengungen unternommen, zu beweisen, dass das gefundene Optimum auch gleichzeitig das globale Optimum ist, bspw. durch Aufteilung des Optimierungsproblems in mehrere konvexe Subprobleme und der Nutzung von konvexen Approximationsfunktion [14, S. 13 ff.], [139, S. 98 f.]. Dadurch wird das zu lösende

¹²Für eine genaue Beschreibung der (diskreten) dynamischen Optimierung s. bspw. [179, S. 357 ff. bzw. 367 ff.].

¹³Zur Definition von konvexen Funktionen und Mengen s. [54, S. 19 f.], [251, S. 13 ff.] oder [237, S. 48 ff.].

Problem i. d. R. ein gemischt-ganzzahlig nichtlineares Problem – die anspruchsvollste Klasse von Optimierungsproblemen. In der Anwendung zeigt sich, dass bereits bei vergleichsweise kleinen Problemen der Beweis der globalen Optimalität i. d. R. nicht vollständig erbracht werden kann, womit die Ergebnisse oftmals nicht praxistauglich sind. Während bei nichtlinearen Optimierungsproblemen ohne die Notwendigkeit eines Beweises der globalen Optimalität Modelle mit 10^4 bis 10^6 Variablen gelöst werden können [33], beschränkt sich die globale Optimierung i. d. R. auf Modelle mit mehreren 10 bis 10^2 Variablen [14, 45, 53, 136].

Lineare Optimierungsprobleme (LP)

Die Verwendung von ausschließlich linearen Gleichungen und Ungleichungen ist zur Modellierung vieler Prozesse nur mit starken Vereinfachungen (Linearisierungen) der exakten Beziehungen möglich und somit oftmals bezüglich der Modellgenauigkeit unbefriedigend. Dennoch haben lineare Modelle den großen Vorteil nur ein Optimum zu besitzen und weisen eine konstante Steigung entlang des gesamten Definitionsbereichs jeder Variablen auf, womit sie sehr effizient gelöst werden können. Zu den leistungsfähigsten Algorithmen zählen der Simplex-Algorithmus, der sich – bildlich gesprochen – entlang der Kanten des LP-Polyeders von Ecke zu Ecke bis zum Optimum arbeitet, und die Innere-Punkte-Methode¹⁴; beides Verfahren, die ihren Ursprung Mitte des letzten Jahrhunderts haben. Heutzutage können lineare Optimierungsprobleme mit Millionen von Variablen und Nebenbedingungen gelöst werden, und mit entsprechenden Dekompositionsverfahren zwei bis drei Zehnerpotenzen mehr [34].

Gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme (MILP und MINLP)

Während bei den oben beschriebenen linearen und nichtlinearen Optimierungsproblemen nur kontinuierliche Variablen genutzt werden, können diese auch mit ganzzahligen Variablen ergänzt werden und ergeben ein sog. gemischt-ganzzahliges Problem. Eine oft verwendete Form von ganzzahligen Variablen sind Binärvariablen, die nur die Werte 0 oder 1 annehmen können. Mit denen lassen sich logische Entscheidungen (ja/nein) formulieren, bzw. Wenn-Dann-Bedingungen in ein Optimierungsproblem integrieren. Für jede Wertekombination der binären Variablen ergibt sich ein kontinuierliches Unterproblem. Bei einer Binärvariable sind es 2, bei Zweien bereits 4, und schon bei zehn Binärvariablen $2^{10} = 1024$ Unterprobleme. Daher gilt es bei der ganzzahligen oder gemischt-ganzzahligen Optimierung Strategien zu entwickeln, mit denen möglichst wenige der sich ergebenden Unterprobleme ausgewertet werden müssen.

Nachfolgend werden einige Grundgedanken von gemischt-ganzzahligen Optimierungsverfahren anhand von Binärvariablen aufgeführt. Diese werden von Verfahren wie Branch & Bound und Branch & Cut in Stand-der-Technik-Solvern genutzt, um strukturiert und mit möglichst geringem numerischen Aufwand ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem zu lösen:

In einem ersten Schritt können alle Binärvariablen relaxiert werden, d.h. die Ganzzahligkeitsbedingung wird zunächst aufgehoben, womit die relaxierten Binärvariablen zu kontinuierlichen Variablen werden, die jeden Wert zwischen 0 und 1 annehmen können. Das sog. relaxierte Problem ist ein rein lineares Optimierungsproblem und dessen Auswertung liefert eine erste obere Schranke¹⁵ für die Lösung des Originalproblems, da dessen Lösungsraum durch die Aufhebung der Ganzzahligkeitsbedingung größer ist, als der des Originalproblems. Damit ist bewiesen, dass das gesuchte Optimum nicht besser sein kann, als die obere Schranke. In einem zweiten Schritt wird eine beliebige gültige Lösung des Originalproblems (unter Einhaltung der Ganzzahligkeitsbedingung) ausgewertet. Der Wert der Zielfunktion des gesuchten Optimums muss zwischen dieser ersten gefundenen gültigen Lösung und der ersten gefundenen oberen Schranke liegen.

¹⁴Zur Erläuterung der Verfahren s. bspw. [54, S. 29 ff.], [134, S. 23 ff., S.67 ff.] und [179, S. 155 ff.].

¹⁵Eine obere Schranke ergibt sich bei einem Maximierungsproblem, und entsprechend eine untere bei einem Minimierungsproblem.

Im weiteren Verlauf werden weitere gültige Lösungen gefunden, die im Sinne der Zielfunktion besser sind, als die bereits gefundenen, und gleichzeitig die erste obere Schranke herabgesetzt. Der Abstand zwischen der besten gefundenen gültigen Lösung und der kleinsten oberen Schranke (Gap) kann als Abbruchkriterium für den Algorithmus dienen und gleichzeitig zur Bewertung der Globalität des gefundenen Optimums herangezogen werden, s. bspw. [62, S. 80].

Grafisch kann man das gemischt-ganzzahlige Problem als Baum darstellen, bei dem jede Binärvariable einen Knoten darstellt, der sich nach unten in zwei Zweige aufteilt; bei dem einen nimmt die Binärvariable den Wert 1 an, bei dem anderen den Wert 0, s. bspw. [70, S. 43], [139, S. 66, 75], [244, S. 158]. Am unteren Ende des Baumes ist jeder Binärvariable ein Wert von 0 oder 1 zugeordnet. Manche dieser Lösungen sind unter Berücksichtigung aller Nebenbedingungen zulässig (gültige Lösungen), andere nicht, und die im Sinne der Zielfunktion beste der gültigen zu finden ist das Ziel der Optimierungsaufgabe. Um nicht alle diese potentiellen Lösungen am unteren Ende des Baumes auszuwerten, werden Unterprobleme innerhalb des Baumes betrachtet, bei denen die darüberliegenden Binärvariablen ganzzahlig sind, und die darunterliegenden relaxiert. Der gesamte darunterliegende Ast kann „weggeschnitten“, und im weiteren Verlauf nicht weiter berücksichtigt werden, sofern dieser Knoten des teilrelaxierten Problems entweder unzulässig ist, oder einen schlechteren Wert für die Zielfunktion liefert, als eine bereits gefundene gültige Lösung, da die Anwendung der Ganzzahligkeitsbedingung auf die relaxierten Binärvariablen den Wert der Zielfunktion nur verschlechtern kann.

Beim Branch & Bound-Verfahren wird ausgehend von dem (teil-) relaxierten Problem eine Verzweigung (branch) bei nicht ganzzahligen Variablen erzeugt und jedes der zwei Unterprobleme mit einer Nebenbedingung für diese Verzweigung versehen. Das Schnittebene-Verfahren schließt nicht ganzzahlige Lösungen des relaxierten Problems durch lineare Ungleichungen (Schnittebenen, Cuts) aus. Das Schnittebenen-Verfahren nähert sich oftmals der optimalen Lösung im Gegensatz zum Branch & Bound-Verfahren schneller, konvergiert jedoch im späteren Verlauf langsamer. Um die Vorteile beider Verfahren zu erhalten, werden sie zu dem sog. Branch & Cut-Verfahren kombiniert. [139, S. 76] [70, S. 42 ff.] [244, S. 151 ff.]

Während bei gemischt-ganzzahlig nichtlinearen Problemen (GGNLP, mixed-integer nonlinear program: MINLP) die bereits bei den NLP aufgeführten Schwierigkeiten weiter verschärft werden, bieten die gemischt-ganzzahlig linearen (MILP) einen guten Kompromiss aus Modellierungsgüte, Lösbarkeit mit vertretbarem Aufwand, und Bewertung bezüglich global optimaler Lösung. Nicht-lineare (selbst nicht-konvexe) Zusammenhänge können bei Bedarf mit beliebig vielen Stützstellen stückweise linearisiert werden (s. Anhang A.1.5) und Produkte von binären und einer kontinuierlichen Variable oder einer linearen Funktion können durch Umformulierungen linearisiert werden, s. Anhang A.1.1 bis A.1.4.

2.1.4 Einsatzplanung von Energiesystemen in der heutigen Praxis

Einsatzplanungsmodelle werden nicht nur genutzt, um einen Fahrplan bestehender Anlagen zu ermitteln, sondern sind oftmals Mittel zum Zweck, um Energiesysteme jeder Art zu analysieren, bei denen ein dynamischer Betrieb zu berücksichtigen ist. In der vorliegenden Arbeit ist die optimale Fahrweise des Wärmespeichers und der Erzeugereinheiten nur ein Teilaspekt. Darauf aufbauend wird aus der Differenzbetrachtung des Anlageneinsatzes mit und ohne Wärmespeicher die Wirtschaftlichkeit des Speichers, sowie die Auswirkungen der Wärmespeicherung auf die Jahreskennzahlen der KWK-Anlagen und der Heizwerke bestimmt.

Strommarktmodelle und andere Energiesystemmodelle

Für viele Fragestellungen zu den aktuellen energiepolitischen Themen im Elektrizitätssektor (erneuerbare Energien, Speicherung, Power-to-X, Strommarktdesign) werden sog. fundamentale Strommarktmodelle eingesetzt. Sie umfassen örtlich meist ein Land bzw. ein Marktgebiet und weisen zeitlich eine stündliche Auflösung auf. Bei Strommarktmodellen ist der Kraftwerkseinsatz die Grundlage, um Strompreise, aber auch aus dem Brennstoffbedarf resultierende CO₂-Emissionen und den Anteil der Erzeugung und Speicherung jeder Anlage bzw. Technologie zu bestimmen. Sie werden entweder als (rein) lineare Modelle (LP) formuliert oder als gemischt-ganzzahlig lineare Modelle (MILP).

Beispielhaft seien die linearen Modelle von Niels Ehlers zur Untersuchung des Strommarktdesigns angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung [82] genannt, das von Lion Hirth zur Bewertung des Marktwertes fluktuierender erneuerbarer Energien entwickelte open source¹⁶ Modell EMMA [119, 117, 118], das am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) entwickelte open source Modell DIETER [209, 210, 275, 276], und das SCOPE-Modell des Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES) [96, 100].

Vertreter von gemischt-ganzzahlig linearen Strommarktmodellen sind das MICOES-Modell, das unter der Leitung von Thomas Bruckner aufgebaut wurde [43, 44, 64, 247] und das Modell des Fachgebietes Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin, welches maßgeblich von Sebastian Spieker entwickelt wurde [145, 228, 229] und für die in der vorliegenden Arbeit genutzten Strompreisprognosen verwendet wird, s. Abschnitt 7.3.4 und Anhang A.3.2.

Darüber hinaus existieren Energiesystemmodelle, die auf die Analyse der Energieversorgung einer kleineren Region abzielen und somit örtlich bspw. auf kommunaler Ebene begrenzt sind und daher den Strommarkt nicht fundamental bzw. endogen abbilden. Dazu gehört bspw. das open source MILP-Modell OEMOF [116, 274, 273] und die LP-Modelle KomMod [81] und deeco – letzteres ebenfalls open source [15, 50, 51, 52].

Nichtlineare (NLP) und gemischt-ganzzahlig nichtlineare Modelle (MINLP) für derartige Analysen bilden eine Ausnahme und weisen eine deutlich kleinere Anzahl an betrachteten Zeitschritten auf. In [250] wird eine nicht-konvexe MINLP-Einsatzplanung für die Untersuchung von Heizkraftwerken mit Langzeitwärmespeicher durchgeführt, bei der 78 Zeitschritte (13 Zeitschritte pro Jahr für 6 Jahre) in einem Modell mit 5.900 Gleichungen und 8.200 Variablen betrachtet werden¹⁷. Das am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) entwickelte NLP-Modell REMIND kann für die Untersuchung des gesamten Energiesektors weltweit (REMIND-R) [22, 151, 188] oder auf nationaler Ebene (REMIND-D) [213] genutzt werden. Es werden üblicherweise rund 20 Zeitschritte (5 Jahre pro Zeitschritt, vom Jahr 2005 bis 2100) berücksichtigt, um Investitions- und Entwicklungspfade zu untersuchen. In beiden Fällen wird durch eine Mehrzahl von Rechnungen mit unterschiedlichen Startwerten versucht auszuschließen, ein lokales Optimum zu finden, statt das globale.

¹⁶Ein aktueller Überblick von open source Energie-Modellen ist in [166] zu finden.

¹⁷Zum Vergleich, das LP-Modell EMMA weist rund 6 Mio. Variablen auf und benötigt auf einem handelsüblichen PC ca. 10 Minuten Rechenzeit [119].

Kommerzielle Software zur Einsatzplanung von (Heiz-) Kraftwerksparks

Kommerzielle Software, die zur Einsatzplanung im Alltagsgeschäft entwickelt wurde, unterscheidet sich gegenüber Modellen, die zu Forschungszwecken genutzt werden (s. oben), durch eine klare Trennung zwischen Anwender und Entwickler. Der Vorteil kommerzieller Software ist eine vergleichsweise intuitive Nutzung existierender Module, die das Risiko von Modellierungsfehlern jeglicher Art stark reduziert. Von Nachteil ist die Beschränkung des Anwenders auf die von den Entwicklern vorgesehenen Module, die oftmals nicht erweitert oder verändert werden können. Bei den hauptsächlich in der Forschung genutzten quellcodebasierten Modellen lassen sich – nur begrenzt durch die Möglichkeiten der mathematischen Modellierung – nach Belieben Gleichungen, Variablen und Parameter ergänzen, womit die Nutzer meist Anwender und Entwickler zugleich sind.

Die Programme BoFiT Optimierung [191] der deutschen Firma ProCom GmbH und energy-PRO [83] der dänischen Firma EMD International A/S sind kommerzielle Softwarepakete, die sich insbesondere für die Einsatzplanung von Fernwärmesystemen, aber auch Kraftwerksparks eignen. Beide besitzen eine grafische Oberfläche, die dem Anwender den Aufbau eines Energiesystems durch Auswahl, Verknüpfung und Parametrierung vorgefertigter Komponenten erlauben. Daraus wird ein gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsproblem erzeugt und mit kommerziellen state-of-the-art Solvern, wie bspw. CPLEX, gelöst.

Die Firma IBM, die 2009 ILOG aufgekauft hat, und seitdem als IBM ILOG den Solver CPLEX weiterentwickelt und vertreibt, bietet ebenfalls ein Produkt zur Einsatzplanung für die Energie- und Versorgungswirtschaft an: IBM ILOG Unit Commitment solution [128]. Darüber hinaus haben andere namhafte Firmen Einsatzplanungstools in ihrem Produktportfolio, z.B. die Siemens-Gruppe mit dem auf gemischt-ganzzahlig linearer Optimierung basierenden Programm Security-Constrained Unit Commitment (SCUC) [224] und EnergyIP DEMS – Demand Response and Virtual Power Plants [223].

TOP-Energy [154] wurde ursprünglich zur Simulation von Energiesystemen an der RWTH Aachen entwickelt, seitdem weiterentwickelt (s. bspw. [140]) und wird inzwischen von der Firma magis consult GmbH kommerziell vertrieben. Es besitzt eine grafische Oberfläche, vorgefertigte Komponenten und die Option eigene zu programmieren, und neben vielen anderen Anwendungen die Möglichkeit MILP-Einsatzplanungen von Energiesystemen vorzunehmen [211].

Zuletzt seien noch die Programme zur Kraftwerkseinsatzplanung PowerSimm Operations Manager der US-amerikanischen Firma Ascend Analytics LLC [16], das am Lehrstuhl für Elektrische Energietechnik der Bergischen Universität Wuppertal entwickelte MILP-Einsatzplanungsprogramm PROMETHEUS [255] und das an der Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft der TU Dresden entwickelte, freie Einsatzplanungstool für Fernwärmesysteme FreeOpt [107] genannt. Eine Marktübersicht weiterer Software zur Einsatzoptimierung ist in [105, S. 163 ff.] zu finden.

Ohne Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben, zeigt diese Aufzählung der kommerziellen Softwaretools zur Einsatzplanung von Energiesystemen, dass die gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung oder Optimierung methodisch den Stand der Technik zur Lösung derartiger Problemstellungen darstellt. Der Grund dafür ist, wie oben bereits beschrieben, der gute Kompromiss aus erreichbarer Modellgüte und Lösbarkeit des aufgestellten Optimierungsproblems.

2.2 Stand der Forschung

Bestehende Literatur zum Nutzen von Wärmespeichern beim Betrieb von KWK-Anlagen geht auf die Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 zurück und lässt sich in Erfahrungsberichte und Analysen zu Verlusten sowie Abhandlungen zur Einsatzplanung und daraus resultierende Ergebnisse untergliedern. Darüber hinaus sind in den letzten Jahren einige Arbeiten veröffentlicht worden, in denen Wärmespeicher thematisiert werden.

In Erfahrungsberichten von realisierten oder geplanten Projekten [32, 152, 162, 183, 185, 190, 214, 257, 278] werden technische Aspekte zur Konstruktion und der Einbindung von Wärmespeichern in Fernwärmenetze, sowie die damit verbundenen Investitionskosten aufgeführt. Experimentelle und numerische Analysen [4, 76, 123, 124, 132, 172, 240, 249] liefern Informationen zu den Mechanismen und der Quantifizierung von Verlusten, insbesondere durch Konvektion und Wärmeleitung im Inneren von Verdrängungswärmespeichern. Für die vorliegende Arbeit dienen die Erfahrungsberichte und Untersuchungen der Verlustmechanismen als Grundlage für nötige Annahmen und Eingangsdaten, sowie als Informationsquelle für das Grundlagenkapitel 3 zu Wärmespeichern.

In den folgenden Abschnitten wird ein Überblick zu methodischen Ansätzen und relevanten Kernergebnissen der wichtigsten Arbeiten vor und nach der Liberalisierung des Strommarktes gegeben und anschließend zusammengefasst und durch Informationen aus weiteren Veröffentlichungen ergänzt.

2.2.1 Arbeiten aus der Zeit vor der Strommarktliberalisierung

Achim Herrmann, Heiner Hüning und Winfried Schuricht haben in ihren gemeinsam veröffentlichten Dissertationen mit dem Titel „*Methode zur Bestimmung des optimalen Einsatzes von Elementen eines Fernwärmesystems mit Mengendruckregelung*“ [114] bereits 1978 ein rechnergestütztes Einsatzplanungswerkzeug entwickelt, mit dem Tagesfahrpläne für Fernwärmesysteme mit Wärmespeicher erstellt werden können.

Das betrachtete Fernwärmesystem in Chemnitz (ehem. Karl-Marx-Stadt) besteht aus einem rohkohlegefeuerten Sammelschienenheizkraftwerk mit vier Dampferzeugern und drei Entnahmekondensationsturbinen, zwei Heizwerken und einem Druckwärmespeicher aus 36 Behältern mit einem Gesamtvolumen von 5.940 m^3 . Die praxisorientierte Aufgabenstellung erfordert die Möglichkeit der Vorgabe von Anlagenverfügbarkeiten, sowie ein umfassendes Rechenmodul zur Erstellung von Fernwärmelastprognosen auf Basis von Wetterdaten und Heizgewohnheiten der Fernwärmabnehmer. Der Fahrplan für die Stromerzeugung wird, im Gegensatz zur heute üblichen Vorgehensweise, vorgegeben, da dieser vom Bezirkslastverteiler ermittelt wird. Zur Bestimmung des optimalen Anlageneinsatzes werden die variablen Erzeugungskosten zur Deckung der vorgegebenen Strom- und Fernwärmenachfrage mit Hilfe diskreter dynamischer Optimierung basierend auf dem Optimalitätsprinzip von Bellmann (s. Abschnitt 2.1.2) minimiert. Die einzelnen Anlagenkomponenten werden hierbei jeweils als Black-box modelliert.

In Abschnitt 10 bearbeitet Schuricht die Anwendung des Modells zur Auslegung von Wärmespeichern. Einleitend wird unter anderem erklärt, dass die Dimensionierung eines Wärmespeichers der technischen Begrenzung unterliegt, die sich aus der in Lasttälern zur Verfügung stehenden freien Leistung zur Beladung des Speichers ergibt. Ferner resultiert aus dem Vergleich der Investitionskosten eines Wärmespeichers und denen eines Heizwerkes, dass die Leistungsabsicherung mit Hilfe eines Speichers in der Regel günstiger ist. Basierend auf diesen Überlegungen wurde die Speicherkapazität festgelegt mit dem verallgemeinerungsfähigen Ergebnis, die Kapazität solle ca. 0,7 Stunden der maximalen Fernwärmenachfrage bzw. einer Speicherleistung von 0,1 bis 0,15 (= Speicherfaktor) dieser betragen (S. 335). Zuvor, auf Seite 332 f. heißt es: „Spitzen- und Schwachlast sollten bei der Entscheidung für einen Speicher zueinander in der Relation stehen, daß der Speicherfaktor mindestens 0,1 beträgt. Dadurch entwickelt sich die Speicheranlage zu

einem nicht zu vernachlässigenden Teilelement des Fernwärmesystems in echter Partnerschaft, während er sonst in die Gefahr der Bedeutungslosigkeit gerät.“

In der mit dem Einsatzplanungswerkzeug durchgeführten Sensitivitätsanalyse mit Speicherkapazitäten zwischen 0,574 und 1,143 Stunden der maximalen Fernwärmenachfrage resultiert das Gewinnmaximum bei einer Kapazität von 0,83 Stunden der maximalen Fernwärmenachfrage, wobei das Gewinnmaximum flach ausfällt. Dabei bleibt die optimale Speicherkapazität für verschiedene Annahmen bzgl. unterschiedlicher Fahrpläne und Erlöse der Stromerzeugung, sowie einem Austausch von Speicher- und Heizwerksleistung nahezu konstant; lediglich der Betrag des Gewinns durch Wärmespeicherung verändert sich. Schuricht kommt zum Schluss, dass „die aus den Belastungsganglinien der Fernwärme resultierende technische Einsatzgrenze des Speichers im ökonomischen Ergebnis nicht wesentlich von der optimalen Speichergröße abweicht“, der optimale Bereich der Speicherkapazität mit ± 25 bis ± 50 % ausgehend vom Optimalwert beachtlich groß ist, und gibt als Richtwert für die optimale Speichergröße 0,83 Stunden der maximalen Fernwärmeleistung an. Bezogen auf die Wärmeengpassleistung des Heizkraftwerkes beträgt die optimale Speicherkapazität ca. 1,68 Stunden.

Wolfgang Prinz vereint in dem Artikel „*Konstruktive und wirtschaftliche Aspekte des Kurzzeit-Wärmespeichers in Flensburg*“ [190] von 1982 technische Angaben zum Heizkraftwerk und dem Wärmespeicher, eine betriebswirtschaftliche Nachkalkulation der Wärmespeicheranlage und den darüber hinaus gehenden volkswirtschaftlichen Nutzen des Wärmespeichers.

Mit dem für 1985 geplanten Block besteht das steinkohlegefeuerte Heizkraftwerk aus fünf Blöcken mit zwei Entnahmekondensationsturbinen und drei Gegendruckturbinen, die bei voller Wärmeauskopplung in Summe 144 MW Elektrizität und 337 MW Fernwärme erzeugen. Dazu kommen noch 107 MW Frischwärmeerzeugung aus ölgefeuerten Spitzenlastkesseln. Die sechs Heizkondensatoren sind fernheizwasserseitig in Reihe geschaltet und die Leitungen zum bzw. vom Wärmespeicher sind vor bzw. hinter dem zweiten und dritten Heizkondensator angeschlossen. Die Begrenzung auf 100 °C bei drucklosen (atmosphärischen) Wärmespeichern stellt keine nennenswerte Einschränkung dar, weil die Haupteinsatzzeit von Wärmespeichern in den Jahreszeiten liegt, in denen die Vorlauftemperatur meist unterhalb von 100 °C ist und die Fernwärmeleistung geringer ist, als die Wärmeengpassleistung der Heizkraftwerke. Im Winter sind die KWK-Anlagen meist ohnehin gänzlich ausgelastet und können nicht zur Beladung des Speichers eingesetzt werden, sodass die höhere Vorlauftemperatur nicht begrenzend ist. Der Wärmespeicher ist mit 28.000 m³ Wasser gefüllt, von denen 25.000 m³ (ca. 800 MWh) für Wärmespeicherzwecke nutzbar sind, besitzt eine Entladeleistung von ca. 80 MW und hat inkl. Peripherie 4,9 Mio. DM gekostet. Der Speicher ist somit für ca. 2,4 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung und einer minimalen Entladedauer von 10 Stunden ausgelegt.

Für die betriebswirtschaftliche Nachkalkulation wird mit einer Wertigkeitstafel gearbeitet, die Wertigkeitsfaktoren für elektrische Energie in Abhängigkeit von der Jahreszeit, des Wochentages und der Uhrzeit beinhalten. Daraus geht bspw. hervor, dass der Strom im Sommerhalbjahr tagsüber (6 bis 20 Uhr) um 14,80 DM/MWh_{el} bzw. 20% teurer ist, als in der Nacht. Mit Hilfe von historischen Daten zu Fernwärmeeinspeisung und KWK-Stromproduktion, sowie der Anzahl und der Einsatzreihenfolge der sich jeweils in Betrieb befindlichen Blöcke werden die elektrischen Verlagerungspotentiale ermittelt. Die Kombination der Informationen aus den Wertigkeitstafeln und dem jährlichen Verlagerungspotential ergibt den jährlichen Verlagerungsgewinn durch den Wärmespeicher. Dieser beträgt bei den fünf Blöcken (Ausbaustufe 1985) 650 TDM/a von denen 60 TDM/a für die Kompensation der Wärmeverluste und des Pumpstroms abgezogen werden müssen. Der Jahresdeckungsbeitrag beträgt damit 590 TDM/a und ist somit höher, als die Annuität des Speichers in Höhe von 480 TDM/a. Die statische Amortisationszeit ergibt sich zu 8,3 Jahren.

In dem BMFT-Forschungsprojekt „*Vorprojekt zur Vorbereitung von Bau und Betrieb eines Stahl-Großbehälters als Wärmespeicher in einem Fernheizsystem*“ [157], dessen Abschlussbericht 1984 veröffentlicht wurde, sind verschiedene Konzepte von Wärmespeichern im Hinblick auf den Einsatz in der Fernwärmeschiene Niederrhein untersucht worden. Die drei betrachteten Technologien sind druckbeaufschlagte und atmosphärische Warmwasserspeicher, sowie thermochemische Wärmespeicher. Der Einsatzzweck der Wärmespeicherung ist die Verbesserung der Abwärmenutzung aus der nahegelegenen Industrie und der wirtschaftlichere Betrieb der Fernwärmeerzeugeranlagen bei der Versorgung der Ballungsräume Duisburg, Dinslaken, Moers und Voerde.

Für die Dimensionierung des druckaufgeladenen Wärmespeichers wird die Integration des stark schwankenden Abwärmepotentials (Leistungsänderungen von bis zu 70 MW in ca. 17 Minuten) am Industriestandort Beeckerwerth durch den Speicher bei konstanter Leistungsabgabe (30 MW) betrachtet. Daraus wird abgeleitet, dass ein Wärmespeicher mit einem Volumen von 1.500 m^3 bereits das theoretische Maximum der Abwärmenutzung ermöglicht (über 80 % der auftretenden Häufigkeit), jedoch wird für die Praxis ein Volumen von 2.000 m^3 als angemessen erachtet. Dies würde auch dem Erfahrungswert für die Auslegung von Systemspeichern in der DDR nach Schuricht (s. S. 14) entsprechen, wonach die Kapazität 80 bis 100 % der stündlichen Wärmehöchstlast betragen sollte. Für den aus zehn Einzelbehältern mit je 200 m^3 bestehenden Druckspeicher mit einem Betriebsdruck von 32 bar und einer Temperaturspreizung von $180 - 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ werden die Investitionskosten mit rund 5 Mio. DM angegeben. Der Wärmespeicher wurde im November 1983 fertiggestellt und es wird mit einer Erhöhung der Abwärmenutzung in Höhe von 20 % gerechnet. Die Betriebserfahrungen der ersten fünf Monaten haben gezeigt, dass die Regelung nach und nach ergänzt und verbessert werden musste und die Temperaturgrenzschicht schneller wächst, als angenommen. Sie nimmt nach ca. einer Woche einen Volumenanteil von 10 % ein. (S. 21 – 48)

Für den atmosphärischen Großwärmespeicher wird eine Temperaturspreizung von $97 - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ zugrunde gelegt und die Verdrängung von Frischwärme als Einsatzzweck betrachtet. Um den gesamten Spitzenlastbedarf zu verdrängen wäre eine Kapazität von rund 390.000 m^3 nötig, die jedoch mit Investitionskosten von rund 58 Mio. DM eine statische Amortisationszeit von rund 58 Jahren aufweisen würde, und damit „um einen Faktor 8 bis 9 zu teuer ist. Daraus kann der Schluß gezogen werden, daß eine Wirtschaftlichkeit nur für kleine Speicher erzielbar ist, die dafür mehrmals in einer Sommerperiode eingesetzt werden [...]“ (S. 72 f.). Eine nächste Betrachtung ergibt, dass mit einer Speicherkapazität von 35.000 m^3 bereits die Hälfte der Spitzenlasterzeugung durch Abwärme substituiert werden kann, womit der Speicher 5 bis 6 Vollzyklen pro Jahr aufweisen würde. Durch eine Variation der Speichergröße und Anwendung der Annuitätenmethode ergibt sich ein sehr flaches Optimum der Gesamtkosteneinsparung für eine Kapazität von ca. 18.000 m^3 , welches sich bei einer Steigerung der Energiepreise von 55 auf $100\text{ DM/MWh}_{\text{el}}$ zu einer Kapazität von 40.000 m^3 verschiebt. (S. 74 – 78)

Als thermochemischer Wärmespeicher wird zunächst ein Zeolithspeicher als Ergänzung zum Druckspeicher am Standort Beeckerwerth in Erwägung gezogen. Bei Marktpreisen von ca. $3,00\text{ DM/kg}$ werden die maximal zulässigen Kosten für das Zeolithmaterial, die eine wirtschaftliche Nutzung ermöglichen, zu $0,80\text{ DM/kg}$ bestimmt. Abschließend heißt es: „Die Frage, ob derartige Zeolithpreise bei der Herstellung großer Mengen Zeolith erzielbar sind, läßt sich heute nicht beantworten; sie muß jedoch skeptisch beurteilt werden [...]“ (S. 100)

Zuletzt wird ein Zeolithspeicher an der Wärmeübergabestelle eines Abnehmernetzes betrachtet und dessen Wirtschaftlichkeit unter den getroffenen Annahmen mit Einsparungen von ca. 600.000 DM/a und Investitionskosten von 4,3 Mio. DM als wahrscheinlich befunden. Ein Vergleich mit einem Druckspeicher der gleichen Kapazität zeigt jedoch, dass dieser mit nur 1,7 Mio. DM die deutlich lukrativere Lösung wäre.

In dem BMFT-Forschungsbericht von 1986 „*Optimierung der Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken unter Berücksichtigung der zeitlichen Änderungen des Strom- und Wärmebedarfs unter Einbeziehung von Speichern*“ [23] wird untersucht „zu welchen Kosten Fernwärme aus großen steinkohlegefeuerten Kraftwerksblöcken auskoppelbar ist und wie man in einem vorgegebenen Feld von Bedingungen systematisch vorgehen kann, um diese Kosten zu minimieren.“ (S. 8) Hierbei wird der Einsatz eines Wärmespeichers, aber auch unterschiedliche Dimensionierungen des Dampferzeugers, der Dampfturbinen, der Heizkondensatoren, sowie die partielle Substitution von KWK-Wärme durch Frischwärme und die Ersatzstrombeschaffung betrachtet. Die Wärmespeicherung wird insbesondere im Hinblick auf die Beeinflussung der Ersatzheizwärmebeschaffung (Verdrängung von Frischwärmeerzeugung) bei Kraftwerksausfällen oder Wochenendstillständen untersucht.

Das Basis-Dampfheizkraftwerk besitzt eine elektrische Leistung von 400 MW und eine Wärmeengpassleistung von ebenfalls 400 MW (Stromkennzahl: 1), wobei diese Auslegungsdaten auch variiert werden. Die betrachteten Heizkraftwerke haben Anzapf-Kondensations-Dampfturbinen mit einer zwei- bis dreistufigen Heizwasseraufwärmung, Frischdampfparameter von 192 bar und 536 °C (ZÜ: 538 °C), sowie einen Druck im Hauptkondensator von 50 mbar und werden mit der Software KRAWAL der Kraftwerk Union (KWU) AG simuliert. Für die dynamischen Untersuchungen kommt eine in Fortran geschriebene Software zum Einsatz, mit der die unterschiedlichen Anlagenkonzepte in mehreren Schleifen für stündlich aufgelöste Strom- und Wärmefahrpläne simuliert werden. Dabei werden Strompreise berücksichtigt, die nach Hoch- und Niedertarif strukturiert sind, wobei die Differenz des Arbeitspreises zwischen NT und HT rund 2,5 Pf/kWh_{el} beträgt. Es ergeben sich stromseitige Ausnutzungsdauern von 3.100 bis 4.900 h/a und Jahrsaussnutzungsdauern der Fernwärmeauskopplung von 2.500 bis 3.000 h/a je nach Fall.

Die Kernergebnisse zielen primär auf die Wärmeerzeugungskosten und den Brennstoffmehraufwand der Wärmeauskopplung der verschiedenen Anlagenkonfigurationen ab. Eine in allen betrachteten Fällen robuste Feststellung ist, dass es kostengünstiger ist, eine durch die Fernwärmeauskopplung eingeschränkte stromseitige Verfügbarkeit in der Planungsphase zu berücksichtigen, als diese nachträglich mit Ersatzstrombeschaffung zu beheben. In Bezug auf Wärmespeicher wird geschlossen, dass zur Deckung der Spitzenlast der Einsatz des Wärmespeichers immer kostengünstiger ist, als die Frischwärmeerzeugung aus Heizöl. Dabei kann mit Hilfe des Wärmespeichers ein Anteil von 17 bis 100 % des Spitzenlastbedarfs gedeckt werden, womit sich maximale Kosteneinsparungen von 38 % ergeben. Zur Dimensionierung heißt es in der Kurzfassung: „Der [wirtschaftlich] optimale Speicher ist nur 1/10 bis 1/2 so groß wie der für den Maximalfall ausgelegte Wochenendspeicher.“ (S. 12)

Auch wenn die optimale Dimensionierung in der Arbeit nur eine untergeordnete Rolle spielt, wird diese für zwei Fahrpläne und die fünf betrachteten Konfigurationen des Heizkraftwerksblockes angegeben (S. 133). Für die Basisvariante des Dampfheizkraftwerkes (KENN 1) ergibt sich eine optimale Kapazität von ca. 1,5 bis 2 GWh, was ca. 4 bis 5 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung von 400 MW_{th} entspricht. Die sog. Maximalvariante des Dampfheizkraftwerkes (KENN 5) mit einer Wärmeengpassleistung von 600 MW (Stromkennzahl: 0,66) ist gekennzeichnet durch vergrößerte Heizkondensatoren, einen vergrößerten Dampferzeuger, der es erlaubt, bei maximaler Wärmeauskopplung die elektrische Leistung auf dem Niveau des Kondensationsbetriebes zu halten, und eine Verlängerung der Kühltampflinie (Gegendrucklinie) auf die elektrische Leistung des Kondensationsbetriebes. Bei dieser Anlagenkonfiguration sinkt die optimale Kapazität für Fahrplan A1 auf 1 GWh, wohingegen diese bei Fahrplan A4 auf 8 GWh ansteigt. Bezogen auf die KWK-Wärmeengpassleistung liegt die Kapazität demnach zwischen 1,7 und 13,3 Stunden. Der Unterschied der zwei Fahrpläne ist eine im Vergleich zu Fahrplan A1 bei Fahrplan A4 um 1.800 Stunden pro Jahr geringere stromseitige Fahrplananforderung und um 500 Stunden höhere Benutzungsdauer des Fernwärmenetzes (S. 43).

Roland Dubois hat sich in seiner Dissertation von 1986 *„Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern“* [78] das Ziel gesetzt, ein praxistaugliches, leistungsfähiges Optimierungsverfahren für die Tageseinsatzplanung von Versorgungssystemen mit Wärmespeichern zu entwickeln. Er leitet aus den analysierten Anforderungen der Aufgabenstellung die Notwendigkeit der gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung ab, beschreibt ausführlich die mathematische Formulierung des Modells und stellt die Grundgedanken einer neuen, effizienten, problemspezifischen Steuerung des verwendeten Branch & Bound-Algorithmus (s. Abschnitt 2.1.3) vor. Abschließend werden für drei Modellsysteme Anwendungsfälle diskutiert, u. a. der Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern.

Die Untersuchungen bestätigen die These, dass für eine optimale Einsatzplanung eine gekoppelte Betrachtung der elektrischen und thermischen Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung dynamischer Abhängigkeiten (bspw. Anfahrvorgänge der Heizkraftwerksblöcke und Speichereinsatz) notwendig ist. Eine isolierte Betrachtung der Teilsysteme Wärmeversorgung und Elektrizitätswirtschaft, wie in der (damaligen) Praxis üblich, sowie eine zeitpunktbezogene (nicht dynamische) Lastaufteilung, wie in der (damaligen) Literatur zu finden, ist im Sinne des Gesamtsystems nicht optimal. Somit bietet das im Rahmen der Arbeit entwickelte Verfahren ein wertvolles Hilfsmittel für die optimale Tageseinsatzplanung, mit dem Kosteneinsparpotentiale erschlossen und wirtschaftliche Schwierigkeiten der Fernwärmeversorgung überwunden werden können und eine weitere Verbreitung des volkswirtschaftlich sinnvollen Prinzips der KWK ermöglicht wird. Aus der Betrachtung unterschiedlicher Typtage folgert der Autor, dass optimal ausgelegte drucklose Wärmespeicher in den zwei kleineren, der drei betrachteten Systeme Amortisationszeiten von unter 5 Jahren aufweisen (S. 170 ff.). Die optimalen Kapazitäten bei aufsteigender Größe der Fernwärmesysteme (s. S. 118 ff.) ergeben sich zu 0,34 bzw. 0,87 und 0,74 Stunden der maximal auftretenden Fernwärmeleistung oder 0,39 bzw. 1,27 und 0,76 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung (S. 118, 154 - 163). Als maßgeblicher Auslegungsparameter der Wärmespeicher wird das Speichervolumen identifiziert, wohingegen die zulässige Be- und Entladezeit, sowie die Speicherverluste „in praktisch keinem Fall einen signifikanten Einfluss“ haben (S. 173). Der Wärmespeicher stellt für die tägliche Einsatzplanung einen zusätzlichen Freiheitsgrad dar, der einen wesentlich flexibleren Einsatz der KWK-Anlage sowohl zur elektrischen Spitzen- und Mittellastlastabdeckung, als auch zur Substitution von Frischwärmeerzeugung [aus Heizwerken] ermöglicht, sowie eine „Beruhigung des Anlageneinsatzes und eine Verlagerung der Erzeugung in die Optimalpunkte“ bewirkt (S. 174).

Rutger Kretschmer hat in seiner Dissertation von 1993 *„Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeit-Wärmespeichern“* [147] die ökonomisch optimale Auslegung des Gesamtsystems für die Versorgung einer Siedlung, einer Brauerei und einer Klinik mit Hilfe dynamischer Optimierung untersucht. Hierbei werden Gasmotoren und Gasturbinen mit Abhitzekeesseln als KWK-Anlagen berücksichtigt, deren Betriebsbereich keine voneinander unabhängige Strom- und Wärmeerzeugung erlaubt (Gegendruckcharakteristik). Die Analysen werden für jeweils einen bis zehn Typtage mit stündlich aufgelöstem Tageslastgang der Wärmenachfrage und einem Hoch- und Niedrigtarif für Strombezug und Stromrückeinspeisung durchgeführt. Das mathematische Modell wird mit einem in TurboPascal implementierten Algorithmus nach dem Bellmann-Prinzip für dynamische Optimierung gelöst, bei dem der optimale Pfad durch ein Gitter gültiger Zustandspunkte rekursiv bestimmt wird, s. auch Abschnitt 2.1.2.

Er kommt in seiner Zusammenfassung zu den Ergebnissen, „daß der Einsatz von Kurzzeitwärmespeichern in der Mehrzahl der untersuchten Fälle wesentliche Vorteile beim Betrieb von dezentralen KWK-Anlagen verspricht“, wie bspw. „die Senkung der spezifischen Energiekosten für das Gesamtsystem, die Senkung der CO₂-Emissionen und der Vergleichmäßigung der Belastung der KWK-Anlage“ (S. 75). Dabei sollte bereits in der Planungsphase eine sorgfältige

Anlagenauslegung unter Berücksichtigung der Betriebsführung mit Wärmespeichern erfolgen, wobei „jedes System eine individuelle Ermittlung der günstigsten Auslegungswerte erfordert“ (S. 77). Die dynamische Optimierung bietet dazu eine praktikable Lösung des Problems, wobei „der verwendete Algorithmus der Dynamischen Optimierung recht schnell an die Grenzen der derzeit verfügbaren Rechentechnik gelangt.“ (S. 77). Darüber hinaus stellt Kretschmer fest, dass eine sichere Beurteilung des Vorteils von Wärmespeichern nur auf Basis eines Vergleichs optimaler Lösungen für eine Anlage bzw. ein System mit und ohne Wärmespeicher möglich ist. Des Weiteren ergab die Auswertung seiner Untersuchungen, dass der Teillastbetrieb bei Anlagen ohne Wärmespeicher nur sehr geringe betriebswirtschaftliche und ökologische Vorteile verspricht und die Integration eines Wärmespeichers den Teillastbetrieb unnötig macht, womit der Anlagennutzungsgrad steigt und die verbrauchsgebundenen Kosten und Emissionen sinken. Bei der Minimierung der gesamten Versorgungsvollkosten ergeben sich vergleichsweise flache Optima für die Abhängigkeit der Dimensionierung der KWK-Anlagen und der Speicherkapazität. Daraus schließt Kretschmer, dass dies einerseits eine gewisse Sicherheit bei der Planung bietet, andererseits den Optimierungsaufwand generell fragwürdig macht.

Die optimale Kapazität des Wärmespeichers wird mit 0,5 bis 1 Stunde der maximalen Wärmenachfrage angegeben und weist Kapitalrückflussdauern (Amortisationszeiten) von unter einem Jahr auf. Aus den Ergebnissen für die drei betrachteten Fälle ergeben sich optimale Speicherkapazitäten von ca. 1 bis 1,7 Stunden der maximalen Wärmeengpassleistung der optimal dimensionierten KWK-Anlagen. Hierbei kann der optimale KWK-Leistungsanteil an der maximalen Fernwärmenachfrage bei den Systemen mit und ohne Wärmespeicher identisch (Siedlung und Klinik) oder unterschiedlich sein, wie für die Brauerei, bei der durch Wärmespeicherung eine starke Vergleichmäßigung des Betriebs der KWK-Anlage ermöglicht wird. (S. 55 - 64)

Peter Lorentzen führt in seinem Artikel von 1993 „*Einsatz von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen*“ [153] neben technischen Kenndaten des Heizkraftwerkes und des Wärmespeichers in Offenbach [152] auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Wärmespeicher auf.

Das Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine und Frischdampfparametern von 115 bar und 535 °C hat eine elektrische Leistung von 48,5 MW_{el} bei maximaler Wärmeauskopplung von 100 MW_{th} und eine von 59,7 MW_{el} bei maximalem Kondensationsbetrieb und einer Wärmeauskopplung von 57,8 MW_{th}. Die Vorlauftemperatur in dem Fernwärmenetz beträgt 85 bis 120 °C und die Rücklauftemperatur 60 °C. Der Wärmespeicher ist drucklos und wird daher mit einer Temperaturspreizung von 98 - 60 °C betrieben. Er besitzt eine Kapazität von 8.000 m³ bzw. 240 MWh_{th}, eine Be- und Entladeleistung von 30 MW_{th} und hat 2 Mio. DM gekostet.

Bei der vereinfachten wirtschaftlichen Nachkalkulation des Wärmespeichers unter Vernachlässigung der Wärmeverluste und des Eigenbedarfs der Speicherpumpen wird davon ausgegangen, dass 10 von 35 GWh_{th}/a der Spitzen- bzw. Schwachlasterzeugung aus erdgasgefeuerten Heizkeseln durch Wärmespeicherung vermeidbar sind. Damit werden einerseits die Wärmekosten der Frischwärmeerzeugung durch die der KWK-Anlage substituiert und andererseits durch eine erhöhte Stromerzeugung in Höhe von 4,8 GWh_{el}/a im Gegendruckbetrieb die Stromerlöse erhöht. Aus dieser Betrachtung ergibt sich ein Jahresdeckungsbeitrag von ca. 365 T DM/a, womit sich eine dynamische (statische) Amortisationszeit von 7,5 (5,5) Jahren ergibt.

Neben der Reduktion der Frischwärmeerzeugung und der Anpassung der KWK-Stromerzeugung an den Strombedarf werden als weitere Vorteile von Wärmespeichern die Spitzenlastabdeckung, Ausfallreserve bei kurzfristigen Störungen von Erzeugungseinheiten, Vermeidung oder zeitliche Verschiebung von Investitionen in Erweiterungsmaßnahmen, sowie die Druckhaltung im Fernwärmenetz und der Ausgleich von Wasserverlusten bei Leckagen genannt.

Thomas Schmidt und Rudolf Danda berichten 1996 in ihrem Artikel „*Errichtung und Betrieb eines Fernwärmespeichers*“ [214] von dem Umbau eines Schweröltanks zu einem Wärmespeicher am

Standort Niehl, Köln. Der Öltank wurde gereinigt und von 20.000 m³ durch zusätzliche 5 Meter Höhe auf eine Kapazität von 25.000 m³ bzw. 750 MWh erweitert, da eine größere Kapazität sich als wirtschaftlich dargestellt hat, sofern die Kosten nicht zu hoch sind. Der Tank ist atmosphärisch und wird mit einer maximalen Temperaturspreizung von 98 - 60 °C betrieben. Eine Besonderheit ist die Pumpturbine mit Frequenzumrichter, die zur Rückgewinnung der Pumparbeit eingebaut wurde und eine Be- und Entladeleistung zwischen 10 und 65 MW ermöglicht. Neben der Entkopplung der Stromerzeugung von der Fernwärmenachfrage wird der Speicher als Ausgleichsbehälter und zur Druckhaltung genutzt, indem eine Verbindungsleitung in den Netzzrücklauf geöffnet wird. Die Investitionskosten werden mit 7 Mio. DM und die Amortisationszeit mit 4 bis 5 Jahren angegeben, wobei die Reduzierung der elektrischen Bezugsleistung als wesentlicher Grund angegeben wird.

2.2.2 Arbeiten der letzten Jahre

Die Prognos AG hat im Auftrag des AGFW im Jahr 2011 in der Kurzstudie „*Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien*“ [270] das Potential der Wärmespeicherung und elektrischen Zusatzheizung bei KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung untersucht. Ausgehend von den drei Fällen: i) Erhöhung der Stromproduktion ii) Abschaltung der KWK-Anlage und iii) elektrische Beheizung des Wärmespeichers wird für Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen und Gegendruckcharakteristik die Veränderung der Betriebspunkte, bzw. der Stromerzeugung ermittelt. Aus den Zeitreihen der Residuallast für 2010, einer Abschätzung dieser für 2020 und 2030 sowie der Fernwärmenachfrage werden Einsatzzeiten der Wärmespeicher (und el. Zusatzheizungen) für die drei Fälle bestimmt und daraus das Potential des Lastmanagements abgeschätzt.

Den Ergebnissen nach kann die Stromproduktion bei einem flächendeckenden Einsatz von Wärmespeichern um bis zu 3,6 GW erhöht und um bis zu 6,7 GW (18 GW mit el. Zusatzheizung) reduziert werden. Hierfür ist eine Speicherkapazität von 70 bis 110 GWh_{th} nötig. Darüber hinaus werden die Aussagen getroffen, dass die Einsatzzeiten der Wärmespeicher in Zukunft aufgrund des schnellen Ausbaus der erneuerbaren Energien steigen werden, und dass die Wärmespeicherung im Vergleich zu alternativen Lastmanagementoptionen aufgrund der technischen Verfügbarkeit, kurzer Realisierungszeiten, guter Akzeptanz und verhältnismäßig geringen Investitionskosten relevante Vorteile aufweist.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) hat 2012 den Abschlussbericht des BMWi-Forschungs(teil)projektes „*Flex – Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*“ [28] veröffentlicht, indem Wärmespeicher eine zentrale Flexibilitätsoption darstellen. Teilergebnisse, Kurzdarstellungen und ähnliche, sowie weiterführende Untersuchungen sind in [24, 25, 26, 27, 29, 236] zu finden. Mit Hilfe eines detaillierten Regionenmodells wird der Strom- und Wärmebedarf und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien örtlich und zeitlich aufgelöst abgebildet. Daraus ergibt sich die aus fossilen (Heiz-) Kraftwerken zu deckende elektrische Restlast (Residuallast) und die Wärmenachfrage, die von KWK-Anlagen und Heizwerken gedeckt werden muss. Zur Ermittlung des Potentials von Wärmespeichern wird ein Flexibilisierungsalgorithmus eingesetzt, der die Tagesarbeit der Fernwärme auf die einzelnen Stunden so aufteilt, dass der elektrische Restlastgang möglichst geglättet wird, was „der Ausnutzung des Strompreis-Spreads an der EEX, der sich durch eine hohe bzw. niedrige regenerative Einspeisung ergibt“, entspricht.

Für die prognostizierten Rahmenbedingungen des Jahres 2030 ergibt sich eine funktionale Stromspeicherung von 190 GWh_{el}, die einer Wärmespeicherkapazität von 380 GWh_{th} entspricht, wobei „die seltene Nutzung der gesamten funktionalen Speicherkapazität vermuten lässt, dass das Optimum eines Wärmespeicherausbaus bei niedrigen Gesamtkapazitäten liegt“. Drei im Kontext der vorliegenden Arbeit relevante Kernergebnisse sind, dass bei Wärmespeichern, im Gegensatz zu

Stromspeichern eine „Abhängigkeit der dynamisch fahrbaren Leistung von der Außentemperatur“ besteht, dass „das flexible KWK-System sich mit einer Speicherzeit von mehreren Stunden [...] bei den Pumpspeicherkraftwerken und CAES einordnet“ (S. 145), und dass durch Wärmespeicher der KWK-Deckungsgrad steigt und damit der Primärenergieeinsatz sinkt.

Die Abteilung Energiesystemanalyse des Fraunhofer Instituts für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) hat 2012 im Auftrag des BEE und AGFW die Studie „*Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt*“ [220] angefertigt, in der Elektroheizer, Wärmepumpen und Wärmespeicher untersucht, sowie eine strom- und wärmegeführte Fahrweise von KWK-Anlagen miteinander verglichen werden. Hierbei werden BHKW-Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen und ein GuD-Heizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine betrachtet. Der wärmegeführte Betrieb der KWK-Anlagen mit 4.000 Vollbenutzungsstunden und einer Stromeinspeisung zum Quartalsbaseloadpreis (KWK-Index) zzgl. KWK-Zuschlag dient als Referenz. Unter „stromgeführt“ wird die Abschaltung der KWK-Anlage und Wärmeerzeugung ausschließlich mit Hilfe eines Heizkessels bei negativer prognostizierter Residuallast im Stromnetz für das Jahr 2030 verstanden. Methodisch ergeben sich die Mehrkosten der flexiblen, stromgeführten Fahrweise aus den Mindererlösen gegenüber der wärmegeführten Fahrweise.

Bei der Integration von Wärmespeichern werden diese mit der Heuristik simuliert, den Spitzenlastkessel zu verdrängen und somit zusätzliche Betriebsstunden der KWK-Anlagen zu ermöglichen. Hierbei steigen die Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen um ca. 500 bis 600 Jahresstunden und es zeigt sich, dass eine Reichweite von 6 Stunden als Kapazität des Wärmespeichers (6 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung) eine wirtschaftliche Grenze darstellt (S. 23-24). Der Vergleich der wärmegeführten Fahrweise (ohne Wärmespeicher) mit der stromgeführten Fahrweise mit Wärmespeicher ergibt, dass die stromgeführte stets niedrigere Erlöse aufweist, zumal die Verminderung der Vollbenutzungsstunden für die stromgeführte Fahrweise durch den Wärmespeicher nicht kompensiert wird (S. 26).

Amany von Oehsen hat in ihrer Dissertation von 2012 „*Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungs-szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*“ [256] die Auslastung und Fahrweise von Kraftwerken, Stromspeichern und Heizkraftwerken mit Wärmespeichern, Elektroheizern und Wärmepumpen untersucht. Methodisch wird dazu ein gemischt-ganzzahlig lineares Einsatzoptimierungsmodell des deutschen Kraftwerksparks (fundamentales Strommarktmodell) genutzt und Eingangsdaten aus der Leitstudie 2010 [176] für das Jahr 2050 betrachtet.

Die Untersuchungen ergeben, dass der Deckungsanteil der KWK-Anlagen an der Wärmefachfrage bei 40 % für Szenario 2050 A bzw. 60 % bei Szenario 2050 C liegt, obwohl ohne die stromseitigen Beschränkungen ein Anteil von 97 % möglich wäre. Eine Abschätzung des Beitrags der Wärmespeicher mit einer Gesamtkapazität von 238 GWh_{th} ergibt für Szenario 2050 A eine Erhöhung der KWK-Wärmeerzeugung um 7,2 %, womit der KWK-Fernwärmedeckungsgrad um ca. 2,7 %-Punkte steigt, jedoch ohne signifikante Reduktion der CO₂-Emissionen. In dem Szenario 2050 C steigt der Anteil der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen um 8,7 %, was einer Steigerung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades um ca. 5,2 %-Punkten gleichkommt, und die CO₂-Emissionen sinken um 438.000 t/a – eine Reduktion der Gesamtemissionen der Stromerzeugung und KWK-gebundenen Wärmeversorgung um 1,6 %. Die Unterschiede in der Reduktion der CO₂-Emissionen werden auf einen verstärkten Einsatz von steinkohlegefeuerten Heizkraftwerken durch Wärmespeicherung und auf Wechselwirkungen in den unterschiedlichen Gesamtsystemen zurückgeführt. Im Ausblick wird die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Langzeitwärmespeichern empfohlen, da mit den in der Leitstudie angenommenen Dimensionierungen der KWK-Anlagen mit Kurzzeitwärmespeichern keine hohen KWK-Fernwärmedeckungsgrade und

Reduktionen von CO₂-Emissionen erreicht werden.

Im Jahr 2013 wurde von der Prognos AG der Bericht „*Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem*“ [269] veröffentlicht, der im Auftrag der Verbände BDEW und AGFW erstellt wurde. Methodisch wird der Einsatz der KWK-Anlagen auf stündlicher Basis berücksichtigt und die Untersuchungen werden für mehrere Stützjahre zwischen 2012 und 2050 durchgeführt. Es werden verschiedene Szenarien betrachtet, die neben einer Veränderung der KWK-Leistung und -Stromkennzahl den Einfluss von Wärmespeichern und Wärmespeichern in Kombination mit Elektroheizern beinhalten.

Zu den wichtigsten Ergebnissen zählen wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen mit dem Ziel die Effizienzvorteile der KWK durch Unterstützungsmaßnahmen zu sichern. Dies vor dem Hintergrund, dass KWK-Anlagen in Zukunft marktbedingt weniger Einsatzstunden in Betrieb sind, jedoch in relevantem Maße zur geplanten CO₂-Reduktion gegenüber der getrennten Erzeugung beitragen können. Voraussetzung für eine hohe KWK-Strom- und Wärmeerzeugung und die Erschließung der KWK-Potentiale ist der flächendeckende Einsatz von Wärmespeichern. Aus einem Vergleich verschiedener Stromspeicher folgt die Erkenntnis, dass Wärmespeicher in Kombination mit Elektroheizern kostengünstiger als Alternativen, und mit heutigem Stand der Technik realisierbar sind. In Bezug auf die vorliegende Arbeit sind die quantitativen Ergebnisse zur Dimensionierung von Wärmespeichern und die dadurch erreichte Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades (S. 47-48) von besonderem Interesse. Für die Jahre 2012, 2030 und 2050 wird der KWK-Anteil der Fernwärmeproduktion (KWK-Fernwärmedeckungsgrad) über der bundesweiten Kapazität von Wärmespeichern (0 bis 400 GWh) dargestellt (Abb. 27). Auffällig ist hierbei zum einen, dass der KWK-Deckungsgrad ohne Wärmespeicher von ca. 96 % im Jahr 2012 auf ca. 53 % im Jahr 2050 sinkt und zum anderen, dass die Erhöhung des KWK-Deckungsgrades mit Wärmespeichern mit einer Gesamtkapazität von 400 GWh im Jahr 2012 rund 2 %-Punkte und in 2050 ca. 6,5 %-Punkte beträgt. Eine Einschätzung einer sinnvollen Gesamtkapazität bei einer flächendeckenden Nutzung von Wärmespeichern ergibt 200 GWh, die eine Zwischenspeicherung der maximal (im Winter) auftretenden Wärmelast von ca. 5 Stunden ermöglicht.

Im Jahr 2014 hat die Prognos AG im Auftrag des BMWi die Studie „*Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*“ [142] herausgebracht, die in der Neufassung des KWK-Gesetzes im darauffolgenden Jahr maßgeblich Berücksichtigung fand. Ausgehend von einer Bestandsaufnahme werden für die unterschiedlichen Sektoren der KWK Potentialanalysen und Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt, die insbesondere die Entwicklung und die mögliche Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung im Strom- und Wärmeversorgungssystem der nahen (2020) und fernen (bis 2050) Zukunft darlegen. Die Untersuchungen dienen einerseits der Evaluierung des KWK-Gesetzes und andererseits der in der EU-Richtlinie 2012/27/EU vorgesehenen Bewertung des Potentials der hocheffizienten KWK und leitungsgebundenen Wärme- und Kälteversorgung. Zu den wichtigsten Erkenntnissen zählen die Aussagen, dass der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung ohne Veränderung der Fördermechanismen zukünftig auf dem Niveau von ca. 16 % stagniert und somit das (damalige) Ziel von 25 % bis zum Jahr 2020 verfehlt würde. Hierbei nimmt der Anteil in der öffentlichen Fernwärmeversorgung ab, da die Wirtschaftlichkeit von Heizkraftwerken aufgrund sinkender Großhandelspreise nicht gegeben ist, insbesondere bei erdgasgefeuerten KWK-Anlagen wegen der Konvergenz von Strom- und Erdgaspreisen. Die Sensitivität der Förderbedingungen auf die Entwicklung der Fernwärmepotentiale sei jedoch besonders groß.

In Bezug zu Wärmespeichern wird neben der Aussage, dass diese die Flexibilität von KWK-Anlagen weiter erhöhen, festgestellt, dass binnen zwei Jahren seit der Förderung von Wärme- und Kältespeichern durch das KWKG 2012, fertiggestellte und im Zulassungsverfahren befindliche Kapazitäten von 61.000 m³ installiert wurden und bekannte Planungen von weiteren 230.000 m³ existieren (S. 19). Da sich eine Häufung des Speichervolumens im Bereich von 30.000 bis 45.000 m³ zeigt, in größeren Fernwärmenetzen jedoch höhere Kapazitäten für eine bestmögliche Flexibilisierung sinnvoll wären, sollte die Obergrenze der Förderung von 5 auf 10 Mio € pro Projekt verdoppelt werden (S. 223). Darüber hinaus wird zu bedenken gegeben, „dass die Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen im Stromsystem die Wirtschaftlichkeit von einzelnen Maßnahmen verschlechtern kann“, sodass „eine Koordinierung der Förderung von Flexibilitätsoptionen angestrebt werden sollte“ (S. 142).

Die Abteilung Energiesystemanalyse des Fraunhofer IFAM hat 2015 den Abschlussbericht des BMWi-Projektes: „Multi-Grid-Storage: Flexibilität für die Stromversorgung aus Gas- und Wärmenetzen“ [46] veröffentlicht. Gegenstand der Untersuchungen ist die Nutzung von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Technologien in Kombination mit KWK-Anlagen, um den zukünftigen Flexibilitätsbedarf zu decken. Dieser ergibt sich für das Jahr 2050 aus ca. 2.500 Stunden mit negativer Residuallast (Überproduktion aus EE) und entsprechend über 6.000 Stunden mit positiver. Methodisch kommt ein iteratives Simulationsmodell zum Einsatz, mit dem der kostengünstigste Anlageneinsatz inkl. Speichern errechnet wird.

Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit beider Technologien unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht attraktiv ist, wobei E-Heizer und Wärmepumpen im Vergleich zur Elektrolyse und Methanisierung die günstigeren Varianten darstellen. Daraus werden Hemmnisse und Handlungsempfehlungen abgeleitet. Für die Definition des Referenzszenarios wird eine KWK-Anlage mit einer elektrischen und thermischen Leistung von 5 MW gewählt, eine Wärmenachfrage mit einer maximalen Leistung von 20 MW und die Kapazität des Wärmespeichers variiert. Dabei ergibt sich eine minimale Amortisationszeit des Gesamtsystems bei einer Speicherkapazität von ca. 20 MWh bzw. 4 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung oder einer Stunde der maximalen Wärmenachfrage. Durch den Wärmespeicher steigen die Vollbenutzungstunden der KWK-Anlage dabei um ca. 600 bis 1.000 Stunden.

Das vom BMWi geförderte Forschungsprojekt *EnEff: Wärme: „Erhaltung der Marktfähigkeit von KWK-Anlagen mittels Einbindung von Umweltenergie mit Berücksichtigung thermischer Sicherheitsabstände zur Zone des Legionellenwachstums bei der Trinkwassererwärmung“* [199] kann thematisch in drei Bereiche untergliedert werden: In einem Teilprojekt wurden Untersuchungen zur Verifizierung von Sicherheitsabständen zur Zone des Legionellenwachstums durchgeführt. In dem anderen Teilprojekt wurden zum einen die Vorteile von Solarthermie, Wärmepumpen und Wärmespeicher in zwei Fernwärmesystemen mit GuD-Anlagen untersucht und zum anderen ein neu installierter Fernwärmespeicher vermessen.

Die Untersuchung der drei Erweiterungstechnologien erfolgt mit Hilfe mathematischer Optimierung an einem gemischt-ganzzahligen Einsatzplanungsmodell, ähnlich dem in der vorliegenden Arbeit genutzten. Die Ergebnisse zeigen, dass der Betrieb der KWK-Anlagen deutlich besser an die Strompreise angepasst werden kann, womit die Gesamterlöse steigen. Dies ist jedoch nahezu ausschließlich auf den Wochenspeicher zurückzuführen und wenn überhaupt nur minimal auf den Betrieb der Solarthermieanlagen oder der Wärmepumpe. Die vertikalen Temperaturmessungen an dem Großwärmespeicher erfolgten über mehrere Monate mit Hilfe einer faseroptischen Temperaturmessung, die im Rahmen des Projektes installiert wurde. Neben der erfolgreichen, erstmaligen Realisierung des Messverfahrens an einem im aktiven Versorgungsbetrieb befindlichen Speicher, konnten Erkenntnisse zur Schichtung bzw. dem vertikalen Temperaturprofil im Speicher gewonnen werden. In Kapitel 3.3 dienen diese Erkenntnisse neben denen aus anderen Arbeiten von

der TU Dresden dazu, um das physikalische Verhalten (insb. die Verluste) von Wärmespeichern zu beschreiben.

An dem BMWi-Forschungsprojekt *EnEff: Wärme: „Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung“* [64], dessen Abschlussbericht 2017 erschienen ist, war der Autor der vorliegenden Arbeit maßgeblich beteiligt, s. auch Abschnitt 2.2.4. Methodisch wird der Einsatz von Wärmespeichern, Wärmepumpen und E-Heizern für Fernwärmesysteme mit unterschiedlichen Heizkraftwerkstypen mit Hilfe eines gemischt-ganzzahlig linearen Modelles zur Einsatzoptimierung untersucht. Anschließend werden die ausgewerteten Ergebnisse auf das deutsche Energiesystem projiziert.

Die Kernergebnisse in Bezug auf Wärmespeicher sind, dass diese eine stärker strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlagen ermöglichen (funktionale Stromspeicherung), den KWK-Fernwärmedeckungsgrad erhöhen und zu einer Reduktion des Primärenergieeinsatzes und der CO₂-Emissionen führen. Diese Effekte nehmen zukünftig (2020 und 2030) gegenüber dem heutigen Stand (2011 und 2015) mit zunehmendem Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu. Bei der Planung konkreter Projekte sollte für jeden Standort eine Einzelfallbetrachtung vorgenommen werden, da die Ergebnisse eine starke Abhängigkeit von den zugrunde gelegten Marktbedingungen und dem betrachteten Fernwärmesystem aufweisen. Durch die Förderung von Wärmespeichern über das KWKG seit 2012 wurde die Kapazität von Wärmespeichern binnen fünf Jahren von ca. 8 auf 20 GWh_{th} erhöht, wobei das Potential zu 88 GWh_{th} abgeschätzt wird. Die funktionale Stromspeicherung der existierenden Speicher beträgt zur Zeit ca. 1,2 TWh_{el}/a, oder 15 % der zwischengespeicherten Jahresarbeit deutscher Pumpspeicherkraftwerke, und würde bei einem flächendeckenden Ausbau auf 3 TWh_{el}/a ansteigen. Die CO₂-Einsparungen der KWK-Anlagen der allgemeinen Fernwärmeversorgung gegenüber der getrennten Erzeugung von ca. 16 Mio t/a werden mit den existierenden Wärmespeichern um ca. 0,43 Mio. t/a (2,7 %) erhöht und können zukünftig auf 2 Mio t/a (13 %) gesteigert werden.

Diana Böttger berücksichtigt in ihrer Dissertation von 2017 *„Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelenenergiemarkt“* [43] neben Elektrokesseln auch Wärmespeicher in ihren Untersuchungen. Methodisch kommt das fundamentale Strommarktmodell MICOES-Europe zum Einsatz, welches als zweistufiges, gemischt-ganzzahlig lineares Programm implementiert ist. In dem Modell, welches neben dem Kerngebiet Deutschland 19 weitere umliegende Länder bzw. Preiszonen beinhaltet, werden die Fernwärmenetze von Berlin (Ost und West), Chemnitz, Dresden, Halle und Leipzig für die Untersuchungen herangezogen. Die zugrunde gelegten Annahmen sind Zukunftsprognosen für das Jahr 2025.

Für die Wärmespeicher wird eine Kapazität von zwei Stunden der maximal auftretenden Wärmenachfrage von jedem der sechs Fernwärmenetze angenommen, woraus sich eine Gesamtkapazität von 9,8 GWh_{th} ergibt. Die resultierenden statischen Amortisationszeiten der einzelnen Standorte liegen dabei zwischen 5 und 37 Jahren (S. 127). Für alle betrachteten Fernwärmenetze zusammen ergibt sich ein KWK-Fernwärmedeckungsgrad von 72 %, der durch Wärmespeicher auf 75 % ansteigt. Hierbei können die KWK-Deckungsgrade in den einzelnen Städten sehr unterschiedlich ausfallen. Für den westlichen Teil Berlins mit einem steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerk und einer GuD-Anlage (beide mit Entnahmekondensationsdampfturbinen) ergibt sich bspw. ein Deckungsgrad von 95 %, der mit Wärmespeicher auf 99 % steigt, wohingegen dieser für Dresden mit einem GuD-Gegendruck-Heizkraftwerk ohne Wärmespeicher lediglich 37 % beträgt, jedoch mit Wärmespeicher auf 46 % gesteigert werden kann. In den anderen Fällen liegen die Werte zwischen den hier aufgeführten und die Steigerung durch Wärmespeicherung ist geringer. Aus der Berücksichtigung mehrerer Länder in dem Modell werden Effekte der Wärmespeicherung innerhalb Deutschlands in den Energiesystemen der Nachbarländer sichtbar, womit deutlich wird, dass

ein überregionaler volkswirtschaftlicher Nutzen existiert. So verhindert die Wärmespeicherung in den betrachteten deutschen Fernwärmesystemen im Jahr 2025 eine bundesweite Abschaltung erneuerbarer Energien in Höhe von 220 GWh, wobei weitere 590 GWh im europäischen Ausland hinzukommen (S. 116 ff.). Der Großhandelspreis für Strom verändert sich dabei in Deutschland im Jahresmittel um $+0,05 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ und in den Nachbarländern zwischen $-0,04 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ in Finnland und $+0,16 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ in Portugal und Italien (S. 120 ff.). Die CO_2 -Emissionen verringern sich in allen Ländern um 0,68 Mio. t/a bzw. 0,11 %, wobei sich die Reduktion durch Wärmespeicherung ungefähr im Verhältnis von ca. $\frac{1}{3}$ für Deutschland und $\frac{2}{3}$ auf die Nachbarländer aufteilt (S. 127 f.).

2.2.3 Zusammenfassung des Stands der Forschung

Nutzen von Wärmespeichern

Als primäre Vorteile von Wärmespeichern werden in der Literatur¹⁸ folgende Aspekte genannt, die mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit in Abschnitt 7.5.1 verglichen werden können:

- Entkopplung der Stromerzeugung von der Wärmenachfrage
- Erhöhung des KWK-Wärmedeckungsgrades
(Reduktion der ungekoppelten Wärmeerzeugung)
- Erhöhung der Auslastung der Heizkraftwerke
- Erhöhung der Effizienz im Betrieb der KWK-Anlagen

Zu den ersten drei Punkten existieren in Arbeiten der letzten Jahre Angaben, die für verschiedene Systeme und Betrachtungsjahre und mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen durchgeführt wurden. In Bezug auf die Flexibilisierung der Stromerzeugung von KWK-Anlagen bspw. wird in [28] eine Kapazität der funktionalen Stromspeicherung von $190 \text{ GWh}_{\text{el}}$ bei einer Wärmespeicherkapazität von $380 \text{ GWh}_{\text{th}}$ für das Jahr 2030 als Potential angegeben, mit der rund $22 \text{ TWh}_{\text{el}}$ Elektrizität aus Zeiten negativer Residuallast in Zeiten positiver verschoben werden können. In [64] ergeben Einsatzplanungsrechnungen von einzelnen Fernwärmesystemen mit Wärmespeichern und eine Skalierung auf Deutschland, dass die 2016 installierte Kapazität an Wärmespeichern von $20 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in Deutschland eine funktionale Stromspeicherung von ca. $1,2 \text{ TWh}_{\text{el}}$ bewirkt, die bei einem Ausbau auf $88 \text{ GWh}_{\text{th}}$ auf $3 \text{ TWh}_{\text{el}}$ gesteigert werden kann. Mit einer installierten Kapazität an Wärmespeichern von rund $10 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in Deutschland kann laut [43] im Jahr 2025 die Abregelung von $220 \text{ GWh}_{\text{el}}$ erneuerbarer Energien im Inland vermieden werden, wobei weitere ca. $500 \text{ GWh}_{\text{el}}$ in dem europäischen Ausland hinzukommen.

Zur Steigerung des KWK-Fernwärmedeckungsgrads werden für den deutschen Heizkraftwerkspark der Zukunft Werte von rund 3 bis 5 %-Punkte angegeben. Bei einzelnen Fernwärmesystemen liegt die Streuung mit Werten zwischen 0 und maximal 12 %-Punkten deutlich höher. Dabei besitzen erdgasgefeuerte KWK-Anlagen sehr geringe Vollbenutzungsstunden und der KWK-Deckungsgrad fällt in den Systemen entsprechend niedrig aus [43, 64, 256, 269]. Durch Wärmespeicherung können deren Vollbenutzungsstunden um 500 bis 1.000 h erhöht werden [46, 220].

Darüber hinaus sind folgende, z. T. schwierig zu quantifizierende, Vorteile von Wärmespeichern in der Literatur zu finden [153, 157, 163, 185, 190, 214, 257]:

¹⁸[23, 32, 36, 43, 57, 58, 59, 61, 62, 64, 76, 78, 93, 110, 131, 147, 153, 157, 159, 174, 185, 186, 190, 194, 202, 214, 254, 257, 263, 264, 265, 270, 277]

- Erhöhung der Versorgungssicherheit
- Reserve für kurzfristige Betriebsstörungen
- Vorhaltung von Regelenergie, bspw. Minutenreserve
- Einsatz zur Druckhaltung und als Ausgleichsbehälter
- Spitzenlastabdeckung (peak shaving)
- Vermeidung oder Verzögerung von sonst nötigen Erweiterungen bzw. Investitionen
- Nutzung von fluktuierend anfallender Abwärme

Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern

Wärmespeicher in konventionellen Fernwärmesystemen sind Kurzzeit-Speicher. Das geht aus allen Veröffentlichungen hervor, in denen eine Dimensionierung von Wärmespeichern vorgenommen wird [23, 57, 58, 59, 61, 62, 64, 78, 114, 147, 157, 220], über die Errichtung eines Wärmespeichers berichtet wird [32, 153, 162, 183, 185, 190, 214, 257, 278], oder der Einfluss der Wärmespeicherung für Deutschland untersucht wird [25, 28, 29, 142, 256, 269, 270].

Die Angaben zur Kapazität realisierter Projekte häufen sich in dem Bereich von rd. 2 bis 5 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung, wobei auch Extremwerte zwischen 1 und 10 zu finden sind. Bezogen auf die maximal auftretende Fernwärmeleistung sind Kapazitäten von ungefähr einer Stunde üblich, die jedoch im Bereich von 0,5 bis fast 4 streuen.

Im Jahr 2016 betrug die installierte Kapazität an Wärmespeichern in deutschen Fernwärmesystemen ca. 20 GWh_{th} [64], womit sich bei einer Jahreswärmearbeit von 120 TWh¹⁹ eine installierte Kapazität in Höhe von ca. 0,17 % der Jahresfernwärmearbeit ergibt.

Das Potential für Wärmespeicherung wird auf ca. 70 bis 240 GWh_{th} geschätzt [64, 256, 269, 270], was einem Anteil von 0,6 bis 2 % der Jahresfernwärmearbeit entspricht. Gadd und Werner [98], die 2015 Daten zu installierten Wärmespeichern aus 209 Fernwärmesystemen in Schweden, Finnland, Island, Norwegen und Dänemark ausgewertet haben, geben eine gesamte installierte Kapazität von 1,6 Mio. m³ (rd. 60 GWh_{th}) für eine Jahresfernwärmearbeit aller Netze von 72,5 TWh_{th} (261 PJ) an. Daraus ergibt sich eine mittlere, spezifische Speicherkapazität von 22 m³/(GWh_{th} / a), wobei die Streuung für die einzelnen Fernwärmesysteme von 3,6 bis 144 m³/(GWh_{th} / a) reicht und nahezu unabhängig von der Jahresfernwärmearbeit ist, s. [98, Abb. 18.2]. Der Anteil der Speicherkapazität an der Jahresfernwärmearbeit in den Ländern beträgt somit im Mittel 0,83 % mit Einzelabweichungen, die um einen Faktor 6 höher oder niedriger sein können.

Aus der Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes existieren für die errichteten Wärmespeicher in Offenbach, Flensburg und Köln Angaben zur Wirtschaftlichkeit, die auf analytischen Kalkulationen beruhen [153, 190, 214]. Daraus ergeben sich statische Amortisationszeiten zwischen rd. 4 und 8 Jahren.

Studien, in denen eine optimale Dimensionierung von Wärmespeichern vorgenommen wird, weisen dagegen statische Amortisationszeiten aus, die von < 1 Jahr [147] über zwischen 0,6 bis 1,6 [62]²⁰ bis zu < 5 Jahren [78] reichen. Ausschlaggebend für die geringen Amortisationszeiten kann der Einsatz von Optimierungsmodellen sein, die im Vergleich zu analytischen Kalkulationen und Kapazitätsauslegungen ein höheres Einsatzpotential der Wärmespeicher ausweisen, aber auch die Unterschätzung der Investitionskosten. Für vorgegebene Speicherkapazitäten von 2 Stunden

¹⁹Im Jahr 2016 betrug die Jahresfernwärmearbeit 117 TWh_{th} [5] und für 2025 ist ein Ziel von 120 TWh_{th}/a im KWKG 2017 vorgesehen.

²⁰Angaben für „solution found“, inkl. numerischem Konfidenzintervall zwischen 0,4 und 3,4 Jahren.

der maximalen Fernwärmenachfrage ergeben sich bei [43] statische Amortisationszeiten zwischen 5 und 37 Jahren. Ein auffallender Zusammenhang zwischen der ermittelten Wirtschaftlichkeit und den Marktbedingungen (von den 1980er Jahren bis 2025) ist nicht festzustellen.

Methodik zur Untersuchung von Fernwärmesystemen mit Wärmespeichern

In Erfahrungsberichten vor der Liberalisierung des Strommarktes werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen analytischer Natur durchgeführt, in denen mit einer Strompreisdifferenz zwischen Nieder- und Hochtarif, einer Kostendifferenz der Frischwärmeerzeugung und KWK-Wärmeproduktion gerechnet, und der Einsatz des Wärmespeichers aus historischen Fahrplänen abgeleitet wird [153, 190, 214]. Bereits zu der Zeit wurden in Forschungsarbeiten vereinzelt rechnergestützte Optimierungsverfahren eingesetzt, wie die dynamische Optimierung oder gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung und die Modellierungsansätze dokumentiert [52, 78, 114, 147], die sich heutzutage in der Analyse von Energiesystemen unterschiedlichsten Umfangs durchgesetzt und bewährt haben [15, 43, 44, 48, 49, 57, 58, 59, 60, 62, 64, 100, 120, 121, 145, 210, 228, 229, 256, 275, 276]. Während insbesondere die gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung heutzutage Stand der Technik ist (s. Abschnitt 2.1.4), findet man in den Arbeiten aus den 1980er und 1990er Jahren noch die Aussagen, dass diese gut geeignet sei, um Untersuchungen für Energiesysteme durchzuführen, und dass eine sichere Beurteilung des Einsatzes von Wärmespeichern nur durch den Vergleich optimaler Einsatzplanungen eines Systems mit und ohne Wärmespeicher möglich sei [78, 147].

2.2.4 Abgrenzung zu anderen Arbeiten

Abgrenzung zu Arbeiten Anderer

Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert, geht die Einsatzplanung von Fernwärmesystemen mit Wärmespeichern auf die Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes zurück. Aus dieser Zeit stammen die grundlegenden methodischen Ansätze, sowie Erfahrungsberichte und Studien, in denen die Vorteile der Wärmespeicherung beschrieben sind. Seit der Liberalisierung des Strommarktes und dem stetig steigenden Anteil erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung haben sich die Rahmenbedingungen jedoch stark verändert, sodass eine Neubewertung des Themengebietes notwendig erscheint. Vor dem Hintergrund und einem steigenden Interesse an der Flexibilisierung von KWK-Anlagen im Kontext der Energiewende wurde die Wärmespeicherung in Fernwärmesystemen in den letzten Jahren in mehreren Arbeiten untersucht, s. Abschnitt 2.2.2. Hierbei werden jedoch meist Gesamtergebnisse für das (zukünftige) Energiesystem von Deutschland präsentiert, bei denen keine Analyse von Einzelergebnissen in Bezug auf den Einsatz von Wärmespeichern im Detail erfolgt. Demnach bleiben die Fragestellung offen, welchen Einfluss die Anlagencharakteristika von KWK-Anlagen und die ökonomischen Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit und den Nutzen von Wärmespeichern haben und welches die dominanten Einflussfaktoren in einem Fernwärmesystem zur Beurteilung der Sinnhaftigkeit von Wärmespeichern sind.

Fokus der vorliegenden Arbeit

In der vorliegenden Arbeit wird die Wärmespeicherung in einzelnen Fernwärmesystemen mit vier unterschiedlichen Typen von Heizkraftwerken und jeweils verschiedenen Speicherkapazitäten untersucht, wobei historische Rahmenbedingungen der Jahre 2010 bis 2016, Variationen davon und Zukunftsprognosen für das Jahr 2035 berücksichtigt werden. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Untersuchung der optimalen Betriebsweise von Wärmespeichern (Abschnitt 7.2 und insb. 7.2.2). Hierzu werden bspw. die Speicherzyklen abhängig vom Strompreis und den sich daraus ergebenden Wärme(rest)kosten dargestellt, woraus die Triebkräfte und Limitierungen des Einsatzes von

Wärmespeichern herausgearbeitet werden können. Darüber hinaus wird der Speichereinsatz auf Speicherzyklen zur strompreisorientierten Fahrweise und solchen zur Heizwerksverdrängung aufgeteilt und aus der Vielzahl von betrachteten Fällen der Einfluss der Anlagencharakteristika und Rahmenbedingungen auf die Ergebnisse identifiziert.

Der Vergleich des Betriebes von Heizkraftwerken mit Kraftwerken (Abschnitt 7.2.1) verdeutlicht die Notwendigkeit KWK-Anlagen zu flexibilisieren, und der Vergleich von Wärmespeichern als funktionale Stromspeicher mit Stromspeichern (Abschnitt 7.1) zeigt die Ähnlichkeiten und Unterschiede der zwei Speichertechnologien. Die Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern (Abschnitt 7.1), sowie die Veränderung des Betriebes der KWK-Anlagen (Abschnitt 7.2.4) werden abschließend mit Ergebnissen anderer Autoren verglichen (Abschnitt 7.5).

Abgrenzung zu eigenen Arbeiten

Eigene Arbeiten zu Wärmespeichern in Fernwärmesystemen sind im Rahmen von Industrieprojekten, als Vorarbeiten zur vorliegenden Arbeit und in einem Forschungsprojekt entstanden. In den Industrieprojekten stand die Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern für konkrete Fernwärmesysteme im Vordergrund, während bspw. der Einfluss unterschiedlicher Anlagencharakteristika auf den Nutzen eines Wärmespeichers nicht Bestandteil der Untersuchungen war. Der Heizkraftwerkspark von Berlin wurde im Hinblick auf geeignete Standorte und optimale Kapazitäten für Wärmespeicher analysiert [57, 61, 62, 137]. Für den Heizkraftwerkstandort Grosskraftwerk Mannheim (GKM) wurde neben unterschiedlichen Kapazitäten und Be- und Entladeleistungen des Wärmespeichers, auch die Möglichkeit einer Vor- bzw. Nachheizung und die Reservehaltung mit Hilfe des Wärmespeichers für einen möglichen Einblockbetrieb des Heizkraftwerkes betrachtet [59]. Als der Wärmespeicher in Mannheim errichtet worden ist, wurde das Modell zur Unterstützung der Investitionsentscheidung deutlich erweitert, um damit die tägliche Einsatzplanung des Wärmespeichers vorzunehmen [48]. Für den bereits fertiggestellten Wärmespeicher in Ulm-Donautal wurde ein Einsatzoptimierungsmodell entwickelt, um einen strompreisorientierten Betrieb des Müllheizkraftwerkes, sowie eine erhöhte Bereitstellung von Minutenreserve mit Hilfe des Speichers zu untersuchen [60].

Im Rahmen erster eigener Forschungsarbeiten, die nicht auf Anlagencharakteristika existierender Heizkraftwerke basieren, ist der in dieser Arbeit verwendete Ansatz zur generischen Abbildung eines Heizkraftwerkes in einem gemischt-ganzzahlig linearen Modell (s. Abschnitt 5.2) entwickelt und in [58] präsentiert worden. Später wurde dieser in [164] mit thermodynamischen Kreislaufrisimulationen verschiedener Heizkraftwerkstypen verglichen bzw. validiert.

Die größte Ähnlichkeit der vorliegenden Arbeit besteht zu dem Endbericht des BMWi-Forschungsprojektes „EnEff: Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung“ [64] (s. auch Abschnitt 2.2.2) und Veröffentlichungen von Teilergebnissen des Forschungsprojektes in [63, 165]²¹. Beide Arbeiten haben den methodischen Ansatz und die Berücksichtigung der vier wichtigsten Heizkraftwerkstypen gemein. Sowohl das Modell und die Eingangsdaten, als auch ein Teil der Ergebnisauswertung und insbesondere die Zielsetzung sind jedoch unterschiedlich. In dem Forschungsprojekt sind die Heizkraftwerke auf Basis thermodynamischer Kreislaufrisimulationen parametrisiert, die Anfahrkosten sind nach Kalt-, Warm- und Heißstart aufgeteilt und die Nachheizung des ausgespeicherten Wassers erfolgt ausschließlich mit Hilfe des Heizwerkes. Als Eingangsdaten dienen Marktpreise für die Jahre 2011 und 2015, sowie Prognosen für die Jahre 2020, 2025 und 2030, wobei die berücksichtigte Fernwärmenachfrage für alle Szenarien identisch ist. Im Gegensatz zur vorliegenden Arbeit werden

²¹Die Erstellung und Nutzung des Einsatzplanungsmodells, die Auswertung der Ergebnisse in Bezug auf die Wärmespeicherung, die Projektion dieser auf das Energiesystem Deutschland und die Dokumentation und Diskussion der entsprechenden Arbeiten wurde von dem Autor der vorliegenden Arbeit durchgeführt.

zusätzlich Wärmepumpen und E-Heizer, sowie die Vermarktung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve berücksichtigt.

In dem Modell der vorliegenden Arbeit wird eine generische Abbildung der Heizkraftwerke verwendet, die Anfahrkosten steigen mit jeder Stunde des Anlagenstillstandes und die Nachheizung kann zusätzlich durch das Heizkraftwerk gewährleistet werden. Darüber hinaus sind variable Betriebs- und Wartungskosten für die Heizkraftwerke, sowie die Strombezugskosten für die Fernwärmenetzpumpen berücksichtigt. Als Eingangsdaten werden konsistente historische Marktbedingungen und Fernwärmezeitreihen der Jahre 2010 bis 2016 verwendet, womit der Einfluss unterschiedlicher Fernwärmenachfragen untersucht werden kann.

Im Forschungsprojekt lag der Fokus auf der Einsparung von Primärenergie und CO₂-Emissionen der Einzelsysteme durch Wärmespeicherung und Power-to-Heat-Anlagen und daraus abgeleitet für das gesamte deutsche Energiesystem. Die Fahrweise des Wärmespeichers (und der Power-to-Heat-Anlagen) ist analysiert worden, jedoch nicht in der Tiefe, wie in der vorliegenden Arbeit. Darüber hinaus wurden die Synergien zwischen Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen untersucht. Gemeinsame Ergebnisse der beiden Arbeiten ergeben sich in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern und die Auslastung von steinkohle- bzw. erdgasgefeuerten Heizkraftwerken.

Weitere Veröffentlichungen, die in Zusammenarbeit mit Kollegen oder im Rahmen von Abschlussarbeiten entstanden sind, werden im Folgenden aufgeführt, aufgrund der geringen Ähnlichkeit zur vorliegenden Arbeit jedoch nicht näher beschrieben: [121, 198, 206, 227, 243].

3 Wärmespeicher

Nach einer allgemeinen Kategorisierung von Wärmespeichern²² basierend auf den physikalischen Prinzipien im nächsten Unterkapitel wird in Abschnitt 3.2 speziell auf Fernwärmespeicher eingegangen. Es werden die eingesetzten Typen vorgestellt sowie für die vorliegende Arbeit relevante Aspekte aufgeführt. Die Verluste von Fernwärmespeichern werden separat in Abschnitt 3.3 behandelt.

3.1 Physikalische Prinzipien der Wärmespeicherung

Wärmespeicher lassen sich nach unterschiedlichen Kriterien kategorisieren. Es wird zwischen Langzeit-Wärmespeichern mit wenigen Jahreszyklen, und Kurzzeit-Wärmespeichern unterschieden, die täglich bis wöchentlich umgewälzt werden. Weitere Unterscheidungsmerkmale sind das Temperaturniveau der Wärmespeicherung, das Speichermedium und die Bauform.²³ Im folgenden werden die drei physikalischen Prinzipien erläutert und den oben beschriebenen Merkmalen und typischen Einsatzbereichen zugeordnet.

3.1.1 Thermochemische Wärmespeicherung

Thermochemische Wärmespeicher beruhen auf dem Prinzip reversibler chemischer oder physikalischer Reaktionen. Die endotherme Reaktion dient der Speicherbeladung und die exotherme Rückreaktion der Speicherentladung. Grundsätzlich eignen sich hierzu katalytische Reaktionen und thermische Dissoziationen oder heterogene Verdampfungsprozesse.

Zu den katalytischen Reaktionen zählt die vom Forschungszentrum Jülich intensiv untersuchte exotherme Methanisierung bei ca. 500 °C und endotherme Methanreformierung bei ca. 1.000 °C ($\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + 206 \text{ kJ/mol}$) [135, 272]. Für thermische Dissoziationen lassen sich Metallhydride, Metallkarbonate oder ammoniakierte Salze (Ammoniakate) einsetzen, die unter Wärmezufuhr bei entsprechender Temperatur Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, respektive Ammoniak freisetzen [93, 135]. Ammoniakate zersetzen sich bspw. in einem Temperaturbereich zwischen ca. 25 und 250 °C mit Reaktionenthalpien von ca. 40 bis 70 kJ/mol_{NH₃}, je nach Salz [135].

Da derartige Konzepte auf Basis chemischer Bindungsenergie vergleichsweise aufwändig sind, konzentriert sich die technische Entwicklung auf Prozesse mit exothermer Adsorption und endothermer Desorption von Wasserdampf. Als Adsorbentien kommen Salzhydrate in Frage, an denen eine chemisch reaktive Adsorption (Hydratation) stattfindet, oder Silikagel (SiO₂) und Zeolith (kristalline AlO₂-SiO₂-Verbindungen) die eine physikalische Adsorption von Wasser auf einer großen inneren Oberfläche ermöglichen [259, 262]. Letzteren kommt eine größere Bedeutung zu, da sie großtechnisch günstig herzustellen sind [262]. Silikagel deckt einen Arbeitsbereich zwischen 40 und 100 °C, und Zeolith einen von 100 bis 300 °C [178, 262].

Thermochemische Wärmespeicher befinden sich noch weitestgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium, haben jedoch gegenüber latenten und sensiblen Wärmespeichern zwei Vorteile: eine hohe Energiedichte, die oft eine Zehnerpotenz über der von Latentwärmespeichern liegt, und theoretisch keine Wärmeverluste, da die gespeicherte Energie chemisch bzw. physikalisch gebunden und nicht als thermische Energie gespeichert wird. [93, 178, 238, 246, 259, 262]

Letzteres ermöglicht physikalisch eine Langzeitspeicherung, die jedoch aus wirtschaftlichen Gründen kaum zum Einsatz kommt [238].

²²Definitionsgemäß ist Wärme die aufgrund von Temperaturunterschieden sich einstellende [111, S. 58],[42, S. 28], bzw. nicht mit einem Stoffstrom verbundene, und nicht als Arbeit auftretende [18, S. 68] Energieübertragung. Im streng thermodynamischen Sinne sollte daher in den meisten Fällen die Bezeichnung „Speicher für thermische oder innere Energie“ verwendet werden, da i.d.R. nicht Wärme, sondern Stoffströme die Systemgrenze des Speichers überschreiten. In dieser Arbeit werden die in der Praxis üblichen Begriffe „thermischer Speicher“ und „Wärmespeicher“ als Synonyme verwendet.

²³vgl. [78, 93, 135, 178, 238, 246, 262, 272]

Im Oktober 2017 ist eine Kooperation zwischen der Vattenfall GmbH und dem schwedischen Unternehmen SaltX Technology Holding AB bekannt geworden, in der die Entwicklung eines Salz-Wasser-Speichers auf Basis eines chemisch reaktiven Sptionsprozesses im Pilotmaßstab am Standort Reuter geplant ist [253]. Neben der Langzeitspeicherung bietet ein thermochemischer Wärmespeicher, in dem Calciumoxid mit Wasser zu Calciumhydroxid reagiert, den Vorteil eines variablen Temperaturniveaus der Entladung, mit dem sowohl Fernwärme erzeugt, als auch Dampf überhitzt werden kann [267]. Somit kann bei der Entladung des Speichers grundsätzlich neben Fernwärme auch Strom in einer konventionellen Dampfturbine erzeugt werden.

3.1.2 Latente Wärmespeicherung

Bei Latentwärmespeichern wird der Phasenwechsel des Speichermediums (Phase Changing Material) bei Zu- oder Abfuhr von Wärme auf nahezu konstantem Temperaturniveau genutzt. Dieser Vorgang kann grundsätzlich durch den Wechsel des Aggregatzustands zwischen fest-flüssig, flüssig-dampfförmig oder fest-dampfförmig stattfinden, oder durch Veränderung der Kristallstruktur bei einem fest-fest-Phasenwechsel [246].

Obwohl die Verdampfungsenthalpie der meisten Stoffe größer ist als die Schmelzenthalpie, wird hauptsächlich der fest-flüssig Phasenwechsel genutzt, da die Dichteänderung durch die Verdampfung technisch herausfordernd ist. Typische Speichermedien für den Temperaturbereich von 5 bis 130 °C sind Salzhydrate, sowie deren eutektische Mischungen und Parafine (Alkane, C_nH_{2n+2}). Salzhydrate neigen im Gegensatz zu Parafinen zur Unterkühlung, wodurch zum Einleiten der Kristallisation teils deutlich niedrigere Temperaturen nötig sind, als beim Aufschmelzen. Von praktischer Bedeutung ist die Korrosionsgefahr bei Salzhydraten und die Entflammbarkeit bei Parafinen. Für höhere Temperaturen eignen sich wasserfreie Salze, wie Lithium-, Natrium-, oder Kaliumnitrat, die bei 254, 310, respektive 337 °C ihren atmosphärischen Schmelzpunkt haben, oder Chloride, Carbonate und Fluoride. [178, 262]

Der Ruths-Speicher ist ein Latentwärmespeicher mit einem flüssig-dampf Phasenwechsel von Wasser im Gleitdruckbetrieb. Be- und entladen wird er mit Wasserdampf, aber die Energiespeicherung findet hauptsächlich in der siedenden Flüssigkeit im Speicherinneren statt. Bei der Beladung kondensiert der über Düsen in das flüssige Wasser zugeführte Dampf und sorgt für einen steigenden Druck im Speicher, sowie für eine steigende Temperatur der flüssigen Phase, die sich im thermodynamischen Gleichgewicht mit dem darüberliegenden Dampf befindet. Bei der Entladung wird der trocken gesättigte Dampf entnommen, wodurch flüssiges Wasser bei sinkendem Druck verdampft. Derartige Gefällespeicher können als Momentanreserve für Dampfturbinen, oder als Kurzzeitspeicher für dampfbetriebene Fernwärmenetze und industrielle Prozesswärme eingesetzt werden. Sie wurden mit einem Volumen von mehreren hundert Kubikmetern und Drücken um die 20 bar oder weniger gebaut, jedoch selten, da sie großvolumig und kostenaufwändig sind. [36, 74, 75, 178, 272]

Die Vorteile von Latentwärmespeichern sind eine hohe Energiedichte im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern und die Speicherung thermischer Energie auf nahezu konstantem Temperaturniveau. Limitierend in der Anwendung ist die rein konduktive Wärmeübertragung in der festen Phase, weshalb Mikro- und Makroverkapselungen des Phasenwechselmaterials und sog. PCM-Slurries entwickelt werden oder das Speichermedium während der Erstarrung in Bewegung gehalten wird (aktive Systeme). Latentwärmespeicher sind Stand der Technik und kommerziell erhältlich in der Baustoffindustrie und als Pufferspeicher. Für eine stärkere Marktdurchdringung müssen die Materialkosten gesenkt, die Energiedichten erhöht und vorhandene Probleme mit der Unterkühlung und Phasentrennung gelöst werden. [93, 178, 238, 262]

Als Pufferspeicher ist ein Vorteil von Latentwärmespeichern gegenüber sensiblen Warmwasserspeichern allerdings fraglich [262].

