



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Schlussbericht 3. Mai 2011

Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm EWG
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

In Zusammenarbeit mit:

- Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft Kanton Zürich (AWEL)
- Erdgas Zürich AG (EZ)
- Fernwärme Zürich (FWZ)
- Industrielle Werke Basel (IWB)
- Verband der Schweizer Gasindustrie (VSG)

Begleitgruppe:

B. Bébié (Energiebeauftragter der Stadt Zürich), D. Binggeli (Sektion Erneuerbare Energien, BFE), A. Grossen (Leiter Politik, VSG), H.R. Kunz (Leiter Abteilung Energie, AWEL), F. Lüthy (Leiter Produktion IWB), N. Mathys (Leiterin Forschungsprogramm Energie-Wirtschaft-Gesellschaft, BFE), A. Nietlisbach (Sektion Energiewirtschaft, AWEL), M. Strebel (Beauftragter Strategie / Nachhaltigkeit, EZ), H. Wild (Leiter Fernwärme, FWZ)

Auftragnehmer:

econcept AG,
Gerechtigkeitsgasse 20,
CH-8002 Zürich
www.econcept.ch

Autoren:

Georg Klingler, econcept AG, georg.klingler@econcept.ch
Walter Ott, econcept AG, walter.ott@econcept.ch, Projektleitung
Noemi Rom, econcept AG, noemi.rom@econcept.ch

BFE-Bereichsleiterin Nicole A. Mathys / **BFE-Programmleiterin** Nicole A. Mathys
BFE-Vertrags- und Projektnummer: 153785 / 102948

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich. Die Auftragnehmenden danken dem Bundesamt für Energie sowie den Kofinanzierungs-Partnern AWEL, EZ, FWZ, IWB, VSG für die Ermöglichung dieser Arbeit sowie für ihre Unterstützung bei der Datenbeschaffung und ihr Engagement in der Begleitgruppe.

Inhalt

Abstract	i
Zusammenfassung	ii
Abstract	xxv
Résumé	xxvi
1 Ausgangslage, Fragestellungen und Berichtsaufbau	1
2 Auswahl und Charakterisierung der Untersuchungsgebiete	3
3 Entwicklung des Energieabsatzes	5
3.1 Aktuelle Wärmenachfrage	5
3.2 Zukünftiger Energieabsatz	7
3.2.1 Entwicklung des Gebäudebestandes	9
3.2.2 Wirkungsgradverbesserungen	14
3.2.3 Kundenwahl beim Ersatz des Energiesystems und bei Neubauten	15
3.2.4 Klimaerwärmung	18
3.2.5 Zusammenfassung	19
4 Entwicklung der Energieversorgung	21
4.1 Aktuelle Energieversorgung	21
4.2 Zukünftige Energieversorgung	21
4.2.1 Zukünftiger Energieträgermix	22
4.2.2 Kosten für den Kapitaleinsatz sowie für Betrieb und Unterhalt	24
5 Entwicklung der Energiepreise	25
5.1 Trendentwicklung	25
5.1.1 Erdöl	25
5.1.2 Erdgas	28
5.1.3 Holz	28
5.1.4 Elektrizität	28
5.2 Hochpreisentwicklung	30
5.3 Zusammenfassung der angenommenen künftigen Preisentwicklungen	30
6 Wärmegestehungskosten verschiedener Heizsysteme	32
6.1 Heizkostenvergleich bei einer Heizungssanierung	32
6.2 Heizkostenvergleich bei Neubauten	39

7	Zusammenfassung der Resultate der Fallstudien	41
7.1	Fernwärmegebiete	41
7.1.1	Zusammenfassende Übersicht der Resultate	41
7.1.2	Entwicklung des Wärmeabsatzes	43
7.1.3	Entwicklung der spezifischen Kosten	47
7.2	Erdgasgebiete	52
7.2.1	Zusammenfassende Übersicht der Resultate	52
7.2.2	Entwicklung des Gasabsatzes	53
7.2.3	Entwicklung der spezifischen Kosten	56
8	Leitungsgebundene Energieversorgungssysteme im Vergleich mit Individualsystemen	61
8.1	Spezifische Wärmegestehungskosten im Ausgangsjahr 2008	61
8.2	Vergleich der Wärmegestehungskosten für die Fernwärmegebiete	62
8.3	Vergleich der Wärmegestehungskosten für die Erdgasgebiete	65
9	Diskussion der Methodik und Sensitivitäten	69
9.1	Allgemeine Diskussion der Methodik	69
9.2	Diskussion ausgewählter Sensitivitäten	70
9.2.1	Kalkulation der Sanierungszeitpunkte	70
9.2.2	Mindestanforderungen im Gebäudebereich	72
9.2.3	Einfluss von Teilsanierungen	72
9.2.4	Einfluss der Annahmen über die Kundenwahl	74
9.2.5	Einfluss der Klimaerwärmung	76
9.2.6	Fazit	76
10	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	78
10.1	Schlussfolgerungen für Fernwärme- und Erdgasversorgungen	78
10.2	Empfehlungen für Fernwärmeversorgungen	80
10.3	Empfehlungen für Erdgasversorgungen	84
10.4	Grenzen der Studie	87
	Anhang	88
A-1	Resultate der Fallstudien: Fernwärme	88
A-2	Resultate der Fallstudien: Erdgas	126
A-3	Befragung in den einzelnen Gebieten	153
A-4	Beschreibung der Szenarien.	163
	Glossar	166
	Literatur	167

Abstract

Der erwartete Rückgang des Energiebedarfs im Gebäudebereich wird den Absatz leitungsgebundener Energieversorgungssysteme verringern und zu einem Anstieg der spezifischen Kosten (pro kWh), insbesondere der Energieverteilungskosten, führen. Im vorliegenden Projekt wird untersucht, inwiefern eine solche Entwicklung die Konkurrenzfähigkeit der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme beeinflusst. Für 6 Fernwärme- und 4 Erdgasversorgungen, wurden umfassende Fallstudien für vier energiepolitische Szenarien («Business as usual», «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt-Gesellschaft» und «Maximal») durchgeführt. Die langfristige Entwicklung des Energiebedarfs des Gebäudebestandes bis 2050, der hinzukommende Energiebedarf durch Neubauten (Verdichtung) und die Wahl der KundInnen bei einem Heizungsersatz sind die Hauptvariablen für die Berechnung des *zukünftigen Energieabsatzes* leitungsgebundener Energieversorgungssysteme. Die Wahl der Energieträger sowie die bestehende Verteilinfrastruktur sind die Hauptvariablen zur Berechnung der *zukünftigen spezifischen Kosten* für die Energieverteilung und für den Energieeinkauf bei den Gasversorgungen bzw. für die Wärmeproduktion bei der Fernwärme.

Die Fallstudien zeigen, dass der Energieabsatz bis 2050 in allen Untersuchungsgebieten deutlich zurückgehen wird – auch dann, wenn grosse Verdichtungspotenziale berücksichtigt werden. Ebenso werden die spezifischen Kosten, insbesondere die Verteilkosten, ansteigen. Ob und wann die Zunahme dieser Kosten in einem Umfeld mit steigenden Energiepreisen (Öl, Erdgas, Elektrizität, Holz) die Konkurrenzfähigkeit von leitungsgebundenen Systemen beeinträchtigen wird, zeigt ein Heizkostenvergleich mit den Individualsystemen Erdölfeuerung, Pelletfeuerungen und Erdsonde-Wärmepumpe. Demnach weisen Erdsonden-Wärmepumpen-Systeme bei abnehmendem Wärmebedarf in der Tendenz geringere Kostensteigerungen auf als die leitungsgebundenen Systeme. D.h. Erdsonden-Wärmepumpen werden die Leitungsgebundenen in Zukunft noch stärker konkurrenzieren.

Gleichzeitig zeigen die Analysen aber auch, dass die Frage, ob die spezifischen Wärmegestehungskosten der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme in Zukunft über denen der Individualsysteme liegen werden, nicht pauschal beantwortet werden kann. Für die Beantwortung dieser Frage überwiegen die gebietsspezifischen Voraussetzungen und die langfristigen Strategien der Versorgungsnetzbetreibenden. Für die Ermittlung des langfristigen Handlungsbedarfs wird deswegen empfohlen, dass die Versorgungsnetzbetreibenden anhand des versorgten Gebäudebestands mögliche Absatzentwicklungen ermitteln und ihre Strategien auf die damit verbundene Kostenentwicklung im Vergleich zur Entwicklung der Kosten für Erdsonden-Wärmepumpen abstimmen.

Zusammenfassung

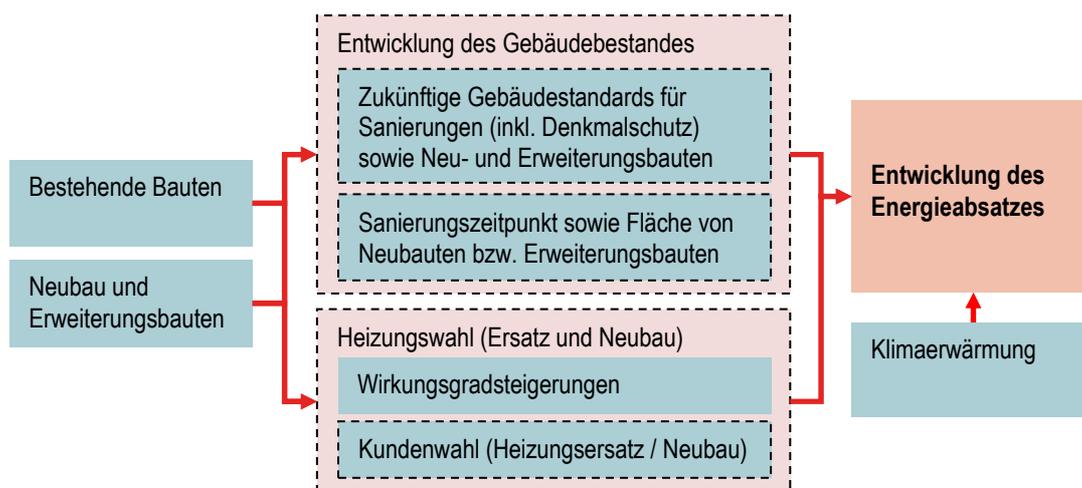
Der in Zukunft erwartete Rückgang des Energiebedarfs im Gebäudebereich wird den Absatz leitungsgebundener Energieversorgungssysteme verringern und zu einem Anstieg der spezifischen Kosten, insbesondere der Energieverteilungskosten, führen. Im Vergleich zu anderen Heizsystemen fallen bei leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen Investitionskosten für den Bau und den Unterhalt der Leitungen an. Diese Mehrkosten können sich wegen der tieferen Wärmegestehungs- oder Energieeinkaufskosten und den wegfallenden Kosten für die Energiespeicherung dennoch lohnen. Inwiefern dies auch in Zukunft so bleibt (bis 2050), wird im vorliegenden Projekt untersucht.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden für 10 Untersuchungsgebiete, wovon 6 mit Fernwärme und 4 mit Erdgas versorgt werden, umfassende Fallstudien mit langfristigen Modellierungen bis 2050 für vier energiepolitische Szenarien durchgeführt («Business as usual», «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt-Gesellschaft» und «Maximal»).

Entwicklung des Energieabsatzes

Die langfristigen Perspektiven des Energieabsatzes werden anhand von Annahmen über (a) die Entwicklung des Wärmebedarfs der Gebäude im Untersuchungsgebiet (unter Berücksichtigung von Sanierungen sowie Neu- und Erweiterungsbauten), (b) die Wahl und den zukünftigen Wirkungsgrad des Heizsystems beim Heizungersatz und bei Neubauten sowie (c) externe Faktoren (Klimaerwärmung, Nutzungsgradverbesserungen) berechnet. Folgende Figur zeigt einen Überblick über die relevanten Faktoren.

«Modellierung des zukünftigen Energieabsatzes»



econcept

Figur 1: Berücksichtigte Faktoren für die Berechnung der Perspektiven des Energieabsatzes. Die Faktoren der Kästen mit gestrichelter Umrandung werden in vier (Politik-) Szenarien untersucht.

Die vier in diesem Projekt verwendeten Politikszzenarien – «Business as usual» (BAU), «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt» und «Maximal» – unterscheiden sich betreffend Sanie-

rungsrate, zukünftigen energetischen Mindeststandards für Gebäude und der KundInnenwahl beim Ersatz des bestehenden Heizsystems. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ausprägungen der vier Szenarien, wie sie für die Modellierung in diesem Projekt verwendet wurden.

	Szenario BAU	Szenario 1-t-CO ₂	Szenario 2000-Watt	Maximalszenario
Sanierungsrate 2010-'50	1.2% (83 Jahre)	1.37% (73 Jahre)	1.55% (65 Jahre)	1.7 % (59 Jahre)
Neu- und Erweiterungsbauten	Das Verdichtungspotenzial wird bis 2050 in vier Schritten ausgeschöpft (2015, 2025, 2035 und 2045). In der Regel ist eine Verdichtung bis 85% des Ausbaugrades möglich.			
Gebäudestandard 2010	Qh: SIA 380/1:2009 minus 5% (Berücksichtigung von strengeren Standards wie Minergie und Minergie-P); Qww: SIA 380/1:2009			
Verschärfung der Mindestanforderungen bei Neubauten¹	Qh: - 25% bis 2050 Qww: - 4% bis 2050	Qh: - 45% bis 2050 Qww: - 8% bis 2050	Qh: - 65% bis 2050 Qww: -12% bis 2050	Qh: - 90% bis 2050 Qww: -16% bis 2050
Standard Sanierungen	Qh: 125% des Neubaustandards BAU Qww: Wie Neubaustandard	Qh: 135% des Neubaustandards 1-t-CO ₂ Qww: Wie Neubaustandard	Qh: 150% des Neubaustandards 2000-Watt Qww: Wie Neubaustandard	Qh: 160% des Neubaustandards Maximal Qww: Wie Neubaustandard
Teilsanierungen	Sanierungszeitpunkte: nach 28 Jahren und nach 42 Jahren Energetische Wirkung: 1. Teilsanierung 50%, 2. Teilsanierung: 65% einer Vollsanieung			
Wirkungsgradverbesserungen	Erdgas: Raumwärme: von heute durchschnittlich 91.1% auf 96.5% im Jahr 2050, Warmwasser: von heute durchschnittlich 71.8% auf 78% im Jahr 2050 Fernwärme: Keine Wirkungsgradverbesserungen			
Kundenwahl bei Neubauten und dem Ersatz bestehender Heizsysteme	Bei der Fernwärme wurde angenommen, dass 75% der Neu- und Erweiterungsbauten im Versorgungsgebiet angeschlossen werden können und dass 40% aller GebäudebesitzerInnen, die zurzeit noch nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, beim Heizungersatz zur Fernwärme wechseln. Zusätzlich wird angenommen, dass die Fernwärme keine KundInnen verlieren wird. Bei den Erdgasgebieten wird im BAU-Szenario angenommen, dass anfänglich (bis 2015) rund 20% und dann im Jahr 2045 noch 15% der Neu- und Erweiterungsbauten angeschlossen werden. In den anderen Szenarien geht dieser Anteil bis 2045 auf 5% zurück. Bei einer Beimischung von Biogas wird angenommen, dass auch im Jahr 2045 noch 20% der Neubauten anschliessen werden. Beim Wechsel von Erdöl zu Erdgas wird davon ausgegangen, dass anfänglich 40% und dann im Jahr 2050 noch 10% der ÖlheizungssaniererInnen zum Erdgas wechseln. Bei Biogasbeimischung wird dagegen angenommen, dass im Jahr 2050 noch 20% zum Erdgas-Biogas-System wechseln werden. Zusätzlich wird angenommen, dass bestehende KundInnen abspringen: Von anfänglich 0% auf 20% der GasheizungssaniererInnen im Jahr 2050 im BAU-Szenario in den anderen Szenarien wird davon ausgegangen, dass aufgrund der klimapolitischen Zielsetzungen im Jahr 2050 rund 80% der HeizungssaniererInnen abspringen werden. Mit Beimischung von Biogas steigt die Absprungrate in allen Szenarien von 0% (2015) auf 10% (2050).			
Klimaerwärmung	Infolge der Abnahme der Heizgradtage nimmt der Wärmebedarf gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050 um 20% ab.			

Tabelle 1: Die vier Szenarien im Überblick. Der Bedarf an Raumwärme und Warmwasser stellt die Veränderung gegenüber dem Verbrauch im Jahr 2010 dar.

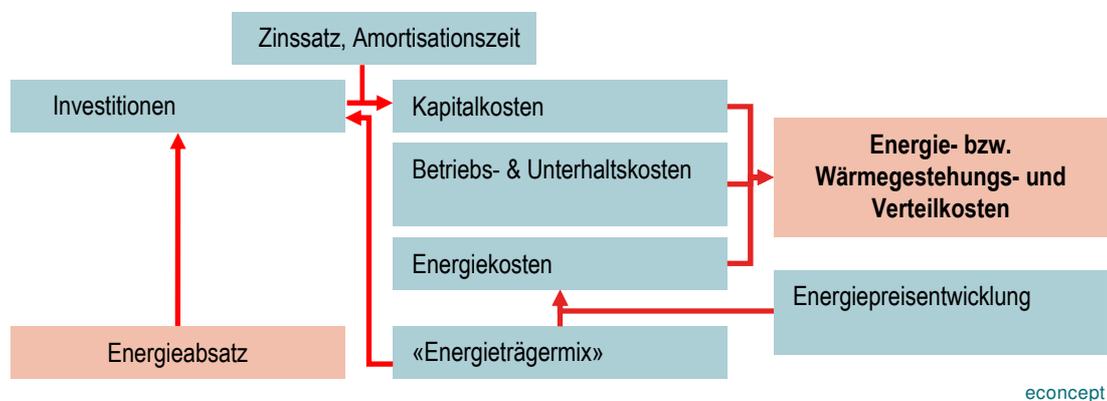
¹ Die Verschärfungen werden ausgehend vom Gebäudestandard 2010 (Qh = SIA 380/1:2009 minus 5%; Qww = SIA 380/1:2009) jeweils in 5 Jahres Schritten bis 2050 vorgenommen.

Die Wahl der Energieträger sowie die bestehende Verteilinfrastruktur sind die Hauptvariablen zur Berechnung der *zukünftigen spezifischen Kosten* für die Energieverteilung und für den Energieeinkauf bei den Gasversorgungen bzw. für die Wärmeproduktion bei der Fernwärme.

Entwicklung der Energieversorgung

Ausgehend von der *heutigen* Wärmeproduktions- und Verteilungsinfrastruktur und ihren Kosten wird die *künftige* Kostenentwicklung in den Untersuchungsgebieten modelliert. Die neben dem Absatzrückgang berücksichtigten Parameter sind in der folgenden Figur zusammengestellt.

«Modellierung zukünftiger Kosten (Anlagen und Netze)»



Figur 2: Einflussfaktoren für die Modellierung der zukünftigen Kosten für Energiebereitstellung und -verteilung.

Die zukünftig eingesetzten Energieträger («Energieträgermix») werden für die einzelnen Untersuchungsgebiete aufgrund der lokalen Gegebenheiten und der derzeitigen Strategien der Wärmeversorger modelliert. Für die künftige Entwicklung der Energiepreise werden zwei Energiepreisszenarien «TREND» und «HOCH» verwendet (vgl. Tabelle 20, S.31):

Fernwärme - Resultate der Fallstudien

Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Resultate der durchgeführten Fallstudien mit Fernwärmeversorgung zusammen.

Wichtige Kenngrößen	Zürich Nord	Basel	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf
Allgemeines						
BGF 2008 (m ²)	6'619'329	11'357'114	582'279	30'872	110'340	13'257
Spezifische Anschlussleistung (kW/Tm)	2.04	2.95	1.94	1	0.79	0.42
Durchschnittliche Bebauungsdichte 2008 (m ² BGF/m ² Gebietsfläche)	0.76	1.55	0.83	0.34	0.44	0.5
Durchschnittliche Energienachfrage 2008 (kWh/m ² Gebietsfläche)	119	267	122	52	74	44

Wichtige Kenngrössen	Zürich Nord	Basel	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf	
Durchschnittliches flächengewichtetes Baujahr	1960	1930	1971	1972	1967	2007	
Anteil schützenswerter Bauten (% der BGF 2008)	4.5% ²	21.6% ³	0%	0%	0%	0%	
Verdichtungspotenzial bis 2050 (in % der BGF von 2008)	43.5%	11.4%	10.7%	18.5%	23.0%	0%	
Berechneter Anschlussgrad 2008 (% des theoretisch möglichen Absatzes)	40%	50%	52%	62%	43%	76%	
Energiebedarf der Gebäude							
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2008 (MJ/m ² BGF)	562	626	525	556	600	319	
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2050 (MJ/m ² BGF)	BAU	269 (-52%)	331 (-47%)	336 (-36%)	264 (-53%)	360 (-40%)	283 (-11%)
	1-Tonne-CO ₂	224 (-60%)	307 (-51%)	250 (-52%)	251 (-55%)	283 (-53%)	261 (-18%)
	2000-Watt	209 (-63%)	279 (-55%)	230 (-56%)	239 (-57%)	169 (-72%)	234 (-27%)
	Maximal	181 (-68%)	260 (-58%)	207 (-61%)	157 (-72%)	143 (-76%)	196 (-39%)
Perspektiven des Wärmeabsatzes							
Absatz 2050 (in % von 2008)	BAU	67%	62%	69%	52%	74%	80%
	1-Tonne-CO ₂	56%	59%	51%	49%	58%	74%
	2000-Watt	53%	55%	48%	48%	34%	68%
	Maximal	48%	54%	45%	32%	31%	59%
Perspektiven der Kosten							
Anteil der spez. Verteilkosten 2008 (% der spez. Gesamtkosten 2008)	42.6%	34.5%	30.2%	45.2%	27.3%	36.5%	
Anteil der spez. Verteilkosten 2050 (% der spez. Gesamtkosten 2050)	BAU	48.5%	37.2%	18.1%	49.3%	30.5%	38.2%
	1-Tonne-CO ₂	57.5%	37.3%	22.0%	49.9%	31.3%	38.6%
	2000-Watt	60.5%	37.9%	23.1%	50.3%	32.4%	39.2%
	Maximal	62.8%	38.4%	23.9%	54.9%	32.7%	40.0%
Spezifische Produktionskosten 2050 (in % von 2008)	BAU	119%	142%	285%	164%	115%	116%
	1-Tonne-CO ₂	98%	150%	297%	168%	142%	123%
	2000-Watt	92%	157%	301%	170%	226%	132%
	Maximal	91%	157%	304%	209%	253%	146%
Spezifische Verteilkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	150%	160%	145%	193%	135%	125%
	1-Tonne-CO ₂	179%	170%	194%	202%	172%	135%
	2000-Watt	189%	182%	209%	209%	290%	148%
	Maximal	209%	186%	221%	308%	327%	169%
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	132%	149%	243%	177%	121%	119%
	1-Tonne-CO ₂	133%	157%	266%	183%	150%	127%
	2000-Watt	133%	166%	273%	188%	244%	138%
	Maximal	142%	167%	279%	254%	273%	155%
Energiepreise TREND							

² Anteil inventarisierte Gebäude

³ Gebäude in Schutz- und Schonzonen. Der Anteil schützenswerter Bauten ist in Basel höher als in Zürich, weil grosse Teile des Zentrums von Basel mit Fernwärme versorgt werden.

Wichtige Kenngrössen		Zürich Nord	Basel	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	154%	182%	331%	192%	125%	136%
	1-Tonne-CO2	151%	192%	353%	198%	154%	144%
Energiepreise HOCH	2000-Watt	150%	202%	360%	203%	248%	155%
	Maximal	150%	204%	366%	268%	277%	173%
Art der Gebäude (Wohnen / Industrie / Dienstleistung)							
2008: W/ I/ DL (Anteil BGF in %)		34/33/33	80/1/19	49/34/17	57/0/43	56/2/42	100/0/0
2050: W/ I/ DL(Anteil BGF in %)		43/23/34	81/1/18	50/31/19	56/0/44	55/2/42	100/0/0

Tabelle 2: Übersicht über die Kennzahlen der Fernwärmegebiete.

Die Ergebnisse zeigen, dass in der langen Frist alle untersuchten Fernwärmeversorgungen einen Rückgang des Energiebedarfs der Gebäude, des Energieabsatzes und einen Anstieg der spezifischen Kosten, insbesondere der Verteilkosten, aufweisen. Dies trotz der teilweise hohen Verdichtungen durch den Anschluss von Neubauten und bestehenden Bauten in den Versorgungsgebieten.

Die Übersicht der Ergebnisse zeigt aber kein einheitliches Bild. Sowohl der Vergleich der Absatzrückgänge in den vier Szenarien, als auch der Vergleich des Absatzes einzelner Gebiete je Szenario zeigen sehr unterschiedliche Entwicklungen in den Untersuchungsgebieten. Während die Absatzszenarien für Zürich und Basel ähnlich verlaufen (ZH-Nord: -33% bis -52%; BS: -38% bis -46%), weist z.B. Greifensee mit Absatzrückgängen zwischen -26% im Szenario BAU bis zu -69% im Maximal-Szenario eine viel grössere Spannbreite auf. Auch der Vergleich einzelner Szenarien über mehrere Versorgungsgebiete zeigt sehr grosse Unterschiede: Während Mönchaltdorf im Szenario BAU bis 2050 einen Absatzrückgang von -20% aufweist, zeigt Russikon einen solchen von -48%.

Die Gesamtkosten der Wärmelieferungen an die Endkunden nehmen in allen untersuchten Gebieten zu. Die vergleichsweise geringen Steigerungen in Zürich Nord sind auf die Tatsache zurückzuführen, dass mit sinkendem Wärmeabsatz wachsende Anteile des Absatzes mit der günstigen Abwärme ab KVA gedeckt werden können. Für Basel gilt dasselbe, wenn auch in geringerem Ausmass. Die hohen spezifischen Kosten in Horgen zeigen den umgekehrten Fall: Diese entstehen dadurch, dass die günstige KVA-Abwärme ab 2018 für die Modellierung mit Erdgas ersetzt wurde (Schliessung der KVA). Die Kostenentwicklungen in den drei Gebieten Russikon, Greifensee und Mönchaltdorf können mit den jeweiligen Absatzrückgängen erklärt werden, da keine Änderungen bei den eingesetzten Energieträgern angenommen wurde. Der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten nimmt in der Regel bis 2050 um ca. 3-10%-Punkte zu. Damit werden Strategien zur Senkung der Verteilkosten in Zukunft tendenziell wichtiger. Bei Horgen nimmt der Anteil ab, weil die Energiekosten beim Einsatz von Erdgas anstatt KVA-Abwärme stark steigen. In Zürich Nord nimmt der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten überproportional stark zu, weil der vermehrte Einsatz günstiger KVA-Abwärme die Produktionskosten verbilligt.

Inwiefern sich die berechneten Kostensteigerungen für die leitungsgebundenen Systeme nachteilig auswirken werden, wird anhand eines Heizkostenvergleichs mit den Individualsystemen Erdöl-, Pelletfeuerungen und Wärmepumpe mit Erdsonde analysiert, bei welchen ebenfalls die in der Studie verwendeten zwei Energiepreisszenarien zugrunde gelegt werden (siehe übernächster Abschnitt).

Erdgas - Resultate der Fallstudien

Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Resultate der Modellierungen für die untersuchten Gebiete mit Erdgasversorgung zusammen.

Wichtige Kenngrössen	Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon	
Allgemeines					
BGF 2008 (m2)	703'485	523'633	327'812	2'284'133	
Durchschnittliche Bebauungsdichte 2008 (m2 BGF/m2 Gebietsfläche)	0.44	0.56	0.27	0.54	
Durchschnittliche Energienachfrage 2008 (kWh/m2 Gebietsfläche)	78	93	48	93	
Durchschnittliches flächengewichtetes Baujahr	1952	1939	1936	1945	
Denkmalschutz (% der gesamten BGF)	2.8%	1.2%	1.6%	0.9%	
Verdichtungspotenzial bis 2050 (in % gegenüber BGF von 2008)	59%	39%	6%	57%	
Berechneter Anschlussgrad 2008 (% des theoretisch möglichen Absatzes)	21%	33%	47%	32%	
Energiebedarf der Gebäude					
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2008 (MJ/m2 BGF)	639	611	644	623	
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2050 (MJ/m2 BGF)	BAU	278 (-56%)	272 (-55%)	281 (-56%)	250 (-61%)
	1-Tonne-CO2	257 (-60%)	221 (-64%)	265 (-59%)	231 (-64%)
	2000-Watt	241 (-62%)	199 (-67%)	251 (-61%)	205 (-68%)
	Maximal	189 (-70%)	169 (-72%)	220 (-66%)	178 (-72%)
Perspektiven des Gasabsatzes					
Absatz 2050 (in % von 2008)	BAU	54%	55%	40%	39%
	1-Tonne-CO2	50%	47%	38%	17%
	2000-Watt	48%	44%	36%	15%
	Maximal	40%	41%	33%	14%
Perspektiven der Kosten					
Anteil der spezifischen Verteilkosten 2008 (% der spez. Gesamtkosten 2008)	21.1%	14.9%	21.8%	12.9%	
Anteil der spezifischen Verteilkosten 2050 (% der spez. Gesamtkosten 2050)	BAU	23.7%	16.6%	28.3%	25.4%
	1-Tonne-CO2	24.6%	18.3%	28.9%	43.6%
	2000-Watt	25.0%	18.7%	29.4%	46.3%
	Maximal	27.4%	19.4%	30.4%	48.7%

Wichtige Kenngrößen		Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon
Spezifische Energieeinkaufskosten 2050 (in % von 2008). Für Bülach, Effretikon und Erlenbach ist eine Beimischung von Biogas berücksichtigt.	BAU	161%	159%	179%	111%
	1-Tonne-CO2	165%	167%	182%	111%
	2000-Watt	167%	170%	185%	111%
	Maximal	179%	175%	191%	111%
Spezifische Verteilkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	186%	181%	253%	256%
	1-Tonne-CO2	200%	213%	266%	582%
	2000-Watt	207%	226%	276%	651%
	Maximal	252%	243%	301%	715%
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008) Energiepreise TREND	BAU	166%	162%	195%	130%
	1-Tonne-CO2	172%	174%	201%	172%
	2000-Watt	175%	179%	205%	181%
	Maximal	194%	185%	215%	189%
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008) Energiepreise HOCH	BAU	226%	225%	260%	181%
	1-Tonne-CO2	233%	240%	266%	183%
	2000-Watt	236%	246%	271%	188%
	Maximal	259%	254%	284%	192%
Art der Gebäude (Wohnen / Industrie / Dienstleistung)					
2008: W/ I/ DL (Anteil BGF in %)		87/0/13	50/18/32	88/0/12	58/22/20
2050: W/ I/ DL(Anteil BGF in %)		87/0/13	51/13/36	89/0/11	60/14/26

Tabelle 3: Übersicht über die Kenngrößen der untersuchten Gebiete mit Erdgasversorgung.

Im Vergleich zur Fernwärme ergibt die Auswertung der untersuchten Erdgas-Versorgungsgebiete beim Rückgang des Energieabsatzes und bei der Kostenentwicklung eine eindeutigerere Tendenz. Neben den gebietsspezifischen Unterschieden ist dies darauf zurückzuführen, dass die den Absatzrückgang kompensierenden Effekte von NeukundInnen bei den Erdgasgebieten deutlich geringer ausfallen als bei den Fernwärmegebieten. Das ist eine Folge der getroffenen Modellannahmen: Es wird davon ausgegangen, dass im BAU-Szenario von anfänglich 20% der Neu- und Erweiterungsbauten bis 2050 noch 15% anschliessen werden und dass von anfänglich 40% der ÖlheizungssaniererInnen bis 2050 noch 10% zu Gas wechseln werden. Bei den hier formulierten Effizienzscenarien (1 Tonne CO₂, 2000-Watt und Maximal) werden deutlich weniger Neuanschlüsse (Neubauten und Wechsel zu Erdgas) und mehr Wechsel weg vom Erdgas angenommen als bei den Fernwärmeversorgungen.

Auffallend ist, dass schon im Szenario BAU der Absatz bis 2050 um -45% bis -61% zurückgeht. In Bülach und Effretikon liegen die Absatzrückgänge in den vier Szenarien relativ nahe beieinander. Erlenbach und Wetzikon weisen beide im Jahr 2050 schon im BAU-Szenario ein geringeres Absatzniveau auf als die anderen beiden Gebiete. Das ist eine Folge des Alters ihres Gebäudebestandes: Das durchschnittliche Erstellungsjahr der Gebäude im Versorgungsgebiet ist in Bülach 1952, in Effretikon 1956. Erlenbach und Wetzikon verfügen dagegen über ältere Gebäudebestände (durchschnittliches Erstellungsjahr 1936 und 1945). Bei den übrigen Szenarien nimmt in Erlenbach der Absatz im Jahr 2050

gegenüber dem BAU-Szenario nur noch wenig ab. Dagegen nimmt in Wetzikon der Absatz 2050 in den Effizienzscenarien gegenüber dem BAU-Szenario nochmals stark ab. Diese Absatzabnahme in Wetzikon ist auf die getroffenen Annahmen für die Szenarien «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt» und «Maximal» zurückzuführen. Die Ziele dieser Szenarien führen dazu, dass praktisch keine fossilen Energieträger im Gebäudebereich mehr eingesetzt werden.

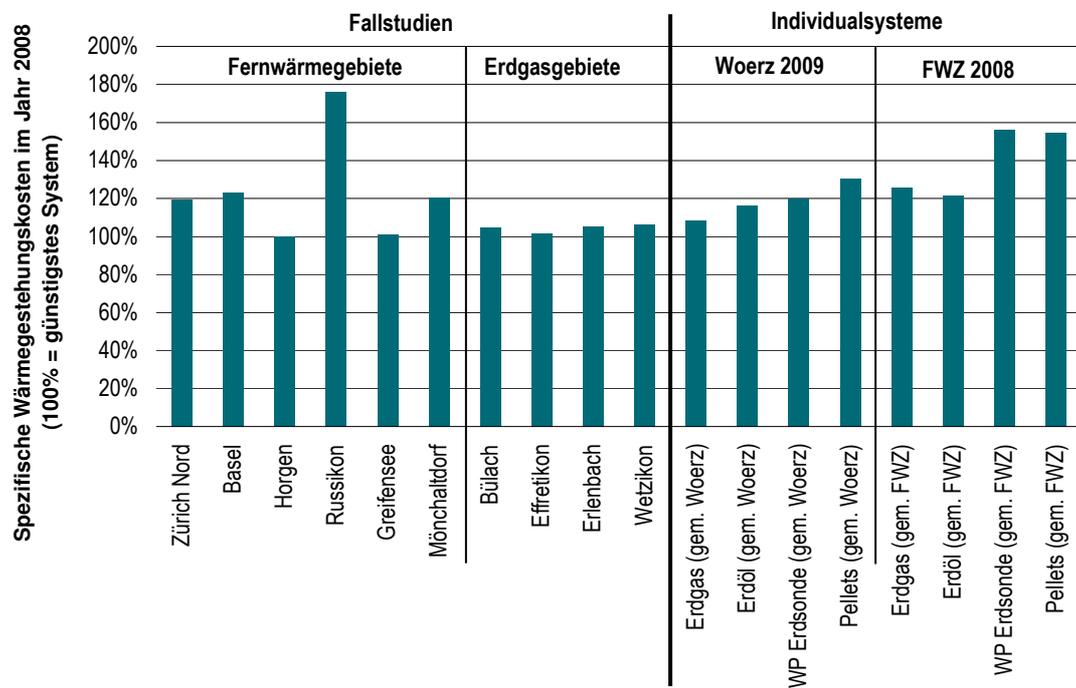
Bei den Erdgasversorgungen setzen sich die Gesamtkosten aus den Gaseinkaufs- und den Verteilkosten zusammen. Die Einkaufskosten hängen von den eingesetzten Energieträgern ab. Da in den drei Erdgasversorgungsgebieten Bülach, Effretikon und Erlenbach eine zunehmende Beimischung von Biogas vorausgesetzt wurde, steigen in diesen drei Gebieten die Energieeinkaufskosten stärker an als der Erdgaspreis gemäss den verwendeten Energiepreisszenarien. Für die Berechnungen des Biogaspreises wurde ein Upgrade-Modell verwendet, d.h. der Biogaspreis wurde als Zuschlag zum Erdgaspreis bestimmt. Ob ein solches Preismodell bei steigenden Erdgaspreisen beibehalten werden kann, ist unklar. Deswegen sind die berechneten Kostensteigerungen für die Gebiete Bülach, Effretikon und Erlenbach mit Vorsicht zu interpretieren. In Wetzikon sind die Energieeinkaufskosten dagegen lediglich auf die Preissteigerungen von Erdgas gemäss Energiepreisszenarien zurückzuführen und sind deswegen in allen vier Szenarien gleich. Die spezifischen Verteilkosten nehmen erwartungsgemäss in allen Gebieten und bei allen Szenarien entsprechend den aufgezeigten Absatzrückgängen stark zu. Wegen dem geringen Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten fällt die deutliche Zunahme der Verteilkosten jedoch nicht sehr stark ins Gewicht. Der durchgehend höhere Kostenanstieg in Erlenbach kann mit dem stärkeren Rückgang des Absatzes und dem gesteigerten Anteil von Biogas am verbleibenden Absatz erklärt werden. Der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten nimmt bis auf ein Ausreisser in der Regel bis 2050 um ca. 2-8%-Punkte zu, d.h., dass auch beim Erdgas Strategien zur Senkung von Verteilkosten in Zukunft tendenziell wichtiger werden. Bei Wetzikon nimmt der Anteil stärker zu, weil die Energiekosten ohne Biogas relativ günstig bleiben und weil, wie oben besprochen, modellbedingt starke Absatzrückgänge erwartet werden.

Anhand eines Heizkostenvergleichs mit den Individualsystemen Erdöl-, Pelletfeuerungen und Wärmepumpen mit Erdsonde wurde untersucht, ob die berechneten Kostensteigerungen die leitungsgebundenen Systeme in Zukunft benachteiligen werden.

Leitungsgebundene Energieversorgungen im Vergleich mit Individualsystemen

Ausgehend vom günstigsten System im Jahr 2008 (Horgen), werden in der folgenden Figur die spezifischen Wärmegestehungskosten für die EndnutzerInnen eines Mehrfamilienhauses aufgezeigt. Die spezifischen Kosten der Individualsysteme «Erdöl», «WP Erdsonde» und «Pellets» basieren auf den Untersuchungen von Woerz (2009) und von Fernwärme Zürich (2008), jeweils normalisiert mit den hier verwendeten Energiepreis-, Zinssatz- und Lebensdauerannahmen. Beim Kostenvergleich von Fernwärme Zürich (2008) für Individualsysteme fällt auf, dass Wärmepumpen mit Erdsonde und Pelletfeuerungen deutlich höhere Gestehungskosten aufweisen als Erdöl und Erdgas.

«Spezifische Wärmegestehungskosten der EndnutzerInnen am Beispiel eines Mehrfamilienhauses für die untersuchten Fallstudien und Individualsysteme nach Woerz und Fernwärme Zürich»



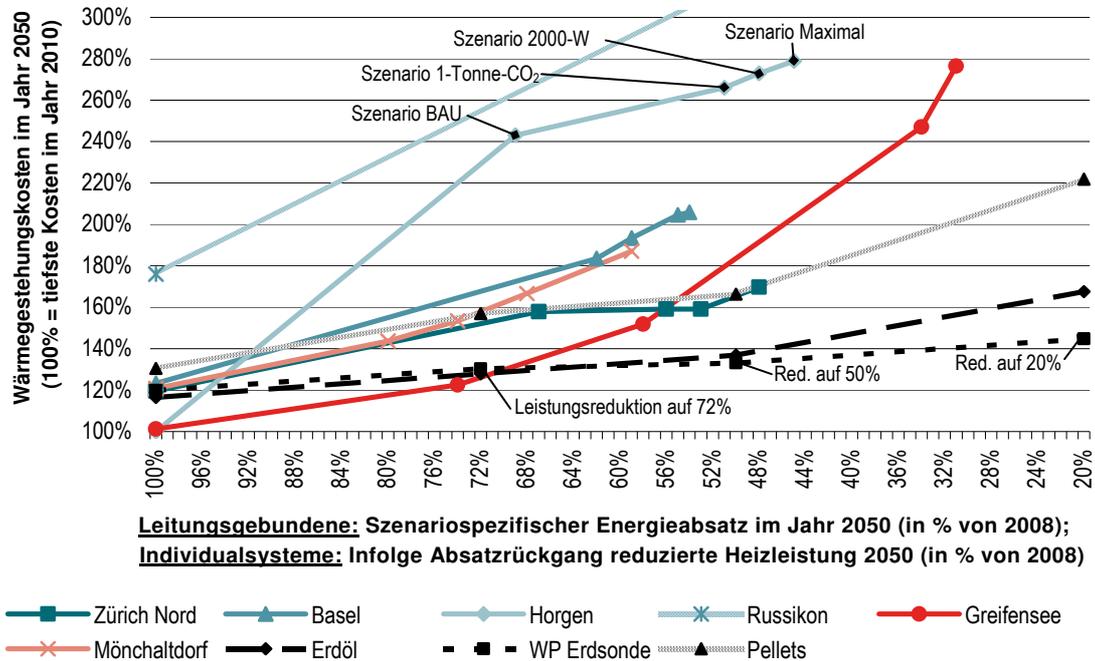
econcept

Figur 3: Spezifische Wärmegestehungskosten in einem Mehrfamilienhaus im Ausgangsjahr (2008) in den untersuchten Fernwärme- und Erdgasgebieten und Vergleich mit den Wärmegestehungskosten von Individualsystemen. Quelle: Berechnungen econcept und Angaben Woerz 2009 sowie Fernwärme Zürich (FWZ) 2008.

Die berechneten spezifischen Kosten sind als Richtwerte bzw. Durchschnittswerte zu verstehen. Die tatsächlichen Kosten können bei einzelnen Objekten stark von der gezeigten Verteilung abweichen.

Ausgehend vom Jahr 2008, werden nun die spezifischen Wärmegestehungskosten im Jahr 2050 pro Untersuchungsgebiet in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Rückgang des Wärmeabsatzes aufgezeigt. Zum Vergleich wird analysiert, wie sich die spezifischen Wärmegestehungskosten der wichtigsten Individualsysteme verhalten, wenn sie nach Massgabe des Rückgangs des Wärmebedarfs redimensioniert würden (von 100% (2008) auf 72%, auf 50% und auf 20% (2050)).

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise TREND) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit des Absatzes im Jahr 2050 für die untersuchten Fernwärmegebiete und die Individualsysteme nach Woerz (2009)»



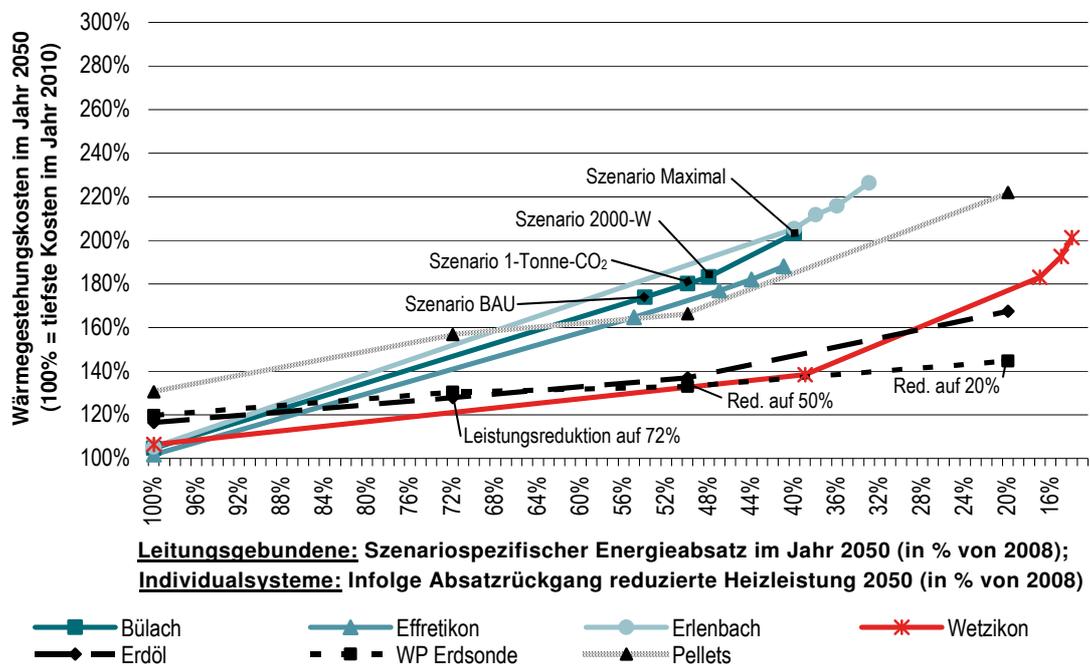
econcept

Figur 4: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario TREND) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Horgen weist exemplarisch darauf hin, dass die vier Punkte pro Untersuchungsgebiet jeweils die Endpunkte 2050 der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Quelle: econcept und Woerz 2009.

Laut Figur 4 verlaufen die Kostensteigerungen (spezifische Wärmegestehungskosten der EndnutzerInnen) bei den drei analysierten Individualsystemen flacher als bei den untersuchten Fernwärmeversorgungen. Das führt dazu, dass die Fernwärme bei grossen Absatzreduktionen für die WärmenutzerInnen teurer wird. Andererseits zeigt die Figur, dass nicht pauschal bestimmt werden kann, wann die Kosten der Fernwärme diejenigen der Individualsysteme überschreiten. Dies gilt umso mehr, als dass nicht eindeutig bestimmbar ist, in welchem Verhältnis die verschiedenen Heizsysteme heute stehen, wie der in Figur 3 gezeigte Vergleich der unterschiedlichen Angaben von Woerz und Fernwärme Zürich deutlich macht.

Auch bei den **Erdgasgebieten** zeigt der Vergleich der verschiedenen Systeme, dass Wärmepumpen mit Erdsonde einen tendenziell flacheren Anstieg der spezifischen Kosten bis 2050 aufweisen als die Erdgasversorgungen.

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise TREND) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit des Absatzes im Jahr 2050 für die untersuchten Erdgasgebiete und die Individualsysteme nach Woerz (2009)»



econcept

Figur 5: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario TREND) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen. Die Beschriftung der Linie von Bülach zeigt exemplarisch, dass die vier Punkte je Untersuchungsgebiet die Endpunkte der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Quelle: econcept und Woerz 2009

In Wetzikon ist die Kostenzunahme bis 2050 im Szenario BAU, trotz des Absatzrückgangs von ca. 60% (gegenüber 2010), nur leicht steiler als bei der Wärmepumpenlösung. Sollte der Absatz aber noch stärker zurückgehen, würden die Gestehungskosten auch in Wetzikon stark ansteigen. Die Steigerung der spezifischen Kosten in den Erdgasversorgungsgebieten mit Beimischung von Biogas liegt in allen Szenarien deutlich über den anderen Systemen, was hauptsächlich eine Folge des relativ hohen künftigen Biogaspreises ist, welcher bei der Verwendung des Upgrade-Preismodells für die Beimischung von Biogas resultiert. Für die Kostenentwicklung von Gasversorgungen ohne Biogas ist das Beispiel Wetzikon massgeblich. Das Beispiel Effretikon zeigt, dass bei einem Absatzrückgang von 45% etwa die spezifischen Kosten einer Pelletfeuerung erreicht werden. In den anderen zwei Gebieten mit Biogas liegt dieser Punkt bei einem Rückgang von ca. 32% bzw. 38% und wird im Szenario BAU von beiden übertroffen.

Die gezeigten Auswertungen machen deutlich, dass alle untersuchten Gebiete mit leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen in Zukunft durch die Konkurrenz von Erdsonden-Wärmepumpen tendenziell unter Druck kommen werden. Inwiefern und wann genau WP-Erdsonden-Lösungen in Zukunft tatsächlich tiefere spezifische Gestehungskosten aufweisen werden, hängt von der Ausgangslage (2008) in den Modellrechnungen

ab, d.h. von den zugrunde gelegten Heizkostenvergleichen. Wenn anstatt der Daten von Woerz (2009) diejenigen von Fernwärme Zürich (2008) verwendet werden, sind die spezifischen Kosten der leitungsgebundenen Systeme wegen den relativ hohen spezifischen Kosten von WP-Erdsonden und Pellets teilweise auch bei grösseren Absatzrückgängen immer noch konkurrenzfähig (vgl. Figur 36 und Figur 39, S.64ff). Das ist ein Hinweis darauf, dass die Einschätzung der Lage der leitungsgebundenen Versorgungssysteme und der künftigen Entwicklung gebietsspezifisch zu erfolgen hat. So ist z.B. davon auszugehen, dass Erdsonden-WP in ländlichen Gebieten tendenziell günstiger sind als in dicht überbauten städtischen Gebieten.

