

Diplomarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieur
der Studienrichtung Elektrotechnik
an der Technischen Universität Wien
über das Thema

Kriterien für den Ausbau und Rückbau von Fernwärmenetzen
anhand der Fallbeispiele der Städte Salzburg und Klagenfurt

eingereicht am
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe
Begutachter: Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer
Assistent: Dipl.-Ing. Andreas Fleischhacker
von

Felix Hembach

Gymelsdorfergasse 16
2700 Wiener Neustadt

Wiener Neustadt, April 2016

Abstract

In many regions within Austria and throughout Europe district heating is essential in providing heat for households and businesses. The further expansion of district heating is thought to be a key technology for increasing the share of renewable energy in the heating energy mix and by production of combined heat and power decrease the input of primary energy in general.

This work aims at identifying and understanding factors influential to the optimal expansion of a district heating network from a microeconomic perspective. Therefore, a model had to be developed which, including the cost incurred by heat generation and taking the spatial distribution of district heating demand into account, yields the optimum network expansion or reduction.

In order to facilitate this, a spatial-model was created, which combines two mixed-integer linear programs. Generation units are represented by a convex approximation of their region of production. In an optimum scheduling problem production costs are calculated and used as input for the network-flow problem. In the network-flow problem the optimum network within the street network of a model region is calculated.

The model is applied to the cities of Salzburg and Klagenfurt and evaluated with respect to the influence of scenarios affecting natural gas price, electricity spot market prices and a reduction in district heating demand. Both model regions show, although not accounting for investment costs for new generation units, potential for further expansion. In case a reduction in demand occurs a network expansion can compensate for some of the reduction. The optimum network length shows, due to the high share of gas powered production units, a high dependency on the gas price. A rise in electricity spot market prices, while resulting in more combined heat and electricity generation, proves to not be as influential in the total cost of heat generation.

Kurzfassung

Fernwärme dient in vielen Regionen Österreichs und Europas als Schlüsseltechnologie zur Wärmeversorgung von Haushalten und Gewerben. Der weitere Ausbau von Fernwärme soll dabei helfen den Anteil erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung zu erhöhen und durch die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme den Primärenergieeinsatz zu verringern.

Ziel dieser Arbeit ist es die Auswirkungen verschiedener Einflussfaktoren auf den betriebswirtschaftlich optimalen Ausbau eines Fernwärmeverteilnetzes zu untersuchen. Dazu ist ein Modell zu erstellt worden, welches die Erzeugungsstruktur eines Fernwärmeversorgers bezüglich der Kosten wiedergibt und unter Berücksichtigung der räumlichen Auflösung der Nachfrage den weiteren Netzaus- beziehungsweise Rückbau vorschlägt.

Es wird dazu ein Flächenmodell als Kombination zweier gemischt-ganzzahliger, linearer Optimierungsmodelle erstellt. Die Erzeugungsanlagen werden als konvexe Produktionsregionen dargestellt und der optimale Einsatz errechnet. Unter Einbeziehung der Erzeugungskosten wird in einem Netzwerkflussmodell der Graph des betriebswirtschaftlich optimal verlaufenden Fernwärmenetzes innerhalb des Straßengraphen der Modellregionen ermittelt.

Das Modell wird auf die Modellregionen Salzburg und Klagenfurt angewendet und bezüglich verschiedener Szenarien der Einflussfaktoren, Gaspreis, Strompreis und Wärmebedarfsdichte untersucht. Beide Modellregionen zeigen, ohne Berücksichtigung der Investitionskosten für weitere Erzeugungsanlagen, Potential für einen Netzausbau. Auch im Falle eines Nachfragerückgangs ist ein Netzausbau angeraten um die bestehenden Anlagen auszunutzen. Die Netzlänge hängt, durch den hohen Anteil gasbefeuertter Anlagen, stark vom Gaspreis ab. Ein Anstieg des Strompreises führt zwar zu einem vermehrten Einsatz der KWK-Anlagen und sinkenden Kosten, die Kostenveränderungen wiegen jedoch nicht so stark wie jene durch den Gaspreis.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	iii
1 Einleitung	1
1.1 Aufgabenstellung und zentrale Fragestellung	1
1.2 Methodik	2
1.3 Aufbau dieser Arbeit	3
2 Stand der Technik	5
2.1 Klassifizierung von Energiemodellen	5
2.2 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit	7
3 Methode	9
3.1 Modellaufbau und Modellvariablen	9
3.2 Optimierungsmodell des Kraftwerkseinsatzes	14
3.2.1 Kombination zu einem Kraftwerkspark	20
3.2.2 Zeitliche Auflösung der Nachfrage	20
3.2.3 Berechnung der Stromerlöse	21
3.2.4 Zielfunktion und Nebenbedingungen	23
3.3 Optimierungsmodell des Netzausbaus	23
3.3.1 Zielfunktion und Nebenbedingungen	24
3.3.2 Erfassung des räumlichen Wärmebedarfs	26
3.3.3 Berechnung der Ausbaukosten	27
3.3.4 Berechnung der Fernwärmeleitungsverluste	29
3.4 Definition der Szenarien	30
3.4.1 Gaspreisszenario	30
3.4.2 Strompreisszenario	32
3.4.3 Energieeffizienzzenario	32
3.5 Daten der Modellregionen	34

Inhaltsverzeichnis

4	Ergebnisse	41
4.1	Salzburg	42
4.1.1	Referenzszenario	42
4.1.2	Langfristige Gaspreisentwicklung	45
4.1.3	Kurzfristige Gaspreisentwicklung	45
4.1.4	Strom: Spotmarktpreise 2011 und 2008	47
4.1.5	Energieeffizienzscenario	48
4.1.6	Kostenabhängiger Aus- und Rückbau	50
4.2	Klagenfurt	51
4.2.1	Referenzszenario	51
4.2.2	Langfristige Gaspreisentwicklung	51
4.2.3	Kurzfristige Gaspreisentwicklung	53
4.2.4	Strom: Spotmarktpreise 2011 und 2008	56
4.2.5	Wärmedämmungsszenario	58
4.2.6	Kostenabhängiger Aus- und Rückbau	59
4.3	Zusammenfassung	60
5	Schlussfolgerungen	63
	Literatur	67

1 Einleitung

Fernwärme kann durch effiziente Nutzung von Primärenergie zur Reduktion von CO₂ Emissionen und Nutzung von erneuerbaren Energien beitragen. Aktuell werden in Österreich 23% aller Haushalte durch Fernwärme mit Wärme versorgt und die Netze werden weiterhin ausgebaut¹. So wurden in Wien 2013 20 km neue Fernwärmeleitungen verlegt, in Graz auf Endkundenseite 33 MW an neuer Leistung erschlossen und in Klagenfurt 479 neue Enkundanlagen an das jeweilige Netz angeschlossen. In einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird mit Hilfe von Energiemodellen, auf regionaler und überregionaler Ebene, die optimale Zusammensetzung des Energiemixes der Energiedienstleistung Raum- und Prozesswärme ermittelt. Dabei gehen sowohl Kosten, als auch Umwelteinflüsse in die Betrachtung mit ein. Das daraus gewonnene Optimum unterscheidet sich jedoch im Allgemeinen von den Interessen der einzelnen Marktteilnehmer. Es ist daher der optimale Fernwärmenetzausbau aus Sicht eines Fernwärmeunternehmens zu modellieren um Entscheidungen nachvollziehen zu können und in Richtung des volkswirtschaftlichen Optimums lenken zu können.

1.1 Aufgabenstellung und zentrale Fragestellung

Die Aufgabe dieser Diplomarbeit ist es ein Optimierungsmodell eines Fernwärmenetzausbaus zu erstellen und auf ein Versorgungsgebiet anzuwenden. Dabei soll der Einfluss verschiedener Kriterien auf den Ausbau untersucht werden. Das Modell soll dazu in der Lage sein:

- Die Erzeugungsstruktur einer Region wiederzugeben und die Betriebsweise einzelner Erzeugungseinheiten vorzugeben

¹Michael Gössl, 2014.

1 Einleitung

- und in ihrer gesamten oder der Emission einzelner Erzeugungseinheiten einzuschränken,
- den räumlichen Wärmebedarf und damit verbundene Kosten und Einnahmen wiederzugeben und
- den betriebswirtschaftlich optimalen Ausbau unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien zu berechnen.

1.2 Methodik

Der Ausbau eines Fernwärmeverteilnetzes stellt ein Optimierungsproblem dar, in dem die Kosten aus Erzeugung und Ausbau minimiert und die Einnahmen aus dem Verkauf unter der Berücksichtigung unterschiedlicher Nebenbedingungen maximiert werden sollen. Dabei wird in der klassischen ökonomischen Theorie der Punkt des maximalen Ausbaus derartig bestimmt, dass der Grenzerlös des Ausbaus Null ist. Dies setzt jedoch eine stetige Kostenfunktion und eine stetige räumliche Nachfragefunktion voraus. Sowohl die Erschließung der Nachfrage als auch der Einsatz und Zubau der Erzeugungsanlagen beinhaltet aber diskrete Entscheidungen, die zu Sprungstellen in den jeweiligen Funktionen führen. Deshalb wird, um die Erzeugungsstruktur inklusive ihrer Investitionskosten wiederzugeben, die Kraftwerks/Heizwerks Einsatzplanung als gemischt-ganzzahliges lineares Problem formuliert und gelöst.

Die Umsetzung der Modellformulierung erfolgt dabei in Matlab mit Hilfe der Modellierungssprache YALMIP². Aus der Lösung dieses Problems ergibt sich der optimale Erzeugungseinsatz über den Zeitraum eines Jahres und die damit verbundenen Kosten. Aus diesen werden die durchschnittlichen Kosten pro Einheit versorgter Leistung errechnet. Der Netzausbau wird ebenso als gemischt-ganzzahliges lineares Problem beschrieben. Das Fernwärmenetz stellt dabei einen Graphen dar, dessen Kanten einen Wärmebedarf besitzen, der die erzielbaren Einnahmen bestimmt und dem eine geforderte Anschlussleistung zugeordnet wird. Die Kosten der Einspeisung in das Netz stammen aus den Berechnungen des Heizwerkseinsatzes. Anschließend wird das Modell auf die zwei Modellregionen Salzburg und Klagenfurt angewendet. Das Straßennetz der zu versorgenden Städte stellt dabei die Grundlage für

²Löfberg, 2004.

den möglichen Netzausbau dar. Der für die Netzberechnung notwendige Wärmebedarf der einzelnen Straßenabschnitte wird über eine Siedlungstypmethode aus Luftbildern ermittelt und den Kanten zugeteilt. Auch für die Modellformulierung des Ausbaus wurde YALMIP verwendet. Zur Lösung beider Probleme wurde der Solver Gurobi³ eingesetzt.

1.3 Aufbau dieser Arbeit

Der Aufbau dieser Arbeit gliedert sich in fünf Kapitel:

- Kapitel 2 beschreibt Hintergrundinformationen zum Thema Energiemodelle und ihrer Klassifizierung sowie die Grundlagen dieser Arbeit. Weiters wird die Vorgangsweise in den Zusammenhang vorhergehender Arbeiten gesetzt.
- Kapitel 3 beschreibt die Modellerstellung. Dies beinhaltet die Modellierung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und der Kombination zu einem Anlagenpark. Der zweite Teil des 3. Kapitels behandelt die Annahmen über die Nachfrage und des sich daraus ergebenden Netzausbaus. Am Ende des Kapitels werden die zu untersuchenden Szenarien, auf die das Modell angewendet wird, erläutert.
- Kapitel 4 beschreibt die Ergebnisse der Modellberechnung unter Referenzbedingungen. Dabei werden mögliche Indikatoren für die Aussagekraft des Modells mit Unternehmensdaten der Modellregionen verglichen. Ebenso werden die Veränderungen durch die Anwendung der unterschiedlichen Szenarien untersucht und zusammengefasst.
- Kapitel 5 schließt die Arbeit mit Schlussfolgerungen, die sich aus diesen Ergebnissen gewinnen lassen, ab und gibt einen Ausblick für mögliche Erweiterungen und zu beachtende Punkte, welche im Rahmen des Umfangs dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden konnten.

³Gurobi Optimization, 2015.

2 Stand der Technik

Energiemodelle werden dazu eingesetzt den Einsatz von Energie sowohl zu planen als auch zu analysieren und sollen somit als Entscheidungshilfe dienen. Die Geschichte der Energiemodelle beginnt mit der Beschreibung des Referenzenergiesystemmodells, kurz RES Modell, in Beller (1975). RES Modelle beschreiben die Energieversorgung einer Betrachtungsregion durch Produkte und Prozesse. Ausgangspunkt eines RES Modells sind ein oder mehrere Produkte. Diese werden mit Prozessen, beschreibbar durch Input/Output-Matrizen, in andere Produkte umgewandelt. Es entsteht eine Energiekette an deren Ende die gewünschte Energiedienstleistung steht. Durch diese kann der Energieeinsatz aus verschiedenen Quellen und Energieträgern für eine Reihe endogen vorgegebener Energiedienstleistungen errechnet und optimiert werden. Diese Art von Modellen stellt die erste Klasse von Energiemodellen dar und bildet die Grundlage für eine Vielzahl von weiteren.

2.1 Klassifizierung von Energiemodellen

Energiemodelle lassen sich nach einer Reihe von Gesichtspunkten klassifizieren. Diese hängen von der Zielsetzung des Modells und dem Kontext der Modellanwendung ab. Tabelle 2.1 gibt eine Übersicht über mögliche Unterscheidungskriterien von Energiemodellen.

Die Grenzen der Klassifizierung verlaufen dabei nicht scharf, sondern lassen fließende Übergänge und damit Hybridmodelle zu. Für die Klassifizierung dieser Arbeit, soll die Unterscheidung nach Blesl (2002) erfolgen. In diesem wird zwischen den beiden Optimierungsmodelltypen Energiesystemmodell und Netzmodell unterschieden. Ersteres bezeichnet Modelle, die die kostenoptimale Zusammensetzung eines Energiemixes berechnen. Netzmodelle hingegen betreffen die physikalische Modellierung der zur Bereitstellung

2 Stand der Technik

Optimierungsmodelle	Sektor regional statisch mikroökonomisch aggregiert top-down	sektorübergreifend überregional dynamisch analytische Modelle makroökonomisch disaggregiert bottom up
---------------------	---	---

Tabelle 2.1: Mögliche Unterscheidungskriterien von Energiemodellen, Quelle: Bhattacharyya und Timilsina (2010) und Blesl (2002)

Modelltyp	Energiemodelle	Netzmodelle
Räumliche Auflösung	regional	detailliert
Zeitliche Auflösung	Zeitraum	Zeitpunkt
Systemgrößen	Bedarf, Verbrauch, Emissionen, Kosten	Bedarf, Temperatur, Druck
Systemwechselwirkung	detailliert	keine
Technische Beschreibung	Umwandlungswirkungsgrad	detaillierte hydraulische/ thermische Beschreibung
Technische Weiterentwicklung	dynamisch	keine

Tabelle 2.2: Anforderungen an Energiemodelle und Netzmodelle, Quelle: Blesl (2002)

leitungsgebundener Güter benötigten Netze. Tabelle 2.2 gibt eine Übersicht über die unterschiedlichen Anforderungen an diese 2 Modelltypen. Da es in der Theorie der Energiesysteme zwar möglich ist mit Hilfe von Links, verschiedene Versorgungsgebiete zu koppeln, aber auf die Topologie der Versorgung keine Rücksicht genommen wird, wird als Lösung der Begriff des Flächenmodells vorgeschlagen. Dieses kombiniert Eigenschaften, der bisher bestehenden Modelltypen zu einer Modellklasse, die unter Beachtung der topologischen Gegebenheiten den optimalen Energieeinsatz ermittelt.

Zusätzlich zu dieser Klassifizierung können Optimierungsprobleme noch nach dem Typ ihrer Zielfunktion und Nebenbedingungen und den dazugehörigen Lösungsverfahren eingeteilt werden. Dabei hat sich aufgrund des Lösungsverhaltens die lineare Programmierung als eine der häufigsten Methoden etabliert. Die vorliegende Arbeit ist daher als lineares Problem formuliert, das in die Kategorie der Flächenmodelle fällt. Als solches sind folgende Arbeiten zu nennen, die in den jeweiligen Teilgebieten die Grundlagen bilden, auf denen die vorliegende Arbeit aufbaut.

Energiesystemmodelle basieren auf der ökonomischen Gleichgewichtstheorie,

2.2 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit

da für einen Großteil der Modelle Gleichgewichtsbedingungen die Grundlage der Nebenbedingungen oder auch der Zielfunktion bilden. In Adensam (2008) wird eine ökonomische Grundlage der leitungsgebundenen Güterversorgung hergestellt und eine allgemeine Theorie des gewinnoptimalen Ausbaus entwickelt. In Blesl (2002) werden die unterschiedlichen Modelltypen hinsichtlich ihrer Anforderungen und mathematischen Beschreibung analysiert und das Flächenmodell entwickelt. Dabei wurde eine lineare Formulierung gewählt, was jedoch keine Einschränkung auf die Formulierung für den Modelltyp bedeutet. Je nach Anforderungen an das zu entwickelnde Modell sind unterschiedliche Modellgleichungen zu wählen. Für die Klasse der linearen Modelle seien Rong und Lahdelma (2007) und Hidalgo González, Quoilin und Zucker (2014) als aktuelle Werke genannt, die lineare Formulierungen für Probleme der Energiemodelle stellen.

Die wichtigste Grundlage für diese Arbeit bilden die Werke Büchele (2013) und Dorfner und Hamacher (2014). Büchele (2013) beschreibt die Erstellung eines RES Modells für eine Modellregion und die Anwendung des Modells auf die Stadt Wien. Dorfner und Hamacher (2014) beschreibt den Netzausbau eines Fernwärmenetzes mit Hilfe der Graphentheorie unter der Verwendung von Adjazenzmatrizen. Das resultierende Modell wird auf ein Modellgebiet angewendet.