3.1.3 Sensible Wärmespeicherung

Bei sensiblen Wärmespeichern wird die Wärmekapazität des Speichermediums genutzt, womit die Energiedichte des thermischen Speichers proportional zur nutzbaren Temperaturdifferenz ist. Es kann zwischen direkter und indirekter Speicherung unterschieden werden. Bei direkter Speicherung wird das Transportfluid der thermischen Energie im Wärmespeicher zwischengespeichert, während bei indirekter Speicherung eine stoffliche Trennung zwischen Speicher- und Transportmedium vorliegt [93, 262]. Als Speichermedien kommen Flüssigkeiten oder Feststoffe zum Einsatz.

Feststoffe, wie z. B. Kies, Sand und Granit können bei hohen Temperaturen von bis zu 800 °C eingesetzt werden und besitzen volumetrische Energiedichten zwischen 1,3 und 2 MJ/m³ K [93]. Als gasdurchströmtes Festbett mit großer spezifischen Oberfläche eignet sich Kies für die indirekte Speicherung thermischer Energie bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken oder Thermopotentialspeichern, s. bspw. [112, 133, 219, 280].

Flüssige Speichermedien, wie bspw. Thermoöl oder Salzschnmelzen werden bei Temperaturen unterhalb von 500 °C eingesetzt und besitzen ebenfalls Energiedichten von 1,3 bis 2 MJ/m³ K. Ein typischer Anwendungsbereich, aus dem umfangreiche Betriebserfahrungen existieren, sind solarthermische Parabolrinnenkraftwerke, bei denen tagsüber zwischengespeicherte thermische Energie für die Stromerzeugung in den Nachtstunden genutzt wird. Hierbei werden Zwei-Tank-Systeme verwendet, die entweder direkt oder indirekt über einen Wärmeübertrager in den Solarkollektorkreislauf eingebunden werden. Für höhere Temperaturen von bis zu 800 °C, die bspw. bei Solarturmkraftwerken auftreten, eignet sich flüssiges Natrium mit einer Energiedichte von ca. 0,8 MJ/m³ K als Transport- und Speichermedium für thermische Energie. [93, 178, 187]

Ein sehr weit verbreitetes Speichermedium ist Wasser. Es besitzt eine hohe volumetrische Energiedichte von ca. 4,2 MJ/m³ K, ist ungiftig, umweltfreundlich, kostengünstig, leicht verfügbar und hat gute Wärmeübertragungseigenschaften [93, 178, 259]. Für die Langzeitwärmespeicherung existieren neben Erdsondenwärmespeichern drei Typen von Wasserwärmespeichern, die in [238, S. 544-553], [262, S. 683-687] und [178, S. 47-50] näher beschrieben sind: Heißwasserspeicher im Erdreich, Kies-Wasser-Wärmespeicher und Aquiferwärmespeicher.

Als Kurzzeit-Wärmespeicher oder Pufferspeicher haben sich Heißwasserspeicher bewährt, in denen direkt das als Transportmedium genutzte Wasser zwischengespeichert wird. Im Gegensatz zu den bei solarthermischen Kraftwerken üblichen Zwei-Tank-Systemen (Entleerungsspeicher), werden hier Ein-Tank-Systeme verwendet - sogenannte Verdrängungswärmespeicher, die im oberen Bereich mit Heißwasser und im unteren Bereich mit Kaltwasser gefüllt sind, s. Abschnitt 3.2. Für solarthermische Anwendungen wurde dieses Prinzip zum Schichtenspeicher weiterentwickelt, bei dem über mehrere Einleitstellen das Wasser in einer Schicht gleicher Temperatur eingeleitet wird. [36, 272]

Sensible Wärmespeicher sind im Vergleich zu latenten oder thermochemischen am weitesten verbreitet, entwickelt und erforscht. Insbesondere direkt eingebundene Heißwasserspeicher sind in Heizungssystemen unterschiedlicher Art und Größe etabliert. [178, 238, 262]

Die direkte Wärmespeicherung ohne Wärmeübertrager zwischen Transport- und Speichermedium hat zwei wesentliche Vorteile: die Anschaffungskosten eines Wärmeübertragers und die Temperaturdifferenz für die Wärmeübertragung entfallen. Letzteres ermöglicht eine Be- und Entladung ohne Reduktion des Temperaturniveaus der zwischengespeicherten thermischen Energie, was gerade bei Niedertemperaturwärmespeicherung und vergleichsweise geringen Temperaturspreizungen von Bedeutung sein kann. Darüber hinaus weisen sensible Wärmespeicher die niedrigsten Anschaffungskosten auf. Für saisonale Warmwasserspeicher mit einem Volumen von 5.000 bis 10.000 m³ geben Sterner et al. [238, S. 572] Kosten von 0,5 bis 3 €/kWh_{th} an (s. auch Abschnitt 3.2.7), während diese für Latentwärmespeicher mit 10 bis 50 €/kWh_{th} oder höher, und für thermochemische Wärmespeicher mit 8 bis 100 €/kWh_{th} ggf. zzgl. Peripherie angegeben sind.

3.2 Fernwärmespeicher

Bei der Speicherung thermischer Energie in Fernwärmesystemen werden zur Zeit drei Typen von Verdrängungswärmespeichern eingesetzt, in denen direkt das Fernwärmewasser zwischengespeichert wird: atmosphärische, druckaufgeladene und Zwei-Zonen-Speicher. Darüber hinaus kann das Fernwärmenetz selbst als Speicher genutzt werden.

Verdrängungsspeicher sind Ein-Tank-Systeme, in denen die obere Schicht aus warmem Wasser besteht, während sich in der unteren Schicht Wasser bei Rücklauftemperatur befindet. Zwischen den unterschiedlich temperierten Schichten bildet sich eine Temperaturgrenzschicht aus, s. hierzu Abschnitt 3.3.2. Bei der Beladung wird Heißwasser oben eingeleitet und verdrängt das kalte Wasser aus dem unteren Bereich. Umgekehrt erfolgt die Entladung durch Entnahme des warmen Wassers aus der oberen Schicht bei gleichzeitiger Zufuhr von Rücklaufwasser in die untere Schicht. Sie werden als Stahlbehälter gefertigt und mit einer Isolierung, sowie einer Verkleidung als Wetterschutz versehen und auf einem Fundament aufgestellt.

3.2.1 Atmosphärischer Verdrängungswärmespeicher

Bei atmosphärischen Wärmespeichern herrscht am Kopf des Tanks Umgebungsdruck und am Boden entsprechend der hydrostatische Druck der Wassersäule. Aufgrund der niedrigen Drücke können große Volumina in einem einzigen Behälter realisiert werden. Die Vor-Ort-Fertigung kann nach dem Spiralmontageverfahren erfolgen. Hierbei wird das Dach zuerst gefertigt, anschließend hydraulisch angehoben und gedreht, womit die Außenwand abschnittsweise eingezogen und verschweißt werden kann [171]. Durch den atmosphärischen Druck ist die Temperatur der warmen Schicht auf 98 °C limitiert. Somit ergibt sich bei typischen Rücklauftemperaturen eine Temperaturdifferenz von 30 bis 40 °C zur kalten Schicht [185]. Wird der Wärmespeicher für die Druckhaltung des Fernwärmenetzes genutzt (s. auch Abschnitt 3.2.5), ist die Höhe durch die dafür nötige Wassersäule vorgegeben. In dem Fall muss die Kapazität über die Wahl des Durchmessers erfolgen. Ansonsten kann das Höhen-zu-Durchmesser-Verhältnis nach anderen Kriterien gewählt werden. Ein H/D-Verhältnis von über 1,5:1 ist laut Petersen und Aagaard [185] vorteilhaft, um möglichst wenig nutzbares Volumen durch die Grenzschicht zu verlieren, während ein Verhältnis von 1:1 die Wärmeverluste minimiert [190]. Üblicherweise wird ein H/D-Verhältnis von 2:1 bis allenfalls 1:2 gewählt [190, 264]. Für grafische Darstellungen von atmosphärischen Wärmespeichern und weitere Details sei auf [153, 190, 214, 216, 257] verwiesen.

3.2.2 Druckaufgeladene Verdrängungswärmespeicher

Die Druckaufladung von Wärmespeichern ermöglicht zum einen die Speicherung bei Temperaturen oberhalb des atmosphärischen Siedepunktes von Wasser, und zum anderen eine direkte Einbindung in das Fernwärmenetz (s. hierzu Abschnitt 3.2.5) ohne geometrische Anforderungen an den Speicherbehälter. Druckspeicher können bei vergleichsweise hohen Drücken von bis zu 32 bar betrieben werden, wie bspw. in Dinslaken [157, 264], oder aber für moderate Drücke von ca. 6 bar ausgelegt sein, wie bspw. in Ulm [278]. Bei hohen Drücken wird die Aufteilung auf mehrere Behälter notwendig, die nicht vor Ort gefertigt werden, und somit üblichen Transportmaßen unterliegen. Diese betragen für den Bahntransport $D = 3,8\text{ m}$ und $H = 25\text{ m}$ und für den Straßentransport $D = 4,0\text{ m}$ und $H = 30\text{ m}$, womit das Volumen der Einzelbehälter auf ca. 350 m^3 begrenzt ist [157, S. 27] [264, S. 124]. Je nach Vorlauftemperatur weisen druckaufgeladene Wärmespeicher eine Temperaturdifferenz von 50 bis 55 °C [185], oder mehr auf, und besitzen somit eine höhere volumetrische Energiedichte, als atmosphärische Speicher. Darüber hinaus ermöglichen sie eine Entladung des Wärmespeichers bei Vorlauftemperaturen oberhalb von 98 °C, ohne dass es einer weiteren Aufheizung des zwischengespeicherten Wassers bedarf.

3.2.3 Zwei-Zonen-Verdrängungswärmespeicher

Mit Zwei-Zonen-Wärmespeichern lassen sich die Vorteile von atmosphärischen und druckaufgeladenen Wärmespeichern kombinieren, bzw. die Nachteile beider Varianten eliminieren. Das Ziel ist es, Warmwassertemperaturen von 115 bis 120 °C zu erreichen, ohne dafür Druckbehälter einzusetzen, die höheren Anforderungen unterliegen und höhere Kosten aufweisen. Hierzu wird ein atmosphärischer Wärmespeicher oberhalb der warmen Schicht mit einer Wassersäule beaufschlagt, deren hydrostatischer Druck ein Sieden in der Heißwasserschicht vermeidet. Die untere Zone entspricht somit dem Aufbau eines atmosphärischen Warmwasserspeichers, der jedoch durch den Druck der zweiten Zone eine Warmwassertemperatur von bis zu 120 °C, und somit eine Temperaturspreizung von ca. 60 °C aufweist. Da das Wasser in der kalten Zone in der Regel nicht zur Wärmespeicherung genutzt wird, sind die zwei Zonen thermisch entkoppelt, um die Wärmeverluste zu reduzieren. Die zwei ersten Zwei-Zonen-Speicher in Deutschland wurden 2014 in Nürnberg und 2016 in Kiel errichtet.

3.2.4 Wärmespeicherung im Fernwärmenetz

Die Wärmespeicherung im Fernwärmenetz kann durch Veränderung der Vor- oder Rücklauf-temperatur realisiert werden. Bei der Vorlaufspeicherung erfolgt die Einspeicherung durch eine Erhöhung der Vorlauf-temperatur (Überfahren der Heizkurve), womit die Wärmeeinspeisung vorerst über der Wärmeentnahme liegt. Durch die Ausbreitung der Temperaturfront im Fernwärmenetz und dem einhergehenden Rückgang des Massenstroms bei den Verbrauchern klingt der Einspeichervorgang systembedingt ab. Die Entladung erfolgt entsprechend durch Absenkung der Vorlauf-temperatur. Diese Maßnahme erfordert keine zusätzlichen Komponenten, ist jedoch durch die Temperaturdifferenz zwischen maximaler und planmäßiger Vorlauf-temperatur begrenzt. Bei der Rücklaufspeicherung wird durch einen gezielten Kurzschluss mit dem Vorlauf der Rücklauf aufgeheizt, und somit das Netz beladen. Erreicht der Rücklauf mit erhöhter Temperatur den Wärmeerzeuger, kann die Wärmeeinspeisung bei konstanter Vorlauf-temperatur reduziert werden, womit eine Entladung stattfindet. Für den Kurzschluss müssen Armaturen und Steuerung vorhanden sein, dafür ist aufgrund der oftmals größeren Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf die Speicherkapazität größer, als bei der Vorlaufspeicherung. Beide Verfahren haben gemeinsam, dass sowohl die Speicherkapazität, als auch der stark abklingende Verlauf der Be- und Entladeleistung durch das Fernwärmenetz vorgegeben ist. [76, 105, 106, 195]

Die Nutzung des Fernwärmenetzes als thermischer Speicher ist somit bei weitem nicht in dem Umfang möglich, wie ein richtig dimensionierter Kurzzeit-Wärmespeicher [190] und birgt Schwierigkeiten bei der Planung der Be- und Entladevorgänge [76].

3.2.5 Einbindung eines Fernwärmespeichers

Die Integration eines Wärmespeichers in ein Fernwärmesystem erfolgt abhängig von den lokalen Gegebenheiten und kann im Detail sehr unterschiedlich ausfallen. Grundsätzlich lässt sich zwischen einer hydraulisch gekoppelten oder hydraulisch entkoppelten Einbindung unterscheiden [76, 185]. In Abbildung 3.1 sind beide Varianten vereinfacht dargestellt; links (a) am Beispiel vom hydraulisch gekoppelten Druckwärmespeicher in Ulm der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) und rechts (b) am Beispiel vom hydraulisch entkoppelten atmosphärischen Wärmespeicher des Grosskraftwerkes Mannheim (GKM).

Bei der hydraulisch gekoppelten Einbindung (a) wird die Be- oder Entladung des Wärmespeichers über die Differenz der Fördermengen von Netzpumpen und Erzeugerpumpen gesteuert. Damit arbeitet der Wärmespeicher als hydraulische Weiche und gleicht automatisch unterschiedliche Volumenströme zwischen Erzeuger- und Verbraucherkreisläufen aus. Für diese Art der Einbindung muss der Wärmespeicher mit dem Ruhedruck des Systems betrieben werden. In

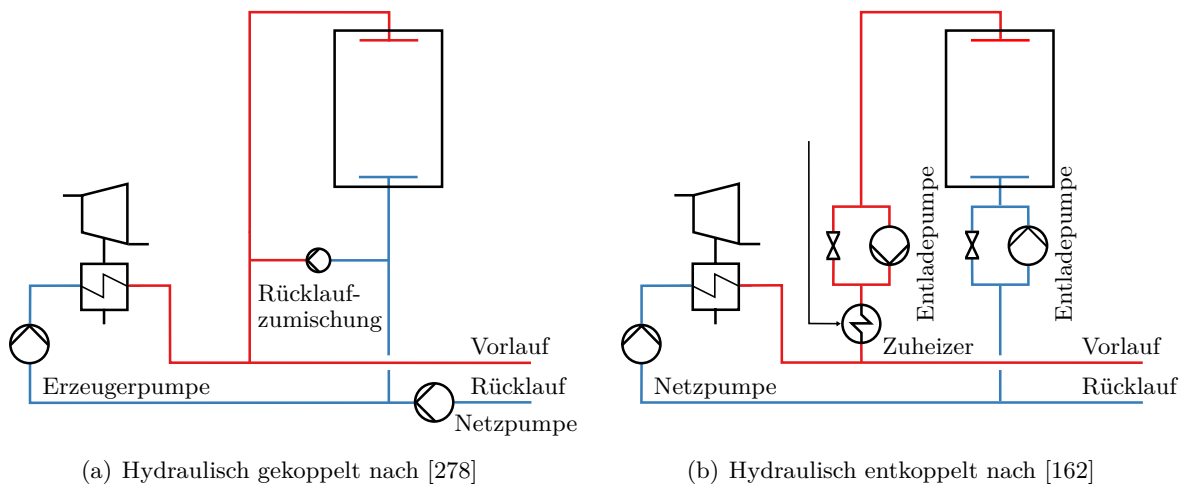


Abbildung 3.1: Einbindungsmöglichkeiten von Fernwärmespeichern, vereinfachte Darstellung

Ulm wird der Druckwärmespeicher daher mit einem Kopfdruck von 5,8 bar betrieben. Bei atmosphärischen Wärmespeichern (die nicht hydraulisch entkoppelt sind) sorgt die Wassersäule durch eine entsprechend dimensionierte Tankhöhe von üblicherweise 50 bis 70 Metern für den nötigen Druck²⁴. In dem Fall wird der Wärmespeicher oftmals gleichzeitig für die Druckhaltung und Volumenkompensation des Systems eingesetzt. Eine Rücklaufzumischung, wie in Abbildung 3.1 (a) dargestellt, wird primär bei der Beladung benötigt, wenn die Vorlauftemperatur höher ist, als die Speichertemperatur. Bei der Entladung kann sie eingesetzt werden, um die Warmwassertemperatur auf eine niedrigere Vorlauftemperatur abzusinken. [76, 185, 278]

Eine hydraulische Entkopplung bietet mehr Freiheit in der Dimensionierung und dem Ort der Einbindung des Wärmespeichers. Dafür muss eine sichere Drucktrennung gewährleistet werden, und Auswirkungen auf Druckhaltung und Volumenkompensation untersucht, sowie die Gefahr von Druckstößen ausgeschlossen werden. Die Entkopplung erfolgt durch parallel angeordnete Regelarmaturen und Pumpen in beiden Leitungen, die für eine Be- oder Entladung aktiv angesteuert werden. [76, 185]

In dem dargestellten Beispiel für Mannheim (Abb. 3.1 (b)) herrscht im Fuß des atmosphärischen Wärmespeichers durch die Wassersäule ein Druck, der oberhalb des Rücklaufdruckes von ca. 1 bar (abs.), jedoch unterhalb des Vorlaufdruckes von ca. 10 bar liegt [161]. Somit werden für die Entladung der thermischen Energie Entladepumpen eingesetzt, während die Beladung mit Hilfe der Regelarmaturen geschieht. Die in Abbildung 3.1 (b) dargestellte Erzeugereinheit steht repräsentativ für drei Heizzentralen mit eigenen Netzpumpen, die von vier Blöcken mit Dampf versorgt werden²⁵. Aus diesem Grund wurde die Einbindung des Speichers im Rücklauf vor den Netzpumpen gewählt, um einen blockunabhängigen Betrieb des Wärmespeichers zu ermöglichen. Neben einer in der Abbildung nicht dargestellten Rücklaufzumischung wurde in Mannheim ein Zuheizler installiert, der mit Dampf aus dem Netz der kalten Zwischenüberhitzung (KZÜ: 20 bar, 300 °C) betrieben wird und damit ebenso blockunabhängig arbeiten kann. Dieser wird eingesetzt, wenn eine Entladung bei Vorlauftemperaturen oberhalb der Speichertemperatur erfolgen soll, oder eine Beladung bei einer Vorlauftemperatur, die geringer ist, als die gewünschte Speichertemperatur.

²⁴s. bspw. Wärmespeicher in Düsseldorf: 54 m [35], Kiel: 60 m [233], Linz, Österreich: 65 m [35, 101, 183], Kalundborg, Dänemark: 65 m [185], Nürnberg: 70 m [170, 171, 261]

²⁵Stand 2016: Blöcke 6, 7, 8 mit zwei Heizzentralen und Block 9 mit eigener Heizzentrale, s. [162]

In Flensburg wurden die Leitungen zum und vom Wärmespeicher vor bzw. hinter dem zweiten und dritten von insgesamt sechs Heizkondensatoren angeschlossen [190]. Diese Verschaltung hat den Vorteil, dass die gesamte Wärmeauskopplung über die Heizzturbinen erfolgt und kein (exergetisch) höherwertiger Dampf für die Zuheizung eingesetzt werden muss.

Eine weitere Effizienzsteigerung ist durch Reduktion der Drosselverluste möglich. An den Standorten Köln und Västerås wurden zwischen den Leitungen mit hohem Druck und dem Wärmespeicher statt Regelarmaturen Wasserturbinen eingebaut, womit die aufgewendete Pumpleistung zu einem großen Anteil zurückgewonnen wird [214, 257].

3.2.6 Maximale Be- und Entladeleistung von Fernwärmespeichern

Für Energiespeicher ist neben der Kapazität die maximale Be- und Entladeleistung eine charakteristische Größe. Bei Akkumulatoren (elektrochemischen Energiespeichern) wird diese oftmals ins Verhältnis zur Kapazität gesetzt und mit Hilfe des C-Faktors angegeben. Der Kehrwert des C-Faktors gibt die minimale Be- oder Entladezeit an, die im Folgenden als Kennzahl verwendet wird.

Physikalisch limitierend ist die Einströmgeschwindigkeit des Wassers in den Wärmespeicher, da sie verantwortlich für die Intensität der Turbulenzen, und somit für die Ausprägung der initialen Grenzschichtdicke ist, vgl. auch Abschnitt 3.3.2. Um die Verwirbelungen gering zu halten, werden Einströmvorrichtungen wie Prallplatten oder Diffusoren eingebaut, mit denen die Strömungsgeschwindigkeit am Eintritt in den Behälter durch Querschnittsvergrößerung reduziert wird. In der Literatur werden Empfehlungen und Erfahrungswerte für die Einströmgeschwindigkeit angegeben [78, 185, 257], die jedoch stark streuen. Der Zusammenhang von Einströmgeschwindigkeit und Mischzonenanteil für unterschiedliche Versuchsanordnungen ist Bestandteil der Dissertation von Robert Huhn [123, S. 57 ff.]. Da die physikalische Limitierung der Eintrittsgeschwindigkeit des Wassers von der zulässigen Durchmischung abhängig ist, und weitere, technisch bedingte Limitierungen existieren können, wie bspw. maximale Fördermengen in bestehenden Fernwärmenetzabschnitten, werden nachfolgend realisierte Projekte betrachtet.

In Tabelle 3.1 sind exemplarisch Fernwärmespeicher aufgeführt, die eine im Verhältnis zur Kapazität hohe Be- und Entladeleistung aufweisen. Aus der Datengrundlage wird deutlich, dass minimale Be- und Entladezeiten von sechs bis sieben Stunden sowohl bei kleinen, als auch großen Kapazitäten technisch umsetzbar sind.

Tabelle 3.1: Fernwärmespeicher mit geringer Be- und Entladezeit

Ort	IBN	Kapazität MWh _{th}	Be-/Entladung MW _{th}	h
Odense (DK), Fyn PS ^{EK}	2003	3.750	600	6,3
Kopenhagen (DK), Avedøre PS ^{DS}	1992	2.222	330	6,7
Mannheim, GKM ^{EK}	2013	1.500	250	6,0
Köln, HKW Niehl	1995	750	65 / 80	11,5 / 9,4
Offenbach, Andrestraße ^{EK}	1988	240	30	8,0
Maribo-Sakskøbing PS (DK) ^{GD}	2000	200	28,5	7,0
Ulm, MHKW Donautal ^{DS}	2014	140	20	7,0

[185] [185] [162, 169] [214] [153] [185] [278]

^{EK} KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine

^{GD} KWK-Anlage mit Gegendruckturbine

^{DS} Druckspeicher

3.2.7 Investitionsaufwand von Fernwärmespeichern

Zur Dimensionierung und Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Wärmespeichers muss der Kostenvorteil durch den Betrieb des Speichers dem Investitionsaufwand und den Instandhaltungskosten gegenübergestellt werden. Der Kostenvorteil wird durch die Strompreise beeinflusst (s. Abschnitt 7.1), weshalb Petersen und Aagaard [185] diesen als unsicheren Parameter bezeichnen und die Investition als sicheren. In Tabelle 3.2 sind die Investitionen von acht Projekten aus dem Zeitraum 2011 - 2016 aufgeführt, unterteilt in atmosphärische und Zwei-Zonen-Wärmespeicher, sowie Druckspeicher. Die sechs nicht druckaufgeladenen Wärmespeicher weisen spezifische Kosten von rund 280 bis 630 €/m³ bzw. 8 bis 18 €/kWh_{th} auf, während die zwei Druckaufgeladenen mit ca. 1.150 €/m³ bzw. ca. 15 bis 20 €/kWh_{th} spezifisch teurer sind²⁶. Kraft [146] gibt ähnliche Kostenbereiche an: 300 bis 500 €/m³ für atmosphärische Speicher, 400 bis 700 €/m³ für Zwei-Zonen-Speicher und 800 bis 1.200 €/m³ für Druckspeicher.

Nennenswert für die zwei in Tabelle 3.2 aufgeführten Druckspeicher ist, dass sie trotz vergleichbarem Volumen und volumenspezifischen Kosten in Ulm als ein Behälter und in Leipzig aus neun Behältern bestehend ausgeführt wurden. Der Unterschied in den spezifischen Kosten zwischen Druckspeichern und drucklosen Speichern ist zum einen den höheren Anforderungen eines Druckbehälters gegenüber einem atmosphärischen Tank geschuldet und zum anderen vermutlich der Kostendegression bei den deutlich größeren drucklosen Behältern. Für die sechs drucklosen Speicher ist aus der in Tabelle 3.2 aufgeführten Datengrundlage weder eine Kostendegression bei steigender Kapazität erkennbar, noch die von [146] angegebenen höheren Kosten eines Zwei-Zonen-Speichers im Vergleich zum Konventionellen. Vielmehr zeigt sich, dass die große Spannweite der volumenspezifischen Kosten stärker von anderen Faktoren abhängen, wie der nötigen Peripherie zur Einbindung des Speichers in das bestehende System. In Tabelle 3.3 sind die einzelnen Positionen der Gesamtinvestition für den atmosphärischen Wärmespeicher in Mannheim aufgeführt und in Tabelle 3.4 für den in Flensburg. Der Tankbehälter inklusive Fundament, Einbauten und Isolierung macht in Mannheim mit 163 €₂₀₁₃/m³ lediglich einen Anteil von ca. 26 % der Gesamtsumme aus, während dieser Anteil in Flensburg mit ca. 56 % mehr als doppelt so hoch ist. Die Kostenpositionen zur hydraulischen Entkopplung (Pumpen und Pumpengebäude) und Fernwärmeanbindung schlagen in Mannheim mit ca. 51 % der Gesamtinvestition zu Buche, wodurch das Gesamtprojekt hohe spezifische Kosten aufweist.

Die jährlichen Instandhaltungskosten von Fernwärmespeichern betragen ca. 1 bis 2 % der Investitionssumme [78, S. 160][147, S. 28][157, S. 76].

Tabelle 3.2: Investitionen von atmosphärischen, 2-Zonen-, und Druckwärmespeichern

Ort	Typ	IBN	Kapazität		Investition Mio. €	spezifische Kosten	
			10 ³ m ³	MWh _{th}		€/m ³	€/kWh _{th}
Mannheim, GKM ^a	atm.	2013	43	1.500	27,0	628	18,0
Potsdam, HKW Süd	atm.	2015	41	1.200	11,6	281	9,7
Salzburg (AT), HKW Nord	atm.	2011	27	1.100	16,0	593	14,5
Berlin, HKW Neukölln ^b	atm.	2015	10	300	2,8	280	9,3
Kiel, GKK	2-Z.	2016	42	1.500	19,0	440	12,3
Nürnberg, Sandreuth	2-Z.	2014	33	1.500	12,0	364	8,0
Leipzig, Arno-Nitzsche-Str. ^c	8 bar	2014	3,0	225	3,5	1.167	15,5
Ulm, MHKW Donaual ^d	6 bar	2014	2,5	140	2,8	1.120	20,0

[162, 169][84][203, 204, 205][197, 221][233][35, 170, 171, 261][86, 234][278]

^a hydraulisch entkoppelt; ^b Umbau Heizöltank; ^c 9 Behälter; ^d 1 Behälter

²⁶Auf eine Umrechnung der Investitionen auf ein Bezugsjahr mit Hilfe von Kostenindizes wird hier verzichtet, da die Projekte innerhalb einer kurzen Zeitspanne realisiert wurden.

Tabelle 3.3: Kostenaufteilung des atm. Wärmespeichers in Mannheim (43.000 m³) [161]

	Mio. € ₂₀₁₃		
Speicherbehälter mit Fundament, Einbauten und Isolierung	7,0	163 €/m ³	25,9 %
Elektrotechnik, MSR- und Kraftwerksleittechnik	1,2		4,4 %
Pumpen mit Antrieben und FU, Armaturen, Rohrleitungen	5,5	(6.200 t/h)	20,4 %
Pumpengebäude und technische Gebäudeausrüstung	3,3		12,2 %
Zuheizer (Heizkondensator 200 MW _{th})	0,9	4.500 €/MW _{th}	3,3 %
Fernwärmeanbindung 500 m (DN900 / DN1000 erdverlegt)	5,0	10.000 €/m	18,5 %
Dampf- und Kondensatleitungen für Speicher und Zuheizer	1,8		6,7 %
Planung, Genehmigung, Gutachten, etc.	2,3		8,5 %
Summe:	27,0	628 €/m ³	100 %

Tabelle 3.4: Kostenaufteilung des atm. Wärmespeichers in Flensburg (25.000 m³) [190]

	Mio. DM ₁₉₈₂		
Speicherbehälter mit Fundament, Einbauten und Isolierung	2,76	110 DM/m ³	56,3 %
Elektrotechnik und MSR	0,37		7,6 %
Pumpen und Armaturen	0,79		16,1 %
Pumpen- und Armaturenhaus	0,07		1,4 %
Rohrleitungen	0,70		14,3 %
Entwässerung und Druckdiktierung	0,10		2,0 %
Planung, Genehmigung, Gutachten, etc.	0,11		2,2 %
Summe:	4,90	196 DM/m ³	100 %

3.3 Verluste von Fernwärmespeichern

Die energetischen Verluste eines Fernwärmespeichers sind die Wärmeverluste an die Umgebung. Darüber hinaus ist der Wärmetransport im Inneren des Tanks von der warmen Schicht an die kalte von Interesse. Dieser Wärmetransport ist zwar kein energetischer Verlust, kann jedoch – je nach Ausprägung – die Funktionalität eines Verdrängungswärmespeichers einschränken. Im Folgenden wird auf die Vorgänge eingegangen und abschließend dessen Relevanz für Großwarmwasserspeicher erläutert.

3.3.1 Wärmeverluste an die Umgebung

Eine Bedingung für den Investitionszuschuss von Wärmespeichern nach KWKG²⁷ § 22. Abs. 1 S. 1 Nr 3 ist eine Isolation, die einen mittleren, auf die Behälteroberfläche bezogenen, Wärmeverluststrom von maximal 15 W/m^2 gewährleistet. Als Berechnungsvorschrift hierfür wurde das AGFW-Arbeitsblatt 313 [9] verfasst, indem die mittleren Verluste als die Verluste eines halb beladenen Wärmespeichers bei jahresmittlerer Außenlufttemperatur interpretiert werden. Die Prämisse eines halb beladenen Speichers hat zur Folge, dass für die Hälfte der Behälterhöhe die treibende Temperaturdifferenz für den Wärmedurchgang zwischen warmer Speichertemperatur (ϑ_w) und mittlerer Außenlufttemperatur ($\vartheta_{a,m}$) gebildet wird, und für die andere Hälfte zwischen kalter Speichertemperatur (ϑ_k) und Außenlufttemperatur. In Abbildung 3.2 (a) ist die Wärmeverluststromdichte ($\dot{q}$) über der Isolationsdicke von Mineralwolle exemplarisch für die im Folgenden aufgezählten Annahmen und Vereinfachungen²⁸ und drei Beladungszustände eines zylindrischen Wärmespeichers aufgetragen.

- i) Annahmen: $\vartheta_w=98^\circ\text{C}$, $\vartheta_k=55^\circ\text{C}$, $\vartheta_{a,m}=9,5^\circ\text{C}$ ²⁹, $\lambda_{\text{Mineralwolle}} = 0,046 \text{ W/(mK)}$ ³⁰
- ii) Konservative Vereinfachung: Isolation stellt den einzigen Wärmedurchgangswiderstand dar
- iii) Vereinfachung: identische Isolation für alle Flächen, auch für die Bodenplatte

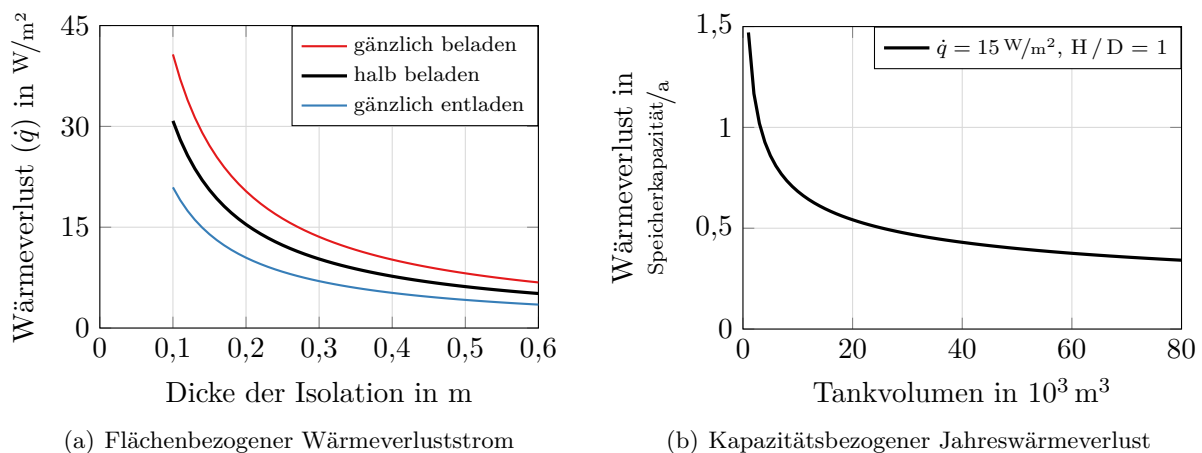


Abbildung 3.2: Wärmeverluste eines Großwärmespeichers, exemplarisch, Annahmen: s. oben

²⁷Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist

²⁸Ein Vergleich des Ergebnisses für eine Isolationsdicke von 25 cm ($12,33 \text{ W/m}^2$) mit dem sehr detaillierten Rechenbeispiel aus dem Arbeitsblatt AGFW FW 313, Anhang I ($12,40 \text{ W/m}^2$) mit den unter i) aufgeführten Annahmen, jedoch ohne die Vereinfachungen ii) und iii) zeigt, dass der Fehler der Vereinfachungen mit 0,56 % gering ausfällt.

²⁹gemäß DIN V 18599:10:2011-12 Referenzort Potsdam als Referenzklima, s. [9]

³⁰bei einer mittleren Temperatur der Isolation von 43°C , s. [9]

Es wird deutlich, dass für die unter i) gewählten Temperaturen eine Isolation mit 20 cm Mineralwolle für das Kriterium der Förderung ausreichend ist, und mit einer Isolation von 30 cm ein ganzjährig voll beladener Wärmespeicher Verluste unter 15 W/m^2 aufweist. Zur Verdeutlichung der Bedeutung einer mittleren Wärmeverluststromdichte von 15 W/m^2 ist in Abbildung 3.2 (b) für ein H/D-Verhältnis von 1 eines zylindrischen Tanks der jährliche Wärmeverlust bezogen auf die Speicherkapazität über dem Speichervolumen dargestellt.

Bei einem Volumen von 40.000 m^3 beträgt der Jahreswärmeverlust ca. 43 % der Speicherkapazität³¹. Für bspw. 150 Jahresvollzyklen (vgl. Abb. 7.2) des Speichers folgt daraus ein Verlust von 0,287 % der zwischengespeicherten thermischen Energie, s. auch Abbildung 7.15.

3.3.2 Wärmeleitung durch die Temperaturgrenzschicht

Aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen warmer und kalter Schicht ($\vartheta_w - \vartheta_k$) eines Verdrängungswärmespeichers findet ein Wärmetransport durch die Temperaturgrenzschicht statt, wodurch diese wächst. Ausgehend von einem Temperatursprung zum Zeitpunkt $t=0$ lässt sich das Temperaturprofil (für eine konstante Temperaturleitfähigkeit a) durch Gleichung (3.1) beschreiben, der Beziehung für zwei sich berührende halbumendliche Körper, vgl. [19, 72].

$$\vartheta(z,t) = \frac{\vartheta_w + \vartheta_k}{2} + \frac{\vartheta_w - \vartheta_k}{2} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{z}{2\sqrt{a \cdot t}}\right) \quad (3.1)$$

Für die Temperaturleitfähigkeit von Wasser ergeben sich nach einer Zeit von einer und vier Wochen die in Abbildung 3.3 (a) dargestellten Temperaturprofile, vgl. auch [190, 218, 257]. Eine übliche Methode die Grenzschichtdicke zu definieren ist, neben dem Gradientenverfahren, das 10-90 %-Kriterium [115, 123, 199]. Hierbei definiert die Grenzschicht den Bereich, in dem 80 % der Temperaturdifferenz auftritt, s. Abbildung 3.3 (a). Für dieses Kriterium ist die Entwicklung der Grenzschicht über der Zeit, sowie das Grenzschichtwachstum in Abbildung 3.3 (b) dargestellt. Ausgehend von dem Temperatursprung hat die Grenzschicht nach vier (acht) Wochen eine Grenzschichtdicke von ca. 2,1 m (3,0 m) und wächst mit ca. 4 cm/Tag ($2,8 \text{ cm/Tag}$), wobei die Wärmestromdichte durch die Grenzschicht 9 W/m^2 ($6,3 \text{ W/m}^2$) beträgt. Der unterstellte Temperatursprung zu Anfang des Prozesses ist jedoch für die Praxis nicht relevant. Messungen an

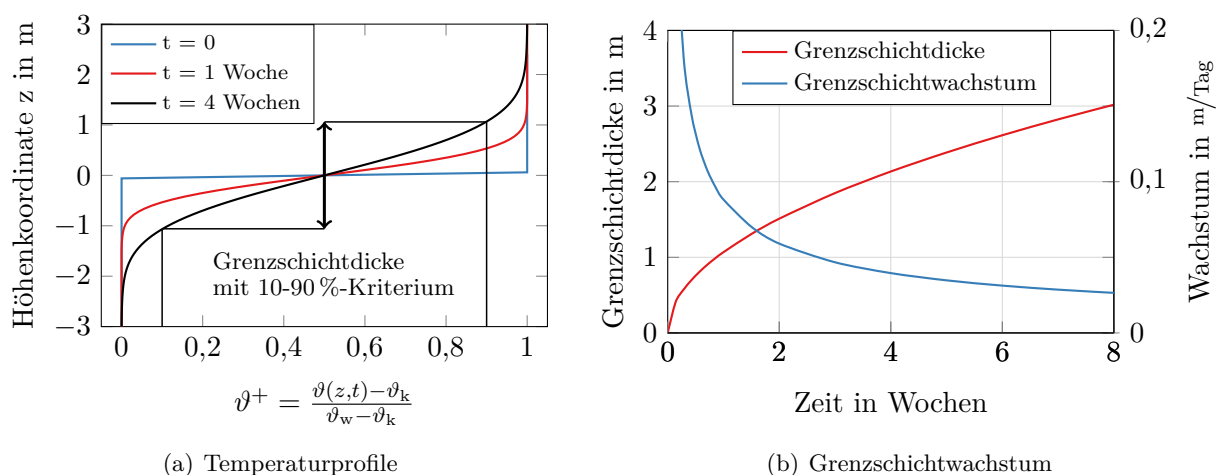


Abbildung 3.3: Theoretisches Wachstum der Temperaturgrenzschicht im Wärmespeicher, Speichermedium: Wasser, Berechnung nach Gl. (3.1)

³¹Speicherkapazität: 1.978 MWh, Jahreswärmeverlust: 850 MWh bei einem Wärmeverluststrom von 97 kW

einem Großwarmwasserspeicher mit einer Höhe von 36 m (Nutzvolumen ca. 43.000 m³) haben ergeben, dass die Grenzschicht bei ihrer erstmaligen Bildung durch das einströmende Wasser bei der Entladung bereits eine Ausdehnung von ca. 1,7 bis 3,5 m aufweist, bzw. allgemeingültiger: ca. 5 bis 10 % der Tankhöhe [115, 199]³². Theoretische Arbeiten ergeben, dass die Grenzschichtdicke bei großen Speicherhöhen und geringen Einströmgeschwindigkeiten (große Richardson-Zahl, $Ri \sim H/c^2$) auf einen Bereich zwischen ca. 3 und 13 % der Höhe eingegrenzt werden kann [123, S. 58]. Laut Winkens [264, S. 127] beträgt die Mischzone etwa 10 bis 15 % der Speicherkapazität und Munser [168, S. 223] gibt für die Praxis eine Ladeziffer von 1,1 an, die einem Mischzonenanteil von 10 % des Heißwassers entspricht³³. Bei einer Grenzschichtdicke von 3 m wäre der Beginn des realen Grenzschichtwachstums in etwa dem theoretischen, in Abbildung 3.3 (b) dargestellten, zum Zeitpunkt nach acht Wochen gleichzusetzen, womit die Wachstumsgeschwindigkeit ca. 2,8 cm/Tag betrüge.

Es kann daher festgehalten werden, dass bei Großwärmespeichern die Temperaturgrenzschicht eine nicht zu vernachlässigende Anfangsausdehnung aufweist, und anschließend mit einer Geschwindigkeit von wenigen cm/Tag wächst, womit die Funktion als Kurzzeitwärmespeicher laut [189] nicht beeinflusst wird.

3.3.3 Weitere Mechanismen des Wärmetransports im Tankinneren

Neben der Wärmeleitung durch die Grenzschicht existieren grundsätzlich folgende weitere Mechanismen des Wärmetransports im Tankinneren [123, 235]:

- a) Wärmeleitung durch die Behälterwand und die Einbauten
- b) Speicherung thermischer Energie in der Behälterwand und den Einbauten bei Kontakt mit der warmen Schicht und Abgabe dieser an die kalte Schicht bei Aufwärtsbewegung der Grenzschicht durch Entladung
- c) Vertikale Konvektion an der Mantelfläche des Tanks aufgrund (geringer) horizontaler Temperaturunterschiede durch die Wärmeverluste
- d) Konvektionszellen durch Temperaturinversion aufgrund von Wärmeverlusten am Kopf des Behälters (Rayleigh-Bénard-Konvektion)
- e) Wärmeverluste und Mikrokonvektion an Anschlussleitungen und Stützen

Die Kenntnis dieser Mechanismen kann bei der Planung und Auslegung hilfreich sein, wobei sie bei üblichen Ausführungen von Großwarmwasserspeichern eine untergeordnete Rolle spielen. Am Behälterkopf, oberhalb des Wasserfüllstandes, wird bspw. ein Dampfpolster gegen Korrosionerscheinungen aufrecht erhalten [71, 101, 157, 162, 185, 190, 214, 257, 264], womit gleichzeitig der Wärmeverlust am Tankdeckel kompensiert, und die Temperaturinversion (d) verhindert wird.

Die vertikale Konvektion (c) findet hauptsächlich in den zwei Schichten mit geringem vertikalen Temperaturgradienten statt und geht in der Temperaturgrenzschicht durch den deutlich höheren Temperaturgradienten stark zurück [235, S. 35 ff.]. Der mit vertikaler Konvektion verbundene Wärmetransport findet in einem Fallfilm mit einer Dicke < 10 mm, einer Sinkgeschwindigkeit $< 0,5$ mm/s³⁴ [123] und einer sehr geringen Temperaturdifferenz statt ($\alpha_{\text{Wasser}} \gg \frac{\lambda_{\text{Isolation}}}{\delta_{\text{Isolation}}}$) und ist somit vernachlässigbar [4, 241].

³²Grenzschicht definiert nach dem 10-90 %-Kriterium, $\vartheta_w - \vartheta_k \approx 42^\circ\text{C}$

³³Petersen und Aagard (2004) [185] berichten von einer nicht nutzbaren Grenzschichtdicke von ca. einem Meter, ohne nähere Erläuterungen oder die Definition der Grenzschicht anzugeben.

³⁴Sinkgeschwindigkeit: 0,5 mm/s für einen Wärmedurchgangskoeffizienten von 0,5 W/m² K, Sinkgeschwindigkeit sinkt mit kleinerem Wärmedurchgangskoeffizienten, s. [123, S. 102]

Für die stationäre bzw. instationäre Wärmeleitung durch die Behälterwand und die z.T. isolierten Einbauten lässt sich durch einen Vergleich der Wärmedurchgangskoeffizienten bzw. Wärmekapazitäten bei Großwärmespeichern zeigen, dass der Tank gegenüber dem Speichermedium zu vernachlässigen ist [123, 218] [64, Kap. 5].

3.3.4 Fazit zu Verlusten in Fernwärmespeichern

Fernwärmespeicher besitzen durch ihre Größe von oftmals mehreren 10.000 m^3 ein vergleichsweise kleines Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnis, womit sich die Wärmeverluste an die Umgebung mit einer in der Praxis üblichen Isolation³⁵ auf ein sehr niedriges Niveau reduzieren lassen, vgl. Abbildung 3.2. Darüber hinaus ist die Verweilzeit des zwischengespeicherten Fernwärmewassers durch den Einsatz als Kurzzeit-Wärmespeicher sehr kurz, sodass die Wärmeverluste, abhängig von Tankgröße, Isolation und Fahrweise, in der Größenordnung von 1 % der zwischengespeicherten thermischen Energie liegen (s. auch Abschnitt 7.2.2 und vgl. auch [240, Bild 6] oder [23, Bild 14 S. 122] und [264, S. 127]) und somit nicht die Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicherung beeinträchtigen [78, S. 166] bzw. vernachlässigt werden können [147, S. 27], [168, S. 225]. Die Wärmetransportmechanismen im Tankinneren führen bei Großwärmespeichern zu keiner praxisrelevanten Einschränkung, wie oben kurz erläutert und in den aufgeführten Quellen detaillierter beschrieben. Für die Dimensionierung ist lediglich zu berücksichtigen, dass das Nutzvolumen eines Warmwasserspeichers durch die Höhe zwischen den Ein- und Ausströmvorrichtungen bestimmt ist und sich eine typische Grenzschichtdicke in der Größenordnung von 10 % der Tankhöhe durch das einströmende kalte Wasser einstellt. Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die aufgeführten Schlussfolgerungen für Großwarmwasserspeicher gültig sind, und sowohl die Wärmeverluste, als auch die Wärmetransportmechanismen bei kleinen Speichergrößen deutlich stärker ins Gewicht fallen können, s. auch [130].

³⁵Typisch für Dänemark: 30 cm Steinwolle / Glaswolle (mineral wool) [185]

4 Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung

In diesem Kapitel werden Grundlagen beschrieben, die in den darauffolgenden Kapiteln aufgegriffen werden. Zunächst wird auf die Fernwärmeversorgung und elementare gesetzliche Rahmenbedingungen eingegangen, bevor in der Arbeit verwendete Kenngrößen und Begriffe definiert werden. Die Beschreibung der Kraftwerksprozesse und der Wärmeauskopplung aus diesen bildet die technische Grundlage für die Modellierung in Kapitel 5. Abschließend werden erste Erkenntnisse zum Einsatz der Erzeugeranlagen und des Wärmespeichers aus einer grafisch-heuristischen Einsatzplanung gewonnen, die im Ergebniskapitel in Abschnitt 7.2.2 aufgegriffen werden.

4.1 Fernwärmeversorgung

Nachfolgend sind für die vorliegende Arbeit relevante Aspekte der Fernwärmeversorgung dargestellt. Dies sind die Struktur der Erzeugeranlagen von Fernwärmesystemen und die Anforderungen der Fernwärmebereitstellung.

4.1.1 Erzeugerstruktur der Fernwärmeversorgung

Die Fernwärmeversorgung erfolgt üblicherweise mit einer Kombination aus Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung für die Grundlast und Heizwerken zur Spitzenlastabdeckung. KWK-Anlagen können Prozesse mit Dampfturbinen (DT) sein, die mit Steinkohle oder – in geringerem Umfang – Braunkohle befeuert werden, oder Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD), Gasturbinen mit Abhitzeessel (GTAHK) oder Blockheizkraftwerke (BHKW). Bezüglich der Wärmeauskopplung aus den Dampfturbinen wird zwischen Gegendruckturbinen (GD) und Entnahmekondensationsturbinen (EK) unterschieden (s. Abschnitt 4.3.3). Heizwerke (HW) werden mit Erdgas oder leichtem Heizöl betrieben, wobei Heizöl aufgrund des höheren Preises und der einfacheren Speicherung vor Ort primär als Reservekraftstoff eingesetzt wird.

Die Aufteilung der Kapazitäten von KWK-Anlagen und Heizwerken zur ungekoppelten Erzeugung erfolgt anhand der Einsatzstunden: Bei vielen Einsatzstunden ist eine KWK-Anlage mit traditionell niedrigen variablen Erzeugungskosten und hohen Fixkosten günstiger in der Vollkostenbetrachtung, während Heizwerke mit höheren variablen, dafür niedrigeren Fixkosten sich besser für die Absicherung und Abdeckung der Spitzenlast eignen.

Tabelle 4.1: Anlagenstruktur der Fernwärmeezeugung (AGFW, 2016) [12, S. 15 f.]

	Anlagen- anzahl	Netto-Jahreswärmearbeit in TWh _{th}	in %	Wärmeengpassleistung* in GW _{th}	in %	Øσ**
DTEK	65	21,9	41,6%	8,8	42,6%	0,47
DTGD	42	8,4	15,9%	4,0	19,2%	0,32
GuDEK	18	5,5	10,5%	2,4	11,5%	0,97
GuDGD	25	10,8	20,4%	2,8	13,4%	0,90
GTAHK	32	2,3	4,3%	1,7	8,0%	0,63
BHKW	1.082	3,9	7,3%	1,1	5,2%	~ 1
SUMME (KWK)		52,8	100,0%	20,7	100,0%	
HW (nicht-KWK)	2.858	10,2		22,9		

* Berechnet aus Anlagenanzahl und durchschnittlicher Wärmeengpassleistung

** Mittlere Stromkennzahl (σ) berechnet aus durchschnittlicher el. KWK- und Wärmeengpassleistung

In Tabelle 4.1 ist die Anlagenstruktur der Mitglieder des AGFW-Verbandes aufgeführt.³⁶ Während die Wärmeengpassleistung von KWK-Anlagen und Heizwerken mit 20,7 und 22,9 GW_{th} nahezu identisch ist, macht die Jahreswärmearbeit der Heizwerke mit 10,2 TWh_{th} gegenüber 52,8 TWh_{th} bei den KWK-Anlagen lediglich einen Anteil von 16,2 % der gesamten Jahreswärmearbeit aus. Der KWK-Wärmedeckungsgrad beträgt somit für die aufgeführten Daten 83,8 %. Darüber hinaus kann an den Anteilen der Netto-Jahreswärmearbeit und der Wärmeengpassleistung die Relevanz der einzelnen Anlagentypen abgeleitet werden. Mit einem Anteil von 88,4 % an der Netto-Jahreswärmearbeit und 86,8 % an der installierten Wärmeengpassleistung decken die Dampfheizkraftwerke und GuD-Anlagen mit Gegendruck- oder Entnahmekondensationsdampfturbinen den größten Anteil der KWK-Anlagen ab, weshalb diese vier Heizkraftwerkstypen für die folgenden Untersuchungen ausgewählt werden. Die Stromkennzahl σ , die das Verhältnis der elektrischen Leistung zur Wärmeengpassleistung angibt, ist für die GuD-Anlagen aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrades deutlich höher, als für die Dampfheizkraftwerke und bei den Gegendruckanlagen niedriger, als bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine.

4.1.2 Fernwärmenachfrage und Heizkurve

Die Fernwärmenachfrage ergibt sich aus dem Raumheizbedarf und der Brauchwassererwärmung der zu versorgenden Gebäude, sowie Prozesswärmebedarf für die Industrie und den Wärmeverlusten des Heiznetzes. Der Prozesswärmebedarf ist stark von den individuellen Bedarfsverhältnissen abhängig und kann daher nicht typisiert werden, spielt bei Stadtheizungssystemen jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Der Raumheizbedarf hängt im Wesentlichen von der Außentemperatur ab, wird aber zusätzlich von Faktoren, wie bspw. der Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung beeinflusst und unterliegt den Verbrauchergewohnheiten. [264, S. 26 f.]

Für Prognosezwecke wird die Fernwärmenachfrage aus wichtigen Einflussfaktoren, wie bspw. der Außentemperatur und typischen Tagesgängen abgeschätzt, vgl. bspw. [195, Kap. 4]. Hierzu bedarf es jedoch, neben geeigneter Methoden, die Möglichkeit die Ergebnisse zu plausibilisieren.

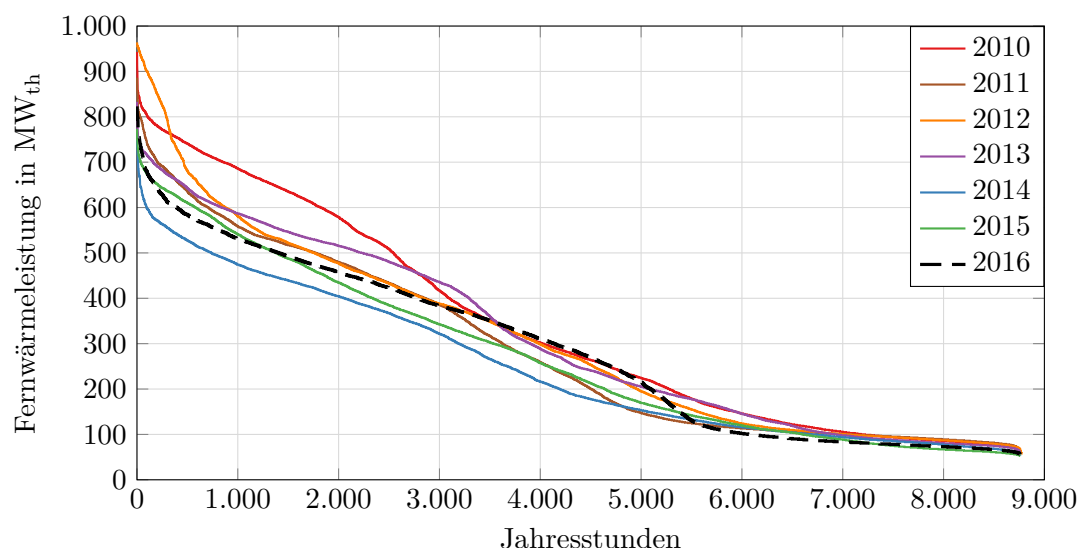


Abbildung 4.1: Jahresdauerlinien der Fernwärmenachfrage am Standort Grosskraftwerk Mannheim (GKM), Datengrundlage: [163]

³⁶Im Vergleich zu der von AG Energiebilanzen in [5] für 2016 angegebenen Jahreswärmearbeit von ca. 95 TWh_{th} für KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung ergibt sich aus dem AGFW-Hauptbericht [12] ein Wert von 52,8 TWh_{th}. Damit kann der Datensatz als repräsentativ betrachtet werden, ist jedoch nicht vollständig.

Tabelle 4.2: Jahresfernwärmearbeit am Standort Grosskraftwerk Mannheim (GKM), Datengrundlage: [129, 163]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Jahreswärmearbeit in GWh_{th} [163]	2.955	2.510	2.695	2.721	2.166	2.372	2.494
max. Fernwärmeleistung in MW_{th} [163]	943	886	964	833	760	773	823
norm. Heizgradtage G15* [129]	1,12	0,84	0,96	0,99	0,72	0,85	0,94

* Verhältnis d. Heizgradtage G15 zum langjährigen Mittel, Wetterstation: Frankfurt/M-Flughafen

In [64, Abb. 2.3] und [264, Abb. 1.4-1] ist die Fernwärmenachfrage über der Außentemperatur unterschiedlicher Fernwärmesysteme dargestellt. Sowohl die Auftragung stündlicher Werte, als auch die von Tagesmittelwerten zeigt zwar eine eindeutige (negative) Korrelation der zwei Größen, weist jedoch auch eine große Streuung auf, die den Einfluss weiterer Parameter verdeutlicht. Die Berücksichtigung von Tagesprofilen ist nicht trivial, da die sehr unterschiedlichen Lauflängen des Heizwassers von der Einspeisung bis zum ersten bzw. letzten Kunden zu einem zeitlichen Versatz der Einzelprofile, und somit einer Glättung des resultierenden Gesamtlastprofils führen. Darüber hinaus müssten zur Ermittlung der am Standort des Heizkraftwerkes einzuspeisenden Leistung, die Netzverluste einbezogen werden, die 11 bis 14 % der Jahreswärmearbeit im bundesweiten Durchschnitt betragen [12, S. 13].

Aus diesen Gründen werden in dieser Arbeit historische Fernwärmeeinspeisezeitreihen eines zentralen Heizkraftwerkstandortes verwendet. Diese sind in Abbildung 4.1 als Jahresdauerlinien und in Abbildung 4.2 exemplarisch über der Zeit aufgetragen dargestellt. In Tabelle 4.2 ist die Jahreswärmearbeit, sowie die maximal auftretende Stundenleistung der Fernwärme angegeben und die normierten Heizgradtage, die den klimatisch bedingten Raumheizbedarf widerspiegeln.

Die Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz wird, wie auch bei den meisten Heizungssystemen in Gebäuden, abhängig von der Außentemperatur über die Heizkurve (auch Fahrkurve) eingestellt. Dadurch ergibt sich bei sinkender Außentemperatur, die grundsätzlich mit einer höheren Heizlast einhergeht, eine höhere Vorlauftemperatur bzw. eine größere Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur, s. auch Abb. 7.14. Diese Art der Vorsteuerung erhöht die übertrag-

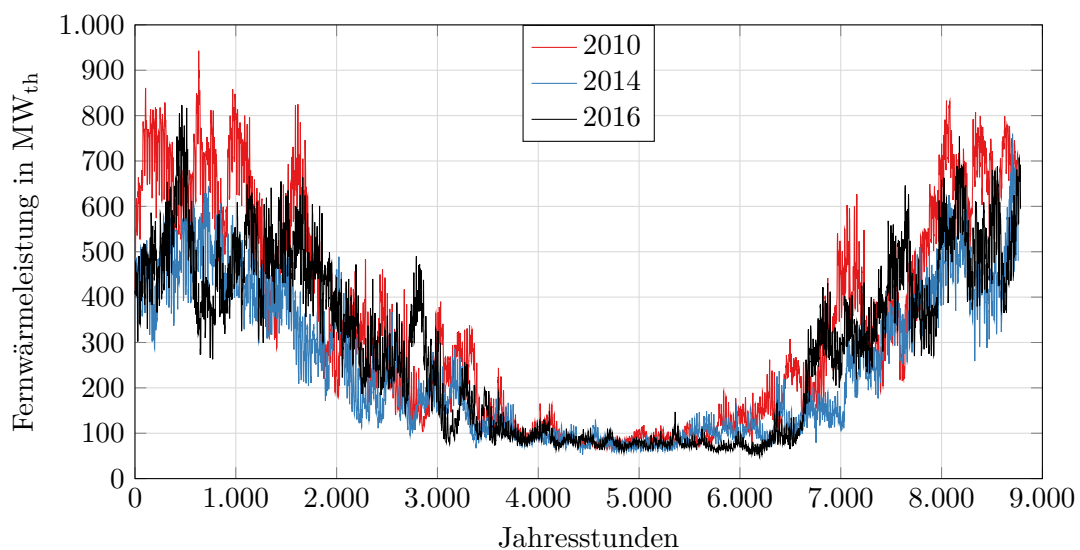


Abbildung 4.2: Fernwärmenachfrage am Standort Grosskraftwerk Mannheim (GKM), Stundenwerte, Datengrundlage: [163]

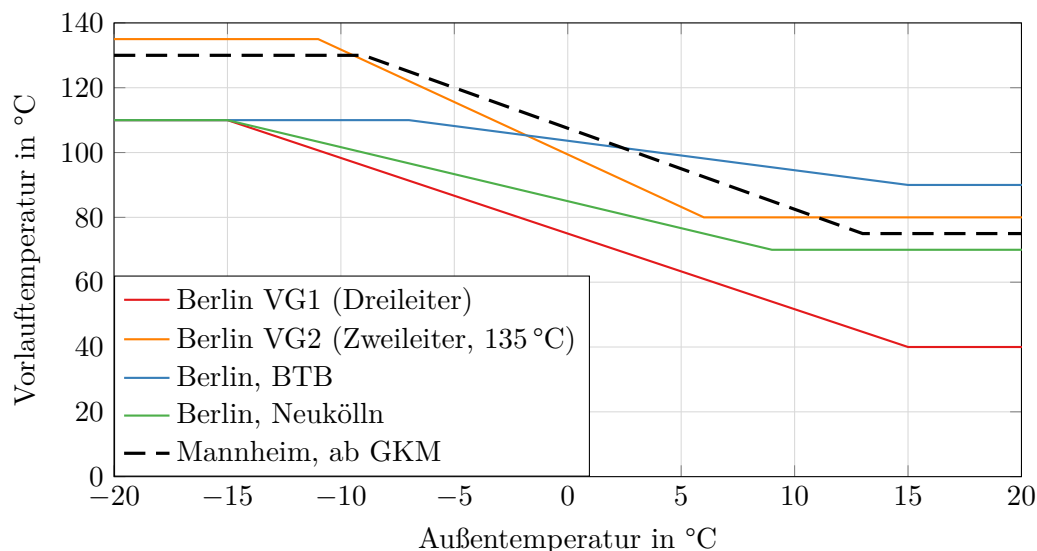


Abbildung 4.3: Heizkurven exemplarischer Fernwärmenetze, Datengrundlage:[37, 90, 173, 252]

bare Wärmeleistung durch das Fernwärmenetz im Winter auf das nötige Maß und reduziert die Wärmeverluste im Sommer auf ein Minimum. In Abbildung 4.3 sind exemplarisch vier unterschiedliche Heizkurven von Berliner Teilnetzen dargestellt, sowie die aus Mannheim, passend zu den dargestellten und in dieser Arbeit genutzten Fernwärmenachfragen.

4.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und Energiesteuergesetz

Im Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) ist festgelegt, dass Betreiber von KWK-Anlagen, Wärme- und Kältenetzen, sowie, seit der Novellierung von 2012, Wärme- und Kältespeichern eine Förderung in Form von finanziellen Zuschlägen erhalten. Diese werden von dem Stromnetzbetreiber gezahlt und fließen über die KWKG-Umlage in den Strompreis des Endkunden ein.

Kraftwerke und Heizkraftwerke sind im Sinne des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) begünstigte Anlagen, womit die Energiesteuer auf Antrag teilweise oder vollständig zurückerstattet werden kann. Bei der ungekoppelten Fernwärmeerzeugung in Heizwerken hingegen ist dies nicht möglich.

4.2.1 KWKG: Förderung von KWK-Anlagen

Für zuschlagsberechtigte KWK-Anlagen wird der KWK-Strom für eine definierte Anzahl an Vollbenutzungsstunden vergütet. Der Zuschlag für den Leistungsanteil über 2 MW_{el} von Anlagen, die Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, beträgt bspw. $31 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ (§ 7 Abs. 1 Nr. 5 KWKG³⁷). Juristisch ist „KWK-Strom“ im Anhang I der EU-Richtlinie 2012/27/EU definiert. Physikalisch ist es der Teil der Stromerzeugung, der aus der gleichzeitigen Nutzung des Energiegehaltes vom Arbeitsmedium für die gekoppelte Erzeugung generiert wird³⁸. Einschränkungen für die Zuschlagsberechtigung sind nach § 6 unter anderem, dass die KWK-Anlage

³⁷Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist

³⁸Diese allgemeine Definition ist dem Arbeitsblatt FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes -“ des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. AGFW [8, S. 8 ff.] sinngemäß entnommen.

hocheffizient³⁹ sein muss, und, seit der Fassung von 2015, nicht Kohle als Brennstoff zum Einsatz kommt (§ 6 Abs. 1 Nr. 2). Der KWK-Zuschlag wird für neue Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 kW_{el} für 30.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt (§ 8 Abs. 2). Bei modernisierten oder nachgerüsteten Anlagen beträgt das Kontingent nach § 8 Abs. 3 f. je nach Umfang der Modernisierung bzw. Nachrüstung 10.000 bis 30.000 Vollbenutzungsstunden.

Aufgrund der festgelegten Anzahl an Vollbenutzungsstunden, für die der KWK-Zuschlag gewährt wird, ist dieser nicht als variabler Erlösbestandteil in der Einsatzplanung zu werten, sondern kann als Investitionszuschuss betrachtet werden. Daher wird der KWK-Zuschlag in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

4.2.2 KWKG: Förderung von Wärmespeichern

Die Zuschlagszahlung für Wärmespeicher wird als Investitionszuschuss von 250 €/m³ Wasseräquivalent⁴⁰, bei Speichern größer 50 m³ maximal jedoch 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten gewährt (§ 23 Abs. 1). Darüber hinaus wurde in § 7b Abs. 1 KWKG 2012⁴¹ eine Obergrenze des Zuschlags von 5 Mio. € je Projekt festgelegt, die in der Fassung vom 21. Dezember 2015 auf 10 Mio. € erhöht wurde (§ 23 Abs. 1). Für die Zuschlagsberechtigung müssen die mittleren Wärmeverluste über die Behälteroberfläche weniger als 15 W/m² betragen (§ 22 Abs. 1 Nr. 3)⁴².

4.2.3 EnergieStG: Besteuerung von Brennstoffen

Für a) Kraftwerke, b) Heizkraftwerke und c) Heizwerke können dem Energiesteuergesetz⁴³ folgende Regelungen entnommen werden:

- a) Bei ortsfesten Anlagen zur Stromerzeugung mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW_{el} wird nach § 53 Abs. 1 Nr. 1 auf Antrag die entrichtete Energiesteuer zurückerstattet.
- b) Für KWK-Anlagen wird eine vollständige Steuerentlastung gewährt, sofern diese hocheffizient⁴⁴ sind und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % erreichen (§ 53a Abs. 6). Wird das Hocheffizienzkriterium nicht erfüllt, ist eine teilweise Steuerentlastung nach § 53a Abs. 1 bis 5 möglich.
- c) Bei der Nutzung von Erdgas für die ungekoppelte Wärmeerzeugung in einem Heizwerk, beträgt die Energiesteuer 5,50 €/MWh_{HU} und ist nicht rückerstattungsfähig (§ 2 Abs. 3 Nr. 4).

³⁹Für die Definition von „hocheffizient“ wird in § 2 Abs. 1 Nr. 8 KWKG auf die EU-Richtlinie 2012/27/EU verwiesen, in der im Anhang II eine Primärenergieeinsparung von mindestens 10 % im Vergleich zu Referenzwerten der getrennten Erzeugung das Hocheffizienzkriterium definiert.

⁴⁰Zur Interpretation des Wasseräquivalentes bei thermischen Speichern mit anderen Speichermedien, insbesondere Phasenwechselmaterialien und thermochemische Speicher sei auf [72, 73] verwiesen.

⁴¹Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juli 2012 (BGBl. I S. 1494) geändert worden ist

⁴²Zur Berechnung der Wärmeverluste wurde das Arbeitsblatt FW 313 „Berechnung der thermischen Verluste von thermischen Speichern“ des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. AGFW [9] entwickelt.

⁴³Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 888) geändert worden ist

⁴⁴Für die Definition von „hocheffizient“ wird in § 53a Abs. 6 auf die EU-Richtlinie 2012/27/EU verwiesen.

4.3 Heizkraftwerke

In Abschnitt 4.1.1 sind die unterschiedlichen Typen von Heizkraftwerken bereits aufgeführt und über die Jahreswärmearbeit und die Wärmeengpassleistung der einzelnen Anlagentypen einem Anteil der vom AGFW erfassten Fernwärmeversorgung Deutschlands zugeordnet. Im Folgenden wird auf die technischen Unterschiede und die im Rahmen dieser Arbeit relevanten Betriebscharakteristika eingegangen. Zuvor werden im nächsten Abschnitt Kenngrößen für KWK-Anlagen eingeführt.

4.3.1 Kenngrößen und Begriffsklärung

Der elektrische und thermische Wirkungsgrad sowie der Brennstoffausnutzungsgrad sind Effizienzkenngrößen, während die Stromkennzahl und die Stromverlustkennziffer die Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung beschreiben. Sie können als leistungsbezogene Größen für einzelne Betriebspunkte gebildet werden, wie in den Gleichungen (4.1) bis (4.5), oder arbeitsbezogen für einen definierten Zeitraum von bspw. einem Jahr.

Mit Hilfe des Deckungsbeitrags der Stromerzeugung und den Wärme(rest)kosten, die auf den variablen Erzeugungskosten basieren, können Entscheidungen zum Einsatz der Erzeugeranlagen getroffen werden. Vereinfacht betrachtet sollte ein Kraftwerk betrieben werden, wenn der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung positiv ist, wohingegen die Wärme(rest)kosten die Einsatzreihenfolge von unterschiedlichen KWK-Anlagen oder auch anderen Fernwärmeerzeugern bestimmen, s. auch Abschnitt 4.4.

Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische (Netto-) Wirkungsgrad η_{el} (auch Stromausbeute) wird in dieser Arbeit nach Gleichung (4.1) aus dem Quotienten der elektrischen Nettoleistung P und, wie in Deutschland üblich, der, auf den Heizwert des Brennstoffs bezogenen, Brennstoffleistung $\dot{B}$ definiert. Bei Kraftwerken wird dieser auch thermischer oder energetischer Wirkungsgrad genannt.

$$\eta_{\text{el}} = \frac{P}{\dot{B}} \quad (4.1)$$

Thermischer Wirkungsgrad

In Analogie zum elektrischen wird der thermische Wirkungsgrad η_{th} (auch Wärmeausbeute) aus der ausgekoppelten Fernwärmeleistung $\dot{Q}$ und der Brennstoffleistung nach Gleichung (4.2) definiert.

$$\eta_{\text{th}} = \frac{\dot{Q}}{\dot{B}} \quad (4.2)$$

Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad ω kann nach Gleichung (4.3) aus der Summe des elektrischen und thermischen Wirkungsgrades bestimmt werden. Synonyme des Begriffes sind (Gesamt-) Nutzungsgrad oder Primärenergieausnutzungsgrad.

$$\omega = \frac{P + \dot{Q}}{\dot{B}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} \quad (4.3)$$

Stromkennzahl

Die Stromkennzahl σ beschreibt nach Gleichung (4.4) das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung. Sie wird üblicherweise als feste Kennzahl für eine KWK-Anlage verwendet, indem

sie für den Betriebspunkt bei maximaler Wärmeauskopplung und Brennstoffleistung und für ein definiertes Temperaturniveau der Wärmeauskopplung gebildet wird. In dieser Arbeit werden Stromkennziffern für unterschiedliche Betriebspunkte angegeben, s. Tabelle 6.2.

$$\sigma = \frac{P}{\dot{Q}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} \quad (4.4)$$

Stromverlustkennziffer

Bei Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsdampfturbinen führt die Dampfentnahme für die Wärmeauskopplung $\dot{Q}$ zu einer Reduktion der Stromerzeugung ΔP , s. auch Abschnitt 6.3. Dieser Sachverhalt wird durch die Stromverlustkennziffer k_{SVK} , auch Leistungseinbuße (LEB) genannt, über Gleichung (4.5) beschrieben.

$$k_{SVK} = \frac{|\Delta P|}{\dot{Q}} \quad (4.5)$$

Wärmekosten

Die variablen, spezifischen Kosten der Fernwärmebereitstellung werden in der vorliegenden Arbeit als Wärmekosten bezeichnet. Bei Heizwerken ergeben sich diese nur aus den brennstoffbezogenen Kosten und dem Wirkungsgrad bzw. Brennstoffbedarf, s. Abschnitt 5.7. Bei KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine ergeben sich diese als Wärmerestkosten (s. unten) unter zusätzlicher Berücksichtigung der Stromerlöse. Für Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbine sind die Wärmerestkosten als Wärmekosten anzusetzen, sofern der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung (s. unten) negativ ist, und die entgangenen Stromerlöse (Opportunitätskosten) durch den Stromverlust der Wärmeauskopplung, wenn der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung positiv ist, s. dazu auch Abschnitt 4.4.2 und 7.2.2.

Deckungsbeitrag der Stromerzeugung

Der Deckungsbeitrag (DB) ist bei Kraftwerken die Differenz aus Stromerlösen und variablen Kosten der Stromerzeugung⁴⁵. Zu den variablen Erzeugungskosten zählen die Kosten für Brennstoff k_B und CO₂-Emissionsrechte k_{CO_2} , sowie die variablen Betriebs- und Wartungskosten (operating and maintenance costs) $k_{O\&M,el}$, während sich die Stromerlöse aus dem Börsenpreis k_P ergeben. Ist der Deckungsbeitrag, wie in Gleichung (4.6), auf die erzeugte Stromarbeit bezogen und beinhaltet die Kosten der CO₂-Emissionsrechte, wird dieser bei Kohlekraftwerken auch als „clean dark spread“ und bei Gaskraftwerken als „clean spark spread“ bezeichnet. In der Regel werden diese Kenngrößen für den Nominalbetrieb angegeben und beinhalten nicht zwingend die variablen Betriebs- und Wartungskosten.

$$DB = \frac{\overbrace{k_P \cdot \int_t P dt}^{\text{Stromerlöse}} - \overbrace{\left(k_B + k_{CO_2} \cdot k_{EF} + k_{O\&M,el} \cdot \eta_{el}\right) \cdot \int_t \dot{B} dt}^{\text{variable Erzeugungskosten}}}{\int_t P dt} \quad (4.6a)$$

$$= k_P - \left(k_B + k_{CO_2} \cdot k_{EF}\right) \cdot \frac{1}{\eta_{el}} - k_{O\&M,el} \quad (4.6b)$$

⁴⁵Der hier genutzte Begriff des Deckungsbeitrages entspricht dem DB I. Beim DB II werden üblicherweise zusätzlich die mittelfristigen Erzeugungskosten abgezogen und beim DB III darüber hinaus die Fixkosten.

Wärmerestkosten

Die spezifischen Wärmerestkosten (WRK) für einen Betriebspunkt einer KWK-Anlage ergeben sich aus den variablen Erzeugungskosten abzüglich der Stromerlöse bezogen auf die erzeugte Fernwärmearbeit nach Gleichung (4.7).

$$\text{WRK} = \frac{\left(k_B + k_{\text{CO}_2} \cdot k_{\text{EF}} + k_{\text{O\&M,el}} \cdot \eta_{\text{el}}\right) \cdot \int_t \dot{B} dt - k_P \cdot \int_t P dt}{\int_t \dot{Q} dt} \quad (4.7a)$$

$$= \left(k_B + k_{\text{CO}_2} \cdot k_{\text{EF}}\right) \cdot \frac{1}{\eta_{\text{th}}} + k_{\text{O\&M,el}} \cdot \sigma - k_P \cdot \sigma \quad (4.7b)$$

Weitere Positionen, die insbesondere bei den Wärmerestkosten berücksichtigt werden könnten, sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) sowie der KWK-Zuschlag.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte durch dezentrale Einspeisung werden hier vernachlässigt, da sie standortspezifisch sind. Sie hängen von der Spannungsebene ab, in die ein (Heiz-) Kraftwerk Strom einspeist, und von dem Lastgang der vorgelagerten Spannungsebenen.

Der KWK-Zuschlag wird in der Einsatzplanung nicht berücksichtigt, da dieser für eine definierte Anzahl an Vollbenutzungsstunden gewährt wird (s. Abschnitt 4.2.1), und somit nicht als variabler Erlösbestandteil zu werten ist, sondern als fester Investitionszuschuss betrachtet werden kann; zumindest, sofern die Vollbenutzungsstunden der Anlage erreicht werden. Soll der KWK-Zuschlag gänzlich oder teilweise in der Einsatzplanung berücksichtigt werden, ist hierzu die Stromkennzahl zur Ermittlung des KWK-Stroms anzusetzen, s. hierzu AGFW-Arbeitsblatt FW 308 [8].

Variable Vollkosten und Grenzkosten einer weiteren Erzeugungseinheit

Üblicherweise wird zwischen Vollkosten und variablen Kosten (auch Grenzkosten) unterschieden, wobei die Vollkosten sich aus variablen Kosten und Fixkosten zusammensetzen. In dem Einsatzplanungsmodell dieser Arbeit werden ohnehin nur variable Erzeugungskosten berücksichtigt, die bei den KWK-Anlagen jedoch lastabhängig sind. Somit kann zwischen spezifischen bzw. durchschnittlichen variablen (Voll-) Kosten und (Grenz-) Kosten einer weiteren Erzeugungseinheit unterschieden werden. In den Gleichungen (4.6) und (4.7) zur Berechnung des Deckungsbeitrages der Stromerzeugung und der Wärmerestkosten sind die Wirkungsgrade und die Stromkennzahl abhängig vom Lastpunkt der Anlage. Bei einer linearen Auftragung der variablen Vollkosten über der erzeugten Menge (an Elektrizität oder Fernwärme) gibt die Steigung die Grenzkosten einer weiteren Erzeugungseinheit an.

Deckungsbeitrag des Wärmespeichers

Der Begriff Deckungsbeitrag wird neben der oben beschriebenen Bedeutung auch für die Wirtschaftlichkeit des Wärmespeichers genutzt, s. Kap. 7.1. In dem Zusammenhang beschreibt der Deckungsbeitrag den monetären Vorteil aus dem Betrieb des Fernwärmesystems mit Wärmespeicher im Vergleich zum Betrieb ohne Wärmespeicher. Berechnet wird er aus der Differenz der Zielfunktionen der entsprechenden zwei Optimierungsrechnungen. Der Deckungsbeitrag ist somit der monetäre Rückfluss, der zur Deckung der Investition beiträgt.

Strom-zu-Wärme-Äquivalent

Als Strom-zu-Wärme-Äquivalent wird in der vorliegenden Arbeit die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen bezogen auf die ein- oder ausgespeicherte thermische Energie aus dem Wärmespeicher bezeichnet. Die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen ergibt sich aus der Differenzbetrachtung der Systeme mit und ohne Wärmespeicher. Mit Hilfe dieser Kenngröße kann ein Wärmespeicher als funktionaler Stromspeicher betrachtet werden. In Abschnitt 7.2.2 (Tabelle 7.2) wird das Strom-zu-Wärme-Äquivalent für die Ergebnisse des Jahres 2016 dargestellt, diskutiert und mit den Stromkennzahlen der KWK-Anlagen verglichen.

Wertigkeit der Stromerzeugung

Die Wertigkeit der Stromerzeugung oder des Stromerzeugungsprofils WS ist nach Gleichung (4.8) das Verhältnis der mittleren Stromerlöse aus dem Betrieb eines (Heiz-) Kraftwerkes und dem arithmetischen Mittelwert der Strompreise k_P (Baseloadpreis). Ist die Wertigkeit Eins, so deutet das auf eine Stromerzeugung hin, die unabhängig von den Strompreisen ist. Je höher der Wert ist, umso stärker wird die Anlage nur bei hohen Strompreisen betrieben.

$$WS = \frac{\sum_{t=1}^{\tau} k_P(t) \cdot P(t)}{\sum_{t=1}^{\tau} P(t)} \bigg/ \frac{\sum_{t=1}^{\tau} k_P(t)}{\tau} \quad (4.8)$$

Volllaststunden der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden der KWK-Wärmeengpassleistung

Die Volllaststunden der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden der KWK-Wärmeengpassleistung werden jeweils aus der Jahresarbeit der Strom- bzw. Fernwärmeerzeugung bezogen auf die maximale elektrische bzw. thermische Leistung der KWK-Anlagen bestimmt. Bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine ergibt sich die maximale elektrische Leistung im Kondensationsbetrieb ohne Wärmeauskopplung, wohingegen diese bei Heizkraftwerken mit Gegendruckturbine bei maximaler Wärmeauskopplung auftritt, s. Abbildung 6.3 und Tabelle 6.2. Die maximale Fernwärmeauskopplung beträgt gemäß den Annahmen in Abschnitt 6.3 für jeden Heizkraftwerksblock 150 MW, respektive 450 MW bei drei Blöcken, aus denen ein Heizkraftwerk besteht.

KWK-Fernwärmedeckungsgrad

Der KWK-Fernwärmedeckungsgrad beschreibt den Anteil der Fernwärmejahresarbeit, der mit Hilfe von Heizkraftwerken gedeckt wird. Der restliche Anteil wird in den betrachteten Energiesystemen von den Heizwerken als ungekoppelte Frischwärme erzeugt. In den Abschnitten 7.2.4 und 7.3.4 wird der KWK-Fernwärmedeckungsgrad der Fernwärmesysteme ohne Wärmespeicher in % angegeben und die Steigerung dessen durch Wärmespeicherung in %-Punkten. Die Addition der zwei Werte ergibt demnach den KWK-Fernwärmedeckungsgrad der Fernwärmesysteme mit Wärmespeicher.

4.3.2 Kraftwerksprozesse

Kraftwerksprozesse bilden die Basis für Heizkraftwerke. Daher wird zunächst auf die für die vorliegende Arbeit relevanten Aspekte von Kraftwerken eingegangen und im nächsten Abschnitt auf die Wärmeauskopplung aus Dampfturbinen. Für eine ausführliche Beschreibung der Kraftwerksprozesse sei an dieser Stelle auf die einschlägige Literatur verwiesen, bspw. [77, 150, 182, 232, 242, 272]. Die wichtigsten Kraftwerksprozesse sind der Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine-Prozess) und der Gasturbinenprozess (Joule-Prozess), der oft mit einem Dampfkreislauf zu einem Gas- und Dampf(turbinen)kraftwerk kombiniert wird.

Bei Dampfkraftwerken (DKW) kommen üblicherweise Steinkohle, Braunkohle oder Kernkraft als Primärenergie zum Einsatz. Die thermische Energie aus dem Brennstoff wird in einem Dampferzeuger an den Wasser-Dampfkreislauf übertragen, in dem Dampfturbinen einen elektrischen Generator antreiben. Um den Kreislauf zu schließen, wird der Dampf nach der Durchströmung der Turbinen in einem gekühlten Kondensator niedergeschlagen und anschließend mit Kondensat- und Speisewasserpumpen der Druck erhöht. Energieströme, die das System Kraftwerk nicht in Form von Elektrizität verlassen, sind zum einen Abgas- und sonstige Wärmeverluste und zum anderen die unvermeidbare Wärmeabfuhr über den Kondensator. Letztere ist bei Kraftwerken deutlich größer, als die Abgas- und sonstigen Wärmeverluste und wird an die Umgebung abgeführt, kann durch die Wärmeauskopplung bei Heizkraftwerken jedoch auf ein Minimum reduziert, oder gänzlich vermieden werden.

Bei Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) ermöglicht die Nutzung der thermischen Energie aus den Abgasen einer oder mehrerer Gasturbinen in einem nachgeschaltetem Wasser-Dampfkreislauf eine deutliche Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades. Die hauptsächlich mit Erdgas befeuerten Gasturbinen liefern hierbei ca. $\frac{2}{3}$ der elektrischen Leistung des kombinierten Gas- und Dampfkraftwerkes. Um die Abgasverluste zu minimieren und die Exergievernichtung durch Wärmeübertragung im Abhitzekeessel zu reduzieren wird eine zweite oder auch dritte Druckstufe der Verdampfung vorgesehen. Eine Leistungssteigerung des Dampfkreislaufes ist mit Hilfe einer Zusatzfeuerung (auch Nachfeuerung) im Rauchgaskanal am Eintritt in den Abhitzekeessel möglich.

Für die in den Kapiteln 5 und 6 beschriebene Modellierung und Parametrierung der Heizkraftwerke sind folgende Aspekte von Bedeutung, auf die nachfolgend genauer eingegangen wird:

Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad von Kraftwerken wird durch das Temperaturniveau der Wärmezufuhr und -abfuhr sowie der Exergievernichtung innerhalb des Prozesses und den resultierenden Verlusten bestimmt. Durch die Entwicklung neuer Materialien und Kühlungskonzepte von Gasturbinen konnte das Temperaturniveau der Wärmezufuhr über die Zeit gesteigert werden und eine Verbesserung des Prozessdesigns sowie der Schaufelgeometrie der Turbinen führte zu sinkenden thermodynamischen und energetischen Verlusten. In Abbildung 4.4 ist der Stand der Technik des heizwertbezogenen Nettowirkungsgrades von Steinkohle-Dampfkraftwerken und Gas- und Dampfkraftwerken seit 1970 dargestellt. Die zuletzt gebauten Blöcke Lausward „Fortuna“ in Düsseldorf, Block 8 am Rheinhafen-Dampfkraftwerk in Karlsruhe (RDK) und Block 9 am Standort Grosskraftwerk Mannheim (GKM) sind große Heizkraftwerksblöcke mit Entnahmekondensationsdampfturbinen, die den dargestellten el. Wirkungsgrad ohne Wärmeauskopplung im sog. Kondensationsbetrieb erreichen. Neben dem Baujahr hat auch die Blockgröße einen entscheidenden Einfluss auf den Wirkungsgrad einer Anlage, der sich aus wirtschaftlichen Erwägungen ergibt und nicht zwingend am Stand der Technik orientiert. So werden bspw. von GE Power Systems im Jahr 2000 für GuD-Anlagen der Leistungsklasse unter 200 MW Nettowirkungsgrade zwischen 49,0 und 53,2 % angegeben, während in der Leistungsklasse von 380 bis 787 MW diese 52,7 bis 60,0 % betragen [56, S. 10].

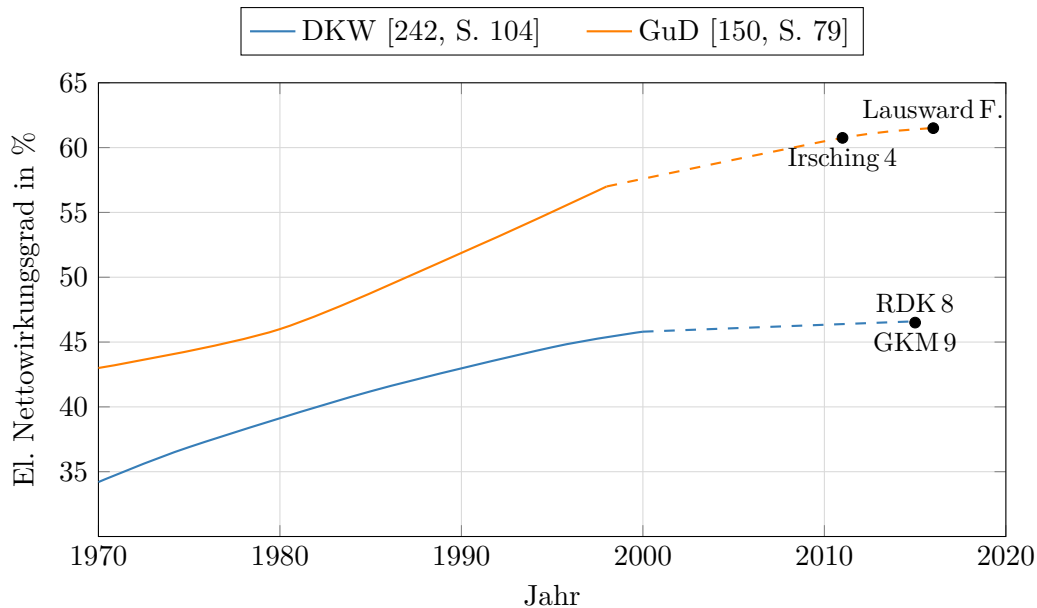


Abbildung 4.4: Entwicklung des elektrischen Nettowirkungsgrades von steinkohlegefeuerten Dampfkraftwerken und Gas- und Dampfkraftwerken, heizwertbezogen, Stand der Technik

Wirkungsgrad von Dampferzeugern und Abhitzekeesseln und Eigenbedarf

Die Modellierung und Parametrierung der Gegendrucklinie (S. 65 f. und 80) erfolgt u. a. mit Hilfe der Abgas- und sonstigen energetischen Verlusten. Diese können über den Dampferzeugerwirkungsgrad bzw. Abhitzekeesselwirkungsgrad und einen Anteil des elektrischen Eigenbedarfs bestimmt werden. Die über den Kondensator an die Umgebung abgeführte Wärme wird separat berücksichtigt und ist daher nicht Bestandteil der hier aufgeführten Verluste.

Bei kohlegefeuerten Dampfkraftwerken beinhaltet der Dampferzeugerwirkungsgrad neben den Abgas- und Strahlungsverlusten auch Verluste durch unverbrannten Brennstoff und nicht an den Wasser-Dampfkreislauf übertragene thermische Energie von Flug- und Grobasche, wobei die Abgasverluste den weitaus größten Anteil ausmachen. Bei modernen Steinkohle-Kraftwerken liegt der Dampferzeugerwirkungsgrad zwischen 90 und 94 % und beim Einsatz von Braunkohle bei 84 bis 90 %. Die Abgastemperatur beträgt 80 bis 130 °C. [95, 231, 232, 242]

Im Nettowirkungsgrad ist der elektrische Eigenbedarf eines Kraftwerkes bereits berücksichtigt. Dennoch ist dieser für die Beschreibung der Verluste relevant, da ein Teil dessen dem Wasser-Dampfkreislauf zugeführt wird und ein anderer Teil nicht, wie die blauen und roten Pfeile in Abbildung 4.5 verdeutlichen. Während bspw. der Strombedarf der Kondensat- und Speisewasserpumpe (KP, SWP) zum größten Teil energetisch in den Prozess rückgeführt wird, ist die Stromversorgung der Kühlwasserpumpen (KWP) und der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) dissipativer Natur und damit als Energieverlust zu werten, s. auch [8, S. 49]. Der Eigenbedarf des Frischluft- und Mühlenluftgebläses, des Saugzuggebläses (SZ) sowie der Kohlemühlen wird z. T. dem Kessel zugeführt, z. T. jedoch auch dissipiert. In Abbildung 4.5 wird vereinfacht davon ausgegangen, dass der Eigenbedarf der Mühlen und der Frischluftgebläse dem Prozess zugeführt werden und das Saugzuggebläse dissipativ ist. Die grüne Bilanzgrenze zeigt die Abgrenzung des Bereiches, der üblicherweise zur Ermittlung des Dampferzeugerwirkungsgrades genutzt wird, wobei der Eigenbedarf der Mühlen und Gebläse nicht als energetischer Aufwand einbezogen wird. Die orangene Bilanzgrenze verdeutlicht welche Komponenten einen elektrischen Eigenbedarf besitzen, der nicht in den Prozess zurückgeführt wird.

Der elektrische Eigenbedarf von Kohlekraftwerken beträgt ca. 5 bis 10 % der Bruttoleistung, wovon ca. 30 bis 40 % auf das Saugzuggebläse, die REA und die Kühlwasserpumpen entfällt.

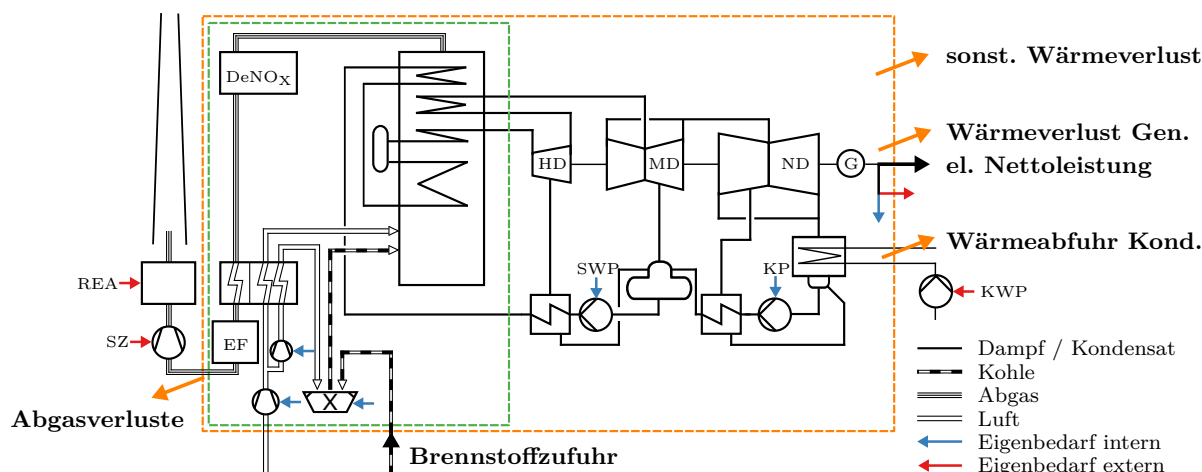


Abbildung 4.5: Fließbild eines kohlegefeuerten Dampfkraftwerkes

Weitere Verluste von 1 bis 2 % der Bruttoleistung resultieren bspw. aus der Kühlung des Generators und die sonstigen Wärmeverluste betragen maximal 2 bis 3 %. [8, 95, 231, 232, 242]

Für Gas- und Dampfkraftwerke kann der Wirkungsgrad des Abhitzekessels aus der Differenz der Abhitzekesselein- und -austrittstemperatur des Rauchgases abgeleitet werden, indem diese auf die maximale Abkühlung von Abhitzekesseleintrittstemperatur auf Umgebungstemperatur bezogen wird.⁴⁶

Die Gasturbinaustrittstemperaturen liegen üblicherweise im Bereich von 450 bis 630 °C [272, S. 183], wobei höhere Temperaturen höhere Frischdampftemperaturen im Wasser-Dampfkreislauf ermöglichen. Mit Abgastemperaturen von mehr als 550 °C bietet es sich an, einen Zwei-Druck-Abhitzekessel einzusetzen und ab 600 °C einen Drei-Druck-Abhitzekessel. Während die Abhitzekesselaustrittstemperatur bei einem Ein-Druck-Prozess in Volllast ca. 180 bis 200 °C beträgt und in Teillast bei Gleitdruckbetrieb etwas sinkt und bei Festdruckbetrieb etwas steigt, kann diese bereits durch einen Zwei-Druck-Prozess auf unter 100 °C abgesenkt werden. [77, 242]

Zahoransky gibt in [272, S. 216] für den Block 4s des Rheinhafen-Dampfkraftwerkes (RDK) eine Gasturbinaustrittstemperatur von 613 °C und eine Kamintemperatur von 94 °C an. Dort kommt die Gasturbine GT 26 von Alstom mit sequentieller Feuerung (auch Zwischenerhitzung) zum Einsatz. Strauß beschreibt in [242, S. 345] einen Zwei-Druck-GuD-Prozess mit einer Gasturbinaustrittstemperatur von 650 °C und einer Abhitzekesselaustrittstemperatur von 95 °C. In beiden Fällen ergibt sich für eine Umgebungstemperatur von 15 °C ein energetischer Wirkungsgrad des Abhitzekessels η_{AHK} von rd. 87 %. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad der Gasturbine η_{GT} von 38 % betragen die Abgasverluste in Relation zum eingesetzten Brennstoff $(1 - \eta_{\text{GT}}) \cdot (1 - \eta_{\text{AHK}}) = 8 \%$ und sind damit vergleichbar mit denen eines steinkohlegefeuerten Dampfkraftwerkes.

Der elektrische Eigenbedarf fällt bei GuD-Anlagen im Vergleich zu Kohlekraftwerken mit rund 2 % deutlich geringer aus [95, S. 179], da zum einen die Rauchgasreinigung und Bekohlung entfällt und zum anderen der Wasserdampfkreislauf im Vergleich zur Bruttoleistung deutlich kleiner ist, als bei Dampfkraftwerken. Der Anteil des Eigenbedarfs, der über die Kondensat- und Speisewasserpumpe in den Prozess rückgeführt wird, ist ebenfalls höher, als bei Dampfkraftwerken, sodass der elektrische Eigenbedarf als Verlustterm bei GuD-Anlagen von untergeordneter Bedeutung ist.

