

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades
„Master of Science in Engineering“
im Studiengang Erneuerbare Urbane Energiesysteme

Regelungsmöglichkeiten für Fernwärme-Kessel mit Warmwasser- Speicher unter Berücksichtigung von Speicher-, Abnehmer- und Außentemperatur- Messwerten

Ausgeführt von: Philipp Pfeiler, BSc
Personenkennzeichen: 1510578008

1. Begutachter: DI Dr. Christian Kral
2. Begutachter: DI Matthias Kendlbacher

Falkenstein, 18.09.2017

Eidesstattliche Erklärung

„Ich, als Autor / als Autorin und Urheber / Urheberin der vorliegenden Arbeit, bestätige mit meiner Unterschrift die Kenntnisnahme der einschlägigen urheber- und hochschulrechtlichen Bestimmungen (vgl. etwa §§ 21, 46 und 57 UrhG idG sowie § 14 Satzungsteil Studienrechtliche Bestimmungen / Prüfungsordnung der FH Technikum Wien).

Ich erkläre insbesondere korrekt fremde Inhalte, gleich welcher Form, übernommen zu haben und bin mir bei Nachweis fehlender Eigen- und Selbstständigkeit sowie dem Nachweis eines Vorsatzes zur Erschleichung einer positiven Beurteilung dieser Arbeit der Konsequenzen bewusst, die von der Studiengangleitung ausgesprochen werden können (vgl. § 14 Satzungsteil Studienrechtliche Bestimmungen / Prüfungsordnung der FH Technikum Wien).

Weiters bestätige ich, dass ich die vorliegende Arbeit bis dato nicht veröffentlicht und weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt habe. Ich versichere, dass die abgegebene Version jener im Uploadtool entspricht.“

Falkenstein, 18.9.2017

Ort, Datum

Philip Pfeifer

Unterschrift

Kurzfassung

Ziel dieser Arbeit ist es, Regelungsstrategien für Fernwärmeanlagen mit Speicher zu erstellen. Dafür wird zunächst ein Modell einer Fernwärmeanlage nachgebildet, welches einer ländlichen Fernwärmeanlage in Niederösterreich nachempfunden wird. Diese Anlage betreibt einen Stroh- und einen Hackgutkessel, sowie eine Ölkessel als Ausfallsreserve. Weiters besitzt die Anlage einen Zweischicht-Warmwasserspeicher mit einem Fassungsvolumen von 137 m³. Von der Anlage stehen Messdaten von den drei Kesseln, der Außentemperatur, der Speicherladung und der Abnehmerleistung (Netzleistung) über eine ganze Saison zur Verfügung.

Durch die Modellkalibrierung werden Modell und Messdaten miteinander abgeglichen und daraus der Wärmeverlustkoeffizient der Speicherwand ermittelt.

Nach der Modellkalibrierung werden die Regelungsstrategien erstellt. Ziel dieser Strategien ist es, auf Basis von Messdaten eine Vorgabe für die Soll-Kesselleistung zu geben. Die erste Strategie richtet die Kesselleistung anhand einer Tabelle nach der Außentemperatur. Mithilfe eines PID-Reglers richtet die zweite Strategie die Kesselleistung nach der Speicherladung. Die dritte Strategie hält die Kesselleistung für eine bestimmbare Zeitspanne konstant. Dabei ist die Kesselleistung proportional der durchschnittlichen Abnehmerleistung während der vergangenen Zeitspanne. Die letzte Strategie berücksichtigt den Wirkungsgrad des Kessels. Dabei wird in einem gewissen Toleranzband um die Abnehmerleistung jener Arbeitspunkt des Kessels gewählt, der im Vergleich mit den benachbarten Arbeitspunkten den höchsten Wirkungsgrad aufweist.

Im Anschluss an die Erstellung der Strategien werden diese am Modell der untersuchten Fernwärmeanlage angewendet und miteinander verglichen. Der Brennstoffenergiebedarf über die gesamte Saison ist dabei das Entscheidungskriterium. Die Simulationen zeigen, dass die Strategie der Regelung nach der Speicherladung den höchsten Energiebedarf aufweist. Die restlichen drei Strategien haben ähnliche Energiebedarfe und weisen keinen eindeutigen Sieger auf. Um zu entscheiden, welche Strategie für die Fernwärmeanlage empfohlen werden soll, müssen andere Entscheidungsfaktoren herangezogen werden, beispielsweise der Implementierungsaufwand der einzelnen Strategien in die vorhandene Software der Anlage.

Das Modell der Anlage und die aufbereiteten Messwertreihen sind unter dem Link <https://github.com/Philipp-pf/district-heating> abrufbar. Das Modell kann für Untersuchungen anderer Fernwärmeanlagen verwendet werden.

Abstract

The aim of this thesis is to develop control strategies for boilers in district heating plants with hot water storages. The investigated plant includes three boilers (oil, straw and wood chips) and a 137 m³ hot water storage. The storage is figured as a two layer store. This means that the store has a cold and a hot layer. The net supplies about 380 single-family households (season 2015/16).

The first step determines the structure of the investigated district heating plant to develop a model plant with software Dymola. Further investigations look for needed measurement data, which is necessary to rebuild the plant. The measurement data contains values of the three boilers, the storage loading, outside temperature and heat demand of all consumers (including net losses). After building the model and processing the received measurement data the model gets calibrated. The calibration of the model determines the heat loss coefficient of the storage wall.

After finishing calibration, the next step is to develop control strategies for the boilers. The first possibility to control boiler heat flow is to keep the heat flow dependent to the outside temperature. A table contains measurement data, where the outside temperature determines the boiler heat flow. The second possibility to control the boiler heat flow is via a PID-control with a given store target load. The third possibility to control boiler heat flow is to keep the boiler heat flow constant over chosen periods of time. The constant boiler heat flow is proportional to the average consumer heat flow (including net losses) of the last time period. The last possibility to control the boiler heat flow is to run the boiler at heat flows, where the boiler efficiency is higher than at neighbored heat flows.

Afterwards, simulations with the modeled plant and the developed control strategies were compared. The comparing value is the fuel energy demand of all boilers over the whole season. The outside temperature control has the highest fuel energy demand. The other three control strategies have nearly the same fuel energy demand. So only looking at fuel heat demand doesn't show which the best solution is. Which strategy to chose has to be based on other factors, like implementation expenses of the strategies to the local software.

The whole model and the measurement data are available at <https://github.com/Philipp-pf/district-heating>. So, the model can also be used to investigate other plants.

Keywords: district heating plant, thermal storage, control strategies, fuel energy demand, Dymola software modeling

Danksagung

Zu Beginn möchte ich meinen beiden Betreuern Dank aussprechen. Herrn DI Dr. Christian Kral danke ich für die Unterstützung bei Fragen zur Software Dymola und zu inhaltlichen Fragen. Herrn DI Matthias Kendlbacher danke ich für die fachliche Unterstützung hinsichtlich Fernwärme-Anlagen.

Im Weiteren möchte ich mich auch bei der Fernwärme-Genossenschaft Bockfließ Gen.m.b.H bedanken. Einerseits dem Vorstand der Genossenschaft für die Zustimmung, dass mir die Messdaten zur Verfügung gestellt werden und dass ich diese Veröffentlichen darf. Andererseits danke ich auch dem Heizwart Herrn Martin Eisler, für die Beantwortung meiner Fragen und dem Auslesen der Messdaten aus der Anlagen-Software.

Zum Abschluss möchte ich mich noch bei meiner Familie bedanken, die mich dabei unterstützt hat, dass ich mich voll und ganz auf diese Arbeit konzentrieren konnte.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	8
2	Wissenschaftliche Fragestellung.....	9
3	Methoden und Vorgangsweise.....	9
4	Grundlagen.....	9
4.1	Fernwärmeanlagen.....	10
4.1.1	Kessel.....	10
4.1.2	Speicher	11
4.1.3	Fernwärmennetz.....	11
4.1.4	Wärmeabnehmer.....	12
4.2	Dymola	12
5	Ermittlung und Aufbereitung notwendiger Daten.....	13
5.1	Betrachtete Anlagenkonfiguration	13
5.2	Kessel.....	15
5.3	Speicher	16
5.4	Netz und Abnehmer.....	17
5.5	Datenaufbereitung	18
5.6	Datenauswertung.....	22
6	Modellbildung in Dymola.....	24
6.1	Anlagenmodellierung	24
6.1.1	Energiebereitstellung	24
6.1.2	Energiespeicherung	25
6.1.3	Energiebedarf	26
6.2	Dateneinbindung.....	27
6.3	Modellkalibrierung.....	28
6.4	Strategien der Kesselregelung.....	34
6.4.1	Kesselleistung nach Außentemperatur	34
6.4.2	Kesselleistung nach Speicherladung	39
6.4.3	Kesselleistung nach durchschnittlicher Netzleistung	45
6.4.4	Kesselleistung nach Bestpunkt-Betrieb.....	50

6.5	Vergleich der Kesselregelungen	55
6.5.1	Rahmenbedingungen	55
6.5.2	Auswertungskriterien	62
6.5.3	Vergleich	63
7	Zusammenfassung	68
8	Fazit.....	70
	Literaturverzeichnis	74
	Abbildungsverzeichnis	76
	Tabellenverzeichnis	78
	Abkürzungsverzeichnis	79
	Anhang A: Grundlagen Dymola Anwendung	80
	Anhang B: Kesselmodell	82
	Anhang C: Speichermodell.....	84
	Anhang D: Netzmodell	87
	Anhang E: Dateneinbindung	88
	Anhang F: Modellkalibrierung.....	90
	Anhang G: Regelungsstrategiebildung	97
	Anhang H: Regelungsstrategienvergleich	109

1 Einleitung

„Erneuerbare Energien- gut und schön- aber es fehlen die Speicher!“ (Sterner und Stadler 2014; Seite VII). Speicher stellen eine Möglichkeit dar, wie die Flexibilität von Netzen erhöht werden kann (Moser 2014). Nicht nur in elektrischen Netzen, auch in thermischen Netzen werden Speicher eingesetzt. Diese ermöglichen im thermischen Netz eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch von Wärme. In Fernwärmennetzen ohne Speicher ist der (die) Kessel dazu aufgefordert, der Last zu folgen. Die Kesselleistung richtet sich somit nach der abgenommenen Leistung. Durch Integration eines Speichers in diese Anlage, entsteht ein zusätzlicher Freiheitsgrad. Innerhalb der physikalischen Grenzen des Speichers kann die Kesselleistung frei gewählt werden. Ist die Kesselleistung geringer als die Last, wird die Leistungsdifferenz zeitweilig durch den Speicher gedeckt. Umgekehrt, wenn der Kessel eine höhere Leistung bereit stellt als abgenommen wird, lädt sich der Speicher auf. Der zusätzliche Freiheitsgrad wirft die Frage auf, nach welchen Gesichtspunkten die Erzeugerleistung gewählt werden soll. Soll der Speicher nach Möglichkeit durchgehend voll beladen sein (beispielsweise zu 90 %), um eine Ausfallreserve zu gewährleisten? Wäre es angemessener, den Kessel so zu regeln, dass dieser in Stufen von beispielsweise 100 kW der Last folgt? Oder soll der Kessel auf konstanter Leistung betrieben werden und sämtliche Abnehmerleistungen, welche von der Kesselleistung abweichen, werden durch den Speicher ausgeglichen?

Diese Arbeit klärt anhand von Simulationen, welchen Mechanismen die Erzeugerleistung folgen soll, wobei dafür auf Messwerte der Netzeistung (Abnehmerleistung plus Netzverlustleistung), der Speicherladung und der Außentemperatur zurückgegriffen wird. Ziel ist es, Regelungsstrategien zu entwickeln, die den Erzeugerkesseln Soll-Leistungen vorgeben. Da die Vorgabe der Kesselleistung als Soll-Leistung erfolgt, ist die Vorgabe unabhängig davon, welcher Kessel die geforderte Leistung bereit stellt (beispielsweise Holz- oder Strohkessel).

Sämtliche Ergebnisse der Arbeit, also aufbereitete Messdaten, Modelle und Regelstrategien werden im Anschluss an die Arbeit als open Source zur Verfügung gestellt. Sämtliche Dateien sind unter dem Link <https://github.com/Philipp-pf/district-heating> abrufbar. Dadurch wäre es möglich, alle Modelle an anderen Anlagen anzuwenden. So könnten diese Anlagen ebenfalls untersucht werden und mögliche Optimierungen könnten bestimmt werden. Beispiele hierfür sind die Anwendung der Regelungsstrategien im Vergleich zur derzeitigen Regelung oder die Bestimmung der Speichergröße.

2 Wissenschaftliche Fragestellung

Folgende Fragestellung soll durch die vorliegende Arbeit beantwortet werden:

Wie hoch können Brennstoffenergieeinsparungen von Kesseln in Fernwärmeanlagen mit thermischem Speicher sein, wenn statt der derzeit implementierten Kessel-Regelung andere Regelungsstrategien angewendet werden, wobei diese Regelungen Messwerte des Speichers, der Leistungsabnahme aus dem Netz und der Außentemperatur berücksichtigen?

3 Methoden und Vorgangsweise

Für die Ermittlung der Brennstoffenergieeinsparung wird ein Modell zu einer realen Fernwärmeanlage nachgebildet. Von dieser Anlage stehen Messwerte über eine gesamte Heizsaison zur Verfügung.

Im ersten Schritt der Arbeit werden die vorhandenen Messdaten besichtigt und daraus wird ermittelt, welche Parameter und Variablen für eine Simulation notwendig sind. Anschließend daran werden die notwendigen Daten so aufbereitet, dass diese in die angewandte Simulationssoftware Dymola importiert werden können. Nach Aufbereitung der Daten wird ein Modell der Fernwärmeanlage erstellt.

Nach Fertigstellung des Modells wird dieses mit den Messdaten der Fernwärmeanlage kalibriert.

Nach der Kalibrierung des Modells werden Regelungsstrategien entwickelt, die unter Berücksichtigung von Messwerten eine Vorgabe für die Kesselleistung(en) treffen. Ein abschließender Vergleich der Strategien soll anhand des Brennstoffenergiebedarfes über die gesamte Saison ermitteln, welche Strategie für diese Anlage den geringsten Energiebedarf aufweist.

Nach Fertigstellung der Arbeit wird das gesamte Modell als open Source zur Verfügung gestellt und kann somit für andere Fernwärme-Anlagen verwendet werden. Unter dem Link <https://github.com/Philipp-pf/district-heating> sind alle Dateien abrufbar.

4 Grundlagen

Dieses Kapitel betrachtet einerseits die Grundlagen von Fernwärmeanlagen und andererseits die Grundlagen der Software Dymola.

Im allgemeinen Sprachgebrauch werden Begriffe wie Energieerzeugung oder Energieverbrauch verwendet. Diese Begriffe sind thermodynamisch gesehen nicht richtig, da nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik Energie weder „erzeugt“ noch „verbraucht“ werden kann. Diese kann lediglich in andere Energieformen umgewandelt werden, wobei es dabei auch Energieformen gibt, die nicht genutzt werden können.

Wird von „Energieerzeugung“ gesprochen, bezieht sich dies darauf, dass eine Energieform in nutzbare Wärme oder Kraft umgewandelt wird. Beispielsweise wird Brennstoffenergie (chemisch gebundene Energie) in einem Verbrennungsvorgang in (nutzbare) Wärme umgewandelt. Unter „Energieverbrauch“ wird die Anwendung des nutzbaren Anteils einer Energieform verstanden. Beispiele für die Nutzung sind Warmwasserbereitung oder Räumwärmebereitstellung. Unter „Energieverluste“ wird die Umwandlung von nutzbarer Energie in nicht nutzbare Energie verstanden, wobei eine Nutzung dieser Energie bei der Umwandlung nicht möglich ist. Ein Beispiel dafür ist die Erwärmung des Erdreiches rund um Fernwärmeleitungen durch die Verlustleistung der Rohre.

In der Norm werden die Begriffe Energiebereitstellung (statt „Energieerzeugung“) und Energiebedarf (statt „Energieverbrauch“) verwendet, wobei ein Energiebedarf errechnet wird und ein Energieverbrauch gemessen wird (ÖNORM H5000 2008). Verluste werden in der Norm in Speicher- und Verteilverluste unterteilt (ÖNORM H5056 2014).

4.1 Fernwärmeanlagen

Fernwärmeanlagen bestehen im Wesentlichen aus den drei Hauptkomponenten Energiebereitstellung, Energieverteilung und Energienutzung. Als optionale Komponente können Fernwärmeanlagen Wärmespeicher besitzen. Die Energiebereitstellung erfolgt in Kesseln, wo die chemisch gebundene Energie des Brennstoffes in Wärmeenergie umgewandelt wird. Die Energieverteilung erfolgt mittels Pumpen über das Fernwärmennetz. Die Energienutzung erfolgt bei den Kunden, die die Wärme als Dienstleistung in Anspruch nehmen.

4.1.1 Kessel

In Kesseln wird Brennstoff durch chemische Reaktionen in Wärme umgesetzt. Der Wärmeleistungsbedarf in einem Fernwärmennetz ist zeitlich nicht konstant, sondern von einer Vielzahl von Faktoren, wie beispielsweise der Tages- und Jahreszeit oder dem Wetter, abhängig. In Fernwärmeanlagen wird daher zwischen Grund- und Spitzenlastkessel unterschieden. In Zeiten geringer Leistungsnachfrage sind Grundlastkessel im Einsatz. Diese sind in der Anschaffung, je Leistungseinheit, meist teurer als Spitzenlastkessel, werden aber mit Brennstoffen betrieben, die je Energieeinheit günstiger sind als jene des Spitzenlastkessels. Grundlastkessel haben über die Saison gesehen höhere Betriebszeiten als Spitzenlastkessel. In Zeiten hoher Leistungsnachfrage werden zusätzlich Spitzenlastkessel in Betrieb genommen. Diese sind in der Anschaffung je Leistungseinheit günstiger als die Grundlastkessel, werden aber mit Brennstoffen betrieben, die je Energieeinheit gemessenen, teurer sind. Durch diese Aufteilung ist es möglich, bei der Planung den in der Anschaffung teureren Grundlastkessel leistungsmäßig kleiner auszulegen und somit die anfänglichen Investitionskosten zu reduzieren (vgl. Jenssen 2010).

Beispiele für Brennstoffe für Fernwärmeanlagen sind fossile Brennstoffe (Heizöl, Gas, Kohle, etc.), erneuerbare Brennstoffe (Holz, Stroh, etc.) oder Restmüll.

4.1.2 Speicher

Speicher stellen eine Möglichkeit dar, Energie (zeitlich begrenzt) zwischen zu speichern. Es gibt zwei wesentliche Unterscheidungsmerkmale: Einerseits die Art des Speichers und andererseits die Zeitspanne der Energiespeicherung.

Im Folgenden sind einige Arten von Speichern angeführt:

- Sensible Wärmespeicher: Die Energiespeicherung erfolgt durch Temperaturänderung des Mediums (sensible Wärme). Dient Wasser als Speichermedium liegen die Temperaturgrenzen des Speichers zwischen Kondensations- und Siedepunkt des Wassers. Neben der direkten Speicherung im Medium Wasser sind auch Feststoffspeicher möglich. Bei diesen Speichern findet die Wärmespeicherung in einem Feststoff statt (z.B. Kies oder Eisenoxidsteine) und Wasser dient als Wärmeträgermedium (Sterner und Stadler 2014).
- Latente Wärmespeicher: Die Energiespeicherung erfolgt durch den Phasenübergang eines Stoffes von einem zu einem anderen Aggregatzustand (latente Wärme). Als Beispiel dient ein Eisspeicher mit dem Phasenübergang von Wasser zu Eis (Sterner und Stadler 2014).
- Thermochemische Wärmespeicher: Durch Energiezufuhr wird in einer chemisch reversiblen Reaktion ein Stoff in zwei Komponenten aufgetrennt. Die zwei Komponenten können getrennt gelagert werden und dadurch treten keine Speicherverluste auf. Durch Reaktion der beiden Produkte wird Energie freigesetzt und der ursprüngliche Stoff wird gebildet (Sterner und Stadler 2014).

In Abhängigkeit der Zeitspanne, über die Energie gespeichert werden soll werden Kurzzeit- und Langzeitspeicher unterschieden. Kurzzeitspeicher werden als Stunden bis Tages-, Speicher ausgelegt. Diese gleichen beispielsweise Schwankungen der Last über einen oder mehrere Tage aus. Langzeitspeicher werden über Zeiträume von Wochen bis zu einem Jahr eingesetzt. In Jahreszeitenspeichern kann zum Beispiel im Sommer bereitgestellte Solarenergie im Winter genutzt werden (Sterner und Stadler 2014).

4.1.3 Fernwärmennetz

Die Energieverteilung erfolgt über ein Fernwärmennetz, in welchem sich aufbereitetes Wasser befindet. Um Energieverluste zu minimieren, sind die Rohrleitungen thermisch gedämmt. Die Temperatur des Erdreiches hat aufgrund der größeren spezifischen Wärmespeicherkapazität eine geringere Schwankungsbreite als die Lufttemperatur. Daher hat die Netzverlustleistung über die gesamte Saison gesehen eine geringere, relative Schwankungsbreite als die Verlustleistung der Wohngebäude. Mit relativer

Schwankungsbreite ist der Quotient aus der Differenz von Höchst- und Niedrigstwert bezogen auf den Höchstwert gemeint. Ein Beispiel zur Verdeutlichung: An einem Wintertag beträgt die mittlere Außentemperatur -5 °C. Am darauf folgenden Tag beträgt die mittlere Temperatur 0°C. Bei einer mittleren Raumtemperatur von 20 °C ändert sich der Leistungsbedarf um 20 % im Vergleich zum Vortag. Die mittlere Erdreichtemperatur ändert sich im gleichen Zeitraum von -2 °C auf -1,5 °C. Bei einer Vorlauf-Wassertemperatur im Rohr von 70°C ändert sich die Verlustleistung im Netz im selben Zeitraum um 0,7 % bezogen auf den Vortag. In Fernwärmeanlagen gibt es die Möglichkeit, die Vorlauftemperatur des Netzes an die Außenlufttemperatur anzupassen. Bei steigenden Außentemperaturen sinkt die Vorlauftemperatur des Netzes.

4.1.4 Wärmeabnehmer

Abnehmer stellen das letzte Glied einer Fernwärmeanlage dar. Die in den Kesseln bereit gestellte und über das Netz transportierte Energie wird bei den Abnehmern genutzt. Dabei werden zwei Abnehmergruppen unterschieden: Einerseits Abnehmer im Wohnbereich, die Energie für die Raumwärmebereitstellung und/oder die Warmwasserbereitung nutzen und andererseits Abnehmer im Nicht-Wohnbereich, wie Industrie, Bürogebäude oder Krankenhäuser. Im Wohnbereich gibt es typische Verbrauchsprofile, die den Wärmeleistungsbedarf über den Tag ausweisen. Im Nicht-Wohnbereich ist der Wärmeleistungsbedarf von verschiedenen Faktoren, wie Betriebszeiten und Vorhandensein thermischer Prozesse, abhängig.

4.2 Dymola

Das Akronym Dymola steht für Dynamic Modeling Laboratory (Dassault Systèmes 2017).

Dymola ist eine Software- Umgebung, welche als Simulator für die Sprache Modelica dient. Modelica ist eine open Source Sprache mit der es möglich ist, physikalische Abläufe anhand von Gleichungen nachzubilden. Standardbibliotheken enthalten grundlegende Objekte, die eine Nachbildung von physikalischen Systemen ermöglichen. Neben den Standardbibliotheken ist es möglich, eigene Bibliotheken zu erstellen. Bibliotheken enthalten eine Vielzahl an Objekten, die einzelne physikalische Elemente darstellen. Einzelne Objekte können zu einem System verbunden werden, sodass komplexe Vorgänge nachgebildet werden können. Hinter jedem einzelnen Objekt stehen mathematische Gleichungen, die durch Zusammenfügen einzelner Objekte ein Gleichungssystem ergeben. Dieses Gleichungssystem wird in Dymola gelöst und bietet so die Möglichkeit, eine kontinuierliche Simulation zu erstellen (Modelica Association 2013).

Die Modelica Standardbibliothek umfasst verschiedene physikalische Bereiche, beispielsweise mechanische, elektrische und thermische Vorgänge (Modelica Association 2017).

Anhang A zeigt die Grundlagen der Modellierung und Simulation in Dymola. Abbildung 26 in Anhang A zeigt ein Dymola-Modell eines Raumes mit Heizung. Zu einem bestimmten Zeitpunkt wird die Heizung eingeschaltet. Die (Luft-) Temperatur im Raum steigt so lange an, bis sich ein Gleichgewicht aus Heizleistung und Raumwärmeverlustleistung einstellt. Abbildung 28 zeigt den Verlauf der Lufttemperatur im Raum.

5 Ermittlung und Aufbereitung notwendiger Daten

In diesem Kapitel wird zunächst ermittelt, welche Parameter und Variablen von den Fernwärme-Betreibern zur Verfügung gestellt wurden. Anschließend wird ermittelt, welche von diesen Parametern und Variablen für Simulationen notwendig sind. Die zur Verfügung gestellten „Rohdaten“ werden so aufbereitet, dass die Software Dymola diese importieren kann.

5.1 Betrachtete Anlagenkonfiguration

Die zur Verfügung stehenden Daten stammen von der FWG-Fernwärmeverversorgung Bockfließ reg. Gen.m.b.H. Diese Fernwärmegenossenschaft betreibt ein Fernwärmennetz in einer ländlichen Region in Niederösterreich.

Die Anlage versorgt hauptsächlich Wohngebäude, die zu einem Großteil aus Einfamilienhäusern bestehen. Das Netz besteht in Summe aus ca. 10 km Rohren unterschiedlicher Durchmesser und versorgte in der Heizsaison 2015/2016 384 Hausanschlüsse. Die Anlage ist mit einem 137 m³ umfassenden drucklosen Pufferspeicher ausgestattet. Dieser ist aufgrund seiner Proportionen als Zweischichtspeicher ausgeführt (FWG Bockfließ s.a.).

Bei einem Zweischichtspeicher beträgt die Höhe ein Vielfaches der charakteristischen Breite (beispielsweise Durchmesser bei Zylinderform) des Speichers. Durch diese geometrische Eigenschaft stellen sich im Speicher zwei Schichten ein. Im oberen Teil befindet sich heißes Wasser, welche der Vorlauftemperatur des Kessels entspricht (angenommen die Vorlauftemperatur des Kessels bleibt zeitlich konstant). Im unteren Teil befindet sich kühleres Wasser, welches der Temperatur des Netzrücklaufes entspricht (angenommen die Rücklauftemperatur bleibt zeitlich konstant). Wenn die Beladung und Entladung des Speichers wenig turbulent ist, stellt sich eine Grenzschicht zwischen heißem und kühlem Wasser ein. Bei Beladung des Speichers verschiebt sich diese Grenzschicht in Richtung Standfläche des Speichers.

In der untersuchten Anlage sind drei Kessel installiert: Ein Strohkessel mit einer Nennleistung von 2,5 MW wird hauptsächlich als Grundlastkessel verwendet, ein Hackgutkessel mit einer Nennleistung von 1,7 MW wird hauptsächlich als Spitzenlastkessel angewendet. Der Grundlastkessel ist für geringe Leistungen (unterhalb von ca. 700 kW) nicht geeignet. Daher wird in Zeiten geringen Leistungsbedarfes der Hackgutkessel befeuert und der Strohkessel außer Betrieb genommen. Der dritte Kessel wird mit Öl befeuert und besitzt eine Nennleistung von 1,75 MW. Dieser wird als Ausfallsreserve und in Zeiten kurzer Spitzenlasten eingesetzt (FWG Bockfließ s.a.).

Abbildung 1 zeigt das Schema der Fernwärmeanlage Bockfließ. Alle drei Kessel besitzen eine Rücklaufanhebung (Dreiwegeventil) und eine Leistungsmessung (orange umrandet). Die Leistung wird aus dem Durchfluss und der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf bestimmt (siehe Formel [1]). Der Speicher hat über die Höhe zehn Temperaturfühler verteilt, aus denen mittels Vorgabe einer Referenztemperatur das Leitsystem der Anlage den Energieinhalt des Speichers errechnet. Die Ermittlung des Energieinhalts des Speichers ist in der Software hinterlegt und kann nicht eingesehen werden. In der Anlagendokumentation finden sich dazu keine Aufzeichnungen (Eisler 2017b).

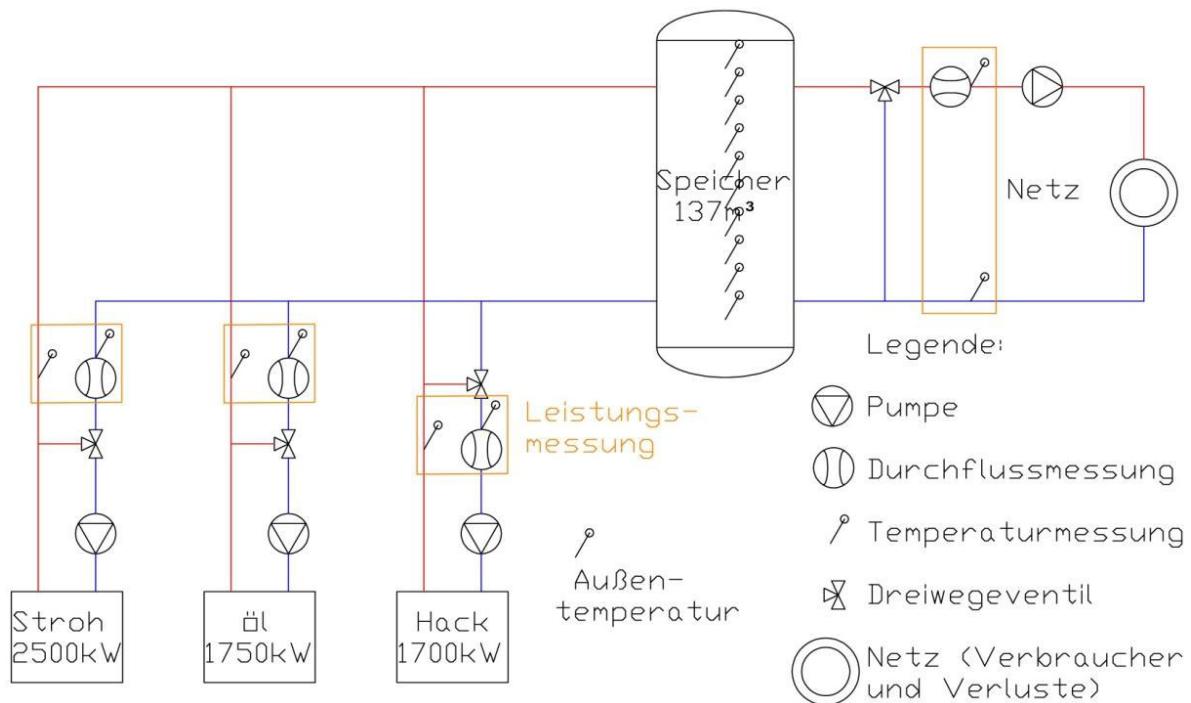


Abbildung 1: Anlagenschema Bockfließ

Die Netz- Vorlauftemperatur ist abhängig von der Außentemperatur und wird über ein Dreie-Wege-Ventil, welches dem Speicher nachgeschalten ist, eingestellt. Dem Dreiegeventil nachgeschalten ist ein Leistungsmesser, der die dem Speicher entnommene Leistung misst. Die entnommene Leistung aus dem Speicher entspricht der Summe aus

Abnehmerleistung und Netzverlusten. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird die dem Speicher entnommene Leistung als „Netzleistung“ bezeichnet. Das Fernwärmennetz wird über drei Netzpumpen versorgt (im Schema ist symbolisch nur eine dargestellt) (Eisler 2017a).

In den folgenden Kapiteln wird ermittelt, welche Daten vorhanden sind und welche für den weiteren Verlauf der Arbeit notwendig sind.

5.2 Kessel

Bei der Wärmeerzeugung ist die bereit gestellte (Nutz-) Leistung von Interesse. Die Nutzleistung ist proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf und dem Massenstrom. Der Massenstrom wird über die Temperatur des Mediums und den Volumenstrom ermittelt. Folgende Formel ergibt die Wärmeleistung:

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * \Delta T = \dot{V} * \rho * c_p * (T_{Vorlauf} - T_{Rücklauf})$$

[1]

Mit den folgenden Formelzeichen:

\dot{Q} ...Wärmeleistung [W]

\dot{m} ...Massenstrom des Mediums [kg/s]

\dot{V} ...Volumenstrom des Mediums [m^3/s]

c_p ...spezifische Wärmespeicherkapazität des Mediums [J/(kg*K)]

ρ ...Dichte des Mediums [kg/ m^3]

ΔT ...Temperaturdifferenz des Mediums zwischen Vor- und Rücklauf [K]

$T_{Vorlauf}$...Vorlauftemperatur des Mediums [°C]

$T_{Rücklauf}$...Rücklauftemperatur des Mediums [°C]

Die Kesselregelung erfolgt nach einer Soll-Nutzleistungsvorgabe. Für die Simulation ist somit der zeitliche Verlauf der Nutzleistung jedes Kessels von Interesse. Über den Wirkungsgrad des Kessels kann die Brennstoffleistung des Kessels ermittelt werden. Der Wirkungsgrad ist von verschiedenen Faktoren, wie beispielsweise dem Brennwert des Brennstoffes oder dem aktuellen Lastpunkt, abhängig. Weiters ist der Leistungsbereich des Kessels wichtig, da dieser die maximale sowie die minimale Nutzleistung des Kessels bestimmt. In Tabelle 1 sind jene Variablen und Parameter angeführt, die für die Simulation des Kessels notwendig sind. Da die Formelzeichen in der Software verwendet werden, wird auf den Akzent verzichtet und daher Q_f anstatt \dot{Q} verwendet (Index „f“ für flow). Parameter sind zeitlich unveränderliche Variablen.

Tabelle 1: erforderliche Variablen und Parameter des Kessels

Bezeichnung	Formelzeichen	Einheit	Eigenschaft
Zeitabhängige Nutzleistung	Qf	W	Variable
Nennleistung (Maximallast)	Qfmax	W	Parameter
Teillastfähigkeit (Minimallast)	Qfmin	W	Parameter

Die zeitabhängigen Erzeugerleistungen der drei Kessel sind exemplarisch in Abbildung 2 dargestellt. Jener Absatz, der mit der Ziffer zwei gekennzeichnet ist, stellt einen Messwert der Leistung des Hackgutkessels in Kilowatt dar. Bezeichnet wird dieser nach der Herstellerfirma des Kessels (Agro). Jeder Messwert ist mit Uhrzeit mit Datum versehen. Simultan gilt dies für die beiden anderen Kessel. Der Strohkessel ist mit der Ziffer drei, der Öl kessel mit der Ziffer vier versehen.

In Abbildung 2 sind jeweils die Bezeichnung des Kessels, der Leistungswert, die Einheit sowie die Uhrzeit und das Datum farblich umrahmt.

5.3 Speicher

Wie im Unterabschnitt 4.1.2 erwähnt, gibt es verschiedene Arten von Speichern. Um unabhängig von der Speicherart arbeiten zu können, stellt die im Speicher enthaltene Energie die wesentliche Charakterisierung dar. Bei bekannter Speicherkapazität des Speichers kann unter Bezug auf eine Referenztemperatur eine mittlere Temperatur des Speichers errechnet werden. Die Umrechnung zwischen Energie und Temperatur erfolgt mit folgender Gleichung (angenommen, der gesamte Speicher besitzt eine gleichmäßige Temperaturverteilung):

$$Q = m * c_p * \Delta T = V * \rho * c_p * (T_{Speicher} - T_{Ref})$$

[2]

Mit den folgenden Formelzeichen:

Q... (nutzbare) Wärmeenergie im Speicher [J]

m... Masse des Mediums [kg]

V... Volumen des Mediums [m^3]

c_p ... spezifische Wärmespeicherkapazität des Mediums [J/(kg*K)]

ρ ... Dichte des Mediums [kg/m 3]

ΔT ... Temperaturdifferenz zwischen Medium und Referenz [K]

$T_{Speicher}$... Temperatur des Mediums im Speicher [$^\circ\text{C}$]

T_{Ref} ... Referenztemperatur [$^\circ\text{C}$]

Durch die Umrechnung der Speicherenergie in eine Ersatztemperatur des Mediums im Speicher, ist es möglich, eine obere und untere Temperaturgrenze zu definieren. Diese Grenzen bestimmen die maximal speicherbare Energie (Differenz aus maximaler und minimaler Energie).

Um die Speicherverlustleistung ermitteln zu können ist es notwendig, den Verlauf der Außentemperatur zu wissen.

Die notwendigen Parameter bzw. Variablen des Speichers sind in Tabelle 2 ersichtlich. In dieser Tabelle wird für Energien das Formelzeichen Q verwendet.

Tabelle 2: erforderliche Variablen und Parameter des Speichers

Variablen	Formelzeichen	Einheit	Eigenschaft
Gespeicherte Energie (zeitabhängig)	Q_{store}	J	Variable
Außentemperatur	T_{out}	K	Variable
Optional: maximale Energie	$Q_{\text{max_store}}$	J	Parameter
Optional: minimale Energie	$Q_{\text{min_store}}$	J	Parameter
Optional: obere Temperaturgrenze	T_{max}	K	Parameter
Optional: untere Temperaturgrenze	T_{min}	K	Parameter
Optional: Referenztemperatur	T_{ref}	K	Parameter

In Abbildung 2 ist unter der Ziffer fünf ein Messpunkt des Energieinhaltes des Speichers in kWh ersichtlich. Die wesentlichen Daten (Bezeichnung, Energie, Datum und Uhrzeit) sind farblich umrahmt.

5.4 Netz und Abnehmer

Unter Abnehmer sind alle Verbraucher von Wärme aus dem Netz zu verstehen. Diese können Einfamilienhaushalte, Wohnbauten, Büros oder Industriebetriebe sein. Bei jedem Abnehmer ist der zeitliche Leistungsbedarf von Interesse. Abgesehen von der Warmwasserbereitung ist der Wärmebedarf von Einfamilienhäusern und Wohnbauten hauptsächlich von der Außentemperatur abhängig. Der Wärmebedarf von Büros und Industriebetrieben ist hauptsächlich von der Betriebszeit des jeweiligen Gebäudes abhängig.

Neben den Abnehmern sind auch die Netzverluste zu beachten. Da die Rohre des Netzes gedämmt und vergraben sind, ist das Netz in geringerem Ausmaß von der Umgebungslufttemperatur abhängig als die Wärmeverlustleistung der Gebäude (vgl. Abschnitt 4.1.3).

Alle Abnehmer, sowie die Netzverluste werden zu einem summierten (Netz-) Leistungsverlauf zusammengefasst (siehe Tabelle 3). Da die Formelzeichen in der Software verwendet werden, wird auf den Akzent verzichtet und daher Q anstatt \dot{Q} verwendet.

Tabelle 3: erforderliche Parameter von Netz und Abnehmer

Variable	Formelzeichen	Einheit	Eigenschaft
Zeitabhängige Netzleistung	Qf_consum	W	Variable

In Abbildung 2 ist die zeitabhängige Leistung des Netzes in kW unter dem Absatz mit der Ziffer sechs ersichtlich. Die wichtigsten Informationen des Absatzes (Bezeichnung, Leistungswert, Datum und Uhrzeit) sind farblich umrahmt.

5.5 Datenaufbereitung

Nachdem bekannt ist, welche Variablen und Parameter von den zur Verfügung gestellten Daten notwendig sind, wird in diesem Kapitel vor allem auf die Aufbereitung der Messdaten eingegangen.

Von der Fernwärme wurden Messwertreihen der gesamten Heizsaison 2015/16 erhalten. Die Daten beginnen mit 26.08.2015 und enden am 01.06.2016. Eine Besonderheit der Anlage ist, dass diese in den Sommermonaten, in denen keine Raumwärme benötigt wird, außer Betrieb genommen wird. Sämtliche Messwerte werden in einem Intervall von einer Minute aufgezeichnet.

Die Daten wurden in Form von neun Textdateien (Endung .txt) zur Verfügung gestellt, wovon jede Datei einen Datenumfang von ca. einem Monat aufwies. In jeder der neun Dateien befinden sich die Messwerte aller Variablen. Abbildung 2 zeigt exemplarisch einen Datenauszug einer Textdatei. Für sämtliche zur Verfügung stehende Variablen ist in dieser Abbildung ein Beispiel dargestellt. Für die Einspielung der Daten in Dymola ist es notwendig, die einzelnen Variablen aufzutrennen, dass heißt aus den neun zur Verfügung gestellten Dateien wird jeweils eine Datei je Variable erstellt. Die neu erstellten Dateien reichen dann über den gesamten betrachteten Zeitraum.

Für den Import der Daten in Dymola ist es notwendig, dass die enthaltenen Messwerte Tabellen-Charakter besitzen. Daher ist es notwendig, die Textdateien in Tabellen-Format zu erstellen. Spaltenumbrüche werden in Textdateien durch die Tabulator-Taste erzeugt, Zeilenumbrüche durch die Enter-Taste (Microsoft Corporation s.a.).

Die Vorgehensweise zur Umwandlung der Daten wird im Folgenden anhand des Hackgutkessels „Agro“ erklärt. Für die fünf anderen Messwertreihen erfolgt die Vorgehensweise simultan. Abbildung 2 zeigt exemplarisch einen Messwert je Variable. Die Abbildung ist mittels Ziffern in sechs Bereiche unterteilt, wobei jedem Bereich eine eigene Farbe zugeteilt ist. In jedem Bereich sind die wesentlichen Informationen farblich umrahmt.

Dies umfasst die Bezeichnung der Variable, den Messwert, die Einheit, Datum und Uhrzeit. Beispielsweise hat der Hackgutkessel (Agro) am 11.01.2016 um 08:43 Uhr eine Nutzleistung von 355 kW bereit gestellt.

N.DB1004._9251_TEMP.ISTW;Außentemperatur;5.29999542;°C; SPONT T_INTERNAL T_STD;11.01.2016 08:43:00.293	1
WMZ_Kessel AGRO.Aktuelle Leistung;WMZ_Kessel AGRO.Aktuelle Leistung;355.00000000;kW; SPONT T_INTERNAL T_STD;11.01.2016 08:43:00.589	2
WMZ_Strohkessel.Aktuelle Leistung;WMZ_Strohkessel.Aktuelle Leistung;1889.00000000;kW; SPONT T_INTERNAL T_STD;11.01.2016 08:43:00.661	3
WMZ_Ölkessel.Aktuelle Leistung;WMZ_Ölkessel.Aktuelle Leistung;0.00000000;kW; SPONT T_INTERNAL T_STD;11.01.2016 08:43:00.572	4
N.DB1004._9246_PSP.ISTW_EG;Energiegehalt Pufferspeicher 1;1868.84826660;kWh; SPONT T_INTERNAL T_STD;11.01.2016 08:43:00.230	5
WMZ_Netz.Aktuelle Leistung;WMZ_Netz.Aktuelle Leistung;2378.00000000;kW; SPONT T_INTERNAL T_STD;11.01.2016 08:43:00.140	6

Abbildung 2: exemplarischer Datenauszug der Messwerte im .txt-Format

Der erste Schritt der Datenaufbereitung besteht darin, die neun Textdateien in die sechs Messwertreihen aufzuteilen. Dafür werden alle Messwerte einer Variable chronologisch in je ein Microsoft-Excel-Tabellenblatt (Endung .xlsx) kopiert. Bei Betrachtung von Abbildung 2 ist ersichtlich, dass sich unter dem Absatz mit der farbigen Ziffer zwei der Messwert der Hackgutkessel-Leistung befindet. Im Absatz befinden sich weitere Informationen, wie beispielsweise die Bezeichnung der Messgröße („WMZ_Kessel AGRO.Aktuelle Leistung;WMZ_Kessel“), welche für die weitere Vorgehensweise nicht notwendig sind. Diese Teile werden mit dem Befehl „Suchen und Ersetzen“ entfernt. Von jedem Messwert bleibt folgende Information übrig: Messwert, Datum und Uhrzeit. Der in der Abbildung dargestellte Messwert des Hackgutkessels beinhaltet nun folgende Werte: „355.00000000; 11.01.2016 08:43:00.589“. Um Datum und Uhrzeit in der Auswertung in Dymola darstellen zu können, werden diese Teile auf einzelne Spalten aufgeteilt. Das Datum wird in Spalten auf Tag, Monat und Jahr aufgeteilt, die Uhrzeit in Stunde und Minute. Für die Simulation selbst ist es notwendig, eine fortlaufende Zeitangabe in Sekunden einzufügen. Die fortlaufende Zeit beginnt mit dem Start der Messwertaufzeichnung am 23.08.2015 um 09:12 Uhr. Die Leistung wird in der SI-Einheit Watt, die gespeicherte Energie in Joule und die Außentemperatur in Kelvin angegeben. Nun stehen die erforderlichen Messdaten im richtigen Format zur Verfügung. Abbildung 4 zeigt einen Datenauszug der fertig formatierten Daten.

Im Verlauf der Saison werden nicht alle Messwerte ordnungsgemäß aufgezeichnet. Die sechs Messwertreihen besitzen Aufzeichnungsfehler. Aufzeichnungsfehler treten nicht in allen Messwertreihen gleichzeitig auf. Treten Fehler in der Aufzeichnung ein, werden die

Messwerte auf „0“ gesetzt. Fällt beispielsweise die Netzleistungs-Messung aus, würde dies in der Simulation zu einem raschen Anstieg der Speicherladung führen, da die Leistungsabnahme auf null fällt, die Kessel aber trotzdem Leistung bereitstellen. Dies führt in weiterer Folge dazu, dass die Speicherladung von Messung und Simulation in der Kalibrierung nicht übereinstimmen. Tabelle 4 zeigt die Anzahl an Messwertfehlern. Jede Messwertreihe besitzt ca. 414.700 Messwerte, die im Minuten-Takt dokumentiert werden. Daraus resultiert ein aufgezeichneter Zeitraum von 6.912 h. In den einzelnen Messwertreihen treten zwischen 0 und ca. 1.000 Messfehler auf. Dies entspricht einem Zeitraum von 0 bis 17 h. Der relative Anteil der fehlerhaften Messungen beträgt im Maximum 0,242 %. Durch diesen geringen Anteil stellen die Ausfälle der Messwert-Aufzeichnung keine wesentliche Beeinträchtigung der Simulation dar.

Messwertreihe	Anzahl Werte	Fehlerhafte Werte	Relative Fehlerhäufigkeit
Hackgutkessel	414.700	381	0,092 %
Außentemperatur	414.700	935	0,225 %
Netzleistung	414.700	996	0,240 %
Ölkessel	414.700	0	0 %
Speicherladung	414.700	1.004	0,242 %
Strohkessel	414.700	574	0,138 %

Tabelle 4: Messwertfehler

Um die Auswirkungen der Fehler auf die Ergebnisse der Simulation weiter zu reduzieren, werden die Messwertfehler „aufgefüllt“, d.h. die fehlenden Werte werden durch gewählte Werte ersetzt, die in den Verlauf der Kurve eingepasst werden. Abbildung 3 zeigt einen Ausschnitt der Messwerte des Strohkessels über einen Zeitraum von drei Tagen. Die originalen Messdaten sind dem blauen Graphen zu entnehmen. Bei einer Simulationszeit von ca. 247,5 Tagen treten Messfehler über einen Zeitraum von ca. 10 h auf. Während dieser Zeit sind die originalen Messwerte auf 0 gesetzt. Durch eingepasste Werte (roter Graph) wird diese Lücke geschlossen.