2.2 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird in einem Flächenmodell der optimale Netzausbau unter Berücksichtigung der Erzeugungstruktur berechnet. Zu diesem Zweck werden Techniken der Modellierung von KWK-Anlagen mit dem Netzausbau kombiniert. Die Kostendaten des Kraftwerkseinsatzes fließen als Eingangsgröße in die Netzberechnung ein. Mit Hilfe der Kostendaten und des Straßenverlaufs wird ein optimaler Netzverlauf berechnet. Dieser resultiert in einer Nachfrage und einer Anschlussleistung. Aus diesen Größen des resultierenden Netzausbaus werden erneut die Erzeugungskosten unter optimalem Kraftwerkseinsatz berechnet um Rückwirkungen auf die Kosten der Erzeugung zu berücksichtigen. Dieser Ablauf wird wiederholt und nach jedem Durchlauf auf Konvergenz überprüft. Abbildung 3.1 zeigt das dazugehörige Ablaufdiagramm. Das Modell wird verwendet um den optimalen

2 Stand der Technik

Ausbau bezüglich der Variation verschiedener Parameter zu untersuchen und deren Auswirkung quantitativ analysiert.

3 Methode

3.1 Modellaufbau und Modellvariablen

Das Gesamtmodell ist ein iterativer Ablauf von zwei Optimierungsmodellen. Wie in Abbildung 3.1 dargestellt, werden zuerst der optimale Einsatz der Erzeugungsanlagen sowie die damit verbundenen Gesamtkosten ermittelt. Die gehen über die Leistung des angeschlossenen Verlaufs als bezogene Kosten pro kW Anschlussleistung gemeinsam mit den Informationen zu Topologie und Wärmebedarf des Netzes als Eingangsdaten in das Ausbaumodell ein. Die aus dem Ausbau resultierende Nachfrage, damit verbundene Anschlussleistung und der Netzwirkungsgrad werden wiederum als Eingangsdaten für den Kraftwerkseinsatz verwendet. Als Startpunkt der Optimierung dienen die Nachfrage und der Netzwirkungsgrad der Modellregionen Salzburg und Klagenfurt, gemäß ihrer Geschäftsberichte 2014.

Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die Modellvariablen und Parameter. Tabelle 3.1 zeigt die Variablen und Parameter der Kraftwerkseinsatzplanung. Tabelle 3.2 zeigt die der Netzausbauplanung. Die detaillierte Berechnung der einzelnen Parameter wird im Laufe dieses Kapitels beschrieben.

Der Zeithorizont des gesamten Modells erstreckt sich über ein Jahr. Da bei der Wärmebereitstellung der Stromerlös aus dem Verkauf von KWK-Strom und die Nachfrage einen Einfluss auf den Einsatz der Erzeugung haben, ist das Erzeugungsmodell stündlich aufgelöst. Dies ist in allen zeitabhängigen Größen des Modells über den Index t gekennzeichnet. Im Falle von stündlichen Beschränkungen und Bilanzgleichungen wird zum Teil zu Gunsten der Lesbarkeit auf den Index verzichtet. Das Modell des Netzausbaus umfasst denselben Zeithorizont. Der Verlauf des Lastprofils ist für den Ausbau von Leitungen insofern von Bedeutung, als dass die Maximalleistung der Leitungen so zu

3 Methode

dimensionieren ist, dass zu Spitzenlastzeiten alle angeschlossenen Gebiete versorgt werden können. Der exakte stündliche oder tägliche Verlauf ist bei zeitlich nicht variablem Tarif für die erzielbaren Erlöse einer Kante aber nicht von Bedeutung. Da die Netzverluste durch Wärmeabgabe und Pumpverluste von dem Betriebszustand des Netzes abhängen, wäre eine zeitliche Auflösung der Leistungen für eine genauere Betrachtung der entstehenden Erzeugungskosten zur Verlustabdeckung von Interesse. Die eingesetzten Straßengraphen haben aber zwischen 2000 und 5000 Kanten, und damit verbunden 15000 Optimierungsvariablen. Eine stündliche Auflösung würde die Anzahl der Variablen auf eine, selbst bei linear wachsender Modelllösungszeit prohibitiv hohe Anzahl von 120 Mio. erhöhen. Die Größen des Netzmodells sind daher nur räumlich aufgelöst. Dies ist in der Modellbeschreibung über die Indizes i und j gekennzeichnet, welche die an einer Kante anliegenden Knoten angeben.

3.1 Modellaufbau und Modellvariablen

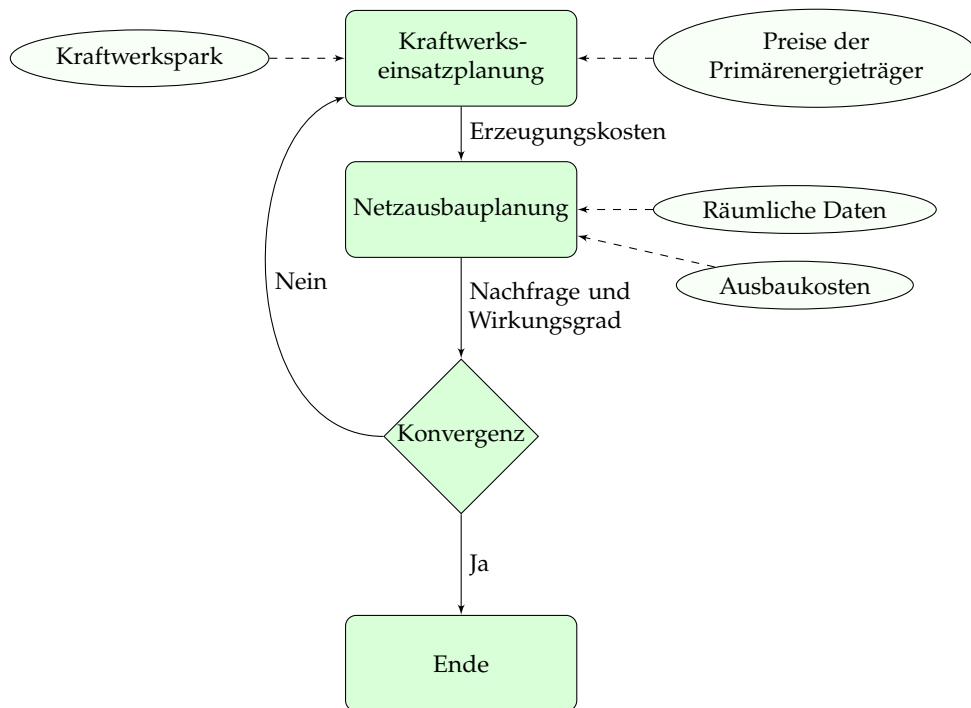


Abbildung 3.1: Informationsfluss des Optimierungsmodells

3 Methode

Tabelle 3.1: Variablen und Parameter der Einsatzplanung

Variable	Einheit	Beschreibung
t	1	Stunde des Jahres
x_{tji}	1	Linearfaktor des Extrempunktes i der Erzeugungseinheit j zur Stunde t
up_{tj}	1	Binärvariable des Einschaltzustands der Erzeugungseinheit j zur Stunde t
$c_{startup,tj}$	€	Startupkosten der Einheit j zum Zeitpunkt t
C_t	€	Gesamtkosten der Erzeugung zum Zeitpunkt t
P_t	kW	Höhe der elektrischen Erzeugung zum Zeitpunkt t
Q_t	kW	Höhe der thermischen Erzeugung zum Zeitpunkt t
EM_t	t	Höhe der CO ₂ Emissionen zum Zeitpunkt t
$C_{IV,j}$	€	Mögliche Investitionskosten einer Einheit j
Parameter	Einheit	Beschreibung
$c_{Brennstoff,j}$	€	Brennstoffkosten der Einheit j
em_j	t/kWh	CO ₂ Emissionsfaktor der Einheit j
y_{ij}	Tripel(€, kW,kW)	Extrempunkt i der Einheit j
D	kWh	Gesamtnachfrage Wärmemenge
N_1	kWh	Nachfrage der Wärmemenge der Einfamilienhäuser
N_2	kWh	$D - N_1$
d_t	1	Lastprofil der Nachfrage
r_t	€/kWh	Stromspotmarktpreis

3.1 Modellaufbau und Modellvariablen

Tabelle 3.2: Variablen und Parameter der Ausbauplanung

Index	Einheit	Beschreibung
i, j	-	Indizes der Knoten des Straßengraphen
k	-	Index der Erzeugungseinheiten eines Knotens
Variable	Einheit	Beschreibung
x	m	Adjazenzmatrix des Netzes
$P_{in,ij}$	kW	Matrizelement Eingangsleistung der Kante i, j
$P_{out,ij}$	kW	Matrizelement Ausgangsleistung der Kante i, j
Q_{ik}	kW	Einspeiseleistung k am Knoten i
Parameter	Einheit	Beschreibung
A_{ij}	1	Element der Adjazenzmatrix des Straßengraphen
$Q_{max,i,k}$	kW	Maximale Einspeisung am Knoten i von Einheit k
l_{ij}	m	Länge der Kante zwischen i und j
D_{ij}	kWh	Wärmebedarf der Kante zwischen i und j
d_{ij}	kW	Spitzenleistung der Kante zwischen i und j
ϵ_{ij}	-	Vorhandene Leitungen zwischen i und j
η_{ij}	%	Wirkungsgrad der Kante zwischen i und j
r_{ap}	€/kWh	Arbeitspreis
r_{lp}	€/kW	Leistungspreis
k_p	€/kW	Erzeugungskosten pro Leistung
$k_{var,ij}$	€/kW	Variable Kosten der Leitung i, j
$k_{fix,ij}$	€	Fixkosten der Leitung i, j
c_{fix}	€/m	Fixkostenparameter
c_{var}	€/kWh	Parameter der variablen Kosten
c_{om}	€	Wartungskosten
θ_{fix}	kW m ⁻¹	Längenabhängige fixe Verluste
θ_{var}	m ⁻¹	Längenabhängige relative Verluste
α	1	Annuitätenfaktor
i	%	Zinssatz
ζ	kWh m ⁻¹	Charakteristischer Wärmebedarf eines Gebietes
ρ_{ij}	kW/kWh	Charakteristisches Verhältnis von d zu D einer Kante i, j
γ	%	Anschlussfaktor

3.2 Optimierungsmodell des Kraftwerkseinsatzes

Heizkessel und KWK-Anlagen wandeln die in einem Brennstoff enthaltene Energie in thermische und elektrische Energie um. Für die Modellierung der Anlagen sind die Größen thermische Nettoleistung q sowie elektrische Wirkleistung p von Bedeutung. Die Funktion des Brennstoffverbrauchs $F(p, q)$ gibt den im Allgemeinen nicht linearen Zusammenhang zwischen Brennstoffbedarf und einer Kombination aus p und q an. Für einen konstanten Heizwert und konstante Brennstoffkosten kann jeder Punkt der stündlichen Erzeugung über das Tripel $[c, p, q]'$, mit

$$c = c_{\text{Brennstoff}} \cdot F(p, q) \quad (3.1a)$$

charakterisiert werden. Um die Kostenfunktion innerhalb eines linearen Modells zu beschreiben, wurde ihr Konvexität unterstellt und die Erzeugungsanlagen, wie in Rong und Lahdelma (2007) beschrieben, als konvexe Produktionsregionen formuliert. Damit ist es ausreichend die Extremstellen der Produktionsregionen zu berechnen um verschiedene Technologien z.B.

- Heizkessel
- Gegendruckturbine
- Entnahmekondensationsturbine
- Gasturbine
- Gasturbine mit Nachbrenner

in einer einheitlichen Formulierung zu beschreiben. Sind $y_i = [c_i, p_i, q_i]'$, die n Extrempunkte einer konvexen Produktionsregion, so lassen sich alle erlaubten Kombinationen $[c, p, q]'$ als Linearkombinationen der Form

$$\begin{bmatrix} c \\ p \\ q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i \quad (3.2a)$$

$$0 \leq x_i \leq 1 \quad (3.2b)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (3.2c)$$

3.2 Optimierungsmodell des Kraftwerkseinsatzes

darstellen. Die zusätzliche Variable on_t , berücksichtigt die Möglichkeit

$$x_i = 0 \quad \forall i, \quad (3.3)$$

die es ermöglicht den ausgeschalteten Zustand einer Anlage zu modellieren. Zusätzlich werden über die Gleichungen

$$up_t = on_t - on_{t-1} \quad (3.4a)$$

$$on_{t+\tau} \geq up_t \quad \tau = 0 \dots t_{\min} \quad (3.4b)$$

$$C_{\text{startup},t} \geq c_{\text{startup}} \cdot up_t \quad (3.4c)$$

Mindesteinschaltdauern und Startupkosten berücksichtigt. Nachfolgend wird die Berechnung der Extrempunkte der verschiedenen Erzeugungstechnologien beschrieben.

Heizkessel

Die Wärmeerzeugung eines Heizkessels ist durch seine Grenzen der minimalen, Q_{\min} , und maximalen, Q_{\max} , Erzeugung beschränkt. Innerhalb dieser Grenzen kann q jeden Wert annehmen und die stündlichen Kosten ergeben sich aus dem Brennstoffpreis und dem von q abhängigen Brennstoffverbrauch. Abbildung 3.2 zeigt eine mögliche Funktion $c \cdot F(q)$, die den Zusammenhang zwischen Wärmeleistung und Brennstoffkosten angibt. Die beiden Punkte

$$\mathbf{y}_1 = \begin{bmatrix} \frac{Q_{\min} \cdot c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{\min}} \\ 0 \\ Q_{\min} \end{bmatrix} \quad \text{und} \quad (3.5a)$$

$$\mathbf{y}_2 = \begin{bmatrix} \frac{Q_{\max} \cdot c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{\max}} \\ 0 \\ Q_{\max} \end{bmatrix} \quad (3.5b)$$

beschreiben die Kosten an den Intervallgrenzen. Die konvexe Kombination der zwei Punkte in Abb. 3.2 ist als grün strichlierte Linie abgebildet und benötigt, wie in Gleichung 3.2a beschrieben die beiden Optimierungsvariablen x_1 und x_2 . Die resultierende lineare Kostenfunktion ist beispielhaft anhand des Salzburger Spitzenlastkessel Nord, in Abbildung 3.3 dargestellt.

3 Methode

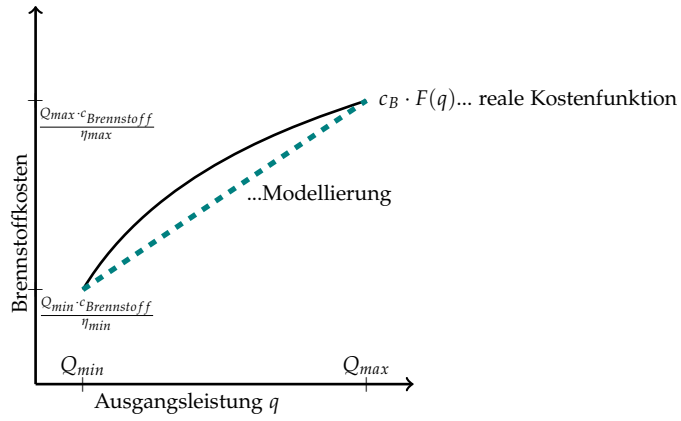


Abbildung 3.2: Beispiel einer Kostenfunktion

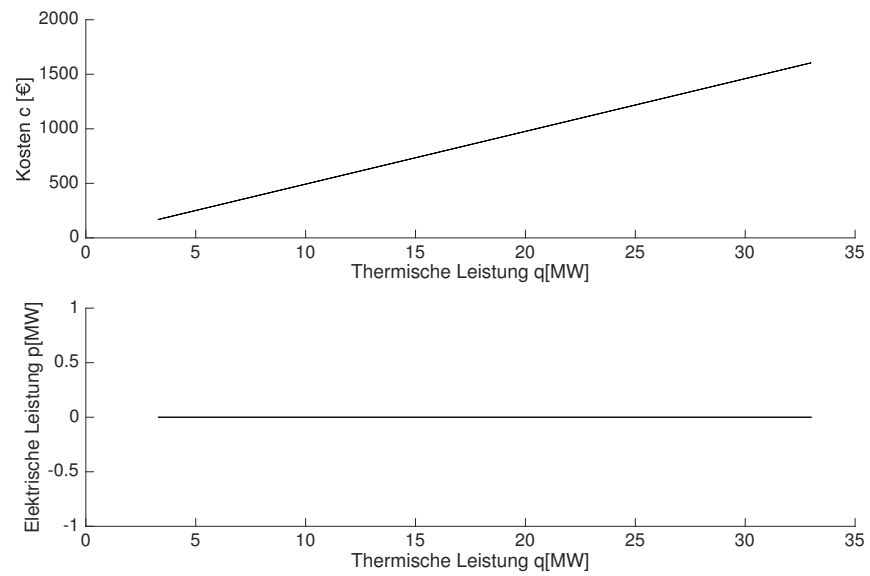


Abbildung 3.3: Beispielbild einer Produktionsregion anhand des Spitzenlastkessel Nord (Salzburg)

3.2 Optimierungsmodell des Kraftwerkseinsatzes

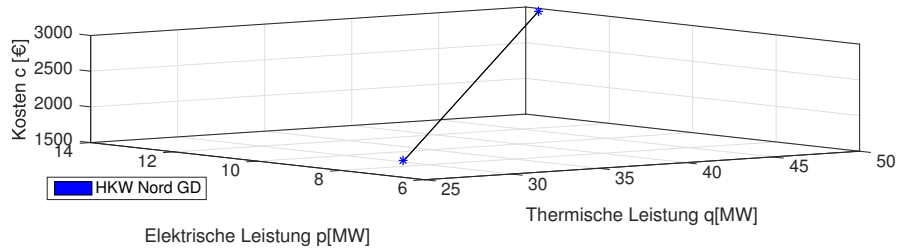


Abbildung 3.4: Beispielbild einer Produktionsregion einer Gegendruckturbine

Gegendruckturbine

Bei einer Gegendruckturbine wird der Dampf, nach seiner Abarbeitung in der Turbine, an deren Ende entnommen und zur Ausnutzung der Wärme einem Wärmetauscher zugeführt. Die ausgekoppelte thermische Leistung ist dadurch, ebenso wie die elektrische Leistung, vom Massenstrom des Dampfes abhängig. Die Stromkennzahl s gibt die Proportionalität zu der erzeugten elektrischen Leistung an. Dadurch ergibt sich eine Produktionsregion, welche die Verbindungslinie zwischen dem Punkt minimaler Stromproduktion und dem Punkt maximaler Stromproduktion darstellt. Die Extrempunkte der Produktionsregion berechnen sich über den Wirkungsgrad und die Stromkennzahl zu

$$\mathbf{y}_1 = \begin{bmatrix} \frac{Q_{min} \cdot c_{Brennstoff}}{\eta_{th}} \\ s \cdot Q_{min} \\ Q_{min} \end{bmatrix} \quad \text{und} \quad (3.6a)$$

$$\mathbf{y}_2 = \begin{bmatrix} \frac{Q_{max} \cdot c_{Brennstoff}}{\eta_{th}} \\ s \cdot Q_{max} \\ Q_{max} \end{bmatrix} \cdot (3.6b)$$

Die Produktionsregion ist, wie bereits bei der Beschreibung des Heizkessels, eine Gerade, wobei die Dimension Stromerzeugung hinzugekommen ist.