⁴⁶Neben der Annahme einer konstanten spez. Wärmekapazität des Rauchgases, wird hierbei angenommen, dass kein Wasser auskondensiert. Damit ist diese Vorgehensweise konsistent zur Nutzung des (unteren) Heizwertes zur Beschreibung der Brennstoffenergie und zur Nutzung von heizwertbezogenen Wirkungsgraden.

Mindestlast

Bei Dampfkraftwerksblöcken ergibt sich die Mindestlast durch die untere Grenze einer stabilen Kohlefeuerung und den minimal erforderlichen Speisewassermassenstrom für eine ausreichende Kühlung der Verdampferrohre eines Zwangsdurchlaufdampferzeugers im regulären Durchlaufbetrieb. Beide Limitierungen führen üblicherweise zu einer Mindestlast, die für Steinkohle-trockenfeuerung bei 35 bis 40 % liegt. Der elektrische Wirkungsgrad sinkt dabei um wenige Prozentpunkte. Durch eine Stützfeuerung mit Öl oder Erdgas und Umstellung auf einen Umwälzbetrieb des Kessels kann die Last auf ca. 25 % reduziert werden. Bei GuD-Anlagen wird ein effizienter Teillastbetrieb durch Verstellung der ersten Leitschaufelreihen des Verdichters im Gasturbinensystem erreicht, womit eine Einblockanlage eine Mindestlast von 30 bis 50 % erreicht und Mehrblockanlagen eine entsprechend geringere. Der elektrische Wirkungsgrad in Mindestlast sinkt bei GuD-Anlagen um rund 10 %-Punkte. [65, 77, 230, 231, 242]

Eine Zusammenfassung von Literaturangaben zur Mindestlast unterschiedlicher Kraftwerkstypen ist im Anhang in Tabelle A.7 aufgeführt.

Lastrampen

Bei Laständerungen von Kraftwerken muss zwischen einem Anfahrvorgang (s. unten) und einer Veränderung der Last zwischen Mindest- und Maximallast unterschieden werden. Bei Letzterer treten i. d. R. keine große Temperaturänderungen in sensiblen Bauteilen auf, sodass die Leistungsänderung vergleichsweise schnell erfolgen kann. Insbesondere bei Dampfkraftwerken sorgen Totzeiten und Trägheiten, die unabhängig vom Betrag der Laständerung sind, dafür, dass größeren Laständerungen durch Erhöhung des Brennstoffmassenstroms mit höheren durchschnittlichen Laständerungsgeschwindigkeiten durchgeführt werden können, als kleinere [231]. Um dem entgegenzuwirken, können kurzfristig interne Energiespeicher gezielt ausgenutzt werden, wie bspw. Kondensatbehälter oder Kohlemühlen, die zur Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden.

Für steinkohlegefeuerte Dampfkraftwerke betragen zulässige Laständerungsgeschwindigkeiten zwischen 1,5 und 6 % der Nominalleistung pro Minute [65, S. 19], [230, S. 25]. Somit ist eine Leistungsänderung von bspw. 50 % der Nominalleistung in ca. 10 bis 30 Minuten möglich. Bei GuD-Anlagen kann die Leistung der Gasturbine schneller verändert werden, als die der nachgeschalteten Dampfturbine, sodass sich Laständerungsgeschwindigkeiten zwischen 2 und 9 % der Nominalleistung pro Minute ergeben [65, S. 19], [230, S. 25].

In Tabelle A.2 ist eine Übersicht angegebener Laständerungsgeschwindigkeiten mehrerer Autoren für unterschiedliche Kraftwerkstypen zu finden.

Anfahrvorgänge

Ein Anfahrvorgang eines Kraftwerkes ist wesentlich durch das Aufheizen sämtlicher Komponenten im Dampfkreislauf geprägt. Insbesondere dickwandige Bauteile, wie die Trommel oder die Abscheideflasche und die Hochdruckturbine dürfen vorgegebene Temperaturtransienten nicht überschreiten, da ansonsten durch Temperaturdifferenzen induzierte mechanische Spannungen einen starken Lebensdauerverzehr der Komponenten zur Folge haben. Spliethoff gibt in [231] für Dampfturbinen maximale Temperaturänderungen von 4 K/Min. ohne Last und 1 bis 2 K/Min. im Lastbetrieb an und in [232, S. 104] bis zu ca. 4 K/Min. für Trommeln und bis zu ca. 15 K/Min. für Abscheideflaschen. Daraus resultieren übliche Anfahrzeiten bis zum Erreichen der Nennleistung bei modernen Dampfkraftwerken von ca. 1 bis 2 h bei einem Heißstart mit einem Stillstand von ca. 8 h und ca. 4 bis 6 h bei einem Kaltstart mit einem Stillstand von mehr als 48 h, wobei die Literaturangaben unterschiedlicher Autoren in Tabelle A.3 eine gewisse Streuung aufweisen.

Gasturbinen ohne nachgeschalteten Dampfkreislauf können aus dem kalten Zustand binnen 15 Minuten den Volllastbetrieb erreichen. Der bei GuD-Anlagen nachgeschaltete Dampfkreislauf erfordert jedoch ein langsames Anfahren. Bei einem typischen Kaltstart erreicht die Gasturbine nach einer Stunde eine Last von 60 % und wird dort vorerst gehalten, um die Dampfturbine zu starten und kurz darauf mit dem Stromnetz zu synchronisieren. Die volle Leistung der GuD-Anlage steht nach weiteren fast 3 Stunden zur Verfügung, sodass der gesamte Anfahrvorgang eines Kaltstartes ca. 4 Stunden benötigt. [150, S. 101]

Für die dynamische Modellierung von (Heiz-) Kraftwerken ist demnach bei einem Anfahrvorgang der Brennstoffeinsatz zu berücksichtigen, der nicht zur Strom- oder Fernwärmeerzeugung eingesetzt wird, sondern das vorherige Auskühlen der Komponenten kompensiert (Anfahrkosten), und – sofern die zeitliche Auflösung es zulässt – die Anfahrdauer. Darüber hinaus kann dem Verschleiß der Komponenten Rechnung getragen werden.

4.3.3 Wärmeauskopplung aus Kraftwerksprozessen

Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme als Nutzwärme ausgekoppelt. Dazu wird bei Gasturbinen (ohne nachgeschalteten Dampfkreislauf) die thermische Energie aus dem heißen Abgas genutzt und bei Gasmotoren zusätzlich die bei der Öl- und Motorkühlung anfallende Wärme. Bei dieser Art der Wärmeauskopplung ist das Temperaturniveau der Abwärme hoch genug um als Nutzwärme zu dienen und die Stromerzeugung der Anlagen bleibt von der Wärmeauskopplung unbeeinflusst. Diese zwei Anlagentypen stellen jedoch nur einen geringen Anteil der KWK-Fernwärme bereit, wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben. Der größere Anteil wird aus Prozessen mit Dampfturbinen ausgekoppelt.

Bei Kraftwerksprozessen mit Dampfturbinen wird der Abdampf in einem Kondensator niedergeschlagen und die Abwärme bspw. über einen Kühlturm auf einem Temperaturniveau abgegeben, welches für Heizzwecke zu niedrig wäre. Demnach muss die Wärmeauskopplung auf einem höheren Temperaturniveau stattfinden, womit in den Prozess der Stromerzeugung eingegriffen wird. Es wird zwischen zwei Typen von Dampfturbinen zur Wärmeauskopplung unterschieden: Gegendruckturbinen und Entnahmekondensationsturbinen.

Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen

Entnahmekondensationsturbinen sind mit Entnahmen oder Anzapfungen versehen, aus denen zu Heizzwecken größere Dampfstromströme entnommen werden können, als es für die dampfbeheizten Vorwärmer von Kraftwerken nötig ist. Dieser Heizdampf wird i. d. R. mehreren Heizkondensatoren zugeführt, in denen das Fernheizwasser von Rücklauftemperatur auf Vorlauftemperatur erwärmt wird. Die Reduktion des Hauptdampfmassenstromes in der Turbine zwischen der Entnahmestelle und dem Hauptkondensator um die Heizdampfmenge führt zu einer, im Vergleich zum Kondensationsbetrieb ohne Wärmeauskopplung, reduzierten Stromerzeugung. Dieser Stromverlust wird durch die Stromverlustkennziffer quantifiziert, s. Gleichung (4.5). Der Vorteil von Entnahmekondensationsturbinen gegenüber Gegendruckturbinen ist eine in gewissen Grenzen voneinander unabhängig wählbare Strom- und Wärmeerzeugung.

Im einfachsten Fall erfolgt die Heizdampfanzapfung ungeregelt aus der Überströmleitung zwischen Mittel- und Niederdruckturbine, wie in Abbildung 4.6 (a) dargestellt. Mit dieser Konfiguration können jedoch nur vergleichsweise geringe Heizleistungen ausgekoppelt werden, da die Menge des entnommenen Heizdampfes den Anzapfdruck und damit das Kondensationstemperaturniveau beeinflusst. Die Vorlauftemperatur wird bei dieser Schaltung durch einen (nicht dargestellten) Bypass des Heizkondensators eingestellt und die Stromverlustkennziffer ist vergleichsweise hoch, s. auch Abbildung 6.2. Durch den Einbau von Anstauklappen kann das Kondensationsniveau in den Heizkondensatoren unabhängig von der Durchströmung der Dampfturbine gewählt werden. Somit kann bis auf einen minimalen, erforderlichen Kühldampf-

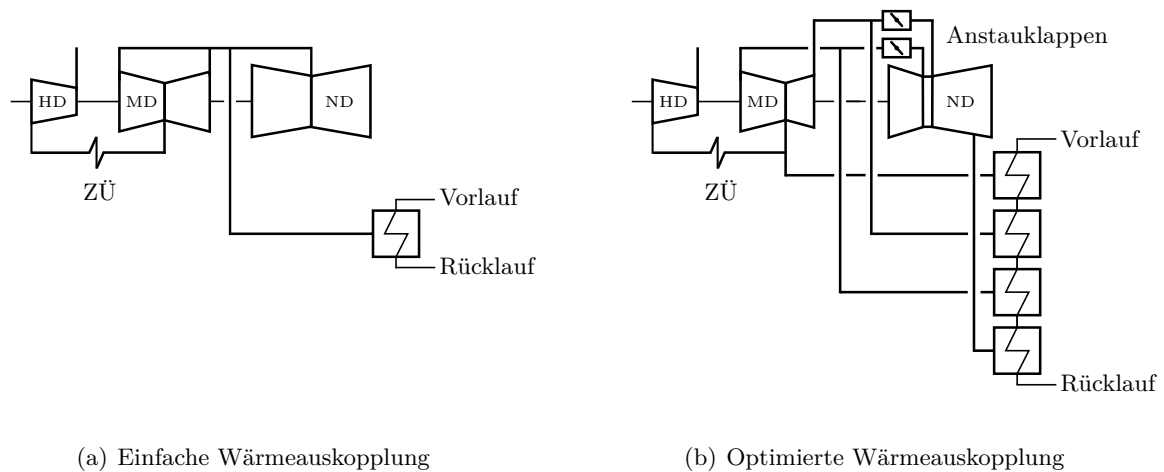


Abbildung 4.6: Schaltungsvarianten zur Wärmeauskopplung aus Entnahmekondensationsturbinen nach [108, 215, 264]

massenstrom in den gering durchströmten Turbinenstufen der restliche Dampf zu Heizzwecken ausgekoppelt werden. Die Aufteilung der Wärmeübertragung auf mehrere Heizkondensatoren mit entsprechend unterschiedlichen Entnahmedrücken ermöglicht eine thermodynamisch effizientere Wärmeauskopplung mit kleineren Stromverlustkennziffern. Der letzte Optimierungsschritt bei der Auslegung von Entnahmekondensationsturbinen, der Anfang der 1980er Jahre realisiert wurde, ist in Abbildung 4.6 (b) dargestellt. Durch eine asymmetrische Mitteldruckturbine und zwei Anstauklappen wird die Stromverlustkennzahl weiter reduziert, insbesondere im elektrischen Teillastbetrieb und für unterschiedliche Vorlauftemperaturanforderungen. [108, L 26], [215, S. 136 ff.], [264, S. 72 ff.]

Der Betriebsbereich von Heizkraftwerksblöcken mit Entnahmekondensationsturbine wird i. d. R. durch vier Restriktionen eingegrenzt, die in Abbildung 4.7 in Form eines $P, \dot{Q}$ -Diagramms dargestellt sind. Die Grenzen der maximalen (1) und minimalen (2) Brennstoffleistung legen den jeweils bereitgestellten Frischdampfmassenstrom fest, der für die Stromerzeugung und Wärmeauskopplung zur Verfügung steht. Die Entnahme des Heizdampfes aus der Turbine führt zu einer verminderten elektrischen Leistung, die durch die Stromverlustkennziffer charakterisiert ist und in der Abbildung betragsmäßig als Steigung der beiden Restriktionen (1) und (2) zu sehen ist. Bei niedrigen Vorlauftemperaturen sinkt i. d. R. die Stromverlustkennziffer, da auf die Nutzung von Heizkondensatoren mit höheren Entnahmedrücken verzichtet werden kann. Die Gegendrucklinie (3) ergibt sich bei Anlagen mit Anstauklappe aus dem minimal zulässigen Dampfmassenstrom (Kühldampfmassenstrom) der Turbinenstufen um einen Ventilationsbetrieb zu vermeiden. Physikalisch ist die Ventilationsgrenze durch einen isentropen Wirkungsgrad von Null in einer Turbinenstufe charakterisiert, womit diese weder Arbeit leistet, noch aufnimmt [109, S. 54]. Die vorlauftemperaturabhängige Begrenzung der maximalen Wärmeauskopplung (4) ist auf hydraulische Begrenzungen heizwasserseitig zurückzuführen, wie bspw. die maximale Fördermenge der Fernwärmenetzpumpen. Die minimale Fördermenge der Netzpumpen kann i. d. R. vernachlässigt werden, da diese bspw. durch Parallelschaltungen entsprechend ausgelegt werden, um den Sommerbetrieb mit minimaler Fernwärmenachfrage zu gewährleisten.

Der Vollständigkeit halber seien noch zwei, nicht im Diagramm aufgeführte Grenzen genannt, die für KWK-Anlagen zu berücksichtigen sind, die nicht für eine maximale Stromerzeugung im Kondensationsbetrieb ausgelegt sind. Eine Unterdimensionierung der Niederdruckturbine erfordert eine minimale Heizdampfentnahme, um die Hoch- und Mitteldruckturbine mit dem nominalen Frischdampfmassenstrom zu beaufschlagen, wodurch sich eine Begrenzung mit positiver Steigung oben links im $P, \dot{Q}$ -Diagramm ergibt, ähnlich der Gegendrucklinie. Durch eine Unterdimensionierung des Generators würde die elektrische Leistung nach oben begrenzt. [78]

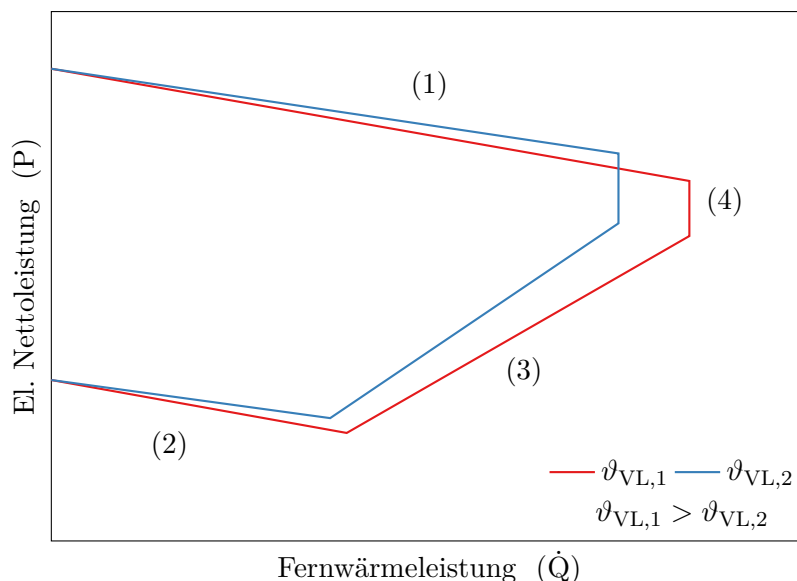


Abbildung 4.7: Betriebsbereich eines Heizkraftwerks mit Entnahmekondensationsturbine

Die in Abbildung 4.7 linear dargestellten Betriebsgrenzen stellen eine Vereinfachung realer, nichtlinearer Anlagencharakteristika dar. Bei steigender Wärmeauskopplung steigt oftmals die hier als konstant angenommene Stromverlustkennzahl aufgrund von Drosselverlusten in der Anstauklappe und der nichtlinearen Abnahme des isentropen Turbinenwirkungsgrades, s. [266, S. 90 ff.] und [109, S. 53 ff.]. Sind nur wenige Entnahmen für Heizrampf vorhanden, oder unterliegen diese Begrenzungen, kann die Anpassung der unterschiedlichen Heizrampfentnahmen an die Vorlauftemperatur nicht (oder nur begrenzt) erfolgen und die Betriebsgrenzen sind nicht (oder weniger stark) von der Vorlauftemperatur abhängig. Die Gegendrucklinie kann bei geringer Feuerungsleistung ebenfalls anders verlaufen, als hier dargestellt. Durch Begrenzungen der Entnahmestrome, einer Mindestdurchströmung der Zwischenüberhitzer, oder eine steigende Abgastemperatur bei GuD-Anlagen ohne Heizschleife kann die Wärmeauskopplung bei geringer Feuerungsleistung limitiert sein, s. [164].

Heizkraftwerke mit Gegendruckdampfturbinen

Bei Gegendruckturbinen wird der rückgekühlte Kondensator eines Kraftwerkes durch einen Heizkondensator ersetzt, der mit Fernheizwasser durchströmt wird, und das Druckniveau der Kondensation entsprechend des gewünschten Vorlauftemperaturniveaus gewählt, womit Niederdruckstufen der Turbine wegfallen. Oftmals werden sog. Entnahmegegendruckturbinen eingesetzt, um die Wärmeauskopplung mit Hilfe mehrerer Heizkondensatoren effizienter auszuführen. Die Notwendigkeit den gesamten, die Turbine durchströmenden Dampf in Heizkondensatoren niederzuschlagen, führt zu einer starren Kopplung der Stromerzeugung und Wärmeauskopplung. Der Betriebsbereich reduziert sich somit auf die Gegendrucklinie, die sich je nach Temperaturniveau der Wärmeauskopplung und daraus resultierendem Gegendruck verschiebt, ähnlich wie für die Anlage mit Entnahmekondensationsturbine in Abbildung 4.7 als Begrenzung (3) dargestellt. Durch den fehlenden Kühltampfmassenstrom der ND-Turbine im Vergleich zu einer Entnahmekondensationsturbine ist die Wärmeauskopplung bei gleicher el. Leistung und sonst gleichen Bedingungen etwas höher, womit der Brennstoffausnutzungsgrad ebenso etwas höher ausfällt, s. Tabelle 6.2. Die Grenzen der minimalen (1) und maximalen Brennstoffleistung (2) begrenzen die Gegendrucklinie nach unten und oben und dienen zur Ermittlung des theoretischen Kondensationsbetriebes, der sich für eine Entnahmekondensationsturbine ergäbe und für die Modellierung der Gegendruckanlage genutzt werden kann, s. Abschnitt 5.2 und Abbildung 6.3.

4.4 Heuristische Einsatzplanung

In diesem Abschnitt werden die grundlegenden Kriterien für den Einsatz und den monetären Vorteil des Betriebes eines Wärmespeichers hergeleitet. Im Gegensatz zum Einsatzplanungsmodell werden an dieser Stelle einige Vereinfachungen getroffen: Zeitabhängige Nebenbedingungen, wie bspw. Anfahrkosten können bei diesem statischen Ansatz nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus wird der Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Betriebscharakteristik der KWK-Anlagen vernachlässigt, sowie anfallende Systemkosten für den Betrieb der Fernwärmenetzpumpen und der Nachheizung des Wärmespeichers. Ein weiterer Unterschied zu den Ergebnissen des Einsatzplanungsmodells (vgl. Abb. 7.9), ist die Betrachtung von variablen Vollkosten der Erzeugung in diesem Unterkapitel, s. hierzu Abschnitt 4.3.1. Diese charakterisieren einen Betriebspunkt, beschreiben jedoch nicht die Kosten bei einer Veränderung des Betriebspunktes – zumindest nicht, sofern die Erzeugungskosten lastabhängig sind.

Aus den Anlagencharakteristika und Preisvorgaben können die Wärmerestkosten in Abhängigkeit des Strompreises dargestellt, und darüber die optimale Einsatzstrategie für statische Randbedingungen ermittelt werden. Um den Einsatz des Wärmespeichers zu bestimmen ist es zweckmäßig zuvor den Einsatz der Anlagen ohne Wärmespeicher zu betrachten und daraus auf das Potential der Wärmespeicherung zu schließen, s. auch [120, 121, 146].

4.4.1 Einsatzplanung von HKW mit Gegendruckcharakteristik

Gegendruckanlagen sind durch eine starre Kopplung der Strom- und Fernwärmeerzeugung gekennzeichnet, womit der kostenoptimale Anlageneinsatz einfacher zu beschreiben ist als bei Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsturbinen. In Abbildung 4.8 sind die Wärmerestkosten der betrachteten Heizkraftwerke mit Gegendruckdampfturbinen über dem Strompreis aufgetragen, sowie die Wärmekosten eines erdgasgefeuerten Heizwerkes. Der dargestellte Zusammenhang ergibt sich aus Gleichung (4.7b) mit den Anlagencharakteristika aus Tabelle 6.2 für eine Vorlauftemperatur von 100 °C, sowie Brennstoff- und CO₂-Emissionskosten für das Jahr 2016 aus Tabelle 6.3 und den darunter angegebenen variablen Betriebs- und Wartungskosten.

Der ökonomisch optimale Anlageneinsatz zur Deckung der Fernwärmenachfrage ergibt sich durch Minimierung der Wärme(rest)kosten, womit sich je nach Strompreis die kostengünstigste Einsatzreihenfolge der Erzeugereinheiten bestimmen lässt. Die Schnittpunkte der Geraden grenzen die Bereiche ab, in denen eine Anlage in einem bestimmten Betriebspunkt priorisiert wird. Mit Wärmekosten von ca. 29 €/MWh_{th} ist das Heizwerk bei Strompreisen unterhalb von ca. -20 €/MWh_{el} der günstigste Wärmeerzeuger. Ab einem Strompreis von ca. -20 €/MWh_{el} besitzt das kohlegefeuerte Dampfheizkraftwerk geringere Wärmerestkosten, während diese Grenze für das GuD-Heizkraftwerk bei rund 18 €/MWh_{el} liegt. Stünden die beiden KWK-Anlagen in Konkurrenz zueinander, wäre bis zu einem Strompreis von ca. 50 €/MWh_{el} das Dampfheizkraftwerk günstiger und erst bei höheren Strompreisen die GuD-Anlage. Wie aus Gleichung (4.7b) ersichtlich, ist die Steigung der Geraden durch die Stromkennzahl in dem jeweiligen Betriebspunkt festgelegt und der Y-Achsenabschnitt über die mit dem Brennstoffeinsatz verbundenen Kosten und dem thermischen Wirkungsgrad. Durch die Abnahme der Stromkennzahl und die Zunahme des thermischen Wirkungsgrades in Mindestlast (vgl. Tab. 6.2) ergeben sich bei hohen Strompreisen geringere Wärmerestkosten im Volllastbetrieb, während diese unterhalb von ca. 24 €/MWh_{el} bei der GuD-Anlage und ca. 15 €/MWh_{el} bei dem Dampfheizkraftwerk niedriger sind, wenn in Mindestlast gefahren wird.

In einem Energiesystem ohne Wärmespeicher muss die Fernwärmenachfrage in jeder Stunde bei dem vorliegenden Strompreis gedeckt werden, sodass lediglich die Aufteilung der Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung der Wärmerestkosten und minimalen und maximalen Erzeugungskapazitäten der Anlagen einen Optimierungsfreiheitsgrad darstellt. Die Integration eines Wärmespeichers entkoppelt die Fernwärmenachfrage von der -erzeugung, womit der Anlagenbetrieb in begrenztem

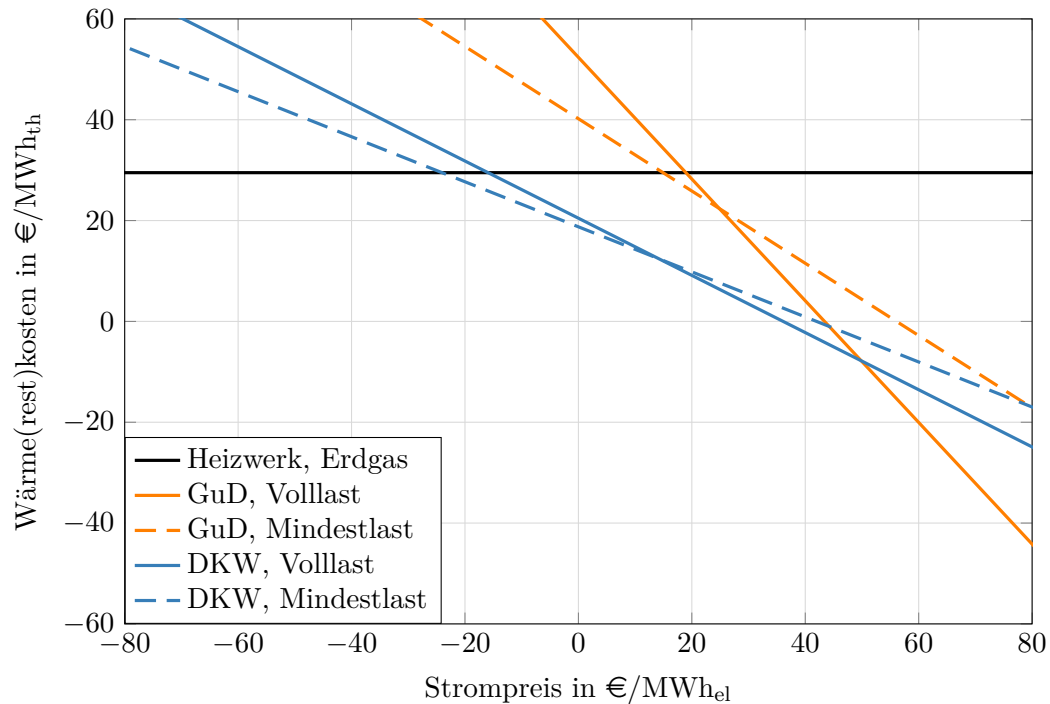


Abbildung 4.8: Wärmerestkosten über Strompreis für Gegendruckanlagen und Wärmekosten eines Heizwerkes, brennstoffbezogene Kosten für 2016, Datengrundlage: Gl. (4.7b), Tab. 6.2 für $T_{VL}=100\text{ }^{\circ}\text{C}$ und Angaben aus Abschnitt 6.4 und 6.9

Umfang zusätzlich auf die Stunden mit unterschiedlichen Strompreisen verteilt werden kann. Bei hohen Strompreisen kann Fernwärme mit niedrigen Wärmerestkosten aus dem Heizkraftwerk gespeichert werden, die eine Wärmeerzeugung bei niedrigen Strompreisen und somit höheren Erzeugungskosten verdrängt. Aus der Differenz der Wärmerestkosten zwischen Be- und Entladung des Wärmespeichers und der zwischengespeicherten Wärme ergibt sich der monetäre Vorteil aus dem Betrieb des Wärmespeichers. Abbildung 4.8 verdeutlicht, dass die Stromkennzahl (Betrag der Steigung) und der Strompreis bei dem die KWK-Anlage und das Heizwerk identische Erzeugungskosten aufweisen (Schnittpunkt) relevante Parameter für das Potential der Wärmespeicherung sind. Je höher die Stromkennzahl der KWK-Anlage, umso stärker verändern sich die Wärmerestkosten mit dem Strompreis. Das ist jedoch nur in dem Bereich der Strompreise relevant, in dem nicht das Heizwerk die Wärmeversorgung übernimmt, sofern dies technisch möglich ist.

Für ein Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine ergibt sich somit üblicherweise ein kleineres ökonomisches Potential der Wärmespeicherung und Verlagerung der Strom- und Wärmeerzeugung über ein größeres Intervall von Strompreisen (in Abb. 4.8 ab ca. -20 €/MWh_{el} aufwärts), wohingegen bei Gegendruck-GuD-Anlagen mit höheren Stromkennzahlen das Potential für Stromverlagerung größer ist, sich jedoch nur in einem kleineren Strompreisintervall nutzen lässt (in Abb. 4.8 ab ca. 18 €/MWh_{el} aufwärts).

4.4.2 Einsatzplanung von HKW mit Entnahmekondensationsturbine

Im Gegensatz zu Heizkraftwerken mit Gegendruckdampfturbinen kann bei denen mit Entnahmekondensationsturbinen die elektrische Erzeugung in gewissen Grenzen unabhängig von der Wärmeauskopplung gewählt werden. Somit ist es entscheidend, ob der Strompreis oberhalb der variablen Stromerzeugungskosten liegt und der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung somit

positiv ist, oder nicht. Bei einem negativen Deckungsbeitrag findet die Fernwärmeerzeugung mit möglichst geringer elektrischer Leistung auf der Gegendrucklinie statt, wodurch die Einsatzstrategie analog zu der von Gegendruckanlagen ist.⁴⁷ Dabei ist das Heizkraftwerk fernwärmebedingt in Betrieb, womit sich die Wärmekosten als Wärmerestkosten aus den brennstoffbezogenen Kosten abzüglich den Stromerlösen ergeben. Ist der Deckungsbeitrag positiv, wird die Stromerzeugung maximiert, womit die Anlage in Volllast gefahren wird und die Stromerzeugung ausgehend vom Kondensationsbetrieb um den Stromverlust durch Wärmeauskopplung reduziert wird. Die Wärmekosten ergeben sich hierbei aus den entgangenen Stromerlösen als Opportunitätskosten des Stromverlusts, da als Alternative die Stromerzeugung zu werten ist. In Abbildung 4.9 sind, analog zu Abbildung 4.8, die Wärmerestkosten auf der Gegendrucklinie und zusätzlich die Wärmekosten durch Stromverlust der zwei betrachteten Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen dargestellt. Darüber hinaus ist der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung eingezeichnet, um zu verdeutlichen, dass der Übergang in den Kondensationsbetrieb stattfindet, wenn der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung positiv wird.

Zu den zwei wichtigen Charakteristika der Gegendruckanlagen in Bezug auf die Wärmespeicherung, der Steigung der Wärmerestkosten über den Strompreis und dem Schnittpunkt dieser mit den Wärmekosten des Heizwerkes, kommt für KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine der Strompreis hinzu, ab dem die Opportunitätskosten des Stromverlustes die Wärmekosten bestimmen. Ab diesem Strompreis steigen die Wärmekosten mit dem Strompreis, wie in Abbildung 4.9 für das Dampfheizkraftwerk ab ca. 30 €/MWh_{el} und für die GuD-Anlage im Bereich von ca. 39 bis 47 €/MWh_{el} zu sehen ist.

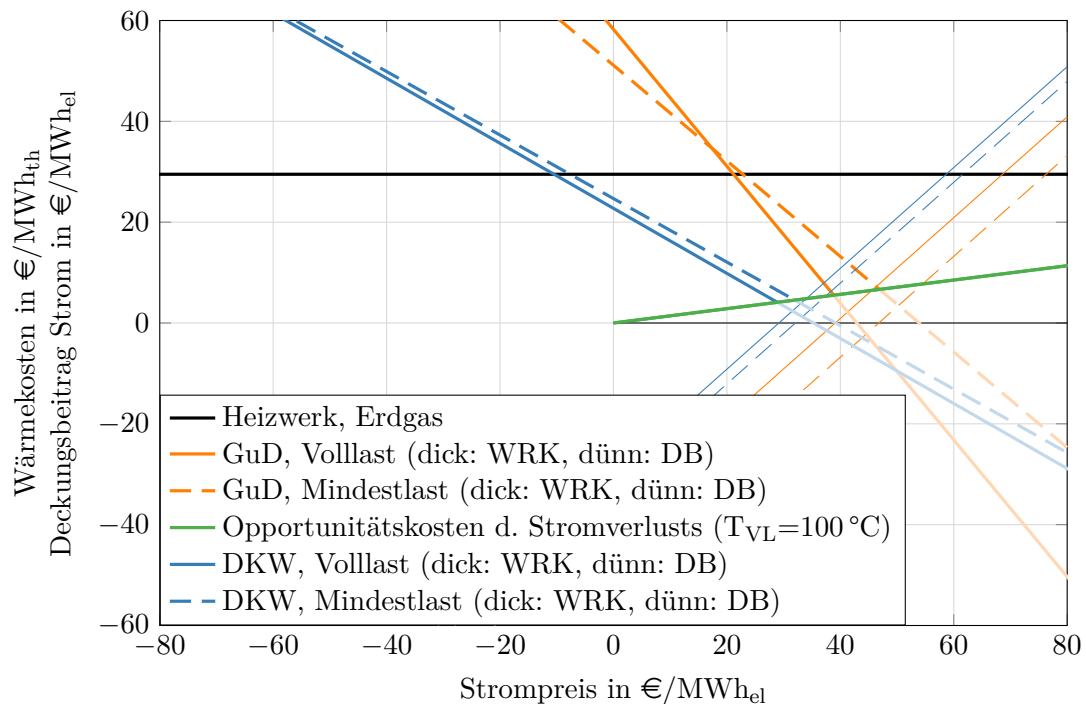


Abbildung 4.9: Wärmekosten und Deckungsbeitrag der Stromerzeugung über Strompreis für Entnahmekondensationsanlagen und Wärmekosten eines Heizwerkes, brennstoffbezogene Kosten für 2016, Datengrundlage: Gl. (4.6b) und (4.7b), Tab. 6.2 für $T_{VL}=100\text{ °C}$ und Angaben aus Abschnitt 6.4 und 6.9

⁴⁷Hierbei wird angenommen, dass die Wärmeerzeugung hoch genug ist, um einen Betrieb auf der Gegendrucklinie zu ermöglichen und nicht links der Gegendrucklinie im P,Q-Diagramm bei Mindestleistung gefahren wird.

5 Modell zur Einsatzoptimierung

In diesem Kapitel ist das mathematische Modell zur optimalen Einsatzplanung der Fernwärmesysteme beschrieben. Im folgenden Unterkapitel wird die Struktur und Funktionsweise des Modells beschrieben und im Anschluss werden die Modellgleichungen der Komponenten bzw. einzelner Eigenschaften derer aufgeführt und erläutert. Die verwendeten Eingangsdaten sind separat in Kapitel 6 aufgeführt und die technischen Grundlagen in den Kapiteln 3 und 4 zu finden.

5.1 Modellstruktur

Um die Vorteile von Wärmespeichern in der Fernwärmeversorgung zu untersuchen, werden Fernwärmesysteme definiert, die aus je drei identischen Blöcken eines Heizkraftwerktyps mit einer KWK-Wärmeengpassleistung von $450 \text{ MW}_{\text{th}}$ ($3 \times 150 \text{ MW}_{\text{th}}$) und einer ausreichenden Heizwerkskapazität bestehen. Als Fernwärmelastkurven werden reale Zeitreihen mit Maximalwerten zwischen 760 und $964 \text{ MW}_{\text{th}}$ vorgegeben, s. Tabelle 4.2. Die vier betrachteten Heizkraftwerkstypen sind ein steinkohlegefeuertes Dampfheizkraftwerk und ein Gas- und Dampfheizkraftwerk, jeweils mit Entnahmekondensationsdampfturbine und Gegendruckturbine. Für den Referenzfall wird kein Wärmespeicher berücksichtigt und zur Untersuchung des optimalen Einsatzes und Nutzens der Wärmespeicherung werden verschiedene Kapazitäten eines Wärmespeichers implementiert. Der Einfluss der Wärmespeicherung ergibt sich aus der Differenzbetrachtung eines Szenarios mit Wärmespeicher und dem Referenzfall ohne diesen.

In Abbildung 5.1 ist die Modellstruktur und insbesondere die auftretenden Energieströme inkl. der verwendeten Variablenbezeichnungen grafisch dargestellt. Es wird zwischen einer Fernwärmeerzeugung auf Vorlauftemperaturniveau $\dot{Q}_{VL}$ und der Wärmeauskopplung zur Beladung des Speichers $\dot{Q}_{SP}^{BL}$ bei Speichertemperatur unterschieden. Bei der Entladung des Speichers $\dot{Q}_{SP}^{EL}$ kann eine Nachheizung $\dot{Q}_{SP}^{NH}$ erforderlich sein, um das Fernheizwasser von der Speichertemperatur auf die teils höhere Vorlauftemperatur aufzuheizen, die sowohl mit Hilfe des Heizkraftwerkes, als auch mit Hilfe des Heizwerkes erfolgen kann. Aus modellierungstechnischen Gründen werden zwei Heizwerksblöcke definiert – einer für die Nachheizung und einer für die direkte Fernwärmeerzeugung. Die Temperatur des Rücklaufs kann als thermisches Nullniveau betrachtet werden,

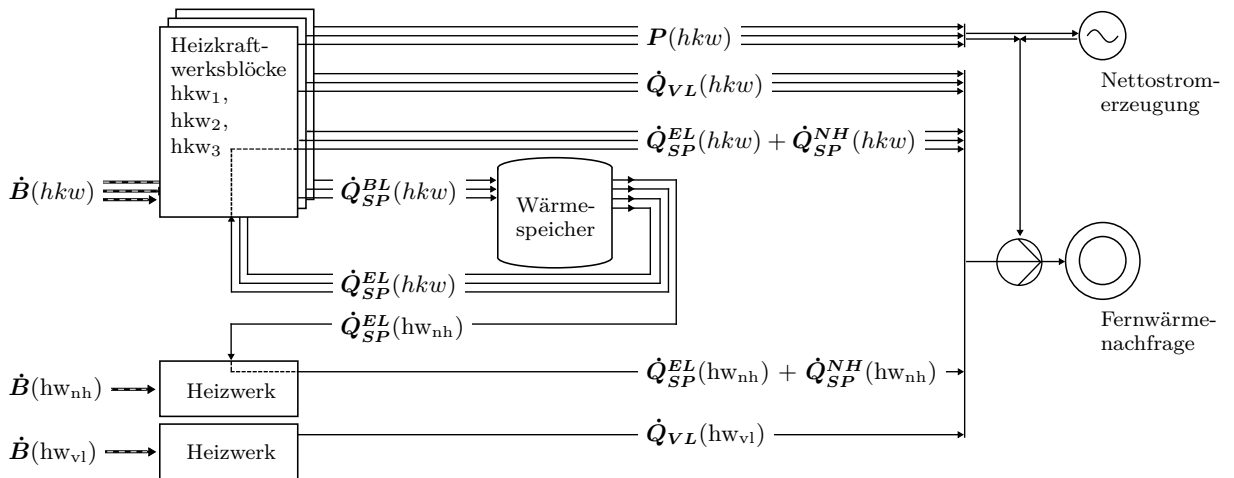


Abbildung 5.1: Schematische Modelldarstellung

womit auf eine Berücksichtigung des Rücklaufes und der kalten Schicht im Wärmespeicher im Rahmen der Modellierung verzichtet werden kann.

Die Fernwärmenachfrage wird vorgegeben und muss in jeder Stunde gedeckt werden. Somit sind die Fernwärmeerlöse in den Fällen mit oder ohne Wärmespeicher identisch und müssen für die Differenzbetrachtung nicht berücksichtigt werden. Die Fernwärmebilanz in Abschnitt 5.8 ergibt sich aus der Summe der Wärmeerzeugungen auf Vorlauftemperaturniveau $\dot{Q}_{VL}$, der Speicherentladung $\dot{Q}_{SP}^{EL}$ und den ggf. notwendigen Nachheizungen $\dot{Q}_{SP}^{NH}$. In der Zielfunktion in Abschnitt 5.10 werden die (variablen) Wärmerestkosten aus den brennstoffbezogenen Kosten, den Anfahrkosten der Heizkraftwerksblöcke und den Stromkosten der Fernwärmenetzpumpen abzüglich der Stromerlöse definiert. Die Einsatzoptimierung erfolgt durch Minimierung der Wärmerestkosten des gesamten, jeweils betrachteten Jahres. Somit sind wesentliche Freiheitsgrade der Einsatzoptimierung, neben der Be- und Entladung des Wärmespeichers, die Aufteilung der erforderlichen Wärmeerzeugung auf die Heizkraftwerksblöcke und das Heizwerk und die Stromerzeugung, die abhängig von den stündlichen Strompreisen möglichst hoch oder möglichst niedrig optimal im Sinne der Zielfunktion ist.

Für die Beladung des Wärmespeichers wird nur das Heizkraftwerk vorgesehen, wie aus Abbildung 5.1 hervorgeht, da eine Beladung mit Hilfe des Heizwerkes ökonomisch nicht sinnvoll ist, zumal das Heizwerk im Modell ausreichend dimensioniert ist, jederzeit die benötigte Fernwärme zu erzeugen, s. auch Abschnitt 5.6, Gleichung (5.43). Zusätzlich wird eine gleichzeitige Be- und Entladung des Wärmespeichers durch die Gleichungen (5.41) und (5.42) verhindert, um nur tatsächliche Speicherzyklen zuzulassen bzw. ein „Durchfahren“ des Speichers zu vermeiden. Darüber hinaus sorgen lastabhängige Anlagencharakteristika (Abschnitt 5.2), Anfahrkosten (Abschnitt 5.3) und minimale Stillstands- und Betriebszeiten (Abschnitt 5.4) für eine realitätsgetreue Abbildung der Heizkraftwerksblöcke. Die Berücksichtigung unterschiedlicher Kosten für den Strom der Fernwärmenetzpumpen in Abschnitt 5.9, abhängig davon, ob dieser aus Eigenerzeugung stammt oder aus dem Stromnetz bezogen wird, dient ebenfalls einem realitätsgetreuen Einsatz der Heizkraftwerksblöcke.

Das Optimierungsproblem ist in der Modellierungsumgebung General Algebraic Modeling System (GAMS) formuliert und wird mit dem Lösungsalgorithmus IBM ILOG CPLEX gelöst⁴⁸.

Konventionen der Notation

Bevor die Modellgleichungen aufgeführt und erläutert werden, wird zunächst die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Notation beschrieben:

Variablen des Optimierungsproblems werden mit kursiven fetten Buchstaben gekennzeichnet, Binärvariablen mit Y . Koeffizienten (Parameter) des Optimierungsproblems sind aufrecht mit dem Buchstaben k , oder, wenn es sich um Begrenzungen einer Variable handelt, mit dem Variablennamen und einem Über- bzw. Unterstrich geschrieben. Die Abhängigkeit von Variablen oder Koeffizienten von Indizes (Vektoren oder Matrizen), werden – wie im Quelltext der mathematischen Programmierung in GAMS üblich – in Klammern dargestellt, und nicht in mathematischer Notation als hoch- oder tiefgestellter Index. Kursive Indizes in Klammern stehen hierbei für einen Laufindex einer Menge, während aufrechte Indizes ein Element der Menge beschreiben ($i \in I = \{i_1, i_2, i_3\}$). Hoch- und tiefgestellte Indizes dienen der näheren Beschreibung einer Größe und haben keine mathematische Bedeutung. Für Größen, die zur Berechnung von Koeffizienten des Optimierungsproblems dienen werden zur Unterscheidung andere Buchstaben als k gewählt.

⁴⁸Die Berechnungen wurden mit der GAMS-Version 24.4.1 und der CPLEX-Version 12.6.1.0 durchgeführt. Informationen zu der verwendeten Software sind unter <https://www.gams.com/> verfügbar.

5.2 Stationärer Betrieb von Heizkraftwerksblöcken

In diesem Abschnitt werden die Beziehungen zur Beschreibung der stationären Betriebspunkte der Heizkraftwerksblöcke im Optimierungsmodell sowie Gleichungen zur Bestimmung der im Modell auftretenden Koeffizienten aufgeführt. Die resultierenden Betriebscharakteristika für die gewählten Eingangsdaten der vier betrachteten Anlagentypen sind in Form von $P, \dot{Q}$ -Diagrammen und tabellarischer Darstellung der Betriebspunkte in Abschnitt 6.3 zu finden und erläutert.

Brennstoffbedarf und Grenzen der Brennstoffleistung

Für die Modellierung von Kraftwerken in gemischt-ganzzahlig, linearen Modellen wird üblicherweise die erste Zeile der Gleichung (5.1) verwendet, die den Brennstoffbedarf $\dot{B}$ in Abhängigkeit der elektrischen Nettoleistung P und der binären Betriebsvariable Y_B beschreibt. Letztere nimmt den Wert 1 ein, wenn ein Kraftwerksblock $hkw \in HKW = \{hkw_1, hkw_2, hkw_3\}$ in Zeitschritt t in Betrieb ist, respektive den Wert 0 an, wenn der Block ausgeschaltet ist.

$$\begin{aligned} \dot{B}(t, hkw) = & k_{LBB}(hkw) \cdot Y_B(t, hkw) + k_{ZBB}(hkw) \cdot [P(t, hkw) \\ & + k_{SVK}(\vartheta_{VL}(t), \vartheta_{RL}, hkw) \cdot \dot{Q}_{VL}(t, hkw) \\ & + k_{SVK}(\vartheta_{SP}, \vartheta_{RL}, hkw) \cdot \dot{Q}_{SP}^{BL}(t, hkw) \\ & + \underbrace{k_{SVK}(\vartheta_{VL}(t), \vartheta_{SP}, hkw) \cdot \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw)}_{\text{nur, wenn } \vartheta_{VL}(t) > \vartheta_{SP}, \text{ s. Gl. (5.11)}}] , \quad \forall t, hkw \end{aligned} \quad (5.1)$$

Durch die Verwendung zweier Koeffizienten (k_{LBB} und k_{ZBB}) kann eine Lastabhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades modelliert werden, die umso stärker ausgeprägt ist, je höher der Wert für den Leerlaufbrennstoffbedarf k_{LBB} gewählt wird. Bei Heizkraftwerken mit Entnahme-kondensationsturbinen wird die Gleichung i. d. R. um die zweite Zeile ergänzt, um den Einfluss der Wärmeauskopplung $\dot{Q}$ mit Hilfe der Stromverlustkennziffer k_{SVK} zu berücksichtigen.⁴⁹ Durch die Verwendung der dritten und vierten Zeile der Gleichung wird in dieser Arbeit eine Wärmeauskopplung auf mehreren Temperaturniveaus modelliert. So kann bspw. zwischen einer Wärmeauskopplung zur Beladung des Wärmespeichers $\dot{Q}_{SP}^{BL}$ bei der Speichertemperatur ϑ_{SP} und der Fernwärmeerzeugung $\dot{Q}_{VL}$ mit einer Aufheizung von der Rücklaufftemperatur ϑ_{RL} auf die entsprechende Vorlauftemperatur ϑ_{VL} unterschieden werden. Darüber hinaus kann eine Nachheizung $\dot{Q}_{SP}^{NH}$ des zwischengespeicherten Wassers von der Speichertemperatur ϑ_{SP} auf die Vorlauftemperatur ϑ_{VL} berücksichtigt werden. Diese ist nötig, wenn die Vorlauftemperatur oberhalb der Speichertemperatur liegt und der Wärmespeicher entladen werden soll.

Für Heizkraftwerke mit Gegendruckdampfturbine wird in dieser Arbeit der gleiche Ansatz gewählt und ein theoretischer Kondensationsbetrieb definiert, der die Stromerzeugung mit fiktiver Niederdruckturbine und Rückkühlung bei Umgebungstemperatur beschreibt. Der Unterschied in der Modellierung zwischen den Anlagen mit GD- oder EK-Dampfturbine besteht in der Formulierung der Gegendrucklinie als Ungleichung (EK) oder Gleichung (GD), vgl. Gleichungen (5.8) und (5.9) und Abbildung 6.3. Auf die Art kann der Einfluss des Temperaturniveaus der Wärmeauskopplung physikalisch plausibel berücksichtigt werden und die gleiche Modellstruktur für alle Heizkraftwerkstypen verwendet werden.

Die Ungleichungen (5.2) und (5.3) beschränken die Brennstoffleistung über eine untere $\underline{\dot{B}}$ und eine obere $\bar{\dot{B}}$ Grenze. Darüber ergeben sich zusammen mit Gleichung (5.1) die in Abbildung 4.7 dargestellten Grenzen (1) und (2), sofern die binäre Betriebsvariable 1 ist. Hat diese den Wert 0,

⁴⁹Ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen dem Brennstoffbedarf und der elektrischen sowie thermischen Leistung kann mit Hilfe einer stückweise Linearisierung mit SOS2-Variablen (s. Anhang A.1.5) erfolgen, wie in [78, S. 74 ff.] beschrieben.

nehmen die positiv definierten Variablen $\dot{B}$, P und $\dot{Q}$ ebenfalls den Wert Null an.

$$\dot{B}(t, hkw) \geq Y_B(t, hkw) \cdot \underline{\dot{B}}(hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.2)$$

$$\dot{B}(t, hkw) \leq Y_B(t, hkw) \cdot \bar{\dot{B}}(hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.3)$$

Die Koeffizienten Leerlaufbrennstoffbedarf k_{LBB} und Zusatzbrennstoffbedarf k_{ZBB} für Gl. (5.1) können mit Hilfe des Gleichungssystems (5.4) und (5.5) aus dem elektrischen Wirkungsgrad und der elektrischen Leistung in Mindest- und Maximallast für den Kondensationsbetrieb berechnet werden:

$$\eta_{el,kond}^{\min}(hkw) = \frac{P_{kond}^{\min}(hkw)}{k_{LBB}(hkw) + k_{ZBB}(hkw) \cdot P_{kond}^{\min}(hkw)} \quad , \quad \forall hkw \quad (5.4)$$

$$\eta_{el,kond}^{\max}(hkw) = \frac{P_{kond}^{\max}(hkw)}{k_{LBB}(hkw) + k_{ZBB}(hkw) \cdot P_{kond}^{\max}(hkw)} \quad , \quad \forall hkw \quad (5.5)$$

Bei Gegendruck-Anlagen wird der theoretische Kondensationsbetrieb aus der (theoretischen) Stromverlustkennziffer und der Wärmeauskopplung unter Berücksichtigung der Gegendrucklinie (5.9) bestimmt.

Aus den Gleichungen (5.6) und (5.7) ergibt sich der minimale $\underline{\dot{B}}$ und maximale Brennstoffbedarf $\bar{\dot{B}}$ für die Gleichungen (5.2) und (5.3).

$$\underline{\dot{B}}(hkw) = k_{LBB}(hkw) + k_{ZBB}(hkw) \cdot P_{kond}^{\min}(hkw) \quad , \quad \forall hkw \quad (5.6)$$

$$\bar{\dot{B}}(hkw) = k_{LBB}(hkw) + k_{ZBB}(hkw) \cdot P_{kond}^{\max}(hkw) \quad , \quad \forall hkw \quad (5.7)$$

Gegendrucklinie

Die Gegendrucklinie wird üblicherweise empirisch als Ungleichung (bei Gegendruckanlagen als Gleichung) mit den Variablen P , $\dot{Q}$ und Y_B formuliert, wie nachfolgend dargestellt, s. bspw. [78, 92, 225]:

$$P(t, hkw) \geq k_{GDL,1}(hkw) \cdot Y_B(t, hkw) + k_{GDL,2}(hkw) \cdot \dot{Q}(t, hkw) \quad , \quad \forall t, hkw$$

Hierzu muss der Y-Achsenabschnitt $k_{GDL,1}$ und die Steigung $k_{GDL,2}$ der Gegendrucklinie (Begrenzung (3) in Abbildung 4.7) in Abhängigkeit vom Temperaturniveau der Wärmeauskopplung bekannt sein, bspw. aus der Betriebscharakteristik einer existierenden oder projektierten Anlage. Darüber hinaus müssen bei einer zeitgleichen Wärmeauskopplung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus die Koeffizienten $k_{GDL,1}$ und $k_{GDL,2}$ mit den Anteilen der entsprechenden Wärmeauskopplungen gewichtet werden. Die Gewichtung des Y-Achsenabschnittes $k_{GDL,1}$ ergibt dabei einen nichtlinearen Term und kann somit nicht ohne entsprechende Vereinfachungen als gemischt-ganzzahlig lineares Problem dargestellt werden.

Daher wird in dieser Arbeit ein eigener, zuerst in [58] veröffentlichter, und in [164] mit Kreislafsimulationen von Heizkraftwerken verglichener, generische Ansatz verwendet, der die gleichzeitige Wärmeauskopplung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus als gemischt-ganzzahlig lineare Formulierung ermöglicht. Er basiert auf einer Energiebilanz um das Heizkraftwerk und der Nutzung charakteristischer Kenngrößen für (Heiz-) Kraftwerke⁵⁰. Die Energiebilanz berücksichtigt den

⁵⁰Die verwendeten Kenngrößen sind in Tabelle 6.1 zu finden.

Brennstoffbedarf $\dot{B}$, der gleich der Summe aus elektrischer Nettoleistung P , Wärmeauskopplung $\dot{Q}_{VL}$, $\dot{Q}_{SP}^{BL}$ und $\dot{Q}_{SP}^{NH}$ und einem Abgas- und Wärmeverluststrom $\dot{Q}_V$, sowie bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen den über den Hauptkondensator an die Umgebung abgegebenen Wärmestrom $\dot{Q}_K$ ist:

$$\dot{B} = P + \dot{Q}_{VL} + \dot{Q}_{SP}^{BL} + \dot{Q}_{SP}^{NH} + \dot{Q}_K + \dot{Q}_V$$

Der Abgas- und Wärmeverluststrom $\dot{Q}_V$ kann vereinfacht über k_V als konstanter Anteil der Brennstoffleistung angegeben werden und bspw. aus dem Wirkungsgrad des Dampferzeugers bzw. Abhitzekessels und einem Zuschlag für sonstige Verluste abgeleitet werden, s. Abschnitt 4.3.2 und 6.3:

$$\dot{Q}_V = k_V \cdot \dot{B}$$

Die Gegendrucklinie ist bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen und Anstauklappe(n) durch die minimal zulässige Durchströmung kritischer Turbinenstufen charakterisiert. Dieser Zustand kann durch einen minimal über den Hauptkondensator abzuführenden Wärmestrom $\dot{Q}_K^{\min}$ beschrieben werden, der wiederum als Anteil k_K der nominellen Wärmeleistung des Hauptkondensators bei maximaler Stromerzeugung im Kondensationsbetrieb $\dot{Q}_{K,kond}^{\max}$ formuliert werden kann:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_K^{\min} &= k_K \cdot \dot{Q}_{K,kond}^{\max} \\ &= k_K \cdot \left[\underbrace{(1 - k_V) \cdot \bar{B}}_{=\dot{B}^{\max} - \dot{Q}_V^{\max}} - \underbrace{\frac{\bar{B} - k_{LBB}}{k_{ZBB}}}_{=P_{kond}^{\max}} \right] \end{aligned}$$

Mit der minimal über den Kondensator abzuführenden Wärmeleistung $\dot{Q}_K^{\min}$ kann die Energiebilanz als Ungleichung formuliert werden:

$$\dot{B} \geq P + \dot{Q}_{VL} + \dot{Q}_{SP}^{BL} + \dot{Q}_{SP}^{NH} + \dot{Q}_K^{\min} + \dot{Q}_V$$

Zur Beschreibung der Gegendrucklinie als gemischt-ganzzahlig lineare Beziehung auf Basis der Energiebilanz ergibt sich für Entnahmekondensationsanlagen die Ungleichung (5.8). Bei Gegendruckanlagen entfällt die minimal über den Kondensator abzuführende Wärmeleistung und der Betrieb ist nur auf der Gegendrucklinie möglich, womit diese durch Gleichung (5.9) beschrieben wird.

$$\begin{aligned} P(t, hkw) &\leq (1 - k_V(hkw)) \cdot \dot{B}(t, hkw) \\ &\quad - k_K(hkw) \cdot \left[(1 - k_V(hkw)) \cdot \bar{B}(hkw) - \frac{\bar{B}(hkw) - k_{LBB}(hkw)}{k_{ZBB}(hkw)} \right] \cdot Y_B(t, hkw) \\ &\quad - \dot{Q}_{VL}(t, hkw) - \dot{Q}_{SP}^{BL}(t, hkw) - \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \end{aligned} \quad (5.8)$$

$$\begin{aligned} P(t, hkw) &= (1 - k_V(hkw)) \cdot \dot{B}(t, hkw) \\ &\quad - \dot{Q}_{VL}(t, hkw) - \dot{Q}_{SP}^{BL}(t, hkw) - \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \end{aligned} \quad (5.9)$$

Maximale Wärmeauskopplung

Die horizontale Grenze im $P, \dot{Q}$ -Diagramm der maximalen Wärmeauskopplung (Begrenzung (4) in Abbildung 4.7) wird durch Gleichung (5.10) beschrieben.

$$\dot{Q}_{VL}(t, hkw) + \dot{Q}_{SP}^{BL}(t, hkw) + \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw) \leq \bar{\dot{Q}}(hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.10)$$

Auf eine Abhängigkeit der maximal möglichen Wärmeauskopplung vom Temperaturniveau (wie in Abb. 4.7 dargestellt) wird bewusst verzichtet, um die Wärmeauskopplung nicht ungewollt einzuschränken: Bei einer hohen Wärmenachfrage und einer vergleichsweise niedrigen Vorlauftemperatur (vorgegeben aus der Heizkurve und einer entsprechend hohen Außentemperatur) könnte eine Begrenzung der Wärmeauskopplung im Modell den Einsatz des Heizwerkes erzwingen, der in der Realität durch Überfahren der Heizkurve vermieden werden könnte.

Nachheizung mit der KWK-Anlage

Bei Vorlauftemperaturen oberhalb der Temperatur der heißen Schicht des Wärmespeichers (Speichertemperatur: ϑ_{SP}) wird bei der Speicherentladung $\dot{Q}_{SP}^{EL}$ eine Nachheizung von der Speichertemperatur auf die Vorlauftemperatur berücksichtigt. Diese kann durch das erdgasgefeuerte Heizwerk (s. Gl. 5.37 und 5.47) realisiert werden, oder durch das Heizkraftwerk. Die nötige Aufheizung $\dot{Q}_{SP}^{NH}$ für die Temperaturspreizung von $\vartheta_{VL}(t) - \vartheta_{SP}$ wird durch Gleichung (5.11a) beschrieben, während bei Vorlauftemperaturen unterhalb der Speichertemperatur die Leistung der Nachheizung über Gleichung (5.11b) zu Null gesetzt wird.

$$\text{wenn } \vartheta_{VL}(t) > \vartheta_{SP} : \quad \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw) = \dot{Q}_{SP}^{EL}(t, hkw) \cdot \frac{\vartheta_{VL}(t) - \vartheta_{SP}}{\vartheta_{SP} - \vartheta_{RL}} \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.11a)$$

$$\text{wenn } \vartheta_{VL}(t) \leq \vartheta_{SP} : \quad \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw) = 0 \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.11b)$$

Stromverlustkennziffer

Für die Bestimmung der Stromverlustkennziffer k_{SVK} wird in der vorliegenden Arbeit die Exergie der Wärmeauskopplung genutzt. Pauer und Munser [182, S. 237 f.] schlagen eine exergiebasierte Aufteilung der variablen Erzeugungskosten auf die zwei Koppelprodukte vor und in dem AGFW-Arbeitsblatt zur Bestimmung spezifischer CO_2 -Emissionsfaktoren [6, 11] wird dieses Verfahren – auch bekannt als Carnot-Methode oder Dresdner Methode – aufgegriffen, s. auch [104, 164, 279]. Die Exergie des Wärmestroms $\dot{E}_Q$ beschreibt die maximale (mechanische) Leistung, die durch einen thermodynamisch idealen Prozess, z.B. den Carnot-Prozess, gewonnen werden kann, wenn der Wärmestrom $\dot{Q}$ bei dem vorliegenden Temperaturniveau T_Q das eine Wärmereservoir darstellt und die Umgebung bei T_0 das andere, s. auch [30, S. 123]. Die Exergie der Wärme bezogen auf die ausgekoppelte Wärme entspricht somit bei einem idealen Prozess dem spezifischen Stromverlust der Wärmeauskopplung. Da bei einem realen Prozess sowohl die Stromerzeugung, als auch die Wärmeauskopplung mit Hilfe des Dampfes exergetisch verlustbehaftet ist, genügt es, wenn die exergetischen Wirkungsgrade der zwei Energieumwandlungen identisch sind.

$$k_{SVK} = \frac{\dot{E}_Q}{\dot{Q}} = 1 - \frac{T_0}{T_Q} \quad (5.12)$$

Für die Temperatur T_0 wäre bei der Nutzung exergiebasierter Methoden die Umgebungstemperatur zu verwenden [30, S. 115], da sich somit das maximale Effizienzpotential der Wärmekraftmaschine ergibt. Die Nutzung der Umgebungstemperatur überschätzt somit die real mögliche Effizienz des Stromerzeugungsprozesses, weshalb auf diese Weise eine Obergrenze der Stromverlustkennziffer ermittelt werden kann [11, S. 16]. Zur Bestimmung einer realitätsnahen Stromverlustkennziffer gilt es für die Stromerzeugung die Temperaturen der Wärmeabfuhr mit (T_Q) und ohne Wärmeauskopplung (T_0) zu vergleichen, womit sich die Bilanzgrenze auf den Dampfkreislauf beschränkt. Die Berücksichtigung einer höheren Kondensattemperatur aus den Heizkondensatoren im Vergleich zu der aus dem Hauptkondensator führt dazu, dass eine sinnvoll gewählte Temperatur für T_0 oberhalb der erwarteten Kondensationstemperatur im Hauptkondensator liegt, s. hierzu Abbildung 6.2.

Die Temperatur der Fernwärmeauskopplung T_Q kann bei mehrstufiger Heizwasseraufwärmung als thermodynamische Mitteltemperatur zwischen Vor- und Rücklauf approximiert werden. Für eine konstante spez. Wärmekapazität und unter der Annahme eines inkompressiblen Fluids kann diese als logarithmische Temperaturdifferenz aus Gleichung (5.13) berechnet werden, s. auch [11, S. 17]:

$$T_Q = \frac{T_{VL} - T_{RL}}{\ln\left(\frac{T_{VL}}{T_{RL}}\right)} \quad (5.13)$$

Bei einstufiger Wärmeauskopplung erfolgt die Dampfentnahme auf einer Druckstufe, dessen Kondensationstemperatur nahe der Vorlauftemperatur ist, womit die Stromverlustkennzahl größer ist, und sich in guter Näherung mit der Vorlauftemperatur als Temperatur der Wärmeauskopplung bestimmen lässt, vgl. Abbildung 6.2.

Brennstoffbezogene Kosten und Stromerlöse

In die Zielfunktion (5.53) gehen die brennstoffbezogenen Kosten $\dot{K}_B$ aus Gleichung (5.14) und die Stromerlöse $\dot{E}_P$ aus Gleichung (5.15) ein. Erstere ergeben sich aus den Brennstoffkosten inkl. Transportkosten k_B , den Kosten für CO_2 -Zertifikate k_{CO_2} und dem brennstoffspezifischen Emissionsfaktor k_{EF} sowie den variablen Betriebs- und Wartungskosten $k_{\text{O\&M,el}}$. Letztere werden mit Hilfe des elektrischen Wirkungsgrades im (theoretischen) Kondensationsbetrieb $\eta_{\text{el,kond}}^{\text{max}}$ auf die Brennstoffleistung bezogen. Für die Stromerlöse werden die stündlichen Spotpreise des Day-Ahead-Marktes k_P herangezogen. Die Wärmeauskopplung wird in der Fernwärmebilanzgleichung (5.49) und der Modellierung des Wärmespeichers (Gl. 5.37 ff.) berücksichtigt.

$$\begin{aligned} \dot{K}_B(t, hkw) &= \left[k_B(hkw) + k_{\text{CO}_2} \cdot k_{\text{EF}}(hkw) \right. \\ &\quad \left. + k_{\text{O\&M,el}}(hkw) \cdot \underbrace{\frac{\bar{B}(hkw) - k_{\text{LBB}}(hkw)}{k_{\text{ZBB}}(hkw) \cdot \bar{B}(hkw)}}_{=\eta_{\text{el,kond}}^{\text{max}}(hkw)} \right] \cdot \dot{B}(t, hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \end{aligned} \quad (5.14)$$

$$\dot{E}_P(t, hkw) = k_P(t) \cdot P(t, hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.15)$$

5.3 Anfahrkosten von (Heiz-) Kraftwerksblöcken

Im Folgenden sind mehrere Ansätze aufgeführt um Anfahrkosten in einem gemischt-ganzzahlig, linearen Modell zu implementieren; in der vorliegenden Arbeit wird Ansatz 3) verwendet:

- 1) feste Anfahrkosten
- 2) Unterscheidung in Heiß- Warm- und Kaltstart
- 3) festgelegte Erhöhung der Anfahrkosten in Abhängigkeit von der Stillstandszeit
- 4) frei wählbare Erhöhung der Anfahrkosten in Abhängigkeit von der Stillstandszeit

Der Übersicht halber wird in diesem Abschnitt bei der Notation auf den Laufindex hkw für die einzelnen Heizkraftwerksblöcke verzichtet.

Von zentraler Bedeutung für die Berücksichtigung von Anfahrkosten ist die Erfassung des Anfahrvorgangs. Die Anfahrbedingung (Gl. 5.16) fordert, dass die Anfahrvariable $A \in \{0,1\}$ den Wert 1 annimmt, sofern es sich um einen Anfahrvorgang handelt ($Y_B(t-1) = 0$, $Y_B(t) = 1$). In allen anderen Fällen schränkt Gleichung (5.16) die Variable A nicht ein.

$$0 \leq Y_B(t-1) - Y_B(t) + A(t) \quad , \quad \forall t \quad , \quad A \in \{0,1\} \quad (5.16)$$

Da für $A = 1$ in der Zielfunktion Anfahrkosten anfallen (s. Ansatz 1 bis 3), wird A im Rahmen der Optimierung zu 0 gesetzt, sofern kein Anfahrvorgang vorliegt und Gleichung (5.16) inaktiv ist. Die Anfahrvariable kann als binäre oder kontinuierliche Variable definiert sein.

Ansatz 1:

Im einfachsten Fall werden von der Stillstandszeit unabhängige Anfahrkosten gewählt, die in Gleichung (5.17) über k_{AK} vorgegeben werden, vgl. [20, 57, 92] und [78, Ansatz 1, S. 88-90].

$$K_A(t) = k_{AK} \cdot A(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.17)$$

Ansatz 2:

Eine Erweiterung der Anfahrbedingung ermöglicht die für (Heiz-) Kraftwerke übliche Unterscheidung in Heiß-, Warm-, und Kaltstart (üblicherweise: Stillstandszeit kleiner 8 h, zwischen 8 h und 48 h, und länger als 48 h, [47, S. 40] [230, S. 24] [65, S. 19]). Hierzu wird Gleichung (5.16) für den Heißstart verwendet und die Gleichungen (5.18) und (5.19) für den Warm- und Kaltstart⁵¹.

$$0 \leq \sum_{n=1}^{\tau_{WS}} Y_B(t-n) - Y_B(t) + A_{WS}(t) \quad , \quad \forall t \quad , \quad A_{WS} \in \{0,1\} \quad (5.18)$$

$$0 \leq \sum_{n=1}^{\tau_{KS}} Y_B(t-n) - Y_B(t) + A_{KS}(t) \quad , \quad \forall t \quad , \quad A_{KS} \in \{0,1\} \quad (5.19)$$

$$\begin{aligned} K_A(t) &= k_{AK, HS} \cdot A(t) \\ &+ (k_{AK, WS} - k_{AK, HS}) \cdot A_{WS}(t) \\ &+ (k_{AK, KS} - k_{AK, WS}) \cdot A_{KS}(t) \quad , \quad \forall t \end{aligned} \quad (5.20)$$

Über τ_{WS} wird die Anzahl der Zeitschritte vorgegeben, ab denen der Start als Warmstart erfasst werden soll und mit τ_{KS} die für einen Kaltstart. Bei einer Zeitschrittlänge von einer Stunde und

⁵¹Die Summe mit global definierbarer oberer Grenze τ_{WS} (oder τ_{KS}) kann in GAMS mit Hilfe eines Alias des Laufindex der Zeit (n) und einer \$-Bedingung auf die Ordnung (ord) des Alias implementiert werden: $\sum_{n=1}^{\tau_{WS}} Y_B(t-n) \forall t \rightarrow \text{Gleichungsname}(t).. \text{sum}(n\$ (ord(n) <= \tau_{WS}), Y_B(t - ord(n)))$.

der oben aufgeführten, üblichen Konvention betragen die Zahlenwerte 8, respektive 48. Mit Hilfe der Koeffizienten $k_{AK, HS}$, $k_{AK, WS}$ und $k_{AK, KS}$ können jedem Starttyp unabhängig voneinander Anfahrkosten zugewiesen werden. Die einzige physikalisch nicht relevante Einschränkung ist, dass die Vorfaktoren der Anfahrvariablen in Gl. (5.20) nicht negativ sein dürfen ($\Rightarrow 0 \leq k_{AK, HS} \leq k_{AK, WS} \leq k_{AK, KS}$), da sonst der nötige Einfluss der Zielfunktion auf die Anfahrvariablen nicht gegeben ist, s. auch Erklärung zu Gl. (5.16).

Durch eine Ergänzung mit weiteren Anfahrbedingungen und -variablen kann eine feinere Abstufung der Anfahrkosten bis auf die gewählte Zeitschrittweite erreicht werden, wobei hierfür Ansatz 4 eine Alternative bietet.

Ansatz 3:

Mit Hilfe von gewichteten Treppenfunktionen kann eine fest vorgegebene Steigerung der Anfahrkosten in Abhängigkeit von der Stillstandszeit modelliert werden. Hierzu werden in [78, Ansatz 2 und 3, S. 90-92] die linear gewichtete Treppenfunktion und die gleichgewichtete Treppenfunktion aufgeführt. Mit der linearen Gewichtung wird ein Exponentialverlauf approximiert und mit der gleichgewichteten Treppenfunktion ein linearer Verlauf. Im Folgenden wird der Ansatz mit der linear gewichteten Treppenfunktion erläutert, da die Auskühlung einer Anlage exponentiell verläuft [91, 232], s. auch Gleichung (5.25). Abbildung 5.2 zeigt die linear gewichtete Treppenfunktion und den Exponentialverlauf zum Vergleich.

$$\mathbf{K}_A(t) = k_{AK, K} \cdot \mathbf{A}(t) + \frac{2 \cdot (k_{AK, KS} - k_{AK, K})}{\tau_{KS} \cdot (\tau_{KS} + 1)} \mathbf{A}_V(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.21)$$

Die Einschränkung der Anfahrvariablen A für den stillstandsunabhängigen Anteil der Anfahrkosten erfolgt über Gl. (5.16), während der stillstandsabhängige Anteil mit Hilfe der Gleichungen (5.22) bis (5.24) durch A_V in Gleichung (5.21) eingeht.

$$\tau_{KS} + 1 \leq \mathbf{A}_V(t) + (\tau_{KS} + 1) \cdot \mathbf{Y}_B(t) + \mathbf{D}(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.22)$$

$$\tau_{KS} + 1 \geq \mathbf{D}(t) + (\tau_{KS} + 1) \cdot \mathbf{Y}_B(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.23)$$

$$1 \geq \mathbf{D}(t+1) - \mathbf{D}(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.24)$$

Die Hilfsvariable D zählt die Dauer des Stillstandes. Sie kann durch Gleichung (5.23) nur Werte $\neq 0$ annehmen, wenn ein Anlagenstillstand vorliegt ($Y_B(t) = 0$), wird nach oben durch $\tau_{KS} + 1$ begrenzt, und durch Gleichung (5.24) auf ein Hochzählen von 1 pro Zeitschritt beschränkt. Durch die Kopplung mit Anfahrkosten über Gleichung (5.21) in der Zielfunktion wird der Wert der Anfahrvariable A_V im Rahmen der Optimierung möglichst klein gehalten, wodurch D den größtmöglichen Wert annimmt, damit Gleichung (5.22) die Gleichheitsbedingung erfüllt.

Im letzten Zeitschritt in dem die Anlage noch in Betrieb ist ($Y_B(t) = 1$), setzt Gleichung (5.23) $D(t) = 0$ und Gleichung (5.22) erlaubt $A_V(t) = 0$. In den darauffolgenden Zeitschritten ($Y_B(t+1) = 0, Y_B(t+2) = 0$) begrenzen Gleichung (5.22) und (5.24), wodurch $D(t+1) = 1$ und $A_V(t+1) = \tau_{KS}$, respektive $D(t+2) = 2$ und $A_V(t+2) = \tau_{KS} - 1$. Auf die Art nehmen die in jedem Zeitschritt zusätzlich anfallenden Anfahrkosten in Gleichung (5.21) linear ab, womit die aufsummierten Anfahrkosten annähernd dem Exponentialverlauf von Gleichung (5.25) folgt, wie in Abbildung 5.2 dargestellt.

$$\sum_t K_A(t) \approx k_{AK, K} + (k_{AK, KS} - k_{AK, K}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-3 \cdot D}{\tau_{KS}}}\right) \quad (5.25)$$

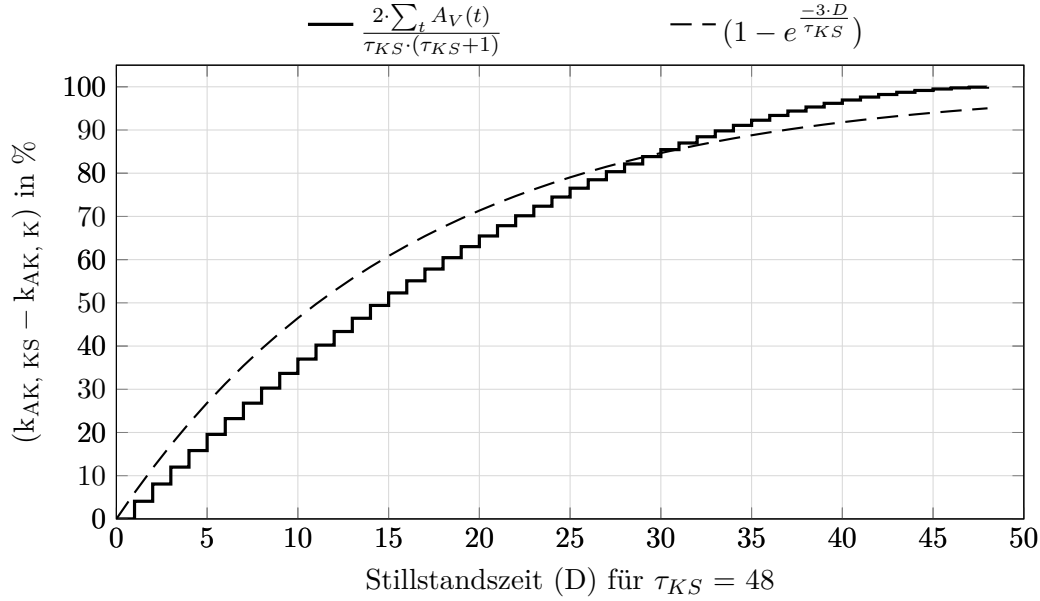


Abbildung 5.2: Stillstandsabhängige Erhöhung der Anfahrkosten durch linear gewichtete Treppenfunktion und Exponentialverlauf

Ansatz 4:

Eine frei wählbare Steigerung der Anfahrkosten mit der Stillstandszeit T_{SZ} ist mit Hilfe einer speziell geordneten Menge vom Typ 1 (special ordered set of type 1, SOS-1) von Binärvariablen möglich, s. auch [58, S. 230]. Typ 1 bedeutet, dass nur eine Variable aus der geordneten Menge einen Wert $\neq 0$ aufweisen darf⁵². Dies wird hier für die mit dem Set $n \in \{1, 2, \dots, \tau_{KS}\}$ zusammengefassten, geordneten Menge von $Y_S(n)$ über Gleichung (5.27) erreicht. Gleichung (5.26) fordert, dass eine der Binärvariablen $Y_S(n)$ mit $n \geq T_{SZ}$ für $T_{SZ} < \tau_{KS}$, oder $n = \tau_{KS}$ für $T_{SZ} \geq \tau_{KS}$ den Wert 1 annimmt. Durch die Reduktion unnötiger Anfahrkosten K_A (Gl. 5.28) in der Optimierung wird die Aktivierung der Binärvariable $Y_S(n)$ für ein möglichst kleines n gewählt ($k_{AK}(n) \geq 0$ vorausgesetzt).

$$T_{SZ}(t) \leq \sum_{n=1}^{\tau_{KS}-1} n \cdot Y_S(t, n) + \tau_{\max} \cdot Y_S(t, \tau_{KS}) \quad , \quad \forall t, \quad \tau_{\max} > \max(T_{SZ}(t)) \quad (5.26)$$

$$1 \geq \sum_{n=1}^{\tau_{KS}} Y_S(t, n) \quad , \quad \forall t \quad (5.27)$$

$$K_A(t) = \sum_{n=1}^{\tau_{KS}} k_{AK}(n) \cdot Y_S(t, n) \quad , \quad \forall t \quad (5.28)$$

Für diese Formulierung wird die Stillstandszeit T_{SZ} benötigt, die mit Hilfe der linearisierten Gleichung (5.31) bestimmt werden kann. Der Koeffizient $\tau_{\max}$, der die maximal mögliche Stillstandszeit überschätzt, ist erforderlich, da sonst der maximale Anlagenstillstand durch Gleichung (5.26) (ungewollt) auf die Länge von τ_{KS} begrenzt wird. Bei der Formulierung mit den Gleichungen (5.26) bis (5.28) fallen, wie auch bei Ansatz 3), Teilkosten in jedem Zeitschritt der Auskühlphase im Stillstand an, weshalb die Kosten eines Starts durch $\sum_{n=1}^{\tau_{KS}} k_{AK}(n)$ gegeben sind. Sollen die Anfahrkosten in Summe für den Zeitschritt des Anfahrens in die Zielfunktion eingehen, kann

⁵²Für eine detaillierte Erklärung strukturierter Mengen sei auf [139] verwiesen.

hierfür die Anfahrvariable aus Gleichung (5.16) genutzt, und $k_{AK}(n)$ angepasst werden (Kosten des Kaltstarts = $k_{AK}(\tau_{KS})$). Da in dem Fall in Gleichung (5.28) das Produkt der Binärvariablen $Y_S \cdot A$ auftritt, muss dies bspw. mit Hilfe von Gleichung (A.1) und (A.2) linearisiert werden.

Durch eine Anpassung der Koeffizienten in Gleichung (5.26) und (5.28) und des Sets n kann eine gröbere Abstufung gewählt werden, bei der sich bspw. alle zwei Zeitschritte die Anfahrkosten erhöhen. Die Anzahl der benötigten Binärvariablen ergibt sich bei diesem Ansatz, wie auch für Ansatz 2, aus der Anzahl der Stufen. Numerisch kann der Ansatz mit SOS-1-Variablen jedoch von Vorteil sein, wenn das Branch & Bound-Verfahren genutzt wird, und dieses die Ordnungsrelation ausnutzt [139, S. 124].

Alternativ kann eine speziell geordnete Menge vom Typ 2 (SOS-2) von Binärvariablen genutzt werden, mit der üblicherweise nichtlineare Funktionen stückweise linearisiert werden (s. A.1.5) oder eine ähnliche Formulierung ohne speziell geordnete Mengen, wie bspw. in [177, S. 5].

5.4 Minimale Stillstands- und Betriebszeiten

Ansatz 1:

Eine Möglichkeit minimale Stillstands- und Betriebszeiten unter Zuhilfenahme der Anfahrvariable zu modellieren ist in [78, S. 95] beschrieben. Diese wird in der vorliegenden Arbeit genutzt und mit den Gleichungen (5.29) und (5.30) implementiert.

Minimale Stillstandszeit:

$$A(t, hkw) \cdot \tau_{SZ, \min}(hkw) + \sum_{n=1}^{\tau_{SZ, \min}(hkw)} Y_B(t-n, hkw) \leq \tau_{SZ, \min}(hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.29)$$

Gleichung (5.29) fordert, dass die Anfahrvariable A (s. Gl. 5.16) im Zeitschritt t nur den Wert 1 annehmen darf, wenn alle binären Betriebsvariablen Y_B der $\tau_{SZ, \min}$ vorherigen Zeitschritte den Wert 0 aufweisen, womit ein Anfahren nur nach einem Anlagenstillstand von mindestens $\tau_{SZ, \min}$ Zeitschritten ermöglicht wird.

Minimale Betriebszeit:

$$A(t, hkw) \cdot \tau_{BZ, \min}(hkw) - \sum_{n=0}^{\tau_{BZ, \min}(hkw)} Y_B(t+n, hkw) \leq 0 \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.30)$$

Gleichung (5.30) stellt sicher, dass nach dem Anfahren eine minimale Betriebszeit von $\tau_{BZ, \min}$ Zeitschritten eingehalten wird, da A nur den Wert 1 annehmen kann, wenn die binären Betriebsvariablen Y_B für t bis $t + \tau_{BZ, \min}$ den Wert 1 aufweisen.

Ansatz 2:

Eine weitere Möglichkeit minimale Stillstands- und Betriebszeiten (ohne Anfahrvariable) zu modellieren ist die Stillstandszeit T_{SZ} über Gleichung (5.31), respektive die Betriebszeit T_{BZ} über Gleichung (5.33) zu definieren und mit den Gleichungen (5.32) und (5.34) zu fordern, dass die minimale Stillstandszeit $\tau_{SZ, \min}$ und minimale Betriebszeit $\tau_{BZ, \min}$ eingehalten werden, vgl. [44, 247].

Minimale Stillstandszeit:

$$T_{SZ}(t+1, hkw) = (T_{SZ}(t, hkw) + 1) \cdot (1 - Y_B(t+1, hkw)) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.31)$$

$$0 \leq (Y_B(t+1, hkw) - Y_B(t, hkw)) \cdot (T_{SZ}(t, hkw) - \tau_{SZ, \min}(hkw)) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.32)$$

Minimale Betriebszeit:

$$T_{BZ}(t+1, hkw) = (T_{BZ}(t, hkw) + 1) \cdot Y_B(t+1, hkw) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.33)$$

$$0 \geq (Y_B(t+1, hkw) - Y_B(t, hkw)) \cdot (T_{BZ}(t, hkw) - \tau_{BZ, \min}(hkw)) \quad , \quad \forall t, hkw \quad (5.34)$$

Das Anfahren der Anlage ($Y_B(t+1) - Y_B(t) = 1$) kann durch Gleichung (5.32) nur erfolgen, wenn die minimale Stillstandszeit eingehalten wird ($T_{SZ}(t) \geq \tau_{SZ, \min}$) und ein Ausschalten der Anlage ($Y_B(t+1) - Y_B(t) = -1$) nur wenn in Gleichung (5.34) die minimale Betriebszeit ($T_{BZ}(t) \geq \tau_{BZ, \min}$) überschritten ist. Da in den Gleichungen (5.31) bis (5.34) Produkte von binären und kontinuierlichen Variablen auftreten, müssen diese für eine Nutzung in einem gemischt-ganzzahlig linearen Modell linearisiert werden. Dazu können die in Anhang A.1.2 bis A.1.4 beschriebenen Ansätze verwendet werden. Die Umformulierung mit der Glover's linearization (A.1.4) ist in [57, S. 68 f.] und [62] im Anhang zu finden.

5.5 Lastrampen von (Heiz-) Kraftwerksblöcken

Abhängig von der gewählten Zeitschrittlänge in einem dynamischen Modell kann eine Begrenzung der möglichen Laständerung von einem Zeitschritt zum nächsten sinnvoll sein, um einen realistischen Einsatz der Anlagen zu modellieren. Bei Heizkraftwerken ist es zweckmäßig diese Begrenzung auf die Brennstoffleistung zu beziehen, statt auf die elektrische und / oder thermische Leistung, da die Dampferzeugung limitierend ist. Mit Gleichung (5.35) kann zum einen über $k_{LR, P}$ eine maximale positive Leistungsänderung pro Zeitschritt im Betrieb und zum anderen die maximale Leistung im ersten Zeitschritt nach einem Stillstand (hier $\underline{B}$) implementiert werden. Gleichung (5.36) legt in Analogie dazu eine maximale negative Lastrampe ($k_{LR, N}$) und die maximale Leistung im letzten Zeitschritt vor einem Stillstand fest (hier exemplarisch $\bar{B}$). Die Unterscheidung zwischen dem Betrieb der Anlage oder einem An- bzw. Abfahrvorgang findet über die binäre Betriebsvariable Y_B in dem entsprechenden Zeitschritt statt.

$$\begin{aligned} \dot{B}(t, hkw) - \dot{B}(t-1, hkw) &\leq k_{LR, P} \cdot Y_B(t-1, hkw) \\ &+ \underline{B}(hkw) \cdot (1 - Y_B(t-1, hkw)) \quad , \quad \forall t, hkw \end{aligned} \quad (5.35)$$

$$\begin{aligned} \dot{B}(t-1, hkw) - \dot{B}(t, hkw) &\leq k_{LR, N} \cdot Y_B(t, hkw) \\ &+ \bar{B}(hkw) \cdot (1 - Y_B(t, hkw)) \quad , \quad \forall t, hkw \end{aligned} \quad (5.36)$$

5.6 Wärmespeicher

Zentraler Bestandteil der Modellierung des Wärmespeichers ist die Energiebilanz für die warme Schicht, Gleichung (5.37). Über sie wird die innere Energie U_W aus der Beladeleistung $\dot{Q}_{SP}^{BL}$, der Entladeleistung $\dot{Q}_{SP}^{EL}$ und dem Wärmeverlust $\dot{Q}_{SP,V}$ bestimmt. Die zeitliche Diskretisierung erfolgt mit dem expliziten Euler-Verfahren, wodurch auf der rechten Seite der Bilanzgleichung nur Größen für den Zeitschritt $t - 1$ stehen und nicht für t ⁵³. Die Berücksichtigung der warmen Schicht ist ausreichend, da die kalte Schicht bei Rücklaufumtemperatur vorliegt, die das energetische Nullniveau der Fernwärme darstellt, s. bspw. Gleichung (5.39). Es wird nur eine Beladung des Wärmespeichers durch das Heizkraftwerk zugelassen, da eine Beladung mit Hilfe des Heizwerkes nicht zweckmäßig ist und die Aussagekraft der Ergebnisse (bspw. Speicherzyklen, zwischengespeicherte Wärmearbeit) verringert⁵⁴.

$$\begin{aligned} \frac{U_W(t) - U_W(t-1)}{\Delta t} &= \sum_{hkw} \dot{Q}_{SP}^{BL}(t-1, hkw) - \left[\sum_{hkw} \dot{Q}_{SP}^{EL}(t-1, hkw) + \dot{Q}_{SP}^{EL}(t-1, hw_{nh}) \right] \\ &- \dot{Q}_{SP,V}(t-1) \quad , \quad \forall t \end{aligned} \quad (5.37)$$

Der Wärmeverlust ergibt sich für die kalte Schicht des Speichers aus der ersten und für die warme Schicht aus der zweiten Zeile der Gleichung (5.38). Hierbei wird vereinfacht ein Wärmedurchgangskoeffizient k_α für alle Oberflächen verwendet und aus dem Durchmesser k_D , der nutzbaren Höhe $\overline{H}_W$ sowie einer konstanten, mittleren Grenzsichtdicke $k_{H,GS}$ (s. Abschnitt 3.3.2) und der Temperaturdifferenz zur Außentemperatur $\vartheta_A(t)$ der Wärmestrom an die Umgebung bestimmt. Der Flächenanteil der warmen und kalten Schicht wird über die Höhe der warmen Schicht H_W berücksichtigt, wobei die Grenzsicht aufgrund des symmetrischen Temperaturprofils je zur Hälfte auf die warme und kalte Schicht aufgeteilt wird.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{SP,V}(t) &= \left[k_\alpha \cdot \pi \cdot \left(\left(\frac{k_D}{2} \right)^2 + k_D \cdot \left(\overline{H}_W - H_W(t) - \frac{k_{H,GS}}{2} \right) \right) \right] \cdot (\vartheta_{RL} - \vartheta_A(t)) \\ &+ \left[k_\alpha \cdot \pi \cdot \left(\left(\frac{k_D}{2} \right)^2 + k_D \cdot \left(H_W(t) + \frac{k_{H,GS}}{2} \right) \right) \right] \cdot (\vartheta_{SP} - \vartheta_A(t)) \quad , \quad \forall t \end{aligned} \quad (5.38)$$

Die Kopplung der inneren Energie U_W und Höhe H_W der warmen Schicht, sowie derer Grenzen $\overline{U}_W$ und $\overline{H}_W$, erfolgt über Gleichung (5.39).

$$U_W(t) = \pi \cdot H_W(t) \cdot \left(\frac{k_D}{2} \right)^2 \cdot \rho_w \cdot c_w \cdot (\vartheta_{SP} - \vartheta_{RL}) \cdot \frac{1}{3.600 \text{ s/h}} \quad , \quad \forall t \quad (5.39a)$$

$$\overline{U}_W = \pi \cdot \overline{H}_W \cdot \left(\frac{k_D}{2} \right)^2 \cdot \rho_w \cdot c_w \cdot (\vartheta_{SP} - \vartheta_{RL}) \cdot \frac{1}{3.600 \text{ s/h}} \quad , \quad \forall t \quad (5.39b)$$

Die Kapazität oder Größe des Wärmespeichers wird über die maximale Höhe der warmen Schicht unter Berücksichtigung der Grenzsichtdicke vorgegeben. Gleichung (5.40) gewährleistet, dass die vorgegebene Speicherkapazität in keinem Zeitschritt überschritten wird.

$$H_W(t) \leq \overline{H}_W - k_{H,GS} \quad , \quad \forall t \quad (5.40)$$

⁵³Mit dem explizitem Euler-Verfahren ist die Interpretation der Ergebnisse intuitiver, da eine Beladung in $t - 1$ zu einer Zunahme des Energiegehaltes in t führt, was bei der Anwendung des impliziten Euler-Verfahrens oder des Crank-Nicolson-Verfahrens nicht der Fall wäre.

⁵⁴Durch die Verluste des Wärmespeichers sollte eine Beladung mit Hilfe des Heizwerkes vermieden werden, jedoch sind die Verluste so gering, dass der Einfluss gegenüber der Garantie bzgl. Optimalität (Gap) nicht ausreichend sein kann.

Die Gleichungen (5.41) und (5.42) begrenzen zum einen die Be- und Entladeleistung $\dot{Q}_{SP}^{BL}$ und $\dot{Q}_{SP}^{EL}$ über die minimale Be- und Entladedauer k_{SP}^{BL} und k_{SP}^{EL} (s. auch Abschnitt 3.2.6) und schließen zum anderen durch die Binärvariable Y_{SP} eine zeitgleiche Be- und Entladung des Wärmespeichers aus. Letzteres ist nötig, um ein „Durchfahren“ von thermischer Energie durch den Speicher zu vermeiden, und somit aussagekräftige Ergebnisse bzgl. der zwischengespeicherten thermischen Energie zu erhalten. Gleichung (5.41) ermöglicht zu jeder Zeit eine geringfügige Beladung des Speichers mit dem Heizkraftwerk in Höhe der Wärmeverluste $\dot{Q}_{SP,V}$, um bei einem leeren Speicher ($U_W(t) = 0$) und einer Wärmenachfrage größer der Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen durch den Wärmeverlust der kalten Schicht eine Unlösbarkeit des Modells zu vermeiden.

$$\frac{\overline{U_W}}{k_{SP}^{BL}} \cdot (1 - Y_{SP}(t)) \geq \sum_{hkw} \dot{Q}_{SP}^{BL}(t, hkw) - \dot{Q}_{SP,V}(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.41)$$

$$\frac{\overline{U_W}}{k_{SP}^{EL}} \cdot Y_{SP}(t) \geq \sum_{hkw} \dot{Q}_{SP}^{EL}(t, hkw) + \dot{Q}_{SP}^{EL}(t, hw_{nh}) \quad , \quad \forall t \quad (5.42)$$

Um eine indirekte Beladung des Wärmespeichers durch das Heizwerk (im Parallelbetrieb zum Heizkraftwerk) zu vermeiden, s. auch oben, wird mit Hilfe der Binärvariablen der Heizwerke und des Wärmespeichers in Gleichung (5.43) die Beladung nur ermöglicht ($Y_{SP} = 0$), wenn die Heizwerke nicht in Betrieb sind $Y_B(hw) = 0$.

$$1 \geq (1 - Y_{SP}(t)) + \sum_{hw} Y_B(t, hw) \quad , \quad \forall t \quad (5.43)$$

5.7 Heizwerk

Die Modellierung der Heizwerke $hw \in HW = \{hw_{vl}, hw_{nh}\}$ mit den Gleichungen (5.44) bis (5.48) erfolgt in Analogie zu der für die Heizkraftwerke in Abschnitt 5.2. Um die Nachheizung zur Entladung des Wärmespeichers bei $\vartheta_{VL}(t) > \vartheta_{SP}$ mit Hilfe des Heizwerkes separat zu erfassen, wird im Modell zwischen einem Heizwerk unterschieden, dass in den Fernwärmeverlauf einspeist hw_{vl} , und einem für die Nachheizung hw_{nh} .

$$\dot{B}(t, hw_{vl}) = k_{ZBB}(hw_{vl}) \cdot \dot{Q}_{VL}(t, hw_{vl}) \quad , \quad \forall t \quad (5.44a)$$

$$\dot{B}(t, hw_{nh}) = \underbrace{k_{ZBB}(hw_{nh})}_{=1/\eta_{th}} \cdot \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hw_{nh}) \quad , \quad \forall t \quad (5.44b)$$

$$\dot{B}(t, hw) \geq Y_B(t, hw) \cdot \underline{\dot{B}}(hw) \quad , \quad \forall t, hw \quad (5.45)$$

$$\dot{B}(t, hw) \leq Y_B(t, hw) \cdot \overline{\dot{B}}(hw) \quad , \quad \forall t, hw \quad (5.46)$$

$$\text{wenn } \vartheta_{VL}(t) > \vartheta_{SP} : \quad \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hw_{nh}) = \dot{Q}_{SP}^{EL}(t, hw_{nh}) \cdot \frac{\vartheta_{VL}(t) - \vartheta_{SP}}{\vartheta_{SP} - \vartheta_{RL}} \quad , \quad \forall t \quad (5.47a)$$

$$\text{wenn } \vartheta_{VL}(t) \leq \vartheta_{SP} : \quad \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hw_{nh}) = 0 \quad , \quad \forall t \quad (5.47b)$$

Im Gegensatz zu Heizkraftwerken muss bei Heizwerken neben den Brennstoffkosten k_B und Kosten für CO₂-Zertifikate k_{CO_2} die nicht rückerstattungsfähige Energiesteuer k_{ES} nach §2 Abs. 3 Nr. 4 EnergieStG berücksichtigt werden:

$$\dot{K}_B(t, hw) = \left[k_B(hw) + k_{CO_2} \cdot k_{EF}(hw) + k_{ES} \right] \cdot \dot{B}(t, hw) \quad , \quad \forall t, hw \quad (5.48)$$

5.8 Fernwärmebilanz

Die Fernwärmenachfrage $k_{FW,N}$ muss nach Gleichung (5.49) in jedem Zeitschritt aus der Wärmenetzeinspeisung der Erzeugereinheiten $\dot{Q}_{VL}$, der Entladung des Wärmespeichers $\dot{Q}_{SP}^{EL}$ und der ggf. nötigen Speichernachheizung $\dot{Q}_{SP}^{NH}$ gedeckt werden, s. auch Abbildung 5.1.

$$\begin{aligned} k_{FW,N}(t) &= \sum_{hkw} \dot{Q}_{VL}(t, hkw) + \dot{Q}_{VL}(t, hw_{vl}) + \sum_{hkw} \dot{Q}_{SP}^{EL}(t, hkw) + \dot{Q}_{SP}^{EL}(t, hw_{nh}) \\ &+ \sum_{hkw} \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hkw) + \dot{Q}_{SP}^{NH}(t, hw_{nh}) \quad , \quad \forall t \end{aligned} \quad (5.49)$$

5.9 Fernwärmenetzpumpen

Der Strombedarf für die Fernwärmenetzpumpen wird berücksichtigt, da dessen Deckung aus der Eigenerzeugung deutlich günstiger ist, als der Fremdbezug aus dem Stromnetz, womit eine Abschaltung des letzten Heizkraftwerksblockes erst bei sehr niedrigen Strompreisen ökonomisch sinnvoll wird. Die Berechnung der nötigen Pumpleistung $k_{FW,P}$ erfolgt aus der spezifischen Pumparbeit $k_{FW,P_{spz}}$ und dem Fernwärmewassermassenstrom $\dot{m}_{FW}$ mit Hilfe von Gleichung (5.50).

$$k_{FW,P}(t) = k_{FW,P_{spz}} \cdot \underbrace{\left(\frac{k_{FW,N}(t)}{c_w \cdot (\vartheta_{VL}(t) - \vartheta_{RL})} \right)}_{=\dot{m}_{FW}} \quad , \quad \forall t \quad (5.50)$$

Die Kosten des Pumpstrombedarfs $\dot{K}_P$ für jeden Zeitschritt, die in die Zielfunktion eingehen, werden durch Gleichung (5.52) bestimmt. Hierbei werden mit Hilfe der Binärvariable Y_P entweder nur die entgangenen Stromerlöse über den Strompreis $k_P(t)$ und die Stromsteuer über $k_{P,ST}$ berücksichtigt, wenn es sich um Eigenstromerzeugung handelt ($Y_P = 1$), oder zusätzlich die Kosten des Fremdstrombezuges $k_{P,FB}$, sofern zutreffend ($Y_P = 0$). Die Bedingung (5.51) stellt sicher, dass Eigenstrom zur Deckung des Pumpstrombedarfs nur eingesetzt werden kann, wenn die Stromerzeugung aus den Heizkraftwerksblöcken die erforderliche Pumpleistung übersteigt.

$$\sum_{hkw} P(t, hkw) \geq k_{FW,P}(t) \cdot Y_P(t) \quad , \quad \forall t \quad (5.51)$$

$$\dot{K}_P(t) = k_{FW,P}(t) \cdot [k_P(t) + k_{P,ST} + k_{P,FB} \cdot (1 - Y_P(t))] \quad , \quad \forall t \quad (5.52)$$

5.10 Zielfunktion

Die zu minimierende Zielfunktion, Gleichung (5.53), definiert die variablen, absoluten Wärmerestkosten der Fernwärmeversorgung, die sich aus den brennstoffbezogenen Kosten $\dot{K}_B$, Kosten zum Betrieb der Fernwärmenetzpumpen $\dot{K}_P$ und Anfahrkosten der Heizkraftwerksblöcke K_A abzüglich der Stromerlöse $\dot{E}_P$ zusammensetzen.

$$\begin{aligned} WRK &= \sum_t \left(\sum_{hkw} \dot{K}_B(t, hkw) - \dot{E}_P(t, hkw) + \sum_{hw} \dot{K}_B(t, hw) + \dot{K}_P(t) \right) \cdot \Delta t \\ &+ \sum_t \sum_{hkw} K_A(t, hkw) \end{aligned} \quad (5.53)$$

5.11 Weitere Modellbestandteile

Zeitreihen: Vorlauftemperatur und Stromverlustkennziffer

Die Vorlauftemperatur wird über die Heizkurve in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur bestimmt, s. Abbildung 4.3. Mit Hilfe einer Schleife über den Laufindex der Zeit t wird aus der vorzugebenden Zeitreihe der Außenlufttemperatur $\vartheta_a(t)$ und der (üblicherweise aus drei linearen Segmenten bestehenden) Funktion der Heizkurve die resultierende Zeitreihe der Vorlauftemperatur $\vartheta_{VL}(t)$ bestimmt.