Zum Abschluss werden die aufbereiteten Daten der Excel Dateien als .txt-Dateien abgespeichert. Zu achten ist dabei auf das Dezimaltrennzeichen. In Excel mit deutscher Benutzeroberfläche wird dafür ein Beistrich verwendet, Dymola verwendet einen Punkt als Dezimaltrennzeichen. Bei den Messwertreihen der Leistungen und der Speicherladeenergie ist keine Adaptierung notwendig, da durch die Umwandlung in SI-Einheiten ohne Vorsilben keine Nachkommastellen auftreten. Bei der Messwertreihe der Außentemperatur ist eine Umwandlung des Kommatrennzeichens notwendig. Nach Umwandlung der Daten in eine .txt- Datei stehen die Daten in der richtigen Semantik und im richtigen Dateiformat zur Verfügung.

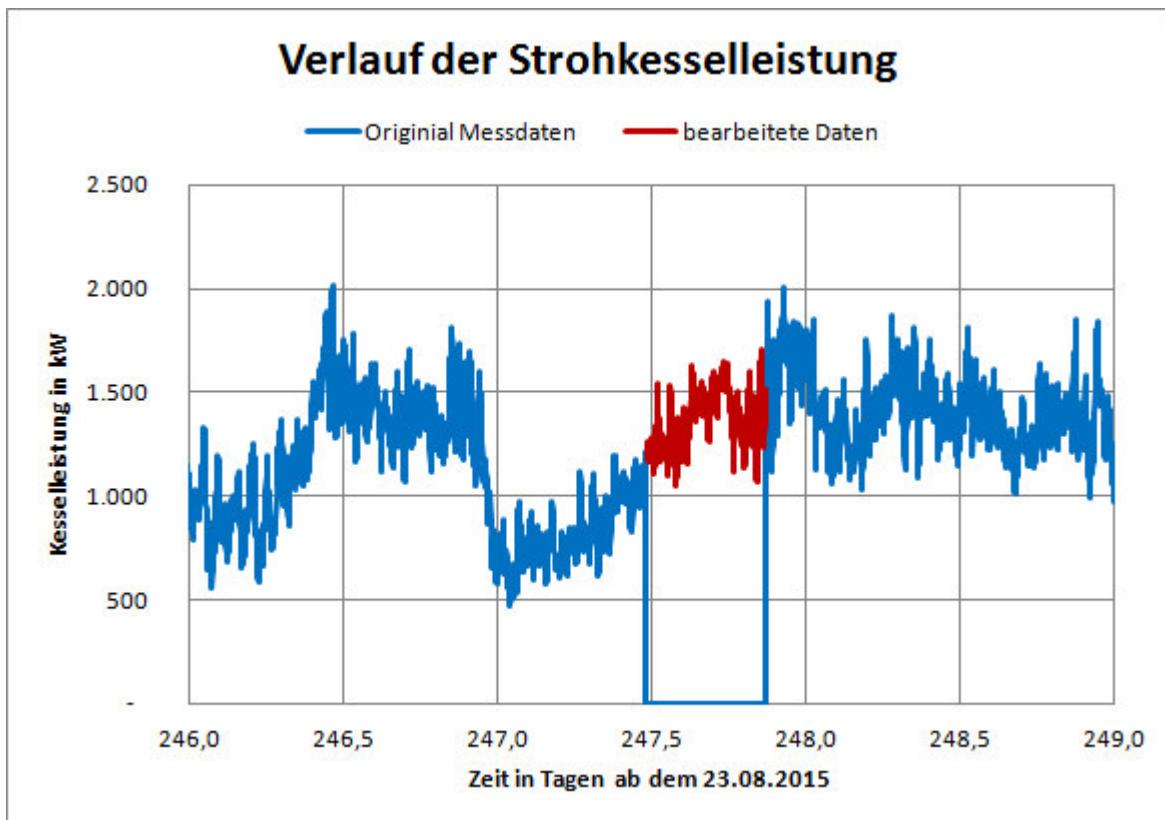


Abbildung 3: Eingefügte Messwerte während Messfehler

Abbildung 4 zeigt einen Ausschnitt der Messwertreihe für den Hackgutkessel über drei bzw. über zehn Minuten. Jede Datei hat mit „#1“ zu beginnen, um in Dymola importiert werden zu können. Jede weitere Zeile, die durch eine Raute angeführt wird, dient zur Dokumentation und wird von Dymola nicht berücksichtigt. Ein weiterer Teil des Datenkopfes ist der Ausdruck „double“ und in der benachbarten Zelle der Name der Tabelle, in diesem Fall „Hackgutleistung“.

```
#1
#Zeit in Sek ab 23.08.2015 09:12    Jahr   Monat   Tag Stunde Minute Agro in W, Originalmesswerte
double  Hackgutleistung (414708,7)
0      2015    08 23 09 12 0
60     2015    08 23 09 13 0
120    2015    08 23 09 14 0
:
2399400 2015 09 20 03 42 274000
2399460 2015 09 20 03 43 271000
2399520 2015 09 20 03 44 282000
2399580 2015 09 20 03 45 280000
2399640 2015 09 20 03 46 266000
2399700 2015 09 20 03 47 268000
2399760 2015 09 20 03 48 269000
2399820 2015 09 20 03 49 276000
2399880 2015 09 20 03 50 273000
2399940 2015 09 20 03 51 288000
```

Abbildung 4: Fertige Formatierung im .txt-Format

Anschließend an den Tabellennamen wird die Größe der Tabelle in Klammern angegeben. Die erste Zahl entspricht der Anzahl an Zeilen, die zweite der Anzahl der Spalten. In den Messdaten selbst zeigt die linke Spalte die fortlaufende Zeit in Sekunden nach dem 23.08.2015 um 09:12 Uhr. Die fortlaufende Zeit ist für die Simulation in Dymola notwendig. In den benachbarten Spalten folgen Jahr, Monat, Tag, Stunde und Minute. Die zusätzliche (in Spalten getrennte) Zeitangabe ermöglicht eine einfache und schnelle Identifizierung des Zeitpunktes in der Auswertung. In der rechten Spalte steht die Hackgutkessel-Leistung in Watt. Die Umwandlung der Zahl in SI-Einheiten ermöglicht ebenfalls ein Einfaches übernehmen in Dymola.

Durch die Erfassung der Messwertreihen anhand von Microsoft Excel-Dateien ist es möglich, erste Datenauswertungen durchzuführen.

5.6 Datenauswertung

Im Folgenden werden erste Erkenntnisse aus den Daten der Fernwärmeanlage in einigen Abbildungen veranschaulicht.

Abbildung 5 zeigt den Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Netzleistung des Fernwärmennetzes. Die blauen Punkte stellen die einzelnen Messwerte dar, die rote Linie ist die Trendlinie. Zu erkennen ist, dass bei steigender Außentemperatur die Leistungsanforderung aus dem Netz abnimmt. Bei Außentemperaturen von ca. 20 °C und darüber tritt nahezu kein Raumwärmebedarf auf. Der Leistungsbedarf des Netzes setzt sich bei Temperaturen über 20 °C aus den Netzverlusten und der Leistung für die Warmwasserbereitung zusammen.

In Abbildung 6 ist ein Tagesverlauf der Fernwärmeanlage ersichtlich. Auf der Abszisse ist die Zeit von Mitternacht bis Mitternacht aufgetragen. Während dieses Tages (22. Jänner 2016) ist der Ölkessel nicht in Betrieb. Der blaue Graph stellt den Außentemperaturverlauf dar, der auf der rechten Ordinate abgelesen werden kann. Die Netzleistung ist dem roten Graphen zu entnehmen. Diese entspricht jener Leistung, die dem Speicher entnommen wird, ist also die Summe aus Netzverlustleistung und Abnehmerleistung. Der grüne Graph stellt die Hackgutkesselleistung, der schwarze die Strohkesselleistung dar. Der orangene Graph stellt den Verlauf der Speicherladung dar. Die Werte aller Graphen, außer des Graphen der Außentemperatur, lassen sich an der linken Ordinate ablesen. Die Ladung des Speichers bezieht sich auf eine Referenztemperatur von 40 °C. Die Soll-Leistung des Strohkessels wird über den gesamten Tag konstant auf ca. 2.300 kW geregelt. Neben der konstanten Leistungsregelung wäre es auch möglich, die Soll-Kesselleistung nach der Außentemperatur zu regeln (vgl. Abbildung 5). Solange der Speicher die obere bzw. untere Ladegrenze nicht erreicht, wird der Hackgutkessel ebenfalls auf konstante Leistung (ca. 400 kW) geregelt.

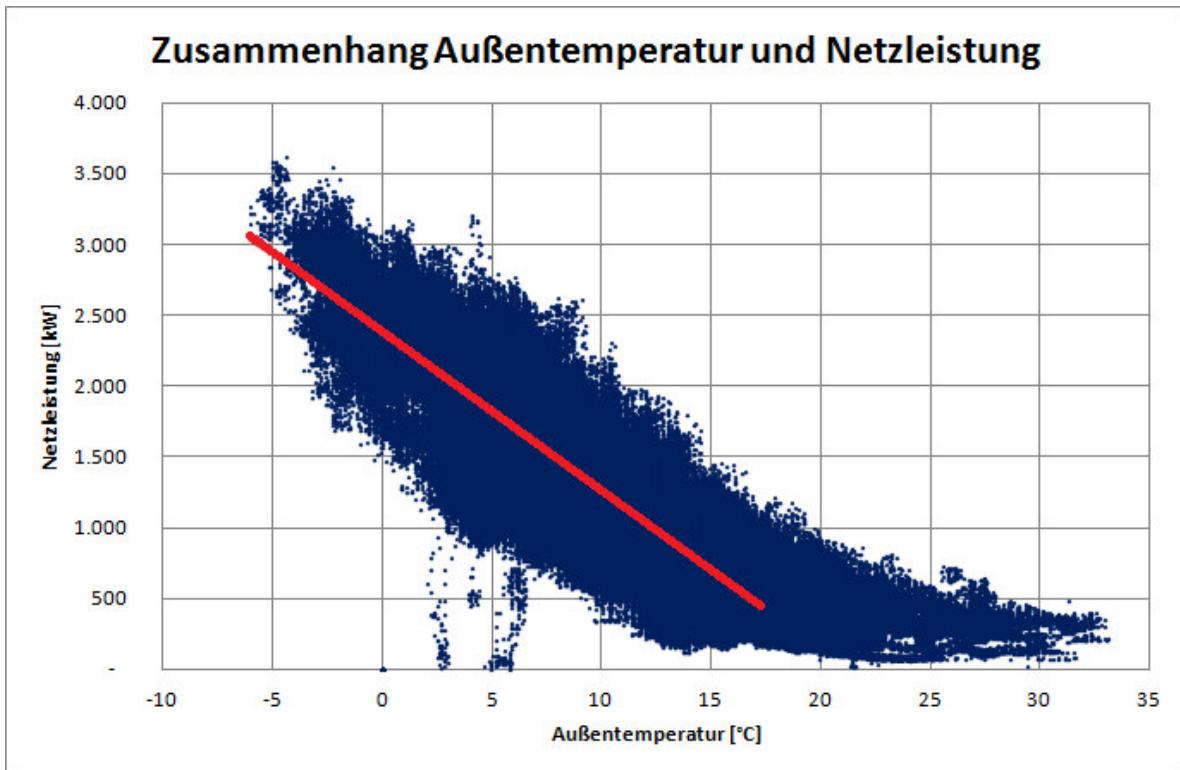


Abbildung 5: Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Netzleistung

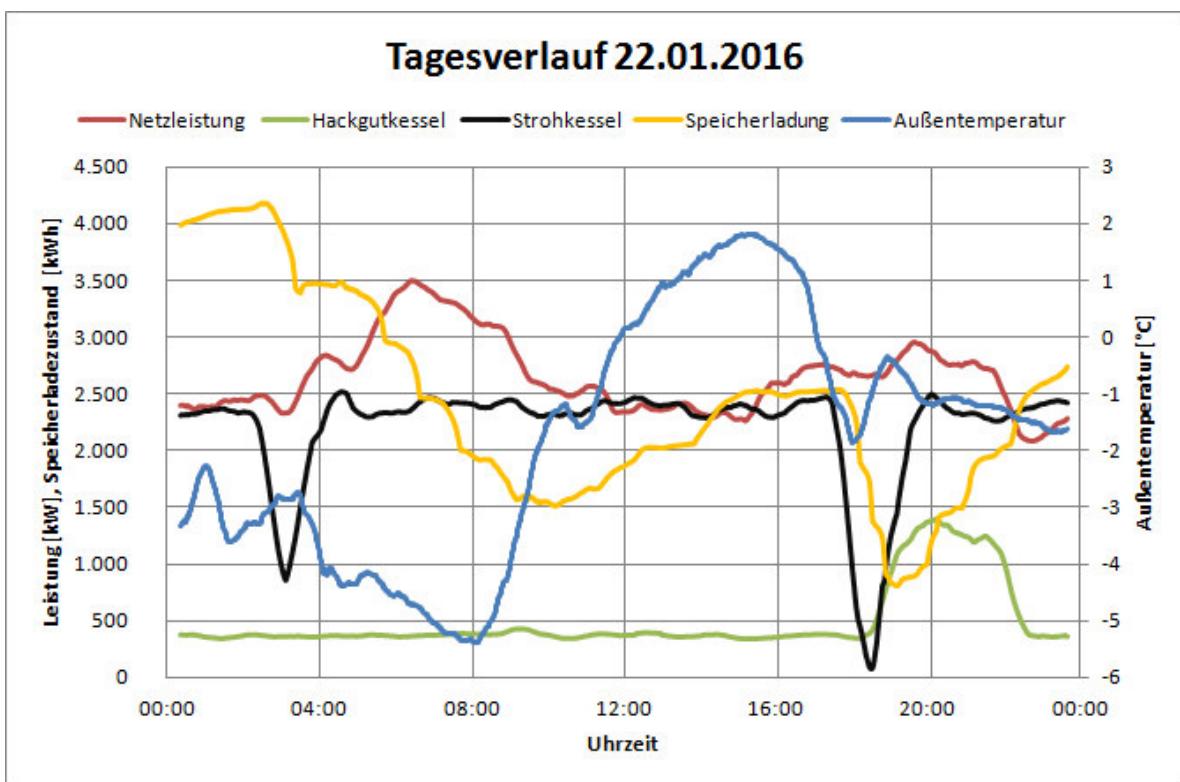


Abbildung 6: Zeitlicher Verlauf der Fernwärmemesswerte über einen Tag

Um ca. 02:00 Uhr hat der Strohkessel einen Leistungseinbruch beispielsweise aufgrund von Problemen mit der Strohzufuhr bzw. aufgrund eines geringeren Heizwertes des Strohs (Feuchtigkeit). Durch den Leistungsabfall von ca. 1.500 kW sinkt die Speicherladung. Kurz nach 04:00 Uhr hat der Kessel annähernd seine ursprüngliche Leistung wieder erreicht. Durch die morgendliche Netzspritze sinkt die Speicherladung weiter ab. Nach Abklingen der Netz-Leistungsspitze um 10:00 Uhr steigt die Speicherladung an. Um ca. 18:00 Uhr hat der Strohkessel einen neuerlichen Leistungsabfall und muss neu angefahren werden. Da die Speicherladung stark absinkt, wird die Hackgutkesselleistung erhöht, um eine komplette Entladung des Speichers bzw. eine Unterversorgung des Netzes zu verhindern. Da die Leistung des Strohkessels nach kurzer Zeit wieder ansteigt, wird der Speicher wieder geladen. Durch Ansteigen der Speicherladung kann der Hackgutkessel seine ursprüngliche Leistung einnehmen.

Die aufbereiteten Daten können anschließend in die Software Dymola importiert werden und stehen somit für Simulationen zur Verfügung.

6 Modellbildung in Dymola

Dieses Kapitel beschreibt die in der Software Dymola durchgeführten Arbeiten. Zunächst werden Modelle der einzelnen Anlagenteile, also Energiebereitstellung, Energiespeicherung und Energiesenken erstellt. Nach Fertigstellung der einzelnen Anlagenteile werden die Messdaten der Anlage in die Software importiert. Nach dem Datenimport wird das Modell mit den Messdaten kalibriert. Nach der Kalibrierung werden Regelungsstrategien entwickelt, die den Leistungsverlauf der Kessel regeln soll.

Sämtliche in Dymola erstellte Modelle stehen als Open-Source unter dem Link <https://github.com/Philipp-pf/district-heating> zur Verfügung. Daher werden sämtliche Tätigkeiten in Dymola in englischer Sprache verfasst. Abbildungen und Beschreibungen im folgenden Kapitel beziehen sich daher auf englischsprachige Ausdrücke.

6.1 Anlagenmodellierung

In diesem Unterkapitel wird beschrieben, wie die einzelnen Anlagenteile in der Software modelliert werden.

6.1.1 Energiebereitstellung

Das Modell (Objekt) der Energiebereitstellung bildet das Synonym für den/ die Kessel. Als Inputgröße benötigt der Kessel eine Soll-Leistung. Bei realen Kesseln wird durch eine interne Regelung die Brennstoffleistung (Brennstoffmassenstrom) so bestimmt, dass die Nutzleistung der Soll-Leistung entspricht. Im Modell wird die interne Regelung der Brennstoffzufuhr nicht betrachtet, stattdessen wird die vorgegebene Soll-Leistung des

Inputs über ein Verzögerungsglied erster Ordnung in eine Wärmeleistung umgewandelt. Die Wärmeleistung wird als Wärmefluss mittels Konnektor über die Grenzen des Objektes hinaus übertragen.

Wie im Unterkapitel 5.2 beschrieben, besitzt jeder Kessel eine Höchstleistung. Zwei unterschiedliche Kesselmodelle stehen zur Verfügung: Äußerlich besitzen beide Modelle dieselben Konnektoren, im Modell bestehen Unterschiede im Verhalten. Das erste Modell stellt einen einzelnen Kessel dar. Dieser kann mit unbegrenzter Leistung oder mit begrenzter Höchst- und Minimalleistung betrieben werden. Bei begrenzter Höchst- und Minimalleistung des Kessels wird der ausgegebene Wärmefluss des Input-Signals begrenzt.

Das zweite Modell der Anlage unterscheidet intern zwischen einem Grundlast- und einem Spitzenlastkessel. Dem Modell werden zwei Höchst- und Mindestleistungen vorgegeben. Bei geringen Leistungen ist lediglich der Grundlastkessel in Betrieb. Ist die Soll-Leistung größer als null und geringer als die Mindestleistung des Grundlastkessels wird der Kessel bei Mindestleistung betrieben. Übersteigt die Soll-Leistung die Höchstleistung des Grundlastkessels geht zusätzlich der Spitzenlastkessel mit dessen Mindestleistung in Betrieb. Übersteigt die Soll-Leistung die Summe der beiden Höchstleistungen aus Grund- und Spitzenlastkessel, steigt die Leistungsbereitstellung des Modells nicht weiter an.

Beide Modelle sind in Anhang B detailliert erklärt.

6.1.2 Energiespeicherung

Das Modell der Energiespeicherung bildet das Synonym für den Speicher. Der Speicher wird durch Kessel beladen und durch Abnehmer und Netzverluste entladen. Über die Oberfläche des Speichers wird Energie an die Umgebung abgegeben (Speicherverluste). Um das Modell unabhängig von einer bestimmten Speicherart (vgl. Unterabschnitt 4.1.2) gestalten zu können, wird die gespeicherte Energiemenge, bzw. bei bekannter Speicherkapazität die Temperatur als Kenngröße für die Speicherladung verwendet. Die im Speicher enthaltene Energie kann bei Bedarf auf die angewendete Speichertechnologie umgerechnet werden. Beispielsweise kann bei einem Zweischichtspeicher aus der vorhandenen Energiemenge auf den Anteil des heißen Wassers rückgeschlossen werden (Ermittlung der Grenzschichthöhe). Die Kenngröße des Zweischichtspeichers wird in dieser Arbeit über die Grenzschichthöhe festgelegt. Diese Höhe wird ausgehend von der Standfläche bis zur Grenzschicht zwischen heißem und kaltem Speicherteil gemessen.

Zwei Speichermodelle stehen zur Verfügung: Ein Speichermodell besitzt eine unbegrenzte Energiespeichermöglichkeit. Dieses Modell ist als reines Theoriemodell anzusehen, und ist in der Praxis nicht möglich. Das Speichermodell kann über eine Kesselregelung mit Grenzen ausgestattet werden. Durch Berücksichtigung der Speicherladung kann die Soll-

Kesselleistung so angepasst werden, dass der Speicher innerhalb zweier Grenzen betrieben werden könnte.

Das zweite Speichermodell ist dem Speicher der untersuchten Fernwärmeanlage nachempfunden und ist als Zweischicht-Speicher ausgeführt. Das zweite Speichermodell besitzt hinsichtlich der Speichermöglichkeit eine Ober- und eine Untergrenze.

Da gespeicherte Energie, Speichertemperatur oder Grenzschichthöhe abhängig von der zu- und abgeführten Leistung sind, ist es für die Simulation notwendig, einen Startwert für Speicherladung, Speichertemperatur bzw. Grenzschichthöhe zu definieren.

Das unbegrenzte Speichermodell besitzt als Parameter eine thermische Speicherkapazität und eine thermische Leitfähigkeit der Speicherhülle. Das Zweischichtmodell besitzt als Parameter ein Speichervolumen und eine Speicherhöhe, Dichte und Speicherkapazität des Speichermediums sowie die Temperaturen der oberen und unteren Speicherschicht. Die Verluste werden über den Wärmeverlustkoeffizient der Speicherhülle ermittelt.

Die Speichermodelle sind in Anhang C im Detail beschrieben.

6.1.3 Energiebedarf

Das Modell des Energiebedarfs berücksichtigt die Abnehmer im Netz, sowie die Leistungsverluste des Netzes. Der thermische Leistungsbedarf der Abnehmer ist abhängig von Wetter und/oder der Warmwasserbereitung. Die Summe aus den Leistungen der Einzelabnehmer und der Netzverluste stellen die Leistungsanforderung des Fernwärmennetzes dar. Die geforderte Wärmeleistung wird als Wärmefluss mittels Konnektor über die Grenzen des Objektes hinaus übertragen. Zusätzlich gibt das Modell den Leistungsbedarf als Real-Größe aus, auf die die Regelung des Kessels zugreifen kann (dies stellt einen Wärmeleistungszähler eines realen Netzes dar). Der Leistungsbedarf des Modelles wird über innere Funktionen des Modelles bestimmt.

Zwei verschiedene Modelle stehen zur Auswahl: Bei einem Modell wird die Leistungsanforderung durch die Außentemperatur bestimmt, bei dem anderen Modell durch eine zeitabhängige Tabelle. Im Fall des Modells, das von der Außentemperatur abhängig ist, ist eine Wertetabelle hinterlegt, die der Außentemperatur eine Wärmeleistung zuordnet. Dadurch kann eine abschnittsweise lineare Kennlinie erzeugt werden. Ein Beispiel für diesen Zusammenhang zeigt die rote Kennlinie in Abbildung 5. Die Außentemperatur wird extern über eine Real-Inputgröße vorgegeben. Im zweiten Modell ist eine zeitabhängige Wertetabelle hinterlegt, die abhängig von der Simulationszeit einen Leistungswert ausgibt.

In Anhang D werden beide Modelle des Netzes im Detail erklärt.

Der letzte Schritt vor der Modellkalibrierung bindet die aufbereiteten Messdaten in das erstellte Modell ein.

6.2 Dateneinbindung

Die Dateneinbindung beschreibt die Verknüpfung zwischen den erzeugten Modellen und den aufbereiteten Messdaten. Die Messwertreihen (im .txt-Format) werden in die Modelle implementiert und dienen als Vorgabewerte für die jeweiligen Modelle. Beispielsweise wird das Modell des Kessels mit der Messwertreihe des Strohkessels verknüpft. Eine Simulation dieses Modells würde nun den zeitlichen Verlauf der Nutzleistung des Strohkessels zeigen.

Beide Kesselmodelle erhalten ihre Soll-Leistung von außerhalb des Objektes. Die Vorgabe erfolgt in der SI-Einheit Watt. Die externe Leistungsvorgabe erfolgt durch ein eigenes Objekt („CombiTimeTable“ aus der Modelica Standard Library), in dem die Messwertreihe hinterlegt ist.

Anhand des Parameters Wärmeverlustkoeffizient lassen sich über die Außentemperatur die thermischen Verluste des Speichers an die Umgebung („Speicherverluste“) bestimmen. Die Vorgabe der Außentemperatur erfolgt in der SI-Einheit Kelvin. Wie bei den Kesselmodellen erfolgt die Einbindung der Messdaten durch eine Combi Time Table.

Die beiden bisher erstellten Netzmodelle können Messwerte nicht importieren. Das außentemperaturabhängige Modell hat eine Kurve hinterlegt, die in Abhängigkeit der Außentemperatur eine bestimmte Netzeistung vorgibt (vgl. Abbildung 5). Die Messdaten zeigen, dass über die gesamte Saison zu unterschiedlichen Zeitpunkten bei gleicher Außentemperatur unterschiedliche Leistungswerte auftreten. Dies liegt an unterschiedlichen Leistungsanforderungen durch die Warmwasserbereitung, an den Wärmespeicherkapazitäten im Haus oder am Wetter (Wind, Sonnenschein). Zu sehen ist dies in Abbildung 5 anhand der blauen Messpunkte. Dem außentemperaturabhängigen Modell ist ein linearer Zusammenhang zwischen Temperatur und Leistung hinterlegt, sodass jeder Außentemperatur genau ein Leistungswert zugeordnet ist (vergleiche roter Graph in der Abbildung). Durch die lineare Approximation der Leistung anhand der Außentemperatur ist eine genaue Abbildung des tatsächlichen Netzeistungsverlaufes anhand des temperaturabhängigen Netzmodells nicht möglich. Bei einer Außentemperatur von 17 °C zeigt die Trendlinie in Abbildung 5 einen Leistungswert von ca. 450 kW. Die höchste auftretende Leistung bei dieser Temperatur beträgt 1.100 kW, die niedrigste Leistung 200 kW. Somit ergibt sich bei dieser Temperatur eine Abweichung von 140 % (bezogen auf den Trend-Wert) zwischen linearem Modell und höchstem Messwert. In Tabelle 5 sind weitere Abweichungen bei anderen Temperaturwerten angeführt. Die zweite Spalte von links zeigt die approximierte Leistung. Diese Leistung entspricht der Trendlinie in Abbildung 5. Spalte drei und vier zeigen die höchsten und geringsten auftretenden Messwerte. Die prozentuelle Abweichung ist jeweils in Bezug auf den Leistungswert der Trendlinie angegeben. Die Bandbreite der Leistung zwischen höchstem

und geringstem Messwert bei einzelnen Temperaturen bleibt über einen weiten Temperaturbereich (von ca. 0 °C bis 12 °C) annähernd konstant. Mit steigender Temperatur und somit sinkendem Leistungsbedarf steigt die prozentuelle Abweichung (aufgrund der annähernd konstanten Bandbreite) an.

Tabelle 5: Abweichung zwischen linearem Temperaturmodell und Messwerten

Außen-Temperatur °C	Approximierte Leistung kW	Höchstleistung Messwerte kW	Mindestleistung Messwerte kW	Maximale Abweichung %
0	2.400	3.000	1.600	33
5	1.750	2.700	850	54
10	1.200	2.200	300	83
17	450	1.100	200	144

Das zeitabhängige Netzmodell ermöglicht die Einbindung von Messwerten, diese sind dabei manuell in einer Tabelle im Modell zu erfassen. Bei umfangreichen Messwertreihen bedarf dies eines hohen zeitlichen Aufwands. Um dies zu umgehen, wird das zeitabhängige Modell um ein alternatives Modell ergänzt. In diesem Ersatzmodell wird die interne Tabelle durch eine Inputgröße ersetzt. Die Vorgabe des Leistungsbedarfes erfolgt dann ebenfalls durch eine externe Combi Time Table. Das Ersatzmodell, sowie eine beispielhafte Darstellung der externen Einbindung einer Combi Time Table, sind in Anhang E ersichtlich.

Da nun alle Messwertreihen in das Modell eingebunden werden konnten, besteht der nächste Schritt in der Durchführung der Modellkalibrierung.

6.3 Modellkalibrierung

Das Ziel der Kalibrierung ist die Ermittlung des Wärmeverlustkoeffizienten des Speichers, der letztlich die thermische Verlustleistung des Speichers bestimmt. Durch die Bestimmung des Wärmeverlustkoeffizienten ist die Anlage im Modell vollständig abgebildet. In weiterer Folge können Untersuchungen der Anlage, beispielsweise die Implementierung von Regelungen, durchgeführt werden.

Zur Ermittlung des Wärmeverlustkoeffizienten wird zunächst die Anlage der Fernwärme Bockfließ modelliert. Dafür werden drei Kesselmodelle, ein Speicher und ein Netzmodell zu einer Anlage verschalten und die einzelnen Messwertreihen werden den jeweiligen Objekten zugeordnet. Das Modell ist in Abbildung 38 (Anhang F) ersichtlich.

Nun sind noch zwei Parameter unbekannt, nämlich der Wärmeverlustkoeffizienten des Speichers und die Referenztemperatur des Speichers, auf die die gespeicherte Energiemenge bezogen ist (vgl. Formel [2]). Nun werden beide Parameter so angepasst,

dass der Verlauf der gespeicherten Energie im Speicher durch die Simulation mit der Messwertreihe der Speicherladung übereinstimmt. Nach Anpassung der beiden genannten Parameter ergibt sich Abbildung 7, welche die wesentlichen Variablen der Simulation zeigt.

Diagramm a in Abbildung 7 zeigt die Verläufe der Speicherladung von Simulation (blauer Graph) und Messdaten (roter Graph) über die gesamte Heizsaison. Auf der Abszisse ist die Zeit in Tagen ab dem 23.08.2015 09:12 Uhr dargestellt (Beginn der Messwertaufzeichnung). In Diagramm b ist die Differenz der beiden zuvor genannten Graphen dargestellt (grüner Graph). Diagramm c zeigt den Verlauf der Außentemperatur (Magenta-farbiger Graph).

Die Tendenz von blauem und rotem Graphen ist ähnlich, d.h. die Amplituden der beiden Graphen zeigen Ausschläge in dieselbe Richtung und zum selben Zeitpunkt, jedoch ist der Betrag des Ausschlages unterschiedlich. Die betragsmäßig größte Abweichung zwischen Simulation und Messdaten liegt bei 4.885 kWh (bei ca. 248 Tagen Simulationszeit). Hier wurde die Abweichung zu Beginn der Simulation nicht berücksichtigt, da hier noch kein eingeschwungenener Zustand vorliegt. Betrachtet man zusätzlich den nicht eingeschwungenen Zustand, liegt die größte, betragsmäßige Abweichung bei 6.135 kWh. Im arithmetischen Mittelwert beträgt die Abweichung zwischen Simulation und Messdaten über die gesamte Heizsaison -787 kWh. Die höchste auftretende Speicherladung beträgt laut Messdaten 7.300 kWh. Der Wärmeverlustkoeffizient wurde mit 13 W/(m²*K) ermittelt.

In Anhang F wird Abbildung 7 in zwei weiteren Darstellungen, die jeweils den Zeitraum einer Woche beinhalten, betrachtet. Abbildung 39 zeigt den Zeitraum einer Woche von 10. bis 17. Dezember 2015. In diesem Zeitraum pendelt die Abweichung zwischen 1.287 kWh und -1.400 kWh. Abbildung 40 zeigt den Zeitraum 11. bis 18. Mai 2016. Während dieser Woche zeigt sich eine annähernd konstante Abweichung von Simulation und Messdaten im Bereich von -1.809 kWh und -2.578 kWh. Abbildung 7, Abbildung 39 und Abbildung 40 zeigen, dass die Abweichungen teilweise zwar hoch sind (Abweichungen von bis zu ca. 4.900 kWh), aber die Dynamik zwischen Simulation und Messdaten recht gut ist. Unter Dynamik ist gemeint, dass bei steigender Speicherladung laut Messdaten auch die Speicherladung der Simulation steigt und umgekehrt. Ein weiterer Aspekt ist, dass die Abweichungen zwischen Simulation und Messwerten zeitweise ansteigen und dann wieder abnehmen. Es kommt somit zu keiner Aufsummierung des Fehlers sondern zu einer Zu- und Abnahme des Fehlers während der gesamten Saison. Zu Ende der Heizsaison stimmen die Speicherladungen von Simulation und Messdaten wieder überein. Anhand der Messdaten lässt sich nicht erklären, warum Simulation und Messdaten teilweise übereinstimmen und teilweise nicht. Allein durch Anpassung der Parameter „Wärmeverlustkoeffizient“ und „Referenztemperatur“ des Speichers kann keine hinreichend genaue Übereinstimmung von Messdaten und Simulation erreicht werden.

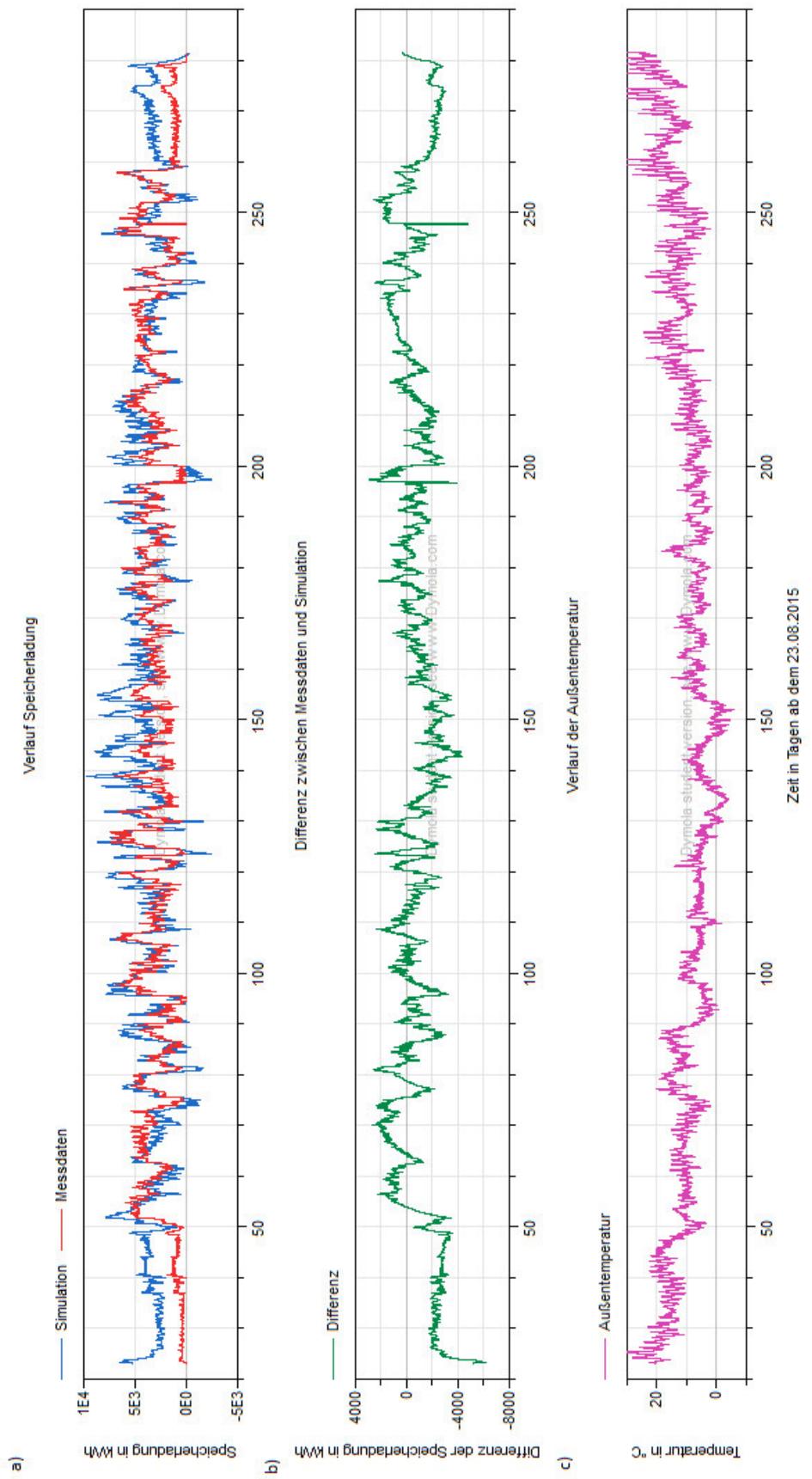


Abbildung 7: Ergebnis der Kalibrierung

Möglicherweise liegt dies daran, dass die Messdaten eine gewisse Fehlerbehaftung aufweisen. Um festzustellen, wie sich Fehler der Speicherkalibrierung auf die Gesamtanlage auswirken, werden bereitgestellte und abgenommene Energiemengen über eine ganze Heizsaison betrachtet. Die dem Speicher bereitgestellte Energie über die gesamte Saison entspricht der Summe der integrierten Leistungen der drei Kessel. In der Saison 2015/16 wurden 8.420.000 kWh von den Kesseln bereit gestellt. Die entnommene Energie aus dem Speicher entspricht der integrierten Netz-Leistungszählung, die dem Speicher nachgeschaltet ist. In der Saison 2015/16 wurden 8.082.000 kWh ins Netz geliefert. Die Differenz dieser beiden Energien in der Höhe von 338.000 kWh entspricht in der Simulation im Wesentlichen den Speicherverlusten. Die integrierte Speicherverlustleistung beträgt 345.000 kWh. Diese beiden Energien weisen eine Differenz von 6.800 kWh auf. Diese Differenz resultiert daraus, dass die Speicherladung zu Beginn der Simulation um 7.000 kWh höher ist als am Ende der Simulation. Zur Bewertung wird nun die integrierte Speicherverlustleistung betrachtet, da diese die tatsächliche Speicherverlustenergie widerspiegelt. Der Energiewirkungsgrad des Speichers wird wie folgt definiert:

$$\eta_{sp} = \frac{Q_{bereit} - Q_{verl}}{Q_{bereit}}$$

[3]

Mit den folgenden Formelzeichen:

η_{sp} ... Energiewirkungsgrad des Speichers [1]

Q_{bereit} ... Bereitgestellte Energie durch die Kessel [J]

Q_{verl} ... Verlustenergie des Speichers [J]

Der Energiewirkungsgrad des Speichers beträgt somit 95,91 %. Das bedeutet, dass ca. 4 % der über das Jahr bereit gestellten Energie Speicherverluste sind. Fehler in der Simulation, aufgrund nicht genau abbildbarer Verhältnisse des Speichers, bewirken somit höchstens 4 % Fehler in Bezug auf die gesamte bereit gestellte Energie der Saison.

Um diese Prozentzahl der Verluste des Speichers zu verifizieren, werden zwei weitere Kalibrierungsmodelle erstellt. Das zuvor beschriebene Modell (Abbildung 38) nutzt die Messwertreihen der Kesselleistungen und der Netzleistung. Die Differenz aus bereitgestellter Leistung und abgenommener Leistung wird integriert und daraus ergibt sich der Verlauf der Speicherladung. Aus der aktuellen Speicherladung errechnet sich die Speicherverlustleistung, welche integriert wird. Die Integration der Verlustleistung ergibt die Speicherverluste.

Die beiden neuen Modelle gehen von einem anderen Ansatz aus. Das vorhergehende Modell bekommt Kesselleistungen und Netzeistung vorgegeben. Daraus ergibt sich der Verlauf der Speicherladung und daraus wiederum ergeben sich die Speicherverluste.

Die beiden neuen Modelle bekommen nun nicht mehr zwei Leistungen (bereitgestellte und abgenommene Leistung) sondern nur eine der beiden Leistungen vorgegeben. Um die Anzahl an Vorgaben konstant zu halten (Anzahl Gleichungen und Anzahl Unbekannter Variablen muss gleich groß sein), ist nun statt einer Leistung eine andere Vorgabe notwendig. Hierfür wird der Verlauf der Speicherladung anhand der Messwertreihen herangezogen. Durch die Differenzierung des Verlaufes der Speicherladung erhält man jene Leistung, mit der der Speicher beladen bzw. entladen wird. Die Differenzleistung aus Speicherbeladung bzw. Speicherentladung und der vorgegebenen Leistung (entweder bereitgestellte Leistung oder abgenommene Leistung) ergibt den Verlauf der nicht vorgegebenen Leistung.

Dem zweiten Kalibrierungsmodell werden nun die Netzeistung und der Verlauf der Speicherladung vorgegeben. Das Modell simuliert den Verlauf der Kesselleistung und die Speicherverluste. Für dieses Modell ist es unerheblich, welcher der drei Kessel Leistung bereitstellt.

Dem dritten Modell werden die Kesselleistungen aller drei Kessel und der Verlauf der Speicherladung vorgegeben. Daraus werden der Verlauf der Netzeistung und der Speicherverluste simuliert. In sind die beiden neuen Modelle im Detail beschrieben (Abbildung 41 und Abbildung 42).

Nun stehen drei Kalibrierungs-Modelle zur Verfügung, die jeweils eine Messwertreihe (entweder Verlauf von Kesselleistung, Netzeistung oder Speicherladung) aus zwei anderen Messwertreihen ermitteln. Diese drei Modelle werden miteinander verglichen und die Ergebnisse daraus sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Die oberste Zeile der Tabelle (Modell Nummer 1) zeigt die Resultate jener Simulation, in der der Verlauf der Speicherladung ermittelt wird. Das heißt, Netzeistung und Kesselleistungen werden anhand der Messwertreihen vorgegeben. In der zweiten Zeile (Modell Nummer 2) sind die Resultate jener Simulation dargestellt, die den Verlauf der Netzeistung ermittelt. Hier sind der Verlauf der Speicherladung und der Verlauf der Kesselleistung anhand der Messwertreihen vorgegeben. Die dritte Zeile (Modell Nummer 3) zeigt die Resultate der Simulation, die die Kesselleistung ermittelt. Hier werden die Verläufe von Netzeistung und Speicherladung mit den Messwertreihen vorgegeben.

Spalte eins bezeichnet die jeweils ermittelte Variable, Spalte zwei nummeriert die Modelle. Die dritte Spalte zeigt die aufsummierte bereitgestellte Energie, die über die gesamte Saison aufgewendet wird. Spalte vier zeigt die aufsummierte abgenommene Energie über die gesamte Saison. Spalte fünf zeigt die aufsummierten Speicherverluste über die gesamte Saison. Die Speicherverluste errechnen sich aus dem Verlauf der Speicherladung. In der sechsten Spalte ist der Energiewirkungsgrad des Speichers dargestellt. Dieser ist in Formel [3] definiert.

Tabelle 6: Vergleich Speicherverluste

(Gelb: Messwerte, Grün: Simulationswerte)

Simulierte Messwertreihe	Modell Nummer	Bereitgestellte Energie [kWh]	Abgenommene Energie [kWh]	Speicher- Verluste [kWh]	Energie- wirkungs- grad
Speicher- Ladung	1	8.420.000	8.082.000	345.100	95,91 %
Netzleistung	2	8.420.000	8.150.000	265.900	96,84 %
Bereitgestellte Leistung	3	8.364.000	8.094.000	266.500	96,81 %

Der Vergleich zwischen Zeile eins und Zeile zwei in Tabelle 6 zeigt, dass die bereitgestellte Energie ident ist. Dies kommt daher, dass beide Werte durch vorgegebene Messwertreihen ermittelt wurden. Die abgenommene Energie zeigt eine Differenz von ca. 68.000 kWh (entspricht 0,80 % bezogen auf 8.150.000 kWh). Der Energiewirkungsgrad unterscheidet sich um 0,9 Prozentpunkte.

Der Vergleich zwischen Zeile eins und Zeile drei zeigt, dass die abgenommene Energie bis auf 12.000 kWh nahezu ident ist. Der Grund dafür liegt in Rechengenauigkeiten der Simulation. Die bereitgestellte Energie unterscheidet sich um ca. 56.000 kWh (entspricht 0,67 % von 8.420.000 kWh). Der Energiewirkungsgrad unterscheidet sich um 0,9 Prozentpunkte.

Der Vergleich zwischen Zeile zwei und Zeile drei zeigt, dass sich die bereitgestellte Energie um 56.000 kWh und die abgenommene Energie um 56.000 kWh unterscheiden. Die Speicherverluste stimmen bis auf 600 kWh überein.

Im direkten Vergleich aller drei Simulationen zeigt die erste Zeile hinsichtlich der Speicherverluste eine höhere Abweichung im Vergleich mit den beiden anderen Zeilen. Da in den Zeilen zwei und drei der Verlauf der Speicherladung durch Messwerte vorgegeben wird, ist anzunehmen, dass diese beiden Ergebnisse näher an den realen Verlusten liegen. Dies wird dadurch begründet, dass sich die Speicherverlustleistung aus der Speicherladung errechnet und anschließend integriert wird. Dadurch, dass in diesen beiden Simulationen die Speicherladung durch Messwerte vorgegeben wird, werden die Ergebnisse der Speicherverluste näher an der Realität liegen als bei Simulation 1.

Alle drei Simulationen zeigen, bezogen auf die bereitgestellte Gesamtenergie, nur geringe Abweichungen von 0,9 Prozentpunkten untereinander hinsichtlich des Energiewirkungsgrades des Speichers. Zusätzlich ist die Dynamik der Simulationen aus Abbildung 7, Abbildung 39 und Abbildung 40 ähnlich und der Anteil der Speicherverluste an der bereitgestellten Energie beträgt 4 %. Daraus resultiert, dass bei nicht exakter Kalibrierung höchstens eine Abweichung von 4 % bezogen auf die bereitgestellte Energie

hervorgerufen wird. einen Anhand dieser Gründe wird die Kalibrierung als hinreichend exakt betrachtet.

Den Abschluss des Kapitels stellt die Bestimmung der durchschnittlichen Speicherverlustleistung des Speichers dar. Wie in diesem Unterkapitel beschrieben, ist es nicht möglich, den genauen Verlauf der Speicherladung anhand der Parameter Wärmeverlustkoeffizient und Referenztemperatur zu bestimmen. Um die tatsächliche Speicherverlustleistung simulieren zu können, ist es notwendig, den genauen Verlauf der Speicherladung nachzubilden. Dafür wird ein weiteres Modell herangezogen. Einerseits wird dafür im Zweischicht-Speicher der Parameter Wärmeverlustkoeffizient in eine Variable umfunktioniert. Andererseits wird der Verlauf der Speicherladung im Modell vorgegeben. Dieses Modell ist in Abbildung 43 dargestellt. Aus dieser Simulation resultiert eine durchschnittliche Speicherverlustleistung über die gesamte Saison von ca. 55 kW. Die höchste auftretende Verlustleistung beträgt ca. 170 kW.

Nach der abgeschlossenen Kalibrierung werden nun verschiedene Regelstrategien entwickelt, nach denen die Kesselleistung geregelt werden soll.

6.4 Strategien der Kesselregelung

Durch die Erstellung von Regelstrategien wird die Kesselleistung nach gewissen Gesichtspunkten bestimmt.

Für die Strategiebildung werden nun, je nach Strategie, aktuelle Netzeistung, Speicherladung bzw. Außentemperatur als Eingangsvariablen herangezogen. Die Kesselleistung wird nun anhand der Eingangsvariablen bestimmt. Für die Strategie ist dabei unerheblich, ob die geforderte Leistung durch einen oder mehrere Kessel zur Verfügung gestellt wird. Wird Leistung durch mehrere Kessel bereit gestellt, entscheidet ein weiteres Element, welcher Kessel welchen Anteil an der geforderten Leistung bereitstellt.

In den folgenden Abschnitten werden unterschiedliche Regelungsmöglichkeiten betrachtet. Zu Beginn wird eine Regelung betrachtet, die die Außentemperatur vorgegeben bekommt und daraus die Kesselleistung vorgibt.