3 Methode

Entnahmedampfturbinen und Gasturbinen

Entnahmedampfturbinen und Gasturbinen erlauben innerhalb eines bestimmten Betriebsbereichs eine ungekoppelte Produktion an Wärme und Strom. Die Abwärme einer Gasturbine kann einem Wärmetauscher oder Abhitzeessel zugeführt werden, sodass die ausgekoppelte Wärmemenge frei gewählt werden kann. Um eine bestimmte Menge an Wärme aus der Abhitze auszukoppeln, muss jedoch eine Mindestmenge an elektrischer Energie produziert werden. Diese Bedingung entspricht der Stromkennzahl s . Ein Stromverlust durch die Auskopplung von Wärme wurde für Gasturbinen in dieser Arbeit nicht modelliert.

Entnahmedampfturbinen verfügen über Entnahmestellen für Dampf an verschiedenen Druckstufen der Turbine, es kommt dadurch aber zu Stromeinbußen, die über die Stromverlustzahl

$$s_v = \frac{\Delta p}{\Delta q} \quad (3.7)$$

modelliert werden und welche in dieser Arbeit als konstant angenommen wurde. Die Stromverlustzahl gibt die Steigung der Verbindung zwischen dem Punkt maximaler Stromproduktion ohne Wärmeauskopplung, dem Kondensationspunkt, sowie dem Punkt maximaler Stromproduktion mit maximaler Fernwärmeauskopplung an. Ebenso ist die Voraussetzung eine Mindestmenge an Strom zu produzieren, gegeben durch die Stromkennzahl, zu erfüllen. In Kombination mit den Beschränkungen für minimale und maximale elektrische Leistung, sowie der maximalen Wärmeauskopplung, ergibt sich dadurch eine Produktionsregion mit 4 Extrempunkten.

Alle Punkte entlang der Verbindung zwischen Kondensationspunkt und dem Punkt maximaler Wärmeauskopplung liegen auf einer Linie gleicher Kosten. Bei minimaler Stromproduktion ohne Wärmeauskopplung gilt der untere elektrische Wirkungsgrad und die damit verbundene Brennstoffwärmeleistung. Unter diesen Beschränkungen ergeben sich die folgenden 4 Extrempunkte der

3.2 Optimierungsmodell des Kraftwerkseinsatzes

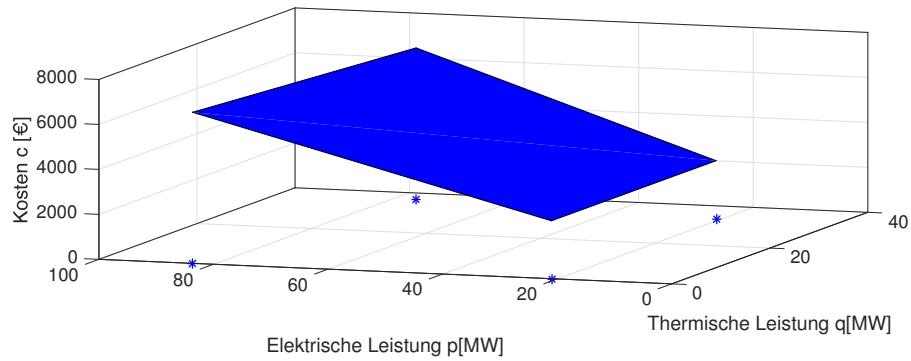


Abbildung 3.5: Beispielbild einer Produktionsregion anhand der KWK Anlage Salzburg Mitte

Produktionsregion:

$$\mathbf{y}_1 = \begin{bmatrix} \frac{P_{\min} \cdot c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{el,\min}} \\ P_{\min} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (3.8a)$$

$$\mathbf{y}_2 = \begin{bmatrix} \frac{P_{\max} \cdot c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{el,\max}} \\ P_{\max} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (3.8b)$$

$$\mathbf{y}_3 = \begin{bmatrix} \frac{P_{\max} \cdot c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{el,\max}} \\ P_{\max\text{FW}} \\ Q_{\max} \end{bmatrix} \quad \text{und} \quad (3.8c)$$

$$\mathbf{y}_4 = \begin{bmatrix} \frac{(P_{\min} + s \cdot P_{\min} / s) \cdot c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{el,\min}} \\ P_{\min} \\ P_{\min} / s \end{bmatrix}. \quad (3.8d)$$

3 Methode

3.2.1 Kombination zu einem Kraftwerkspark

Unter Verwendung des Stundenindex t und des Index der Erzeugungseinheiten j ergibt sich die stündliche Erzeugung des gesamten Kraftwerksparks als Summe der Leistungen der einzelnen Anlagen zu

$$\begin{bmatrix} C_t \\ P_t \\ Q_t \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} (x_{tji} \cdot \mathbf{y}_{tji}), \quad (3.9)$$

wobei die Anforderungen an die stündliche Erzeugung explizit über die Variablen P_t und Q_t gestellt werden können. Da ein linearer Zusammenhang zwischen Brennstoffverbrauch und Brennstoffkosten sowie Brennstoffverbrauch und CO_2 Emissionen einer Anlage unterstellt wurde, kann über diesen auf die Gesamtemissionen aller Anlagen zurückgerechnet werden. Diese ergeben sich zu

$$EM_t = \sum_{j=1}^m \left(\frac{c_j}{c_{\text{Brennstoff},j}} \cdot em_j \right), \quad (3.10)$$

sodass auch Beschränkungen an die gesamten oder stündlichen Emissionen gestellt werden können und die Kosten bei gegebenen CO_2 -Preisen durch

$$C_{CO_2} = EM_t \cdot c_{CO_2} \quad (3.11)$$

bekannt sind.

3.2.2 Zeitliche Auflösung der Nachfrage

Um den zeitlichen Verlauf der Wärmenachfrage zu modellieren wurden zwei generische Lastprofile erstellt. Ein Lastprofil für Einfamilienhäuser, h_e , und ein Lastprofil für Zwei- und Mehrfamilienhäuser, h_m . Diese setzen die nachgefragte Wärmemenge auf stündliche Leistungswerte um. Da Haushalte mit Fernwärme die gleichen Energiedienstleistungen nachfragen wie Haushalte die mit Erdgas versorgt werden, wurde bei der Lastprofilerstellung auf die öffentlich verfügbare Vorgehensweise gemäß Almbauer (2008) für nichtleistungsgemessene Kunden der Gasnetzbetreiber Österreichs zurückgegriffen. Als repräsentativer Temperaturverlauf wurden die Aufzeichnungsdaten der

3.2 Optimierungsmodell des Kraftwerkseinsatzes

	β	A	B	C	D
h_e	0,5	2,832	-36,990	6,569	0,123
h_m	0,5	2,4	-34,14	5,635	0,355

Tabelle 3.3: Verwendete Parameter

Tagesmitteltemperaturen der Wetterstation Flughafen Graz des Jahres 2014 verwendet. Diese wurden gemäß Gleichung

$$\theta_{a,t} = \beta \cdot \theta_t + (1 - \beta) \cdot \theta_{t-1} \quad (3.12)$$

geglättet. Mit der Gleichung

$$h_{e,m}(t) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\theta_{a,t} - \theta_{a0}}\right)^C} + D \quad (3.13)$$

wurde der Temperaturverlauf in ein tägliches Lastprofil umgerechnet. Die Werte der Parameter dieser Gleichung können der Tabelle 3.3 entnommen werden. In Almbauer (2008) findet sich zusätzlich eine Tabelle der stündlichen Aufteilung des Tagesbedarfs in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur. Diese wurde verwendet um aus dem Tagesprofil das stündliche Profil zu erstellen. Abbildung 3.6 zeigt das erzeugte normierte Lastprofil. Entscheidend für die spätere Ausbauplanung ist der Wert der maximalen Leistung des Lastprofils. Dieser liegt mit $4,26 \cdot 10^{-4}$, dem Wert des Lastprofils für Einfamilienhäuser, nahe an den in Blesl (2002) ermittelten Werten der unterschiedlichen Siedlungstypen. Damit ist sichergestellt, dass angeschlossene Versorgungsgebiete nicht in ihrer maximalen benötigten Wärmeleistung die Erzeugungskapazitäten überschreiten. Der Verlauf der nachgefragten Momentanleistung ergibt sich über die Nachfrage der Einfamilienhäuser, N_1 , und jener Nachfrage die diesen nicht zugeordnet wurde, N_2 zu

$$d_t = h_{e,t} \cdot N_1 + h_{m,t} \cdot N_2. \quad (3.14)$$

3.2.3 Berechnung der Stromerlöse

Aus Gleichung 3.2 sind die Kosten, Strom- und Wärmeproduktion einer Anlage, und aus 3.9 die des gesamten Anlagenparks bekannt. Eine Zuteilung

3 Methode

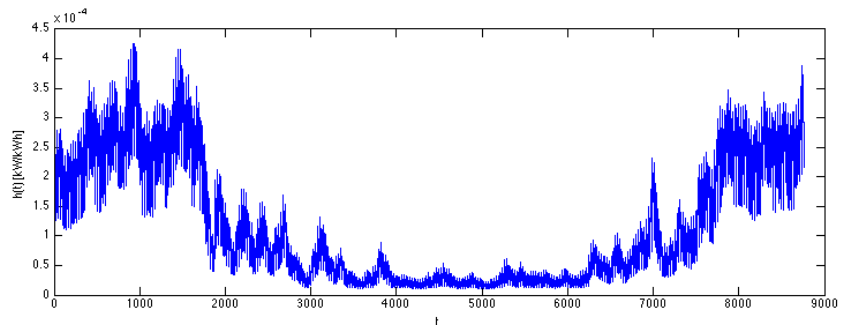


Abbildung 3.6: Lastprofil

Siedlungstyp	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Faktor $\cdot 10^4$	4,2	4	4,2	4,2	3,6	4,2	4	4,0	4,1	4,1

Tabelle 3.4: Verhältnisse von Spitzenleistung zu Wärmebedarf der einzelnen Siedlungstypen

der Kosten zu Wärme oder Stromerzeugung ist für den wirtschaftlich optimalen Betrieb der Anlagen nicht notwendig. Daher wurden die Stromerlöse der momentanen Produktion von den Kosten abgezogen und ergeben so die strompreisabhängigen Kosten der Wärmeerzeugung. Die gleiche Vorgangsweise findet sich unter anderem auch in Abdollahi u. a. (2014). Da es sich um gasbetriebene Anlagen handelt, wurde angenommen, dass der erzeugte Strom auf dem Spot-Markt verkauft werden kann und der Einsatz vom Day-Ahead-Preis abhängt und nicht durch Verträge mit einem längeren Zeithorizont fixiert ist. Die elektrische Leistung der Modellregionen beträgt unter 100 MW. Damit ist auch bei einer hohen Volllaststundenzahl das erzeugte Volumen wesentlich kleiner als das intraday gehandelte Volumen an der europäischen Strombörse EPEX Spot von 59TWh, wie in *Handelsvolumen an der EEX* (2016) angegeben. Von einer Beeinflussung der Preisbildung durch den Kraftwerkseinsatz ist daher nicht auszugehen.

3.2.4 Zielfunktion und Nebenbedingungen

Unter den zuvor beschriebenen Annahmen ergibt sich bei exogen vorgegebenem Bedarf anhand des Lastprofils und der angeschlossenen Verbraucher die Minimierung der Gesamtkosten als Zielfunktion. Diese bestehen aus den stündlichen Brennstoffkosten C_t , die durch die Wärmeproduktion entstehen. Für Anlagen mit Stromproduktion sind von diesen die Stromerlöse $P_t \cdot r_t$ abzuziehen. In Stunden in denen eine Anlage gestartet wird kommen zusätzlich Startupkosten $C_{\text{startup},t}$ zu tragen. Weiters wurde die Möglichkeit einen Preis für CO₂-Emissionen zu setzen über die von den Emissionsfaktoren abhängigen CO₂-Kosten berücksichtigt. Da die Einnahmen von den exogen vorgegebenen Größen Anschlussleistung und Nachfrage abhängen, gehen sie in die Zielfunktion nicht ein. Daher wurde

$$\min\left(\sum_t C_t - \sum_t P_t \cdot r_t + \sum_t C_{\text{startup},t} + \sum_t C_{\text{CO}_2,t}\right) \quad (3.15)$$

als Zielfunktion gewählt. Weiters wurde die Deckung des Bedarfs,

$$Q_t \geq q_t / \eta_{\text{Netz}}, \quad (3.16a)$$

als stündliche Nebenbedingung vorgegeben. Die Berechnung der stündlichen Nachfrage q_t erfolgt wie in Abschnitt 3.2.2 beschrieben über die Nachfragen, N_1 und N_2 aus der Netzberechnung.

3.3 Optimierungsmodell des Netzausbaus

Der Ausbau wurde als eigenständiges gemischt-ganzzahliges lineares Problem formuliert. Es muss dabei den möglichen Einnahmen aus einem Ausbau und den einhergehenden Kosten Rechnung getragen werden. In einem ersten Schritt wurden dazu unterschiedliche Tarife von österreichischen Fernwärmenetzbetreibern¹ bezüglich ihrer möglichen Einnahmen bei einem gegebenen Netz untersucht. Es zeigte sich, dass die Einnahmen in etwa

¹Tarife gemäß Josef Kaufmann (2014)

3 Methode

zu 85 % aus arbeitspreisabhängigen Einnahmen und 15% aus leistungspreisabhängigen Einnahmen zusammensetzen. Messpreise und Abgaben leisten keinen Beitrag zu den Einnahmen, sondern sollen nur entstandene Kosten abdecken, und wurden daher nicht berücksichtigt. Auf der Ausgabenseite stehen die Kosten der Erzeugung, wie im vorherigen Abschnitt berechnet, sowie die Kosten für den Netzausbau und die Erhaltung.

3.3.1 Zielfunktion und Nebenbedingungen

Der optimale Verlauf einer Flußgröße entlang eines gerichteten Graphen lässt sich allgemein in unterschiedliche Klassen von Netzwerkflussproblemen einteilen. Das vorliegende Problem fällt unter die Kategorie der erweiterten Netzwerkflussprobleme². Heizwerke und KWK-Anlagen stellen dabei die Quellen der Wärmeleistung dar, die entlang der Kanten in Folge von Verlusten und Wärmebedarf der Haushalte und Gewerbe verbraucht wird. Als Grundlage des Netzwerks dient der Straßengraph der jeweiligen Modellregion. Somit kann der Leistungsfluss mit Hilfe der Beschränkungen

$$x_{ij} + x_{ji} \leq 1 \quad (3.17a)$$

$$\sum_j P_{in,ij} - \sum_j P_{out,ji} \leq \sum_k Q_{i,k} \quad (3.17b)$$

$$\eta_{ij} \cdot P_{in,ij} - P_{out,ij} = (d_{ij} + l_{ij} \cdot \theta_{fix}) \cdot x_{ij} \quad (3.17c)$$

und der Zielfunktion

$$\min\left(\sum_{i,j} (x_{ij} \cdot k_{fix,ij} + P_{ij} \cdot k_{var,ij} - x_{ij} \cdot r_{ap} \cdot D_{ij}) + \left(\sum_k Q(k)\right) \cdot k_p\right), \quad (3.18)$$

gemäß Dorfner und Hamacher (2014), formuliert werden. Dabei müssen alle Flussvariablen positive Werte annehmen und dürfen nicht fließen wenn die ihrer Kante entsprechende Binärvariable 0 ist und sind deshalb durch die

²Klassifizierung nach Ahuja, Magnanti und Orlin (1988)

3.3 Optimierungsmodell des Netzausbaus

Gleichungen,

$$x_{ij} \geq 0 \quad (3.19a)$$

$$P_{in,ij} \geq 0 \quad (3.19b)$$

$$P_{in,ij} \geq x_{ij} \cdot 50000 \quad (3.19c)$$

$$P_{out,ij} \geq 0 \quad (3.19d)$$

$$0 \leq Q_{i,k} \leq Q_{i,k,max} \quad (3.19e)$$

beschränkt. Die maximale Leistung entlang einer Leitung wurde mit 50MW angenommen. Die Leistungsbeschränkung erfolgt durch Gleichung 3.19c in Abhängigkeit der dazugehörigen Binärvariable. Gleichungen 3.17a und 3.17b sind die unidirektionalitäts- und Knotenbedingung eines allgemeinen Netzwerkflussproblems. 3.17a beschränkt in einem bidirektionalen Graphen den Fluss entlang einer Kante auf eine Richtung. Das Element x_{ij} der Adjazenzmatrix ist eine Binärvariable und gibt an, ob eine Kante ausgebaut wurde. Verläuft die Kante von i nach j ist ein Verlauf von j nach i nicht mehr möglich. 3.17b ist eine Formulierung der kirchhoffschen Knotenregel. Die Summe aus Leistungen die von diesem Knoten in die Netzkanten fließen, $P_{in,ij}$, und die Summe der Leistungen, die aus den Kanten in den Knoten fließen, $P_{out,ij}$, muss der möglichen Erzeugung in diesem Knoten entsprechen. Diese besteht aus der Erzeugung aller k Anlagen eines Knoten i , $Q_{i,k}$. Diese Gleichungen wurden mit Hilfe der Gleichung 3.17c um Verlustterme entlang der Kanten erweitert. Wurde eine Kante x_{ij} erschlossen, so sind aus der Summe der, um den Wirkungsgrad η_{ij} verminderten, eingehenden und der ausgehenden Leistung die Nachfrage, sowie die längenabhängigen fixen Verluste der Leitung zu decken. Die Zielfunktion, des Optimierungsproblems, ist die Minimierung der Kosten aus Ausbau und Versorgung. Der Anschluss einer Kante resultiert in fixen Kosten $k_{fix,ij}$ und Kosten, $k_{var,ij}$, die von der Ausbauleistung abhängen. Die genaue Beschreibung dieser Kosten erfolgt in Abschnitt 3.3.3. Die Einnahmen aus dem Arbeitspreis $r_{ap} \cdot D_{ij}$ leisten bei Erschließung einen negativen Beitrag zur Zielfunktion. Die Kosten der Wärmeerzeugung gehen über den Kostenparameter k_p in die Zielfunktion ein. Somit verläuft das Netz entlang des Graphen, der maximale Einnahmen liefert.