Da in dieser Berechnungsvorschrift keine Optimierungsvariablen auftreten, es sich demnach lediglich um eine Weiterverarbeitung der Eingangsdaten handelt, besteht keine Einschränkung bezüglich der Nutzung linearer Zusammenhänge, womit auch eine nichtlineare Heizkurve genutzt werden könnte. Somit kann auf die Weise aus der Vorlauftemperatur für jeden Zeitschritt die Stromverlustkennziffer k_{SVK} aus den nichtlinearen Beziehungen, der Definition des Carnot-Faktors (Gl. 5.12) und der logarithmischen Temperaturdifferenz (Gl. 5.13) ermittelt werden.

Einsatzreihenfolge der Heizkraftwerksblöcke

Mit den Gleichungen (5.54) und (5.55) kann über die binären Betriebsvariablen Y_B eine Einsatzreihenfolge der Heizkraftwerksblöcke (hkw_1, hkw_2, hkw_3) festgelegt werden. Diese ist numerisch sinnvoll, wenn die Anlagencharakteristika der Blöcke identisch sind und die Betriebspunkte der einzelnen Blöcke somit untereinander austauschbar sind. Durch Vorgabe einer Einsatzreihenfolge bei identischen Anlagencharakteristika werden im Sinne der Zielfunktion gleichwertige Lösungen eliminiert.

$$Y_B(t, hkw_1) \geq Y_B(t, hkw_2) \quad , \quad \forall t \quad (5.54)$$

$$Y_B(t, hkw_2) \geq Y_B(t, hkw_3) \quad , \quad \forall t \quad (5.55)$$

Rollierender Zeithorizont

Ein gängiger Ansatz zur Reduktion des numerischen Aufwandes bei dynamischen Modellen ist die temporale Dekomposition mit Hilfe eines rollierenden Zeithorizonts (rolling horizon). Hierbei wird der betrachtete Planungshorizont (hier ein Jahr) in kleinere Zeitabschnitte unterteilt, die als voneinander unabhängige Teilprobleme gelöst werden. Da die Anfangsbedingungen eines Teilproblems (bspw. der Füllstand des Wärmespeichers und die binären Betriebsvariablen der Heizkraftwerksblöcke) aus der Lösung des vorherigen Problems stammen, sollte berücksichtigt werden, dass diese optimal in Bezug auf beide Teilprobleme gewählt werden.

Dies wird in der vorliegenden Arbeit erreicht, indem für jeden Zeitabschnitt eine Optimierungsrechnung für drei aufeinanderfolgende Wochen erfolgt und nur die Ergebnisse der ersten gespeichert werden. Für die erste der drei betrachteten Wochen sind die binären Variablen bereits aus der vorherigen Optimierungsrechnung (gerundet und) fixiert⁵⁵, wodurch nur das lineare Problem (LP) zu lösen ist. Nach der Optimierungsiteration werden die kontinuierlichen Variablen fixiert, womit die Ergebnisse „gespeichert“ werden. Die zweite Woche wird gerechnet um anschließend für diesen Zeitabschnitt die Binärvariablen zu fixieren und die dritte Woche dient als Vorausschau (forecast) für die zweite. Für kontinuierliche Variablen, wie den Füllstand des Wärmespeichers, ergibt sich somit eine Vorausschau von zwei Wochen und für Binärvariablen, mit Hilfe derer Anfahrkosten sowie minimale Stillstands- und Betriebszeiten modelliert werden, eine Vorausschau von einer Woche. Alle Variablen mit zeitschrittübergreifendem Einfluss weisen somit am Ende der ersten Woche optimale Werte auch im Hinblick auf die Zukunft auf. Auf diese Weise wird ein Planungshorizont von einem Jahr in numerisch deutlich weniger aufwändigen

⁵⁵Für den ersten Zeitabschnitt des betrachteten Jahres wird eine zusätzliche Iteration benötigt.

Zeitabschnitten gerechnet, ohne durch die Dekomposition das ursprüngliche Optimierungsproblem zu verfälschen.

Diese einfache temporale Dekomposition ist nur für Einsatzplanungen mit vorgegebenen Designgrößen geeignet und nicht für Optimierungsaufgaben, bei denen die Ermittlung optimaler Auslegungsgrößen das Ziel ist. Das Auftreten der Auslegungsgrößen als Entscheidungsvariablen in allen Teilproblemen erfordert i.d.R. Kopplungsbedingungen und eine iterative Vorgehensweise.

Randbedingungen für den Anfang und das Ende des Planungszeithorizontes

Bei zeitschrittübergreifenden Nebenbedingungen muss beachtet werden, dass die eingehenden Variablen, je nach Formulierung (Verknüpfung der Zeitschritte t und $t - 1$ oder $t + 1$ und t), vor dem ersten oder nach dem letzten Zeitschritt des betrachteten Zeitraumes nicht definiert sind. Daher wird bspw. für den Wärmespeicher die Be- und Entladung für den Zeitschritt nicht zugelassen, in dem diese über die diskretisierte Energiebilanz (5.37) nicht erfasst werden kann. Darüber hinaus wird Gleichheit des Wärmespeicherfüllstandes für den Anfang und das Ende des Jahres gefordert und ein Anfangsfüllstand vorgeben. Alternativ kann für die entsprechenden Gleichungen ein Zirkelbezug hergestellt werden, der den letzten Zeitschritt des Jahres mit dem ersten verknüpft.

Skalierung

Der verwendete Lösungsalgorithmus IBM ILOG CPLEX führt zwar eine vom Anwender beeinflussbare, automatische Skalierung durch, dennoch ist es hilfreich bei der Implementierung des Optimierungsproblems darauf zu achten, dass die Werte der Koeffizienten und Definitionsbereiche der Variablen möglichst innerhalb weniger Zehnerpotenzen liegen. Auf diese Weise wird eine bessere Konditionierung der Matrix erreicht, und dadurch ein besseres Lösungsverhalten.

6 Eingangsdaten

Nachfolgend sind die Eingangsdaten aufgeführt, mit denen das in Kapitel 5 beschriebene Modell parametrisiert wird, um die in Kapitel 7 dargestellten und diskutierten Ergebnisse zu erhalten.

6.1 Fernwärmenachfrage und Heizkurve

Wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, ist die Prognose oder Erzeugung synthetischer Fernwärmelastgänge nicht trivial, da realitätsgetreue Lastgänge von einer Vielzahl von Faktoren abhängig sind. Daher werden in der vorliegenden Arbeit reale, historische Zeitreihen der Fernwärmenachfrage des Standortes Grosskraftwerk Mannheim der Jahre 2010 bis 2016 in stündlicher Auflösung genutzt. Deren Jahresdauerlinien sind in Abbildung 4.1 dargestellt, der zeitliche Verlauf der Stundenwerte ist exemplarisch in Abbildung 4.2 zu sehen, und die Jahreswärmearbeit und maximal auftretende Stundenleistung in Tabelle 4.2 wiedergegeben. In den Abbildungen 7.12 und A.9 sind die Speicherzyklen der einzelnen Monate und zusätzlich die Tagesmittelwerte der Fernwärmenachfrage für die betrachteten Jahre aufgetragen. In Abbildung A.6 im Anhang sind die Amplitudengänge der Zeitreihen aufgeführt, die den Tagesgang sichtbar machen, der im Vergleich zum Jahresgang sehr gering ausfällt.

Die Vorlauftemperatur wird, wie in Kap. 4.1.2 beschrieben über die Heizkurve in Abhängigkeit von der Außentemperatur vorgegeben. Hierbei ist die in den technischen Anschlussbedingungen (TAB) dokumentierte Heizkurve als minimal einzuhaltende Vorlauftemperatur zu verstehen. In der Praxis wird diese oftmals überfahren, um bspw. hydraulische Netzengpässe zu vermeiden bzw. die Speicherkapazität des Fernwärmenetzes zu nutzen, s. Abschnitt 3.2.4. Die Abweichungen der gefahrenen Vorlauftemperaturen von der über die Heizkurve vorgegebenen ist bspw. in [64, Abb. 2.6] für Mannheim (GKM) und in [266, Abb. 2.11] für ein Teilnetz von Berlin zu sehen. In der vorliegenden Arbeit wird die in Abbildung 4.3 gestrichelt dargestellte Heizkurve für Mannheim, ab GKM verwendet, womit diese konsistent zu den genutzten Zeitreihen der Fernwärmenachfrage ist.

6.2 Strompreise

Für die Untersuchungen in Kapitel 7 werden die stündlichen Strompreise des Day-Ahead Spotmarktes (EPEX SPOT) der Jahre 2010 bis 2016 verwendet. Im Vergleich zum Intra-Day Spotmarkt sind die Handelsvolumina am Day-Ahead-Markt deutlich größer, womit dieser eine solidere Grundlage für den über die Zeit variablen Marktwert elektrischer Energie widerspiegelt.

Die Jahresmittelwerte der Strompreise (Baseloadpreise) und die mittlere Strompreistagespreizung (08:00 - 20:00 / 20:00 - 08:00) für die betrachteten Jahre sind in Abbildung 1.1 zusammen mit den variablen Kosten der Stromerzeugung dargestellt. In Abbildung 6.1 werden jeweils die „Jahresdurchschnittswoche“⁵⁶ (a) und die Preisdauerlinie (b) dargestellt, um die Struktur der Strompreiszeitreihen zu verdeutlichen. Der mittlere Jahres-, Wochen-, Tages und Halbtagesgang der Strompreise kann den Amplitudengängen der Strompreise aus Abbildung A.5 im Anhang entnommen werden.

Neben den hier dargestellten historischen Strompreisen werden in den Abschnitten 7.3.3 und 7.3.4 zum einen modifizierte Strompreise auf Basis des Jahres 2016 und zum anderen prognostizierte Marktbedingungen für das Jahr 2035 für Sensitivitätsanalysen verwendet. Die Darstellung dieser Eingangsdaten ist in den Abschnitten A.3.1 und A.3.2 im Anhang zu finden.

⁵⁶Mittelwert des Strompreises für jede der 168 Wochenstunden aus allen Jahreswochen.

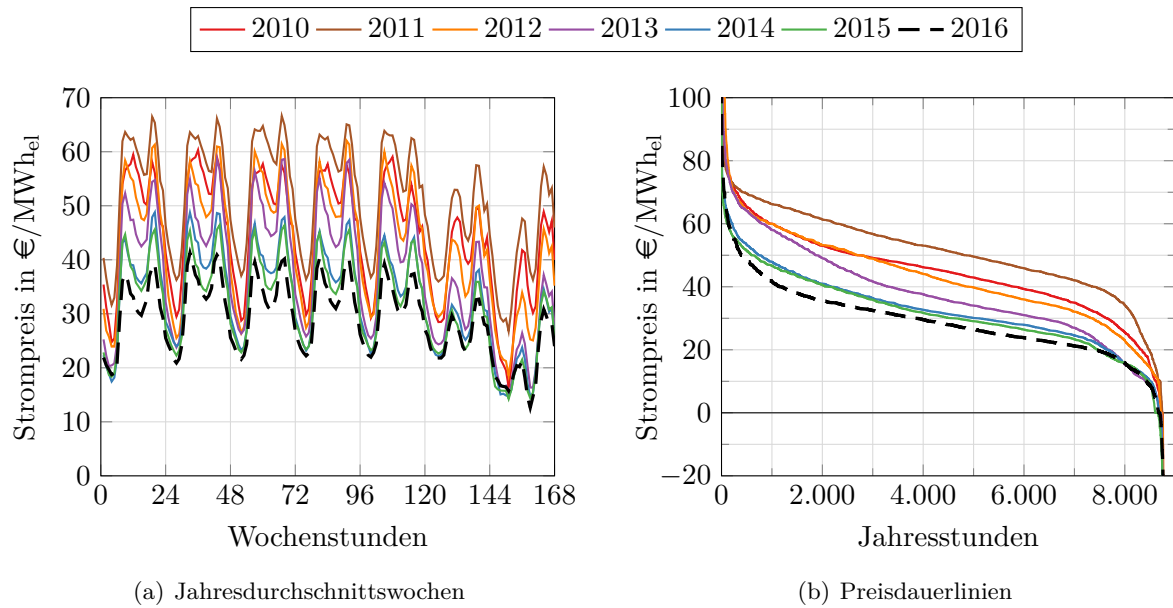


Abbildung 6.1: Aggregierte Darstellung der Strompreise (EPEX SPOT, Day-Ahead) von 2010 bis 2016, Datenquelle: [85]

6.3 Betriebscharakteristika der Heizkraftwerksblöcke

Die für die Parametrierung der Heizkraftwerksblöcke in den Gleichungen (5.4) bis (5.12) genutzten Kenngrößen sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst und werden im Folgenden erläutert. Im Anschluss sind die resultierenden Betriebsbereiche und charakteristischen Betriebspunkte der Heizkraftwerksblöcke in Abbildung 6.3 und Tabelle 6.2 aufgeführt.

Fernwärmeengpassleistung

Die Fernwärmeengpassleistung $\bar{Q}$ wird für die vier verschiedenen Heizkraftwerkstypen identisch gewählt, damit diese im Fernwärmesystem den gleichen KWK-Leistungsanteil besitzen und somit die Ergebnisse vergleichbar sind. Neben der Vorgabe als maximale Wärmeauskopplung in Gleichung (5.10) wird die Fernwärmeengpassleistung genutzt, um iterativ die nominelle elektrische Leistung im (theoretischen) Kondensationsbetrieb $P_{\text{kond}}^{\text{max}}$ so zu wählen, dass die Restriktion (5.10) bei einer Vorlauftemperatur von 100 °C gerade nicht greift, sondern erst bei höheren Vorlauftemperaturen aktiv wird, s. Abbildung 6.3 und Tabelle 6.2.

Tabelle 6.1: Parametrierung der Heizkraftwerksblöcke

HKW-Typ	$\bar{Q}$ in MW _{th}	$\eta_{\text{el,kond}}^{\text{max}}$ in %	$\eta_{\text{el,kond}}^{\text{min}}$ in %	$P_{\text{kond}}^{\text{min}}/P_{\text{kond}}^{\text{max}}$ in %	k _V in %	k _K in %	T ₀ in K	T _Q Ansatz
DKW-EK	150	40	36	35	11,5	10	303,15	ΔT_{ln}
DKW-GD	150	40*	36*	35*	11,5	-	303,15	ΔT_{ln}
GuD-EK	150	55	45	30	10,0	10	303,15	ΔT_{ln}
GuD-GD	150	55*	45*	30*	10,0	-	303,15	ΔT_{ln}

* theoretischer Kondensationsbetrieb, s. Abb. 6.3(b)

Die unterschiedlichen Anlagencharakteristika wirken sich bei dieser Vorgehensweise entsprechend auf die elektrische Nominalleistung bzw. Stromkennziffer aus, die neben den variablen Erzeugungskosten (GuD / DKW) und der Flexibilität im Betrieb (EK / GD) ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der Anlagentypen darstellen.

Elektrische Wirkungsgrade

Die elektrischen Wirkungsgrade werden mit 40 % für die Dampfheizkraftwerke und 55 % für die GuD-Anlagen derart gewählt, dass sie repräsentativ für eine vergleichsweise kleine Blockgröße von Bestandsanlagen sind. Tatsächlich streuen die el. Wirkungsgrade von KWK-Anlagen recht stark, je nach Alter und Blockgröße: Große Stand-der-Technik-Kraftwerksblöcke weisen heutzutage Wirkungsgrade auf, die rund sechs Prozentpunkte höher sind, als die hier angenommenen, s. Abbildung 4.4. Aus den durchschnittlichen Stromkennzahlen von deutschen Heizkraftwerken in Tabelle 4.1 wird deutlich, dass die elektrischen Wirkungsgrade vieler KWK-Anlagen niedriger sind, als die hier angenommenen, vgl. auch die Stromkennzahlen in Tabelle 6.2. Die Gegendruckanlagen werden mit den gleichen el. Wirkungsgraden für den theoretischen Kondensationsbetrieb parametrisiert, womit eine, bis auf die Art der Wärmeauskopplung, gleiche Technologie⁵⁷ unterstellt wird. Auch diese Festlegung dient der Vergleichbarkeit der Ergebnisse.

Die elektrische Mindestleistung und der Wirkungsgrad in Mindestlast orientieren sich an Literaturangaben, die in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, und in Tabelle A.7 zusammengefasst sind. Für die GuD-Anlagen wird die el. Mindestleistung mit 30 % der Maximalleistung im unteren Bereich der Literaturangaben gewählt, damit die minimale Wärmeauskopplung von einem GuD-Gegendruckblock ≤ 50 % der maximalen Wärmeauskopplung beträgt. Auf diese Art ist eine durchgehende Wärmeversorgung mit KWK-Anlagen zwischen minimaler Wärmeauskopplung von einem Block und maximaler Auskopplung von bis zu drei Blöcken möglich. Bei einer höheren el. Mindestlast und entsprechend höheren minimalen Wärmeauskopplung würde sich zwischen der maximalen Auskopplung eines Blockes und der minimalen Wärmeauskopplung von zwei GuD-Gegendruckblöcken eine Lücke ergeben. Diese würde den Einsatz des Heizwerkes in dem System ohne Wärmespeicher erzwingen und den Vorteil der Wärmespeicherung entsprechend höher ausfallen lassen.

Verluste und minimale Durchströmung der Dampfturbine

Die durch k_V berücksichtigten energetischen Verluste werden über die in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen und nach Abbildung 4.5 bilanzierten Verlustterme bestimmt. Die Verluste des Dampferzeugers bzw. Abhitzekeessels werden mit 8 % der Brennstoffleistung angenommen und summieren sich mit den Generatorverlusten, sonstigen Wärmeverlusten und dem Anteil des Eigenbedarfs, der nicht in den Prozess zurückgeführt wird zu 10 % für die GuD-Anlagen und 11,5 % für die Dampfheizkraftwerke.

Die minimale Dampfdurchströmung der Niederdruckstufen einer Entnahmekondensationsturbine, die mit k_K in die Gleichung (5.8) eingeht, wird basierend auf den Angaben von [215, S. 156] und [109, S. 53 ff.] mit 10 % des Nominalmassenstroms parametrisiert.

Stromverlustkennziffer

Die Stromverlustkennziffer k_{SVK} wird in dieser Arbeit mit Hilfe des Carnot-Faktors (Gl. 5.12) bestimmt, womit zur Parametrierung die Temperatur T_0 und die Berechnungsvorschrift für T_Q festzulegen sind. Wie nachfolgend gezeigt, wird durch die Wahl von $T_0 = 303,15$ K und die Verwendung der logarithmischen Temperaturdifferenz aus Vor- und Rücklauftemperatur nahezu

⁵⁷Frischdampfparameter, Anzahl der Vorwärmer beim DKW, el. Wirkungsgrad der Gasturbine beim GuD-HKW, Wirkungsgrad des Dampferzeugers bzw. Abhitzekeessels, etc.

die in [264] beschriebene Charakteristik eines flussgekühlten Heizkraftwerkes mit Entnahmekondensationsdampfturbine und mehrfacher Heizwassererwärmung beschrieben. Darüber hinaus entspricht diese Vorgehensweise der vom AGFW in [6, S. 14] (im Kontext der Allokation von CO₂-Emissionen) vorgeschlagenen Methode für Anlagen ohne Stromverlust⁵⁸. Gegendruckanlagen, für die in dieser Arbeit ein theoretischer Kondensationsbetrieb zugrunde gelegt wird, fallen unter die KWK-Anlagen ohne Stromverlust.

Winkens gibt in [264, S. 70] für unterschiedliche Heizkraftwerkstypen mit einem bis vier Heizkondensatoren aus Regressionsanalysen ermittelte Gleichungen zur Bestimmung der Stromverlustkennzahl in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperatur an.⁵⁹ Diese Abhängigkeit ist in Abbildung 6.2 für ein Heizkraftwerk mit Flusskühlung (FK) und eines mit Kühlturm (KT), jeweils mit einem oder vier Heizkondensatoren als Funktion der Vorlauftemperatur für eine Rücklauftemperatur von 60 °C dargestellt. Zusätzlich ist das Ergebnis unter Nutzung des Carnot-Faktors und der in Tabelle 6.1 aufgeführten Temperatur des Hauptkondensators von 30 °C ($T_0 = 303,15 \text{ K}$) und der logarithmischen Temperaturdifferenz $\Delta T_{\ln}$ aus Vor- und Rücklauftemperatur, sowie zum Vergleich nur der Vorlauftemperatur T_{VL} als Temperatur der Wärmeauskopplung T_Q dargestellt.

Zum einen fällt auf, wie stark die Anzahl der Heizkondensatoren und die Art der Rückkühlung die Stromverlustkennzahl beeinflussen. Zum anderen zeigt die Grafik, dass mit dem Carnot-Faktor und einer geeigneten Wahl der Rückkühltemperatur eine zufriedenstellende Abhängigkeit der Vorlauftemperatur möglich ist und über die Art der Bestimmung der Temperatur der Wärmeauskopplung die Modellierung einer einstufigen oder drei- bis vierfachen Heizwassererwärmung erfolgen kann.

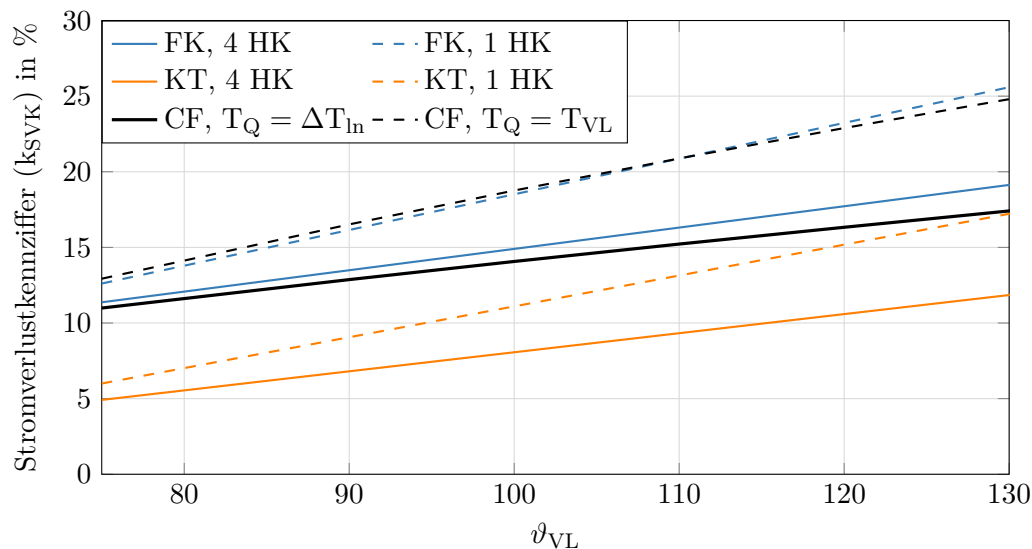


Abbildung 6.2: Stromverlustkennzahl über Vorlauftemperatur ϑ_{VL} ($\vartheta_{RL} = 60 \text{ °C}$), Datengrundlage für Literaturangaben (FK und KT): [264, S. 70]

⁵⁸Die informative Begründung für die Wahl von $T_0 = 303,15 \text{ K}$ ist hier: Dies entspräche „der Kondensationstemperatur, die unter den durchschnittlichen klimatischen Bedingungen Deutschlands bei Abgabe der Wärme über einen Kühlturm erreichbar ist“.

⁵⁹In [23, S. 48 ff., 58] werden für Dampfheizkraftwerke mit Frischdampfparametern von 192 bar und 536 °C (ZÜ: 538 °C) und einem Druck im Hauptkondensator von 50 mbar, sowie Anzapf-Kondensationsturbinen und zwei- bis drei Heizkondensatoren bei einer Rücklauftemperatur von 50 °C Stromverlustkennzahlen von 8,9 bis 10,2 % bei einer Vorlauftemperatur von 90 °C bzw. 12,0 bis 12,4 % bei 130 °C angegeben.

Betriebsbereiche und Betriebspunkte der Heizkraftwerksblöcke

Aus der in Abschnitt 5.2 beschriebenen Modellierung und der in Tabelle 6.1 aufgeführten Parametrierung ergeben sich die in Abbildung 6.3 dargestellten Betriebsbereiche (P, $\dot{Q}$ -Diagramme) der Heizkraftwerksblöcke. In Tabelle 6.2 sind für die Eckpunkte der Betriebsbereiche die elektrische und thermische Leistung, sowie die Stromkennzahl, die Steigung der Begrenzungen, der elektrische Wirkungsgrad und der Brennstoffausnutzungsgrad angegeben; zur Definition der Kenngrößen s. Abschnitt 4.3.1.

Die Betriebsbereiche in Abbildung 6.3 sind für eine Erwärmung des Heizwassers von Rücklauf-temperatur auf drei unterschiedliche Vorlauftemperaturen dargestellt. Neben der unterschiedlichen Steigung zwischen Betriebspunkten mit gleicher Brennstoffleistung ($\overline{AB}$ bzw. $\overline{DE}$ in Abb. 6.3(a)), die betragsmäßig der Stromverlustkennziffer entspricht, ist auch die Abhängigkeit der Gegendrucklinie ($\overline{CD}$) von der Temperatur der Wärmeauskopplung zu sehen. Eine Wärmeauskopplung bei höherer Temperatur erhöht das Druckniveau der Dampfentnahmen bzw. des Gegendrucks, womit sich die Gegendrucklinie zu niedrigerer Stromerzeugung und höherer Wärmeauskopplung verschiebt. Durch die Berücksichtigung mehrerer Wärmeauskopplungen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus entspricht die dargestellte Temperaturabhängigkeit der (über die Wärmeleistungen) gemittelten Temperatur aus Vorlauf- und Speichertemperatur (98 °C). Die Aufheizung von Speichertemperatur auf eine höhere Vorlauftemperatur weist entsprechend der logarithmischen Temperaturdifferenz der Aufheizung höhere Stromverlustkennziffern auf, als die hier dargestellten.

Sowohl in den P, $\dot{Q}$ -Diagrammen, aber auch aus den Angaben in Tabelle 6.2 fällt die deutlich höhere Stromkennzahl der GuD-Anlagen auf, die sich durch den höheren elektrischen und entsprechend niedrigeren thermischen Wirkungsgrad ergibt, s. Gleichung (4.4). Beim Vergleich der Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen und Gegendruckturbinen zeigt sich eine geringfügig höhere Stromkennzahl der EK-Anlagen, die auf die minimale Wärmeabfuhr über den Hauptkondensator zurückzuführen ist. Neben dem Abfall des elektrischen Wirkungsgrades η_{el} bei sinkender Brennstoffleistung ist die Betrachtung des Brennstoffausnutzungsgrades ω auf der Gegendrucklinie bei den unterschiedlichen Anlagentypen aufschlussreich, insbesondere im Hinblick auf die Ergebnisse in Kapitel 7.2.4. Bei den Gegendruckanlagen führen die einzigen, und direkt proportional zur Brennstoffleistung steigenden, Abgas- und Wärmeverluste q_V naturgemäß zu einem konstanten Brennstoffausnutzungsgrad ($\omega = 1 - q_V$). Im Gegensatz dazu bewirkt der zusätzliche, als konstant vorausgesetzte, minimale über den Hauptkondensator abzuführende Wärmestrom bei den Entnahmekondensationsanlagen einen sinkenden Brennstoffausnutzungsgrad bei sinkender Brennstoffleistung. Die Abgas- und Wärmeverluste und die zusätzliche Wärmeabfuhr über den Hauptkondensator bei den Anlagen mit EK-Turbine haben zur Folge, dass der Brennstoffausnutzungsgrad bei Letzteren immer geringer ausfällt, als bei den GD-Anlagen.

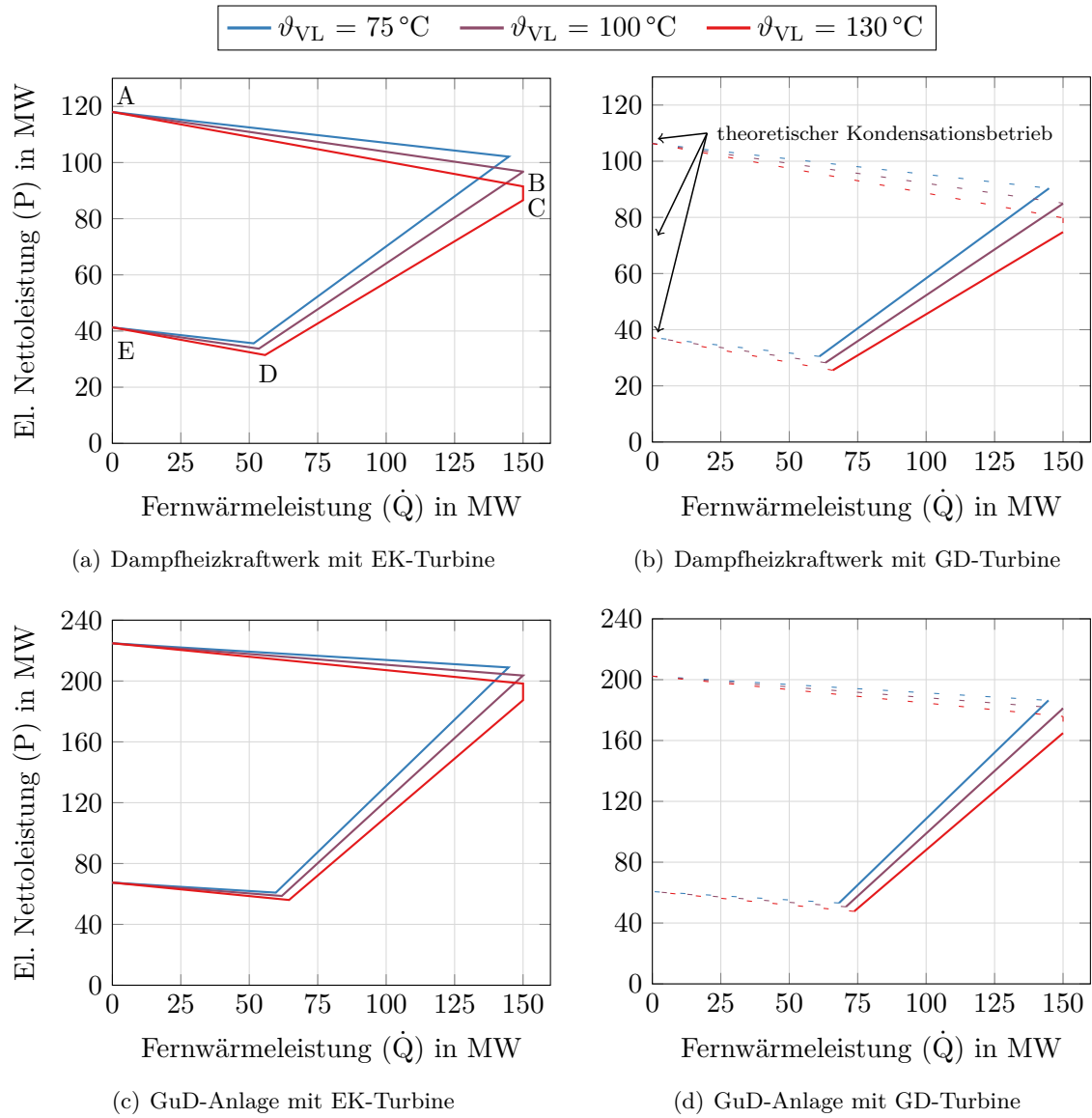


Abbildung 6.3: Betriebsbereiche ($P, \dot{Q}$ -Diagramme) der Heizkraftwerksblöcke, $\vartheta_{RL} = 60^\circ\text{C}$

Tabelle 6.2: Betriebspunkte der Heizkraftwerksblöcke

HKW-Typ	Betriebs- punkt	ϑ_{VL} in °C	P in MW _{el}	$\dot{Q}$ in MW _{th}	σ = $P/\dot{Q}$	$\frac{dP}{d\dot{Q}}$	η_{el} in %	ω in %
DKW-EK	A		118,0	0,0	-		40,0	40,0
	B	75	102,1	144,8	0,705	-0,110	34,6	83,7
	B	100	96,8	150,0	0,645	-0,142	32,8	83,7
	B	130	91,5	150,0	0,610	-0,177	31,0	81,9
	C	130	86,6	150,0	0,577		30,6	83,5
	D	75	35,6	51,6	(0,690)	+0,713	31,1	76,0
	D	100	33,7	53,5	(0,630)	+0,653	29,4	76,0
	D	130	31,5	55,8	(0,564)	+0,585	27,4	76,0
	E		41,3	0,0	-		36,0	36,0
DKW-GD	A*		106,3	0,0	-		40,0	40,0
	B	75	90,4	144,9	0,624		34,0	88,5
	B	100	85,1	150,0	0,567		32,0	88,5
	B	130	79,8	150,0	0,532		30,0	86,5
	C	130	74,8	150,0	0,498		29,5	88,5
	D	75	30,5	61,0	(0,500)	+0,713	29,5	88,5
	D	100	28,3	63,2	(0,447)	+0,655	27,3	88,5
	D	130	25,6	65,9	(0,388)	+0,585	24,7	88,5
	E*		37,2	0,0	-		36,0	36,0
GuD-EK	A		224,8	0,0	-		55,0	55,0
	B	75	208,9	144,7	1,444	-0,110	51,1	86,5
	B	100	203,6	150,0	1,357	-0,142	49,8	86,5
	B	130	198,3	150,0	1,322	-0,177	48,5	85,2
	C	130	187,4	150,0	1,249		48,0	86,3
	D	75	60,9	59,7	(1,019)	+1,742	40,6	80,5
	D	100	58,7	61,9	(0,948)	+1,645	39,1	80,5
	D	130	56,0	64,5	(0,868)	+1,537	37,4	80,5
	E		67,4	0,0	-		45,0	45,0
GuD-GD	A*		202,3	0,0	-		55,0	55,0
	B	75	186,4	147,7	1,262		50,7	90,0
	B	100	181,1	150,0	1,207		49,2	90,0
	B	130	175,8	150,0	1,172		47,8	88,6
	C	130	164,9	150,0	1,099		44,8	90,0
	D	75	53,2	68,2	(0,780)	+1,676	39,4	90,0
	D	100	50,7	70,7	(0,717)	+1,645	37,6	90,0
	D	130	47,7	73,7	(0,647)	+1,537	35,4	90,0
	E*		60,7	0,0	-		45,0	45,0

* theoretischer Kondensationsbetrieb, s. Abb. 6.3 (b)

6.4 Variable Kosten der Erzeugereinheiten

Die variablen Erzeugungskosten für den stationären Betrieb der Heizkraftwerksblöcke ergeben sich aus den Kosten für Bezug und Transport des Brennstoffes, den Kosten der entsprechenden CO₂-Zertifikate und den variablen Betriebs- und Wartungskosten. Da alle in Abhängigkeit des Brennstoffbedarfs beschrieben werden können, werden diese in Abschnitt 5.2 als brennstoffbezogene Kosten $\dot{K}_B$ zusammengefasst.

Die verwendeten Einfuhrpreise der Brennstoffe sowie die CO₂-Zertifikatepreise (EUA) sind für die Jahre 2010 bis 2016 in Tabelle 6.3 aufgeführt. Da die Transportkosten abhängig vom Standort der Anlage und bei Erdgas zusätzlich vom Bezugsprofil sind, werden vereinfacht gerundete Mittelwerte aus Literaturangaben [125, 144, S. 22] verwendet, die für Steinkohle 1 €/MWh_{HU} (8,141 €/t_{SKE}) und für Erdgas 2 €/MWh_{HU} betragen. Einfuhrpreise und Transportkosten werden in den Gleichungen (5.14) und (5.48) mit dem Koeffizienten k_B zusammengefasst. Die CO₂-Emissionsfaktoren (k_{EF}) betragen 0,342 t_{CO2}/MWh_{HU} für Steinkohle und 0,2016 t_{CO2}/MWh_{HU} für Erdgas [68]. Bei der ungekoppelten Wärmeerzeugung in Heizwerken ist zusätzlich die nicht rückerstattungsfähige Energiesteuer (k_{ES}) nach § 2 Abs. 3 Nr. 4 EnergieStG in Höhe von 5,5 €/MWh_{HU} zu berücksichtigen.

Neben den Brennstoffkosten und den Kosten für CO₂-Zertifikate sollten die variablen Betriebs- und Wartungskosten (O&M costs) in der Einsatzplanung berücksichtigt werden. In der Literatur findet man für steinkohlegefeuerte Dampfkraftwerke Kosten von 1 bis 2 €/MWh_{el} und für GuD-Anlagen 0,7 bis 3 €/MWh_{el} [103, 144, 248]. Aus den Kosten der Heißeilinspektion⁶⁰ einer Gasturbine können variable Betriebskosten von rund 2 bis 3 €/MWh_{el} abgeschätzt werden [196], womit die Kosten für eine GuD-Anlage geringfügig niedriger sein dürften.

Für die folgenden Untersuchungen werden die variablen Betriebskosten ($k_{O\&M,el}$) bei Dampfheizkraftwerken zu 1,5 €/MWh_{el} und bei GuD-Anlagen zu 2,5 €/MWh_{el} angenommen, wobei diese im Modell über die Feuerungsleistung einbezogen werden, um der Wärmeauskopplung Rechnung zu tragen, s. Gleichung (5.14). Für die anderen Komponenten des Fernwärmesystems werden keine variablen Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt.

Tabelle 6.3: Einfuhrpreise von Brennstoffen und CO₂-Zertifikatepreise [38, T 26 und T 26a]

Jahr	CO ₂ -Zertifikatepreis	Steinkohlepreis		Erdgaspreis	
	€/t _{CO2}	€/MWh _{HU}	€/t _{SKE}	€/MWh _{HU}	€/TJ _{HO}
2010	14,33	10,48	85,33	22,84	5.726
2011	12,96	13,14	106,80	28,46	7.133
2012	7,36	11,43	93,02	32,18	8.067
2013	4,47	9,72	79,09	30,54	7.656
2014	5,96	8,96	72,74	26,08	6.538
2015	7,68	8,34	67,95	22,41	5.618
2016	5,36	8,23	67,07	17,05	4.275

⁶⁰nach 24.000 bis 41.000 Betriebsstunden [150]

6.5 Anfahrkosten der Heizkraftwerksblöcke

Die Anfahrkosten eines Kraftwerkes setzen sich üblicherweise aus Verschleißkosten und brennstoffbezogenen Kosten zusammen. Letztere werden in den Anfahrkosten berücksichtigt, da dieser Brennstoff nicht zur Stromerzeugung genutzt werden kann, sondern primär für das Aufheizen der entsprechenden Komponenten auf Betriebstemperatur nötig ist. Somit ist der Anfahrbrennstoffbedarf abhängig von dem Auskühlgrad der Anlage und daher von der Stillstandszeit. In Tabelle A.4 im Anhang sind Literaturwerte für den Anfahrbrennstoffbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstypen zusammengefasst, aufgeteilt in Heiß- Warm- und Kaltstart⁶¹. Hierbei ist der Anfahrvorgang oftmals bis zum Erreichen der Nominalleistung definiert, da die Anlage im Modell vieler Autoren bereits ab dem ersten Zeitschritt nach einem Stillstand in Volllast betrieben werden kann. In dieser Arbeit wird der Anfahrvorgang in Anlehnung an [64] bis zum Erreichen der Mindestlast und Synchronisation des Blockes mit dem Stromnetz definiert und deshalb über Gleichung (5.35) gefordert, dass der Block bei einem Startvorgang eine Stunde in Mindestlast betrieben wird. Daher werden die in [64] aus mehreren steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerksblöcken ermittelten Anfahrbrennstoffmengen für Haupt- und Anfahrbrennstoff⁶² verwendet, die geringer ausfallen, als die in Tabelle A.4 aufgeführten. In Analogie dazu werden für GuD-Anlagen Werte verwendet, die dem unteren Bereich der Literaturangaben entsprechen, s. Tabelle 6.4. Für einen niedrigeren Anfahrbrennstoffbedarf, als den in Tabelle A.4 aufgeführten spricht zudem, dass bei Heizkraftwerken ein Teil des zum Anfahren benötigten Brennstoffes zur Fernwärmeerzeugung genutzt werden kann, womit dieser etwas geringer ausfällt, als bei Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung [196].

Die Verschleißkosten resultieren aus thermisch induzierten Spannungen im Material, die den Alterungsprozess der betroffenen Komponenten beschleunigen. Bei Gasturbinen werden die Starts mit 10 bis 20 äquivalenten Betriebsstunden (EOH, equivalent operating hours) bewertet [21, 150], womit aus den variablen Betriebs- und Wartungskosten eine Abschätzung der verschleißbedingten Anfahrkosten zu ca. 30 €/MW_{el} möglich ist. Für steinkohlegefeuerte Heizkraftwerke wird in Anlehnung an die dena-Netzstudie [69] mit 5 €/MW_{el} gerechnet, s. auch Tabelle A.5.

Mit den oben angegebenen Einfuhrpreisen und Transportkosten, sowie den Kosten von CO₂-Emissionszertifikaten und den in Tabelle 6.4 aufgeführten Parametern zur Ermittlung der Anfahrkosten ergeben sich für das Jahr 2016 und ein steinkohlegefeuertes Dampfkraftwerk Anfahrkosten von 12,80 €/MW_{el} für einen Heißstart und 30,93 €/MW_{el} für einen Kaltstart. Bei der

Tabelle 6.4: Parameter zur Ermittlung der Anfahrkosten

	Steinkohle-HKW	GuD-HKW	Einheit
Heißstart			
Verschleiß	5	30	€/MW _{el}
Steinkohle	0,25		MW _{hHU} /MW _{el}
Erdgas	0,25	1	MW _{hHU} /MW _{el}
Kaltstart			
Verschleiß	5	30	€/MW _{el}
Steinkohle	0,6		MW _{hHU} /MW _{el}
Erdgas	1	2	MW _{hHU} /MW _{el}

⁶¹Üblicherweise wird ein Start nach bis zu 8 Stunden Stillstand als Heißstart eingestuft, bei 8 bis 48 Stunden als Warmstart und nach längerer Stillstandszeit als Kaltstart [47, S. 40] [230, S. 24] [65, S. 19].

⁶²Der Anfahrbrennstoff für Kohlekraftwerke kann Erdgas oder schweres Heizöl sein. In dieser Arbeit wird Erdgas als Anfahrbrennstoff angenommen.

GuD-Anlage betragen die Werte $50,13 \text{ €/MW}_{\text{el}}$, respektive $70,26 \text{ €/MW}_{\text{el}}$. Implementiert werden die Anfahrkosten mit Ansatz 3 (Gleichungen 5.16 und 5.21 bis 5.24), der eine exponentielle Auskühlung approximiert. Die Kosten eines Heißstarts sollen nach einer Stillstandszeit von 6 Stunden anfallen, womit $k_{\text{AK}, \text{K}}$ in Gleichung (5.21) so gewählt werden muss, dass sich die Heißstartkosten $k_{\text{AK}, \text{HS}}$, entsprechend des in Abbildung 5.2 dargestellten Verlaufs, aus $k_{\text{AK}, \text{K}} + 0,23 \cdot (k_{\text{AK}, \text{KS}} - k_{\text{AK}, \text{K}})$ ergeben: $k_{\text{AK}, \text{K}} = (k_{\text{AK}, \text{HS}} - 0,23 \cdot k_{\text{AK}, \text{KS}}) / (1 - 0,23)$. Die Kosten des Kaltstarts werden durch $k_{\text{AK}, \text{KS}}$ vorgegeben und die maximale Auskühlzeit τ_{KS} zu 48 Stunden gewählt. Die Anfahrkosten werden bei Entnahmekondensationsanlagen auf die elektrische Leistung im Kondensationsbetrieb bezogen und bei Gegendruckanlagen auf die des theoretischen Kondensationsbetriebs.

6.6 Minimale Stillstands- und Betriebszeiten

Minimale Stillstands- und Betriebszeiten werden in Modellen oftmals genutzt, um unrealistisch kurze Einsatzzeiten oder Auszeiten von Kraftwerksblöcken zu vermeiden, insbesondere wenn keine Anfahrkosten berücksichtigt werden. Aus technischer Sicht sind sie bei modernen Kraftwerken und einer zeitlichen Diskretisierung von einer Stunde pro Zeitschritt im mathematischen Modell nur selten begründet [78, S. 95]. Bei besonderen Feuerungskonzepten, wie bspw. Schmelzkammerfeuerung oder Wirbelschichtfeuerung sollten sie berücksichtigt und entsprechend hoch gewählt werden. Ansonsten sollten realitätsnah gewählte Anfahrkosten einen unrealistischen Betrieb verhindern. In Tabelle A.6 im Anhang sind Literaturwerte zusammengefasst, die für Dampfkraftwerke zwischen 2 und 16 Stunden und für GuD-Anlagen zwischen 1 und 10 Stunden streuen.

Da in der vorliegenden Arbeit Anfahrkosten berücksichtigt werden, wird die minimale Stillstands- und Betriebszeit gering gewählt und für Dampfheizkraftwerke zu 4 Stunden bzw. für GuD-Anlagen zu 2 Stunden gesetzt und mit Ansatz 1 (Gl. 5.29 und 5.30) implementiert.

6.7 Lastrampen von (Heiz-) Kraftwerksblöcken

Die maximalen Lastrampen von Dampfkraftwerken und GuD-Anlagen betragen rund 2 % der Nominalleistung pro Minute oder mehr (s. Abschnitt 4.3.2 und Tab. A.2), womit der gesamte Bereich zwischen Mindest- und Maximalleistung in deutlich unter einer Stunde durchfahren werden kann. Somit können die maximalen Leistungsänderungen bei der gewählten Zeitschrittlänge von einer Stunde nicht aufgelöst werden, s. auch [78, S. 86] und [92, S. 9].

Als maximale Brennstoffleistung nach einem Stillstand (Anfahrvorgang) wird in der vorliegenden Arbeit jedoch über Gleichung (5.35) die Mindestlast $\underline{B}$ gefordert, um eine Anfahrлаstrampe zu approximieren.

6.8 Wärmespeicher

Für die Parametrierung des Wärmespeichers sind neben der Kapazität die Temperaturen der warmen und kalten Schicht festzulegen, die Isolation und Geometrie des Wärmespeichers und die minimale Be- und Entladezeit.

Da drucklose Verdrängungsspeicher betrachtet werden, wird die Temperatur der warmen Schicht ϑ_{SP} zu 98°C gewählt, während für die kalte Schicht die Rücklauftemperatur ϑ_{RL} mit 60°C angesetzt wird. Als Richtwert für die Isolation dient die Mindestanforderung aus der Förderung von Wärmespeichern im KWKG mit 15 W/m^2 – theoretisch durch eine 20 cm dicke Isolierung mit Mineralwolle zu erreichen – womit sich ein Wärmedurchgangskoeffizient k_α von $0,23 \text{ W/(m}^2\text{K)}$ ergibt, s. Abschnitt 3.3.1. Die für die Fläche der Außenhülle relevanten Größen Durchmesser k_D und Höhe $\overline{H_W}$ ergeben sich aus der Kapazität des Speichers für ein angenommenes Höhen-

zu-Durchmesser-Verhältnis von eins unter Berücksichtigung einer Grenzschichtdicke $k_{H,GS}$ von 3 m, s. Abschnitt 3.3.2. Die Kapazität wird für die Untersuchungen zwischen 0,5 und 16 Stunden Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen variiert (225 bis 7.200 MWh_{th}). Als minimale Be- und Entladezeiten (k_{SP}^{BL} und k_{SP}^{EL}) werden 6 Stunden vorgegeben, die in Abschnitt 3.2.6 als kleinste Werte (best case) von realisierten Projekten identifiziert wurden.

6.9 Heizwerk

Das Heizwerk wird durch den thermischen Wirkungsgrad η_{th} bzw. den spezifischen Brennstoffbedarf (Zusatzbrennstoffbedarf = $1/\eta_{th}$) k_{ZBB} und eine untere $\underline{\dot{B}}$ und obere $\overline{\dot{B}}$ Grenze der Brennstoffleistung charakterisiert. Als Wirkungsgrad wird der vom AGFW [10, S. 18] angegebene Jahresausnutzungsgrad für Heizwerke von 88 % angesetzt, während die Grenzen so gewählt werden, dass sie nicht beschränkend sind.

Der Zusatzbrennstoffbedarf k_{ZBB} beträgt somit $1,136 \text{ MW}_{HU}/\text{MW}_{th}$, die untere Grenze $\underline{\dot{B}}$ wird zu Null gesetzt und die obere Grenze $\overline{\dot{B}}$ auf die maximal auftretende Fernwärmenachfrage.

6.10 Fernwärmenetzpumpen

Für die Berechnung der Pumpleistung wird in Gleichung (5.50) die spezifische Pumparbeit $k_{FW,P_{spz}}$ benötigt und in Gleichung (5.52) die Stromsteuer $k_{P,ST}$, sowie bei Fremdstrombezug die Zusatzkosten des Strombezuges aus dem Netz der öffentlichen Stromversorgung $k_{P,FB}$. Die spezifische Pumparbeit wird aus der isentropen Pumparbeit für Wasser als inkompressibles Fluid (ca. $0,102 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{bar})$), einem Pumpenwirkungsgrad⁶³ von 70 % und einer angenommenen Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf von 10 bar berechnet. Für die Stromsteuer wird nach § 3 StromStG⁶⁴ der reguläre Satz angesetzt. Die Zusatzkosten für Strombezug aus dem Stromnetz werden in Anlehnung an [99, S. 51] aus den Netzentgelten, sowie den Umlagen und Abgaben (Konzessionsabgaben, Offshore-Haftungsumlage, StromNEV-Umlage, KWK-Umlage und KWK-Umlage) bestimmt.

Für die spezifische Pumparbeit $k_{FW,P_{spz}}$ ergibt sich ein Wert von $1,46 \text{ kJ}/\text{kg}$ und für die Zusatzkosten des Strombezuges aus dem Netz $k_{P,FB}$ im Jahr 2016 ein Wert von $102,70 \text{ €/MWh}_{el}$, während die Stromsteuer $20,50 \text{ €/MWh}_{el}$ beträgt.

⁶³Der Pumpenwirkungsgrad berücksichtigt den isentropen und mechanischen Wirkungsgrad, sowie den Wirkungsgrad des Antriebsmotors.

⁶⁴Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 888) geändert worden ist

7 Ergebnisse und Diskussion

Inhaltlich werden in diesem Kapitel die drei Kernfragestellungen 1. Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern (Abschnitt 7.1), 2. Mechanismen des Einsatzes von Wärmespeichern (Abschnitt 7.2.2) und Veränderung des Betriebes der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung (Abschnitt 7.2.4) behandelt. Darüber hinaus zeigt ein Vergleich der Stromerzeugung von Kraftwerken und Heizkraftwerken in Abschnitt 7.2.1 die Notwendigkeit Heizkraftwerke zu flexibilisieren und der Vergleich von Stromspeichern und Wärmespeichern als funktionale Stromspeicher in Abschnitt 7.2.3 die Unterschiede und Gemeinsamkeiten der zwei Speichertechnologien. In Abschnitt 7.3 folgen Sensitivitätsanalysen bzgl. wichtiger Eingangsdaten, in Abschnitt 7.4 eine kritische Diskussion des gewählten methodischen Ansatzes, bevor abschließend in Abschnitt 7.5 der Vergleich der Ergebnisse mit dem Stand der Forschung durchgeführt wird.

7.1 Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Fernwärmespeichern

In Abschnitt 3.2.7 wird auf Basis von acht realisierten Projekten aus den Jahren 2011 bis 2016 der Investitionsaufwand für Fernwärmespeicher aufgeführt. Es zeigt sich, dass die spezifischen Kosten im Bereich von 8 bis 20 T€/MWh_{th} liegen und keine erkennbare Kostendegression mit steigender Speicherkapazität festzustellen ist. Die Kostenspanne ergibt sich vielmehr aus standortspezifischen Anforderungen der Einbindung des Wärmespeichers, die sich in der erforderlichen Peripherie bemerkbar machen.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Ermittlung der betriebswirtschaftlich optimalen Dimensionierung muss der im Weiteren als Deckungsbeitrag bezeichnete monetäre Vorteil durch den Betrieb des Fernwärmesystems mit Wärmespeicher dem Investitionsaufwand gegenübergestellt werden. Der Deckungsbeitrag des Wärmespeichers ergibt sich jeweils aus der Differenz der Zielfunktion (Wärmerestkosten des Gesamtsystems, s. Gl. 5.53) einer Rechnung mit Wärmespeicher und der Referenzrechnung, die bis auf den fehlenden Wärmespeicher identisch modelliert und parametrisiert ist. In Abbildung 7.1 sind die spezifischen Deckungsbeiträge der Wärmespeicher für die vier betrachteten Heizkraftwerkstypen und die historischen Marktbedingungen der Jahre 2010 bis 2016 (s. Abb. 1.1, Abb. 6.1 und Tab. 6.3) über der Speicherkapazität aufgetragen. Die Ergebnisse wurden für die Speicherkapazitäten von 0,5, 1, 2, 4, 8 und 16 Stunden der Wärmeengpassleistung der Heizkraftwerksblöcke bestimmt (225, 450, 900, 1.800, 3.600 und 7.200 MWh_{th}) und mit einem interpolierten Linienverlauf dargestellt.

Der Verlauf der Kurven zeigt, dass der kapazitätsbezogene Deckungsbeitrag eines Fernwärmespeichers mit steigender Kapazität drastisch sinkt. Dies ist hauptsächlich auf die mit steigender Kapazität sinkende Anzahl der (ökonomisch induzierten) Jahresvollzyklen zurückzuführen, die in Abbildung 7.2 dargestellt sind. Während ein vergleichsweise kleiner Speicher ca. 200 bis 500 Mal pro Jahr vollständig be- und entladen wird⁶⁵, sinkt dieser Wert für die größte untersuchte Speicherkapazität auf unter 50 Zyklen pro Jahr. Eine Aufteilung des Deckungsbeitrages in die Bestandteile i) Anzahl der Vollzyklen und ii) spezifischer monetärer Beitrag der zwischengespeicherten thermischen Energie ist in Abschnitt 7.2.2, Tabelle 7.1 zu finden.

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass der Deckungsbeitrag des Wärmespeichers abhängig vom betrachteten Heizkraftwerkstyp und den zugrunde gelegten ökonomischen Rahmenbedingungen ist. Grundsätzlich fällt der Deckungsbeitrag für die unflexibleren Gegendruckanlagen (a, c) – bei jeweils nahezu gleicher Anzahl an Jahreszyklen – höher aus, als für die flexibleren Entnahmekondensationsanlagen (b, d). Bei Letzteren kann auch ohne Wärmespeicher für eine gegebene Wärmeauskopplung zwischen einem Betrieb mit möglichst niedriger oder möglichst

⁶⁵Die Anzahl der Be- und Entladevorgänge ist höher, da nicht bei jedem Vorgang die gesamte Kapazität genutzt wird.

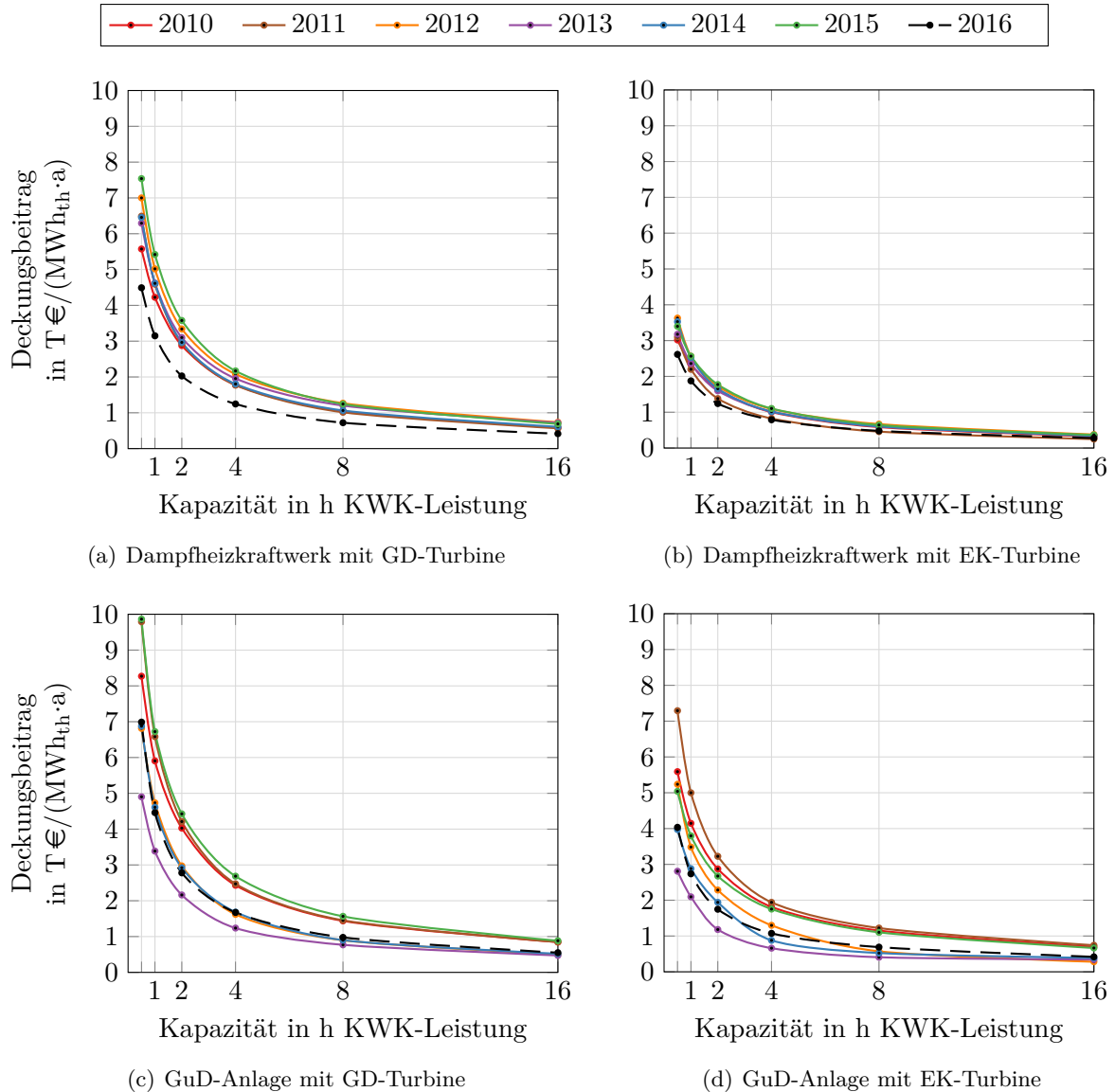


Abbildung 7.1: Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers über Speicherkapazität

hoher Stromerzeugung gewählt, und somit auf das Strompreissignal reagiert werden, während bei Gegendruckanlagen erst durch die Wärmespeicherung eine von der Fernwärmefachfrage unabhängige Stromerzeugung möglich wird, s. Betriebsbereiche in Abbildung 6.3. Bei Strompreisen oberhalb der variablen Stromerzeugungskosten ergeben sich aus der Betriebscharakteristik für Gegendruckanlagen sehr niedrige (negative) Wärmerestkosten, wohingegen die Wärmekosten bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen durch die Opportunitätskosten des Stromverlusts vergleichsweise hoch sind, s. Abbildungen 4.8 und 4.9. Dadurch ist der ökonomische Hebel der Wärmespeicherung bei hohen Strompreisen für Gegendruckanlagen deutlich größer, als bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine.

Die Abhängigkeit des Deckungsbeitrages von den zugrunde gelegten Jahresszenarien ist bei den GuD-Anlagen (c,d) deutlicher ausgeprägt, als bei den Dampfheizkraftwerken (a,b). Das ist primär auf die brennstoffbezogenen Kosten und Strompreise zurückzuführen, bzw. den daraus resultierenden Wärmerestkosten der KWK-Anlagen und den Wärmekosten der Heizwerke. Abbildung 1.1 zeigt, dass sich die Differenz aus Strompreis und variablen Stromerzeugungskosten (clean spark / dark spread) im Zeitraum 2010 bis 2016 für GuD-Anlagen deutlich stärker

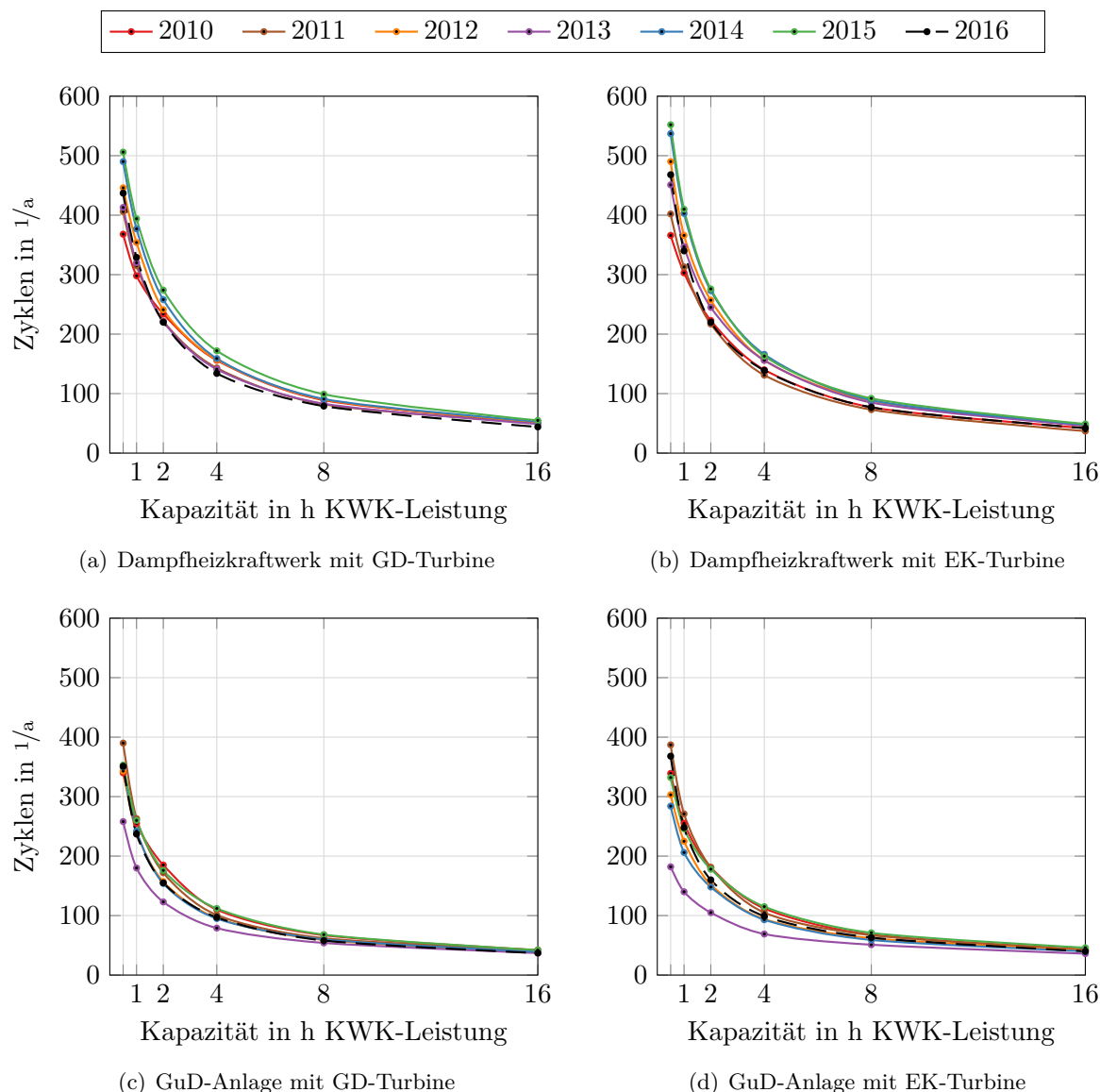


Abbildung 7.2: Zyklen des Wärmespeichers über Speicherkapazität

verändert haben, als für Dampf(heiz)kraftwerke. Die Wärmerestkosten der vier unterschiedlichen Fernwärmesysteme ohne Wärmespeicher für die Jahre 2010 bis 2016 in Tabelle A.9 spiegeln diesen Sachverhalt ebenso wider und zeigen zusätzlich, dass die Wärmerestkosten der GuD-Anlagen viel näher an den hohen Wärmekosten des Heizwerkes liegen, als es bei den kohlegefeuerten Heizkraftwerken der Fall ist.

Während Letztere über ein vergleichsweise großes Strompreisspektrum niedrigere Wärmerestkosten besitzen, als das erdgasgefeuerte Heizwerk, ist das entsprechende Strompreisspektrum bei GuD-Anlagen aufgrund der höheren Stromkennzahl und den höheren brennstoffbezogenen Kosten deutlich kleiner, vgl. Abschnitt 4.4, Abbildungen 4.8 und 4.9. Das führt dazu, dass die Dampfheizkraftwerke nahezu unabhängig vom Strompreis die Wärmebereitstellung übernehmen, während dies bei dem Energiesystem mit GuD-Anlagen oftmals ökonomisch bedingt durch das Heizwerk geschieht. Dementsprechend ist die Verdrängung des Heizwerkes durch Wärmespeicherung zum einen bei den GuD-Heizkraftwerken stärker von den Strompreisen abhängig und zum anderen deutlich ausgeprägter, als bei den untersuchten Dampfheizkraftwerken, wie in Abschnitt 7.2.4 anhand des KWK-Fernwärmedeckungsgrades dargestellt. Besonders hoch ist der

Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung bei den GuD-Anlagen für die Jahre 2010 und 2011, in denen die jahresmittleren Wärmerestkosten des Gesamtsystems ohne Wärmespeicher deutlich niedriger sind, als die des Heizwerkes (s. Tab. A.9) und die KWK-Anlagen eine entsprechend hohe Anzahl an Volllaststunden aufweisen, vgl. Abschnitt 7.2.4. In den Jahren 2013 und 2014 liegen die Wärmerestkosten des Gesamtsystems nur geringfügig unterhalb der Wärmekosten des Heizwerkes, womit der Einsatz des Wärmespeichers zur Heizwerkverdrängung einen geringeren Deckungsbeitrag generiert. Der Einfluss des Strompreisniveaus sowie der Volatilität der Strompreise auf den Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung wird in Abschnitt 7.3.3 genauer untersucht.

Der schwache Einfluss der Jahresszenarien auf den Deckungsbeitrag bei den Dampfheizkraftwerken (a, b) hingegen, deutet darauf hin, dass die unterschiedlichen Zeitreihen der Fernwärmenachfrage einen geringen Einfluss auf das Ergebnis haben. Der vergleichsweise geringe Deckungsbeitrag für das Jahr 2016, der insbesondere bei dem Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine (a) heraussticht, ist eine Folge der niedrigen Erdgaspreise in dem Jahr, womit die Verdrängung des erdgasgefeuerten Heizwerkes durch zwischengespeicherte KWK-Wärme weniger Deckungsbeitrag generiert, als bei den höheren Erdgaspreisen der Vorjahre, s. dazu Tabellen 6.3 und A.9.

Eine starke Veränderung der Fernwärmenachfrage bzw. des KWK-Leistungsanteils wird in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 7.3.1 vorgenommen. Für eine detaillierte Aufteilung des Deckungsbeitrags auf die Reduktion der Wärmerestkosten durch i) Heizwerkverdrängung und ii) eine Verlagerung der KWK-Wärmeproduktion in günstigere Stunden, sei auf Abschnitt 7.2.2 verwiesen. Der Vorteil der Wärmespeicherung als Veränderung der Jahreswärmerestkosten des Gesamtsystems (statt als Deckungsbeitrag des Speichers) ist in Tabelle A.10 exemplarisch für das Jahr 2016 aufgeführt.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Ermittlung der betriebswirtschaftlich optimalen Dimensionierung wird im Folgenden die statische Amortisationszeit und der Jahresgewinn⁶⁶ betrachtet. Eine niedrige Amortisationszeit geht mit einem hohen internen Zinsfuß einher und spiegelt ein geringes Risiko bzw. eine hohe Rendite wider. Die Investitionsentscheidung auf Basis der Amortisationszeit oder Rendite zu treffen ist insbesondere bei begrenztem Kapital sinnvoll, um dies bestmöglich einzusetzen. Ist das zur Verfügung stehende Kapital dagegen nicht begrenzt, ist es zweckmäßig den Gewinn oder Barwert der Investition zu maximieren.

Für die Berechnung der statischen Amortisationszeit und des Gewinns in Abbildung 7.3 wurde der arithmetische Mittelwert der Deckungsbeiträge aus den Jahren 2010 bis 2016 verwendet, die in Abbildung 7.1 dargestellt sind.⁶⁷ Die statische Amortisationszeit ergibt sich aus dem Quotienten von Investitionsaufwand (mit jeweils 8 bzw. 20 T€/MWh_{th}, vgl. Tab. 3.2) und dem mittleren, jährlichen Deckungsbeitrag; der Gewinn aus dem Deckungsbeitrag abzüglich des annualisierten Investitionsaufwandes. Letzterer wird mit einem Annuitätenfaktor von 0,1 berücksichtigt, was einer rechnerischen Nutzungsdauer von 20 Jahren mit einem Zinssatz von 7,75 % p.a., respektive einer Nutzungsdauer von 10 Jahren mit einem Zinssatz von 0 % p.a. entspricht⁶⁸.

Wie bereits aus den Deckungsbeiträgen ersichtlich, wird aus den aggregierten Ergebnissen in Abbildung 7.3 deutlich, dass die Wärmespeicherung bei den untersuchten Heizkraftwerken mit Gegendruckcharakteristik (rot und blau) lukrativer ist, als bei denen mit Entnahmekondensationsturbinen (orange und grün). Ferner weisen die Dampfheizkraftwerke (rot und orange) für die getroffenen Annahmen ggü. den GuD-Anlagen (blau und grün) eine geringfügig niedrigere Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicherung auf.

⁶⁶auch Deckungsbeitrag II

⁶⁷Eine Berücksichtigung des Zeitwertes des Geldes würde die Deckungsbeiträge der ersten Jahre stärker gewichten, als die der letzten, was an dieser Stelle nicht sinnvoll erscheint.

⁶⁸Aus diesem Grund wird der Gewinn in Abb. 7.3 (b) gerade bei der Speicherkapazität gleich Null, bei der die statische Amortisation in Abb. 7.3 (a) zehn Jahre beträgt.

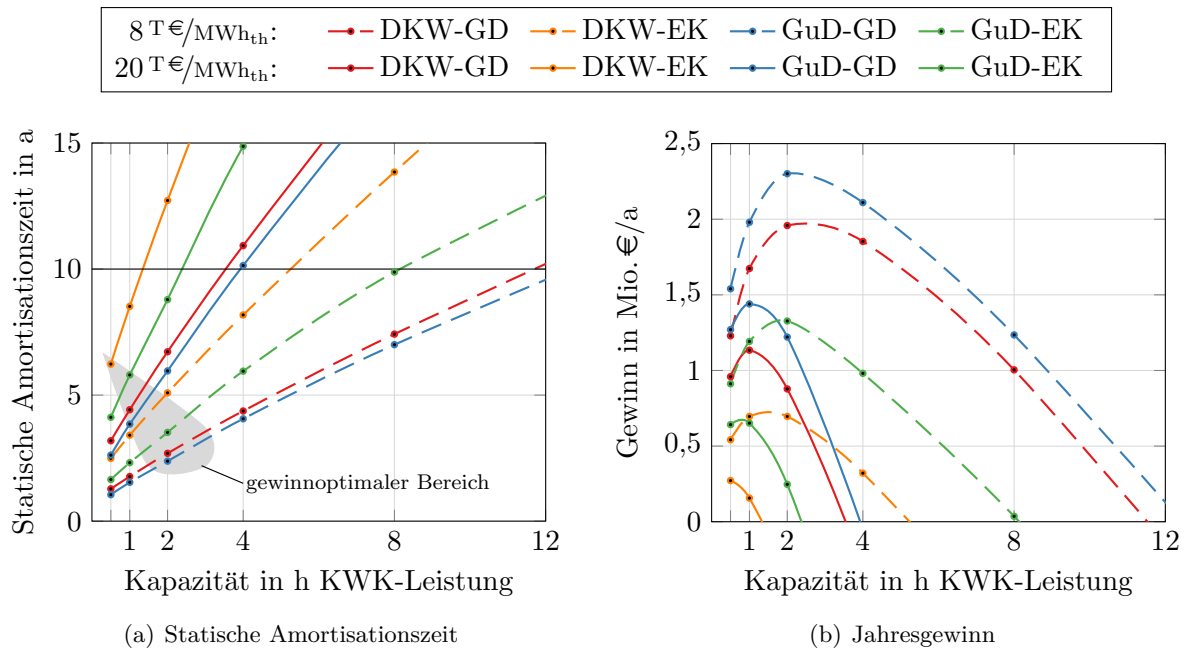


Abbildung 7.3: Statische Amortisationszeit und Jahresgewinn des Wärmespeichers über Speicherkapazität für Investitionskosten von 8 und 20 T€/MWh_{th} und auf Basis der Deckungsbeiträge der Jahre 2010 bis 2016, Gewinn mit einem Annuitätenfaktor von 0,1 berechnet

Darüber hinaus zeigt sich, dass die Amortisationszeit nicht geeignet ist, um eine optimale Speicherkapazität zu bestimmen, da diese sich nahezu proportional zur Kapazität verhält, und somit eine möglichst kleine Speichergröße nahelegt. Es kann lediglich eine maximal zulässige Amortisationszeit definiert werden und daraus die maximal akzeptable Speicherkapazität abgeleitet werden: Für bspw. zehn Jahre ergeben sich, je nach Typ der KWK-Anlage und Kosten des Wärmespeichers, Kapazitäten zwischen etwas über 1 und bis zu 12 Stunden der Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen.

Wird der Jahresgewinn als Kriterium genutzt, lässt sich eine gewinnmaximierende Speicherkapazität bestimmen. Diese kann für die untersuchten Fälle im Bereich zwischen 0,5 und 2 bis 3 Stunden der Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen eingegrenzt werden, abhängig vom Anlagentyp und dem spezifischen Investitionsaufwand. Die gewinnoptimalen statischen Amortisationszeiten betragen hierbei 2,5 bis 6,2 Jahre. Eine weitere wichtige Aussage, die sich aus Abbildung 7.3 (b) ableiten lässt, ist, dass die Optima vergleichsweise flach verlaufen, und somit eine Speicherkapazität, die etwas höher oder niedriger ist, als die optimal ermittelte, zu einem nur geringfügig kleineren Jahresgewinn führt. Somit gilt es bei der Dimensionierung von Wärmespeichern eher einen betriebswirtschaftlich vernünftigen Bereich für ein bestimmtes Erzeugersystem zu bestimmen, zumal die Investitionsentscheidung ohnehin auf historischen oder prognostizierten Eingangsdaten beruht.

Die in Abschnitt 4.2.2 beschriebene finanzielle Förderung von Wärmespeichern über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz beträgt 250 €/m³ (für 30 % der Investition) oder ca. 5 T€/MWh für die hier angenommene Temperaturdifferenz von 38 K im Wärmespeicher. Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Förderung entweder ein betriebswirtschaftlich fragwürdiges Projekt über die Hürde der Wirtschaftlichkeit heben kann, oder bei einem ohnehin attraktiven Projekt die optimale Speicherkapazität erhöht. Darüber hinaus reduziert die Förderung das mit der Investition verbundene Risiko und motiviert die Entscheidungsträger sich mit der Investition in Wärmespeicher auseinanderzusetzen, wie die Vielzahl realisierter Projekte der letzten Jahre zeigt.

7.2 Betriebsweise und Nutzen von Fernwärmespeichern

Bevor der Einsatz von Wärmespeichern im Detail analysiert wird, erfolgt im nächsten Abschnitt zunächst ein Vergleich der Stromerzeugung von KWK-Anlagen und vergleichbaren Kraftwerken.

7.2.1 Vergleich des Betriebs von Kraftwerken und Heizkraftwerken

Für den folgenden Vergleich wird mit den Modellen der Entnahmekondensationsanlagen und ohne Vorgabe einer Fernwärmenachfrage die Betriebsweise von vergleichbaren Kraftwerken ermittelt und mit der von den Heizkraftwerken ohne Wärmespeicher verglichen. Die Ergebnisse sind als elektrische Volllaststunden über dem Strompreis aufgetragen – für die steinkohlegefeuerten Dampf(heiz)kraftwerke in Abbildung 7.4 und für die GuD-Anlagen in Abbildung 7.5. Zusätzlich ist die Häufigkeit der im betrachteten Jahr 2016 auftretenden Strompreise dargestellt, um die Volllaststunden in Relation dazu setzen zu können.

Die steinkohlegefeuerten Dampf(heiz)kraftwerke besitzen ohne Wärmeauskopplung variable Stromgestehungskosten, die in Volllast 29,16 €/MWh_{el}, und in Mindestlast 32,08 €/MWh_{el} betragen, vgl. auch Abbildung 4.9. Ist die Anlage in Betrieb, betragen die Grenzkosten der Stromerzeugung einer weiteren Einheit (nur aus dem Zusatzbrennstoffbedarf k_{ZBB} in Gl. 5.1) 27,26 €/MWh_{el}. Für das Kraftwerk ist der Anstieg der Stromerzeugung ab diesem Preis deutlich zu erkennen⁶⁹, während die KWK-Anlagen auch bei Strompreisen unterhalb von 27 €/MWh_{el} viele Volllaststunden aufweisen. Bei dem Heizkraftwerk mit EK-Turbine steigen die Volllaststunden ab den Kosten einer weiteren Erzeugungseinheit, wie beim Kraftwerk, und erreichen bei Strompreisen über 33 €/MWh_{el} annähernd die Häufigkeit der Stunden mit dem entsprechenden Strompreis; die Abweichung nach unten ergibt sich aus dem Stromverlust der Wärmeauskopplung. Bei der Gegendruckanlage ist die Fernwärmenachfrage für die Stromerzeugung limitierend, womit auch bei rentablen Strompreisen die Anlage nicht ausgefahren werden kann und die Volllaststunden im Bereich von 27 bis ca. 45 €/MWh_{el} entsprechend niedriger sind. Das Dampfkraftwerk kommt für die getroffenen Annahmen auf 4.537 Volllaststunden bei mittleren Stromerlösen von 40,62 €/MWh_{el}, die Gegendruckanlage auf 4.807 Stunden und 30,48 €/MWh_{el}, und das Heizkraftwerk mit EK-Turbine auf 5.935 Stunden und 31,58 €/MWh_{el}. In Abschnitt 7.2.4 werden die mittleren Stromerlöse der Heizkraftwerke mit und ohne Wärmespeicher aller untersuchten Jahre bezogen auf den jeweiligen Baseloadpreis (= Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils) miteinander verglichen.

Die Grenzkosten der Erzeugung einer weiteren Einheit betragen für die GuD-Anlagen 35,04 €/MWh_{el}, wie aus dem kleinen, sprunghaften Anstieg der elektrischen Volllaststunden des Kraftwerkes in Abbildung 7.5 zu sehen ist.⁷⁰ Durch die hohen Erzeugungskosten weist das GuD-Kraftwerk nur 1.104 Volllaststunden mit mittleren Stromerlösen von 48,06 €/MWh_{el} auf, wohingegen die KWK-Anlagen rd. 4.000 Volllaststunden mit ca. 34 €/MWh_{el} im Einsatz sind. Im Gegensatz zu den Dampfheizkraftwerken fällt eine deutliche Absenkung der Stromerzeugung der beiden GuD-Heizkraftwerke ab einem Strompreis unterhalb von ca. 20 €/MWh_{el} auf. Unterhalb dieses Preises sind die Wärmerestkosten der GuD-Anlagen höher, als die Wärmekosten des Heizwerkes, wodurch die Fernwärmenachfrage hauptsächlich durch Letzteres gedeckt wird und die KWK-Anlagen abgeschaltet werden, s. auch Abbildungen 4.8, 4.9 und 7.9.

Der Vergleich der Stromerzeugung von Heizkraftwerken und Kraftwerken gleicher Technologie zeigt deutlich, dass KWK-Anlagen fernwärmebedingt auch bei niedrigen Strompreisen betrieben werden, bei denen ein vergleichbares Kraftwerk abgeschaltet werden würde. Ferner zeigt dieser Vergleich bereits die Potentiale der Wärmespeicherung: Reduktion der Stromerzeugung von Heizkraftwerken bei niedrigen Strompreisen und Erhöhung dieser bei hohen Preisen, sowie Reduktion der Frischwärmeerzeugung aus Heizwerken, insbesondere bei Systemen mit GuD-Anlagen, in denen bei niedrigen Strompreisen die Wärmeerzeugung aus Heizwerken erfolgt.

⁶⁹Die Betriebsstunden bei Preisen unterhalb von 27 €/MWh_{el} sind auf die Berücksichtigung von Anfahrkosten und minimalen Stillstandszeiten zurückzuführen.

⁷⁰Die Erzeugungskosten der GuD-Anlage betragen in Volllast 39,10 €/MWh_{el} und in Mindestlast 46,78 €/MWh_{el}.

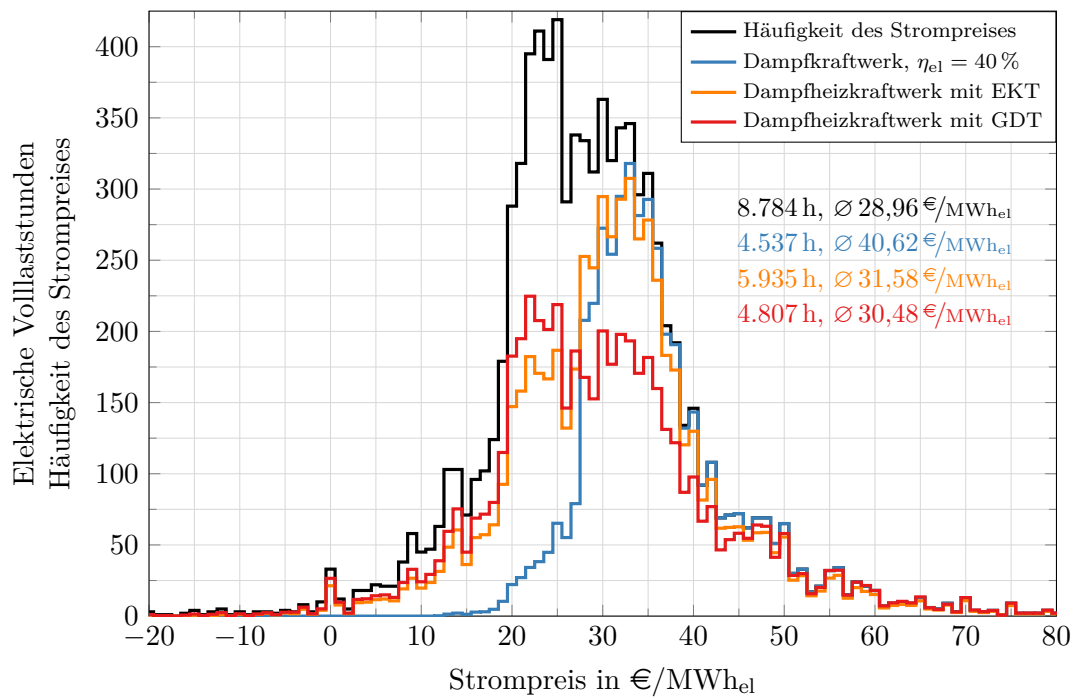


Abbildung 7.4: Volllaststunden der Stromerzeugung eines steinkohlegefeuerten Dampfkraftwerkes und Heizkraftwerkes über Strompreis, Jahr: 2016

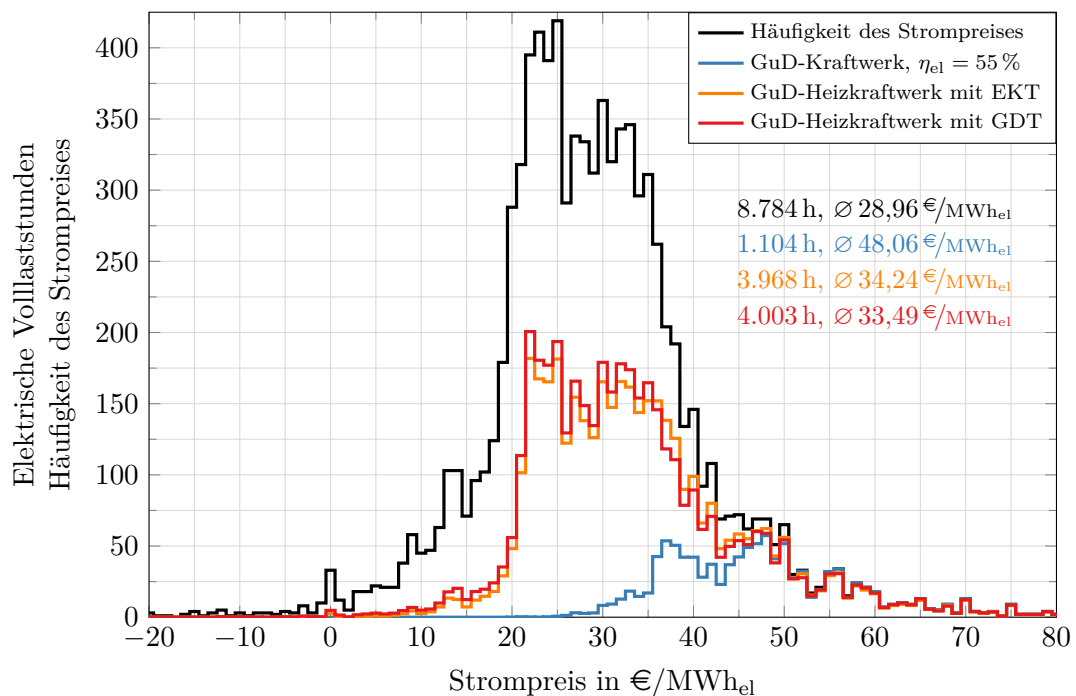


Abbildung 7.5: Volllaststunden der Stromerzeugung eines GuD-Kraftwerkes und Heizkraftwerkes über Strompreis, Jahr: 2016

7.2.2 Analyse des Betriebs von Fernwärmespeichern

Exemplarische Wochenbetrachtung

Bevor der Betrieb des Wärmespeichers auf Basis von aggregierten Jahresergebnissen analysiert wird, folgt zunächst die Betrachtung einer exemplarischen Woche.

In Abbildung 7.6 ist der Betrieb des Systems mit der Gegendruck-GuD-Anlage in der dritten Novemberwoche 2016 dargestellt – links ohne Wärmespeicher und rechts mit Wärmespeicher. Ohne Wärmespeicher wird die Fernwärmenachfrage gänzlich durch die KWK-Anlage gedeckt, sofern diese einerseits unterhalb der KWK-Wärmeengpassleistung von $450 \text{ MW}_{\text{th}}$ liegt, und andererseits der Strompreis oberhalb von ca. $20 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ ist, sodass die Wärmerestkosten der GuD-Anlage niedriger sind, als die Wärmekosten des Heizwerkes. Die Fernwärmenachfrage übersteigt die Wärmeengpassleistung des Heizkraftwerkes vom 14. bis zum 16.11. durchgängig und kurzzeitig am 16. und 19.11. Die Strompreise sind am 18. und 19.11. und ab dem 20.11. so niedrig, dass die Heizkraftwerksblöcke in Mindestlast gefahren werden und das Heizwerk einen Teil der Fernwärmeversorgung übernimmt.⁷¹ Mit Hilfe des Wärmespeichers werden die Spitzen der Fernwärmenachfrage am 16. und 19.11., sowie die Strompreistäler am 18. und 19.11. durch zuvor, bei höheren Strompreisen, eingespeicherte KWK-Wärme gedeckt. Hierbei steigt die Stromerzeugung bei der Beladung des Wärmespeichers entsprechend der Betriebscharakteristik (II), die in Abbildung 7.7 (links) schematisch dargestellt ist. Wird durch die Entladung des Wärmespeichers nicht ein Heizwerk verdrängt, sondern die KWK-Wärmeerzeugung reduziert, sinkt mit der Wärmeauskopplung auch die Stromerzeugung (I), wie für zwei Stunden am 17.11. (Abb. 7.6, rechts) zu sehen. Am 14.11. ist bei der Entladung des Wärmespeichers bei einer Vor-

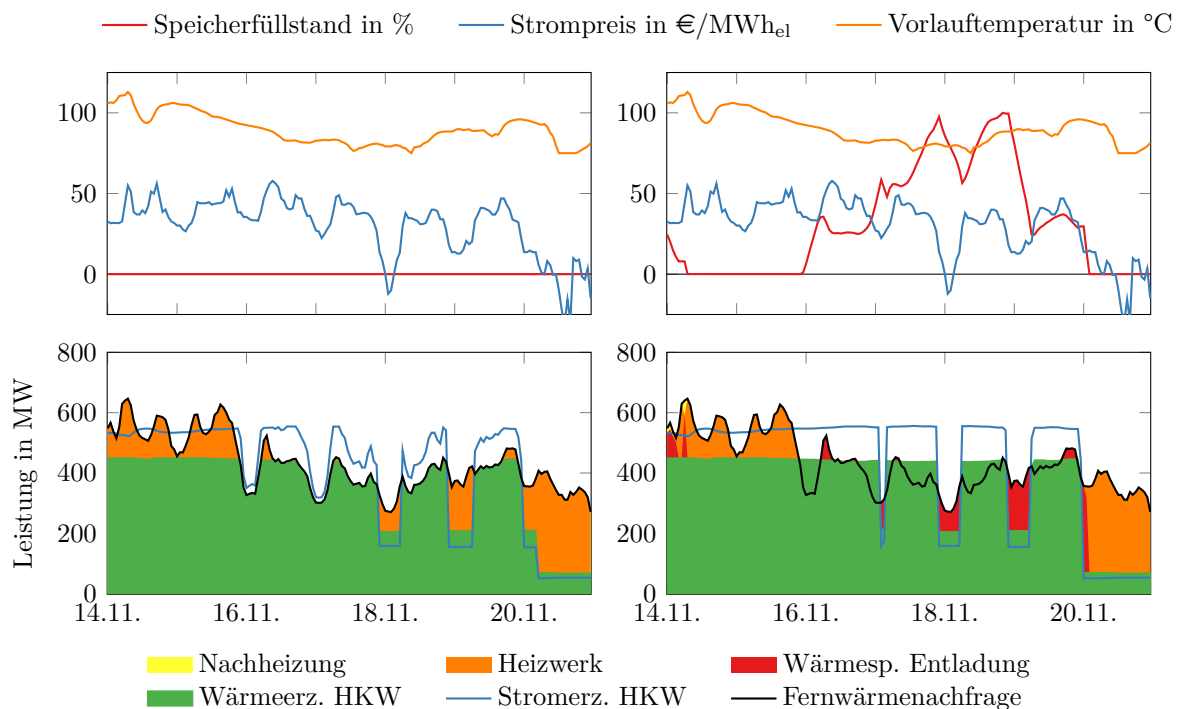


Abbildung 7.6: Betrieb der GuD-Anlage mit Gegendruckturbine, links ohne und rechts mit Wärmespeicher (4 h bzw. $1.800 \text{ MWh}_{\text{th}}$), Jahr: 2016

⁷¹ Am 18. und 19.11. werden drei Blöcke in Mindestlast gefahren, am 20.11. nur einer. Gegen das Abschalten von Blöcken sprechen die Anfahrkosten, sowie beim Abschalten des letzten Blocks die Kosten des Strombezuges für die Fernwärmenetzpumpen.