6.4.1 Kesselleistung nach Außentemperatur

Diese Leistungsvorgabe bedient sich der Außentemperatur um die Kesselleistung zu ermitteln. Der Strohkessel der Fernwärmeanlage in Bockfließ kann, neben einer konstanten Kesselleistung, auch nach der Außentemperatur geregelt werden. In der

Software ist ein linearer Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Kesselleistung hinterlegt (Eisler 2017a).

In Abbildung 5 ist der Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Netzleistung in der Anlage Bockfließ in der Heizsaison 2015/16 dargestellt. Die in diesem Diagramm eingezeichnete Trendlinie (roter Graph) stellt die Ausgangsbasis für diese Regelung dar. Diese Trendlinie alleine stellt keine zuverlässige Vorgabe dar, da die Trendlinie die Streuung der Netzleistung bei konstanter Außentemperatur nicht berücksichtigt (vgl. Unterkapitel 6.2 bzw. Tabelle 5).

Um die Streuung der Netzleistung mit einzubeziehen, wird die aktuelle Speicherladung einbezogen. Zwischen Maximal- und Minimalladung des Speichers wird die Kesselleistung im Streubereich (Maximal- und Minimalnetzleistung) linear interpoliert. Ist die Speicherladung beispielsweise gering, wird eine Kesselleistung nahe der oberen Grenze des Streubereiches gewählt.

Um den Zusammenhang zwischen Außentemperatur, Speicherladung und Kesselleistung im Modell zu implementieren, wird eine Tabelle mit zwei Abhängigkeiten (Außentemperatur und Speicherladung) erstellt. Diese ist in Tabelle 7 dargestellt. Die Leistungswerte sind aus Abbildung 5 ausgelesen. Die Werte der Spalte für eine Grenzschichthöhe von 11 m (Speicher zur Hälfte geladen) entsprechen den Werten der Trendlinie aus Abbildung 5. Die Werte für Grenzschichthöhe 2 m (hohe Speicherladung) entsprechen der Mindestleistung (geringste Leistung des Streubereiches). Die Werte für 20 m (niedrige Speicherladung) entsprechen der Höchstleistung des Streubereiches. Zwischenwerte von Temperatur und Speicherladung werden linear interpoliert. Um sicherzustellen, dass die Grenzen des Speichers eingehalten werden, wird die Interpolation nicht an oberster und unterster Speichergrenze orientiert (0 und 22 m), sondern eine Sicherheit von 2 m einbezogen. Die Gesamthöhe des Speichers beträgt 22 m. Daher sind in Tabelle 7 die geringste Höhe mit 2 m und die größte Höhe mit 20 m angegeben.

Tabelle 7: Kesselleistung in Abhängigkeit von Außentemperatur und Speicherladung

Außentemperatur	Speicherladung (Grenzschichthöhe)		
	2 m	11 m	20 m
268 K (-5 °C)	2.600 kW	2.800 kW	3.400 kW
270 K (-2 °C)	2.400 kW	2.700 kW	3.300 kW
280 K (7 °C)	400 kW	1.500 kW	2.700 kW
290 K (17 °C)	400 kW	900 kW	1.500 kW
300 K (27 °C)	400 kW	450 kW	500 kW
310 K (37 °C)	400 kW	420 kW	450 kW

Abbildung 8 zeigt einen 3-Tagesausschnitt der Saison von 01.01.2016 bis 03.01.2016. Diagramm a zeigt den Verlauf der Grenzschichthöhe (grüner Graph), Diagramm b den Verlauf von Kessel- (blauer Graph) und Netzeistung (roter Graph) und Diagramm c zeigt den Verlauf der Außentemperatur (Magenta farbiger Graph). Die Kesselleistung zeigt einen ähnlichen Verlauf wie die Netzeistung, wobei Höchst- (Spitzen-) und Mindestleistungen geglättet werden. Durch die Glättung der Kesselleistung wird der Speicher in Spitzenlastzeiten entladen und in Minimallastzeiten geladen. Durch die Ladung des Speichers in den Abend- und Nachtstunden (Mindestlastzeit) steht für die morgendliche Lastspitze eine höhere Speicherladung zur Verfügung. Die Kesselleistung wird kontinuierlich an die Außentemperatur angepasst.

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der gesamten Heizsaison 2015/16. In Diagramm a ist der Verlauf der Grenzschichthöhe (grüner Graph) dargestellt. Der rote Graph stellt die höchstmögliche Speicherladung dar, der blaue Graph die geringstmögliche Speicherladung. In Diagramm b ist der Verlauf der Kesselleistung (blauer Graph) dargestellt. Diagramm c zeigt den Verlauf der Außentemperatur (Magenta- farbiger Graph). Über Zeitabstände von einem Tag wird ca. ein Fünftel des Speichervolumens genutzt. In groben Zügen ist erkennbar, dass Speicherladung und Kesselleistung miteinander korrelieren. Bei steigender Kesselleistung steigt auch die Speicherladung. Weiters ist auch der Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Kesselleistung ersichtlich. Bei steigender Außentemperatur sinkt die Kesselleistung.

In diesem Modell wird die Kesselleistung nach der Außentemperatur (wie in Abbildung 5) gewählt. Dabei werden zwar die Netzverluste, jedoch nicht die Speicherverluste berücksichtigt. Über längere Zeiträume ist die Berücksichtigung der Speicherverluste essentiell, um eine „stille“ Entleerung des Speichers zu verhindern. Die Berücksichtigung der Speicherverlustleistung erfolgt indirekt anhand der Speicherladung: Die Verlustleistung bewirkt ein Absinken der Speicherladung. Diese wiederum wird in der Wahl der Kesselleistung berücksichtigt. Sinkt nun die Speicherladung, führt dies zu einer Erhöhung der Kesselleistung. Durch diese Eigenschaft wird letztlich die Speicherverlustleistung in der Wahl der Kesselleistung berücksichtigt.

Das Modell der Leistungsvorgabe nach der Außentemperatur ist in Anhang G in Abbildung 44 dargestellt.

Die folgende Regelungsmöglichkeit versucht, die Speicherladung nach einer Soll-Wertvorgabe zu regeln.

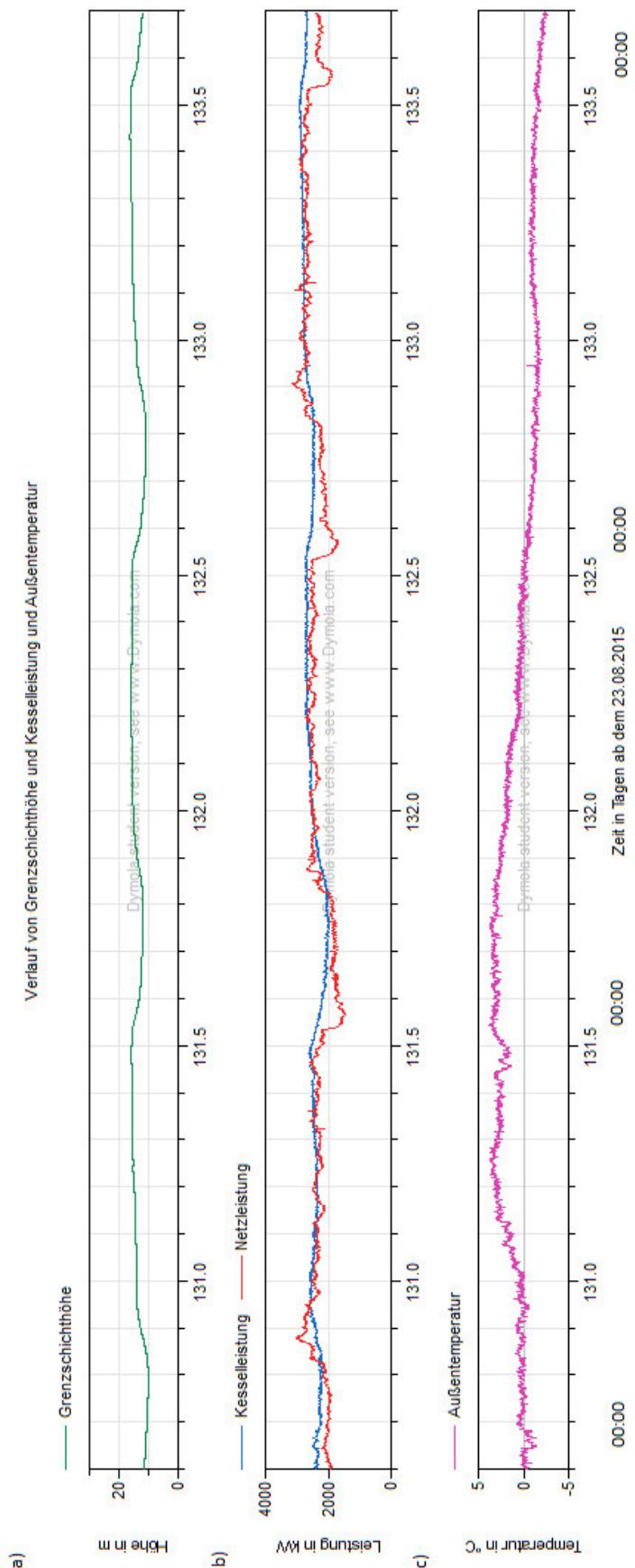


Abbildung 8: 3-Tagesausschnitt Regelung nach der Außentemperatur

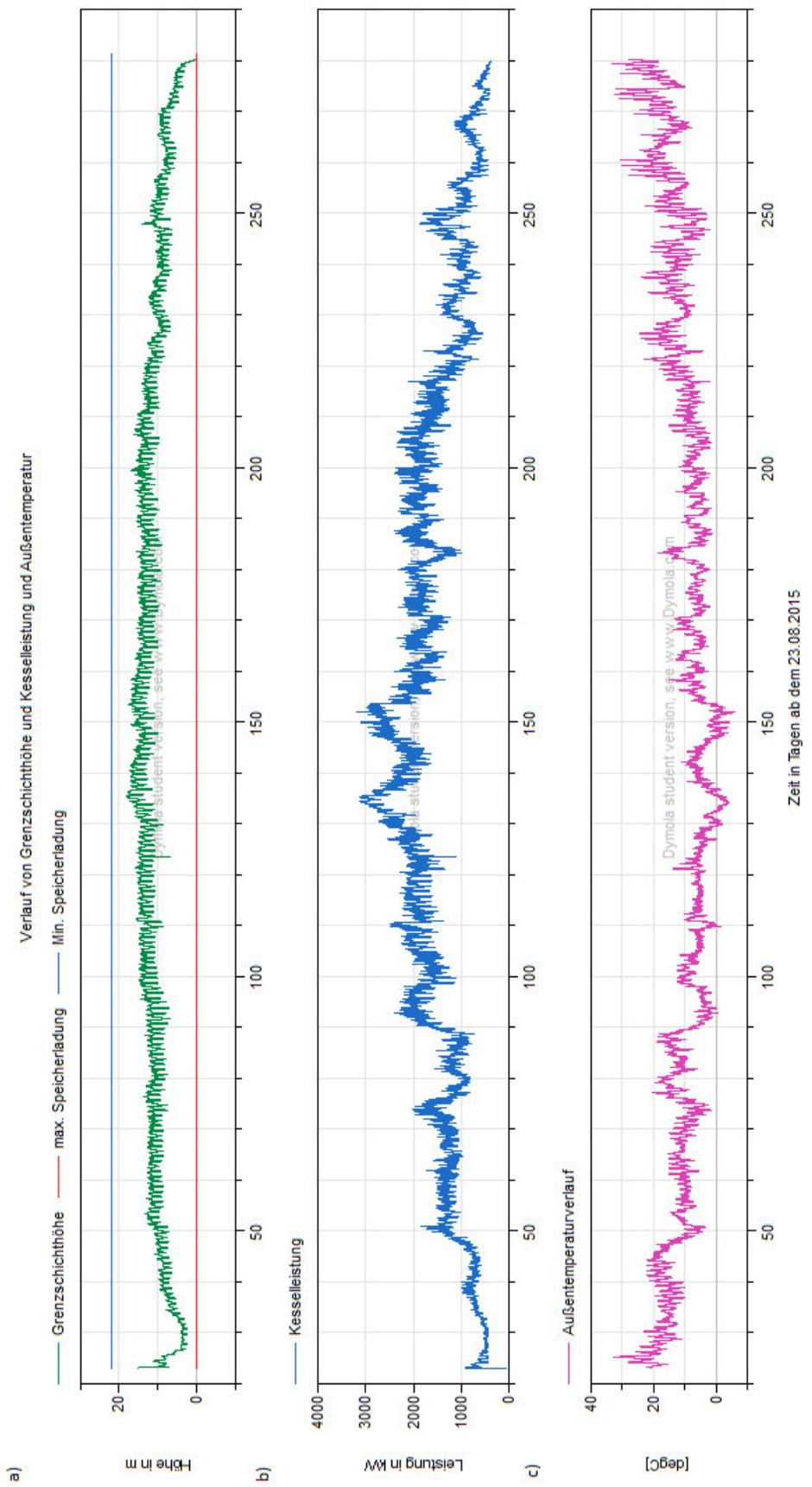


Abbildung 9: Verlauf Grenzschichthöhe bei Regelung durch Außentemperatur

6.4.2 Kesselleistung nach Speicherladung

Diese Regelung erhält als Führungsgröße die Soll-Ladung des Speichers. Der Regler gibt als Stellgröße die Kesselleistung aus (Tkotz et al. 2005). Die Speicherladung (Führungsgröße) kann beispielsweise als Speichertemperatur, Speicherenergie oder bei einem Zweispeicher als Grenzschichthöhe definiert sein. Es werden zwei Regler modelliert. Einerseits ein PI- und andererseits ein PID-Regler. Der Unterschied zwischen beiden Reglern ist, dass beim PI-Regler der D-Anteil gleich Null ist. Der D-Anteil des Reglers ist für die schnelle Reaktion auf Änderung der Führungsgröße relevant (Tkotz et al. 2005). Die Soll-Vorgabe für das Reglerobjekt kann auf zwei Arten erfolgen: Bei der internen Vorgabe-Möglichkeit wird die Soll-Ladung als Parameter definiert. Daher ist die Soll-Ladung über die Zeit nicht veränderbar. Die zweite Möglichkeit ist eine externe Vorgabe der Soll-Ladung. Dadurch ist es möglich, die Soll-Ladung über die Zeit zu variieren. Das PID-Reglerobjekt ist in Abbildung 49 in Anhang G detailliert beschrieben. Im Folgenden wird das erstellte Reglerobjekt an der Anlage in Bockfließ angewendet. Dafür werden zunächst die notwendigen Parameter für beide Regler ermittelt. Im Anschluss daran werden Verhalten von PI- und PID-Regler gegenübergestellt.

Für die Ermittlung der Parameter wird zunächst die Regelstrecke untersucht. Durch den Speicher weist das Fernwärmesystem bei einer Sprungfunktion das Verhalten eines Proportional-Gliedes mit Verzögerung erster Ordnung (PT_1 -Regelstrecke) auf. Die Sprungfunktion kann durch sprunghafte Erhöhung bzw. sprunghafte Verminderung der Kesselleistung und/oder der Netzeistung bewirkt werden. Als Regelgröße dient die Grenzschichthöhe des Speichers, als Stellgröße die Kesselleistung. Für die PT_1 -Regelstrecke wird ein PI-Regler angewendet. Die Übertragungsfunktion $R(s)$ des PI-Reglers lautet:

$$R(s) = K * \left(1 + \frac{1}{s * T_I} \right)$$

[4]

Mit den folgenden Formelzeichen:

$R(s)$...Übertragungsfunktion

KProportionalbeiwert

T_I ...Integrationszeitkonstante

s ...Zeitdauer ab Sprung

In Abbildung 45 (Anhang G) ist das Modell zur Ermittlung der Sprungantwort dargestellt. Aus der Sprungantwort in Abbildung 46 (Anhang G) gehen folgende Parameter für den PI-

Regler hervor. Alle verwendeten Werte werden aus der Sprungantwort aus Dymola ermittelt:

$$K_s = \frac{\Delta x}{\Delta y} = \frac{18,8377m - 22m}{2.000.000 W - 81.820 W} = -1,649 * 10^{-6} \frac{m}{W}$$

[5]

$$T_s = \frac{\Delta x}{k_0} = \frac{18,84m - 22m}{-1,403 * 10^{-5} m/s} = 225.400 s$$

[6]

Mit den folgenden Formelzeichen:

K_s ...Übertragungsbeiwert [K/W]

Δx ...Regelgrößenänderung (Differenz der Grenzschichthöhe vor und nach der Stellgrößenänderung) [m]

Δy ...Stellgrößenänderung (Sprungfunktion, Änderung der Ladeleistung des Speichers) [W]

T_s ...Zeitkonstante (siehe Abbildung 46) [s]

k_0 ...erste Ableitung der Sprungantwort zum Zeitpunkt des Sprunges [m/s]

(vgl. Tkotz et al. 2005)

Aus Formel [5] und [6] leiten sich die beiden Parameter für P- und I-Anteil ab, die in das Reglerobjekt übertragen werden:

Der P-Anteil (K) entspricht dem Kehrwert des Übertragungsbeiwertes (K_s).

Der I-Anteil (T_I) entspricht der Zeitkonstante (T_s).

(vgl. Tkotz et al. 2005)

Im nächsten Schritt wird dem PI-Regler ein differenzieller Regler (D-Glied) hinzugefügt. Daraus ergibt sich ein PID-Regler. Für die Ermittlung der Parameter wird das Verfahren nach Chien/Hornes/Reswick angewendet. Dieses Verfahren setzt eine PT_2 - Regelstrecke voraus. Um dieses Verhalten zu erreichen wird statt einer Sprungfunktion eine Anstiegsfunktion verwendet. Bei einer Anstiegsfunktion werden Kesselleistung und/oder Netzeistung linear erhöht bzw. linear vermindert. Die Zeitdauer der Rampe (Beginn des Leistungsanstieges bis Erreichen des Endwertes) ist im Modell auf 24 h eingestellt. Als Regelgröße dient die Grenzschichthöhe des Speichers, als Stellgröße die Kesselleistung. Die Übertragungsfunktion $R(s)$ des PID-Reglers lautet:

$$R(s) = K * (1 + \frac{1}{s * T_I} + s * T_D)$$

[7]

Mit den folgenden Formelzeichen:

$R(s)$...Übertragungsfunktion

KProportionalbeiwert

T_I ...Integrationszeitkonstante

T_D ...Differentiationszeitkonstante

s ...Zeitdauer ab Beginn des Anstieges

Das Modell zur Ermittlung der PID-Parameter ist in Abbildung 47 (Anhang G) dargestellt. Die dazugehörige Anstiegsantwort ist in Abbildung 48 dargestellt. Folgende Parameter ergeben sich aus Abbildung 48 (Werte aus Dymola ausgelesen und in Anhang G hergeleitet):

Faktor K_S ist gleich wie bei PI-Regler (siehe Gleichung[5]).

$$T_u = 40.410s$$

[8]

$$T_g = 269.400s$$

[9]

Mit den folgenden Formelzeichen:

K_s ...Übertragungsbeiwert [m/W]

T_u ...Verzugszeit in s

T_g ...Ausgleichszeit in s

(vgl. Tkotz et al. 2005)

Aus den drei zuvor genannten Werten leiten sich die Parameter für P-, I- und D-Anteil ab. Die Reglereinstellwerte entsprechen dem Verfahren nach Chien/Hornes/Reswick für „Führung“ und „20 % Überschwingen der Regelgröße“. Diese drei Parameter werden in den PID-Regler übertragen:

P-Anteil:

$$K = k_p = 0,95 * \frac{1}{K_s} * \frac{T_g}{T_u} = 0,95 * \frac{1}{-1,649 * 10^{-6} \frac{m}{W}} * \frac{269.400s}{40.410s} = -3,678 * 10^6 \frac{W}{m}$$

[10]

I-Anteil:

$$T_I = T_n = 1,35 * T_g = 1,35 * 269.400s = 363.800s$$

[11]

D-Anteil:

$$T_D = T_v = 0,47 * T_u = 0,47 * 40.410s = 126.600s$$

[12]

Mit den folgenden Formelzeichen:

K ...Proportionalbeiwert [W/m]

T_I ...Integrationszeitkonstante [s]

T_n ...Nachstellzeit [s]

T_D ...Differentiationszeitkonstante [s]

T_V ...Vorhaltezeit [s]

(vgl. Tkotz et al. 2005)

Nach der Ermittlung der notwendigen Regler-Parameter werden diese an der Anlage in Bockfließ angewendet und eine Simulation kann erstellt werden. Dafür werden Netz- und Außentemperatur-Messwertreihe vorgegeben. Der Wärmeverlustkoeffizient des Speichers entspricht dem im Unterkapitel 6.3 ermittelten Wert.

Abbildung 10 zeigt den Verlauf der Grenzschichthöhe des Speichers anhand der PID-Regelung mit den Messwerten der Anlage Bockfließ. Der Ausschnitt zeigt drei Tage, beginnend am 01.01.2016 00:00 Uhr bis zum 03.01.2016 00:00 Uhr. Diagramm a zeigt den Verlauf der Grenzschichthöhe (grüner Graph). Diagramm b zeigt die Kesselleistung (blauer Graph) und die Netzleistung (roter Graph). Die Grenzschichthöhe wird konstant auf 17 m gehalten. Da die Grenzschichthöhe konstant gehalten wird, wird der Speicher quasi außer Betrieb gesetzt. Daher ist es notwendig, dass die Kesselleistung der Netzleistung folgt. Dies ist in Diagramm b ersichtlich, wo der Graph der Kesselleistung zum Graph der Netzleistung parallel der y-Achse versetzt ist. Die Differenz aus beiden Leistungen stellt die Speicherverlustleistung dar.

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der gesamten Heizsaison. Gegenübergestellt sind die Verläufe der Grenzschichthöhe sowie der Verlauf der Soll-Kesselleistung durch PI-Regler (blau) und PID-Regler (rot). In Diagramm a ist der Verlauf der Grenzschichthöhe dargestellt. Die Grenzschichthöhe bei PI-Regelung ist dem blauen Graphen zu entnehmen, die Grenzschichthöhe bei PID-Regelung dem roten Graphen. Diagramm b zeigt den Verlauf der Kesselleistungen für beide Regelungen.

Beim PID-Regler sind die absoluten Abweichungen der Grenzschichthöhe bezogen auf den Soll-Wert von 17 m geringer als die absoluten Abweichungen beim PI-Regler. Die PI-Regelung hat eine maximale Abweichung vom Soll-Wert von 2,6 m. Die Abweichung beim PID-Regler vom Soll-Wert hat ein Maximum von 0,2 m. Die Dynamik der Kesselleistung ist bei der PID-Regelung aufgrund der geringeren Abweichung der Grenzschichthöhe größer als bei der PI-Regelung. Die höhere Dynamik der Kesselleistung resultiert in einer höheren Bandbreite der Kesselleistung.

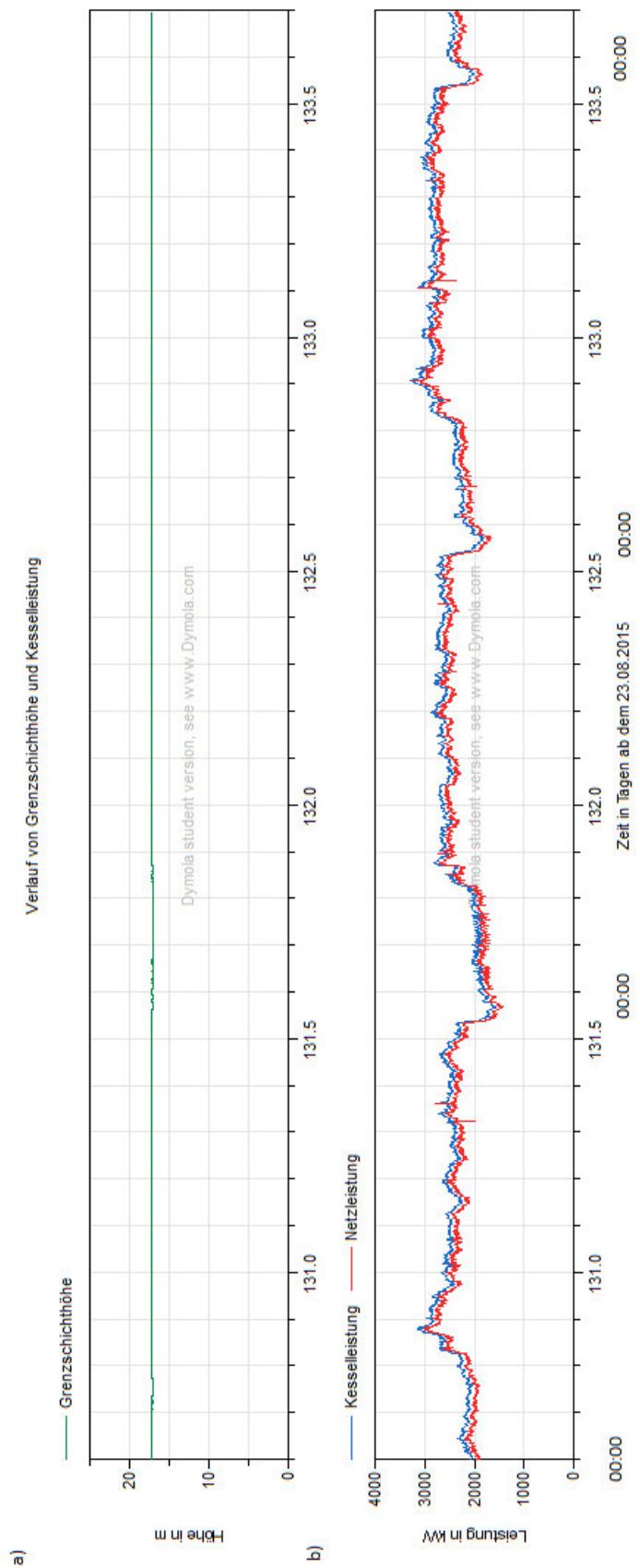


Abbildung 10: 3-Tagesausschnitt Regelung nach Speicherladung

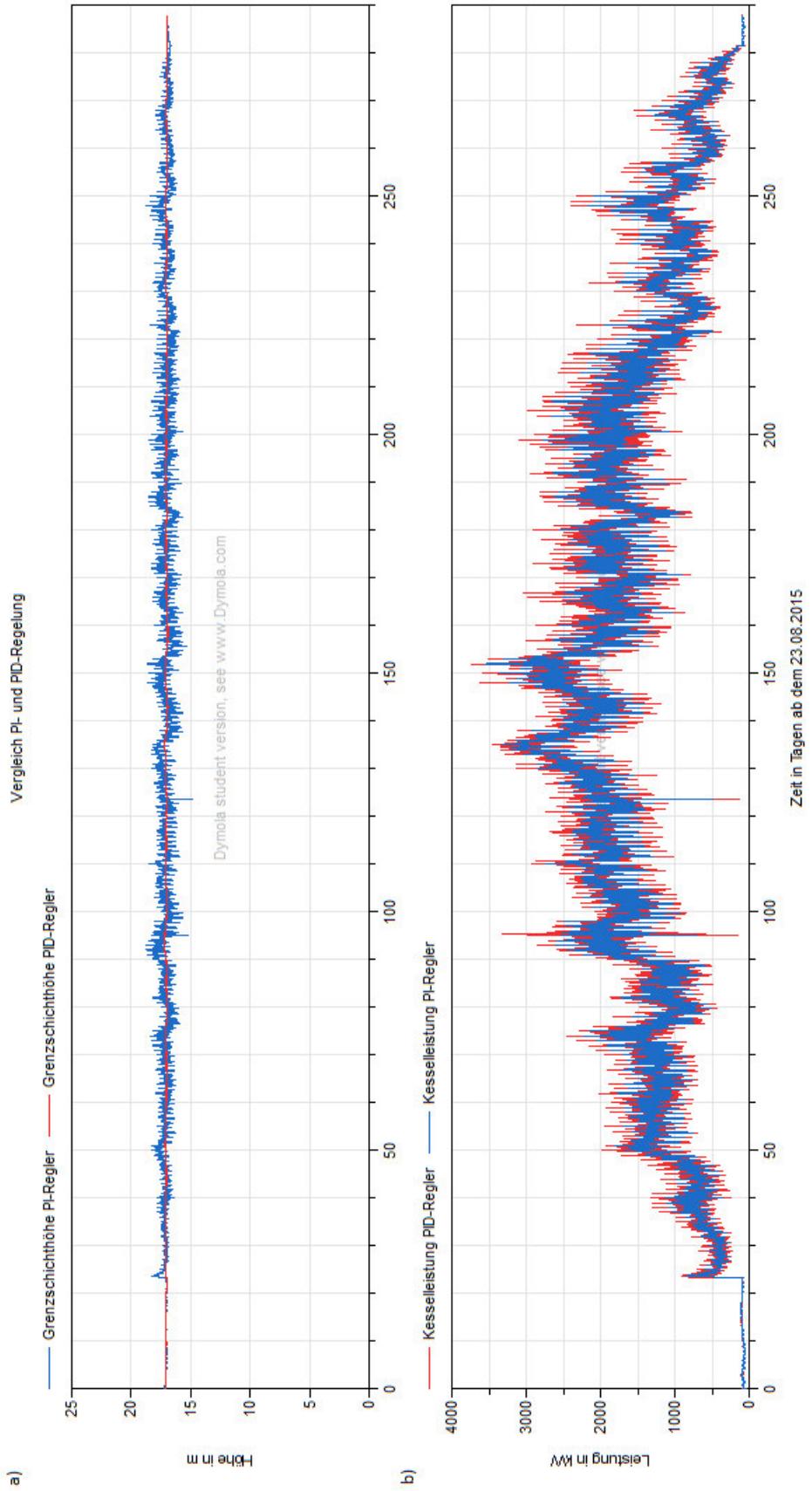


Abbildung 11: Verlauf der Grenzschichthöhe mit PI- bzw. PID- Regler

6.4.3 Kesselleistung nach durchschnittlicher Netzleistung

In dieser Regelung wird die Kesselleistung über bestimmbarer Zeitabschnitte konstant gehalten. Die Kesselleistung entspricht der mittleren Netzleistung des vorhergehenden Zeitabschnittes, multipliziert mit einem Verstärkungsfaktor. Im Gegensatz zu der stetigen Anpassung der Kesselleistung (siehe Abschnitt 6.4.2) wird hier die Leistung nur zu Beginn eines Zeitabschnittes bzw. aufgrund von bestimmten Speicherladungen (z.B. leerer/ voller Speicher) angepasst.

Jede Änderung der Kesselleistung mindert die Effizienz des Kessels, da sich im Kessel ein neuer stationärer Arbeitspunkt einstellen muss. Wird die Kesselleistung über Zeitabschnitte konstant gehalten, ist es möglich den Kessel im Vergleich zur stetigen Regelung für längere Zeit in stationären Arbeitspunkten zu fahren. Dadurch sollte die Gesamteffizienz des Kessels ansteigen.

Der Verstärkungsfaktor wird im Zeitverlauf so gewählt, dass die Speicherladung zwischen Minimal- und Maximalwert pendelt. Erreicht der Speicher bestimmte Grenzwerte von Ladungen, so wird der Verstärkungsfaktor angepasst. Durch die Änderung des Verstärkungsfaktors ändert sich die Kesselleistungsvorgabe. In Anhang G sind die Bestimmung des Verstärkungsfaktors (Abbildung 52) sowie das Regler-Modell (Abbildung 51) im Detail erklärt. Als Führungsgröße für die Regelung dient dabei die Grenzschichthöhe des Speichers.

Abbildung 12 zeigt drei typische Tage im Verlauf der Saison von 01.01.2016 bis 03.01.2016. Die Kesselleistung wird abschnittsweise über 4 Stunden konstant gehalten. Diagramm a zeigt den Verlauf der Grenzschichthöhe (grüner Graph). Im Weiteren sind auch die Schwellwerte für die Änderung des Verstärkungsfaktors eingetragen (rote und blaue Linien, durchgehend bzw. gestrichelt). Diagramm b zeigt den Verlauf von Netzleistung (roter Graph) und Kesselleistung (blauer Graph). Zu Beginn des Ausschnittes ist die Kesselleistung höher als die Netzleistung. Dadurch steigt die Speicherladung bzw. sinkt die Grenzschichthöhe. Nach Ablauf der vier Stunden-Periode (diese ist nicht vollständig im Diagramm ersichtlich) wird eine neue Kesselleistung gewählt. Aufgrund der geringeren Netzleistung während der letzten vier Stunden wird die Kesselleistung reduziert. Nun wird die Kesselleistung über acht Stunden konstant gehalten, da die Mittelwerte der beiden vergangenen Netzleistungs-Perioden gleich hoch sind (vergangene Perioden nicht vollständig sichtbar). Während dieser acht Stunden steigt die Netzleistung über die Kesselleistung, was im Anschluss daran zu einer sinkenden Speicherladung führt. Durch die Netzsippe steigt die Kesselleistung für die Folgeperiode ab ca. 131 Tagen Simulationszeit an. Bei Simulationszeit von ca. 131,57 Tagen wird die Schwelle der hohen Speicherladung (rot gestrichelte Linie) überschritten. Dadurch wird der Verstärkungsfaktor reduziert. Dies führt zu einem Absinken der Kesselleistung und somit zu einem Absinken

der Speicherladung. Eine Änderung des Verstärkungsfaktors führt nicht zu einer Rücksetzung der Periodenzeit. Daher wird die Kesselleistung nach ca. zwei Stunden neuerdings geändert, da die Periode vorüber ist. Bei einer Simulationszeit von ca. 131,93 Tagen ist die niedrige Schwelle der Speicherladung erreicht. Somit wird der Verstärkungsfaktor erhöht und bleibt bis zum Ende des 3-Tages-Ausschnittes konstant, da es nicht neuerdings zu einer Überschreitung einer Schwelle (ausgenommen der aktuell aktiven Schwelle) kommt. In der restlichen Zeit des 3-Tages-Ausschnittes wird die Kesselleistung alle vier Stunden anhand der mittleren Netzeistung der vergangenen Periode angepasst. Die Kesselleistung eilt der Netzeistung zeitlich nach.

Abbildung 13 zeigt den Verlauf der gesamten Saison. Diagramm a zeigt den Grenzschichtverlauf (grüner Graph) des Speichers. Die maximale Speicherladung ist rot dargestellt, die minimale in blau. Diagramm b zeigt den Verlauf der Kesselleistung, die abschnittsweise über vier Stunden konstant gehalten wird. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 14 den Grenzschichtverlauf mit einer über 24 Stunden abschnittsweise konstanten Kesselleistung. Diagramm a zeigt den Grenzschichtverlauf (grüner Graph), Diagramm b die Kesselleistung (blauer Graph). In dieser Arbeit werden Zeiträume von einem Tag (24 Stunden) bzw. ganzzahlige Teiler davon untersucht. Im Modell wäre es möglich, jeden Zeitraum zu wählen, der durch eine Real-Zahl dargestellt werden kann. Die Amplituden (Verlauf der Speicherladung) bzw. die Bandbreiten des Grenzschichtverlaufes sind bei abschnittsweise konstanter Kesselleistung über 4 Stunden über die Saison gesehen relativ konstant. Das heißt, der Speicher wird regelmäßig komplett beladen und danach wieder komplett entladen. Aufgrund des großen Gesamtzeitraumes der in der Abbildung dargestellt ist, ist die abschnittsweise über vier Stunden konstante Kesselleistung nicht erkennbar. Daher hat die Abbildung den Anschein, als hätte die Kesselleistung einen kontinuierlichen Verlauf.

In Abbildung 14 a sind im Vergleich zur maximalen Schwankungsbreite der Grenzschichthöhe die „durchschnittlichen“ Schwankungsbreiten geringer (ca. Faktor 1,5). Bei der Kesselleistung in Diagramm b sind im Vergleich mit der über vier Stunden abschnittsweise konstanten Kesselleistung bereits einzelne konstante Kesselleistungsabschnitte sichtbar.

Bei einer Kesselleistung die abschnittsweise über 4 h konstant gehalten wird, ändert sich die Kesselleistung öfter als bei einer Kesselleistung, die über 24 h konstant gehalten wird. Durch das exaktere Nachfahren der Netzeistung (oftmaligere Anpassung der Kesselleistung an die Netzeistung) sind die Schwankungsbreiten der Grenzschichthöhe (Schwankung zwischen Minimal- und Maximalladung) annähernd konstant. Bei steigenden Zeitabschnitten wird der Mittelwert der Netzeistung über längere Zeiträume gebildet. Dies bedeutet für einzelne Zeitpunkte, dass die momentane Kesselleistung und die momentane Netzeistung weiter auseinander liegen können.

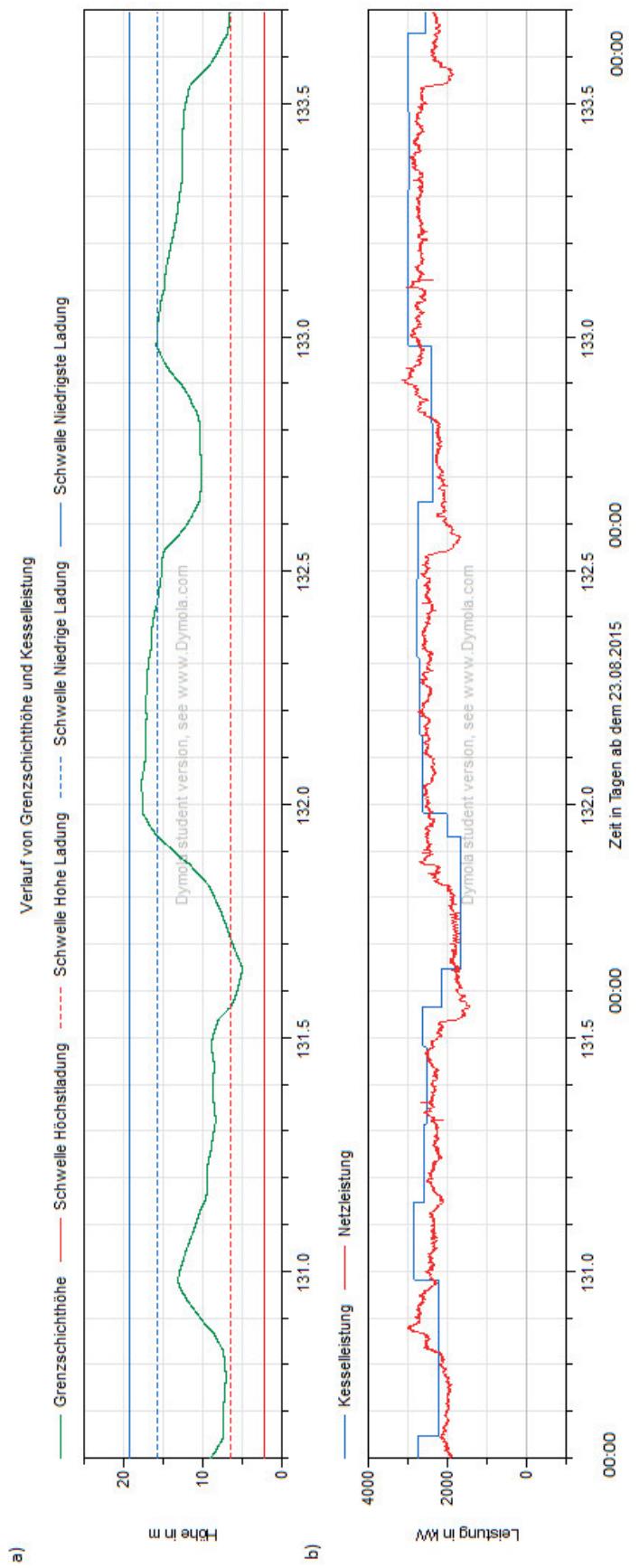


Abbildung 12: 3-Tagesausschnitt Regelung nach durchschnittlicher Netzleistung

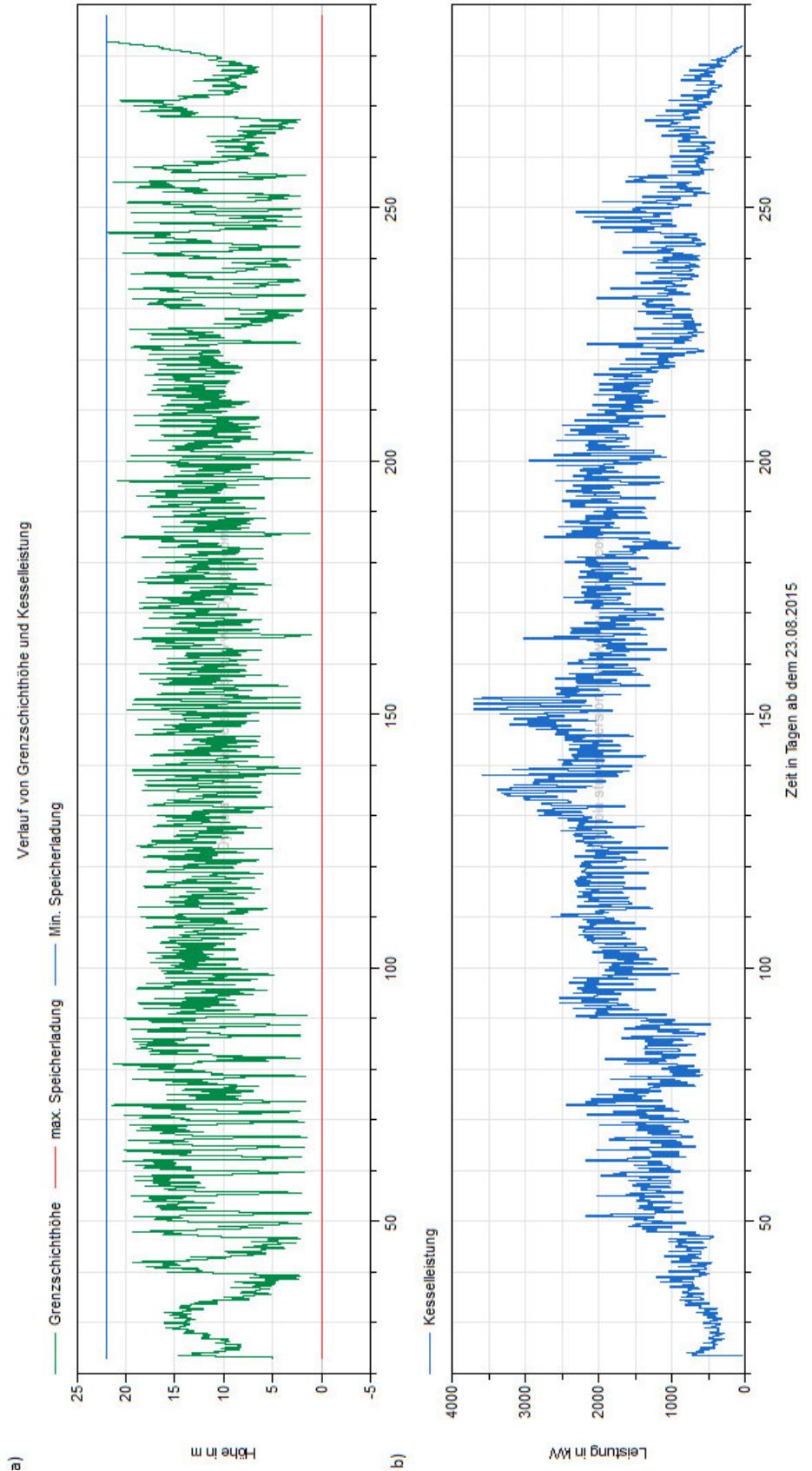


Abbildung 13: Verlauf der Grenzschichthöhe bei abschnittsweise über vier Stunden konstanter Kesselleistung

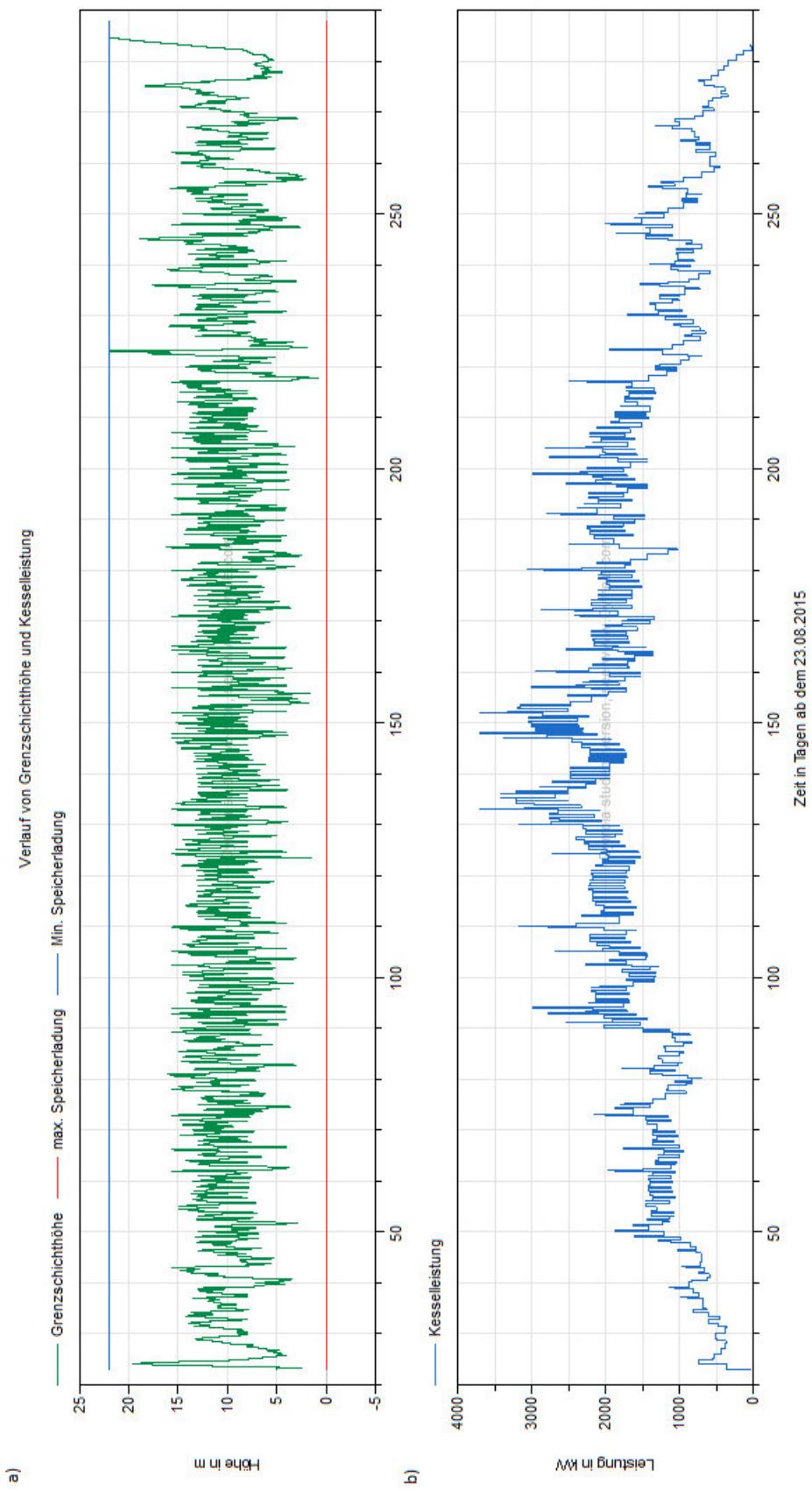


Abbildung 14: Verlauf der Grenzschichthöhe bei abschnittsweise über 24 Stunden konstanter Kesselleistung

Durch die höhere Leistungsdifferenz wird der Speicher in geringeren Zeitabständen beladen bzw. entladen als bei geringer Leistungsdifferenz. Dadurch steigen in einigen Zeitabschnitten die Schwankungsbreiten der Speicherladung an, wie sich in Abbildung 14 a zeigt. Um diese Spitzen ebenfalls innerhalb der Speichergrenzen zu halten, werden die Verstärkungsfaktoren angepasst. Dies führt dazu, dass die „durchschnittliche“ Schwankung der Speicherladung verringert wird. Im Vergleich sind die Schwankungsbreiten im Zeitraum von 50 bis ca. 150 Tage nach Beginn der Simulation in Abbildung 14 geringer als in Abbildung 13. In diesem Zeitraum wird bei abschnittsweise konstanter Kesselleistung über vier Stunden ca. $\frac{3}{4}$ der Speicherladung genutzt. Im selben Zeitraum wird bei abschnittsweise konstanter Kesselleistung über 24 Stunden die Hälfte der Speicherladung genutzt.