Beim Energiepreisszenario HOCH wird die Konkurrenzfähigkeit von Erdgasversorgungen und Fernwärmesystemen geschmälert, weil hohe Energiepreise einen deutlich geringeren Einfluss auf die Steigerung der Wärmegestehungskosten der Hauptkonkurrenz, der Erdsonden-Wärmepumpen haben (vgl. Figur 37, Figur 40, S.65ff). Es ist allerdings zum heutigen Zeitpunkt nicht klar, wie stark die Erdgaspreise in Zukunft steigen werden, da die grossmasstäbliche Förderung von unkonventionellen Erdgasvorkommen aktuell die Erdgaspreis unter Druck setzt.

Für Erdgasversorgungen spielen neben den Absatzrückgängen und den Energiepreisszenarien vor allem die energiepolitischen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle. Wenn z.B. bei Sanierungen oder der Aufbereitung von Brauchwarmwasser ein obligatorischer Anteil an erneuerbaren Energien gefordert wird, würden die Gestehungskosten der Erdgassysteme weiter ansteigen. Dasselbe gilt bei höheren CO₂-Abgaben auf Erdgas.

Fazit

Die Fallstudien bei der Fernwärme decken grosse KVA-Fernwärmeversorgungen in städtischen Verhältnissen (ZH, BS), mittlere KVA-Fernwärmeversorgungen in der Agglomeration (Horgen) und kleine Fernwärmeversorgungen für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Agglomeration oder in ländlichen Gebieten ab (Russikon, Greifensee). Zusätzlich wurde ein kleines Gebiet mit der Nutzung von ARA-Abwärme untersucht (Mönchaldorf).

Die untersuchten Erdgasversorgungen im Kanton Zürich sind Versorgungsgebiete in Agglomerationsgemeinden mit einem älteren bzw. neueren Gebäudebestand (durchschnittliches Erstellungsjahr 1936-1945 bzw. 1952-1956).

Für alle betrachteten Untersuchungsgebiete lassen sich betreffend der Entwicklung des **Energieabsatzes** die folgenden Schlüsse ziehen:

- 1 *Der altersmässige Aufbau des Gebäudebestandes und das Ausmass der energetischen Verbesserungen bei Sanierungen bestimmen das Tempo des Rückgangs der Wärme- bzw. Energienachfrage:*

Der Aufbau des Gebäudebestandes ist neben der effektiv stattfindenden energetischen Erneuerungstätigkeit die wichtigste Einflussgrösse für die Entwicklung der zukünftigen Nachfrage, wenn keine Gebietserweiterungen und Neuanschlüsse von Grossverbrauchern berücksichtigt werden. Gebäude aus den 1930er bis 1970er Jah-

ren spielen für die Betrachtung bis 2050 eine zentrale Rolle, da deren Energiebedarf durch künftige Sanierungen in allen Szenarien sinken wird. In einigen Fällen führt dies dazu, dass der Energiebedarf der bestehenden Bauten schon im BAU-Szenario um mehr als 60% abnimmt (z.B. Wetzikon und Erlenbach). Im Maximalszenario ergeben sich Rückgänge von bis zu 80%. Ein hoher Anteil von Bauten mit ähnlichem Baujahr, die zudem aus der Periode zwischen 1930-1970 stammen, bildet für die Energieversorger jeweils ein beachtliches Klumpenrisiko, weil diese Bauten miteinander erneuerungsbedürftig werden.

- 2 *Das Verdichtungspotenzial durch den Anschluss von Neubauten und die Erhöhung der Anschlussdichte bei den bestehenden Bauten kann den Rückgang des Absatzes verlangsamen aber nicht kompensieren:*

Der zusätzliche Energieabsatz infolge von Verdichtungen wird aufgrund der vorgenommenen Analysen nicht ausreichen, um den Rückgang des Energiebedarfs des Gebäudebestands zu kompensieren: Der Fall einer Erhöhung des Anschlussgrads bei den bestehenden Bauten um 25% und eines Zubaus von mehr als der Hälfte der bestehenden Gebäudefläche mit einem Anschluss von 75% der Neubauf Flächen in einem der Untersuchungsgebiete würde den Absatz bis 2050 um rund 20%-Punkte steigern.. Auch damit könnte aber der Absatzrückgang infolge der energetischen Sanierungen nicht voll kompensiert werden.

Diese Folgerungen gelten primär für Versorgungsgebiete, in welchen keine grösseren raumplanerisch bedingten Verdichtungen anstehen. Sollten aber in einzelnen Gebieten die Ausnutzungsziffern erhöht werden, ist es denkbar, dass die zusätzlichen Abnehmer in Zukunft den Rückgang der Wärmenachfrage der bisherigen Bezüger wettmachen, was sich positiv auf die spezifischen Verteilkosten auswirken würde.

Der Vergleich der **spezifischen Kosten leitungsgebundener Energieversorgungssysteme** mit konkurrierenden Individualsystemen zeigt:

- 3 *Die Bedeutung von Elektrizität wird in Zukunft im Wärmemarkt zunehmen und die übrigen leitungsgebundenen Energieversorgungen konkurrenzieren.*

Dank sinkendem Wärmebedarf, tieferen Vorlauftemperaturen und steigenden Energiepreisen werden Wärmepumpenlösungen im Vergleich zu den untersuchten Systemen deutlich an Attraktivität gewinnen, selbst wenn eine Steigerung der Strompreise von heute 16 Rp./kWh auf zukünftige 30 Rp./kWh oder sogar 41 Rp./kWh angenommen wird. Bei einer Betrachtung der Exergienutzung ist die Umweltwärmenutzung mit Erdsonden-WP auch dann noch vergleichsweise vorteilhaft, wenn die Elektrizität in modernen GuD-Gaskraftwerken produziert und mit WP mit einer hohen JAZ genutzt wird. Insgesamt ist deswegen davon auszugehen, dass die Elektrizität als Energieträger im Heizungsmarkt an Bedeutung gewinnen wird.

- 4 *Vor allem die spezifischen Verteilkosten nehmen stark zu. Wieweit dadurch die jeweiligen Energieversorgungen an Konkurrenzfähigkeit einbüßen, hängt vom Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten und von gebietsspezifischen Faktoren ab. Die Entwicklung muss für jedes Versorgungsgebiet speziell untersucht werden.*

Erwartungsgemäss zeigt sich, dass die spezifischen Verteilkosten der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme bei starkem Absatzrückgang auch stark ansteigen. Da schon im BAU-Szenario bis 2050 Absatzrückgänge von bis zu -60% erwartet werden, müssen langfristig (vor allem für den Zeitraum nach 2035) in den Gebieten mit einem hohen Anteil an Verteilkosten Strategien zum Umgang mit Absatzrückgängen und den damit verbundenen spezifischen Verteilkostensteigerungen entwickelt werden. Da bei Erdgasversorgungen der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten ca. 20% oder weniger ausmacht, fallen die Verteilkosten bei diesen weniger stark ins Gewicht. Die Fallstudien zeigen aber auch, dass die Absatzrückgänge und die damit einhergehende Zunahme der spezifischen Verteilkosten stark von gebietsspezifischen Faktoren abhängen.

- 5 *Die Entwicklung der spezifischen Gesamtkosten kann durch eine langfristige, an der künftigen Nachfrage orientierte Planung von Verteilinfrastrukturen, durch die Energieträgerwahl und durch die vorausschauende Dimensionierung von Wärmeproduktionsanlagen beeinflusst werden.*

Bei allen untersuchten Gebieten, insbesondere aber bei Fernwärmegebieten gilt, dass die Zunahme der spezifischen Verteilkosten verringert werden kann, wenn die **Verteilinfrastruktur** rechtzeitig dem zukünftigen Absatz angepasst wird (aufgrund der hier vorgenommenen Untersuchungen ist primär der Zeitraum nach 2035 relevant). Dazu gehören eine entsprechend geplante vorausschauende Amortisationspolitik für die Versorgungsnetze bei Netzneubauten, -erneuerungen und -erweiterungen sowie eine darauf abgestimmte Tarifpolitik.

Kostenreduktionen sind aber auch mit einer an der künftigen Nachfrage orientierten **Dimensionierung der Wärmeproduktionsanlagen** bei der Fernwärme (bei Neubauten, Ausbauten oder Erneuerungen) und der **Wahl des Energieträgermix** möglich. Die Kostenentwicklung in Greifensee zeigt, dass bei den kleinen Systemen eine vorausschauende Dimensionierung der Wärmeproduktionsanlagen einen starken Effekt auf die Kostenentwicklung haben kann. Andererseits ist die Beimischung von Biogas ökologisch vorteilhaft, führt aber – bei einer Beibehaltung des Upgrade-Preismodells – zu stark steigenden Wärmegestehungskosten, die im Jahr 2050 in den meisten Fällen über denen einer Wärmepumpenlösung liegen.

- 6 *Fernwärmeversorgungen mit günstigen Wärmequellen (KVA- und Industrieabwärme) können in Zukunft trotz abnehmender Wärmedichte konkurrenzfähig bleiben oder im besten Fall noch wettbewerbsfähiger werden .*

Für **KVA-Fernwärmeversorgungen** gilt, dass eine Verschiebung der Wärmeproduktion weg von fossilen Energieträgern hin zur vermehrten Nutzung von KVA-Abwärme Kostenvorteile bietet. Dies zeigen die Kostenentwicklungen in Zürich Nord und Basel: Weil mit schrumpfendem Wärmeabsatz ein wachsender Anteil der abgesetzten Wärme durch die günstige KVA-Abwärme gedeckt wird (weist nicht dieselbe Preisdynamik auf wie die Energieträger), sinken in Zürich Nord die spezifischen Kosten bei sinkendem Wärmeabsatz.

Für alle untersuchten Gebiete gilt, dass die durchgeführten Modellierungen die Richtung und das mögliche Ausmass der langfristigen Entwicklung bis 2050 anzeigen. Die kurzfristigen Entwicklungen können in einzelnen Gebieten in eine andere Richtung zeigen. Kurz- bis mittelfristig besteht bei praktisch allen untersuchten Fernwärme- und Erdgasversorgungen kein akuter Handlungsbedarf. Ein solcher zeichnet sich erst längerfristig, nach 2030 (für gewisse Fernwärmeversorgungen) bzw. nach 2040 für Erdgasversorgungen ab (je nach Preisentwicklung beim Biogas).

Das Energiepreisszenario HOCH führt sowohl bei Fernwärmeversorgungen (Stromausfallkosten und Kosten der Spitzendeckung) als auch bei Erdgasversorgungen (Bezugspreis Erdgas und allenfalls Biogas) früher zu Handlungsbedarf, weil steigende Energiepreise die Erdsonden-WP als primäres Konkurrenzsystem weniger stark verteuern.

Empfehlungen für Fernwärmeversorgungen

Die in den Fallstudien ermittelten Entwicklungen des Wärmeabsatzes und der spezifischen Kosten sind unterschiedlich und hängen von den lokalen Voraussetzungen ab. Das ergibt die **folgende planerische Empfehlung**:

1 Gebietsweise Analyse des Gebäudebestandes und Berechnung von möglichen Absatzszenarien für die mittel- und langfristige Investitions- und Amortisationsplanung mit einer darauf abgestimmten Tarifpolitik.

Die Szenarienbetrachtungen können in Zukunft laufend an die reale Entwicklung angepasst werden. Sie sollten die Grundlage für die mittelfristige (bis 2025/30) und langfristige (bis 2050) Planung der Investitionen (inkl. Amortisationen) in Verteilinfrastrukturen und Wärmeproduktionsanlagen bilden. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen stellen dafür erste Grundlagen bereit.

Die **zweite Empfehlung** betrifft die **Verteilkosten**, welche bei den untersuchten Fernwärmesystemen aktuell 27% bis 43% der spezifischen Gesamtkosten ausmachen:

2 Erarbeitung von Strategien zur mittel- bis langfristigen Absenkung der Unterhalts- und Kapitalkosten für die Wärmeverteilung sowie zu einer darauf abgestimmten Amortisation der Versorgungsinfrastrukturen.

Grundsätzlich sind verschiedene Strategien zur Senkung der Verteilkosten denkbar:

- Erhöhung des Systemwirkungsgrades durch Temperaturabsenkungen, u.U. zulasten eines/einiger Kunden mit höheren Temperaturbedürfnissen
- Langfristige Planung und Abstimmung der Verteilinfrastruktur auf den sich ändernden Wärmeabsatz und Verdichtung in Gebieten, die langfristig versorgt werden sollen.
- Überprüfung/Bewirtschaftung der Leistungsbestellungen der Kunden, um den Spitzenleistungsbedarf zu reduzieren, um mehr KVA-Wärme nutzen zu können und mit dem bestehenden Versorgungsnetz mehr Abnehmende anschliessen zu können.
- Langfristige Netzbewirtschaftungs- und Erneuerungsplanung, um einerseits bei Gelegenheit mit anderen öffentlichen Werken (Wasser, Abwasser, Elektrizität, IT, Stras-

senbau) Synergien zum kostenminimalen Ersatz von vor der Erneuerung stehenden Teilen des Versorgungsnetzes wahrzunehmen. Andererseits sollen Neukunden nur dann angeschlossen werden, wenn ihr Anschluss während der wirtschaftlich gesicherten Restlebensdauer des Versorgungsnetzes wirtschaftlich ist (bei bestehenden Versorgungsnetzen sind dabei Grenzkostenüberlegungen möglich).

- Neubauten und Erweiterungen von Versorgungssystemen sind nur vorzunehmen, wenn der voraussichtliche Wärmeabsatz die Amortisation der Investition unter Berücksichtigung der künftigen Absatzentwicklung (Abnahme) erlaubt. Die Amortisationszeit ergibt sich dabei nicht aufgrund der technischen Lebensdauer, sondern risikoorientiert, aufgrund der voraussichtlich gesicherten Absatzdauer im (Teil-) Versorgungsgebiet.

Die Nutzung von Fernwärme zur **Produktion von Kälte** kann mindestens bei Versorgungssystemen mit ohnehin anfallender Abwärme zu einer bessern Auslastung der Verteilinfrastruktur führen, da im Sommer anfallende Abwärme genutzt werden kann. Allerdings sind zurzeit für einen befriedigenden Wirkungsgrad von Absorptions-Kältemaschinen relativ hohe Temperaturen erforderlich (>100 bis 110°C), was wiederum die Ganzjahresverluste des Versorgungsnetzes bei sinkendem Wärmeabsatz erhöht. Zudem stellt sich die Frage, ob die Abwärmeverwendung für die Stromproduktion nicht vorzuziehen ist. Angesichts des aktuell geringen Wirkungsgrades von Absorptions-Kältemaschinen dürfte eine höhere Stromproduktion mit Nutzung des Stroms in Kältemaschinen (JAZ 6-7) vorteilhafter sein.

Die **dritte Empfehlung** betrifft die Nutzung von **Abwärme**. Die Nutzung von Kehrrichtwärme aus KVA, von industrieller Abwärme und auch von niederwertiger Abwärme ab ARA hat hohe energiepolitische Relevanz. So lange Abwärme anfällt, sollte diese so gut wie möglich genutzt werden. Bei der Abwärme von KVA ist in erster Priorität die Exergie der anfallenden Abwärme zur Stromproduktion zu nutzen.

3 Aus der Sicht der in dieser Studie analysierten Fallstudien ist für die beiden grossen Fernwärmeversorgungen Zürich Nord und Basel eine **Sicherung und möglichst vollständige Nutzung der KVA-Abwärme** anzustreben, da damit neben der aus energetischer Sicht sinnvollen Nutzung von «sowieso» anfallender Energie auch die spezifischen Kosten gesenkt werden können. Allgemein muss die Planung von KVA-Fernwärmeversorgungen das langfristig verfügbare Ausmass von KVA-Abwärme bei sinkender Kehrrichtmenge und/oder sinkendem Brennwert des Kehrrichts in der Strategie und Investitionsplanung mitberücksichtigen.

Da zurzeit ein Überschuss von Verbrennungskapazitäten besteht und mittel- bis langfristig Abfallimporte vermehrt wegfallen werden, wird schweizweit an einer umfassenden KVA-Planung gearbeitet, wobei unterschiedliche strategische Vorstellungen im Raum stehen:

- Aus Stoffflussgründen bestehen Bestrebungen, die Kehrrichttrennung noch weiter zu entwickeln und beispielsweise die Kunststoffe zu separieren. Dadurch würden der Brennwert des Kehrrichts und die anfallende KVA-Wärme zurückgehen.

- In dieser Situation besteht ein gewisser Wettbewerb um die zu verbrennenden Kehrlichtvolumina, welcher nicht nur zu einer effizienten Organisation der Verbrennung in den KVA führt, sondern auch zur Maximierung der Erträge der Stromproduktion aus der Kehrlichtabwärme. Bei der Wärmeauskopplung für Fernwärme müssen der KVA neben den Kosten der Auskopplungsinstallationen auch die Stromausfälle vergütet werden.

Es stellt sich die Frage, inwiefern es Massnahmen braucht, um eine optimale Strom- und Wärmenutzung sicherzustellen. Aktuell besteht aus KVA-Optik ein Interesse an einer möglichst hohen Stromproduktion, da damit die höchsten Erträge erzielt werden können. Um dennoch eine Nutzung der Wärme sicherzustellen, müssten die Rahmenbedingungen für die Abfallverwertung geändert werden (z.B. Festlegung einer Pflicht zur Abwärmenutzung).

Bei der Planung der KVA-Standorte und -Kapazitäten gibt es unterschiedliche strategische Optionen:

- Planung der KVA-Kapazitäten und der Kehrlichtzuteilung aufgrund der bestehenden KVA und dem Alter ihrer Ofenlinien.
- Konzentration der KVA nahe bei dichten Siedlungsgebieten oder bei sehr grossen Wärme(dauer)verbrauchern (z.B. Papierfabrik⁴), damit die Abwärme maximal genutzt werden kann. Für den Kanton Zürich ergäben sich in diesem Fall nur noch wenige KVA, welche ein entsprechendes Wärmeabsatzgebiet aufweisen könnten.

Sowohl die TVA (Art. 38, Abs. 1, lit. a) als auch die Zielsetzungen der Ressourcenpolitik, einer auf 1-Tonne-CO₂ pro Kopf bzw. einer auf die 2000-Watt-Gesellschaft ausgerichteten Politik legen nahe, langfristige Lösungen mit maximaler Strom- **und** Wärmenutzung anzustreben. Dasselbe legen auch die hier durchgeführten Analysen nahe. Im Sinne der umfassenden und nachhaltigen Nutzung der in Zukunft anfallenden Kehrlichtabwärme sollten daher die Bedingungen für die KVA-Abwärmenutzung so vorteilhaft wie möglich ausgestaltet werden, wozu die entsprechenden Bestimmungen in der TVA zu überprüfen sind.

Die **vierte bis sechste Empfehlung** betreffen den **Einsatz erneuerbarer Energieträger** in Fernwärmeversorgungen. Die wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer Energieträger erfordert grössere, zentrale Anlagen, bei denen Wärme anfällt, die mit Nah-/ Fernwärmesystemen verteilt werden muss (Hackschnitzelfeuerungen, Stromproduktion aus Biomasse, etc.). Die in diesem Bericht durchgeführten Fallstudien zeigen einerseits, dass gerade bei kleinen Systemen Gebäudesanierungen stark ins Gewicht fallen und zu plötzlichen Absatzrückgängen führen können. Andererseits zeigt das Beispiel von Greifensee, dass eine rechtzeitige Anpassung der Dimensionierung der Produktionsanlagen dazu führen kann, dass die spezifischen Kosten gesenkt werden können. Die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern in Anlagen zur Produktion von Strom und Wärme, könnte zusätzlich dazu beitragen, dass diese konkurrenzfähig bleiben.

⁴ Die Wahl des KVA-Standortes aufgrund einer Papierfabrik als Grossabnehmer ist jedoch mit beträchtlichen Risiken verbunden. In der Vergangenheit zeigte sich, dass je nach europäischer/globaler Marktentwicklung bei Papierfabriken Überkapazitäten entstehen, welche zur abrupten Schliessung einzelner Fabriken führen können.

- 4 Die Nutzung erneuerbarer Energieträger in Fernwärmezentralen ist aus energiepolitischer Sicht erwünscht – vor allem dann, wenn die Zielsetzungen des 1-Tonne-CO₂ oder des 2000-Watt Szenarios angestrebt werden. Für die zukünftige Nutzung dürften die bestehenden **Holzenergie-** und **Biomassepotenziale** entscheidend sein. Sie sollten möglichst effizient in genügend grossen Anlagen genutzt werden, die Strom und Wärme produzieren.
- 5 (Kleinere) Fernwärmeversorgungen, welche erneuerbare Energien nutzen (Hack-schnitzel), müssen die längerfristige Entwicklung der **Kosten für die Beschaffung der erneuerbaren Energien** in ihre Neubau-, Erneuerungs- oder Ausbauplanung sowie in die Festlegung des Amortisationsplanes einbeziehen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sollten insbesondere der Möglichkeit von verzögert mit den fossilen Energiepreisen steigenden Beschaffungspreisen für die erneuerbaren Energieträger Rechnung tragen. Langfristige Beschaffungsverträge sind erstrebenswert, damit die Risiken von Energiekostensteigerungen verringert werden können.
- 6 Da mit verbesserten energetischen Gebäudestandards die Warmwasserproduktion einen steigenden Anteil am Gesamtwärmebedarf von Gebäuden aufweisen wird, ist eine Nutzung von lokalen Quellen **erneuerbarer Energie zur Aufbereitung von Brauchwarmwasser** in Kombination mit Fernwärme *nicht* anzustreben. Eine derartige Strategie würde dazu führen, dass der ohnehin schon tiefe Fernwärmeabsatz vor allem im Sommer noch weiter verringert würde, die KVA-Abwärme schlechter genutzt werden könnte, die Netzauslastung sinken würde und die spezifischen Verteilkosten steigen würden.

In Zukunft könnte auch die Holzvergasung attraktiv werden. Die Wirtschaftlichkeit von Holz-Wärmeversorgungen ist von Fall zu Fall zu beurteilen, wie die Resultate der hier analysierten Systeme nahe legen. Falls die Holzpreise (verzögert) mit den Preisen der fossilen Energieträger steigen, werden die mit Holz beheizten Fernwärmesysteme in Zukunft vermehrt unter Druck kommen. Dies wird den heute schon zu beobachtenden Trend zur Holznutzung in grösseren Anlagen mit tieferen Gestehungskosten verstärken.

Niedertemperaturabwärme aus ARA, Oberflächengewässern oder sonstigen Quellen kann sehr sinnvoll für die Gebäudewärmeerzeugung genutzt werden. Das Verteilnetz ist deutlich kostengünstiger und die Kapitalbindung geringer als bei der Hochtemperatur-Fernwärme. Das im Rahmen dieser Studie untersuchte System weist konkurrenzfähige spezifische Gestehungskosten mit einem Verteilkostenanteil von ca. 36% der spezifischen Gesamtkosten auf. Die zukünftige Entwicklung der spezifischen Kosten der Niedertemperatur-Abwärmenutzung hängt massgeblich von der Technologieentwicklung bei den Wärmepumpen ab (JAZ von WP: Es ist durchaus noch mit einem bedeutenden JAZ-Steigerungspotenzial zu rechnen). Daneben stellen sich sinngemäss ähnliche Fragen wie bei der Hochtemperatur-Fernwärme.

Empfehlungen für Erdgasversorgungen

Die in den Fallstudien berechneten Wärmeabsätze und spezifischen Kosten je Untersuchungsgebiet zeigen auch bei den Erdgasversorgungen, dass ihre Entwicklung stark von den lokalen Voraussetzungen in den einzelnen Versorgungsgebieten abhängt, was zur folgenden **planerischen Empfehlung** führt:

1 Analyse des Gebäudebestandes und Berechnung von möglichen Absatzszenarien für eine mittel- und langfristige Investitions- und Amortisationsplanung mit einer darauf abgestimmten Tarifpolitik.

Dabei wird insbesondere empfohlen, Politikszenerarien mit dem Ziel einer Verringerung des Einsatzes fossiler Energien im Gebäudebereich mit einzubeziehen. Die Szenarienbetrachtungen sollten laufend auf die reale Entwicklung abgestimmt werden und als Grundlage für die mittel- bis langfristige Planung der Investitionen in Infrastrukturen und Energiebezugsverträge dienen. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen schaffen dafür eine Grundlage.

Aufgrund der real existierenden Möglichkeit, dass fossile Energieträger in Zukunft wegen klimapolitischen Zielsetzungen stärker unter Druck kommen werden, wird für die mittel- bis langfristige Planung von Erdgasversorgungen der **Einbezug von Politikszenerarien empfohlen**. Sollte gemäss den Empfehlungen der WissenschaftlerInnen des UN-Klimarats (IPCC) bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 70-85% angestrebt werden, wären die Erdgasversorgungen davon betroffen. Gemäss Blesl (2010) müssten bei einem derartigen Absenkpfad die Werte für die Wärmebereitstellung in Haushalten bei 35 bis max. 65 kg CO₂/ MWh_{th} liegen, was um das ca. 3- bis 6-fache unter den heutigen spezifischen Emissionen von Erdgas liegt. Die Beimischung von Biogas oder eine kombinierte Nutzung von Solarenergie können zur Erfüllung der CO₂-Anforderungen beitragen. Diese Lösungen werden aber zu höheren spezifischen Kosten führen. Ein massiv gesteigerter Einsatz von Biogas könnte durch die bestehenden Potenziale begrenzt werden.

Wird Erdgas beispielsweise in einem effizienten GuD⁵ zur Stromproduktion eingesetzt (Wirkungsgrad: ca. 60%) und der Strom anschliessend für die Beheizung von Gebäuden mit Wärmepumpen verwendet (Wirkungsgrad von 300% bis 450%, in Zukunft noch deutlich verbesserbar), resultiert ein deutlich höherer Gesamtwirkungsgrad, als wenn Erdgas direkt zum Heizen verbrannt wird (Wirkungsgrad 95% bis über 100%). Bei den heute verfügbaren Wärmekraftkopplungstechnologien⁶ sieht die Rechnung ähnlich aus, da zurzeit ein elektrischer Wirkungsgrad von typischerweise 30% - 35% erreicht wird. Dieselben Überlegungen können für die Verwendung im Mobilitätsbereich angestellt werden, weil

⁵ Die aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen schränken die Verwendung von Erdgas zur Stromproduktion in GuD-Kraftwerken ein, da die verlangte CO₂-Kompensation die Stromproduktion verteuert.

⁶ Auch der Einsatz von Erdgas in Wärmekraftkopplungsanlagen ist bei heutigen Rahmenbedingungen nicht attraktiv: die Vergütung für WKK-Elektrizität ist zurzeit so gering, dass WKK-Anlagen (noch) nicht konkurrenzfähig sind.

der Wirkungsgrad eines Gasmotors weit unter dem Wirkungsgrad eines Elektromotors liegt⁷.

Die **zweite Empfehlung** betrifft die Beimischung von **Biogas**.

2 Für die **Verwendung von Biogas** für Heizungszwecke wird empfohlen, sowohl kurz- wie auch langfristige Planungen zu erstellen, die insbesondere die begrenzten inländischen Potenziale, die Kosten von Biogas, die Konkurrenzsituation mit Wärmepumpen und mögliche andere Verwendungen von Biogas berücksichtigen.

In den berechneten Szenarien für die Gebiete der Erdgas Zürich AG wird im Jahr 2050 eine Beimischung von etwa 60% erreicht, was den oben beschriebenen klimapolitischen Zielsetzungen entsprechen würde, wenn der Energieabsatz insgesamt entsprechend den Prognosen zurückgehen wird. Da damit bei Beibehaltung eines Upgrade-Preismodells gleichzeitig die Kosten gegenüber einer Versorgung ohne Biogas um 30-50%-Punkte ansteigen würden (vgl. Auswertungen für das Untersuchungsgebiet Bülach, S. 126 ff.), ist eine verstärkte Biogasbeimischung sorgfältig zu prüfen und neue Biogas-Preismodelle zu entwickeln. Es ist allerdings anzumerken, dass die Erdgasversorger bei den heutigen Einkaufsmodellen kein Risiko für das eingesetzte Biogas tragen. Biogas wird nur auf Wunsch der Kunden von den Produzenten eingekauft. Damit liegt das Absatzrisiko, wenn KundInnen abspringen, bei den Biogasproduzenten.

Die **dritte Empfehlung** betrifft die Prüfung von neuen und ergänzenden Geschäftsbereichen für Erdgasversorgungen, da die besprochen Politiksznarien dazu führen können, dass zukünftig deutlich weniger Erdgas im Gebäudebereich abgesetzt werden kann.

3 **Prüfung und Aufbau von neuen und ergänzenden Geschäftsbereichen**, um die einseitige Abhängigkeit vom Erdgasabsatz zu verringern.

Mögliche neue Geschäftsbereiche umfassen beispielsweise eine Umstellungsstrategie in einzelnen Versorgungs(teil)gebieten von Erdgas auf andere Energieträger. Grössere Erdgas-WKK-Anlagen könnten dabei vorübergehend Wärme liefern, bis sie in Zukunft durch Biogasanlagen, Geothermie oder sonstige erneuerbare Energieträger ersetzt werden können.

Eine zweite, schon heute stattfindende Erweiterung des Geschäftsfeldes betrifft den Umstieg vom Erdgas oder Biogasversorger hin zum umfassenden Energiedienstleistungsanbieter im Wärmebereich und Strombereich mit Contracting und Bauherren-/ Kundenberatung. Kleinere Erdgasversorgungen müssten dabei aus Kostengründen allenfalls eine Zusammenarbeit mit grösseren Versorgern anstreben. Die Kombination von Erdgasversorgung mit Solarthermienutzung für die Aufbereitung des Warmwassers vermindert zwar den Gasabsatz, könnte aber im Rahmen einer Erweiterung des Angebotsportfolios in

⁷ Biogas könnte im Mobilitätsbereich allenfalls in einer Übergangsphase hin zur Elektromobilität eine Schlüsselrolle einnehmen und sich u.U. auch langfristig als Treibstoff für im Fahrzeug verfügbare Batterie-Aufladungsmaschinen (Range Extender) durchsetzen. Die nachhaltig nutzbaren Biogaspotenziale sind jedoch begrenzt, relativ kostspielig und stehen bei verbreiteter Verwendung im Mobilitätsbereich kaum in grösserem Umfang für die Wärmenutzung zur Verfügung.

Richtung Energiedienstleistungsunternehmung gefördert werden. Im Sinne einer Übergangslösung auf dem Weg zur 1-t-CO₂ pro Kopf- bzw. zur 2000-Watt-Gesellschaft werden derartige Lösungen ihren Platz bei der schwierigen Reduktion des nichterneuerbaren Energieeinsatzes für die Warmwassererzeugung haben.

Die ökologische Produktdifferenzierung mit Biogas kann die Attraktivität der Gasversorgungen zumindest kurz- bis mittelfristig steigern, insbesondere dann, wenn Erdgaskunden zu Wärmeversorgungssystemen mit geringeren Treibhausgasemissionen zu wechseln beginnen. Langfristig stellen sich aber Fragen zum Biogaspotenzial, zum zweckmässigsten Einsatz des begrenzten Biogaspotenzials sowie zu den Kosten bzw. zur Konkurrenzfähigkeit von Biogas. Dabei sind Kunden mit höherer Zahlungsbereitschaft für ein ökologischeres Gasprodukt zu berücksichtigen.

Die **vierte Empfehlung** betrifft die **Verteilkosten**. Diese sind bei den Erdgasversorgungen weniger kostenrelevant als bei den Fernwärmesystemen, da sie lediglich 13-21% der spezifischen Gesamtkosten ausmachen. Dennoch wird wie bei der Fernwärme empfohlen, die Verteilkosten mittel- bis langfristig nach Möglichkeit zu senken.

4 Erarbeitung von Strategien für die mittel- bis langfristige **Absenkung der Unterhalts- und Kapitalkosten für die Gasverteilung.**

Grundsätzlich sind für Erdgasversorgungen verschiedene Strategien für die Senkung der Verteilkosten denkbar:

- Langfristige Planung und Abstimmung der Verteilinfrastruktur auf den ändernden Wärmeabsatz und Verdichtung in Gebieten, die langfristig versorgt werden sollen. Etablierung einer darauf ausgerichteten Amortisationspolitik.
- Langfristige Netzbewirtschaftungs- und Erneuerungsplanung, um einerseits bei Gelegenheit Synergien mit anderen öffentlichen Werken (Wasser, Abwasser, Elektrizität, IT, Strassenbau) zum kostenminimalen Ersatz von vor der Erneuerung stehenden Teilen des Versorgungsnetzes wahrzunehmen. Andererseits sollen Neukunden nur dann angeschlossen werden, wenn ihr Anschluss während der wirtschaftlich gesicherten Restlebensdauer des Versorgungsnetzteils wirtschaftlich ist.
- Neubauten und Erweiterungen von Versorgungssystemen sind nur vorzunehmen, wenn der voraussichtliche Erdgasabsatz die Amortisation der Investitionen erlaubt. Die Amortisationszeit ergibt sich dabei nicht aufgrund der technischen Lebensdauer, sondern risikoorientiert, aufgrund der voraussichtlich gesicherten Absatzdauer im (Teil-) Versorgungsgebiet.

Grenzen der Studie

Die vorliegende Studie zeigt klare Tendenzen, die Hinweise für die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme geben. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist aber zu beachten, dass sich anhand der Analyse von 10 Untersuchungsgebieten keine schweizweit gültigen Aussagen ableiten lassen. Dies insbesondere auch deswegen, weil die 10 untersuchten Gebiete sehr unterschiedliche gebietsspezifische Charakteristika

aufweisen. Wegen der Tatsache, dass der Trend bei allen untersuchten Gebieten in Richtung einer Absatzreduktion zeigt, empfehlen wir den Betreibern leitungsgebundener Energieversorgungssysteme gebietsspezifische Absatzszenarien zu ermitteln und entsprechende Strategien für den langfristigen Umgang mit sinkenden Absätzen zu entwickeln.

Eine weitere Grenze der Studie erwächst aus der Tatsache, dass für die Szenariendefinition keine direkten Abhängigkeiten bzw. Rückkopplungen zwischen den Wärmebedarfs- und den Energiepreisszenarien modelliert wurden. Es wurde aufgezeigt, welchen Einfluss gewisse Politikszenerarien auf den Wärmebedarf und den Wärmeabsatz der leitungsgebundenen Energien haben. Die Politikszenerarien sind jedoch nicht mit Preisszenarien verknüpft, vielmehr wurden zwei unabhängige Energiepreisszenarien definiert und die Wärmegestehungskosten bei den vier Wärmebedarfszenarien jeweils für beide Energiepreisszenarien berechnet. Es ist aber durchaus möglich, dass die Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal nur zusammen mit einem hohen Energiepreisszenario auftreten werden.

Abstract

La baisse attendue des besoins énergétiques dans le bâtiment fera diminuer les ventes des systèmes d'alimentation en énergie par conduites et augmenter les coûts spécifiques (par kWh) correspondants, notamment les coûts de distribution. Le présent projet examine dans quelle mesure cette évolution influence la compétitivité de ces systèmes d'alimentation en énergie. 6 installations de chauffage à distance et 4 fournisseurs de gaz naturel ont fait l'objet d'études de cas détaillées pour quatre scénarios énergétiques stratégiques («Business as usual», «1 tonne de CO₂», «Société à 2000 watts» et «Maximum»). L'évolution des besoins énergétiques du parc immobilier jusqu'à l'horizon 2050, la consommation des nouvelles constructions (densification) et le choix que les propriétaires feront lors du remplacement de leur chauffage sont les variables principales à prendre en compte pour connaître les *futures ventes d'énergie* des systèmes d'alimentation en énergie par conduites. Le choix des agents énergétiques et les infrastructures de distribution existantes conditionnent l' *évolution des coûts spécifiques* calculés pour la distribution et pour les achats d'énergie par les fournisseurs de gaz naturel, respectivement pour la production de chaleur dans les chauffages à distance.

Les études de cas montrent que les ventes d'énergie diminueront nettement jusqu'en 2050 dans toutes les régions examinées – donc même en tenant compte de forts potentiels de densification. Les coûts spécifiques et, en particulier, ceux de distribution vont de ce fait augmenter. Dans un contexte où les prix de l'énergie sont à la hausse (pétrole, gaz naturel, électricité, bois), la comparaison avec des installations individuelles de chauffage, alimentées au mazout, aux granulés de bois ou par une pompe à chaleur couplée à des collecteurs forés, indique à partir de quand cette évolution influence la capacité concurrentielle des systèmes d'alimentation en énergie par conduites. Avec des besoins en chaleur en diminution, les coûts correspondant aux pompes à chaleur tendent à augmenter plus lentement que ceux liés à l'exploitation des réseaux, de sorte que la concurrence deviendra encore plus vive qu'aujourd'hui.

Dans le même temps, les analyses ne permettent cependant pas de savoir, de manière globale, si le prix de revient spécifique de la chaleur pour les systèmes d'alimentation en énergie par conduites sera, à l'avenir, supérieur à celui correspondant à des systèmes individuels. La réponse à cette question dépend pour beaucoup des conditions locales et des stratégies suivies par les exploitants des réseaux. Pour apprécier les besoins à long terme, ces derniers devraient ainsi déterminer l'évolution possible de leurs ventes en fonction du parc immobilier desservi et adapter leur stratégie en conséquence, en tenant compte de l'évolution de leurs coûts et, pour comparaison, de ceux liés à l'exploitation de pompes à chaleur alimentées par des sondes géothermiques.

Résumé

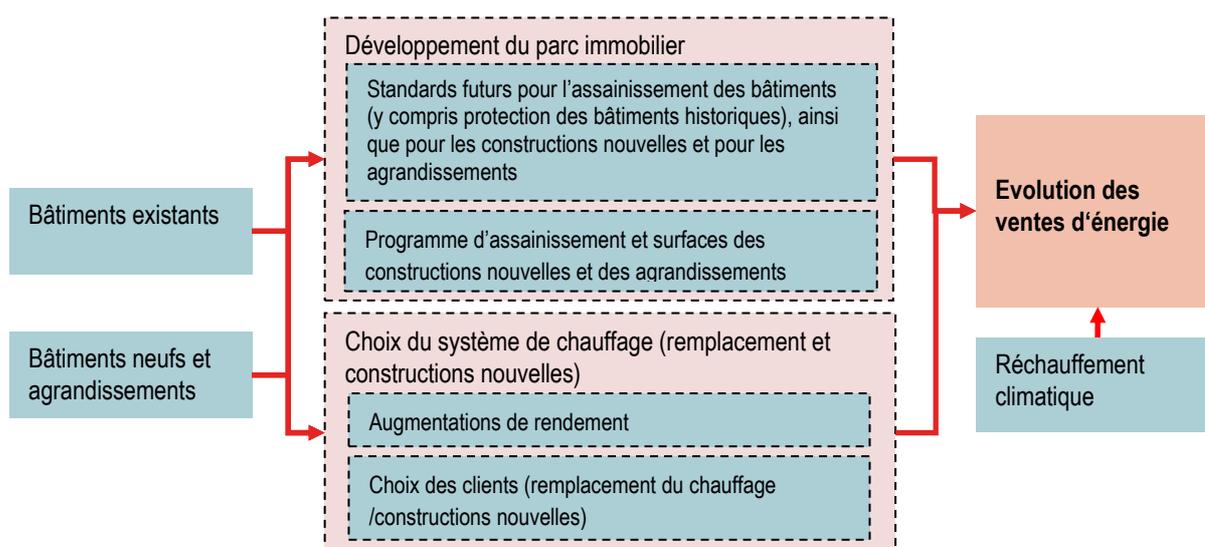
La baisse attendue des besoins énergétiques dans le secteur du bâtiment fera diminuer les ventes des systèmes d'alimentation en énergie par conduites et augmenter les coûts spécifiques correspondants, tout particulièrement les coûts de distribution. En comparaison avec d'autres systèmes de chauffage, les réseaux d'alimentation en énergie impliquent des investissements pour la pose et l'entretien des conduites. Ces dépenses supplémentaires peuvent cependant se justifier, en raison du faible prix de revient de la chaleur ou de faibles coûts d'achat de l'énergie et de l'absence de frais pour le stockage de l'énergie. Le présent projet examine s'il en sera toujours ainsi à l'avenir (horizon 2050).

10 régions, dont 6 alimentées par des chauffages à distance et 4 par du gaz naturel font l'objet d'études de cas détaillées, avec modélisation à long terme de l'évolution, jusqu'à l'horizon 2050, pour quatre scénarios énergétiques stratégiques («Business as usual», «1 tonne de CO₂», «Société à 2000 watts» et «Maximum»).

Evolution des ventes d'énergie

L'évolution à long terme des ventes d'énergie est calculée sur la base d'hypothèses concernant (a) l'évolution des besoins de chaleur des bâtiments dans chaque région considérée (en tenant compte tant des assainissements que des nouvelles constructions et des agrandissements), (b) la nature et le rendement des solutions retenues lors du remplacement des systèmes de chauffage et de l'équipement des immeubles neufs, ainsi que (c) de facteurs externes (réchauffement climatique, améliorations du taux d'utilisation). La figure suivante donne un aperçu des principaux facteurs pris en compte.

«Modélisation des ventes futures d'énergie»



econcept

Figure 6. Facteurs pris en compte pour calculer l'évolution des ventes d'énergie. Les compartiments entourés d'un cadre en trait interrompu correspondent aux éléments étudiés pour quatre scénarios énergétiques

Les quatre scénarios pris en compte – «Business as usual» (BAU), «1 tonne de CO₂», «Société à 2000 watts» et «Maximum» – se distinguent les uns des autres par le taux d'assainissement, par l'évolution des standards énergétiques minimaux pour les bâtiments et par le choix des propriétaires d'immeubles lors du remplacement des chauffages existants. Le tableau suivant en rappelle les principales caractéristiques.

	Scénario BAU	Scénario 1 tonne de CO ₂	Scénario 2000 watts	Scénario Maximum
Taux d'assainissement 2010-2050	1.2 %/an (83 ans)	1.37 %/an (73 ans)	1.55 %/an (65 ans)	1.7 %/an (59 ans)
Bâtiments neufs et agrandissements	Le potentiel de densification est épuisé en quatre étapes (2015, 2025, 2035 et 2045), d'ici 2050. En règle générale, la densification ne dépasse pas le 85 % des possibilités d'agrandissement.			
Standard 2010 pour bâtiments	Qh: SIA 380/1:2009 moins 5% (prise en compte de standards plus sévères, comme Minergie et Minergie-P); Qww: SIA 380/1:2009			
Renforcement des exigences minimales pour les bâtiments neufs⁸	Qh: - 25% d'ici à 2050 Qww: - 4% d'ici 2050	Qh: - 45% d'ici à 2050 Qww: - 8% d'ici 2050	Qh: - 65% d'ici à 2050 Qww: -12% d'ici 2050	Qh: - 90% d'ici à 2050 Qww: -16% d'ici 2050
Standard pour assainissements	Qh: 125% des exigences pour bâtiments neufs BAU Qww: comme bâtiments neufs	Qh: 135% des exigences pour bâtiments neufs 1-t-CO ₂ Qww: comme bâtiments neufs	Qh: 150% des exigences pour bâtiments neufs 2000 watts Qww: comme bâtiments neufs	Qh: 160% des exigences pour bâtiments neufs Maximal Qww: comme bâtiments neufs
Assainissements partiels	Délais assainissement: après 28 ans et après 42 ans Efficacité énergétique: 1er assainissement partiel 50%, 2e assainissement partiel: 65% d'un assainissement total			
Augmentations de rendement	Gaz naturel: chauffage: en moyenne 91.1% à 96.5% d'aujourd'hui à 2050, eau chaude: en moyenne 71.8% à 78% d'aujourd'hui à 2050 Chauffage à distance: pas d'augmentation du rendement			
Choix des clients lors de constructions nouvelles et du remplacement de systèmes de chauffage existants	Pour les chauffages à distance , il est admis que 75 % des constructions nouvelles et des agrandissements réalisés dans la région alimentée peuvent être raccordés, que 40 % des immeubles considérés ne sont pour l'instant pas raccordés, mais que leurs propriétaires s'y résoudront, lorsqu'il s'agira de changer les systèmes de chauffage, et, au surplus, que le réseau ne perdra pas de clients. Dans les régions alimentées au gaz naturel , le scénario BAU part du principe que 20 % des constructions nouvelles et des agrandissements seront raccordés au début (jusqu'en 2015) et que le pourcentage diminuera ensuite, pour passer à 15 % en 2045. Cette part reculerait à 5 % jusqu'en 2045 pour les autres scénarios. Avec une adjonction de biogaz, 20 % des bâtiments neufs pourraient encore se raccorder aux réseaux à cette date. Pour le cas où le gaz naturel remplacerait le pétrole, 40 % des propriétaires passeraient du mazout au gaz au début et encore 10 % en 2050, voire 20 % avec l'arrivée du biogaz. Des résiliations doivent en outre être prévues: de 0 % aujourd'hui à 20 % en 2050 pour le scénario BAU, les pertes de clients pourraient atteindre 80 % en 2050 dans les autres cas, au vu des objectifs politiques fixés pour préserver le climat. Un mélange avec du biogaz ferait varier le taux de départ entre 0 % (2015) et 10 % (2050) pour les quatre scénarios.			
Réchauffement du climat	L'évolution des degrés-jour chauffage implique une réduction des besoins de chaleur d'environ 20 % jusqu'en 2050, par rapport aux séries de référence.			

Tableau 4. Aperçu des quatre scénarios. Les besoins de chaleur pour le chauffage et pour la production d'eau chaude sanitaire sont évalués par rapport à la consommation enregistrée durant l'année 2010.

⁸ Les renforcements proposés s'inspirent directement du standard 2010 (Qh = SIA 380/1:2009 moins 5%; Qww = SIA 380/1:2009) . Ils s'appliquent par tranches de 5 ans chacune, jusqu'en 2050.

Le choix des agents énergétiques et les infrastructures de distribution jouent un rôle prépondérant dans le calcul des *coûts spécifiques futurs*, que ce soit pour la distribution ou pour les achats d'énergie par les fournisseurs de gaz naturel, respectivement pour la production de chaleur dans les chauffages à distance.

Evolution de l'approvisionnement en énergie

Pour chacune des régions retenues, l'évolution *future* des coûts est modélisée sur la base des informations disponibles au sujet des infrastructures de production et de distribution *actuelles* et des coûts correspondants. La figure suivante résume les facteurs pris en compte, en plus du recul des ventes.

«Modélisation des coûts futurs (installations et réseaux)»

econcept

Figure 7. Facteurs pris en compte dans la modélisation des coûts futurs pour la mise à disposition et la distribution de l'énergie.

Les agents énergétiques utilisés dans le futur ("mix énergétique") ont fait l'objet d'une modélisation pour chacune des régions considérées, sur la base des conditions locales et des stratégies actuelles des exploitants. L'évolution future des prix de l'énergie est évaluée avec deux scénarios économiques, désignés par «TREND» et «HOCH».

Chauffages à distance – Résultats des études de cas

Le tableau suivant résume les principaux résultats obtenus pour chacun des chauffages à distance étudié.