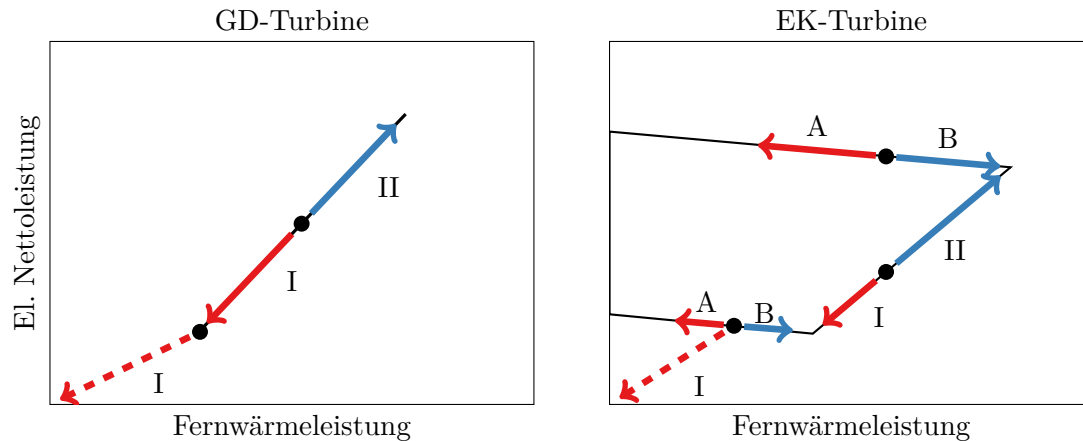
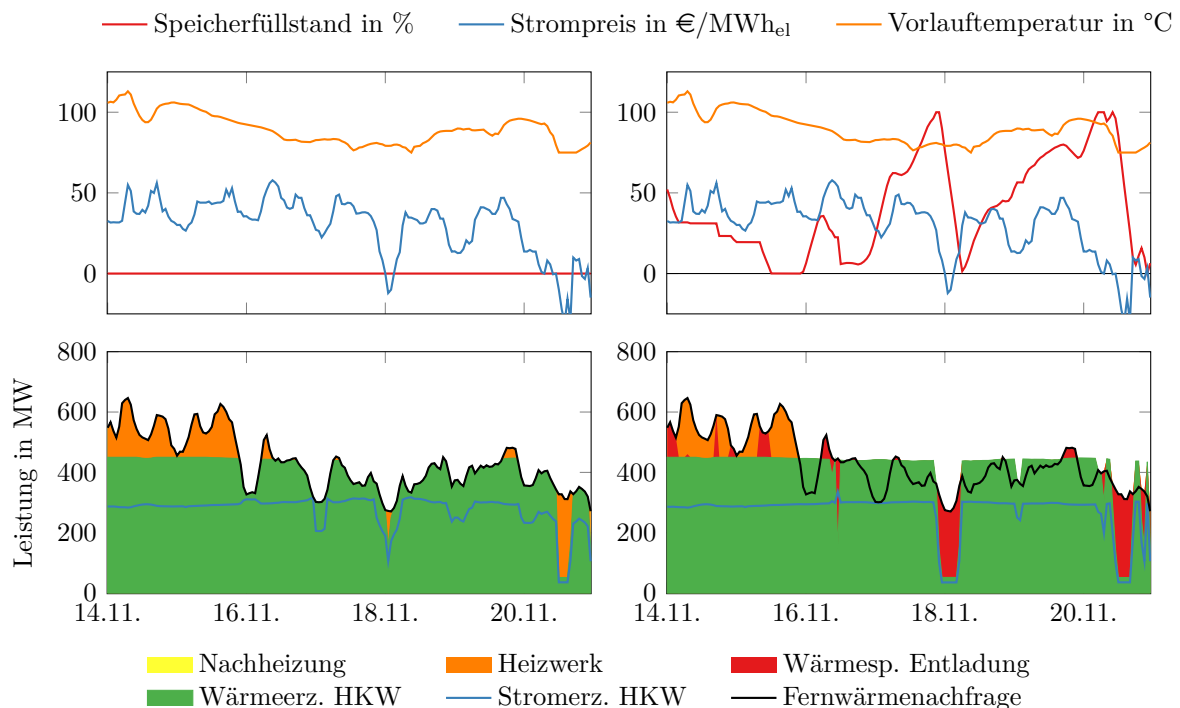


Abbildung 7.7: Veränderung der Betriebspunkte durch Wärmespeicherung

lauftemperatur oberhalb der Speichertemperatur der Einsatz der erdgasgefeuerten Nachheizung zu erkennen, die entsprechend der Modellierung (Abschnitte 5.2 und 5.7) den Temperaturhub von Speichertemperatur auf Vorlauftemperatur gewährleistet. Der Einsatz des Heizwerkes bei länger anhaltendem, hohen Fernwärmebedarf (14. und 15.11), sowie bei längerfristig niedrigen Strompreisen (ab dem 20.11.) kann mit dem Wärmespeicher nur in geringem Maße vermieden werden, da zum einen die Kapazität mit $1.800 \text{ MWh}_{\text{th}}$ limitierend ist und zum anderen die dafür nötige Beladung nicht möglich ist. Der Betrieb des GuD-Heizkraftwerkes mit Entnahmekondensationsturbine und Wärmespeicher (Abb. A.7 im Anhang A.4.2) ist sehr ähnlich. Lediglich für den Referenzfall ohne Wärmespeicher ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung bei hohen Stromprei-


Abbildung 7.8: Betrieb des Dampfheizkraftwerkes mit Entnahmekondensationsturbine, links ohne und rechts mit Wärmespeicher (4h bzw. $1.800 \text{ MWh}_{\text{th}}$), Jahr: 2016

sen nicht entsprechend der Gegendrucklinie der Wärmeproduktion folgt, sondern Betriebspunkte mit maximaler Stromerzeugung gefahren werden, s. Stromerzeugung am 17.11.

In Abbildung 7.8 ist der Betrieb des Systems für das steinkohlegefeuerte Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine dargestellt. Dieses weist im Vergleich zum GuD-Heizkraftwerk einerseits eine geringere Stromkennzahl auf, wodurch die elektrische Maximalleistung bei gleicher KWK-Wärmeengpassleistung geringer ist; andererseits sind die variablen Erzeugungskosten niedriger, weshalb die Wärmerestkosten der KWK-Anlage erst bei negativen Strompreisen (s. 18. und 20.11.) höher werden, als die Wärmekosten des Heizwerkes. Darüber hinaus ergibt sich durch die Betriebscharakteristik einer Entnahmekondensationsanlage ein weiterer Freiheitsgrad, wie in Abbildung 7.7 dargestellt: Die Veränderung des Betriebspunktes der KWK-Anlage durch Wärmespeicherung kann bei EK-Anlagen neben einer Verschiebung auf der Gegendrucklinie oder einer Abschaltung (I, II) auch eine erhöhte (A) oder verminderte (B) Stromerzeugung bei maximaler oder minimaler Feuerungsleistung zur Folge haben.⁷² Eine Betriebspunktveränderung durch Entladung des Speichers mit einer Reduktion der Wärmeauskopplung und gleichzeitiger Erhöhung der Stromerzeugung (A) ist in Abbildung 7.8 für eine Stunde des 16.11. zu sehen, in der der Strompreis über 50 €/MWh_{el} beträgt. Der Vollständigkeit halber ist in Abbildung A.8 der Betrieb des Dampfheizkraftwerkes mit Gegendruckturbine dargestellt.

Wärmekosten und Strompreise

Nach der exemplarischen Betrachtung des Einsatzes von Wärmespeichern während einer Woche, folgen Ergebnisauswertungen, mit dem Ziel die Triebkräfte und Systemauswirkungen der Wärmespeicherung herauszuarbeiten. In Abschnitt 4.4 sind anhand einer Auftragsplanung der Wärmekosten über dem Strompreis die grundlegenden Zusammenhänge zur Einsatzplanung von KWK-Anlagen und zum Einsatz von Wärmespeichern dargelegt.

Die gleiche grafische Darstellung wird in Abbildung 7.9 aufgegriffen, wobei hier die Wärmekosten der Beladung und die ersparten Wärmekosten der Entladung aus den Ergebnissen der Einsatzplanungsrechnungen für das Jahr 2016 als Einzelpunkte zu sehen sind. Sie ergeben sich aus der Differenz der stündlichen Wärmerestkosten der Gesamtsysteme mit und ohne Wärmespeicher, indem diese auf die stündliche Be- und Entladerarbeit bezogen, und dem Strompreis der entsprechenden Stunde zugeordnet werden⁷³. Die ersparten Wärmekosten der Entladung (rot) sind negativ dargestellt. Zusätzlich sind die bereits in den Abbildungen 4.8 und 4.9 dargestellten, analytischen Zusammenhänge für die Wärmerestkosten des Volllast- und Mindestlastbetriebes, sowie die Opportunitätskosten des Stromverlustes für EK-Anlagen eingezeichnet. Diese drei Zusammenhänge sind anzusetzen, wenn der entsprechende Betriebspunkt mit einem Fall verglichen wird, in dem diese Anlage nicht betrieben wird (ohne Wärmespeicher wird ein Block in dem entsprechenden Betriebspunkt gefahren und mit Wärmespeicher wird dieser Block abgeschaltet, oder umgekehrt). Wird durch die Wärmespeicherung lediglich der Betriebspunkt verändert, ohne dass ein Block An- oder Abgefahren wird, sind zum einen die Grenzkosten einer weiteren Erzeugungseinheit zu betrachten, statt den variablen Vollkosten⁷⁴, und zum anderen entsprechend dem Betriebsdiagramm (Abb. 6.3 oder 7.8) die Änderung der Strom- und Wärmeerzeugung zwischen

⁷²Bei Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen können prinzipiell auch Betriebspunkte innerhalb des Betriebsbereiches (und nicht auf dessen Grenzen) gefahren werden. Betriebspunkte innerhalb der Grenzen ergeben sich aus der Einsatzoptimierung jedoch nur durch Restriktionen der Lastrampen. Ansonsten wird bei maximaler Feuerungsleistung gefahren, sofern die Stromerzeugung einen positiven Deckungsbeitrag generiert und auf der Gegendrucklinie oder bei minimaler Feuerungsleistung, je nach Fernwärmebedarf, wenn der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung negativ ist.

⁷³Anfahrkosten werden in den stündlichen Wärmerestkosten der Gesamtsysteme für Abb. 7.9 nicht berücksichtigt, da diese nicht direkt einer Stunde bzw. einer Be- oder Entladung des Wärmespeichers zugeordnet werden können.

⁷⁴Die variablen Vollkosten ergeben sich aus dem Leerlaufbrennstoffbedarf k_{LBB} und dem Zusatzbrennstoffbedarf k_{ZBB} in Gl. 5.1, während die Grenzkosten einer weiteren Erzeugungseinheit sich nur aus dem Zusatzbrennstoffbedarf berechnen.

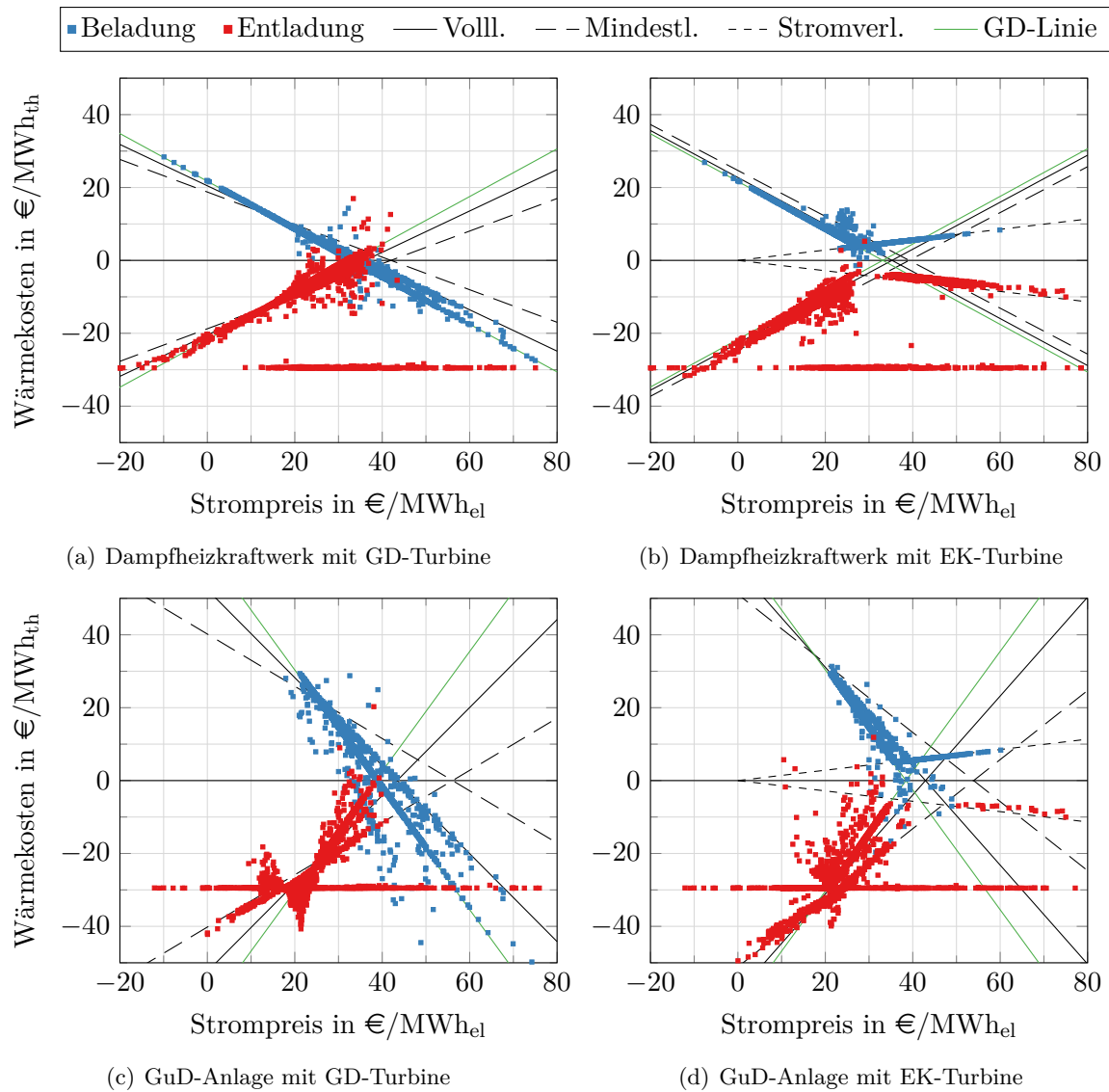


Abbildung 7.9: Wärmekosten der Beladung und ersparte Wärmekosten (negativ dargestellt) der Entladung des Wärmespeichers über Strompreis (Jahr: 2016, Speicherkapazität: 4 h bzw. 1.800 MWh_{th}) und analytische Zusammenhänge

den zwei Betriebspunkten zu berücksichtigen. Für eine Veränderung des Betriebspunktes auf der Gegendrucklinie ist die Differenz der Wärmerestkosten in Abb. 7.9 ebenfalls eingezeichnet (GD-Linie).

Für alle vier Heizkraftwerkstypen ist die Verdrängung des Heizwerkes durch Entladung des Wärmespeichers als horizontale Linie deutlich zu erkennen, da diese Betriebspunkte vermiedene Wärmekosten in Höhe von rd. 29 €/MWh_{th} aufweisen, die unabhängig vom Strompreis sind. Die kohlegefeuerten Dampfheizkraftwerke haben bei einem Strompreis von ca. -20 bis -5 €/MWh_{el} dieselben Wärmerestkosten wie das Heizwerk, wohingegen dieser Punkt bei den GuD-Anlagen im Bereich von 15 bis 25 €/MWh_{el} liegt.

Die aus den Ergebnissen des Einsatzplanungsmodells in Abbildung 7.9 dargestellten Punkte liegen gehäuft auf den Linien, die sich aus der analytischen Beschreibung der Zusammenhänge ergeben. Das kann zum einen als Validierung des Optimierungsmodells betrachtet werden, zeigt jedoch andererseits auch die Grenzen der analytischen Herangehensweise auf. Insbesondere

bei den GuD-Anlagen (c, d), bei denen sich die drei Linien der Betriebspunkte bzw. der Betriebspunktveränderung vergleichsweise stark voneinander unterscheiden, wird der Einfluss der Berücksichtigung sämtlicher Betriebspunktveränderungen und deren Häufigkeit, die sich aus der Einsatzoptimierung ergibt, deutlich. Darüber hinaus liefert die Einsatzoptimierung Punkte, die nicht auf den charakteristischen Linien liegen. Eine vergleichsweise geringe Abweichung ergibt sich durch die Abhängigkeit der Heizkraftwerkscharakteristika von der Vorlauftemperatur, die zwischen 75 °C und 130 °C variiert (vgl. Heizkurve in Abb. 4.3 und Betriebscharakteristika in Abb. 6.3). Die charakteristischen Linien sind für eine Temperatur der Wärmeauskopplung von 100 °C dargestellt, was näherungsweise der maßgeblichen Temperatur der Wärmespeicherung entspricht, jedoch nicht das variable Temperaturniveau der Wärmeauskopplung für den Referenzfall ohne Wärmespeicher repräsentiert. Eine größere Abweichung resultiert aus einer Verdrängung des Heizwerkes durch die Entladung des Wärmespeichers und einer zeitgleichen Veränderung der Wärmeauskopplung. Ein auffallendes Beispiel dafür ist bei den GuD-Anlagen im Bereich ähnlicher Wärmerestkosten und Wärmekosten des Heizwerkes zu sehen. Eine Beladung des Speichers und gleichzeitige Heizwerksverdrängung ergibt bei der GuD-Anlage mit Gegendruckturbine (c) Punkte, die nahe einer (gedachten) Linie liegen, die eine betragsmäßig größere Steigung aufweist, als die Charakteristik der Gegendrucklinie. Die größeren Abweichungen von den charakteristischen Linien treten demnach auf, wenn die Be- oder Entladearbeit des Speichers nicht nur die Wärmeerzeugung der KWK-Anlage oder des Heizwerkes beeinflusst, sondern die beider Anlagen gleichzeitig.

Anfahrkosten und minimale Stillstands- und Betriebszeiten führen dazu, dass die Wärmeversorgung kurzzeitig mit Hilfe der KWK-Anlage erfolgen kann, obwohl bei den vorliegenden Strompreisen die Wärmerestkosten höher sind, als die Wärmekosten des Heizwerkes. Mit Wärmespeicher kann es vorteilhaft sein, die KWK-Anlage für einen längeren Zeitraum abzuschalten, womit die vermiedenen Wärmerestkosten betragsmäßig höher ausfallen, als die Wärmekosten des Heizwerkes. Dieser Sachverhalt ist insbesondere bei den GuD-Anlagen zu beobachten, einerseits, weil deren Anfahrkosten vergleichsweise hoch sind, und andererseits, weil sich die ökonomische Einsatzreihenfolge zwischen den GuD-Anlagen und dem Heizwerk bei rund 20 €/MWh_{el} über das Jahr oft ändert, vgl. auch *Häufigkeit des Strompreises* in Abbildung 7.4.

Bei den Gegendruckanlagen (a, c) wird der Wärmespeicher oftmals bei sehr niedrigen bzw. negativen Wärmerestkosten beladen. Diese ergeben sich durch hohe Strompreise, bei denen die Gegendruckanlagen ohne Wärmespeicher nicht in Volllast betrieben werden können, da die Fernwärmefachfrage nicht hoch genug ist, vgl. auch *Volllaststunden der GD-Anlage* in Abbildung 7.4. Somit repräsentieren die Speicherbeladungen bei sehr niedrigen Wärmerestkosten das Ausfahren der Gegendruckanlagen bei hohen Strompreisen. Bei den Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen (b, d) steigen die Wärmekosten ab dem Strompreis, bei dem der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung positiv wird: ca. 27 €/MWh_{el} für das DKW (b) und ca. 35 €/MWh_{el} für das GuD (d). Ab dem Punkt werden die Anlagen bei maximaler Feuerungsleistung betrieben (s. auch Abb. 7.4, 7.5), und die Kosten der Wärmeerzeugung ergeben sich aus den entgangenen Stromerlösen aufgrund des Stromverlustes der Wärmeauskopplung als Opportunitätskosten.

In Abbildung 7.9 kann die Häufigkeit und die Be- und Entladeleistung bzw. die sich daraus ergebende Jahresbe- und -entladearbeit nicht abgelesen werden. Daher sind in den Abbildungen 7.10 und 7.11 auf der Ordinate jeweils die Be- und Entladezyklen aufgetragen, während die Abszissen die Wärmekosten, respektive den Strompreis darstellen. Die Wärmekosten (Abb. 7.9) stellen die Triebkraft für den Einsatz des Wärmespeichers dar, wohingegen die Speicherzyklen und die damit verbundene Veränderung der Stromerzeugung in Abhängigkeit des Strompreises (Abb. 7.11) das System KWK-Anlage und Wärmespeicher als funktionalen Stromspeicher beschreiben und einen Vergleich mit einem „konventionellen Stromspeicher“ ermöglichen, s. Abschnitt 7.2.3. Ergänzend zu Abbildung 7.10 sind in Tabelle 7.1 Ergebnisse aufgeführt, die eine Aufteilung des Speicherein-

satzes in die zwei Bestandteile Verdrängung des Heizwerkes und strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlage ermöglichen. Analog dazu ist in Tabelle 7.2, ergänzend zu Abbildung 7.11, die Strommehr- und -mindererzeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung aufgeführt.

Die Auftragung der Be- und Entladezyklen⁷⁵ über den Wärmekosten in Abbildung 7.10 zeigt, dass bei der Entladung des Wärmespeichers – wie zu erwarten – höhere Wärmekosten vermieden werden, als die Beladung verursacht. Die Struktur der Abhängigkeiten ist jedoch für die vier betrachteten Anlagentypen unterschiedlich und gibt Aufschluss darüber, welche Veränderung des Anlagenbetriebes jeweils die optimale Einsatzstrategie des Wärmespeichers darstellt. Für die drei abgebildeten Speicherkapazitäten dagegen, ist die Struktur vergleichbar, was durch die aggregierten Ergebnisse in Tabelle 7.1 bestätigt wird; lediglich die Anzahl der Zyklen sinkt stark mit der Kapazität, wie bereits in Abschnitt 7.2.1 gezeigt.

Bei allen vier Anlagentypen ist die Verdrängung des Heizwerkes bei vermiedenen Wärmekosten von $29 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ durch eine Entladung des Wärmespeichers deutlich zu erkennen, wobei nicht alle Entladezyklen bei diesen Kosten der Heizwerkverdrängung dienen, wie der Vergleich mit den Werten aus Tabelle 7.1 zeigt⁷⁶: Für eine Kapazität des Wärmespeichers von 4 h der Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen werden bei den Dampfheizkraftwerken ca. 9 % (12 von 134 bzw. 140) der Zyklen zur Heizwerkverdrängung genutzt, während es bei den GuD-Anlagen ca. 30 % (31 von 97 bzw. 29 von 99) sind. Für die anderen Speicherkapazitäten sind diese prozentualen Anteile ähnlich (8 bis 13 % und 25 bis 34 %). Der Grund für den Unterschied ist, dass die Wärmerestkosten der kohlegefeuerten Dampfheizkraftwerke in der Regel deutlich niedriger sind, als die des Heizwerkes, wodurch sich in Abbildung 7.10 die zwei Bereiche Heizwerkverdrängung und strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlage durch Wärmespeicherung nicht überschneiden. Folglich wird das Heizwerk in dem System ohne Wärmespeicher fast nur zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt und nur ein Teil davon kann durch Wärmespeicherung vermieden werden. Bei den GuD-Anlagen dagegen, gehen diese zwei Bereiche in Abbildung 7.10 ineinander über, da die GuD-Anlagen in dem System ohne Wärmespeicher öfter ökonomisch bedingt vom Heizwerk abgelöst werden, womit die Heizwerkverdrängung durch Wärmespeicherung höher ausfällt, s. auch Abschnitt 7.2.4, *KWK-Fernwärmedeckungsgrad*.

Bei den KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen (b, d) findet ein großer Anteil der Beladezyklen nahe der minimal auftretenden Wärmekosten bei ca. 5 bis $7 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ statt, bei denen gerade weder negative Deckungsbeiträge der Stromerzeugung, noch die Opportunitätskosten des Stromverlustes auftreten. Die Entladezyklen mit geringfügig höheren vermiedenen Wärmekosten, die insbesondere bei dem Dampfheizkraftwerk (b) zu sehen sind, resultieren aus einer, im Vergleich zum Referenzfall ohne Wärmespeicher, reduzierten Wärmeauskopplung und erhöhten Stromerzeugung bei Strompreisen oberhalb der variablen Grenzkosten der Stromerzeugung (Betriebspunktveränderung A bei max. Feuerungsleistung in Abb. 7.7).

Die Ähnlichkeit des dargestellten Zusammenhangs bei Wärmerestkosten oberhalb von ca. $7 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ für die zwei GuD-Anlagen (c, d) deutet darauf hin, dass ein Großteil der Betriebspunktveränderungen durch Wärmespeicherung bei der EK-Anlage auf der Gegendrucklinie stattfindet.

Neben einer Aufteilung der Anzahl an Entladezyklen in „strompreisbedingt“ und „Heizwerkverdrängung“, sind in Tabelle 7.1 die mittleren Wärmekosten ($\bar{W}_K$) der Beladung und der zwei Entladevarianten aufgeführt. Diese können untereinander verglichen werden, aber auch den jahresmittleren Wärmerestkosten der Gesamtsysteme ohne Wärmespeicher aus Tabelle A.9 gegenübergestellt werden. Letztere beinhalten neben den Kosten der Frischwärmeerzeugung mit Hilfe des Heizwerkes zusätzlich Anfahrkosten der KWK-Anlagen und Stromkosten der Fernwär-

⁷⁵Mit einem Zyklus der Be- oder Entladung wird hier eine Be- oder Entladung in Höhe der gesamten Kapazität des Wärmespeichers bezeichnet (und nicht eine Be- und Entladung zusammen).

⁷⁶vgl. auch Abb. 7.9

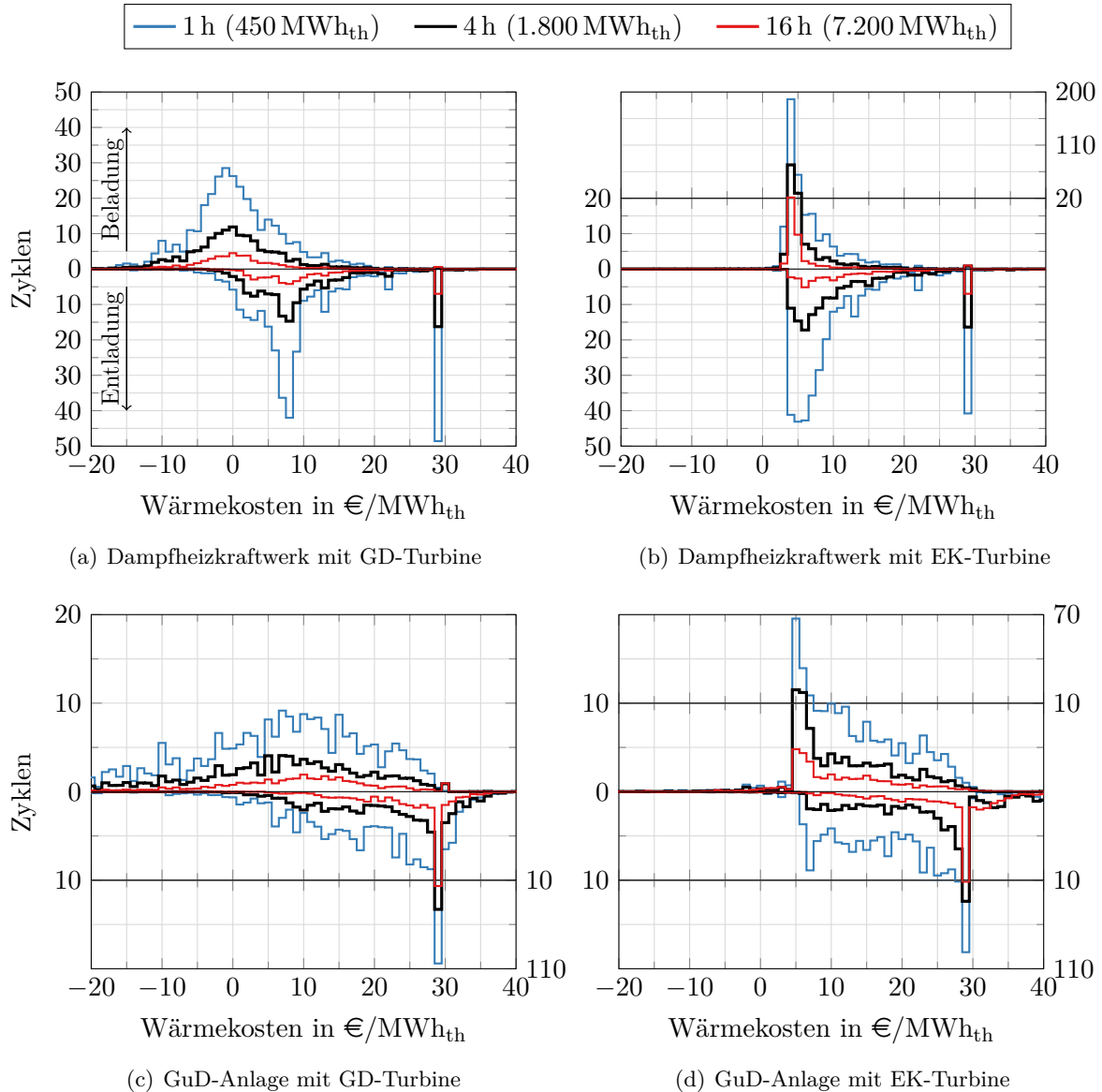


Abbildung 7.10: Be- und Entladezyklen über Wärmekosten, Jahr: 2016

menetzpumpen, deren Veränderung durch Wärmespeicherung in Tabelle 7.1 separat aufgeführt sind.

Bei dem Vergleich der Wärmekosten der Beladung des Wärmespeichers mit den jahresmittleren Wärmerestkosten der Gesamtsysteme ohne Wärmespeicher fällt auf, dass nur bei dem Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine die Beladekosten oberhalb der jahresmittleren Wärmerestkosten ohne Wärmespeicher liegen⁷⁷. Darüber hinaus ist die Differenz aus ersparten Wärmekosten der strompreisbedingten Entladung und den Beladekosten bei dem Dampfheizkraftwerk mit EK-Turbine im Vergleich zu den anderen Heizkraftwerkstypen vergleichsweise klein, s. auch Abbildung 7.10. Beides ist auf die niedrigen Erzeugungskosten in Kombination mit der Entnahmekondensationscharakteristik zurückzuführen: Die KWK-Anlage wird dadurch (auch ohne Wärmespeicher) in vielen Stunden bei maximaler Feuerungsleistung betrieben, wodurch die Betriebspunktveränderung durch Wärmespeicherung durch den Stromverlust der Wärmeaus-

⁷⁷DKW-EK: 5,45 bis 5,84 ggü. 4,95 €/MWh_{th}; DKW-GD: 0,08 bis 0,47 ggü. 6,19 €/MWh_{th};
GuD-EK: 10,79 bis 12,00 ggü. 18,58 €/MWh_{th}; GuD-GD: 5,01 bis 7,71 ggü. 17,88 €/MWh_{th}

kopplung beschrieben wird (A und B in Abb. 7.7), und somit eine geringere Veränderung der Stromerzeugung zu Folge hat, als eine Betriebspunktveränderung auf der Gegendrucklinie (I und II in Abb. 7.7), vgl. auch $dP/d\dot{Q}$ in Tabelle 6.2.

Zusammen mit der vergleichsweise geringen Zyklenanzahl zur Heizwerkverdrängung der Dampfheizkraftwerke führt das dazu, dass der Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung für das Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine am niedrigsten ausfällt.

Den höchsten Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung dagegen weist das GuD-Heizkraftwerk mit Gegendruckturbine auf. Neben der hohen Zyklenanzahl zur Heizwerkverdrängung sind auch die vermiedenen Wärmekosten der GuD-Anlagen (Ø WK, strompreisbedingte Entladung) hoch, und bei der Gegendruckanlage zusätzlich die Beladekosten vergleichsweise niedrig, da diese durch Beladung des Wärmespeichers bei hohen Strompreisen in Volllast gefahren werden kann.

Die Tatsache, dass die Deckungsbeiträge der Wärmespeicherung für das Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine und das GuD-Heizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine bei jeweils gleicher Speicherkapazität sehr nah beieinanderliegen, ist eine Folge der Strompreise und der brennstoffbezogenen Kosten des Jahres 2016, und somit kein Ergebnis, das verallgemeinert werden kann, wie auch die in Abbildung 7.1 dargestellten Deckungsbeiträge für die Jahre 2010 bis 2015 zeigen. Der Deckungsbeitrag setzt sich aus den in Tabelle 7.1 aufgeführten Bestandteilen zusammen, die sich sowohl in der Zyklenanzahl, als auch in den Wärmekosten der Beladung und den ersparten Wärmekosten der Entladung bei den zwei Heizkraftwerkstypen unterscheiden.

Mit steigender Speicherkapazität können längere Zeiträume mit Hilfe des Wärmespeichers überbrückt werden, wodurch jedoch die Anfahrvorgänge und der Strombezug aus dem Stromnetz für die Fernwärmenetzpumpen steigen und entsprechend die damit verbundenen Kosten⁷⁸. Dem gegenüber steht eine ebenfalls mit steigender Speicherkapazität wachsende Differenz aus ersparten (spezifischen) Wärmekosten der strompreisbedingten Entladung und Beladekosten. Gegenüber der sinkenden Anzahl an Speicherzyklen sind diese zwei gegenläufigen Tendenzen jedoch von untergeordneter Bedeutung, da die Zyklen deutlich stärker sinken und somit entscheidend für den kapazitätsspezifischen Deckungsbeitrag sind.

⁷⁸Bei geringen Speicherkapazitäten kann eine Reduktion (negative Kostenerhöhung) der Anfahrkosten und Kosten für den Pumpstrombedarf auftreten.

Tabelle 7.1: Be- und Entladung des Wärmespeichers: Zyklen und Wärmekosten sowie resultierender Deckungsbeitrag (Jahr: 2016)

Anlagentyp	Kapazität des Wärmespeichers		Beladung			Entladung			Kostenerhöhung		Deckungsbeitrag	
	h	MWh _{th}	Zyklen 1 / a	Ø WK €/MWh _{th}	Kosten Mio. €/a	Zyklen 1 / a	strompreisbedingt Ø WK €/MWh _{th}	Vorteil Mio. €/a	HW-Verdrängung Ø WK €/MWh _{th}	Anfahren und Netzpumpenstrom Mio. €/a	Wärmespeicher Mio. €/a	€/ (MWh _{th} · a)
DKW-GD	0,5	225	438	0,45	0,045	374	7,79	0,655	29,13	0,025	1,001	4,447
	1	450	330	0,30	0,045	289	8,37	1,090	29,13	0,163	1,409	3,130
	2	900	221	0,11	0,021	202	9,22	1,680	29,13	0,302	1,818	2,020
	4	1.800	134	0,08	0,018	122	9,31	2,048	29,13	0,400	2,238	1,243
	8	3.600	79	0,26	0,074	71	9,44	2,409	29,13	0,551	2,605	724
	16	7.200	44	0,47	0,150	39	9,98	2,820	29,13	0,592	3,020	419
DKW-EK	0,5	225	469	5,71	0,603	416	9,00	0,843	29,13	-0,001	0,580	2,580
	1	450	341	5,47	0,840	310	9,43	1,313	29,13	0,040	0,836	1,858
	2	900	221	5,51	1,096	202	10,06	1,824	29,13	0,115	1,106	1,228
	4	1.800	140	5,45	1,369	127	10,36	2,363	29,13	0,230	1,409	783
	8	3.600	77	5,51	1,537	69	10,87	2,708	29,13	0,288	1,709	475
	16	7.200	42	5,84	1,770	37	11,51	3,077	29,13	0,285	2,003	278
GuD-GD	0,5	225	352	5,14	0,407	240	19,29	1,044	29,13	-0,185	1,546	6,870
	1	450	237	5,01	0,534	156	19,90	1,399	29,13	-0,088	2,005	4,456
	2	900	156	5,41	0,759	104	20,78	1,950	29,13	0,047	2,482	2,757
	4	1.800	97	5,56	0,969	66	21,83	2,593	29,13	0,229	2,995	1,664
	8	3.600	59	6,39	1,348	39	23,16	3,286	29,13	0,416	3,505	974
	16	7.200	37	7,71	2,054	26	23,87	4,511	29,13	0,666	3,998	555
GuD-EK	0,5	225	369	10,80	0,896	251	18,41	1,041	29,13	-0,002	0,913	4,056
	1	450	249	10,79	1,208	169	19,31	1,470	29,13	0,090	1,208	2,684
	2	900	160	10,81	1,557	110	20,39	2,020	29,13	0,216	1,543	1,715
	4	1.800	99	11,18	1,998	70	23,16	2,934	29,13	0,499	1,935	1,075
	8	3.600	63	11,29	2,580	46	24,70	4,109	29,13	0,834	2,475	688
	16	7.200	40	12,00	3,435	30	25,62	5,469	29,13	1,076	3,028	421

- Die Kosten der Beladung bzw. der Vorteil der Entladung ergeben sich multiplikativ aus der Kapazität des Wärmespeichers, der Anzahl der Zyklen und den mittleren, spezifischen Wärmekosten.
- Der angegebene Deckungsbeitrag berechnet sich aus dem Vorteil der Entladung bei strompreisbedingtem Einsatz und zur Verdrängung des Heizwerkes abzüglich der Kosten der Beladung sowie der erhöhten Anfahrkosten und Kosten des Strombezuges für die Fernwärmenetzpumpen.
- Die angegebenen Werte sind jeweils gerundete Ergebnisse, wodurch sich beim Nachvollziehen der oben beschriebenen Beziehungen kleine Abweichungen ergeben können.

Nach der Analyse des Einsatzes von Wärmespeichern auf Basis der Wärmekosten, folgt eine ähnliche Auswertung der Ergebnisse, in der die Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen in Abhängigkeit des Strompreises im Fokus steht. Hierzu sind in Abbildung 7.11 die Be- und Entladezyklen des Wärmespeichers über dem Strompreis aufgetragen, und zusätzlich die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung. Diese ist ebenfalls auf die thermische Kapazität des Wärmespeichers bezogen, womit sich Zyklen eines funktionalen Stromspeichers ergeben. Die grafische Darstellung erfolgt exemplarisch für die ökonomischen Rahmenbedingungen des Jahres 2016 und eine Speicherkapazität von $1.800 \text{ MWh}_{\text{th}}$ bzw. 4 h der Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen; aggregierte Ergebnisse für alle untersuchten Speicherkapazitäten sind in Tabelle 7.2 aufgeführt.

Aus der gemeinsamen Auftragung von Wärme- und Stromzyklen in Abbildung 7.11, die beide auf die thermische Kapazität des Wärmespeichers bezogen sind, kann für die unterschiedlichen Heizkraftwerkstypen das Strom-zu-Wärme-Äquivalent der Be- und Entladung in Abhängigkeit des Strompreises abgelesen werden. Bei den Gegendruckanlagen ist die Strom- und Wärmeerzeugung starr durch die Gegendrucklinie vorgegeben. Dabei ist die Stromkennzahl des Dampfheizkraftwerkes (a) < 1 , weshalb die Stromzyklen kleinere Werte annehmen, als die Wärmezyklen, während dies für das GuD-Heizkraftwerk (c) mit einer Stromkennzahl > 1 umgekehrt ist – zumindest für die Beladung und die damit verbundene elektrische Mehrerzeugung. Die Entladung des Speichers bei Strompreisen unterhalb von ca. $20 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ dient bei den GuD-Anlagen (c, d) der Heizwerkverdrängung, wodurch bis zu diesem Strompreis keine Mindererzeugung elektrischer Energie auftritt; das Heizkraftwerk ist nicht in Betrieb und die Wärmeversorgung erfolgt entweder mit Hilfe des Heizwerkes oder des Speichers.

Für die Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen ergibt sich bis zu einem Strompreis in Höhe der elektrischen Grenzkosten einer weiteren Erzeugungseinheit⁷⁹ eine vergleichbare Charakteristik der Zyklen, da diese bei negativen Deckungsbeiträgen der Stromerzeugung überwiegend auf der Gegendrucklinie betrieben werden. Bei Strompreisen oberhalb der Grenzkosten erfolgt der Betrieb bei maximaler Feuerungsleistung und möglichst hoher elektrischen Leistung, womit die Kopplung zwischen Stromerzeugung und Wärmeauskopplung durch den Stromverlust bzw. die Stromverlustkennziffer gegeben ist, s. Abbildung 7.7. Durch die Beladung des Wärmespeichers und Reduktion der Stromerzeugung bei Strompreisen knapp oberhalb der Grenzkosten ermöglicht die Entladung bei höheren Strompreisen eine Erhöhung der Stromerzeugung.

Somit ergeben sich für KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen zwei Bereiche, in denen die Stromerzeugung durch Wärmespeicherung verändert werden kann, die durch die Grenzkosten der Stromerzeugung voneinander getrennt werden. Bei Strompreisen unterhalb der Grenzkosten ist die Stromkennzahl bzw. die Steigung der Gegendrucklinie entscheidend für die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen, und oberhalb der Grenzkosten die betragsmäßig deutlich niedrigere Stromverlustkennziffer. Innerhalb dieser Bereiche bzw. des einen Bereiches bei Gegendruckanlagen werden Strompreisschwankungen ausgenutzt, die bspw. innerhalb eines Tages auftreten, um die Wärmerestkosten dieses Zeitraumes zu minimieren. Nach unten ist die funktionale Stromspeicherung mit Hilfe von Wärmespeichern durch den Strompreis begrenzt, bei dem die KWK-Anlage Wärmerestkosten in Höhe der Wärmekosten des Heizwerkes aufweist.

Eine kompaktere Darstellung der Ergebnisse ist in Tabelle 7.2 aufgeführt. Aus der Anzahl der Strom- und Wärmezyklen wird das Strom-zu-Wärme-Äquivalent als Quotient für die Mehr- und Mindererzeugung elektrischer Energie gebildet und darüber hinaus der mittlere Strompreis der Mehr- und Mindererzeugung angegeben. Das Strom-zu-Wärme-Äquivalent koppelt die Zyklen des Wärmespeichers mit der durch Wärmespeicherung veränderten Stromerzeugung der KWK-Anlagen. Oftmals wird als Näherung dessen die Stromkennzahl verwendet, um bspw. den Einfluss der Wärmespeicherung in der Fernwärmeversorgung auf das elektrische Energiesystem Deutsch-

⁷⁹DKW: ca. $27 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$, GuD: ca. $35 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$

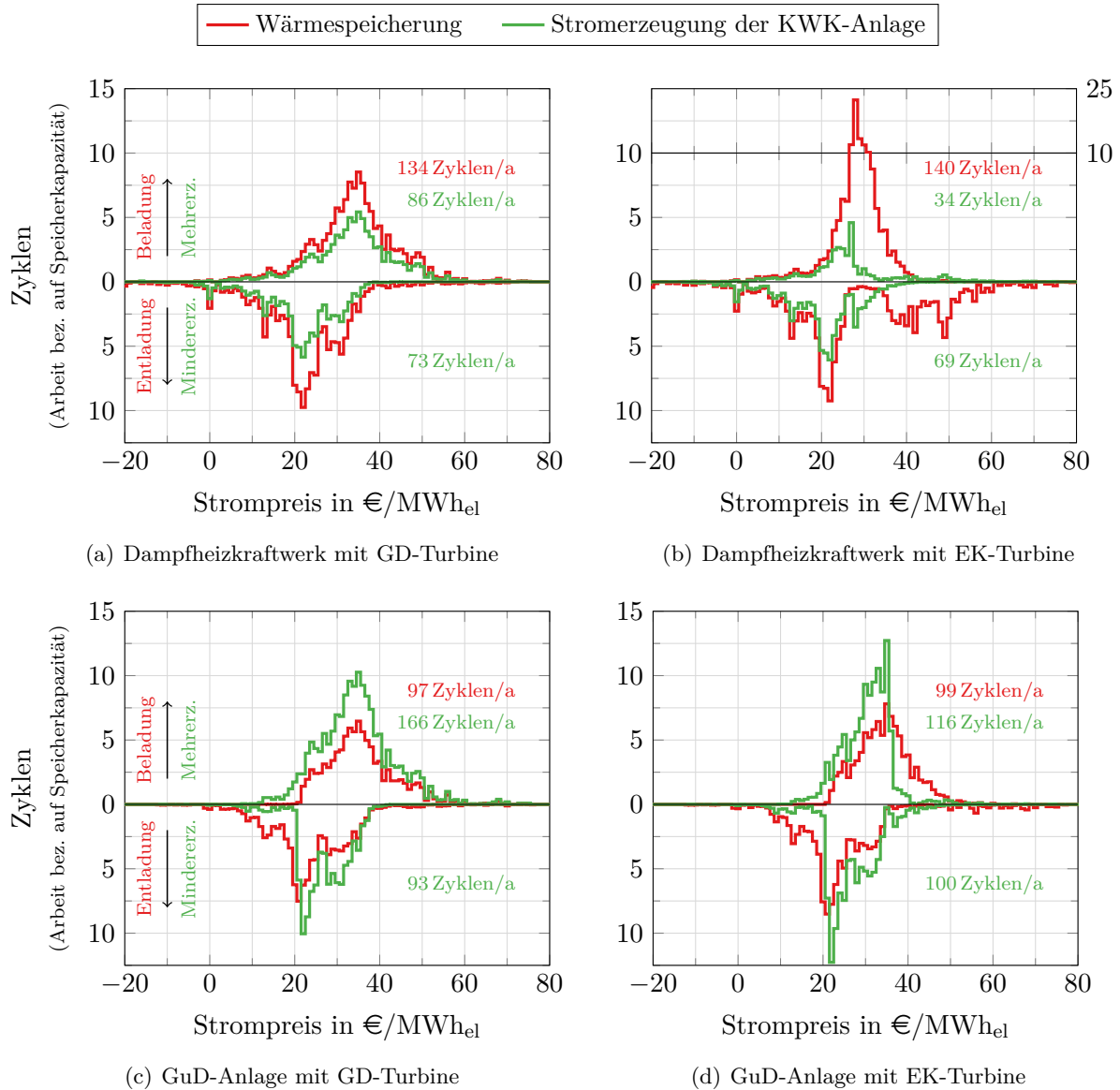


Abbildung 7.11: Be- und Entladung des Wärmespeichers und elektrische Mehr- und Mindererzeugung der KWK-Anlagen bezogen auf die Speicherkapazität über Strompreis, Jahr: 2016, Speicherkapazität: 4 h bzw. 1.800 MWh_{th}

lands abzuschätzen, s. bspw. [25, 28, 270]. Daher ist der Vergleich der im Einsatzplanungsmodell genutzten Stromkennzahlen (Tab. 6.2) mit dem Strom-zu-Wärme-Äquivalent aus den Ergebnissen von Interesse. Während dieser Vergleich für das Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine und die GuD-Anlage mit EK-Turbine zeigt, dass das Strom-zu-Wärme-Äquivalent in dem vergleichsweise großen Wertebereich der last- und vorlauftemperaturabhängigen Stromkennzahlen bzw. Steigungen der Gegendrucklinie liegt, ergeben sich für die anderen zwei Heizkraftwerkstypen Abweichungen:

Bei dem Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine liegt das Strom-zu-Wärme-Äquivalent der Mehrerzeugung mit Werten von 0,24 bis 0,30 und auch das der Mindererzeugung (0,50 bis 0,54) zwischen der Stromkennzahl bzw. Steigung der Gegendrucklinie (0,56 bis 0,71) und der Stromverlustkennziffer (0,11 bis 0,18) der Anlage. Wie in Abbildung 7.11 (b) zu sehen, findet ein Teil der Beladung des Speichers durch eine Erhöhung der Strom- und Wärmeerzeugung auf

der Gegendrucklinie statt, aber der überwiegende Anteil durch eine zusätzliche Wärmeauskopplung bei maximaler Feuerungsleistung und einen entsprechenden Stromverlust. Somit sorgen die niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung des EK-Dampfheizkraftwerkes für viele Betriebsstunden bei Kesselvolllast und dadurch für eine geringere Veränderung der Stromerzeugung durch Wärmespeicherung.

Bei der GuD-Anlage mit Gegendruckturbine ist das Strom-zu-Wärme-Äquivalent der Mehrererzeugung mit Werten von 1,51 bis 2,07 z.T. größer, als die Stromkennzahlen (0,65 bis 1,29) bzw. Steigungen der Gegendrucklinie (1,54 bis 1,68). Das ist auf eine erhöhte Wärmeauskopplung zurückzuführen, die neben einer Beladung des Wärmespeichers in manchen Stunden zusätzlich der Verdrängung des Heizwerkes dient. Diese Situation tritt bspw. auf, wenn eine geringe Fernwärmenachfrage im Referenzszenario ohne Wärmespeicher gänzlich durch das Heizwerk bereitgestellt wird, und mit Wärmespeicher ein Heizkraftwerksblock für einige Stunden in Volllast betrieben wird, um einerseits die Fernwärmenachfrage zu decken und andererseits den Speicher zu beladen. In anderen Stunden wird der Block abgeschaltet und die Fernwärmenachfrage wird aus dem Wärmespeicher bedient. Durch den Bezug der elektrischen Mehrererzeugung nur auf die Beladeleistung des Speichers ergeben sich für manche Stunden rechnerisch Strom-zu-Wärme-Äquivalente, die deutlich größer sind, als die Stromkennzahl.

Diese zwei Beispiele, die unterschiedlichen Werte des Strom-zu-Wärme-Äquivalents für die Mehr- und Mindererzeugung und die vorhandene Abhängigkeit von der Speicherkapazität, sowie die Abweichungen von der Volllast-Betriebscharakteristik in Abbildung 7.9 zeigen, dass die Nutzung der Stromkennzahl zur Umrechnung zwischen veränderter Stromerzeugung der KWK-Anlagen und Zyklen des Wärmespeichers im Allgemeinen eine vergleichsweise starke Vereinfachung darstellt.

Mit steigender Speicherkapazität sinkt das Strom-zu-Wärme-Äquivalent, da bei kleinen Speicherkapazitäten zuerst Betriebspunktveränderungen mit einem größeren Hebel genutzt werden und mit steigender Kapazität weitere mit kleinerem Hebel dazukommen. Die Differenz zwischen dem mittleren Strompreis der Mehr- und Mindererzeugung steigt zwar meist mit steigender Speicherkapazität, jedoch sinkt die Zyklenanzahl deutlich stärker, womit die Abhängigkeit des kapazitätsspezifischen Deckungsbeitrages durch die Anzahl der Zyklen dominiert wird.

Der Vergleich des mittleren Strompreises der elektrischen Mehr- und Mindererzeugung aus Tabelle 7.2 mit den jahresmittleren Stromerlösen der KWK-Anlagen ohne Wärmespeicherung⁸⁰ zeigt, dass die Relevanz der Mindererzeugung bei niedrigen Strompreisen größer ist, als die der Mehrererzeugung: Der mittlere Strompreis der Mindererzeugung ist bei allen vier Heizkraftwerkstypen rund 6 bis 12 €/MWh_{el} niedriger, als die jahresmittleren Stromerlöse; dagegen ist der mittlere Strompreis der Mehrererzeugung bei dem Dampfheizkraftwerk mit GD-Turbine nur 1,5 bis 3,6 €/MWh_{el} höher, als die jahresmittleren Stromerlöse, bei der GuD-GD-Anlage sind beide auf gleichem Niveau, und bei den Heizkraftwerken mit EK-Turbinen liegt der Strompreis der Mehrererzeugung sogar rund 3 bis 7 €/MWh_{el} unterhalb der jahresmittleren Stromerlöse. Dieses Ergebnis mag zunächst verwundern, deckt sich jedoch mit den Erwartungen aus den in Abbildung 7.4 und 7.5 dargestellten elektrischen Volllaststunden der KWK-Anlagen und der Häufigkeit der Strompreise.

⁸⁰DKW-GD: 30,48 €/MWh_{el}; DKW-EK: 31,58 €/MWh_{el}; GuD-GD: 33,49 €/MWh_{el}; GuD-EK: 34,24 €/MWh_{el}, s. Abb. 7.4, 7.5

Tabelle 7.2: Zyklen des Wärmespeichers und veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen (Jahr: 2016)

Anlagentyp	Kapazität des Wärmespeichers		Wärme		Zyklen		Strom		Strom-zu-Wärme-Äquivalent		mittlerer Strompreis der elektrischen	
	h	MWh _{th}	MWh _{th} /(MWh _{th} · a)	MWh _{el} /(MWh _{th} · a)	MWh _{el} /(MWh _{th} · a)	MWh _{el} /(MWh _{th} · a)	MWh _{el} /MWh _{th}	MWh _{el} /MWh _{th}	MWh _{el} /MWh _{th}	MWh _{el} /MWh _{th}	€/MWh _{el}	€/MWh _{el}
DKW-GD	0,5	225	438	294	248	0,67	0,57	31,99	21,85			
	1	450	330	216	185	0,66	0,56	32,78	21,39			
	2	900	221	142	123	0,65	0,56	33,43	21,17			
	4	1.800	134	86	73	0,64	0,55	33,73	20,91			
	8	3.600	79	49	42	0,63	0,53	34,09	20,83			
16	7.200	44	27	22	0,62	0,50	34,08	20,98				
DKW-EK	0,5	225	469	139	255	0,30	0,54	24,40	21,01			
	1	450	341	94	169	0,28	0,50	25,32	20,45			
	2	900	221	61	110	0,28	0,50	26,00	19,97			
	4	1.800	140	34	69	0,25	0,50	26,40	19,68			
	8	3.600	77	19	39	0,25	0,51	26,44	19,43			
16	7.200	42	10	21	0,24	0,50	25,64	19,70				
GuD-GD	0,5	225	352	726	446	2,07	1,27	32,37	27,70			
	1	450	237	449	276	1,90	1,17	33,46	27,44			
	2	900	156	281	166	1,81	1,07	33,95	27,11			
	4	1.800	97	166	93	1,72	0,97	34,63	26,68			
	8	3.600	59	95	49	1,62	0,84	34,87	25,92			
16	7.200	37	56	29	1,51	0,79	34,91	25,48				
GuD-EK	0,5	225	369	450	421	1,22	1,14	30,16	27,50			
	1	450	249	288	282	1,16	1,13	30,51	26,96			
	2	900	160	180	172	1,13	1,08	30,33	26,80			
	4	1.800	99	116	100	1,17	1,01	30,37	26,48			
	8	3.600	63	74	60	1,17	0,95	31,10	26,54			
16	7.200	40	46	36	1,17	0,90	31,57	26,68				

- Die Strom-Zyklen sind aus der elektrischen Mehr- oder Minderezeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung berechnet, indem diese auf die Kapazität des Wärmespeichers bezogen werden.
- Das Strom-zu-Wärme-Äquivalent in der Tabelle ergibt sich als Quotient aus den Strom- und Wärmezyklen.
- In den Wärme-Zyklen ist auch der Anteil zur Verdrängung des Heizwerkes enthalten, der unabhängig vom Strompreis ist, wie in Abb. 7.9 zu sehen.

Monatszyklen und Amplitudengang

Im Folgenden wird auf die Verteilung der Speicherzyklen über das Jahr bzw. deren Abhängigkeit von der Fernwärmenachfrage eingegangen und anschließend der Amplitudengang des Speicherfüllstandes betrachtet. In Abbildung 7.12 sind für das Jahr 2016 zum einen die Speicherzyklen monatsweise dargestellt, und zum anderen ist die Fernwärmenachfrage über das Jahr als Tagesmittelwert aufgetragen⁸¹. Die gleiche Darstellung für die Jahre 2010 bis 2015 ist in Abbildung A.9 im Anhang A.4.3 zu finden.

Für alle betrachteten Jahre ist zu sehen, dass die Anzahl der Speicherzyklen ihre Maximalwerte im Frühling und Herbst erreichen, im Sommer auf einem mittleren Niveau sind, und im Winter auf ein Minimum zurückgehen. Der limitierende Faktor für eine hohe Anzahl an Speicherzyklen ist primär die Fernwärmenachfrage: In den Sommermonaten ist diese so gering, dass die Entladeleistung teilweise eingeschränkt wird, während im Winter die KWK-Anlagen ausgelastet sind und nur selten freie Kapazität zur Beladung des Wärmespeichers existiert. Die meisten Speicherzyklen treten auf, wenn die Fernwärmenachfrage im Monatsmittel zwischen ca. 190 und 300 MW bzw. ca. 42 % und 66 % der KWK-Wärmeengpassleistung liegt. Darüber hinaus wird die Wärmespeicherung im Sommer geringfügig unattraktiver, da die Wärmeauskopplung zur Zwischenspeicherung bei einer höheren Temperatur (hier: 98 °C) stattfindet, als es die Vorlauftemperatur (hier: 75 °C) erfordert, und somit ein höherer Stromverlust auftritt. In der Praxis kann die Speichertemperatur im Sommer an die Vorlauftemperatur angepasst werden, womit jedoch die Speicherkapazität entsprechend abnimmt [163]. Die in dieser Arbeit getroffene Annahme, dass die installierte Leistung des Heizwerkes ausreichend ist, um jederzeit die Fernwärmenachfrage zu decken, führt dazu, dass die Zwischenspeicherung von Frischwärme nicht vorteilhaft ist, und somit der Speicher nur beladen wird, wenn die KWK-Anlagen nicht gänzlich ausgelastet sind. Wäre die Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen und Heizwerke in Summe geringer als die zu erwartende Fernwärmenachfrage in einzelnen Stunden, könnte der

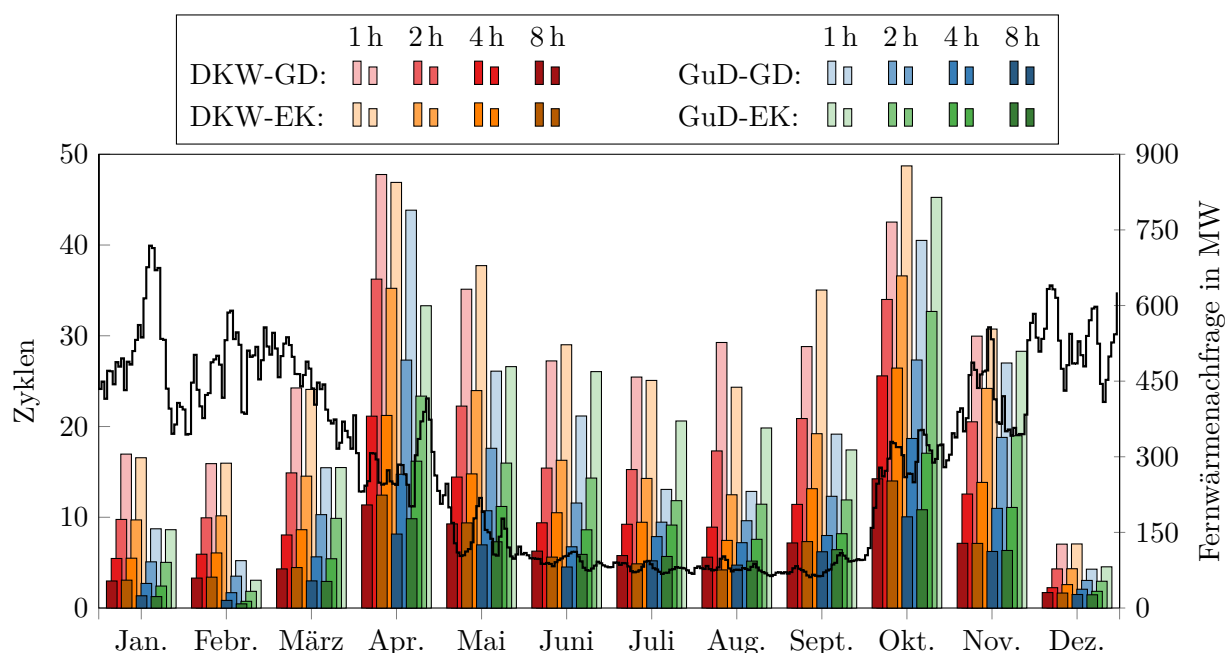


Abbildung 7.12: Speicherzyklen (Monatswerte) und Fernwärmenachfrage (Tagesmittelwerte dargestellt) im Jahresverlauf, Jahr: 2016

⁸¹Die Darstellung der Fernwärmenachfrage als Tagesmittelwerte ist der Übersicht halber gewählt worden. In dem Einsatzplanungsmodell werden Stundenwerte berücksichtigt, wie in Abb. 4.2 zu sehen.

Wärmespeicher auch eingesetzt werden, um die Deckung der Wärmenachfrage zu ermöglichen (peak shaving). Bei längerfristig niedrigen Strompreisen, bei denen die Wärmerestkosten der KWK-Anlage höher sind, als die Wärmekosten des Heizwerkes, wäre eine Zwischenspeicherung von Frischwärme ebenfalls sinnvoll, sofern die Fernwärmenachfrage höher ist, als die maximale Wärmeleistung des Heizwerkes. Beide Fälle würden für zusätzliche Speicherzyklen im Winter sorgen, stellen jedoch nicht das übliche Einsatzgebiet von Wärmespeichern dar, weshalb sie nicht betrachtet werden.

Neben der Anzahl der Jahres- oder Monatszyklen kann der Amplitudengang des Speicherfüllstandes betrachtet werden, um den Einsatz des Wärmespeichers zu analysieren. Mit Hilfe der Fast Fourier Transformation (FFT) wird nachfolgend der Speicherfüllstand über die Zeit aus den Ergebnissen der Einsatzplanung als Linearkombination von sinusförmigen Funktionen mit je einer Amplitude und einer Frequenz dargestellt. Für das Fernwärmesystem mit dem Gegendruck-Dampfheizkraftwerk ist der Amplitudengang exemplarisch für drei Speicherkapazitäten in Abbildung 7.13 dargestellt; die Resultate für alle Heizkraftwerkstypen und betrachteten Speicherkapazitäten sind in Anhang A.4.4 zu finden.

Bei den kleinsten untersuchten Speicherkapazitäten sind für alle vier Heizkraftwerkstypen die Tages- und Halbtageszyklen mit Amplituden zwischen ca. 8 und fast 15 % bzw. Schwan-
kungsbreiten zwischen ca. 16 und fast 30 % der Speicherkapazität dominant. Mit steigender Speicherkapazität nehmen diese erkennbar ab und niederfrequente Zyklen mit einer Perioden-
dauer zwischen einer Woche und einem Jahr gewinnen an Bedeutung. Die Amplitudengänge des Speicherfüllstandes können mit denen der zwei Eingangsdatenzeitreihen verglichen werden, die sich stark voneinander unterschieden: Die Strompreise weisen ebenfalls vergleichsweise hohe Amplituden der Tages- und Halbtageszyklen auf (s. Abb. A.2 (a) und Abb. A.5), wohingegen bei der Fernwärmenachfrage der Jahreszyklus mit einer Amplitude von ca. 30 % bzw. Schwan-
kungsbreite von ca. 60 % der maximalen Fernwärmeleistung bei Weitem der ausgeprägteste ist, s. Abbildung A.6.

Daraus wird ersichtlich, dass der Speichereinsatz grundsätzlich dem Tagesgang des Strompreis-
signals folgt, wobei die größten betrachteten Speicherkapazitäten auf Basis der Amplitudengänge als Kurzzeit- oder Tagesspeicher überdimensioniert erscheinen. Die Fernwärmenachfrage dagegen wirkt sich, wie zuvor beschrieben, in Relation zur KWK-Wärmeengpassleistung limitierend auf den Einsatz des Wärmespeichers aus, ohne dass der Einfluss des Tagesgangs von hoher Bedeu-
tung ist. Lediglich Schwankungen der Fernwärmenachfrage um die KWK-Wärmeengpassleistung ermöglichen eine kapazitätsbedingte Verdrängung des Heizwerkes in beschränktem Maße, s. Abbildungen 7.6, 7.8 und 7.19.

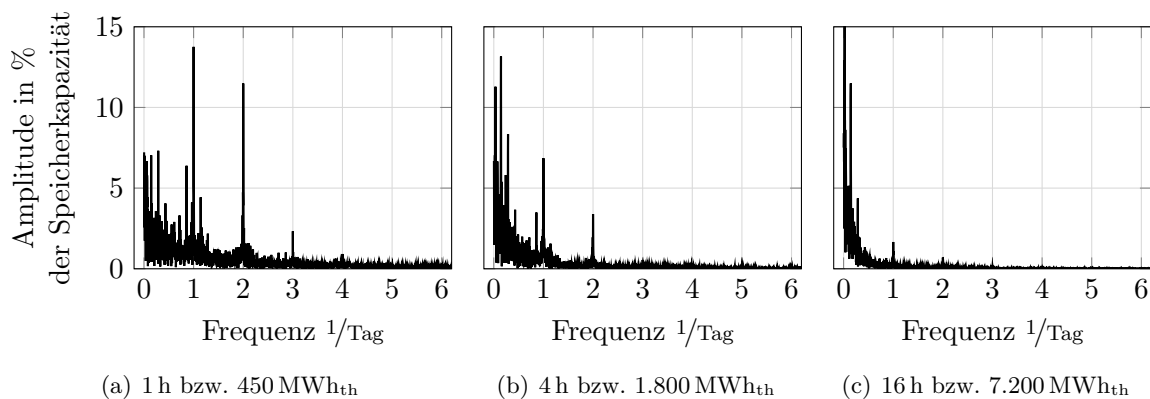


Abbildung 7.13: Amplitudengang des Speicherfüllstandes, Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine, Jahr: 2016

Nachheizung

Eine Nachheizung des ausgespeicherten Wassers ist gemäß der Modellierung nötig, wenn der Wärmespeicher bei Vorlauftemperaturen entladen wird, die über der Speichertemperatur liegen. Die Nachheizung kann dabei sowohl mit Hilfe der KWK-Anlagen, als auch mit Hilfe des Heizwerkes erfolgen.

Für alle Ergebnisse der einzelnen Jahre 2010 bis 2016 und alle betrachteten Speicherkapazitäten und Heizkraftwerkstypen beträgt die Wärmearbeit der Nachheizung im Mittel 2,3 % der zwischengespeicherten thermischen Energie. Hierbei ist der Anteil der Nachheizung mit Hilfe der KWK-Anlagen geringer als der mit Hilfe des Heizwerkes. Bei den Dampfheizkraftwerken beträgt die Wärmearbeit der Nachheizung durch KWK-Anlagen im Durchschnitt 0,4 % der zwischengespeicherten thermischen Energie, während es bei den GuD-Anlagen 0,7 % sind. Durch die Heizwerke werden in den Fernwärmesystemen mit Dampfheizkraftwerken im Durchschnitt 0,8 % der zwischengespeicherten thermischen Energie für die Nachheizung aufgewendet, während es bei denen mit GuD-Anlagen 2,7 % sind.

Die erste und wichtigste Schlussfolgerung aus den Ergebnissen ist, dass die Nachheizung – zumindest für die getroffenen Annahmen – eine untergeordnete Rolle spielt. Darüber hinaus legen die Ergebnisse nahe, dass auf eine Nachheizung mit Hilfe der KWK-Anlagen vermutlich verzichtet werden könnte, da diese nur wenig eingesetzt wird, und ggf. selbst eine Nachheizung mit dem Heizwerk nicht zwingend notwendig ist.

Diese Ergebnisse sind jedoch eng mit den getroffenen Annahmen verknüpft, da die Notwendigkeit der Nachheizung sich aus dem Zusammenhang der Fernwärmenachfrage und der dabei auftretenden Vorlauftemperatur ergibt: Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, wird der Wärmespeicher hauptsächlich in den Zeiten eingesetzt, in denen die Fernwärmenachfrage unterhalb der KWK-Wärmeengpassleistung liegt, da für die Beladung freie Kapazität des Heizkraftwerkes zur Wärmeauskopplung benötigt wird. Somit sind für die Nachheizung die Zeiten von Bedeutung, in denen sowohl die Fernwärmenachfrage (zumindest zwischenzeitlich) unterhalb der KWK-Wärmeengpassleistung liegt (hier 450 MW), als auch die Vorlauftemperatur oberhalb der Speichertemperatur (hier 98 °C). In Abbildung 7.14 sind die Stundenwerte der Fernwärmenachfrage aller betrachteten Jahre über der Vorlauftemperatur aufgetragen. Es zeigt sich, dass nur in einem sehr geringen Anteil der Stunden (0,8 %) beide Bedingungen gegeben sind, womit die für die getroffenen Annahmen untergeordnete Rolle der Nachheizung zu erklären ist.

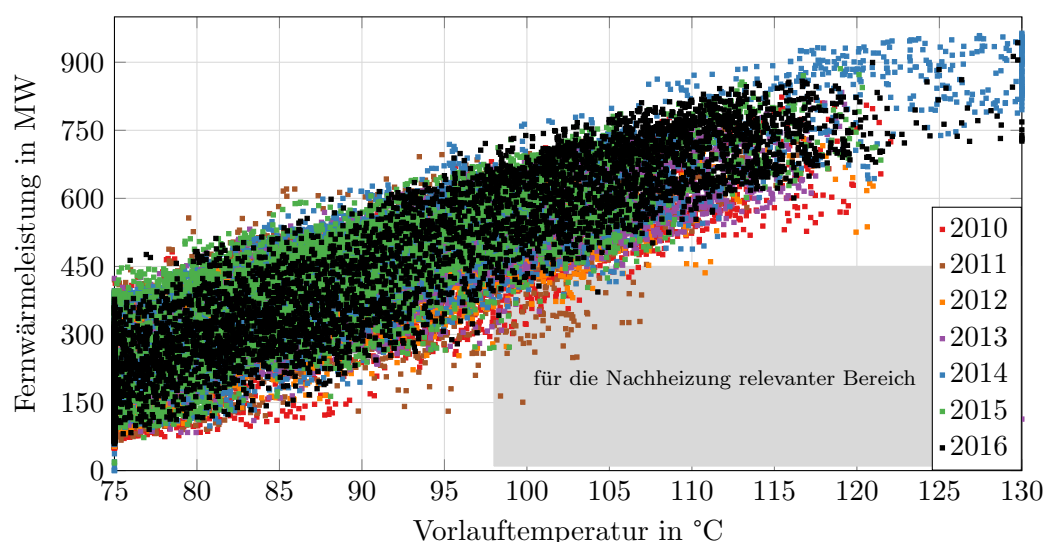


Abbildung 7.14: Fernwärmenachfrage über Vorlauftemperatur (gemäß Heizkurve GKM, s. Abb. 4.3), Stundenwerte, Datengrundlage: [163]

Wärmeverluste

Als Letztes wird in diesem Abschnitt auf die Wärmeverluste des Speichers aus den Ergebnissen der Einsatzplanung eingegangen. Bereits aus dem Grundlagenkapitel 3.3.1 wird deutlich, dass die Wärmeverluste an die Umgebung bei Wärmespeichern dieser Dimension und der Einhaltung einer jahresmittleren Wärmeverluststromdichte von maximal 15 W/m^2 eine untergeordnete Rolle spielen und vernachlässigt werden könnten. In Abbildung 7.15 (a) sind die auf die Speicherkapazität bezogenen Jahreswärmeverluste über der Speicherkapazität aufgetragen und in (b) die Wärmeverluste bezogen auf die zwischengespeicherte Jahreswärmearbeit. Es wird jeweils aus allen Ergebnissen der Minimal- und Maximalwert dargestellt, um die auftretende Bandbreite aufzuzeigen.

Obwohl sich die Abbildungen 3.2 (b) und 7.15 (a) bezüglich der Annahmen (Außen- und Rücklauftemperatur) und der Abszisseneinheit unterscheiden, zeigen beide, dass der Jahreswärmeverlust von „großen“ Fernwärmespeichern i. d. R. den Energiegehalt einer Speicherbeladung nicht übersteigt. Der geringe Unterschied zwischen den Minimal- und Maximalwerten in Abb. 7.15 (a) ergibt sich lediglich aus einem unterschiedlichen jahresmittleren Speicherfüllstand, der Einfluss auf die mittlere treibende Temperaturdifferenz für den Wärmeverluststrom hat, vgl. auch Abb. 3.2 (a). Wird der Wärmeverlust auf die zwischengespeicherte thermische Energie bezogen (Abb. 7.15 (b)), kommt die Zyklenanzahl als weitere Einflussgröße dazu, wodurch die Spannweite der Ergebnisse größer ausfällt. Für den Wärmeverlust als Anteil der zwischengespeicherten thermischen Energie kann auf Basis der in Abbildung 7.15 (b) dargestellten Ergebnisse als erste Näherung der Wert 0,5 % und als obere Grenze 1 % angegeben werden.

Der Anteil der zwischengespeicherten thermischen Energie an der Jahreswärmearbeit beträgt bei der kleinsten betrachteten Speicherkapazität 2 bis 6 % und steigt für die größten Kapazitäten auf 10 bis 18 %⁸². Die Wärmeverluste belaufen sich damit auf 0,004 bis 0,15 % der Jahreswärmearbeit – zum Vergleich, die Wärmeverluste in Fernwärmenetzen betragen im bundesweiten Durchschnitt ca. 11 bis 14 %, je nach Jahr [12, S. 13].

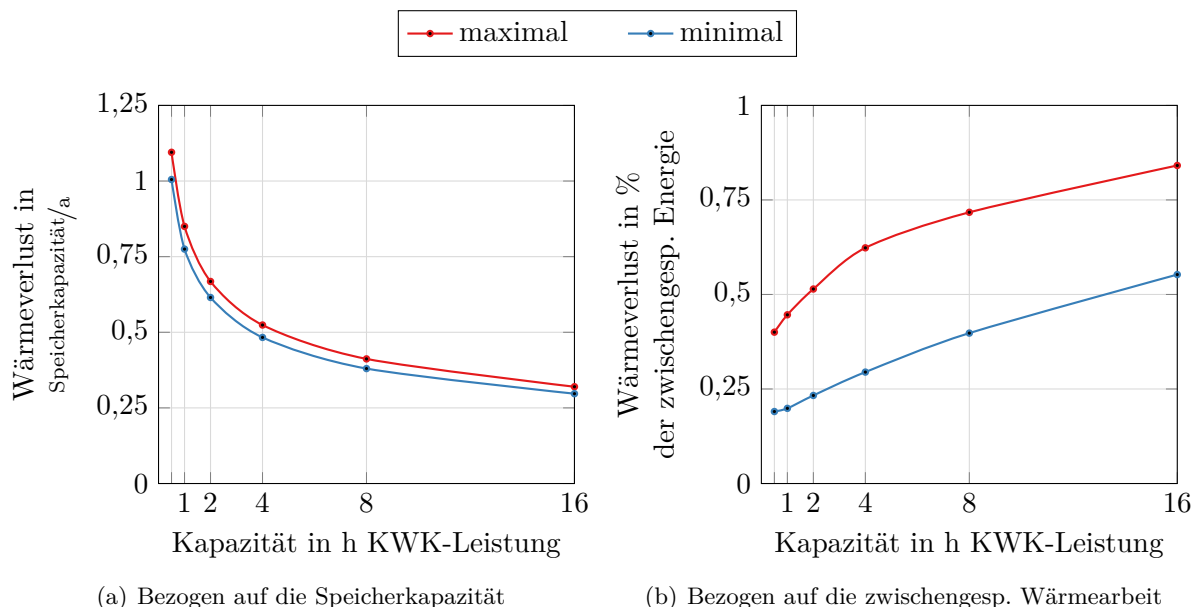


Abbildung 7.15: Wärmeverluste des Wärmespeichers als Minimal- und Maximalwert aus den Ergebnissen für die vier Typen von KWK-Anlagen und den Jahren 2010 bis 2016

⁸²Nachvollziehbar aus der Zyklenanzahl und Speicherkapazität in Abb. 7.2 und der Jahreswärmearbeit aus Tabelle 4.2

7.2.3 Stromspeicher vs. Wärmespeicher als funktionaler Stromspeicher

In diesem Abschnitt wird ein vereinfachter Einsatz eines generischen Stromspeichers⁸³ betrachtet, um wesentliche Unterschiede zwischen Wärmespeichern als funktionale Stromspeicher und konventionellen Stromspeichern aufzuzeigen. Die Vereinfachung besteht darin, dass zum einen der für Stromspeicher relevante Regelenergiemarkt nicht berücksichtigt wird, und zum anderen für den Strombezug (und Stromverkauf) die Spotmarktpreise angesetzt werden, ohne darüber hinaus weitere Abgaben und Kosten zu berücksichtigen⁸⁴, vgl. bspw. [258]. Die Rahmenbedingungen sind demnach analog zu denen, die für den Wärmespeicher angesetzt werden und dienen dem Vergleich. Sie erheben nicht den Anspruch, den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von bspw. realen Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeichern zu beschreiben. Der generische Stromspeicher wird in der Einsatzoptimierung mit einem Zykluswirkungsgrad und einer minimalen Be- und Entladedauer charakterisiert, die das Verhältnis von Kapazität zu Leistung widerspiegelt, s. Modellierung in Anhang A.2.

In Abbildung 7.16 (a) ist der kapazitätsspezifische Deckungsbeitrag eines Stromspeichers für das Jahr 2016 und unterschiedliche minimale Be- und Entladezeiten über dem Wirkungsgrad dargestellt, und in (b) die auftretenden Be- und Entladezyklen. In Tabelle A.11 sind zusätzlich die mittleren Strompreise bzw. Kosten und Erlöse der Be- und Entladung aufgeführt und in Tabelle A.8 Literaturangaben zu Wirkungsgraden, Lebensdauer und Investitionskosten von unterschiedlichen Stromspeichertechnologien zusammengefasst.

Als erster Unterschied zwischen einem Strom- und Wärmespeicher fällt die gewählte Abhängigkeit bzw. Größe der Abszisse in den Diagrammen auf: Während beim Wärmespeicher die Kapazität einen wichtigen Einfluss auf die Zyklenanzahl und damit auf den Deckungsbeitrag hat, ist die relevante Abhängigkeit für den Stromspeicher der Zykluswirkungsgrad und darüber

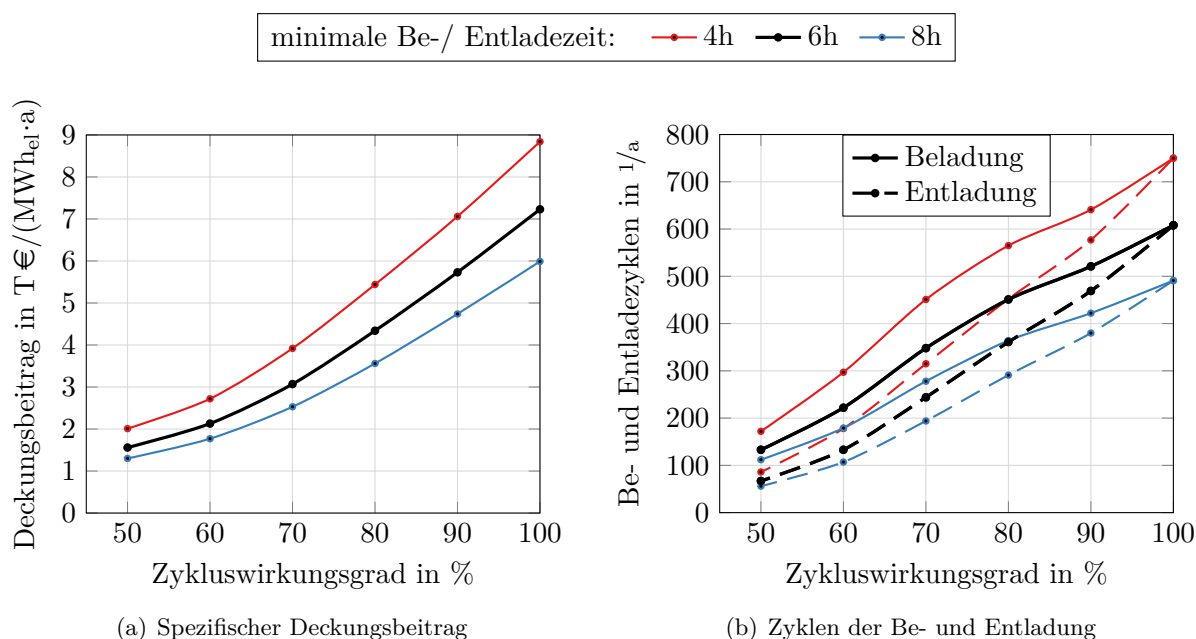


Abbildung 7.16: Spezifischer Deckungsbeitrag und Zyklen der Be- und Entladung eines Stromspeichers, Jahr: 2016

⁸³Auch wenn in den meisten Fällen nicht direkt elektrische Energie gespeichert wird, sondern nur die Systemgrenze überschreitet, wird in dieser Arbeit der Begriff Stromspeicher verwendet.

⁸⁴Die erste Vereinfachung führt zu einer Unterschätzung des Deckungsbeitrages und einer Überschätzung der Zyklenanzahl als Energiespeicher, während die zweite Vereinfachung für eine Überschätzung von Beidem sorgt.

hinaus die minimale Be- und Entladedauer. Der Wirkungsgrad des Wärmespeichers ist durch die geringen Wärmeverluste an die Umgebung von unter einem Prozent der zwischengespeicherten Wärmearbeit (s. Abb. 7.15 (b)) nahezu 100 %, wohingegen dieser bei Pumpspeicherkraftwerken und Batterien zwischen ca. 70 und über 90 % liegt und bei Druckluftspeichern kleiner 70 % ist, s. Tabelle A.8. Die Kapazität des Wärmespeichers ist von Bedeutung, da die Be- und Entladung maßgeblich von der Fernwärmenachfrage und den installierten Erzeugerleistungen limitiert wird, wodurch größere Kapazitäten weniger intensiv ausgenutzt werden können. Beim Stromspeicher existieren keine derartigen Restriktionen und es wird angenommen, dass dessen Einsatz, wie auch beim Wärmespeicher, keinen Einfluss auf den Strommarkt hat; eine Näherung, die für kleine Speicherkapazitäten zulässig ist.

Pumpspeicherkraftwerke stellen in Deutschland mit einer installierten Leistung von rund 7 GW ca. 95 % der zur Verfügung stehenden Leistung großer netzgekoppelter Stromspeicher dar und weisen die höchste Wirtschaftlichkeit aller Elektroenergiespeicher auf [113, S. 13]. Deren Speicherkapazität in Deutschland beträgt ca. 40 GWh [17, 167, 230], womit sich eine durchschnittliche minimale Be- und Entladezeit von rund 6 h ergibt. Der Wirkungsgrad beträgt bis zu 80 %, s. Tabelle A.8. Auf Basis der vereinfachten Einsatzplanung ergibt sich für ein Pumpspeicherkraftwerk als Energiespeicher im Jahr 2016 ein Deckungsbeitrag von ca. 4.300 €/ (MWh_{el}·a) bei rund 400 Zyklen pro Jahr. Diese Werte sind vergleichbar mit denen, die sich für einen Wärmespeicher mit der geringsten untersuchten Kapazität von 0,5 h der KWK-Wärmeengpasseleistung für das Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine und die GuD-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine ergeben. Für die GuD-Anlage mit Gegendruckturbine ist der Deckungsbeitrag höher und die Zyklenanzahl niedriger und für das Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine umgekehrt, s. Abbildungen 7.1 und 7.2 und Tabelle 7.1.

Die Entwicklung des Deckungsbeitrages über die Jahre in Abbildung 7.17 zeigt einen weiteren wichtigen Unterschied zwischen einem Stromspeicher und einer KWK-Anlage mit Wärmespeicher: Während sich der Deckungsbeitrag des Wärmespeichers für die steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerke im Zeitraum 2010 bis 2016 vergleichsweise wenig ändert, sinkt dieser für die GuD-Anlagen erkennbar in den Jahren 2012 bis 2014, wohingegen er für den Stromspeicher in diesem Zeitraum höher ausfällt, als in den anderen Jahren. Charakteristisch für den Zeitraum 2012 bis 2014 ist ein im Vergleich zu den Strompreisen hoher Erdgaspreis (s. Abb. 1.1), wodurch die GuD-Heizkraftwerke weniger Volllaststunden aufweisen, als in den anderen Jahren und der Wärmespeicher entsprechend weniger intensiv genutzt werden kann (s. Tab. 7.3 und Abb. 7.2). Die hohen variablen Erzeugungskosten von Spitzenlastkraftwerken, wie GuD- oder Gasturbinenkraftwerken und gleichzeitig vergleichsweise niedrige Erzeugungskosten der Grundlastkraftwerke sorgen für größere Strompreisdifferenzen zwischen Zeiten hoher und niedriger Residuallast (s. 2013 in Abb. 6.1 (b)), womit der Deckungsbeitrag eines Stromspeichers höher ausfällt. Demnach hängt die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers (ohne Berücksichtigung des Regelenergiemarktes) nur von den Strompreisen ab, während die eines Wärmespeichers zusätzlich maßgeblich von den brennstoffbezogenen Kosten bzw. den daraus resultierenden Wärme(rest)kosten der Heizkraftwerke und alternativer Wärmeerzeuger abhängt.

Der kapazitätsbezogene Investitionsaufwand für Großwärmespeicher liegt zwischen 8 und 20 €/kWh_{th} (s. Abschnitt 3.2.7), wohingegen dieser bei Pumpspeicherkraftwerken mit Werten zwischen 40 und 250 €/kWh_{el} [82, 167, 200, 212, 238] um ein Vielfaches höher ist. Darüber hinaus werden für Pumpspeicherkraftwerke geographische Bedingungen benötigt, die einen Zubau von neuen Anlagen in Deutschland erschweren. Daher erscheint die Nutzung von Fernwärmespeichern als funktionale Stromspeicher gegenüber anderen Stromspeichertechnologien eine sinnvolle Alternative zu bieten, auch wenn Wärmespeicher von Restriktionen des Fernwärmesystems betroffen sind:

Im Winter sind die KWK-Anlagen in der Regel ausgelastet, sodass der Wärmespeicher nicht beladen werden kann und im Sommer limitiert die niedrige Fernwärmenachfrage z.T. die Entladung,

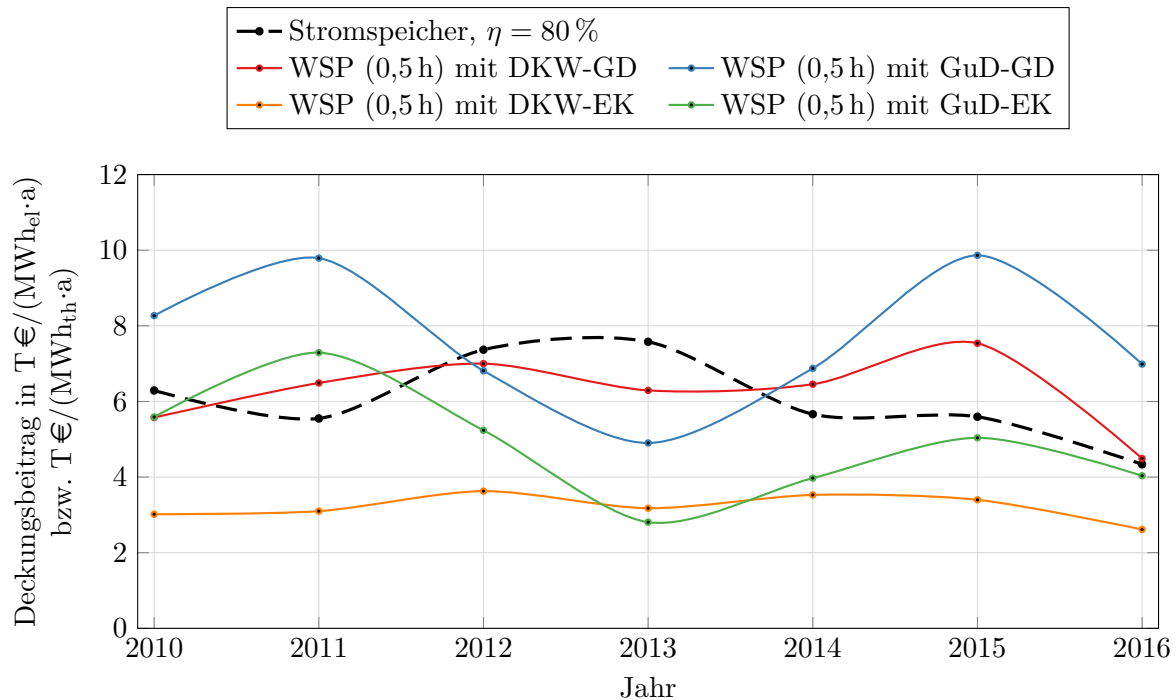


Abbildung 7.17: Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers und eines Stromspeichers, Stromspeicher: $\eta = 80\%$, min. Be- und Entladung = 6 h, Kapazität der Wärmespeicher: $225 \text{ MWh}_{\text{th}}$ bzw. 0,5 h KWK-Wärmeengpassleistung

s. Abb. 7.12 und A.9. Darüber hinaus dient die Zwischenspeicherung der Fernwärme nur zum Teil einer veränderten Stromerzeugung der KWK-Anlagen und zum anderen Teil der Verdrängung des Heizwerkes. Letztere ist bei den GuD-Anlagen höher, da diese bei niedrigen Strompreisen höhere Wärmerestkosten aufweisen, als ein Heizwerk, und somit neben der kapazitätsbedingten Heizwerkverdrängung zusätzlich eine ökonomisch bedingte auftritt. In Abbildung 7.11 ist die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der Heizkraftwerke über dem Strompreis für das Jahr 2016 dargestellt und kann mit den Be- und Entladezyklen eines Stromspeichers in Abbildung 7.18 verglichen werden.

Hierbei zeigt sich, dass die Graphen für die Gegendruckanlagen und einen Stromspeicher mit hohem Wirkungsgrad sehr ähnlich sind, sodass bis auf die saisonalen Einschränkungen beim Wärmespeicher und der reinen Nutzung zur Heizwerksverdrängung bei niedrigen Strompreisen⁸⁵ dieser für das elektrische Energiesystem einen ähnlichen Nutzen aufweist, wie bspw. ein Pumpspeicherkraftwerk. Bei Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsturbinen unterscheidet sich die Charakteristik des funktionalen Stromspeichers aufgrund der zwei möglichen Bereiche der Betriebspunktveränderung (Gegendrucklinie und Stromverlust) umso mehr, je stärker der Betrieb bei maximaler Feuerungsleistung bei Strompreisen oberhalb der variablen Kosten der Stromerzeugung stattfindet, s. Abschnitt 7.2.2 *Wärmekosten und Strompreise*. Auch die Differenz der mittleren Strompreise der Be- und Entladung aus Tabelle A.11 im Vergleich zu denen des Wärmespeichers aus Tabelle 7.2 zeigt neben den Be- und Entladecharakteristika, dass die Wärmespeicherung als funktionale Stromspeicherung einem Stromspeicher mit einem hohen Wirkungsgrad ähnelt. Somit eignet sich die Wärmespeicherung im Gegensatz zu Speichertechnologien mit einem geringen Wirkungsgrad (bspw. Druckluftspeicher oder Power-to-Gas und Rückverstromung) dazu selbst bei geringer Marge einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu schaffen bzw. den Einsatz der Heizkraftwerke zu flexibilisieren.

⁸⁵s. hierzu den Bereich bei Strompreisen unter $20 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ in Abb. 7.11 (c) und (d)

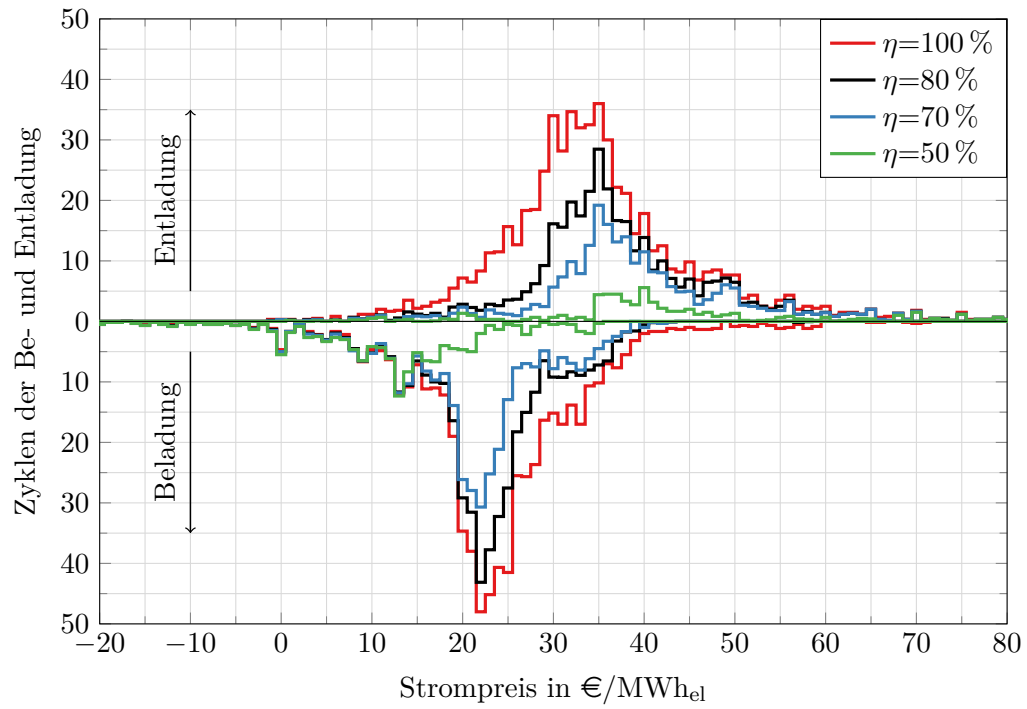


Abbildung 7.18: Be- und Entladung eines Stromspeichers über Strompreis, minimalen Be- und Entladedauer: 6 h, Jahr: 2016

7.2.4 Jahreskennzahlen von KWK-Anlagen mit und ohne Wärmespeicher

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Wärmespeicherung auf die zwei Effizienzkennzahlen KWK-Fernwärmedeckungsgrad und Brennstoffausnutzungsgrad, sowie die Charakterisierung der Stromerzeugung durch die elektrischen Volllaststunden und die Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils dargestellt und diskutiert und am Ende im Zwischenfazit kurz interpretiert.

KWK-Fernwärmedeckungsgrad

Neben der Verlagerung der Strom- und Wärmeerzeugung in lukrativere Stunden wird der Wärmespeicher bei der optimalen Einsatzplanung zur Verdrängung des Heizwerkes durch zwischengespeicherte Fernwärme aus den Heizkraftwerken genutzt, wie in Abschnitt 7.2.2 gezeigt. Für das Jahr 2016 wird aus Tabelle 7.1 bspw. ersichtlich, dass die Heizwerkverdrängung bei den GuD-Anlagen 25 bis 34 % der Wärmespeicherzyklen ausmacht und bei den Dampfheizkraftwerken 8 bis 13 %. Im Folgenden wird dieser Sachverhalt mit Hilfe des KWK-Fernwärmedeckungsgrades ausgewertet, der den Anteil der von den Heizkraftwerken erzeugten Wärme an der Jahresfernwärmenachfrage beschreibt. Für die vier Fernwärmesysteme ohne Wärmespeicher ist dieser gemeinsam mit den Vollbenutzungsstunden der KWK-Wärmeengpassleistung für die Jahre 2010 bis 2016 in Tabelle 7.3 aufgeführt. In Abbildung 7.19 ist die durch Wärmespeicherung erreichte Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades dargestellt.

Zum einen zeigt sich, dass die Ergebnisse je nach Jahr unterschiedlich ausfallen, und zum anderen, dass sich der KWK-Deckungsgrad für die GuD-Heizkraftwerke durch Wärmespeicherung deutlich stärker erhöhen lässt, als es für die Dampfheizkraftwerke der Fall ist. Letzteres liegt daran, dass die Wärmerestkosten der GuD-Anlagen durch niedrige Strompreise in vielen Stunden höher sind, als die Wärmekosten des Heizwerkes und die Fernwärmeversorgung ohne Wärmespeicher entsprechend vom Heizwerk gedeckt wird. Durch den Einsatz des Wärmespeichers kann dieser ökonomisch bedingte Heizwerkeinsatz zusätzlich zum kapazitätsbedingten reduziert werden. Bei den steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerken liegen die Wärmerestkosten aufgrund der niedrigeren Stromkennzahl und der geringeren Brennstoffkosten in aller Regel unterhalb der Wärmekosten des erdgasgefeuerten Heizwerkes (s. auch Tab. A.9), womit die Heizwerkverdrängung in dem Fall nahezu ausschließlich kapazitätsbedingt ist. Sie findet in Zeiten statt, in denen die Fernwärmenachfrage abwechselnd oberhalb und unterhalb der KWK-Wärmeengpassleistung liegt, und ist damit stark von der jährlich unterschiedlichen Fernwärmenachfragekurve abhängig, s. auch Abschnitt 7.3.1, *Sensitivität: KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems*.