3.3.2 Erfassung des räumlichen Wärmebedarfs

Um die räumlichen Verhältnisse des Ausbaus wiedergeben zu können war es notwendig den Wärmebedarf und die mögliche Geometrie des Ausbaus räumlich aufzulösen. Unter *Straßen und Wegnetz Salzburg* (2015) und *Verkehrsnetz Kärnten* (2015) stehen die Straßendaten der Bundesländer Salzburg und Kärnten, räumlich aufgelöst, als Shapefiles zu Verfügung. Diese beinhalten Straßennamen, Längen und Geokoordinaten der Kreuzungen. Zur weiteren Verarbeitung der Geo-Daten wurde die Software Q-GIS verwendet. Die Daten der Modellregionen wurden in Q-GIS auf Umgebung der jeweiligen Stadt zurechtgeschnitten und die Länge der Straßen anschließend neu vermessen. Nach der Vermessung wurde die Geometrie vereinfacht, um die Anzahl der Kanten und Knoten und dadurch den Rechenaufwand des Modells zu verringern. Die resultierenden Straßengraphen wurden mit der Mapping Toolbox als Knoten und eine Liste von Kanten in Matlab importiert. Aus dieser wurde die symmetrische Matrix l_{ij} gewonnen, welche die Länge der Kanten beinhaltet. Weiters wurden, unter Verwendung der Luftbildaufnahmen des Google-Maps Plugins, die Modellregionen in Gebiete unterschiedlicher Siedlungstypen eingeteilt. Diese weisen aufgrund der vorherrschenden Bebauung unterschiedliche Wärmedichten auf. Für eine detaillierte Beschreibung der Siedlungstypmethode sei auf Lutsch (2001) verwiesen. Die Polygone der unterschiedlichen Gebiete wurden ebenfalls in Matlab eingelesen. Den darin enthaltenen Kanten wurden der mit Hilfe ihrer Länge der ihrem Siedlungstyp entsprechende Wärmebedarf zugeordnet.

$$D_{ij} = l_{ij} \cdot \gamma \cdot \xi \quad (3.20a)$$

$$d_{ij} = D_{ij} \cdot \rho_{ij} \quad (3.20b)$$

Um das bereits vorhandene Netz zu berücksichtigen wurden die Bereiche in denen bereits ein Fernwärmenetz besteht als Polygon angelegt. Kanten innerhalb dieses Polygons wurden als Eintrag in der Matrix der bereits gebauten Leitungen ϵ_{ij} vermerkt.

3.3.3 Berechnung der Ausbaurkosten

Für die Berechnung der Ausbaurkosten wurden die in Blesl (2002) angegebenen spezifischen Kosten verwendet. Abbildung 3.7 zeigt ihren Verlauf. Aus diesen spezifischen Kosten wurde die in Abbildung 3.8 gezeigte Kostenfunktion des Leitungsausbaus errechnet und durch eine lineare Funktion genähert. Der Fixkostenanteil pro Meter Leitungslänge, kann als Kosten der Grabe- und Verlegearbeiten interpretiert werden. Der variable Anteil stellt die Kosten der für steigende Leistungen benötigten unterschiedlichen Rohrtypen dar. Alle Kostenangaben in Blesl (2002) wurden in DM des Jahres 2002 getroffen und wurden daher auf Euro des Jahres 2014 umgerechnet. Somit ergibt sich eine längenabhängige Kostenfunktion der Form

$$f(P) = c_{\text{var}} \cdot P + c_{\text{fix}} = 45\text{€/m/kW} \cdot P + 323\text{€/m} \quad (3.21)$$

Unter Berücksichtigung der Einnahmen zufolge des Leistungspreises einer Kante, und deren Länge, wurden die Kostenparameter der Zielfunktion über folgende Gleichungen berechnet:

$$k_{\text{var},ij} = 45 \cdot l_{ij}(1 - \epsilon_{ij}) \cdot \alpha \quad (3.22a)$$

$$k_{\text{fix},ij} = 323 \cdot l_{ij}(1 - \epsilon_{ij}) \cdot \alpha - r_{\text{lp}} \cdot d \quad (3.22b)$$

In Abhängigkeit der Länge l_{ij} entstehen somit für eine Kante die im bisherigen Netz noch nicht bestanden hat, $\epsilon_{ij} = 0$, pro Meter, Fixkosten von 45 €. Diese werden mit dem Annuitätenfaktor α auf jährliche Kosten umgerechnet. Die Funktion der variablen Kosten verhält sich analog, wobei jährliche Einnahmen zu Folge des Leistungspreises die Kosten verringern. Sind Kanten bereits erschlossen, sind die Kosten als Sunk Cost zu betrachten und der Parameter der variablen Kosten beschreibt nur diese Einnahmen.

Der Kostenparameter der Erzeugung wurde aus der Einsatzplanung und der Anschlussleistung der vorhergehenden Ausbausimulation über die Gleichung

$$k_{\text{p}} = \frac{\sum_t C_t}{\sum_i \sum_k Q_{i,k}} \quad (3.23)$$

berechnet. Dabei wurde die Summe der Kosten der Wärmeerzeugung, C_t , auf die Summe maximal nötigen Versorgungsleistung aller Anlagen $Q_{i,k}$ bezogen.

3 Methode

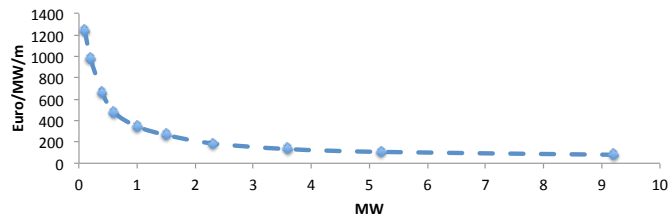


Abbildung 3.7: Spezifische Kosten der Leitungsverlegung, Quelle: Eine Darstellung, Daten gemäß Blesl (2002)

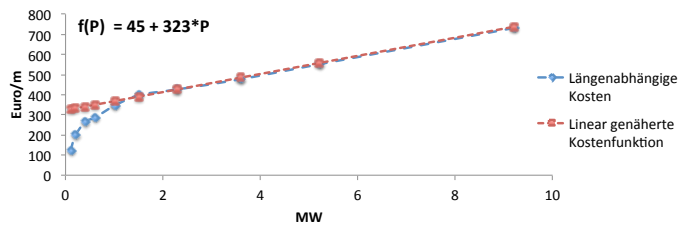


Abbildung 3.8: Absolute Kosten der Leitungsverlegung, Quelle: eigene Darstellung

3.3 Optimierungsmodell des Netzausbaus

Daraus folgt im nächsten Iterationsschritt

$$\sum_i \sum_k Q_{i,k} \cdot k_P = \sum_t C_t,$$

womit die Kosten der Einsatzplanung genau in der Zielfunktion des Ausbaus abgebildet werden.

3.3.4 Berechnung der Fernwärmeleitungsverluste

Zusätzlich zum Verbrauch sind entlang der Kanten auch die Verluste zufolge von Wärmeabgabe an das Erdreich und Wasserverlust zu kompensieren. Die Verluste einer Fernwärmeleitung hängen von Vorlauftemperatur, Rücklaufemperatur, Fließgeschwindigkeit, Dicke der Isolierung, Wartung der Leitungen, und damit vom aktuellen Betriebszustand, ab. Eine exakte Beschreibung der Verluste ist aus diesem Grund in einem Modell, welches nur in Abhängigkeit von Länge und Leistung lineare Verlustterme ermöglicht, nicht möglich. *Wärmeverluste von Fernwärmenetzen Stellenwert von Fernwärme / KWK im EEWärmeG (2016)* gibt eine Übersicht der Verluste verschiedener Reihen an Rohren in Abhängigkeit ihrer Nennweite. Alle Reihen der Abbildung zeigen einen von 0,02 kW/m zunehmenden Verlauf. Der Wert der längenabhängigen Verluste wurde daher mit

$$\theta_{fix} = 0,02 \text{ kW/m} \quad (3.24)$$

angenommen. Da innerhalb eines Netzes unterschiedliche Rohrtypen zum Einsatz kommen, war es nicht möglich aus der Nennweite und der dadurch möglichen Leistung einen leistungsabhängigen Verlustparameter zu bestimmen. Der Parameter η wurde deshalb experimentell über mehrere Modelldurchläufe ermittelt, sodass für die Modellregion Salzburg, der Gesamtwirkungsgrad nahe dem aus dem Jahresbericht ermittelbaren Wirkungsgrad von 83% liegt. Damit ergab sich die folgende Gleichung der leistungsabhängigen Verluste:

$$\eta_{ij} = 1 - \theta_{var} \cdot l_{ij} = 1 - 0.00006 \cdot l_{ij}. \quad (3.25)$$

3.4 Definition der Szenarien

Aufgabe des Modells ist es, den Einfluss unterschiedlicher Größen auf den möglichen Ausbau bzw. Rückbau eines Fernwärmenetzes zu untersuchen. Ein Großteil der betrachteten Heizkessel und KWK-Anlagen wird mit Erdgas betrieben, der Gaspreis wirkt sich damit direkt auf die Wärmegestehungskosten aus. Zusätzlich kommen bei KWK-Anlagen Stromerlöse zu tragen. Der Gaspreis für Energieversorger und der Stromspotmarktpreis wurden deshalb als Parameter ausgewählt. Einnahmenseitig wird in Zukunft ein verändertes Kundenverhalten zu einer veränderten Nachfrage führen. Diese kann entweder durch eine Gebäudesanierung, durch moderne Wärmedämmung, oder einen Wechsel der Kunden zu alternativen Energieträgern erfolgen. Das neue Kundenverhalten führt zu geringeren Einnahmen und einer anderen Leitungsausnutzung. Der Einfluss dieses Rückgangs sollte ebenfalls untersucht werden. Deshalb wurden folgende Größen die für die Erstellung der Szenarien ausgewählt:

- Gasgroßhandelspreis für Energieversorger
- Stromspotmarktpreis der EEX
- Wärmebedarf der Nachfrage

3.4.1 Gaspreisszenario

Nachdem die Marktpreisentwicklung für Erdgas in Österreich hauptsächlich über die Entwicklung des Einkaufspreises an der Grenze bestimmt wird, siehe Schweikardt u. a. (2012), wurde der Erdgasimportpreisindex³ als Maßstab für die Preisentwicklung verwendet. Laut Statistik der E-Control beträgt der durchschnittliche Einkaufspreis für Energieversorger⁴ 2,37 ct/kWh und der gesamte Gaspreis besteht zu 51% aus diesem Energiepreis⁵. Hinzu kommen noch Netzentgelte und staatliche Nutzungsabgaben. Daher wurde der Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Inflation mit

$$c_{\text{Brennstof, Gas}} = 4,12 \text{ ct/kWh}$$

³E-Control - Gaspreis Importpreisindex o.D.

⁴E-Control Gaspreis Gewerbe o.D.

⁵E-Control - Gaspreis Zusammensetzung o.D.

3.4 Definition der Szenarien

Jahr	Index	Gaspreis
2020 positiv	146,40	5,6220 ct/kWh
2020 negativ	55,32	2,1244 ct/kWh

Tabelle 3.5: Auswertung Trend Gaspreis

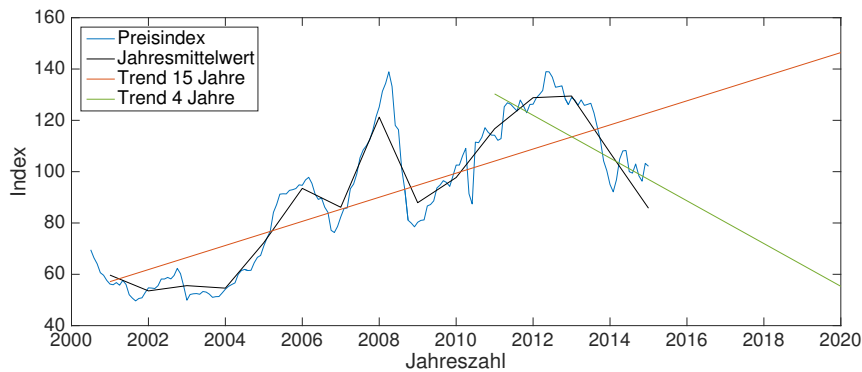


Abbildung 3.9: Preisindex Erdgas

(Euro 2014) berechnet. Um die Entwicklung des Gaspreises abzuschätzen, wurde der Trend des jährlichen Mittelwerts untersucht. Dabei wurden durch lineares Fitting die Trendlinie der gesamten Aufzeichnung, und der Trend der letzten 4 Jahre bestimmt. Daraus ergaben sich die 2 Trendfunktionen

$$index_i = 4.6981 \cdot t - 9343,7 \quad (3.26a)$$

$$index_{ii} = -8.3309 \cdot t + 16884. \quad (3.26b)$$

Diese wurden für das Jahr 2020 ausgewertet, um eine untere und eine obere Abschätzung für den Gaspreis zu liefern. Abbildung 3.9 zeigt die Entwicklung des Gaspreises und die 2 dazugehörigen Trendlinien. Tabelle 3.5 zeigt die Ergebnisse der Berechnung

3 Methode

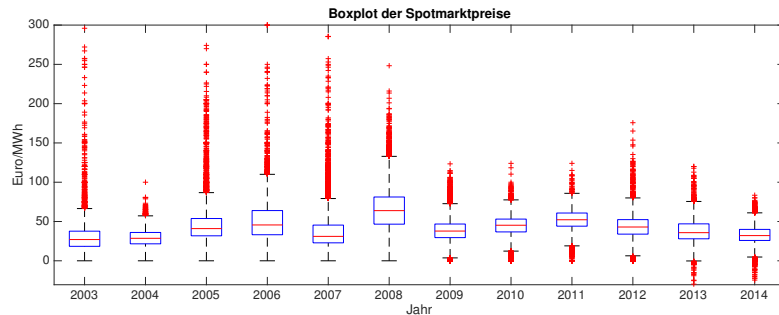


Abbildung 3.10: Boxplot der Strom Spotmarktpreise

3.4.2 Strompreisszenario

Um Szenarien für den Strompreis zu bestimmen, wurde der Spotmarktpreis der Jahre 2003 bis 2014 an der EEX analysiert. Der Preisverlauf des Jahres 2014 wurde dabei als Basisszenario zu Grunde gelegt. Abbildung 3.10 zeigt den Boxplot des stündlichen Spotmarktpreises der untersuchten Jahre. Dabei wurde das Jahr 2011 als durchschnittliches Jahr mit einem höheren Strompreis und das Jahr 2008 als Jahr mit besonders hohem Strompreis ausgewählt.

Um die Entwicklung des Strompreises im Verhältnis zu Kosten und Einnahmenparametern zu berücksichtigen wurde der Preis in den Modelldurchläufen mit Hilfe der Inflationsdaten des VPI auf Euro des Jahres 2014 umgerechnet. Die Betrachtung von Median und des Mittelwertes unter diesen Bedingungen zeigt Abbildung 3.11. Dabei zeigt sich das Jahr 2014 als jenes Jahr, mit dem in realen Größen niedrigsten mittleren Strompreis. Zusätzlich kommt es durch den Rückgang der Ausreißer in Richtung besonders hoher Strompreise zu einer Angleichung von Median und Mittelwert über den Verlauf von 2003 bis 2014.

3.4.3 Energieeffizienzzenario

Über die nächsten Jahre ist durch Gebäudesanierung, neue Technologien und weitere Förderung von Wärmedämmmaßnahmen von einem Absinken

3.4 Definition der Szenarien

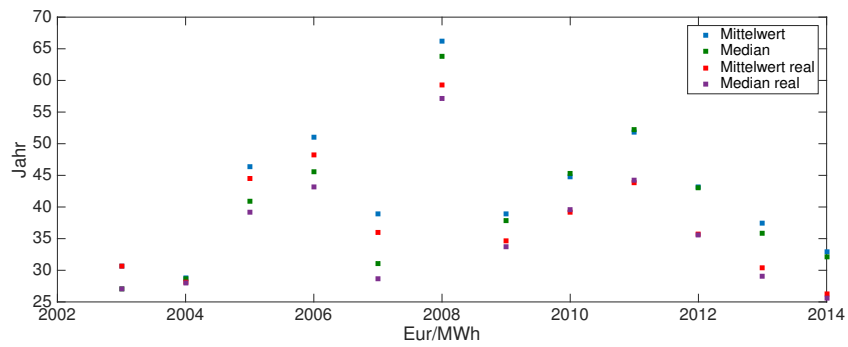


Abbildung 3.11: Mittelwerte des Spotmarktpreises

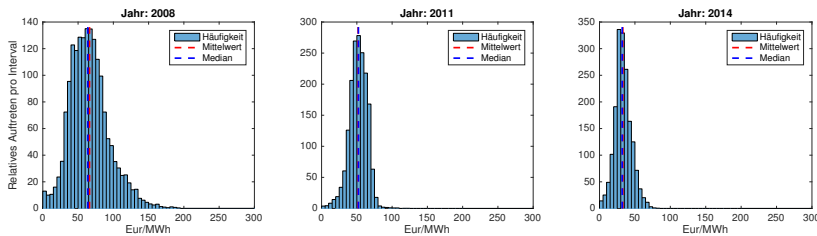


Abbildung 3.12: Histogramme der ausgewählten Jahre

3 Methode

der Wärmebedarfsdichte auszugehen. So zeigt eine Auswertung des Endenergieeinsatzes in Österreich bereits in den Jahren 2002 bis 2010 eine Sättigung des Endenergieeinsatzes zur Wärmebereitstellung⁶. Es wurden deshalb 2 Szenarien bei sinkendem Wärmebedarf simuliert. Als Grundlage für den Verlauf der Abnahme des Energiebedarfs wurden die Szenarien aus Müller (2013) herangezogen. Diese gehen, bis zum Jahr 2050, von einer Abnahme um 32 %, im Falle niedriger Effizienz, und um 52%, im Falle hoher Effizienz, aus. Dies entspricht einer jährlichen Abnahmerate von 0,85% bis 1,6 %. Für die wirtschaftliche Abschreibungsdauer von Investitionen wurde ein Zeitraum von 15 Jahren gewählt. Innerhalb dieses zu Grunde gelegten Zeitraums ergeben sich somit zwei Energieeffizienzzenarien mit einem Rückgang des Energiebedarfs um 12% beziehungsweise 21 %.