Paramètres principaux	Zürich Nord	Bâle	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf
Généralités						
Surface brute de plancher utile 2008-SBPU (m ²)	6'619'329	11'357'114	582'279	30'872	110'340	13'257
Puissance de raccordement spécifique (kW/Tm)	2.04	2.95	1.94	1	0.79	0.42
Indice moyen d'utilisation 2008 (m ² SBPU/m ² surface constructible)	0.76	1.55	0.83	0.34	0.44	0.5
Demande moyenne d'énergie 2008 (kWh/m ² surface constructible)	119	267	122	52	74	44
Année de construction moyenne, pondérée	1960	1930	1971	1972	1967	2007
Proportion de monuments historiques (% SBPU 2008)	4.5% ⁹	21.6% ¹⁰	0%	0%	0%	0%

⁹ Part des bâtiments figurant à l'inventaire

Paramètres principaux	Zürich Nord	Bâle	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf	
Potentiel de densification d'ici 2050 (% SBPU 2008)	43.5%	11.4%	10.7%	18.5%	23.0%	0%	
Taux de raccordement calculé 2008 (% des ventes théoriques possibles)	40%	50%	52%	62%	43%	76%	
Besoins en énergie des bâtiments							
Besoins énergétiques finaux moyens 2008 (MJ/m ² SBPU)	562	626	525	556	600	319	
Besoins énergétiques finaux moyens 2050 (MJ/m² SBPU)	BAU	269 (-52%)	331 (-47%)	336 (-36%)	264 (-53%)	360 (-40%)	283 (-11%)
	1 tonne de CO ₂	224 (-60%)	307 (-51%)	250 (-52%)	251 (-55%)	283 (-53%)	261 (-18%)
	2000 watts	209 (-63%)	279 (-55%)	230 (-56%)	239 (-57%)	169 (-72%)	234 (-27%)
	Maximum	181 (-68%)	260 (-58%)	207 (-61%)	157 (-72%)	143 (-76%)	196 (-39%)
Evolution des ventes de chaleur							
Ventes 2050 (% de 2008)	BAU	67%	62%	69%	52%	74%	80%
	1 tonne de CO ₂	56%	59%	51%	49%	58%	74%
	2000 watts	53%	55%	48%	48%	34%	68%
	Maximum	48%	54%	45%	32%	31%	59%
Evolution des coûts							
Part des coûts spécifiques de distribution 2008 (% des coûts spécifiques totaux 2008)		42.6%	34.5%	30.2%	45.2%	27.3%	36.5%
Part des coûts spéc. de distribution 2050 (% des coûts spéc. totaux 2050)	BAU	48.5%	37.2%	18.1%	49.3%	30.5%	38.2%
	1 tonne de CO ₂	57.5%	37.3%	22.0%	49.9%	31.3%	38.6%
	2000 watts	60.5%	37.9%	23.1%	50.3%	32.4%	39.2%
	Maximum	62.8%	38.4%	23.9%	54.9%	32.7%	40.0%
Coûts spécifiques de production 2050 (% de 2008)	BAU	119%	142%	285%	164%	115%	116%
	1 tonne de CO ₂	98%	150%	297%	168%	142%	123%
	2000 watts	92%	157%	301%	170%	226%	132%
	Maximum	91%	157%	304%	209%	253%	146%
Coûts spécifiques de distribution 2050 (% de 2008)	BAU	150%	160%	145%	193%	135%	125%
	1 tonne de CO ₂	179%	170%	194%	202%	172%	135%
	2000 watts	189%	182%	209%	209%	290%	148%
	Maximum	209%	186%	221%	308%	327%	169%

¹⁰ Bâtiments figurant en zone de protection. Le nombre de bâtiments dignes de protection est plus élevé à Bâle qu'à Zürich, car une grande partie des immeubles du centre de Bâle sont raccordés à un réseau de chauffage à distance.

Paramètres principaux		Zürich Nord	Bâle	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf
Coûts spécifiques totaux 2050 (% de 2008) Prix de l'énergie TREND	BAU	132%	149%	243%	177%	121%	119%
	1 tonne de CO2	133%	157%	266%	183%	150%	127%
	2000 watts	133%	166%	273%	188%	244%	138%
	Maximum	142%	167%	279%	254%	273%	155%
Coûts spécifiques totaux 2050 (% de 2008) Prix de l'énergie HOCH	BAU	154%	182%	331%	192%	125%	136%
	1 tonne de CO2	151%	192%	353%	198%	154%	144%
	2000 watts	150%	202%	360%	203%	248%	155%
	Maximum	150%	204%	366%	268%	277%	173%
Type de bâtiments (Habitat / Industrie / Services)							
2008: H/ I/ S (part SBPU en %)		34/33/33	80/1/19	49/34/17	57/0/43	56/2/42	100/0/0
2050: H/ I/ S (part SBPU en %)		43/23/34	81/1/18	50/31/19	56/0/44	55/2/42	100/0/0

Tableau 5. Synthèse des résultats pour les chauffages à distance.

Pour tous les chauffages à distance étudiés, les résultats mettent en évidence une diminution à long terme des besoins en énergie des bâtiments, donc des ventes, et une augmentation des coûts spécifiques, en particulier des coûts de distribution. Et cela malgré une densification urbaine localement élevée, par raccordement d'immeubles neufs et existants, dans les régions alimentées.

La synthèse ne donne cependant pas une vue homogène. Non seulement la comparaison du ralentissement des ventes, observé pour les quatre scénarios, mais encore la comparaison des ventes par scénario montrent des évolutions très différentes d'une région à l'autre. Tandis que la situation se présente de la même manière pour Zürich et pour Bâle (Zürich-N : de -33 % à -52 % ; Bâle : de -38 % à -46 %), celle de Greifensee se caractérise par une plus grande variabilité, avec un recul compris entre -26 % pour le scénario BAU et -69 % pour le scénario Maximum. La comparaison des résultats obtenus pour un scénario dans plusieurs régions montre aussi de très grandes différences: avec le scénario BAU, les ventes reculent de -20 % jusqu'en 2050 à Mönchaltdorf et de -48 % à Rumikon.

Les coûts totaux de livraison de chaleur aux clients finaux augmentent dans toutes les régions étudiées. Plus lente qu'ailleurs, l'évolution observée à Zürich-N tient au fait que la diminution des ventes donne un poids relatif croissant à l'exploitation des rejets thermiques de l'usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM), dont le prix est avantageux. Il en va de même à Bâle, quoique dans une mesure moindre. Les coûts spécifiques élevés calculés pour Horgen illustrent le cas contraire: ils résultent du remplacement, dans le modèle et à partir de 2018, des rejets thermiques de l'UIOM par une chaudière au gaz naturel (fermeture de l'UIOM). L'évolution des coûts dans les trois régions de Russikon, Greifensee et Mönchaltdorf peuvent s'expliquer par un simple recul des ventes, puisque les agents énergétiques utilisés ne changent pas. La part de la distribution dans les coûts totaux augmente en général de 3 à 10 % jusqu'en 2050, de sorte que les

stratégies visant à réduire les coûts correspondants vont jouer un rôle toujours plus important. A Horgen, cette proportion diminue, car le coût d'achat de l'énergie augmente fortement avec le remplacement de l'UIOM par une chaudière alimentée au gaz naturel. A Zürich-N, la part de la distribution dans les coûts totaux augmente de manière non proportionnelle, car l'importance relative croissante prise par les apports de chaleur de l'UIOM réduit les coûts de production.

Une comparaison avec des systèmes individuels recourant au mazout, aux granulés de bois et aux pompes à chaleur couplées avec des sondes géothermiques permet d'apprécier jusqu'à quel point l'augmentation des coûts calculés se fait sentir de manière défavorable sur les systèmes d'alimentation en énergie par conduites. Cette analyse se base sur les deux scénarios retenus dans le cadre de l'étude pour simuler l'évolution des prix de l'énergie (cf 2^e paragraphe ci-après).

Gaz naturel – Résultats des études de cas

Le tableau suivant résume les principaux résultats de la modélisation pour les régions étudiées alimentées au gaz naturel.

Paramètres principaux	Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon	
Généralités					
Surface brute de plancher utile SBPU-2008 (m ²)	703'485	523'633	327'812	2'284'133	
Indice moyen d'utilisation 2008 (m ² SBPU/m ² surface constructible)	0.44	0.56	0.27	0.54	
Demande moyenne d'énergie 2008 (kWh/m ² surface constructible)	78	93	48	93	
Année de construction moyenne pondérée	1952	1939	1936	1945	
Monuments historiques (% SBPU)	2.8%	1.2%	1.6%	0.9%	
Potentiel de densification d'ici 2050 (% SBPU 2008)	59%	39%	6%	57%	
Taux de raccordement calculé 2008 (% des ventes théoriques possibles)	21%	33%	47%	32%	
Besoins en énergie des bâtiments					
Besoins énergétiques finaux moyens 2008 (MJ/m ² SBPU)	639	611	644	623	
Besoins énergétiques finaux moyens 2050 (MJ/m² SBPU)	BAU	278 (-56%)	272 (-55%)	281 (-56%)	250 (-61%)
	1 tonne de CO ₂	257 (-60%)	221 (-64%)	265 (-59%)	231 (-64%)
	2000 watts	241 (-62%)	199 (-67%)	251 (-61%)	205 (-68%)
	Maximum	189 (-70%)	169 (-72%)	220 (-66%)	178 (-72%)
Evolution des ventes de gaz					
Ventes 2050 (% de 2008)	BAU	54%	55%	40%	39%
	1 tonne de CO ₂	50%	47%	38%	17%
	2000 watts	48%	44%	36%	15%
	Maximum	40%	41%	33%	14%

Paramètres principaux		Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon
Evolution des coûts					
Part des coûts spécifiques de distribution 2008 (% des coûts spécifiques totaux 2008)		21.1%	14.9%	21.8%	12.9%
Part des coûts spécifiques de distribution 2050 (% des coûts totaux 2050)	BAU	23.7%	16.6%	28.3%	25.4%
	1 tonne de CO2	24.6%	18.3%	28.9%	43.6%
	2000 watts	25.0%	18.7%	29.4%	46.3%
	Maximum	27.4%	19.4%	30.4%	48.7%
Coûts spécifiques d'achat de l'énergie 2050 (% de 2008). Un mélange avec du biogaz est pris en considération pour Bülach, Effretikon et Erlenbach.	BAU	161%	159%	179%	111%
	1 tonne de CO2	165%	167%	182%	111%
	2000 watts	167%	170%	185%	111%
	Maximum	179%	175%	191%	111%
Coûts spécifiques de distribution 2050 (% de 2008)	BAU	186%	181%	253%	256%
	1 tonne de CO2	200%	213%	266%	582%
	2000 watts	207%	226%	276%	651%
	Maximum	252%	243%	301%	715%
Coûts spécifiques totaux 2050 (% de 2008) Prix de l'énergie TREND	BAU	166%	162%	195%	130%
	1 tonne de CO2	172%	174%	201%	172%
	2000 watts	175%	179%	205%	181%
	Maximum	194%	185%	215%	189%
Coûts spécifiques totaux 2050 (% de 2008) Prix de l'énergie HOCH	BAU	226%	225%	260%	181%
	1 tonne de CO2	233%	240%	266%	183%
	2000 watts	236%	246%	271%	188%
	Maximum	259%	254%	284%	192%
Type de bâtiments (Habitat / Industrie / Services)					
2008: H/ I/ S(part SBPU en %)		87/0/13	50/18/32	88/0/12	58/22/20
2050: H/ I/ S(part SBPU en %)		87/0/13	51/13/36	89/0/11	60/14/26

Tableau 6. Synthèse des résultats pour les régions alimentées au gaz naturel.

L'exploitation des données se rapportant aux régions alimentées par le gaz naturel indique une tendance nette au recul des ventes et à l'augmentation des coûts. Indépendamment des différences régionales, cette évolution tient au fait que l'arrivée de nouveaux clients ne compense pas la baisse des ventes, comme c'est le cas pour les chauffages à distance. Les hypothèses choisies pour la modélisation expliquent la différence: dans le cadre du scénario BAU, il est en effet admis que 20 % des bâtiments neufs et agrandis se raccordent au début, puis encore 15 % en 2050, et que les propriétaires de chauffage au mazout, qui passent au gaz, représentent 40 % aujourd'hui et encore 10 % en 2050. Les scénarios de meilleure efficacité énergétique (1 tonne de CO₂, 2000 watts et Maximum) prévoient moins de raccordements de bâtiments neufs et plus de départ vers d'autres formes d'énergie que pour les chauffages à distance.

C'est frappant: avec le scénario BAU déjà, les ventes baissent de -45 % à -61 % jusqu'en 2050. A Bülach et Effretikon, les diminutions sont relativement proches dans tous les cas.

Pour Erlenbach et Wetzikon, le recul est moindre en 2050 que dans les autres régions, pour le scénario BAU déjà. Cela tient à l'âge des constructions: en moyenne, les bâtiments datent de 1952 à Bülach et de 1956 à Effretikon. Le parc immobilier est en revanche plus âgé à Erlenbach et Wetzikon (années de construction moyennes 1936 et 1945). Avec les autres scénarios, les ventes fléchissent peu à Erlenbach jusqu'en 2050, par rapport au scénario BAU. En revanche, les ventes de gaz diminuent fortement en 2050 à Wetzikon entre le scénario BAU et les scénarios à meilleure efficacité énergétique («1 tonne de CO₂», «Société à 2000 watts» et «Maximum»), dont les objectifs impliquent un renoncement de fait aux énergies fossiles pour le chauffage des bâtiments.

Pour les fournisseurs de gaz naturel, les coûts totaux comprennent les coûts d'achat et ceux de distribution. Les premiers dépendent des agents énergétiques utilisés. Etant admis que les régions de Bülach, d'Effretikon et d'Erlenbach consomment un mélange toujours plus riche en biogaz, les coûts d'achat de l'énergie y augmentent plus que le prix du gaz naturel, conformément aux deux modèles économiques utilisés pour calculer les prix de l'énergie. Un modèle amélioré permet de calculer le prix du biogaz, en considérant celui-ci comme un supplément du prix du gaz naturel, mais il n'est pas sûr qu'il reste valable lorsque les prix du gaz naturel montent. Les hausses de coûts calculées pour les régions de Bülach, d'Effretikon et d'Erlenbach doivent donc être interprétées avec prudence. A Wetzikon en revanche, les coûts d'achat de l'énergie sont à imputer exclusivement à la hausse du prix du gaz naturel; ils sont donc égaux pour les quatre scénarios énergétiques retenus. Comme prévu, les coûts spécifiques de distribution croissent fortement dans toutes les régions et pour tous les scénarios, en réponse au recul des ventes, mais cela n'a guère de conséquence, vu la faible part qu'ils prennent dans les coûts totaux. L'augmentation plus nette observée à Erlenbach peut s'expliquer par un recul plus marqué des ventes et par la part relative croissante prise par le biogaz dans le mélange. La part des coûts de distribution aux coûts totaux augmente en général de 2 à 8 % jusqu'en 2050, ce qui implique que les stratégies de réduction des coûts de distribution deviendront de plus en plus importantes à l'avenir, pour le gaz naturel également. A Wetzikon, elle augmente beaucoup, car le prix de l'énergie sans biogaz reste relativement avantageux, tandis que les ventes reculent fortement, conformément au modèle.

Une comparaison avec des systèmes de chauffage individuels utilisant du mazout, des granulés de bois (pellets) ou des pompes à chaleur couplées à des sondes géothermiques permet d'examiner si les augmentations de coûts calculées sont de nature à désavantager les systèmes d'alimentation par conduites.

Les systèmes d'alimentation en énergie par conduites comparés aux systèmes individuels

La figure suivante représente les coûts spécifiques de revient de l'énergie nécessaire pour chauffer un immeuble locatif, calés par rapport au système le plus favorable exploité en 2008 (Horgen). Les coûts spécifiques des systèmes individuels «Mazout», «PAC + sondes» et «Pellets» sont repris des études de Woerz (2009) et de celles du Fernwärme Zürich (2008) et adaptés pour tenir compte des hypothèses faites ici au sujet des prix de

l'énergie, des taux d'intérêt et de la durée d'amortissement. La comparaison des coûts effectuée par le Fernwärme Zürich (2008) pour les systèmes individuels montre que les prix de revient des pompes à chaleur couplées à des collecteurs forés ou des chauffages alimentés aux granulés de bois (pellets) sont nettement plus élevés que ceux des installations fonctionnant au mazout ou au gaz naturel.

«Coûts de revient spécifiques de la chaleur livrée à un utilisateur final. Comparaison entre un immeuble locatif choisi parmi les études de cas effectuées et les systèmes individuels de chauffage pris en compte par Woerz et par le Fernwärme Zürich»

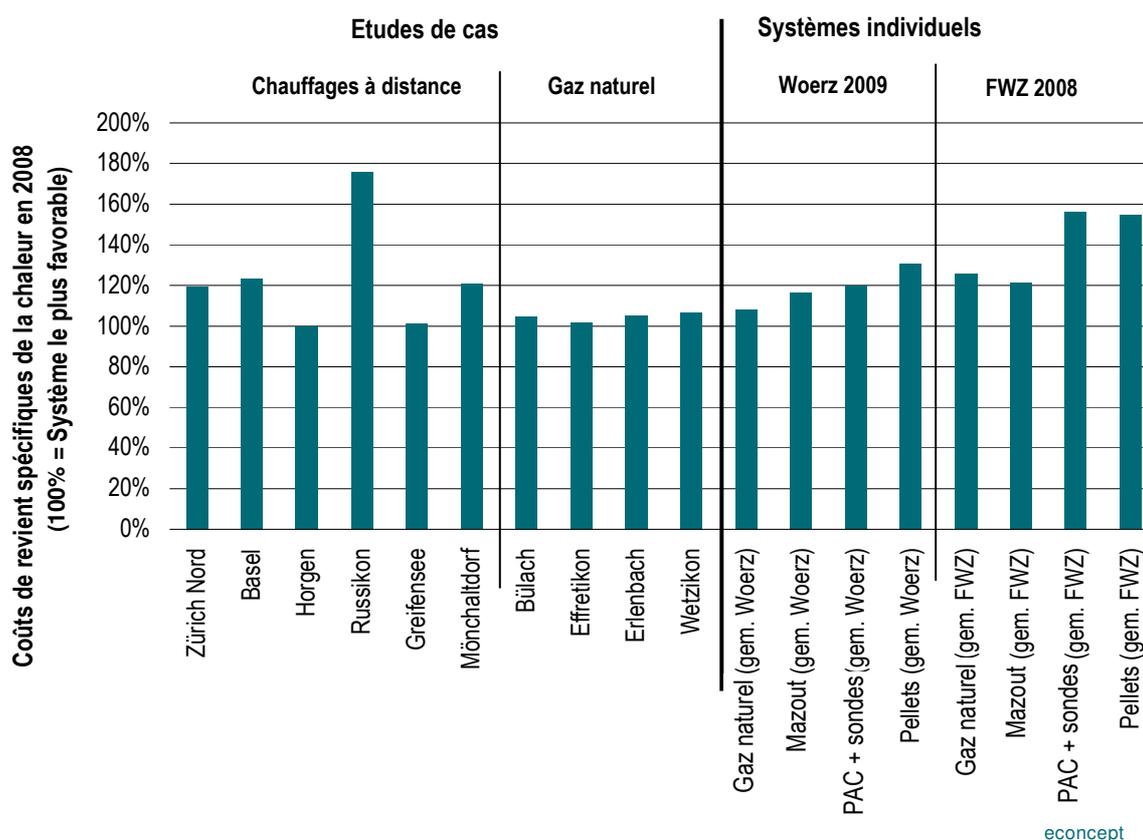


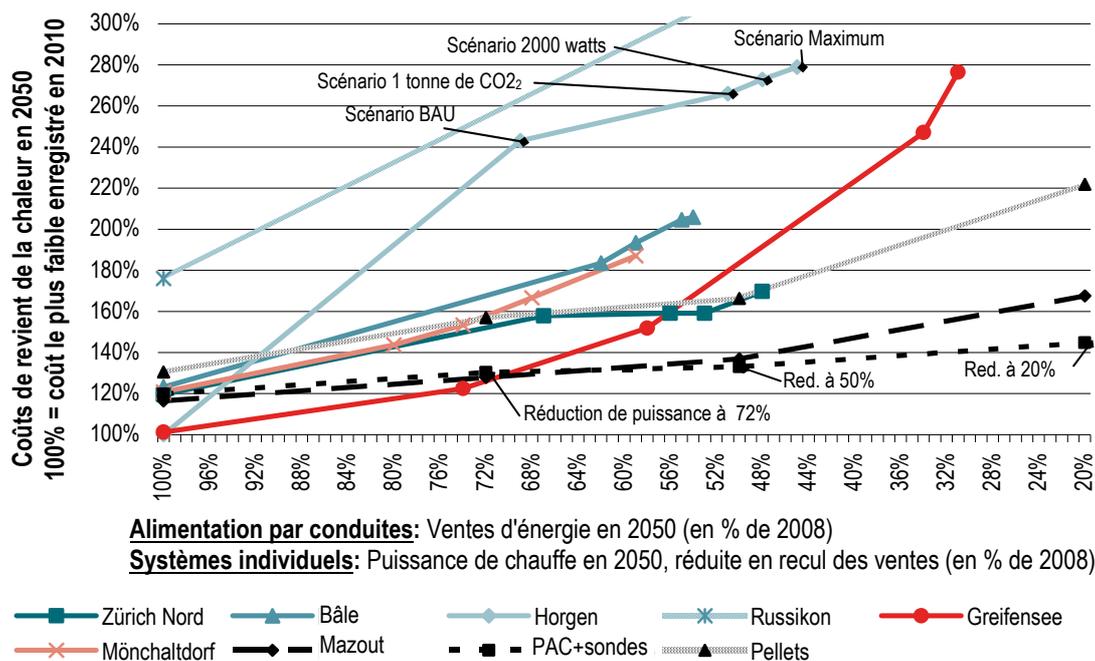
Figure 8. Coûts de revient spécifiques de la chaleur en 2008, pour un immeuble locatif situé dans les régions alimentées par un chauffage à distance ou par le gaz naturel. Comparaison avec les coûts de revient spécifiques de la chaleur produite dans des systèmes individuels. Sources: calculs econcept et données Woerz 2009 et Fernwärme Zürich (FWZ) 2008.

Les coûts spécifiques calculés doivent être compris comme des valeurs indicatives, respectivement comme des moyennes. Ceux concernant des objets particuliers peuvent s'en écarter fortement.

Les données 2008 servant de référence, les coûts de revient spécifique de la chaleur en 2050 peuvent maintenant être représentés pour chaque région, en fonction du recul des ventes prévu pour chaque scénario énergétique. L'analyse montre, simultanément et à titre de comparaison, comment les coûts de revient de la chaleur évoluent pour les principaux systèmes de chauffage individuels, lorsque ces derniers sont redimensionnés

pour tenir compte de la réduction des besoins de chaleur (de 100% (2008) à 72%, à 50% et à 20% (2050)).

«Coûts de revient spécifiques futurs de la chaleur (évolution des prix de l'énergie selon le modèle économique **TREND**) pour les utilisateurs finaux, en fonction des ventes à l'horizon 2050 pour les chauffages à distance et pour les systèmes individuels (d'après **Woerz (2009)**)»



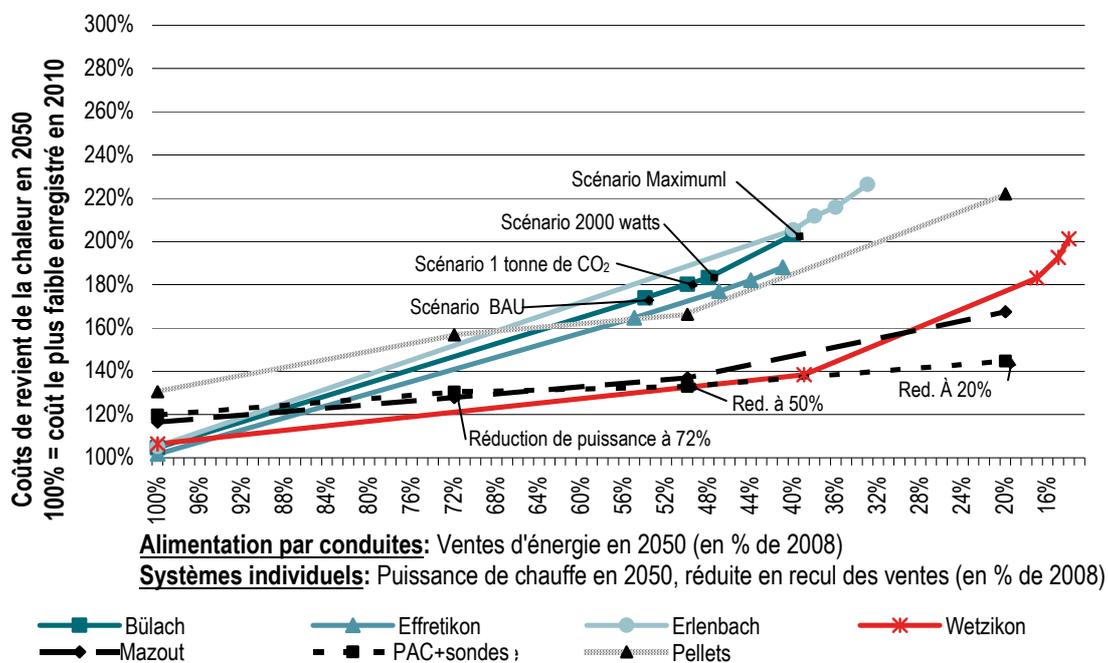
econcept

Figure 9. Coûts de revient spécifiques de la chaleur (modèle TREND pour le calcul des prix de l'énergie) pour un immeuble locatif en fonction des ventes prévues en 2050, dans le cadre des scénarios énergétiques retenus, et de trois hypothèses concernant la réduction de puissance des systèmes individuels pour l'année 2050. L'allure de la courbe correspondant à Horgen est remarquable; elle montre que les quatre points obtenus pour chacune des régions étudiées correspondent à la situation 2050 pour les quatre scénarios énergétiques retenus. Sources: econcept et Woerz 2009.

Suivant la Fig 4, les courbes illustrant l'augmentation des coûts (coûts de revient spécifiques de la chaleur pour l'utilisateur final) pour les trois systèmes individuels analysés sont plus plates que celles correspondant aux chauffages à distance. Ces derniers sont donc moins avantageux lorsque les ventes diminuent fortement. La figure n'indique cependant pas, globalement, à partir de quand les coûts des chauffages à distance dépassent ceux des systèmes individuels. C'est d'autant plus vrai qu'il n'est pas possible de classer aujourd'hui les différents systèmes de chauffage, comme cela apparaît nettement en Fig 3, avec des résultats différents selon qu'ils sont repris de Woerz ou du Fernwärme Zürich.

La comparaison des différents systèmes montre aussi que l'augmentation des coûts spécifiques jusqu'en 2050 est moins rapide pour les pompes à chaleur couplées à des collecteurs forés que pour les **fournisseurs de gaz**.

«Coûts de revient spécifiques futurs de la chaleur (évolution des prix de l'énergie selon le modèle économique **TREND**) pour les utilisateurs finaux, en fonction des ventes à l'horizon 2050 pour les fournisseurs de gaz naturel et pour les systèmes individuels d'après Woerz (2009)»



econcept

Figure 10. Coûts de revient spécifiques de la chaleur (modèle TREND pour le calcul des prix de l'énergie) pour un immeuble locatif en fonction des ventes prévues en 2050, dans le cadre des scénarios énergétiques retenus, et de trois hypothèses concernant la réduction de puissance des systèmes individuels pour l'année 2050. L'allure de la courbe correspondant à Bülach est remarquable; elle montre que les quatre points obtenus pour chacune des régions étudiées correspondent à la situation 2050 pour les quatre scénarios énergétiques retenus. Sources: econcept et Woerz 2009

A Wetzikon, pour le scénario BAU et en dépit d'une diminution des ventes de gaz de près de 60 % (par rapport à 2010), l'augmentation des coûts jusqu'à 2050 est à peine plus rapide que pour les pompes à chaleur. En admettant toutefois que les ventes reculent encore plus, les coûts de revient prendraient alors aussi l'ascenseur à Wetzikon. L'augmentation des coûts spécifiques dans les régions alimentées en gaz naturel mélangé à du biogaz est nettement plus rapide qu'ailleurs, pour tous les cas de figure, ce qui traduit le coût relativement élevé du biogaz obtenu avec le modèle amélioré utilisé pour le calcul des prix. L'exemple de Wetzikon illustre bien l'évolution des coûts liés à la fourniture de gaz naturel sans mélange avec du biogaz, tandis que celui d'Effretikon montre qu'avec un recul des ventes d'environ 45 % les coûts spécifiques sont égaux à ceux d'un chauffage aux granulés de bois. Dans les deux autres régions, où le gaz naturel est mélangé avec du biogaz, cette limite est atteinte dès que les ventes reculent de 32 %, respectivement de 38 %, et dépassée à chaque fois dans le cadre du scénario BAU.

Ces interprétations démontrent que, pour toutes les régions, les systèmes d'alimentation en énergie par conduites vont subir la concurrence des pompes à chaleur couplées à des sondes géothermique. Il est difficile de prévoir à partir de quand et dans quelle mesure

les coûts de revient spécifiques de ces systèmes seront plus avantageux, car cela dépend de la situation initiale modélisée (2008), c'est-à-dire des données utilisées pour la comparaison des coûts de chauffage. En remplaçant les chiffres de Woerz (2009) par ceux du Fernwärme Zürich (2008), les coûts spécifiques des systèmes d'alimentation par conduites restent concurrentiels, y compris pour d'importants reculs des ventes, en raison des coûts spécifiques relativement élevés des PAC + sondes et des pellets. Cela oblige à évaluer la situation des systèmes d'alimentation en énergie par conduites et leur évolution future pour chaque région. Il faut ainsi partir du principe que les PAC + sondes tendent à être mieux adaptées aux zones rurales qu'aux milieux urbains densément construits.

La capacité concurrentielle des fournisseurs de gaz naturel et des chauffages à distance est diminuée si les prix de revient de l'énergie sont calculés avec le modèle économique HOCH, car des prix de l'énergie élevés exercent une influence moindre sur l'augmentation des coûts de revient de la chaleur produite par leurs principales concurrentes, à savoir les pompes à chaleur couplées à des sondes géothermiques. A vrai dire, il n'est pas possible de prévoir aujourd'hui comment les prix du gaz naturel augmenteront, car l'exploitation à grande échelle de gisements non conventionnels maintient actuellement les prix sous pression.

Indépendamment du recul des ventes et des modèles utilisés pour calculer les prix de l'énergie, la politique de l'énergie joue un rôle important pour les fournisseurs de gaz naturel. S'il devient par exemple obligatoire de recourir à une part d'énergie renouvelable pour les assainissements ou pour la préparation d'eau chaude sanitaire, les coûts de revient des fournisseurs de gaz naturel continueront de monter. La même remarque vaudrait pour une augmentation de la taxe sur le CO₂.

Conclusions

Pour les chauffages à distance, les études cas portent sur des réseaux de grande taille, situés en milieux urbains et alimentés par des UIOM (ZH, BS), sur une installation de taille intermédiaire en agglomération, liée elle aussi à une UIOM (Horgen), et deux installations de petite taille, pour l'utilisation d'énergies renouvelables, en agglomération ou en zone rurale (Russikon, Greifensee). S'y ajoute une installation de plus petite taille, avec récupération des rejets thermiques d'une STEP (Mönchaltorf).

Les fournisseurs en gaz naturel sont choisis dans le canton de Zürich. Ils alimentent des agglomérations avec un parc immobilier plus ou moins âgé (date moyenne de construction 1936-1945, respectivement 1952-1956).

Les conclusions suivantes peuvent être tirées, pour toutes les régions retenues, au sujet de l'évolution des **ventes d'énergie**:

- 7 *L'âge du parc immobilier et l'importance des améliorations énergétiques liées aux assainissements déterminent le rythme avec lequel la demande de chaleur, respectivement d'énergie, diminue:*

En dehors des activités de rénovation énergétique, déjà en cours, la structure du parc immobilier est le critère qui influence le plus l'évolution de la demande, à moins qu'il soit prévu d'étendre le réseau et d'y raccorder de nouveaux grands consommateurs. Les bâtiments construits entre les années 1930 et 1970 jouent un rôle central pour établir des projections jusqu'à 2050, car les assainissements à venir vont faire baisser leur consommation d'énergie, quel que soit le scénario considéré. Dans certains cas, cela conduit à une réduction des besoins énergétiques des bâtiments existants de plus de 60 % avec le scénario BAU déjà (Wetzikon et Erlenbach par exemple). La diminution peut atteindre 80 % avec le scénario „Maximum“. Une forte proportion de constructions du même âge, en particulier pour la période 1930-1970, présente un risque de concentration élevé pour les exploitants, car les bâtiments considérés nécessiteront un assainissement simultané.

8 *Le raccordement de bâtiments neufs et l'augmentation de la densité de raccordement pour les bâtiments existants peuvent freiner le recul des ventes, mais pas le compenser:*

Suivant les analyses effectuées, les ventes supplémentaires liées à la densification ne suffiront pas pour compenser la diminution des besoins en énergie du parc immobilier. En admettant que le taux de raccordement des bâtiments existants augmente de 25 % dans une des régions étudiées, que plus de la moitié d'entre eux soit agrandis et que 75 % des nouvelles surfaces construites soient raccordées, les ventes n'augmenteraient que de 20 % jusqu'en 2050. Même dans un tel cas, l'évolution liée aux assainissements énergétiques ne pourrait pas être entièrement compensée.

Ces conclusions valent en premier lieu pour les régions dans lesquelles les dispositions prises en application de l'aménagement du territoire ne prévoient pas une forte densification. Il est cependant imaginable qu'une augmentation du coefficient d'occupation des sols suffise pour renverser localement la situation, les nouveaux clients compensant le recul de la demande de chaleur des bâtiments déjà raccordés, avec les effets positifs que cela suppose pour les coûts de distribution spécifiques.

La comparaison des **coûts spécifiques des systèmes d'alimentation en énergie par conduites** et des systèmes individuels concurrents montre:

9 *L'électricité prendra une part plus importante sur le marché de la production de chaleur et concurrencera les systèmes d'alimentation en énergie par conduites.*

Avec une demande de chaleur en baisse, des températures de départ plus basses et des prix de l'énergie à la hausse, les solutions intégrant des pompes à chaleur vont nettement gagner en attractivité par rapport aux systèmes étudiés, y compris pour le cas où le prix du courant passerait des 16 cts/kWh actuels à 30 cts/kWh, voire à 41 cts/kWh. Au plan exergétique, l'utilisation de la chaleur du sous-sol à l'aide de pompes à chaleur couplées à des collecteurs forés présente elle aussi un bilan positif, si l'électricité nécessaire est produite dans une centrale moderne à cycle combiné gaz turbine (CCGT) et utilisée par une pompe à chaleur à coefficient de performance annuel (CPA) élevé. En définitive, il apparaît ainsi que l'électricité va gagner en importance comme agent énergétique sur le marché du chauffage.

- 10 *Les coûts spécifiques de distribution augmentent fortement. La capacité concurrentielle des systèmes d'alimentation en énergie en est diminuée, dans une mesure dépendant de la part prise par la distribution dans les coûts totaux et de facteurs locaux. L'évolution doit être étudiée de cas en cas pour chaque région.*

Comme prévu, les coûts spécifiques de distribution des systèmes d'alimentation en énergie par conduites augmentent fortement par suite du recul des ventes. Comme ces dernières diminuent jusqu'à 60 % d'ici 2050 avec le scénario BAU déjà, des stratégies adéquates doivent être développées à long terme (surtout pour la période postérieure à 2035) dans les régions considérées, pour lutter contre cette évolution et réduire les coûts spécifiques de distribution. Ces derniers jouent un rôle moindre pour les fournisseurs de gaz naturel, car la part qu'ils prennent dans les coûts totaux n'atteint pas 20 %. Les études de cas montrent cependant aussi que le recul des ventes et l'augmentation des coûts spécifiques de distribution qui en résulte dépendent fortement de facteurs locaux.

- 11 *L'évolution des coûts spécifiques totaux peut être influencée par une planification à long terme, orientée vers la demande future, des infrastructures de distribution, par le choix des agents énergétiques et par un dimensionnement prudent des installations de production de la chaleur.*

Pour toutes les régions étudiées, mais en particulier pour celles alimentées par des chauffages à distance, il est possible de limiter l'augmentation des coûts spécifiques de distribution, en adaptant au bon moment les **infrastructures de distribution**, pour tenir compte des ventes futures (suivant les études entreprises ici, l'accent devrait être mis sur la période postérieure à 2035). Une politique d'amortissement prudente et ciblée pour les réseaux de distribution à construire, à rénover et à développer, ainsi qu'une politique tarifaire coordonnée, font partie des mesures à prendre. Des économies sont cependant aussi possibles avec une **adaptation des dimensions des installations de production de la chaleur** des chauffages à distance en fonction de la demande (nouvelles constructions, agrandissement et rénovations) et **avec le recours à divers agents énergétiques**. L'évolution des coûts pour Greifensee montre qu'un dimensionnement prudent des installations de production de la chaleur peut avoir un effet considérable sur l'évolution des coûts pour les systèmes de petite taille. En outre, le mélange du gaz naturel avec du biogaz est avantageux pour l'environnement, mais conduit -avec le modèle amélioré utilisé pour le calcul des prix- à une forte augmentation des prix de revient de la chaleur, qui dans la plupart des cas dépassent en 2050 ceux correspondant aux pompes à chaleur.

- 12 *Les chauffages à distance alimentés par des sources de chaleur avantageuses (rejets thermiques d'UIOM et d'industries) peuvent être concurrentielles à l'avenir, malgré la diminution de la demande d'énergie ou, dans le meilleur cas, rester sans concurrence.*

Pour les **chauffages à distance alimenté par des UIOM**, il est avantageux de limiter la production de chaleur à partir d'énergies fossiles et d'augmenter la valorisation des rejets thermiques. L'évolution des coûts à Zürich-Nord et à Bâle en est la démonstration. A Zürich-Nord, par suite du recul des ventes, une part croissante de la chaleur

fournie provient des rejets de l'UIOM (régis par une autre dynamique des prix que les autres agents énergétiques), de sorte que les coûts spécifiques baissent avec le recul des ventes.

Les modélisations effectuées montrent la direction et l'importance de l'évolution à long terme jusqu'en 2050 pour toutes les régions étudiées. A court terme, l'évolution peut aller dans un autre sens dans une région donnée. A court et moyen termes, les systèmes de chauffage à distance et les réseaux de distribution de gaz naturel ne nécessiteront pas de transformation lourde dans les régions étudiées. Il deviendra nécessaire d'agir à long terme seulement, à partir de 2030 pour certains chauffages à distance, respectivement de 2040 pour les fournisseurs de gaz (suivant l'évolution des prix du biogaz).

Que ce soit pour les chauffages à distance (coûts des pertes de courant et de la couverture des pointes de consommation) ou pour les fournisseurs de gaz naturel (prix d'achat du gaz naturel et, éventuellement, du biogaz), le modèle HOCH de calcul des prix de l'énergie conduit à agir plus tôt, car l'augmentation des prix de l'énergie pénalise moins les PAC + sondes, qui jouent ici le rôle de concurrentes principales.

Recommandations pour les chauffages à distance

L'évolution des ventes de chaleur et celle des coûts spécifiques sont différentes d'une étude de cas à l'autre et dépendent des conditions locales. Cela conduit à la **recommandation suivante, en terme de planification**:

7 Analyse du parc immobilier à l'échelle régionale et calcul de l'évolution possible des ventes pour la planification à moyen et long termes des investissements et des amortissements, avec une politique tarifaire appropriée.

Les scénarios peuvent être adaptés au fur et à mesure à l'évolution réelle. Ils devraient fournir les bases pour la planification des investissements (y compris les amortissements) à moyen (jusqu'à 2015/30) et long termes (jusqu'à 2050), pour les infrastructures de distribution et pour les installations de production de la chaleur. Les calculs effectués dans le cadre de la présente étude fournissent les premières bases.

La **deuxième recommandation** concerne les **coûts de distribution**, qui représentent aujourd'hui entre 27 % et 43 % des coûts spécifiques totaux pour les chauffages à distance étudiés:

8 Elaboration de stratégies à moyen et long termes pour réduire les coûts d'entretien et les frais d'investissement pour la distribution de chaleur, ainsi que pour adapter en conséquence l'amortissement des infrastructure d'alimentation.

En principe, diverses stratégies peuvent être envisagées pour réduire les coûts de distribution:

- Amélioration du rendement du système, par abaissement de la température, éventuellement à la charge du ou des clients bénéficiant d'une alimentation à plus haute température.

- Planification et adaptation des infrastructures de distribution, pour tenir compte de l'évolution des ventes de chaleur et de la densification des constructions dans les régions à alimenter à long terme.
- Contrôle/Gestion des commandes des clients, pour réduire les demandes de pointe, utiliser plus de rejets thermiques provenant des UIOM et raccorder plus d'utilisateurs sur le réseau d'alimentation existant.
- Planification à long terme de la gestion des réseaux et de leur rénovation, en créant d'une part des synergies avec d'autres services (eau, eaux usées, électricité, téléphone et télé-réseau, routes) pour garantir, à moindre coût et avant rénovation, le remplacement de certaines parties du réseau de distribution. D'autre part, le raccordement de nouveaux clients ne devrait intervenir que si cela se justifie au plan économique, en tenant compte de la durée de vie probable des réseaux d'approvisionnement (pour les réseaux existants, des réflexions peuvent également être faites au sujet des coûts marginaux).
- Construction et développement de systèmes d'alimentation seulement si le marché permet d'amortir les investissements, en tenant compte de l'évolution future des ventes (recul). La durée d'amortissement n'est alors pas déterminée par la durée de vie technique des installations, mais adaptée au risque, pour tenir compte de la période durant laquelle il est sûr que la demande persiste dans la région alimentée (ou dans une partie de celle-ci).

Valable au moins pour les systèmes d'approvisionnement alimentés en tout temps par des rejets de chaleur, l'utilisation des chauffages à distance pour la **production de froid** peut conduire à mieux utiliser la capacité des réseaux de distribution, car elle permet d'utiliser les rejets thermiques durant l'été. A l'heure actuelle, les machines frigorifiques à absorption n'ont un rendement satisfaisant qu'avec des températures d'entrée élevées (> 100 °C, jusqu'à 110 °C) ; leur utilisation ferait encore augmenter les pertes annuelles des réseaux d'alimentation lorsque les ventes diminuent. En outre, il faut se demander s'il ne vaudrait alors pas mieux valoriser les rejets de chaleur directement sous forme d'électricité. Comme les machines frigorifiques à absorption ont aujourd'hui un rendement faible, il pourrait en effet être plus avantageux de produire plus de courant et d'utiliser celui-ci directement dans des installations frigorifiques (avec un CPA de 6 à 7).

La **troisième recommandation** porte sur l'utilisation des **rejets thermiques**. La récupération de la chaleur produite dans les UIOM par la combustion des déchets, des rejets thermiques de l'industrie et de ceux, de moindre valeur, des STEP se justifie pleinement au plan énergétique. Dès lors que des rejets de chaleur se produisent, ils devraient être valorisés le mieux possible.. Ceux des UIOM doivent être utilisés en priorité, avec le meilleur rendement exergétique, soit pour la production d'électricité.

9 Dans l'optique de la présente étude et pour les grands chauffages à distance de Zürich-Nord et de Bâle, il faut s'efforcer de **conserver et si possible d'utiliser complètement les rejets thermiques des UIOM**, car cela permet non seulement de valoriser judicieusement une énergie qui est produite « de toute façon », mais aussi d'abaisser les coûts spécifiques. De manière générale, la planification des chauffages à distance alimentés par des UIOM doit prendre en compte l'évolution à long terme

des rejets thermiques disponibles, qui est influencée par la réduction des quantités de déchets à incinérer et par la baisse de leur pouvoir calorifique.

Comme il existe aujourd'hui en Suisse une surcapacité d'incinération et que l'importation de déchets va diminuer progressivement, jusqu'à s'interrompre à moyen ou long terme, une planification globale des UIOM est en cours. Plusieurs questions restent ouvertes à ce sujet:

- La maîtrise du flux des déchets passe par un développement du tri des ordures ménagères et, par exemple, par la séparation des matières plastiques, avec pour conséquences une diminution de la valeur calorifique des déchets à incinérer et des quantités de chaleur produites dans les UIOM.
- Dans ces conditions, une certaine concurrence se développe sur le marché des déchets incinérables, qui conduit non seulement à organiser l'incinération de manière efficace dans les UIOM, mais aussi à optimiser la production d'électricité à partir des rejets thermiques disponibles. Le découplage de la chaleur pour le chauffage à distance implique que les UIOM soient rémunérées non seulement pour les installations de couplage chaleur-force, mais aussi pour les pertes de courant qu'elles subiraient alors du fait de ce type d'exploitation.

Il faut se demander jusqu'à quel point des mesures doivent être prises pour garantir une utilisation optimale de l'électricité et de la chaleur. A l'heure actuelle, les UIOM sont intéressées à produire le plus de courant possible, donc par les rendements les plus élevés. Les conditions à poser pour encadrer la valorisation des déchets devraient cependant être changées pour assurer une utilisation de la chaleur (par exemple fixation d'une obligation de livrer de la chaleur).

Plusieurs options stratégiques se présentent lors du choix des sites des UIOM et de leur capacité:

- Planification des capacités des UIOM et de l'affectation des déchets, en tenant compte des installations en service et de l'âge de leurs fours.
- Concentration des UIOM à proximité des régions construites de manière dense ou de gros utilisateurs (par exemple fabrique de papier¹¹), pour permettre une utilisation maximale des rejets de chaleur. Pour le canton de Zürich, peu de régions sont encore susceptibles de remplir ces conditions.

Tant l'Ordonnance sur le traitement des déchets / OTD (art. 38, alinéa 1, lettre a) que les objectifs de la politique des déchets et des matières premières, dans un cas 1 tonne de CO₂ par personne, dans l'autre la société à 2000 watts, incitent à rechercher des solutions à long terme permettant une utilisation optimale du courant **et** de la chaleur, comme le suggèrent aussi les analyses effectuées ici. Pour garantir une utilisation globale et durable de la chaleur produite lors de l'incinération des déchets, les conditions posées aux UIOM pour la valorisation des rejets de chaleur devraient être adaptées de la ma-

¹¹ La construction d'une UIOM à côté d'un gros consommateur, comme une fabrique de papier, présente toutefois certains risques. Par le passé, le développement du marché du papier, au plan européen/global, a été marqué par des surcapacités de production, qui ont pu conduire à la fermeture brutale de certaines usines.

nière la plus favorable possible, ce qui implique une révision des dispositions correspondantes de l'OTD.

Les **trois autres recommandations** se rapportent à l'**emploi d'énergies renouvelables** pour l'alimentation des chauffages à distance. Au plan économique, l'utilisation des énergies renouvelables implique des installations centralisées plus grandes, dans lesquelles la chaleur produite doit être distribuée par des systèmes de chauffage local et à distance (chauffages à plaquettes de bois, production de courant à partir de la biomasse, etc). Les études de cas traitées dans ce rapport montrent que l'assainissement des bâtiments affecte particulièrement les systèmes de petite taille et qu'il peut y provoquer un recul brutal des ventes. L'exemple de Greifensee montre quant à lui qu'il est possible de réduire les coûts spécifiques, en intervenant au bon moment pour redimensionner les installations de production. L'utilisation d'énergies renouvelables dans des installations de production combinée de courant et de chaleur pourrait en outre contribuer au maintien de bonnes capacités concurrentielles.

- 10 L'utilisation d'énergies renouvelables dans les centrales de chauffage à distance est souhaitable du point de vue de la politique énergétique, en particulier pour atteindre les objectifs des scénarios « 1 tonne de CO₂ » et « Société 2000 watts ». Les **potentiels d'énergie correspondant au bois et à la biomasse** pourraient déterminer leur utilisation future. Ils devraient, autant que possible, être utilisés de manière efficace dans des installations de taille suffisante, pour produire de l'électricité et de la chaleur.
- 11 Les systèmes de chauffage à distance (de plus petite taille) alimentés par des énergies renouvelables (plaquettes de bois) doivent tenir compte de l'évolution à long terme des coûts d'acquisition des énergies correspondantes, pour planifier l'aménagement du réseau de distribution, sa rénovation ou son développement, ainsi que pour établir les plans d'amortissement. Au plan économique, il faudrait tenir compte surtout de la possibilité de retarder l'augmentation des prix d'achat des énergies renouvelables par rapport à celle des prix des énergies fossiles. Les contrats d'achat de longue durée ont l'avantage de réduire les risques liés à une augmentation des coûts de l'énergie.
- 12 Comme la part prise par la production d'eau chaude sanitaire dans la demande de chaleur totale des bâtiments augmente avec l'amélioration des standards énergétiques imposés aux constructions, il n'est *pas* indiqué d'utiliser des sources locales **d'énergie renouvelable pour la préparation d'eau chaude sanitaire** en combinaison avec le chauffage à distance. Ce choix conduirait à réduire encore les ventes des chauffages à distance, déjà faibles durant l'été, à mal utiliser les rejets de chaleur des UIOM, à ne pas exploiter pleinement les capacités des réseaux et à faire monter les coûts de distribution.

La gazéification du bois pourrait aussi devenir attractive à l'avenir. La rentabilité économique de l'utilisation du bois pour la production de chaleur doit être évaluée de cas en

cas, comme le suggèrent les résultats des analyses effectuées. Pour le cas où les prix du bois suivraient (avec retard) ceux des énergies fossiles, il faudrait s'attendre à ce que les chauffages à distance alimentés au bois soient mis en pression. Cela confirmerait l'évolution déjà observée aujourd'hui pour l'utilisation du bois dans des installations de grande taille fonctionnant avec de faibles coûts de revient.

La chaleur à basse température des eaux usées, des eaux superficielles ou d'autres sources peut être utilisée de manière judicieuse pour le chauffage de bâtiments. Les coûts de distribution et le capital immobilisé sont alors plus faibles que pour des chauffages à distance à plus haute température. Le système analysé dans le cadre de la présente étude se caractérise par des coûts spécifiques d'achat concurrentiels et par des frais de distribution correspondant à environ 36 % des frais spécifiques totaux. L'évolution des coûts spécifiques de l'utilisation des rejets de chaleur à basse température va dépendre essentiellement du développement technologique des pompes à chaleur (fort potentiel d'augmentation du CPA). Les questions soulevées par les chauffages à distance à plus haute température se posent ici également, par analogie.