Tabelle 7.3: KWK-Fernwärmedeckungsgrad und Vollbenutzungsstunden der installierten KWK-Wärmeengpassleistung ohne Wärmespeicher

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
JWA*:	2.955	2.510	2.695	2.721	2.166	2.372	2.494
DKW-GD	81,7 % 5.367 h	88,8 % 4.954 h	86,5 % 5.183 h	87,7 % 5.303 h	95,5 % 4.596 h	90,8 % 4.786 h	91,6 % 5.078 h
DKW-EK	81,8 % 5.372 h	88,9 % 4.957 h	86,5 % 5.184 h	87,7 % 5.301 h	95,4 % 4.593 h	91,1 % 4.804 h	91,5 % 5.074 h
GuD-GD	77,4 % 5.080 h	83,8 % 4.672 h	69,7 % 4.177 h	65,5 % 3.958 h	71,1 % 3.420 h	71,8 % 3.786 h	80,1 % 4.440 h
GuD-EK	76,4 % 5.019 h	83,0 % 4.631 h	61,4 % 3.677 h	51,0 % 3.083 h	59,6 % 2867 h	67,1 % 3.534 h	77,8 % 4.315 h

* JWA: Jahreswärmearbeit der Fernwärmenachfrage in GWh

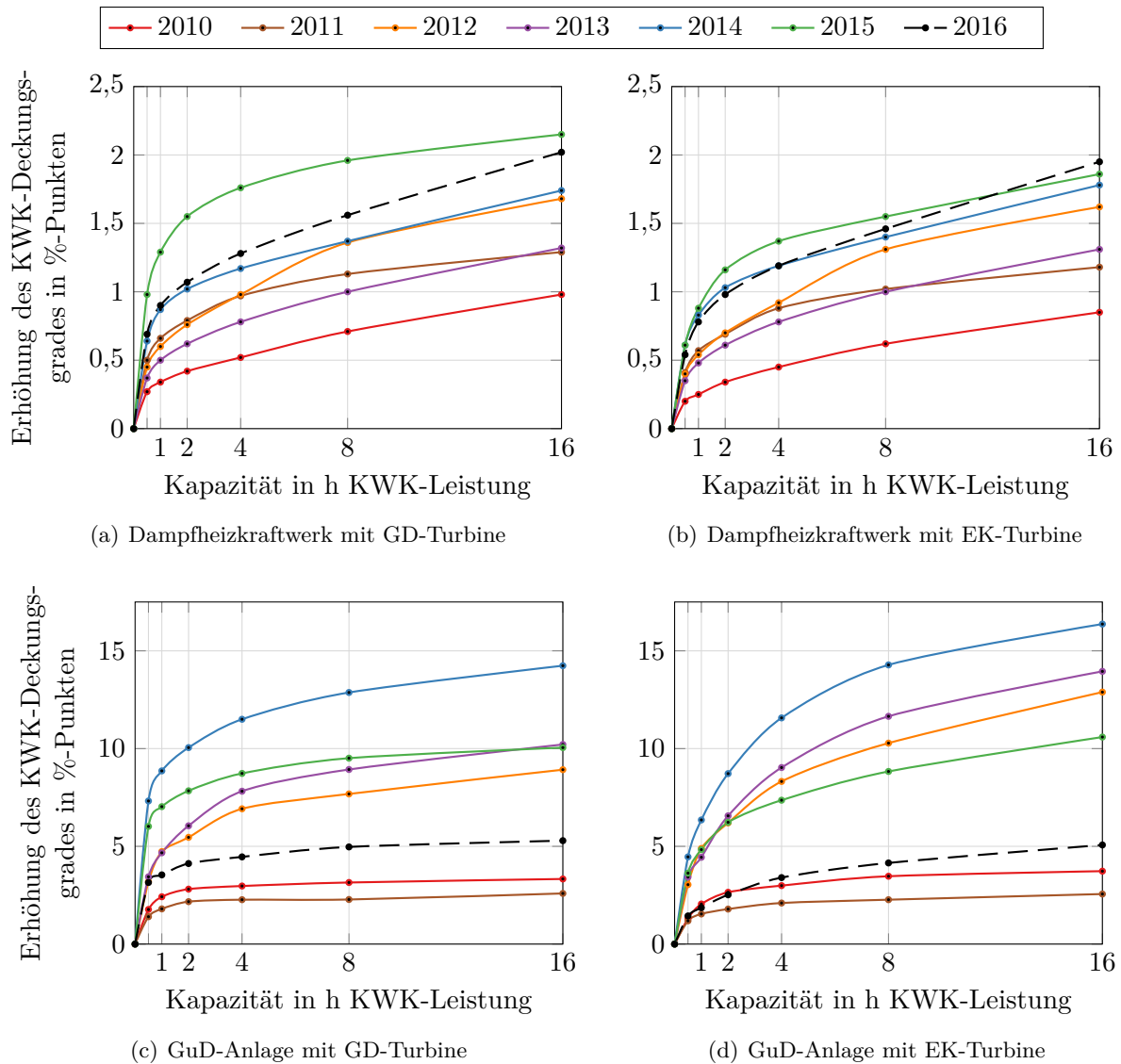


Abbildung 7.19: Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung

Daher sind die Ergebnisse für die zwei Dampfheizkraftwerke in Abbildung 7.19 (a) und (b) sehr ähnlich. Die größte Erhöhung des KWK-Deckungsgrades mit bis zu rund 2 %-Punkten wird für die Jahre 2014 bis 2016 erreicht, in denen ohne Wärmespeicher der KWK-Deckungsgrad mit über 90 % vergleichsweise hoch ausfällt, die Auslastung der KWK-Anlagen jedoch aufgrund der vergleichsweise niedrigen Jahreswärmearbeit gering ist. Die kleinste Erhöhung des KWK-Deckungsgrades ergibt sich für 2010 bei dem mit Abstand niedrigsten KWK-Deckungsgrad ohne Wärmespeicher und den höchsten Vollbenutzungsstunden der Dampfheizkraftwerke.

Bei den GuD-Heizkraftwerken ist der Zusammenhang zwischen KWK-Deckungsgrad der KWK-Anlagen ohne Wärmespeicher und Erhöhung dessen durch den Einsatz eines Wärmespeichers umgekehrt, da hier ein niedriger KWK-Deckungsgrad mit weniger Vollbenutzungsstunden einhergeht: Die größte Erhöhung des KWK-Deckungsgrades durch Wärmespeicherung mit ca. 5 bis 15 %-Punkten findet in den Jahren 2012 bis 2015 statt, in denen der KWK-Deckungsgrad ohne Wärmespeicher ökonomisch bedingt zwischen 51 und 72 % liegt. In den Jahren 2010, 2011 und 2016 sind die Strompreise gemessen an den Erdgaspreisen hoch genug, um die KWK-Anlagen stärker auszulasten, und ohne Wärmespeicher einen KWK-Deckungsgrad zwischen 77 und 84 % zu erreichen. Entsprechend fällt die Erhöhung des KWK-Deckungsgrades mit bis zu rund 5 %-Punkten niedriger aus.

Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad beschreibt die energetische Effizienz von KWK-Anlagen indem die Summe aus erzeugter Elektrizität und Fernwärme auf den eingesetzten Brennstoff bezogen wird, s. Gleichung (4.3). Bei den Gegendruckanlagen ist dieser über den Betriebsbereich konstant modelliert (konstante spezifische Verluste, s. Gl. 5.9 und Tab. 6.1), womit dieser nicht als Indikator für den durch Wärmespeicherung veränderten Betrieb herangezogen werden kann. Bei den Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen hängt der Brennstoffausnutzungsgrad zum einen davon ab, welcher Anteil der elektrischen Leistung als Kondensationsstrom und welcher als KWK-Strom erzeugt wird, und zum anderen von der Feuerungsleistung. Der Brennstoffausnutzungsgrad ist in Volllast bei maximaler Wärmeauskopplung am höchsten und im Kondensationsbetrieb in Mindestlast am geringsten, vgl. Tabelle 6.2. Auf der Gegendrucklinie, bei maximalem KWK-Strom-Anteil, beträgt der Nutzungsgrad beim Dampfheizkraftwerk je nach Feuerungsleistung 76 bis 83,7 % und beim GuD-Heizkraftwerk 80,5 bis 86,5 %.

In Abbildung 7.20 fällt zunächst auf, dass der Brennstoffausnutzungsgrad durch Wärmespeicherung in allen dargestellten Fällen steigt. Für eine Kapazität des Wärmespeichers von bspw. 4 h der KWK-Wärmeengpassleistung liegt die Steigerung beim Dampfheizkraftwerk zwischen 0,7 und 1,4 %-Punkten und bei der GuD-Anlage zwischen 0,3 und 1,6 %-Punkten.

Für den Referenzfall ohne Wärmespeicher liegen die Brennstoffausnutzungsgrade beim Dampfheizkraftwerk mit Werten zwischen 68,6⁸⁶ und 72,6 % deutlich unterhalb derer, die sich auf der Gegendrucklinie ergeben, während sie beim GuD-Heizkraftwerk einen jahresmittleren Betrieb nahe der Gegendrucklinie beschreiben. Damit wird auch aus dem Brennstoffausnutzungsgrad deutlich, dass das EK-Dampfheizkraftwerk in vielen Stunden der betrachteten Jahre einen positiven Deckungsbeitrag der Stromerzeugung aufweist und somit im teilweise Kondensationsbetrieb gefahren wird, und die EK-GuD-Anlage primär bei negativen Deckungsbeiträgen auf der Gegendrucklinie betrieben wird, wie bereits in den Abschnitten 7.2.1 und 7.2.2 gezeigt.

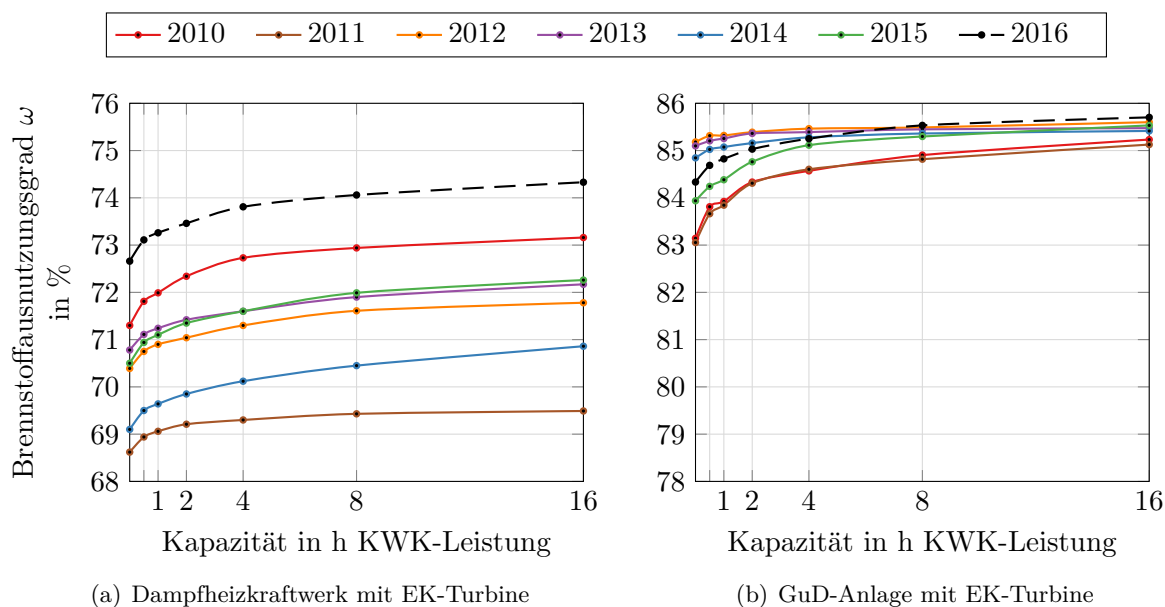


Abbildung 7.20: Veränderung des jahresmittleren Brennstoffausnutzungsgrades durch Wärmespeicherung

⁸⁶An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Rückerstattung der Energiesteuer an die Bedingung eines Brennstoffnutzungsgrades von mindestens 70 % geknüpft ist (s. Abschnitt 4.2.3), die hier als pauschal erfüllt angenommen wurde.

Elektrische Volllaststunden

In Abschnitt 7.2.2 (Abb. 7.11, Tab. 7.2) zeigte sich bereits aus den Zyklen der elektrischen Mehr- und Mindererzeugung, dass die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen zu einer erhöhten oder verminderten Jahresarbeit führen kann. In Abbildung 7.21 sind die Volllaststunden der Stromerzeugung dargestellt, die sich aus der Jahresarbeit bezogen auf die maximale elektrische Leistung⁸⁷ des jeweiligen Heizkraftwerkes ergeben. Zum Vergleich sind in Tabelle 7.4 die Volllaststunden der vergleichbaren Kraftwerke⁸⁸ dargestellt.

Bei den Gegendruckanlagen steigen die Volllaststunden der Stromerzeugung durch Wärmespeicherung für alle betrachteten Jahre. Aufgrund der starren Kopplung der Strom- und

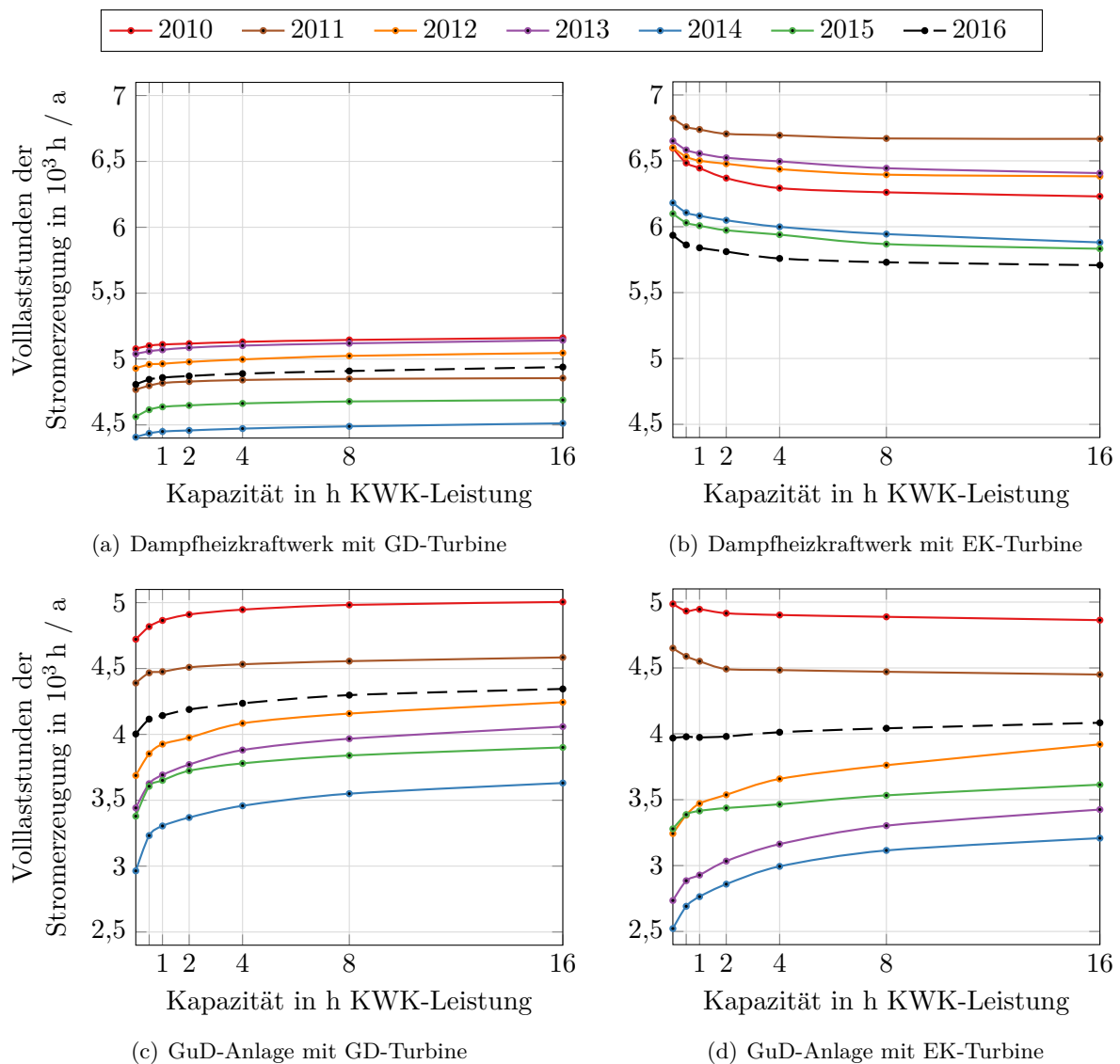


Abbildung 7.21: Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung

⁸⁷Bei den Anlagen mit EK-Turbine definiert der Kondensationsbetrieb in Volllast (A in Abb. 6.3 bzw. Tab. 6.2) die maximale elektrische Leistung und bei den Gegendruckanlagen der Volllastbetrieb bei der niedrigsten Vorlauftemperatur von 75°C (B in Abb. 6.3 bzw. Tab. 6.2).

⁸⁸Die Volllaststunden der vergleichbaren Kraftwerke ergeben sich, wie in Abschnitt 7.2.1, aus Einsatzrechnungen für die zwei Entnahmekondensationsanlagen ohne Vorgabe einer Fernwärmenachfrage und somit ohne Wärmeauskopplung, s. A in Abb. 6.3 bzw. Tab. 6.2.

Tabelle 7.4: Volllaststunden vergleichbarer Kraftwerke

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DKW-Kraftwerk	5.700	6.208	5.978	6.350	5.323	4.879	4.537
GuD-Kraftwerk	1.559	667	168	142	115	200	1.104

Fernwärmeleistung durch die Gegendrucklinie ließe sich dieser Sachverhalt grundsätzlich auch aus der Erhöhung des KWK-Deckungsgrades (Abb. 7.19) ableiten. Die Werte der Volllaststunden variieren insbesondere für die GuD-Anlage recht stark, da sie maßgeblich von den unterschiedlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der betrachteten Jahre abhängen. Niedrige Strompreise, gemessen am Erdgaspreis, führen zu einer vergleichsweise geringen Anzahl an Volllaststunden der Stromerzeugung ohne Wärmespeicher und lassen sich durch Wärmespeicherung am stärksten steigern, s. Abb. 7.21 (c), Jahre 2013 bis 2015.

Für die Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbine führt eine hohe Anzahl an Volllaststunden ohne Wärmespeicher zu einer Reduktion dieser durch Wärmespeicherung, während bei niedriger Auslastung diese gesteigert wird. Bei dem steinkohlegefeuerten Dampfkraftwerk (b) ergeben sich durch die niedrigen Brennstoffkosten hohe elektrische Volllaststunden, die durch Wärmespeicherung etwas zurückgehen. Zusammen mit der Erhöhung der Wärmeauskopplung (Abb. 7.19) lässt dies auf eine Reduktion des jahresmittleren Kondensationsstromanteils bzw. eine Erhöhung des KWK-Stromanteils schließen. Das GuD-Heizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine weist ab ca. 4.000 Volllaststunden pro Jahr eine geringfügige Reduktion der Jahresstromarbeit durch Wärmespeicherung auf, und unterhalb von ca. 4.000 h/a eine Erhöhung.

Die elektrischen Volllaststunden der zwei vergleichbaren Kraftwerke in Tabelle 7.4 unterscheiden sich gravierend: Während das steinkohlegefeuerte Dampfkraftwerk mit ca. 4.500 bis knapp 6.500 h/a als Grundlastkraftwerk betrieben wird, ist der Einsatz der GuD-Anlage mit rd. 100 bis 1.600 Volllaststunden der Spitzenlast zuzuordnen. Für die GuD-Heizkraftwerke liegen die elektrischen Volllaststunden mit Werten zwischen 2.500 und 5.000 h/a demnach weit über denen, die einen positiven Deckungsbeitrag der Stromerzeugung generieren, s. auch Abbildung 7.5. Damit ist der weitaus überwiegende Anteil der Stromproduktion auf die gekoppelte Fernwärmeerzeugung zurückzuführen – auch Must-Run-Strom oder Koppelstrom genannt. Bei den Dampfkraftwerken ergibt sich ein Unterschied, je nach Art der Wärmeauskopplung: Das mit Entnahmekondensationsturbine weist (trotz des Stromverlusts der Wärmeauskopplung) eine geringfügig höhere Stromerzeugung auf als das Kraftwerk, die durch Wärmespeicherung leicht reduziert wird. Das Gegendruck-Dampfkraftwerk dagegen, kann bei nicht ausreichend hoher Wärmenachfrage nicht in maximaler Leistung gefahren werden, womit dessen Volllaststunden geringer ausfallen, als die eines vergleichbaren Kraftwerkes, s. auch Abbildung 7.4.

Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils

Die Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils ist das Verhältnis des mittleren, erzielten spezifischen Strompreiserlöses bezogen auf den jahresmittleren Strompreis (Baseloadpreis), s. auch Gleichung (4.8). Liegt diese deutlich über eins, wird das (Heiz-) Kraftwerk überwiegend bei hohen Strompreisen betrieben, womit hohe variable Erzeugungskosten und entsprechend geringe Volllaststunden einhergehen. Ein Wert von eins bedeutet, dass die Anlage nahezu unabhängig vom Strompreis und gleich verteilt über die Jahresstunden eingesetzt wird. Das kann der Fall sein, wenn der Deckungsbeitrag der Stromerzeugung durch niedrige variable Kosten meist positiv ist, oder wenn neben der Stromerzeugung weitere Aspekte den Einsatz mitbestimmen, wie bspw. die Fernwärmeerzeugung oder Regelenenergievorhaltung.

In Abbildung 7.22 ist die Wertigkeit der Stromerzeugungsprofile der vier Heizkraftwerke für die betrachteten Jahre und Speicherkapazitäten dargestellt. In Tabelle 7.5 ist ergänzend die von vergleichbaren Kraftwerken aufgeführt. Sie stellt das Potential der Flexibilisierung für den Grenzfall dar, bei dem keine Wärmenachfrage gedeckt werden muss, s. auch Abschnitt 7.2.1.

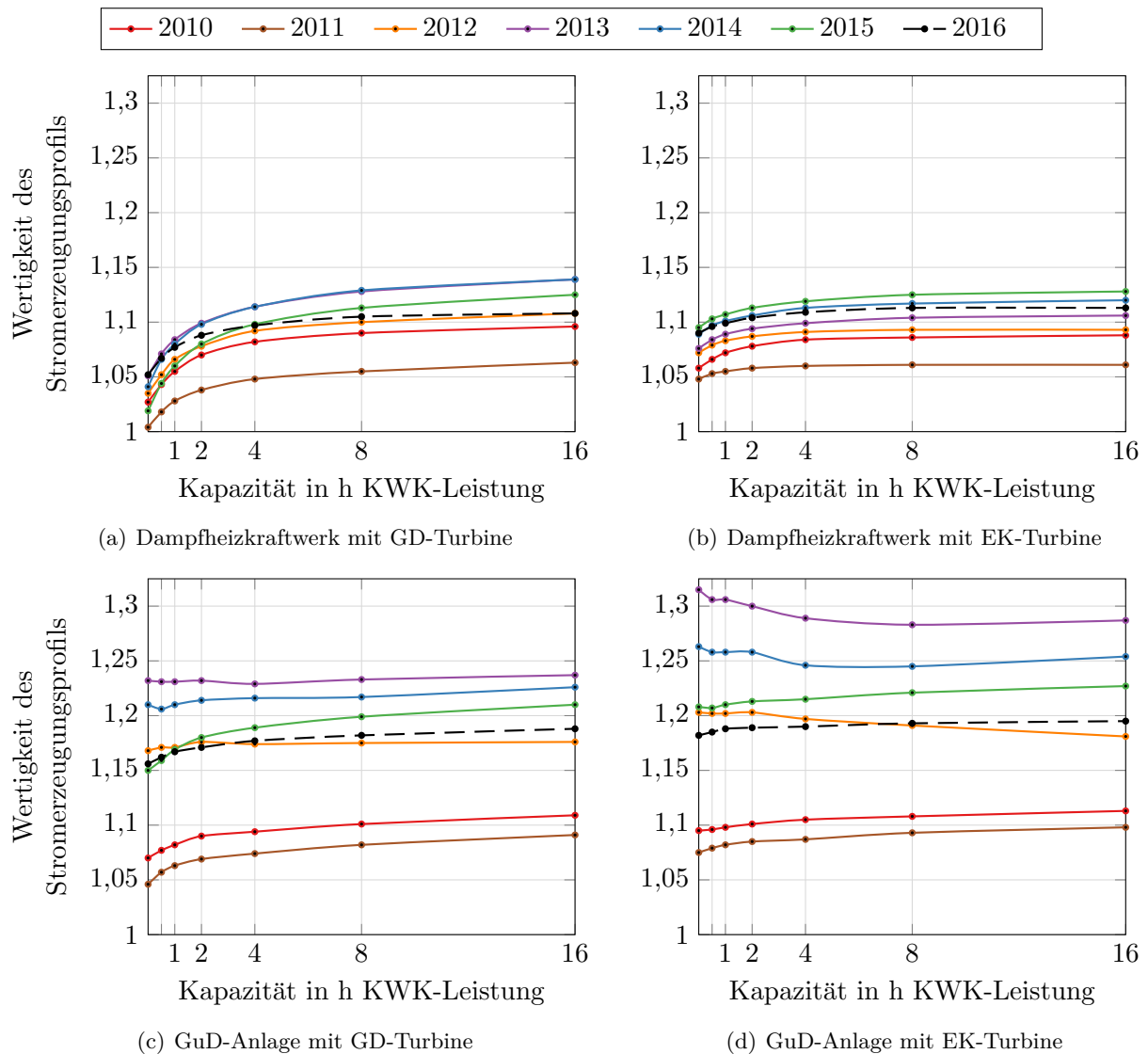


Abbildung 7.22: Veränderung der Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils durch Wärmespeicherung

Tabelle 7.5: Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils vergleichbarer Kraftwerke

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DKW-Kraftwerk	1,162	1,121	1,179	1,178	1,212	1,250	1,402
GuD-Kraftwerk	1,371	1,345	2,158	2,013	1,928	1,793	1,659

Die Ergebnisse in Abbildung 7.22 zeigen, dass die Gegendruckanlagen ohne Wärmespeicher weniger stark dem Strompreissignal folgen, womit deren spezifische Stromerlöse geringer sind, als die der Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen. Dementsprechend fällt die Steigerung der Wertigkeit der Stromerzeugung durch Wärmespeicherung bei den Gegendruckanlagen größer aus, als bei den flexibleren Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsturbinen. Die stärkste Flexibilisierung des Betriebs wird bei dem Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine erreicht, da dieses ohne Wärmespeicher aufgrund niedriger Erzeugungskosten in vielen Stunden betrieben wird; sowohl bei negativem Deckungsbeitrag der Stromerzeugung, da es niedrigere Wärmerestkosten aufweist, als das Heizwerk, als auch bei stark positivem Deckungsbeitrag, jedoch nicht immer in Volllast, da die Wärmenachfrage limitierend ist. Durch die Gegendruckcharakteristik ist das Strom-zu-Wärme-Äquivalent größer als das der Anlage mit Entnahmekondensationsturbine (s. Tabelle 7.2), womit die Wärmespeicherung effektiver eine veränderte Stromerzeugung bewirkt. Die GuD-Heizkraftwerke mit hohen Erzeugungskosten weisen insbesondere in den Jahren 2013 und 2014 eine deutlich höhere Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils auf, als die Dampfheizkraftwerke. Bei Werten von ca. 1,2 und darüber steigen diese durch Wärmespeicherung nicht, sondern bleiben, je nach Speicherkapazität, auf nahezu gleichem Niveau oder sinken. Der monetäre Nutzen der Wärmespeicherung ist in diesen Fällen neben der Heizwerkverdrängung die Erhöhung der Jahresstromarbeit, wie in Abbildung 7.21 (c) und (d) zu sehen ist.

Die Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils der Kraftwerke aus Tabelle 7.5 spiegelt den Sachverhalt wider, der auch aus den elektrischen Volllaststunden in Tabelle 7.4 deutlich wird: Das Dampfkraftwerk wird in vielen Jahrestunden betrieben, womit die Wertigkeit der Stromerzeugung mit Werten zwischen rund 1,1 und 1,4 vergleichsweise niedrig ausfällt, wohingegen das GuD-Kraftwerk mit deutlich weniger Betriebsstunden eine Wertigkeit zwischen rund 1,3 und 2,2 aufweist.⁸⁹

Beim Vergleich der Werte aus Tabelle 7.5 und Abbildung 7.22 zeigt sich, dass die Wertigkeit der Stromerzeugung von Heizkraftwerken auch mit vergleichsweise groß dimensioniertem Kurzzeit-Wärmespeicher nicht die eines vergleichbaren Kraftwerkes erreicht. Während bei einem Kraftwerk (neben Anfahrkosten) lediglich die Differenz aus Strompreis und variablen Stromerzeugungskosten den Einsatz bestimmt, gilt es bei Heizkraftwerken die Wärmekosten zu minimieren, s. Abschnitt 4.4. Insbesondere bei den GuD-Heizkraftwerken, die hohe variable Erzeugungskosten besitzen, führt dies zu vielen Betriebsstunden bei negativem Deckungsbeitrag der Stromerzeugung, womit sich die dargestellten Unterschiede zu Kraftwerken in den Volllaststunden und der Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils ergeben.

⁸⁹Dabei fällt auf, dass bei einer ähnlichen Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils von rund 1,4 beim DKW in 2016 und dem GuD in 2010 sich die Volllaststunden stark unterscheiden (DKW: ca. 4.500, GuD: ca. 1.600). Neben der unterschiedlichen Struktur des Strompreisprofils (s. Abb. 6.1), zeigt sich hier der Einfluss der Anfahrkosten, die bezogen auf die elektrische Nominalleistung bei dem GuD höher sind, als bei dem Dampfheizkraftwerk, s. Abschnitt 6.5.

Zwischenfazit aus den Jahreskennzahlen

Die oben betrachteten Jahreskennzahlen zeigen, dass die Heizkraftwerke durch die Möglichkeit der Wärmespeicherung rationeller betrieben werden können, auch wenn sich dies bei den verschiedenen Heizkraftwerkstypen teils unterschiedlich darstellt. In allen Fällen steigt der Anteil der gekoppelten Fernwärmeerzeugung (KWK-Fernwärmedeckungsgrad) – bei den Dampfheizkraftwerken um ca. 0,2 bis 2 %-Punkte und bei den GuD-Anlagen um ca. 2 bis 15 %-Punkte. Der Brennstoffausnutzungsgrad steigt ebenso in allen betrachteten Fällen, bei denen dieser variabel modelliert ist. Aus diesen beiden Ergebnissen kann der Wärmespeicherung eindeutig eine Primärenergieeinsparung⁹⁰ zugewiesen werden, da KWK-Anlagen einen geringeren Primärenergieeinsatz aufweisen, als die getrennte Erzeugung.

Die Jahresstromarbeit der Heizkraftwerke steigt durch Wärmespeicherung, sofern diese fernwärmebedingt limitiert ist, und sinkt insbesondere bei dem steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine, das einen größeren Anteil an Kondensationsstrom (nicht-KWK-Strom) erzeugt. Diese verschiedenen Ergebnisse für die vier Heizkraftwerkstypen mit z.T. unterschiedlich CO₂-intensiven Brennstoffen (auch im Vergleich zum Heizwerk) und die Tatsache, dass für die Bewertung von CO₂-Emissionen bei KWK-Anlagen mehrere Methoden angewendet werden können⁹¹ erschwert eine eindeutige Aussage zur CO₂-Reduktion in der Fernwärmeversorgung durch Wärmespeicherung. Im Allgemeinen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die CO₂-Emissionen durch Wärmespeicherung für die meisten Anwendungsfälle und Allokations- bzw. Bewertungsmethoden sinken⁹². Explizite Ergebnisse zur Primärenergieeinsparung und Reduktion von CO₂-Emissionen durch Wärmespeicherung, welche die hier getroffenen Aussagen bestätigen, sind in [64, Kap. 10.4] zu finden.

Aus der Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils kann abgeleitet werden, dass die Heizkraftwerke durch Wärmespeicherung meist stärker dem Strompreissignal folgen und somit die Residuallast der elektrischen Energie grundsätzlich bedarfsorientierter decken. Ausnahmen davon ergeben sich bei GuD-Anlagen, deren Strom- und Fernwärmeerzeugung durch Wärmespeicherung vergleichsweise stark ansteigt, womit viele Betriebsstunden bei niedrigeren Strompreisen dazukommen. Das Stromerzeugungsprofil der Heizkraftwerke zeigt eine z.T. deutlich marktorientiertere Stromerzeugung, die jedoch nicht die von vergleichbaren Kraftwerken erreicht, da die Fernwärmeversorgung einen teils sehr unterschiedlichen Anlageneinsatz zur Folge hat.

⁹⁰In dem Anhang II der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlamentes und des Rates ist die Berechnungsvorschrift für die Primärenergieeinsparung durch Kraft-Wärme-Kopplung zu finden. Die Ermittlung der eingesetzten Primärenergie zur Fernwärmeerzeugung ist in der AGFW-Richtlinie FW 309 Teil 1 [7] detailliert beschrieben. Für Heizwerke ergeben sich Primärenergiefaktoren der Fernwärmeerzeugung $> 1,1$ (Pauschalwert: 1,3 [7, S. 10]), wohingegen KWK-Anlagen und Fernwärme, die primär aus Heizkraftwerken stammt, Werte $\ll 1$ aufweisen, s. bspw. [64, S. 155].

⁹¹Die CO₂-Emissionen von KWK-Anlagen können grundsätzlich auf die zwei Produkte energetisch (IEA-Methode, Wirkungsgradmethode), exergetisch (Carnot-Methode) oder mit Hilfe von Referenzwirkungsgraden oder Referenz-CO₂-Emissionen der getrennten Erzeugung (Finnische Methode, THG-Methode) aufgeteilt, oder auf nur ein Produkt bezogen werden, indem für das andere eine Gutschrift verwendet wird, s. bspw. [97, 158]. Die AGFW-Richtlinie FW 309 Teil 6 [11] sieht bspw. eine exergetische Allokation der CO₂-Emissionen auf Basis des Stromverlusts vor. In [64] sind zum einen auf die Stromarbeit bezogene CO₂-Emissionen unter Verwendung einer Wärmegutschrift in Höhe der Heizwerk-Emissionen berücksichtigt, die einen Vergleich mit Kraftwerken bzw. der getrennten Erzeugung ermöglichen; zum anderen wird die Reduktion der Emissionen mit einer Stromgutschrift in Höhe des deutschen CO₂-Verdrängungsmix ermittelt, in Analogie zur Vorgehensweise bei der Bestimmung des Primärenergiefaktors der Fernwärme aus [7].

⁹²Eine Ausnahme davon kann sich bei GuD-Heizkraftwerken ergeben, sofern deren Jahresstromerzeugung durch Wärmespeicherung sinkt.

7.3 Sensitivitätsanalysen

Die in den Abschnitten 7.1 und 7.2 dargestellten Ergebnisse decken bereits eine größere Bandbreite von unterschiedlichen Eingangsdaten ab. Neben einer Variation der Kapazität des Wärmespeichers sind ökonomische Rahmenbedingungen und dazu konsistente Zeitreihen der Fernwärmenachfrage und Außentemperatur eines Standortes für die Jahre 2010 bis 2016 sowie die vier verschiedenen Heizkraftwerkstypen berücksichtigt. Daraus lässt sich der Einfluss von wichtigen Systemeigenschaften und Triebkräften sowie Limitierungen für die Wärmespeicherung zeigen und analysieren. So sind die Unterschiede in den oben dargestellten Ergebnissen meist auf folgende Charakteristika der Heizkraftwerke zurückzuführen: elektrischer Wirkungsgrad, Stromkennzahl, variable Stromerzeugungskosten, Wärme- bzw. Wärmerestkosten – auch im Vergleich zur alternativen Wärmeerzeugung – und die Art der Dampfturbine zur Wärmeauskopplung. Im Folgenden werden weitere, potentiell wichtige Einflussgrößen in Form von Sensitivitätsanalysen betrachtet.

7.3.1 KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems

In diesem Abschnitt wird exemplarisch für das Jahr 2016 der KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems verändert, um dessen Einfluss auf den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern zu untersuchen. Dazu wird die Zeitreihe der Fernwärmenachfrage mit den Faktoren 0,5 und 2 skaliert und die Charakteristika der Heizkraftwerksblöcke und des Wärmespeichers gleich gehalten; die Leistung der Heizwerke entspricht jeweils der maximal auftretenden Fernwärmeleistung. Die resultierenden Jahresdauerlinien sind in Abbildung 7.23 dargestellt.

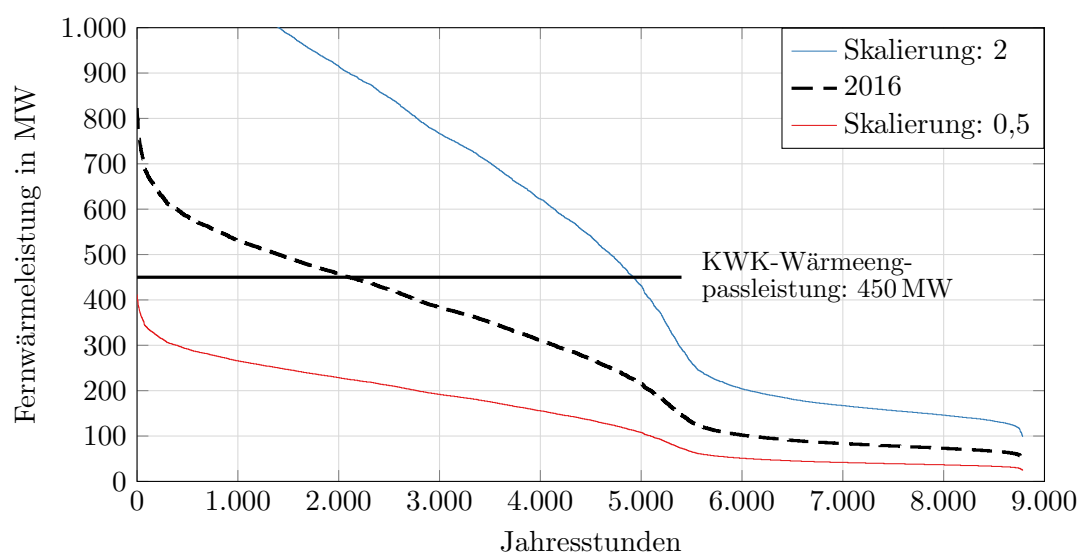


Abbildung 7.23: Jahresdauerlinien für die Sensitivität des KWK-Leistungsanteils des Erzeugersystems, Datengrundlage: [163]

Die unskalierte Fernwärmenachfrage von 2016 liegt in 2.102 Stunden oberhalb der KWK-Wärmeengpassleistung der Heizkraftwerksblöcke und 6.682 Stunden darunter. Sofern die KWK-Anlagen niedrigere Wärme(rest)kosten als die Heizwerke aufweisen, speisen sie in diesen 2.102 Stunden mit maximaler Wärmeauskopplung in das Fernwärmenetz ein und können nicht zusätzlich den Wärmespeicher beladen. In den restlichen 6.682 Stunden kann der Wärmespeicher bspw. für eine strompreisorientierte Fahrweise eingesetzt werden. Bei einer Verdopplung der Fernwärmenachfrage sinken die Stunden, bei denen freie Kapazität der Heizkraftwerksblöcke zur Beladung des Wärmespeichers existiert, auf 3.857 oder um 42 %, während eine Halbierung der Fernwärmenachfrage die Anzahl der Stunden auf 8.784 oder um 31 % erhöht.

Aus den Jahresdauerlinien lässt sich darüber hinaus das Potential abschätzen, das Heizwerk als Spitzenlastzeuger mit Hilfe der Wärmespeicherung zu verdrängen. Bei der mit zwei skalierten Fernwärmenachfrage ist die Steigung der Jahresdauerlinie bei der Wärmeengpassleistung der Heizkraftwerke von $450 \text{ MW}_{\text{th}}$ betragsmäßig deutlich höher, als bei der unskalierten Kurve, womit die Anzahl der Stunden sinkt, in denen zwischengespeicherte KWK-Wärme die Spitzenlastwärme aus dem Heizwerk verdrängen könnte. Die Fernwärmenachfrage bei einer Skalierung mit 0,5 liegt ganzjährig unterhalb der KWK-Wärmeengpassleistung, wodurch kein Spitzenlasteinsatz des Heizwerkes nötig ist. Dafür sinkt die minimale Fernwärmenachfrage im Sommer auf Werte, die unterhalb der minimalen Wärmeauskopplung der Gegendruckanlagen liegen⁹³.

Die wichtigsten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 7.6 aufgeführt. Bei dem geringeren KWK-Leistungsanteil (Skalierung: 2) sinkt der Deckungsbeitrag und die Zyklen des Wärmespeichers gleicher Kapazität, da dieser in einem kleineren Anteil des Jahres genutzt werden kann, wie oben beschrieben. Analog dazu steigen beide Größen für einen höheren KWK-Leistungsanteil (Skalierung: 0,5). Da bei dem hohen KWK-Leistungsanteil die minimale Wärmeauskopplung der Gegendruckanlagen von der Fernwärmenachfrage in einigen Stunden unterschritten wird, ist der KWK-Deckungsgrad ohne Wärmespeicher vergleichsweise niedrig und steigt mit Hilfe des Wärmespeichers besonders stark (fettgedruckte Werte), womit auch der Deckungsbeitrag des Wärmespeichers deutlich zunimmt, verglichen mit dem Basisfall für die unskalierte Fernwärmenachfrage von 2016.

Der geringe KWK-Leistungsanteil führt nicht nur zu einem erwartungsgemäß deutlich geringeren KWK-Deckungsgrad ohne Wärmespeicher, sondern auch zu einer kleineren Erhöhung dessen mit Wärmespeicher, was mit dem steileren Verlauf der Jahresdauerlinie im Bereich der KWK-Wärmeengpassleistung erklärt werden kann. Bei dem hohen KWK-Leistungsanteil ist es mit Wärmespeicherung möglich den gesamten Wärmebedarf zu decken. Für eine Kapazität des Wärmespeichers von 8 Stunden der Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen ergeben sich bei den Dampfheizkraftwerken KWK-Deckungsgrade von ca. 100,1 %, bei denen die Verluste der Wärmespeicherung entsprechend ca. 0,1 %-Punkte betragen.

In anderen Arbeiten [147, 157] wird die Speicherkapazität auf die maximal auftretende Fernwärmenachfrage bezogen, um eine systemgrößenunabhängige Kennzahl zu bilden, statt diese auf die KWK-Wärmeengpassleistung zu beziehen⁹⁴. Somit stellt sich die Frage, ob eine der beiden Bezugsgrößen eine bessere Verallgemeinerung der Ergebnisse zulässt. Wäre der Bezug auf die maximal auftretende Fernwärmenachfrage (selbst bei exakt gleicher Struktur der Jahresdauerlinie) für allgemeingültige Aussagen besser geeignet, müssten die Deckungsbeiträge und Zyklen bei einer Verdopplung oder Halbierung der Fernwärmenachfrage und gleichzeitig der Speicherkapazität stärker beieinanderliegen, als bei Konstanzhaltung der Kapazität. Der Vergleich der in Tabelle 7.6 dargestellten Ergebnisse zeigt jedoch, dass der Zusammenhang umgekehrt ist, zumindest für den betrachteten Fall: Eine höhere (geringere) Fernwärmenachfrage führt zu einer geringeren (höheren) Nutzungsdauer des Speichers, womit in Bezug auf den spez. Deckungsbeitrag und die Zyklenanzahl eine geringere (größere) Speicherkapazität zu ähnlichen Ergebnissen führt.

Somit zeigt sich aus dieser Sensitivitätsanalyse, dass ein Bezug der Kapazität eines Wärmespeichers auf die KWK-Wärmeengpassleistung besser geeignet zu sein scheint, als ein Bezug auf die maximale Fernwärmeleistung.

⁹³Die minimale Wärmeauskopplung der Gegendruckanlage mit Dampfkraftprozess von 61 MW wird in 3.190 Stunden unterschritten und die der entsprechenden GuD-Anlage von rund 68 MW in 3.314 Stunden. Für die Wärmenachfrage von 2016 liegt die Fernwärmeleistung lediglich in 63 bzw. 340 Stunden unterhalb der minimalen Wärmeauskopplung der Gegendruckanlagen.

⁹⁴Der Bezug der Speicherkapazität auf die KWK-Wärmeengpassleistung ist in dieser Arbeit zum einen gewählt worden, da verschiedene Jahre mit unterschiedlichen maximalen Fernwärmeleistungen berücksichtigt werden und zum anderen, weil die in einer Stunde auftretende maximale Fernwärmenachfrage nicht charakteristisch für die Zeitreihe der Fernwärmenachfrage oder die Jahreswärmearbeit ist, da die Jahresdauerlinie unterschiedlich ausgeprägt sein kann, s. Abbildung 4.1.

Tabelle 7.6: Sensitivität: KWK-Leistungsanteil des Erzeugersystems

		2016	Skalierung: 2		Skalierung: 0,5	
Jahreswärmearbeit in GWh:		2.494	4.988	(+100 %)	1.247	(-50 %)
FWN < KWK-WEL in h:		6.682	3.857	(-42 %)	8.784	(+31 %)
Spez. Deckungsbeitrag in €/MWh						
DKW-GD	2 h	2.020	1.195	(-41%)	5.604	(+177%)
	4 h	1.243	752	(-40%)	3.192	(+157%)
	8 h	724	452	(-38%)	1.747	(+141%)
DKW-EK	2 h	1.228	1.067	(-13%)	1.634	(+33%)
	4 h	783	696	(-11%)	1.085	(+39%)
	8 h	475	436	(-8%)	646	(+36%)
GuD-GD	2 h	2.757	1.302	(-53%)	4.000	(+45%)
	4 h	1.664	889	(-47%)	2.775	(+67%)
	8 h	974	539	(-45%)	1.756	(+80%)
GuD-EK	2 h	1.715	1.047	(-39%)	2.157	(+26%)
	4 h	1.075	747	(-31%)	1.601	(+49%)
	8 h	688	503	(-27%)	1.069	(+55%)
Zyklen in 1/a						
DKW-GD	2 h	221	171	(-23%)	309	(+40%)
	4 h	134	103	(-23%)	202	(+51%)
	8 h	79	59	(-25%)	115	(+46%)
DKW-EK	2 h	221	176	(-20%)	333	(+51%)
	4 h	140	108	(-23%)	217	(+55%)
	8 h	77	63	(-18%)	125	(+62%)
GuD-GD	2 h	156	107	(-31%)	228	(+46%)
	4 h	97	66	(-33%)	141	(+45%)
	8 h	59	39	(-33%)	84	(+43%)
GuD-EK	2 h	160	108	(-33%)	251	(+57%)
	4 h	99	71	(-28%)	157	(+58%)
	8 h	63	43	(-31%)	93	(+48%)
KWK-Deckungsgrad in % bzw. Veränderung in %-Punkten						
DKW-GD	-	91,57	58,76		88,61	
	2 h	+1,07	+0,22		+11,40	
	4 h	+1,28	+0,27		+11,46	
	8 h	+1,56	+0,32		+11,49	
DKW-EK	-	91,49	58,59		99,12	
	2 h	+0,98	+0,26		+0,71	
	4 h	+1,19	+0,33		+0,94	
	8 h	+1,46	+0,38		+0,96	
GuD-GD	-	80,05	51,22		77,70	
	2 h	+4,12	+1,17		+18,38	
	4 h	+4,46	+1,35		+19,37	
	8 h	+4,97	+1,43		+20,44	
GuD-EK	-	77,81	48,94		79,51	
	2 h	+2,52	+1,45		+12,14	
	4 h	+3,40	+1,70		+13,68	
	8 h	+4,15	+2,01		+16,14	

7.3.2 Anfahrkosten der Heizkraftwerksblöcke

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Anfahrkosten auf den Einsatz und den Deckungsbeitrag des Wärmespeichers betrachtet. Hierzu dienen Ergebnisse für das Jahr 2016, bei denen die Anfahrkosten ausgehend von den in Abschnitt 6.5 getroffenen Annahmen verdoppelt und halbiert werden.

Die Anfahrkosten auf Basis der brennstoffbezogenen Kosten von 2016 betragen für die Dampfheizkraftwerke $12,80 \text{ €/MW}_{\text{el}}$ bei einem Heißstart und $30,93 \text{ €/MW}_{\text{el}}$ bei einem Kaltstart, während diese für die GuD-Anlagen bei $50,13 \text{ €/MW}_{\text{el}}$ und $70,26 \text{ €/MW}_{\text{el}}$ liegen. Durch die höhere Stromkennzahl der GuD-Anlagen im Vergleich zu den Dampfheizkraftwerken (s. Tab. 6.2) ergeben sich deutlich höhere absolute Anfahrkosten eines GuD-Blockes gleicher Wärmeengpassleistung. Für die Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen betragen diese beim Dampfheizkraftwerk je nach Stillstandszeit ca. 1.500 bis 3.650 €/Start und bei der GuD-Anlage ca. 11.270 bis 15.800 €/Start .

In Tabelle 7.7 ist der Deckungsbeitrag und die Zyklenanzahl des Wärmespeichers, sowie die Anzahl der Anfahrvorgänge der Heizkraftwerksblöcke für den Basisfall und die Variationen der Anfahrkosten mit den Skalierungsfaktoren 0,5 und 2 aufgeführt. Alle drei Kennzahlen verändern sich bei einer Halbierung der Anfahrkosten stärker, als bei einer Verdopplung dieser, was sich mit der Aussage aus [148, S. 37] deckt, eine Genauigkeit von $\pm 50\%$ der Anfahrkosten könne toleriert werden, wobei eine Überschätzung der Anfahrkosten gegenüber einer Unterschätzung zu bevorzugen sei, da sie einen geringeren Fehler bei den Gesamtkosten verursache. Die Anzahl der Anfahrvorgänge der Heizkraftwerksblöcke ändert sich dabei erwartungsgemäß am stärksten, während der Einfluss auf den Deckungsbeitrag und die Zyklenanzahl des Wärmespeichers im Bereich von -16 bis $+21 \%$ liegt. Die Ergebnisse mit halbierten Anfahrkosten lassen vermuten, dass die Vernachlässigung der Anfahrkosten zu einer relevanten Überschätzung des Deckungsbeitrages und der durch Wärmespeicherung erreichbaren Flexibilisierung der Heizkraftwerke führt. Die in Tabelle 7.7 aufgeführte Anzahl der Anfahrvorgänge zeigt, dass diese ausgehend von dem System ohne Wärmespeicher (-) mit steigender Kapazität des Wärmespeichers steigen. Am deutlichsten ist dies an der Anzahl der Anfahrvorgänge mit und ohne Wärmespeicher bei den Dampfheizkraftwerken zu sehen, für die vergleichsweise niedrige Anfahrkosten angenommen sind. Vergleicht man die sehr unterschiedliche Anzahl der Anfahrvorgänge für die dargestellten drei Varianten und die dazugehörigen, in einem kleinen Spektrum liegenden, Deckungsbeiträge des Wärmespeichers, lässt sich festhalten, dass die Anzahl der Anfahrvorgänge eine vergleichsweise untergeordnete Rolle für den Einsatz von Wärmespeichern spielt, zumal in der Einsatzoptimierung ein Trade-Off zwischen (vermiedenen) Anfahrkosten und Nutzen des Wärmespeichers stattfindet. Zuletzt sei erwähnt, dass der KWK-Deckungsgrad von der Wahl der Anfahrkosten weitestgehend unbeeinflusst bleibt, und daher hier nicht separat aufgeführt ist.

Tabelle 7.7: Sensitivität: Anfahrkosten

		2016	Skalierung: 2		Skalierung: 0,5	
Spez. Deckungsbeitrag in €/MWh						
DKW-GD	2 h	2.020	1.912	(-5%)	2.203	(+9%)
	4 h	1.243	1.153	(-7%)	1.360	(+9%)
	8 h	724	670	(-7%)	785	(+8%)
DKW-EK	2 h	1.228	1.179	(-4%)	1.327	(+8%)
	4 h	783	738	(-6%)	1.327	(+8%)
	8 h	475	442	(-7%)	504	(+6%)
GuD-GD	2 h	2.757	2.663	(-3%)	2.977	(+8%)
	4 h	1.664	1.543	(-7%)	1.798	(+8%)
	8 h	974	822	(-16%)	1.051	(+8%)
GuD-EK	2 h	1.715	1.651	(-4%)	2.033	(+19%)
	4 h	1.075	962	(-11%)	1.286	(+20%)
	8 h	688	580	(-16%)	811	(+18%)
Zyklen in 1/a						
DKW-GD	2 h	221	195	(-12%)	246	(+19%)
	4 h	134	114	(-15%)	149	(+21%)
	8 h	79	66	(-16%)	82	(+17%)
DKW-EK	2 h	221	209	(-6%)	184	(+11%)
	4 h	140	124	(-11%)	112	(+6%)
	8 h	77	70	(-9%)	68	(+7%)
GuD-GD	2 h	156	146	(-6%)	184	(+18%)
	4 h	97	86	(-12%)	112	(+16%)
	8 h	59	51	(-14%)	68	(+15%)
GuD-EK	2 h	160	152	(-5%)	190	(+19%)
	4 h	99	92	(-7%)	120	(+21%)
	8 h	63	57	(-10%)	72	(+14%)
Anzahl der Anfahrvorgänge pro Jahr (3 HKW-Blöcke)						
DKW-GD	-	46	22	(-52%)	72	(+57%)
	2 h	169	56	(-67%)	416	(+146%)
	4 h	212	71	(-67%)	448	(+111%)
	8 h	227	75	(-67%)	484	(+113%)
DKW-EK	-	117	52	(-56%)	380	(+225%)
	2 h	231	64	(-72%)	558	(+142%)
	4 h	289	78	(-73%)	566	(+96%)
	8 h	297	84	(-72%)	544	(+83%)
GuD-GD	-	38	15	(-61%)	65	(+71%)
	2 h	43	16	(-63%)	127	(+195%)
	4 h	53	19	(-64%)	136	(+157%)
	8 h	59	26	(-56%)	142	(+141%)
GuD-EK	-	28	16	(-43%)	63	(+125%)
	2 h	42	18	(-57%)	146	(+248%)
	4 h	57	26	(-54%)	175	(+207%)
	8 h	72	33	(-54%)	171	(+138%)

7.3.3 Modifizierte Strompreise des Jahres 2016

Ausgehend von den Marktbedingungen des Jahres 2016 wird für diese Sensitivitätsanalyse zum einen die Volatilität der Strompreiszeitreihe variiert und zum anderen der Baseloadpreis. Die Volatilität wird durch eine Skalierung der Differenz der Stundenwerte zum 48-h-Mittelwert mit den Faktoren 0,5 und 1,5 verändert und der Baseloadpreis durch eine Addition von $\pm 5 \text{ €/MWh}$ auf den Strompreis einer jeden Stunde. Die resultierenden modifizierten Strompreiszeitreihen sind im Anhang A.3.1 als Jahresdurchschnittswoche, Preisdauerlinie und Amplitudengang dargestellt. In Abbildung 7.24 ist der Einfluss der modifizierten Strompreise auf den Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung zu sehen.

Strompreisvolatilität

Für alle vier untersuchten Heizkraftwerkstypen steigt der Deckungsbeitrag bei einer Erhöhung der Strompreisvolatilität durch Skalierung mit dem Faktor 1,5 und sinkt entsprechend bei einem Skalierungsfaktor von 0,5. Die Veränderung beträgt gegenüber den historischen Strompreisen des Jahres 2016 im Mittel rd. $\pm 30 \%$ ⁹⁵.

Hierbei verändern sich bei den Dampfkraftanlagen mit und ohne Wärmespeicher der KWK-Wärmedeckungsgrad und die Vollbenutzungstunden der Strom- und Wärmeerzeugung nur unwesentlich. Die Anzahl der Speicherzyklen dagegen steigt bei höherer Volatilität um ca. 10 bis 20 % und sinkt bei niedriger Volatilität um ca. 15 bis 35 %. Der stärkere oder schwächere monetäre Anreiz durch Veränderung der Volatilität führt somit zu einer erhöhten oder verminderten Nutzung des Wärmespeichers, sodass sich beides zusammen auf den in Abbildung 7.24 dargestellten Deckungsbeitrag auswirkt.

Bei den GuD-Anlagen fällt die Veränderung der Speicherzyklen mit 2 bis 15 %, respektive -2 bis -20 % geringer aus, dafür ist der Einfluss der Strompreisvolatilität auf die elektrischen Volllaststunden und den KWK-Wärmedeckungsgrad stärker ausgeprägt. Ohne Wärmespeicher sorgt die geringere Strompreisvolatilität für einen um ca. 2 %-Punkte höheren KWK-Wärmedeckungsgrad und ca. 150 mehr Volllaststunden, während der KWK-Wärmedeckungsgrad bei Steigerung der Volatilität um rund 3 % und die elektrischen Volllaststunden um 220 h zurückgehen.⁹⁶ Folglich fällt die Steigerung des KWK-Wärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung bei geringer Volatilität etwas geringer aus, als im Basisfall und bei hoher Volatilität geringfügig höher, vgl. auch Abschnitt 7.2.4. Bei den GuD-Heizkraftwerken führt demnach eine höhere Strompreisvolatilität neben einer Verlagerung der Strom- und Wärmeerzeugung zu günstigeren Stunden und einer höheren Anzahl an Speicherzyklen zu einer stärkeren Verdrängung des Heizwerkes mithilfe der Wärmespeicherung – beide Effekte erhöhen den Deckungsbeitrag des Wärmespeichers.

Baseloadpreis

Der Einfluss einer Veränderung des Baseloadpreises um $\pm 5 \text{ €/MWh}$ wirkt sich für die vier verschiedenen Heizkraftwerkstypen unterschiedlich aus und ist vergleichbar mit einer Veränderung der variablen Erzeugungskosten, da beides in die für den Anlageneinsatz entscheidenden Kenngrößen Deckungsbeitrag der Stromerzeugung und Wärme(rest)kosten eingeht, vgl. Gleichungen (4.6) und (4.7).

Bei dem Gegendruck-Dampfheizkraftwerk (a) ändert sich der Anlagenbetrieb durch die Modifikation der Strompreise kaum, da die Anlage nahezu immer niedrigere Wärmerestkosten aufweist, als das Heizwerk (vgl. Abb. 7.9) und die Verlagerung der Strom- und Wärmeproduktion

⁹⁵ Mittelwert für die vier Heizkraftwerkstypen und die dargestellten Kapazitäten des Wärmespeichers, minimal ca. $\pm 15 \%$ und maximal ca. $\pm 40 \%$

⁹⁶ Durch die geringere Strompreisvolatilität sinkt die Anzahl der Stunden mit Strompreisen unterhalb von ca. 20 €/MWh , bei denen die Wärmerestkosten der GuD-Heizkraftwerke höher ausfallen, als die Wärmekosten des Heizwerkes, vgl. Abb. 7.9 oder 4.8 und 4.9 und s. Abb. A.1.

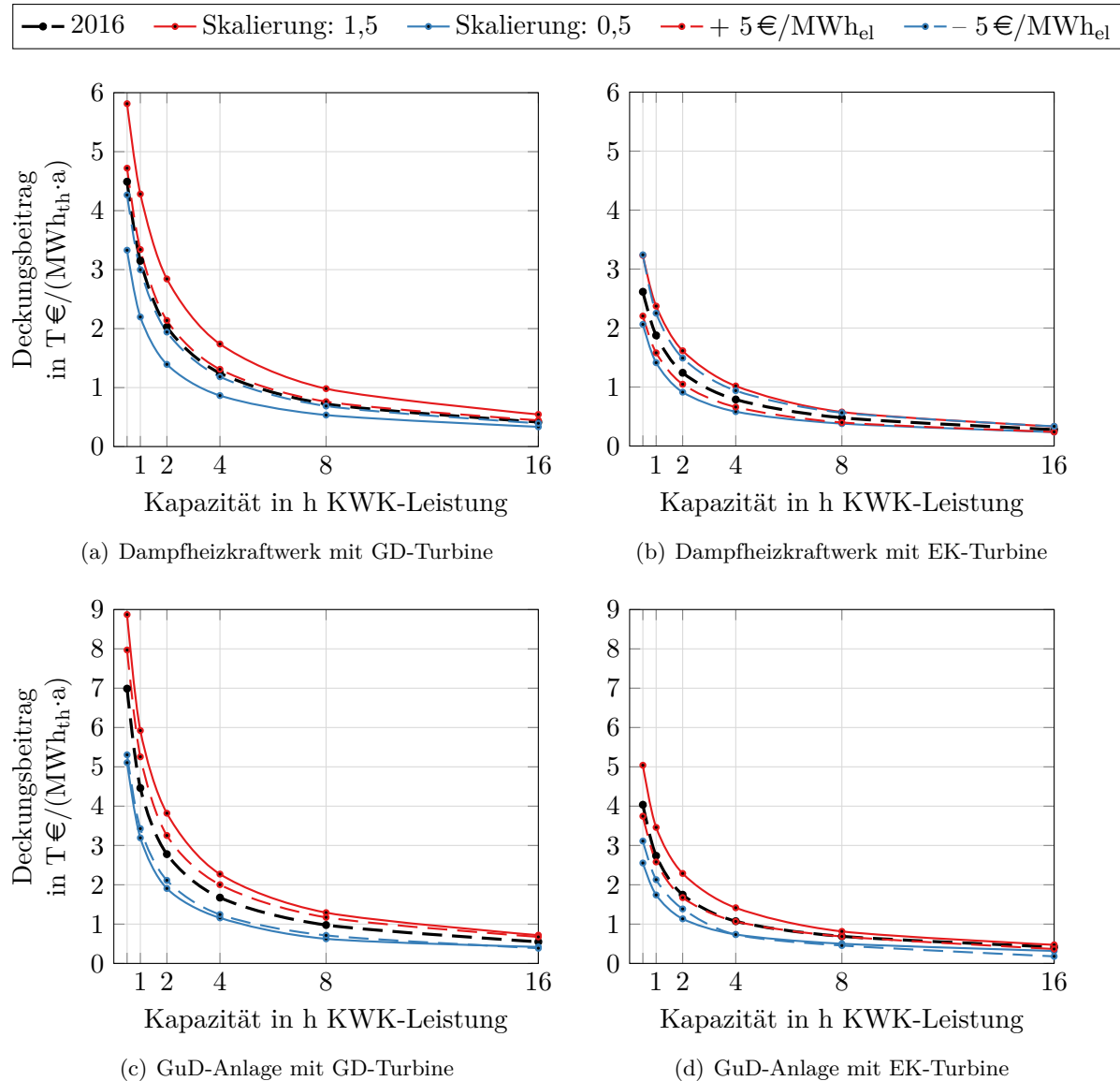


Abbildung 7.24: Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers über Speicherkapazität für modifizierte Strompreise des Jahres 2016

nahezu symmetrisch zum Tagesmittelwert des Strompreises stattfindet, vgl. Abbildung 7.11 (a). Die Speicherzyklen, der KWK-Deckungsgrad, sowie die Jahresstrom- und Wärmeerzeugung sind sowohl mit, als auch ohne Wärmespeicherung nahezu identisch mit dem Referenzszenario, weshalb sich der Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung auch kaum unterscheidet.⁹⁷

Im Gegensatz dazu steigen die Volllaststunden der Stromerzeugung für die Entnahmekondensationsanlage (b) bei gleicher Jahreswärmeauskopplung um ca. 1.100 h durch Erhöhung der Strompreise um 5 €/MWh und sinken um nahezu denselben Betrag bei Senkung der Preise. Folglich haben die modifizierten Strompreise einen Einfluss auf den Anteil der Stromerzeugung im (teilweise) Kondensationsbetrieb und damit auf die Anzahl der Stunden, in denen die Anlage auf der Gegendrucklinie oder in Kesselvolllast betrieben wird. Der verstärkte Betrieb auf der Gegendrucklinie durch niedrigere Strompreise führt zu einer stärkeren Veränderung der Stromer-

⁹⁷Die absoluten, jährlichen Wärmerestkosten ohne Wärmespeicher verändern sich um $\pm 2,56$ €/MWh_{th}, vgl. auch Tabelle A.9.

zeugung durch Wärmespeicherung (vgl. Abschnitt 7.2.2, Tab. 7.2) und damit zu einem höheren Deckungsbeitrag. Bei höheren Strompreisen ist der Deckungsbeitrag entsprechend niedriger, als im Basisfall.

Bei dem Gegendruck-GuD-Heizkraftwerk (c) ist der umgekehrte Zusammenhang zwischen Baseloadpreis und Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung zu beobachten: Höhere Strompreise führen zu einem höheren Deckungsbeitrag und umgekehrt. Dies ist das Resultat aus zwei gegenläufigen Effekten. Durch höhere Strompreise steigt die Anzahl der Volllaststunden der KWK-Anlage und somit auch der KWK-Deckungsgrad ohne Wärmespeicher. Das Potential zur Steigerung des KWK-Deckungsgrades durch Wärmespeicherung wird somit bei höheren Strompreisen etwas geringer, dafür sorgen die höheren Betriebsstunden für eine größere Anzahl an Speicherzyklen und die höheren Strompreise für eine höhere Wärme(rest)kostendifferenz zwischen Be- und Entladung.

Für das Entnahmekondensations-GuD (d) ist der Deckungsbeitrag bei niedrigeren Strompreisen etwas geringer, als beim Basisfall, und nahezu unverändert bei einer Erhöhung der Strompreise. Damit liegen die Ergebnisse der Sensitivität zwischen denen des EK-DKW und der GD-GuD-Anlage. Die höheren Betriebsstunden und Speicherzyklen bei hohen Strompreisen werden durch die Betriebspunktverschiebung ausgehend von der Gegendrucklinie hin zu einem stärkeren Kondensationsbetrieb und damit einer geringeren Veränderung der Stromerzeugung durch Wärmespeicherung (vgl. Tab. 7.2) monetär kompensiert. Das fällt bei einer Erhöhung der Strompreise stärker ins Gewicht, als bei einer Absenkung dieser, zumal die GuD-Anlage im Vergleich zum Dampfheizkraftwerk in vielen Stunden unterhalb der elektrischen Grenzkosten, und somit auf der Gegendrucklinie betrieben wird. Folglich überwiegt bei niedrigen Strompreisen die Reduktion der Betriebsstunden mit ca. 1.000 h/a und eine Reduktion der Speicherzyklen um etwas über 20 %, je nach Speicherkapazität.

7.3.4 Ausblick: Marktbedingungen für das Jahr 2035

Zuletzt erfolgt ein Ausblick für prognostizierte Marktbedingungen des Jahres 2035, um zu prüfen, inwiefern grundlegende Ergebnisse auf Basis der historischen Eingangsdaten auf die Zukunft übertragbar sind. Hierzu werden Strompreisprognosen verwendet, die mit Hilfe eines fundamentalen Strommarktmodells (s. [145, 229]) bestimmt wurden und im Wesentlichen auf den Annahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2025 von 2015 [1] beruhen. Die drei betrachteten Strompreisszenarien unterscheiden sich in dem Flexibilitätsangebot des Anlagenparks (s. [229, F. 6]) und sind in aggregierter Form zusammen mit den in beiden Modellen verwendeten brennstoffbezogenen Kosten im Anhang A.3.2 zu finden. Da im Strommarktmodell die Wetterdaten des Jahres 2013 zugrunde gelegt wurden, ist bei den betrachteten Szenarien für 2035 auch die Fernwärmenachfrage von 2013 gewählt worden, zumal in beiden Modellen die Außentemperatur eingeht. Daher werden die Ergebnisse für die Zukunftsszenarien im Folgenden explizit mit denen des Jahres 2013 verglichen.

Deckungsbeiträge der Wärmespeicherung

In Abbildung 7.25 sind die Deckungsbeiträge der Wärmespeicherung für die drei Szenarien des Jahres 2035 dargestellt, sowie zum Vergleich die für 2013 und der Bereich der Jahre 2010 bis 2016. Zunächst fällt auf, dass sich die Ergebnisse für die Zukunft zum größten Teil in dem Spektrum der Deckungsbeiträge der Jahre 2010 bis 2016 befinden. Ferner zeigt sich, dass höhere Speicherkapazitäten zukünftig geringfügig lukrativer sind und eine reduzierte Flexibilität des deutschen Kraftwerksparks insbesondere bei den Dampfheizkraftwerken den Deckungsbeitrag steigert. Die geringere Flexibilität hat eine Absenkung der niedrigen Strompreise zur Folge (vgl. Abb. A.3), bei denen die GuD-Anlagen oftmals sowohl mit, als auch ohne Wärmespeicher nicht in Betrieb sind, sodass sich der Einfluss einer geringeren Flexibilität schwächer auf die Ergebnisse

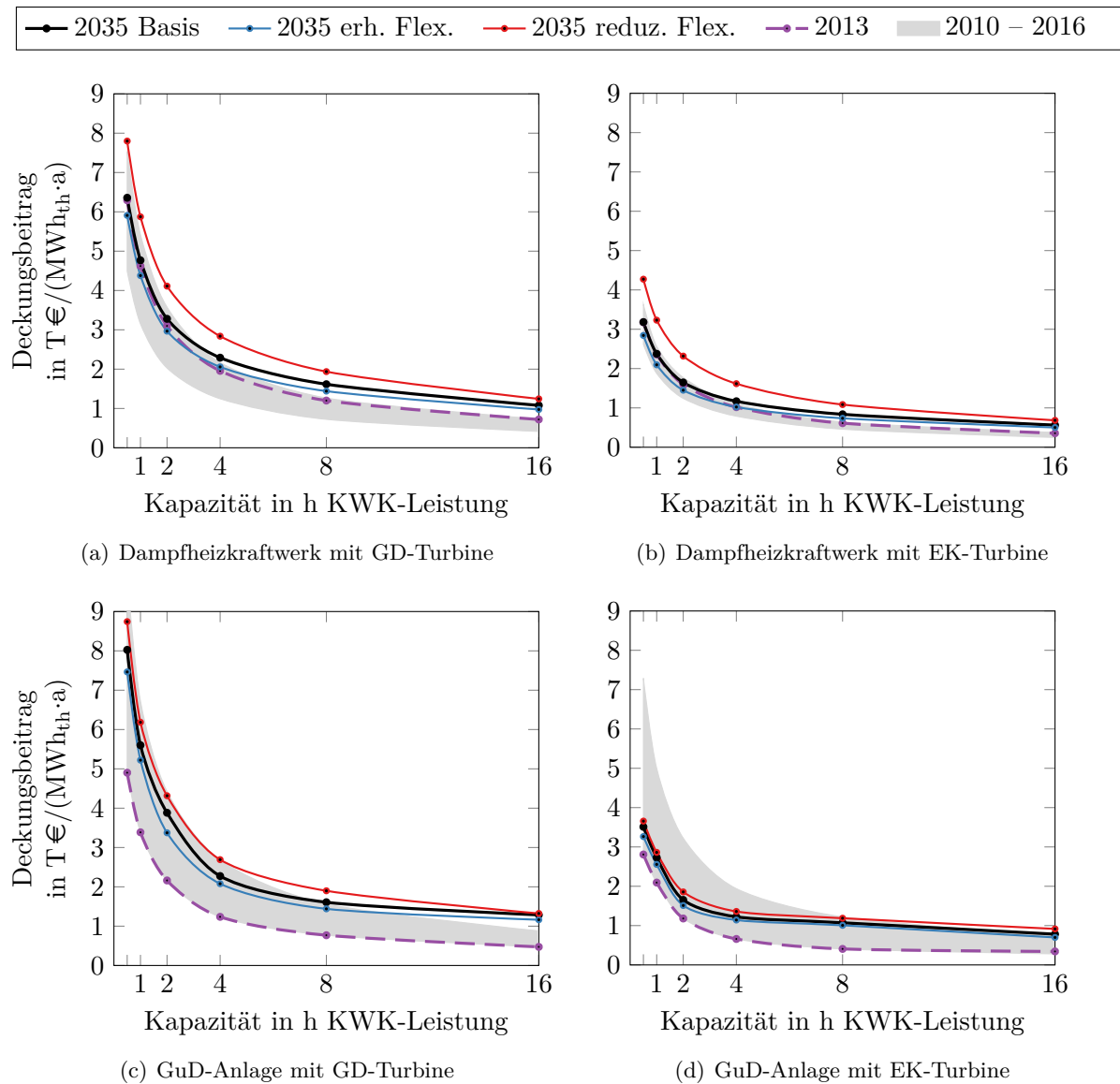


Abbildung 7.25: Spezifischer Deckungsbeitrag des Wärmespeichers über Speicherkapazität für die Jahre 2013 und 2035

der GuD-Anlagen auswirkt. Die hier nicht dargestellte Anzahl der Zyklen liegt für die drei Zukunftsszenarien, im Gegensatz zum Deckungsbeitrag, im unteren Bereich des Spektrums der Zyklen für die Jahre 2010 bis 2016. Bei den GuD-Anlagen sind die Zyklenanzahlen für 2035 somit ähnlich, wie die für 2013, die im Vergleich zu den restlichen Jahren im Zeitraum 2010 bis 2016 bei geringer Speicherkapazität erkennbar niedrig ausfallen, vgl. Abbildung 7.2. Besonders ausgeprägt ist dies bei der GuD-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine (d), wodurch der Deckungsbeitrag des Wärmespeichers für 2035 bei geringen Speicherkapazitäten im unteren Bereich des Spektrums der historischen Marktbedingungen liegt und erst bei höheren Kapazitäten in den oberen Bereich übergeht.

Veränderung der Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die Veränderung der Jahresstrom- und -wärmearbeiten der KWK-Anlagen werden wie zuvor anhand des KWK-Fernwärmedeckungsgrades ohne Wärmespeicher in Tabelle 7.8, dessen Erhöhung durch Wärmespeicherung in Abbildung 7.26, und mit Hilfe der elektrischen Volllaststunden in Abbildung 7.27 dargestellt.

Bei den Dampfheizkraftwerken beträgt der Fernwärmedeckungsgrad ohne Wärmespeicher für 2035, wie auch für 2013 ca. 88,7 %. Durch Wärmespeicherung steigt dieser um bis zu ca. 1 %-Punkt, wobei der Verlauf der Graphen über der Speicherkapazität in Abbildung 7.26 (a, b) nahezu identisch ist mit dem für 2013. Auch die in Abbildung 7.27 dargestellte Stromerzeugung ist für 2035 und 2013 sehr ähnlich. Das Gegendruck-Dampfheizkraftwerk (a) besitzt aufgrund der starren Betriebscharakteristik etwas über 5.000 Volllaststunden, wohingegen die flexiblere Anlage mit Entnahmekondensationsturbine (b) auf rund 6.500 Volllaststunden der Stromerzeugung kommt. Die höhere Stromerzeugung resultiert aus Betriebsstunden im (teilweise) Kondensationsbetrieb und zeigt, dass die Dampfheizkraftwerke in vielen Stunden einen positiven Deckungsbeitrag der Stromerzeugung aufweisen. Da die Wärmekosten erdgasgefeuerter Heizwerke den Annahmen zufolge auch zukünftig in den meisten Stunden deutlich höher sind als die von kohlegefeuerten Dampfheizkraftwerken, decken Letztere vorrangig die Wärmeerzeugung. Dadurch ergibt sich mit und ohne Wärmespeicher derselbe KWK-Fernwärmedeckungsgrad für 2035 und 2013, der maßgeblich von der Fernwärmenachfrage abhängt.

Bei den GuD-Heizkraftwerken liegen die in Tabelle 7.8 aufgeführten KWK-Fernwärmedeckungsgrade für die Systeme ohne Wärmespeicher und das Jahr 2035 auf einem vergleichbar niedrigem Niveau wie für 2013, vgl. auch Tabelle 7.3. Sowohl die verschiedenen Ergebnisse für die drei Zukunftsszenarien in Tabelle 7.8, als auch der Unterschied für die Jahre 2035 und 2013 in Abbildung 7.26 (c, d) zeigen jedoch, dass nicht nur die Struktur der Fernwärmenachfrage, sondern auch die ökonomischen Rahmenbedingungen Einfluss auf den KWK-Fernwärmedeckungsgrad haben. Als Gemeinsamkeit zwischen den historischen und zukünftigen Marktbedingungen kann für die GuD-Anlagen somit festgehalten werden, dass diese in vielen Stunden ökonomisch bedingt nicht in Betrieb sind, wodurch der KWK-Fernwärmedeckungsgrad gering ausfällt und mit Hilfe von Wärmespeichern deutlich erhöht werden kann. Die im Vergleich zu Dampfheizkraftwerken geringen Betriebsstunden zeigen sich auch in den Volllaststunden der Stromerzeugung in Abbildung 7.27 (c, d). Hierbei liegen die Volllaststunden der GuD-Anlagen für 2035 im unteren Bereich des Spektrums aus den historischen Marktbedingungen, während diese bei den Dampfheizkraftwerken im oberen Bereich liegen.

Tabelle 7.8: KWK-Fernwärmedeckungsgrad und Vollbenutzungsstunden der installierten KWK-Wärmeengpassleistung ohne Wärmespeicher (2035 und 2013 zum Vergleich)

	2013	2035 Basis	2035 erh. Flex.	2035 reduz. Flex.
DKW-GD	87,69 %	87,75 %	87,75 %	87,75 %
	5.303 h	5.307 h	5.307 h	5.307 h
DKW-EK	87,65 %	87,74 %	87,74 %	87,73 %
	5.301 h	5.306 h	5.306 h	5.305 h
GuD-GD	65,45 %	60,43 %	62,27 %	57,19 %
	3.958 h	3.654 h	3.766 h	3.459 h
GuD-EK	50,98 %	49,53 %	51,84 %	46,04 %
	3.083 h	2.995 h	3.135 h	2.784 h

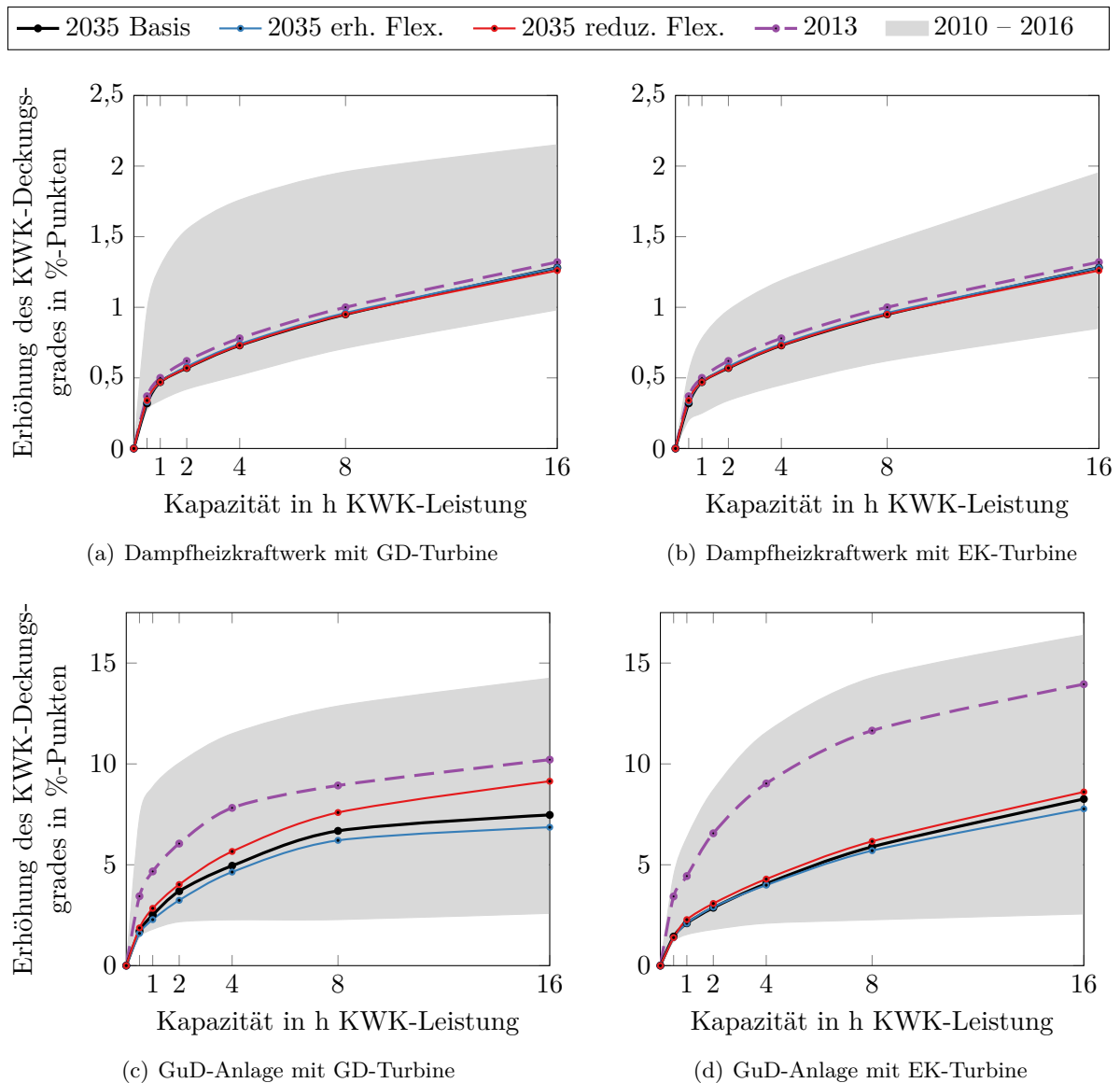


Abbildung 7.26: Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung (2035)

Für die prognostizierten Marktbedingungen des Jahres 2035 lässt sich zusammenfassend festhalten, dass die wesentlichen Ergebnisse zur Wärmespeicherung, die aus den historischen Marktbedingungen abgeleitet wurden, auch für die Zukunft ihre Gültigkeit behalten:

- Die Deckungsbeiträge der Wärmespeicherung, der KWK-Fernwärmedeckungsgrad und die Volllaststunden der Stromerzeugung liegen zukünftig jeweils im Spektrum der Marktbedingungen für 2010 bis 2016.
- GuD-Heizkraftwerke sind in vielen Stunden ökonomisch bedingt nicht in Betrieb und die Fernwärmeversorgung erfolgt mit Hilfe der Heizwerke, während steinkohlegefeuerte Dampfheizkraftwerke nahezu immer günstiger Wärme bereitstellen, als Heizwerke und in vielen Stunden einen positiven Deckungsbeitrag aus der Stromerzeugung erwirtschaften.

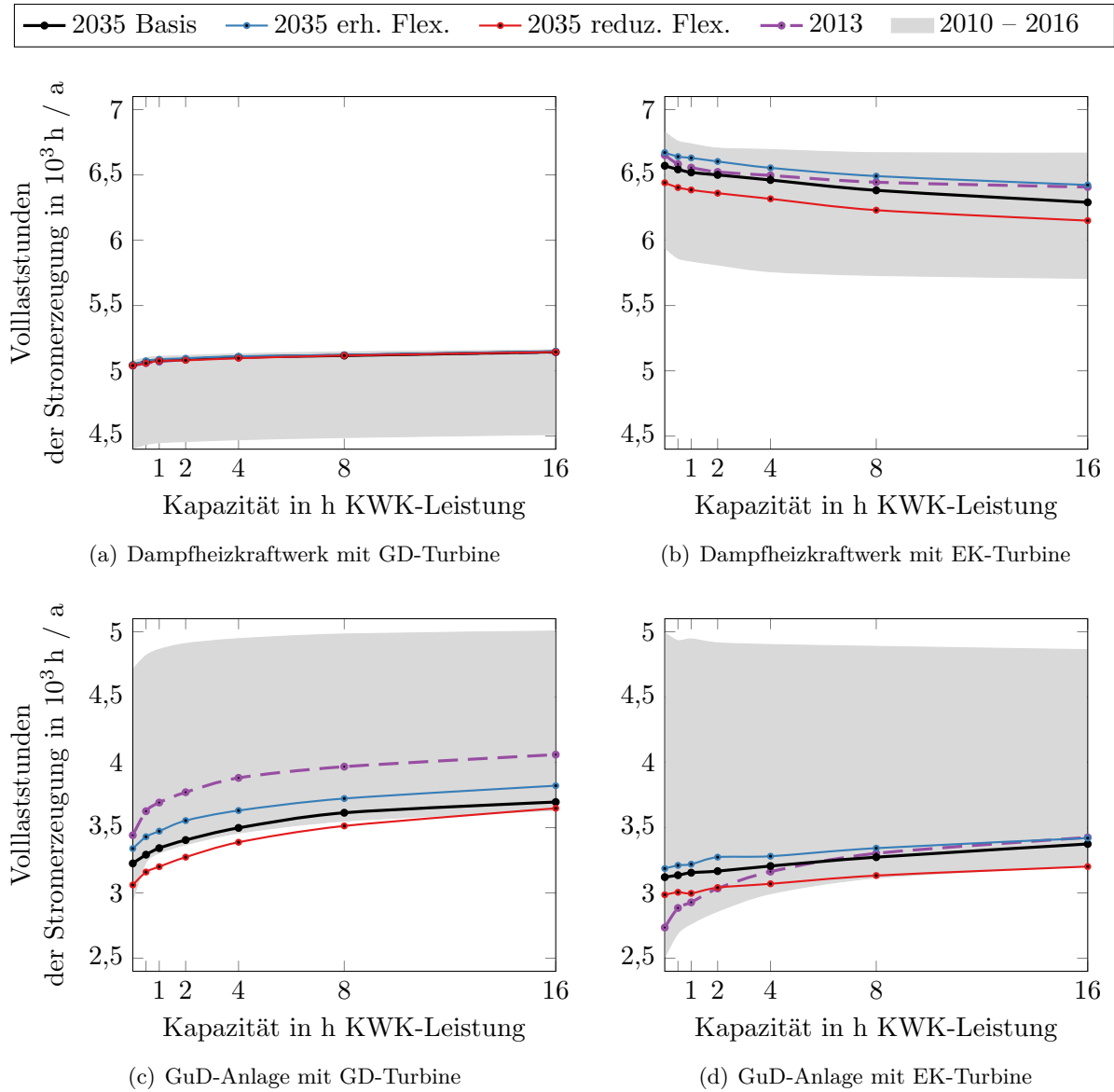


Abbildung 7.27: Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung (2035)

7.4 Kritische Diskussion der gewählten Methodik

Die Untersuchungen der vorliegenden Arbeit basieren auf dem Vergleich betriebswirtschaftlich optimaler Einsatzpläne von Fernwärmesystemen mit und ohne Wärmespeicher. Die Einsatzplanung erfolgt anhand eines dynamischen, gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsmodells, wie es für derartige Systeme zu Forschungszwecken üblich ist, und in der Praxis oftmals auch angewendet wird, s Abschnitt 2.1.4. Alternative Methoden der Einsatzplanung, die bspw. stärker heuristisch geprägt sind und keinen Anspruch auf mathematische Optimalität erheben, berücksichtigen ebenfalls die Anlagencharakteristika und Erzeugungskosten, sodass sich die Ergebnisse anhand derselben Kriterien ergeben. Daher kann zunächst festgehalten werden, dass die hier analysierten Ergebnisse der Einsatzplanung den Ausgangspunkt eines realitätsgetreuen Anlagenfahrplans abbilden. Dennoch sollten einzelne methodische Elemente der durchgeführten Untersuchungen kritisch hinterfragt, und bezüglich des Einflusses auf die Ergebnisse diskutiert werden:

Perfekte Prognose

Eine Einsatzplanung basiert auf Prognosen der Fernwärmenachfrage und der zu erwartenden Strompreise sowie einer angenommenen Anlagenverfügbarkeit, wohingegen im Betrieb die real auftretende Fernwärmenachfrage gedeckt werden muss, die aus Angebot und Nachfrage resultierenden Strompreise das betriebswirtschaftliche Ergebnis bestimmen, und ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten auftreten können. Daher kann in der Praxis bspw. eine Prognoseunsicherheit der Fernwärmenachfrage und Redundanz für den Betrieb der Erzeugereinheiten (bspw. $N-1$ -Sicherheit) berücksichtigt werden, wodurch sich der Anlageneinsatz verändert. Ebenso kann es nötig sein, die Anlagen anders zu betreiben als geplant, wenn unvorhergesehene Ereignisse eintreten. In dem für diese Arbeit genutzten Einsatzplanungsmodell werden keine Prognoseunsicherheiten berücksichtigt (perfect forecast) und es wird davon ausgegangen, dass keine unvorhergesehenen Ereignisse für einen Unterschied in dem gefahrenen und geplanten Anlageneinsatz sorgen, womit sich die Frage stellt, welchen Einfluss diese Vereinfachungen auf die Ergebnisse haben.

Da sowohl für die Referenzrechnung ohne Wärmespeicher, als auch für diejenigen mit Wärmespeicher eine perfekte Vorhersage angenommen wird, gilt es auch bei der Fehleranalyse, wie bei der Ergebnisauswertung, die Differenzbetrachtung anzusetzen. In erster Näherung könnte angenommen werden, dass eine Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten oder eine Abweichung von den prognostizierten Rahmenbedingungen für beide Energiesysteme (mit und ohne Wärmespeicher) nahezu dieselben Folgen für den Anlageneinsatz und damit das betriebswirtschaftliche Ergebnis hat. Bei genauerer Betrachtung ergibt sich durch den Wärmespeicher jedoch ein zusätzlicher Freiheitsgrad, der zur Reduktion der mit unvorhersehbaren Ereignissen verbundenen Kosten genutzt werden kann. Vorgehaltene thermische Energie im Wärmespeicher kann bspw. zur Überbrückung der Anfahrzeit einer stillstehenden Erzeugereinheit dienen. Damit kann ein betriebswirtschaftlich suboptimaler Betrieb einer Anlage vermieden werden, die ohne Wärmespeicher entweder aus Redundanzgründen betrieben werden müsste, oder aber, um schnell auf eine steigende Fernwärmenachfrage reagieren zu können. Diese Argumente legen nahe, dass eine Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten und Redundanzvorgaben voraussichtlich einen weiteren praktischen Nutzen und damit einen höheren Deckungsbeitrag für Wärmespeicher ausweisen würden, was jedoch für den Einzelfall zu prüfen wäre.

Um den Wärmespeicher optimal zu betreiben ist die Kenntnis des zeitlichen Verlaufs der Fernwärmenachfrage und des Strompreises entscheidend. In Bezug auf die Fernwärmenachfrage ist es insbesondere wichtig vorherzusehen, ob diese den Einsatz des Heizwerkes erfordert bzw. der Heizwerkeinsatz durch die Entladung des Wärmespeichers vermieden werden kann. In Bezug auf die Strompreise zeigen die Ergebnisse, dass Strompreisbereiche existieren, innerhalb derer jeweils eine Be- oder Entladung zu wählen ist. Diese Strompreisbereiche sind abhängig von

den brennstoffbezogenen Kosten und Anlagencharakteristika, aber auch von dem Niveau der Strompreise, die in den vorherigen und darauffolgenden Stunden auftreten. Demnach ergibt die Einsatzplanung einen für die real auftretenden Strompreise optimalen Anlageneinsatz, solange die prognostizierten und realen Werte im selben Strompreisbereich liegen. Abweichungen innerhalb der Strompreisbereiche haben lediglich Einfluss auf den Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung, jedoch nicht auf die Einsatzentscheidung, die der Anlagenbetreiber zu treffen hat. Dabei kann der Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung in einzelnen Stunden entsprechend steigen oder sinken, nicht jedoch negativ werden, was einem im Vergleich zum Energiesystem ohne Speicher ökonomisch schlechter gestelltem Betrieb gleichkäme. Prognoseabweichungen, die falsche Strompreisbereiche vorhersehen, können dagegen zu einer falschen Einsatzentscheidung, und somit einem negativen Deckungsbeitrag des Wärmespeichers in diesem Zeitabschnitt führen und sollten daher vermieden werden.

Modellierung und Eingangsdaten

Sowohl die gewählte Modellierungsklasse, als auch die Definition der betrachteten Fernwärmesysteme, die Parametrierung der Einzelanlagen und die gewählten Eingangszeitreihen können kritisch diskutiert werden.

Alternativen zu dem gewählten gemischt-ganzzahlig linearen Modell wären entweder ein lineares, oder ein nichtlineares bzw. gemischt-ganzzahlig nichtlineares Modell. In einem linearen Modell ohne Binärvariablen ist der mögliche Detaillierungsgrad für die Abbildung insbesondere der Heizkraftwerksblöcke deutlich geringer, womit die Aussagekraft der Ergebnisse sinkt. Die Klasse der nichtlinearen Modelle ist numerisch weitaus anspruchsvoller, da im Gegensatz zu linearen Formulierungen lokale Optima auftreten können, die bei der Suche nach dem globalen Optimum ausgeschlossen werden müssen. Eine Auffindung des globalen Optimums ist insbesondere wichtig, wenn die Analyse auf einer Differenzbetrachtung von Optimierungsergebnissen basiert, wie es in der vorliegenden Arbeit für die zwei Systeme mit und ohne Wärmespeicher erfolgt. Daher ist die Klasse der gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung für die untersuchte Problemstellung die geeignetste, s. auch Abschnitt 2.1.3. Der Verzicht auf nichtlineare Zusammenhänge in der Modellierung ist zum einen, wie oben beschrieben, notwendig und stellt zum anderen keine relevante Einschränkung dar, zumal nicht vorgegebene reale Anlagen nachgebildet werden, sondern exemplarische Fernwärmesysteme untersucht werden. Die Parametrierung nichtlinearer Zusammenhänge erfordert i. d. R. spezifische Kenntnisse über konkrete Anlagen, die bei Bedarf auch in gemischt-ganzzahlig linearen Modellen durch stückweise lineare Funktionen approximiert werden können, s. Anhang A.1.5 und bspw. [78, S. 74 ff.], [92, S. 9 ff.].

Die Betrachtung exemplarischer Fernwärmesysteme für die Untersuchungen zu Wärmespeichern stellt grundsätzlich eine Einschränkung in Bezug auf die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse dar. In der vorliegenden Arbeit werden vier grundlegend unterschiedliche Typen von Heizkraftwerken berücksichtigt, Eingangszeitreihen für den Zeitraum von 2010 bis 2016 und Prognosen für das Jahr 2035 verwendet, sowie mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen weitere Abhängigkeiten untersucht. Auf Basis dieser Vielzahl von Szenarien ergibt sich ein Spektrum von Ergebnissen, das ein Herausarbeiten der wichtigsten Einflussgrößen und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und den Einsatz von Wärmespeichern und dem damit verbundenen veränderten Betrieb der Heizkraftwerke und Heizwerke ermöglicht. Nachfolgend werden zwei wichtige Annahmen zur Konfiguration des Fernwärmesystems aufgeführt, die im Rahmen dieser Arbeit nicht variiert werden und bezüglich ihres Einflusses kurz diskutiert:

I) Für alle Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass die installierte Leistung der Heizwerke der maximal auftretenden Fernwärmefachfrage entspricht, womit die Heizkraftwerksblöcke bei entsprechend niedrigen Strompreisen abgeschaltet werden können. Bei realen Erzeugersystemen kann eine derartige Dimensionierung der Heizwerkskapazität bspw. zur Absicherung oder aus

historischen Gründen auftreten; ansonsten kann davon ausgegangen werden, dass die installierte Leistung geringer ist, wodurch der Betrieb von Heizkraftwerksblöcken bei hoher Fernwärmenachfrage erforderlich wird. Eine geringere installierte Fernwärmeleistung der Heizwerke im Modell hätte zur Folge, dass der Wärmespeicher zusätzlich eingesetzt wird, um einen unwirtschaftlichen, jedoch ohne Wärmespeicher kapazitätsbedingt notwendigen, Betrieb der Heizkraftwerke zu vermeiden. Aus den Ergebnisse wird deutlich, dass dies nur für die GuD-Anlagen relevant ist, da die Dampfheizkraftwerke nahezu immer niedrigere Wärmekosten aufweisen, als die Heizwerke. Somit wirkt sich diese Annahme konservativ auf die Ergebnisse für die GuD-Anlagen aus, und der Nutzen eines Wärmespeichers wäre umso größer, je geringer die installierte Leistung der Heizwerke gewählt würde. Der konservative Einfluss auf die Ergebnisse und die fehlende Entscheidungsgrundlage für die Wahl einer geringeren installierten Leistung der Heizwerke sind die Gründe weshalb die Annahme getroffen wurde, die Heizwerke im Modell so zu dimensionieren, dass ein monovalenter Heizwerkbetrieb jederzeit möglich ist.