6.4.4 Kesselleistung nach Bestpunkt-Betrieb

Diese Kesselleistungsvorgabe ist daraufhin ausgerichtet, dass der/die Kessel in Betriebspunkten betrieben werden, in denen der Wirkungsgrad möglichst hoch ist.

Die Netzeleistung erhält ein „Toleranzband“, also eine zulässige Leistungsabweichung nach oben und unten. Innerhalb dieses Toleranzbandes wird jener Arbeitspunkt gewählt, der im Vergleich zu den anderen Arbeitspunkten innerhalb des Toleranzbandes den höchsten (Brennstoff-) Wirkungsgrad aufweist. Dafür wird das Toleranzband in diskrete Schritte unterteilt, wobei jedem Schritt (entspricht einem Leistungswert) der entsprechende Wirkungsgrad zugeordnet wird. Die Schrittweite kann durch eine ganzzahlige Schrittzahl vorgegeben werden. Ist der Leistungswert mit dem höchsten Wirkungsgrad gefunden, bleibt diese Leistung solange konstant, bis die Kesselleistung die Grenzen des Toleranzbandes über- bzw. unterschreitet. Bei Über- bzw. Unterschreitung des Toleranzbandes wird innerhalb des neuen Toleranzbandes ein neuer Betriebspunkt mit bestmöglichem Wirkungsgrad gewählt.

Neben der Überwachung des Toleranzbandes wird der Verlauf der Speicherladung beobachtet. Erreicht die Speicherladung die obere bzw. untere festgelegte Grenze des Speichers wird die Kesselleistung mit zunehmender Abweichung vom Grenzwert linear erhöht bzw. verringert. Der Betrag der Leistungskorrektur, sowie die obere und untere Eingriffsgrenze der Speicherladung können gewählt werden. Die Differenz zwischen Eingriffsgrenze und aktueller Grenzschichthöhe bestimmt den Wert der Leistungsänderung. Beträgt die Leistungskorrektur beispielsweise 200 kW, die Eingriffsgrenze liegt bei 2 m und die aktuelle Grenzschichthöhe bei 1,5 m, so ergibt sich eine verringerte Leistung von 50 kW ($200 \text{ kW} * ((2-1,5 \text{ m})/2 \text{ m})$). Die Leistung, die sich durch die Bestpunkt-Wahl ergibt, würde somit um 50 kW verringert werden, um die Speicherladung zu reduzieren bzw. nicht weiter ansteigen zu lassen. Die Korrektur der Kesselleistung, die durch den Ladezustand des Speichers hervorgerufen wird, ist der Abfrage der Einhaltung des Toleranzbandes nachgeschaltet. Falls durch die Korrektor der

Kesselleistung das Toleranzband verlassen wird, erfolgt keine neuerliche Anpassung der Kesselleistung, da die Leistungskorrektur höher zu priorisieren ist als die optimale Einstellung des Leistungswertes im Bestpunkt. Dadurch wird eine Über- bzw. Unterladung des Speichers ausgeschlossen.

Abbildung 18 zeigt den Zusammenhang zwischen Kesselleistung und Wirkungsgrad des Kessels. Das Wirkungsgrad-Optimum liegt beim Strohkessel bei ca. 2.500 kW. Liegen nun die aktuelle Kesselleistung sowie obere und untere Grenze des Toleranzbandes unterhalb dieser 2.500 kW, wird ein neu gewählter Arbeitspunkt des Strohkessels aufgrund der Definition des Wirkungsgrades stets am obersten Rand des Toleranzbandes liegen. Liegt nun die obere Grenze des Toleranzbandes unter 2.500 kW und ein neuer Arbeitspunkt wird gewählt während die Netzleistung sinkt, so liegt der neue Arbeitspunkt am obersten Rand des Toleranzbandes. Dadurch, dass die Netzleistung absinkt, verlässt die Kesselleistung das Toleranzband. Solange die Kesselleistung außerhalb des Toleranzbandes liegt, wird diese nicht an das aktuelle Toleranzband angepasst. Dies führt über längere Zeiträume zu einer Überproduktion und somit zu einem Anstieg der Speicherladung. Zur Vermeidung dieses Effektes, wird ein weiterer Mechanismus im Modell hinzugefügt. Sobald das Toleranzband verlassen wird, beginnt ein Zähler die Zeit aufzuzeichnen, die seit Verlassen des Toleranzbandes vergangen ist. Liegt die Kesselleistung für gewisse Zeit außerhalb des Toleranzbandes wird wieder eine neue Kesselleistung gewählt. Durch diesen Vorgang kehrt die Kesselleistung in das Toleranzband zurück.

Das eben beschriebene Verhalten der Anlage im Bestpunkt-Betrieb ist in Abbildung 15 ersichtlich. Der Ausschnitt zeigt einen Zeitraum von drei Tagen. Die Netzleistung ist in rot dargestellt. Das Toleranzband (oben und unten) ist in orange dargestellt. Das obere Toleranzband liegt 250 kW oberhalb der Netzleistung, das untere Toleranzband liegt 500 kW unterhalb der Netzleistung. Liegt die Netzleistung unterhalb von 500 kW liegt das untere Toleranzband bei null. Die Kesselleistung ist im blauen Graphen ersichtlich. Zu Beginn des Ausschnittes liegt die Kesselleistung bei ca. 700 kW. Bei einer Simulationszeit von ca. 24,1 Tagen wird das Toleranzband aufgrund der oben erklärten Situation überschritten. Die Zeit, die die Kesselleistung außerhalb des Toleranzbandes liegen darf, ist mit einer Stunde festgelegt. Somit wird eine Stunde nach Verlassen des Toleranzbandes eine neue Kesselleistung gewählt. Dadurch gelangt die Kesselleistung zurück in das Toleranzband. Bis zu einer Simulationszeit von ca. 25,6 Tagen bleibt die Kesselleistung konstant. Das Toleranzband wird öfters kurzzeitig verlassen, jedoch bleiben die einzelnen Zeiträume stets kleiner als eine Stunde, sodass keine Leistungsanpassung erfolgt. Kurz vor Simulationszeit 25,6 Tage wird das Toleranzband für über eine Stunde durchgehend überschritten und somit wird eine neue Kesselleistung gewählt. Diese Leistung wird für ca. einen Tag konstant gehalten. Anschließend daran wird das Toleranzband abermals für über eine Stunde durchgehend überschritten. Die neuerliche

Wahl der Kesselleistung führt bereits nach kurzer Zeit (ca. 1 Stunde) neuerdings zur einstündigen Überschreitung des Toleranzbandes. Diese neu gewählte Leistung wird bis zum Ende des Ausschnittes konstant gehalten. Während des gesamten Zeitabschnittes liegt die Speicherladung innerhalb der Grenzen, daher gibt es keine Leistungsanpassung aufgrund der Speicherladung.

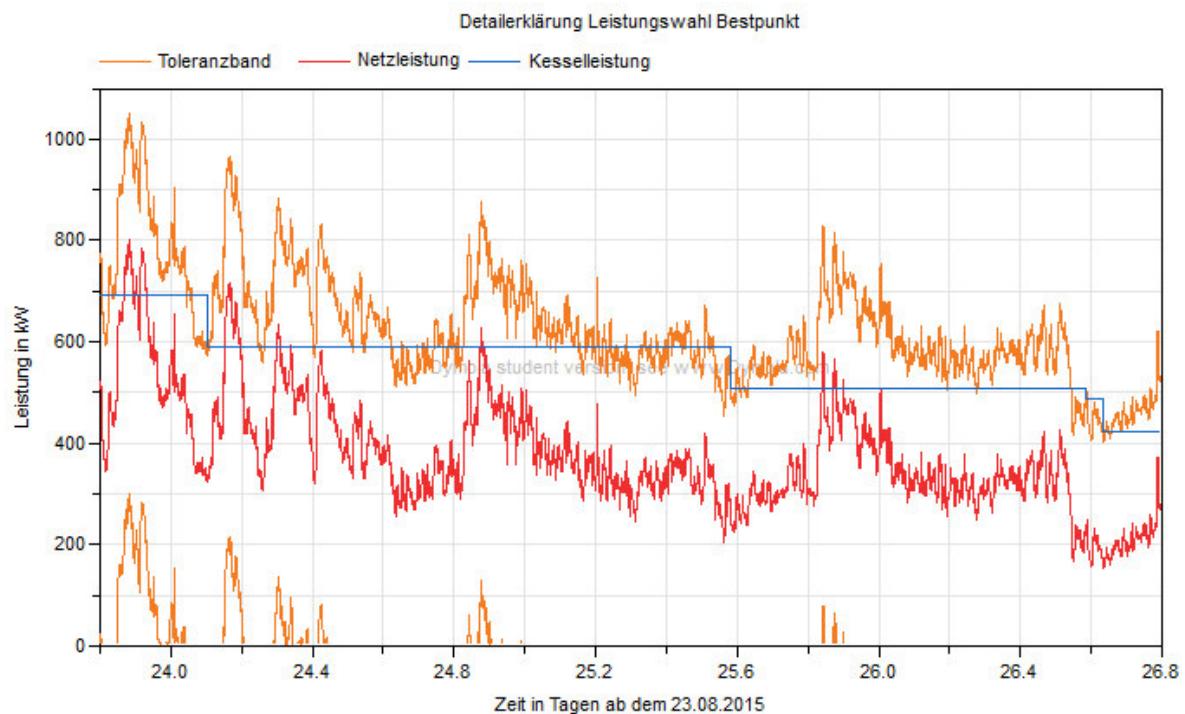


Abbildung 15: Leistungswahl bei Bestpunkt-Betrieb

Um den Wirkungsgrad in den jeweiligen Arbeitspunkten bestimmen zu können, ist es notwendig, den Zusammenhang zwischen Kesselleistung und Kesselwirkungsgrad zu kennen. Dies geschieht anhand einer Tabelle, die der Kesselleistung in jedem Punkt einen Wirkungsgrad zuordnet (vgl. Unterkapitel 6.5). Die Werte dieser Tabelle sind aus Abbildung 18 entnommen.

Abbildung 16 zeigt einen 3-Tagesausschnitt der Saison vom 01.01.2016 bis zum 03.01.2016. In Diagramm a ist der Verlauf der Grenzschichthöhe (grüner Graph) dargestellt, in Diagramm b der Verlauf von Kessel- (blauer Graph) und Netzteistung (roter Graph). Während dieser drei Tage wird die Kesselleistung acht Mal angepasst. Erreicht die Netzteistung die untere Grenze des Toleranzbandes, wird eine neue Kesselleistung gewählt. Ebenso wird die Kesselleistung angepasst, nachdem das obere Toleranzband für bestimmte Zeit (hier 1 h) überschritten wird. Das Toleranzband ist aufgrund der Übersichtlichkeit der Abbildung nicht dargestellt.

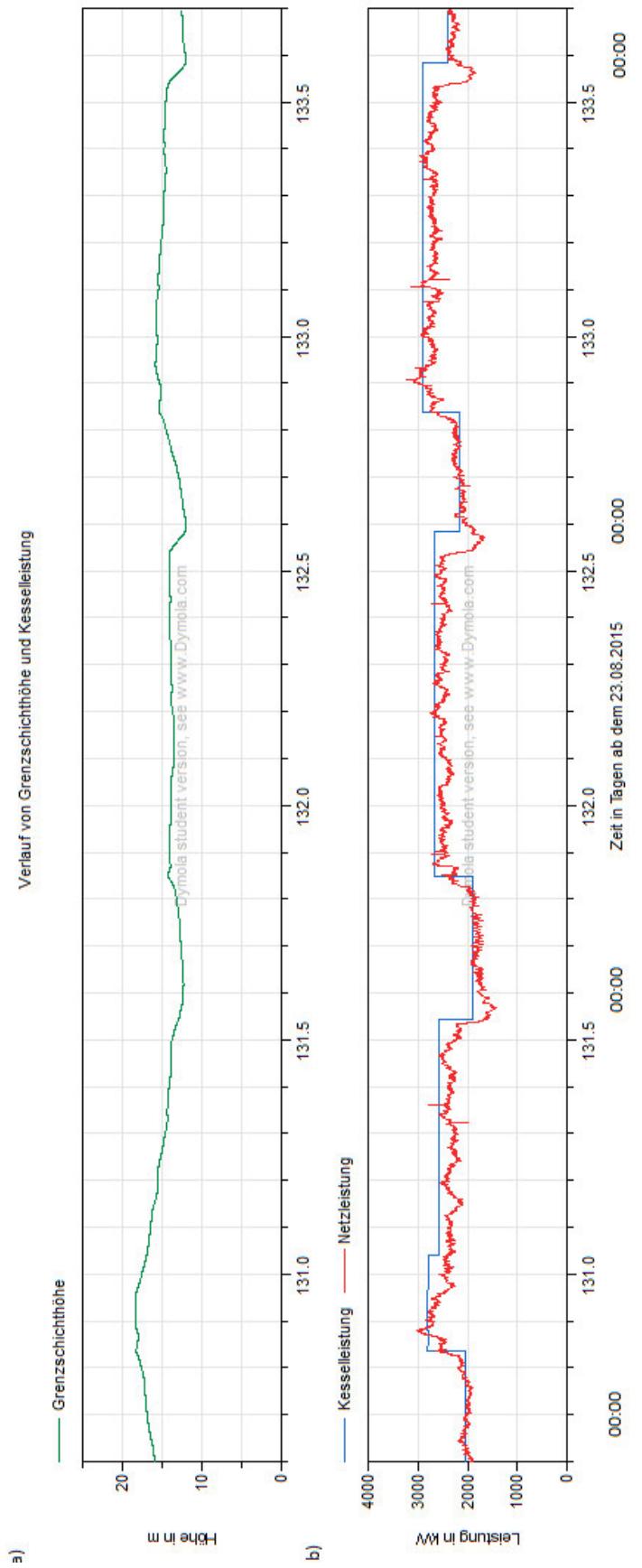


Abbildung 16: 3-Tagesausschnitt Regelung nach Bestpunkt-Betrieb

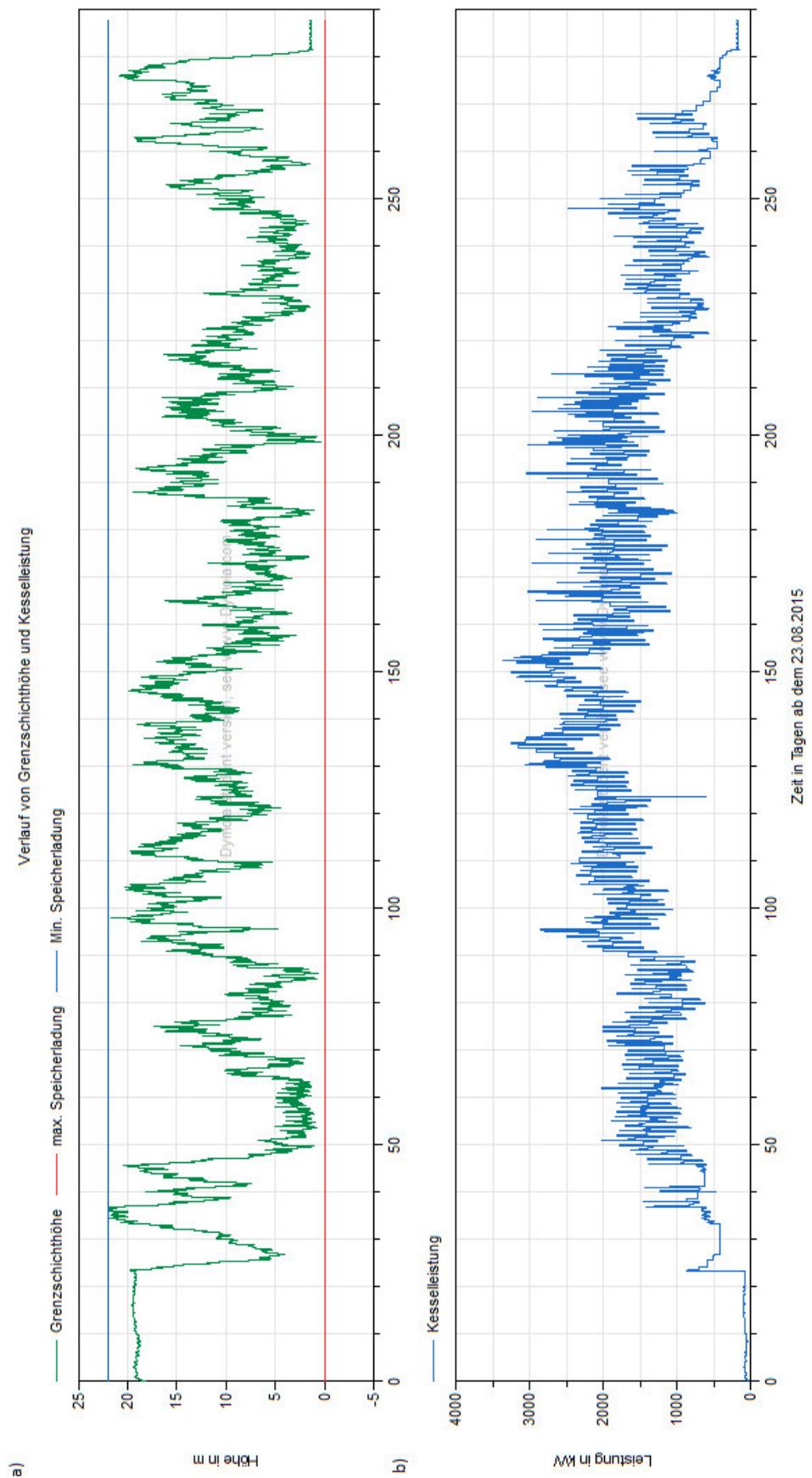


Abbildung 17: Verlauf der Grenzschichthöhe durch Regelung im Bestpunkt-Betrieb

Abbildung 17 zeigt die Verläufe von Grenzschichthöhe (grüner Graph) in Diagramm a sowie Kesselleistung (blauer Graph) und Netzeistung (roter Graph) in Diagramm b durch Bestpunkt-Betrieb über die gesamte Saison. Über die gesamte Saison gesehen zeigt sich eine gute Ausnutzung des Speichervolumens.

Da nun alle Regelungsmöglichkeiten vorgestellt wurden, werden diese im Folgenden miteinander verglichen.

6.5 Vergleich der Kesselregelungen

In diesem Unterkapitel werden die zuvor erstellten Regelungsstrategien miteinander verglichen. Das Vergleichskriterium dabei ist der Brennstoff- Energiebedarf des Kessels bzw. der Kessel während der gesamten Saison. Nebenbei werden auch noch drei Wirkungsgrade definiert, welche für den Vergleich herangezogen werden.

6.5.1 Rahmenbedingungen

Für den Vergleich der Regelungsstrategien werden die Rahmenbedingungen an jene der realen Anlage angepasst. Dafür werden die Messdaten der Anlage betrachtet.

Die erste Rahmenbedingung betrachtet die Kessel bzw. deren Wirkungsgrade. Um den Zusammenhang zwischen Nutzleistung des Kessels und der Brennstoffleistung des Kessels zu erhalten, ist es notwendig den (Brennstoff-) Wirkungsgrad des Kessels zu wissen. In diesem Zusammenhang ist der Wirkungsgrad des Kessels als Verhältnis von Nutzleistung zu Brennstoffleistung definiert. Die Nutzleistung wird durch Messung der abgeführten Leistung ermittelt. Ist zusätzlich der Wirkungsgrad bekannt, kann daraus die Brennstoffleistung errechnet werden. Die Integration der Brennstoffleistung über die gesamte Saison ergibt den Brennstoff-Energiebedarf.

Grundsätzlich gilt es zu unterscheiden, ob sich der Kessel in einem stationären oder einem nicht stationären (instationären) Zustand befindet. Stationär bedeutet, dass Soll- und Ist-Leistung des Kessels übereinstimmen. Angenommen wird, dass der Wirkungsgrad des Kessels im stationären Betrieb höher als im instationären Betrieb ist. Dies leitet sich davon ab, dass die Verbrennungsreaktion im stationären Betrieb aufgrund der konstanten Brennstoffmengenzufuhr und der konstanten Verbrennungsluftmenge im Vergleich zum instationären Betrieb effizienter abläuft. Dies führt zu einer besseren Ausnutzung des Brennstoffes und somit zu einem erhöhten Wirkungsgrad.

Zur Ermittlung des Zusammenhangs zwischen Nutzleistung des Kessels und Wirkungsgrad des Kessels wird ein eigenes Modell erstellt. Diesem Modell ist eine Tabelle hinterlegt, die den Wirkungsgrad des Kessels in Abhängigkeit der momentanen Nutzleistung des Kessels ausgibt. Im stationären Betrieb wird der Wert des Wirkungsgrades in Abhängigkeit von der Nutzleistung direkt aus der Tabelle übernommen.

Im instationären Betrieb wird der Wert des Wirkungsgrades, den die Tabelle ausgibt, zusätzlich mit einem weiteren Faktor multipliziert. Der Faktor entspricht bei einem Lastanstieg dem Verhältnis aus Ist- zu Soll-Leistung und bei einem Lastrückgang dem Verhältnis aus Soll- zu Ist-Leistung. Da der Faktor stets kleiner gleich eins ist, führt dies zu einer Reduktion des Wirkungsgrades und somit zu einem zusätzlichen Brennstoffbedarf.

Das Modell der Wirkungsgradzuteilung ist in Anhang H in Abbildung 54 ersichtlich. Das Wirkungsgradmodell wird jedem Kessel beigestellt und somit errechnet sich aus dem Verlauf von Ist-Kesselleistung und Soll-Kesselleistung die Brennstoffleistung bzw. durch Integrieren der Leistung die Brennstoffenergie.

In der Anlagen-Dokumentation der Fernwärme Bockfließ finden sich keine Aussagen zu Wirkungsgraden der Kessel. Daher wird nach Wirkungsgraden von Kesseln in der Literatur gesucht. Ein Anhaltspunkt findet sich im „Recknagel-Sprenger-Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik“: Bei einer Kesselbelastung (Nennleistung) von 100 % beträgt der Wirkungsgrad ca. 88 %. Bei einer Belastung von 20 % beträgt der Wirkungsgrad ca. 78 %. Dazwischen verläuft der Wirkungsgrad parabelförmig, wobei der Scheitelpunkt bei einer Belastung von 100 % liegt (Recknagel et al. 2007; S. 720). Die Wirkungsgradverläufe von Hackgut- und Strohkessel werden in Anlehnung an diese Definition gebildet.

Der Strohkessel besitzt eine Nennleistung von 2.500 kW und wird laut Messwerten bei bis zu 3.250 kW betrieben. Die Minimallast laut Messwerten beträgt 400 kW. Da der Kessel Baujahr 1999 besitzt, wird der Wirkungsgrad im Vergleich zur Literatur und im Vergleich zum Hackgutkessel (Baujahr 2013) gemindert. So wird angenommen, dass der Kessel bei Nennleistung einen Wirkungsgrad von 85 % aufweist. Weiters wird angenommen, dass der Wirkungsgrad bei Mindestlast $\frac{2}{3}$ des Wirkungsgrades bei Nennleistung, also 57 % beträgt. Bei Maximallast wird angenommen, dass der Wirkungsgrad 90 % des Wirkungsgrades bei Nennleistung, somit 77 %, aufweist.

Der Hackgutkessel besitzt eine Nennleistung von 1.700 kW. Laut Messdaten wird der Kessel im Bereich von 200 kW bis 2.400 kW betrieben. Aufgrund des jüngeren Baujahres des Kessels (2013) wird die Vorgabe der Literatur angewendet und der Wirkungsgrad bei Nennleistung mit 88 % festgelegt. Bei Mindestlast wird wie beim Strohkessel der Wirkungsgrad mit $\frac{2}{3}$ festgelegt und beträgt somit 59 %. Bei Maximalleistung beträgt der Wirkungsgrad wie beim Strohkessel 90 % des Maximalwertes und somit 79 %.

Abbildung 18 zeigt den Verlauf der Wirkungsgrade von Stroh- und Hackgutkessel. Im Vergleich der beiden Kessel zeigt sich, dass der Hackgutkessel (grüner Graph) geringere Leistungen abdeckt als der Strohkessel. Daher wird dieser in der Übergangszeit und zusätzlich in Spitzenlastzeiten angewendet. Der Strohkessel hingegen deckt höhere Leistungen ab und wird somit in Zeiten höheren Leistungsbedarfes eingesetzt.

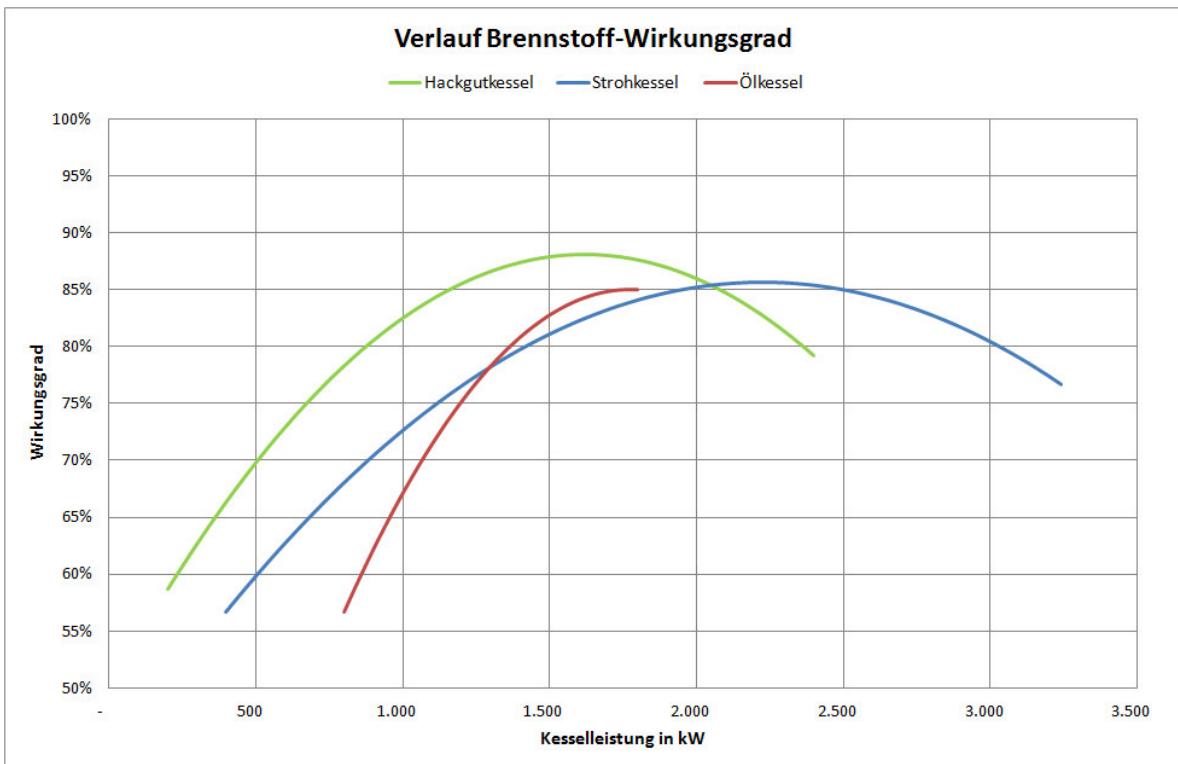


Abbildung 18: Brennstoff-Wirkungsgradverlauf von Stroh- und Hackgutkessel

Die nächste Rahmenbedingung betrifft den Zeitrahmen der Simulation. Die vorhandenen Messdaten beginnen bereits vor Anlageninbetriebnahme zu Saisonbeginn und laufen über Saisonschluss hinaus. In diesem Zeitraum sind alle Messwerte auf null gesetzt. Dieser Zeitraum soll in der Simulation nicht betrachtet werden. Daher wird der Simulationsanfang mit Beginn der Leistungsbereitstellung der Kessel gleichgesetzt. Dies entspricht einer Zeit von 2.002.800 s (ca. 23 Tage) nach Beginn der Messwertaufzeichnung (23.08.2015 09:12 Uhr). Das Simulationsende wird mit Ende der Leistungsabnahme aus dem Netz bestimmt. Dies entspricht einer Zeit von 24.313.400 s (ca. 281 Tage) nach Beginn der Messwertaufzeichnung. Sofern im weiteren Verlauf nichts anderes angegeben ist, beziehen sich Zeitangaben immer auf den Zeitpunkt des Beginns der Messwertaufzeichnung.

Die dritte Rahmenbedingung legt fest, zu welchen Zeiten welche Kessel in Betrieb sind. In der Übergangszeit zu Saisonbeginn (16. September 2015 bis 10. Oktober; 2.002.800 s bis 4.182.400 s) und zu Saisonende (7. Mai 2016 bis 30. Mai; 22.286.600 s bis 24.313.400 s) ist der Hackgutkessel alleine im Einsatz. Ab einer Netzeistung von ca. 1.000 kW wird zu Saisonbeginn von Hackgutkessel auf Strohkessel gewechselt. Zu Saisonende wird bei einer Netzeistung von ca. 700 kW von Strohkessel auf Hackgutkessel gewechselt. Innerhalb der Zeit von 4.182.400 s bis 22.286.600 s ist der Strohkessel in Betrieb. In der Spitzenlastzeit zu Saisonmitte (31. Dezember 2015 bis 28. Jänner 2016; 11.227.200 s bis

13.352.500 s) ist neben dem Strohkessel zusätzlich der Hackgutkessel im Einsatz. Der Hackgutkessel wird ab einer Netzleistung von ca. 2.500 kW zugeschaltet.

Um nun die Leistungsvorgabe des Regelungsobjektes auf die beiden Kessel laut den Rahmenbedingungen aufzuteilen, wird ein weiteres Objekt erstellt, welches diese Aufgabe übernimmt. Dieses Objekt bedient sich nicht der Zeitpunkte, zu denen ein Kesselwechsel stattfindet. Stattdessen bezieht es sich auf die auftretende Netzleistung. Die Definition nach der auftretenden Netzleistung wird gewählt, weil durch diese Definition auch andere Saisonen bzw. Anlagen simuliert werden können, in denen die Kesselwechsel zu anderen Zeitpunkten erfolgen.

Anhand der Messdaten werden jene Netzleistungen bestimmt, die zu einem Kesselwechsel führen. Die Umschaltung in einen anderen Betriebszustand erfolgt dann, wenn die Netzleistung für 12 Stunden ununterbrochen größer bzw. kleiner als eine bestimmte Netzleistung ist. Die Netzleistungswerte, die zu einem Kesselwechsel führen sollen werden so festgelegt, dass die Kesselwechsel im Modell und in den Messwertreihen zu denselben Zeitpunkten erfolgen. Folgende Netzleistungswerte haben sich aus dieser Analyse ergeben:

Zu Saisonbeginn wird der Leistungsbedarf des Netzes vom Hackgutkessel gedeckt. Steigt die Netzleistung für 12 h über 713 kW, so wird der Hackgutkessel außer Betrieb genommen und der Strohkessel wird aktiviert. Steigt die Netzleistung für 12 h über 1.889 kW wird zusätzlich zum Strohkessel der Hackgutkessel zugeschaltet. Sinkt die Leistung für 12 h unter 2.310 kW, wird der Hackgutkessel außer Betrieb gesetzt. Sinkt die Netzleistung für 12 h unter 711 kW, so wird von Strohkessel auf den Hackgutkessel gewechselt.

In Tabelle 8 sind die zeitlichen Kesselwechsel aus den Messwerten mit jenen aus der Simulation gegenübergestellt. In der ersten Spalte ist der jeweilige Übergang dargestellt, also von welchem Kessel auf welchen Kessel gewechselt wird. In der zweiten Spalte sind die Wechselzeiten der Messwerte angeführt, in der dritten Spalte die Wechselzeiten der Simulation. In der vierten und fünften Spalte sind die Zeitdifferenz der Wechsel in Sekunden und Stunden aufgetragen. Der Wechsel von Hackgutkessel auf den Strohkessel nach der Übergangszeit erfolgt in der Simulation im Vergleich zu den Messwerten um 1,7 Stunden früher. Der Wechsel von Strohkessel auf beide Kessel in der Spitzenlastzeit erfolgt in der Simulation um 5 Stunden verzögert im Vergleich zu den Messwerten. Nach der Spitzenlastzeit erfolgt der Übergang von beiden Kesseln zum Strohkessel um 5,8 Stunden verzögert. Am Beginn der Übergangszeit vor Saisonende erfolgt der Wechsel von Strohkessel auf Hackgutkessel 9,5 Stunden früher als bei den Messwerten. In Bezug auf den Gesamtzeitraum der Simulation von 22.310.600 s (6.197 h) stellen die Differenzen der Umschaltung Abweichungen von maximal 0,15 % (9,5 h bezogen auf 6.197 h) dar. Die

zeitlichen Abweichungen der Wechsel stammen aus der Definition der Kesselwechsel. Die Wechsel sind so festgelegt, dass eine bestimmte Netzleistung für 12 Stunden über- bzw. unterschritten wird. Durch diese Definition kann es sein, dass es keinen Leistungswert gibt, der den Kesselübergang in der Simulation zum selben Zeitpunkt wie bei den Messwerten durchführt. Daher wird jener Zeitpunkt des Kesselwechsels für die Simulation gewählt, der dem Zeitpunkt in den Messwerten am nächsten liegt.

Tabelle 8: Vergleich Kesselbetriebszeiten Messdaten und Simulation

Übergang	Wechsel-	Wechsel-	Differenz	Differenz
	Zeit in s Messwert	Zeit in s Simulation	in s	in h
Hackgutkessel	4.180.880	4.174.890	5.990	1,7
>Strohkessel				
Strohkessel	11.234.580	11.252.480	-17.900	-5,0
> Beide				
Beide	13.666.800	13.687.560	-20.760	-5,8
> Strohkessel				
Strohkessel	22.286.520	22.252.260	34.260	9,5
>Hackgutkessel				

In Abbildung 19 sind die Ergebnisse aus Tabelle 8 grafisch dargestellt. Diagramm a zeigt den Verlauf der Messwerte von Stroh- (roter Graph) und Hackgutkessel (blauer Graph) während der gesamten Saison. In Diagramm b sind die Kesselwechsel aus der Simulation ersichtlich (blauer Graph).

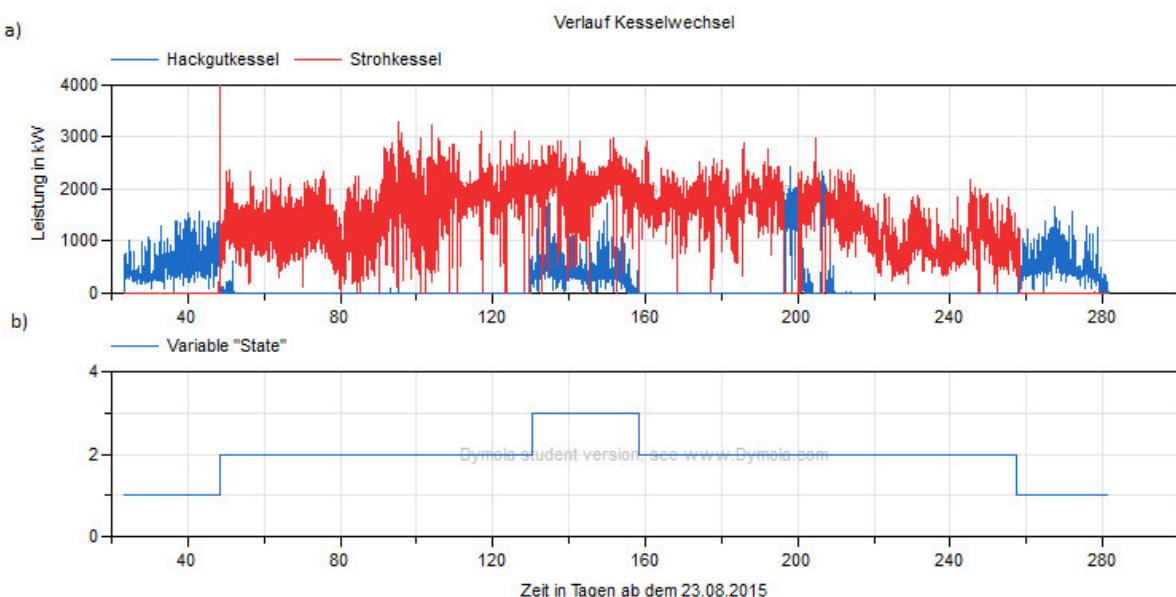


Abbildung 19: Verlauf Kesselwechsel

Zeiten, in denen lediglich der Hackgutkessel in Betrieb ist besitzen den Wert 1 in Diagramm b. Zeiten, in denen nur der Strohkessel in Betrieb ist besitzen den Wert 2. Sind beide Kessel in Betrieb, liegt Zustand 3 vor. Eine Ausnahme der Zustände findet in der Zeit von ca. 195 Tage bis ca. 210 Tage Simulationszeit statt. In dieser Zeit kommt es zu einem längerfristigen Ausfalls des Strohkessels und der Hackgutkessel geht in Betrieb, um die Netzanforderung zu decken. Da dieser Hackgutkessel-Einsatz nicht geplant war, wird dieser in der Simulation nicht abgebildet. Das Modell der Leistungszuteilung ist in Anhang H in Abbildung 55 dargestellt.

Die vierte Rahmenbedingung legt die „Reaktionszeit“ der Kessel bei Leistungsänderungen fest. In der Realität ist es nicht möglich, dass ein Kessel sprunghaft der Soll-Leistung der Regelung folgt. Daher wird für die Kessel-Modelle ein Verzögerungsglied erster Ordnung vorgesehen, welches die Ist-Leistung der Kessel im Vergleich zur Soll-Kesselleistung verzögert. Die Ermittlung der Zeitkonstante für den Strohkessel erfolgt anhand eines Aufheizvorganges. Dieser Vorgang ist in Abbildung 20 dargestellt. Ausgehend von einer Nutzleistung von 120 kW wird der Kessel in drei Stufen auf 1.100 kW aufgeheizt.

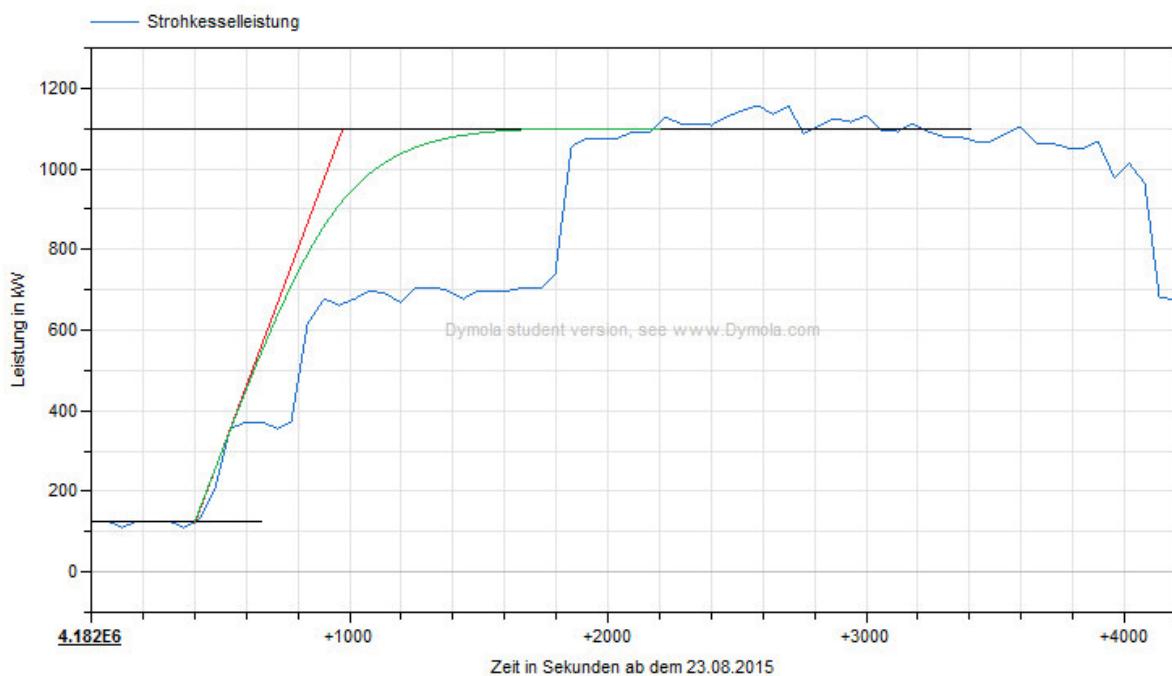


Abbildung 20: Ermittlung Zeitkonstante Strohkessel

Der blaue Graph stellt die tatsächliche Aufheizkurve dar, der grüne Graph die gedachte Aufheizkurve. Die gedachte Aufheizkurve geht davon aus, dass der Aufwärmvorgang ohne Zwischenstufen erfolgt. An die gedachte Aufheizkurve wird die Anfangstangente (roter Graph) gelegt. Aus der Anfangstangente ergibt sich mit den Schnittpunkten der horizontalen Leistungslinien von 1.100 kW und 120 kW eine Zeitdifferenz von 560 s. In

weiterer Folge wird somit für das Verzögerungsglied erster Ordnung als Näherung eine Zeitkonstante von 10 min angewendet.

Der Aufheizvorgang für den Hackgutkessel ist in Abbildung 21 dargestellt. Der Kessel wird von einer Nutzleistung von 500 kW auf 1.280 kW aufgeheizt (blauer Graph). Der grüne Graph zeigt die gedachte Aufheizkurve. Der rote Graph stellt die Starttangente der gedachten Aufheizkurve dar. Aus der Anfangstangente ergibt sich mit den Schnittpunkten der horizontalen Leistungslinien von 1.280 kW und 500 kW eine Zeitdifferenz von 470 s. Als Näherung wird das Verzögerungsglied erster Ordnung des Hackgutkessel-Modells ebenfalls mit einer Zeitkonstante von 10 min ausgestattet.

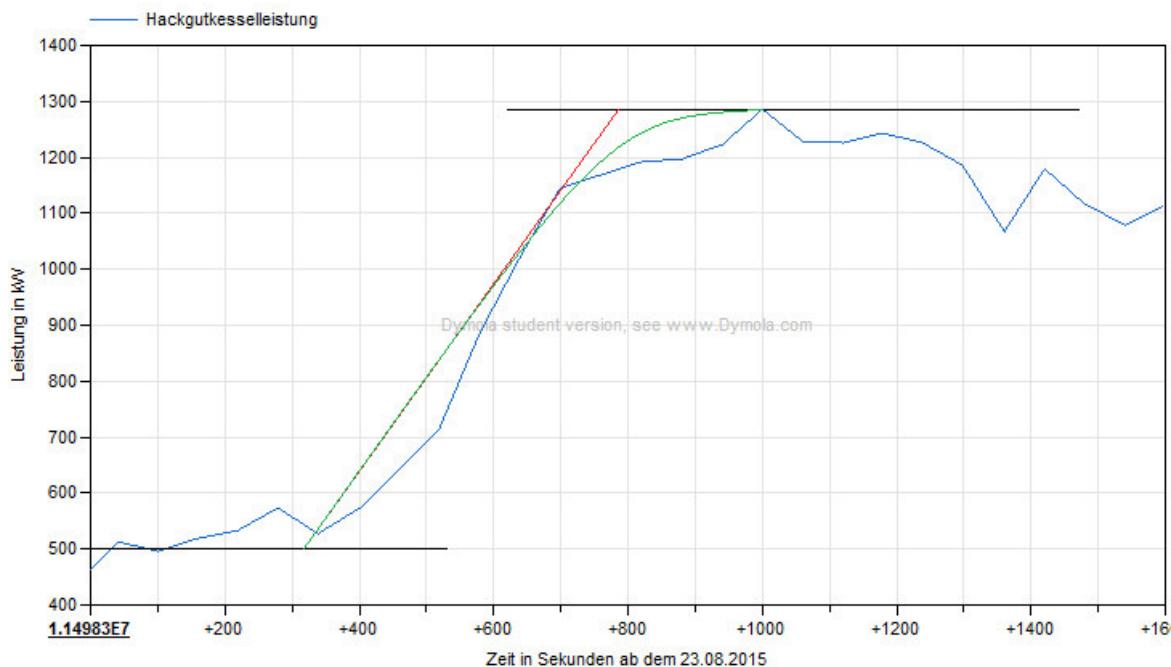


Abbildung 21: Ermittlung Zeitkonstante Hackgutkessel

In den Simulationen wird auf den Einsatz des Ölkessels, mit Ausnahme der Referenzanlage, verzichtet. In der Realität kommt dieser als Ausfallsreserve zum Einsatz, beispielsweise wenn Stroh- oder Hackgutkessel ausfallen. Die Simulation berücksichtigt derartige Ausfälle nicht und daher wird der Einsatz des Ölkessels nicht benötigt.

Für den Vergleich der Regelungsstrategien werden je ein Modell für Stroh- und Hackgutkessel verwendet. Je Simulation wird ein Regelungs-Objekt verwendet, das die Kesselleistung anhand der Messwerte bestimmt. Für die Anlage ist es nicht wesentlich, welcher Kessel die geforderte Leistung bereit stellt. Die Simulation für den Betrieb im Bestpunkt stellt hier eine Ausnahme dar. Bei dieser Regelung ist es wesentlich zu wissen, welcher Kessel welche Leistung zur Verfügung stellt, da dies Einfluss auf den

Wirkungsgrad hat. Aus diesem Grund ist die Simulation mit Bestpunkt-Betrieb mit zwei Regelungs-Objekten (für jeden Kessel eines) ausgestattet.

Nach Abklärung der Rahmenbedingungen für die Simulationen werden die Auswertungskriterien für den Vergleich der Strategien beschrieben.

6.5.2 Auswertungskriterien

Für die Bewertung wird primär der Brennstoffbedarf der Kessel herangezogen. Dieser Brennstoffbedarf ergibt sich aus der Summe der Brennstoffbedarfe der beiden Kessel.

Neben diesem Kriterium werden drei Wirkungsgrade definiert, die die Anlage charakterisieren. Diese lauten wie folgt:

Kesselwirkungsgrad:

$$\eta_K = \frac{\int_{t_a}^{t_e} \dot{Q}_{Nutz} dt}{\int_{t_a}^{t_e} \dot{Q}_{BS} dt}$$

[13]

Speicherwirkungsgrad:

$$\eta_{Sp} = \frac{\int_{t_a}^{t_e} \dot{Q}_{Ab} dt}{\int_{t_a}^{t_e} \dot{Q}_{Nutz} dt}$$

[14]

Gesamtwirkungsgrad:

$$\eta_{Ges} = \eta_K * \eta_{Sp}$$

[15]

Mit den folgenden Formelzeichen:

η_K ... Kesselwirkungsgrad

η_{Sp} ... Speicherwirkungsgrad

η_{Ges} ... Gesamtwirkungsgrad

t_a ... Zeit zu Simulationsbeginn (2.002.800 s)

t_e ... Zeit zu Simulationsende (24.313.400 s)

\dot{Q}_{BS} ... Brennstoffleistung der Kessel

\dot{Q}_{Nutz} ... Nutzleistung der Kessel

\dot{Q}_{Ab} ... Netzleistung

Bei drei der vier untersuchten Regelungsstrategien ist es möglich, einen Parameter der Regelung zu variieren. Bei der Regelung nach dem Speicherfüllstand kann der Soll-Wert der Speicherladung variiert werden. Bei der Regelung nach der Netzleistung kann die Zeitdauer gewählt werden, über die die Kesselleistung konstant bleibt. Bei der Regelung nach dem Bestpunkt-Betrieb kann die Leistung des Grundlastkessels während Spitzenlastzeiten gewählt werden. Die Regelung nach der Außentemperatur lässt keine Parametervariierung zu.