Recommandations pour les fournisseurs de gaz naturel

Les ventes de chaleur calculées pour les études de cas et les coûts spécifiques applicables aux régions examinées montrent que l'évolution des réseaux de distribution de gaz dépend aussi étroitement des conditions locales, ce qui conduit à la **recommandation suivante en matière de planification**:

5 Analyse du parc immobilier à l'échelle régionale et calcul de l'évolution possible des ventes pour la planification à moyen et long termes des investissements et des amortissements, avec une politique tarifaire appropriée.

Il est ainsi vivement recommandé de tenir compte des scénarios élaborés pour réduire le poids des énergies fossiles dans le domaine du bâtiment. Les résultats obtenus devraient être adaptés au fur et à mesure à l'évolution effective et servir de bases pour planifier les investissements concernant les infrastructures et pour mettre à jour les contrats d'achat de l'énergie. Les calculs effectués dans le cadre de la présente étude peuvent servir de références.

Sachant que les objectifs de la politique climatique vont exercer une pression croissante sur les énergies fossiles, il est recommandé de **prendre en compte les scénarios politiques**, pour planifier les systèmes d'alimentation en gaz naturel à moyen et long termes. Si les recommandations du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) sont suivies et que la concentration des gaz à effet de serre est réduite de 70 à 85% jusqu'en 2050 dans l'atmosphère, les fournisseurs de gaz naturel seraient touchés. Suivant Blesl (2010), un tel objectif obligerait à réduire les émissions de CO₂ pour la préparation de la chaleur de chauffage des ménages entre 35 et 65 kg CO₂/MWh_{th}, soit 3 à 6 fois moins que les émissions spécifiques actuelles attribuées au gaz naturel. Un mélange avec du biogaz ou une combinaison avec l'utilisation de l'énergie solaire pourrait contribuer au respect des exigences fixées pour le CO₂. Ces solutions

s'accompagnent toutefois de coûts spécifiques élevés. Un recours croissant au biogaz pourrait être limité par le potentiel existant.

A condition que le gaz naturel alimente une centrale à cycle combiné gaz turbine (CCGT)¹² pour produire de l'électricité (rendement d'environ 60 %) et que le courant soit utilisé pour le chauffage de bâtiments par l'intermédiaire de pompes à chaleur (rendement de 300 à 450 %, susceptible de s'améliorer encore à l'avenir), le rendement global est nettement plus élevé que si le gaz naturel était brûlé pour produire directement de la chaleur (rendement de 95 à plus de 100 %). Le bilan reste le même pour les technologies actuelles de couplage chaleur-force¹³, caractérisées par un rendement électrique de 30 à 35 %. Le même raisonnement peut être fait pour l'utilisation du gaz naturel dans le domaine de la mobilité, car le rendement d'un moteur à gaz se situe bien au-dessous de celui d'un moteur électrique¹⁴.

La **deuxième recommandation** porte sur le mélange avec du **biogaz**.

6 L' **utilisation du biogaz** pour le chauffage est recommandée, à condition que des planifications soient établies, à court aussi bien qu'à long terme, pour tenir compte en particulier des potentiels indigènes limités, des coûts d'achat, de la concurrence avec les pompes à chaleur et des autres utilisations possibles.

Les calculs effectués pour la région correspondant au Erdgas Zürich AG montrent que la proportion de biogaz pourrait y atteindre 60 % en 2050, ce qui correspondrait aux objectifs de politique climatique présentés plus haut, si le recul des ventes se confirme comme prévu. Suivant le modèle amélioré utilisé pour calculer l'évolution des prix de l'énergie, les coûts d'une installation ne consommant pas de biogaz augmenteraient de 30 à 50 %, de sorte qu'il faut examiner soigneusement s'il est utile de recourir davantage au biogaz et de développer un nouveau modèle pour simuler l'évolution des coûts correspondants. Il faut cependant remarquer que les fournisseurs de gaz ne courent aujourd'hui aucun risque de ce point de vue, puisqu'ils achètent le biogaz à la demande des clients seulement et reportent ainsi le risque sur le producteur, en cas de départ d'abonnés.

La **troisième recommandation** concerne la prise en compte d'activités nouvelles ou complémentaires à développer par les fournisseurs de gaz naturel, car les scénarios politiques abordés pourraient se traduire à l'avenir par un recul net des ventes de gaz naturel dans le domaine du bâtiment.

¹² Les conditions-cadres fixées aujourd'hui par la politique énergétique limitent l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité dans les CCGT, car les compensations liées aux émissions de CO₂ en renchérissent le coût.

¹³ L'utilisation de gaz naturel dans des installations de couplage chaleur-force n'est pas non plus attractive dans les conditions actuelles: la rémunération de l'électricité ainsi produite est en effet trop faible pour que la technologie soit concurrentielle.

¹⁴ Le biogaz pourrait cependant jouer un rôle essentiel dans le domaine de la mobilité, durant la phase de transition vers les véhicules électriques, puis s'imposer aussi à long terme comme carburant pour les machines servant à la recharge des batteries (Range Extender). Les potentiels d'utilisation durable du biogaz restent cependant limités et d'un coût élevé. Ils ne seraient d'ailleurs plus disponibles pour la production de chaleur s'ils devaient servir de manière intensive dans le domaine de la mobilité.

7 **Prise en compte et organisation d'activités nouvelles ou complémentaires**, pour réduire la dépendance unilatérale aux ventes de gaz naturel.

Les nouvelles activités possibles comprennent par exemple une stratégie d'adaptation conduisant à remplacer le gaz naturel par d'autres agents énergétiques dans certaines régions (partielles). Des installations de couplage chaleur-force (CCF) de grande taille, fonctionnant au gaz naturel, pourraient ainsi livrer leur chaleur excédentaire, en attendant que des installations de production de biogaz, la géothermie ou d'autres énergies renouvelables puissent prendre le relais.

Déjà actuelle, une deuxième possibilité correspond à une réorientation des activités des distributeurs de gaz naturel ou de biogaz, pour la fourniture de services dans le domaine de l'énergie (chaleur et électricité), avec acquisition de mandats et conseils aux maîtres d'ouvrages et aux clients. Pour des raisons économiques, les petites exploitations devraient alors éventuellement collaborer avec des systèmes d'alimentation en énergie de plus grande taille. La préparation d'eau chaude sanitaire à partir de l'énergie solaire entraîne une diminution de la consommation de gaz naturel; elle pourrait cependant être encouragée si les fournisseurs de gaz élargissent leur portefeuille d'offres et agissent comme des prestataires de services dans le domaine de l'énergie. Dans la période transitoire correspondant au passage au scénario « 1 tonne de CO₂ », respectivement « Société à 2000 watts », de telles solutions permettraient de faire face aux conséquences d'une forte réduction de la demande en énergies non renouvelables pour la production d'eau chaude sanitaire.

L'avantage écologique du biogaz peut renforcer l'attractivité des fournisseurs de gaz, à court et moyen termes tout au moins, en particulier lorsque les clients du gaz naturel commencent à se tourner vers des systèmes d'alimentation en chaleur produisant moins de gaz à effet de serre. A long terme, des questions restent cependant ouvertes au sujet du potentiel du biogaz, de sa mise à disposition adéquate, ainsi que de ses coûts et de sa capacité concurrentielle. Dans ce cadre, il faut tenir compte des clients, qui seraient prêts à payer plus pour un gaz plus écologique.

La **quatrième recommandation** concerne les **coûts de distribution**. Ces derniers jouent un rôle moins important pour les fournisseurs de gaz que pour les exploitants des chauffages à distance, car ils représentent seulement 13-21 % des coûts spécifiques totaux. Comme pour les chauffages à distance, il est cependant recommandé de réduire autant que possible les coûts spécifiques de distribution, à moyen et long termes.

8 **Elaboration de stratégies à moyen et long termes pour réduire les coûts d'entretien et les frais d'investissement de la distribution de gaz.**

Plusieurs stratégies peuvent en principe être envisagées pour réduire les coûts de distribution:

- Planification et coordination à long terme des infrastructures de distribution, pour tenir compte des variations des ventes et de la densification du réseau des constructions

dans les régions à alimenter à long terme. Etablissement d'une politique d'amortissement adaptée à cette évolution.

- Planification à long terme de la gestion des réseaux et de leur rénovation, en créant des synergies avec d'autres services (eau, eaux usées, électricité, téléphone et télé-réseau, routes) pour garantir, à moindre coût et avant rénovation, le remplacement de parties existantes du réseau. Le raccordement de nouveaux clients ne devrait ensuite intervenir que si cela se justifie au plan économique, en tenant compte de la durée de vie probable des réseaux d'alimentation.
- Construction et développement des systèmes d'alimentation en énergie par conduites seulement si le marché permet d'amortir les investissements, tout en tenant compte de l'évolution future des ventes de gaz naturel. La durée d'amortissement n'est alors pas déterminée par la durée de vie technique des installations, mais orientée vers le risque, en tenant compte de la période durant laquelle il est sûr que la demande se maintienne dans la région (ou partie de région) alimentée.

Limites de l'étude

La présente étude met en évidence des tendances claires, qui fournissent des indications sur l'évolution des systèmes d'alimentation en énergie par conduites. Il faut cependant relever que l'interprétation se fonde sur l'analyse des résultats rassemblés pour 10 régions et que ses conclusions ne sont pas transposables à l'ensemble de la Suisse. S'y ajoute le fait que lesdites régions présentent des caractères très différents de l'une à l'autre. Comme une réduction des ventes est mise en évidence dans toutes les régions étudiées, nous recommandons aux exploitants des systèmes d'alimentation en énergie par conduites d'établir leurs propres scénarios d'évolution des ventes et d'adapter leurs stratégies à long terme aux résultats obtenus.

Une autre limite tient au fait que les modèles utilisés pour calculer l'évolution des besoins de chaleur et celle des prix de l'énergie ne sont ni couplés, ni contrôlés par rétroaction. L'étude examine l'évolution des besoins de chaleur et celle des ventes des systèmes d'alimentation en énergie par conduites, mais sans les relier à l'évolution des prix de l'énergie. Ces derniers sont définis de manière indépendante, pour deux cas de figure (TREND et HOCH), et repris pour le calcul des coûts de revient de la chaleur correspondant aux quatre scénarios de stratégie énergétique pris en compte. Il reste cependant tout à fait possible que les scénarios « 1 tonne de CO₂ », « 2000 watts » et « Maximum » ne se concrétisent qu'avec la variante correspondant à des prix de l'énergie élevés.

1 Ausgangslage, Fragestellungen und Berichtsaufbau

Der in Zukunft erwartete Rückgang des Energiebedarfs im Gebäudebereich wird den Absatz leitungsgebundener Energieversorgungssysteme verringern und zu einem Anstieg der spezifischen Kosten, insbesondere der Energieverteilungskosten, führen. Wie stark der Energiebedarf zurückgehen wird, hängt von verschiedenen Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen ab, wie beispielsweise von der Sanierungsrate von Gebäuden, vom energetischen Standard von Sanierungen sowie von der Technologie- und Kostenentwicklung der Effizienzmassnahmen, von den Energiepreisen, den energiepolitischen Massnahmen und der Wahl der EnergiebezügerInnen beim Ersatz einer bestehenden oder der Neuinstallation einer Heizung.

Die Entwicklung der Kosten leitungsgebundener Energien hängt zusätzlich von den Strategien der Energieversorger, von energiepolitischen Vorgaben und von den zukünftig eingesetzten Energieträgern ab. So wird z.B. eine Regulierung, die die Nutzung von erneuerbaren Energien fordert, die fossilen Systeme gegenüber heute verteuern.

Im Vergleich zu den individuellen, dezentralen Heizungssystemen fallen bei leitungsgebundenen Energieversorgungen die Investitionskosten für den Bau und den Unterhalt des Leitungssystems ins Gewicht. Diese Mehrkosten können sich wegen tieferen Energiekosten, wegfallenden Kosten für die Energiespeicherung oder wegen der Möglichkeit, so erneuerbare Energien oder Abwärme zu nutzen, lohnen. Ob dies bei allenfalls stark abnehmendem Wärmebedarf in Zukunft so bleibt, wird im vorliegenden Projekt untersucht.

Folgende Fragestellungen sollen mit diesem Bericht untersucht und beantwortet werden:

- Wie wird sich der Absatz der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme (Fernwärme und Erdgas für Raumwärme und Warmwasser) bei Berücksichtigung der Auswirkungen von Sanierungen, Neubauten, zukünftiger Kundenwahl, Wirkungsgradsteigerungen der Heizsysteme und des Klimawandels verändern?
 - Wie stark wird die Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser aufgrund von Gebäudesanierungen in Zukunft zurückgehen?
 - Welchen Effekt haben hinzukommende Neubauten auf den Wärmenachfrage-rückgang?
 - Welchen Effekt haben der Klimawandel, Wirkungsgradsteigerungen und zukünftiger Kundenwahl auf die Entwicklung der Kosten und des Absatzes der Leitungsgebundenen?
- Wie werden sich die Kosten für die Energieverteilung entwickeln und welchen Anteil werden die Verteilungskosten künftig an den Gesamtkosten für Wärmelieferungen aufweisen?
- Wie werden sich die künftigen Wärme-gestehungs- und Energieeinkaufskosten von Fernwärme- bzw. Erdgassystemen entwickeln?

- Wie wird sich die Konkurrenzsituation der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme im Vergleich zu individuellen Energiesystemen verändern?
- Von welchen Parametern wird die Konkurrenzfähigkeit hauptsächlich bestimmt?
- Welche Strategien ergeben sich für die leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme, um ihre Konkurrenzfähigkeit zu stärken?

Der vorliegende Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- Kapitel 2 stellt die ausgewählten Untersuchungsgebiete kurz vor.
- Kapitel 3 erläutert die Einflussfaktoren auf die Perspektiven des Energieabsatzes.
- In Kapitel 4 werden die Perspektiven der Energieversorgung in den Untersuchungsgebieten dargelegt.
- Kapitel 5 führt die in der Modellierung verwendeten Energiepreise auf und leitet zwei Energiepreisszenarien her.
- In Kapitel 6 werden die Wärmegestehungskosten verschiedener (individueller und leitungsgebundener) Heizsysteme analysiert und Heizkostenvergleiche im Falle einer Sanierung und eines Neubaus vorgenommen.
- Kapitel 7 enthält die Resultate der Fallstudien. Dazu gehören die Perspektiven der Wärmenachfrage, des Energieabsatzes und der Kostenentwicklung. Diese werden zusammenfassend für die Fernwärmegebiete und die Erdgasgebiete präsentiert.
- In Kapitel 8 werden die zukünftigen Entwicklungen der leitungsgebundenen Energiesysteme mit den Individualsystemen (Ölheizung, Wärmepumpe mit Erdsonde, Pellettheizung) verglichen.
- In Kapitel 9 folgt eine Diskussion der Methodik und der Sensitivität der Ergebnisse bezüglich methodischer Annahmen und wichtiger Einflussfaktoren.
- Kapitel 10 enthält Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die verschiedenen leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme.
- Eine detaillierte Beschreibung der Fallstudiengebiete sowie der Resultate je Fallstudiengebiet sind im Anhang A-1 für die sechs Fernwärmegebiete und im Anhang A-2 für die vier Erdgasgebiete zu finden.

2 Auswahl und Charakterisierung der Untersuchungsgebiete

Für die vorliegende Studie wurden sechs mit Nah- oder Fernwärme versorgte und vier mit Erdgas versorgte Gebiete ausgewählt.

Die mit Fernwärme versorgten Gebiete («Fernwärmegebiete») wurden in Absprache mit dem AWEL des Kantons Zürich, dem BFE und der Fernwärme Zürich (FWZ) bestimmt. Zusätzlich wird die IWB-Fernwärmeversorgung in Basel untersucht. Für die Auswahl der Fernwärmegebiete waren die Grösse und Wärmedichte sowie die Art der Energieproduktion massgeblich. Die folgende Aufstellung liefert einen Überblick über die wichtigsten Parameter zur Charakterisierung der untersuchten Fernwärmegebiete:

	Fernwärme Zürich Nord	Fernwärme Basel	Fernwärme Horgen	Fernwärme Russikon	Fernwärme Greifensee	Fernwärme Mönchaldorf
Hauptsystem(e)	KVA	KVA, ARA, Holz	KVA	Holz	Holz	ARA
Leistung und Wärmeproduktion 2008/9	37MW und 220'766MWh	KVA: 94 MW; 589'599 MWh ARA: 5 MW; 35'118 MWh Holz: 33 MW; 39'797 MWh	KVA: 15 MW; 48'792 MWh	1.45 MW, 3'414 MWh	4.8 MW, 8'730 MWh	0.24 MW, 927 MWh
Spitzendeckung	Gas / Öl	Gas / Öl	Gas / Öl	Öl	Öl	Öl
Leistung und Wärmeproduktion Spitzendeckung 2008/9	Gas: 186 MW; 246'004 MWh Öl: 28 MW (2-Stoff-Kessel) 1'448 MWh	Gas: 543 MW; 484'484 MWh Öl: 488 MW; 6'027 MWh	Gas: 18 MW; 1'420 MWh Öl: 5.5 MW; 158 MWh	Öl: 0.5 MW; 23 MWh	-	Öl: 0.25 MW; 90.7 MWh
Netz und Bezüger						
Länge	106 km	202 km	18 km	1.8 km	1.3 km	0.84 km
Verkaufte Wärmemenge 2008/9	404'643 MWh	907'760 MWh	46'747 MWh	2'950 MWh	7'848 MWh	887 MWh
Bezügergruppen:		RH+WW: 595 MW; Prozesse: 52.7 MW				
Wohnen	1'096 Anschlüsse, 140.6 MW	4'099 Anschlüsse	120 Anschlüsse, 27 MW	43 Anschlüsse, 0.7 MW	9 Anschlüsse, 1'840 MWh	102 Anschlüsse, 0.35 MW
Dienstleistung	99 Anschlüsse, 42.5 MW	543 Anschlüsse	6 Anschlüsse, 2 MW	10 Anschlüsse, 0.8 MW	2 Anschlüsse 2'008 MWh	-
Industrie	50 Anschlüsse, 32.5 MW	43 Anschlüsse	7 Anschlüsse, 7 MW	1 Anschlüsse, 0.4 MW	3 Anschlüsse, 4'000 MWh	-
Absatz/Laufmeter	3.81 MWh/lm	4.49 MWh/lm	2.6 MWh/lm	1.6 MWh/lm	6.0 MWh/lm	1.05 MWh/lm
Anschlussgrad 2008 (in % der möglichen Anschlussleistung)	51%	48%	60%	75%	90%	

Tabelle 7: Charakterisierung der Untersuchungsgebiete mit Nah- oder Fernwärmeversorgung (Angaben gemäss Energieversorger der einzelnen Untersuchungsgebiete)

Die mit Erdgas versorgten Gebiete («Erdgasgebiete») wurden in Absprache mit der Erdgas Zürich AG und dem BFE bestimmt. Dabei waren das Alter des Erdgasnetzes, die Bezügerstruktur sowie das energetische Engagement der Gemeinde (im Sinne von Energiestadt) massgeblich. Folgende Aufstellung zeigt einen Überblick über die wichtigsten Parameter zur Charakterisierung der untersuchten Erdgasgebiete:

	Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon
Allgemeine Angaben				
Gasabsatz 2008 (MWh/a)	27'914	34'226	27'643	127'670
Länge des Gasnetzes (km)	8.946	8.803	14.482	62.600
Gasabsatz pro lm (MWh/lm) 2008	3.120	3.888	1.909	2.039
Längengewichtetes Alter (Jahre)	6.2	23.2	20.4	38
Auswertung der Bezügerstruktur				
Bezüger von Gas für Heizung und Warmwasser 2008 (Anteil vom Absatz)	92%	84%	99%	97%
Bezüger von Gas für Prozessenergie 2008 (Anteil vom Absatz)	8%	16%	1%	3%
Energiestadt	ja	ja	nein (29.6.10)	nein (29.6.10)

Tabelle 8: Charakterisierung der Untersuchungsgebiete mit Erdgasversorgung (Angaben gemäss EZ und Gemeindewerk Wetzikon)

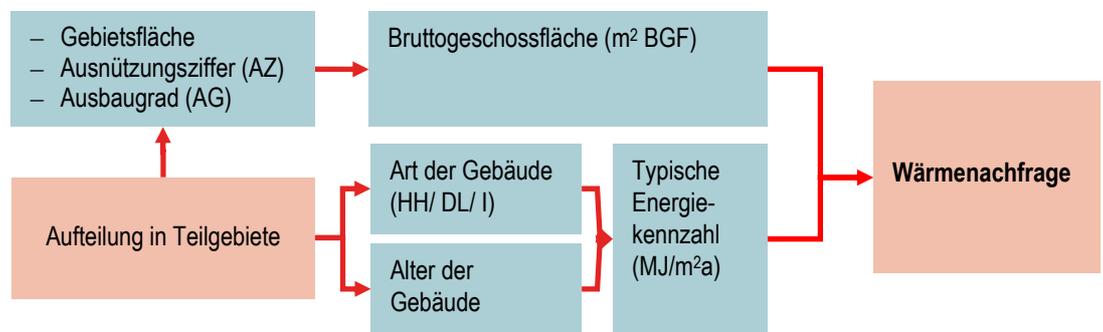
3 Entwicklung des Energieabsatzes

Nachfolgend werden Vorgehen und Annahmen für die Bestimmung des aktuellen und die Modellierung des zukünftigen Energieabsatzes beschrieben. Ausgehend von der Entwicklung der Wärmenachfrage der Gebäude in den Untersuchungsgebieten, den zukünftigen Wirkungsgradverbesserungen und der Kundenwahl beim Ersatz des Energiesystems sowie bei Neubauten wird unter Berücksichtigung des Effekts der Klimaerwärmung der zukünftige Energieabsatz der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme berechnet.

3.1 Aktuelle Wärmenachfrage

Die aktuelle Wärmenachfrage der Untersuchungsgebiete wird anhand der berechneten Bruttogeschossfläche, der energetischen Qualität der Gebäude (in Abhängigkeit des Gebäudealters) und ihres Nutzungszwecks bestimmt. Die folgende Figur 11 gibt einen Überblick über das gewählte Vorgehen:

«Bestimmung der aktuellen Wärmenachfrage»



econcept

Figur 11: Einflussfaktoren für die Berechnung der aktuellen Wärmenachfrage

Zur Bestimmung der Ausgangslage bzw. der aktuellen Wärmenachfrage wird wie folgt vorgegangen:

- 1 Jedes Untersuchungsgebiet wird in *Teilgebiete* mit Gebäuden möglichst ähnlichen Alters zerlegt. In der Regel wird dafür die Bau- und Zonenordnung (BZO) der Gemeinden verwendet, so dass ein Teilgebiet einer Bauzone entspricht. In einzelnen Fällen werden grosse und heterogen bebaute Zonen in kleinere unterteilt. Kleinere Zonen, die sich sehr ähnlich sind, werden zusammengefasst. Für jedes so bestimmte Teilgebiet wird die *Gebietsfläche* berechnet.

- 2 Anhand der Ausnützungsziffer¹⁵ (AZ) und des Ausbaugrads¹⁶ (AG) wird die *Bruttogeschossfläche (BGF)* jedes Teilgebiets berechnet. Die Angaben zu AZ und AG können in der Regel der Bau- und Zonenordnung (BZO) der Gemeinden sowie den Auswertungen des Amts für Raumplanung und Vermessung (ARV, Kt. Zürich) entnommen werden. Für das Versorgungsgebiet in Basel werden AZ und AG direkt vom Bauamt geschätzt. Im Kanton Zürich werden die Daten zum Ausnutzungsgrad jährlich vom ARV erhoben und liegen für die Gemeinden zonenscharf vor. Da die Werte teilweise als Bandbreite angegeben werden, muss dieser für einzelne Zonen geschätzt werden. In Zürich Nord werden uns die genauen Werte pro Zone vom ARV angegeben. Die Ausnützungsziffer wird in den meisten Untersuchungsgebieten gemäss BZO vorgeschrieben. In einigen Untersuchungsgebieten wird in der BZO nicht die AZ, dafür aber die Baumassenziffer¹⁷ (BZ) festgelegt. Die BZ kann mit Hilfe der erlaubten Gebäudehöhe und der erlaubten Stockwerkzahl in die AZ umgerechnet werden¹⁸. Die erlaubte Stockwerkzahl wird mithilfe der Angabe der Gebäudehöhe, welche in der Regel in der BZO festgelegt ist, geschätzt (gemäss ARV 2008). Wenn bei einzelnen Zonen weder AZ noch BZ ermittelbar sind, wird der flächengewichtete Durchschnitt der AZ aller Teilgebiete des jeweiligen Untersuchungsgebiets eingesetzt.
- 3 Die *Art der Gebäude* pro Teilgebiet wird mit Hilfe der Angaben der Bauämter in den drei Kategorien Haushalte (HH), Dienstleistungen (DL) und Industrie (I) ermittelt. Ebenso werden *geschützte Bauten* (Gebäude mit Auflagen zur Erhaltung der äusseren Bausubstanz) erfasst, da diese meist nicht auf herkömmliche Art saniert werden können. Die Kategorie Haushalte umfasst Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser. Auf die Erfassung weiterer Gebäudekategorien, wie Schule, Verkauf, Restaurant und Hallenbad wird der Einfachheit halber verzichtet. Wo die Verantwortlichen der Gemeinden keine Aussagen über die Art der Gebäude machen können, nimmt econcept eine Schätzung auf der Basis der Bau- und Zonenordnung (BZO) und der Zentrumsnähe der jeweiligen Zone vor. Zonen für öffentliche Bauten werden zu 100% der Nutzung «Dienstleistung» angerechnet, Industriezonen werden zu 100% der industriellen Nutzung zugeteilt.
- Für das Untersuchungsgebiet Basel wurde die Nutzung der Gebäude und der Anteil inventarisierter Gebäude vom Bauamt geschätzt.
- In Zürich Nord wird die Nutzung pro Gebäude respektive pro Energiebezugsfläche sowie die inventarisierten Gebäude vom Amt für Städtebau angegeben.
- Wo für die inventarisierten Gebäude keine Angaben erhältlich sind, werden eigene Schätzungen vorgenommen, wobei davon ausgegangen wird, dass Kernzonen höhere Anteile inventarisierter Bauten aufweisen. Für Kernzonen wird je nach Untertyp ein Anteil zwischen 10% und 30% inventarisierter Bauten angenommen. Für Zentrumszonen wird pauschal angenommen, dass 5% der Gebäude inventarisiert sind.

¹⁵ Ausnützungsziffer (AZ) = Verhältniszahl zwischen der anrechenbaren Bruttogeschossfläche (BGF) und der Landfläche.

¹⁶ Ausbaugrad (AG) = gebaute Geschossfläche in % der zulässigen Geschossfläche (Definition ARV).

¹⁷ Die Baumassenziffer (BZ) beschreibt das Verhältnis von anrechenbarem Bauvolumen zur Landfläche.

¹⁸ $AZ = BZ \cdot \text{Geschosszahl} / \text{Gebäudehöhe}$

- 4 Das durchschnittliche *Alter der Gebäude* wird pro Teilgebiet geschätzt. Das Alter wird in allen Gebieten im Kanton Zürich ausser in Zürich Nord mit dem GIS des Kantons Zürich bestimmt (ARV 2010, GIS Browser). Für Zürich Nord werden detaillierte Auswertungen des Amts für Städtebau verwendet, um ein mittleres Alter pro Teilgebiet zu berechnen. Ist für einzelne Teilgebiete kein Baualter eruiert, wird das durchschnittliche flächengewichtete Alter der Gebäude des Untersuchungsgebiets verwendet. Wenn in einem Teilgebiet Gebäude mit stark abweichendem Alter vorkommen, wird das Gebiet weiter unterteilt in Teilgebiete mit Gebäuden ähnlichen Alters. Für Basel wird das durchschnittliche Baualter der Gebäude pro Teilgebiet vom Bauamt abgeschätzt.
- 5 Mit den obigen Angaben wird die *aktuelle Wärmenachfrage* pro Teilgebiet anhand der ermittelten Bruttogeschossfläche (BGF), der typischen Energiekennzahlen¹⁹ je nach Durchschnittsalter der vorgefundenen Gebäude und den drei Gebäudenutzungen Wohnen, Dienstleistung und Industrie berechnet.

Bei der Charakterisierung des Gebäudebestandes bzw. der vorgenommenen Berechnung der Bruttogeschossflächen wird für das Gebiet Zürich Nord ein Abgleich mit den Daten des Amts für Städtebau (für die Berechnung der Bruttogeschossflächen) und mit den Daten des kantonalen Amts für Raumentwicklung und Vermessung (für das berechnete Verdichtungspotenzial) durchgeführt.

3.2 Zukünftiger Energieabsatz

Die Entwicklung des Energieabsatzes wird ausgehend vom aktuellen Stand anhand einer Reihe von Annahmen über die wichtigsten Einflussfaktoren berechnet. Dazu zählen wir

- (a) die Entwicklung des Wärmebedarfs der Gebäude im Untersuchungsgebiet (durch Sanierungen sowie Neu- und Erweiterungsbauten),
- (b) die Wahl und der zukünftige Wirkungsgrad des Heizsystems beim Heizungsersatz und bei Neubauten sowie
- (c) externe Faktoren (Einfluss der Klimaerwärmung).

Folgende Figur zeigt einen Überblick über die für die Modellierung der zukünftigen Wärmenachfrage relevanten Faktoren.

¹⁹ Als Grundlage werden die vom Kanton Zürich publizierten Energiekennzahlen verwendet (AWEL 2006). Die Umrechnung auf die verschiedenen Gebäudetypen wird anhand des Verhältnisses der gebäudespezifischen Mindestanforderungen von SIA 380/1:2009 vorgenommen.

«Modellierung des zukünftigen Energieabsatzes»



econcept

Figur 12: Berücksichtigte Faktoren für die Berechnung der Perspektiven des Energieabsatzes. Die Faktoren der Kästen mit gestrichelter Umrandung werden in vier (Politik-) Szenarien untersucht

Für die Bestimmung der Sanierungsraten, der zukünftig geltenden Gebäudestandards, und der Kundenwahl werden vier Szenarien definiert:

- 1 Beim «**Business as usual**» (**BAU**) Szenario, wird davon ausgegangen, dass die Mindestanforderungen an Gebäude in Zukunft etwa gemäss Szenario II der Energieperspektiven des Bundes weiterentwickelt werden und nach erfahrungsgemässen Erneuerungsraten saniert wird.
- 2 Das zweite Szenario «**1-Tonne-CO₂**» lehnt sich an die Beschreibung der 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft an (vgl. Anhang A-4.1.1), wonach zukünftig jährlich eine Tonne CO₂ pro Kopf ausgestossen werden darf. Der Kanton Zürich hat festgelegt, dass bis 2050 rund 2.2 t pro Kopf und Jahr erreicht werden sollen. Im Gegensatz zum dritten Szenario macht das 1-Tonne-CO₂-Szenario keine Begrenzung des Primärenergieeinsatzes und verlangt deswegen eine weniger starke Absenkung des Energiebedarfs im Gebäudebereich.
- 3 Das dritte Szenario «**2000-Watt**» lehnt sich an die Vision und Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft an (vgl. Anhang A-4.1.2). In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass neben der Begrenzung des CO₂-Ausstosses auf 1 Tonne CO₂ pro Kopf und Jahr auch der Energieeinsatz auf maximal 2000-Watt pro Kopf begrenzt wird. Für die Bestimmung der Ausprägung der Variablen wird wo möglich Szenario IV der Energieperspektiven des Bundes verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2050 eine Reduktion auf rund 3500 Watt erreicht werden kann.
- 4 Als viertes Szenario wird ein «**Maximalszenario**» verwendet, in dem die Anforderungen an die Gebäude nach dem heutigen Stand des Wissens bzw. der heute verfügbaren Technologie maximal verschärft werden (gemäss Koschenschütz und Pfeiffer 2005).

Die konkreten Annahmen in den einzelnen Szenarien für die Sanierungsrate, die Gebäudestandards und die Entwicklung der Kundenwahl werden nachfolgend beschrieben. Ebenso werden die zugrunde gelegten Entwicklungen der szenariounabhängigen Einflussvariablen beschrieben (Klimaerwärmung, Nutzungsgrad der Heizsysteme und Zunahme der Fläche aufgrund von Neubauten).

3.2.1 Entwicklung des Gebäudebestandes

Für die Modellierung der zukünftigen energetischen Anforderungen an Gebäude werden erstens der heutige Standard für durchschnittliche Neubauten bestimmt («Gebäudestandard 2010») und zweitens szenariospezifische Annahmen über die künftige Verschärfung getroffen. Für die vier Szenarien wird festgelegt, wie stark die Grenzwerte für den maximalen Nutzenergiebedarf von Raumwärme (Q_h) und Warmwasser (Q_{ww}) bis ins Jahr 2050 verschärft werden.

Gebäudestandard 2010

Für die Berechnung des Ausgangswerts der Szenarien wird festgelegt, dass im Jahr 2010 rund 20% aller Neubauten nach Minergie und 2% aller Neubauten nach Minergie-P gebaut werden²⁰. Im Falle der Sanierungen sieht die Situation anders aus: Wir schätzen, dass der Anteil der Sanierungen nach Minergie-Standard 2010 rund 1% und nach Minergie-P rund 0.05% beträgt. Aufgrund der erwarteten Impulse des Gebäudesanierungsprogramms werden diese Annahmen als erreichbar eingeschätzt. Die folgende Tabelle zeigt die Anteile der drei Gebäudestandards im Jahr 2010.

	Gebäudestandard	Anteile im Jahr 2010
Neubauten	MuKE n 2008 bzw. SIA 380/1:2009	78%
	Minergie 2009	20%
	Minergie-P 2009	2%
Sanierungen	MuKE n 2008	98.95%
	Minergie 2009	1%
	Minergie-P 2009	0.05%

Tabelle 9: Neubauten und Sanierungen nach den geltenden Gebäudestandards in der Schweiz im Jahr 2010

²⁰ Im Jahr 2008 wurden insgesamt 2'856 Neubauten (Wohn- und Dienstleistungsbauten) nach einem der Minergie-Standards zertifiziert (seit dem Bestehen des Labels Minergie wurden insgesamt 11'231 Gebäude zertifiziert, Minergie-Statistik 2008). Der Grossteil aller zertifizierten Neubauten erreicht den Minergie-Standard (2'742 inkl. Minergie-ECO) und nur wenige erreichen Minergie-P (112 inkl. Minergie-P-ECO). 2008 wurden schätzungsweise 15% aller Neubauten nach einem der Minergie-Standards errichtet (Kaufmann 2008). Von den rund 11'230 Gebäuden, die bisher nach einem der Minergie-Standards zertifiziert wurden, entfallen ca. 950 auf Modernisierungen (weniger als 9% aller zertifizierten Gebäude). Der Anteil an Minergie-P Modernisierungen ist mit insgesamt 5 Gebäuden bis ins Jahr 2008 sehr gering. Rütter et al. (2008) schätzen, dass von der Gesamtheit aller renovierten Gebäude zwischen 1998 und 2007 nur 0.2 bis 0.3% nach Minergie modernisiert wurden.

Gemäss SIA 380/1:2009 beträgt der Grenzwert für *Neubauten* für Heizung und Warmwasser bei typischen Mehrfamilienhäusern (MFH; Gebäudehüllzahl²¹ = 1.3) auf Stufe Nutzenenergie 215 MJ/m²a (davon 140 MJ/m²a bzw. ca. 65% für Heizung und 75 MJ/m²a bzw. 35% für Warmwasser). Bei Einfamilienhäusern (EFH; Gebäudehüllzahl = 2) liegt der Grenzwert bei 245 MJ/m²a (ca. 195 MJ/m²a bzw. 80% für Heizung und 50 MJ/m²a bzw. 20% für Warmwasser). Bei Dienstleistungsbauten (Gebäudehüllzahl = 0.8) liegt der Grenzwert bei 158 MJ/m²a (davon 84% für Raumwärme). Die Grenzwerte für den Heizenergiebedarf von Neubauten der MuKE 2008 entsprechen jenen der SIA (Quelle für alle aufgeführten Grenzwerte: SIA 380/1:2009, Tabelle 31). Wegen der Tatsache, dass ein Teil der Neubauten nach strengeren Standards gebaut wird, lässt sich für das Jahr 2010 ein durchschnittlicher Nutzenergiebedarf für Raumwärme bestimmen der ca. 5% unter den Werten der SIA Norm 380/1:2009 liegt²².

Bei *Sanierungen* werden die Mindestanforderungen der MuKE 2008 (125% von SIA 380/1:2009) übernommen, da im Jahr 2010 erst ein sehr geringer Anteil der Gebäude nach strengeren Standards saniert werden wird²³. Beim Nutzenergiebedarf für *Warmwasser* werden für Neubauten und Sanierungen die Standardwerte von SIA 380/1:2009 unverändert übernommen. Die folgende Tabelle zeigt den verwendeten Nutzenergiebedarf im Jahr 2010 für Neubauten und Sanierungen der berücksichtigten Gebäudetypen.

	Gebäudetyp	Durchschnittlicher Nutzenergiebedarf von Neubauten und Sanierungen im Jahr 2010		
		Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	133 75	Q _{hww} = 208 MJ/m ² a
Neubauten (Q _h : SIA 380/1:2009 minus 5%; Q _{ww} : SIA 380/1:2009)	Haushalte MFH (A _{th} /A _E = 1.3)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	185 50	Q _{hww} = 235 MJ/m ² a
	Haushalte EFH (A _{th} /A _E = 2)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	126 25	Q _{hww} = 151 MJ/m ² a
	Dienstleistung (A _{th} /A _E = 0.8)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	177 25	Q _{hww} = 202 MJ/m ² a
	Industrie (A _{th} /A _E = 1.8)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	174 75	Q _{hww} = 249 MJ/m ² a
Sanierungen (Q _h : SIA 380/1:2009 plus 25%; Q _{ww} : SIA 380/1:2009)	Haushalte MFH (A _{th} /A _E = 1.3)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	244 50	Q _{hww} = 294 MJ/m ² a
	Haushalte EFH (A _{th} /A _E = 2)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	166 25	Q _{hww} = 191 MJ/m ² a
	Dienstleistung (A _{th} /A _E = 0.8)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	233 25	Q _{hww} = 258 MJ/m ² a
	Industrie (A _{th} /A _E = 1.8)	Q _h (MJ/m ² a) Q _{ww} (MJ/m ² a)	233 25	Q _{hww} = 258 MJ/m ² a

Tabelle 10: Geschätzter durchschnittlicher Wärmebedarf von Gebäudetypen für das Jahr 2010. Die Energiekennzahlen für Raumwärme der Neubauten im Jahr 2010 liegt durchschnittlich um 5% tiefer als die gesetzlichen Mindestanforderungen gemäss SIA 380/1:2009 und MuKE 2008, da ein Teil der Gebäude die Mindestanforderungen unterbieten.

²¹ Gebäudehüllzahl: Verhältnis der thermischen Gebäudehüllfläche (A_{th}) zur Energiebezugsfläche (A_E)

²² Die 5% leiten sich aus folgender Überlegung ab: ca. 20% der Neubauten erreichen Minergie. Minergie führt zu einem um ca. 20% tiefer liegenden Grenzwert im Vergleich zu SIA 380/1 (→ Verbesserung um ca. 4%). Wegen der Gewichtung der Energieträger im Minergie-Verfahren ist ein Vergleich allerdings nur bedingt möglich (MuKE 2008: 172 MJ/m²a, Minergie: 137 MJ/m²a). Ca. 2% der Neubauten werden im Jahr 2010 nach Minergie-P gebaut. Minergie-P führt zu einem um ca. 40% tiefer liegenden Grenzwert im Vergleich zu SIA 380/1:2009 (→ Verbesserung um nochmals knapp 1%).

²³ Für Sanierungen resultiert beim selben groben Vergleich zwischen MuKE 2008 und Minergie keine Verschärfung, der Schritt zu Minergie-P setzt allerdings eine Verringerung der Energiekennzahl um 50% voraus.

Zukünftige Gebäudestandards

Ausgehend vom oben hergeleiteten durchschnittlichen Gebäudestandard 2010 werden szenariospezifische Annahmen darüber getroffen, nach welchen *zukünftigen Gebäudestandards* neu gebaut oder saniert werden wird. Es ist abzusehen, dass sich die Bau-standards bis ins Jahr 2050 sukzessive weiterentwickeln werden. Der Einfachheit halber rechnen wir, wie oben hergeleitet, mit einem mittleren Wärmebedarf. Dieser basiert auf der Annahme, dass ein Teil der Gebäude die gesetzlichen Vorschriften übertreffen wird.

Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme (Q_h) wird in allen Szenarien relativ stark abnehmen, da dies mit den heutigen technischen Mitteln relativ einfach realisierbar ist. Der Nutzenergiebedarf für Warmwasser (Q_{ww}) ist weniger stark durch technische Eingriffe veränderbar, da dieser zu einem grossen Teil vom Benutzerverhalten abhängt. Einerseits führen steigende Komfortansprüche und die Alterung der Gesellschaft zu einem Anstieg des Energiebedarfs für Warmwasser. Andererseits kann der Energiebedarf z.B. mit Durchflussbegrenzern, dezentralen Warmwassererzeugern (zur Verringerung von Zirkulationsverlusten), technisch optimierten Warmwasserherstellungssystemen und besser isolierten Speichern gesenkt werden. Zusätzlich wird der spezifische Bedarf pro m^2 durch die Ausdehnung der Wohnflächen im Verlaufe der Zeit abnehmen.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Annahmen pro Szenario. In Anhang A-4 (S. 163) finden sich nähere Angaben zu den Szenarien der 1-Tonne- CO_2 -Gesellschaft und der 2000-Watt-Gesellschaft.

	Neubauten		Sanierungen	
	Raumwärme (Q_h)	Warmwasser (Q_{ww})	Q_h	Q_{ww}
BAU	In Anlehnung an die in Szenario II der Energieperspektiven prognostizierte Verschärfung der Anforderungen an die Gebäudehülle für Wohngebäude um 10% (MFH) bis 20% (EFH) bis ins Jahr 2035 (BFE 2007a: S. 206, verglichen mit den Anforderungen der SIA 380/1:2009) gehen wir davon aus, dass der <i>Nutzenergiebedarf für Raumwärme</i> bis ins Jahr 2050 um 25% zurückgeht.	Ausgehend davon, dass im BAU-Szenario die Effizienzmöglichkeiten nicht ausgereizt werden, gehen wir davon aus, dass der <i>Nutzenergiebedarf für Warmwasser</i> bis ins Jahr 2050 um 4% gesenkt werden kann.	125% des Neubausstandards gem. BAU	Wie Neubausstandard
1-Tonne- CO_2	Wir gehen davon aus, dass das 1-Tonne- CO_2 -Szenario nach einem forcierten Absenkpfad im Gebäudebereich und einer tiefgreifenden Transformation des Energiesystems verlangt (ESC 2008), da die CO_2 -arme Elektrizitätsproduktion nicht beliebig ausgedehnt werden kann ²⁴ . In unserem Modell simulieren wir eine weniger stark abnehmende Wärmenachfrage, als im 2000-Watt-Szenario, da ein Zielwert auf Stufe Primärenergieeinsatz fehlt. Es wird angenommen, dass die Anforderungen an die Gebäudehülle für EFH und MFH im 1-Tonne- CO_2 -Szenario ausgehend vom Jahr 2010 bis ins Jahr 2050 um 45% verschärft werden.	In Anlehnung an die Ausführungen von Koschenz und Pfeiffer (2005) nehmen wir an, dass im 1-Tonne- CO_2 Szenario ca. die Hälfte der max. Einsparungen erreicht werden können. Somit kann der Nutzenergiebedarf für Warmwasser bis ins Jahr 2050 um ca. 8% gesenkt werden.	135% des Neubausstandards gem. 1-t- CO_2	Wie Neubausstandard

²⁴ Die Prognose des Rückgangs der Wärmenachfrage für das 1-Tonne- CO_2 -Szenario ist schwierig, da die Erreichung der Zielvorgabe von einer Tonne CO_2 pro Kopf vom jeweiligen Wärmebedarf *und* der Technologie zu dessen Bereitstellung abhängt. Deswegen können wir uns hier nicht auf die Energieperspektiven des Bundes stützen. Rein theoretisch könnten im 1-Tonne- CO_2 -Szenario schlecht isolierte Häuser mit elektrischen Wärmepumpen beheizt werden.

	Neubauten		Sanierungen	
	Raumwärme (Qh)	Warmwasser (Qww)	Qh	Qww
2000-Watt	Gemäss Szenario IV der Energieperspektiven, werden die Anforderungen an die Gebäudehülle bis 2035 gegenüber den geltenden Grenzwerten von SIA 380/1:2009 um mindestens 50% verschärft (BFE 2007a: S. 425). Hier wird davon ausgegangen, dass die Anforderungen an die Gebäudehüllen bis 2050 weiter verschärft werden, so dass eine Reduktion der Energiekennzahl für Raumwärme um 65% erreicht wird.	Wir gehen davon aus, dass im 2000-Watt-Szenario die maximale Reduktion des Energiebedarfs gemäss Koschenz und Pfeiffer nicht ganz erreicht werden kann und bei 12% liegt.	150% des Neubausstandards gem. 2000-Watt	Wie Neubausstandard
Maximal	Gemäss Koschenz und Pfeiffer (2005) beträgt der Raumwärmebedarf bei einem Gebäude mit «hoch optimierter Gebäudehülle» (S. 37) 17 MJ/m ² a EBF und Jahr (Bsp. eines EFH). Im Vergleich mit den Werten von SIA 380/1:2009 entspricht dies einer Reduktion des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme von ca. 90%.	Gemäss Koschenz und Pfeiffer (2005: 38/39) lässt sich der Nutzenergiebedarf beim Warmwasser auf maximal 42 MJ/m ² a senken. Dies entspricht einer Reduktion um 16%.	160% des Neubausstandards gem. Maximal	Wie Neubausstandard

Tabelle 11: Annahmen zur Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser für die vier Szenarien

Für die Berechnungen wird davon ausgegangen, dass die Standards ab 2015 im 5-Jahrestakt verschärft werden, so dass im Jahr 2050 die prognostizierten Werte erreicht werden. Für MFH und EFH wird ein Durchschnittswert der Kategorie Haushalte gebildet. Folgende Tabelle zeigt die resultierenden Energiekennzahlen pro Szenario.

Gebäude	Szenarien	Neubauten 2050		Sanierungen 2050	
		Qh (MJ/m ² *a)	Qww (MJ/m ² *a)	Qh (MJ/m ² *a)	Qww (MJ/m ² *a)
Haushalte (Durchschnitt MFH und EFH)	2010	159	63	209	63
	BAU	119	60	149	60
	1-Tonne-CO2	87	58	118	58
	2000-Watt	56	55	83	55
	Maximal	16	53	25	53
Dienstleistung	2010	126	25	166	25
	BAU	95	24	118	24
	1-Tonne-CO2	69	23	94	23
	2000-Watt	44	22	66	22
	Maximal	13	21	20	21
Industrie	2010	177	25	233	25
	BAU	133	24	166	24
	1-Tonne-CO2	97	23	131	23
	2000-Watt	62	22	93	22
	Maximal	18	21	28	21

Tabelle 12: Verwendete Energiekennzahlen für die Modellierung der zukünftigen Wärmenachfrage

Vollsanierungen, Teilsanierungen und geschützte Bauten

Die nächsten *Sanierungszeitpunkte* pro Teilgebiet hängen vom Baujahr der Gebäude sowie von der zugrunde gelegten szenariospezifischen Sanierungsrate ab. Im Rahmen des vorliegenden Projekts werden sowohl Vollsanierungs- wie auch Teilsanierungszeitpunkte bestimmt.

Für den Zeitraum 2010 bis 2050 werden für die Bestimmung der *Voll- und Teilsanierungen* die folgenden Sanierungsraten eingesetzt.

	Szenario BAU	Szenario 1-T-CO ₂	Szenario 2000-Watt	Maximalszenario
Vollsanierungen: Rate 2010-2050	1.2% (83 Jahre)	1.37% (73 Jahre)	1.55% (65 Jahre)	1.7 % (59 Jahre)
Teilsanierungs- zeitpunkte	In allen Szenarien wird angenommen, dass durchschnittlich nach 28 Jahren eine erste Teilsanierung und nach 42 Jahren eine zweite Teilsanierung stattfinden wird.			