II) Das Heizkraftwerk besteht in jedem Szenario aus je drei identischen Heizkraftwerksblöcken. Die Aufteilung der Erzeugerleistung auf mehrere Blöcke erfolgt, um den Einfluss von Mindestlast, Teillastverhalten und Anfahrkosten der Blöcke realitätsnah zu berücksichtigen. Durch die Wahl von jeweils identischen Heizkraftwerksblöcken können die grundlegenden Unterschiede für die vier separat betrachteten Heizkraftwerkstypen ermittelt werden und daraus die Auswirkungen wichtiger Einflussgrößen, wie bspw. der variablen Erzeugungskosten und der Stromkennzahl analysiert werden. Alternativ oder ergänzend kann ein Heizkraftwerkspark aus Blöcken unterschiedlichen Typs oder mit verschiedener Leistung betrachtet werden, um entweder für einen bestehenden Anlagenpark eine Dimensionierung von Wärmespeichern vorzunehmen, wie bspw. in [57, 62], oder um explizit die Unterschiede zwischen einer Standort- und Systembetrachtung zu analysieren. Der Vergleich einer Standortbetrachtung mit einer Systembetrachtung für zwei Investitionsalternativen von GuD-Heizkraftwerken an einem Standort zeigt, dass die Ergebnisse konträr ausfallen können, s. [143]. Bei der Systembetrachtung für Wärmespeicher kann es sich als vorteilhaft erweisen, einen Wärmespeicher an einem besonders lukrativen Standort größer zu dimensionieren und dafür an anderen Standorten auf einen Speicher zu verzichten, sofern das Fernwärmenetz keine Engpässe aufweist und eine andere Aufteilung der Fernwärmeerzeugung an den einzelnen Standorten zulässt. Daher sollten die Ergebnisse dieser Arbeit als Anhaltspunkte aus einer Standortbetrachtung interpretiert werden, die bei einer Systembetrachtung mit unterschiedlichen Heizkraftwerksblöcken zur Versorgung eines Fernwärmenetzes nicht zwingend ihre Gültigkeit beibehalten.

Als Nächstes werden der Modellierungsansatz der Heizkraftwerke sowie die Wahl grundlegender Anlagencharakteristika diskutiert. Der gewählte Ansatz zur Modellierung von Heizkraftwerken wurde für Dampfheizkraftwerke entwickelt, mit dem Ziel die Grenzen des Betriebsbereiches (s. Abb. 6.3) unter Berücksichtigung variabler Vor- und Rücklauftemperaturen physikalisch-technisch korrekt abzubilden. Da der Ansatz auf einer Energiebilanz um das Heizkraftwerk und der Exergie der ausgekoppelten Wärme zur Beschreibung der Stromverlustkennziffer basiert, stellen die resultierenden Betriebsgrenzen im $P, \dot{Q}$ -Diagramm das thermodynamische Potential dar, welches im Einzelfall durch technische Restriktionen weiter eingeschränkt werden kann. Vergleiche mit detaillierten thermodynamischen Kreislaufrisimulationen in [164] haben gezeigt, dass die Resultate des verwendeten Modellierungsansatzes die Charakteristik der Heizkraftwerke grundsätzlich und insbesondere für das Dampfheizkraftwerk hinreichend genau abbilden. Die einzigen auffallenden Unterschiede zwischen den Betriebsgrenzen aus den Kreislaufrisimulationen und dem vereinfachten Modellierungsansatz ergeben sich für die GuD-Anlage dadurch, dass bei dem Modellierungsansatz die spezifischen Abgasverluste als konstant angenommen werden, wohingegen die Kreislaufrisimulationen bei minimaler Feuerungsleistung und maximaler Wärmeauskopplung deutlich höhere Abgasverluste ausweisen, als bei maximaler Feuerungsleistung. Die Abgasverluste von GuD-Kraftwerken in Teillast können laut [77, S. 75] sinken oder steigen, je nachdem ob Gleit- oder

Festdruckbetrieb gefahren wird. Darüber hinaus werden bei GuD-Heizkraftwerken oftmals im Abhitzekeßel sog. Heizschleifen integriert, die durch Abkühlung des Rauchgases auf ein minimal erforderliches Temperaturniveau zusätzliche Fernwärme bereitstellen und somit die Abgasverluste reduzieren. Vor diesem Hintergrund wurden die Abgasverluste in dieser Arbeit vereinfacht als konstant angenommen.

Für GuD-Anlagen existieren weitere Abhängigkeiten und Design-Freiheitsgrade, die im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt sind. Abhängig von der Außentemperatur und der sich ergebenden Luftdichte verändert sich die elektrische Leistung der Gasturbine. Zum einen erfordert die Modellierung dessen die Kenntnis der Leistungscharakteristik einer definierten Gasturbine, zum anderen wirkt sich die Vernachlässigung dieser Abhängigkeit bei der Differenzbetrachtung der Fernwärmesysteme mit und ohne Wärmespeicher vermutlich nicht in relevantem Maße aus. Ebenso einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse wird der Tatsache beigemessen, dass GuD-Anlagen oftmals mit zwei Gasturbinen und einer Dampfturbine aufgebaut werden, wodurch sich eine entsprechend andere Betriebscharakteristik und Aufteilung der Anfahrkosten im Vergleich zu den hier betrachteten drei Blöcken mit je einer Gas- und Dampfturbine ergibt. Einen größeren Einfluss auf die Ergebnisse dagegen hat vermutlich eine Zusatzfeuerung, die bei GuD-Heizkraftwerken oftmals nach der Gasturbine bzw. vor dem Abhitzekeßel installiert wird, um primär die Fernwärmeauskopplung aus der Dampfturbine zu erhöhen. Diese Maßnahme führt zu einer Absenkung der Stromkennzahl, womit die Wärmerestkosten einer GuD-Anlage weniger stark vom Strompreis abhängen, als ohne Zusatzfeuerung.

Eine der wichtigsten Kenngrößen der Heizkraftwerke ist der elektrische Nettowirkungsgrad, der neben den Stromgestehungskosten auch maßgeblich die Stromkennzahl und damit die Wärmerestkosten bestimmt. Die in dieser Arbeit zugrunde gelegten elektrischen Nettowirkungsgrade für den (theoretischen) Kondensationsbetrieb betragen 40 % für die Dampfheizkraftwerke und 55 % für die GuD-Anlagen⁹⁸. Stand-der-Technik-Heizkraftwerke mit hohen installierten Leistungen weisen heutzutage elektrische Nettowirkungsgrade auf, die bis zu rund 6 %-Punkte höher liegen, s. Abb. 4.4. Die Stromkennzahlen für Bestandsanlagen, andererseits, die aus den Angaben des AGFW-Hauptberichtes berechnet werden können (s. Tab. 4.1 und vgl. mit Tab. 6.2), deuten für alle vier betrachteten Anlagentypen auf deutlich niedrigere elektrische Wirkungsgrade hin, als die in dieser Arbeit gewählt. Somit liegen die in der vorliegenden Arbeit gewählten Werte zwischen denen, die den aktuellen Bestand von Heizkraftwerken beschreiben und denen, die für neue Anlagen anzusetzen wären. Die vergleichsweise große Bandbreite der auftretenden Wirkungsgrade bei existierenden Heizkraftwerken zeigt am Beispiel von nur einer Kennzahl, dass die Ergebnisse aus exemplarischen Untersuchungen lediglich Aufschluss über wichtige Einflussgrößen geben können und ein Spektrum an möglichen Ergebnissen aufzeigen können, für die Beurteilung konkreter Projekte jedoch eine Einzelfalluntersuchung nötig ist.

Zuletzt erfolgt eine Diskussion der gewählten Strompreiszeitreihen und Zeitreihen der Fernwärmenachfrage. Um den zeitlich variablen Wert elektrischer Energie zu bewerten, werden die stündlichen Preise des Day-Ahead-Spotmarktes für das Marktgebiet DE/AT/LU verwendet. Der Day-Ahead-Markt besitzt für dieses Marktgebiet mit 206 bis 263 TWh/a im Zeitraum 2010 bis 2016 einen relevanten Anteil des vermarkteten Stroms und weist im Vergleich zum Intraday-Markt ein rund zehnmal höheres Handelsvolumen auf [87, 88]. Damit sind die Preise des Day-Ahead-Marktes robuster als die des Intraday-Marktes und die Annahme, dass die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der Heizkraftwerke keine Auswirkung auf den Strompreis hat, ist eher gerechtfertigt. Eine gröbere zeitliche Auflösung weisen Blockpreise des Day-Ahead-Marktes für vier bis 24 aufeinanderfolgende Stunden auf. Diese als Grundlage zu wählen würde den Nutzen von Wärmespeichern jedoch unterschätzen, da ein stündlich variabler Einsatz aller Anlagen inklusive des Speichers realisierbar ist. Im Gegensatz dazu erscheint eine zeitliche Diskretisierung

⁹⁸Die elektrischen Nettowirkungsgrade und Brennstoffausnutzungsgrade, sowie Stromkennzahlen für alle Eckpunkte der Betriebsgrenzen der vier Heizkraftwerkstypen sind in Tabelle 6.2 aufgeführt.

mit viertelstündlichen Zeitschritten im Modell, wie beim Fahrplan der Stromerzeugung und des Strombezugs nicht sinnvoll. Sowohl für die Heizkraftwerke, als auch für den Wärmespeicher werden bei dieser hohen zeitlichen Auflösung Begrenzungen der Laständerungsgeschwindigkeit erforderlich, mit denen sich der Anlageneinsatz kaum von dem stündlichen unterscheiden würde, der numerische Aufwand würde jedoch um ein Vielfaches steigen. Darüber hinaus müssten bei viertelstündlichen Strompreisen Intraday-Marktpreise herangezogen werden, die aufgrund der vergleichsweise geringen Handelsvolumina nicht als robust gegenüber Mengenänderungen betrachtet werden können.

Für die Fernwärmenachfrage werden reale, stündliche Zeitreihen der Fernwärmenetzeinspeisung des Grosskraftwerks Mannheim in Kombination mit der Außentemperatur am Standort und der dazugehörigen Heizkurve zur Bestimmung der Vorlauftemperatur verwendet. In dem berücksichtigten Zeitintervall von 2010 bis 2016 verändert sich sowohl die Struktur, als auch die Jahreswärmearbeit und die maximal auftretende Fernwärmeleistung (s. Abb. 4.1, 4.2), sodass die Ergebnisse zusammen mit den zeitlich konsistenten Marktbedingungen eine realitätsgetreue Streuung aufweisen. Für Fernwärmenetze mit einer kumulierten Anschlussleistung der Größenordnung von 1.000 MW können die genutzten Zeitreihen als repräsentativ angesehen werden, da große Leitungslängen und eine hohe Anzahl an angeschlossenen Abnehmern für einen vergleichsweise schwachen Tagesgang und damit eine geringe Volatilität der Fernwärmenachfrage sorgen. Bei Fernwärmenetzen mit deutlich niedrigerer Anschlussleistung ist der Tagesgang i. d. R. stärker ausgeprägt, womit der Vorteil von Wärmespeichern in Bezug auf die Verdrängung des Heizwerkeinsatzes höher ausfallen kann, wie sich bei einer Untersuchung für den Standort Donautal der Fernwärme Ulm GmbH zeigte [60].

7.5 Vergleich der Ergebnisse mit dem Stand der Forschung

Nachfolgend werden die quantitativen Ergebnisse aus den vorherigen Abschnitten mit dem Stand der Forschung verglichen, der in Abschnitt 2.2.3 zusammengefasst ist.

7.5.1 Nutzen von Wärmespeichern

Als primäre Vorteile von Wärmespeichern sind in der Literatur die Entkopplung der Stromerzeugung von der Wärmenachfrage und die Erhöhung des KWK-Wärmedeckungsgrades, der Auslastung der Heizkraftwerke und der Effizienz im Betrieb der KWK-Anlagen genannt:

Entkopplung der Stromerzeugung von der Wärmenachfrage

Eine Möglichkeit die Entkopplung der Stromerzeugung von der Fernwärmenachfrage zu quantifizieren ist, den Wärmespeicher als funktionalen Stromspeicher zu betrachten und die durch Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen auf die Kapazität des Wärmespeichers zu beziehen. Diese Art der Ergebnisauswertung ermöglicht neben dem Vergleich von Wärmespeichern mit Stromspeichern (s. Abschnitt 7.2.3) auch eine Gegenüberstellung von Ergebnissen aus unterschiedlichen Quellen: Aus den in [28] angegebenen Werten einer funktionalen Stromspeicherung von $22 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$ mit einer Speicherkapazität von $380 \text{ GWh}_{\text{th}}$ für das Jahr 2030 ergeben sich $58 (\text{GWh}_{\text{el}}/\text{a})/\text{GWh}_{\text{th}}$ bzw. Jahresvollzyklen der funktionalen Stromspeicherung. Die in [64] ermittelte funktionale Stromspeicherung in Höhe von $1,2 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$ für das Jahr 2015 bei der aktuell in Deutschland installierten Speicherkapazität von $20 \text{ GWh}_{\text{th}}$ entspricht 60 Jahresvollzyklen. Bei einem flächendeckenden Ausbau mit Wärmespeichern einer Kapazität von 4 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung für die Fernwärmesysteme, bei denen noch kein Speicher vorhanden ist, ergibt sich eine Speicherkapazität von $88 \text{ GWh}_{\text{th}}$, die für prognostizierte Marktbedingungen des Jahres 2020 mit 33 Jahresvollzyklen zur funktionalen Stromspeicherung genutzt wird.

Die Ergebnisse für das Jahr 2016 in Tabelle 7.2 zeigen, dass die Jahresvollzyklen der funktionalen Stromspeicherung eines Wärmespeichers je nach Speicherkapazität und Typ des Heizkraftwerkes stark variieren. Hierbei sinkt die Anzahl der (Strom-) Jahresvollzyklen um rund eine Zehnerpotenz bei einer Erhöhung der Speicherkapazität um den Faktor 32 (von 0,5 h auf 16 h). Das ist primär auf die mit steigender Kapazität sinkende Anzahl der (Wärme-) Speicherzyklen zurückzuführen, s. Abbildung 7.2. In Abbildung 7.11 verdeutlicht die über dem Strompreis aufgetragene veränderte Stromerzeugung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung, dass die Be- und Entladecharakteristik des Wärmespeichers als funktionaler Stromspeicher sich von der eines konventionellen Stromspeichers (vgl. Abbildung 7.18) unterscheiden kann: Bei flexiblen Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsturbine ist die erhöhte Stromerzeugung (Entladung des funktionalen Stromspeichers) bei hohen Strompreisen bspw. geringer ausgeprägt, da diese im teilweise Kondensationsbetrieb arbeiten, sofern die Stromerzeugung einen positiven Deckungsbeitrag aufweist, s. DKW mit EK-DT. Die GuD-Anlagen andererseits, weisen unterhalb eines bestimmten Strompreises höhere Wärmekosten auf, als die der Heizwerke, womit bei sehr niedrigen Strompreisen keine reduzierte Stromerzeugung (Beladung des funktionalen Stromspeichers) auftritt.

Neben diesen Effekten hat das Strom-zu-Wärme-Äquivalent, d.h. das Verhältnis aus veränderter Stromerzeugung der KWK-Anlage zur zwischengespeicherten Wärme, einen entscheidenden Einfluss auf die funktionale Stromspeicherung. In [28] wird dies vereinfacht mit einer mittleren Stromkennzahl von 0,53 berücksichtigt, die für den deutschen Heizkraftwerkspark repräsentativ ist. Die in Tabelle 7.2 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Stromkennzahl einer KWK-Anlage zwar in erster Näherung das Strom-zu-Wärme-Äquivalent beschreibt, dies jedoch, abhängig von der Speicherkapazität und dem Heizkraftwerkstyp, von der Stromkennzahl im Nominalbetrieb

abweicht. Für das Dampfheizkraftwerk mit Gegendruckturbine, dessen Stromkennzahl der in [28] angenommenen am nächsten kommt (s. Tabelle 6.2), werden den Ergebnissen in Tabelle 7.2 nach, die in [28] ermittelten 58 Strom-Jahresvollzyklen bei einer Kapazität zwischen 4 und 8 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung erreicht. Da in [28] die betrachtete Speicherkapazität von 380 GWh_{th} als maximal ausgenutzt, jedoch ökonomisch überdimensioniert befunden wird, und die Kapazität von 4 bis 8 Stunden in der vorliegenden Arbeit sich ebenfalls als ökonomisch überdimensioniert darstellt (vgl. Abbildung 7.3), kann eine – soweit vergleichbar – gute Übereinstimmung der Ergebnisse festgestellt werden.

Aus den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit wird deutlich, dass es einen Unterschied in der Ausnutzung der Speicherkapazität gibt, je nachdem, ob diese auf eine größere oder geringere Anzahl an Fernwärmesystemen aufgeteilt wird, und damit an den Einzelstandorten jeweils eine geringere, respektive größere Kapazität vorhanden ist. Es wäre demnach vorteilhaft, möglichst viele Standorte mit Wärmespeichern einer geringeren und ökonomisch sinnvollen Kapazität auszustatten, statt dieselbe Gesamtkapazität an wenigen Standorten aufzustellen.

Erhöhung des KWK-Wärmedeckungsgrades

Die Steigerung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung für den deutschen Heizkraftwerkspark der Zukunft wird in [64, 256, 269] mit Werten zwischen 3 und 5 %-Punkten angegeben. Für einzelne Fernwärmesysteme ergeben sich Steigerungen des KWK-Fernwärmedeckungsgrades zwischen nahezu 0 und bis zu 12 %-Punkten [43, 64], wobei hohe Werte bei Systemen mit erdgasgefeuerten Heizkraftwerken auftreten, bei denen der KWK-Fernwärmedeckungsgrad (ohne Wärmespeicher) sehr gering ausfällt.

Die Ergebnisse in Abbildung 7.19 ergeben drei Bereiche der Steigerung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades: Bei den Dampfheizkraftwerken steigt dieser je nach Jahr und Kapazität des Wärmespeichers um 0,25 bis 2 %-Punkte. Da die steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerke nahezu immer niedrigere variable Erzeugungskosten aufweisen, als die Heizwerke, ergeben sich die Unterschiede für die verschiedenen Jahre aufgrund der verschiedenen Struktur der Fernwärmenachfragezeitreihen. Bei den Systemen mit GuD-Anlagen tritt öfter der Fall auf, dass die Fernwärme mit Hilfe der Heizwerke gedeckt wird, weil diese bei geringen Strompreisen niedrigere Wärmekosten aufweisen, als die Heizkraftwerke. Demnach ist das Potential der Heizwerkverdrängung durch Wärmespeicherung deutlich größer, womit die Steigerung des KWK-Deckungsgrades höher ausfällt. In den Jahren 2010, 2011 und 2016 steigt der KWK-Fernwärmedeckungsgrad abhängig von der Speicherkapazität um ca. 1 bis maximal 5 %-Punkte, wohingegen dieser in den Jahren 2012 bis 2015, in denen die Strompreise gemessen am Erdgaspreis vergleichsweise niedrig sind, um 5 bis ca. 15 %-Punkte steigt. Auch wenn die betrachteten Jahre, Fernwärmenachfragezeitreihen und Anlagencharakteristika unterschiedlich sind als in [43, 64], sind die Kernergebnisse gleich.

Erhöhung der Auslastung der Heizkraftwerke

In [46, 220] wird eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen von 600 bis 1.000, respektive 500 bis 600 angegeben. Hierbei werden vorrangig erdgasgefeuerte Blockheizkraftwerke betrachtet, die eine Gegendruckcharakteristik besitzen, wodurch keine Unterscheidung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung notwendig ist.

Aus der Erhöhung des KWK-Deckungsgrades wird bereits deutlich, dass die Vollbenutzungsstunden der Wärmeerzeugung für alle betrachteten Heizkraftwerkstypen steigen – wie oben beschrieben, abhängig von der Speicherkapazität, dem Anlagentyp und betrachtetem Jahr, von

geringfügig bis stark, wobei stark 770 Vollbenutzungsstunden entspricht⁹⁹. Die Volllaststunden der Stromerzeugung in Abbildung 7.21 ergeben für die Heizkraftwerke mit Gegendruckdampfturbine ähnliche Ergebnisse, wie für die Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades, da Strom- und Wärmeerzeugung über die Gegendrucklinie starr gekoppelt sind. Bei der GuD-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine steigen die Volllaststunden der Stromerzeugung (um bis zu fast 700 Stunden), sofern diese ohne Wärmespeicher unterhalb von ca. 4.000 Stunden liegen (2012 bis 2015), und sinken bei größeren Werten (2010 und 2011) leicht. Für das Dampfheizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine sinken die Volllaststunden dagegen (um bis zu rd. 300 Stunden), die ohne Wärmespeicherung mit Werten von ca. 5.900 bis 6.800 signifikant höher sind, als bei den anderen Heizkraftwerkstypen.

Für den Vergleich mit den Ergebnissen aus [46, 220] müsste das erdgasgefeuerte GuD-Heizkraftwerk mit Gegendruckturbine betrachtet werden, welches in Bezug auf die variablen Erzeugungskosten und die Charakteristik der Wärmeauskopplung den Blockheizkraftwerken am meisten ähnelt. Dieses weist je nach Speicherkapazität und Jahr eine Erhöhung der Volllaststunden der Stromerzeugung zwischen ca. 100 und 670 Stunden auf.

Erhöhung der Effizienz im Betrieb der KWK-Anlagen

Zur Effizienzerhöhung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung konnten keine quantitativen Angaben in der Literatur gefunden werden, lediglich die qualitative Aussage, der Betrieb der Anlagen würde effizienter durch den Einsatz des Wärmespeichers [93, 157]. Als Kriterium für die Effizienz wird in dieser Arbeit der Brennstoffausnutzungsgrad betrachtet. Um Aussagen darüber zu treffen, wie sich dieser durch den Einsatz von Wärmespeichern verändert, muss dessen Abhängigkeit hinreichend zuverlässig abgebildet sein. In dieser Arbeit wurde von konstanten relativen Abgas- und sonstigen Verlusten bei Gegendruckanlagen ausgegangen, sodass sich lediglich für die Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen ein steigender Brennstoffausnutzungsgrad mit steigender Wärmeauskopplung und steigender Feuerungsleistung ergibt, vgl. Tabelle 6.2 und Abbildung 6.3.

Für die Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen konnte die qualitative Aussage aus der Literatur quantitativ bestätigt werden. Wie in Abbildung 7.21 zu sehen, steigt der Brennstoffausnutzungsgrad für alle betrachteten Fälle. Bei der GuD-Anlage mit vergleichsweise hohen Erzeugungskosten beträgt dieser ohne Wärmespeicher 83 bis rund 85 % und steigt um bis zu rund 2 %-Punkte. Die niedrigeren Stromerzeugungskosten des Dampfheizkraftwerkes führen zu einem relevanten Kondensationsstromanteil, wodurch der Brennstoffausnutzungsgrad ohne Wärmespeicher im Bereich von 68,6 bis 72,7 % liegt und durch Wärmespeicherung um bis zu 1,85 %-Punkte steigt.

7.5.2 Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung von Wärmespeichern

Zunächst kann aus den Ergebnissen die in der Literatur vorherrschende Aussage bestätigt werden, dass Wärmespeicher in konventionellen Fernwärmesystemen Kurzzeit-Speicher sind. Abhängig von den Marktbedingungen, dem Heizkraftwerkstyp, den standortspezifischen Errichtungskosten des Wärmespeichers und der angesetzten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann die ökonomisch sinnvolle bzw. zulässige Speicherkapazität zwischen 0,5 und 12 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung eingegrenzt werden.

Eine betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität kann hierbei nur für eine Maximierung des Gewinns (= Deckungsbeitrag II) angegeben werden und nicht für eine Minimierung der Amortisationszeit bzw. Maximierung der Rendite. Die Amortisationszeit verhält sich nahezu

⁹⁹ vgl. GuD-EK für 2014: Steigerung KWK-Fernwärmedeckungsgrad von 16 %-Punkten (Abb. 7.19), wobei 59,6 %-Punkte 2867 Vollbenutzungsstunden der Wärmeerzeugung entsprechen (Tab. 7.3) $\frac{16}{59,6} \cdot 2867 = 770$.

proportional zur Speicherkapazität, da die Jahreszyklen mit steigender Kapazität sinken, vgl. Abbildung 7.3. Damit ergibt sich die (rechnerisch) minimale Amortisationszeit bei einer möglichst kleinen Speicherkapazität, was ein unbrauchbares Ergebnis für die Praxis darstellt. Unter Vorgabe einer maximal zulässigen Amortisationszeit kann jedoch die korrespondierende Speicherkapazität ermittelt werden.

Bei den betrachteten Fällen liegen die Speicherkapazitäten mit maximalem Gewinn zwischen 0,5 und 2 bis 3 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung, wohingegen eine zulässige statische Amortisation binnen 10 Jahren mit Kapazitäten von ca. 1,5 und bis zu ca. 12 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung möglich ist. Neben dem Investitionsaufwand, der mit spezifischen Kosten zwischen 8 und 20 T€/MWh_{th} (vgl. Tab. 3.2) stark variieren kann, ist der Heizkraftwerkstyp entscheidend für die Wirtschaftlichkeit und betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität. Hierbei zeigt sich erwartungsgemäß, dass die flexiblen Heizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbine weniger stark von der Flexibilisierung durch einen Wärmespeicher profitieren, womit die gewinnoptimalen Kapazitäten bei 0,5 bis 2 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung liegen und statische Amortisationszeiten von 3,5 bis 6,2 Jahren aufweisen. Bei den unflexibleren Anlagen mit Gegendruckturbinen liegen die gewinnoptimalen Speicherkapazitäten zwischen 1 und 2 bis 3 Stunden und deren Amortisationszeit beträgt 2,5 bis 4,4 Jahre.

Für den Vergleich mit anderen Literaturquellen kann die Kapazität eines Wärmespeichers, neben der in der Arbeit genutzten Bezugsgröße der KWK-Wärmeengpassleistung, auch auf die maximal auftretende Fernwärmenachfrage oder auf die Fernwärmejahresarbeit bezogen werden. In Tabelle 7.9 sind die relevanten Kapazitäten für alle drei Bezugsgrößen aufgeführt. In der letzten Zeile ist der Bereich der statischen Amortisationszeit aus allen Fällen ergänzt.

Für realisierte Wärmespeicher in den 1980er und 1990er Jahren wird eine Kapazität von 2,4 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung und statische Amortisationszeiten von 5,5, und 8,3 Jahren angegeben [153, 190]. Kretschmer [147] und Dubois [78] ermitteln, ebenfalls in den 1980er und 1990er Jahren, auf Basis von Typtagen optimale Kapazitäten von 0,5 bis 1 bzw. 0,34 bis 0,88 Stunden der maximalen Fernwärmenachfrage mit Amortisationszeiten von unter einem Jahr bzw. zwischen 2 und 10 Jahren. Schuricht [114] findet 1978 eine optimale Speicherkapazität von 0,83 Stunden der maximalen Fernwärmenachfrage bzw. 1,54 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung mit einem flachen ökonomischen Optimum. In [23] ergibt sich für den Basisfall des Heizkraftwerkes eine optimale Kapazität von 4 bis 5, und für die sog. Maximalvariante des HKW je nach Fahrplan 1,7 bis 13,3 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung. Damit zeigt der Vergleich der Ergebnisse mit Literaturquellen aus der Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes, dass die Wirtschaftlichkeit und optimale Dimensionierung von Wärmespeichern zwar von Fall zu Fall unterschiedlich ausfällt, die Größenordnungen sich jedoch von damals zu heute nicht erkennbar verändert haben.

Im Jahr 2016 betrug die installierte Kapazität an Wärmespeichern in Deutschland 20 GWh_{th} oder ca. 0,17 ‰ der bundesweiten Jahresfernwärmearbeit [64], während in den 209 Fernwärmesystemen in Schweden, Finnland, Island, Norwegen und Dänemark der Anteil 0,83 ‰ beträgt [98].

Tabelle 7.9: Speicherkapazitäten für unterschiedliche Bezugsgrößen und Amortisationszeiten

Bezogen auf d. KWK-Wärmeengpassleistung*	0,5 h	2 h	12 h
Bezogen auf d. maximale Fernwärmenachfrage**	0,23 - 0,30 h	0,92 - 1,20 h	5,52 - 7,20 h
Bezogen auf d. Fernwärmejahresarbeit***	0,08 - 0,10 ‰	0,32 - 0,40 ‰	1,92 - 2,40 ‰
statische Amortisationszeit (s. Abb. 7.3)	1,1 - 6,2 a	2,4 - 12,7 a	ca. 10 - ca. 48 a

* KWK-Wärmeengpassleistung: 450 MW

** maximale Fernwärmenachfrage: 760 MW (2014) bis 964 MW (2012), s. Tabelle 4.2.

*** Jahresfernwärmearbeit: 2.166 GWh (2014) bis 2.955 GWh (2010), s. Tabelle 4.2.

Die von Prognos 2011 [270] ermittelte Kapazität für einen flächendeckenden Ausbau von Wärmespeichern lag bei 70 - 110 GWh_{th}, was ca. 0,58 - 0,92 ‰ der Jahreswärmearbeit entspricht und wurde 2013 [269] auf 200 GWh_{th} aktualisiert. In [256] wird mit einer Kapazität von 238 GWh_{th} gerechnet, die in der Leitstudie 2010 [176] angenommen wurde, was einem Anteil von 2,0 ‰ der Jahreswärmearbeit entspricht.

Die Ergebnisse zeigen, dass der kapazitätsbezogene Nutzen eines Wärmespeichers für ein vorgegebenes Fernwärmesystem mit steigender Kapazität stark abnimmt. Daraus kann abgeleitet werden, dass es umgekehrt von relevanter Bedeutung ist, auf wie viele Fernwärmesysteme die Aufteilung einer gewissen Speicherkapazität erfolgt, sodass der Vergleich der oben genannten Zahlen für ein oder mehrere Länder mit den Ergebnissen für ein Fernwärmesystem nur bedingt zulässig ist. Trotzdem kann aus dem Vergleich der Ergebnisse mit den geschätzten Potentialen bzw. erwarteten Ausbaupfaden von Wärmespeichern geschlussfolgert werden, dass die aktuellen und auch zukünftigen (vgl. Abschnitt 7.3.4) Marktbedingungen zum Erreichen von installierten Kapazitäten der Größenordnung von 100 bzw. 200 GWh_{th} in Deutschland nicht ausreichen. Vor dem Hintergrund ist die Förderung von Wärmespeichern im KWK-Gesetz ein notwendiges Instrument, welches ggf. noch weiter ausgebaut werden müsste, wenn die aktuell installierte Kapazität um den Faktor 5 bis 10 steigen soll.

8 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird der Einsatz von Wärmespeichern in Fernwärmesystemen bestehend aus Heizkraftwerken zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung und Heizwerken untersucht. Als Heizkraftwerksblöcke werden steinkohlegefeuerte Dampfheizkraftwerke und erdgasgefeuerte GuD-Anlagen jeweils mit Entnahmekondensations- oder Gegendruckdampfturbinen zur Fernwärmeauskopplung betrachtet. Dabei dienen historische Rahmenbedingungen der Jahre 2010 bis 2016, prognostizierte Marktbedingungen für das Jahr 2035, und für Sensitivitätsanalysen veränderte Zeitreihen als Eingangsdaten. Die dargestellten und diskutierten Ergebnisse ergeben sich aus einem dynamischen, gemischt-ganzzahlig linearen Modell zur Einsatzoptimierung, wobei der Anlageneinsatz mit unterschiedlichen Kapazitäten von Wärmespeichern jeweils mit dem Referenzszenario ohne Wärmespeicher verglichen wird.

Zunächst bestätigen die Untersuchungen die Erfahrungen von Dubois und Kretschmer [78, 147], dass ein gemischt-ganzzahlig lineares Modell gut geeignet ist, um eine optimale Einsatzplanung von KWK-Anlagen und Wärmespeichern vorzunehmen. Der Vergleich der Ergebnisse aus der Einsatzoptimierung mit analytischen Grundlagen zur Einsatzplanung (Abb. 7.9) zeigt, dass die Berücksichtigung von lastabhängigen Anlagencharakteristika und dynamischen Restriktionen, sowie eine Systembetrachtung mit mehreren interagierenden Komponenten von relevanter Bedeutung sein kann. Als allgemeines Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Wirtschaftlichkeit und optimale Dimensionierung, sowie der Einsatz und Nutzen von Fernwärmespeichern stark von der Konfiguration des Fernwärmesystems abhängt. Daher wird für die Projektierung von Wärmespeichern in der Praxis eine Einzelfalluntersuchung empfohlen. Nachfolgend werden die Kernaussagen im Hinblick auf die Zielfragestellungen (s. Abschnitt 1.3) zusammengefasst. Die präsentierten Zahlenwerte sind Ergebnisse für die untersuchten Fälle und somit im Kontext der getroffenen Annahmen zu verstehen.

Ökonomisch sinnvoll dimensionierte Wärmespeicher sind Kurzzeit-Speicher, die zwischen 100 und 400 Vollzyklen pro Jahr aufweisen und Kapazitäten von 0,5 bis maximal 12 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung oder ca. 0,08 bis maximal 2,4 % der Jahresfernwärmeleistung besitzen. Die Anzahl der Jahresvollzyklen und der auf die Kapazität bezogene Deckungsbeitrag der Wärmespeicherung sinken dabei stark mit zunehmender Speicherkapazität, s. Abbildungen 7.1 und 7.2. Gewinnoptimale Speicherkapazitäten mit statischen Amortisationszeiten von 2,5 bis 6,2 Jahren können im Bereich zwischen 0,5 und 2 bis 3 Stunden der KWK-Wärmeengpassleistung eingegrenzt werden, während eine statische Amortisation binnen 10 Jahren mit Kapazitäten von 1,5 bis maximal 12 Stunden möglich ist, s. Abbildung 7.3.¹⁰⁰ Neben den spezifischen Investitionskosten, die im Bereich von 8 bis 20 T€/MWh_{th} liegen (s. Tab. 3.2), ist der Heizkraftwerkstyp entscheidend für die Wirtschaftlichkeit und optimale Speicherkapazität eines Wärmespeichers. Die unflexibleren Heizkraftwerke mit Gegendruckdampfturbinen profitieren erwartungsgemäß stärker von der Flexibilisierung durch Wärmespeicherung, als die ohnehin flexibleren Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine.

Die zwei primären Einsatzaufgaben von Wärmespeichern sind die Verdrängung der ungekoppelten Frischwärmeerzeugung aus Heizwerken durch zwischengespeicherte KWK-Wärme (Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades) und ein stärker strompreisorientierter Betrieb des Heizkraftwerkes mit einer erhöhten Stromerzeugung bei hohen Strompreisen, und einer entsprechend reduzierten bei niedrigen (funktionale Stromspeicherung).

Eine Aufteilung der Speicherzyklen in diese zwei Einsatzzwecke in Tabelle 7.1 zeigt, dass bei GuD-Heizkraftwerken im Vergleich zu Dampfheizkraftwerken für das Jahr 2016 ca. dop-

¹⁰⁰Die Kapazität einer Stunde der KWK-Wärmeengpassleistung entspricht bei den durchgeführten Untersuchungen 0,46 bis 0,60 Stunden der maximal auftretenden Fernwärmeleistung bzw. ca. 4,5 Stunden der durchschnittlich im Sommer auftretenden Fernwärmeleistung oder 0,16 bis 0,20 % der Fernwärmejahresarbeit.

pelt so viele Speicherzyklen der Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades dienen. Aus allen untersuchten Szenarien und Speicherkapazitäten ergibt sich eine Steigerung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades durch Wärmespeicherung, die in den Fernwärmesystemen mit steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerken 0,25 bis 2 %-Punkte beträgt, und bei denen mit GuD-Heizkraftwerken 1 bis 15 %-Punkte, s. Abbildung 7.19. Dieser signifikante Unterschied ergibt sich aus den brennstoffbezogenen Kosten und den Charakteristika der Heizkraftwerke, die den Strompreis bestimmen, ab dem die Fernwärmebereitstellung der KWK-Anlage günstiger ist, als die der Heizwerke, s. Abbildungen 4.8 und 4.9. Dadurch weisen erdgasgefeuerte GuD-Heizkraftwerke mit einer hohen Stromkennzahl und vergleichsweise hohen Kosten des Brennstoffeinsatzes im Vergleich zu steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerken einen geringeren KWK-Fernwärmedeckungsgrad ohne Wärmespeicher auf (s. Abb. 7.4, 7.5 und Tab. 7.3, 7.8), der durch Wärmespeicherung entsprechend stärker steigt.

Aus der Auswertung der durch Wärmespeicherung veränderten Stromerzeugung der KWK-Anlagen wird deutlich, dass die Stromkennzahl nur in erster Näherung für die Beschreibung eines Wärmespeichers als funktionalen Stromspeicher geeignet ist. Die Abweichung zwischen den Stromkennzahlen der KWK-Anlagen (s. Tab. 6.2) und dem aus den Einsatzoptimierungen ermittelten Strom-zu-Wärme-Äquivalent (s. Tab. 7.2) kann auf zwei primäre Ursachen zurückgeführt werden: Bei Strompreisen oberhalb der Grenzkosten der Stromerzeugung werden KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen nicht im vollständigen KWK-Betrieb gefahren, sondern bei geringerer Wärme- und höherer Stromerzeugung; Betriebspunkte, die nicht von der Stromkennzahl beschrieben werden. Bei Strompreisen, bei denen die Wärmerestkosten der KWK-Anlage höher sind, als die Wärmekosten des Heizwerkes, wird die KWK-Anlage i. d. R. nicht betrieben, womit eine Entladung des Wärmespeichers die Frischwärmeerzeugung aus dem Heizwerk verdrängt, und somit keinen Einfluss auf die Stromerzeugung des Heizkraftwerkes hat. Ersteres tritt insbesondere bei dem steinkohlegefeuerten Dampfheizkraftwerk mit EK-Turbine auf, wohingegen die Abschaltung bei niedrigen Strompreisen nur für die GuD-Anlagen relevant ist. Somit kann die Einsatzcharakteristik eines Wärmespeichers als funktionaler Stromspeicher sich von der eines konventionellen Stromspeichers unterscheiden, vgl. Abbildungen 7.11 und 7.18. Darüber hinaus sind bei Wärmespeichern die strompreisabhängigen Wärmekosten der KWK-Anlage entscheidend für den Speichereinsatz, während es bei Stromspeichern nur die Strompreise sind¹⁰¹. Somit ergeben sich für den Zeitraum 2010 bis 2016 bezüglich des Deckungsbeitrages gegenläufige Verläufe für einen generischen Stromspeicher und die betrachteten Wärmespeicher, s. Abbildung 7.17. Ein weiterer Unterschied ist, dass bei Wärmespeichern im Gegensatz zu Stromspeichern, das Fernwärmesystem limitierend für den Speichereinsatz ist. Aus dem Jahresverlauf der Monatszyklen in den Abbildungen 7.12 und A.9 wird deutlich, dass der Haupteinsatz eines Wärmespeichers im Frühling und Herbst stattfindet. Im Sommer fallen die Zyklen etwas geringer aus, da die Fernwärmefachfrage niedriger ist, während im Winter die KWK-Anlagen meist ausgelastet sind und der Wärmespeicher nur selten beladen werden kann. Im Gegensatz zu Stromspeichern, bei denen der Wirkungsgrad relevant für deren Einsatz und Deckungsbeitrag ist (s. Abb. 7.16), sind die Verluste von typischen Fernwärmespeichern mit unter 1 % der zwischengespeicherten thermischen Energie (s. Abb. 7.15) bzw. meist unter 0,1 % der Fernwärmejahresarbeit gegenüber den Wärmeverlusten eines Fernwärmenetzes von über 10 % [12] vernachlässigbar.

Neben der funktionalen Stromspeicherung und einer erhöhten KWK-Fernwärmeauskopplung in allen betrachteten Fällen bewirkt die Wärmespeicherung eine Steigerung des jahresmittleren Brennstoffausnutzungsgrades (s. Abb. 7.20) und eine Veränderung der elektrischen Jahresarbeit der KWK-Anlagen. Die Jahresstromerzeugung steigt hierbei für die KWK-Anlagen mit Gegendruckdampfturbine aufgrund der festen Kopplung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung stets, wohingegen diese bei Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsturbine, abhängig von den ökonomischen Rahmenbedingungen, sowohl steigen, als auch sinken kann, s. Abbildung 7.21. Aus der erhöhten Fernwärmeauskopplung der KWK-Anlagen und dem Anstieg des Brennstoffausnut-

¹⁰¹In der Einsatzplanung der Stromspeicher ist der für die Praxis relevante Regelenenergiemarkt nicht berücksichtigt.

zungsgrades¹⁰² durch Wärmespeicherung folgt eindeutig eine Primärenergieeinsparung, die für alle betrachteten Fälle zu verzeichnen ist.

Die Untersuchungen mit prognostizierten Marktbedingungen für das Jahr 2035 ergeben, dass die Ergebnisse in Bezug auf die Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades und die elektrischen Volllaststunden im Spektrum derer für die Jahre 2010 bis 2016 liegen, s. Abbildungen 7.26 und 7.27. Für die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern sind die Ergebnisse ähnlich, wobei sehr hohe Speicherkapazitäten zukünftig einen geringfügig höheren Deckungsbeitrag aufweisen. Ebenso sind die Deckungsbeiträge in dem Zukunftsszenario mit reduzierter Flexibilität im deutschen Energiesystem erwartungsgemäß höher als in dem Basisfall, s. Abbildung 7.25.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Wärmespeicher in jedem Fall zu einer Erhöhung des KWK-Fernwärmedeckungsgrades führen und somit die Primärenergieeinsparung der Kraft-Wärme-Kopplung steigern, und zusätzlich die Stromerzeugung von Heizkraftwerken flexibilisieren und daher ähnlich wirken wie Stromspeicher. Beide Effekte hängen von der installierten Kapazität des Wärmespeichers, den ökonomischen Rahmenbedingungen und dem Heizkraftwerkstyp ab, weshalb für die Praxis eine Einzelfalluntersuchung empfohlen wird. Grundsätzlich sind die Potentiale der Wärmespeicherung bei den unflexibleren Heizkraftwerken mit Gegendruckturbinen höher, als bei den ohnehin flexibleren mit Entnahmekondensationsturbinen und bei GuD-Heizkraftwerken höher, als bei Dampfheizkraftwerken. Letzteres ist auf die höhere Stromkennzahl der GuD-Anlagen und die gemessen an den Strompreisen höheren Brennstoffkosten in den letzten Jahren zurückzuführen. Die finanzielle Förderung von Wärmespeichern durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz kann nicht-rentablen Projekten über die Hürde der Wirtschaftlichkeit verhelfen, oder bei ohnehin wirtschaftlich durchführbaren Projekten für eine höhere installierte Speicherkapazität sorgen.

Nicht im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt, ist der Einfluss von Prognoseunsicherheiten in der Fernwärmenachfrage und den Strompreisen, sowie Redundanzvorgaben. In Abschnitt 7.4 wird argumentativ geschlussfolgert, dass der Nutzen eines Wärmespeichers vermutlich größer ist, wenn Prognoseunsicherheiten und Redundanzvorgaben berücksichtigt werden. In der Literatur werden eine erhöhte Versorgungssicherheit und die Reservevorhaltung für Betriebsstörungen als zusätzlicher Einsatzzweck von Wärmespeichern beschrieben, s. Abschnitt 2.2.3. Es ist davon auszugehen, dass der Nutzen für diese Fälle noch stärker von den spezifischen Rahmenbedingungen abhängt, als die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten zwei Haupteinsatzzwecke von Wärmespeichern. Trotzdem wäre eine weiterführende Untersuchung des Nutzens von Wärmespeichern unter Berücksichtigung von Prognoseungenauigkeiten sowohl von praktischem, als auch wissenschaftlichem Interesse.

Weitere Erzeugereinheiten eines Fernwärmesystems, wie bspw. Wärmepumpen und E-Heizer, oder Solarthermie-Anlagen, die zukünftig relevant werden könnten, sind in dieser Arbeit ebenfalls nicht berücksichtigt worden. Eine Abschätzung des Nutzens von thermischen Speichern für eine andere Erzeugerstruktur kann bei Bedarf anhand der dargestellten Ergebnisse bzw. den daraus abgeleiteten Triebkräften und Limitierungen für den Speichereinsatz erfolgen. Die Erkenntnisse aus anderen Studien deuten jedoch darauf hin, dass diese Technologien zum einen sich ohne entsprechende Anreize in naher Zukunft nicht großflächig etablieren werden, und zum anderen im Betrieb oftmals nur geringe Wechselwirkungen mit Wärmespeichern aufweisen [43, 46, 64, 199, 220].

¹⁰²Eine Erhöhung des Brennstoffausnutzungsgrades durch Wärmespeicherung kann nur für die KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen ausgewiesen werden, da die Anlagen mit Gegendruckturbine modellbedingt in jedem Betriebspunkt denselben Brennstoffnutzungsgrad besitzen.

Stichwortverzeichnis

- Amortisationszeit, 93
- Anfahrkosten, 56, 69, 87, 129
- Betriebsbereich, *siehe* P, $\dot{Q}$ -Diagramm
- Brennstoffausnutzungsgrad, 48, 83, 120
- Brennstoffbedarf, 64
- Deckungsbeitrag
 - der Stromerzeugung, 49, 61
 - des Wärmespeichers, 50, 90
- Eigenbedarf, 53
- Einsatzplanung, 7, 12–13, 59–60
- Elektrizitätswirtschaft, 1
- Entnahmekondensationsturbine, 56, 60
- Erzeugungskosten, *siehe auch* Wärmekosten, 50, 59, 95
- Fahrkurve, *siehe* Heizkurve
- Fernwärmenachfrage, 44, 126
- Fernwärmespeicher, 33
 - 2-Zonen, 34
 - atmosphärisch, 33
 - Be- und Entladeleistung, 36
 - druckaufgeladen, 33
 - Investitionsaufwand, 37
 - Modell, 74
 - Netzeinbindung, 34
- Gegendrucklinie, 61, 65, 100
- Gegendruckturbine, 58–59
- Heizkurve, 45
- Heizwerk, 43, 75, 89
- Kraftwerksprozesse, 52
- KWK
 - Anlagen, 3, 43, 56
 - Fernwärmedeckungsgrad, 51, 118
 - Gesetz, 46
 - Leistungsanteil, 126
 - Strom, 46
 - Zuschlag, 46
- Lastrampen, 55, 73, 88
- Laständerung, *siehe* Lastrampen
- Leistungseinbuße, *siehe* Stromverlustkennziffer
- Merit Order, 2, 8
- Min. Stillstands- und Betriebszeiten, 72, 88
- Mindestlast, 55, 65
- Modellstruktur, 62
- Nachheizung, 67, 112
- Notation, 63
- Optimierung, 9
- P, $\dot{Q}$ -Diagramm, 57, 83
- Primärenergieeinsatz, 125
- Residuallast, 1
- Rollierender Zeithorizont, 77
- Speicherzyklen, 101–111
- Strom-zu-Wärme-Äquivalent, 51, 106
- Stromkennzahl, 44, 48
- Strommarktmodell, 12, 133, 180
- Stromverlustkennziffer, 49, 56, 67, 81
- Temperatur
 - grenzschicht, 40
 - Vor- und Rücklauf-, 45
- Verdrängungswärmespeicher, *siehe* Fernwärmespeicher
- Vollbenutzungsstunden, 51, 118
- Volllaststunden, 51, 121
- Wertigkeit des Stromerzeugungsprofils, 51, 123
- Wirkungsgrad
 - Abhitzeessel-, 53, 81
 - Dampferzeuger-, 53, 81
 - elektrischer, 48, 52, 81
 - thermischer, 48
- Wärmeauskopplung, 56
- Wärmeengpassleistung, 44, 62, 80
- Wärmekosten, 49, 61, 99–106
- Wärmerestkosten, *siehe auch* Wärmekosten, 50
- Wärmespeicherung, *siehe auch* Fernwärmespeicher
 - im Fernwärmenetz, 34
 - latent, 31
 - sensibel, 32
 - thermochemisch, 30
- Wärmeverluste, 39, 113
- Zielfunktion, 7, 76
- Zinssatz, 93

Literatur

- [1] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Oktober 2015
- [2] ABOOKAZEMI, K. ; AHMAD, H. ; TAVAKOLPOUR, A. ; HASSAN, M. Y.: Unit Commitment solution using an optimized genetic system. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33 (2011), Nr. 4, S. 969 – 975. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.01.009>. – ISSN 0142–0615
- [3] ABUJARAD, S. Y. ; MUSTAFA, M. ; JAMIAN, J. : Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70 (2017), S. 215 – 223. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.246>. – ISSN 1364–0321
- [4] ADÄ, W. : *Temperaturverteilung in flachen Wasser-Wärmespeichern*, Universität Stuttgart, Dissertation, 1981
- [5] AGEB | ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E.V.: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland*. <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>. Stand: September 2017. – letzter Zugriff: 10.01.2018
- [6] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *Arbeitsblatt AGFW FW309 Teil 6: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren - Entwurf*. 2012
- [7] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme -*. 2014
- [8] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *Arbeitsblatt AGFW FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes -*. 2015
- [9] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *Arbeitsblatt AGFW FW 313: Berechnung der thermischen Verluste von thermischen Energiespeichern*. 2015
- [10] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *AGFW-Hauptbericht 2015, öffentliche Version*. 2016
- [11] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren -*. 2016
- [12] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *AGFW-Hauptbericht 2016, öffentliche Version*. 2017
- [13] AGRICOLA, A.-C. ; WAGNER, U. ; MOSER, A. et al.: *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien* / dena, TU München, RWTH Aachen im Auftrag der Schluchseewerk AG. Februar 2010

- [14] AHADI-OSKUI, T. : *Optimierung des Entwurfs komplexer Energieumwandlungsanlagen*, TU Berlin, Dissertation, 2005
- [15] AL ABOUD, N. : *Spatially and temporally highly resolved optimization of the Syrian energy supply system*, TU Berlin, Dissertation, 2015
- [16] ASCEND ANALYTICS LLC: *PowerSimm Operations Manager*. <https://www.ascendanalytics.com/powersimm-operations-manager.html>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [17] AUSFELDER, F. ; BEILMANN, C. ; BERTAU, M. et al.: Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (2015), Nr. 1–2, S. 17–89. <http://dx.doi.org/10.1002/cite.201400183>. – ISSN 1522–2640
- [18] BAEHR, H. D.: *Thermodynamik*. 11. Aufl. Berlin, Heidelberg u. a. : Springer, 2002. – ISBN 978–3–540–43256–2
- [19] BAEHR, H. D. ; STEPHAN, K. : *Wärme- und Stoffübertragung*. 3. Aufl. Berlin, Heidelberg u. a. : Springer, 1998. – ISBN 978–3–540–64458–3
- [20] BAGEMIHLE, J. : *Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt*, Universität Stuttgart, Dissertation, 2003
- [21] BALEVIC, D. ; HARTMANN, S. ; YOUNG, R. : *Heavy-Duty Gas Turbine Operation and Maintenance Considerations* / General Electric Company. Atlanta, 2009. – GER-3620L (11/09)
- [22] BAUER, N. ; BAUMSTARK, L. ; LEIMBACH, M. : The REMIND-R model: the role of renewables in the low-carbon transformation—first-best vs. second-best worlds. In: *Climatic Change* 114 (2012), Sep, Nr. 1, S. 145–168. <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-011-0129-2>. – ISSN 1573–1480
- [23] BEER, J. ; RUKES, B. ; WINDORFER, E. : *Optimierung der Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken unter Berücksichtigung der zeitlichen Änderung des Strom- und Wärmebedarfes und unter Einbeziehung von Speichern* / Kraftwerk Union AG, Wibera Wirtschaftsberatung AG. Dezember 1986. – BMFT Forschungsbericht T 86–207
- [24] BEER, M. : *KWK als Stromspeicher*. https://www.ffe.de/download/article/385/20110725_Vortrag_KWK_als_Stromspeicher.pdf. Juli 2011. – letzter Zugriff: 19.02.2018
- [25] BEER, M. : Potential funktionaler Speicher mit flexibler Kraft-Wärme-Kopplung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (2011), Nr. 12, S. 8 – 10
- [26] BEER, M. : *Wärmespeicher - Mehr Freiheitsgrade für KWK* / Forschungsstelle für Energiewirtschaft. https://www.ffe.de/download/Publikationen/379_Waermespeicher_KWK/20110615_Waermespeicher_KWK.pdf. – letzter Zugriff: 19.02.2018
- [27] BEER, M. ; HUBER, M. ; MAUCH, W. : Flexible Operation of Cogeneration Plants - Chances for the Integration of Renewables? In: *11th IAEE European Conference „Energy Economy, Policies and Supply Security: Surviving the Global Economic Crisis“*. Vilnius, Lithuania, 2010
- [28] BEER, M. ; SCHMID, T. ; BERNHARD, D. ; VOGLER, G. : *Flex – Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen* / Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE). November 2012. <http://dx.doi.org/10.2314/GBV:779648722>. – BMWi FKZ: 0327832A

- [29] BEER, M. G.: *Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*, TU München, Dissertation, 2012
- [30] BEJAN, A. ; TSATSARONIS, G. ; MORAN, M. : *Thermal Design & Optimization*. New York, Chichester, Brisbane, Toronto, Singapore : John Wiley & Sons, Inc., 1995. – ISBN 978-0-471-58467-4
- [31] BELLMAN, R. : *Dynamic Programming*. Princeton University Press, 1957. – ISBN 9780691146683
- [32] BESCH, H. ; HÜMBERT, A. : Fernwärmeschiene Saar West. In: *BWK* 37 (1985), Nr. 10, S. 407 – 412
- [33] BIEGLER, L. T.: New directions for nonlinear process optimization. In: *Current Opinion in Chemical Engineering* 21 (2018), S. 32 – 40. <http://dx.doi.org/10.1016/j.coche.2018.02.008>. – ISSN 2211-3398
- [34] BIEGLER, L. T. ; GROSSMANN, I. E.: Retrospective on optimization. In: *Computers & Chemical Engineering* 28 (2004), Nr. 8, S. 1169 – 1192. <http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2003.11.003>. – ISSN 0098-1354
- [35] BILFINGER VAM ANLAGENTECHNIK GMBH: *Referenzen Wärmespeicher*. <http://www.vam.bilfinger.com/referenzen/apparate-behaelter-tankbau/referenzen-waermespeicher/>. – letzter Zugriff: 03.01.2018
- [36] BITTERLICH, W. : *Speicher für thermische Energie*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1987 (Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 210). – ISBN 978-3-18-141006-6
- [37] BLOCKHEIZKRAFTWERKS- TRÄGER- UND BETREIBERGESELLSCHAFT MBH BERLIN (BTB): *Technische Anschlussbedingungen (TAB) der BTB für die Versorgung mit Wärme aus Fernwärmeanlagen*. September 2011
- [38] BMWi | BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Zahlen und Fakten Energiedaten*. <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>. Stand: April 2016. – letzter Zugriff: 14.02.2017
- [39] BMWi | BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Zahlen und Fakten Energiedaten*. <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Stand: März 2017. – letzter Zugriff: 12.05.2017
- [40] BMWi | BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html. Stand: Februar 2017. – letzter Zugriff: 12.05.2017
- [41] BOCHE, L. : *Methoden und Maßnahmen zur Wirkungsgradverbesserung bei existierenden Energieumwandlungsanlagen*, TU Berlin, Dissertation, 2016. <http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-5554>
- [42] BOŠNJKOVIĆ, F. ; KNOCH, K.-F. : *Technische Thermodynamik, Teil 1*. 8. Aufl. Darmstadt : Steinkopff, 1998. – ISBN 978-3-7985-1114-9
- [43] BÖTTGER, D. : *Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt*, Universität Leipzig, Dissertation, 2017

- [44] BÖTTGER, D. ; GÖTZ, M. ; THEOFILIDI, M. ; BRUCKNER, T. : Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources - An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. In: *Energy* 82 (2015), March, S. 157 – 167. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.022>. – ISSN 0360–5442
- [45] BOUKOUVALA, F. ; MISENER, R. ; FLOUDAS, C. A.: Global optimization advances in Mixed-Integer Nonlinear Programming, MINLP, and Constrained Derivative-Free Optimization, CDFO. In: *European Journal of Operational Research* 252 (2016), Nr. 3, 701 - 727. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.12.018>. – ISSN 0377–2217
- [46] BRANDSTÄTT, C. ; FETTE, M. ; MEYER, S. et al.: *Multi-Grid-Storage: Flexibilität für die Stromversorgung aus Gas- und Wärmenetzen* / Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung (IFAM), Energiesystemanalyse. Bremen, Juni 2015. <http://dx.doi.org/10.2314/GBV:860070514>
- [47] BRAUNER, G. ; GLAUNSINGER, W. ; BOFINGER, S. et al.: *VDE Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020* / Energietechnische Gesellschaft (ETG) im VDE. Frankfurt am Main, April 2012
- [48] BRUCHE, S. ; CHRISTIDIS, A. ; HOFMANN, M. ; TSATSARONIS, G. : *Modellbasierte Einsatzplanung des Fernwärmespeichers der MVV GmbH am Standort Grosskraftwerk Mannheim (GKM)* / TU Berlin, Institut für Energietechnik, Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz. August 2014. – Projektbericht, nicht öffentlich
- [49] BRUCHE, S. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : *Untersuchung des ökonomischen Potentials der Bewirtschaftung des Wärmespeicher der Stadtwerke Heidelberg durch die MVV – Abschlusspräsentation* / TU Berlin, Institut für Energietechnik, Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz im Auftrag der MVV Energie AG und der Stadtwerke Heidelberg GmbH. Juli 2015. – Projektpräsentation, nicht öffentlich
- [50] BRUCKNER, T. : *Dynamische Energie-, Emissions- und Kostenoptimierung regionaler Energiesysteme* / Institut für Energietechnik, TU Berlin. <https://github.com/robbiemorrison/deeco/blob/master/docs/deeco-handbuch-10.pdf>
- [51] BRUCKNER, T. ; MORRISON, R. ; HANDLEY, C. ; PATTERSON, M. : High-Resolution Modeling of Energy-Services Supply Systems Using deeco: Overview and Application to Policy Development. In: *Annals of Operations Research* 121 (2003), Jul, Nr. 1, S. 151–180. <http://dx.doi.org/10.1023/A:1023359303704>. – ISSN 1572–9338
- [52] BRUCKNER, T. J. C.: *Dynamische Energie- und Emissionsoptimierung regionaler Energiesysteme*, Bayerische Julius-Maximilians-Universität, Würzburg, Dissertation, 1996
- [53] BURER, S. ; LETCHFORD, A. N.: Non-convex mixed-integer nonlinear programming: A survey. In: *Surveys in Operations Research and Management Science* 17 (2012), Nr. 2, 97 - 106. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.sorms.2012.08.001>. – ISSN 1876–7354
- [54] BURKARD, R. E. ; ZIMMERMANN, U. : *Einführung in die mathematische Optimierung*. Berlin, Heidelberg : Springer Spektrum, 2012. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-28673-5>. – ISBN 978–3–642–28672–8
- [55] CAI, X.-Q. ; LO, K.-M. : Unit commitment by a genetic algorithm. In: *Nonlinear Analysis: Theory, Methods & Applications* 30 (1997), Nr. 7, S. 4289 – 4299. [http://dx.doi.org/10.1016/S0362-546X\(97\)00128-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0362-546X(97)00128-4). – ISSN 0362–546X

- [56] CHASE, D. L. ; KEHOE, P. T.: *GE Combined-Cycle Product Line and Performance* / GE Power Systems. <http://physics.oregonstate.edu/~hetheriw/energy/topics/doc/elec/natgas/cc/combined%20cycle%20product%20line%20and%20performance%20GER3574g.pdf>. – letzter Zugriff: 03.01.2018
- [57] CHRISTIDIS, A. ; KOCH, C. ; POTTEL, L. ; TSATSARONIS, G. : Der Beitrag von Wärmespeichern zur kostenoptimalen Bereitstellung von Fernwärme und Strom im Versorgungsgebiet Berlin der Vattenfall Europe AG. In: MCKENNA, R. (Hrsg.) ; FICHTNER, W. (Hrsg.): *Energieeffizienz - Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“*. Karlsruhe : KIT Scientific Publishing, 2011, S. 61 – 75. <http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000023676>
- [58] CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigem Strommarkt. In: *9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft : Nürtingen, 22. –23. November 2011 / VDI, Energie und Umwelt*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2011 (VDI-Berichte 2157). – ISBN 978-3-18-092157-0, S. 223 – 240
- [59] CHRISTIDIS, A. ; HOFMANN, M. ; TSATSARONIS, G. : *Der Beitrag von Wärmespeichern zur kostenoptimalen Bereitstellung von Wärme und Strom am Standort Grosskraftwerk Mannheim (GKM) – Endbericht* / Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, Fachgebiet für Energietechnik und Umweltschutz im Auftrag der Grosskraftwerk Mannheim AG. Februar 2012. – Projektbericht, nicht öffentlich
- [60] CHRISTIDIS, A. ; HOFMANN, M. ; TSATSARONIS, G. : *Untersuchung des ökonomischen Potentials einer strompreisorientierten Fahrweise des MHKW durch den Einsatz des Wärmespeichers am Standort Donautal – Endbericht* / TU Berlin, Institut für Energietechnik, Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz im Auftrag der Fernwärme Ulm GmbH. Juli 2007. – Projektbericht, nicht öffentlich
- [61] CHRISTIDIS, A. ; KOCH, C. ; POTTEL, L. ; TSATSARONIS, G. : The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets. In: *Proceedings of the 23th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation & Environmental Impact of Energy Systems*. Lausanne, Switzerland, June 14-17, 2010, S. 475 – 482
- [62] CHRISTIDIS, A. ; KOCH, C. ; POTTEL, L. ; TSATSARONIS, G. : The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets. In: *Energy* 41 (2012), Nr. 1, S. 75 – 82. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.048>
- [63] CHRISTIDIS, A. ; MOLLENHAUER, E. ; TSATSARONIS, G. : Einsatz thermischer Speicher zur Flexibilisierung von Heizkraftwerken. In: BECKMANN, M. (Hrsg.): *Tagungsband des 47. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums (Kraftwerkstechnik 2015, Strategien, Anlagentechnik und Betrieb)*. Freiberg : Saxonia, 2015. – ISBN 978-3-934409-70-5, S. 779– 789
- [64] CHRISTIDIS, A. ; MOLLENHAUER, E. ; TSATSARONIS, G. ; HOLLER, S. et al.: *EnEff: Wärme – Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung*. Frankfurt am Main : AGFW, 2017 (Forschung und Entwicklung, Heft 44). <http://dx.doi.org/10.2314/GBV:1023701839>. – ISBN 3-89999-069-2
- [65] CZIESLA, F. ; HENCKE, E.-G. ; KATHER, A. ; KELLER, D. et al.: *Statusreport 2013 - Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland* / Verein Deutscher Ingenieure (VDI). 2013

- [66] DATTA, D. : Unit commitment problem with ramp rate constraint using a binary-real-coded genetic algorithm. In: *Applied Soft Computing* 13 (2013), Nr. 9, S. 3873 – 3883. <http://dx.doi.org/10.1016/j.asoc.2013.05.002>. – ISSN 1568–4946
- [67] DENZ, M. : *Erstellung und Validierung eines Fundamentalmodells des Deutschen Stromerzeugungsmarktes*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Masterarbeit, 2014
- [68] DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHSt), UMWELTBUNDESAMT: *Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte*. https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Berichterstattung_2005-2007/EB2007_Stoffliste.html. Stand: November 2006. – letzter Zugriff: 09.01.2018
- [69] DEWI, E.ON NETZ, EWI, RWE TRANSPORTNETZ-STROM, VE TRANSMISSION: *dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020* / Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.). Köln, Februar 2005
- [70] DITTES, F.-M. : *Optimierung – Wie man aus allem das Beste macht*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2015. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-53889-6>. – ISBN 978–3–642–53888–9
- [71] DITTMANN, A. ; DITTMANN, L. ; NESTEKE, C. ; WIRTHS, A. : Kriterien zur Bewertung der Energieeffizienz von Wärmespeichern (Teil 1: Grundlagen). In: *EuroHeat & Power* 44 (2015), Nr. 3, S. 24–30
- [72] DITTMANN, A. ; DITTMANN, L. ; WIRTHS, A. ; HERWIG, A. : Thermische Speicher: Bewertung der energetischen Effizienz mit dem Wasseräquivalent (Teil 1). In: *EuroHeat & Power* 45 (2016), Nr. 9, S. 30–33
- [73] DITTMANN, A. ; DITTMANN, L. ; WIRTHS, A. ; HERWIG, A. : Thermische Speicher: Bewertung der energetischen Effizienz mit dem Wasseräquivalent (Teil 2). In: *EuroHeat & Power* 45 (2016), Nr. 10, S. 20–24
- [74] DITTMANN, A. ; KRETSCHMER, R. ; LIEBMANN, C. ; SCHWARZENBERG, M. : Ruths-Speicher mit Gegendruckturbine im Fernheizwerk (Teil 2: Beispiel Fernheizwerk Bad Elster). In: *EuroHeat & Power* 44 (2015), Nr. 10, S. 29–35
- [75] DITTMANN, A. ; KRETSCHMER, R. ; LIEBMANN, C. ; SCHWARZENBERG, M. : Ruths-Speicher: Option für eine gelingende Energie- und Wärmewende (Teil 1). In: *EuroHeat & Power* 44 (2015), Nr. 9, S. 25–28
- [76] DITTMANN, A. ; NESTEKE, C. : Wärmespeicherung erhöht die Effizienz der Kraft-Wärme - Chancen und Probleme der Speichernutzung. In: *EuroHeat & Power* 39 (2010), Nr. 1 -2, S. 34 – 41
- [77] DOLEŽAL, R. : *Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2001. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-56841-1>. – ISBN 978–3–642–56841–1
- [78] DUBOIS, R. : *Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern*, RWTH Aachen, Dissertation, 1986
- [79] DUDEK, G. : Adaptive simulated annealing schedule to the unit commitment problem. In: *Electric Power Systems Research* 80 (2010), Nr. 4, S. 465 – 472. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2009.10.019>. – ISSN 0378–7796

- [80] DUDEK, G. : Genetic algorithm with binary representation of generating unit start-up and shut-down times for the unit commitment problem. In: *Expert Systems with Applications* 40 (2013), Nr. 15, S. 6080 – 6086. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eswa.2013.05.010>. – ISSN 0957–4174
- [81] EGGERS, J.-B. : *Das kommunale Energiesystemmodell KomMod*, TU Berlin, Dissertation, 2016
- [82] EHLERS, N. : *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung*, TU Berlin, Dissertation, 2011
- [83] EMD INTERNATIONAL A/S: *energyPRO*. <https://www.emd.dk/energypro/>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [84] ENERGIE UND WASSER POTSDAM (EWP) GMBH: *Oberirdischer Wärmespeicher ist ab sofort am Netz*. Pressemitteilung der EWP GmbH vom 14.01.2016. <https://www.potsdam.de/content/34-oberirdischer-waermespeicher-ist-ab-sofort-am-netz>. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [85] ENERGINET.DK: *Download of market data*. <http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>. – letzter Zugriff: 08.02.2017
- [86] ENPROS PLANUNG UND BERATUNG IM KRAFTWERKS- UND ANLAGENBAU: *Wärmespeicher Leipzig*. <http://www.enpros.de/de/referenzen/detail/waermespeicher-leipzig.php>. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [87] EPEX SPOT SE: *Marktdaten Day-Ahead-Auktion (DE/AT) - Jahr*. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2017-01-01/DE>. – letzter Zugriff: 08.02.2018
- [88] EPEX SPOT SE: *Marktdaten kontinuierlicher Intraday-Auktion (DE/AT) - Jahr*. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous/chart/intraday-chart/2017-01-01/DE>. – letzter Zugriff: 08.02.2018
- [89] EWI, AMPRION GMBH, DEWI GMBH, ENBW TRANSPORTNETZE AG, IWES, TENNET TSO GMBH, 50HERZ TRANSMISSION: *dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025* / Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg). Berlin, November 2010
- [90] FERNHEIZWERK NEUKÖLLN AG: *Technische Anschlussbedingungen für Raumheizungs-, Wassererwärmungs-, Lüftungs- und Klimaanlage*. 2000
- [91] FILIPOVIĆ, V. : *Einfluss der Anfahrkosten auf den optimalen Aggregateinsatz*, RWTH Aachen, Dissertation, 1973. – zitiert nach: Dubois, R.: Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern, Dissertation RWTH Aachen, 1986
- [92] FILTER, S. : *Zur Modellgenauigkeit der mittelfristigen Einsatzoptimierung von Querverbundunternehmen*, RWTH Aachen, Dissertation, 2001
- [93] FISCH, N. ; FIZ KARLSRUHE (Hrsg.): *Wärmespeicher*. 4. Aufl. Köln : TÜV-Verlag, 2005. – ISBN 3–8249–0853–0

- [94] FOCUS ONLINE: *Teures Opfer für die Energiewende: Der Irrsinn von Irsching.* http://www.focus.de/finanzen/news/subventionen-fuer-gaskraftwerk-energiewende-der-irrsinn-von-irsching_aid_973161.html. 26. April 2013. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [95] FOUT, T. ; ZOELLE, A. ; KEAIRNS, D. ; TURNER, M. et al.: *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity, Revision 3* / U.S. Department of Energy (DOE) - National Energy Technology Laboratory (NETL). July 2015. – DOE/NETL-2015/1723
- [96] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES): *SCOPE - Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems.* https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf. – letzter Zugriff: 14.08.2018
- [97] FRITSCH, U. R. ; RAUSCH, L. : *Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme* / Öko-Institut im Auftrag des Umweltbundesamtes. August 2008. – ISSN 1862-4359. – Forschungsbericht 360 16 008, UBA-FB 001145
- [98] GADD, H. ; WERNER, S. : Thermal energy storage systems for district heating and cooling. In: CABEZA, L. F. (Hrsg.): *Advances in Thermal Energy Storage Systems*, Woodhead Publishing, 2015 (Woodhead Publishing Series in Energy). – ISBN 978-1-78242-088-0, S. 467 – 478. <http://dx.doi.org/10.1533/9781782420965.4.467>
- [99] GERHARDT, N. ; RICHTS, C. ; HOCHLOFF, P. et al.: *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien* / Fraunhofer IWES, Fraunhofer IFAM und Stiftung Umweltenergierecht im Auftrag von Agora Energiewende. 2014
- [100] GERHARDT, N. ; SANDAU, F. ; SCHILOZ, A. ; HAHN, H. et al.: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr* / Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltrecht. September 2015. – BMWi FKZ: 0325444A, 0325444B, 0325444C
- [101] GIMMELSBERGER, J. : *Efficient energy supply (electricity and district heat) for the city of Linz* / Linz Strom GmbH. http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/umweltthemen/industrie/ippc_konferenz/gimmelsberger_.pdf. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [102] GLOVER, F. : Improved linear integer programming formulations of nonlinear integer problems. In: *Management science* 22 (1975), Nr. 4, S. 455 – 460. <http://dx.doi.org/10.1287/mnsc.22.4.455>
- [103] GRIMM, V. : *Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast*, Ruhr-Universität Bochum, Dissertation, 2007
- [104] GRKOVIC, V. : Mathematisches Modell zur Optimierung des Auslegungsentnahmedruckes einer Kondensationsturbine mit Fernwärmeauskopplung. In: *Fernwärme International* 20 (1991), Nr. 11, S. 616–626
- [105] GROSS, S. : *Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und deren Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern*, TU Dresden, Dissertation, 2012

- [106] GROSS, S. ; FELSMANN, C. : Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern. In: *9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft : Nürtingen, 22. –23. November 2011 / VDI, Energie und Umwelt*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2011 (VDI-Berichte 2157). – ISBN 978–3–18–092157–0, S. 213 – 222
- [107] GROSS, S. ; GNÜCHTEL, S. ; CLEMENS, F. : *FreeOpt - Ein freies Optimierungstool zur Erhöhung der wirtschaftlichen Effizienz von Fernwärmesystemen* / Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft. https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/ressourcen/dateien/veroefftltg/mlhd_tt4.pdf?lang=de. – letzter Zugriff: 20.09.2018
- [108] GROTE, K.-H. (Hrsg.) ; FELDHOUSEN, J. (Hrsg.): *Dubbel: Taschenbuch für den Maschinenbau*. 23. Aufl. Berlin Heidelberg : Springer, 2011. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-17306-6>. – ISBN 978–3–642–17305–9
- [109] GROTE, W. : *Ein Beitrag zur modellbasierten Regelung von Entnahmedampfturbinen*, Ruhr-Universität Bochum, Dissertation, 2009
- [110] GUSTAFSSON, S.-I. ; KARLSSON, B. G.: Heat accumulators in CHP networks. In: *Energy Conversion & Management* 33 (1992), Nr. 12, S. 1051–1061. [http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904\(92\)90002-E](http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904(92)90002-E)
- [111] HAHNE, E. : *Technische Thermodynamik : Einführung und Anwendung*. 3. Aufl. München, Wien : Oldenbourg, 2000. – ISBN 3–486–25397–2
- [112] HAIDER, M. ; SCHWAIGER, K. ; HÄMMERLE, M. ; EISL, R. ; SCHENZL, K. : Isobare adiabate Druckluftspeicherung mit Sand-Wärmespeichern und Unterwasserbehältern. In: BECKMANN, M. (Hrsg.) ; HURTADO, A. (Hrsg.): *Tagungsband des 46. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums (Kraftwerkstechnik 2014, Strategien, Anlagentechnik und Betrieb)*. Freiberg : Saxonia, 2014. – ISBN 978–3–934409–62–0, S. 887 – 898
- [113] HANNING, F. ; SMOLINKA, T. ; BRETSCHNEIDER, P. ; NICOLAI, S. ; KRÜGER, S. ; MEISSNER, F. ; VOIGT, M. : *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie* / Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VK-Partner. 2009 (BMWi–Auftragsstudie 08/28)
- [114] HERRMANN, A. ; HÜNING, H. ; SCHURICHT, W. : *Methode zur Bestimmung des optimalen Einsatzes von Elementen eines Fernwärmesystemes mit Mengenregelung*, TU Dresden, Dissertation, 1978
- [115] HERWIG, A. ; RÜHLING, K. : Kriterien zur Bewertung der Energieeffizienz von Wärmespeichern (Teil 2: Chancen einer neuen Messmethodik). In: *EuroHeat & Power* 44 (2015), Nr. 4, S. 28–35
- [116] HILPERT, S. ; KALDEMEYER, C. ; KRIEN, U. ; GÜNTHER, S. ; WINGENBACH, C. ; PLESSMANN, G. : The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018), S. 16 – 25. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>. – ISSN 2211–467X
- [117] HIRTH, L. : The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. In: *Energy Economics* 38 (2013), S. 218 – 236. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004>. – ISSN 0140–9883

- [118] HIRTH, L. : *The economics of Wind and Solar Variability*, TU Berlin, Dissertation, November 2014
- [119] HIRTH, L. : *The European Electricity Market Model EMMA – Model documentation* / Neue Energieökonomik GmbH. <https://neon-energie.de/emma-documentation.pdf>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [120] HOFMANN, M. : *Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern zum wirtschaftlichen Betrieb eines Fernwärmenetzes*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Diplomarbeit, 2010
- [121] HOFMANN, M. ; CHRISTIDIS, A. ; SCHNEIDER, J. ; TSATSARONIS, G. : Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern - Der wirtschaftliche Betrieb eines Fernwärmenetzes. In: MCKENNA, R. (Hrsg.) ; FICHTNER, W. (Hrsg.): *Energieeffizienz - Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“*, KIT Scientific Publishing. – ISBN 978-3-866-44710-3, 43 - 59. <https://www.ksp.kit.edu/download/1000023676>
- [122] HOPPE, F. : *Abbildung von KWK-Anlagen in einem Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Studienarbeit, 2014
- [123] HUH, R. : *Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energieumwandlungsanlagen*, TU Dresden, Dissertation, 2006
- [124] HUH, R. ; TÖDTER, J. : *Kennzahlen für die Evaluierung der Konstruktion und Betriebsführung von Wärmespeichern* / TU Dresden und Fernwärmeforschungsinstitut Hannover. 2003. – Kurzbericht, AIF 12588B
- [125] HUNDT, M. ; SUN, N. ; SWIDER, D. J.: Modellunterstützte Investitionsentscheidungen für den Bau neuer Kraftwerke. In: *7. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft : Leverkusen, 27 – 28 November 2007 / VDI, Energie und Umwelt*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2007 (VDI-Berichte 2018), S. 157 – 174
- [126] HUNDT, M. ; BARTH, R. ; SUN, N. ; BRAND, H. ; VOSS, A. : *Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien* / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart im Auftrag der E.ON Energie AG. Oktober 2010
- [127] HUNDT, M. ; BARTH, R. ; SUN, N. ; WISSEL, S. ; VOSS, A. : *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio* / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart in Auftrag der E.ON Energie AG. Oktober 2009
- [128] IBM ILOG: *IBM ILOG Unit Commitment solution*. https://www-01.ibm.com/software/info/channel-solution-profiles/ILOG_Unit_Commitment.html. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [129] INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IUW): *Gradtagszahlen Deutschland*. http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen_Deutschland.xls. Stand: Februar 2017. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [130] ISMAIL, K. A. R. ; LEAL, J. F. B. ; ZANARDI, M. A.: Models of liquid storage tanks. In: *Energy* 22 (1997), Nr. 8, S. 805–815. [http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442\(96\)00172-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(96)00172-7)

- [131] ITO, K. ; YOKOYAMA, R. ; SHIBA, T. : Optimal Operation of a diesel engine cogeneration plant including a heat storage tank. In: *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* 114 (1992), Nr. 4, S. 687–694. <http://dx.doi.org/10.1115/1.2906643>
- [132] JACK, M. W. ; WROBEL, J. : Thermodynamic optimization of a stratified thermal storage device. In: *Applied Thermal Engineering* 29 (2009), Nr. 11-12, S. 2344–2349. <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.11.021>. – ISSN 1359–4311
- [133] JAHNS, F. : *Modelling and thermodynamic analysis of Pumped Heat Storage systems*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Diplomarbeit, 2011
- [134] JARRE, F. ; STOER, J. : *Optimierung*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2004. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-18785-8>. – ISBN 978–3–642–18785–8
- [135] JENSEN, J. ; SØRENSEN, B. : *Fundamentals of energy storage*. New York : Wiley-Interscience, 1984. – ISBN 978–0471086048
- [136] JÜDES, M. : *MINLP-Optimierung des Entwurfs und des stationären Betriebs von Kraftwerken mit mehreren Arbeitspunkten*, TU Berlin, Dissertation, 2009
- [137] JÜDES, M. ; CHRISTIDIS, A. ; KOCH, C. ; POTTEL, L. ; TSATSARONIS, G. : Combined optimization of the operation of existing power plants with the design and operation of heat storage systems for a large district heating network. In: *Proceedings of the 22nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*. Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil, August 31 - September 3, 2009
- [138] KALCKREUTH, E. von: *Zustand und mögliche Entwicklung der Stromversorgung im Irak*, Diplomarbeit, 2013
- [139] KALLRATH, J. : *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis: Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2002. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-80219-4>. – ISBN 978–3–322–80219–4
- [140] KIRSCHBAUM, S. : *Entwicklung eines Softwarepakets zur Simulation industrieller Produktionsprozesse unter energetischen Gesichtspunkten*, RWTH Aachen, Dissertation, 2012
- [141] KLOBASA, M. ; ERGE, T. ; WILLE-HAUSMANN, B. : *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement, Endbericht* / Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE. Juli 2009. – BMU-FKZ: 0327577
- [142] KLOTZ, E. M. ; KOEPP, M. ; PETER, F. ; THAMLING, N. et al.: *Potenzial-und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft- Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014* / Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult im Auftrag des BMWi (Projekt I C 4 - 42/13). Oktober 2014
- [143] KOCH, C. E.: Systemwirtschaftlichkeit „contra“ Standortwirtschaftlichkeit. In: *7. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft : Leverkusen, 27 – 28 November 2007* / VDI, Energie und Umwelt. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2007 (VDI-Berichte 2018), S. 147 – 156
- [144] KOPISKE, J. : *Prognose von Regelenergiepreisen mittels eines Fundamentalmodells*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Masterarbeit, 2015

- [145] KOPISKE, J. ; SPIEKER, S. ; TSATSARONIS, G. : Value of power plant flexibility in power systems with high shares of variable renewables: A scenario outlook for Germany 2035. In: *Energy* 137 (2017), S. 823 – 833. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.138>. – ISSN 0360–5442
- [146] KRAFT, A. : *KWK, PtH und Wärmespeicher*. Strommarkttreffen. <https://www.strommarkttreffen.org/2016-04-15-Kraft-KWK-W%C3%A4rmespeicher.pdf>. April 2016. – Präsentation beim Strommarkttreffen – letzter Zugriff: 10.01.2018
- [147] KRETSCHMER, R. : *Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeit-Wärmespeichern*, TU Dresden, Dissertation, 1994
- [148] KUMAR, N. ; BESUNER, P. M. ; LEFTON, A. A. ; AGAN, D. D. ; HILLEMANN, D. D.: *Power Plant Cycling Costs* / Intertek Aptech prepared for National Renewable Energy Laboratory and Western Electricity Coordinating Council. April 2012. – Report AES 12047831-2-1
- [149] KUMAR, V. S. ; MOHAN, M. : Solution to security constrained unit commitment problem using genetic algorithm. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 32 (2010), Nr. 2, S. 117 – 125. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.06.019>. – ISSN 0142–0615
- [150] LECHNER, C. (Hrsg.) ; SEUME, J. (Hrsg.): *Stationäre Gasturbinen*. Berlin Heidelberg : Springer, 2003 (VDI-Buch). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-10016-5>. – ISBN 978–3–662–10016–5
- [151] LEIMBACH, M. ; BAUER, N. ; BAUMSTARK, L. ; EDENHOFER, O. : Mitigation Costs in a Globalized World: Climate Policy Analysis with REMIND-R. In: *Environmental Modeling & Assessment* 15 (2010), 6, Nr. 3, S. 155–173. <http://dx.doi.org/10.1007/s10666-009-9204-8>. – ISSN 1573–2967
- [152] LORENTZEN, P. : Das neue Heizkraftwerk der Energieversorgung Offenbach AG. In: *Fernwärme International* 15 (1986), Nr. 2, S. 71 – 75
- [153] LORENTZEN, P. : Einsatz von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen. In: *Fernwärme International* 22 (1993), Nr. 3, S. 75–82
- [154] MAGIS CONSULT GMBH: *TOP-Energy*. <https://www.top-energy.de/>. – letzter Zugriff: 20.09.2018
- [155] MANTAWY, A. H.: A genetic algorithm solution to a new fuzzy unit commitment model. In: *Electric Power Systems Research* 72 (2004), Nr. 2, S. 171 – 178. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2004.04.003>. – ISSN 0378–7796
- [156] MATHEMATICAL PROGRAMMING GLOSSARY: *Glovers linearization*. http://glossary.computing.society.informs.org/ver2/mpgwiki/index.php/Glovers_linearization. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [157] MATHENIA, T. : *Vorprojekt zur Vorbereitung von Bau und Betrieb eines Stahl-Großbehälters als Wärmespeicher in einem Fernwärmesystem* / Fernwärmeversorgung Niederrhein GmbH. Dezember 1984. – ISSN 0340–7608. – BMFT-Forschungsbericht T 84-289, FKZ: 03E4476A
- [158] MAUCH, W. ; CORRADINI, R. ; WIESEMAYER, K. ; SCHWENTZEK, M. : Allokationsmethoden für spezifische CO₂ -Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55 (2010), Nr. 9, S. 12–14

- [159] MEERBECK, B. : *Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausgleich elektrischer Leistungsschwankungen*, Universität Stuttgart, Dissertation, Juli 2001
- [160] MEIBOM, P. ; BARTH, R. ; BRAND, H. ; HASCHE, B. et al.: *Final Report for All Island Grid Study, Workstream 2(b): Wind Variability Managment Studies* / Risoe National Laboratory, IER University of Stuttgart, RAM-Iøse EDB, University of Duisburg-Essen. July 2007
- [161] MEIERER, M. : *Persönliche Mitteilung vom 06.06.2016*
- [162] MEIERER, M. : Heat storage systems in heat and power generation. In: *VGB Powertech* (2013), Nr. 1/2, S. 69–74
- [163] MEIERER, M. ; KRUPP, R. : *Persönliche Mitteilungen vom 13.10.2016 und 09.02.2017*
- [164] MOLLENHAUER, E. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. In: *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 7 (2016), Nr. 2, S. 167–176. <http://dx.doi.org/10.1007/s40095-016-0204-6>. – ISSN 2251–6832
- [165] MOLLENHAUER, E. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power Plants With Heat Pumps and Thermal Energy Storage. In: *ASME Journal of Energy Resources Technology* 140 (2018), Nr. 2, S. 020907–1 – 020907–8. <http://dx.doi.org/10.1115/1.4038461>
- [166] MORRISON, R. : Energy system modeling: Public transparency, scientific reproducibility, and open development. In: *Energy Strategy Reviews* 20 (2018), S. 49 – 63. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.010>. – ISSN 2211–467X
- [167] MOSER, A. ; ROTERING, N. ; SCHÄFER, A. : *Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau* / IAEW der RWTH Aachen im Auftrag der Voith Hydro GmbH & Co.KG. April 2014
- [168] MUNSER, H. : *Fernwärmeversorgung*. Leipzig : Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1980 (Wärmelehre und Wärmewirtschaft, Bd. 26)
- [169] MVV ENERGIE AG, GKM AG: *MVV Energie und GKM geben gemeinsamen Startschuss für neuen Fernwärmespeicher*. Presseinformation der MVV Energie AG vom 26.11.2012. <http://www.pressebox.de/attachment/534271/2012-11-26+Gemeinsame+Presseinfo+GKM+MVV.pdf>. – letzter Zugriff: 03.01.2018
- [170] N-ERGIE AG: *Wärmespeicher der N-ERGIE: Inbetriebnahme erfolgreich*. Pressemitteilung der N-ERGIE AG vom 09.01.2015. https://www.energie-und-wende.de/fileadmin/energiewende/PDF/Speicher/N_ERGIE_PM_150109_Waermespeicher.pdf. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [171] N-ERGIE AG: Der Wärmespeicher der N-ERGIE in Nürnberg-Sandreuth nimmt Gestalt an. In: *VGB Powertech* 3 (2014)
- [172] NELSON, J. E. B. ; BALAKRISHNAN, A. ; SRINIVASA MURTHY, S. : Parametric studies on thermally stratified chilled water storage systems. In: *Applied Thermal Engineering* 19 (1999), Nr. 1, S. 89–115. [http://dx.doi.org/10.1016/S1359-4311\(98\)00014-3](http://dx.doi.org/10.1016/S1359-4311(98)00014-3)
- [173] NETRION GMBH, UNTERNEHMEN DER MVV ENERGIE GRUPPE: *TAB-Fernwärme, Technische Anschlussbedingungen Heizwasser für Nah- und Fernwärme*. Juli 2015

- [174] NIELSEN, J. R. ; QUICKLUND, H. ; ROYNSTRAND, J. ; STANG, J. et al.: *Two-step decision and optimization model for centralized or decentralized thermal storage in DH&C systems* / SP Swedish National Testing and Research Institute: Energy Technology, SINTEF Energy Research, Norwegian Institute of Technology: Department of Refrigeration and Air Conditioning and others. 2005. – IEA Annex VII. 2005: 8DHC-05.02
- [175] NITSCH, J. ; PREGGER, T. ; NAEGLER, T. ; HEIDE, D. et al.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht* / DLR, Fraunhofer IWES und IFNE im Auftrag des BMU. Stuttgart, Kassel, Teltow, März 2012
- [176] NITSCH, J. ; PREGGER, T. ; SCHOLZ, Y. ; NAEGLER, T. et al.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“* / DLR, Fraunhofer IWES und IFNE im Auftrag des BMU. Stuttgart, Kassel, Teltow, Dezember 2010
- [177] NOWAK, M. P. ; RÖMISCH, W. : Stochastic Lagrangian Relaxation applied to Power Scheduling in a Hydro-Thermal System under Uncertainty. In: *Annals of Operations Research* 100 (1998), Nr. 1 - 4, S. 251 – 272. <http://dx.doi.org/10.1023/A:101924850>
- [178] OERTEL, D. : *Energiespeicher - Stand und Perspektiven* / TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Februar 2008. – Arbeitsbericht Nr. 123
- [179] PAPAGEORGIOU, M. ; LEIBOLD, M. ; BUSS, M. : *Optimierung – Statistische, dynamische, stochastische Verfahren für die Anwendung*. Berlin Heidelberg : Springer Vieweg, 2015. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-46936-1?> – ISBN 978-3-662-46935-4
- [180] PAPE, C. ; GERHARDT, N. ; HÄRTEL, P. et al.: *Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung ; Endbericht* / Fraunhofer IWES, IAEW der RWTH Aachen und Stiftung Umweltenergierecht im Auftrag des BMWi. November 2014. <http://dx.doi.org/10.2314/GBV:840968620>. – BMWi-FKZ: 0325327A, 0325327B, 0325327C
- [181] PATRA, S. ; GOSWAMI, S. ; GOSWAMI, B. : Fuzzy and simulated annealing based dynamic programming for the unit commitment problem. In: *Expert Systems with Applications* 36 (2009), Nr. 3, Part 1, S. 5081 – 5086. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eswa.2008.06.039>. – ISSN 0957-4174
- [182] PAUER, W. : *Grundlagen der Kraft- und Wärmewirtschaft*. Dresden : Steinkopff, 1970 (Wärmelehre und Wärmewirtschaft in Einzeldarstellungen, Bd. 20)
- [183] PAULI, H. : *Der Fernwärmespeicher in Linz*. Berliner Energietage, 4. – 6. Mai 2009
- [184] PETERSEN, C. C.: *A note on transforming the product of variable to linear programs* / Purdue University. 1971. – Working Paper
- [185] PETERSEN, M. K. ; AAGAARD, J. : Heat Accumulators. In: *News from DBDH* (2004), Nr. 1, 1-4. <https://stateofgreen.com/files/download/290>. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [186] PFEIFFER, R. ; VERSTEGE, J. : Committing and Dispatching Power Units and Storage Devices in Cogeneration Systems with Renewable Energy Sources. In: *Power System Control and Management, 16-18 April 1996, Conference Publication No. 421, OIEE, 1996, 1996*

- [187] PITZ-PAAL, R. ; HENNECKE, K. ; HELLER, P. ; BUCK, R. : *Solarthermische Kraftwerke - Konzentrierendes Sonnenlicht zur Energieerzeugung nutzen* / DLR, FIZ Karlsruhe GmbH (Hrsg.). BINE-Themeninfo II/2013. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/II_2013/themen_0213_internetx.pdf. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [188] POTSDAM-INSTITUT FÜR KLIMAFOLGENFORSCHUNG: *REMIND*. <https://www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/models/remind>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [189] PRINZ, W. : Das Flensburger Energiekonzept. In: *Fernwärme International* 8 (1979), Nr. 4, S. 156 – 177
- [190] PRINZ, W. : Konstruktive und wirtschaftliche Aspekte des Kurzzeit-Wärmespeichers in Flensburg. In: *Fernwärme International* 11 (1982), Nr. 4, S. 249 – 258
- [191] PROCOM GMBH: *BoFiT Optimierung*. <https://www.procom.de/produkte/bofit-optimierung/>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [192] RAJAN, C. C. A.: Hydro-thermal unit commitment problem using simulated annealing embedded evolutionary programming approach. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33 (2011), Nr. 4, S. 939 – 946. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.01.002>. – ISSN 0142–0615
- [193] RAJAN, C. C. A. ; MOHAN, M. : An evolutionary programming based simulated annealing method for solving the unit commitment problem. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 29 (2007), Nr. 7, S. 540 – 550. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2006.12.001>. – ISSN 0142–0615
- [194] RAVN, H. F. ; RYGAARD, J. M.: Optimal scheduling of coproduction with a storage. In: *Eng. Opt.* 22 (1994), Nr. 4, S. 267 – 281. <http://dx.doi.org/10.1080/03052159408941338>
- [195] RECKNAGEL, V. : *Prognose und Optimierungsansätze der Fernwärmeeinspeiseleistung unter Berücksichtigung thermisch-instationärer Speichervorgänge im Netz*, TU Berlin, Dissertation, 2012
- [196] REICHSTEIN, E. : *Workshop Kraftwerkstechnik*. Strommarkttreffen im HKW Reuter West. <http://www.strommarkttreffen.org/>. 12. Dezember 2012
- [197] RHEINFELD, U. : *Investition in die Wärmewende: Wärmespeicher und Tauchsieder im Trend*. <http://blog.vattenfall.de/investition-in-die-waermewende-waermespeicher-und-tauchsieder-im-trend/>. April 2015. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [198] RIEDER, A. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Multi criteria dynamic design optimization of a small scale distributed energy system. In: *Energy* 74 (2014), S. 230 – 239. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.007>
- [199] RÜHLING, K. ; GROSS, S. ; HERWIG, A. et al.: *EnEff: Wärme: Erhaltung der Marktfähigkeit von KWK Anlagen mittels Einbindung von Umweltenergie : mit Berücksichtigung thermischer Sicherheitsabstände zur Zone des Legionellenwachstums bei der Trinkwassererwärmung*. Frankfurt am Main : AGFW, 2016 (Forschung und Entwicklung, Heft 36). <http://dx.doi.org/10.2314/GBV:1004871872>. – ISBN 3–89999–057–9