3.5 Daten der Modellregionen

Die Kraftwerksparks der Modellregionen wurden im Falle der Gegendruckturbinen und Heizkessel aus Fenz (2015) und Pfeffer (2016) übernommen. Desweiteren verfügen beide Modellregionen jeweils über ein größeres Fernheizkraftwerk, dessen Stromproduktion nicht starr mit der Wärmeproduktion gekoppelt ist. Dieses wurde in beiden Fällen als Produktionsregion einer Entnahmeturbine modelliert. Das HKW Salzburg Mitte verfügt laut *Heizkraftwerke und Heizwerke der Salzburg AG* (2013) über einen 90 MW Schwerölkessel, sowie eine Gasturbine mit Abhitzekeessel, der eine Entnahmedampfturbine speist. Die Brennstoffwärmeleistung der Gasturbine beträgt 165 MW bei einer elektrischen Leistung von 54,7 MW. Somit besitzt die Gasturbine einen elektrischen Wirkungsgrad von 33,2%. In Kombination mit der elektrischen Leistung von 28,96 MW der Dampfturbine ergibt sich ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad der Anlage von 50,7%. Die Engpassleistung der gesamten Anlagen ist mit 127 MW angegeben. Unter der Annahme, dass 10 MW des Schwerölkessel als Reserve vorbehalten werden, wurde die maximale Wärmeauskopplung der Entnahmeturbine mit 47 MW angenommen. Als Stromkennzahl der Gasturbine wurde ein Standardwert von 1,6 angenommen und als Stromverlustzahl 0,2. Die resultierenden Produktionsregionen der 2 Turbinen, sowie die zur Modellierung verwendete gemeinsame Region zeigt Abbildung 3.13.

⁶Reinhard Haas, 2009.

3.5 Daten der Modellregionen

Das HKW Klagenfurt besitzt, laut *Infoblatt der Stadtwerke Klagenfurt Grup-*

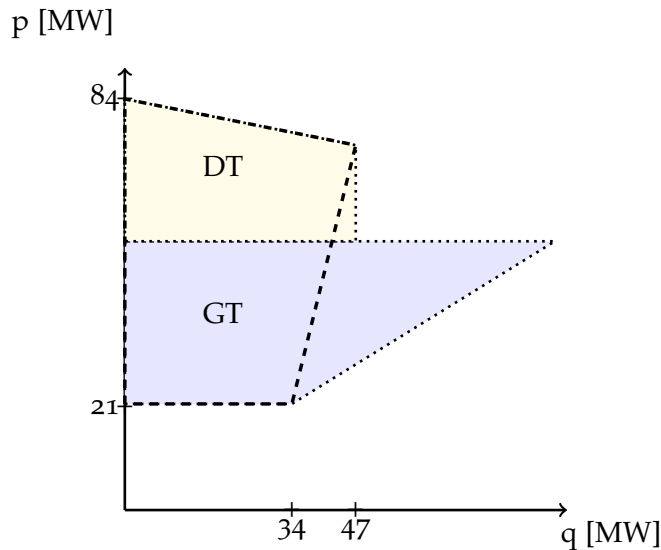


Abbildung 3.13: Salzburg Mitte

p_e (2015), eine Kondensationsturbine mit 5 MW, eine Vorschaltturbine mit 3,8MW, eine Entnahmeturbine mit 15MW und eine Gegendruckturbine mit 9,2 MW und 5 Kessel mit einer Gesamtbrennstoffwärmeleistung von 137,9 MW und einer maximalen Fernwärmeauskopplung von 120 MW. Die Turbinenparameter waren nicht bekannt. Es wurden daher Standardwerte gemäß *Energinet.dk* (2012) übernommen. Abbildung 3.14 zeigt eine mögliche Kombination der 4 Produktionsregionen dieser Turbinentypen. Um den Angaben in *Moritz* (2013) gerecht zu werden, wurde eine Region mit den folgenden Eigenschaften erstellt:

- 28 MW el. Spitzenleistung
- 40 MW Thermische Spitzenleistung im Gegendruckpunkt
- 80 MW Zusatzkessel.

Die resultierende Produktionsregion ist ebenfalls in Abbildung 3.14 dargestellt. Die gesamte Aufstellung der Erzeugungsanlagen zeigen die Tabellen 3.6 und 3.7. Alle Technologien wurden bezüglich der tatsächlich entstehenden Kosten betrachtet, eventuelle Förderungen wurden in die Kosten nicht miteinbezogen.

3 Methode

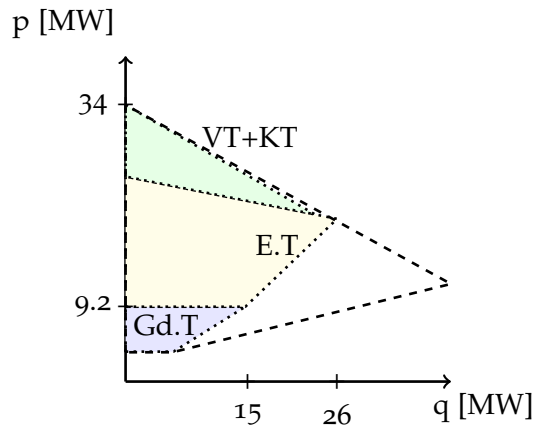


Abbildung 3.14: HKW Klagenfurt

Tabelle 3.6: Heizwerkspark der Stadt Salzburg, Leistungen in kW

Name	Brennstoff	P_{\min}	P_{\max}	$P_{\max-FW}$	Q_{\min}	Q_{\max}	η_{\min}	η_{\max}
Salzburg Mitte GuD	Gas	26770	83660	76300	0	47000	0,336	0,513
Salzburg Mitte Kessel	Heizöl schwer	0	0	0	9000	90000	0,801	0,89
HKW Nord GD	Gas	7430	13500	-	27230	49500	0,1872	0,1872
Siezenheim - KWK	Biomasse	830	1500	-	4290	7800	0,15	0,15
Spitzenlastkessel Mitte	Gas	0	0	0	7740	77400	0,817	0,86
Spitzenlastkessel Nord	Heizöl schwer	0	0	0	3300	33000	0,799	0,841
Heizwerk Elsbethen	Gas	0	0	0	1730	17300	0,9	0,95
Schwarzenbergkaserne	Gas	0	0	0	1700	17000	0,85	0,895

Für das Modell des Netzausbaus war für beide Regionen der Wärmebedarf und die dazugehörige räumliche Auflösung zu ermitteln. Dazu wurde das Gebiet um Salzburg und um Klagenfurt in Regionen unterschiedlicher Wärmebedarfsdichte eingeteilt. Mit Hilfe von Luftbildern wurden Regionen unterschiedlicher Siedlungstypen identifiziert. Die Einteilung der Modellregion ist in den Abbildungen 3.15 und 3.16 dargestellt. Diese zeigt die als Grundlage verwendeten Ausschnitte der Straßengraphen und die Polygonzüge

3.5 Daten der Modellregionen

Tabelle 3.7: Heizwerkspark der Stadt Klagenfurt, Leistungen in kW

Name	Brennstoff	P_{\min}	P_{\max}	$P_{\max-FW}$	Q_{\min}	Q_{\max}	η_{\min}	η_{\max}
HKW KWK	Gas	3400	34000	12000	0	40000	0,21	0,45
HKW Kessel	Gas	0	0	0	8000	80000	0,828	0,92
BioKWK	Biomasse	2000	5000	-	6000	15000	0,2	0,22
Heizwerk Süd	Gas	0	0	0	2400	24000	0,845	0,89
LKH	Gas	0	0	0	800	8000	0,845	0,89
Heizwerk Nord	Gas	0	0	0	900	9000	0,845	0,89
Heizwerk West	Gas	0	0	0	1500	15000	0,845	0,89
Windischkaserne	Gas	0	0	0	450	4500	0,845	0,89
Rosenberggründe	Gas	0	0	0	1000	10000	0,845	0,89
Viktring	Gas	0	0	0	600	6000	0,845	0,89

der Begrenzungen unterschiedlicher Siedlungstypen. Den Netzkanten innerhalb dieser Polygone wurde über ihre Länge und dem durchschnittlichen Wärmebedarfs pro Meter eine Nachfrage und dazugehörige Leitungsverluste zugeordnet. Durch die Einteilung ergaben sich in Salzburg eine mögliche Gesamtnachfrage des Stadtgebiets von 1582 GWh und für Klagenfurt von 1145 GWh.

3 Methode

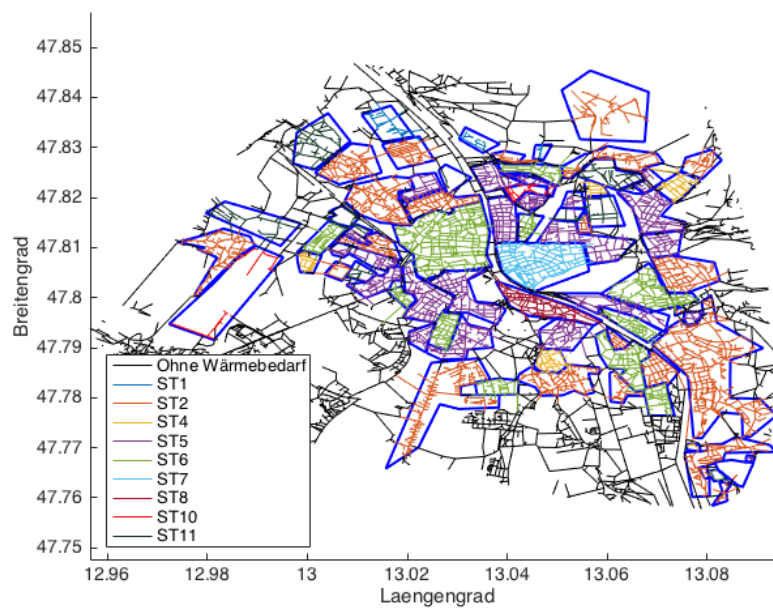


Abbildung 3.15: Gebietseinteilung Salzburg

3.5 Daten der Modellregionen

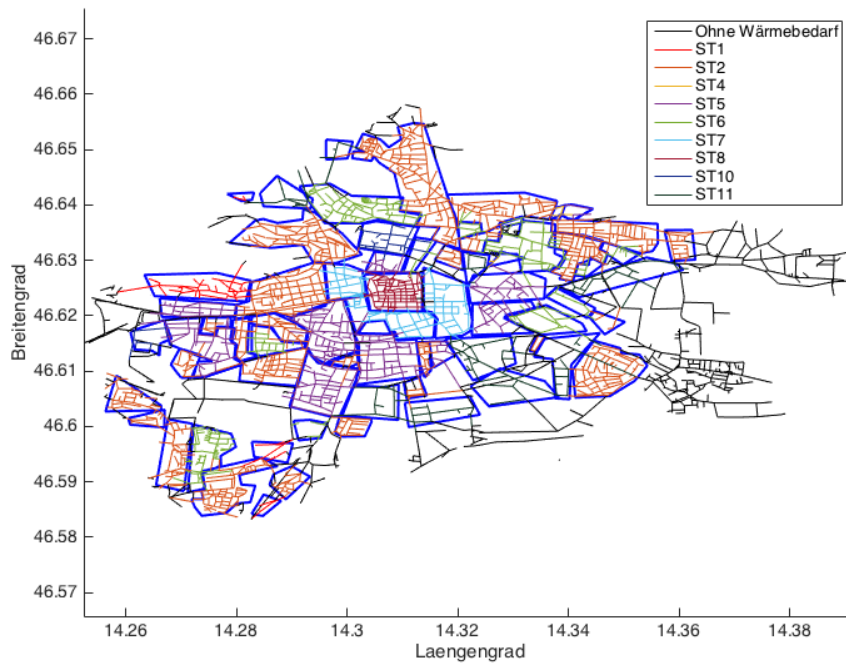


Abbildung 3.16: Gebietseinteilung Klagenfurt

4 Ergebnisse

Das nachfolgende Kapitel beschreibt die Ergebnisse des Modells unter Annahme aller Parameter, wie sie der Situation im Jahr 2014 entsprechen und unter der Variation der einzelnen Parameter wie in der Szenariendefinition beschrieben.

Für beide Modellregionen, Salzburg und Klagenfurt, lag kein bestehender Graph des Fernwärmenetzes vor. Es wurde daher im jeweiligen Referenzszenario ein Netz ermittelt, welches das tatsächliche Netz bestmöglich repräsentiert. Dieses dient als vorhandenes Netz der weiteren Szenarien. Dazu wurde das Modell mit einem Netzausbau bei angenommen bezogenen Kosten von 125€/kW und den Eingabeparametern gemäß Tabelle 4.1 gestartet.

Mit Hilfe der Grafiken aus Fenz (2015)[S.72] und Moritz (2013)[S.25], die den Verlauf der Netze zeigen wurde das mögliche Netzgebiet weiträumig eingezeichnet. Dadurch entfallen in diesen Bereichen die Investitionskosten für den Ausbau und der Solver ermittelt ein für den Betrieb optimales Netz. Dieses ist straßenscharf aufgelöst und stellt die Grundlage der weiteren Untersuchungen dar.

Aus der Netzberechnung, folgt die nachgefragte Wärmemenge des optimalen Netzes. Der Kraftwerkseinsatz wird für diese Wärmemenge berechnet und die damit einhergehenden Kosten ermittelt. Es ist dabei möglich, dass die Kosten von dem eingangs angenommenen Wert abweichen. Der Vorgang wird deshalb mehrmals iteriert bis die Kosten des Kraftwerkseinsatzes und die einhergehende Netzberechnung übereinstimmen. Nachfolgend sind die Ergebnisse dieser Berechnungen aufgeführt.

4 Ergebnisse

Tabelle 4.1: Parameter des Referenzszenarios

Parameter	Salzburg	Klagenfurt
Startnachfrage [GWh]	584 ¹	370,8 ²
Startwirkungsgrad	0,824 ³	0,824 ⁴
CO ₂ -Preis	0	0
Gaspreis [ct /kWh]	0,0412	0,0412
Strom-Spotmarktpreis	EEX 2014	EEX 2014
Angegebene Netzlänge ⁵ [km]	287 ⁶	165
Arbeitspreis [ct /kWh]	6,6751	5,9378
Leistungspreis [ct /kW]	27,48	28,5117
Anschlussquote	0,7	0,7
Stadtstruktur	-	-

4.1 Salzburg

4.1.1 Referenzszenario

Die Simulation ergab eine Netzlänge von 246 km, eine Bruttonachfrage von 794 GWh und einen Ausbaugrad von 98,6% der maximalen Anschlussleistung. Das resultierende Netz zeigt Abbildung 4.1. Die Kosten der Erzeugung betragen 36,7 Mio€ .Der Ausbau liefert damit eine Zielfunktion von 15,6 Mio€. In Tabelle 4.8 werden die Ergebnisse des Modells mit einigen Kenndaten der Geschäftsberichte der Salzburg AG verglichen. Größen, die sich über Salzburg Stadt und Land erstrecken, wurden anteilig der Wärmeaufbringung der Stadt Salzburg an der Gesamtaufbringung auf das Stadtgebiet umgelegt, da diese im Geschäftsbericht nicht separat aufgeführt sind. Die Größen sind damit nur als Schätzung zu verstehen. Der Vergleich der Wärmeaufbringung der Salzburg AG in 2013 und 2014 zeigt die Auswirkungen des mit 1,7°über

¹Berechnet nach Daten aus *Geschäftsbericht14* (2014)

²Moritz (2013)

³*Geschäftsbericht14* (2014)

⁴Aus Datenmangel wurde der Wert für Salzburg übernommen

⁵Nicht für parametrierung verwendet

⁶inklusive Salzburg Land

4.1 Salzburg

dem vieljährigen Mittel, nachzulesen unter *Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik* (2016), bisher wärmsten Jahres in Österreich, für welches die Wärmebedarfsdichten im Referenzszenario nicht angepasst wurden. Eine Umlage des Ergebnisses auf die Jahre 2013 und 2014 mit Hilfe der Heizgradtage, $HGT_{20/15}$ liefert eine Nachfrage von 829 GWh beziehungsweise 690 GWh. Beim Einsatz der Heizwerke kamen hauptsächlich der Schwerölkessel in Salzburg Mitte und die dezentralen Spitzenlastkessel zum Einsatz. Einzig die Gegendruckturbine des HKW Nord wurde vereinzelt zur Spitzenabdeckung eingesetzt. Die beiden KWK-Anlagen Siezenheim und Salzburg Mitte kamen nicht zum Einsatz. Dadurch fiel die Stromerzeugung mit 5,4 GWh sehr gering aus.