Tabelle 13: Die verwendeten Sanierungsraten der vier Szenarien

Für die Berechnung der Sanierungszeitpunkte je Szenario wird die Zeit vor 2010 anders behandelt als die Zeit danach. Bis 2010 gilt eine «historische Sanierungsrate», die durch Massnahmen nicht mehr verändert werden kann. Diese gilt für alle Szenarien gleichermassen und wird hier mit der Rate des BAU-Szenarios gleichgesetzt (1.2%) Für den Zeitraum 2010 bis 2050 gelten die szenariospezifischen Sanierungsraten. Dieses Vorgehen führt dazu, dass z.B. ein Gebäude aus dem Jahr 1947 im Szenario BAU nach 83 Jahren, d.h. im Jahr 2030 vollsaniert wird. Im 1-Tonne-CO₂-Szenario wird das Gebäude nicht nach 73 Jahren, sondern nach 81 Jahren saniert, da die neue Sanierungsrate erst nach 2010 zur Anwendung kommt. Im 2000-Watt-Szenario liegt der Vollsanierungszeitpunkt dann in Jahr 2026 (79 Jahre) und im Maximalszenario im Jahr 2025 (78 Jahre). Diese Annahme führt dazu, dass die Szenarien, bezüglich Sanierungszeitpunkt, relativ nahe beieinander liegen. In Kapitel 9 wird analysiert, inwiefern eine andere Modellierung der Sanierungszeitpunkte die Resultate verändern würde. Der zum Zeitpunkt der Sanierung geltende Gebäudestandard ist entscheidend für die angenommene Energieeinsparung. Oben stehende Tabelle 12 zeigt die bis 2050 maximal erreichbaren Gebäudestandards.

Aus der Studie von Ott et al. (2005) geht hervor, dass es verschiedene Kombinationen von energetisch wirksamen *Teilsanierungsmassnahmen* gibt (wie beispielsweise Arbeiten an Fenstern, Fassade, Dach). Daher wird bei den Sanierungen zwischen Teilsanierungen und Vollsanierungen unterschieden. Gemäss Ott et al (2005) werden durchschnittlich nach 33 und 50 Jahren Sanierungsarbeiten vorgenommen. Im Vergleich zur historischen Rate energetischer Sanierungen werden somit nach einem Drittel und nach der Hälfte der Zeit bis zur Vollsanierung energetisch wirksame Arbeiten am Gebäude durchgeführt. Entsprechend der verkürzten Vollsanierungszeit im BAU-Szenario von 83 Jahren wird hier davon ausgegangen, dass nach 28 und 42 Jahren Teilsanierungen stattfinden werden. Da eine weitere Verkürzung dieser Teilsanierungszeitpunkte nicht plausibel erscheint, werden für alle Szenarien die gleichen Teilsanierungszeitpunkte verwendet. Die energetischen Wirkungen der Teilsanierungen werden im Abschnitt 4.2.2 beschrieben.

Für die energetische Wirkung der *Teilsanierungen* wird angenommen, dass der Wärmebedarf gegenüber dem Ausgangswert bei der ersten Teilsanierung um durchschnittlich ca. einen Drittel abnimmt (Annahme: Fensterersatz gemäss Ott et al. 2005): Wenn zum gleichen Zeitpunkt anstatt einer Teilsanierung eine Vollsanierung vorgenommen würde, könnte gemäss Ott et al. (2005) eine doppelt so hohe Einsparung erreicht werden. Bei der zweiten Teilsanierung kann der Wärmebedarf gegenüber dem Ausgangswert annäherungsweise um einen weiteren Viertel gesenkt werden (zusätzliche Sanierungsarbeiten an Dach und Fassade). Damit werden ca. 65% einer Vollsanierung erreicht (Ott et al. 2005).

Für *geschützte Bauten (Gebäude mit Auflagen zur Erhaltung der äusseren Bausubstanz)* wird angenommen, dass diese bei einer Sanierung rund 50% der energetischen Verbesserungen der anderen Gebäude erreichen.

Zubau an Neu- und Erweiterungsbauten

Für jedes Teilgebiet wird die *Zunahme des Energiebedarfs aufgrund von Neu- oder Erweiterungsbauten bzw. das Verdichtungspotenzial* geschätzt. Dieses entspricht der Differenz zwischen dem heutigen Überbauungsgrad und der durch die Ausnützungsziffer bestimmten maximal zulässigen Ausnützung des Teilgebietes. Dabei wird angenommen, dass in der Regel bis zu einem *Ausbaugrad von max. 85%* verdichtet wird (gemäss ARV können 15% der Grundfläche pauschal als Erschliessungsfläche gerechnet werden)²⁵. Im Gebiet Zürich Nord werden betreffend Verdichtungspotenzial konkrete Daten des ARV verwendet, welche die Geschossflächenreserven pro Teilgebiet ausweisen.

Um zu berechnen, wie stark der Energiebedarf pro Teilgebiet zunehmen wird, gehen wir davon aus, dass das gesamte Verdichtungspotenzial bis 2050 in vier Schritten ausgeschöpft wird (2015, 2025, 2035 und 2045).

3.2.2 Wirkungsgradverbesserungen

Infolge von Effizienzverbesserungen durch die Erneuerung von Heizsystemen und infolge der Auslastung der Wärmnetze wird sich der durchschnittliche *Wirkungsgrad* verändern.

Erdgasheizungen

In Anlehnung an die Szenarien der Energieperspektiven des BFE kann der Nutzungsgrad von *Erdgasheizungen* noch gesteigert werden: Ausgehend vom Bestandesdurchschnitt 2010 für den Nutzungsgrad von 91.1% für die Herstellung von Raumwärme und 71.8% für Warmwasser wird angenommen, dass die Nutzungsgrade des Bestandesdurchschnitts bis in das Jahr 2050 auf 96.5% resp. 78% steigen werden (Hofer 2007, S.96/110). Mit einer solchen Verbesserung nimmt der Energiebedarf bis ins Jahr 2050 um fast 7% ab.

²⁵ Mögliche Zonenänderungen werden nicht einbezogen. Im Gespräch mit den Verantwortlichen der Bauämter wurde deutlich, dass dazu keine Angaben gemacht werden können (politisch brisant). In Teilgebieten, in welchen der Ausbaugrad heute bereits über 85% liegt, wurde in der Regel keine Verdichtung angenommen.

Fernwärmesysteme

Bei *Fernwärmesystemen* werden gegenläufige Effekte erwartet: Einerseits werden technische Verbesserungen bei der Wärmeproduktion und der Wärmeübergabe zu einer Steigerung des Nutzungsgrades führen, andererseits wird eine abnehmende Energienachfrage zu einer schlechteren Auslastung des Netzes führen. Da es in allen Szenarien zu einer abnehmenden Wärmenachfrage kommt, könnten sich die aktuellen Nutzungsgrade insgesamt verschlechtern. Wegen der diesbezüglichen Unsicherheiten, nehmen wir bei allen Fernwärmesystemen bis ins Jahr 2050 *unveränderte Nutzungsgrade* an.

3.2.3 Kundenwahl beim Ersatz des Energiesystems und bei Neubauten

Für jedes Untersuchungsgebiet wird eine Annahme über die Entwicklung der *Wahl der KundInnen* für den Fall des Ersatzes eines Energiesystems und die Ausrüstung von Neubauten getroffen. Diese Wahl hängt im Wesentlichen von den folgenden Faktoren ab:

- Den Konkurrenzsystemen (Heizkosten, Investitionskosten und Energiepreisentwicklung)
- Der Energie- und Klimapolitik, insbesondere Förderprogrammen und Lenkungsabgaben sowie Anschlussverpflichtungen an Fernwärmesysteme mit erneuerbaren Energien
- Den energierechtlichen Anforderungen, beispielsweise Vorschriften analog dem heutigen Höchstanteil an nicht erneuerbaren Energieträgern

Die Wahl der KundInnen wird unter anderem anhand eines Heizkostenvergleichs verschiedener Systeme bestimmt (vgl. Kapitel 6). Dabei sind drei zu unterscheidende Ausgangspunkte zu beachten:

(a) Ersatz des Energiesystems bei Fernwärme- oder Gaskunden

Aufgrund der Analyse der Heizkostenentwicklung der verschiedenen Systeme (vgl. Kapitel 7) gehen wir beim Heizungsersatz davon aus, dass als Alternative zu den leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen vor allem Wärmepumpen mit Erdsonde («WP Erdsonde») in Frage kommen. Diese weisen konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten auf und versprechen in Zukunft relativ geringe Kostensteigerungen aufgrund steigender Energiepreise. Gegen einen Wechsel sprechen aber relativ hohe Investitionen und die Tatsache, dass Erdsonden nicht überall realisiert werden können. Zudem führen bei Erdgas sowie auch bei der Fernwärme vormals getätigte Anschlussinvestitionen dazu, dass die Absprungbereitschaft bestehender KundInnen relativ gering ist.

In Erdgasgebieten wird angenommen, dass ein wachsendes Bemühen zur Eindämmung der Klimaerwärmung sowie verschärfte politische Vorgaben dennoch die Bereitschaft zu wechseln erhöhen werden. Dies insbesondere dann, wenn Erdgas als fossiler Energieträger verstärkt unter Druck kommt und Vorschriften zur obligatorischen Nutzung erneuerbarer Energieträger eingeführt werden. Der Erdgaspreis könnte zudem stärker verteu-

ert werden als angenommen, wenn europaweit vermehrt Erdgas für die Stromproduktion nachgefragt wird. Hier wird angenommen, dass in allen Szenarien eine zunehmende Anzahl von ErdgaskundInnen zu anderen Energieversorgungssystemen wechseln wird. Die Beimischung von Biogas wird diesen angenommenen Trend abschwächen.

In Fernwärmegebieten wird angenommen, dass alle bestehenden KundInnen bleiben. Dies, weil eine Fernwärmelösung zur Nutzung von Abwärme oder erneuerbaren Energien aus energiepolitischer Sicht erwünscht ist (z.B. Anschlussverpflichtungen) und weil relativ hohe Investitionen in den Fernwärmeanschluss getätigt wurden. Es müssten erneut hohe Investitionen getätigt werden, um beispielsweise eine WP mit Erdsonde zu installieren. Folgende Tabelle fasst die getroffenen Annahmen zusammen.

Szenarien	Absprungrate		Annahmen / Bemerkungen
	2015	2050	
Erdgasgebiete			
Ohne Beimischung Biogas			
BAU	0% p.a.	20% p.a.	Lineare Zunahme in 5 Jahresschritten
Andere Szenarien (1-t-CO ₂ , 2000-W, Maximal)	0% p.a.	80% p.a.	Lineare Zunahme in 5 Jahresschritten. Aufgrund der Vorgabe, dass maximal 1-Tonne-CO ₂ pro Kopf ausgestossen werden darf, wird davon ausgegangen, dass Erdgas zu Heizungszwecken gegenüber anderen Lösungen massiv an Attraktivität einbüßen wird
Mit Beimischung Biogas:			
Alle Szenarien	0% p.a.	10% p.a.	Lineare Zunahme in 5 Jahresschritten.
Fernwärmegebiete			
Alle Szenarien	0% p.a.	0% p.a.	

Tabelle 14: Kundenwahl beim Ersatz des Erdgaskessels oder der Fernwärme-Hausstation. Die Prozentangaben beziehen sich auf den Energieabsatz bzw. die versorgten BGF und nicht auf die Anzahl der Anschlüsse.

(b) Ersatz der Wärmeversorgung bei individuellen Systemen in bestehenden Gebäuden

Es wird angenommen, dass in Gebieten mit *Erdgasversorgung* nur VerbraucherInnen mit Ölheizungen beim Heizungsersatz zu Erdgas wechseln. In *Fernwärmegebieten* gehen wir davon aus, dass alle heute noch nicht angeschlossenen Gebäude im Gebiet bei einem Heizungsersatz zur Fernwärme wechseln könnten.

Eine Wärmepumpenlösung ist wiederum die grösste Konkurrenz für die leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme. Diese profitieren aber davon, dass die Investitionen in Erdsonden relativ hoch sind und dass diese nicht überall realisiert werden können.

In Erdgasgebieten wird, wie unter Punkt (a) beschrieben, angenommen, dass Lösungen mit Erd- und Biogas gegenüber den Alternativen an Attraktivität einbüßen und deswegen immer weniger BesitzerInnen der zu ersetzenden Erdölheizungen zum Erdgas wechseln werden. Dies insbesondere dann, wenn zukünftig Erdgasheizungen nur noch in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern realisiert werden können.

In Fernwärmegebieten wird angenommen, dass anfänglich etwa gleich viele KundenInnen aus dem Bestand für einen Wechsel angeworben werden können wie beim Erdgas. Weil zudem Fernwärmelösungen zur Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien politisch in allen Szenarien erwünscht sind, soll dieser Anteil bis 2050 gehalten werden können. Da aus wirtschaftlicher Sicht nicht alle Nachfrager angeschlossen werden können, wird ein maximaler Anschlussgrad von 80 % vorausgesetzt.

Szenarien	Wechselrate bei Ersatz		Annahmen / Bemerkungen
	2015	2050	
Erdgasgebiete: Anschluss an Erdgas beim Heizungsersatz			
Ohne Beimischung Biogas			
BAU	40% p.a.	10% p.a.	Lineare Abnahme in 5 Jahresschritten.
Andere Szenarien (1-t-CO ₂ , 2000-W, Maximal)	40% p.a.	0% p.a.	Lineare Abnahme, wobei 0% schon im Jahr 2025 erreicht wird. Aufgrund der Vorgaben, dass maximal 1-Tonne-CO ₂ pro Kopf ausgestossen werden darf, wird davon ausgegangen, dass Erdgas zu Heizungszwecken gegenüber andern Lösungen massiv an Attraktivität einbüßen wird.
Mit Beimischung Biogas			
Alle Szenarien	40% p.a.	20% p.a.	Lineare Abnahme in 5 Jahresschritten.
Fernwärmegebiete: Anschluss an Fernwärme beim Heizungsersatz			
Alle Szenarien	40% p.a.	40% p.a.	

Tabelle 15: Anschluss an leitungsgebundene Systeme beim Ersatz eines individuellen Heizsystems im bisherigen Gebäudebestand. Die Prozentangaben beziehen sich auf den Energieabsatz bzw. die versorgten BGF und nicht auf die Anzahl der Anschlüsse.

(c) Wahl der Wärmeversorgung bei Neubauten

Bei den *Neubauten* wird entsprechend den Erfahrungen der vergangenen Jahre angenommen, dass Wärmepumpen in Gasversorgungsgebieten gegenüber Erdgas bevorzugt werden. Gemäss Angaben der Minergiestatistik heizen im Kanton Zürich rund 20% der Minergie-Neubauten mit Erdgas (<http://www.minergie.ch/gebaeudeliste.html>, Stand 21.7.2010). Es wird davon ausgegangen, dass dieser Wert als Näherung für die erdgas-beheizte Fläche der bis 2015 hinzukommenden Neubauten verwendet werden kann. Wegen gewissen Einschränkungen bei den alternativ einsetzbaren Systemen (Schutz zonen und Platz für Erdsonden, Preis und Platz bei Pellets) wird angenommen, dass dieser Anteil im BAU-Szenario mit Biogas in den weiteren Jahren stabil bleibt. Bei den anderen Szenarien wird der Anteil aufgrund von politischen Vorgaben abnehmen.

In Fernwärmegebieten wird angenommen, dass in allen Szenarien und zu allen Zeitpunkten rund 75% der Neubauten anschliessen werden, weil ein Anschluss für Neubauten zu ähnlichen Wärmegestehungskosten zu haben ist, wie bei den alternativen Systemen (vgl. Kapitel 7) und weil bei den Fernwärmelösungen erneuerbare Energien eingesetzt werden, so dass die politischen Vorgaben zum Höchstanteil nicht erneuerbarer Energieträger erfüllt werden.

Szenarien	Zuwachsrate (Neubauten)				Annahmen / Bemerkungen
	2015	2025	2035	2045	
Erdgasgebiete					
Mit Beimischung Biogas					
BAU	20%	20%	20%	20%	
Andere Szenarien (1-t-CO ₂ , 2000-W, Maximal)	20%	15%	15%	10%	Anteil ist geringer als im BAU, da die energiepolitischen Vorgaben fossile Energieträger verstärkt benachteiligen.
Ohne Beimischung Biogas					
BAU	20%	20%	15%	15%	Leichte Verschärfung gegenüber der Version mit Biogas.
Andere Szenarien (1-t-CO ₂ , 2000-W, Maximal)	20%	15%	10%	5%	Leichte Verschärfung gegenüber der Version mit Biogas.
Fernwärmegebiete					
Alle Szenarien	75%	75%	75%	75%	

Tabelle 16: Wahl des leitungsgebundenen Versorgungssystems bei den bis 2050 hinzukommenden Neubauten. Die Prozentangaben beziehen sich auf den Energieabsatz bzw. die versorgten BGF und nicht auf die Anzahl der Anschlüsse.

3.2.4 Klimaerwärmung

Aufgrund der *Klimaerwärmung* werden die durchschnittlichen Heizgradtage²⁶ bis 2050 abnehmen. In Anlehnung an Wokaun et al. (2007) und an die aktuellen Forschungsergebnisse des IPCC²⁷ gehen wir davon aus, dass bis ins Jahr 2050 mit einer Zunahme der mittleren Temperatur in der Schweiz um ca. 2.5°C zu rechnen ist. Mit diesem Temperaturanstieg sinkt einerseits der Heizenergiebedarf. Andererseits nehmen die warmen oder sehr heissen Sommertage zu und führen so zu einem Mehrverbrauch von Energie für die Klimatisierung von Räumen. Für den Verbrauch von Warmwasser sieht der Verlauf ähnlich aus: In den Wintermonaten sinkt der Verbrauch leicht, hingegen steigt der Verbrauch von Duschwasser in den warmen Sommermonaten wahrscheinlich etwas an. Ein geringer Mehrverbrauch ist auch bei den Kühl- und Gefriergeräten zu erwarten, welche höhere Temperaturdifferenzen zu bewältigen haben. Diese Effekte werden bei den Modellierungen nicht berücksichtigt.

Als Folge der Klimaerwärmung werden die Heizgradtage in der Heizperiode bis 2030 voraussichtlich um rund 11% und bis 2050 um 15% gegenüber dem Durchschnittswert 1984-2004 abnehmen (Wokaun et al. 2007, S. 98). Die Nachfrage nach Wärmeenergie in Wohnbauten wird infolge der Abnahme der Heizgradtage bis 2050 gegenüber der Referenzentwicklung²⁸ um 20% sinken (10% bis 2035). Im Dienstleistungssektor wird die Abnahme bis 2050 mit -18% als etwas geringer eingeschätzt.

²⁶ «Differenz zwischen der erwünschten mittleren Raumtemperatur (20°C) und der mittleren Aussentemperatur, summiert über aller Kalendertage mit T < 12°C» (Wokaun et al. 2007)

²⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Fourth Assessment Report; Climate Change 2007

²⁸ Entwicklung des Energiebedarfs ohne Abnahme der Heizgradtage bezogen auf das Mittel der Jahre 1984-2004.

	Entwicklung der Heizgradtage bis 2050	Entwicklung des Energiebedarfs für Raumwärme bis 2050
Dienstleistungen	-15% ggü. dem langjährigen Mittel der Jahre 1984-2004	-18% ggü. Referenzszenario
Haushalte		-20% ggü. Referenzszenario

Tabelle 17: Entwicklung der Heizgradtage sowie des Energiebedarfs bis 2050

Im vorliegenden Projekt wird für alle Bauten ein durchschnittlicher Rückgang des Wärmebedarfs um 20% angenommen.

3.2.5 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle zeigt einen Überblick über die Variablen, welche für die zukünftige Entwicklung der Wärmenachfrage relevant sind. Die unterschiedlichen Ausprägungen der Variablen definieren die vier Szenarien der Wärmenachfrage.

	Szenario BAU	Szenario 1-t-CO ₂	Szenario 2000-Watt	Maximalszenario
Sanierungsrate 2010-'50	1.2% (83 Jahre)	1.37% (73 Jahre)	1.55% (65 Jahre)	1.7 % (59 Jahre)
Neu- und Erweiterungsbauten	Das Verdichtungspotenzial wird bis 2050 in vier Schritten ausgeschöpft (2015, 2025, 2035 und 2045). In der Regel ist eine Verdichtung auf 85% des Ausbaugrades möglich.			
Gebäudestandard 2010	Qh: SIA 380/1:2009 minus 5% (Berücksichtigung von strengeren Standards wie Minergie und Minergie-P); Qww: SIA 380/1:2009			
Verschärfung der Mindestanforderungen bei Neubauten	Qh: - 25% bis 2050 Qww: - 4% bis 2050	Qh: - 45% bis 2050 Qww: - 8% bis 2050	Qh: - 65% bis 2050 Qww: -12% bis 2050	Qh: - 90% bis 2050 Qww: -16% bis 2050
Standard Sanierungen	Qh: 125% des Neubaustandards BAU Qww: Wie Neubaustandard	Qh: 135% des Neubaustandards 1-t-CO ₂ Qww: Wie Neubaustandard	Qh: 150% des Neubaustandards 2000-Watt Qww: Wie Neubaustandard	Qh: 160% des Neubaustandards Maximal Qww: Wie Neubaustandard
Teilsanierungen	Sanierungszeitpunkte: nach 28 Jahren und nach 42 Jahren Energetische Wirkung: 1. Teilsanierung 50%, 2. Teilsanierung: 65% einer Vollsanierung			
Wirkungsgradverbesserungen	Erdgas: Raumwärme: von heute durchschnittlich 91.1% auf 96.5% im Jahr 2050 Warmwasser: von heute durchschnittlich 71.8% auf 78% im Jahr 2050 Fernwärme: Keine Wirkungsgradverbesserungen			
KundInnenwahl bei Neubauten und dem Ersatz bestehender Heizsysteme	Bei der Fernwärme wurde angenommen, dass 75% der Neu- und Erweiterungsbauten im Versorgungsgebiet angeschlossen werden können und dass 40% aller GebäudebesitzerInnen, die zurzeit noch nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, beim Heizungersatz zur Fernwärme wechseln. Zusätzlich wird angenommen, dass die Fernwärme keine KundInnen verlieren wird. Bei den Erdgasgebieten wird im BAU-Szenario angenommen, dass anfänglich (bis 2015) rund 20% und dann im Jahr 2045 noch 15% der Neu- und Erweiterungsbauten angeschlossen werden. In den anderen Szenarien geht dieser Anteil bis 2045 auf 5% zurück. Bei einer Beimischung von Biogas wird angenommen, dass auch im Jahr 2045 noch 20% der Neubauten an Erdgas anschliessen werden. Beim Wechsel von Erdöl zu Erdgas wird davon ausgegangen, dass anfänglich 40% und dann im Jahr 2050 noch 10% der ÖlheizungsanliegerInnen zum Erdgas wechseln werden. Bei Biogasbeimischung wird dagegen angenommen, dass im Jahr 2050 20% zum Erdgas-Biogas-System wechseln werden.			

	Szenario BAU	Szenario 1-t-CO ₂	Szenario 2000-Watt	Maximalszenario
	Zusätzlich wird angenommen, dass bestehende Erdgas-KundInnen abspringen werden: Zunehmend von anfänglich 0% auf 20% der GasheizungssaniererInnen im Jahr 2050 im BAU-Szenario. In den anderen Szenarien wird davon ausgegangen, dass aufgrund der klimapolitischen Zielsetzungen im Jahr 2050 rund 80% der Erdgas-HeizungssaniererInnen abspringen werden. Mit Beimischung von Biogas steigt die Absprungrate in allen Szenarien von 0% (2015) auf 10% (2050).			
Klimaerwärmung	Infolge der Abnahme der Heizgradtage nimmt der Wärmebedarf gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050 um 20% ab.			

Tabelle 18 Die vier Szenarien im Überblick. Die Angaben zum Bedarf von Raumwärme und Warmwasser stellen die Veränderung gegenüber dem Bedarf um 2010 dar.

4 Entwicklung der Energieversorgung

Für die Abschätzung der künftigen Wärmeproduktion und der damit verbundenen Kostenentwicklung, werden die beim Energieversorger anfallenden Kosten für die Energiebereitstellung und die Energieverteilung erfasst und auf die künftige Wärmenachfrage umgerechnet. Wie schon bei der Wärmenachfrage, wird in einem ersten Schritt die Kostensituation bei den aktuellen Energieversorgungsstrukturen erhoben und in einem zweiten Schritt Annahmen über die zukünftige Entwicklung der kostenrelevanten Grössen getroffen.

4.1 Aktuelle Energieversorgung

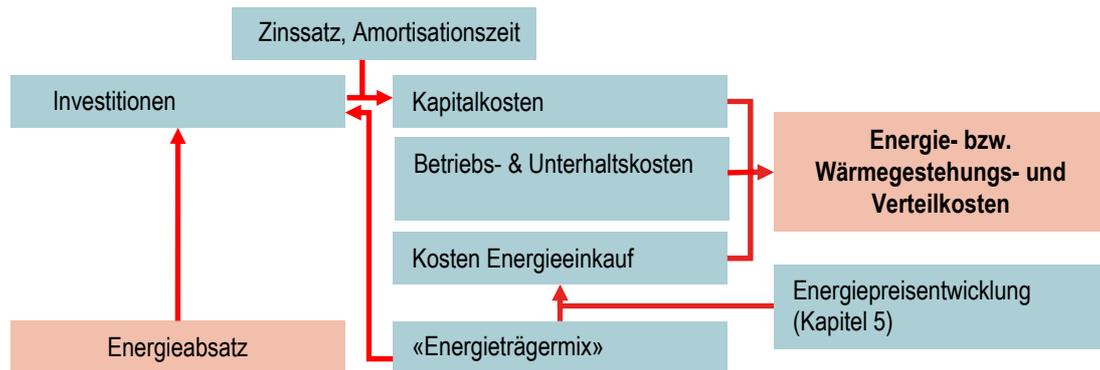
Bei Fernwärmesystemen werden die Kapitalkosten der Wärmeproduktionsanlagen, die Kosten für den Betrieb und Unterhalt sowie die jährlichen Kosten für den Energieträgereinkauf berücksichtigt. Der Wärmepreis ab KVA entspricht den Stromausfallkosten. Bei den Erdgassystemen werden die Kosten für den Energieträgereinkauf erfasst. Dabei wird die Beimischung von Biogas berücksichtigt. Die Kosten umfassen alle Vorstufen, d.h. auch Transportkosten, die auf der Ebene der Vorlieferanten anfallen.

Für die Energieverteilung werden bei Erdgas- und bei Fernwärmeversorgungen die Kosten für den Kapitaleinsatz (Investitionen, Zinsen und Amortisationen) sowie für den Betrieb und Unterhalt der Netze abgefragt und auf die abgesetzte Energiemenge umgelegt.

4.2 Zukünftige Energieversorgung

Folgende Grafik zeigt einen Überblick über die Einflussvariablen, die in die Modellierung der Kostenentwicklung mit einbezogen werden. Die drei Hauptkostenelemente sind die Kapitalkosten, die Kosten für den Energieeinkauf sowie die Kosten für Betrieb und Unterhalt, jeweils für die Energiebereitstellung und die Energieverteilung.

«Modellierung zukünftiger Kosten (Anlagen und Netze)»



econcept

Figur 13: Einflussfaktoren auf die Modellierung der zukünftigen Kosten für Energiebereitstellung und -verteilung. Der Energieabsatz wird gemäss Kapitel 3.2, die Energiepreise gemäss Kapitel 5 modelliert.

Für die Modellierung der künftigen Kostenentwicklung werden Annahmen über die Entwicklung der Kosten für den Kapitaleinsatz, für Betrieb und Unterhalt sowie über die zukünftig eingesetzten Energieträger inklusive deren Kosten getroffen.

4.2.1 Zukünftiger Energieträgermix

Die jährlichen *Kosten für den Energieträgereinkauf* sind abhängig vom Energieabsatz und den einzukaufenden Energieträgern. Für die Entwicklung der Energieträgerkosten bis 2050 werden zwei Energiepreisszenarien verwendet (vgl. Kapitel 5). Die aktuellen Energieträgerkosten werden von den befragten Energieversorgern übernommen.

Bei Erdgas und Fernwärme kann sich der «*Energieträgermix*», d.h. der Anteil verschiedener Energieträger an der Deckung des Energiebedarfs, verändern. Beim Erdgas betrifft dies die Beimischung von Biogas. Bei den Fernwärmesystemen betrifft dies das Zusammenspiel der Wärmeproduktionsanlagen. Da dies kostenrelevant ist, müssen Annahmen darüber getroffen werden, mit welchen Produktionsanlagen und Energieträgern die Wärmenachfrage in Zukunft gedeckt werden.

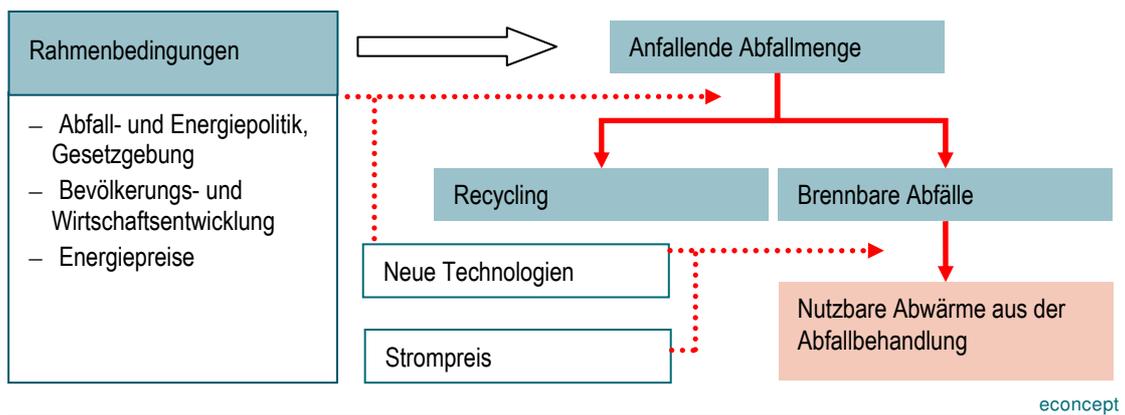
Die Beimischung von Biogas wird im Strategieteil dieses Berichts anhand von konkreten Absatz- und Preisprognosen von Erdgas Zürich untersucht²⁹. Im Rahmen der Fallstudien wird die Entwicklung mit und ohne Beimischung von Biogas aufgezeigt.

Bei den Fernwärmesystemen wird vom Grundsatz ausgegangen, dass neben einem fixen Anteil des jeweiligen Spitzendeckungssystems (mindestens 10%), die anfallende Abwärme (KVA und ARA) so vollständig wie möglich genutzt wird, bevor weitere Systeme zugeschaltet werden. Diese Annahme führt dazu, dass der Anteil der Abwärme bei einem Absatzrückgang stark zunehmen wird.

²⁹Der Biogasabsatz der EZ soll von heute ca. 15 GWh/a auf 2'000 GWh im Jahr 2050 gesteigert werden. Die Preise für das Biogas-Upgrade betragen zwischen 50 und 70 CHF/MWh

Da die nutzbaren Abwärmemengen wiederum vom zu verwertenden Input abhängen, d.h. von der Abfallbiomasse und deren Energieinhalt, müssen Annahmen darüber getroffen werden, wie sich die Inputs zukünftig entwickeln werden. Drei der Untersuchungsgebiete nutzen Abwärme aus Kehrichtverbrennungsanlagen, daher wird nachfolgend dargestellt, welche Faktoren für die Entwicklung der verfügbaren Abwärme ab KVA relevant sind.

«Wärmeproduktion ab KVA»



Figur 14: Einflussgrößen der nutzbaren Abwärme aus der Abfallbehandlung. Die Entwicklung der Energiepreise wird in Kapitel 5 beschrieben.

Verschiedene *Rahmenbedingungen*, wie z.B. das Wachstum von Bevölkerung und Wirtschaft beeinflussen die anfallende Abfallmenge. Die Gesetzgebung (wie z.B. das Depo- nierverbot oder Vorschriften zur Abfalltrennung) kann einen Einfluss auf die Abfallmenge haben, ebenso wie die Energiepolitik und die Energiepreise, die darauf hinwirken können, dass weniger Abfall produziert wird und eine Konkurrenz um energiereiche Abfälle entsteht. Je mehr Stoffe zurück gewonnen werden, desto weniger brennbare Abfälle werden anfallen. Im Jahr 2006 wurden rund 51% des anfallenden Abfalls rezykliert (Ammann 2007). Ein zusätzliches Prozent Recycling bedeutet gemäss Ammann (2007) einen Rückgang der Müllmengen in den KVA um etwa 270'000 Tonnen. Langfristige Trends zur Schliessung der Rohstoffkreisläufe werden die Recycling-Raten massiv erhöhen. Das Trennen von Stoffen wird künftig zunehmen. Somit wird einerseits die Menge der brennbaren Abfälle verkleinert, andererseits nimmt die Energiedichte des Abfalls ab.

Die Entwicklung *der brennbaren Abfallmengen* wird bis 2015 als konstant angenommen (Annahme des Bundesamtes für Umwelt in Amman 2007). Eine durch das wirtschaftliche Wachstum bedingte Zunahme dürfte durch die Separatsammlung kompensiert werden. Die nutzbare Abwärme ist neben der Menge von brennbaren Abfällen auch von der Ausnützung der Effizienzpotenziale in den Anlagen abhängig. Das heutige technische Potenzial zur Nutzung der Abwärme ab KVA in der Schweiz zeigt, dass eine Verdoppelung der Energieproduktion möglich ist (Ammann 2007). Dazu kommen neue Technologien, welche die nutzbare Wärme beeinflussen können. Auf der Kapazitätsseite geht das BAFU bis 2020 von einem konstanten Angebot aus (Schliessung von einzelnen Anlagen bei gleichzeitigem Neubau von anderen Anlagen BAFU 2008). Das BFE rechnet, dass ab

2020 Stromknappheit herrschen wird, wodurch der Druck auf die energetische Nutzung der Müllabwärme noch einmal ansteigen wird (Ammann 2007). Neue Technologien haben einen Einfluss auf die Rückgewinnung der Energie von Abfallprodukten und können so die Quoten der rezyklierten Stoffe erhöhen. Andererseits können vielleicht in Zukunft Stoffe zurück gewonnen werden, die heute noch verbrannt werden. Neue Technologien haben zudem einen Einfluss auf den Wirkungsgrad des Verbrennungsprozesses und somit auf die Menge nutzbarer Abwärme im Verhältnis zur anfallenden Menge an brennbaren Abfällen.

Für den betrachteten Zeitraum bis 2050 nehmen wir an, dass in den von uns untersuchten Gebieten (ausgenommen KVA Horgen, die um 2018 schliessen wird) die nutzbare Abwärme konstant bleiben wird, trotz des Trends generellen abnehmender brennbarer Abfälle. Die Entwicklung bei einzelnen Standorten hängt einerseits stark von deren Beschaffungsstrategie und der Schliessung von anderen Standorten ab. Andererseits können die zukünftigen technologischen Entwicklungen zu einer Erhöhung der Energienutzung führen. Da Zürich Nord und Basel dicht besiedelte Gebieten sind, wird angenommen, dass dort Bestrebungen zur Beschaffung und Verwertung von genügend Abfallmengen auch politisch unterstützt werden. Längerfristig nehmen wir aber an, dass die Abfallmengen und gleichzeitig die Energiedichte des Abfalls abnehmen werden (Rückgewinnung energetischer Stoffe in Separatsammlungen verringern die Energiedichte).

4.2.2 Kosten für den Kapitaleinsatz sowie für Betrieb und Unterhalt

Die Entwicklung der *Kapitalkosten* wird auf der Basis der Investitionen in die heutigen Produktions- und Verteilinfrastrukturen berechnet. Um die verschiedenen Systeme vergleichen zu können, wird generell derselbe reale Zinssatz von 3.5% verwendet. In der Regel wird angenommen, dass die Kapitalkosten bis 2050 etwa gleich hoch bleiben, da wegfallende Produktionsanlagen ersetzt werden müssen und wiederum in ähnlichen Zeiträumen amortisiert werden. Da diese Annahme bei einer stark zurückgehenden Wärmefachfrage nicht immer plausibel sein muss, wird bei einzelnen neu zu erstellenden Anlagen angenommen, dass diese kleiner dimensioniert werden können, was zu gewissen Investitionskosteneinsparungen führt. Auf Seite der Netze wird im gesamten Betrachtungszeitraum von gleichbleibenden Kapitalkosten ausgegangen, da eine Verkleinerung des Netzes detaillierte und gebietsspezifische Rückbaustrategien erfordern würde, d.h. es werden keine proportional abnehmenden Kapitalkosten unterstellt. Diese Annahme könnte aufgrund von Angaben der Energieversorger geändert werden, so dass auch Kostenentwicklungen in Abhängigkeit eines Netzurückbaus modelliert werden könnten.

Die *Kosten für Betrieb und Unterhalt* sowohl der Produktionsanlagen als auch der Verteilinfrastruktur werden als konstant angenommen.

Die Berechnungen zu den Energieversorgungsstrukturen wurden gemeinsam mit den Energieversorgern der Untersuchungsgebiete plausibilisiert, indem die für die Ausgangslage verwendeten Daten und die Resultate der Modellierungen überprüft wurden.

5 Entwicklung der Energiepreise

Für die Prognose der zukünftigen Energiepreise werden zwei Entwicklungen definiert. Die Trendentwicklung zeigt einen moderaten Anstieg der Energiepreise und stützt sich grösstenteils auf Szenario II der Energieperspektiven des Bundes ab. Die Hochpreisentwicklung basiert auf einer Preissteigerung von ungefähr 50% gegenüber dem Trend-szenario. Nachfolgend werden die Annahmen über die Entwicklung der Energiepreise je Energieträger im Detail erläutert. Die Preisangaben sind Endkundenpreise, d.h. allfällige Abgaben (CO₂ oder KEV) und Steuern sind inbegriffen.

5.1 Trendentwicklung

5.1.1 Erdöl

Im Rahmen der Energieperspektiven wurden die Auswirkungen von zwei Erdölpreisentwicklungen untersucht. In einen Fall wird davon ausgegangen, dass der Preis bis ins Jahr 2030 konstant bei 30\$/Fass verweilen wird (Preise 2003) und dann bis ins Jahr 2050 auf 50\$/Fass steigen wird. Im anderen Fall wird ab 2005 bis 2050 von einem konstanten realen Preis von 50\$/Fass ausgegangen (BFE 2007a). Die realen Preise von Elektrizität und Gas verlaufen gemäss den Grundannahmen der Energieperspektiven ähnlich konstant, wie die Erdölpreise.

Der den Energieperspektiven zugrunde gelegte reale Ölpreis von 30\$/Fass wurde von den Preisen in den letzten Jahren massiv überschritten. Allerdings gingen die Ölpreise in Folge der globalen Rezession nach 2008, ausgehend von einem sehr hohen Niveau, wieder stark zurück, um aktuell bei 80-90\$/Fass zu liegen (Ende 2010).

Die grossen Schwankungen des Ölpreises machen Vorhersagen der Preisentwicklung beim Erdöl äusserst schwierig. Um eine brauchbare Abschätzung erstellen zu können, wurden im Rahmen dieser Studie verschiedene Preis-Szenarien für Erdöl analysiert (vgl. nachfolgenden Exkurs). Diese zeigen, dass damit gerechnet werden kann, dass die Ölpreise weiterhin über den bis vor wenigen Jahren gewohnten Preisen liegen werden. Zwar gehen alle Szenarien davon aus, dass der Ölpreis im Jahr 2008 durchschnittlich überbewertet war und das Erdöl wieder billiger wird. Aber bei fast allen Szenarien steigen die Preise anschliessend wieder kontinuierlich an. Im Zeitpunkt des erneuten Preisanstieges und in der Steigerungsrate unterscheiden sie sich.

EXKURS: Szenarien der Ölpreisentwicklung

Annual Energy Outlook der EIA:

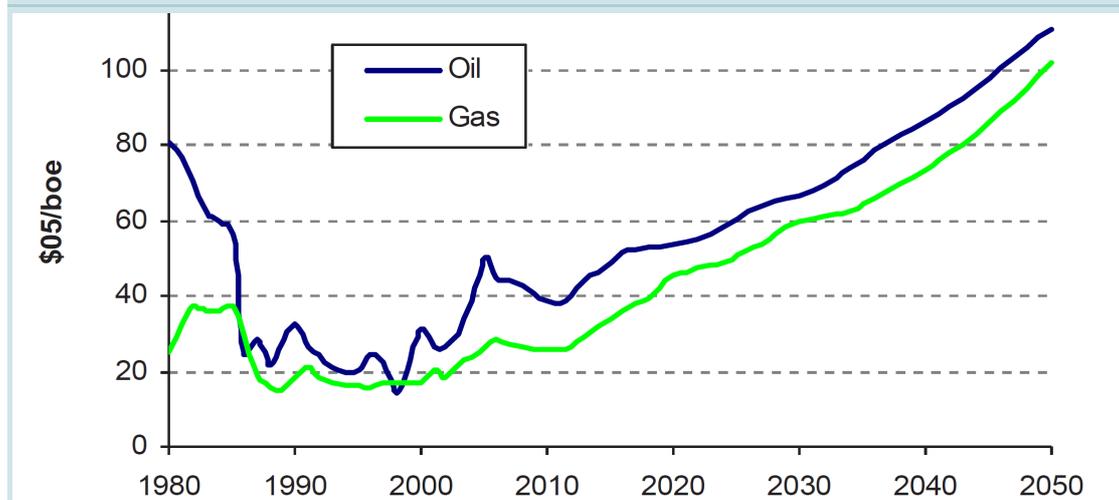
Auf der Basis des Annual Energy Outlooks 2007 der US Energy Administration Agency wird in der Studie «Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland» von einem realen Erdölpreis im Jahr 2030 von 59\$/Fass ausgegangen (zu Preisen von 2005). Für das Hochpreisszenario wird ein Erdölpreis von 75\$/Fass im Jahr 2030 verwendet (zu Preisen von 2005, McKinsey 2007).

Preise für Rohöl gemäss der Studie «Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland»:

In der Studie aus dem Jahr 2008 wird eine Entwicklung des Weltmarktpreises für Rohöl bis ins Jahr 2030 angegeben. Die Autoren gehen davon aus, dass der Preis im Jahr 2010 50\$/Fass betragen wird, im Jahr 2020 auf 47\$/Fass fallen und dann im Jahr 2030 auf 60\$/Fass ansteigen wird (alle Preise in realen Preisen von 2000). Bei einer linearen Fortschreibung des Preisanstieges der Jahre 2020, 2025 und 2030 bis ins Jahr 2050 würde ein Preis von ca. 86\$/ Fass resultieren (Jochem et al. 2008).

Szenario der europäischen Kommission:

Im World Energy Technology Outlook - 2050³⁰ der europäischen Kommission werden die Energiepreise mit Hilfe des POLES-Modells geschätzt. Der resultierende Ölpreis im EU-Szenario basiert in der kurzen Frist auf den Schwankungen der Kapazitätsauslastungen der Erdölförderländer und in der langen Frist auf den Ölreserven im Vergleich zum Verbrauch. So wird bis 2050 mit einem stetigen Anstieg des Öl-Preises bis auf 110\$ pro Fass gerechnet (in Preisen von 2005). Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass eine Kopplung zwischen Erdöl und Erdgaspreis bestehen bleibt (vgl. nachfolgende Figur).



Figur 15: Energiepreisszenario aus dem World Technology Outlook – 2050 der europäischen Kommission (Quelle: EC 2006)

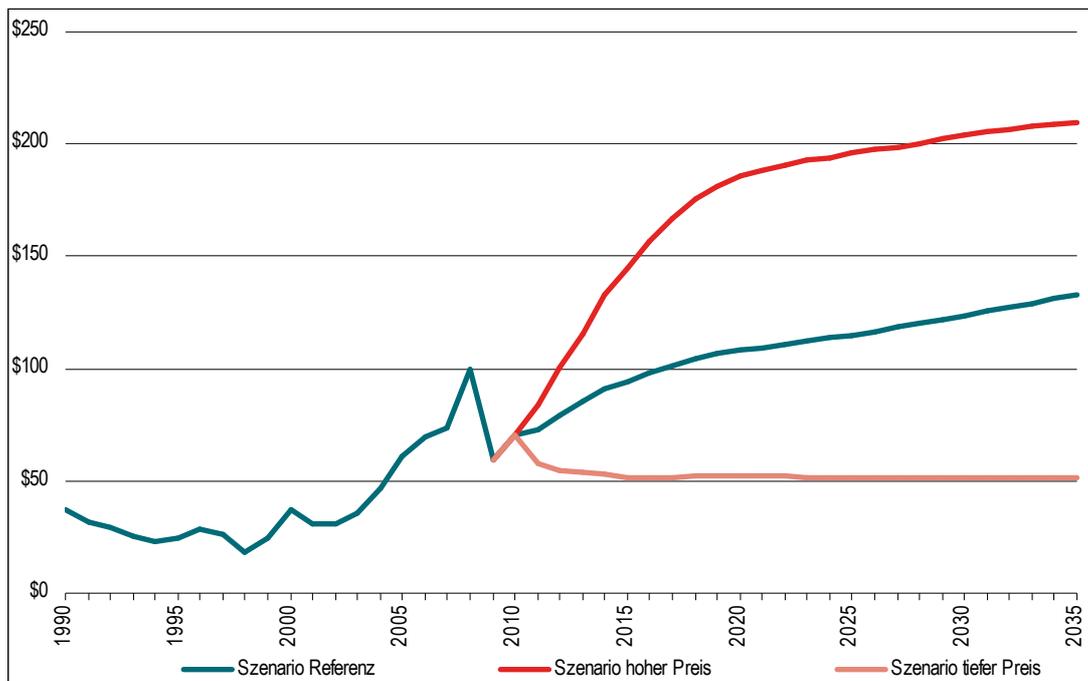
In der vorliegenden Studie wird mit einer Preisentwicklung gerechnet, die sich betreffend der zukünftigen Preise an den Studien von McKinsey (2007) und Jochem et al. (2008) orientiert. Die beiden Prognosen liegen mit 59 bzw. 60 \$/Fass (zu Preisen von 2005 bzw. 2000) im Jahr 2030 nahe beieinander³¹, insgesamt jedoch tiefer als die der Europäischen Kommission (EC 2006). Bei einer einfachen linearen Fortschreibung des Preisanstieges in Jochem et al. (2008) bis ins Jahr 2050 wird der Ölpreis dann bei etwa 86 \$/Fass liegen (Preisbasis 2000). Bei gleichzeitiger Umrechnung der Preisbasis auf das Jahr 2010 und des Barrel-Preises in CHF/100 Liter Heizöl extra leicht (HEL), resultiert ein Heizölpreis von ungefähr 100 CHF/100 Liter im Jahr 2050 (Preisbasis 2010)³². Der Preis des Jahres 2050 liegt somit rund 72% über dem im entsprechenden Szenario verwendeten Preis des Jahres 2010 (ca. 57.3 CHF(2010)/100 Liter). Die tatsächliche Preissteigerung gegenüber aktuellen Preisen ist geringer: Da wir als Ausgangswert im Jahr 2010 den tatsächlichen

³⁰ European Commission: World Energy Technology Outlook - 2050: WETO-H₂

³¹ Als Vergleich: Die für die Schweiz erstellte Studie von McKinsey & Company «Wettbewerbsfaktor Energie» (Mc Kinsey 2010) orientiert sich bei den Energiepreisszenarien an den Energieperspektiven des Bundes, Preisvariante 50 USD pro Barrel Rohöl (Preisbasis 2003), was nominal ca. 70 USD pro Barrel im Jahr 2020 entspricht. In der Studie «Swiss Greenhouse Gas Abatement Cost Curve» (Mc Kinsey 2009) wurden für die Ölpreise im Jahr 2030 zwei Preisszenarien betrachtet: ein «base case» von 52 pro Barrel und ein Hochpreisszenario von 100 pro Barrel.

³² Teuerung 2003 bis 2010 von 6.15% gemäss Landesindex der Konsumentenpreise (Umrechnung mit dem Faktor 1.0615)

durchschnittlichen Heizölpreis der Monate Januar bis Juni von 89.6 CHF/100 Liter (für eine Lieferung von 1'501-3'000 Liter gemäss Bundesamt für Statistik 2010) einsetzen, wird der Ölpreis bis 2050 gegenüber dem eingesetzten Wert im Jahr 2010 um 12% steigen. Das ist eine moderate Preissteigerung, wie ein Blick auf neuere Preisszenarien aus dem Jahr 2010 zeigt: Im Annual Energy Outlook 2010 finden sich drei neuere Preisszenarien mit deutlich höheren langfristigen Preisen im Referenz- und im Hochpreisszenario:



econconcept / EIA 2010

Figur 16: Durchschnittliche Rohölpreise in den drei Szenarien: «Referenz», «tiefer Preis» und «hoher Preis». Alle Preise real in 2008-US Dollars pro Barrel. Quelle: EIA 2010

Welche der besprochenen Szenarien realistischer sind, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen. Aktuelle politische Entwicklungen lassen aber das Tiefpreisszenario der EIA als wenig realistisch erscheinen. Gründe hierfür sind unter anderem: Die Nationalisierung der Erdölförderung in Russland und Bolivien, die geopolitische Situation im Nahen Osten und technischen Schwierigkeiten bei der Förderung von Tiefseevorkommen. Eine lineare Fortschreibung des Referenzszenarios würde grob geschätzt zu Preisen von ca. \$150/Barrel Rohöl führen. Dies würde nach der aktuell gültigen Umrechnungsformel ungefähr 175 CHF/100l Heizöl entsprechen. Dieser Vergleich zeigt, dass das in der vorliegenden Studie verwendete Referenzszenario mit einem Preisanstieg auf 100 CHF/100l sehr moderat ist.