- [200] RWE POWER: *75 Jahre Kraftwerk Herdecke*. <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1448170/data/1439312/1/rwe-power-ag/standorte/wasserkraft/rwe-wasserkraftwerke/psw-herdecke/blob.pdf>. Juni 2005. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [201] SABER, A. Y. ; SENJYU, T. ; YONA, A. ; URASAKI, N. ; FUNABASHI, T. : Fuzzy unit commitment solution? A novel twofold simulated annealing approach. In: *Electric Power Systems Research* 77 (2007), Nr. 12, S. 1699 – 1712. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2006.12.002>. – ISSN 0378-7796
- [202] SACHTLEBEN, R. ; MUHS, H. : Bringt der Einsatz von Warmwasserspeichern Vorteile? In: *EuroHeat & Power* 38 (2009), Nr. 7 - 8, S. 54 – 55
- [203] SALZBURG AG: Salzburgs Fernwärme jetzt noch sauberer. In: *Lebenslinien: Nachrichten für Kunden der Salzburg AG* (2011), Oktober, Nr. 50, S. 4 – 6
- [204] SALZBURG WIKI: *Wärmespeicher Heizkraftwerk Nord*. https://www.sn.at/wiki/W%C3%A4rmespeicher_Heizkraftwerk_Nord. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [205] SALZBURG24: *Salzburg AG nimmt neuen Wärmespeicher in Betrieb*. <http://www.salzburg24.at/salzburg-ag-nimmt-neuen-waermespeicher-in-betrieb/3114319>. 9. Dezember 2011. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [206] SCARABELLO, G. ; RECH, S. ; LAZZARETTO, A. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Optimization of Thermal Power Plants Operation in the German de-regulated Electricity Market using Dynamic Programming. In: *Proceedings of the ASME 2012 International Mechanical Engineering Congress and Exposition (IMECE)*, 2012, S. 147 – 160. <http://dx.doi.org/10.1115/IMECE2012-86113>
- [207] SCHILL, W.-P. ; DIEKMANN, J. ; ZERRAHN, A. : *Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende*. DIW Wochenbericht Nr. 10/2015. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.497929.de/15-10-1.pdf. März 2015. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [208] SCHILL, W.-P. ; PAHLE, M. ; GAMBARDELLA, C. : *On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables*. DIW Discussion Paper Nr. 1540. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.524200.de/dp1540.pdf. 2016. – letzter Zugriff: 02.01.2018
- [209] SCHILL, W.-P. ; ZERRAHN, A. : *DIETER* / Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. https://www.diw.de/de/diw_01.c.508843.de/forschung_beratung/nachhaltigkeit/umwelt/verkehr/energie/modelle/dieter/dieter.html. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [210] SCHILL, W.-P. ; ZERRAHN, A. : Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* In Press (2017). <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>. – ISSN 1364-0321
- [211] SCHLIESSER, J. : *Persönliche Mitteilung vom 20.09.2018*
- [212] SCHLUCHSEEWERK AG: *Basispräsentation Atdorf: Pumpspeicherkraftwerk Atdorf - Meilenstein für die Zukunft der Energieversorgung*. <http://www.schluchseewerk.de/index.php?id=105>. 2016. – letzter Zugriff: 05.11.2012

- [213] SCHMIDT, E. ; KNOPF, B. ; BAUER, N. : *REMIND-D: A hybrid Energy-Economy Model of Germany* / Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. <http://services.feem.it/userfiles/attach/20122211032394NDL2012-009.pdf>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [214] SCHMIDT, T. ; DANDA, R. : Errichtung und Betrieb eines Fernwärmespeichers. In: *EuroHeat & Power - Fernwärme International* 25 (1996), Nr. 6, S. 363 – 367
- [215] SCHMITZ, K. W. ; SCHAUMANN, G. : *Kraft-Wärme-Kopplung*. 3. Aufl. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2005. – ISBN 3-540-20903-4
- [216] SCHOLZ, F. : Thermal Storage in District Heating Systems. In: *Fernwärme International* 17 (1988), Nr. 2, S. 58 – 65
- [217] SCHÖNEWOLF, J. : *Einfluss von Elektromobilität und Demand Response auf die zukünftige Entwicklung von Strom- und Regelenenergiepreisen*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Masterarbeit, 2015
- [218] SCHUCHARDT, G. ; HOLLER, S. : Energetic performance of short term thermal storages in urban district heating networks. In: *Energy Procedia* 116 (2017), S. 191 – 207. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.067>
- [219] SCHULZ, C. ; JAHNS, F. ; SPIEKER, S. : Thermopotentialspeicher - Energiespeicher der Zukunft. In: BECKMANN, M. (Hrsg.) ; HURTADO, A. (Hrsg.): *Tagungsband des 43. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums (Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Bd. 3)*. Neuruppin : TK, 2011. – ISBN 978-3-935317-72-6, S. 553 – 564
- [220] SCHULZ, W. ; BRANDSTÄTT, C. : *Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt* / Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) im Auftrag des BEE und AGFW. Bochum : Ponte Press, 2013. – ISBN 13-978-3-920328-66-9
- [221] SENATSVERWALTUNG FÜR STADTENTWICKLUNG UND WOHNEN: *FHW Neukölln AG nimmt Wärmespeicher und Power-to-Heat Anlage in Betrieb*. Pressemitteilung der FHW Neukölln AG vom 05.03.2015. http://www.stadtentwicklung.berlin.de/aktuell/pressebox/archiv_volltext.shtml?arch_1503/nachricht5503.html. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [222] SENSFUSS, F. ; RAGWITZ, M. ; GENOESE, M. : The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (2008), Nr. 8, S. 3086 – 3094. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.035>
- [223] SIEMENS AG: *EnergyIP DEMS – Demand Response and Virtual Power Plants*. <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-applications/energyip/energyip-dems.html>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [224] SIEMENS USA: *Security-Constrained Unit Commitment (SCUC)*. <https://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/generation-grid-applications/pages/security-constrained-unit-commitment.aspx>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [225] SPANGENBERG, C. : *Einsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Gasturbinen*, TU München, Dissertation, 1998
- [226] SPIEKER, S. : *Persönliche Datenübergabe vom 11.12.2016*

- [227] SPIEKER, S. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Einsatz von BHKW mit Wärmespeicher im virtuellen Regelenenergiekraftwerk. In: *10. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft : Köln, 13. –14. November 2013 / VDI, Energie und Umwelt*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2013 (VDI-Berichte 2212). – ISBN 978-3-18-092212-6, S. 61 – 78
- [228] SPIEKER, S. ; KOPISKE, J. ; TSATSARONIS, G. : Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenenergiemarkt 2035. In: *14. Symposium Energieinnovation*. Graz, Österreich, 10. – 12. Februar 2016
- [229] SPIEKER, S. : *Fundamentale Regelleistungsprognosen - Wert von Flexibilität im zukünftigen Regelleistungsmarkt 2035*. <http://www.strommarkttreffen.org/1.2-2016-09-02-Spieker-Fundamentale-Regelleistungspreisprognosen.pdf>. 2. September 2016. – Präsentation beim Strommarkttreffen – letzter Zugriff: 02.01.2018
- [230] SPLIETHOFF, H. ; BUTTLER, A. ; HENTSCHEL, J. ; KAHLERT, S. ; ANGERER, M. : *Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor / Lehrstuhl für Energiesysteme*, TU München. März 2015
- [231] SPLIETHOFF, H. : Flexible und effiziente Kohlekraftwerke. In: *VDI-Fachkonferenz: „Flexibilitäts- und Effizienzsteigerung von Bestandskraftwerken“*. Stuttgart, 4. – 5. November 2010, S. 1–14
- [232] SPLIETHOFF, H. : *Power Generation from Solid Fuels*. Heidelberg Dordrecht London New York : Springer-Verlag, 2010. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-02856-4>. – ISBN 978-3-642-02855-7
- [233] STADTWERKE KIEL AG: *Stadtwerke Kiel setzen Probepfähle für den Wärmespeicher*. Pressemitteilung der Stadtwerke Kiel AG vom 03.02.2015. <https://www.stadtwerke-kiel.de/swk/de/unternehmen/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen.jsp?ziehpanel=2015#4160>. – letzter Zugriff: 31.05.2016
- [234] STADTWERKE LEIPZIG GMBH: *Stadtwerke Leipzig bauen thermischen Speicher in der Arno-Nitzsche-Straße*. Pressemitteilung der Stadtwerke Leipzig GmbH vom 20.05.2014. <http://www.pressebox.de/pressemitteilung/stadtwerke-leipzig-gmbh/Stadtwerke-Leipzig-bauen-thermischen-Speicher-in-der-Arno-Nitzsche-Strasse/boxid/679662>. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [235] STAUDT, A. : *Ein Modell zur Berechnung des Temperaturverhaltens von Warmwasser-Wärmespeichern*, TU München, Dissertation, 1981
- [236] STECK, M. ; BEER, M. : KWK als Baustein zur Integration erneuerbarer Energien - Erschließung des Regelenenergiemarkts. In: *EuroHeat & Power* 39 (2010), Nr. 1 - 2, S. 44 – 49
- [237] STEIN, O. : *Grundzüge der Nichtlinearen Optimierung*. Berlin : Springer Spektrum, 2018. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-55593-4>. – ISBN 978-3-662-55592-7
- [238] STERNER, M. ; STADLER, I. : *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin Heidelberg : Springer Vieweg, 2014. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-37380-0>. – ISBN 978-3-642-37379-4
- [239] STERNER, M. ; THEMA, M. ; ECKERT, F. ; MOSER, A. et al.: *Stromspeicher in der Energiewende / FENES, IAEW, ef.Ruhr GmbH, ISEA, Agora Energiewende (Hrsg.)*. September 2014

- [240] STRAUB, J. ; MORLOCK, T. ; RUKES, B. : Wirkungsgrade großer Kurzzeit-Wärmespeicher in Tankbauweise im Jahresmittel. In: *BWK* 39 (1987), Nr. 3, S. 123 – 126
- [241] STRAUB, J. ; STAUDT, A. : *Einfluss der Konvektion auf die Temperaturverteilung in thermischen Speicherseen* / Lehrstuhl für Thermodynamik, TU München. 1983. – BMFT-FB-T 83-239
- [242] STRAUSS, K. : *Kraftwerkstechnik: zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. 6. Aufl. Berlin Heidelberg : Springer, 2009. – ISBN 9783642014307
- [243] STUDNIORZ, A. ; WOLF, D. ; CHRISTIDIS, A. ; TSATSARONIS, G. : Active phase change material cold storage in off grid telecommunication base stations - potential assesment of primary energy savings. In: *ASME Journal of Energy Resources Technology* 140 (2018), Nr. 11, S. 112007–1 – 112007–8. <http://dx.doi.org/10.1115/1.4040527>
- [244] SUHL, L. ; MELLOULI, T. : *Optimierungssysteme – Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 2. Aufl. Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-01580-9>. – ISBN 978-3-642-01579-3
- [245] SWARUP, K. S. ; YAMASHIRO, S. : A genetic algorithm approach to generator unit commitment. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 25 (2003), Nr. 9, S. 679 – 687. [http://dx.doi.org/10.1016/S0142-0615\(03\)00003-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0142-0615(03)00003-6). – ISSN 0142-0615
- [246] TAHAT, M. A. ; BABUS'HAQ, R. F. ; O'CALLAGHAN, P. W.: Review paper: Thermal energy storage. In: *Building Services Engineering Research and Technology* 14 (1993), Nr. 1, 1-11. <http://dx.doi.org/10.1177/014362449301400101>
- [247] THEOFILIDI, M. : *Development of a mixed-integer optimization model for unit commitment and its application to the German electricity market*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Masterarbeit, 2008
- [248] TRABER, T. ; KEMFERT, C. : Gone with the wind? – Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. In: *Energy Economics* 33 (2011), Nr. 2, S. 249 – 256. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2010.07.002>. – ISSN 0140-9883
- [249] TU DRESDEN ; FERNWÄRME-FORSCHUNGSINSTITUT: *Erweiterte Modellierung der Verluste in Wärmespeichern und Entwicklung einer Berechnungsmethode für eine optimierte Speicherkonstruktion* / Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft und Fernwärme-Forschungsinstitut in Hannover e.V. Dresden, Hannover, 2006. – AIF 13850 BG, Bericht Nr.: 723-4549
- [250] TVEIT, T.-M. ; SAVOLA, T. ; GEBREMEDHIN, A. ; FOGELHOLM, C.-J. : Multi-period MINLP model for optimizing operation and structural changes to CHP plants in district heating networks with long-term thermal storage. In: *Energy Conversion and Management* 50 (2009), Nr. 3, S. 639–647
- [251] ULBRICH, M. ; ULBRICH, S. : *Nichtlineare Optimierung*. Basel : Birkhäuser, 2012. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-0346-0654-7>. – ISBN 978-3-0346-0142-9
- [252] VATTENFALL EUROPE BERLIN AG & CO.KG: *Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss an die Fernwärme*. 2009

- [253] VATTENFALL GMBH: *Vattenfall und SaltX untersuchen Salz zur Energiespeicherung*. Pressemitteilung der Vattenfall GmbH vom 05.10.2017. <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2017/vattenfall-und-saltx-untersuchen-salz-zur-energiespeicherung/>. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [254] VERDA, V. ; COLELLA, F. : Primary energy savings through thermal storage in district heating networks. In: *Energy* 36 (2011), Nr. 7, S. 4278 – 4286. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.04.015>
- [255] VERSTEGE, J. : *PROMETHEUS – Ein Programmsystem zur Einsatzoptimierung von Energieversorgungssystemen – Leistungsbeschreibung* / Institut für Elektrische Energietechnik der Bergischen Universität Wuppertal. https://www.eev.uni-wuppertal.de/fileadmin/Abteilung/EEV/pdf/diverses/leistungsbeschreibung_prometheus.pdf. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [256] VON OEHSSEN, A. : *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*, Universität Kassel, Dissertation, 2012
- [257] VÄSTERÅS STADS WÄRMEKRAFT AG: Wärmespeicherung - Technik und Wirtschaftlichkeit - Konventionelle Speicherung. In: *Fernwärme International* 8 (1979), Nr. 1, S. 20 – 23
- [258] WAGNER, U. ; MAUCH, W. ; CORRADINI, R. : *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken* / Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. September 2014
- [259] WATTER, H. : *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*. 4. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-09638-0>. – ISBN 978-3-658-09637-3
- [260] WEBER, C. ; WOLL, O. : *Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien - Zu schön um wahr zu sein?* / Chair for Managment Sciences and Energy Economics, Universität Duisburg Essen. September 2007
- [261] WEGENER, D. : *N-Ergie: 33 Millionen Liter Wasser im Wärmespeicher*. Nürnberger Zeitung. <http://www.nordbayern.de/n-ergie-33-millionen-liter-wasser-im-warmespeicher-1.3863781>. 3. September 2014. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [262] WESSELAK, V. ; SCHABBACH, T. ; LINK, T. ; FISCHER, J. : *Regenerative Energietechnik*. 2. Aufl. Berlin Heidelberg : Springer Vieweg, 2013. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-24165-9>. – ISBN 978-3-540-95881-9
- [263] WIEGBELS, M. ; BØHM, B. ; SIPILÄ, K. : *Dynamic Heat Storage Optimisation and Demand Side Management* / Fraunhofer UMSICHT, TUD, VTT Processes. 2005. – IEA Annex VII. 2005: 8DHC-05.06.
- [264] WINKENS, H. P.: *Heizkraftwirtschaft und Fernwärmeversorgung: Ein Kompendium*. Frankfurt am Main : Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H - VWEW, 1999. – ISBN 3-8022-0592-8
- [265] WINKLER, W. : *Untersuchung des wirtschaftlichen Einsatzes eines Kurzzeit-Wärmespeichers in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage*, TU-Berlin, Diplomarbeit, Juli 1996

- [266] WIRTHS, A. : *Zur Bewertung der Energieeffizienz von Fernwärmesystemen unter Berücksichtigung des Fernwärmemeterniveaus*, TU Dresden, Dissertation, 2014
- [267] WITT, M. : *Salz als Energiespeicher*. <https://blog.vattenfall.de/salz-als-energiespeicher/>. 13. Oktober 2017. – letzter Zugriff: 05.01.2018
- [268] WU, Y. : *Vergleich der Betriebsweise von BHKW Anlagen im wärmegeführten Betrieb mit einer Regelstrategie für die Teilnahme am Regelenergiemarkt unter dem Gesichtspunkt der Steigerung der Wirtschaftlichkeit*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Masterarbeit, 2018
- [269] WÜNSCH, M. ; KLOTZ, E.-M. ; KOEPP, M. ; STEUDLE, G. : *Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem* / Prognos AG im Auftrag des BDEW und des AGFW. Juli 2013
- [270] WÜNSCH, M. ; THAMLING, N. ; PETER, F. ; SEEFELDT, F. : *Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien* / Prognos AG im Auftrag des AGFW. Dezember 2011
- [271] YAMANEL, K. N.: *Development of a Microsoft Excel-Based Model for the economic analysis of a heat storage tank integrated into a CHP plant*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Masterarbeit, 2012
- [272] ZAHORANSKY, R. ; ALLELEIN, H.-J. ; BOLLIN, E. ; RIMMLER, M. ; SCHELLING, U. ; SCHWARZ, H. ; ZAHORANSKY, R. (Hrsg.): *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 7. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-07454-8>. – ISBN 978-3-658-07453-1
- [273] ZENTRUM FÜR NACHHALTIGE ENERGIESYSTEME (ZNES), REINER LEMOINE INSTITUT (RLI) UND EUROPA-UNIVERSITÄT FLENSBURG (EUF): *OEMOF's documentation*. <https://oemof.readthedocs.io/en/stable/>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [274] ZENTRUM FÜR NACHHALTIGE ENERGIESYSTEME (ZNES), REINER LEMOINE INSTITUT (RLI) UND EUROPA-UNIVERSITÄT FLENSBURG (EUF): *Open Energy System Modeling framework (OEMOF)*. <https://reiner-lemoine-institut.de/oemof/>. – letzter Zugriff: 13.08.2018
- [275] ZERRAHN, A. ; SCHILL, W.-P. : *A Greenfield Model to Evaluate Long-Run Power Storage Requirements for High Shares of Renewables*. DIW Discussion Paper Nr. 1457, März 2015
- [276] ZERRAHN, A. ; SCHILL, W.-P. : Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017), S. 1518 – 1534. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.098>. – ISSN 1364-0321
- [277] ZHAO, H. ; HOLST, J. ; ARVASTSON, L. : Optimal operation of coproduction with storage. In: *Energy* 23 (1998), Nr. 10, S. 859–866. [http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442\(98\)00038-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(98)00038-3)
- [278] ZINSLER, S. : *Wärmespeicher - Erfahrungsbericht*. <http://www.ulm.de/sixcms/media.php/29/140405%20Ideenwerkstatt%20Energiewende.pdf>. April 2014. – letzter Zugriff: 03.01.2018
- [279] ZSCHERNIG, J. ; SANDER, T. : KWK-Strom - Was ist das? In: *EuroHeat & Power* 36 (2007), Nr. 6, S. 26–36

- [280] ZUNFT, S. ; KRÜGER, M. ; MARQUARDT, R. ; BUSCHSIEWEKE, F. et al.: Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. In: BECKMANN, M. (Hrsg.) ; HURTADO, A. (Hrsg.): *Tagungsband des 43. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums (Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Bd. 3)*. Neuruppin : TK, 2011, S. 579 – 590

Anhang

A.1 Linearisierungen für GGLP / MILP

In einem gemischt-ganzzahlig, linearem Programm (GGLP, mixed-integer linear program: MILP) dürfen keine Produkte von Variablen auftreten. Durch Verwendung mehrerer Ungleichungen lassen sich in manchen Fällen Linearisierungen vornehmen oder andere nicht triviale Verknüpfungen von Variablen formulieren.

Einige hierfür hilfreiche Formulierungen sind im Folgenden aufgeführt:

A.1.1 Produkte binärer Variablen

$$Z = \prod_{n=1}^N Y(n)$$

Die neu eingeführte Binärvariable Z wird durch die folgenden $N + 1$ Ungleichungen derart eingeschränkt, dass sie das Produkt der N Binärvariablen $Y(n)$ beschreibt [139, S. 122]:

$$Z \leq Y(n) \quad , \quad \forall n \quad (A.1)$$

$$N - 1 \geq \sum_{n=1}^N Y(n) - Z \quad (A.2)$$

A.1.2 Produkte einer kontinuierlichen und einer binären Variablen (Big M constraint)

$$Z = X \cdot Y$$

Für die lineare Formulierung des Produktes der kontinuierlichen, nichtnegativen¹⁰³ Variablen X und der Binärvariablen Y werden drei Ungleichungen und ein Überschätzer $\bar{X}$ der kontinuierlichen Variablen X benötigt, die größer-gleich dem maximalen Wert sein muss, den die kontinuierliche Variable annehmen kann ($0 \leq X \leq \bar{X}$):

$$Z \leq \bar{X} \cdot Y \quad (A.3)$$

$$Z \leq X \quad (A.4)$$

$$Z \geq X + \bar{X} \cdot Y - \bar{X} \quad (A.5)$$

Da in der Primärquelle dieser Linearisierung [184] der Großbuchstabe „M“ für die obere Schranke verwendet wurde, ist diese Umformulierung allgemein unter dem Namen *Big M constraint* bekannt.

¹⁰³Falls die vorliegende kontinuierliche Variable des Originalproblems nicht nichtnegativ ist (d.h. auch negative Werte annehmen dürfen soll), kann eine nichtnegative Hilfsvariable durch Addition einer unteren Schranke zur Variable des Originalproblems formuliert und für die beschriebene Linearisierung genutzt werden.

A.1.3 Produkte einer kontinuierlichen Variablen X und N binärer Variablen $Y(n)$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{X} \cdot \prod_{n=1}^N \mathbf{Y}(n)$$

Das Produkt einer kontinuierlichen, nichtnegativen Variablen und N Binärvariablen ließe sich durch Kombination der zwei beschriebenen Linearisierungen (A.1.1 und A.1.2) mit Hilfe von $N + 4$ Ungleichungen beschreiben oder kompakter durch folgende $N + 2$ Ungleichungen [139, S. 122]:

$$\mathbf{Z} \leq \bar{\mathbf{X}} \cdot \mathbf{Y}(n) \quad , \quad \forall n \quad (\text{A.6})$$

$$\mathbf{Z} \leq \mathbf{X} \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{Z} \geq \mathbf{X} - \bar{\mathbf{X}} \cdot \left(N - \sum_{n=1}^N \mathbf{Y}(n) \right) \quad (\text{A.8})$$

A.1.4 Glovers linearization

Der Kern der Glovers linearization [102] ist die Modellierung des folgenden Sachverhalts:

$$\mathbf{L}_0 \leq \mathbf{Z} \leq \mathbf{U}_0 \quad | \quad \mathbf{Y} = 0 \quad (\text{A.9})$$

$$\mathbf{L}_1 \leq \mathbf{Z} \leq \mathbf{U}_1 \quad | \quad \mathbf{Y} = 1 \quad (\text{A.10})$$

Hierbei sollen die unteren (L_0 und L_1) und oberen (U_0 und U_1) Grenzen der kontinuierlichen Variable Z selbst kontinuierliche Variablen sein.

Wenn sie es nicht sind, lässt sich die Forderung mit den Gleichungen A.11 und A.12 erreichen:

$$\mathbf{Z} \leq \mathbf{U}_0 + (\mathbf{U}_1 - \mathbf{U}_0) \cdot \mathbf{Y} \quad (\text{A.11})$$

$$\mathbf{Z} \geq \mathbf{L}_0 + (\mathbf{L}_1 - \mathbf{L}_0) \cdot \mathbf{Y} \quad (\text{A.12})$$

Aus der Kombination von diesem Ansatz (Gl. A.11 und A.12) und der Big M constraints (Abschnitt A.1.2) folgert Fred Glover, dass die oben aufgestellte Forderung (Gl. A.9 und A.10) effizient und ohne weitere kontinuierliche Variablen durch die vier Ungleichungen A.13 bis A.16 beschrieben werden kann.

$$\mathbf{Z} \leq \mathbf{U}_0 + (\bar{\mathbf{U}}_1 - \underline{\mathbf{U}}_0) \cdot \mathbf{Y} \quad (\text{A.13})$$

$$\mathbf{Z} \geq \mathbf{L}_0 + (\underline{\mathbf{L}}_1 - \bar{\mathbf{L}}_0) \cdot \mathbf{Y} \quad (\text{A.14})$$

$$\mathbf{Z} \leq \mathbf{U}_1 + (\bar{\mathbf{U}}_0 - \underline{\mathbf{U}}_1) \cdot (1 - \mathbf{Y}) \quad (\text{A.15})$$

$$\mathbf{Z} \geq \mathbf{L}_1 + (\underline{\mathbf{L}}_0 - \bar{\mathbf{L}}_1) \cdot (1 - \mathbf{Y}) \quad (\text{A.16})$$

$$\underline{\mathbf{L}}_0 \leq \mathbf{L}_0 \leq \bar{\mathbf{L}}_0 \quad , \quad \underline{\mathbf{L}}_1 \leq \mathbf{L}_1 \leq \bar{\mathbf{L}}_1 \quad , \quad \underline{\mathbf{U}}_0 \leq \mathbf{U}_0 \leq \bar{\mathbf{U}}_0 \quad , \quad \underline{\mathbf{U}}_1 \leq \mathbf{U}_1 \leq \bar{\mathbf{U}}_1$$

Aus der Forderung der Gleichungen A.9 und A.10 und deren (gemischt-ganzzahlig) linearen Formulierung mit Hilfe der Gleichungen A.13 bis A.16 lassen sich verschiedene Anwendungen ableiten:

Anwendung 1:

Für $L_0 = U_0$ und $L_1 = U_1$ kann die Variable Z abhängig von dem Zustand der Binärvariablen Y einer der Variablen $L_0 (= U_0)$ oder $L_1 (= U_1)$ gleichgesetzt werden:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{L}_0 \quad | \quad \mathbf{Y} = 0$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{L}_1 \quad | \quad \mathbf{Y} = 1$$

Anwendung 2:

In [156] wird als Glovers linearization das Produkt einer Binärvariablen Y mit einer diskreten und / oder linearen Funktion $f(X)$ durch die Variable Z beschrieben.

$$Z = f(X) \cdot Y$$

Das wird mit $L_1 = U_1 = f(X)$, $\overline{L}_1 = \overline{U}_1 \leq f(X)$, $\underline{L}_1 = \underline{U}_1 \geq f(X)$ und $L_0 = U_0 = \overline{L}_0 = \overline{U}_0 = \underline{L}_0 = \underline{U}_0 = 0$ erreicht.

Anwendung 3:

Ein in [102] aufgeführtes Anwendungsbeispiel ist das Optimierungsproblem

$$\min : \left\{ Z(n) = Y(n) \cdot \sum_i c(n,i) X(i) \right\} \quad (\text{A.17})$$

mit weiteren linearen Restriktionen. Das lässt sich mit $\overline{L}_0 = \underline{L}_0 = \overline{U}_0 = \underline{U}_0 = 0$, $\overline{L}_1 = \overline{U}_1 = \sum_{i|c(n,i)>0}$ und $\underline{L}_1 = \underline{U}_1 = \sum_{i|c(n,i)<0}$ erreichen.

A.1.5 Approximation von nichtlinearen Funktionen mit SOS-2 Variablen

Eine nichtlineare Funktion $y = f(x)$ kann mit Hilfe einer geordneten Menge von Variablen des Typs 2 (special ordered set of type 2) $\lambda(n)$ als stückweise lineare Funktion approximiert werden. Hierfür wird die diskretisierte Beziehung $y(n) = f(x(n))$ mit den Stützstellen n benötigt und mit Hilfe der Gleichungen A.18 und A.19 in dem Optimierungsproblem formuliert.

$$y = \sum_{n=1}^N y(n) \cdot \lambda(n) \quad (\text{A.18})$$

$$x = \sum_{n=1}^N x(n) \cdot \lambda(n) \quad (\text{A.19})$$

$$1 = \sum_{n=1}^N \lambda(n) \quad (\text{A.20})$$

Von den SOS-2-Variablen $\lambda(n)$ dürfen definitionsgemäß maximal zwei mit benachbartem Index einen Wert $\neq 0$ aufweisen. Mit der Konvexitätsbedingung (Gl. A.20) wird eine lineare Interpolation zwischen zwei Stützstellen erreicht. Für eine detailliertere Beschreibung wird auf [139, S. 125] verwiesen.

A.2 Modell zur Einsatzoptimierung des Stromspeichers

Im Folgenden ist das verwendete Modell zur Einsatzplanung des generischen Stromspeichers beschrieben, mit dem die Ergebnisse in Abschnitt 7.2.3 errechnet sind. Diese werden zur Darstellung und Interpretation auf die Kapazität κ bezogen.

max: DB
s.t.:

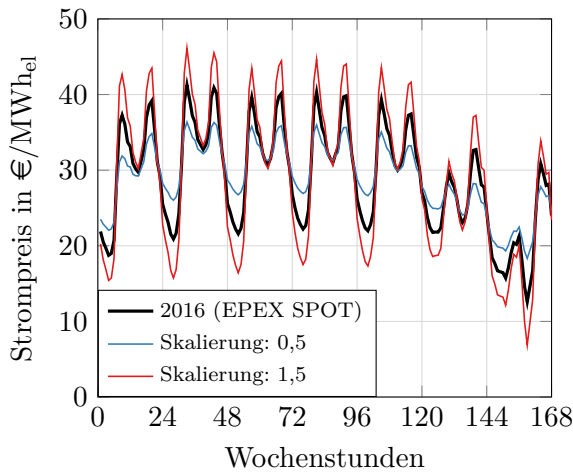
$$\begin{aligned}\frac{F(t) - F(t-1)}{\Delta t} &= \eta \cdot P^{BL}(t) - P^{EL}(t) & \forall t \\ F(t) &\leq \kappa & \forall t \\ P^{BL}(t) &\leq \frac{\kappa}{\tau} \cdot Y(t) & \forall t \\ P^{EL}(t) &\leq \frac{\kappa}{\tau} \cdot (1 - Y(t)) & \forall t \\ DB &= \sum_t k_P(t) \cdot (P^{EL}(t) - P^{BL}(t)) \cdot \Delta t\end{aligned}$$

Zeichen	Einheit	Bedeutung
DB	€	Deckungsbeitrag (Variable)
F	MWh _{el}	Füllstand (pos. Variable)
k_P	€/ MWh _{el}	Strompreis (Koeffizient)
P^{BL}	MW _{el}	Beladeleistung (pos. Variable)
P^{EL}	MW _{el}	Entladeleistung (pos. Variable)
Y	—	Betriebsvariable (Binärvariable)
η	MW _{el} /MW _{el}	(Zyklus-) Wirkungsgrad (Koeffizient)
κ	MWh _{el}	Kapazität (Koeffizient)
τ	MW _{el} /MW _{el}	minimale Be- und Entladezeit (Koeffizient)

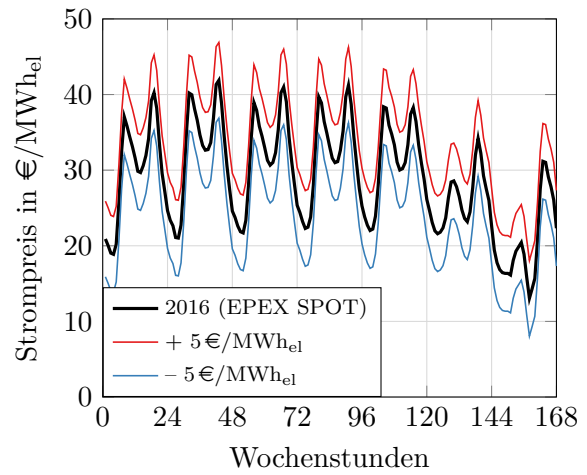
A.3 Eingangsdaten

A.3.1 Strompreise für die Sensitivität zum Basisjahr 2016

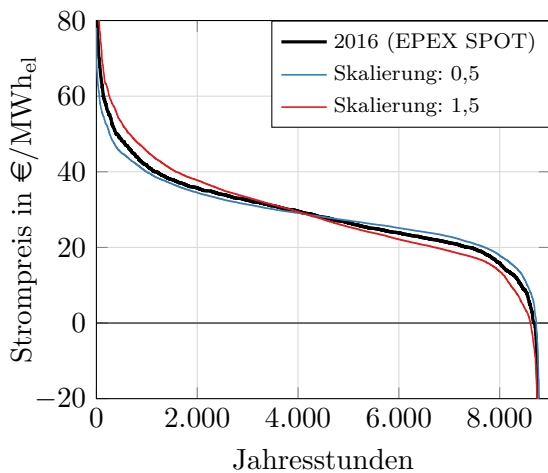
Um explizit den Einfluss unterschiedlicher Strompreiszeitreihen zu untersuchen werden in Abschnitt 7.3.3 die im Folgenden grafisch dargestellten modifizierten Strompreiszeitreihen verwendet. Ausgehend von den Strompreisen des Jahres 2016 wird einerseits die Volatilität durch Skalierung der Differenz der Stundenwerte zum 48-h-Mittelwert mit den Skalierungsfaktoren 0,5 und 1,5 verändert, und andererseits durch Addition von $\pm 5 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ auf den Strompreis jeder Stunde der Baseloadpreis variiert. Für die Erstellung der Amplitudengänge (Abb. A.2) wird jeweils der Jahresmittelwert von den Einzelwerten abgezogen, bevor die Fast Fourier Transformation (FFT) angewendet wird, damit die kleinste dargestellte Frequenz dem Jahreszyklus der Zeitreihe entspricht. Für die Veränderung des Baseloadpreises um $\pm 5 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ verändern sich die Amplitudengänge demnach nicht, weshalb diese dargestellt sind.



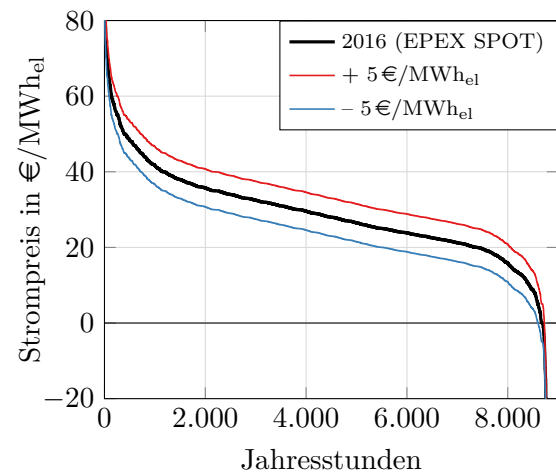
(a) Jahresdurchschnittswochen



(b) Jahresdurchschnittswochen



(c) Preisdauerlinien



(d) Preisdauerlinien

Abbildung A.1: Aggregierte Darstellung der Strompreise (EPEX SPOT, Day-Ahead) von 2016 und der Modifikationen durch Skalierung der Differenz der Stundenwerte zum symmetrischen 48-h-Mittelwert (a, c) und Verschiebung um $\pm 5 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ (b, d), Datenquelle: [85]

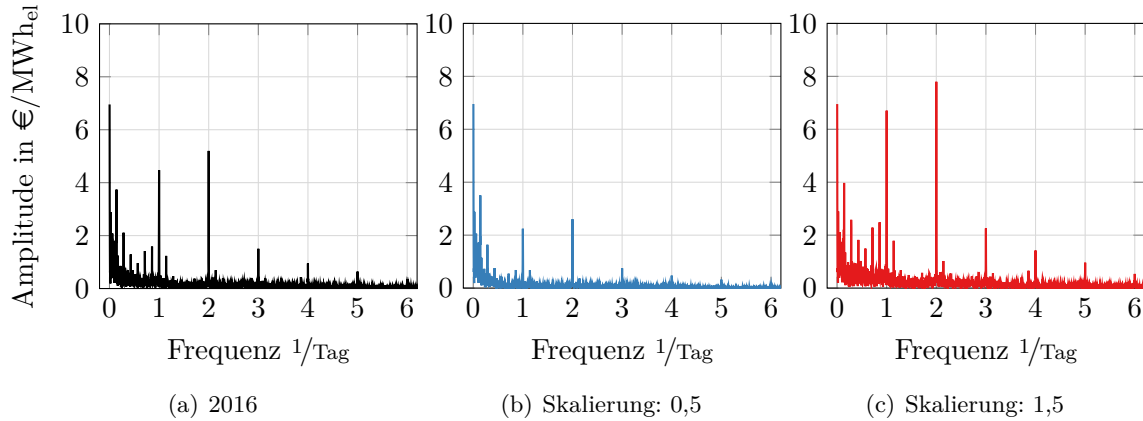


Abbildung A.2: Amplitudengang der Strompreiszeitreihe von 2016 (a) und der Modifikationen durch Skalierung der Differenz der Stundenwerte zum symmetrischen 48-h-Mittelwert, Datenquelle: [85]

A.3.2 Strompreise für das Zukunftsszenario 2035

In Kapitel 7.3.4 werden Untersuchungen für zukünftige Marktbedingungen durchgeführt. Hierzu werden prognostizierte Strompreiszeitreihen (price forward curves, PFC) für das Jahr 2035 verwendet, die aus dem Strommarktmodell des Fachgebietes Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin stammen [67, 122, 144, 145, 217, 228, 229]. Die resultierenden stündlichen Strompreise sind in Abbildung A.3 in Form einer Durchschnittswoche und einer Preisdauerlinie visualisiert. Mit der schwarzen Linie ist jeweils der Basisfall dargestellt, während die rote eine Sensitivität mit geringerer, und die blaue eine mit höherer Flexibilität des Energiesystems beschreibt¹⁰⁴. Eine Veränderung der Flexibilität hat primär Einfluss auf die niedrigen Strompreise, wie aus den Grafiken deutlich wird.

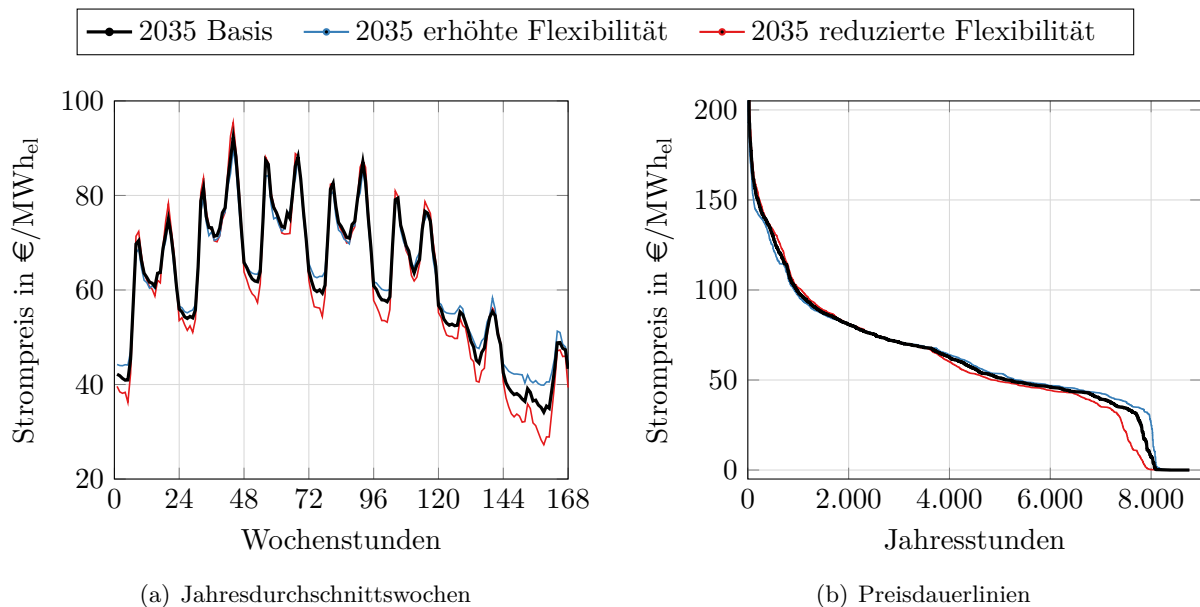


Abbildung A.3: Aggregierte Darstellung der Strompreisprognosen für 2035, Datenquelle: [226], s. auch [145, 229]

¹⁰⁴Die Annahmen bzgl. des Flexibilitätsangebots sind in [229, F. 6] übersichtlich dargestellt.

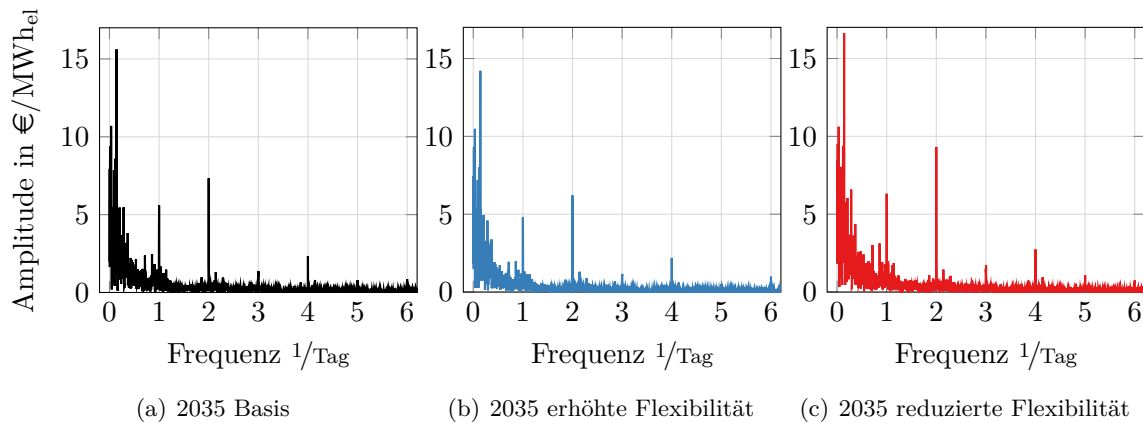


Abbildung A.4: Amplitudengang der Strompreisprognosen für 2035, Datenquelle: [226], s. auch [145, 229]

In Abbildung A.4 ist der Amplitudengang der drei Zeitreihen dargestellt, in dem die Unterschiede für die drei dominanten Zyklen zu sehen sind, dem Wochengang (Amplitude von ca. 15 €/MWh_{el}), Tagesgang und Halbtagesgang.

Die Eingangsdaten für das Strommarktmodell sind in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 [1, Szenario: B1] gewählt worden und sind in [145, 228, 229] näher beschrieben. In Tabelle A.1 sind die brennstoffbezogenen Kosten aufgeführt, die den Strompreisen zugrunde liegen und entsprechend in Kapitel 7.3.4 statt denen aus Tabelle 6.3 verwendet werden. Aus den Werten ergeben sich Gesamtkosten für den Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken, die für Steinkohle 22,20 €/MWh_{HU} und für Erdgas 45,10 €/MWh_{HU} betragen. Für die ungekoppelte Wärmeerzeugung aus Erdgas in Heizwerken betragen diese inkl. Energiesteuer 50,60 €/MWh_{HU}.

Aus den brennstoffbezogenen Preisen und den in Abschnitt 6.4 aufgeführten variablen Betriebskosten ergeben sich variable Kosten der Stromerzeugung von 57,00 €/MWh_{el} für ein steinkohlegefeuertes Dampfkraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % und entsprechend 84,50 €/MWh_{el} für ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 55 %. Der Baseloadpreis (Jahresmittelwert) für Strom beträgt 62,14 €/MWh_{el} in dem Basisszenario, 62,74 €/MWh_{el} bei reduzierter Flexibilität des Energiesystems, und 60,69 €/MWh_{el} bei erhöhter Flexibilität.

Tabelle A.1: Preise von Brennstoffen und CO₂-Zertifikate für das Jahr 2035, Quelle: [1, Szenario: B1] s. auch [229, F. 5]

CO ₂ -Zertifikatspreis	Steinkohle		Erdgas	
	Einfuhrpreis	Transportkosten	Einfuhrpreis	Transportkosten
€/t _{CO₂}	€/MWh _{HU}	€/MWh _{HU}	€/MWh _{HU}	€/MWh _{HU}
31,00	10,35	1,25	37,35	1,50

A.3.3 Amplitudengang von historischen Strompreisen und Fernwärmelastgängen

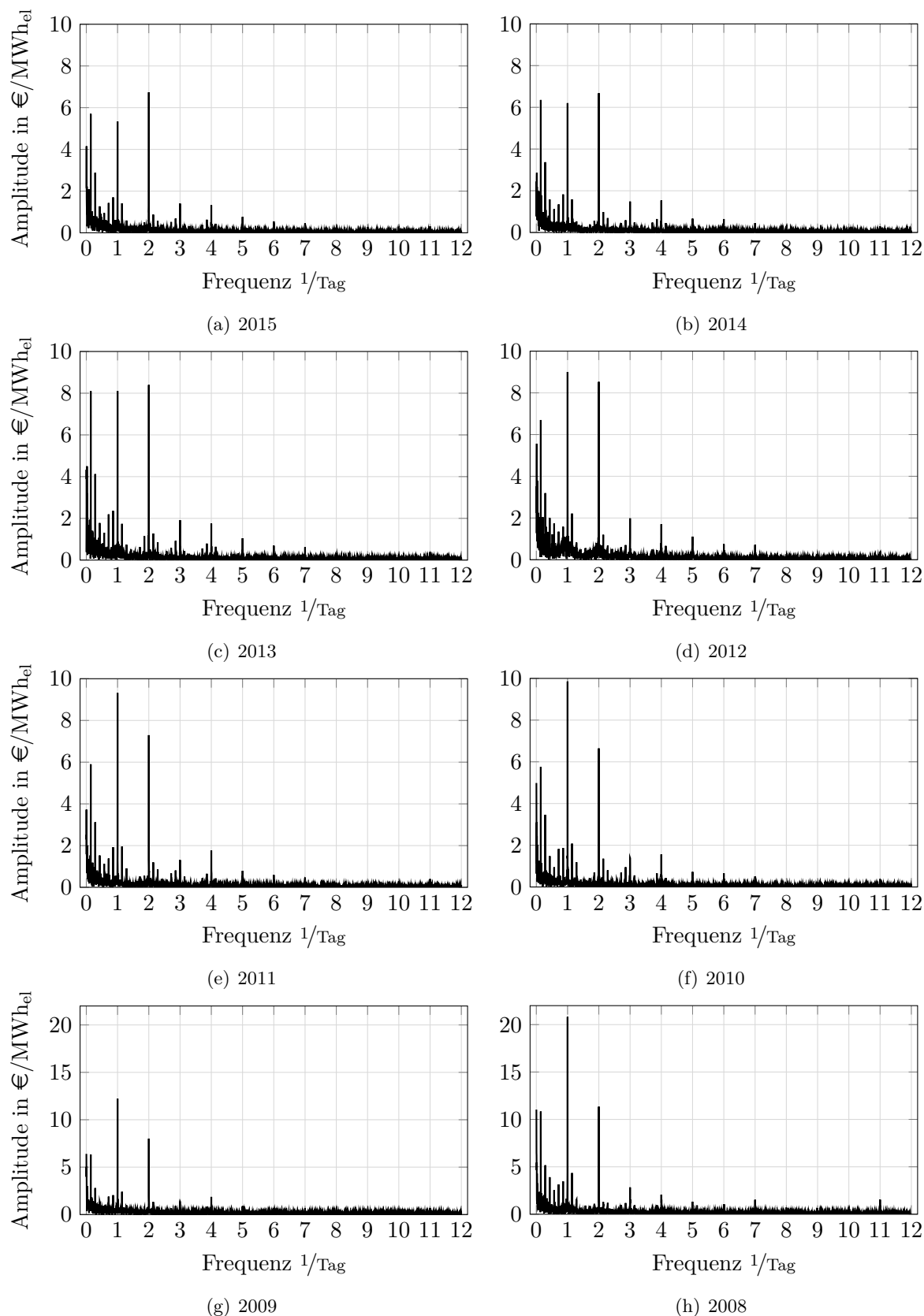
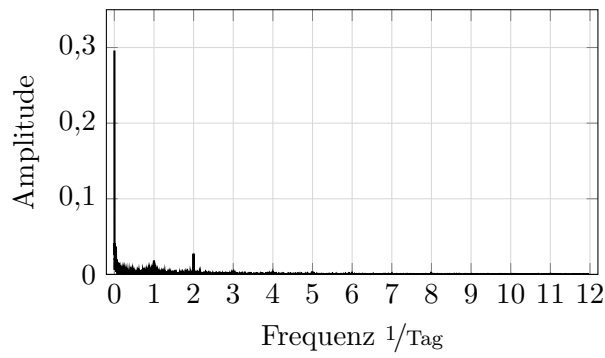
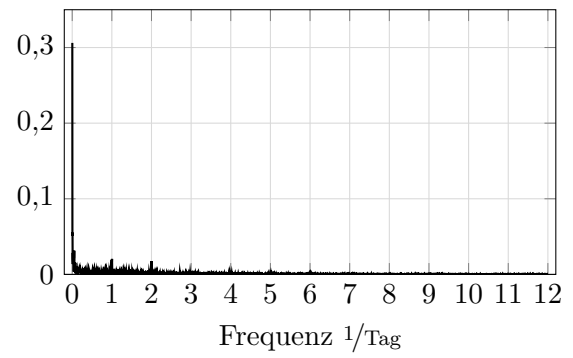


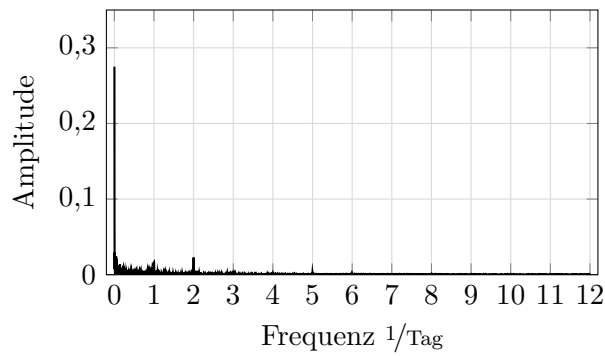
Abbildung A.5: Amplitudengang der historischen Strompreise (EPEX SPOT, Day-Ahead), Datenquelle: [85]



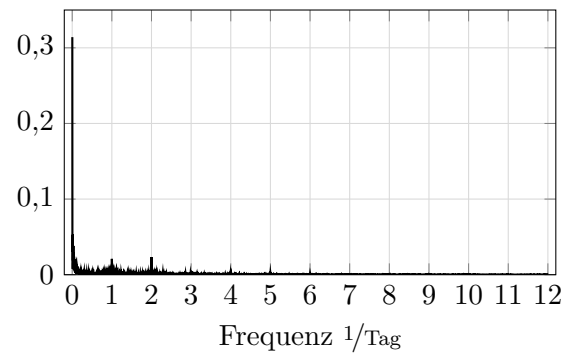
(a) 2016



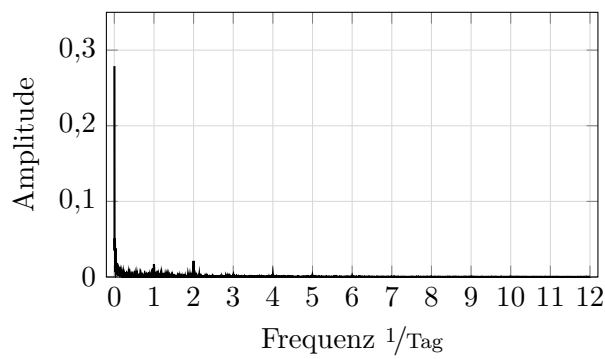
(b) 2015



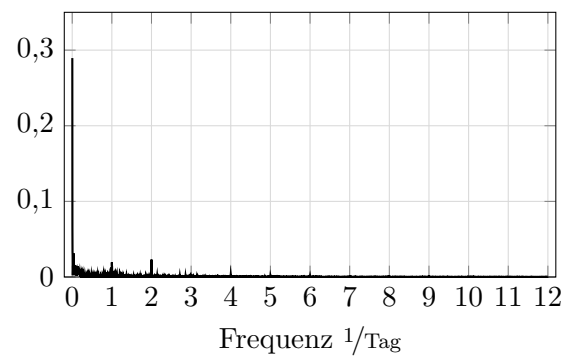
(c) 2014



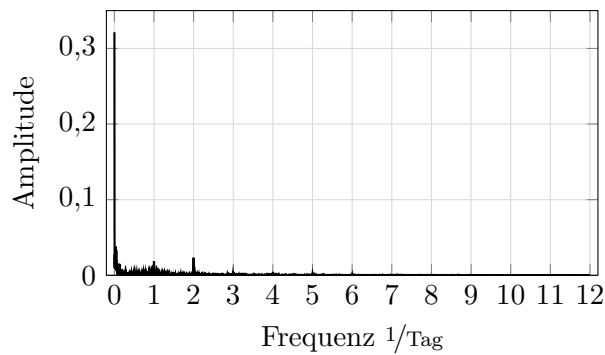
(d) 2013



(e) 2012



(f) 2011



(g) 2010

Abbildung A.6: Amplitudengang der normierten Fernwärmelastgänge, Datenquelle: Grosskraftwerk Mannheim AG [163]

A.3.4 Kraftwerkscharakteristika

Tabelle A.2: Laständerungsgeschwindigkeiten fossiler Kraftwerke in %/Min.

Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine	Quelle
4	3	5	10	[175, S. 251]
4	3	6	20	[127, S. 24], [126, S. 40]
5	5	7	15	[82, S. 9]
1,5 - 4	1 - 2,5	1 - 4	8 - 12	[47, S. 40] (bis 90 % Last)
1,5 - 6	0,5 - 2,5	3 - 5	15	[89, S. 451]
1,4 - 3		2 - 5	10	[160, S. 120] (Bestand)
2		2,3 - 2,8	10	[160, S. 122] (Neubau)
3 - 6		4 - 9		[65, S. 19] (40 % - 90 % Last)
1,5 - 6	1 - 4	2 - 8	8 - 15	[230, S. 25]
4 - 8	4 - 8	8 - 12	10 - 30	[141, S. 29]
4 - 8	2 - 3	4 - 10	10 - 25	[103, S. 9]
4 - 8				[92, S. 9] (DKW mit Kohlefeuerung)
4 - 12				[78, S. 86] (thermische Blöcke)

Tabelle A.3: Anfahrtdauer fossiler Kraftwerke in Stunden

	Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine	Quelle
Heißstart					
	1		1		[103, S. 54]
	2	2	1	0	[126, S. 40]
	2	2	1	0	[175, S. 251]
	1 - 3	2 - 6	0,5 - 1	-	[230, S. 25]
	2 - 5	2 - 5	2 - 5	<1/6	[141, S. 29]
	2 - 3	4 - 6	1 - 1,5	<1/10	[47, S. 40]
	1,3 - 2,5		0,5 - 1		[65, S. 19]
	1 - 5		0 - 2	0	[160, S. 121] ^a (Bestand)
	4		2	0	[160, S. 122] ^a (Neubau)
Warmstart					
	4	5	3	1/3	[103, S. 54]
	3 - 10	6 - 19	1 - 2	-	[230, S. 25]
	3 - 5		1 - 1,5		[65, S. 19]
	2 - 10		0 - 6	0	[160, S. 121] ^a (Bestand)
	8		4	0	[160, S. 122] ^a (Neubau)
	3		3	0,25	[256, S. 48] (Neubau)
Kaltstart					
	6	9	5		[103, S. 54]
	4 - 5	6 - 8	3 - 4	0	[126, S. 40]
	4 - 5	6 - 8	3 - 4	0	[175, S. 251]
	4 - 10	7 - 10	2 - 4	-	[230, S. 25]
	5 - 10	8 - 10	3 - 4	<1/10	[47, S. 40]
	5 - 10		2 - 3		[65, S. 19]
	9 - 15		0 - 12	0	[160, S. 121] ^a (Bestand)
	12		5	0	[160, S. 122] ^a (Neubau)

^a Zeit bis Synchronisation

Tabelle A.4: Anfahrbrennstoffbedarf fossiler Kraftwerke in $\text{MWh}_{\text{HU}}/\text{MW}_{\text{el}}$

	Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine	Quelle
Heißstart					
	1,5 - 3			0,05 - 0,43 ^a	[148, S. 30]
	0,8 - 1,8	0,8 - 1,8	0,8	0,03	[208, S. 8] ^b
	0,25 - 1,5			0,5	[78, S. 87] ^c
	1,86	1,86	1,05	0,33	[103, S. 58] ^d
	1,3 - 4,3		0,2 - 1,8	0,08 - 0,27	[160, S. 121] (Bestand)
	3,6		1,5 - 1,8	0,02	[160, S. 122] (Neubau)
Warmstart					
	2 - 5			0,06 - 0,43 ^a	[148, S. 30]
	1,4 - 3,0	1,4 - 3,0	1,4	0,05	[208, S. 8] ^b
	3,1	3,1	1,75	0,55	[103, S. 58] ^d
	2,3 - 6,7		0,4 - 1,8	0,08 - 0,27	[160, S. 121] (Bestand)
	5,7		1,5 - 1,8	0,02	[160, S. 122] (Neubau)
Kaltstart					
	2,7 - 5,9			0,07 - 0,43 ^a	[148, S. 30]
	2,7 - 5,9	2,7 - 5,9	2,8	0,1	[208, S. 8] ^b
	0,8 - 2,3			0,6 - 0,9	[78, S. 87] ^c
	6,2	6,2	3,5	1,1	[69, S. 280], [256, S. 48]
	6,2	6,2	3,5	1,1	[103, S. 58] ^d
	3,1 - 14,3		0,5 - 5,3	0,08 - 0,27	[160, S. 121] (Bestand)
	11,4		4,4 - 5,3	0,05	[160, S. 122] (Neubau)
^a für Aero-Derivative GT					
^b Warmstart: 50% des Kaltstartes, Heißstart: 30% des Kaltstartes					
^c Tab. 3.1 und $\eta_{\text{el}} = 0,4$					
^d Kaltstart aus [69] mit Warmstart: 50% des Kaltstartes, Heißstart: 30% des Kaltstartes Anfahrbrennstoffbedarf aus in [103] angegebenen Anfahr- und Brennstoffkosten berechnet					

Tabelle A.5: Verschleißbedingte Anfahrkosten fossiler Kraftwerke in $\text{US\$}/\text{MW}_{\text{el}}$ oder $\text{€}/\text{MW}_{\text{el}}$

	Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine	Quelle
Heißstart					
	38 - 58		31	12 - 22	[148, S. 12], Median in US\$ (C&M costs)
	4 - 17		3 - 9	1 - 7	(10% bis 30% vom Median) ^a
Warmstart					
	56 - 95		44	12 - 28	[148, S. 12], Median in US\$ (C&M costs)
	6 - 29		4 - 13	1 - 8	(10% bis 30% vom Median) ^a
Kaltstart					
	89 - 99		60	12 - 38	[148, S. 12], Median in US\$ (C&M costs)
	9 - 30		6 - 18	1 - 11	(10% bis 30% vom Median) ^a
	4,8	3	10	10	[69, S. 280] (in € ₂₀₀₃)
	5		8	8	[256, S. 48] (in €)
	49 - 105	49 - 105	60	24	[208, S. 8] (in €)
^a Die Energieversorgungsunternehmen rechnen laut [148, S. 37] mit 10% bis 30% der ermittelten und angegebenen Werte.					

Tabelle A.6: Minimale Stillstands- und Betriebszeiten fossiler Kraftwerke in Stunden

	Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine	Quelle
Min. Stillstandszeit					
	8				[78, S. 95]
	5		5	1	[103, S. 64]
	2	6	2	0	[127, S. 24]
	8	8	4	0	[20, S. 76]
	6 - 8	6 - 8	2	0	[208, S. 8]
	5 - 8		1 - 8	1	[160, S. 121] (Bestand)
	4		1	0	[160, S. 122] (Neubau)
	5		3	0	[256, S. 48]
Min. Betriebszeit					
	5				[78, S. 95]
	5		5	1	[103, S. 64]
	4	6	4	1	[127, S. 24]
	8 - 12	8	8	0	[20, S. 76]
	16	24	8	0	[82, S. 94]
	3	3	3	0	[141, S. 29]
	1 - 8		1 - 10	1	[160, S. 121] (Bestand)
	6		4	0	[160, S. 122] (Neubau)

Tabelle A.7: El. Wirkungsgrade und el. Mindestlast fossiler Kraftwerke

	Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine	Quelle
Wirkungsgrad in %					
	42 - 47	38 - 43	55 - 60	34 - 40	[230, S. 25]
	47	44	58	38	[69, S. 280] ^a
	42		58	40	[103, S. 47]
	45	42	60	35	[82, S. 9]
	41		57	36 / 46 ^b	[160, S. 122] ^a
Mindestlast in %					
	20 - 40	40 - 60	30 - 50	20 - 50	[230, S. 25]
	38 - 40	38 - 40	45	20	[208, S. 8]
	38	40	33	20	[127, S. 24]
	35		35		[103, S. 47]
	40 / 25	60 / 50	50 / 40	50 / 40	[47, F. 35] ^c
	35 - 40 / 20 - 25		30 - 50 / 15 - 25		[65, S. 19] ^d
	30	50	20	20	[175, S. 251]
	50		50	10	[160, S. 122] ^a
	35		33	20	[256, S. 48] (Neubau)
Wirkungsgradabfall bei Mindestlast in %-Punkten					
	3	8	9	11	[230, S. 28] ^e
	6	5	11	22	[127, S. 24]
	2		8	16 / 11 ^b	[160, S. 122] ^a
	6		11	20	[256, S. 48]

^a für Neubauten^b Aero-Derivative GT^c heute üblich / Stand der Technik^d Steinkohle: Durchlauf- / Umwälzbetrieb; GuD: Ein- / Mehrblockanlage^e bei 40 % Last

A.3.5 Kennzahlen elektrischer Speicher

Tabelle A.8: Wirkungsgrad, Lebensdauer und Investitionskosten für elektrische Speicher

	η	Lebensdauer		Investitionskosten		Quelle
	%	Zyklen	Jahre	€/kWh	€/kW	
Blei-Säure-Batterien	74 - 89	203 - 1.315	10	90 - 355	200 - 490	[238, S. 600]
	77	1.000	5	190*	180*	[180, S. 54]
	75 - 90	300 - 2.000	k.A.	300 - 600 ¹	k.A.	[17, S. 57]
Lithium-Batterien	90 - 97	400 - 1.900	15	170 - 600	170 - 600	[238, S. 600]
	85	2.000	6	550*	175*	[180, S. 54]
	90 - 95	5.000 - 15.000	k.A.	1.000 - 1.500 ²	k.A.	[17, S. 57]
Redox-Flow-Batterien	71 - 83	5.755 - 8.593	15	250 - 865	710 - 1.790	[238, S. 600]
	80	12.000	k.A.	k.A.	2.000	[13, S. 69]
	70	12.000	20	400*	1.250*	[180, S. 54]
	70 - 85	20.000	k.A.	500 - 650	k.A.	[17, S. 57]
Pumpspeicherwerke	70 - 82	12.800 - 33.000	>40	40 - 180	550 - 2.040	[238, S. 603]
	≤80	20.000	>50	5 - 20*	500 - 1.000*	[17, S. 36]
	80	k.A.	60	250	1250	[167, S. 17, 20]
	≤80	k.A.	60	(107)	750	[13, S. 72]
	80	∞	80	10*	1.100 - 1.340*	[180, S. 54]
	k.A.	k.A.	k.A.	72 - 168**	533 - 900**	[82, S. 95]
	75 - 80	20.000	<100	k.A.	700 - 2.000 ⁵	[113, S. 106]
Diab. Druckluftspeicher	40 - 55	8.620 - 17.100	40	40 - 80	340 - 1.145	[238, S. 603]
	42 ³ - 54 ⁴	30.000	<50	≥40	1.000	[17, S. 36]
	42 - 54	30.000	<50	k.A.	600 ⁶	[113, S. 106]
Adiab. Druckluftspeicher	60 - 68	-	k.A.	k.A.	600 - 800	[238, S. 604]
	73	>10.000	30	40*	900*	[180, S. 54]
	70	30.000	<50	80	1.000	[17, S. 36]

*: Gesamtkosten ergeben sich aus Kosten für Kapazität zzgl. der Kosten für die Leistung, vgl. auch [276, 210].

** : Gesamtkosten sind entweder auf Kapazität oder auf Leistung bezogen.

¹: Systemkosten, Kosten der Batterie: 100 €/kWh

²: Systemkosten, Kosten der Batterie: 300 - 500 €/kWh

³: Huntndorf, D; ⁴: McIntosh, USA; ⁵: €₂₀₀₁; ⁶: US-\$₁₉₉₁

A.4 Ergebnisse

A.4.1 Wärmerestkosten der Fernwärmesysteme

Tabelle A.9: Wärmerestkosten der Fernwärmesysteme ohne Wärmespeicher und Wärmekosten des erdgasgefeuerten Heizwerkes zum Vergleich in €/MWh_{th}.

Jahr	DKW-GD	DKW-EK	GuD-GD	GuD-EK	Heizwerk
2010	11,08	8,93	20,79	21,10	37,76
2011	9,91	6,23	25,45	26,35	43,83
2012	9,16	5,81	37,26	39,78	46,78
2013	6,33	2,76	36,08	38,22	44,25
2014	5,28	2,58	32,50	34,94	39,52
2015	7,58	5,02	28,22	29,66	35,75
2016	6,19	4,95	17,88	18,58	29,13
2035 Basis	12,03	5,74	36,44	35,70	58,07

Tabelle A.10: Reduktion der Wärmerestkosten der Fernwärmesysteme durch Wärmespeicherung für 2016, in €/MWh_{th}

Kapazität	DKW-GD	DKW-EK	GuD-GD	GuD-EK
0,5 h	0,40	0,23	0,62	0,37
1 h	0,56	0,33	0,80	0,48
2 h	0,73	0,44	0,99	0,62
4 h	0,90	0,56	1,20	0,78
8 h	1,04	0,68	1,40	0,99
16 h	1,21	0,80	1,60	1,21

A.4.2 Betrieb der Anlagen mit und ohne Wärmespeicher

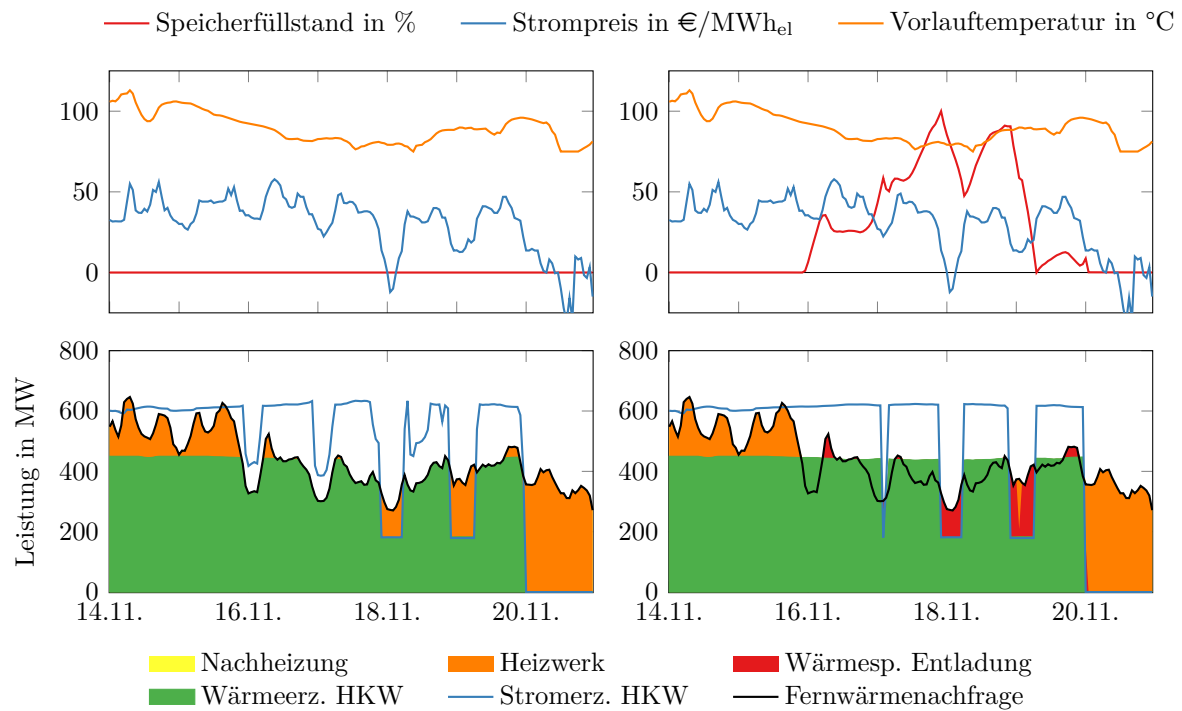


Abbildung A.7: Betrieb der GuD-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine, links ohne und rechts mit Wärmespeicher (4h bzw. 1.800 MWh_{th}), Jahr: 2016

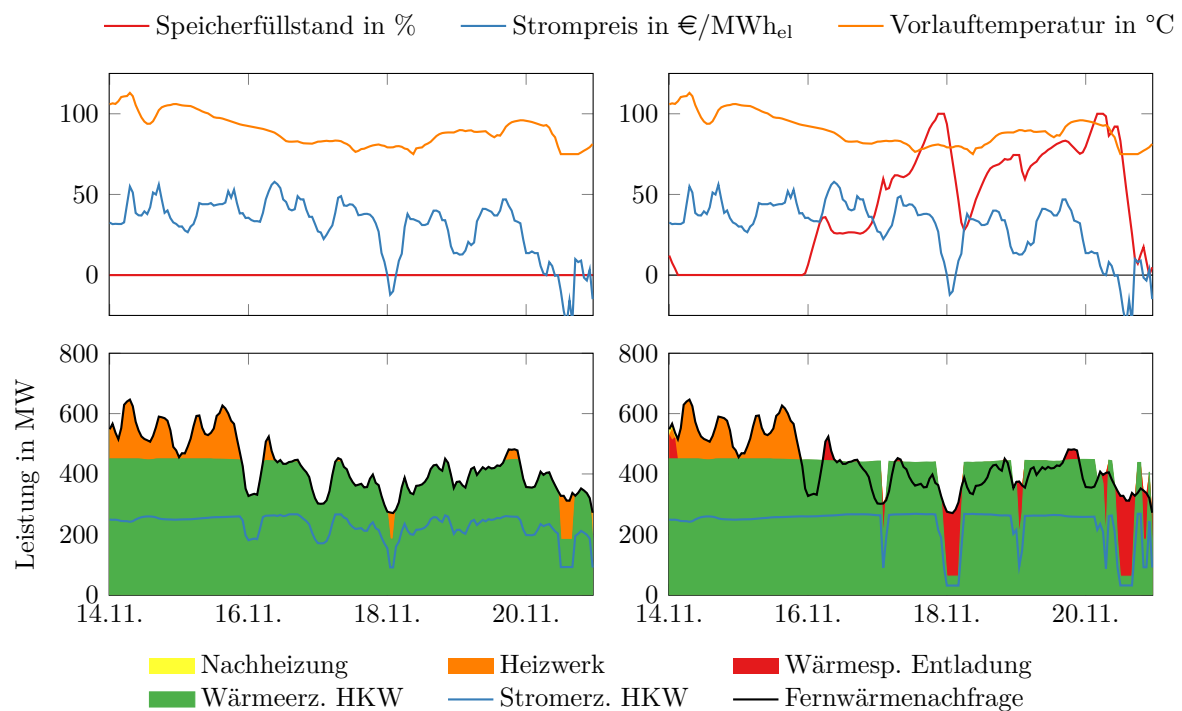
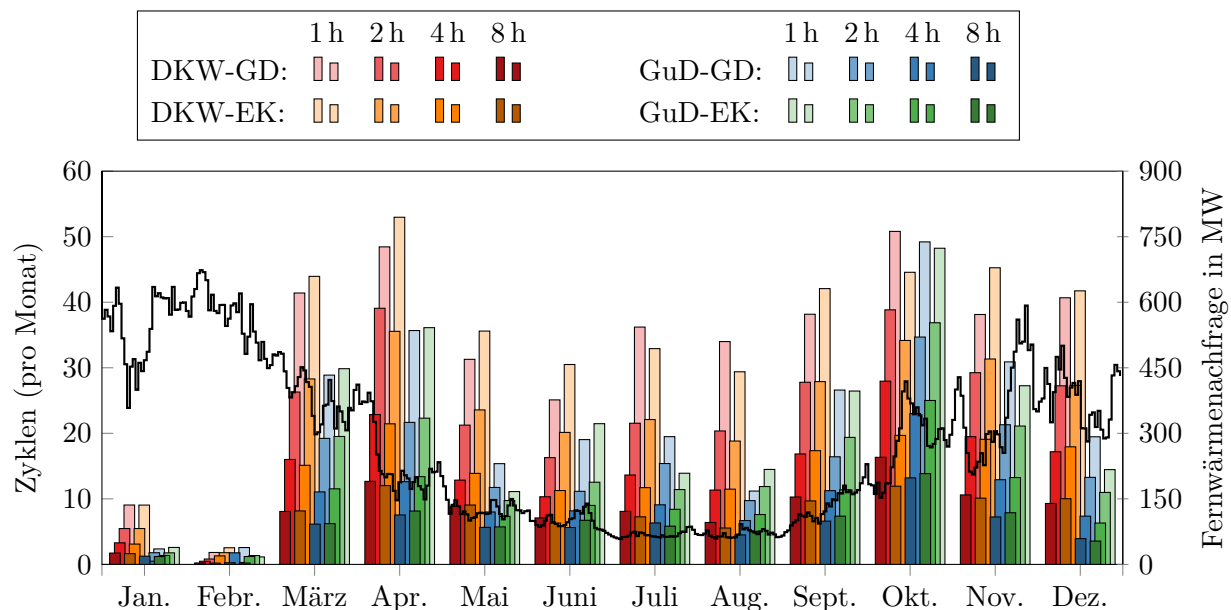
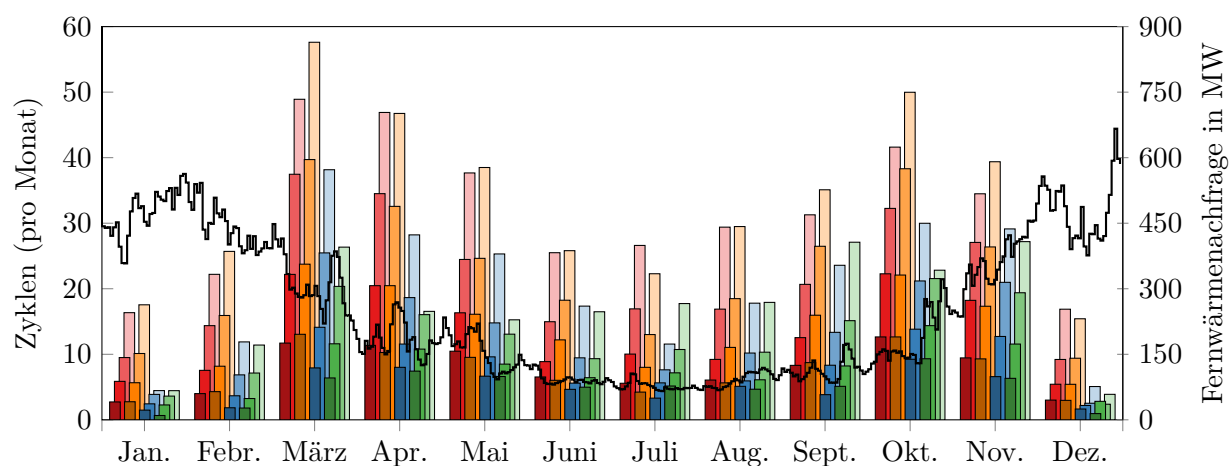


Abbildung A.8: Betrieb des Dampfheizkraftwerkes mit Gegendruckturbine, links ohne und rechts mit Wärmespeicher (4h bzw. 1.800 MWh_{th}), Jahr: 2016

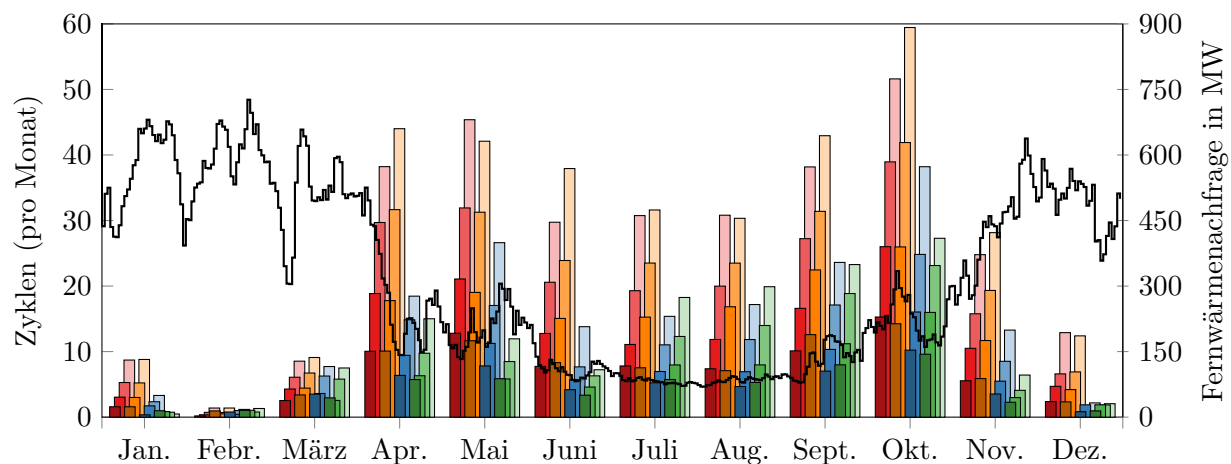
A.4.3 Speicherzyklen im Jahresverlauf für die Jahre 2010 bis 2015



(a) 2015



(b) 2014



(c) 2013

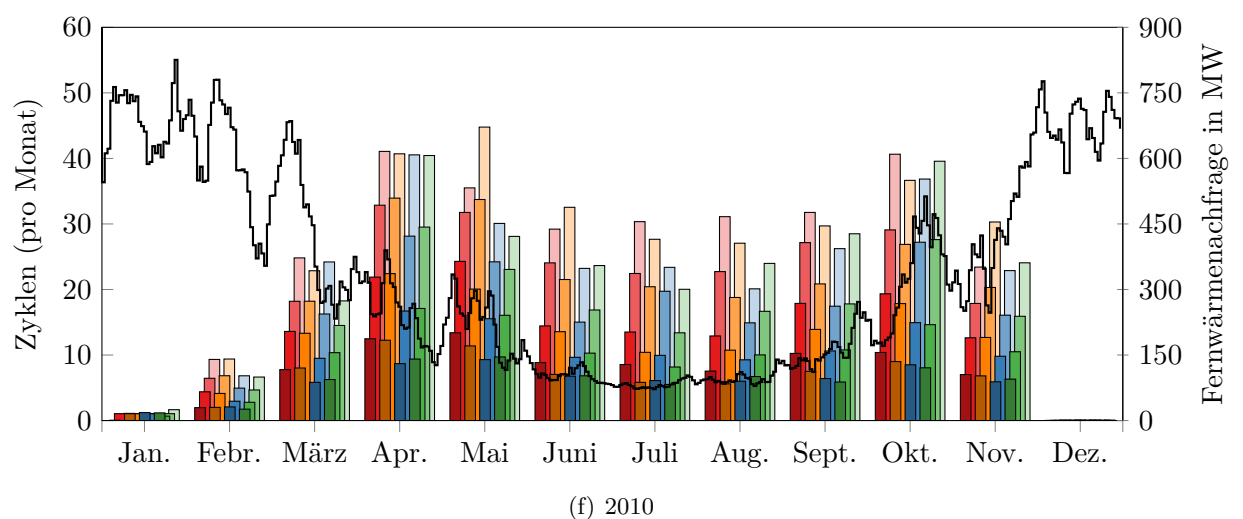
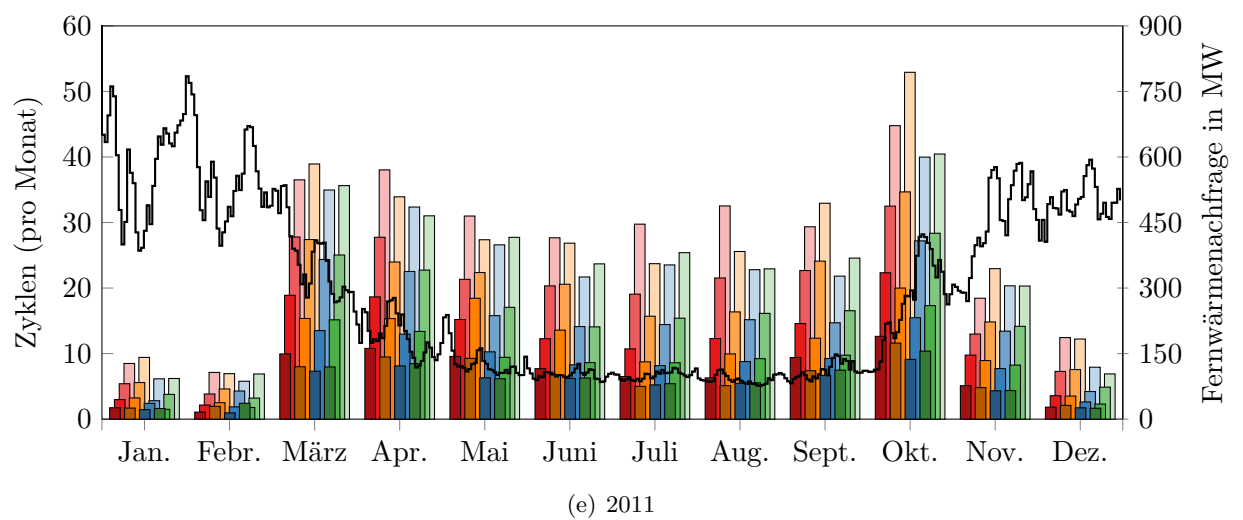
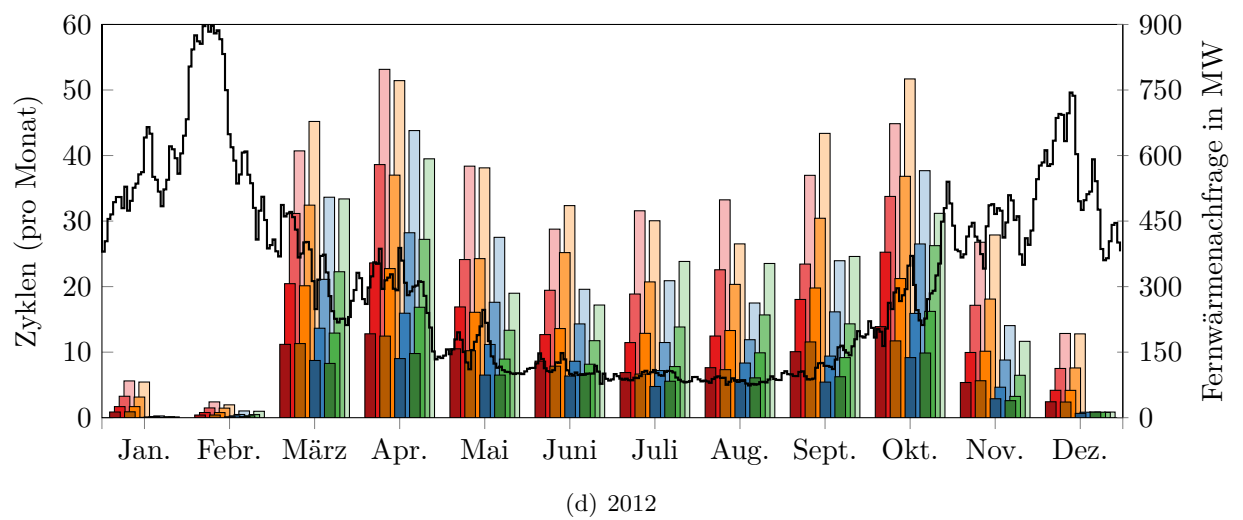


Abbildung A.9: Speicherzyklen (Monatswerte) und Fernwärmenachfrage (Tagesmittelwerte dargestellt) im Jahresverlauf, Jahre: 2010 bis 2015

A.4.4 Amplitudengang des Speicherfüllstandes, Jahr 2016

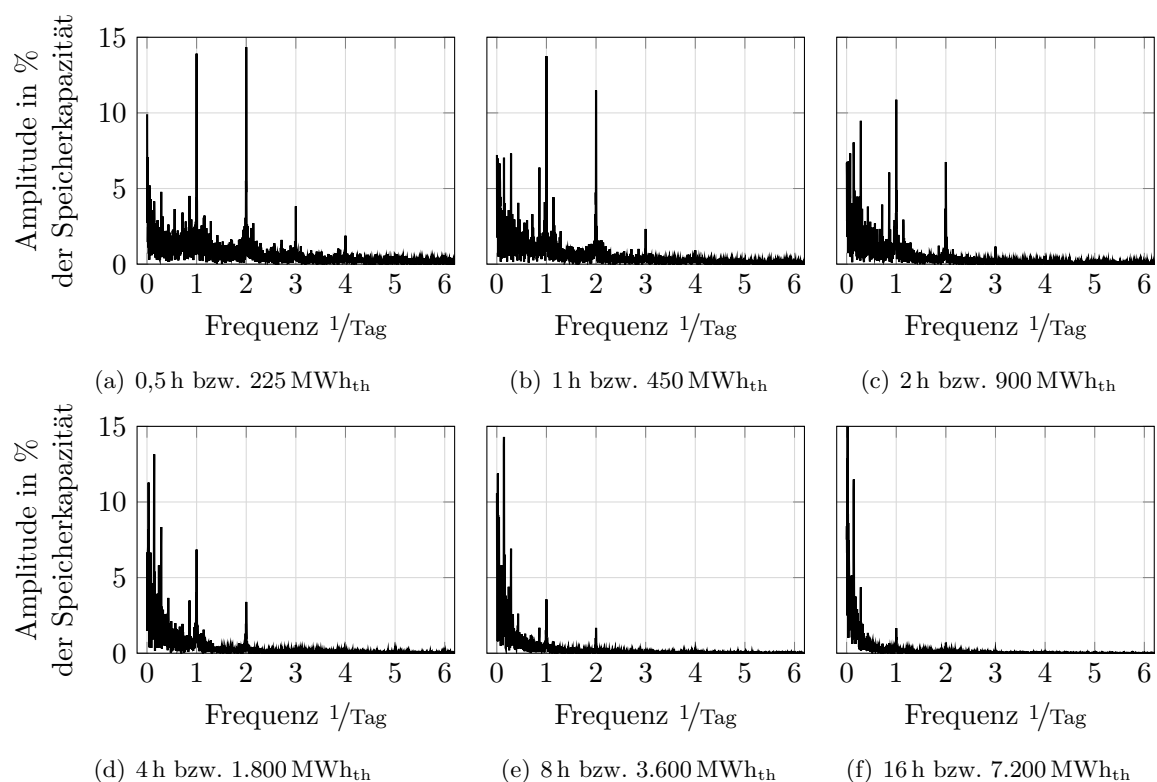


Abbildung A.10: Amplitudengang des Speicherfüllstandes, DKW mit GD-Turbine, Jahr: 2016

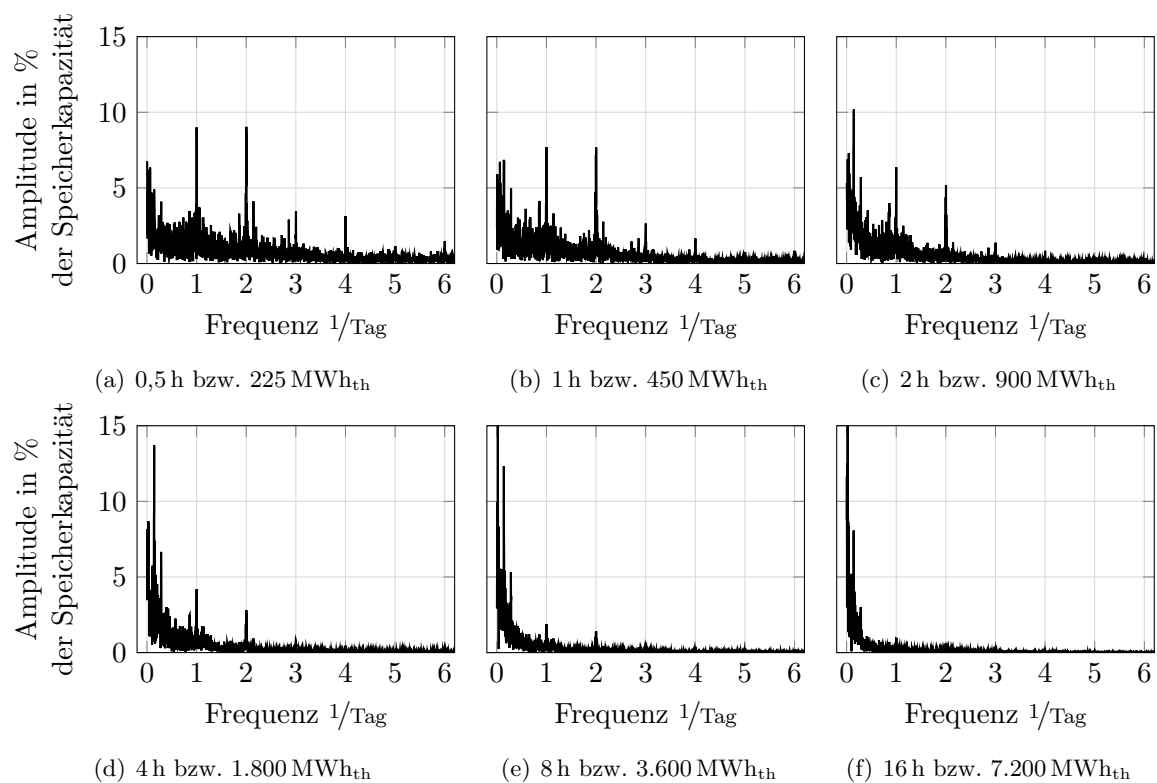


Abbildung A.11: Amplitudengang des Speicherfüllstandes, DKW mit EK-Turbine, Jahr: 2016

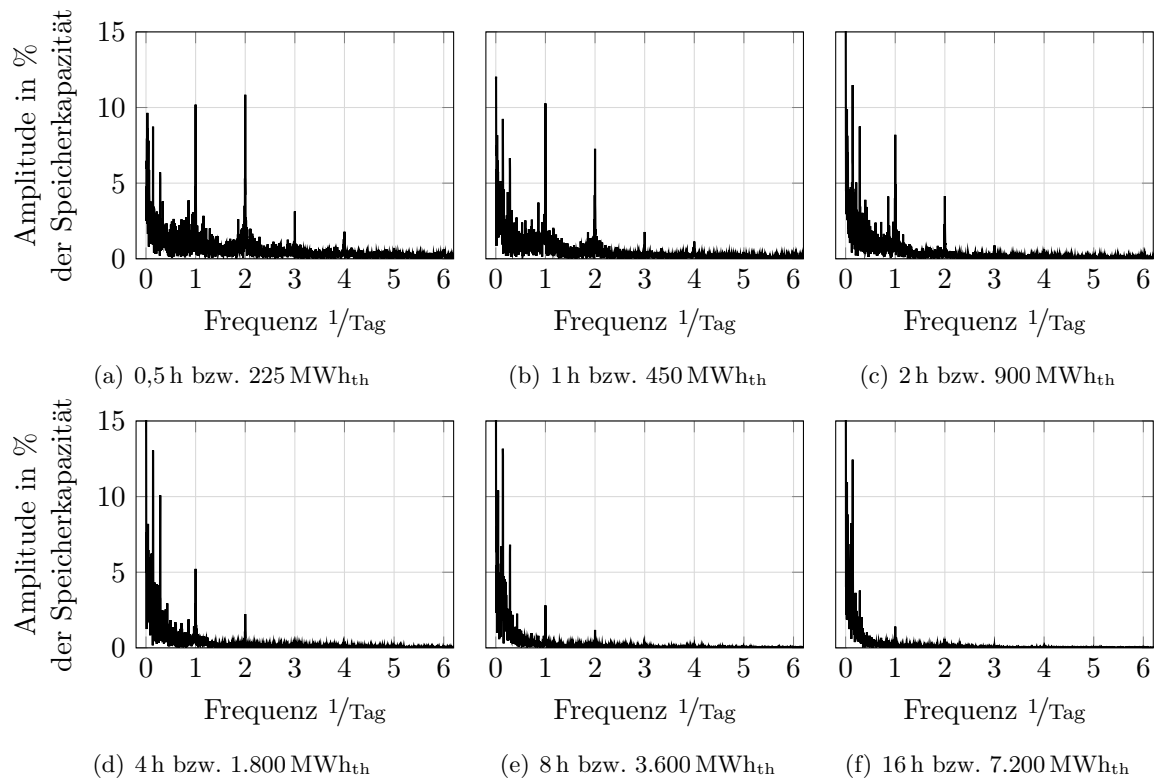


Abbildung A.12: Amplitudengang des Speicherfüllstandes, GuD-Anlage mit GD-Turbine, Jahr: 2016

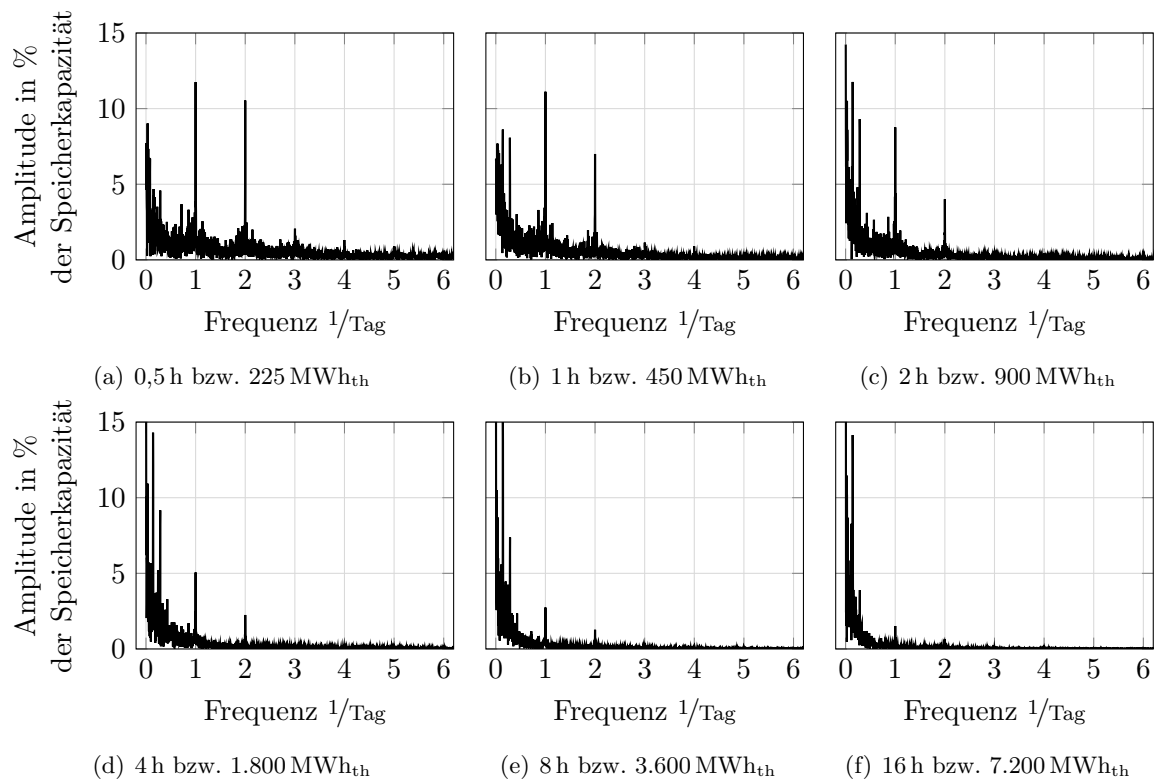


Abbildung A.13: Amplitudengang des Speicherfüllstandes, GuD-Anlage mit EK-Turbine, Jahr: 2016

A.4.5 Betriebskennzahlen eines Stromspeichers, Jahr 2016

Tabelle A.11: Zyklen und Deckungsbeiträge eines Stromspeichers für das Jahr 2016

min. Be- und Entladedauer h	η %	Zyklen		mittlerer Strompreis		Deckungsbeitrag $\text{€}/(\text{MWh}_{\text{el}} \cdot \text{a})$
		Entladung $1/\text{a}$	Beladung $1/\text{a}$	Entladung $\text{€}/\text{MWh}_{\text{el}}$	Beladung $\text{€}/\text{MWh}_{\text{el}}$	
4	50	86	172	42,83	9,75	2.015
	60	178	297	41,62	15,84	2.718
	70	315	450	39,60	19,04	3.918
	80	452	565	37,71	20,56	5.439
	90	577	640	36,39	21,75	7.061
	100	750	750	35,35	23,58	8.836
6	50	67	133	43,74	10,19	1.565
	60	133	222	42,10	15,70	2.126
	70	244	348	40,06	19,23	3.074
	80	361	451	37,95	20,75	4.338
	90	469	521	36,36	21,74	5.729
	100	608	608	35,12	23,25	7.226
8	50	56	111	44,23	10,53	1.296
	60	107	179	42,59	15,69	1.768
	70	194	277	40,38	19,17	2.530
	80	291	364	38,29	20,85	3.565
	90	380	422	36,63	21,76	4.735
	100	491	491	35,14	22,96	5.985