CLIMATE CHANGE
24/2020

Flexibilitätsoptionen der Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie in einem von volatilem Stromangebot bestimmten Energiesystem

Abschlussbericht

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

CLIMATE CHANGE 24/2020

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Wirtschaft
und Energie

Forschungskennzahl 37EV 16 114 0
FB000246

Flexibilitätsoptionen der Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie in einem von volatilem Stromangebot bestimmten Energiesystem

Abschlussbericht

von

Matthäus Irl, Katharina Aubele, Thomas Baumann, Fabian Dawo,
Jakob Hindelang, Maximilian Keim, Philipp Mayer-Ullmann, Anahi Molar-Cruz,
Friedrich Walcher, Christoph Wieland
Technische Universität München, Garching

Tim Eller, Florian Heberle
Universität Bayreuth, Bayreuth

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

/umweltbundesamt.de
/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:
Technische Universität München
Lichtenbergstr. 4a
85748 Garching

Universität Bayreuth
Universitätsstrasse 30
95440 Bayreuth

Abschlussdatum:
März 2019

Redaktion:
Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Andreas Bertram

Publikationen als pdf:
http://www.umweltbundesamt.de/publikationen

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juli 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Die tiefe Geothermie ist integraler Bestandteil der Wärmewende und kann darüber hinaus einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung elektrischer Energie liefern Bislang unzureichend untersucht ist die Frage, in wie weit Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme für eine flexible Deckung des Strombedarfs, insbesondere der Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden können, ohne negative Auswirkungen auf die Wärmeversorgung zu bedingen. Die Studie stellt fest, dass aus hydrogeochemischer Sicht ein flexibler Betrieb des Thermalwasserstroms für die Anlagenkomponenten und das Reservoir, gerade im Molassebecken weitgehend unbedenklich ist. Es ist festzuhalten, dass Erfassung von Messdaten und eine anlagenbezogene Bewertung unersetzlich ist.

Die durchgeführte technische Analyse sowie die Simulation der Geothermieanlagen zeigen auf, dass das technische Potenzial der dauerhaften Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung für nahezu alle technischen Flexibilitätsoptionen, insbesondere für Bestandsanlagen gering ist. Ausnahme ist das technische Flexibilitätspotential für die Bereitstellung von positiver Regelleistung durch den Einsatz von Heißwasser- bzw. Thermalwasserspeichern. Hier ist das technische Potential als mittel bis groß einzuschätzen, jedoch steigt auch der technische Aufwand. Das technische Potenzial der positiven und negativen Regelleistungsbereitstellung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit (also in Zeitscheiben) ist hingegen für nahezu alle Flexibilitätsoptionen mittel bis groß. Folglich besteht ein direkter Einfluss der zeitlichen Verfügbarkeit auf das Potenzial der Regelleistungsbereitstellung; der technische Aufwand korreliert mit der Größe der Speichervolumina. Das Gesamtpotential der Regelleistungsbereitstellung bleibt jedoch insgesamt auf niedrigem Niveau. Verglichen mit konventioneller Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zeigt die Geothermie eine sehr variable Stromkennzahl, wodurch eine sehr große Flexibilität zwischen Strom- und Wärmeerzeugung gewährleistet ist. Weiterhin sind die CO_2-Emissionen pro erzeugter Energieeinheit deutlich positiver zu bewerten als bei fossil betriebener KWK.

Die ökonomischen Bewertungen zeigen, dass unter aktuellem Preisniveau und Anwendung von technischen Flexibilitätsoptionen die Anlagen nur bedingt wirtschaftlich Regelleistung erbringen können. Anlagen im Bestand mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk können bereits heute durch Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung zusätzliche (geringe) Gewinne erwirtschaften. Bei Anlagen im Bestand ohne Modifikation bzw. der Erweiterung durch Wärmespeicher ist dies nicht der Fall. Die Verringerung des anzulegenden Werts für Strom aus Geothermie birgt eine verstärkte Ausnutzung des Flexibilitätspotentials und damit ökonomische Vorteile. Anlagen im Bestand und Anlagen mit Spitzenlast-Heizwerk können dann wirtschaftlich negative und positive Sekundärregelleistung vorhalten. Eine Bereitstellung von Flexibilität durch tiefe Geothermiekraftwerke, deren Stromerzeugung nach EEG vergütet wird, ist damit ohne zusätzliche Anreize mittelfristig nicht zu erwarten.

Eine zeitliche Entkopplung der Stromproduktion von der Wärmenachfrage mit Hilfe von Wärmespeichern ermöglicht eine mehr strompreisorientierte Fahrweise des Geothermie-basierten Strom-Wärmesystems. Das flexiblere Energiesystem reduziert dabei die Gesamtkosten mittels Maximierung der Erlöse durch Stromeinspeisung ins Netz zu Zeiten mit hohen Strompreisen. Zusätzliche elektrische Wärmeerzeuger (wie in dieser Untersuchung z. B. eine Wärmepumpe) werden bei sehr niedriger Residuallast und damit verbundenen geringen Stromkosten für die Wärmegewinnung eingesetzt.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass aktuell die Bereitstellung von Regelleistung durch Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme aus hydrogeochemischer und technischer Sicht mit Einschränkungen möglich ist. Die zu erwirtschafteten Gewinne sind gering. Aufgrund der (bislang) geringen Anzahl von Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen ist der systemdienliche Benefit ebenfalls als gering einzustufen.

Abstract

Deep geothermal energy is an important part of the heat shift and can also make a significant contribution to the provision of electrical energy. So far, the question to what extent geothermal based power-heat-systems can be used to flexibly cover the electricity demand in particular to provide operating reserve without negative impacts on the heat supply, is to date insufficiently researched. This study shows from a hydrogeochemical standpoint that a flexible operation of the thermal water cycle is largely harmless for plant components and the reservoir, especially in the Molasse Basin.

The technical analysis and simulations of the geothermal plants show that the technical potential for a permanent provision of positive and negative operating reserve is small for almost all technical flexibility options, especially for existing plants. An exception builds the technical flexibility potential to provide positive control reserve through the use of boilers or thermal water storage systems. In this connection, the technical potential can be ranked as medium to large, however the technical effort also increases. On the contrary, the technical potential to provide positive and negative control reserve with limited temporal availability (i.e. offering slots) is medium to large for nearly all flexibility options. Therefore, the limited temporal availability significantly increases the potential to provide operating reserve within the offering slot. The overall potential to offer control reserves remains on a low level and the technical costs increase with regard to larger storage volumes. Compared with conventional combined heat and power (CHP), geothermal energy has a very variable power to heat ratio, which ensures a very high degree of flexibility between electricity and heat generation. Furthermore, CO_2 emissions per unit of energy generated are more positive than with fossil CHP.

Based on the current price levels and use of technical flexibility options, the economical assessments show that plants can only conditionally supply control reserves based on the current price levels and use of technical flexibility options. Existing plants, with the support of peak-load-heating-systems, can already make (small) profits by providing positive secondary operating reserve. This is not the case for existing plants without modification or extension through heat-storage. The reduction of the applied value/price for electricity from geothermal would enhance the exploitation of the flexibility potential and therefore economic benefit. Existing plants and plants with peak-load-heating-systems can then provide economically viable negative and positive secondary control reserve. Without additional incentives, a provision of flexibility through deep geothermal plants whose electricity production is compensated by a feed-in-tariff, is therefore not expected in the near future.

A temporal decoupling of the power production from the heat demand with the help of heat storage enables a more electricity-price-oriented mode of operation of the heating plant. The more flexible energy system reduces the total cost by means of maximizing revenues thanks to feeding power into the power supply system at times of high electricity prices. Additional electric heat generators (such as a heat pump in this study) are used for heat recovery at very low residual load and associated low electricity costs.

In summary, it can be stated that the provision of control power through geothermal-based electricity and heat systems is currently possible with restrictions from a hydrogeochemical and technical point of view. The profits to be generated are low. Due to the (so far) small number of geothermal-based electricity and heat systems, the system benefit can also be classified as low.

Inhaltsverzeichnis

Kurzbeschreibung V

Abstract VI

Inhaltsverzeichnis VII

Abbildungsverzeichnis IX

Tabellenverzeichnis XXXIV

Abkürzungsverzeichnis XXXVIII

Nomenklatur XXXIX

Zusammenfassung 1

Summary 12

1 Einführung 22

1.1 Regulatorische Rahmenbedingungen der Regelleistungsbereitstellung 22

1.2 Technische Anforderungen 23

2 Hydrogeochemische Aspekte der Flexibilisierung 28

2.1 Hydrochemische Charakteristik der Reservoire 28

2.2 Numerische Modellierung des flexiblen Betriebs 30

2.3 Flexibler Betrieb aus hydrogeochemischer Sicht 35

3 Analyse der technischen Anlagenausstattung von Geothermieanlagen im Bestand 47

3.1 Übersicht Bestandsanlagen in Deutschland 47

3.2 Erkenntnisse zur Flexibilität aus der Bestandsanalyse 49

4 Flexibilisierung der Strom- und Wärmebereitstellung von modernen Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen 54

4.1 Identifikation verschiedener Möglichkeiten zur Leistungsvariation und Flexibilisierung der Strom- und Wärmebereitstellung 54

4.2 Wärmenetzseitige Flexibilisierung und Einsparpotenziale durch Demand Side Management 68

4.3 Referenzanlagen 79

4.4 Aufbau und Validierung von Simulationsmodellen der Referenz-Geothermie-Kraftwerke 84

4.5 Erfüllbarkeit der technischen Anforderungen für die Regelleistungsbereitstellung von Geothermie-Kraftwerken 102

4.6 Stationäre Simulation und Quantifizierung der Regelleistungsbereitstellung der Referenz-Geothermieanlagen 103

4.7 Stationäre Simulation und Quantifizierung der Regelleistungsbereitstellung flexibilisierter Referenz-Geothermieanlagen 112

4.8 Simulation und Quantifizierung der stationären Regelleistungsbereitstellung von Geothermieanlagen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit 148

4.9 Technologie-Vergleich 166
5 Wirtschaftliche Bewertung 168
5.1 Aufbau des Optimierungsmodells 168
5.2 Beschreibung der Input Daten 174
5.3 Ergebnisse und Diskussion 179
5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse 194
6 Energiesystemmodell 196
6.1 Ziele und Struktur des Kapitels 196
6.2 Modellbeschreibung 196
6.3 Daten 207
6.4 Ergebnisse und Diskussion 213
6.5 Zusammenfassung der Ergebnisse 223
7 Handlungsempfehlungen 225
Quellenverzeichnis 227
Anhang A 235
Anhang B 238
Anhang C 242
Anhang D 246
Anhang E 251
Anhang F 252
Anhang G 253
Anhang H 254
Anhang I 257
Anhang J 258
Anhang K 269
Anhang L 305
Anhang M 309
Anhang N 318
Anhang O 327
Anhang P 340

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit.....5

Abbildung 2: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit.....7

Abbildung 3: Musterprotokoll für die Erbringung von positiver Primärregelleistung [3].....24

Abbildung 4: Musterprotokoll für die Erbringung von positiver Sekundärregelleistung [6].....25

Abbildung 5: Musterprotokoll für die Erbringung von negativer Minutenregelleistung [84].....26

Abbildung 6: Verrichtete Redispatch-Arbeit für die Jahre 2013 bis 2017. 27

Abbildung 7: Redispatch-Kosten und Netzreserve-Kosten für die Jahre 2013 bis 2017.....27

Abbildung 8: Übersicht über die hydrogeochemischen Regionen im Bayerischen Molassebecken [9].....29

Abbildung 9: Berechnete Schwankungsbreite der Gasdrücke an einem Geothermiekraftwerk im Molassebecken für eine Thermalwassertemperatur von 145 °C. Dargestellt sind der Mittelwert und der 95 %-Vertrauensbereich. 29

Abbildung 10: Schoeller-Diagramm für die in der Simulation verwendeten Wässer aus den drei Regionen (Molassebecken: blau, Oberrheingraben: rot, Norddeutsches Becken: schwarz).....30

Abbildung 11: Konzeptmodell der geothermischen Anlage mit Simulationspunkten. 31

Abbildung 12: Elektrische Leitfähigkeit des produzierten Wassers als Funktion der relativen Produktionsrate in einem Geothermieheizwerk im Molassebecken. 32

Abbildung 13: Abgerufenene Minutenregelleistung im Netz des Betreibers TenneT im Jahr 2016.....33

Abbildung 14: Druck an der Tauchkreiselpumpe als Funktion der Frequenz. 34

Abbildung 15: Differenzdruck am Wärmetauscher als Funktion des Volumenstromes. 34

Abbildung 16: Abwicklung der Produktionsrate und der Injektionstemperatur während des hypothetischen Regelbetriebs an einem Geothermiekraftwerks im Molassebecken. 35

Abbildung 17: Relative Temperatur (Basis: Median der Temperatur am Brunnenkopf = 100%) entlang des Thermalwasserkreislaufs. Dargestellt sind Median und IQR.....36

Abbildung 18: Druck entlang des Thermalwasserkreislaufs. 36

Abbildung 19: Druckänderung als Funktion der Frequenzänderung der Tauchkreislpumpe an einem Geothermiekraftwerk im Molassebecken. 37

Abbildung 20: Injektionsdruck als Funktion der relativen Produktionsrate für ein Geothermiekraftwerk im Bayerischen Molassebecken....37

Abbildung 21: Sättigungsindex für Kalzit und Baryt als Funktion der Temperatur an einem Geothermiekraftwerk im Bayerischen Molassebecken. 39

Abbildung 22: Sättigungsindex von Kalzit (Calcite) als Funktion von Druck und Temperatur für eine Anlage im Bayerischen Molassebecken. 40

Abbildung 23: Sättigungsindex für Baryt, Halit und Calcit für eine Anlage im Norddeutschen Becken als Funktion der Temperatur. 40

Abbildung 24: Sättigungsindex für Baryt, Halit und Calcit für eine Anlage im Oberrheingraben als Funktion der Temperatur. 41

Abbildung 25: Gradienten der Pumpenfrequenz einer Tauchkreiselpumpe eines Geothermiekraftwerks im Bayerischen Molassebecken seit Inbetriebnahme. Dargestellt sind die Quartile (graue Box) und die 10 % und 90 %-Quantile (Antennen). 42

Abbildung 26: Prozentuale Veränderung des Volumenstroms für Geothermiekraftwerke und -heizwerke im Bayerischen Molassebecken. 43

Abbildung 27: Gradienten der Injektionstemperatur für Geothermiekraftwerke und -heizwerke im Bayerischen Molassebecken. 43

Abbildung 28: Sättigungsindizes für Kalzit, Baryt und Quarz nach dem Wärmetauscher im laufenden Betrieb einer Anlage im Bayerischen Molassebecken. 45

Abbildung 29: Druck, Temperatur und Sättigungsindex für Kalzit während einer kurzfristigen Abschaltung einer Anlage im Bayerischen Molassebecken. 45

Abbildung 30: Fernwärmenetztopologien [49, S. 25 f.]. 51

Abbildung 31: Schematischer Aufbau eines Zweileiter-Fernwärmenetzes mit Ringnetztopologie undGeothermieheizwerk (Markierung 1: Ventil, welches die Haupttrassen des Vorlaufs und Rücklaufs kurzschließt. Markierung 2: fernwärmenetzseitiges Regelventil einer Wärmeübergabestation). 52

Abbildung 32: Verfahrensfließbild von Geothermieanlagen im Bestand mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk, einem einstufigen ORC-Prozess und Turbinenregelventil. 56

Abbildung 33: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher. 58

Abbildung 34: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher – negative

Regelleistungsbereitstellung – Ladevorgang des Heißwasser-Wärmespeichers. 58

Abbildung 35: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher – positive Regelleistungsbereitstellung – Entladevorgang des Heißwasser-Wärmespeichers. 59

Abbildung 36: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Thermalwasser-Wärmespeicher. 60

Abbildung 37: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Thermalwasser-Pufferspeicher – positive Regelleistungsbereitstellung – Entladevorgang des Thermalwasser-Wärmespeichers. 61

Abbildung 38: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Thermalwasser-Wärmespeicher – negative Regelleistungsbereitstellung – Ladevorgang des Thermalwasser-Wärmespeichers. 61

Abbildung 39: Verfahrensfließbild mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in die Geothermieanlage integrierten Heißwasser-Wärmespeicher für das Kraftwerk und das Heizwerk. 63

Abbildung 40: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Dampfspeicher. 64

Abbildung 41: Geothermie-basiertes Strom-Wärme-System mit Integration einer Wärmepumpe und eines Heißwasser-Pufferspeichers in das Fernwärmenetz 65

Abbildung 42: ORC-Anlagenkonzepte für Hybridkraftwerke: Vorwärmung des Thermalwassers. 66

Abbildung 43: ORC-Anlagenkonzepte für Hybridkraftwerke: Überhitzung des ORC-Mediums. 67

Abbildung 44: P_{el}-Q-Diagramm für ein rein geothermisches Konzept und ein Hybridkonzept. 67

Abbildung 45: Typtage der Wärmeleistung der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG in 2016. 73

Abbildung 46: Wärmeleistungsprofile von ausgewählten Typtagen. Das schwarze Profil in jedem Plot repräsentiert die durchschnittliche Wärmeleistung für den jeweiligen Typtag. 73

Abbildung 47: Normierte Wärmeleistung von ausgewählten Typtagen. 74

Abbildung 48: Reale Wärmeproduktionsdaten vs Simulationsergebnisse mit UrbanHeatPro: Jahresdauerlinie. 75

Abbildung 49: Reale Wärmeproduktionsdaten vs Simulationsergebnisse mit UrbanHeatPro: Typtage. 76

Abbildung 50: Prozessschaltbild des ORC-Zweidruckprozesses [79, vgl. S. 13]. 79

Abbildung 51: Aufbau des HHT-, LHT und LT-Vorwärmer nach TEMA-Standard [vgl. 81]. 80

Abbildung 52: Aufbau des HT- und LT-Verdampfers nach TEMA-Standard [vgl. 81]. 81

Abbildung 53: Teilmontierter Rohrbündel-Wärmeübertrager [vgl. 83]. 81

Abbildung 54: Prozessschaltbild des Kalina-Prozesses. 82

Abbildung 55: Flowsheet des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks in Aspen Plus. 85

Abbildung 56: Kennfeld des isentropen Wirkungsgrads der HT-Turbine in Abhängigkeit des Arbeitsmittel-Massenstroms und der Umgebungstemperatur mit schwarzen Stützpunkten für die Korrelationsberechnung. 87

Abbildung 57: Validierung des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Juni. 89

Abbildung 58: Fließbild des Simulationsmodells des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks. 91

Abbildung 59: Validierung des Simulationsmodells des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Standardbetriebspunkt des Jahres 2016. 93

Abbildung 60: Innerer Wirkungsgrad der ORC-Speisepumpe in Abhängigkeit des Volumenstroms. 94

Abbildung 61: Skizze der modelltechnischen Umsetzung der Verdampfer der ORC-Zweidruckanlage (in Rot: Thermalwasserstrom; in Blau: ORC-Massenstrom). 95

Abbildung 62: Simulations- und Kraftwerksdaten zur Eigenleistung der ORC-Speisepumpe in Abhängigkeit des Thermalwassermassenstroms (links) sowie Simulations- und Kraftwerksdaten zur Austrittstemperatur des ORC-Arbeitsmediums am Vorwärmer (rechts). 96

Abbildung 63: Simulations- und Kraftwerksdaten der elektrischen Leistungsabgabe des Gesamtsystems einer ORC-Zweidruckanlage. 97

Abbildung 64: Simulationsmatrix für die dynamischen Betrachtungen der Referenzanlage. 98

Abbildung 65: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die einseitig positive Tertiärregelleistung (Betrachtungsmonat Mai; Fernwärmeleistung 10 MW). 99

Abbildung 66: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die Tertiärregelleistung bei Vorhaltung negativer Regelleistung (Betrachtungsmonat Mai; Fernwärmeleistung 20 MW). 99

Abbildung 67: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die Sekundärregelleistung bei Vorhaltung

symmetrisch positiver Regelleistung (Betrachtungsmonat Februar; Fernwärmeleistung 0 MW). 100

Abbildung 68: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die Primärregelleistung bei Vorhaltung symmetrisch negativer Regelleistung (Betrachtungsmonat Juli; Fernwärmeleistung 10 MW). 101

Abbildung 69: Bewertungsmatrix auf Basis der Simulationsergebnisse der Referenzanlage. 102

Abbildung 70: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm für das ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk. 106

Abbildung 71: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für die Fernwärmenetzleistungen 0 MW_{th} und 5 MW_{th}. 108

Abbildung 72: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 108

Abbildung 73: Stationäre Sekundär- und Minutenregelleistung des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für die Fernwärmenetzleistungen 0 MW_{th} und 5 MW_{th}. 110

Abbildung 74: Stationäre Sekundär- und Minutenregelleistung des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 111

Abbildung 75: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 118

Abbildung 76: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 119

Abbildung 77: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 120

Abbildung 78: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 121

Abbildung 79: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 121

Abbildung 80: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 122

Abbildung 81: Flowsheet des Simulationsmodells des HT-Arbeitskreises des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks in Aspen Plus. 123

Abbildung 82: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm für den zweiten Kraftwerksblock des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks. 124

Abbildung 83: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 127

Abbildung 84: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 128

Abbildung 85: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 128

Abbildung 86: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 129

Abbildung 87: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 130

Abbildung 88: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen desORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 131

Abbildung 89: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm des ersten Kraftwerksblocks des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit einer Heißwassertemperatur von 135 °C bei Eintritt in den Kraftwerksblock. 132

Abbildung 90: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm des zweiten Kraftwerksblocks des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit einer Heißwassertemperatur von 135 °C bei Eintritt in den Kraftwerksblock. 133

Abbildung 91: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 134

Abbildung 92: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 135

Abbildung 93: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz-

und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 135

Abbildung 94: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 136

Abbildung 95: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 137

Abbildung 96: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 138

Abbildung 97: Verfahrensfließbilder der Integration eines Dampfspeichers in das Kraftwerk einer Geothermieanlage [98]..... 138

Abbildung 98: Ausschnitt aus einem Verfahrensfließbild der Integration eines Ruths-Speichers in das Kraftwerk [98, S. 29]. 139

Abbildung 99: p-m-Diagramm des Kraftwerksprozesses mit dem Betrieb eines absperrbaren Dampfspeichers [98, S. 36]. 140

Abbildung 100: Verlauf der wichtigsten Prozess- und Stellgrößen des Kraftwerksprozesses mit dem Betrieb eines absperrbaren Dampfspeichers [98, S. 37]. 141

Abbildung 101: Stationäres Simulationsmodell des modifizierten Hochdruckkreises des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks für die Berechnung der Betriebszustände des Kraftwerks mit Einsatz eines Dampfspeichers [98, S. 52]. 142

Abbildung 102: Vergleich der bereitstellbaren stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th}, 5 MW_{th} und 10 MW_{th}. 145

Abbildung 103: Vergleich der bereitstellbaren stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th}, 5 MW_{th} und 10 MW_{th}. 146

Abbildung 104: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit..... 148

Abbildung 105: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 152

Abbildung 106: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit

Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 152

Abbildung 107: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 153

Abbildung 108: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 154

Abbildung 109: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 155

Abbildung 110: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 155

Abbildung 111: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 156

Abbildung 112: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 156

Abbildung 113: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 158

Abbildung 114: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-

Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 159

Abbildung 115: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 159

Abbildung 116: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 160

Abbildung 117: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 160

Abbildung 118: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 161

Abbildung 119: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 162

Abbildung 120: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 162

Abbildung 121: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 163

Abbildung 122: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 163

Abbildung 123: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 164

Abbildung 124: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 164

Abbildung 125: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit. 166

Abbildung 126: Schematischer Aufbau des Optimierungsmodells. 169

Abbildung 127: Exemplarische Häufigkeitsverteilung des Verhältnisses von abgerufener Regelleistung zu ausgeschriebener Regelleistung. 173

Abbildung 128: Dendrogramm für die Clusterung von Day-Ahead Strompreisen (Winter 2016) 175

Abbildung 129: Cluster-Ergebnisse für Day-Ahead Strompreise 2016. 176

Abbildung 130: Überblick über die durchgeführten Analysen. 178

Abbildung 131: Jährliches Potential für negative Sekundärregelleistungserbringung (a) und positive Sekundärregelleistungserbringung (b) für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen der ORC-Referenzanlage. 180

Abbildung 132: Flexibilitätspotential nach Jahreszeit bei Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW. 180

Abbildung 133: Jahresdauerlinie der ORC-Referenzanlage bei Erbringung positiver und negativer Sekundärregelleistung mit Fernwärmenetzanschlussleistung 67,5 MW und 0 MW. 181

Abbildung 134: Ausnutzung des Potentials für positive und negative Sekundärregelleistung im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW. 182

Abbildung 135: Ausnutzung des Flexibilitätspotentials im wirtschaftlich optimalen Betrieb nach Jahreszeit, bei aktueller EEG-Vergütung und Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW. 184

Abbildung 136: Ausnutzung des Potentials für positive und negative Sekundärregelleistung im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei Marktpreisvergütung und Ferwämenetz-Anschlussleistung 67,5 MW. 185

Abbildung 137: Mehrerlöse (p.a.) für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung im Referenzjahr 2016 und Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW. 186

Abbildung 138: Abhängigkeit der (a) Mehrerlöse (p.a.) und (b) Zusatzgewinne (p.a.) von der Fernwärmenetzanschlussleistung (im optimalen Betrieb für das Referenzjahr 2016). 187

Abbildung 139: Sensitivität der Mehrerlöse der ORC-Referenzanlage im wirtschaftlich optimalen Betrieb für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen bei EEG-Vergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW... 188

Abbildung 140: Sensitivität der Mehrerlöse der ORC-Referenzanlage im wirtschaftlich optimalen Betrieb für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen bei Marktpreisvergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW. 188

Abbildung 141: Zusatzgewinne (p.a.) für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW im Referenzjahr 2016. 189

Abbildung 142: Sensitivität der Mehrgewinne (p.a.) in 10^3 EUR im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW. 190

Abbildung 143: IRR für Investition in Heißwasser-Wärmespeicher (a) und Sensitivität des IRRs (b) bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW. 191

Abbildung 144: Sensitivität der Mehrgewinne (p.a.) in 10^3 EUR im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei Marktpreisvergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW. 192

Abbildung 145: Vergleich der Jahresdauerlinie für die Regelleistungsbereitstellung des ORC-Zweidruck-Prozess und Kalina-Prozess bei Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW. 193

Abbildung 146: Allgemeine Auslegung des Energiesystemmodells mit vertikalen Linien als Energieträger, Kästen als Energiewandlungsprozesse und Halbellipsen als Wärmespeichertechnologien. Flexibilisierungsoptionen sind mit gestricheltem Rand dargestellt. 197

Abbildung 147: Ausgewählten Parameter zur Definition der Anlagekonfigurationen. 201

Abbildung 148: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfiguration 1: Aktueller Stand der Referenzgeothermieanlagen 202

Abbildung 149: Referenzgeothermieanlage mit Umwandlungsprozessen: Wärmetauscher für Heizwerk (WTHW), Wärmetauscher für Kraftwerk (WTKW), Heizwerk (HW), Kraftwerk (KW), Förderpumpe (FP) und Strombezug für Förderpumpe (BFP). 202

Abbildung 150: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfiguration 2. 203

Abbildung 151: Geothermieanlage im Bestand mit einem fossilen Heizkessel und einer Wärmepumpe als alternative Wärmeerzeugungstechnologien. 203

Abbildung 152: Identifizierte Wärmespeicheroptionen mit gespeicherten Energieträger. 204

Abbildung 153: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 3-6. 204

Abbildung 154: Auslegung der flexiblen Systemkonfiguration mit Geothermieanlage, Kessel, Wärmepumpe und Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz 205

Abbildung 155: Ausgewählte Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 7-8. 205

Abbildung 156: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 9-11. 206

Abbildung 157: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 12-17. 206

Abbildung 158: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 18-21. 207

Abbildung 159: Wärmeleistung aus dem Fernwärmenetz der Geothermie-Anlage Unterhaching. 208

Abbildung 160: Energiemenge pro Wärmequelle des FWN der Geothermie Unterhaching. 209

Abbildung 161: Regionen in Deutschland mit hohem Potential für die hydrogeothermische Nutzung und die Lage der 14 größten Städte (>500.000 Einwohner) [120]. 209

Abbildung 162: Normierte Wärmenachfrage-Jahresdauerlinien für die drei Städte in den geothermischen Regionen: Norddeutsches Becken, Oberrheingraben und Molassebecken. 210

Abbildung 163: Umgebungstemperatur und der elektrische Wirkungsgrad des Referenz-ORC-Prozesses (links) sowie der Umgebungstemperatur und normierte Wärmebedarf am Fernwärmeanschluss (rechts). 210

Abbildung 164: Lufttemperaturdauerkurve der Referenzregion Unterhaching und der drei repräsentativen Städte Hannover, Mannheim und München. . 211

Abbildung 165: Stromproduktion und –preise in Deutschland für die Kalenderwoche 43, 2018 [122]. 211

Abbildung 166: Repräsentative Tage von Day-Ahead-Markt Strompreisen (2016) in Erdgaspreis-Einheiten (links) und in Heizölpreis-Einheiten (rechts). 212

Abbildung 167: Referenz- und skalierte Preiskurven für drei repräsentativen Tage im Winter. 213

Abbildung 168: Strompreis und Energieträgerfluss an drei aufeinanderfolgenden Wintertagen (hoch) für Anlagekonfigurationen mit Wärmespeichertechnologien: Wärmespeicher im Fernwärmenetz (AK-4), Wärmespeicher im Kraftwerk (AK-5) und Wärmespeicher für den Heiz- und Kraftwerk (AK-6). 216

Abbildung 169: Thermalwasserfluss und Einspeisung an drei aufeinanderfolgenden Wintertagen (hoch) für Anlagenkonfigurationen: ohne

Wärmespeicher und ohne flexiblen Betrieb der Förderpumpe (AK-3), ohne Wärmespeicher und mit flexiblen Betrieb der Förderpumpe (AK-7), mit Wärmespeicher im FWN und ohne flexiblen Betrieb (AK-4) und mit Wärmespeicher im FWN (AK-5) und mit flexiblen Betrieb der Förderpumpe (AK-8). 218

Abbildung 170: Thermische Leistung der Förderpumpe und Strompreis in Brennstoffpreis Einheiten (R) für Anlagekonfiguration AK-8 für fünf Wochen in Sommer. 218

Abbildung 171: 1R1C Einzelzone Gebäudemodell. 246

Abbildung 172: Wärmedurchgangskoeffizient für EFH mit Baualtersklasse 1979…1983 für die verschieden Gebäudesanierungsgrade. Daten aus dem TABULA Web Tool [156]. 248

Abbildung 173: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Warmwasserverbrauchskategorien im Laufe des Tages [66]. Die Auftrittswahrscheinlichkeit kleiner und mittlerer Wärmelasten ist gleichmäßig zwischen 5:00 und 23:00 verteilt. 250

Abbildung 174: Häufigkeitsverteilung des auf die Wohnfläche bezogenen jährlichen Warmwasserverbrauchs nach VDI 3807-3 [155]. 250

Abbildung 175: Kennfeld des isentropen Wirkungsgrads der LT-Turbine in Abhängigkeit des Arbeitsmittel-Massenstroms und der Umgebungstemperatur mit schwarzen Stützpunkten für die Korrelationsberechnung. 252

Abbildung 176: Einfluss der Thermalwassermineralisation auf die Stoffwerte Dichte (rechts) und spezifische Wärmekapazität (links) bei einem Druck von 1 bar 255

Abbildung 177: Vergleich der Stoffdatenmethoden REFPROP und ELECNRTL anhand der Dichte (oben) und der spezifischen Wärmekapazität (unten) von R245fa bei 1 bar (gasförmig, links) und bei 20 bar (flüssig, rechts). Relative Abweichung ELECNRTL von REFPROP. 256

Abbildung 178: Validierung des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Februar. 257

Abbildung 179: Validierung des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im April. 257

Abbildung 180: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 258

Abbildung 181: Stationäre Sekundär- und Minutenregelleistung des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 259

Abbildung 182: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 259

Abbildung 183: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks

mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 260

Abbildung 184: Stationäre Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 261

Abbildung 185: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 261

Abbildung 186: Stationäre Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 262

Abbildung 187: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 262

Abbildung 188: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 263

Abbildung 189: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 263

Abbildung 190: Stationäre Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 264

Abbildung 191: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 264

Abbildung 192: Stationäre Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 265

Abbildung 193: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 265

Abbildung 194: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 266

Abbildung 195: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 266

Abbildung 196: Stationäre Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 267

Abbildung 197: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 267

Abbildung 198: Stationäre Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. 268

Abbildung 199: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. 268

Abbildung 200: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung 2015. 269

Abbildung 201: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung 2016. 270

Abbildung 202: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung 2017. 270

Abbildung 203: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung 2015. 271

Abbildung 204: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung 2016. 271

Abbildung 205: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung 2017. 272

Abbildung 206: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2015. 273

Abbildung 207: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2016. 273

Abbildung 208: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2017. 274

Abbildung 209: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2015. 274

Abbildung 210: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2016. 275

Abbildung 211: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2017. 275

Abbildung 212: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelleistung 2015. 276

Abbildung 213: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelleistung 2016. 277

Abbildung 214: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelleistung 2017. 277

Abbildung 215: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelleistung 2015. 278

Abbildung 216: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelleistung 2016. 278

Abbildung 217: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelleistung 2017. 279

Abbildung 218: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2015. 279

Abbildung 219: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2016. 280

Abbildung 220: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2017. 280

Abbildung 221: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2015. 281

Abbildung 222: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2016. 281

Abbildung 223: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2017. 282

Abbildung 224: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung. 283

Abbildung 225: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung. 283

Abbildung 226: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung. 284

Abbildung 227: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung. 284

Abbildung 228: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelenergie 285

Abbildung 229: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelenergie 285

Abbildung 230: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelenergie 286

Abbildung 231: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelenergie. 286

Abbildung 232: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung 2015. 287

Abbildung 233: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung 2016. 288

Abbildung 234: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung 2017. 288

Abbildung 235: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung 2015. 289

Abbildung 236: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung 2016. 289

Abbildung 237: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung 2017. 290

Abbildung 238: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2015. 290

Abbildung 239: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2016. 291

Abbildung 240: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2017. 291

Abbildung 241: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2015. 292

Abbildung 242: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenegelleistung 2016. 292

Abbildung 243: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2017. 293

Abbildung 244: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie 2015. 294

Abbildung 245: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie 2016. 294

Abbildung 246: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie 2017. 295

Abbildung 247: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie 2015. 295

Abbildung 248: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie 2016. 296

Abbildung 249: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie 2017. 296

Abbildung 250: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2015. 297

Abbildung 251: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2016. 297

Abbildung 252: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2017. 298

Abbildung 253: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2015. 298

Abbildung 254: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2016. 299

Abbildung 255: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2017. 299

Abbildung 256: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung. 300

Abbildung 257: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung. 301

Abbildung 258: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung. 301

Abbildung 259: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung. 302

Abbildung 260: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie. 302

Abbildung 261: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie. 303

Abbildung 262: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelenergie. 303

Abbildung 263: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelenergie. 304

Abbildung 264: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 305

Abbildung 265: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 305

Abbildung 266: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 306

Abbildung 267: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 306

Abbildung 268: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 307

Abbildung 269: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 307

Abbildung 270: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 308

Abbildung 271: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 308

Abbildung 272: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 309

Abbildung 273: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei und einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung einer Zeitscheibe Angebotszeitraum...310

Abbildung 274: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 311

Abbildung 275: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 311

Abbildung 276: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 312

Abbildung 277: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-

Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 312

Abbildung 278: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 313

Abbildung 279: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 313

Abbildung 280: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 314

Abbildung 281: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 314

Abbildung 282: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 315

Abbildung 283: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 315

Abbildung 284: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 316

Abbildung 285: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 316

Abbildung 286: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 317

Abbildung 287: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum. 317

Abbildung 288: Stationäre Sekundärregelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.. 318

Abbildung 289: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 318

Abbildung 290: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 319

Abbildung 291: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 319

Abbildung 292: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 320

Abbildung 293: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 320

Abbildung 294: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20

MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 321

Abbildung 295: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 321

Abbildung 296: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 322

Abbildung 297: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 322

Abbildung 298: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 323

Abbildung 299: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 323

Abbildung 300: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 324

Abbildung 301: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 324

Abbildung 302: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 325

Abbildung 303: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 325

Abbildung 304: Stationäre Sekundärregelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 326

Abbildung 305: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 326

Abbildung 306: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 327

Abbildung 307: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 328

Abbildung 308: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 328

Abbildung 309: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 329

Abbildung 310: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum 329

Abbildung 311: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks

für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 330

Abbildung 312: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum 330

Abbildung 313: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 331

Abbildung 314: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 331

Abbildung 315: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 332

Abbildung 316: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 332

Abbildung 317: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 333

Abbildung 318: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 333

Abbildung 319: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 334

Abbildung 320: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 334

Abbildung 321: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 335

Abbildung 322: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 335

Abbildung 323: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 336

Abbildung 324: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 336

Abbildung 325: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 337

Abbildung 326: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 337

Abbildung 327: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 338

Abbildung 328: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20

MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 338

Abbildung 329: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 339

Abbildung 330: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 340

Abbildung 331: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 341

Abbildung 332: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 341

Abbildung 333: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 342

Abbildung 334: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 342

Abbildung 335: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum. 343

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelleistungsarten nach den Beschlüssen BK6-15-158 und BK6-15-159 [1]. 23

Tabelle 2: Randbedingungen der stationären Simulation.....65

Tabelle 3: Wohngebäude in Unterhaching nach TABULA-Gebäudetypologie. Daten von Gebäuden mit Wohnraum [75] nach Baujahr und Gebäudetyp, nach Zahl der Wohnungen, Gebäude mit Wohnraum nach Art des Gebäudes, Zahl der Wohnungen und Baujahr (Mikrozensus-Klassen) angepasst nach Baualtersklassen gemäß [68] 72

Tabelle 4: Bestand unsanierter Gebäude laut [71] 77

Tabelle 5: Verteilung des sanierten Gebäudebestands auf energetische Zustände für Gebäudesanierungsszenarien S1, S2 und S3 [71] 78

Tabelle 6: Zusammenfassung der simulierte Szenarien S1, S2, S3, S4, S5 und S6 78

Tabelle 7: Auslegungsdaten des Referenz-Kalina-Prozesses 83

Tabelle 8: Modifikation der Berechnungseinstellungen in Aspen EDR (Air Cooled) 86

Tabelle 9: Isentrope Wirkungsgrade der Validierung im Juni 90

Tabelle 10: Definierte Eingangsgrößen, berechnete Ausgangswerte sowie Validierungsergebnisse der Komponentenmodelle 96

Tabelle 11: Umgebungsbedingungen des Standorts der Referenz-Geothermie-Anlage und Expansionsenddruck der Turbine im Jahreslauf bei konstantem Luftdruck von 950 hPa 103

Tabelle 12: Thermalwasservolumenströme des Referenz-Geothermie-Kraftwerks und des Referenz-Heizwerks für unterschiedliche thermische Leistungen der Fernwärmeauskopplung 104

Tabelle 13: Thermalwasservolumenströme des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei minimaler elektrischer Leistung 105

Tabelle 14: Verhältnisse der tatsächlich abgerufenen zur vorgehaltenen Regelenergie nach SMARD-Daten [97], positive Regelleistung als monatliches Maximum der 4-h-Mittel, negative Regelleistung als Monatsmittel 114

Tabelle 15: Thermalwasservolumenströme des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei minimaler elektrischer Leistung des zweiten Kraftwerksblocks 124

Tabelle 16: Thermalwasservolumenströme des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei minimaler elektrischer Leistung des ersten und zweiten Kraftwerksblocks mit reduzierter Eintrittstemperatur von 135 °C 132

Tabelle 17: Untersuchte Parameterkombinationen der stationären Simulationsrechnungen für die Integration eines Dampfspeichers in das ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk [98, S. 54]. 143

Tabelle 18: Ergebnisse der wesentlichen Größen der stationären Simulationsrechnungen in Verbindung mit einem Dampfspeicher [98, S. 55]. 143

Tabelle 19: Verhältnisse der tatsächlich abgerufenen zur vorgehaltenen Regelenergie nach SMARD-Daten [97], über drei Jahre gemittelte

monatliche Durchschnittswerte einer 4h-Zeitscheibe mit einem Aufschlag von 25 % 151

Tabelle 20: Vergleich von KWK-Technologien mit einem Geothermie-basierten Strom- und Wärmesystem. Technische Spezifikationen für KWK-Systeme aus [99; 100]. Eigene Berechnungen: Geothermieparameter und Bewertung der CO_2-Emissionen. Letztere basierend auf spezifischen Emissionen für Brennstoffe aus [99] 167

Tabelle 21: Abrufwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit des gebotenen Quantils 173

Tabelle 22: Median der Leistungspreise und Arbeitspreise für Sekundärregelleistung 2016 177

Tabelle 23: Investitionskosten für Regelleistungsbereitstellung pro Technologie. 194

Tabelle 24: Technische Daten der Komponentenparameter für die jährlichen Simulationen der ausgewählten Anlagenkonfigurationen. Die Werte für die Geothermieanlage wurden aus Kapitel 4 übernommen. Die Werte für die anderen Versorgungstechnologien wurden so ausgelegt, dass sie den gesamten Wärmebedarf (der Geothermieanlage) decken können. 207

Tabelle 25: Jährliche Indikatoren zum Vergleich des reinen Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systems (G – Anlagenkonfiguration AK1) mit einer Systemkonfiguration (AK2) mit zwei alternativen Wärmeversorgungstechnologien: Wärmepumpe (WP) und Erdgas-Kessel (K) mit EEG-Vergütung 215

Tabelle 26: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der identifizierten Wärmespeichertechnologien: Wärmespeicher im Fernwärmenetz (WSFWN), Wärmespeicher im Kraftwerk (WSKW) und Wärmespeicher für das Heiz- und Kraftwerk (WSHKW); ohne EEG-Vergütung 217

Tabelle 27: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der geothermischen Regionen in Deutschland anhand der repräsentativen Städte: München (Molassebecken), Mannheim (Oberrheingraben) und Hannover (Norddeutsches Becken) 219

Tabelle 28: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage ohne Wärmespeicher (AK-3) mit verschiedenen Strompreiskurven, die mit Faktoren F0,5 (geringe Schwankungen), F1 (ist-Zustand), F2 (leichte stärkere Schwankungen) und F6 (stärkere Schwankungen) variiert wurden 220

Tabelle 29: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage mit einem Wärmespeicher im FWN (AK-4) mit verschiedenen Strompreiskurven, die mit Faktoren F0,5 (schwächere Schwankungen), F1 (ist-Zustand), F2 (leichte stärkere Schwankungen) und F6 (stärkere Schwankungen) variiert wurden. 221

Tabelle 30: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage ohne Wärmespeicher mit Thermalwasserleistungen: 16 MW (50 %), 23 MW (100 %) und 48 MW (150 %). 222

Tabelle 31: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage mit einem Wärmespeicher im Fernwärmenetz mit Thermalwasserleistungen: 16 MW (50 %), 23 MW (100 %) und 48 MW (150 %). 222

Tabelle 32: Präqualifikationsanforderungen für unterschiedliche Regelleistungsprodukte [2] [5] [152] [8] 235

Tabelle 33: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland im Oberrheingraben [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.] 238

Tabelle 34: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung mit 2-stufigem ORC in Deutschland im südbayerischen Molassebecken (Anlagen 1-3/7) [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.] 239

Tabelle 35: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland im südbayerischen Molassebecken (Anlagen 4-6/7) [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.] 240

Tabelle 36: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland im südbayerischen Molassebecken (Anlage 7/7) [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.] 241

Tabelle 37: Solltemperatur $Tset$ des Gebäudes und tägliche Nutzungszeiten für Gebäudenutzungsklassen nach DIN V 18599-10 248

Tabelle 38: Durchschnittlicher Warmwasserstrom, Zeitdauer und Prozentsatz des täglichen Gesamtwarmwasserverbrauchs der Kategorien des WWWB [66] 249

Tabelle 39: Mineralisierung deutscher Thermalwässer, TDS: Total Dissolved Solids (Auszug aus [44, S. 678]) 254

Abkürzungsverzeichnis

AK	Anlagekonfiguration
BHT	Bohrlochtemperatur (Bottom Hole Temperature)
BHKW	Blockheizkraftwerk
COP	Coefficient of Performance
DSM	Demand Side Managment
EBT	Eearnings before Taxes
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
FWN	Fernwärmenetz
FP	Förderpumpe
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
HW	Heizwerk
IRR	Internal Rate of Return
IQR	Inter-Quartile-Range
K	Kessel
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MD	Measured Depth
MFH	Mehrfamilienhaus
MRL	Minutenregelleistung
ORC	Organic Rankine Cycle
PRL	Primärregelleistung
R&I	Rohrleitungs- und Instrumenten(-Fließbild)
RH	Reihenhaus
RHWB	Raumheizungswärmebedarf
SRL	Sekundärregelleistung
SRL POS	Positive Sekundärregelleistung
SRL NEG	Negative Sekundärregelleistung
SWM	Stadtwerke München
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association
TKP	Tauchkreiselpumpe
TRL	Tertiärregelleistung
TVD	True Vertical Depth
WHT	Bohrkopftemperatur (Well Head Temperature)
WP	Wärmepumpe

WWWB	Warmwasserwärmebedarf
WS	Wärmespeicher
WSFWN	Wärmespeicher im Fernwärmenetz
WSHKW	Wärmespeicher für Heiz- und Kraftwerk
WSKW	Wärmespeicher im Kraftwerk
WTHW	Wärmetauscher für das Heizwerk
WTKW	Wärmetauscher für das Kraftwerk
WWWB	Warmwasserwärmebedarf

Nomenklatur

Lateinische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bedeutung
$\boldsymbol{A}$	m^2	Fläche
$\boldsymbol{a}$	MW_{th}/MW_{el}	Umwandlungsfaktor für Förderpumpe
$\boldsymbol{c_p}$	$\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}\cdot\mathrm{K}}$	spezifische isobare Wärmekapazität
$\boldsymbol{C}$	$\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{K}}$	Wärmekapazität
$\boldsymbol{d}$	m	Durchmesser
$\boldsymbol{e}$	ton CO_2/MWh	CO_2-Emissionsfaktor
$\boldsymbol{f}$	Hz	Frequenz
$\boldsymbol{F}$	-	Reduktionsfaktor
$\boldsymbol{EC}$	mV	elektrische Leitfähigkeit / Konduktivität
$\boldsymbol{G}$	W	Wärmegewinn
$\boldsymbol{h}$	$\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}}$	spezifische Enthalpie
$\boldsymbol{I}$	$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}$	Sonnenstrahlung
$\underline{\boldsymbol{l}}^{\boldsymbol{hs}}$	MWh	Maximale Speicherentladetiefe
$\bar{\boldsymbol{l}}^{\boldsymbol{hs}}$	MWh	Maximaler Speicherfüllstand
$\boldsymbol{l}_{\boldsymbol{t}}^{\boldsymbol{hs}}$	MWh	Speicherfüllstand in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{L}$	W	Wärmeverlust
$\boldsymbol{m}$	kg	Masse
$\dot{\boldsymbol{m}}$	$\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{s}}$	Massenstrom

$\boldsymbol{n}$	$\frac{\mathrm{U}}{\mathrm{min}}$	Drehzahl
$\boldsymbol{p}$	bar bzw. Pa	Druck
$\boldsymbol{p_t^h}$	EUR/MWh	Wärmepreis in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{p_t^e}$	EUR/MWh	Strompreis in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{p_{m,t}^c}$	EUR/MW	Leistungspreis für Regelleistungsprodukt m in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{p_{m,t}^a}$	EUR/MWh	Arbeitspreis für Regelleistungsprodukt m in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{P}$	W	Leistung
$\boldsymbol{q_t^h}$	MWh	Wärmemenge in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{q_t^e}$	MWh	Strommenge in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{q_{m,t}^c}$	MW	Vorgehaltene Regelleistung von Produkt m in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{q_{m,t}^a}$	MWh	Abgerufene Regelleistung von Produkt m in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{\underline{q}^{orc}}$	MW	Untere Betriebsgrenze des ORC-/Kalinaprozesses
$\boldsymbol{\overline{q}^{orc}}$	MW	Obere Betriebsgrenze des ORC-/Kalinaprozesses
$\boldsymbol{q_{s,t}^{orc}}$	MWh	Thermischer Energiezufluss in ORC-/Kalinaanlage
$\boldsymbol{q_t^{hs,in}}$	MWh	Thermischer Energiezufluss Speicher in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{q_t^{hs,out}}$	MWh	Thermischer Energieabfluss Speicher in Zeitpunkt t
$\boldsymbol{\overline{q}^{p}}$	MWh	Energiezufluss Thermalwasser
$\boldsymbol{Q}$	J	Wärmemenge
$\boldsymbol{\dot{Q}}$	W	Wärmeleistung bzw. Wärmestrom
$\boldsymbol{R}$	$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{K}}$	Wärmetransferkoeffizient
$\boldsymbol{t}$	s	Zeit
$\boldsymbol{T}$	K bzw. °C	Temperatur
$\boldsymbol{U}$	$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2 \cdot \mathrm{K}}$	Wärmedurchgangskoeffizient
$\boldsymbol{V}$	m^3	Volumen
$\boldsymbol{W}$	J	Arbeit

Griechische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bedeutung
$\boldsymbol{\alpha}$	$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2 \cdot \mathrm{K}}$	Wärmeübergangskoeffizient
$\boldsymbol{\gamma_m}$	h	Durchschnittliche Abrufdauer für Regelleistungsprodukt m
Δ	–	Differenz
$\boldsymbol{\eta}$	–	Wirkungsgrad
$\boldsymbol{\overline{\eta}_t^{orc}}$	%	Effizienz des ORC-/Kalinaprozesses

$\boldsymbol{\kappa}$	–	Isentropenexponent
$\boldsymbol{\lambda}$	$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m} \cdot \mathrm{K}}$	Wärmeleitfähigkeit
$\boldsymbol{\Lambda}$	–	Verhältnis von abgerufener Regelleistung zu vorgehaltener Regelleistung
$\boldsymbol{\Pi^h}$	EUR	Erlöse am Wärmemarkt
$\boldsymbol{\Pi^e}$	EUR	Erlöse am Strommarkt
$\boldsymbol{\Pi^b}$	EUR	Erlöse am Regelleistungsmarkt
$\boldsymbol{\rho}$	$\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3}$	Dichte
$\boldsymbol{\delta}$	s	Verzögerung
$\boldsymbol{\phi^h_{m,t}}$	–	Abrufprofil für Regelleistungsprodukt m

Indizes

Symbol	Bedeutung
$\boldsymbol{AM}$	Arbeitsmedium
$\boldsymbol{aus}$	ausgespeichert
$\boldsymbol{b}$	Gebäude
$\boldsymbol{Block1}$	Kraftwerksblock 1
$\boldsymbol{Block2}$	Kraftwerksblock 2
$\boldsymbol{D}$	Dampf
Design	Designfall
$\boldsymbol{E}$	Energiegehalt
$\boldsymbol{ein}$	Eingespeichert oder Eintritt
$\boldsymbol{el}$	elektrisch
$\boldsymbol{eq}$	Äquivalent
$\boldsymbol{FW}$	Fernwärme
$\boldsymbol{FWN}$	Fernwärmenetz
$\boldsymbol{FP}$	Förderpumpe
$\boldsymbol{ges}$	gesamt
$\boldsymbol{H}$	Bauteil der Gebäudehülle
$\boldsymbol{HP}$	Hochdruckspeisepumpe
$\boldsymbol{HT}$	Hochtemperatur-Kreislauf
$\boldsymbol{HW}$	Heizwerk
$\boldsymbol{i}$	innen
$\boldsymbol{in}$	Eingang
$\boldsymbol{inst}$	installierte

inf	Infiltration
int	Intern
is	isentrop
j	Orientierung
KW	Kraftwerk
LP	Niederdruckspeisepumpe
LT	Niedertemperatur-Kreislauf
max	maximal
min	minimal
MRL	Minutenregelleistung
N	Nenn
neg	negativ
net	netto
$nutz$	Gebäudenutzung
pos	positiv
PRL	Primärregelleistung
sol	Solar
SRL	Sekundärregelleistung
RL	Regelleistung
t	Zeitschritt
T	Turbine
tr	Transmission
th	thermische
TW	Thermalwasser
ve	Lüftung
w	Fenster
∞	Umgebung
$\mathbf{0}$	Auslegung

Zusammenfassung

Der flexible Betrieb von Geothermieanlagen bietet zum einen die Möglichkeit bedarfsgerecht auf den Wärmebedarf der Verbraucher zu reagieren. Zum anderen stellt das Anbieten von Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung, bei sinkender EEG-Vergütung eine interessante Option dar, die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zu erhöhen. Bislang unbekannt bleibt, inwieweit Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme der Tiefengeothermie für eine flexible Deckung des Strombedarfs bei gleichzeitiger Deckung des Wärmebedarfs genutzt werden können. Deshalb ist es wichtig, die Hemmnisse und Potenziale einer flexiblen Fahrweise aus technischer und ökonomischer Sicht zu benennen und daraus Handlungsempfehlungen abzuleiten. Insbesondere wird untersucht, ob und wie Anlagen der Tiefengeothermie aus technischer Sicht zur Bereitstellung von Regelleistung geeignet sind.

Eine wissenschaftliche Betrachtung der Flexibilitätsoptionen und der möglichen Teilnahme am Regelleistungsmarkt muss vom geförderten Thermalwasserstrom ausgehen, da sich aus seinen physikochemischen Eigenschaften wichtige Randbedingungen für einen (möglichen) flexiblen Betrieb ergeben (Kapitel 2). Weiter gilt es, die technischen Flexibilitätsoptionen im Bestand aber auch basierend auf prozesstechnischen und betrieblichen Veränderungen zu identifizieren, sowie Referenz-Geothermieanlagen zu definieren (Kapitel 3 & 4). Diese Optionen werden durch stationäre und dynamische Simulation quantifiziert, um so eine wirtschaftliche Bewertung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen (Kapitel 5). Die ermittelten technischen Parameter der Referenz-Geothermieanlagen werden in Kapitel 6 genutzt, um die Auswirkungen von Flexibilisierungsoptionen zusätzlich in einem Energiesystemmodell zu bewerten. So können die Auswirkungen auf den eingespeisten Strom und die Wärmeversorgung identifiziert und evaluiert werden. Darüber hinaus werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Auswirkungen der Volatilität der Strompreise und die Auslegung der Geothermieanlage zu bewerten. Anhand der erzielten Ergebnisse werden in Kapitel 7 Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Die tiefe hydrothermale Geothermie nutzt das natürlich auftretende Fluid im erschlossenen Reservoir als Arbeitsmedium und Energieträger. Das Tiefengrundwasser steht im Ausgangszustand im Gleichgewicht mit der Matrix des Reservoirs und spiegelt somit die Zusammensetzung des Gesteins wider. Durch die geothermische Nutzung verschieben sich die Gleichgewichtskonzentrationen und es kann zu Lösungs- und Fällungserscheinungen im Geothermiekreislauf kommen. Die hydrochemischen Aspekte der Flexibilisierung sind:

i) Ausfällungen bzw. verstärkte Korrosion im Thermalwasserkreislauf.
ii) Ausfällungen und/oder Auflösung im Reservoir mit Veränderung der Produktivität bzw. Injektivität.
iii) Sekundäre Effekte der Matrixveränderung wie z. B. induzierte Seismizität.

Die kontrollierenden Parameter für die thermodynamischen Gleichgewichte sind die Temperatur sowie die im Thermalwasser mitgeführte Gasmenge und -zusammensetzung. Die Flexibilisierung führt zu höheren Gradienten der Fördermenge und der Temperatur, die sich in einer lokalen Über- bzw. Unterschreitung der Gleichgewichtskonzentration äußern könnte. Zudem weisen Druck und Temperatur unterschiedliche Dämpfung auf, so dass es zu kurzfristiger Übersättigung bei starken Lastwechseln kommen kann.

Die Prozesse im Reservoir betreffen im Wesentlichen die Injektionsbohrungen. Dort verhalten sich die Anlagen im Molassebecken gutmütig, da die Fluide im Bezug auf die Carbonate untersättigt injiziert werden und damit die Matrix entlang der Fließwegsamkeiten auflösen. Die Auflösung unterscheidet sich im flexiblen Betrieb kaum von der Auflösung bei aktuell gleichmäßiger Fahrweise der Bestandsanlagen. Die Auflösung der Gesteinsmatrix im Umfeld der Injektionsbohrungen führt zwar zu insgesamt niedrigeren hydraulischen Drücken auf der Injektionsseite, gleichzeitig kann die Auflösung entlang von Fließpfaden aber auch zu einem Spannungsabbau beitragen. Im Norddeutschen Becken und

im Oberrheingraben ist dagegen aufgrund der anderen Zusammensetzung der Wässer mit einer langsamen Verschlechterung der Injektivität zu rechnen. Diese „Schäden" sind im Gegensatz zu Ablagerungen an Pumpen und Steigleitungen schwieriger zu beheben und führen langfristig zu höheren Kosten.

Die Betriebsdaten der untersuchten Bestandsanlagen zeigen thermalwasserseitig deutliche Gradienten beim Volumenstrom und bei den Drücken in der Anlage. Insofern wird sich eine Flexibilisierung nicht weit vom aktuellen Zustand entfernen. Die Gradienten sind (deutlich) zu gering, um den Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung zu genügen, weshalb in der technischen Betrachtung der Flexibilitätsoptionen im Folgenden die Thermalwasserpumpe nicht als flexibles Bauteil gewertet wird. Jedoch fließt der flexible Betrieb der Pumpe in das Energiesystemmodell, das nicht nur den Regelenergiemarkt berücksichtigt ein.

Insgesamt ergibt sich auch aus hydrogeochemischer Sicht für die Geothermiekraftwerke die Möglichkeit einer flexiblen Fahrweise; die wärmegeführten Strom-Wärmesysteme im Molassebecken, die auf eine längere Historie zurückblicken können, lassen zum heutigen Stand keine wesentlichen Einschränkungen erkennen. Allerdings müssen hier die geringeren Volumenströme und Temperaturen in Anrechnung gebracht werden. Wir kommen grundlegend zur Ansicht, dass ein Schlüssel zur Flexibilisierung die kontinuierliche Erfassung der Kenngrößen der Geothermieanlage, ihres Reservoirs und ihrer Nachbarn sowie die feldübergreifende Auswertung der erhobenen Datensätze ist.

Im Rahmen einer Analyse des Bestands von Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen wird die Frage beantwortet, wie flexibel diese ohne Modifikationen Wärme und Strom bereitstellen können. Mittels Betreiberbefragung und Literaturrecherche wurde hierfür die technische Anlagenausstattung von Geothermieanlagen ermittelt. Die Angaben der Betreiber zu den abgefragten Komponenten und Systembereichen wurden im Hinblick auf ihr Störpotenzial im flexiblen Anlagenbetrieb analysiert.

Die Ergebnisse zeigen zentrale Bereiche und deren Flexibilisierungspotenziale:

i) Regelbarkeit des Kraftwerks: ORC-Anlagen sind zur Bereitstellung von Regelleistung grundsätzlich ausreichend regelbar. Aus Sicherheitsgründen sind Kalinaanlagen hier stärkeren Restriktionen unterworfen, während die Leistungs- und Drehzahländerung der Speisepumpen keine Limitierung der Dynamik einer Geothermieanlage darstellt. Im ORC-Prozess kann die Leistungsvariation des Kraftwerks vielmehr durch die Wärmeübertrager beschränkt werden. Die Mindestleistung des Referenz-ORC-Kraftwerks ist bereits bei Bestandsanlagen kleiner als 10 % der Nennleistung und geringer als die Mindestleistung des Referenz-Kalina-Kraftwerks.

ii) Betrieb der Fernwärmenetze: Der Einsatz von Fernwärmenetzen als thermische Speicher wurde anhand dreier verschiedener Speichervarianten detailliert bewertet:

    a) Speicherung von Wärme im Fernwärmenetzvorlauf durch Vorlauftemperaturanhebung,

    b) Speicherung von Wärme im Rücklauf durch Rücklauftemperaturanhebung,

    c) Speicherung von Wärme sowohl im Vorlauf als auch im Rücklauf.

    Bei keiner dieser Varianten können ausreichende Leistungsgradienten erzielt werden. Die unterschiedlichen Bauformen der Fernwärmenetze und die individuelle Dimensionierung und Auslegung der Hydraulik einzelner Netzstränge erfordern detaillierte Untersuchungen des Speicherpotenzials für jedes einzelne Netz. Technische Limitationen und Effizienzminderungen, die bei der Nutzung eines Fernwärmenetzes als Speicher für Wärme aus Geothermie entstehen, werden aufgelistet. Wir kommen zu dem Ergebnis, dass die Fernwärmenetze bis hin zu aktueller Bauart nicht in dem Umfang aufgeheizt werden können, dass sie als thermische Speicher eingesetzt werden können.

iii) Thermalwasserförderung: Die Thermalwasserförderpumpe eignet sich bei Strom-Wärme-Systemen (bei momentaner Betriebsstrategie) nicht für die Bereitstellung von Regelleistung, da

die angelegten Gradienten zu niedrig sind. Somit stellt die Thermalwasserpumpe in der Betrachtung kein flexibles Bauteil dar.

Nachdem durch die Betreiberbefragung und die Literaturrecherche das bestehende Geothermie-basierten Strom-Wärme-System ohne Modifikationen beleuchtet wurde, werden verschiedene Möglichkeiten zur Leistungsvariation und Flexibilisierung von Geothermieanlagen qualitativ auf Realisierbarkeit überprüft. Dabei wird zwischen der Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Daneben wird bereits in diesem Schritt auf die Möglichkeiten der wärmenetzseitigen Flexibilisierung eingegangen. Näher beschriebene Flexibilisierungsmaßnahmen sind:

i) Regelleistungsbereitstellung mit bestehenden Geothermieanlagen mit geringfügiger Modifikation,

ii) Einsatz von Heißwasser-Wärmespeichern im Heiz- und Kraftwerk einer Geothermieanlage,

iii) Einsatz eines Dampfspeichers im Kraftwerk einer Geothermieanlage,

iv) Integration einer Wärmepumpe und eines Heißwasser-Pufferspeichers in das Fernwärmenetz,

v) Einsatz hybrider Kraftwerke und

vi) Niedertemperaturnetzerweiterung des Fernwärmenetzes.

Die Flexibilität eines Geothermiesystems auf Seiten des Fernwärmenetzes wird maßgeblich durch das Nutzerverhalten und die Verbraucherstruktur bestimmt. In Kapitel 4.2 wird daher detailliert auf eine spezielle Möglichkeit der Wärmebedarfssteuerung eingegangen: die Implementierung von Demand Side Management (DSM) Maßnahmen. Über eine detaillierte Modellierung eines Referenzgebietes für repräsentative Typtage wird das Potenzial der verschiedenen Strategien zur Reduktion des Wärmeverbrauchs ermittelt, die der Maßnahmenkatalog des DSM bereithält. Unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gebäudesanierungsgrade und Lastreduktionsfaktoren ergibt die Modellierung, dass die Wärmespitzenlast in der betrachteten Referenzregion um bis zu 45 % reduziert werden kann. Zusätzlich werden Werte des Spitzenwärmebedarfs modelliert, welche bewertet werden und Anhaltspunkte für die Interpretation der anlagenseitigen Simulationen geben können. Der modellierte Spitzenwärmebedarf beeinflusst maßgeblich die Strategie zur Bereitstellung von Regelleistung. Außerdem werden mit Hilfe des Modells Wärmelastprofile generiert, die zur Bewertung des Flexibilisierungspotenzials des betrachteten Gesamtsystems beitragen.

Als Referenzkraftwerksprozesse wurden in Anlehnung an den erhobenen Anlagenbestand der ORC-Zweidruck-Prozess (Kapitel 4) und der Kalina-Prozess (Anhang) gewählt. Die Aspekte des thermodynamischen Kreislaufs werden eingehend beschrieben. Ebenfalls erfolgt eine technische Beschreibung der Kraftwerksdaten, Wärmeübertrager des Thermalwassers sowie der Luftkondensatoren der aus realen Bestandsanlagen abgeleiteten Referenzanlagen.

Ein stationäres Modell wird zur Simulation und Quantifizierung der Regelleistungsbereitstellung (Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung) der Referenzanlagen verwendet. Es wird hiermit zunächst auf die Konfiguration „Kraftwerk im Bestand ohne Modifikation“ eingegangen und Ergebnisse der stationären Simulation werden präsentiert. Als Randbedingungen für die Simulationen wurden vorgegeben:

i) die Fernwärmenetzversorgung muss zu jedem Zeitpunkt ohne Unterbrechungen sichergestellt sein,

ii) bei Vorhaltung und Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung muss das Kraftwerk jederzeit netzsynchron betrieben werden, es darf nicht abgefahren werden,

iii) das Angebot der Primärregelleistung muss symmetrisch sein (für Einschränkungen sei auf die dynamischen Simulationen verwiesen),

iv) das Angebot der positiven und negativen Sekundär- und Minutenregelleistung erfolgt getrennt und es werden jeweils Maximalwerte ermittelt. Bei einem kombinierten Angebot von positiver und negativer Regelleistung sind die Werte der positiven und negativen Regelleistung betragsmäßig gleich,

v) es existiert keine Begrenzung durch ein Minimalangebot oder ein Angebotsinkrement,

vi) die Erbringung von Regelleistung wird nicht durch die Dynamik der Turbinen, der Speisepumpen oder der Wärmeübertrager begrenzt und

vii) alle Berechnungen werden mit der elektrischen Nettoleistung des Referenzgeothermiekraftwerks durchgeführt.

In der Validierung der stationären Modelle der Referenzanlagen zeigt sich eine gute Übereinstimmung der simulierten Werte mit den entsprechenden im Betrieb gemessenen Werten. Die relativen Abweichungen der isentropen Wirkungsgrade der Turbinen im ORC-Referenzprozess sind für den Hochtemperatur- und Niedertemperaturarbeitskreis kleiner 5 %. In Verbindung mit der geringen relativen Abweichung der Generatorleistung kann das Simulationsmodell somit als validiert angesehen werden. Auch im Falle des Kalina-Referenzprozesses zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen Modell und Betriebsdaten. Die Abweichung für die wichtige Größe der elektrischen Bruttoleistung beträgt 4 % und liegt somit in einer akzeptablen Größenordnung.

Mit einem dynamischen Simulationsmodell erfolgt zusätzlich zum stationären Modell die Prüfung, ob die geforderten Leistungsgradienten und die zugehörige Höhe der Leistung mit der ORC-Referenzanlage erbracht und somit die Präqualifikationsanforderungen für Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung (für letztere wird synonym der Begriff Tertiärregelleistung verwendet) erfüllt werden können. Die Ergebnisse der dynamischen Simulationen des ORC-Zweidruckprozesses können nicht zwangsläufig auf den Kalina-Prozess übertragen werden. Der ORC-Zweidruck-Prozess wurde für die dynamische Modellierung (auch generell) gewählt, weil er aktuell einer der am meisten betriebenen Kraftwerksprozesse in der geothermischen Stromerzeugung ist und auf einen flexiblen Betrieb hin konzipiert wurde. Diese Simulation grenzt die technisch stationär mit Bestandsanlagen zu erbringenden Produkte der Regelleistung auf diejenigen ein, die in der dynamischen Betrachtung mit Anlagen ohne Flexibilisierungsmaßnahmen zu realisieren und somit theoretisch am Regelleistungsmarkt zu handeln sind. Es wird gezeigt, dass für die Sekundär- und Tertiärregeleistung die geforderten Aktivierungs- und Deaktivierungszeiten eingehalten werden. Für Produkte der Primärregelleistung hingegen werden in der Simulation des Referenzkraftwerks die geforderten Laständerungsgeschwindigkeiten nicht eingehalten. Unabhängig von den Laständerungsgeschwindigkeiten gilt es zu beachten, dass im Fall einer Fernwärmeauskopplung von 20 MW die Regelleistung stets unter 1 MW liegt.

Als zentrale Ergebnisse werden festgehalten, dass

i) die Mindestangebotsleistung für die einzelnen Regelleistungsarten von den Bestandsanlagen erbracht werden kann,

ii) das Erbringen der Leistung für den jeweils geforderten Zeitraum sichergestellt ist,

iii) die technisch erforderlichen Einrichtungen nur im Fall der Minutenregelleistung bereits jetzt vorhanden sind,

iv) die geforderten Laständerungsgeschwindigkeiten für Primärregelleistung nicht eingehalten werden können, eine Erbringung von Primärregelleistung daher aufgrund der limitierenden Dynamik nicht möglich ist.

Aufbauend hierauf werden die Simulationen und Quantifizierungen der stationären Regelleistungsbereitstellung der Geothermieanlagen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung für dauerhafte und zeitlich eingeschränkte Verfügbarkeit durchgeführt. Eine Fallunterscheidung der zeitlichen Verfügbarkeit wird insbesondere aufgrund von begrenzten

Größen der thermischen Speicher vorgenommen. Technische und wirtschaftliche Aspekte bezüglich ihrer Größe werden somit berücksichtigt. Hierbei wird zunächst eine Nachladestrategie von Wärmespeichern definiert, um die verschiedenen Speicheroptionen im Folgenden adäquat abbilden zu können. Betrachtet werden

i) der Einsatz eines Heißwasserspeichers im Fernwärmenetz,

ii) der Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk in Kombination mit einem zweiten Kraftwerksblock,

iii) der Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers in Heiz- und Kraftwerk und

iv) der Einsatz eines Dampfspeichers im Kraftwerk.

Es zeigt sich, dass von allen betrachteten Flexibilisierungsoptionen der Einsatz eines Fernwärmespeichers zu favorisieren ist, da er den geringsten technischen Aufwand darstellt, gut in Bestandsanlagen integrierbar ist und im Vergleich mit den anderen Flexibilisierungsoptionen keine signifikant geringeren, bereitstellbaren elektrischen Leistungen aufweist. Im Fall von Sekundär- und Minutenregelleistung ergibt die Bewertung der Ergebnisse, dass das Verhältnis von Entladezeit zu Gesamteinsatzzeit eines Speichers (unabhängig vom Speichertyp) einen großen Einfluss auf die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks bei Regelleistungsvorhaltung und damit auf das bereitstellbare Regelleistungsband hat. Für dauerhafte zeitlicher Verfügbarkeit sinken die bereitstellbaren Regelleistungen deutlich mit zunehmnder Wärmenachfrage. Die Kraftwerkserweiterung um einen zweiten Block ist in Verbindung mit einem Speicher im Kraftwerk für die Bereitstellung von positiver Sekundär- und Minutenregelleistung bei kleinen Fernwärmenetzleistungen sinnvoll. Das Angebot der symmetrischen, stationären Primärregelleistungsbereitstellung ist für alle drei Speicherkonfigurationen ähnlich gering. Die Flexibilitätsoption Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz stellt einen Kompromiss aus mittlerem technischen Potenzial und mittlerem technischen Aufwand dar und ist deshalb zu favorisieren.

Abbildung 1: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit.

	Technisches Potenzial der Regelleistungsbereitstellung					Technischer Aufwand
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung		Minutenregelleistung		
		Positive RL	Negative RL	Positive RL	Negative RL	
Bestandsanlagen ohne Modifikation	nicht vorhanden	gering	gering	gering	gering	gering
Fernwärmenetzspeicher	nicht vorhanden	mittel	gering*	mittel	gering*	mittel
Thermalwasserspeicher	nicht vorhanden	mittel	gering*	groß	gering*	groß
Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk	nicht vorhanden	mittel	gering*	groß	gering*	groß
Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher	gering	gering	gering*	gering	gering*	sehr groß

*kein signifikanter Vorteil zu Bestandsanlagen ohne Modifikation

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Für die Bereitstellung von negativer Sekundär- und Minutenregelleistung hingegen ist der Wärmespeichereinsatz sowohl im Heiz- als auch im Kraftwerk nicht sinnvoll (vergleiche hierzu Abbildung 1). Wie aus den dynamischen Simulationen hervorgegangen ist eine Bereitstellung von Primärregelleistung nicht möglich.

Nachdem umfangreich auf die technischen Möglichkeiten der Flexibilisierung der Geothermieanlagen und auf deren stationäre und dynamische Simulation eingegangen wurde, wird die durch eine Betriebsstrategie bedingte Einschränkung der zeitlichen Verfügbarkeit mit in die Simulationen einbezogen. Um eine spätere Bewertung zu ermöglichen wurde zunächst eine Analyse der Regelleistungsmarktdaten vorgenommen. Hierbei konnten nur Sekundär- und Minutenregelleistung berücksichtigt werden, da für die Primärregelleistung lediglich die jeweils ausgeschriebene Regelleistung protokolliert wurde. Auf die Simulationen hatte die Analyse keine Auswirkungen. Ziel der Analyse war, Tendenzen und Trends für Regelleistungsbedarf und Leistungs- sowie Arbeitspreise abzuleiten. Es ist ein deutlicher Verfall des Leistungspreises positiver Sekundärregelleistung von 2015 bis 2017 zu beobachten. Zyklen in der Preisentwicklung konnten nicht festgestellt werden. Bezüglich abgerufener positiver Sekundärregelenergie sind im Tagesverlauf Fluktuationen erkennbar, die je nach Monat unterschiedlich ausfallen. Unabhängig davon zeigt der Regelenergiebedarf einen Abwärtstrend. Auch im Abruf negativer Sekundärregelenergie sind die oben genannten Fluktuationen erkennbar, allerdings nahm hier der Bedarf im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr wieder zu. Die Analyse der Arbeitspreise für positive Sekundärregelleistung zeigt Unterschiede zwischen Tag und Nacht und in den Sommermonaten einen leichten Rückgang gegenüber dem Winter. Bei der negativen Sekundärregelleistung wurden im Betrachtungszeitraum auch negative Arbeitspreise erzielt. Eine Abhängigkeit der Arbeitspreise von der Jahreszeit kann hier nicht beobachtet werden, allerdings liegt das Arbeitspreisniveau im Fall negativer Sekundärregelleistung generell niedriger, als bei positiver Sekundärregelleistung. Im Fall der Minutenregelleistung kann festgestellt werden, dass es in der Entwicklung der Leistungspreise keine tageszeitlichen Unterschiede und keinen zyklischen Verlauf gibt. Auch der für die Sekundärregelleistung beobachtete Preisverfall ist hier nicht festzustellen. Die abgerufenen Mengen an positiver wie negativer Minutenregelleistung ähneln strukturell denen der Sekundärregelleistung, bewegen sich allerdings insgesamt auf einem wesentlich niedrigeren Niveau. In der Analyse der erzielten Arbeitspreise für die positive Minutenregelleistung ist festzustellen, dass diese im Jahr 2016 besonders gering ausfielen, aber kein eindeutiger Trend in der Preisentwicklung ausgemacht werden kann. Eine zyklische Entwicklung herrscht nicht vor. Für die negative Minutenregelleistung wurden überwiegend negative Preise erzielt. Zusätzlich zur Regelleistungsmarktanalyse wurde eine Befragung der Experten des Forschungsbeirats zur Entwicklung des Regelleistungsmarktes durchgeführt, um zukünftige mögliche Betriebsstrategien für Regelleistungsbereitstellung berücksichtigen zu können.

Die folgenden Angebots- und Anlagenbetriebsstrategien für die dargestellten technischen Flexibilitätsoptionen der Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systeme unter Berücksichtigung der jeweils benötigten Speichergrößen wurden daraufhin entwickelt:

i) Angebot von Regelleistung innerhalb einer 4 h-Zeitscheibe eines Tages

ii) Angebot von Regelleistung innerhalb zwei 4 h-Zeitscheiben eines Tages mit mindestens einer Zeitscheibe Unterbrechung

iii) Angebot von Regelleistung innerhalb zwei aufeinanderfolgender 4 h-Zeitscheiben eines Tages

iv) Angebot von Regelleistung von 8 – 20 Uhr in den drei 4 h-Zeitscheiben am Tag

v) Angebot von Regelleistung von 20 - 8 Uhr in den drei 4 h-Zeitscheiben in der Nacht

Die Auswirkungen der dargestellten Betriebsstrategien werden jeweils für Sekundär- und Minutenregelleistung dargestellt. Dabei werden alle erarbeiteten Flexibilitätsoptionen in der stationären Simulation des ORC-Prozesses bewertet. Die Bewertung zeigt, dass das technische Potenzial der positiven und negativen Regelleistungsbereitstellung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit für alle Flexibilitätsoptionen, ausgenommen die Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher, mittel bis groß ist. Die eingeschränkte zeitliche Verfügbarkeit erhöht das Potenzial der Regelleistungsbereitstellung im Vergleich zur dauerhaften zeitlichen Verfügbarkeit, wobei die Speichergröße erweitert werden muss. Auch bei höherer Fernwärmenetzleistung ist in den Wintermonaten die Bereitstellung

von positiver Regelleistung mit allen Flexibilisierungsoptionen auf dem maximalen elektrischen Nettoleistungsniveau der Kraftwerksauslegung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit möglich. Wie aus den dynamischen Simulationen hervorgegangen ist eine Bereitstellung von Primärregelleistung nicht möglich (vergleiche hierzu Abbildung 2).

Abbildung 2: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit.

	Technisches Potenzial der Regelleistungsbereitstellung					Technischer Aufwand
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung		Minutenregelleistung		
		Positive RL	Negative RL	Positive RL	Negative RL	
Bestandsanlagen ohne Modifikation	nicht vorhanden	gering	gering	gering	gering	gering
Fernwärmenetzspeicher	nicht vorhanden	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel
Thermalwasserspeicher	nicht vorhanden	groß	groß	groß	groß	groß
Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk	nicht vorhanden	groß	groß	groß	groß	groß
Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher	gering	gering	gering*	gering	gering*	sehr groß

*kein signifikanter Vorteil zu Bestandsanlagen ohne Modifikation

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Anhand der technischen Flexibilisierungsoptionen zur Bereitstellung von Regelleistung bewertet die wirtschaftliche Betrachtung das Potential der Regelleistungsbereitstellung für Strom-Wärme-Projekte. Hierzu gehört einerseits eine Untersuchung der durch den flexiblen Betrieb möglichen (Mehr-)Erlöse, aber auch der zugehörigen Kosten, die z. B. durch notwendige Umrüstmaßnahmen wie den Wärmespeicher, etc. entstehen. Durch Kombination von Mehrerlösen und Kosten werden die durch den flexiblen Betrieb möglichen Zusatzgewinne für Anlagenbetreiber tiefer Geothermiekraftwerke bestimmt. Die Ausgangssituation für diese Betrachtung bilden die im Rahmen dieser Studie bestimmten technischen Flexibilisierungsoptionen und Anlagenkonfigurationen, die zugehörigen technischen Flexibilitätspotentiale und damit realisierbaren Regelleistungsprodukte, die Anlagenparameter sowie die Anlagendimensionierung. Im Rahmen der wirtschaftlichen Bewertung des flexiblen Betriebs wird besonderer Fokus auf das Erlöspotential und die zugehörigen Kosten der Bereitstellung von Regelleistung gelegt. Des Weiteren werden Faktoren bestimmt, die die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung beeinflussen. Es erfolgt eine detaillierte Betrachtung der Kombination verschiedener Regelleistungsprodukte, die im optimalen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb vorgehalten werden sowie eine Analyse der Ausnutzung des technisch gegebenen Flexibilitätspotentials. Der Betriebsraum der Geothermieanlagen wird bestimmt durch die technischen Flexibilitätseigenschaften der Anlage sowie den marktseitig gegebenen Anforderungen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt und den Spezifikationen der einzelnen Regelleistungsprodukte. Es ergibt sich daraus eine Vielzahl an möglichen Betriebsstrategien. Um wirtschaftlich optimale Betriebsstrategien unter verschiedenen Preis- und Kostenentwicklungen sowie das damit verbundene wirtschaftliche Potential des flexiblen Betriebs bestimmen zu können, wird im Rahmen dieser Studie ein Optimierungsmodell entwickelt. Mit diesem wird das Agieren der Geothermieanlage auf den verschiedenen Märkten simuliert und für verschiedene Szenarien die jeweils optimale Betriebsstrategie, abgeleitet aus den Erkenntnissen der Kapitel 4.7 und 4.8, identifiziert. Für diese Strategien wird dann das jeweilige wirtschaftliche Potential in Form von Erlösen und Gewinnen dargestellt.

Wegen der Deckung der Wärmenachfrage ist für Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern das positive und negative Flexibilitätspotential bei hohen Fernwärmenetz-Anschlussleistungen

auf < 5.500 h pro Jahr beschränkt. Damit können Bestandsanlagen und Anlagen mit Wärmespeicher auf Jahressicht nur eingeschränkt Flexibilität für ein zukünftiges Energiesystem mit erhöhtem Flexibilitätsbedarf bereitstellen. Mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk können Anlagen jedoch dauerhaft und unabhängig von der Fernwärmenetz-Anschlussleistung positive Sekundärregelleistung bereitstellen. Unter aktuellem Preisniveau ist in allen Flexibilitätsvarianten die Ausnutzung des technisch möglichen Flexibilitätspotentials nur bedingt ökonomisch sinnvoll. Anlagen im Bestand und Anlagen mit den identifizierten Wärmespeicheroptionen können unter aktuellem Preisniveau nicht wirtschaftlich Regelleistung erbringen. Anlagen im Bestand mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk können jedoch bereits heute durch Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung zusätzliche Gewinne erwirtschaften. Jedoch bewegen sich diese auf äußerst niedrigem Niveau. Auch wenn die Flexibilität bei der Regelleistungsbereitstellung gering ist, ist die Flexibilisierung des bestehenden Geothermiekraftwerks mit Spitzenlast-Heizwerk mit einer Gesamtinvestition von 10.000 EUR die kostengünstigste Option. Das Spitzenlast-Heizwerk sowie der Heißwasserspeicher erhöhen nicht die installierte Leistung des Kraftwerks, sondern ermöglichen nur einen Anstieg des gesamten Flexibilitätspotentials.

Mit Verringerung des anzulegenden Werts für Strom aus Geothermie nach §45 EEG 2017 nach dem 01.01.2021 birgt eine verstärkte Ausnutzung des Flexibilitätspotentials für Geothermieanlagen ökonomische Vorteile. Anlagen im Bestand und Anlagen mit Spitzenlast-Heizwerk können dann wirtschaftlich negative und positive Sekundärregelleistung vorhalten. Jedoch können die Gesamterlöse und -gewinne der Anlagenbetreiber durch einen flexiblen Anlagenbetrieb auch dann nur in sehr geringem Umfang gesteigert werden. Eine Bereitstellung von Flexibilität durch tiefengeothermische Kraftwerke, deren Stromerzeugung nach EEG vergütet wird, ist damit ohne zusätzliche Anreize mittelfristig nicht zu erwarten. Für Anlagen, deren Stromerzeugung z. B. aufgrund des Endes der Förderlaufzeit nicht länger nach EEG vergütet wird, birgt die Flexibilitätsbereitstellung jedoch das Potential, Erlöse und Gewinne moderat zu steigern und gleichzeitig wirtschaftlich systemdienliche Leistungen in Form von Regelleistung bereitzustellen.

Gasbefeuerte Anlagen und Speichertechnologien sind in der Regel die Hauptanbieter von positiver Regelleistung. Diese Technologien gelten als neu installierte elektrische Leistung und haben daher höhere Investitionskosten. Von diesen Technologien haben Gasmotoren die niedrigsten Kosten, gefolgt von Gasturbinen. Auf der anderen Seite haben Batterien einen breiten Kostenbereich auf höherem Niveau, wobei Li-Ionen-Batterien die vielversprechendste Option sind. Dennoch könnten Gebrauchtbatterien, z. B. aus der Elektromobilität, in naher Zukunft die Kosten für den Stromsektor senken. Die strombezogenen Investitionskosten für den Aufbau eines zweiten Kraftwerks ähneln denen eines Pumpspeicherwerks. Diese markieren die Technologien mit den höchsten Investitionskosten.

Zusätzlich zu der eingehenden technischen und ökonomischen Betrachtung, wird ein Energiesystemmodell die Frage beantworten, ob weitere alternative Flexibilisierungskomponenten die Rolle von geothermischen Anlagen in der Strom- und Wärmeversorgung stärken und so zu einem kostenoptimaleren Betrieb führen. Hierzu wurde eines der Geothermie-basierten Referenz-Strom-Wärmesysteme in ein wärmegetriebenes Energiesystemmodell integriert, mit dem die Auswirkungen von Flexibilisierungsoptionen auf Stromeinspeisung und Wärmeversorgung anhand von verschiedenen, variablen Systemvarianten analysiert wird. Zu diesen Flexibilisierungsoptionen gehören der flexible Betrieb der Förderpumpe, Wärmespeichertechnologien, sowie alternative Wärmeerzeuger (Spitzenlast-Heizwerk und elektrische angetriebene Wärmepumpe). Mit Hilfe einer Kostenoptimierung wird der Einsatz der Anlagen und Komponenten unter verschiedenen Rahmenbedingungen anhand von Jahres-Simulationen untersucht. Die Deckung der Wärmelast ist dabei definitionsgemäß vorgeschrieben, wobei die Rolle der Geothermie-Anlage über die Interaktion mit dem Strommarkt von den gewählten Szenarien bzw. Rahmenbedingungen abhängt. Insbesondere wird auf den Einfluss der Residuallast eingegangen, Regelleistungsbereitstellung wird bei der Kostenoptimierung nicht betrachtet.

Es wurden 21 verschiedene Systemkonfigurationen simuliert. Die Haupterkenntnisse aus der Energiesystemmodellierung können wie folgt zusammengefasst werden:

1. Der Strombedarf der Förderpumpe kann an Wintertagen nicht über die Erzeugung aus der Geothermieanlage gedeckt werden, da das Thermalwasser überwiegend für die Wärmeerzeugung benötigt wird.
2. In einem Energiesystem mit alternativen Wärmeerzeugungstechnologien wird die Wärmepumpe bei sehr niedrigen und negativen Strompreisen (negative Residuallast) verwendet. In einem volatilen Elektrizitätsmarkt mit stärkeren Preisschwankungen (aufgrund der Integration erneuerbarer Energien) spielt die Wärmepumpe daher eine wichtige Rolle, da mehr Fälle mit niedriger Residuallast zu erwarten sind.
3. Bei den aktuellen Strompreisen ist die Nutzung des Kessels gegenüber einer Wärmepumpe im Hinblick auf die Betriebskosten nicht wirtschaftlich.
4. Eine zeitliche Entkopplung der Stromproduktion von der Wärmenachfrage mit Hilfe von Wärmespeichern ermöglicht eine strompreisorientierte Fahrweise des Geothermie-basierten Strom-Wärmesystems. Das flexible Energiesystem reduziert die Gesamtkosten bei der Maximierung der Erlöse durch die Stromeinspeisung ins Netz in Zeiten mit höheren Strompreisen (hohe positive Residuallast) und der Reduzierung der Betriebskosten der Förderpumpe durch den Strombezug in Zeiten mit niedrigeren oder negativen Strompreisen (niedrig positive Residuallast oder negative Residuallast).
5. Die Anlagenkonfiguration mit einem Wärmespeicher ist in der Lage, die stärkeren Preisschwankungen vom Day-Ahead-Strommarkt besser auszunutzen.
6. Der flexible Betrieb der Förderpumpe bringt dem Energiesystem weniger Flexibilität, als der Einsatz von Wärmespeichern. Der flexible Betrieb der Förderpumpe optimiert die Nutzung des Thermalwassers. Im Sommer oder bei geringem Wärmebedarf spart das System Thermalwasser und reduziert seine Leistung auf 90 %. Nur in Zeiten hoher positiver Strompreise steigt die Leistung der Förderpumpe auf 110 %, um mehr Strom zu produzieren. Insgesamt variiert die jährliche Einspeisemenge nicht wesentlich, da das verfügbare Thermalwasser in der Anlagenkonfiguration mit oder ohne flexible Förderpumpe gleich ist, aber die Erlöse maximiert werden.
7. Für kleinere Thermalwasserleistungen übernimmt die Wärmepumpe die Wärmebereitstellung für Wärmelasten, welche größer als die maximale Leistung der Bohrung sind. Die Speicheroptionen kommen kaum zur Geltung, da die zur Verfügung stehende Wärme unmittelbar in das System integriert werden kann und eine potentielle Verschiebung durch Speicherung keine Vorteile bringt.
8. Für Anlagekonfigurationen mit einer größeren Thermalwasserleistung (150 % der Referenzleistung) wird die zusätzliche Flexibilität des Wärmespeicherelements ebenfalls kaum genutzt, da bei dieser Auslegung ausreichend Wärme aus der Quelle für einen kostenoptimierten Betrieb der Anlage zur Verfügung steht.

Beim Technologievergleich Geothermie-basierter Strom- und Wärmesysteme mit konventioneller Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zeigt die Geothermie eine sehr variable Stromkennzahl, wodurch eine sehr große Flexibilität zwischen Strom- und Wärmeerzeugung gewährleistet ist. Bestimmte Technologien sind durch ihre fixe Kopplung an die Wärmeproduktion oder Wärmenachfrage weniger flexibel. Weiterhin weisen Geothermie-basierte Strom- und Wärmesysteme mit etwa 10 % einen relativ niedrigen elektrischen Wirkungsgrad auf, was den geringen Temperaturen der Wärmequelle geschuldet ist. Andere Technologien, wie die Brennstoffzelle erreichen elektrische Wirkungsgrade bis 60 %. Die Gesamtwirkungsgrade fassen die Strom- und Wärmeproduktion zusammen und liegen bei den konventionellen Technologien zwischen 75 % und 98 %. Die Geothermie erreicht hier Werte bis 60 %, was

ebenfalls der niedrigen Temperaturausnutzung geschuldet ist. Die ungenutzte Wärme ist aber nicht verloren, sondern führt zu einer nachhaltigeren Bewirtschaftung des Reservoirs. Die CO_2-Emissionen pro erzeugter Energieeinheit sind bei der Geothermie deutlich positiver zu bewerten als bei fossil betriebener KWK.

Betrachtet man den Regelleistungsmarkt so sind gasbefeuerte Anlagen und Speichertechnologien die Hauptanbieter von positiver Regelleistung, mit der die Geothermie-basierten Strom- und Wärmesysteme konkurieren müssten. Deshalb gilt es auch die Investkosten zu betrachten. Auch wenn die Flexibilität Geothermie-basierter Strom- und Wärmesysteme bei der Regelleistungsbereitstellung gering ist, ist die Flexibilisierung des bestehenden Geothermiekraftwerks mit Spitzenlast-Heizwerk mit einer Gesamtinvestition von ~10.000 EUR die kostengünstigste Option. Das Spitzenlast-Heizwerk sowie der Heißwasserspeicher erhöhen dabei nicht die installierte Leistung des Kraftwerks, sondern ermöglichen nur einen Anstieg des gesamten Flexibilitätspotentials.

Technologieoptionen, wie Speicher- und Gastechnologien sowie ein zweiter Kraftwerksblock, gelten als neu installierte elektrische Leistung und haben höhere Investitionskosten. Von diesen Technologien haben Gasmotoren die niedrigsten Kosten, gefolgt von Gasturbinen. Auf der anderen Seite haben Batterien einen breiten Kostenbereich auf höherem Niveau, wobei Li-Ionen-Batterien die vielversprechendste Option sind.

Zusammenfassend können aus den Ergebnissen folgende Handlungsempfehlung bzw. Schlussfolgerungen abgeleitet werden. Diese beziehen sich im Wesentlichen auf die flexible Förderung von Thermalwasser sowie ökonomische und systemische Gesichtspunkte.

Die hydrogeochemischen Untersuchungen haben ergeben, dass die Bereitstellung von Regelleistung durch den flexiblen Betrieb der Thermalwasserpumpe theoretisch möglich ist. Es wird angeraten diese Flexibilitätsoption zukünftig einer detaillierten technischen und ökonomischen Untersuchung zu unterziehen. Es wird weiterhin im Zusammenhang einer technischen Bewertung geraten, mittels Monitoringdaten bei verschiedenen Lastzuständen ein konkretes hydrogeochemisches Modell für die betrachteten Anlagen zu parametrisieren. In gleicher Weise müssen die hydraulischen Auswirkungen von Lastwechseln für Produktions- und Injektionsbohrung erfasst werden.

Wir kommen grundlegend zur Ansicht, dass ein Schlüssel zur Flexibilisierung die kontinuierliche Erfassung der Kenngrößen der Geothermieanlage, ihres Reservoirs und ihrer Nachbarn sowie die feldübergreifende Auswertung der erhobenen Datensätze ist. Hier scheinen noch nicht alle Register der disziplinübergreifenden Auswertung gezogen zu sein. Weiterhin ist „Wärmebergbau" zu vermeiden, der die im Gestein gespeicherte Energie ausbeutet und somit die Ressource erschöpft. Zur nachhaltigen Bewirtschaftung der Ressourcen sind großräumige Modelle zu erstellen bzw. bestehende Modelle zu erweitern und entsprechend planerisch einzusetzen.

Im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken sind nach den Modellrechnungen die Injektionsbohrungen stärker von der Flexibilisierung betroffen. Das Risiko liegt somit bei einem schlecht wartbaren (und teuren) Teil der Anlage. Die Erfassung von Messdaten und eine anlagenbezogene Bewertung sind hier unersetzlich. Darüber hinaus gelten die oben genannten Hinweise.

Aus der ökonomischen Bewertung kann abgeleitet werden, dass für Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern das positive und negative Flexibilitätspotential bei hohen Fernwärmenetz-Anschlussleistungen auf < 5.500 h pro Jahr beschränkt ist. Damit können Bestandsanlagen und Anlagen mit Wärmespeicher auf Jahressicht nur eingeschränkt Flexibilität bereitstellen. Im Vergleich zu Flexibilität aus Speichern, BHKW, Biogas-Anlagen oder konventionellen Kraftwerken ist der Nutzen für ein Gesamtsystem bei Flexibilitätsbereitstellung aus tiefer Geothermie damit gering.

Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk und Anlagen mit geringer Fernwärmenetz-Anschlussleistung können dauerhaft Flexibilität bereitstellen. Diese Art der Anlagen könnte damit für ein zukünftiges Energiesystem mit erhöhtem Flexibilitätsbedarf eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von Regelleistung spielen.

Aktuell können Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern nicht wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen. Eine Ausnutzung des Flexibilitätspotentials ist daher von Betreibern nicht zu erwarten. Sollte eine Bereitstellung von Regelleistung aus tiefer Geothermie erwünscht sein, so sollten hier zusätzliche Anreizmechanismen geschaffen werden (vgl. Flexibilitätszuschlag für Biogasanlagen und Biomethananlagen nach §50 a, b, und c, EEG 2017).

Mit sinkenden anzulegenden Werten für die Vergütung von Strom aus tiefer Geothermie nach §43 EEG 2017 kann eine wirtschaftliche Bereitstellung von Regelleistung für Neuanlagen gegeben sein. Mögliche Mehrerlöse und Zusatzgewinne bewegen sich im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Auch mittel- bis langfristig müssten zur Bereitstellung von Flexibilität aus tiefer Geothermie also zusätzlich Anreize geschaffen werden bzw. die Flexibilitätsbereitstellung als verpflichtendes Element im EEG festlegt werden. In diesem Fall kann davon ausgegangen werden, dass Betreiber durch Bereitstellung von Regelleistung zumindest keinen wirtschaftlichen Nachteil erlangen. Für Geothermieanlagen, deren Stromerzeugung nicht länger nach EEG vergütet wird, kann eine Bereitstellung von Regelleistung eine zusätzliche Quelle für moderate Erlössteigerungen sein. Deshalb kann es sinnvoll sein Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme bei Neuanlagen aufgrund des geringen technischen Mehraufwands schon jetzt auf die flexible Stromproduktion hin auszulegen.

Der flexible Betrieb der Anlagen könnte zukünftig auch so ausgelegt werden, dass z. B. eine Fahrweise nach Preisspitzen denkbar wäre, die um die Bereitstellung von Regelleistung ergänzt werden könnte. Gegebenenfalls sind hierfür allerdings Umbaumaßnahmen hin zu kleineren Anlagegrößen notwendig.

Die untersuchten Flexibilitätsoptionen führen zu einer stärkeren Sektorenkopplung (Wärmepumpe) und zu einer Entkopplung von Wärme- und Strombedarf (thermische Speicher). Die wirtschaftliche Ausnutzung der Flexibilitätsoptionen führt zu einem Anlagenbetrieb, welcher zur Glättung der elektrischen Residuallast führt. Die Flexibilisierungselemente führen demzufolge zu einem systemdienlicheren Verhalten als bei einer Anlagenkonfiguration ohne diese. Für eine Förderung des Ausbaus von flexiblen Elementen müssten entsprechende Anreize geschaffen werden.

Summary

The flexible operation of geothermal plants, firstly, offers the opportunity to react to the heat demand of consumers as needed. Secondly, with decreasing feed in tariffs the provision of system services, such as control power, is an interesting option to increase the economic efficiency of a plant. So far, it is unknown to what extent deep geothermal energy based combined heat and power systems (CHP) can be used to flexibly cover the electricity demand while at the same time covering the heat demand. Therefore, it is important to name the impediment and potentials of a flexible operation from a technical and economic point of view and to derive recommendations for action from them. In particular, it is examined whether and how deep geothermal plants are technically suitable for providing control power.

A scientific consideration of the flexibility options and the possible participation in the control power market must be based on the thermal water flow, as its physicochemical properties provide important constraints for a (possible) flexible operation (Chapter 2). It is also important to identify the technical flexibility options in existing operations as well as process engineering and operational changes defining reference geothermal plants (Chapter 3 & 4). These options are quantified by stationary and dynamic simulation to allow for an economic assessment of participation in the control power market (Chapter 5). The technical parameters of the reference geothermal plants are used in Chapter 6 to additionally assess the effects of flexibility options in an energy system model. Thus, the effects on the fed-in electricity and the heat supply can be identified and evaluated. In addition, sensitivity analyses are carried out to assess the effects of the volatility in electricity prices and the design of the geothermal plant. Based on the results recommended actions are derived in Chapter 7.

The deep hydrothermal geothermal energy uses the naturally occurring fluid in the developed reservoir as a working medium and energy source. The deep groundwater is in the initial state in equilibrium with the matrix of the reservoir and thus represents the composition of the rock. Due to the geothermal use, the equilibrium concentrations shift and it can lead to solution and precipitation in the geothermal cycle. The hydrochemical aspects of flexibilization are:

i) Precipitation or increased corrosion in the thermal water cycle;
ii) Precipitation and / or dissolution in the reservoir with a change in productivity or injectivity;
iii) Secondary effects of the matrix change such as induced seismicity.

The controlling parameters for the thermodynamic equilibria are the temperature as well as the gas quantity and composition in the thermal water. The flexibilization leads to a higher gradient of the flow rate and temperature, which could be expressed in a local overshoot or shortfall of the equilibrium concentration. In addition, pressure and temperature show different attenuation properties, so that it can lead to short-term supersaturation during heavy load changes.

The processes in the reservoir primarily concern the injection wells. There, the plants in the Molasse Basin behave good-naturedly, since the fluids are injected undersaturated with respect to the carbonates and thus dissolve the matrix along the flow paths. The dissolution in a flexible operation hardly differs from the dissolution from a currently steady operation of the existing plants. Although the dissolution of the rock matrix in the vicinity of the injection wells leads to lower overall hydraulic pressures on the injection side, at the same time the dissolution along flow paths can also contribute to a reduction in stress. In the North German Basin and in the Upper Rhine Graben, on the other hand, due to the different composition of the thermal waters, a slow worsening of the injectivity is to be expected. In contrast to deposits on pumps and standpipe, these "damages" are more difficult to remedy and lead to higher costs in the long run.

The operating data of the investigated systems show significant gradients in the flow rate on the thermal water side and at the pressures within the plant. In this sense, flexibilization will not be shifting far from the current state. However, the gradients are (considerably) too low to meet the requirements

for the provision of control power, which is why in the technical consideration of the flexibility options below, the thermal water pump is not considered as a flexible component. The flexible operation of the pump is nevertheless incorporated into the energy system model.

Overall, flexible operation is possible from a hydrogeochemical point of view for the heat-driven CHP plants in the Molasse Basin, which, based on sound experience, do not reveal any significant limitations to the present state. However, the lower flow rates and temperatures must be taken into account here. We are of the fundamental opinion that a key to flexibility is the continuous recording of the parameters of the geothermal plant, the tapped and neighboring reservoirs as well as a regional evaluation of the collected data sets.

As part of an analysis of the currently existing geothermal-based CHP systems, the question is answered as to how flexibly they can provide heat and electricity without modifications. By means of an operator survey and literature research the technical equipment of geothermal plants was determined. The information provided by the operators on the requested components and system areas was analyzed with regard to their potential for disruption in flexible plant operation.

In the context of an analysis of the existence of geothermal-based electricity-heat systems, the question is answered how flexibly they can provide heat and electricity without modifications. By means of operator surveys and literature research, the technical equipment of geothermal plants was determined. The information provided by the operators on the components and system areas queried was analysed with regard to their interference potential in flexible plant operation.

The results show central areas and their potential for flexibility:

i) Controllability and possible power gradients of the power plant: ORC plants are generally sufficiently controllable to provide control power. For safety reasons, Kalina plants are subject to stronger restrictions here, while the power and speed variation of the feed pumps does not limit the dynamics of a geothermal plant. In the ORC process, the power variation of the power plant can rather be limited by the heat exchangers.

ii) Operation of district heating networks: The use of district heating networks as thermal storage was assessed in detail by means of three different storage variants:

    a) Storage of heat in the district heating network supply by raising the operation stroke temperature;

    b) Storage of heat in the return by recirculation temperature increase and

    c) Storage of heat both in the operation stroke and in the recirculation.

    None of these options is suitable, though. The different types of district heating networks and the individual dimensioning and design of the hydraulics of individual network sections require detailed investigations of the storage potential for each individual network. Technical limitations and efficiency reductions that occur when using a district heating network as storage for heat from geothermal energy are listed. We conclude that district heating networks of current design in most cases cannot be heated to the extent that would allow them to be used as thermal storage.

iii) Thermal water pumping: The thermal water pump is not suitable for the provision of control power in current-heat systems (with current operating strategies), because the applied gradients are too low. Thus, the thermal water pump is not a flexible component in this approach.

Based on the assessment of the existing, unmodified geothermal-based CHP systems described above various options for power variation and flexibility of geothermal plants are being discussed. A distinction is made between the provision of positive and negative control power. In addition, within this

step the possibilities of the flexibilization of the district heating network are discussed. Flexibility measures described in greater detail are:

i) Provision of control power by existing geothermal plants with minor modification;

ii) Use of hot water heat reservoirs in the heating and power plant of a geothermal plant;

iii) Use of a steam reservoir in the power plant of a geothermal plant;

iv) Integration of a heat pump and a hot water buffer into the district heating network;

v) Use of hybrid power plants and

vi) Low temperature network extension of the district heating network.

The flexibility of a geothermal system on the side of the district heating network is largely determined by the user behavior and the consumer structure. Therefore, Chapter 4.2 deals in detail with a specific option of heat demand control: the implementation of Demand Side Management (DSM) measures. A detailed modeling of a reference area for representative type days is used to determine the potential of the various strategies for reducing heat consumption provided by the option catalog of the DSM. Taking into account different building renovation rates and load reduction factors, the modeling results show that the peak heat load in the considered reference region can be reduced by up to 45%.

In addition, values of the peak heat demand are modeled, which are evaluated and can provide clues for the interpretation of the simulations of the plant. The results obtained confirm the theoretical values of the heat demand selected in the stationary system simulations. The modeled peak heat demand significantly influences the strategy for the provision of control power. In addition, heat load profiles are generated using the model. They contribute to the evaluation of the flexibility potential of the analyzed overall system, which should take place in the further course of the project.

The ORC process (Chapter 4) and the Kalina process (supplementary Material) were chosen as reference plants or reference power plant processes. The aspects of the thermodynamic cycle and the power plant data, heat exchangers of the thermal water as well as the air condensers are examined in more detail. Afterwards, the most important components of the reference systems will be discussed.

A stationary model is used for simulation and quantification of the control power supply (primary, secondary and minute control power) of the reference plants. First the configuration "power plant in existing condition without modification" will be discussed and results of the static simulation will be presented. The following boundary conditions for the simulations are used:

i) The district heating network supply must be ensured at all times without interruptions;

ii) In the case of supply and provision of primary and secondary control power, the power plant must be operated synchronously at all times, it must not be shut down;

iii) The supply of primary control power must be symmetrical;

iv) The offer of positive and negative secondary and minute control power is done separately and maximum values are determined. In the case of a combined offer of positive and negative control power, the values of the positive and negative control power are equal in magnitude;

v) There is no limit to a minimum offer or an offer increment;

vi) The provision of control power is not limited by the dynamics of the turbines, the feed pumps or the heat exchangers and

vii) All calculations are made with the net electrical output of the reference geothermal power plant.

A good agreement of the simulated values with the corresponding reference plants is achieved, thus validating the model. The relative deviations of the isentropic efficiencies of the turbines in the ORC

reference process are less than 5% for the high temperature and low temperature system. In conjunction with the low relative deviation of the generator power, the model can thus be regarded as validated. Also in the case of the Kalina reference process there is a good correlation between model and operating data. The deviation for the important size of the gross electrical output is 4% and is therefore of an acceptable order of magnitude.

In addition to the stationary model, a dynamic simulation model is used to check whether the required power gradients and the corresponding power level can be achieved with the ORC reference system and thus whether the prequalification requirements for primary, secondary and minute control power (for the latter the term tertiary control power is used synonymously) can be met. The results of the dynamic simulations of the ORC dual-pressure process cannot be transferred to the Kalina process. The ORC dual-pressure process was chosen for dynamic modelling (also in general) because it is currently one of the most operated power plant processes in geothermal power generation and was designed for flexible operation. This simulation limits the technically stationary products of the control power to be provided with existing plants to those which can be realized in the dynamic view with plants without flexibility measures and thus theoretically traded on the control power market. It is shown that for the secondary and tertiary control power the required activation and deactivation times are adhered to. For primary control power products, on the other hand, the required load change rates are not maintained in the Si-mulation of the reference power plant. Regardless of the load change rates, it should be noted that in the case of a district heating extraction of 20 MW, the control power is always less than 1 MW.

The main results are that

i) The minimum supply for the individual types of control power can be provided by the existing installations;

ii) The provision of the service is ensured for the required period;

iii) Only in the case of minute control power the technically required equipment is already in place;

iv) The required load change rates for primary control power cannot be met, therefore primary control power cannot be provided due to the limiting dynamics.

Based on this, the simulations and quantifications of the stationary control power supply of the reference geothermal plants will be carried out with the identified possibilities of power generation and flexibilization for permanent and limited availability. A case distinction of the temporal availability is made in particular due to limited sizes of the thermal storage. Technical and economic aspects with regard to their size are thus taken into account. First, a recharging strategy of thermal storage units is defined in order to adequately map the various storage options in the following. Considered options are:

i) The use of a hot water storage tank in the district heating network;

ii) The use of thermal water heat storages in the power plant in combination with a second power plant unit;

iii) The use of a hot water heat storages in heating and power plant and

iv) The use of a steam accumulator in the power plant.

It turns out that of all the flexibilization options considered, the use of a district heating network storage system is to be favored, since it represents the least technical effort, can be integrated well in existing plants and has no significantly lower, deliverable electrical output in comparison with the other flexibility options. In the case of secondary and minute control power, the evaluation of the results shows that the ratio of discharge time to total use time of a storage (regardless of storage type) has a

great influence on the net electrical output of the power plant in the case of control power reserve and thus on the provisionable control power band. In the case of permanent availability in terms of time, the available control power drops significantly as heat demand increases. The addition of a second block to the power plant, in conjunction with a storage facility in the power plant, is sensible for the provision of positive secondary and minute control power for small district heating capacities. For the provision of negative secondary and minute control power, on the other hand, the use of heat storages in both heating and power plants is not sensible. The flexibility option of hot water storage in the district heating network represents a compromise between medium technical potential and medium technical effort and is therefore to be favoured.

For the provision of negative secondary and minute control power, on the other hand, the use of heat exchangers both in the heating plant and in the power plant is not sensible (see Figure 1). As the dynamic simulations have shown, a provision of primary control power is not possible.

Figure 1: Evaluation of the flexibility options with regard to the technical potential of the provision of control power and the technical expenditure with permanent temporal availability.

	Technisches Potenzial der Regelleistungsbereitstellung					Technischer Aufwand
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung		Minutenregelleistung		
		Positive RL	Negative RL	Positive RL	Negative RL	
Bestandsanlagen ohne Modifikation	nicht vorhanden	gering	gering	gering	gering	gering
Fernwärmenetzspeicher	nicht vorhanden	mittel	gering*	mittel	gering*	mittel
Thermalwasserspeicher	nicht vorhanden	mittel	gering*	groß	gering*	groß
Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk	nicht vorhanden	mittel	gering*	groß	gering*	groß
Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher	gering	gering	gering*	gering	gering*	sehr groß

*kein signifikanter Vorteil zu Bestandsanlagen ohne Modifikation

Source: Technische Universität München

After extensive consideration was given to the technical possibilities of making the existing geothermal plants more flexible and their stationary and dynamic simulation, the limitation of the time availability due to an operating strategy shall be included in the simulations. In order to evaluate the control power supply of the reference geothermal plants within the framework of a defined limited time availability (operating strategy), an analysis of the control power market data was first made. In this case, only the secondary and minute control power could be taken into account, since for the primary control power only the respectively specified control power was logged. The aim of the analysis was to derive general tendencies and trends for reserve power requirements and performance as well as working prices. There is a clear decline in the performance price of positive secondary control power from 2015 to 2017. Cycles in the price development could not be determined. With regard to retrieved positive secondary control energy, fluctuations can be discerned during the course of the day, which vary depending on the month. Regardless, the control energy demand shows a downward trend. The above-mentioned fluctuations are also evident in the call-up of negative secondary control energy, although demand in 2017 increased again compared with the previous year. The analysis of working prices for positive secondary control power shows differences between day and night and in the summer months a slight decrease from winter. The negative secondary control power also showed negative working prices during the period under review. A dependency of working prices on the season cannot be observed here, but the working price level is generally lower in the case of negative secondary control power than in the case of positive secondary control power. In the case of the minute control power, it can be stated that there are no daily differences in the development of the performance prices and no cyclical course. The observed price decline for the secondary control power can also not

be observed here. The retrieved quantities of both positive and negative minute control power are structurally similar to those of secondary control power, but overall are at a much lower level. In the analysis of the achieved working prices for the positive minute control power, it should be noted that these were particularly low in 2016, but that no clear trend in price development can be identified. There is no cyclical development. For the negative minute control power, predominantly negative prices were achieved. In addition to the control performance market analysis, a survey was conducted of the experts of the Research Advisory Board on the development of the control power market. From this, ratios of retrieved and retained control power were calculated.

The following quotation and plant operating strategies for the illustrated technical flexibility options of the geothermal-based CHP systems taking into account the required respective storage sizes were then developed:

i) Offer of control power within a 4h time slot of one day;

ii) Offer of control power within two 4h time slots of a day with at least one time slot interruption;

iii) Offer of control power within two consecutive 4h time slices of one day;

iv) Offer of control power from 8 am to 8 pm in the three 4-hour time slots per day;

v) Offer of control power from 8 pm to 8 am in the three 4h time slots at night.

The effects of the illustrated operating strategies are shown for secondary and minute control power respectively. All developed flexibility options are evaluated in the stationary simulation of the ORC process. The evaluation shows that the technical potential of positive and negative control power delivery with limited time availability is medium to high for all flexibility options, with the exception of the modified sliding pressure and steam storage modes. The limited temporal availability increases the potential of the provision of control power compared to permanent temporal availability, whereby the storage size must be expanded. Even with higher district heating network capacity, the provision of positive control power with all flexibilization options at the maximum net electric power level of the power plant design with limited temporal availability is possible in the winter months. As the dynamic simulations have shown, a provision of primary control is not possible (see Figure 2).

Figure 2: Evaluation of the flexibility options with regard to the technical potential of the provision of control power and the technical expenditure with limited time availability.

	Technisches Potenzial der Regelleistungsbereitstellung					Technischer Aufwand
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung		Minutenregelleistung		
		Positive RL	Negative RL	Positive RL	Negative RL	
Bestandsanlagen ohne Modifikation	nicht vorhanden	gering	gering	gering	gering	gering
Fernwärmenetzspeicher	nicht vorhanden	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel
Thermalwasserspeicher	nicht vorhanden	groß	groß	groß	groß	groß
Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk	nicht vorhanden	groß	groß	groß	groß	groß
Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher	gering	gering	gering*	gering	gering*	sehr groß

*kein signifikanter Vorteil zu Bestandsanlagen ohne Modifikation

Source: Technische Universität München

On the basis of the technical flexibilization options, an economic approach aims at illuminating the potential of the provision of control power for geothermal CPH projects. This examination includes both, the (excess) revenues that are achieved through flexible operation and the associated costs, which

arise for example by necessary conversion measures such as the heat storage, etc. The extra profits that can be achieved by the flexible operation are determined for plant operators of deep geothermal power plants by combining additional revenues and costs. The starting point for this consideration are the technical flexibility options and system configurations determined in the context of this study, the associated technical flexibility potentials and the resulting control power products, the system parameters and the system dimensions. In the context of the economic assessment of flexible operations, special focus was placed on the revenue potential and associated costs of providing control power. Furthermore, factors are determined which influence the profitability of the provision of control power. A detailed consideration of the combination of various control power products is carried out, which are kept in the optimal economic plant operation as well as an analysis of the exploitation of the technically given flexibility potential. The operating area of the geothermal plants is determined by the technical flexibility characteristics of the plant as well as the market requirements for participation in the control power market and the specifications of the individual control power products. This results in a large number of possible operating strategies. In order to be able to determine economically optimal operating strategies under different price and cost developments as well as the associated economic potential of the flexible operation, an optimization model is developed in the context of this study. It simulates the operation of the geothermal plant in different markets and identifies the optimal operating strategy for different scenarios. For these strategies the respective economic potential in the form of proceeds and profits is presented.

For existing plants and plants with heat storages, the positive and negative flexibility potential is limited to <5,500 hours per year with high district heating network connection capacities. This means that existing plants and plants with heat storages can only provide limited flexibility for a future energy system with increased flexibility requirements over the course of the year. However, with the support of the peak load heating plant, plants can provide positive secondary control power permanently and independently of the district heating grid connection capacity. Under current price levels, the exploitation of the technically possible flexibility potential makes only limited economic sense in all flexibility variants. Existing plants and plants with heat storages cannot provide control power in an economical way under the current price level. However, existing plants supported by the peak load heating plant can already generate additional profits by providing positive secondary control power. However, these operate at extremely low levels.

With a reduction in the value to be applied for electricity from geothermal energy according to §45 EEG 2017 after 01.01.2021, increasing the exploitation of the flexibility potential for geothermal plants holds economic advantages. Existing plants and plants with peak load heating can then maintain economically negative and positive secondary control capacity. Even then, the total revenues and profits of plant operators can only be increased to a very limited extent by flexible plant operation. The provision of flexibility by deep geothermal power plants, whose electricity generation is remunerated according to the feed-in tariff (EEG), can therefore not be expected in the medium term without additional incentives. For plants whose power generation e.g. is no longer paid according to the feed-in tariff (EEG) due to the end of the funding period, the provision of flexibility will nevertheless have the potential to moderately increase revenues and profits while at the same time providing economically valuable services.

Gas-fired plants and storage technologies are usually the main providers of positive control power. These technologies are considered as newly installed electrical power and therefore have higher investment costs. Of these technologies, gas engines have the lowest cost, followed by gas turbines. On the other hand, batteries have a wide cost range at a higher level, with Li-ion batteries being the most promising option. However, used batteries, e.g. from electromobility, could reduce the costs for the power sector in the near future. The electricity related investment costs for the construction of a second power plant are similar to those of a pumped storage plant. These mark the technologies with the highest investment costs.

After detailed technical and economic consideration, an energy system model will answer the question of whether alternative flexibilization components strengthen the role of geothermal plants in the supply of electricity and heat. For this purpose, the defined reference geothermal plant was integrated into a heat-driven energy system in order to assess the effects of flexibility options on the fed-in power and the heat supply. These flexibility options include the flexible operation of the pump, heat storage technologies, as well as alternative heat generators (fossil boilers and electric powered heat pump). With the help of an optimization model, the cost-optimal use of the systems and components under different conditions is examined on the basis of annual simulations. By definition, the coverage of the heat load is set, whereby the interaction with the electricity market and thus the role of the geothermal system in this sector depends on the chosen scenarios or framework conditions.

Twentyone different system configurations were simulated. The main findings can be summarized as follows:

1. The electricity requirement of the pump cannot be covered by the production from the geothermal plant on winter days, since the thermal water is mainly needed for heat generation.
2. In an energy system with alternative heat generation technologies, the heat pump is used at very low and negative electricity prices (negative residual load). Therefore, in a volatile electricity market with higher price volatility (due to the integration of renewable energies), the heat pump plays an important role, as more cases of low residual load are to be expected.
3. At the current electricity prices, the use of the boiler in comparison to a heat pump is not economical in terms of operating costs.
4. A temporal decoupling of electricity production from the heat demand with the help of heat storage allows a power price-oriented driving style of the CHP plant. The flexible energy system reduces the total cost and maximizes revenue by feeding power into the grid during times of higher electricity prices (high positive residual load) and reducing pump operating costs by purchasing electricity at times of lower or negative electricity prices (low positive residual load or negative residual load).
5. The plant configuration with a heat storage is able to make better use of the greater price fluctuations of the day-ahead electricity market.
6. The flexible operation of the pump gives the energy system less flexibility than the use of heat storage. The flexible operation of the pump optimizes the use of thermal water. In summer or with low heat demand, the system saves thermal water and reduces its output to 90%. Only in times of high positive electricity prices does the capacity of the pump increase to 110% in order to produce more electricity. Overall, the annual feed-in quantity does not vary significantly as the available thermal water in the plant is the same with or without the flexible pump but the revenues are maximized.
7. For smaller thermal water capacities, the heat pump will provide heat for heat loads greater than the maximum capacity of the well. The storage options are hardly effective because the available heat can be integrated directly into the system and a potential shift by storage brings no advantages.
8. For plant configurations with a larger thermal water capacity (150% of the reference power), the additional flexibility of the heat storage element is also hardly used, since in this design sufficient heat from the source for a cost-optimized operation of the system is available.

In the technology comparison of geothermal-based electricity and heat systems with conventional combined heat and power (CHP), geothermal energy shows a very variable power to heat ratio, which ensures a very high degree of flexibility between electricity and heat generation. Certain technologies are less flexible due to their fixed coupling to heat production or heat demand. Furthermore, geothermal-based electricity and heating systems have a relatively low electrical efficiency of about 10%,

which is due to the low temperatures of the heat source. Other technologies, such as the fuel cell, achieve electrical efficiencies of up to 60%. The overall efficiencies combine electricity and heat production and are between 75% and 98% for conventional technologies. Here, geothermal energy reaches values of up to 60%, which is also due to the low temperature utilisation. However, the unused heat is not lost, but leads to a more sustainable management of the reservoir. Overall the CO_2 emissions per unit of energy generated is much more positive for geothermal energy than for fossil-fuelled CHP.

Looking at the control power market, gas-fired plants and storage technologies are the main providers of positive control power with which geothermal-based electricity and heating systems would have to compete. Therefore, it is also important to consider the investment costs. Even though a low flexibility in providing control power is achieved by combining existing geothermal power plants and peak load heating plants, due to low total investments in the range of ~10,000 EUR it is the most cost-effective option. The peak load heating plant as well as the hot water storage tank do not increase the installed capacity of the power plant, but only allow an increase of the total flexibility potential.

Technology options, such as storage and gas technologies as well as a second power plant unit, are regarded as newly installed electrical capacity and have higher investment costs. Of these technologies, gas engines have the lowest cost, followed by gas turbines. On the other hand, batteries have a wide cost range at a higher level, with Li-ion batteries being the most promising option.

In summary, the following recommendations for action or conclusions can be derived from the results. These essentially relate to the flexible pumping of thermal water as well as economic and systemic aspects.

The hydrogeochemical investigations have shown that the provision of control power through the flexible operation of the thermal water pump is theoretically possible. It is recommended that this flexibility option be subject to a detailed technical and economic investigation in the future. In the context of a technical evaluation it is also recommended to parameterise a concrete hydrogeochemical model for the plants under consideration by means of monitoring data under different load conditions. In the same way, the hydraulic effects of load changes for production and injection wells must be recorded. We come to the fundamental conclusion that a key to flexibilisation is the continuous recording of the parameters of the geothermal plant, its reservoir and its neighbours as well as the cross-field evaluation of the collected data sets. Here not all stops of the interdisciplinary evaluation seem to have been pulled out. Furthermore, "heat mining", which exploits the energy stored in the rock and thus exhausts the resource, must be avoided. For the sustainable management of resources, large-scale models must be created or existing models extended and used for planning purposes.

In the Upper Rhine Graben and in the North German Basin, the model calculations show that the injection wells are more strongly affected by the flexibilisation. The risk therefore lies with a poorly maintained (and expensive) part of the plant. The acquisition of measurement data and a plant-related evaluation is irreplaceable here. In addition, the above information applies.

From the economic evaluation it can be deduced that for existing plants and plants with heat storages, the positive and negative flexibility potential is limited to <5,500 hours per year for high district heating network connection capacities. This means that existing systems and systems with heat storages can only provide limited flexibility over the year. Compared to flexibility from storage facilities, CHP plants, biogas plants or conventional power plants, the benefit for an overall system with flexibility from deep geothermal energy is therefore low.

Existing plants with peak load heating plants and plants with low district heating network connected load can provide permanent flexibility. This type of plant could thus play an important role in the provision of control power for a future energy system with an increased need for flexibility.

At present, existing plants and plants with heat storage units cannot provide control power economically. Operators should therefore not expect the flexibility potential to be exploited. If the provision of control power from deep geothermal energy is desired, additional incentive mechanisms should be created (cf. flexibility supplement for biogas plants and biomethane plants according to §50 a, b, and c, EEG 2017).

With decreasing values to be invested for the remuneration of electricity from deep geothermal energy according to §43 EEG 2017, an economic provision of standard power for new plants can be given. Possible additional revenues and profits are in the low single-digit percentage range. In the medium to long term, too, additional incentives would have to be created to provide flexibility from deep geothermal energy or flexibility would have to be defined as a mandatory element in the EEG. In this case, it can be assumed that operators will at least not suffer an economic disadvantage by providing re-regulation services. For geothermal plants whose electricity generation is no longer remunerated under the EEG, the provision of balancing power can be an additional source of moderate revenue increases. Therefore it can be meaningful its current geothermal-basedheat systems with new plants due to the small technical additional expenditure already now to the flexible electricity production to lay out

In the future, the flexible operation of the plants could also be designed in such a way that, for example, operation according to price peaks would be conceivable, which could be supplemented by the provision of control power. If necessary, however, conversion measures to smaller plant sizes may be necessary.

The flexibility options investigated lead to a stronger sector coupling (heat pump) and to a decoupling of heat and electricity demand (thermal storage). The economic exploitation of the flexibility options leads to plant operation that smoothes the electrical residual load. The flexibility elements therefore lead to a system-suitable behaviour as in a plant configuration without these. Appropriate incentives would have to be created to promote the expansion of flexible elements.

1 Einführung

1.1 Regulatorische Rahmenbedingungen der Regelleistungsbereitstellung

Mit dem EEG 2012 wurden erstmals klare Richtlinien für die Zulassung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien am Regelenergiemarkt definiert. Das EEG 2017 übernimmt diese. Während §21 Abs. 2 EEG 2017 („Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, müssen dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, (…) und dürfen mit dieser Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen.“) die Teilnahme am Regelenergiemarkt für Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, explizit ausschließt, erlaubt §80 Abs. 1 EEG 2017 die Direktvermarktung („(…) Die Vermarktung als Regelenergie ist im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen.“). Damit ermöglicht das EEG Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien grundsätzlich die Teilnahme am nationalen Regelenergiemarkt.

Der regulatorische Rahmen für den Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung wird durch eine Vielzahl an Regelwerken und Beschlüssen gebildet. Auf europäischer Ebene wird künftig die „System Operation Guideline“, welche die bisherigen Netzkodizes zusammenfasst, sowie die „Electricity Balancing Guideline“ den Rahmen aufspannen. Bis zu deren Inkrafttreten definiert zudem das ENTSO-E Operation Handbook Betriebsprinzipien und -regeln für europäische Übertragungsnetzbetreiber. Zusätzlich beinhalten auf nationaler Ebene die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Regelungen zur Leistungs-Frequenz-Regelung.

Für die Übertragungsnetzbetreiber lassen sich aus obigen Regelwerken und Beschlüssen verbindliche Vorgaben und Pflichten zur Leistungs-Frequenz-Regelung ableiten. Entsprechend treffen auch die einzelnen Marktteilnehmer, also Anbieter von Regelenergie eine Reihe von Anforderungen. Diese sind in dem von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) herausgegebenen TransmissionCode 2007 „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ in Form von Präqualifikationsanforderungen zusammengefasst. Auf vertraglicher Basis werden mit den Anbietern zudem Weiterentwicklungen der Präqualifikationsanforderungen vereinbart.

Um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können, müssen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, und damit auch die hier im Fokus stehenden Anlagen der Tiefengeothermie, also grundsätzlich zwei Hauptvoraussetzungen erfüllen: die aus dem EEG ableitbare Voraussetzung der Teilnahme an der Direktvermarktung sowie die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen der ÜNB. Den Nachweis über die Erfüllung der zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Präqualifikationsanforderungen erbringen potentielle Anbieter dabei im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens.

Im Folgenden werden die einzelnen Regelleistungsprodukte sowie die jeweiligen wesentlichen Präqualifikationsanforderungen vorgestellt und die Eignung der Tiefengeothermie zur Erfüllung dieser Anforderungen diskutiert. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Produktmerkmale der unterschiedlichen Regelleistungsprodukte in Deutschland, der Primär-, Sekundär- und Minuten- bzw. Tertiärregelleistung (PRL, SRL und MRL/TRL).

Tabelle 1: Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelleistungsarten nach den Beschlüssen BK6-15-158 und BK6-15-159 [1].

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	täglich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i.d.R. dienstags (W-1)	kalendertäglich	i.d.R. Mo-Fr, 10 Uhr
Produktzeitscheiben	keine (gesamte Woche)	6 x 4-Stundenblöcke	6 x 4-Stundenblöcke
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	positive/ negative SRL	positive/ negative MRL
Mindestgebotsgröße	1 MW	1 MW	1 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)
Aktivierungsgeschwindigkeit	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten

Tabelle 32 in Anhang A gibt einen Gesamtüberblick über die Präqualifikationsanforderungen der einzelnen Regelleistungsprodukte.

1.2 Technische Anforderungen

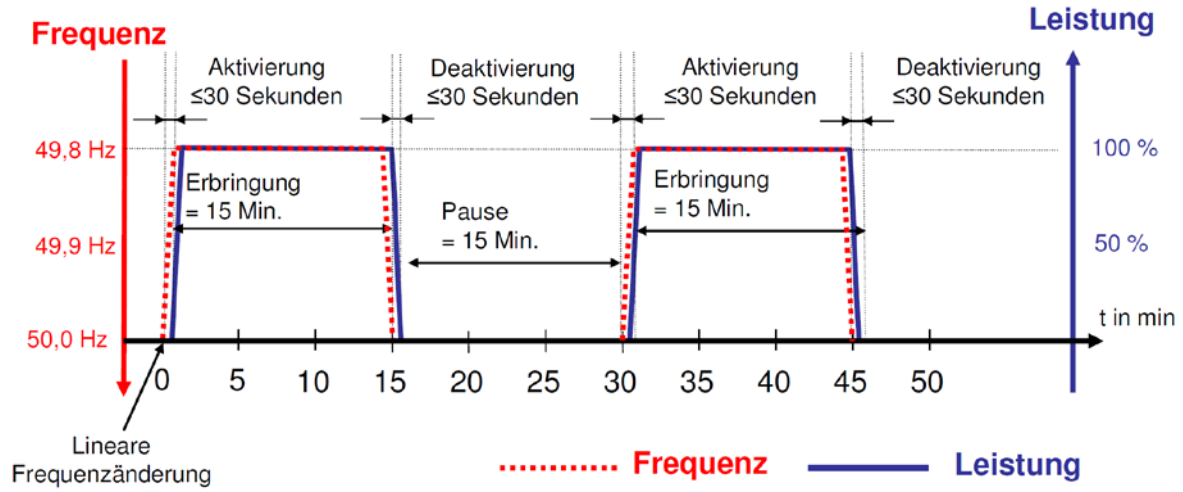
1.2.1 Primärregelleistung

Im Anhang D1 des TransmissionCode 2003 des Verbands der Netzbetreiber e. V. sind die technischen Anforderungen für die Primärregelleistungserbringung definiert. Für Primärregelleistung muss ein symmetrisches Regelleistungsband erbracht bzw. angeboten werden können, d. h. die technische Erzeugungseinheit muss sowohl positive, als auch negative Regelleistung erbringen können. Dabei muss das Primärregelband mindestens ± 2 % der Nennwirkleistung der Erzeugungseinheit betragen und darf nicht kleiner 1 MW elektrische Wirkleistung sein. Die Wirkleistung kann nur in Schrittweiten von 1 MW erhöht werden. Die Abrufaktivierung muss selbstständig durch den Anbieter erfolgen und direkt proportional zur Netzfrequenz bis zu einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz sein. Bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz muss die volle angebotene Primärregelleistung erbracht werden können, die Wirkleistung des Kraftwerks muss dabei gleichmäßig innerhalb von 30 Sekunden auf die angebotene Leistung erhöht werden. Die Frequenzmessung der Wechselspannung im Stromnetz muss mit einer Genauigkeit von unter ± 10 mHz erfolgen. Der Unempfindlichkeitsbereich muss kleiner als ± 10 mHz sein, d. h. lediglich bis zu einer Abweichung von ± 10 mHz der Netzfrequenz darf die Regeleinrichtung konstruktionsbedingt keine Regelleistung erbringen. Außerdem ist gefordert, dass die angebotene Primärregelleistung über den gesamten Angebotszeitraum, der aktuell eine Woche beträgt, mit einer Zeitverfügbarkeit von 100 % angeboten werden muss. Zudem ist vorgeschrieben, dass die Statik jeder technischen Einheit, die unter Primärregelung betrieben werden soll, auf Anweisung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers einstellbar sein muss. Die Statik in Gleichung 1 ist definiert als der Quotient aus der relativen quasistationären Frequenzabweichung im Netz und der relativen Leistungsänderung des Kraftwerks [2].

$$Statik_{Kraftwerks} = \frac{\frac{\Delta f}{f_N}}{\frac{\Delta P_G}{P_{GN}}} \qquad \text{Gleichung 1}$$

Des Weiteren ist das Durchlaufen eines Präqualifikationsverfahrens erforderlich. Dabei muss die zu präqualifizierende Regelleistung des Kraftwerks nach dem Musterprotokoll in Abbildung 3 sowohl für positive, als auch für negative Regelleistung abgefahren werden.

Abbildung 3: Musterprotokoll für die Erbringung von positiver Primärregelleistung [3].



Quelle: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber

Der Primärregelleistungsanbieter muss zudem informationstechnisch dem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber auf Anforderung die Ist-Leistung der Erzeugungseinheit und die Status-Information, ob die Primärregelung der technischen Einheit aktiviert oder deaktiviert ist, als Online-Information zur Verfügung stellen [2].

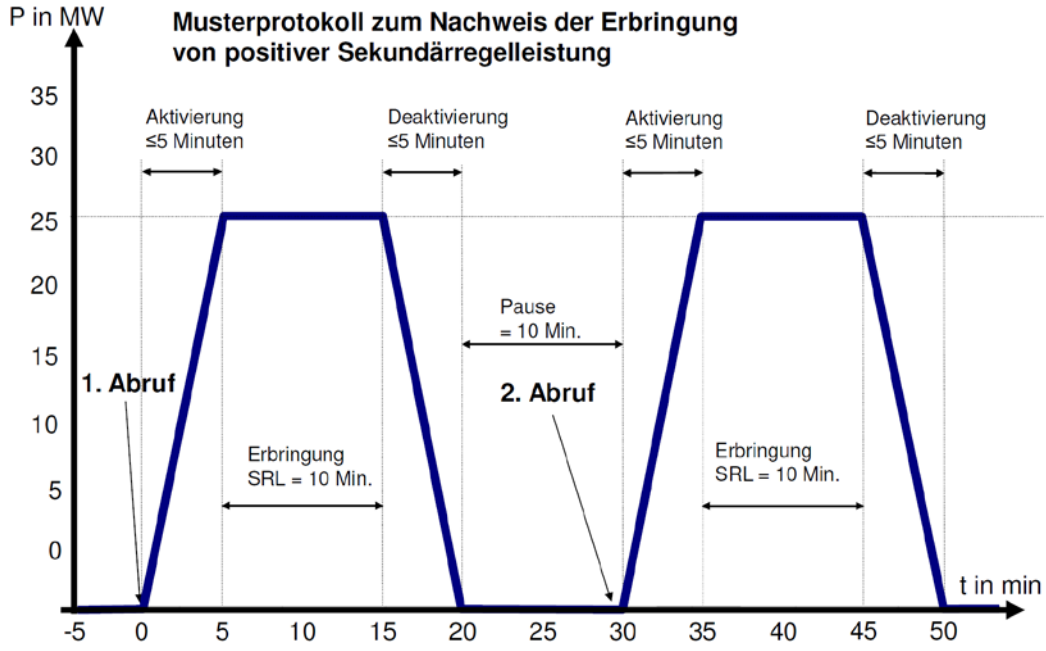
1.2.2 Sekundärregelleistung

Die Anbieter von Sekundärregelleistung müssen die technischen Eigenschaften im Hinblick auf die Technologie und Funktionsweise der technischen Einheit generell im Hinblick auf die Vorhaltung und Erbringung der Sekundärregelleistung dokumentieren. Eventuelle Einschränkungen der Sekundärregelleistungserbringung sind in dieser Dokumentation ebenfalls darzulegen. Teil der Dokumentation ist ein Datenblatt mit Angabe von z. B. minimaler und maximaler Leistung der technischen Einheit, Totzeit, Leistungsänderungsgeschwindigkeit und den Leistungsgrenzen.

Es ist gefordert, dass ein Arbeitspunkt des Kraftwerks konstant angefahren werden können muss und dass die Amplitude des Grundrauschens der in das Stromnetz eingespeisten Wirkleistung kleiner als 10 % der präqualifizierten Wirkleistung ist. Thermische technische Einheiten müssen für die Zeit der Sekundärregelleistungsvorhaltung sich in einem zum Stromnetz synchron rotierenden Zustand befinden, um eine Leistungserbringung sicherzustellen. Damit ein Kraftwerk als ausreichend zuverlässig gilt, muss es mindestens 95 % Zeitverfügbarkeit des Ausschreibungszeitraums vorweisen. Der Mindestangebotszeitraum ist eine Produktzeitscheibe, die aktuell 12 Stunden beträgt. Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hat am 13.06.2017 festgelegt, dass ab 12.07.2018 die Produktzeitscheiben von 12 Stunden auf 4 Stunden verkürzt werden. Die Mindestleistung einer technischen Einheit für die Sekundärregelleistungsbereitstellung beträgt aktuell 5 MW. Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hat am 13.06.2017 ebenfalls festgelegt, dass ab 12.07.2018 die Mindestleistung 1 MW be-

tragen darf, wenn innerhalb einer Produktzeitscheibe nur ein einziges Angebot der positiven bzw. negativen Sekundärregelleistung in der jeweiligen Regelzone abgegeben wird [4]. Die Abrufaktivierung muss durch eine Sollvorgabe des Übertragungsnetzbetreibers möglich sein, innerhalb von 5 Minuten muss die angebotene Sekundärregelleistung vollständig erbracht sein, siehe Musterprotokoll für die Präqualifizierung von Sekundärregelleistung in Abbildung 4. Der Abruf der Sekundärregelleistung erfolgt in 1-MW-Schritten. Anbietern von Sekundärregelleistung ist es erlaubt, die Regelleistung von verschiedenen technischen Einheiten innerhalb einer Regelzone zu poolen [5].

Abbildung 4: Musterprotokoll für die Erbringung von positiver Sekundärregelleistung [6].



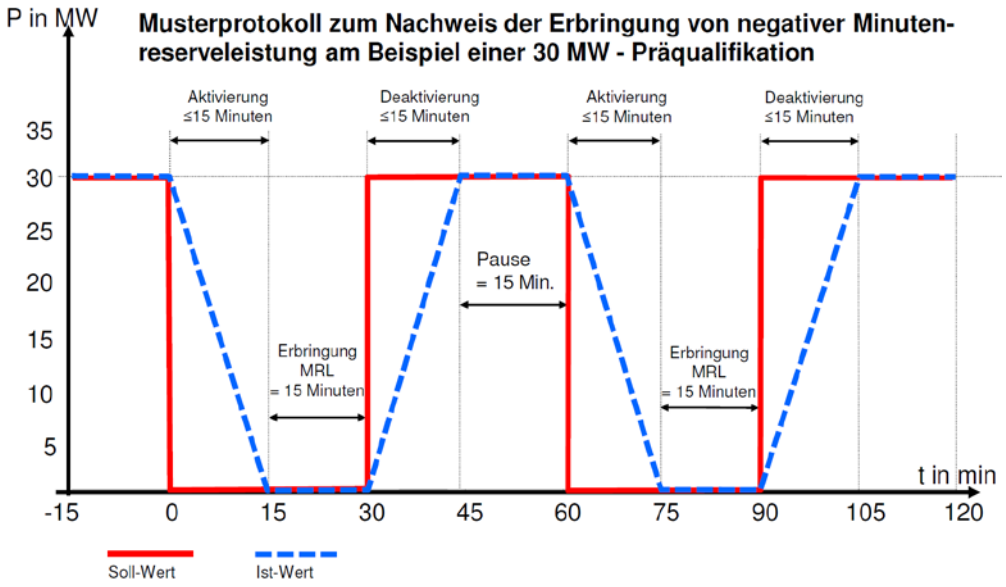
Quelle: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber

Die Anforderungen an die leittechnische Anbindung an den Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber oder den jeweiligen abrufenden Übertragungsnetzbetreiber sind umfassend. So muss beispielsweise der Sekundärregelleistungsistwert online zur Verfügung gestellt werden und das vom Übertragungsnetzbetreiber übermittelte Sollsignal unmittelbar verzögerungsfrei in der Leittechnik der technischen Einheit weiterverarbeitet werden [5].

1.2.3 Minutenregelleistung

Die Mindestleistung für die Minutenregelleistungsbereitstellung (synonym ist der Begriff Tertiärregelleistung gebräuchlich) beträgt aktuell 5 MW. Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hat am 13.06.2017 festgelegt, dass ab 12.07.2018 die Mindestleistung 1 MW betragen darf, wenn innerhalb einer Produktzeitscheibe nur ein einziges Angebot der positiven bzw. negativen Minutenregelleistung in der jeweiligen Regelzone abgegeben wird [4]. Die physikalische Erbringung von Minutenregelleistung muss innerhalb von 15 Minuten erfolgen können. Der Abruf der Minutenregelleistung erfolgt nach dem 15-Minuten-Fahrplanraster. Erfolgt der Abruf innerhalb der ersten 7,5 Minuten einer Viertelstunde, so ist die Lieferung zur nächsten Viertelstunde zu erbringen, also 7,5 bis 15 Minuten später. Erfolgt der Abruf innerhalb der zweiten 7,5 Minuten einer Viertelstunde, so ist die Lieferung zur übernächsten Viertelstunde zu erbringen, also 15 bis 22,5 Minuten später. Der Abruf erfolgt in 1-MW-Stufen. Sowohl die Arbeits- als auch die Zeitverfügbarkeit der technischen Einheit müssen für die Bereitstellung von Minutenregelleistung 100 % betragen. Pooling ist ebenso wie bei der Sekundärregelleistungsbereitstellung auch für Minutenregelleistungserbringung zulässig. Ein Präqualifikationsverfahren muss erfolgreich nach dem Musterprotokoll in Abbildung 5 durchlaufen werden [8].

Abbildung 5: Musterprotokoll für die Erbringung von negativer Minutenregelleistung [84].

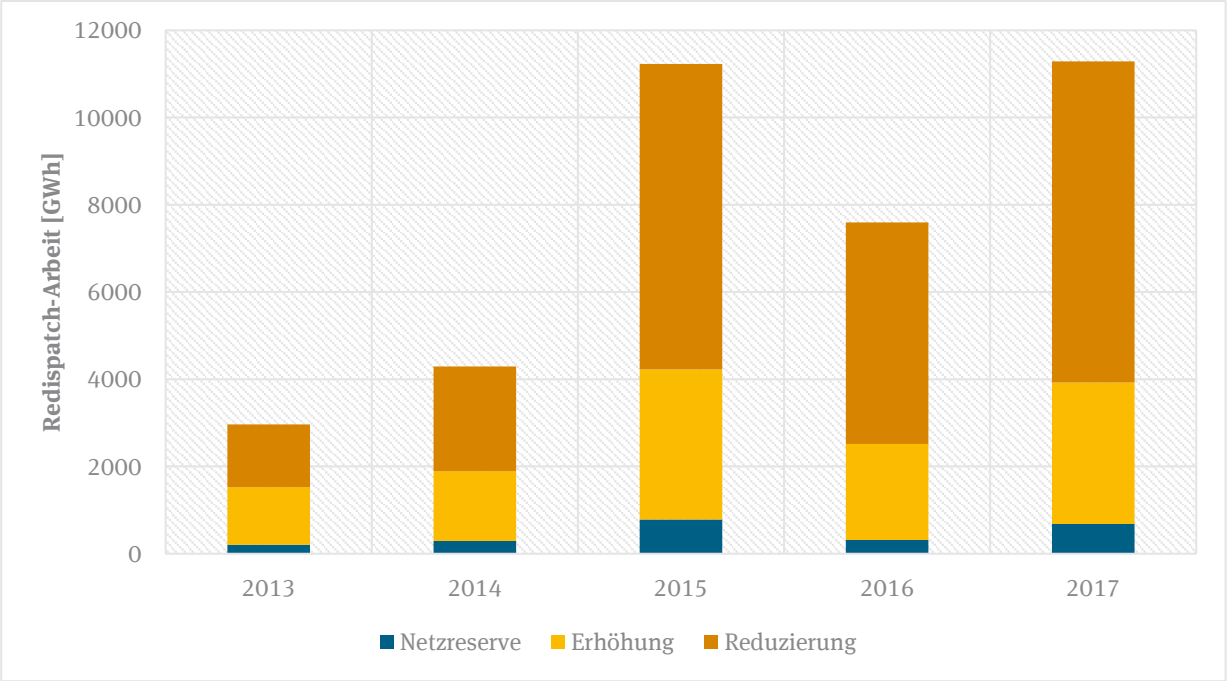


Quelle: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber

1.2.4 Redispatch

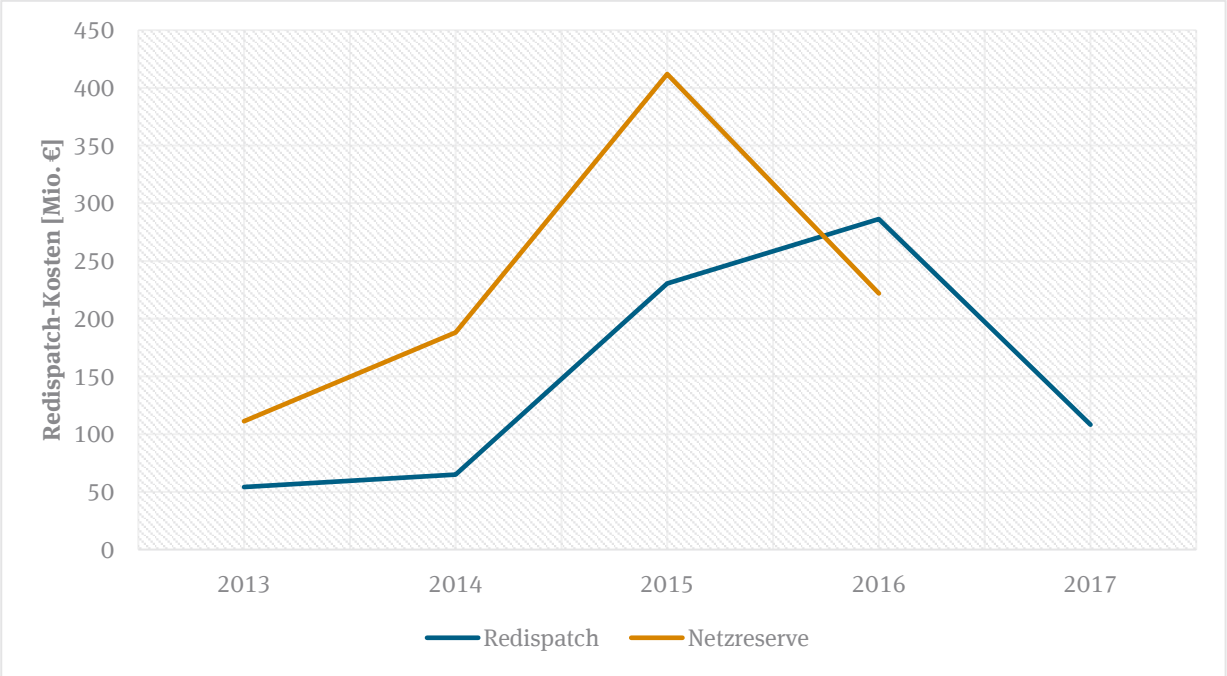
Bei Redispatch-Maßnahmen handelt es sich um einen Ausgleich von Netzengpässen durch den Netzbetreiber. Im Falle von Überproduktion fluktuierender erneuerbarer Energien im Norden und einer hohen Nachfrage im Süden, welche die verfügbare Leitungskapazität des Stromnetzes übersteigt, greift dieser Mechanismus netzdienlich ein. Windkraftanlagen im Norden werden dann abgeregelt und Kraftwerke im Süden hochgefahren. Aufgrund des schleppenden Netzausbaus und dem anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energien steigen die damit verbundenen Kosten immer weiter an. Eine Auswertung dieser Daten ist in [7] zu finden und in den nachstehenden Abbildungen (Abbildung 6 und Abbildung 7) dargestellt. Mit jeder Redispatch-Maßnahme muss eine Energieeinheit abgeregelt (Reduzierung) und eine Energieeinheit andernorts erzeugt werden (Erhöhung), weshalb wegen Ausgleichzahlungen für die Reduzierung doppelte Kosten anfallen. Durchschnittlich pro redispatchter Energieeinheit (Reduzierung und Erhöhung) lagen diese Kosten in den letzten Jahren zwischen 11,2 Ct/kWh (2013) und 13,4 Ct/kWh (2016). Außerdem wurde in den vergangenen Jahren beobachtet, dass die Redispatch-Kosten angestiegen sind und sich immer mehr in die Netzreserve verlagern. Mit der Option erneuerbarer flexibler Geothermiekraftwerke (insbesondere im Süden Deutschlands) können diese geographischen Nachteile kompensiert werden; Redispatchmaßnahmen werden verringert und damit die Kosten für ungewollte Netzeingriffe reduziert.

Abbildung 6: Verrichtete Redispatch-Arbeit für die Jahre 2013 bis 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 7: Redispatch-Kosten und Netzreserve-Kosten für die Jahre 2013 bis 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

2 Hydrogeochemische Aspekte der Flexibilisierung

Die Betriebssicherheit des Thermalwasserkreislaufs bei hydrothermalen Geothermie-Projekten ist von den hydrochemischen Verhältnissen des Thermalwassers abhängig. Von einer Flexibilisierung im Sinne variabler Entnahme- und Injektionsvolumenströme sowie variabler Injektionstemperaturen sind aus hydrogeochemischer Sicht die Bildung von Scalings und die technische Betriebssicherheit (Gasdruck) betroffen. Außerdem können sich mittelfristig Veränderungen im Reservoir einstellen, die im Sinne einer langfristigen Bewirtschaftung prognostiziert und bewertet werden müssen.

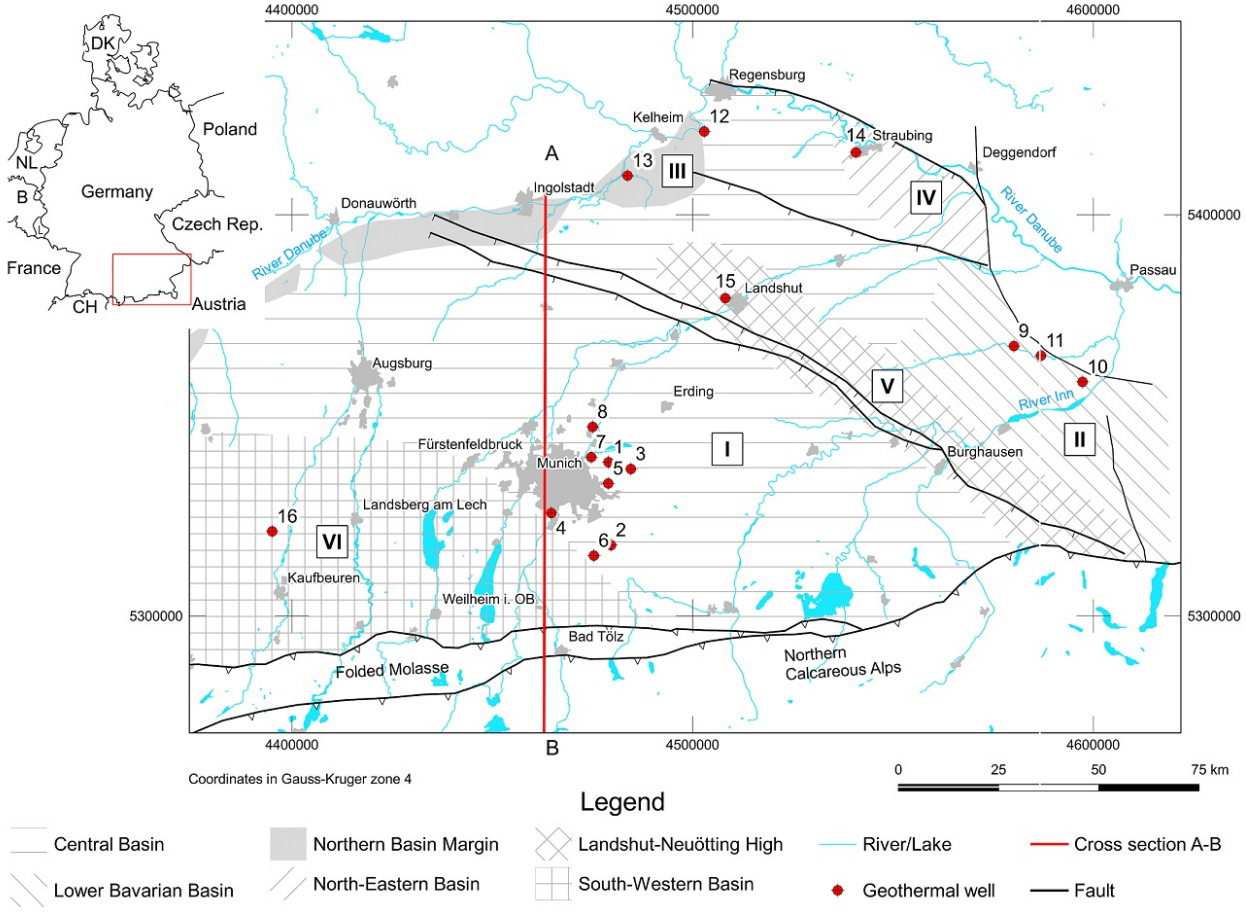
2.1 Hydrochemische Charakteristik der Reservoire

Die Beschreibung der hydrochemischen Charakteristika im zentralen Bayerischen Molassebecken konsolidiert sich durch die rege Explorationstätigkeit. Die in Mayrhofer u. a. [9] getroffenen Annahmen wurden durch die Bohrungen in München Freiham, München Schäftlarnstraße, Dingolfing und Holzkirchen bestätigt. Im zentralen Molassebecken (Abbildung 8, Region I) dominieren carbonatische, durch Ionenaustausch geprägte Wässer mit geringer Mineralisation unter 2 g/L. Die in den Bohrungen Pullach und Freiham angetroffenen Wässer der Region VI zeichnen sich durch höhere Salinitäten und deutlich höhere Gasführung (bis 2 L/L) aus. Das mit dem Thermalwasser mitgeführte Gas wird von Methan und Stickstoff dominiert. Westlich der Isar steigt das Verhältnis CH_4:N_2 auf 12:1, im Südosten Münchens liegt das Verhältnis bei Gaskonzentrationen um 200 mL/L im Mittel bei 1:1. Die Varianz der Gasführung wurde in [10] untersucht. Dabei ließ sich eine nicht unerhebliche Variation feststellen. Auf einer Zeitskala von Tagen liegt die Schwankungsbreite bei ± 20 %, längerfristig wurden an einzelnen Anlagen Schwankungen um einen Faktor 2 beobachtet [9].

Die Schwankungen sind, soweit erkennbar, unabhängig von der Förderrate und -dauer. Ein kontinuierliches Monitoring der Gaszusammensetzung und -menge findet jedoch aktuell (Stand: 11/2018) noch nicht statt. Aus der Varianz der Gasführung ergeben sich variable Entgasungsdrücke (Abbildung 9). Die Schwankungsbreite ist etwas höher als die Schwankungsbreite der Einzelgase. Zur Vermeidung von Ablagerungen muss der Druck in jedem Teil der Anlage über dem Entgasungsdruck liegen. In der Praxis wird das realisiert, in dem der Druck in der obertägigen Anlage auf den Entgasungsdruck zuzüglich eines Sicherheitsaufschlags fest eingestellt wird.

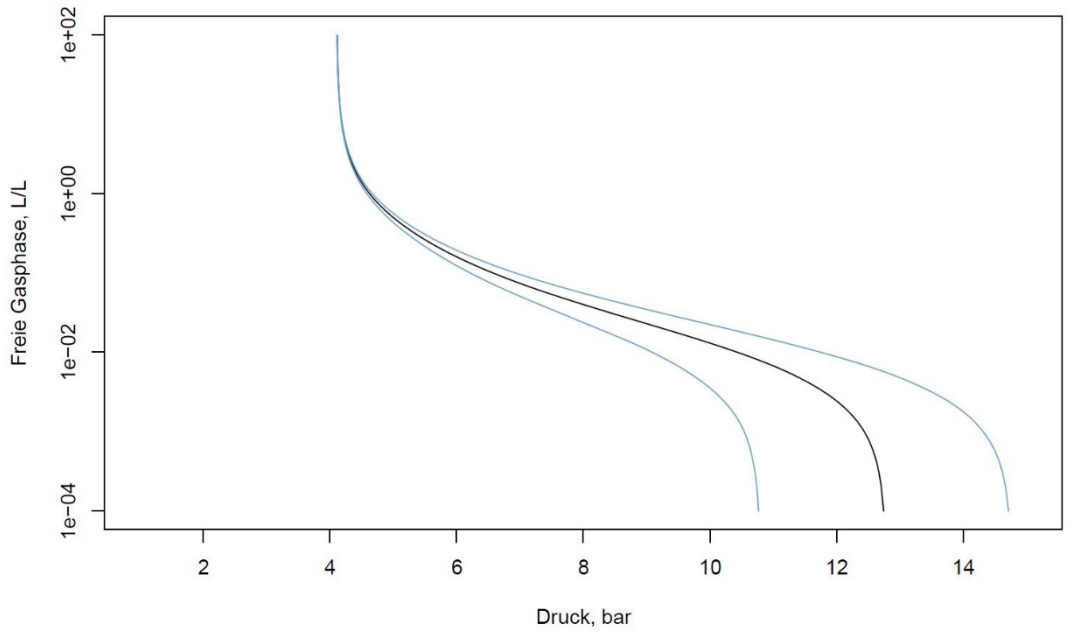
Die hydrochemischen Verhältnisse im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken sind in [11] beschrieben und ausführlich mit Analysendaten hinterlegt. Die Wässer sind durch deutlich höhere Salinitäten, ca. 120 g/L im Buntsandstein des Oberrheingrabens, > 200 g/L im Norddeutschen Becken, gekennzeichnet. Im Norddeutschen Becken sind lokal deutlich unterschiedliche Konzentrationen beschrieben [13, 14]. Quantitative Gasanalysen bzw. ein Gasmonitoring sind im Oberrheingraben selten, die verfügbaren Analysen zeigen CO_2 als dominierende Gasphase. Besser ist die Aufschlussdichte im Norddeutschen Becken, dort dominiert CO_2 bei Gaskonzentrationen von 100 mL/L (unter Normalbedingungen). In Abbildung 10 sind die Charakteristika der hydrochemischen Zusammensetzung der in der Simulation verwendeten Wässer aus den drei Regionen zusammengestellt. Wegen der hohen Salinitäten wird die hydrogeochemische Simulation im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben mit der Datenbank pitzer.dat (Version 3.4.0) [15] durchgeführt. In allen Wassertypen wird die Bildung von Ablagerungen durch die Temperatur und die Entgasung der mitgeführten Gasphase gesteuert.

Abbildung 8: Übersicht über die hydrogeochemischen Regionen im Bayerischen Molassebecken [9].



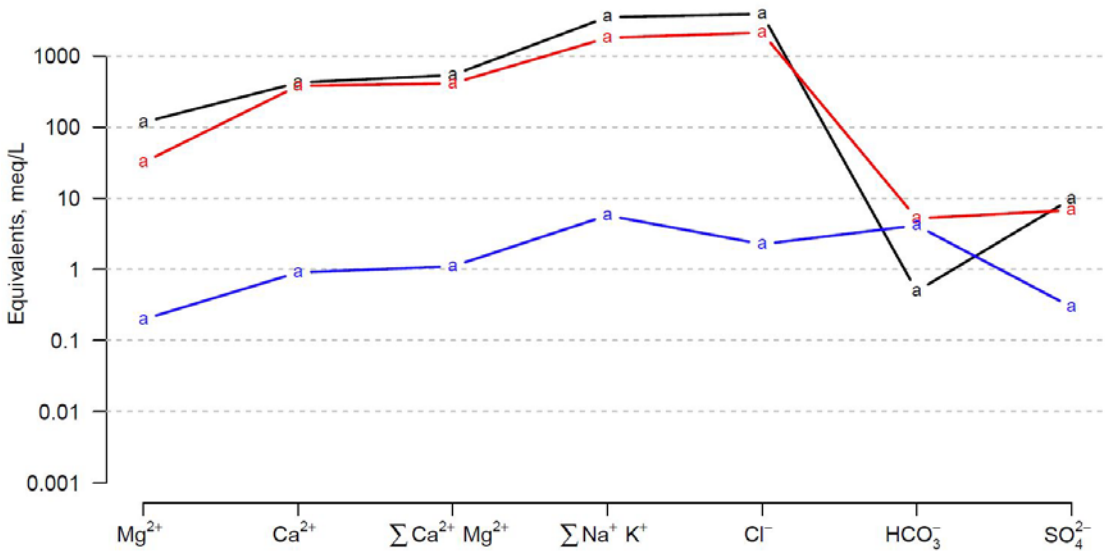
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 9: Berechnete Schwankungsbreite der Gasdrücke an einem Geothermiekraftwerk im Molassebecken für eine Thermalwassertemperatur von 145 °C. Dargestellt sind der Mittelwert und der 95 %-Vertrauensbereich.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 10: Schoeller-Diagramm für die in der Simulation verwendeten Wässer aus den drei Regionen (Molassebecken: blau, Oberrheingraben: rot, Norddeutsches Becken: schwarz).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

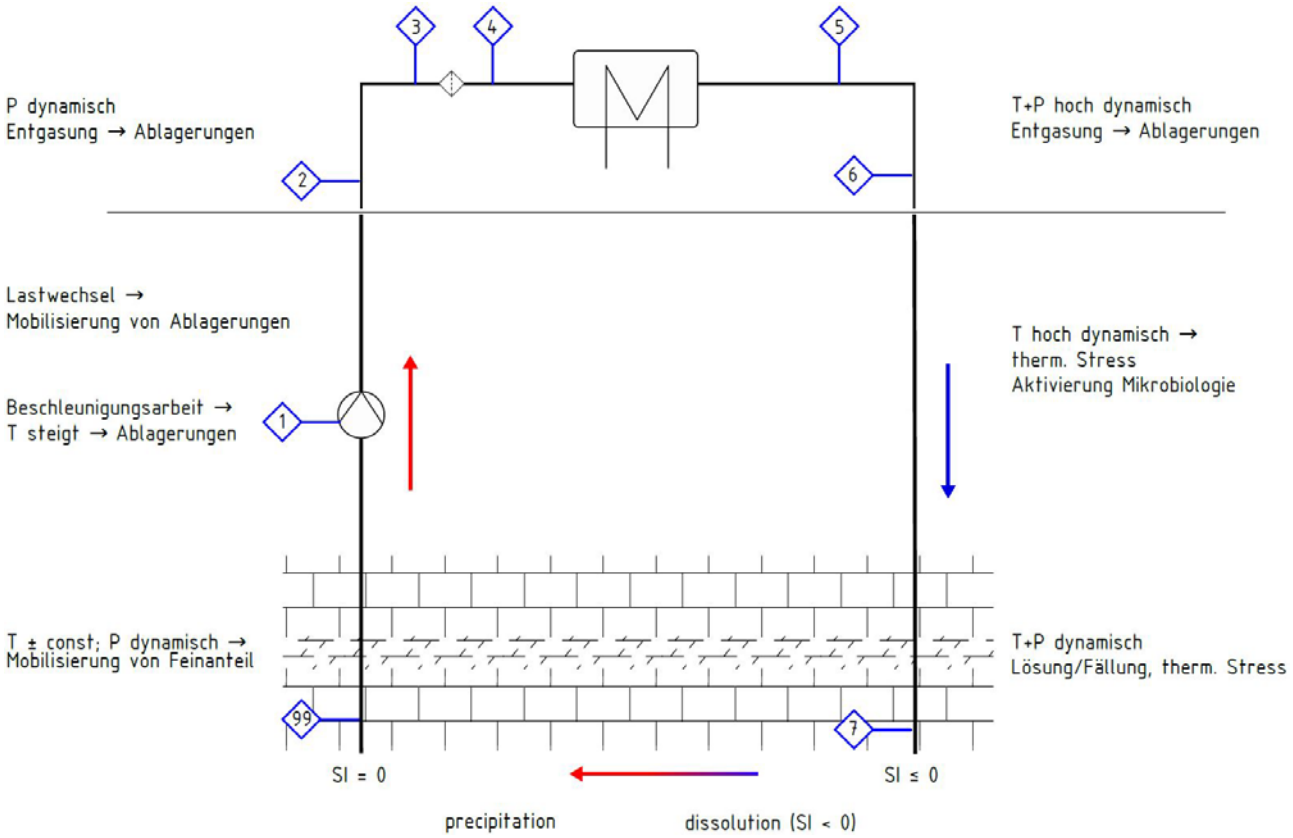
2.2 Numerische Modellierung des flexiblen Betriebs

2.2.1 Konzeptmodell

Abbildung 11 zeigt schematisch eine Anlage zur geothermischen Energieerzeugung. Das heiße Wasser ist im Gleichgewicht mit der Matrix des Reservoirs und wird in der Produktionsbohrung erschlossen (Simulationspunkt 99) und mit einer Pumpe (Sim. 1) durch die Steigleitung zum Brunnenkopf (well head, Sim. 2) gefördert. Die Probenahme zur hydrochemischen Analyse erfolgt regelmäßig am Brunnenkopf. Durch Entweichen der freien Gasphase und die nötige Abkühlung, insbesondere bei Wässern mit Reservoirtemperaturen über 100 °C, kommt es zu einer Veränderung von pH-Wert, Alkalinität und Gasmenge sowie Gaszusammensetzung. Die gemessene hydrochemische Zusammensetzung muss deshalb auf die Bedingungen im Reservoir zurückgerechnet werden [14]. In der obertägigen Anlage wird der Druck aktiv gehalten (Sim. 3). An Filterelementen, die zwischen Brunnenkopf und Geothermiekraftwerk platziert sind, werden größere Partikel zurückgehalten. Dabei kommt es lokal zu einer Druckentlastung des Wassers (Sim. 4), die je nach Filtertyp deutlich ausfallen kann. In einem oder mehreren Wärmetauschern wird die Wärme entzogen (Sim. 5). Danach wird das Wasser unter Druckhaltung zur Injektionsbohrung geführt (well head, Sim. 6).

Im Gegensatz zu den ursprünglichen Erwartungen liegen die Injektionswasserspiegel bei der überwiegenden Mehrzahl der Anlagen im Bayerischen Molassebecken unter Geländeoberkante. Das injizierte Wasser fällt zunächst im freien Fall in die Bohrung, womit eine deutliche Druckentlastung einhergeht. Das reinjizierte, abgekühlte Wasser reagiert im Reservoir mit der Matrix (Sim. 7).

Abbildung 11: Konzeptmodell der geothermischen Anlage mit Simulationspunkten.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

2.2.2 Umsetzung in ein numerisches Modell

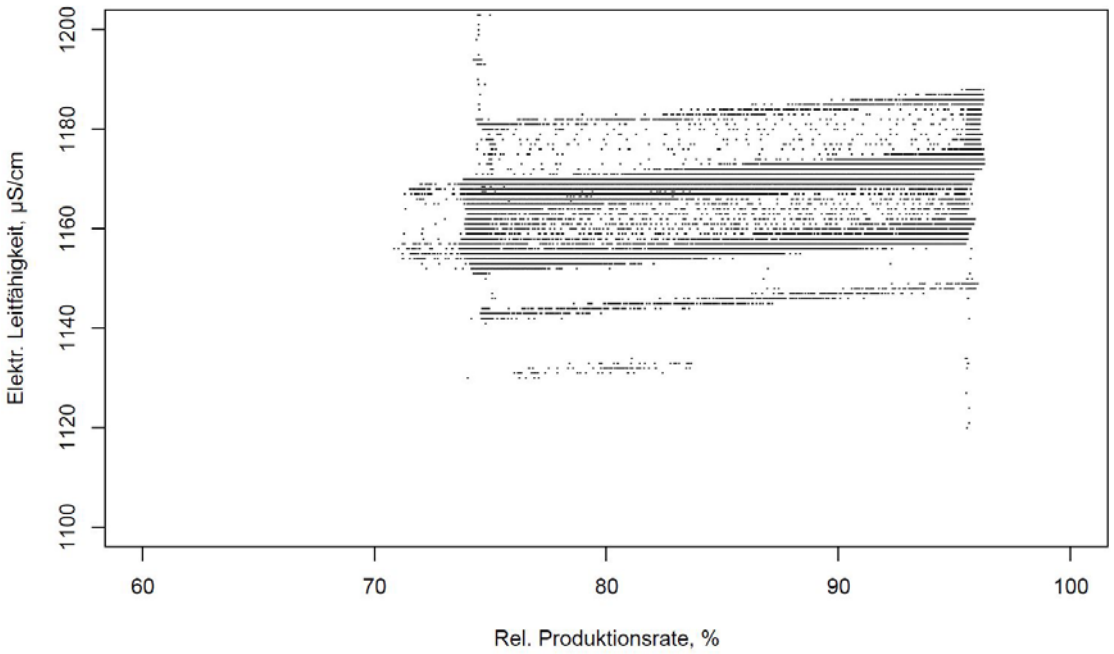
Die Simulationen wurden mit dem geochemischen Modell PhreeqC [15], Version 3.4.0, unter Nutzung der thermodynamischen Datenbanken phreeqc.dat (Version 3.4.0, Molassebecken) bzw. pitzer.dat (Version 3.4.0, Oberrheingraben, Norddeutsches Becken) durchgeführt. Die PhreeqC-Simulationen wurden im Hinblick auf die Anwendbarkeit für die Beschreibung geothermischer Anlagen validiert [16]. Im Molassebecken sind die Gase CH_4 und N_2 im Überschuss vorhanden, CO_2 kann direkt aus der vorhandenen Alkalinität dargestellt werden. Im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken muss teilweise auch CO_2 als eigenständige Gasphase in die Simulation eingeführt werden.

Die stochastischen Berechnungen erfolgten durch Variation der gemessenen Gaskonzentration im Rahmen der gemessenen Standardabweichung mit N = 50.000 Realisationen für die Berechnung der Sättigungsindizes für den Auslegungsfall der Anlage. Für die stochastische Simulation zur Berechnung der Sättigungsindizes im laufenden Betrieb der Anlage wurden 2.000 Realisationen der Gaskonzentrationen simuliert.

Im Vorfeld wurde die Implementierung einer lastabhängigen Veränderung der hydrochemischen Zusammensetzung des geförderten Wassers erwogen, um die Effekte von kurzfristigen Änderungen der Zustromverhältnisse abbilden zu können. Zur Parametrisierung wurden die verfügbaren Betriebsdaten der Anlagen im Molassebecken ausgewertet. In Abbildung 12 ist die elektrische Leitfähigkeit (EC) als Funktion der relativen Produktionsrate dargestellt. Die EC ist ein Maß für die Konzentration geladener Wasserinhaltsstoffe und steigt, wenn hangende, höher mineralisierte Wässer dem Oberjurareservoir zufließen. Der dargestellte leichte Anstieg der EC lässt sich vollständig auf den gleichzeitigen Anstieg der Temperatur des Thermalwassers zurückführen und deutet damit auf eine unzureichende Temperaturkompensation des EC-Sensors. Auch an den weiteren untersuchten Anlagen im Molassebe-

cken konnten keine zwingenden Hinweise auf eine lastabhängige Veränderung der Zustromverhältnisse erkannt werden. Die Simulation einer lastabhängigen Veränderung im flexiblen Betrieb ist daher im Moment nur hypothetisch parametrisierbar und für die Darstellung der Flexibilisierungsoptionen nicht notwendig. Allerdings ist, analog zur langfristigen Entwicklung an der Geothermieanlage Pullach [17], mit einer längerfristigen Veränderung zu rechnen. Darauf kann mit einer laufenden Fortschreibung des hydrogeochemischen Modells reagiert werden.

Abbildung 12: Elektrische Leitfähigkeit des produzierten Wassers als Funktion der relativen Produktionsrate in einem Geothermieheizwerk im Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die hier vorgestellten Simulationen wurden im Gleichgewichtszustand ausgeführt. Diese Annahme ist nach [17] für die Beschreibung der Reaktionen im Umfeld der Injektionsbohrung im laufenden Betrieb sicher anwendbar. Die berechneten Sättigungsindizes können jedoch nicht direkt auf die Ablagerungen im Betrieb übertragen werden. Ursache dafür sind die Zugänglichkeit und Beschaffenheit der Oberflächen, Kristallisationskeime im geförderten Fluid, die Reaktionskinetik der Kristallisation und Scherkräfte an den abgelagerten Kristallen. Die Gleichgewichtsberechnung stellt hier den ungünstigsten Fall dar.

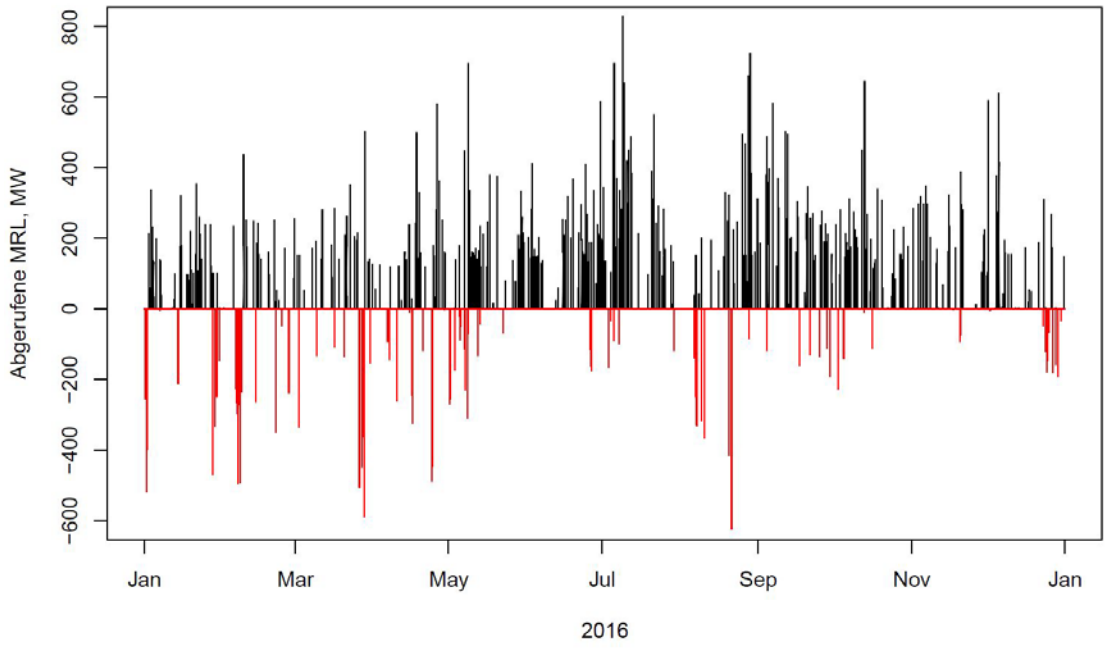
Bei den Gasdruckberechnungen muss berücksichtigt werden, dass in der Praxis Entgasung auf Grund kinetischer Effekte auch bei höheren, als den angegebenen Drücken auftreten kann, insbesondere wenn sich durch lokalen Druckabfall gebildete Gasblasen erst langsam wieder auflösen. Die technische Auslegung von Fördereinrichtungen und Wärmetauschern muss zusätzlich die jeweiligen technischen Richtlinien und Regelwerke berücksichtigen. Die angegebenen Drücke beziehen sich ausschließlich auf die simulierte Gasmenge und -zusammensetzung. Interpolation ist nur innerhalb der simulierten Daten zulässig. Zur vergleichenden Simulation eines hypothetischen, durch die abgerufene Regelleistung gesteuerten Betriebs wurde als Eingangsgröße die in Abbildung 13 dargestellte abgerufene Minutenregelleistung (MRL; ausführliche Erklärung erfolgt in Kapitel 4.7) im Netz des Betreibers TenneT für 2016 (Daten aus: [18]) verwendet. Als Referenz zur flexiblen Fahrweise wurden dynamische Modellrechnungen mit den minütlich aggregierten Betriebsdaten eines Geothermiekraftwerks durchgeführt. Eine dieser Simulationen wurde als Monte-Carlo-Simulation gerechnet, in der die Gaskonzentrationen im Rahmen der gemessenen Varianz variiert wurden.

Zur Abschätzung der Auswirkungen einer flexiblen Fahrweise auf den Thermalwasserkreislauf wurde das hydrogeochemische Modell an zwei hypothetische Lastfälle angepasst. Dabei gelten folgende vereinfachende Annahmen:

1. Bei Abruf positiver MRL wird das Geothermiekraftwerk von 75 % Last innerhalb von 15 Minuten auf 100 % hochgefahren. Die Injektionstemperatur bleibt konstant.
2. Bei der Bereitstellung von negativer MRL wird der Kraftwerksteil abgekoppelt und die Injektionstemperatur erhöht. Die Pumpenleistung bleibt konstant.

Für die Simulation des flexiblen Betriebs, wurde der Druck an der Tauchkreiselpumpe (TKP) mit Hilfe des in Abbildung 14 visualisierten Zusammenhangs zwischen dem Druck an der TKP und dem Volumenstrom berechnet. Die Regressionsfunktion wurde an den unteren Rand der Wertepaare gelegt, da die niedrigeren Drücke das ungünstigere Szenario im Hinblick auf die Bildung von Ablagerungen darstellen. In gleicher Weise wurde der Druckabfall am Wärmetauscher im hypothetischen flexiblen Betrieb als Funktion des Volumenstroms aus dem Zusammenhang in Abbildung 15 berechnet. Hier waren in den Daten des untersuchten Betriebsjahres zwei Bereiche erkennbar: Die zwischen 40 % und 100 % der Produktionsrate nahezu linear verlaufende untere Punkteschar wurde für die lineare Anpassung verwendet. Bei ca. 65 % ist eine weitere, steil nach oben verlaufende Punkteschar zu erkennen, die bis zu Differenzdrücken von 3.5 bar reicht und auf Ablagerungen im Wärmetauscher zurückzuführen ist.

Abbildung 13: Abgerufenene Minutenregelleistung im Netz des Betreibers TenneT im Jahr 2016.

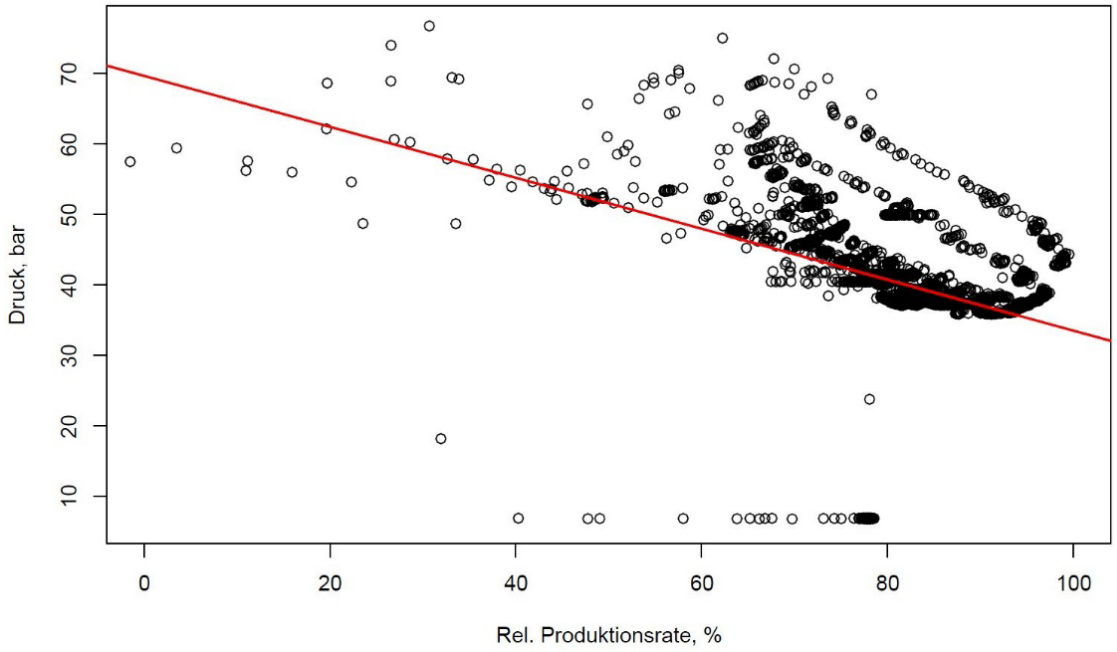


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Temperaturänderung am Motor der TKP liegt im angesetzten Lastbereich nach den Betriebsdaten unter 0,5 K und wird nicht berücksichtigt. Die Berechnung geht davon aus, dass sich die Anlage an jedem Regelvorgang mit maximaler Flexibilisierung beteiligt. Daraus ergibt sich die in Abbildung 16 dargestellte Abwicklung der Volumenströme und Injektionstemperaturen.

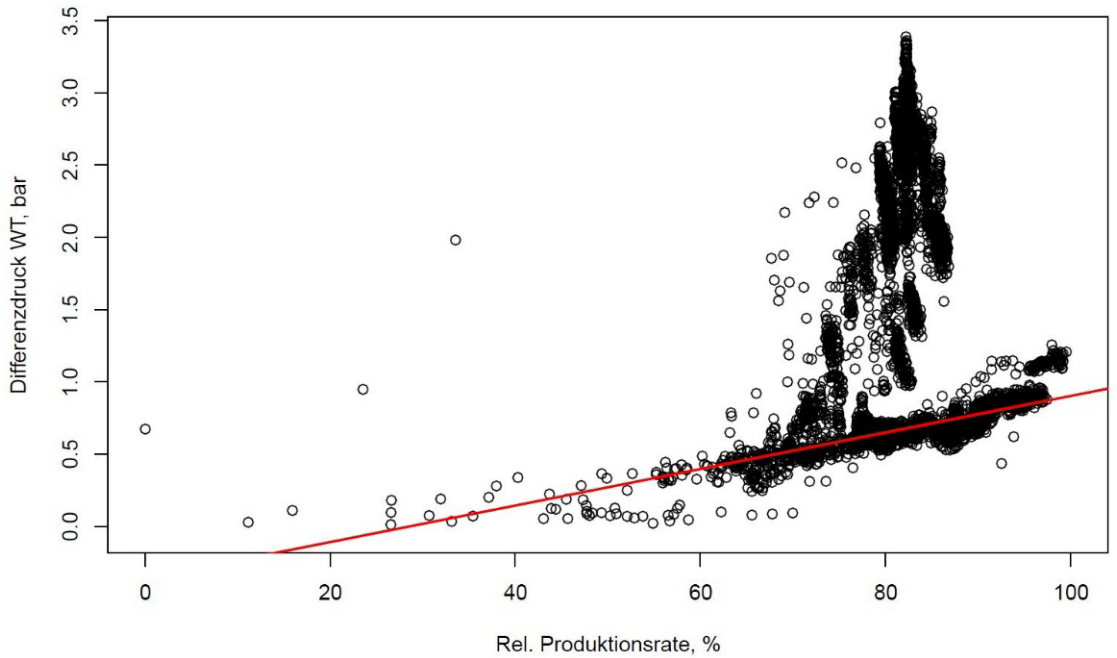
Diese Annahmen sind ein klassisches „Was-wäre-wenn-Szenario“, in dem die konstruktive technische Beherrschung der nötigen Gradienten als gelöst betrachtet wird, um die Auswirkungen auf die Ablagerungen im Thermalwasserkreislauf und im Reservoir einordnen zu können.

Abbildung 14: Druck an der Tauchkreiselpumpe als Funktion der Frequenz.