Bei der Entwicklung der Energiepreise der anderen Energieträger gehen wir davon aus, dass diese grundsätzlich der prognostizierten Preisentwicklung beim Erdöl folgen werden. Die Begründung liegt darin, dass höhere Ölpreise Substitutionsprozesse zugunsten von anderen Energieträgern auslösen, was deren Preise in der Folge ebenfalls ansteigen lässt.

5.1.2 Erdgas

Für die Entwicklung der Erdgaspreise gehen wir analog zur Studie der Europäischen Kommission (EC 2006) davon aus, dass die Preiskopplung mit dem Erdölpreis in Zukunft bestehen bleibt. Zwar besteht zurzeit beim Erdgas aktuell eher eine Überschusssituation, die den Gaspreis tendenziell drückt. Die Entwicklung von neuen Fördertechniken wie Horizontal-Bohrungen («horizontal drilling»), hydraulische Rissbildung («hydraulic fracturing») oder der Nutzung von Schiefergasvorkommen («shale gas») führt zu einer vermehrten Nutzung lokaler Erdgasvorkommen, beispielsweise in den USA, Kanada und in China. Der Ausbau der LNG-Transport- und Verladekapazitäten sowie die Marktöffnungsbestrebungen werden aber die Erdgasmärkte in Zukunft liquider machen. Die Annahme, dass eine gewisse Kopplung der Erdöl- und Erdgaspreise andauern wird, erscheint unter diesen Umständen plausibel.

Bei der angenommenen Preissteigerung von 12%, steigt der Erdgaspreis im hier verwendeten Trendszenario von aktuell 8.99 Rp./kWh (Preis inkl. Pauschalen gemäss Erdgas 2010) auf 10 Rp./kWh im Jahr 2050.

Für die Beimischung von Biogas werden zusätzlich Perspektiven des Biogaspreises einbezogen. Dabei wird vom aktuellen Biogaspreismodell (Biogaspreis als Upgrade zum Erdgaspreis) der Erdgas Zürich AG ausgegangen. Der Upgrade beläuft sich im Jahr 2010 auf rund 7 Rp./kWh und soll nach einem Referenzszenario der Erdgas Zürich auf etwa 5 Rp./kWh im Jahr 2050 fallen. Die Art der Biogas-Preisberechnung müsste bei einem starken Ansteigen der Erdgaspreise geändert werden, da ansonsten unwahrscheinlich hohe Biogaspreise resultieren würden (Biogaspreis als autonomer Preis und nicht mehr als Upgrade zum Erdgaspreis).

5.1.3 Holz

Die Entwicklung der Holzpreise wird anhand der Analysen der Energieperspektiven, Szenario II geschätzt. Diese prognostizieren zwischen 2010 und 2035 einen Preisanstieg von 21%. Wenn dieser Anstieg linear fortgesetzt wird, resultiert im Jahr 2050 ein um ca. 38% höherer Holzpreis. Unter diesen Voraussetzungen wird der Holzpreis ausgehend vom Sterpreis 2010 von 110.6 CHF/Ster (Holzmarktkommission 2010) bis 2050 auf ca. 153 CHF/Ster steigen (zu Preisen von 2010). In Rp./kWh entspricht dies einem Preisanstieg von 7.2 Rp./kWh auf 9.95 Rp./kWh (gerechnet mit einem Energieinhalt von 1'540 kWh/Ster Fichte/Tanne).

5.1.4 Elektrizität

Bei der Entwicklung der Strompreise für die Haushalte gehen wir von einem durchschnittlichen Strompreis von 16 Rp./kWh im Jahr 2010 aus (gemäss Angaben des Preisüberwachers wird der durchschnittliche Strompreis für alle VerbraucherInnen im Jahr 2010 bei ca. 0.16 CHF/kWh liegen (EVD 2009)). Aufgrund der neueren Erkenntnisse betreffend die Wirkung der Strommarktliberalisierung auf die Strompreisentwicklung

nehmen wir an, dass die zeitliche Entwicklung des Strompreises eher dem Szenario III der Energieperspektiven folgen wird. Demnach wird ein Strompreisanstieg zwischen 2010 und 2035 von 50% prognostiziert (BFE 2007a). Wir gehen davon aus, dass in der Periode von 2035 bis 2050 die Strompreise nur noch moderat weitersteigen werden und setzen für das Jahr 2050 einen Strompreis von 30 Rp./kWh ein (Preisbasis 2010). Diese Überlegungen werden gestützt durch die Langfristszenarien für die Strompreisentwicklung bis 2060, welche das ewz im Rahmen des Projektes «Stromzukunft Stadt Zürich» durch enervis Deutschland untersuchen liess (ewz 2008, S. 63 ff.):

- **Basis-Szenario:** Zunahme Brennstoffpreis Gas bis 2050 um 50% bzw. 25% bei Kohle, Zunahme der CO₂-Kosten bis 2030 auf 33 €/t_{CO2} und danach eine lineare Zunahme, begrenzte Zunahme der Kuppelkapazitäten zwischen den Ländern (+0.5%/a) und daher von länderspezifischer Kraftwerksstruktur abhängige Marktpreise. Strom und Lastentwicklung gemäss BFE-Szenario II bis 2035, mit einer leichten Abnahme danach bis 2050, Teilausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. In der Schweiz werden die KKW nicht ersetzt, in Italien keine KKW; bei den Erneuerbaren vor allem Wind und Biomasse.
- **Szenario 1: Kernenergiefreundliches Europa:** Grundlastkapazitätsausbau mit (relativ kostengünstigen) KKW in D, I, CH möglich
- **Szenario 2: Kernenergieausbau in der Schweiz:** Ausbau Grundlastkapazitäten 2025, 2030 und 2040 mit KKW von je 1'600 MW, D und I bauen keine neuen KKW.
- **Szenario 3: Ausbau von Grundlastkapazitäten in Italien:** In Italien wird ein Teil der Gaskapazitäten durch zusätzliche Grundlastkraftwerke (auch KKW) ersetzt, maximal bis zum Umfang der Grundlastnachfrage von Italien.

Die Strompreisperspektiven (Marktpreise, d.h. Grosshandelspreise, noch ohne regionale und lokale Verteilung) liefern interessante Ergebnisse zur künftigen Strompreisentwicklung auf der Stufe der Grosshandelspreise:

- Für das Basis-Szenario von 2010 bis 2050 wird folgende Preisentwicklung erwartet:

Basis-Szenario	Peak-Preise	Base-Preise	Off-Peak-Preise	Einheit
2010	70	64	59	€/MWh
	10.5	9.6	8.9	Rp./kWh ³³
2050	110	104	100	€/MWh
	16.5	15.6	15	Rp./kWh

Tabelle 19: Entwicklung der Grosshandels-Strompreise im Basis-Szenario gemäss ewz 2008

- Ab 2015 wird ein deutlicher Anstieg der aktuellen Strompreise erwartet, welcher zu einer Annäherung an die italienischen und im Peak-Preis-Bereich an die deutschen Grosshandelspreise führen wird.

³³ Bei einem Kurs von 1.5 CHF/€

- Die Peak-Preise sind in allen untersuchten Szenarien ähnlich. Bei den Base-Preisen und noch etwas stärker bei den Off-Peak-Preisen sind die Preissteigerungen bis 2050 geringer als beim Basis-Szenario, am deutlichsten bei Szenario 2 Kernenergieausbau Schweiz: Base-Preis 2050 14.1 Rp./kWh, Off-Peak-Preis 12.5 Rp./kWh.
- Gemäss diesen Szenarioüberlegungen würde der Ausbau der Kernenergie in der Schweiz sowie der Grundlastkapazitäten in Italien mässigend auf die Strompreisentwicklung in der Schweiz wirken.

5.2 Hochpreisentwicklung

Um die Auswirkungen höherer Energiepreise aufzeigen zu können, weisen wir die Sensitivität «Energiepreis hoch» aus, die sich an den Preisentwicklungen des Szenario IV der Energieperspektiven orientiert (BFE 2007a: 415ff). Szenario IV entspricht in etwa einer Entwicklung in Richtung 2000-Watt- oder 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft und basiert grundsätzlich auf einem Rohölpreis, der ab 2011 gegenüber dem in Szenario III angenommenen Rohölpreis von 50 \$/Fass (real) verdoppelt wird. Die Verdoppelung gegenüber den angenommenen 50 \$/Fass erfolgt in Szenario IV durch eine vollständig rückerstattete Energieabgabe. Für die hier vorgenommenen Untersuchungen kann es offen bleiben, ob diese Verdoppelung eine Folge gestiegener Erdölpreise, einer Energieabgabe oder einer Kombination von beiden ist.

Auch die Preisentwicklung von Erdgas, Holz und Elektrizität wird anhand von Szenario IV der Energieperspektiven bestimmt. Tabelle 20 im folgenden Abschnitt enthält die Prognose der Preisentwicklung für die Sensitivität mit hohen Energiepreisen.

5.3 Zusammenfassung der angenommenen künftigen Preisentwicklungen

Die folgende Tabelle enthält die für die vorliegende Studie verwendeten Annahmen für die Entwicklung der beiden Energiepreisszenarien für alle Untersuchungsgebiete.

Energiepreis-szenarien	Energieträger	Einheit	2010	2020	2035	2050	Quelle
Energiepreis TREND (zu realen Preisen von 2010)	HEL	Rp./kWh	8.96	9.22*	9.61	10.0	Eigene Abschätzung auf Basis von McKinsey (2007) und Jochem et al. (2008)
	Erdgas	Rp./kWh	8.99	9.25*	9.64	10.03	Eigene Abschätzung auf Basis von BFE 2007a (Szenario II) und der Prognose der Ölpreisentwicklung. Biogas-Upgrade-Preis gemäss Erdgas Zürich AG.
	Biogas (Up-grade)	Rp./kWh	7	6	5	5	
	Holz	CHF/Ster Rp./kWh**	110.6 7.18	121.3* 7.88	137.3 8.91	153.3 9.95	Eigene Abschätzung auf Basis von BFE 2007a (Szenario II) und der Prognose der Ölpreisentwicklung
Elektrizität	Rp./kWh	16	19.2*	24	30	Eigene Abschätzung auf Basis von BFE 2007a (Szenario III)	
Energiepreis HOCH (zu realen Preisen von 2010)	HEL	Rp./kWh	8.96	14.16	14.45	15.0	BFE 2007a (Szenario IV) plus Abschätzung econcept für 2050
	Erdgas	Rp./kWh	8.99	14.21	14.5	15.05	Eigene Abschätzung auf Basis von BFE 2007a (Szenario IV). Biogas-Upgrade-Preis gemäss Erdgas Zürich AG.
	Biogas (Up-grade)	Rp./kWh	7	9	7	7	
	Holz	CHF/Ster Rp./kWh**	110.6 7.18	132.9* 8.63	166.2 10.8	199.6 12.96	Eigene Abschätzung auf Basis von BFE 2007a (Szenario IV)
Elektrizität	Rp./kWh	16	25*	35*	41	Eigene Abschätzung auf Basis von BFE 2007a (Szenario IV)	

Tabelle 20: Entwicklung der Energiepreise (zu realen Preisen von 2010) für die beiden Energiepreissensitivitäten

* Entgegen den Annahmen der zitierten Studien, gehen wir davon aus, dass die Preise in den Jahren 2010-2020 nicht fallen werden. Bei den Strompreisen gehen wir von einem weniger schnellen Anstieg aus (wie in den Energieperspektiven, Szenario III).

** Bei 1'540 kWh/Ster

6 Wärmegestehungskosten verschiedener Heizsysteme

Neben der Entwicklung der Wärmenachfrage und der Angebote der Energieversorger, hängt die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme auch von der Entwicklung der konkurrenzierenden Individualsysteme ab. Daher werden nachfolgend die Jahreskosten aus Kundensicht von Heizöl-, Erdsonden-, Pellets-, Erdgas- und Fernwärmeheizungen verglichen und im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen untersucht. Es werden jeweils der Fall einer Heizungssanierung und der eines Neubaus betrachtet.

6.1 Heizkostenvergleich bei einer Heizungssanierung

Für das Beispiel der Heizungssanierung wird der Ersatz einer Ölheizung in verschiedenen Gebäuden betrachtet. In der folgenden Tabelle werden vier Heizkostenvergleiche aus unterschiedlichen Quellen präsentiert.

Sanierung einer Ölheizung								
Quelle	Objekt- daten	Kosten	HEL	WP Erdsonde	Pellets	Erdgas	Fern- wärme	Einheit
ebl 2010 (Investitionen inkl. Förderbeiträge)	EFH, 180 m ² , 1980 Liter HEL/a, 8.1 kW	Investitionen	16'313	38'875	26'483	18'375		CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	1'050	2'434	1'704	1'182		CHF/a
		Unterhaltskosten	725	100	725	575		CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	1'772	938	1'667	1'699		CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	3'547	3'471	4'096	3'456		CHF/a
		%	103%	100%	119%	100%		%
Wärmebedarf 18.0 MWh/a		Wärmegestehungskosten	197	193	227	192		CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94		CHF/MWh
erdgas 2010 und erdgas innerschwyz 2010	EFH, 2100 Liter HEL/a	Investitionen	15'000	39'000	28'000	12'000	20'600	CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	965	2'441	1'802	772	972	CHF/a
		Unterhaltskosten (inkl. Raumbedarf)	799	335	874	463	330	CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	1'879	994	1'768	1'802	1'881	CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	3'643	3'770	4'443	3'037	3'183	CHF/a
		%	120%	124%	146%	100%	105%	%
Wärmebedarf 19.1 MWh/a		Wärmegestehungskosten	191	197	233	159	167	CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94	98	CHF/MWh
Fernwärme Zürich 2008 (ohne Ertrag aus Raumgewinn)	MFH, 800 m ² , 123 MWh/a, 72 kW	Investitionen	76'500	254'107	155'075	88'675	93'610	CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	4'922	15'907	9'978	5'706	4'418	CHF/a
		Unterhaltskosten	1'102	974	1'589	1'389	3'713	CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	12'096	6'400	11'380	11'597	12'107	CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	18'120	23'281	22'947	18'692	20'237	CHF/a
		%	100%	128%	127%	103%	112%	%
Wärmebedarf 123.0 MWh/a		Wärmegestehungskosten	147	189	187	152	165	CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94	98	CHF/MWh
Woerz 2009	MFH, 700m ² , 9'500 Liter HEL/a, 35 kW	Investitionen	40'000	120'000	69'500	36'500		CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	2'574	7'512	4'472	2'349		CHF/a
		Unterhaltskosten	1'120	555	1'149	825		CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	8'502	4'498	7'998	8'151		CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	12'195	12'565	13'619	11'325		CHF/a
		%	108%	111%	120%	100%		%
Wärmebedarf 86.5 MWh/a		Wärmegestehungskosten	141	145	158	131		CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94		CHF/MWh
Berechnungsannahmen			HEL	WP Erdsonde	Pellets	Erdgas	Fern- wärme	Einheit
Wirkungsgrad			91%	308%	85%	95%	95%	%
Mittlere Abschreibungsdauer			23	24	23	23	40	Jahre
Verzinsung			3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	%
Energiekosten 2010			89.60	160.00	78.48	89.90	93.13	CHF/MWh

Tabelle 21: Heizkostenvergleich (normalisiert) bei Sanierung einer Heizungsanlage gemäss vier unterschiedlichen Quellen. Die Variante mit den jeweils tiefsten Jahreskosten ist grau hinterlegt.

Die Berechnung der Kapital- und Energiekosten wurde normalisiert, d.h. in allen Vergleichen werden je Heizungstyp dieselben Energiekosten, Annuitäten, Amortisationsdauern und Wirkungsgrade verwendet (vgl. unterste Zeilen der obigen Tabelle).

Aufgrund der gezeigten Heizkostenvergleiche kann keine definitive Aussage zum kostengünstigsten Heizsystem gemacht werden. Es ist aber auffallend, dass Pelletheizungen in allen Vergleichen höhere und Erdgasheizungen bei fast allen Vergleichen tiefere Jahreskosten als die anderen Systeme aufweisen. In einem Vergleich ist die Wahl einer Ölheizung am kostengünstigsten und in einem anderen ist eine Erdsonde etwa gleich günstig wie eine Erdgasheizung. Ansonsten werden die Jahreskosten von Erdsonden um 11 %- bis 37 %-Punkte höher eingestuft als die jeweils günstigsten Systeme. Die Nutzung von Fernwärme ist im Vergleich von Fernwärme Zürich (2008) um 12 %-Punkte teurer als die HEL-Heizung; im Vergleich von Erdgas (2010) liegt die Fernwärmenutzung noch 5 %-Punkte über dem günstigsten System.

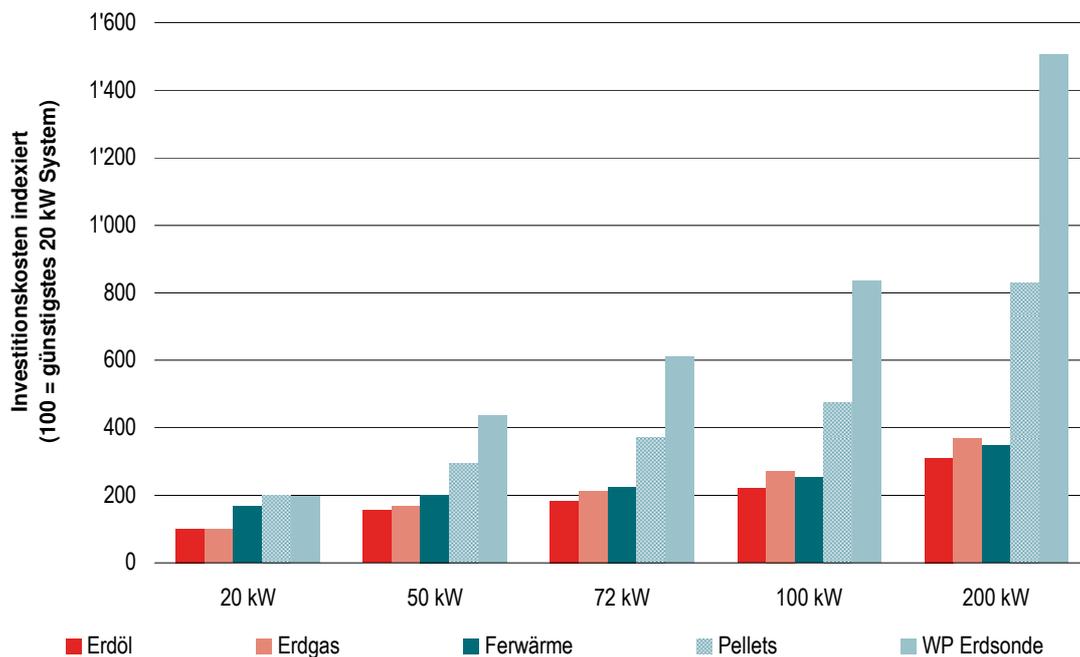
Die Kostenvergleiche zeigen, dass bei den fossilen Systemen die Energiekosten den Hauptanteil der Jahreskosten ausmachen. So sind es bei Heizöl und Erdgas je nach Quelle 49% bis zu 72% der Jahreskosten. Bei der Fernwärme dominieren ebenfalls die Energiekosten mit ca. 60% der Jahreskosten. Bei Pelletheizungen liegen die Energiekosten näher bei den Kapitalkosten und bei Erdsonden machen die Kapitalkosten zwischen 60% und 70% der Jahreskosten aus.

Die *zukünftige Entwicklung der Wärmegestehungskosten* bei abnehmendem Wärmebedarf hängt einerseits von der Entwicklung der Energiepreise (inkl. allfälliger Abgaben) bzw. der Tarife bei Erdgas und Fernwärme ab. Andererseits ist die Entwicklung der Investitionskosten von Relevanz. Dabei spielen vor allem allfällige energiepolitische Vorgaben zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie von Abwärme und noch unausgeschöpfte technische Potenziale zur Verbesserung der Systeme eine Rolle.

Für eine Abschätzung der Entwicklung der Wärmegestehungskosten bei abnehmendem Wärmebedarf und steigenden Energiepreisen kann berechnet werden, wie sich die Wärmegestehungskosten bei einer Redimensionierung des Heizsystems verändern werden. Dabei fallen aber auch die Investitionskosten ins Gewicht: Je stärker der Rückgang der Investitionskosten bei einer Redimensionierung der Heizung, desto geringer der Anstieg der Wärmegestehungskosten. Dieser Effekt ist umso stärker, je grösser der Anteil der Investitionskosten an den Wärmegestehungskosten ist.

Folgende Figur zeigt den Zusammenhang von Investitionskosten und Heizleistung für die untersuchten Systeme gemäss einer Auswertung von Fernwärme Zürich (2008) für die Wärmeerzeugung und Warmwasseraufbereitung. Die Tatsache, dass bei Wärmepumpen die Investitionskosten den wichtigsten Teil der Wärmegestehungskosten ausmachen und sich die Investitionen bei einer Redimensionierung deutlich verringern lassen, deutet auf geringe Verteuerungen hin. Bei der Fernwärme und den fossilen Systemen werden die Kapitalkosten bei einer Redimensionierung des Heizsystems nicht gleich stark abnehmen, wie der Heizleistungsbedarf. Der Anteil der Kapitalkosten an den Wärmegestehungskosten wird bei diesen Systemen zunehmen.

«Investitionskosten in Abhängigkeit der Heizleistung»



econcept

Figur 17: Investitionskosten in Abhängigkeit der Heizleistung für sechs Heizsysteme im Jahr 2008 (Datenquelle: Heizkostenvergleich von Fernwärme Zürich 2008). Ein ähnlicher Zusammenhang zwischen Heizleistung und Investitionskosten ergibt sich auch aus den Heizkostenvergleichen in Tabelle 21.

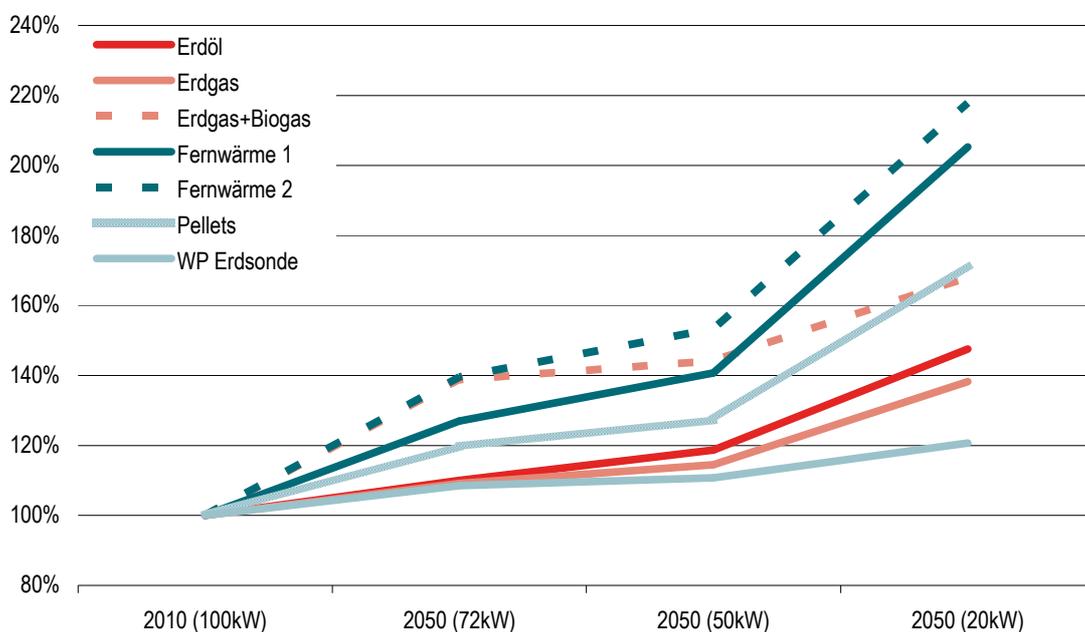
Die gezeigten Werte sind als Richtwerte zu verstehen, da die tatsächlichen Investitionskosten für Heizsysteme aufgrund der Marktsituation und der spezifischen Verhältnisse bei dem zu beheizenden Objekt stark schwanken können³⁴. Ein ähnlicher Zusammenhang zwischen Heizleistung und Investitionskosten ergibt sich auch, wenn die Investitionskosten der Quellen in Tabelle 21 verwendet werden.

Für die Abschätzung der Entwicklung der zukünftigen Kosten wird wie folgt vorgegangen: Ausgegangen wird pro System von einer Heizungsleistung von 100 kW im Jahr 2010. Um die zukünftige Entwicklung abschätzen zu können, wird für das Jahr 2050 aufgrund des Rückgangs des Wärmebedarfs eine reduzierte Heizleistung von 72 kW, 50 kW oder 20 kW angenommen. Für die Berechnung der dann geltenden Gestehungskosten werden die Fixkosten pro Leistungsklasse unverändert übernommen und die Energiekosten neu berechnet. Dafür wird vereinfachend angenommen, dass erstens die Reduktion der Heizleistung der Reduktion der Wärmenachfrage entspricht (die Wahl der Heizleistung hängt aber auch von anderen Faktoren, wie z.B. der gewünschten Aufheizzeit ab). Zweitens

³⁴ Die angegebenen Investitionskosten gelten für monovalente Systeme und wurden von einem dafür spezialisierten Ingenieurbüro ermittelt. Für jedes Heizsystem sind umfassende Daten erhoben worden: Anschlussgebühr und Hausstation mit Heizgruppe bei der Fernwärme, Sanierung Tankanlage und Ölkessel mit Brenner bei Ölfuerungen, Anschlusskosten und Erdgaskessel mit Brenner beim Erdgas, Erdsondenbohrungen, Verbindungsleitungen und Graben sowie Wärmepumpe bei Erdsonden, Pelletsilo inkl. Zusatzraum, Siloaustragung und Transportanlage sowie Pelletkessel für Pellets. Zudem wurden für jedes Heizsystem die Kosten für die Demontage der alten Wärmeerzeugung, für Heizleitungen mit Dämmung und Zubehör, für Montage, Inbetriebnahme, für Elektro- und Sanitärarbeiten sowie die Planung berücksichtigt.

wird eine Verbesserung der Wirkungsgrade der Systeme berücksichtigt³⁵ und drittens werden die zukünftig geltenden Energiepreise gemäss den Angaben in Kapitel 5 übernommen. Für die Tarifenwicklung bei der Fernwärme werden zwei Beispiele gerechnet. Im Beispiel «Fernwärme 1» erfolgt eine Steigerung auf 130% im Trend- und auf 150% im Hochpreisszenario, im Beispiel «Fernwärme 2» eine Steigerung auf 140% im Trend- und auf 170% im Hochpreisszenario. Beim Erdgas wird eine Steigerung der Preise auf 130% resp. 179% verwendet (ohne Beimischung Biogas). Mit einer Biogasbeimischung von 55% steigen die Preise auf 166% im Trend- und 226% im Hochpreisszenario.

«Indexierte Entwicklung der spez. Wärmegestehungskosten bei einer Redimensionierung des Heizsystems von 100 kW (2010) auf 72kW, 50kW und 20kW im Jahr 2050; Energiepreise TREND»



econcept

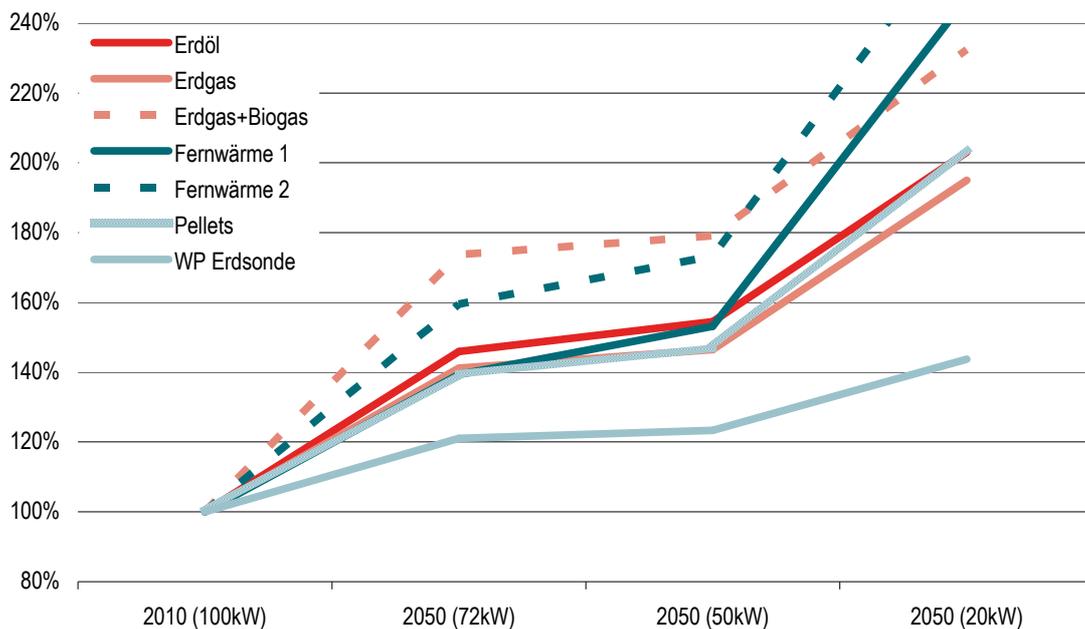
Figur 18: Entwicklung der spezifischen Wärmegestehungskosten (Rp./kWh) beim Ersatz einer 100 kW Heizung (Ausgangslage im Jahr 2010) durch Leistungen von 72, 50 oder 20 kW im Jahr 2050 für verschiedene Heizsysteme (Energiepreise TREND 2050)

Bei der Trendentwicklung der Energiepreise führt eine Redimensionierung des Heizsystems bei der Erdsondenlösung zum geringsten Anstieg der spezifischen Wärmegestehungskosten. Dies vor allem dann, wenn der Wärmebedarf stark sinkt (von 100 kW auf 20 kW). Auch beide fossile Systeme zeigen einen relativ geringen Anstieg der spez. Gestehungskosten. Eine Beimischung von Biogas führt zu einem stärkeren Anstieg der spezifischen Kosten. Wegen des relativ hohen Fixkostenanteils bleibt der Kostenanstieg bei einer Erdsonden-WP trotz einer Steigerung des Elektrizitätspreises auf 187% geringer als

³⁵ Für die Berechnungen wird angenommen, dass der Wirkungsgrad der Fernwärme unverändert bleibt. Bei Erdgas und beim Erdöl wird angenommen, dass der Wirkungsgrad von 95% auf 100% resp. von 91% auf 95% gesteigert werden kann. Der Wirkungsgrad einer Pelletfeuerung wird von 85% auf 90%, der von Erdsonden von 308% auf 450% und der von Luft-Wärmepumpen von 232% auf 310% gesteigert.

bei Erdgas. Die beiden Fernwärmelösungen weisen jeweils grosse Kostensteigerungen auf, vor allem dann, wenn eine starke Redimensionierung vorausgesetzt wird. Dies hat u.a. damit zu tun, dass die Investitionskosten mit abnehmender Heizleistung nur wenig zurückgehen (vgl. Figur 17). Somit wird eine Redimensionierung der Heizleistung die Position der Fernwärmelösungen relativ zur Konkurrenz der Wärmepumpe und der Pellets tendenziell verschlechtern. Nachfolgende Figur zeigt die Hochpreisentwicklung.

«Indexierte Entwicklung der spez. Wärmegestehungskosten bei einer Redimensionierung des Heizsystems von 100 kW (2010) auf 72kW, 50kW und 20kW im Jahr 2050; Energiepreise HOCH»



econcept

Figur 19: Entwicklung der spezifischen Wärmegestehungskosten (Rp./kWh) beim Ersatz einer 100 kW Heizung (Ausgangslage im Jahr 2010) durch Leistungen von 72, 50 oder 20 kW im Jahr 2050 für verschiedene Heizsysteme (Energiepreise HOCH 2050)

Bei der Hochpreisentwicklung zeigt sich ein anderes Bild: Die fossilen Systeme weisen bei der ersten Redimensionierungsstufe einen höheren Anstieg der spezifischen Kosten auf als Erdsonden, Fernwärme und Pellets. Beim Erdgas liegt der Kostenanstieg etwa in der gleichen Höhe wie bei den Pellets. Die Beimischung von Biogas führt beim Erdgas dazu, dass bei der ersten Redimensionierungsstufe die höchsten Kostensteigerungen zu verzeichnen sind. Beim ersten Fernwärmesystem sind die Kostensteigerungen etwa gleich stark wie bei den fossilen Systemen, wobei die kleineren Leistungen dann stärkere Kostensteigerungen aufweisen. Das zweite Fernwärmesystem weist ähnlich hohe Steigerungen auf, wie die Kombination von Erdgas und Biogas. Diese Auswertungen zeigen, dass bei der «Energiepreissensitivität hoch» die fossilen Systeme an Konkurrenzfähigkeit verlieren. Ebenso wird deutlich, dass eine sehr starke Verringerung der Heizleistung sich

zu Ungunsten der Fernwärme auswirkt (vorausgesetzt, die Investitionskosten bleiben auf dem Stand von heute).

In allen Fällen wirken sich die Energiepreissteigerungen zu Gunsten von Wärmepumpen aus. Daher wird angenommen, dass beim Heizungsersatz nicht mehr als 40% der BesitzerInnen in Fernwärmegebieten an das Wärmenetz anschliessen werden. In Erdgasgebieten ist ein Anschluss ans Erdgasnetz aus Sicht der Entwicklung der Gesteungskosten attraktiver als weiterhin mit Erdöl zu heizen. Auch hier sind aber Wärmepumpen eine starke Konkurrenz, weswegen wir davon ausgehen, dass diese zusammen mit den anderen Erneuerbaren mehr als die Hälfte der «Ölheizungssanierer» für sich gewinnen können. Dieser Anteil nimmt mit fortlaufender Zeit zu, da der Anstieg der spezifischen Kosten von Wärmepumpenlösungen im Vergleich geringer ausfallen und da politische Vorgaben zum Klimaschutz in allen Szenarien die Attraktivität der Nutzung von Abwärme, Umweltwärme und erneuerbaren Energien steigern werden.

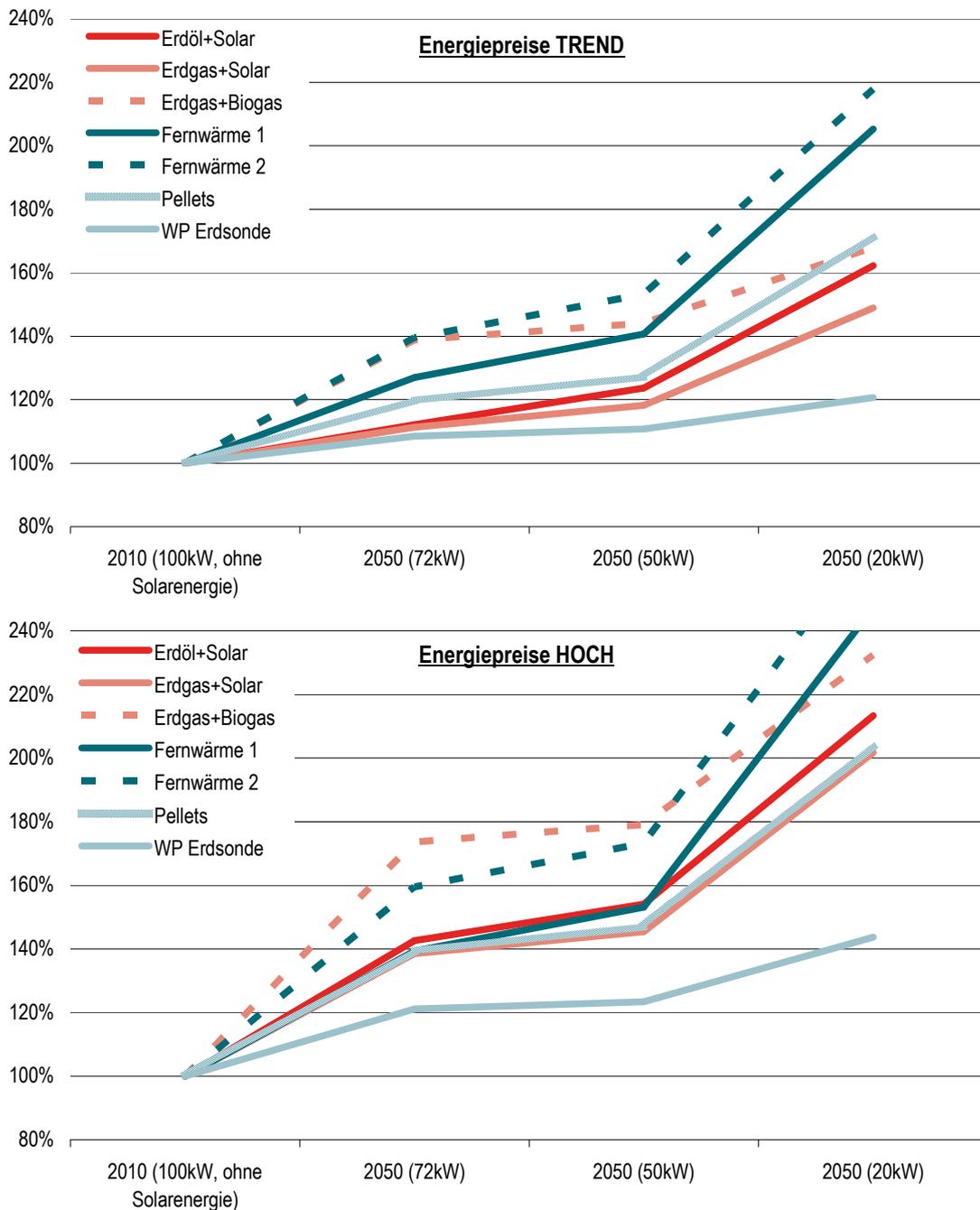
Bei grösseren Heizleistungen, d.h. bei einer Redimensionierung einer Heizung mit höherer Leistung, sieht die Situation ähnlich aus, nur steigen die spezifischen Kosten nicht gleich stark an, wie im oben gezeigten Fall.

Bei gleichzeitig ändernden Investitionskosten, insbesondere bei einer Verbilligung kleiner Heizsysteme, kann sich das gezeigte Bild der Wärmegestiegungskostenentwicklung stark verändern. Für die zukünftige Entwicklung wird es entscheidend sein, inwiefern die verschiedenen Heizsysteme weitere Senkungen der Investitionskosten realisieren können. Eine Prognose der Entwicklung der Investitionskosten der einzelnen Systeme ist schwierig vorzunehmen, da bis 2050 grosse technische Neuerungen zu erwarten sind.

Als vielleicht wichtigster Einflussfaktor können politische Vorgaben genannt werden. Neben einer allfälligen weiteren Verteuerung fossiler Energieträger mittels Abgaben spielen vor allem Vorschriften für die Nutzung erneuerbarer Energien eine Rolle. So müssen beispielsweise in Basel-Stadt bei Neubauten mindestens 50% des Warmwasserbedarfs mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dies lässt fossile Systeme nur noch in Kombination mit erneuerbaren Energien zu und verteuert so deren Gesteungskosten. Wenn Vorschriften analog dem heutigen Höchstanteil an nicht erneuerbaren Energieträgern bei Neubauten (MuKE n § 10a) auch bei Sanierungen eingeführt würden, stiegen die Jahreskosten von fossilen Systemen ebenfalls stärker an. Folgende Figur zeigt die Gesteungskostenentwicklung für den Fall, dass die fossilen Systeme in Kombination mit Solarenergie realisiert werden müssen (zu heute geltenden Investitionskosten), wiederum für die Trendentwicklung der Energiepreise und das Hochpreisszenario³⁶.

³⁶ Für die Berechnung der Kosten der Nutzung der Solarenergie wird angenommen, dass ein System zur Deckung von ca. 50% des Warmwasserbedarfs installiert wird.

«Indizierte Entwicklung der spez. Wärmegestehungskosten bei einer Redimensionierung des Heizsystems von 100 kW (2010) auf 72kW, 50kW und 20kW im Jahr 2050, bei gleichzeitiger Nutzung erneuerbarer Energien»



econcept

Figur 20: Entwicklung der spezifischen Wärmegestehungskosten (Rp./kWh) für sechs Heizsysteme bei gleichbleibenden Fixkosten unter Berücksichtigung künftiger Vorschriften zur gleichzeitigen Nutzung erneuerbarer Energien (Energiepreise TREND 2050 oben, Energiepreise HOCH 2050 unten)

Diese Auswertungen zeigen, dass politische Vorgaben für die Nutzung erneuerbarer Energien die Präferenzen von «Heizungssanierern» in der beschriebenen Tendenz verstärken würden.

Eine Beimischung von Biogas könnte dazu führen, dass Erdgassysteme in Zukunft bei einer Anwendung der Regelung zum Höchstanteil an nicht erneuerbaren Energieträgern nicht unter Druck kommen. Der Anstieg der Wärmegestehungskosten ist jedoch durch die deutlich höheren Energiepreise grösser als bei der Nutzung von Solarenergie. Der Vorteil von Biogas liegt jedoch zu einem grossen Teil darin, dass dieses ohne zusätzliche Investitionen eingesetzt werden kann. Es ist zum heutigen Zeitpunkt jedoch unklar, ob mit einer Beimischung von Biogas die politischen Vorgaben erfüllt werden können. Ein Entscheid diesbezüglich ist noch ausstehend.

6.2 Heizkostenvergleich bei Neubauten

Bei Neubauten zeigt der Heizkostenvergleich von ebl (2010), dass politische Vorgaben die fossilen Systeme stark verteuern können. Wie bereits erwähnt schreiben die Bauvorschriften in Basel-Stadt vor, dass mindestens 50% des Brauchwarmwassers erneuerbar hergestellt werden müssen. Deswegen wird im folgenden Fall eines Neubaus die Kombinationen Erdgas und Solar, sowie Heizöl und Solar mit den anderen Systemen verglichen.

Neubau								
Quelle	Objekt-daten	Kosten	HEL+ Solar	WP Erdsonde	Pellets	Erdgas+ Solar	Fern-wärme	Einheit
ebl 2010 (Investitionen inkl. Förderbeiträge)	EFH, 180 m ² , 1458 Liter HEL/a, 5.04 kW	Investitionen	40'000	34'200	27'750	38'500		CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	2'574	2'141	1'786	2'477		CHF/a
		Unterhaltskosten	875	100	725	725		CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	1'362	721	1'281	1'306		CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	4'811	2'962	3'792	4'508		CHF/a
		%	162%	100%	128%	152%		%
Wärmebedarf 13.9 MWh		Wärmegestehungskosten	347	214	274	325		CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94		CHF/MWh
erdgas 2010 und erdgas innerschwyz 2010)	Gleicher Fall, wie Sanierung, Komb. mit Solar	Investitionen	31'000	39'000	28'000	28'000	20'600	CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	1'995	2'441	1'802	1'802	972	CHF/a
		Unterhaltskosten (inkl. Raumbedarf)	808	335	874	590	330	CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	1'879	994	1'768	1'802	1'881	CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	4'682	3'770	4'443	4'193	3'183	CHF/a
		%	147%	118%	140%	132%	100%	%
Wärmebedarf 19.1 MWh		Wärmegestehungskosten	245	197	233	219	167	CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94	98	CHF/MWh
Fernwärme Zürich 2008	MFH, 1000 m ² , 140 MJ/a, 39 MWh/a, 31 kW	Investitionen	91'681	120'864	98'530	85'816	76'878	CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	5'899	7'566	6'340	5'522	3'628	CHF/a
		Unterhaltskosten	886	800	1'350	1'150	2'583	CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	4'720	2'498	4'441	4'526	4'725	CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	11'506	10'864	12'131	11'197	10'936	CHF/a
		%	106%	100%	112%	103%	101%	%
Wärmebedarf 48.0 MWh		Wärmegestehungskosten	240	226	253	233	228	CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94	98	CHF/MWh
Woerz 2009	Gleicher Fall, wie Sanierung, Komb. mit Solar	Investitionen	57'800	120'000	69'500	54'300		CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	3'719	7'512	4'472	3'494		CHF/a
		Unterhaltskosten	1'106	555	1'135	825		CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	8'502	4'498	7'998	8'151		CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	13'327	12'565	13'605	12'470		CHF/a
		%	107%	101%	109%	100%		%
Wärmebedarf 86.5 MWh		Wärmegestehungskosten	154	145	157	144		CHF/MWh
		...davon Energiekosten	98	52	93	94		CHF/MWh
Berechnungsannahmen			HEL+ Solar	WP Erdsonde	Pellets+ Solar	Erdgas+ Solar	Fern-wärme	
Wirkungsgrad			91%	308%	85%	95%	95%	%
Mittlere Abschreibungsdauer			23	24	23	23	40	Jahre
Verzinsung			3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	%
Energiekosten 2010			89.60	160.00	78.48	89.90	93.13	CHF/MWh

Tabelle 22: Heizkostenvergleich (normalisiert) bei Neubauten gemäss vier verschiedenen Quellen. Die Variante mit den jeweils tiefsten Jahreskosten ist grau hinterlegt. Die beiden türkis hinterlegten Beispiele zeigen den gleichen Fall wie bei einer Heizungssanierung, beziehen jedoch die Nutzung der Solarthermie mit ein.

Die beiden fossilen Systeme weisen nun höhere Jahreskosten aus, als Fernwärme- und Wärmepumpenlösungen. Die vier Quellen zeigen die gleiche Tendenz. Bei Pelletfeuerungen ergibt sich ein nicht eindeutiges Bild. Bei einer Quelle weisen sie tiefere Gestehungskosten als die beiden fossilen Systeme auf, bei den anderen Quellen schneiden Erdgas und Solar teilweise besser ab. Bei Woerz (2009) ändern sich die Werte nur wenig gegenüber dem Fall ohne Solarenergie.

In *Zukunft* können sich diese Muster aufgrund der steigenden Energiepreise und möglicher Verschärfungen der Anforderungen an den Höchstanteil nicht erneuerbarer Energieträger zu Ungunsten der (teil)fossilen Systeme weiterentwickeln. Bezüglich der Entwicklung der Wärmegestehungskosten bei abnehmenden Heizleistungen können die Auswertungen beigezogen werden, die für den Fall von Heizungssanierungen und die Kombination von fossilen Systemen mit der Solarenergienutzung gemacht wurden (vgl. Figur 20).

Bei der Heizungswahl bei Neubauten kann davon ausgegangen werden, dass Fernwärmelösungen attraktiv sind, sowohl im Allgemeinen wie auch in den Szenarien, die eine vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien einbeziehen. Deswegen wird angenommen, dass es in Fernwärmegebieten gelingen kann einen Grossteil der Neubauten anzuschliessen. Die stärkste Konkurrenz wird in Fernwärmegebieten künftig von Wärmepumpenlösungen zu erwarten sein.

Erdgasgebiete sind einer stärkeren Konkurrenz ausgesetzt, da eine Nutzung von Erdgas in Kombination mit erneuerbaren Energien die spezifischen Gestehungskosten erhöhen wird. Wärmepumpenlösungen vermögen bei tendenziell tieferen Gestehungskosten die (allfälligen) politischen Vorgaben besser zu erfüllen. Schon heute zeigt der Trend, dass Wärmepumpenlösungen bei Neubauten sehr beliebt sind. Erdsonden dürfen aber aufgrund von Schutzbestimmungen nicht überall eingesetzt werden.

Wie bereits im Fall der Heizungssanierung beschrieben, ist es unklar, ob die Beimischung von Biogas die Stellung von Erdgassystemen verbessern kann. Dies hängt neben der Bereitschaft der KundInnen, dafür höheren Energiepreise zu zahlen, vor allem davon ab, ob eine Beimischung für die Erfüllung der politischen Vorgaben akzeptiert wird. Der Kostenanstieg bei einer Redimensionierung der Heizung wird durch eine Beimischung von Biogas aufgrund des generell hohen Anteils der Energiekosten deutlich erhöht.

7 Zusammenfassung der Resultate der Fallstudien

In diesem Kapitel werden die Resultate der durchgeführten Erhebungen sowie der Modellierungen zu den Perspektiven des Wärmebedarfs, des Energieabsatzes und der spezifischen Kosten der Energieversorger präsentiert. In den Anhängen A-1 und A-2 sind die Resultate sowie die Systemabgrenzungen der untersuchten Fernwärme- und Erdgasgebiete im Detail dargestellt. In Kapitel 8 werden dann die spezifischen Kosten für die WärmenutzerInnen (spezifische Kosten der Wärmeabgabe an das Verteilsystem eines Gebäudes) der leitungsgebundenen Systeme mit denjenigen der drei konkurrenzierenden Individualsysteme Ölheizung, Wärmepumpe mit Erdsonde und Pelletheizung verglichen.