Tabelle 4.2: Vergleich des Referenzlaufs und der Realität

	Simulation	Geschäftsbericht 2014	Geschäftsbericht 2013
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	36,7 Mio €	-	-
Zielfunktion Ausbau	15,6 Mio €	-	-
Umsatz	52,3 Mio €	$57,2 \cdot \frac{709}{867} = 46,7 \text{ Mio €}$	-
Aufbringung Brutto	794 GW h	709 GW h	803,6 GW h
% der maximalen Ausbauleistung	98,6%	-	-
Netzlänge	246km	234 km	234km
Wirkungsgrad	0,876	0,82	0,85

4 Ergebnisse

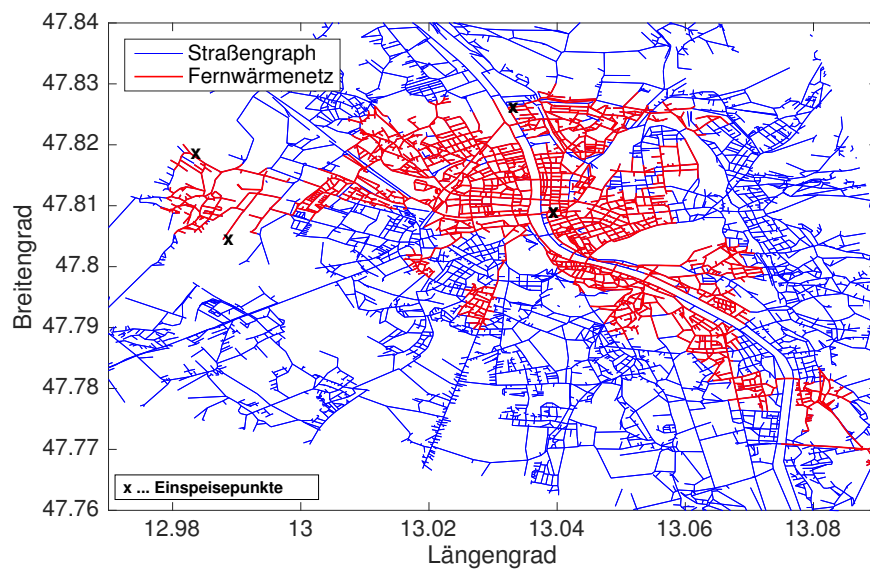


Abbildung 4.1: Referenzausbau Salzburg

4.1.2 Langfristige Gaspreisentwicklung

Durch den Anstieg des Gaspreises auf 5,6 ct /kWh kommt es zu einer Verteuerung der Kosten der Wärmeerzeugung um 2,2 Mio € auf 39 Mio €. Die durchschnittlichen Kosten pro angeschlossenen Kilowatt Spitzenleistung steigen dadurch auf 119 €/kW. Wie auch Abbildung 4.6 deutlich macht, ist dieser Anstieg nicht genug, um einen Rückbau des Netzes zu bewirken. Dadurch, dass der größte Kessel des Erzeugungsparks mit Heizöl schwer befeuert wird, schlägt sich die Erhöhung des Gaspreises nicht im gleichen Maß auf die Erzeugungskosten durch. Die Volllaststunden des Schwerölkessels erhöhen sich von 5225 auf 6347. Es kommt aber zu einer Verdrängung des Heizkraftwerks Nord durch die Biomasse Anlage Siezenheim, die nun nach Heizöl Schwer über den günstigsten Brennstoff verfügt. Die gesamte Stromproduktion sinkt deshalb auf ein Niveau von 4,6 GWh.

Tabelle 4.3: Anstieg des Gaspreises

	Referenz	Szenario
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	36,7 Mio €	39 Mio €
Zielfunktion Ausbau	15,6 Mio €	13,4Mio €
Umsatz	52,3 Mio €	-
Aufbringung Brutto	794 GW h	794 GW h
% der maximalen Ausbauleistung	98,7%	98,7
Netzlänge	246km	246 km
Wirkungsgrad	0,876	0,876

4.1.3 Kurzfristige Gaspreisentwicklung

Der Rückgang des Gaspreises auf 2,1 ct /kWh führt zu einer Senkung der bezogenen Erzeugungskosten von 113 €/kW im Referenzlauf auf 49,7 €/kW. Durch die Beschränkung der Anschlussleistung kommt es dennoch nicht zu einem Ausbau des Fernwärmenetzes. Die Abhängigkeit eines möglichen Aus- oder Rückbaus von den Erzeugungskosten wird deshalb später untersucht und ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Die Gesamtkosten der Erzeugung

4 Ergebnisse

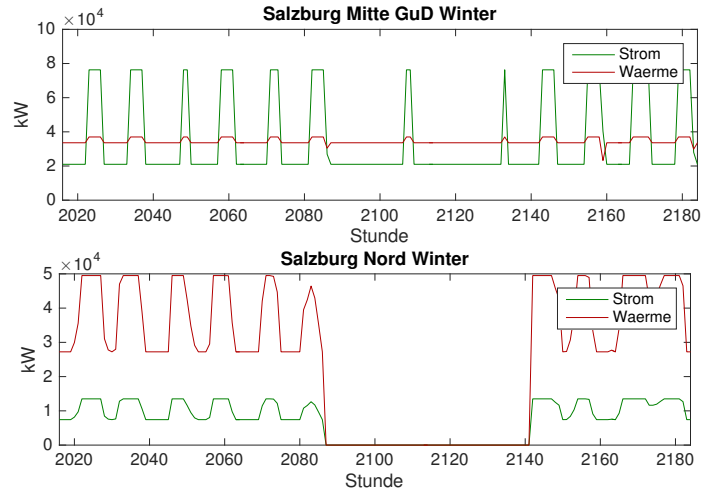


Abbildung 4.2: Kraftwerkseinsatz Salzburg Mitte und Nord, Winter

verringern sich auf 16,1 Mio € und die gesamte Stromproduktion steigt auf 386 GWh. Beispielhaft dafür zeigen Abbildungen 4.2 und 4.3 den Einsatz der stromproduzierenden Anlagen Salzburg Mitte GuD und Salzburg Nord in einer Woche des Winter- und einer Woche des Sommerhalbjahres. Diese verdrängen den Grundlastkessel Salzburg Mitte und die Biomasse Anlage Siezenheim. Die kleinere Anlage Salzburg Nord kommt über den Sommer nicht zum Einsatz, wohingegen die größere Anlage Salzburg Mitte das ganze Jahr über im Einsatz ist. Die Entnahmeturbine befindet sich vorwiegend in Betriebspunkten, welche eine hohe Wärmeauskopplung ermöglichen. Strom fällt somit als Nebenprodukt der Wärmeerzeugung an.

Tabelle 4.4: Veränderungen durch den sinkenden Gaspreis

	Referenz	kurzfristige Gaspreisentwicklung
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	36,7 Mio €	16,1 Mio €
Zielfunktion Ausbau	15,6 Mio €	36,2 Mio €
Stromproduktion	5,4 GW h	386 GW h

4.1 Salzburg

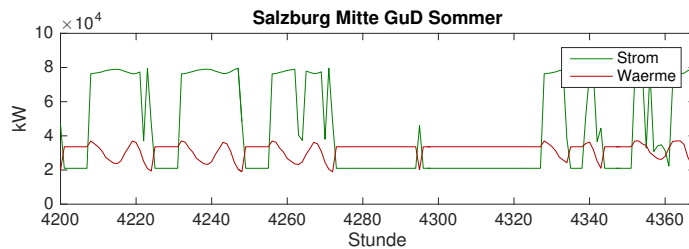


Abbildung 4.3: Kraftwerkseinsatz Salzburg Mitte, Sommer

4.1.4 Strom: Spotmarktpreise 2011 und 2008

Beide Strommarkt Szenarien führen durch die höheren erzielbaren Stromerlöse zu einer Zunahme der Stromproduktion und damit geringeren Kosten der Wärmeerzeugung. Bei Strompreisen des Jahres 2008 sinken die bezogenen Kosten auf 77 €/kW, zu Preisen 2011 nur auf 109 €/kW im Vergleich zu 113 €/kW im Referenzszenario 2014. Dies entspricht einer Verringerung um 32% bzw. 3,6 %. Wie auch unter der Annahme eines sinkenden Gaspreises, kommt es auch in diesem Fall durch die beschränkte Erzeugungsleistung zu keiner Erweiterung des Fernwärmenetzes. Die höheren Stromerlöse bei gleichbleibendem Gaspreis führen aber zu einer Veränderung des Kraftwerkseinsatzes. Der Betrieb von KWK-Anlagen hat nun im Vergleich zum Betrieb von Heizkesseln an Attraktivität gewonnen. Exemplarisch für diese Betrachtung zeigen Abbildungen 4.4 und 4.5 den Einsatz der GuD KWK-Anlage Salzburg Mitte, die im Referenzszenario nicht zum Einsatz gekommen ist.

Bereits bei Preisen des Jahres 2011 lohnt sich die Produktion von KWK-Wärme und Strom. Die KWK-Anlage in Salzburg Mitte kommt bezüglich ihrer Wärmeerzeugung auf 2517 Wärmevolllaststunden. Es kommt aber dennoch zu einer Abschaltung der KWK-Anlage in Teilen des Sommerhalbjahres. Das ganze Jahr über wird Strom als Nebenprodukt der Wärme produziert.

Erst im Preisszenario 2008 kommt es zu einer Grundversorgung mit Wärme durch die KWK-Anlage und einer durchgehenden Stromerzeugung. Die Woche des Winterhalbjahres zeigt den Unterschied in der Stromerzeugung sowie den Verzicht auf Wärmeauskopplung zu Gunsten einer höheren Stromproduktion um die Stunde 2090. Die Wärmevolllaststunden der KWK-Anlage

4 Ergebnisse

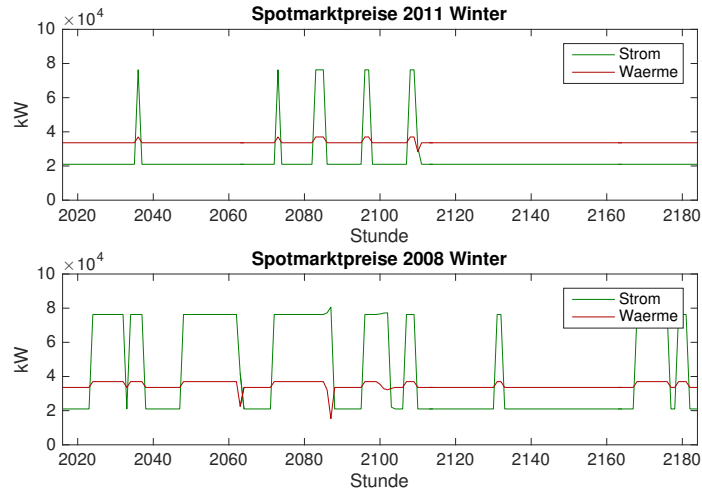


Abbildung 4.4: Kraftwerkseinsatz Salzburg Mitte GuD bei Preisen 2011 und 2008, Winter

Salzburg Mitte steigen dadurch auf 7750 h. In beiden Szenarien kommt über die Wintermonate auch die Gegendruckturbine des HKW Nord zum Einsatz. Sie wird in den Sommermonaten aber nicht betrieben und kommt dadurch bei Preisen 2011 auf 3174 Wärmevolllaststunden und bei Preisen 2008 auf 4358 Wärmevolllaststunden.

Tabelle 4.5: Veränderungen durch steigende Strompreise

	Referenz	Preise 2011	Preise 2008
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	36,7 Mio €	35 Mio €	24,9 Mio €
Zielfunktion Ausbau	15,6 Mio €	17 Mio €	27,5 Mio €
Stromproduktion	5,4 GW h	218 GW h	483 GW h

4.1.5 Energieeffizienzscenario

Durch den Rückgang des Wärmebedarfs der Wohngebäude schöpfen die bestehenden Leitungen die Erzeugungskapazität der Heizwerke nicht mehr

4.1 Salzburg

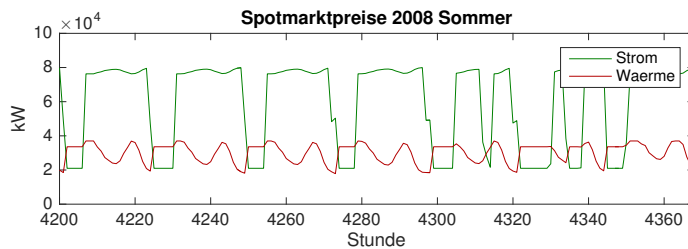


Abbildung 4.5: Kraftwerkseinsatz Salzburg Mitte GuD bei Preisen 2008, Sommer

Tabelle 4.6: Veränderung durch rückläufigen Wärmebedarf

	Referenz	-12%	-21%
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	36,7 Mio €	36,3 Mio €	34,2 Mio €
Zielfunktion Ausbau	15,6 Mio €	13,8 Mio €	12,2 Mio €
Umsatz	52,3 Mio €	48,1 Mio €	46,4 Mio €
Aufbringung Brutto	794 GW h	787 GW h	747 GW h
% der maximalen Ausbauleistung	100%	97,8 %	93%
Netzlänge	246km	279 km	294 km
Wirkungsgrad	0,876	0,866	0,862
Stromproduktion	5,4 GW h	4,5 GW h	2,4 GW h

vollständig aus. Um diese voll auszunutzen, kommt es zu einem geringfügigen Ausbau. Die mögliche Kapazität wird jedoch nicht mehr zu 100% erschlossen und die Kosten des Ausbaus bilden sich stark in der Zielfunktion ab. Durch den Rückgang des Wärmebedarfs um 12% wird das Netz zwar um 33 km erweitert, wodurch die Wärmeaufbringung nur um 0,8% zurückgeht, die Zielfunktion jedoch um 11,5% abnimmt. Die bezogenen Kosten der Erzeugung bleiben mit 112,6 €/kW nahezu unverändert. Tabelle 4.6 gibt einen Überblick über alle Veränderungen durch den Rückgang des Wärmebedarfs.

4 Ergebnisse

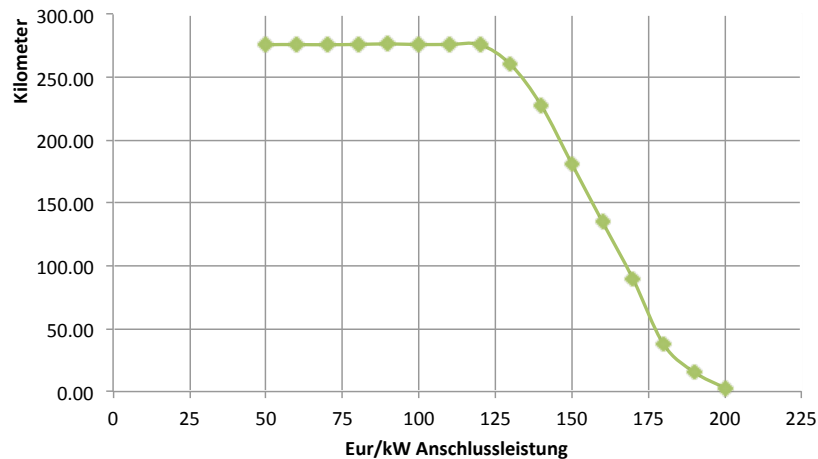


Abbildung 4.6: Gesamte Netzlänge in Abhängigkeit der Kosten der Versorgung

4.1.6 Kostenabhängiger Aus- und Rückbau

In den vorhergegangenen Szenarien war der Ausbau stets durch die maximale Anschlussleistung beschränkt. Um dennoch einen möglichen Netzausbau in Abhängigkeit der Kosten zu untersuchen, wurde in der Region Aigen ein fiktives Heizwerk als Slack eingeführt. Die maximale Leistung dieses Heizwerks wurde mit 10% der bisher installierten Leistung angenommen. Somit kann ein weiterer Netzausbau stattfinden. Die resultierende Netzlänge in Abhängigkeit der Kosten zeigt Abbildung 4.6. Es wurde dabei angenommen, dass sich die Kostenstruktur durch das Slack Heizwerk nicht verändert. Während bei Kosten von 120 €/kW das Netz mit einer Länge von 276 km noch auf die maximale Kapazität ausgebaut wird, findet bei einer weiteren Kostensteigerung nur noch ein geringfügiges Wachstum statt und ab Kosten von 135 €/kW fällt die Ausdehnung unter die Länge des Referenznetzes zurück.

4.2 Klagenfurt

4.2.1 Referenzszenario

Anhand des eingezeichneten Netzgebietes ergab der Modelldurchlauf für die Referenzsituation der Region Klagenfurt mit Einstellungen gemäß Tabelle 4.1 eine Gesamtnachfrage von 476 GWh und eine Netzlänge von 169 km. Verglichen mit den Daten aus Moritz (2013), entspricht dies einer Erhöhung der nachgefragten Wärmemenge um 15% und einer Erhöhung der Netzlänge um 2%. Die angeschlossene Leistung beträgt 212 MW und stellt den maximal möglichen Netzausbau unter der gegebenen Leistung der KWK-Anlagen und Heizkessel dar. Tabelle 4.7 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 4.7: Vergleich des Referenzlaufs und der Realität

	Simulation	Geschäftsbericht 2014
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	23,8 Mio €	-
Zielfunktion Ausbau	9,28 Mio €	-
Umsatz	32,98 Mio €	34,2Mio €
Aufbringung Brutto	521 GWh	450 (2012) GWh
% der maximalen Ausbauleistung	100%	-
Netzlänge	169km	165 km
Wirkungsgrad	0,91	-

Bei der Betrachtung der Kraftwerkseinsatzplanung zeigt sich, dass ,wie auch in Salzburg, die GuD KWK-Anlage und die Biomasse KWK-Anlage nur zur Deckung der Spitzenlasten zum Einsatz kommen und die Lastdeckung durch die eigentlichen Spitzenlastkessel erfolgt. Den Einsatz der beiden Anlagen zeigt Abbildung 4.8. Die daraus resultierende Stromerzeugung beträgt nur 2,7 GWh.