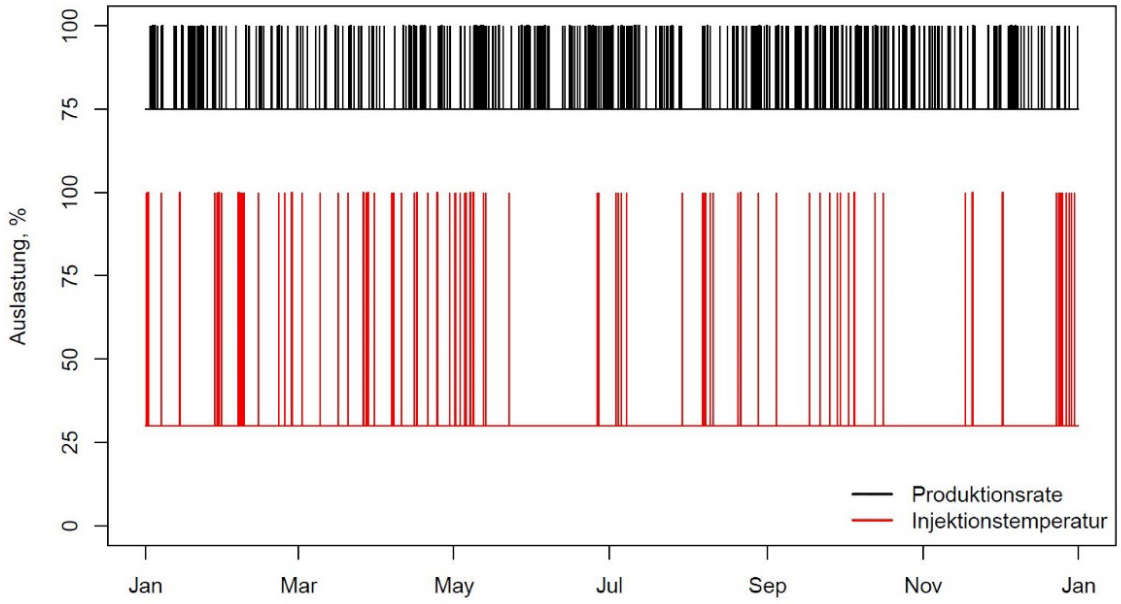
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 15: Differenzdruck am Wärmetauscher als Funktion des Volumenstromes.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 16: Abwicklung der Produktionsrate und der Injektionstemperatur während des hypothetischen Regelbetriebs an einem Geothermiekraftwerks im Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

2.3 Flexibler Betrieb aus hydrogeochemischer Sicht

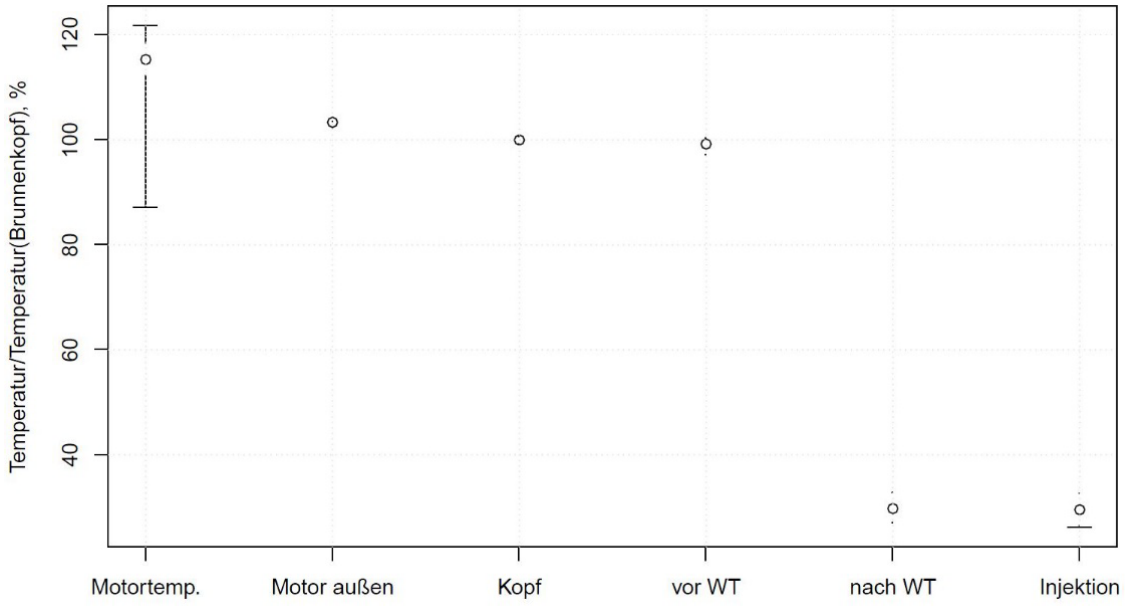
2.3.1 Druck und Temperatur entlang des Thermalwasserkreislaufs

In Abbildung 17 ist die auf Kopftemperatur normierte Temperatur entlang des Thermalwasserkreislaufs schematisch dargestellt. Die Innentemperatur des Motors liegt mit deutlicher Schwankungsbreite im Median 15 % über der Kopftemperatur. Im Inter-Quartile-Range (IQR, Wertebereich zwischen 25 %-Quartil und 75 %- Quartil, d. h. 50 % der Messwerte um den Median fallen in diesen Wertebereich) zeigen sich die Lastwechsel der Anlage. Auch die Außentemperatur des Motors liegt ca. 3,5 % über der Temperatur am Brunnenkopf. In dieser Differenz sind auch Wärmeverluste in der Steigleitung enthalten, so dass die lokale Erwärmung am Motor, relativ zur Temperatur im Reservoir geringer ausfällt. Zwischen Brunnenkopf und Wärmetauscher ist die Temperatur konstant. Abweichungen nach unten sind auf Auskühlung bei sehr geringen Flussraten und in Abschaltzeiten zurückzuführen. Für die Betrachtung der Flexibilisierung können diese außer Acht gelassen werden. Nach dem Wärmetauscher liegen 50 % der Messwerte innerhalb einer Schwankungsbreite von ± 3 Prozentpunkten. Diese Schwankungsbreite würde bei flexiblem Betrieb signifikant steigen, sofern keine Wärmespeicher zum Einsatz kommen.

In Abbildung 18 ist der Druck entlang des Thermalwasserkreislaufs schematisch dargestellt. Die Druckschwankungen am Pumpeneinlass sind auf das Anlaufen der Pumpe und auf Lastwechsel zurückzuführen. Bei Reduktion der Pumpenfrequenz um 0,5 Hz/min steigt der Druck an der Pumpe mit bis zu 1 bar/min an (Abbildung 19). Umgekehrt nimmt der Druck an der Pumpe mit bis zu 0,6 bar/min ab, wenn die Leistung mit 0,5 Hz/min gesteigert wird. Bei höherer zeitlicher Auflösung sind größere Gradienten und höhere Absolutbeträge der Druckänderung an der Pumpe zu erwarten.

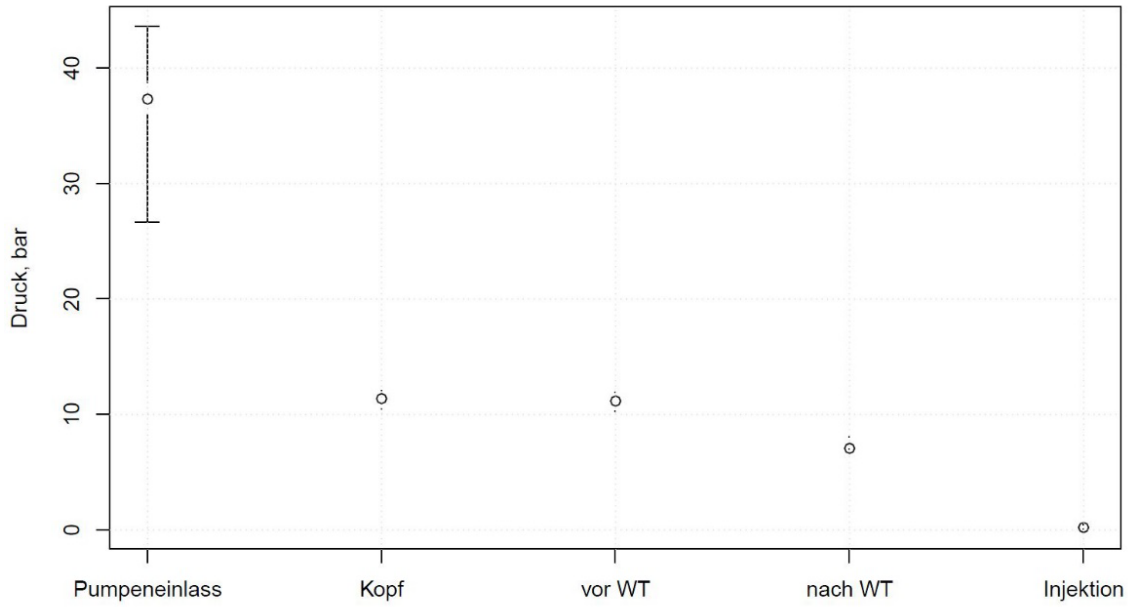
Auch wenn ein Drittel der Messwerte an der Pumpe über 26 bar liegen, können kurzfristige und lokale Unterschreitungen des Gasdrucks nicht ausgeschlossen werden. Vom Brunnenkopf bis zum Wärmetauscher wird der Druck konstant gehalten. Der Druckverlust am Wärmetauscher von maximal etwa 4 bar ist im Hinblick auf Ablagerungen eher unkritisch, da im Regelbetrieb gleichzeitig die Temperatur deutlich absinkt. Bei gleichbleibender Temperatur ist das Fluid nach Entgasung übersättigt. An der Injektionsbohrung treten unteratmosphärische Drücke auf (Abbildung 20).

Abbildung 17: Relative Temperatur (Basis: Median der Temperatur am Brunnenkopf = 100%) entlang des Thermalwasserkreislaufs. Dargestellt sind Median und IQR.



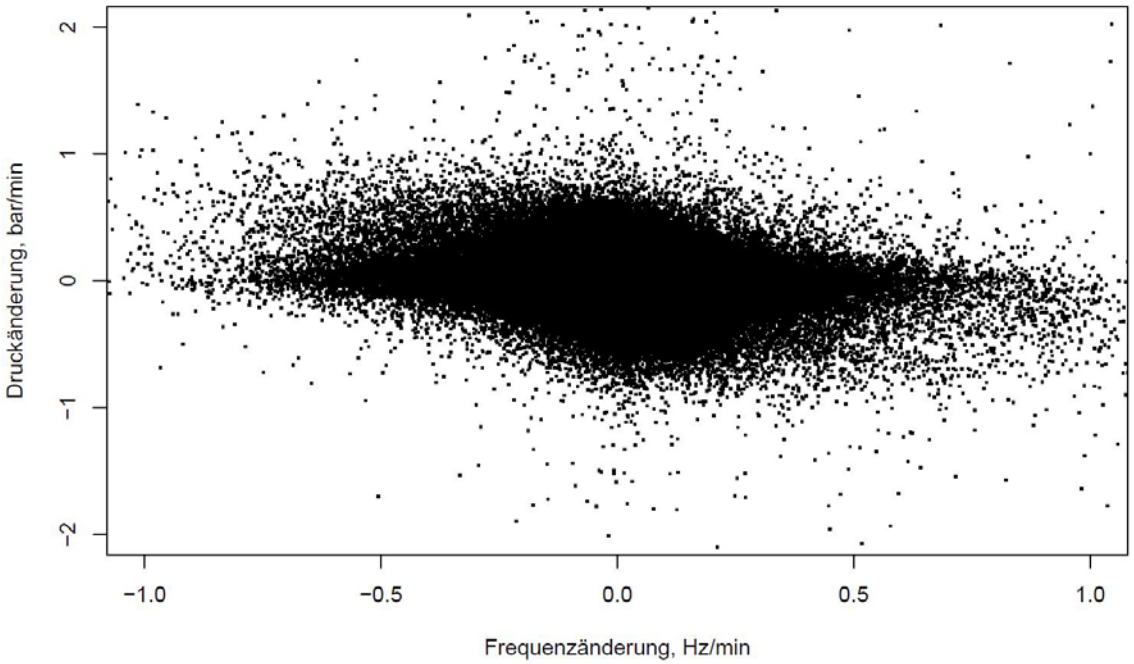
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 18: Druck entlang des Thermalwasserkreislaufs.



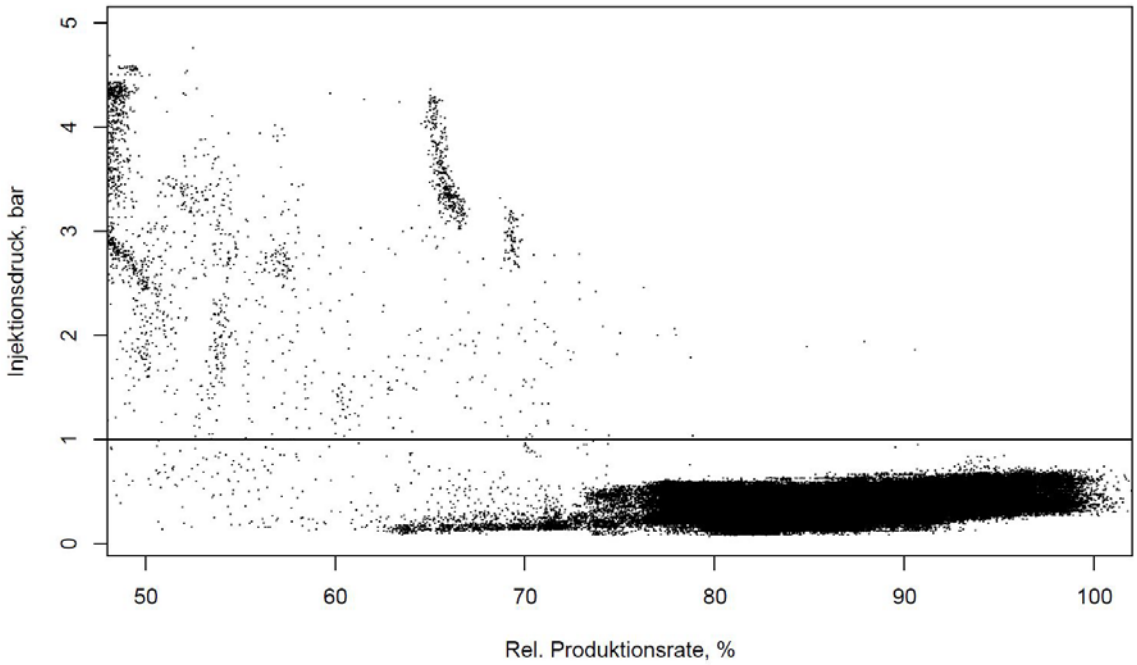
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 19: Druckänderung als Funktion der Frequenzänderung der Tauchkreislpumpe an einem Geothermiekraftwerk im Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 20: Injektionsdruck als Funktion der relativen Produktionsrate für ein Geothermiekraftwerk im Bayerischen Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

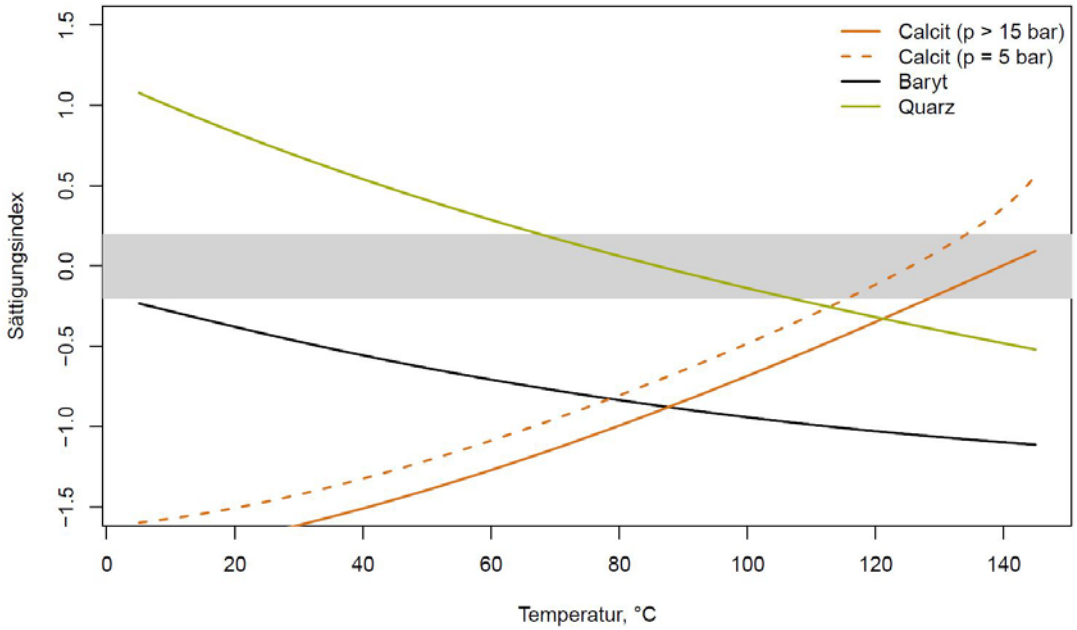
2.3.2 Sättigungsindizes im Thermalwasser

Der Sättigungsindex (SI) ist als dekadischer Logarithmus des Verhältnisses der aktuellen Aktivität der Ionen in der Lösung und der Aktivität der Ionen im Gleichgewicht mit der Mineralphase definiert. Bei einem SI >0 ist die Lösung im Hinblick auf die Mineralphase übersättigt, d.h. die Mineralphase fällt aus (Beispiel Kesselstein). Ein SI < 0 bedeutet, dass die Lösung untersättigt ist und die Mineralphase bis zum Gleichgewicht (SI=0) auflöst. Um den Gleichgewichtszustand herum (-0.2 < SI < 0.2; in den Grafiken grau markiert) spricht man von einem Quasigleichgewicht, in dem die Lösung über einige Zeit stabil ist, d.h. weder Fällung noch Auflösung in nennenswertem Umfang auftreten. Im Dauerbetrieb der Geothermieanlagen darf das Quasigleichgewicht für die Obertageanlage, nicht aber für das Reservoir angesetzt werden.

Die Sättigungsindizes für Calcit und Baryt sind als Funktion der Temperatur für die hydrochemische Zusammensetzung des Wassers am simulierten Geothermiekraftwerk im Molassebecken in Abbildung 21 dargestellt. Das Wasser ist unter Reservoirbedingungen im Gleichgewicht mit Calcit. Bei abnehmender Temperatur sinkt der Sättigungsindex für Calcit deutlich. Wird der Entgasungsdruck unterschritten (hier exemplarisch durch Druckabsenkung auf 5 bar) erfolgt nur bei Temperaturen über 130 °C eine sehr deutliche Anhebung des Sättigungsindex für Calcit. Schon bei etwa 115 °C würde die Entgasung deutlich durch die bessere Löslichkeit bei geringen Temperaturen überkompensiert. Quarz ist unterhalb von einer Temperatur von ca. 70 °C übersättigt. Silikatische Ablagerungen wurden jedoch nach dem Wärmetauscher bzw. an der Injektionsbohrung noch nicht beobachtet, was auf die kinetisch träge Gleichgewichtseinstellung zurückzuführen ist. Baryt ist im gesamten Temperaturbereich untersättigt.

In Abbildung 22 ist der Sättigungsindex für Calcit als Funktion von Druck und Temperatur für eine Anlage im Molassebecken dargestellt. Die Falschfarbendarstellung zeigt, dass es eine deutliche Übersättigung entweder bei einer Druckentlastung auf der heißen Seite oder bei Temperaturerhöhung, z. B. am Motor, zu erwarten ist. Durch Abkühlung des Thermalwassers um einige Kelvin wird das Fällungspotential deutlich reduziert. Die Simulation wurde durch konkrete Betriebserfahrungen qualitativ und quantitativ bestätigt. In Abbildung 23 sind die Sättigungsindizes für Baryt, Halit und Calcit für eine Anlage im Norddeutschen Becken als Funktion der Temperatur aufgetragen. Der Entgasungsdruck bei dieser Anlage beträgt 2,2 bar. Bei Calcit ist zusätzlich der Sättigungsindex aufgetragen, der sich bei einer leichten Unterschreitung des Entgasungsdrucks (p = 2 bar) einstellen würde. Während Halit und Calcit im gesamten Temperaturbereich untersättigte Bedingungen anzeigt, ist unterhalb von 80 °C mit deutlichen Ausfällungen von Baryt zu rechnen. Die Simulation der Anlage im Oberrheingraben konnte mit der Datenbank pitzer.dat nicht für alle Varianten stabil beendet werden. Problematisch sind die hohen Entgasungsbeträge, die sich auf Grund der hohen Gehalte von CO_2 und einem Entgasungsdruck von ca. 17 bar einstellen. Nach den Modellrechnungen ist Calcit ab einer Temperatur von ca. 115 °C deutlich übersättigt. Baryt zeigt bei Temperaturen unter 100 °C erhebliches Fällungspotential, Halit ist im gesamten Temperaturbereich stark untersättigt (Abbildung 24).

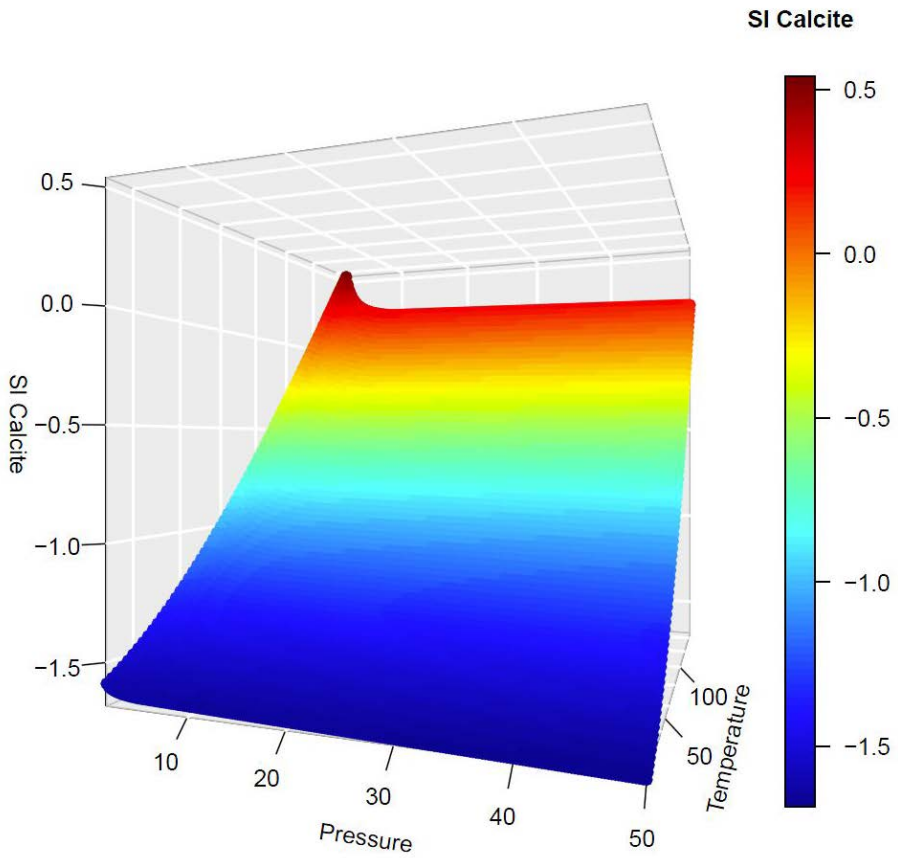
Abbildung 21: Sättigungsindex für Kalzit und Baryt als Funktion der Temperatur an einem Geothermiekraftwerk im Bayerischen Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

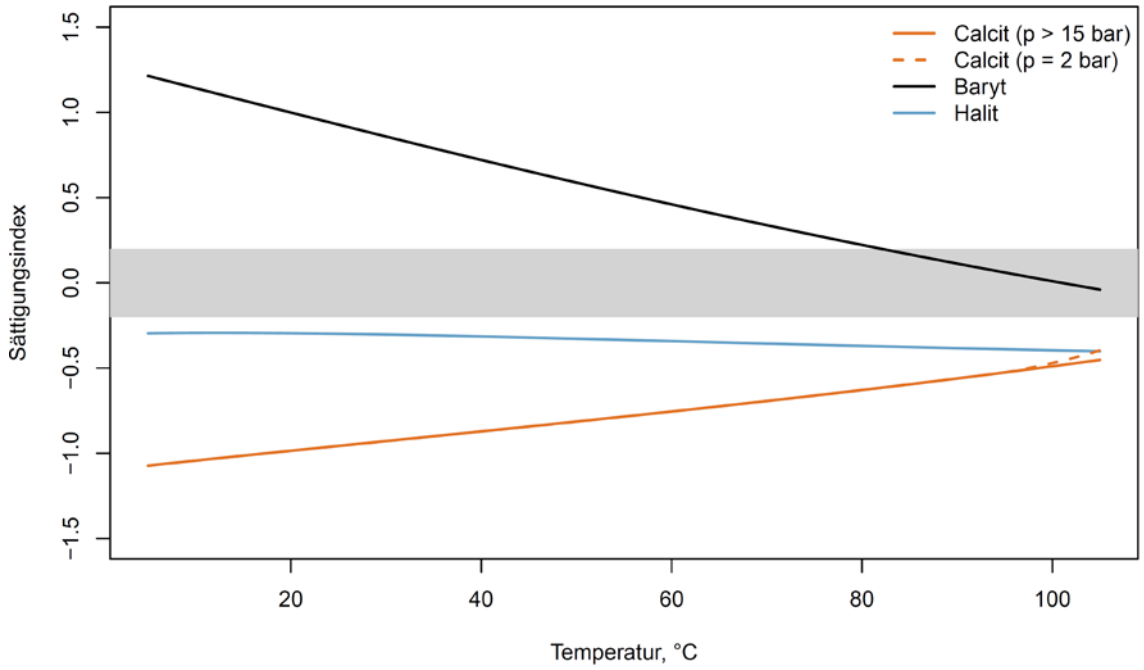
Insgesamt ergibt sich für die Anlagen im Molassebecken ein nennenswertes Potential für carbonatische Ausfällungen auf der Produktionsseite (Förderbohrung → Pumpe → Wärmetauscher). Ablagerungen können nicht nur im Einlaufbereich der Pumpe, sondern auch an den Casings im Bereich des Pumpeinlaufs auftreten. Erstere können im Zuge einer Pumpenwartung behoben werden, letztere nur durch deutlich aufwendigere in situ Maßnahmen. Die Injektionsbohrung ist eher unkritisch. Im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken muss vor allem nach dem Wärmetauscher und in der Injektionsbohrung mit Ausfällungen gerechnet werden. Aus betriebstechnischer Sicht ist die Entfernung der Ablagerungen in der Injektionsbohrung zur Vermeidung steigender Injektionsdrücke wesentlich aufwändiger.

Abbildung 22: Sättigungsindex von Kalzit (Calcite) als Funktion von Druck und Temperatur für eine Anlage im Bayerischen Molassebecken.



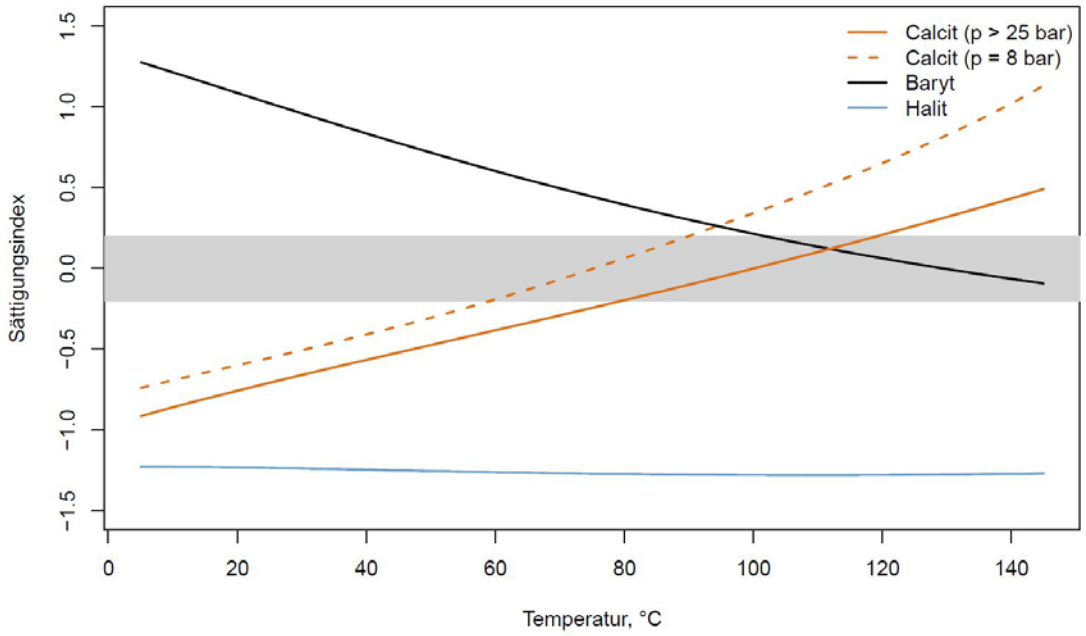
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 23: Sättigungsindex für Baryt, Halit und Calcit für eine Anlage im Norddeutschen Becken als Funktion der Temperatur.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 24: Sättigungsindex für Baryt, Halit und Calcit für eine Anlage im Oberrheingraben als Funktion der Temperatur.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

2.3.3 Gradienten bei flexibler Betriebsweise

Zum aktuellen Zeitpunkt ist für die Betreiber eine Maximierung der Volllaststunden lukrativ (vgl. Kapitel 5). Insofern sind bei Geothermiekraftwerken aktuell sehr geringe Gradienten wünschenswert und üblich. Diese allein lassen jedoch nicht auf die Verträglichkeit höherer Gradienten schließen. Einen guten Ansatz bieten hier die Geothermieheizwerke, die grundsätzlich wärmegeführt betrieben werden. Aus den Kraftwerksdaten von zwei Geothermiekraftwerken und einem Geothermieheizwerk im Molassebecken wurden aus den minütlich aufgezeichneten Betriebsdaten die Gradienten der Betriebsparameter berechnet. Da die Gradienten in der Regel nur über eine kurze Zeitspanne anliegen, können aus Daten mit geringerer zeitlicher Auflösung (stündlich, täglich), wie sie für weitere Anlagen zur Verfügung gestellt waren, keine belastbaren Gradienten berechnet werden.

In Abbildung 25 sind die Gradienten der Frequenz der Tauchkreiselpumpe dargestellt. Die Gradienten während der Inbetriebnahme und während des ersten Betriebsjahrs sind mit ± 9 Hz/h für das 10 %- und 90 %-Quantil erwartungsgemäß hoch, aus den Daten ergibt sich, dass der Anfahrvorgang der Pumpe etwas langsamer erfolgt als das Herunterfahren. Dies ist auf die zu leistende Beschleunigungsarbeit zurückzuführen. Im laufenden Betrieb liegen bei deutlich gleichmäßigerer Fahrweise immer noch 50 % der Gradienten außerhalb von ± 0,8 Hz/h. Die im Realbetrieb nachgewiesen Gradienten liegen damit deutlich über der im Vorfeld kommunizierten Einschätzung der Betreiber.

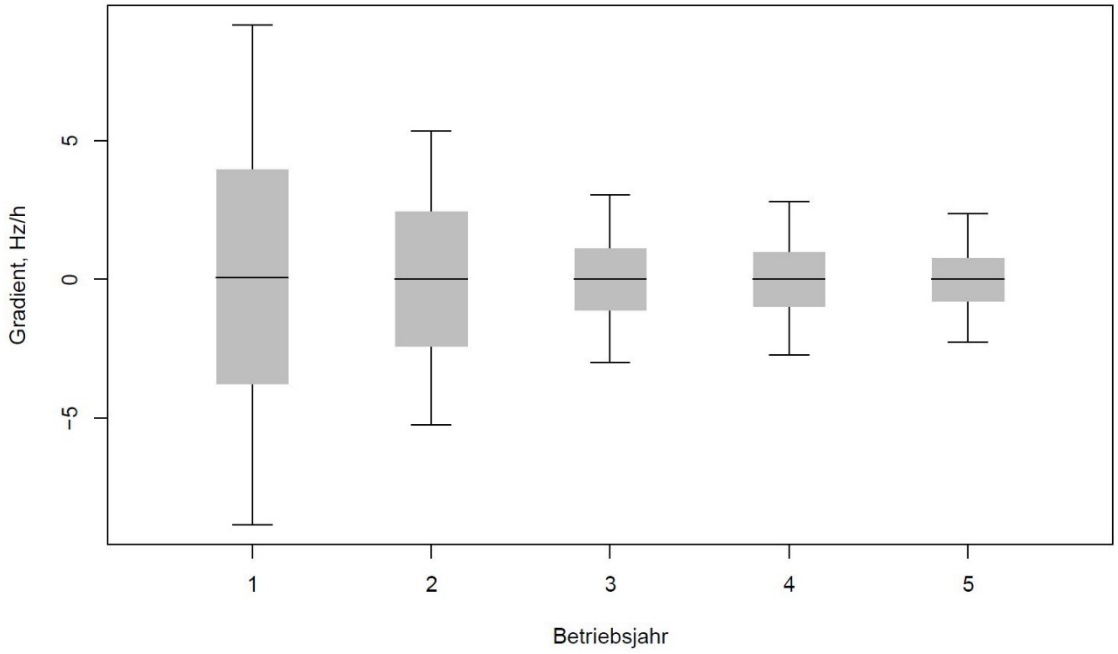
In Abbildung 26 sind die prozentualen Änderungen bezogen auf den Median des Volumenstroms für Geothermiekraftwerke und -heizwerke im Bayerischen Molassebecken dargestellt. Grundlage waren die Betriebsdaten eines Betriebsjahres im Regelbetrieb, das heißt ohne explizite Testphasen. Die Gradienten der Kraftwerke liegen in vergleichbarer Größenordnung mit den Gradienten an dem wärmegeführten Heizwerk. Deshalb können die weiter zurückreichenden Betriebserfahrungen der Geothermieheizwerke zur Einschätzung der Auswirkungen eines flexibleren Betriebs der Kraftwerke herangezogen werden. Eine vollständige Übertragung ist wegen der deutlich höheren Temperaturen und der höheren Volumenströme bei den Geothermiekraftwerken jedoch nicht möglich.

Abbildung 27 zeigt die absoluten Gradienten der Injektionstemperatur an den untersuchten Anlagen im Molassebecken. Hier ist bei Kraftwerk 1 eine deutliche Asymmetrie mit schnellerer Abkühlung und

langsamerem Anstieg der Injektionstemperatur zu verzeichnen, d.h. dass die Wärme schnell entzogen bzw. die Stromerzeugungsanlage schnell hochgefahren wird. Die Temperaturgradienten liegen wiederum für die Kraftwerke und die wärmegeführte Anlage in vergleichbarer Größenordnung und dürften den aktuellen Stand der Technik darstellen.

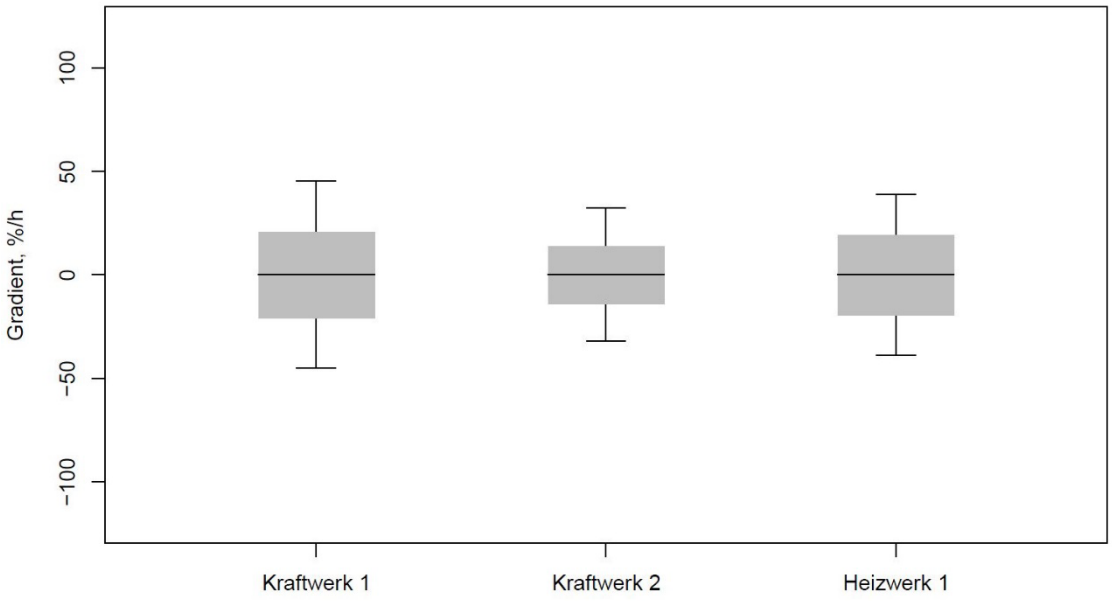
Aus den Gradienten ergibt sich eine signifikante Flexibilität auf der Skala von Minuten, wobei die absoluten Änderungsbeträge sowohl technisch (Pumpenleistung) als auch administrativ (max. Volumenstrom, min. Injektionstemperatur) limitiert werden.

Abbildung 25: Gradienten der Pumpenfrequenz einer Tauchkreiselpumpe eines Geothermiekraftwerks im Bayerischen Molassebecken seit Inbetriebnahme. Dargestellt sind die Quartile (graue Box) und die 10 % und 90 %-Quantile (Antennen).



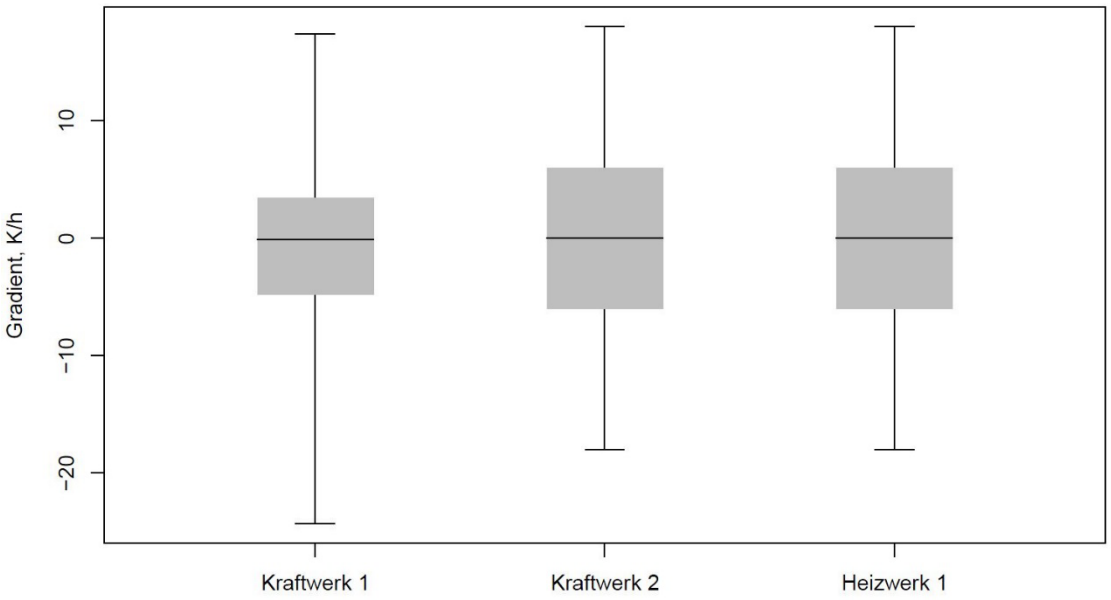
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 26: Prozentuale Veränderung des Volumenstroms für Geothermiekraftwerke und -heizwerke im Bayerischen Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 27: Gradienten der Injektionstemperatur für Geothermiekraftwerke und -heizwerke im Bayerischen Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

2.3.4 Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb

Die flexible Betriebsweise ist bei wärmegeführten Anlagen etabliert. Die dort auftretenden Gradienten beim Volumenstrom und bei der Injektionstemperatur liegen in der gleichen/größeren Größenordnung der Gradienten der im Realbetrieb gemessenen Gradienten bei Geothermiekraftwerken. Bei flexibler Fahrweise treten höhere Temperaturen am Motor der Pumpe auf, da zusätzliche Arbeit für die Beschleunigung des Fluids in Bohrung und Steigleitung bei Erhöhung der Förderrate zu leisten ist. Bei Tauchkreiselpumpen werden dabei die Sättigungsindizes für Carbonate am Motor überschritten und es kommt zu Ablagerungen am Motor. Dieser Effekt ist selbstverstärkend, da durch die Ablagerungen die Wärmeabfuhr des Motors verringert wird und die Temperaturen am Motor weiter steigen. Lineshaft-Pumpen, bei denen der Motor übertage hängt, sind von diesem Effekt nicht betroffen. Allerdings werden die Gradienten bei Line-shaft-Pumpen durch die bewegten Massen und den zulässigen thermischen Stress der technisch aufwändigeren Steigleitungen mit integrierter Welle begrenzt. Im Geothermiekreislauf, beginnend mit der Pumpe und endend an der Injektionsbohrung, führt die flexible Fahrweise zu kurzfristigen Druckänderungen. In einem Geothermiekraftwerk im Molassebecken traten in der Steigleitung oberhalb der Pumpe deutliche Ablagerungen mit bimssteinartiger Struktur auf. Diese wurden zunächst Entgasungsprozessen in der Pumpe zugeordnet, zumal sich die auf den Volumenstrom normalisierte Dicke der Ablagerungen für zwei Pumpentypen unterschiedlich zeigte [10]. In weiteren Anlagen, die im Regelbetrieb fahren, konnten diese Ablagerungen im Steigrohr direkt oberhalb der Pumpe nicht nachgewiesen werden. Die Bildung der beobachteten Ablagerungen wird heute auf das sehr häufige Anfahren der Pumpe bei der Inbetriebnahme der Anlage zurückgeführt. Die scheinbaren Unterschiede der Ablagerungsdicke bei den zwei Pumpentypen gehen auf eine unterschiedliche Anzahl von Anfahrvorgängen zurück.

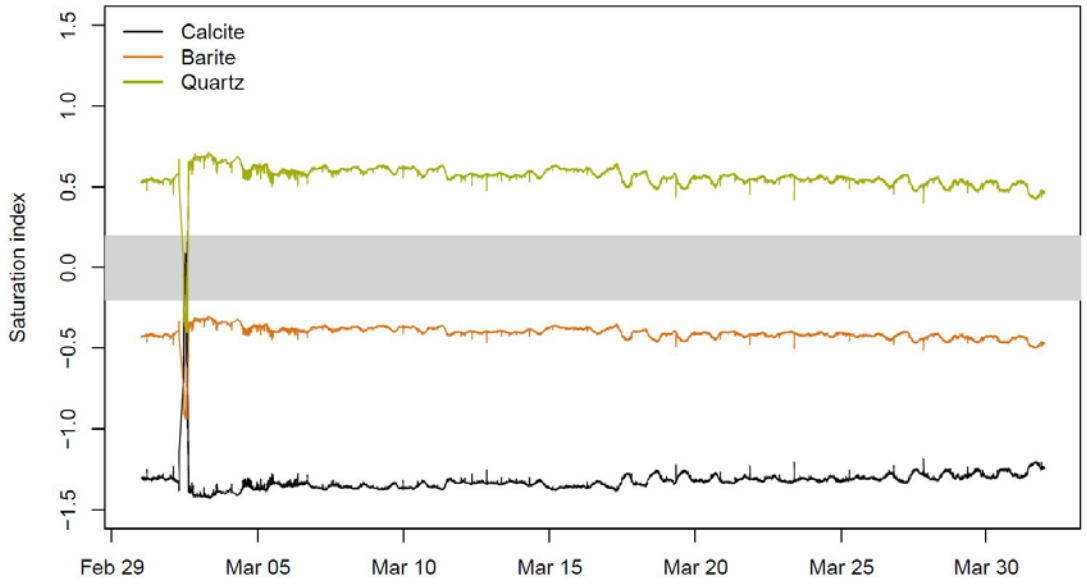
Im Hinblick auf die Flexibilisierung ist diese Schlussfolgerung relevant, da daraus eine erhöhte Bildung von Ablagerungen im Steigrohr unmittelbar oberhalb der Pumpe bei häufigen und kurzfristigen Lastwechseln abgeleitet werden kann. Höhere Drucksprünge bei der Passage von Filtern bei höherem Volumenstrom tragen ebenfalls zur Entgasung und damit zur Bildung von Ablagerungen bei.

Die Betriebsdaten, insbesondere der Wärmeanlagen, zeigen eine lastabhängige Spreizung der Temperaturen vor und nach dem Wärmetauscher. Die Injektionsbohrung wird dabei thermischem Stress ausgesetzt, der zur Ablösung von Ablagerungen und zu deren Verlagerung ins Reservoir führen kann. Auch wenn die Betreiber der Geothermiekraftwerke einen möglichst konstanten Betrieb anstreben, sind die nachgewiesenen Gradienten doch erheblich.

In Abbildung 29 sind Druck, Temperatur und der berechnete Sättigungsindex für Calcit in der obertägigen Anlage eines Geothermiekraftwerks im Molassebecken während eines kurzfristigen Abschaltvorgangs dargestellt. Dieser kann als Extrembeispiel für die flexible Fahrweise herangezogen werden. Sofort nach dem Ausschalten der Pumpe sinkt der Druck in der Anlage. Die Temperatur folgt mit zeitlicher Verzögerung, so dass sich kurzzeitig eine Übersättigung im Thermalwasser ergibt. Diese führt zu Ablagerungen im obertägigen Anlagenbereich, die nach den vorliegenden Erfahrungen, bei einer Wiederaufnahme des Betriebs mobilisiert werden können und sich dann vor dem und im Wärmetauscher sammeln und eine Störung auslösen. Entscheidend ist neben der Druckhaltung die Möglichkeit eine freie Gasphase zu entwickeln bzw. mit einer freien Gasphase z. B. durch aufgepressten Stickstoff zu interagieren. Über ein vollständiges Betriebsjahr eines Geothermiekraftwerks im Molassebecken war vor dem Wärmetauscher in 42 % der Zeit der Sättigungsindex für Calcit deutlich (Sättigungsindex > 0.2) überschritten. An der TKP wurde eine deutliche Übersättigung für mehr als 56 % des Jahres berechnet. Nach der Abkühlung im Wärmetauscher wird der Sättigungsindex für Calcit trotz erheblicher Druckreduktion und Entgasung nur noch in 9 % der Zeit überschritten. Die simulierte regelleistungsgeführte Betriebsweise zeigt sich insgesamt mit geringeren Schwankungen, da in Zeiten ohne Regelleistungsabruf die Anlage vollständig konstant gefahren wird. Daher ergeben sich beispielsweise an der Injektionsbohrung nur in 1 % der Zeit eine Übersättigung, die jedoch im simulierten Szenario mit

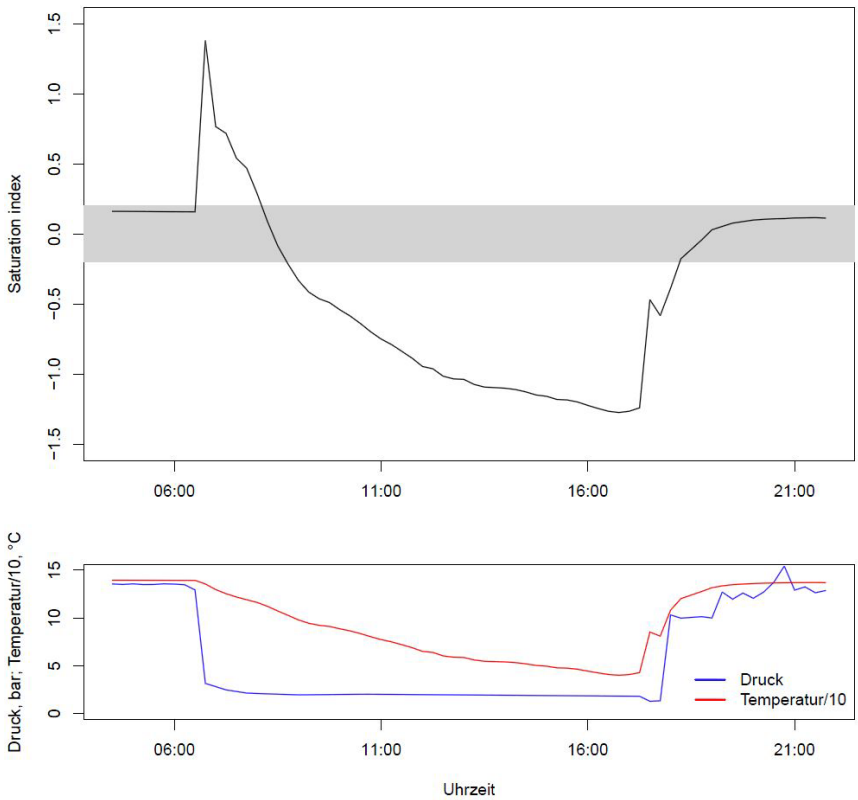
einem maximalen Sättigungsindex von Calcit von 9,4 massiver ausfällt, da mit höheren Temperaturen injiziert wird.

Abbildung 28: Sättigungsindizes für Kalzit, Baryt und Quarz nach dem Wärmetauscher im laufenden Betrieb einer Anlage im Bayerischen Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 29: Druck, Temperatur und Sättigungsindex für Kalzit während einer kurzfristigen Abschaltung einer Anlage im Bayerischen Molassebecken.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

2.3.5 Auswirkungen auf das Reservoir

Im Reservoir sind auf der Produktionsseite auch bei flexiblem Betrieb zunächst keine wesentlichen Veränderungen der Temperatur zu erwarten. Bei steigender Entnahmerate kommt es zu einer Druckentlastung im Reservoir, die sich auf den Produktivitätsindex auswirken kann. Es ist nicht völlig auszuschließen, dass die mit der Flexibilisierung einhergehenden Druckschwankungen auch auf der Produktionsseite zu mikroseismischen Ereignissen führen können. Da der Schwankungsbereich der Betriebsdrücke unter den hydrostatischen Drücken liegt, ist, im Gegensatz zur Injektionsbohrung, die Wahrscheinlichkeit für einen druckinduzierten Spannungsabbau geringer.

Durch die verschiedenen Druckniveaus bei unterschiedlicher Entnahmerate können sich theoretisch lokal unterschiedliche Zustrombedingungen ergeben. Eine lastabhängige Veränderung der hydrochemischen Zusammensetzung ist nur dann zu erwarten, wenn das erschlossene Reservoir in engem hydraulischen Kontakt zu hangenden oder liegenden Schichten mit unterschiedlichem Chemismus und unterschiedlichem Druckniveau steht. Zwar wurde Zustrom aus hangenden Schichten an der Bohrung Pullach Th2 nachgewiesen [17], eine lastabhängige Änderung wurde auch hier nicht beobachtet. Die übliche jährliche Frequenz der hydrochemischen Untersuchungen reicht für einen belastbaren Nachweis an den meisten anderen Bohrungen nicht aus. Auf der Injektionsseite bewirken Temperaturänderungen eine Veränderung der Interaktion mit der Matrix. Für die Anlagen im Bayerischen Molassebecken kann eine Temperaturerhöhung im Bereich der Injektionsbohrung zu einer kurzfristigen und leichten Verringerung der Injektivität führen, wenn die mit niedrigerer Temperatur injizierten und mit der Matrix equilibriertenWässer bohrlochnah auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden und es dadurch zu einer lokalen Übersättigung und zu Ausfällungen im bohrlochnahen Bereich kommt. In der Summe dominieren nach den Modellrechnungen die Lösungsprozesse in der Matrix.

Relevant sind die Drucksprünge im Reservoir, die bei flexiblem Betrieb auftreten. Im Bayerischen Molassebecken wurden mikroseismische Ereignisse auf der Injektionsseite beobachtet. Diese Beobachtung lässt sich nach aktuellem Stand mit den überhydrostatischen Drücken erklären, die beim Anfahren mit relativ hohen Gradienten auf das Reservoir aufgebracht werden. Die Lösungsprozesse entlang der Fließpfade können den Spannungsabbau fördern.

Über ein Betriebsjahr wurden auf Basis der Betriebsdaten mit dem hydrogeochemischen Modell eine Netto-Auflösung von ca. 40 kmol Calcit (entsprechend ca. 4 t bzw. 2 m^3 Calcit) im Umfeld der Injektionsbohrung berechnet. Diese Auflösung liegt im Rahmen der aus der Aufhärtung des Wassers an der Thermalbohrung Pullach Th2 ermittelten Werte [19]. Im hypothetischen Regelbetrieb steigt die Auflösung auf ca. 4,5 t leicht an. Der flexibilisierte Betrieb führt nach diesen Berechnungen nicht zu einer nennenswerten Veränderung der Fließwegsamkeiten im Vergleich zum aktuellen Betrieb. Im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben ist auf Grund der deutlicheren Neigung zu Ausfällungen auf der Injektionsseite mit einer Verlagerung von Ablagerungen in das Reservoir zu rechnen. Diese geht mit einer Reduktion der Injektivität und damit langfristig mit einem möglichen Versagen der Injektionsbohrung einher.

3 Analyse der technischen Anlagenausstattung von Geothermieanlagen im Bestand

3.1 Übersicht Bestandsanlagen in Deutschland

In Deutschland gibt es derzeit 33 Anlagen, die Wärme aus der hydrothermalen Tiefengeothermie zur Strom- und Wärmeproduktion nutzen. Sechs Geothermieanlagen produzieren als Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme kombiniert Strom- und Wärme, drei Geothermieanlagen sind reine Kraftwerke und 24 Geothermieanlagen koppeln in Heizwerken Wärme in Fernwärmenetze aus.

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über alle Geothermieanlagen mit kombinierter Strom- und Wärmebereitstellung mit signifikanter elektrischer Leistung im MW-Bereich in Deutschland gegeben:

- **Sauerlach**: Im oberbayerischen Sauerlach wurde zum ersten Mal in Deutschland ein Geothermie-basiertes Strom-Wärme-System mit einem Zweidruck-ORC-Prozess errichtet. Mit einer geringen Fernwärmeauskopplungsleistung von maximal 4 MW_{th} wird das Geothermie-Heizkraftwerk genutzt, um in erster Linie elektrischen Strom zu erzeugen [20]. In Sauerlach wurde erstmals eine Triplette mit einer Förderbohrung und zwei Reinjektionsbohrungen abgeteuft.
- **Unterhaching**: In Unterhaching ist nicht nur die EU-weit erste Kalinaanlage installiert [21], sondern es handelt sich dabei auch um das erste Geothermie-basierte Strom-Wärme-System im Süddeutschen Molassebecken [22, S. 474]. Die Anschlussleistung des Fernwärmenetzes ist inzwischen so groß, dass das Kraftwerk aufgrund der geringen Wärmeauskopplung zur Stromerzeugung außer Betrieb genommen wurde [23]. Unterhaching hat im Gegensatz zur Partneranlage in Grünwald/Oberhaching-Laufzorn mit starkem Scaling zu kämpfen und musste bisher häufig die Förderpumpe austauschen [24].
- **Grünwald/Oberhaching-Laufzorn**: Die Geothermieanlage der kommunalen Erdwärme Grünwald GmbH befindet sich in Laufzorn, einem Ortsteil der Nachbargemeinde Oberhaching südlich von München [25, S. 719]. Das Heizwerk der Geothermieanlage Grünwald/Oberhaching-Laufzorn ist über eine Fernwärmeleitung mit dem Geothermie-Heizkraftwerk in Unterhaching verbunden. Die beiden Anlagen können über diesen Wärmeverbund eine Fernwärmeleistung von bis zu 20 MW_{th} austauschen [25, S. 732 f.]. Eine Besonderheit des ORC-Kraftwerks in Grünwald/Oberhaching-Laufzorn ist die Radialturbine, deren Düseneinstellung geregelt werden kann [25, S. 736].
- **Traunreut**: Der Malm-Aquifer hat in dem Bereich, den die Bohrungen der Geothermieanlage Traunreut im Chiemgau erschließen, so gute geologische Eigenschaften, dass eine sehr hohe Thermalwasserförderrate von 150 l/s möglich ist [26]. Gutachten zufolge sind sogar 180 l/s möglich [27, S. 298 ff.]. Hersteller der Kraftwerksanlage ist die italienische Firma Turboden, die bereits die ORC-Stromerzeugung der SWM-Anlagen in Sauerlach, Dürrnhaar und Kirchstockach realisierte [28]. Das Geothermie-Kraftwerk speiste erstmals im Januar 2016 Strom in das Netz ein [29].

Neben diesen vier Geothermieanlagen mit kombinierter Strom- und Wärmeproduktion werden im Folgenden weitere Geothermieanlagen vorgestellt, die Stand September 2017 nur als Kraftwerk betrieben werden, aus geologischen Gründen abgeschaltet sind, oder Strom im kleineren elektrischen Leistungsbereich unter 1 MW_{el} einspeisen:

- **Dürrnhaar** und **Kirchstockach**: Die Geothermie-Kraftwerke Dürrnhaar und Kirchstockach sind baugleich zu dem Kraftwerk in Sauerlach. Die Stadtwerke München haben die beiden Kraftwerke von der HOCHTIEF PPP Solutions GmbH und BayWa r.e. renewable energy GmbH, im Jahr 2016 gekauft [30]. Bisher wird jedoch noch keine Fernwärme ausgekoppelt. Dies ist

für 2019 (Kirchstockach) bzw. 2022 (Dürrnhaar) geplant. Mit jeweils ca. 5,6 MW_{el} Bruttoleistung sind sie die aktuell leistungsstärksten Geothermie-Kraftwerke Deutschlands [31] [32].

- **Insheim**: Das ORC-Kraftwerk in Insheim mit einer Auslegungsleistung von 4,8 MW_{el} ist technologisch ähnlich zu den Kraftwerken in Landau und in Soultz-sous-Forêts. Statt einer Tauchkreiselpumpe fördert bei diesen Geothermie-Anlagen eine Gestängepumpe (Line-shaft Pumpe) Thermalwasser an der Oberfläche [33]. In ca. 3.800 m ist eine Thermalwassertemperatur von 165 °C messbar. Der Luftkondensator zur Betriebsoptimierung kann bei dieser Anlage geregelt werden [33]. Ein Fernwärmeausbau ist auch in Insheim möglich, wurde allerdings noch nicht realisiert [34].
- **Landau**: Das Geothermie-Heizkraftwerk im pfälzischen Landau war im Jahr 2007 mit 2,9 MW_{el} die erste deutsche Anlage mit einer geothermischen Stromerzeugung im Megawattbereich. Drei Jahre später wurde die stromgeführte ORC-Anlage um eine Fernwärmeauskopplung erweitert. Nach zwei Erdbeben der Stärke 2,4 und 2,7, hervorgerufen durch eine Erhöhung des Reinjektionsdrucks, kam die Geothermie im tektonisch aktiven Oberrheingraben in die Kritik [33]. Nach Bodenanhebungen und Rissbildung im Umkreis der Anlage sowie Austritt von arsenhaltigem Thermalwassers musste das Heizkraftwerk im Jahr 2014 abgeschaltet werden. Nach einer Revision der gesamten Anlage wurde jedoch im Jahr 2017 der Betrieb wiederaufgenommen [35]
- **Bruchsal**: Die Geothermieanlage im badischen Bruchsal wird von der EnBW primär für die Fernwärmeversorgung betrieben. Im Jahr 2009 wurde das Heizwerk um eine Kalinaanlage mit 550 kW_{el} zu Forschungszwecken erweitert. Forschungsschwerpunkt in Zusammenarbeit mit verschiedenen Partnern, darunter das Karlsruher Institut für Technologie (KIT), ist die hohe Mineralisierung der Thermalwässer. Es werden Salinitäten von bis zu 130 g/L erreicht und es können Ausfällungen natürlicher radioaktiver Isotope entstehen [12].
- **Neustadt-Glewe**: In Neustadt-Glewe befindet sich das erste kommerzielle Geothermie-basiertes Strom-Wärme-System Deutschlands. Das im Jahr 1994 in Betrieb genommene Heizwerk wurde im Jahr 2003 um einen Kraftwerksteil mit einer elektrischen Leistung von 230 kW_{el} erweitert [22, S. 468 f.]. Es ergaben sich jedoch Probleme durch die hohe Mineralisation des Thermalwassers im Norddeutschen Becken, in Neustadt-Glewe beträgt die Salinität 220 g/L [36]. Nach mehrmaligen Anlagenausfällen wurde die Stromerzeugung mit dem ORC-Kraftwerk im Jahr 2010 eingestellt [22, S. 469 f.] [37].
- **Kirchweidach**: Kernidee der Tiefengeothermie in Kirchweidach war die Wärmeversorgung einer großen Gewächshausanlage [38]. Mittlerweile existiert auch ein Fernwärmenetz für die Gemeinde Kirchweidach. Eine Kraftwerkserweiterung mit einer Leistung von 700 kW_{el} ist im Bau (Stand: Oktober 2018) [14].
- **Simbach/Braunau**: Bei der Geothermie Simbach-Braunau handelt es sich um eine grenzüberschreitende Kooperation zwischen Simbach am Inn (Bayern) und Braunau (Oberösterreich). Die Förderbohrung fördert Thermalwasser auf österreichischer Seite, wobei die Reinjektion auf deutscher Seite erfolgt. Mit einer Wärmeleistung von 9 MW_{th} werden die Fernwärmenetze beider Gemeinden unterstützt [39]. Zusätzlich stellte für einige Jahre im Sommer ein ORC-Modul eine Leistung von 200 kW_{el} bereit [40].

Die Tabellen 33 bis 36 in Anhang B geben einen Überblick über wichtige Daten zu Betreibern, Anlagendesign, Fernwärmenetzen und geologischen Daten des Thermalwasserkreislaufs von allen Geothermieanlagen mit Stromproduktion in Deutschland.

3.2 Erkenntnisse zur Flexibilität aus der Bestandsanalyse

Um den Stand der Technik von Geothermieanlagen mit kombinierter Strom- und Wärmeerzeugung, die technische Ausrüstung der Bestandsanlagen und deren Betriebsweisen zu ermitteln, wurde ein Fragebogen für die Anlagenbetreiber ausgearbeitet sowie Experteninterviews durchgeführt.

Als Basis diente die Erhebung zur Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes 2011 durch das Wirtschaftsforum Geothermie [41, S. 53 ff.]. Aus dem Fragebogen für Anlagen mit kombinierter Strom- und Wärmeproduktion wurde eine kürzere Version für reine Heizwerke abgeleitet. Beide Versionen des Fragebogens wurden im Anhang des 1. Zwischenberichts hinterlegt. Eine Ausfüllhilfe gibt jeweils einen Überblick über den Inhalt des Fragebogens und weist auf Vereinfachung der Bearbeitung hin. Insbesondere wird um Beilegung verschiedener Diagramme und Datenblätter gebeten. Darüber hinausgehende Informationen zum Fragebogen sind dem Anhang C zu entnehmen.

Der Fragebogen wurde an 25 Betreiber inländischer Geothermieanlagen und an 14 Anlagen im europäischen Ausland verschickt. Der Rücklauf der war mit 5 Fragebögen sehr gering (Weiteres zum Fragebogenrücklauf findet sich ebenfalls in Anhang C). In Ergänzung zu der Literaturrecherche und der Betreiberbefragung mittels Fragebogen wurden als Teil des Erhebungskonzeptes jedoch gezielte Betreiberansprachen in Form von Experteninterviews durchgeführt. Insgesamt konnten drei Experteninterviews mit technischen Leitern und/oder mit Geschäftsführern geführt werden. Die Experteninterviews brachten weitere Erkenntnisse über die technische Anlagenausstattung im Bestand und deren Betriebsweisen und Flexibilität in der Strom- und Wärmeproduktion, sie hatten wesentlichen Anteil bei der Festlegung der Referenzanlagen (siehe Abschnitt 4.3).

3.2.1 Flexibilität der Thermalwasserförderung

Die Thermalwasserförderpumpe ist ein kritisches Bauteil jeder Geothermieanlage, besonders wenn es sich dabei um eine Tauchkreiselpumpe handelt. Aufgrund des noch kleinen Marktes gibt es derzeit nur zwei Hersteller (Canadian Advanced ESP; Baker Hughes INTEQ GmbH). Die Anreize in Forschung und Entwicklung für Tauchkreiselpumpen in der Geothermie zu investieren sind aufgrund des kleinen Marktes begrenzt, nichtsdestotrotz wurden in den letzten Jahren auch Fortschritte erzielt [43]. Die Tauchkreiselpumpe ist aufgrund der hohen Temperatur und der Mineralisierung des Thermalwassers anfällig für technische Ausfälle und Störungen. Ein Thermalwasserpumpenausfall und der damit oftmals verbundene Wechsel der Pumpe ist zeitaufwändig, kostenintensiv und macht den Einsatz von Redundanz-Heizwerken erforderlich. Die Tauchkreiselpumpe wird daher vorzugsweise bei konstanter Drehzahl betrieben und so selten wie möglich an- und abgefahren [44].

Diese Betriebsstrategie der Thermalwasserförderpumpe wurde von vielen Geothermieanlagenbetreibern im Fragebogen und den Experteninterviews angegeben. Um Scaling vorzubeugen wird die Frequenz des Wechselstroms, die sich direkt proportional zur Drehzahl der Thermalwasserpumpe verhält, beim Thermalwasserpumpenstart stufenweise nur um wenige Hz pro Tag gesteigert. Im Drehzahlbereich des Normalbetriebs mit einer Frequenz des Wechselstroms von ca. 53,5 Hz, wird die Wechselspannungsfrequenz nur um 0,5–1 Hz/d verändert. Hinzu kommt eine Limitierung durch das Thermalwasserreservoir. Um ein gleichmäßiges Nachfließen und damit eine konstante Entnahme aus dem Aquifer zu ermöglichen, darf die Thermalwasserförderung nicht zu schnell gesteigert werden.

Wie in Kapitel 2 erläutert, unterscheidet sich diese Betriebsstrategie von reinen Wärme-Projekten. Hier werden deutlich höhere Gradienten gefahren. Obwohl die flexible Fahrweise der TKP aus technischer [45, S. 29] und hydrogeochemischer Sicht möglich ist (und bei Wärmeprojekten schon heute praktiziert wird; siehe Kapitel 2.3.3), werden von den Betreibern von Strom-Wärme Projekten sehr niedrige Gradienten gefahren. Zu dem Betrieb von anderen Pumpentypen liegen aus der Betreiberbefragung keine Informationen vor. Da auch die Gradienten in den Wärmeprojekten nicht den Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung genügen, wird in der weiteren Betrachtung der Flexibilitätsoptionen der Thermalwasserstrom als konstant angenommen.

3.2.2 Regelbarkeit und mögliche Leistungsgradienten des Kraftwerks

Geothermieanlagen können durch Öffnen eines Bypasses ihre Stromerzeugung nahezu instantan drosseln. Die Leistungssteigerung durch Schließen dieses Bypasses kann innerhalb von einigen Minuten erfolgen [46, S. 28. f.]. Die Auswertung der Betriebsdaten einer Geothermieanlage mit einem zweistufigen ORC-Kraftwerk hat ergeben, dass ein elektrischer Leistungsgradient des Kraftwerks bei Anfahrvorgängen von mindestens 300 – 500 kW_{el}/min möglich ist. Daher können die möglichen erbringbaren elektrischen Leistungsgradienten im mit dem Stromnetz synchronisierten Betrieb der Turbine weitaus höher geschätzt werden. ORC-Kraftwerke in Biomassefeuerungsanlagen der Firma Turboden wurden schon erfolgreich für die Sekundär- und Minutenregelleistungsbereitstellung präqualifiziert und sind damit ausreichend regelbar [46]. Ein Experteninterview hat ergeben, dass auch in einem einstufigen Geothermie-Kraftwerk eine Änderung der Kraftwerksleistung in einer ähnlichen Größenordnung von 2–3 MW_{el} innerhalb von 5 min möglich ist.

Die Bypass-Regelung ist in einem Geothermie-Kraftwerk mit einem zweistufigen ORC entweder thermalwasserseitig um das gesamte Kraftwerk oder arbeitsmittelseitig möglich. Bei einem arbeitsmittelseitigen Bypass wird die Turbine umfahren und das Arbeitsmedium direkt dem Kondensator zugeführt. Durch die Aufrechterhaltung der Förderung im Thermalwasserkreislauf werden die Wärmeübertrager warm gehalten. Im betrachteten Kalina-Kraftwerk ist dieser Leerlaufbetrieb nur für einen Zeitraum von 20 min möglich. Aus Sicherheitsgründen muss danach die Stromerzeugung wiederaufgenommen oder die Thermalwasserzufuhr zum Kraftwerk reduziert werden. Ein Anfahren der Turbine ist dann sofort möglich. Für die Stromeinspeisung muss die Turbine neu synchronisiert werden. Die Synchronisierung erfolgt innerhalb weniger Minuten. Um eine Neusynchronisation zu vermeiden muss während des Bypass-Betriebs eine elektrische Mindestleistung der Turbine (und des Generators) erbracht werden. Diese Mindestleistung wird von Forni et al. mit 10 % der Nennleistung für ORC-Kraftwerke von Turboden beziffert [47, S. 523-534]. Die Mindestleistung eines beispielhaft gewählten Geothermie-Heizkraftwerks beträgt 300 kW_{el} (Dieser Wert gilt auch für die Referenzanlage), die betrachtete Kalinaanlage kann ihre Leistung jedoch nur auf 700 kW_{el} senken.

Die Leistungs- bzw. Drehzahländerung der Speisepumpen stellt in Anlehnung an die analysierten Betriebsdaten einer Geothermieanlage keine Limitierung der Dynamik dar. Auch der Betreiber eines einstufigen ORC-Kraftwerks konnte dies bestätigen. Hier wird die Leistungsvariation des Kraftwerks jedoch durch die Wärmeübertrager beschränkt: Die Thermalwasserzufuhr zum Verdampfer darf maximal um 2 $m^3/(h \cdot min)$ geändert werden. Bei dem eingesetzten Verdampfer handelt es sich um einen geschweißten Rohrbündel-Wärmeübertrager.

3.2.3 Wärmeabfuhr der Kraftwerke – Betrieb der Luftkondensatoren

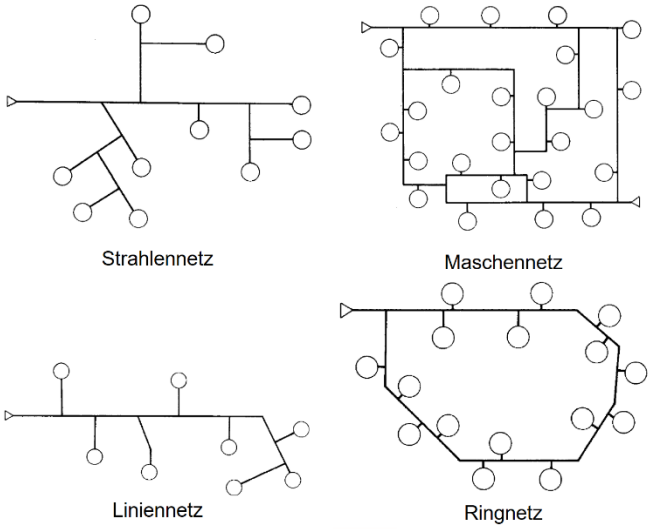
Luftkondensatoren wirken dann betriebslimitierend, wenn die elektrische Leistung des Kraftwerks im Sommer aufgrund der hohen Außentemperaturen gesenkt werden muss. Je nach Standort der Anlage ist die maximale Lüfterleistung der Luftkondensatoren durch Lärmobergrenzen eingeschränkt, die durch die technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) vorgegeben sind [48, S. 27]. Die Luftkondensatoren sind in Verbindung mit dem thermodynamischen Kreisprozess des Kraftwerks so ausgelegt, dass diese Lärmgrenzen eingehalten werden. In einem Geothermie-Kraftwerk mit einem zweistufigen ORC werden die Ventilatoren des Luftkondensators das ganze Jahr über auf voller Last betrieben. Dies bewirkt im Winter eine stärkere Unterkühlung. Eine Anpassung der Lüfterleistung als elektrischer Verbraucher hat auf die Flexibilität der Anlage allerdings nur einen geringen Einfluss. Vielmehr stellt die Nachrüstung mit einem Frequenzumrichter eine Optimierungsmaßnahme dar, um den Hilfsenergiebedarf des Kraftwerks zu senken, bzw. um ihn an die Umgebungstemperaturen anzupassen. Mit Frequenzumrichtern kann die Drehzahl der Ventilatoren der Luftkondensatoren gesteuert werden und damit der Luftvolumenstrom beeinflusst werden. Über den Luftvolumenstrom kann das Kondensationsdruckniveau eines ORC- oder Kalina-Prozesses festgelegt werden. Teilweise sind in

ORC-Kraftwerken die Ventilatoren des Luftkondensators bereits regelbar, andere Anlagenbetreiber planen eine solche Nachrüstung.

3.2.4 Betrieb der Fernwärmenetze – eingeschränkte Möglichkeit der Nutzung als thermischer Speicher

Nah- und Fernwärmenetze sind in Deutschland überwiegend im Zweileiter-System als Heißwassernetze ausgeführt. Heißes Wasser wird in einer Vorlaufleitung vom Heizwerk zu den Wärmeabnehmern geleitet und in einer Rücklaufleitung von den Wärmeabnehmern zurück zum Heizwerk. Ein Zweileiter-System wird den verschiedensten Versorgungsanforderungen gerecht und zeichnet sich durch niedrige Investitions- und Betriebskosten aus. Bei den Netzformen wird zwischen den zwei Grundtypen Strahlen- und Maschennetz unterschieden. Die unterschiedlichen Fernwärmenetztopologien sind in Abbildung 30 darstellt.

Abbildung 30: Fernwärmenetztopologien [49, S. 25 f.].



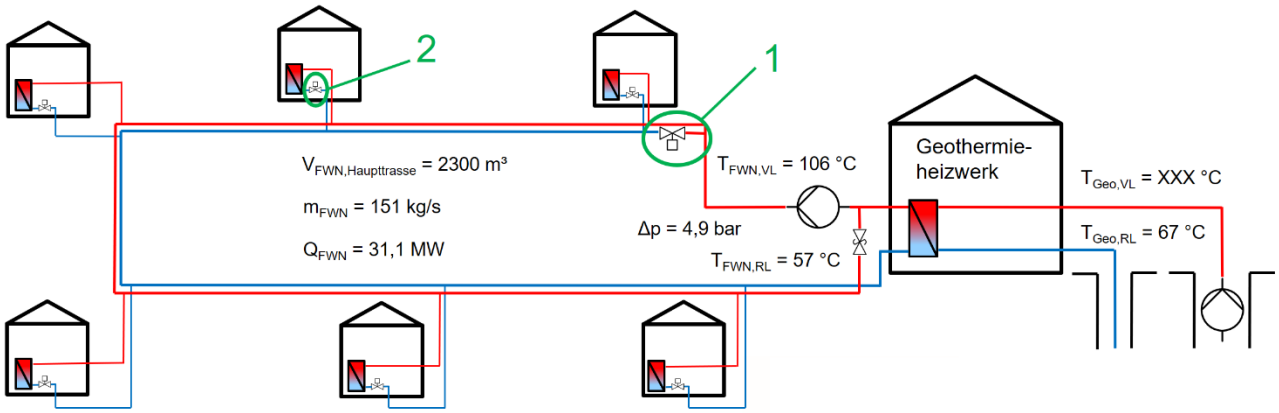
Quelle: Glück, B.: Heizwassernetze für Wohn- und Industriegebiete. 7. Auflage Verlag für Bauwesen, 1985, Berlin.

Maschennetze bieten eine hohe Versorgungssicherheit, werden aber wegen ihrer hohen Kosten überwiegend in städtischen Versorgungsgebieten eingesetzt. Fernwärmenetzte, die von Geothermieanlagen mit Wärme gespeist werden, besitzen einen zentralen Einspeisepunkt. Aufgrund der unterschiedlichen Bauformen der Fernwärmenetze und einer individuellen Dimensionierung und Auslegung der Hydraulik einzelner Netzstränge sind detaillierte Untersuchungen des Speicherpotenzials für jedes Fernwärmenetz gesondert erforderlich.

Grundsätzlich kann zwischen drei Speichervarianten für Zweileiter-Fernwärmenetze unterschieden werden, die im schematischen Aufbau eines Ringfernwärmenetzes mit Geothermieheizwerk aus Abbildung 31 ersichtlich sind:

1. Speicherung von Wärme im Fernwärmenetzvorlauf durch Vorlauftemperaturanhebung,
2. Speicherung von Wärme im Rücklauf durch Rücklauftemperaturanhebung,
3. Speicherung von Wärme sowohl im Vorlauf als auch im Rücklauf.

Abbildung 31: Schematischer Aufbau eines Zweileiter-Fernwärmenetzes mit Ringnetztopologie undGeothermieheizwerk (Markierung 1: Ventil, welches die Haupttrassen des Vorlaufs und Rücklaufs kurzschließt. Markierung 2: fernwärmenetzseitiges Regelventil einer Wärmeübergabestation).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Folgende technische Limitationen oder Effizienzminderungen sind bei der Nutzung eines Fernwärmenetzes als Speicher für die einzelnen Speichervarianten gegeben:

1. Speicherung von Wärme im Fernwärmenetzvorlauf durch Vorlauftemperaturanhebung
    a) Für eine Vorlauftemperaturanhebung muss die Grädigkeit an der heißen Seite der Wärmeübertrager des Geothermieheizwerks gesenkt werden. Dies erfordert einen höheren Thermalwasservolumenstrom für die Versorgung des Heizwerks, der wiederum eine schlechtere Auskühlung des Thermalwassers zur Folge hat und damit eine ineffizientere Nutzung der Geothermiequelle.
    b) Ein häufiger Wechsel der Vorlauftemperatur beansprucht die Fernwärmenetzrohre durch thermische Spannungen mechanisch und verkürzt somit die Lebensdauer. Eine kürzere Lebensdauer ist mit einer schlechteren Wirtschaftlichkeit verbunden. Fernwärmenetze werden zwar bereits jetzt schon mit gleitender Vorlauftemperatur betrieben, die Temperaturänderungen erfolgen aber langsam und weniger häufig.
2. Speicherung von Wärme im Rücklauf durch Rücklauftemperaturanhebung
    a) Die Rücklauftemperaturanhebung ist mit dem Stand der Technik in Fernwärmenetzen nicht realisierbar. Für eine Rücklauftemperaturanhebung ist ein zentral gesteuerter Eingriff an den fernwärmenetzseitigen Regelventilen der Wärmeübergabestationen eines Fernwärmenetzes nötig (siehe Markierung 2 in Abbildung 31). Wärmeübergabestationen sind aber in den meisten Fernwärmenetzen bisher nicht fernwirktechnisch an Heizwerke angebunden. Die Regelventilstellung wird in Abhängigkeit der gebäudeseitig benötigten Vorlauftemperatur geregelt. Ein fernwärmenetzseitiger höherer Volumenstrom an einer Wärmeübergabestation hätte auch eine höhere Vorlauftemperatur auf der Gebäudeseite zur Folge, wenn die Wärmeversorgung nicht unterbrochen wird. Eine Rücklauftemperaturerhöhung kann auch über Ventile erreicht werden, welche die Haupttrassen des Vorlaufs und Rücklaufs kurzschließen (Markierung 1 in Abbildung 31). Laut eines Mitarbeiters im technischen Betrieb eines Fernwärmenetzes existieren diese Ventile zwar, sie verfügen aber nicht über elektrische Stellantriebe und fernwirktechnische Anbindung an das Heizwerk.
    b) Ein signifikantes Anheben der Rücklauftemperatur der Fernwärmenetze ist laut vielen Betreibern aus hydraulischen Gründen nicht möglich, da der Volumenstrom in den

Fernwärmenetzen nur in gewissen Grenzen steigerbar ist. Der Grund hierfür ist die statische Belastbarkeit der Rohrleitungen der Fernwärmenetze. Um den Volumenstrom erheblich zu steigern, müssten sehr viel höhere statische Drücke durch die Fernwärmenetzumwälzpumpen aufgebaut werden, um die höheren Druckverluste in den Fernwärmenetzen zu kompensieren. Der Druckverlust steigt quadratisch mit der Fließgeschwindigkeit in Rohren an, die sich wiederum direkt proportional zum Volumenstrom verhält. Diese erheblich höheren erforderlichen statischen Drücken können Fernwärmenetzrohre aktueller Bauart nicht standhalten. Diese technische Limitation könnte durch den Einsatz von Fernwärmenetzrohren mit größerem Durchmesser eliminiert werden.

c) Eine höhere Rücklauftemperatur der Fernwärmenetze hat im Geothermieheizwerk eine schlechtere Auskühlung des Thermalwassers zur Folge. Somit wird im Falle einer Rücklauftemperaturanhebung des Fernwärmenetzes das Leistungspotenzial der Geothermiequelle nicht voll ausgeschöpft.

d) Wie bei einer Vorlauftemperaturerhöhung werden auch bei einer Rücklauftemperaturanhebung die Fernwärmenetzrohre durch thermische Spannungen mechanisch höher belastet und die Lebensdauer durch häufige Temperaturwechsel deutlich gesenkt.

3. Speicherung von Wärme im Vorlauf, als auch im Rücklauf

   Für diese Variante gelten alle Limitationen, die in den vorherigen Punkten angeführt wurden. Zudem ist die Zustandsbestimmung eines Fernwärmenetzes hinsichtlich Temperarturverteilung und Speicherzustand mit erheblichem informationstechnischem Aufwand verbunden. Die genaue Kenntnis der Temperaturverteilung mit variablen Temperaturen ist für eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Kunden erforderlich. Die Fahrweise eines Geothermiekraftwerks müsste laufend an den Speicherzustand des Fernwärmenetzes angepasst werden. Die zusätzliche, örtlich weit verteilte Messtechnik ist mit erheblichen Kosten und Mehraufwand bei der Betriebsführung verbunden [50].

Zusammenfassend können Fernwärmenetze in den meisten Fällen nicht in dem Umfang aufgeheizt werden, dass sie als thermische Speicher eingesetzt werden können.

4 Flexibilisierung der Strom- und Wärmebereitstellung von modernen Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen

Das Kapitel beginnt mit den verschiedenen technischen Möglichkeiten zur Leistungsvariation und Flexibilisierung der Strom- und Wärmebereitstellung von Geothermieanlagen. Hierbei wird in deren Anwendung in der Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung unterschieden (Kapitel 4.1). Im Folgenden wird auf die Möglichkeiten der wärmenetzseitigen Flexibilisierung von Geothermieanlagen eingegangen sowie die ausgewählten Referenzanlagen näher beschrieben (Kapitel 4.2 & 4.3).

Im Anschluss an die technische Beschreibung der Referenzprozesse und -anlagen, widmet sich das nächste Kapitel den aktuellen Anforderungen, welche an die Anlage gestellt werden, um am heutigen Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können (Kapitel 4.4.5).

Kapitel 4.4 befasst sich mit dem Aufbau und der Validierung der stationären Simulationsmodelle der Referenzanlagen, um die Regelleistungsbereitstellung (Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung) von Geothermieanlagen im Bestand zu simulieren und zu quantifizieren. Anschließend werden die Simulationen und Quantifizierungen der stationären Regelleistungsbereitstellung von Geothermieanlagen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung durchgeführt (Kapitel 4.6). Aufbauend hierauf werden in Kapitel 4.7 die Simulation und Quantifizierung der stationären Regelleistungsbereitstellung der Geothermieanlagen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung durchgeführt.

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln umfangreich auf die technischen Möglichkeiten der Flexibilisierung der Geothermieanlagen im Bestand und auf deren stationäre und dynamische Simulation eingegangen wurde, soll im Kapitel 4.8 die durch eine Betriebsstrategie bedingte Einschränkung der zeitlichen Verfügbarkeit mit in die Simulationen einbezogen werden.

Übergeordnet sollen im Rahmen dieses Kapitels folgende Hauptfragen beantwortet werden:

- Ob und wie Anlagen der Tiefengeothermie aus technischer Sicht zur Bereitstellung von Regelleistung geeignet sind,
- inwieweit Bestandsanlagen schon heute die aktuellen technischen und regulatorischen Anforderungen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfüllen,
- welche prozesstechnischen und betrieblichen Veränderungen von Bestandsanlagen sowie Flexibilisierungsoptionen auf Fernwärmenetzseite nötig sind um Regelleistung bereitzustellen und
- ob sich durch dynamische Simulationsmodelle die bereitstellbare Regelleistung quantifizieren lässt.

Die in diesem Kapitel bestimmten Flexibilisierungsoptionen sollen die Basis für die spätere ökonomische Betrachtung in Kapitel 5 bilden sowie in das Energiesystemmodell einfließen (Kapitel 6).

4.1 Identifikation verschiedener Möglichkeiten zur Leistungsvariation und Flexibilisierung der Strom- und Wärmebereitstellung

Im Folgenden werden auf theoretischen Überlegungen basierende Möglichkeiten der Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung von Geothermieanlagen vorgestellt. Es werden dabei lediglich solche Möglichkeiten in Betracht gezogen, die speziell in Geothermieanlagen mit kombinierter Strom- und Wärmebereitstellung realisierbar sind. Flexibilisierungsoptionen, die auch in anderen Anlagen- oder Kraftwerkstypen einsetzbar wären, beispielsweise Stromspeicher oder Power-to-Gas-Installationen, werden hier nicht näher behandelt, sind jedoch ebenfalls denkbar. Bei der Anwendung der Flexibilitätsoptionen wird in der Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung unterschieden, ohne die erreichte Höhe der potentiell verfügbaren Regelleistung zum aktuellen Zeitpunkt zu quantifi-

zieren. Mit den Erkenntnissen aus der Auswertung der Befragung der Betreiber sollen diese theoretischen Optionen verifiziert oder angepasst werden und die damit potentiell bereitstellbare Regelleistung in Betrag und Art bestimmt werden.

Auf Möglichkeiten der wärmenetzseitigen Flexibilisierung wird im Folgenden ebenfalls genauer eingegangen.

Die erarbeiteten, theoretischen Optionen der Flexibilisierung einer Geothermieanlage lassen sich in folgende Untergruppen aufteilen, die nachfolgend näher beschrieben werden:

1. Regelleistungsbereitstellung bestehender Geothermieanlagen mit geringfügiger Modifikation
2. Einsatz von Heißwasser-Wärmespeichern im Heiz- und Kraftwerk einer Geothermieanlage
3. Einsatz eines Dampfspeichers im Kraftwerk einer Geothermieanlage
4. Integration einer Wärmepumpe und eines Heißwasser-Pufferspeichers in das Fernwärmenetz
5. Einsatz hybrider Kraftwerke
6. Niedertemperaturnetzerweiterung des Fernwärmenetzes

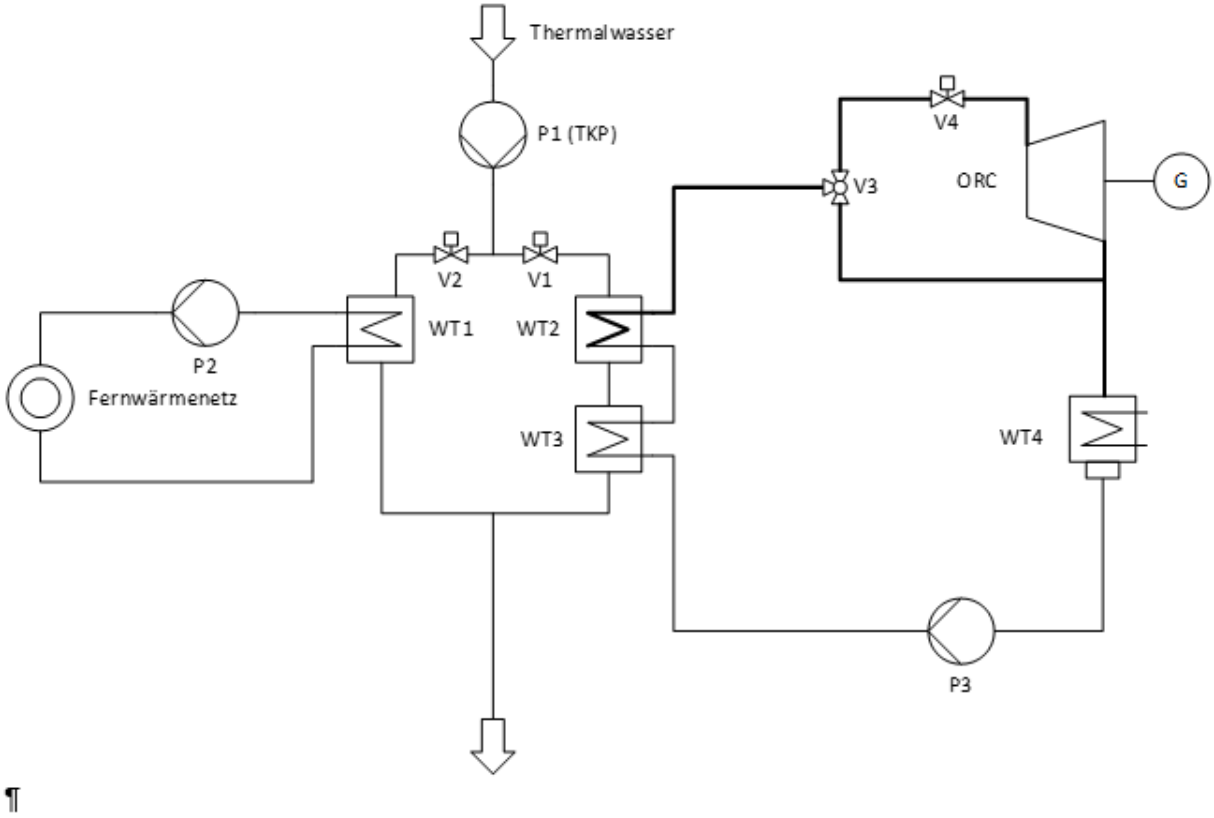
4.1.1 Regelleistungsbereitstellung bestehender Geothermieanlagen mit kombinierter Strom- und Wärmebereitstellung mit der Kraftwerksfahrweise des modifizierten Gleitdrucks

Sowohl die positive als auch negative Regelleistungsbereitstellung mit Geothermieanlagen im Bestand mit geringen Veränderungen im Anlagenaufbau sind denkbar. Abbildung 32 zeigt ein Verfahrensfließbild von Geothermieanlagen im Bestand mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem einstufigen ORC-Prozess. Die Bestandsanlage wurde um ein Turbinenregelventil, in Abbildung 32 mit V4 bezeichnet, erweitert. Im einstufigen ORC-Prozess wird der Druck des Arbeitsmediums durch die Speisepumpe P3 erhöht, bevor das Arbeitsmedium im Wärmeübertrager WT3 vorgewärmt und im Wärmeübertrager WT2 verdampft und bei Bedarf auch leicht überhitzt wird. Der Dampf wird in einer Turbine auf eine niedrigere Temperatur und einen niedrigeren Druck entspannt und schließlich im Kondensator WT4 verflüssigt.

In Dampfkraftwerken ist die Leistung P_T abhängig vom Dampfmassenstrom, welcher der Turbine zugeführt wird. Dieser wiederum ist proportional zu den Frischdampfparametern und dem Querschnitt der Turbineneinlassventile bzw. des Turbineneinlassventils:

$$P_T \sim \dot{m}_D \sim A_{Turbineneinlassventil} \cdot \frac{p_{Frischdampf}}{\sqrt{T_{Frischdampf}}} \qquad \text{Gleichung 2}$$

Abbildung 32: Verfahrensfließbild von Geothermieanlagen im Bestand mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk, einem einstufigen ORC-Prozess und Turbinenregelventil.



¶

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Der Dampfmassenstrom des Arbeitsmediums kann durch Drehzahlvariation der Speisepumpe P3 geregelt werden. Der Dampfmassenstrom durch die Turbine kann durch den Querschnitt des Turbineneinlassventils V4 und das Turbinenbypassventil V3 beeinflusst werden. In der konventionellen Kraftwerkstechnik wird die Fahrweise des modifizierten Gleitdrucks, eine Kombination von Festdruck und Gleitdruck, zur schnellen Leistungsänderung von Dampfturbinen verwendet. Im stationären Betrieb wird das Turbineneinlassventil V4 um 5–10 % leicht angedrosselt [51, S. 268].

Positive Regelleistungsbereitstellung: Im Falle der Bereitstellung von positiver Regelleistung wird das Turbineneinlassventil V4 voll geöffnet, der Frischdampfdruck im Verdampfer verringert sich, bis der Arbeitsmittelmassenstrom durch die Speisepumpe erhöht wurde und damit der Frischdampfdruck wieder ansteigt. Das Turbineneinlassventil kehrt in seine ursprüngliche Ausgangsstellung zurück. Durch die schnelle Reaktionszeit des Turbineneinlassventils V4 ist die Bereitstellung von Primärregelenergie möglich. Die träge Massenstromänderung und Wärmeübertragung im Verdampfer WT2 und WT3 ermöglicht bestenfalls eine Bereitstellung von Sekundärregelleistung.

Negative Regelleistungsbereitstellung: Bei negativer Regelleistungsbereitstellung wird der Strömungsquerschnitt des Turbineneinlassventils V4 verringert oder sogar das Turbinenbypassventil V3 geöffnet. Der Massenstrom des Arbeitsmediums wird durch Drehzahlabsenkung der Speisepumpe P3 verringert. Ebenso wie bei der positiven Regelleistungsbereitstellung sind die Reaktionszeiten kurz, was eine Bereitstellung von Primärregelleistung begünstigt.

4.1.2 Einsatz von Heißwasser-Wärmespeichern im Heiz- und/oder Kraftwerk einer Geothermieanlage

Speichertechnologien, im Speziellen Wärmespeicher, stellen eine der vielversprechendsten Möglichkeiten der Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung dar. Strom- und Wärmeerzeugung können so für den Zeitraum des Ausspeicherns von Wärme aus dem Speicher unabhängig von der Leistung der Thermalwasserquelle mit Wärme versorgt werden. Für die Umsetzbarkeit spielen die Dimensionierung der Speicher und deren Ausspeichergeschwindigkeit eine Rolle.

Der Aufstellungsort kann sich entweder zentral am Heizkraftwerk, an Knotenpunkten des Fernwärmenetzes, oder beim Kunden als kleiner, dezentraler Pufferspeicher ausgeführt, befinden. Je nach Standort kann sich die Art und Weise der Speicherladung unterscheiden. Während ein Zentralspeicher über die ausgekoppelte Erdwärme direkt nach dem Wärmeübertrager des Fernwärmenetzes geladen werden kann, bietet sich bei dezentralen Pufferspeichern auch eine Elektrodenheizung an.

Darüber hinaus unterscheiden sich Wärmespeichertechnologien in der Zeitspanne der Wärmespeicherung. Ein Pufferspeicher speichert Wärme über kurze Zeiträume im Bereich von Stunden bis Tagen und umfasst zentrale oder dezentrale Stahl-, Beton- oder GFK-Wassertanks. Indessen hat ein saisonaler Wärmespeicher eine Speicherungszeitspanne von mehreren Wochen bis Monaten und verwendet je nach Bauart entweder Wasser oder eine Kies-Wasser- bzw. Erdreich-Wasser-Mischung oder direkt den Untergrund, um Wärme saisonal zu speichern [52].

4.1.2.1 Integration eines Heißwasser-Wärmespeichers in das Fernwärmenetz eines Heizwerks einer Geothermieanlage

Bei Heißwasser-Wärmespeichern handelt es sich um sensible Wärmespeicher. Um eine größere Speicherkapazität zu erzielen, kann das Temperaturniveau des Speichers über der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes liegen. Die Speicher sind als Druckspeicher mit entsprechender Druckhaltung ausgelegt.

In Abbildung 33 ist ein Verfahrensfließbild mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher skizziert.

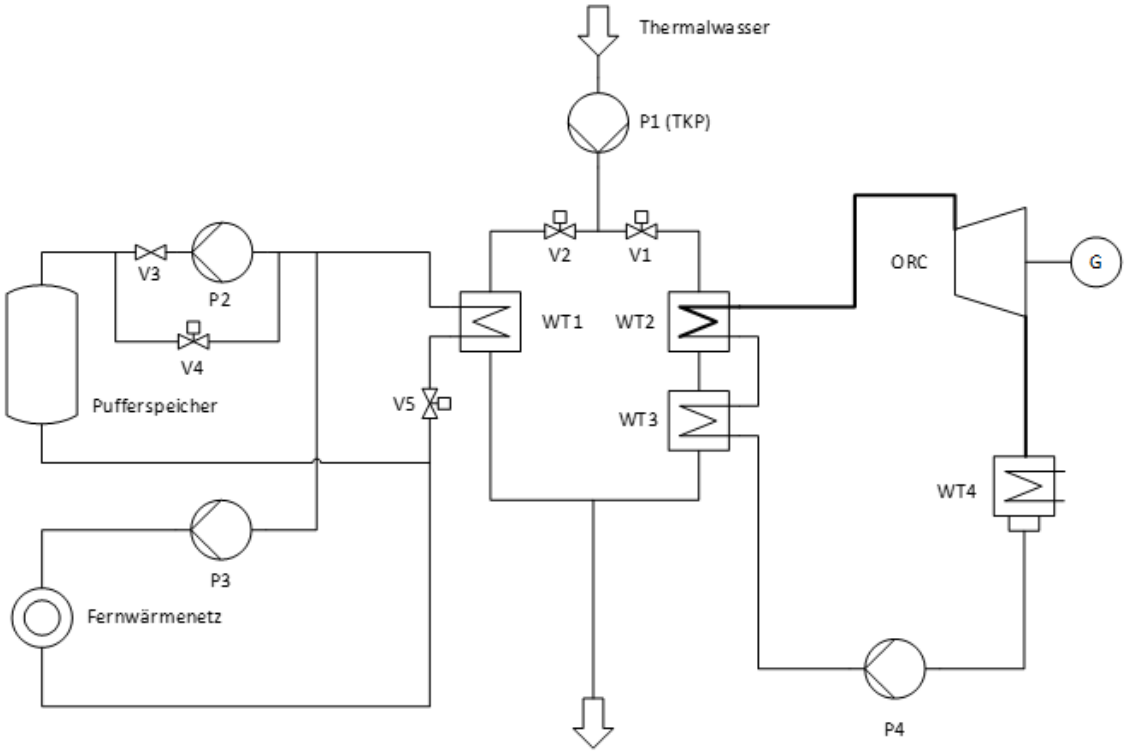
Soll der Speicher geladen werden, wird die Pumpe P2 eingeschaltet und das Ventil V4 geschlossen, siehe Abbildung 34. Das durch den Wärmeübertrager WT1 mindestens auf Vorlauftemperaturniveau des Fernwärmenetzes aufgeheizte Fernwärmenetzwasser strömt in den oberen Speicherbereich ein. Durch die Drehzahlvorgabe der Pumpe P2 kann der Volumenstrom für die Beladung des Heißwasser-Wärmespeichers gesteuert werden.

Soll der Heißwasser-Wärmespeicher entladen werden, werden die Ventile V3 und V5 geschlossen. Der Volumenstrom der Entladung kann durch die Stellung des Regelventils V4 eingestellt werden, siehe Abbildung 35.

Positive Regelleistungsbereitstellung: Bei Wärmenachfrage durch Fernwärmekunden bedient der Heißwasser-Wärmespeicher ganz oder zumindest teilweise das Fernwärmenetz, dadurch steht dem Kraftwerk für die Dauer der Ausspeicherung mehr geothermale Wärme zur Verfügung. Die Stromproduktion kann gesteigert werden. Dies gilt sowohl für zentrale wie auch für dezentrale Heißwasser-Pufferspeicher. Eine Substitution der direkten Wärmeversorgung aus Geothermie durch gespeicherte Wärme hat im Sommer, bei geringer Wärmeabnahme im Fernwärmenetz, weniger bis keine Bedeutung für die positive Regelleistungsbereitstellung.

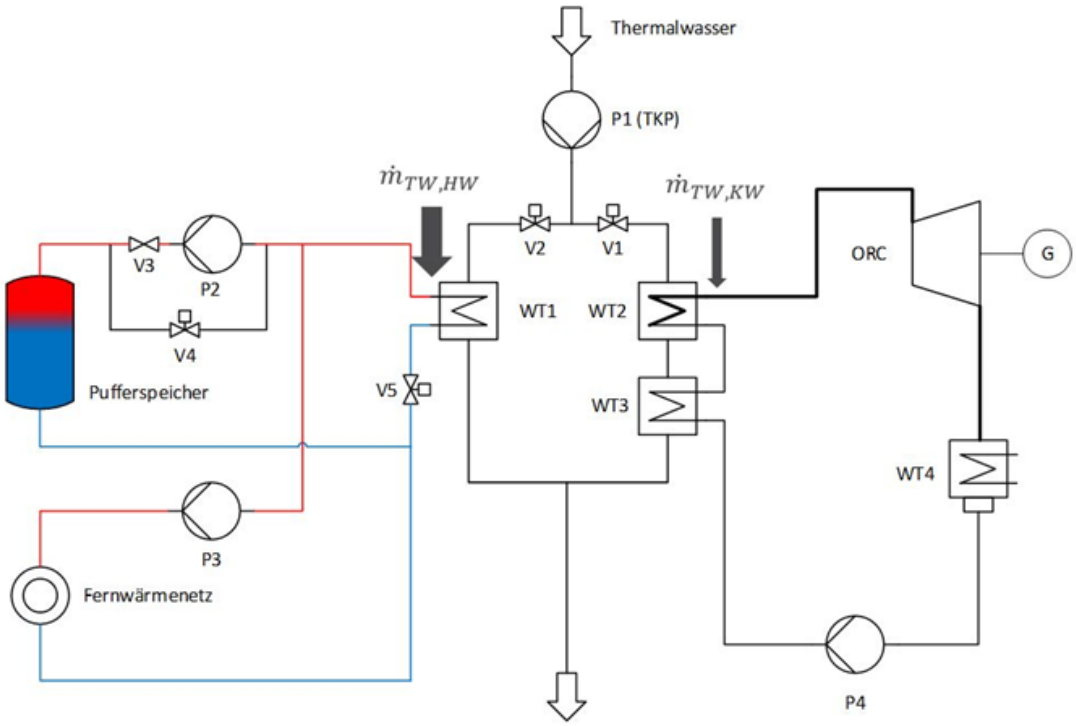
Negative Regelleistungsbereitstellung: Zum Laden des zentralen Heißwasser-Wärmespeichers muss mehr Wärme aus dem Thermalwasser entnommen werden, bzw. ein höherer Thermalwassermassenstrom der Fernwärmeauskopplung zugeführt werden. Dadurch steht dem Kraftwerk weniger geothermale Wärme zur Verfügung, die Stromproduktion sinkt.

Abbildung 33: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 34: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher – negative Regelleistungsbereitstellung – Ladevorgang des Heißwasser-Wärmespeichers.

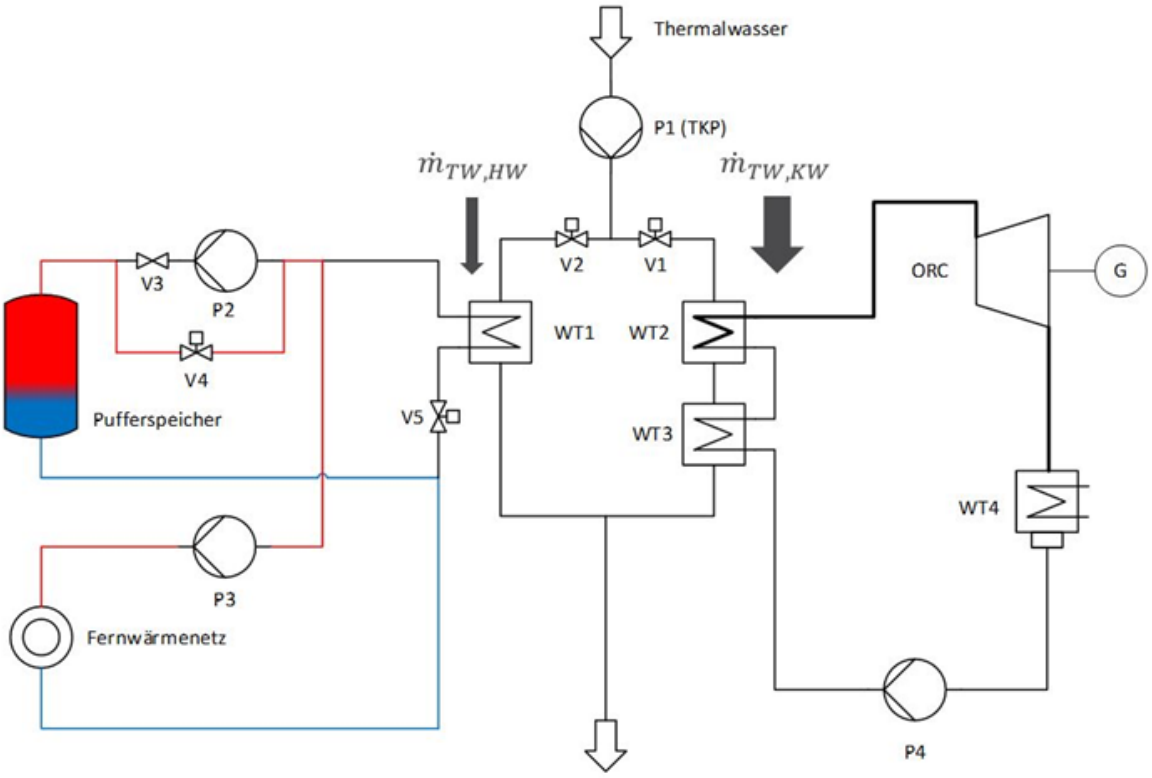


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Zudem könnten Wärmespeicher an Netzknotenpunkten oder beim Kunden durch Elektroheizer oder elektrisch angetriebene Wärmepumpen geladen werden (Power-to-Heat). Es wird dadurch ein weiterer Verbraucher zugeschaltet, statt die Stromproduktion zu senken. Ein Laden des Fernwärmespeichers mit elektrischer Energie ist vor allem im Winter eine wirksame Option, im Sommer dagegen können lediglich Wärmeverluste im Speicher ausgeglichen werden.

Außerdem stellt die Förderpumpe im Thermalwasserkreislauf einen nennenswerten Verbraucher im Megawattleistungsbereich dar. Im Falle negativer Regelleistungsbereitstellung kann ihre Drehzahl erhöht werden, ohne gleichzeitige Erhöhung der Thermalwasserreinjektionstemperatur durch Laden des Heißwasser-Wärmespeichers. Die Auswirkungen auf das Reservoir und mögliches auftretende Scalings sind zu untersuchen und möglicherweise ein limitierender Faktor.

Abbildung 35: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Fernwärmenetz integrierten Heißwasser-Wärmespeicher – positive Regelleistungsbereitstellung – Entladevorgang des Heißwasser-Wärmespeichers.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.1.2.2 Integration eines Thermalwasser-Wärmespeichers in das Kraftwerk einer Geothermieanlage

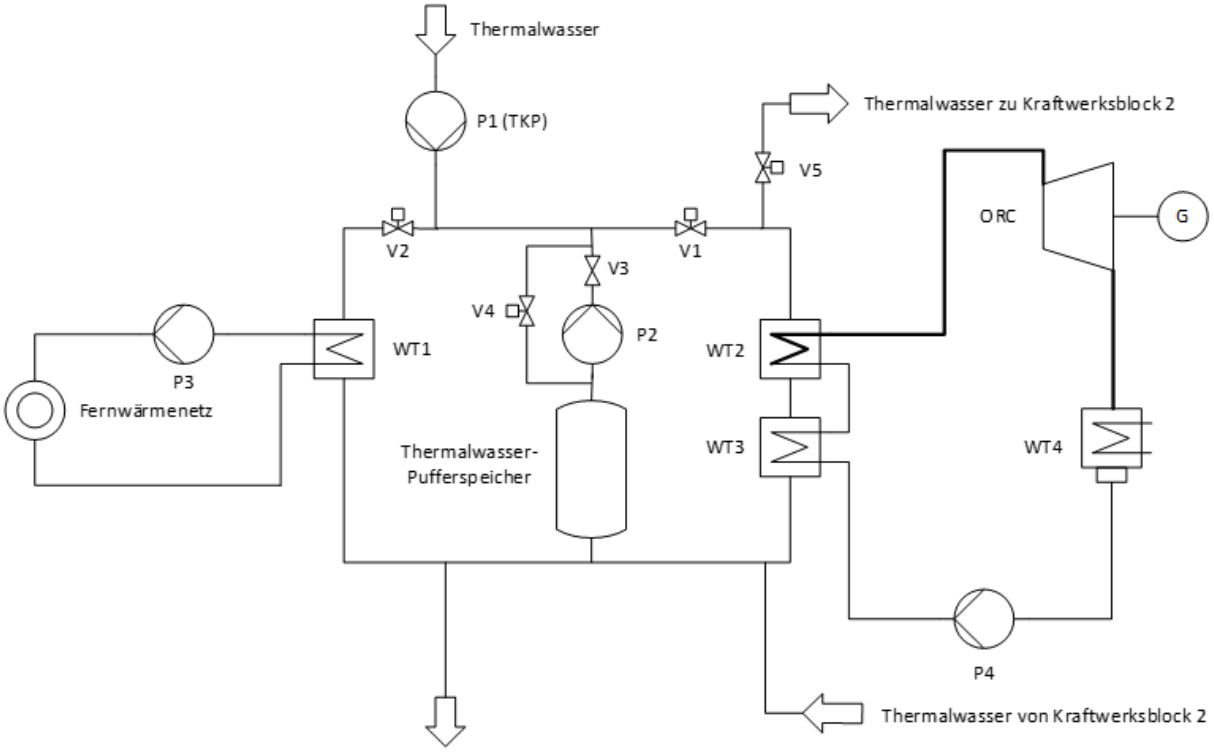
Eine weitere Möglichkeit des Einsatzes eines Wärmespeichers in einer Geothermieanlage mit ausschließlicher oder kombinierter Strom- und Wärmeproduktion ist die Integration eines Thermalwasser-Wärmespeichers in das Kraftwerk, die im Verfahrensfließbild in Abbildung 36 dargestellt ist.

Positive Regelleistungsbereitstellung: Bei positiver Regelleistungsbereitstellung wird der Thermalwasser-Wärmespeicher bei geschlossenem Ventil V4 durch die Pumpe P2 entladen und dem Kraftwerk dadurch eine höhere Wärmeleistung zugeführt, siehe Abbildung 37. Gleichzeitig wird der Massenstrom des Arbeitsmediums im Kraftwerk durch die Pumpe P4 und damit auch die Turbinenleistung erhöht. Damit die Gesamteffizienz durch die schlechteren Teillastwirkungsgrade der Turbine nicht erheblich verschlechtert wird, kann der Einsatz einer zweiten Turbine technisch sinnvoll sein. Durch die

niedrigen Frischdampftemperaturen stellen Wärmespannungen in der Turbine bei einem schnellen Warmstart vermutlich kein Hindernis dar.

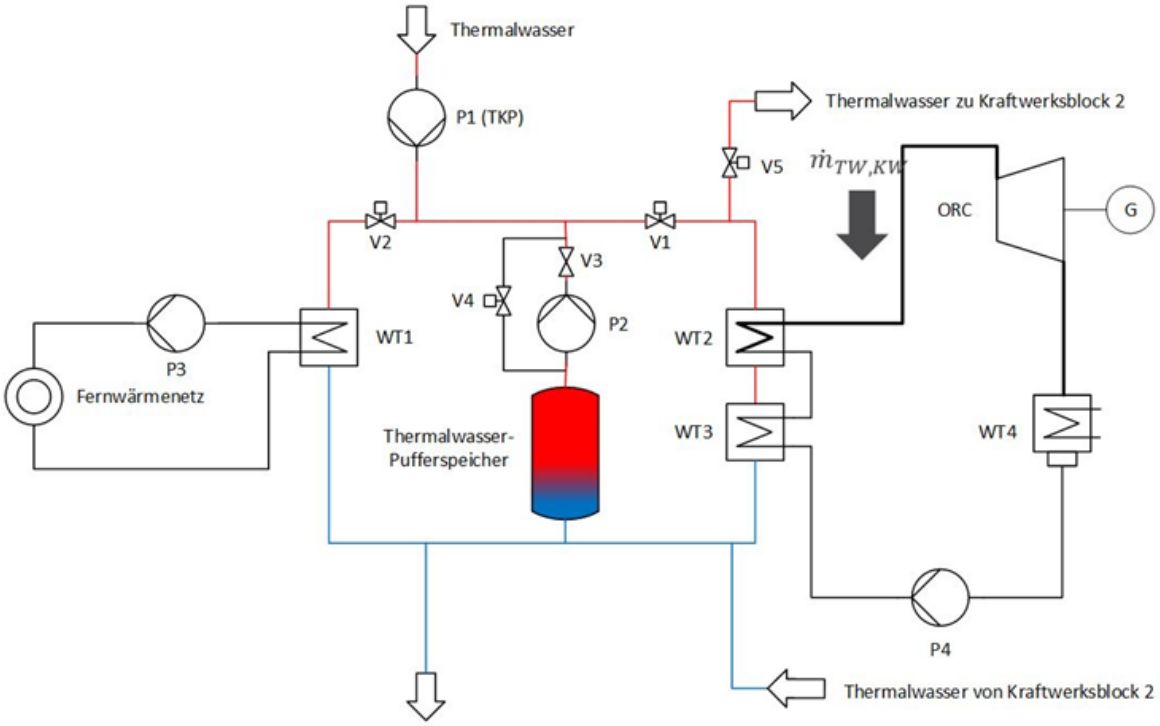
Negative Regelleistungsbereitstellung: Im Falle negativer Regelleistungsbereitstellung wird der Massenstrom des Arbeitsmediums im Kraftwerk durch Drehzahlverringerung der Speisepumpe P4 erniedrigt. Dies ermöglicht auch eine Verringerung des Thermalwassermassenstroms durch den Verdampfer WT2 und den Vorwärmer WT3 durch Schließen des Regelventils V1. Gleichzeitig wird das Ventil V3 geschlossen und das Regelventil V4 geöffnet und der Thermalwasser-Wärmespeicher beladen, siehe Abbildung 38. Zudem könnten Power-to-Heat Technologien (Elektroheizer oder Wärmepumpen) auch zur Beladung der Wärmespeicher verwendet werden und somit einen zusätzlichen Strombedarf verursachen.

Abbildung 36: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Thermalwasser-Wärmespeicher.



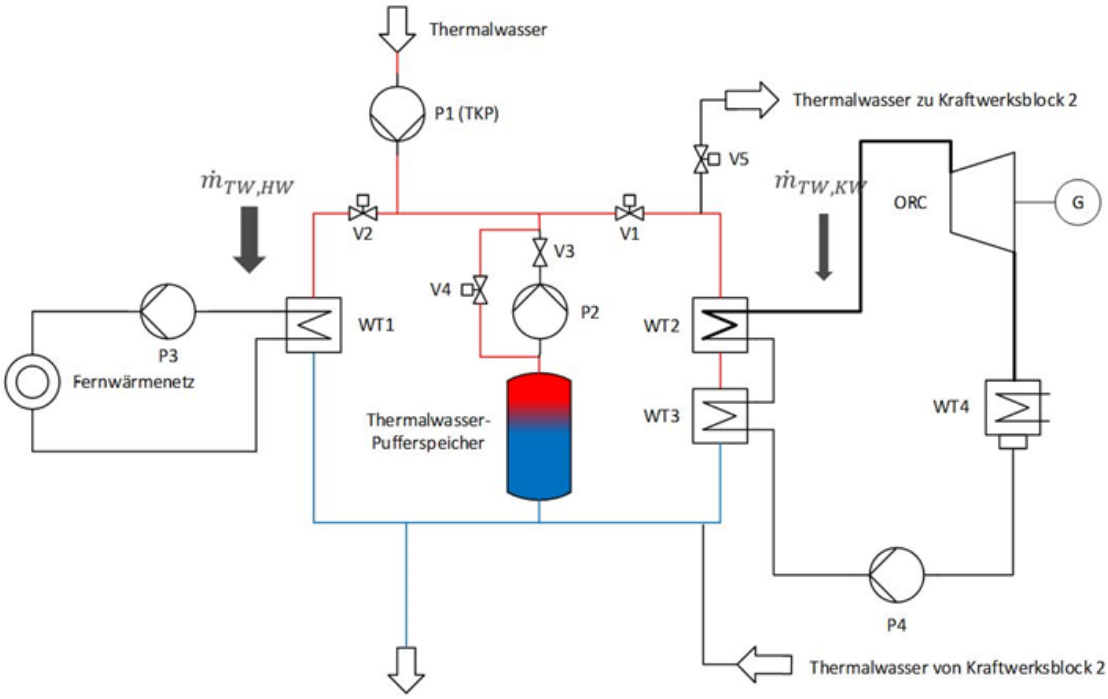
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 37: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Thermalwasser-Pufferspeicher – positive Regelleistungsbereitstellung – Entladevorgang des Thermalwasser-Wärmespeichers.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 38: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Thermalwasser-Wärmespeicher – negative Regelleistungsbereitstellung – Ladevorgang des Thermalwasser-Wärmespeichers.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Ein großer Vorteil eines Thermalwasser-Wärmespeichers ist die von der Leistung der Thermalwasserquelle unabhängige Wärmeleistung. Damit ist beispielsweise die Versorgung eines zweiten Kraftwerksblocks möglich, der für die Bereitstellung für Regelleistung optimiert sein kann. Zudem können Thermalwasservolumenstrom und die Thermalwasserreinjektionstemperatur über längere Zeiträume konstant gehalten werden, was mögliche Einschränkungen durch die vorgeschriebene Betriebsweise der Förderpumpe und des Reservoirs umgeht. Nachteilig für den Einsatz sind die im Thermalwasserkreislauf erforderlichen hohen statischen Drücke, um Entgasung zu vermeiden, und die Gasbeladung des Thermalwassers. Insbesondere für die Entgasung des Thermalwassers vor der Speicherbeladung und derRückführung des Gases in der Reinjektionsbohrung müsste eine technische Lösung entwickelt werden, um Scalingeffekte zu verhindern.

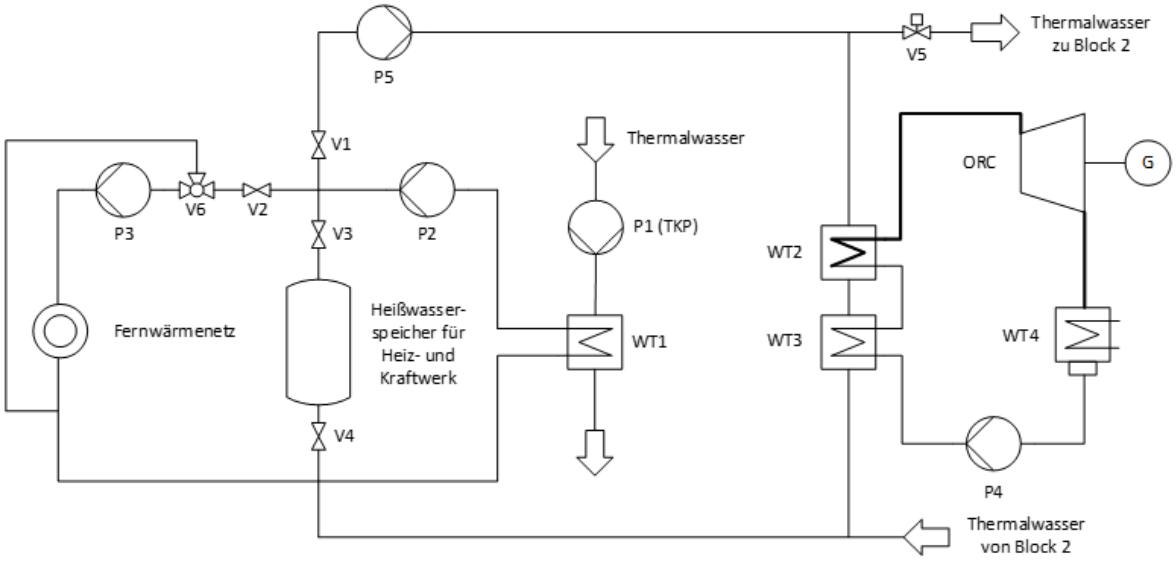
4.1.2.3 Integration eines Heißwasser-Wärmespeichers in eine Geothermieanlage für das Heiz- und Kraftwerk

Eine weitere Möglichkeit der Nutzung eines Wärmespeichers ist die Integration eines Heißwasser-Wärmespeichers in eine Geothermieanlage, der sowohl das Kraftwerk, als auch das Fernwärmenetz mit Wärme versorgen kann (Abbildung 39). Der Einsatz eines solchen Wärmespeichers hat einen grundlegend anderen Aufbau des Verfahrensfließbildes zur Folge. Statt einer parallelen Aufteilung des Thermalwassermassenstroms wird hier die gesamte Wärmeenergie im Wärmeübertrager WT1 an Heißwasser übertragen. Dadurch kann die Wärmeversorgung sowohl des Kraftwerks, als auch des Fernwärmenetzes flexibilisiert werden. Damit der Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk mit hoher Temperatur beladen werden kann, ist vor den Fernwärmenetzpumpen eine Kaltwasserbeimischung des Rücklaufs zur Temperaturabsenkung des Fernwärmenetz-Vorlaufs vorgesehen.

Positive und negative Regelleistungsbereitstellung: Der Massenstrom von Heißwasser für die Wärmeversorgung des Kraftwerks wird durch Drehzahlregelung der Pumpe P3 variiert. Bei negativer Regelleistungsbereitstellung mit gleichzeitigem Wärmebedarf im Fernwärmenetz oder verfügbarer Wärmespeicherkapazität sind Power-to-Heat Technologien eine Option für die gezielte Nutzung der Stromüberschüsse.

Bei dieser theoretischen Flexibilisierungsmöglichkeit sind die Vorteile des Einsatzes eines Wärmespeichers sowohl im Fernwärmenetz, als auch im Kraftwerk gegeben. Zudem entfällt im Vergleich zum Thermalwasser-Wärmespeicher das Problem der Gasbeladung des Thermalwassers. Nachteilig sind der zu erwartende geringere Wirkungsgrad des Kraftwerksprozesses aufgrund der niedrigeren Frischdampfparameter durch den Einsatz eines zusätzlichen Wärmeübertragers und die höheren Kosten für eine zusätzliche Pumpe und den zusätzlichen Wärmeübertrager, dessen Übertragungsleistung der gesamten thermischen Leistung der Thermalwasserquelle entsprechen muss.

Abbildung 39: Verfahrensfließbild mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in die Geothermieanlage integrierten Heißwasser-Wärmespeicher für das Kraftwerk und das Heizwerk.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.1.3 Einsatz eines Dampfspeichers im Kraftwerk einer Geothermieanlage

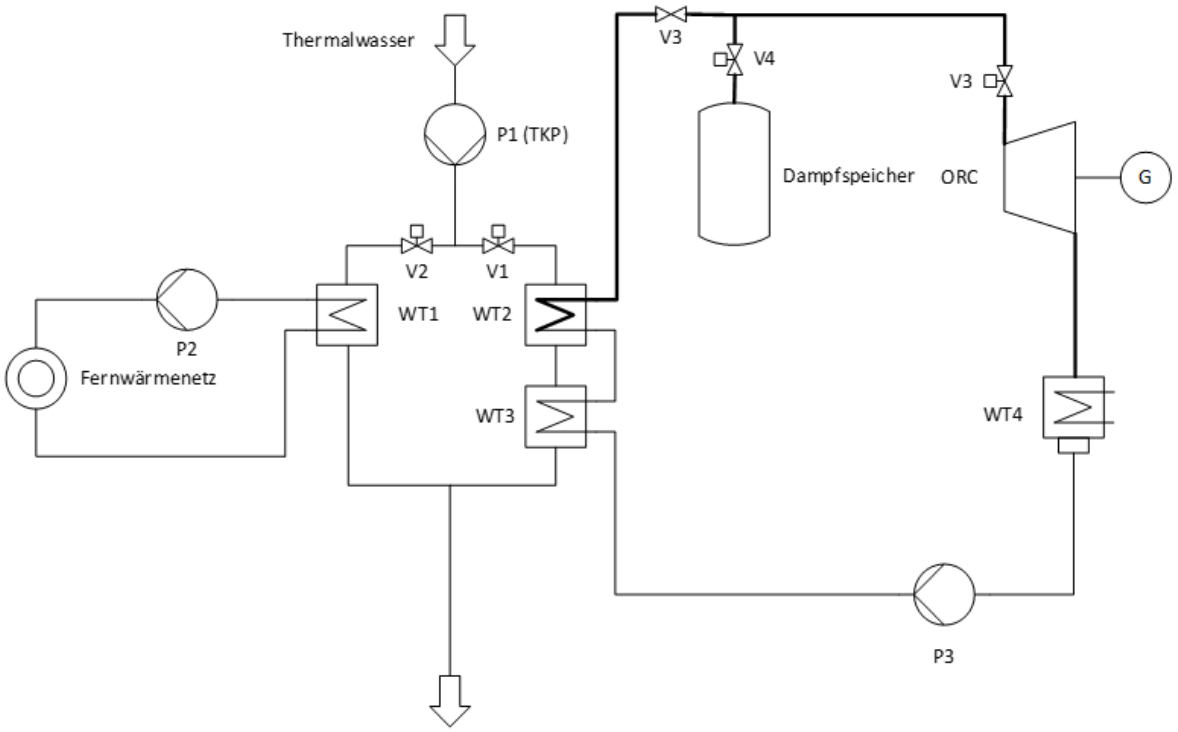
Bei konventionellen Dampfkraftwerken werden schnelle positive Laständerungen im Sekundenbereich durch vollständiges Öffnen der Turbinenventile mit resultierender Druckabsenkung erreicht. Dieses Verfahren wird als modifizierte Gleitdruckregelung bezeichnet. Dabei wird solange Hochdruckdampf aus den Leitungen, dem Überhitzer und dem Verdampfer entzogen, bis die Erhöhung des Brennstoffmassenstroms greift. Je höher die Speicherfähigkeit des Umlaufkessels, desto länger kann Dampf ausgespeichert werden. Verluste durch die Androsselung der Turbine für die Vorhaltung der positiven Regelenergie werden in Kauf genommen. Voraussetzung dafür ist, dass der Turbinenwirkungsgrad im Teillastbereich nur geringfügig sinkt. Dieses Konzept kann aktuell nur bedingt umgesetzt werden, da das Dampfvolumen der Verdampferstrecke zu klein für eine ausreichend lange Ausspeicherung ist. Ein Frischdampfspeicher mit ausschließlich dampfförmigem Arbeitsmedium, könnte ausreichend Dampfvolumen für eine längere Verfügbarkeit von Primärregelleistung sicherstellen (Abbildung 40).

Der Dampfspeicher kann auch als sogenannter Ruths-Speicher ausgeführt sein. In solch einem Speicher befindet sich das Arbeitsmedium üblicherweise bei Überdruck (gegenüber dem Arbeitskreislauf), großteils im flüssigen Zustand auf Siedetemperatur. Bei Anforderung von Frischdampf aus dem Ruths-Speicher wird die Flüssigkeit am Auslass über ein Ventil durch Entspannung auf den Kreislaufdruck verdampft. Gleichzeitig sinkt der Druck im Speicher, bis die Grenze der Ausspeicherfähigkeit erreicht ist. Die Aufladung des Speichers erfolgt über die Zuführung von Frischdampf aus dem Verdampfer [53].

Positive Regelleistung: Durch das höhere verfügbare Dampfvolumen kann analog zur konventionellen Kraftwerksregelung eine modifizierte Gleitdruckregelung mit längerer zeitlicher Verfügbarkeit und höher Leistung im Primärregelleistungsbereich implementiert werden.

Negative Regelleistung: Ähnlich zu einem zentralen Fernwärmespeicher wird auch der Dampfspeicher mit Frischdampf beladen. Für die Energiewandlung in der Turbine steht daher ein geringerer Enthalpiestrom zur Verfügung.

Abbildung 40: Verfahrensfließbild einer Geothermieanlage mit parallel geschaltetem Heiz- und Kraftwerk und einem in das Kraftwerk integrierten Dampfspeicher.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

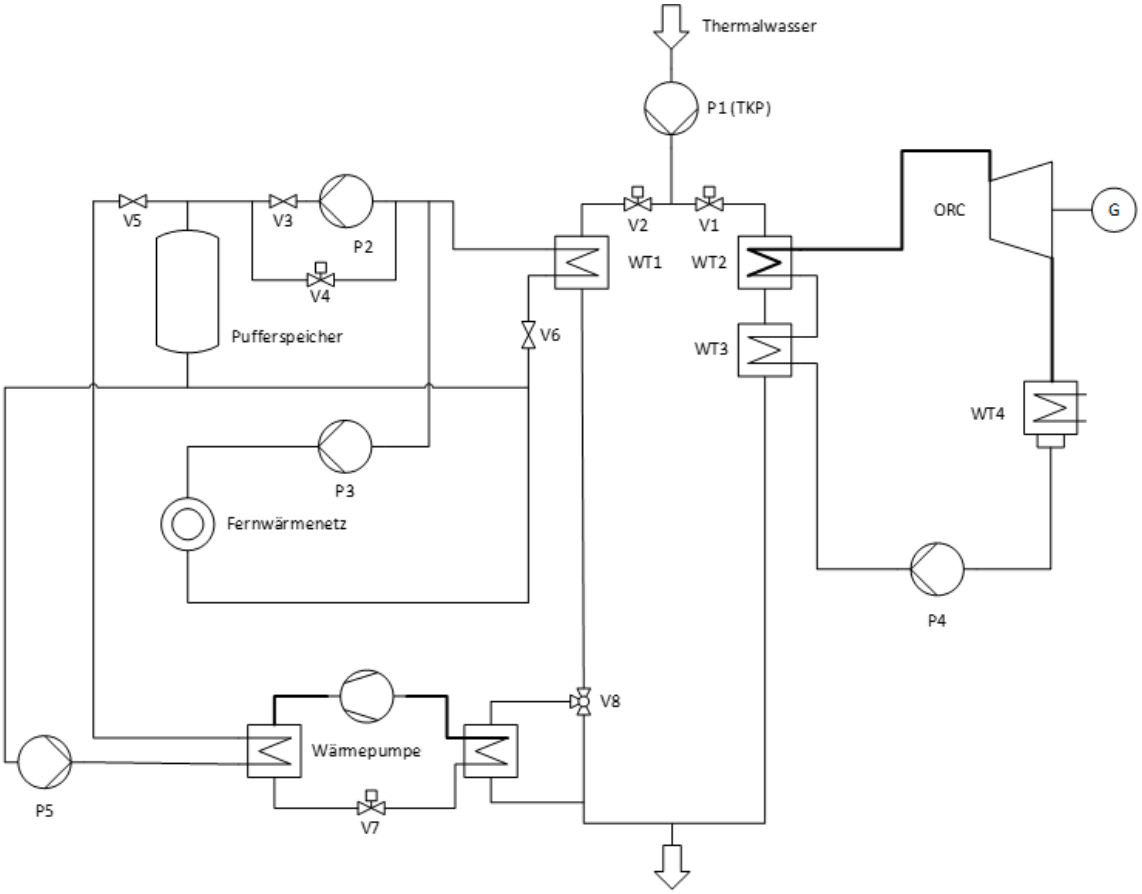
4.1.4 Integration einer Wärmepumpe und eines Heißwasser-Pufferspeichers in das Fernwärmenetz

Die Vorteile des Einsatzes einer Wärmepumpe in Geothermieheizwerken wurden bereits von der Erdwerk GmbH und der Hochschule München untersucht[54]. Danach kann eine Wärmepumpe den exergetischen Wirkungsgrad der Gesamtanlage steigern und mindestens einen Teil der Spitzenlast übernehmen. In Abbildung 10 wird die Wärmepumpe dazu genutzt, das Thermalwasser weiter auszukühlen. Ebenso denkbar ist der Einsatz der Wärmepumpe im Fernwärmerücklauf. Dies vermeidet zwar Probleme, die beim Durchströmen eines Wärmeübertragers mit Thermalwasser auftreten (Korrosion, Scaling), jedoch ist der Wirkungsgradzuwachs und die Arbeitszahl der Wärmepumpe geringer [54, S. 1, S. 71 ff.]. Die Wärmepumpe benötigt elektrische Energie des Kraftwerks für die Verdichtung des verdampften Fluids im Wärmepumpenkreislauf. Gleichzeitig senkt sie zu Zeiten geringer Wärmeabnahme den benötigten Thermalwassermassenstrom des Fernwärmenetzes bei konstanter Vorlauftemperatur. Das Thermalwasser kann stattdessen dem Kraftwerk zur Verfügung stehen.

Positive Regelleistungsbereitstellung: Der Einsatz der Wärmepumpe zu Zeiten geringer und mittlerer Wärmelast ermöglicht theoretisch einen höheren Thermalwassermassenstrom zum Kraftwerk, mehr Strom kann produziert werden. Ob ein Einsatz einer Wärmepumpe für die positive Regelleistungsbereitstellung sinnvoll ist, ist vom COP der Wärmepumpe und dem Temperaturniveau des Fernwärmenetzes abhängig.

Negative Regelleistungsbereitstellung: Im Sommer und Winter benötigt die Wärmepumpe Strom, wirkt also als zusätzlicher Verbraucher für die Bereitstellung negativer Regelleistung. Zu Spitzenlastzeiten im Winter kann die Wärmepumpe die fossile Redundanz ersetzen. Im Sommer bzw. zu Zeiten geringer Wärmenachfrage des Fernwärmenetzes kann ein Heißwasser-Pufferspeicher geladen werden. Weiter kann durch Betrieb der Wärmepumpe zu Zeiten mittlerer Wärmenachfrage negative Regelleistung vorgehalten werden.

Abbildung 41: Geothermie-basiertes Strom-Wärme-System mit Integration einer Wärmepumpe und eines Heißwasser-Pufferspeichers in das Fernwärmenetz.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.1.5 Einsatz hybrider Kraftwerke

Ein weiterer potenzieller Ansatz zur Flexibilisierung bei der Erbringung von positiver oder negativer Regelleistung ist die Kopplung mit einer zusätzlichen Wärmequelle. Unabhängig davon wie dieser alternative Energieträger konzipiert ist, werden vielversprechende Konzepte für derartige Hybridkraftwerke identifiziert und hinsichtlich einer gesteigerten Flexibilität des Gesamtsystems analysiert. Als Fallbeispiel dient hierfür ein einstufiger ORC-Prozess mit einer Nennleistung von 4,3 MW und dem Arbeitsmedium Isobutan. Die maßgeblichen Randbedingungen für die angestellten stationären Berechnungen sind in Tabelle 2 aufgelistet.

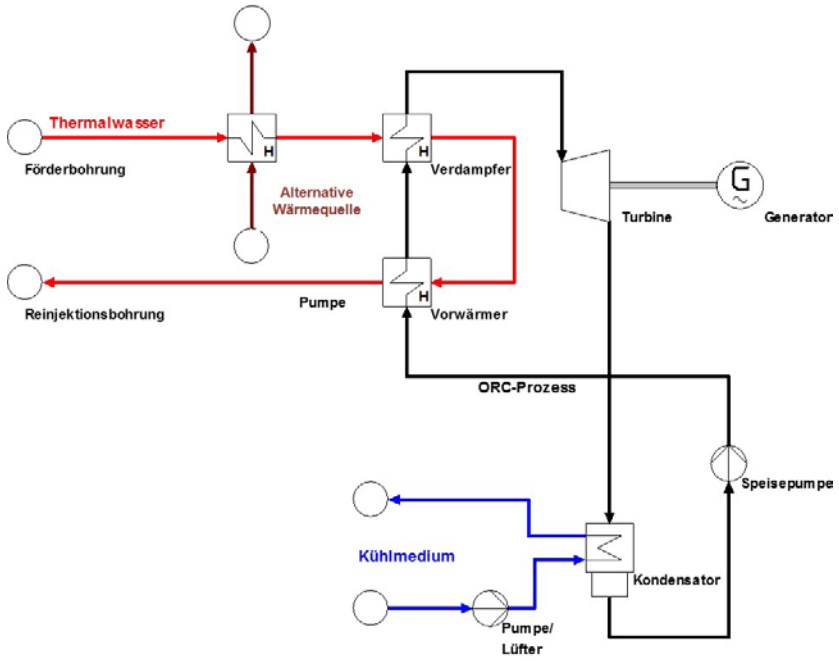
Tabelle 2: Randbedingungen der stationären Simulation

Parameter	Wert
Pinch Punkt Verdampfer [°C]	5
Pinch Punkt Kondensator [°C]	5
Lufttemperatur am Kondensatoreintritt [°C]	10
Lufttemperatur am Kondensatoraustritt [°C]	25
Isentroper Wirkungsgrad der Turbine [%]	84
Wirkungsgrad des Generators [%]	95
Wirkungsgrad der Pumpe [%]	70

Wirkungsgrad des Pumpmotors [%]	95
Druck des Thermalwasserkreislaufs [bar]	10
Fördertemperatur des Thermalwassers [°C]	130
Massenstrom des Thermalwassers [kg/s]	150
Thermische Leistung der alternativen Wärmequelle [kW]	1365

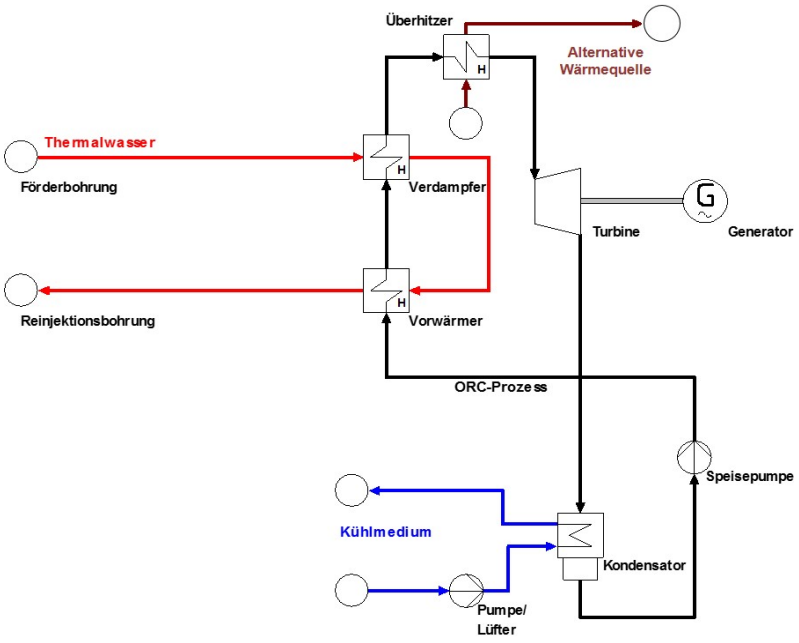
Geeignete ORC-Anlagenkonzepte für die Nutzung der geothermischen Wärmequelle und einer alternativen Wärmequelle sind die Vorwärmung des Thermalwassers und die Überhitzung des ORC-Mediums vor der Turbine. Beide Konzepte sind in Abbildung 42 und Abbildung 43 schematisch skizziert. Bei der Nutzung einer zusätzlichen thermischen Leistung von 1365 kW resultiert im Auslegungspunkt eine um 6,5 % (Konzept Überhitzung) bis 5,6 % (Konzept Vorwärmung) höhere Leistungsabgabe im Vergleich zur rein geothermischen Nutzung. Technisch könnten diese Leistungsdifferenzen zur Flexibilisierung der Anlage genutzt werden, um Regelenergieprodukte bereitzustellen. Weitere Off-Design Berechnungen zeigen, dass für Umgebungstemperaturen um 0 °C Leistungsdifferenzen zwischen Hybrid- und Geothermiekraftwerk von bis zu 10 % (hier ca. 500 kW_{el}) auftreten.

Abbildung 42: ORC-Anlagenkonzepte für Hybridkraftwerke: Vorwärmung des Thermalwassers.



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

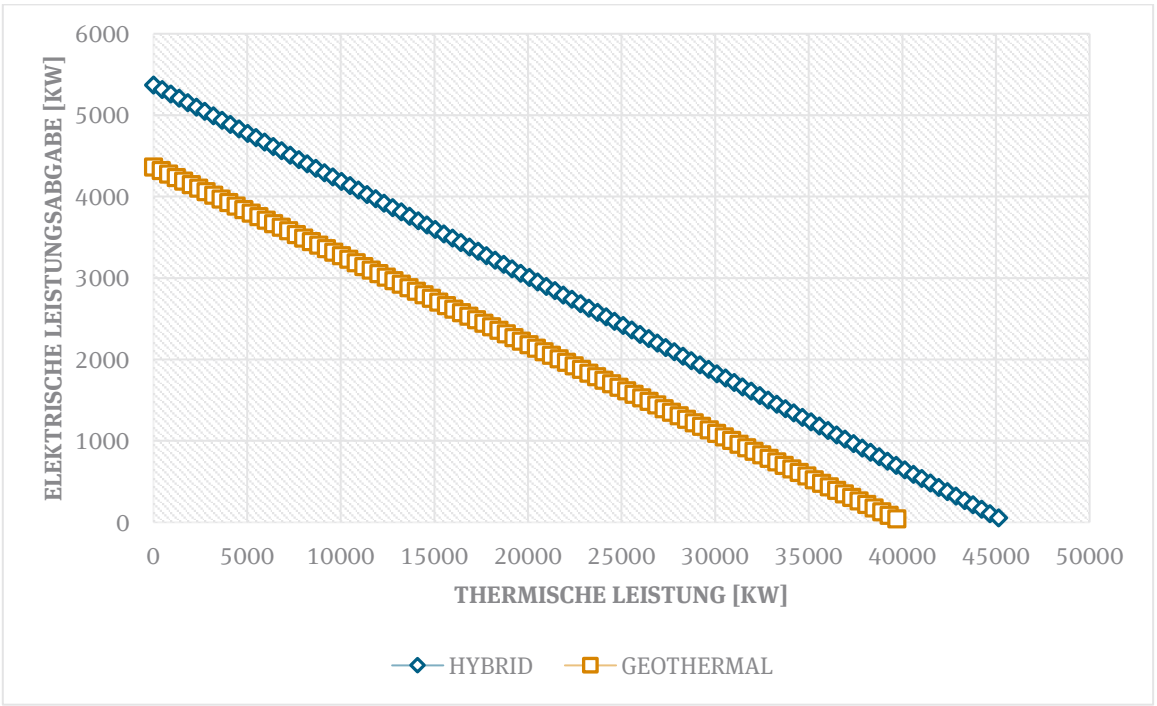
Abbildung 43: ORC-Anlagenkonzepte für Hybridkraftwerke: Überhitzung des ORC-Mediums.



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Wird die thermische Leistung der zusätzlichen Wärmequelle auf 5,6 MW angehoben, resultiert im Auslegungspunkt (Umgebungstemperatur 8 °C) eine elektrische Leistungsdifferenz von 1 MW. Somit kann alleine durch Zu- oder Abschalten der alternativen Wärmequelle eine Regelleistung von 1 MW bereitgestellt werden. Darüber hinaus wird durch das beschriebene Hybridkonzept auch die Flexibilität bei einem Strom-Wärme-System erhöht. In diesem Zusammenhang zeigt Abbildung 44 das Kennfeld (P_{el}-$\dot{Q}$-Diagramm) für ein rein geothermisches Konzept und ein Hybridkonzept (hier Vorwärmung).

Abbildung 44: P_{el}-$\dot{Q}$-Diagramm für ein rein geothermisches Konzept und ein Hybridkonzept.



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

4.1.6 Niedertemperaturnetzerweiterung des Fernwärmenetzes

Die Energieeffizienzanforderungen an neue und renovierte Gebäude gehen mit einem zunehmend niedrigeren Wärmebedarf einher [55]. Die Niedertemperaturnetzerweiterung des Fernwärmenetzes erlaubt die Erhöhung der Auslastung der Niedrigtemperaturressourcen eines Fernwärmesystems, wie Wärmespeicher und Wärmepumpen. Eine Fernwärmeversorgungstemperatur in den Bereichen von 50-55 °C bis 60-70°C kann die Raumheizung und den Warmwasserbedarf des Endnutzers in zentral-nordeuropäischen Klimazonen erfüllen [56]. Eine Niedertemperaturnetzerweiterung oder -umwandlung erfolgt mit der Umsetzung anderer Flexibilisierungsmaßnahmen, wie beispielsweise der Implementierung von Wärmespeichern.

Positive Regelleistungsbereitstellung: Eine niedrigere Fernwärmeversorgungstemperatur ermöglicht die Verwendung von mehr geothermaler Wärme für die Stromproduktion.

Negative Regelleistungsbereitstellung: Bei negativer Regelleistungsbereitstellung könnten Power-to-Heat Technologien genutzt werden. Ein Niedertemperaturnetz bietet die Möglichkeit, das Netz als Niedertemperaturwärmespeicher zu nutzen (geringere Verluste bei niedrigeren Temperaturen).

4.2 Wärmenetzseitige Flexibilisierung und Einsparpotenziale durch Demand Side Management

Die Flexibilität eines Geothermiesystems auf Seiten des Fernwärmenetzes wird maßgeblich durch das Nutzerverhalten und die Verbraucherstruktur bestimmt. Im Folgenden wird daher detailliert auf eine spezielle Möglichkeit der Wärmebedarfssteuerung eingegangen, die Implementierung von Demand Side Management (DSM) Maßnahmen. Über eine detaillierte Modellierung des Wärmebedarfs (Raumwärmebedarf und Warmwasserwärmebedarf) eines Referenzgebietes an repräsentativen Typtagen soll das Potenzial der verschiedenen Strategien zur Reduktion des Wärmeverbrauchs ermittelt werden, die der Maßnahmenkatalog des DSM bereithält. Die Ermittlung der Typtage erfolgt konsistent zu dem im Kapitel 5.2.1.1 verwendeten Verfahren mittels eines Cluster-Algorithmus.

Unabhängig von der Bestimmung der wärmenetzseitigen Flexibilisierung, werden Werte des Spitzenwärmebedarfs modelliert, welche bewertet werden und Anhaltspunkte für die Interpretation der anlagenseitigen Simulationen geben können. Die erzielten Zwischenergebnisse bestätigen die auf Annahmen basierten Werte des Wärmebedarfs, welche in den stationären Anlagensimulationen gewählt wurden. Der modellierte Spitzenwärmebedarf beeinflusst daneben maßgeblich die Strategie zur Bereitstellung von Regelleistung durch flexible Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme. Außerdem werden mit Hilfe des Modells Wärmelastprofile generiert, die Eingang in das übergeordnete Energiesystemmodell finden werden (Kapitel 6). Sie tragen zur Bewertung des Flexibilisierungspotenzials des betrachteten Gesamtsystems bei, welche einschließlich einer detaillierten Beschreibung der einzelnen Spitzenlastwerte im weiteren Projektverlauf erfolgen wird. Aufbauend auf den bisherigen Arbeiten wird der Fokus auf die Erstellung von Wärmelastprofilen für die ausgewählte Referenzregion Unterhaching gelegt.

4.2.1 Grundlagen des Demand Side Management

Die Wärmebelastung in einem FWN besteht im Wesentlichen aus drei verschiedenen Wärmeverwendungen: Raumheizung, Warmwasserverbrauch und Erhitzung von Lüftungsluft [57]. Darüber hinaus könnte es industrielle Nutzung von Wärme geben. Das Endbenutzer-Verhalten trägt zur Spitzenstundenlast bei, wenn die folgenden Aktivitäten zeitlich zusammenfallen:

- Gebrauch von heißem Leitungswasser in den Morgenstunden
- Der Beginn der Raumheizung nach der Nachtabsenkung
- Der Beginn der Belüftung von Nichtwohngebäuden

Die Wärmebelastung eines FWN unterliegt großen Schwankungen aufgrund der fluktuierenden Nachfragen der Verbraucher. Die Wärmebelastung wird hauptsächlich zwischen dem eher langsamen Prozess der Raumheizung und dem schnellen Prozess des Warmwasserverbrauchs aufgeteilt. DSM bietet die dynamische Fähigkeit, durch Leistungsmanagementmaßnahmen auf der Verbraucherseite (verschiebbaren, zu- oder abschaltbaren Lasten) die Nachfrage an die Versorgung zu koppeln. Ziel von DSM ist es, Strategien zu planen, zu überwachen und umzusetzen, um einzelne Verbraucher zu ermutigen, ihren Wärmebedarf im Hinblick auf Menge und zeitlichen Ablauf zu modifizieren [58]. Obwohl DSM normalerweise wenig Einfluss auf den Gesamtwärmeverbrauch hat, ergibt sich ein positiver Effekt auf das Wärmeproduktionsprofil in Bezug auf Lastform und Spitzenlast [59; 60].

DSM – Integration im Wärmesektor

Integration von DSM im Wärmesektor kann durch verschiedene Mechanismen erreicht werden [57]:

- Information: DSM-Programme mit Werbung, Energie-Audits oder technische Forschung, um Endbenutzer dazu zu bewegen Energie zu sparen.
- Subventionen: Subventionen für die Gebäudesanierung oder die Installation von energieeffizienten Geräten können die Akzeptanz energiesparender Technologien beschleunigen.
- Verträge: Verträge für Energieeinsparungen konzentrieren sich auf das Ergebnis und nicht auf die Methode der Energieeinsparung.
- Tarife: Lastverlagerungstarife oder kostenorientierte Tarife, um die Tarifpreise besser an die Versorgung anzupassen.

Mit steigender Anzahl an Wärmezählern und der weit verbreiteten Verfügbarkeit von Kommunikationssystemen steigt die Datenmenge und Datenqualität, die durch die Messgeräte an die Betreiber übermittelt wird, so dass anhand dieser Daten Heizungsplanungsmaßnahmen durchgeführt werden können. Zwei-Wege-Kommunikationssysteme entstehen, so dass Nachrichten und Daten an den Verbraucher gesendet werden können und umgekehrt. Mit diesen Systemen ist die Implementierung aktiver DSM-Strategien eine echte Option [57, S. 7].

4.2.2 Modellierungsansätze

Der momentane Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes ist schwer zu messen, da unterschiedliche Wärmelasten unterschiedliche Einflüsse auf Volumenstrom und Rücklauftemperatur des FWN haben. Die Erhöhung der Temperaturdifferenz im FWN ist auf den Warmwasserwärmebedarf (WWWB) zurückzuführen. Liegt ein erhöhter WWWB vor, wird die durchschnittliche Rücklauftemperatur ab der Verbraucherverbindungsstation verringert. Die in der Folge erhöhte Temperaturdifferenz im FWN wird an der Produktionsseite gesehen, bis das Wasser mit der verringerten Rücklauftemperatur zur Wärmeanlage zurückkehrt. Die Erhöhung des Volumenstroms durch Raumheizungswärmebedarf (RHWB) führt zu einem proportionalen Anstieg der Wärmeproduktion [59; 57].

Der Wärmebedarf wird daher normalerweise als der momentane Bedarf des Endbenutzers berechnet. Es gibt viele Ansätze, um den Wärmebedarf eines Gebäudes oder Stadtgebiets zu abschätzen. Das Problem der Identifizierung eines geeigneten Modells für eine bestimmte Anwendung beruht darauf, ein Modell zu finden, das sowohl mit der physikalischen Realität als auch mit der Menge der benötigten Daten übereinstimmt [61].

Die wichtigste Barriere für eine praktische Simulation des Wärmebedarfs eines Gebäudes/Stadtgebiets ist die fehlende Information über die physikalischen und thermischen Eigenschaften der Gebäude und die Verhaltensweisen der Nutzer. Die verschiedenen Methoden für die Modellierung von Gebäuden werden in drei Ansätze unterteilt: White-Box-, Black-Box- und Gray-Box-Modelle.

White-Box-Modelle basieren auf einer sehr detaillierten physikalischen Beschreibung eines Gebäudes. Sie ermöglichen eine genaue Vorhersage des thermischen Verhaltens, indem sie ein umfassendes Wissen über die Parameter und Eigenschaften des modellierten Gebäudes nutzen [62]. Darüber hinaus bestehen White-Box-Modelle aus komplexen Simulationsmodellen, die umfangreiche Rechenleistung erfordern. Diese Modelle werden zunehmend in verschiedenen Simulationssoftwares wie TRNSYS oder EnergyPlus eingesetzt [63; 62]. Dennoch erlauben die hohen Entwicklungs- und Umsetzungskosten im Zusammenhang mit dem hohen Datenbedarf nicht die weitgehende Nutzung des White-Box-Models für städtische Gebiete.

Black-Box-Modelle werden auf Basis einer Analyse der gemessenen Zeitreihen entwickelt. Für städtische Anwendungen erfordern diese Modelle eine beträchtliche Menge an vorhandenen Messungen zum Wärmebedarf. Darüber hinaus erlauben diese Modelle nicht die Disaggregation unterschiedlicher Wärmebelastungen und sind daher nur für einen begrenzten Wertebereich gültig [64; 62].

Gray-Box-Modellierung bezeichnet eine Zwischenstufe zwischen White- und Black-Box Modellen, die physikalisch bekannte Parameter ausnutzt, um Modellstruktur und -gleichungen zu definieren. Ein allgemein verwendetes Gray-Box-Model für den Raumheizungswärmebedarf (RHWB) eines Gebäudes ist das RC-Modell, in dem die verschiedenen Bauteile durch Widerstände (R) und Kapazitäten (C) analog zu einer elektrischen Schaltung dargestellt werden [61; 62]. RC-Modelle variieren in Abhängigkeit von den vorhandenen Gebäudedaten und Anwendungen [61; 65; 66]. Gut etablierte niederwertige RC-Modelle von ganzen Gebäuden sind in der internationalen Norm ISO 13790 und der deutschen Richtlinie VDI 6007 beschrieben.

Der Warmwasserwärmebedarf (WWWB) hängt vollständig vom Benutzerverhalten ab und wird in der Regel mit probabilistischen Modellen, die auf Statistiken basieren, modelliert [66; 67].

Für die Berechnung der Nachfrage wurde das Modell UrbanHeatPro verwendet und damit die Temperaturzeitreihen in Kapitel 6.3.3ausgegeben. UrbanHeatPro ist ein Open-Source-Bottom-up-Modell, um Wärmenachfrageprofile für städtische Gebiete zu simulieren. Es berechnet den momentanen RHWB und WWWB für jedes Gebäude in einem bestimmten Gebiet. Die Hauptgleichungen für die Berechnung der Wärmenachfrage basieren auf dem stündlichen Verfahren der DIN EN ISO 13790. Eine detaillierte Beschreibung des Modells sowie die Annahmen zur Simulation des Wärmebedarfs sind in Anhang D enthalten.

4.2.3 Gebäudedaten für Deutschland

Das europäische Forschungsprojekt TABULA (Typology Approach for Building Stock Energy Assessment) [] hat die nationalen Wohngebäude mit einem harmonisierten Ansatz untersucht, um eine vergleichbare Bewertung für Energieeffizienzmaßnahmen zu entwickeln [69]. Die TABULA-Typologie wird nach Altersklassen organisiert und unterscheidet zwischen Einfamilien- (EFH), Reihen- (RH), Mehrfamilien- (MFH) und großen Mehrfamilienhäusern (GMH). Jede Gebäudetypologie wird in drei Varianten beschrieben, um auf verschiedene Wärmeschutzstandards einzugehen:

1. unsaniert
2. vollsaniert: Mindestanforderungen an Sanierungen nach der Regulierung der Deutschen Energiesparverordnung EnEV 2009.
3. vollsaniert plus: Anforderungen an ein Passivgebäude mit ambitionierten energetischen Eigenschaften.

Der Wärmedurchgangskoeffizient (u-Wert) für die Komponenten der Gebäudehülle (Außenwände, Boden, Dach, Fenster und Tür) sowie deren Fläche werden aus dem TABULA Web Tool entnommen [68]. Beispielhafte u-Werte für ein EFH mit Baualtersklasse 1979-1983 werden in Abbildung 172 im Anhang dargestellt. Die Werte für die Luftströmung durch Infiltration und Nutzung werden für jede TA-

BULA-Typologie aus demselben Web Tool entnommen. Die TABULA-Typologie liefert jedoch keine detaillierten Informationen über die thermische Masse des Gebäudes, diese Daten wurden aus [70] entnommen.

4.2.4 Integration von DSM Maßnahmen

4.2.4.1 Gebäudesanierungsgrad

Gebäudesanierungsgrade oder Wärmeschutzstandards sind definiert nach der TABULA-Typologie:

Grad 1: unsaniert

Grad 2: vollsaniert

Grad 3: vollsaniert plus

Für die Bewertung der Auswirkungen der Gebäudesanierung auf den städtischen Wärmebedarf ist die Möglichkeit, für alle Gebäude einen spezifischen Sanierungsgrad einzustellen, im Modell enthalten.

Die energetische Modernisierung von Gebäuden unterliegt einer Vielzahl verschiedener Restriktionen. Dämmrestriktionen finden sich z. B. an der Hüllfläche von nahezu allen Gebäuden. Die Dämmrestriktionen resultieren u. A. aus schützenswerten Fassaden (e.g. Denkmalschutz) und geometrischen Einschränkungen. Solche Restriktionen führen dazu, dass nicht alle Gebäude auf den höchstmöglichen Wärmeschutzstandard saniert werden können [71].

4.2.4.2 Nachtabsenkung

Eine Nachtabsenkungsvariable ist im Modell definiert, um ein Absinken der Gebäudesolltemperatur während der Nacht zu ermöglichen. Die reduzierte Solltemperatur sowie der aktive Zeitraum der Nachtabsenkung können frei verändert werden, um verschiedene Szenarien zu bewerten.

4.2.4.3 Wärmeträgheit des Gebäudes

Die Zeitkonstante der Gebäudezone τ charakterisiert die innere Wärmeträgheit des Gebäudes während des Heizbetriebs. Sie wird nach der folgenden Gleichung berechnet:

$$\tau = \frac{C_{eq}}{R_{eq}} \qquad \text{Gleichung 3}$$

Der Wert der Zeitkonstante liegt im Bereich von 15 - 20 Stunden für leicht konstruierte Gebäude, von 50 - 100 Stunden für normale Gebäude und von 100 - 250 für massiv konstruierte Gebäude [57, S. 7; 72].

Die thermische Trägheit des Gebäudes kann genutzt werden, um bei reduzierter gelieferter Wärmeleistung die Gebäudesolltemperatur in einem komfortablen Bereich (maximale $Tset\ -2°C$) zu halten. Dadurch können Wärmelasten gezielt verschoben oder reduziert werden, ohne die Nutzer des Gebäudes zu beeinträchtigen. Im Modell wird ein Wärmeleistungsreduktionsfaktor berücksichtigt, um verschiedene Szenarien zu testen.

4.2.5 Abschätzung des Wärmebedarfsprofils für die Referenzregion

Als Referenzregion wird die Gemeinde Unterhaching südlich der bayerischen Landeshauptstadt München gewählt. Die Gemeinde nutzt bereits seit 2007 die Geothermie zur Wärmeversorgung über ein kommunales Fernwärmenetz (FWN) mit ca. 45km Länge und einer gesamten Anschlussleistung von 65.7 MW [73].

Als erster Ansatz für die Abschätzung des Wärmebedarfs in Unterhaching wurde ein Bereich, der das Fernwärmenetz von Unterhaching (Anhang E) abdeckt, aus OpenStreetMap [74] extrahiert. Die geografisch referenzierte Datenbank umfasst insgesamt 2438 Gebäude, die in vier Kategorien unterteilt sind: Gewerbe (106), Industrie (45), Verwaltung (49) und Wohngebäude (2238).

4.2.5.1 Gebäudebestand

Die Bruttogrundfläche wurde direkt aus den Gebäudeumrissen berechnet. Wohngebäude wurden weiter in TABULA-Typologien eingestuft. Um die passende TABULA-Typologie auszuwählen, wurde die Gebäudebruttogrundfläche mit den Grundflächen gemäß TABULA-Typologien verglichen. Der daraus resultierende Gebäudebestand wurde mit der Gebäudebestandstatistik von Unterhaching (Tabelle 3) angepasst.

Tabelle 3: Wohngebäude in Unterhaching nach TABULA-Gebäudetypologie. Daten von Gebäuden mit Wohnraum [75] nach Baujahr und Gebäudetyp, nach Zahl der Wohnungen, Gebäude mit Wohnraum nach Art des Gebäudes, Zahl der Wohnungen und Baujahr (Mikrozensus-Klassen) angepasst nach Baualtersklassen gemäß [68]

Baujahr	EFH		RH		MFH		GMH		Insgesamt	
	An-zahl	%	An-zahl	%	An-zahl	%	An-zahl	%	Anzahl	%
1860-1918	37	1,9	7	1,2	6	0,9	0	0,0	**54**	**1,5**
1919-1948	182	9,3	41	6,9	16	2,4	0	0,0	**258**	**7,0**
1949-1957	{307}	{15,7}	{87}	{14,7}	{70}	{10,4}	{37]	{21,5}	**{542}**	**{14,7}**
1958-1968	{307}	{15,7}	{88}	{14,9}	{70}	{10,4}	{37]	{21,5}	**{543}**	**{14,7}**
1969-1978	{307}	{15,7}	{88}	{14,9}	{70}	{10,4}	{37]	{21,5}	**{543}**	**{14,7}**
1979-1983	336	17,2	95	16,0	87	13,0	14	8,1	**578**	**15,7**
1984-1994	186	9,5	56	9,5	130	19,4	35	20,3	**445**	**12,1**
1995-2001	93	4,7	35	5,9	77	11,5	3	1,7	**230**	**6,2**
2002-2009	203	10,4	95	16,0	145	21,6	9	5,2	**500**	**13,5**
Insgesamt	**1958**	**100**	**592**	**100**	**671**	**100**	**172**	**100**	**3693**	**100**

{} Aussagewert wird aufgrund der unzureichenden Datenbasis gleichmäßig in drei Baualtersklassen verteilt

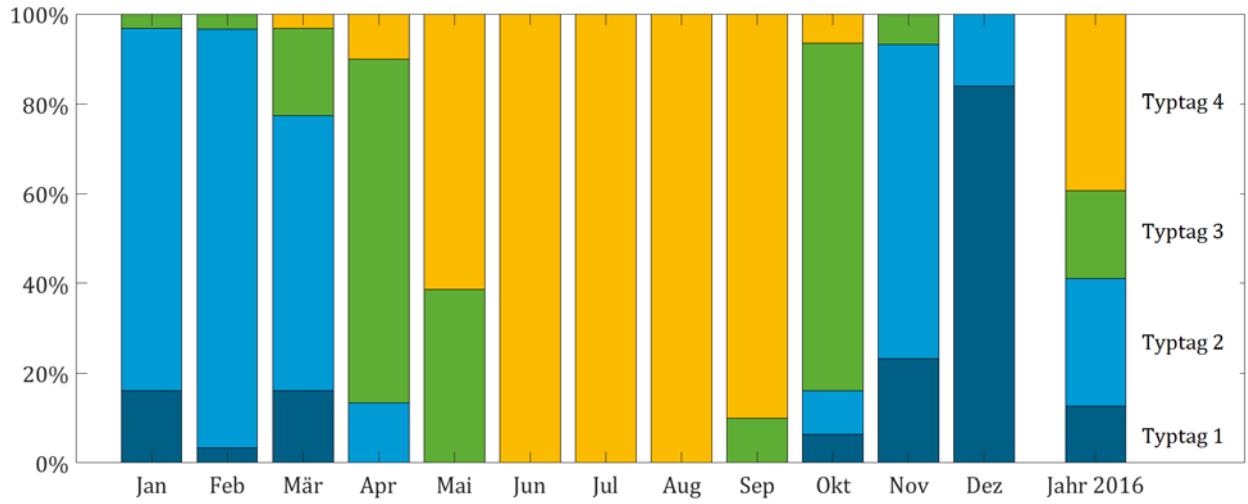
4.2.5.2 Wärmebedarf: Ist-Zustand

Das Fernwärmenetz (FWN) in Unterhaching hat eine Gesamtlänge von ca. 45 km mit einer gesamten Anschlussleistung von 65.7 MW. Die gelieferte Wärmemenge durch das FWN betrug im Jahr 2016 113,9 GWh mit einer maximalen Spitzenlast von 35,9 MW.

Die Zeitreihen, die der Wärmeproduktion aus dem Jahr 2016 entsprechen, wurden analysiert, um typische Tage zu identifizieren. Aus den verfügbaren Daten wurden vier repräsentative Tage oder Typtage ausgewählt, die auf einem hierarchischen Cluster-Algorithmus basieren [76], wie in Abbildung 45 dargestellt ist. Der Cluster-Algorithmus wird detailliert in Kapitel 5.2.1 des vorliegenden Berichts beschrieben. Typtag 1 repräsentiert 46 Wintertage mit einem durchschnittlichen Tageswärmebedarf von ca. 30 MW und einer durchschnittlichen Tagesumgebungstemperatur von 0°C. Typtag 2 repräsentiert 104 Tage mit einem durchschnittlichen Tageswärmebedarf von ca. 23 MW und einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von 5°C (sowohl Winter- als auch Übergangszeit). Typtag 3 repräsentiert 72 Tage überwiegend Frühjahr und Herbst mit einem durchschnittlichen Tageswärmebedarf von ca. 15 MW und einer durchschnittlichen Tagesumgebungstemperatur von ca. 10 °C. Typtag 4 ist die größte Kategorie und umfasst 144 Sommertage mit einem Tageswärmebedarf von 8 MW und einer

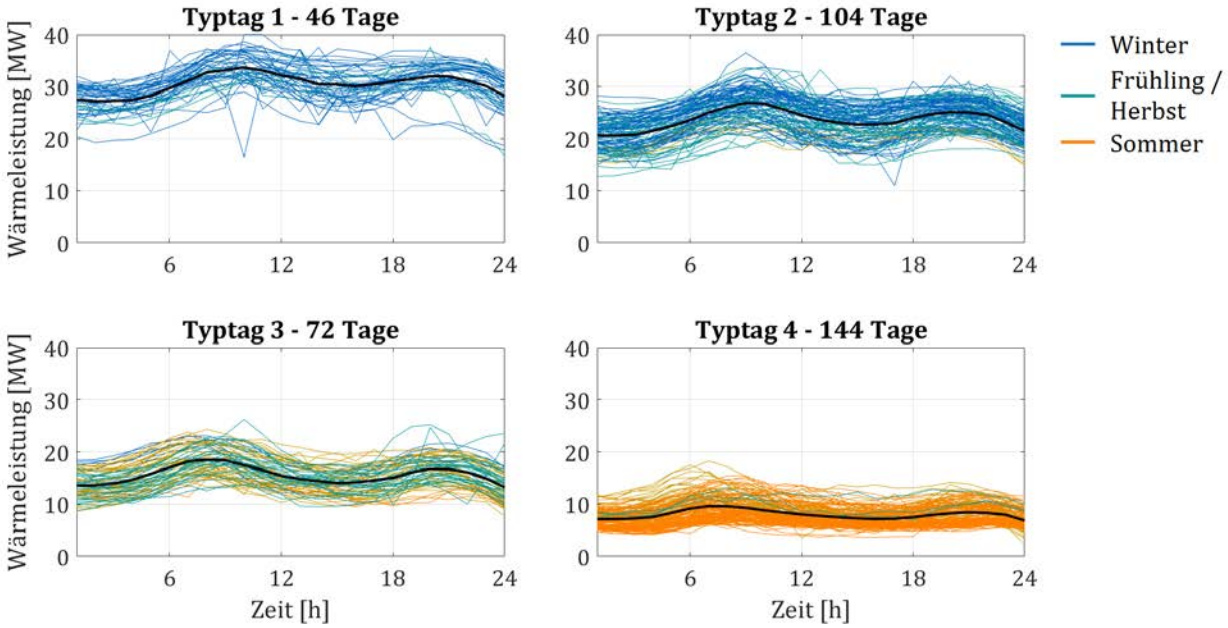
Umgebungstemperatur von 17 °C. Die Wärmebedarfsprofile jedes Typtags sowie das Durchschnittswärmeleistungsprofil sind in Abbildung 46 dargestellt.

Abbildung 45: Typtage der Wärmeleistung der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG in 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 46: Wärmeleistungsprofile von ausgewählten Typtagen. Das schwarze Profil in jedem Plot repräsentiert die durchschnittliche Wärmeleistung für den jeweiligen Typtag.

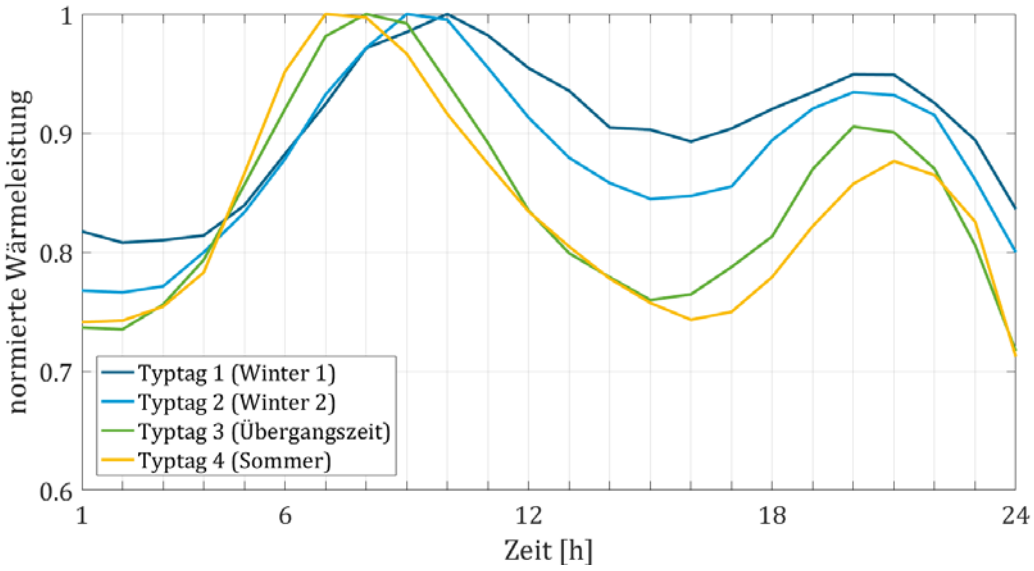


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Ein detaillierterer Vergleich der Profilform des Wärmeleistungsprofils der ausgewählten Typtage kann in den normierten Profilen in Abbildung 47 beobachtet werden. Die vier Profile haben zwei Spitzen, eine am Morgen, wenn Warmwasser genutzt wird und Wohn- und Nichtwohngebäude beheizt werden, und die zweite am Nachmittag, wenn Wohngebäude nach den täglichen Aktivitäten wieder bezogen und geheizt werden. Die zweite Spitzenlast ist in der Regel niedriger als die erste, da der Wärmebedarf nur von Wohngebäuden stammt. Eine abnehmende Wärmeproduktion wird nach der Morgenspitze beobachtet. Einerseits führen kältere Tagesumgebungstemperaturen im Typtag 1 zu kleineren Fluktuationen im Wärmeleistungsprofil, so dass die Produktion immer über 80 % der Maximalproduktion

(40,5 MW) liegt. Im Sommer (Typtag 4) hingegen erreicht die Mindestwärmeleistung 73 % des Sommerspitzenbedarfs (17,3 MW). Geringer Warmwasserverbrauch und die Umsetzung der Nachtabsenkung führen zu einer geringeren Wärmeleistung in der Nacht.

Abbildung 47: Normierte Wärmeleistung von ausgewählten Typtagen.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.2.5.3 Abschätzung der Wärmeleistung des Referenzgebiets mit *UrbanHeatPro*

Annahmen

Der Wärmebedarf für den Untersuchungsbereich wurde anhand folgender Annahmen berechnet:

1. Nur 80 % der Gebäude haben einem Fernwärmeanschluss.
2. Der Gebäudesanierungsgrad der Hülle jedes Wohngebäudes wird aus dem nationalen Gebäudesanierungsgradstatus berechnet [77]. Nichtwohngebäude werden mit Sanierungsgrad 1 berücksichtigt.
3. Die Nachtabsenkung ist aktiv von 23:00 Uhr bis 6:00 Uhr. Die Gebäudesolltemperatur T_{set} wird während dieser Zeit auf 18 °C reduziert. Es wird angenommen, dass 60 % der Gebäude Nachtabsenkung nutzen. Diese Gebäude sind zufällig ausgewählt.
4. Ein Leistungsreduktionsfaktor wird nicht betrachtet.
5. Alle Gebäude werden immer geheizt, wenn die Umgebungstemperatur niedriger als die Gebäudesolltemperatur T_{set} ist.
6. Der Wirkungsgrad der Übergabestation im Gebäude ist 0.8 für alle Gebäude.
7. Jedes Gebäude hat einen Warmwassertank, der den täglichen Warmwasserbedarf des Gebäudes decken kann. Der Füllstand des Tanks ist für jedes Gebäude zu Beginn der Simulation zufällig und er wird geladen, wenn der Füllstand kleiner als 20 % seiner Kapazität ist.
8. Alle Gebäude werden als bewohnt erachtet. Eine synthetische Bevölkerung und ihr jeweiliges Nutzungsprofil basieren auf der Bevölkerungsstatistik des Untersuchungsgebietes. Die Wärmebedarfsberechnung wird entsprechend angepasst.
9. Eine konstante Grundlast von 5 MW, die den nicht modellierten Wärmebedarf (e.g. WWWB von Nichtwohngebäuden, Prozesswärme) abbildet, wird mit einbezogen.

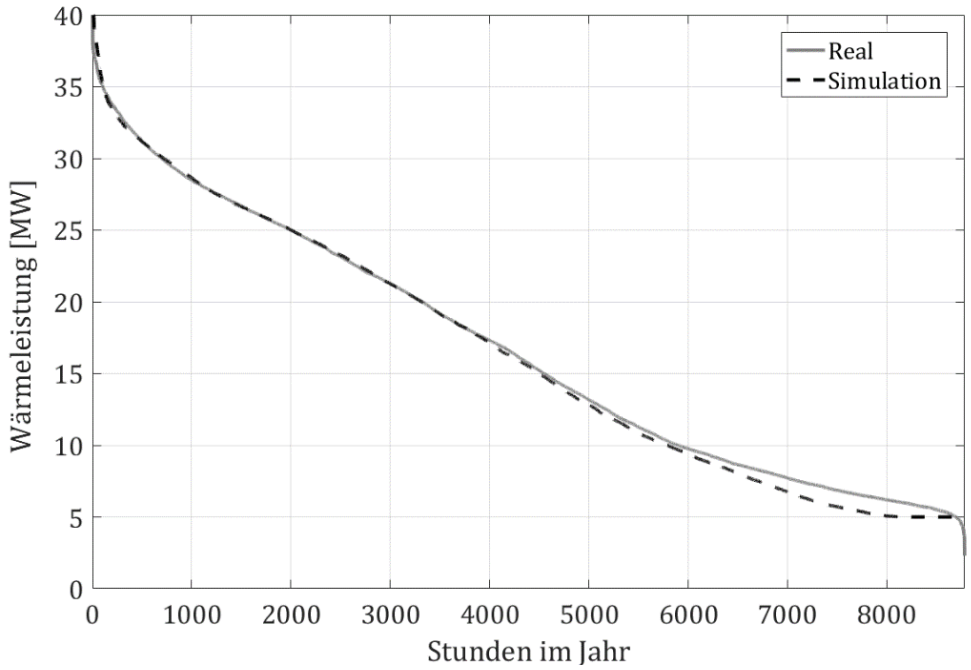
Vergleich mit den Wärmeproduktionsdaten der Geothermieanlage Unterhaching

Die Ergebnisse werden in Abbildung 48 und Abbildung 49 dargestellt. Die Annahmen wurden auf den realen Spitzenbedarf und die jährliche angelieferte Wärmemenge angepasst. Abbildung 48 zeigt, dass die Zeitdauer der geringeren Wärmenachfrage (< 10 MW) unterschätzt wird. Die gesamte Wärmeproduktion ist in der Simulation 144 GWh im Vergleich zu den tatsächlichen 147 GWh. Der Unterschied zwischen den beiden Wärmenachfrageprofilen wird verursacht durch:

1. Die Modellierung der nicht betrachteten Wärmelast als eine konstante Grundlast.
2. Die Berücksichtigung eines konstanten Wirkungsgrades der Wärmeübergabestation für alle Gebäude.
3. Die verfälschte Darstellung des Gebäudebestands und der Bevölkerung von Unterhaching unter Verwendung nationaler Statistiken.

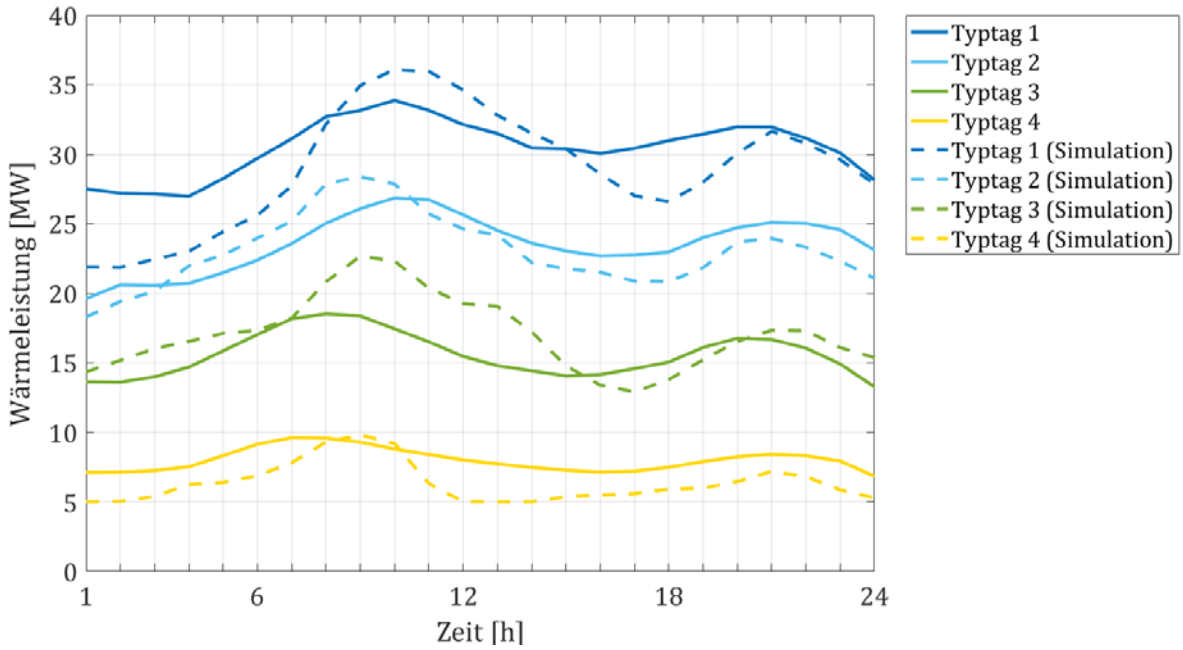
Der Vergleich des realen und simulierten Wärmeleistungsprofils für jeden Typtag in Abbildung 48 zeigt, dass das Modell das Verhalten der realen Nachfrage in allgemeiner Form abbilden kann. Ein merklicher Unterschied ist im Sommer zu beobachten, wo der Nachmittagsspitzenwert in der Simulation geringer ist als im realen Profil. Eine große Variation der Tage in der Übergangszeit führt zu einem anderen morgendlichen Verhalten in der Simulation. Die Nutzung von Nachtabsenkungen und Mangel an Aktivitäten zwischen der Vormittags- und Nachmittagswärmespitze in den Wintertagen führt zu einer Unterschätzung der Nachfrage in den Nachtstunden in Typtag 1.

Abbildung 48: Reale Wärmeproduktionsdaten vs Simulationsergebnisse mit UrbanHeatPro: Jahresdauerlinie.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 49: Reale Wärmeproduktionsdaten vs Simulationsergebnisse mit UrbanHeatPro: Typtage.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.2.6 Integration von DSM Maßnahmen

Die Auswirkungen der Gebäudesanierung wurden in drei verschiedenen Szenerien betrachtet. Der Bestand unsanierter Gebäude wird in Tabelle 4 nach Baualtersklasse und Gebäudetyp gelistet. Die Verteilung der sanierten Gebäude auf die drei verschiedenen energetischen Zustände wird in

Tabelle 5 für jedes Gebäudesanierungsszenario dargestellt. Szenarien S1, S2 und S3 repräsentieren die Verteilung von sanierten Gebäuden von Zielbild -70 %, Zielbild -55 % bzw. Zielbild -40 % der Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ [71].

Tabelle 4: Bestand unsanierter Gebäude laut [71]

	Bis 1948	1949-1994	Ab 1994
Wohngebäude - EFH und RH	10 %	5 %	0 %
Wohngebäude – MFH und GMH	20 %	5 %	0 %
Nichtwohngebäude	2,5-10 % (abhängig von der Nutzungsart des Gebäudes)		

Tabelle 5: Verteilung des sanierten Gebäudebestands auf energetische Zustände für Gebäudesanierungsszenarien S1, S2 und S3 [71]

Energetischer Zustand	Bis 1948			1949-1994			Ab 1994		
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3
Wohngebäude - EFH und RH									
unsaniert	9 %	13 %	18 %	4 %	6 %	9 %	0 %	0 %	1 %
vollsaniert	0 %	32 %	71 %	0 %	35 %	79 %	0 %	37 %	77 %
vollsaniert plus	91 %	55 %	11 %	96 %	59 %	12 %	100 %	63 %	23 %
Wohngebäude – MFH und GMH									
unsaniert	15 %	22 %	29 %	4 %	8 %	12 %	0 %	1 %	1 %
vollsaniert	0 %	29 %	61 %	0 %	34 %	76 %	0 %	37 %	77 %
vollsaniert plus	85 %	4 %	9 %	96 %	58 %	12 %	100 %	62 %	23 %

Es wurden drei weitere Szenarien mit einem Lastreduktionsfaktor von 10 %, 20 % bzw. 30 % analysiert. Die Ergebnisse der simulierten Szenarien sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Die Wärmespitzenlast kann bis zu 45 % reduziert werden.

Tabelle 6: Zusammenfassung der simulierte Szenarien S1, S2, S3, S4, S5 und S6

Szenario	Szenario Beschreibung	% Reduktion des Spitzenwärmebedarfs	Spitzenwärmeleistung des FWN in MW
S1	Verteilung der Gebäude nach Zielbild-70 % [71]	30 %	28
S2	Verteilung der Gebäude nach Zielbild-55 % [71]	25 %	30
S3	Verteilung der Gebäude nach Zielbild-40 % [71]	20 %	32
S4	S1 + Lastreduktion 10 %	35 %	26
S5	S1 + Lastreduktion 20 %	40 %	24
S6	S1 + Lastreduktion 30 %	45 %	22

4.3 Referenzanlagen

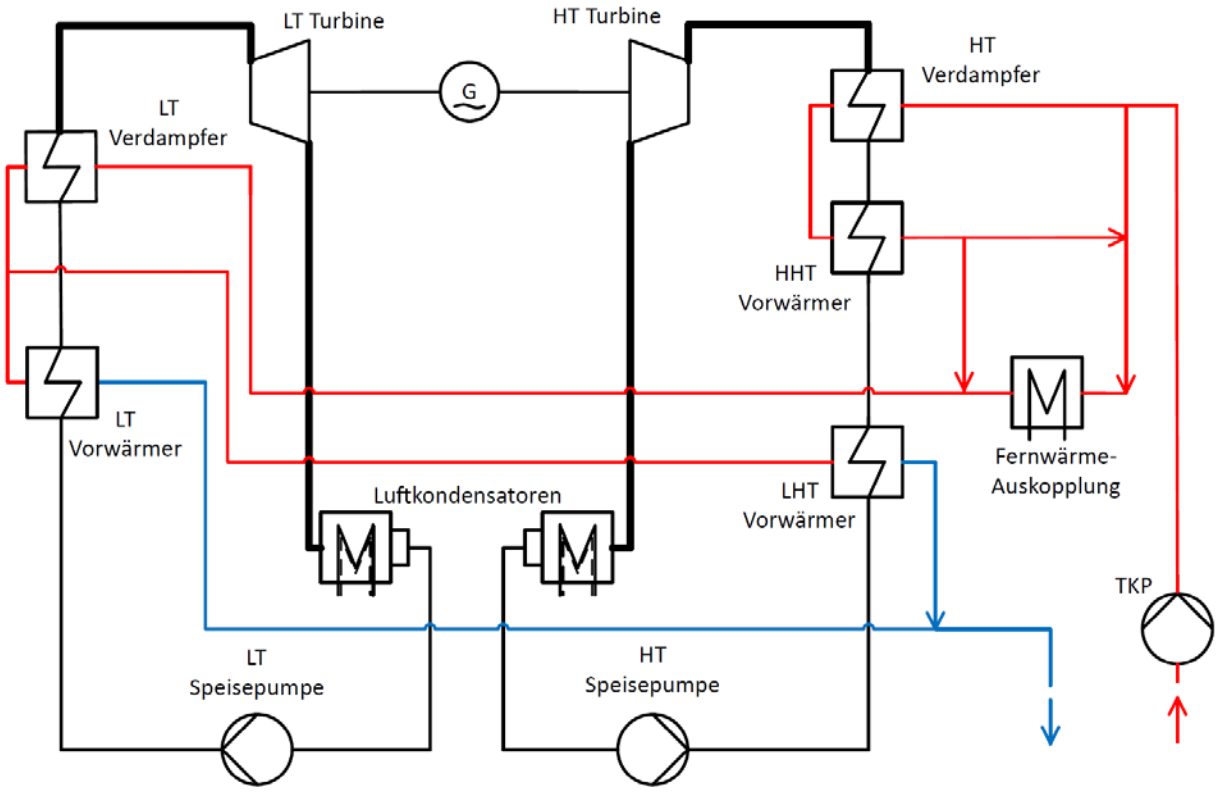
Als Referenzanlagen bzw. als Referenzkraftwerksprozesse wurden im Projektverlauf der ORC-Zweidruck-Prozess und der Kalina-Prozess ausgewählt. Im Folgenden werden allgemeine Informationen zu den thermodynamischen Kreisprozessen und den Kraftwerksdaten gegeben. Im Anschluss wird detailliert auf die wichtigsten Komponenten der Referenzanlagen eingegangen.