7.1 Fernwärmegebiete

7.1.1 Zusammenfassende Übersicht der Resultate

Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Resultate der durchgeführten Fallstudien mit Fernwärmeversorgung zusammen.

Wichtige Kenngrössen	Zürich Nord	Basel	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf	
Allgemeines							
BGF 2008 (m ²)	6'619'329	11'357'114	582'279	30'872	110'340	13'257	
Spezifische Anschlussleistung (kW/Tm)	2.04	2.95	1.94	1	0.79	0.42	
Durchschnittliche Bebauungsdichte 2008 (m ² BGF/m ² Gebietsfläche)	0.76	1.55	0.83	0.34	0.44	0.5	
Durchschnittliche Energienachfrage 2008 (kWh/m ² Gebietsfläche)	119	267	122	52	74	44	
Durchschnittliches flächengewichtetes Baujahr	1960	1930	1971	1972	1967	2007	
Anteil schützenswerter Bauten (% der BGF 2008)	4.5% ³⁷	21.6% ³⁸	0%	0%	0%	0%	
Verdichtungspotenzial bis 2050 (in % der BGF von 2008)	43.5%	11.4%	10.7%	18.5%	23.0%	0%	
Berechneter Anschlussgrad 2008 (% des theoretisch möglichen Absatzes)	40%	50%	52%	62%	43%	76%	
Energiebedarf der Gebäude							
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2008 (MJ/m ² BGF)	562	626	525	556	600	319	
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2050 (MJ/m ² BGF)	BAU	269 (-52%)	331 (-47%)	336 (-36%)	264 (-53%)	360 (-40%)	283 (-11%)
	1-Tonne-CO2	224 (-60%)	307 (-51%)	250 (-52%)	251 (-55%)	283 (-53%)	261 (-18%)
	2000-Watt	209 (-63%)	279 (-55%)	230 (-56%)	239 (-57%)	169 (-72%)	234 (-27%)
	Maximal	181 (-68%)	260 (-58%)	207 (-61%)	157 (-72%)	143 (-76%)	196 (-39%)

³⁷ Anteil inventarisierte Gebäude

³⁸ Gebäude in Schutz- und Schonzonen. Der Anteil schützenswerter Bauten ist in Basel höher als in Zürich, weil grosse Teile des Zentrums von Basel mit Fernwärme versorgt werden.

Wichtige Kenngrössen		Zürich Nord	Basel	Horgen	Russikon	Greifensee	Mönchalt-dorf
Perspektiven des Wärmeabsatzes							
Absatz 2050 (in % von 2008)	BAU	67%	62%	69%	52%	74%	80%
	1-Tonne-CO2	56%	59%	51%	49%	58%	74%
	2000-Watt	53%	55%	48%	48%	34%	68%
	Maximal	48%	54%	45%	32%	31%	59%
Perspektiven der Kosten							
Anteil der spez. Verteilkosten 2008 (% der spez. Gesamtkosten 2008)		42.6%	34.5%	30.2%	45.2%	27.3%	36.5%
Anteil der spez. Verteilkosten 2050 (% der spez. Gesamtkosten 2050)	BAU	48.5%	37.2%	18.1%	49.3%	30.5%	38.2%
	1-Tonne-CO2	57.5%	37.3%	22.0%	49.9%	31.3%	38.6%
	2000-Watt	60.5%	37.9%	23.1%	50.3%	32.4%	39.2%
	Maximal	62.8%	38.4%	23.9%	54.9%	32.7%	40.0%
Spezifische Produktionskosten 2050 (in % von 2008)	BAU	119%	142%	285%	164%	115%	116%
	1-Tonne-CO2	98%	150%	297%	168%	142%	123%
	2000-Watt	92%	157%	301%	170%	226%	132%
	Maximal	91%	157%	304%	209%	253%	146%
Spezifische Verteilkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	150%	160%	145%	193%	135%	125%
	1-Tonne-CO2	179%	170%	194%	202%	172%	135%
	2000-Watt	189%	182%	209%	209%	290%	148%
	Maximal	209%	186%	221%	308%	327%	169%
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	132%	149%	243%	177%	121%	119%
	1-Tonne-CO2	133%	157%	266%	183%	150%	127%
	2000-Watt	133%	166%	273%	188%	244%	138%
	Maximal	142%	167%	279%	254%	273%	155%
Energiepreise TREND	BAU	154%	182%	331%	192%	125%	136%
	1-Tonne-CO2	151%	192%	353%	198%	154%	144%
	2000-Watt	150%	202%	360%	203%	248%	155%
	Maximal	150%	204%	366%	268%	277%	173%
Energiepreise HOCH	BAU	154%	182%	331%	192%	125%	136%
	1-Tonne-CO2	151%	192%	353%	198%	154%	144%
	2000-Watt	150%	202%	360%	203%	248%	155%
	Maximal	150%	204%	366%	268%	277%	173%
Art der Gebäude (Wohnen / Industrie / Dienstleistung)							
2008: W/ I/ DL (Anteil BGF in %)		34/33/33	80/1/19	49/34/17	57/0/43	56/2/42	100/0/0
2050: W/ I/ DL(Anteil BGF in %)		43/23/34	81/1/18	50/31/19	56/0/44	55/2/42	100/0/0

Tabelle 23: Übersicht über die Kennzahlen der Fernwärmegebiete.

Die Ergebnisse zeigen, dass die untersuchten Gebiete in der Tendenz einen ausgeprägten Rückgang der Energienachfrage sowie des Energieabsatzes und einen Anstieg der spezifischen Kosten, insbesondere der Verteilkosten, aufweisen. Bei genauer Betrachtung zeigen sich aber recht unterschiedliche Ausprägungen bei beiden Entwicklungen, die mit den Eigenheiten der untersuchten Gebiete erklärt werden können. Etwas überraschend werden schon im Szenario BAU Absatzrückgänge von bis zu -48% erwartet. Ob in der Realität diese Reduktionen stattfinden werden, hängt von der tatsächlichen Renovationstätigkeit (Sanierungsrhythmus) und insbesondere von deren energetischer Quali-

tät ab (hier wurde gemäss Kapitel 3.2.5 angenommen, dass die Sanierungen jeweils 125% (Szenario BAU) bis 160% (Szenario Maximal) des Neubaustandards des jeweiligen Szenarios erreichen). Nachfolgend werden die Entwicklungen in den Untersuchungsgebieten vergleichend besprochen.

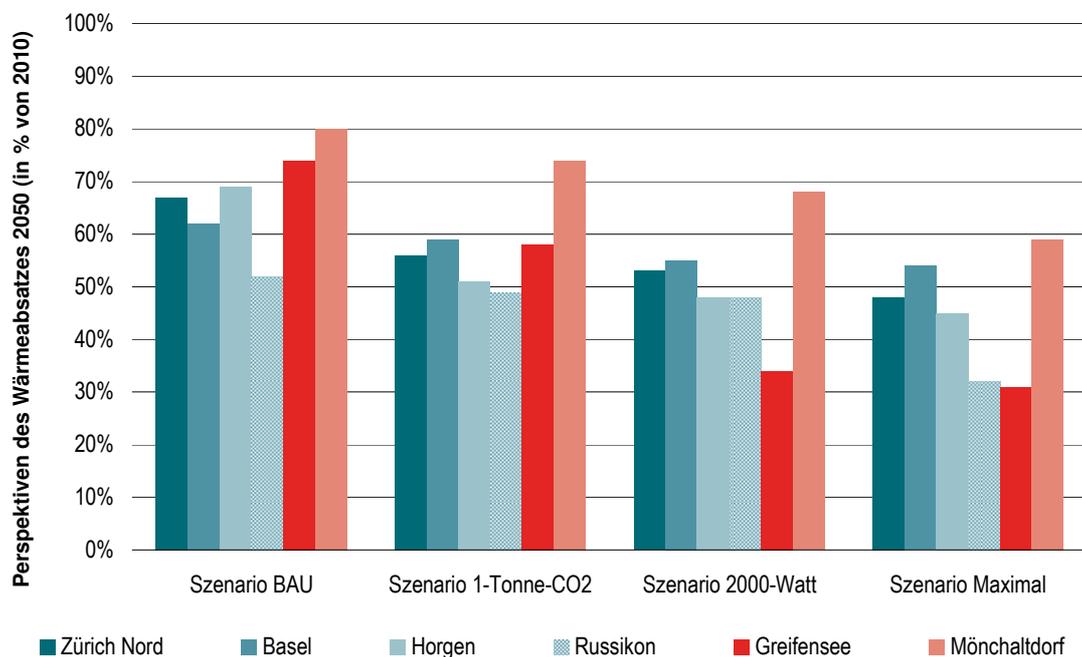
7.1.2 Entwicklung des Wärmeabsatzes

Der zukünftige Wärmeabsatz in den Untersuchungsgebieten wird

- (a) durch die Entwicklung der (energiepolitisch beeinflussten) Energienachfrage der Gebäude,
- (b) die Annahmen über die (von den Energiepreisen, den Gesteungskosten und den energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängige) Wahl der KundInnen beim Heizungersatz und
- (c) das vorhandene Verdichtungspotenzial bestimmt.

Die folgende Figur zeigt den berechneten Energieabsatz in den Fernwärmegebieten im Jahr 2050 in Abhängigkeit von den vier definierten Szenarien.

«Wärmeabsatz in den Untersuchungsgebieten mit Fernwärme für die vier Szenarien im Jahr 2050»



econcept

Figur 21: Wärmeabsatz im Jahr 2050 in Prozent des Absatzes im Ausgangsjahr 2010

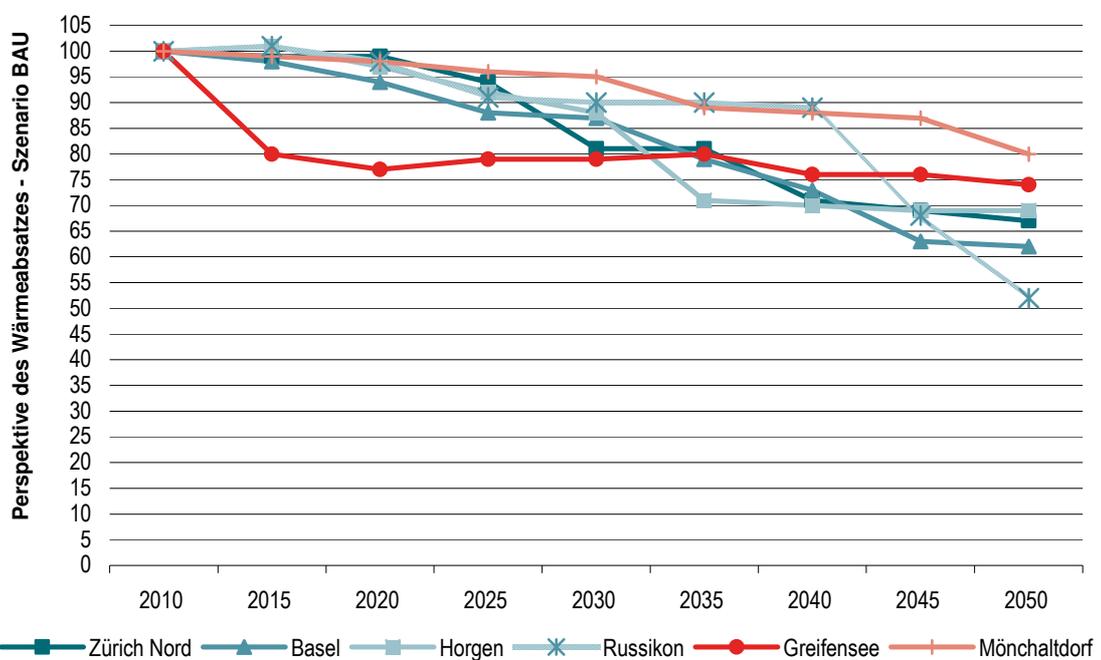
Die Auswertung zeigt kein einheitliches Bild. Sowohl der Vergleich der Absatzrückgänge in den vier Szenarien wie auch der Vergleich des Absatzes einzelner Gebiete je Szenario machen deutlich, dass die Gebiete sehr unterschiedliche Entwicklungen aufweisen. Während die Absatzszenarien für Zürich und Basel eher nah beieinander liegen (ZH-Nord: -

33% bis -52%; BS: -38% bis -46%), zeigt z.B. Greifensee mit Absatzrückgängen zwischen -26% im Szenario BAU bis zu -69% im Maximal-Szenario eine viel grössere Spannweite. Der Vergleich der Gebiete je Szenario zeigt ebenso grosse Unterschiede: Während Mönchaldorf im Szenario BAU bis 2050 einen Absatzrückgang von -20% aufweist, zeigt Russikon einen solchen von -48%.

Um zu verstehen, wie diese Unterschiede zustande kommen, müssen die Einflussfaktoren in den einzelnen Gebieten genauer analysiert werden. Dazu wird im Folgenden die zeitliche Entwicklung des Absatzes in den Untersuchungsgebieten und in den Szenarien aufgezeigt sowie die Hintergründe für die Entstehung der Unterschiede erklärt.

Figur 22 zeigt die Entwicklung des Wärmeabsatzes in den untersuchten Fernwärmegebieten für das Szenario BAU. Während die Entwicklung des Absatzes in Zürich Nord, Basel und Horgen ähnlich verläuft, weisen die anderen drei Gebiete unterschiedliche Entwicklungen auf. Die Unterschiede können einerseits mit der Grösse der untersuchten Gebiete erklärt werden. So sind Zürich Nord, Basel und Horgen mit 80, 25 und 14 analysierten Teilgebieten vergleichsweise gross, während Russikon (5), Greifensee (8) und Mönchaldorf (1) klein sind. In den kleinen Gebieten kommt es zwischen den Teilgebieten zu keinen ausgleichenden Effekten, d.h., wenn modellbedingt eine Sanierung ansteht, bildet sich diese deutlich sichtbar im Verlauf des Absatzes ab (vgl. folgende Figur):

«Entwicklung des Wärmeabsatzes in den Fernwärmegebieten, Szenario BAU»



econcept

Figur 22: Entwicklung des Wärmeabsatzes in den Fernwärmegebieten gemäss **Szenario BAU**

In Russikon werden für die Jahre 2040 bis 2050 in zwei Teilgebieten aus den 1960er Jahren, die insgesamt rund 60% des Energieabsatzes repräsentieren, Vollsanierungen

erwartet. Der eher flache Verlauf des Absatzes in den Jahren davor kann damit erklärt werden, dass in den restlichen Teilgebieten, die alle in den 1980er Jahren überbaut wurden, lediglich Teilsanierungen und wenige Verdichtungen stattfinden.

In Greifensee wird bei unseren Annahmen in den Jahren 2010-2015 ein Grossteil der Gebäude (rund 62% des gesamten Absatzes) saniert, wohingegen danach nur noch die Effekte der Verdichtung (leichte Zunahme), der Klimaerwärmung sowie der Teilsanierungen zu verzeichnen sind.

In Mönchaldorf werden neben einer minimalen Verdichtung lediglich die Effekte der Klimaerwärmung sowie zweier Teilsanierungen (2030-2035 und 2045-2050) erwartet.

Bei den grösseren Gebieten sind ebenfalls gewisse Effekte speziell sichtbar: Der deutliche Knick im Verlauf des Absatzes in Zürich Nord in den Jahren 2030-2035 kann mit den Verdichtungen aus den Jahren 2015, 2025, 2035 und 2045 erklärt werden. In den anderen «Verdichtungsjahren» ist der Effekt nicht sichtbar, da dieser vom sanierungsbedingten Rückgang des Absatzes überlagert wird. Die Abflachung des Absatzrückgangs in Horgen in den Jahren 2035-2050 ist eine Folge der bis 2035 erfolgten Teil- und Vollsanierungen in praktisch allen bedeutsamen Teilgebieten. So werden die Gebäude aus den späten 1930er, den 1940er und den frühen 1950er Jahren, die zusammen ca. 45% des Absatzes im Jahr 2008 repräsentieren, noch vor 2035 vollsaniert.

Die unterschiedlichen Anschlussgrade und Verdichtungspotenziale (Zürich Nord: 43.5%, Basel: 11.4%, Horgen: 10.7%, Russikon: 18.5%, Greifensee: 23% und Mönchaldorf: 0%) haben auch einen Einfluss auf die Entwicklung des Absatzes. Die Verdichtungspotenziale bestimmen über die Neubauten, die zukünftig mit Fernwärme versorgt werden können und der Anschlussgrad bestimmt die Gesamtheit der zusätzlich gewinnbaren Kunden aus dem Gebäudebestand, bis das hier angenommene Maximum von 80% erreicht ist. Dies verweist auf den Handlungsspielraum, den die Versorger haben, um den Rückgang der Wärmenachfrage mit zusätzlichen Anschlüssen zu mindern. In Zürich Nord führt die angenommene Erhöhung des Anschlussgrads und die Ausnutzung des gesamten Verdichtungspotenzials im BAU-Szenario dazu, dass der Absatz gegenüber dem Fall ohne diese beiden Einflüsse um ca. 20% höher liegt, in Basel beträgt der Unterschied ca. 10% und in Greifensee ca. 14%.

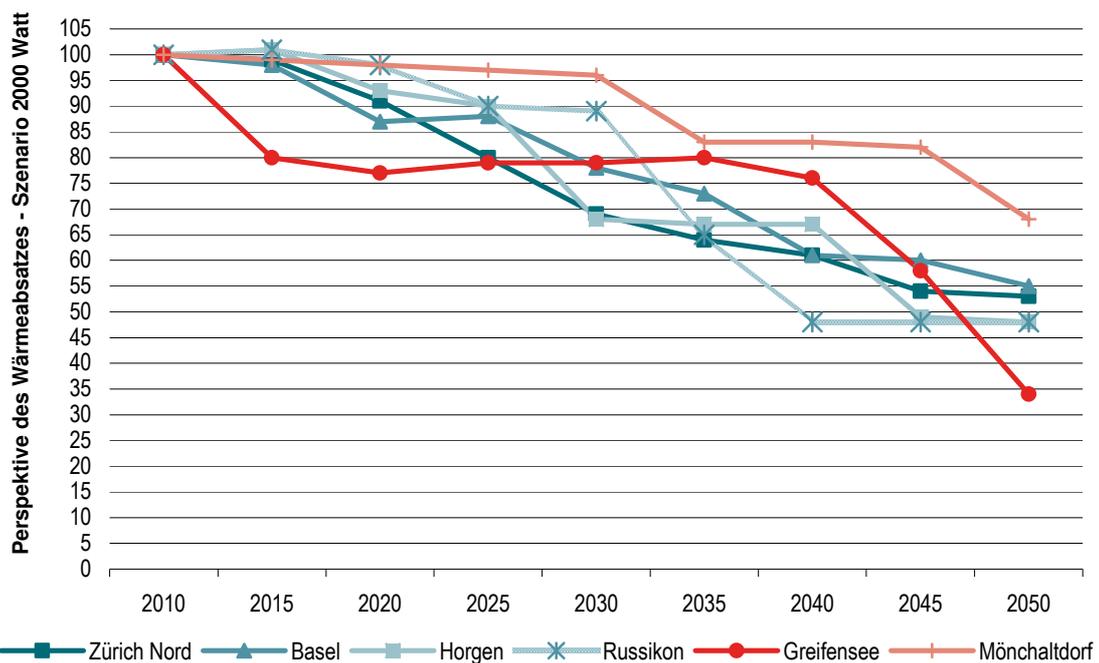
Als weitere Besonderheit kann der hohe Anteil geschützter Bauten von über 21% in Basel genannt werden. Der Absatz liegt gegenüber einer Entwicklung ohne geschützte Bauten im Jahr 2050 um 5-6%-Punkte höher. Dies ist auf die Annahme zurückzuführen, dass bei geschützten Bauten bei Sanierungen lediglich 50% der möglichen energetischen Einsparungen realisiert werden können.

Die Analyse der Verläufe in der oberen Figur deuten auch auf gewisse Einschränkungen aufgrund der gewählten Modellierungsmethode hin: Wenn im Modell zu wenige Teilgebiete gebildet werden, kommt es zu eher unplausiblen Sprüngen in der Absatzentwicklung (in Kapitel 9 wird die Methodik im Detail besprochen). Dies weist aber für die Energieversorger auch auf eine Art Klumpenrisiko hin: Wenn viele Gebäude ähnlichen Alters ver-

sorgt werden, besteht ein gewisses Risiko, dass sich der Absatz innert relativ kurzer Zeit infolge von Gebäudeerneuerungen verändern kann. Das betrifft vor allem Gebäude aus den 1950er bis 1970er Jahren, deren Energiebedarf durch Sanierungen sehr stark reduziert werden kann.

Bei den anderen betrachteten Szenarien zeigen sich ähnliche Entwicklungen, die mit den gleichen Mustern erklärt werden können. Zum Vergleich sei hier die Entwicklung des Wärmeabsatzes im Szenario 2000-Watt gezeigt (siehe Figur 23).

«Entwicklung des Wärmeabsatzes in den Fernwärmegebieten, Szenario 2000 Watt»



econcept

Figur 23: Entwicklung des Wärmeabsatzes in den Fernwärmegebieten gemäss **Szenario 2000-Watt**

Im 2000-Watt Szenario sind praktisch dieselben Entwicklungen, wie im BAU-Szenario zu beobachten, nur sind diese ausgeprägter. Zürich Nord und Basel zeigen wiederum einen eher kontinuierlichen Verlauf des Absatzes, während in den anderen vier Gebieten Sprünge ersichtlich sind. In Mönchaldorf ist zu sehen, dass die Abnahme des Absatzes ausgeprägter ist als im BAU-Szenario, was auf die strengeren Anforderungen des 2000-Watt-Szenarios zurückzuführen ist. In Russikon wird die grosse Abnahme des Absatzes wegen der höheren Sanierungsrate um 10 Jahre nach vorne verschoben. Zusätzlich kommen weitere Sprünge hinzu: In Greifensee werden zusätzlich praktisch alle Gebäude in den 2040er Jahren vollsaniert, weswegen der Absatz bis 2050 nochmals stark einbricht. In Horgen ergeben sich nun zwei Erneuerungswellen in den Perioden 2025-2030 und 2040-2045.

Die Ausführungen zeigen deutlich, dass der Aufbau des Gebäudebestands die wichtigste Erklärungsvariable für die Absatzentwicklung ist. Neubauten/Verdichtungen sowie die

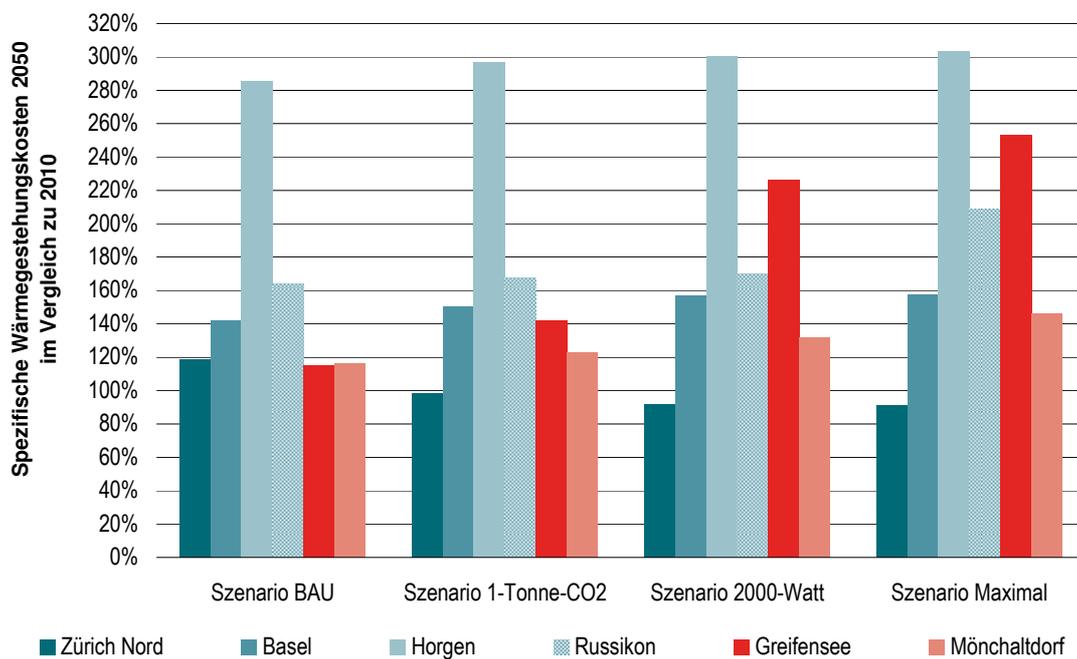
Wahl der KundInnen beim Heizungsersatz haben einen geringeren Einfluss, falls die gesamten Gebiete betrachtet werden. Wird der Rückgang des Energiebedarfs der heute angeschlossenen Gebäude mit dem Absatzrückgang verglichen, zeigt sich, dass die Verdichtung und die Anwerbung neuer Kunden zu einer Verlangsamung des Absatzrückgangs führen, nicht aber zu einer Trendumkehr. Selbst eine Verdopplung der Bruttogeschossfläche (BGF) vermag den Trend der Absatzreduktion nicht umzukehren (vgl. Zürich Nord), da die hinzukommenden Neubauten einen deutlich geringeren Energiebedarf aufweisen werden als der Gebäudebestand. Eine Ausweitung des Versorgungsgebietes könnte zu einer Steigerung des Absatzes führen³⁹.

7.1.3 Entwicklung der spezifischen Kosten

Die spezifischen Gesamtkosten werden anhand der Wärmegestehungs- und der Wärmeverteilungskosten berechnet. Die spezifischen Wärmegestehungskosten werden durch die aktuell eingesetzten Energieträger und Produktionsanlagen sowie deren zukünftige Entwicklung geprägt. So werden für jedes Gebiet Annahmen darüber getroffen, wie die zukünftige Wärmenachfrage gedeckt wird (vgl. Kapitel 4.2 und die Beschreibung der zukünftig eingesetzten Energieträger je Gebiet in den Auswertungen im Anhang). Die Wärmegestehungskosten nehmen in der Regel zu, weil die eingesetzten Energieträger teurer werden (Energiepreisszenarien) und andererseits, weil die Kosten der Produktionsanlagen nicht gleich stark wie der Absatz reduziert werden können. In einzelnen Gebieten sind gegenläufige Effekte zu beobachten, da ein Rückgang der Wärmenachfrage dazu führen kann, dass in Zukunft ein grösserer Anteil des Wärmeabsatzes mit günstiger Abwärme gedeckt werden kann. Nachfolgende Figur zeigt die Wärmegestehungskosten in den untersuchten Gebieten für die vier analysierten Szenarien.

³⁹ Ausgehend vom Gebäudebestand 2005 ermittelt Blesl für den Gebäudebestand Deutschlands bis 2050 eine Reduktion des Raumwärmebedarfs um ca. 43% (Blesl 2010). Bei der Berücksichtigung von Netzverdichtungen im Bestand und dem Anschluss von Neubauten wird in der gleichen Studie für Deutschland ein Absatzrückgang bei der Fernwärme von 35% geschätzt. Diese Resultate zeigen in der Tendenz in die selbe Richtung, wie unsere Analysen. Sobald eine Ausweitung der Netzgebiete mitbetrachtet wird, geht Blesl jedoch davon aus, dass der Absatz in Deutschland auf 150% des Wertes von 2005 gesteigert werden könnte.

«Spezifische Wärmegestehungskosten in den untersuchten Fernwärmegebieten für die vier Szenarien im Jahr 2050»

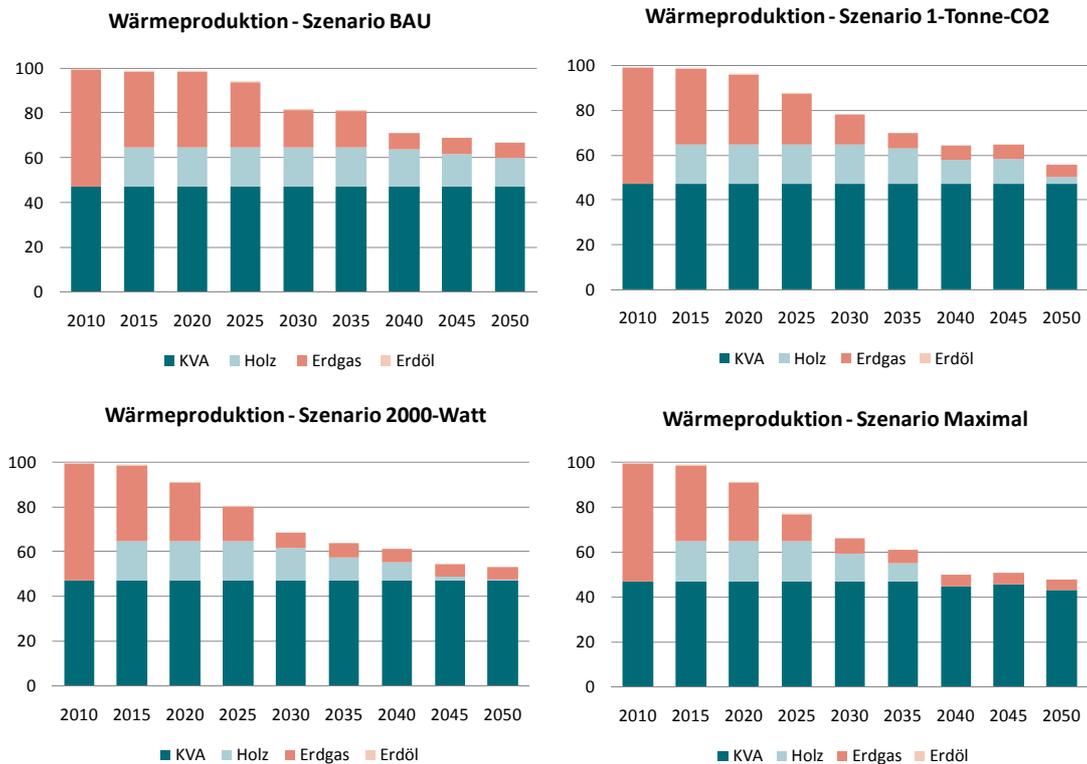


econcept

Figur 24: Wärmegestehungskosten im Jahr 2050 in Prozent der Kosten im Ausgangsjahr 2010

Im Untersuchungsgebiet Zürich Nord nehmen die spezifischen Wärmegestehungskosten überraschenderweise mit abnehmendem Energieabsatz ab, da die sehr günstige Abwärme in Zukunft grössere Anteile der Gesamtenergieproduktion abdecken kann. Da die Abwärme der Kehrichtverwertung in erster Linie für die Stromproduktion genutzt wird, entsprechen die Kosten der Wärme ab KVA in etwa dem durch die Wärmeauskopplung verursachten Stromproduktionsausfall (Opportunitätskosten). Für die Berechnung der zukünftigen Wärmekosten ab KVA wird angenommen, dass sie parallel zu den Strompreisen steigen werden. Ein ähnlicher Effekt wie in Zürich Nord ist auch in Basel zu beobachten, obwohl die spezifischen Kosten, wegen den höheren Wärmekosten ab KVA in Basel insgesamt zunehmen. Um den Effekt des zunehmenden Anteils von Kehrichtwärme am Wärmeabsatz zu illustrieren, wird nachfolgend die angenommene Entwicklung des Energieträgermix in Zürich Nord aufgezeigt. Die Figur macht deutlich, dass die Kehrichtwärme in allen Szenarien einen wachsenden Anteil des verbleibenden Absatzes decken wird. Für diese Modellierung wurde angenommen, dass mindestens 10% Spitzenenergie mit einem anderen Energieträger produziert werden muss. Deswegen verschwindet der Erdgasabsatz nie ganz. Dieselbe Auswertung für Basel ist in der detaillierten Beschreibung und Auswertung des Untersuchungsgebietes im Anhang A-1.2 (S. 96ff.) zu finden.

«Wärmeproduktion und zukünftiger Energieträgermix in Zürich Nord⁴⁰»



econcept

Figur 25: Energieträgeranteile für die Wärmeproduktion in den vier Absatz-Szenarien für Zürich Nord. Wärmeabsatzabnahme gemäss Modellierung (2008 = 100).

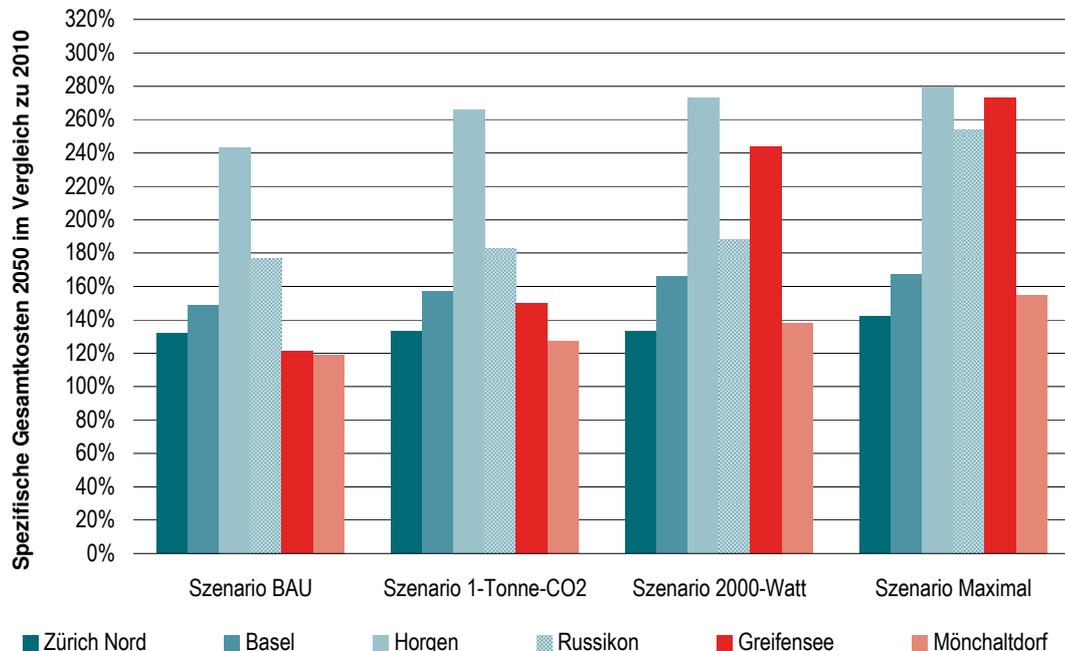
Eine Verschiebung der Wärmeproduktion weg von fossilen Energieträgern hin zu Abwärme ist eine Chance für die Fernwärmegebiete Zürich Nord und Basel. Das Fallbeispiel Horgen zeigt den umgekehrten Fall: Aufgrund der Annahme, dass die günstige KVA-Abwärme ab 2018 durch Erdgas ersetzt wird, steigen die spezifischen Kosten stark. Die kleineren Untersuchungsgebiete Russikon, Greifensee und Mönchaldorf weisen Kostensteigerungen auf, die praktisch vollumfänglich mit den Absatzprognosen übereinstimmen. D.h. eine starke Reduktion des Absatzes führt zu hohen spezifischen Wärmegestehungskosten und umgekehrt. Das ist eine Folge der teureren eingesetzten Energieträger und der Umlage der (Fix-) Kosten der Produktionsanlagen auf einen schrumpfenden Absatz.

Die spezifischen Verteilkosten im Jahr 2050 liegen in allen Gebieten und Szenarien über den Kosten des Ausgangsjahres. Bei den Verteilkosten wirken sich die Absatzrückgänge direkt aus, da eine allfällige Redimensionierung der Netze in der Modellierung nicht berücksichtigt wurde. Folglich werden gleichbleibende Kapital- und Unterhaltskosten auf einen schrumpfenden Absatz umgelegt. Inwieweit die Zunahme der Verteilkosten auch eine Zunahme der spezifischen Gesamtkosten bewirkt, hängt vom Anteil der Verteilkos-

⁴⁰ Aufgrund der Modellierung in 5-Jahresschritten wird das Holzheizkraftwerk in Aubrugg erst ab 2015 berücksichtigt, obwohl dieses schon Ende 2010 in Betrieb ging.

ten an den Gesamtkosten ab. Nachfolgend wird die Entwicklung der Gesamtkosten aufgezeigt:

«Spezifische Gesamtkosten (Wärmeerzeugung und Verteilung) in den untersuchten Fernwärmegebieten für die vier Szenarien im Jahr 2050»



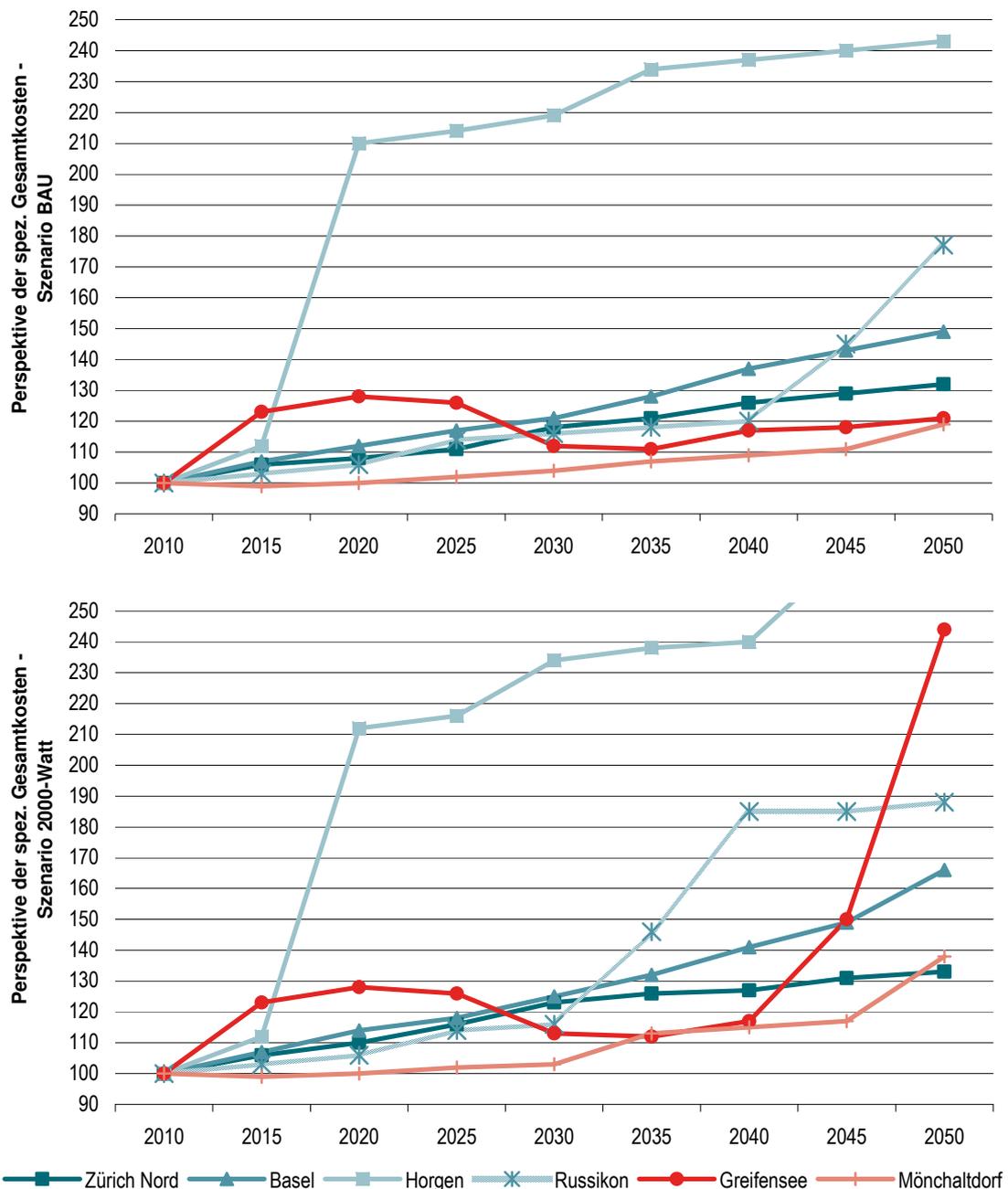
econconcept

Figur 26: Gesamtkosten (Wärmeerzeugung und –verteilung) im Jahr 2050 in Prozent der Kosten im Ausgangsjahr 2010

Die Gesamtkosten nehmen in allen untersuchten Gebieten zu. Die geringen Steigerungen in Zürich Nord sind auf den oben erwähnten Effekt der günstigen Abwärme zurückzuführen. Dasselbe gilt, wenn auch in geringerem Ausmass, für Basel. Die hohen Kosten in Horgen zeigen einen Fall, in dem günstige KVA-Abwärme mit teurerer fossiler Energie ersetzt werden muss. Die Entwicklungen in den übrigen drei Gebieten Russikon, Greifensee und Mönchaldorf können mit den unterschiedlichen Absatzrückgängen erklärt werden. Bei der Sensitivität «Energiepreise HOCH» verstärkt sich die Zunahme der spezifischen Kosten. Der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten nimmt in der Regel bis 2050 um ca. 3-10%-Punkte zu. Damit werden Strategien zur Senkung der Verteilkosten in Zukunft tendenziell wichtiger. Bei Horgen nimmt der Anteil ab, weil die Energiekosten beim Einsatz von Erdgas anstatt KVA-Abwärme stark steigen. In Zürich Nord nimmt der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten überproportional stark zu, weil der vermehrte Einsatz günstiger KVA-Abwärme die Produktionskosten verbilligt.

Die Analyse der zeitlichen Entwicklung der Kosten in den Szenarien BAU und 2000 Watt vermag die Effekte noch besser aufzuzeigen (vgl. folgende Figur).

«Perspektiven der spezifischen Gesamtkosten in den untersuchten Fernwärmegebieten, Szenario BAU (oben) und Szenario 2000 Watt (unten)»



econcept

Figur 27: Entwicklung der spezifischen Gesamtkosten (Wärmegestehung und –verteilung) in den Fernwärmegebieten gemäss Szenario BAU (obere Figur) und Szenario 2000-Watt (untere Figur)

Der beschriebene Sprung in Horgen ist sehr deutlich zu sehen. Ebenso widerspiegeln die Entwicklungen in Russikon, Mönchaldorf und zum Teil auch in Greifensee die besprochene Entwicklung des Absatzes (grosse Kostensteigerungen gehen auf grosse Absatzrückgänge zurück und diese wiederum hängen stark von Aufbau des Gebäudebestandes ab. Die flache Kurve in Mönchaldorf widerspiegelt z.B. die Tatsache, dass die versorgten Gebäude aus dem Jahr 2007 stammen und bis 2050 nur teilsaniert werden.). Die etwas

überraschende Kurve für das Gebiet Greifensee ist eine Folge der Annahme, dass in den Jahren 2025-2030 die Heizzentrale ersetzt wird und somit in der Dimensionierung dem gesunkenen Energiebedarf angepasst werden kann. Die moderaten Entwicklungen in Zürich Nord und weniger deutlich auch in Basel sind, wie schon besprochen, dem vermehrten Ersatz fossiler Energieträger mit günstiger Abwärme ab KVA zu verdanken.

7.2 Erdgasgebiete

Im Unterschied zu den Fernwärmegebieten steht hier die Verteilung von Erdgas und nicht von Wärme im Vordergrund. Die Wärmeproduktion erfolgt danach dezentral, in den einzelnen Gebäuden. Wie im Methodik-Kapitel beschrieben, werden die Kapitalkosten für die Amortisation der Netze bis ins Jahr 2050 konstant gehalten, da ohne konkrete Rückbaustrategien keine Auswirkungen auf die Netzinvestitionen abgeleitet werden können.

Im Folgenden werden die einzelnen Gebiete nach dem gleichen Muster wie die Fernwärmegebiete charakterisiert und die Resultate der Modellierung aufgezeigt.

7.2.1 Zusammenfassende Übersicht der Resultate

Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Resultate der Modellierungen für die untersuchten Gasversorgungen zusammen.

Wichtige Kenngrössen	Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon	
Allgemeines					
BGF 2008 (m2)	703'485	523'633	327'812	2'284'133	
Durchschnittliche Bebauungsdichte 2008 (m2 BGF/m2 Gebietsfläche)	0.44	0.56	0.27	0.54	
Durchschnittliche Energienachfrage 2008 (kWh/m2 Gebietsfläche)	78	93	48	93	
Durchschnittliches flächengewichtetes Baujahr	1952	1939	1936	1945	
Denkmalschutz (% der gesamten BGF)	2.8%	1.2%	1.6%	0.9%	
Verdichtungspotenzial bis 2050 (in % gegenüber BGF von 2008)	59%	39%	6%	57%	
Berechneter Anschlussgrad 2008 (% des theoretisch möglichen Absatzes)	21%	33%	47%	32%	
Energiebedarf der Gebäude					
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2008 (MJ/m2 BGF)	639	611	644	623	
Durchschnittlicher Endenergiebedarf 2050 (MJ/m2 BGF)	BAU	278 (-56%)	272 (-55%)	281 (-56%)	250 (-61%)
	1-Tonne-CO2	257 (-60%)	221 (-64%)	265 (-59%)	231 (-64%)
	2000-Watt	241 (-62%)	199 (-67%)	251 (-61%)	205 (-68%)
	Maximal	189 (-70%)	169 (-72%)	220 (-66%)	178 (-72%)
Perspektiven des Gasabsatzes					
Absatz 2050 (in % von 2008)	BAU	54%	55%	40%	39%
	1-Tonne-CO2	50%	47%	38%	17%

Wichtige Kenngrößen		Bülach	Effretikon	Erlenbach	Wetzikon
	2000-Watt	48%	44%	36%	15%
	Maximal	40%	41%	33%	14%
Perspektiven der Kosten					
Anteil der spezifischen Verteilkosten 2008 (% der spez. Gesamtkosten 2008)		21.1%	14.9%	21.8%	12.9%
Anteil der spezifischen Verteilkosten 2050 (% der spez. Gesamtkosten 2050)	BAU	23.7%	16.6%	28.3%	25.4%
	1-Tonne-CO2	24.6%	18.3%	28.9%	43.6%
	2000-Watt	25.0%	18.7%	29.4%	46.3%
	Maximal	27.4%	19.4%	30.4%	48.7%
Spezifische Energieeinkaufskosten 2050 (in % von 2008). Für Bülach, Effretikon und Erlenbach ist eine Beimischung von Biogas berücksichtigt.	BAU	161%	159%	179%	111%
	1-Tonne-CO2	165%	167%	182%	111%
	2000-Watt	167%	170%	185%	111%
	Maximal	179%	175%	191%	111%
Spezifische Verteilkosten 2050 (in % von 2008)	BAU	186%	181%	253%	256%
	1-Tonne-CO2	200%	213%	266%	582%
	2000-Watt	207%	226%	276%	651%
	Maximal	252%	243%	301%	715%
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008) Energiepreise TREND	BAU	166%	162%	195%	130%
	1-Tonne-CO2	172%	174%	201%	172%
	2000-Watt	175%	179%	205%	181%
	Maximal	194%	185%	215%	189%
Spezifische Gesamtkosten 2050 (in % von 2008) Energiepreise HOCH	BAU	226%	225%	260%	181%
	1-Tonne-CO2	233%	240%	266%	183%
	2000-Watt	236%	246%	271%	188%
	Maximal	259%	254%	284%	192%
Art der Gebäude (Wohnen / Industrie / Dienstleistung)					
2008: W/ I/ DL (Anteil BGF in %)		87/0/13	50/18/32	88/0/12	58/22/20
2050: W/ I/ DL(Anteil BGF in %)		87/0/13	51/13/36	89/0/11	60/14/26

Tabelle 24: Übersicht über die Kenngrößen der Gasgebiete.

Die Resultate zeigen im Vergleich zur Fernwärme eine stärkere Veränderung beim Energieabsatz und bei den Kosten. Dabei ist bemerkenswert, dass die Absatzrückgänge schon im Szenario BAU relativ hoch sind. Die einzelnen Untersuchungsgebiete müssen wiederum genauer analysiert werden, um diese Entwicklungen verstehen zu können.