Durch die Parametervariation wird jede Regelungsstrategie für sich einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Auf der Abszisse wird der variierte Parameter (absolute und relative Werte) aufgetragen, auf der Ordinate der Brennstoffenergiebedarf (absolute und relative Werte). Als Basis für die relative Abszisse dient der Mittelwert aus allen Werten des variierten Parameters. Als Basis für den relativen Brennstoffenergiebedarf dient das Referenzmodell „aktuelle Anlagenkonfiguration“. Das Referenzmodell ist in Abbildung 56 in Anhang H detailliert erklärt.

6.5.3 Vergleich

Im Folgenden wird jede Regelungsstrategie für sich anhand der Parameter-Variation betrachtet. In Kapitel 8 werden alle Strategien untereinander verglichen.

Wie bereits erwähnt, wird als Referenzmodell die Anlage in Bockfließ in mit der derzeitigen Kessel-Regelung verwendet. Das Referenzmodell hat einen Brennstoffenergiebedarf über die gesamte Saison von 12.670 MWh. Das Referenzmodell ist in Anhang H in Abbildung 56 dargestellt.

Die erste untersuchte Leistungsvorgabe ist jene, die die Kesselleistung nach der Außentemperatur richtet. Die Kesselleistung wird aus Speicher-Grenzschichthöhe und Außentemperatur ermittelt. Da die Außentemperatur durch Messwerte vorgegeben wird und sich die Speicher-Grenzschichthöhe aus der Leistungsdifferenz zwischen Bereitstellungs- und Netzleistung ergibt, gibt es bei dieser Leistungsvorgabe keine veränderlichen Parameter. Diese Regelungsstrategie führt somit zu einem einzelnen Ergebnis. Der Brennstoffenergiebedarf über die gesamte Saison liegt bei 11.290 MWh. Dieses Ergebnis wird in diesem Abschnitt keinem Vergleich unterzogen, da es keine Parameter-Variierung gibt. Bezogen auf das Referenzmodell ist der Energiebedarf um 11 % geringer.

Als zweites wird die Vorgabe der Kesselleistung nach der Speicherladung betrachtet. Hier wird der Parameter der Soll-Speicherladung variiert. Die Speicherladung wird über den Parameter der Grenzschichthöhe charakterisiert. Die Grenzschichthöhe wird zwischen 3 m (zu 14 % gefüllt) und 19 m (zu 87 % gefüllt) in 4 m-Schritten variiert.

Der Vergleich der Simulationen (Szenarien) ist in Abbildung 22 dargestellt. Auf der primären Abszisse ist die relative Grenzschichthöhe bezogen auf den Mittelwert von 11 m aufgetragen. Die sekundäre Abszisse zeigt die absolute Grenzschichthöhe. Die primäre Ordinate zeigt den relativen Brennstoffenergiebedarf bezogen auf den Energiebedarf des Referenzmodells. Die sekundäre Ordinate zeigt den absoluten Brennstoffenergiebedarf. Der blaue Graph zeigt den Brennstoffenergiebedarf durch den varierten Parameter. Der rote Punkt zeigt den Brennstoffenergiebedarf des Referenzszenarios. Es zeigt sich, dass bei sinkender Soll-Speicherladung (steigende Grenzschichthöhe) der Brennstoffenergiebedarf aufgrund der geringeren Speicherladung und der daraus geringeren Speicherverlustleistung absinkt. Liegt die Grenzschichthöhe bei 3 m, beträgt der Brennstoffenergiebedarf 13.200 MWh, liegt die Grenzschichthöhe bei 19 m, beträgt der Brennstoffenergiebedarf 12.530 MWh. Daraus resultiert eine Differenz von 670 MWh bzw. eine Abweichung von 5,1 % bezogen auf den höchsten Bedarf von 13.200 MWh. Im Vergleich zum Referenzmodell ist der Energiebedarf zwischen 1 % geringer und 4 % höher.

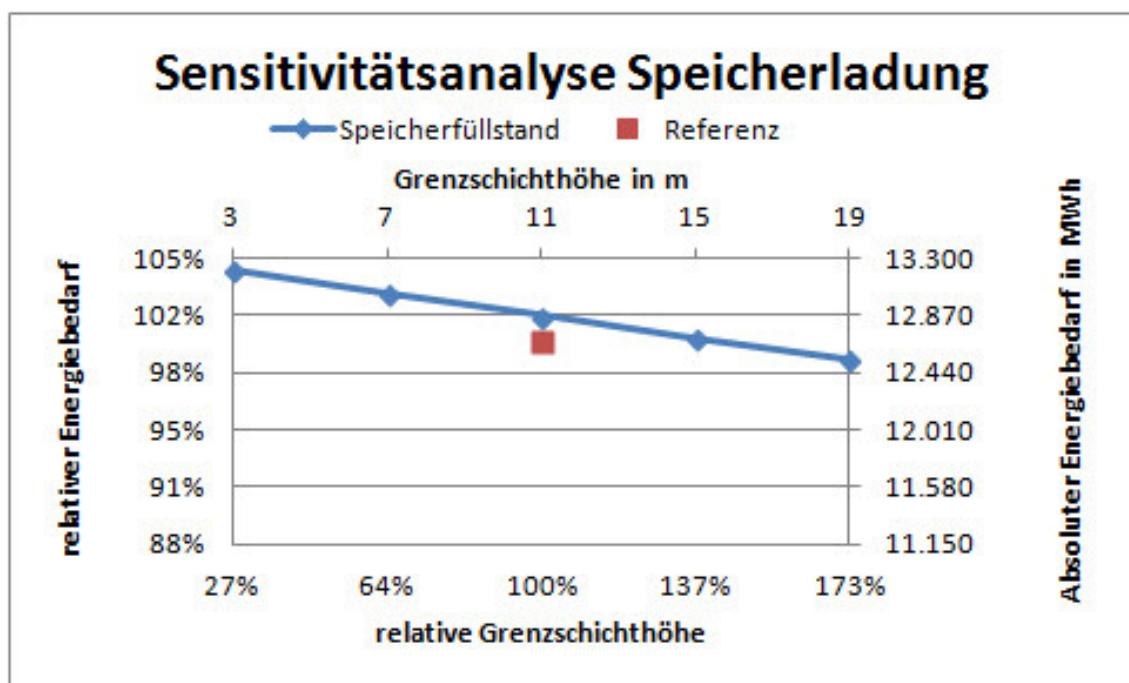


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse Speicherladung

Als drittes wird die Leistungsvorgabe nach der durchschnittlichen Netzleistung untersucht. Hier wird der Parameter der Zeit variiert, über der die Kesselleistung konstant gehalten wird. Für die Variation werden Zeiträume von 4 h, 8 h, 12 h und 24 h gewählt. Das Modell an sich ist nicht auf die zuvor genannten Zeiträume beschränkt. Es wäre möglich, sämtliche Zeiträume auszuwählen, die durch eine Real-Zahl abgebildet werden können. Durch die Variation des Parameters und den Vergleich des Brennstoffbedarfes ergibt sich Abbildung 23. Die Abszissen zeigen die relative und absolute Zeit, über die die

Kesselleistung konstant gehalten wird. Die relative Achse bezieht sich auf den durchschnittlichen Parameter-Wert von 12 h. Die Ordinaten zeigen den relativen und absoluten Brennstoffenergiebedarf. Der relative Bedarf bezieht sich auf den Bedarf des Referenzszenarios. Der blaue Graph zeigt den Energiebedarf durch die Variierung des Parameters der Zeit, der rote Punkt zeigt das Referenzszenario.

Wird die Kesselleistung abschnittsweise über Zeiträume von 12 h konstant gehalten bringt dies im direkten Vergleich den geringsten Brennstoffenergiebedarf mit 11.240 MWh. Den höchsten Brennstoffenergiebedarf weist jene Simulation auf, bei der die Kesselleistung abschnittsweise über 4 h konstant gehalten wird. Hier beträgt der Energiebedarf 11.390 MWh. Es zeigt sich keine klare Tendenz, ob die Brennstoffenergie bei zunehmender Zeitdauer zu- bzw. abnimmt. Stattdessen zeigen sich die Ergebnisse mit relativ geringen Abweichungen zueinander. Die Differenz zwischen geringstem und höchstem Brennstoffenergiebedarf beträgt 150 MWh bzw. 1,3 % in Relation zum höchsten Wert (11.390 MWh). In Bezug auf das Referenzszenario sind die Energiebedarfe um 10 % bis 11 % geringer.

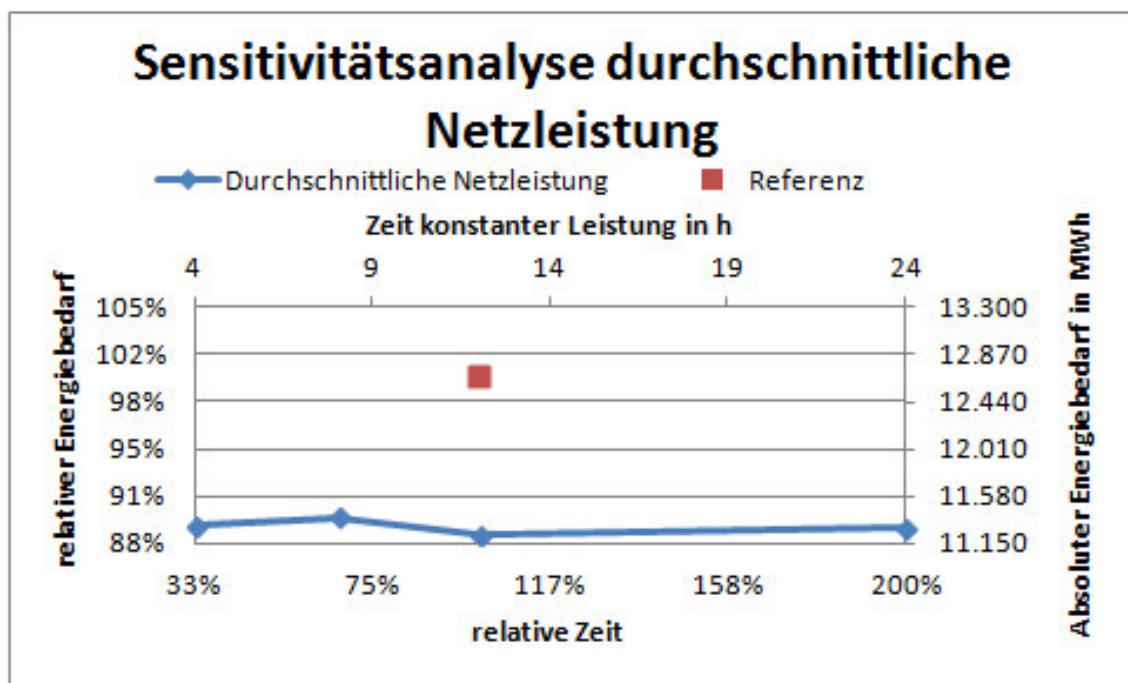


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse konstante Kesselleistung auf Zeit

Als letzte Leistungsvorgabe wird jene des Bestpunkt-Betriebes untersucht. Hier gibt es die Möglichkeit, die Nutzleistung des Grundlastkessels während Spitzenlastzeiten zu variieren, da diese Leistung konstant bleibt. In Spitzenlastzeiten sind sowohl Hackgut- als auch Strohkessel in Betrieb. Je geringer die Leistung des Grundlastkessels ist, desto höher wird die Leistung des Spitzenlastkessels. Die Leistung des Grundlastkessels wird zwischen 1.000 kW und 2.600 kW in 200 kW-Schritten variiert.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 24 dargestellt. Auf den Abszissen sind die relative und absolute Leistung des Grundlastkessels während Spitzenlastzeiten dargestellt. Als Basis für die relative Grundlastkesselleistung dient der Mittelwert des varierten Parameters von 1.800 kW. Die Ordinaten zeigen den relativen und absoluten Brennstoffenergiebedarf. Die Basis für den relativen Wert bildet das Referenzszenario. Der blaue Graph zeigt den Brennstoffenergiebedarf durch die Parametervariierung, der rote Punkt das Referenzmodell. Der geringste Brennstoffbedarf tritt bei einer Grundlastkesselleistung von 2.000 kW auf. Hier beträgt der Bedarf 11.390 MWh. Der höchste Brennstoffbedarf liegt bei einer Grundlastkesselleistung von 1.000 kW mit 11.430 MWh vor. Die Differenz zwischen Höchst- und Niedrigstwert beträgt 40 MWh bzw. 0,3 % bezogen auf 11.430 MWh. In Bezug auf das Referenzszenario liegt der Energiebedarf in allen Fällen um ca. 10 % unter dem des Referenzmodells. Die Wahl der Grundlastkesselleistung hat nahezu keinen Einfluss auf den Energiebedarf des Modells.

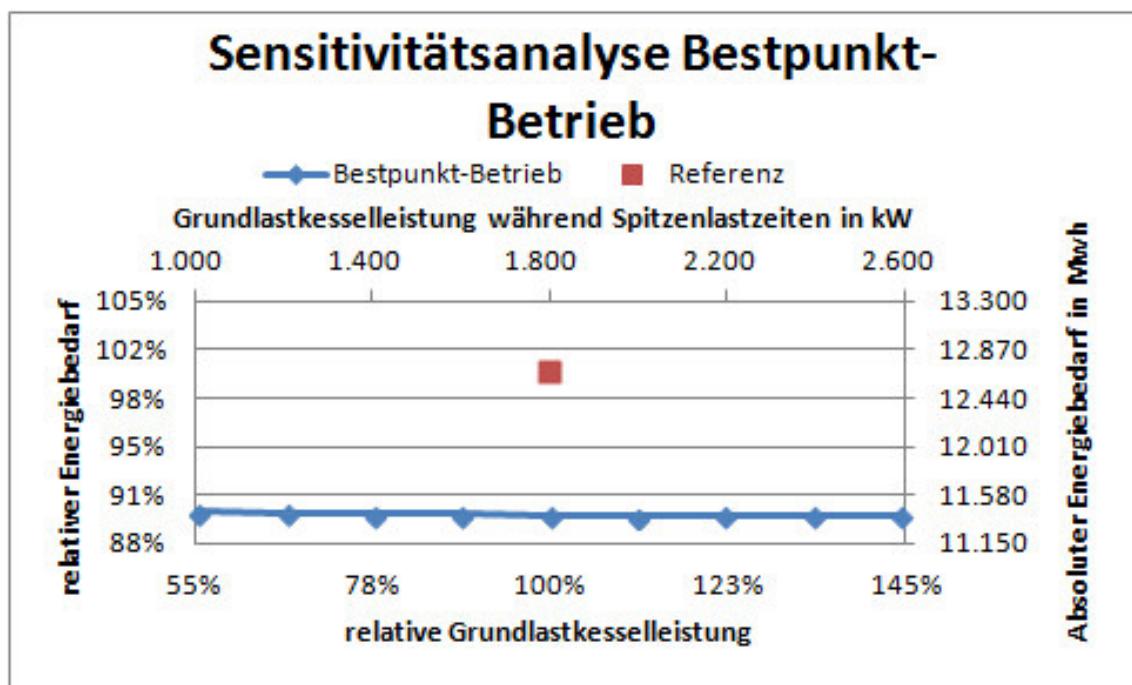


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Bestpunkt-Betrieb

In Tabelle 9 sind die Ergebnisse der vier Regelungsstrategien zusammengefasst. Die linke Spalte zeigt den varierten Parameter (ausgenommen Zwischen-Tabellen „aktuelle Anlage-Referenz“ und „Außentemperatur“). Die zweite Spalte von links zeigt den Brennstoffenergiebedarf über die gesamte Saison. Die dritte bis fünfte Spalte zeigt die Wirkungsgrade (Kessel-, Speicher- und Gesamtwirkungsgrad). Die Wirkungsgrade sind im Abschnitt 6.5.2 definiert. Spalte sechs zeigt die Ranking-Platzierungen im Vergleich aller Szenarien inklusive das Referenzszenario. Spalte sieben zeigt den relativen Energiebedarf der Szenarios bezogen auf das Referenzszenario. Die rechte Spalte zeigt den relativen Energiebedarf in Bezug auf Platz eins des Rankings.

aktuelle Anlage- Referenz						
	Brennstoff- Energie [MWh]	Kessel- Wirkungs- Grad	Speicher- Wirkungs- Grad	Gesamt- Wirkungs- Grad	Ranking- Platzierung	relativer Energie- Bedarf zu Referenz
	12.670	66,47%	95,98%	63,80%	16	100,00% 112,7%

Außentemperatur						
	Brennstoff- Energie [MWh]	Kessel- Wirkungs- Grad	Speicher- Wirkungs- Grad	Gesamt- Wirkungs- Grad	Ranking- Platzierung	relativer Energie- Bedarf zu Referenz
	11.290	79,64%	89,86%	71,56%	2	89,11% 100,4%

Speicherladung						
Speicher- Füllstand [m]	Brennstoff- Energie [MWh]	Kessel- Wirkungs- Grad	Speicher- Wirkungs- Grad	Gesamt- Wirkungs- Grad	Ranking- Platzierung	relativer Energie- Bedarf zu Referenz
3	13.200	70,34%	87,02%	61,21%	20	104,2% 117,4%
7	13.040	70,14%	88,39%	62,00%	19	102,9% 116,0%
11	12.870	69,94%	89,91%	62,88%	18	101,6% 114,5%
15	12.700	69,73%	91,27%	63,64%	17	100,2% 113,0%
19	12.530	69,50%	92,77%	64,48%	15	98,9% 111,5%

Abschnittsweise konstante Kesselleistung						
Zeit [h]	Brennstoff- Energie [MWh]	Kessel- Wirkungs- Grad	Speicher- Wirkungs- Grad	Gesamt- Wirkungs- Grad	Ranking- Platzierung	relativer Energie- Bedarf zu Referenz
4	11.330	79,32%	89,97%	71,36%	4	89,42% 100,8%
8	11.390	78,94%	89,89%	70,96%	6	89,90% 101,3%
12	11.240	80,19%	89,69%	71,92%	1	88,71% 100,0%
24	11.290	80,09%	89,39%	71,59%	3	89,11% 100,4%

Bestpunkt-Betrieb						
Grundlast- Kesselleistung [kW]	Brennstoff- Energie [MWh]	Kessel- Wirkungs- Grad	Speicher- Wirkungs- Grad	Gesamt- Wirkungs- Grad	Ranking- Platzierung	relativer Energie- Bedarf zu Referenz
1.000	11.430	79,69%	88,73%	70,71%	14	90,21% 101,7%
1.200	11.420	79,80%	88,72%	70,80%	13	90,13% 101,6%
1.400	11.410	79,89%	88,70%	70,86%	12	90,06% 101,5%
1.600	11.410	80,00%	88,59%	70,87%	11	90,06% 101,5%
1.800	11.390	80,10%	88,56%	70,94%	8	89,90% 101,3%
2.000	11.390	80,18%	88,53%	70,98%	5	89,90% 101,3%
2.200	11.390	80,24%	88,43%	70,96%	7	89,90% 101,3%
2.400	11.400	80,25%	88,37%	70,92%	9	89,98% 101,4%
2.600	11.400	80,21%	88,39%	70,90%	10	89,98% 101,4%

Tabelle 9: Zusammenfassung Ergebnisse

Nach dem Einzelvergleich werden alle Regelungsstrategien im abschließenden Kapitel 8 miteinander verglichen. Zuvor werden die wesentlichen Schritte der Arbeit nochmals zusammengefasst.

7 Zusammenfassung

Der erste Schritt der Arbeit befasste sich mit der Aufbereitung der Messdaten. Diese weisen eine Aufzeichnungszuverlässigkeit von 99,76 % (bezogen auf die Messwertreihe mit der höchsten Ausfallsquote) auf. Der nächste Schritt befasste sich mit der Erstellung des Modells der Fernwärmeanlage. Die Einbindung der aufbereiteten Messdaten in das Modell ist die Grundlage für die Modellkalibrierung.

Durch die Modellkalibrierung wurde das fertige Modell der Fernwärmeanlage mit den Messdaten der Fernwärmeanlage abgeglichen. Der wesentliche zu ermittelnde Parameter dabei war der Wärmeverlustkoeffizient der Speicheroberfläche. Mit diesem Koeffizienten und der Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außentemperatur bzw. dem Speicherfüllstand ergibt sich die Speicherverlustleistung. Der Wärmeverlustkoeffizient wurde so angepasst, dass der Verlauf der Speicherladung zwischen Simulation und Messdaten die geringst möglichen Abweichungen aufweist. Bei dem ermittelten Wärmeverlustkoeffizient von 13 W/(m²K) ergibt sich eine durchschnittliche Verlustleistung des Speichers über die gesamte Saison von 55 kW.

Teilweise weist die Kalibrierung hohe kurzzeitige Abweichungen der Speicherladung zwischen Simulation und Messwerten, die im Bereich von bis zu 4.900 kWh liegen, auf. Die höchste, auftretende Speicherladung liegt laut Messwerten bei 7.300 kWh. Die beiden Verläufe der Speicherladung aus Messwerten und Simulation zeigten im Vergleich eine gute Dynamik. Damit ist gemeint, dass bei steigender Speicherladung der Messwerte die Speicherladung in der Simulation ebenfalls ansteigt, lediglich die Höhe des Anstieges unterscheidet sich. Aus der Integration der Speicherverlustleistung errechnet sich die Speicherverlustenergie. Diese hat einen Anteil an der bereit gestellten Energie der Kessel über die gesamte Saison von ca. 4 %. Während der Saison kommt es zu keiner Aufsummierung des Fehlers der Speicherladung (Differenz der Speicherladung zwischen Messdaten und Simulation), sondern zu einer kontinuierlichen Zu- und Abnahme des Fehlers. Zu Saisonende stimmen Speicherladung aus Simulation und Messwerten wieder überein.

Um auszuschließen, dass bei den vorhandenen Messwertreihen der Fernwärmeanlage Messfehler vorliegen, werden zwei weitere Kalibrierungs-Modelle angewendet. Das erste Modell besitzt als Vorgabe die Kesselleistungen sowie die Netzeistung. Das Modell ermittelt daraus den Verlauf der Speicherladung. In den beiden weiteren Kalibrierungs-Modellen wurde jeweils eine Vorgabe (entweder Kesselleistung oder Netzeistung) durch die Messwerte des Verlaufes der Speicherladung ersetzt. Somit ermittelt jedes Modell eine andere dieser drei Messwertreihen basierend auf den beiden anderen. Die so simulierten

Variablen können mit den Messwertreihen verglichen werden. Hätte eine Simulation größere Abweichungen zwischen simuliertem Verlauf und Verlauf der Messwertreihe aufgezeigt, würde dies auf Messfehler in dieser Messwertreihe hindeuten. Bei allen drei Modellen liegen die Energieverluste des Speichers in einem Bereich von ca. 3 % bis 4 % bezogen auf die bereitgestellte Energie. Die drei Modelle liegen hinsichtlich der Ergebnisse um 1 Prozentpunkt auseinander. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die Messwertreihen keine Messfehler aufweisen.

Einerseits zeigen die drei Kalibrierungsmodelle untereinander Abweichungen von 1 Prozentpunkt, was Messfehler in einer Messwertreihe ausschließt. Andererseits beträgt der maximale Fehler, der durch eine nicht exakte Kalibrierung hervorgerufen wird 4 %. Zusätzlich zeigen die beiden Verläufe der Speicherladung zwischen Simulation und Messdaten eine gute Dynamik. Aus diesen drei Gründen wird die Kalibrierung als genau genug betrachtet, da auch bei nicht exakter Kalibrierung des Modells, die erhaltenen Ergebnisse von den tatsächlichen Werten der Anlage maximal 4 % abweichen.

Nach abgeschlossener Kalibrierung bestand der nächste Schritt darin, Leistungsvorgaben für die Kessel zu entwickeln. Entstanden sind vier verschiedene Leistungsvorgaben, die die Kesselleistung nach unterschiedlichen Gesichtspunkten festlegen. Berücksichtigt wurden abhängig von der jeweiligen Regelung Messwerte der Netzleistung, der Außentemperatur und/oder der Speicherladung. Die vier erstellten Leistungsvorgaben wurden am erstellten Modell der Fernwärmeanlage angewendet. Durch die Vorgabe der Messwertreihen der Außentemperatur und der Netzleistung wurden die Strategien untereinander verglichen. Durch den Vergleich wurde die beste Regelungsstrategie für die untersuchte Anlage ermittelt.

Um einen Vergleich ziehen zu können, ist es notwendig, Rahmenbedingungen für die einzelnen Simulationen festzulegen. Die Vergleichskriterien werden durch Brennstoffenergiebedarf bzw. Wirkungsgrade von Kessel, Speicher und Gesamtwirkungsgrad über die gesamte Saison festgelegt.

Die Einzelvergleiche der Leistungsvorgaben zeigen, dass die Parameter-Variation geringe Auswirkungen auf den Brennstoffenergiebedarf haben. Bei Bestpunkt-Betrieb und abschnittsweise konstanter Kesselleistung unterscheiden sich die Ergebnisse um jeweils ca. 1 Prozentpunkt, bei Regelung nach der Speicherladung um ca. 6 Prozentpunkte.

8 Fazit

Tabelle 9 zeigt die Zusammenfassung aller Ergebnisse. Das Referenzmodell weist im Vergleich aller Simulationen den höchsten Speicherwirkungsgrad mit ca. 96 % auf, gleichzeitig auch den geringsten Kesselwirkungsgrad mit ca. 66 %. Im Gesamtranking belegt das Referenzszenario den 16. Platz.

Bei der Regelungsstrategie nach der Außentemperatur steht keine Parameter-Variation zur Verfügung. Im Gesamtranking besitzt diese Strategie den zweitgeringsten Brennstoffenergiebedarf. Der Brennstoffenergiebedarf liegt um 0,5 % über dem Energiebedarf des Szenarios mit dem geringsten Energiebedarf.

Bei der Regelungsstrategie nach der Soll-Speicherladung wird der Parameter der Grenzschichthöhe variiert. Ausgehend davon, dass der Speicher zur Hälfte gefüllt ist (Grenzschichthöhe 11 m), bewirkt eine Änderung der Grenzschichthöhe von 73 % in beide Richtungen eine Änderung des Brennstoffenergiebedarfs von 3 %. Die Änderung des Energiebedarfs resultiert hauptsächlich aus der Änderung der Speicherverlustenergie. Aus Tabelle 9 geht hervor, dass sich ausgehend von der Simulation mit Parameter Grenzschichthöhe 11 m der Kesselwirkungsgrad durch die Parametervariation um 0,4 Prozentpunkte ändert, während sich der Speicherwirkungsgrad um 2,9 Prozentpunkte ändert. Diese Regelungsstrategie weist im Vergleich mit den anderen drei Strategien den weitaus höchsten Brennstoffenergiebedarf auf. Der geringste Energiebedarf von 12.530 MWh dieser Strategie tritt bei einer Grenzschichthöhe von 19 m auf. Fasst man die drei anderen Regelungsstrategien zusammen und ermittelt daraus jenes Szenario mit dem höchsten Energiebedarf, resultiert daraus das Szenario „Regelung mit Bestpunkt-Betrieb, bei einer Grundlastkesselleistung von 1.000 kW“. In diesem Fall beträgt der Brennstoffenergiebedarf 11.430 MWh. Daraus resultiert eine Differenz von 1.100 MWh zwischen dem Szenario mit dem geringsten Energiebedarf der Regelung nach Soll-Speicherladung und dem Szenario mit dem höchsten Energiebedarf der drei anderen Regelungsstrategien. Bezogen auf das Szenario mit dem geringsten Energiebedarf (Leistungsvorgabe über durchschnittliche Netzeistung mit Parameter Zeit von 12 h) liegt der Brennstoffenergiebedarf bei dieser Regelungsstrategie zwischen 11,5 % bis 17,5 % höher. Im Gesamtranking belegen die Szenarien dieser Strategie die hinteren Plätze, also Platz 15 und 17-20. Das Referenzszenario belegt Platz 16. Drei der vier Szenarien würden somit eine Erhöhung des Brennstoffenergiebedarfs im Vergleich zur Referenz bewirken.

Die Leistungsvorgabe durch abschnittsweise konstante Kesselleistung aufgrund der durchschnittlichen Netzeistung ermöglicht es, den Parameter der Zeitdauer zu variieren, über die die Kesselleistung abschnittsweise konstant gehalten wird. Die Variation zeigt keine klare Tendenz, ob bei steigender Zeit der Brennstoffenergiebedarf steigt oder sinkt. Im Gesamtranking liegen die Szenarien dieser Strategie auf den oberen Plätzen. Das

Szenario mit dem Parameter Zeit auf 12 h liegt auf dem obersten Platz, gefolgt von den Zeiten 24 h (Platz 3), 4 h (Platz 4) und 8 h (Platz 6). Insgesamt gibt es 20 Szenarien, das Referenzszenario mitgezählt. Der Brennstoffenergiebedarf des Szenarios mit abschnittsweise konstanter Kesselleistung über 8 h liegt um 1,4 % höher als das Best-Szenario.

Die Leistungsvorgabe durch den Bestpunkt-Betrieb ermöglicht die Parametervariation der Grundlastkesselleistung in Spitzenlastzeiten. Der geringste Brennstoffenergiebedarf tritt bei einer Grundlastkesselleistung von 2.000 kW auf. Obwohl dieses Szenario den geringsten Brennstoffenergiebedarf aufweist, kann dies nicht als Optimum bezeichnet werden, da die Energiebedarf- Unterschiede zu den anderen Szenarios in dieser Strategie nicht groß sind. Die Differenz zwischen den Szenarios mit niedrigstem und höchstem Brennstoffenergiebedarf in dieser Leistungsvorgabe beträgt 40 MWh bzw. 0,3 % bezogen auf den höchsten Brennstoffenergiebedarf. Tendenziell zeigt sich in Tabelle 9, dass der Kesselwirkungsgrad bei steigenden Grundlastkessel-Leistungen ansteigt. Die Differenz liegt in einem Bereich von 0,6 Prozentpunkten. Im Gegensatz dazu sinkt der Speicherwirkungsgrad bei steigender Grundlastkesselleistung. Die Differenz liegt in einem Bereich von 0,3 Prozentpunkten. Im Gesamtranking belegt diese Strategie die Plätze 5 und 7-14. Der Brennstoffenergiebedarf dieser Szenarios liegt in einem Bereich von 1,3 % bis 1,7 % über dem Brennstoffenergiebedarf des bestplatzierten Szenarios.

Bei der Regelungsstrategie nach der Soll-Speicherladung ist der Brennstoffenergiebedarf weitaus höher als bei den drei anderen Regelungsstrategien. Der geringste Bedarf dieser Strategie liegt 1.100 MWh oberhalb des höchsten Bedarfs der drei anderen Szenarien. Im Vergleich zum Referenzszenario ist bei drei der vier Szenarien dieser Regelungsstrategie der Brennstoffenergiebedarf höher. Somit ist diese Regelungsstrategie für die Fernwärmeanlage in Bockfließ nicht zu empfehlen. Die einzelnen Platzierungen der verbleibenden Strategien zeigen keinen eindeutigen Sieger. Abbildung 25 zeigt ein Balkendiagramm, in dem alle Szenarien nach dem Brennstoffenergiebedarf aufsteigend geordnet sind. Das Referenzszenario („aktuelle Anlage“) ist in rot dargestellt, die Strategie der Leistungsvorgabe nach der abschnittsweise konstanten Kesselleistung („Durchschnitt“) ist in orange dargestellt, die Strategien des Bestpunkt-Betriebes („Bestpunkt“) in blau. Die Strategie zur Leistungsvorgabe über die Außentemperatur („Außentemp“) ist in lila dargestellt. Die Strategie zur Leistungsvorgabe durch die Speicherladung („Speicher“) ist in grün dargestellt. Insgesamt weisen die drei verbliebenen Regelungsstrategien (Regelung nach der Außentemperatur, Regelung nach durchschnittlicher Abnehmerleistung und Regelung nach Bestpunkt-Betrieb) Brennstoffenergiebedarfe im Bereich von 11.240 MWh bis 11.430 MWh auf. Daraus folgt eine absolute Differenz von 190 MWh bzw. eine relative Differenz von 1,7 % bezogen auf 11.430 MWh.

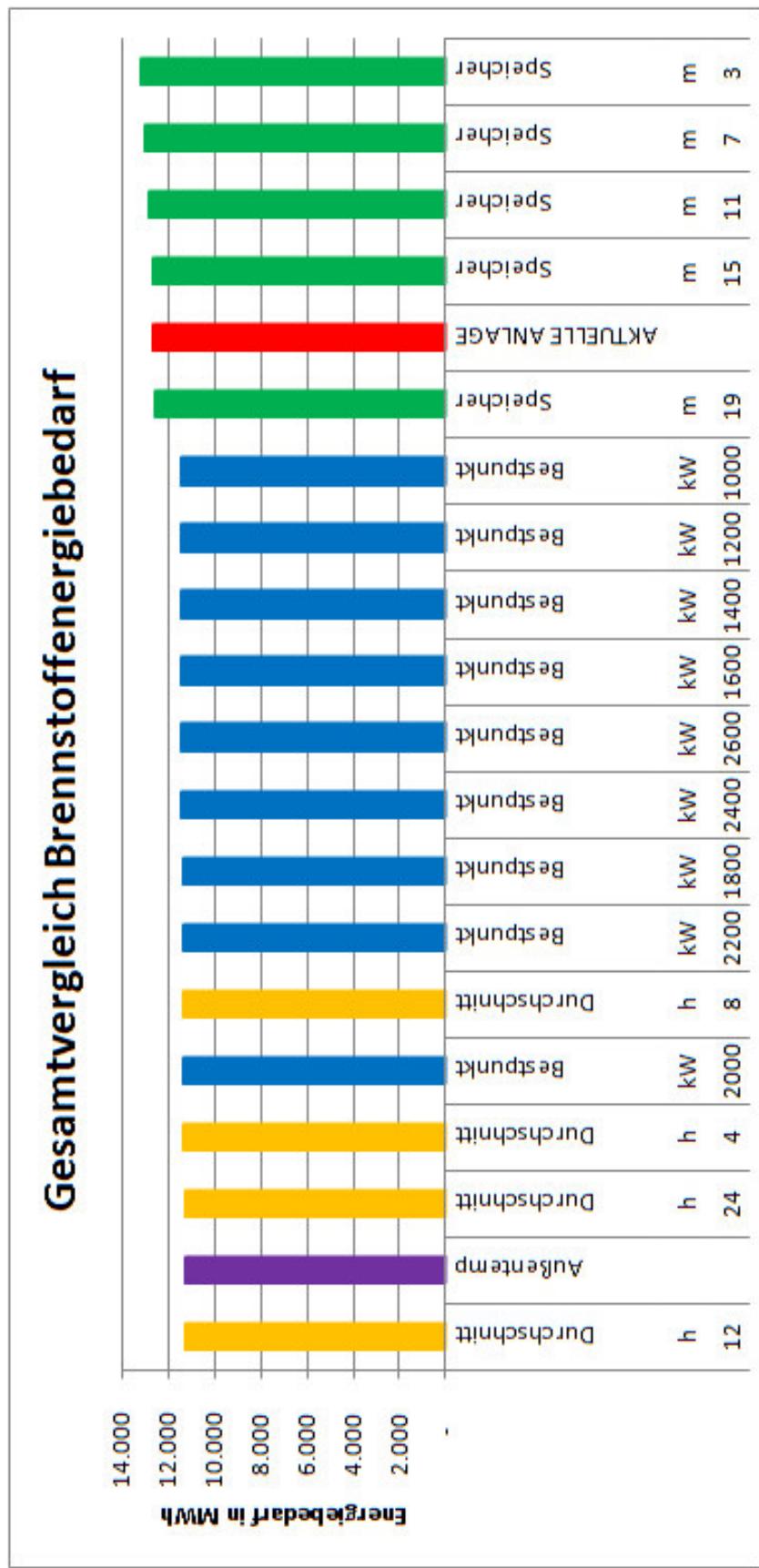


Abbildung 25: Vergleich Brennstoffenergiebedarf

Je nachdem, welche der drei verbliebenen Regelungsstrategien angewendet werden würde, würden sich Energieeinsparungen für die Anlage in Bockfließ im Bereich von 10 % bis 11 % bezogen auf den Brennstoffenergiebedarf der Saison 2015/2016 ergeben.

Durch die relativ geringen Unterschiede der Energiebedarfe lässt sich ausschließlich anhand des Brennstoffenergiebedarfes bzw. anhand der Wirkungsgrade keine Empfehlung abgeben, welche der drei verbliebenen Regelungsstrategien in der Fernwärmeanlage in Bockfließ angewendet werden soll. Eine Entscheidung darüber, welche Strategie in der Anlage angewendet werden soll könnte möglicherweise über wirtschaftliche Faktoren gefällt werden. Einerseits könnte der Brennstoffpreis betrachtet werden, andererseits der Implementierungsaufwand der einzelnen Regelungsstrategien in die bestehende Anlagensoftware. Betrachtet man den Implementierungsaufwand, könnte die Regelungsstrategie nach der Außentemperatur einen Vorteil aufweisen, da es derzeit bereits möglich ist, den Strohkessel über eine lineare Soll-Leistungsvorgabe durch die Außentemperatur zu betreiben (vgl. Unterkapitel 5.5 und Abschnitt 6.4.1). Im Vergleich von bestehender Anlage und Regelungsstrategie müsste zusätzlich die Speicherladung für die Wahl der Kesselleistung berücksichtigt werden.

Die in der Software hinterlegten Parameter, die den Zusammenhang zwischen Speicherladung, Außentemperatur und Kesselleistung herstellen, könnten aus der vorliegenden Arbeit übernommen werden. Die der Arbeit zugrunde liegenden Parameter betrachten nur eine Saison. In jeder Saison sind die Außentemperaturen unterschiedlich. Daher kann es sein, dass die für die Saison 2015/16 ermittelten Werte für andere Saisonen nur bedingt geeignet sind. Sollte die Entscheidung zu Gunsten dieser Regelungsstrategie fallen, wäre es notwendig die Messwerte mehrerer Saisonen zu untersuchen, um passende Parameter liefern zu können.

Fällt die Entscheidung zu Gunsten einer anderen Regelungsstrategie, sollte darauf geachtet werden, dass die als optimal ermittelten Parameter gewählt werden. Sollte die Entscheidung für die Regelungsstrategie nach der durchschnittlichen Netzleistung fallen, so sollte der Parameter der Zeitdauer auf 12 h gestellt werden, da diese Zeit im Vergleich den geringsten Energiebedarf aufweist. Fällt die Entscheidung zu Gunsten des Bestpunkt-Betriebes, so sollte die Leistung des Grundlastkessels in Spitzenlastzeiten auf 2.000 kW geregelt werden.

Das vorliegende Modell kann in weiterer Folge für andere Anlagen, beispielsweise zu deren Untersuchung, angewendet werden. Eine Möglichkeit wäre, die Regelungsstrategien an der zu untersuchenden Anlage zu testen. Weiters wäre es auch möglich, durch Variation der Speichergröße zu ermitteln, welche Größe für die jeweilige Anlage passend wäre. Sämtliche erstellte Modelle sowie die Messwertreihen der Saison 2015/16 sind unter dem Link <https://github.com/Philipp-pf/district-heating> abrufbar.

Literaturverzeichnis

Dassault Systèmes, 2017, Catia Systems Engineering-Dymola.
<https://www.3ds.com/products-services/catia/products/dymola>; 14.03.2017

Eisler, M., 2017a, Heizwart FWG Bockfließ, persönliche Mitteilung. 20.03.

Eisler, M., 2017b, Heizwart FWG Bockfließ, Telefongespräch. 15.05.

FWG Bockfließ, s.a., Technik. <http://www.fernwaerme-bockfliess.at>; 28.03.2017

Jenssen, T., Einsatz der Bioenergie in Abhängigkeit von der Raum und Siedlungskultur 1. Auflage. Vieweg+Teubner Research, Wiesbaden

Microsoft Corporation, s.a., Importieren oder Exportieren von Textdateien (TXT oder CSV).
<https://support.office.com/de-de/article/Importieren-oder-Exportieren-von-Textdateien-TXT-oder-CSV-5250ac4c-663c-47ce-937b-339e391393ba>; 28.07.2017

Modelica Association, 2013, Modelica® - A Unified Object-Oriented Language for Physical Systems Modeling. <https://www.modelica.org/documents/ModelicaSpec32Revision2.pdf>; 14.03.2017

Modelica Association, 2017, Modelica Libraries. <https://www.modelica.org/libraries>; 15.03.2017

Moser, A., 2014, Bewertung des Beitrages von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung.
<https://www.bmwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Bewertung%20des%20Beitrags%20von%20Speichern%20und%20Pumpspeichern.pdf>, 02.03.2017

ÖNORM H5000, 2008, Heizungssysteme Benennungen und Definitionen. Wien

ÖNORM H5056, 2014, Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden Heiztechnik Energiebedarf. Wien

Recknagel, H., Sprenger, E., Schramek, E.-R., 2007, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 73. Auflage. Oldenbourg Industrieverlag, München

Sterner, M., Stadler, I., 2014, Energiespeicher- Bedarf, Technologien, Integration. Springer Vieweg, Berlin Heidelberg

Tkotz K. et al., 2005, Fachkunde Elektrotechnik. Europa Lehrmittel, Haan

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anlagenschema Bockfließ	14
Abbildung 2: exemplarischer Datenauszug der Messwerte im .txt-Format	19
Abbildung 3: Eingefügte Messwerte während Messfehler	21
Abbildung 4: Fertige Formatierung im .txt-Format	21
Abbildung 5: Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Netzleistung	23
Abbildung 6: Zeitlicher Verlauf der Fernwärmemesswerte über einen Tag	23
Abbildung 7: Ergebnis der Kalibrierung	30
Abbildung 8: 3-Tagesausschnitt Regelung nach der Außentemperatur	37
Abbildung 9: Verlauf Grenzschichthöhe bei Regelung durch Außentemperatur	38
Abbildung 10: 3-Tagesausschnitt Regelung nach Speicherladung	43
Abbildung 11: Verlauf der Grenzschichthöhe mit PI- bzw. PID- Regler.....	44
Abbildung 12: 3-Tagesausschnitt Regelung nach durchschnittlicher Netzleistung.....	47
Abbildung 13: Verlauf der Grenzschichthöhe bei abschnittsweise über vier Stunden konstanter Kesselleistung	48
Abbildung 14: Verlauf der Grenzschichthöhe bei abschnittsweise über 24 Stunden konstanter Kesselleistung	49
Abbildung 15: Leistungswahl bei Bestpunkt-Betrieb	52
Abbildung 16: 3-Tagesausschnitt Regelung nach Bestpunkt-Betrieb.....	53
Abbildung 17: Verlauf der Grenzschichthöhe durch Regelung im Bestpunkt-Betrieb.....	54
Abbildung 18: Brennstoff-Wirkungsgradverlauf von Stroh- und Hackgutkessel	57
Abbildung 19: Verlauf Kesselwechsel.....	59
Abbildung 20: Ermittlung Zeitkonstante Strohkessel.....	60
Abbildung 21: Ermittlung Zeitkonstante Hackgutkessel	61
Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse Speicherladung.....	64
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse konstante Kesselleistung auf Zeit	65
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Bestpunkt-Betrieb	66
Abbildung 25: Vergleich Brennstoffenergiebedarf	72
Abbildung 26: Anwendungsbeispiel Dymola- Wärmedurchgang.....	80
Abbildung 27: Anwendungsbeispiel Dymola- vereinfacht	81
Abbildung 28: Anwendungsbeispiel Dymola- Simulation	81
Abbildung 29: begrenztes und unbegrenztes Kesselmodell	82
Abbildung 30: Basis- und Spitzenlast-Kesselmodell	83
Abbildung 31: unbegrenztes Speichermodell	84
Abbildung 32: Parameter und Variablen Zweischichtspeicher	85
Abbildung 33: Gleichungen Zweischichtspeicher	86
Abbildung 34: Außentemperaturabhängiges Netzmodell.....	87
Abbildung 35: Zeitabhängiges Netzmodell	88
Abbildung 36: Netzmodell mit externer Leistungsvorgabe	89

Abbildung 37: Externe Vorgabe von Messwerten	89
Abbildung 38: Kalibrierungsmodell	90
Abbildung 39: Kalibrierte Woche von 10. bis 17. Dezember 2015	92
Abbildung 40: Kalibrierte Woche von 11. bis 18. Mai 2016.....	93
Abbildung 41: Modell zur Ermittlung der zu bereitstellenden Leistung	94
Abbildung 42: Modell zur Ermittlung der Netzleistung	95
Abbildung 43: Modell zur Ermittlung der durchschnittlichen Speicherverlustleistung	96
Abbildung 44: Modell zur Regelung nach der Außentemperatur.....	97
Abbildung 45: Modell zur Ermittlung der PI-Regelparameter	98
Abbildung 46: Sprungantwort	99
Abbildung 47: Modell zur Ermittlung der PID-Regelparameter.....	100
Abbildung 48: Anstiegsantwort	101
Abbildung 49: PID-Reglermodell	103
Abbildung 50: Anwendung des PID-Reglers.....	104
Abbildung 51: Modell für konstante Kesselleistung.....	105
Abbildung 52: Zustandsplan Verstärkungsfaktor	107
Abbildung 53: Modell zur Regelung im Bestpunkt-Betrieb	109
Abbildung 54: Wirkungsgradmodell.....	110
Abbildung 55: Leistungszuteilungsmodell.....	112
Abbildung 56: Referenzmodell aktuelle Anlage	113
Abbildung 57: Vergleichsmodell für Speicherladung, Außentemperatur und durchschnittliche Netzleistung	114
Abbildung 58: Vergleichsmodell für Bestpunkt-Regelung	116

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: erforderliche Variablen und Parameter des Kessels	16
Tabelle 2: erforderliche Variablen und Parameter des Speichers	17
Tabelle 3: erforderliche Parameter von Netz und Abnehmer	18
Tabelle 4: Messwertfehler	20
Tabelle 5: Abweichung zwischen linearem Temperaturmodell und Messwerten	28
Tabelle 6: Vergleich Speicherverluste	33
Tabelle 7: Kesselleistung in Abhängigkeit von Außentemperatur und Speicherladung	35
Tabelle 8: Vergleich Kesselbetriebszeiten Messdaten und Simulation	59
Tabelle 9: Zusammenfassung Ergebnisse	67
Tabelle 10: Farbzuzuordnung in Dymola.....	81
Tabelle 11: Zustände der Variable State	111

Abkürzungsverzeichnis

ÖNORM	Österreichische Norm
PI	Regelung mit Proportional- und Integral-Anteilen
PID	Regelung mit Proportional-, Integral- und Differential-Anteilen
txt	Textdatei
xlsx	Microsoft Excel-Datei (ab Version 2007, zuvor xls)

Anhang A: Grundlagen Dymola Anwendung

Eine kurze Erklärung der Software Dymola befindet sich im Unterkapitel 4.2. In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise in der Software anhand eines Beispiels erklärt. Untersucht wird ein Raum mit Heizung. Das Beispiel ist in Abbildung 26 dargestellt. In der Mitte befindet sich eine Speicherkapazität (in der Abbildung als heatCapacitor bezeichnet), welche die Luft im Raum, die Möblierung, etc. darstellt. Rechts der Speicherkapazität befindet sich ein thermischer Widerstand (thermalResistor) der Wärme an die Umgebung abgibt, beispielsweise Wände, Fußboden, Decke, Fenster etc. Ganz rechts befindet sich eine Temperaturquelle (fixedTemperat...), die die Umgebungstemperatur darstellt. Links von der Speicherkapazität befindet sich eine Wärmequelle (prescribedHe...), welche beispielsweise einen Heizkörper im Raum darstellt. Die thermische Leistung der Wärmequelle wird durch ein Signal vorgegeben. Das Signal (step) bestimmt den Leistungswert der Wärmequelle. Zu Beginn ist die Leistung auf null gestellt, nach einer bestimmten Zeit wird die Leistung sprunghaft angehoben.