4.3.1 ORC-Zweidruck-Prozess

4.3.1.1 Thermodynamischer Kreisprozess und Referenz-Kraftwerksdaten

Als thermodynamischer Kreisprozess für die stationären Simulationsrechnungen zur Quantifizierung der bereitstellbaren Regelleistung für Bestandsanlagen in Abschnitt 4.6 und für die identifizierten Möglichkeiten zur Leistungsvariation und Flexibilisierung der Strom- und Wärmebereitstellung wurde der ORC-Zweidruckprozess eines Geothermie-Kraftwerks im Münchner Süden ausgewählt. Das Prozessschaltbild ist in Abbildung 50 dargestellt. Aufgrund von Vertraulichkeitsvereinbarungen mit dem Referenz-Geothermieanlagenbetreiber sind im Folgenden einige Daten geschwärzt.

Abbildung 50: Prozessschaltbild des ORC-Zweidruckprozesses [79, vgl. S. 13].



Quelle: Pili, R.; Wieland, C.; Spliethoff, H. (2017), Technische Universität München

Die dargestellte zweistufige Prozessführung ist technisch ähnlich in den Geothermieanlagen Sauerlach, Kirchstockach und Dürrnhaar realisiert [80] [30]. Während Kirchstockach und Dürrnhaar reine Kraftwerke sind, handelt es sich bei Sauerlach um eine Kombination von Kraft- und Heizwerk. Der Betrieb erfolgt stromgeführt. In Abbildung 50 ist der Hochdruck- bzw. Hochtemperatur-Teil rechts und der Niederdruck- bzw. Niedertemperatur-Teil links angeordnet. Die Bezeichnungen HT für Hochtemperatur und LT für Niedertemperatur entspricht der Nomenklatur des Betreibers [80]. HT- und LT-Teil bilden jeweils einen getrennten geschlossenen Kreislauf. Beide Kreisläufe sind ähnlich aufgebaut, lediglich die Vorwärmung im HT-Kreis findet in zwei Schritten statt. Nach dem Hochtemperatur-Vorwärmer des HT-Kreises (HHT-Vorwärmer) wird das Thermalwasser zunächst dem Verdampfer des LT-

Kreises zugeführt. Anschließend wird der Thermalwasserstrom geteilt und so der LT-Vorwärmer sowie der Niedertemperatur-Vorwärmer des HT-Kreises (LHT-Vorwärmer) parallel bedient. Die Rückverflüssigung des Arbeitsmediums wird über Luftkondensatoren sichergestellt.

Die Wärmeauskopplung für das Fernwärmenetz kann auf zwei Arten erfolgen: Zum einen kann das Thermalwasser direkt dem Wärmeübertrager der Fernwärmeauskopplung in serieller Schaltung vor dem HT-Teil zugeführt werden. Damit wird der Fördervolumenstrom parallel zum HT-Verdampfer und zum HHT-Vorwärmer geführt. Zum anderen kann auch in Reihe zwischen Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Teil thermische Leistung für die Fernwärmeversorgung ausgekoppelt werden [32]. Ein Großteil der Wärmeenergie aus dem Thermalwasser wird an den HT-Teil übertragen. Aufgrund des höheren Temperaturniveaus der Wärmezufuhr weist der HT-Teil einen höheren Nettowirkungsgrad auf als der LT-Teil. Durch diese Verschaltung der Wärmeauskopplung hat somit die Versorgung eines Fernwärmenetzes geringere negative Effekte auf die Stromproduktion [32].

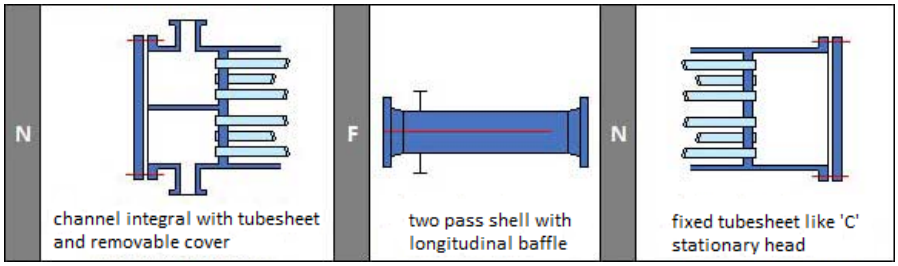
Durch das niedrige Temperaturniveau der Wärmezufuhr ergeben sich für den ORC-Prozess im Vergleich zu konventionellen Dampfkreisläufen geringere Carnot-Faktoren. Dies beschränkt die erreichbaren Prozesswirkungsgrade auf den unteren zweistelligen Bereich [48, S. 23 f.]. Für das Referenz-Geothermiekraftwerk beziffert der Hersteller Turboden den Nettowirkungsgrad der Stromerzeugung auf ca. 11 % [32].

Der ORC-Zweidruckprozess zeichnet sich – im Vergleich zu anderen thermodynamischen Kreisprozessen mit gleicher Quelltemperatur – durch besonders hohe elektrische Netto- und Bruttowirkungsgrade aus. Drei der sieben Geothermie-Kraftwerke in Deutschland mit einer elektrischen Leistung über 1 MW verwenden einen ORC-Zweidruckprozess zur Stromerzeugung.

4.3.1.2 Wärmeübertrager des Thermalwassers

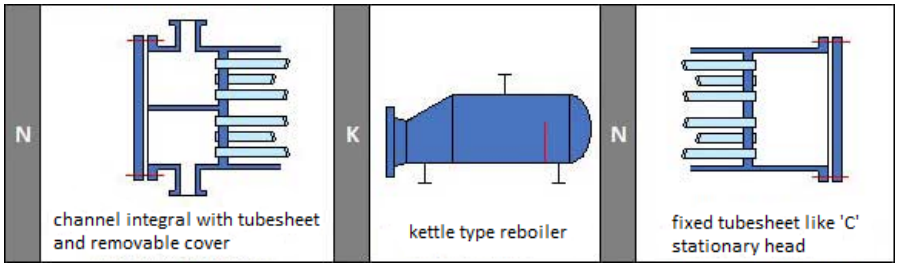
Die Wärmeübertrager, welche die Wärme des Thermalwassers auf das Arbeitsmedium R245fa übertragen, sind als Rohrbündel-Wärmeübertrager ausgeführt. Die Rohre sind nicht als U-Rohre zusammengefasst, sondern gerade und in die Stirnplatten an beiden Enden geschweißt. Das Thermalwasser wird offen in der Haube am hinteren Ende des Wärmeübertragers umgelenkt und über den zweiten, unteren Rohrgang zurückgeführt [44, S. 664]. Die Konstruktion der Rohrbündel-Wärmeübertrager im Referenz-Geothermie-Kraftwerk ist nach dem amerikanischen TEMA-Standard klassifiziert (TEMA: Tubular Exchanger Manufacturers Association). Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die Ausführungen der Vorwärmer bzw. der Verdampfer des Referenz-ORC-Kraftwerks nach TEMA-Standard.

Abbildung 51: Aufbau des HHT-, LHT und LT-Vorwärmer nach TEMA-Standard [vgl. 81].



Quelle: Sölken, W.: Heat Transfer by Heat Exchangers

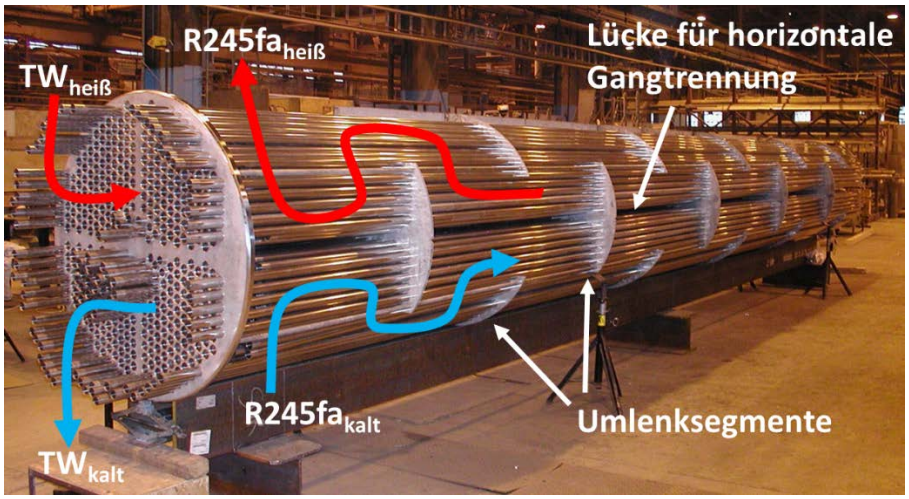
Abbildung 52: Aufbau des HT- und LT-Verdampfers nach TEMA-Standard [vgl. 81].



Quelle: Sölken, W. (2017): Heat Transfer by Heat Exchangers

Alle Vorwärmer des Referenz-Geothermie-Kraftwerks sind NFN-Wärmeübertrager. Das vordere und hintere Kopfstück sind also ähnlich aufgebaut (vgl. Abbildung 51). Die Rohrplatten an beiden Enden sind fest eingebaut (kein Schwimmkopf, der Temperaturdehnungen ausgleicht). Die Abdeckungen an beiden Enden können zu Wartungszwecken entfernt werden. Die Stutzen zur Zufuhr und Abfuhr des Thermalwassers befinden sich in der vorderen Haube. Der TEMA Manteltyp F sieht zur Gangtrennung eine horizontale Längstrennwand vor [81]. Dies dient der Verlängerung des Strömungswegs des Arbeitsmediums im Mantel [82, S. 1701]. Abbildung 53 zeigt die Strömungsführung in den Vorwärmern des Referenz-Geothermie-Kraftwerks beispielhaft an einem teilmontierten Rohrbündel-Wärmeübertrager.

Abbildung 53: Teilmontierter Rohrbündel-Wärmeübertrager [vgl. 83].



Quelle: Timmons Engineering Design Inc. Gallery

Das heiße Thermalwasser wird durch die Rohre des oberen Ganges von vorne nach hinten geführt, dort umgelenkt und durch die Rohre des unteren Ganges zurückgeführt. Das Arbeitsmedium R245fa wird im Mantel in Gegenrichtung um die Rohre geleitet. Durch Umlenksegmente umströmt das Arbeitsmedium die Rohre abwechselnd längs und quer. Diese Umlenksegmente der Vorwärmer sind in im Referenz-Geothermie-Kraftwerk ähnlich Abbildung 53 zweiteilig ausgeführt. In Abbildung 53 ist außerdem die Lücke zu erkennen, in der für den F-Typ nach TEMA die horizontale Längsteilung montiert wird. Im Fall des LT- und des LHT-Vorwärmers im Referenz-Geothermie-Kraftwerks ist jeweils der obere und untere Gang nochmals in zwei Hälften gruppiert, sodass die Rohre wie in Abbildung 53 in den Mantelvierteln angeordnet sind. Diese Rohrteilung beeinflusst entscheidend die Strömungsgeschwindigkeit des Fluids und damit die Wärmeübertragung [82, S. 1701 f.].

Die beiden Verdampfer des Referenz-Geothermie-Kraftwerks sind ähnlich der Vorwärmer aufgebaut. Zur Verdampfung des R245fa wird allerdings der TEMA-Manteltyp K („Kettle“ [81]) benötigt. Dabei

wird oberhalb des Rohrbündels der Mantel um einen Dampfraum erweitert. Der NKN-Typ wird in Abbildung 52 schematisch gezeigt. Die Stromführung des Thermalwassers funktioniert in den Verdampfern analog zu den Vorwärmern. Das Arbeitsmedium wird jedoch zur Verdampfung durch zwei Stutzen an der Unterseite des Apparats eingeleitet. Der produzierte Dampf wird dann an der Oberseite durch zwei Mantelstutzen entnommen. Eine Längstrennung existiert nicht, auch keine Strömungsführung durch Umlenksegmente („Pool Boiling“ [82, S. 1712]). Es sind lediglich einige Platten zur Rohrabstützung verbaut.

Sowohl bei den Vorwärmern als auch bei den Verdampfern sind die Rohre in den Rohrplatten versetzt angebracht. Der Versatzwinkel zur vertikalen Anströmung beträgt 30°. Das Material der Rohre und aller sonstigen thermalwasserführenden Bauteile ist der rostfreie Super-Duplex-Stahl X2CrNiMoN25-7-4 [32].

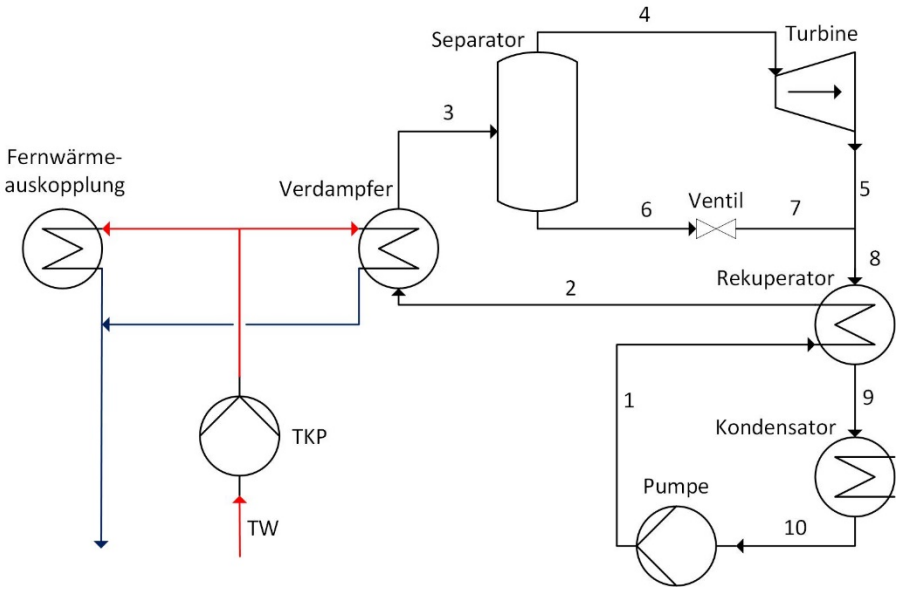
4.3.1.3 Luftkondensatoren

Bei den Luftkondensatoren handelt es sich um 36 baugleiche, saugende Axialventilatoren mit niedriger Geräuschemission. Im Vollbetrieb wird maximal ein Schallpegel von [redacted] dB(A) gemessen. Dies wird durch eine niedrige Rotordrehzahl erreicht. Die Drehzahl selbst ist im Gegensatz zur Anlage in Insheim nicht regelbar, die Abschaltung einzelner Ventilatoren ist jedoch möglich [32]. Die mechanische Leistung beträgt pro Ventilator ca. [redacted] kW. Damit saugt jeder Lüfter einen Luftvolumenstrom von ca. [redacted] m^3/s an. Der Abdampf der Turbine wird auf dem Dach der Anlage unterhalb der Rotoren der Ventilatoren durch 16 m lange Rohrplatten aus geschweißtem Karbonstahl geleitet [32]. Die Kondensatorrohre sind jeweils in sieben Reihen übereinander versetzt angeordnet: 33 Rohre in ungeraden Reihen und 34 Rohre in geraden Reihen. Alle Rohre sind berippt, das Rippenmaterial ist Aluminium [32]. Auf einen Meter Rohrlänge sind 433 Rippen angebracht.

4.3.2 Kalina-Prozess

Als zweite Referenzanlage wurde ein weiteres Geothermie-Kraftwerk ausgewählt, welches einen Kalina-Kreisprozess zur Stromerzeugung bei einem niedrigeren Quelltemperaturniveau verwendet. Dabei handelt es sich um eine Kombination aus Kraft- und Heizwerk, wobei die beiden Systeme parallel angeordnet sind. In Abbildung 54 ist das Prozessschaltbild der Anlage dargestellt. Der Kalina-Prozess zeichnet sich bei niedrigeren Quelltemperaturen durch einen hohen elektrischen Bruttowirkungsgrad aus.

Abbildung 54: Prozessschaltbild des Kalina-Prozesses.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Das betrachtete Kraft- und Heizwerk wird wärmegeführt betrieben, indem der Thermalwasserstrom (TW) aus der Geothermiebohrung so aufgeteilt wird, dass der benötigte Wärmebedarf im Fernwärmenetz immer gedeckt wird. Der überschüssige Thermalwasserstrom wird in den Verdampfer der Kalinaanlage geleitet und zur Stromerzeugung genutzt (siehe Abbildung 54). Während in ORC-Kreisläufen Reinstoffe verwendet werden, wird in Kalina-Kraftwerken ein Gemisch aus Ammoniak und Wasser als Arbeitsmittel verwendet. Es lassen sich damit Exergieverluste bei der Wärmeübertragung verringern, da das Gemisch nicht isotherm verdampft, sondern einen Temperaturgleit während der Verdampfung aufweist. Nach der Übertragung der geothermalen Wärme im Verdampfer wird im Separator die flüssige von der gasförmigen Phase des teilverdampften Ammoniak-Wasser-Gemisches getrennt. Der gasförmige Strom wird unter Leistungsabgabe in der Turbine entspannt. Der flüssige Strom dagegen wird isenthalp in einem Ventil auf denselben Druck entspannt und wieder mit dem Turbinenabdampf vermischt. Anschließend wird der Strom durch einen Rekuperator geleitet, wodurch er einen Teil seiner Energie an das kalte Kondensat überträgt und teilweise kondensiert wird. Nach dem Rekuperator wird der Arbeitsmittelstrom in den Kondensator geleitet und dort vollständig kondensiert. Das Kondensat fließt der vertikalen Speisepumpe aufgrund des geodätischen Gefälles zu. Die Speisepumpe fördert das Kondensat mit einem Druck von 25,5 bar in den Rekuperator. Das Kondensat wird hier auf eine Temperatur von 55-58 °C vorgewärmt und teilweise verdampft bevor es in die Verdampfer gelangt, um dort durch den Thermalwasserstrom teilverdampft zu werden und den Kreisprozess zu schließen.

In Tabelle 7 sind die wichtigsten Prozess- und Komponentendaten für den Auslegungsfall der Kalinaanlage zusammengefasst.

Tabelle 7: Auslegungsdaten des Referenz-Kalina-Prozesses

Turbine	
Typ	Einstufige Turbine mit Radialeintritt
Elektrische Bruttoleistung	3360 kW_{el}
Isentroper Wirkungsgrad	86 %
Arbeitsmittelmassenstrom	25 kg/s
Eintrittsdruck	20 bar
Kondensator	
Anzahl Kühlturmzellen	3
Kühlwassersollstrom	2320 m^3/h
Kondensationsdruck	6,5 bar
Kondensationstemperatur	12,6 °C
Anzahl paralleler Plattenwärmeübertrager	5
Prozessdaten	
Arbeitsmittel	Ammoniak/Wasser-Gemisch (89 ma% Ammoniak, 11 ma% Wasser)
Volumenstrom Thermalwasser	140 l/s
Temperatur Thermalwasser am Eintritt	122 °C
Druck Thermalwasser am Eintritt	20 bar
Verdampfer	
Anzahl paralleler Plattenwärmeübertrager	3
Austrittstemperatur Arbeitsmedium	119,2 °C

Rekuperator	
Anzahl paralleler Plattenwärmeübertrager	3
Austrittstemperatur Arbeitsmedium	55-58 °C

Wie Tabelle 7 zu entnehmen ist, sind alle in der Referenzanlage verbauten Wärmeübertrager als Plattenwärmeübertrager ausgeführt, wobei jeweils mehrere solcher Wärmeübertrager parallel geschaltet sind. Das bietet den Vorteil, dass einzelne Wärmeübertrager durch Absperrarmaturen aus dem Prozess genommen werden und beispielsweise gereinigt werden können. Plattenwärmeübertrager bestehen aus wellenförmig profilierten Platten, die so hintereinander angeordnet sind, dass in den Zwischenräumen alternierend das aufzuwärmende bzw. das abzukühlende Medium geführt wird. Die Plattenpakete sind nach außen und zwischen den Medien abgedichtet, wobei bei den in der Kalina-Referenz-Anlage verwendeten Wärmeübertragern die wasserführende Seite (Thermalwasser und Kühlwasser) mit EPDM-Dichtungen abgedichtet wird und die Arbeitsmittelseite verschweißt ist. Der große Vorteil geschraubter Plattenwärmeübertrager gegenüber beispielsweise Rohrbündel-Wärmeübertragern ist der modulare Aufbau, welcher eine flexible Erweiterung der wärmeübertragenden Fläche ermöglicht, indem weitere Platten hinzugefügt werden.

4.4 Aufbau und Validierung von Simulationsmodellen der Referenz-Geothermie-Kraftwerke

4.4.1 Aufbau eines stationären Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks

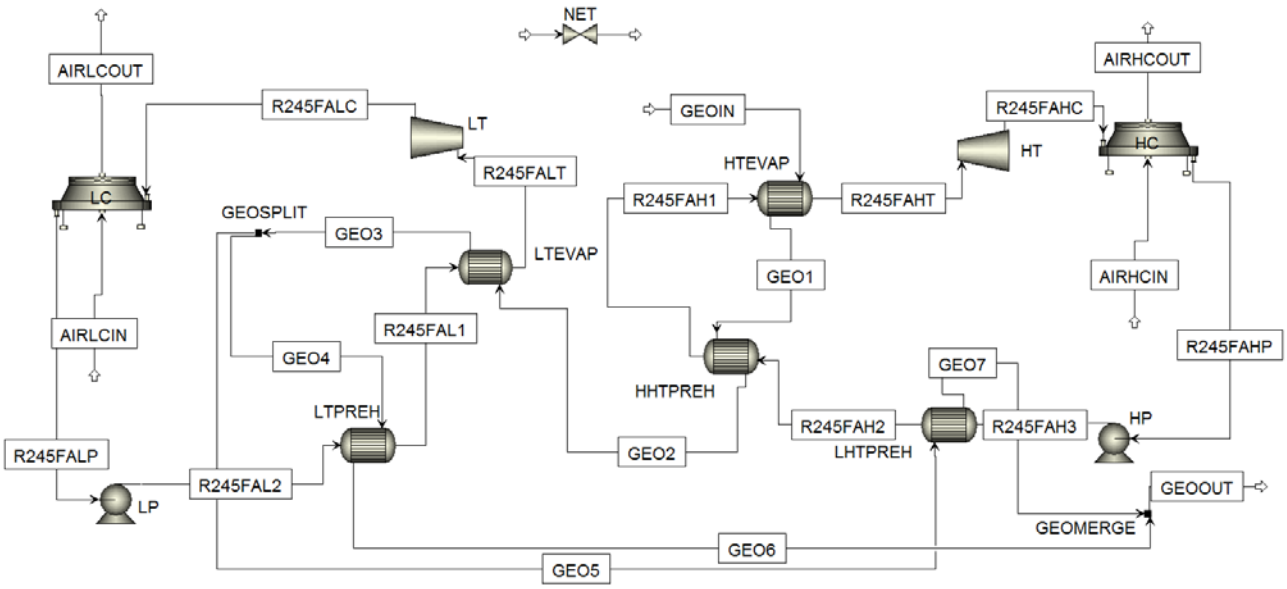
Das stationäre Simulationsmodell wurde mit der Fließschemasimulationssoftware Aspen Plus V9 von Aspen Technology aufgebaut. Aspen Plus eignet sich besonders für die Simulation mit kontinuierlichen Stoff- und Energieströmen mit zahlreichen Modellbauteilen, die parametriert werden können.

Der erste Schritt beim Aufbau eines Modells in der Prozesssimulations-Software Aspen Plus war die Auswahl der am Prozess beteiligten Stoffe und einer geeigneten Stoffdatenmethode. Anhand der ausgewählten Stoffdatenmethode berechnet Aspen Plus die Simulationsergebnisse der Stoffströme, z. B. Eigenschaften wie Dichte und Enthalpie oder auch thermodynamische Gleichgewichtszustände. Diese Berechnungen basieren auf Gleichungen von Phasengleichgewichten, insbesondere dem Gas-Flüssig-Gleichgewicht. Je nach Art des beim Prozess beteiligten Stoffs ist eine passende Stoffdatenmethode für die Simulation auszuwählen. Die Stoffdatenmethode wird dann für alle Operationen (Wärmeübertragung, Verdichtung/Expansion, ...) des Simulationsmodells angewendet. Bei Bedarf kann jeder Operation aber auch eine eigene Stoffdatenmethode zugewiesen werden. Sie gilt dann für alle bei dieser Operation beteiligten Stoffströme. Eine ungeeignete Stoffdatenmethode produziert unbrauchbare Ergebnisse oder die Simulation ist überhaupt nicht durchführbar.

Bei Simulationen mit Kältemitteln, wie dem Arbeitsmedium R245fa des Referenz-Geothermie-Kraftwerks, empfiehlt der Property Method Selection Assistant von Aspen Plus die Methode REFPROP, die für alle Simulationen gewählt wurde. Sie basiert auf der gleichnamigen Stoffdatenbank für Kältemittel und Kohlenwasserstoffe des US-amerikanischen Standardisierungsinstituts NIST (National Institute of Standards and Technology). Diese Stoffdatenbank bzw. -methode zur Berechnung fehlender Werte ist auch als eigenständige Software und MATLAB-Skript verfügbar, siehe dazu auch Anhang G. Dank der geringen Mineralisation im Süddeutschen Molassebecken kann das Thermalwasser hier als reines Wasser angenommen werden. Höhere Mengen gelöster Stoffe im Thermalwasser, wie beispielsweise im Oberrheingraben oder dem Norddeutschen Becken, haben großen Einfluss auf die Stoffwerte des Fluids. REFPROP kann nicht mit gelösten Salzen umgehen. In diesem Fall müsste eine Elektrolyt-Stoffdatenmethode verwendet werden, z. B. ELECNRTL. Der Einfluss der Thermalwassermineralisation und die entsprechende Auswahl der Stoffdatenmethode sind in Anhang H behandelt.

Nach diesen grundlegenden Einstellungen wurde das Modell der Anlage als Fließbild aufgebaut. Die entsprechenden Blöcke (Blocks) der verschiedenen Prozessoperationen wurden ausgewählt, auf die grafische Benutzeroberfläche (Flowsheet) gesetzt und mit Materialströmen (Streams) verbunden. Das äußere Design der Blöcke ist für die Funktion des Bausteins unerheblich. Abbildung 55 zeigt das Flowsheet des ORC-Kraftwerks der Referenz-Geothermieanlage. Die einzelnen Bausteine bzw. Prozessoperationen werden nun im weiteren Verlauf erläutert.

Abbildung 55: Flowsheet des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks in Aspen Plus.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Alle Wärmeübertrager des Kraftwerks wurden mit einem *HeatX*-Block implementiert. Die Vorwärmer (HHTPREH, LHTPREH, LTPREH) und Verdampfer (HTEVAP, LTEVAP) wurden mit dem Standard-Design eingesetzt, für die Luftkondensatoren (HC, LC) wurde das passende Modell eines saugenden Ventilators ausgewählt. Über das eigenständige Erweiterungstool EDR (Exchanger Design and Rating) kann die Geometrie eines Wärmeübertragers hinterlegt werden. Dabei wurde zu Beginn die Bauart des Wärmeübertragers festgelegt: Shell & Tube für die Rohrbündel-Wärmeübertrager und entsprechend Air Cooled für die Luftkondensatoren. Genaue Geometrieangaben für alle Wärmeübertrager des Thermalwasserkreislaufs und der Luftkondensatoren wurden im EDR-Tool hinterlegt. Nicht verfügbare Angaben wurden um Standardangaben des Auslegungsprogramms der Wärmeübertrager ergänzt.

Neben den Geometrievorgaben wurden noch Einstellungen für die Berechnung vorgenommen. Dazu zählen beispielsweise Berechnungsmethoden der Vibration, der Kondensation oder der Verdampfung (Shell & Tube) bzw. die Behandlung der Rohrinnen- und -außenseiten (Air Cooled). Druckverluste der Rohrbündel-Wärmeübertrager, insbesondere arbeitsmediumsseitig, wurden manuell mit Druckverlustmanipulatoren an reale Betriebsdaten angepasst. Dies ist von besonderer Bedeutung für die Genauigkeit der Simulationsrechnungen, da durch die Arbeitsmitteldrücke die Verdampfungstemperaturniveaus festgelegt werden, welche die Exergiezerstörung bei der Wärmeübertragung stark beeinflussen. Auf Seiten der Luftkondensatoren wurden die Anzahl der Kalkulationsschritte pro Rohr entlang der Rohrlänge und die Anzahl der Iterationen insgesamt verändert. Tabelle 8 zeigt die Berechnungseinstellungen der Luftkondensatoren.

Tabelle 8: Modifikation der Berechnungseinstellungen in Aspen EDR (Air Cooled)

	Berechnungsschritte pro Rohr	Anzahl Iterationen
Standardwert	12	300
HT-Luftkondensator	8	1.000
LT-Luftkondensator	12	2.000

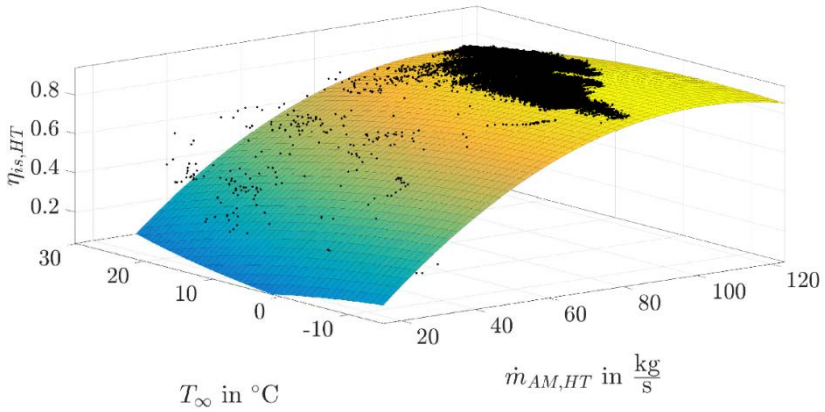
Für die Speisepumpen (HP für den HT-Kreis und LP für den LT-Kreis) wurde jeweils ein Block des Typs *Pump* verwendet, mit Vorgabe eines absoluten Ausgangsdrucks. Die jeweiligen Treiber-Wirkungsgrade wurden mit dem Umformer-Wirkungsgrad multipliziert und als konstante Driver Efficiency eingetragen. Um die korrekte Pumpenleistung für die Ermittlung des elektrischen Eigenbedarfs zu jedem Betriebspunkt zu bestimmen, wurde für den isentropen Pumpenwirkungsgrad eine Korrelation hinterlegt. Für den Teillastwirkungsgrad einer Kreiselpumpe $\eta_{is,Pumpe,T}$ in Abhängigkeit des Massenstroms $\dot{m}_{AM}$ des Arbeitsmediums bestimmte Christian Vetter [92, S. 57] in seiner Dissertation folgende Berechnungsvorschrift in Gleichung 4, hier am Beispiel der HT-Pumpe:

$$\frac{\eta_{is,HP,T}}{\eta_{is,HP,0}} = 0{,}789 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{AM,HT,T}}{\dot{m}_{AM,HT,0}}\right)^6 - 4{,}424 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{AM,HT,T}}{\dot{m}_{AM,HT,0}}\right)^5 + 10{,}007 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{AM,HT,T}}{\dot{m}_{AM,HT,0}}\right)^4 - 11{,}562 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{AM,HT,T}}{\dot{m}_{AM,HT,0}}\right)^3 + 6{,}014 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{AM,HT,T}}{\dot{m}_{AM,HT,0}}\right)^2 + 0{,}008 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{AM,HT,T}}{\dot{m}_{AM,HT,0}}\right) + 0{,}159 \qquad \text{Gleichung 4}$$

Diese Gleichung gilt analog für die LT-Pumpe (LP) mit den gleichen Vorfaktoren. Für die jeweiligen Massenströme der Auslegung, $\dot{m}_{AM,HT/LT,0}$ wurden die angegebenen Werte eingesetzt. Die Berechnungsvorschriften wurden in Aspen Plus als *Calculator*-Block hinterlegt, sodass die Wirkungsgrade bei jedem Durchlauf der Simulation errechnet und an den entsprechenden Pumpen-Block übergeben wurden.

Für das Setup der Turbinen (HT respektive LT) wurde ähnlich vorgegangen. Es wurden Blöcke vom *Compr*-Typ im Turbinen-Modus verwendet, mit Festlegung des absoluten Turbinenaustrittsdrucks. Für die HT-Turbine wurde der mechanische Wirkungsgrad des Getriebes η_{mech} mit dem Generator-Wirkungsgrad η_{Gen} multipliziert und als mechanische Effizienz hinterlegt. Für die LT-Turbine wurde lediglich der Generator-Wirkungsgrad eingesetzt, da hier kein Getriebe zwischen Turbine und Generator geschaltet ist. Auch für die Turbinen wurde ein veränderlicher isentroper Wirkungsgrad implementiert. Dazu wurde eine eigene Korrelation aus Betriebsdaten des Geothermie-Kraftwerks erarbeitet. Der isentrope Wirkungsgrad wurde in Abhängigkeit von Arbeitsmittel-Massenstrom und Umgebungstemperatur T_∞ korreliert. Dafür wurde zu jedem gegebenen Zeitpunkt von Betriebsdaten der isentrope Wirkungsgrad anhand der Frischdampf- und Abdampfparameter bestimmt. Die Berechnung des isentropen Wirkungsgrads in MATLAB mit dem REFPROP-Skript wird in Anhang F erläutert. In Abbildung 56 ist das isentrope Wirkungsgradkennfeld der HT-Turbine abgebildet.

Abbildung 56: Kennfeld des isentropen Wirkungsgrads der HT-Turbine in Abhängigkeit des Arbeitsmittel-Massenstroms und der Umgebungstemperatur mit schwarzen Stützpunkten für die Korrelationsberechnung.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Es zeigt sich, dass wie erwartet die höchsten Wirkungsgrade bei Arbeitsmittel-Massenströmen um den Massenstrom der Auslegung von [redacted] kg/s und gleichzeitig niedrigen Außentemperaturen erreicht werden. Ein abnehmender isentroper Wirkungsgrad mit steigender Außentemperatur kann beobachtet werden. Ebenso ist ein minimaler Dampfmassenstrom für den Betrieb der Turbine erkennbar (Schnittpunkt der Fläche mit der xy-Ebene). Da das Kraftwerk so oft wie möglich in Volllast betrieben wird, liegt die überwiegende Mehrheit der Messwerte in einer dichten Punktewolke bei hohen Wirkungsgraden vor. Für das Erstellen des dreidimensionalen Kennfelds wurde ein Polynom-Fitting von jeweils zweitem Polynomgrad in x- und y-Richtung gewählt. Daraus konnte folgende Korrelation ermittelt werden:

$$\eta_{is,HT} = -0{,}2542 + 0{,}02167 \cdot \dot{m}_{AM,HT} - 0{,}007976 \cdot T_\infty - 0{,}0001022 \cdot \dot{m}_{AM,HT}^2 + 5{,}556 \cdot 10^{-5} \cdot \dot{m}_{AM,HT} \cdot T_\infty - 0{,}0001099 \cdot T_\infty^2 \quad \text{Gleichung 5}$$

Für die Qualität des Fittings ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,8367. Analog ergibt sich folgende Korrelation für den isentropen Wirkungsgrad des LT-Kreises (Polynom-Fitting poly32) mit einem Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,7319:

$$\eta_{is,LT} = -0{,}1884 + 0{,}05624 \cdot \dot{m}_{AM,LT} - 0{,}01218 \cdot T_\infty - 0{,}001042 \cdot \dot{m}_{AM,LT}^2 + 9{,}81 \cdot 10^{-6} \cdot \dot{m}_{AM,LT} \cdot T_\infty + 0{,}0001532 \cdot T_\infty^2 + 6{,}104 \cdot 10^{-6} \cdot \dot{m}_{AM,LT}^3 + 5{,}128 \cdot 10^{-6} \cdot \dot{m}_{AM,LT}^2 \cdot T_\infty - 9{,}266 \cdot \dot{m}_{AM,LT} \cdot 10^{-6} \cdot T_\infty^2 \quad \text{Gleichung 6}$$

Auf die Indizierung aller Massenströme als Teillast-Massenströme wurde an dieser Stelle der Übersichtlichkeit halber verzichtet (vgl. Korrelation der Pumpenwirkungsgrade, Gleichung 4). Auch diese Korrelationen wurden in entsprechenden *Calculator*-Blöcken hinterlegt.

Zur Aufteilung des Thermalwassermassenstroms nach dem LT-Verdampfer wurde ein *FSplit*-Block eingesetzt (GEOSPILT). Es wurde bei allen Simulationen ein Massenstrom-Verhältnis (Split Fraction) zugunsten des LHT-Vorwärmers eingestellt (Strom GEO5 in Abbildung 55). Zur Wiedervereinigung der Teilströme vor der Reinjektion wird ein Block des Typs *Mixer* verwendet (GEOMERGE).

Für die Initialisierung der Stoffströme wurden für den Strom GEOIN Temperatur, Druck und Volumenstrom des Thermalwassers vorgegeben, ebenso wurde jeweils ein Stoffstrom im LT- und HT-Kreis initialisiert. Für den Luftstrom der Luftkondensatoren wurden Druck und Temperatur vorgegeben, siehe Tabelle 11. Für die Luftmassenströme wurden bei allen Simulationen als Basiswert die Auslegungsmassenströme verwendet. Da die Stoffdatenmethode REFPROP die Verwendung von Luft (AIR) als Stoff nicht unterstützt, müssen die einzelnen Komponenten des Gemisches angegeben werden. Nach

Möller [93, S. 13] setzt sich die trockene Luft hauptsächlich aus folgenden Volumen-Bestandteilen zusammen: Stickstoff (N_2) 78,084 %, Sauerstoff (O_2) 20,946 %, Argon (Ar) 0,934 %. Die Volumenanteile wurden in Massenanteile umgerechnet und die Differenz der Summe der Massenanteile zu 100 % in gleichem Verhältnis auf die drei Hauptkomponenten verteilt. Dementsprechend wurden folgende Massenanteile des Luftstroms in den Kondensatoren vorgegeben: Stickstoff (N_2) 0,75563, Sauerstoff (O_2) 0,23149, Argon (Ar) 0,01289. Zudem wurde im Luftstrom die Luftfeuchtigkeit berücksichtigt. Dazu wurde ein Zielwert-Solver (Design Spec) eingerichtet, der den Massenstrom der Stromkomponente Wasser in der Luftzufuhr so einstellt, dass die vorgegebenen relativen Luftfeuchtigkeiten in Tabelle 11 erreicht werden.

Der letzte zu betrachtende Block des Flowsheets in Abbildung 55 ist der isoliert stehende *NET*-Block in der oberen Mitte des Fließbilds. Dieser Block dient lediglich der direkten Anzeige der Nettoleistung des Kraftwerks im Fließbild. Dazu wurde ein Hilfskonstrukt mit einem *Heater*-Block aufgebaut, der von einem *Calculator*-Block die aufzubringende Hilfsenergie übergeben bekommt und anzeigt. Die Nettoleistung des Kraftwerks P_{net} wird im Calculator-Block wie folgt nach Gleichung 7 errechnet:

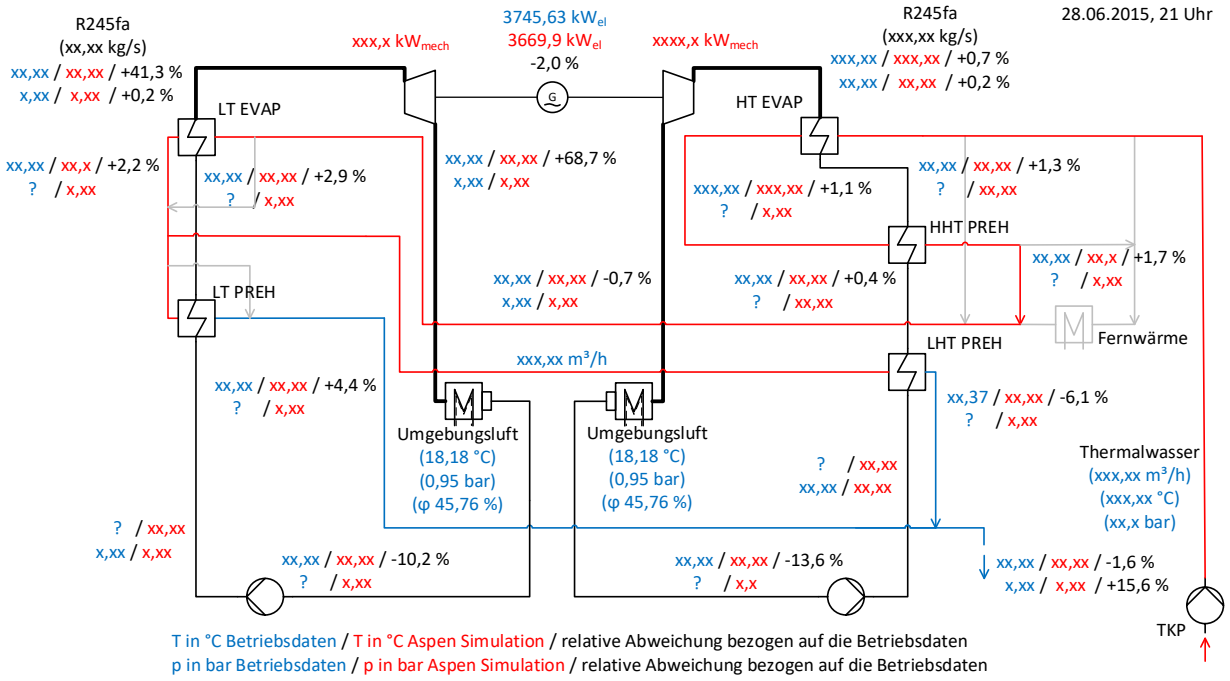
$$P_{net} = -\left[P_{el,HT} + P_{el,LT} + P_{el,HP} + P_{el,LP} + (\blacksquare\blacksquare\blacksquare - \blacksquare\blacksquare\blacksquare,\blacksquare)\ \mathrm{kW_{el}}\right] \qquad \text{Gleichung 7}$$

Dazu werden zum einen die elektrischen Turbinenleistungen $P_{el,HT}$ und $P_{el,NT}$ aus den entsprechenden Blöcken ausgelesen (Parameter *BRAKE-POWER*). Als generierte Leistungen sind sie in Aspen mit negativem Vorzeichen versehen. Zum anderen werden die elektrischen Pumpenleistungen $P_{el,HP}$ und $P_{el,LP}$ aus den jeweiligen Pumpen-Blöcken abgefragt (Parameter *ELEC-POWER*). Diese sind als aufgewendete Leistungen positiv definiert. Um alle weiteren Eigenverbraucher des Kraftwerks zu berücksichtigen, wird der Wert des zusätzlichen Hilfsenergiebedarfs addiert. Um die darin enthaltene Pumpenleistung nicht doppelt einzubringen, muss der dafür in Auslegung angegebene Wert abgezogen werden.

4.4.2 Validierung des stationären Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks

Das erstellte Simulationsmodell des Referenz-Geothermie-Kraftwerks wurde anhand von drei Betriebspunkten aus den Betriebsdaten validiert: 02.02.2015 um 21:00 Uhr, 13.04.2015 um 08:00 Uhr und 28.06.2015 um 21:00 Uhr. Abbildung 57 zeigt das Ergebnis der Simulation im Vergleich zu den entsprechenden Werten aus den Betriebsdaten zum Zeitpunkt 28.06.2015, 21:00 Uhr. Neben dem Druck und der Temperatur des Eingangsvolumenstroms des Thermalwassers in das Kraftwerk und der Luftströme der Kondensatoren wurden die Arbeitsmittel-Massenströme, die relative Luftfeuchtigkeit φ sowie die Drücke nach den Speisepumpen und nach den Turbinen gemäß der vorliegenden Daten vorgegeben. Zur Nachstellung des aktuellen Betriebspunkts wurde außerdem für die Aufteilung des Thermalwassers nach dem LT-Verdampfer statt eines Massenstrom-Verhältnisses der tatsächliche Volumenstrom zum LHT-Vorwärmer festgelegt. Fernwärme-Auskopplung fand zu diesem Zeitpunkt nicht statt. Die Schaltbilder der Validierung im Februar und im April sind in Anhang I aufgeführt.

Abbildung 57: Validierung des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Juni.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Das Schaltbild der Validierung ist bereits aus der Darstellung des Prozessschaltbildes in Abbildung 50 bekannt. Es wurde lediglich der Wärmeübertrager der Fernwärme-Auskopplung mit den entsprechenden Rohrleitungen ausgegraut. Außerdem wurde das Schaltbild um die Bypass-Leitungen des LT-Verdampfers und des LT-Vorwärmers, sowie um den Bypass des HT-Verdampfers und des HHT-Vorwärmers erweitert. In Abbildung 57 sind die Werte aus den Betriebsdaten an den jeweiligen Messstellen in der Farbe Blau angegeben, die errechneten Werte der Simulation in der Farbe Rot. Ist für eine Messgröße keine Messstelle vorhanden, ist dies mit einem Fragezeichen kenntlich gemacht. Dies betrifft insbesondere die Druckmessung im Thermalwasserkreislauf und in den Arbeitsmittelkreisläufen. Zu den Wertepaaren der Mess- und Simulationswerte ist, wenn möglich, jeweils die relative Abweichung bezogen auf die Messwerte aus den Betriebsdaten aufgeführt (schwarz). Darüber hinaus sind im Fließbild der Validierung die für diesen Zeitpunkt vorgegebenen Parameter der Eingangsströme des Thermalwassers und der Umgebungsluft sowie die errechneten Arbeitsmittel-Massenströme gekennzeichnet (für die Berechnung der Massenströme aus den gemessenen Volumenströmen vgl. Anhang G). Ebenfalls sind die mechanischen Leistungen der einzelnen Turbinen aus der Simulation (inklusive Getriebe-Wirkungsgrad, exklusive Generator-Wirkungsgrad) angegeben, die in den Betriebsdaten nicht differenziert verzeichnet sind.

Es zeigt sich in den meisten Fällen eine gute Übereinstimmung der simulierten Temperaturen mit den entsprechenden, im Betrieb gemessenen Werten. Besonders im HT-Kreis beträgt die relative Abweichung zu den Messwerten in den meisten Fällen unter 2 %. Im LT-Kreis zeigen sich jedoch im dampfförmigen Bereich des Arbeitsmediums vor und nach der Turbine bedeutende Abweichungen der Simulation von der Referenz. Frischdampf- und Abdampftemperaturen liegen weit über den tatsächlich gemessenen Werten. Dem Betreiber der Anlage zufolge könnte diese große Abweichung in einer thermalwasserseitigen Bypass-Führung um den LT-Verdampfer begründet sein. Aus den Betriebsdaten kann diese Information nicht entnommen werden. Die Thermalwassertemperatur nach dem LT-Verdampfer zeigt eine gute Übereinstimmung. Diese Messstelle befindet sich vor der Zusammenführung mit der Bypass-Leitung, wie in Abbildung 57 angedeutet. Dagegen ist die relative Abweichung der Thermalwassertemperatur nach dem LT-Vorwärmer und nach LHT-Vorwärmer leicht erhöht. Durch die hohen Frischdampftemperaturen ergibt sich in der Simulation eine große Überhitzung. Dies wirkt

sich negativ auf die Turbinenleistung aus [94, S. 33]. Dennoch ist am Generator nur eine um 2 % geringere elektrische Leistung des Kraftwerks zu verzeichnen.

Nach der Kondensation bzw. vor dem LT-Verdampfer weist die Temperatur des Arbeitsmittels absolut gesehen nur noch eine geringe Abweichung auf. Die relativen Abweichungen der Temperaturen vor den Speisepumpen im LT- wie im HT-Kreis im unteren zweistelligen Bereich sind im niedrigen Temperaturniveau an dieser Stelle begründet. Ähnliche absolute Abweichungen ergeben hier im Vergleich zu heißen Zonen des Kreislaufs niedrigere relative Abweichungen. Außerdem befindet sich der Temperatur-Messfühler im Kraftwerk am Ausgang des Kondensat-Sammelbehälters, während in der Simulation das Kondensat direkt der Speisepumpe zugeführt wird. Die Verweilzeit im Behälter beeinflusst die Kondensat-Temperatur.

Neben den Druckmesspunkten nach den Turbinen und nach den Speisepumpen wird arbeitsmittelseitig nur noch der Druck am Ausgang der Verdampfer gemessen. Hier konnte eine sehr gute Übereinstimmung mit den Betriebsdaten erreicht werden. Auch die Druckverluste über die einzelnen Wärmeübertrager in der Simulation von 0,3–0,5 bar in den Vorwärmern sind realitätsnah. Da in den Verdampfern keine Stromführung durch Umlenkplatten, sondern Pool Boiling vorliegt, entsprechen dort besonders niedrige Druckverluste der Erwartung. Die errechneten isentropen Wirkungsgrade der Turbinen aus den Betriebsdaten (nach Anhang F) und der Simulation (aus ermittelter Korrelation) sind in Tabelle 9 aufgelistet.

Tabelle 9: Isentrope Wirkungsgrade der Validierung im Juni

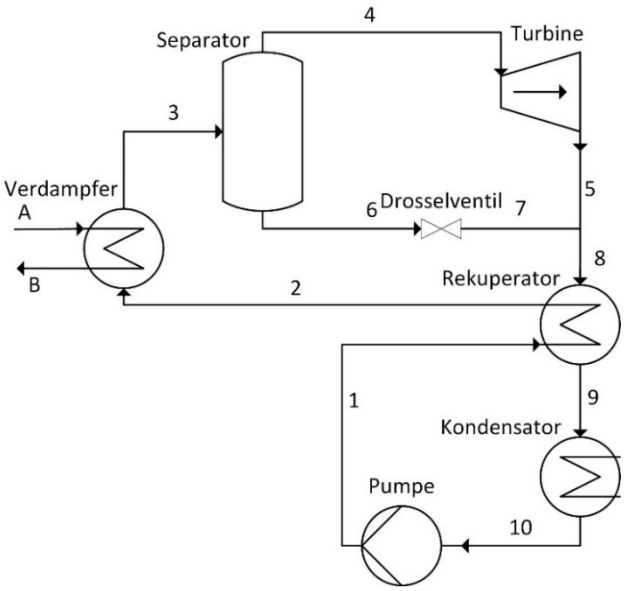
	Betrieb	Simulation	relative Abweichung
HT-Kreis	[redacted] %	[redacted] %	-0,3 %
LT-Kreis	[redacted] %	[redacted] %	-4,8 %

Die relativen Abweichungen der isentropen Wirkungsgrade der Turbinen sind sowohl für den HT- als auch den LT-Arbeitskreis kleiner als 5 %. In Verbindung mit der geringen relativen Abweichung der Generatorleistung kann das Simulationsmodell als validiert angesehen werden.

4.4.3 Aufbau des stationären Simulationsmodells des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks

Für die Simulation des Referenz-Kalina-Kraftwerks wurde wie bei der ersten Referenzanlage die Simualtionssoftware Aspen Plus verwendet. Der Kalina-Prozess verwendet zur Stromerzeugung ein Ammoniak-Wasser Gemisch als Arbeitsmedium. Die Stoffdaten dieses Gemisches und des Thermalwassers wurden mit Hilfe der in Aspen Plus integrierten Stoffdatenmethode REFPROP berechnet. Abbildung 58 stellt das Fließbild des Referenz-Kalina-Geothermie-Kraftwerks dar. Im Folgenden wird die Modellierung der einzelnen Komponenten detailliert beschrieben.

Abbildung 58: Fließbild des Simulationsmodells des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Alle Wärmeübertrager des Kraftwerks sind als Plattenwärmeübertrager ausgeführt. Verdampfer und Rekuperator wurden mit Hilfe des EDR Tools modelliert. Dazu wurden die detaillierten geometrischen Daten der Wärmeübertrager, wie die Anzahl der Strömungskanäle, Abmessungen der Platten, Plattendicke, Plattenanzahl und Chevronwinkel, hinterlegt. Das EDR Tool ist mit diesen Eingaben in der Lage die Wärmeübertrager komplett zu simulieren und alle relevanten Größen zu berechnen. Der Kondensator wurde vereinfacht als Kühler angenommen, der das Arbeitsmittel vollständig kondensiert. Der Druckverlust des Kondensators wurde aus den Betriebsdaten von 2016 ermittelt und konstant bei 0.0597 bar angenommen. Auf die Modellierung des Kühlwasserkreises mit den Nasskühltürmen wurde an dieser Stelle verzichtet. Die Pumpe wird durch ein einfaches Modell beschrieben, da sie keinen großen Einfluss auf den Kreisprozess hat. Es wurde ein konstanter isentroper Wirkungsgrad von 0,8 angenommen. Der Separator trennt das teilverdampfte Ammoniak-Wasser Gemisch (3) in eine Gas- (4) und eine Flüssigphase (5) auf und wurde als adiabat und isotherm angenommen. Der flüssige Teilstrom wird von Zustand (6) nach (7) in einem Ventil isenthalp auf das untere Druckniveau des Prozesses entspannt. Der gasförmige Teilstrom expandiert unter Leistungsabgabe in der Turbine. Die Modellierung der Turbine erfolgte mit Hilfe eines isentropen Wirkungsgrads. Dieser wurde in Abhängigkeit des Turbinenmassenstroms und des Kondensationsdrucks aus den Betriebsdaten für das Jahr 2016 empirisch ermittelt, um das Teillastverhalten der Turbine möglichst genau abbilden zu können. Die bestimmte Polynomfunktion lautet:

$$\eta_{s,T} = \eta_{s,T,SP}\left[a_{00} + a_{10}\cdot\left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{SP}}\right) + a_{01}\cdot\left(\frac{p_9}{p_{9,SP}}\right) + a_{20}\cdot\left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{SP}}\right)^2 + a_{11}\cdot\left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{SP}}\right)\cdot\left(\frac{p_9}{p_{9,SP}}\right)\right] \qquad \text{Gleichung 8}$$

Mit $a_{00} = -0{,}0429; a_{10} = 1{,}781; a_{01} = 0{,}2718;\ a_{20} = -0{,}5579; a_{11} = -0{,}4609$ und dem isentropen Wirkungsgrad, dem Turbinenmassenstrom und dem Kondensationsdruck im Standard Betriebspunkt (SP):

- $\eta_{s,T,SP} = 0{,}6618$
- $\dot{m}_{SP} = 29{,}2$ kg/s
- $p_{9,SP} = 8{,}6$ bar

Dieses Teillastmodell für den isentropen Wirkungsgrad erreicht für die Betriebsdaten aus dem Jahr 2016 einen mittleren quadratischen Fehler von 0,011 bei einem Bestimmtheitsmaß von 0,96. Zur Bestimmung der Korrelation für den isentropen Wirkungsgrad wurde die gemessene elektrische Leistung des Kraftwerks herangezogen, dadurch berücksichtigt dieser Wirkungsgrad bereits mechanische und elektrische Verluste. Der mechanische Wirkungsgrad im Turbinenblock wurde dementsprechend auf 1 gesetzt. Die Korrelation wurde in einem *Calculator*-Block hinterlegt und ordnet der Turbine in Abhängigkeit des Lastfalls den entsprechenden isentropen Wirkungsgrad zu. Die beiden Ströme (5) und (7) werden anschließen wieder vermischt wobei ein aus den Betriebsdaten ermittelter konstanter Druckverlust von 0,1705 bar angenommen wurde. Wie im realen Kraftwerk wird der Arbeitsmittelmassenstrom geregelt, sodass sich am Verdampferaustritt arbeitsmittelseitig eine konstante Temperatur von 119,98 °C einstellt. Die Pumpe stellt einen konstanten Turbineneintrittsdruck von etwa 18,7 bar ein, indem der Pumpenaustrittsdruck angepasst wird. Die Nettoleistung P_{net} des Prozesses setzt sich aus der Turbinenleistung P_T abzüglich der Pumpenleistung P_P und der Leistung des Eigenbedarfstrafos P_{Eig} zusammen:

$$P_{net} = P_T - P_P - P_{Eig} \qquad \text{Gleichung 9}$$

Die Leistung des Eigenbedarfstrafos wurde aus Messdaten bestimmt und beträgt unabhängig vom betriebspunkt 692,256 kW. Als Randbedingungen gehen der Kondensationsdruck, welcher durch die Umgebungstemperatur bestimmt wird, und der Eintrittszustand des Thermalwassers (Druck, Temperatur, Massenstrom) in das Modell ein.

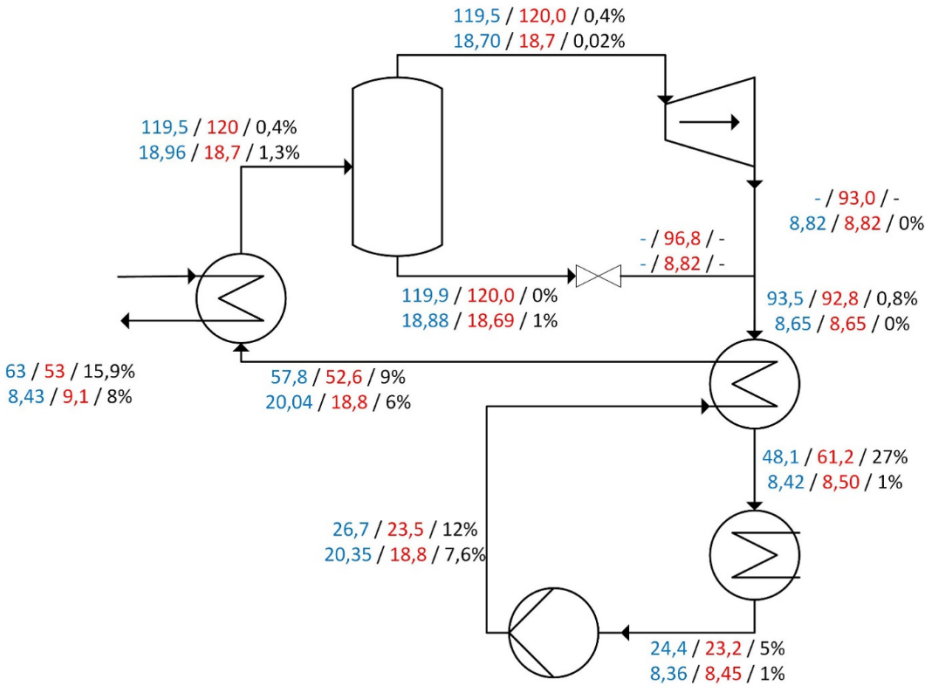
4.4.4 Validierung des stationären Simulationsmodells des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks

Zur Validierung des Simulationsmodells wurde der Standardbetriebspunkt des Jahres 2016 herangezogen. Dieser wurde aus den Betriebsdaten ermittelt und gibt folgende Randbedingungen an das Modell vor:

- Thermalwassertemperatur (Eintritt): 123,9 °C
- Thermalwasserdruck (Eintritt): 9,1 bar
- Thermalwassermassenstrom: 121,7 kg/s
- Kondensationsdruck: 8,6 bar

Das Kraftwerk liefert in diesem Betriebspunkt eine elektrische Bruttoleistung von 2364 kW und der Arbeitsmittelmassenstrom durch den Verdampfer beträgt 29,2 kg/s. In Abbildung 59 ist die Validierung des Simulationsmodells für diesen Betriebspunkt dargestellt. In blau sind jeweils die Messdaten, in rot die simulativ ermittelten Werte und in schwarz die relative Abweichung zwischen beiden bezogen auf die Messdaten für jeden Zustand dargestellt. Es zeigt sich für die meisten Fälle eine gute Übereinstimmung zwischen Modell und Betriebsdaten. Lediglich im Zustand zwischen Rekuperator und Kondensator tritt eine erhöhte Abweichung für die Temperatur auf. Diese Abweichung ist vermutlich auf Messfehler zurückzuführen, da an dieser Stelle das Arbeitsmedium teilweise dampfförmig vorliegt und die Messung im zweiphasigen Gemisch schwierig ist. Die Abweichung der Temperatur im Thermalwasserstrom ist wahrscheinlich auch eine Folge der Messungenauigkeiten aufgrund verschiedener Problematiken im Thermalwasserkreislauf wie Scaling. Die beiden wichtigen Größen, Arbeitsmittelmassenstrom und elektrische Bruttoleistung werden durch das Modell mit 30,47 kg/s und 2385 kW bestimmt. Die relative Abweichung von den Betriebsdaten beträgt für den Arbeitsmittelmassenstrom 4 % und für die elektrische Bruttoleistung 0,1 %. Die Abweichungen sind damit in einer akzeptablen Größenordnung.

Abbildung 59: Validierung des Simulationsmodells des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Standardbetriebspunkt des Jahres 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.4.5 Dynamisches Kraftwerksmodell zur Prüfung der Regelleistungsbereitstellung einer Referenzanlage

Die Einbindung eines dynamischen Kraftwerksmodells in die Untersuchungen ist notwendig, um nachzuweisen, ob die ausgewählte Referenzanlage eines geothermischen Kraftwerks die technischen Anforderungen hinsichtlich der Präqualifikation für den Regelenergiemarkt erfüllt. Hierbei stehen insbesondere die realisierbaren Lastgradienten und die damit verbundenen Laständerungsgeschwindigkeiten im Fokus der Analyse. Wie bereits in der Einführung dargestellt wird, ist das Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von Regelenergie ein elementarer, technischer Bestandteil der Präqualifikation. Um ein derartiges zeitabhängiges Lastprofil in Form einer Prozesssimulation abbilden zu können, muss auf dynamische Verfahren in Ergänzung zur stationären Simulation zurückgegriffen werden. Im Folgenden wird die Entwicklung des dynamischen Modells eines zweistufigen ORC-Kraftwerks für die geothermische Anwendung beschrieben. Die Validierung der Komponenten und des Gesamtsystems erfolgt anhand realer Kraftwerksdaten. Ob die technischen Voraussetzungen für den Regelenergiemarkt durch das untersuchte Referenzkraftwerk erfüllt werden, wird mithilfe der Simulationsergebnisse für die verschiedenen Regelleistungsprodukte analysiert. Zudem fließen als Randbedingungen die klimatischen Verhältnisse als auch die Fernwärmenetzauskopplung in die Simulation ein. Eine dynamische Simulation des Referenz-Kalina-Kraftwerks wurde nicht durchgeführt. Die Ergebnisse der dynamischen Simulationen des ORC-Zweidruckprozesses können nicht zwangsläufig auf den Kalina-Prozess übertragen werden.

4.4.5.1 Erstellung des dynamischen Kraftwerksmodells

Analog zu den stationären Betrachtungen der ORC-Referenzanlage wird als thermodynamischer Kreisprozess für die dynamischen Prozesssimulationen der ORC-Zweidruckprozess eines Geothermiekraftwerks ausgewählt (Abbildung 50). Die Randbedingungen und Betriebsparameter im Auslegungsfall werden gemäß den stationären Betrachtungen gewählt. Die Modellierung des thermodynamischen

Kreisprozesses erfolgt in Dymola/Modelica [85] auf Basis der Bibliothek ThermoCycle [86]. Zur Stoffdatenberechnung wird die Software Coolprop [87] verwendet. Eine Beschreibung der implementierten Submodelle der einzelnen ORC-Kraftwerkskomponenten ist im Folgenden aufgeführt. Hierbei kann zwischen rotierenden Komponenten (Pumpe und Turbine) sowie Wärmeübertragern unterschieden werden.

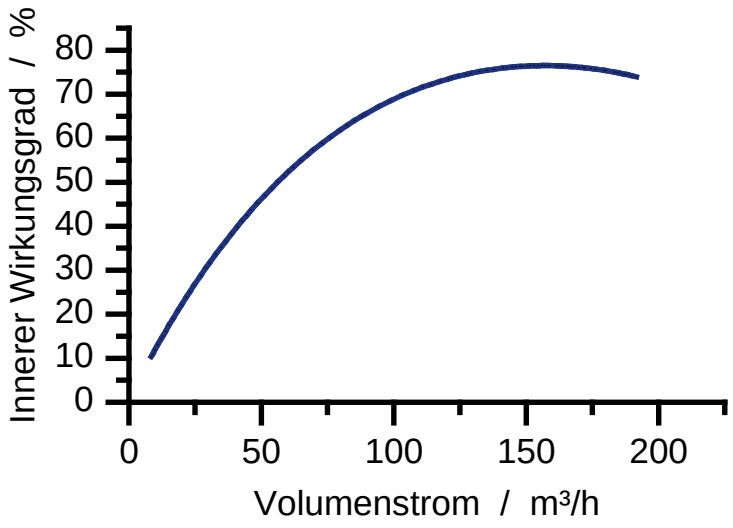
Pumpe und Turbine

Die ORC-Speisepumpen und die Turbinen können als quasistationäre Komponenten modelliert werden [88, 89]. In diesem Zusammenhang wird der innere Wirkungsgrad dieser Komponenten auf Basis vorliegender Kennlinien in Abhängigkeit variierender Prozessgrößen bestimmt. Dies soll am Beispiel der Speisepumpe verdeutlicht werden. Dabei wird die spezifische Enthalpie h_{aus} am Austritt der Pumpe in Abhängigkeit des Eintrittszustands (Druck p_{ein}, Dichte ρ_{ein}, spezifische Enthalpie h_{ein}) und des inneren Wirkungsgrads der Pumpe η_{i} berechnet.

$$h_{aus} = h_{ein} + \frac{p_{aus} - p_{ein}}{\eta_i \rho_{ein}} \qquad \text{Gleichung 10}$$

Der innere Wirkungsgrad der Pumpe ist lastabhängig und variiert somit in Abhängigkeit des ORC-Volumenstroms. Eine Kennlinie kann dem Datenblatt des Pumpenherstellers entnommen werden (siehe Abbildung 60)

Abbildung 60: Innerer Wirkungsgrad der ORC-Speisepumpe in Abhängigkeit des Volumenstroms.



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Der isentrope Wirkungsgrad der ORC-Turbinen wird auf Basis der Kennlinie aus Anhang F berechnet.

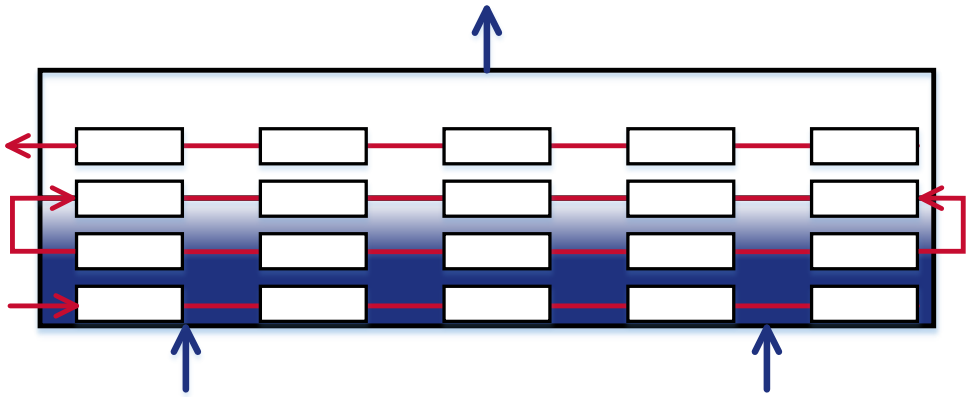
Wärmeübertrager

Die Wärmeübertrager werden als Finite-Volume-Modelle abgebildet. Das heißt, der Wärmeübertrager wird in Zellen eingeteilt und für jede Zelle wird die Energie- und Massenbilanz aufgestellt.

$$V_i \rho_i \frac{\partial h_i}{\partial t} = \dot{m}_{ein}(h_{ein} - h) - \dot{m}_{aus}(h_{aus} - h) + \dot{Q}_i + V_i \frac{dp}{dt} \qquad \text{Gleichung 11}$$

Die Zellenmodelle müssen dabei an die jeweilige Strömungsführung des Wärmeübertragers angepasst werden. Im vorliegenden Fall entsprechen die Vorwärmer dem Gegenstrom-Prinzip. Der Verdampfer hingegen weist eine komplexe Kreuzstromführung auf, wie Abbildung 61 verdeutlicht.

Abbildung 61: Skizze der modelltechnischen Umsetzung der Verdampfer der ORC-Zweidruckanlage (in Rot: Thermalwasserstrom; in Blau: ORC-Massenstrom).



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Die Änderung des Wärmeübergangskoeffizienten bei verschiedenen Lastzuständen wird in Relation zum Auslegungsfall berechnet [90]. Hierzu wird der Wärmeübergangskoeffizient im Designpunkt α_{Design} mit Hilfe von einschlägigen Korrelationen ermittelt. Vereinfachend wird für die dynamischen Simulationen der Wärmeübergangskoeffizient im Off-Design-Fall α in Abhängigkeit der einflussreichsten Betriebsparameter k_i bestimmt. Hierzu zählt insbesondere der Massenstrom. Der Koeffizient b ist dabei entsprechend des verwendeten Nußelt-Ansatzes zu wählen.

$$\alpha = \alpha_{Design} \sum_{i=1}^{N} \left(\frac{k_i}{k_{i,Design}}\right)^{b_i} \qquad \text{Gleichung 12}$$

4.4.5.2 Validierung des dynamischen Kraftwerksmodells

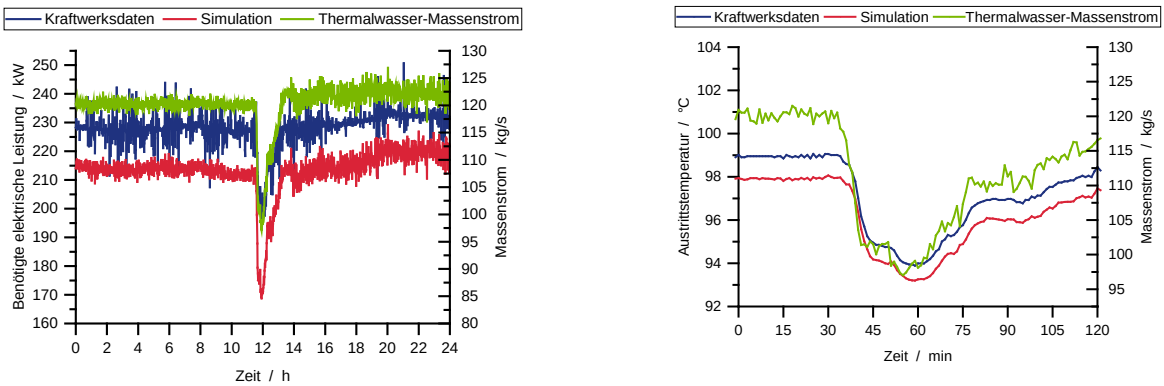
Als erster Schritt werden die Modelle der maßgeblichen Kraftwerkskomponenten validiert. Als Eingangsgrößen für die Simulation dienen relevante Eintrittsbedingungen des Arbeitsmediums wie Druck und Temperatur sowie weitere bauteilspezifische Informationen wie Kennlinien oder Abmessungen. Tabelle 10 gibt einen Überblick der Eingangsgrößen und der berechneten Ausgangswerte. Die Simulationsergebnisse werden zur Validierung mit realen Kraftwerksdaten verglichen. Insbesondere die Abbildung des dynamischen Verhaltens der Komponente ist hierbei von Interesse. In diesem Zusammenhang wird eine nahezu sprunghafte Abnahme des Thermalwassermassenstroms um 25 % simuliert. Für diesen Betriebsfall liegen Kraftwerksdaten zu Vergleichszwecken vor. Um die Güte des dynamischen Simulationsmodels bewerten zu können wird der quadratische Mittelwert der Abweichung für einen Zeitraum von 24 h berechnet.

Tabelle 10: Definierte Eingangsgrößen, berechnete Ausgangswerte sowie Validierungsergebnisse der Komponentenmodelle

Bauteil	Eingang	Ausgang	mittlere Abweichung
Pumpe	- Kennlinie (innerer Wirkungsgrad) - Druck vor und nach der Pumpe - Frequenz	elektrische Leistung (Eigenbedarf)	6,7 %
Turbinen	- Kennlinie für isentropen Wirkungsgrad - Zustandsvektor am Eintritt ($\dot{m}$,p,T) - Auslassdruck - Netzfrequenz	elektrische Leistung (Leistungsabgabe)	3,35 %
Vorwärmer	- Korrelation Bell-Delaware - Geometrie des Wärmeübertragers - Zustandsvektor am Eintritt ($\dot{m}$,p,T)	Austritts-temperatur	0,28 %
Verdampfer	- Korrelation Mostinski - Geometrie des Wärmeübertragers - Zustandsvektor am Eintritt ($\dot{m}$,p,T)	Austritts-temperatur	0,16 %

Zudem kann für die Änderung des Thermalwassermassenstroms eine gute Übereinstimmung der Simulations- und Kraftwerksdaten auch visuell erkannt werden. Abbildung 62 zeigt in diesem Zusammenhang die benötigte elektrische Leistung der Speisepumpe des ORC-Hochdruckmoduls für einen Zeitraum von 12 h vor und nach der Massenstromänderung. Eine höhere zeitliche Auflösung wurde für die Austrittstemperatur des Vorwärmers gewählt. Aus diesem Fall wird ersichtlich, dass das dynamische Modell ausreichend gut das zeitliche Verhalten der Komponente abbildet.

Abbildung 62: Simulations- und Kraftwerksdaten zur Eigenleistung der ORC-Speisepumpe in Abhängigkeit des Thermalwassermassenstroms (links) sowie Simulations- und Kraftwerksdaten zur Austrittstemperatur des ORC-Arbeitsmediums am Vorwärmer (rechts).

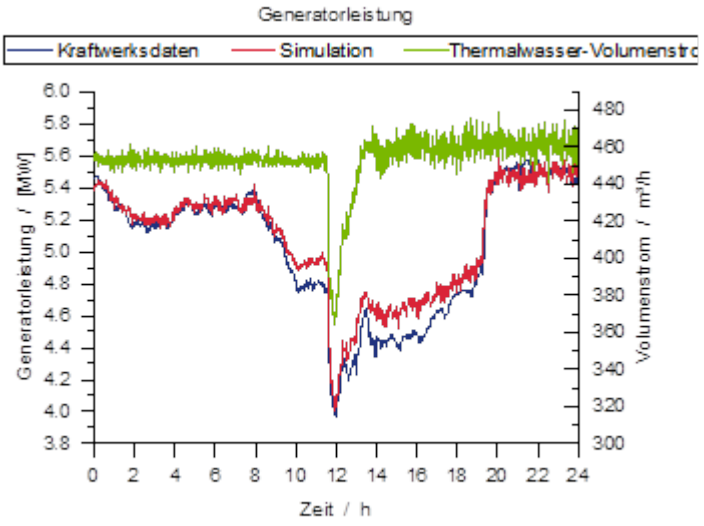


Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Abschließend erfolgt die Validierung des Gesamtsystems der ORC-Zweidruckanlage. Für die dynamische Modellierung der Anlage werden als Eingangsparameter der Thermalwasservolumenstrom, die

Thermalwassertemperatur und die klimatischen Umgebungsbedingungen vorgegeben. Als wichtigster Ausgangsparameter dient die elektrische Leistungsabgabe des Gesamtsystems. Für den in Abbildung 63 aufgeführten Zeitraum ergibt sich eine mittlere quadratische Abweichung von 2,2 % zwischen dynamischer Simulation und realen Kraftwerksdaten.

Abbildung 63: Simulations- und Kraftwerksdaten der elektrischen Leistungsabgabe des Gesamtsystems einer ORC-Zweidruckanlage.



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

4.4.5.3 Vorgehen und Randbedingungen für die dynamischen Kraftwerkssimulationen

Die Ergebnisse der Validierung aus dem vorangegangenen Abschnitt haben gezeigt, dass das dynamische Verhalten der ausgewählten Referenzanlage ausreichend gut beschrieben wird. Ausgehend von den in Kapitel 4.6 quantifizierten Regelenergieleistungen wird das zeitliche Verhalten der ORC-Anlage überprüft. Hierzu werden Simulationen der entsprechenden Musterprotokolle durchgeführt. Neben den verschiedenen Regelleistungsprodukten und den damit verbundenen Unterschieden in den Musterprotokollen, werden für die dynamischen Simulationen auch die bereits definierten klimatischen Randbedingungen (Tabelle 11) berücksichtigt. Um die Dynamik des ORC-Kraftwerks beschreiben zu können, werden Simulationen für die Monate Februar, Mai und Juli durchgeführt. So können belastbare Aussagen für repräsentative äußere Bedingungen im Winter, in der Übergangszeit und im Sommer getroffen werden. Analog zu den klimatischen Bedingungen werden auch die Fernwärmeleistungen aus den stationären Berechnungen übernommen und in den Schritten 0 MW, 10 MW und 20 MW variiert. Im Hinblick auf die betrachteten Regelleistungsprodukte wird wie folgt unterschieden:

- Positiv/negativ;
- Symmetrisch/einseitig;
- Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL).

Unter Berücksichtigung der vorliegenden Ergebnisse aus der stationären Betrachtung und der Tatsache, dass Primärregelleistung immer symmetrisch erbracht werden muss, ergibt sich die Bearbeitungsmatrix gemäß Abbildung 64 für die dynamischen Simulationen.

Abbildung 64: Simulationsmatrix für die dynamischen Betrachtungen der Referenzanlage.

			Regelleistung					
			positiv			negativ		
			Februar	Mai	Juli	Februar	Mai	Juli
symmetrisch	PRL	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		10	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		20	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	SRL	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		10	☒	☒		☒	☒	
		20	☒	☒		☒	☒	
	TRL	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		10	☒	☒		☒	☒	
		20	☒	☒		☒	☒	
einseitig	PRL	0						
		10						
		20						
	SRL	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		10	☒	☒		☒	☒	
		20	☒	☒		☒	☒	
	TRL	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		10	☒	☒		☒	☒	
		20	☒	☒		☒	☒	

Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Für jede Kombination der Randbedingungen wird das Leistungsprofil des Musterprotokolls simuliert. Somit kann bestimmt werden, ob die notwendigen Laständerungsgeschwindigkeiten durch die abgebildete Zweidruckanlage bei unterschiedlichen Randbedingungen (Klima und Fernwärmeauskopplung) realisierbar sind. Eine detaillierte Beschreibung der Musterprotokolle kann der Einführung entnommen werden. Hier soll lediglich die für die Präqualifikation definierte Zeitspanne für Aktivierung und Deaktivierung nochmals aufgelistet werden:

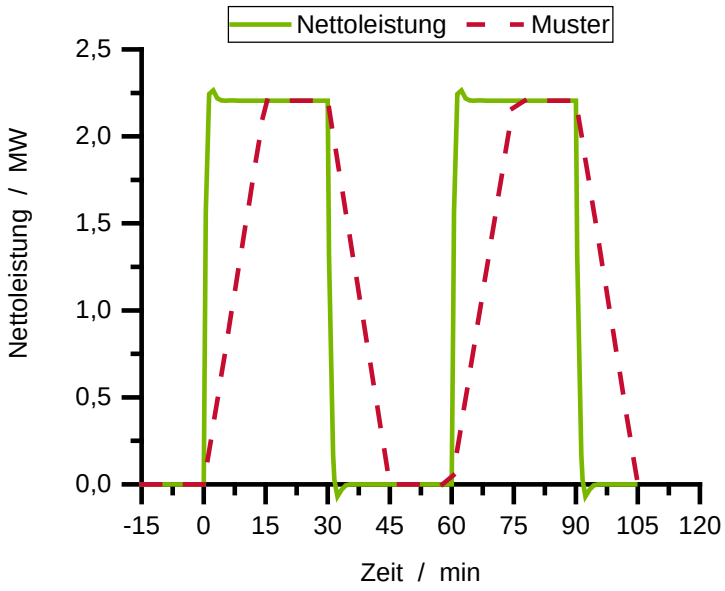
- PRL: ≤ 30 s (Aktivierung und Deaktivierung);
- SRL: ≤ 5 min (Aktivierung und Deaktivierung);
- TRL: ≤ 15 min (Aktivierung und Deaktivierung)

4.4.5.4 Ergebnisse der dynamischen Kraftwerkssimulationen

Die Ergebnisse der dynamischen Simulation werden vorrangig hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit analysiert. Die jeweiligen bereitstellbaren Regelleistungen für das untersuchte Referenzkraftwerk wurden bereits ermittelt und sind in Kapitel 4.6.2 erläutert. Weitere Variationen ergeben sich durch die grundsätzlich veränderlichen Randbedingungen wie Umgebungstemperatur und -feuchte sowie Höhe der Fernwärmeauskopplung. Im Folgenden werden exemplarisch die Simulationsergebnisse für ausgewählte Regelleistungsprodukte und Randbedingungen erläutert. Darüber hinaus liegt eine umfassende Bewertungsmatrix vor, die für die untersuchten Szenarien aufzeigt, ob die technischen Vorgaben eingehalten werden können.

Abbildung 65 zeigt das berechnete Lastprofil im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die einseitig positive Tertiärregelleistung. Unter der Vorgabe der klimatischen Bedingungen des Monats Mai und einer Fernwärmeauskopplung von 10 MW thermischer Leistung ergibt sich eine Regelleistung von 2,2 MW. Die Aktivierungszeit beträgt 80 s und Deaktivierungszeit 20 s. Somit sind die erforderlichen Laständerungsgeschwindigkeiten für die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt erfüllt.

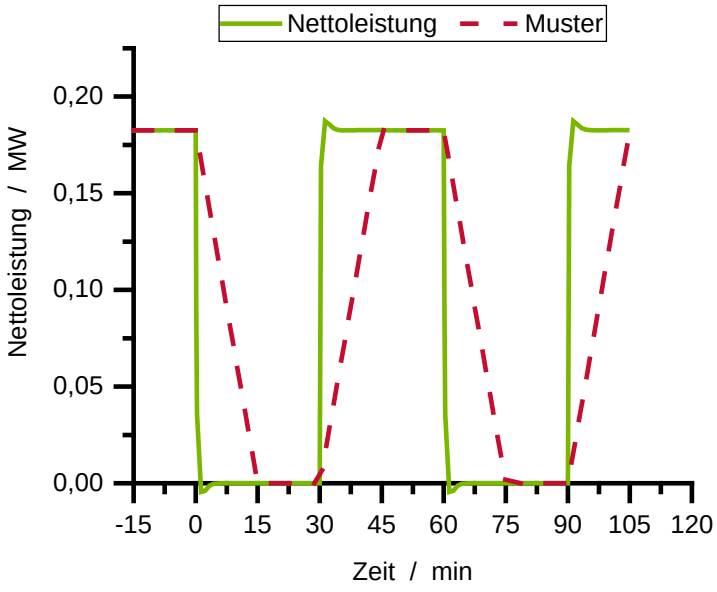
Abbildung 65: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die einseitig positive Tertiärregelleistung (Betrachtungsmonat Mai; Fernwärmeleistung 10 MW).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Wird hingegen ein Beispiel für die Tertiärleistung bei Vorhaltung negativer Regelleistung betrachtet und die Fernwärmeleistung auf 20 MW angehoben, sinkt die abrufbare Regelleistung auf 0,18 MW. Dies führt dazu, dass ein Mindestangebot von 1 MW bei den geschilderten Randbedingungen nicht gewährleistet ist. Die Laständerungsgeschwindigkeiten sind aufgrund der Zeit für Aktivierung und Deaktivierung von jeweils 80 s technisch ausreichend (siehe Abbildung 66).

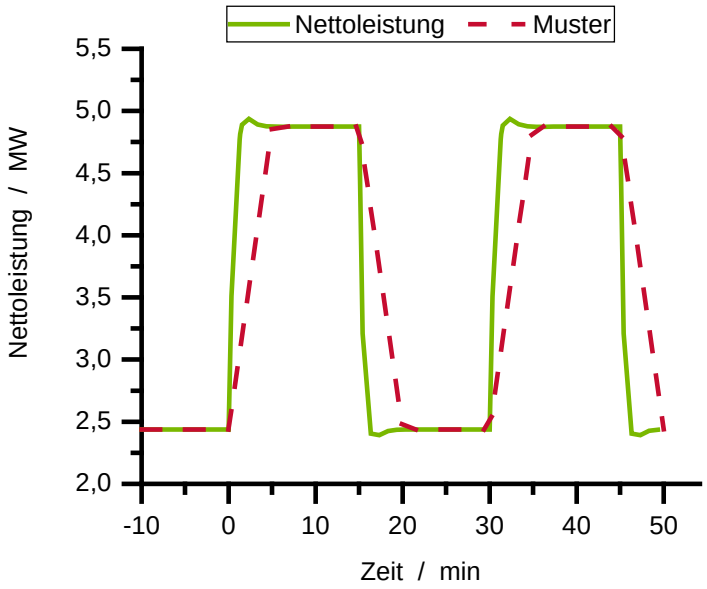
Abbildung 66: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die Tertiärregelleistung bei Vorhaltung negativer Regelleistung (Betrachtungsmonat Mai; Fernwärmeleistung 20 MW).



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Der Fall der Sekundärregelleistung bei Vorhaltung symmetrisch positiver Regelleistung im Betrachtungsmonat Februar bei reiner Stromerzeugung führt zu einer Aktivierungszeit von 75,9 s (siehe Abbildung 67). Für die Deaktivierung werden 80 s benötigt. So werden auch in diesem Fall die notwendigen Laständerungsgeschwindigkeiten eingehalten.

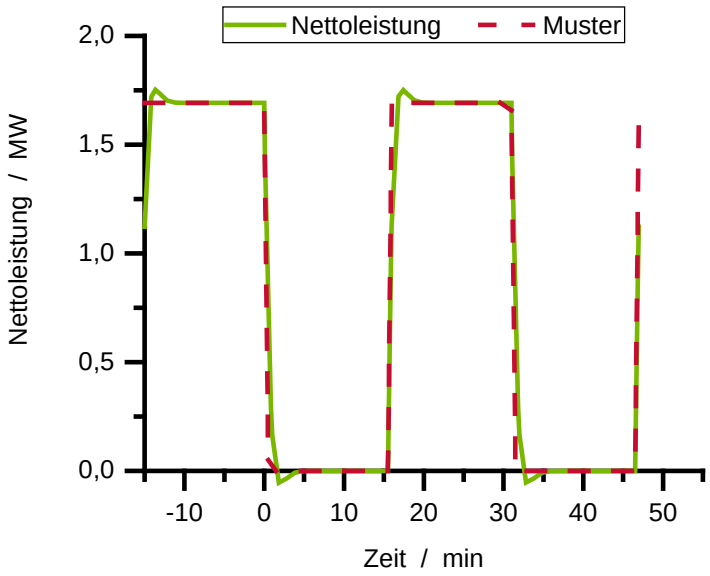
Abbildung 67: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die Sekundärregelleistung bei Vorhaltung symmetrisch positiver Regelleistung (Betrachtungsmonat Februar; Fernwärmeleistung 0 MW).



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Die technisch größte Herausforderung liegt im Fall der Primärregelleistung mit einer Aktivierungs- und Deaktivierungszeit von 30 s vor. Für das vorliegende dynamische Modell des Referenzkraftwerks wird bei keiner Matrix-Simulation (siehe Abbildung 64) eine entsprechend hohe Laständerungsgeschwindigkeit erreicht. Grundsätzlich werden im Fall der Primärregelleistung keine Aktivierungszeiten unter 75 s erreicht. Die erzielten Ergebnisse des dynamischen Simulationsmodells des Referenzkraftwerks decken sich gut mit öffentlich zugänglichen Daten realer Kraftwerke [91]. Dabei wird für einen Leistungssprung von 30 % auf 100 % eines geothermischen ORC-Kraftwerks eine Aktivierungszeit von 60 s angegeben. In diesem Kontext soll der Fall der Primärregelleistung bei Vorhaltung negativer Regelleistung im Betrachtungsmonat Juli und einer Fernwärmeleistung von 10 MW exemplarisch in Abbildung 68 dargestellt werden. Die Aktivierungszeit beträgt hierbei 110 s und für die Deaktivierung werden 80 s benötigt.

Abbildung 68: Lastprofil der dynamischen Simulation im Vergleich zum Verlauf des Musterprotokolls für die Primärregelleistung bei Vorhaltung symmetrisch negativer Regelleistung (Betrachtungsmonat Juli; Fernwärmeleistung 10 MW).



Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

Abbildung 69 fasst die abschließende Bewertung der dynamischen Simulationsergebnisse anschaulich zusammen. Rot gekennzeichnet sind Regelenergieprodukte und die dazugehörenden Randbedingungen, bei denen die Simulation des Referenzkraftwerks nicht zu einer Einhaltung der geforderten Laständerungsgeschwindigkeiten führt. Dies sind die betrachteten Fälle der Primärregelleistung. Für die Sekundär- und die Tertiärregelleistung werden in allen Fällen die Aktivierungs- und Deaktivierungszeiten eingehalten (grüne Symbole). Unabhängig von den Laständerungsgeschwindigkeiten gilt es zu beachten, dass im Fall einer Fernwärmeauskopplung von 20 MW die Regelleistung stets unter 1 MW liegt (grüne Symbole in Klammern).

Abbildung 69: Bewertungsmatrix auf Basis der Simulationsergebnisse der Referenzanlage.

			Regelleistung					
			positiv			negativ		
			Februar	Mai	Juli	Februar	Mai	Juli
symmetrisch	PRL	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		10	☒	☒	☒	☒	☒	☒
		20	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	SRL	0	☑	☑	☑	☑	☑	☑
		10	☑	☑		☑	☑	
		20	(☑)	(☑)		(☑)	(☑)	
	TRL	0	☑	☑	☑	☑	☑	☑
		10	☑	☑		☑	☑	
		20	(☑)	(☑)		(☑)	(☑)	
einseitig	PRL	0						
		10						
		20						
	SRL	0	☑	☑	☑	☑	☑	☑
		10	☑	☑		☑	☑	
		20	(☑)	(☑)		(☑)	(☑)	
	TRL	0	☑	☑	☑	☑	☑	☑
		10	☑	☑		☑	☑	
		20	(☑)	(☑)		(☑)	(☑)	

Quelle: Eigene Darstellung, Universität Bayreuth

4.5 Erfüllbarkeit der technischen Anforderungen für die Regelleistungsbereitstellung von Geothermie-Kraftwerken

Die Erfüllbarkeit der technischen Anforderungen von Regelleistungsbereitstellung von Geothermie-Kraftwerken im Bestand für die einzelnen Regelleistungsarten ist gemäß der Ausführungen der vorangehenden Abschnitte im Kapitel wie folgt gegeben/nicht gegeben:

Primärregelleistung:

- ☑ Mindestangebotsleistung von 1 MW erfüllbar
- ☑ Technische Einrichtungen für hochgenaue Frequenzmessung und Regelung vorhanden
- ☑ Erbringung der Leistung für mindestens 15 Minuten
- ☒ geforderte Leistungsgradienten der Präqualifizierung und zugehörige Höhe der Leistung

Sekundärregelleistung:

- ☑ Mindestangebotsleistung ab 12.07.2018 von 1 MW erfüllbar
- ☑ Grundrauschen unter 10 % der präqualifizierten Leistung
- ☒ Technische Einrichtungen für die Abrufaktivierung des Übertragungsnetzbetreibers vorhanden
- ☑ Erbringung der Leistung für die gesamte Zeitscheibe
- ☑ geforderte Leistungsgradienten der Präqualifizierung und zugehörige Höhe der Leistung (mit Einschränkungen, da die 1 MW Mindestleistung im Fall hoher Wärmeauskopplungsleistung nicht erbracht werden kann)

Minutenregelleistung:

- ☑ Mindestangebotsleistung ab 12.07.2018 von 1 MW erfüllbar
- ☑ Technische Einrichtungen für manuelle Abrufaktivierung vorhanden
- ☑ Erbringung der Leistung für die gesamte Zeitscheibe
- ☑ geforderte Leistungsgradienten (in minimal 7,5 Minuten) der Präqualifizierung und zugehörige Höhe der Leistung (mit Einschränkungen, da die 1 MW Mindestleistung im Fall hoher Wärmeauskopplungsleistung nicht erbracht werden kann)

4.6 Stationäre Simulation und Quantifizierung der Regelleistungsbereitstellung der Referenz-Geothermieanlagen

4.6.1 Allgemeine Methodik der Simulationsrechnungen

Zur Ermittlung des möglichen Angebots an Regelleistung von Geothermieanlagen im Bestand und durch Flexibilisierung mithilfe von Wärmespeichern wurde eine zweidimensionale Falluntersuchung durchgeführt. Zum einen wurde die Anschlussleistung der Fernwärmeversorgung betrachtet. Es wurden dazu Anschlussleistungen von 0 MW_{th} bis 30 MW_{th} in 2,5-MW_{th}-Schritten betrachtet. Da in den Sommermonaten nur eine geringe Fernwärmenetzleistung zu erwarten ist, wurden für die Monate Juni, Juli und August nur Abnahmeleistungen zwischen 0 MW_{th} und 5 MW_{th} berücksichtigt. Zum anderen wurde der Einfluss der Außentemperatur auf die Stromproduktion im Jahresverlauf untersucht. Dazu wurde bei der Simulation und der anschließenden Berechnung der möglichen Regelleistungen monatsweise differenziert. Die Unterscheidung erfolgte in erster Linie anhand der Umgebungstemperatur und des sich daraus ergebenden Expansionsdrucks der Turbinen.

Zur Vorbereitung der Simulationen wurden die Umgebungsbedingungen im Jahresverlauf bestimmt. Die Monatsmittel der Lufttemperatur am Standort der Referenz-Geothermie-Anlage wurden der Online-Wetterapplikation Meteostat entnommen. Zur Erstellung der Wetter- und Klimastatistiken verwendet Meteostat Datenbanken des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und von weiteren Organisationen [95]. Um die Begrenzung der Stromerzeugung bzw. der Expansion durch die Außentemperatur nachzubilden wurde das Expansionsdruckniveau der Turbinen für jeden Monat auf Basis der Betriebsdaten festgelegt. Während im Winter bis auf oder knapp unter Umgebungsdruck entspannt werden kann, steigt das Druckniveau des Abdampfes bis zum Sommer auf ca. 2 bar absolut an.

Der Luftdruck zur Vorgabe der Luftzufuhr zu den Kondensatoren wurde in Anlehnung an die Angaben der Betriebsdaten über den gesamten Jahresverlauf auf einem konstanten Wert von 950 hPa belassen. Die relative Luftfeuchtigkeit wurde aus den Aufzeichnungen des Gewässerkundlichen Dienstes Bayern (GKD) an der nahegelegenen Station Geretsried für das Jahr 2016 gemittelt. Der GKD ist dem Bayerischen Landesamt für Umwelt (LfU) unterstellt und damit eine zuverlässige Datenquelle. In Tabelle 11 ist eine Übersicht über die Umgebungsbedingungen und das Expansionsenddruckniveau im Jahresverlauf dargestellt.

Tabelle 11: Umgebungsbedingungen des Standorts der Referenz-Geothermie-Anlage und Expansionsenddruck der Turbine im Jahreslauf bei konstantem Luftdruck von 950 hPa

Monat	Umgebungstemperatur	Relative Luftfeuchtigkeit	Expansionsenddruck
Januar	-2,0 °C	85 %	0,9 bar
Februar	-0,7 °C	79 %	1,0 bar
März	3,5 °C	79 %	1,1 bar
April	7,6 °C	77 %	1,3 bar

Mai	12 °C	76 %	1,6 bar
Juni	15,3 °C	80 %	1,9 bar
Juli	17,3 °C	75 %	2,1 bar
August	16,8 °C	80 %	2,0 bar
September	13,9 °C	82 %	1,7 bar
Oktober	8,6 °C	90 %	1,4 bar
November	3,2 °C	92 %	1,1 bar
Dezember	-0,7 °C	90 %	1,0 bar

Thermalwasserseitig wurden die Parameter der Auslegungsberechnung verwendet: Fördertemperatur 140 °C, Fördervolumenstrom 110 l/s, Druck der Thermalwasser-Zuleitung 10 bar. Ausgehend von den Massenströmen und den Kreislaufdrücken des Arbeitsmittels nach den Pumpen laut Auslegungsberechnungen wurde für jeden Monat die maximale elektrische Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerkes durch Simulation ermittelt. Dabei wurden primär die Massenströme des Arbeitsmediums und sekundär die Pumpendrücke so angepasst, dass in den beiden Verdampfern eine geringe Überhitzung erreicht wurde. Diese Überhitzung wurde bei jedem Simulationsdurchlauf eingestellt. Eine Optimierung hinsichtlich eines Optimums der Kombination von Massenstrom und Druck fand nicht statt.

Forni u. a. [47] geben einen Einsatzbereich für Turbodens ORC-Anlagen von 10–110 % der Nennleistung an. Auf dieser Grundlage wurden die Grenzen der elektrischen Bruttoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks auf 550–5500 kW_{el} festgelegt. Das untere Leistungslimit von 550 kW_{el} wurde konservativ gewählt, während die obere Grenze komponentenseitig durch den Generator begrenzt wird. Um die Kraftwerksleistung bei gleichzeitiger Fernwärme-Auskopplung zu simulieren, wurde der konstante Fördervolumenstrom des Thermalwassers $\dot{V}_{TW}$ von 110 l/s auf Kraft- und Heizwerk aufgeteilt. In Anlehnung an die Verfahrensfließbilder der identifizierten Möglichkeiten zur Leistungsvariation und Flexibilisierung wurde eine reine Parallelschaltung von Kraft- und Heizwerk simuliert. Für die Berechnung des für das ORC-Kraftwerk zur Verfügung stehenden Thermalwasservolumenstroms $\dot{V}_{TW,KW}$ wurde nach Gleichung 13 vom gesamten für das Heizwerk benötigte Volumenstrom abgezogen.

$$\dot{V}_{TW,KW} = \dot{V}_{TW} - \frac{\dot{Q}_{FWN}}{\rho_{TW} \cdot c_{p,TW} \cdot \Delta T_{TW,FWA}} \qquad \text{Gleichung 13}$$

Im Fernwärmenetz wurde eine konstante Spreizung von 110/60 K festgelegt. Bei einer Grädigkeit von 5 K am Wärmeübertrager der Fernwärmeauskopplung (FWA) ergibt sich thermalwasserseitig eine Temperaturdifferenz $\Delta T_{TW,FWA}$ von 75 K. Die Dichte des Thermalwassers ρ_{TW} ist druck- und insbesondere temperaturabhängig. Für die folgenden Berechnungen wurde eine Dichte von 930 kg/m³ verwendet. Grundlage dafür bildete eine Stoffdatenanalyse in Aspen. Für die spezifische Wärmekapazität $c_{p,TW}$ wurde ein Wert von 4,2 kJ/(kg·K) verwendet. In Tabelle 12 sind die errechneten Thermalwasservolumenströme für das Referenz-Geothermie-Kraft- und Heizwerk für Schrittweiten von 2,5 MW der thermischen Fernwärmenetzleistung aufgelistet.

Tabelle 12: Thermalwasservolumenströme des Referenz-Geothermie-Kraftwerks und des Referenz-Heizwerks für unterschiedliche thermische Leistungen der Fernwärmeauskopplung

$\dot{Q}_{FWN}$ in MW_{th}	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15
$\dot{V}_{TW,FWA}$ in l/s:	0	8,53	17,07	25,60	34,14	42,67	51,20
$\dot{V}_{TW,KW}$ in l/s:	110	101,47	92,93	84,40	75,86	67,33	58,80

$\dot{Q}_{FWN}$ in MW_{th}	17,5	20	22,5	25	27,5	30
$\dot{V}_{TW,FWA}$ in l/s:	59,72	68,27	76,80	85,34	93,87	102,41
$\dot{V}_{TW,KW}$ in l/s:	50,26	41,73	33,20	24,66	16,13	7,59

Mit diesen Randbedingungen wurden die stationären Simulationsrechnungen für die Ermittlung der monatlichen Kraftwerksleistungen bei verschiedenen Leistungen der Fernwärmeauskopplung durchgeführt. Dabei wurde analog zur Ermittlung der maximalen elektrischen Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks vorgegangen: Ausgehend von den Simulationsvorgaben für die Bestimmung der maximalen Nettoleistung wurden zuerst die Arbeitsmittel-Massenströme und dann Ausgangsdrücke der Speisepumpen reduziert, bis an den Verdampfern jeweils eine geringe Überhitzung erreicht wurde. Für jede thermische Fernwärmenetzleistung wurde der entsprechende Thermalwasservolumenstrom zum Kraftwerk eingestellt. Dieses Vorgehen wurde für alle Monate durchgeführt, wobei für die Sommermonate (Juni, Juli und August) nur thermische Leistungen für die Fernwärmenetzauskopplung von 0–5 MW_{th} betrachtet wurden.

Die Ergebnisse zeigten, dass aufgrund der ähnlichen Umgebungsbedingungen im Februar und im Dezember sowie im März und im November die Werte der elektrischen Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks nahezu identisch sind. Daher wurden im Verlauf der Berechnungen die Ergebnisse für Februar auch für Dezember und respektive die Ergebnisse für März auch für November übernommen. Außerdem ist ab einer Fernwärmenetzleistung von 22,5 MW_{th} in den Monaten Mai und September kein Kraftwerksbetrieb mehr möglich. Ab einer thermischen Leistung der Fernwärmeauskopplung von 25 MW_{th} steht zu keinem Zeitpunkt mehr genügend Thermalwasser für das Kraftwerk zur Verfügung.

Darüber hinaus wurde in jedem Monat der Thermalwasserbedarf bei minimaler Kraftwerksleistung durch Simulation ermittelt. Die dafür nötigen Vorgaben des Thermalwasservolumenstroms, der Arbeitsmittel-Massenströme und der Pumpendrücke wurden händisch angenähert, bis eine gesamte Bruttoleistung (HT+LT) von 550 kW_{el} erreicht wurde. Für die Nettoleistung des Kraftwerks ergibt sich dabei ein Wert von ca. 10 kW_{el}. Zur Vereinfachung der Rechnung wurde die Nettoleistung auf 0 kW_{el} festgesetzt. Die minimale Generatorleistung deckt demnach den Eigenbedarf des Kraftwerks (ohne Förderpumpe). Der minimale Thermalwasservolumenstrom zur Versorgung des Kraftwerks beträgt im Januar 26 l/s und steigt mit der Zunahme der Außentemperatur auf 37,25 l/s im Juli. Für die restlichen Monate sind die Thermalwasservolumenströme für das Referenz-Geothermie-Kraftwerk bei minimaler elektrischer Leistung in Tabelle 13 angegeben.

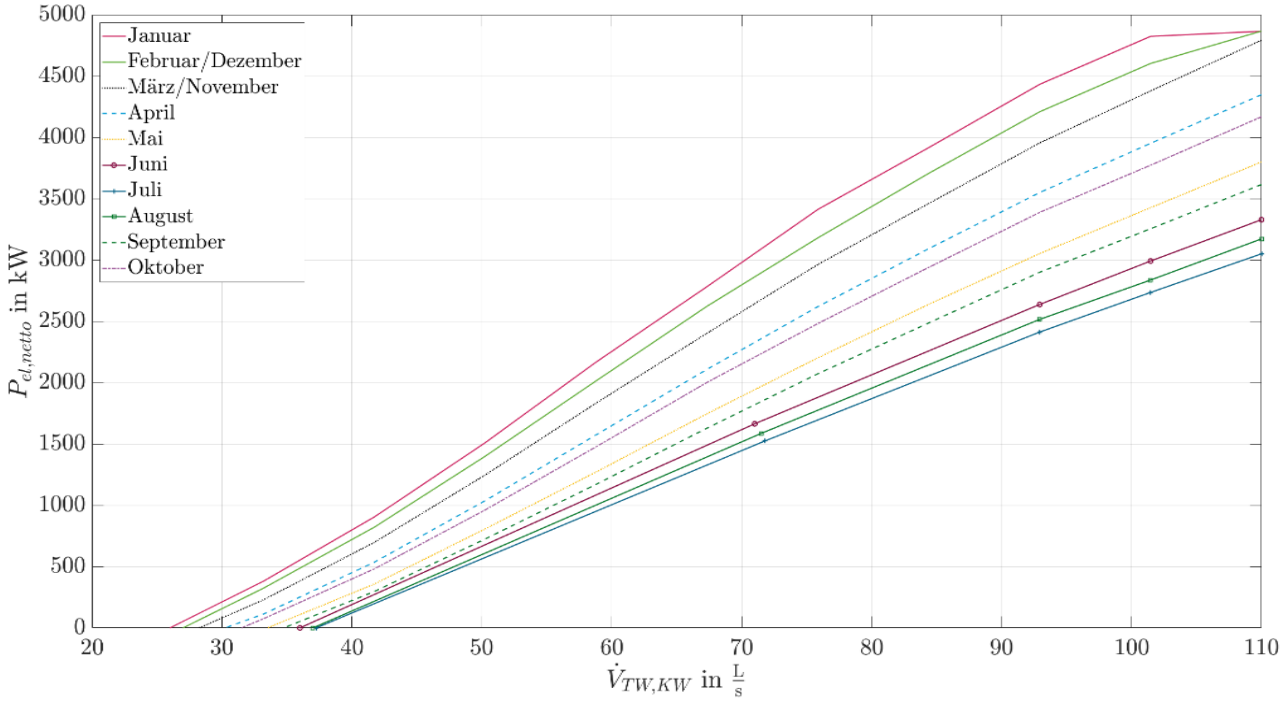
Tabelle 13: Thermalwasservolumenströme des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei minimaler elektrischer Leistung

	Jan	Feb	März	April	Mai	Juni
$\dot{V}_{TW,KW}$ in l/s	26,0	27,0	28,25	30,25	33,5	36,0
	Juli	**Aug**	**Sep**	**Okt**	**Nov**	**Dez**
$\dot{V}_{TW,KW}$ in l/s	37,25	37,0	34,75	31,5	28,25	27,0

Abbildung 70 zeigt ein mit 92 Simulationen errechnetes Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm des Referenz-Geothermie-Kraftwerks, in dem die elektrische Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks über dem Thermalwasservolumenstrom aufgetragen ist, der dem Kraftwerk zugeführt wird. Für jeden Monat wurden zehn Stützpunkte simuliert. Während die Steigung der Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Kurve des Monats Januar vor allem in der Nähe der maximalen Nettoleistung von ca. 4,9 MW_{el} abnimmt, ist für die Sommermonate Juni, Juli und August ein an-

nähernd linearer Zusammenhang erkennbar. An dieser Stelle ist außerdem die geringere Kraftwerksleistung bei gleichem Thermalwasservolumenstrom im Sommer im Vergleich zu den Wintermonaten ersichtlich. Ebenso zeigt sich der höhere minimale Volumenstrom zur Erbringung der minimalen Nettoleistung von 0 kW_{el}. Die Ergebnisse für Dezember sind identisch mit denen für Februar, ebenso ist die Kurve des Monats März auch für den November gültig.

Abbildung 70: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm für das ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Mit dem *Curve Fitting Tool* in MATLAB wurden für jeden Monat für die elektrische Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks Korrelationen in Abhängigkeit des dem Kraftwerk zugeführten Thermalwasservolumenstroms berechnet. Es wurde ein polynomiales Fitting ähnlich der Korrelationen des isentropen Turbinen-Wirkungsgrades (siehe Anhang F) angewendet. Durch eindimensionale Polynomfunktionen des vierten, bzw. für die Sommermonate des dritten Grades konnten die Verläufe von Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Kurven mit annähernd idealer Bestimmtheit abgebildet werden.

Folgende Randbedingungen wurden für die Simulationen vorgegeben:

- Die Fernwärmenetz-Versorgung muss zu jedem Zeitpunkt ohne Unterbrechungen sichergestellt sein.
- Bei Vorhaltung und Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung muss das Kraftwerk jederzeit netzsynchron betrieben werden, es darf nicht abgefahren werden.
- Das Angebot der Primärregelleistung muss symmetrisch sein.
- Das Angebot der positiven und negativen Sekundär- und Minutenregelleistung erfolgt getrennt und es werden jeweils Maximalwerte ermittelt, bei einem kombinierten Angebot von positiver und negativer Regelleistung sind die Werte der positiven und negativen Regelleistung betragsmäßig gleich.
- Es existiert keine Begrenzung durch ein Minimalangebot oder ein Angebotsinkrement.

- Die Erbringung von Regelleistung wird nicht durch die Dynamik der Turbinen, der Speisepumpen oder der Wärmeübertrager begrenzt.
- Alle Berechnungen werden mit der elektrischen Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks durchgeführt.

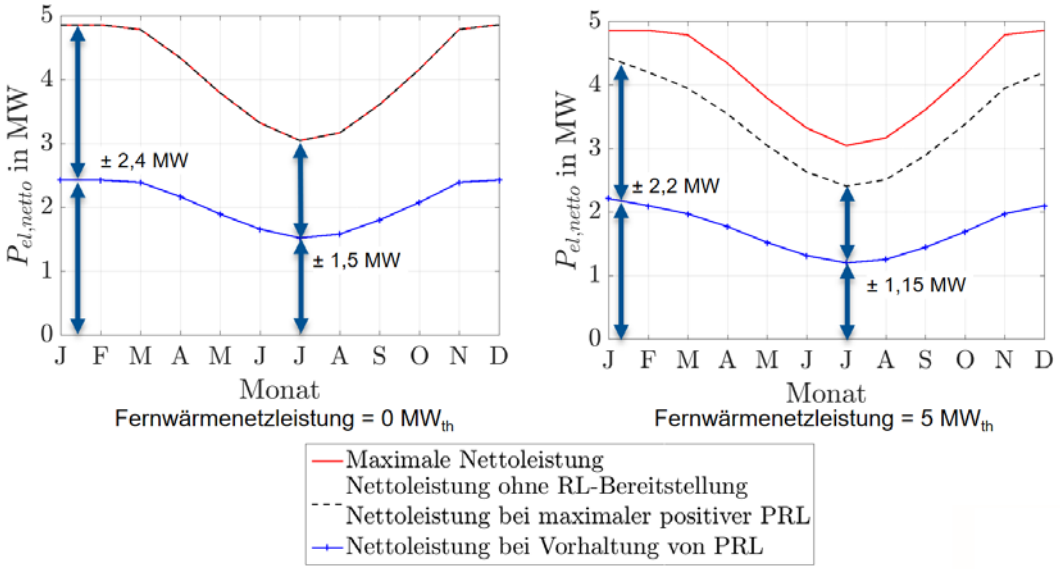
4.6.2 Ergebnisse der stationären Regelleistungsbereitstellung

Bei einer Regelleistungsbereitstellung durch das Referenz-Geothermie-Kraftwerk im Bestand ohne Modifikation steht nur die Thermalwasserförderung als Wärmequelle zur Verfügung. Die möglichen Brutto- und Nettoleistungen für verschiedene thermische Leistungen der Fernwärmenetzauskopplung wurden bereits simulativ in Abschnitt 4.6.1 bestimmt. Im Folgenden werden die Ergebnisse für die stationär bereitstellbaren Regelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand vorgestellt.

4.6.2.1 Primärregelleistung

Trotz der Ergebnisse hinsichtlich der limitierenden Dynamik des Referenz-ORC-Kraftwerks wird in diesem Abschnitt eine theoretische Betriebsstrategie für das Anbieten von Primärregelleistung vorgestellt. Die theoretische Betriebsstrategie für das Anbieten von Primärregelleistung für Geothermieanlagen im Bestand ohne Modifikation wird anhand Abbildung 71 erläutert. In beiden Plots der Abbildung 71 ist die monatliche maximale elektrische Nettoleistung mit roter Farbe gekennzeichnet. Dieser Verlauf entspricht der elektrischen Nettoleistung des Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei einer thermischen Fernwärmeauskopplungsleistung von 0 MW_{th}. Weiter ist die maximal mögliche elektrische Nettoleistung bei einer thermischen Fernwärmeauskopplungsleistung von 5 MW_{th} im linken Plot eingezeichnet (schwarze gestrichelte Linie). Diese Kraftwerksleistung sinkt mit steigender Fernwärmenetzleistung. In blauer Farbe ist die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks bei Vorhaltung des maximal möglichen symmetrischen Angebots an Primärregelleistung eingezeichnet. Da die minimale elektrische Nettoleistung des Kraftwerks 0 kW_{el} beträgt, ist die stationäre Leistung während der Vorhaltung bei der Hälfte der maximalen elektrischen Leistung mit einer Fernwärmenetzleistung von 5 MW_{th} angesetzt. Diese Linie markiert demnach gleichzeitig den Betrag des Primärregelleistungsangebots in positiver wie negativer Richtung. Im Januar können 2,2 MW_{el} und im Juli 1,15 MW_{el} bei einer Fernwärmenetzleistung von 5 MW_{th} angeboten werden. Wird positive Primärregelleistung angefordert, kann die Kraftwerksleistung aus diesem Betriebspunkt bis zur Linie der Nettoleistung ohne Regelleistungsbereitstellung (schwarz gestrichelt) gesteigert werden. Umgekehrt kann bei Abruf negativer Regelleistung das Kraftwerk bis auf die Minimalleistung (0 kW_{el}, nicht eingezeichnet) gedrosselt werden.

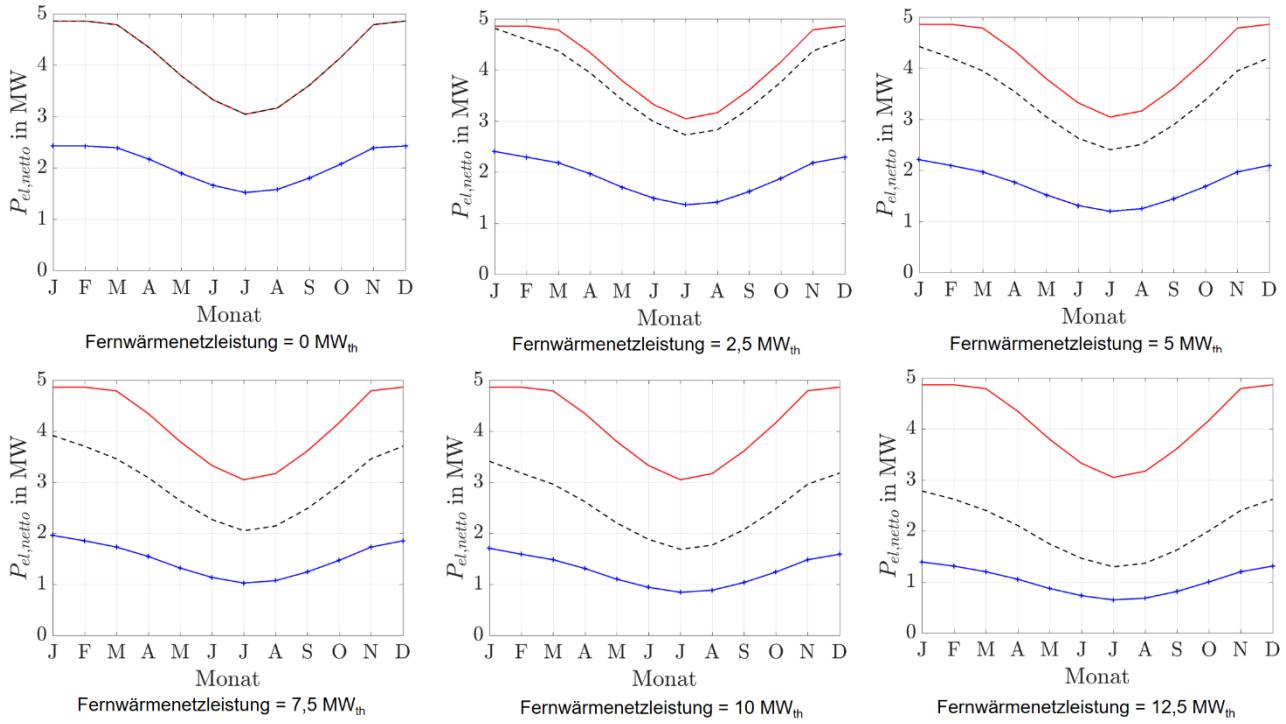
Abbildung 71: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für die Fernwärmenetzleistungen 0 MW_{th} und 5 MW_{th}.

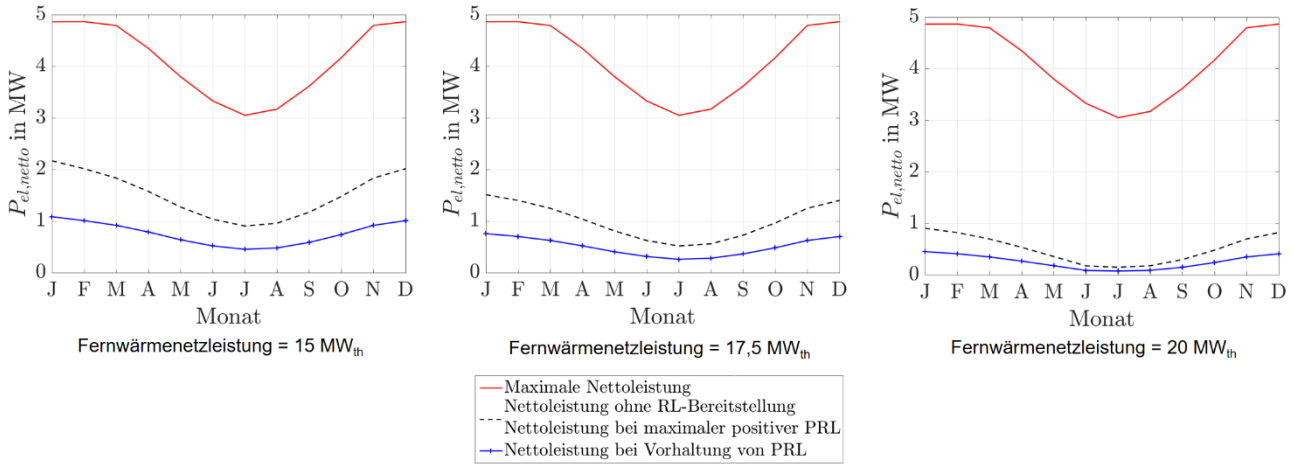


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 72 zeigt alle stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 72: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



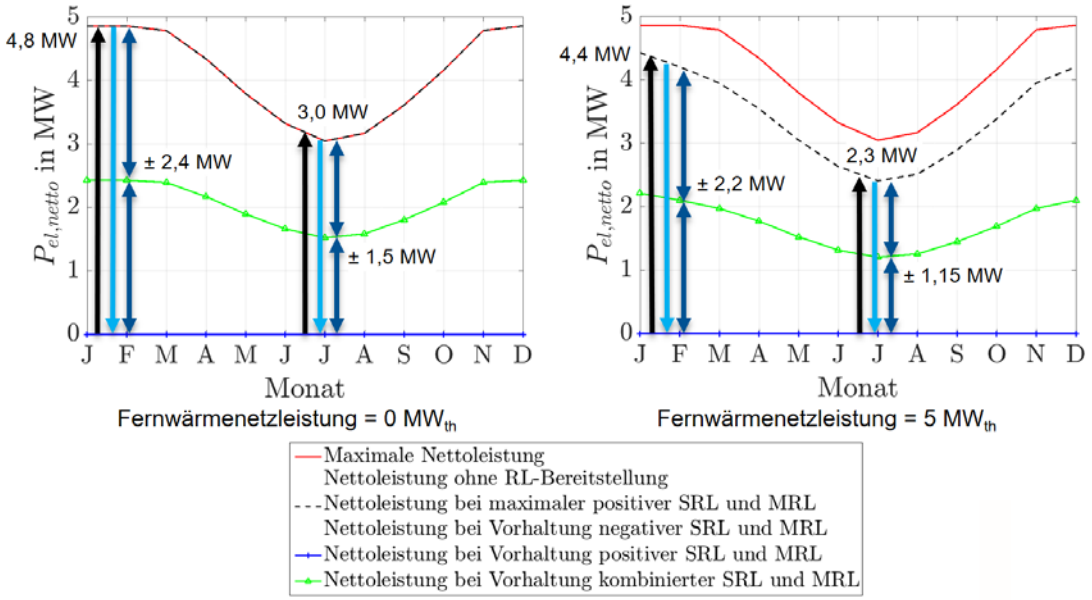


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.6.2.2 Sekundär- und Minutenregelleistung

Die Betriebsstrategie für das Anbieten von Sekundär- und Minutenregelleistung für Geothermieanlagen im Bestand ohne Modifikation soll anhand Abbildung 73 erläutert werden.

Abbildung 73: Stationäre Sekundär- und Minutenregelleistung des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für die Fernwärmenetzleistungen 0 MW_{th} und 5 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

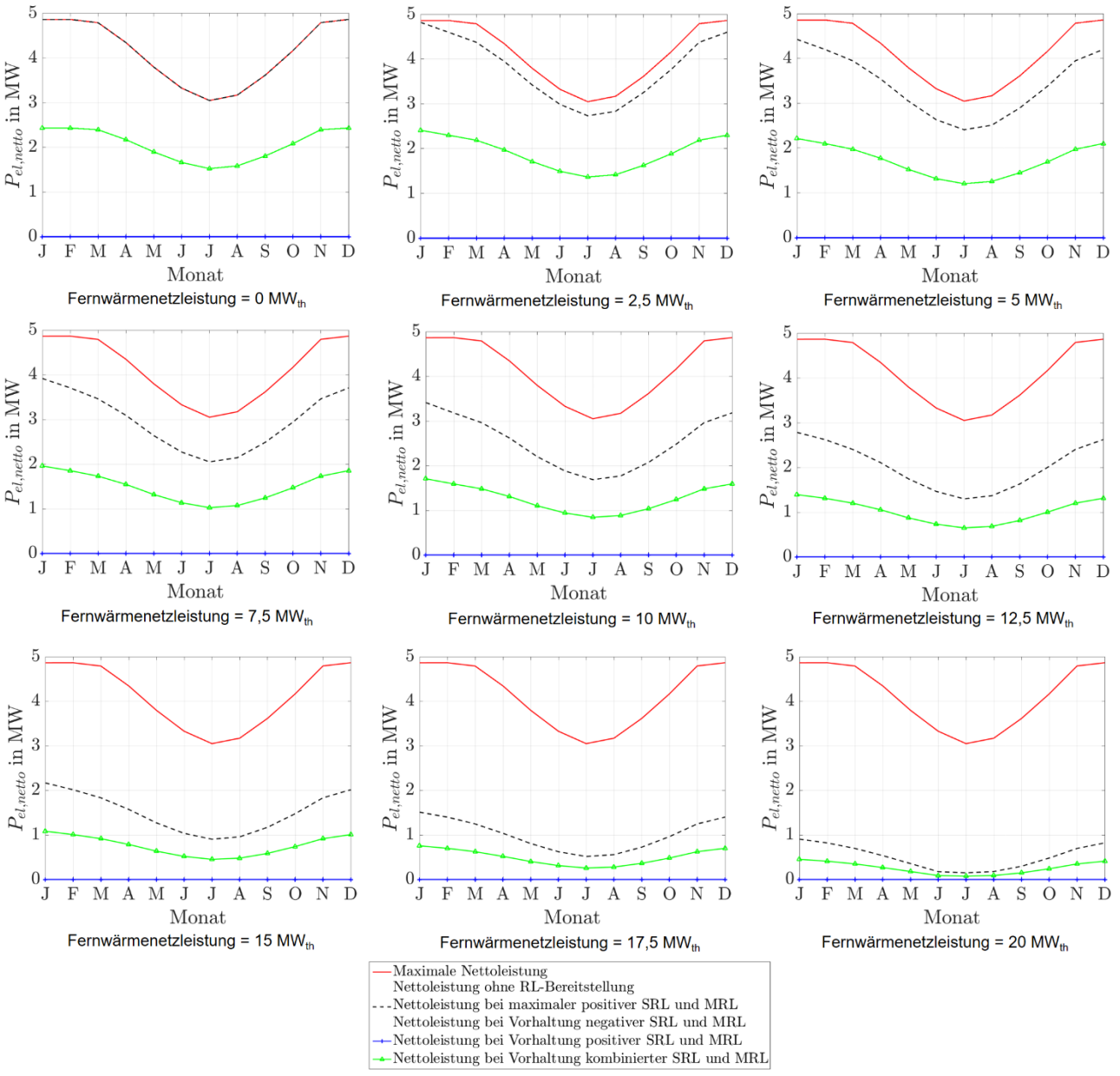
Bei der positiven wie negativen Sekundär- oder Minutenregelleistung wird in Abbildung 73 jeweils die maximale Leistung angeboten. Dies wird im Fall positiver Regelleistung durch Abfahren des Kraftwerks aus dem Betriebspunkt der elektrischen Nettoleistung ohne Regelleistungsbereitstellung auf die Minimalleistung erreicht. Umgekehrt wird zur Vorhaltung negativer Regelleistung der Betriebspunkt des Kraftwerks mit minimaler elektrischer Leistung angefahren. Bei Abruf kann die Nettoleistung maximal bis zu dem Betriebspunkt der möglichen Kraftwerksleistung bei gleichzeitiger Fernwärmeauskopplung (schwarz gestrichelte Linie) gesteigert werden. Da die minimale Nettoleistung des Referenz-Kraftwerks 0 kW_{el} beträgt, ist der Betrag der Sekundär- und Minutenregelleistung jeweils in positiver und negativer Richtung identisch. Die Leistungsspanne beträgt für eine Fernwärmenetzleistung von 5 MW_{th} im Januar 4,4 MW_{el} und im Juli 2,3 MW_{el}. Zusätzlich ist die Kraftwerksleistung (grüne Linie) bei Vorhaltung einer Kombination von positiver und negativer Sekundär- und Minutenregelleistung kenntlich gemacht. Dieses kombinierte Angebot ist so ausgelegt, dass jeweils der gleiche Betrag an Regelleistung vorgehalten wird. Demnach entspricht dieses Angebot dem der Primärregelleistung in Abbildung 71 und Abbildung 72.

Abbildung 74 zeigt alle stationären Sekundär- und Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Die in den wirtschaftlichen Betrachtungen in Abschnitt 5 zusätzlich diskutierte Flexibilitätsoption das Redundanz- und Spitzenlast-Heizwerk zur Deckung des Wärmebedarfs einzusetzen ist in den Ergebnissen der Abbildungen der Abschnitte 4.6, 4.7, 4.8 für die bereitstellbaren stationären Regelleistungen indirekt berücksichtigt. Die Fernwärmenetzleistung, die durch das Geothermie-Heizwerk gedeckt

werden muss, stellt die Differenz der benötigten Fernwärmenetzleistung und der durch das Redundanz- und Spitzenlast-Heizwerk bereitgestellten thermischen Leistung dar. Der Graph mit der rein geothermisch bereitzustellenden Fernwärmenetzleistung ist in den Abbildungen auszuwählen.

Abbildung 74: Stationäre Sekundär- und Minutenregelleistung des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7 Stationäre Simulation und Quantifizierung der Regelleistungsbereitstellung flexibilisierter Referenz-Geothermieanlagen

In diesem Kapitel wird die Simulation und Quantifizierung der stationären Regelleistungsbereitstellung der aus Geothermieanlagen im Bestand abgeleiteten Referenz-Geothermieanlagen mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung beschrieben.

4.7.1 Berücksichtigung einer Nachladestrategie von Wärmespeichern

Für eine Sicherstellung der Arbeitsfähigkeit eines Systems mit einem Speicher muss gewährleistet werden, dass der Speicher zu jedem Zeitpunkt ausreichend geladen ist, bzw. es muss definiert werden, in welchen Grenzen sich der Ladezustand eines Speichers befinden darf, bis eine kontrollierte Nachladung erfolgt. Im Folgenden werden die verwendeten Nachladestrategien von Wärmespeichern für die Primär-, Sekundär-, und Minutenregelleistungsbereitstellung vorgestellt.

4.7.1.1 Primärregelleistung

Bei der Primärregelleistungsbereitstellung wurde auf das 30-Minuten-Kriterium für speicherbegrenzte technische Einheiten der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber [96] zurückgegriffen. Die Nachladestrategie der Batteriespeicher wurde auf Wärmespeicher übertragen. Die Speicher müssen für eine Dauer der Regelleistungsbereitstellung von maximal 30 min ausgelegt sein. Die Nachladestrategie muss dann sicherstellen, dass innerhalb von 2 h die nach 30 min ausgespeicherte Energie wieder eingespeichert wird. Übertragen auf Ein- und Ausspeicherleistungen beträgt die Ausspeicherleistung das Vierfache der Einspeicherleistung. Anders ausgedrückt muss die Einspeicherleistung nur 25 % der Ausspeicherleistung betragen. Ein- und Ausspeicherleistungen von Wasser-Wärmespeichern sind direkt proportional zum Ein- und Ausspeichervolumenstrom. Mit dem Thermalwasservolumenstrombedarf des Fernwärmenetzes kann über eine Bilanzierung für jede Speicheroption der Thermalwasservolumenstrom für das Kraftwerk errechnet werden.

4.7.1.2 Sekundär- und Minutenregelleistung

Da das 30-Minuten-Kriterium nur für die Primärregelleistung vorgesehen ist, muss für die Sekundär- und die Minutenregelleistung eine andere Herangehensweise gewählt werden. Zu diesem Zweck wurde die Online-Informationsplattform SMARD der Bundesnetzagentur herangezogen [97]. Für die Abschätzung eines Bedarfs an Regelleistung und damit des Einsatzes der Wärmespeicher wurden die vorgehaltene sowie die tatsächlich abgerufenen Mengen an positiver und negativer Regelenergie für die Sekundär- und die Minutenregelleistung aus der SMARD-Datenbank extrahiert. Betrachtungszeitraum war 01.07.2016 bis 30.06.2017 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Aus der abgerufenen und vorgehaltenen Regelleistung wurde nun jeweils das Verhältnis Λ_{SRL}bzw. Λ_{MRL} gebildet.

$$\Lambda_{SRL} = \frac{\text{abgerufene Sekundärregelleistung}}{\text{vorgehaltene Sekundärregelleistung}} \qquad \text{Gleichung 14}$$

$$\Lambda_{MRL} = \frac{\text{abgerufene Minutenregelleistung}}{\text{vorgehaltene Minutenregelleistung}} \qquad \text{Gleichung 15}$$

Es wird nun angenommen, dass alle teilnehmenden Erzeugereinheiten die gleiche Regelenergie zur Verfügung stellen, der Abruf der Regelenergie also nicht nach Merit-Order-Liste erfolgt und somit der Abruf der Regelenergie auf alle Erzeugereinheiten gleich verteilt erfolgt. Dadurch kann das Verhältnis Λ als Einsatzzeit-Verhältnis des Speichers betrachtet werden. Mit der Zeitdauer des Ausspeicherns t_{aus} und der Zeitdauer des Einspeicherns t_{ein} folgt für beide Arten der positiven Regelleistung (RL, pos)

$$\Lambda_{RL,pos} = \frac{\text{abgerufene positive Regelleistung}}{\text{vorgehaltene positive Regelleistung}} = \frac{t_{aus}}{t_{ein} + t_{aus}} = \frac{t_{aus}}{t_{ges}}$$ Gleichung 16

mit der gesamten Betrachtungszeit t_{ges} (z. B. eine Stunde). Umgekehrt gilt dann für die negative Regelleistung bzw. die Zeit der Einspeicherung:

$$\Lambda_{RL,neg} = \frac{\text{abgerufene negative Regelleistung}}{\text{vorgehaltene negative Regelleistung}} = \frac{t_{ein}}{t_{ein} + t_{aus}} = \frac{t_{ein}}{t_{ges}}$$ Gleichung 17

Weiter gilt, dass das ausgespeicherte Volumen des Wärmespeichers zur erneuten Bereitstellung positiver Regelleistung wieder eingespeichert werden muss. Dies geschieht im Optimalfall durch Erbringung negativer Regelleistung oder durch Vorhaltung positiver Regelleistung. Außerdem wird angenommen, dass die Temperatur des Ausspeicher-Volumenstroms näherungsweise der Temperatur des Einspeicher-Volumenstroms entspricht. Dies setzt eine sehr gute Dämmung und eine kurze Speicherdauer voraus. Mit konstanter Dichte des Speichermediums (Heißwasser oder Thermalwasser) gilt:

$$\begin{aligned} V_{aus} &= V_{ein} \\ \dot{V}_{aus} \cdot t_{aus} &= \dot{V}_{ein} \cdot t_{ein} \\ \dot{m}_{aus} \cdot t_{aus} &= \dot{m}_{ein} \cdot t_{ein} \\ \frac{t_{aus}}{t_{ein}} = \frac{\dot{m}_{ein}}{\dot{m}_{aus}} &= \frac{t_{aus}}{t_{ges} - t_{aus}} \end{aligned}$$ Gleichung 18

Durch Auflösen von Gleichung 18 nach t_{ges} und Einsetzen in Gleichung 16 ergibt sich:

$$\frac{t_{aus}}{t_{ges} - t_{aus}} = \frac{t_{aus}}{\frac{t_{aus}}{\Lambda_{RL,pos}} - t_{aus}} = \frac{1}{\frac{1}{\Lambda_{RL,pos}} - 1} = \frac{\Lambda_{RL,pos}}{1 - \Lambda_{RL,pos}}$$ Gleichung 19

Damit kann der benötigte Einspeicher-Massenstrom nach erfolgter Erbringung positiver Regelleistung bestimmt werden:

$$\dot{m}_{ein} = \dot{m}_{aus} \cdot \frac{\Lambda_{RL,pos}}{1 - \Lambda_{RL,pos}}$$ Gleichung 20

Durch analoges Vorgehen ergibt sich mit Gleichung 17 für den möglichen Ausspeicher-Massenstrom nach einer Speicherbeladung während des Erbringens negativer Regelleistung:

$$\dot{m}_{aus} = \dot{m}_{ein} \cdot \frac{\Lambda_{RL,neg}}{1 - \Lambda_{RL,neg}}$$ Gleichung 21

Zur Deckung des Bedarfs an positiver Regelenergie, wurden zuerst aus den in 15-Minuten-Auflösung vorliegenden Verhältnissen $\Lambda_{RL,pos}$ 4-h-Mittelwerte errechnet, um eine Produktzeitscheibe der Minutenregelleistung bzw. der zukünftigen Sekundärregelleistung (ab Juli 2018) abzubilden. Danach wurde aus diesen 4-h-Mitteln der monatliche Maximalwert für die Simulationsrechnungen ausgewählt. Im Fall der negativen Regelleistung wurde jeweils der monatliche Mittelwert von $\Lambda_{RL,neg}$ verwendet. Dies vermeidet eine Überschätzung des Bedarfs an negativer Regelenergie und eine zu starke Entladung, wenn aus dem Speicher während der Vorhaltung negativer Regelleistung Wärme ausgespeichert wird, um den Betrag des Regelleistungsangebots zu vergrößern. In Tabelle 14 sind die in den Berechnungen verwendeten Werte des Verhältnisses Λ für die positive und negative Sekundär- und Minutenregelleistung zusammengefasst.

Tabelle 14: Verhältnisse der tatsächlich abgerufenen zur vorgehaltenen Regelenergie nach SMARD-Daten [97], positive Regelleistung als monatliches Maximum der 4-h-Mittel, negative Regelleistung als Monatsmittel

	Jan	Feb	März	April	Mai	Juni
$\Lambda_{SRL,pos}$	0,305	0,274	0,388	0,305	0,338	0,421
$\Lambda_{SRL,neg}$	0,036	0,045	0,033	0,035	0,057	0,040
$\Lambda_{MRL,pos}$	0,298	0,285	0,345	0,280	0,125	0,288
$\Lambda_{MRL,neg}$	0,001	0,004	0,000	0,001	0,001	0,003
	Juli	**Aug**	**Sep**	**Okt**	**Nov**	**Dez**
$\Lambda_{SRL,pos}$	0,549	0,356	0,217	0,283	0,374	0,348
$\Lambda_{SRL,neg}$	0,041	0,080	0,085	0,066	0,039	0,053
$\Lambda_{MRL,pos}$	0,640	0,114	0,129	0,238	0,444	0,291
$\Lambda_{MRL,neg}$	0,002	0,006	0,008	0,018	0,002	0,012

Es zeigt sich, dass im Juli 2016 die höchste Nachfrage positiver Sekundärregelleistung in einer 4-h-Zeitscheibe mehr als die Hälfte der vorgehaltenen Regelleistung umfasste. Im Februar, im September und im Oktober betrug das Maximum der Abfrage dagegen nur ein Viertel der Vorhaltung. Die maximale Nachfrage an positiver Minutenreserve war im Vergleichszeitraum meistens niedriger. Jedoch war der maximale Bedarf im Juli und im November besonders hoch. Im Vergleich dazu war der mittlere Bedarf an negativer Sekundärregelleistung um eine Größenordnung niedriger. Im August und im September wurde hier mit 8 % bzw. 8,5 % eine durchschnittlich hohe Menge der vorgehaltenen negativen Sekundärregelleistung abgefragt. Dies trifft auch für die Minutenreserve zu. Noch höherer Bedarf war jedoch im Oktober und im Dezember zu verzeichnen. Über das Jahr hinweg gesehen ist die Nachfrage negativer Minutenregelenergie im Mittel jedoch sehr gering. Durch die verschiedenen monatlichen Verhältnisse müssen bei den Berechnungen der Sekundär- und Minutenregelleistung alle Monate getrennt betrachtet werden. Februar und Dezember bzw. März und November können nicht wie bei der Primärregelleistung zusammengefasst werden.

4.7.2 Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz

4.7.2.1 Methodik der Berechnungen der bereitstellbaren stationären Regelleistung

Um den größtmöglichen Betrag an symmetrischer Primärregelleistung erbringen zu können, muss das Kraftwerk zur Vorhaltung bei der halben maximalen Nettoleistung (Fernwärmeleistung: 0 MW_{th}) betrieben werden. Während dieser Vorhaltung wird mit überschüssiger Energie aus der Thermalwasserförderung der Speicher im Fernwärmenetz beladen. Mit steigendem Thermalwasserbedarf der Fernwärmeauskopplung sinkt nun diese verfügbare Überschussenergie für die Speicherbeladung. Es muss nun geprüft werden, bis zu welchem Fall der Abnahmeleistung durch das Fernwärmenetz ausreichend Energie eingespeichert werden kann, um bei Abruf der Primärregelleistung das Kraftwerk bei maximaler elektrischer Nettoleistung betreiben zu können. Dazu muss während der Zeit der Erbringung der Primärregelleistung, also maximal 30 min, der Fernwärmenetzspeicher das Fernwärmenetz eigenständig versorgen können. Ist dies aufgrund hoher Abnahmeleistung nicht mehr möglich, muss zusätzlich Thermalwasser dem Wärmeübertrager der Fernwärmenetzauskopplung zugeführt werden und die maximal mögliche Primärregelleistung sinkt. Der Thermalwasserbedarf zu jeder thermischen Leistung der Fernwärmeauskopplung ist bekannt (Gleichung 13). Ebenso ist der Thermalwasserbedarf des Kraftwerks zu jeder elektrischen Nettoleistung, insbesondere der halben Maximalleistung, bekannt (Abbildung 70 bzw. dazugehörige Korrelationen). Über eine fernwärmenetzseitige Bilanz am Wärmeübertrager der Fernwärmeauskopplung kann der Massenstrom des Fernwärmenetzes $\dot{m}_{FWN}$ zu jeder Wärmeleistung bestimmt werden:

$$\dot{Q}_{FWN} = \dot{m}_{FWN} \cdot c_{p,FW} \cdot \Delta T_{FW,FWA} \qquad \text{Gleichung 22}$$

Dabei wurde für die spezifische Wärmekapazität des Heißwassers im Fernwärmenetz $c_{p,FW}$ mit einem konstanten Wert von 4,2 kJ/(kg·K) gerechnet. Die Spreizung des Fernwärmenetzes $\Delta T_{FW,FWA}$ beträgt 50 K (110 °C/ 60 °C). Dieser Massenstrom des Fernwärmenetzes muss durch den Fernwärmenetzspeicher bei Erbringung positiver Primärregelleistung aufgebracht werden. Der mögliche Ladestrom des Fernwärmenetzspeichers wurde aus dem, bei Vorhaltung der Primärregelleistung überschüssigen, Thermalwasservolumenstroms berechnet:

$$\dot{m}_{ein} = (\dot{V}_{TW} - \dot{V}_{TW,KW}) \cdot \rho_{TW} \cdot \frac{\Delta T_{TW,FWA}}{\Delta T_{FW,FWA}} \qquad \text{Gleichung 23}$$

Da sich Speicherbeladung und -entladung ausgleichen müssen, wird der mögliche Lademassenstrom mit dem Massenstrom der Ausspeicherung (dem Fernwärmenetzmassenstrom) verglichen:

$$\dot{m}_{Differenz} = \dot{m}_{ein} \cdot 2\ \text{h} - \dot{m}_{FWN} \cdot 0{,}5\ \text{h} \qquad \text{Gleichung 24}$$

Solange das Ergebnis aus Gleichung 24 positiv ist, kann bei Vorhaltung von Primärregelleistung bis zum Leistungsniveau der halben maximalen Nettoleistung auch die volle positive Primärregelleistung erbracht werden. Sobald die Differenz negativ wird, muss zusätzlich Thermalwasser aus der Förderung dem Wärmeübertrager der Fernwärmeversorgung zugeführt werden. Dadurch sinkt die maximal mögliche Nettoleistung bei Erbringung positiver Primärregelleistung und damit auch die Kraftwerksleistung bei Vorhaltung der Primärregelleistung, da symmetrisch angeboten werden muss. Mit Gleichung 22 kann der zusätzlich benötigte Thermalwasservolumenstrom für die Fernwärmenetzversorgung ermittelt werden. Dieser Volumenstrom wird anschließend von dem Thermalwasservolumenstrom subtrahiert, der in jedem Monat für die halbe maximale Nettoleistung des Kraftwerks benötigt wird. Mithilfe der Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelationen kann nun eine neue Vorhalteleistung bestimmt werden.

Da nun diese Vorhalteleistung niedriger liegt als zuvor, wird während der Vorhaltung wieder mehr Thermalwasser für die Fernwärmeauskopplung und damit die Speicherbeladung frei. Dies ermöglicht nach Gleichung 24 wieder einen höheren Ausspeicher-Massenstrom bei Erbringung der positiven Primärregelleistung. Das beschriebene Vorgehen mündet in einen iterativen Prozess. Zur Vereinfachung der Rechnung wurde das arithmetische Mittel zwischen der ursprünglichen Vorhalteleistung auf dem elektrischen Leistungsniveau der Hälfte der maximalen Nettoleistung und der neuen Vorhalteleistung, dem ersten Iterationsschritt, gewählt. Sobald die maximal mögliche Kraftwerksleistung bei gleichzeitiger Fernwärmeauskopplung ohne Regelleistungsbereitstellung unter das Leistungsniveau der Hälfte der maximalen Nettoleistung fällt, entspricht die ursprüngliche Vorhalteleistung (der 0. Iterationsschritt) der Hälfte dieser maximal möglichen Leistung. Dies ist ab einem Fernwärmeleistungsbedarf von 12,5 MW_{th} der Fall.

Durch die Ausspeicherdauer von maximal 30 min ist die minimale Speichergröße des Fernwärmenetzspeichers bestimmbar. Speicherwirkungsgrade, die Ausbildung einer Thermokline und andere Verluste werden dabei vernachlässigt. Ist die maximal mögliche Kraftwerksleistung ohne Regelleistungsbereitstellung größer als die halbe maximale Nettoleistung bei einer Fernwärmenetzleistung von 0 MW_{th}, ist der Ausspeicher-Massenstrom in jedem Monat gleich. Er entspricht dann gerade dem Massenstrom des Fernwärmenetzes. Ist die mögliche elektrische Leistung niedriger als die Hälfte der Maximalleistung, muss der Ausspeicher-Massenstrom gesondert bestimmt werden. Dazu wird zuerst über die Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelation die benötigte Thermalwassermenge für das Kraftwerk bei Erbringung der ermittelten positiven Primärregelleistung bestimmt. Dadurch ergibt sich der Thermalwasservolumenstrom, der dem Wärmeübertrager der Fernwärmeversorgung

zugeführt werden muss. Anhand Gleichung 22 wird dieser Thermalwasservolumenstrom $\dot{V}_{TW,FW}$ in einen Massenstrom auf der Seite des Fernwärmenetzes am Wärmeübertrager für die Fernwärmeversorgung umgerechnet. Dieser Massenstrom plus der Ausspeicher-Massenstrom $\dot{m}_{aus}$ ergeben den bekannten gesamten Fernwärmenetzmassenstrom $\dot{m}_{FWN}$. Oder anders ausgedrückt setzt sich der Fernwärmenetzmassenstrom bei Erbringung positiver Primärregelleistung auf einem Leistungsniveau geringer als die maximale Nettoleistung aus dem Ausspeicher-Massenstrom plus dem Massenstrom zusammen, der bei der Fernwärmeauskopplung Wärmeenergie aus dem Thermalwasser aufnimmt:

$$\dot{m}_{aus} = \dot{m}_{FWN} - \frac{110\ \frac{\mathrm{l}}{\mathrm{s}} - \dot{V}_{TW,KW}}{\rho_{TW}} \cdot \frac{\Delta T_{TW,FWA}}{\Delta T_{FW,FWA}} \qquad \text{Gleichung 25}$$

Ähnlich können auch die Einspeicher-Massenströme bei Erbringung negativer Primärregelleistung berechnet werden. Der Thermalwasser-Volumenstrom $\dot{V}_{TW,KW}$ entspricht dann dem Volumenstrom, der für die minimale Nettoleistung des Kraftwerks $\dot{V}_{TW,KW,min}$ benötigt wird:

$$\dot{m}_{ein} = \frac{110\ \frac{l}{s} - \dot{V}_{TW,KW,min}}{\rho_{TW}} \cdot \frac{\Delta T_{TW,FWA}}{\Delta T_{FW,FWA}} - \dot{m}_{FWN} \qquad \text{Gleichung 26}$$

Diese Überlegungen wurden auch bei der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung verwendet. Sie orientiert sich an der maximal möglichen Kraftwerksleistung ohne Regelleistungsbereitstellung für jeden Fernwärmenetzleistungsfall. Durch Speicherentladung kann nun im Vergleich zur Bestandsanlage ohne Modifikation der Betrag des Angebots erhöht werden. Wird der Einspeicher-Massenstrom aus Gleichung 26 bei minimaler Kraftwerksleistung bei Abruf negativer Sekundärregelleistung gefahren, kann über das Verhältnis Λ aus Gleichung 21 der mögliche Ausspeicher-Massenstrom bei Vorhaltung der negativen Sekundärregelleistung berechnet werden:

$$\dot{m}_{aus} = \dot{m}_{ein} \cdot \frac{\Lambda_{SRL,neg}}{1 - \Lambda_{SRL,neg}} \qquad \text{Gleichung 27}$$

Mit Gleichung 25 wurde der neue Thermalwasservolumenstrom, der dem Kraftwerk zugeführt werden kann, errechnet. Aus den Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelationen ergibt sich dann die Kraftwerksleistung bei Vorhaltung und damit der Betrag des Angebots der negativen Sekundärregelleistung.

Bei der positiven Sekundärregelleistungsbereitstellung wird die Regelleistung durch ein Absenken der Kraftwerksleistung auf Minimalleistung vorgehalten. Während der Zeit der Vorhaltung wird der Speicher im Fernwärmenetz geladen. Es muss überprüft werden, in welchem Umfang Energie bei Abruf der positiven Sekundärregelleistung ausgespeichert werden kann, um die Höhe der Sekundärregelleistung zu quantifizieren. Im Idealfall wird dann das Fernwärmenetz durch den Speicher versorgt, sodass der gesamte Thermalwasservolumenfördervolumenstrom dem Kraftwerk zugeführt werden kann. Aus diesem Ausspeicher-Volumenstrom kann mit Gleichung 20 der im Vorfeld benötigte Einspeicher-Volumenstrom ermittelt werden:

$$\dot{m}_{ein} = \dot{m}_{aus} \cdot \frac{\Lambda_{SRL,pos}}{1 - \Lambda_{SRL,pos}} \qquad \text{Gleichung 28}$$

Um diesen Lademassenstrom zusätzlich zum Massenstrom des Fernwärmenetzes auf Vorlauftemperatur aufheizen zu können, muss mehr Thermalwasser dem Wärmeübertrager der Fernwärmenetzauskopplung zugeführt werden. Es wird erneut eine Bilanz am Wärmeübertrager der Fernwärmeauskopplung aufgestellt:

$$\dot{V}_{TW,FWA} = (\dot{m}_{FWN} + \dot{m}_{ein}) \cdot \frac{1}{\rho_{TW}} \cdot \frac{\Delta T_{FW,FWA}}{\Delta T_{TW,FWA}} \qquad \text{Gleichung 29}$$

Mit steigender Fernwärmenetzleistung erhöht sich auch der Thermalwasserbedarf für die Fernwärmenetzversorgung. Die Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung auf dem Leistungsniveau der Maximalleistung des Kraftwerks ist solange möglich, wie genügend Thermalwasserenergie für die Einspeicherung zur Verfügung steht und das Kraftwerk noch mit der Minimalmenge an Thermalwasser $\dot{V}_{TW,KW,min}$ versorgt werden kann:

$$110\,\frac{l}{s} - \dot{V}_{TW,FWA} \geq \dot{V}_{TW,KW,min} \qquad \text{Gleichung 30}$$

Steigt der Thermalwasserbedarf des Heizwerks weiter, kann nicht mehr die höchste elektrische Nettoleistung angeboten werden und die Strategie muss gewechselt werden und die Berechnung erfolgt umgekehrt. Vom Thermalwasservolumenstrom werden der minimale Thermalwasservolumenstrom für das Kraftwerk und der Thermalwasservolumenstrom für die Versorgung des Fernwärmenetzes abgezogen. Der übrige Thermalwasservolumenstrom kann ebenfalls dem Heizwerk zugeführt werden. Mit dieser Energie wird der Fernwärmenetzspeicher beladen. Der sich ergebende Einspeicher-Massenstrom bei Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung kann aus Gleichung 29 bestimmt werden. Der Ausspeicher-Volumenstrom bei Abruf der positiven Sekundärregelleistung wird über das Verhältnis Λ nach Gleichung 20 bestimmt:

$$\dot{m}_{aus} = \left(\left(110\,\frac{\mathrm{l}}{\mathrm{s}} - \dot{V}_{TW,KW,min}\right) \cdot \rho_{TW} \cdot \frac{\Delta T_{TW,FWA}}{\Delta T_{FW,FWA}} - \dot{m}_{FWN}\right) \cdot \frac{1 - \Lambda_{SRL,pos}}{\Lambda_{SRL,pos}} \qquad \text{Gleichung 31}$$

Der Energiebedarf des Fernwärmenetzes, der nicht durch den Fernwärmenetzspeicher gedeckt werden kann, muss auch während der Erbringung positiver Sekundärregelleistung durch Thermalwasserzufuhr zum Heizwerk ausgeglichen werden. Dadurch steht dem Kraftwerk nur noch folgender Thermalwasservolumenstrom zur Verfügung:

$$\dot{V}_{TW,KW} = 110\,\frac{\mathrm{l}}{\mathrm{s}} - (\dot{m}_{FWN} - \dot{m}_{aus}) \cdot \frac{1}{\rho_{TW}} \cdot \frac{\Delta T_{FW,FWA}}{\Delta T_{TW,FWA}} \qquad \text{Gleichung 32}$$

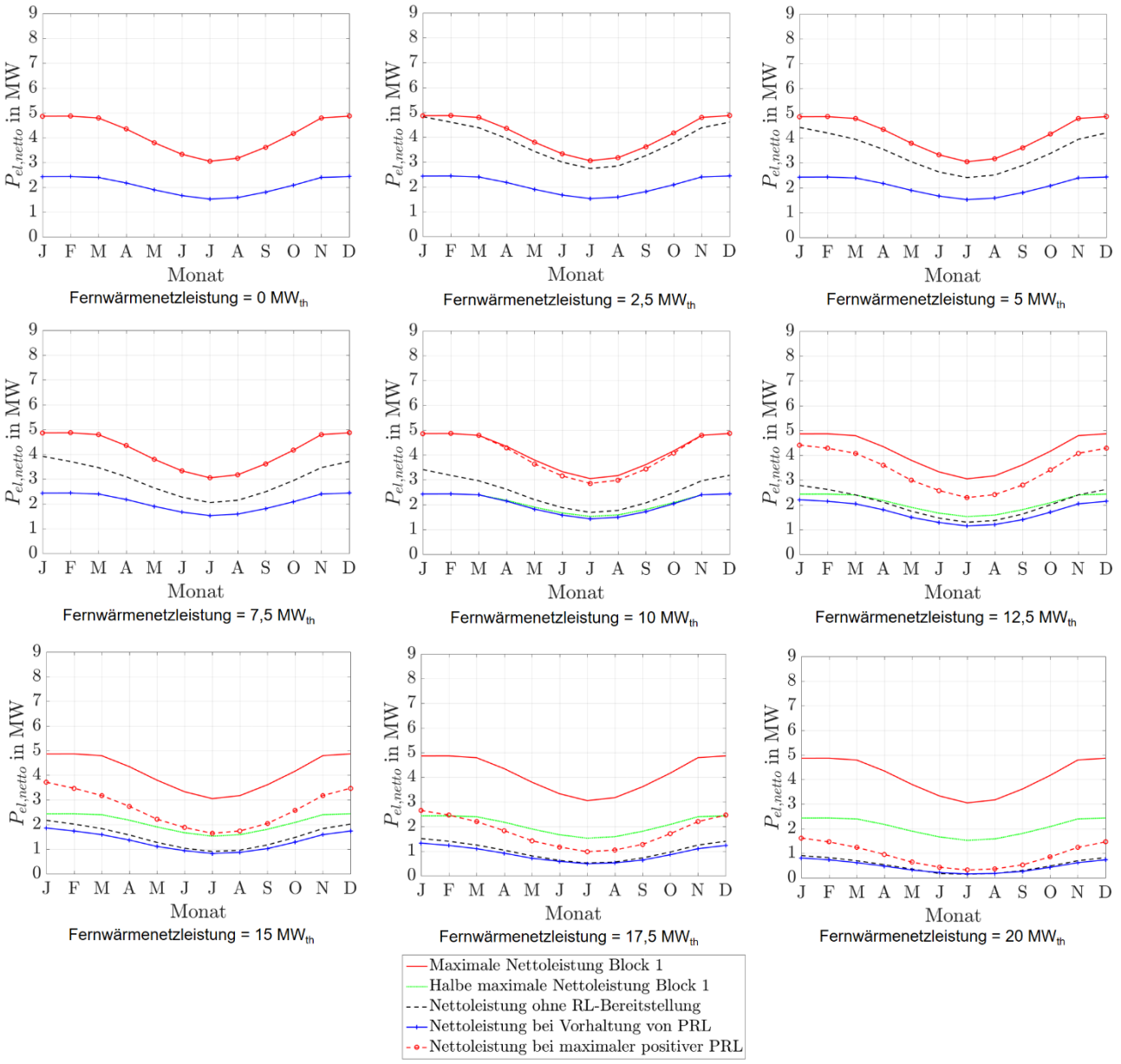
Anschließend wurde die elektrische Nettoleistung bei Erbringung und damit der Betrag des Angebots der positiven Sekundärregelleistung aus den Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelationen bestimmt.

Die Berechnung der Minutenregelleistung erfolgt nahezu analog zur Sekundärregelleistung. Da allerdings das Kraftwerk zur Vorhaltung von Minutenregelleistung nicht netzsynchron betrieben werden muss, wird keine Minimalleistung und damit kein minimaler Thermalwasservolumenstrom für das Kraftwerk benötigt. Dadurch kann nach Gleichung 26 der Einspeicher-Volumenstrom erhöht werden. Zudem müssen die entsprechenden Verhältnisse Λ_{MRL} verwendet werden. Bei hohen Fernwärmenetzleistungen und einem hohen Verhältnis $\Lambda_{MRL,pos}$ und damit eine hohen Einsatzzeit der positiven Minutenregelleistung ist es möglich, dass der Fernwärmenetzspeicher in der übrigen Zeit der Vorhaltung nicht mehr ausreichend geladen werden kann. In diesem Fall kann das Kraftwerk bei Erbringung positiver Minutenregelleistung trotz der zusätzlichen Ladeenergie aus dem nicht zu berücksichtigenden minimalen Thermalwasservolumenstrom nicht in jedem Regelleistungsbereitstellungsbetriebspunkt mit maximaler Nettoleistung gefahren werden.

4.7.2.2 Bereitstellbare stationäre Primärregelleistung

Abbildung 75 zeigt alle stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

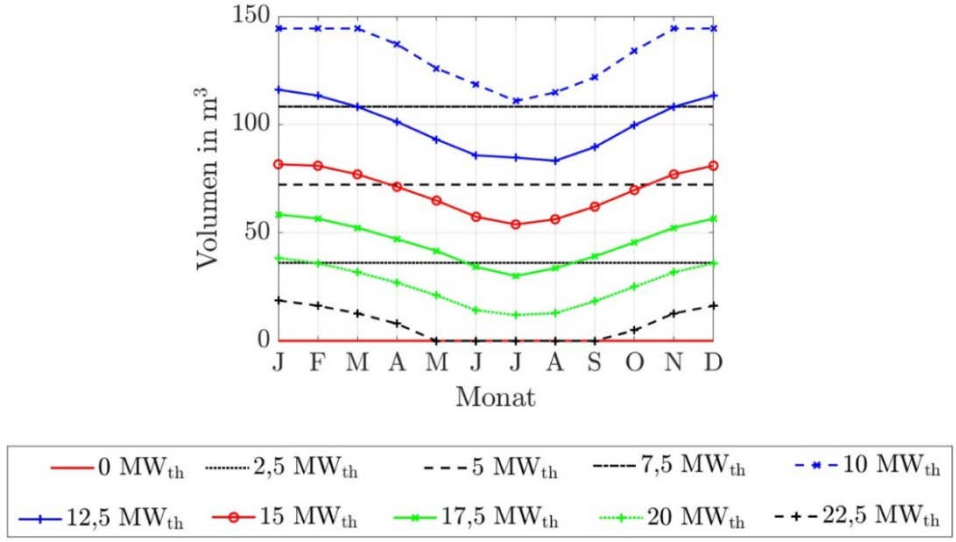
Abbildung 75: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 76 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 76: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.

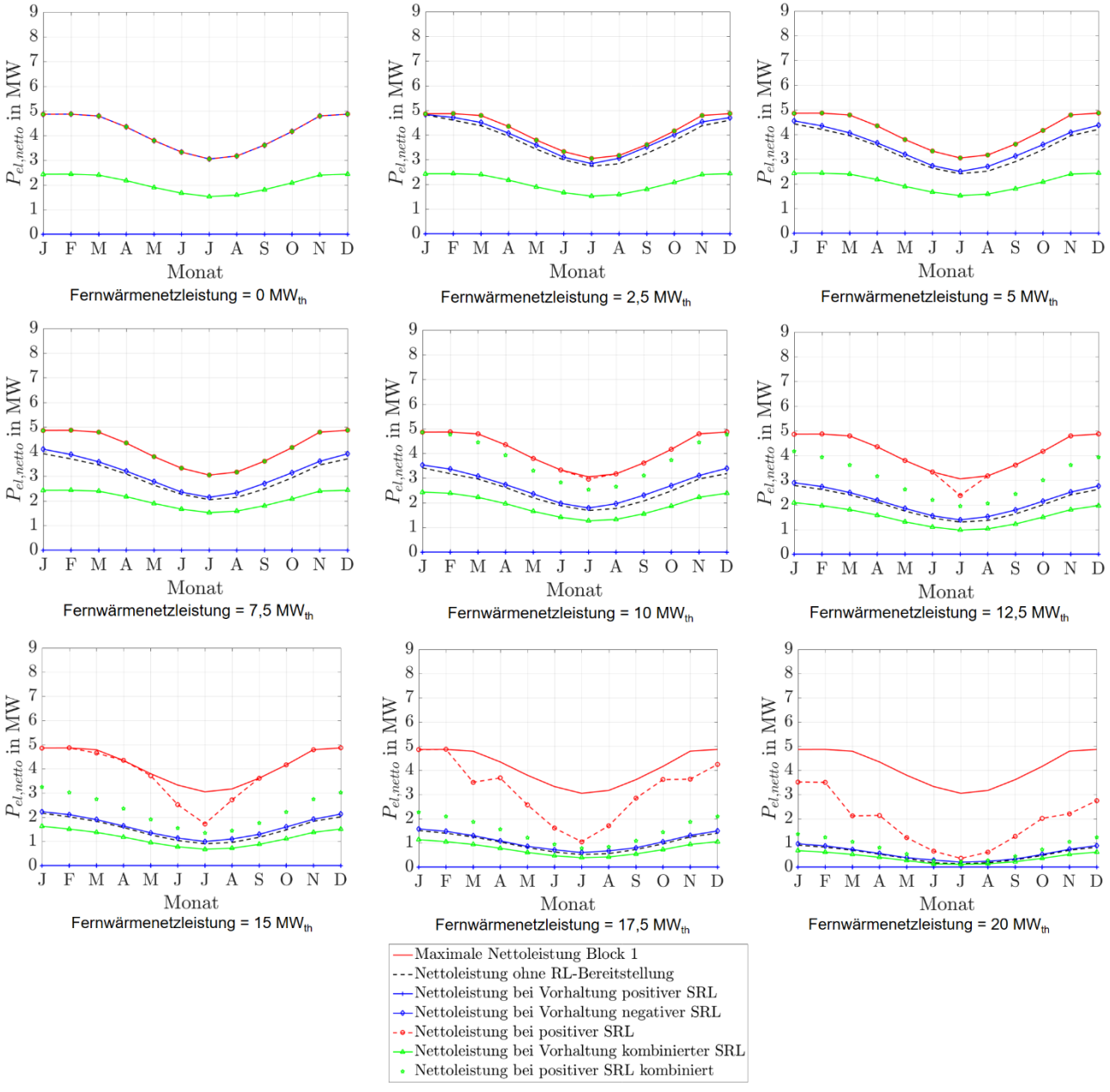


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.2.3 Bereitstellbare stationäre Sekundärregelleistung

Abbildung 77 zeigt alle stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

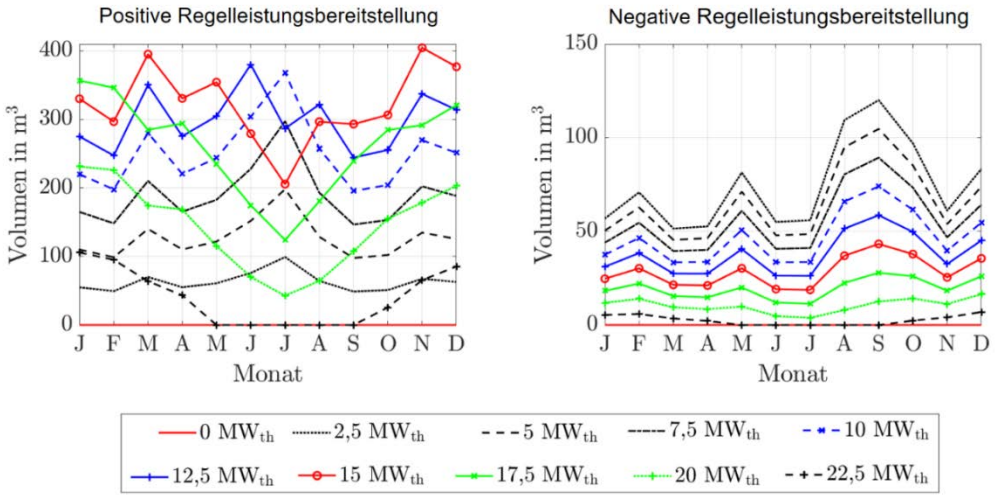
Abbildung 77: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 78 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 78: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.

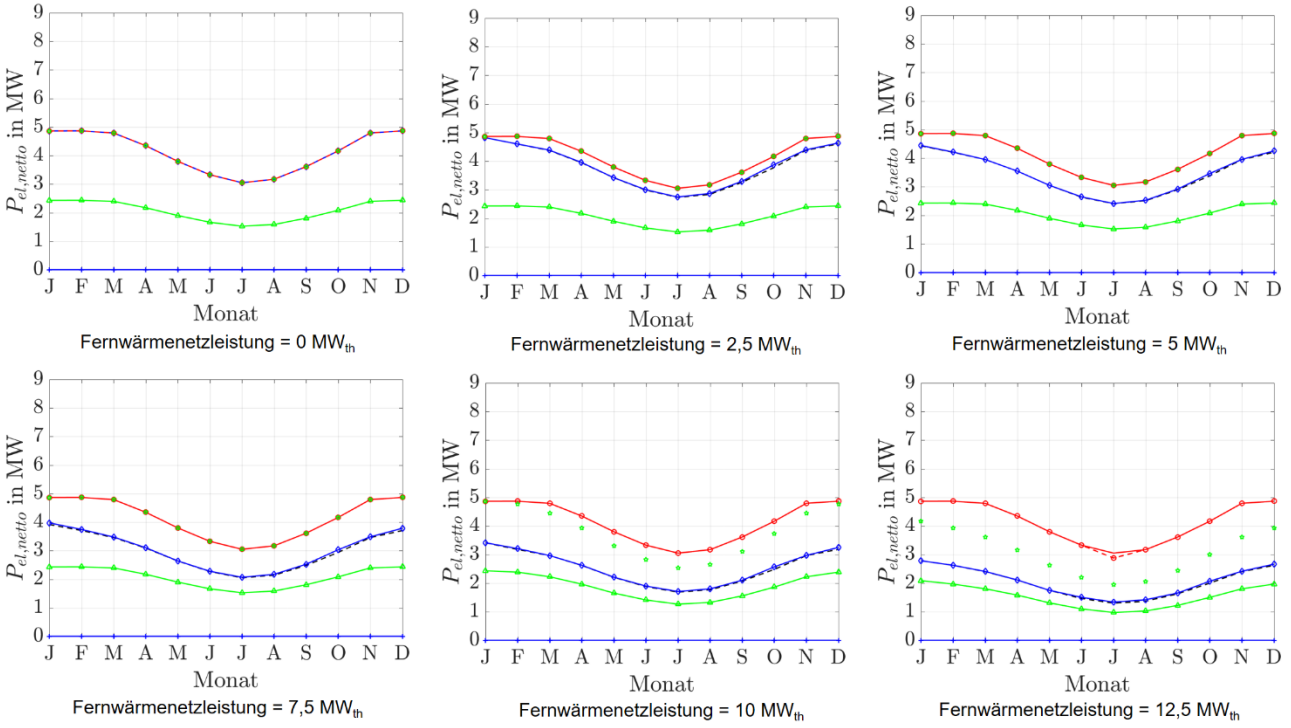


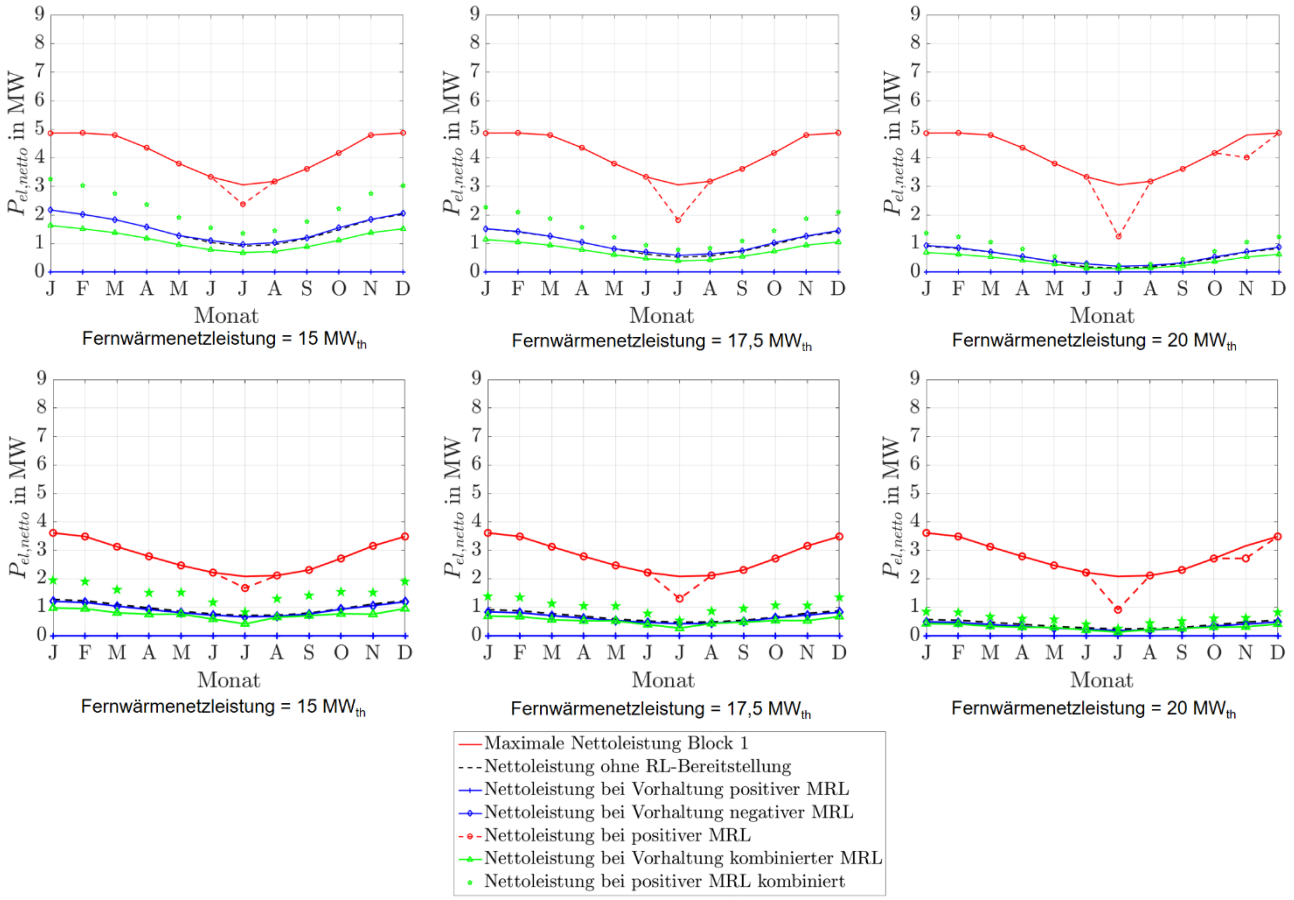
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.2.4 Bereitstellbare stationäre Minutenregelleistung

Abbildung 79 zeigt alle stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 79: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.

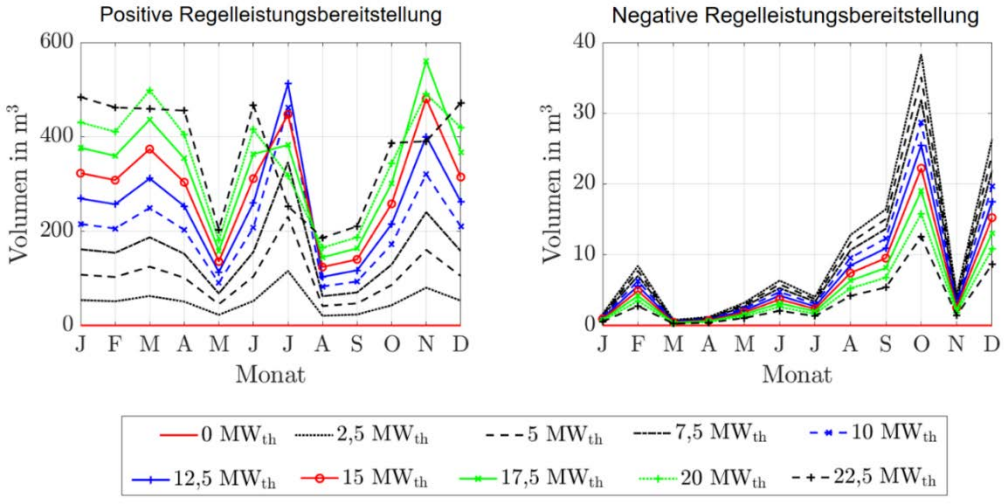




Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 80 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerke mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 80: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$.



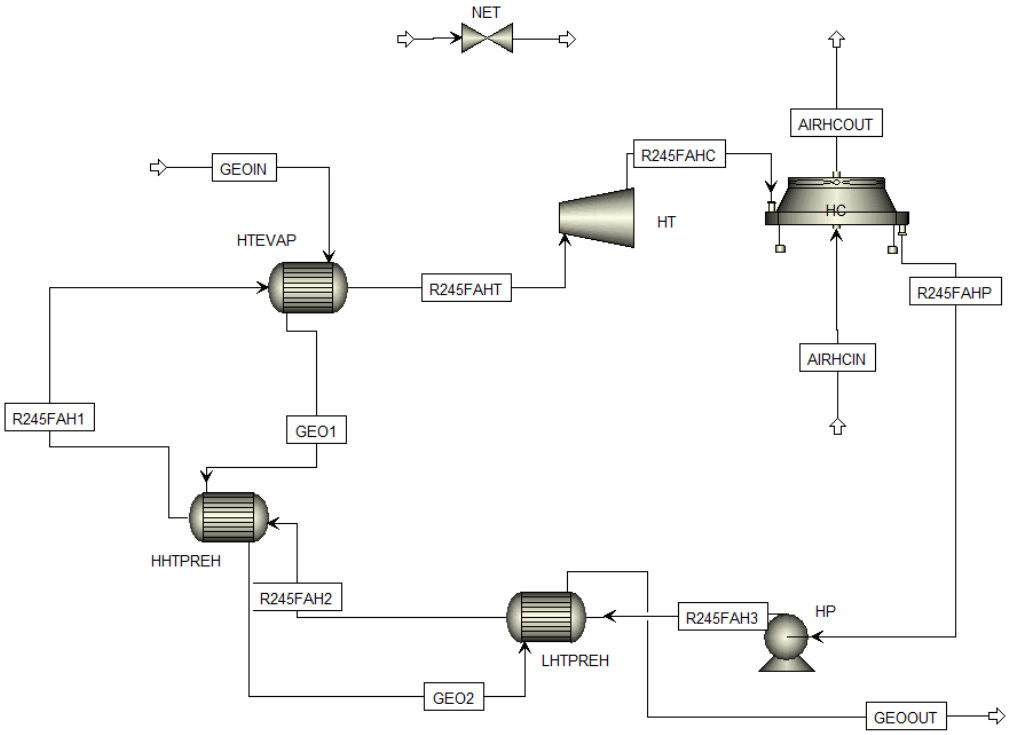
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.3 Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk

4.7.3.1 Methodik der Berechnungen der bereitstellbaren stationären Regelleistung

Für Flexibilisierungsmöglichkeit der Integration eines Thermalwasser-Wärmespeichers in das Kraftwerk (siehe Abschnitt 4.1.2.2) und des Einsatzes eines gemeinsam genutzten Heißwasser-Wärmespeichers von Kraft- und Heizwerk (siehe Abschnitt 4.1.2.3) war die Simulation eines zweiten Kraftwerksblocks erforderlich, der aufgrund der kurzzeitig hohen, von der Thermalwasserquelle unabhängigen thermischen Leistung eingesetzt werden kann. Hierfür wurde der HT-Arbeitskreis des Referenz-Geothermie-Kraftwerks verwendet. Abbildung 81 zeigt das Flowsheet des aufgebauten Simulationsmodells dieses zweiten Kraftwerksblocks in Aspen Plus.

Abbildung 81: Flowsheet des Simulationsmodells des HT-Arbeitskreises des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks in Aspen Plus.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Der reduzierte Hilfsenergiebedarf für diesen zweiten Kraftwerksblock wurde bei der Berechnung der Nettoleistung nach Gleichung 33 berücksichtigt.

$$P_{el,net,Block2} = -\left[P_{el,HT,Block2} + P_{el,HP,Block2} + (\blacksquare - \blacksquare)\ \mathrm{kW_{el}}\right] \qquad \text{Gleichung 33}$$

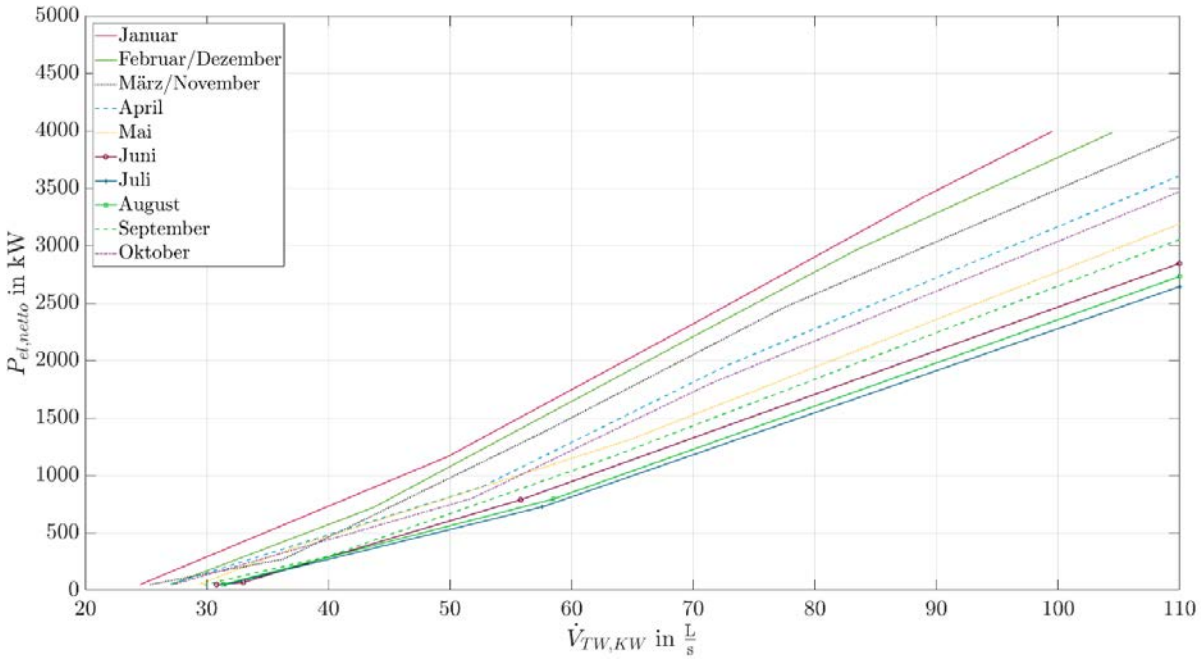
Analog zum beschriebenen Vorgehen in Abschnitt 4.6.1 wurde für jeden Monat der Thermalwasserbedarf bei minimaler Kraftwerksleistung dieses zweiten Kraftwerksblocks durch Simulation ermittelt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 aufgelistet.

Tabelle 15: Thermalwasservolumenströme des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei minimaler elektrischer Leistung des zweiten Kraftwerksblocks

	Jan	Feb	März	April	Mai	Juni
$\dot{V}_{TW,Block2}$ in l/s	24,5	24,8	25,3	26,9	29,3	30,8
	Juli	**Aug**	**Sep**	**Okt**	**Nov**	**Dez**
$\dot{V}_{TW,Block2}$ in l/s	31,5	31,3	29,8	27,2	25,3	24,8

Für diesen zweiten Kraftwerksblock wurden ebenfalls nach der in Abschnitt 4.6.1 beschriebenen Methodik ein Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm mit 41 Stützpunkten durch Simulationsrechnungen erstellt, das in Abbildung 82 dargestellt ist.

Abbildung 82: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm für den zweiten Kraftwerksblock des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Eine grundlegende Änderung bei der Berechnung der bereitstellbaren Regelleistung mit einem Thermalwasser-Wärmespeicher, im Vergleich zu einem Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz, ist die Speicherung der thermischen Energie nicht im Heizwerk, sondern im Kraftwerk der Geothermieanlage und noch dazu auf einem höheren Temperaturniveau. Dadurch bleibt der Thermalwasser-Volumenstrom $\dot{V}_{TW,FWA}$ der dem Heizwerk zugeführt wird, abhängig vom Leistungsbedarf des Fernwärmenetzes konstant. Kraftwerksseitig wird keine Leistungsbilanz an einem Wärmeübertrager aufgestellt, sondern der Einspeicher-Thermalwasservolumenstrom direkt dem Speicherbehälter zugeführt. Darüber hinaus muss für alle Arten der positiven Regelleistung geprüft werden, ob ein zweiter Kraftwerksblock zum Einsatz kommen kann, um die bereitstellbare Regelleistung zu erhöhen. Dazu muss während der Vorhaltung ausreichend Thermalwasser eingespeichert werden, um im Fall des Abrufs den zusätzlichen Thermalwasservolumenstrom für das Kraftwerk bereitstellen zu können. Damit muss während der Vorhaltung positiver Primär- und Sekundärregelleistung auch berücksichtigt werden, dass der zweite Kraftwerksblock ebenfalls netzsynchron betrieben werden muss. Das erfordert daher einen zusätzlichen Thermalwasservolumenstrom für die Bereitstellung der elektrischen Mindestleistung beider Kraftwerksblöcke.