4.2.2 Langfristige Gaspreisentwicklung

Bis auf die Biomasse KWK Anlage werden die restlichen Anlagen in Klagenfurt mit Erdgas befeuert. Dadurch führt der Anstieg des Gaspreises auf

4 Ergebnisse

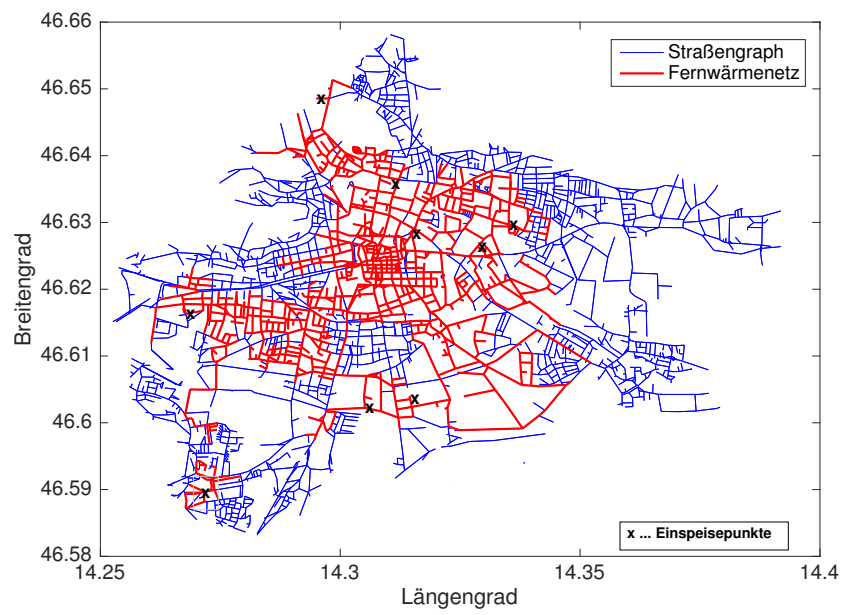


Abbildung 4.7: Netzausbau Klagenfurt Referenzdurchlauf

4.2 Klagenfurt

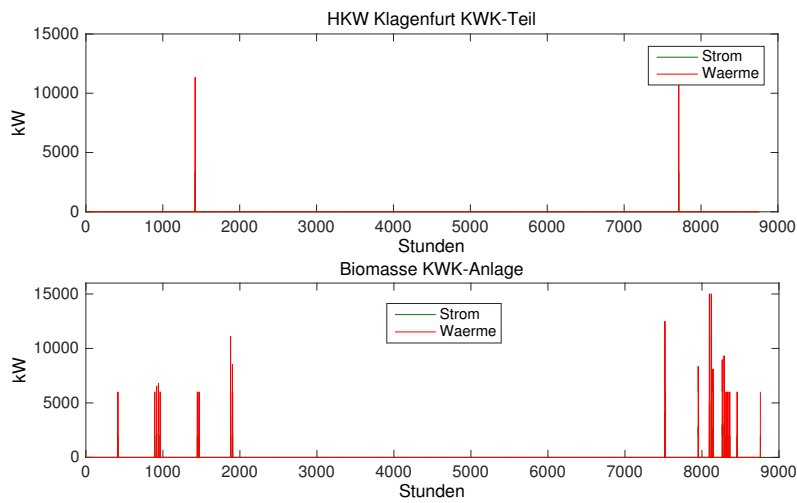


Abbildung 4.8: Einsatz der Klagenfurter KWK-Anlagen

erhöhte spezifische Kosten von 153 €/kW und Gesamtkosten von 20,6 Mio €, die zu einem Rückbau des Netzes auf eine Ausdehnung von 90 km und 62% der Anschlussleistung führen. Dies entspricht Kosten von 6,7ct /kWh Netto. Es entsteht daher durch den Betrieb der Erzeugungsanlagen bereits ein Verlust, der über eine Erhöhung des Fernwärmepreises auszugleichen wäre. In Kombination mit dem Leistungspreis erwirtschaftet aber ein Teil der Netzkanten positive Beiträge zur Zielfunktion des Ausbaus, sodass diese nicht abgeschaltet werden. Die Biomasse KWK-Anlage wird in den meisten Zeiten zur günstigsten Möglichkeit der Erzeugung, womit sie zur Grundlastdeckung eingesetzt wird. Den Einsatz der Biomasse KWK-Anlage zeigt Abbildung 4.9. Dadurch kommt es zu einer erhöhten Stromerzeugung von 37 GW h.

4.2.3 Kurzfristige Gaspreisentwicklung

Durch das Absinken des Gaspreises kommt es zu einer Verringerung der Gesamtkosten der Wärmeerzeugung auf 11,8 Mio €, beziehungsweise bezogene Kosten von 56 €/kW.

Durch die Beschränkung der maximalen Ausbauleistung kann jedoch über

4 Ergebnisse

Tabelle 4.8: Vergleich des Referenzlaufs und der Realität

	Referenz	Langfristige Gaspreisentwicklung
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	23,8 Mio €	20,6 Mio €
Zielfunktion Ausbau	9,28 Mio €	1,47 Mio €
Umsatz	32,98 Mio €	22 Mio €
Aufbringung Brutto	521 GWh	306 GWh
% der maximalen Ausbauleistung	100%	62,3%
Netzlänge	169km	90 km
Wirkungsgrad	0,91	0,93
Stromproduktion	2,7 GWh	37 GWh

einen dadurch möglichen Netzausbau keine Aussage getroffen werden. Eine Analyse unter der Annahme weiterer Kapazität erfolgt daher in einem nachfolgenden Abschnitt. Die Grundversorgung wird durch den Heizkessel des HKW Klagenfurt übernommen. Auch die Turbinen der KWK-Anlage sind durchgehend in Betrieb, wobei die Anlage über den Großteil des Jahres stromgeführt und über den Sommer wärmegeführt betrieben wird. Den Verlauf des Einsatzes der beiden Anlagen zeigen die Abbildungen 4.10 und 4.11.

Tabelle 4.9: Ergebnisse bei kurzfristigem Gaspreistrend

	Referenz	Kurzfristige Gaspreisentwicklung
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	23,8 Mio €	11,8 Mio €
Zielfunktion Ausbau	9,28 Mio €	21,2 Mio €
Umsatz	32,98 Mio €	32,98 Mio €
Aufbringung Brutto	521 GWh	521 GWh
% der maximalen Ausbauleistung	100%	100%
Netzlänge	169km	169 km
Wirkungsgrad	0,91	0,91
Stromproduktion	2,7 GWh	53 GWh

4.2 Klagenfurt

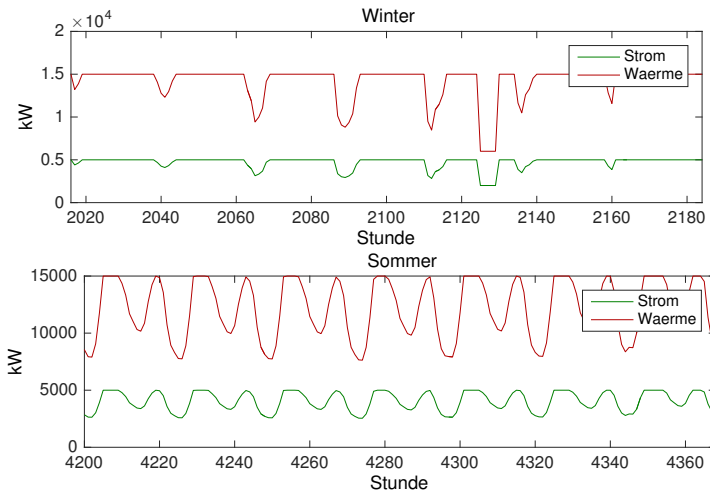


Abbildung 4.9: Einsatz der Bio KWK Anlage bei steigendem Gaspreis

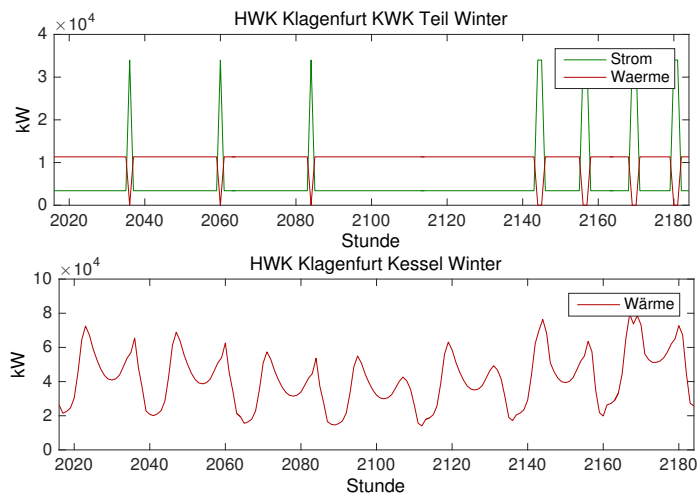


Abbildung 4.10: Einsatz des HKW Klagenfurt bei sinkendem Gaspreis, Winter

4 Ergebnisse

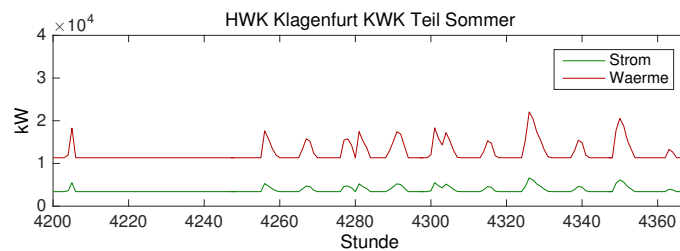


Abbildung 4.11: Einsatz des HKW Klagenfurt bei sinkendem Gaspreis, Sommer

4.2.4 Strom: Spotmarktpreise 2011 und 2008

Die Veränderungen durch steigende Strompreise zeigt Tabelle 4.10. Der Einfluss des Strompreises auf die Kosten der Wärmeerzeugung fällt geringer aus, als jener durch den Gaspreis. Bereits bei Preisen des Jahres 2011 kommt es zu einer deutlichen Erhöhung der Stromproduktion, wobei das HKW Mitte wärmegeführt betrieben wird und die Biomasse KWK-Anlage nur zur Spitzenlastdeckung der Wärme, am Ende des Jahres, zum Einsatz kommt. Bei einer weiteren Preiserhöhung auf das Niveau der Preise von 2008 wird auch die Biomasse KWK-Anlage häufig zur Grundlastabdeckung eingesetzt und die KWK-Anlage des HKW Mitte wechselt in einen stromgeführten Betrieb. Abbildungen 4.12 und 4.13 zeigen 2 exemplarische Wochen der Einsatzplanung des HKW Klagenfurt. Beim Einsatz der Biomasse Anlage zeigt sich eine starke Abhängigkeit von den Schwankungen des Strompreises, weshalb in der Winterwoche der Stunde 4200 keine Erzeugung vorgesehen ist. Abbildung 4.14 zeigt deshalb nur die Sommerwoche des Jahres 2008.

4.2 Klagenfurt

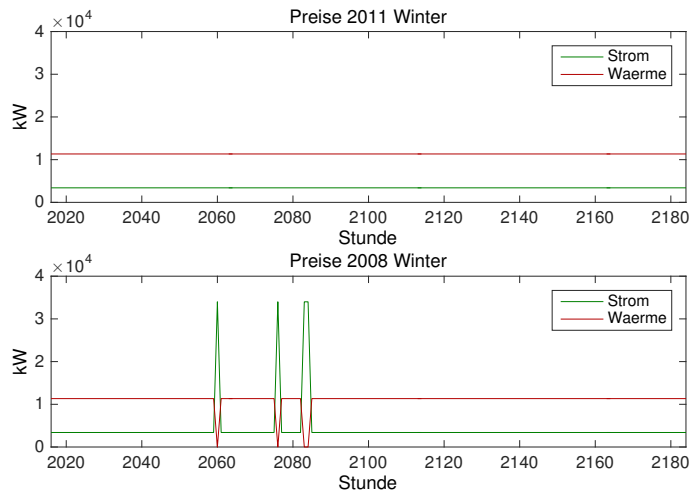


Abbildung 4.12: Einsatz des HKW Klagenfurt bei steigendem Strompreis

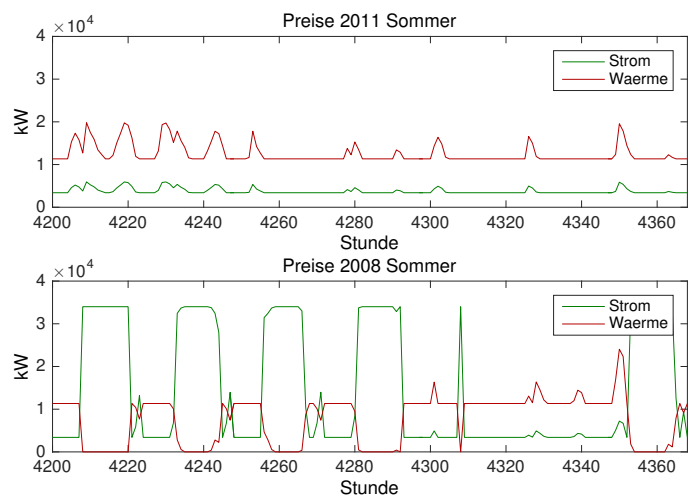


Abbildung 4.13: Einsatz des HKW Klagenfurt bei steigendem Strompreis, Sommer

4 Ergebnisse

Tabelle 4.10: Veränderung durch steigende Strompreise

	Referenz	Preise 2011	Preise 2008
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	23,8 Mio €	23,4 Mio €	21,3 Mio €
Zielfunktion Ausbau	9,28 Mio €	9,6 Mio €	11,7 Mio €
Umsatz	32,98 Mio €	32,98 Mio €	32,98 Mio €
Aufbringung Brutto	521 GW h	521 GW h	521 GW h
% der maximalen Ausbauleistung	100%	100%	100%
Netzlänge	169 km	169 km	169 km
Wirkungsgrad	0,91	0,91	0,91
Stromproduktion	2,7 GW h	30,9 GW h	95,4 GW h

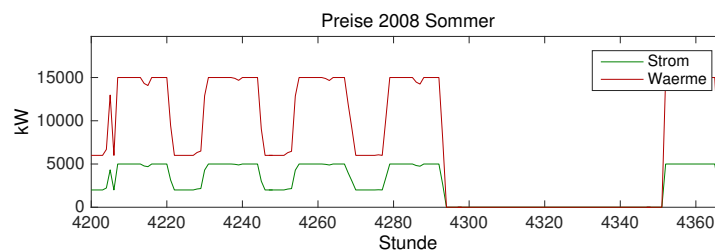


Abbildung 4.14: Einsatz der Biomasse KWK Anlage bei steigendem Strompreis

4.2.5 Wärmedämmungsszenario

In diesem Szenario wurde ein möglicher Rückgang der Wärmebedarfsdichte um 12% und 21% untersucht. Dabei konnte kein signifikanter Unterschied in den bezogenen Kosten der Wärmeerzeugung festgestellt werden. Diese liegen wie auch im Referenzszenario bei 112€/kW. In beiden Fällen kommt es zu einem geringfügigen Netzausbau, durch den letzte noch rentable Gebiete angeschlossen werden, die bisher in ihrem Ausbau durch die vorhandene Erzeugungsleistung beschränkt waren. Es zeigt sich jedoch, dass dieser Effekt bei einem Rückgang um 21% rückläufig ist und die Netzlänge bereits kürzer ausfällt als bei einem Rückgang um 12%.

Tabelle 4.11: Veränderung durch rückläufigen Wärmebedarf

	Referenz	-12%	-21%
Kosten Kraftwerkseinsatzplanung	23,8 Mio €	22,9 Mio €	20,2 Mio €
Zielfunktion Ausbau	9,28 Mio €	8,16 Mio €	7,15 Mio €
Umsatz	32,98 Mio €	31 Mio €	27,35 Mio €
Aufbringung Brutto	521 GW h	503 GW h	442 GW h
% der maximalen Ausbauleistung	100%	96,7 %	84,9%
Netzlänge	169km	188 km	181 km
Wirkungsgrad	0,91	0,91	0,91
Stromproduktion	2,7 GW h	2,12 GW h	1,18 GW h

4.2.6 Kostenabhängiger Aus- und Rückbau

Wie auch in Salzburg stellt in den vorhergegangenen Szenarien die maximale Anschlussleistung die Beschränkung für einen weiteren Ausbau dar. Um dennoch einen möglichen Netzausbau in Abhängigkeit der Kosten zu untersuchen, wurde in der Region Ebental ein fiktives Heizwerk eingeführt. Die maximale Leistung dieses Heizwerks wurde mit 10% der bisher installierten Leistung eingestellt. Die resultierende Netzlänge in Abhängigkeit der Kosten zeigt Abbildung 4.15. Es wurde dabei angenommen, dass sich die Kostenstruktur durch das Slack Heizwerk nicht verändert. Während bei Kosten von 110 €/kW das Netz mit einer Länge von 195 km noch auf die maximale Kapazität ausgebaut wird, findet bei einer weiteren Kostensteigerung nur noch ein geringfügiges Wachstum statt und ab Kosten von 130 €/kW werden bestehende Leitungen stillgelegt.

4 Ergebnisse

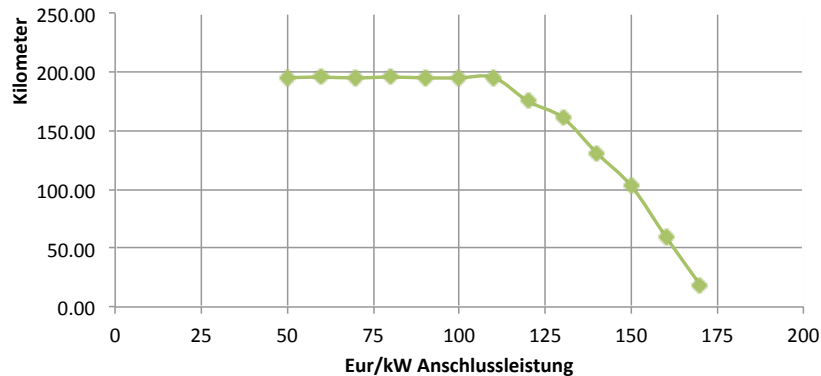


Abbildung 4.15: Gesamte Netzlänge in Abhängigkeit der Kosten der Versorgung

4.3 Zusammenfassung

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien sollen abschließend in einem Vergleich der Modellregionen zusammengefasst werden. Zu diesem Zweck sind in Abbildung 4.16 die Netzausdehnung und die dazugehörigen Erlöse der sechs Szenarien dargestellt.