Das Modell ist somit aus 5 Objekten aufgebaut. Um Signale oder thermische Energie über die Grenzen einzelner Objekte hinweg tauschen zu können, gibt es Konnektoren. Zwei Konnektoren können mit einer Linie (Konnektion) verbunden werden. Beispielsweise gibt das Objekt „Leistungssignal“ über ein weiß gefülltes, blau umrandetes Dreieck (Real-Output Konnektor) ihr Signal an die Wärmequelle weiter. Die Wärmequelle übernimmt das Signal über das blaue Dreieck (Real-Input Konnektor). Im Gegensatz zu Real-Konnektoren (blau) besitzen thermische Konnektoren (rot gefüllte bzw. rot umrandete Quadrate) keine vorgegebene Fluss-Richtung. Die Richtung, in die die Wärme fließt, ergibt sich aus Temperaturdifferenzen bzw. durch aufgezwungene Wärmeströme.

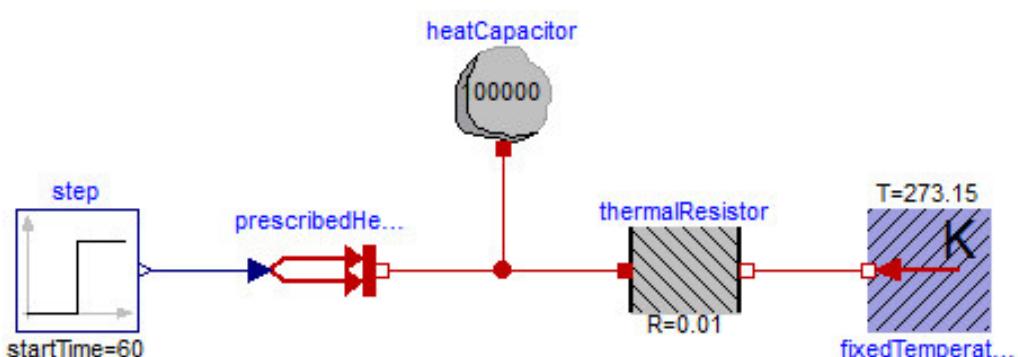


Abbildung 26: Anwendungsbeispiel Dymola- Wärmedurchgang

Die Farben der Konnektoren und Verbindungen sind bestimmten Eigenschaften zugeordnet. Ein Auszug davon ist in Tabelle 10 angeführt.

Einzelne Objekte können zu einem Objekt zusammengefasst werden. Die Objekte Wärmequelle, Speicher und thermischer Widerstand aus Abbildung 26 werden zu einem Objekt (room) zusammengefasst.

Tabelle 10: Farbzueordnung in Dymola

Farbe	Eigenschaft
Lila	Binäres Signal (Boolean, 1 oder 0)
Blau	Reelle Zahl (Real)
Rot	Wärmefluss (Leistung und Temperatur)

Abbildung 27 zeigt das vereinfachte Modell. Das Modell ist nun dreiteilig: Eine Steuerung (step) von außen, der Raum selbst (room) und die Umgebung (fixedTemperat...). Der Raum ist nun ein Submodel, in dem alle notwendigen In- und Outputvariablen über neu erzeugte Konnektoren übergeben werden.

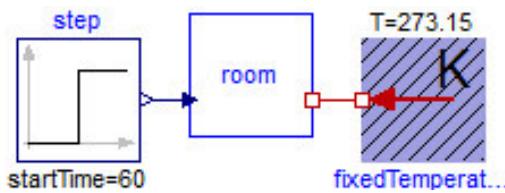


Abbildung 27: Anwendungsbeispiel Dymola- vereinfacht

Anschließend an die Modellierung kann eine Simulation erstellt werden. Folgende Annahmen wurden dafür getroffen: Die Umgebungstemperatur beträgt 0°C , auch im Raum herrschen zu Simulationsbeginn 0°C . Die Speicherkapazität des Raumes beträgt 100.000 J/K. Der thermische Widerstand der Umgebungsbegrenzung beträgt 0,01 K/W.

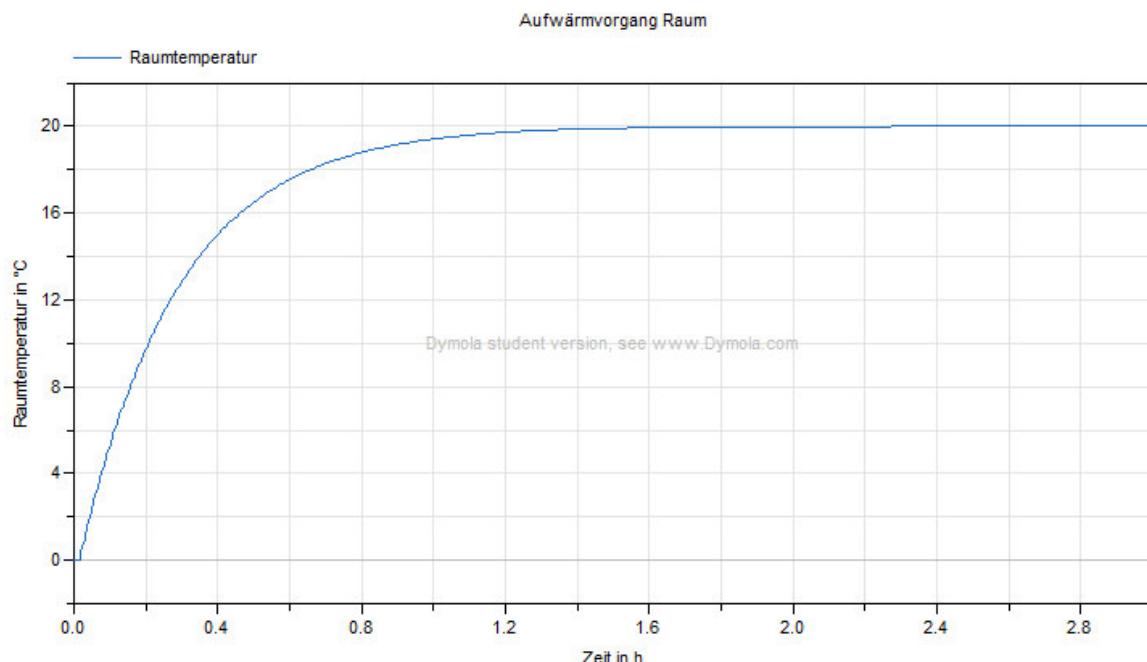


Abbildung 28: Anwendungsbeispiel Dymola- Simulation

Eine Minute nach Simulationsbeginn wird die Heizung eingeschaltet und der Raum erwärmt sich solange, bis sich ein Gleichgewicht zwischen Wärmebereitstellung und Wärmeverlust an die Umgebung einstellt. Abbildung 28 zeigt den Verlauf der Raum-Temperatur. Nach dem Einschalten der Heizung folgt die Temperatur einer Exponentialfunktion, bis nach ca. 2,3 h die Endtemperatur von 20 °C erreicht ist.

Anhang B: Kesselmodell

Kesselmodell mit begrenzter und unbegrenzter Kesselleistung

Modellname: BoilerInFinite

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Boiler

Abbildung 29 zeigt das Modell des Kessels mit begrenzter und unbegrenzter Kesselleistung. Als Input für die Soll-Leistung dient eine Real-Größe (nominal_heat). Der Schalter (switch), bzw. dessen Boolean-Signal (limitedHeat) bestimmt, ob die Kesselleistung begrenzt oder unbegrenzt ist. Ist das Boolean-Argument Falsch, besitzt der Kessel nach unten eine Minimalleistung von null und nach oben unbegrenzte Leistung (limiter1). Das Signal wird direkt dem Schalter übergeben. Ist das Boolean-Argument Wahr, wird die Inputgröße (Soll-Leistung) nach oben und nach unten begrenzt (limiter2). Die Outputgröße dieses Limiters wird nicht direkt dem Schalter übergeben. Für den Fall, dass die Soll-Kesselleistung gleich null ist, würde der begrenzte Kessel trotzdem die Mindestleistung bereit stellen. Um dies zu umgehen, wird im Gleichungsteil eine „If-Funktion“ hinterlegt, die in solchen Fällen eine Soll-Leistung von null vorgibt.

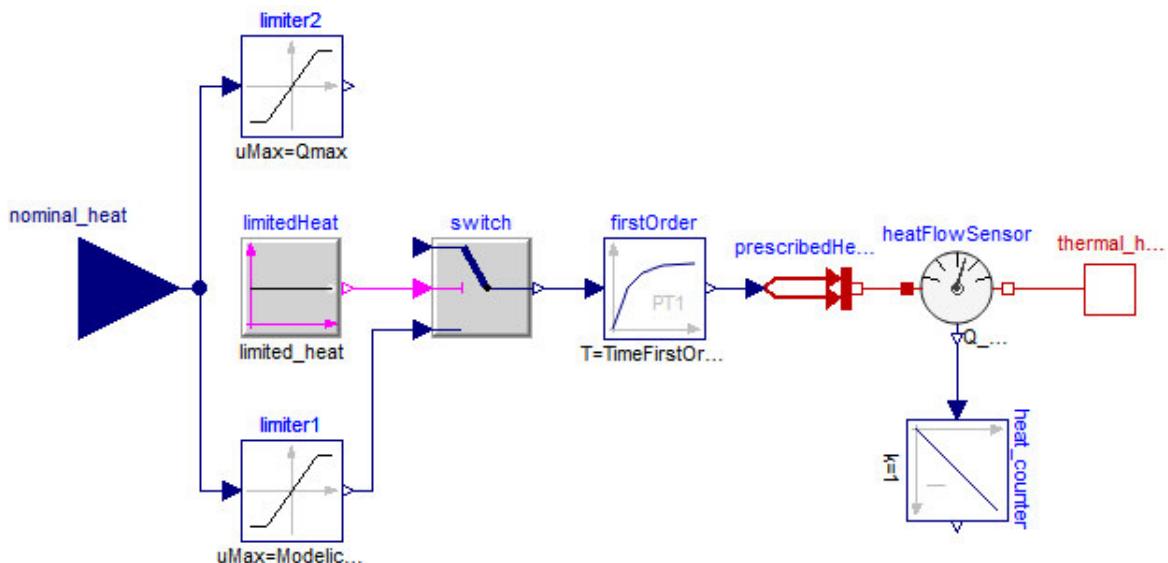


Abbildung 29: begrenztes und unbegrenztes Kesselmodell

Das Outputsignal des Schalters wird einem Verzögerungsglied erster Ordnung (firstOrder) übergeben. Das folgende Objekt wandelt das Ausgangssignal der Verzögerung in einen Wärmefluss um (prescribedHe...). Dieser Wärmefluss passiert zuerst einen

Wärmeleistungszähler (heatFlowSensor) der den Leistungsfluss integriert (heat_counter). Das integrierte Signal kann als Gesamtenergieproduktion des Kessels ausgegeben werden. Der Wärmefluss wird dem Konnektor übergeben.

Kesselmodell mit Grund- und Spitzenlastkessel

Modellname: BoilerBasicPeak

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Boiler

Abbildung 30 zeigt das Kesselmodell mit Grund- und Spitzenlastkessel. Die Leistungsvorgabe erfolgt wie beim ersten Kesselmodell durch den Real- Input (nominal_heat). Das Signal läuft einerseits in den Leistungsbegrenzer (limiter2) des Grundlastkessels, andererseits in den Vergleich (feedback) für den Spitzenlastkessel. Im Leistungsbegrenzer für den Grundlastkessel (limiter2) wird die Nennleistung des Kessels festgelegt. Über bzw. unterschreitet der Input-Wert die Nennleistung des Grundlastkessels (base_boiler), wird diese begrenzt. Das Ausgangssignal des Limiters wird indirekt einem Verzögerungsglied erster Ordnung übergeben. Wie im vorhergehenden Kesselmodell erklärt, wird auch hier über eine „If-Funktion“ eine Soll-Leistung von null auf null gesetzt und nicht auf die Mindestleistung des Grundlastkessels. Der Ausgang der Verzögerung wird in einen Wärmefluss umgewandelt.

Im Vergleich-Objekt (feedback) wird die Differenz der Signale vor und nach dem Limiter des Grundlastkessels gebildet. Ist der Real-Input geringer als die Höchstleistung des Grundlastkessels, gibt das Vergleich-Element einen negativen Wert zurück, ist der Real-Input größer als die Höchstleistung des Kessels gibt der Vergleich die Differenz zwischen Real-Input und Höchstleistung des Grundlastkessels aus. Der nachgeschaltete Limiter (limiter1) besitzt eine obere und eine untere Grenze: Die untere Grenze liegt bei der Minimallast des Spitzenlastkessels, die obere Grenze bei der Höchstlast des Spitzenlastkessels.

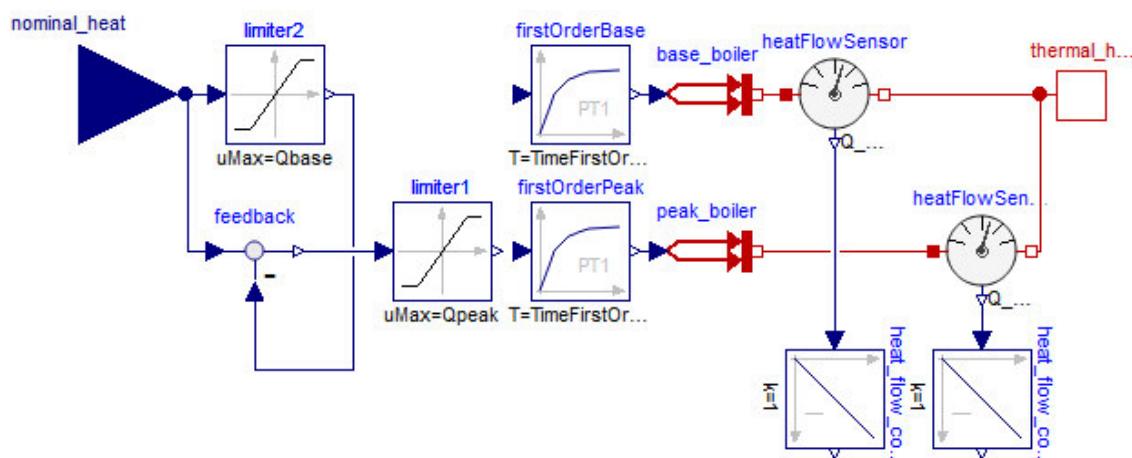


Abbildung 30: Basis- und Spitzenlast-Kesselmodell

Die Vorgabe für das Verzögerungsglied erster Ordnung des Spitzenlastkessels (firstOrderPeak) erfolgt wiederum über eine „If-Funktion“. Ist das Ausgangssignal des Vergleiches (feedback) kleiner oder gleich null, wird der Verzögerung null vorgegeben. Ist das Ausgangssignal des Vergleiches größer null, wird der Verzögerung die Mindestlast des Spitzenlastkessels vorgegeben. Das Ausgangssignal des Verzögerungsgliedes wird in einen Wärmefluss umgewandelt.

Bevor die beiden Wärmeflüsse der Kessel zu einem Fluss zusammengefasst werden, werden beide Flüsse einzeln durch einen Wärmeleistungszähler (heat_FlowSensor) erfasst. Der gesammelte Wärmefluss wird dem Konnektor (thermal_h...) übergeben. Die Messwert-Ausgänge der beiden Wärmezähler werden an Integratoren (heat_flow_co...) übergeben, die die gesamte, produzierte Wärme aufsummieren.

Anhang C: Speichermodell

Unbegrenztes Speichermodell

Modellname: StorageInfinite

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Storage

Abbildung 31 zeigt das Modell des unbegrenzten Speichers.

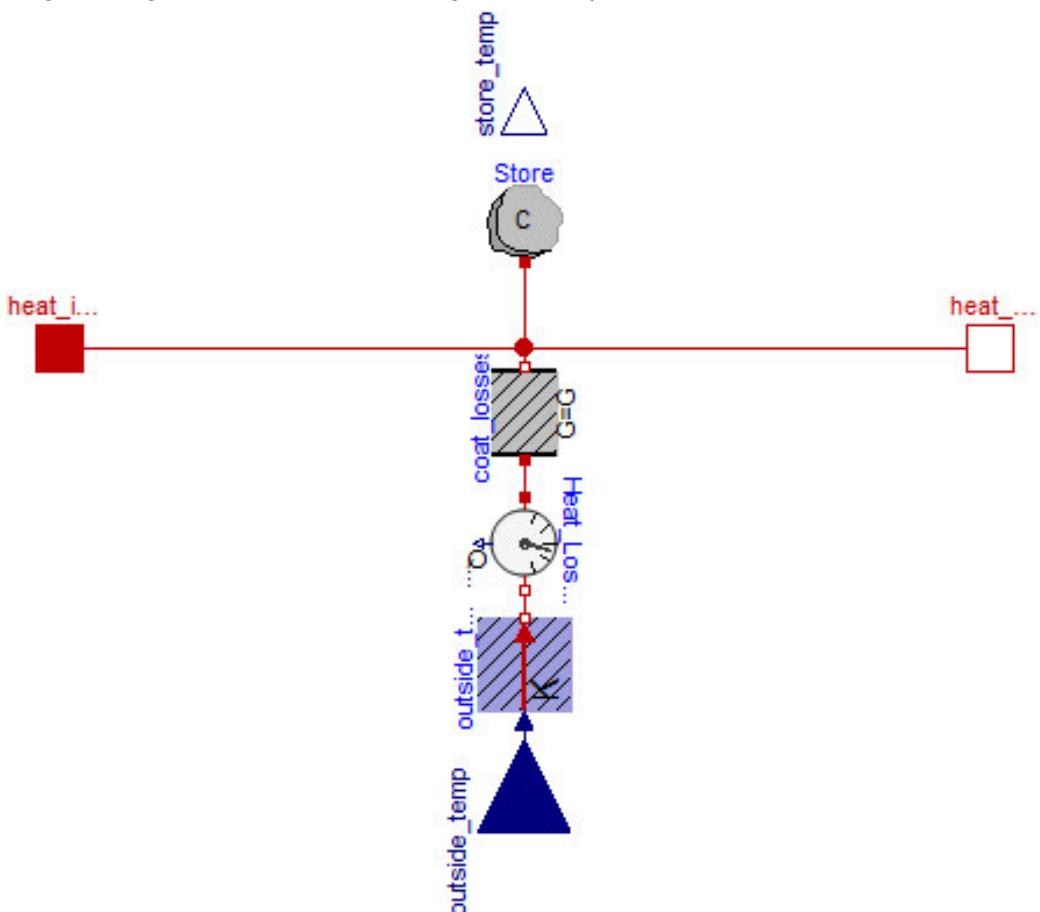


Abbildung 31: unbegrenztes Speichermodell

Die Wärmeleistung wird über Konnektoren (heat_i... und heat_...) zu- bzw. abgeführt. Dazwischen liegt der Speicher (Store). Über einen thermischen Leitwert (coat_losses) wird Energie an die Umgebung (outside_temp) abgegeben. Die Außentemperatur wird über den Real Input (outside_temp) von außen vorgegeben. An der Oberseite des Modells wird die Temperatur des Speichers ausgegeben (store_temp).

Mit der ausgegebenen Speichertemperatur, einer oberen und einer unteren Temperaturgrenze wäre es mit einer externen Regelung möglich, den (die) Kessel so zu regeln, dass der Speicher zwischen den beiden Grenzen betrieben wird. In diesem Fall wäre dieses Speichermodell ebenfalls mit einer begrenzten Energiespeicherung ausgestattet.

Zwei-Schicht-Speichermodell

Modellname: StorageTwoLayer

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Storage

```

parameter Modelica.SIunits.Volume V "Storage Volume";
parameter Modelica.SIunits.Height H "Storage Height";
parameter Modelica.SIunits.Temperature Thigh
  "Temperature of the upper Storage Part" &;
parameter Modelica.SIunits.Temperature Tlow
  "Temperature of the lower Storage Part" &;
parameter Modelica.SIunits.Temperature Tref
  "Reference Temperature of the Storage" &;
parameter Modelica.SIunits.Density rho=995.6
  "Density of the storage medium" &;
parameter Modelica.SIunits.SpecificHeatCapacity cp=4177
  "specific heat capacity of the storage medium" &;
parameter Modelica.SIunits.CoefficientOfHeatTransfer U
  "U-Value of the Storage" &;

constant Real pi=Modelica.Constants.pi;

Modelica.SIunits.Volume Vhigh "Volume of the upper Storage Part";
Modelica.SIunits.Volume Vlow "Volume of the lower Storage Part";
Modelica.SIunits.Diameter D( start=2)
  "Storage Diameter (aproximative value)";
Modelica.SIunits.Height Hboard( start=15)
  "Height of the boarder between hot and cold layer from ground (Hstart=0: Store
Modelica.SIunits.Heat Q
  "Stored heat in reference to the reference temperature";
Modelica.SIunits.HeatFlowRate Qload "Heat flow that loads up the storage";
Modelica.SIunits.HeatFlowRate Qunload "Heat flow that unloads the storage";
Modelica.SIunits.HeatFlowRate Qloss "Store Losses";
Modelica.SIunits.Temperature Tout "Outside Temperature";
//symbols
Modelica.SIunits.Heat Q_store=cp*rho*(Vhigh*(Thigh-Tref)+Vlow*(Tlow-Tref))
  "stored heat refering to reference temperature";
Modelica.SIunits.Heat Qmax_store=V*cp*rho*(Thigh-Tref)
  "maximal stored heat refering to reference temperature";
Modelica.SIunits.Heat Qmin_store=V*cp*rho*(Tlow-Tref)
  "minimal stored heat refering to reference temperature";

```

Abbildung 32: Parameter und Variablen Zweischichtspeicher

Im Gegensatz zu den vorhergehenden Modellen basiert dieses Modell nicht auf Objekten, sondern auf Gleichungen. In Abbildung 32 sind alle Parameter und Variablen des Modells angeführt. Parameter sind zeitlich unveränderliche Variablen, Variablen sind zeitlich veränderbar. Die wesentlichen Parameter des Speichers sind Volumen und Höhe des Speichers, Temperaturen der oberen und unteren Speicherschicht, Referenztemperatur, physikalische Eigenschaften des Speichermediums und der Wärmeverlustkoeffizient der Speicheroberfläche. Abbildung 33 beinhaltet die Gleichungen des Modells.

Die wesentlichste Gleichung des Modells ist der erste Hauptsatz (first thermodynamic law). Die Änderung der inneren Energie (Q) des Speichers entspricht der Summe aus zu- und abgeföhrter Leistung. Zugeführte Leistungen sind die Kesselleistungen (in Summe Q_{load}), abgeföhrte Leistungen sind die Netzeleistung (Q_{unload}) sowie die Speicherverlustleistung (Q_{loss}). Die Speicherverlustleistung wird aus der Formel $\dot{Q} = U * A * \Delta T$ ermittelt. Dabei wird angenommen, dass auch an der Standfläche des Speichers die Außentemperatur anliegt. Die Ladung des Speichers wird durch die Grenzschichthöhe (H_{board}) bestimmt. Die Grenzschichthöhe ist jene horizontale Ebene im Speicher, bei der oberhalb der Ebene die heiße Wasserschicht und unterhalb der Ebene die kalte Wasserschicht vorherrscht. Die Grenzschichthöhe wird von der Standfläche nach oben weg gemessen. Besitzt diese den Wert null, ist der Speicher vollständig geladen. Besitzt diese den Wert der Speicherhöhe, ist der Speicher vollständig entladen. Je nach Temperatur der oberen und unteren Schicht sowie der Wahl der Referenztemperatur errechnet sich die im Speicher vorhandene Energiemenge nach Formel [2].

```

equation
  V=H*(D*D*pi)/4 "calculation for Store Diameter";
  Vhigh+Vlow=V "Sum of store volume";
  Vlow=Hboard*(D*D*pi)/4 "Store volume of low temperature";
  Q=cp*rho*(Vhigh*(Thigh-Tref)+Vlow*(Tlow-Tref))
    "Stored Heat referred to referencetemperature";
  Qloss= U*((D*D*pi)/4+D*pi*Hboard)*(Tlow-Tout)+((D*D*pi)/4+D*pi*(H-Hboard))*(Thigh-Tout)
    "Store losses";
  Qload=port_a.Q_flow "Loading Heat flow";
  Qunload=-port_b.Q_flow "unloading heat flow";
  der(Q)=Qload-Qunload-Qloss "first thermodynamic law";
  port_a.T=port_b.T "equal Temperature at both ports";
  port_a.T=Thigh "temperature of ports";

  u=Tout "Input outside temperature";
  y=Hboard "Output Boarder Height";

  assert(
    0 <= Hboard,
    "Storage is out of upper limit (overloaded)",
    AssertionLevel.error);
  assert(
    H >= Hboard,
    "Storage is out of lower limit (underloaded)",
    AssertionLevel.error);

```

Abbildung 33: Gleichungen Zweischichtspeicher

In den Gleichungen sind keine physikalischen Grenzen hinterlegt. Um diese Grenzen einzuhalten, dienen die beiden letzten Gleichungen (`assert`) in Abbildung 33. Erreicht die Grenzschichthöhe einen Wert, der kleiner als null oder größer als die Speicherhöhe ist, ergibt dies einen Fehler und die Simulation wird unterbrochen.

Anhang D: Netzmodell

Außentemperaturabhängiges Netzmodell

Modellname: ConsumerTempDepend

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Consumers

Abbildung 34 zeigt das außentemperaturabhängige Netzmodell. Der Ausgangspunkt der Beschreibung liegt auf der rechten Seite. Als Real-Inputgröße (`outside_temperature`) wird die Außentemperatur vorgegeben. Der Außentemperatur wird in einer Tabelle (`temperature_t...`) ein thermischer Leistungswert zugeteilt. In der Tabelle sind Zahlenpaare hinterlegt, bei der Leistungswerte Temperaturen zugeordnet sind. Außentemperaturen zwischen bzw. außerhalb von zwei Punkten werden linear inter- bzw. extrapoliert. Im Gegensatz zu bereit gestellter Leistung wird ein Leistungsbedarf als negative Leistung interpretiert. Daher wird das (positive) Signal der Tabelle mit einer Verstärkung (`gain`) von (-1) versehen. Das Signal wird anschließend in einen (negativen) Wärmefluss (`heat_flow_co...`) umgewandelt. Der Wärmefluss wird mit einem Wärmezähler (`heat_demand...`) gemessen und als Output-Größe übergeben. Der Messwert des Wärmezählers wird invertiert (`inverter`), um eine positive Leistungsgröße zu erhalten. Diese wird als Real-Output übergeben.

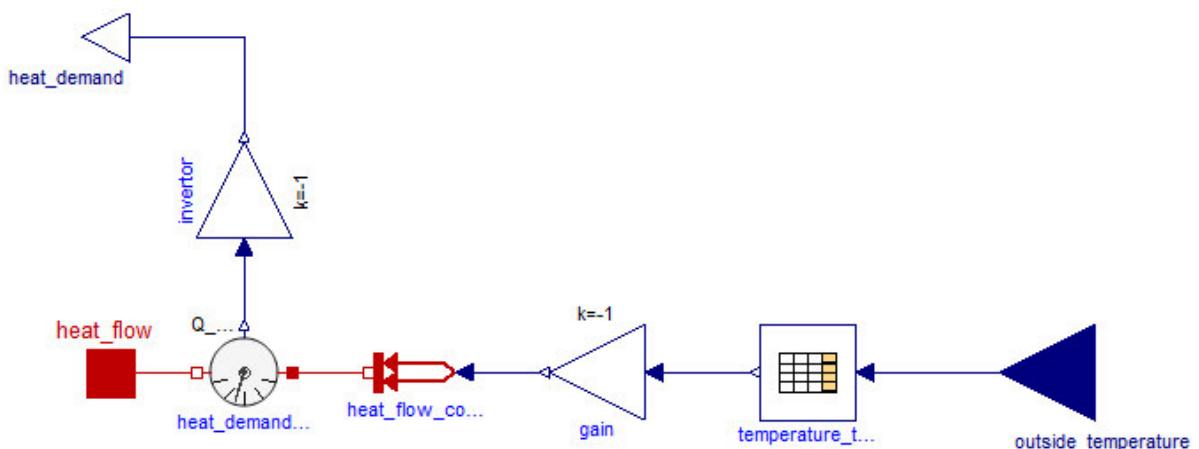


Abbildung 34: Außentemperaturabhängiges Netzmodell

Zeitabhängiges Netzmodell

Modellname: ConsumerTimeDepend
DistrictHeating.Components.Consumers

Abbildung 35 zeigt das zeitabhängige Modell des Netzes. Große Teile des Modelles entsprechen dem außentemperaturabhängigen Modell in Abbildung 34. Lediglich die zwei Objekte auf der rechten Seite (outside_temperature und temperature_t...) werden durch eine zeitabhängige Wertetabelle (timeTable) ersetzt. In dieser Tabelle werden Netzleistungswerte in Abhängigkeit der Zeit definiert. Die Werte der Tabelle müssen manuell in die einzelnen Zeilen und Spalten eingetragen werden. Zwischen einzelnen Zeitpunkten wird linear interpoliert.

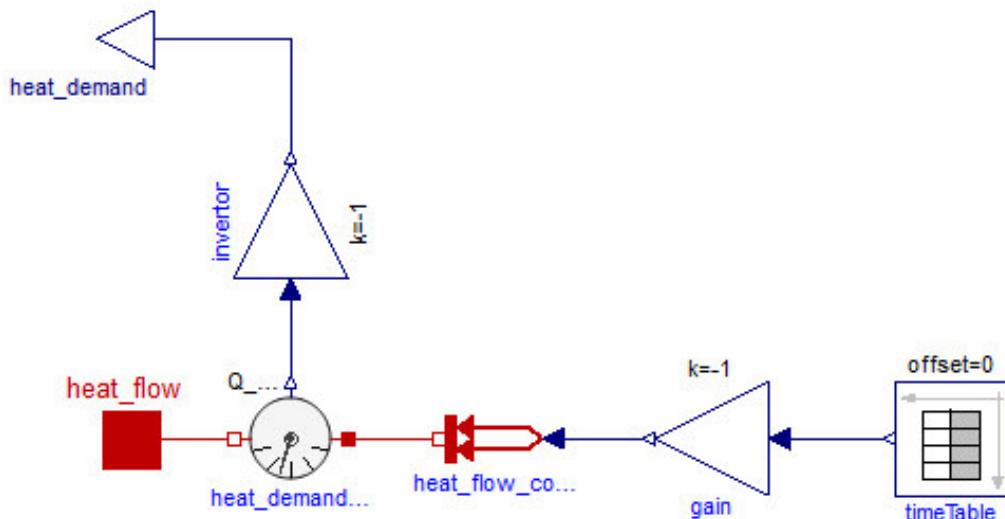


Abbildung 35: Zeitabhängiges Netzmodell

Anhang E: Dateneinbindung

Netzmodell mit externer Leistungsvorgabe

Modellname: ConsumerTimeDependExt
Modellpfad: DistrictHeating.Components.Consumers

Das Modell der externen Dateneinbindung entspricht im Großteil jenem aus Abbildung 35, nur dass die timeTable durch eine externe Real-Vorgabe (positive_heat_flow) ersetzt wird. Die Leistungsvorgabe für dieses Modell erfolgt nun durch ein Real-Signal. Dieses Modell ist in Abbildung 36 ersichtlich.

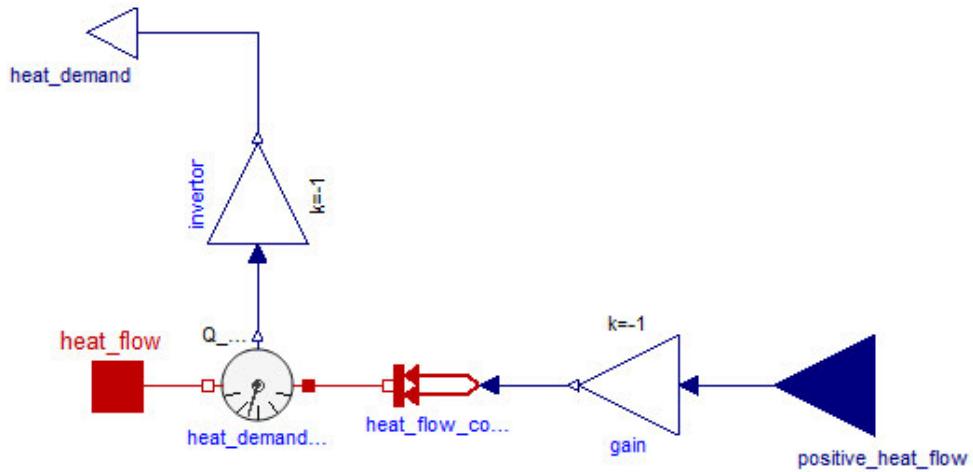


Abbildung 36: Netzmodell mit externer Leistungsvorgabe

Externe Einbindung

Abbildung 37 zeigt drei Beispiele für eine externe Messwertvorgabe. In der Mitte befindet sich ein Zweischichtspeicher (storag...), der die Außentemperatur (Outside_Temp...) vorgegeben bekommt. Die Speicherverluste sind unter anderem von der Außentemperatur abhängig. Links des Speichers befindet sich ein Kessel (Straw), der die Soll-Leistung vorgegeben bekommt (Straw_source). Rechts des Speichers befindet sich das Netzmodell, welches die geforderte Netzeleistung (Net_source) als Vorgabe hat. Alle Messwertvorgaben erfolgen in SI-Einheiten ohne Vorsilben, beispielsweise Kelvin oder Watt.

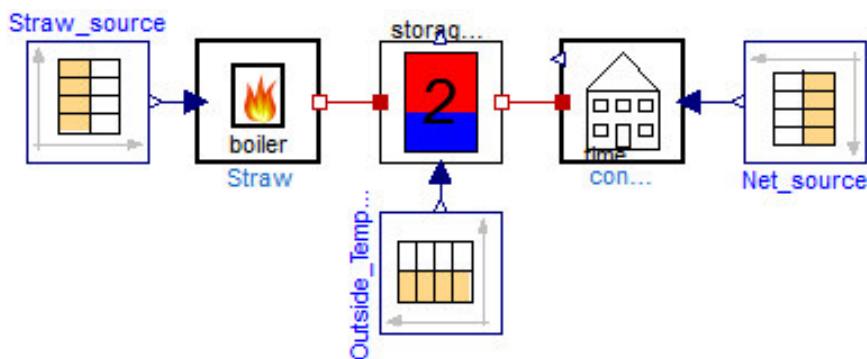


Abbildung 37: Externe Vorgabe von Messwerten

Anhang F: Modellkalibrierung

Gesamtmodell der Kalibrierung

Modellname: CalibrationOriginalTwoLayer

Modellpfad: DistrictHeating.Calibration

Abbildung 38 zeigt das Gesamtmodell der Kalibrierung. Auf der linken Seite sind die drei Kessel (Straw, Wood, Oil) mit dazugehöriger Messwertreihe (Straw_source, Wood_source, Oil_source) abgebildet. Die drei Kesselleistungen werden zu einem Leistungsstrom zusammen gefasst und über einen Leistungsmesser (Produced_heat) geleitet. Das Signal des Leistungsmessers wird integriert (Int_Prod_Heat) und somit ein Wärmemengenzähler geschaffen. Dem Leistungsmesser nachgeschalten ist der Speicher (Store), dem die Außentemperatur (Outside_Temp...) vorgegeben wird. Auf der rechten Seite befindet sich das Netz (con...), dem eine Leistungsanforderung durch eine externe Tabelle (Net_source) vorgegeben wird. Zwischen Netz und Speicher befindet sich wiederum ein Leistungsmesser (Used_Heat), der durch Integration des Signals eine Wärmemengenmessung darstellt. Rechts unten befindet sich ein Record (water), der die Eigenschaften des Speichermediums Wassers (Dichte, Wärmespeicherkapazität) definiert.

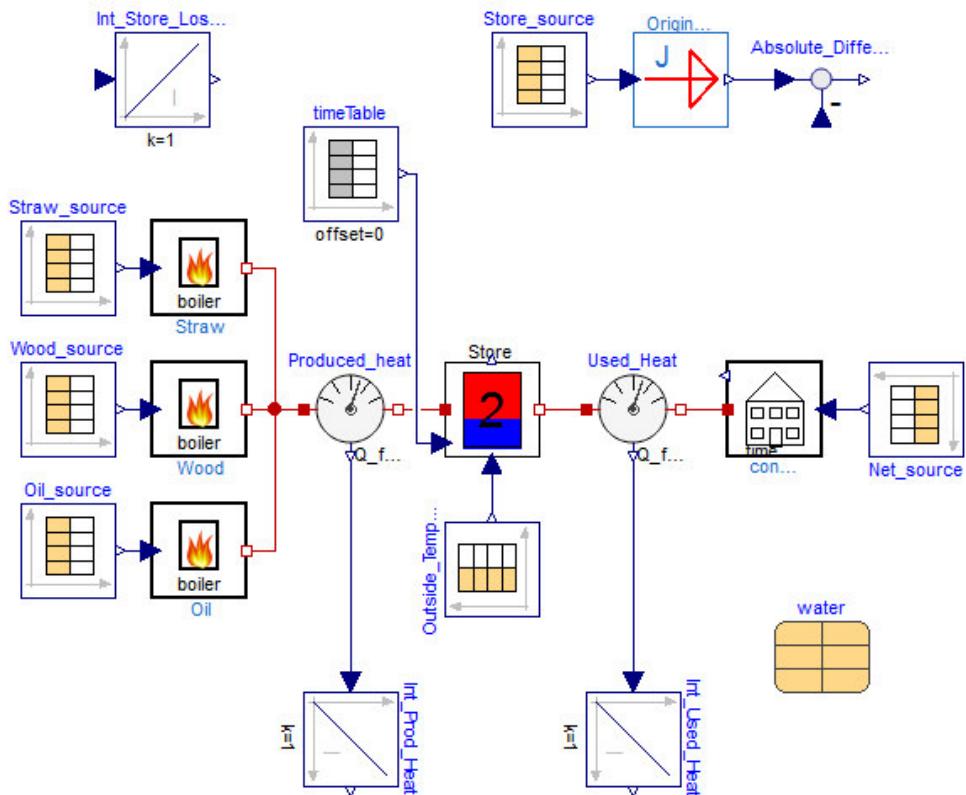


Abbildung 38: Kalibrierungsmodell

Die Verlustleistung des Speichers ist im Speicher-Objekt definiert. Durch das links oben platzierte Objekt (Int_Store_Los...) wird die Speicherverlustleistung integriert. Der Eingang

des Objektes ist durch eine Gleichung realisiert, deshalb ist keine Konnektion sichtbar. Rechts oben im Modell befindet sich der Vergleich der Speicherladung zwischen Simulation und Messwerten. Durch das CombiTimeTable-Objekt (Store_Source) wird die Messwertreihe der Speicherladung in die Simulation aufgenommen. Um bei der Messwertreihe die Einheit zu ergänzen, wird ein Objekt (Origin...) nachgeschaltet, das die Einheit Joule ergänzt. Das folgende Objekt (Absolute_Diffe...) bildet die Differenz der im Speicher enthaltenen Energiemenge zwischen Messdaten und Simulation. Der zweite Input dieses Objektes wird mittels Gleichung mit der gespeicherten Energiemenge des Speichers in der Simulation verbunden.

Der Wärmeverlustkoeffizient des Speichers wird im Kalibrierungsmodell durch eine externe Variable festgelegt. Der Wärmeverlustkoeffizient wird von einer zeitabhängigen Tabelle vorgegeben (timeTable). In der Tabelle ist der Wert des Wärmeverlustkoeffizienten zu Beginn auf null gesetzt. Mit Inbetriebnahme der Anlage (entspricht nicht dem Anfangszeitpunkt der Messwertaufzeichnung) wird der Wärmeverlustkoeffizient auf seinen Wert eingestellt. Am Ende der Betriebszeit wird der Wert wieder auf null gesetzt. Durch diese Maßnahme werden nur jene Speicherverluste betrachtet, die während dem Betrieb der Anlage auftreten und nicht jene, die vor Beginn und nach Ende der Saison auftreten.

Abbildung 39 zeigt eine simulierte Woche während der Heizperiode (10. bis 17. Dezember 2015), die im Vergleich zu Abbildung 40 eine im Mittel geringere Abweichung zwischen Simulation und Messdaten zeigt. In Diagramm a ist in rot der Verlauf der Messwertreihe, in blau der Verlauf der Simulation dargestellt. Beide Graphen zeigen einen ähnlichen Verlauf, jedoch ist die Amplitude der Simulation höher. Die simulierte Speicherladung hat somit eine größere Schwankungsbreite als die gemessene Speicherladung. In Diagramm b ist in grün die Differenz der beiden zuvor genannten Graphen abgebildet. Das arithmetische Mittel der Abweichung während dieser Woche beträgt -124 kWh. Diagramm c zeigt den Verlauf der Außentemperatur.

Abbildung 40 zeigt eine simulierte Woche während der Heizperiode (11. bis 18. Mai 2016), die im Vergleich zu Abbildung 39 eine im Mittel höhere Abweichung zwischen Simulation und Messdaten zeigt. In Diagramm a ist in rot der Verlauf der Messwertreihe, in blau der Verlauf der Simulation dargestellt. Die beiden Graphen zeigen ähnliche Verläufe, sind jedoch in Richtung der y-Achse parallel verschoben. In Diagramm b ist in grün die Differenz der beiden zuvor genannten Graphen abgebildet. Diese Abweichung bleibt über den gesamten Zeitraum nahezu konstant. Das arithmetische Mittel der Abweichung während dieser Woche beträgt -2.186 kWh. Diagramm c zeigt den Verlauf der Außentemperatur.

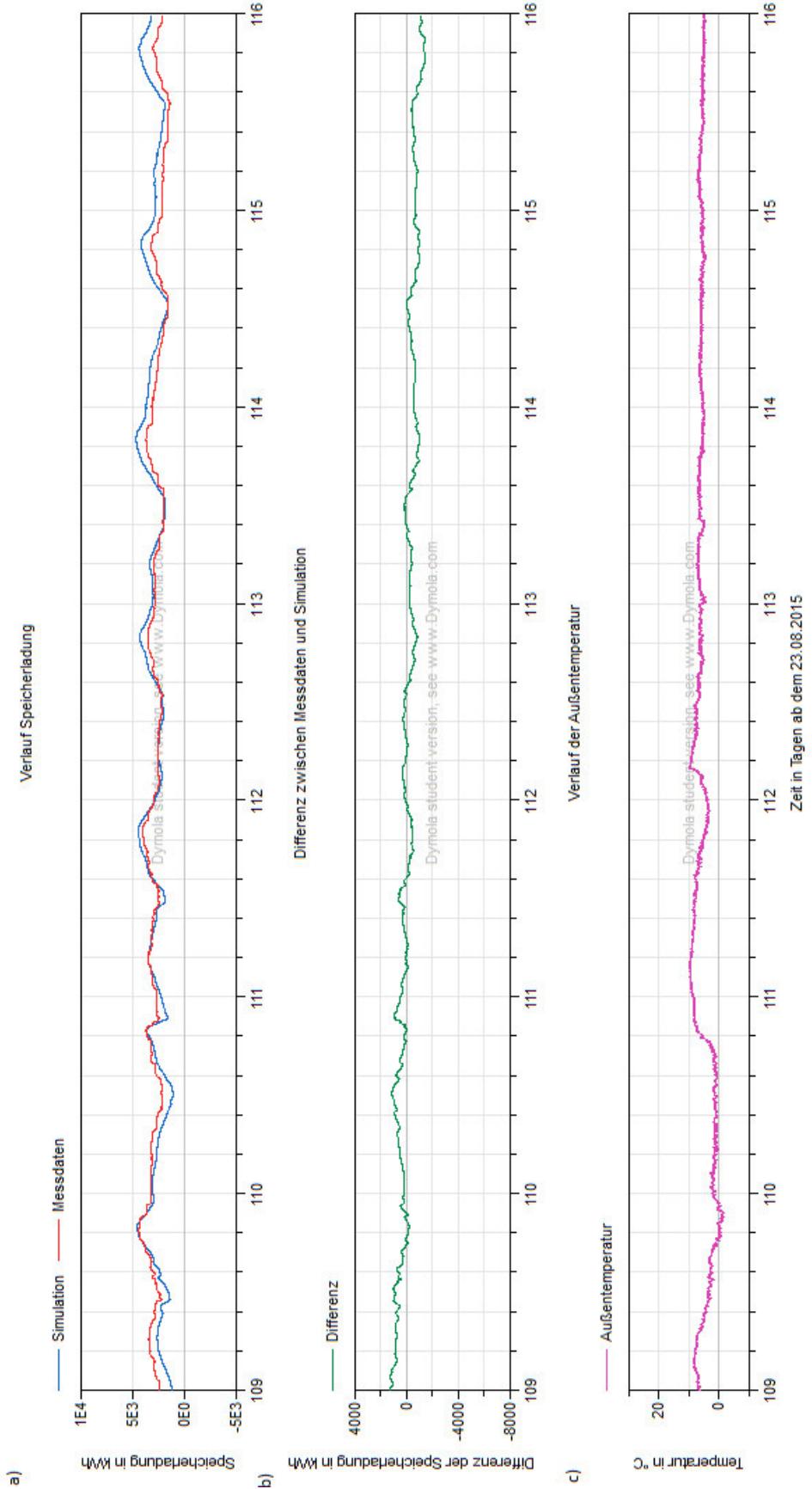


Abbildung 39: Kalibrierte Woche von 10. bis 17. Dezember 2015

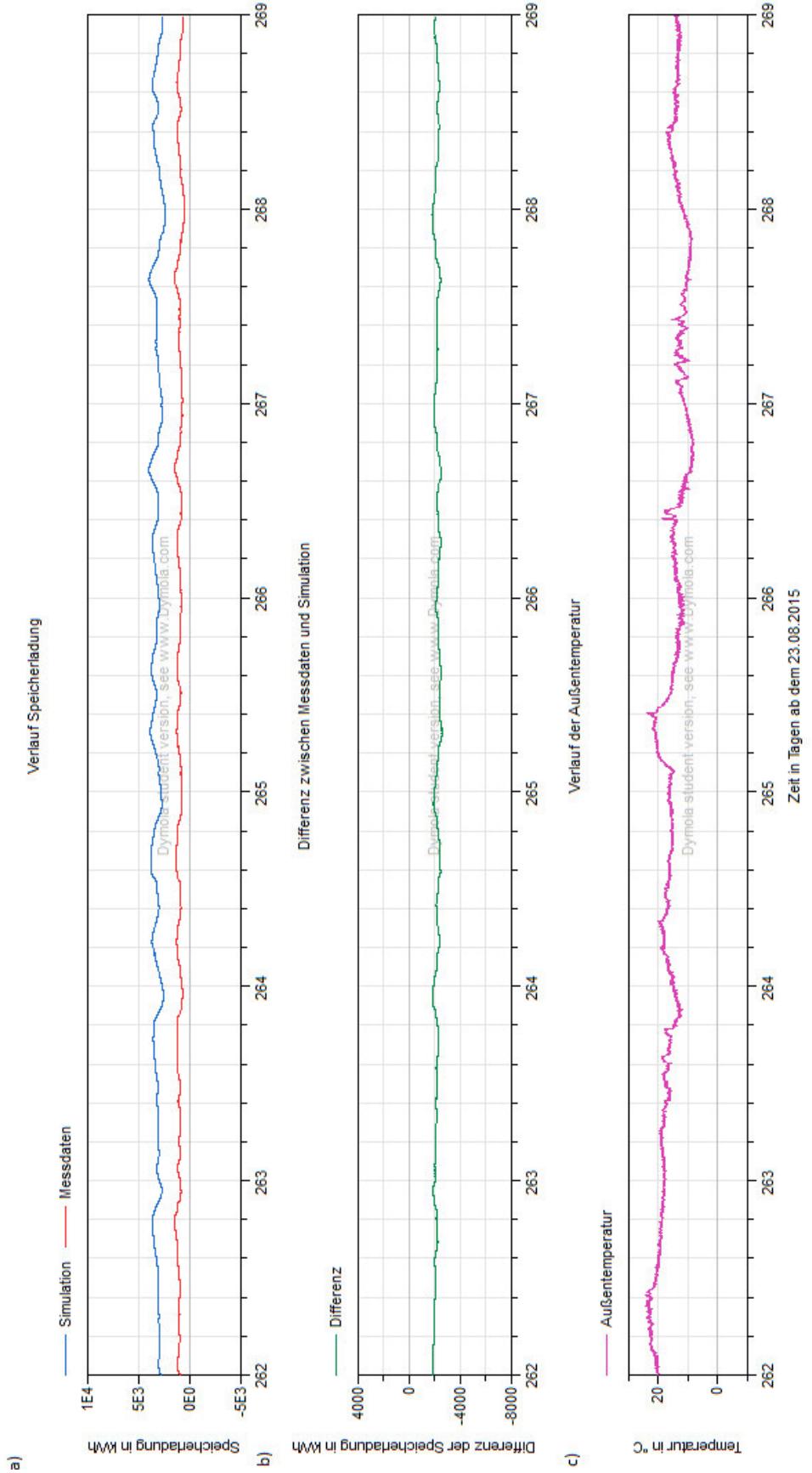


Abbildung 40: Kalibrierte Woche von 11. bis 18. Mai 2016

Ermittlung der zu bereitstellenden Leistung

Modellname: TwoLayerFindProdHeat

Modellpfad: DistrictHeating.Calibration

Dieses Modell ermittelt den Verlauf der Leistung, die die Kessel zur Verfügung stellen müssen. Als Vorgaben dienen die Netzleistung und die Speicherladung. Das Modell ist in Abbildung 41 dargestellt. In der Mitte befindet sich der Zweischicht-Speicher (Store). Beim Speicher-Objekt wurde der linke Energiefluss-Konnektor entfernt. Stattdessen wird dem Objekt die Messwertreihe der Speicherladung (Store_source) (durch eine oben befindliche Real-Vorgabe) vorgegeben. Zur Ergänzung der Einheit wird zwischen den Messwerten und dem Speicher ein weiteres Objekt geschalten (Origin...). Wie schon im ersten Kalibrierungsmodell wird hier der Wärmeverlustkoeffizient des Speichers durch eine Tabelle vorgegeben. Die Tabelle setzt den Wärmeverlustkoeffizient außerhalb der Betriebszeiten der Anlage auf null, um dadurch die Speicherverluste außerhalb der Betriebszeiten nicht zu berücksichtigen.