In einem ersten Schritt der Berechnung der bereitstellbaren Primärregelleistung wurde aus der entsprechenden Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelation der zehn Monate bestimmt, welche elektrische Nettoleistung der erste Kraftwerksblock des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks erbringen kann, wenn gleichzeitig das Fernwärmenetz versorgt und der zweite Kraftwerksblock auf minimaler Nettoleistung (50 kW_{el}) betrieben wird. Mit der Annahme, dass der Thermalwasser-Wärmespeicher vollständig geladen ist, entspräche diese Leistung des Kraftwerkblocks 1 $P_{el,net,Block1,Vorhaltung}$ dem Betrag des maximalen positiven und negativen Primärregelleistungsangebots. Damit ergibt sich für die elektrische Nettoleistung des Kraftwerksblocks 2 $P_{el,net,Block2}$ bei Erbringung positiver Primärregelleistung:

$$P_{el,net,Block2} = 2 \cdot P_{el,net,Block1,Vorhaltung} - P_{el,net,max,Block1} + 50\ \mathrm{kW_{el}} \qquad \text{Gleichung 34}$$

mit der monatlichen maximalen elektrischen Nettoleistung des ersten Kraftwerksblocks $P_{el,net,max,Block1}$. Die Gleichung gilt nur, wenn die elektrische Leistung $P_{el,net,Block1,Vorhaltung}$ oberhalb der halben elektrischen Leistung des ersten Kraftwerksblocks $P_{el,net,max,Block1}$ liegt. Ist das nicht der Fall, so kann aufgrund des geforderten symmetrischen Primärregelleistungsangebots der zweite Kraftwerksblock nicht genutzt werden. In einem nächsten Schritt wurde eine zusätzliche Beladung des Thermalwasser-Wärmespeichers berücksichtigt. Dazu wurde der maximale Ausspeicher-Volumenstrom ermittelt, der bei Bereitstellung der gesamten elektrischen Leistung der Kraftwerksblöcke 1 und 2 aus Gleichung 34 benötigt wird. Da der zweite Kraftwerksblock nur durch den Thermalwasserspeicher versorgt wird, ergibt sich dessen Bedarf $\dot{V}_{TW,Block2}$ aus der Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelation des zweiten Kraftwerksblocks. Mit dem Volumenstrom für die maximale elektrische Nettoleistung des ersten Kraftwerksblocks von 110 l/s ergibt sich damit für den Ausspeicher-Volumenstrom des Thermalwasserspeichers:

$$\dot{V}_{TW,aus} = \dot{V}_{TW,Block2} + 110\ \frac{\mathrm{l}}{\mathrm{s}} - \dot{V}_{TW,KW} \qquad \text{Gleichung 35}$$

Dieser Volumenstrom müsste zusätzlich zum Volumenstrom aus der Thermalwasserförderung aufgebracht werden. Mit Heranziehung des 30-Minuten-Kriteriums bei der Primärregelleistung beträgt der Lademassen- bzw. -volumenstrom nur 25 % des Ausspeicher-Volumenstroms:

$$\dot{V}_{TW,ein} = 0{,}25 \cdot \dot{V}_{TW,aus} \qquad \text{Gleichung 36}$$

Wird dieser Volumenstrom nun zusammen mit dem Thermalwasser-Volumenstrom für die Fernwärmeversorgung vom Fördervolumenstrom des Thermalwassers subtrahiert, kann erneut über die Nettoleistung-Volumenstrom-Korrelationen eine elektrische Nettoleistung des ersten Kraftwerksblocks bestimmt werden. Um eine Iteration zu vermeiden wurde erneut ein arithmetisches Mittel zwischen dieser Nettoleistung und der Nettoleistung aus dem ersten Schritt bei Vorhaltung der Minimalleistung des zweiten Kraftwerksblocks ermittelt. Dies entspricht dann dem Angebot der Primärregelleistung bei gemeinsamem Betrieb des ersten und zweiten Kraftwerksblocks. Für die Nettoleistung des gesamten Kraftwerks bei Erbringung positiver Primärregelleistung müssen zum Doppelten des Angebots noch die 50 kW_{el} der Minimalleistung des zweiten Blocks addiert werden.

Diese Vorgehensweise wurde solange durchgeführt, bis das errechnete Angebot der Primärregelleistung unter die Hälfte der maximalen elektrischen Nettoleistung des ersten Kraftwerksblocks fiel. Danach wurde analog zur Berechnung der Regelleistungsbereitstellung mit einem Heißwasser-Wärmespeicher aus Abschnitt 4.7.2.1 vorgegangen. Es wurden die gleichen Ergebnisse erzielt. Das Wärmespeichervolumen ergibt sich zur Versorgung des zweiten Kraftwerksblocks aus dem benötigten $\dot{V}_{TW,aus}$ aus Gleichung 36 und der Bereitstellungsdauer von 30 Minuten.

Die Berechnung der bereitstellbaren Sekundärregelleistung durch den Thermalwasser-Wärmespeicher erfolgte prinzipiell wie beim Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz. Die negative bereitstellbare Sekundärregelleistung ist sogar identisch, da es nicht möglich ist, mit dem Ausspeicher-Massenstrom nach Gleichung 27 den zweiten Kraftwerksblock zusätzlich zu betreiben. Auch die Betriebsstrategie der positiven Sekundärregelleistungsbereitstellung mit Thermalwasserspeicher entspricht derjenigen mit Fernwärmenetzspeicher: Bei Vorhaltung wird die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks auf das Minimum gesenkt und währenddessen der Speicher geladen. Solange es möglich ist, den zweiten Kraftwerksblock zu betreiben, ergibt sich bei Berücksichtigung des Minimalbedarfs der beiden Kraftwerksblöcke $\dot{V}_{TW,min,Block1}$ und $\dot{V}_{TW,min,Block2}$ für den Einspeicher-Thermalwasservolumenstrom:

$$\dot{V}_{ein} = 110\ \frac{\mathrm{l}}{\mathrm{s}} - \dot{V}_{TW,FWA} - \dot{V}_{TW,min,Block1} - \dot{V}_{TW,min,Block2} \qquad \text{Gleichung 37}$$

Mit dem Verhältnis $\Lambda_{SRL,pos}$ und einer konstanten Dichte des Thermalwassers steht bei Erbringung positiver Sekundärregelleistung zusammen mit dem Thermalwasservolumenstrom aus der Förderung insgesamt folgender Volumenstrom $\dot{V}_{TW,ges}$ zur Verfügung:

$$\dot{V}_{TW,ges} = \dot{V}_{ein} \cdot \frac{1 - \Lambda_{SRL,pos}}{\Lambda_{SRL,pos}} + 110\ \frac{\mathrm{l}}{\mathrm{s}} - \dot{V}_{TW,FWA} \qquad \text{Gleichung 38}$$

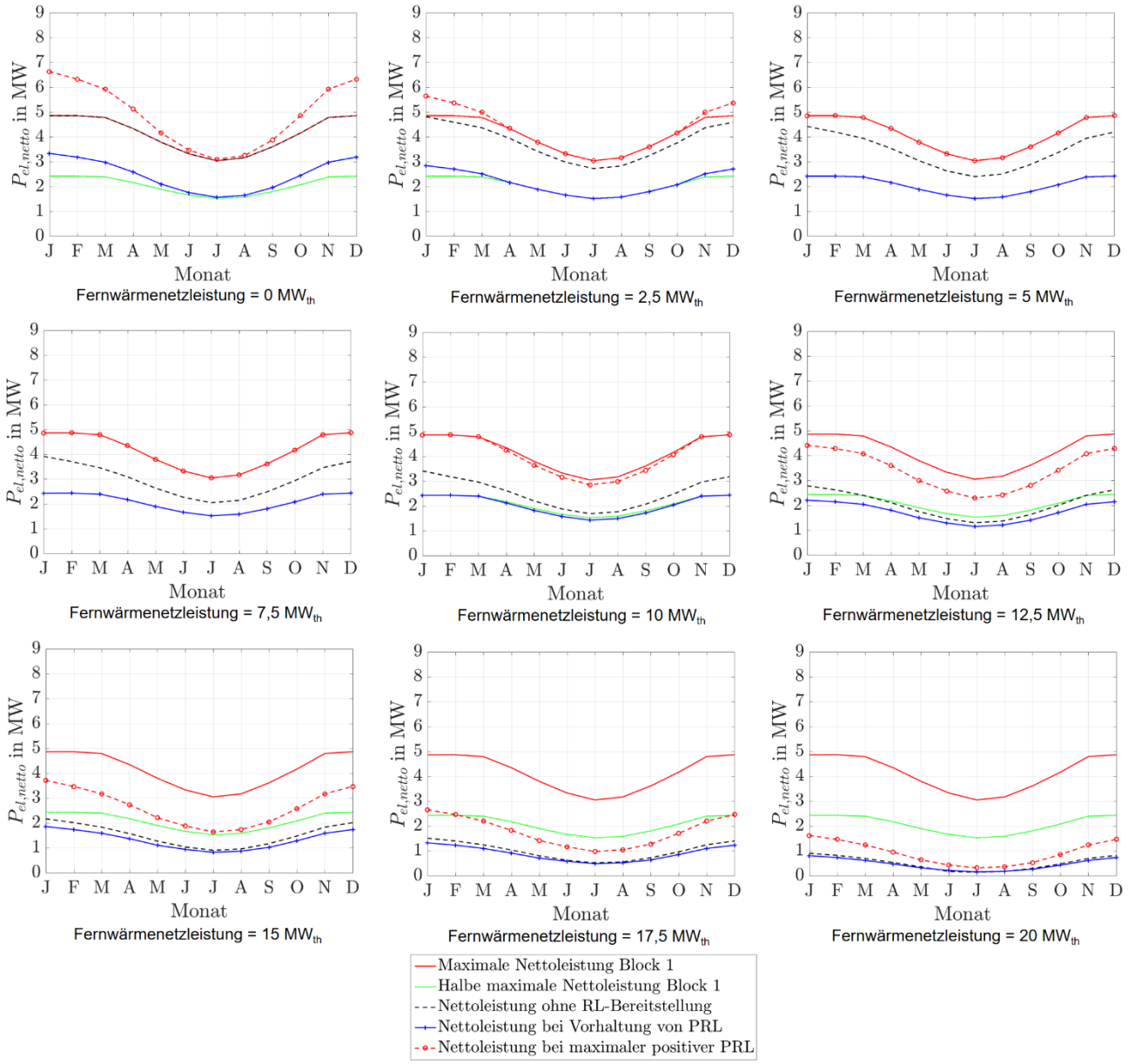
Abzüglich des Thermalwasservolumenstroms von 110 l/s für die Maximalleistung des ersten Kraftwerksblocks kann der übrige Thermalwasservolumenstrom dem zweiten Kraftwerksblock zugeführt werden. Die Nettoleistung des zweiten Blocks kann nun durch die entsprechenden Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelationen mit dem Thermalwasservolumenstrom für Kraftwerksblock 2 errechnet werden. Die Nettoleistung des Kraftwerks bei Erbringung positiver Sekundärregelleistung ergibt sich aus der Addition der Leistung des zweiten Kraftwerksblocks aus der Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelation mit der maximalen elektrischen Nettoleistung des ersten Kraftwerksblocks. Der Angebotsumfang wird aus der Kraftwerksleistung bei Regelleistungserbringung abzüglich der Minimalleistung der beiden Kraftwerksblöcke bestimmt. Solange der Überschuss durch die Ausspeicherung größer ist als der minimale Thermalwasservolumenstrom des zweiten Kraftwerksblocks, kann dieser auch eingesetzt werden. War dies nicht mehr möglich, wurde die Berechnung analog zum Fernwärmenetzspeicher fortgesetzt und es wurden identische Ergebnisse erzielt. Das benötigte Volumen des Thermalwasserspeichers kann mit dem Volumenstrom aus Gleichung 37 und dem gewünschten Angebotszeitraum errechnet werden.

Die Berechnungen der bereitstellbaren Minutenregelleistung sind auch bei dem Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers ähnlich zu den Berechnungen der bereitstellbaren Sekundärregelleistung. Die Thermalwasservolumenströme für die Minimalleistungen der beiden Kraftwerksblöcke können bei der Vorhaltung der Regelleistung vernachlässigt werden. Auch hier erhält man die gleichen Ergebnisse wie mit einem Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz, sobald der zweite Kraftwerksblock nicht mehr genutzt werden kann.

4.7.3.2 Bereitstellbare stationäre Primärregelleistung

Abbildung 83 zeigt alle stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

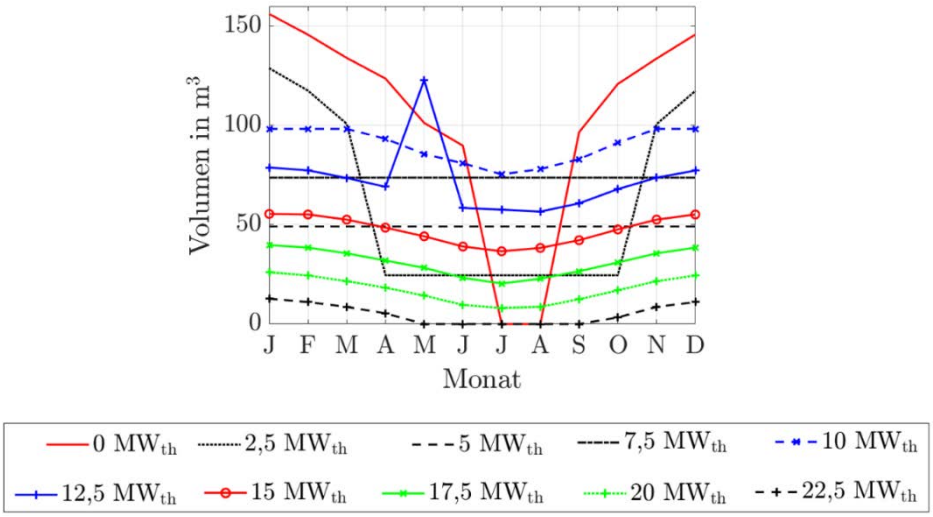
Abbildung 83: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 84 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 84: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.

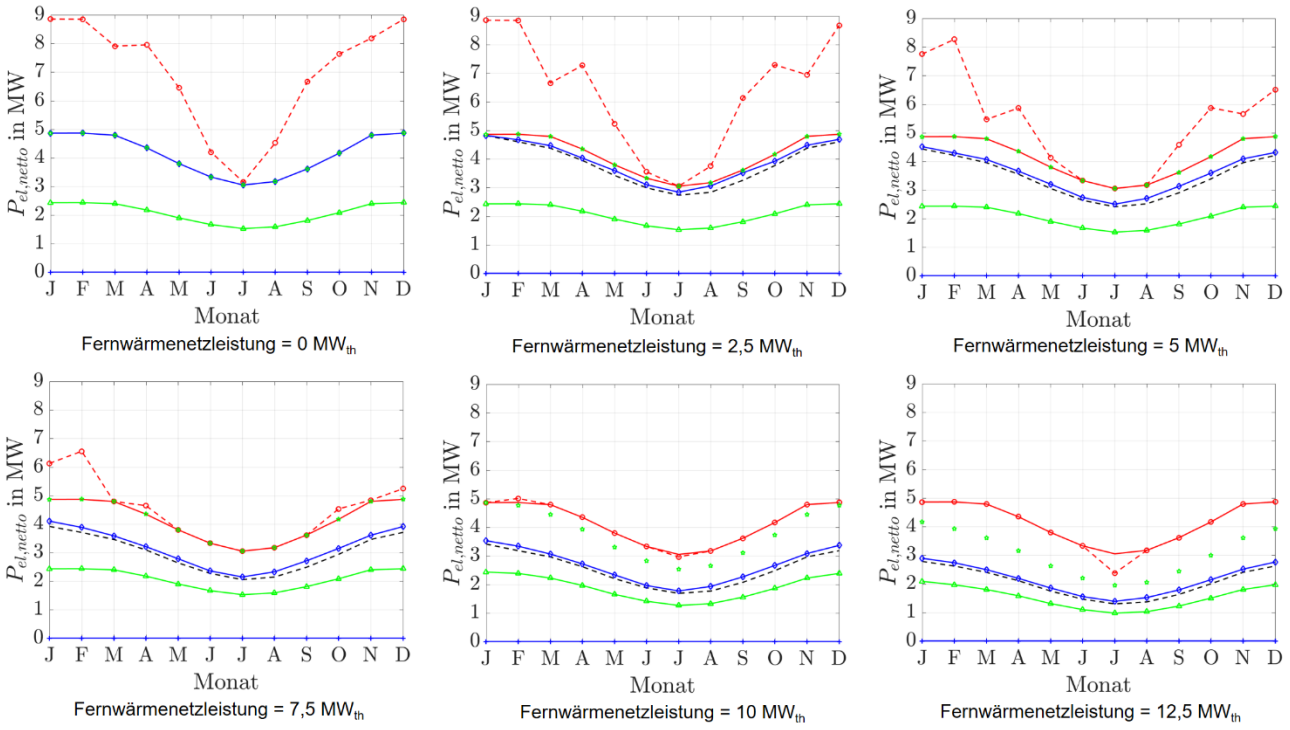


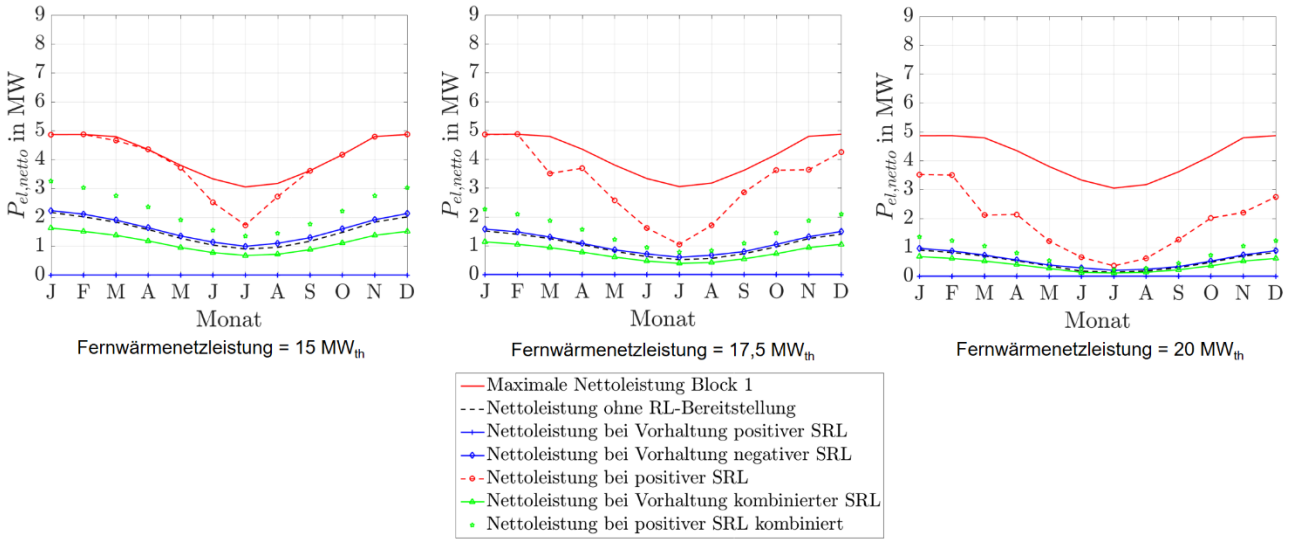
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.3.3 Bereitstellbare stationäre Sekundärregelleistung

Abbildung 85 zeigt alle stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 85: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.

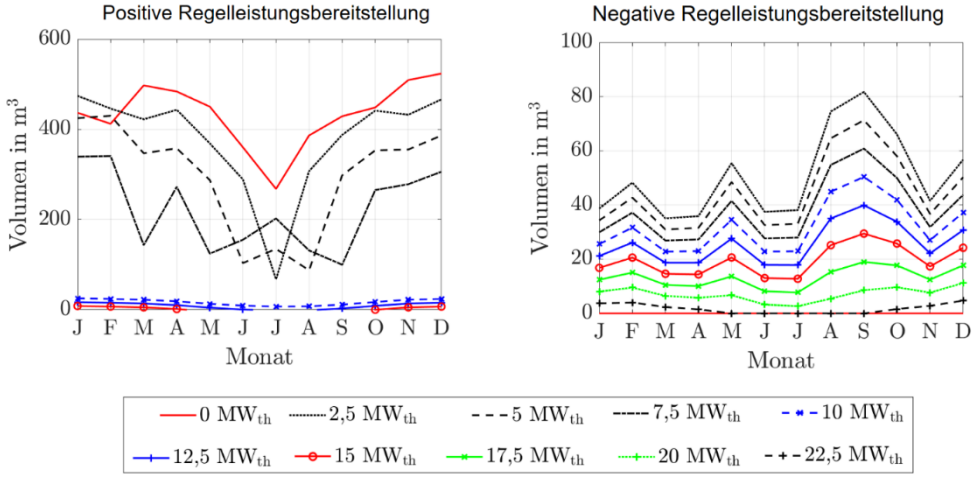




Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 86 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 86: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$.

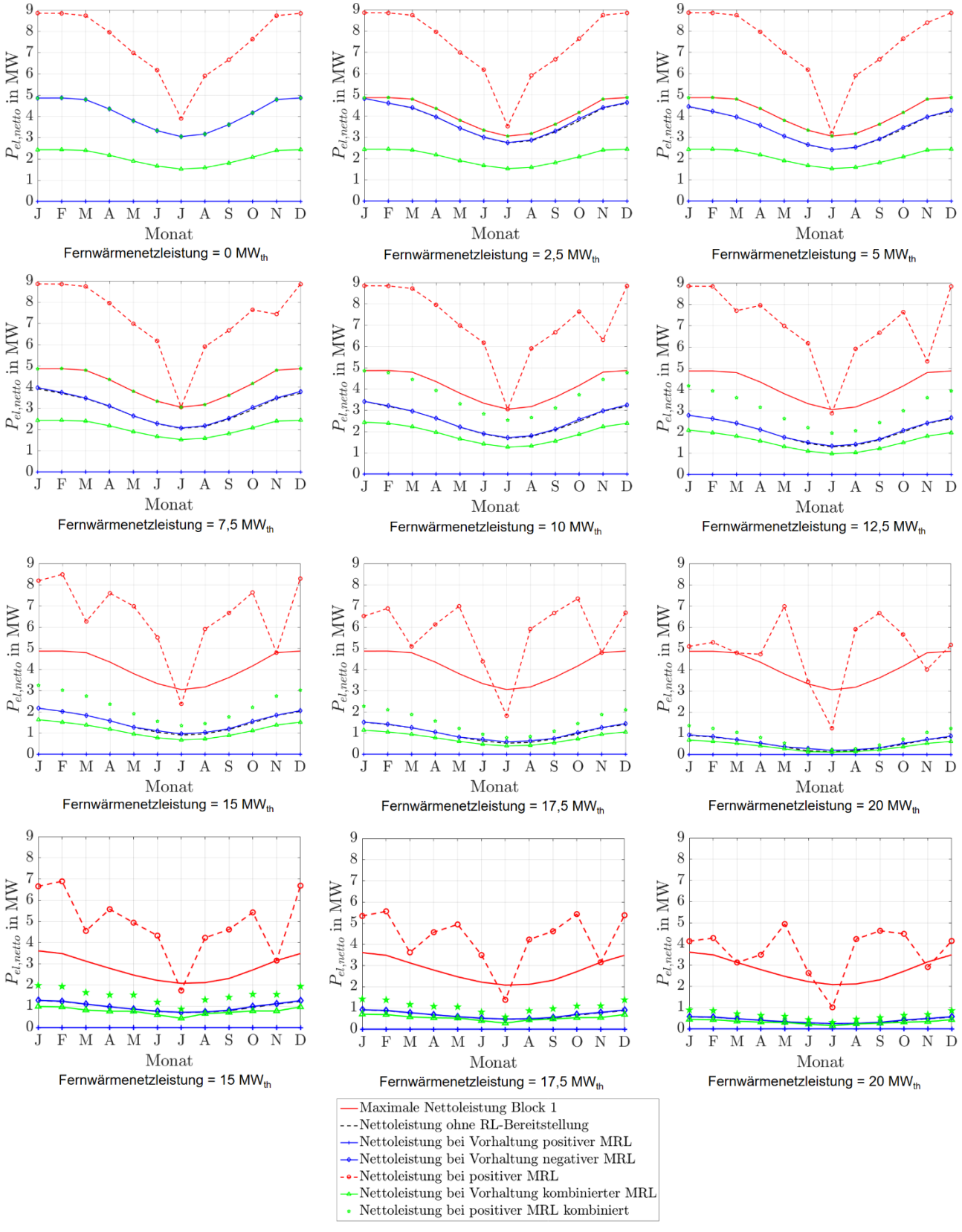


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.3.4 Bereitstellbare stationäre Minutenregelleistung

Abbildung 87 zeigt alle stationären Minutenregelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 20 MW$_{th}$. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

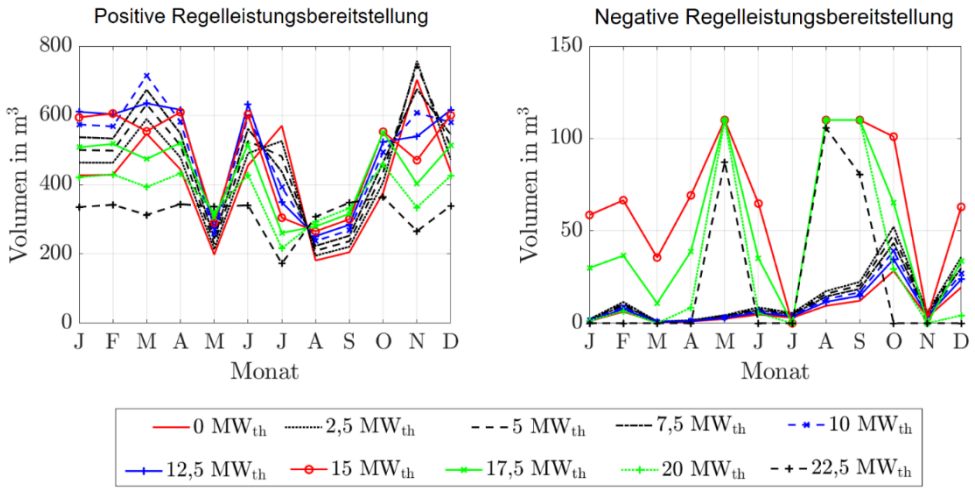
Abbildung 87: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 88 und zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 88: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen desORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.

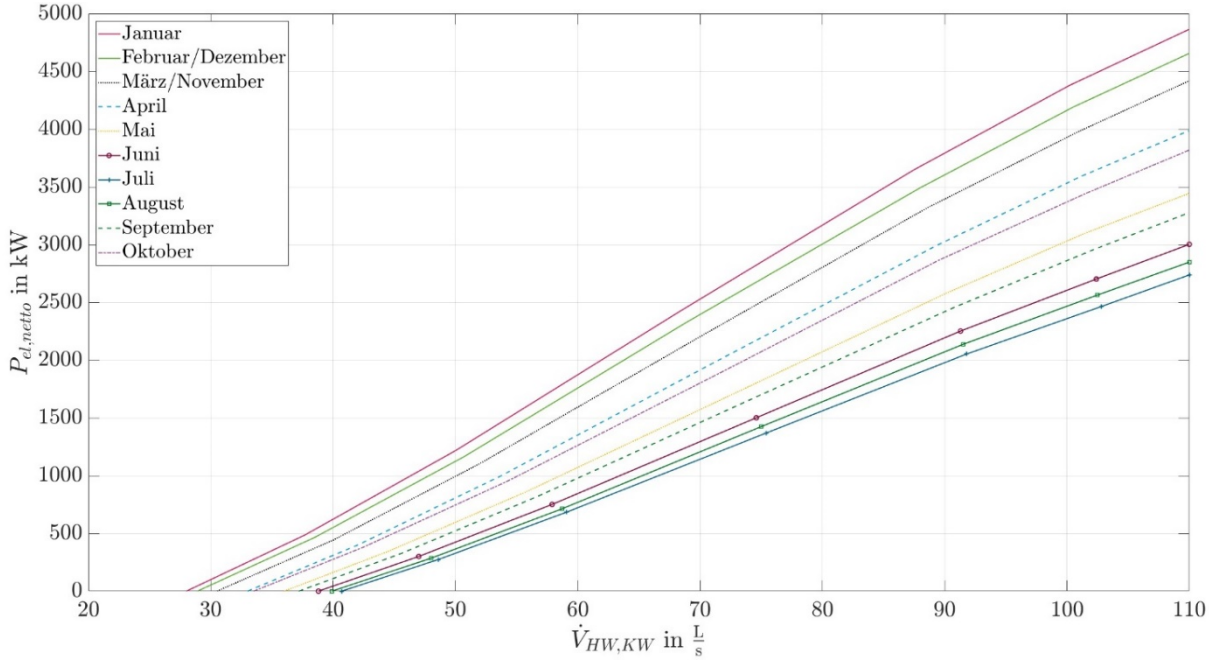


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.4 Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers in Heiz- und Kraftwerk

Das grundsätzliche Vorgehen bei der Quantifizierung der bereitstellbaren Regelleistung durch einen Heißwasser-Wärmespeicher, der sowohl das Kraftwerk als auch das Heizwerk mit thermischer Energie versorgen kann, ähnelt stark dem des Einsatzes eines Thermalwasser-Wärmespeichers. Auch hier wird die Einsatzfähigkeit eines zweiten Kraftwerksblocks überprüft. Durch die zusätzliche Wärmeübertragung und damit der zusätzlichen Grädigkeit sinkt die Eintrittstemperatur des Wärmeträgermediums Heißwasser auf angenommene 135 °C. Für diese neue Eintrittstemperatur mussten neue Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Diagramme mit zugehörigen Korrelationen für die Kraftwerksblöcke 1 und 2 errechnet werden, die in Abbildung 89 und in Abbildung 90 dargestellt sind.

Abbildung 89: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm des ersten Kraftwerksblocks des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit einer Heißwassertemperatur von 135 °C bei Eintritt in den Kraftwerksblock.



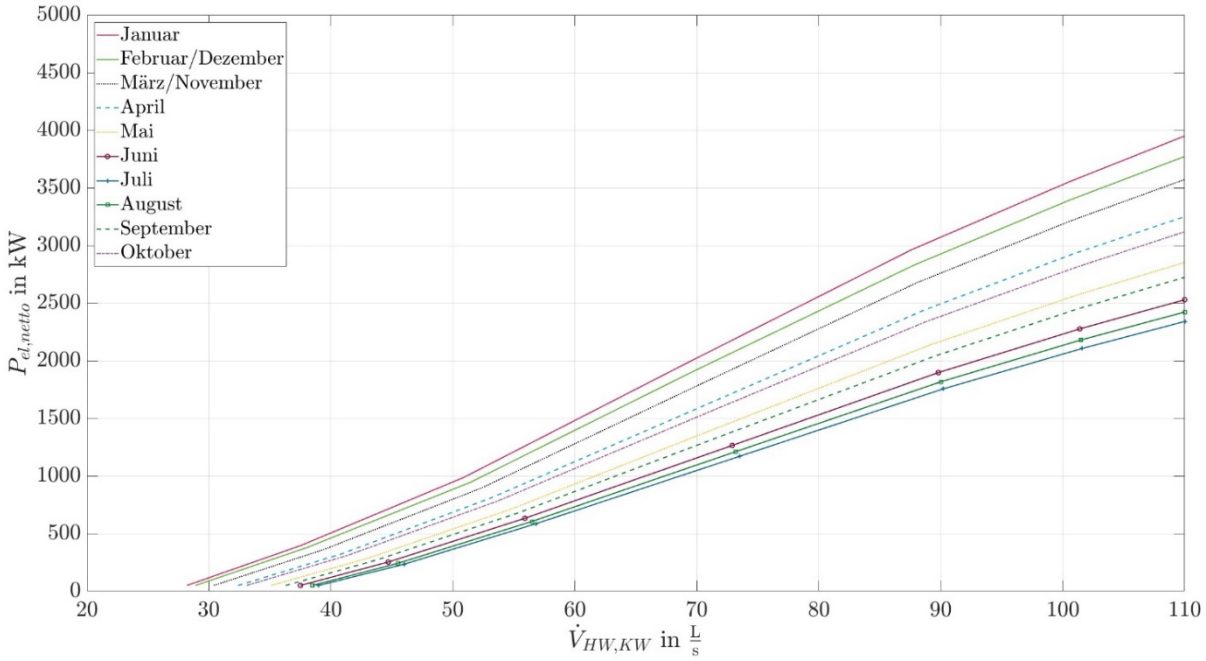
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Durch die niedrigere Eintrittstemperatur in das Kraftwerk sinkt die Leistung bei gleichem Volumenstrom bzw. es ist ein höherer Volumenstrom für die gleiche elektrische Kraftwerksleistung nötig. Damit erhöht sich jeweils der Heißwasser-Volumenstrom für die Erbringung der Minimalleistung. Die monatlichen Mindestvolumenströme beider Kraftwerksblöcke mit reduzierter Eintrittstemperatur sind in Tabelle 16 aufgelistet.

Tabelle 16: Thermalwasservolumenströme des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks bei minimaler elektrischer Leistung des ersten und zweiten Kraftwerksblocks mit reduzierter Eintrittstemperatur von 135 °C

	Jan	Feb	März	April	Mai	Juni
$\dot{V}_{HW,Block1}$ in l/s	28,0	28,9	30,5	33,0	36,0	38,8
$\dot{V}_{HW,Block2}$ in l/s	28,2	28,9	30,4	32,4	35,1	37,5
	Juli	**Aug**	**Sep**	**Okt**	**Nov**	**Dez**
$\dot{V}_{HW,Block1}$ in l/s	40,7	39,9	37,2	33,5	30,5	28,9
$\dot{V}_{HW,Block2}$ in l/s	39,0	38,5	36,3	33,1	30,4	28,9

Abbildung 90: Nettoleistungs-Thermalwasservolumenstrom-Diagramm des zweiten Kraftwerksblocks des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit einer Heißwassertemperatur von 135 °C bei Eintritt in den Kraftwerksblock.



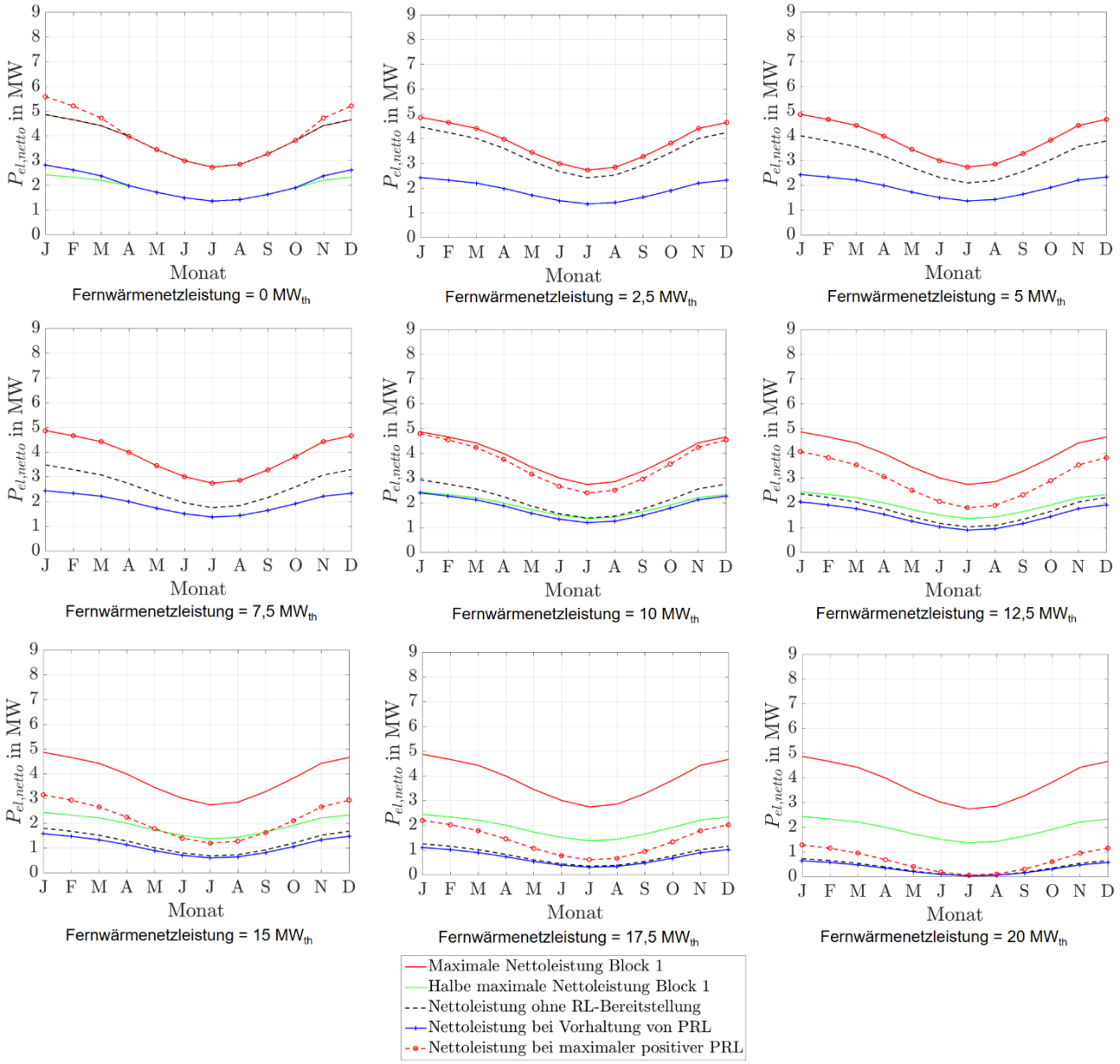
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Es wird nun analog zum Thermalwasser-Wärmespeicher ein maximaler Thermalwasservolumenstrom zum ersten Kraftwerksblock von 110 l/s angenommen. Liegt bei Erbringung positiver Regelleistung durch die Ausspeicherung ein höherer Thermalwasservolumenstrom in Richtung des Kraftwerks der Geothermieanlage vor, kann der zweite Kraftwerksblock betrieben werden. Damit können mit entsprechenden Anpassungen durch die Nettoleistung-Thermalwasservolumenstrom-Korrelationen die gleichen Berechnungsschritte wie beim Thermalwasser-Wärmespeicher durchgeführt werden. Es ergeben sich dann monatlich jeweils geringere Werte für die mögliche elektrische Nettoleistung des Kraftwerks.

4.7.4.1 Bereitstellbare stationäre Primärregelleistung

Abbildung 91 zeigt alle stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

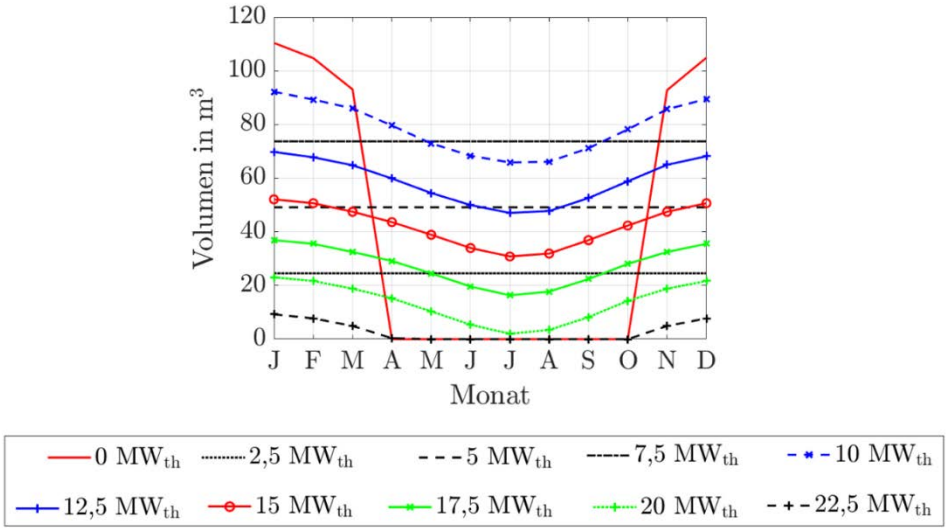
Abbildung 91: Stationäre Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 92 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 92: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.

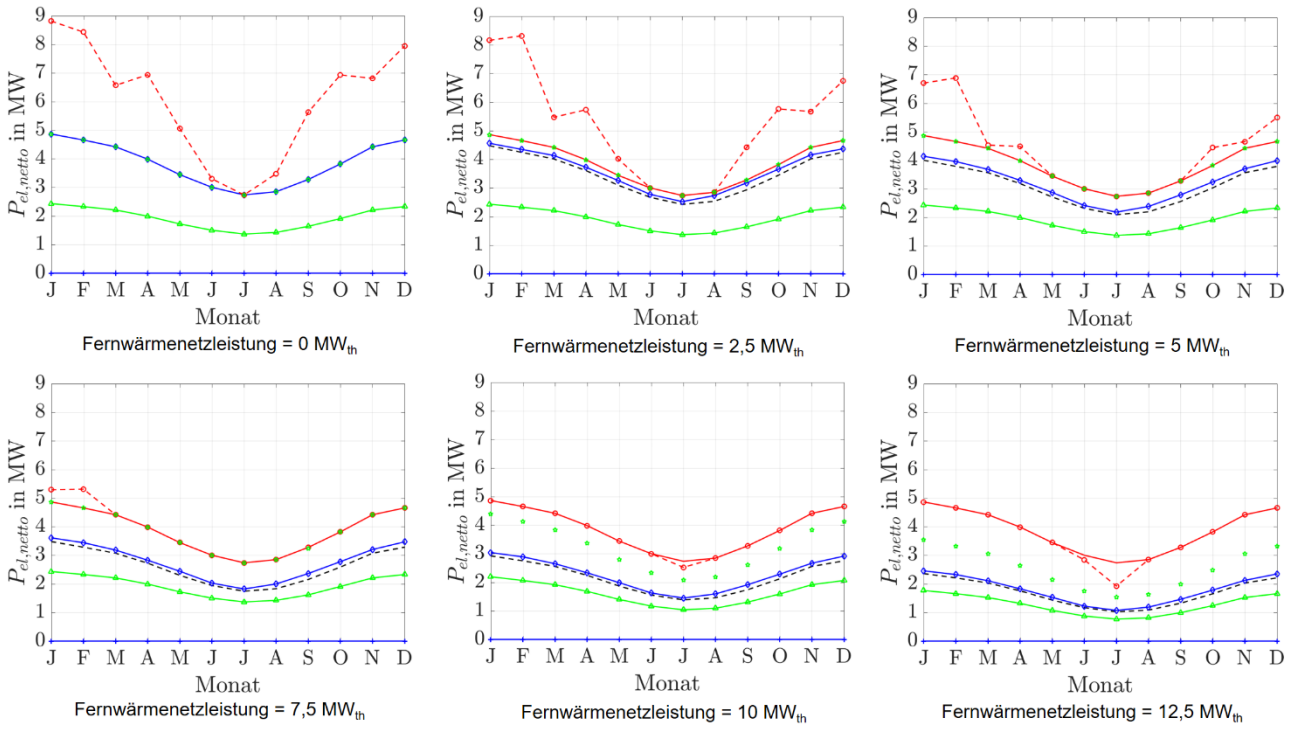


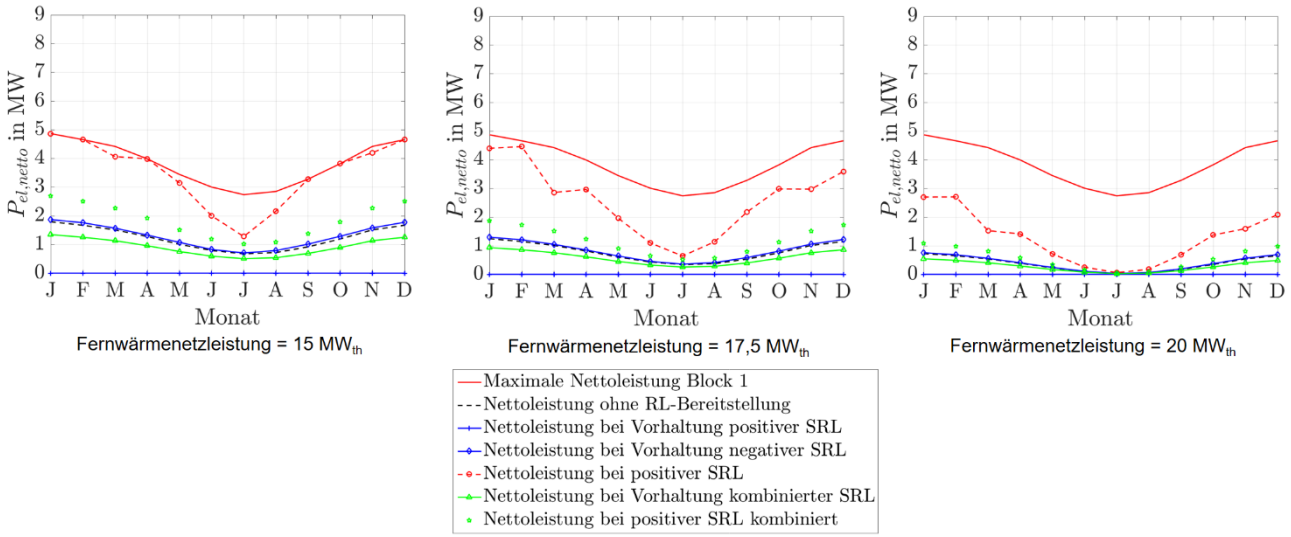
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.4.2 Bereitstellbare stationäre Sekundärregelleistung

Abbildung 93 zeigt alle stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 93: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.

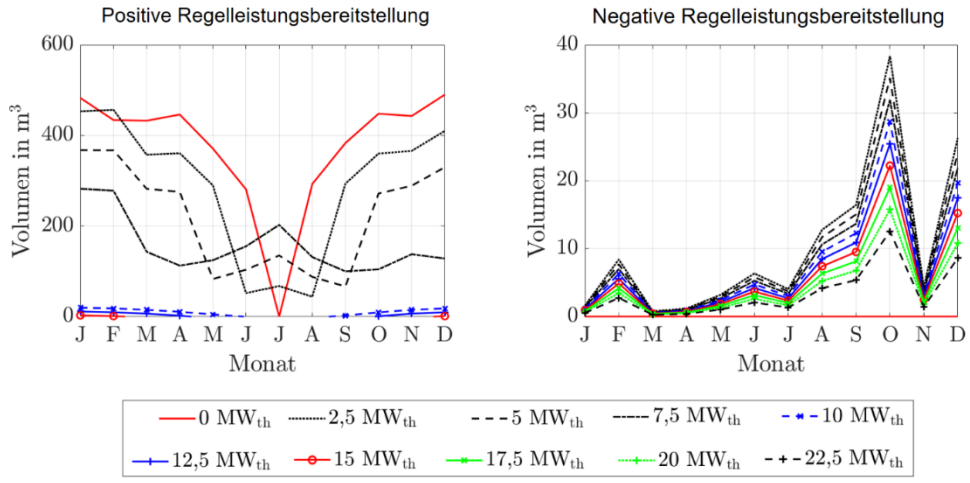




Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 94 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen der Referenz-Geothermie-Kraftwerke mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 94: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$.

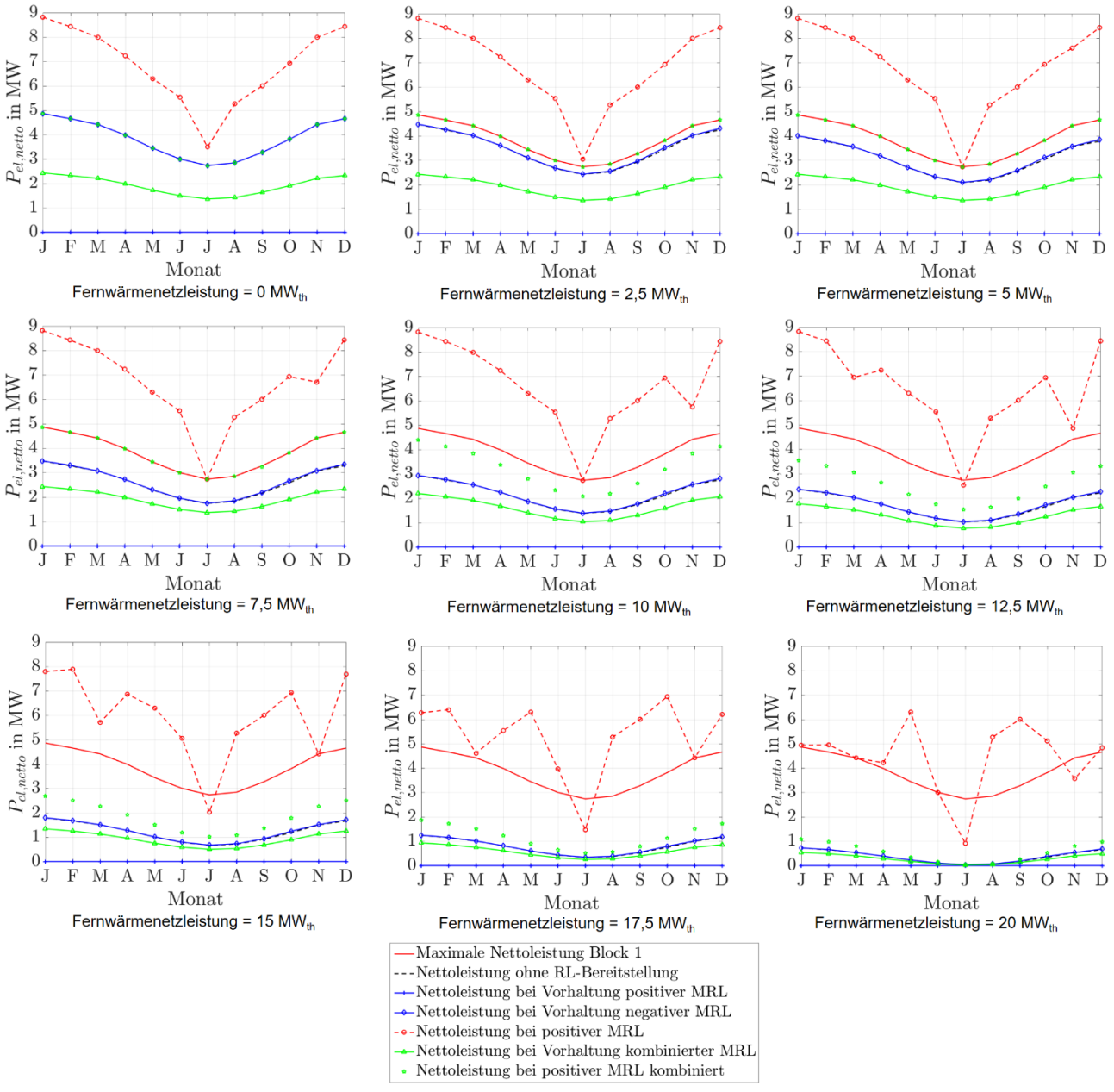


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.4.3 Bereitstellbare stationäre Minutenregelleistung

Abbildung 95 zeigt alle stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

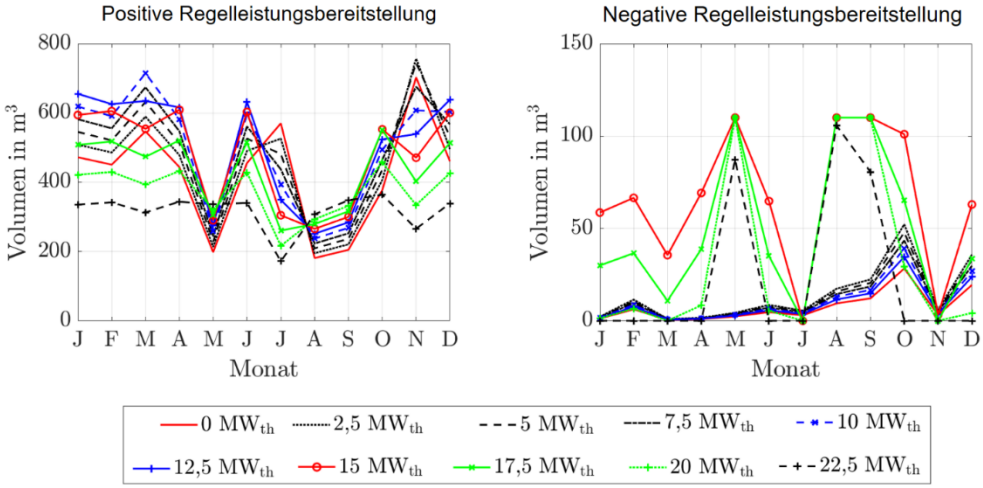
Abbildung 95: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 96 zeigt die erforderlichen Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}. Die Ergebnisse für das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk sind in Anhang J abgelegt.

Abbildung 96: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.

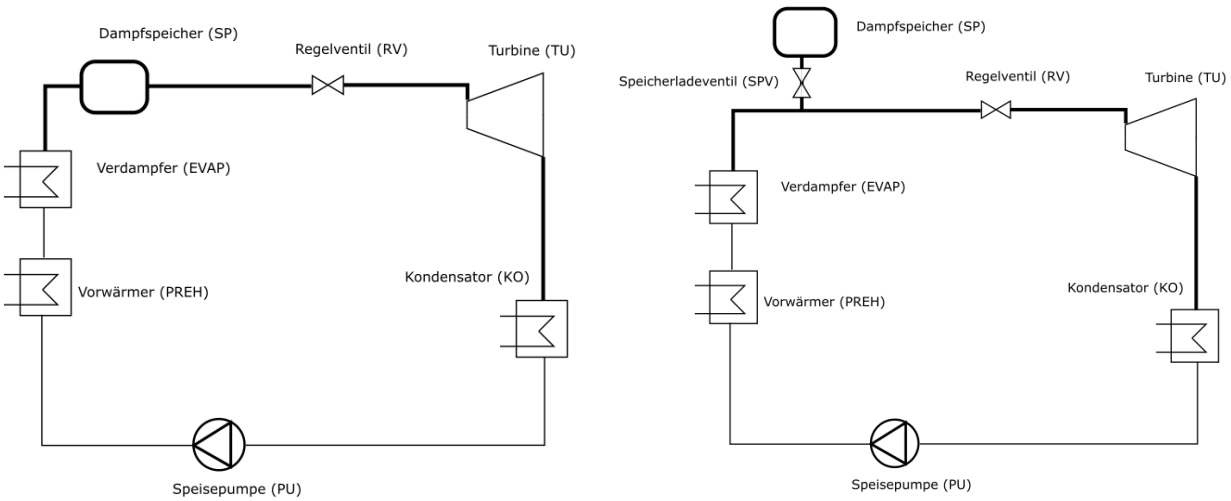


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

4.7.5 Einsatz eines Dampfspeichers im Kraftwerk

Ein Dampfspeicher kann in Verbindung mit der Fahrweise des modifizierten Gleitdrucks (siehe Abschnitt 4.1.3) eingesetzt werden, um schnelle Leistungsänderungen des Kraftwerks einer Geothermieanlage zu ermöglichen. Thermische Energie wird in Form von Dampf gespeichert, die mittels eines Regelventils schnell abgerufen werden kann, bis der Massenstrom im Kraftwerk durch eine Drehzahländerung der Speisepumpe erhöht wurde und thermische Trägheiten in Wärmeübertragern keine Auswirkungen mehr auf die Wärmeübertragung haben. Im Ruths-Speicher wird thermische Energie auch in der Flüssigphase des Arbeitsmediums gespeichert. Die sensible Wärme für eine Nachverdampfung der Flüssigphase wird bei einer Druckabsenkung im Ruths-Speicher bereitstellt.

Abbildung 97: Verfahrensfließbilder der Integration eines Dampfspeichers in das Kraftwerk einer Geothermieanlage [98].

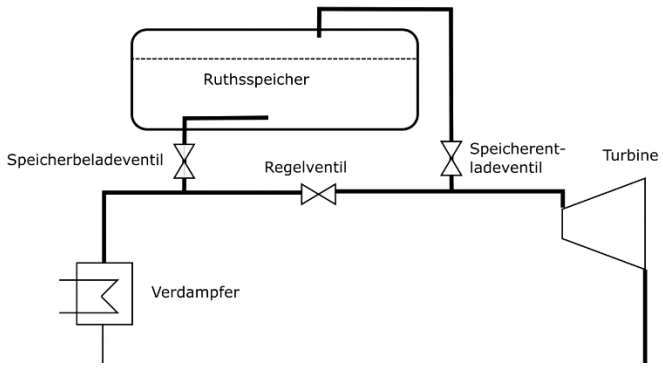


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Es gibt verschiedene Möglichkeiten einen Dampfspeicher in das Kraftwerk einer Geothermieanlage zu integrieren. Abbildung 97 zeigt im linken Teil die einfachste Variante der Einbindung eines Dampfspeichers zwischen dem Verdampfer und der Turbine ohne technische Absperrvorrichtungen. In Großkraftwerken, die mit der Fahrweise des modifizierten Gleitdrucks für die Bereitstellung von Regelleistung betrieben werden, erreicht das Volumen des Verdampfers und der Dampfleitungen zur Turbine

eine Größenordnung, die den Einsatz von zusätzlichen Behältern mit gesättigtem oder überhitztem Dampf nicht erforderlich machen. Die Volumina in Geothermiekraftwerken sind wesentlich geringer, sodass für eine ausreichend lange positive Regelleistungsbereitstellung zusätzliche Behälter verbaut werden müssen. Im rechten Teil von Abbildung 97 ist der Dampfspeicher zusätzlich durch ein Speicherladeventil absperrbar. Die Abtrennbarkeit des Speichers vom Kraftwerksprozess hat den entscheidenden Vorteil, dass in Betriebszuständen mit einem geladenen Speicher und Regelleistungsvorhaltung das Kraftwerk in einem besseren Wirkungsgradbereich betrieben werden kann, weil nach der Speicherbeladung das Verdampfungsdruckniveau in einen für die Wärmeübertragung besseren Betriebspunkt wieder abgesenkt werden kann. Der steuerungs- und regelungstechnische Aufwand ist jedoch bedeutend größer. Der Dampfspeicher mit Speicherladeventil kann auch als Ruths-Speicher ausgeführt werden, der in einem Ausschnitt des Verfahrensfließbilds in Abbildung 98 dargestellt ist. Im Ruths-Speicher befinden sich bei Leistungsvorhaltung die Flüssig- und Dampfphase in gesättigtem Zustand. Wird der Speicher entladen, so kommt es durch eine Druckabsenkung zur Nachverdampfung der Flüssigphase. Die Energie dafür wird der Flüssigphase in Form sensibler Wärme entzogen. Der wesentliche Vorteil des Ruths-Speichers, auch Gefällespeicher genannt, sind die größeren ausspeicherbaren Dampfmassen bei gleichen Behältergrößen im Vergleich zu den Dampfspeichern mit reiner Dampfphase. Der Ruths-Speicher erfordert zusätzliche Rohrleitungen und zwei getrennte Ventile für die Be- und Entladung. Mit dem Einsatz eines Ruths-Speichers ist daher ein höherer apparatetechnischer, konstruktiver Aufwand im Vergleich zu den anderen Einbindungsvarianten eines Dampfspeichers in das Kraftwerk verbunden [98, S. 27 f.].

Abbildung 98: Ausschnitt aus einem Verfahrensfließbild der Integration eines Ruths-Speichers in das Kraftwerk [98, S. 29].

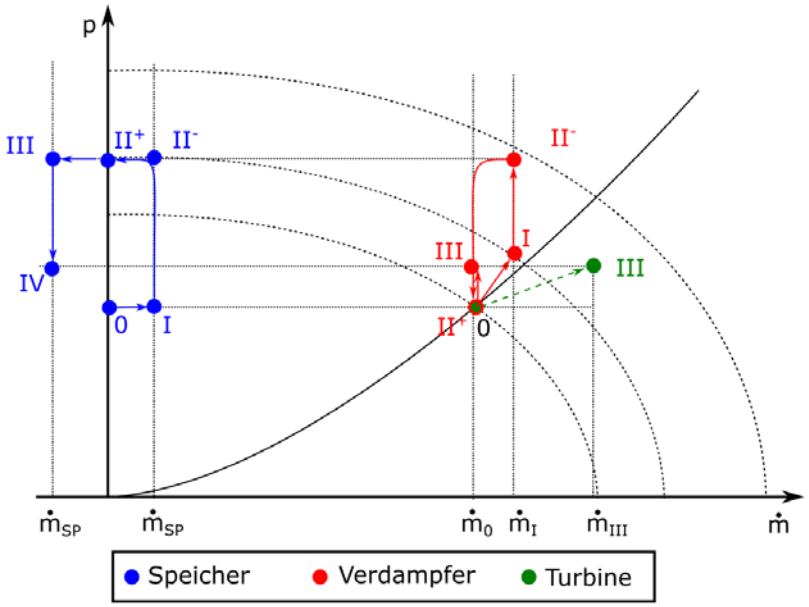


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Für die Nutzung eines Dampfspeichers, der vom übrigen Arbeitskreislauf nicht absperrbar ist, wurde der Anlagenbetrieb mit konstantem Beladmassenstrom und konstanter Drehzahl der Speisepumpe bei der Beladung des Speichers untersucht. Eine konstante Drehzahl der Speisepumpe ermöglicht eine einfachere Steuerung und Regelung des Kraftwerksprozesses. Der Massenstrom und der Druck vor der Turbine werden lediglich durch die Stellung des Regelventils RV beeinflusst. Bei konstantem Beladmassenstrom des Dampfspeichers müssen die Drehzahl der Speisepumpe und die Ventilstellung regelungstechnisch aufeinander abgestimmt werden, jedoch ist die erforderliche Dynamik des Prozesses geringer. Nachfolgend wird exemplarisch die Kraftwerksfahrweise mit der Nutzung eines absperrbaren Dampfspeichers mit reiner Dampfphase vorgestellt.

Abbildung 99 und Abbildung 100 zeigen den Verlauf der wichtigsten Prozess- und Stellgrößen des Kraftwerksprozesses mit dem Betrieb eines absperrbaren Dampfspeichers. Im Ausgangszustand ($t_0 - t_1$) ist der Druck im Dampfspeicher gleich groß wie im Verdampfer und vor der Turbine (0).

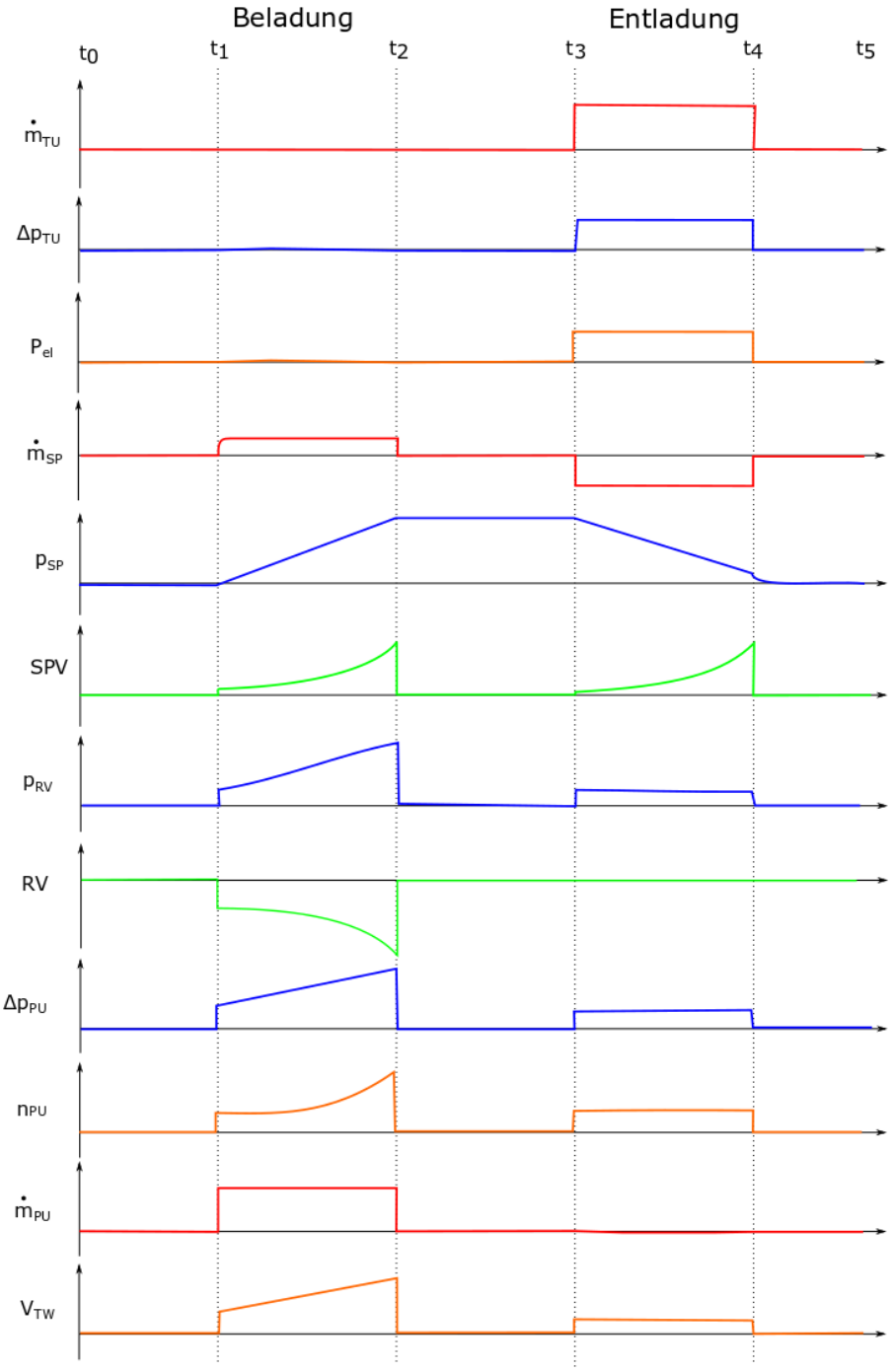
Abbildung 99: *p-ṁ*-Diagramm des Kraftwerksprozesses mit dem Betrieb eines absperrbaren Dampfspeichers [98, S. 36].



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Bei Beginn der Beladung des Speichers ($t_1 - t_2$) wird zunächst das Regelventil RV angedrosselt und der Druck vor dem Regelventil und im Verdampfer steigt. Durch die Öffnung des Speicherladeventils SPV wird der Massenstrom der Beladung des Speichers eingestellt. Weiterhin wird mit Beginn der Beladung des Dampfspeichers (I) die Drehzahl der Speisepumpe n_{PU}kontinuierlich erhöht, damit der Druckverlust über das Regelventil RV kompensiert werden kann. Während der Beladung steigt der Druck im Verdampfer und im Dampfspeicher durch ein kontinuierliches Schließen des Regelventils RV an. Da die Druckdifferenz zwischen Verdampfer und Speicher jedoch geringer wird, muss das Speicherladeventil mit zunehmendem Beladefortschritt geöffnet werden. Am Ende der Beladung (II-) ist das Speicherladeventil SPV vollständig geöffnet und der Druck im Dampfspeicher gleicht dem Druck vor dem Regelventil.

Abbildung 100: Verlauf der wichtigsten Prozess- und Stellgrößen des Kraftwerksprozesses mit dem Betrieb eines absperrbaren Dampfspeichers [98, S. 37].



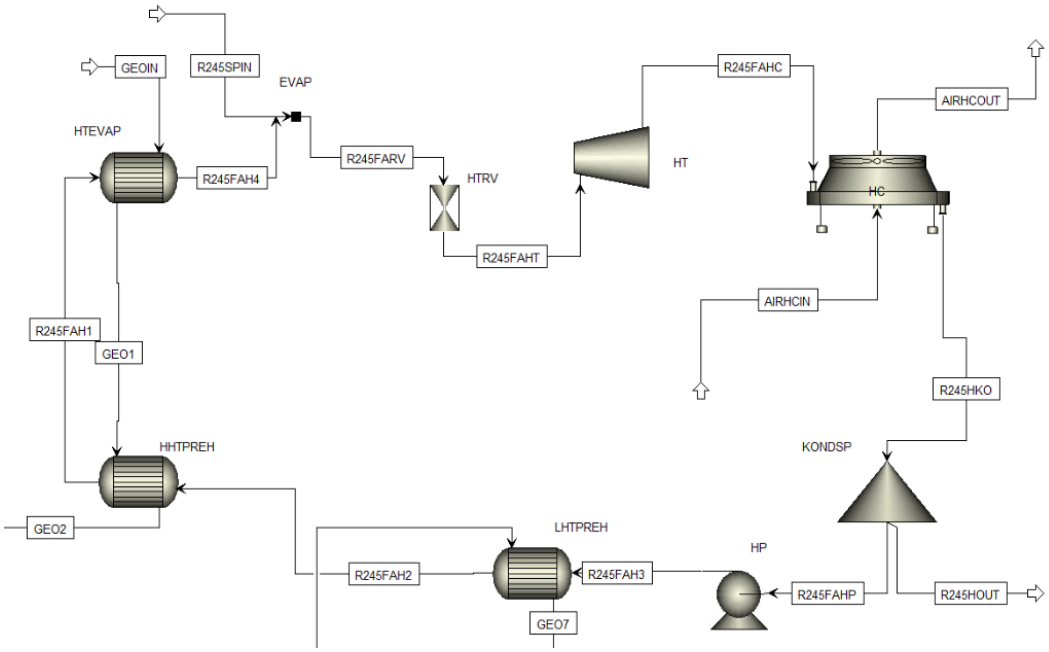
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Hat der Dampfspeicher den gewünschten Ladezustand erreicht, wird das Speicherladeventil SPV geschlossen, das Regelventil RV vollständig geöffnet und die thermodynamischen Parameter des Kraftwerksprozesses nehmen wieder Werte vor der Beladung des Speichers an (t_2 – t_3, II+). Bei einer Anforderung von positiver Regelleistung muss die elektrische Leistung des Kraftwerks erhöht werden. Dazu wird der Speicher durch stetiges Öffnen des Speicherladeventils RV und eine sprunghafte Drehzahländerung der Speisepumpe für eine Druckerhöhung nach der Speisepumpe entladen (III – IV, t_3 – t_4). Der Druck vor der Turbine und der Massenstrom durch die Turbine werden erhöht und die elektrische Leistung steigt. Ist das Speicherladeventil vollständig geöffnet, ist der Druck im und vor dem Dampf-

speicher gleich und die Entladung ist beendet. Nach der Regelleistungsbereitstellung wird die Drehzahl der Speisepumpe wieder erniedrigt und damit sinken der Druck vor der Turbine und der Massenstrom durch die Turbine. Der Prozess kann von Neuem beginnen ($t_4 - t_5$) [98, S. 37 f.].

Für die Simulation der verschiedenen Prozesszustände und Betriebspunkte wurde das Simulationsmodell aus Abbildung 55 modifiziert (Abbildung 101). Der HT-Kreis wurde isoliert und zwischen Verdampfer (HTEVAP) und Turbine (HT) wurde ein adiabates Ventil (HTRV) eingefügt. Mit dem zusätzlichen Stoffströmen R245SPIN und R245HOUT können Ausspeichervorgänge in stationären Simulationen abgebildet werden.

Abbildung 101: Stationäres Simulationsmodell des modifizierten Hochdruckkreises des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks für die Berechnung der Betriebszustände des Kraftwerks mit Einsatz eines Dampfspeichers [98, S. 52].



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Simulationen wurden mit den Randbedingungen des Monats Januar durchgeführt, um ein maximales Potenzial des Dampfspeichers abschätzen zu können, sie unterliegen aber Annahmen und gewissen Ungenauigkeiten, sodass die Ergebnisse als Richtwerte zu verstehen sind. Für die Quantifizierung des Regelleistungspotenzials eines Dampfspeichers wurde eine Parameterstudie durchgeführt. Untersucht wurden der Massenstrom des Arbeitsmediums $\dot{m}_o$, die Druckdifferenz zwischen oberem und unterem Prozessdruckniveau $\Delta p_{o,u}$, die Höhe des oberen Prozessdrucks p_o, sowie das Druckniveau p_{IV}. In Tabelle 17 sind die untersuchten Kombinationen der Parameter aufgelistet. Tabelle 18 zeigt die Ergebnisse der wesentlichen Größen der Simulationsrechnungen. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass die elektrische Ausgangsleistung $P_{el,br,0}$ proportional zum Arbeitsmediummassenstrom $\dot{m}_{Tu,0}$ ist und damit die elektrische Leistungssteigerung $\Delta P_{el,br}$ mit zunehmendem Arbeitsmediummassenstrom $\dot{m}_{Tu,0}$ abnimmt (Fall 1.1 – 1.2). Mit sinkender Druckdifferenz $\Delta p_{o,u}$ verringert sich die mögliche Leistungssteigerung $\Delta P_{el,br}$ (Fall 2.1 – 2.3). Sinkende Druckniveaus p_o und p_u verringern die elektrischen Bruttoleistungen generell (Fall 3.1 – 3.3). Mit höherem Druckniveau am Ende der Dampfspeicherentladung steigt die elektrische Leistungsänderung $\Delta P_{el,br}$ nur geringfügig, die ausspeicherbaren Dampfmassen M_{AM} (Dampfmasse aus druckaufgeladener Dampfphase) und M_{Nv} (Dampfmasse aus Nachverdampfung im Verdampfer) reduzieren sich jedoch deutlich, womit auch mögliche Entladezeiten t_a sinken. Da es sich beim Dampfspeicher um stationäre und nicht um dynamische Simulationsergebnisse handelt, kann nicht abgeschätzt werden, ob die Dynamik der einzelnen Komponenten für die Regelleistungsbereitstellung ausreichend hoch ist [98, S. 55 f.].

Tabelle 17: Untersuchte Parameterkombinationen der stationären Simulationsrechnungen für die Integration eines Dampfspeichers in das ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk [98, S. 54].

Fall	$\dot{m}_o$	$\dot{m}_{IV}$	p_o	p_u	p_{IV}
1.1	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	10 bar	13 bar
1.2	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	14 bar
1.3	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	14 bar	15 bar
2.1	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	14 bar	12 bar
2.2	80 kg/s	95 kg/s	14 bar	12 bar	10 bar
2.3	80 kg/s	95 kg/s	12 bar	10 bar	8 bar
3.1	70 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	14 bar
3.2	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	14 bar
3.3	90 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	14 bar
4.1	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	13 bar
4.2	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	14 bar
4.3	80 kg/s	95 kg/s	16 bar	12 bar	15 bar

Tabelle 18: Ergebnisse der wesentlichen Größen der stationären Simulationsrechnungen in Verbindung mit einem Dampfspeicher [98, S. 55].

Fall	Druck [bar]			$\dot{m}_{Tu}$ [kg/s]		$\dot{V}_{TW}$ [l/s]			$P_{el,br}$ [kW]			Dampfspeicher		
	o	u	IV	0	III	0	II	IV	0	IV	$\Delta P_{el,br}$	M_{AM} [kg/s]	M_{Nv} [kg/s]	t_a [s]
1.1	16	10	13	70	100	59	77	90	2434	4020	1586	126,4	52,5	11,8
1.2	16	12	14	80	100	68	87	90	2996	4020	1024	120,7	50,4	17,1
1.3	16	14	15	90	100	77	100	90	3540	4020	480	115,0	48,2	32,2
2.1	16	14	12	80	103	60	88	86	2759	3906	1147	172,1	71,9	20,9
2.2	14	12	10	80	100	68	88	90	2996	4020	1027	122,2	50,4	17,1
2.3	12	10	8	80	97	77	88	92	3194	4138	944	65,5	26,7	10,6
3.1	16	12	14	80	98	53	64	70	2460	3459	999	107,9	57,3	18,0
3.2	16	12	14	80	99	60	80	80	2759	3772	1013	112,0	52,3	16,9
3.3	16	12	14	80	100	68	88	90	2996	4020	1027	122,2	50,4	17,1
4.1	16	12	13	80	100	68	87	86	2996	3906	910	172,0	71,3	24,1
4.2	16	12	14	80	100	68	88	90	2996	4020	1027	122,2	50,4	17,1
4.3	16	12	15	80	100	68	87	94	2996	4136	1138	68,2	27,8	9,5

Zusammengefasst stellt der Dampfspeicher eine theoretische Möglichkeit der Regelleistungsbereitstellung dar, jedoch ist der Betrieb durch seine ausgeprägte Dynamik sehr komplex und mit dem betrachteten Geothermie-basierten Referenz-Strom-Wärme-System in Verbindung mit stark variierenden Thermalwasservolumenströmen sinnvollen und verlässlichen Angebotsstrategien in der Praxis schwer realisierbar.

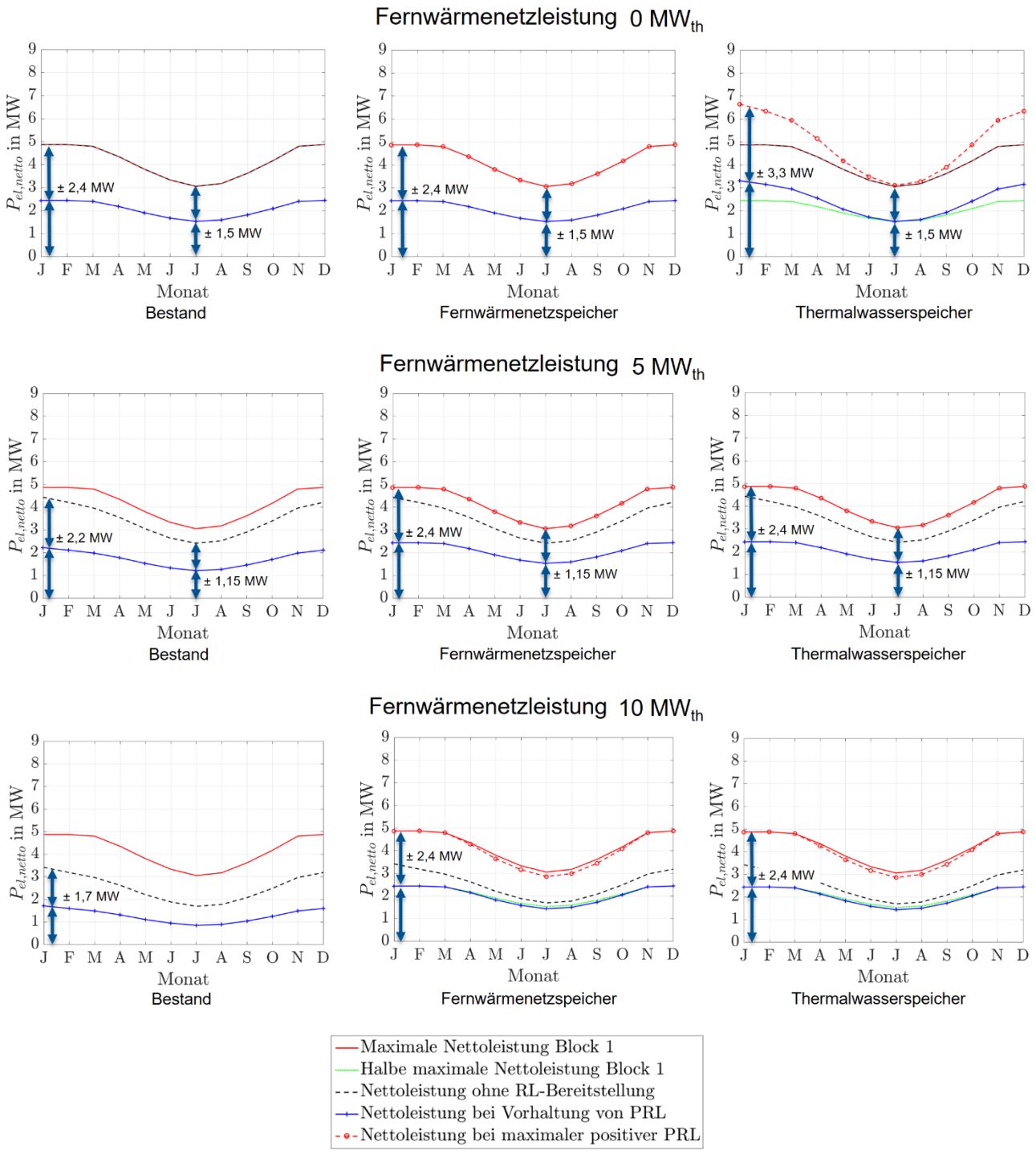
4.7.6 Vergleich und Bewertung der Ergebnisse der stationären Regelleistungsbereitstellung von Geothermieanlagen im Bestand mit den flexibilisierten Referenz-Geothermieanlagen mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit

4.7.6.1 Primärregelleistung

Abbildung 102 zeigt den Vergleich der bereitstellbaren stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th}, 5 MW_{th} und 10 MW_{th}. Die Ergebnisse des Thermalwasserspeichers und des Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk sind sehr ähnlich, daher sind in Abbildung 102 nur die Berechnungsergebnisse des Thermalwasserspeichers abgebildet. Die Leistungsniveaus sind bei dem Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk aufgrund der 5 °C geringeren Vorlauftemperatur des Kraftwerks lediglich geringfügig kleiner. Es ist zu erkennen, dass im Jahresverlauf mit steigenden Außentemperaturen das Regelleistungsangebot deutlich abnimmt. In den kalten Wintermonaten Januar, Februar, November und Dezember ist eine Primärregelleistungsbereitstellung von ± 2,4 MW mit dem ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk möglich, im Hochsommer im Monat Juli hingegen können nur ± 1,5 MW bereitgestellt werden. Zudem kann festgestellt werden, dass mittlere und hohe Fernwärmenetzleistungen ab 10 MW_{th} das Regelleistungsangebot von Bestandsanlagen ohne Flexibilisierungsoptionen stark einschränken. Bis zu einer Fernwärmenetzleistung von 10 MW_{th} ist der Nutzen eines Wärmespeichereinsatzes hoch. Ab einer Fernwärmenetzleistungen von 12,5 MW_{th} verringert sich das Regelleistungsangebot deutlich, da ab dieser Fernwärmenetzleistung das elektrische Leistungsniveau bei Regelleistungsvorhaltung sich dem Leistungsniveau des Kraftwerks ohne Regelleistungsbereitstellung angleicht. Das Angebot der symmetrischen Primärregelleistung ist für alle drei Speicherkonfigurationen ähnlich. Der zweite Kraftwerksblock des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks kann aufgrund der limitierten thermischen Energie schon ab einer geringen Fernwärmenetzleistung von 5 MW_{th} nicht mehr eingesetzt werden, deshalb ist für die Primärregelleistungsbereitstellung der Einsatz eines zweiten Kraftwerksblocks nicht sinnvoll. Der Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers ist für die Primärregelleistungsbereitstellung von allen Flexibilisierungsoptionen zu favorisieren, da er den geringsten technischen Aufwand darstellt, gut in Bestandsanlagen integrierbar ist und im Vergleich mit den anderen Flexibilisierungsoptionen keine signifikant geringeren bereitstellbaren elektrischen Leistungen aufweist. Bei einer Fernwärmenetzleistung von 10 MW_{th} ist das benötigte Heißwasservolumen eines Speichers für das ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk von ca. 150 m^3 am größten.

Die Simulationsergebnisse des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks sind in Anhang J dargestellt. Die bereitstellbaren Primärregelleistungen mit dem Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk weisen das gleiche Verhalten wie die des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Jahresverlauf auf und sind lediglich mit dem Verhältnis der Auslegungsleistungen skaliert. Die aus der Betrachtung des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks abgeleiteten Schlussfolgerungen werden durch das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk bestätigt.

Abbildung 102: Vergleich der bereitstellbaren stationären Primärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th}, 5 MW_{th} und 10 MW_{th}.



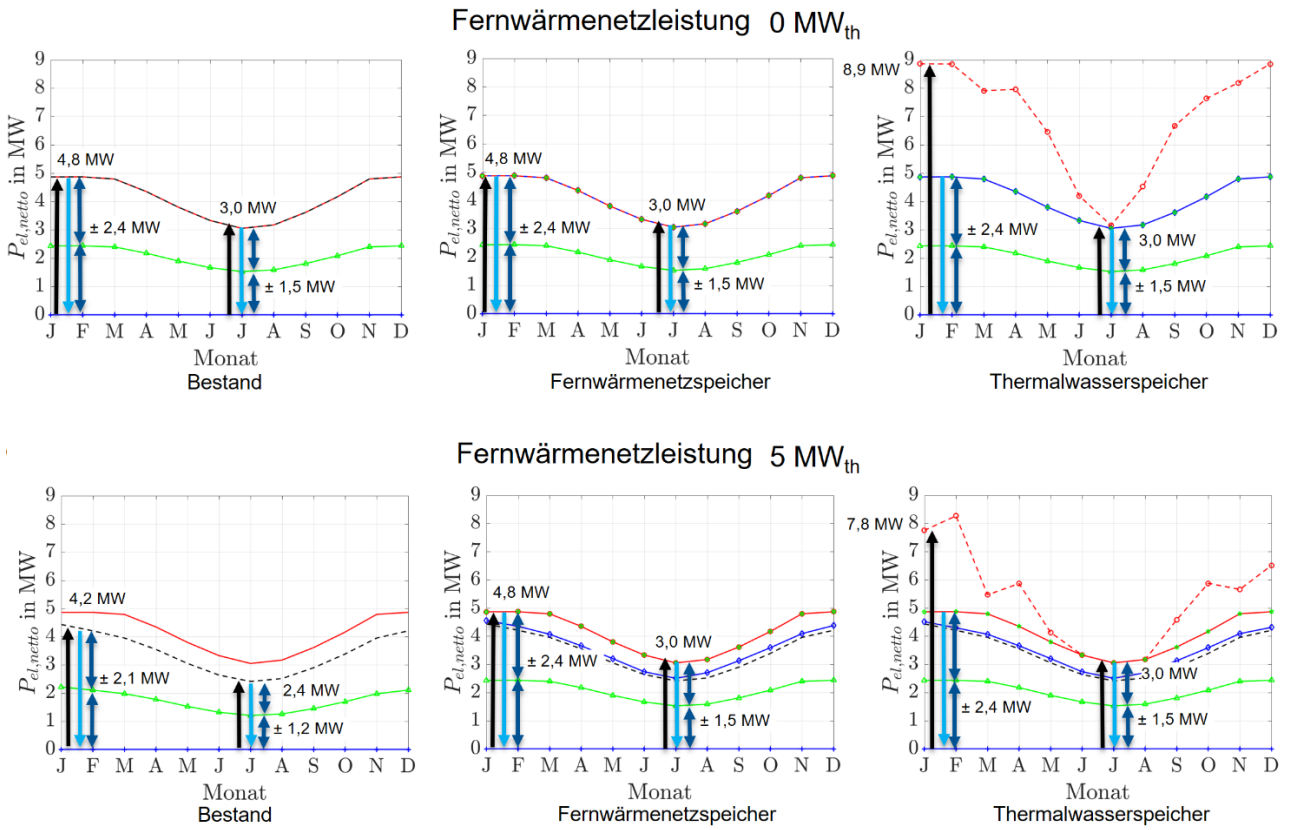
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

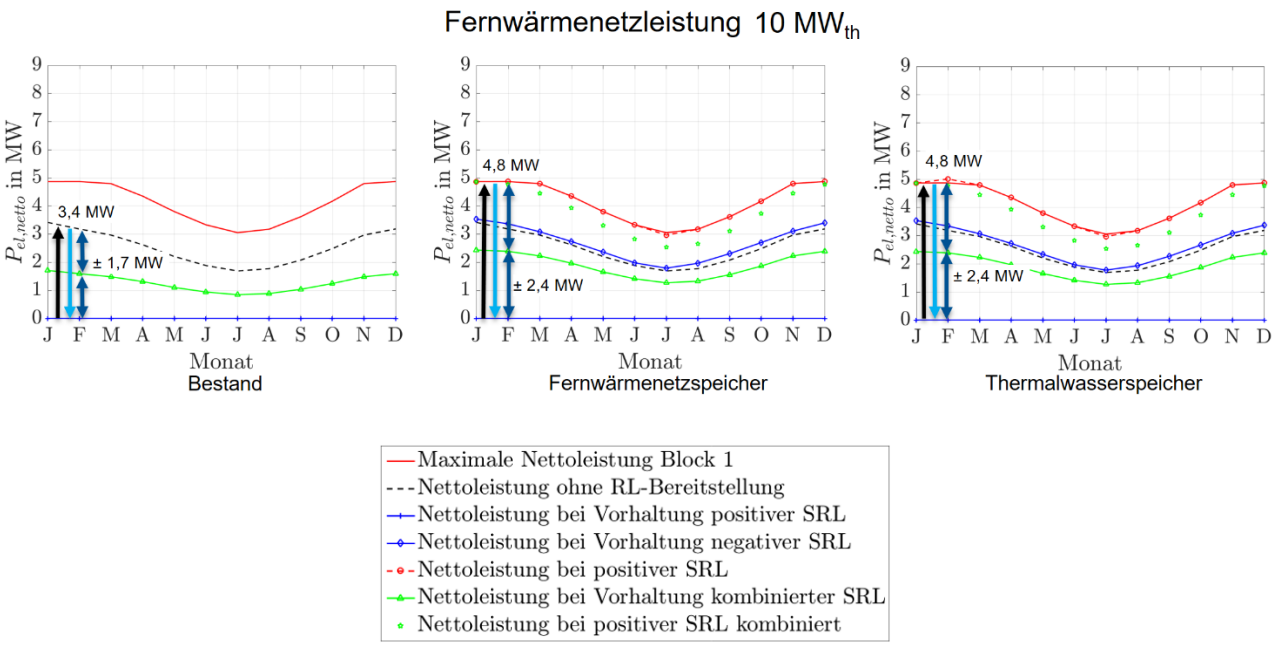
4.7.6.2 Sekundär- und Minutenregelleistung

Abbildung 103 zeigt den Vergleich der bereitstellbaren stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th}, 5 MW_{th} und 10 MW_{th}. Die Ergebnisse des Thermalwasserspeichers und des Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk sind sehr ähnlich,

ebenso die Ergebnisse der Sekundär- und Minutenregelleistungsbereitstellung, daher sind in Abbildung 103 nur die Berechnungsergebnisse des Thermalwasserspeichers und der Sekundärregelleistung abgebildet. Aus den Ergebnissen von Abbildung 103 ist ersichtlich, dass das Verhältnis von Entladezeit zu Gesamteinsatzzeit eines Speichers einen großen Einfluss auf die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks bei Regelleistungsvorhaltung und damit auf das bereitstellbare Regelleistungsband hat. Auch bei höheren Fernwärmenetzleistungen ist in den Wintermonaten die Bereitstellung von positiver Regelleistung mit allen Flexibilisierungsoptionen auf dem maximalen elektrischen Nettoleistungsniveau der Kraftwerksauslegung möglich. Die Kraftwerkserweiterung um einen zweiten Block ist in Verbindung mit einem Speicher im Kraftwerk für die Bereitstellung von positiver Sekundär- und Minutenregelleistung bei kleinen Fernwärmenetzleistungen sinnvoll. Bei der Bereitstellung von negativer Sekundär- und Minutenregelleistung hat der Speichereinsatz hingegen nur einen geringen Einfluss auf das bereitstellbare Leistungsniveau im Vergleich zu den Bestandsanlagen ohne Speicher. Es können nur geringfügig höhere Leistungsniveaus der negativen Regelleistungsbereitstellung erreicht werden, weil die Verhältnisse von Entladezeit zu Gesamteinsatzzeit bei der negativen Minutenregelleistung gering sind und damit das Kraftwerk auf hohen zeitlich gemittelten Leistungsniveaus betrieben werden muss. Damit ist der Wärmespeichereinsatz sowohl im Heizwerk, als auch im Kraftwerk von Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen für die Bereitstellung von negativer Sekundär- und Minutenregelleistung nicht sinnvoll. Das benötigte Volumen eines Fernwärmenetzspeichers für das ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerk beträgt für die positive Regelleistungsbereitstellung 500 m^3, für einen Thermalwasser- oder Heißwasserwärmespeicher sind etwas größere Volumina von knapp 800 m^3 erforderlich. Die Volumina für negative Regelleistungsbereitstellung mit ca. 100 ^{3} sind sehr viel geringer.

Abbildung 103: Vergleich der bereitstellbaren stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th}, 5 MW_{th} und 10 MW_{th}.





Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Simulationsergebnisse des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks sind in Anhang J dargestellt. Die bereitstellbaren Sekundär- und Minutenregelleistungen mit dem Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk weisen das gleiche Verhalten wie die des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Jahresverlauf auf und sind lediglich mit dem Verhältnis der Auslegungsleistungen skaliert. Die aus der Betrachtung des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks abgeleiteten Schlussfolgerungen werden durch das Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerk bestätigt.

4.7.6.3 Zusammenfassung und Bewertung der Flexibilitätspotenziale (dauerhafte zeitliche Verfügbarkeit)

Zusammenfassend können folgende Ergebnisse der stationären Regelleistungsbereitstellung mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit von Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung, abgeleitet aus den Ergebnissen beider Referenz-Geothermieanlagen, festgehalten werden:

1. Mit steigenden Außentemperaturen im Jahresverlauf nimmt das Regelleistungsangebot für alle Flexibilitätsoptionen stark ab und ist somit im Sommer gering.
2. Eine hohe thermische Leistung des Fernwärmenetzes schränkt das Regelleistungsangebot für alle Flexibilitätsoptionen stark ein und die verfügbare Regelenergie ist somit im Winter gering.
3. Das Verhältnis von Entladezeit zu Gesamteinsatzzeit eines Speichers hat einen großen Einfluss auf die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks bei Regelleistungsvorhaltung und damit auf das bereitstellbare Regelleistungsband.
4. Bis zu einer Fernwärmenetzleistung von 10 MW_{th} ist der Nutzen eines Wärmespeichereinsatzes für positive Regelleistungsbereitstellung im Vergleich zur Bestandsanlage ohne Modifikation hoch.
5. Das Angebot der symmetrischen, stationären Primärregelleistungsbereitstellung ist für alle drei Speicherkonfigurationen ähnlich gering.
6. Die Kraftwerkserweiterung um einen zweiten Block ist in Verbindung mit einem Speicher im Kraftwerk für die Bereitstellung von positiver Sekundär- und Minutenregelleistung sinnvoll.
7. Für die Bereitstellung von negativer Regelleistung hat der Wärmespeichereinsatz im Vergleich zur Bestandsanlage ohne Modifikation keinen signifikanten Vorteil.
8. Das technische Potenzial für positive Regelleistungsbereitstellung ist größer als für negative Regelleistungsbereitstellung.
9. Der Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers ist mit dem geringsten technischen Aufwand von allen Flexibilitätsoptionen verbunden.

In Abbildung 104 ist das technische Potenzial der Regelleistungsbereitstellung und der technische Aufwand für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen zusätzlich bewertet.

Abbildung 104: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit.

	Technisches Potenzial der Regelleistungsbereitstellung					Technischer Aufwand
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung		Minutenregelleistung		
		Positive RL	Negative RL	Positive RL	Negative RL	
Bestandsanlagen ohne Modifikation	nicht vorhanden	gering	gering	gering	gering	gering
Fernwärmenetzspeicher	nicht vorhanden	mittel	gering*	mittel	gering*	mittel
Thermalwasserspeicher	nicht vorhanden	mittel	gering*	groß	gering*	groß
Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk	nicht vorhanden	mittel	gering*	groß	gering*	groß
Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher	gering	gering	gering*	gering	gering*	sehr groß

*kein signifikanter Vorteil zu Bestandsanlagen ohne Modifikation

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Bewertung in Abbildung 104 zeigt, dass das technische Potenzial der negativen Regelleistungsbereitstellung mit dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit für alle Flexibilitätsoptionen gering ist, für die positive Regelleistungsbereitstellung ist es mit dem Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz, dem Thermalwasserspeicher und dem Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk je nach Regelleistungsart als mittel bis groß zu bewerten. Die Flexibilitäsoptionen mit dem größten technischen Potenzial sind jedoch auch mit dem größten technischen Aufwand verbunden. Die Flexibilitätsoption Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz stellt einen Kompromiss aus mittlerem technischen Potenzial und mittlerem technischen Aufwand dar und ist deshalb zu favorisieren.

4.8 Simulation und Quantifizierung der stationären Regelleistungsbereitstellung von Geothermieanlagen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit

4.8.1 Analyse von Regelleistungsmarktdaten der Jahre 2015, 2016 und 2017

Um auf mögliche sinnvolle Betriebsstrategien unter Berücksichtigung der Marktsituation am Regelleistungsmarkt schließen zu können, wurden die von der Bundesnetzagentur über die Internetplattform SMARD zur Verfügung gestellten Daten zur Netzstabilität eingehend analysiert. Hierbei wurden Daten zu Sekundärregelleistung und Minutenregelleistung untersucht.

Bei der Analyse wurde berücksichtigt, dass ab Juli 2018 die Angebotszeiträume für Sekundärregelleistung von täglich zwei Zeitscheiben zu à zwölf Stunden auf täglich sechs Zeitscheiben à vier Stunden verkürzt. Die erste Zeitscheibe beginnt dabei um 00:00 Uhr. Die folgenden Daten standen für die Analyse von Sekundärregelleistung und Minutenregelleistung zur Verfügung:

- Abgerufene Menge positiver und negativer Regelenergie in MWh
- Vorgehalten Menge positiver und negativer Regelleistung in MW
- Arbeitspreis abgerufener positiver und negativer Regelenergie in EUR/MWh
- Leistungspreis vorgehaltener positiver und negativer Regelenergie in EUR/MW

Bei der Analyse wurde der Zeitraum vom 01.01.2015, 00:00 Uhr bis zum 31.12.2017, 24:00 Uhr betrachtet, wobei die Daten teilweise Lücken aufwiesen, was bei der Analyse angemessen berücksichtigt wurde. Es wurden für die Sekundär- und Minutenregelleistung Zeitscheiben-Jahresanalysen durchgeführt, die in den Jahren 2015 - 2017 monatlich durchschnittliche Werte in einer 4h-Zeitscheibe zeigen. Zudem wurden Zeitscheiben-Jahresdurchschnittswerte errechnet, die für jede der sechs Zeitscheiben einen jährlichen Mittelwert repräsentieren. Die Ergebnisse sind vollständig in Anhang K dokumentiert.

Aus den Ergebnissen der Analysen konnten keine wiederkehrenden Muster hinsichtlich des Regelleistungsbedarfs, des Regelenergiebedarfs und der Leistungs- und Arbeitspreise abgeleitet werden. Deshalb konnten auch keine zu präferierenden Angebotsstrategien für die eingeschränkte zeitliche Verfügbarkeit entwickelt werden.

4.8.2 Ergebnisse der Experteninterviews zur Entwicklung des Regelleistungsmarkts und des Speichereinsatzes bei der Regelleistungsbereitstellung

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden zum Thema Regelleistungsmarkt Experteninterviews durchgeführt. Nachfolgend sind die Hauptaussagen aus diesen Interviews zusammengefasst.

Aufgrund der besseren Prognosequalität für den Energiebedarf sei der Bedarf an Regelleistung in den letzten Jahren besonders für Sekundär- und Minutenregelleistung gesunken. Dieser Effekt sei zudem durch den kurzfristigen Stromhandel im Intraday-Handel begünstigt worden. Die Auswirkungen des Intraday-Handels seien besonders bei der Minutenregelleistung zu spüren. Für die zukünftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs werden mehrere mögliche Szenarien genannt, deren Auswirkungen sich ausgleichen können. So werde der Bedarf durch die weiter steigende Prognosequalität, den europäischen Binnenmarkt und den Zuwachs von kleineren Kraftwerken, deren Ausfall durch geringere Mengen an Regelenergie ausgeglichen werden könne, weiter sinken. Der Zuwachs an volatilen Erzeugungsanlagen könne allerdings zu einem steigenden Bedarf an Regelleistung führen. Auf den Zuwachs der volatilen Erzeugungsanlagen wird auch die Verschiebung des Regelleistungsbedarfs hin zu positiver Regelleistung zurückgeführt. Der seit 2012 festgestellte Preisverfall dürfte sich durch die Verkürzung der Zeitscheiben ebenfalls fortsetzen. Es wird auch als realistisch angesehen, dass mittlerweile eine Talsohle beim Regelleistungsbedarf erreicht worden sei und der Bedarf in Zukunft wieder leicht steigen werde.

Auch die Entwicklung der vorgehaltenen Regelleistung könne nach unterschiedlichen Szenarien ablaufen. So wird durch die bessere Prognosequalität eine Reduktion der vorgehaltenen Regelleistung verursacht, während das Angebot an Regelleistung was auf die zunehmende Dezentralisierung, die Präqualifikation neuer Technologien und die Verbesserung der Kommunikationstechnologien, die eine Senkung der Transaktionskosten zurückzuführen ist. Die Steigerung des Angebots könne einen Verfall des Preises nach sich ziehen. Die bisher leicht gesunkenen Mengen an vorgehaltener Regelleistung würden auch die Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung darstellen. Wie sich die Verkürzung der Zeitscheiben auswirken werde, sei nicht klar abzuschätzen. Es wird aber auch hier davon gesprochen, dass eine Talsohle erreicht sei und in Zukunft wieder ein Anstieg zu erwarten sei, der durch den Zuwachs an volatilen erneuerbaren Energien hervorgerufen und gleichzeitig durch die Internationalisierung des Marktes abgeschwächt werde, sodass von einem moderaten Anstieg gesprochen werden könne.

Für die Verhältnisse von tatsächlich abgerufener zu vorgehaltener Regelleistung können keine verbindlichen Angaben gemacht werden. Es werden jedoch Verhältnisse von 10 % bis maximal 20 % als realistisch erachtet. Zudem wird empfohlen, eine Leistung/Preis Rampe anzubieten. Eine Abrufwahrscheinlichkeit für positive Minutenregelleistung wurde von einem Experten mit 4 h/a bei 8760 h/a angenommen, die positiver Sekundärregelleistung mit 12 h/a. Für negative Minutenregelleistung werden 10 h/a und für negative Sekundärregelleistung 25 h/a angesetzt.

Für die zeitliche Verfügbarkeit der Speicher bei Bereitstellung von Regelleistung wird vermutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber eine Verfügbarkeit von 100 % für den Angebotszeitraum fordern werden. Mögliche Strategien und Anpassungen am Energiemarkt in Verbindung mit Speichern könnten Pooling von Anlagen, die Einführung eines Stunden-Ahead-Markts und somit Intraday-Handels für Regelleistung oder die Konzeption von Anlagen mit redundanten technischen Einrichtungen, wie zum Beispiel einer Backup-Gasturbine, sein.

Um erneuerbare Energien auch am Regelleistungsmarkt einbringen zu können, wird eine Förderung dieser Regelleistungsbereitstellung durch das EEG als notwendig angesehen, da dadurch das Angebot von Regelleistung für erneuerbare Anlagen wirtschaftlicher gestaltet werden könne. Hierbei wird auch eine Befreiung von der EEG-Umlage für Anlagen, die durch den Verbrauch von Strom negative Regelleistung bereitstellen, wie zum Beispiel Power-to-Heat-Anlagen, angesprochen. Ebenfalls wäre ein gesonderter Regelleistungsmarkt für erneuerbare Energien denkbar. Beim Einsatz von erneuerbaren Energien als Regelleistungsbereitsteller seien jedoch mögliche Akzeptanzprobleme des ungenutzten EE-Stroms bei Vorhaltung von Regelleistung zu bedenken. Für Biogasanlagen gebe es derzeit finanzielle Anreize über eine Flexprämie. Derartige Prämien wären auch für andere erneuerbare Energien denkbar.

4.8.3 Angebots- und Anlagenbetriebsstrategien mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit

In den folgenden Abschnitten werden verschiedene Angebots- und Anlagenbetriebsstrategien für die oben dargestellten Flexibilitätsoptionen betrachtet. Hierbei wird untersucht, welche Leistungen für den Regelleistungsmarkt für die Arten Sekundärregelleistung und Minutenregelleistung bereitgestellt werden können, wenn der Angebotszeitraum der Regelleistung und Einspeicherzeitraum variiert werden. Die Untersuchung verwendet stets volle 4h-Zeitscheiben als Angebots- bzw. Einspeicherzeitraum. Der Einspeicherzeitraum wird dabei als Zeitraum definiert, in dem vom Kraftwerk keine Leistung erzeugt und lediglich der Bedarf des angeschlossenen Fernwärmenetzes abgedeckt wird. Thermalwasser, welches nicht zur Deckung des Fernwärmebedarfs benötigt wird, kann dann über ein Speichersystem zur späteren Leistungsbereitstellung verwendet werden. Alle hier dargestellten Anlagenbetriebsstrategien und die errechneten Ergebnisse beziehen sich auf den Zwei-Druck-ORC-Prozess. Die Anlagenbetriebsstrategien können auf den Kalina-Prozess übertragen werden. Zur Berechnung der möglichen Leistungsniveaus wurde hier wieder auf das Verhältnis aus abgerufener Regelleistung zu vorgehaltener Regelleistung zurückgegriffen. Dieses Konzept wurde bereits in Abschnitt 0 erläutert und vorgestellt.

Die hier verwendeten Verhältnisse entsprechen den über drei Jahre gemittelten monatlichen Durchschnittswerten für eine 4h-Zeitscheibe. Als Basis für die Berechnung der Verhältnisse dienten die über die Plattform SMARD bereitgestellten Daten zum Regelleistungsmarkt für die Jahre 2015, 2016 und 2017. Da Experten von einem Anstieg des Regelleistungsbedarfs in den kommenden Jahren ausgehen, wurde für die Werte der Verhältnisse ein Aufschlag von 25 % berücksichtigt, die für die Berechnungen vewendeten Verhältnisse sind in Tabelle 19 aufgeführt. Für die Berechnung der kombinierten Sekundär- und Minutenregelleistung wurden jeweils die Werte für die positive Regelenergie verwendet, da dies eine konservative Betrachtungsweise darstellt.

Tabelle 19: Verhältnisse der tatsächlich abgerufenen zur vorgehaltenen Regelenergie nach SMARD-Daten [97], über drei Jahre gemittelte monatliche Durchschnittswerte einer 4h-Zeitscheibe mit einem Aufschlag von 25 %

	Jan	Feb	März	April	Mai	Juni
$\Lambda_{SRL,pos}, \Lambda_{SRL,komb}$	0,1087	0,0730	0,0797	0,0822	0,1067	0,1202
$\Lambda_{SRL,neg}$	0,0608	0,0913	0,0921	0,0774	0,0543	0,0510
$\Lambda_{MRL,pos}, \Lambda_{MRL,komb}$	0,1065	0,0331	0,0618	0,0534	0,0803	0,0912
$\Lambda_{MRL,neg}$	0,0036	0,0063	0,0106	0,0146	0,0074	0,0055
$\Lambda_{SRL,pos}, \Lambda_{SRL,komb}$	0,1041	0,1051	0,1014	0,1092	0,0866	0,0775
$\Lambda_{SRL,neg}$	0,0593	0,0591	0,0588	0,0699	0,0737	0,0793
$\Lambda_{MRL,pos}, \Lambda_{MRL,komb}$	0,1321	0,0858	0,0663	0,0723	0,0472	0,0403
$\Lambda_{MRL,neg}$	0,0033	0,0029	0,0032	0,0022	0,0021	0,0070

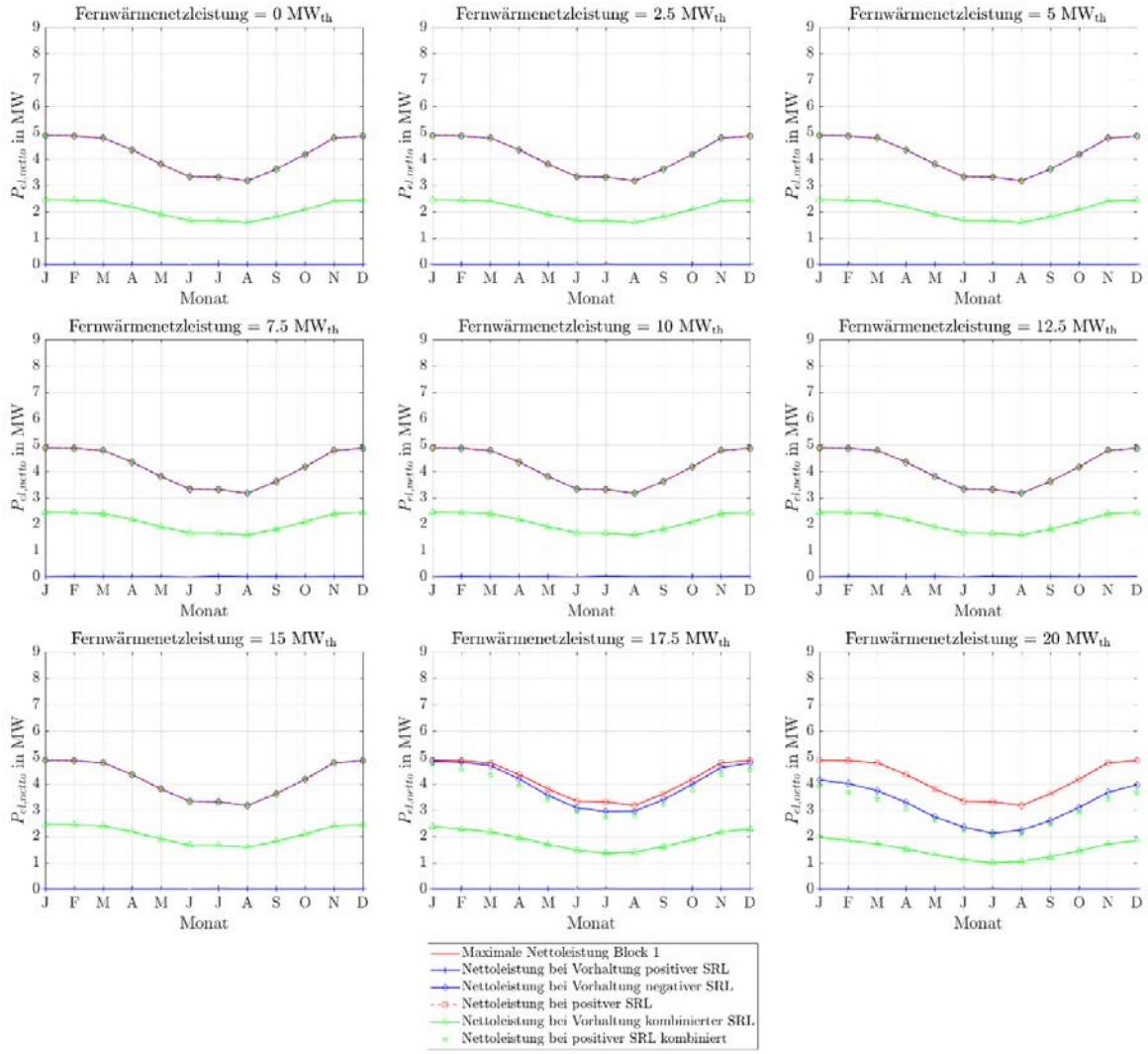
4.8.3.1 Angebot von Regelleistung innerhalb einer 4-Stunden-Zeitscheibe eines Tages

Im folgenden Abschnitt wird betrachtet, welche Leistungen erbracht werden können, sofern täglich jeweils nur über eine 4 h-Zeitscheibe hinweg Regelleistung angeboten werden soll. Bei dieser Betriebsweise können bis zu maximal fünf Zeitscheiben täglich zur Einspeicherung genutzt werden. Da eine Blockierung des Kraftwerks zur reinen Einspeicherung über mehr als drei Zeitscheiben hinweg vermutlich nicht wirtschaftlich wäre, werden in diesem Abschnitt nur die drei Varianten eine, zwei und drei Zeitscheiben zur Einspeicherung dargestellt.

Sekundärregelleistung

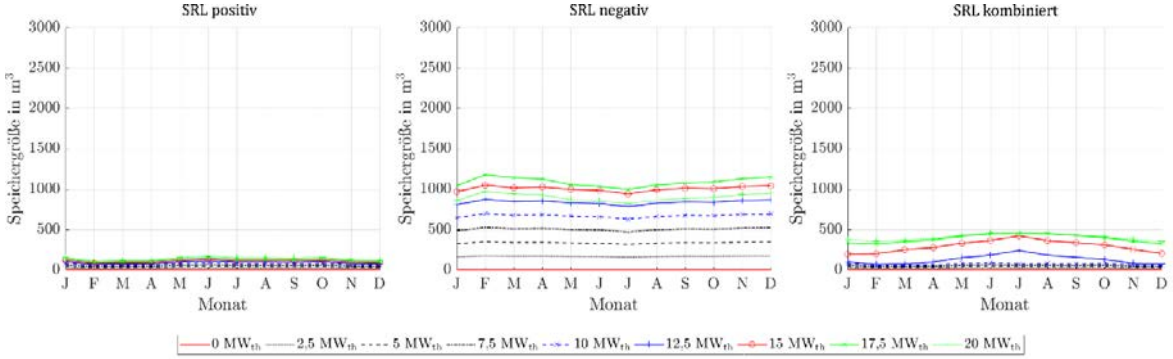
Abbildung 105 zeigt alle stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MWth bis 20 MWth bei Nutzung einer 4h-Zeitscheibe zur Einspeicherung. Die für diese Betriebsweise erforderlichen Speichergrößen gehen aus Abbildung 106 hervor. Die Ergebnisse für das Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher und für das Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher sind im Anhang L abgelegt.

Abbildung 105: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

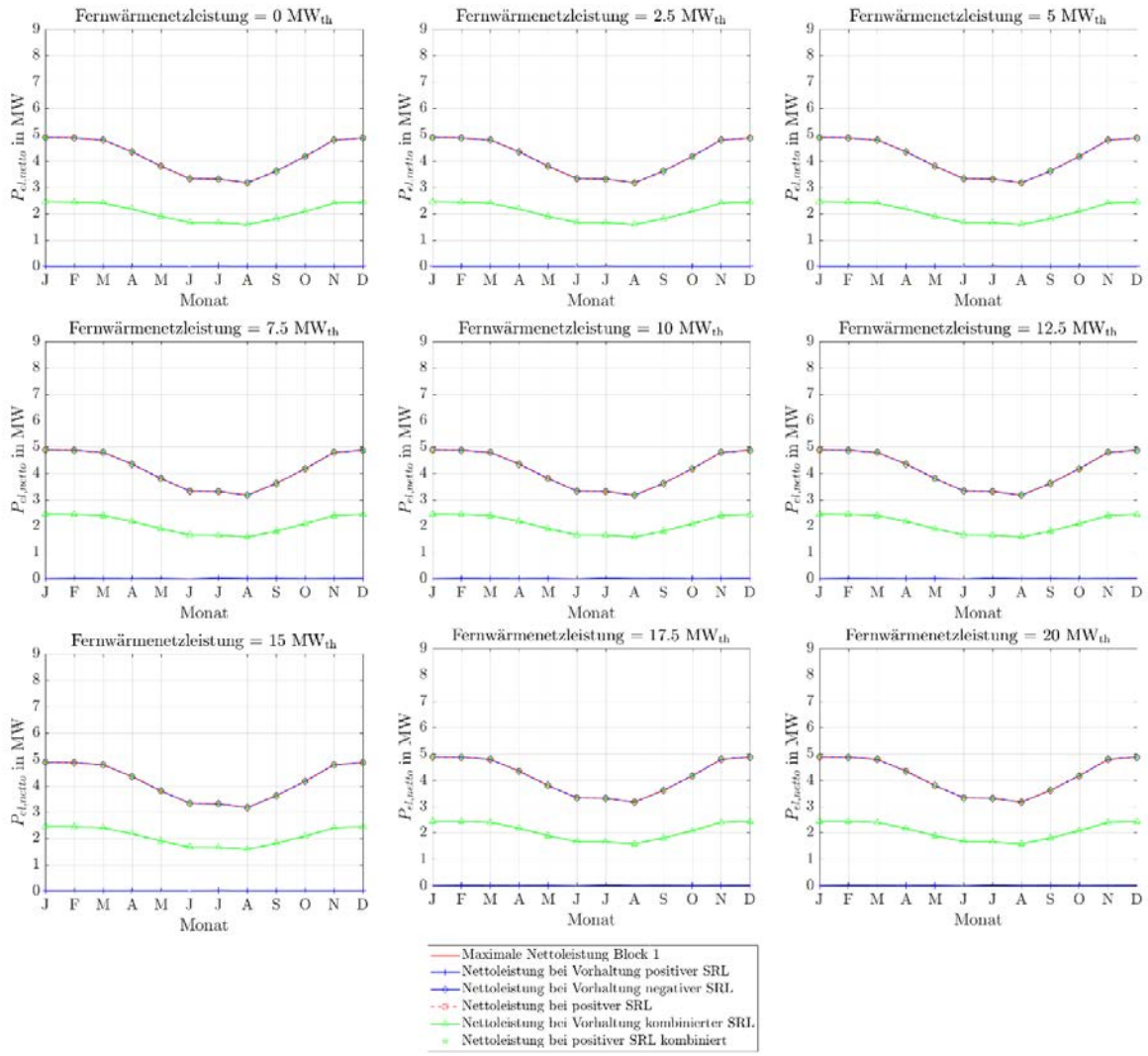
Abbildung 106: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

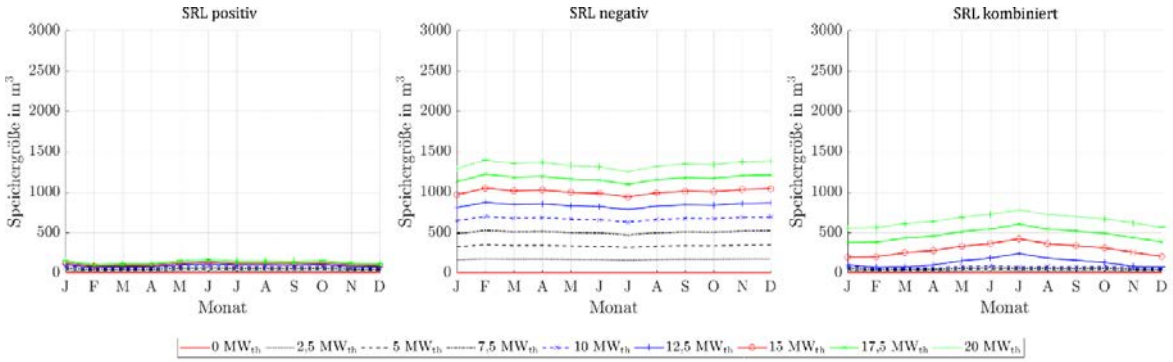
Abbildung 107 zeigt alle stationären Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei der Nutzung von zwei 4h-Zeitscheiben zur Einspeicherung. Die für diese Betriebsweise erforderlichen Speichergrößen gehen aus Abbildung 108 hervor. Für das Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher und für das Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher sind die Ergebnisse in Anhang L abgelegt.

Abbildung 107: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

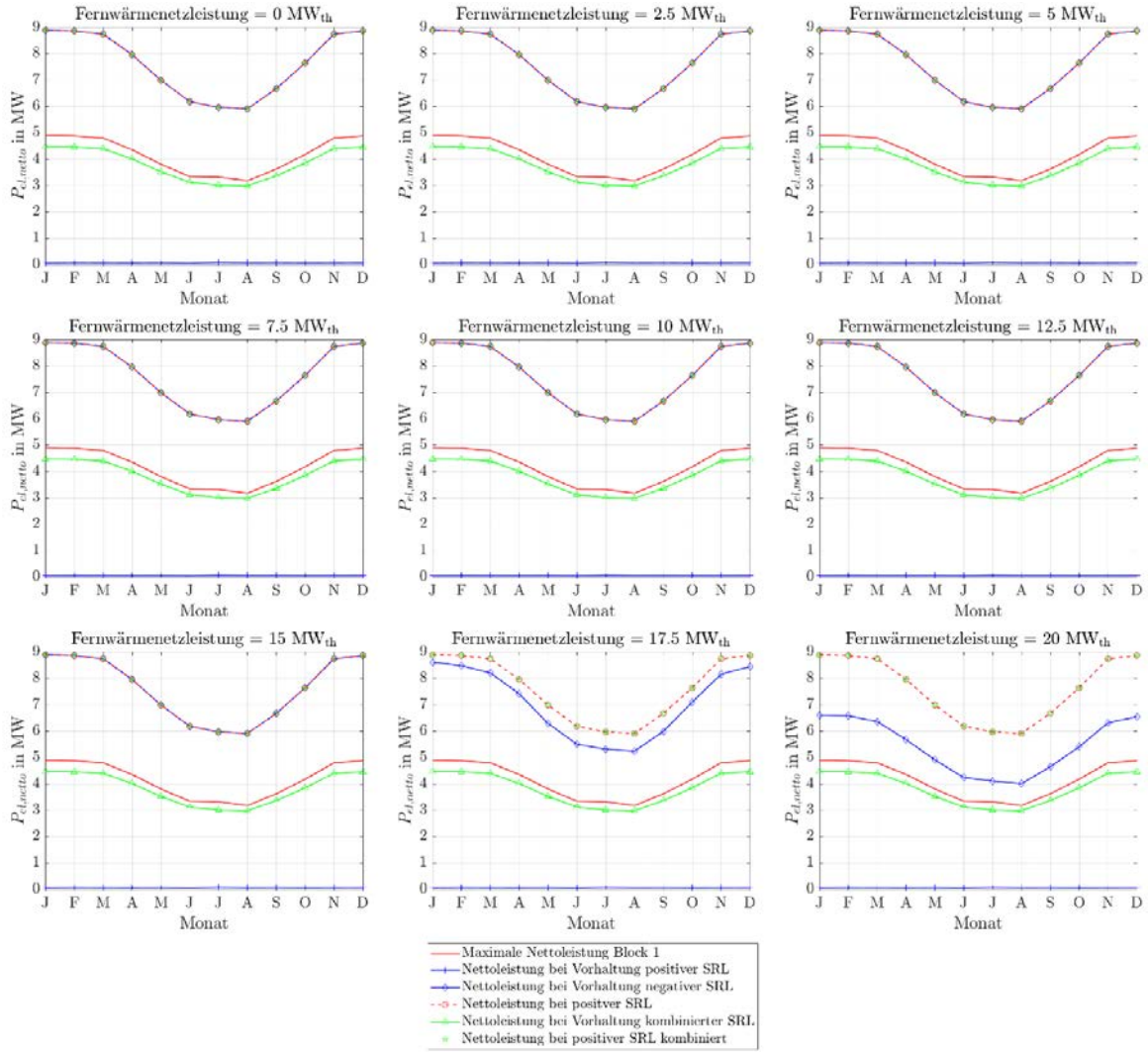
Abbildung 108: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

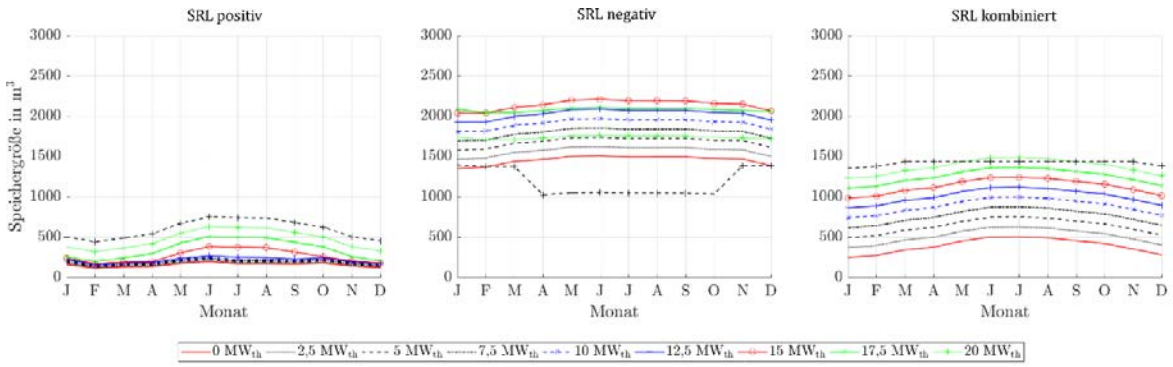
Die im Fall der Verwendung von drei 4h-Zeitscheiben zur Einspeicherung möglicher Leistungen für das Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher sind Abbildung 109 zu entnehmen, die benötigten Speichergrößen gehen aus Abbildung 110 hervor. Selbiges Szenario ist für das Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher in Abbildung 111 und Abbildung 112 dargestellt. Da beim Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz bereits bei einer Einspeicherdauer von zwei 4h-Zeitscheiben die mit dieser Kraftwerkskonfiguration maximal möglichen Leistungen (siehe Abbildung 107) für alle betrachteten Fernwärmenetzleistungen erreicht werden können und somit eine Erhöhung der Einspeicherdauer zwecklos ist, wird auf die Darstellung der Ergebnisse für drei Zeitscheiben Einspeicherdauer verzichtet.

Abbildung 109: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



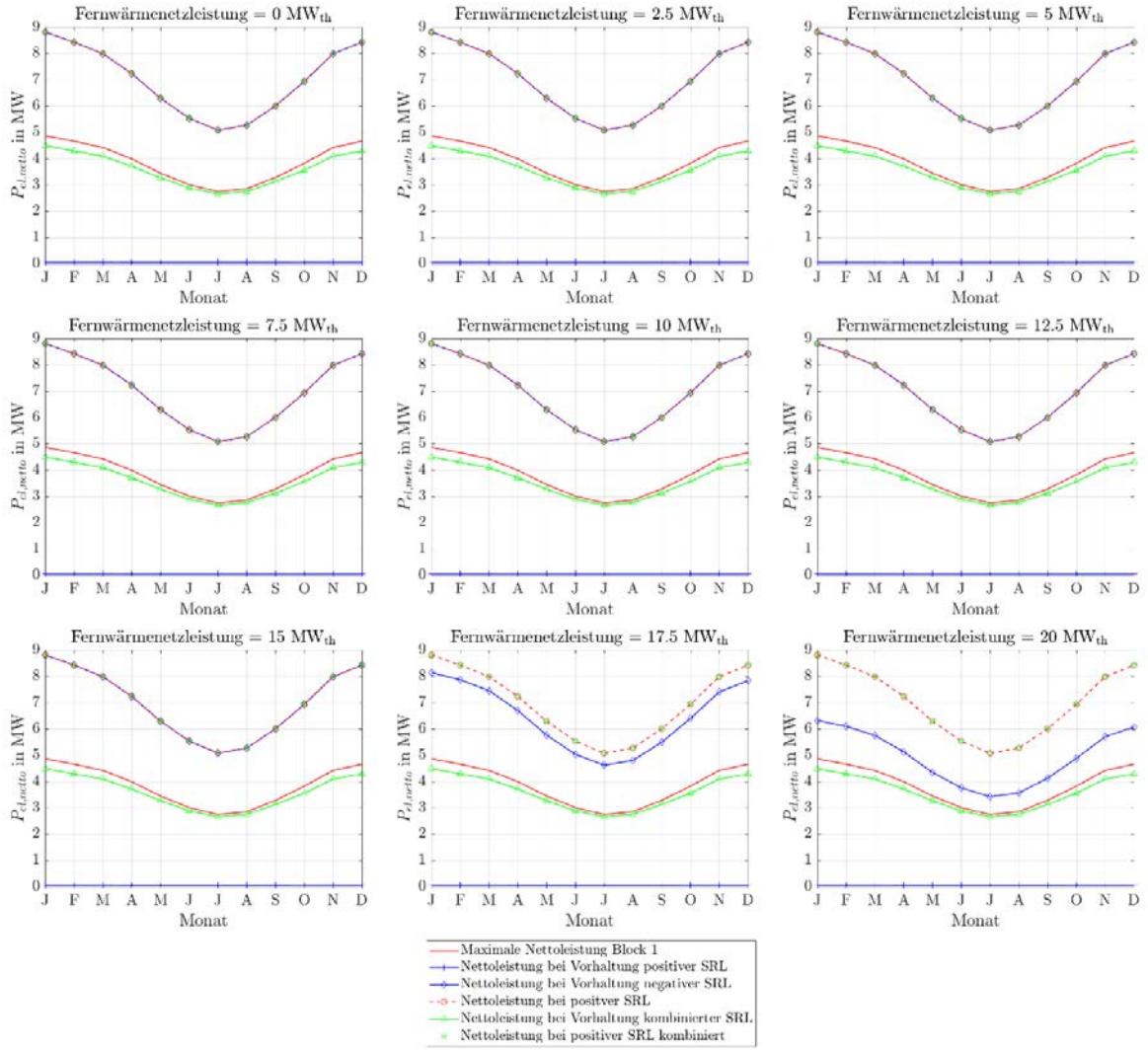
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 110: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



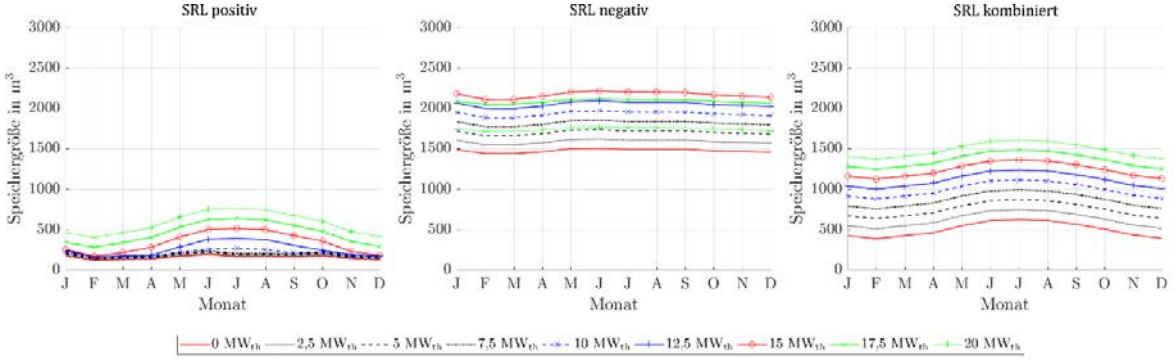
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 111: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 112: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass für Fernwärmenetzleistungen bis zu 15 MW_{th} drei Zeitscheiben ausreichen, um genügend Heiß- bzw. Thermalwasser für einen Abruf der maximal möglichen Sekundärregelleistung für einen Angebotszeitraum von 4 h einzuspeichern. Bei zwei Zeitscheiben zur Ladung des Speichers ist dies bis zu 10 MW_{th} Fernwärmenetzleistung möglich, bei einer Zeitscheibe zur Ladung nur bei 0 MW_{th} Fernwärmenetzleistung. Eine Ausnahme bildet dabei stets das Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz, das mit nur einem Block eine geringere maximale Leistung hat, die schneller erreicht werden kann. Die Ergebnisse zeigen auch, dass für das Angebot von negativer Sekundärregeleistung die im Vergleich größten Speichergrößen bereitgehalten werden müssen, während positive Sekundärregelleistung mit geringen Speichergrößen auskommt. Dieser Sachverhalt liegt darin begründet, dass beim Angebot von negativer Sekundärregelleistung auf dem maximal möglichen Leistungsniveau vorgehalten wird und die Zeit der Vorhaltung im Vergleich zur Zeit des Abrufs wesentlich größer ist. Somit wird mehr Heiß- bzw. Thermalwasser benötigt als es bei positiver Sekundärregelleistung der Fall ist.

Die Verringerung der benötigten Speichergrößen um mehrere Hundert Kubikmeter im Jahresverlauf, wie es in Abbildung 267 für den Fall der negativen Sekundärregelleistung bei einer Fernwärmenetzleistung von 15 MWth zu sehen ist, ist darauf zurück zu führen, dass der zweite Kraftwerksblock in diesen Fällen nicht mehr betrieben werden kann und daher auch weniger Wasser aus den Speichern benötigt wird. Die benötigte Speichergröße sinkt also.

Minutenregelleistung

In Anhang M sind die im vorhergehenden Abschnitt für die Sekundärregelleistung vorgestellten Fälle für die Minutenregeleistung dargestellt. Auch hier wurde auf die Darstellung der Leistungen und erforderlichen Speichergrößen für das Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz bei einer Einspeicherdauer von drei 4h-Zeitscheiben verzichtet, da bereits mit zwei Zeitscheiben zur Einspeicherung die maximalen Leistungen erreicht werden können. Die Erkenntnisse aus der Betrachtung der Sekundärregelleistung im vorhergehenden Abschnitt können auf die Minutenregelleistung übertragen werden. Aufgrund der Lambda-Verhältnisse, die sich für Sekundär- und Minutenregelleistung in denselben Größenordnungen bewegen, sind die Abweichungen zwischen diesen beiden Leistungsarten nur gering und die Verläufe für Minutenregelleistung qualitativ vergleichbar mit denen der Sekundärregelleistung.

4.8.3.2 Angebot von Regelleistung innerhalb zwei 4-Stunden-Zeitscheiben eines Tages mit mindestens einer Zeitscheibe Unterbrechung

Die nach dieser Betriebsstrategie möglichen Leistungen gleichen denen, die in Kapitel 4.8.3.1 vorgestellt wurden. Die Zahl der Zeitscheiben, in denen Regelleistung angeboten wird, wird lediglich auf zwei erhöht. Da zwischen zwei Zeitscheiben, in denen Regelleistung angeboten wird mindestens eine Zeitscheibe Unterbrechung liegen muss, die zur Aufladung des Speichers genutzt werden kann, ergeben sich die folgenden Kombinationen aus Angebots- und Einspeicherdauer:

- Vor den beiden Zeitscheiben in denen Regelleistung angeboten wird, wird jeweils eine Zeitscheibe zur Einspeicherung genutzt
- Vor den beiden Zeitscheiben in denen Regelleistung angeboten wird, werden jeweils zwei Zeitscheiben zur Einspeicherung genutzt
- Vor einer Zeitscheibe, in der Regelleistung angeboten wird eine Zeitscheibe zur Einspeicherung genutzt, vor der anderen werden drei Zeitscheiben zur Einspeicherung genutzt.

Die bei einer Zeitscheibe Einspeicherung erzielbaren Leistungen und benötigten Speichergrößen gehen für Sekundärregelleistung aus Abbildung 105 und Abbildung 106 hervor und Minutenregelleistung aus Anhang L. Für zwei Zeitscheiben zur Einspeicherung können die Ergebnisse für Sekundärregelleistung aus Abbildung 107 und Abbildung 108 entnommen werden. Für Minutenregelleistung sind die ergebnisse in Abbildung 109 bis Abbildung 112 dargestellt. Die bei drei Einspeicher-Zeitscheiben

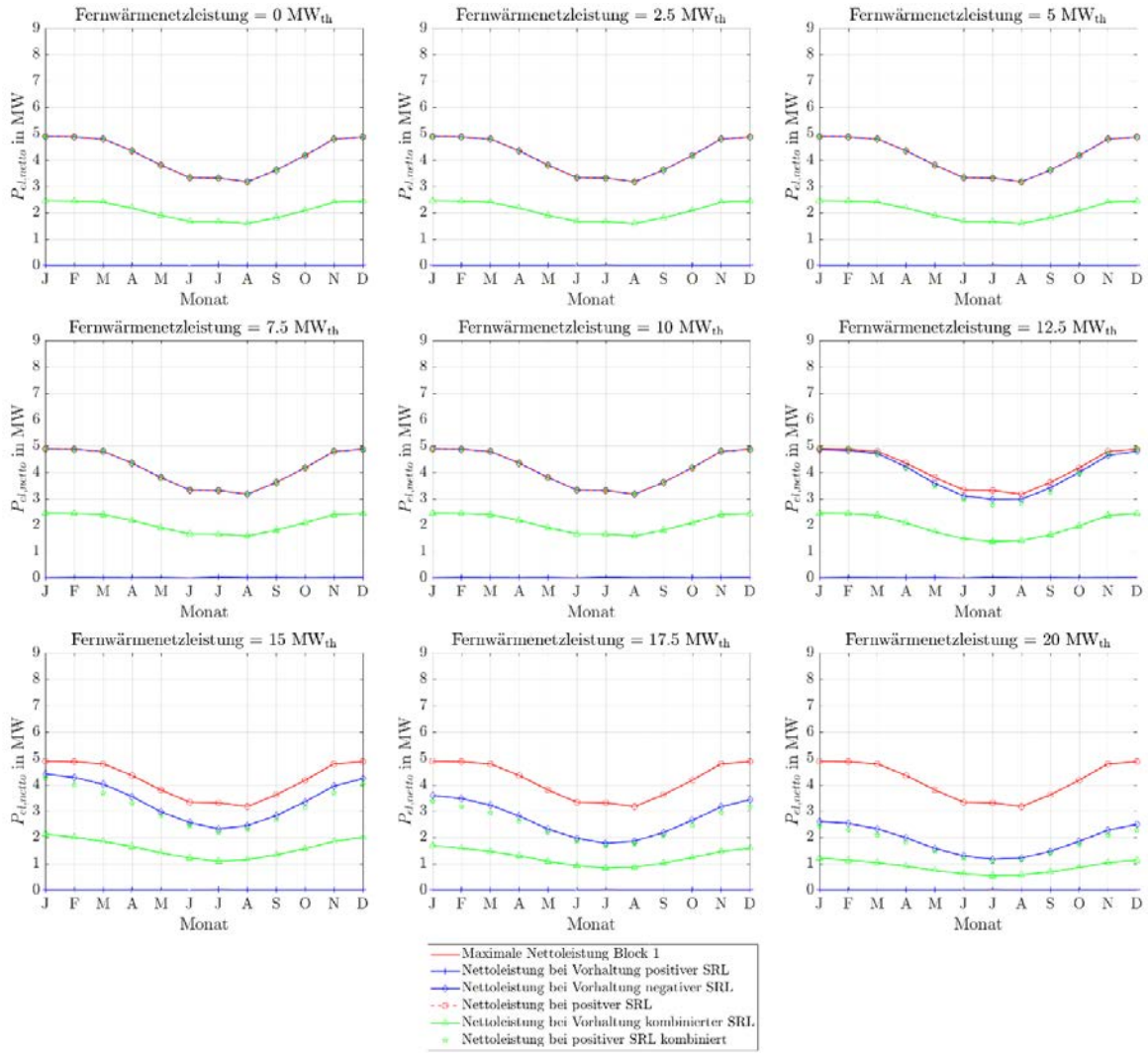
möglichen Leistungen und notwendigen Speichergrößen finden sich für Sekundärregelleistung und für Minutenregelleistung in Anhang L.

4.8.3.3 Angebot von Regelleistung innerhalb zwei aufeinanderfolgender 4-Stunden-Zeitscheiben eines Tages

Sekundärregelleistung

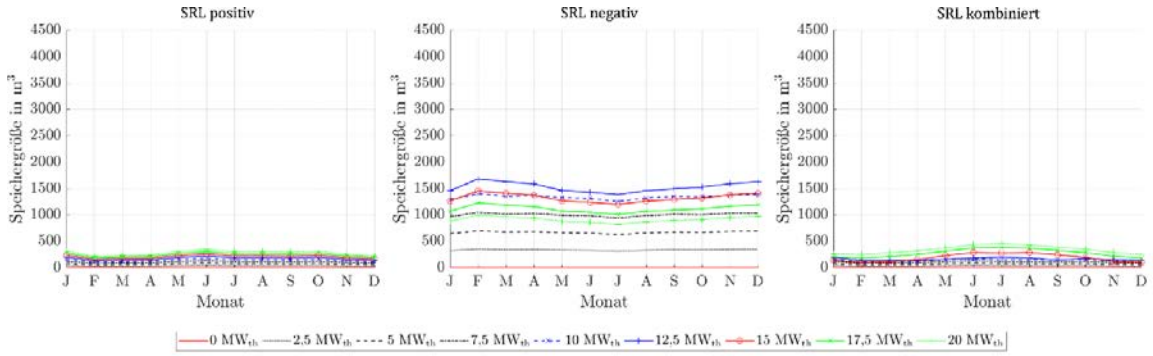
Im folgenden Abschnitt sind die möglichen Leistungsniveaus für Sekundärregelleistung und die erforderlichen Speichergrößen für einen Angebotszeitraum von zwei aufeinanderfolgenden 4h-Zeitscheibben dargestellt. Dabei wurde die Dauer der Aufladung des Speichers zwischen einer und vier Zeitscheiben variiert. Abbildung 113 bis Abbildung 118 zeigen die Ergebnisse bei einer Zeitscheibe zur Aufladung. Die Ergebnisse für zwei bis vier Zeitscheiben für die Ladung sind in Anhang N abgelegt.

Abbildung 113: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



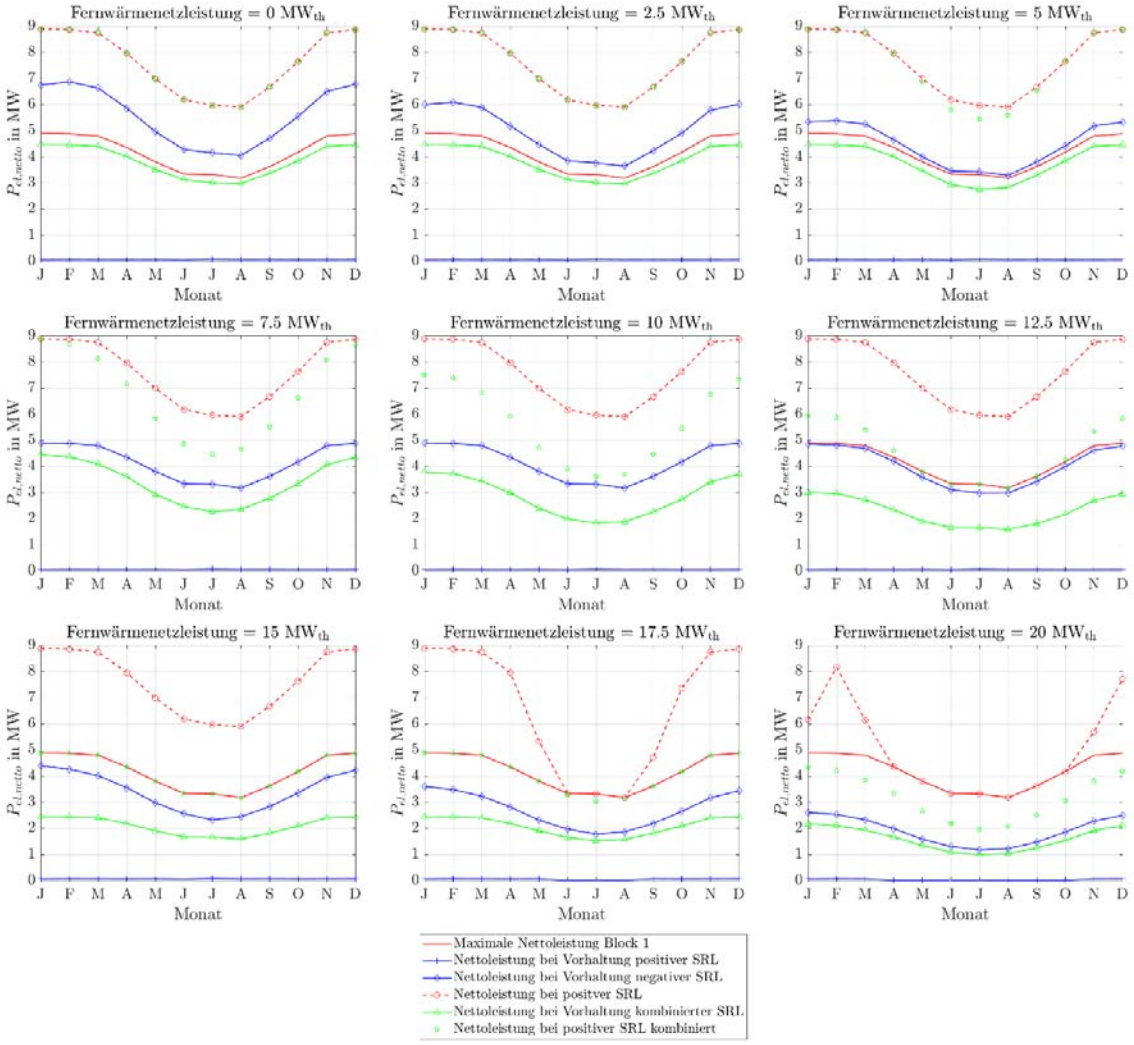
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 114: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



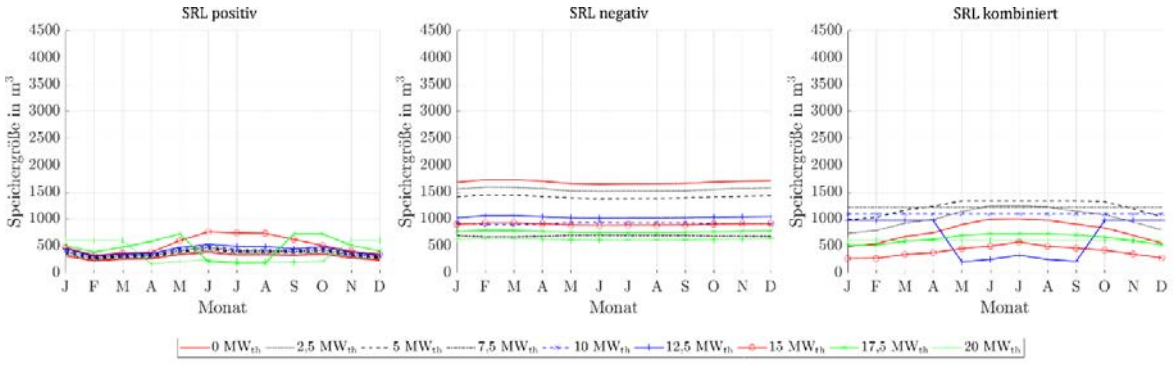
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 115: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



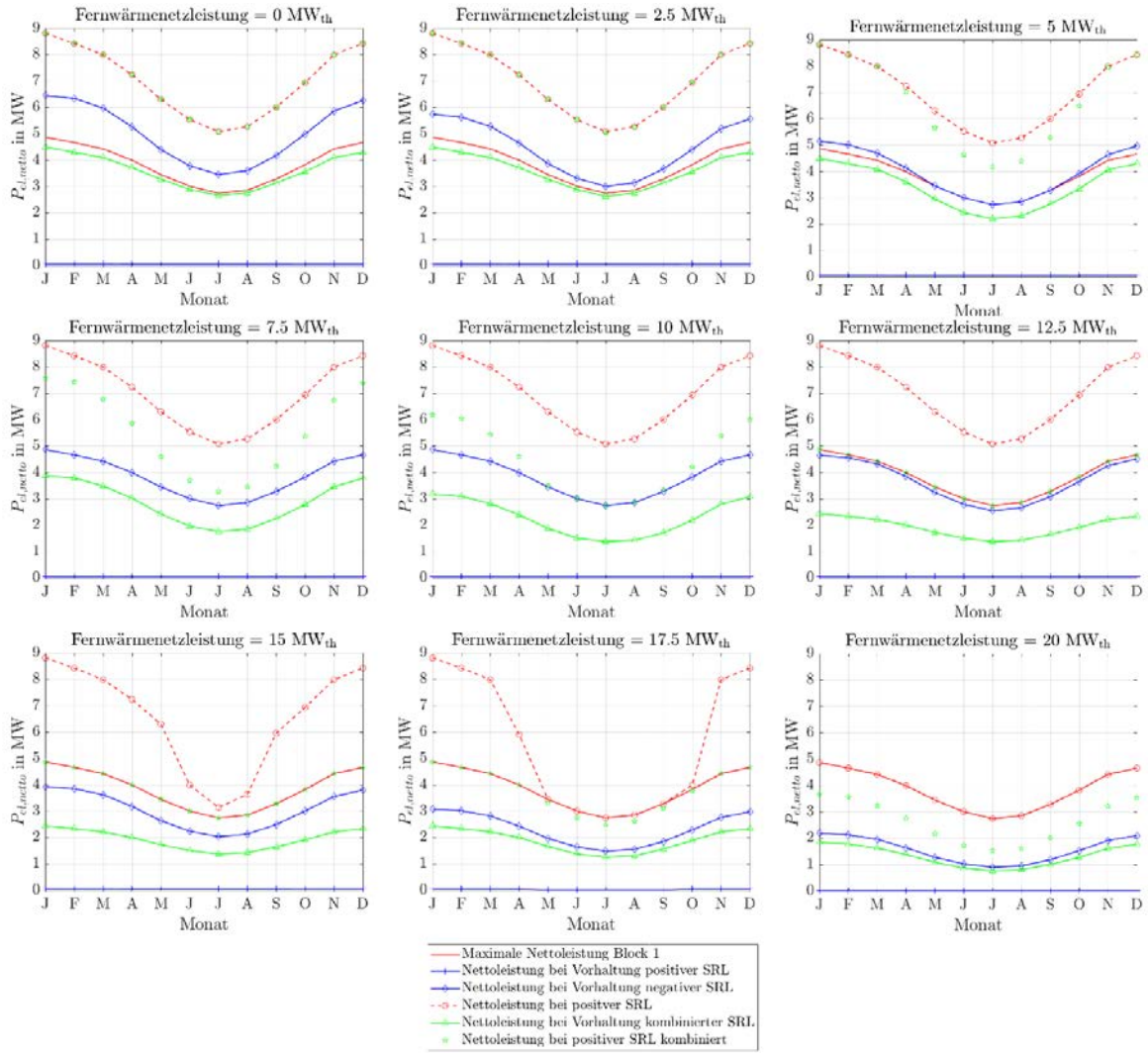
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 116: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



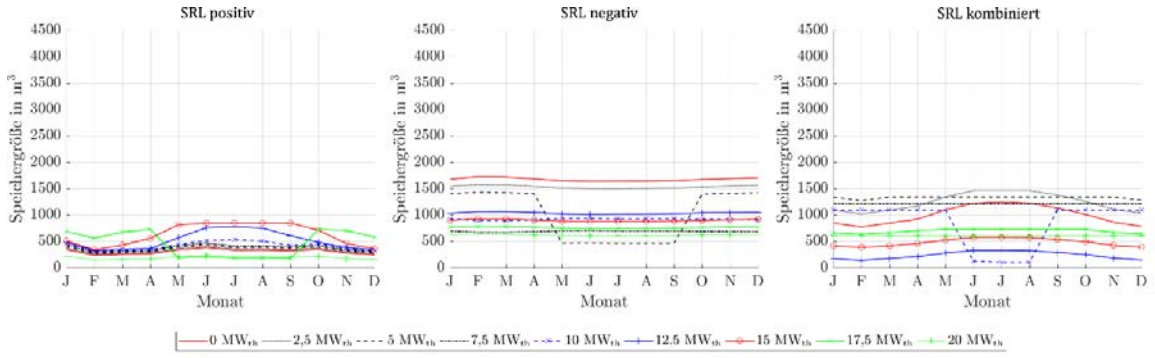
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 117: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 118: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Berechnungen zeigen, dass die Zahl der benötigten Lade-Zeitfenster zum Erreichen der jeweils maximalen Leistung mit der Angebotszeit skaliert. So werden für das Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz mindestens vier Zeitscheiben zur Aufladung benötigt, um für alle Fernwärmeleistungen die maximalen Leistungsniveaus zu erreichen. Für das Heiz- und Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher und mit Heißwasser-Wärmespeicher können die maximalen Leistungsniveaus bei vier Zeitscheiben zur Einspeicherung nur bis zu Fernwärmenetzleistungen von 10 MWth erreicht werden. Die benötigten Speichergrößen liegen ebenfalls höher als in den zuvor betrachten Fällen, die Größenverhältnisse für die unterschiedlichen Regelleistungsraten (positiv, negativ, kombiniert) sind jedoch unverändert.

Minutenregelleistung

Analog zu den Berechnungen zur Sekundärregelleistung wurden die Berechnungen auch für die Minutenregelleistung durchgeführt. Die Ergebnisse sind im Anhang O zu finden. Die Verläufe der Leistungsniveaus und Speichergrößen für die Minutenregelleistung sind qualitativ mit denen der Sekundärregelleistung vergleichbar und zeigen die gleichen Besonderheiten.

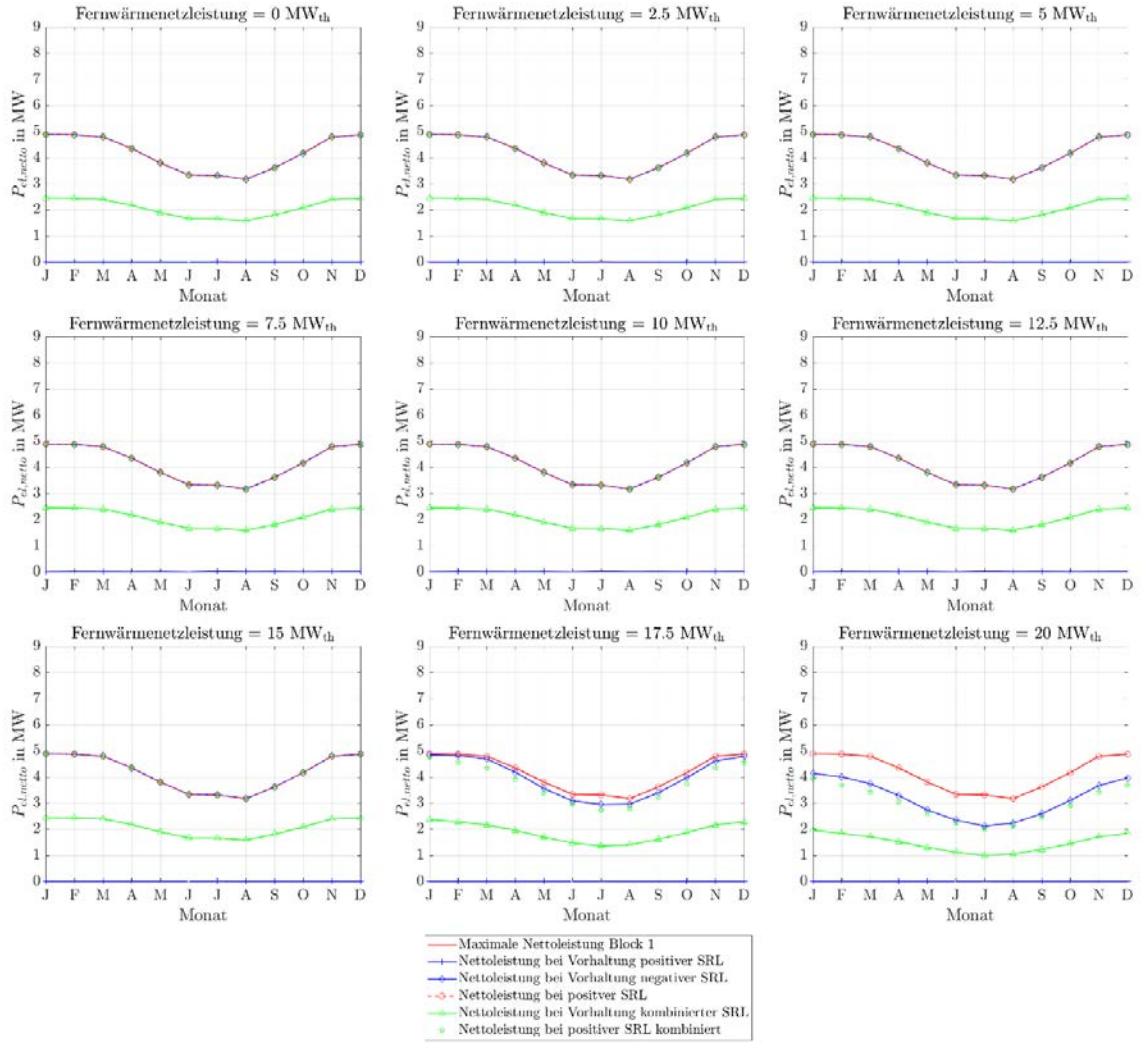
4.8.3.4 Angebot von Regelleistung von 8 – 20 Uhr in den drei 4-Stunden-Zeitscheiben am Tag

Die vierte betrachtete Betriebsstrategie sieht ein Angebot von Regelleistung von täglich 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr vor, was dem bisherigen Angebotszeitraum für die Tagstunden entspricht. Somit stehen maximal drei 4h-Zeitscheiben zur Beladung des Speichers zur Verfügung, um über drei 4h-Zeitscheiben hinweg Regelleistung anbieten zu können. Um die maximal erzielbaren Leistungen zu ermitteln, wird in den folgenden Abschnitten eine Einspeicherdauer von jeweils drei 4h-Zeitscheiben betrachtet.

Sekundärregelleistung

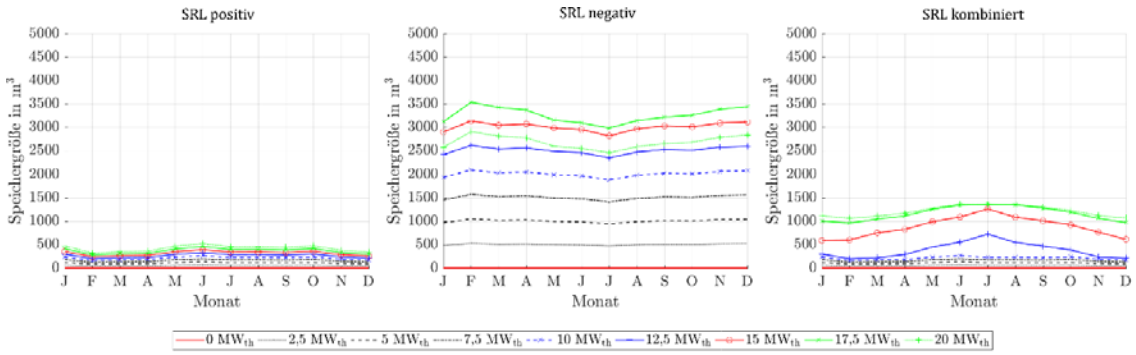
Abbildung 119 stellt die bei Nutzung von drei 4h-Zeitscheiben zur Einspeicherung erzielbaren Leistungsniveaus für Regelleistung bei einem Angebotszeitraum von drei 4h-Zeitfenstern für das Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz dar. Aus Abbildung 120 gehen die dazu notwendigen Speichergrößen hervor. Abbildung 121 und Abbildung 122 zeigen die Ergebnisse der Berechnungen für das Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher, Abbildung 123 und Abbildung 124 die Ergebnisse für das Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher.

Abbildung 119: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



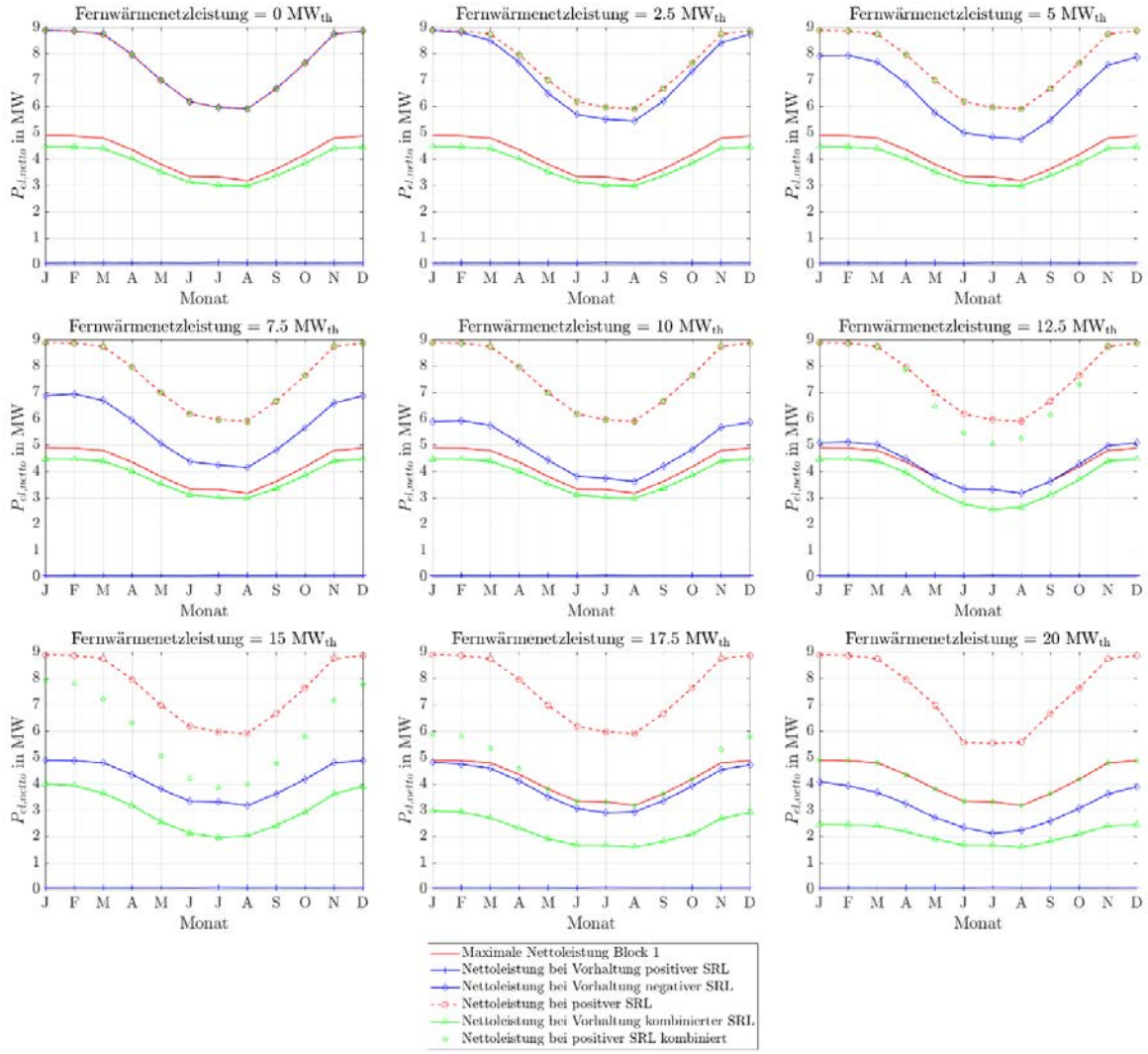
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 120: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



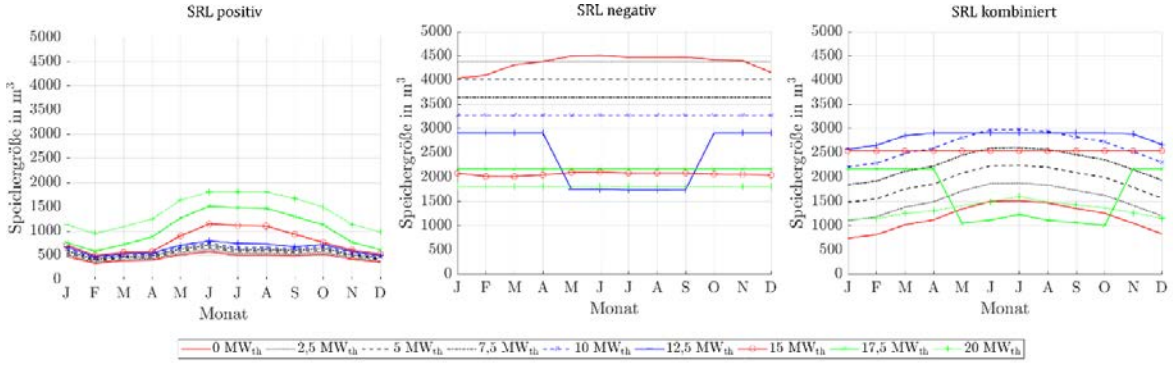
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 121: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



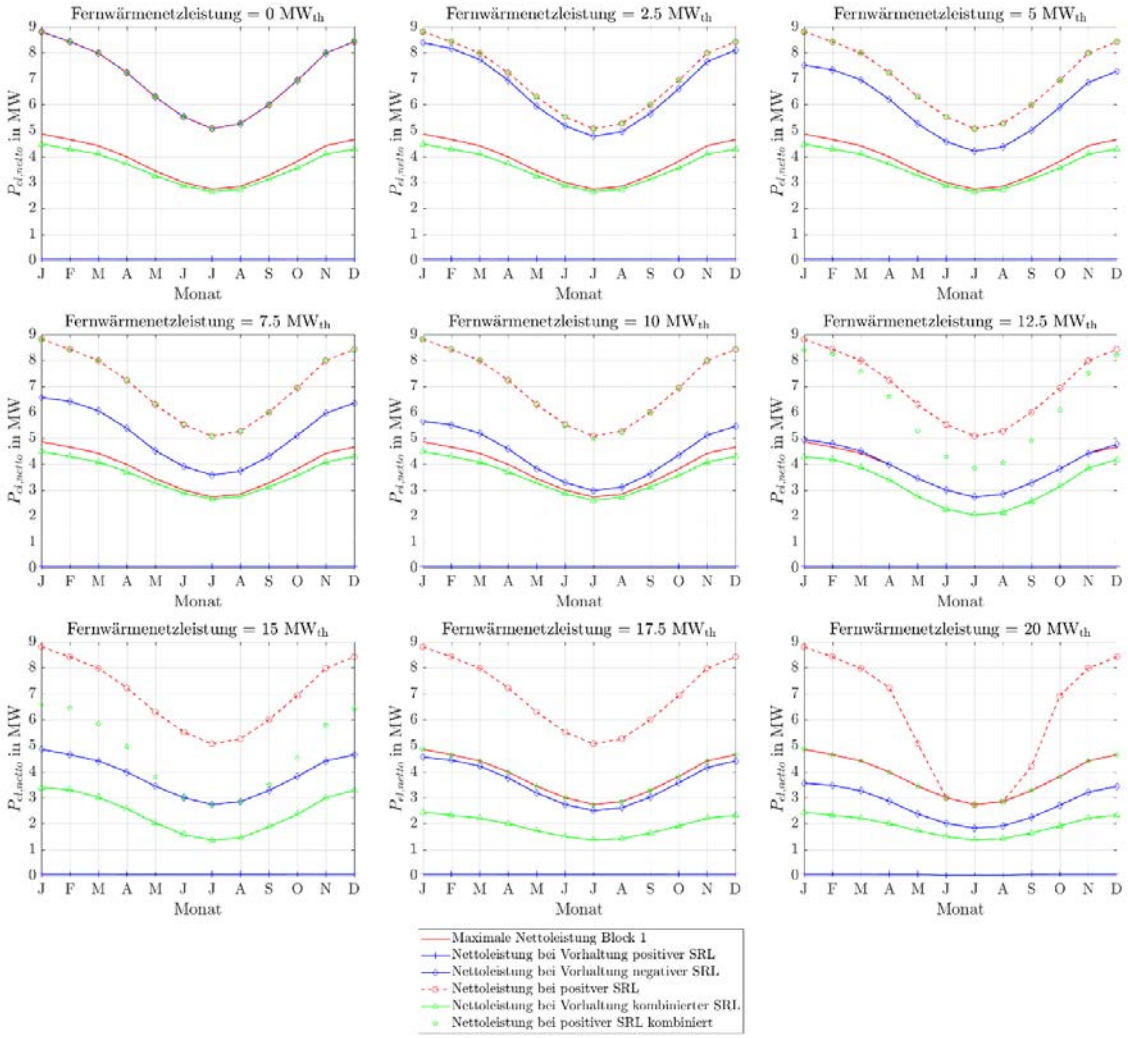
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 122: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



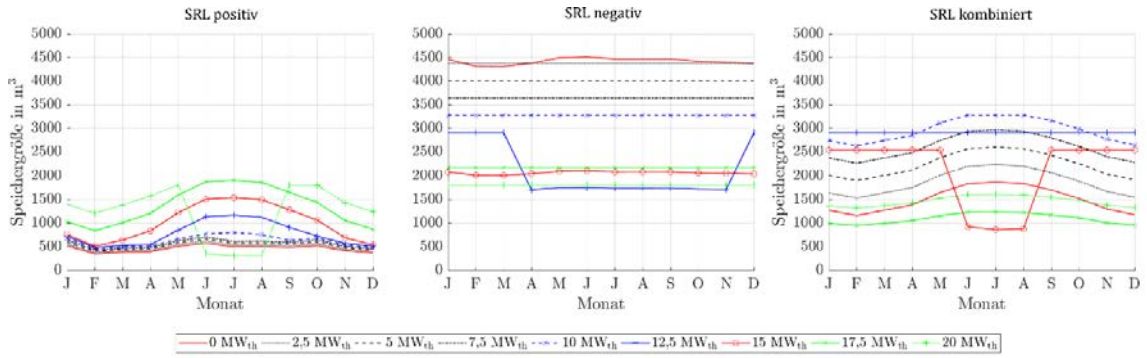
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 123: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 124: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Bei Angebot von Sekundärregelleistung über die Tagesstunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr können bei der Nutzung von drei 4h-Zeitscheiben zur Einspeicherung mit dem Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz für Fernwärmeleistungen bis zu 15 MW_{th} die maximalen Leistungsniveaus der unterschiedlichen Regelleistungsarten bereitgestellt werden. Mit dem Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher und dem Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher können die maximalen Niveaus nur erreicht werden, sofern keine Leistung in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Die in Kombination mit dem Thermalwasserspeicher erzielbaren Leistungen liegen in der Regel über denen, die mit dem Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher erzeugt werden können. Die bereits erwähnten Sprünge in den Größen der Speicher bei Abschaltung des zweiten Blocks sind auch für diese Betriebsstrategie vorhanden.

Minutenregelleistung

Analog zu den Berechnungen für Sekundärregelleistung wurden die Berechnungen für die Minutenregelleistung durchgeführt, deren Ergebnisse sind in Anhang P zu sehen.

4.8.3.5 Angebot von Regelleistung von 20 – 8 Uhr in den drei 4-Stunden-Zeitscheiben in der Nacht

Die Berechnungen zum Angebot von Regelleistung im Zeitraum 20:00 Uhr bis 08:00 Uhr entsprechen denen des Angebots von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr. Die Ergebnisse können Kapitel 4.8.3.4 entnommen werden.

4.8.4 Zusammenfassung und Bewertung der Flexibilitätspotenziale (eingeschränkte zeitliche Verfügbarkeit)

Zusammenfassend können folgende Ergebnisse der stationären Regelleistungsbereitstellung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit von Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen im Bestand mit den identifizierten Möglichkeiten der Leistungsvariation und Flexibilisierung festgehalten werden:

1. Mit steigenden Außentemperaturen im Jahresverlauf nimmt das Regelleistungsangebot für alle Flexibilitätsoptionen stark ab und ist somit im Sommer geringer.
2. Eine hohe thermische Leistung des Fernwärmenetzes schränkt lediglich das Regelleistungsangebot für negative Regelleistung alle Flexibilitätsoptionen ein, nicht jedoch für positive Regelleistung.
3. Die Kraftwerkserweiterung um einen zweiten Block ist in Verbindung mit einem Speicher im Kraftwerk für die Bereitstellung von positiver Sekundär- und Minutenregelleistung sinnvoll.

In Abbildung 125 ist das technische Potenzial der Regelleistungsbereitstellung und der technische Aufwand für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen bewertet.

Abbildung 125: Bewertung der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des technischen Potenzials der Regelleistungsbereitstellung und des technischen Aufwands mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit.

	Technisches Potenzial der Regelleistungsbereitstellung					Technischer Aufwand
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung		Minutenregelleistung		
		Positive RL	Negative RL	Positive RL	Negative RL	
Bestandsanlagen ohne Modifikation	nicht vorhanden	gering	gering	gering	gering	gering
Fernwärmenetzspeicher	nicht vorhanden	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel
Thermalwasserspeicher	nicht vorhanden	groß	groß	groß	groß	groß
Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk	nicht vorhanden	groß	groß	groß	groß	groß
Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher	gering	gering	gering*	gering	gering*	sehr groß

*kein signifikanter Vorteil zu Bestandsanlagen ohne Modifikation

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Bewertung in Abbildung 125 zeigt, dass das technische Potenzial der positiven und negativen Regelleistungsbereitstellung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit für alle Flexibilitätsoptionen, ausgenommen die Fahrweise mit modifiziertem Gleitdruck und Dampfspeicher, mittel bis groß ist (Betrachtung für Primärregelleistung siehe Kapitel 4.7.5). Die Einschränkung der zeitlichen Verfügbarkeit erhöht das Potenzial der Regelleistungsbereitstellung im Vergleich zur dauerhaften zeitlichen Verfügbarkeit erheblich. Der technische Aufwand bleibt unverändert, jedoch steigen die Investitionskosten durch das Erweitern der Speicherkapazitäten. Die Flexibilitätsoption Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz stellt einen Kompromiss aus mittlerem technischen Potenzial und mittlerem technischen Aufwand dar. Bei Inkaufnahme höherer Kosten und größerem technischen Aufwand weisen der Thermalwasserspeicher und der Heißwasserspeicher für Heiz- und Kraftwerk das größte technische Potenzial auf. Die ökonomische Betrachtung in Kapitel 5 fokussiert sich deshalb ausschließlich auf die dauerhafte Bereitstellung von Regelleistung.

4.9 Technologie-Vergleich

Ein Technologievergleich Geothermie-basierter Strom- und Wärmesysteme mit konventioneller Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist Tabelle 20 zu entnehmen. Dabei werden die verschiedenen Technologieoptionen hinsichtlich ihrer Stromkennzahl $\sigma = P_{el}/\dot{Q}_{th}$, des elektrischen Nettowirkungsgrades, des im KWK-Betrieb erreichbaren Gesamtwirkungsgrades und anhand der spezifischen betriebsgebundenen CO_2-Emissionen verglichen. Bei der Geothermie werden zwei Szenarien unterschieden. Im Netto-Fall wird der Strom für die Tauchkreiselpumpe durch das Geothermiekraftwerk gedeckt und im BHKW-Fall wird der Strom für die Tauchkreiselpumpe durch einen Gasmotor bereitgestellt.

Je höher die Stromkennzahl, desto mehr Strom wird im Vergleich zur Wärme produziert. Die Geothermie zeigt hier eine sehr variable Stromkennzahl (Var), wodurch eine sehr große Flexibilität zwischen Strom- und Wärmeerzeugung gewährleistet ist. Bestimmte Technologien sind durch ihre fixe Kopplung an die Wärmeproduktion oder Wärmenachfrage weniger flexibel (Fix).

Geothermie-basierte Strom- und Wärmesysteme weisen mit etwa 10 % einen relativ niedrigen elektrischen Wirkungsgrad auf, was den geringen Temperaturen der Wärmequelle geschuldet ist. Andere Technologien erreichen elektrische Wirkungsgrade bis 60 % (Brennstoffzelle).

Die Gesamtwirkungsgrade fassen die Strom- und Wärmeproduktion zusammen und liegen bei den konventionellen Technologien zwischen 75 % und 98 %. Die Geothermie erreicht hier nur Werte bis

60 %, was ebenfalls der niedrigen Temperaturausnutzung geschuldet ist. Die ungenutzte Wärme ist aber nicht verloren, sondern führt zu einer nachhaltigeren Bewirtschaftung des Reservoirs.

Die CO_2-Emissionen pro erzeugter Energieeinheit[5] sind bei der Geothermie deutlich positiver zu bewerten als bei fossil betriebener KWK. Letztere kommt im besten Fall auf 0,22 kg/kWh. Geothermie (netto) ist im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken mit keinen betriebsgebundenen CO_2-Emissionen verbunden.

Tabelle 20: Vergleich von KWK-Technologien mit einem Geothermie-basierten Strom- und Wärmesystem. Technische Spezifikationen für KWK-Systeme aus [99; 100]. Eigene Berechnungen: Geothermieparameter und Bewertung der CO_2-Emissionen. Letztere basierend auf spezifischen Emissionen für Brennstoffe aus [99]

Technologie	σ		$\eta_{el,netto}$	η_{ges}	CO_2-Emissionen[6] [kg/kWh]
Gasmotor	0,3-0,8	Fix	0,25-0,35	0,80-0,95	0,81-0,22
Dieselmotor	0,6-1,2	Fix	0,4-0,45	0,85-0,98	0,51-0,27
GT mit Abwärmenutzung	0,30-0,70	Fix	0,35-0,40	0,70-0,85	0,58-0,24
Dampfkraftwerk (GD[7])	0,30-0,60	Fix	0,44-0,52	0,82-0,90	0,76-0,38
Dampfkraftwerk (EK[8])	0,80-2,50	Var	0,36-0,40	0,55-0,75	0,93-0,46
GuD (GD)	0,70-0,85	Fix	0,40-0,50	0,80-0,90	0,51-0,22
GuD (EK)	1,50-2,70	Var	0,35-0,52	0,60-0,75	0,57-0,29
Brennstoffzelle	1,50-6,00	Fix	0,40-0,60	0,75-0,83	0,51-0,25
Geothermie (Netto)	0,00-∞	Var	0,09	0,09-0,60	0,00
Geothermie (BHKW)	0,00-2,30	Var	0,12	0,12-0,60	0,06-0,01

[5] Bei der Betrachtung wird nicht zwischen Strom und Wärme unterschieden.

[6] Betriebsgebunden, Berechnung über Wirkungsgrade und eingesetze Brennstoffe.

[7] GD = Gegendruckturbine

[8] EK = Entnahmekondensationsturbine

5 Wirtschaftliche Bewertung

Ziel des folgenden Kapitels ist die Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials des flexiblen Betriebs der Tiefengeothermie. Hierzu gehört einerseits eine Untersuchung der durch den flexiblen Betrieb möglichen (Mehr-)Erlöse, aber auch der zugehörigen Kosten, die z. B. durch notwendige Umrüstmaßnahmen, wie Wärmespeicher entstehen. Durch Kombination von Mehrerlösen und Kosten werden die durch den flexiblen Betrieb möglichen Zusatzgewinne für Anlagenbetreiber von Geothermiekraftwerken bestimmt. Die Ausgangssituation für diese Betrachtung bilden die Ergebnisse der vorgelagerten Kapitel 3 und 4. Insbesondere die zuvor bestimmten technischen Flexibilisierungsoptionen und Anlagenkonfigurationen, die zugehörigen technischen Flexibilitätspotentiale der dauerhaften Bereitstellung von Regelleistung (vgl. Kapitel 4.7 und 4.8), die Anlageparameter sowie die Anlagendimensionierung finden Eingang in die wirtschaftliche Bewertung.

Übergeordnet sollen folgendende Hauptfragen beantwortet werden:

- Wie hoch sind die Erlöspotentiale und zugehörigen Kosten der Bereitstellung von Regelleistung?
- Welche Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung?
- Welche Kombinationen verschiedener Regelleistungsprodukte sind ökonomisch sinnvoll?
- Inwieweit wird das Flexibilitätspotential im betriebswirtschaftlich optimalen Betrieb ausgenutzt?

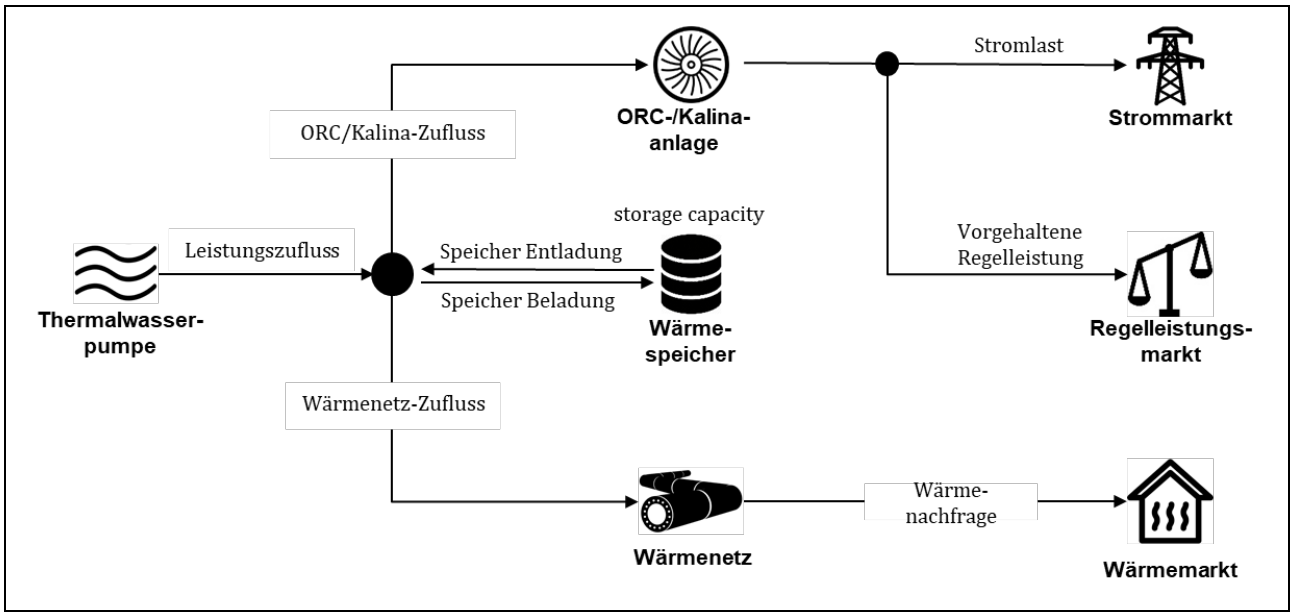
5.1 Aufbau des Optimierungsmodells

5.1.1 Schematischer Aufbau und Funktionsweise des Optimierungsmodells

Der Betriebsraum der Geothermieanlagen wird bestimmt durch die technischen Flexibilitätseigenschaften der Anlage sowie den marktseitig gegebenen Anforderungen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt und den Spezifikationen der einzelnen Regelleistungsprodukte. Es ergibt sich daraus eine Vielzahl an möglichen Betriebsstrategien. Um wirtschaftlich optimale Betriebsstrategien unter verschiedenen Preis- und Kostenentwicklungen sowie das damit verbundene wirtschaftliche Potential des flexiblen Betriebs bestimmen zu können, wird deshalb im Rahmen dieser Studie ein Optimierungsmodell entwickelt. In diesem wird das Agieren der Geothermieanlage auf den verschiedenen Märkten simuliert und für verschiedene Szenarien die jeweils optimale Betriebsstrategie identifiziert. Für diese Strategien wird dann das jeweilige wirtschaftliche Potential in Form von Erlösen und Gewinnen berechnet.

Abbildung 126 stellt schematisch den Aufbau des Systems dar. Der Leistungszufluss aus der Thermalwasserquelle wird verwendet für die Erfüllung der Wärmenachfrage im Wärmenetz. Die bereitgestellte Wärmemenge wird zu Marktpreisen vergütet, Überschussenergie kann zur Stromerzeugung verwendet werden. Die erzeugte Strommenge wird dabei am Strommarkt abgesetzt und je nach betrachtetem Szenario mit einem festen Einspeisetarif oder zu Marktpreisen mit/ohne Marktprämie entlohnt. Zusätzlich kann die Geothermieanlage im flexiblen Betrieb am Regelleistungsmarkt teilnehmen und positive- sowie negative Regelleistung vorhalten. Wie in Kapitel 4 erarbeitet, ist hierfür eine Speicherlösung in Form eines Heißwasserspeichers im Fernwärmenetz, eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk oder eines Heißwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk notwendig. Im Optimierungsmodell werden die verschiedenen Speicherlösungen nicht differenziert betrachtet, sondern vereinfacht in Form eines generischen Wärmespeichers. Mögliche Unterschiede auf der Kostenseite werden dann in der späteren Analyse berücksichtigt. Da der Dampfspeicher im Kraftwerk in der Praxis nur schwer realisierbar ist, wird er in den Analysen nicht weiters betrachtet (vgl. Kapitel 4.7.5)

Abbildung 126: Schematischer Aufbau des Optimierungsmodells.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Energieflüsse im System sind bestimmt durch die bereits ermittelten technischen Rahmenbedingungen und Flexibilitätspotentiale, die Anlagendimensionierung, sowie die marktseitig gegebenen Restriktionen.

Ein Geothermieanlagenbetreiber wird seine Betriebsstrategie, also die Steuerung der Energieflüsse zu jedem Zeitpunkt, so wählen, dass unter Einhaltung der der technischen Restriktionen sowie der Marktrestriktionen, seine Gewinne maximiert werden. Der Gewinn ist hier definiert als die Summe der Erlöse auf den unterschiedlichen Märkten abzüglich der Kosten, die mit einem flexiblen Betrieb einhergehen. Eine solche Strategie wird mit Hilfe des Optimierungsmodells für die ausgewählten Referenzanlagen simuliert. Die Simulation erfolgt basierend auf Typtagen (siehe Kapitel 5.2.1), die als repräsentativ für das jeweilige Betrachtungsjahr angesehen werden können. Die dadurch ermittelten Jahreserlöse und Jahresgewinne im flexiblen Betrieb mit Regelleistungsbereitstellung werden dann mit jenen in einem Betrieb ohne Regelleistungsbereitstellung verglichen. Daraus ergibt sich eine Abschätzung für das wirtschaftliche Potential des flexiblen Betriebs.