Die Veränderung des Gaspreises zeigt starke Auswirkung auf die Kosten der Erzeugung. Wie in Abbildung 3.9 gezeigt, wurde der Gaspreis von 5,6 ct/kWh in den Jahren 2008 und 2013 bereits beinahe erreicht. Kann dieser nicht durch von Gas unabhängige Anlagen kompensiert werden, oder an die Endkunden weitergegeben, kommt es zu einem Rückbau des bestehenden Netzes. Auf die gleiche Weise, wirkt sich ein fallender Gaspreis positiv aus. Beide Regionen können in diesem Fall ihre Erlöse steigern. In Salzburg kommt es zu einer Zunahme von 132% und in Klagenfurt von 127%.

In den Strompreisszenarien zeigt sich, dass erst Strompreise, die dem Niveau 2008 entsprechen zu einer maßgeblichen Steigerung der erzielbaren Einnahmen führen. Die unterschiedlich starke Ausprägung ist durch die unterschiedlichen Erzeugungsparks der Regionen bedingt. Während die Kosten des Kraft- und Heizwerkseinsatzes in Salzburg um 32% sinken und die

4.3 Zusammenfassung

erzielbaren Erlöse damit um 76% steigen, führt die gleiche Veränderung in Klagenfurt nur zu einer Kostenreduktion von 11% und gesteigerten Erlösen von 26% im Vergleich zum Referenzszenario. In Salzburg sind für jedes Megawatt thermischer Spitzenleistung 0,3 MW elektrischer Spitzenleistung installiert, wohingegen in Klagenfurt nur 0,18MW zu Verfügung stehen. Hinzu kommt die geringere Stromverlustzahl in Salzburg bei der Modellierung der beiden KWK-Anlagen Salzburg Mitte und HKW-Klagenfurt, die auch bei hohen Stromerlöse für eine Attraktivität der Wärmeauskopplung sorgt.

Die Szenarien eines Rückgangs der Nachfrage wirken sich im Szenario des niedrigeren Rückgangs in Salzburg und Klagenfurt gleich aus. Die Netzlänge nimmt in Salzburg um 13% zu und in Klagenfurt um 11%. Im zweiten Szenario eines stärkeren Rückgangs nimmt die Netzlänge in Salzburg um 19% zu, in Klagenfurt hingegen nur mehr um 7%. Die Modellierung der Stadt Salzburg zeigt damit mehr Regionen, welche im Falle eines Anschlussrückgangs erschlossen werden sollten. Generell zeigt sich, dass die Netzlänge in den Szenarien des fallenden Gaspreises und steigender Strompreise durch die maximale Anschlussleistung beschränkt ist. Für eine mögliche Ausbaulänge sei daher auf die Analyse unter Berücksichtigung eines fiktiven Heizwerks in den Abschnitten 4.1.6 und 4.2.6 verwiesen.

4 Ergebnisse

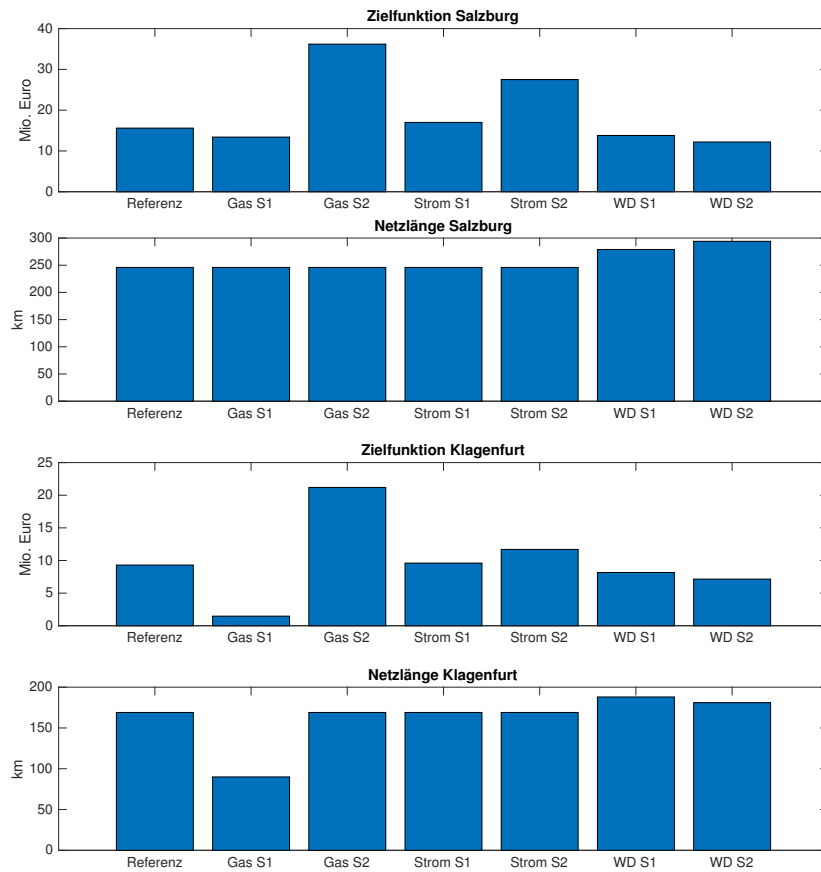


Abbildung 4.16: Vergleich der Szenarien

5 Schlussfolgerungen

Um den weiteren Aus- und Rückbau von Fernwärmenetzen zu planen, sind sowohl die Leistungsdaten und Brennstoffkosten der Erzeugungstechnologien, sowie die räumliche Verteilung der Nachfrage zu beachten.

Durch den gewählten Modellierungsansatz konnten alle betrachteten Erzeugungsanlagen in einer geschlossenen Beschreibung erfasst werden. Diese führt im Vergleich zu einer direkten Verwendung von Strom- und Wärmeleistung als Optimierungsvariablen zu einer erhöhten Anzahl an Variablen in der Modellbeschreibung, welche den Vorteil einer linearen Formulierung bezüglich der Brennstoffkosten ermöglicht. Zusätzlich kann das Modell um eine detailliertere Behandlung der Erzeugungsanlagen erweitert werden, ohne weitere Gleichungen einzuführen. Die Modellierung des Ausbau als Netzwerkflussmodell, wie in Kapitel 3 beschrieben, erlaubt sowohl die Berücksichtigung der längenabhängigen Ausbaukosten von Fernwärmeleitungen, wie auch der räumlichen Verteilung der Wärmebedarfsdichte. Durch die Einnahmen in Folge des Leistungspreises entlang angeschlossener Kanten, welche durch Stilllegung entfallen, wird auch den mit dem Rückbau von Leitungen einhergehenden entgangenen Einnahmen Rechnung getragen.

In beiden betrachteten Modellregionen zeigt sich, dass die Kosten der Wärmeerzeugung stark von den Brennstoffkosten der gasbetriebenen Anlagen abhängen. Diese bilden in beiden Regionen einen Großteil der vorhandenen Anlagenleistung. Dies führt dazu, dass bereits bei Preiserhöhungen entsprechend des langfristigen Trends in Klagenfurt die Wärmegestehungskosten die Einnahmen aus dem Arbeitspreis übersteigen. Kann in dieser Situation der Preis nicht an die Endkunden weitergegeben werden, kommt es in Abhängigkeit der aus dem Leistungspreis erzielbaren Erlöse einer Straße zu einem Rückbau. Da in der Realität die Preisentwicklung von Erdgas stark mit der für Heizöl korreliert, würde es unter Beachtung der Ölpreisveränderung in Salzburg zu der selben Situation kommen. Aus diesem Grund ist für die

5 Schlussfolgerungen

Anlagenparks beider Regionen eine Diversifikation der Erzeugungsanlagen anzustreben.

Die Entwicklung des Strompreises zeigt in beiden Modellregionen einen starken Einfluss auf den Einsatz der KWK-Anlagen. Eine Steigerung des Großhandelspreises um 60%, wie er durch das Szenario Preise 2011 bewirkt wird, führt dazu, dass der Einsatz von KWK-Anlagen in beiden Regionen wieder wirtschaftlich wird. Doch auch bei hohen Strompreisen bewirkt der damit verbundene KWK-Einsatz nur ein schwaches Absinken der Erzeugungskosten der Wärme. Die Kombination der, das letzte Jahrzehnt über sinkenden, Strompreise - insbesondere der geringeren Anzahl an Preisspitzen - und des langfristig im steigen begriffenen Gaspreises, lassen darauf schließen, dass der Anteil an Wärme aus KWK-Erzeugung weiterhin niedrig bleiben wird und in Anbetracht der zu erwartenden zukünftigen Strompreisentwicklung eine Verstärkung der Versorgungskapazität durch weitere KWK-Anlagen nicht anzuraten ist.

Durch die Sanierung von Gebäuden kommt es in den nächsten Jahren zu Erlöseinbußen, die im Modell über eine Erweiterung des Fernwärmenetzes zum Teil kompensiert werden können. In beiden betrachteten Modellregionen sollte das Netz bei geringerem Rückgang des Wärmebedarfs erweitert werden, um bestehende Erzeugungskapazitäten besser auszunutzen. Bei einem weiteren Rückgang fallen die Ergebnisse unterschiedlich aus. Die Region Klagenfurt zeigt bei einem Rückgang von 21% eine geringere Netzerweiterung als in dem Szenario des schwächeren Rückgangs. Den zurückgegangenen, möglichen Einnahmen stehen, bedingt durch die kurze Amortisationszeit, hohe jährliche Kapitalkosten entgegen. Die erzielbaren Gesamteinnahmen sinken deshalb trotz des Ausbaus, im Vergleich zum Referenzszenario um ca. 20%. Es sollten daher nur Gebiete ausgebaut werden, deren positiver Beitrag zu den Einnahmen auch im Szenario eines Nachfragerückgangs sichergestellt ist.

Der Modellierungsansatz bietet die Möglichkeit für weitere Untersuchungen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden. Die Modellierung der KWK-Anlagen über eine konstante Stromverlustzahl führt dazu, dass durch die geringen Opportunitätskosten der Wärmeerzeugung KWK-Anlagen, die als Entnahmeturbine modelliert wurden, in ihrem Betrieb zumeist die maximal mögliche Wärme auskoppeln. Durch die Hinzunahme weiterer

Extrempunkte kann in einer Erweiterung des Modells die Wärmeauskopplung in Abhängigkeit des Strompreises genauer abgebildet werden. Insgesamt fallen die Kostensenkungen durch erfolgreichen KWK-Einsatz gering aus. In diesem Zusammenhang wäre zu untersuchen in welchem Maß sich ein möglicher Einsatz eines Wärmespeichers auf eine bessere Ausnutzung der kombinierten Erzeugung auswirkt oder ein elektrischer Boiler die niedrigen Strompreise nutzen könnte.

Durch die Zuordnung des Wärmebedarfs zu Kanten anhand statistischer Daten werden einige Kanten überschätzt, wohingegen andere unterschätzt werden. Zusätzlich dazu besitzt das normierte Lastprofil für Einfamilienhäuser eine höhere nachgefragte Spitzenleistung als die Lastprofile der Mehrfamilienhäuser und Gewerbe, so dass bei einer Unterschätzung des Spitzenlastverhaltens die Versorgungssicherheit des Netzes in der Realität nicht gegeben ist. Um kleinere Gebiete bezüglich ihres Ausbaus genauer zu untersuchen, ist es deshalb von Interesse eine geeignete Methode zu finden, um den Wärmebedarf einzelner Gebäude den Kanten detailliert zuordnen zu können und die bisher zugeordneten generischen Lastprofile durch die Summenlastprofile der Gebäude zu ersetzen.

Literatur

- Abdollahi, Elnaz u. a. (2014). »Optimization of energy production of a CHP plant with heat storage«. In: *Green Energy and Systems Conference (IGESC), 2014 IEEE*. IEEE, S. 30–34 (siehe S. 22).
- Adensam, Heidelinde (2008). »Ökonomische Optimierung des Absatzgebietes bei leitungsgebundener Güterbereitstellung unter Berücksichtigung kompetitiver Substitutionsgüter und räumlich differenzierter Nachfrage-dichte«. Diss. Wien, Techn. Univ (siehe S. 7).
- Ahuja, Ravindra K, Thomas L Magnanti und James B Orlin (1988). *Network flows*. Prentice Hall (siehe S. 24).
- Almbauer, Dr. Raimund (2008). *Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs - Überarbeitung 2008*. Techn. Ber. Technische Universität Graz (siehe S. 20, 21).
- Beller, Morris (1975). *Sourcebook for energy assessment.[Reference Energy Systems for 1972-2020]*. Techn. Ber. Brookhaven National Lab., Upton, NY (USA) (siehe S. 5).
- Bhattacharyya, Subhes C und Govinda R Timilsina (2010). »A review of energy system models«. In: *International Journal of Energy Sector Management* 4.4, S. 494–518 (siehe S. 6).
- Blesl, Markus (2002). »Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs«. In: (Siehe S. 5–7, 21, 27, 28).
- Büchele, Richard (2013). »Implementierung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Jahresdeckung des Strom- und Wärmebedarfs innerhalb eines regionalen Energieparks«. Magisterarb. TU Wien (siehe S. 7).
- Dorfner, Johannes und Thomas Hamacher (2014). »Large-Scale District Heating Network Optimization«. In: *Smart Grid, IEEE Transactions on* 5.4, S. 1884–1891 (siehe S. 7, 24).

Literatur

- E-Control Gaspreis Gewerbe*. URL: <http://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/gewerbepreise> (siehe S. 30).
- E-Control - Gaspreis Importpreisindex*. URL: <http://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/grosshandelspreise> (siehe S. 30).
- E-Control - Gaspreis Zusammensetzung*. URL: <http://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/preiszusammensetzung> (siehe S. 30).
- Energinet.dk (2012). *Technology Data for Energy Plants*. URL: http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf (besucht am 2012) (siehe S. 35).
- Fenz, Manuel (2015). »Erweiterung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Strom-, Wärme- und Kälteversorgung mit Fokus auf Fernwärmeausbau und CO₂-Emissionen«. Magisterarb. TU Wien (siehe S. 34, 41).
- Geschäftsbericht14* (2014) (siehe S. 42).
- Gurobi Optimization, Inc. (2015). *Gurobi Optimizer Reference Manual*. URL: <http://www.gurobi.com> (siehe S. 3).
- Handelsvolumen an der EEX* (2016). URL: www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_erreicht_2015_h_chstes_je_an_einer_Stromb_rse_gehandeltes_Volumen (besucht am 23.02.2016) (siehe S. 22).
- Heizkraftwerke und Heizwerke der Salzburg AG* (2013). URL: <https://www.salzburg-ag.at/herkunft/anlagen/> (besucht am 2013) (siehe S. 34).
- Hidalgo González, Ignacio, Sylvain Quoilin und Andreas Zucker (2014). »Dispa-SET 2.0: unit commitment and power dispatch model«. In: (Siehe S. 7).
- Infoblatt der Stadtwerke Klagenfurt Gruppe* (2015). URL: https://www.stw.at/fileadmin/user_upload/pdf/Waerme/Infoblatt_Unsere_Erfahrung.pdf (besucht am 2015) (siehe S. 35).
- Josef Kaufmann Johann Pressl, Philipp Guler (2014). *Forderungen aus VerbraucherInnen-sicht, vor dem Hintergrund des geplanten neuen steirischen Entwicklungsprogramm Luft* (siehe S. 23).
- Löfberg, Johan (2004). »YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB«. In: *Computer Aided Control Systems Design, 2004 IEEE International Symposium on*. IEEE, S. 284–289 (siehe S. 2).

- Lutsch, w et. al. (2001). *PLURALISTISCHE WÄRMEVERSORGUNG; Band 2 Technikentwicklung und-bewertung; Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Techn. Ber. AGFW (siehe S. 26).
- Michael Gössl, et al. (2014). *BEITRAG VON FERNWÄRME, FERNKÄLTE UND ERDGAS ZU ENERGIE- UND UMWELTPOLITISCHEN ZIELEN*. Techn. Ber. Umweltbundesamt GmbH (siehe S. 1).
- Moritz, Gerhard (2013). *MACHBARKEITSSTUDIE zur Fernwärmetransportleitung St. Veit / Glan – Klagenfurt*. Techn. Ber. energie:bewusst Kärnten Koschutastraße 4, 9020 Klagenfurt (siehe S. 35, 41, 42, 51).
- Müller, Andreas (2013). »Entwicklung der gebäudespezifischen Fernwärmepotenziale in Österreich«. In: IEWT 2013 (siehe S. 34).
- Pfeffer, Andreas (2016). »Gesamtheitliche ökonomische Betrachtung der Fernwärmenetze und deren Ausbau für Klagenfurt und Villach«. Magisterarb. TU Wien (siehe S. 34).
- Reinhard Haas Andreas Müller, Lukas Kranzl (2009). *Energieszenarien bis 2020: Wärmebedarf der Kleinverbraucher*. Techn. Ber. Energy Economics Group TU Wien (siehe S. 34).
- Rong, Aiyong und Risto Lahdelma (2007). »Efficient algorithms for combined heat and power production planning under the deregulated electricity market«. In: *European Journal of Operational Research* 176.2, S. 1219–1245 (siehe S. 7, 14).
- Schweikardt, Stephan u. a. (2012). *Sektoruntersuchung Fernwärme*. Abschlussbericht. Kaiser-Friedrich-Straße 16 D-53113 Bonn: Bundeskartellamt (siehe S. 30).
- Straßen und Wegnetz Salzburg* (2015). URL: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/703f6440-2082-4ec8-a04f-c4e80f932b7c> (siehe S. 26).
- Verkehrsnetz Kärnten* (2015). URL: <http://ckan.data.ktn.gv.at/dataset/verkehrsnetz-karnten/resource/61798471-cd4d-47bd-be52-25e24d24d3f1> (siehe S. 26).
- Wärmeverluste von Fernwärmenetzen Stellenwert von Fernwärme / KWK im EEWärmeG* (2016). URL: <http://www.fiw-muenchen.de/media/pdf/wtag2012/Vortrag-01-TG.pdf> (siehe S. 29).
- Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik* (2016). URL: <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klima-aktuell/jahresrueckblick/wetterrueckblick?monat=GJ&jahr=2014> (besucht am 2016) (siehe S. 43).