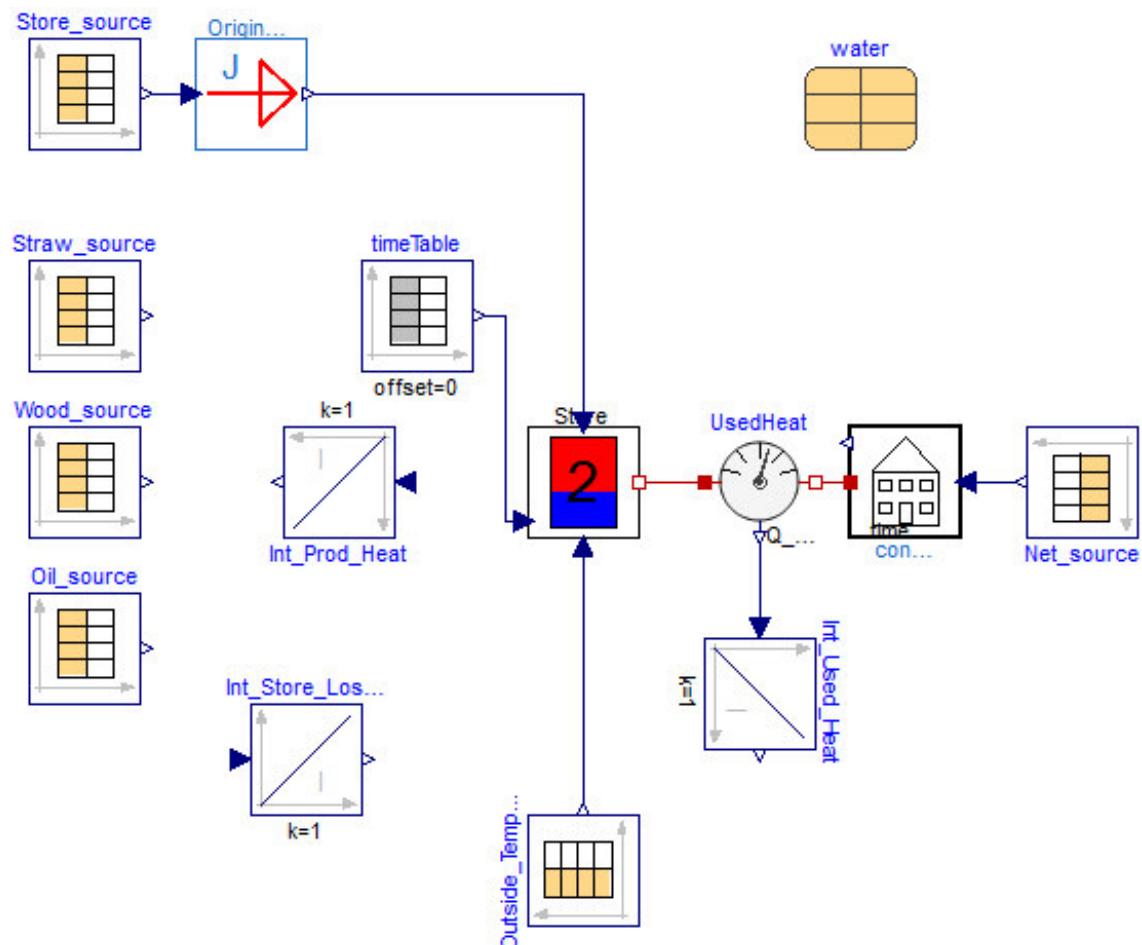


Abbildung 41: Modell zur Ermittlung der zu bereitstellenden Leistung

Die Außentemperatur (Outside_Temp...) wird dem Speicher ebenfalls vorgegeben. Rechts des Speichers befindet sich der Netzteil (Net_source, con..., UsedHeat, Int_Used_Heat), welcher dem aus Abbildung 38 entspricht.

Die gesuchte bereitzustellende Leistung wird durch Gleichungen im Speicher-Objekt ermittelt. Links des Speichers befinden sich nun keine Kessel, sondern lediglich die Messwertreihen der Kessel (Straw_source, Oil_source, Wood_source), um das simulierte Ergebnis mit den Messwerten zu vergleichen. Die bereitzustellende Leistung wird integriert, um die gesamte Energieproduktion der Saison zu ermitteln (Int_Prod_Heat). Die Speicherverlustleistung wird ebenfalls integriert, um die Speicherverluste der gesamten Saison zu ermitteln (Int_Store_Los...). Die physikalischen Eigenschaften des Speichermediums sind im Record (water) erfasst.

Ermittlung der Netzleistung

Modellname: TwoLayerFindUsedHeat

Modellname: DistrictHeating.Calibration

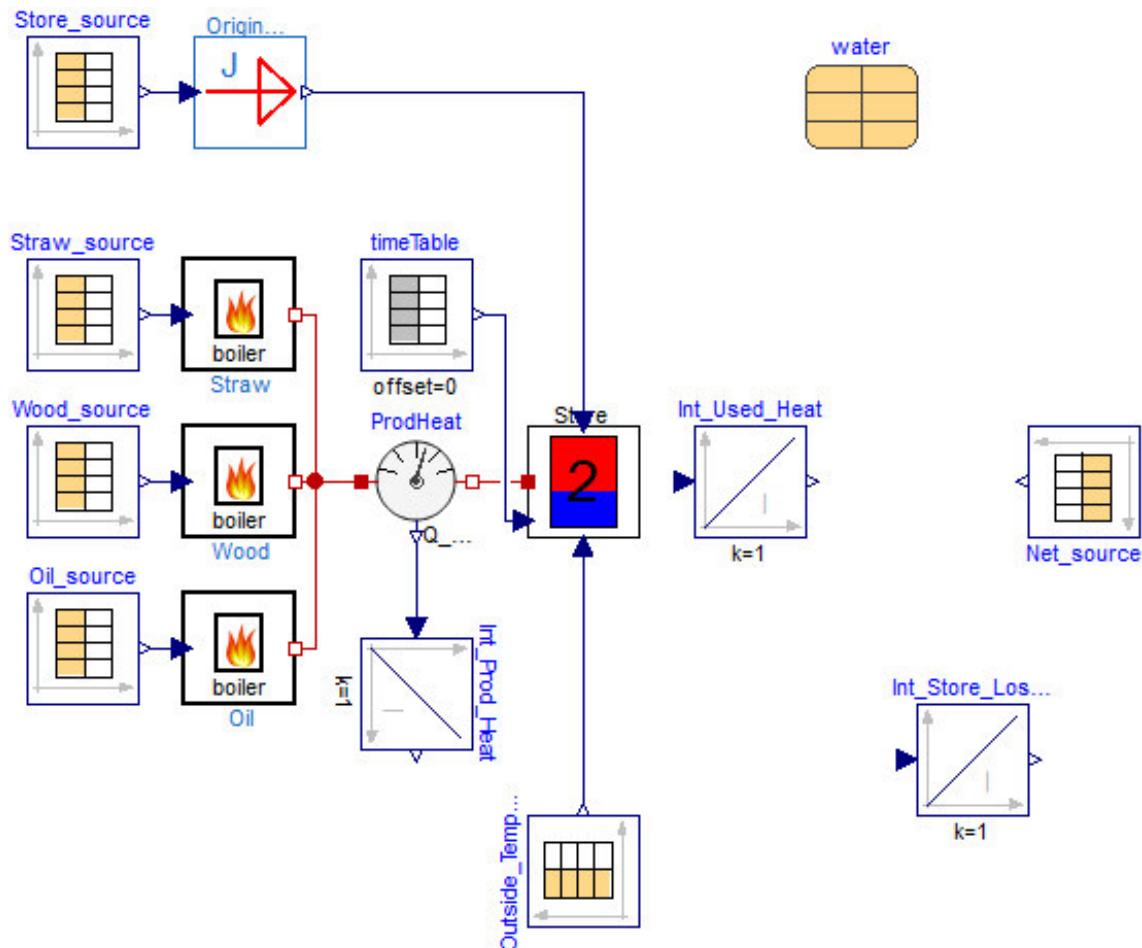


Abbildung 42: Modell zur Ermittlung der Netzleistung

Im Modell, das in Abbildung 42 dargestellt ist, wird anhand der bereitgestellten Leistung und der Speicherladung die Netzleistung ermittelt. Im Vergleich zu Abbildung 38 wird nun die rechte Seite des Modelles adaptiert. Beim Zweischicht-Speicher (Store) wird der rechte Energiefluss-Konnektor entfernt. Der Speicher ist wie im Modell zur Ermittlung der zu bereitstellenden Leistung (Abbildung 41) mit Vorgaben von Speicherladung, Wärmeverlustkoeffizient und Außentemperatur ausgestattet. Die Netzleistung wird durch Gleichungen im Speicher-Objekt ermittelt. Diese Leistung wird integriert, um die gesamte Netzenergie über die Saison zu erhalten. Die Messwertreihe der Netzleistung (Net_source) steht für Vergleichszwecke zwischen Simulation und Messwerten zur Verfügung. Die Speicherverlustleistung wird ebenfalls integriert, um die Speicherverluste über die Saison zu ermitteln. Der Record (water) enthält die physikalischen Eigenschaften des Speichermediums.

Ermittlung der durchschnittlichen Speicherverlustleistung

Modellname: TwoLayerFindAverageLoss

Modellpfad: DistrictHeating.Calibration

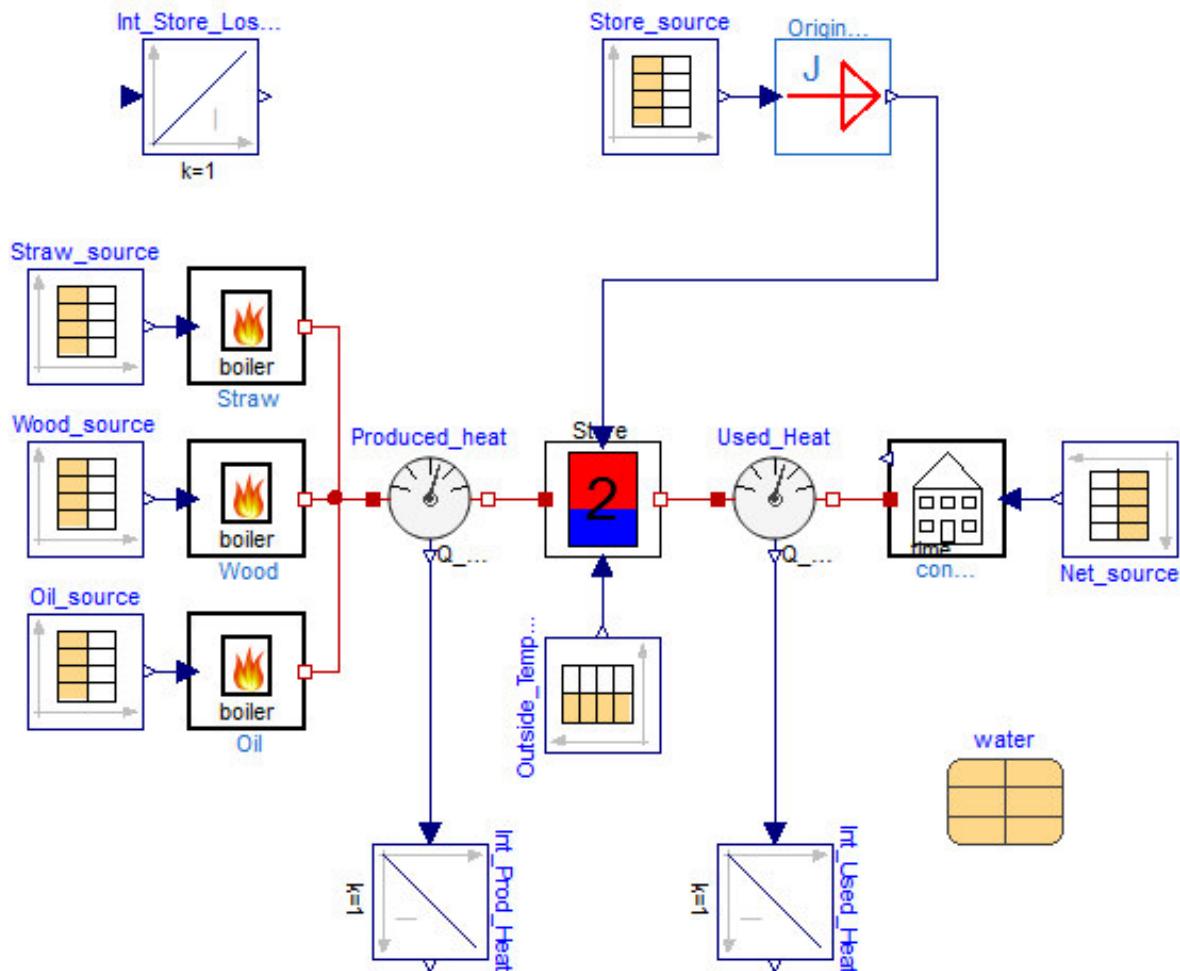


Abbildung 43: Modell zur Ermittlung der durchschnittlichen Speicherverlustleistung

Das Modell, welches in Abbildung 43 dargestellt ist, ermittelt, wie hoch die durchschnittliche Speicherverlustleistung ist. Das Modell entspricht Großteils dem ersten Kalibrierungsmodell aus Abbildung 38, jedoch mit zwei Abweichungen: Die erste Adaptierung ist, dass die Messwertreihe der Speicherladung dem Speicher vorgegeben wird. Durch die zusätzliche Vorgabe wird nun der Wärmeverlustkoeffizient nicht mehr als Parameter vorgegeben, sondern errechnet sich im Speicher-Objekt. Die Ermittlung der Verlustleistung des Speichers ist als Gleichung im Speicher-Objekt hinterlegt.

Aus dem Verlauf der Speicherverlustleistung wird der arithmetische Mittelwert gebildet. Dafür wird nur jener Zeitraum betrachtet, in dem die Anlage in Betrieb ist (Simulationszeit zwischen 2.002.800 s und 24.313.375 s). Dies führt zu einer durchschnittlichen Verlustleistung des Speichers von 55 kW.

Anhang G: Regelungsstrategiebildung

Objekt zur Regelung nach der Außentemperatur

Modellname: OutsideTempControl

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Control

Abbildung 44 zeigt das Modell zur Ermittlung der Kesselleistung in Abhängigkeit von Außentemperatur und Speicherladung. Die Außentemperatur wird als Real-Variable übernommen (u), ebenso die Speicherladung (u1).

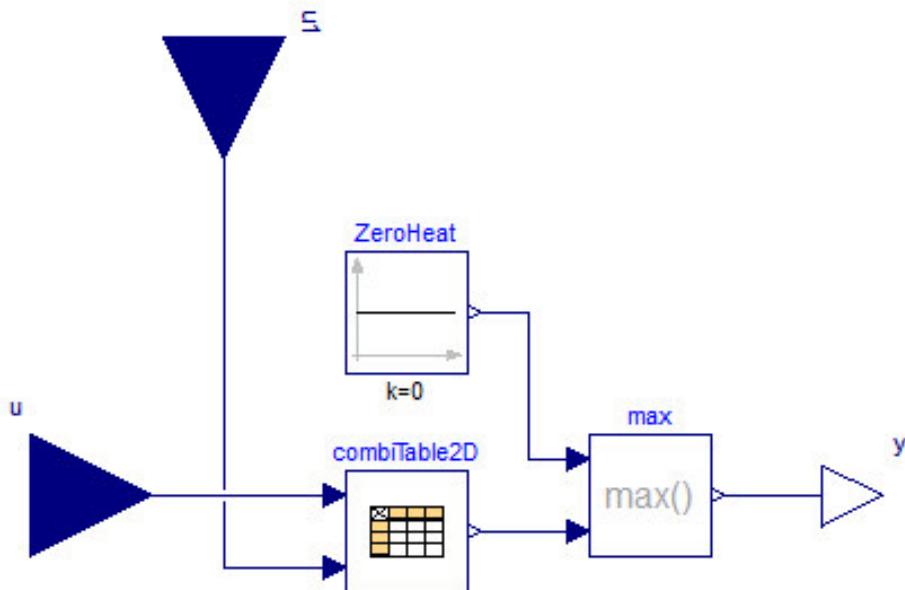


Abbildung 44: Modell zur Regelung nach der Außentemperatur

Diese beiden Parameter dienen als Input für die Zuordnungstabelle (combiTable2D). Die Temperaturvorgabe muss in der SI-Einheit Kelvin erfolgen, die Vorgabe der Speicherladung kann entweder als Grenzschichthöhe in m oder als Ladung in J

angegeben werden, sofern in der Tabelle dieselbe Einheit verwendet wird. Ein Beispiel für den Inhalt der Tabelle ist in Tabelle 7 dargestellt. Im Gegensatz zu Tabelle 7 ist im Modell die Ergänzung der SI-Vorsilben nicht möglich. Wird die Kesselleistung in Watt eingetragen, muss die Vorgabe der Temperatur und der Speicherladung ebenfalls in Kelvin und Meter bzw. Joule erfolgen. Wird die Kesselleistung mit der Vorsilbe „k“ (Kilo) eingetragen, muss die Vorgabe der Temperatur in Kilo-Kelvin und die Speicherladung in Kilometer bzw. Kilo-Joule erfolgen. Die Tabelle gibt die Kesselleistung aus. Da die Kesselleistung nicht negativ sein kann wird dies durch die beiden folgenden Objekte (ZeroHeat und max) verhindert. Die (nicht negative) Leistung wird über den Real Output (y) übergeben.

Parametrierung PI-Regler

Modellname: PIDParametersStep

Modellpfad: DistrictHeating.PlantControlComparison.ConstantVariableStoreTwoLayer

In Abbildung 45 ist das Modell zur Ermittlung der PI-Reglerparameter dargestellt. In der Mitte der Abbildung befindet sich der Speicher (storage...), der eine konstante Außentemperatur erhält (ConstantOutsi...), die konstante Außentemperatur entspricht der mittleren Außentemperatur über die Heizsaison). Links des Speichers befindet sich ein Kessel (boilerInFi...), der nach 2 Stunden Simulationszeit (Einschwingvorgang für einen stationären Zustand) eine sprunghafte Leistungsänderung (BoilerStep) erfährt. Die Nutzleistung des Kessels wird von 81,82 kW (Verlustleistung des Speichers bei gemittelter Außentemperatur und entladenem Zustand) auf 2.000 kW erhöht. Rechts des Speichers befindet sich das Netz (con...), der ebenfalls nach 2 Stunden eine sprunghafte Leistungserhöhung (ConsumerStep) erfährt. Die Netzleistung wird von null auf 1.900 kW erhöht. Der Record (water) enthält die physikalischen Parameter des Speichermediums Wasser). Das Differenzierungsobjekt (Slope) gibt die Änderung der Grenzschichthöhe in m/s an.

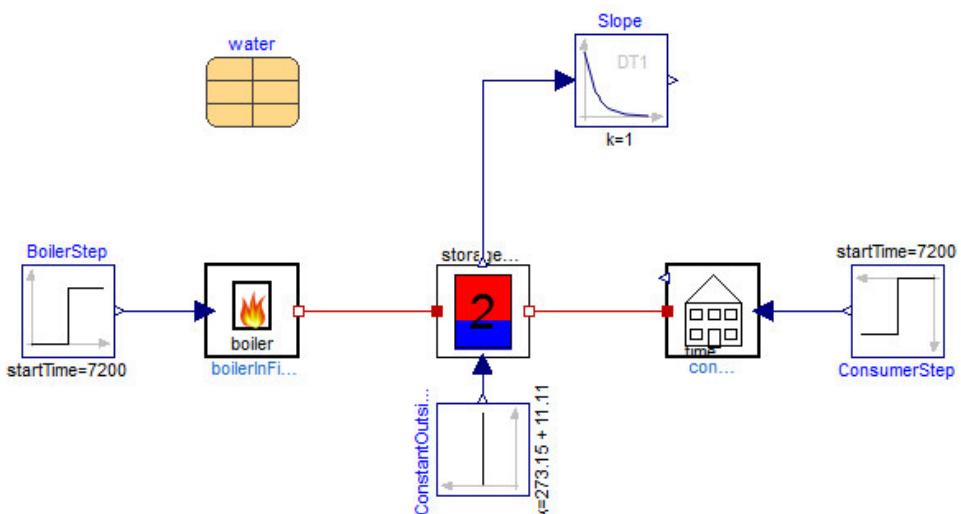


Abbildung 45: Modell zur Ermittlung der PI-Regelparameter

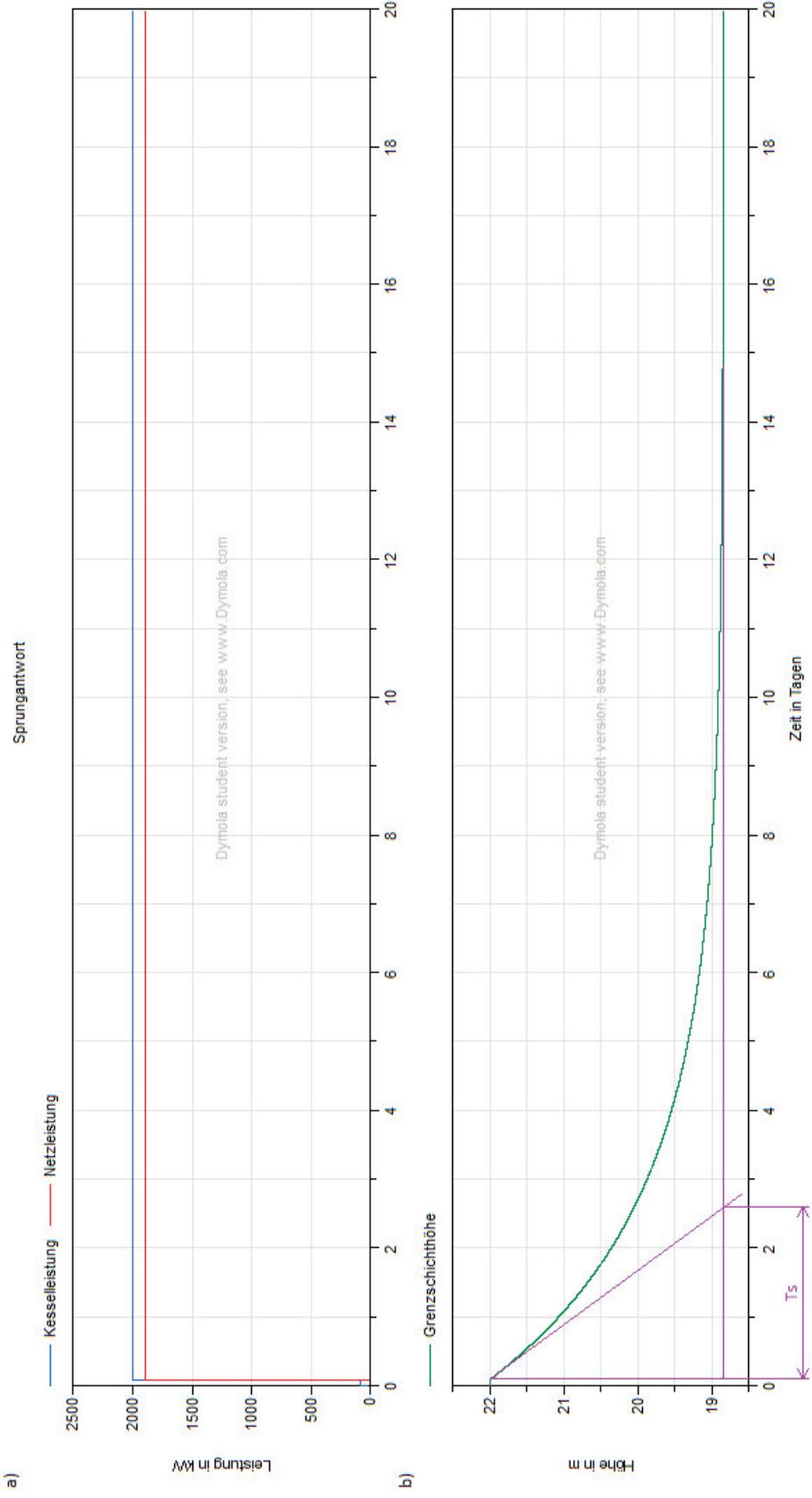


Abbildung 46: Sprungantwort

In Abbildung 46 ist die Sprungantwort des Speichers dargestellt. Diagramm a zeigt den Verlauf von Kessel- (blauer Graph) und Netzleistung (roter Graph), Diagramm b den Verlauf der Grenzschichthöhe. Je höher die Grenzschicht liegt, desto geringer ist die Speicherladung. 2 Stunden nach Simulationsbeginn werden Kessel- sowie Netzleistung sprunghaft erhöht. Die Regelstrecke (Speicher) verhält sich wie ein PT_1 -Glied. Der Speicher ist zu Beginn vollständig entladen. Da die Summe aus Netzleistung und Speicherverlustleistung geringer ist als die Kesselleistung führt dies zu einem Anstieg der Speicherladung. Die Grenzschichthöhe des Speichers sinkt von der Ausgangshöhe von 22 m auf ca. 19 m. Durch die Ladung des Speichers (absinken der Grenzschichthöhe) steigt auch die Speicherverlustleistung an. Nach ca. 16 Tagen stellt sich ein Gleichgewicht zwischen Kesselleistung und Summe aus Netzleistung und Speicherverlustleistung ein. Die Zeitkonstante T_s ergibt sich aus der Zeit zwischen Leistungssprung und Schnittpunkt der Tangente der Höhenkurve zum Zeitpunkt des Sprungs mit der Endhöhenasymptote. Die Steigung der Tangente entspricht der differenzierten Höhe zum Zeitpunkt des Sprunges. Diese Tangente wird durch den Punkt mit den Koordinaten der Anfangshöhe auf der Ordinate und dem Zeitpunkt des Leistungssprunges auf der Abszisse gelegt (Tkotz 2005). Die Zeitkonstante T_s beträgt 225.400 s.

Parametrierung PID-Regler

Modellname: PIDParametersRamp

Modellpfad: DistrictHeating.PlantControlComparison.ConstantVariableStoreTwoLayer

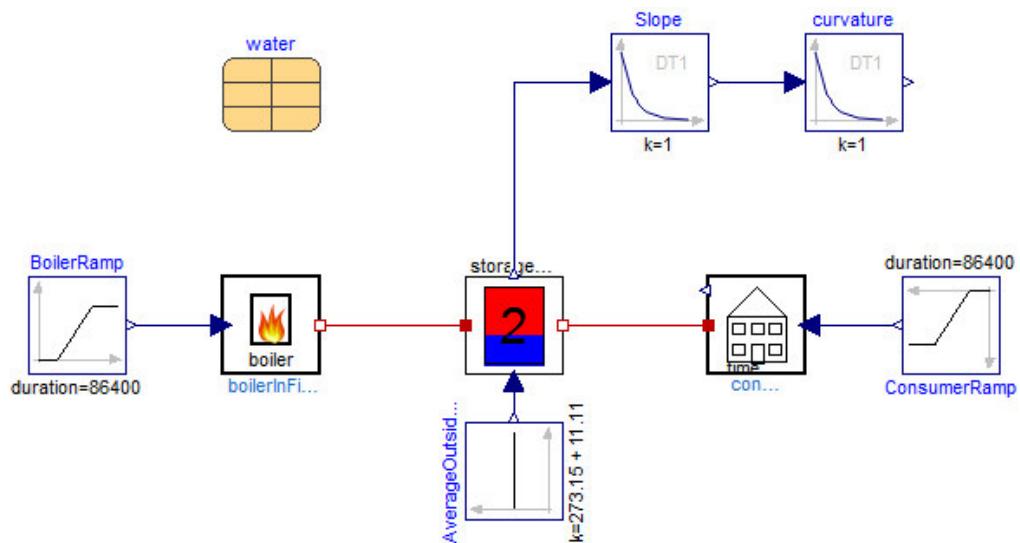


Abbildung 47: Modell zur Ermittlung der PID-Regelparameter

Abbildung 47 zeigt das Modell zur Ermittlung der Parameter für den PID-Regler. Das Modell entspricht bis auf drei Ausnahmen dem Modell zur Ermittlung des PI-Reglers (Abbildung 45). Anstatt dem sprunghaften Anstieg der Leistungen erfolgen der Anstieg rampenförmig (BoilerRamp, ConsumerRamp).

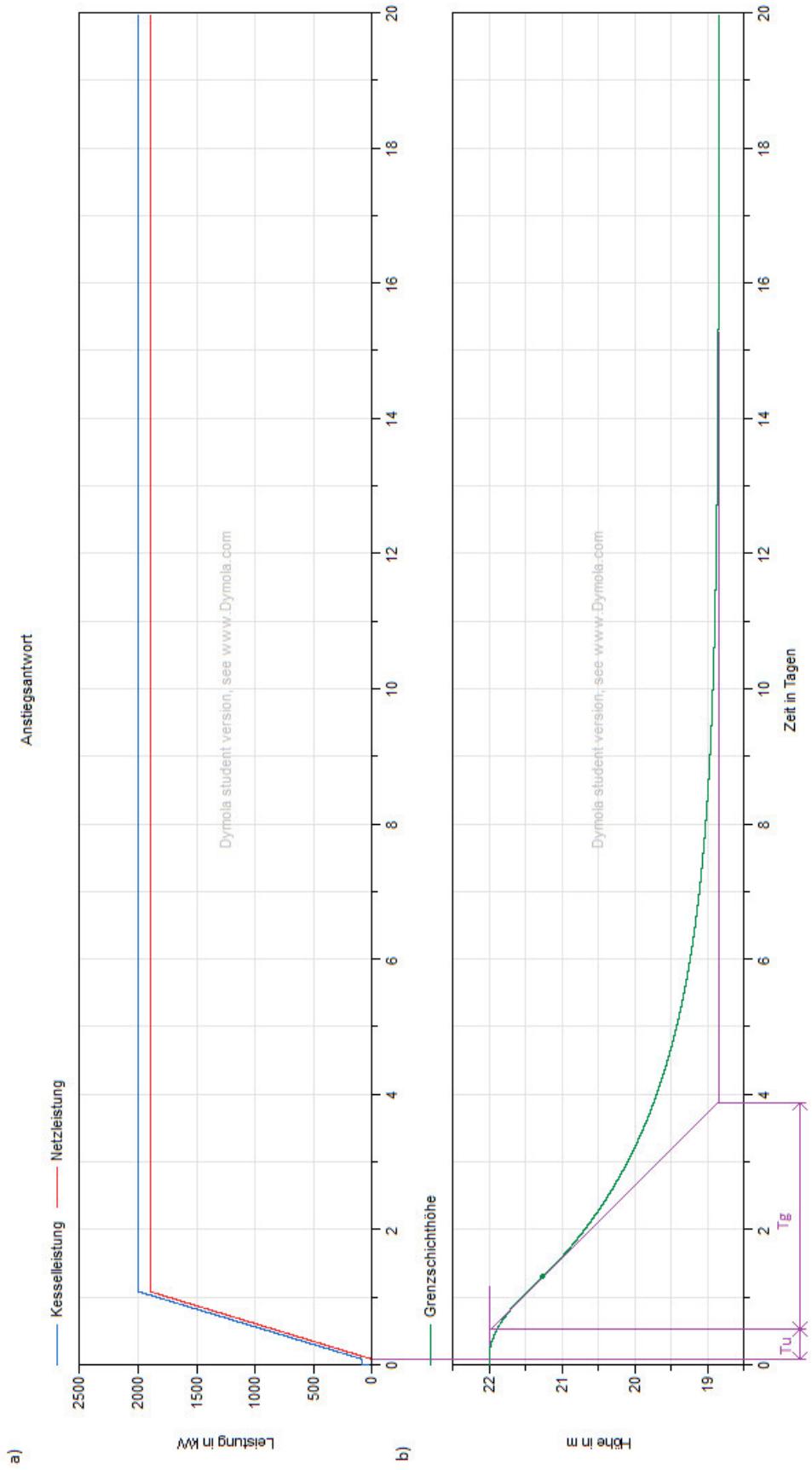


Abbildung 48: Anstiegsantwort

Die Kesselleistung wird in einer Zeit von 24 h von 81,82 kW (Verlustleistung des Speichers bei gemittelter Außentemperatur und entlademem Zustand) auf 2.000 kW erhöht. Die Netzeleistung wird in einer Zeit von 24 h von null auf 1.900 kW erhöht. Neben der ersten Ableitung der Grenzschichthöhe wird zusätzlich die zweite Ableitung (curvature) zur Ermittlung der Krümmung gebildet.

Abbildung 48 zeigt die Anstiegsantwort des in Abbildung 47 dargestellten Modells. Diagramm a zeigt den Verlauf von Kessel- (blauer Graph) und Netzeleistung (roter Graph), Diagramm b den Verlauf der Grenzschichthöhe des Speichers. Die Regelstrecke (Speicher) verhält sich wie ein PT₂-Glied. Anfangs- und Endgrenzschichthöhe des Speichers entsprechen jenen Werten des PT₁-Verhaltens. Das Verfahren nach Chien/Hornes/Reswick setzt voraus, dass die beiden Zeitkonstanten T_u und T_g bekannt sind. T_u entspricht jener Zeit, die zwischen dem Beginn der Leistungs-Rampen und dem Schnittpunkt der Wendetangente mit der Anfangshöhe der Grenzschicht liegt. T_g entspricht jener Zeit, die zwischen Schnittpunkt der Wendetangente mit der Anfangshöhe der Grenzschicht und dem Schnittpunkt der Wendetangente mit der Endhöhe der Grenzschicht liegt.

Aus der zweiten Ableitung geht hervor, dass der Zeitpunkt der Wendestelle bei 93.640 s liegt. Die Steigung der Tangente an der Wendestelle beträgt -0.00001166 m/s. Die Höhe der Grenzschicht an der Wendestelle beträgt 21,46 m. Aus der Steigung und dem Wendepunkt lässt sich die Gleichung der Wendetangente ermitteln. Der Ordinatenabstand der Tangente beträgt 22,56 m. Mit der Gleichung der Wendetangente wird jene Zeit ermittelt, bei der die Grenzschichthöhe 22 m beträgt. Diese Zeit wird um 2 Stunden verringert (Zeit zwischen Beginn der Simulation und Beginn der Rampe). Die nun erhaltene Zeit entspricht der Zeitkonstante $T_u = 40.410$ s. Setzt man in die Gleichung der Wendetangente die Endhöhe ein, und verringert diese Zeit um 2 Stunden und um die Zeitkonstante T_u so erhält man die Zeitkonstante $T_g = 269.400$ s. Da das Verhältnis aus $\frac{T_g}{T_u} = 6,668$ kleiner als 10 aber größer als 3 ist, ist die Regelstrecke regelbar (Tkotz 2005).

Objekt zur Regelung der Speicherladung

Modellname: PIDControlStorageFilling

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Control

Abbildung 49 zeigt das Modell des PID-Reglers. Die Ist-Speicherladung (Regelgröße) wird mittels Real-Variable übernommen (u). Die Soll-Speicherladung (Führungsgröße) wird entweder intern über einen Parameter definiert oder über eine externe Real-Variable vorgegeben (u1). Anschließend wird die Differenz aus Führungsgröße und Regelgröße gebildet (feedback). Diese Differenz (Regeldifferenz) wird den stetigen Regler-Anteilen P, I und D übergeben. Das P-Glied besitzt eine Verstärkung von 1. Der Ausgang dieser drei

Signale wird summiert (Add) und anschließend verstärkt (Gain). Das verstärkte Signal (Stellgröße) wird als Real-Variable (y) übergeben. Der Output stellt die Soll-Kesselleistung dar. Die Übertragungsfunktion des PI-Reglers ist in Formel [4] ersichtlich, die des PID-Reglers ist in Formel [7] dargestellt.

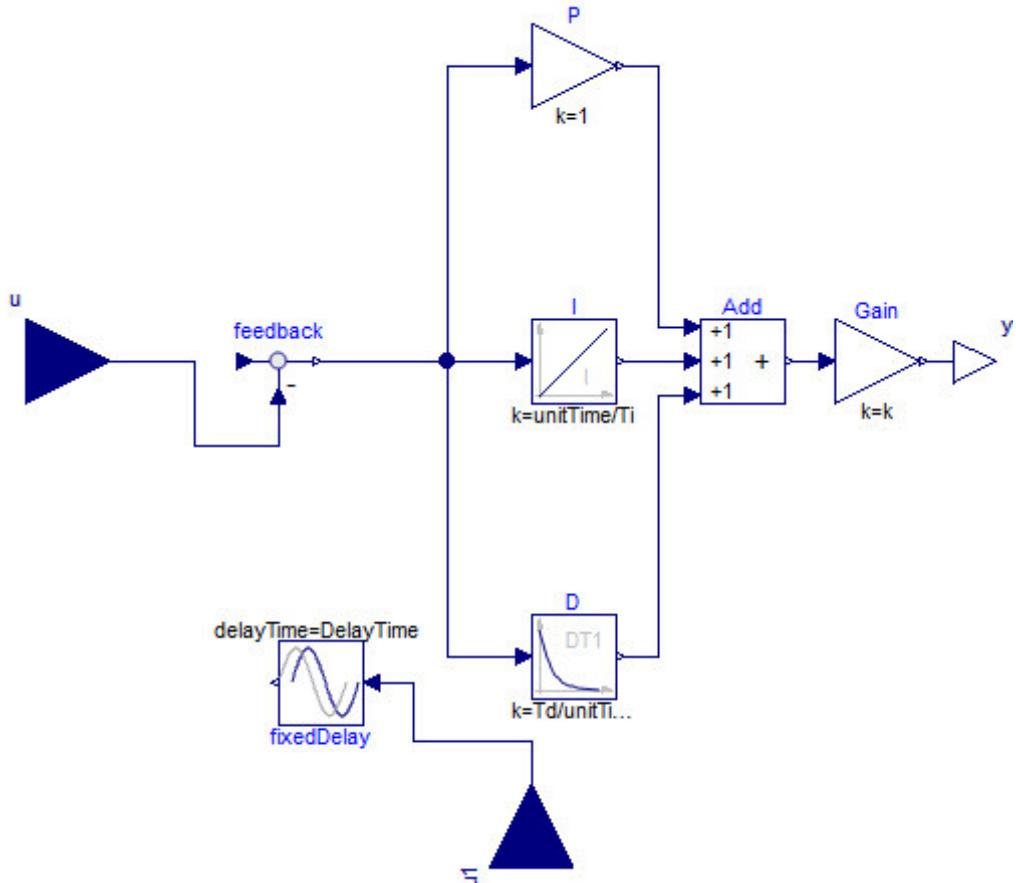


Abbildung 49: PID-Reglermodell

Modell zur Anwendung der Speicherladungs-Regelung

Modellname: PidUse, (ConstantBoilerHeatFlow, OutTempUse, BestEfficiency)

Modellpfad: DistrictHeating.PlantControlComparison.ConstantVariableStoreTwoLayer, (DistrictHeating.PlantControlComparison.ConstantBoilerHeatFlowTwoLayer, DistrictHeating.PlantControlComparison.OutsideTempControlTwoLayer, DistrictHeating.PlantControlComparison.BestEfficiencyTwoLayer)

Stellvertretend für alle Regelungen wird an dieser Stelle die Anwendung der Regelungen am Beispiel der Speicherladungs-Regelung erklärt. Das Modell der Speicherladungs-Regelung ist in Abbildung 50 dargestellt. Die „Standard“-Anlage besteht aus den drei wesentlichen Komponenten: Kessel (boilerB...), Speicher (storag...) und Netz (con...) sowie den Zusatzelementen der Außentemperatur-Messwertreihe (Outside_Temp...), der Netzeleistungs-Messwertreihe (Net_source) und den Parametern des Speichermediums

(water). Das neue wesentliche Objekt ist die PID-Regelung (PID). Diese bekommt die Ist-Ladung vom Speicher und die Soll-Ladung von einem weiteren Objekt (StoreTarget) übermittelt und ermittelt daraus die Soll-Kesselleistung. Diese Soll-Leistung wird dem Kessel übergeben. Je nachdem, welcher der beiden Records (piParameter und pidParameter) im PID-Regler hinterlegt sind, wird entweder die PI- oder die PID-Regelung angewandt.

Die drei weiteren Regelungsmodelle (Regelung nach der Außentemperatur, Regelung nach durchschnittlicher Netzleistung, Regelung nach Bestpunkt-Betrieb) sind ähnlich aufgebaut wie das Modell in Abbildung 50. Statt der PID-Regelung wird das jeweilige Regler-Objekt angewendet. Alle Regelungen greifen auf die Speicherladung zu. Neben dieser Variablen werden abhängig von der Regelung weitere Variablen abgegriffen.

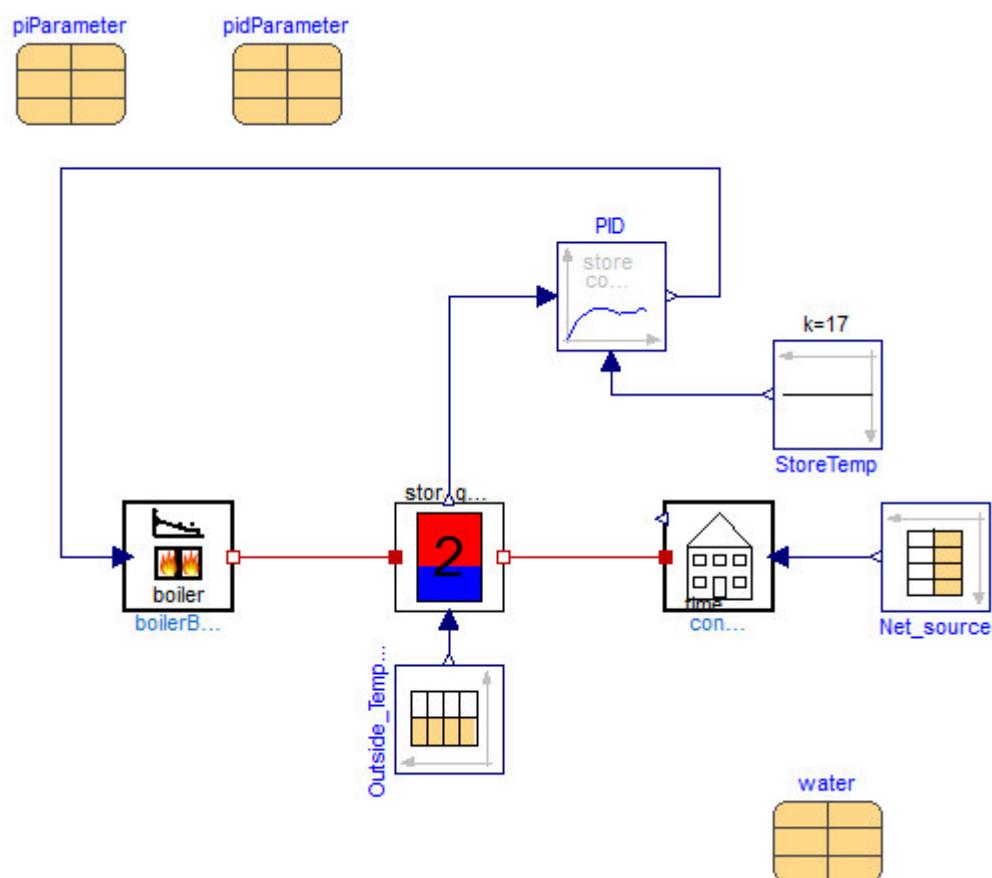


Abbildung 50: Anwendung des PID-Reglers

Objekt der Kesselleistung nach durchschnittlicher Netzleistung

Modellname: MeanBoilerHeatTwoLayer

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Control

Abbildung 51 zeigt das Modell der Regelung nach abschnittsweise durchschnittlicher Netzleistung. Als Real Inputvariablen dienen einerseits die Netzleistung (u) und die

Speicherladung (u_1). Die Netzleistung wird über den bestimmten Zeitabschnitt gemittelt (meanHeat). Die gemittelte Leistung wird mit einem Verstärkungsfaktor multipliziert (product). Die gemittelte Leistung ist jeweils um eine Periode zeitversetzt. Das heißt, dass erst nach Ablauf der ersten Periode eine Soll-Kesselleistung ausgegeben wird, da der Mittelwert zu Beginn gleich null ist. Aus diesem Grund gibt es die Möglichkeit, eine „Startleistung“ (const) zu definieren. Dies wird über den Schalter (switchBegin) realisiert. Solange die Auslösezeit (booleanStep) nicht erreicht ist, wird der Startwert ausgegeben. Nach Ablauf der Auslösezeit erfolgt die Vorgabe der Kesselleistung durch die Regelung. Die ermittelte Soll-Kesselleistung wird als Real Variable (y) ausgegeben.