Um die komplexen Zusammenhänge in einem Optimierungsmodell darstellen zu können, müssen verschiedene Vereinfachungen und Grundannahmen getroffen werden: Es wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber Preisnehmer ist, also durch seine Strategie die Preise auf den verschiedenen Märkten nicht beeinflussen kann. Netzengpässe und Transaktionskosten werden im Modell nicht berücksichtigt. Das Modell wird formuliert als deterministisches, gemischt-ganzzahliges lineares Programm (MILP). Unsicherheiten in den Marktpreisen und im Abruf von Regelleistung werden also nicht berücksichtigt. Der Betreiber kennt damit zu jedem Zeitpunkt die jeweils vorherrschenden Marktpreise. Diese Vereinfachung führt dazu, dass die Ergebnisse der Simulationen als obere Grenze des wirtschaftlichen Potentials gesehen werden müssen. In Realität werden sich Potentiale ergeben, die abhängig von der jeweiligen Güte der Prognosemodelle der Betreiber, geringer ausfallen werden. Die zeitliche Auflösung der Modellierung beträgt 15 Minuten, um die Spezifika des Regelleistungsmarkts in geeigneter Form darstellen zu können. Das Optimierungsmodell wird mit der Modellierungssoftware GAMS implementiert und mit dem Solver CPLEX gelöst.

5.1.2 Mathematische Formulierung des Optimierungsmodells

Zielfunktion:

Ziel des Optimierungsmodells ist die Maximierung der Erlöse Π des Betreibers, die sich zusammensetzen aus den Erlösen am Strommarkt Π^e, den Erlösen durch Teilnahme am Regelleistungsmarkt Π^b sowie den Erlösen durch Bereitstellung von Wärme Π^h. Die Zielfunktion kann wie folgt beschrieben werden:

$$\max \Pi = \max\left(\Pi^h + \Pi^e + \Pi^b\right). \qquad \text{Gleichung 39}$$

Die Erlöse am Strommarkt in jedem Zeitschritt $t \in T$ lassen sich darstellen als das Produkt aus der Strommenge q_t^e und dem jeweils geltenden Preis p_t^e (Marktpreis bzw. fixer Einspeisetarif). Der Betrachtungszeitraum aus 23 Typtagen ist unterteilt in $T = 23 \cdot 24 \cdot 4 = 2.208$ Zeitschritte (siehe Kapitel 5.2.1). Somit gilt für die Summe der Erlöse im Betrachtungszeitraum

$$\Pi^e = \sum_{t \in T} q_t^e \cdot p_t^e \qquad \forall t \in T. \qquad \text{Gleichung 40}$$

Die Erlöse am Wärmemarkt sind analog definiert als Produkt aus der Wärmemenge q_t^h und dem Preis für Wärme p_t^h, womit sich ergibt:

$$\Pi^h = \sum_{t \in T} q_t^h \cdot p_t^h \qquad \forall t \in T \qquad \text{Gleichung 41}$$

Die Erlöse am Regelleistungsmarkt setzen sich zusammen aus den Erlösen für die Vorhaltung von Regelleistung, die sich durch Multiplikation des jeweilig gebotenen Leistungspreises $p_{m,t}^c$ mit der vorgehaltenen Leistung $q_{m,t}^c$ ergibt sowie den Erlösen durch den Abruf von Regelleistung, definiert als das Produkt aus dem Gebot des Arbeitspreises $p_{m,t}^a$ und der abgerufenen Energiemenge $q_{m,t}^a$ herleitet. Das jeweilige Regelleistungsprodukt wird beschrieben durch $m \in \{1; 2\}$, wobei positive sekundäre Regelleistung als Produkt 1, negative sekundäre Regelleistung als Produkt 2 dargestellt wird. Damit gilt:

$$\Pi^b = \sum_{m \in M} \sum_{t \in T} \left[q_{m,t}^c \cdot p_{m,t}^c + q_{m,t}^a \cdot p_{m,t}^a\right] \qquad \forall m \in M, \forall t \in T. \qquad \text{Gleichung 42}$$

Bei konstantem Betrieb der Thermalwasserpumpe kann davon ausgegangen werden, dass die Bereitstellung von Regelleistung keine zusätzlichen variablen Betriebskosten verursacht. Zusätzlich entstehende variable administrative Kosten für die Vermarktung der Regelleistung sind als gering zu erwarten und werden deshalb zur Vereinfachung der Modellierung nicht in die Zielfunktion mit aufgenommen. Fixkosten, die insbesondere die Investitionskosten in den Speicher sowie fixe Kosten für den Betrieb des Speichers umfassen, sind durch die Betriebsstrategie ebenfalls unberührt und finden deshalb keinen Eingang in die Zielfunktion. Sie finden aber Eingang in die weiterführenden Analysen, die neben dem Erlöspotential auch das Gewinnpotential der Anlage in die Betrachtung mit einbeziehen.

Zentrale Energiebedingungen:

Das energetische Gleichgewicht innerhalb der Anlage muss zu jedem Zeitpunkt *t* aufrechterhalten sein. Der konstante Energiezufluss durch die Thermalwasserpumpe $\overline{q}^p$ dient als primäre Energiequelle im System. Zusätzlich kann temporär der Wärmezufluss durch Entladung des Speichers $q_t^{hs,out}$ erhöht werden. Die Energienachfrage im System setzt sich zusammen aus der nachgefragten Wärmemenge des Verteilnetzes q_t^h , dem thermischen Energiezufluss in die ORC-/Kalinaanlage q_t^{orc} sowie dem thermischen Speicherzufluss $q_{s,t}^{hs,in}$. Gleichung 43 fasst diese Beziehung zwischen Energiezufluss und Energienachfrage zusammen als

$$\overline{q}^{p} + q_t^{hs,out} \geq q_t^{h} + q_t^{orc} + q_t^{hs,in} \qquad \forall t \in T. \qquad \text{Gleichung 43}$$

Der Energiefluss in die ORC-/Kalinaanlage wird entweder für die Erzeugung von Strom q_t^e oder die Bereitstellung von positiver Regelleistung $q_{s,1,t}^a$ verwendet. Ein Abruf negativer Regelleistung $q_{s,2,t}^a$ geht negativ in die Gleichung mit ein, da er die zu erzeugende Strommenge reduziert. Die Effizienz der ORC-/Kalinaanlage $\overline{\eta}_t^{\,orc}$ ist stark durch die Umgebungstemperatur beeinflusst und ist damit abhängig vom jeweiligen Typtag und der Zeit t. Damit gilt:

$$q_t^{orc} \cdot \overline{\eta}_t^{\,orc} = q_t^e + q_{1,t}^a - q_{2,t}^a \qquad \forall t \in T \qquad \text{Gleichung 44}$$

Gleichung 45 und Gleichung 46 beschreiben die obere und untere Betriebsgrenze der ORC-Anlage.

$$q_t^{orc} \leq \overline{q}^{orc} \qquad \forall t \in T \qquad \text{Gleichung 45}$$

$$q_t^{orc} \geq \begin{cases} \underline{q}^{orc} & if\ q_t^{orc} > 0 \\ 0 & else \end{cases} \qquad \forall t \in T \qquad \text{Gleichung 46}$$

Gleichung 47 beschränkt das mögliche Angebot an negativer Regelleistung als die Differenz zwischen der geplanten Stromerzeugung q_t^e und der unteren Betriebsgrenze $\underline{q}^{orc}$. Um die Relation zwischen vorgehaltener Kapazität und Energiemenge herzustellen, ist aufgrund des Optimierungsintervalls von 15 Minuten ein Adjustierungsfaktor von $\frac{60min}{15min} = 4$ notwendig.

$$q_{m,t}^c \leq \begin{cases} 4 \cdot \left(q_t^e - \underline{q}^{orc}\right) & if\ q_t^e > 0 \\ 0 & else \end{cases} \qquad \forall t \in T,\ \forall m \in \{2\} \qquad \text{Gleichung 47}$$

Analog wird das mögliche Angebot an positiver Regelleistung begrenzt durch die Differenz aus der oberen Betriebsgrenze $\overline{q}^{orc}$ und der geplanten Stromerzeugung q_t^e :

$$q_{m,t}^c \leq 4 \cdot \left(\overline{q}^{orc} - q_t^e\right) \qquad \forall t \in T,\ \forall m \in \{1\} \qquad \text{Gleichung 48}$$

Zusätzlich wird die maximale Vorhaltung von Regelleistung beschränkt durch die in Kapitel 4 definierten oberen Grenzen $\overline{q}_{m,t}^c$ für jedes Regeleistungsprodukt *m*, die je nach Jahreszeit und Fernwärmenetzleistung unterschiedliche Werte annehmen können.

$$q_{m,t}^c \leq 4 \cdot \overline{q}_{m,t}^c \qquad \forall t \in T,\ \forall m \in M \qquad \text{Gleichung 49}$$

Wärmespeicher:

Der Füllstand des Wärmespeichers $l_{s,t}^{hs}$ entspricht dem Speicherfüllstand der vorherigen Periode $l_{s,t-1}^{hs}$ zuzüglich der eingespeicherten Energiemenge $q_{s,t}^{hs,in}$, abzüglich der ausgespeicherten Energiemenge $q_{s,t}^{hs,out}$. Analog zu [100] und [101] wird ein Speicherverlust von $h \cdot l_{s,t}^{hs}$ je Zeitschritt t angenommen. Damit wird der Füllstand der jeweiligen Periode beschrieben durch

$$l_t^{hs} = l_{t-1}^{hs} \cdot (1-h) + q_t^{hs,in} - q_t^{hs,out} \qquad \forall t \in T. \qquad \text{Gleichung 50}$$

Obere und untere Grenzen des Speichers sind gegeben durch die installierte Kapazität $\overline{l}^{hs}$ des Speichers bzw. durch die technisch bedingte minimale Entladetiefen $\underline{l}^{hs}$, womit gilt:

$$\underline{l}^{hs} \leq l_t^{hs} \leq \overline{l}^{hs} \qquad \forall t \in T \qquad \text{Gleichung 51}$$

Marktrestriktionen:

Der Strommarkt (Day-Ahead-Markt) und der Regelleistungsmarkt bedingen zusätzliche Grenzen für die an dem jeweiligen Markt gehandelten Energiemengen. Gleichung 52 modelliert im Falle der Direktvermarktung der erzeugten Energiemenge die bereitgestellte Stromleistung als

$$q_t^e = q_{t-1}^e \qquad \forall t \in \{t \mid t - 1 \mod 4 \neq 0\}, \qquad \text{Gleichung 52}$$

was einer konstanten Erzeugung innerhalb einer Zeitscheibe von vier 15-Minuten-Intervallen entspricht. Der Fokus der wirtschaftlichen Analyse liegt auf dem Angebot von negativer und positiver Sekundäregelleistung. Ab 12. Juli 2018 wurde das Auktionsdesign für Sekundärregelleistungserbringung angepasst hin zu verkürzten Ausschreibungsperioden [4]. Während zuvor jede Woche unterteilt ist in die zwei Ausschreibungsperioden HT und NT, werden nun je Tag 6 Ausschreibungsperioden mit jeweils 4 Stunden Länge ausgeschrieben. Die Vorhaltung von Regelleistung wird also innerhalb einer 4-Stundenzeitscheibe konstant erbracht, was beschrieben werden kann durch

$$q_{m,t}^c = q_{m,t-1}^c \qquad \forall m \in M, \forall t \in \{t \mid t - 1 \mod TB \neq 0\}, \qquad \text{Gleichung 53}$$

wobei $TB = 4 \cdot 4 = 16$ der Zeitlänge (in 15-Minutenintervallen) der Ausschreibungsperiode von sekundärer Regelleistung nach dem 12. Juli 2018 entspricht.

Abruf von Regelleistung:

Der Abruf von Regelleistung wird dargestellt als:

$$q_{m,t}^a = \frac{1}{4} \cdot q_{m,t}^c \cdot \phi_{m,t}^a \cdot \gamma_m \qquad \forall m \in M, \forall t \in T \qquad \text{Gleichung 54}$$

Dabei entspricht die abgerufene Regelleistungsenergie $q_{m,t}^a$ im Falle eines Abrufs stets der vorgehaltenen Regelleistungskapazität $q_{m,t}^c$ multipliziert mit der durchschnittlichen Abrufdauer γ_m. Da sich die Vorhaltung $q_{m,t}^c$ auf stündliche Kapazitäten, die abgerufene Leistung $q_{m,t}^a$ aber auf viertelstündliche Energiemengen bezieht, muss um den Faktor ¼ adjustiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass im Falle eines Abrufs stets die gesamte vorgehaltene Regelleistung abgerufen wird. $\phi_{m,t}^a$ stellt das Abrufprofil für jedes Produkt m dar. Wie dieses ermittelt wird, wird im Folgenden näher erläutert.

5.1.3 Zusammenhang zwischen Abrufwahrscheinlichkeit und Gebotshöhe

Eine Charakteristik des Markts für sekundäre Regelleistung ist das zweistufige Auktionsdesign. Durch die Höhe des Gebots für den Leistungspreis kann die Wahrscheinlichkeit für einen Gebotszuschlag und damit die Vorhaltung von Regelleistung beeinflusst werden. Im Modell wird davon ausgegangen, dass mit einer geeigneten Bietstrategie stets der Median des im Jahresmittel gebotenen Leistungspreises erzielt werden kann, welcher als Leistungspreis $p_{m,t}^c$ in das Modell einfließt. Diese Vereinfachung erscheint notwendig, um die wirtschaftlichen Potentiale der Regelleistungserbringung möglichst allgemeingültig darstellen zu können und gleichzeitig abgekoppelt von einer starken Analyse versierter Bietstrategien diskutieren zu können. Gleichzeitig kann durch die Höhe des Gebots für den Arbeitspreis die Abrufwahrscheinlichkeit und damit die Abrufhäufigkeit aktiv beeinflusst werden. Dies beeinflusst wiederum direkt die Erlöse aus dem Abruf von Regelleistung. Eine separate Modellierung des Zusammenhangs zwischen Gebotshöhe und der Abrufwahrscheinlichkeit ist deshalb notwendig, um diese Eigenschaft des Regelleistungsmarkts im Modell abbilden zu können. Im Modell wird davon ausgegangen, dass je Produkt und Periode ein Gebot für den Arbeitspreis in Höhe des ω-Quantils des men-

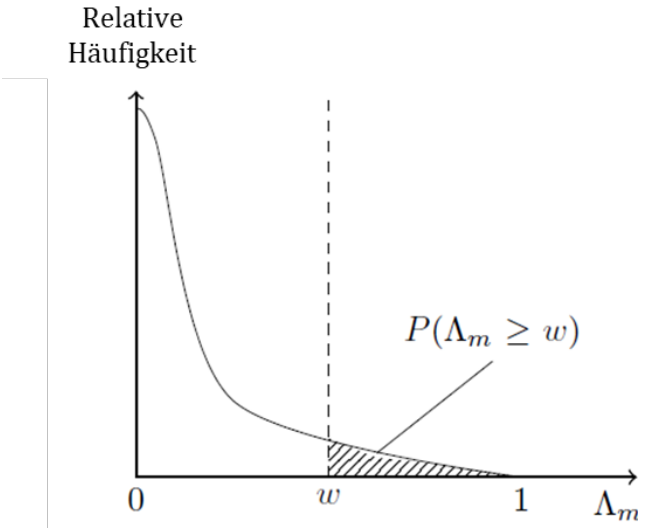
gengewichteten Arbeitspreises abgegeben wird. Ein Gebot des ω-Quantils des mengengewichteten Arbeitspreises bedeutet, dass die vorgehaltene Leistung genau dann aktiviert wird, wenn ein Anteil größer ω der ausgeschriebenen Leistung abgerufen wird. Die Voraussetzung eines Abrufs in Periode i lässt sich damit darstellen als $\lambda_m(i) \geq \omega$ mit

$$\lambda_m(i) = \frac{Aktivierte\ Regelleistung\ von\ Produkts\ m\ in\ i}{Gesamte\ Marktkapazität\ von\ Produkt\ m\ in\ i} \qquad \text{Gleichung 55}$$

die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs kann dann beschrieben werden als

$$P(\lambda_m \geq \omega) \approx \frac{|\{i \in I\,|\lambda_m(i) \geq \omega\}|}{|I|} \qquad \text{Gleichung 56}$$

Abbildung 127: Exemplarische Häufigkeitsverteilung des Verhältnisses von abgerufener Regelleistung zu ausgeschriebener Regelleistung.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 127 zeigt eine exemplarische Häufigkeitsverteilung des Verhältnisses von abgerufener Regelleistung zu ausgeschriebener Regelleistung $\lambda_m(i)$. Die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs $P(\lambda_m \geq \omega)$ entspricht der Fläche unterhalb des Graphen im Intervall $[\omega; 1]$. Diese Abrufwahrscheinlichkeit wird basierend auf historischen Daten des Jahres 2016 berechnet und als für die Zukunft repräsentativ angenommen. Darauf basierend werden für jeden Produkttyp Abrufprofile $\phi^a_{m,t}$ simuliert. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Abrufe einer Binomialverteilung mit $\Phi_{m,t} \sim B(n, P(\lambda_m \geq \omega)$ folgen. Berechnungen zeigen für die sekundäre Regelleistung folgende Abrufwahrscheinlichkeiten (Tabelle 21) in Abhängigkeit des gebotenen Quantils der mengengewichteten Arbeitspreisgebote (Betrachtungsjahr 2016):

Tabelle 21: Abrufwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit des gebotenen Quantils

	positive Sekundärregelleistung	negative Sekundärregelleistung
Q25	21,8%	9,4%
Q50	7,2%	2,6%
Q75	2,2%	0,7%

5.2 Beschreibung der Input Daten

In das Modell fließen folgende Daten ein:

- Einspeisetarife für Stromerzeugung bzw. Day-Ahead Strompreise
- Regelleistungspreise (Leistungs- und Arbeitspreis)
- Abrufwahrscheinlichkeiten für Regelleistung
- Wärmenachfrage
- Wärmepreise
- Leistungszufluss durch die Thermalwasserpumpe
- Technische Anlagenparameter, wie z. B. Effizienz und Betriebsgrenzen ORC/Kalina-Parameter
- Kapazitäten der Anlagenkomponenten
- Technische Parameter des Wärmespeichers
- Umrüstkosten (insbesondere Speicherkosten)

Im Folgenden sollen die Input Daten, die in die wirtschaftliche Bewertung Einfluss finden, näher beschrieben werden.

5.2.1 Simulation von Typtagen mit Hilfe eines Cluster-Algorithmus

In Optimierungsmodellen im Energiebereich wird häufig eine Jahressimulation angewendet. Diese birgt allerdings den Nachteil der eingeschränkten Allgemeingültigkeit bzw. einer begrenzten Analysemöglichkeit hinsichtlich repräsentativer Tage. Bei einer wie in dem angewendeten Optimierungsmodell vorliegenden hohen zeitlichen Auflösung, geht eine Jahressimulation zusätzlich einher mit einer intensiven Rechenzeit des Solvers. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Studie ein Ansatz basierend auf repräsentativen Typtagen gewählt. Anstatt einer Simulation auf Jahresschärfe mit einem Zeitraum von T = 365 Tagen wird eine begrenzte Anzahl an repräsentativen Typtagen simuliert. Diese Typtage stehen stellvertretend für alle Tage im Jahr und erlauben einerseits eine detaillierte Optimierung mit begrenzter Rechenzeit, andererseits eine allgemeingültige Analyse der Ergebnisse. Zur Ableitung der repräsentativen Tage existieren in der Literatur verschiedene Ansätze. Im Rahmen der Studie wird ein Cluster-Algorithmus basierend auf [76] adaptiert, der geeignet ist, den typischen innertägigen Verlauf von Wärmenachfrage und Strompreis abzubilden. Im Folgenden soll der Ansatz kurz charakterisiert und beschrieben werden.

5.2.1.1 Beschreibung der Cluster-Methode

Das Vorgehen zur Bestimmung der repräsentativen Typtage kann durch einen 5-stufigen Prozess beschrieben werden.

1. **Vorgruppierung der Beobachtungspunkte in Jahreszeiten**

   Im ersten Schritt werden die Beobachtungspunkte in drei unterschiedliche Jahreszeiten vorgruppiert. Während Winter (Dezember, Januar, Februar) und Sommer (Juni, Juli, August) in ihrem Verlauf stark voneinander abweichen, sind sich die Jahreszeiten Frühling (März, April, Mai) und Herbst (September, Oktober, November) in ihrem Verlauf ähnlich, sodass diese innerhalb einer sog. Intermediate Jahreszeit zusammengefasst werden.

2. **Anwendung des Cluster-Algorithmus**

   Ein Cluster-Algorithmus gruppiert Beobachtungspunkte, in diesem Fall Preis- bzw. Wärmeverläufe der Beobachtungstage, in Gruppen, basierend auf ihrer Ähnlichkeit. Hier angewendet wird ein hierarchischer Cluster-Algorithmus, der mit einzelnen Beobachtungspunkten startet und diese iterativ zu Clustern gruppiert. Dadurch ist die Reproduzierbarkeit des Vorgehens gegeben. Die Gruppierung verfolgt dabei das Ziel, den Anstieg der Varianz innerhalb eines Clusters zu minimieren, d. h. möglichst ähnliche Tage zu Clustern zu gruppieren. Dies erfolgt

basierend auf dem Distanzmaß der Euklidischen Distanz. Die Euklidische Distanz zweier beobachteten Tage *d1* und *d2* ist definiert als

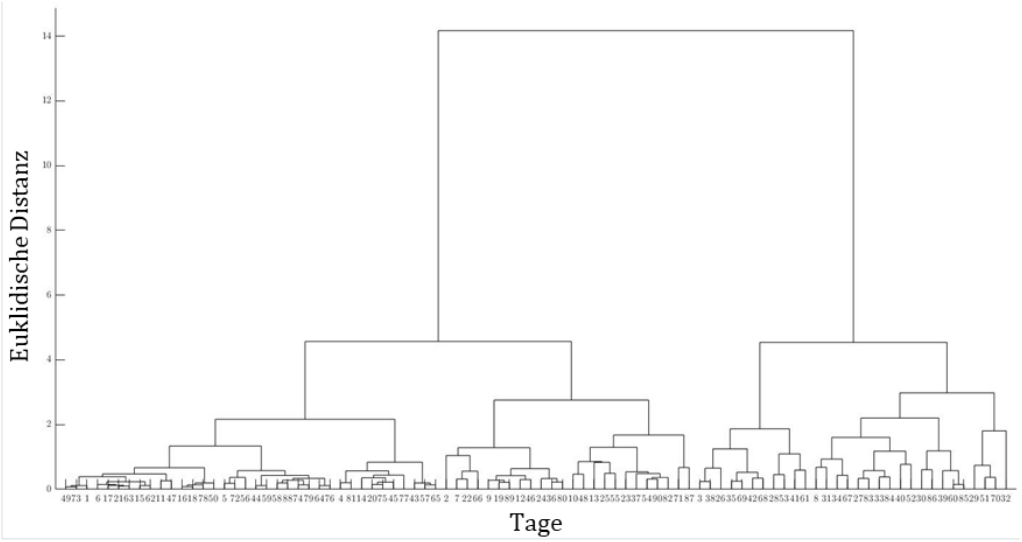
$$dist_{d1,d2} = \|V_{d1} - V_{d2}\|$$

mit: V_d Vektor der historischen Preise bzw. Wärmenachfrage

Gleichung 57

Abbildung 128 stellt ein Dendrogramm für die Clusterung der Strompreise dar. Auf der x-Achse sind die jeweiligen Beobachtungstage aufgetragen, auf der y-Achse die Distanz zwischen den Clustern, denen die Beobachtungstage zugeordnet sind.

Abbildung 128: Dendrogramm für die Clusterung von Day-Ahead Strompreisen (Winter 2016).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

3. Auswahl eines repräsentativen Tags je Cluster

Alle historischen Tage, die innerhalb eines Clusters gruppiert sind, werden durch denselben repräsentativen Tag V_c' dargestellt. Die Besonderheit der gewählten Methode liegt u. a. darin, dass anstelle von Cluster-Centroids (Cluster-Schwerpunkte/-Mittelwerte, vgl. [102]) spezifische historische Tage als repräsentative Tage ausgewählt werden. Dies führt zu einem besseren Abbild der beobachteten Zeitreihe. Der repräsentative Tag V_c' wird dabei so ausgewählt, dass er dem Cluster-Centroid $\bar{V}_c$ am nächsten liegt:

$$\mathrm{V_c'} = arg\min_{d \in D_c} \|\bar{V}_c - V_d\|$$

Gleichung 58

4. Gewichtung der repräsentativen Tage

Die repräsentativen Tage werden basierend auf der relativen Größe des zugehörigen Clusters gewichtet. Das zugehörige Gewicht ω_c des repräsentativen Typtags $\mathrm{V_c'}$ kann beschrieben werden als

$$\omega_c = \frac{n(D_c)}{n(D)}$$

Gleichung 59

wobei $n(D_c)$die Anzahl der historischen Tage beschreibt, die innerhalb des Clusters c gruppiert sind und $n(D)$ die Gesamtzahl der Tage im Daten-Set beschreibt.

5. **Skalierung der Zeitserien**

   Der gewichtete Durchschnitt der repräsentativen Tage kann vom Mittelwert der zugrundeliegenden beobachteten Zeitreihe abweichen. Aus diesem Grund wird eine Skalierung vorgenommen, um die korrekten Jahresmittelwerte zu erhalten.

5.2.1.2 Cluster-Ergebnisse für die Wärmenachfrage

In Kapitel 6 wird aufgezeigt, dass die Wärmelast in einem typischen Fernwärmenetz durch höchstens vier Typtage repräsentiert werden kann. Die Monate der Jahreszeit Sommer (Juni, Juli, August) werden dabei durch einen Typtag repräsentiert, die Monate des Jahreszeit Winter (Dezember, Januar, Februar) durch drei Typtage und die Monate der Zwischenjahreszeit (März, April, Mai, September, Oktober, November) durch vier Typtage mit jeweils unterschiedlicher Auftrittshäufigkeit (siehe Kapitel 6).

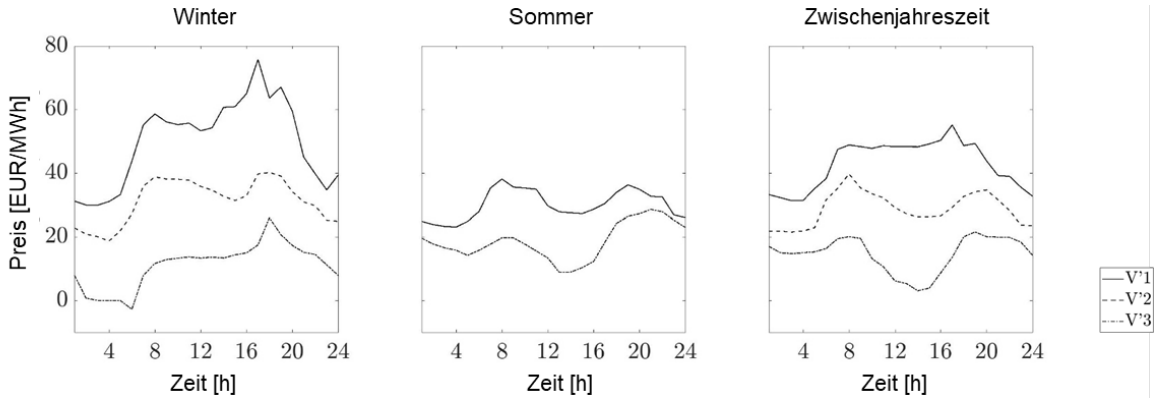
Ersichtlich ist, dass im Winter allgemein eine höhere Nachfrage herrscht als im Sommer und den Zwischenjahreszeiten. Gleichzeitig ist auch der charakteristische Tagesverlauf erkennbar. Die Auswahl der Typtage wird für ein Referenzwärmenetz durchgeführt und geht in die Simulation mit ein.

5.2.1.3 Cluster-Ergebnisse für die Day-Ahead-Strompreise

Abbildung 129 zeigt die repräsentativen Typtage für die Strompreise. Grundlage bilden die Day-Ahead Strompreise aus dem Jahr 2016. Erkennbar sind für jeden Typtag und jede Jahreszeit die charakteristischen Peaks am Vormittag und Abend.

Die repräsentativen Typtage von Wärmenachfrage und Strompreisen werden kombiniert zu $3 \cdot 4$ Typtagen für die Zwischenjahreszeit, $3 \cdot 3$ Typtagen für Winter und $2 \cdot 1$ Typtagen für Sommer, also zu insgesamt $3 \cdot 4 + 3 \cdot 3 + 2 \cdot 1 = 23$ Typtagen. Jeder Tag $d \in D$ hat dabei eine Auftrittswahrscheinlichkeit p_d mit $\sum_d^D p_d = 1$. Die Auftrittshäufigkeit f_d eines Tages d innerhalb des Jahres berechnet sich dann zu $f_d = p_d \cdot 365$. Die Typtage dienen als Grundlage für die Simulation. Basierend auf den jeweiligen kombinierten Auftrittshäufigkeiten der Typtage werden aus den Simulationsergebnissen Jahreswerte für Erlöse und Gewinne berechnet.

Abbildung 129: Cluster-Ergebnisse für Day-Ahead Strompreise 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.2.2 Weitere Input Daten

Für das EEG-Vergütungsszenario wird der in §45 (1) EEG 2017 festgelegte anzulegende Wert von 25,2 Ct/kWh für Strom aus Geothermie herangezogen. Gemäß §45 (2) EEG 2017 verringert sich dieser Wert nach dem 01. Januar 2021 um jährlich 5 %. Der verwendete Wärmepreis basiert auf dem durchschnittlichen Arbeitspreis für Fernwärme des Jahres 2016 in Höhe von 53,71 EUR/MWh [103]. Die Regelleistungspreise und Abrufwahrscheinlichkeiten basieren auf dem Jahr 2016 und werden als für die

Zukunft repräsentativ angenommen. Wie in Kapitel 5.1.3 dargestellt, wird im Rahmen der wirtschaftlichen Analyse davon ausgegangen, dass mit einer geeigneten Bietstrategie stets der Median des im Jahresmittel gebotenen Leistungspreises erzielt werden kann. Auch für das Gebot des Arbeitspreises wird davon ausgegangen, dass dieses dem Median der gebotenen Arbeitspreise entspricht. Tabelle 22 zeigt die für das Jahr 2016 geltenden Median-Arbeits- und -Leistungspreise. Diese werden entsprechend der Anpassung der Ausschreibungszeiten nach 12.07.2018 auf 4-Stunden-Zeitscheiben des jeweiligen Typtages umgerechnet.

Tabelle 22: Median der Leistungspreise und Arbeitspreise für Sekundärregelleistung 2016

	SRL NEG HT			SRL NEG NT		
	Frühjahr/ Herbst	Sommer	Winter	Zwischen-jahreszeit	Sommer	Winter
Median des Leistunspreises (EUR/MW/Gebotszeitraum)	3,78	15,97	91,92	49,25	142,02	248,78
Median des Arbeitspreises (in EUR/MWh)	128,79	134,65	140,33	203,94	121,76	205,23
	SRL POS HT			**SRL POS NT**		
	Frühjahr/ Herbst	Sommer	Winter	Zwischen-jahreszeit	Sommer	Winter
Median des Leistunspreises (EUR/MW/Gebotszeitraum)	248,71	289,30	265,41	386,74	528,38	414,37
Median des Arbeitspreises (in EUR/MWh)	118,67	162,66	202,38	135,70	122,01	152,06

Der Investitionsaufwand von Wärmespeichern wird auf das Speichervolumen bezogen. [104] und [105] geben einen umfangreichen Überblick über die volumenbezogenen Kosten für Wärmespeicher. Es zeigt sich abhängig von installiertem Volumen und örtlichen Gegebenheiten eine Bandbreite von ca. 200-600 EUR/m³. Für die im Modell analysierten Speichervolumen zwischen 80 und 500 m³ Speichervolumen wird als Grundlage für die wirtschaftliche Betrachtung ein im oberen Bereich dieser Bandbreite angesiedelter Wert von 500 EUR/m³ herangezogen. Dieser Wert umfasst Isolierung, Behälter, Rohrleitungen, Fundamente, Pumpen, Armaturen sowie Mess- und Steuerungstechnik. Für Planungskosten wird ein Wert von 3,00 % der Investitionskosten angenommen. Sonstige weitere Aufwendungen zur Integration des Speichers in die Gesamtanlage werden zusätzlich mit 10,00 % des Investitionsaufwands veranschlagt [106]. Im Falle eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Heiz- und Kraftwerk wird zusätzlich von jährlichen Reinigungskosten i. H. v. 2,00 % der Anfangsinvestition ausgegangen. Die Investitionskosten für die zusätzliche Errichtung eines zweiten Kraftwerksblocks für die Flexibilisierungsoption mit Thermalwasserspeicher werden nach [106] mit aktuell 1.900 EUR/kW_{el} für den ORC-Zweidruck-Prozess und 4.000 EUR/kW_{el} für den Kalina-Prozess [107; 108; 109] angesetzt. Die zukünftige Entwicklung der Investitionskosten wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse abgebildet. Der Kapitalkostensatz wird mit 8,00 % angesetzt, der Abschreibungszeitraum der Komponenten mit 20 Jahren. Einmalaufwendungen für zur Regelleistungsbereitstellung notwendige Steuerungstechnik und Schulungsmaßnahmen für Mitarbeiter werden pauschal mit 10.000 EUR veranschlagt. Für die Vermarktung der Regelleistung und administrative Aufwendungen wird von variablen Vermarktungskosten i. H. v. 3,00 % der Erlöse ausgegangen. Brennstoffkosten für die betrachtete Flexibilitätsoption „Anlage im Bestand mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk“ werden mit den durchschnittlichen Preisen für leichtes Heizöl des Referenzjahres 2016 mit 0,49 EUR/l angesetzt [110]. Der Wirkungsgrad des Öl-Heizkessels wird bezogen auf den Brennwert mit 88 % veranschlagt.

5.2.3 Überblick über die durchgeführten Analysen

Um die Wirtschaftlichkeit des flexiblen Betriebs tiefer Geothermieanlagen zu bewerten, werden verschiedene Szenarien berechnet. Die Ergebnisse der Szenarien werden jeweils mit dem Status Quo, d. h.

mit den Erlösen bzw. Gewinnen eines Betriebs, wie er aktuell in den in Kapitel 3und 4 identifizierten Referenzanlagen stattfinden kann, verglichen. Im Fokus steht also das zusätzliche Erlös- und Gewinnpotential durch einen flexiblen Anlagenbetrieb. Die Basis der Betrachtung bildet das Referenzjahr 2016.

Abbildung 130: Überblick über die durchgeführten Analysen.

Technologie	Flexibilitätsoption	Regelleistungsprodukt	Vergütung Strom	Sensitivitäten
ORC-Zweidruck-Prozess	Flexibilität im Bestand	Positive Sekundär-regelleistung	EEG-Vergütung (feste Einspeisevergütung/ gleitende Marktprämie)	Anschlussleistung Fernwärmenetz
	Flexibilität im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk			Regelleistungspreise
Kalina-Prozess	Heißwasser-Wärme-speicher im Fernwärmenetz	Negative Sekundär-regelleistung	Marktpreisvergütung	Strompreisvergütung
	Thermalwasser-Wärme-speicher im Kraftwerk			Technologiekosten

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 130 gibt einen Überblick über die in der wirtschaftlichen Analyse betrachteten Kombinationen aus Technologie, Flexibilitätsoption, Regelleistungsprodukt, Vergütungsoption und den betrachteten Sensitivitäten wesentlicher Einflussparameter. In den Analysen werden die in Kapitel 4.3 identifizierten Referenzanlagen für den ORC-Zweidruck- sowie den Kalina-Prozess betrachtet. Dabei werden die in Kapitel 4 vorgestellten Flexibilitätsoptionen „Regelleistungsbereitstellung von Geothermieanlagen im Bestand“, „Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz“ und „Einsatz eines Thermalwasser-Wärmespeichers in Heiz- und Kraftwerk“ betrachtet. Da die Flexibilitätspotentiale des Thermalwasserspeichers und des Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk sehr ähnlich sind (siehe Kapitel 4.7.6), wird auf eine getrennte Analyse letzterer Flexibilitätsoption verzichtet. Zusätzlich zu den in Kapitel 3 vorgestellten Flexibilitätsoptionen wird auch die Flexibilität der Bestandsanlage mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk analysiert. Die Mehrzahl der Geothermieanlagen verfügt über einen Spitzenlast-Heizkessel zur Wärmeerzeugung in Zeiten hoher Wärmenachfrage oder bei Ausfallzeiten und Wartungsarbeiten. Überwiegend handelt es sich dabei um Ölbrenner. Bei Angebot positiver Regelleistung kann das Spitzenlast-Heizwerk herangezogen werden, um zusätzliche Energie im Falle eines Abrufs positiver Regelleistung bereitzustellen. In diesem Fall gelten die Flexibilitätseigenschaften für Anlagen im Bestand ohne Fernwärmeauskopplung (siehe Kapitel 4.6). Im Rahmen der technischen Analyse wurden die Regelleistungsprodukte Primärregelleistung, Sekundärregeleistung und Minutenregelleistung untersucht. Die Anforderungen an die Bereitstellung von Primärregelleistung können von Geothermie-Kraftwerken nicht erfüllt werden. Die Potentiale für die Erbringung von Sekundär- und Minutenregelleistung sind sich ähnlich, gleichzeitig weist der Markt für Minutenregelleistung im Vergleich zum Markt für Sekundärregelleistung eine geringere Marktgröße und ein geringeres Vergütungspotential auf (siehe Anhang K). Aus diesem Grund wird in der wirtschaftlichen Analyse ausschließlich die Bereitstellung von positiver und negativer Sekundärregelleistung betrachtet. Hinsichtlich der Vergütung des erzeugten Stromes werden einerseits Szenarien mit einer festen Einspeisevergütung bzw. einer gleitenden Marktprämie mit definiertem anzulegendem Wert nach §45 EEG 2017 betrachtet. Diese Szenarien repräsentieren den aktuellen Vergütungsrahmen für bestehende bzw. neu errichtete Geothermiekraftwerke. Zusätzlich werden auch Szenarien mit Marktpreisvergütung mit Day-Ahead-Strompreisen berechnet. Diese zeigen die Potentiale zur Flexibilitätsbereitstellung für Kraftwerke auf, die nach der Förderhöchstdauer einer Direktvermarktung ihrer Stromerzeugung am freien Markt ausgesetzt sind. Durch eine Variation der wesentlichen Einflusspara-

meter werden Sensitivitäten der Flexibilitäts- und Erlöspotentiale von Geothermiekraftwerken aufgezeigt. Im Wesentlichen werden dabei die Fernwärmenetzanschlussleistung, die Höhe der Regelleistungspreise, die Strompreisvergütung sowie die Technologiekosten variiert.

5.3 Ergebnisse und Diskussion

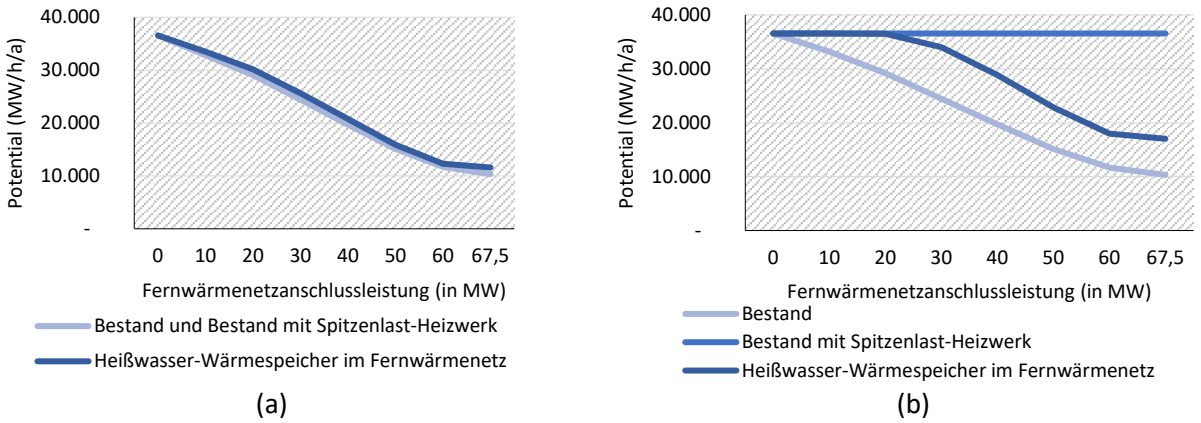
Im Folgenden werden die Ergebnisse der oben erläuterten Analysen vorgestellt und diskutiert. Der Fokus liegt dabei auf einer Betrachtung des Flexibilitätspotentials der unterschiedlichen Technologien und Flexibilitätsoptionen in Jahresfrist und der Ausnutzung dieses technischen Potentials im wirtschaftlich optimalen Betrieb. Des Weiteren wird darauf aufbauend das Erlöspotential im flexiblen Betrieb sowie der damit verbundenen möglichen Zusatzgewinne gegenüber einem nicht-flexiblen Betrieb analysiert.

5.3.1 Technisch mögliches Flexibilitätspotential

Abbildung 131 gibt einen Überblick über das jährliche Potential für negative und positive Sekundärregelleistungserbringung für die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen des ORC-Zweidruck-Prozesses in Abhängigkeit der Fernwärmenetzanschlussleistung. Die Anschlussleistung von 67,5 MW entspricht der maximalen Anschlussleistung, die bei gegebenem Gleichzeitigkeitsfaktor des betrachteten Wärmenetzes eine vollständige Deckung der Wärmenachfrage durch die Referenzanlage erlaubt. Die Flexibilitätspotentiale sind als Maximalwerte bei ausschließlicher Bereitstellung des jeweiligen Regelleistungsprodukts zu sehen. Eine gleichzeitige Ausnutzung des gesamten positiven und negativen Flexibilitätspotentials ist nicht möglich. Im Falle der Erbringung negativer Sekundärregelleistung steigt das Flexibilitätspotential kontinuierlich mit sinkender Fernwärmenetzanschlussleistung bis zu einem Maximalwert von 36.558 MW/h/a. Dies bedeutet, dass innerhalb eines Jahres insgesamt bis zu 36.558 MW negative Regelleistung für jeweils eine Stunde vorgehalten werden können.[9] Das negative Flexibilitätspotential für Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern ist nahezu identisch, da der Speicher auf Jahressicht keine zusätzlichen Energiemengen bereitstellen kann. Das maximale Potential zur negativen Regelleistungserbringung ist damit durch die nach Deckung der Wärmenachfrage frei verfügbare Energiemenge der Primärquelle begrenzt. Diese steigt mit sinkender Fernwärmenetzanschlussleistung an. Bei höheren Anschlussleistungen kann der Speicher zu einer leichten Erhöhung des Potentials gegenüber Anlagen im Bestand führen. Dies kann damit erklärt werden, dass der Speicher durch Verschiebung von Energiemengen eine leicht höhere konstante Angebotserbringung innerhalb der 4-h-Zeitscheiben ermöglicht. Allerdings führt dieser Effekt im Fall hoher Anschlussleistungen maximal zu einer Erhöhung des negativen Flexibilitätspotential i. H. v. 14 %. Umbaumaßnahmen können das Potential zu negativen Regelleistungserbringung also nur geringfügig steigern.

[9] Die Verteilung dieses Potentials innerhalb des Jahres wird mit Abbildung 133 erläutert.

Abbildung 131: Jährliches Potential für negative Sekundärregelleistungserbringung (a) und positive Sekundärregelleistungserbringung (b) für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen der ORC-Referenzanlage.



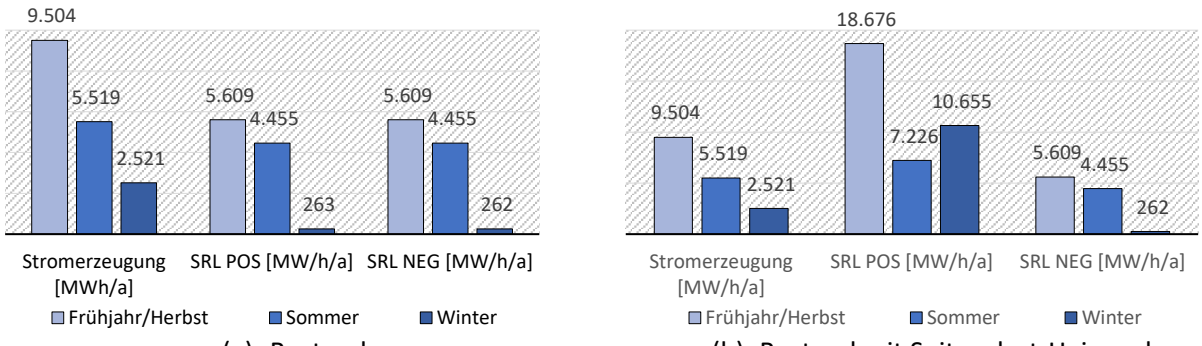
(a) (b)

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

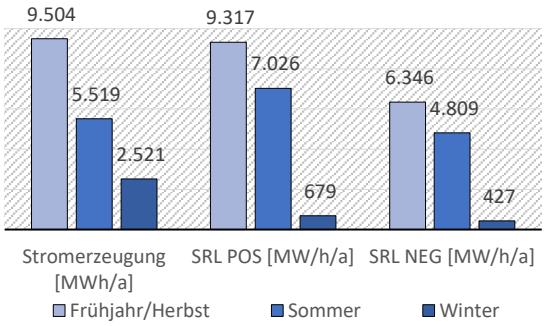
Auch im Falle der positiven Sekundärregelleistungserbringung steigt für Anlagen im Bestand das Flexibilitätspotential mit sinkender Fernwärmenetzanschlussleistung. Ein Wärmespeicher kann hier das positive Potential allerdings deutlich erhöhen, um 65 % auf bis zu 17.000 MW/h/a im Falle einer Anschlussleistung von 67,5 MW (siehe auch Kapitel 4). Das maximal mögliche Flexibilitätspotential von 36.558 MW/h/a kann damit schon bei Fernwärmenetzanschlussleistung von ca. 20 MW erreicht werden. Anlagen im Bestand mit Unterstützung des Spitzenlast-Heizwerks können unabhängig von der Fernwärmenetzanschlussleistung jeweils das maximale positive Potential von ca. 36.500 MW/h/a bereitstellen. Da abgerufene positive Regelleistungsenergie durch das Spitzenlast-Heizwerk und damit einer sekundären Energiequelle bereitgestellt wird, begrenzt die Wärmenachfrage in diesem Fall nicht das Flexibilitätspotential. Das positive Flexibilitätspotential kann also durch Umbaumaßnahmen bzw. durch Nutzung des bestehenden Spitzenlast-Heizwerks deutlich erhöht werden.

In Abbildung 132 ist das Flexibilitätspotential nach Jahreszeit bei einer Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW dargestellt. Für Anlagen im Bestand sowie mit Wärmespeichern ist das Flexibilitätspotential überwiegend in Sommermonaten und in den Zwischenjahreszeiten Frühjahr und Herbst vorhanden. In Wintermonaten ist für die Bereitstellung von positiver und negativer Sekundärregelleistung (SRL POS bzw. SRL NEG) aufgrund der hohen Wärmenachfrage kaum Potential gegeben. Nur für Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk kann auch in Wintermonaten ein hohes positives Potential erreicht werden. In diesem Fall ist das Potential in Wintermonaten am höchsten, während es in Sommermonaten am geringsten ist. Der Grund hierfür liegt in einer aufgrund höherer Außentemperaturen geringeren Effizienz des ORC-Zweidruck-Prozesses in Sommermonaten (siehe Kapitel 4).

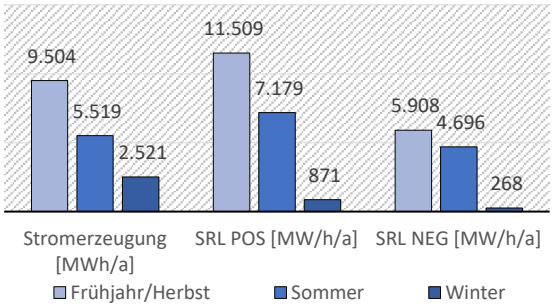
Abbildung 132: Flexibilitätspotential nach Jahreszeit bei Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW.



(a) Bestand (b) Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk



(c) Heißwasser-Wärmespeicher

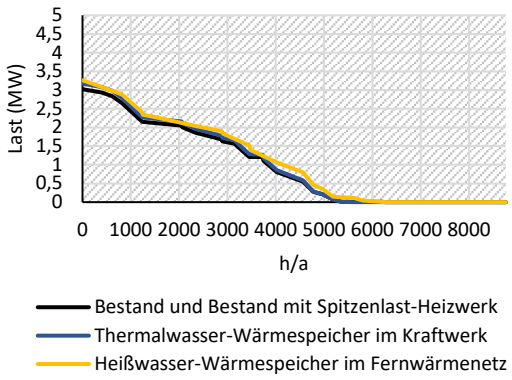


(d) Thermalwasser-Wärmespeicher

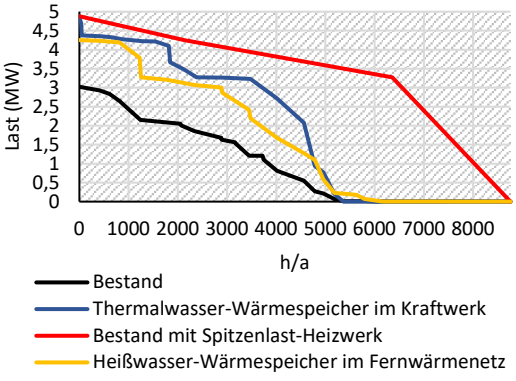
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Abhängigkeit des Flexibilitätspotentials von der Wärmenachfrage hat Auswirkungen auf die zeitliche Verfügbarkeit der Flexibilität von Geothermie-Kraftwerken innerhalb Jahresfrist. Die in Abbildung 133 dargestellten Jahresdauerlinien der ORC-Referenzanlage bei Erbringung von positiver und negativer Regelleistung verdeutlichen dies. Bei hohen Fernwärmenetzanschlussleistungen ist bei Erbringung negativer Sekundärregelleistung unabhängig von der gewählten Flexibilitätsoption während ca. 3.000 Stunden im Jahr kein Flexibilitätspotential vorhanden. Auch bei Erbringung positiver Sekundärregelleistung ist für Analgen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern während ca. 3.000 Stunden im Jahr keine Flexibilitätsbereitstellung möglich. Der Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz bzw. eines Thermalwasser-Wärmespeichers im Kraftwerk erhöht zwar das Flexibilitätspotential, kann jedoch nicht zu einer durchgängigen Flexibilitätsbereitstellung innerhalb eines Jahres führen. Einzig Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk können dauerhaft positive Flexibilität erbringen. Bei geringer Fernwärmenetzanschlussleistung gleichen sich die Jahresdauerlinien für alle Flexibilitätsoptionen und Regelleistungsprodukte. Eine dauerhafte Verfügbarkeit des Flexibilitätspotentials ist dann in allen Fällen gegeben. Insbesondere bei hohen Fernwärmenetzanschlussleistungen kann deshalb der Einsatz des Spitzenlast-Heizkessels zu einer deutlichen Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit des Flexibilitätspotentials beitragen. Bei geringer Fernwärmenetzanschlussleistung ist dieser Effekt nicht bzw. nur äußerst begrenzt vorhanden. Geothermiekraftwerke mit geringen Fernwärmenetzanschlussleistungen können daher für ein Energiesystem mit volatilem Stromangebot als konstante und zuverlässige Flexibilitätsquelle gesehen werden. Kraftwerke mit hoher Fernwärmenetzanschlussleistung sind für ein Energiesystem keine konstante Quelle für negative Flexibilitätsbereitstellung und nur mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk eine konstante Quelle für positive Flexibilitätsbereitstellung.

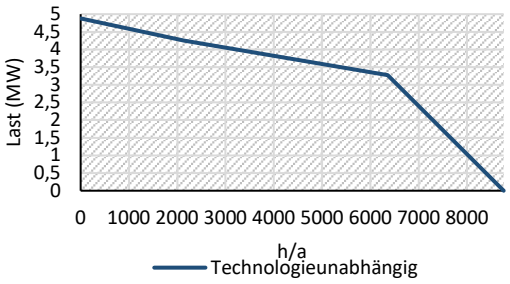
Abbildung 133: Jahresdauerlinie der ORC-Referenzanlage bei Erbringung positiver und negativer Sekundärregelleistung mit Fernwärmenetzanschlussleistung 67,5 MW und 0 MW.



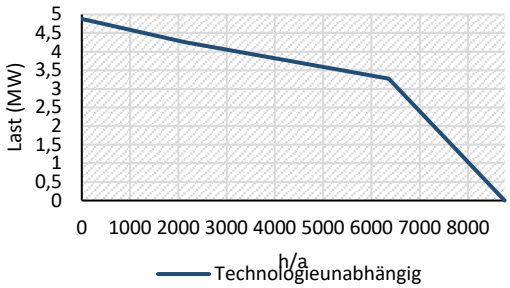
(a) SRL NEG, Anschlussleistung 67,5 MW



(b) SRL POS, Anschlussleistung 67,5 MW



(c) SRL NEG, Anschlussleistung 0 MW



(d) SRL POS, Anschlussleistung 0 MW

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.2 Ausnutzung des Flexibilitätspotentials im wirtschaftlich optimalen Betrieb

Während in Kapitel 5.3.1 das technisch mögliche maximale Flexibilitätspotential aufgezeigt wurde, soll im Folgenden die Ausnutzung dieses Potentials im wirtschaftlich optimalen Betrieb in verschiedenen Preisszenarien diskutiert werden.

5.3.2.1 Ausnutzung des Flexibilitätspotentials unter EEG-Vergütung

Aufgrund begrenzter Energiemengen und Kapazitäten steht die Bereitstellung von Regelleistung in Konkurrenz zur Stromerzeugung.[10] Die wirtschaftlich optimale Kombination aus Stromerzeugung und Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung ist deshalb ein Gleichgewicht, das durch die jeweils vorherrschenden Marktpreise für Strom und Regelleistung bestimmt ist. Änderungen im Preisniveau führen auch zu einer Änderung in der Ausnutzung des Flexibilitätspotentials. Abbildung 134 zeigt für den jeweils wirtschaftlich optimalen Betrieb die Ausnutzung des positiven und negativen Flexibilitätspotentials für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen und Preisniveaus auf. Der aktuell nach §45 (1) EEG 2017 geltende anzulegende Wert für Strom aus tiefer Geothermie von 25,2 Ct/kWh stellt zusammen mit den Regelleistungspreisen des Jahres 2016 den Status-Quo dar. Nach dem 01.01.2021 verringert sich nach §45 (2) EEG 2017 der anzulegende Wert für Stromerzeugung aus tiefer Geothermie um jährlich 5% gegenüber dem jeweils im vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Wert. Diese Entwicklung wird über die Sensitivität des Strompreises abgebildet. Ein Strompreis von ca. 15,0 Ct/kWh entspricht dann der erwarteten Vergütung für Neuanlagen im Jahr 2030, ein Preis von 12 Ct/kWh der im Jahr 2035. Da die Entwicklung der Regelleistungspreise hohen Unsicherheiten unterlegen ist und sich eine Prognose zukünftiger Preise als schwierig erweist, wird der Szenariorahmen für die Entwicklung der Regelleistungspreise von einer Entwicklung zwischen -80 % bis +100 % gegenüber dem Preisniveau von 2016 breit gehalten.

Abbildung 134: Ausnutzung des Potentials für positive und negative Sekundärregelleistung im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW.

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	0%	30%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	52%	52%
6,0	0%	0%	30%	49%	51%	51%	51%	51%	51%	51%
8,0	0%	0%	8%	30%	49%	51%	51%	51%	51%	51%
10,0	0%	0%	0%	9%	30%	44%	50%	51%	51%	51%
12,0	0%	0%	0%	0%	9%	30%	44%	49%	51%	51%
14,0	0%	0%	0%	0%	3%	9%	30%	44%	49%	51%
16,0	0%	0%	0%	0%	0%	8%	9%	30%	44%	49%
18,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	17%	30%	43%
20,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	9%	17%	30%
22,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	9%	17%
24,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	9%
25,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	9%

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	52%	70%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	48%	48%
6,0	2%	73%	70%	51%	49%	49%	49%	49%	49%	49%
8,0	0%	52%	84%	70%	51%	49%	49%	49%	49%	49%
10,0	0%	2%	52%	91%	70%	56%	50%	49%	49%	49%
12,0	0%	2%	52%	73%	91%	70%	56%	51%	49%	49%
14,0	0%	2%	30%	52%	70%	91%	70%	56%	51%	49%
16,0	0%	0%	2%	52%	52%	84%	91%	70%	56%	51%
18,0	0%	0%	2%	30%	52%	73%	92%	83%	70%	57%
20,0	0%	0%	2%	2%	52%	52%	71%	91%	83%	70%
22,0	0%	0%	2%	2%	52%	52%	52%	70%	91%	83%
24,0	0%	0%	0%	2%	2%	52%	52%	73%	84%	91%
25,2	0%	0%	0%	2%	2%	52%	52%	52%	70%	91%

[10] Da in den Berechnungen von einem wärmegeführten Anlagenbetrieb ausgegangen wird, wird im Folgenden auf eine getrennte Betrachtung des Einflusses von Wärmepreisen verzichtet. Jedoch ist bei aktuellen und zukünftig zu erwartenden Wärmepreisen ein wärmegeführter Betrieb stets auch der wirtschaftlich optimale Betrieb der Anlage.

(a) SRL POS Bestand

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	50%
6,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
8,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
10,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
12,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
14,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
16,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
18,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
20,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
22,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
24,0	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%
25,2	0%	0%	0%	15%	29%	48%	49%	49%	49%	49%

(b) SRL NEG Bestand

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	52%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6,0	2%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8,0	0%	52%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10,0	0%	2%	52%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
12,0	0%	2%	52%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
14,0	0%	2%	30%	52%	73%	100%	100%	100%	100%	100%
16,0	0%	0%	2%	52%	52%	92%	100%	100%	100%	100%
18,0	0%	0%	2%	30%	52%	73%	100%	100%	100%	100%
20,0	0%	0%	2%	2%	52%	52%	73%	100%	100%	100%
22,0	0%	0%	2%	2%	52%	52%	52%	73%	100%	100%
24,0	0%	0%	0%	2%	2%	52%	52%	73%	92%	100%
25,2	0%	0%	0%	2%	2%	52%	52%	52%	73%	100%

(c) SRL POS Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	39%	40%	40%	41%	41%	42%	42%	42%	43%	43%
6,0	5%	39%	40%	40%	40%	41%	41%	41%	42%	42%
8,0	0%	39%	40%	40%	40%	40%	40%	41%	41%	41%
10,0	0%	12%	39%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	41%
12,0	0%	5%	39%	39%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
14,0	0%	0%	30%	39%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
16,0	0%	0%	8%	39%	39%	40%	40%	40%	40%	40%
18,0	0%	0%	5%	39%	39%	39%	40%	40%	40%	40%
20,0	0%	0%	0%	12%	39%	39%	39%	40%	40%	40%
22,0	0%	0%	0%	6%	39%	39%	39%	40%	40%	40%
24,0	0%	0%	0%	5%	26%	39%	39%	39%	40%	40%
25,2	0%	0%	0%	1%	12%	39%	39%	39%	40%	40%

(d) SRL NEG Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	52%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6,0	2%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8,0	0%	52%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10,0	0%	4%	52%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
12,0	0%	2%	52%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
14,0	0%	2%	31%	52%	73%	100%	100%	100%	100%	100%
16,0	0%	0%	2%	52%	52%	92%	100%	100%	100%	100%
18,0	0%	0%	2%	31%	52%	73%	100%	100%	100%	100%
20,0	0%	0%	2%	4%	52%	52%	73%	100%	100%	100%
22,0	0%	0%	2%	2%	52%	52%	52%	73%	100%	100%
24,0	0%	0%	0%	2%	4%	52%	52%	73%	92%	100%
25,2	0%	0%	0%	2%	4%	52%	52%	52%	73%	100%

(e) SRL POS Heißwasser-Wärmespeicher

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	98%	99%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%
6,0	14%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	100%
8,0	0%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
10,0	0%	38%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
12,0	0%	14%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
14,0	0%	0%	77%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
16,0	0%	0%	25%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%
18,0	0%	0%	14%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%
20,0	0%	0%	0%	38%	98%	98%	98%	99%	99%	99%
22,0	0%	0%	0%	20%	98%	98%	98%	99%	99%	99%
24,0	0%	0%	0%	14%	69%	98%	98%	98%	99%	99%
25,2	0%	0%	0%	1%	38%	98%	98%	98%	99%	99%

(f) SRL NEG Heißwasser-Wärmespeicher

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	51%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6,0	2%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8,0	0%	51%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10,0	0%	2%	51%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
12,0	0%	2%	51%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
14,0	0%	2%	30%	51%	73%	100%	100%	100%	100%	100%
16,0	0%	0%	2%	51%	51%	92%	100%	100%	100%	100%
18,0	0%	0%	2%	30%	51%	73%	100%	100%	100%	100%
20,0	0%	0%	2%	2%	51%	51%	73%	100%	100%	100%
22,0	0%	0%	2%	2%	51%	51%	51%	73%	100%	100%
24,0	0%	0%	0%	2%	2%	51%	51%	73%	92%	100%
25,2	0%	0%	0%	2%	2%	51%	51%	51%	73%	100%

(g) SRL POS Thermalwasser-Wärmespeicher

(h) SRL NEG Thermalwasser-Wärmespeicher

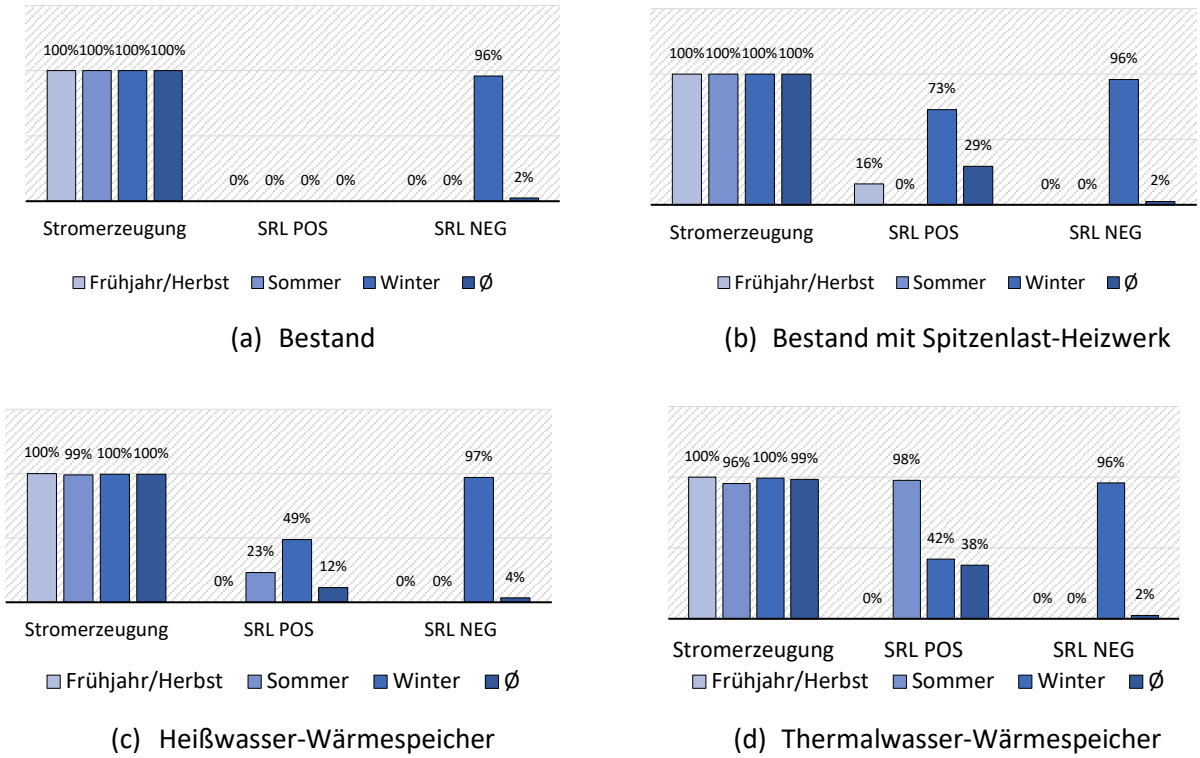
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Im Status-Quo stellen Anlagen im Bestand keine positive Regelleistung bereit. Im Bestand geht die Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung einher mit einem Verzicht von Stromerzeugung in Höhe der vorgehaltenen Regelleistungskapazität. Aufgrund der aktuell hohen Vergütung für Strom aus Geothermie ist bei Vergütung von positiver Sekundärregelleistung zu aktuellen Marktpreisen kein Anreiz zu einem Verzicht von Stromproduktion gegeben. Erst mit stark sinkender Stromvergütung (ab ca. 2035) oder mit stark steigenden Regelleistungspreisen wird für Anlagen im Bestand eine Bereitstellung positiver Regelleistung attraktiv. Anlagen im Bestand mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk nutzen das positive Flexibilitätspotential bereits heute wesentlich stärker aus. Die Ausnutzung steht dabei zwar in Konkurrenz zur Stromerzeugungskapazität, konkurriert jedoch nicht mit der Stromerzeugung um begrenzte Überschussenergiemengen. Deshalb führt eine zukünftig sinkende Stromvergütung bei hohen Fernwärmenetzanschlussleistungen nicht zu einer deutlich höheren Ausnutzung des Flexibilitätspotentials. Stattdessen ist die Ausnutzung stark abhängig von Regelleistungspreisen (Arbeits- und Leistungspreis) und den Brennstoffpreisen bzw. Heizkosten für die zusätzliche Wärmebereitstellung durch das Spitzenlast-Heizwerk. Bei aktuellen Brennstoffpreisen würde bei einer Verringerung der Regelleistungspreise um mehr als 20 % gegenüber dem Preisniveau von 2016 die Ausnutzung des positiven Flexibilitätspotentials auf 0 % sinken. Die Bereitstellung positiver Regelleistung geht bei Anlagen mit Wärmespeichern aufgrund der Möglichkeit der Verschiebung von Energiemengen einher mit einem Verzicht von Stromerzeugung, der geringer ist als die vorgehaltene Regelleistungskapazität. Aus diesem Grund stellen Anlagen mit Wärmespeichern aktuell und mit zukünftig sinkender Stromvergütung höhere Mengen an positiver Regelleistung bereit als Anlagen im Bestand. Die Bereitstellung negativer Regelleistung geht für alle Flexibilisierungsoptionen einher mit einem Verzicht auf Stromproduktion in Höhe der abgerufenen Regelleistung. Beim aktuellen Preisniveau

halten Anlagen unabhängig von der Flexibilitätsoption nur sehr geringe Mengen negativer Sekundärregelleistung vor. Mit sinkender Stromvergütung steigt die Vorhaltung bei allen Flexibilitätsoptionen. Anlagen im Bestand weißen dabei die Besonderheit auf, dass mit stark sinkender Stromvergütung auf die Vorhaltung von negativer Regelleistung zu Gunsten der Vorhaltung positiver Regelleistung reduziert wird.

Abbildung 135 stellt zusätzlich zu obigen Erläuterungen die Vorhaltung von Regelleistung abhängig von der Jahreszeit dar. Bei aktuellem Preisniveau erscheint die Ausnutzung der Flexibilitätspotentiale für Anlagen im Bestand und Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk in Wintermonaten ökonomisch sinnvoller als im Sommer und den Zwischenjahreszeiten.

Abbildung 135: Ausnutzung des Flexibilitätspotentials im wirtschaftlich optimalen Betrieb nach Jahreszeit, bei aktueller EEG-Vergütung und Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW.

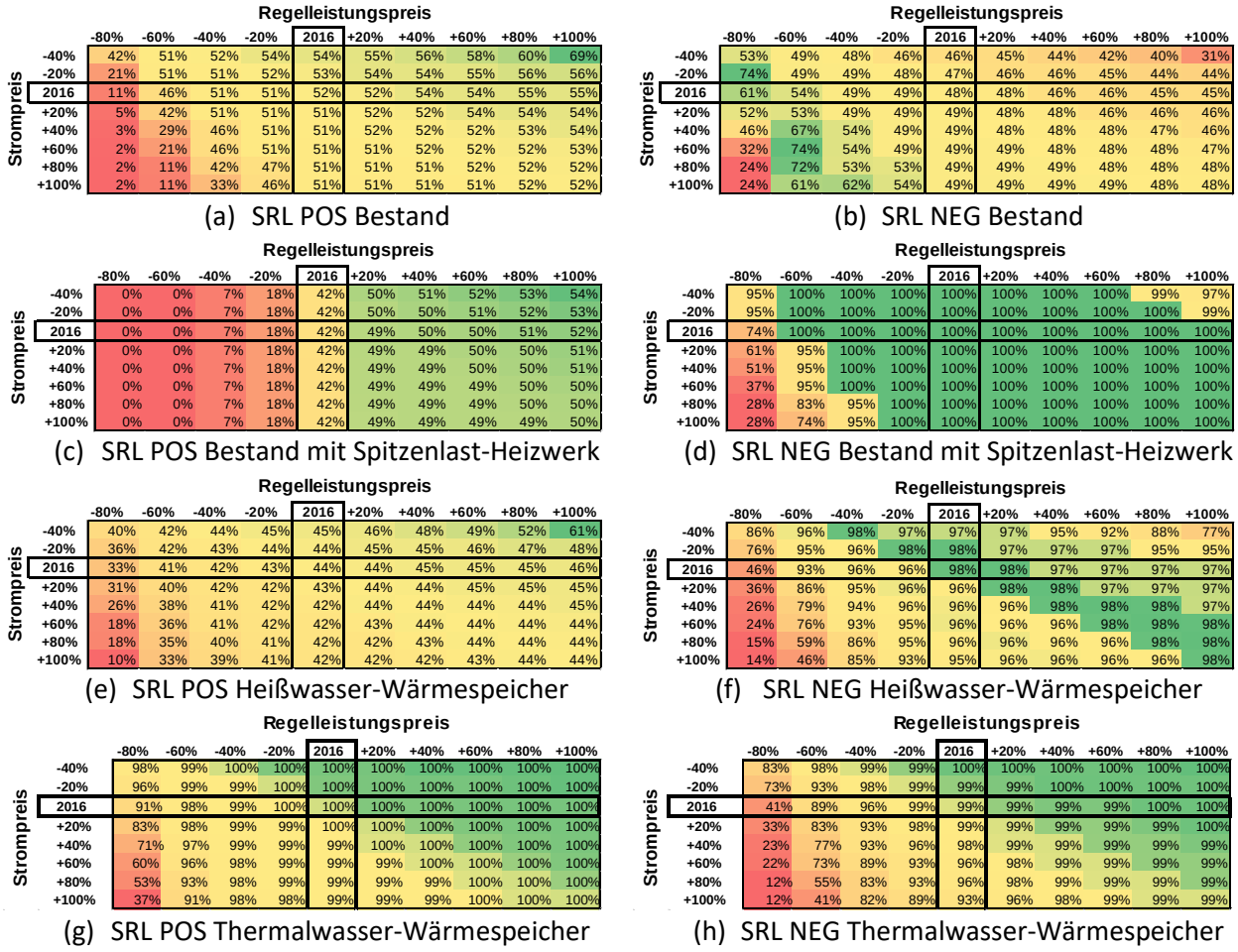


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.2.2 Ausnutzung des Flexibilitätspotentials unter Marktpreisvergütung

Unter einer Stromvergütung zu Marktpreisen nutzen Anlagen im wirtschaftlich optimalen Betrieb das technisch mögliche Flexibilitätspotential wesentlich stärker aus, als bei einer Stromvergütung nach EEG 2017. Dies ist zu erwarten, da in einem freien Marktumfeld ein ausgewogener Wettbewerb zwischen den Produkten Strom und Regelleistung herrscht. Abbildung 136 zeigt die Ausnutzung des Flexibilitätspotentials für Sekundärregelleistung im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei Marktpreisvergütung auf. Insbesondere Geothermiekraftwerke, die z. B. aufgrund begrenzter Förderdauer nicht länger nach EEG vergütet werden, eignen sich damit zur Bereitstellung größerer Mengen an Flexibilität für ein zukünftiges Energiesystem.

Abbildung 136: Ausnutzung des Potentials für positive und negative Sekundärregelleistung im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei Marktpreisvergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.3 Mehrerlöse durch flexiblen Anlagenbetrieb

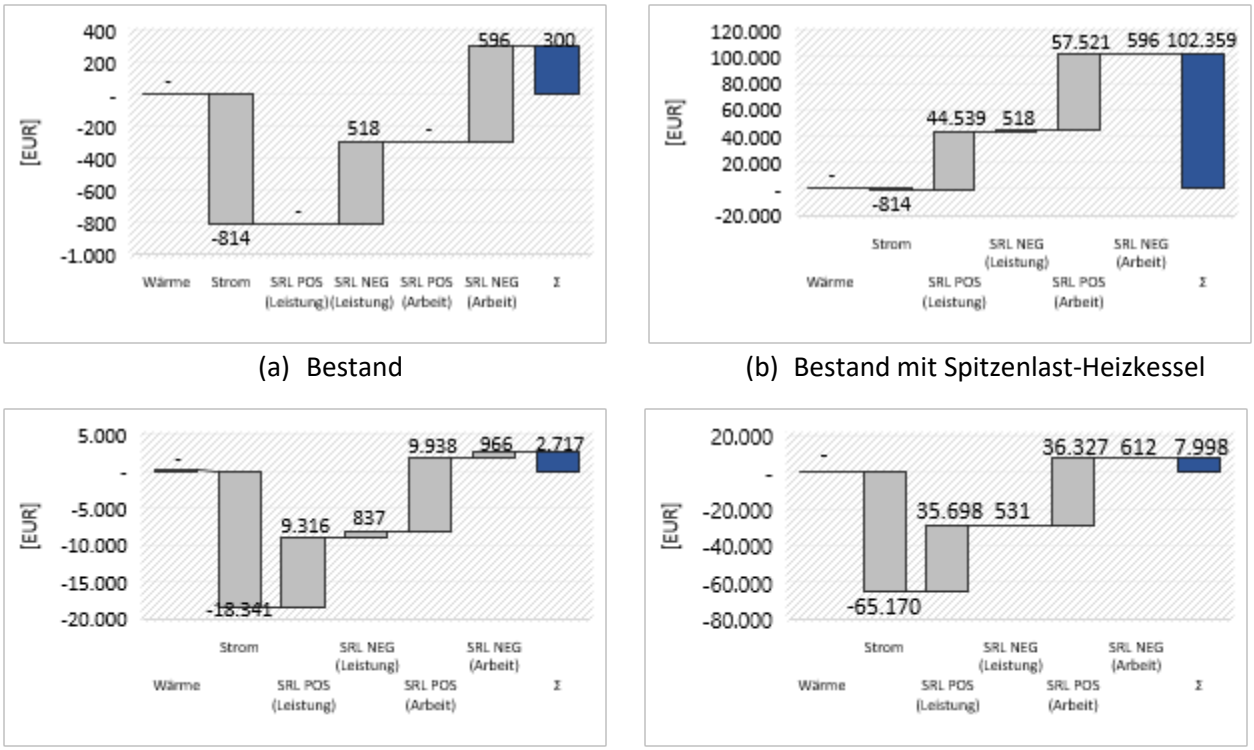
Um die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsbereitstellung zu bewerten, sollen zunächst die Mehrerlöse des flexiblen Anlagenbetriebs im Vergleich zu einem nicht-flexiblen Anlagenbetrieb betrachtet werden. Im folgenden Kapitel 5.3.4 werden dann, basierend auf den Mehrerlösen, durch Hinzunahme der durch den flexiblen Betrieb entstehenden fixen und variablen Kosten die zusätzlichen Mehrgewinne des flexiblen Anlagenbetriebs abgeleitet.

5.3.3.1 Mehrerlöse durch flexiblen Anlagenbetrieb bei EEG-Vergütung

Abbildung 137 stellt die durch den flexiblen Betrieb möglichen jährlichen Mehrerlöse im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung im Referenzjahr 2016 und einer Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW dar. Grundsätzlich resultieren mögliche Mehrerlöse aus Erlösen für die Leistungsvorhaltung, basierend auf den Leistungspreisen und Erlösen aus der Arbeitserbringung, basierend auf den Arbeitspreisen für positive und negative Regelleistung. Das Angebot von negativer Regelleistung geht in Hand mit geringeren Erlösen aus der Stromerzeugung, da im Falle eines Abrufs die Anlagenleistung heruntergefahren wird. Dies gilt für alle Flexibilitätsoptionen. Ebenso bedeutet das Angebot positiver Regelleistungserbringung für Anlagen im Bestand, aber auch für Anlagen mit Wärmespeichern, eine gleichzeitige Verringerung der Stromerzeugung und damit eine Reduzierung der damit verbundenen Erlöse (siehe auch Kapitel 5.3.2). Nur Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heiz-

werk können positive Regelleistung ohne Verringerung der Erlöse aus der Stromerzeugung bereitstellen. Die aktuell durch einen flexiblen Anlagenbetrieb möglichen Mehrerlöse bewegen sich auf sehr niedrigen Niveau. Eine Anlage im Bestand kann so bei aktuellem Preisniveau durch einen flexiblen Betrieb und Bereitstellung von 250 MW/h/a negativer Sekundärregelleistung, jährliche Mehrerlöse von ca. 300 EUR/a Erwirtschaften. Dies entspricht 0,003 % der durchschnittlichen Jahreserlöse der betrachteten Referenzanlage.

Abbildung 137: Mehrerlöse (p.a.) für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung im Referenzjahr 2016 und Fernwärmenetzanschlussleistung von 67,5 MW.



(a) Bestand (b) Bestand mit Spitzenlast-Heizkessel

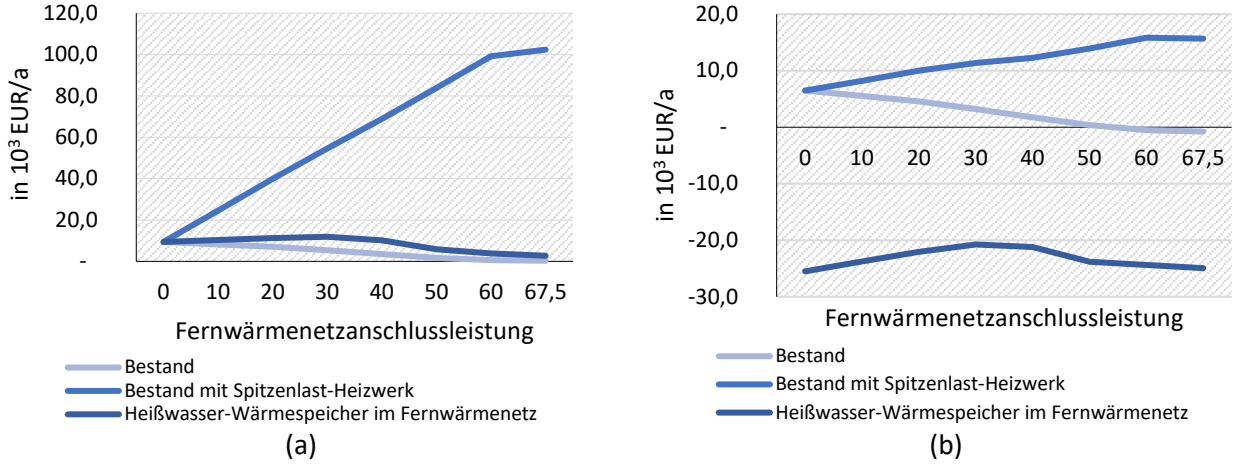
(c) Heißwasser-Wärmespeicher (d) Thermalwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Durch das höhere Potential für die Vorhaltung positiver Regelleistung und dessen starke Ausnutzung können Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk höhere Mehrerlöse durch den flexiblen Anlagenbetrieb erzielen (ca. 102.000 EUR/a bei Vorhaltung von 10.700 MW/h/a positiver Sekundärregelleistung und 250 MW/h/a negativer Sekundärregelleistung). Auch diese Mehrerlöse sind im Vergleich zu Erlösen im nicht-flexiblen Betrieb jedoch gering (0,9 %). Auch Anlagen mit Wärmespeicher können im Vergleich zu Anlagen im Bestand höhere Mehrerlöse aus der Vorhaltung von Regelleistung generieren. Anlagen mit Thermalwasser-Wärmespeicher können hier aufgrund des zweiten Kraftwerksblocks und der damit verbundenen Vorhaltung von 7.400 MW/h/a positiver Sekundärregelleistung und 20 MW/h/a negativer Sekundärregelleistung im flexiblen Betrieb größere Vorteile erzielen (ca. 8.000 EUR/a) als Anlagen mit Heißwasser-Wärmespeicher (2.000 MW/h/a positive Sekundärregelleistung, 400 MW/h/a negative Sekundärregelleistung, ca. 2.700 EUR/a). Im Vergleich zu den Erlösen aus Strom- und Wärmeerzeugung sind jedoch auch für Anlagen mit Wärmespeicher die Mehrerlöse vernachlässigbar gering (0,1 % p.a. bei Thermalwasser-Wärmespeicher bzw. 0,03 % p.a. bei Heißwasser-Wärmespeicher).

Abhängigkeit der Erlöse von Fernwärmenetzanschlussleistung

Abbildung 138: Abhängigkeit der (a) Mehrerlöse (p.a.) und (b) Zusatzgewinne (p.a.) von der Fernwärmenetzanschlussleistung (im optimalen Betrieb für das Referenzjahr 2016).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 138 zeigt die Abhängigkeit der Mehrerlöse im flexiblen Betrieb von der Fernwärmenetz-Anschlussleistung (a). Für Anlagen im Bestand steigt mit sinkender Fernwärmenetz-Anschlussleistung das Flexibilitätspotential. Bei gleichbleibender Ausnutzung dieses Potentials sind damit mit sinkender Fernwärmenetz-Anschlussleistung auch leicht steigende Mehrerlöse möglich (300 EUR/a bei 67,5 MW und 10.300 EUR/a bei 0 MW). Auch für Anlagen mit Wärmespeichern steigt das Flexibilitätspotential mit sinkender Fernwärmenetz-Anschlussleistung (siehe Abbildung 131). Die möglichen Mehrerlöse sind im Falle eines Heißwasser-Wärmespeichers für mittlere Fernwärmenetzanschlussleistungen von 20 – 30 MW am höchsten (ca. 11.900 EUR/a). Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk können, wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, insbesondere bei hohen Fernwärmnetzanschlussleistungen das positive Flexibilitätspotential signifikant steigern. Dadurch können solche Anlagen auch im Falle hoher Fernwärmenetzanschlussleistungen die höchsten Mehrerlöse erzielen. Bei niedrigen Fernwärmenetzanschlussleistungen stammen die Mehrerlöse dagegen ausschließlich aus dem Angebot negativer Sekundärregelleistung und liegen entsprechend der Anlage im Bestand bei ca. 10.000 EUR/a.

Sensitivität der Mehrerlöse

Wie in Kapitel 5.3.2 dargestellt, ist mit sinkender EEG-Einspeisevergütung nach 2021 auch mit einer erhöhten Ausnutzung des Flexibilitätspotentials zu rechnen. Unter der Annahme konstanter Regelleistungspreise geht auch ein höheres Potential zur Generierung von Mehrerlösen durch den flexiblen Anlagenbetrieb einher. Abbildung 139 stellt die prozentualen Mehrerlöse für die einzelnen Flexibilitätsoptionen gegenüber. Für alle Flexibilitätsoptionen ist mit sinkender EEG-Vergütung mit steigenden Erlösen aus der Bereitstellung von Sekundärregelleistung und damit auch mit steigenden prozentualen Mehrerlösen zu rechnen. Die Zusatzerlöse aus der Bereitstellung von Regelleistung können jedoch in keinem Fall die Reduktion der Erlöse aus der Stromerzeugung aufgrund geringerer Einspeisevergütung kompensieren. Auch unter marktseitigen Rahmenbedingungen die den flexiblen Betrieb stark unterstützen, also mit sehr geringer Einspeisevergütung nach 2030 und einem starken Anstieg der Regelleistungspreise, kann ein flexibler Anlagenbetrieb nur geringe Mehrerlöse für Anlagenbetreiber generieren. Der wesentliche Anteil der Erlöse wird bei hohen Fernwärmenetz-Anschlussleistungen in den Szenarien immer aus der Wärme- und Stromvermarktung stammen (> 95 %).

Abbildung 139: Sensitivität der Mehrerlöse der ORC-Referenzanlage im wirtschaftlich optimalen Betrieb für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen bei EEG-Vergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW.

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,6%	0,8%	0,9%	1,1%	1,2%
6,0	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,6%	0,8%	0,9%	1,1%
8,0	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	0,9%
10,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%
12,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%	0,7%
14,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%
16,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%
18,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%
20,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%
22,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%
24,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
25,2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%

(a) Bestand

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	1,5%	2,6%	3,2%	3,7%	4,1%	4,6%
6,0	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	1,4%	2,5%	3,0%	3,5%	3,9%	4,4%
8,0	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	1,3%	2,4%	2,9%	3,3%	3,7%	4,1%
10,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	1,2%	2,3%	2,7%	3,1%	3,6%	4,0%
12,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,2%	2,1%	2,6%	3,0%	3,4%	3,8%
14,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,1%	2,0%	2,5%	2,9%	3,2%	3,6%
16,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,0%	1,9%	2,4%	2,7%	3,1%	3,5%
18,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	1,0%	1,9%	2,3%	2,6%	3,0%	3,3%
20,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,9%	1,8%	2,2%	2,5%	2,9%	3,2%
22,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,9%	1,7%	2,1%	2,4%	2,7%	3,1%
24,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,9%	1,7%	2,0%	2,3%	2,6%	3,0%
25,2	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,9%	1,6%	2,0%	2,3%	2,6%	2,9%

(b) Bestand mit Spitzenlast Heizwerk

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	0,0%	0,2%	0,5%	0,7%	0,9%	1,1%	1,3%	1,6%	1,8%	2,0%
6,0	0,0%	0,1%	0,3%	0,6%	0,8%	1,0%	1,2%	1,4%	1,6%	1,8%
8,0	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,6%	0,8%	1,0%	1,2%	1,4%	1,6%
10,0	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,5%	0,7%	0,9%	1,1%	1,3%	1,5%
12,0	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,6%	0,8%	1,0%	1,2%	1,4%
14,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,5%	0,7%	0,9%	1,1%	1,2%
16,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,6%	0,8%	0,9%	1,1%
18,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,7%	0,8%	1,0%
20,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,6%	0,7%	0,9%
22,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%	0,8%
24,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,4%	0,6%	0,7%
25,2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,7%

(c) Heißwasser-Wärmespeicher

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	0,1%	0,6%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	3,9%	4,4%
6,0	0,0%	0,4%	0,8%	1,3%	1,7%	2,2%	2,7%	3,1%	3,6%	4,1%
8,0	0,0%	0,2%	0,6%	1,0%	1,5%	1,9%	2,4%	2,8%	3,3%	3,7%
10,0	0,0%	0,0%	0,4%	0,8%	1,3%	1,7%	2,1%	2,5%	3,0%	3,4%
12,0	0,0%	0,0%	0,2%	0,6%	1,0%	1,4%	1,9%	2,3%	2,7%	3,1%
14,0	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	0,8%	1,2%	1,6%	2,0%	2,4%	2,8%
16,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,7%	1,0%	1,4%	1,8%	2,2%	2,6%
18,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,9%	1,2%	1,6%	2,0%	2,3%
20,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	0,7%	1,0%	1,4%	1,7%	2,1%
22,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,9%	1,2%	1,5%	1,9%
24,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	0,7%	1,0%	1,4%	1,7%
25,2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,6%	0,9%	1,3%	1,6%

(d) Thermalwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.3.2 Mehrerlöse durch flexiblen Anlagenbetrieb bei Marktpreisvergütung

Abbildung 140: Sensitivität der Mehrerlöse der ORC-Referenzanlage im wirtschaftlich optimalen Betrieb für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen bei Marktpreisvergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW.

Regelleistungspreis

Strompreis	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
-40%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	1,0%	1,1%	1,3%	1,5%
-20%	0,0%	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%	0,8%	0,9%	1,1%	1,2%	1,4%
2016	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,6%	0,7%	0,9%	1,0%	1,2%	1,3%
+20%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	1,0%	1,1%	1,3%
+40%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,6%	0,8%	0,9%	1,1%	1,2%
+60%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%	0,7%	0,9%	1,0%	1,2%
+80%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,6%	0,7%	0,8%	1,0%	1,1%
+100%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	0,9%	1,1%

(a) Bestand

Regelleistungspreis

Strompreis	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
-40%	0,1%	0,2%	0,5%	1,1%	2,3%	3,2%	3,8%	4,4%	5,0%	5,6%
-20%	0,1%	0,2%	0,5%	1,1%	2,3%	3,1%	3,7%	4,2%	4,8%	5,4%
2016	0,0%	0,1%	0,5%	1,0%	2,2%	3,1%	3,6%	4,1%	4,7%	5,3%
+20%	0,0%	0,1%	0,5%	1,0%	2,2%	3,0%	3,5%	4,1%	4,6%	5,2%
+40%	0,0%	0,1%	0,4%	1,0%	2,1%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,1%
+60%	0,0%	0,1%	0,4%	1,0%	2,1%	2,9%	3,4%	3,9%	4,4%	5,0%
+80%	0,0%	0,1%	0,4%	0,9%	2,1%	2,9%	3,4%	3,9%	4,4%	4,9%
+100%	0,0%	0,1%	0,4%	0,9%	2,0%	2,8%	3,3%	3,8%	4,3%	4,8%

(b) Bestand mit Spitzenlast Heizwerk

Regelleistungspreis

Strompreis	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
-40%	0,1%	0,3%	0,6%	0,8%	1,1%	1,3%	1,6%	1,8%	2,1%	2,4%
-20%	0,1%	0,3%	0,5%	0,8%	1,0%	1,2%	1,5%	1,7%	2,0%	2,2%
2016	0,1%	0,3%	0,5%	0,7%	0,9%	1,2%	1,4%	1,7%	1,9%	2,1%
+20%	0,1%	0,2%	0,4%	0,7%	0,9%	1,1%	1,4%	1,6%	1,8%	2,1%
+40%	0,0%	0,2%	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	1,3%	1,5%	1,8%	2,0%
+60%	0,0%	0,2%	0,4%	0,6%	0,8%	1,0%	1,2%	1,5%	1,7%	1,9%
+80%	0,0%	0,1%	0,3%	0,5%	0,8%	1,0%	1,2%	1,4%	1,6%	1,8%
+100%	0,0%	0,1%	0,3%	0,5%	0,7%	0,9%	1,1%	1,3%	1,6%	1,8%

(c) Heißwasser-Wärmespeicher

Regelleistungspreis

Strompreis	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
-40%	0,3%	0,8%	1,3%	1,8%	2,3%	2,8%	3,3%	3,9%	4,4%	4,9%
-20%	0,2%	0,7%	1,2%	1,7%	2,2%	2,7%	3,2%	3,7%	4,2%	4,7%
2016	0,2%	0,6%	1,1%	1,6%	2,1%	2,6%	3,1%	3,6%	4,1%	4,6%
+20%	0,1%	0,6%	1,1%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%
+40%	0,1%	0,5%	1,0%	1,5%	1,9%	2,4%	2,9%	3,4%	3,9%	4,4%
+60%	0,1%	0,4%	0,9%	1,4%	1,8%	2,3%	2,8%	3,3%	3,7%	4,2%
+80%	0,0%	0,4%	0,8%	1,3%	1,8%	2,2%	2,7%	3,2%	3,6%	4,1%
+100%	0,0%	0,3%	0,8%	1,2%	1,7%	2,1%	2,6%	3,1%	3,5%	4,0%

(d) Thermalwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

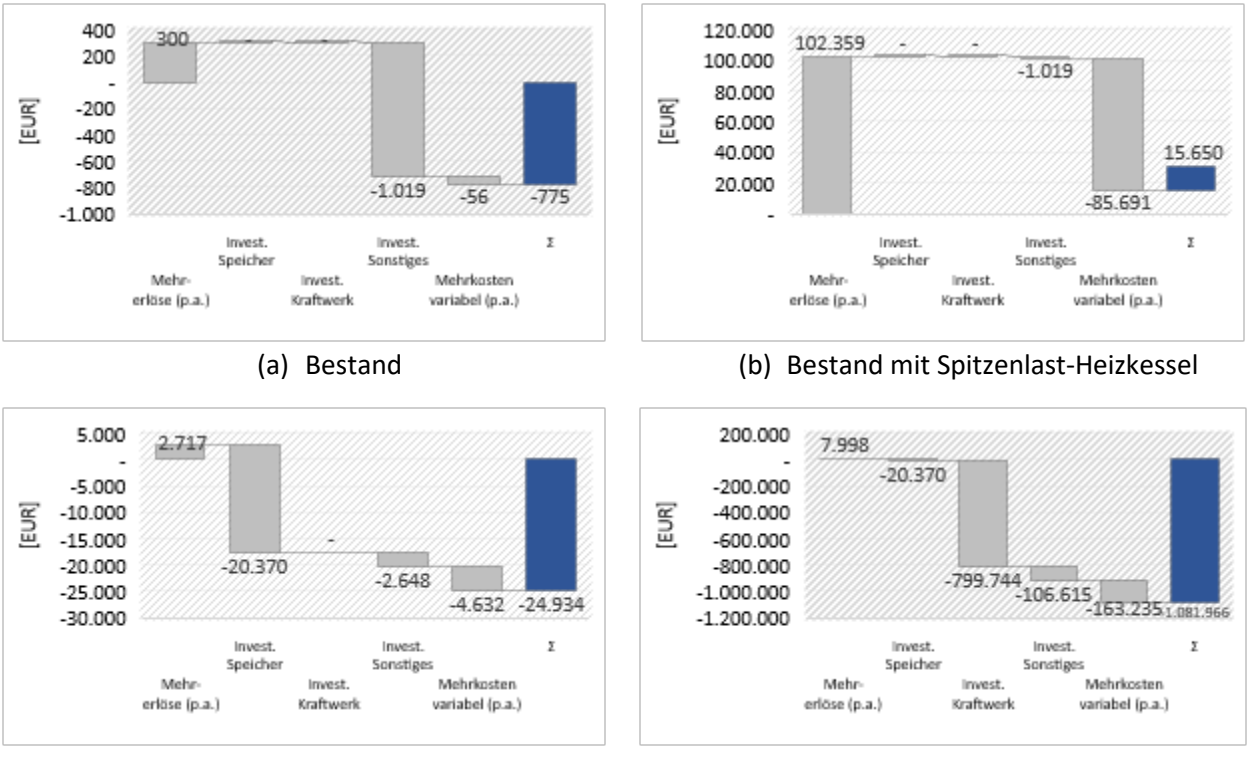
Abbildung 140 zeigt die prozentualen Mehrerlöse des flexiblen Betriebs für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen für eine Stromvergütung zu Marktpreisen. Bei einer Vergütung der Stromerzeugung zu Marktpreisen sind die aus dem flexiblen Betrieb generierbaren Mehrerlöse in allen Szenarien höher als im Falle einer Vergütung nach EEG 2017. Jedoch liegen auch hier die Mehrerlöse im geringen einstelligen Prozentbereich. Somit kann die Flexibilitätsbereitstellung auch für Anlagen, die nicht länger nach EEG gefördert werden, nicht wesentlich zur Erlössteigerung beitragen kann.

5.3.4 Profitabilität im flexiblen Anlagenbetrieb

5.3.4.1 Profitabilität im flexiblen Anlagenbetrieb bei EEG-Vergütung

Im folgenden Kapitel werden basierend auf den zuvor diskutierten jährlichen Mehrerlösen durch Hinzunahme der jährlichen fixen und variablen Kosten die durch den flexiblen Betrieb möglichen jährlichen Mehrgewinne bestimmt. Darauf basierend kann die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung analysiert werden. Für Anlagen im Bestand fallen durch den flexiblen Betrieb einmalig fixe Umrüstkosten und jährlich variable Vermarktungskosten an (siehe Kapitel 5.2). Für Flexibilitätsoptionen mit Wärmespeicher sind zusätzliche Investitionen für den Speicher notwendig, im Falle des Thermalwasser-Wärmespeichers mit zweitem Kraftwerksblock fallen zusätzliche Investitionen für die Erweiterung des ORC-Zweidruckprozesses bzw. Kalina-Prozesses an. Für Anlagen im Bestand mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk ist im Falle der Regelleistungsbereitstellung zusätzlich mit Brennstoffkosten für die Abrufenergie positiver Regelleistung zu rechnen. Da im Rahmen der vorgenommenen Analyse eine jährliche Betrachtung stattfindet, werden sämtliche Investitionskosten mithilfe des Annuitätenfaktors annualisiert. Die damit berechneten Mehrgewinne können somit als zusätzlicher jährlicher Earnings before Taxes (EBT) angesehen werden, also als zusätzlicher Vorsteuergewinn nach Abschreibungen. Abbildung 141 veranschaulicht diese Logik für unterschiedliche Flexibilisierungsoptionen im Referenzjahr 2016 bei Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW.

Abbildung 141: Zusatzgewinne (p.a.) für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW im Referenzjahr 2016.



(a) Bestand (b) Bestand mit Spitzenlast-Heizkessel

(c) Heißwasser-Wärmespeicher (d) Thermalwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Für Anlagen mit Wärmespeichern betragen die Investitionskosten für das benötigte Speichervolumen von 400 m³ 200.000 EUR. Dies gilt bei Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW, siehe Kapitel 4 so-

wie Speichervolumenkosten von 500 EUR/m³. Hinzu kommen Planungskosten, Kosten für die Einbindung des Speichers in die Gesamtanlage und Einmalaufwendungen für die Schulung von Mitarbeitern und Bereitstellung der Infrastruktur zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt, sodass für Anlagen mit Heißwasser-Wärmespeichern in Summe von einem Investitionsaufwand von 236.000 EUR für die Flexibilisierung ausgegangen werden kann. Die betrachtete Flexibilitätsoption von Thermalwasser-Wärmespeicher mit zweitem Kraftwerksblock erfordert zusätzlich die Errichtung eines zweiten ORC-Kraftwerksblocks (siehe Kapitel 4), was mit zusätzlichen Investitionskosten i. H. v. 8.588.000 EUR verbunden ist (bei elektrischer Leistung des zusätzlichen Kraftwerksblocks von 4.000 kW_{el}).

Abbildung 138 (b) zeigt für die aktuelle EEG-Vergütung von 25,2 Ct/kWh die Abhängigkeit der Mehrgewinne bei aktuellem Preisniveau von der Fernwärmenetz-Anschlussleistung auf. Für Anlagen im Bestand steigt mit sinkender Fernwärmenetz-Anschlussleistung das Flexibilitätspotential. Bei gleichbleibender Ausnutzung dieses Potentials sind damit mit sinkender Fernwärmenetz-Anschlussleistung auch leicht steigende Mehrerlöse und auch Mehrgewinne möglich (-800 EUR/a bei 67,5 MW und 6.500 EUR/a bei 0 MW). Auch für Anlagen mit Wärmespeichern steigt das Flexibilitätspotential mit sinkender Fernwärmenetz-Anschlussleistung (siehe Abbildung 131). Die möglichen Mehrgewinne sind im Falle eines Heißwasser-Wärmespeichers für mittlere Fernwärmenetzanschlussleistungen von 20 – 30 MW am höchsten (ca. -21.000 EUR/a), jedoch auch dann noch deutliche negativ. Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk können insbesondere bei hohen Fernwärmnetzanschlussleistungen das positive Flexibilitätspotential signifikant steigern. Dadurch können solche Anlagen auch im Falle hoher Fernwärmenetzanschlussleistungen die höchsten Mehrgewinne bzw. Profitabilität erzielen (ca. 16.000 EUR/a). Anlagen mit Thermalwasserspeicher und zweitem Kraftwerksblock können die sehr hohen Investitionskosten für die zusätzliche ORC-Komponente nicht erwirtschaften und können in keinem der simulierten Szenarien wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen.

Abbildung 142: Sensitivität der Mehrgewinne (p.a.) in 10^3 EUR im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW.

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)

	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	- 1	5	16	28	40	51	63	75	87	99
6,0	- 1	1	8	19	31	43	54	66	78	89
8,0	- 1	- 0	4	11	22	34	45	57	69	81
10,0	- 1	- 1	2	7	14	25	36	48	60	72
12,0	- 1	- 1	0	4	10	17	28	39	51	63
14,0	- 1	- 1	- 1	2	6	12	21	31	42	54
16,0	- 1	- 1	- 1	1	4	9	15	24	34	45
18,0	- 1	- 1	- 1	- 0	3	6	11	18	27	37
20,0	- 1	- 1	- 1	- 1	2	5	9	14	21	30
22,0	- 1	- 1	- 1	- 1	0	3	7	11	17	24
24,0	- 1	- 1	- 1	- 1	- 1	2	5	9	13	20
25,2	- 1	- 1	- 1	- 1	- 1	1	4	8	12	18

(a) Bestand

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)

	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	- 6	- 1	4	16	36	70	108	146	184	223
6,0	- 6	- 4	1	13	33	67	105	143	181	219
8,0	- 6	- 5	- 1	11	30	64	102	140	179	217
10,0	- 6	- 6	- 3	8	28	62	100	138	176	214
12,0	- 6	- 6	- 5	6	25	59	97	135	173	211
14,0	- 6	- 6	- 6	4	22	56	94	132	170	208
16,0	- 6	- 6	- 6	3	21	54	91	130	168	206
18,0	- 6	- 6	- 6	2	19	52	89	127	165	203
20,0	- 6	- 6	- 6	1	18	50	86	124	162	200
22,0	- 6	- 6	- 6	1	17	49	85	122	159	198
24,0	- 6	- 6	- 6	1	16	47	83	120	157	195
25,2	- 6	- 6	- 6	1	16	47	82	119	156	193

(b) Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)

	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	- 25	- 8	10	28	46	64	82	101	119	138
6,0	- 28	- 15	2	20	38	56	74	92	110	128
8,0	- 28	- 22	- 6	12	30	48	65	83	101	119
10,0	- 28	- 27	- 12	4	22	40	57	75	93	111
12,0	- 28	- 27	- 19	- 3	14	32	49	67	85	103
14,0	- 28	- 28	- 25	- 9	6	24	42	59	77	95
16,0	- 28	- 28	- 27	- 16	- 0	16	34	51	69	87
18,0	- 28	- 28	- 27	- 22	- 7	9	26	44	61	79
20,0	- 28	- 28	- 28	- 25	- 13	3	19	36	53	71
22,0	- 28	- 28	- 28	- 26	- 19	- 4	12	28	46	63
24,0	- 28	- 28	- 28	- 27	- 24	- 10	6	21	38	56
25,2	- 28	- 28	- 28	- 27	- 25	- 13	2	17	34	51

(c) Heißwasser-Wärmespeicher

Regelleistungspreis

Strompreis (Ct/kWh)

	-80%	-60%	-40%	-20%	2016	+20%	+40%	+60%	+80%	+100%
4,0	-1.082	-1.044	-1.004	- 964	- 925	- 885	- 845	- 805	- 766	- 726
6,0	-1.090	-1.060	-1.021	- 981	- 941	- 902	- 862	- 822	- 782	- 743
8,0	-1.090	-1.075	-1.037	- 997	- 958	- 918	- 878	- 839	- 799	- 759
10,0	-1.090	-1.087	-1.052	-1.014	- 974	- 935	- 895	- 855	- 816	- 776
12,0	-1.090	-1.090	-1.067	-1.029	- 991	- 951	- 911	- 872	- 832	- 792
14,0	-1.090	-1.090	-1.081	-1.044	-1.007	- 967	- 928	- 888	- 849	- 809
16,0	-1.090	-1.090	-1.087	-1.059	-1.022	- 984	- 944	- 905	- 865	- 825
18,0	-1.090	-1.090	-1.090	-1.074	-1.037	- 999	- 960	- 921	- 881	- 842
20,0	-1.090	-1.090	-1.090	-1.083	-1.051	-1.014	- 976	- 937	- 898	- 858
22,0	-1.090	-1.090	-1.090	-1.087	-1.066	-1.029	- 991	- 953	- 914	- 875
24,0	-1.090	-1.090	-1.090	-1.089	-1.078	-1.044	-1.006	- 969	- 930	- 891
25,2	-1.090	-1.090	-1.090	-1.090	-1.082	-1.052	-1.015	- 978	- 940	- 901

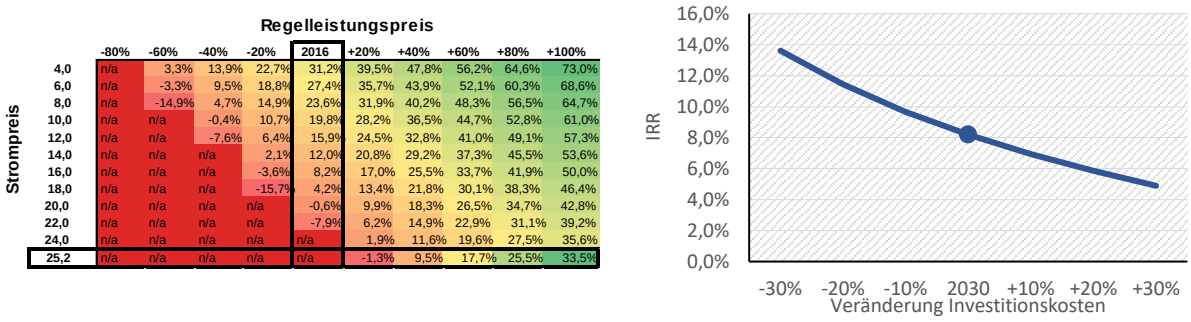
(d) Thermalwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 142 stellt die Sensitivität der jährlichen Mehrgewinne in 10^3 EUR im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW dar. Die Ergebnisse zeigen, dass unter aktueller EEG-Vergütung nur Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk wirtschaftlich Regelleistung anbieten können. Die möglichen jährlichen Mehrgewinne betragen dabei aktuell ca. 16.000 EUR. Alle anderen Flexibilitätsoptionen erwirtschaften durch die Bereitstellung von Regelleistung aktuell negative Zusatzgewinne. Im Falle der Bestandsanlagen können die Einmalaufwendung und laufenden Kosten, die mit der Vermarktung von Regelleistung einhergehen,

nicht erwirtschaftet werden. Im Falle der Anlagen mit Wärmespeichern können die zusätzlich hohen anfänglichen Investitionskosten nicht durch die geringen Mehrerlöse gedeckt werden. Mit sinkender EEG-Einspeisevergütung für Strom aus tiefer Geothermie ergibt sich jedoch – bei konstanten Regelleistungspreisen – gegen 2025 bis 2030 auch für Anlagen im Bestand die Möglichkeit, wirtschaftlich Regelleistung für ein Energiesystem bereitzustellen. Die Profitabilität der Regelleistungsbereitstellung für Anlagen im Bestand unter EEG-Vergütung ist jedoch nur gegeben, wenn die erzielbaren Regelleistungspreise mindestens ihr heutiges Niveau beibehalten. Bereits eine Verschlechterung der erzielbaren Preise um 20 % gefährdet auch nach 2030 die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung mit Bestandsanlagen. Anlagen mit Heißwasser-Wärmespeicher können mittelfristig nicht wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen. Erst mit stark sinkenden EEG-Einspeisevergütung unterhalb von 14,0 Ct/kWh ist die Profitabilität bei heutigem Preisniveau für Regelleistung gegeben. Abbildung 143 (a) zeigt ergänzend zu den jährlichen Mehrgewinnen aus Abbildung 142 die zugehörige internen Verzinsung (IRR) der Investition in einen Heißwasser-Wärmespeicher. Die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierungsmaßnahme ist gegeben, wenn der IRR die Kapitalkosten von 8,00 % (siehe Kapitel 5.2) übersteigt. Abbildung 143 (b) stellt die Abhängigkeit des IRRs von der Entwicklung der Investitionskosten für den Speicher für das Jahr 2030 bei einer EEG-Vergütung von 16,0 Ct/kWh dar. Eine Verringerung der Speicherkosten um 20 % auf 400 EUR/m³ erhöht den IRR um 2,2 %. Dies zeigt, dass aktuell und mittelfristig auch bei starken Reduktionen in den Umrüstkosten, z. B. durch eine bereits bei der Erstplanung berücksichtige Flexibilisierung von Neuanlagen, die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung nur bedingt beeinflusst werden kann.

Abbildung 143: IRR für Investition in Heißwasser-Wärmespeicher (a) und Sensitivität des IRRs (b) bei fester Einspeisevergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung 67,5 MW.



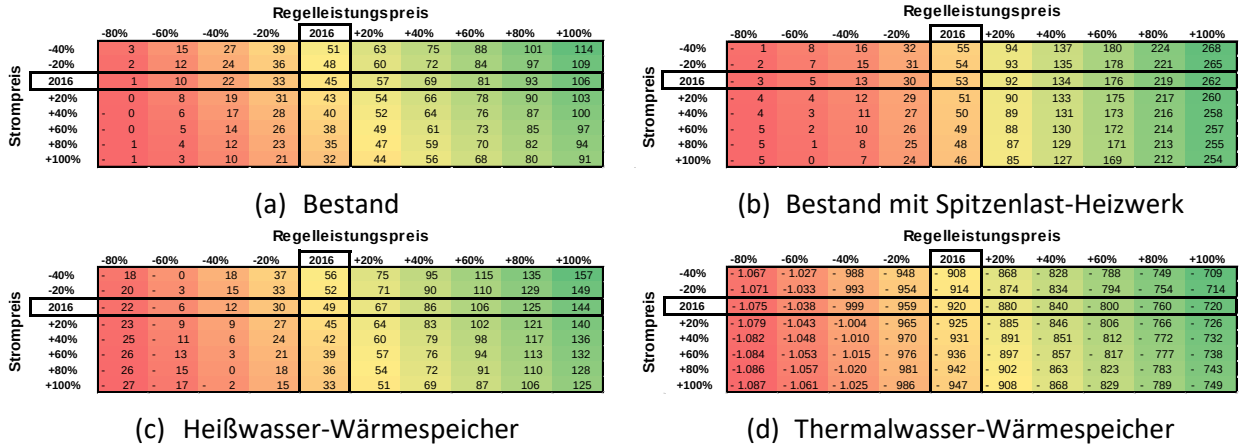
(a) IRR (b) Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.4.2 Profitabilität im flexiblen Anlagenbetrieb bei Marktpreisvergütung

Wie in Kapitel 5.3.3.2 erläutert, sind die möglichen Mehrerlöse bei einer Stromvergütung zu Marktpreisen höher als bei einer EEG-Vergütung mit festen Einspeisetarifen. Dies liegt an einer stärkeren Ausnutzung des Flexibilitätspotentials. Damit verbunden steigen bei einer Marktpreisvergütung auch die Mehrgewinne eines flexiblen Betriebs. Abbildung 144 stellt die Sensitivitäten der Mehrgewinne für unterschiedliche Flexibilisierungsoptionen bei einer Marktpreisvergütung und einer Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW dar. Bei einer Stromvergütung zu Marktpreisen könnten bereits heute Anlagen im Bestand wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen. Die jährlichen Mehrgewinne fallen allerdings auch hier sehr gering aus (ca. 32.000 EUR/a). Auch für Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk und Anlagen mit Heißwasser-Wärmespeicher ist die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung bei heutigem Preisniveau gegeben. Damit könnte für Geothermieanlagen, deren Stromproduktion nicht länger nach EEG vergütet wird, die Vorhaltung von positiver und negativer Sekundärregelleistung eine Möglichkeit darstellen, systemdienstliche Leistungen zu erbringen und gleichzeitig die Gewinne moderat zu steigern.

Abbildung 144: Sensitivität der Mehrgewinne (p.a.) in 10^3 EUR im wirtschaftlich optimalen Betrieb bei Marktpreisvergütung und Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW.



(a) Bestand (b) Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

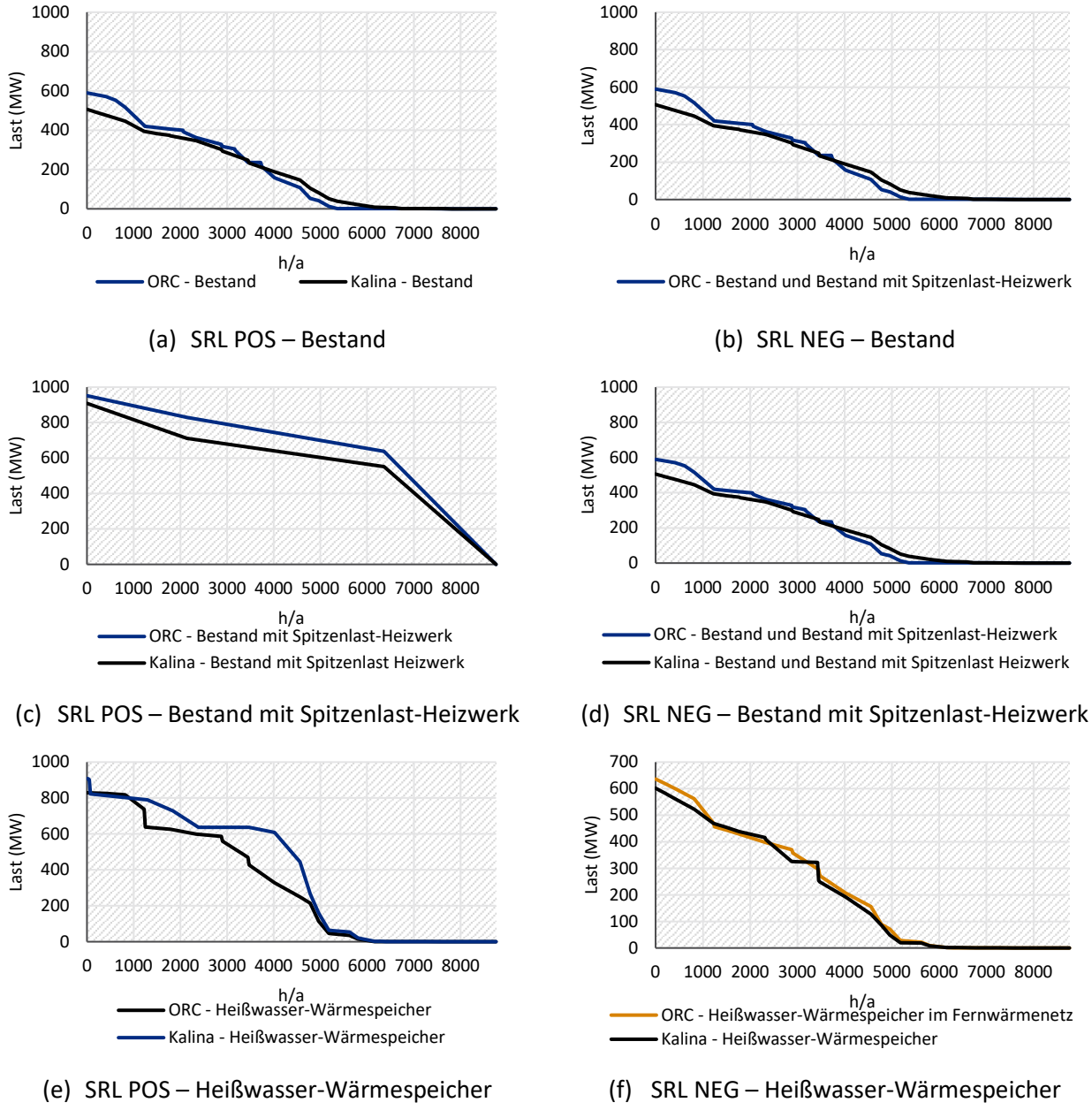
(c) Heißwasser-Wärmespeicher (d) Thermalwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.5 Vergleich des ORC-Zweidruck-Prozesses mit dem Kalina-Prozess

Alle vorherigen Analysen beziehen sich auf die Referenzanlage des ORC-Zweidruck-Prozess, mit den in Kapitel 4.7 identifizierten Flexibilitätspotentialen. In Kapitel 4 wurde zusätzlich auch eine Referenzanlage für den Kalina-Prozess festgelegt und deren technisches Flexibilitätspotential bestimmt. Im Folgenden soll deshalb ein kurzer Vergleich zwischen dem ORC-Zweidruck-Prozess und dem Kalina-Prozess erfolgen. Abbildung 145 gibt einen Überblick über die Jahresdauerlinien für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen für den ORC-Zweidruck-Prozess und den Kalina-Prozess bei der maximalen Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW. Um eine direkte Vergleichbarkeit beider Anlagentypen zu ermöglichen, wird eine Skalierung der elektrischen Bruttoleistung auf 1.000 MW vorgenommen. Es zeigt sich, dass Kalinaanlagen im Bestand für positive als auch für negative Regelleistungserbringung ein geringeres Gesamtflexibilitätspotential aufweisen, als ORC-Anlagen (siehe auch Kapitel 4). Jedoch weisen Kalinaanlagen bei hohen Fernwärmeauskopplung ein leicht höheres Flexibilitätspotential auf, was auf Jahressicht zu einer etwas höheren zeitlichen Verfügbarkeit des Flexibilitätspotentials führt. Kalinaanlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk weisen im Vergleich zu ORC-Anlagen mit Spitzenlast-Heizwerk und solchen mit Wärme-Speichern ein geringeres Potential für positive Regelleistungsbereitstellung auf. Kalinaanlagen mit Wärme-Speichern sind sowohl für negative als auch positive Regelleistungsbereitstellung ein geringeres Flexibilitätspotential als ORC-Anlagen. Das leicht geringere Flexibilitätspotential des Kalina-Prozesses äußert sich auch im Vergleich zum ORC-Zweidruck-Prozess in allen Szenarien mit geringeren Mehrerlösen aus der Regelleistungsvermarktung. Damit ist auch die Profitabilität des flexiblen Betriebs von Kalinaanlagen entsprechend geringer.

Abbildung 145: Vergleich der Jahresdauerlinie für die Regelleistungsbereitstellung des ORC-Zweidruck-Prozess und Kalina-Prozess bei Fernwärmenetz-Anschlussleistung von 67,5 MW.



(a) SRL POS – Bestand

(b) SRL NEG – Bestand

(c) SRL POS – Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

(d) SRL NEG – Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk

(e) SRL POS – Heißwasser-Wärmespeicher

(f) SRL NEG – Heißwasser-Wärmespeicher

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

5.3.6 Kostenvergleich alternativer Technologien zur Regelleistungsbereitstellung

Gasbefeuerte Anlagen und Speichertechnologien sind in der Regel die Hauptanbieter von positiver Regelleistung. In diesem Abschnitt wird ein allgemeiner Kostenvergleich der verschiedenen Technologien zur Regelleistungsbereitstellung vorgestellt. Für eine detaillierte Analyse der Regelleistungsbereitstellungskosten für die unterschiedlichen Technologien ist die Einbeziehung der technischen und wirtschaftlichen Regelleistungsmarktmechanismen und Betriebsstrategien erforderlich. Eine solche Analyse ist im Rahmen dieses Projekts nicht zu realisieren. Die Investitionskosten (Tabelle 23) ermöglichen jedoch einen ersten Einblick, wie diese Technologien im Vergleich zu flexiblen Geothermieanlagen einzuordnen sind.

Auch wenn die Flexibilität bei der Regelleistungsbereitstellung gering ist, ist die Flexibilisierung des bestehenden Geothermiekraftwerks mit Spitzenlast-Heizwerk mit einer Gesamtinvestition von 10.000

EUR die kostengünstigste Option. Das Spitzenlast-Heizwerk sowie der Heißwasserspeicher erhöhen dabei nicht die installierte Leistung des Kraftwerks, sondern ermöglichen nur einen Anstieg des gesamten Flexibilitätspotentials. Die anderen Technologieoptionen, wie Speicher- und Gastechnologien sowie ein zweiter Kraftwerksblocks, gelten als neu installierte elektrische Leistung und haben daher höhere Investitionskosten. Von diesen Technologien haben Gasmotoren die niedrigsten Kosten, gefolgt von Gasturbinen. Auf der anderen Seite haben Batterien einen breiten Kostenbereich auf höherem Niveau, wobei Li-Ionen-Batterien die vielversprechendste Option sind. Dennoch könnten Gebrauchtbatterien, z. B. aus der Elektromobilität, in naher Zukunft die Kosten für den Stromsektor senken. Die strombezogenen Investitionskosten für den Aufbau eines zweiten Kraftwerks ähneln denen eines Pumpspeicherwerks. Diese markieren die Technologien mit den höchsten Investitionskosten.

Tabelle 23: Investitionskosten für Regelleistungsbereitstellung pro Technologie.

Technologie	Investitions-kosten [EUR/kWel]*	Quelle
Geothermie		
Geothermieanlage im Bestand	0	Kapitel 5
Spitzenlast-Heizwerk	3*	Kapitel 5
Heißwasserspeicher	50*	Kapitel 5
Thermalwasserspeicher und zweiter Kraftwerksblock	1.900 – 4.000	Kapitel 5
Speicher		
Li-Ionen-Batterien	1.464 – 2.879	[111]
Redox-Flow (V)	1.841 – 3.318	[111]
Redox-Flow (Zn)	2.820 – 3.287	[111]
Pumpspeicherwerk	1.500 – 4.500	[112]
Gastechnologien		
Gasmotor (< 5 MW)	800	[113, 114]

* Die Kosten entsprechen den Zusatzkosten pro kWel der bestehenden Geothermieanlage.

5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Aus den Analysen des Kapitels 5 kann abgeleitet werden, dass für Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern bei dauerhafter zeitlicher Verfügbarkeit (vgl. Kapitel 4.7) das positive und negative Flexibilitätspotential bei hohen Fernwärmenetz-Anschlussleistungen auf < 5.500 h pro Jahr beschränkt ist. Damit können Bestandsanlagen und Anlagen mit Wärmespeicher auf Jahressicht nur eingeschränkt Flexibilität für ein zukünftiges Energiesystem mit erhöhtem Flexibilitätsbedarf bereitstellen. Mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk können Anlagen jedoch dauerhaft und unabhängig von der Fernwärmenetz-Anschlussleistung positive Sekundärregelleistung bereitstellen. Unter aktuellem Preisniveau ist in allen Flexibilitätsvarianten die Ausnutzung des technisch möglichen Flexibilitätspotentials nur bedingt ökonomisch sinnvoll. Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern können unter aktuellem Preisniveau nicht wirtschaftlich Regelleistung erbringen. Anlagen im Bestand mit Unterstützung durch das Spitzenlast-Heizwerk können bereits heute durch Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung zusätzliche Gewinne erwirtschaften. Jedoch

bewegen sich diese auf äußerst niedrigem Niveau. Mit Verringerung des anzulegenden Werts für Strom aus Geothermie nach §45 EEG 2017 nach 01.01.2021 birgt eine verstärkte Ausnutzung des Flexibilitätspotentials für Geothermieanlagen ökonomische Vorteile. Anlagen im Bestand und Anlagen mit Spitzenlast-Heizwerk können dann wirtschaftlich negative und positive Sekundärregelleistung vorhalten. Jedoch können die Gesamterlöse und -gewinne der Anlagenbetreiber durch einen flexiblen Anlagenbetrieb auch dann nur in sehr geringem Umfang gesteigert werden. Eine Bereitstellung von Flexibilität durch tiefe Geothermiekraftwerke, deren Stromerzeugung nach EEG vergütet wird, ist damit ohne zusätzliche Anreize mittelfristig nicht zu erwarten. Für Anlagen, deren Stromerzeugung z. B. aufgrund des Endes der Förderlaufzeit nicht länger nach EEG vergütet wird, birgt die Flexibilitätsbereitstellung das Potential, Erlöse und Gewinne moderat zu steigern und gleichzeitig wirtschaftlich systemdienliche Leistungen in Form von Regelleistung bereitzustellen. Jedoch ist die Wirtschaftlichkeit des flexiblen Betriebs maßgeblich durch die erzielbaren Regelleistungspreise bestimmt, die aufgrund des Marktdesigns, neuen Marktteilnehmern und regulatorischen Änderungen, hohen Unsicherheiten unterliegen.

6 Energiesystemmodell

6.1 Ziele und Struktur des Kapitels

In diesem Kapitel soll die Frage beantwortet werden, ob alternative Flexibilisierungskomponenten die Rolle von Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systeme in der Strom- und Wärmeversorgung stärken. Der Einfluss alternativer Flexibilisierungskomponenten im Zusammenspiel mit einer Geothermieanlage wird mit Hilfe eines wärmegeführten Energiesystemmodells untersucht. Dabei wird eine Geothermieanlage und zusätzliche Komponenten zur Erhöhung der Systemflexibilität in einem Energiesystemmodell abgebildet. Die Energiesystemanalyse konzentriert sich auf das in 4.3.1 beschriebene ORC-Referenz Geothermiekraftwerk und berücksichtigt die folgenden Flexibilisierungsoptionen:

- Flexibler Betrieb der Förderpumpe (Kapitel 2.3.3)
- Integration von Wärmespeichertechnologien (Kapitel 4.1.2)
- Alternative Flexibilisierungsoptionen: Heizkessel und Wärmepumpe

Für die Kopplung des Wärmesystems mit dem Stromsystem wird die Residuallast mit einer aus historischen Day-Ahead-Strompreisen abgeleiteten Residuallastkurve kombiniert. Zu diesem Zweck werden die Cluster-Ergebnisse für Day-Ahead Strompreise aus Kapitel 5.2.1 verwendet. Die Strompreischarakteristik ist auf einen Brennstoffpreis normiert und soll so Preisschwankungen am Markt abbilden.

Mit Hilfe eines Optimierungsmodells wird unter verschiedenen Rahmenbedingungen der kostenoptimale Einsatz der Anlagenkomponenten anhand von Jahres-Simulationen untersucht. Die Deckung der Wärmelast ist dabei definitionsgemäß vorgeschrieben, wobei die Rolle der Geothermie-Anlage über die Interaktion mit dem Strommarkt von den gewählten Szenarien bzw. Rahmenbedingungen abhängt. Anschließend werden die flexiblen Anlagekonfigurationen im Hinblick auf die Beteiligung der einzelnen Technologien an der Strom- und Wärmeversorgung untersucht und die Ergebnisse dargestellt und diskutiert. Insbesondere wird dabei auf den Einfluss der zusätzlichen Komponenten auf die Residuallast eingegangen. Abschließend wird geprüft, ob aus den Ergebnissen allgemeine Erkenntnisse über das Zusammenspiel von Geothermieanlagen und unterschiedlichen Komponenten zur Flexibilisierung abgeleitet werden können.

Im nächsten Abschnitt wird das Energiesystem vorgestellt. Eine allgemeine Auslegung des Systems, der Modellierungsansatz und eine detaillierte Beschreibung der Systemkomponenten sind enthalten. Die zu analysierenden Energiesystemkonfigurationen und -szenarien sind in Kapitel 0 definiert. In Kapitel 6.3 werden die für das Energiesystem verwendeten Eingangsdaten mit besonderem Fokus auf die technischen Daten der Geothermieanlage und die Zeitreihen von Wärmebedarf, Temperatur und Eigenbedarf beschrieben. Kapitel 6.4 kondensiert die ermittelten Ergebnisse für die verschiedenen Sets der analysierten Szenarien. Für die verschiedenen Energiesystemkonfigurationen werden die Beiträge der verschiedenen Technologien an der Wärmeversorgung sowie die ins Netz eingespeiste Strommenge aus Geothermie-Kraftwerken verglichen. Schließlich werden die Haupterkenntnisse aus der durchgeführten Analyse in Kapitel 6.5 zusammengefasst.

6.2 Modellbeschreibung

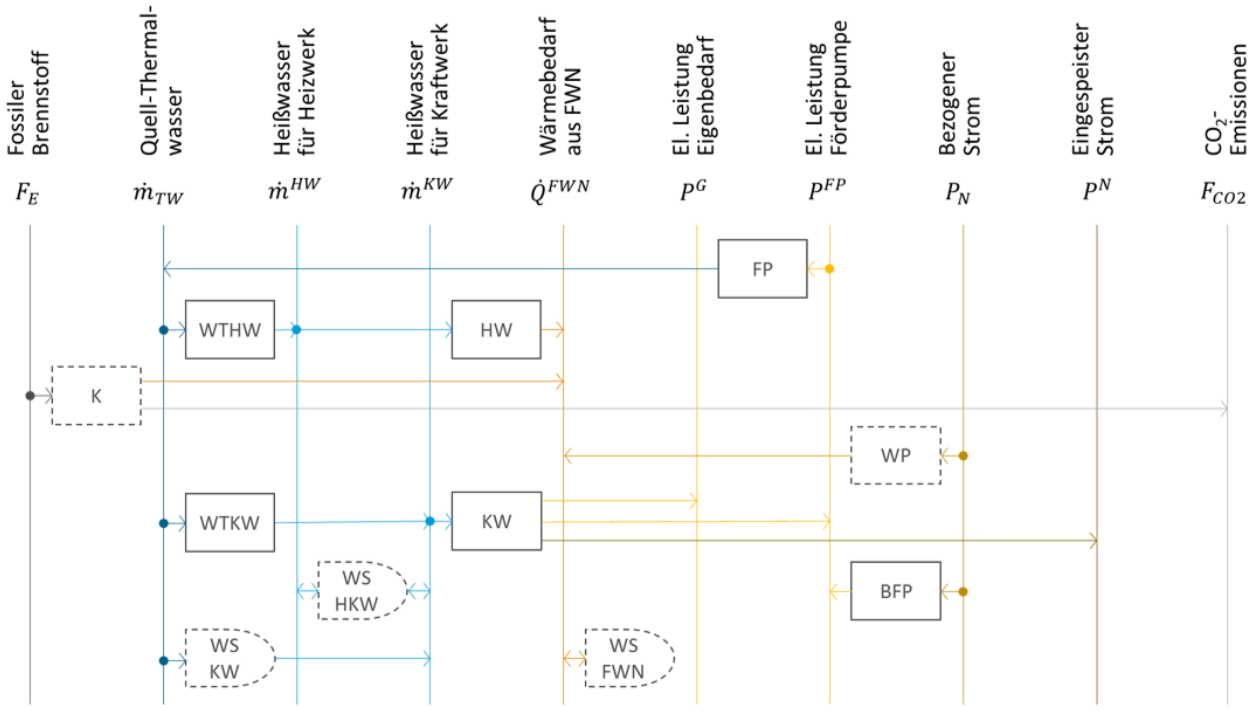
6.2.1 Auslegung

Ein Energiesystem umfasst einen Satz von Komponenten bzw. Prozessen, deren Einsatz und Zusammenspiel zum Ziel hat, den Energiebedarf des Endverbrauchers zu decken. Die allgemeine Auslegung des in dieser Studie analysierten Energiesystems ist in Abbildung 146 dargestellt. Energieträger (mit vertikalen Linien dargestellt) werden durch Energiewandlungstechnologien (als Kästen - oder Halbellipsen dargestellt) transformiert. Pfeile zeigen die Ein- und Ausgangsenergieträger für jeden Prozess

an. An jeder vertikalen Linie entsprechen die Zuflüsse des Energieträgers den Abflüssen, so dass das Energiesystem im Gleichgewicht ist.

Die gesamte Geothermieanlage wird durch die Wärmetauscher WTHW und WTKW für das Heiz- (HW) bzw. das Kraftwerk (KW), die Förderpumpe (FP) und den übergeordneten Prozess (BFP) dargestellt. BFP repräsentiert den Bezug von Strom aus dem Netz, um bei Bedarfsfällen die elektrische Last der Förderpumpe zu decken. Dargestellte Energieumwandlungsprozesse in Geometrien mit gestricheltem Rand zeigen die zusätzlichen Technologien zur Erhöhung der Flexibilität der Geothermieanlage. Dazu gehören der fossile Heizkessel (K), die elektrisch angetriebene Wärmepumpe (WP) und drei Wärmespeicherkonfigurationen (aus Kapitel 4): Thermalwasser-Wärmespeicher für das Kraftwerk (WSKW), Heißwasser-Wärmespeicher sowohl für das Heizwerk als auch für das Kraftwerk (WSHKW) und Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz (WSFWN).

Abbildung 146: Allgemeine Auslegung des Energiesystemmodells mit vertikalen Linien als Energieträger, Kästen als Energiewandlungsprozesse und Halbellipsen als Wärmespeichertechnologien. Flexibilisierungsoptionen sind mit gestricheltem Rand dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.2 Modellierungsansatz

In dieser Studie wird ein wärmegeführtes System analysiert, d. h. der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes muss jederzeit mit den verfügbaren Technologien gedeckt werden. Durch die Verwendung eines Betriebsplanungsmodells wird der kostenoptimale Einsatz der Energiesystemkomponenten für verschiedene Systemkonfigurationen bestimmt. Zu diesem Zweck wird das Modell *urbs* verwendet.

6.2.2.1 Modellbeschreibung

urbs ist ein Open-Source Programm zur Erstellung linearer Optimierungsprobleme im Bereich der Energieversorgung. Es erlaubt die Optimierung nach Kosten- oder CO_2-Ausstoß von sektorgekoppelten Energiesystemen, wobei keinerlei Einschränkungen für die gewählten Energieträger existieren. Grundsätzlich muss die vorgegebene Nachfrage (nach zu definierenden Energieträgern) in jedem Zeit-

schritt gedeckt werden. Das Optimierungsproblem kann dabei sowohl den Ausbau, als auch den Einsatz von zuvor definierten Energiewandlungs-, -speicher- und -übertragungstechnologien sowie den Einsatz von DSM als Variablen enthalten. Nach der Lösung eines konkreten Optimierungsproblems werden dann die Zeitreihen der kosten- bzw. CO_2-optimalen Strategien für den Einsatz aller verwendeten Technologieoptionen ausgegeben. Eine detaillierte Beschreibung des Programms findet sich unter [115], der Code selbst ist frei verfügbar unter der Lizenz GPL v3 [116].

Übersicht über die wesentlichen Modellparameter

Energieträger (Commodities)

Energieträger können beliebig festgelegt werden. Insgesamt können zur Erstellung eines Modells sieben verschiedene Typen von Energieträgern unterschieden werden. Nachfrage-Energieträger werden als Zeitreihe vorgegeben und müssen durch die Optimierung jederzeit gedeckt werden. Für erneuerbare Energien werden die Wetterbedingungen durch eine Zeitreihe von Kapazitätsfaktoren für die analysierten Technologien dargestellt. Es ist zudem möglich, eine Preiszeitreihe für den Handel von Energieträgern an einem externen Markt vorzugeben. Für alle Energieträger gilt dabei die Knotenregel, nach der zu jedem Zeitpunkt der Zufluss und Abfluss eines Energieträgers an jedem modellierten Ort identisch sein muss. Einzige Ausnahmen zu dieser Regel bilden die Emissionen (z. B. CO_2) des Systems sowie Veränderungen der Nachfragezeitreihen durch DSM.

Energiewandlungs- und -speichertechnologien

Die eingesetzten Technologieoptionen gliedern sich in Energiewandler und Energiespeicher. Erstere wandeln in einem von der Modellierung festgelegten Verhältnis die verschiedenen Energieträger ineinander um. Die wichtigsten Modellvariablen für diese Technologieoption sind dann die installierte Gesamtkapazität und der jeweils stündliche Einsatzzustand der Technologie. Es ist hierbei möglich, noch weitere Vorgaben, wie etwa zum Teillastverhalten oder einer stündlich variierenden Effizienz, zu machen. Energiespeicher interagieren nur mit einem Energieträger. Neben ihrer maximalen Kapazität und Leistung sind hier pro Zeitschritt die momentanen Änderungen des Ladezustands die entscheidenden Variablen.

Kosten

Die Kosten teilen sich auf in Investitions-, Fix-, variable, Treibstoff- und CO_2-Kosten. Dabei sind die Investitionskosten stets nach der Annuitätenmethode bestimmt und stellen somit den jährlichen zur Deckung der getätigten Investition einzusetzenden Cashflow dar. Fixkosten sind an die maximale Leistung der Technologieoptionen gekoppelt, während variable Kosten pro umgesetzter Energiemenge anfallen.

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Systemkomponenten bereits vorhanden sind und daher keine Investitionskosten durch die Flexibilisierungstechnologien anfallen. Zudem wird angenommen, dass die einzigen Betriebskosten der Geothermieanlage sich auf die Thermalwasserfördepumpe beziehen. Demnach sind die Systembetriebskosten nur mit dem verwendeten Brennstoff im Kessel und dem aus dem Netz bezogenen Strom (für die Speisepumpe und die Wärmepumpe) verbunden.

6.2.2.2 Modellierung von Systemkomponenten

Nach den in Abbildung 237 dargestellten Energieströmen (siehe Anhang K) stellt dieser Unterabschnitt die mathematische Modellierung der verschiedenen Energiewandlungsprozesse dar, wie sie im *urbs*-Modell eingebaut sind. In den untenstehenden Gleichungen haben Energieträger die folgende Nomenklatur:

$$X_{\text{Quellprozess}}^{\text{Zielprozess}} \qquad \text{Gleichung 60}$$

Variablen mit nur einem Quellprozessindex stellen die gesamte Wärme- oder Stromausgabe dar. Auf die gleiche Weise, stellen Variablen mit nur einem Zielprozessindex die gesamte Wärme- oder Stromeingabe dar. Parameter, wie z. B. Wirkungsgrade, haben nur einen Index, der den zugehörigen Energiewandlungsprozess bezeichnet.

Geothermieanlage

Die Wärme- und Stromerzeugung der Referenz-Geothermieanlage (siehe auch Kapitel 6.2.3), $\dot{Q}_G$ und P_G, werden berechnet als:

$$\dot{Q}_G = \dot{m}^{HW} \cdot \eta_{HW} \qquad \text{Gleichung 61}$$

$$P_G = \dot{m}^{KW} \cdot \eta_{KW} \qquad \text{Gleichung 62}$$

wobei $\dot{m}^{HW}$ und $\dot{m}^{KW}$ der verfügbare Thermalwassermassenstrom für das Heiz- bzw. Kraftwerk sind. η_{HW} ist die thermische Effizienz und η_{KW} ist die temperaturabhängige elektrische Effizienz des Kreisprozesses der Geothermieanlage.

In *urbs*, wird die Effizienz des Geothermie-Kraftwerks als eine zeitvariable Effizienz in Abhängigkeit von der Außentemperatur modelliert:

$$\eta_{KW}(t) = \eta_{KW}\big(T(t)\big) \qquad \text{Gleichung 63}$$

Unter Einbeziehung der Speichertechnologien kann der gesamte verfügbare Heißwassermassenstrom für die Wärme- und Stromerzeugung zu einem beliebigen Zeitpunkt berechnet werden als:

$$\dot{m}^{HW} = \dot{m}^{HW}_{TW} + \dot{m}^{HW}_{WSHKW} \qquad \text{Gleichung 64}$$

$$\dot{m}^{KW} = \dot{m}^{KW}_{TW} + \dot{m}^{KW}_{WSHKW} + \dot{m}^{KW}_{WSKW} \qquad \text{Gleichung 65}$$

Heizkessel

Der Heizkessel erzeugt Wärme durch die Verbrennung eines fossilen Brennstoffs. Die Wärmeerzeugung $\dot{Q}_K$ steht in direktem Zusammenhang mit dem Energiegehalt des verbrannten Brennstoffs F_E und der Kesseleffizienz η_K.

$$\dot{Q}_K = F_E \cdot \eta_K \qquad \text{Gleichung 66}$$

In *urbs* steht annahmegemäß eine unbegrenzte Menge an Brennstoff zur Verfügung. Darüber hinaus werden die bei der Verbrennung von Brennstoffen entstehenden CO_2-Emissionen berücksichtig, welche mit einem vom Brennstoff abhängigen Emissionsfaktor *e* berechnet werden:

$$F_{CO2} = \dot{Q}_K \cdot e \qquad \text{Gleichung 67}$$

Wärmepumpe

Die Wärmeerzeugung der elektrisch angetriebenen Wärmepumpe $\dot{Q}_{WP}$ wird dargestellt als:

$$\dot{Q}_{WP} = P_N^{WP} \cdot COP_{WP} \qquad \text{Gleichung 68}$$

wobei P_N^{WP} den bezogenen Strom aus dem Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt und COP_{WP} die Leistungszahl (*coefficient of performance*) der Wärmepumpe symbolisiert. Der Strombezug erfolgt in Brennstoffpreiseinheiten. Mehr Informationen zur Modellierung der Strompreise sind in Abschnitt 6.3.4 zu finden.

Wärmespeicher

Die Speichertechnologien werden mit einem vereinfachten Ansatz modelliert. Der Speicherinhalt E zu einem bestimmten Zeitpunkt t wird berechnet als die Differenz zwischen den ein- und ausgehenden Energieströmen zuzüglich des Speicherinhalts im vorherigen Zeitschritt E_{t-1}. Die Selbstentladungs-, Ladungs- und Entladungsprozesse werden mit Effizienzfaktoren η skaliert. Die Energieinhalte der drei Wärmespeicher-Optionen, die als Flexibilisierungsmöglichkeiten in Kapitel 4 identifiziert wurden sind:

Thermalwasser-Wärmespeicher im Kraftwerk

$$E_{WSWK} = E_{WSWK,t-1} \cdot \eta^{E}_{WSKW} + \dot{m}^{WSKW}_{Q} \cdot \eta^{in}_{WSKW} - \dot{m}^{KW}_{WSKW} \cdot \eta^{out}_{WSKW} \qquad \text{Gleichung 69}$$

Heißwasser-Wärmespeicher des Heiz- und Kraftwerks

$$E_{WSHWK} = E_{WSHWK,t-1} \cdot \eta^{E}_{WSHKW} + \dot{m}^{WSHKW}_{HW,KW} \cdot \eta^{in}_{WSHKW} - \dot{m}^{HW,KW}_{WSHKW} \cdot \eta^{out}_{WSHKW} \qquad \text{Gleichung 70}$$

Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz

$$E_{WSFWN} = E_{WSFWN,t-1} \cdot \eta^{E}_{WSFWN} + \dot{m}^{WSFWN}_{FWN} \cdot \eta^{in}_{WSFWN} - \dot{m}^{FWN}_{WSFWN} \cdot \eta^{out}_{WSFWN} \qquad \text{Gleichung 71}$$

6.2.2.3 Modellierung von Energieströmen

Thermalwasser

Wenn die Förderpumpe als flexibles Element im System betrachtet wird, kann das zu einem bestimmten Zeitpunkt t verfügbare Thermalwasser $\dot{m}_{TW}$ als eine lineare Beziehung zwischen der aufgenommenen elektrischen Leistung P^{FP} und dem Umwandlungsfaktor a berechnet werden:

$$\dot{m}_{TW} = P^{FP} \cdot a \qquad \text{Gleichung 72}$$

Es wird angenommen, dass die Förderpumpe mit dem in Kapitel 4 ermittelten maximalen Gradienten $\Delta\dot{m}_{TW}$ flexibel betrieben werden kann. Die maximale Differenz der elektrischen Last der Förderpumpe zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten ΔP^{FP} ist daher:

$$\Delta P^{FP} = \Delta\dot{m}_{TW} \cdot \frac{1}{a} \qquad \text{Gleichung 73}$$

Der gesamte Thermalwassermassenstrom wird nach folgender Gleichung verteilt:

$$\dot{m}_{TW} = \dot{m}^{HW}_{TW} + \dot{m}^{KW}_{TW} + \dot{m}^{WSHKW}_{TW} \qquad \text{Gleichung 74}$$

wobei $\dot{m}^{HW}_{TW}, \dot{m}^{KW}_{TW}$ und $\dot{m}^{WSHKW}_{TW}$ die Quellthermalwasserströme sind, die für das Heizwerk, das Kraftwerk bzw. den gemeinsamen Heißwasser-Wärmespeicher genutzt werden.

Wärme

Mit den Flexibilitätsoptionen kann die Wärmebilanz zu jedem Zeitpunkt am Fernwärmenetzanschluss mit der folgenden Gleichung beschrieben werden

$$\dot{Q}^{FWN} = \dot{Q}^{FWN}_{G} + \dot{Q}^{FWN}_{K} + \dot{Q}^{FWN}_{WP} + \dot{Q}^{FWN}_{WSFWN} - \dot{Q}^{WSFWN}_{FWN} \qquad \text{Gleichung 75}$$

Strom

Die Stromlast des Systems besteht nur aus dem Eigenbedarf des Geothermiekraftwerks und der elektrischen Last der Förderpumpe. Es wird angenommen, dass der Eigenbedarf P^{G} immer durch die Geothermieanlage selbst gedeckt ist. Im Gegensatz dazu ist die Förderpumpe ein flexibles Element, da

ihre elektrische Last P^{FP} auch durch den direkten Bezug von Strom aus dem Netz P_N^{FP} abgedeckt werden kann. Daher kann für jeden Zeitschritt die Energiebilanz an der Förderpumpe wie folgt berechnet werden:

$$P^{FP} = P_G^{FP} + P_N^{FP} \qquad \text{Gleichung 76}$$

Der aus dem Geothermiekraftwerk erzeugte Strom ist dann:

$$P_G = P_G^G + P_G^{FP} + P_G^N \qquad \text{Gleichung 77}$$

mit P_G^N als der ins Netz eingespeiste Strom. Demgegenüber umfasst der aus dem Netz bezogene Gesamtstrom die Förder- und die Wärmepumpe und wird wie folgt berechnet:

$$P_N = P_N^{FP} + P_N^{WP} \qquad \text{Gleichung 78}$$

Abbildung 147 stellt die ausgewählten Parameter zur Definition der zu vergleichenden Anlagekonfigurationen vor. Die dunklen Kästen sind die Parameter, die variiert werden können, während die hellen Kästen die verschiedenen wählbaren Optionen enthalten. Für jede Systemkonfiguration wird nur eine Option pro Parameter ausgewählt. Insgesamt sind 2304 Parameterkombinationen möglich.

Abbildung 147: Ausgewählten Parameter zur Definition der Anlagekonfigurationen.

Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$0.5 \cdot \dot{Q}^{FWN,inst}$	0	0	EEG-Vergütung
Molassebecken	Mit	Kalina	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
Oberrheingraben			Thermalwasser-WS-KW	$1.5 \cdot \dot{Q}^{FWN,inst}$			Skalierte Day-Ahead-Markt
Norddeutsches Becken			Heißwasser-WS-HKW				

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Unterschiedliche Anlagekonfigurationen wurden ausgewählt und in verschiedenen Vergleichs- und Sensitivitätsanalysen gruppiert, mit dem Ziel, die Anzahl der simulierten Szenarien zu reduzieren. Alle analysierten Anlagekonfigurationen teilen die folgenden Annahmen (sofern in der Konfigurationsbeschreibung nicht anders angegeben):

1. Der Wärmebedarf und die Temperatur-Zeitreihen stammen aus der Referenz-Region Unterhaching.
2. Die Förderpumpe wird nicht flexibel betrieben. Es wird angenommen, dass sie eine konstante elektrische Last der Größe P^{FP} hat.
3. Der Kreisprozess zur Stromerzeugung ist der ORC-Zweidruckprozess.
4. Die FWN-Auskopplungsleistung entspricht der installierten thermischen Leistung des Referenz-Geothermiekraftwerks:

$$\dot{Q}_{G,inst} = \dot{Q}^{FWN,inst}$$ Gleichung 79

5. Der Heizkessel ist auf das Maximum der Nachfrage ausgelegt und ist somit in der Lage, den gesamten Wärmebedarf zu decken. Die installierte Leistung des Heizkessels ist:

$$\dot{Q}_{K,inst} = \dot{Q}^{FWN,inst}$$ Gleichung 80

6. Die Wärmepumpe ist ebenfalls auf das Maximum der Nachfrage ausgelegt:

$$\dot{Q}_{WP,inst} = \dot{Q}^{FWN,inst}$$ Gleichung 81

7. Der Strompreis zur Einspeisung (in Brennstoffpreiseinheiten) basiert auf den historischen Werten des Day-Ahead-Strommarktes von 2016.

6.2.3 Aktueller Stand der Referenzgeothermieanlagen

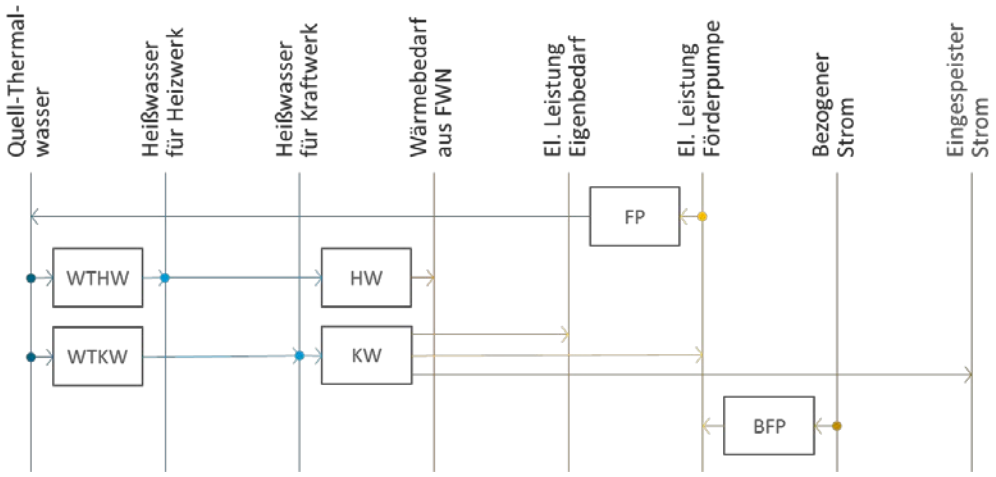
Das ORC-Referenz Geothermie-Kraftwerk (Kapitel 4.3.1) steht im Mittelpunkt dieser Analyse. Der ORC-Prozess wird mit einem temperatur- und volumenstromabhängigen elektrischen Wirkungsgrad simuliert, wie in Abbildung 70 in Kapitel 4.6.1 dargestellt. Die Geothermieanlage im Bestand, d. h. ohne Flexibilisierungskomponenten, wird simuliert, um einen Ausgangspunkt für den Vergleich zu haben. Die Komponenten des nicht flexibilisierten Systems sind in Abbildung 149 dargestellt. Die ausgewählten Parameterwerte sind in Abbildung 148 präsentiert. Details zur installierten Leistung und zum Wirkungsgrad des Geothermiekraftwerks sind in Kapitel 6.3.1 zusammengefasst.

Abbildung 148: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfiguration 1: Aktueller Stand der Referenzgeothermieanlagen

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
1	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	0	0	EEG-Vergütung

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 149: Referenzgeothermieanlage mit Umwandlungsprozessen: Wärmetauscher für Heizwerk (WTHW), Wärmetauscher für Kraftwerk (WTKW), Heizwerk (HW), Kraftwerk (KW), Förderpumpe (FP) und Strombezug für Förderpumpe (BFP).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.4 Vergleichsanalyse: Integration von alternativen Wärmeerzeugungstechnologien

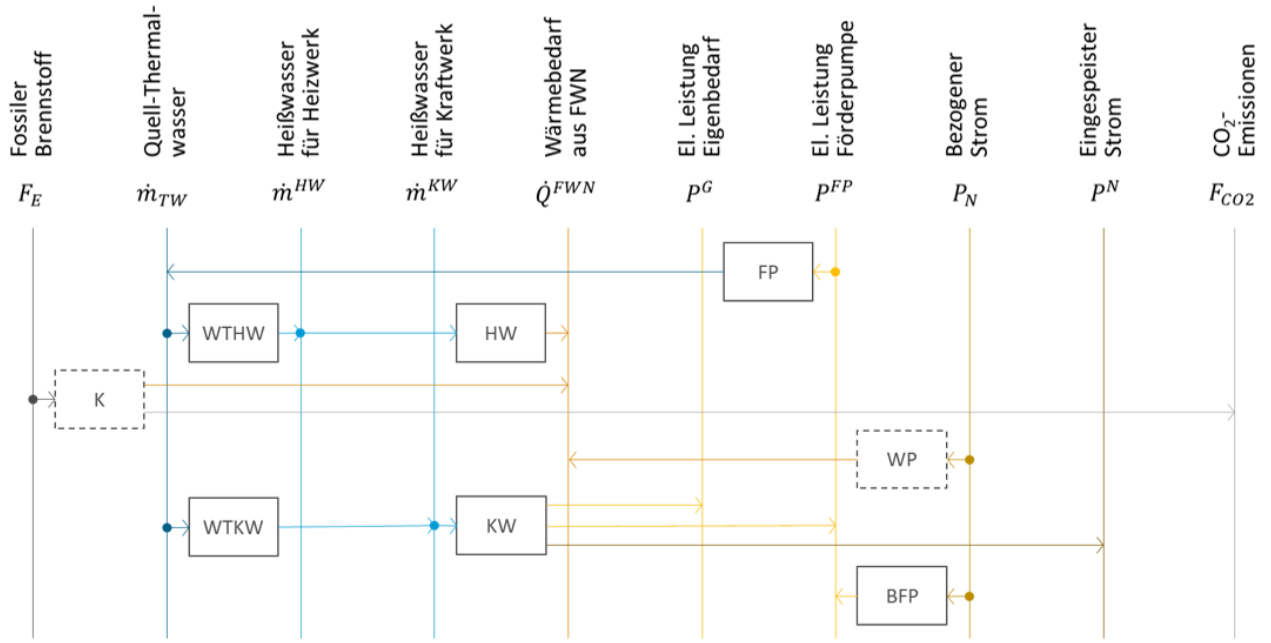
Diese Anlagekonfiguration beinhaltet die alternativen Wärmeversorgungstechnologien: Fossile Heizkessel und elektrisch angetriebene Wärmepumpe. Ziel dieser Vergleichsanalyse ist es, zu bewerten, ob die Wärmepumpe und der Kessel bei aktuellem Strombezugspreis und EEG-Vergütung das Geothermiekraftwerks als Wärmelieferant ersetzen, um die Menge des eingespeisten Stroms ins Netz zu erhöhen. Die ausgewählten Parameterwerte und die Komponenten dieser Anlagekonfiguration sind in Abbildung 150 bzw. Abbildung 151 dargestellt. Details zu den tatsächlich installierten Leistungen sind im Abschnitt 6.3.1 zu finden.

Abbildung 150: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfiguration 2.

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
2	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	EEG-Vergütung

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 151: Geothermieanlage im Bestand mit einem fossilen Heizkessel und einer Wärmepumpe als alternative Wärmeerzeugungstechnologien.



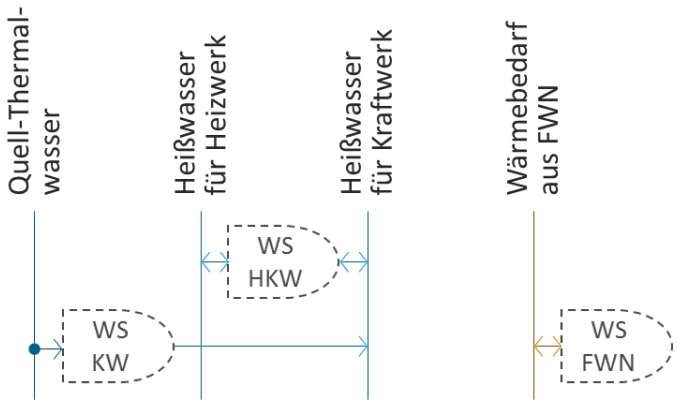
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.5 Vergleichsanalyse: Integration von Wärmespeichertechnologien

Dieser Satz von flexiblen Energiesystemkonfigurationen greift die in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Wärmespeichertechnologien auf. Die Speicheroptionen unterscheiden sich durch den gespeicherten Energieträger und seine Lage innerhalb des Energiesystems. In diesem Kapitel sind als Speicheroptionen ein Thermalwasser-Wärmespeicher exklusiv für das Kraftwerk (WSKW), ein Heißwasser-Wärmespeicher sowohl für das Heizwerk als auch für das Kraftwerk (WSHKW) und ein Heißwasser-Wärmespeicher direkt im Fernwärmenetz (WSFWN) gewählt (Abbildung 152). Die ausgewählten Parameterwerte für den Satz von Konfigurationen sind in Abbildung 153 präsentiert. In diesem Fall wird angenommen,

dass das Geothermiekraftwerk am Strommarkt teilnimmt und somit die Strompreise (in Brennstoffeinheiten) auf den historischen Werten des Day-Ahead-Strommarkts von 2016 basieren. Details zu den tatsächlich installierten Leistungen sind im Abschnitt 6.3.1 zu finden.

Abbildung 152: Identifizierte Wärmespeicheroptionen mit gespeicherten Energieträger.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

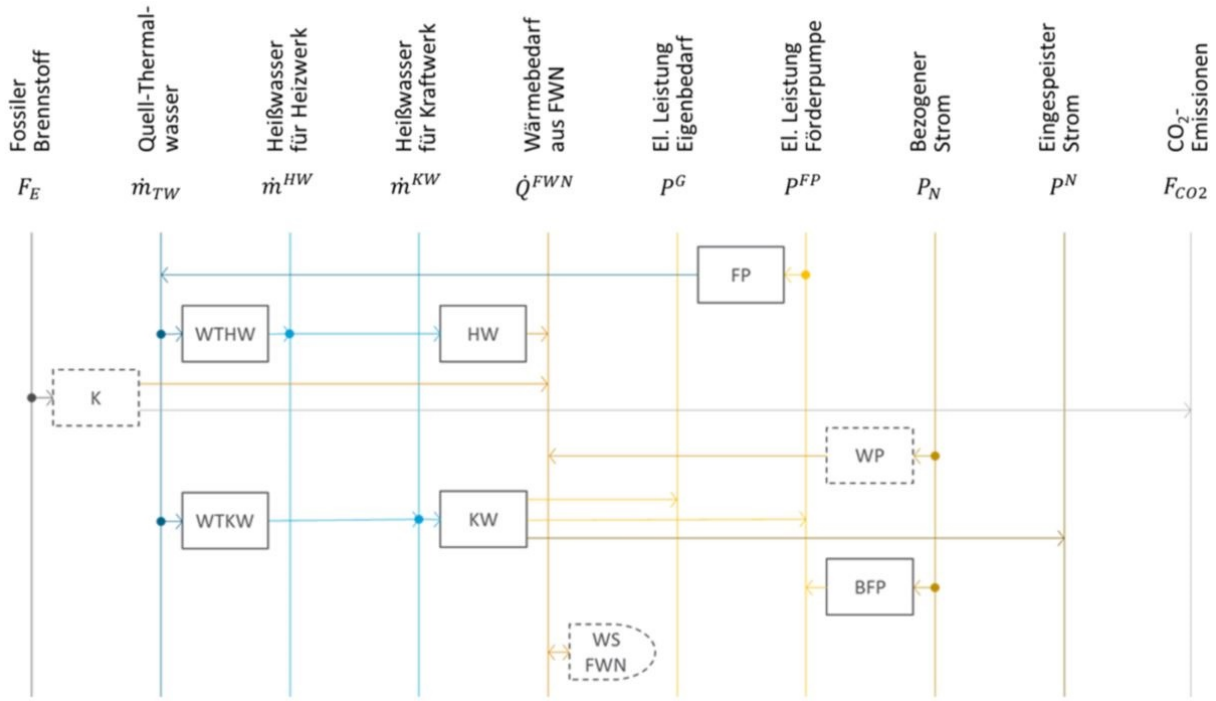
Abbildung 153: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 3-6.

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Strom-erzeugung	Wärme-speicher	Thermal-wasser-leistung	Kessel-leistung	Wärme-pumpe-leistung	Strom-preis
3	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
4	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heiß-wasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
5	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Thermal-wasser-WS-KW	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
6	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heiß-wasser-WS-HKW	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Ein Beispiel für die gesamte Systemkonfiguration mit einem Wärmespeicher (in diesem Fall dem Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz) ist in Abbildung 152 dargestellt. Nach der Bewertung in Kapitel 4.7.6 ist der Wärmespeicher im Fernwärmenetz derzeit die Technologie mit dem geringsten technischen Aufwand. Daher wird diese Systemkonfiguration für die folgende Vergleichs- und Sensitivitätsanalyse verwendet.

Abbildung 154: Auslegung der flexiblen Systemkonfiguration mit Geothermieanlage, Kessel, Wärmepumpe und Heißwasser-Wärmespeicher im Fernwärmenetz.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.6 Vergleichsanalyse: flexibler Betrieb der Förderpumpe

Ziel dieser Systemkonfigurationen ist es, die Auswirkungen einer flexiblen Förderpumpe anhand der in Kapitel 2.3.3 genannten Gradienten zu bewerten. Die analysierten Anlagekonfigurationen sind in Abbildung 155 dargestellt.

Abbildung 155: Ausgewählte Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 7-8.

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
7	Referenz	Mit	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
8	Referenz	Mit	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	$\dot{Q}_{G,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.7 Vergleichsanalyse: Geothermische Regionen in Deutschland

Die drei wichtigsten geothermischen Regionen werden in dieser Analyse verglichen. Für diese Studie werden die Regionen nur anhand der Umgebungstemperatur unterschieden. Daher kann diese Vergleichsanalyse auch als Temperatursensitivitätsanalyse betrachtet werden.

Abbildung 156: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 9-11.

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
9	Molassebecken	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
10	Oberrheingraben	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
11	Norddeutsches Becken	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.8 Sensitivitätsanalyse: Volatilität des Strompreises

In diesem Satz von Anlagenkonfigurationen wird die zukünftige verstärkte Volatilität durch erneuerbare Energien im Netz anhand einer skalierten Zeitreihe von Day-Ahead-Strompreisen untersucht. Der Ansatz für die Skalierung der Strompreiskurve ist in Abschnitt 6.3.4 beschrieben. Konfigurationen mit und ohne Wärmespeicher werden untersucht, um die Auswirkungen der Volatilität in einem flexibilisierten System zu bewerten. Die ausgewählten Parameterwerte für die Anlagekonfigurationen sind in Abbildung 157 dargestellt.

Abbildung 157: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 12-17.

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
12	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Skalierte Day-Ahead-Markt (F0,5)
13	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Skalierte Day-Ahead-Markt (F2)
14	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Skalierte Day-Ahead-Markt (F6)
15	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Skalierte Day-Ahead-Markt (F0,5)
16	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Skalierte Day-Ahead-Markt (F2)
17	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Skalierte Day-Ahead-Markt (F6)

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.2.9 Sensitivitätsanalyse: Auslegung des Geothermieheizwerks

Die installierte Leistung der Geothermieanlage (Thermalwasserleistung am Bohrloch) im Vergleich zur Fernwärmeanschlussleistung hat eine starke Auswirkung auf die ins Netz eingespeiste Strommenge. Daher wird in diesem Konfigurationssatz die Thermalwasserleistung für Konfigurationen mit

und ohne Wärmespeicher variiert (Abbildung 158). Die anderen Anlagekomponenten (Heizwerk, Kraftwerk, Wärmepumpe und Kessel) bleiben unverändert.

Abbildung 158: Ausgewählten Parameterwerte zur Definition der Anlagekonfigurationen 18-21.

AK	Region	Flexibler Betrieb der FP	Prozess zur Stromerzeugung	Wärmespeicher	Thermalwasserleistung	Kesselleistung	Wärmepumpeleistung	Strompreis
18	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$0.5 \cdot \dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
19	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Ohne	$1.5 \cdot \dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
20	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$0.5 \cdot \dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)
21	Referenz	Ohne	ORC-Zweidruck	Heißwasser-WS-FWN	$1.5 \cdot \dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	$\dot{Q}^{FWN,inst}$	Day-Ahead-Markt (2016)

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.3 Daten

6.3.1 Technische Daten der Komponentenparameter

Die für die jährlichen Simulationen verwendeten technischen Parameter sind in Tabelle 24 aufgelistet. Diese Werte bleiben bei allen analysierten Systemkonfigurationen konstant (sofern in der Konfigurationsbeschreibung nicht anders angegeben).

Tabelle 24: Technische Daten der Komponentenparameter für die jährlichen Simulationen der ausgewählten Anlagenkonfigurationen. Die Werte für die Geothermieanlage wurden aus Kapitel 4 übernommen. Die Werte für die anderen Versorgungstechnologien wurden so ausgelegt, dass sie den gesamten Wärmebedarf (der Geothermieanlage) decken können.

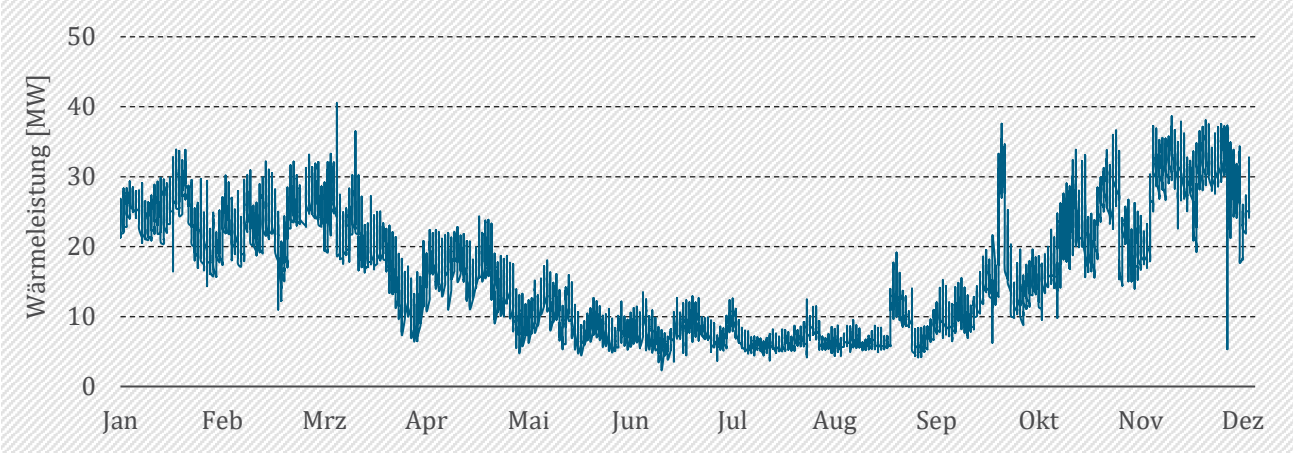
Parameter		Einheiten	Wert
ORC Referenz Geothermieanlage (Kapitel 4.3.1)			
$\dot{Q}_G$	Installierte th. Leistung	MW	32
P_G	Installierte el. Leistung	MW	5
P^G	El. Leistung Eigenbedarf	kW	550
P^{FP}	El. Leistung Förderpumpe	MW	1,4
a	Umwandlungsfaktor der Förderpumpe	MW/MW	22,9
$\eta_G(T(t))$	Zeitvariable elektrische Effizienz in Abhängigkeit von Außentemperatur und Thermalwasservolumenstrom	%	Abbildung 70
Heizkessel			
$\dot{Q}_K$	Installierte th. Leistung	MW	32
η_K	Effizienz	%	94
e	Erdgas-Emissionsfaktor	tCO_2/MWh	0,42

Wärmepumpe			
$\dot{Q}_{WP}$	Installierte th. Leistung	MW	32
COP_{WP}	Leistungszahl	-	3,5
Wärmespeicher			
E_{WS}	Wärmespeicherkapazität	MWh	400
$\dot{Q}_{WS}$	Wärmespeicherleistung	MW	32
η_{WS}^{E}	Selbstentladung	%	1
η_{WS}^{in}	Effizienz der Ladung	%	95
η_{WS}^{out}	Effizienz der Entladung	%	95
Fernwärmenetz			
$\dot{Q}^{FWN}$	Wärmespeicherkapazität	MW	32

6.3.2 Wärmenachfragezeitreihe

Als Referenzregion wird die Gemeinde Unterhaching, die südlich der bayerischen Landeshauptstadt München liegt, gewählt. Die Gemeinde nutzt bereits seit 2007 die Geothermie zur Wärmeversorgung über ein kommunales Fernwärmenetz (FWN) mit ca. 45 km Länge und einer Anschlussleistung von 65,7 MW [117]. Die Auslegung des Fernwärmenetzes der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG ist im Anhang E zu sehen. Die gelieferte Wärmemenge durch das FWN betrug im Jahr 2016 113,9 GWh mit einer maximalen Spitzenlast von 40,5 MW im März, wie in Abbildung 159 gezeigt.

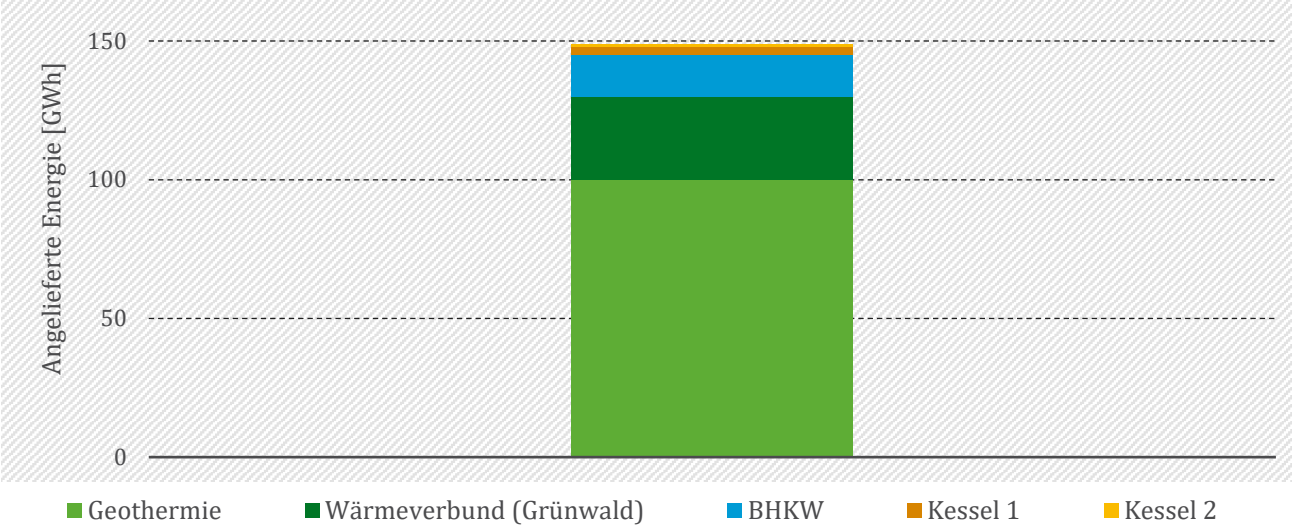
Abbildung 159: Wärmeleistung aus dem Fernwärmenetz der Geothermie-Anlage Unterhaching.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

In 2016 betrug die angelieferte Wärmemenge 147 GWh, wobei der Anteil der Geothermieanlage in Unterhaching bei 68 % lag. Neben der Geothermie nutzt das FWN zusätzliche Wärmequellen (Abbildung 160). Der Wärmeverbund mit Grünwald liefert auch Geothermie-Wärme. Mit diesem Beitrag stieg die gesamte geothermische Wärmebereitstellung auf 130 GWh (86%).

Abbildung 160: Energiemenge pro Wärmequelle des FWN der Geothermie Unterhaching.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abschätzung der Wärmenachfrage der geothermischen Regionen in Deutschland

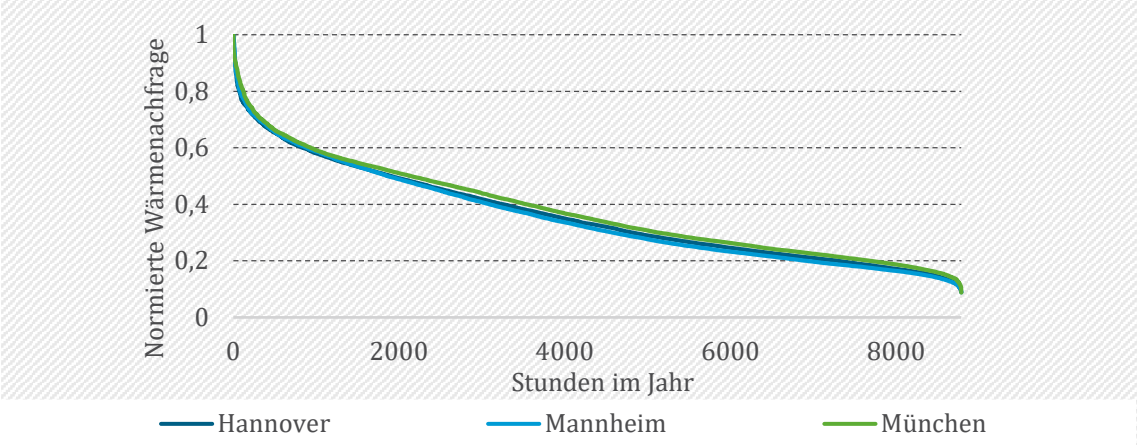
Wie in Abbildung 161 schematisch dargestellt, gibt es drei Regionen in Deutschland mit hohem Potential für eine hydrogeothermische Nutzung. Für den Vergleich dieser drei Regionen wurde angenommen, dass ein Stadtgebiet mit der gleichen Stadtstruktur wie die Referenzregion Unterhaching in der ausgewählten Region liegt und somit auch deren Wärmenachfrage entsprechend berechnet wurde. Für die Berechnung der Nachfrage wurde das Modell UrbanHeatPro verwendet [118]und damit die Temperaturzeitreihen ausgegeben. UrbanHeatPro ist ein Open-Source-Bottom-up-Modell um Wärmenachfrageprofile für städtische Gebiete zu simulieren. Es berechnet den momentanen Raumheizungswärmebedarf (RHWB) und Warmwasserwärmebedarf (WWWB) für jedes Gebäude in einem bestimmten Gebiet. Die Hauptgleichungen für die Berechnung der Wärmenachfrage basieren auf dem stündlichen Verfahren der DIN EN ISO 13790[119]. Eine detaillierte Beschreibung des Modells sowie die Annahmen zur Simulation des Wärmebedarfs befinden sich im Anhang D.

Abbildung 161: Regionen in Deutschland mit hohem Potential für die hydrogeothermische Nutzung und die Lage der 14 größten Städte (>500.000 Einwohner) [120].

Quelle: Helmholtz Erde und Umwelt

Die normierten Wärmelastdauerkurven für die drei geothermischen Regionen sind anhand der repräsentativen Städte Hannover (Norddeutsches Becken), Mannheim (Oberrheingraben) und München (Molassebecken) sind in Abbildung 162 dargestellt.

Abbildung 162: Normierte Wärmenachfrage-Jahresdauerlinien für die drei Städte in den geothermischen Regionen: Norddeutsches Becken, Oberrheingraben und Molassebecken.

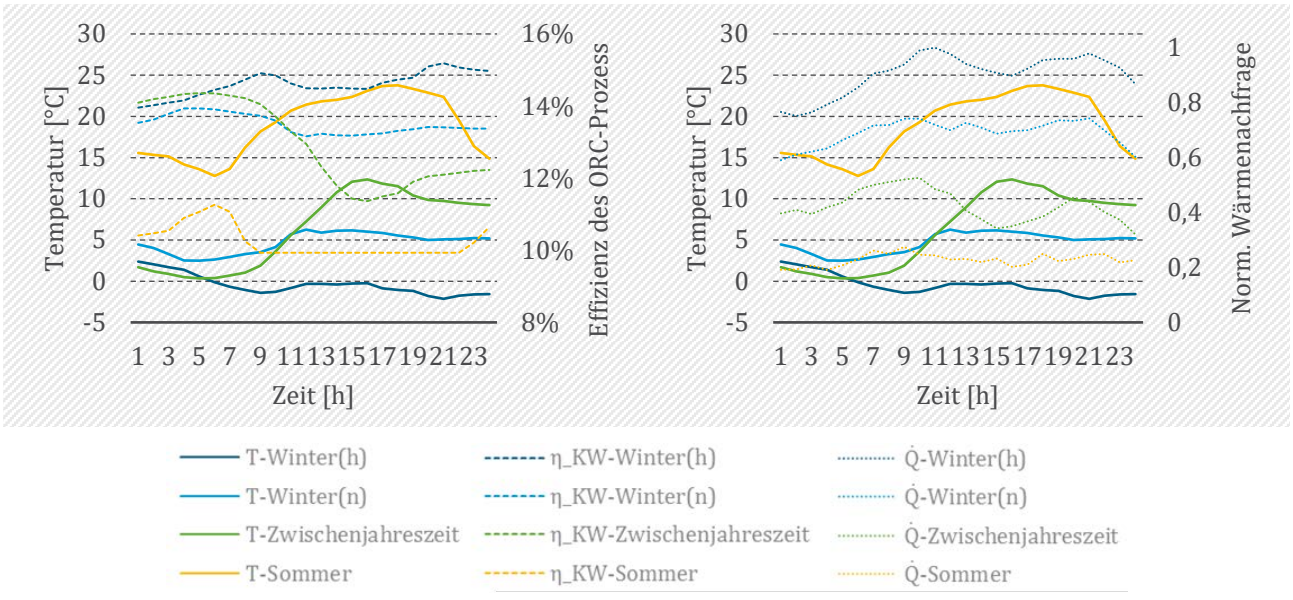


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.3.3 Temperaturzeitreihen

Die Umgebungstemperatur beeinflusst sowohl die Energieversorgung als auch den Energiebedarf. In dieser Studie wird nur der Wärmebedarf und die geothermische Stromerzeugung als temperaturabhängig angenommen. Der Einfluss auf die Stromerzeugung wird im linken Teil von Abbildung 163 dargestellt. Dort zeigen die gestrichelten Linien die elektrische Effizienz für vier repräsentative Tage an (basierend auf den statischen Simulationen des Referenz-ORC-Zweidruckprozess in Kapitel 4.4. Auf der Nachfrageseite ist die elektrische Effizienz der wichtigste Einflussfaktor bei der Berechnung des Raumwärmebedarfs. Dargestellt ist dieser Zusammenhang im rechten Diagramm der Abbildung 163.

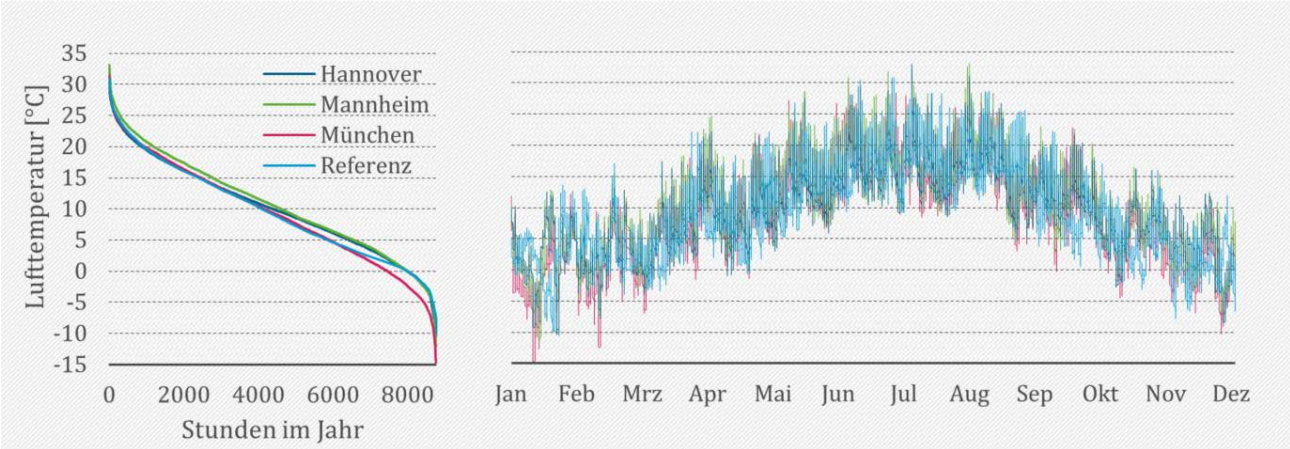
Abbildung 163: Umgebungstemperatur und der elektrische Wirkungsgrad des Referenz-ORC-Prozesses (links) sowie der Umgebungstemperatur und normierte Wärmebedarf am Fernwärmeanschluss (rechts).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Temperaturzeitreihe des Referenzbereichs wurde direkt vom Fernwärmebetreiber bezogen und umfasst die Lufttemperaturen an der Geothermieanlageaus dem Jahr 2016. Für die regionale Analyse wurde für jede hydrothermale Region in Abbildung 161 eine Stadt ausgewählt. Die synthetischen Temperaturzeitreihen für die repräsentativen Städte wurden mit der Software Meteonorm[121] ermittelt. Die Temperaturprofile und -dauerlinien für die drei Städte und die Referenzregion Unterhaching sind inAbbildung 165 dargestellt. Diese Zeitreihen wurden für die Berechnung des Wärmebedarfs (Abschnitt 6.3.2) und des zeitabhängigen Wirkungsgrades des Geothermiekraftwerks verwendet.

Abbildung 164: Lufttemperaturdauerkurve der Referenzregion Unterhaching und der drei repräsentativen Städte Hannover, Mannheim und München.

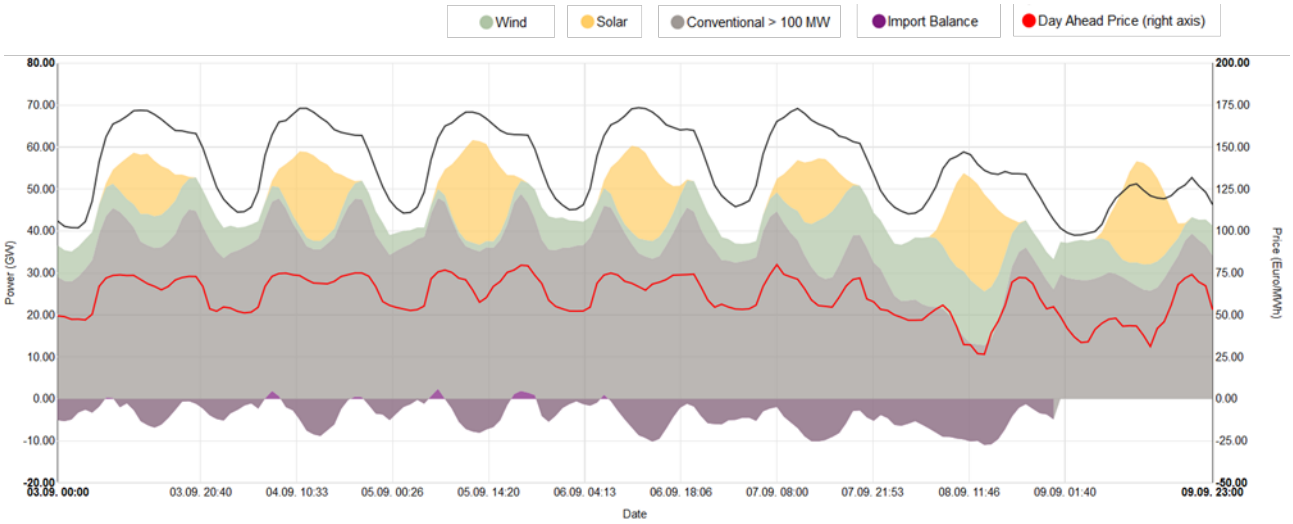


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.3.4 Strompreise

Der Strompreis wird direkt von der Residuallast beeinflusst. In Abbildung 165 sind der Strombedarf, die tatsächliche Produktion durch fluktuierende erneuerbare Energien, die resultierende Residuallast (als die Produktion aus konventionellen Technologien mit einer installierten Leistung von mehr als 100 MW) und die Strompreise aus dem Day-Ahead-Markt dargestellt. Der Verlauf der Residuallast ähnelt der Form der Strompreiskurve, da der Strompreis von den Erzeugungskosten und diese wiederum von der Höhe der Residuallast abhängen.

Abbildung 165: Stromproduktion und –preise in Deutschland für die Kalenderwoche 43, 2018 [122].



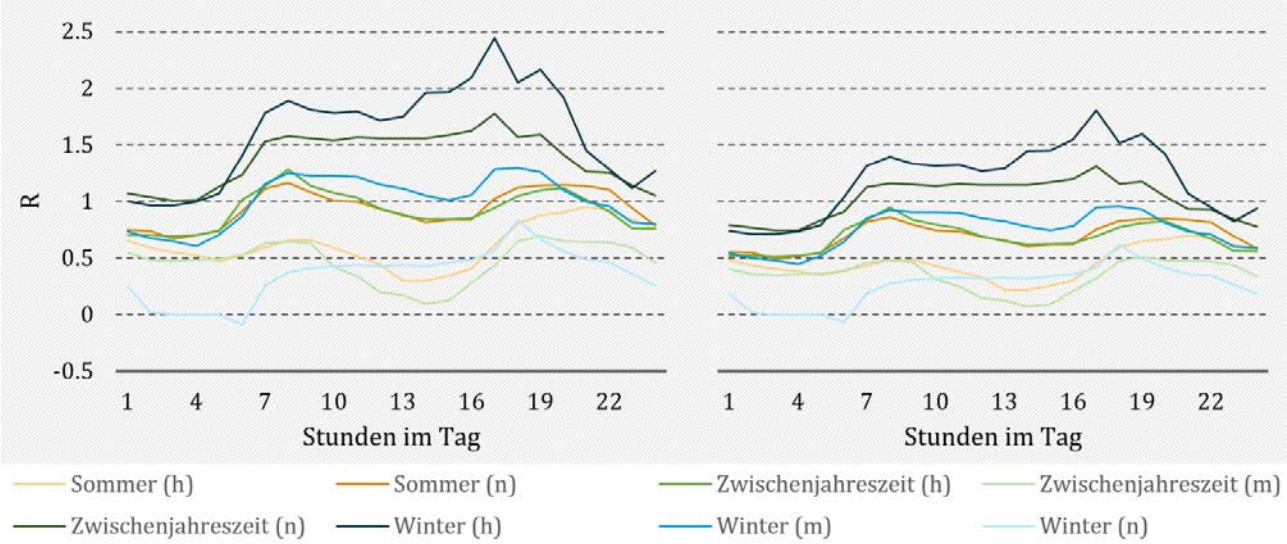
Quelle: Fraunhofer ISE

Im modellierten Energiesystem beziehen sich die Kosten der Wärmeerzeugung nur auf die Verbrennung von Brennstoffen und den Bezug von Strom aus dem Netz. Aus diesem Grund wird in dieser Studie die Day-Ahead-Strompreiskurve von 2016 in Brennstoffpreis-Einheiten umgerechnet und verwendet (siehe Gleichung 82)

$$R = \frac{p_{Strom}}{p_{Brennstoff}} \qquad \text{Gleichung 82}$$

Das Verhältnis R wird für die repräsentativen Tage von Day-Ahead-Markt Strompreisen im Jahr 2016 (Kapitel 5.2.1) in Abbildung 166 dargestellt. Zwei Diagramme sind dargestellt, das linke mit einen durchschnitliche Erdgaspreis für Nichthaushaltsverbraucher im Jahr 2016 von 31 Euro pro MWh [123] und das rechte mit einem durchschnittlichen Heizölpreis im Jahr 2016 von 42 EUR pro MWh [110]. Heizkessel werden in der Regel mit beiden Brennstoffen befeuert, jedoch wird bei der Energiesystemanalyse der Erdgaspreis verwendet. Im Energiesystem gilt der Heizkessel als alternative Wärmeerzeugungstechnologie und nicht als Spitzenlast-Technologie (s. Kapitel 5.2.2). Daher ist es sinnvoll, den kostengünstigeren Brennstoff einzusetzen. Wie in Abbildung 166 dargestellt, würde die Einrechnung eines teureren Brennstoffes (z.B. Heizölpreis) die Zeitreihe R nach unten verlagern, was die Häufigkeit der Bedingung $0 > R > 1$ erhöht und somit den Einsatz der Wärmepumpe anstelle des Kessels begünstigt. Allerdings bleiben die Häufigkeiten der positiven und negativen Residuallastfälle, die für die Analyse von zentraler Bedeutung sind, unverändert. Im Allgemeinen werden die Hauptergebnisse nicht beeinflusst (s. Kapitel 6.4).

Abbildung 166: Repräsentative Tage von Day-Ahead-Markt Strompreisen (2016) in Erdgaspreis-Einheiten (links) und in Heizölpreis-Einheiten (rechts).



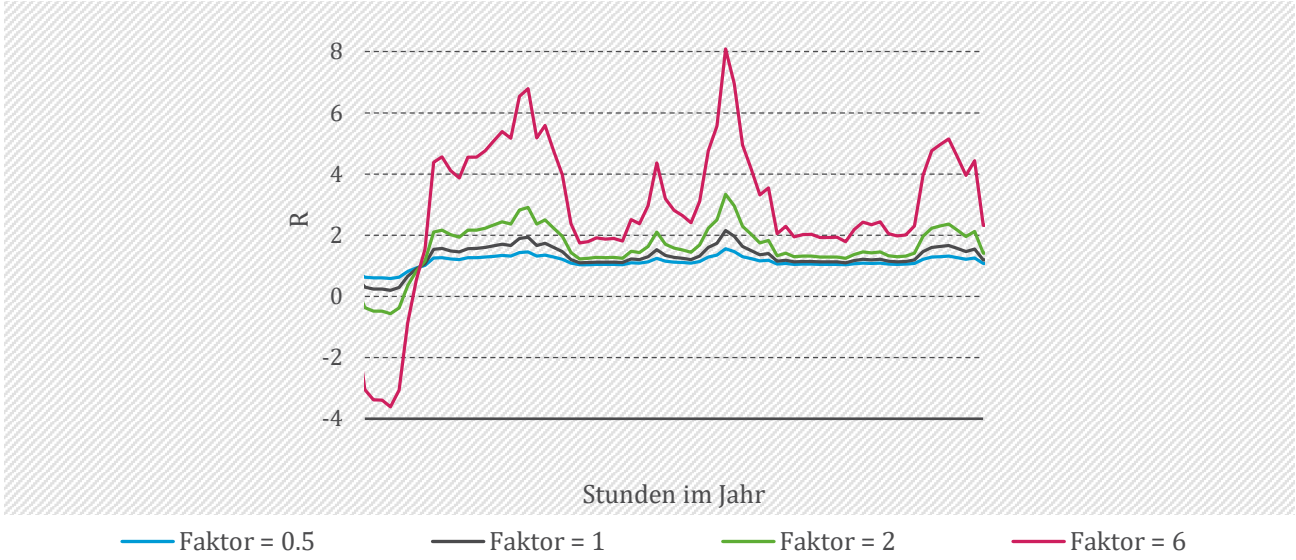
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Stromerzeugung aus bestimmten erneuerbaren Energien ist witterungsbedingt sowie jahres- und tageszeitlich bedingt Schwankungen unterworfen. Mit den daraus resultierenden Unsicherheiten in der Versorgung neigen Strommarktpreise und Preisvolatilität zu einem Anstieg [124; 125]. Die zukünftige verstärkte Volatilität durch erneuerbare Energien im Netz wird anhand einer skalierten Zeitreihe von Day-Ahead-Strompreisen untersucht. Die skalierten Werte werden wie folgt berechnet:

$$R_{skalierte} = \bar{R} + (R - \bar{R}) \cdot Faktor \qquad \text{Gleichung 83}$$

Die skalierten R-Kurven, die für die beschriebene Sensitivitätsanalyse verwendet werden, sind mit Faktoren 0, 5, 2 und 6 berechnet. Abbildung 167 zeigt die Referenz- und skalierten Preiskurven für drei repräsentativen Tage im Winter.

Abbildung 167: Referenz- und skalierte Preiskurven für drei repräsentativen Tage im Winter.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.4 Ergebnisse und Diskussion

6.4.1 Geothermieanlage im Bestand

Für die reine geothermische Anlagenkonfiguration zeigt die Abbildung 168 den Energieträgerfluss für drei aufeinanderfolgende repräsentative Tage der vier Wärmenachfragecluster (Abschnitt 5.2.1). In der positiven y-Achse werden die verfügbaren oder produzierten Energieträger zu jedem Zeitpunkt graphisch abgebildet, während negative Werte ihre Verteilung in weitere Umwandlungsprozesse oder Endenergiebedarfe darstellen. Beim Betrachten der Spalte „Winter (hoch)“ ist zu erkennen, dass das Geothermiekraftwerk an kalten Wintertagen weder Strom einspeist noch den Bedarf der Förderpumpe decken kann, da das Thermalwasser für die Wärmeversorgung genutzt wird. In den Wintertagen mit geringer Wärmelast ist die Einspeisung von knapp 0,5 MW am frühen Morgen, vor dem morgendlichen Wärmespitzenbedarf möglich. Die Einspeisung in der Zwischenjahreszeit und im Sommer erreicht am frühen Morgen 1,2 MW und wird dann im weiteren Verlauf des Tages auf rund 0,7 MW reduziert. Auch wenn die Wärmenachfrage im Sommer aufgrund höherer Umgebungstemperaturen deutlich geringer ist als die Nachfrage in der Zwischenjahreszeit, wird die erzeugte Strommenge durch den temperaturabhängigen Wirkungsgrad des ORC-Zweidruckkraftwerks stark beeinflusst. Der Strombedarf der Förderpumpe (in der letzten Diagrammreihe) wird an Wintertagen nicht vollständig durch das Geothermiekraftwerk gewährleistet, im Sommer hingegen wird eine volle Abdeckung erreicht. Tabelle 25 zeigt die Indikatoren der Jahres-Simulation für die Thermalwassernutzung, die Beteiligung der Wärmeerzeugungstechnologien an der Wärmebereitstellung, die Verteilung von Strom aus Geothermie sowie die Abdeckung des elektrischen Bedarfs der Förderpumpe. Nur 36 % der gesamten thermischen Energie des verfügbaren Thermalwassers (283,1 GWh) werden zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet und der Rest zur Stromerzeugung in Höhe von 21,4 GWh. Mit den aktuellen Strombezugspreisen und der EEG-Vergütung wird der größte Teil des erzeugten Stroms zur Deckung des Eigenbedarfs (Hilfsenergie ORC-Prozess und Förderpumpe) verwendet. Für die Einspeisung ins Netz verbleiben demzufolge nur 24 %.

6.4.2 Vergleichsanalyse: Integration von alternativen Wärmeerzeugungstechnologien

Die Integration zusätzlicher Wärmeversorgungstechnologien ohne Speicher bringt wenig Flexibilität in das System. Mit den aktuellen Strombezugspreisen und der EEG-Vergütung übernimmt die Wärmepumpe nur 3 % des Gesamtbedarfs und erhöht die Einspeisung auf 5,4 GWh pro Jahr. Die Wärmepumpe liefert Wärme in den Fällen in welchen es eine Nachfrage gibt. Dabei gilt:

$$\frac{p_{EEG-Vergütung}}{p_{Strombezugpreis}} < COP_{WP} \cdot \eta_{KW} \qquad \text{Gleichung 84}$$

Falls der Strom auf dem Day-Ahead-Strommarkt gehandelt wird, wird der Betrieb der Wärmepumpe reduziert, da der Preis für den Bezug und Handel nun miteinander verbunden ist (s. Anlagekonfiguration 3 in der Tabelle 25). In Abwesenheit von Wärmespeicherelementen wird die Wärmepumpe nur bei negativer Residuallast eingesetzt und die Förderpumpenlast durch das Geothermiekraftwerk abgedeckt.

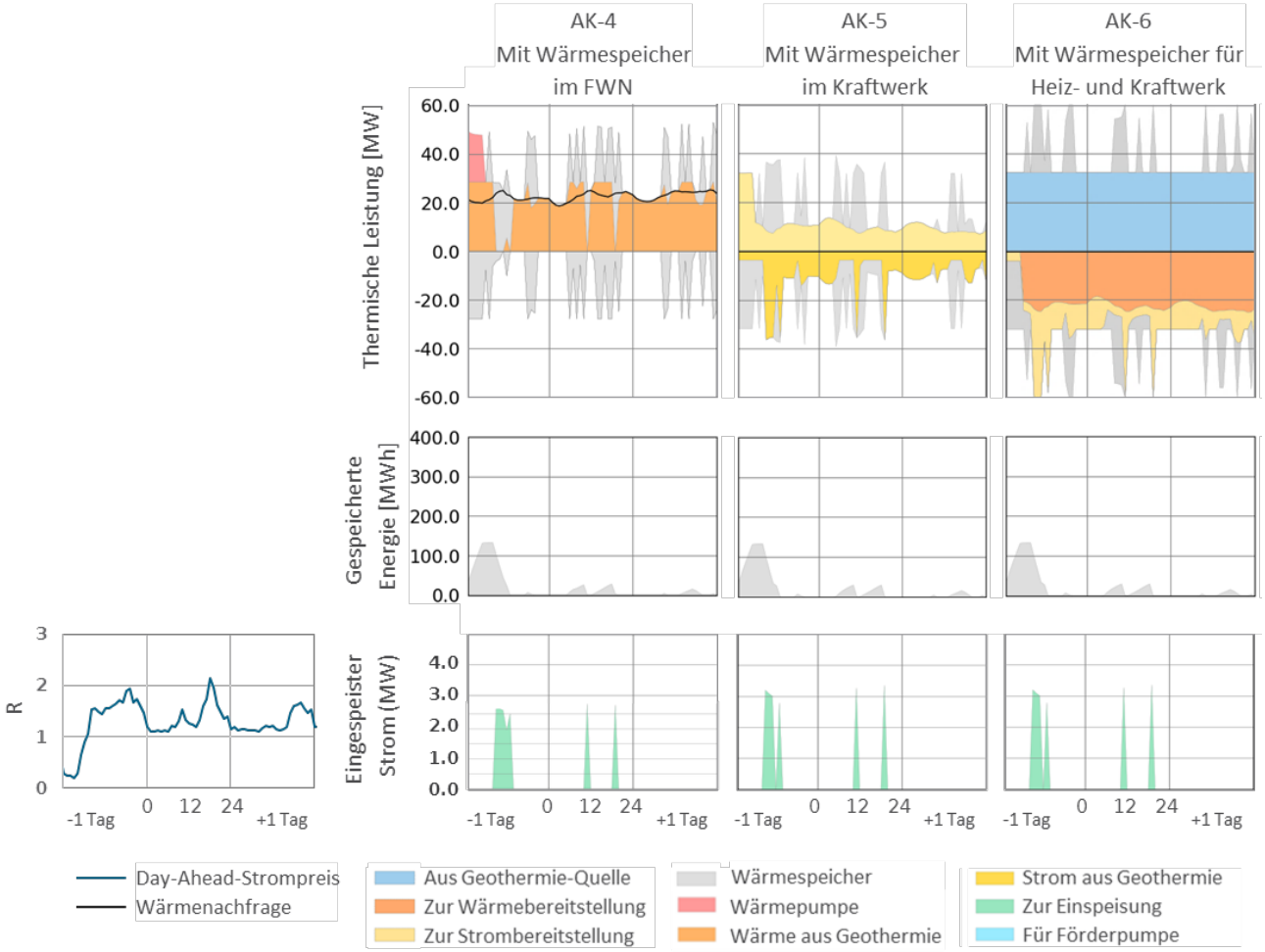
Tabelle 25: Jährliche Indikatoren zum Vergleich des reinen Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systems (G – Anlagenkonfiguration AK1) mit einer Systemkonfiguration (AK2) mit zwei alternativen Wärmeversorgungstechnologien: Wärmepumpe (WP) und Erdgas-Kessel (K) mit EEG-Vergütung

		AK-1	AK-2
Wärmeerzeugungstechnologie		**G**	**G/WP/K**
Thermalwassernutzung			
Für Strombereitstellung	GWh	181,5 (64%)	183,5 (65%)
Für Wärmebereitstellung	GWh	101,6 (36%)	99,5 (35%)
Gesamt	GWh	283,1 (100%)	283,1 (100%)
Beteiligung an der Wärmebereitstellung			
Geothermie	GWh	101,6 (100%)	98,6 (97%)
Wärmepumpe	GWh	0 (0%)	2,9 (3%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	101,6 (100%)	101,6 (100%)
Verteilung von Strom aus Geothermie			
Eigenbedarf	GWh	4,8 (23%)	4,8 (22%)
Förderpumpe	GWh	11,4 (53%)	11,4 (53%)
Einspeisung	GWh	5,1 (24%)	5,4 (25%)
Gesamt	GWh	21,4 (100%)	21,6 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast			
Energie aus Geothermie	GWh	11,4 (93%)	11,4 (93%)
Bezogene Energie	GWh	0,9 (7%)	0,9 (7%)
Gesamt	GWh	12,3 (0%)	12,3 (0%)

6.4.3 Vergleichsanalyse: Integration von Wärmespeichertechnologien

Eine zeitliche Entkopplung der Stromproduktion von der Wärmenachfrage mit Hilfe von Wärmespeichern ermöglicht eine strompreisorientierte Fahrweise des Heizkraftwerks [126]. Auf diese Weise optimiert das System die verfügbare thermische Leistung zur Stromeinspeisung ins Netz in die Zeitschritte mit einem höheren Strompreis (Abbildung 168). Das linke Diagramm in der Abbildung zeigt den Strompreis in Brennstoffpreiseinheiten (R) für die drei aufeinanderfolgenden Wintertage. Die drei Spalten stellen die Energieträgerbilanz für die drei Anlagenkonfigurationen mit Speichertechnologien dar: AK-4 mit einem Wärmespeicher direkt im FWN, AK-5 mit einem im Kraftwerk und AK-6 mit einem für Heiz- und Kraftwerk. Das erste Diagramm entspricht in jeder Konfiguration dem Fluss der gespeicherten Energieträger: Wärme für das Fernwärmenetz, Thermalwasser für die Stromerzeugung und Warmwasser für die Wärme- und Stromversorgung, jeweils für AK-4, AK-5 und AK-6. Das zweite Diagramm zeigt den Füllstand des Wärmespeichers und das dritte den resultierenden Strom zur Einspeisung.

Abbildung 168: Strompreis und Energieträgerfluss an drei aufeinanderfolgenden Wintertagen (hoch) für Anlagekonfigurationen mit Wärmespeichertechnologien: Wärmespeicher im Fernwärmenetz (AK-4), Wärmespeicher im Kraftwerk (AK-5) und Wärmespeicher für den Heiz- und Kraftwerk (AK-6).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Es ist zu erkennen, dass der Strompreis in der ersten Hälfte des ersten Tages niedriger als der Erdgaspreis ist, was die Nutzung der Wärmepumpe ermöglicht. Der Einsatz der Wärmepumpe ist nur in der Konfiguration AK-4 sichtbar, da dort der gespeicherte Energieträger Wärme ist. Die Wärmepumpe wird jedoch am selben Tag in allen drei Anlagekonfigurationen eingesetzt. Die gespeicherte Energie wird dann verwendet, um die Stromerzeugung zu erhöhen, was dazu führt, dass mehr als 2,5 MW in AK-4 eingespeist werden und 3,1 MW in AK-5 und AK-6.

Die jährlichen Indikatoren in Tabelle 26 bestätigen die erhöhte Flexibilität des Energiesystems, da die Integration eines Wärmespeicherelements die eingespeiste Strommenge auf 6,5 GWh (+35 %) bei der Speicherung direkt im FWN und auf 7,7 GWh (+60 %) bei den beiden anderen Konfigurationen erhöht. Die gesamte Stromerzeugung wird jedoch leicht reduziert von 21,2 GWh in AK-3 auf 20,8 GWh (-2 %) in AK-4 und auf 20,4 GWh (-4 %) in AK-5 und AK-6. Dadurch erhöht sich der bezogene Strom für die Förderpumpe. Das System reduziert die Gesamtkosten, indem es Strom zu Hochpreiszeiten einspeist und zu Niedrigpreiszeiten bezieht. In der Wärmeversorgung wird der Einsatz der Wärmepumpe um bis zu 3 % der Gesamtproduktion erhöht.

Tabelle 26: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der identifizierten Wärmespeichertechnologien: Wärmespeicher im Fernwärmenetz (WSFWN), Wärmespeicher im Kraftwerk (WSKW) und Wärmespeicher für das Heiz- und Kraftwerk (WSHKW); ohne EEG-Vergütung

		AK-3	AK-4	AK-5	AK-6
Wärmespeicher		**Ohne**	**WSFWN**	**WSKW**	**WSHKW**
Thermalwassernutzung					
Für Strombereitstellung	GWh	180,2 (64%)	177,0 (63%)	184,2 (65%)	184,2 (65%)
Für Wärmebereitstellung	GWh	102,9 (36%)	106,0 (37%)	98,9 (35%)	98,9 (35%)
Gesamt	GWh	283,1 (100%)	283,1 (100%)	283,1 (100%)	283,1 (100%)
Beteiligung an der Wärmebereitstellung					
Geothermie	GWh	100,6 (99%)	98,0 (97%)	98,0 (97%)	98,0 (97%)
Wärmepumpe	GWh	0,9 (1%)	3,6 (3%)	3,6 (3%)	3,5 (3%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	101,6 (100%)	101,6 (100%)	101,6 (100%)	101,6 (100%)
Verteilung von Strom aus Geothermie					
Eigenbedarf	GWh	4,8 (23%)	4,8 (23%)	4,8 (24%)	4,8 (24%)
Förderpumpe	GWh	11,6 (55%)	9,5 (46%)	7,9 (39%)	7,9 (39%)
Einspeisung	GWh	4,8 (23%)	6,5 (31%)	7,7 (38%)	7,7 (38%)
Gesamt	GWh	21,2 (100%)	20,8 (100%)	20,4 (100%)	20,4 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast					
Energie aus Geothermie	GWh	11,6 (94%)	9,5 (77%)	7,9 (64%)	7,9 (64%)
Bezogene Energie	GWh	0,7 (6%)	2,8 (23%)	4,4 (36%)	4,4 (36%)
Gesamt	GWh	12,3 (0%)	12,3 (0%)	12,3 (0%)	12,3 (0%)

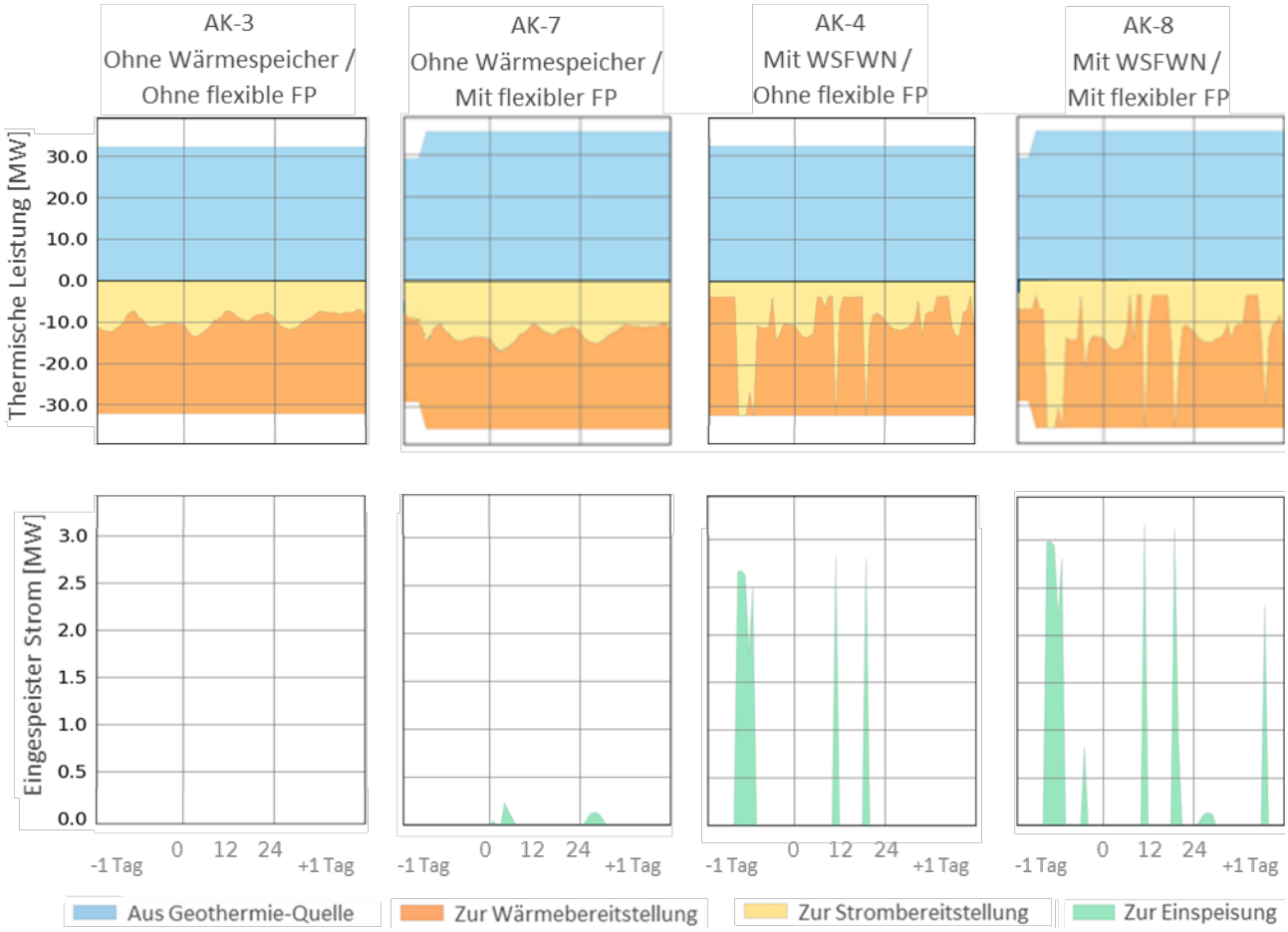
6.4.4 Vergleichsanalyse: flexibler Betrieb der Förderpumpe

Entsprechend der identifizierten Flexibilisierung der Förderpumpe wird deren Last um ±10 % variiert. Dies entspricht einer Energie von 140 kW_{el}/h oder 3,2 MW_{th}/h für eine Förderpumpe mit einer elektrischen Leistung von 1,4 MW, bei einer Thermalwasserfördermenge von 32,2 MW. Zur Bewertung der Auswirkungen des flexiblen Betriebs der Förderpumpe wurden zwei Systemkonfigurationen AK-7 und AK-8 (mit bzw. ohne Wärmespeicher im FWN) simuliert.

Im Falle der Anlagekonfiguration ohne Speicher (AK-7) hat der flexible Pumpenbetrieb einen sichtbaren Einfluss auf die Strombereitstellung (siehe Abbildung 176). Die Pumpenleistung wird in Zeiten mit hohem Wärmebedarf und positiver Residuallast am Maximum genutzt (+10 %), so dass genügend Strom zur Einspeisung in das Netz erzeugt werden kann. Die Stromeinspeisung an Wintertagen erreicht bis zu 300 kW. Auf die gleiche Weise führt der flexible Betrieb der Förderpumpe in der Konfiguration mit einem Wärmespeicher im FWN (AK-8) zu einer optimierten Nutzung des Thermalwassers. Die Flexibilität des Systems steigt und erreicht eine Einspeisung von mehr als 3 MW.

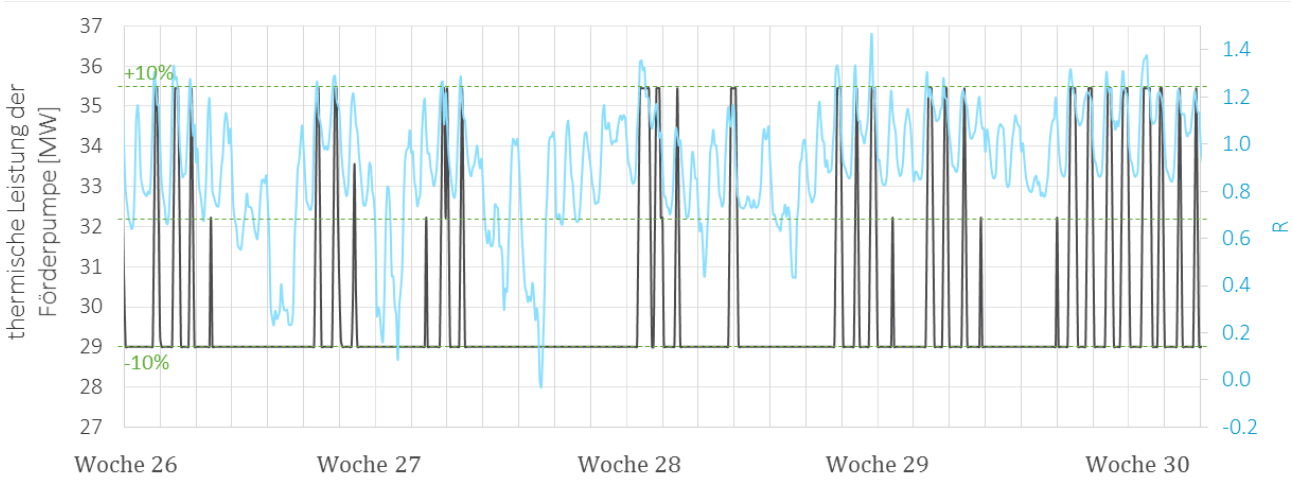
Im Sommer oder bei geringem Wärmebedarf spart das System Thermalwasser und reduziert seine Leistung auf 90 %. Nur in Zeiten mit hohen positiven Strompreisen steigt die Leistung der Förderpumpe auf 110 %, um mehr Strom zu produzieren (vergleiche Abbildung 169). Auf diese Weise wird die Menge an Thermalwasser (die am Ende des Jahres für alle Konfigurationen gleich ist) optimiert, um die maximalen Erlöse zu erzielen.

Abbildung 169: Thermalwasserfluss und Einspeisung an drei aufeinanderfolgenden Wintertagen (hoch) für Anlagenkonfigurationen: ohne Wärmespeicher und ohne flexiblen Betrieb der Förderpumpe (AK-3), ohne Wärmespeicher und mit flexiblen Betrieb der Förderpumpe (AK-7), mit Wärmespeicher im FWN und ohne flexiblen Betrieb (AK-4) und mit Wärmespeicher im FWN (AK-5) und mit flexiblen Betrieb der Förderpumpe (AK-8).



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 170: Thermische Leistung der Förderpumpe und Strompreis in Brennstoffpreis Einheiten (R) für Anlagekonfiguration AK-8 für fünf Wochen in Sommer.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

6.4.5 Vergleichsanalyse: Geothermische Regionen in Deutschland

Die drei wichtigsten geothermischen Regionen wurden anhand von drei repräsentativen Städten verglichen. Es wird angenommen, dass die geothermischen Bedingungen in den drei Regionen gleich sind und nur die Umgebungstemperatur variiert, was sowohl die Nachfrage als auch die Stromerzeugung beeinflusst. Wie Abbildung 164 zeigt, ist die Temperatur in den drei Regionen nicht immer gleich, aber sie liegt für die verschiedenen Jahreszeiten immer im gleichen Temperaturbereich. Infolgedessen variiert der Wärmebedarf in den drei Regionen nicht sehr stark (vgl. Abbildung 162).

Die jährliche Wärmenachfrage, skaliert auf die maximale Thermalwasserleistung der Referenz-Geothermieanlage von 32 MW, beträgt 111,3 GWh für München, 99,9 GWh für Mannheim und 102,1 GWh für Hannover (siehe Tabelle 27). Die Unterschiede in der Wärmenachfrage haben einen Einfluss auf die Thermalwassernutzung, die im Falle von München für die Wärmebereitstellung höher ist, als für die anderen Städte. In Mannheim, der Stadt mit dem geringsten Wärmebedarf, beträgt die ins Netz eingespeiste Strommenge 6,7 GWh, also 31 % der gesamten Stromproduktion. Bei den aktuellen Strompreisen führt die Variation des Wärmebedarfs direkt zu einer Variation der Stromerzeugung. In Fällen mit einem höheren Wärmebedarf ist der Einsatz alternativer Wärmeerzeugungstechnologien nicht wirtschaftlich, so dass das Thermalwasser für die Wärmeversorgung genutzt wird, was zu einer geringeren Stromproduktion führt. Andererseits erhöht ein geringerer Wärmebedarf bei gleicher Thermalwasserleistung den erzeugten Strom im Energiesystem.

Tabelle 27: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der geothermischen Regionen in Deutschland anhand der repräsentativen Städte: München (Molassebecken), Mannheim (Oberrheingraben) und Hannover (Norddeutsches Becken).

Indikator		AK-9	AK-10	AK-11
Stadt		**München**	**Mannheim**	**Hannover**
Thermalwassernutzung				
Für Strombereitstellung	GWh	168,1 (59%)	179,3 (63%)	177,1 (63%)
Für Wärmebereitstellung	GWh	115,0 (41%)	103,7 (37%)	106,0 (37%)
Gesamt	GWh	283,1 (100%)	283,1 (100%)	283,1 (100%)
Beteiligung an der Wärmebereitstellung				
Geothermie	GWh	107,9 (97%)	96,9 (97%)	99,0 (97%)
Wärmepumpe	GWh	3,3 (3%)	3,0 (3%)	3,1 (3%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	111,3 (100%)	99,9 (100%)	102,1 (100%)
Verteilung von Strom aus Geothermie				
Eigenbedarf	GWh	4,8 (25%)	4,8 (23%)	4,8 (24%)
Förderpumpe	GWh	9,3 (47%)	9,8 (46%)	9,6 (47%)
Einspeisung	GWh	5,6 (28%)	6,7 (31%)	6,1 (30%)
Gesamt	GWh	19,6 (100%)	21,3 (100%)	20,6 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast				
Energie aus Geothermie	GWh	9,3 (75%)	9,8 (79%)	9,6 (78%)
Bezogene Energie	GWh	3,0 (25%)	2,5 (21%)	2,7 (22%)
Gesamt	GWh	12,3 (0%)	12,3 (0%)	12,3 (0%)

6.4.6 Sensitivitätsanalyse: Volatilität des Strompreises

Schwankungen der Strompreise werden durch die flexible Geothermieanlage genutzt, um bei hohen Day-Ahead-Strompreisen Strom einzuspeisen (hohe positive Residuallast) und bei niedrigen oder negativen Strompreisen zu beziehen (niedrige positive oder negative Residuallast). Tabelle 28 und Ta-

belle 29 zeigen die jährlichen Indikatoren mit verschiedenen Strompreiskurven mit skalierte Schwankungen (siehe Ansatz in Abschnitt 6.3.4) für Anlagekonfigurationen ohne Wärmespeicher bzw. mit einem Wärmespeicher im FWN.

Die Anlagekonfiguration ohne Wärmespeicher hat wenig Flexibilität, um die gestiegenen Preisschwankungen zu nutzen (AK-13 und AK-14). Die Wärmepumpe wird jedoch in den häufiger auftretenden Fällen negativer Residuallast eingesetzt. Der größte Teil der erzeugten Wärme wird folglich nicht zur Deckung der Wärmenachfrage verwendet. Die Wärmeüberproduktion erreicht bis zu 35 GWh pro Jahr (34 % des gesamten Wärmebedarfs) in AK-14. In dieser Konfiguration ist der Einsatz des Kessels auch wirtschaftlich. In bestimmten Zeitschritten ist der Strompreis im Vergleich zum Brennstoffpreis so hoch, dass der Wärmebedarf durch den Kessel gedeckt wird, so dass das System Thermalwasser für die Einspeisung einspart. Der Kessel erzeugt in diesem Fall 2,5 GWh/a.

In den Konfigurationen AK-12 und AK-15 (mit Wärmespeicher), wird eine geringere Volatilität der Preiskurve unterstellt. Dies führt zu einem weitgehenden Verschwinden negativer Strompreise, wodurch den Einsatz der Wärmepumpe nicht wirtschaftlich ist.

Tabelle 28: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage ohne Wärmespeicher (AK-3) mit verschiedenen Strompreiskurven, die mit Faktoren F0,5 (geringe Schwankungen), F1 (ist-Zustand), F2 (leichte stärkere Schwankungen) und F6 (stärkere Schwankungen) variiert wurden.

		AK-12	AK-3	AK-13	AK-14
Wärmespeicher/Faktor		**Ohne/F0,5**	**Ohne/F1**	**Ohne/F2**	**Ohne/F6**
Beteiligung an der benötigten Wärmebereitstellung					
Geothermie	GWh	101,6 (100%)	100,6 (99%)	95,5 (95%)	92,0 (92%)
Wärmepumpe	GWh	0 (0%)	0,9 (1%)	6,1 (5%)	7,0 (6%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	2,5 (2%)
Gesamt	GWh	101,6 (100%)	101,6 (100%)	101,6 (100%)	101,6 (100%)
Wärmeüberproduktion					
Wärmepumpe	GWh	0 (0%)	0 (0%)	11,6 (11%)	35,0 (34%)
Verteilung von Strom aus Geothermie					
Eigenbedarf	GWh	4,8 (23%)	4,8 (23%)	4,8 (24%)	4,8 (31%)
Förderpumpe	GWh	11,7 (55%)	11,6 (55%)	10,8 (54%)	7,7 (49%)
Einspeisung	GWh	4,8 (23%)	4,8 (23%)	4,5 (22%)	3,3 (21%)
Gesamt	GWh	21,3 (100%)	21,2 (100%)	20,1 (100%)	15,8 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast					
Energie aus Geothermie	GWh	11,7 (95%)	11,6 (94%)	10,8 (88%)	7,7 (63%)
Bezogene Energie	GWh	0,6 (5%)	0,7 (6%)	1,5 (12%)	4,6 (37%)
Gesamt	GWh	12,3 (100%)	12,3 (100%)	12,3 (100%)	12,3 (100%)

Andererseits nutzt das System mit Wärmespeicher die stärkeren Preisschwankungen besser aus (Tabelle 29). Obwohl sich die Gesamtmenge des erzeugten Stroms reduziert, erhöht sich in der in das Netz eingespeiste Strom auf 7,4 GWh/a in AK-17, 14 % mehr als in der Konfiguration ohne skalierte Preiskurve (AK-4). Auch die für die Förderpumpe zugekaufte Strommenge steigt, da auch niedrige oder negative Strompreise häufiger auftreten.

Die Wärmepumpe spielt eine wichtige Rolle in der Wärmeversorgung, da sie 16 % bzw. 35 % des Wärmebedarfs in AK-16 und AK-17 ersetzt. Ähnlich wie bei der Anlagenkonfiguration ohne Speicher kommt es zu einer Überproduktion von Wärme, die nicht genutzt oder gespeichert werden kann. Der Speicher wurde so modelliert, dass er eine Lade- und Entladeleistung aufweist, die der maximalen Fernwärmeanschlussleistung entspricht. Deshalb kann in den Fällen hoher Wärmeproduktion der

Wärmespeicher nur einen Teil der Wärme aufnehmen, welcher der Ladeleistung entspricht. Der Rest der Wärme kann nicht genutzt werden.

Tabelle 29: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage mit einem Wärmespeicher im FWN (AK-4) mit verschiedenen Strompreiskurven, die mit Faktoren F0,5 (schwächere Schwankungen), F1 (ist-Zustand), F2 (leichte stärkere Schwankungen) und F6 (stärkere Schwankungen) variiert wurden.

		AK-15	AK-4	AK-16	AK-17
Wärmespeicher/Faktor		**WSFWN/F0,5**	**WSFWN/F1**	**WSFWN/F2**	**WSFWN/F6**
Beteiligung an der benötigen Wärmebereitstellung					
Geothermie	GWh	101,6 (100%)	98,0 (97%)	85,3 (84%)	63,9 (64%)
Wärmepumpe	GWh	0 (0%)	3,6 (3%)	16,3 (16%)	36,4 (35%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1,3 (1%)
Gesamt	GWh	101,6 (100%)	101,6 (0%)	101,6 (9%)	101,6 (22%)
Wärmeüberproduktion					
Wärmepumpe	GWh	0 (0%)	0 (0%)	8,8 (9%)	22,1 (22%)
Verteilung von Strom aus Geothermie					
Eigenbedarf	GWh	4,8 (23%)	4,8 (23%)	4,8 (24%)	4,8 (25%)
Förderpumpe	GWh	10,8 (51%)	9,5 (46%)	8,4 (41%)	7,4 (38%)
Einspeisung	GWh	5,6 (26%)	6,5 (31%)	7,3 (35%)	7,4 (38%)
Gesamt	GWh	21,2 (100%)	20,8 (100%)	20,6 (100%)	19,6 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast					
Energie aus Geothermie	GWh	10,8 (87%)	9,5 (77%)	8,4 (69%)	7,4 (60%)
Bezogene Energie	GWh	1,5 (13%)	2,8 (23%)	3,9 (31%)	4,9 (40%)
Gesamt	GWh	12,3 (100%)	12,3 (100%)	12,3 (100%)	12,3 (100%)

6.4.7 Sensitivitätsanalyse: Auslegung des Geothermieheizwerks

In dieser Analyse wird eine Variation des verfügbaren Thermalwassermassenstroms untersucht. Die installierte Leistung des Geothermie-basierte Strom-Wärme-Systems sowie des Fernwärmeanschlusses bleibt unverändert. Tabelle 30 zeigt die jährlichen Indikatoren für Anlagekonfigurationen ohne Wärmespeicher mit einer reduzierten (AK-18) und einer gesteigerten Bohrlochleistung (AK-19). Für den Vergleich wurde die Referenzanlagekonfiguration AK-3 verwendet. Auf die gleiche Weise, zeigt Tabelle 31 die jährlichen Indikatoren für Anlagenkonfigurationen mit einem Wärmespeicher im Fernwärmenetz mit AK-4 als Referenzanlagekonfiguration.

Bei reduzierter Thermalwasserleistung am Bohrloch (AK-18 und AK-20) übernimmt die Wärmepumpe die Wärmeversorgung von Wärmelasten von mehr als 16 MW. Im gesamten Jahr deckt die Wärmepumpe 23 % der Wärmenachfrage (23,2 GWh/a). Es wird kein Strom ins Netz eingespeist.

Anderseits kann das System in Fällen mit erhöhter Thermalwasserleistung am Bohrloch (AK-19 und AK-21) die Wärmenachfrage decken und trotzdem Strom erzeugen. In beiden Konfigurationen wird die Wärmepumpe bei negativen Strompreisen eingesetzt, aber die Geothermieanlage deckt den größten Teil des Wärmebedarfs. Die Förderpumpenlast wird komplett mit dem Geothermiekraftwerk erzeugt. Die Einspeisung wird stark erhöht und erreicht 16,1 GWh/a und 18,1 GWh/a für AK-19 (ohne Wärmespeicher) bzw. AK-21 (mit Wärmespeicher im FWN). Es wird festgestellt, dass für Anlagekonfigurationen mit einer größeren Thermalwasserleistung (150 % der Referenzleistung) das Wärmespeicherelement dem Energiesystem keine zusätzliche Flexibilität bringt.

Tabelle 30: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage ohne Wärmespeicher mit Thermalwasserleistungen: 16 MW (50 %), 23 MW (100 %) und 48 MW (150 %).

Indikator		AK-18	AK-3	AK-19
Thermalwasserleistung		**16 MW**	**32 MW**	**48 MW**
Thermalwassernutzung				
Für Strombereitstellung	GWh	61,7 (44%)	180,2 (64%)	272,7 (64%)
Für Wärmebereitstellung	GWh	79,8 (56%)	102,9 (36%)	151,8 (36%)
Gesamt	GWh	141,5 (100%)	283,1 (100%)	424,6 (100%)
Beteiligung an der Wärmebereitstellung				
Geothermie	GWh	78,4 (77%)	100,6 (99%)	100,6 (99%)
Wärmepumpe	GWh	23,2 (23%)	0,9 (1%)	0,9 (1%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	101,6 (100%)	101,6 (100%)	101,6 (100%)
Verteilung von Strom aus Geothermie				
Eigenbedarf	GWh	4,8 (68%)	4,8 (23%)	4,8 (15%)
Förderpumpe	GWh	2,3 (32%)	11,6 (55%)	12,3 (37%)
Einspeisung	GWh	0 (0%)	4,8 (23%)	16,1 (48%)
Gesamt	GWh	7,1 (100%)	21,2 (100%)	33,2 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast				
Energie aus Geothermie	GWh	2,3 (18%)	11,6 (94%)	12,3 (100%)
Bezogene Energie	GWh	10,0 (82%)	0,7 (6%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	12,3 (0%)	12,3 (0%)	12,3 (0%)

Tabelle 31: Jährliche Indikatoren zum Vergleich der Geothermieanlage mit einem Wärmespeicher im Fernwärmenetz mit Thermalwasserleistungen: 16 MW (50 %), 23 MW (100 %) und 48 MW (150 %).

Indikator		AK-20	AK-4	AK-21
Thermalwasserleistung		**16 MW**	**32 MW**	**48 MW**
Thermalwassernutzung				
Für Strombereitstellung	GWh	61,7 (44%)	177,0 (63%)	276,0 (65%)
Für Wärmebereitstellung	GWh	79,8 (56%)	106,0 (37%)	148,6 (35%)
Gesamt	GWh	141,5 (100%)	283,1 (100%)	424,6 (100%)
Beteiligung an der Wärmebereitstellung				
Geothermie	GWh	78,4 (77%)	98,0 (97%)	98,0 (97%)
Wärmepumpe	GWh	23,2 (23%)	3,6 (3%)	3,6 (3%)
Kessel	GWh	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	101,6 (100%)	101,6 (100%)	101,6 (100%)
Verteilung von Strom aus Geothermie				
Eigenbedarf	GWh	4,8 (68%)	4,8 (23%)	4.8 (14%)
Förderpumpe	GWh	2,3 (32%)	9,5 (46%)	12.3 (35%)
Einspeisung	GWh	0 (0%)	6,5 (31%)	18.1 (51%)
Gesamt	GWh	7,1 (100%)	20,8 (100%)	35.2 (100%)
Abdeckung der Förderpumpenlast				
Energie aus Geothermie	GWh	2,3 (18%)	9,5 (77%)	12.3 (100%)
Bezogene Energie	GWh	10,0 (82%)	2,8 (23%)	0 (0%)
Gesamt	GWh	12,3 (0%)	12,3 (0%)	12.3 (0%)

6.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Kapitel wurde das ORC- Referenz-Geothermie-Kraftwerk (Kapitel 4.3.1) in ein Wärmeenergiesystem integriert, um die Auswirkungen von Flexibilisierungsoptionen im eingespeisten Strom und in der Wärmeversorgung zu bewerten. Zu diesen Flexibilisierungsoptionen gehören der flexible Betrieb der Förderpumpe (Kapitel 2.3.3, Wärmespeichertechnologien (Kapitel 4.1.2, sowie alternative Wärmeerzeuger (fossile Heizkessel und elektrische angetriebene Wärmepumpe). Darüber hinaus wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Auswirkungen der Volatilität der Strompreise und die Auslegung des Geothermieanlage zu bewerten.

Die Haupterkenntnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

1. Für ORC-Referenz-Geothermieanlagen (Bestandsanlagen), kann der Strombedarf der Förderpumpe an Wintertagen nicht über die Erzeugung aus der Geothermieanlage gedeckt werden, da das Thermalwasser überwiegend für die Wärmeerzeugung benötigt wird.
2. Eine zeitliche Entkopplung der Stromproduktion von der Wärmenachfrage mit Hilfe von Wärmespeichern ermöglicht eine strompreisorientierte Fahrweise des Heizkraftwerks. Dies führt zu einer optimierten Nutzung der geothermischen Stromerzeugung und einer Reduzierung der Betriebskosten bei:
    a. Der Maximierung der Erlöse durch die Stromeinspeisung ins Netz in Zeiten mit höheren Strompreisen (hohe positive Residuallast). Eine Erhöhung der Einspeisung um 35 % resultiert aus der Integration eines Wärmespeichers.
    b. Der Reduzierung der Betriebskosten der Förderpumpe durch den Strombezug in Zeiten mit niedrigeren oder negativen Strompreisen (niedrig positive Residuallast oder negative Residuallast). Infolgedessen werden bis zu 44 % des Strombedarfs für die Förderpumpe aus dem Netz bezogen.
3. In Anlehnung an die zentralen Ergebnisse in Kapitel 4.7.6 ergibt die Integration eines Thermalwasserspeichers oder eines Heißwasserspeichers für Heiz- und Kraftwerk ein geringfügig höheres technisches Potential als die Nutzung eines Fernwärmenetzspeichers. Letzteres hat jedoch den geringsten technischen Aufwand. In der Energiesystemanalyse führt die technische Potentialdifferenz zu einer Reduzierung der Einspeisung um 15 % (1,2 GWh).
4. In einem Energiesystem mit alternativen Wärmeerzeugungstechnologien und einem Wärmespeicher wird die Wärmepumpe bei sehr niedrigen und negativen Strompreisen (negative Residuallast) verwendet. In einem volatilen Elektrizitätsmarkt mit stärkeren Preisschwankungen aufgrund der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien spielt die Wärmepumpe in Kombination mit einem Wärmespeicher daher eine wichtige Rolle. Dies ist darin begründet, dass mehr Fälle mit niedriger Residuallast zu erwarten sind. Dies kann je nach Auslegung zu einer Wärmeproduktion führt.
5. Bei den aktuellen Strompreisen ist die Nutzung des Kessels gegenüber einer Wärmepumpe hinsichtlich der Betriebskosten nicht wirtschaftlich. Die Verwendung eines teureren fossilen Brennstoffs für den Heizkessel (z.B. Heizöl) begünstigt noch mehr den Einsatz der Wärmepumpe gegenüber dem Heizkessel, da die Häufigkeit der Fälle, in denen der Strom günstiger als der Brennstoff ist, zunimmt.
6. Die Systemkonfigurationen mit einem Wärmespeicher ermöglichen es, die Strompreisschwankungen im Vergleich zu denen ohne Speicher besser auszunutzen. Dieser Vorteil ist nur im Zusammenspiel der Geothermieanlage mit dem Strommarkt zu erkennen. In einem Energiesystem mit einem volatilen Stromangebot und somit starken Strompreisschwankungen wird die Integration einer Wärmespeichertechnologie notwendig, um die Flexibilität der Geothermie zu erhöhen.

7. Der flexible Betrieb der Förderpumpe bringt dem Energiesystem weniger Flexibilität, als der Einsatz von Wärmespeichern. Der flexible Betrieb der Förderpumpe optimiert die Nutzung des Thermalwassers. Im Sommer oder bei geringem Wärmebedarf spart das System Thermalwasser und reduziert seine Leistung auf 90 %. Nur in Zeiten hoher positiver Strompreise steigt die Leistung der Förderpumpe auf 110 %, um mehr Strom zu produzieren. Insgesamt variiert die jährliche Einspeisemenge nicht wesentlich, da das verfügbare Thermalwasser in der Anlagekonfiguration mit oder ohne flexible Förderpumpe gleich ist, aber die Erlöse maximiert werden.
8. Für kleinere Thermalwasserleistungen übernimmt die Wärmepumpe in der gewählten Konfiguration die Wärmebereitstellung für Wärmelasten, die größer als die maximale Bohrleistung sind. Die Speicheroptionen kommen kaum zur Geltung, da die zur Verfügung stehende Wärme unmittelbar sinnvoll in das System integriert werden kann und eine potentielle Verschiebung durch Speicherung keine Vorteile bringt.
9. Für Anlagekonfigurationen mit einer größeren Thermalwasserleistung (150 % der Referenzleistung) wird die zusätzliche Flexibilität des Wärmespeicherelements ebenfalls kaum genutzt, da bei dieser Auslegung ausreichend Wärme aus der Quelle für einen kostenoptimierten Betrieb der Anlage zur Verfügung steht.

7 Handlungsempfehlungen

Aus den Ergebnissen der Untersuchungen zu flexiblem Betrieb von Geothermie-basierten Strom-Wärme-Systemen können die im Folgenden Handlungsempfehlung abgeleitet werden. Diese beziehen sich im Wesentlichen auf die flexible Förderung von Thermalwasser sowie ökonomische und systemische Gesichtspunkte.

Nach den durchgeführten Untersuchungen und Modellrechnungen erscheint eine flexible Stromerzeugung für Anlagen, welche die Oberjurasedimente im Bayerischen Molassebecken erschließen, mittels flexibler Thermalwasserförderung, aus hydrogeochemischer Sicht als möglich. Wenn die Flexibilisierung mit einer Speicherung der nicht genutzten Wärmeenergie einhergeht, unterscheidet sich der Betrieb bis auf die höheren Volumenströme und Temperaturen kaum vom aktuellen wärmegeführten Betrieb geothermischer Heizwerke. Begründet ist dies darin, dass schon jetzt relativ hohe Gradienten im Betrieb angelegt werden. Jedoch sind die Gradienten zu gering, um Produkte der Regelleistung bereitstellen zu können, weshalb diese Flexibilisierungsoption im Verlauf der technischen und ökonomischen Analyse der Regelleistungsbereitstellung ausgeklammert wurde. In das Energiesystemmodell hingegen fließt sie ein. Eine flexible Fahrweise der Pumpe erhöht die Flexibilität im Energiesystem und fügt zusätzliche Freiheitsgrade für eine optimale Fahrweise des Systems hinzu. Im Rahmen dieser Studie wurden die Möglichkeiten nur grundlegend aufgezeigt und sollten in zukünftigen Studien genauer untersucht werden.

Da die hydrogeochemischen Untersuchungen ergeben haben, dass die Bereitstellung von Regelleistung durch den flexiblen Betrieb der Thermalwasserpumpe theoretisch möglich ist, wird angeraten diese Flexibilitätsoption zukünftig einer detaillierten technischen und ökonomischen Untersuchung zu unterziehen. Es wird weiterhin im Zusammenhang einer technischen Bewertung geraten, mittels Monitoringdaten (Thermalwasserzusammensetzung und Gasführung) bei verschiedenen Lastzuständen ein konkretes hydrogeochemisches Modell für die betrachteten Anlagen zu parametrisieren. In gleicher Weise müssen die hydraulischen Auswirkungen von Lastwechseln mit möglichst hoher zeitlicher Auflösung für Produktions- und Injektionsbohrung erfasst werden. Die Messwerterfassung dazu ist weitgehend vorhanden, es fehlen bislang jedoch Sensoren für die Gasführung, das hydrochemische Monitoring und die Drücke im Reservoir.

Weiter ist zu empfehlen durch die Nutzung des Wärmebergbaumodells anlagenspezifisch die langfristigen Effekte der flexiblen Fahrweise zu prognostizieren. Der Schutz der geothermischen Ressourcen sollte beachtet werden. Demnach ist „Wärmebergbau" zu vermeiden, der die im Gestein gespeicherte Energie ausbeutet und somit die Ressource erschöpft. Auch aus betrieblichen Gründen ist ein thermischer Durchbruch zwischen Produktions- und Injektionsbohrung zu vermeiden. Die zu erwartende schlechtere Ausbeutung des Reservoirs durch Injektion mit höheren Injektionstemperaturen kann sich in der langfristigen Prognose günstig auswirken, wenn dadurch der thermische Durchbruch verzögert wird. Zur nachhaltigen Bewirtschaftung der Ressourcen sind großräumige Modelle zu erstellen bzw. bestehende Modelle zu erweitern und entsprechend planerisch einzusetzen. Dabei ist zu beachten, dass geologische Reservoire obertägige Grenzen überschreiten können. Um u. a. eine generationenübergreifende Bewirtschaftung gewährleisten zu können, sind geeignete zusätzliche Planungsinstrumente zu entwickeln bzw. in das Bergrecht zu integrieren.

Wir kommen grundlegend zur Ansicht, dass ein Schlüssel zur Flexibilisierung die kontinuierliche Erfassung der Kenngrößen der Geothermieanlage, ihres Reservoirs und ihrer Nachbarn sowie die feldübergreifende Auswertung der erhobenen Datensätze ist. Hier scheinen noch nicht alle Register der disziplinübergreifenden Auswertung gezogen zu sein.

Im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken sind nach den Modellrechnungen die Injektionsbohrungen stärker von der Flexibilisierung betroffen. Das Risiko liegt somit bei einem schlecht wartbaren (und teuren) Teil der Anlage. Die Erfassung von Messdaten und eine anlagenbezogene Bewertung ist hier unersetzlich. Darüber hinaus gelten die oben genannten Hinweise.

Aus der ökonomischen Bewertung kann abgeleitet werden, dass für Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern das positive und negative Flexibilitätspotential bei hohen Fernwärmenetz-Anschlussleistungen auf < 5.500 h pro Jahr beschränkt ist. Damit können Bestandsanlagen und Anlagen mit Wärmespeicher auf Jahressicht nur eingeschränkt Flexibilität für ein zukünftiges Energiesystem mit erhöhtem Flexibilitätsbedarf bereitstellen. Im Vergleich zu Flexibilität aus Speichern, BHKW, Biogas-Anlagen oder konventionellen Kraftwerken ist der Nutzen für ein Gesamtsystem bei Flexibilitätsbereitstellung aus tiefer Geothermie damit gering.

Anlagen im Bestand mit Spitzenlast-Heizwerk und Anlagen mit geringer Fernwärmenetz-Anschlussleistung können dauerhaft Flexibilität bereitstellen. Diese Art der Anlagen könnte damit für ein zukünftiges Energiesystem mit erhöhtem Flexibilitätsbedarf eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von Regelleistung spielen. Das Gesamtpotential ist allerdings stark abhängig vom Ausbau der Tiefengeothermie und aufgrund der Vorkommen lokal beschränkt.

Aktuell können Anlagen im Bestand und Anlagen mit Wärmespeichern nicht wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen. Eine Ausnutzung des Flexibilitätspotentials ist daher von Betreibern nicht zu erwarten. Auch von den Teilnehmer des Abschlussworkshops wird diese Meinung geteilt. Sollte eine Bereitstellung von Regelleistung aus tiefer Geothermie erwünscht sein, so sollten hier zusätzliche Anreizmechanismen geschaffen werden. Beispielsweise könnte eine solche Förderung ähnlich zur Flexibilitätsprämie und zum Flexibilitätszuschlag für Biogasanlagen und Biomethananlagen nach §50 a, b, und c, EEG 2017 ausgestaltet sein. Es ist jedoch zu bedenken, dass sich voraussichtlich der gesamte Regelleistungsmarkt zukünftig verändern wird und Regelleistung nicht mehr ausschließlich durch Kraftwerke bereitgestellt werden wird.

Mit sinkenden anzulegenden Werten für die Vergütung von Strom aus tiefer Geothermie nach §43 EEG 2017 kann eine wirtschaftliche Bereitstellung von Regelleistung für Neuanlagen gegeben sein. Die Ausnutzung der Potentiale durch Anlagenbetreiber ist aber auch dann fraglich, da sich die möglichen Mehrerlöse und Zusatzgewinne im niedrigen einstelligen Prozentbereich bewegen. Auch mittel- bis langfristig müssten zur Bereitstellung von Flexibilität aus tiefer Geothermie also zusätzlich Anreize geschaffen werden bzw. die Flexibilitätsbereitstellung als verpflichtendes Element im EEG festlegt werden. In diesem Fall kann basierend auf der Analysen aus Kapitel 4 davon ausgegangen werden, dass Betreiber durch Bereitstellung von Regelleistung zumindest keinen wirtschaftlichen Nachteil erlangen.

Für Geothermieanlagen, deren Stromerzeugung nicht länger nach EEG vergütet wird, kann eine Bereitstellung von Regelleistung eine zusätzliche Quelle für moderate Erlössteigerungen sein. Wir empfehlen deshalb Betreibern von Bestandsanlagen, die sich dem Ende der Förderlaufzeit nähern, eine Vermarktung ihrer Leistungen am Regelleistungsmarkt in Betracht zu ziehen. Deshalb kann es sinnvoll sein Geothermie-basierteStrom-Wärme-Systeme bei Neuanlagen aufgrund des geringen technischen Mehraufwands schon jetzt auf die flexible Stromproduktion hin auszulegen.

Der flexible Betrieb der Anlagen könnte zukünftig auch so ausgelegt werden, dass z. B. eine Fahrweise nach Preisspitzen denkbar wäre die um die Bereitstellung von Regelleistung ergänzt werden könnte. Gegebenenfalls sind hierfür allerdings Umbaumaßnahmen hin zu kleineren Anlagegrößen notwendig.

Die untersuchten Flexibilitätsoptionen führen zu einer stärkeren Sektorenkopplung (Wärmepumpe) und zu einer Entkopplung von Wärme- und Strombedarf (thermische Speicher). Die wirtschaftliche Ausnutzung der Flexibilitätsoptionen führt zu einem Anlagenbetrieb, welcher zur Glättung der elektrischen Residuallast führt. Die Flexibilisierungselemente führen demzufolge zu einem systemdienlicheren Verhalten als bei einer Anlagenkonfiguration ohne diese. Für eine Förderung des Ausbaus von flexiblen Elementen müssten entsprechende Anreize geschaffen werden.

Quellenverzeichnis

[1] Consentec GmbH: Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, URL: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf., aufgerufen am 20.09.2017, 2014.

[2] Verband der Netzbetreiber e. V.: TransmissionCode 2003 – Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB, URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationD1, aufgerufen am 18.09.2017, 2003.

[3] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amperion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von Primärregelleistung, URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/musterprotokollPRL.pdf, aufgerufen am 18.09.2017.

[4] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Beschluss zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung, BK6-15-158, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, aufgerufen am 18.09.2017, 2017.

[5] Forum Netztechnik/Netztechnik im VDE.: TransmissionCode 2007 – Anhang D2: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB, URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/transmissionCode2007_D2_1, aufgerufen am 18.09.2017, 2009.

[6] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amperion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von Sekundärregelleistung. URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/musterprotokollSRL, aufgerufen am 18.09.2017

[7] Redispatch in Deutschland – Auswertung der Transparenzdaten, Berlin, 12. Februar 2018.

[8] Verband der Netzbetreiber e. V.: TransmissionCode – Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenregelleistung. URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationMRL, aufgerufen am 18.09.2017, 2007.

[9] Mayrhofer, C.; Niessner, R.; Baumann, T. (2014): Hydrochemistry and hydrogen sulfide generating processes in the Malm aquifer, Bavarian Molasse Basin, Germany. Hydrogeology Journal 22, 151–162. DOI: 10.1007/s10040-013-1064-2

[10] Herbrich, M.; Niessner, R.; Baumann, T. (2015): Minimierung von Risiken bei Planung und langfristigem Betrieb tiefengeothermischer Anlagen im bayerischen Molassebecken / Institut für Wasserchemie, Technische Universität München. URL http://opac.tib.uni hannover.de/DB=1/XMLPRS=N/PPN?PPN=840782330, 2015 (BMWi 0325280B). – Schlussbericht

[11] Bucher, K.; Stober, I. (2010): Fluids in the upper continental crust. Geofluids 10, 241–253. DOI: doi: 10.1111/j.1468-8123.2010.00279.x

[12] Stober, I.; Wolfgramm, M.; Birner, J. (2014): Hydrochemie der Tiefenwässer in Deutschland. Zeitschrift für Geologische Wissenschaften. 41/42, 339–380. ISSN: 0303-4534

[13] Carlé, W. (1975): Die Mineral- und Thermalwässer von Mitteleuropa. Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart.

[14] Baumann, T. (2016): Validation of Hydrochemical Analyses and Gas Concentrations of Deep Geothermal Aquifers. In: Proceedings, 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Bd. SGP-TR-209, Stanford University, 1269–1277.

[15] Parkhurst, D. L.; Appelo, C. A. J.: User's Guide to PHREEQC (Version 2) A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One-dimensional Transport, and Inverse Geochemical Calculations / U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. Denver, Colorado, 1999 (Water-Resources Investigations Report 99-4259). – Scientific Report

[16] Hörbrand, T.; Baumann, T.; Moog, H. C. (2018): Validation of hydrogeochemical databases for problems in deep geothermal energy. Geothermal Energy 6, 20.

[17] Baumann, T.; Bartels, J.; Lafogler, M.; Wenderoth, F. (2017): Assessment of heat mining and hydrogeochemical reactions with data from a former geothermal injection well in the Malm Aquifer, Bavarian Molasse Basin, Germany. Geothermics, 66. DOI: https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2016.11.008

[18] regelleistung.net: Kalenderjahresdateien – Eingesetzte MRL 2013-2017. 2018. URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/MRL_Jahresdatei_Abruf, aufgerufen am 17.09.2018, 2018.

[19] Lafogler, M.; Wenderoth, F.; Bartels, J.; Somogyi, G.; Hinkofer, T.; Hess, K.; Baumann, T. (2016): Processes in the Vicinity of an Injection Well of a Geothermal Facility in the Malm Aquifer. Proceedings, 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Bd. SGP-TR-209 Stanford University (Veranst.), 251–256.

[20] Stadtwerke München GmbH (2010): Energiegewinnung der Zukunft: Geothermie-Anlage Sauerlach. Informationsbroschüre.

[21] Milles, U. (2009): Geothermische Stromerzeugung im Verbund mit Wärmenetz. FIZ, Karlsruhe, BINE Informationsdienst, URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2009/Projektinfo_10-2009/projekt_1009_internetx.pdf, aufgerufen am 15.09.2017.

[22] DiPippo, R. (2012): Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. 3rd Edition, Elsevier Ltd, Amsterdam.

[23] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte - Unterhaching. https://www.tiefegeothermie.de/projekte/unterhaching (Aufgerufen am 30.07.2019).

[24] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Unterhaching liefert Redundanz für Grünwald. Meldung, URL: http://www.tiefegeothermie.de/news/unterhaching-liefert-redundanz-fuer-gruenwald, aufgerufen am 01.09.2017, 2016.

[25] Rothörl, S. (2014): Wärmenutzung. In Bauer, M.; Freeden, W.; Jacobi, H.; Neu, T. (Hrsg.): Handbuch Tiefe Geothermie. 1. Auflage Springer Verlag, Berlin Heidelberg.

[26] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte - Traunreut. URL: http://www.tiefegeothermie.de/projekte/traunreut, aufgerufen am 01.09.2017, 2017.

[27] Stadt Traunreut: Sitzungsniederschrift einer öffentlichen Sitzung im Rathaus am 19. September, 2013.

[28] Turboden S.r.l.: References. URL: http://www.turboden.eu/en/references/references.php?country=DEU&application=2&power=all, aufgerufen am 03.04.2017, 2017.

[29] Geothermische Kraftwerksgesellschaft Traunreut mbH: Das geothermische Kraftwerk in Traunreut. URL: http://www.geothermie-traunreut.de, aufgerufen am 15.09.2017, 2017.

[30] Stadtwerke München GmbH: Energieerzeugung, Geothermie. URL: https://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/geothermie.html, aufgerufen am 15.09.2017, 2017.

[31] Bundesverband Geothermie e.V.: Deutschlands leistungsstärkste Geothermie-Anlagen liefern künftig Fernwärme für Münchener Südosten. Nachrichtenmeldung, URL: http://www.geothermie.de/news-anzeigen/2016/04/07/deutschlands-leistungsstarkste-geothermie-anlagen-liefern-kunftig-fernwarme-fur-munchener-html., aufgerufen am 02.01.2017, 2016.

[32] Bonafin, J.; Carria, M.; Gaia, M.; Duvia, A. (2015): Turboden Geothermal References in Bavaria: Technology, Drivers and Operation. In: Horne, R.; Boyd, T.: World Geothermal Congress, 16-24 April 2015, Australia, New Zealand, Bochum: International Geothermal Association.

[33] Baumgärtner, J.; Kölbel, T; Mergner, H.; Schlagermann, P. (2013): Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, Insheim und Bruchsal. Publikation. URL: https://www.researchgate.net/publication/260248612_Betriebserfahrungen_mit_den_Geothermiekraftwerken_Landau_Insheim_und_Bruchsal.

[34] Pfalzwerke geofuture GmbH: Das Kraftwerk Insheim. URL http://www.geothermie-insheim.de/index.php/das-kraftwerk, aufgerufen am 29.03.2017, 2016.

[35] Südwestrundfunk: Geothermiekraftwerk Landau darf hochfahren. Nachrichtenmeldung, URL: https://www.swr.de/swraktuell/rp/nach-drei-jahren-stillstand-geothermiekraftwerk-landau-darf-hochfahren/-/id=1682/did=19378144/nid=1682/kcgkeh/index.html, aufgerufen am 15.09.2017, 2017.

[36] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Sauberes Jubiläum: 15 Jahre Geothermie in Neustadt-Glewe. Nachrichtenmeldung, URL: http://www.tiefegeothermie.de/top-themen/sauberes-jubilaeum-15-jahre-geothermie-in-neustadt-glewe, aufgerufen am 15.09.2017, 2009.

[37] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte - Neustadt-Glewe. URL: http://www.tiefegeothermie.de/projekte/neutstadt-glewe, aufgerufen am 15.09.2017, 2014.

[38] Richter, B.: Innovative Wärmelieferung aus Tiefengeothermie: Gemeinsam erfolgreich. Vortrag, Geothermiekongress 2014 in Essen, URL: http://www.roedl.de/de-de/de/wen-wir-beraten/geothermieprojekte/documents/14_11_11_dgk2014_final.pdf, aufgerufen am 15.09.2017, 2014.

[39] Geothermie-Fördergesellschaft Simbach-Braunau mbH, Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH.: Das Projekt – Daten und Fakten, URL: http://www.geothermie-braunau-simbach.com/Das-Projekt/Das-Projekt/Das-Projekt-%E2%80%93-Europas-groesztes-laenderuebergreifendes-Geothermieprojekt.html, aufgerufen am 15.09.2017, 2017.

[40] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte - Simbach-Braunau. URL: http://www.tiefegeothermie.de/projekte/simbach-braunau, aufgerufen am 15.09.2017, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.193

[41] Weimann, T. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß §65 EEG, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben IIb (Geothermie), Endbericht. Augsburg: Wirtschaftsforum Geothermie e. V.

[42] Wieland, C.; Meinel, D.; Eyerer, S.; Spliethoff, H.: Innovative CHP Concept for ORC and Its Benefit Compared to Conventional Concepts. Applied Energy, 183, 478–490, 2016.

[43] Milles, U.: Robuste Pumpen für die Geothermie entwickeln. BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe, Leibnitz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. URL: https://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2016/Projekt_03-2016/ProjektInfo_0316_internetx.pdf, aufgerufen am 15.09.2017, 2016.

[44] Van Douwe, A.; Hegerle, H.; Iberl, P.; Matrin, U.; Utz, A.; Weimann, T. (2014): Förderpumpen in der Geothermie. In Bauer, M.; Freeden, W.; Jacobi, H.; Neu, T.: Handbuch Tiefe Geothermie. 1. Aufl. Springer Verlag, Berlin Heidelberg.

[45] Kaltschmitt, M.; Janczik, S.; Kupfermann, G. A. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß §65 EEG - Vorhaben IIb Stromerzeugung aus Geothermie. Hamburg: Technische Universität Hamburg-Harburg, Helmholtz-Zentrum Potsdam.

[46] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Flexibilisierung der Pilotanlage Heizkraftwerk Bioenergie Wächtersbach – Projekt FlexHKW, Präsentation. URL: https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/20150901_BioenergieWaechtersbach_Bedenk.pdf, 2015.

[47] Forni, D.; Vaccari, V.; Di Santo, D.; Rossetti, N.; Baresi, M. (2012): Heat Recovery for Electricity Generation in Industry. In: ACEEE Industrial Summer Study on Energy Efficiency in Industry, Stockholm.

[48] Rohloff, K.; Kather, A. (2011): Geothermische Stromerzeugung: Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

[49] Glück, B. (1985): Heizwassernetze für Wohn- und Industriegebiete. 7. Auflage, Verlag für Bauwesen, Berlin.

[50] Lorenzen, P. (2013): Das Wärmenetz als Speicher im Smart Grid: Betriebsführung eines Wärmenetzes in Kombination mit einem stromgeführten Heizkraftwerk. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Department Maschinenbau und Produktion, Masterarbeit, Hamburg.

[51] Strauss, K. (2016): Kraftwerkstechnik. 7. Auflage Springer Vieweg, Berlin.

[52] Solites: Saisonalspeicher.de, Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung. URL: http://www.saisonalspeicher.de, aufgerufen am 04.04.2017, 2014.

[53] Spirax Sarc o (2016): Grundlagen Dampfspeicher. Spirax Sarco GmbH, Konstanz.

[54] Schenk, W.; Bichler, C.; Schubert, A.; Steiner, U.; Savvatis, A.; Linde, J.; Böhm, A.; Terneki, O. (2015): Technischer Leitfaden zur Bewertung und Optimierung tiefengeothermischer Anlagen in Planung und Betrieb. München: Hochschule für angewandte Wissenschaften München, ERDWERK GmbH.

[55] VDE: Deutsche Normungs-Roadmap – Elektrische Energieeffizienz Version 1, 2017.

[56] Kaarup Olsen, P.; Holm Christiansen, C.; Hofmeister M.; Svenden, S.; Thorsen, J. E. (2014): Guidelines for Low Temperature District Heating. A deliverable report in the project financed by the Danish energy Agency in the R&D programme EUDP: Full-Scale Demonstration of Low-Temperature District Heating in Existing Buildings. Denmark.

[57] NOVEM, „IEA DISTRICT HEATING AND COOLING, ANNEX VI. Report 2002: S7. Optimised District Heating Systems Using Remote Heat Meter Communication and Control," Sittard, 2003.

[58] International Energy Agency. (2016):Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes – 2016 Annual Report, IEA, Stockholm, 2016.

[59] Johansson, C. (2014): On Intelligent District Heating (2014). Dissertation, Karlskrona, Sweden: Beklinge Institute of Technology.

[60] Li, H. und Wang, S. J. (2011): Load Management in District Heating Operation, Energy Procedia, 75, 1202-1207.

[61] Bacher, P. und H. Madsen (2011): Identifying suitable models for the heat demand dynamics of buildings," Energy and Buildings, 43, 1511-1522.

[62] Harb, H.; Boyanov, N.; Hernandez, L.; Streblow, R. und D. Müller (2016): Development and validation of grey-box models for forecasting the thermal response of occupied buildings. Energy and Buildings, 117, 199-207. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.02.021

[63] Monien, D.; Strzalka, A; Koukofikis, A; Coors, V. und Eicker, U. (2017): Comparison of building modelling assumptions and methods for urban scale heat demand forecasting. Future Cities and Environment, Bd. 3, Nr. 2.

[64] Ruano, A.E; Crispim, E.M; Conceição, E.Z.E und Lúcio, M M. J. R. (2006) Prediction of building's temperature using neural networks models. Energy and Buildings, 38, 682-694. DOI: 10.1016/j.enbuild.2005.09.007

[65] Kramer, M.; Jambagi, A. und Cheng, V. (2017): Bottom-up Modeling of Residential Heating Systems for Demand Side Management in District Energy System Analysis and Distribution Grid Planning. Building Simulation, San Francisco. DOI: 10.26868/25222708.2017.183

[66] Jordan, U. und Vajen, K. (2001):Realistic Domestic Hot-Water Profiles in Different Time Scales, Marburg, 2001.

[67] Lomet, A. und Suard, F. C. D. (2015): Statistical Modeling for Real Domestic Hot Water Consumption Forecasting. Energy Procedia, Bd. 70, 378-387. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.02.138

[68] Institut Wohnen und Umwelt GmbH, „TABULA Web Tool: Typology Approach for Building Stock Energy Assessment. Projects IEE/08/495 and IEE/12/695/SI2.644739," IWU, Darmstadt, 2016.

[69] Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N. und Born, R. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz. von typischen Wohngebäuden, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt.

[70] Wanjani, S. und Bauer, A. (2012): Bottom-up characterization of the residential German building stock - Reference buildings and energy demands, Chalmers University of Technology, Gothenburg.

[71] Bürger, V.; Hesse T.; Quack D.; Palzer A.; Köhler, B.; Herkel, S.; Engelmann, P. (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

[72] Kensby, J.; Trüschel A. und Dalenbäck; J. (2015): Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems - results from a pilot test. Applied Energy, 137,773-781. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.026

[73] Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG, Aktuelle Netzübersicht. Unterhaching, 2016.

[74] OpenStreetMap contributors (2017): OpenStreetMap database. Licensed under the Open Data Commons Open Database License (ODbL) by the OpenStreetMap Foundation (OSMF).

[75] Bayerisches Landesamt für Statistik (2011) Zensusdatenbank Zensus 2011 der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Nürnberger.

[76] Nahmmacher, P.; Schmid, E.; Hirth, L.; Knopf, B. (2016): Carpe Diem: a novel approach to select representative days for long-term power system modelling. Energy, 122, 430-442. DOI: doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081

[77] Institut Wohnen und Umwelt (2012):TABULA: Scientific Report Germany. Further Development of the German Residential Building Typology, IWU, Darmstadt.

[78] PostgreSQL Global Development Group: PostgreSQL Database System v.10.3. URL: http://www.postgresql.org/about/. 2018

[79] Pili, R.; Wieland, C.; Spliethoff, H. (2017): Dynamic Simulation of an Organic Rankine Cycle - Detailed Model of a Kettle BoilerGuidelines for Low Temperature District Heating. Energies 2017, 10, 548, MDPI, Basel.

[80] Heberle, F.; Jahrfeld, T.; Brüggemann, D. (2015):Thermodynamic Analysis of Double-Stage Organic Rankine Cycles for Low-Enthalpy Sources Based on a Case Study for 5.5 MWe Power Plant Kirchstockach (Germany). In: Proceedings of the World Geothermal Congress, Melbourne, Australia, 19-25 April.

[81] Sölken, W.: Heat Transfer by Heat Exchangers. URL: http://www.wermac.org/equipment/heatexchanger_part4.html, aufgerufen am 10.07.2017, 2017.

[82] Wolf, P.; Kirchner, G. (2013): Konstruktive Hinweise für den Bau von Wärmeübertragern, Kapitel O1 in VDI-Wärmeatlas. Springer-Vieweg, Berlin Heidelberg.

[83] Timmons Engineering Design, Inc.: Timmons Engineering Design Inc. Gallery. URL: http://www.timmonsengineering.ca/gallery.php, aufgerufen am 07.10.2017, 2017.

[84] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amperion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von Minutenregelleistung. URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/musterprotokollMRL, aufgerufen am 18.09.2017

[85] Dassault Systèmes. Dymola - Dynamic Modeling Laboratory; 1992-2004.

[86] Quoilin, S.; Desideri, A.; Wronski, J.; Bell, I.; Lemort, V. (2014): ThermoCycle: A Modelica library for the simulation of thermodynamic systems. In: the 10th International Modelica Conference, March 10-12, 2014, Lund, Sweden: Linköping University Electronic Press, 683–692.

[87] Bell, I.H.; Wronski, J.; Quoilin, S.; Lemort, V. (2014): Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. Industrial & Engineering Chemistry Research, 53(6), 2498–508.

[88] van Putten, H.; Colonna, P. (2007): Dynamic modeling of steam power cycles: Part II – Simulation of a small simple Rankine cycle system. Applied Thermal Engineering, 27(14-15), 2566–82.

[89] Wei, D; Lu, X; Lu, Z; Gu, J. (2008): Dynamic modeling and simulation of an Organic Rankine Cycle (ORC) system for waste heat recovery. Applied Thermal Engineering, 28(10), 1216–24

[90] Quoilin, S. (2011): Sustainable Energy Conversion Through the Use of Organic Rankine Cycles for Waste Heat Recovery and Solar Applications. PhD Thesis, University of Liège.

[91] Altieri, R.; Bonafin, J.; Guercio, M.; Bini, R.; Bertanzi, R.; Belotti, P. (2016): Turboden´s ORC grid balancing capability. Proceedings of the European Geothermal Congress 2016, Straßburg (Frankreich), 19.-24. September 2016.

[92] Vetter, C. (2014): Thermodynamische Auslegung und transiente Simulation eines überkritischen Organic Rankine Cycles für einen leistungsoptimierten Betrieb. In KIT Scientific Reports 7674. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Dissertation.

[93] Möller, D. (2003): Luft: Chemie, Physik, Biologie, Reinhaltung, Recht. Walter de Gryter Verlag, Berlin - New York.

[94] Drescher, U. (2008): Optimierungspotenzial des Organic Rankine Cycle für biomassebefeuerte und geothermische Wärmequellen. In Thermodynamik - Band 14, Dissertation, Logos Verlag, Berlin.

[95] Meteostat: Quellen. URL: https://www.meteostat.de/sources, aufgerufen am 25.05.2017, 2017.

[96] Anforderungen an die Speicherkapazitätbei Batterien für die Primärregelleistung, Bundesverband Energiespeicher, Deutsche Übertragungsnetzbetreiber. URL: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2015/08/2015_08_26_Anforderungen_Speicherkapazitaet_Batterien_PRL.pdf, aufgerufen am 09.10.2019, 2015.

[97] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: SMARD Strommarktdaten: Marktdaten visualisieren – Systemstabilität. URL: https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22hour%22,%22region%22:%22DE%22,%22from%22:1498600800000-,%22to%22:1498860000000,%22moduleIds%22:%5B19000430,19000431,19000432,19000433,19000434,19000435,-19000436,19000437%5D,%22selectedCategory%2332:19,%22activeChart%22:false%7D., aufgerufen am 01.07.2017, 2017.

[98] Kröper, A.; Irl, M (2018): Regelleistungsbereitstellung von Geothermieanlagen mit der Kraftwerksfahrweise des modifizierten Gleitdrucks. Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme, Semesterarbeit, Garching.

[99] Landesamt für Umwelt, Land Brandenburg, CO2 Emissionsfaktoren nach Energieträgern, URL: https://lfu.brandenburg.de/cms/detail.php/bb1.c.523833.de, abgerufen Februar 2018.

[100] Rolfsman, B. (2004): Combined Heat-And-Power Plants and District Heating in a Deregulated Electricity Market. Applied Energy, 78(1), 37-52. DOI: 10.1016/S0306-2619(03)00098-9

[101] Kumbartzky, N.; Schacht, M.; Schulz, K. und Werners, B. (2017): Optimal Operation of a CHP Plant Participating in the German Electricity Balancing and Day-Ahead Spot Market. European Journal of Operational Research, 261(1), 390-404. DOI: 10.1016/j.ejor.2017.02.006

[102] Hinterstocker, M.; Gobmaier, T.; Roon, S.; Roth, H. (2014): Die Struktur der Verbraucherlast in Europa – Analyse und Synthese repräsentativer Typtage. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46(9), 68-70.

[103] AGFW (2016): Fernwärme-Preisübersicht 2016. Verfügbar unter https://www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Wirtschaft_u_Markt/AGFW-Preisuebersicht_2016_Internetexemplar_neu.pdf.

[104] Technische Universität Berlin (2017): EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung. Projektabschlussbericht, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin 2017.

[105] Solites (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung solarer Langzeit-Wärmespeicherung, Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N, Berichtsversion 1.1.

[106] Janczik, S. (2015): Tiefe Geothermie in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse des Standes und möglicher Entwicklungen. Verlag Dr. Kovac, Hamburg.

[107] Rödl & Partner GbR (2009): Errichtung und Betrieb eines Geothermie-Kraftwerks zur Strom- und Wärmeerzeugung. Abschlussbericht, 2009.

[108] Modi, A.; Kærn, M.R.; Andreasen, J.G. und Haglind, F. (2015): Economic optimization of a Kalina cycle or a parabolic trough solar thermal power plant. In Proceedings of ECOS 29.06-03.7. 2015, Peau, France: 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems.

[109] Clauser, C.; Elsner, P. (2015): Geothermische Kraftwerke: Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, acatec.

[110] Statista (2018): Durchschnittlicher Verbraucherpreis für leichtes Heizöl in Deutschland in den Jahren 1960 bis 2018, verfügbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2633/umfrage/entwicklung-des-verbraucherpreises-fuer-leichtes-heizoel-seit-1960/, abgerufen November 2018.

[111] Lazard, LAZARD's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0, 2018. URL: https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf. , abgerufen im 15.02.2019, 2018.

[112] Joint Research Centre, European Comission (2014): Energy Technology Reference Indicator projections for 2010 - 2050, European Union, Luxembourg.

[113] GOV.UK, Gas (natural or biogas) CHP cost data - The UK 2050 Calculator. URL: http://2050-calculator-tool-wiki.decc.gov.uk/cost_categories/98, aufgerufen 12.01.2019.

[114] Lugmayr, R. (2010): Technisch-wirtschaftlicher Vergleich eines Gasmotors mit einer Mikrogasturbine (Bachelorarbeit), [On URL: http://www.methapur.com/docs/bachelorarbeiten/vergleich_mikrogasturbine_mit_gasmotor_lugmayr_2010.pdf.

[115] Technical University of Munich, Chair of Renewable and Sustainable Energy Systems (TUM ENS), urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems, 1 10 2018. URL: https://urbs.readthedocs.io/en/latest/, aufgerufen am 18.11.2018, 2018.

[116] Technical University of Munich, Chair of Renewable and Sustainable Energy Systems (TUM ENS), GitHub - tum-ens/urbs, 2018. URL: https://github.com/tum-ens/urbsaufgerufen im November 2018.

[117] Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG, Die Geothermie Unterhaching. Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG," November 2018. URL: https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_netzuebersicht.html. Aufgerufen im November 2018, 2018.

[118] Molar-Cruz, A. (2019): A GIS-based gray-box approach for the estimation of heat demand at the urban scale, in 38th International Energy Workshop, Paris.

[119] DIN EN ISO 13790: 2008-09, Energieeffizienz von Gebäuden - Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 13790:2008)

[120] Helmholtz Erde und Umwelt, „Geothermie in deutschen Großstädten," Wissensplattform Erde und Umwelt, Februar 2016. URL: https://www.eskp.de/energiewende-umwelt/geothermie-in-deutschen-grossstaedten-935907/. Aufgerufen im November 2018.

[121] Meteotest, Meteonorm Software: Irradiation data for every place on Earth (Software), Bern, 2019.

[122] Fraunhofer ISE, Price | Energy Charts, Fraunhofer ISE, URL: https://www.energy-charts.de/price.htm. Aufgerufen im November 2018, 2018.

[123] European Union, eurostat: Natural gas price statistics, URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics, aufgerufen im November 2018, 2018.

[124] Wirdermo, A. (2017): The impact of wind power porduction on electricity price volatility - A time series analysis, Lelea University of Technology.

[125] Milstein, I. und Tishler, A. (2011): Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market, Energy Policy, 39(7), 3922-3927.

[126] Christidis, A., und Tsatsaronis, G. (2011): Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt," VDI Fachtagung 22.-23.11, Nürtingen, Optimierung in der Energiewirtschaft, Nr. 2157, 233-240.

[127] Park, H.; Ruellan, M.; Bouvet, A. und Benaccer, R. (2011): Thermal Parameter Identification of Simplified Building Model with Electric Appliance, in IEEE EPQU 201, Portugal.

[128] Bems, C. (2012): Das Geothermieprojekt Taufkirchen I – GÜ liefert schlüsselfertige Geothermieanlage. In: Geothermische Energie 73, 2012.

[129] Eyerer, S.; Hofbauer, S.; Schifflechner, C.; Wieland, C.; Spliethoff, H. (2017): Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland. Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme.

[130] Hofbauer, S.; Eyerer, S. (2016): Geothermische Stromerzeugung in Deutschland und zukünftige Anforderungen an geothermische Kraftwerke. Garching, Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme, Masterarbeit.

[131] Agemar, T.; Weber, J.; Schulz, R. (2014): Deep geothermal energy production in Germany. In: Energies 7 (2014), 4397–4416.

[132] EnBW AG: Energie, die aus der Tiefe kommt – Das Geothermiekraftwerk in Bruchsal, Informationsflyer, URL: http://www.tiefegeothermie.de/sites/tiefegeothermie.de/files/dokumente/Flyer_Geothermie-EnBW.pdf, aufgerufen am 29.03.2017.

[133] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte - Landau in der Pfalz. URL: http://www.tiefegeothermie.de/projekte/landau-in-der-pfalz, aufgerufen am 29.03.2017, 2017.

[134] Weber, J.; Ganz, B.; Schellschmidt, R.; Sanner, B.; Schulz, R. (2015): Geothermal Energy use in Germany. In: Proceedings World Geothermal Congress 2015.

[135] Schlagermann, P. (2014): Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens, Technische Universität München, Dissertation.

[136] Frey, M.; Millers, U.: Geothermische Stromerzeugung in Landau. BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe. URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_14-2007/projekt_1407internet-x.pdf, aufgerufen am 29.03.2017, 2007.

[137] Ormat Technology Inc.: Projekte. URL: http://www.ormat.com/global-project, aufgerufen am 29.03.2017, 2017.

[138] Heine, C.; Schmitt, K.; Haefele, R.; Beck, M.: Geothermiekraftwerk Bruchsal eingeweiht. URL: http://www.tiefegeothermie.de/sites/tiefegeothermie.de/files/dokumente/fritz_news_14%20-%20Infos%20Geothermie%20Bruchsal.pdf, aufgerufen am 29.03.2017, 2009.

[139] BayWa r. e. GmbH: Leistungsstärkste Geothermie-Anlagen liefern künftig grüne Fernwärme für Münchner Südosten, Pressemeldung, URL: http://www.baywa-re.com/de/baywa-re/presse/265, aufgerufen am 03.04.2017, 2016

[140] Stadtwerke München GmbH: Energieerzeugung – Geothermie. URL: https://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/geothermie.html?utm_medium=301, aufgerufen am 03.04.2017, 2017.

[141] Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte – Dürrnhaar. URL: http://www.tiefegeothermie.de/projekte/duerrnhaar, aufgerufen am 03.04.2017, 2017.

[142] Erdwerk GmbH: Projekte – Geothermie Dürrnhaar, URL: http://www.erdwerk.com/projekte/geothermie-duerrnhaar, aufgerufen am 03.04.2017, 2017.

[143] Renerco plan consult GmbH: Steuerung und Umsetzung von Geothermieprojekten. URL: http://renercoplanconsult.com/sites/default/files/rpc_infosheet-geothermie_150216.pdf, aufgerufen am 03.04.2017, 2017

[144] Erdwerk GmbH: Projekte – Geothermie Sauerlach, URL: http://www.erdwerk.com/projekte/geothermie-sauerlach, aufgerufen am 03.04.2017, 2017.

[145] Erdwärme Grünwald GmbH: Eine klare Entscheidung für die Zukunft der Gemeinde Grünwald. URL http://www.erdwaerme-gruenwald.de/Startseite/Projektportrait-EWG/Projektportrait-EWG/Ein-und-Ausblicke-Das-Projekt-EWG/K150.htm, 2017.

[146] GeoEnergie Taufkirchen GmbH & Co. KG: Geoenergie für Taufkirchen – Zahlen und Fakten. URL: http://www.geoenergie-taufkirchen.de, aufgerufen am 07.04.2017, 2017.

[147] Erdwärme Grünwald GmbH: Kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme – praktische Erkenntnisse und Perspektiven, 2015.

[148] INTEC GMK GmbH: Referenzen. URL: http://www.gmk.info/referenzen.html, aufgerufen am 07.04.2017, 2017.

[149] Geothermie Unterhaching: Daten & Fakten: Geothermie Unterhaching. URL: https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html, aufgerufen am 07.04.2017, 2016.

[150] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Datenblatt: Geothermie Unterhaching. URL: https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/0189A5952BAEB5E8C1258183003FA71A/$file/Datenblatt%20Geothermie%20Unterhaching%202017.pdf, Abgerufen Juni 2017.

[151] Stadt Traunreut: Sitzungsniederschrift Bauausschuss 11. September, 2013 (unveröffentlicht).

[152] Forum Netztechnik/Netztechnik im VDE.: TransmissionCode 2007 – Anhang D2: Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern. URL: https://www.vde.com/resource/blob/950988/.../tc2007-d2-2-2009-data.pdf, aufgerufen am 20.09.2017, 2009.

[153] Luckas, M.; Krissmann, J. (2013): Thermodynamik der Elektrolytlösungen: Eine einheitliche Darstellung der Berechnung komplexer Gleichgewichte. Springer Verlag, Berlin und Heidelberg.

[154] Höfling, V. (2004): Kristallisationsfouling auf wärmeübertragenden Flächen durch Mehrkomponentensysteme, Cuvillier Verlag, Göttingen.

[155] VDI-Fachbereich Facility-Management (2015): VDI 3807-3: Verbrauchskennwerte für Gebäude - Teilkennwerte Wasser.

Anhang A

Tabelle 32: Präqualifikationsanforderungen für unterschiedliche Regelleistungsprodukte [2] [5] [152] [8]

PRL
Technische und organisatorische Mindestanforderungen
Einspeiseort
Technische Realisierung der Primärregelleistung
Verfügbares Primärregelband
Genauigkeit der Frequenzmessung der Primärregelung
Unempfindlichkeitsbereich
Aktivierungsgeschwindigkeit
Zeitverfügbarkeit
Statik
Primärregelfähigkeit im Lastfolgebetrieb
Informationstechnische Anforderungen an den Erbringer
Organisatorische Anforderungen an den Erbringer
Kontaktstelle/ Ansprechpartner
Funktionskontrolle
Nachweispflicht
Art der Kommunikation
Meldungen zur Bereitschaft
Anforderungen der Primärregelleistung
Meldepflicht bei Ausfall
Allgemeine Regelungen
Erfüllungsort
Abstimmung mit andere ÜNB und BKV
Beachtung der Angebotsstrukturen
Bereitstellung der informationstechnischen Anbindungen
Abwicklungssprache
Anpassung der technischen Anforderungen
Sonstiges
Referenzen
Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die PRL
Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität
Nachweis der Nachladestrategie/ des Lademanagements
Erfassung von Datenpunkten
SRL
Technische Anforderungen an die einzelnen technischen Einheiten
Nennung der technischen Eigenschaften
Netzanschluss/ Einspeiseort
Präqualifizierte Sekundärregelleistung je technischer Einheit
Leistungsvorhaltung
Reproduzierbares Verhalten
Zuverlässigkeit der technischen Einheit
Benennung des Einsatzprinzips von Sekundärregelleistung

Vorhaltung der Sekundärregelleistung Rahmenbedingungen für den operativen Betrieb des Pools Erbringung der Sekundärregelleistung bei ÜNB-Poolansteuerung Erbringung der Sekundärregelleistung bei ÜNB-Einzelansteuerung Erbringung während des beauftragten Ausschreibungszeitraums Vorhaltung während des beauftragten Ausschreibungszeitraums Sekundärregelfähigkeit bei Arbeitspunktänderung **Anforderungen für die leittechnische Anbindung** Konzept zur Einbindung in den Sekundärregelkreis der ÜNB Bereitstellung von Sekundärregelleistung für weitere ÜNB Unverzügliche Weiterleitung der Sekundärregelleisungs-Anforderungen des ÜNB Ort der Informationsübergabe Umfang des Informationsaustausches bei ÜNB-Poolansteuerung Umfang des Informationsaustausches bei ÜNB-seitiger Einzelansteuerung Technische Mindestanforderungen an die Realisierung der leittechnischen Anbindung und des Online-Datenaustausches Funktionskontrolle und leittechnischer Teil der Präqualifikation Datenaustausch während der zuschlagsfreien Zeiten
Organisatorische Anforderungen Kontaktstelle Betriebliche Kommunikation der operativen Kontaktstelle Meldung zur Bereitschaft Meldepflicht bei Nicht-Vorhaltung Abstimmung mit anderen Übertragugnsnetzbetreibern Bestätigung des Bilanzkreisverantwortlichen der technischen Einheit Bestätigung des Betreibers/ Eigentümers der technischen Einheit Allgemeine Kommunikation Referenzen
Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern Siehe TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 2, Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern
MRL
Technisch/ betriebliche Anforderungen an den Erbringer Erbringungsort Technische Abrufgrenze Poolung von Minutenreserve Nachweis der Minutenreserveerbringung Arbeitsverfügbarkeit Zeitverfügbarkeit Fahrplantechnische Abwicklung des Minutenreserve-Abrufs Infrastruktur zur Fahrplanabwicklung
Informationstechnische Anforderungen Informationstechnische Anbindung der Erzeugungseinheiten Umsetzung der informationstechnischen Anbindung
Organisatorische Anforderungen Kontaktstelle für den operativen Betrieb

Art der Kommunikation
Organisatorische Anforderungen und Aufgaben der Kontaktstelle bei Pool-Erbringung
Bestätigung des Bilanzkreisverantwortlichen der technischen Einheit
Bestätigung des Anlagenbetreibers/ Eigentümers
Sonstiges
Präqualifikation von Anlagen im MS-/ NS-Netz
Abwicklungssprache
Referenzen

Anhang B

Tabelle 33: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland im Oberrheingraben [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.]

Geothermieanlage		Landau	Bruchsal	Insheim
Allgemeines	Inbetriebnahme	2007 [131]	2009 [132]	2012 [34]
	Betreiber	geox GmbH [133]	Geothermie-Gesellschaft Bruchsal [132]	Pfalzwerke geofuture GmbH [34]
	Betriebsweise	stromgeführt [134]	stromgeführt [135]	stromgeführt [131]
Anlagendesign	Kreisprozess	1-stufiger ORC [131]	Kalina Cycle [135]	1-stufiger ORC [33]
	Kondensationsbauart	Luftkondensator [136]	Nasskühlturm [135]	Luftkonden. [34]
	Arbeitsmedium	R601a [131]	Ammoniak-Wasser-Gemisch [135]	R601a [34]
	Hersteller	Ormat Technology Inc. [137]	Siemens AG [138]	Ormat Technology Inc. [34]
	Verschaltung KW und HW	seriell [136]	parallel [132]	kein HW [34]
	elektrische Brutto-Leistung	3 MW [136]	0,55 MW [132]	4,8 MW [34]
Daten des Fernwärmenetzes	th. Anschlussleistung FWN	5 MW [131]	1,2 MW [131]	-
	FWN-Vorlauftemperatur	60 °C - 70 °C [136]	-	-
	FWN-Rücklauftemperatur	40 °C - 50 °C [136]	-	-
Geologische Daten/ Thermalwasserkreislauf	Teufe Förderbohrung	3300 m TVD [131]	2542 m TVD [135]	3800 m TVD [34]
	Teufe Injektionsbohrung	3170 m TVD [131]	1877 m TVD [135]	3700 m TVD [34]
	Wellhead TW-Temperatur	160 °C TVD [131]	124 °C [135]	165 °C [34]
	maximale TW-Förderrate	70 l/s [131]	24 l/s [132]	80 l/s [34]

Tabelle 34: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung mit 2-stufigem ORC in Deutschland im südbayerischen Molassebecken (Anlagen 1-3/7) [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.]

Geothermieanlage		Dürrnhaar	Kirchstockach	Sauerlach
Allgemeines	Inbetriebnahme	2012 [28]	2013 [139]	2013 [140]
	Betreiber	Stadtwerke München GmbH [140]	Stadtwerke München GmbH [140]	Stadtwerke München GmbH [140]
	Betriebsweise	stromgeführt [131]	stromgeführt [28]	stromgeführt [20]
Anlagendesign	Kreisprozess	2-stufiger ORC [28]	2-stufiger ORC [28]	2-stufiger ORC [28]
	Kondensationsbauart	Luftkondens. [28]	Luftkondens. [80]	Luftkondens. [140]
	Arbeitsmedium	R245fa [28]	R245fa [80]	R245fa [140]
	Hersteller	Turboden S.r.l. [28]	Turboden S.r.l. [28]	Turboden S.r.l. [28]
	Verschaltung KW und HW	kein HW [28]	kein HW, ab 2019 geplant [139]	seriell / parallel [20]
	elektrische Brutto-Leistung	5,5 MW [141]	5,5 MW [80]	5,0 MW [20]
Daten des Fernwärme-netzes	th. Anschlussleistung FWN	-	-	4 MW [20]
	FWN-Vorlauftemperatur	-	-	-
	FWN-Rücklauftemperatur	-	-	-
Geologische Daten / Thermalwasserkreislauf	Teufe Förderbohrung	3926 m TVD [142]	3750 m TVD [143]	4179 m TVD [144]
	Teufe Injektionsbohrung 1	4114 m TVD [141]	3730 m TVD [143]	4181 m TVD [144]
	Teufe Injektionsbohrung 2	-	-	4480 m TVD [144]
	Wellhead TW-Temperatur	137 °C [19]	135 °C [143]	140 °C [20]
	maximale TW-Förderrate	130 l/s [28]	135 l/s [19]	110 l/s [20]

Tabelle 35: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland im südbayerischen Molassebecken (Anlagen 4-6/7) [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.]

Geothermieanlage		Unterhaching	Oberhaching	Taufkirchen
Allgemeines	Inbetriebnahme	2009 [131]	2011 th. / 2014 el. [131]	2015 th. / 2017 el. geplant [19]
	Betreiber	Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG [22]	Erdwärme Grünwald GmbH [145]	Geoenergie Taufkirchen GmbH & Co. KG [146]
	Betriebsweise	wärmegeführt [131]	wärmegeführt [131]	wärmegeführt [128]
Anlagendesign	Kreisprozess	Kalina Cycle [131]	1-stufiger ORC [148]	Kalina Cycle [128]
	Kondensationsbauart	Nasskühlturm [22]	Luftkondensator [145]	Hybridkühlturm [128]
	Arbeitsmedium	Ammoniak-Wasser-Gemisch [22]	R600a [147]	Ammoniak-Wasser-Gemisch [128]
	Hersteller	Siemens AG [22]	Intec GMK GmbH [148]	Exorka GmbH [128]
	Verschaltung KW und HW	parallel	parallel	parallel [128]
	elektrische Brutto-Leistung	3,36 MW [149]	3,5 MW [147]	4,3 MW [146]
Daten des Fernwärme-netzes	th. Anschlussleistung FWN	63,5 MW [150]	40 MW [147]	39,8 MW [146]
	FWN-Vorlauftemperatur	80 °C - 110 °C [150]	85 °C - 110 °C [128128]	ca. 115 °C [128]
	FWN-Rücklauftemperatur	50 °C - 60 °C [150]	55 °C - 65 °C [128]	ca. 70 °C [128]
Geologische Daten/ Thermalwasserkreislauf	Teufe Förderbohrung	3350 m TVD [149]	4083 m TVD [145]	3763 m TVD [146]
	Teufe Injektionsbohrung	3580 m TVD [149]	4453 m TVD [145]	4258,5 m TVD [146]
	Wellhead TW-Temperatur	122 °C [149]	127,5 °C [131]	136 °C [146]
	maximale TW-Förderrate	150 l/s [149]	140 l/s [145]	120 l/s [146]

Tabelle 36: Daten zu den Bestandsanlagen der hydrothermalen Stromerzeugung in Deutschland im südbayerischen Molassebecken (Anlage 7/7) [129, vgl. S. 38-41] [130, vgl. S. 157 ff.]

Anlage		Traunreut
Allgemeines	Inbetriebnahme	2014 th. / 2016 el. [29]
	Betreiber	Geothermische Kraftwerks-gesellschaft Traunreut mbh [29]
	Betriebsweise	wärmegeführt [131]
Anlagendesign	Kreisprozess	1-stufiger ORC [29]
	Kondensationsbauart	Luftkondensator [28]
	Arbeitsmedium	R134a
	Hersteller	Turboden S.r.l. [28]
	Verschaltung KW und HW	Parallel [29]
	elektrische Brutto-Leistung	4,1 MW [28]
Daten des Fernwärme-netzes	th. Anschlussleistung FWN	12 MW [19]
	FWN-Vorlauftemperatur	ca. 100 °C [29]
	FWN-Rücklauftemperatur	ca. 65 °C [29]
Geologische Daten/ Thermalwasser-kreislauf	Teufe Förderbohrung	4646 m TVD [151]
	Teufe Injektionsbohrung 1	4582 m TVD [151]
	Wellhead TW-Temperatur	118 °C [29]
	maximale TW-Förderrate	180 l/s [151]

Anhang C

Aufbau und Inhalt des Fragebogens

Auf den Seiten 1 bis 4 des Bogens werden Angaben zur Auslegung der Geothermieanlage und des Fernwärmenetzes abgefragt. Die Seiten 5 und 6 beinhalten Fragen zu Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und Pumpen. Auf den Seiten 7 bis 9 wird um Angaben zu Betrieb und Wartung gebeten. Dazu soll ein charakteristisches Betriebsjahr der Anlage ausgewählt werden und die Wahl kurz begründet werden. Auf den Seiten 10 bis 14 werden schließlich Prozessdaten des Thermalwasserkreislaufs, des Arbeitskreislaufs, sowie des Kondensatorkreislaufs erfragt, jeweils zu verschiedenen Lastbedingungen des Kraftwerks.

Um die Bearbeitung des Fragebogens zu vereinfachen und zu beschleunigen, wird den Betreibern angeboten, auch Kennlinien und Datenblätter der technischen Komponenten, sowie Betriebsdaten und Fließbilder der Anlage zu überlassen. Die Anfrage von Beigaben ist jeweils im Fragebogen nochmals vermerkt, entsprechende Angaben sind dann hinfällig. Dies betrifft speziell die Seiten 5 und 6 sowie 10 bis 14. Insbesondere sind folgende Beigaben hilfreich:

1. Rohrleitungs- und Instrumenten-Fließbild (R&I-Fließbild) der Anlage
2. Verfahrensfließbilder der Geothermieanlage mit Grundinformationen (Massenströme, Drücke, Temperaturen) des Thermalwassers und des Arbeitsmediums bei verschiedenen Lastfällen
3. Kennlinien des isentropen Turbinenwirkungsgrads über jeweiliger elektrischer Bruttoleistung
4. Datenblätter und Leistungskennlinien der Pumpen, insbesondere der Tauchkreiselpumpe (elektrische Leistung über Volumenstrom)
5. Datenblätter und Kennlinien der Wärmeübertrager (T-Q-Diagramme)
6. Filterkennlinien der Partikelfilter in den Förder- und Reinjektionsbohrungen
7. Kennlinien der aufgenommenen elektrischen Leistung des Kondensators über der Umgebungstemperatur sowie der thermischen Kondensatorleistung über der aufgenommenen elektrischen Leistung des Kondensators
8. Falls Lärmemissionen der Luftkühlung einen limitierenden Betriebsparameter darstellen: Diagramme der Lärmemissionen über der Umgebungstemperatur bzw. über der elektrischen Lüfterleistung
9. Jahresverläufe der abgegebenen Fernwärmemenge bzw. der benötigten thermischen Leistung des Fernwärmenetzes, der Vor- und Rücklauftemperaturen (mit Volumen- bzw. Massenstrom) des Fernwärmenetzes und der eingespeisten Wärmemenge durch die Redundanz/Zuheizung
10. Topologie des Fernwärmenetzes (grober Netzplan, Standorte eventueller Wärmespeicher)
11. Ein- und Ausspeicherkennlinien eventuell vorhandener Wärmespeicher
12. Daten zu Lauf- und Standzeiten, Eigenverbrauch von Strom und Wärme, Betriebskosten (soweit möglich)
13. Abhängigkeit des Gasgehaltes des Thermalwassers vom Fördervolumenstrom und der Förderdauer
14. Diagramme der Temperatur am bohrlochtiefsten Punkt (Bottom Hole Temperature, BHT), an der Tauchkreiselpumpe und am Bohrlochkopf (Well Head Temperature, WHT) über dem Volumenstrom der Förderbohrungen
15. Diagramme der Motortemperatur der Tauchkreiselpumpe über dem Volumenstrom der Förderbohrungen

Im Folgenden wird der vollständige Fragebogen für Geothermieanlagen mit kombinierter Strom- und Wärmeerzeugung thematisch behandelt und die Motivation der Fragen erläutert. Die Intention bei der Auswahl der Fragen war es, die Gesamtanlage möglichst detailliert und vollständig wiederzugeben, um Flexibilisierungsmöglichkeiten zuverlässig identifizieren zu können.

Daten der Anlagenauslegung

Standortangaben (Seite 1). Der erste Block des Fragebogens dient zum einen der Zuordnung der Antworten speziell in gedruckter Form zur betreffenden Anlage. Zum anderen wird erfragt, ob das Kraftwerk bereits die Präqualifikationsanforderungen gemäß „Transmission Code 2007" der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Anbieten von Minuten- oder sogar Sekundärreserveleistung erfüllt. Aufgrund der niedrigen Leistungsgrößen von Geothermie-Kraftwerken impliziert das Bereitstellen von positiver bzw. negativer Sekundärregeleistung nach aktuellen Anforderungen das Anfahren bzw. Abfahren des gesamten Kraftwerks. Sollte die Geschwindigkeit der Leistungsänderung ebenfalls die Kriterien erfüllen, kann dies eine erste Einschätzung der bereits installierten Technik zur Flexibilität der Anlage liefern.

Daten des Thermalwassers (Seite 1). Die Physikochemischen Daten des Thermalwassers dienen der Charakterisierung des geförderten Thermalwassers. Aus der elektrischen Leitfähigkeit oder der Angabe der gelösten Bestandteile des Thermalwassers (Ionen) lässt sich die Salinität bestimmen, welche u. a. ein ausschlaggebender Faktor für auftretende Ablagerungen (Scalings) in Rohrleitungen und Komponenten sein kann. Weiter kann durch den pH-Wert die Gefahr von Korrosion eingeschätzt werden. Zur Vermeidung insbesondere von Scalings und Ausgasungen dürfen die Sättigungsparameter Druck und Temperatur der jeweiligen Phasen nicht unterschritten werden. Art und Menge der ausfallenden Feststoffe bzw. der austretenden Gase ist u. a. abhängig von ihrer jeweiligen Konzentration im Thermalwasser. Abhängig von der chemischen Zusammensetzung des Thermalwassers, können Anlagen in ihrer Flexibilität unterschiedlich stark eingeschränkter sein. Insgesamt können anhand dieser Daten Thermalwässer verschiedener Standorte im Bundesgebiet verglichen werden und die lokalen Einschränkungen einer Änderung der Thermalwasserzustände ausgemacht werden.

Geologische Angaben (Seite 1 f.). Die geologischen Angaben aus Block 3 liefern Hinweise über die Auswirkungen des Betriebs der Geothermieanlage auf das Reservoirgestein und den Thermalwasseraquifer. Permeabilität, Transmissivität und der Produktivitätsindex beeinflussen den energetischen Aufwand zur Förderung des Thermalwassers, die mögliche Steigerung oder Absenkung der Förderrate sowie die Regenerationsfähigkeit des Aquifers. Das Nachfließen des Wassers im Untergrund muss auch nach einem zeitlich begrenzten, höheren Fördervolumenstrom gesichert sein, sodass nach dem Ende einer Periode höherer Anlagenleistung wieder Normalbetrieb gefahren werden kann. Die ordnungsgemäße Nutzung des Aquifers, laut wasserwirtschaftsrechtlich relevanten Verordnungen, muss gewährleistet sein und stellt ggf. einen für die Flexibilität der Anlagenfahrweise limitierenden Faktor dar.

Thermalwasserkreislauf (Seite 2 f.). Druck- und Volumenstrom bilden zusammen mit der Fördertemperatur des Thermalwassers die thermalwasserseitigen Auslegungsparameter für die Anlage. Sie werden für die Initialisierung des Thermalwasserstroms in einer numerischen Simulation benötigt. Die Abmessungen der Thermalwasserzuleitung können Aussagen über die Wärmespeicherfähigkeit der Zuleitung bei Anlagenausfall/-abschaltung liefern. Partikelfilter führen zu einem zeitlich steigenden Druckverlust und stellen durch ihren Austausch oder ihre Reinigung einen zu berücksichtigenden Faktor des Betriebsablaufs dar.

Kondensation, Kraftwerk und Stromerzeugung (Seite 3). In den Frageblöcken 5 und 6 werden Auslegungsdaten zur installierten Stromerzeugungstechnik erhoben. Dabei werden neben der bereitgestellten elektrischen Leistung auch der Eigenbedarf des Kraftwerks und die Änderungsgeschwindigkeit der Kraftwerksleistung benötigt. Besonders Letztere ist essentiell für die Bewertung einer flexiblen Stromerzeugung. Der Leistungsgradient soll sowohl nach Herstellerangaben als auch nach Betriebserfahrungen angegeben werden, da sich im Betrieb Einschränkungen einer schnellen Leistungsänderung ergeben können, z. B. durch Scaling oder eine Trägheit der Förderpumpe. Elektrische und thermische Leistungsangaben des Kondensators geben Aufschluss über den Spielraum einer Leistungsvariation. Die Frage nach minimalen und maximalen elektrischen Leistungen der Verbraucher

wird analog im gesamten Fragenbogen zu den entsprechenden Aggregaten gestellt. Bei der Beschreibung der Turbine(n) liegt das Interesse einerseits auf der Möglichkeit einer Anzapfung (nach [42]) oder einer eventuellen Nachrüstung. Andererseits ist das Teillastverhalten der Turbine ausschlaggebend für die Betrachtung des Betriebs abseits des ausgelegten Arbeitspunktes, z. B. bei der Vorhaltung von positiver Regelenergie oder wenn mehr geothermische Wärme für das Heizwerk benötigt wird und dem Kraftwerk dadurch weniger Energie zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Daher wird an dieser Stelle explizit um bereits vorhandene aussagekräftige Kennlinien des isentropen Wirkungsgrades gebeten. Die Art des Kreisprozesses (ORC oder Kalina) wird dagegen nicht speziell erfragt, da sich dies aus der Angabe des Arbeitsmediums ableiten lässt bzw. für alle Anlagen bereits öffentlich bekannt ist.

Wärmeerzeugung und Fernwärmenetz (Seite 3 f.). Die nächsten beiden Abschnitte des Fragebogens behandeln die Wärmeerzeugung, sowohl geothermisch als auch über den Spitzenlastkessel oder eine andere, betriebseigene redundante Wärmequelle, und das dazugehörige Fernwärmenetz (FWN). Neben grundlegenden Daten wie Massenstrom, Vorlauf- und Rücklauftemperaturen interessiert hier das Speichervermögen der gesamten Installation. Der Einsatz eines Wärmespeichers ist ein zentraler Ansatz bei der Flexibilisierung von Geothermieanlagen mit kombinierter Erzeugung, da dieser das FWN für die Zeit der Wärmeausspeicherung unabhängig von der Wärmezufuhr durch das Thermalwasser macht. Ebenfalls kann betrachtet werden, wie lange das Netz besonders bei geringer Wärmeabnahme, etwa im Sommer, ohne Wärmezufuhr auskommt. Daher wird weiter die Abnehmerstruktur des Fernwärmenetzes zusammen mit der jeweiligen bereitgestellten Wärmeleistung erfragt. Ein hoher Anteil von Abnehmern konstanter Wärmeleistung erfordert eine unterbrechungsfreie Wärmeversorgung des Fernwärmenetzes.

Daten der Wärmeübertrager, der Thermalwasserförderpumpe, der weiteren Pumpen und sonstiger elektrischer Verbraucher (Seiten 5-6). Wie in der Ausfüllhilfe zum Fragebogen erläutert, können die Angaben zu Wärmeübertragern, allen Pumpen und sonstigen elektrischen Verbrauchern idealerweise durch das Beigeben entsprechender Datenblätter ersetzt werden. Für die Wärmeübertrager sind daher in den Blöcken 9 und 10 lediglich die wichtigsten Daten aufgeführt, die für den Aufbau einer einfachen Simulation nötig sind. Weiter kann die Trägheit der Wärmeübertrager abgeschätzt werden. Die Thermalwasserförderpumpe dagegen stellt den größten elektrischen Verbraucher des Heizkraftwerks dar. Aus diesem Grund werden hier detailliertere Angaben gewünscht. Wie bereits bei der Stromerzeugung und der Kondensation in den Blöcken 5 und 6 werden Minimal- und Maximalwerte der aufgenommenen elektrischen Leistung und zusätzlich des Fördervolumenstroms erbeten. Da das Thermalwasser die Energiequelle des Heizkraftwerks darstellt, ist die Volumenstromänderung der Förderpumpe für eine schnelle Reaktionsfähigkeit der Anlage von essentieller Bedeutung. Vergleichbar zu den Förderpumpen sind die Angaben der Speisepumpen und Umwälzpumpen des Fernwärmenetzes auszufüllen, jedoch in geringerem Umfang.

Betriebsbezogene Angaben

Angaben zu Betrieb und Wartung (Seite 7 f.). Bei den Angaben zu Betrieb und Wartung des Heizkraftwerks liegt der Fokus auf Betriebseinschränkungen wie Scalings, Lärmemissionen oder seismischen Aktivitäten und den entsprechenden Gegenmaßnahmen, die sich limitierend auf eine Betriebsänderung auswirken können. Daher wird auch die Thermalwasserförderpumpe in Block 14 ein weiteres Mal betrachtet. Wartungs- und Reinigungsintervalle in Block 15 können (regelmäßige) Stillstandszeiten der Anlage bedeuten, die bei einer Flexibilisierung berücksichtigt werden müssen. Es soll insgesamt die Betriebsstrategie der Anlage dargestellt werden, daher werden hier primär freie Angaben abgefragt.

Betriebsdaten des Heizkraftwerks (Seite 8 f.). Im Gegensatz zu den Auslegungsdaten der vorangegangenen Seiten sollen in den Blöcken 17-21 Angaben zur tatsächlich erzeugten Strom- bzw. Wärmemenge während eines vom Betreiber ausgewählten Jahres gemacht werden. Ebenso werden die tatsächliche Einsatzzeit und der Eigenbedarf der Anlagenbereiche Strom, Wärme und Redundanz erfragt. Dabei wird berücksichtigt, dass zu Spitzenlastzeiten Wärmeleistung auch von Dritten zugekauft werden kann. Um Aussagen über die zeitliche Auslastung der Wärmeerzeugung treffen zu können, wird um Beigabe einer Jahresdauerlinie des Fernwärmenetzes gebeten, sowie um Jahresverläufe der Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz mit dazugehörigen Volumen- bzw. Massenströmen.

Prozessdaten der Anlage

Prozessdaten des Thermalwassers, des Arbeitsmediums und des Kondensators (Seiten 10-13). Einen großen Teil des Fragebogens umfassen Angaben zu Prozessdaten der verschiedenen Fluidkreisläufe der Anlage: Thermalwasser, Arbeitsmedium und gegebenenfalls ein Wärmeabfuhrmedium eines Kondensatorkreislaufs. Die Prozessdaten sollen der Initialisierung und Validierung einer numerischen Simulation der Anlage dienen. Auch hier wird um Beigabe von R&I-Fließbildern der Anlage gebeten.

Betriebsdaten des Kondensators (Seite 14). Der abschließende Teil des Fragebogens beinhaltet Angaben zum Kondensator. Zum einen wird die aufgenommene elektrische Leistung des Kondensators zu verschiedenen Lastpunkten des Kraftwerks und zu verschiedenen Umgebungstemperaturen erfragt. Diese Angaben sollen einen gesteigerten Eigenbedarf an elektrischer Leistung zu Sommerzeiten im Vergleich zum Winter berücksichtigen. Zum anderen werden Daten zu auftretenden Lärmemissionen des Lüfters benötigt, falls diese je nach Aufstellungsort der Geothermieanlage einen limitierenden Betriebsparameter darstellen. Besonders bei hohen Außentemperaturen können bei einer erhöhten Kraftwerksleistung und demzufolge einer gesteigerten Lüfterleistung die Lärmemissionen der Ventilatoren standortspezifische Lärmobergrenzen überschreiten.

Rücklauf der Fragebögen der Geothermieanlagenbetreiber

Einige Geothermieanlagenbetreiber signalisierten kurz nach Erhalt des Fragebogens Bereitschaft sich an der Befragung zu beteiligen, andere Geothermieanlagenbetreiber lehnten die Befragung grundsätzlich ab. An der Befragung beteiligten sich von den 25 kontaktierten Geothermieanlagenbetreibern lediglich fünf. Obwohl einige Betreiber teils umfassendes Datenmaterial in Form von Messdaten, Rohrleitungs- und Instrumentenfließschemata, Prozessdaten und Datenblättern von einigen Komponenten der Heiz- und Kraftwerke übergaben, ist festzustellen, dass sich Quantität und Qualität des Rücklaufs der Fragebögen nicht in erhofftem Maße einstellten.

Anhang D

UrbanHeatPro: Urban Heat Demand Profiles

UrbanHeatPro ist ein Open-Source-Bottom-up-Modell, das entwickelt wird, um Wärmenachfrageprofile für städtische Gebiete zu simulieren. Es berechnet den momentanen Raumheizungswärmebedarf (RHWB) und Warmwasserwärmebedarf (WWWB) für jedes Gebäude in einem bestimmten Gebiet. Die Hauptgleichungen für die Berechnung der Wärmenachfrage basieren auf dem stündlichen Verfahren der DIN EN ISO 13790[119].

Raumheizungswärmebedarf (RHWB)

Die dynamische Wärmebilanz eines Gebäudes (Wohn- oder Nichtwohngebäude) kann als

$$\frac{dQ}{dt} = (L(T,t) + G(t)) \qquad \text{Gleichung 85}$$

ausgedrückt werden. Die Funktion $L(T,t)$ hängt von der Temperatur und der Zeit ab und umfasst alle Informationen über den Wärmeverlust. $G(t)$ hängt nur von der Zeit ab und umfasst alle Informationen über Wärmegewinn, d.h., Wärmeeintrag des Heizsystems, solare Gewinne und innere Wärmeeinträge. Das Gebäude wird als ein Wärmespeicher mit gleichmäßiger Temperatur T und Wärmekapazität C betrachtet. Die Gebäudetemperatur zu jeder Zeit kann als

$$\frac{dT}{dt} = \frac{1}{C}(L(T,t) + G(t)) \qquad \text{Gleichung 86}$$

berechnet werden. Die genaue Form dieser Differentialgleichung hängt von den darin enthaltenen Beiträgen ab.

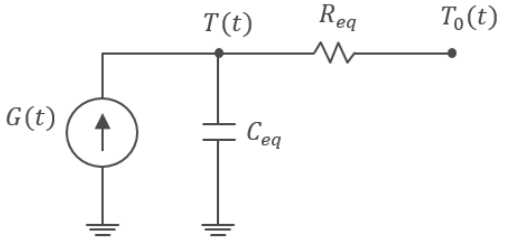
Aufgrund der großen Anzahl von Gebäuden in städtischen Gebieten und den fehlenden detaillierten Informationen über thermische Parameter von einzelnen Gebäuden, wird jedes Gebäude im Stadtgebiet mit einem 1R1C-Modell (Abbildung 171) dargestellt. Alle Gebäude werden als einzelne Zone behandelt, d. h. es wird angenommen, dass das gesamte Gebäude eine einheitliche Temperatur hat.

Die Gebäudetemperatur wird als

$$\frac{dT}{dt} = \frac{1}{R_{eq} \cdot C_{eq}} \cdot \left(T_0(t) - T(t)\right) + \frac{1}{C_{eq}} \cdot G(t) \qquad \text{Gleichung 87}$$

berechnet. Der äquivalente Wärmetransferkoeffizient R_{eq} berücksichtigt die direkte Wärmetransmission an die Außenumgebung (Transmissionswärmetransferkoeffizient, R_{tr}) und den Wärmetransfer durch Lüftung (Lüftungswärmetransferkoeffizient R_{ve}).

Abbildung 171: 1R1C Einzelzone Gebäudemodell.



C_{eq}	Äquivalente thermische Masse [J/K]
R_{eq}	Äquivalenter Wärmeübergangskoeffizient [W/K]
$T(t)$	Gebäudetemperatur [K]
$T_0(t)$	Umgebungstemperatur [K]
$G(t)$	Wärmegewinne [W]

Quelle: Park et al. (2011) [127]

Die thermischen Parameter sind nach den folgenden Gleichungen berechnet:

$$R_{eq} = R_{tr} + R_{ve} \qquad \text{Gleichung 88}$$

$$R_{tr} = \frac{1}{U_{tr}} = \frac{1}{\sum_H U_H \cdot A_H} \qquad \text{Gleichung 89}$$

$$R_{ve} = (n_{inf} + n_{nutz}) \cdot c_{p,air} \qquad \text{Gleichung 90}$$

$$C_{eq} = \sum_H m_H \cdot c_H \qquad \text{Gleichung 91}$$

wobei

U_H	Wärmedurchgangskoeffizient des Bauteils H der Gebäudehülle	W/(m² K)
A_H	Fläche des Bauteils H der Gebäudehülle	m²
n_{inf}	Luftstrom durch Infiltration	kg/s
n_{nutz}	Luftstrom durch gebäudenutzungsabhängige Belüftung	kg/s
$c_{p,air}$	Spezifische Wärmekapazität der Luft	J/(kg K)
m_H	Masse des Bauteils H	kg
c_H	Spezifische Wärmekapazität des Bauteils H	J/(kg K)

Beiträge der Wärmegewinne durch solare und interne Gewinne werden berücksichtigt. Der gesamte Wärmegewinn während der Heizperiode wird berechnet als

$$G(t) = P_{in}(t) + G_{int}(t) + G_{sol}(t) \qquad \text{Gleichung 92}$$

Der interne Wärmegewinn für jeden Zeitschritt t wird als ein zufälliger Wert zwischen 100 – 125 W/Bewohner während des Tages und 80 W/Bewohner während der Nacht (zwischen 23:00 und 6:00 Uhr) berechnet. Diese Werte, basierend auf VDI 2078, entsprechend der Aktivität der Bewohner.

Der solare Wärmegewinn für jeden Zeitschritt t wird mit Gleichung 93 berechnet. Die Werte der Reduktionsfaktoren wurden als die empfohlenen Werte in TABULA genommen. Die Gebäudeorientierung wurde aus den geographischen Daten von OSM extrahiert und die entsprechende Fensterfläche jeder Orientierung (Nord, Süd, West und Ost) wurde anhand der TABULA-Typologien berechnet.

$$G_{sol}(t) = F_{sh} \cdot (1 - F_F) \cdot F_W \cdot g_{gl,n} \cdot \sum_j A_{w,j} \cdot I_{sol,j} \qquad \text{Gleichung 93}$$

F_{sh}	Reduktionsfaktor: externe Beschattung	-
F_F	Rahmenflächenfaktor des Fensters	-
F_W	Reduktionsfaktor: nicht senkrechte Strahlung auf die Verglasung	-
$g_{gl,n}$	Gesamtsonnenenergiedurchlässigkeit für Strahlung senkrecht zur Verglasung	-
$A_{w,j}$	Fensterfläche mit Orientierung j	m²
$I_{sol,j}$	durchschnittliche Globalstrahlung auf Oberflächen mit Orientierung j	W/m²

Das Benutzerverhalten wird im Modell durch die Berechnung einer zufälligen Solltemperatur T_{set} und täglichen Nutzungszeiten aus einer Normalverteilung mit Mittelwerten in Tabelle 37 und Abweichung von ± 10 % berücksichtigt.

Tabelle 37: Solltemperatur T_{set} des Gebäudes und tägliche Nutzungszeiten für Gebäudenutzungsklassen nach DIN V 18599-10

Gebäudenutzung	T_{set} [°C]	Nutzungszeiten [Uhrzeit hh:mm] Start bis Ende	
Gewerbe	20	8:00	20:00
Industrie	20	7:00	16:00
Verwaltung	20	7:00	18:00
Wohngebäude	20	0:00	23:00

Abbildung 172: Wärmedurchgangskoeffizient für EFH mit Baualtersklasse 1979…1983 für die verschieden Gebäudesanierungsgrade. Daten aus dem TABULA Web Tool [156].

Quelle: Helmholtz Erde und Umwelt

Der Wärmedurchgangskoeffizient (u-Wert) für die Komponenten der Gebäudehülle (Außenwände, Boden, Dach, Fenster und Tür) sowie deren Fläche werden aus dem TABULA Web Tool entnommen. Beispielhafte u-Werte für ein EFH mit Baualtersklasse 1979-1983 werden in Abbildung 172 dargestellt. Die Werte für die Luftströmung durch Infiltration und Nutzung werden für jede TABULA-Typologie aus demselben Web Tool entnommen.

Warmwasserwärmebedarf (WWWB)

Der Warmwasserbedarf hängt vollständig vom Benutzerverhalten ab. WWWB-Profile für Wohngebäude im Stadtgebiet werden mit einem probabilistischen Modell berechnet. Nichtwohngebäude werden wegen fehlender detaillierter Informationen über den Warmwasserverbrauch nicht berücksichtigt.

Der Warmwasserverbrauch kann in vier Kategorien unterteilt werden:

1. Kleine Wärmelast (Hände waschen, …)
2. Mittlere Wärmelast (Spülmaschine, Waschmaschine,…)
3. Nutzung der Badewanne
4. Duschen

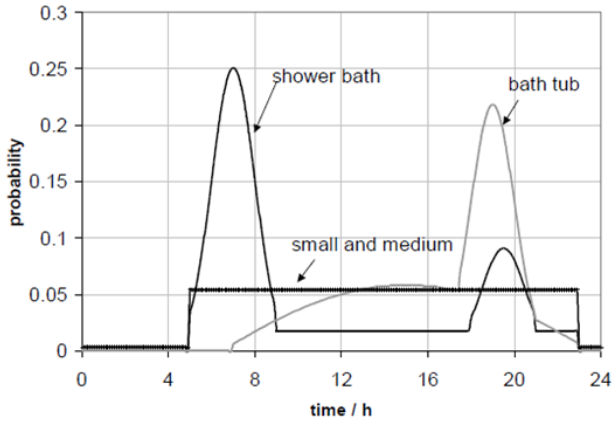
Der Warmwasserstrom und die Zeitdauer jeder Warmwasserverbrauchskategorie folgen einer Normalverteilung mit Durchschnittswerten Tabelle 38 und einer Abweichung von 20 %, um Benutzerverhaltensunterschiede zu berücksichtigen.

Tabelle 38: Durchschnittlicher Warmwasserstrom, Zeitdauer und Prozentsatz des täglichen Gesamtwarmwasserverbrauchs der Kategorien des WWWB [66].

Warmwasserverbrauchskategorie	Durchschnittlicher Warmwasserstrom [L/min]	Zeitdauer [min]	Anteil am täglichen Gesamtverbrauch [%]
Kleine Wärmelast	1	1	14
Mittlere Wärmelast	6	1	36
Nutzung der Badewanne	14	10	10
Dusche	8	5	40

Die Wahrscheinlichkeit eines jeden dieser Ereignisse ist eine Folge der täglichen Routine der Benutzer. Das wird umgesetzt in unterschiedliche Wahrscheinlichkeiten des Auftretens der Ereignisse des Warmwasserverbrauchs als Funktion der Stunde des Tages. Die Wahrscheinlichkeiten für den Warmwasserverbrauch für die vier WWWB-Kategorien in Deutschland und der Schweiz werden aus [66] extrahiert und in Abbildung 173 dargestellt.

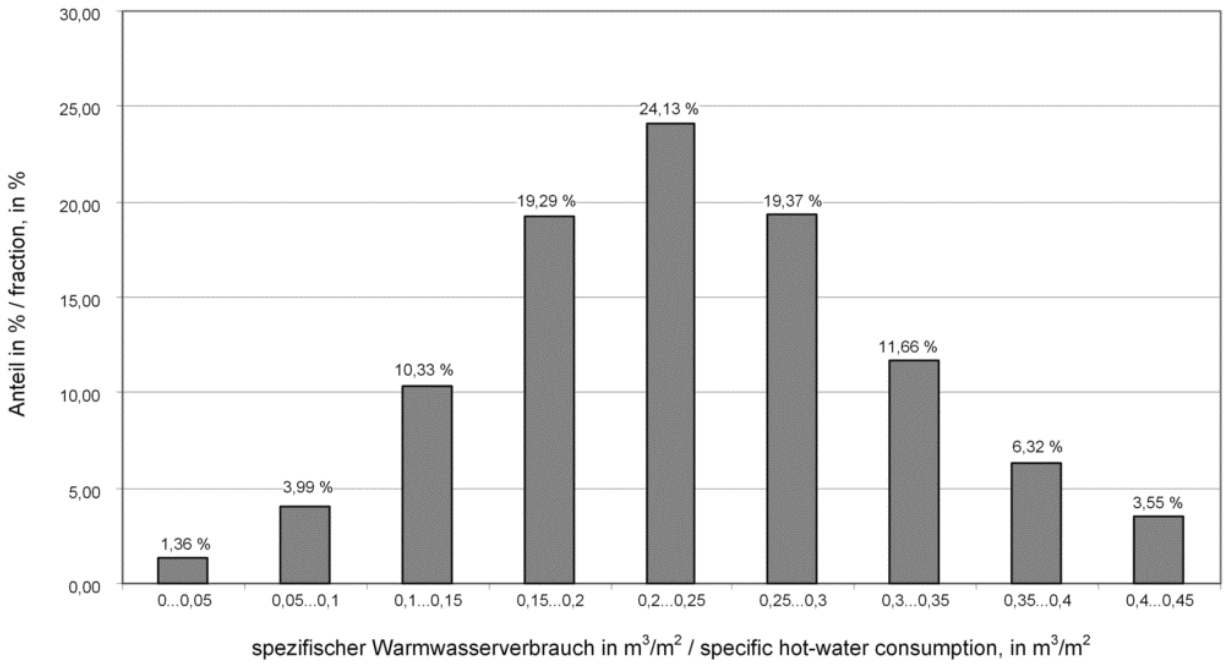
Abbildung 173: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Warmwasserverbrauchskategorien im Laufe des Tages [66]. Die Auftrittswahrscheinlichkeit kleiner und mittlerer Wärmelasten ist gleichmäßig zwischen 5:00 und 23:00 verteilt.



Quelle: European Union

Für jeden Tag im Jahr werden Ereignisse des Warmwasserverbrauchs erzeugt, bis die tägliche Warmwasserverbrauchsgrenze erreicht ist. Die tägliche Warmwasserverbrauchsgrenze ist für jedes Gebäude anhand der Häufigkeitsverteilung von Abbildung 174 definiert und an jahreszeitliche Effekte durch eine Sinusfunktion mit einer Amplitude von 10 % des durchschnittlichen täglichen Entladungsvolumens angepasst.

Abbildung 174: Häufigkeitsverteilung des auf die Wohnfläche bezogenen jährlichen Warmwasserverbrauchs nach VDI 3807-3 [155].



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Für jeden Zeitschritt wird die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Warmwasserverbrauchsereignisses berechnet. Wenn das Ereignis eintritt, werden aus Tabelle 38 eine Zeitdauer und ein Wasserstrom berechnet. Der aggregierte Tageswarmwasserverbrauch wird mit der täglichen Warmwasserverbrauchsgrenze verglichen und angepasst.

Anhang E

Übersicht über das Fernwärmenetz der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG [73].

Quelle: Consentec GmbH

Anhang F

Die Frischdampf- und Abdampfparameter sind aus den Betriebsdaten des Referenz-Geothermie-Kraftwerks bekannt. Der isentrope Wirkungsgrad wird über die bei der Expansion (bzw. bei der Kompression im Fall von Verdichtern) beteiligten Enthalpien bestimmt. Durch Anwendung der Isentropenbeziehung kann der Wirkungsgrad aus den Temperaturen und Drücken des Frischdampfs und des Abdampfs, der mittleren spezifischen Wärmekapazität c_p zwischen Ein- und Ausgang der Turbine sowie des Isentropenkoeffizienten κ bestimmt werden. Für den isentropen Turbinen-Wirkungsgrad gilt dann:

$$\eta_{is} = \frac{\Delta h}{\Delta h_{is}} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2,is}} \approx \frac{\bar{c}_p \cdot (T_1 - T_2)}{\bar{c}_p \cdot (T_1 - T_{2,is})} = \frac{T_1 - T_2}{T_1 \cdot \left(1 - \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{1-\kappa}{\kappa}}\right)} \qquad \text{Gleichung 94}$$

mit der Isentropenbeziehung:

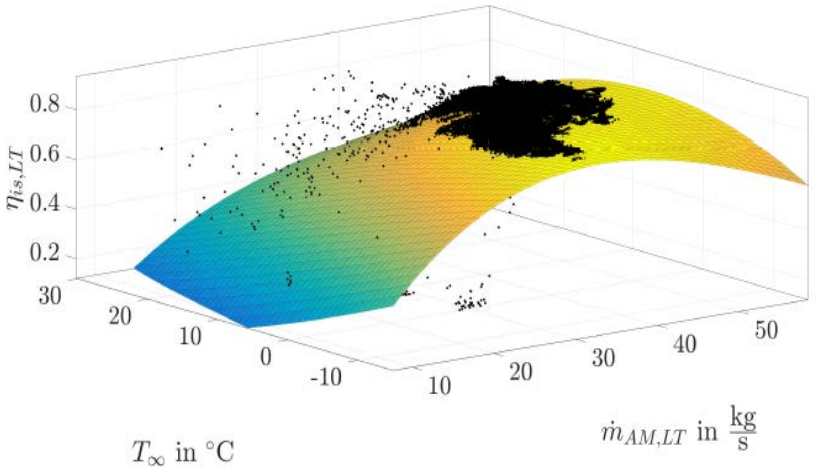
$$\frac{p_1}{p_2} = \left(\frac{T_1}{T_{2,is}}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}} \qquad \text{Gleichung 95}$$

Der Isentropenexponent kann in MATLAB mit dem REFPROP-Skript ermittelt werden:

$$\kappa = \text{refpropm}('K','T', [\text{Temperatur in K}],'P', [\text{Druck in kPa}],'R245FA') \qquad \text{Gleichung 96}$$

Bei einer Temperatur von 20 °C und einem Druck von 1,013 bar beträgt κ damit ca. 1,1. In Gleichung 94 liefert ein geringerer Isentropenexponent einen geringeren isentropen Wirkungsgrad. Daher wurde für eine konservativere Berechnung der wert für κ am Turbinenausgang verwendet. Die Unterschiede der Isentropenexponenten am Turbineneingang zu Turbinenausgang sind jedoch gering (ca. 0,1). In der Dampfphase steigt κ von R245fa mit dem Druck, während es mit steigender Temperatur abnimmt. Wird nun ein Turbinenkennfeld analog zur Vorgehensweise für den HT-Kreis in Abschnitt 4.4.1 auch für den LT-Kreis erstellt, wird der Plot in Abbildung 175 erhalten.

Abbildung 175: Kennfeld des isentropen Wirkungsgrads der LT-Turbine in Abhängigkeit des Arbeitsmittel-Massenstroms und der Umgebungstemperatur mit schwarzen Stützpunkten für die Korrelationsberechnung.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Anhang G

Die Berechnung der nach HT- und LT-Turbine aufgelösten Bruttoleistung wurde in MATLAB (Version R2015b) durchgeführt. Dabei wurde die Stoffdatenbank REFPROP (REFerence fluid PROPerties) des NIST verwendet. Die Software kann über das Skript refprop.m in MATLAB eingebunden werden. Die innere Turbinenleistung P_{in} berechnet sich grundsätzlich wie folgt:

$$P_{in} = \dot{m}_{AM} \cdot \Delta h = \dot{m}_{AM} \cdot (h_1 - h_2) \qquad \text{Gleichung 97}$$

mit dem Massenstrom des Arbeitsmediums $\dot{m}_{AM}$ und der Enthalpiedifferenz zwischen Turbinenein- und -ausgang Δh. Aus den Betriebsdaten des Referenz-ORC-Kraftwerks sind die Volumenströme der beiden Arbeitskreise $\dot{V}_{AM}$ bekannt. Aus dem Volumenstrom wurde nun der Massenstrom des Systems bestimmt. Der Durchflussmesser des Volumenstroms befindet sich jeweils direkt nach der Speisepumpe. Zur Bestimmung des Massenstroms wird die Dichte des Arbeitsmediums ρ_{AM} benötigt. Dazu kommt das REFPROP-Programm zum Einsatz. Die Funktion refprop.m verlangt zur Ausgabe eines Stoffwerts eines Reinstoffs zwei bereits bekannte Stoffwerte des Fluids. Neben der Durchflussmessung wird nach der Speisepumpe auch eine Druckmessung durchgeführt. Für die Temperaturvorgabe wurde die Messung am Ausgang des Kondensatsammelbehälters verwendet. Da die Isobaren im T-s-Diagramm von R245fa auf der unterkühlten Seite nahe der Dampfglocke fast deckungsgleich sind, wurde bei der Verdichtung des Arbeitsmediums die Temperaturerhöhung vernachlässigt. Über eine Schleife wurde nun die Dichte zu jedem Zeitpunkt nach folgender Syntax ermittelt:

$$\rho = \text{refpropm}('D','T', [\text{Temperatur in } K],'P', [\text{Druck in } kPa],'R245FA') \qquad \text{Gleichung 98}$$

Der Massenstrom $\dot{m}_{AM}$ ergibt sich damit zu:

$$\dot{m}_{AM} = \dot{V}_{AM} \cdot \rho_{AM} \qquad \text{Gleichung 99}$$

Ebenso werden die spezifischen Enthalpien vor und nach der Expansion mit REFPROP bestimmt. Frischdampf- wie Abdampfparameter (Druck und Temperatur) sind aus den Betriebsdaten bekannt. Es wird eine ähnliche Syntax verwendet:

$$h = \text{refpropm}('H','T', [\text{Temperatur in K}],'P', [\text{Druck in kPa}],'R245FA') \qquad \text{Gleichung 100}$$

Mit dem Getriebewirkungsgrad η_{mech} auf der HT-Seite und dem Generatorwirkungsgrad η_{Gen} wurde die elektrische Bruttoleistung mit der Inneren Turbinenleistung errechnet:

$$P_{el,HT} = \dot{m}_{AM,HT} \cdot (h_{HT,1} - H_{HT,2}) \cdot \eta_{mech} \cdot \eta_{Gen} \qquad \text{Gleichung 101}$$

$$P_{el,LT} = \dot{m}_{AM,LT} \cdot (h_{LT,1} - H_{LT,2}) \cdot \eta_{Gen} \qquad \text{Gleichung 102}$$

Anhang H

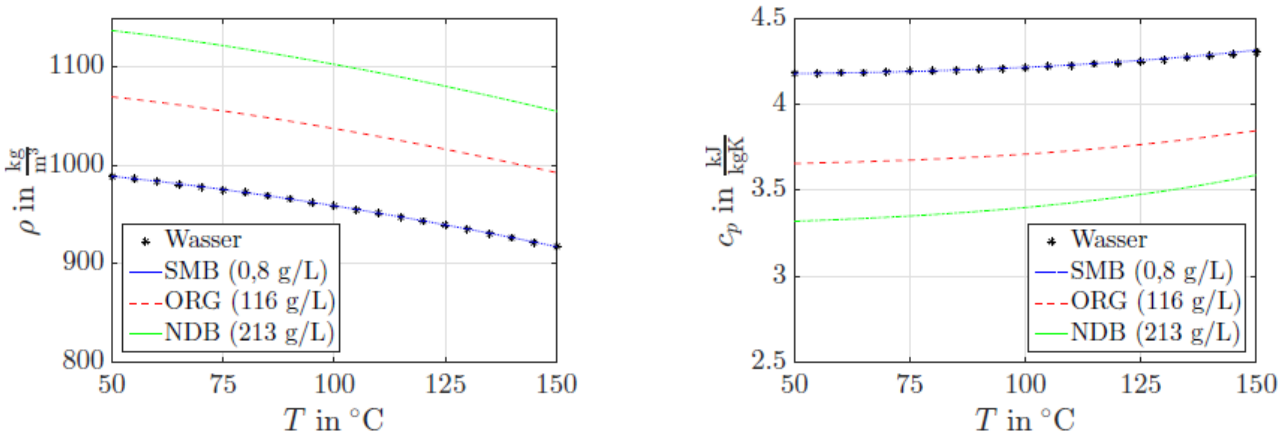
Im Mittel weisen die Thermalsolen des Norddeutschen Beckens (NDB) eine TDS-Konzentration von 190 g/L, die des Oberrheingrabens (ORG) von 125 g/L und die des Süddeutschen Molassebeckens (SMB) von 1 g/L auf [44, S. 678]. In [44, S. 678] ist eine detaillierte Zusammensetzung der gelösten Feststoffe der Thermalwässer tabelliert. Tabelle 39 zeigt einen Auszug der wichtigsten gelösten Ionen. Nach Addition der von van Douwe u. a. [44] gegebenen Werte ergeben sich Gesamtkonzentrationen von ca. 213 g/L, 116 g/L bzw. 1 g/L für die entsprechenden Gebiete.

Tabelle 39: Mineralisierung deutscher Thermalwässer, TDS: Total Dissolved Solids (Auszug aus [44, S. 678])

Konzentrationen in mg/L	NDB	ORG	SMB
Kationen			
Na^+	55523,7	34772,9	141,8
K^+	1776,6	2853,3	28,9
Ca^{2+}	21187,0	7395,1	91,3
Mg^{2+}	870,3	422,1	22,6
Sr^{2+}	849,3	425,2	1,1
Anionen			
Cl^-	131243,2	68884,3	262,2
Br^-	379,6	346,2	3,0
SO_4^{2-}	722,4	480,0	25,4
HCO_3^-	125,8	90,0	346,8
TDS gesamt:	213246,9	116262,6	1032,2
TDS im Mittel:	190754,5	124864,2	984,1

Für die Auswahl einer geeigneten Stoffdatenmethode wurden zuerst die Auswirkungen gelöster Feststoffe im Thermalwasser auf die Stoffwerte und damit die Simulationsrechnungen untersucht. Dazu wurde für jedes Gebiet (NDB, ORG, SMB) ein Stoffstrom mit den entsprechenden gelösten Bestandteilen der Konzentrationen nach [44, S. 678] im Lösungsmittel Wasser aufgestellt. Als Stoffdatenmethode für diesen ersten Schritt wurde ELECNRTL (Electrolyte Non-Random-Two-Liquid) ausgewählt. Diese Methode eignet sich prinzipiell für wässrige Elektrolytlösungen. ELECNRTL ermittelt auftretende Ionen einer Salzlösung und kann anhand von Löslichkeitsgrenzen Ausfällungen von Feststoffen vorhersagen. Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist in [110, S. 149–158] gegeben. Der Einfluss der Mineralisation auf die Dichte ρ und die spezifische Wärmekapazität c_p bei konstantem Druck einer Thermalsole ist in Abbildung 176 dargestellt.

Abbildung 176: Einfluss der Thermalwassermineralisation auf die Stoffwerte Dichte (rechts) und spezifische Wärmekapazität (links) bei einem Druck von 1 bar



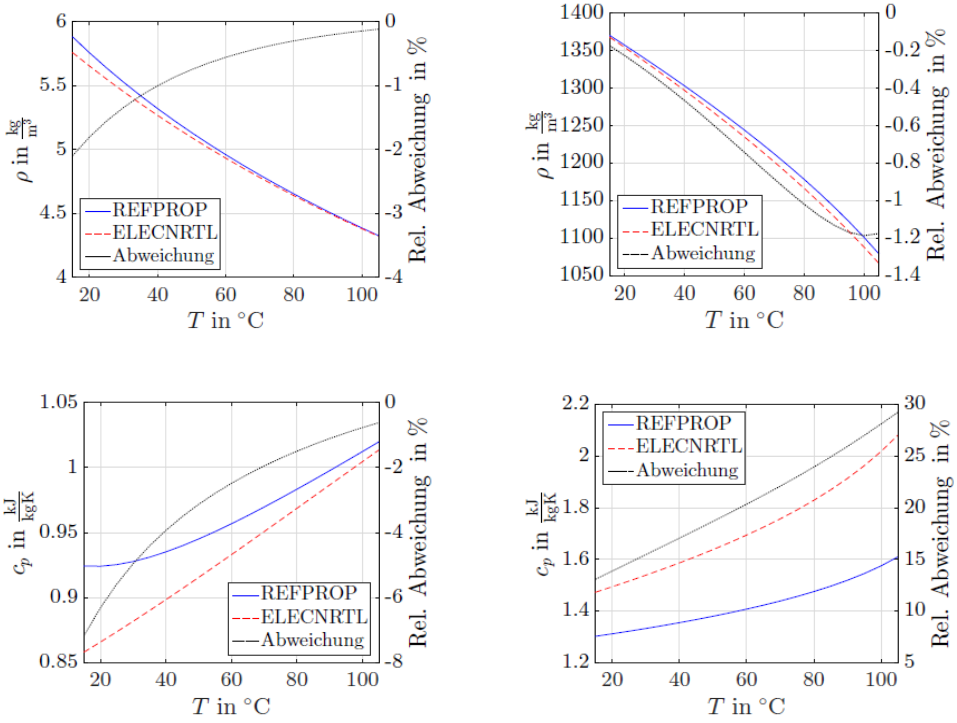
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

In Abbildung 176 wird die Dichte verschiedener Thermalwässer verglichen, während die spezifische Wärmekapazität steigt. Es konnten nicht alle Elektrolytspezies aus [44, S. 678] in Aspen hinterlegt werden, daher musste das Thermalwasser des SMB mit einer leicht geringeren Konzentration untersucht werden (0,8 g/L TDS). Dazu ist jeweils noch der Verlauf mit reinem Wasser als Vergleichssubstanz aufgetragen. Betrachtet wurde der relevante Temperaturbereich des Thermalwassers zwischen 50 und 150 °C bei einem Druck von zehn bar. In beiden Plots verläuft die Kurve des SMB-Thermalwassers nahezu deckungsgleich mit der des reinen Wassers. Auf dieser Grundlage kann bei Simulationen von Geothermieanlagen des Süddeutschen Molassebeckens das Thermalwasser als reines Wasser interpretiert werden. Es muss keine Elektrolyt-Stoffdatenmethode verwendet werden, solange die Ausfällung von Salzkristallen bzw. Feststoffen (Scaling) nicht zentraler Zweck der Untersuchung ist. In sonstigen Fällen kann berücksichtigt werden, dass Salzkristalle nur bei Unterschreiten der entsprechenden Löslichkeitsgrenzen durch Druck und/oder Temperatur ausfallen. Daher wird in Geothermieanlagen diesem Niedertemperatur-Scaling durch Druckhaltung vorgebeugt. Dagegen besitzen einige Kristallverbindungen, insbesondere Kalk ($CaCO_3$), eine inverse Löslichkeit [7, S. 1 f.]. Kalkablagerungen finden vermehrt bei hohen Fluidtemperaturen statt, weshalb diese Art des Scalings in Geothermieanlagen ein primäres Problem darstellt. Mit steigender Mineralisierung ist eine steigende Dichte bzw. eine sinkende Wärmekapazität zu beobachten. Dies beeinflusst die Wärmeleistung $\dot{Q}$ des Thermalwassers:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T = \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \qquad \text{Gleichung 103}$$

Für die Simulation einer Geothermieanlage in einem Gebiet hoher Thermalwassermineralisation sollte demnach eine Elektrolyt-Stoffdatenmethode wie ELECNRTL verwendet werden. Umgekehrt können sich dadurch allerdings Probleme bei der korrekten Nachbildung des Kältemittels im Arbeitsmittelkreis des Kraftwerks ergeben. Abbildung 177 vergleicht die beiden Stoffdatenmethoden ELECNRTL für Elektrolytlösungen und REFPROP für Kältemittel. Gezeigt werden die Verläufe von Dichte und spezifischer Wärmekapazität des Arbeitsmediums R245fa über einen Temperaturbereich von 15–105 °C bei 1 bar sowie bei 20 bar.

Abbildung 177: Vergleich der Stoffdatenmethoden REFPROP und ELECNRTL anhand der Dichte (oben) und der spezifischen Wärmekapazität (unten) von R245fa bei 1 bar (gasförmig, links) und bei 20 bar (flüssig, rechts). Relative Abweichung ELECNRTL von REFPROP.



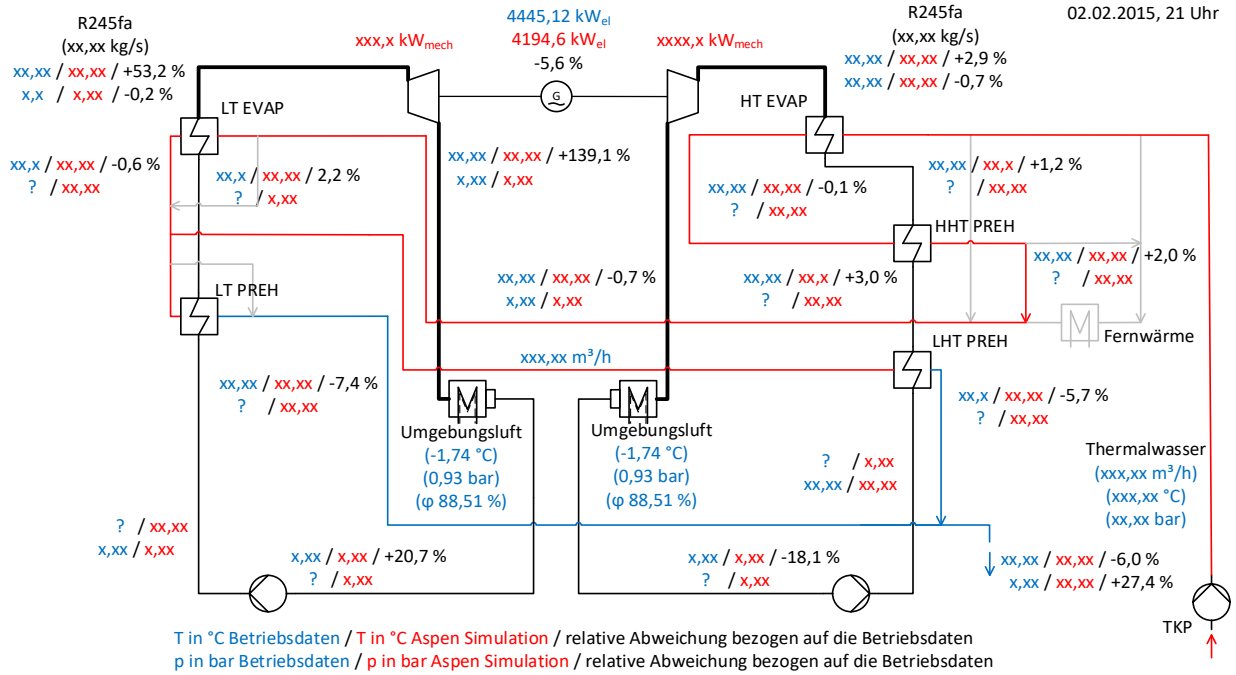
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die Berechnung der Dichte von R245fa im gasförmigen bzw. im flüssigen Zustand (Abbildung 177 oben) zeigt nur geringe Unterschiede bei Verwendung von ELECNRTL oder REFPROP. Die relativen Abweichungen der mit ELECNRTL berechneten Werte in Bezug auf die Werte von REFPROP liegen unter 2 %. Bei der spezifischen Wärmekapazität sind jedoch größere Abweichungen zu erkennen. Während im gasförmigen Zustand bei 1 bar (Abbildung 177 unten links) besonders hohe Abweichungen von c_p bei niedrigen Temperaturen auftreten, sind die relativen Abweichungen der Flüssigkeit (Abbildung 177 unten rechts) über den gesamten betrachteten Temperaturbereich sehr groß. Bei einer Temperatur von 105 °C beträgt die relative Abweichung sogar ca. 30 %. Berechnungen mit der Stoffdatenmethode ELECNRTL würden in diesem Fall fehlerhafte Ergebnisse liefern. Für Simulationen mit Thermalwässern höherer Mineralisation ist also bei der Auswahl der geeigneten Stoffdatenmethode ein größerer Aufwand zu betreiben. Weder REFPROP noch ELECNRTL können als Universalmethode eingesetzt werden. Je nach Anwendung müssen alternative Stoffdatenmethoden auf Anwendbarkeit untersucht und eine Abwägung getroffen werden. Folgende Fragestellungen sind dabei zu betrachten:

- Mineralisierung des Thermalwassers, Höhe der Konzentration (TDS) und Art der Elektrolyte
- Druck- und Temperaturniveau der Anwendung, Aggregatzustand des Mediums
- Art des Arbeitsmediums, spezielle Anwendung als Kältemittel (z. B. R245fa) oder größeres Anwendungsspektrum (z. B. Isobutan)
- Polarität des Fluids (z. B. Wasser oder Kohlenwasserstoffe)
- Berücksichtigung der Gasbeladung des Thermalwassers mit Kohlenstoffdioxid, Stickstoff oder Methan etc. (s. [44, S. 679])
- Darstellung der Kondensationsluft als eigenständiger Stoff möglich (z. B. bei ELECNRTL) oder einzelne Aufführung der Gemischbestandteile (Stickstoff, Sauerstoff, Argon, ...) nötig (REFPROP)

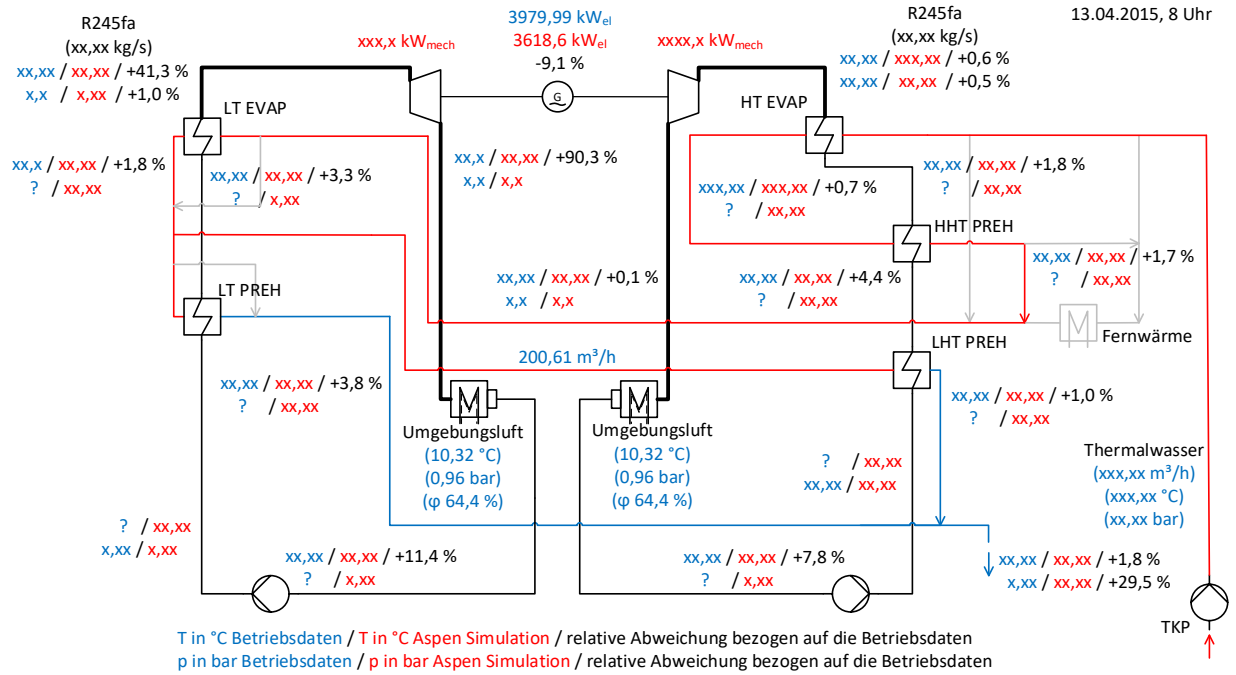
Anhang I

Abbildung 178: Validierung des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Februar.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

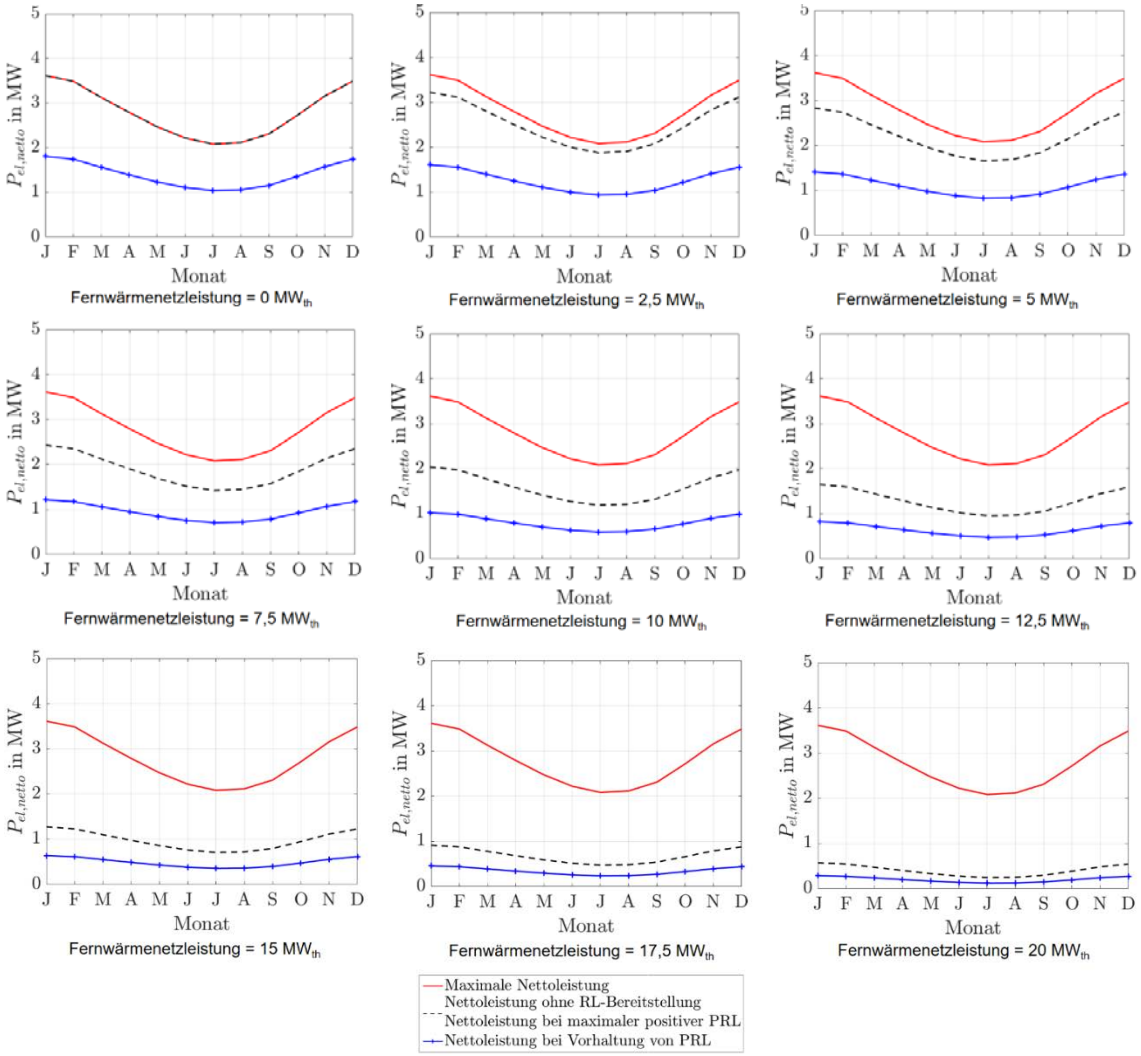
Abbildung 179: Validierung des Simulationsmodells des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im April.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

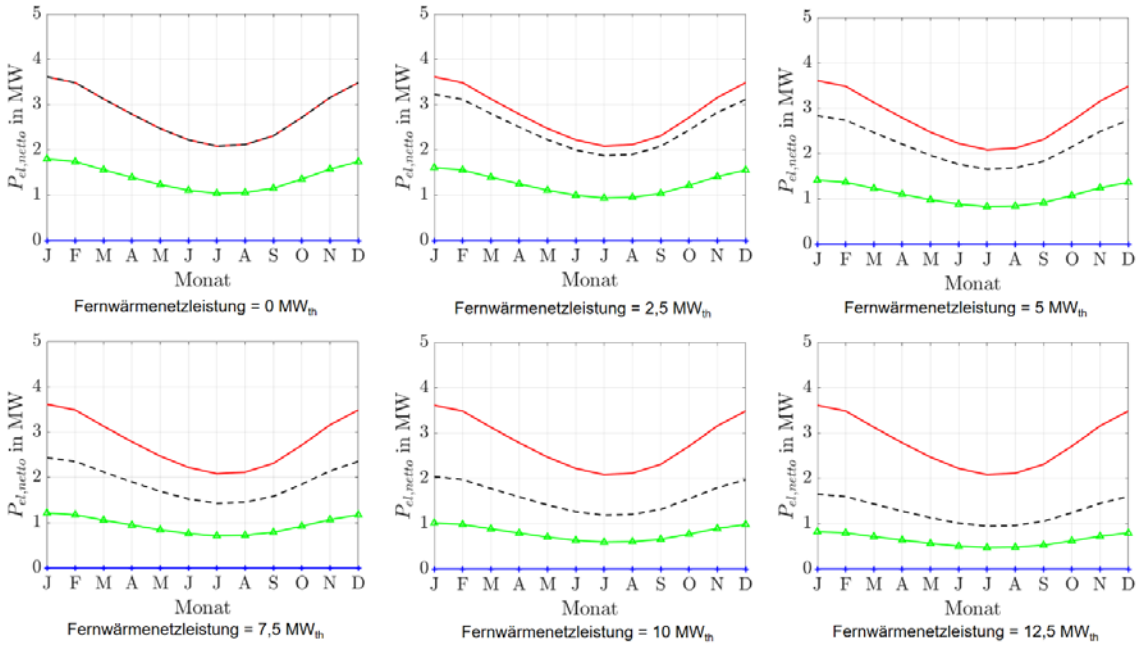
Anhang J

Abbildung 180: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



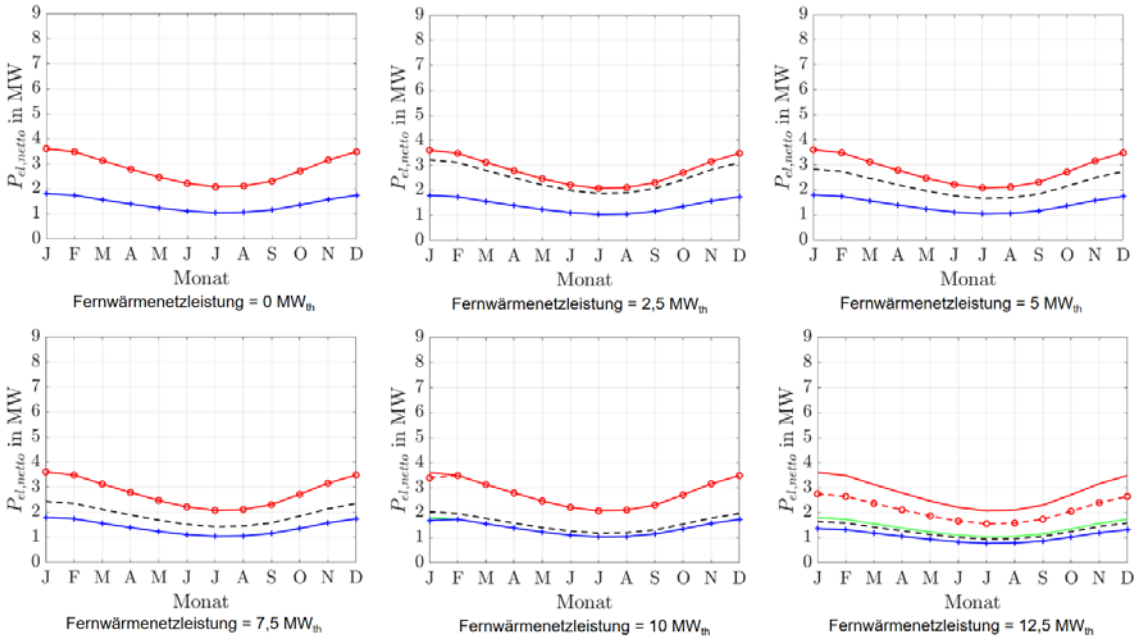
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

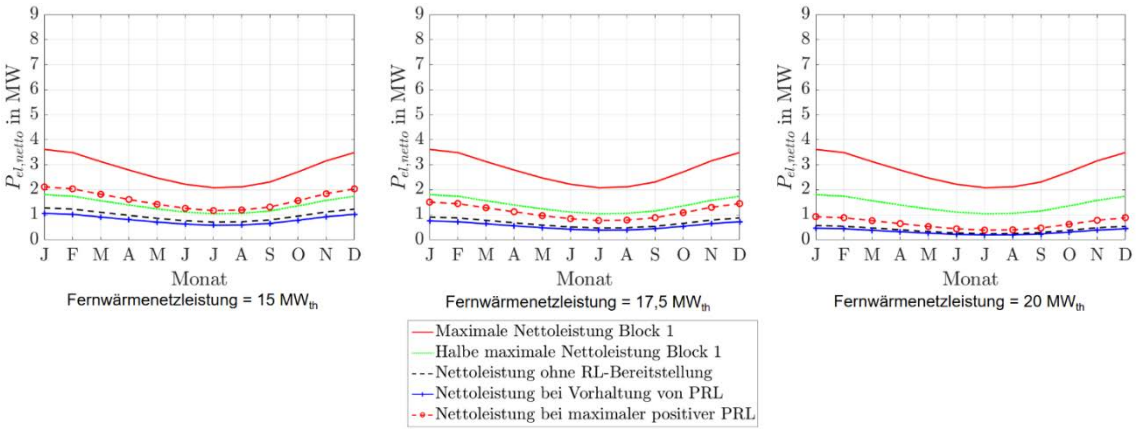
Abbildung 181: Stationäre Sekundär- und Minutenregelleistung des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks im Bestand ohne Flexibilisierungsmaßnahmen für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

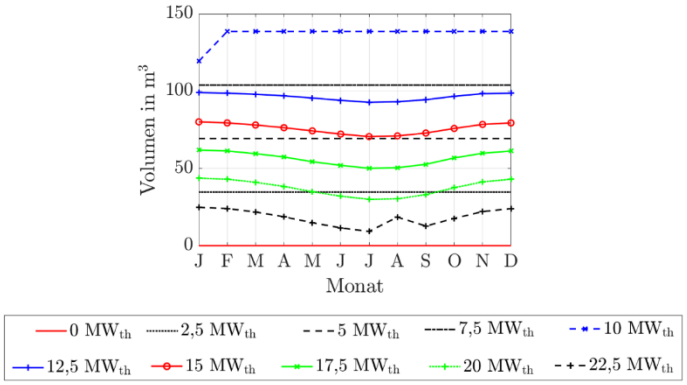
Abbildung 182: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.





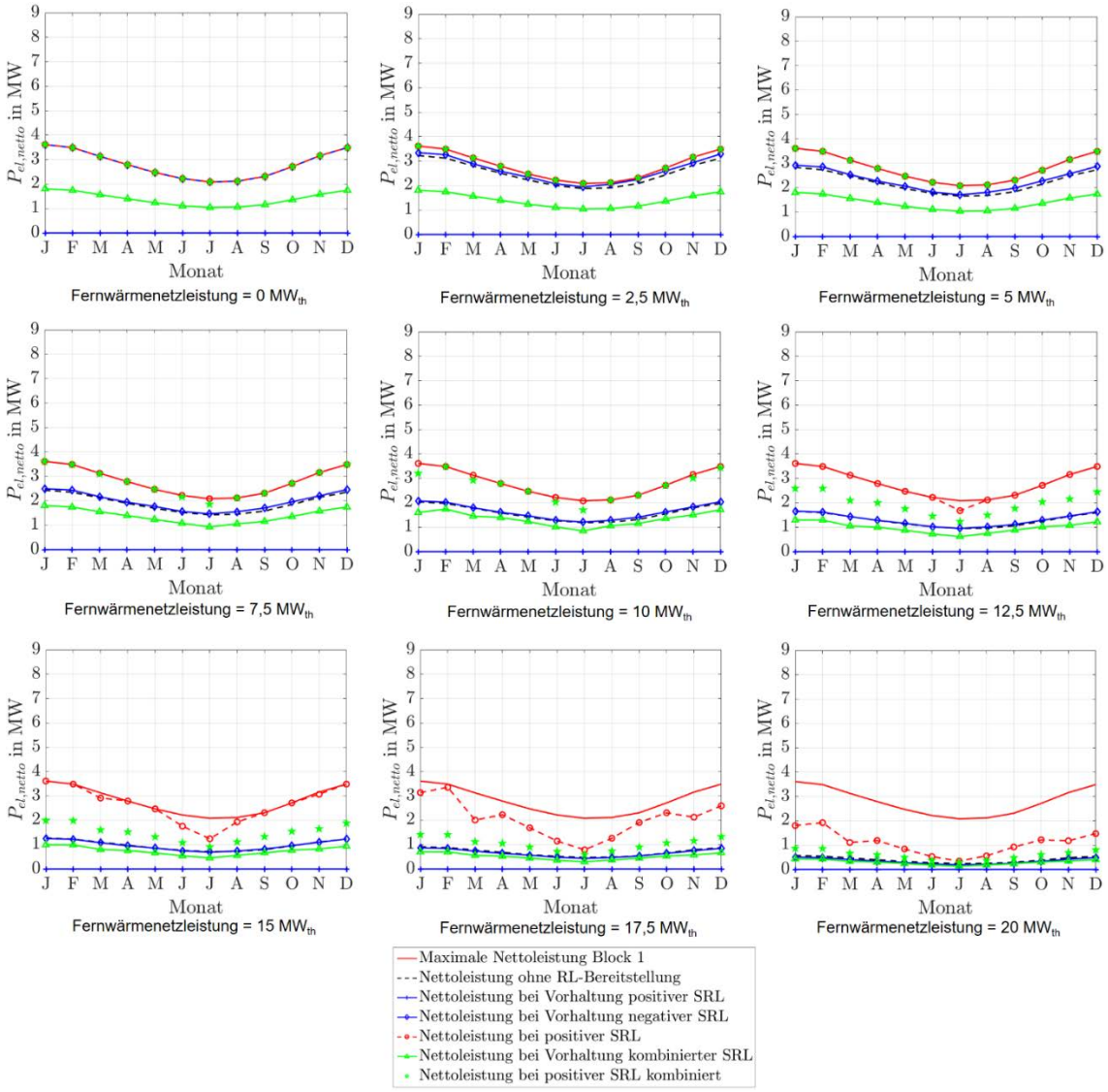
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 183: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW$_{th}$ bis 22,5 MW$_{th}$.