Die Grenzschichthöhe des Speichers (u_1) dient zwei Hysteresen (hysteresis und hysteresis2) als Vorgabe. Diese beiden Hysteresen bestimmen, in welchem Höhenintervall sich der Speicher befindet. Deren Boolean-Signale werden an drei Schalter (switchlow, switchup, mainSwitch) weiter geleitet. Die Schalter bestimmen welche der vier konstanten Vorgaben (low1, low2, high1, high2) an die Multiplikation übergeben wird.

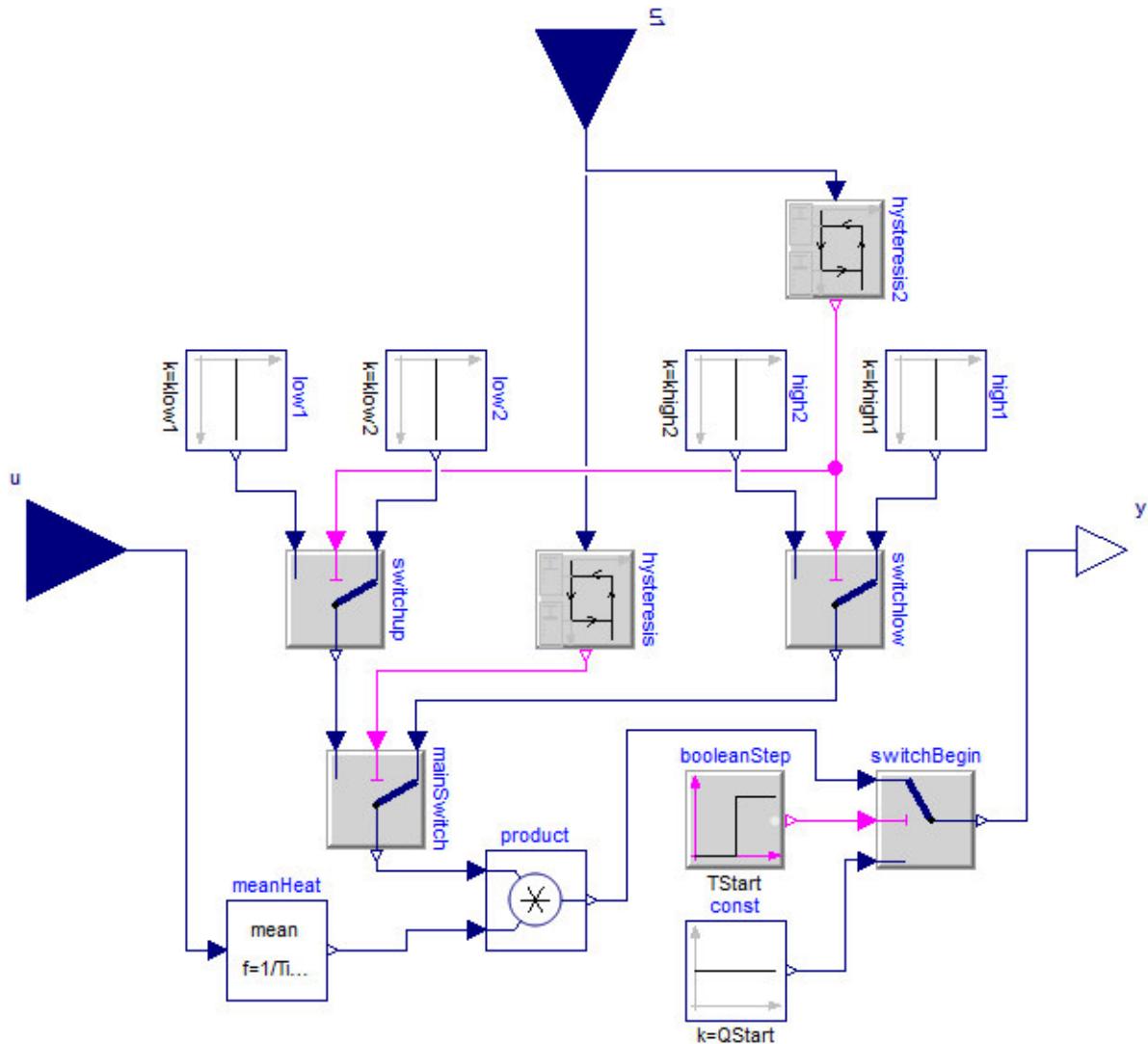


Abbildung 51: Modell für konstante Kesselleistung

Die vier Verstärkungsfaktoren sowie die vier Grenzschichthöhen für die Hysteresen werden als Parameter vorgegeben. Der Zusammenhang zwischen den Grenzschichthöhen und den Verstärkungsfaktoren ist in Abbildung 52 dargestellt.

In Abbildung 52 ist der Verstärkungsfaktor in Abhängigkeit der Grenzschichthöhe dargestellt. Diagramm a zeigt den Verlauf der Grenzschichthöhe (grüner Graph). Neben dem Verlauf der Grenzschichthöhe sind sechs Referenz-Grenzschichthöhen im Diagramm eingetragen. Die rot durchgezogene Linie stellt die (physikalisch) größtmögliche Speicherladung dar, die rot gestrichelte Linie die oberste Eingriffsgrenze ($H_{highload1}$), die rot punktierte Linie die obere Eingriffsgrenze ($H_{highload2}$). Die blau gepunktete Linie stellt die untere Eingriffsgrenze ($H_{lowload2}$), die blau gestrichelte Linie die unterste Eingriffsgrenze ($H_{lowload1}$) und die blau durchgezogene Linie die (physikalisch) kleinstmögliche Speicherladung dar. Diagramm b zeigt den dazugehörigen Verstärkungsfaktor. Darin sind die vier Faktoren k_{high1} , k_{high2} , k_{low2} und k_{low1} eingetragen.

Das Ziel der Regelung ist es, den Speicher vollständig zu beladen und anschließend wieder vollständig zu entladen. In der Darstellung wird dies vereinfacht durch eine Sinus-Kurve (blauer Graph) dargestellt.

Zu Beginn herrscht eine mittlere Höhe im Speicher, woraus der Verstärkungsfaktor k_{low1} resultiert. Der Wert dieses Faktors wird so gewählt, dass die bereitgestellte Leistung kleiner als die Summe aus Netzleistung und Speicherverlustleistung ist. Beträgt beispielsweise die durchschnittliche Netzleistung 1.000 kW und die Speicherverlustleistung 100 kW muss die Kesselleistung kleiner als 1.100 kW sein. Daraus resultiert, dass der Verstärkungsfaktor k_{low} maximal 1,1 betragen darf. Daher führt dieser Faktor zu einem Absinken der Speicherladung (bzw. einem Anstieg der Grenzschichthöhe). Wird die Grenzschichthöhe $H_{lowload2}$ erreicht, wird der Verstärkungsfaktor zu k_{low2} erhöht. Dieser Faktor ist höher als k_{low1} , jedoch immer noch so gering, dass die Speicherverlustleistung und die Netzleistung nicht zur Gänze gedeckt werden. Die Speicherladung sinkt mit geringerer Geschwindigkeit als zuvor. Wird die Grenzschichthöhe $H_{lowload1}$ erreicht, wird der Verstärkungsfaktor zu k_{high1} erhöht. Dieser Faktor wird nun so hoch angesetzt, dass Speicherverlustleistung und Netzleistung vollständig gedeckt werden und zusätzlich eine Überproduktion zu einem Anstieg der Speicherladung führt. Aus dem vorhergehenden Beispiel geht hervor, dass der Faktor höher als 1,1 sein muss. Die Speicherladung steigt nun solange an, bis die Grenzschichthöhe $H_{highload2}$ erreicht wird. Zu diesem Zeitpunkt wird der Verstärkungsfaktor zu k_{high2} reduziert. Der Wert dieses Faktors sollte zwischen den Werten von k_{high1} und k_{low2} liegen. In weiterer Folge steigt die Speicherladung mit geringerer Geschwindigkeit als zuvor an. Bei Erreichen der Grenzschichthöhe $H_{highload1}$ wird der Verstärkungsfaktor zu k_{low1} reduziert. Dieser Faktor führt wiederum zu einem Absinken der Speicherladung und der Zyklus beginnt von vorne.

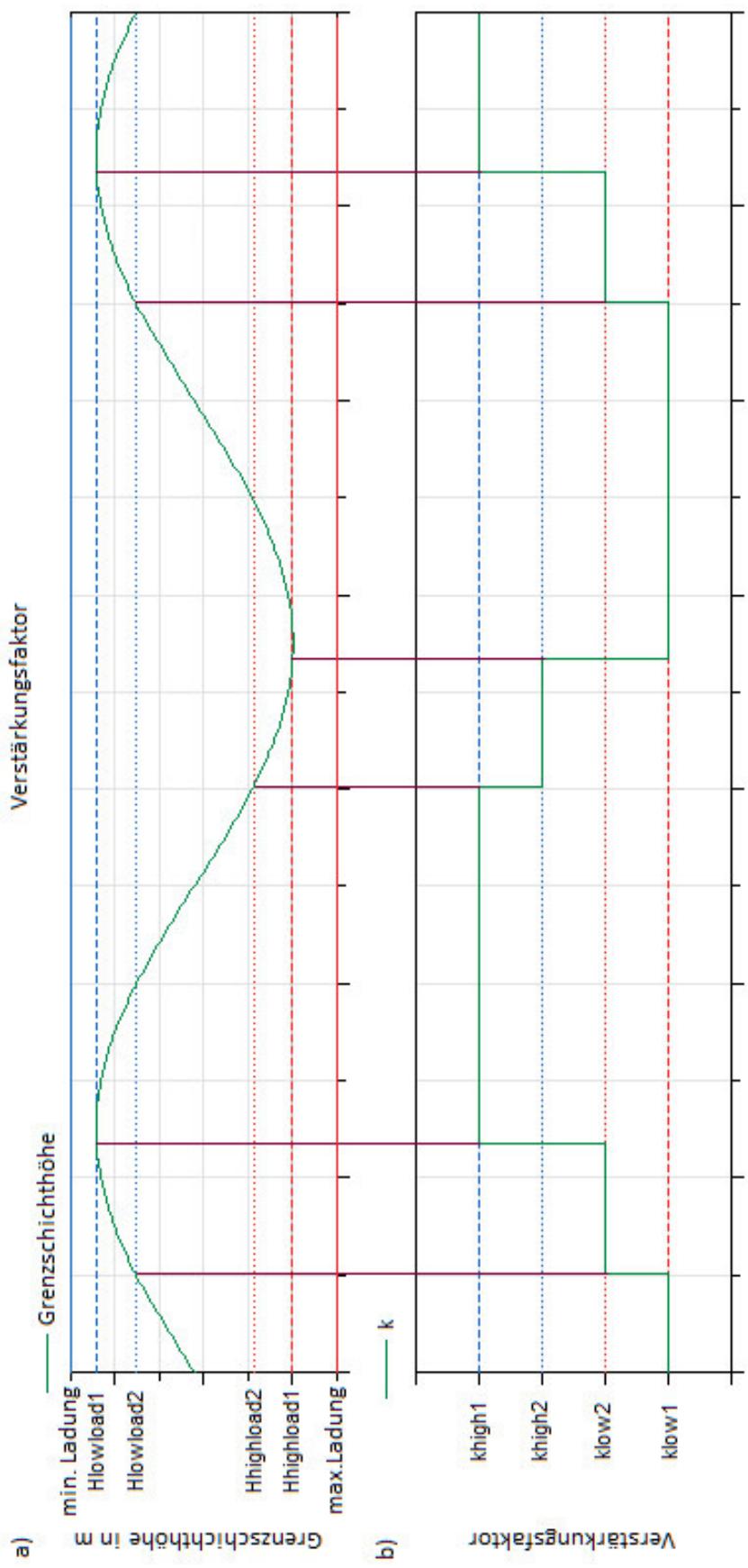


Abbildung 52: Zustandsplan Verstärkungsfaktor

Die beiden Hysteresen sorgen dafür, dass die vier Verstärkungsfaktoren der Reihe nach gewählt werden. Die Abfolge der Grenzen Hlowload2, Hlowload1, Hhighload2, Hhighload1 wird eingehalten. Ist beispielsweise die Grenze Hlowload2 erreicht, wird der Verstärkungsfaktor erst dann geändert, wenn Hlowload1 erreicht wird. Dies verhindert, dass die Speicherladung nur an einer Grenze pendelt und somit nur ein kleiner Teil des Speichervolumens genutzt wird bzw. die Kesselleistung in kurzer Zeit oftmals angepasst werden muss.

Objekt zur Regelung nach Bestpunkt-Betrieb

Modellname: MaximalEfficiencyControl

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Control

Die Regelung im Bestpunkt-Betrieb ist in Abbildung 53 dargestellt. Als Vorgaben dienen die Netzleistung (u) und die Speicher-Grenzschichthöhe ($u1$). Die Netzleistung erhält ein „Toleranzband“, innerhalb dessen der Arbeitspunkt des Kessels gewählt wird. Das Toleranzband wird über eine Gleichung in diskrete Schritte unterteilt. Jeder Schritt ergibt somit einen Leistungswert innerhalb des Toleranzbandes. In einer Tabelle (EffTable) wird jedem Leistungswert der entsprechende Wirkungsgrad zugeordnet. In der Abbildung ist lediglich eine Tabelle ersichtlich, im Gleichungsteil ist eine Schleife hinterlegt, die die entsprechende Anzahl an Tabellen je nach Schrittweite erzeugt. Im Gleichungsteil wird nun über den Wirkungsgrad jener Arbeitspunkt gewählt, der den höchsten Wirkungsgrad aufweist. Dieser Bestpunkt wird kontinuierlich ermittelt und dem Objekt (triggeredSam...) übergeben. Wird dieses Objekt aktiviert, wird der aktuelle Leistungswert ausgegeben. Der ausgegebene Leistungswert wird nun in Abhängigkeit von der Speicherladung verändert. Bei annähernd vollem Speicher wird ab einer definierbaren Grenze die Kesselleistung linear reduziert, sodass die Speicherladung sinkt. Dies gilt für den umgekehrten Fall ebenfalls, also bei leerem Speicher wird die Kesselleistung linear in Abhängigkeit der Grenz-Überschreitung erhöht. Die Anpassung der Kesselleistung an die Speicherladung erfolgt im Gleichungs-Teil. Der ermittelte Wert wird dem nächsten Objekt (max1) übergeben. Dieses Objekt stellt sicher, dass die gewählte Leistung nicht negativ ist. Die Konstante (const) besitzt den Wert null. Im Anschluss an die Minimalbegrenzung der Kesselleistung wird diese als Soll-Kesselleistung übergeben (y).

Im Folgenden wird das Auslösekriterium für das Objekt (triggeredSam...) erläutert: Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten, das Objekt auszulösen. Eine Möglichkeit ist, dass das bereits erwähnte Toleranzband über bzw. unterschritten wird (im Gleichungsteil hinterlegt). In diesem Fall wird eine boolesche Variable auf Wahr gesetzt und löst somit einen kurzen Impuls (rising2) aus. Dieser wird über das Objekt (or1) an den Auslöser weitergeleitet, der eine neue Kesselleistung vorgibt. Die zweite Möglichkeit ist, dass trotz Überschreitung des Toleranzbandes die Leistung nicht angepasst wird (Erklärung siehe Abschnitt 6.4.4). Wird das Toleranzband über- bzw. unterschritten, beginnt eine Zeitzählung (timer). Steigt die Zeitzählung über die definierte Zeit wird ein Boolean Signal

auf Wahr gesetzt (Triggerdelay). Dies führt dazu, dass ein Schalter aktiviert (logicalSwitch) wird. Dieser Schalter gibt nun statt einem Falsch einen booleschen Dauer- Puls mit definierter Periode (booleanPulse) aus. Das heißt, das ausgegebene Boolean Signal wechselt periodisch zwischen Wahr und Falsch. Die Aktivierung des Boolean Pulses führt über das Objekt (rising1) zu einer Auslösung des Trigger-Objektes. Sollte daraufhin die Kesselleistung wieder im Toleranzband liegen, wird die Zeitzählung zurückgesetzt.

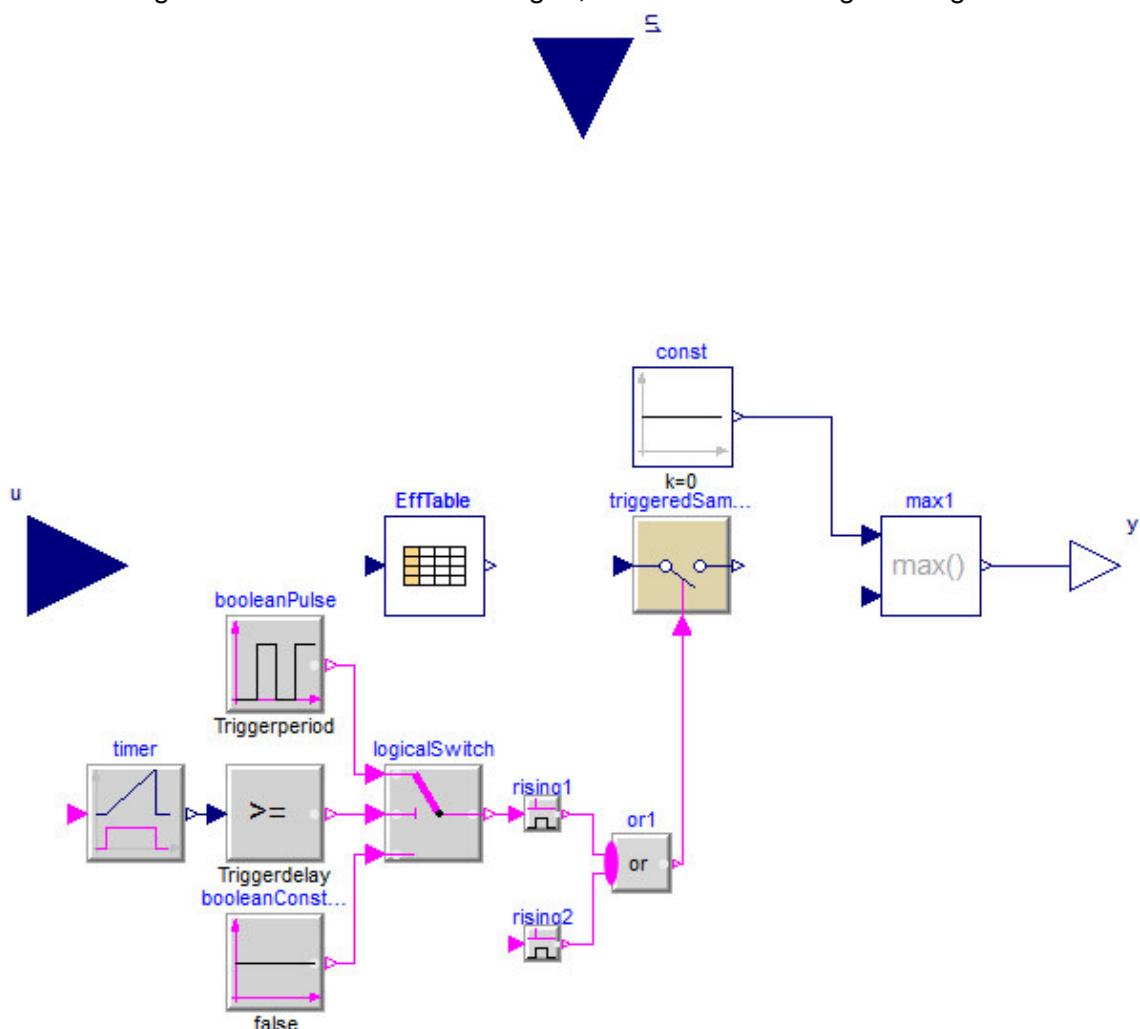


Abbildung 53: Modell zur Regelung im Bestpunkt-Betrieb

Anhang H: Regelungsstrategienvergleich

Wirkungsgradmodell

Modellname: FuelEfficiency

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Control

Dem Wirkungsgradmodell werden Ist- und Soll-Kesselleistung vorgegeben und daraus errechnet sich die Brennstoffleistung. Das Modell ist in Abbildung 54 dargestellt. Die Ist-Kesselleistung wird als Real Variable (u) übernommen, ebenso die Soll-Kesselleistung

(u1). Aus den beiden Eingängen wird die Differenz (feedback) gebildet und daraus der Betrag (abs1) ermittelt. Ist der Betrag größer als die erlaubte Leistungsdifferenz (AllowedGap) befindet sich der Kessel im instationären Betrieb. Der nachgeschaltete Schalter (switch) gibt entweder das Signal des stationären oder des instationären Wirkungsgrades aus. Das Signal der Ist-Kesselleistung wird der Tabelle (combiTable1Ds) übergeben, die den Zusammenhang zwischen Ist-Kesselleistung und Wirkungsgrad herstellt. In der Tabelle sind in der linken Spalte die ansteigenden Nutzleistungswerte aufgetragen, in der rechten Spalte die Werte des Wirkungsgrades. Weiters ist es möglich, die Tabelle aus einer externen Datei aufzurufen. Der Ausgabewert der Tabelle entspricht dem momentanen Wirkungsgrad für einen stationären Betriebspunkt. Für stationäre Betriebspunkte wird dieser Wert direkt dem Schalter übergeben, für instationäre Betriebspunkte wird der Wert zuvor mit einem Faktor kleiner eins multipliziert (product).

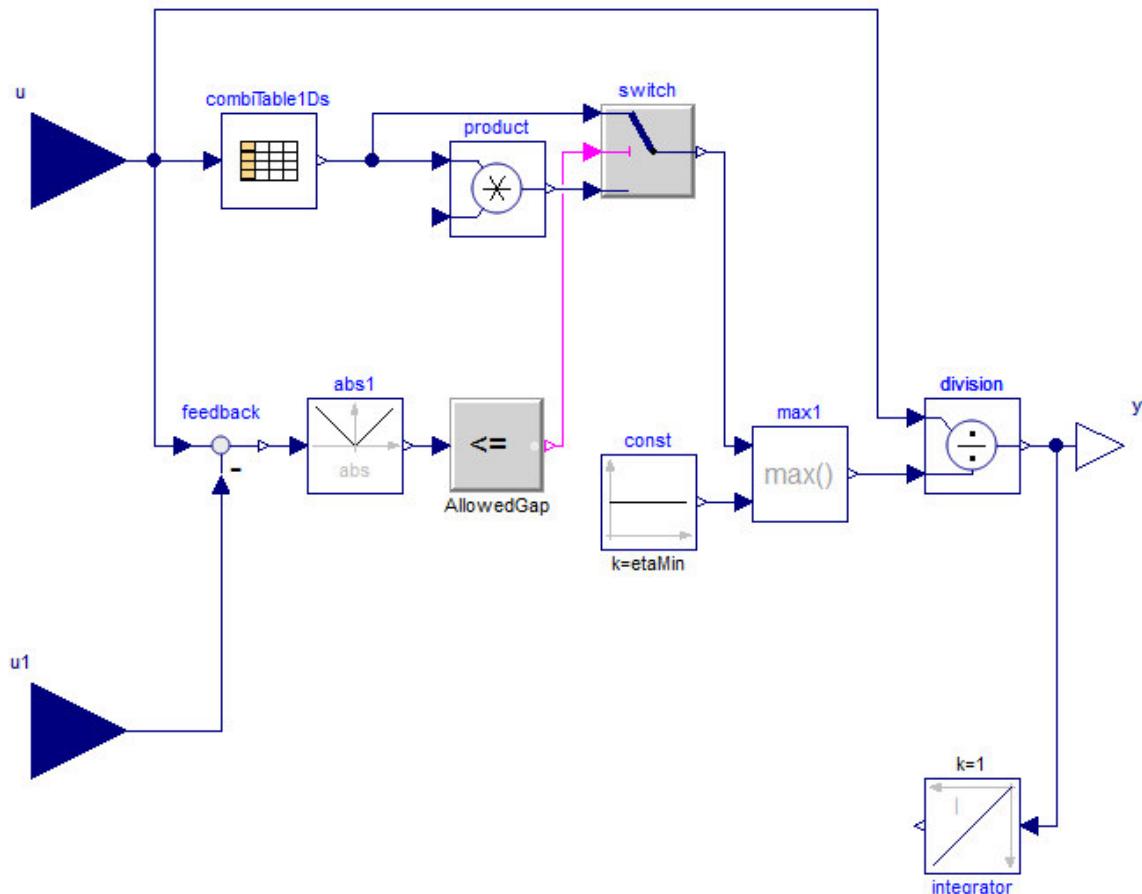


Abbildung 54: Wirkungsgradmodell

Der zweite Eingang des Produkt-Objektes wird über Gleichungen bestimmt. Dafür wird der Quotient aus Soll-Leistung und Ist-Leistung gebildet. Dabei steht der größere der beiden Werte im Nenner, der kleinere im Zähler. Der Quotient ist somit stets kleiner als eins. Nach der Produktbildung aus momentanem Wirkungsgrad und Faktor wird dieses Produkt dem Schalter übergeben. Das Ausgangssignal des Schalters wird einem Maximal-Objekt (max1) übergeben. Der zweite Eingangswert des Objektes bestimmt den Minimal-

Wirkungsgrad (const) und wird als Parameter festgelegt. Die Festlegung eines minimalen Wirkungsgrades besitzt zwei Eigenschaften: Einerseits wird dadurch verhindert, dass der Wirkungsgrad null wird und das folgende Divisions-Objekt (division) einen unzulässigen Zustand (Nenner ist gleich null) erreicht. Andererseits wäre bei sehr geringen Wirkungsgraden der Brennstoffbedarf außerordentlich hoch. Durch die Festlegung eines Mindest-Wirkungsgrades wird dies verhindert. Wäre der Wirkungsgrad beispielsweise kleiner als 0,01; entspricht die Brennstoffleistung dem 100-fachen der Nutzleistung. Durch die abschließende Division von Ist-Kesselleistung und Wirkungsgrad ergibt sich die Brennstoffleistung des Kessels. Diese wird einerseits als Real-Variable (y) übergeben und andererseits integriert (integrator). Durch Integrieren der Leistung ergibt sich die Brennstoff-Energie.

Leistungszuteilungsmodell

Modellname: HeatFlowDivisor

Modellpfad: DistrictHeating.Components.Control

Dieses Modell teilt die vorgegebene Kesselleistung aus den Regelungsstrategien entsprechend der Vorgaben auf zwei Kessel auf. In Unterkapitel 6.5 ist erklärt, wie die Aufteilung der Leistung auf die zwei Kessel erfolgt. In Abbildung 55 ist das Modell dargestellt. Die beiden Real-Eingänge stellen die Soll-Kesselleistung (u_1) und die Netzeistung (u_2) dar. In den Gleichungen ist die Variable „State“ definiert, die bestimmt, welcher Kessel bzw. welche Kessel in Betrieb sind. In Tabelle 11 sind alle möglichen Zustände der Variable aufgelistet.

Tabelle 11: Zustände der Variable State

Variable Kessel in Betrieb	
State	
1	Spitzenlastkessel
2	Grundlastkessel
3	Grundlastkessel und Spitzenlastkessel

Zu Beginn besitzt die Variable State den Zustand 1. Die folgende Erklärung gilt für alle vier Objekt-Zeilen, jedoch ist lediglich die erste im Detail erklärt. Für die weiteren gilt die Erklärung sinngemäß. Steigt die Netzeistung während der Übergangszeit nach Saisonbeginn über die Leistungsgrenze zur Aktivierung des Grundlastkessels (ActivateBase...), beginnt der Zähler (timer) mit der Zeitzählung. Steigt die Zeit über die

definierte Zeit (WaitingTime) wird das Objekt aktiviert. Dadurch gibt das Objekt (activate...) einen kurzen Impuls. Im Gleichungsteil ändert sich der Zustand der Variable State auf 2. Steigt nun die Netzleistung für gewisse Zeit über die Leistungsgrenze für die Aktivierung beider Kessel (ActivateBothB...), gibt Zeile 2 einen kurzen Impuls und die Variable State ändert sich zu 3. Die Anlage befindet sich nun im Spitzenlastbetrieb. Sinkt die Netzleistung während dem Spitzenlastbetrieb für gewisse Zeit unter die Leistungsgrenze für beide Kessel (DeactivateBot...) erhält die Variable State den Wert 2. Sinkt die Netzleistung während der Übergangszeit zu Saisonende unter die Leistungsgrenze für den Grundlastkessel (DeactivateBa...) ändert sich die Variable State zu 1.

Aus Tabelle 11 ist ersichtlich, wenn die Variable State den Wert 1 besitzt, dass der Spitzenlastkessel in Betrieb ist. Die geforderte Kesselleistung (u_1) wird an den Spitzenlastkessel weitergeleitet. Dasselbe gilt, wenn State den Wert 2 besitzt und der Grundlastkessel in Betrieb ist, dann wird die geforderte Leistung an den Grundlastkessel weitergeleitet. Besitzt State den Zustand 3, sind beide Kessel in Betrieb. In diesem Fall wird der Grundlastkessel bei konstanter, definierter Leistung betrieben. Die Differenz aus geforderter Leistung und der Leistung die der Grundlastkessel abdeckt, wird durch den Spitzenlastkessel bereitgestellt. Die Soll-Leistungsvorgabe für den Grundlastkessel wird durch die Real-Ausgabegröße (y_1) übergeben. Die Soll-Leistungsvorgabe für den Spitzenlastkessel wird durch die Real-Ausgangsgröße (y_2) ausgegeben.

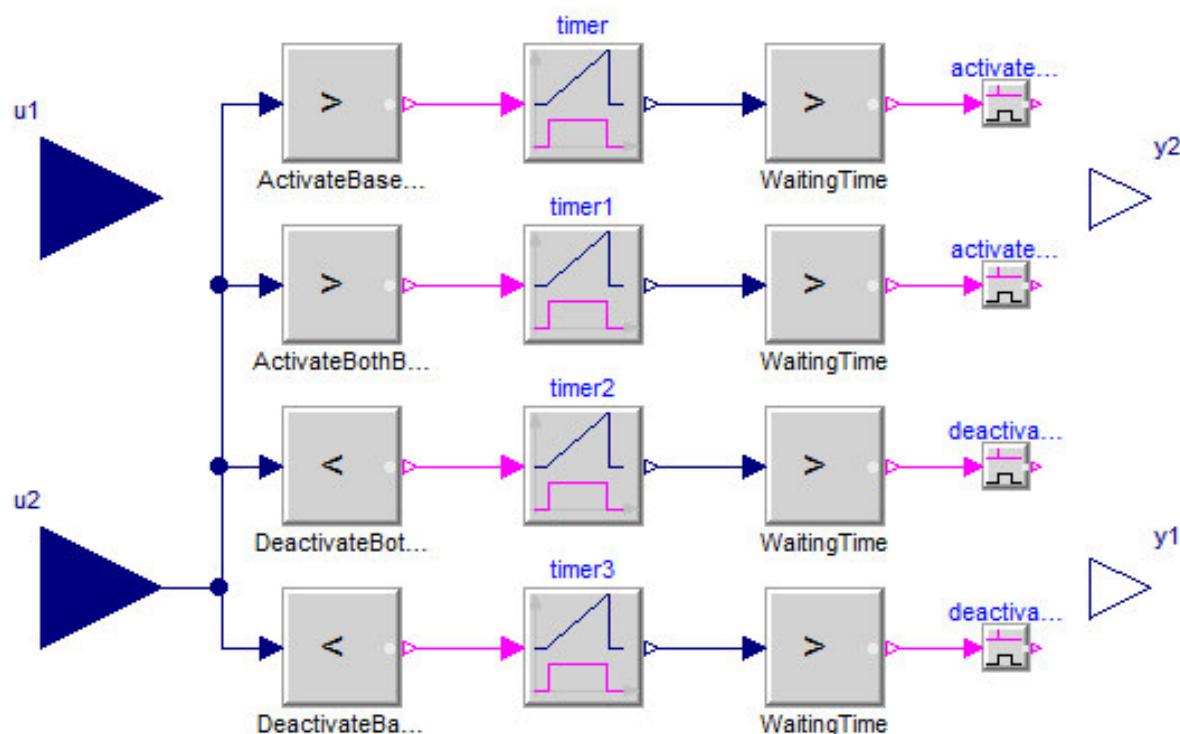


Abbildung 55: Leistungszuteilungsmodell

Referenzmodell für Vergleich- derzeitige Anlagenkonfiguration

Modellnamen: ReferenceModel

Modellpfad: DistrictHeating.PlantControlComparison.Comparison

Das Referenzmodell für den Vergleich ist in Abbildung 56 dargestellt. Der rechte Teil der Abbildung (Store, Outside_Temp..., con..., Net_source, water, effT...) entspricht den selben Objekten wie in Abbildung 57. Der linke Teil ist vertikal auf drei Bereiche aufgeteilt, wobei jeder Bereich einem Kessel entspricht. Die obersten fünf Objekte (Wood_source, reverseFirstO..., fuelEf..., Wood und heatFlowSen...) behandeln den Hackgut-Kessel. Die mittleren fünf Objekte behandeln den Strohkessel, die untersten fünf Objekte den Ölkessel. Da für den Vergleich die Messwerte herangezogen werden, stehen die Ist-Leistungswerte der drei Kessel zur Verfügung. Jene Objekte, welche die Wirkungsgrade der Kessel bestimmen (fuelEf...) benötigen zusätzlich die Soll-Leistung. Um diese zu ermitteln, werden umkehrende Verzögerungsglieder erster Ordnung verwendet (reverseFirstO...). Diese Objekte ermitteln durch Vorgabe der Ist-Kesselleistung und der Zeitkonstante die Soll-Kesselleistung. Die Zeitkonstanten wurden im Absatz 6.5.2 in den Abbildungen Abbildung 20 und Abbildung 21 ermittelt. Der Ölkessel besitzt eine Zeitkonstante von einer Minute. Der Brennstoffenergiebedarf des Referenzszenarios beträgt 12.670 MWh.

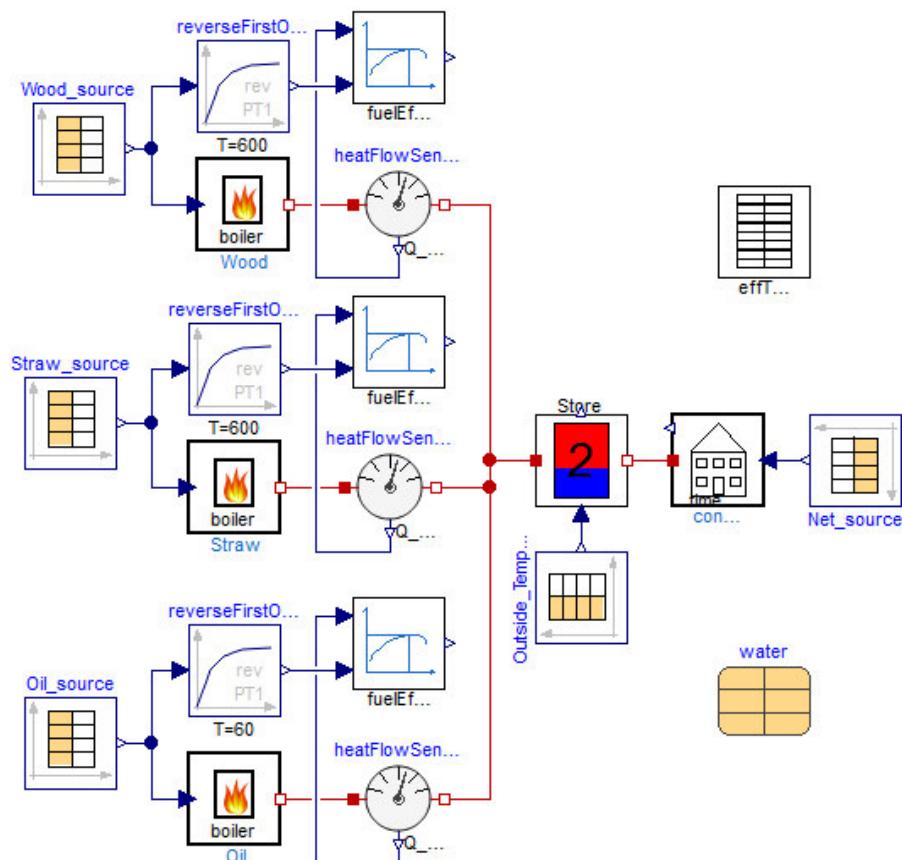


Abbildung 56: Referenzmodell aktuelle Anlage

Vergleichsmodell für Speicherladung, Außentemperatur und durchschnittliche Netzleistung

Modellnamen: PidUse, OutTempUse, ConstantBoilerHeatFlowUse

Modellpfad: DistrictHeating.PlantControlComparison.Comparison

Die folgende Beschreibung gilt für alle drei Modelle gleichermaßen, lediglich das Objekt der Regelung unterscheidet diese. Daher werden alle drei Modelle anhand des Modells der Regelung nach der Außentemperatur beschrieben.

Das Modell ist in Abbildung 57 dargestellt. Auf der rechten Seite befindet sich das Netzobjekt (con...), das die Messwerte des Netzes (Net_source) in einen Wärmefluss überführt. Der Wärmefluss wird dem Speicher (storag...) in der Mitte der Abbildung entnommen. Der Speicher bekommt die Messwerte der Außentemperatur (Outside_Temp...) vorgegeben.

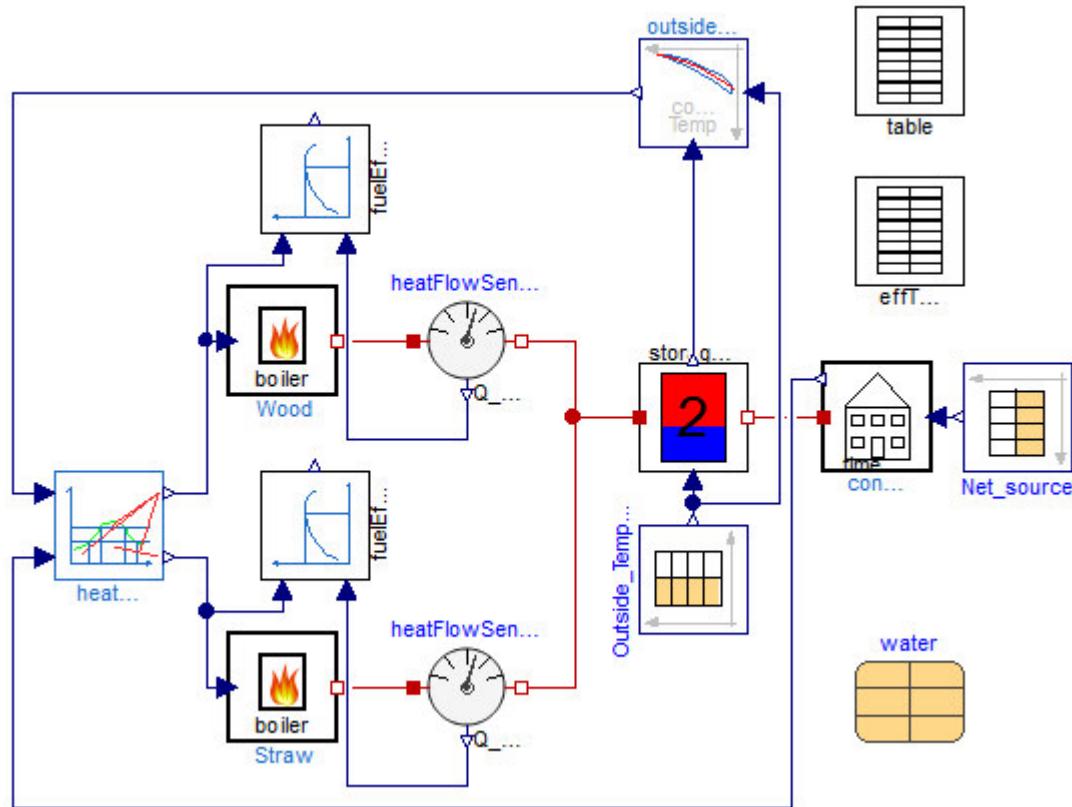


Abbildung 57: Vergleichsmodell für Speicherladung, Außentemperatur und durchschnittliche Netzleistung

Der Speicher wird über Stroh- und Hackgutkessel (Wood, Straw) gespeist. Der Wärmefluss der beiden Kessel wird über Leistungsmesser (heatFlowSen...) aufgezeichnet. Die Kesselleistung wird über die Regelung (outside...) bestimmt. In diesem Fall wird dem Reglerobjekt Speicherladung und Außentemperatur vorgegeben. Die ausgegebene Soll-Leistung des Reglerobjektes wird der Leistungszuteilung (heat...) übergeben.

übergeben. Dieses Objekt bekommt zusätzlich die Netzleistung als Vorgabe. In Abhängigkeit der Netzleistung bestimmt dieses Objekt, welcher der beiden Kessel in Betrieb ist bzw. ob beide Kessel in Betrieb sind. Die Soll-Leistung der Regelung wird somit auf zwei Soll-Leistungen für die beiden Kessel aufgeteilt. Diese Soll-Leistungen dienen den Kesseln als Vorgabe. Zur Ermittlung des Brennstoffbedarfes für den Vergleich ist jeder Kessel mit einem Wirkungsgrad-Objekt (fuelEf...) ausgestattet. Das Objekt ermittelt aus Soll- und Ist-Leistung des Kessels den Brennstoffbedarf und über ein Integrations-Objekt die Brennstoffenergie.

Das Tabellen-Objekt (table) beinhaltet die Daten für den Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Netzleistung. Das zweite Tabellen-Objekt (EffT...) beinhaltet Daten für den Zusammenhang zwischen Kesselleistung und Wirkungsgrad. Diese Daten werden jedoch nicht angewendet, da auf externe Daten zugegriffen wird. Aufgrund der Syntax des Modells ist es jedoch erforderlich, diese Tabelle im Modell zu behalten.

Vergleichsmodell für Bestpunkt-Regelung

Modellnamen: BestEfficiencyUse

Modellpfad: DistrictHeating.PlantControlComparison.Comparison

Das Vergleichsmodell für die Bestpunkt-Regelung unterscheidet sich teilweise vom Vergleichsmodell der drei anderen Regelungen, die in Abbildung 57 dargestellt sind. Das Modell für die Bestpunkt-Regelung ist in Abbildung 58 dargestellt. Bei den Regelungen über Speicherladung, Außentemperatur und durchschnittlicher Netzleistung ist es gleichgültig, welcher bzw. welche Kessel die geforderte Leistung bereitstellen. Bei der Regelung über den Bestpunkt hat der Kessel aufgrund der unterschiedlichen Wirkungsgrade Einfluss auf die Wahl der Kesselleistung. Daher muss bei der Wahl der Kesselleistung berücksichtigt werden, welche/r Kessel gerade in Betrieb ist/sind. Somit gibt es drei Regelungen, wobei je eine für jeden Kessel zuständig ist und die dritte für den Fall eingesetzt wird, in dem beide Kessel in Betrieb sind. Sind beide Kessel in Betrieb, wird der Grundlastkessel auf einer konstanten Leistung betrieben und der Spitzenlastkessel folgt der Bestpunkt-Regelung.

Das Modell besitzt nun zwei Bestpunkt-Regelungs-Objekte (maximalEfficie...). Das untere der zwei Regelungs- Objekte bestimmt die Kesselleistung für den Strohkessel, das obere Objekt die Leistung für den Hackgutkessel. Beide übernehmen die Speicherladung direkt. Die Strohkessel-Regelung übernimmt die Netzleistung ebenfalls direkt. Die Hackgutkessel-Regelung unterscheidet zwei Fälle. Ist nur der Hackgutkessel in Betrieb bekommt das Objekt als Vorgabe die Netzleistung und übergibt die Soll-Kesselleistung. Sind beide Kessel in Betrieb erhält das Objekt als Vorgabe die Netzleistung abzüglich der Nutzleistung des Strohkessels. Dadurch wird ermöglicht, dass der Hackgutkessel im Bestpunkt betrieben wird, da der Strohkessel auf konstanter Leistung bleibt. Der ermittelte Soll-Leistungswert des Objektes wird nun wieder um die Strohkesselleistung erhöht und dieser Wert wird übergeben. Abhängig davon, welche/r Kessel in Betrieb sind/ist,

übernimmt das Leistungsaufteilungs-Objekt eine der drei Soll-Kesselleistungen (Soll-Vorgabe durch Strohkesselregelung, Soll-Vorgabe durch Hackgutkesselregelung oder Soll-Vorgabe durch Hackgutkesselregelung mit Strohkessel auf konstanter Leistung). Die Leistungsmesser wurden ebenfalls durch Gleichungen ersetzt, um die Anzahl an Gleichungen zu verringern, da das Modell an die Grenze der Studenten-Lizenz stößt. Die beiden Tabellen rechts oben (effT...) dienen als Vorgabe für den Wirkungsgradverlauf. Wie im vorhergehenden Modell werden diese nicht angewendet, da auf externe Tabellen zugegriffen wird.

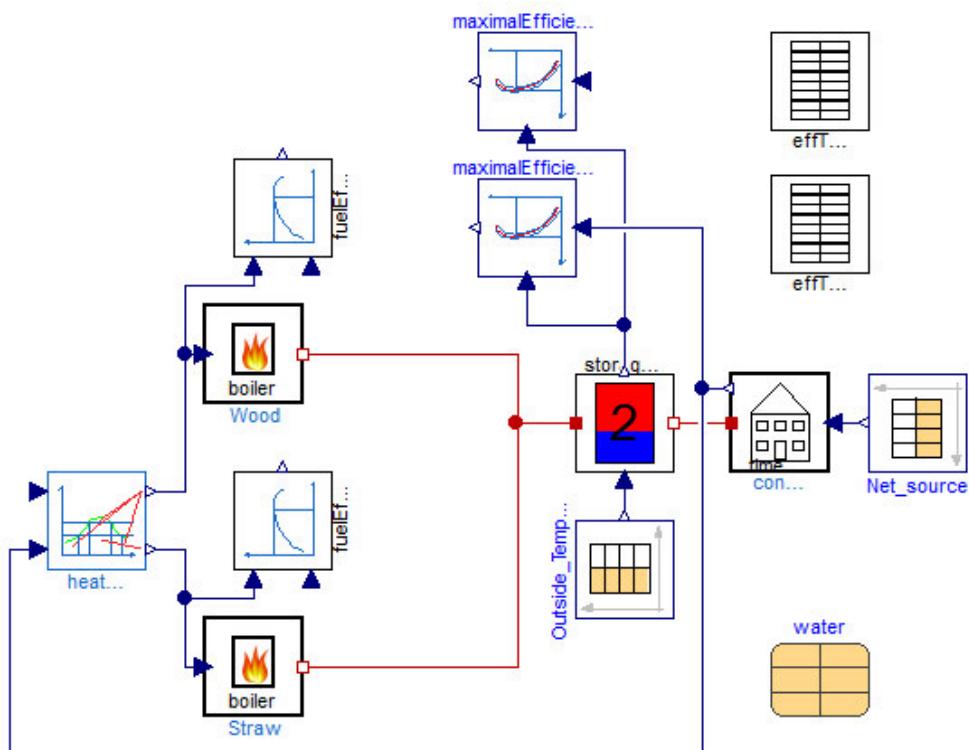


Abbildung 58: Vergleichsmodell für Bestpunkt-Regelung