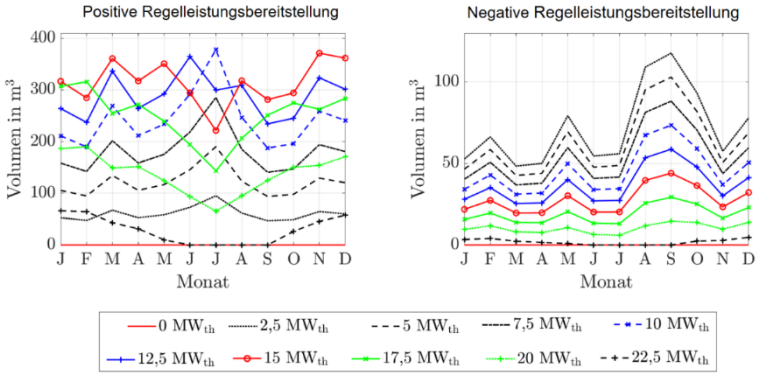
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 184: Stationäre Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



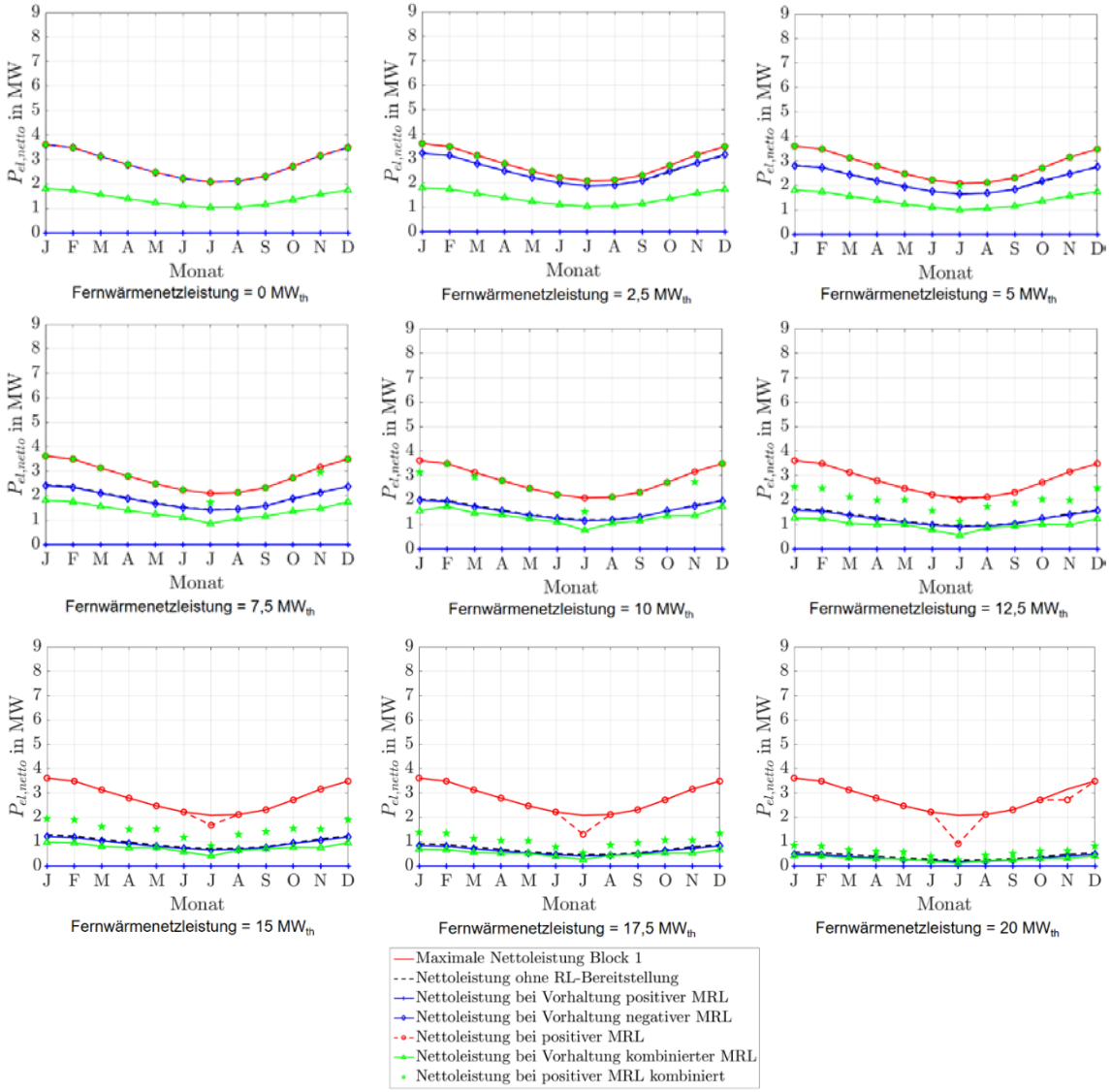
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 185: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



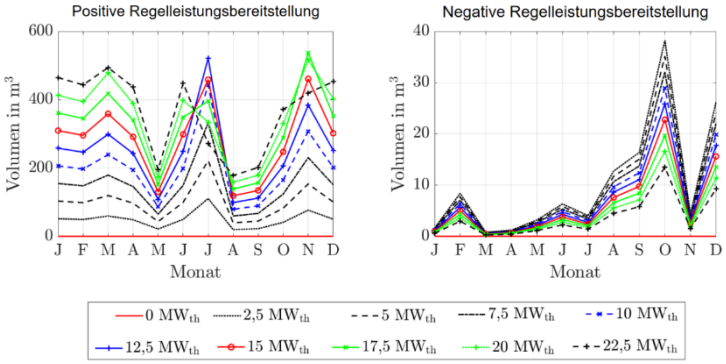
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 186: Stationäre Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



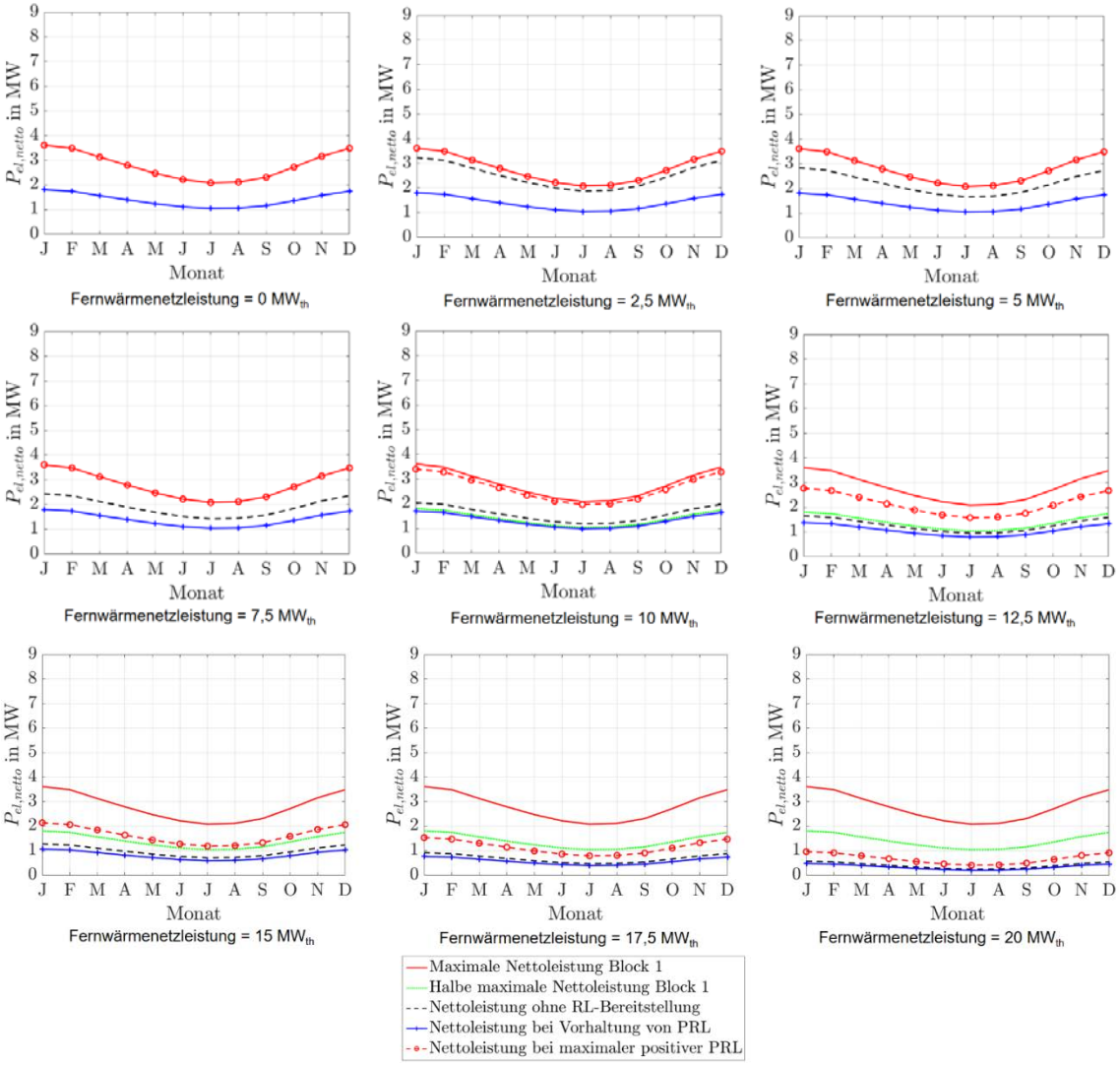
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 187: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Fernwärmenetzspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



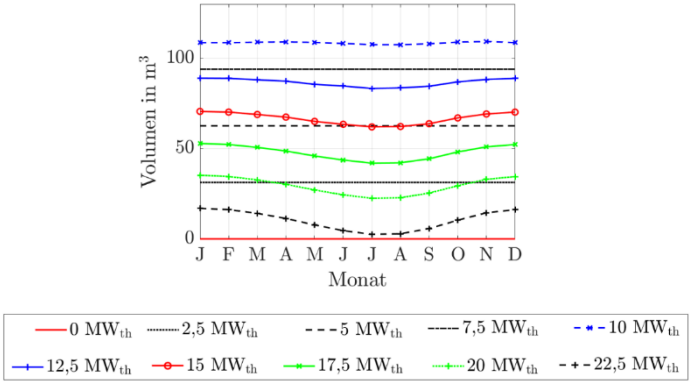
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 188: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



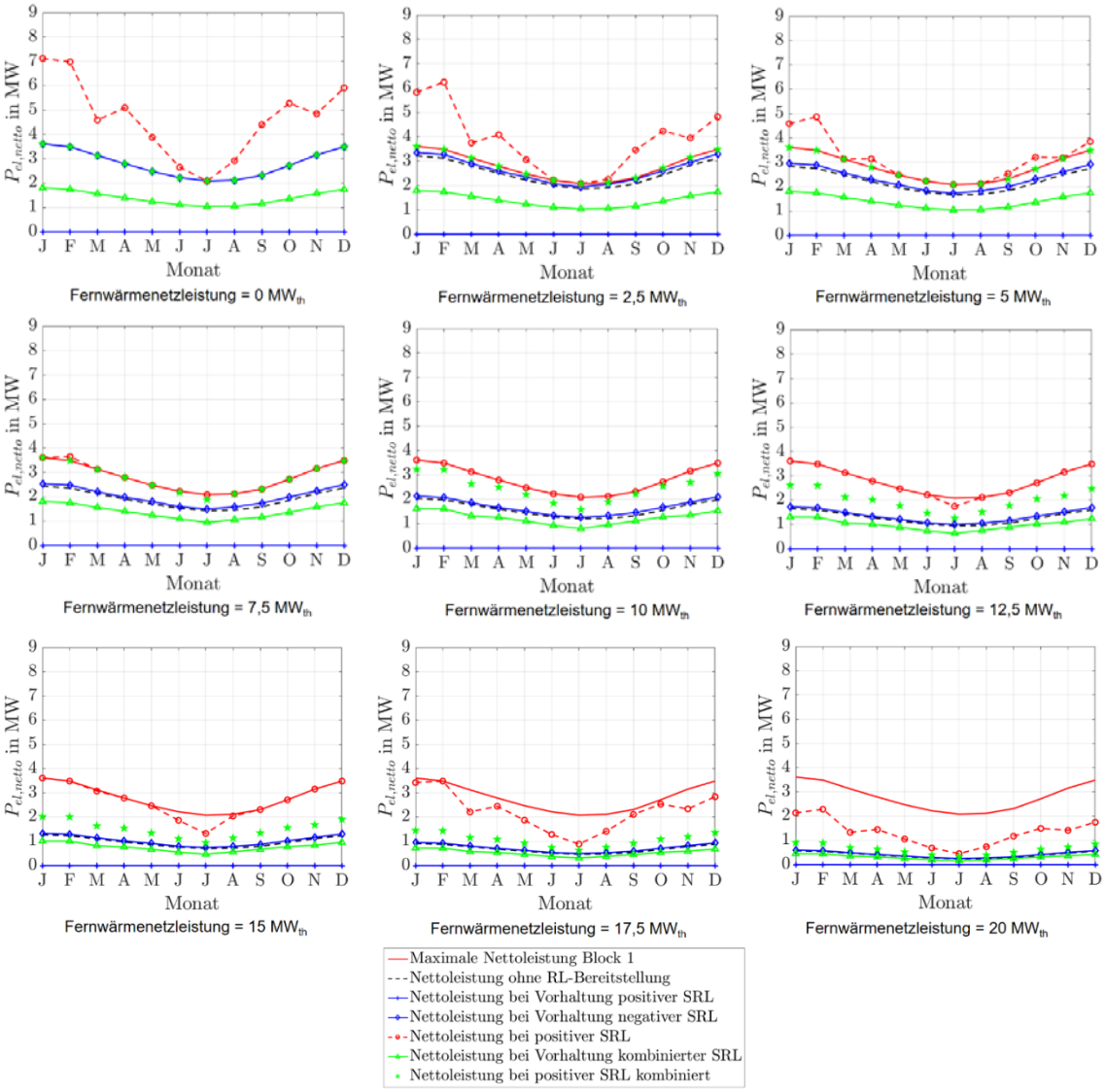
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 189: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



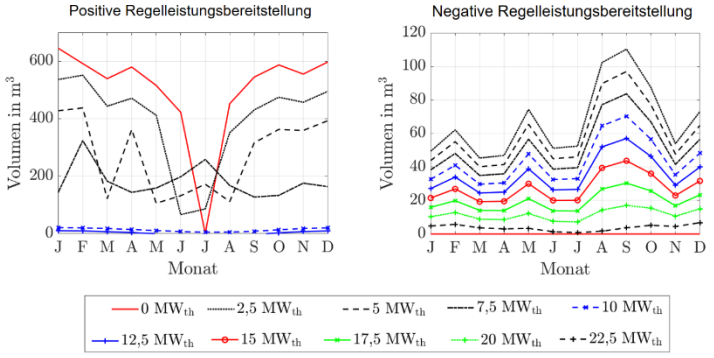
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 190: Stationäre Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



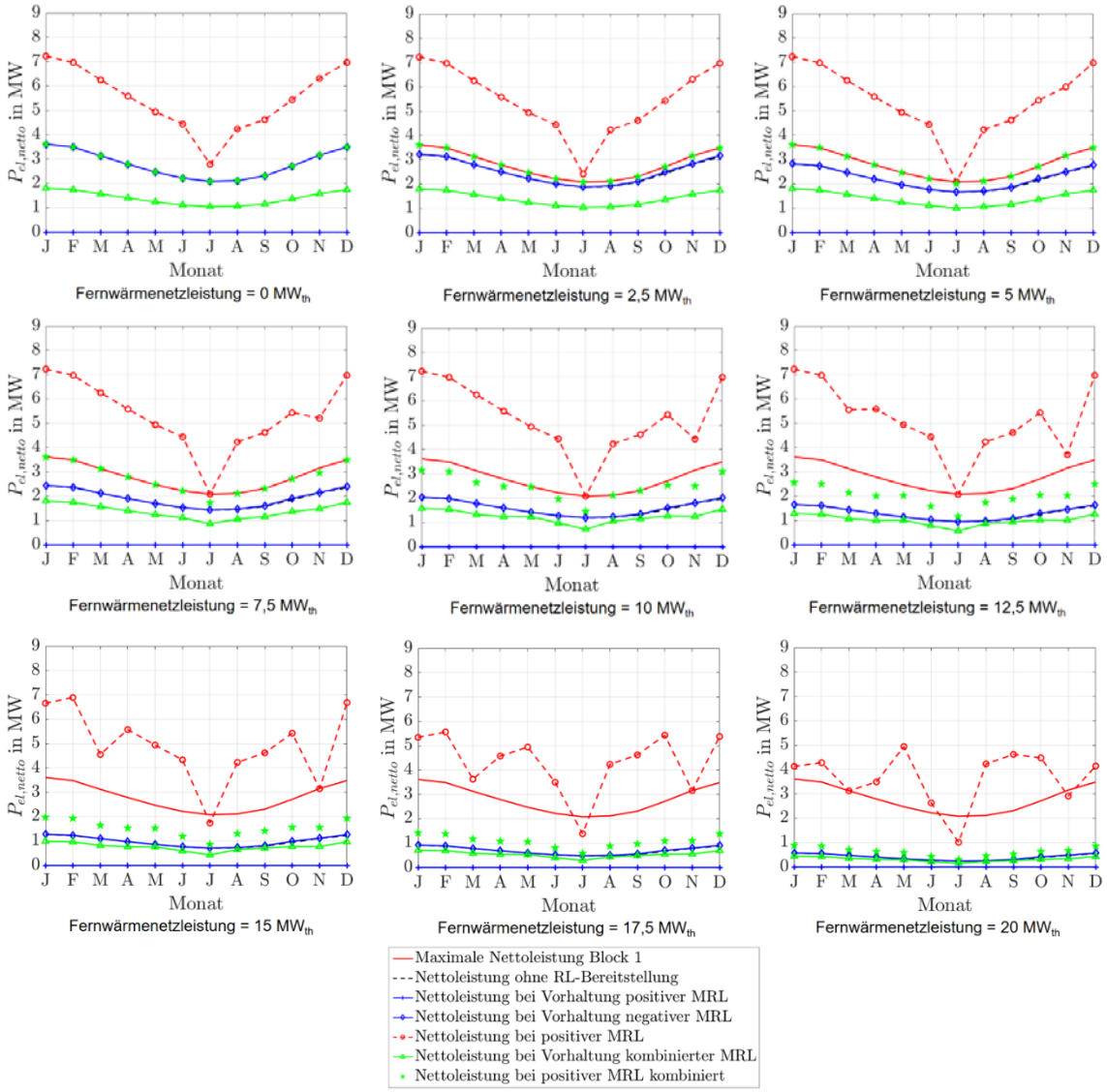
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 191: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



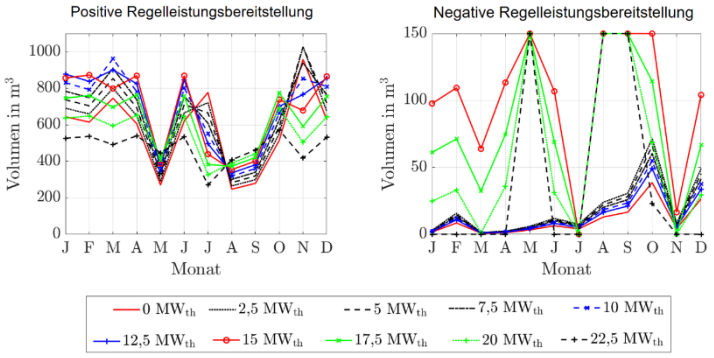
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 192: Stationäre Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



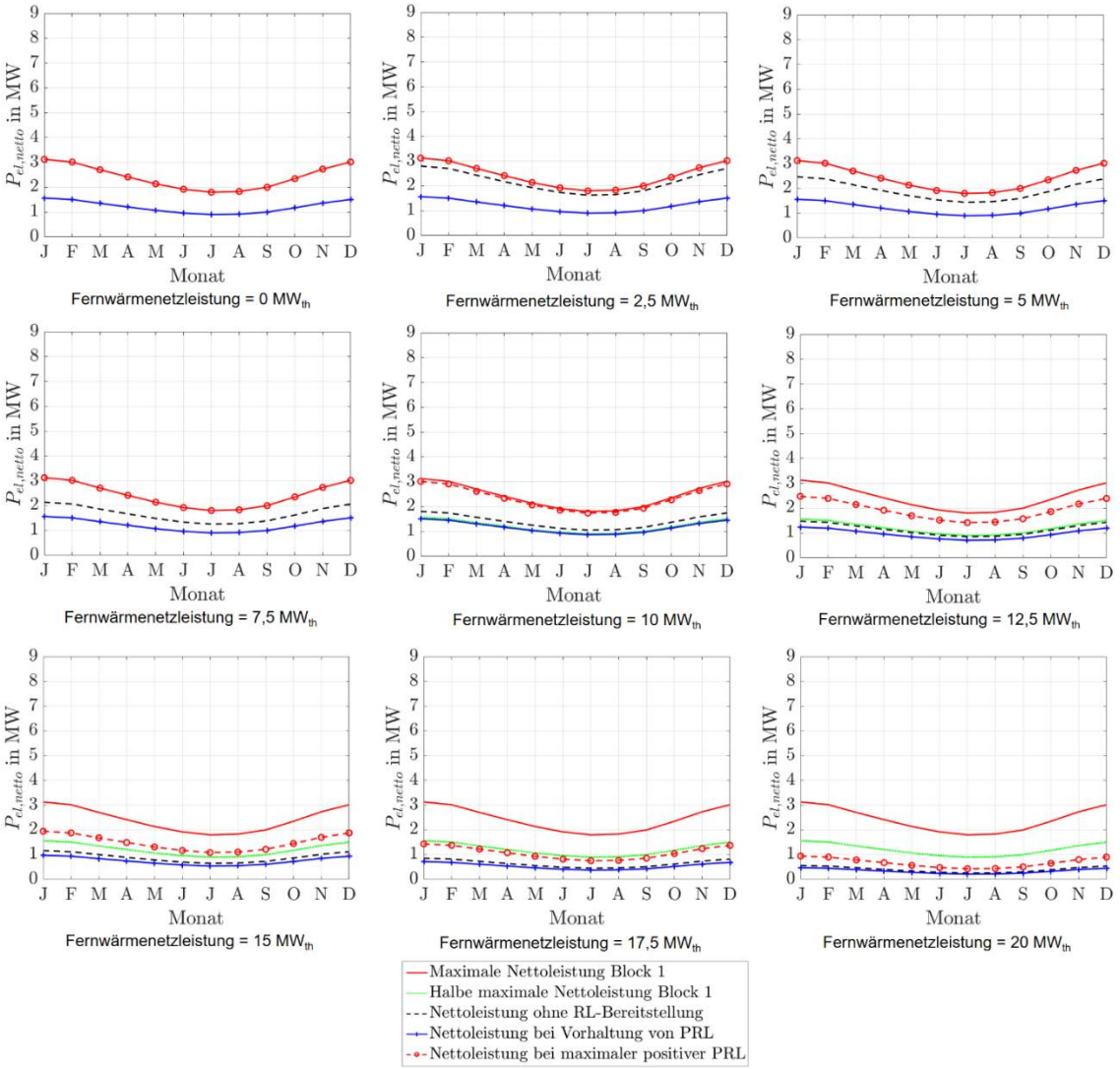
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 193: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



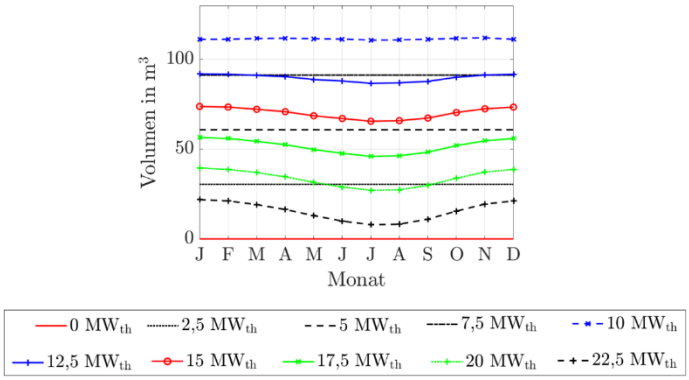
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 194: Stationäre Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



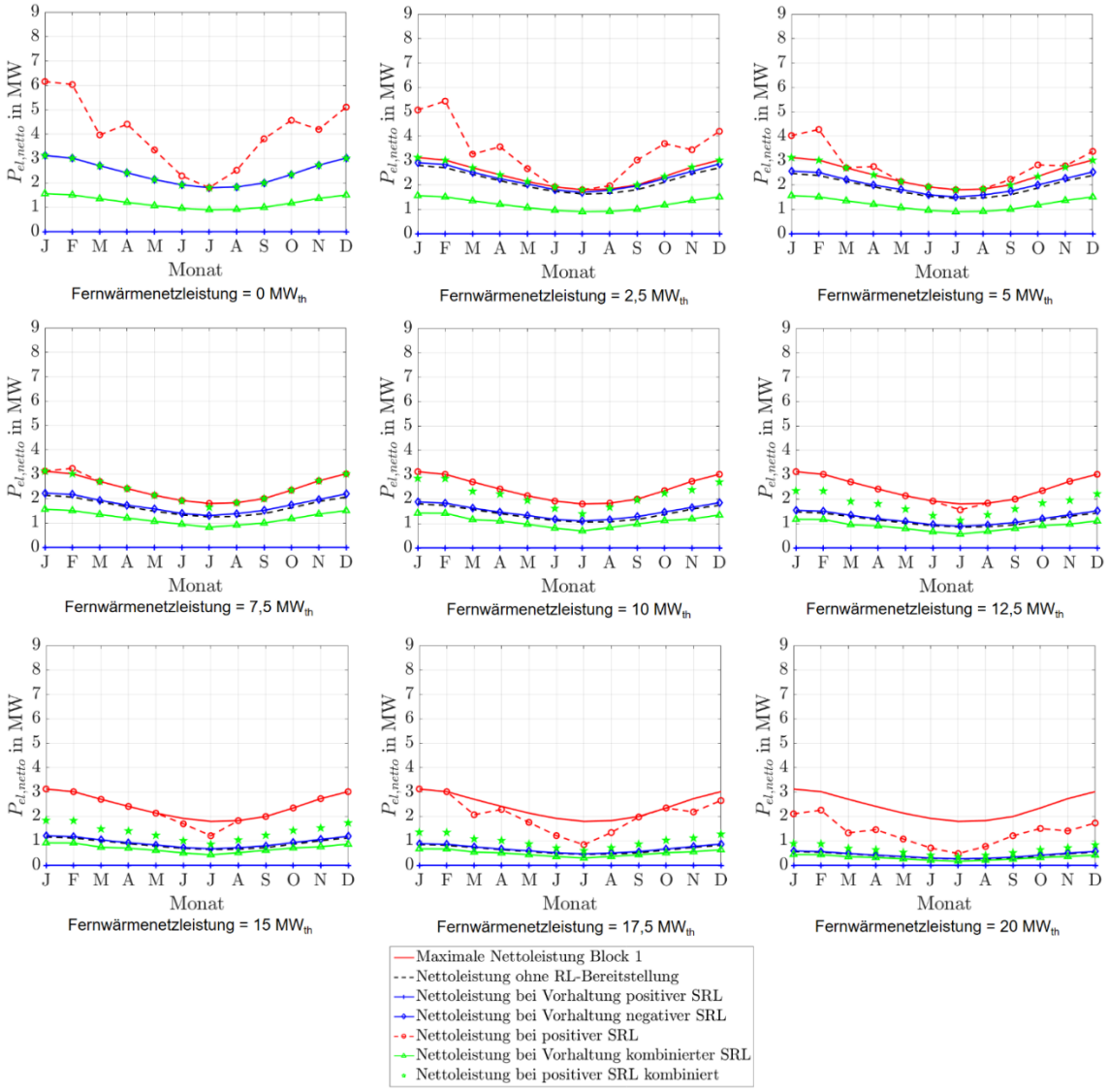
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 195: Benötigte Speichervolumina für die stationären Primärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



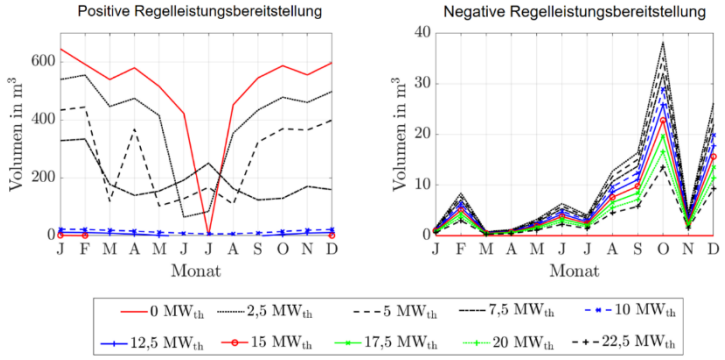
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 196: Stationäre Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



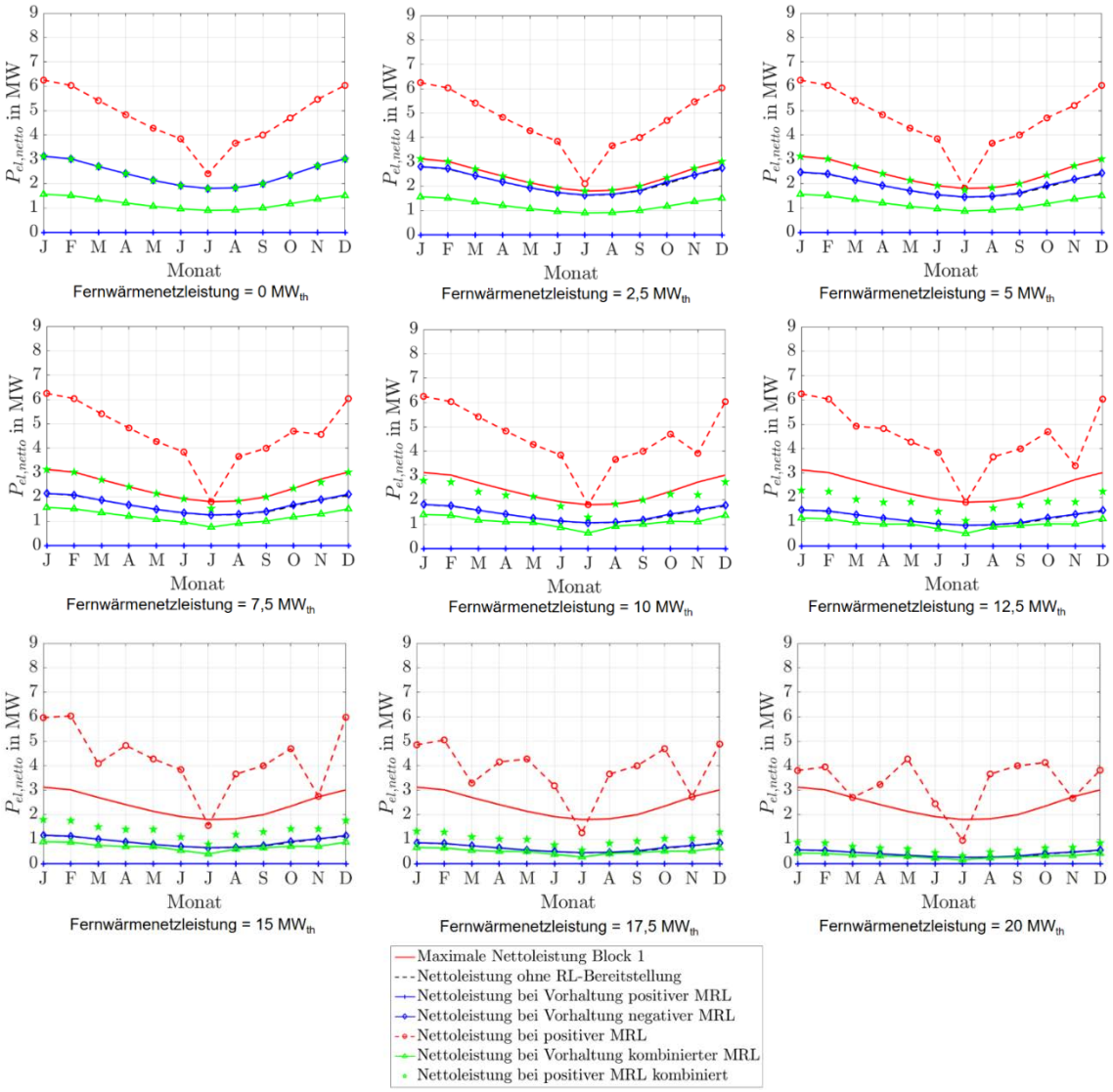
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 197: Benötigte Speichervolumina für die stationären Sekundärregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



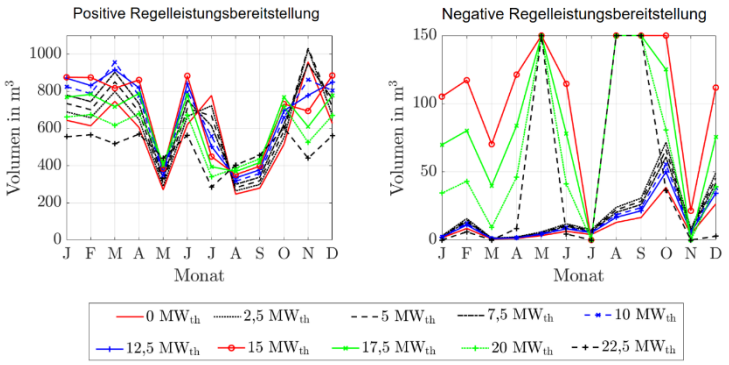
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 198: Stationäre Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Heiz- und Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 199: Benötigte Speichervolumina für die stationären Minutenregelleistungen des Kalina-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 22,5 MW_{th}.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

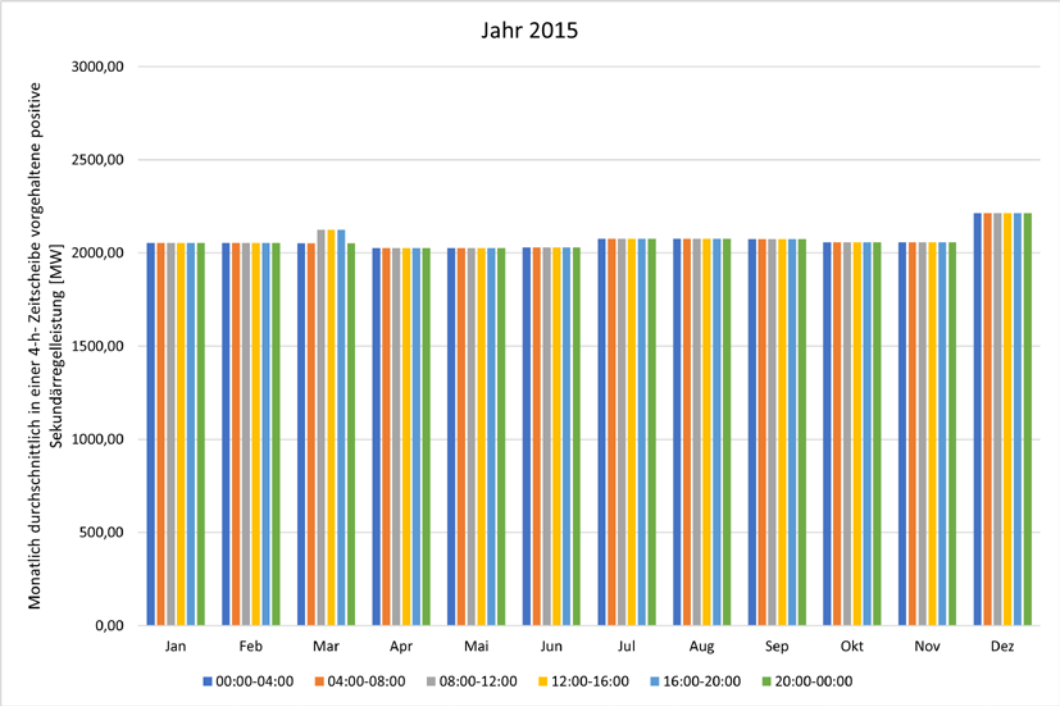
Anhang K

Sekundärregelleistung

Zeitscheiben-Jahresanalysen der Sekundärregelleistung

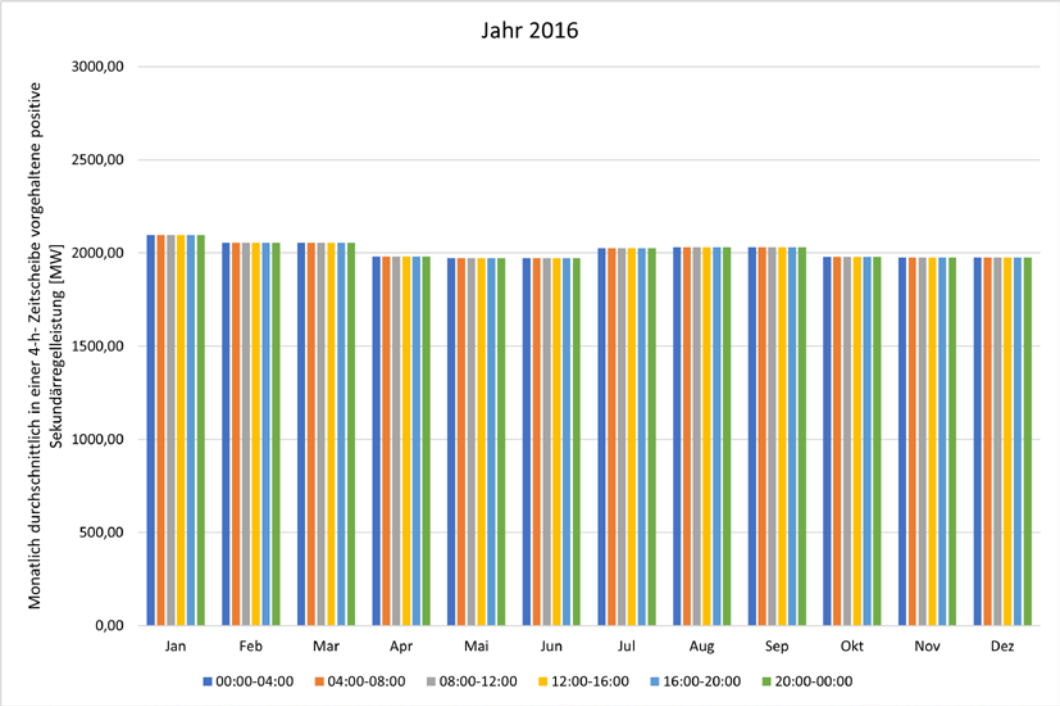
Abbildung 200, Abbildung 201 und Abbildung 202 zeigen die in den Jahren 2015 – 2017 monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung, Abbildung 203, Abbildung 204 und Abbildung 205 die negative Sekundärregelleistung. Es ist festzustellen, dass über das Jahr hinweg nur geringe Schwankungen in der Menge vorgehaltener positiver und negativer Sekundärregelleistung auftreten. Auch zwischen den einzelnen Zeitscheiben sind in den meisten Fällen keine Unterschiede innerhalb eines Monats festzustellen. Da die vorzuhaltende Sekundärregelleistung vierteljährlich neu festgelegt wird sind die Durchschnittswerte in der Regel für drei Monate gleich, wie auch in Abbildung 200 und Abbildung 201 zu erkennen ist.

Abbildung 200: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung 2015.



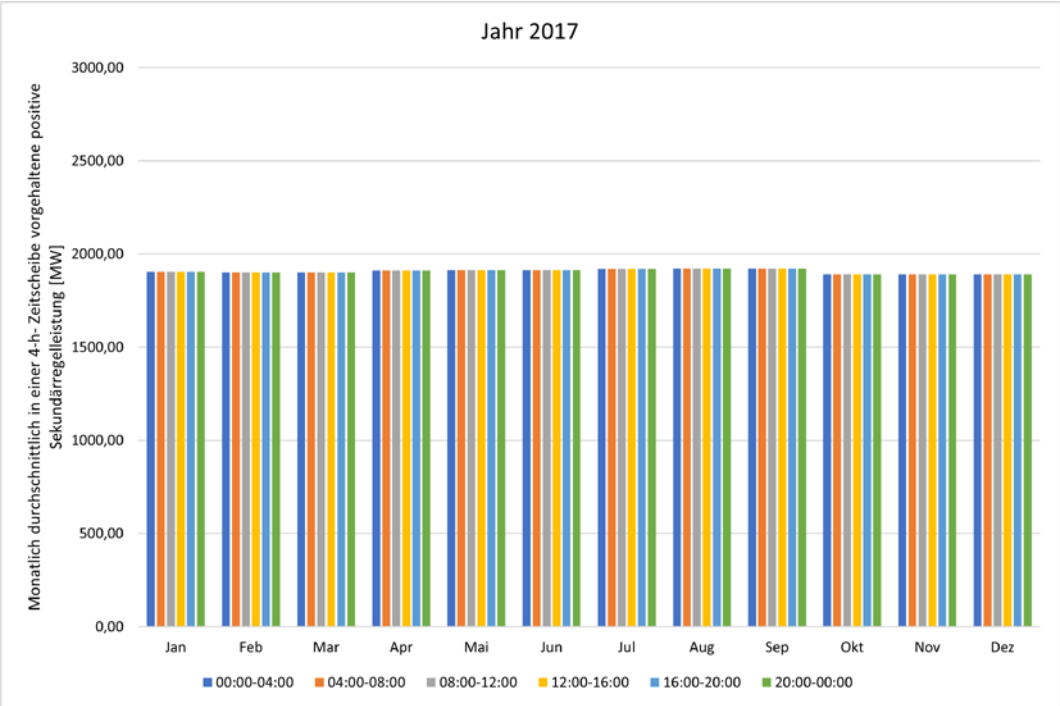
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 201: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung 2016.



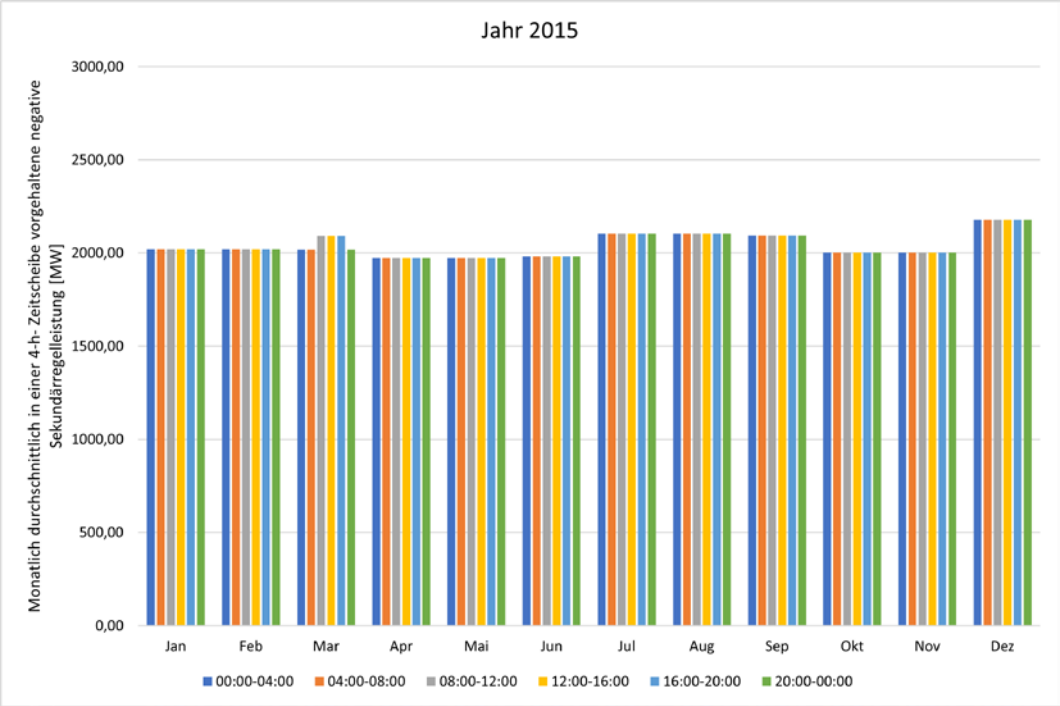
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 202: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung 2017.



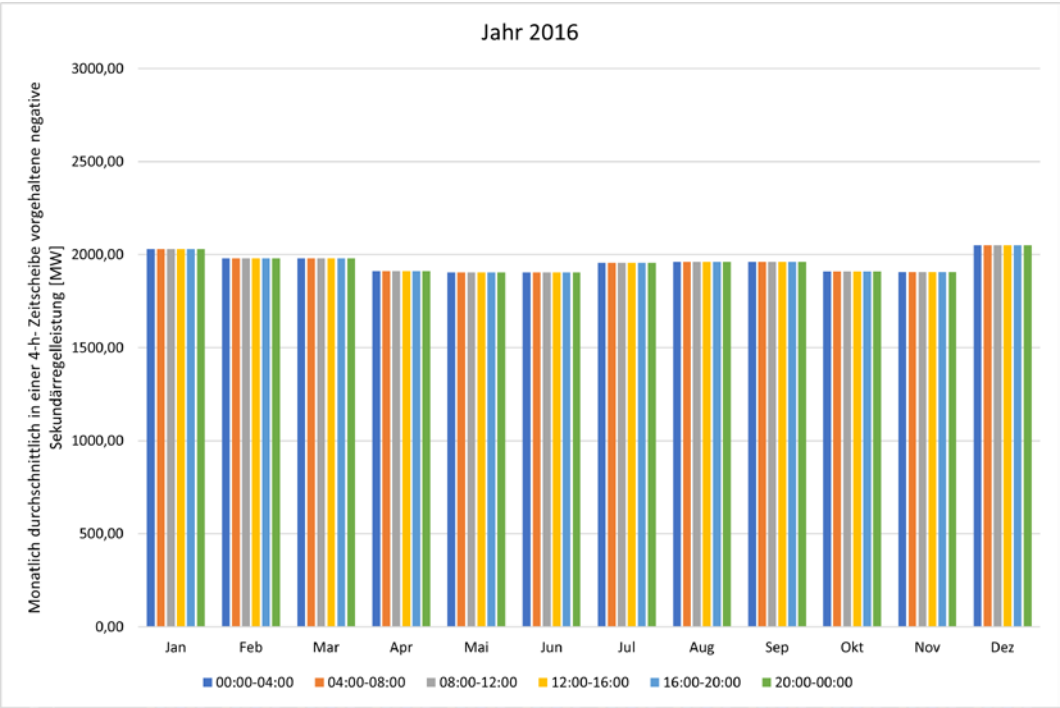
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 203: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung 2015.



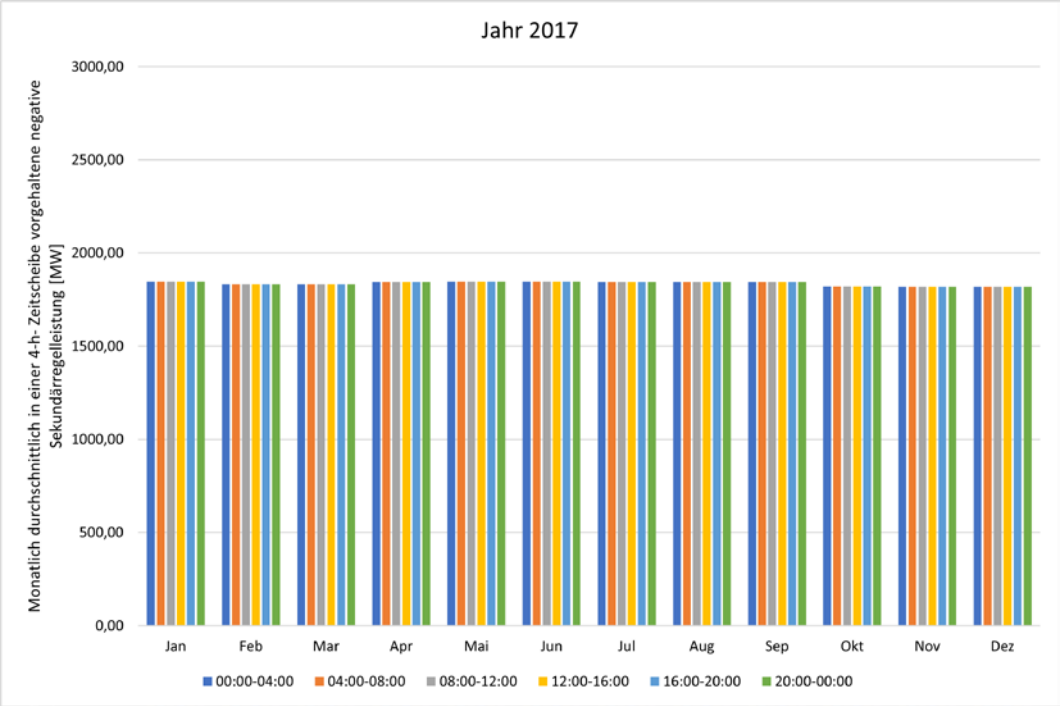
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 204: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

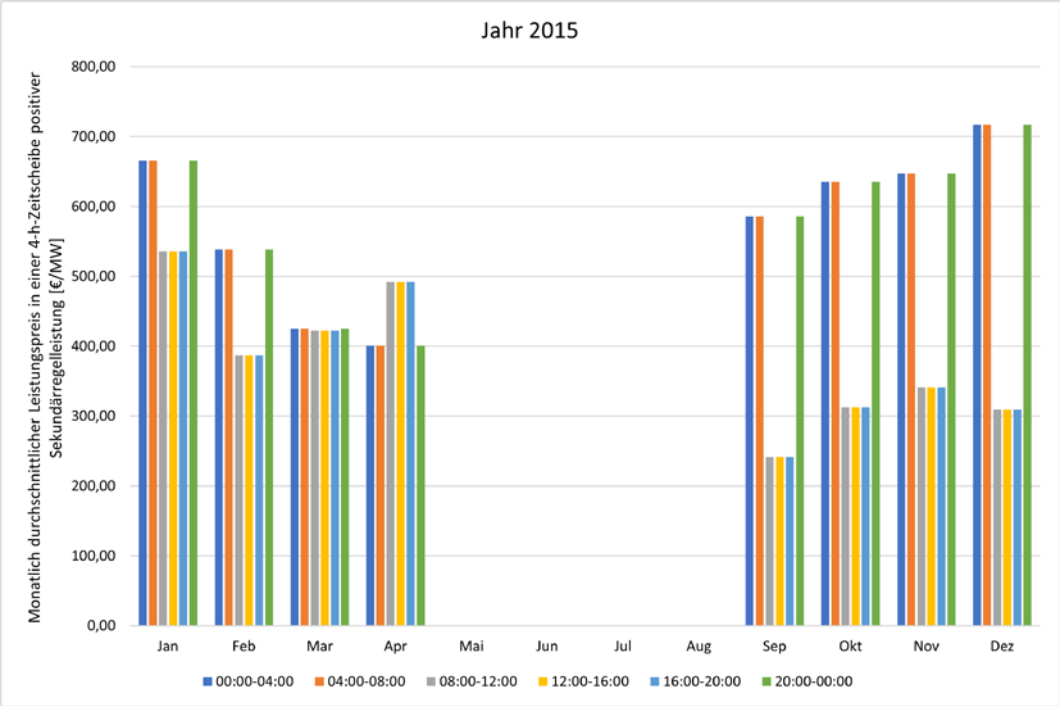
Abbildung 205: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

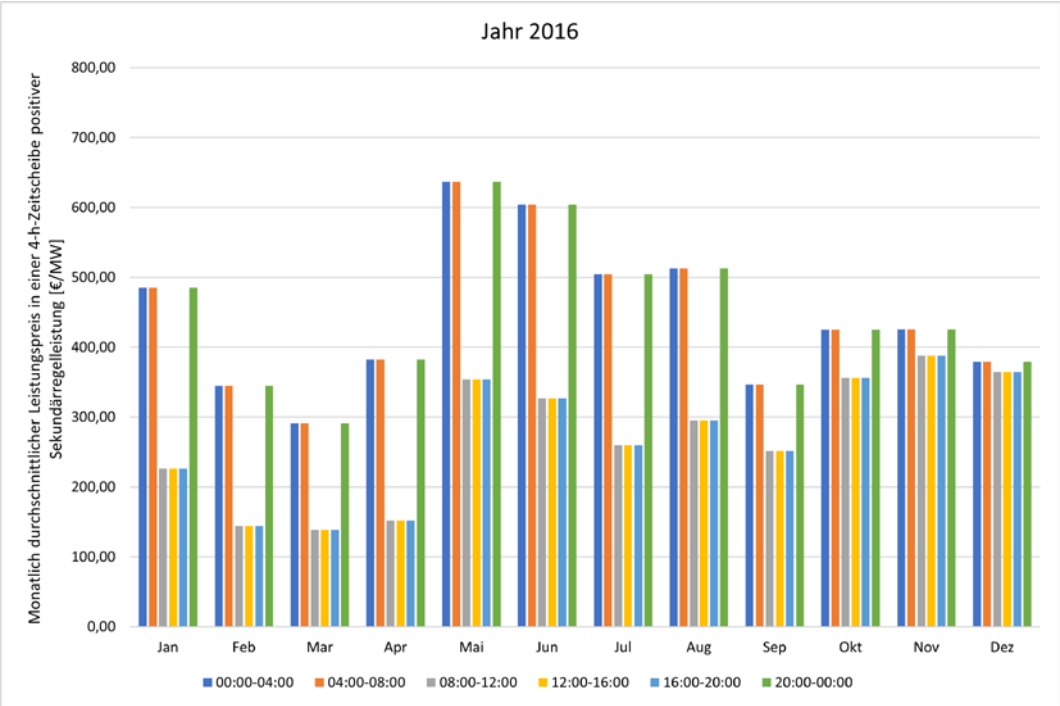
Die in Abbildung 206, Abbildung 207, Abbildung 208, Abbildung 209, Abbildung 210, und Abbildung 211 dargestellten monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe erzielten Leistungspreise weisen sowohl für die positive SRL als auch für die negative SRL einen eindeutigen Tag-Nacht-Unterschied auf, wobei die in der Nacht (20:00 Uhr bis 08:00 Uhr) erzielbaren Preise meist über denen der Tagstunden (08:00 Uhr bis 20:00 Uhr) liegen. Gleichzeitig ist ein deutlicher Preisverfall zwischen den Jahren 2015 und 2017 für bei Arten der SRL zu erkennen und ein insgesamt niedrigeres Preisniveau für negative Sekundärregelleistung. Zyklen in der Preisentwicklung über ein Jahr hinweg konnten nicht identifiziert werden. Für die Monate Mai, Juni, Juli und August des Jahres 2015 lagen keine Daten zu den Leistungspreisen für SRL vor.

Abbildung 206: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2015.



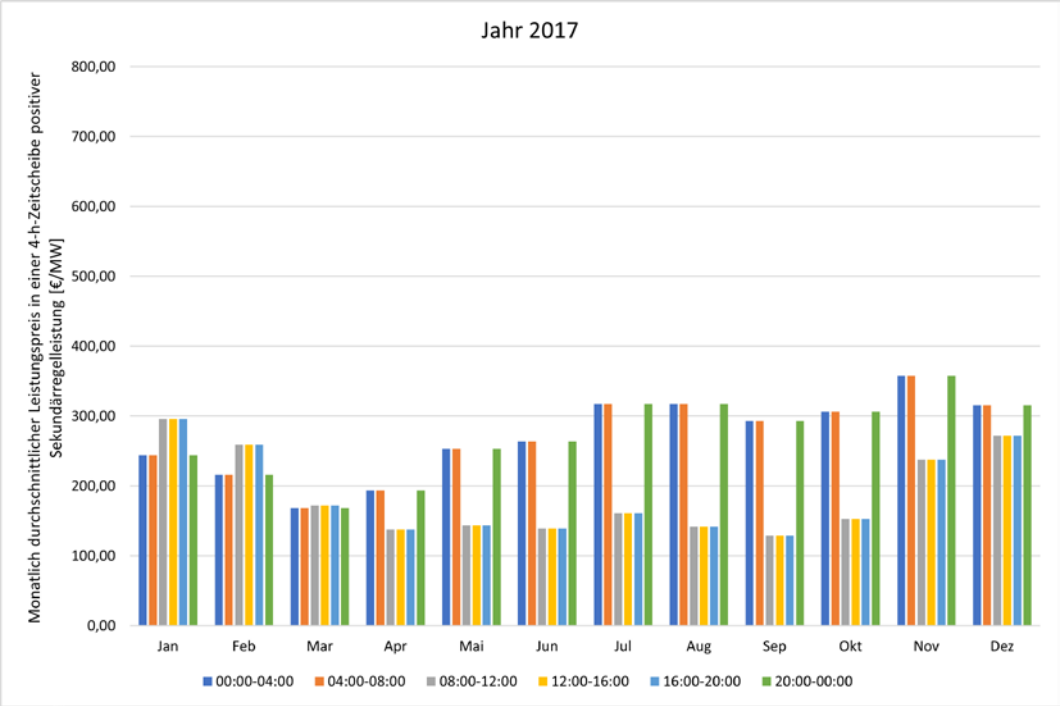
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 207: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2016.



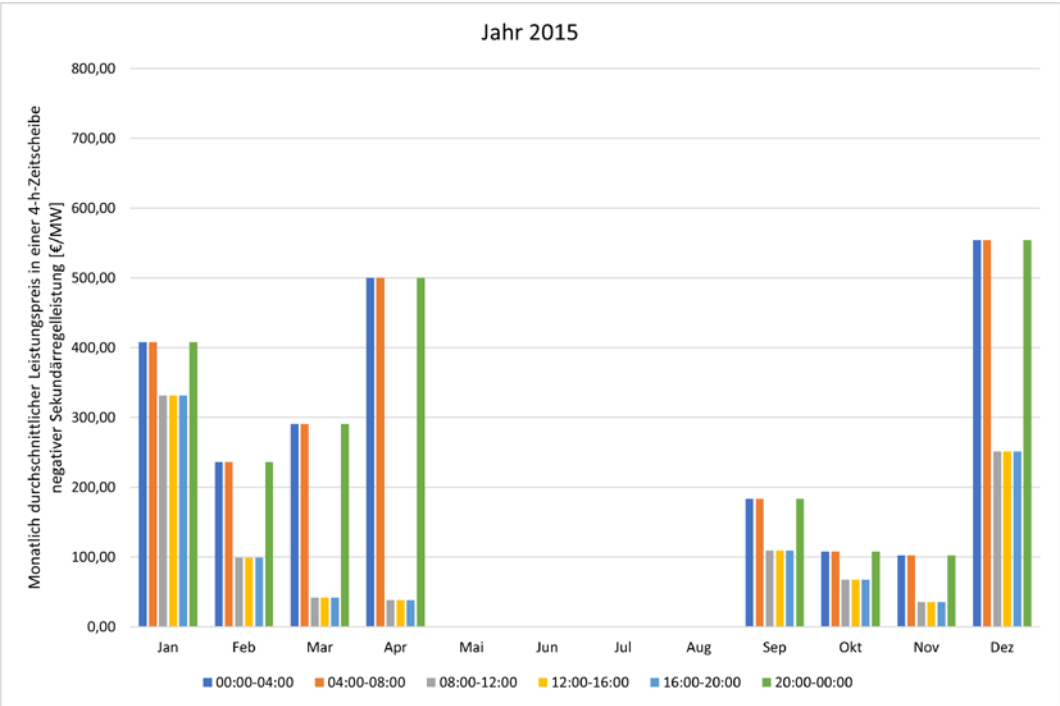
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 208: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2017.



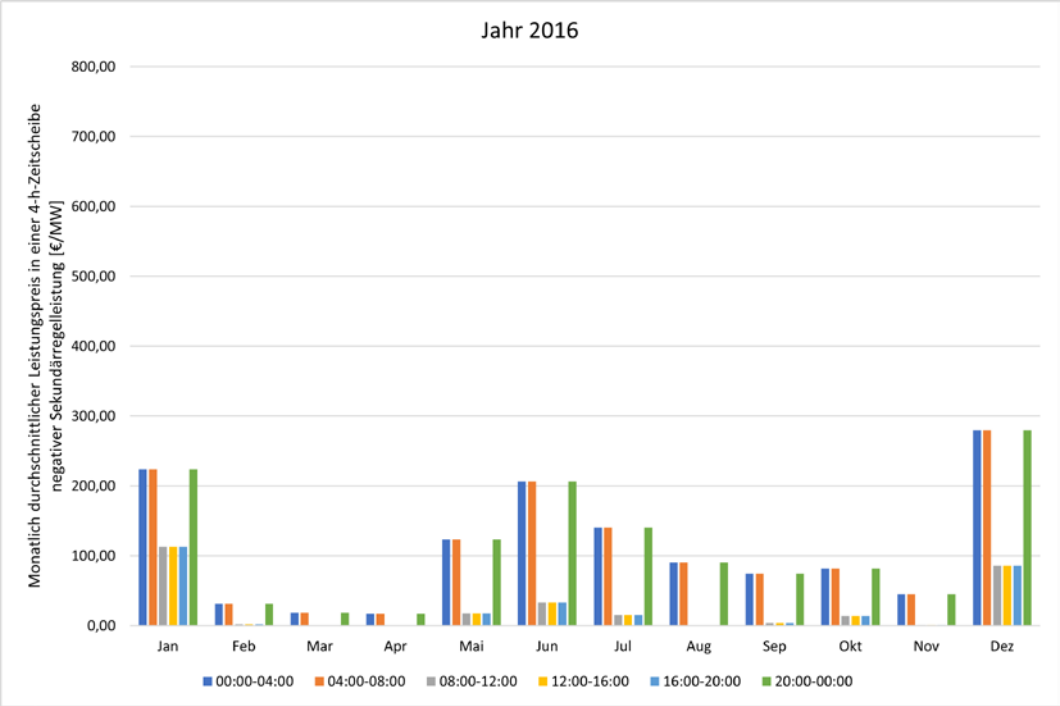
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 209: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2015.



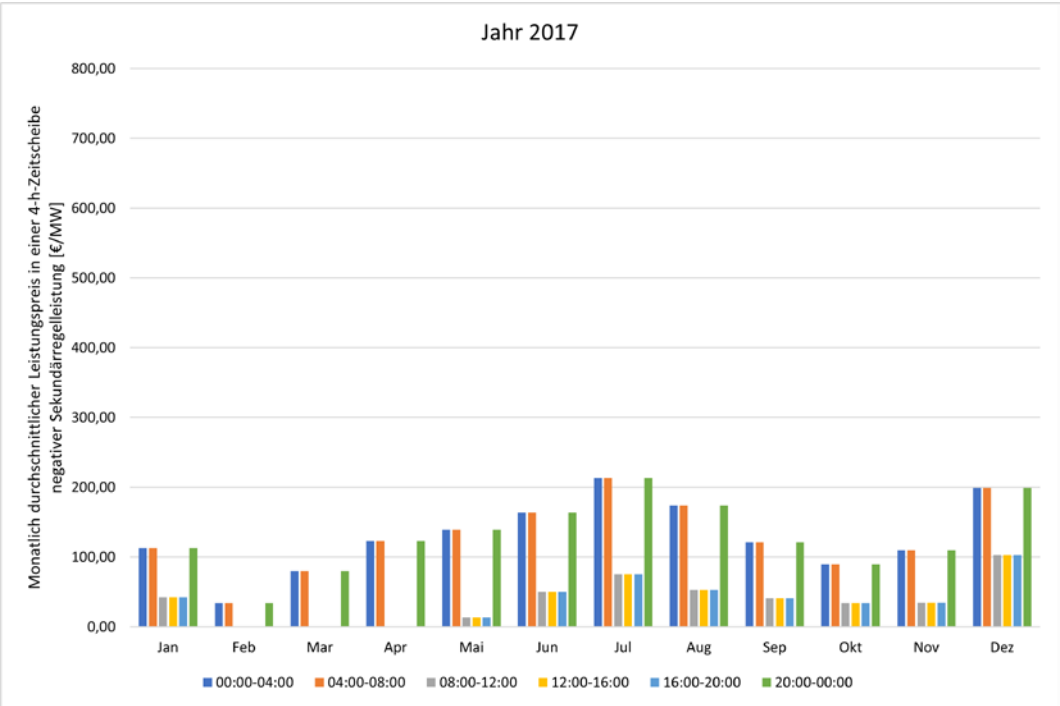
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 210: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 211: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2017.



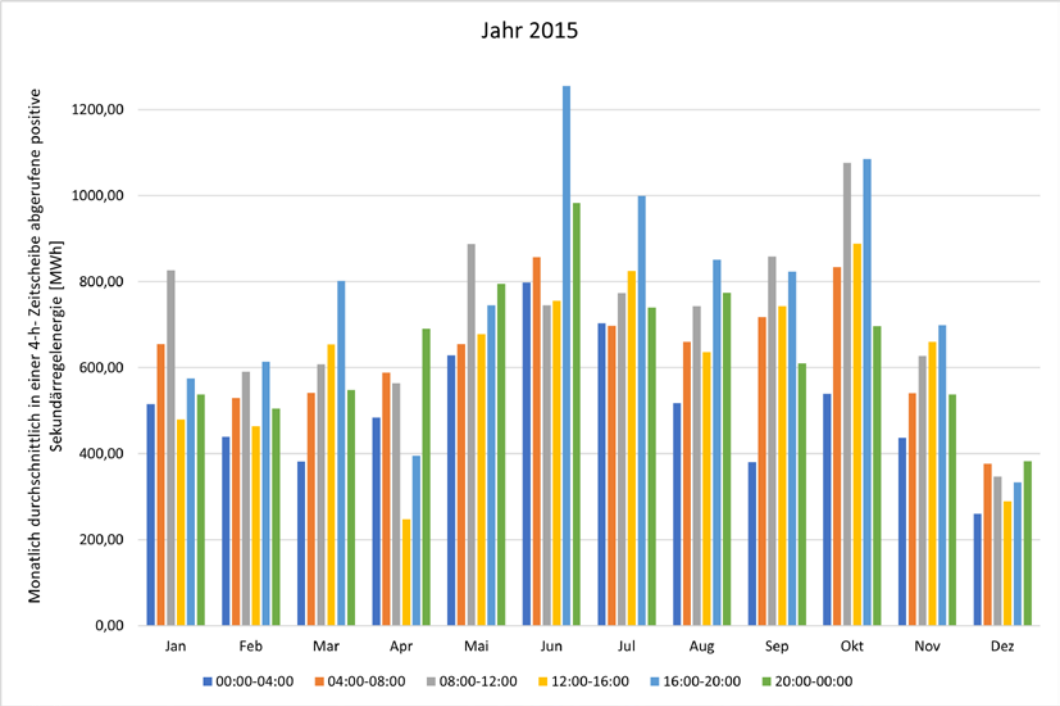
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelenergie ist für die Jahre 2015, 2016 und 2017 in den Abbildung 212, Abbildung 213 und Abbildung 214 dargestellt. Die abgerufene Regelenergie unterliegt im Tagesverlauf Fluktuationen, die je nach Monat unterschiedlich stark

ausfallen. Tendenziell wird untertags mehr Regelenergie benötigt als nachts. Auch der Regelenergiebedarf zeigt einen Abwärtstrend.

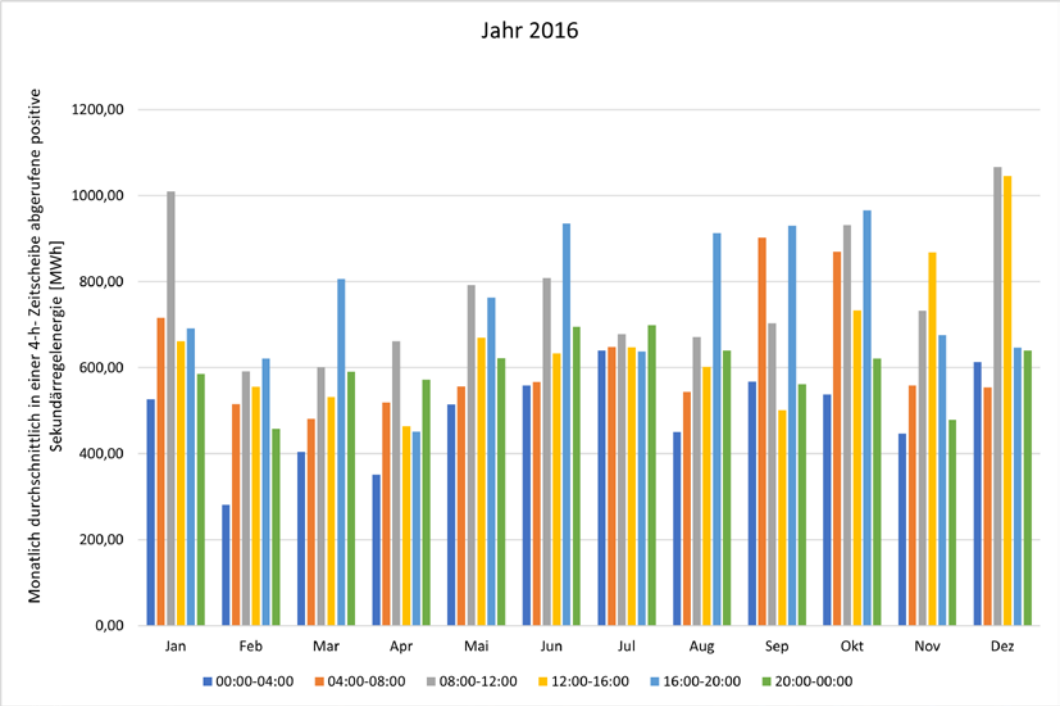
Auch die durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelenergie weist die oben genannten Fluktuationen auf. Allerdings nahm der Bedarf 2017 im Vergleich zum Vorjahr wieder deutlich zu. Die Verläufe der durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufenen negativen Sekundärregelenergie können den Abbildung 215, Abbildung 216 und Abbildung 217 entnommen werden.

Abbildung 212: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelleistung 2015.



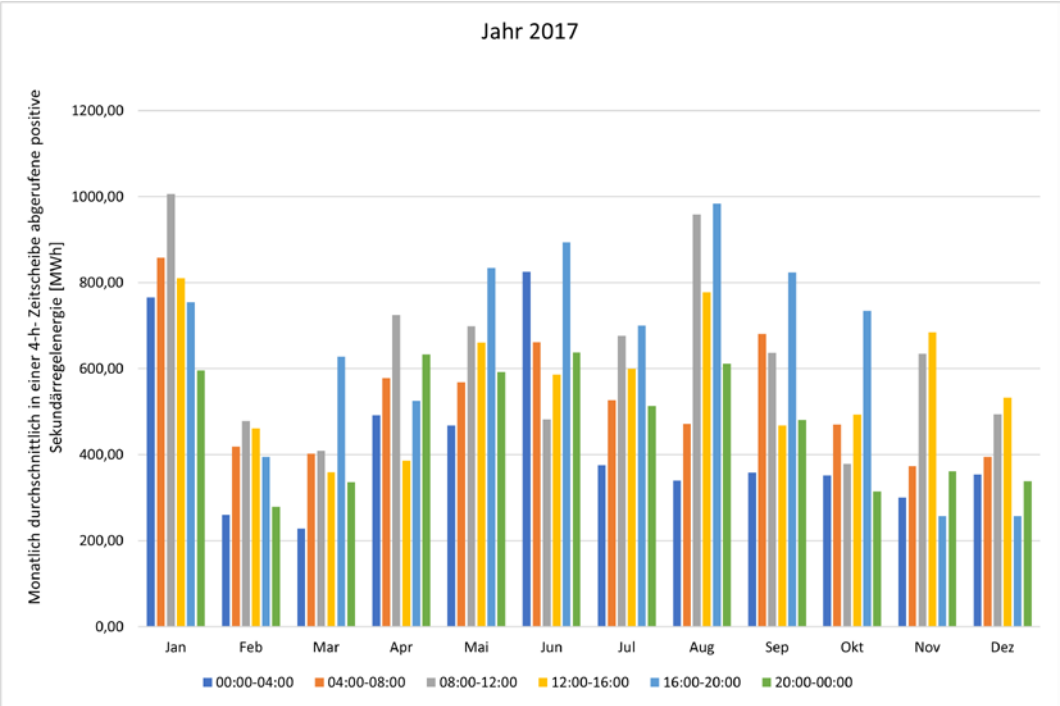
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 213: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelleistung 2016.



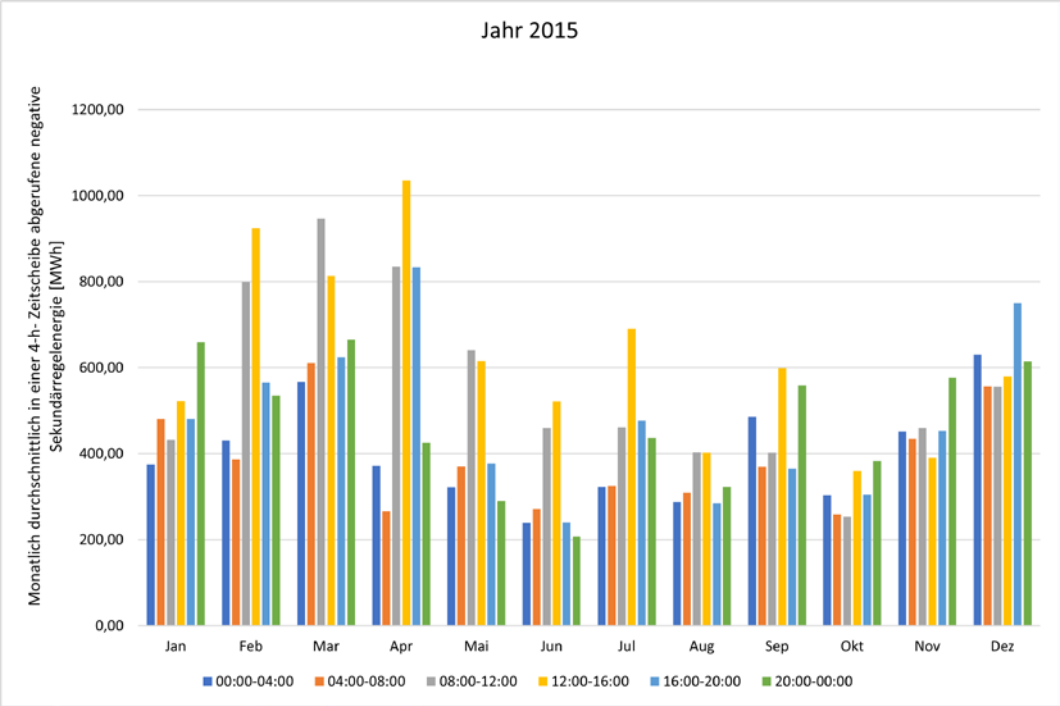
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 214: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelleistung 2017.



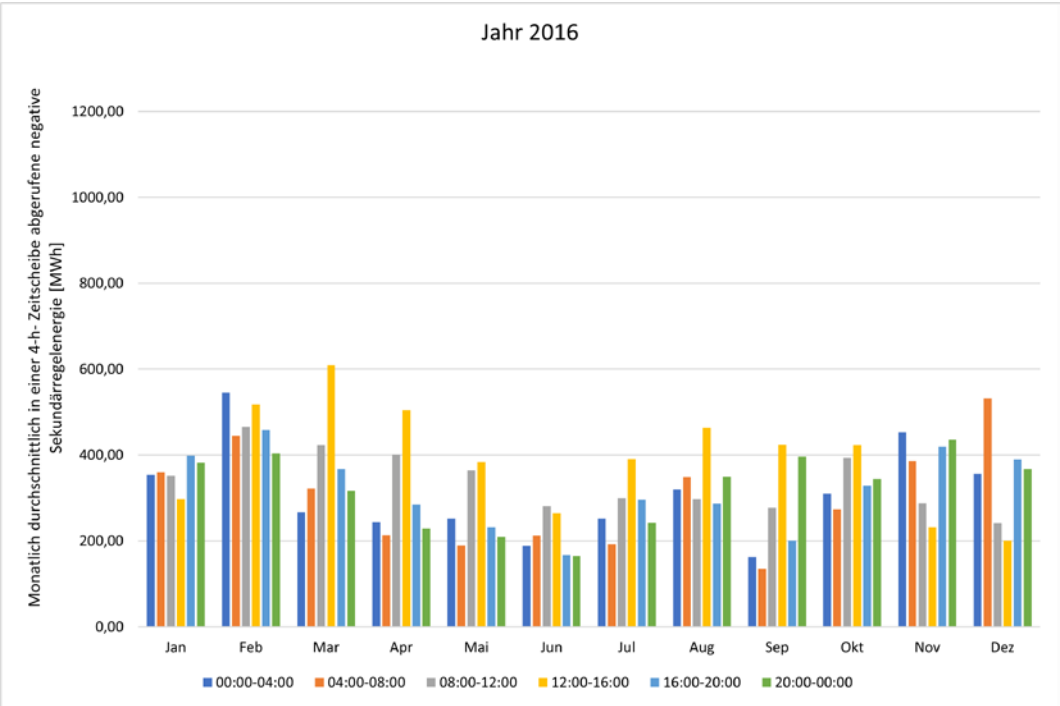
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 215: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelleistung 2015.



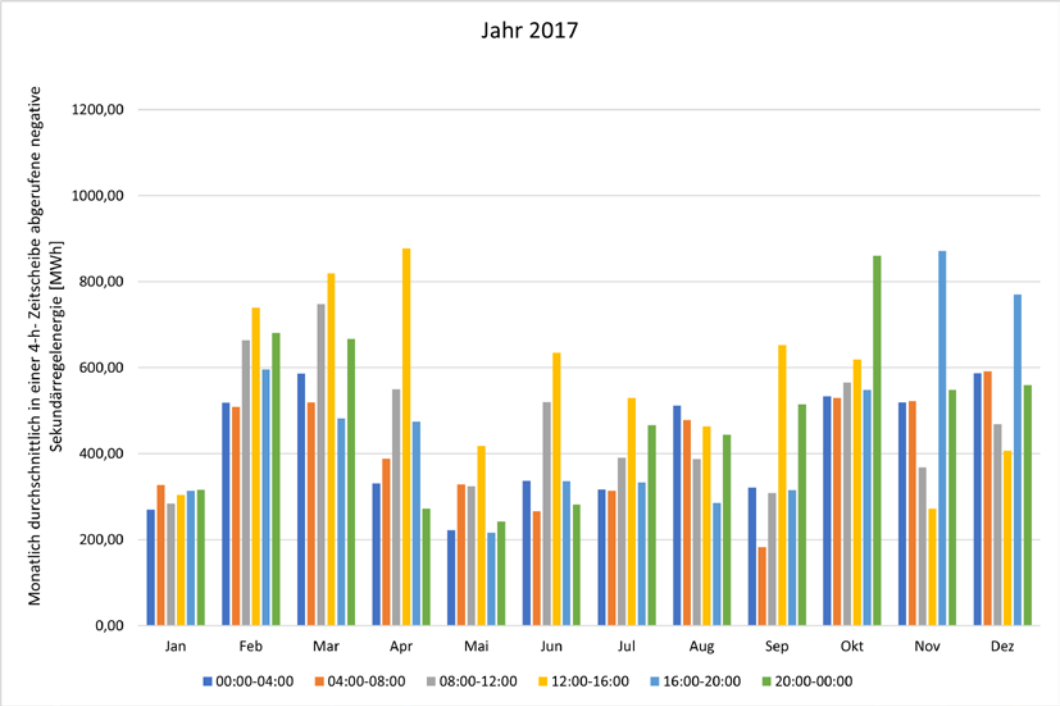
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 216: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

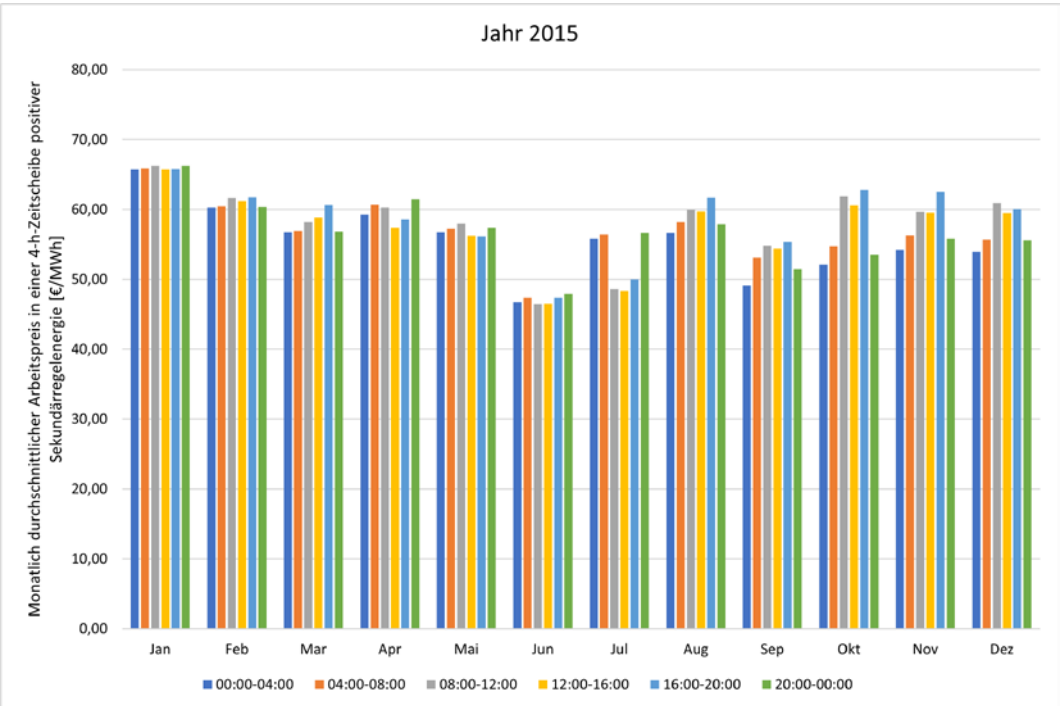
Abbildung 217: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelleistung 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

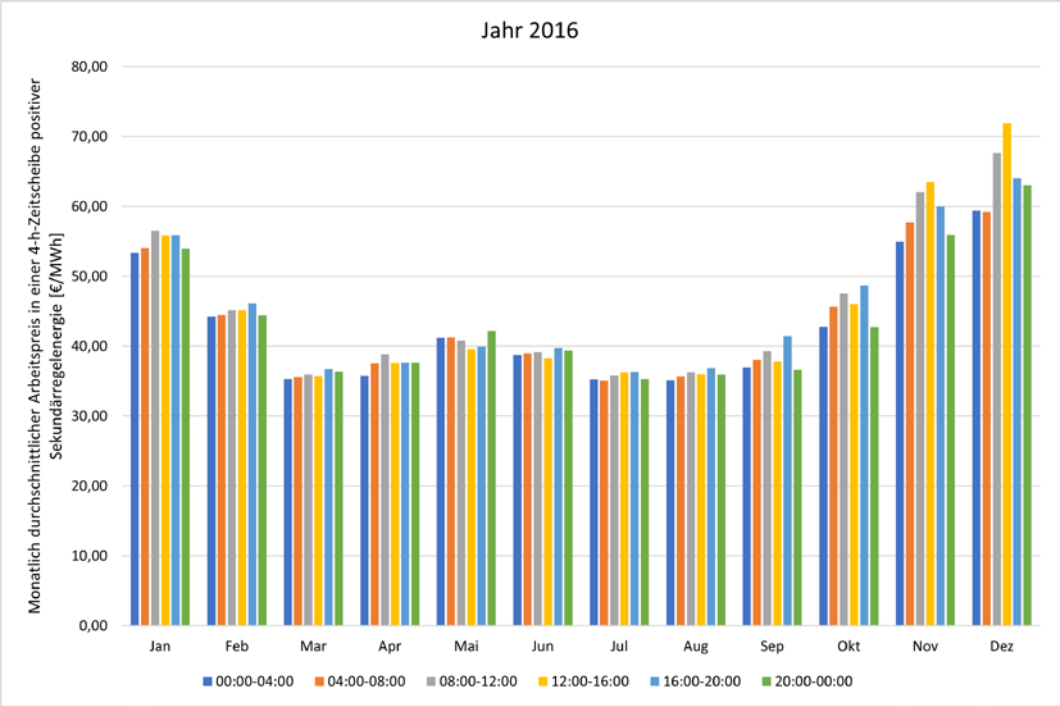
Die Unterschiede im Arbeitspreis zwischen Tag und Nacht fallen für die positive Sekundärregelleistung meist gering aus und zeigen in den Sommermonaten einen leichten Rückgang im Vergleich zu den Wintermonaten. Abbildung 218, Abbildung 219 und Abbildung 220 zeigen die Jahresverläufe.

Abbildung 218: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2015.



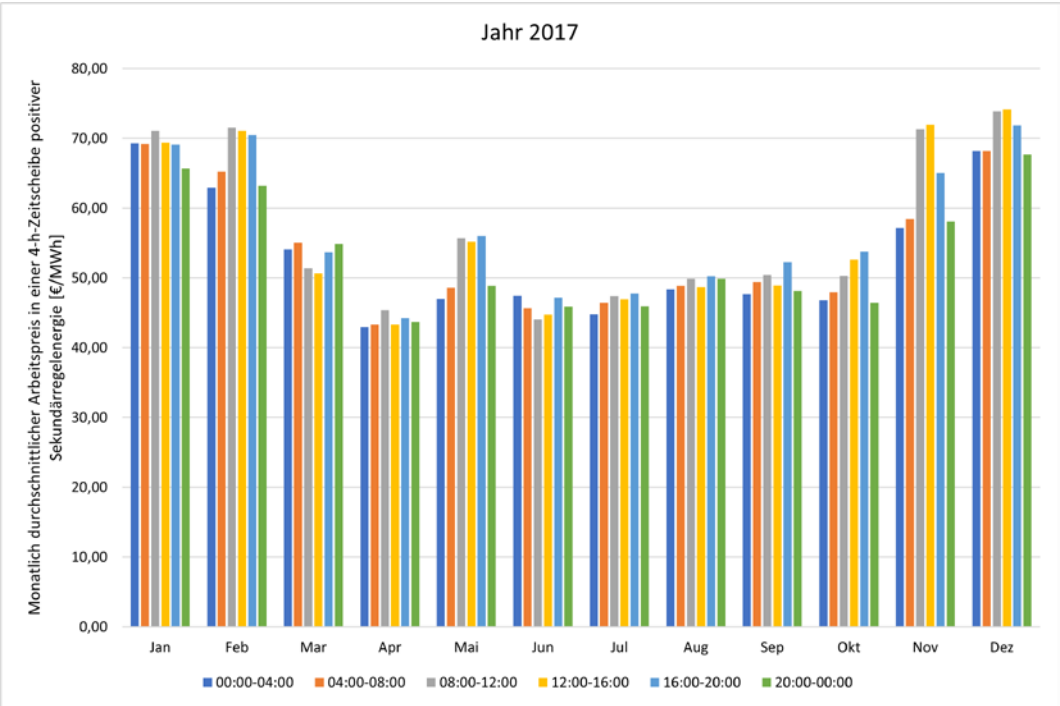
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 219: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

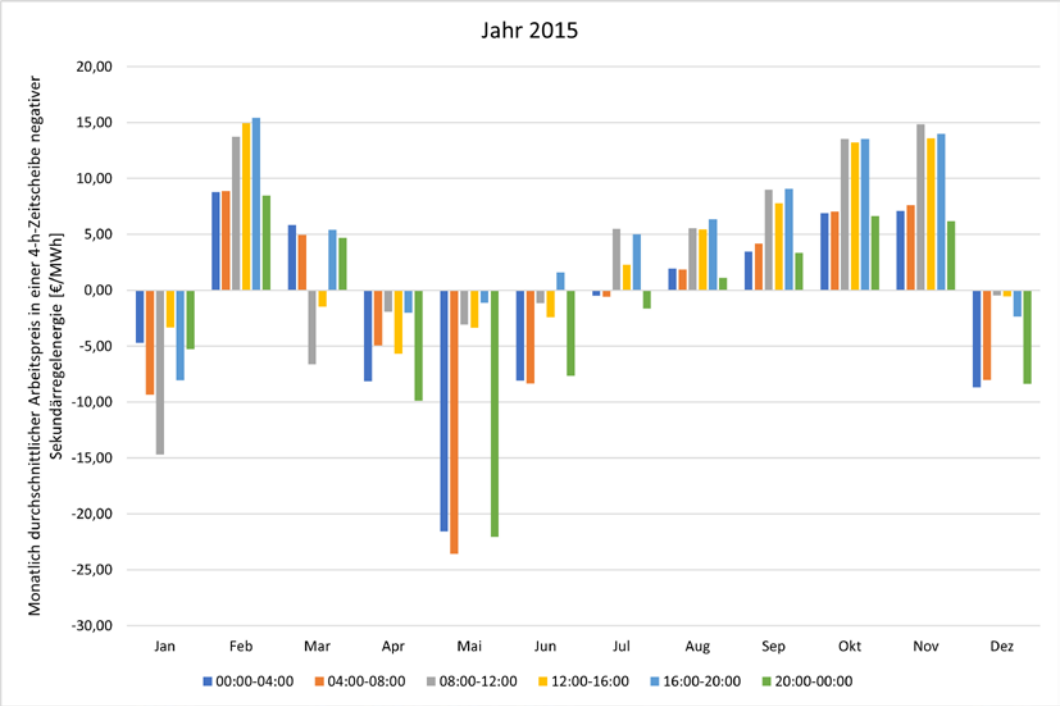
Abbildung 220: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

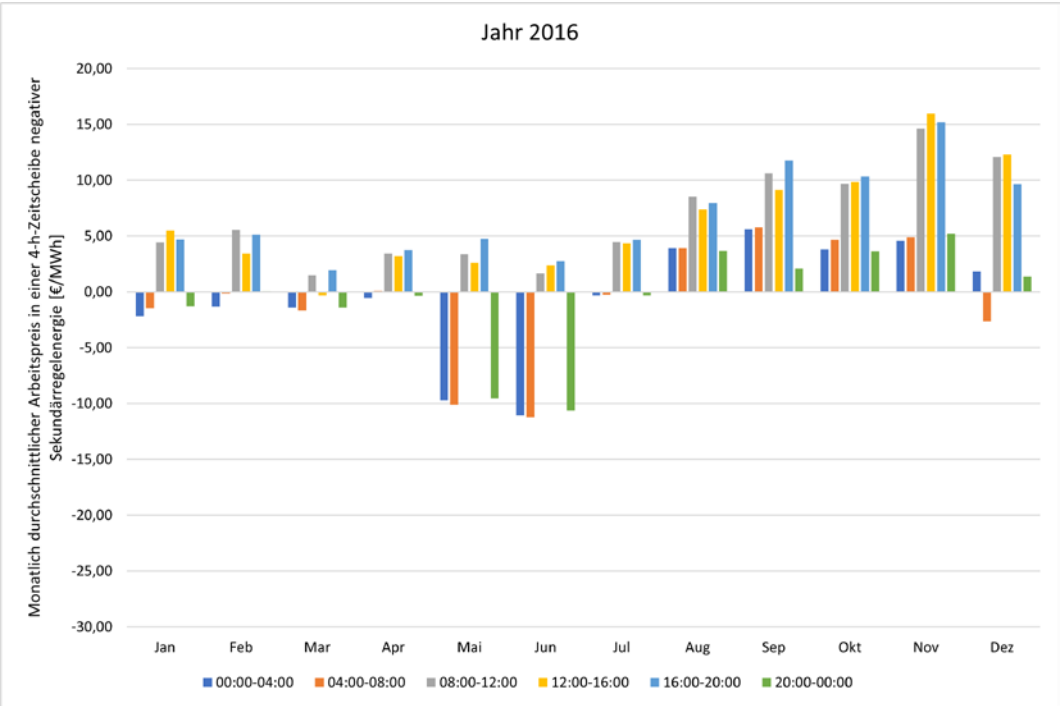
Im Gegensatz zur positiven SRL wurden bei der negativen SRL auch negative Arbeitspreise erzielt. Die Abbildung 221, Abbildung 222 und Abbildung 223 zeigen zudem ein deutlich niedrigeres Preisniveau für die negative SRL. Eine Abhängigkeit der Arbeitspreise von der Jahreszeit konnte nicht identifiziert werden.

Abbildung 221: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2015.



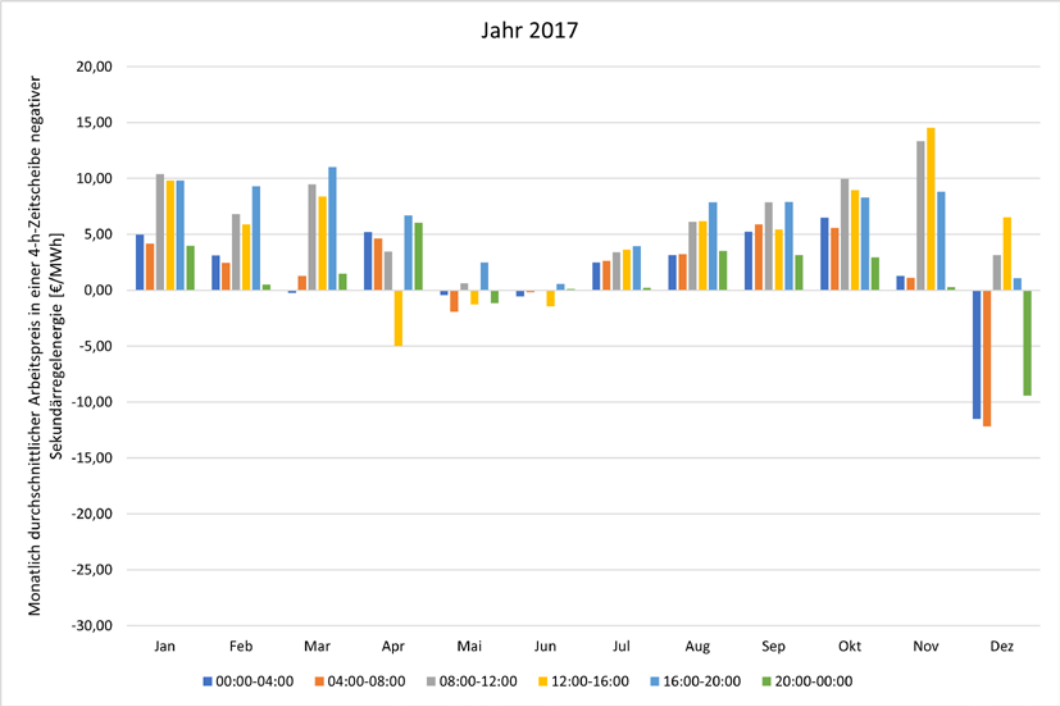
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 222: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 223: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung 2017.

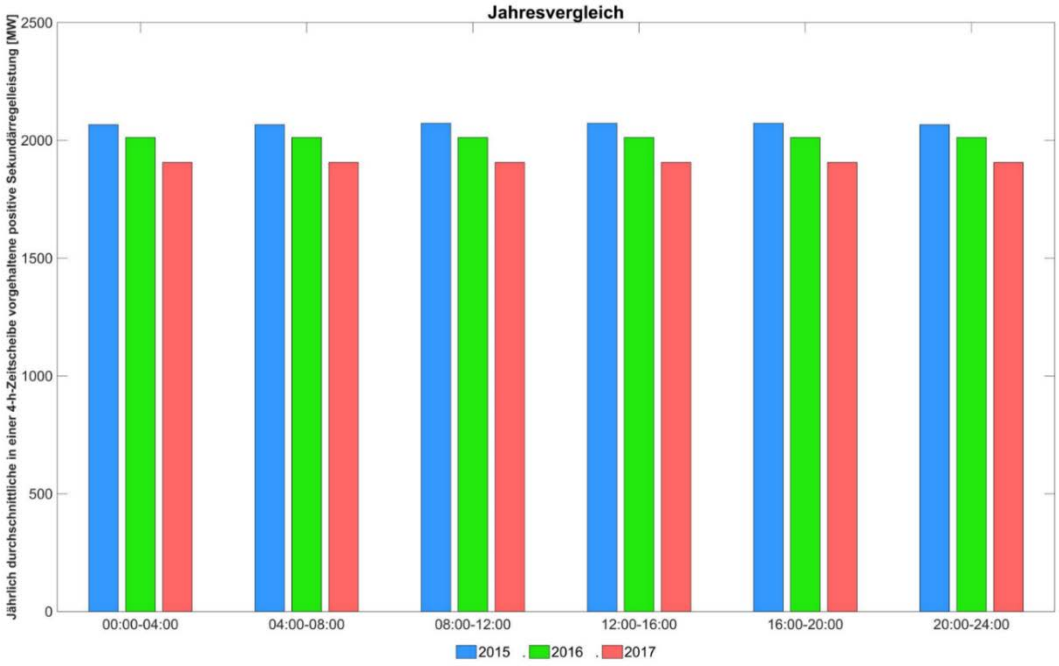


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Zeitscheiben-Jahresdurchschnittswerte der Sekundärregelleistung

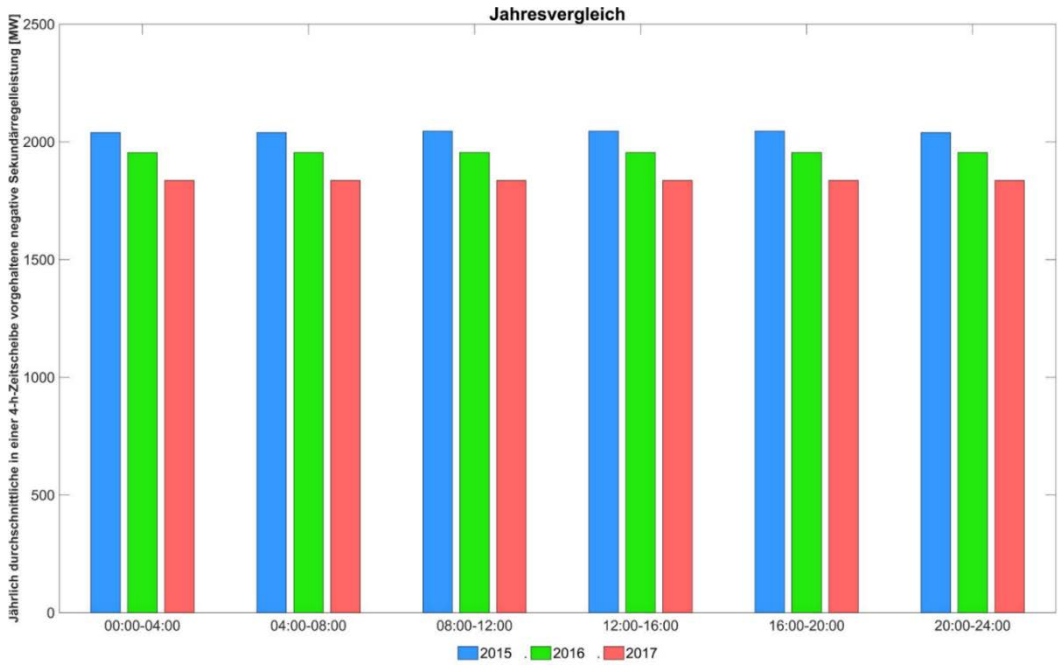
Die nachfolgenden Abbildungen fassen die im vorausgehenden Kapitel vorgestellten Ergebnisse dahingehend zusammen, dass die monatlichen Durchschnittswerte zu jeweils jährlichen Durchschnittswerten zusammengefasst werden, die dann vergleichend gegenübergestellt werden. Somit lassen sich Tendenzen und Trends für Regelleistungsbedarf und Leistungs- sowie Arbeitspreise ableiten. In Abbildung 224 und Abbildung 225 werden hierzu die jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltenen Leistungsbeträge für positive und negative Sekundärregelleistung dargestellt. Abbildung 226 und Abbildung 227 zeigen die jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe erzielten Leistungspreise. Aus Abbildung 228 und Abbildung 229 gehen die jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufenen Energiemengen positiver und negativer Sekundärregelenergie hervor. In Abbildung 230 und Abbildung 231 sind die dabei am Markt im Jahresdurchschnitt in einer 4h-Zeitscheibe erzielten Arbeitspreise dargestellt.

Abbildung 224: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Sekundärregelleistung.



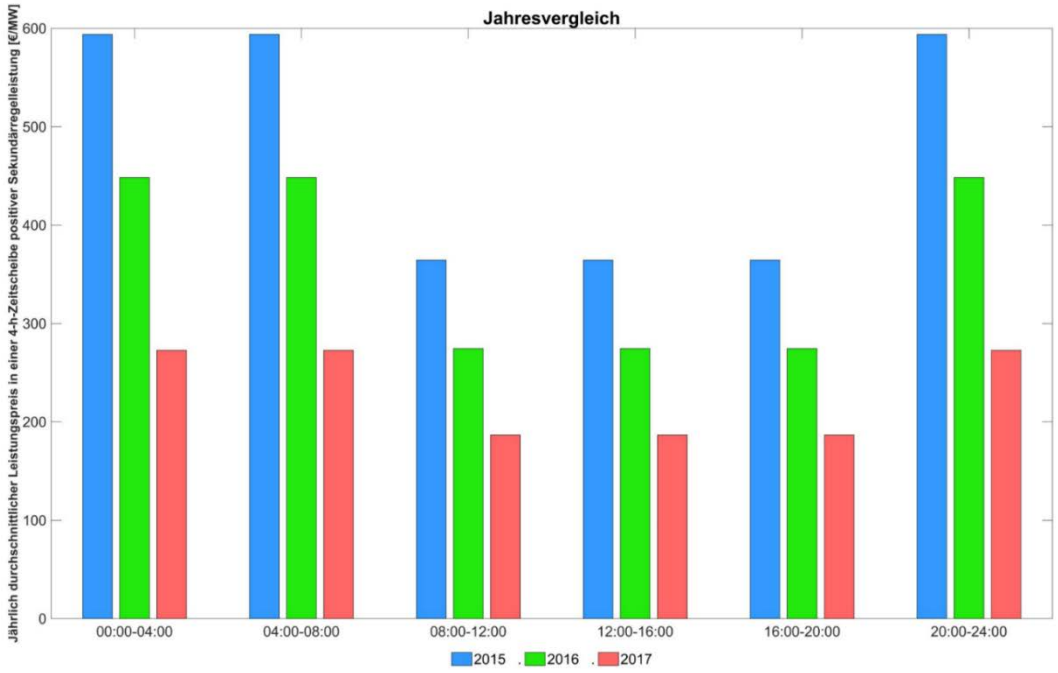
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 225: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Sekundärregelleistung.



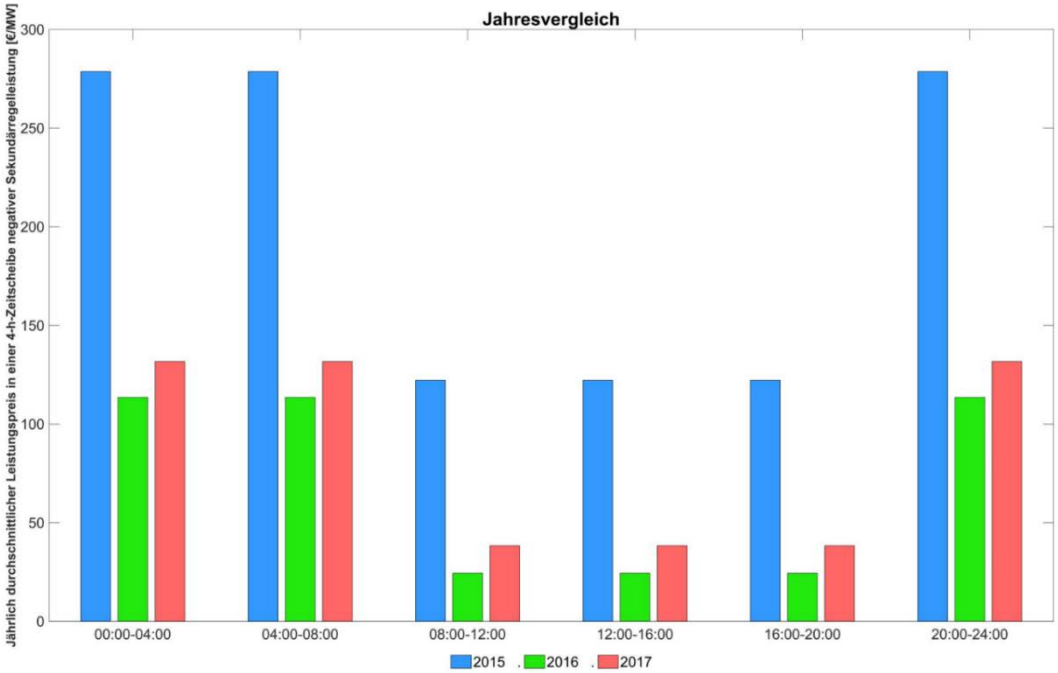
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 226: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelleistung.



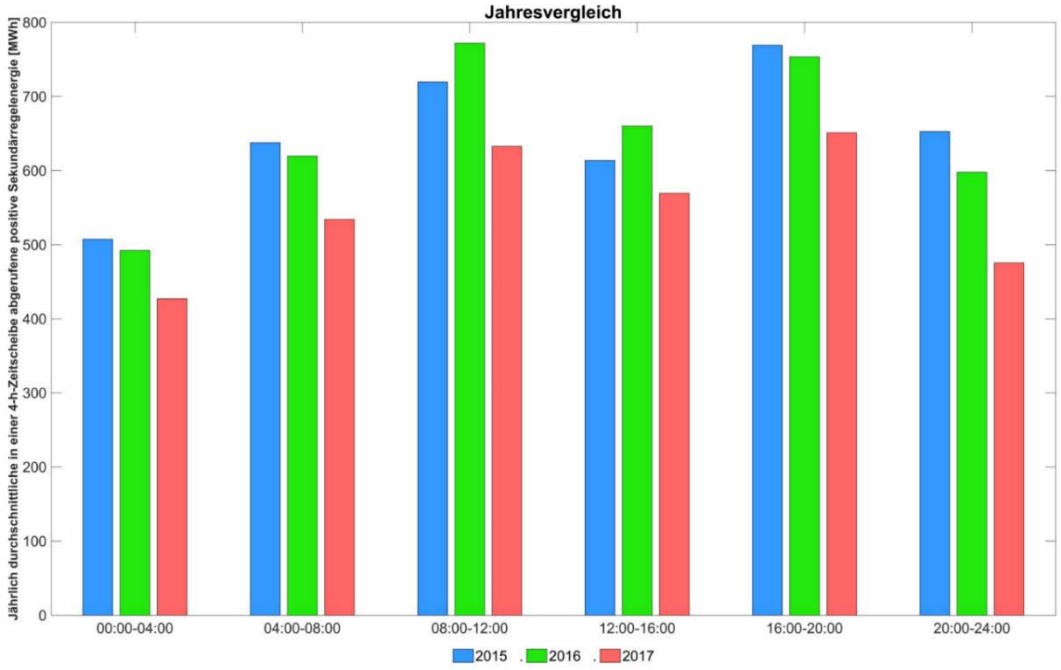
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 227: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelleistung.



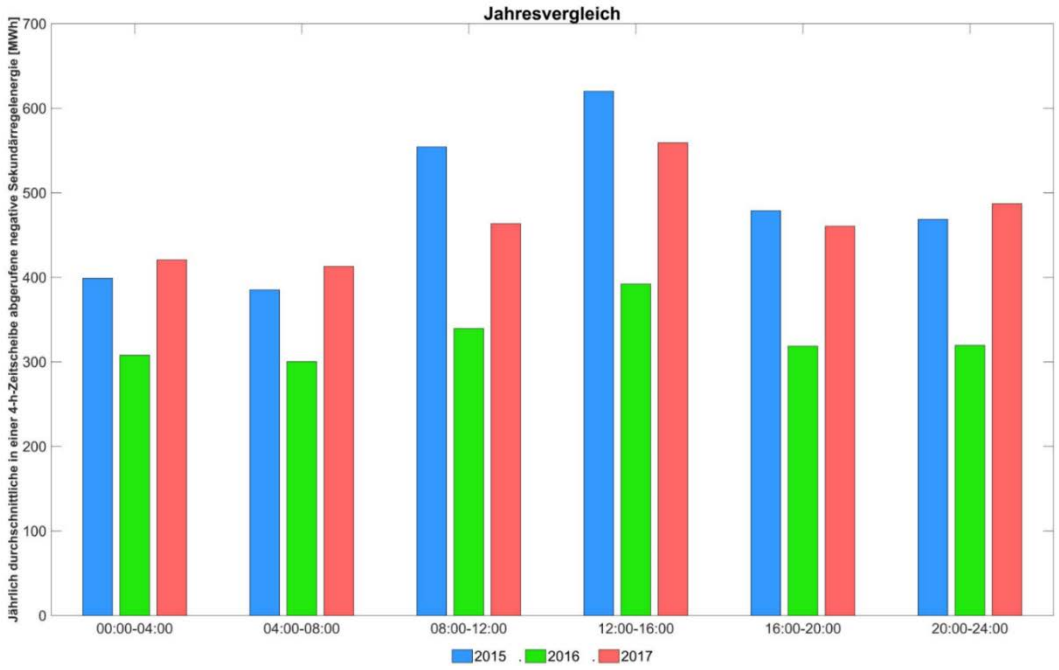
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 228: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Sekundärregelenergie.



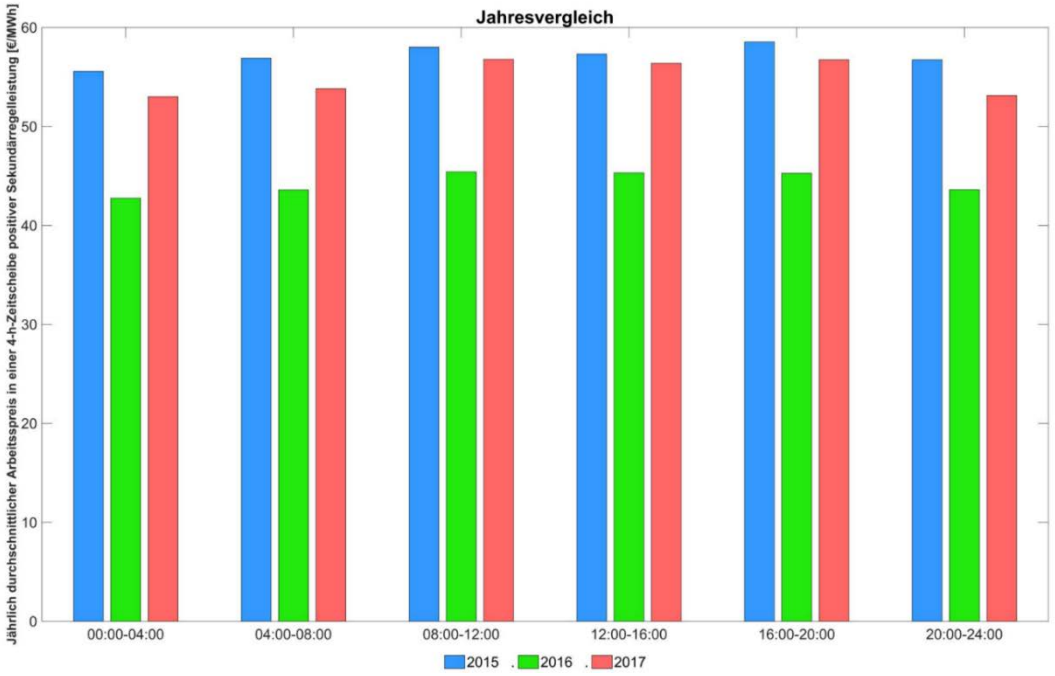
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 229: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Sekundärregelenergie.



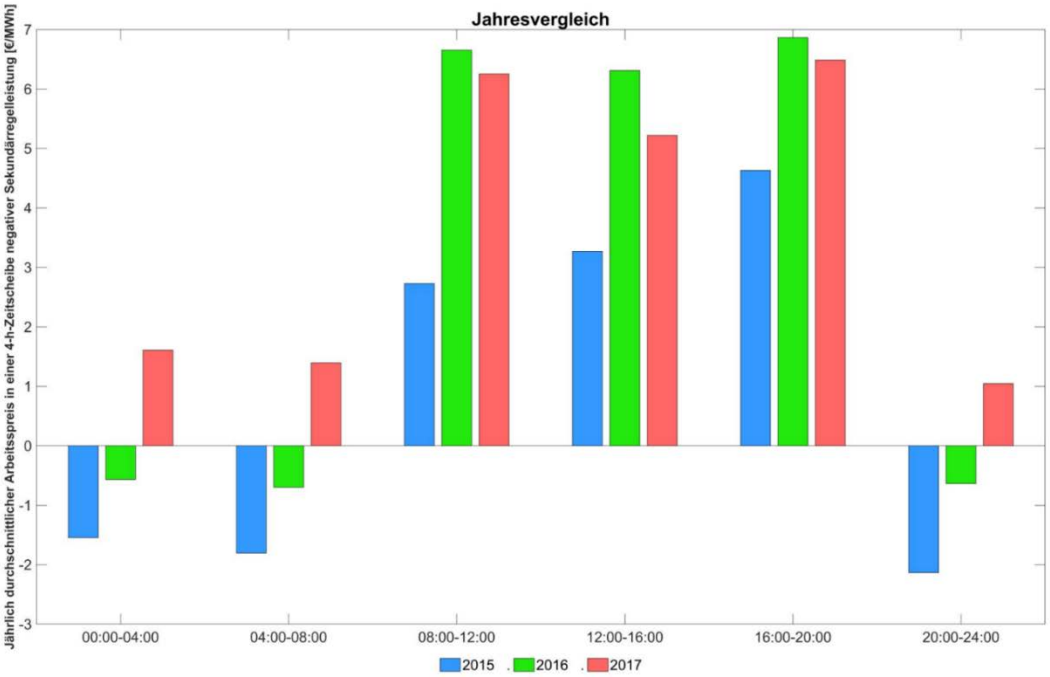
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 230: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Sekundärregelenergie.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 231: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Sekundärregelenergie.



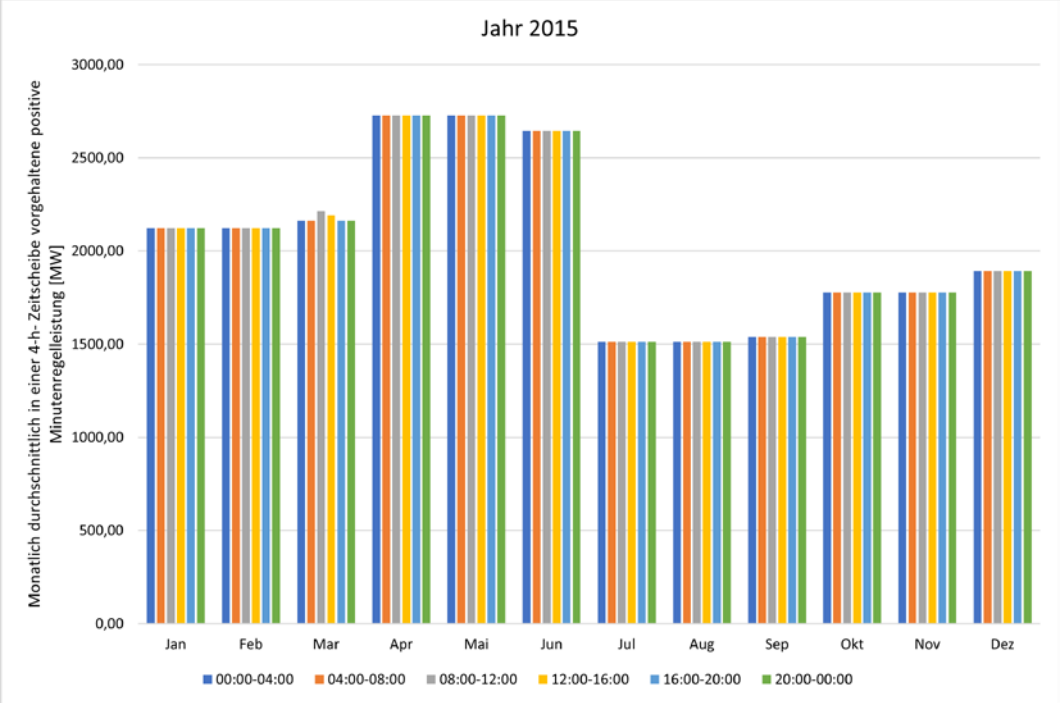
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Minutenregelleistung

Zeitscheiben-Jahresanalysen der Minutenregelleistung

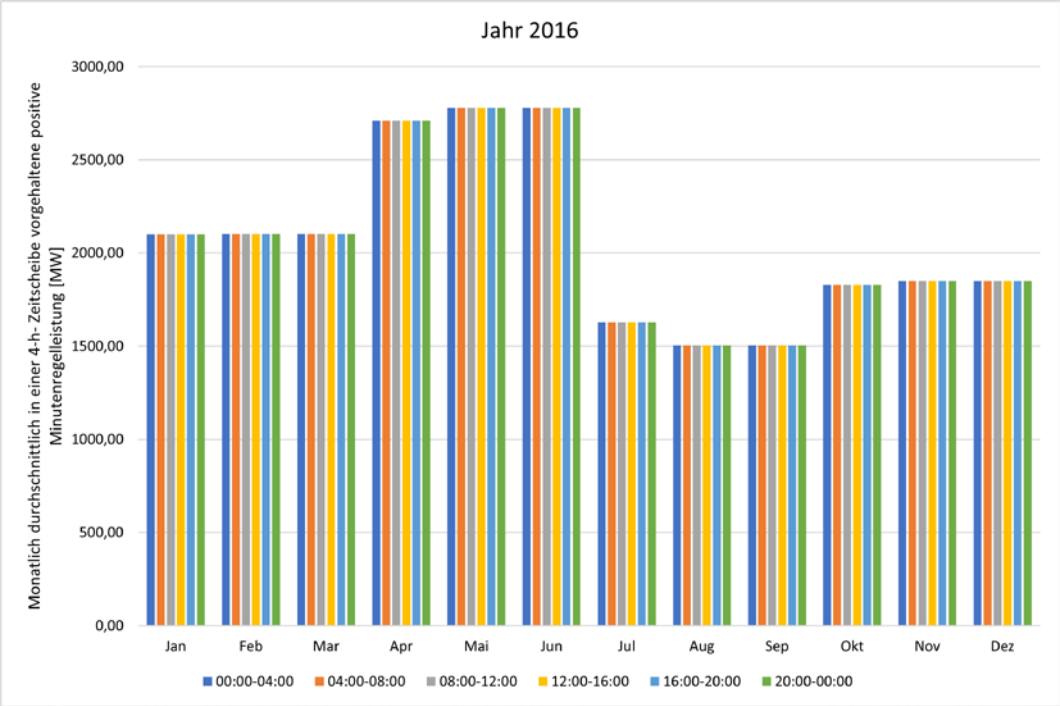
Abbildung 232, Abbildung 233 und Abbildung 234 zeigen die in den Jahren 2015 - 2017 monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung, Abbildung 235, Abbildung 236 und Abbildung 237 die negative Regelleistung. Es ist festzustellen, dass über das Jahr hinweg quartalweise Schwankungen in der Menge vorgehaltener positiver und negativer Minutenregelleistung auftreten. Innerhalb eines Quartals sind in den meisten Fällen keine oder nur geringe Unterschiede zwischen den Zeitscheiben innerhalb eines Monats festzustellen. Die Unterschiede zwischen den Quartalen sind auf alle drei Monate neu festgelegten vorzuhaltenden Mengen zurückzuführen.

Abbildung 232: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung 2015.



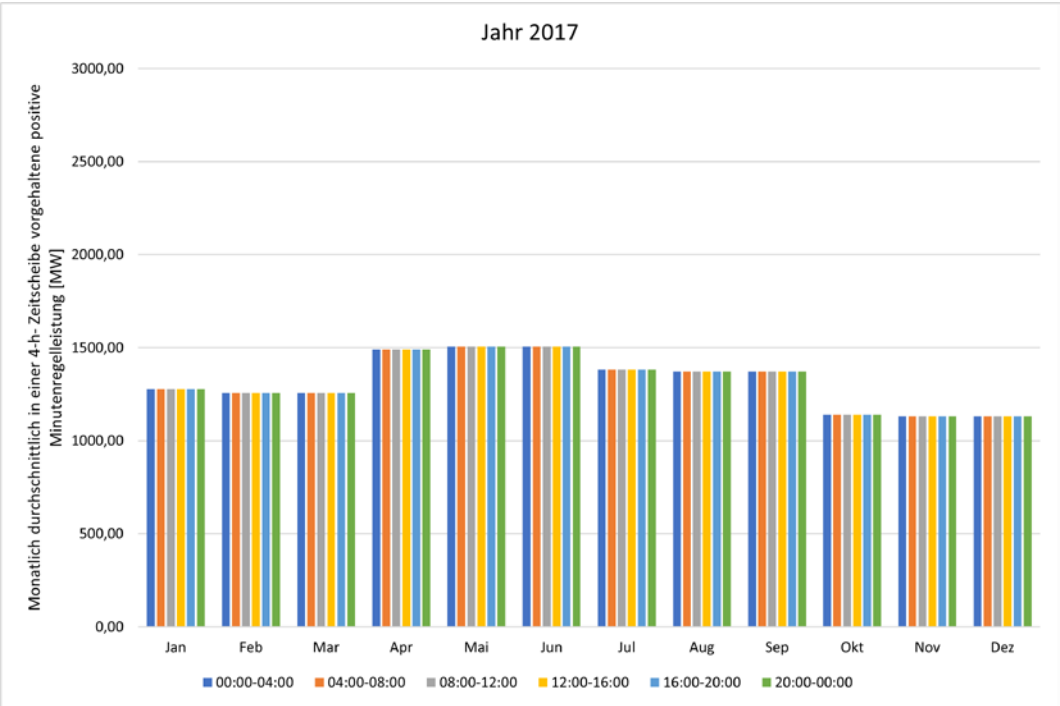
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 233: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung 2016.



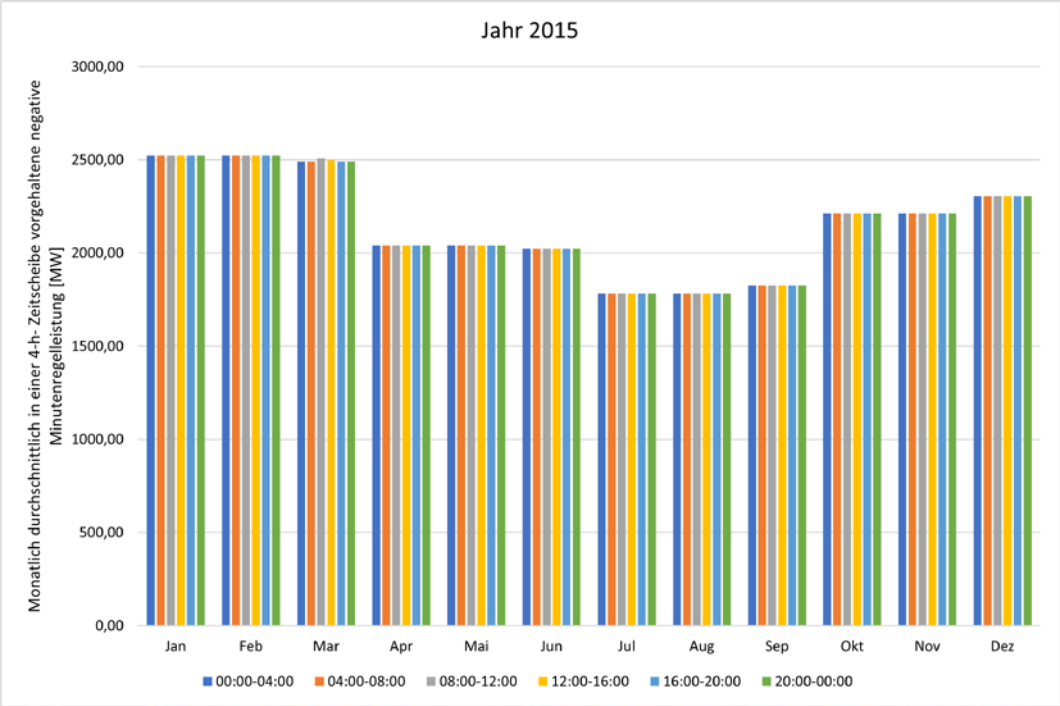
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 234: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 235: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung 2015.

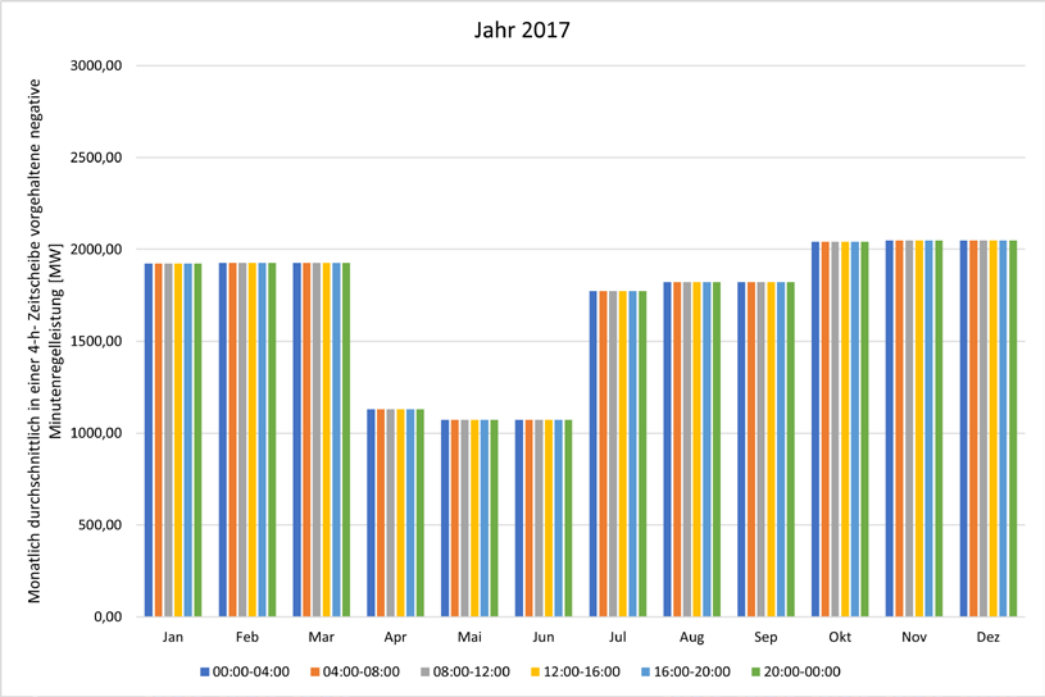


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 236: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung 2016.

Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

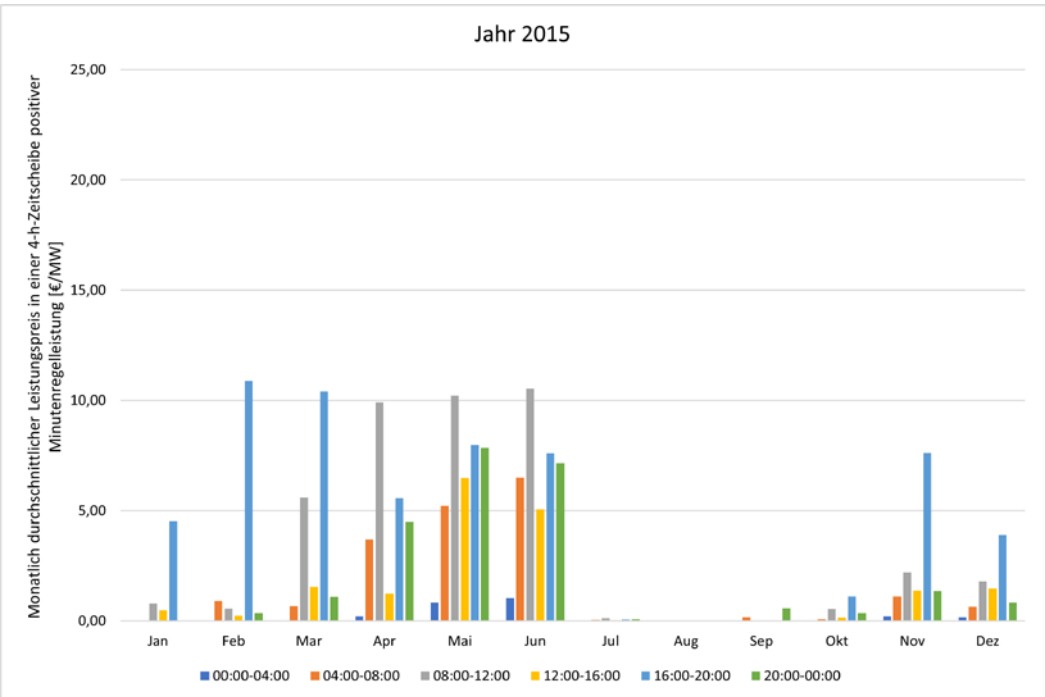
Abbildung 237: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

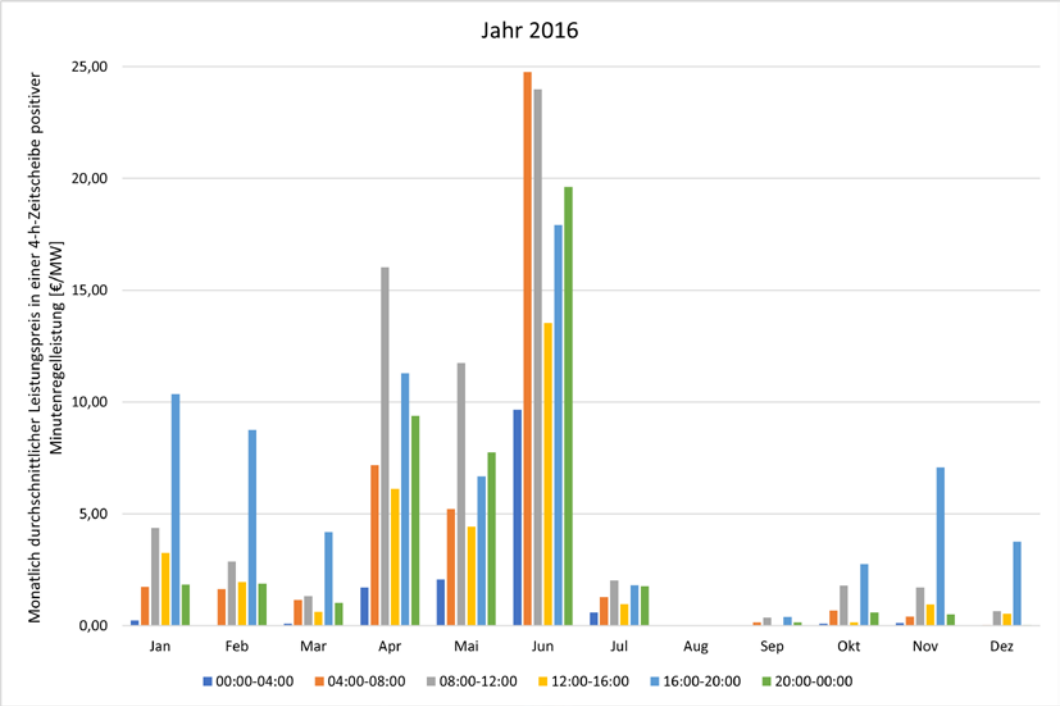
Die in Abbildung 238 bis Abbildung 243 dargestellten monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe erzielten Leistungspreise weisen im Gegensatz zur Sekundärregelleistung für die positive SRL als auch für die negative MRL keinen eindeutigen Tag-Nacht-Unterschied auf und zeigen keinen zyklischen Verlauf. Ein Preisverfall wie bei der SRL konnte nicht eindeutig identifiziert werden.

Abbildung 238: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2015.



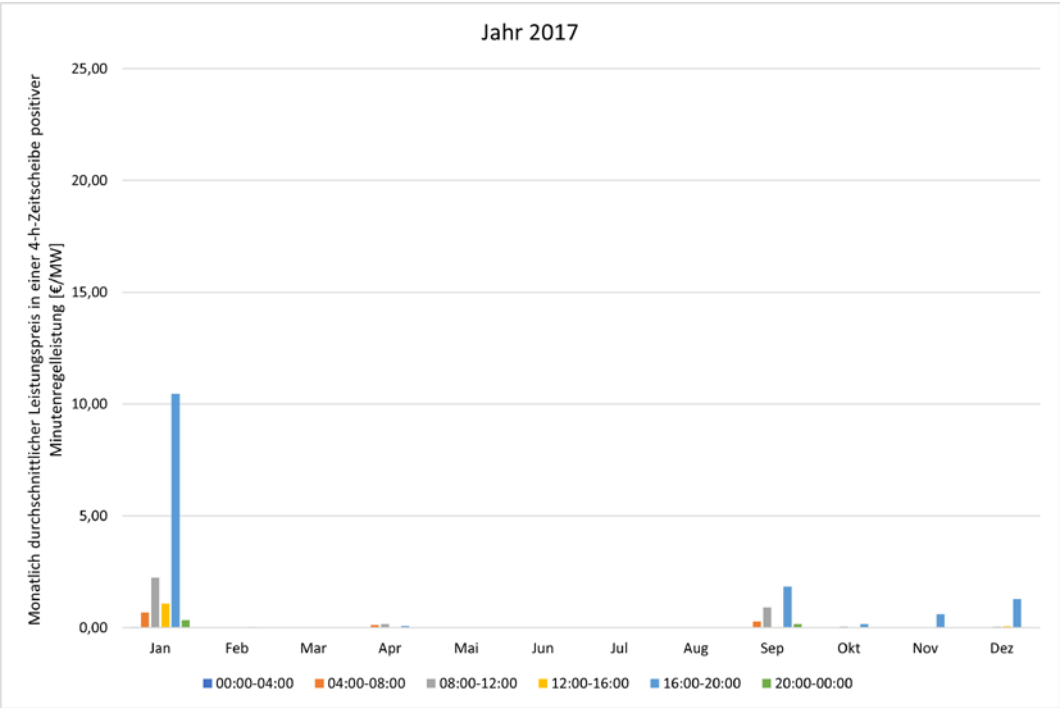
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 239: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2016.



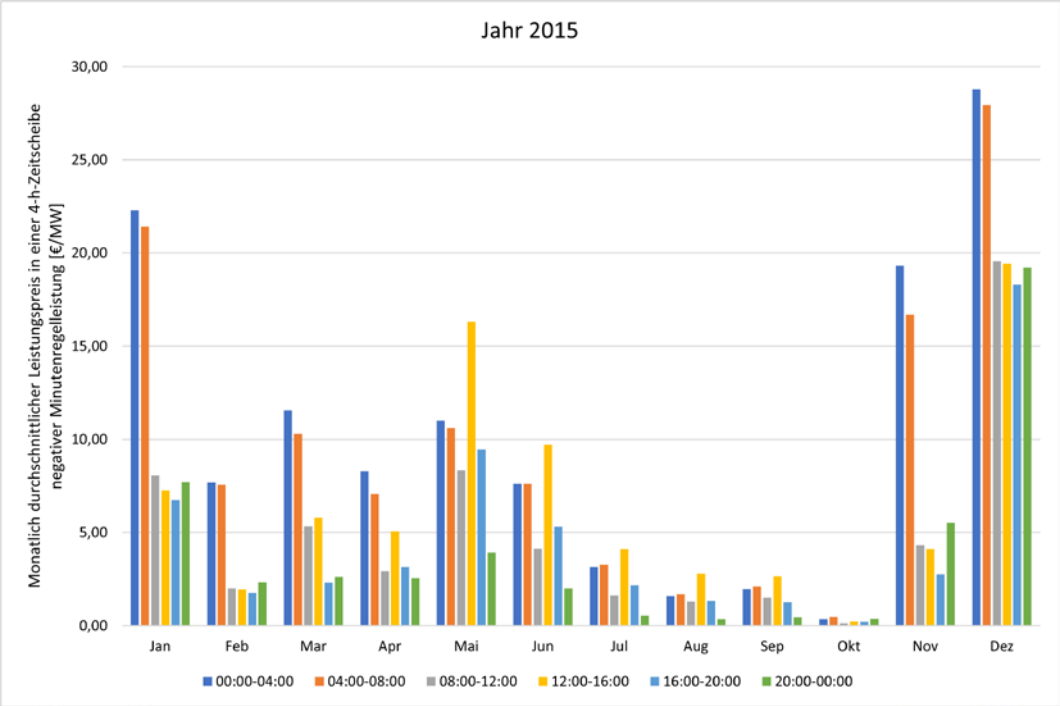
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 240: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2017.



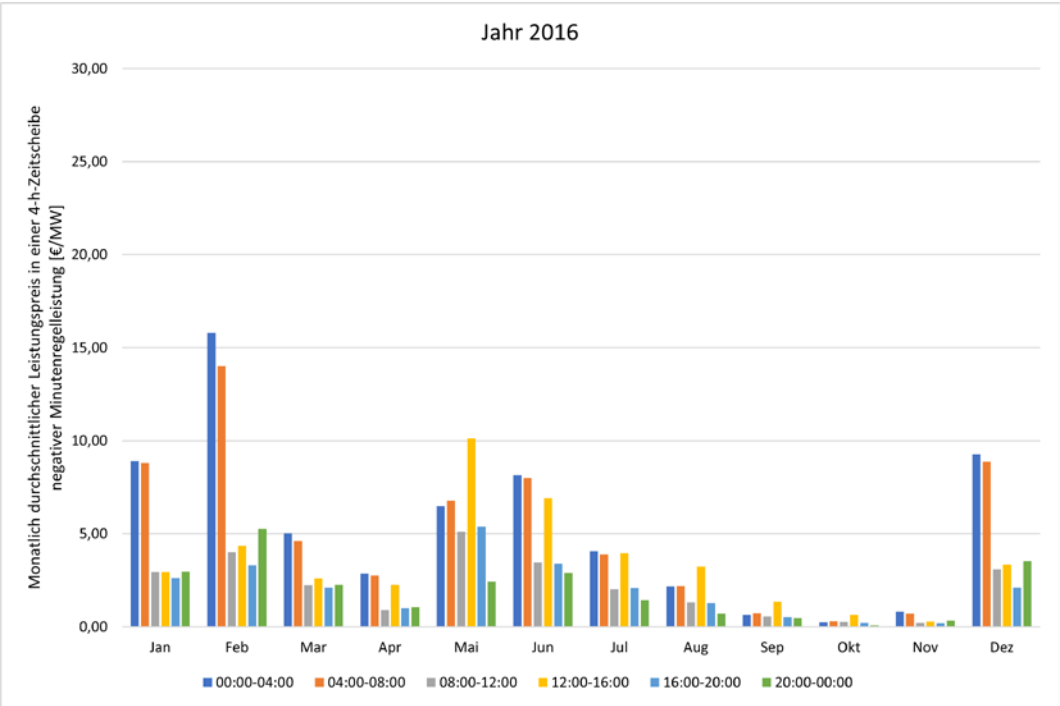
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 241: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2015.



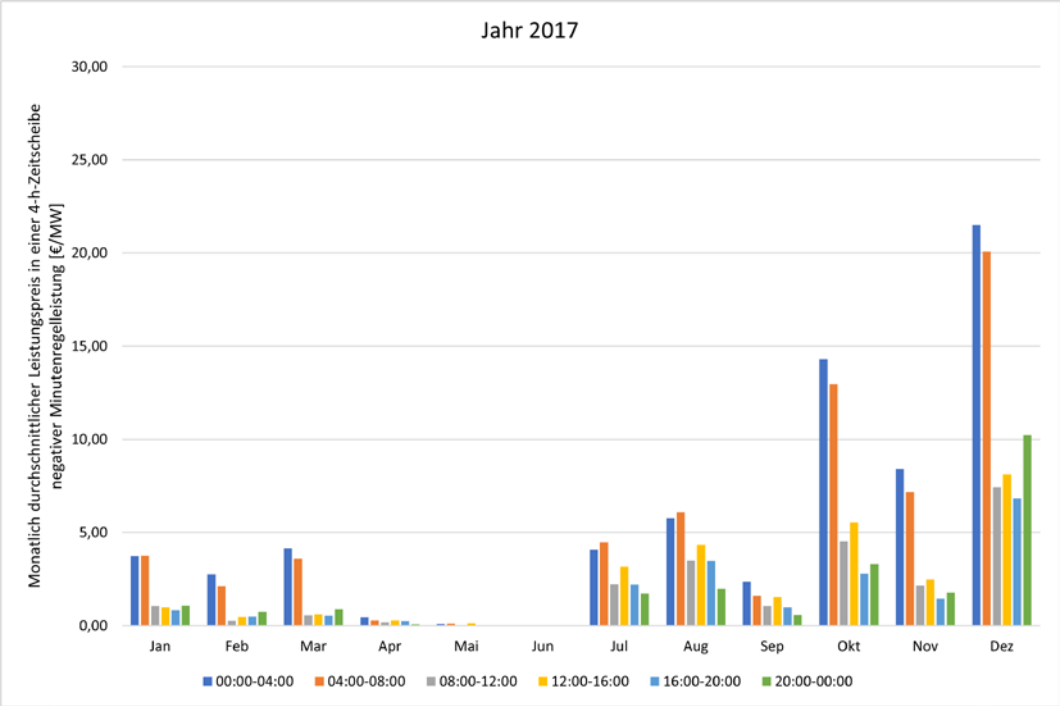
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 242: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenegelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 243: Monatlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2017.

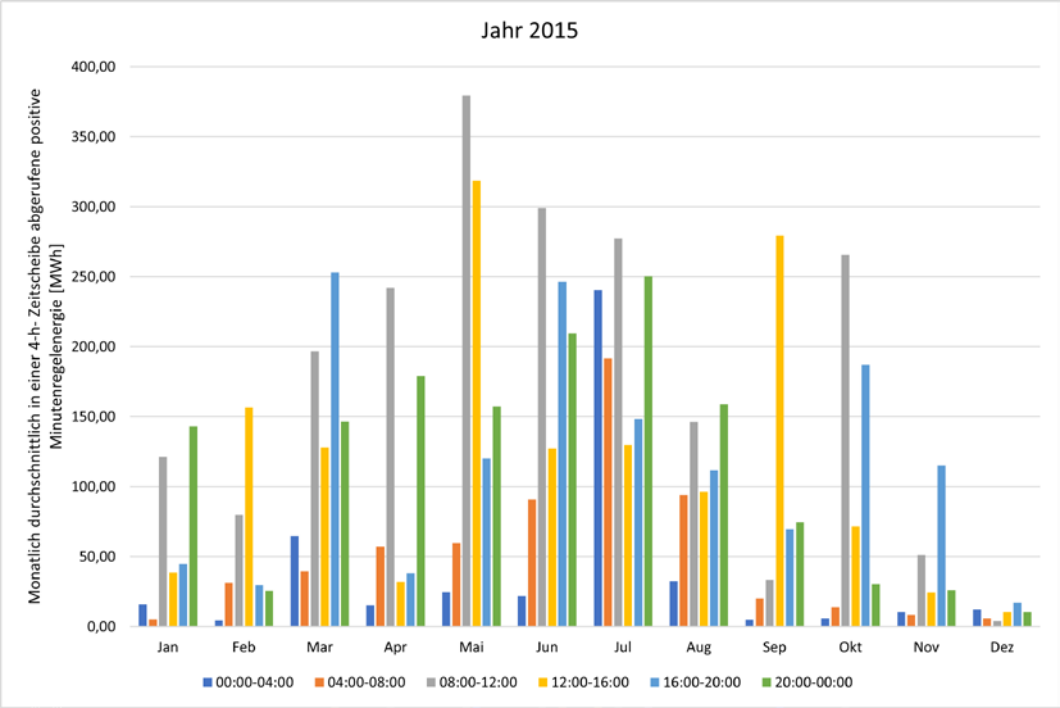


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Die durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie ist für die Jahre 2015, 2016 und 2017 in Abbildung 244, Abbildung 245 und Abbildung 246 dargestellt. Die abgerufene Regelenergie unterliegt im Tagesverlauf Fluktuationen, die je nach Monat unterschiedlich stark ausfallen. Tendenziell wird untertags mehr Regelenergie benötigt als nachts. Der Regelenergiebedarf zeigt einen Abwärtstrend.

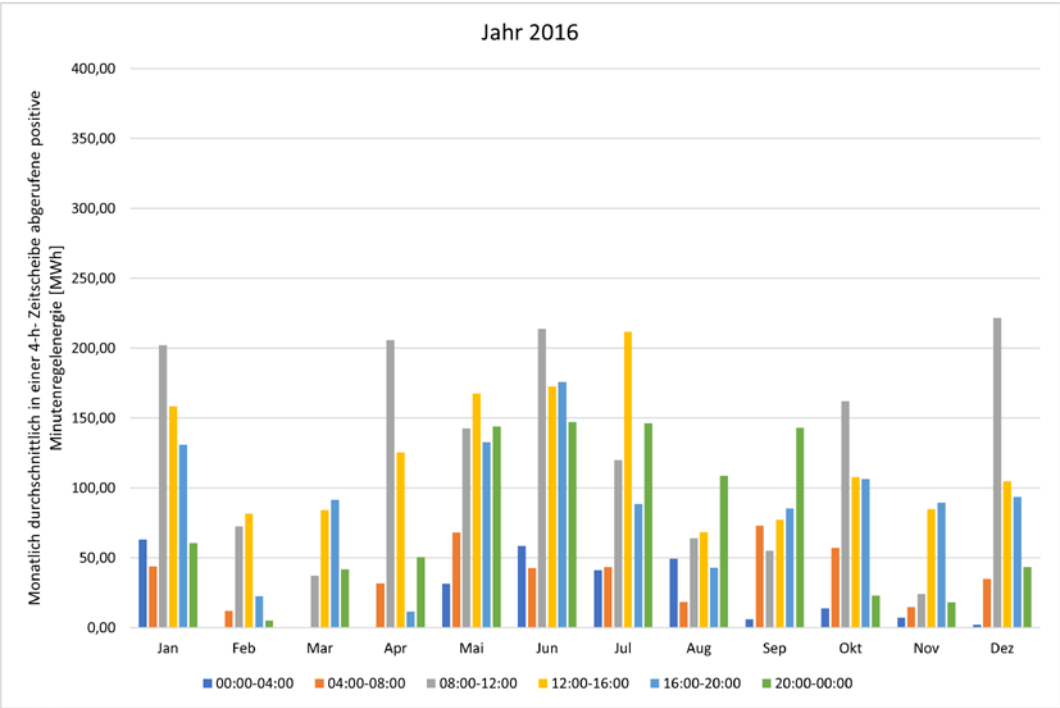
Auch die durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie weist die oben genannten Fluktuationen auf. Die Verläufe der durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufenen negativen Minutenregelenergie können Abbildung 247, Abbildung 248 und Abbildung 249 entnommen werden. Die Mengen an abgerufener Minutenregelenergie, positiv und negativ, fallen wesentlich geringer als die der Sekundärregelenergie aus.

Abbildung 244: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie 2015.



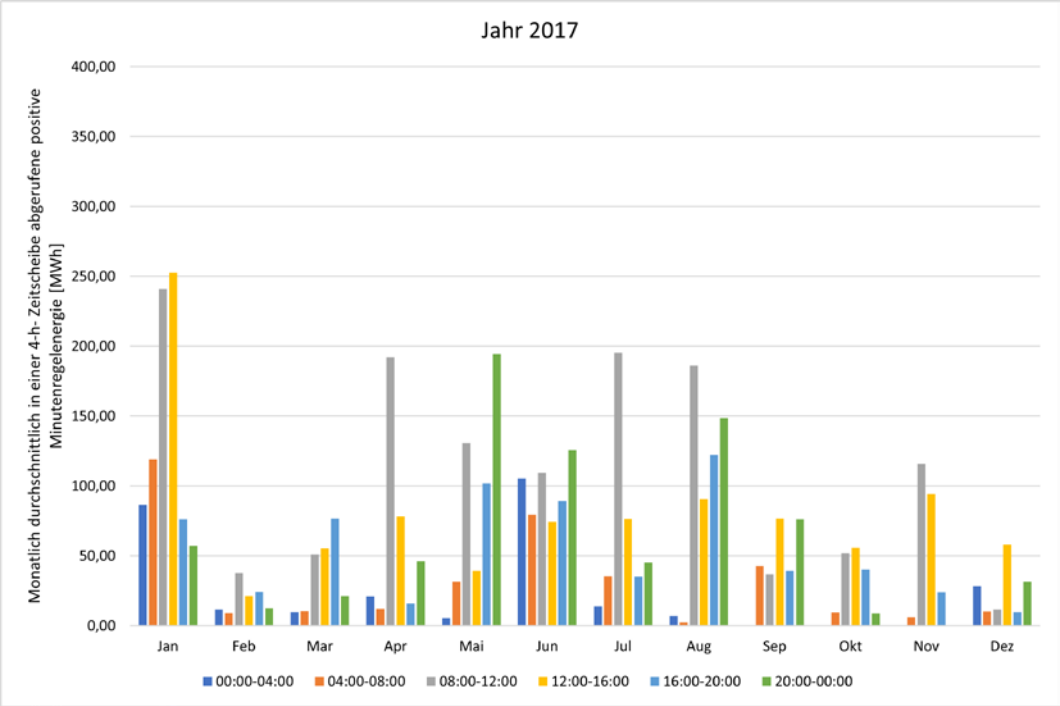
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 245: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie 2016.



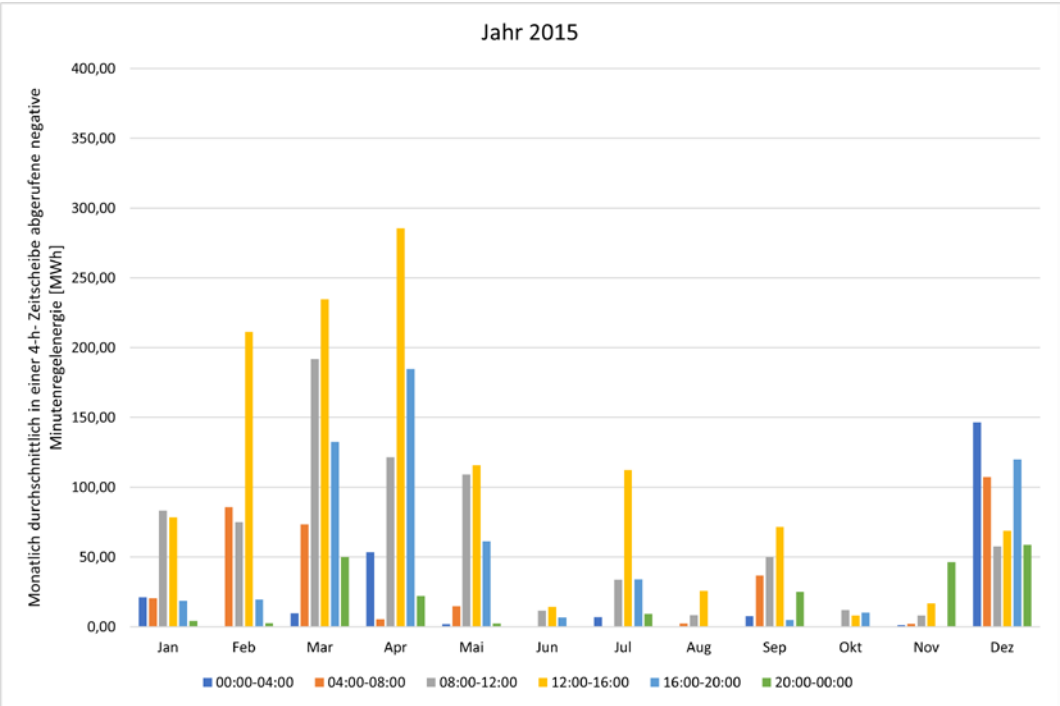
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 246: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie 2017.



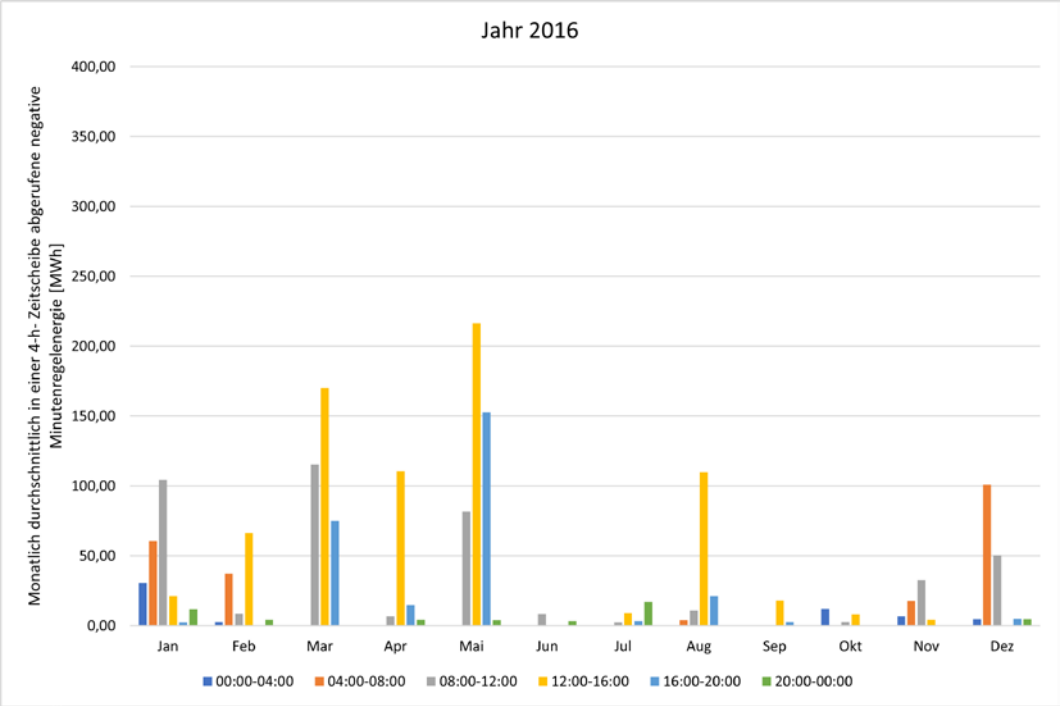
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 247: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie 2015.



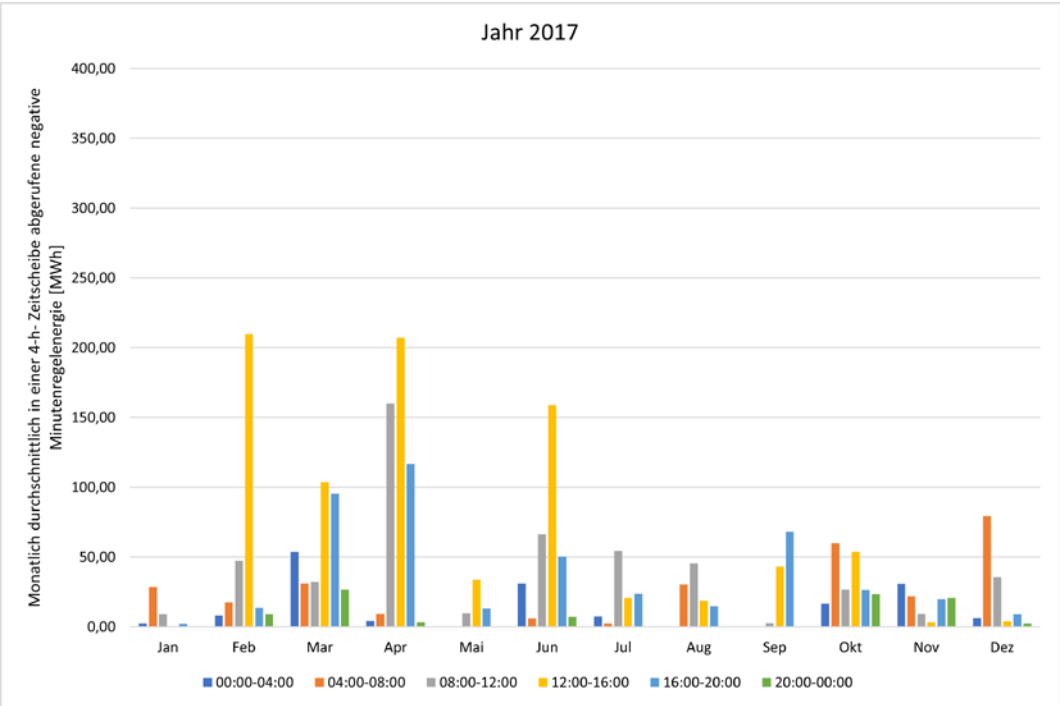
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 248: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 249: Monatlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie 2017.

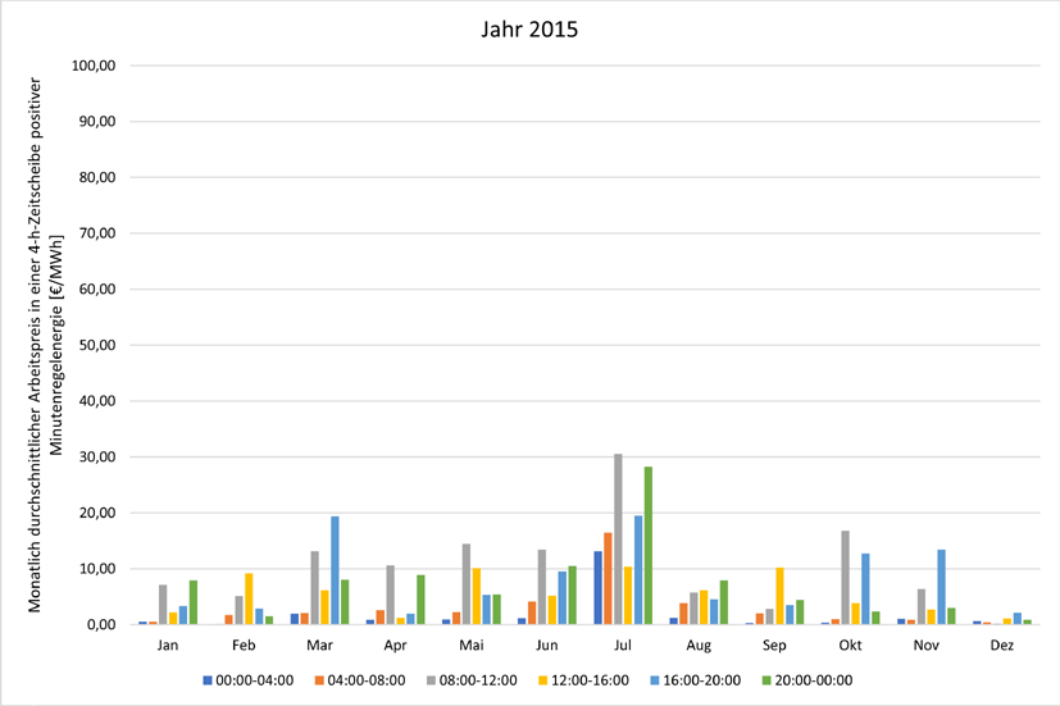


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Bei der Betrachtung der erzielten Arbeitspreise für die positive Minutenregelleistung ist festzustellen, dass diese im Jahr 2016 besonders gering ausfielen, aber kein eindeutiger Trend in der Preisentwicklung ausgemacht werden kann. Starke Fluktuationen über die Tageszeit treten auf, wie beispielsweise

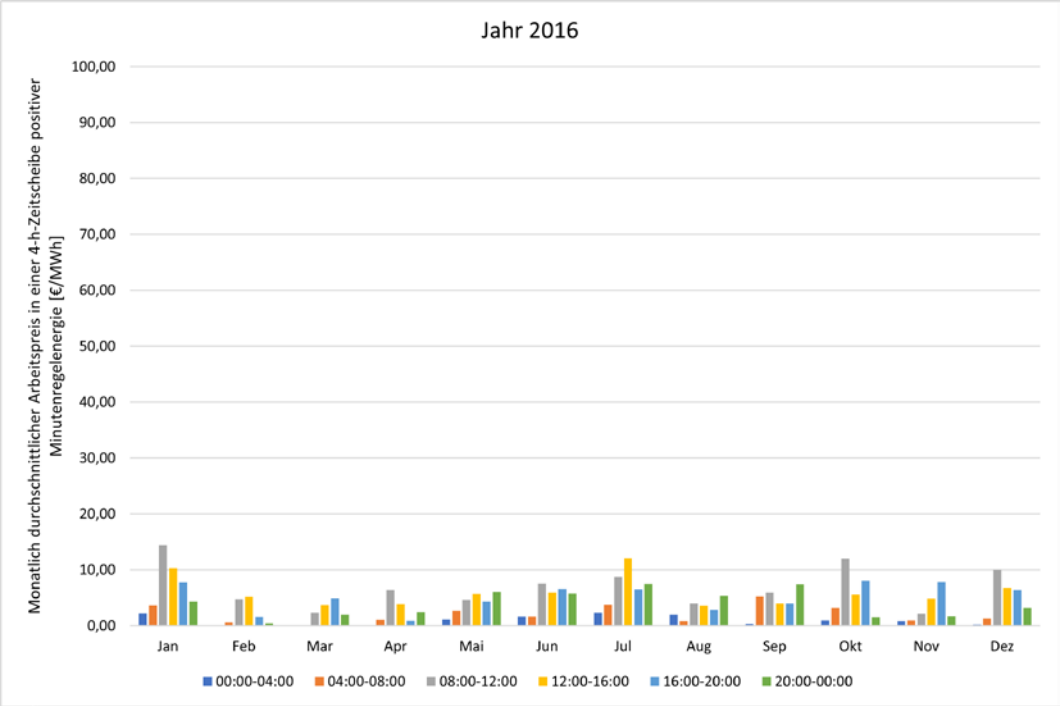
im Oktober 2017 auf. Eine zyklische Entwicklung der Preise herrscht nicht vor. Die Verläufe sind in Abbildung 250, Abbildung 251 und Abbildung 252 dargestellt.

Abbildung 250: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2015.



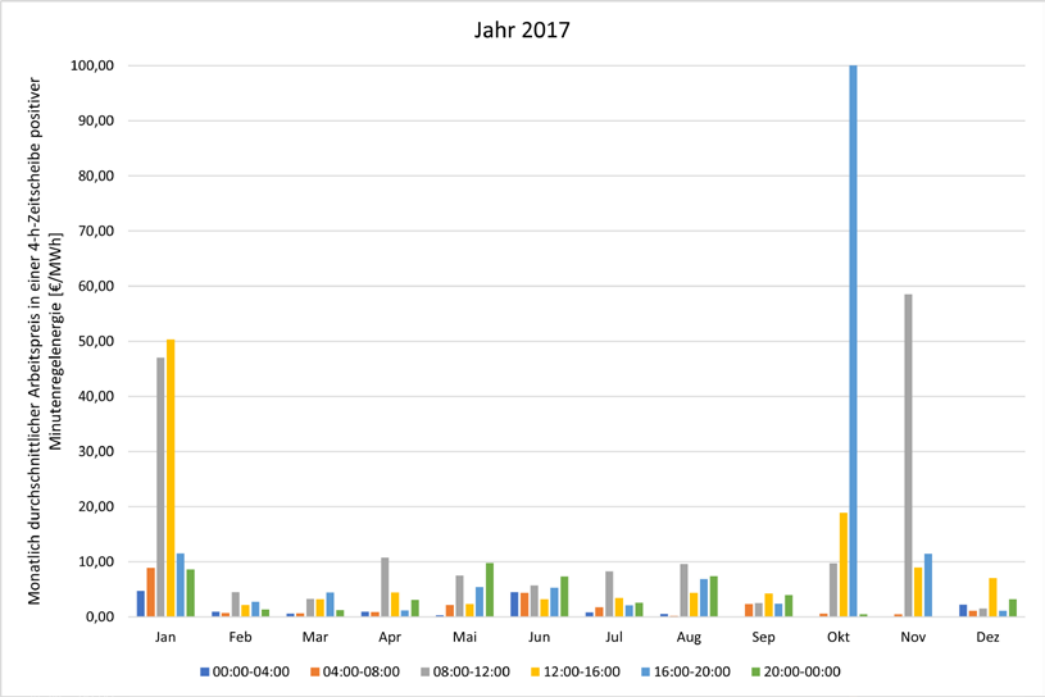
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 251: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

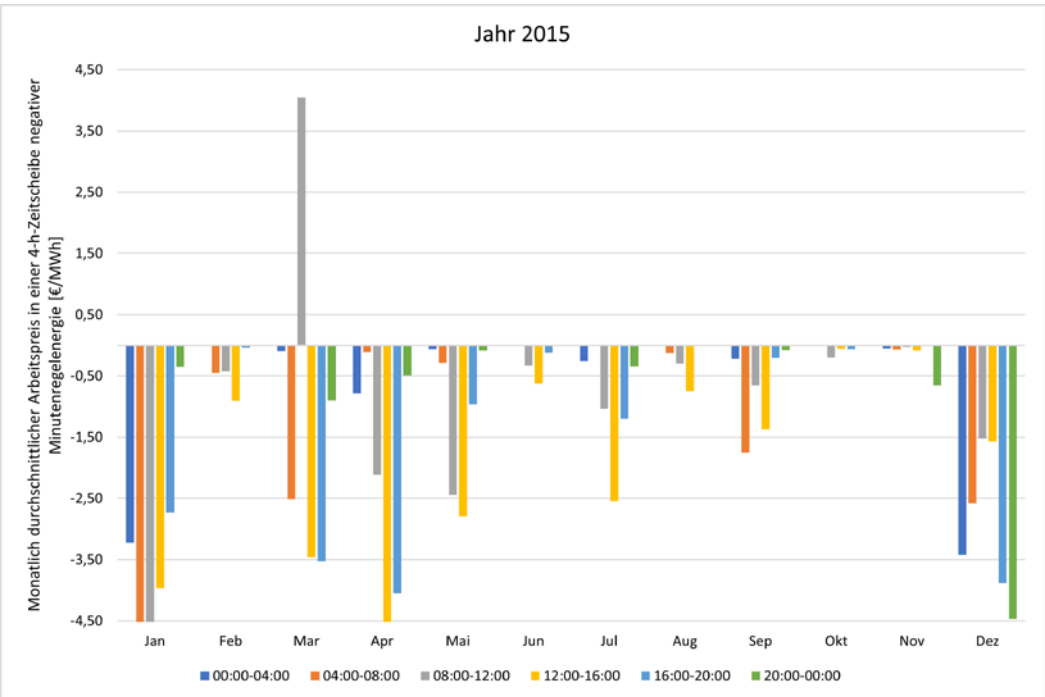
Abbildung 252: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

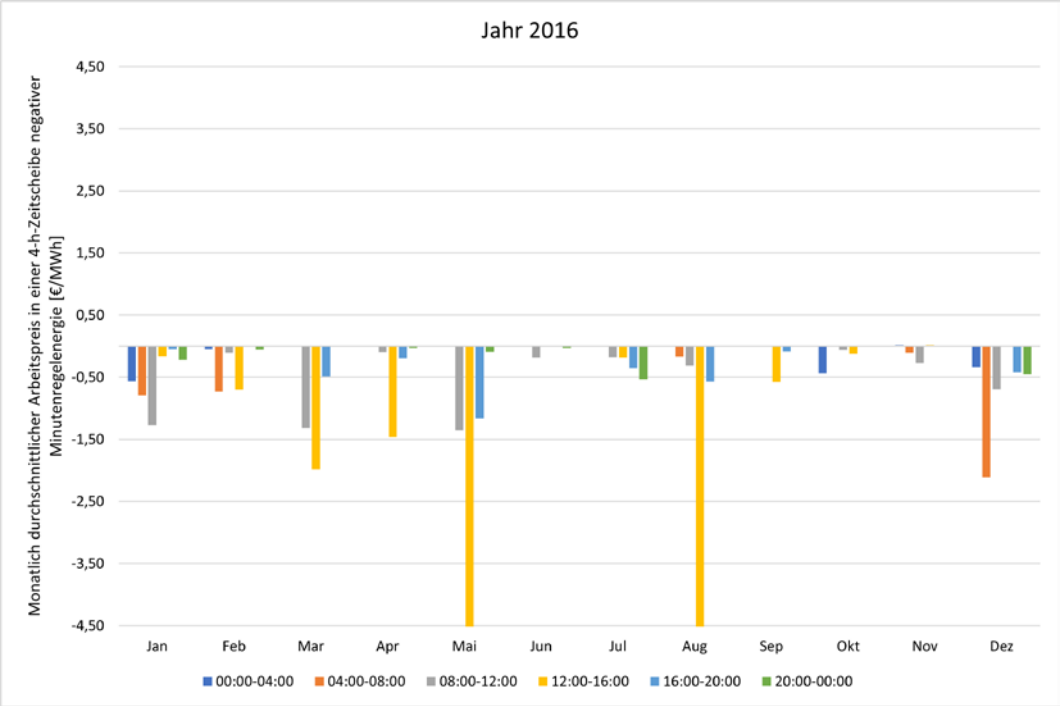
Wie auch bei der negativen SRL wurden auch für die negative MRL überwiegend negative Arbeitspreise erzielt, die jedoch deutlich geringer als die für SRL ausfallen. In den Jahren 2016 und 2017 wurden nur negative Preise erzielt. Die Entwicklung der Preise ist in Abbildung 253, Abbildung 254 und Abbildung 255 dargestellt.

Abbildung 253: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2015.



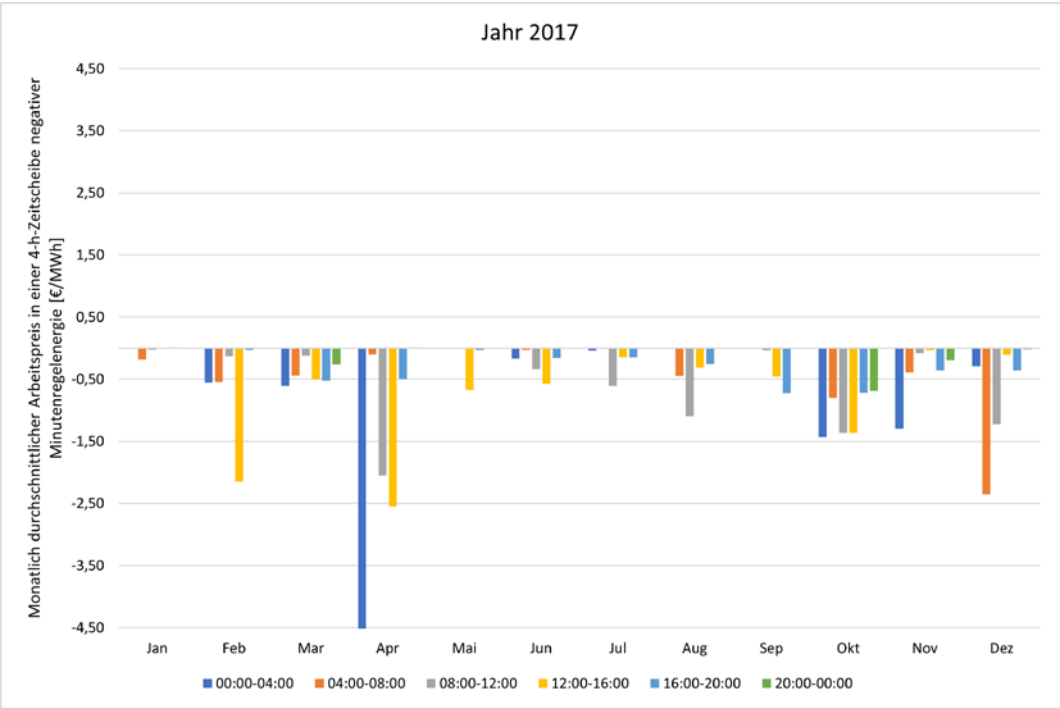
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 254: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 255: Monatlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung 2017.

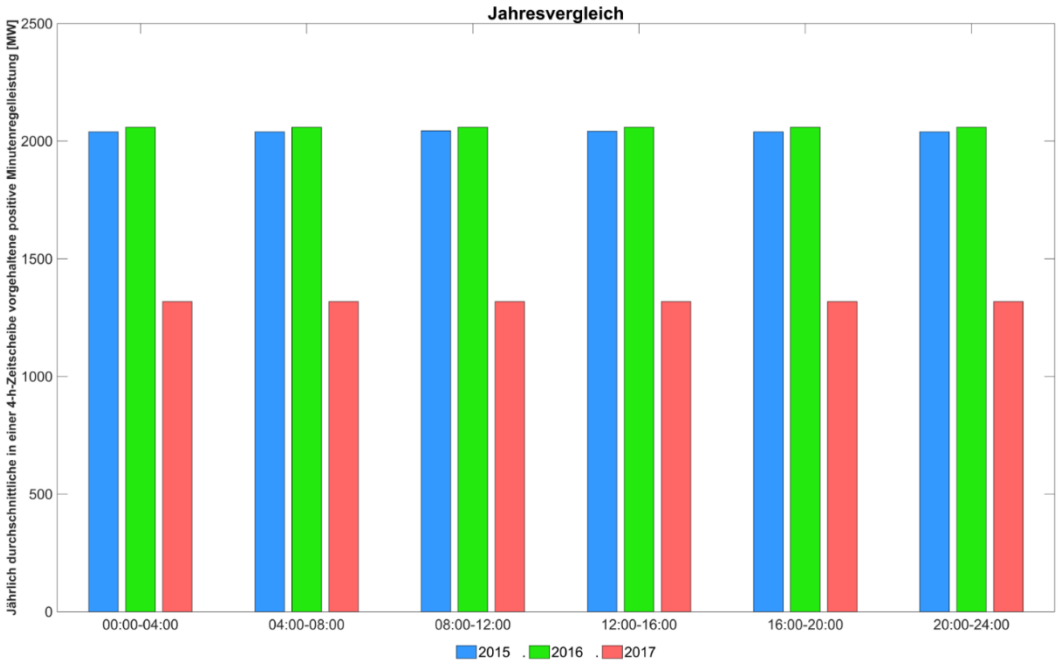


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Zeitscheiben-Jahresdurchschnittswerte der Minutenregelleistung

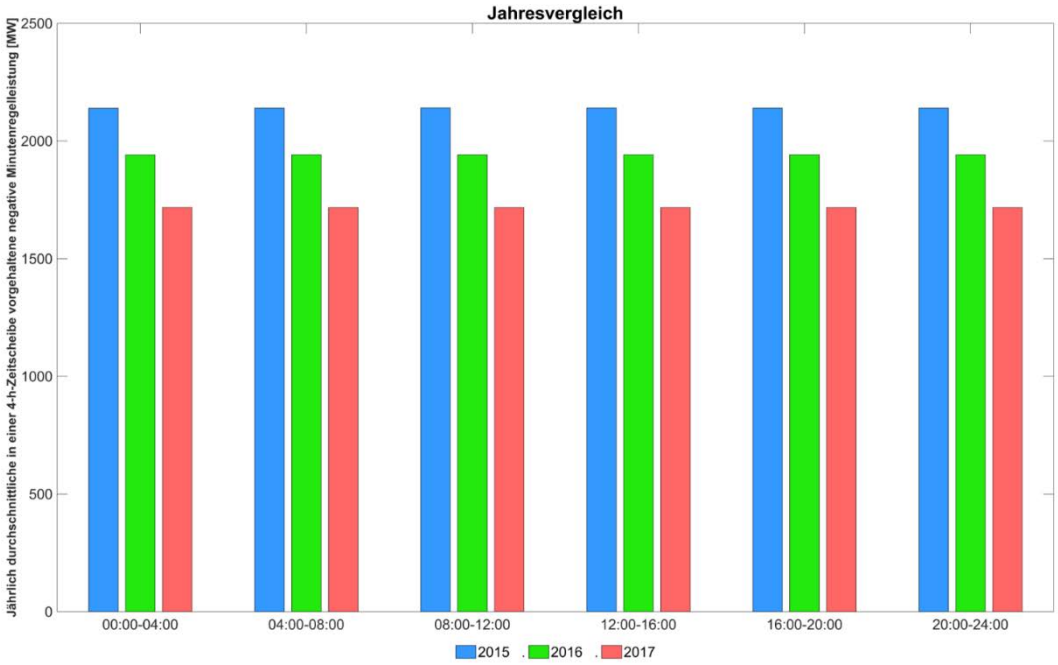
Die Ergebnisse des vorausgehenden Kapitels werden nachfolgend vergleichend gegenübergestellt, wobei Jahresdurchschnittswerte der Jahre 2015, 2016 und 2017 dargestellt werden. Eine Identifizierung von klaren Auf- oder Abwärtstrends wie bei der Sekundärregelleistung, ist nicht möglich. In Abbildung 256 und Abbildung 257 werden die jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltenen Leistungsbeträge für positive und negative Minutenregelleistung dargestellt. Die Abbildung 258 und Abbildung 259 zeigen die jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe erzielten Leistungspreise. Aus Abbildung 260 und Abbildung 261 gehen die jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufenen Energiemengen positiver und negativer Sekundärregelenergie hervor. In Abbildung 262 und Abbildung 263 sind die dabei am Markt im Jahresdurchschnitt in einer 4h-Zeitscheibe erzielten Arbeitspreise dargestellt.

Abbildung 256: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene positive Minutenregelleistung.



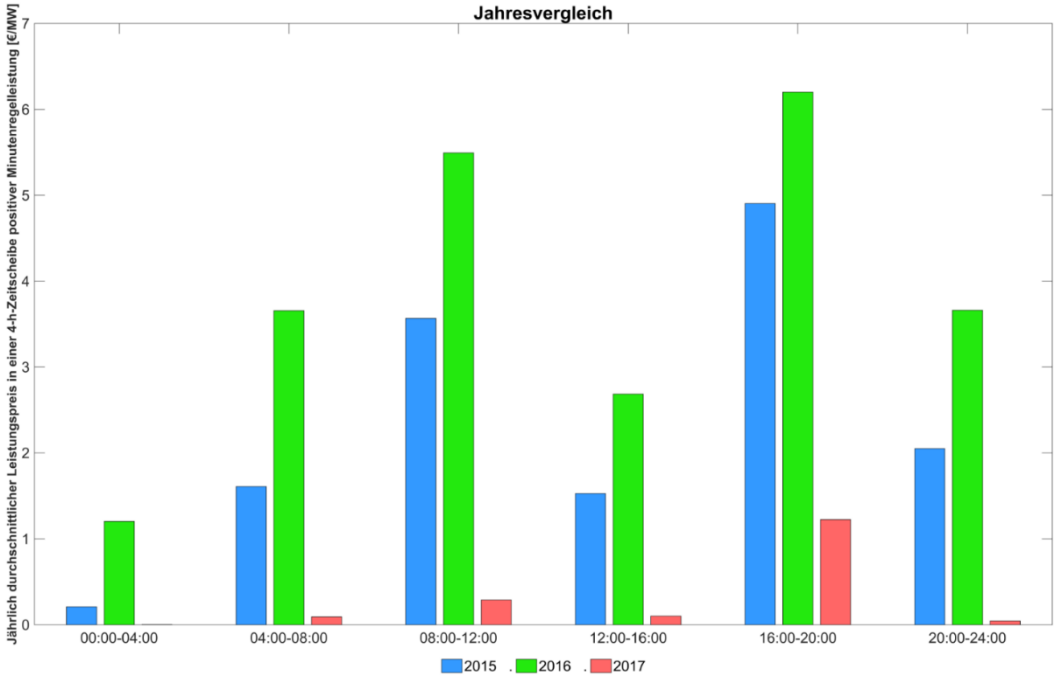
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 257: Jährlich durchschnittlicher in einer 4h-Zeitscheibe vorgehaltene negative Minutenregelleistung.



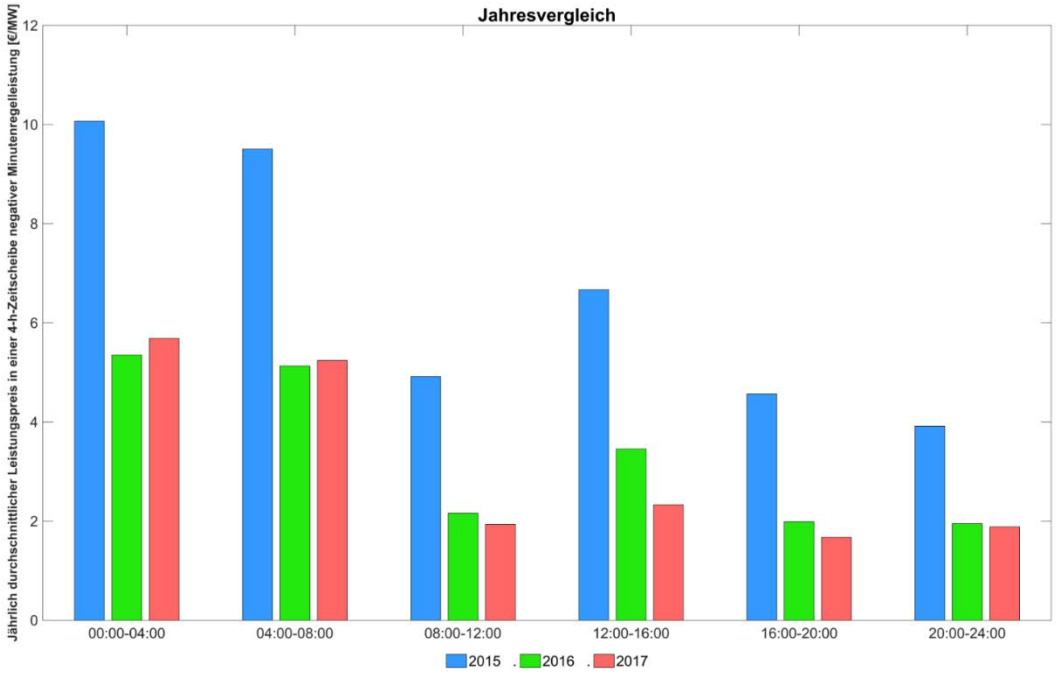
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 258: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelleistung.



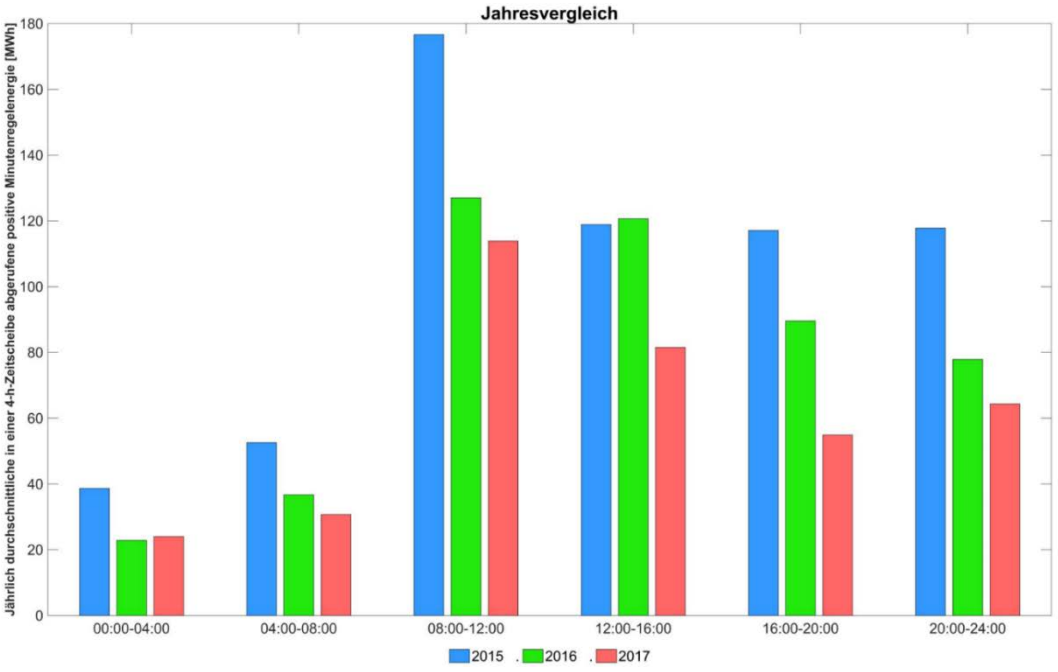
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 259: Jährlich durchschnittlicher Leistungspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelleistung.



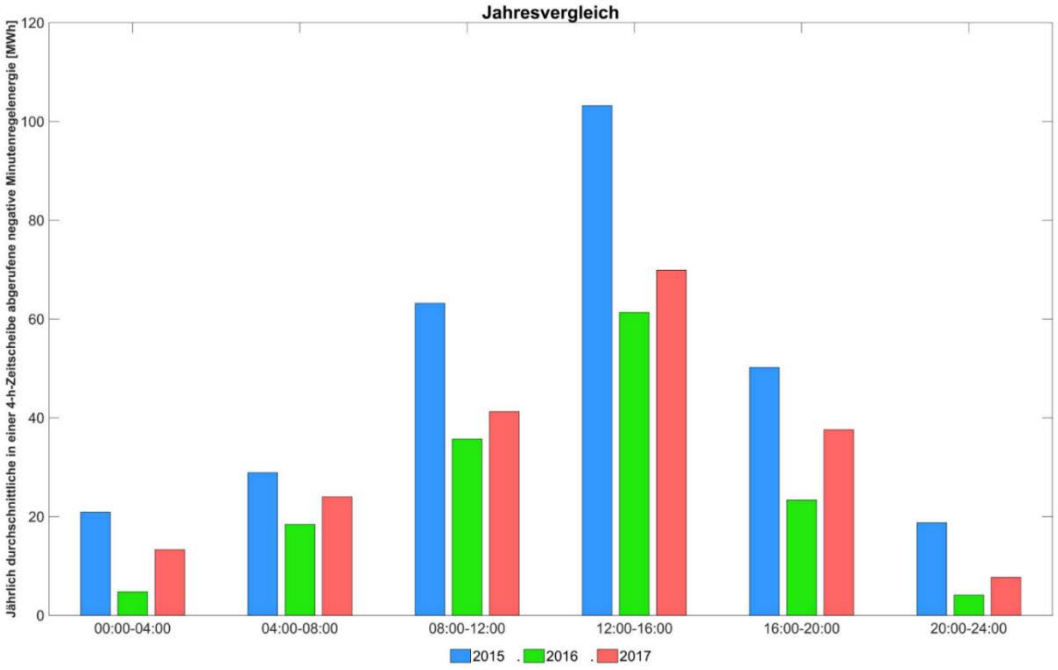
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 260: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene positive Minutenregelenergie.



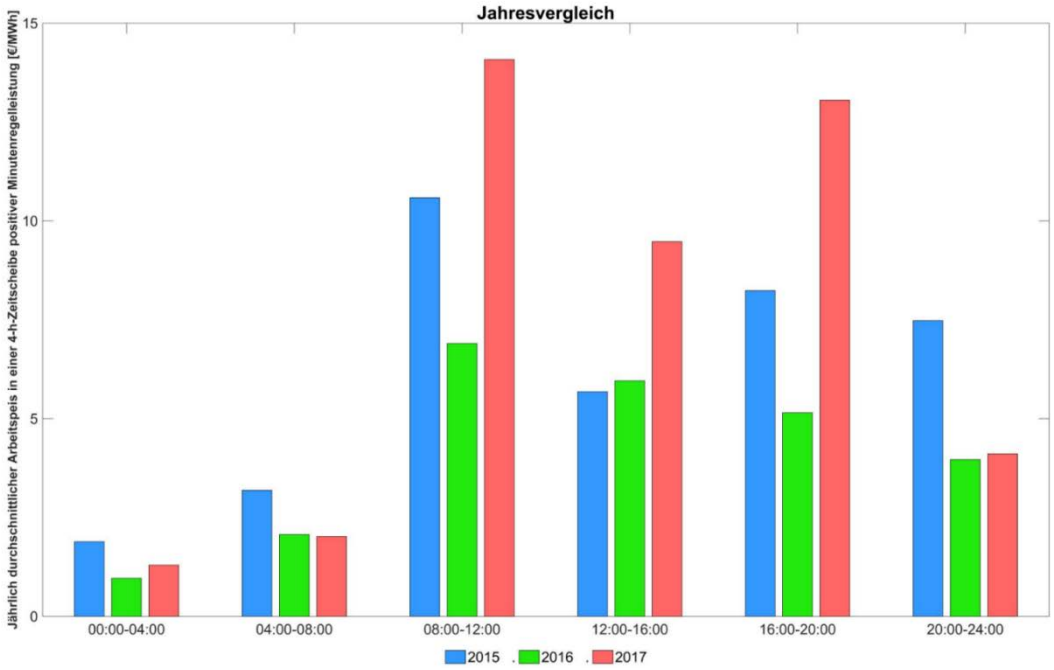
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 261: Jährlich durchschnittlich in einer 4h-Zeitscheibe abgerufene negative Minutenregelenergie.



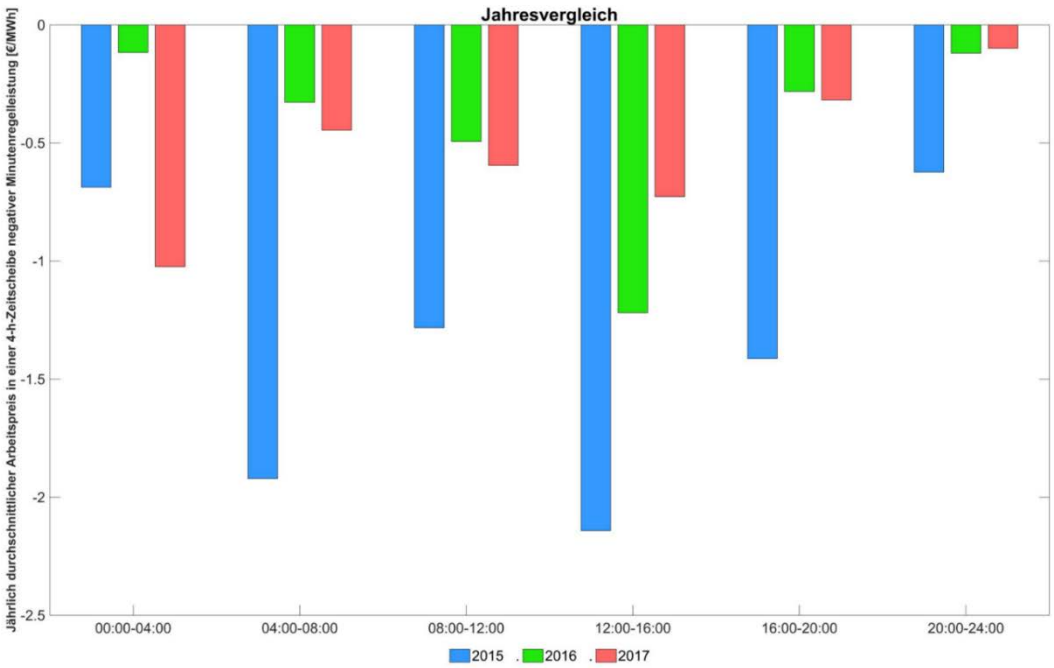
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 262: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe positiver Minutenregelenergie.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

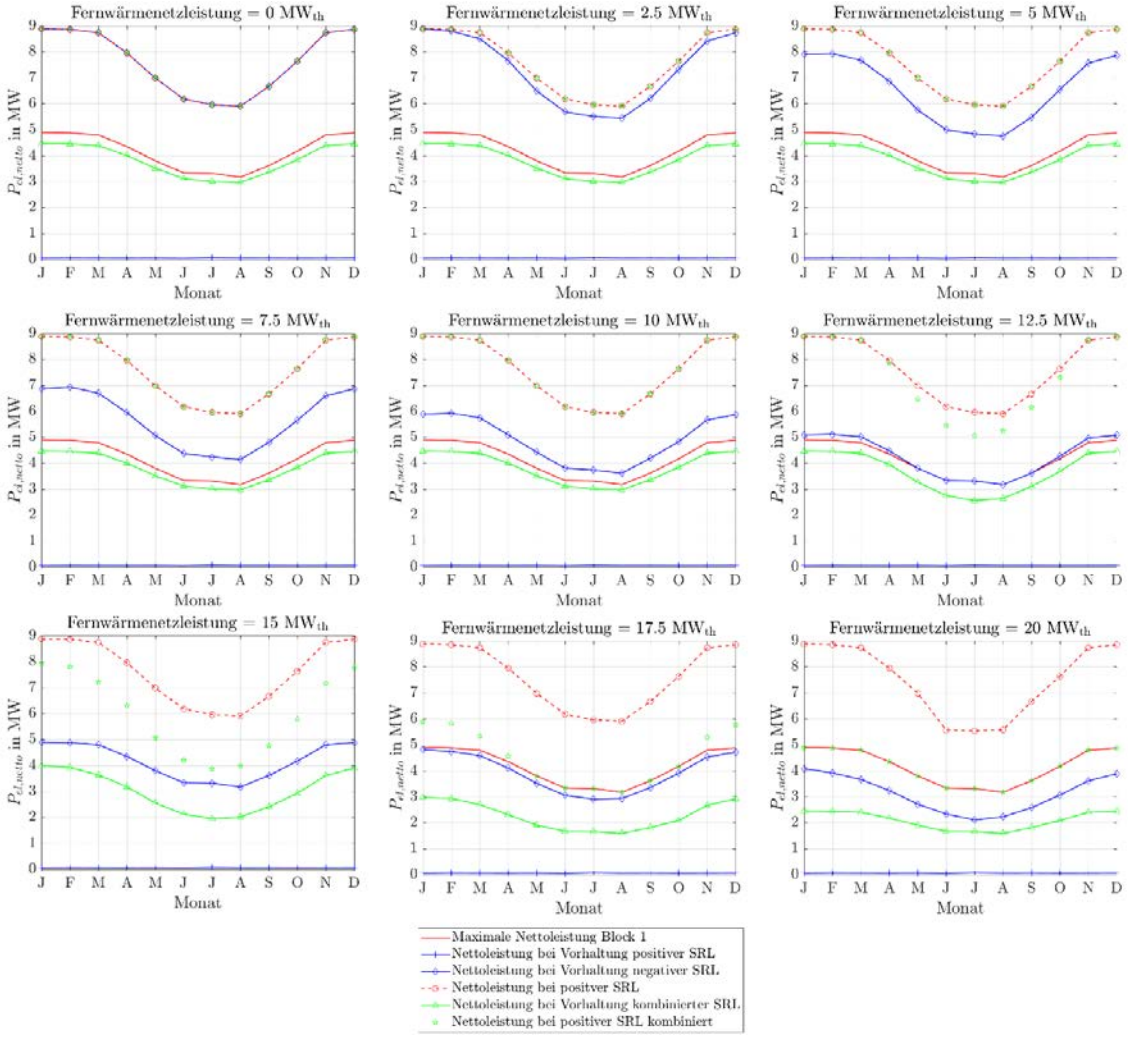
Abbildung 263: Jährlich durchschnittlicher Arbeitspreis in einer 4h-Zeitscheibe negativer Minutenregelenergie.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

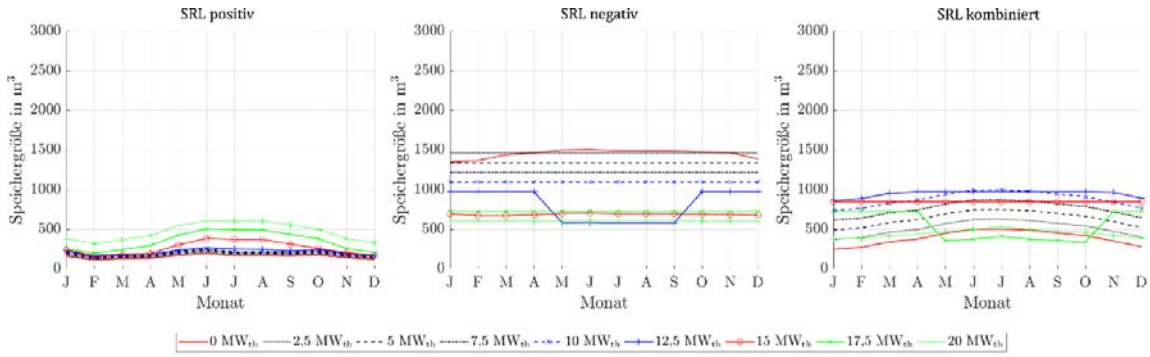
Anhang L

Abbildung 264: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



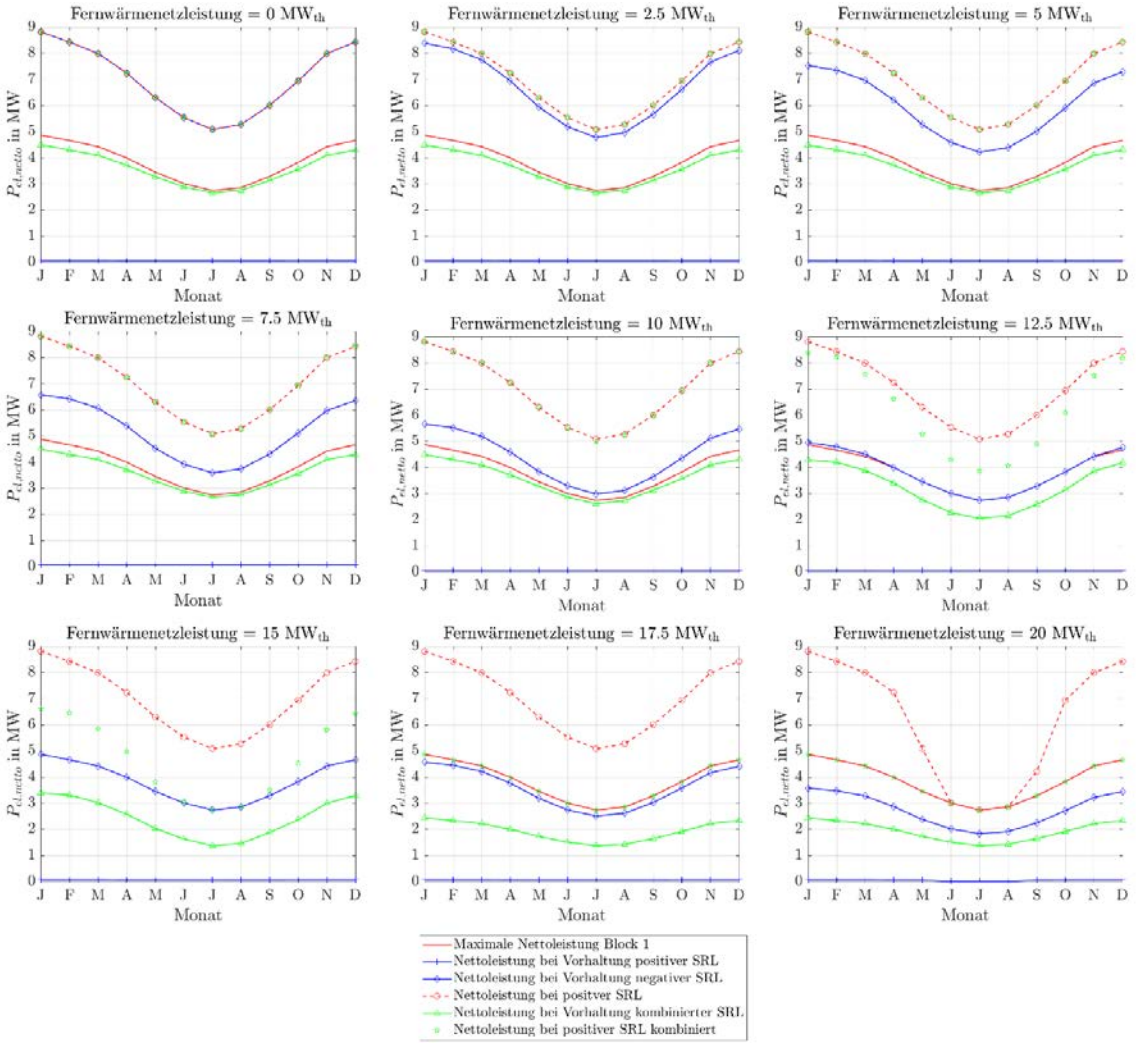
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 265: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



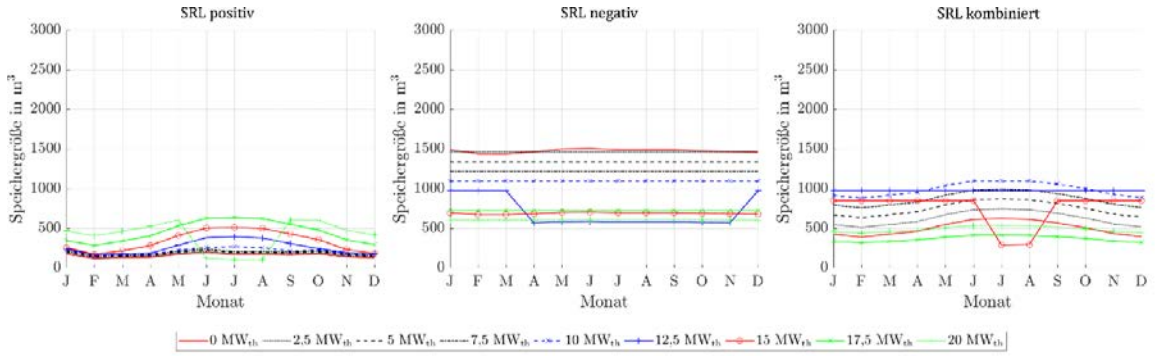
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 266: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



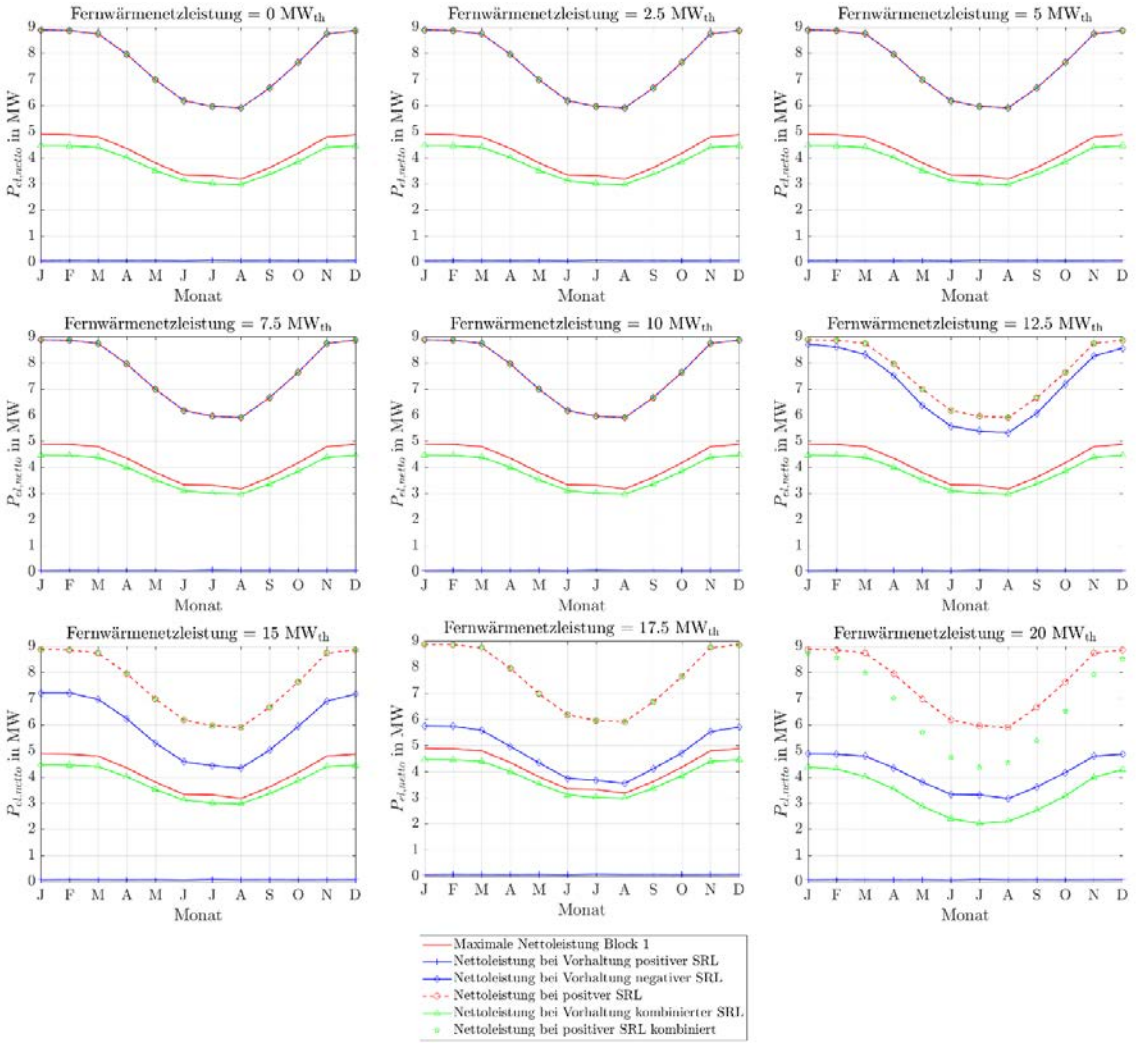
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 267: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



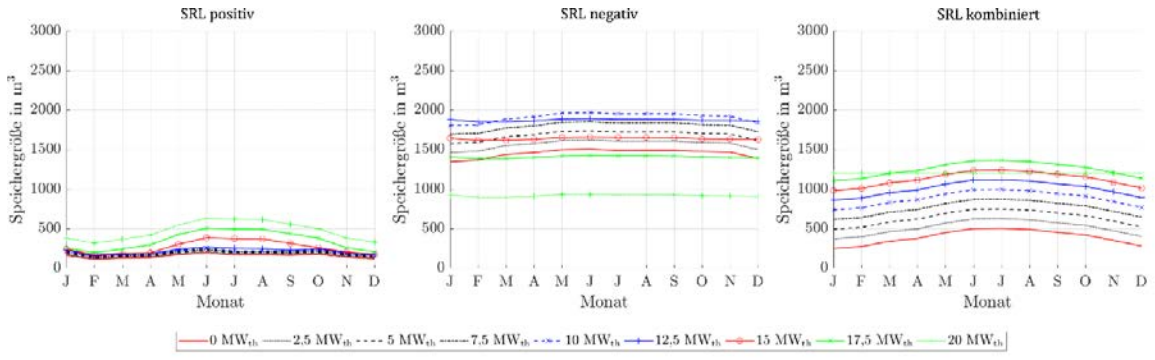
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 268: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



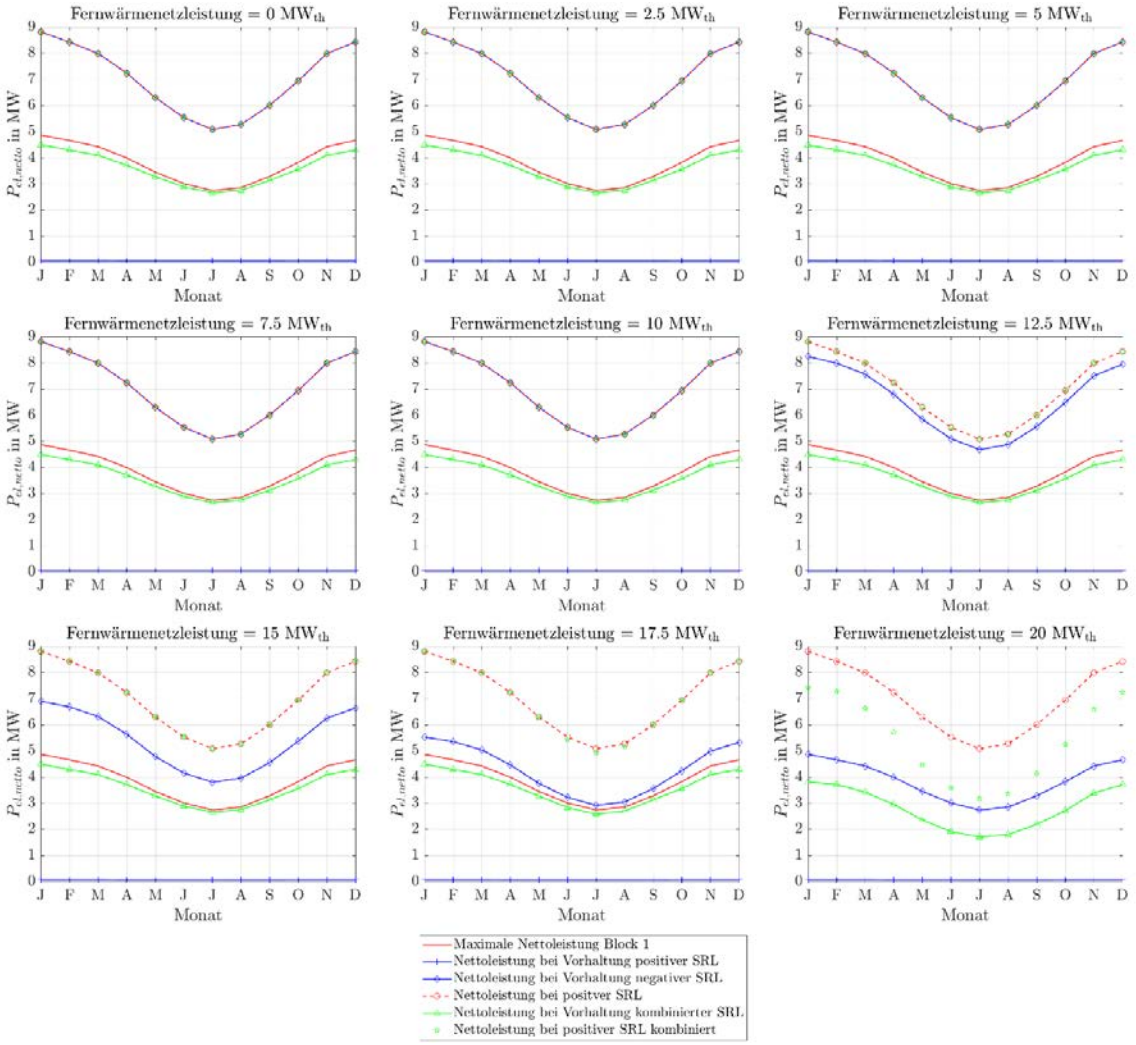
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 269: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



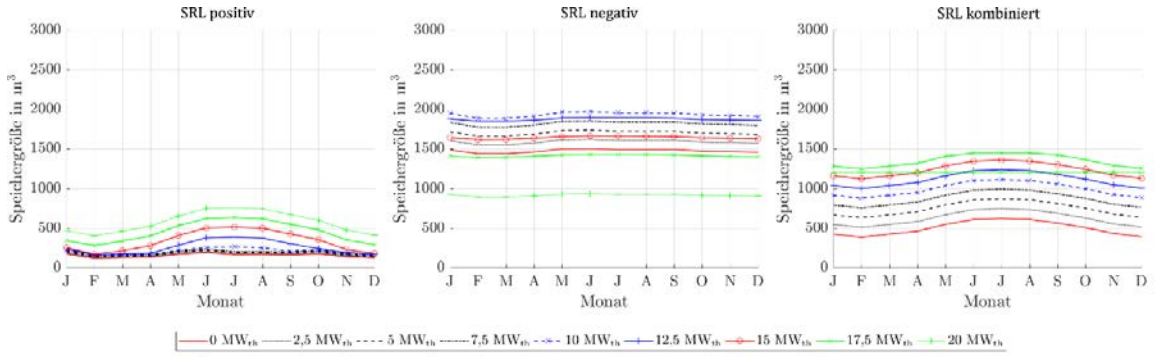
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 270: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 271: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.

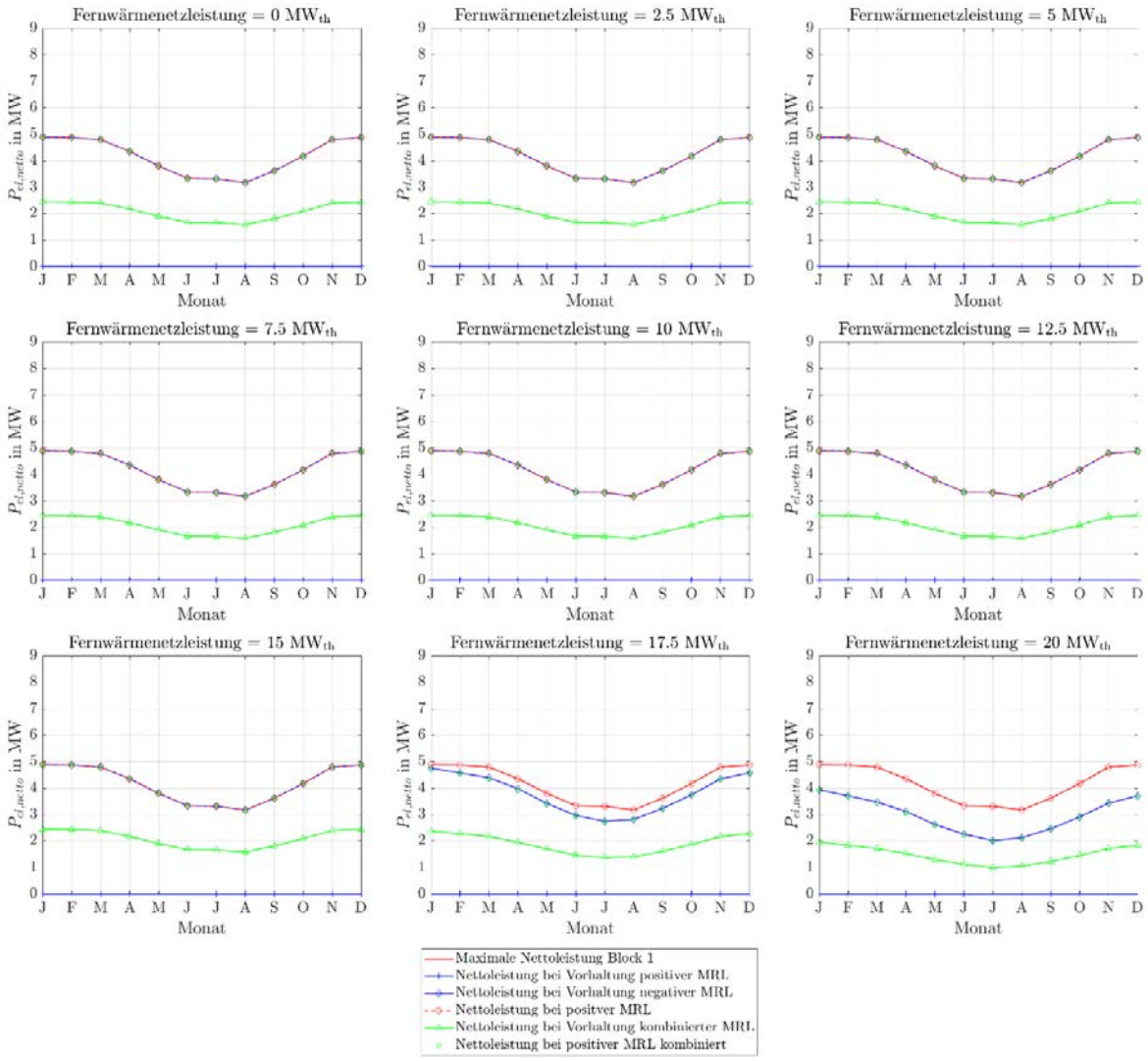


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Anhang M

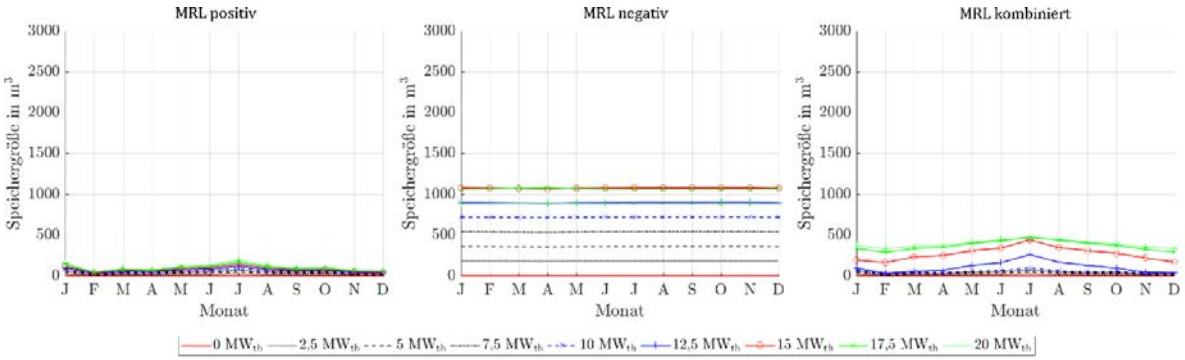
In Abbildung 272 bis Abbildung 287 sind die Ergebnisse für die Minutenregeleistung dargestellt. Es wurde auf die Darstellung der Leistungen und erforderlichen Speichergrößen für das Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz bei einer Einspeicherdauer von drei 4h-Zeitscheiben verzichtet, da bereits mit zwei Zeitscheiben zur Einspeicherung die maximalen Leistungen erreicht werden können.

Abbildung 272: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



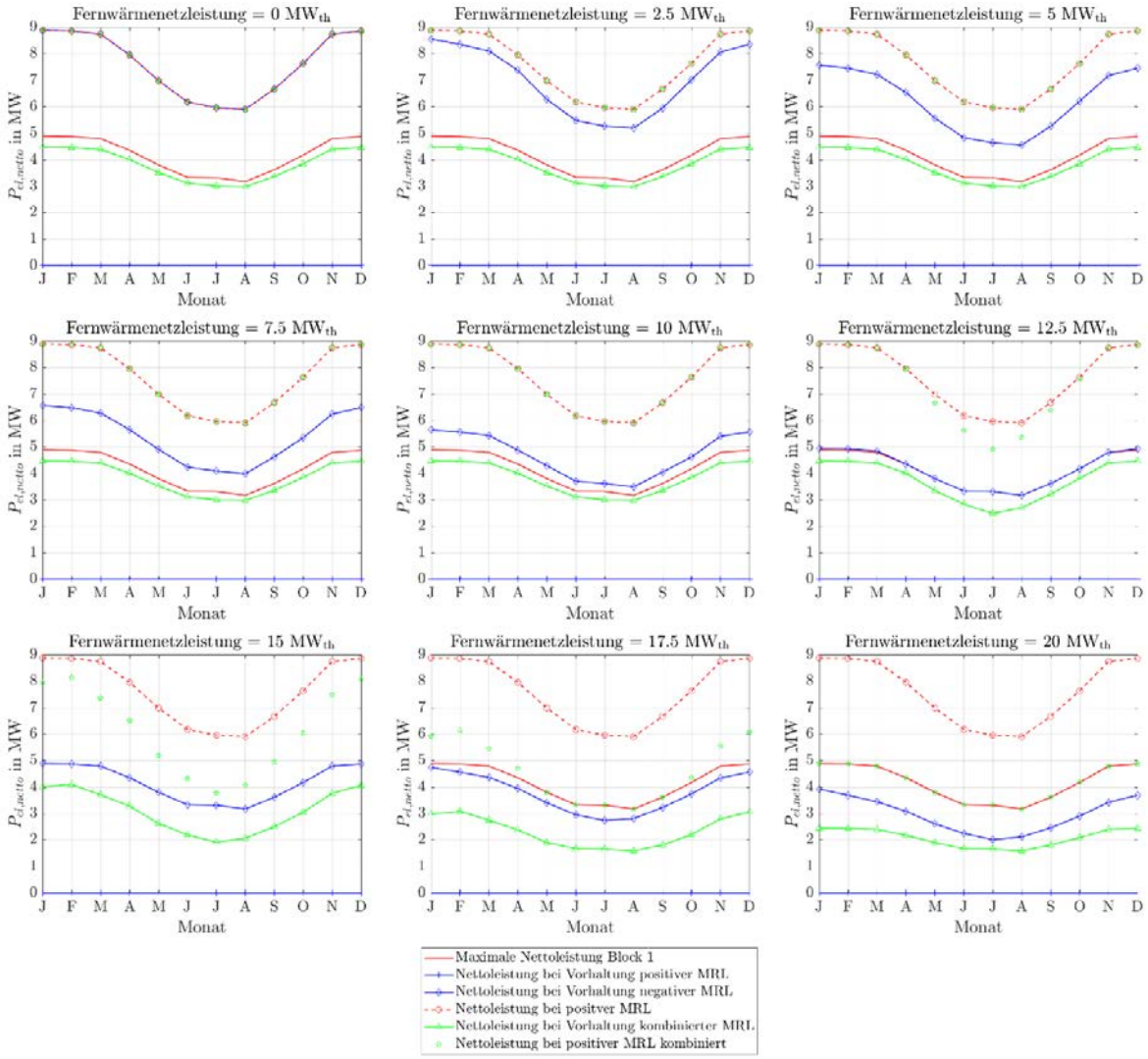
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 273: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei und einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



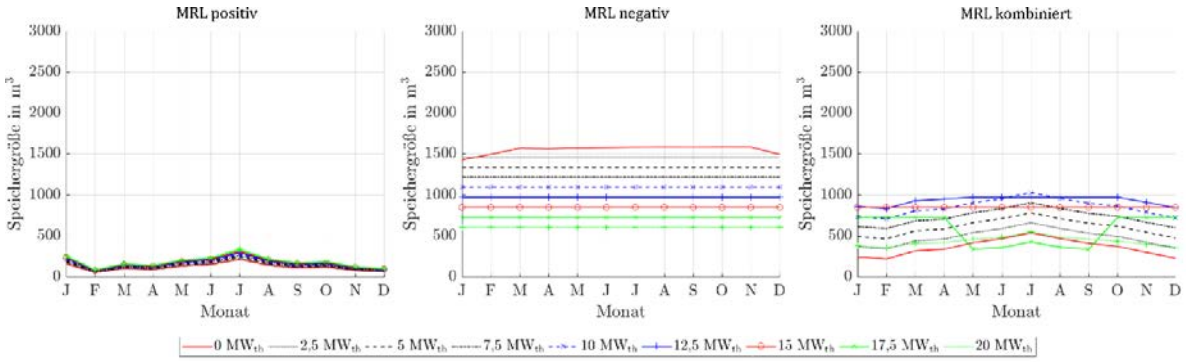
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 274: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



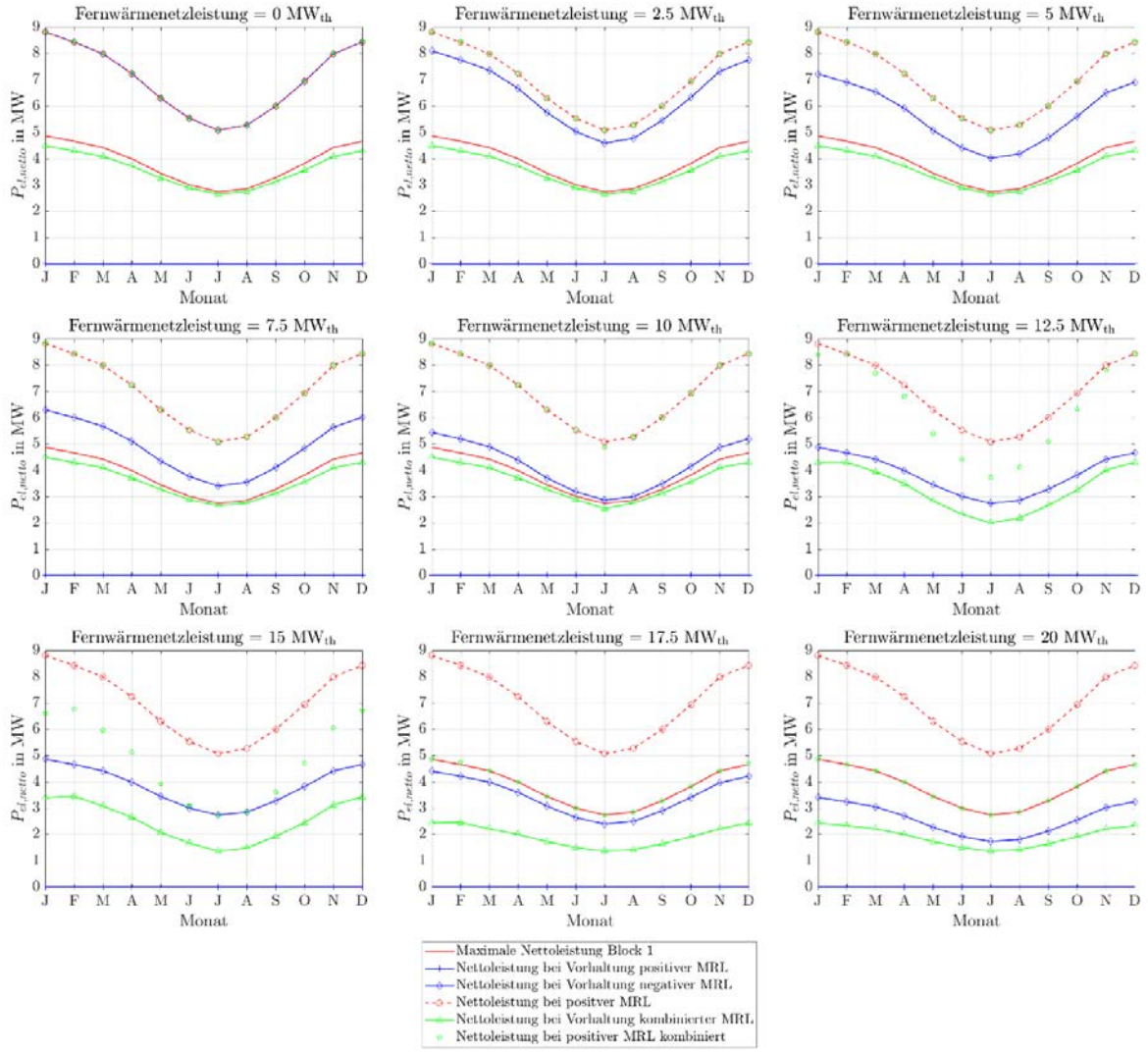
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 275: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



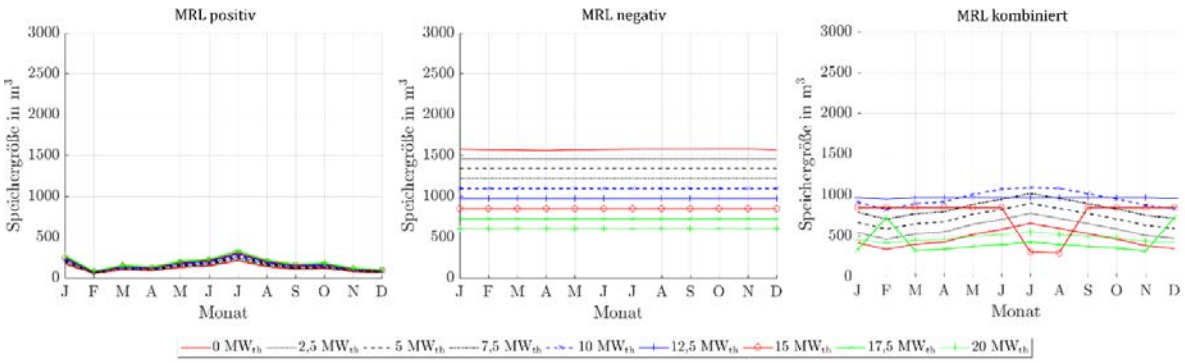
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 276: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



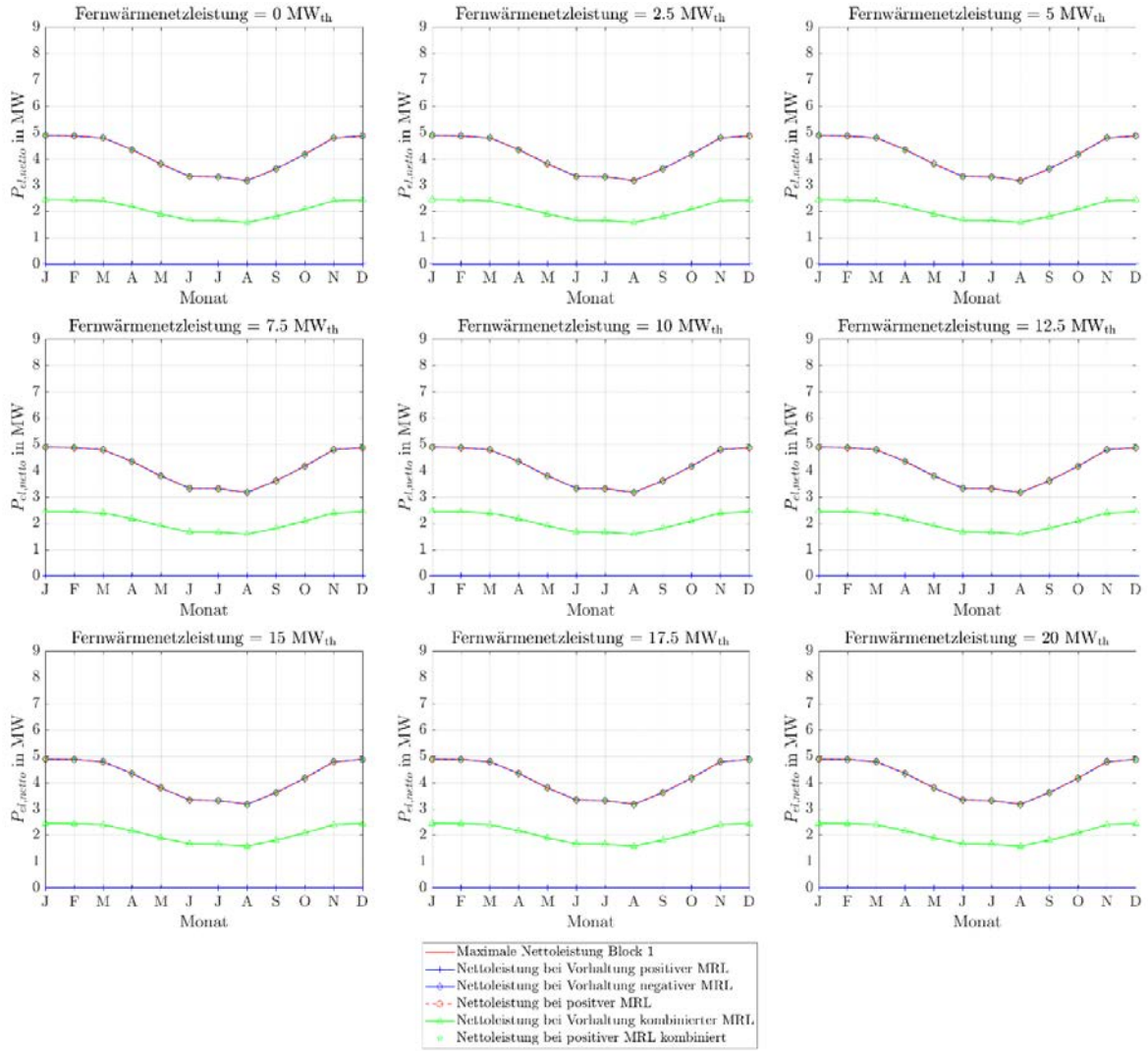
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 277: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



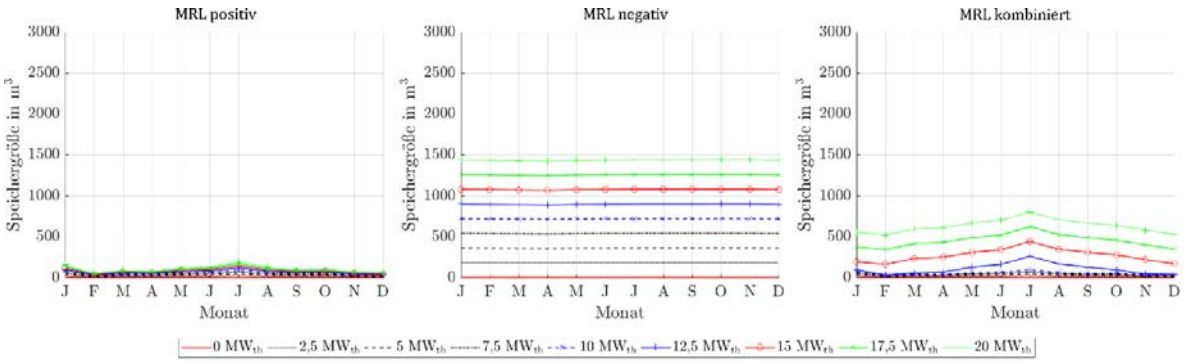
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 278: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



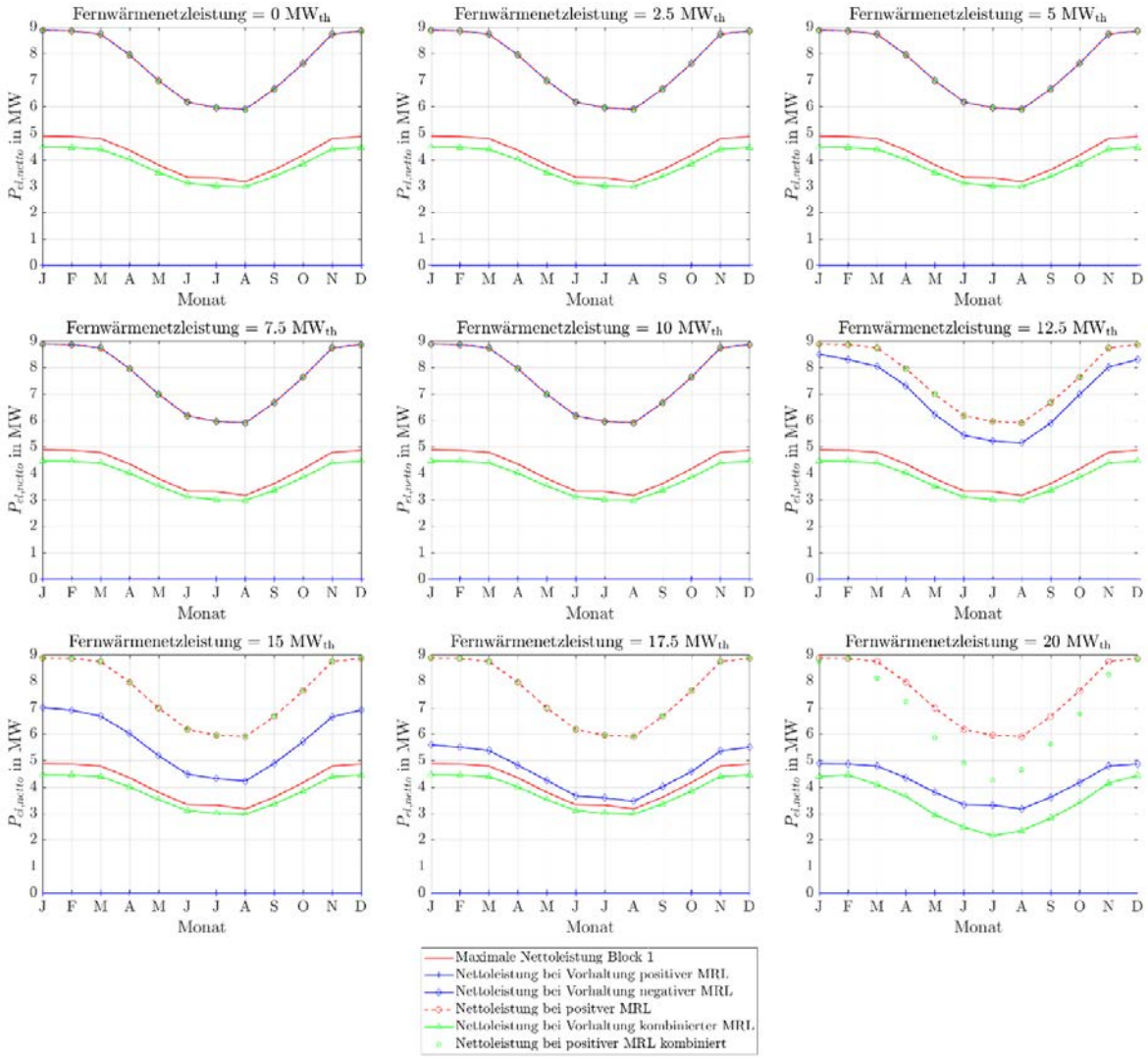
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 279: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



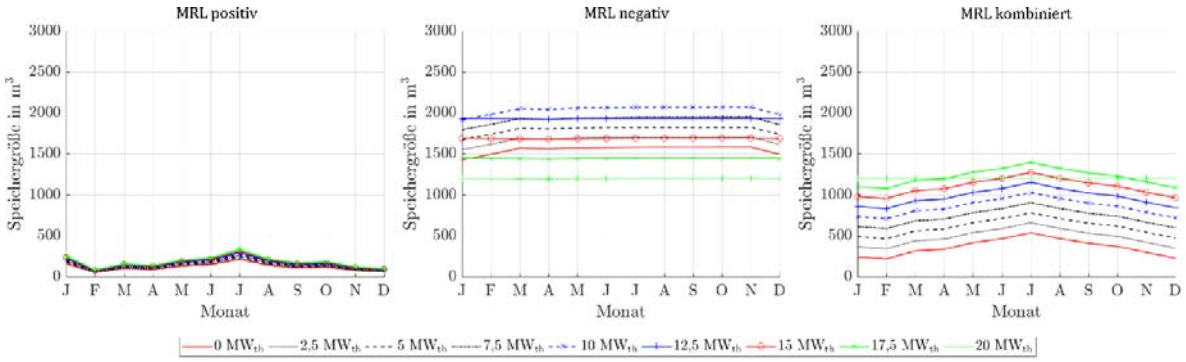
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 280: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



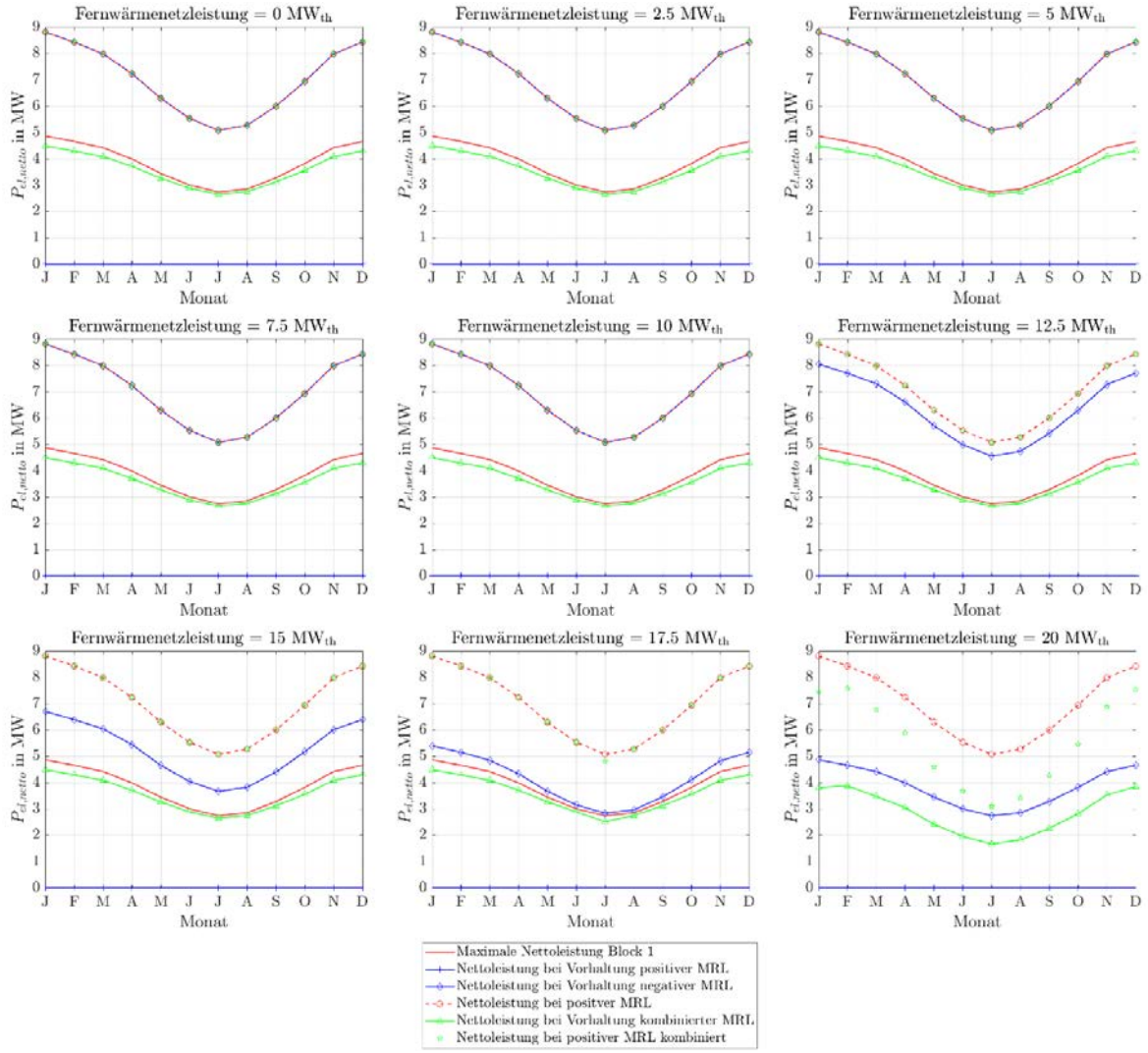
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 281: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



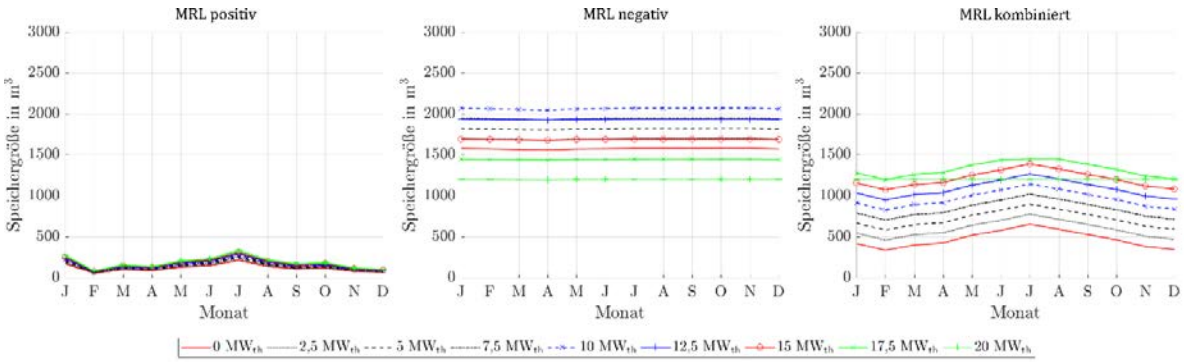
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 282: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



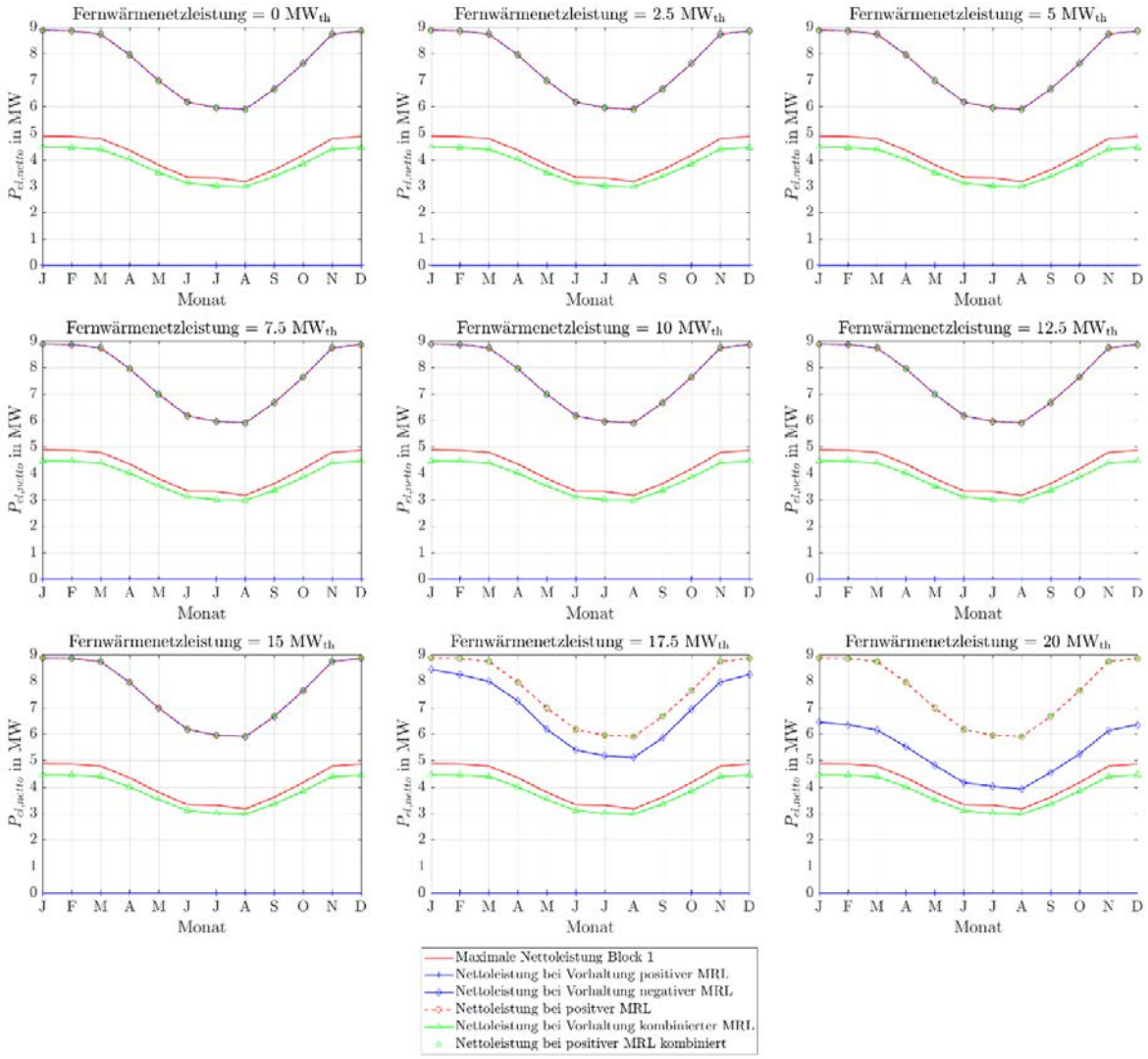
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 283: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



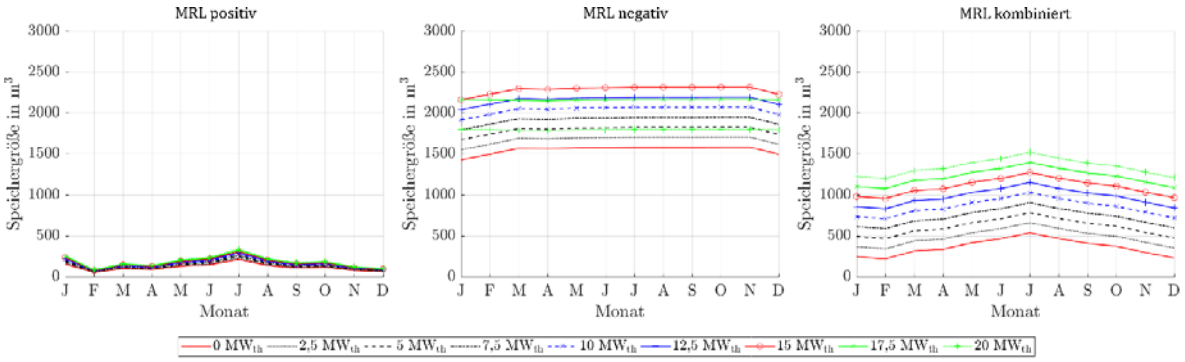
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 284: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



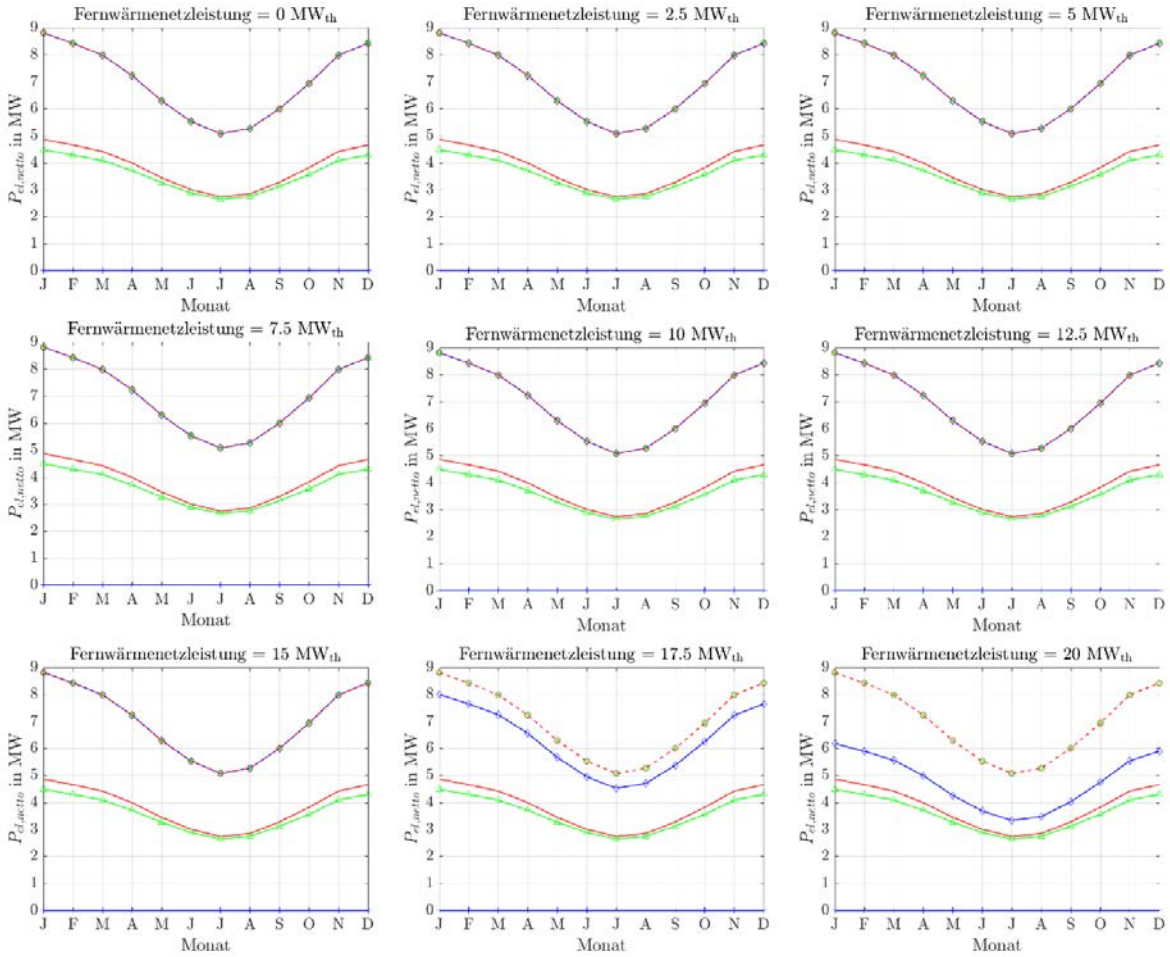
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 285: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



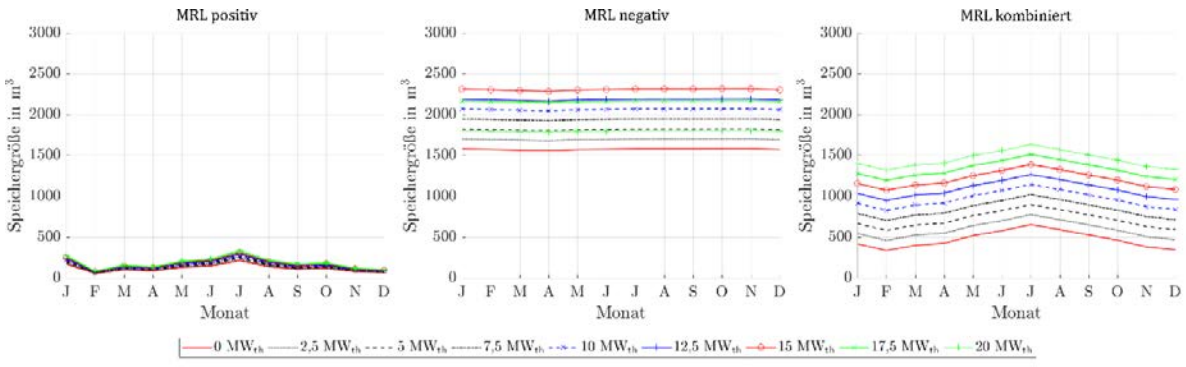
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 286: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

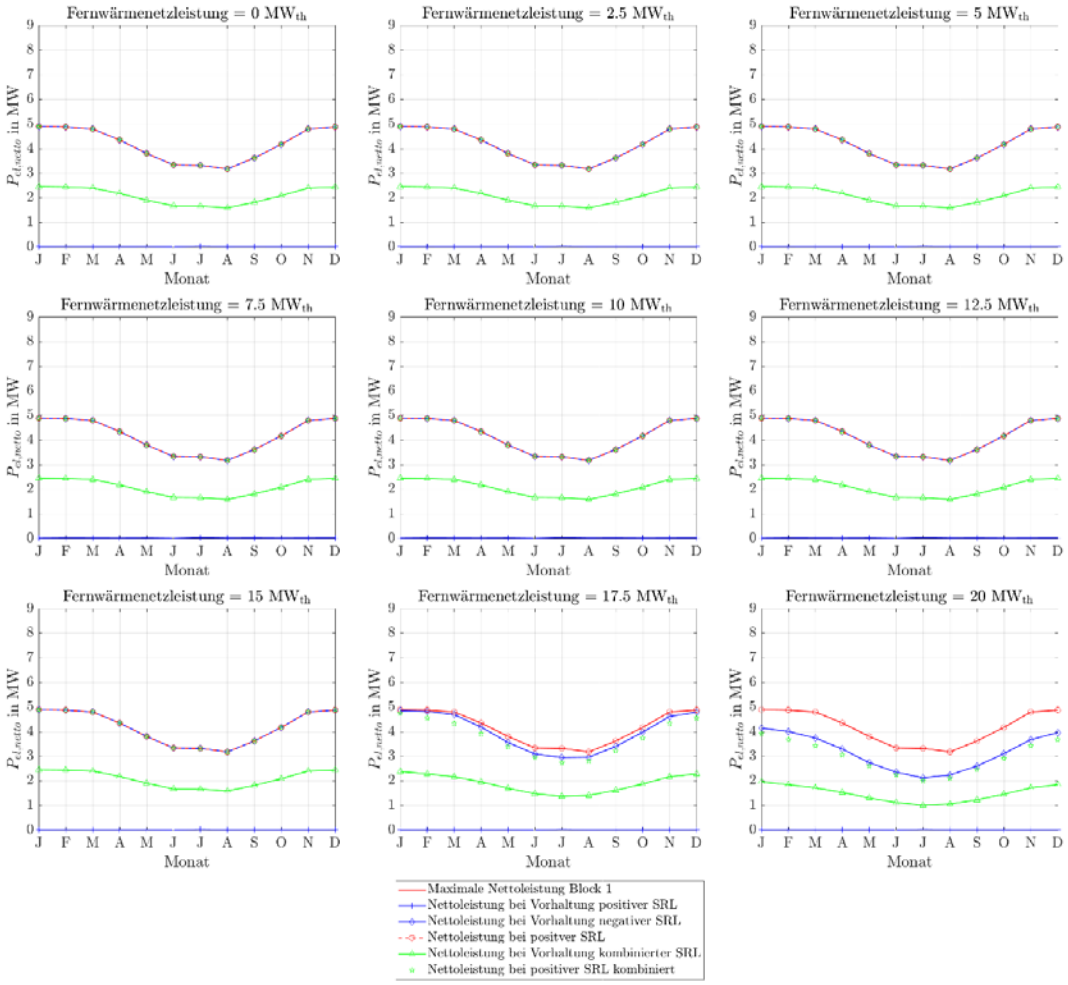
Abbildung 287: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und einer Zeitscheibe Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

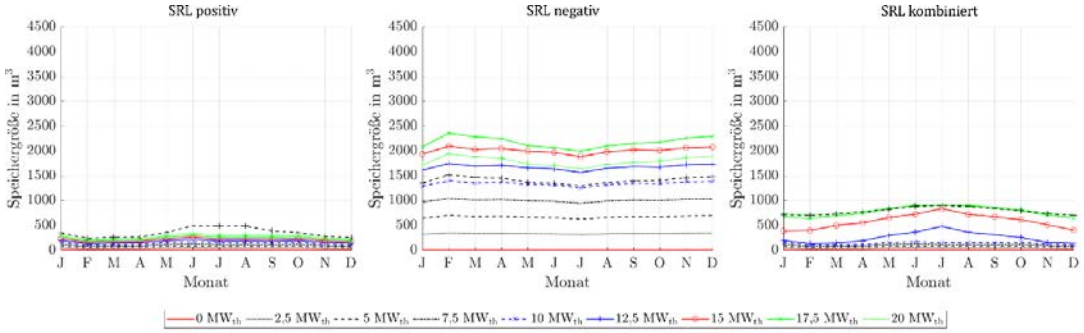
Anhang N

Abbildung 288: Stationäre Sekundärregelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum..



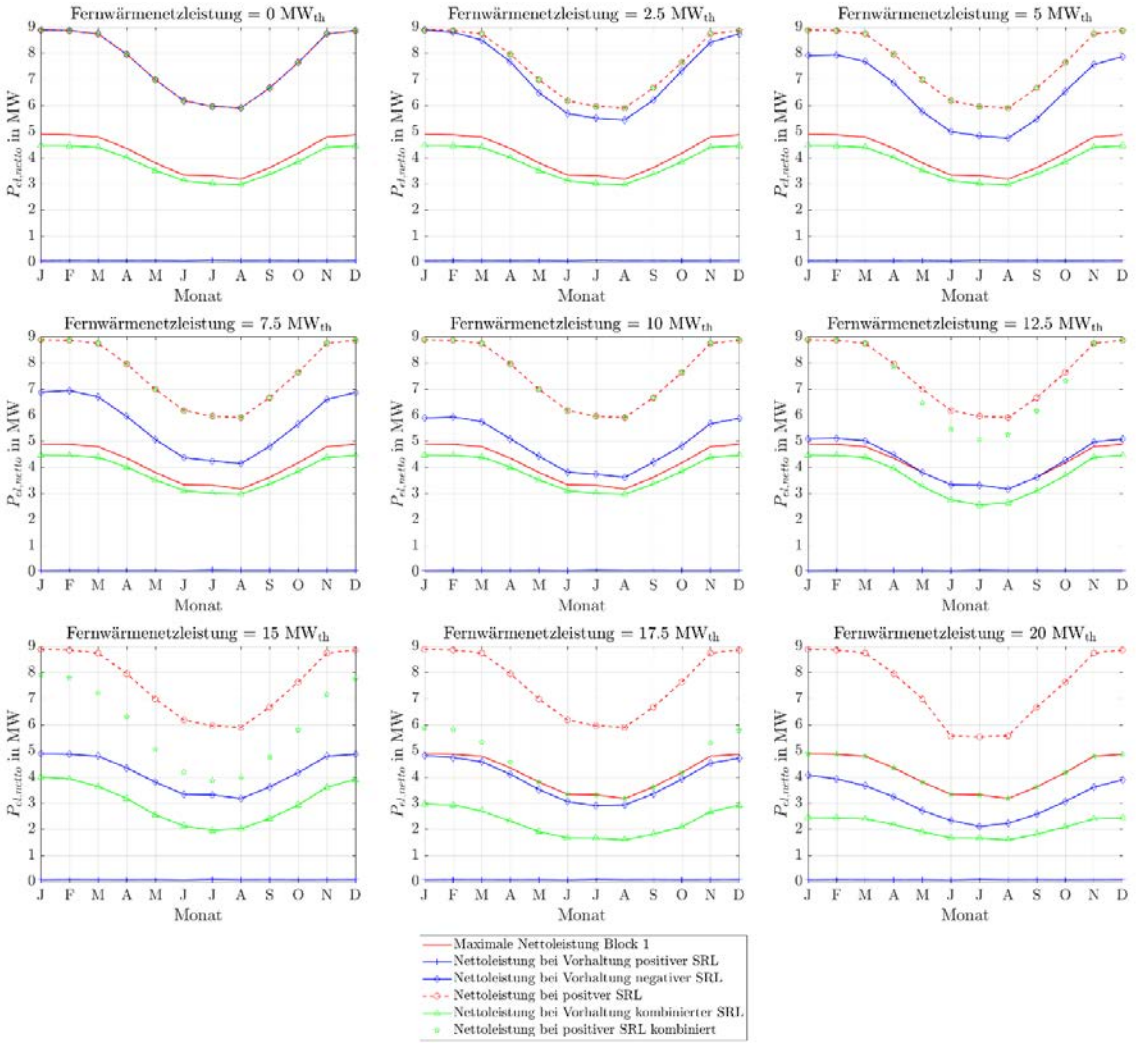
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 289: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



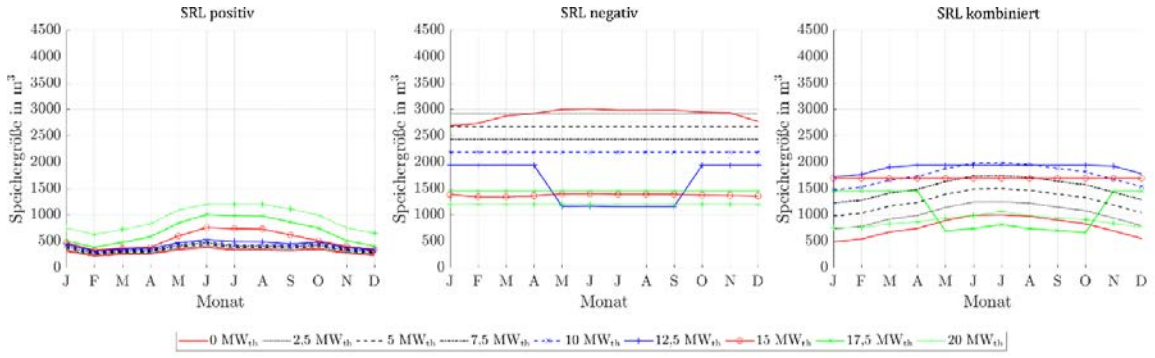
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 290: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



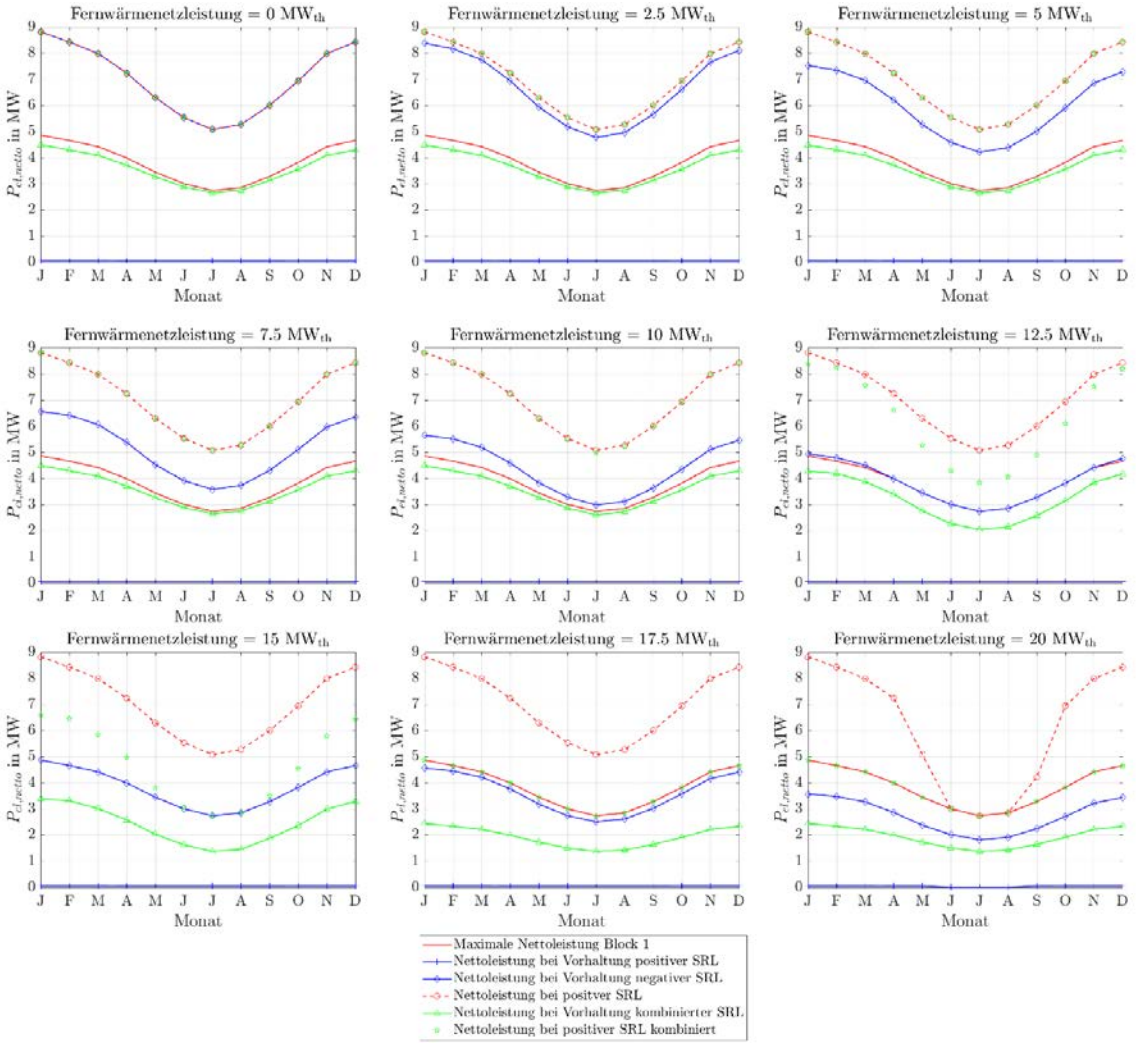
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 291: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



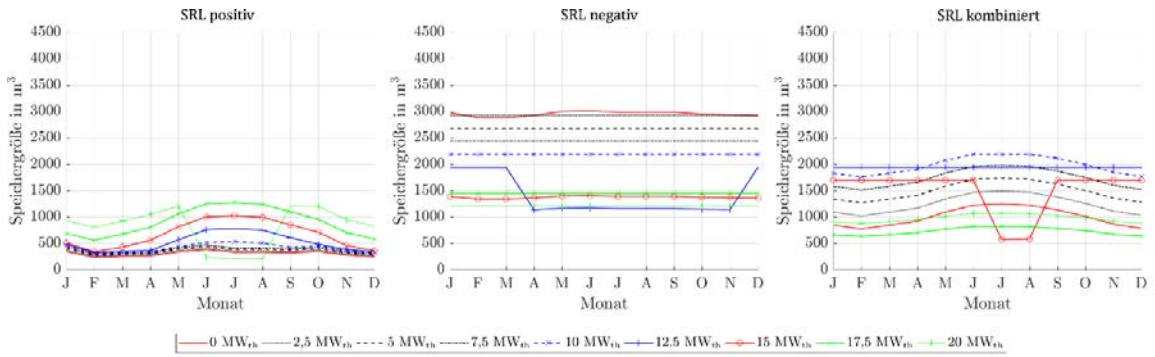
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 292: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



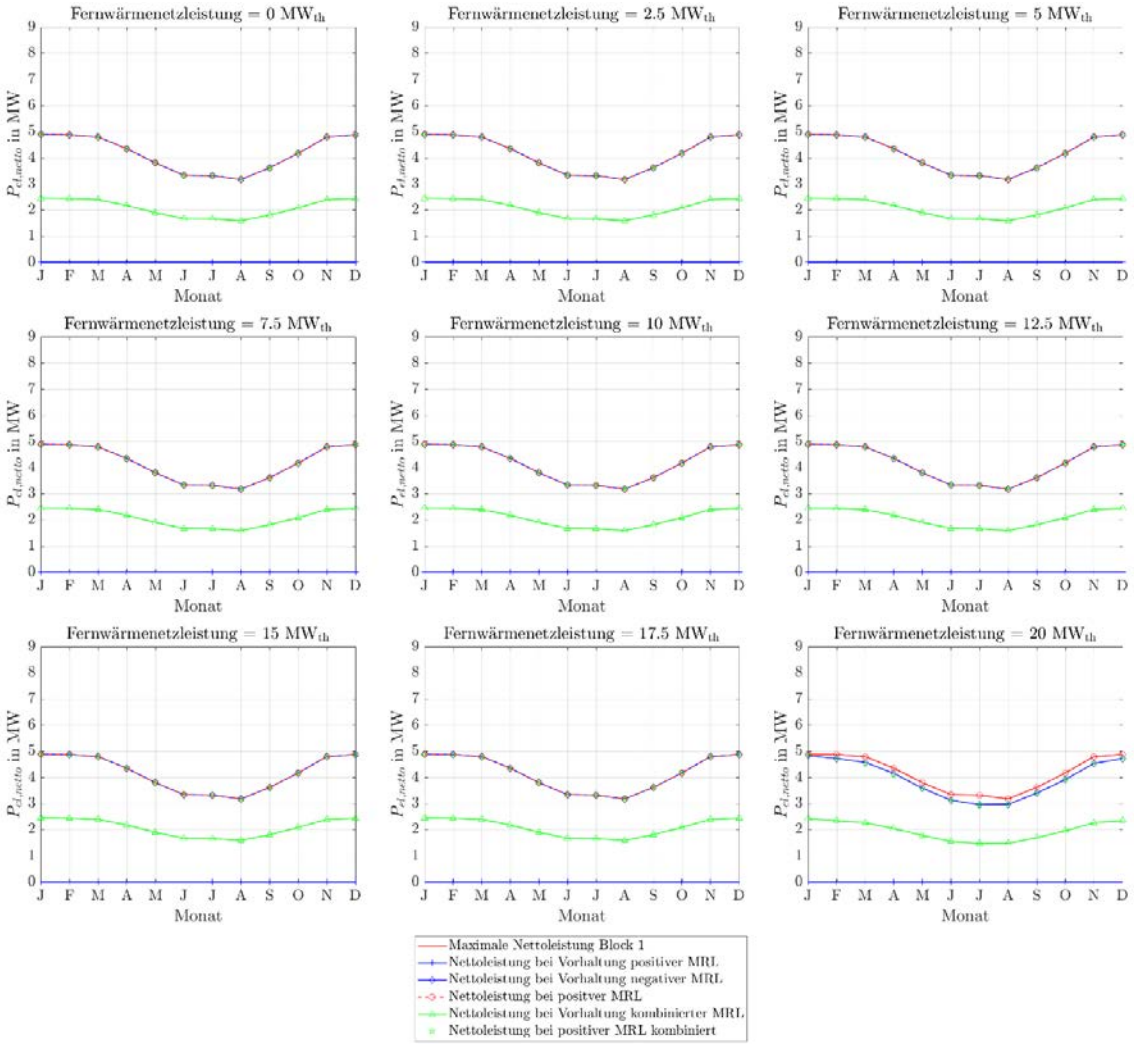
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 293: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



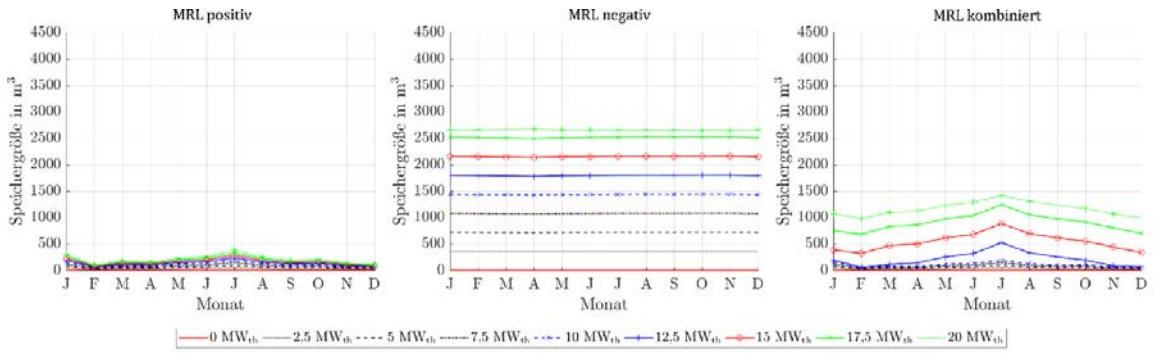
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 294: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



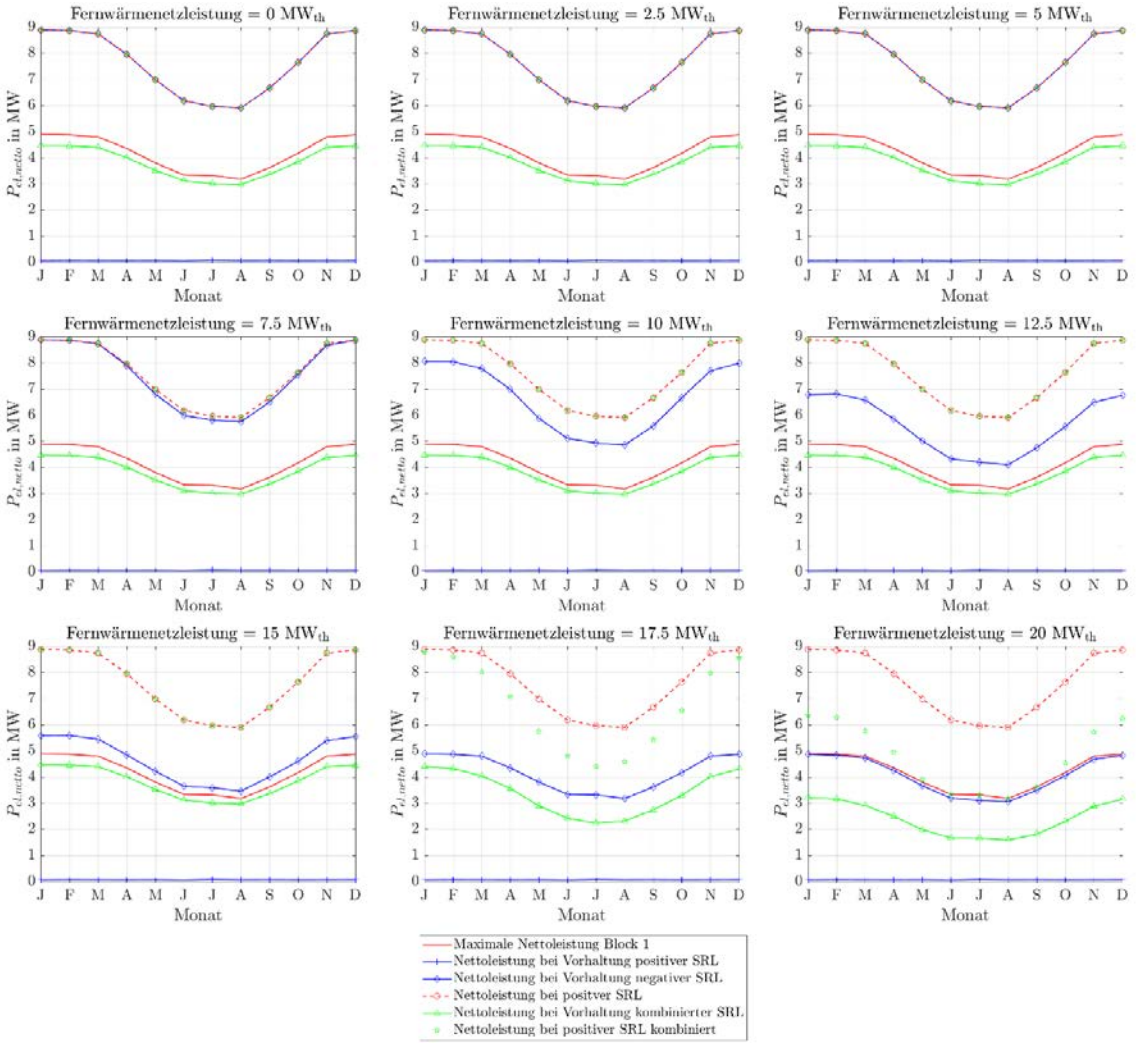
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 295: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



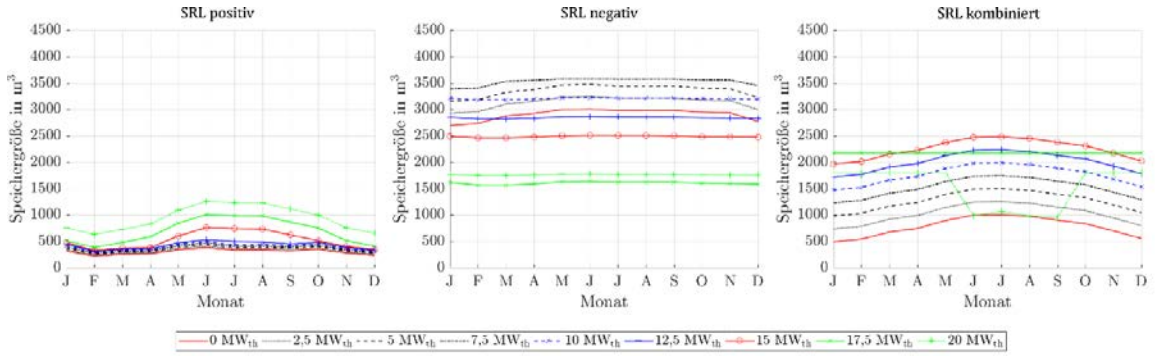
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 296: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



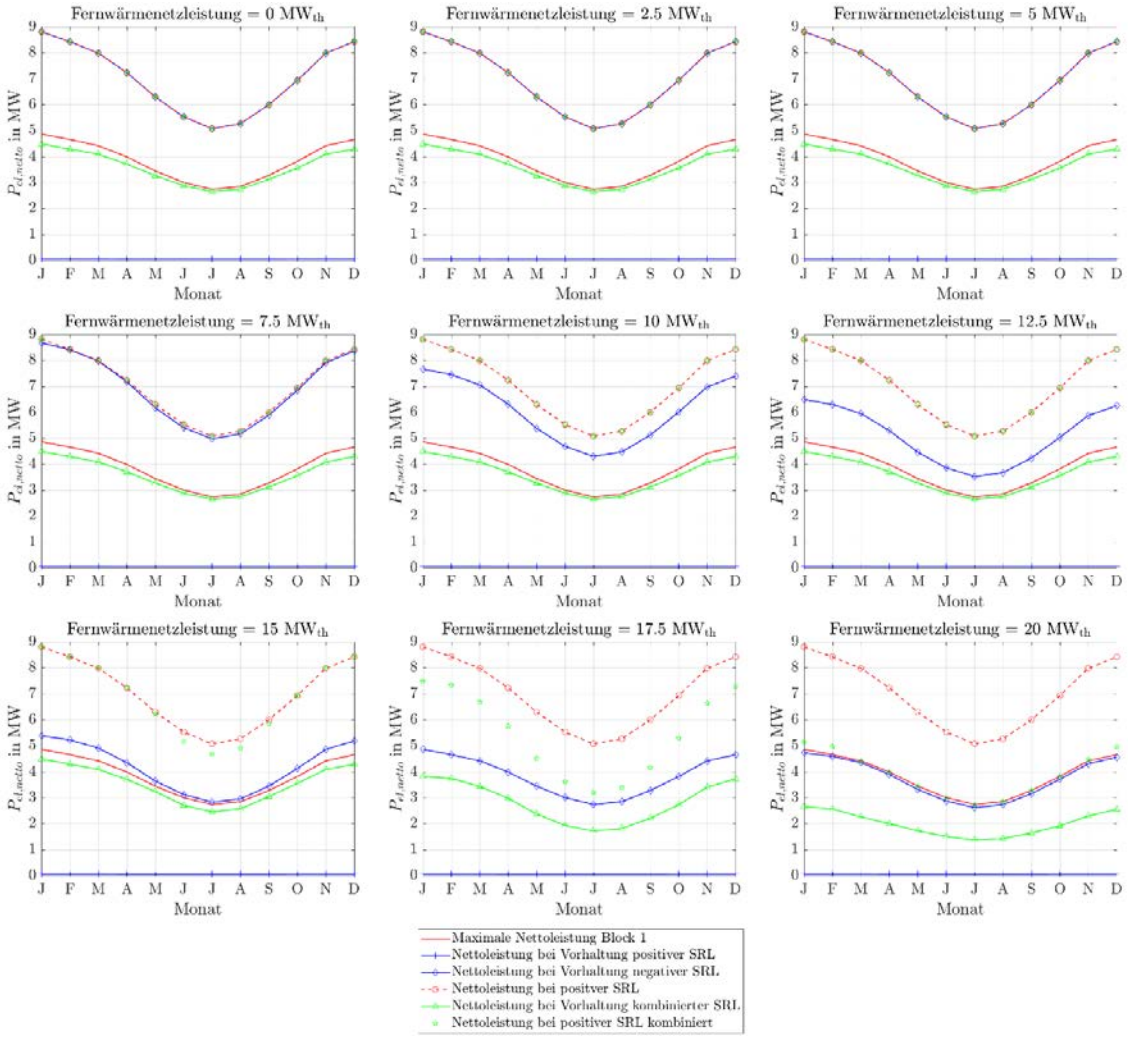
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 297: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



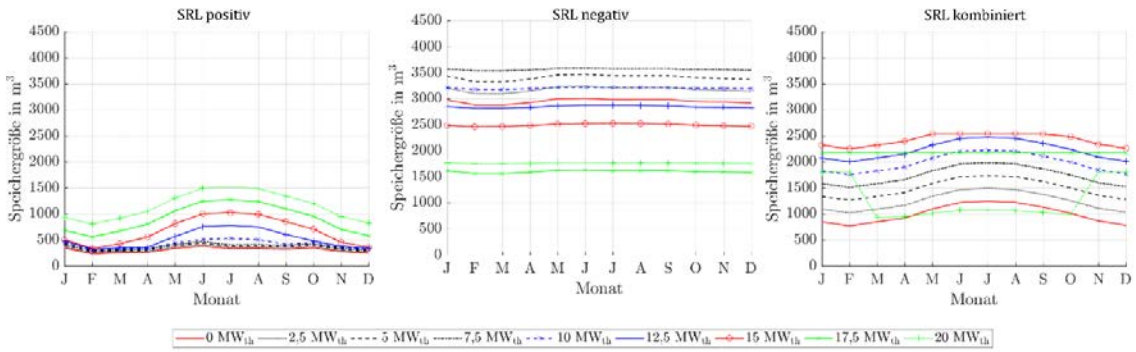
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 298: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



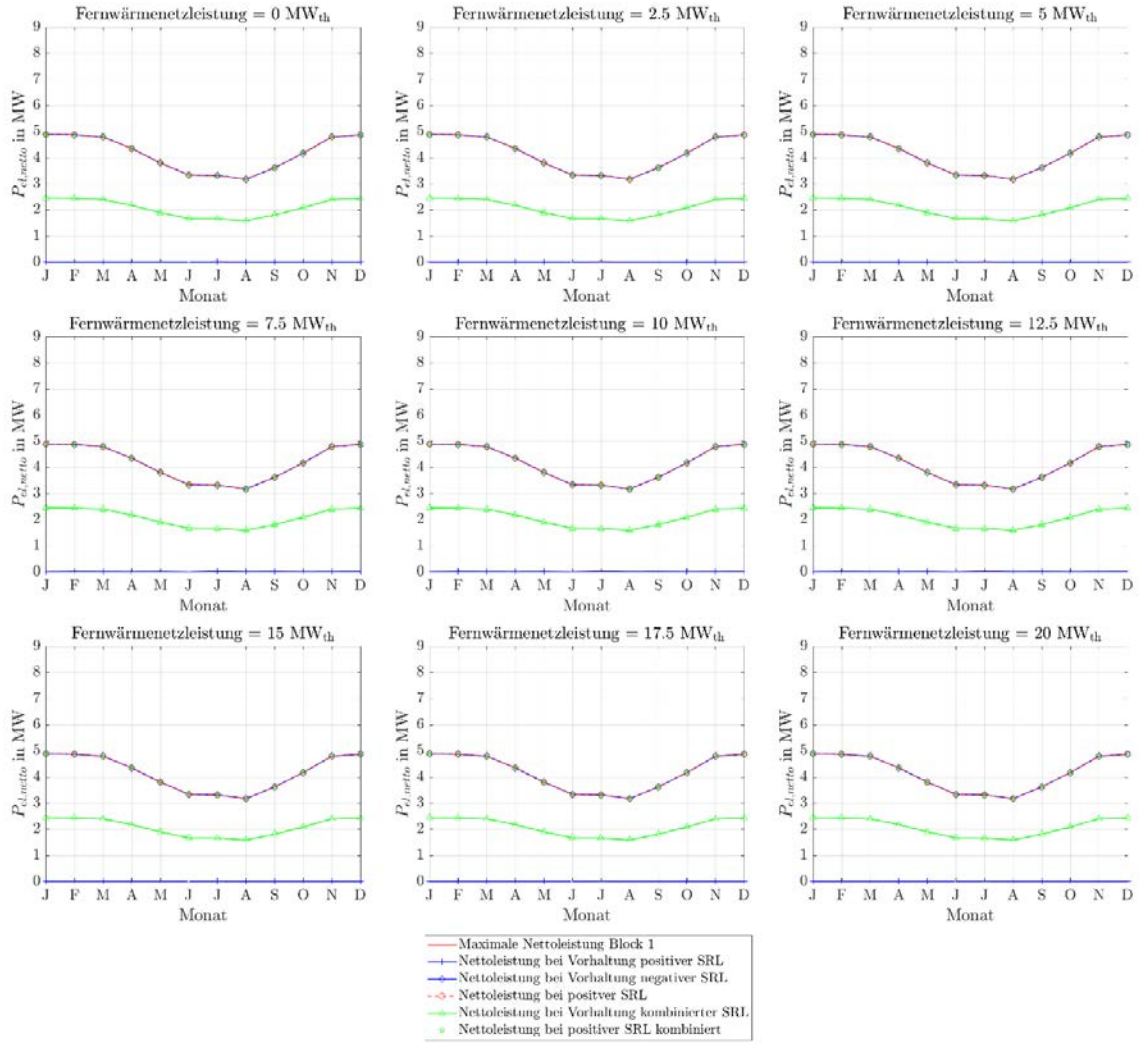
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 299: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



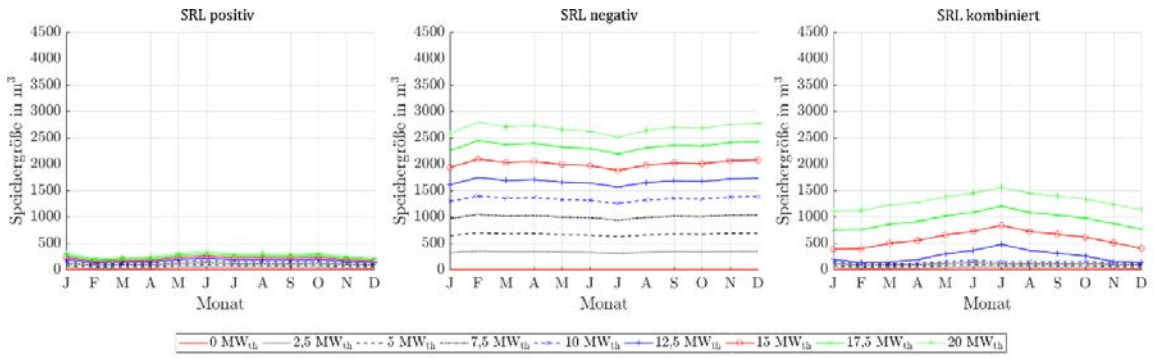
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 300: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



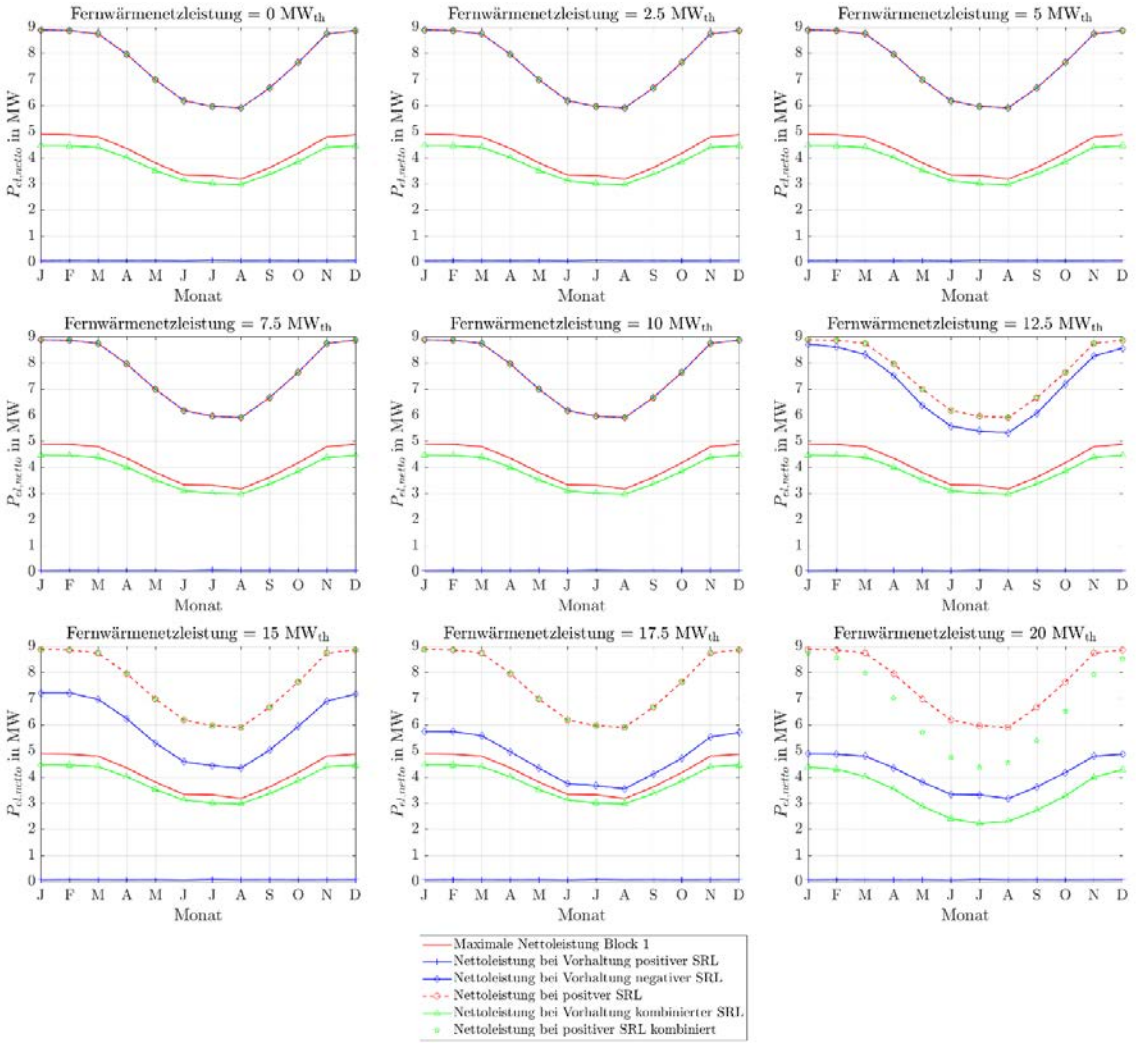
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 301: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



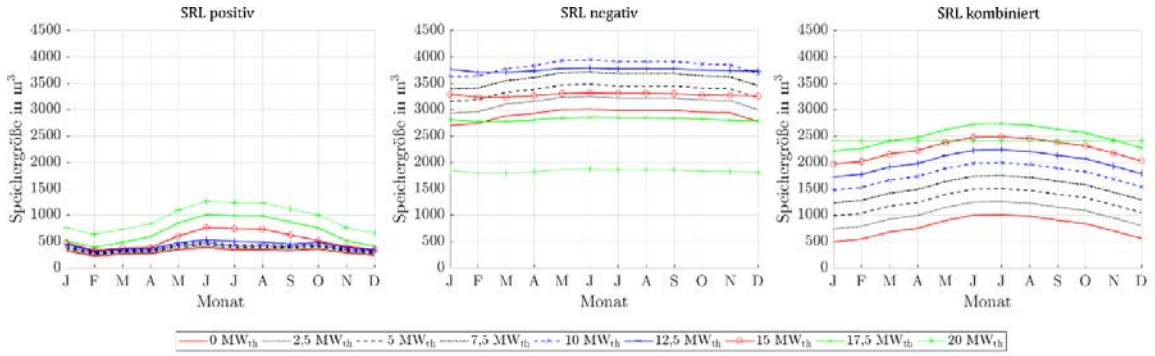
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 302: Stationäre Sekundärregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



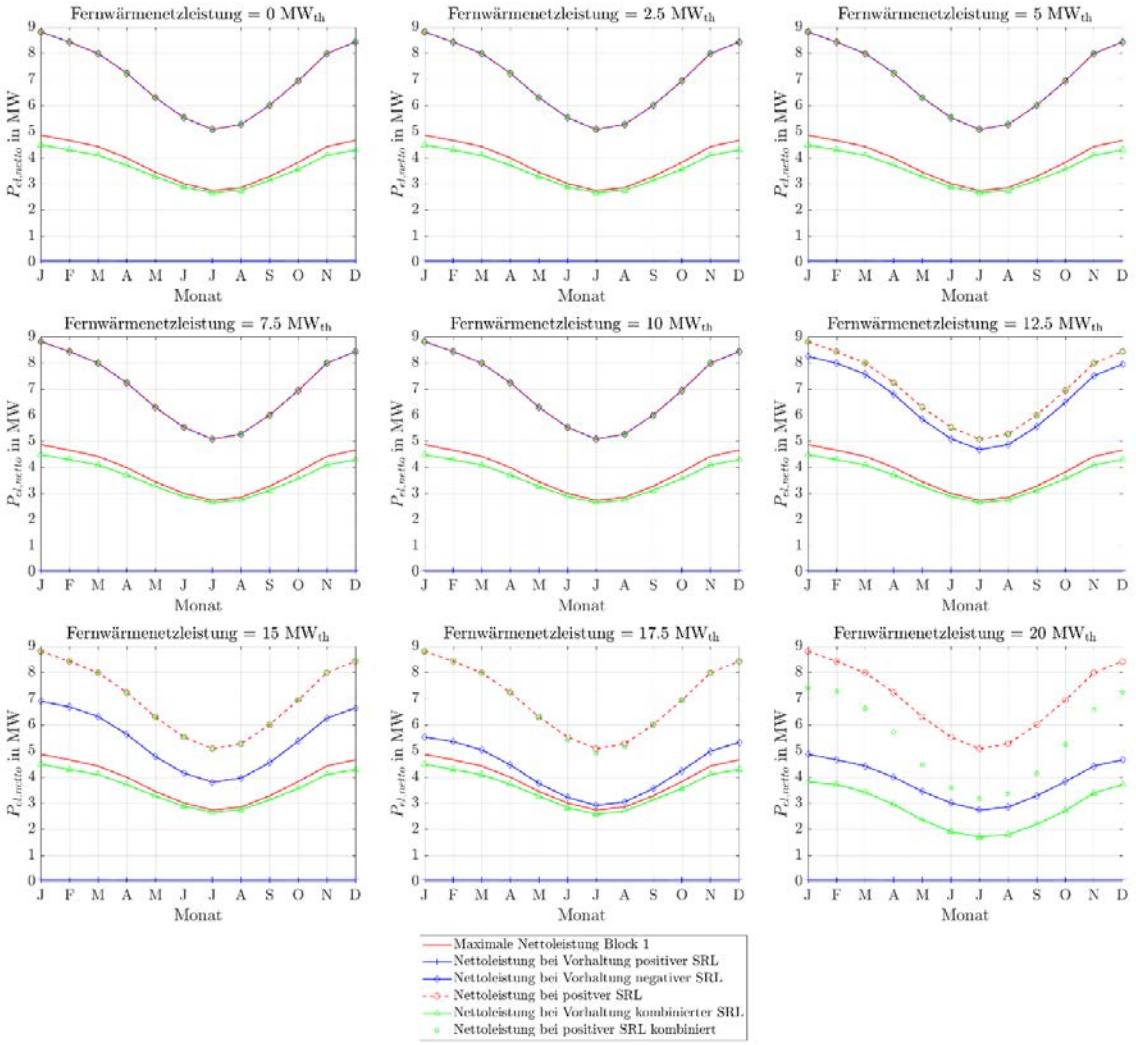
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 303: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



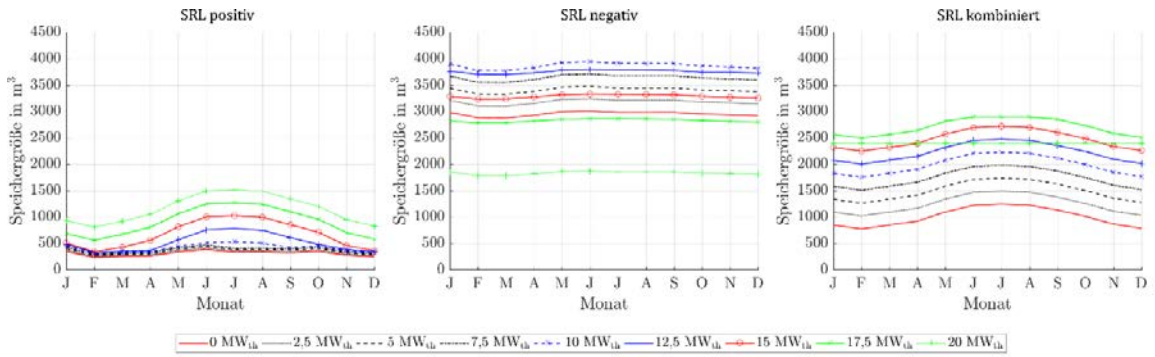
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 304: Stationäre Sekundärregelleistungen des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 305: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter SRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.

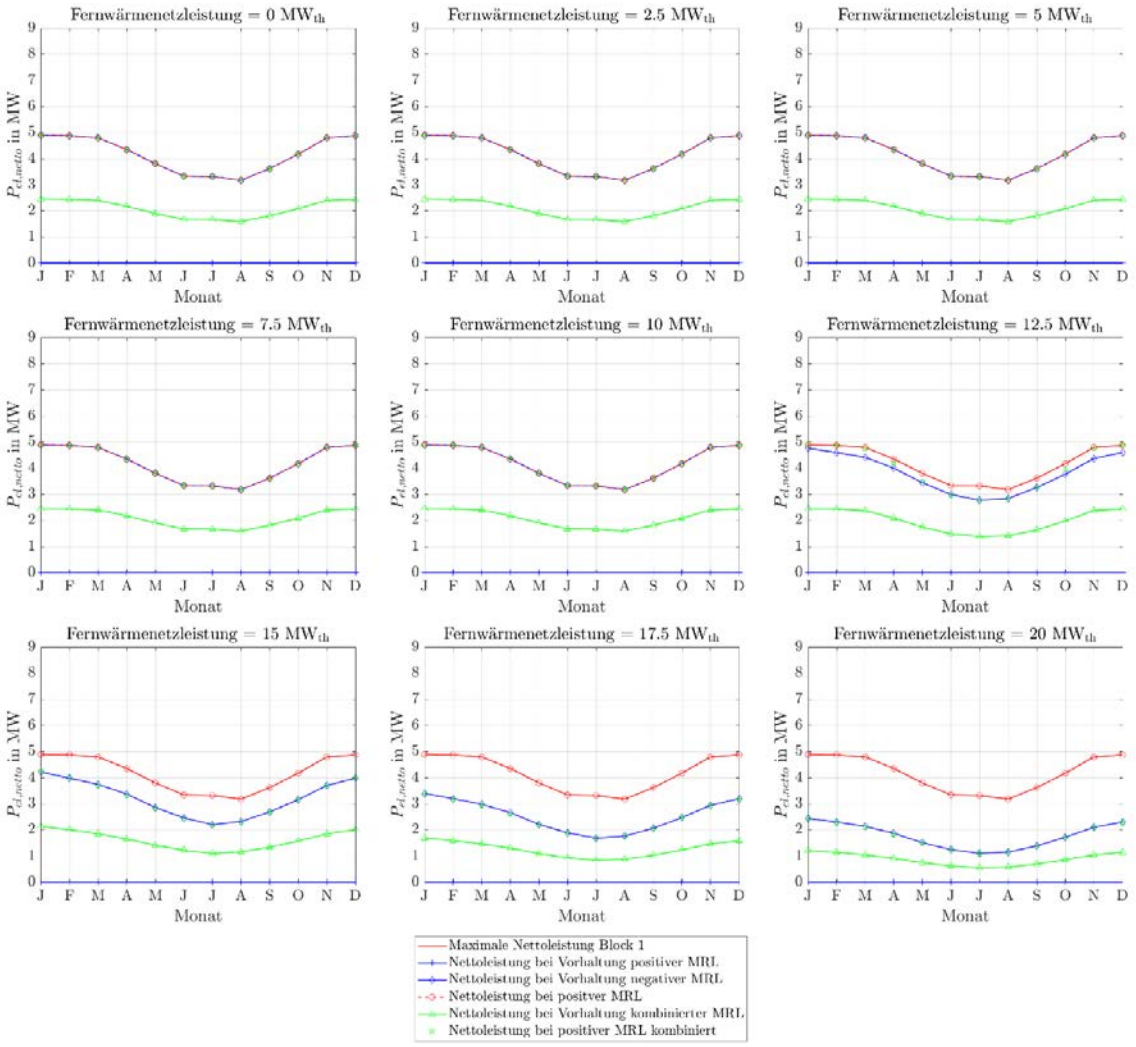


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Anhang O

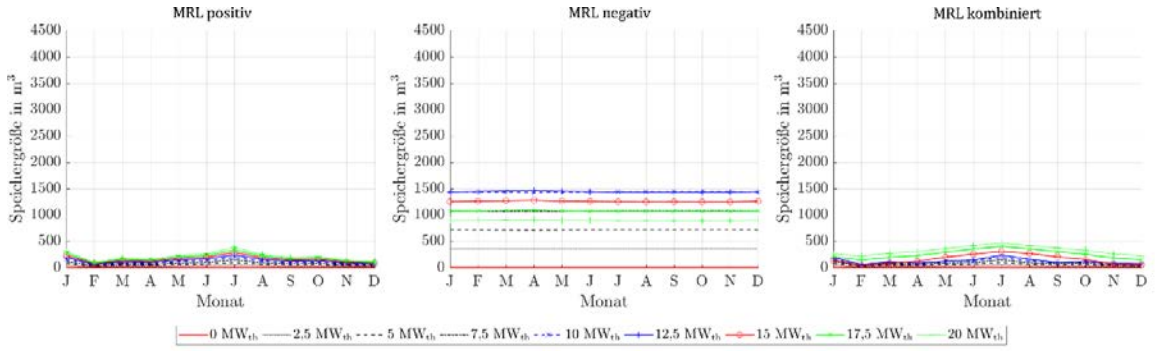
Abbildung 306 bis Abbildung 311 zeigen die Ergebnisse für eine Zeitscheibe zur Einspeicherung, Abbildung 312 bis Abbildung 317 für zwei Zeitscheiben zur Einspeicherung, Abbildung 318 bis Abbildung 323 für drei Zeitscheiben zur Einspeicherung und Abbildung 324 bis Abbildung 329 für vier Zeitscheiben zur Einspeicherung. Die Verläufe der Leistungsniveaus und Speichergrößen für die Minutenregelleistung sind qualitativ mit denen der Sekundärregelleistung vergleichbar und zeigen die gleichen Besonderheiten.

Abbildung 306: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



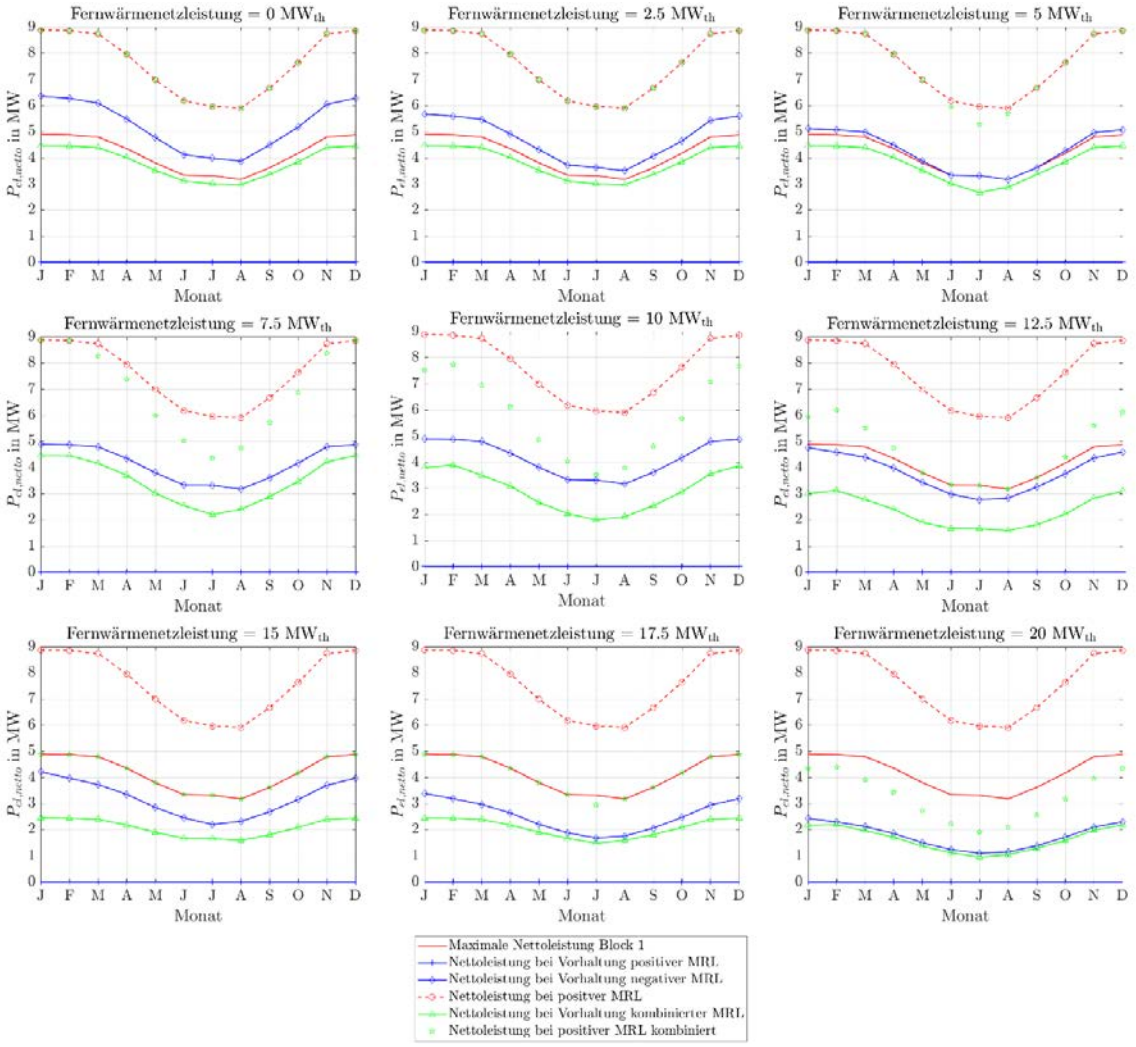
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 307: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



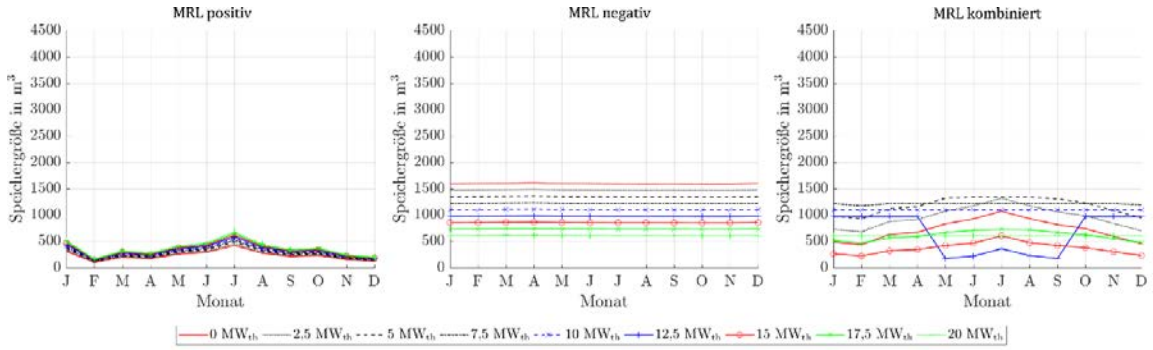
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 308: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



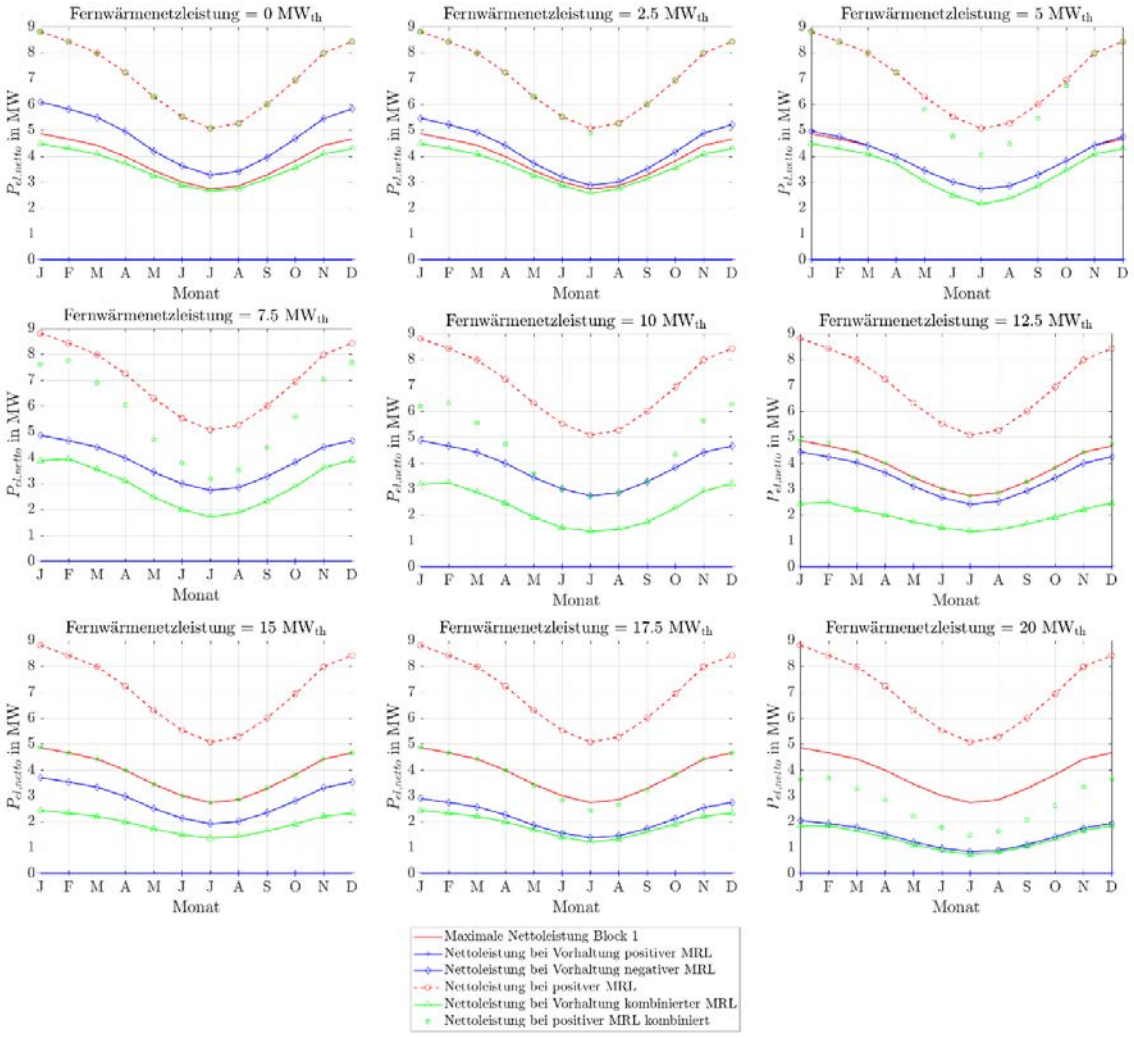
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 309: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



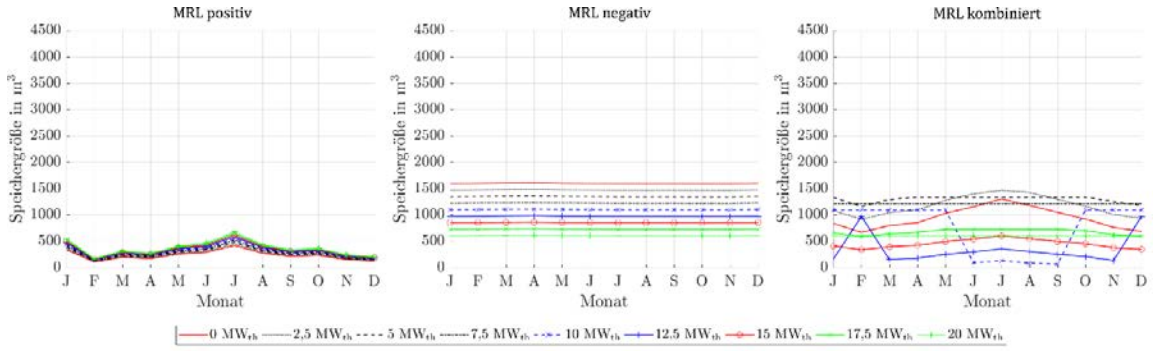
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 310: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum



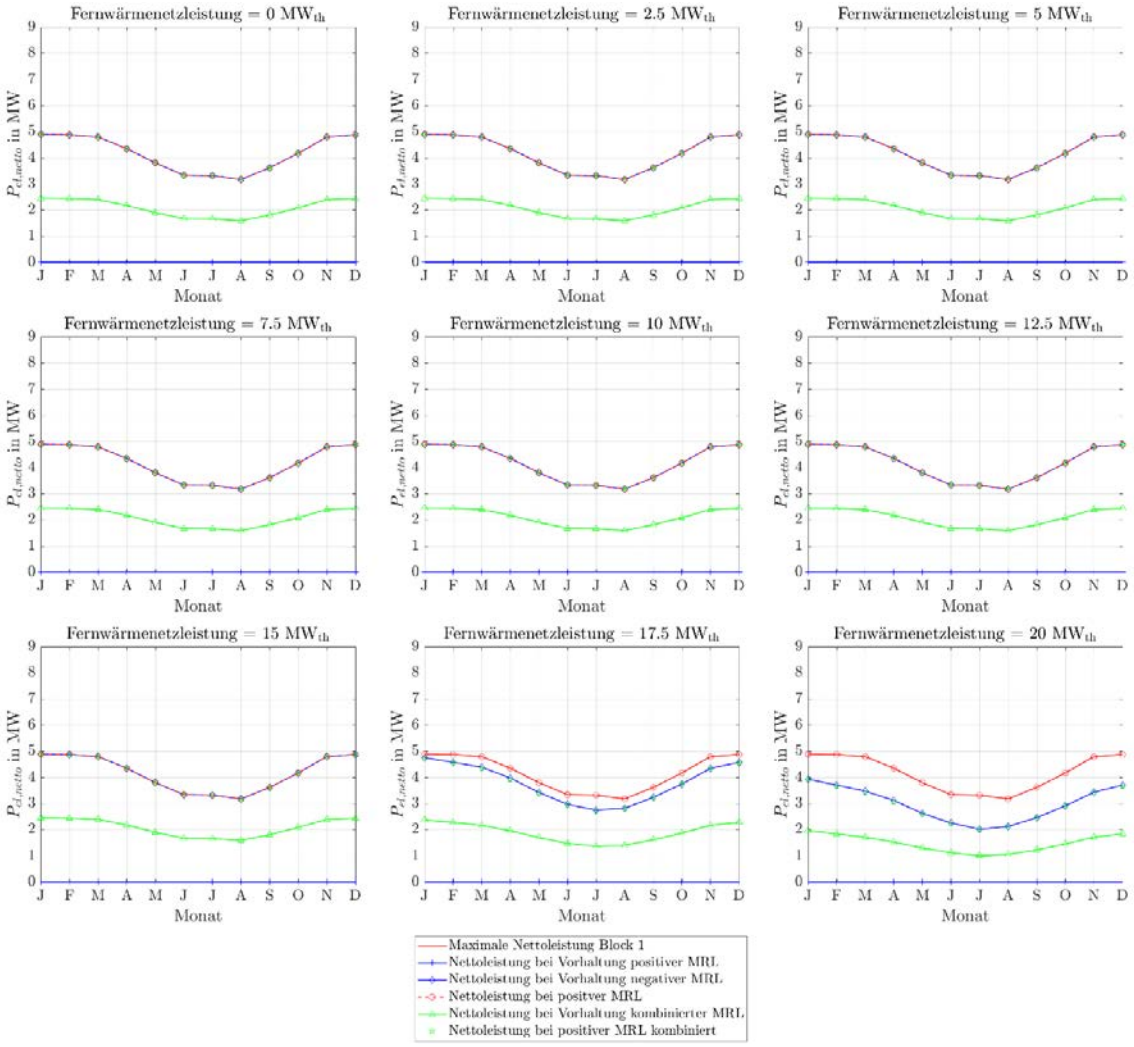
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 311: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei einer 4h-Zeitscheibe Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



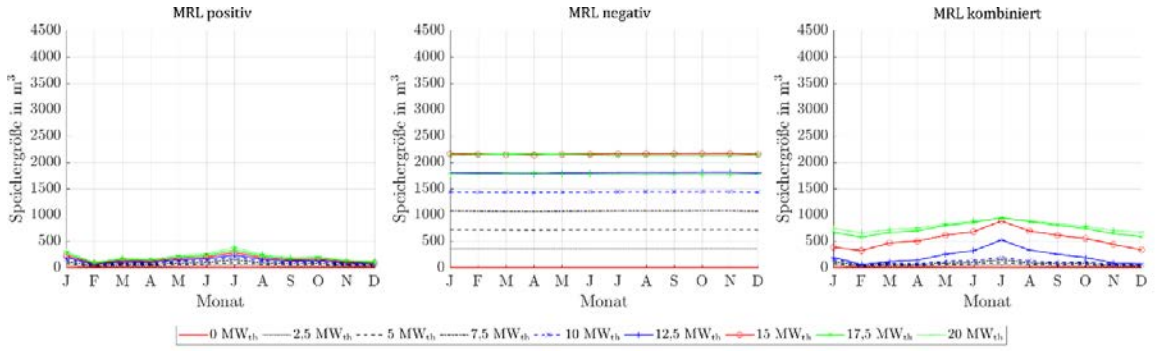
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 312: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum



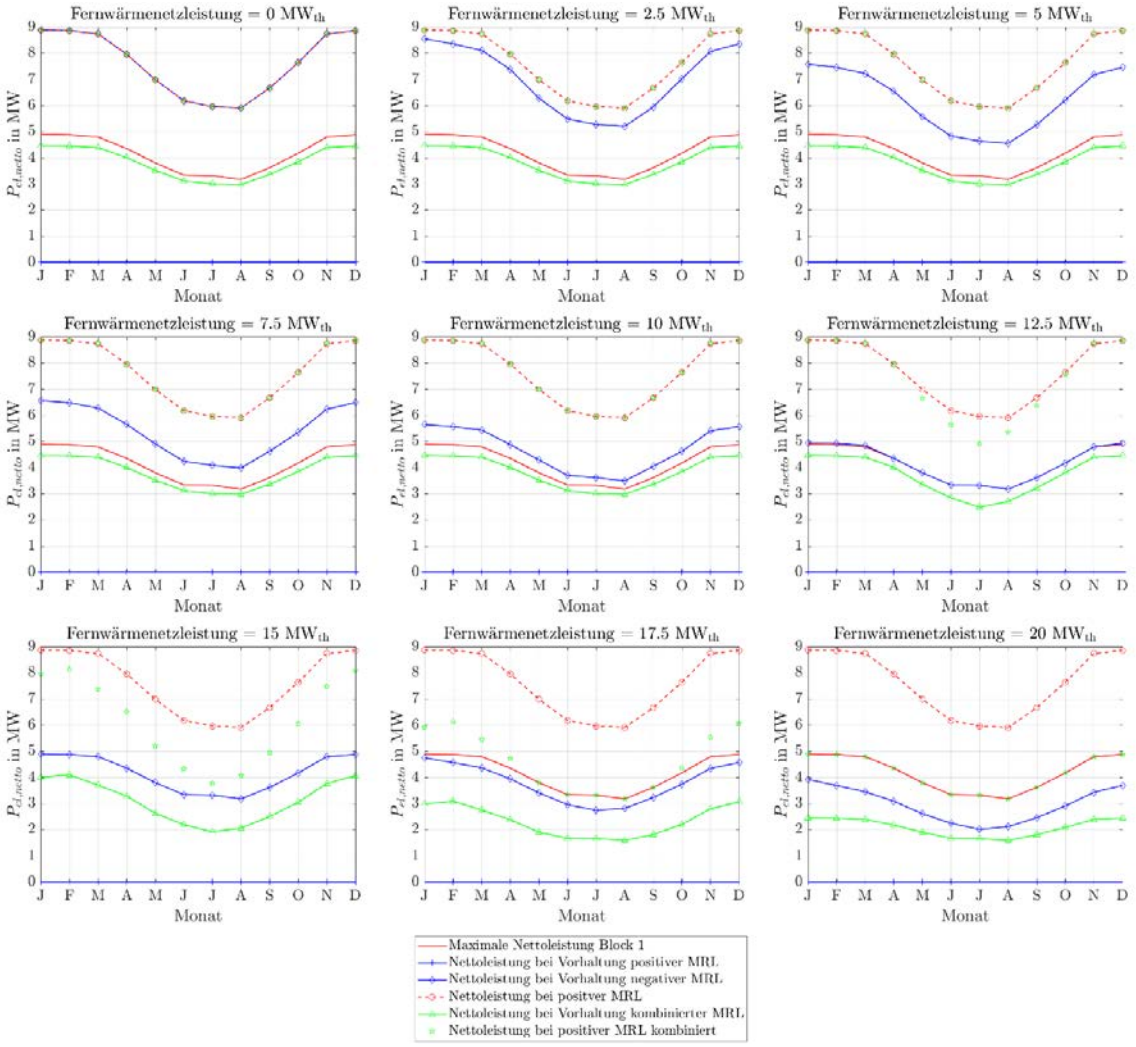
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 313: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



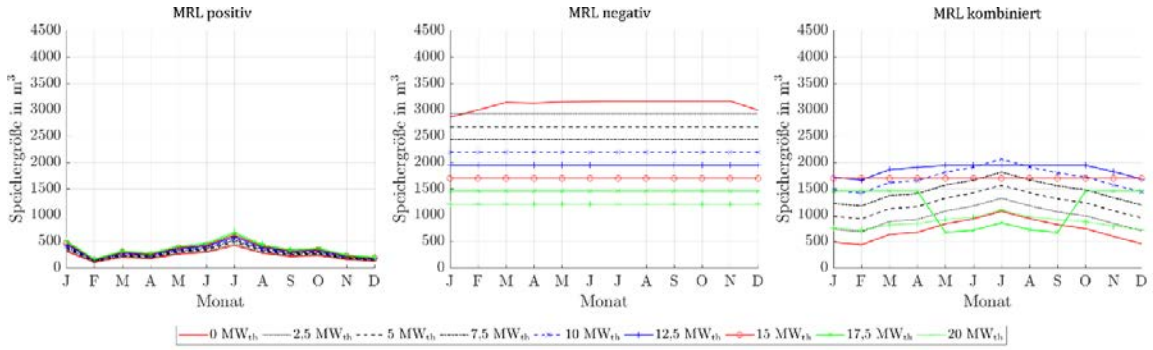
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 314: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



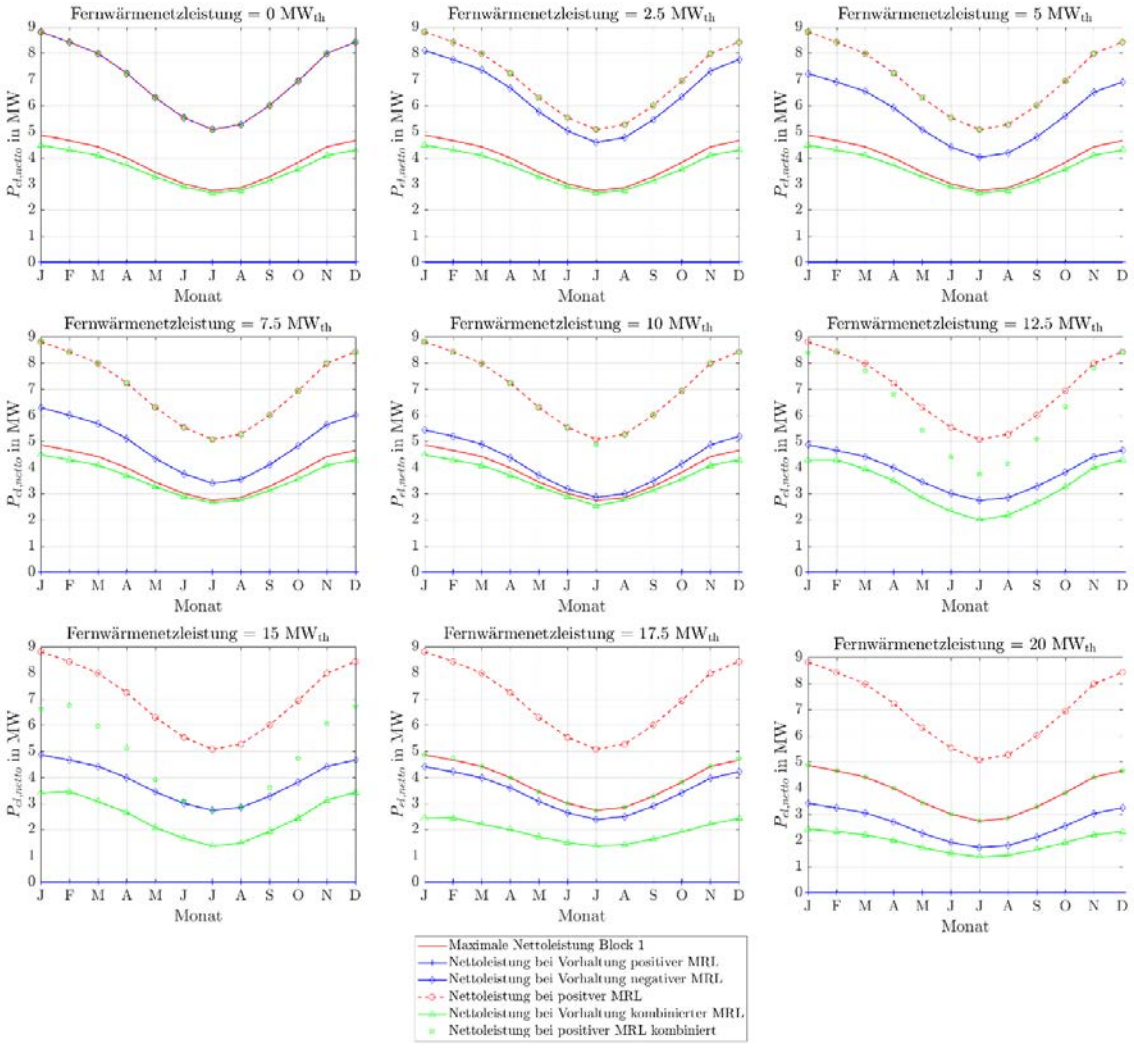
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 315: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



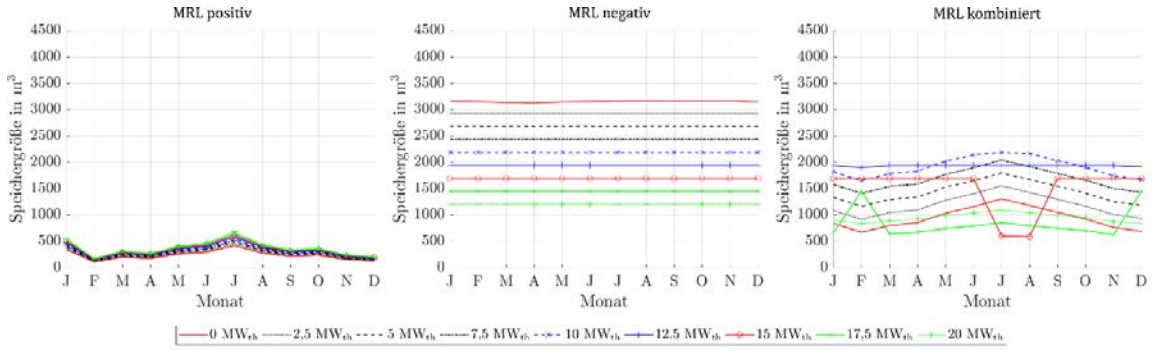
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 316: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



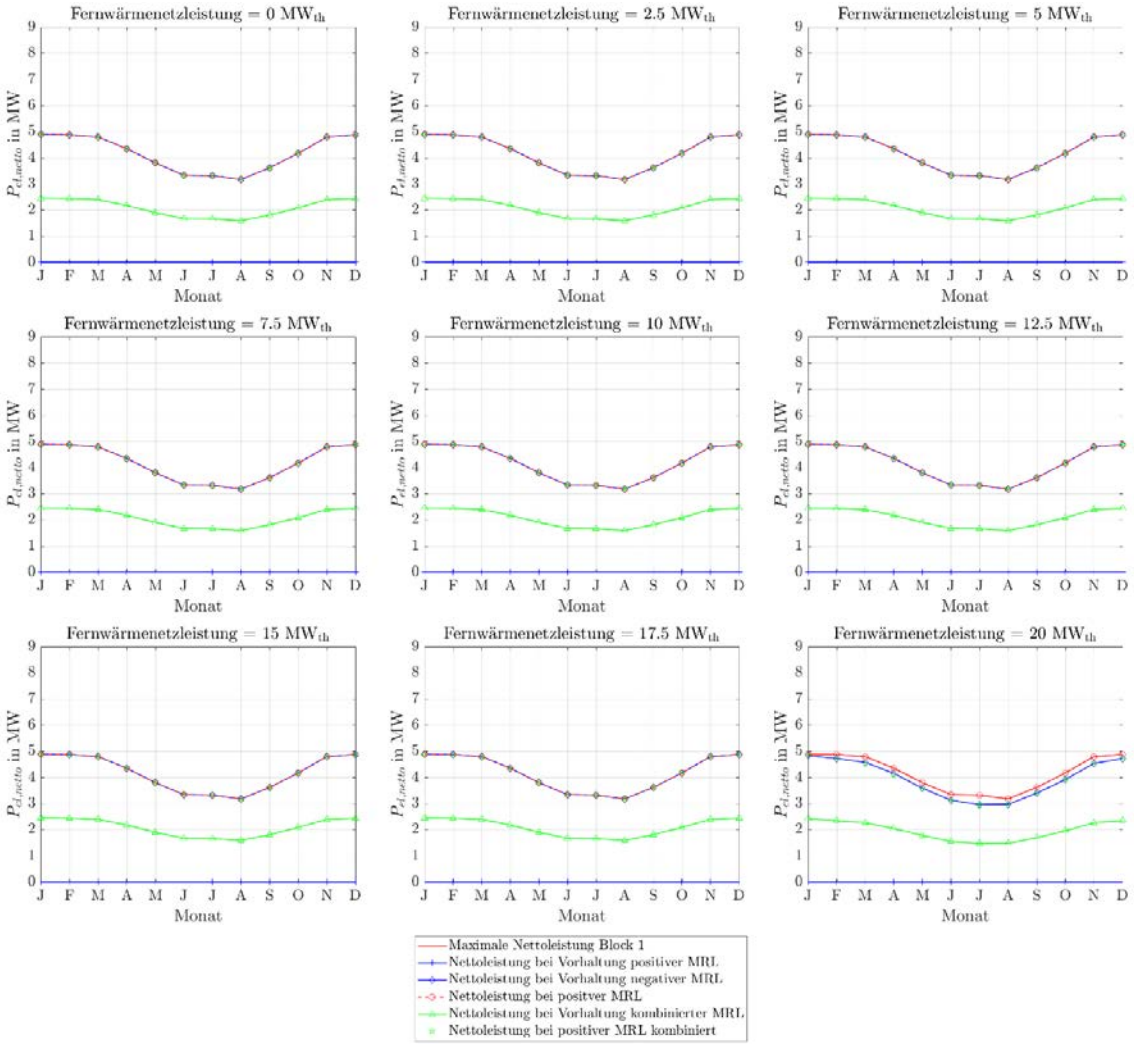
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 317: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei zwei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



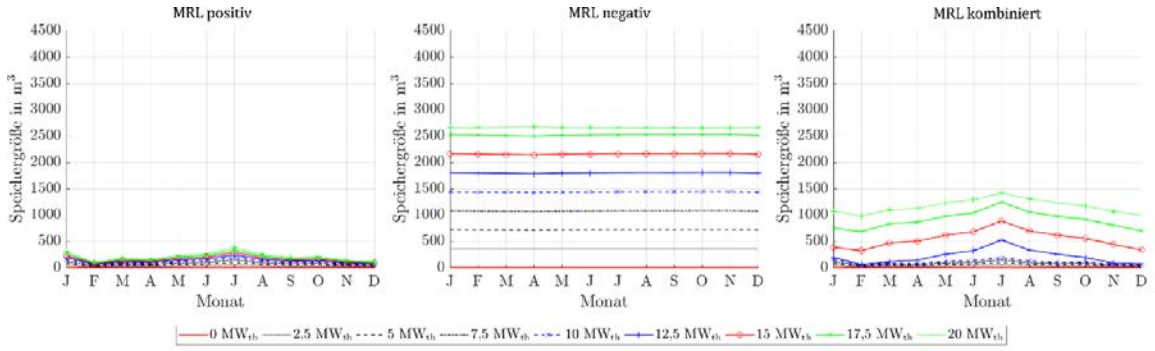
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 318: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



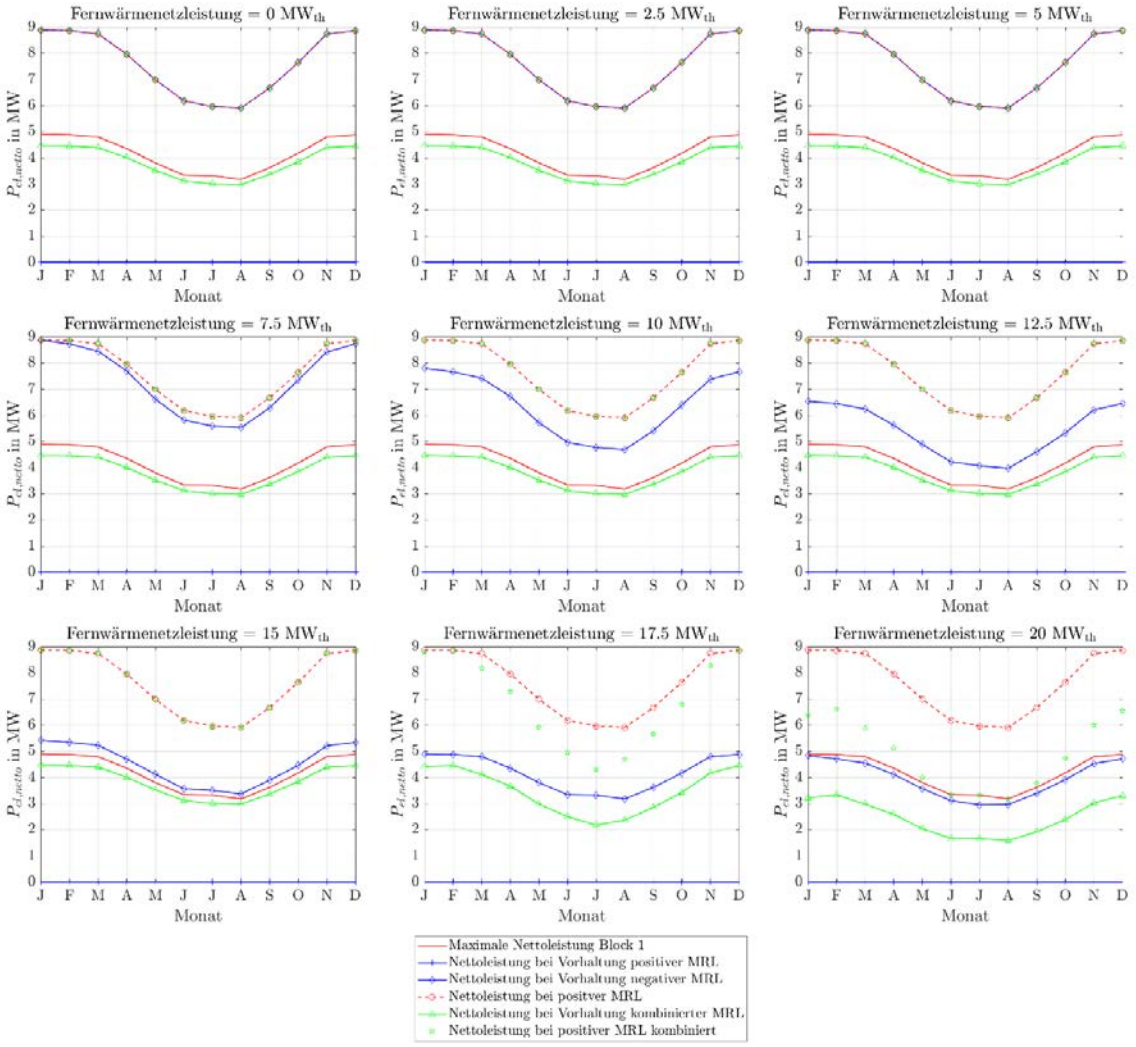
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 319: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



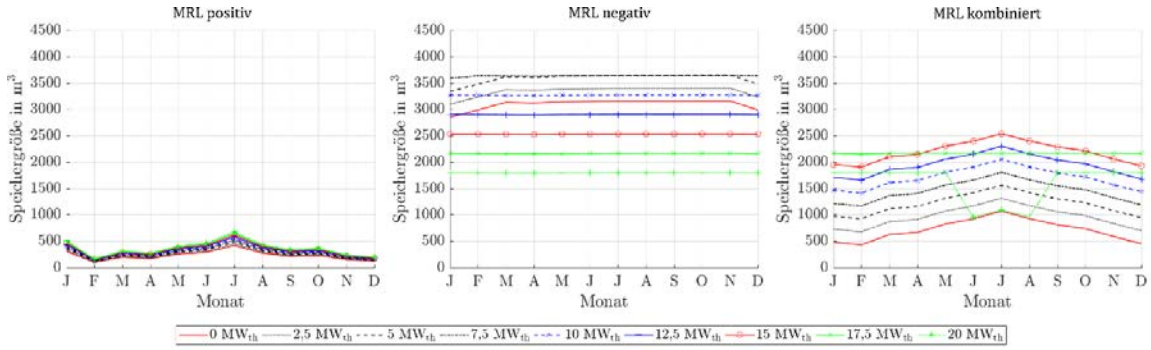
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 320: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



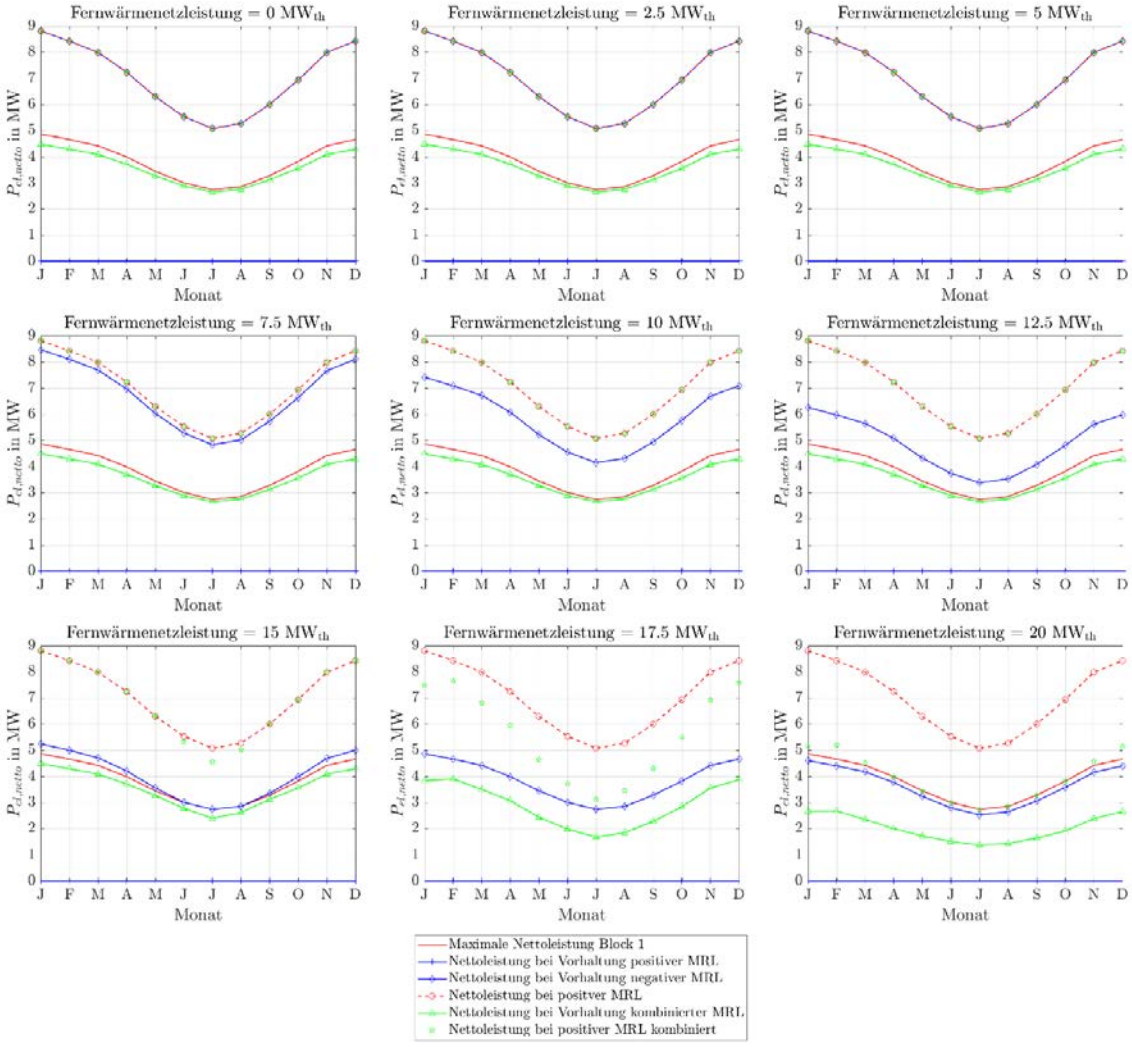
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 321: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



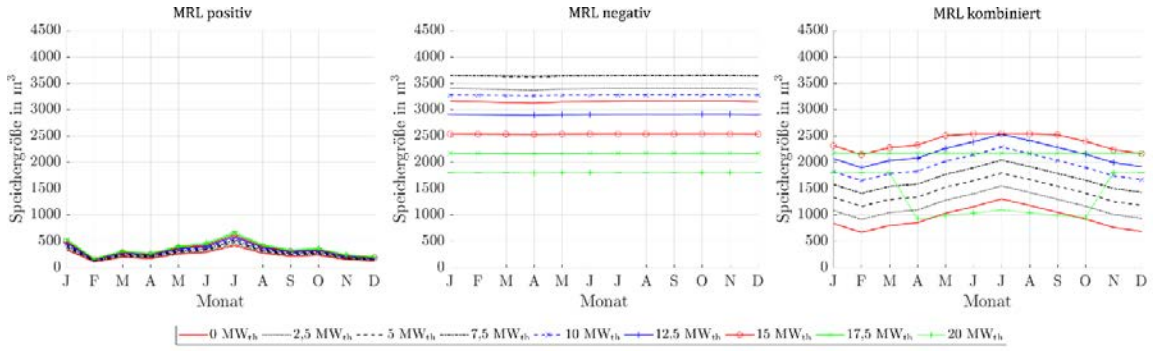
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 322: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



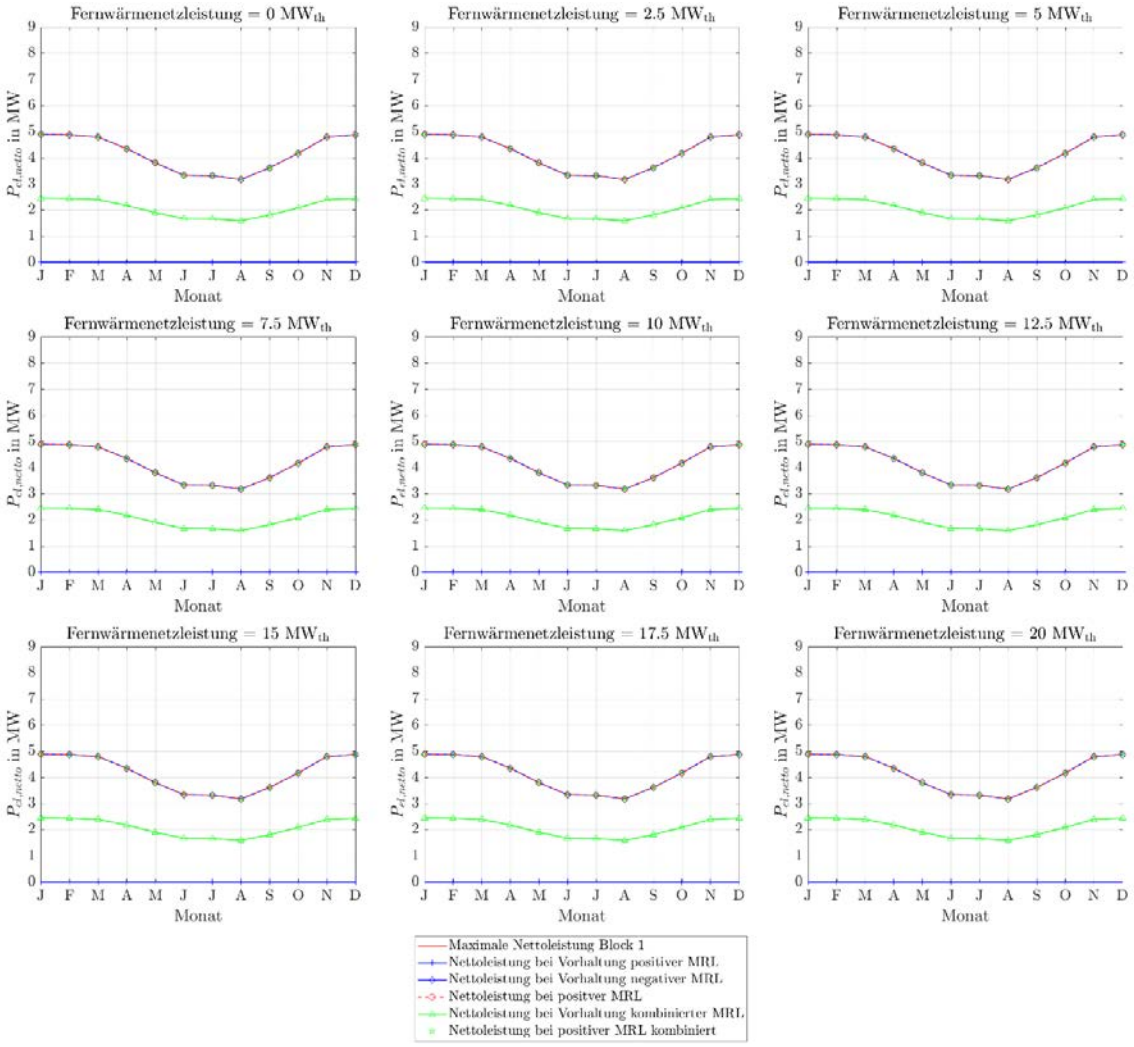
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 323: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



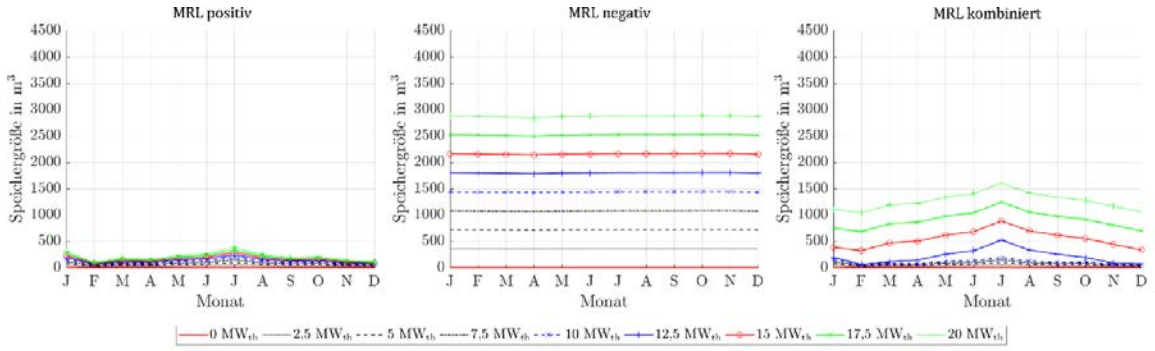
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 324: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



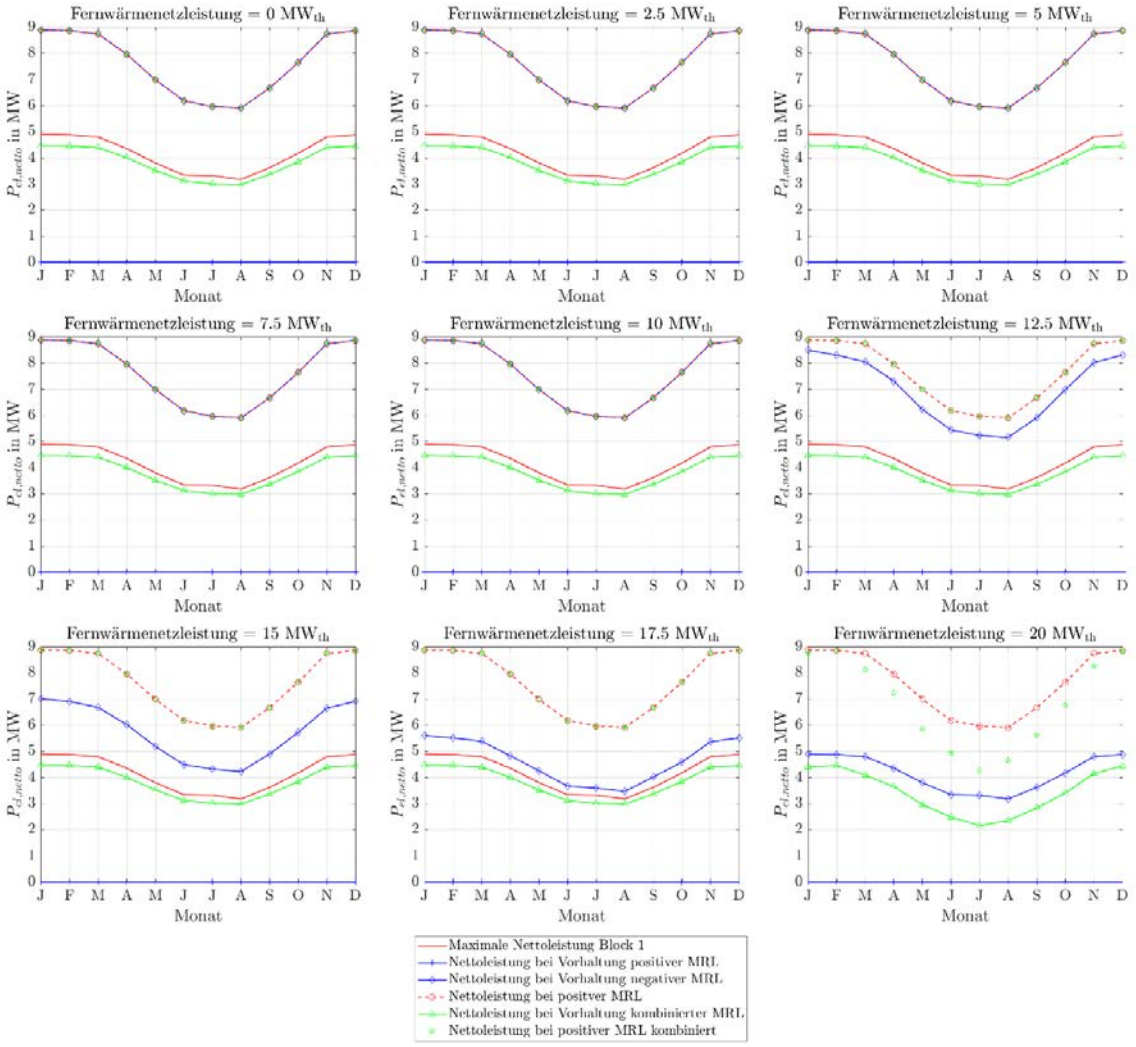
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 325: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



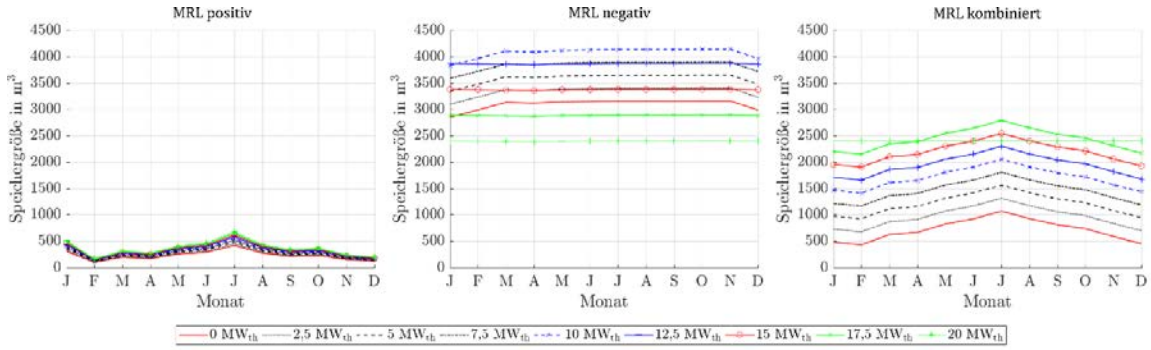
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 326: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



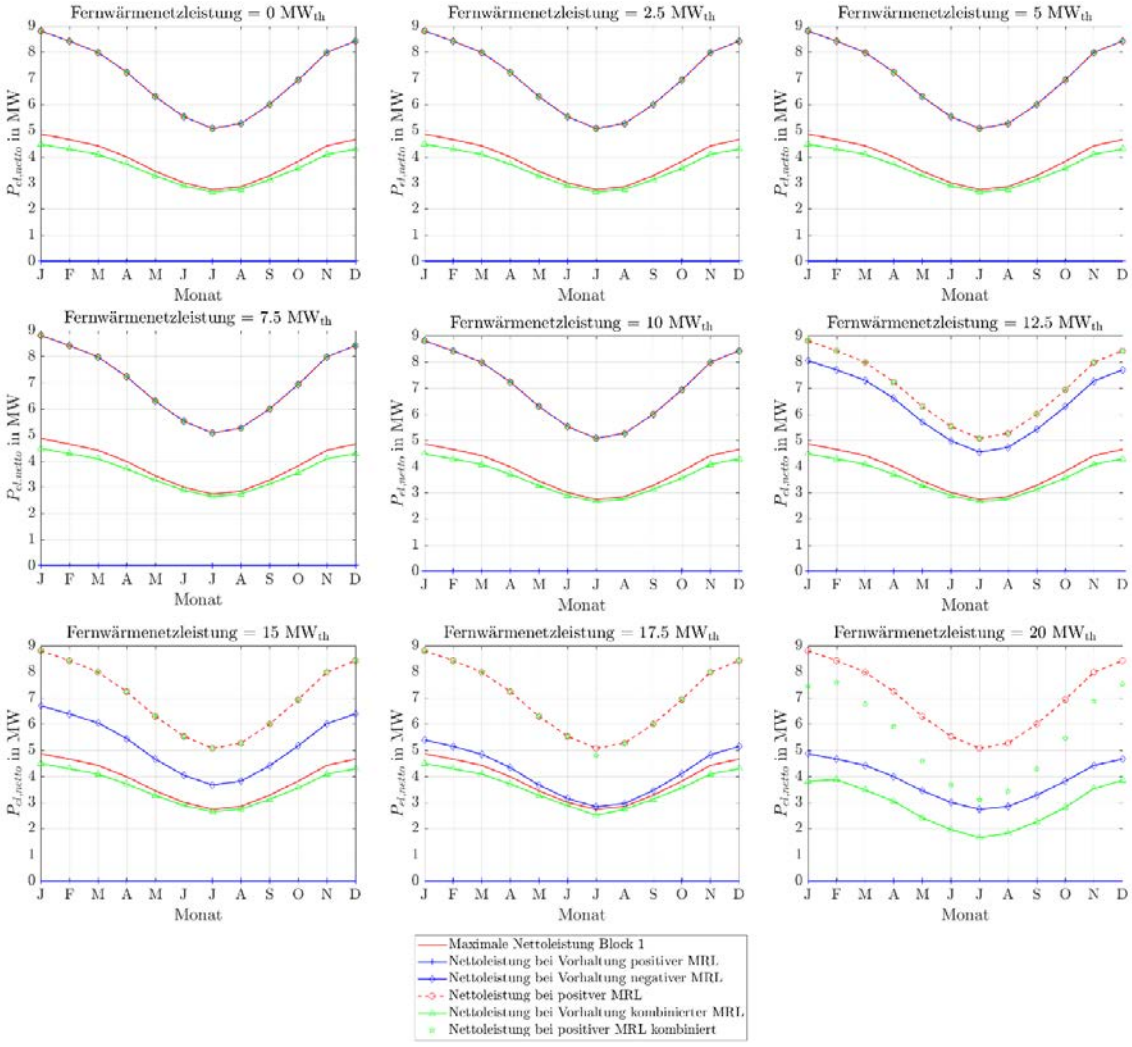
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 327: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



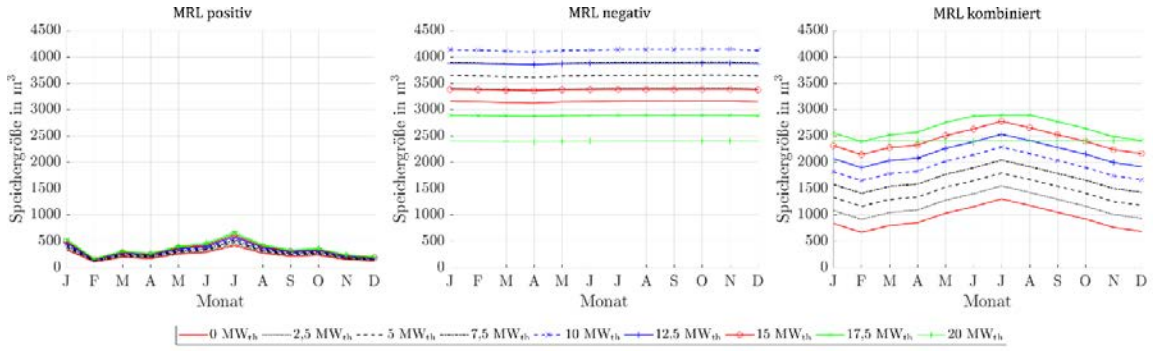
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 328: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 329: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei vier 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.

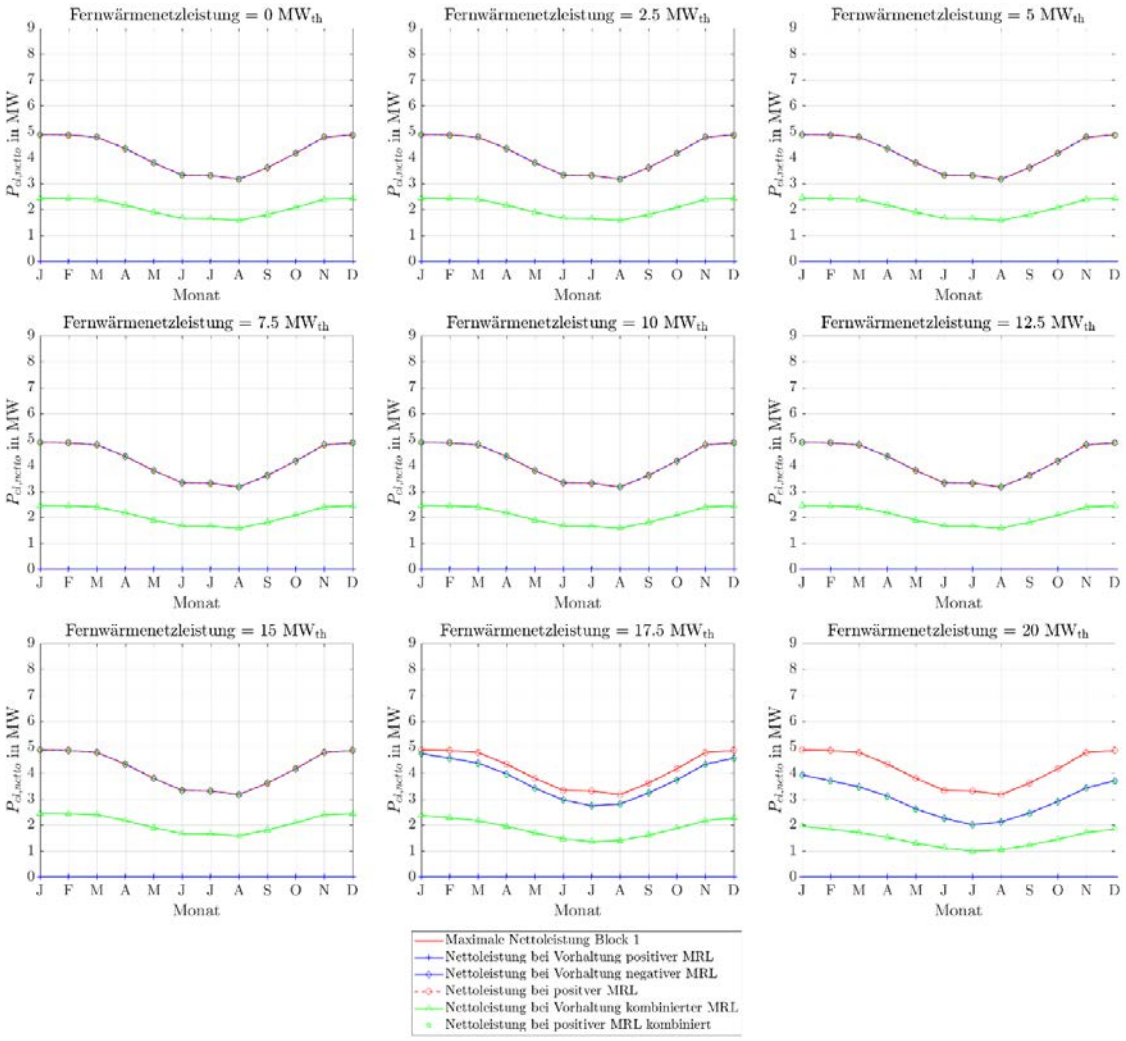


Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Anhang P

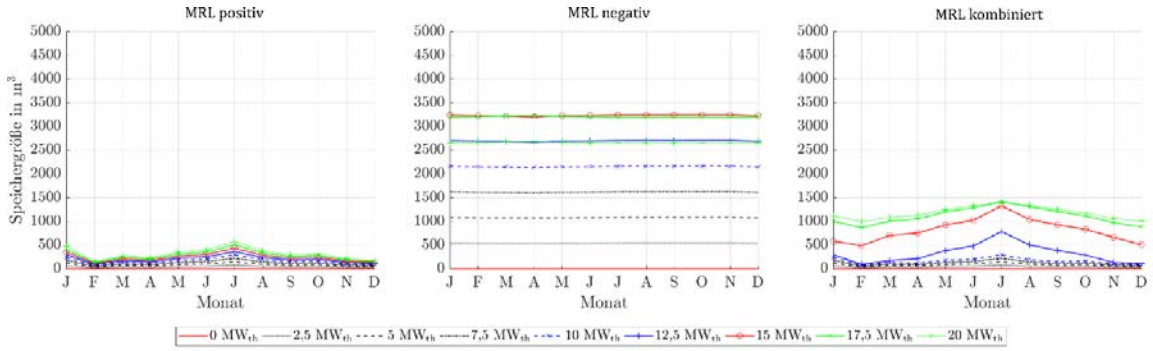
Analog zu den Berechnungen für Sekundärregelleistung wurden die Berechnungen für die Minutenregelleistung durchgeführt, deren Ergebnisse im Folgenden dargestellt sind. Hierbei zeigen Abbildung 330 und Abbildung 331 die Ergebnisse für das Kraftwerk mit Heißwasserspeicher im Fernwärmenetz, Abbildung 332 und Abbildung 333 die Ergebnisse für das Kraftwerk mit Thermalwasserspeicher und Abbildung 334 und Abbildung 335 die Ergebnisse für das Heiz- und Kraftwerk mit Heißwasserspeicher. Wie bei den zuvor betrachteten Strategien verhalten sich auch hier die Ergebnisse der Berechnungen qualitativ betrachtet gleich wie die Ergebnisse der Berechnungen zur Sekundärregelleistung.

Abbildung 330: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



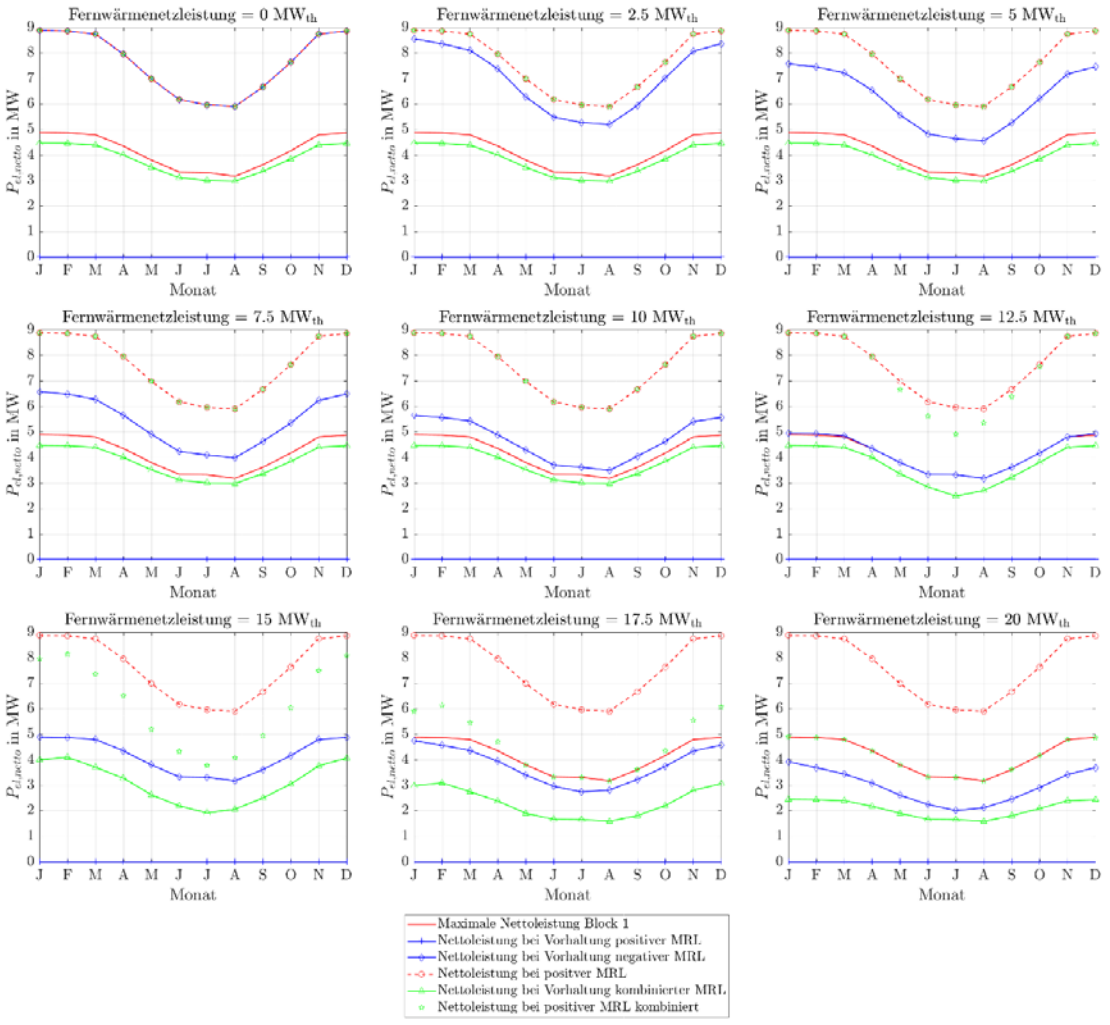
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 331: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers im Fernwärmenetz für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



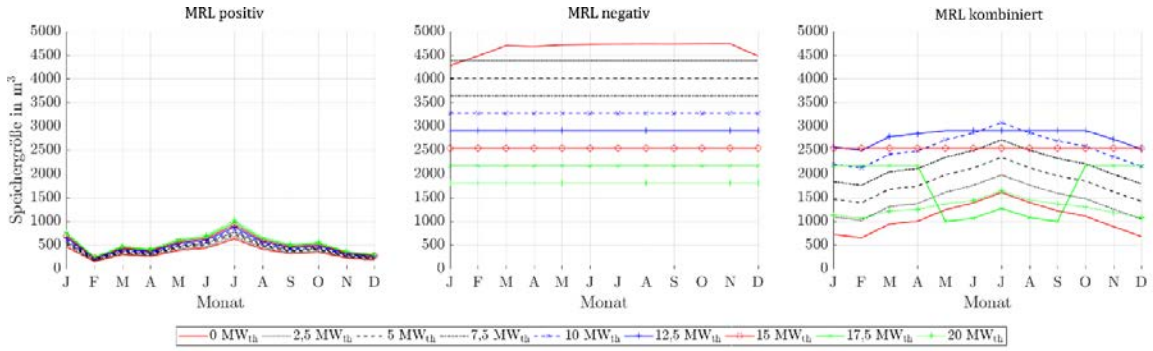
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 332: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



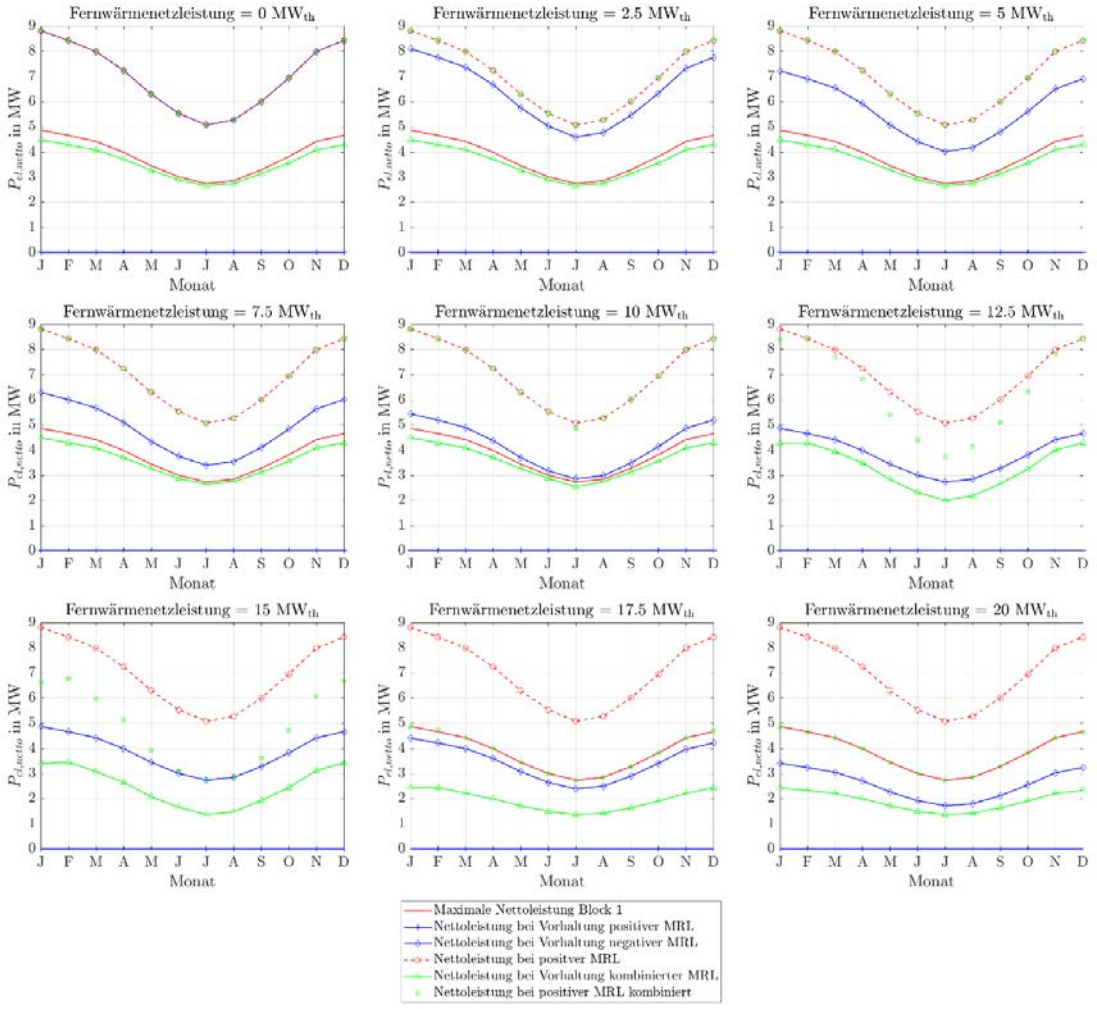
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 333: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Thermalwasserspeichers im Kraftwerk für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



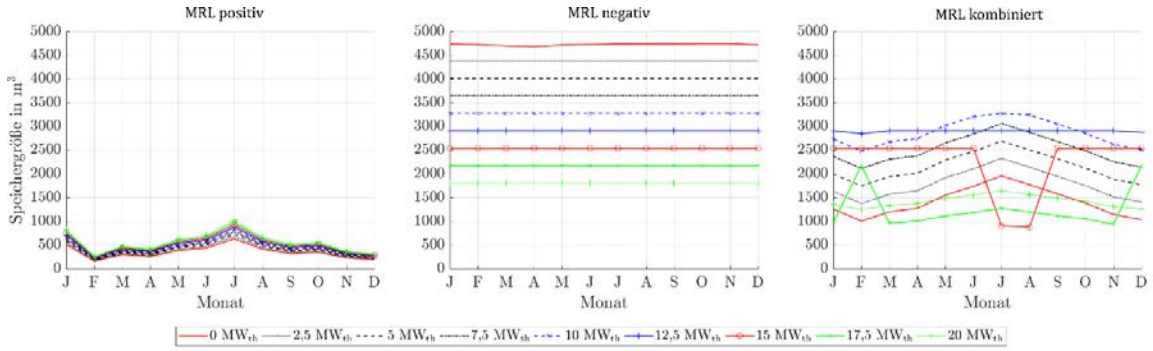
Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 334: Stationäre Minutenregelleistungen des ORC-Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München

Abbildung 335: Benötigte Speichergrößen bei Angebot von positiver, negativer und kombinierter MRL des Referenz-Geothermie-Kraftwerks mit Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers des Heiz- und Kraftwerks für Fernwärmenetzleistungen von 0 MW_{th} bis 20 MW_{th} bei drei 4h-Zeitscheiben Einspeicherung und drei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Angebotszeitraum.



Quelle: Eigene Darstellung, Technische Universität München