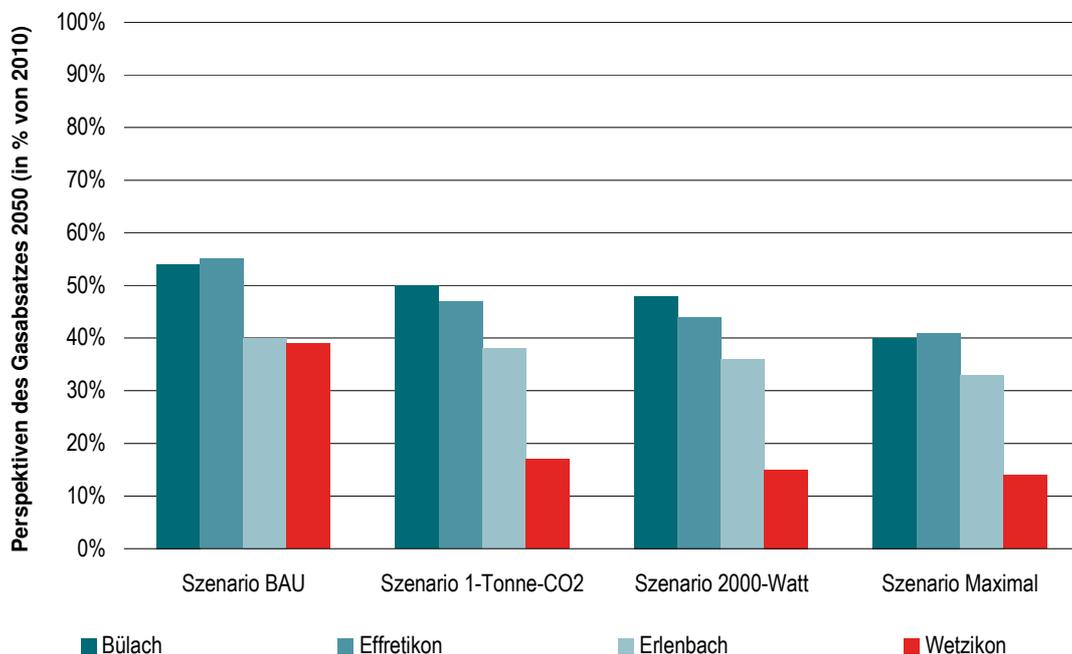
7.2.2 Entwicklung des Gasabsatzes

Wie bei den Fernwärmegebieten hängt der zukünftige Gasabsatz vom Rückgang des Wärmebedarfs der Gebäude, von der Heizungswahl der KundInnen und vom Verdichtungspotenzial ab. Die den Absatzrückgang kompensierenden Effekte von NeukundInnen fallen in den Erdgasgebieten deutlich geringer aus als in den Fernwärmegebieten. Des-

wegen ist in allen Erdgasgebieten ein sehr ausgeprägter Absatzrückgang festzustellen (vgl. nachfolgende Figur).

Die Auswertung zeigt kein einheitliches Bild, obwohl alle untersuchten Gebiete massive Absatzrückgänge aufweisen. Dabei muss schon im Szenario BAU mit einem starken Rückgang des Absatzes von -45% bis -61% gerechnet werden. Bei Bülach und Effretikon sind die Absatzrückgänge in den vier Szenarien relativ ähnlich. Erlenbach und Wetzikon weisen beide schon im BAU-Szenario tiefere Absätze auf als die anderen beiden Gebiete. In den übrigen Szenarien weist Erlenbach nur noch geringe Abnahmen gegenüber dem BAU-Szenario auf. In Wetzikon dagegen bricht der Absatz sehr stark ein. Dieser zusätzliche Einbruch des Absatzes in Wetzikon ist gänzlich auf die getroffenen Annahmen für die Szenarien «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt» und «Maximal» zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.2.3, S.15ff). Demnach führen die Ziele dieser Szenarien dazu, dass praktisch keine fossilen Energieträger im Gebäudebereich mehr eingesetzt werden. Bei den getroffenen Annahmen ist es zusätzlich möglich, dass der Rückgang des Absatzes den Rückgang des gebäudebedingten Wärmebedarfs übertrifft, weil innerhalb des bestehenden Versorgungsgebietes praktisch keine neuen Kunden gewonnen werden können (kleines Verdichtungspotenzial) und zusätzlich angenommen wird, dass ein Teil der KundenInnen bis 2050 den Energieträger wechseln wird.

«Gasabsatz in den untersuchten Erdgasgebieten für die vier Szenarien im Jahr 2050»



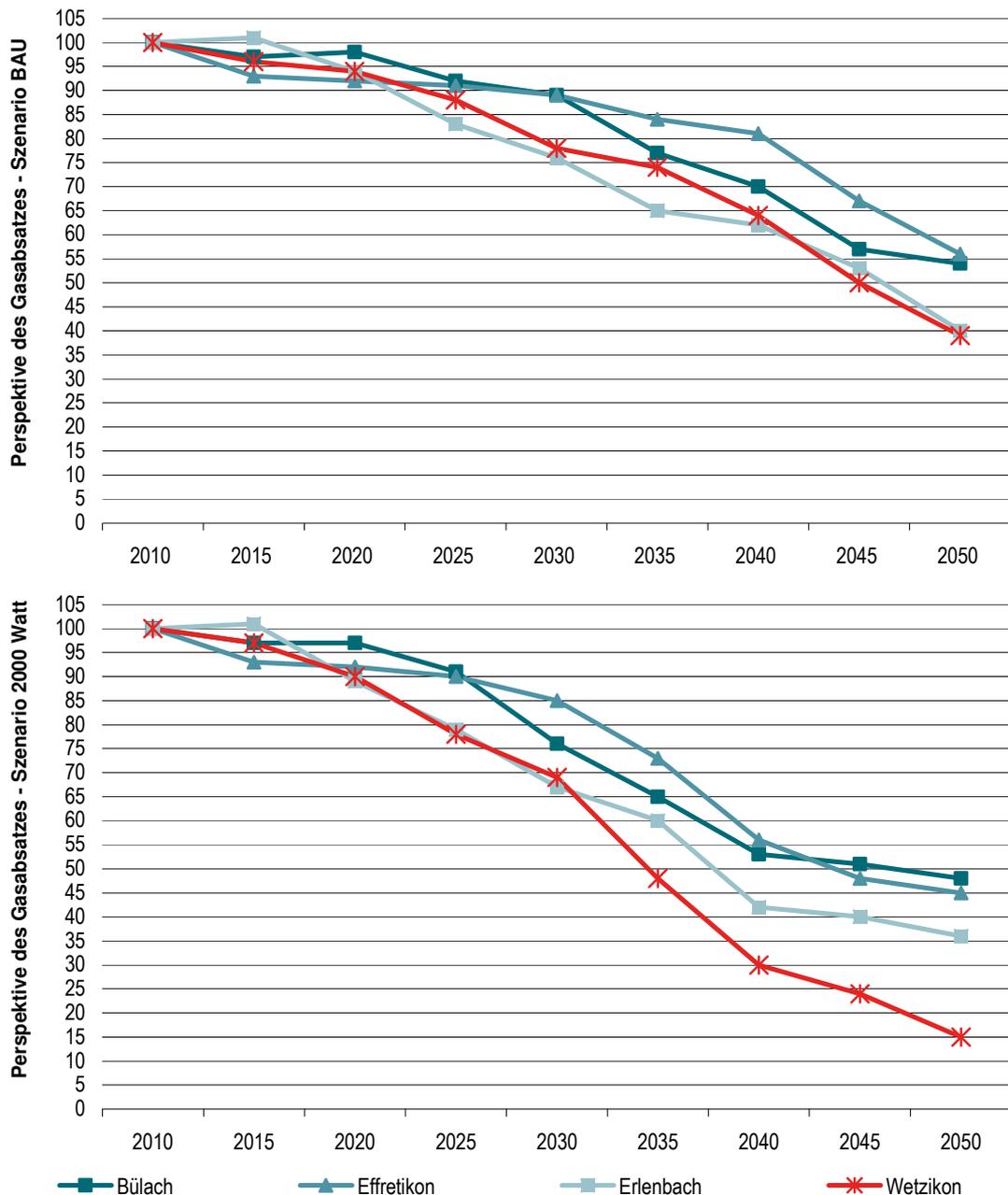
econcept

Figur 28: Gasabsatz im Jahr 2050 in Prozent des Absatzes im Ausgangsjahr 2010

Um zu verstehen, wie diese Unterschiede zustande kommen, muss die Wirkung der Einflussfaktoren in den einzelnen Gebieten genauer aufgezeigt werden. Dazu werden, wie bei den Fernwärmegebieten, die zeitliche Entwicklung des Absatzes in den Untersu-

chungsgebieten für die Szenarien BAU und 2000-Watt dargestellt und die Hintergründe für die Entstehung der Unterschiede erklärt (vgl. folgende Figur. Im Anhang A-2, S.126ff sind die Resultate der Modellierungen und die Systemabgrenzungen je Erdgasgebiet im Detail beschrieben).

«Entwicklung des Gasabsatzes in den Untersuchungsgebieten, Szenario BAU (oben) und Szenario 2000-Watt (unten)»



Figur 29: Entwicklung des Gasabsatzes in den untersuchten Gebieten gemäss Szenario BAU (oben) und Szenario 2000-Watt (unten)

Die Auswertung zeigt bei allen Gebieten ein eher ausgeglichenes Bild ohne grosse Sprünge im Verlauf der Absätze. Dies kann damit erklärt werden, dass die vier Gebiete eine gewisse Grösse mit einer genügend grossen Anzahl von Teilgebieten aufweisen (Bülach: 24 Teilgebiete, Effretikon: 26, Erlenbach: 36, Wetzikon: 75). Dadurch gleichen sich die Effekte in den einzelnen Teilgebieten aus.

Die Tatsache, dass Bülach und Effretikon geringere Absatzrückgänge aufweisen als die anderen beiden Gebiete, kann hauptsächlich mit dem Aufbau des Gebäudebestands erklärt werden. Das mittlere Baujahr der Gebäude in Bülach ist 1952 und in Effretikon 1956. Erlenbach und Wetzikon verfügen dagegen über ältere Gebäudebestände (1936 und 1945). Dieser Unterschied führt dazu, dass in Erlenbach und Wetzikon in beiden Szenarien deutlichere Absatzrückgänge zu verzeichnen sind. Die Entwicklungen im 2000-Watt-Szenario zeigen in den Jahren 2040-2050 eine Verlangsamung des Absatzrückgangs, was darauf hindeutet, dass dann bei den verwendeten Annahmen praktisch alle Gebäude saniert sein dürften. Die 2000-Watt-Entwicklung in Wetzikon geht, wie in Kapitel 3.2.3 (S 15ff.) beschrieben, von der Annahme aus, dass Erdgas ohne Beimischung von Biogas aus politischen Gründen kaum mehr im Gebäudebereich eingesetzt werden wird. Dies hat Auswirkungen auf die bestehenden Kunden (erhöhte Absprungrate), auf potenzielle Neukunden, die von Öl auf Gas umsteigen (niedrigere Wechselrate) und auf den Anteil der Neubauten, die an Gas anschliessen werden (geringere Zuwachsrates).

Die unterschiedlichen Anschlussgrade und Verdichtungspotenziale (Bülach: 59%, Erlenbach: 39%, Effretikon: 6% und Wetzikon: 57%) in den vier Erdgasgebieten sind eine weitere Erklärungsvariable für die unterschiedlichen Entwicklungen des Absatzes. Die Verdichtungspotenziale bestimmen über die Neubauten, die zukünftig mit Gas versorgt werden können, der Anschlussgrad bestimmt über die zusätzlich gewinnbaren Kunden aus dem Gebäudebestand. Erlenbach weist mit einem Verdichtungspotenzial von 6% den kleinsten und mit einem berechneten Anschlussgrad von 47% den höchsten Wert auf. Das führt dazu, dass im Vergleich zu den anderen Gebieten weniger Neubauten und weniger Kunden aus dem Gebäudebestand angeschlossen werden können. Da die Neubauten einen hohen energetischen Standard aufweisen und da angenommen wurde, dass nur ein Teil der Neubauten angeschlossen werden kann⁴¹ ist der Einfluss aber weniger gross als vielleicht zu erwarten wäre. So führt die Anwerbung neuer Kunden aus dem Gebäudebestand und die Nutzung des sehr grossen Verdichtungspotenzials in Bülach dazu, dass der Absatz um 10%-Punkte höher liegt, als im Fall ohne zusätzliche Kunden.

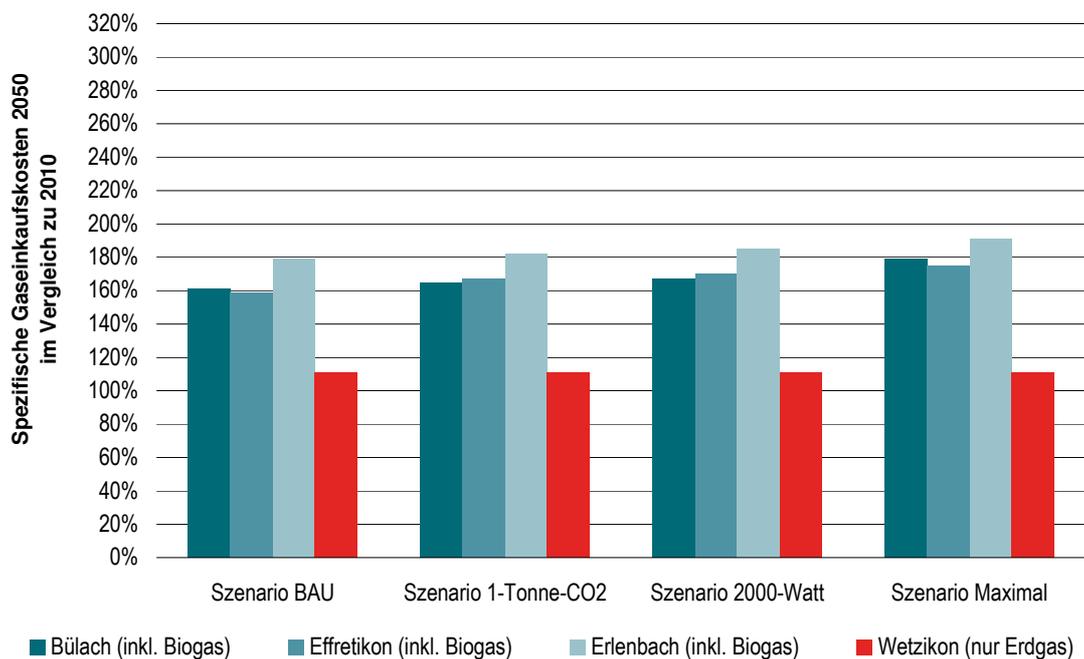
7.2.3 Entwicklung der spezifischen Kosten

Bei den Erdgassystemen setzen sich die Gesamtkosten aus den Gaseinkaufs- und den Verteilkosten zusammen. Die Einkaufskosten hängen von den eingesetzten Energieträgern ab. Da im Modell für die drei Erdgasgebiete Bülach, Effretikon und Erlenbach eine

⁴¹ Mit Beimischung Biogas werden max. 20% der Neubauten angeschlossen. Ohne Bemischung von Biogas nimmt dieser Anteil von anfänglich ebenfalls 20% auf 5% im Jahr 2045 ab.

zunehmende Beimischung von Biogas vorausgesetzt wurde, steigen in diesen drei Gebieten die Energieeinkaufskosten stärker an als die angenommene Steigerung des Erdgaspreises (die Preisberechnungen werden bei Biogas nach einem Upgrade-Modell gemacht, vgl. Ausführungen in Kapitel 5.1.2, S.28. Dabei ist fraglich, ob eine solches Preismodell bei steigenden Erdgaspreisen beibehalten werden kann). In Wetzikon sind die Energieeinkaufskosten im Jahr 2050 lediglich durch die Erdgaspreissteigerung bestimmt und sind deswegen in allen Szenarien gleich.

«Spezifische Gaseinkaufskosten für die vier Szenarien im Jahr 2050»

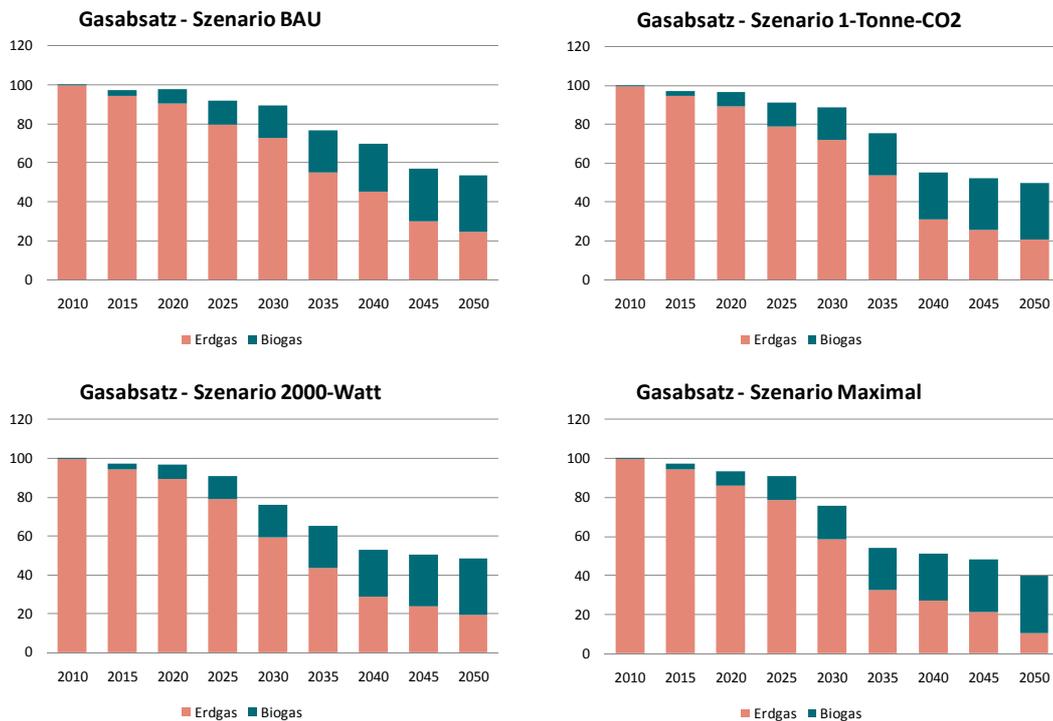


econcept

Figur 30: Spezifische Gaseinkaufskosten für die untersuchten Gebiete. Bei den Gebieten Bülach, Effretikon und Erlenbach wurde eine Beimischung von Biogas berücksichtigt.

Der Biogasanteil wurde ausgehend von einer fixen Absatzprognose der Erdgas Zürich berechnet, was dazu führt, dass der Anteil Biogas grösser wird, je stärker der Gasabsatz zurückgeht. Nachfolgende Figur zeigt die Berechnungen des Biogasanteils für Bülach und die vier Szenarien. Während der angenommene Biogasanteil im Bau-Szenario im Jahr 2050 bei ca. 54% liegt, beträgt dieser im Maximal-Szenario rund 73%.

«Gasabsatz und zukünftiger Energieträgermix in Bülach»



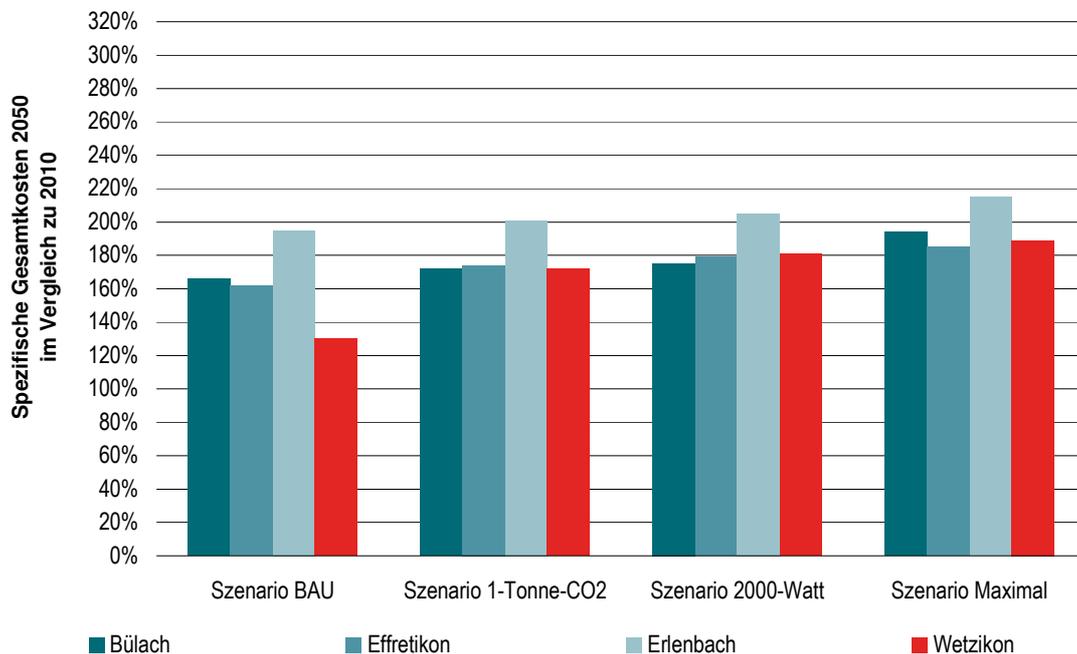
econcept

Figur 31: Energieträgeranteile für die vier Szenarien in Bülach. Gasabsatz gemäss Modell (2008 = 100).

Die spezifischen Verteilkosten nehmen erwartungsgemäss in allen Gebieten und allen Szenarien entsprechend den aufgezeigten Absatzrückgängen relativ stark zu (auf 243% bis 715% der Kosten im Ausgangsjahr im Maximalszenario für Wetzikon). Der extreme Anstieg in Wetzikon ist mit dem starken Rückgang des Absatzes für die Szenarien «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt» und «Maximal» zu erklären.

Wegen dem relativ geringen Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten fallen die extremen Steigerungen der Verteilkosten aber nicht sehr stark ins Gewicht, wie die Resultate in der Illustration der spezifischen Gesamtkosten im Jahr 2050 zeigen.

«Spezifische Gesamtkosten (Energieeinkauf und –verteilung) für die vier Szenarien im Jahr 2050»



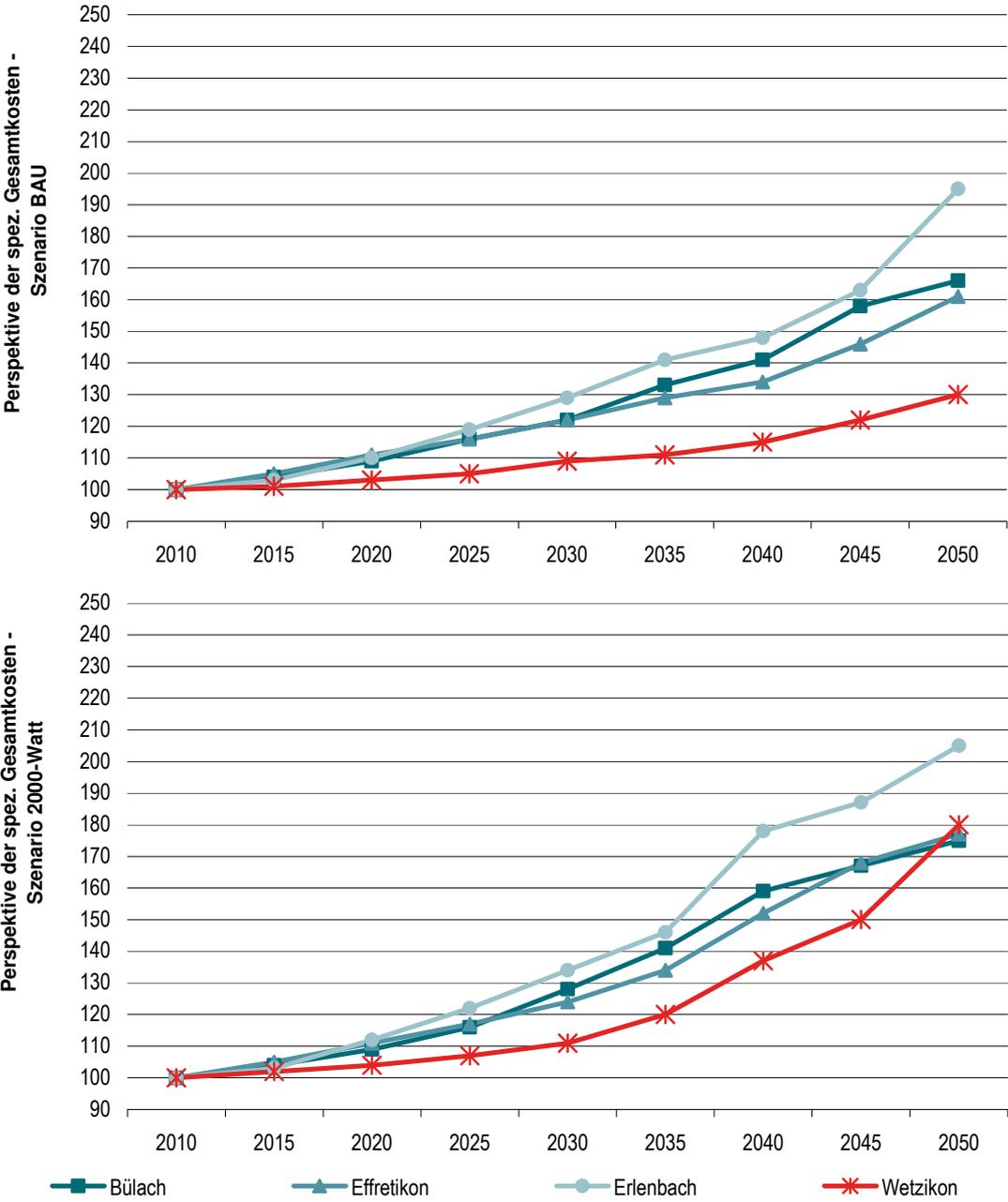
econcept

Figur 32: Gesamtkosten (Energieeinkauf und –verteilung) im Jahr 2050 in Prozent der Kosten im Ausgangsjahr 2010

Der durchgehend höhere Kostenanstieg in Erlenbach kann mit dem stärkeren Rückgang des Absatzes und dem dadurch gesteigerten Anteil von (teurerem) Biogas am verbleibenden Absatz erklärt werden. Ebenso können die unterschiedlichen Kosten der Szenarien in Wetzikon erklärt werden: Wie im vorangehenden Kapitel beschrieben, nimmt der Absatz in Wetzikon bei den drei ambitionierteren Szenarien, aufgrund einer angenommenen «Benachteiligung» fossiler Energieträger im Gebäudebereich stark ab. Der Anteil der Verteilungskosten an den Gesamtkosten nimmt bis auf ein Ausreisser in der Regel bis 2050 um ca. 2-8%-Punkte zu, d.h. wie bei der Fernwärme, dass Strategien zur Senkung von Verteilungskosten in Zukunft tendenziell wichtiger werden. Bei Wetzikon nimmt der Anteil stärker zu, weil die Energiekosten ohne Biogas günstig bleiben und weil, wie oben besprochen, szenarienbedingt sehr starke Absatzrückgänge berechnet wurden.

Der zeitliche Verlauf der Kosten bis 2050 wird nachfolgend für die beiden Szenarien BAU und 2000-Watt exemplarisch aufgezeigt. Wie schon besprochen, zeigt sich im BAU Szenario durch den Vergleich von Bülach, Effretikon und Erlenbach mit Wetzikon, dass die Beimischung von Biogas zu erhöhten Gesamtkosten führt, wenn für die Biogaspreisberechnung weiterhin ein Upgrade-Modell verwendet wird. Im 2000-Watt Szenario liegen die Gesamtkosten in Wetzikon im Jahr 2050 interessanterweise gleich auf mit Bülach und Effretikon, da in Wetzikon die bis Jahr 2050 stark steigenden Verteilungskosten zu einer Erhöhung der Gesamtkosten führen.

«Perspektiven der spezifischen Gesamtkosten in den Erdgasgebieten, Szenario BAU (oben) und Szenario 2000 Watt (unten)»



Figur 33: Entwicklung der spezifischen Gesamtkosten (Energieeinkauf und -verteilung) in den Erdgasgebieten gemäss Szenario BAU (obere Figur) und Szenario 2000-Watt (untere Figur)

8 Leitungsgebundene Energieversorgungssysteme im Vergleich mit Individualsystemen

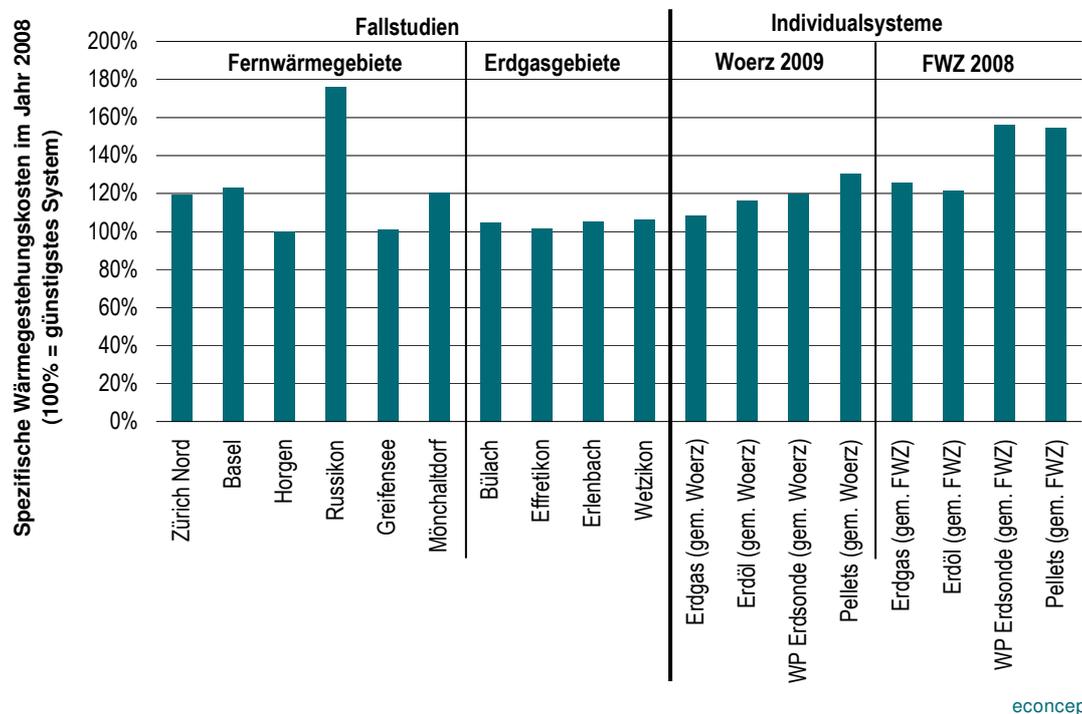
In diesem Kapitel werden die Wärmegestehungskosten der EnergienutzerInnen in den 10 Untersuchungsgebieten mit leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen mit drei konkurrierenden Individualsystemen verglichen. Zu diesem Zweck wurden die spezifischen Wärmegestehungskosten berechnet, die für die BewohnerInnen eines Mehrfamilienhauses anfallen (Ebene Wärmeabgabe ans Gebäude-Wärmeverteilsystem)⁴². Dabei wird von den Angaben von Woerz 2009 (700 m² EBF, Wärmebedarf: 86.5 MWh/a; vgl. Tabelle 21, S. 32) und der Fernwärme Zürich 2008 (800 m² EBF, Wärmebedarf: 123 MWh/a) ausgegangen.

8.1 Spezifische Wärmegestehungskosten im Ausgangsjahr 2008

In Figur 34 werden, ausgehend vom günstigsten System im Jahr 2008 (Horgen), die spezifischen Wärmegestehungskosten für die EndnutzerInnen eines Mehrfamilienhauses aufgezeigt. Die Individualsysteme «Erdöl», «Erdsonden-WP» und «Pellets» werden gemäss Woerz (2009) und gemäss Fernwärme Zürich (2008) dargestellt. Bis auf einen «Ausreisser» (Untersuchungsgebiet Russikon mit deutlich höheren Ausgangskosten als die anderen Systeme) liegen die spezifischen Wärmegestehungskosten bei Woerz (2009) maximal 35% über denen des günstigsten Systems. Bei den Daten von Fernwärme Zürich (2008) ist auffallend, dass die Heizsysteme mit Erdsonden-WP und Pellets deutlich höhere Gestehungskosten aufweisen als die anderen Systeme (mit Ausnahme von Russikon).

⁴² Dazu wurden bei den untersuchten Gebieten die Kosten für die Hausstation bzw. für die Erdgasheizung und die Wartung gemäss Woerz 2008 zu den Kosten der Energieversorger hinzugerechnet.

«Spezifische Wärmegegestehungskosten der EndnutzerInnen am Beispiel eines Mehrfamilienhauses für die untersuchten Gebiete und die Individualsysteme nach Woerz und Fernwärme Zürich»



econcept

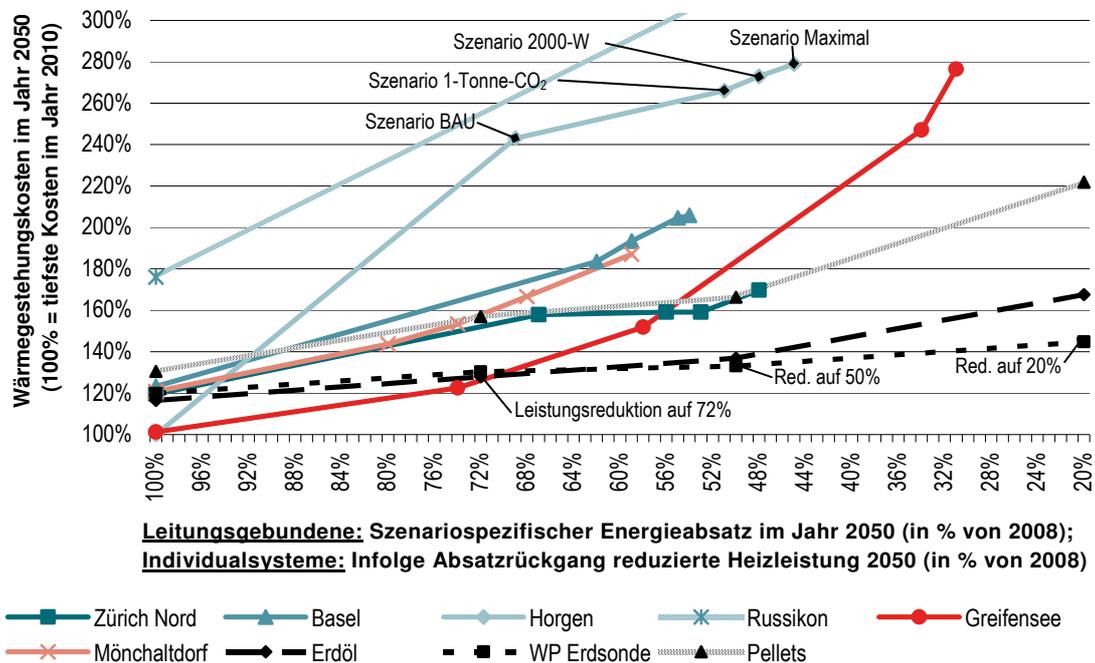
Figur 34: Spezifische Wärmegegestehungskosten in einem Mehrfamilienhaus im Ausgangsjahr (2008) in den untersuchten Fernwärme- und Erdgasgebieten und Vergleich mit den Wärmegegestehungskosten von Individualsystemen. Quelle: Berechnungen econcept und Angaben Woerz 2009 sowie Fernwärme Zürich (FWZ) 2008.

Die aufgezeigten Verhältnisse sind als Richtwerte zu verstehen. Die tatsächlichen Kosten können bei einzelnen Objekten stark von der gezeigten Verteilung abweichen.

8.2 Vergleich der Wärmegegestehungskosten für die Fernwärmegebiete

Ausgehend von den spezifischen Wärmegegestehungskosten für die WärmenutzerInnen im Jahr 2008, werden nun die Kosten im Jahr 2050 je Fernwärmegebiet in Abhängigkeit des szenariospezifischen Rückgangs des Wärmeabsatzes aufgezeigt. Zum Vergleich wird analysiert, wie sich die spezifischen Wärmegegestehungskosten der wichtigsten Konkurrenzsysteme verhalten, wenn sie nach Massgabe des Rückgangs des Wärmebedarfs redimensioniert würden (von 100% (2008) auf 72%, auf 50% und auf 20% (2050)). Das Vorgehen zur Berechnung der Kostenentwicklungen der Konkurrenzsysteme ist in Kapitel 6.1 (S. 32ff) beschrieben. Die verwendeten Energiepreisszenarien sind in Kapitel 5, S. 25 ff. beschrieben.

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise TREND) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit des Absatzes im Jahr 2050 für die untersuchten Fernwärmegebiete und die Individualsysteme nach Woerz (2009)»



econcept

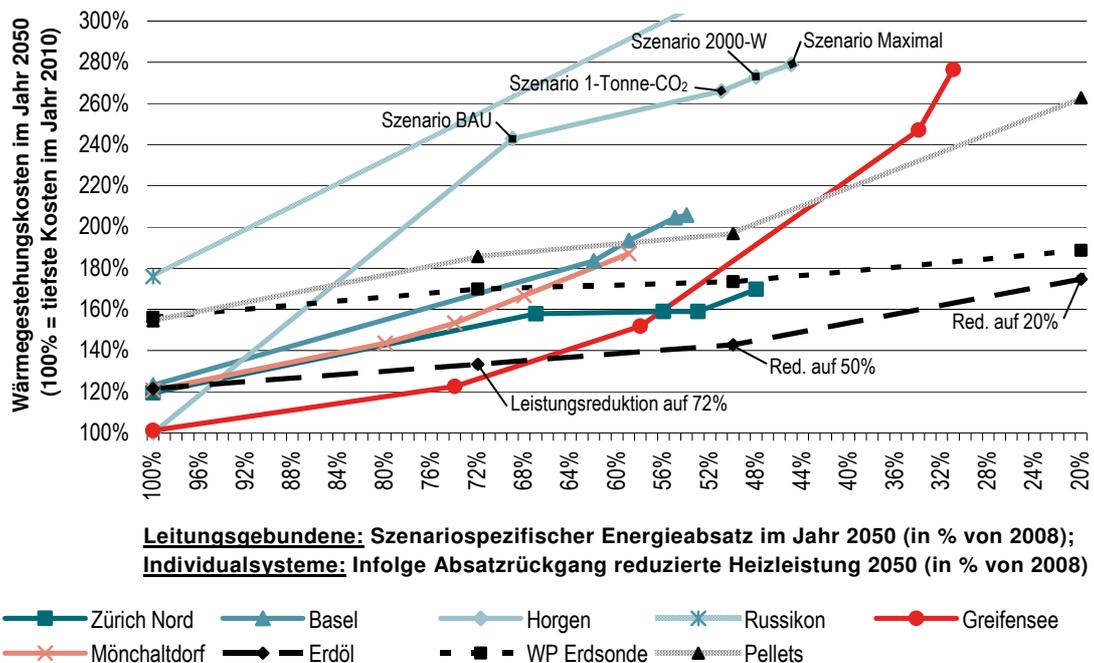
Figur 35: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario TREND) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Horgen weist exemplarisch darauf hin, dass die vier Punkte pro Untersuchungsgebiet jeweils die Endpunkte 2050 der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Quelle: econcept und Woerz 2009.

Die Figur zeigt, dass die Kostensteigerungen (spezifische Wärmegestehungskosten der EndnutzerInnen) bei den drei analysierten Individualsystemen flacher verlaufen als bei den untersuchten Fernwärmeversorgungen. Das führt dazu, dass alle Fernwärmeversorgungen bei grossen Absatzreduktionen für die WärmenutzerInnen teurer werden als die Individualsysteme. Andererseits zeigt die Figur, dass die einzelnen Gebiete sehr unterschiedliche Kurven aufweisen, weswegen nicht pauschal bestimmt werden kann, ab wann die spez. Kosten der Fernwärme über denen der Konkurrenz zu liegen kommen. Dies gilt umso mehr, als dass nicht eindeutig bestimmt werden kann, welche Wärmegestehungskosten die verschiedenen Heizsysteme heute aufweisen.

Bei den Berechnungsannahmen für Fernwärme Zürich (siehe folgende Figur) zeigt die Auswertung, dass die spezifischen Gestehungskosten für die WärmenutzerInnen von Zürich Nord sogar bei den Absatzreduktionen des Maximal-Szenarios unterhalb der Kosten von Wärmepumpen mit Erdsonde und Pelletfeuerungen liegen (die Punkte der Kostenlinien der Untersuchungsgebiete repräsentieren die untersuchten Szenarien). In Basel liegen die spezifischen Kosten 2050 in allen Szenarien über der Wärmepumpenlösung und in zwei Szenarien unter den Kosten von Pelletfeuerungen. In Mönchaldorf liegen die

Kosten von drei Szenarien und in Greifensee von zwei Szenarien unter der Wärmepumpenlösung.

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise TREND) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit vom Absatz im Jahr 2050 für die untersuchten Fernwärmegebiete und die Individualsysteme nach Fernwärme Zürich (2008)»



Leitungsgebundene: Szenariospezifischer Energieabsatz im Jahr 2050 (in % von 2008);
Individualsysteme: Infolge Absatzzugang reduzierte Heizleistung 2050 (in % von 2008)

econcept

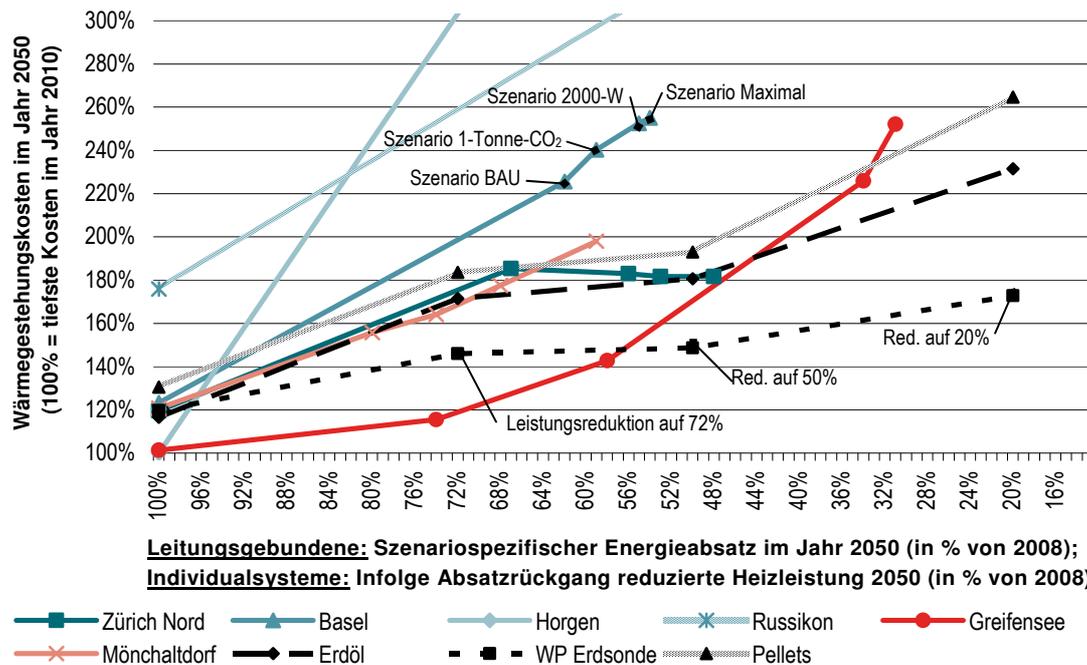
Figur 36: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario TREND) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Horgen zeigt exemplarisch, dass die vier Punkte je Untersuchungsgebiet die Endpunkte der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Quelle: econcept und Fernwärme Zürich 2008.

Die beiden Auswertungen der Heizkostenvergleiche zeigen eine klare Tendenz auf, ergeben aber keine klare Aussage zur zukünftigen Konkurrenzfähigkeit der Fernwärme. Tendenziell weist das wichtigste Konkurrenzsystem, die Erdsonden-Wärmepumpe, bei abnehmendem Wärmebedarf deutlich geringere Kostensteigerungen auf. Wärmepumpenlösungen werden daher in Zukunft an Attraktivität gewinnen. Dies liegt vor allem daran, dass die spezifischen Wärmegestehungskosten bei kleineren Wärmepumpen weniger stark ansteigen als bei der Redimensionierung einer Fernwärmeversorgung (vgl. Kapitel 6.1)⁴³. Gleichzeitig wird aber deutlich, dass die Frage, ob deswegen die Kosten der Fernwärme in Zukunft höher liegen werden als die der Wärmepumpen-Lösung, nicht pauschal beantwortet werden kann. Für die Beantwortung dieser Frage spielen die gebietsspezifischen Voraussetzungen die wichtigste Rolle, wie die hier durchgeführten Fallstudien deutlich zeigen.

⁴³ Wenn zusätzlich berücksichtigt würde, dass Wärmepumpen vermehrt auch für die Kälteproduktion eingesetzt werden (v.a. im Dienstleistungsbereich), dann würde sich deren Wettbewerbsfähigkeit in vielen Fällen nochmals stark verbessern.

Bei der Sensitivität Energiepreise HOCH verstärkt sich die Attraktivität der Wärmepumpenlösungen (vgl. folgende Figur). Des Weiteren verlieren Ölheizungen erwartungsgemäss an Attraktivität.

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise HOCH) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit vom Absatz im Jahr 2050 für die untersuchten Fernwärmegebiete und die Individualsysteme nach Woerz (2009)»



econcept

Figur 37: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario HOCH) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Basel zeigt exemplarisch, dass die vier Punkte je Untersuchungsgebiet die Endpunkte der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Figur 37 illustriert dabei für die vier Szenarien gleichzeitig den Rückgang des Wärmeabsatzes bis 2050. Quelle: econcept und Woerz 2009.

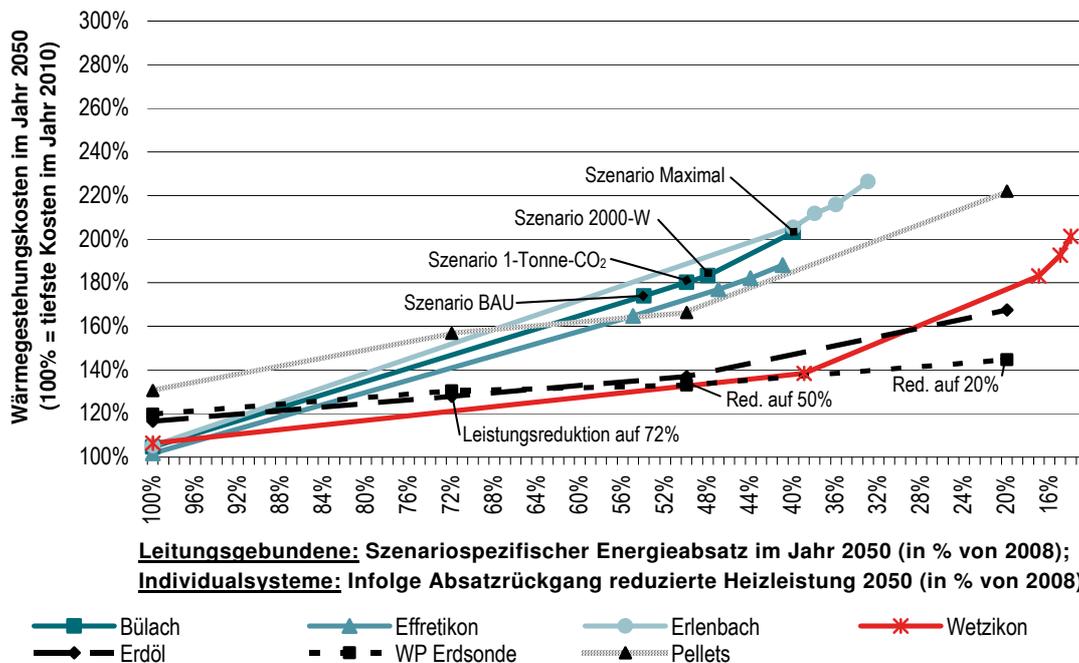
Die unerwartete Abnahme der spezifischen Kosten im Gebiet Zürich Nord, kommt daher, dass in den drei Szenarien «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt» und «Maximal» jeweils grössere Anteile des Absatzes durch die günstige Abwärme der KVA bereitgestellt werden können (für die detaillierten Auswertungen und Ergebnisse je Untersuchungsgebiet sei auf die Ausführungen im Anhang A-1.11 verwiesen).

8.3 Vergleich der Wärmegestehungskosten für die Erdgasgebiete

Wie bei den Fernwärmegebieten wird nun aufgezeigt, wie hoch die spezifischen Wärmegestehungskosten für die EndnutzerInnen im Jahr 2050 je Erdgas-Untersuchungsgebiet und je Konkurrenzsystem in Abhängigkeit des Rückgangs der Wärmenachfrage ausfallen

werden. Das Verfahren zur Ermittlung der Kostenentwicklung der Konkurrenzsysteme ist in Kapitel 6.1 (S. 32 ff.) beschrieben.

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise **TREND**) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit vom Absatz im Jahr 2050 für die untersuchten **Erdgasgebiete** und die **Individualsysteme** nach **Woerz (2009)**»



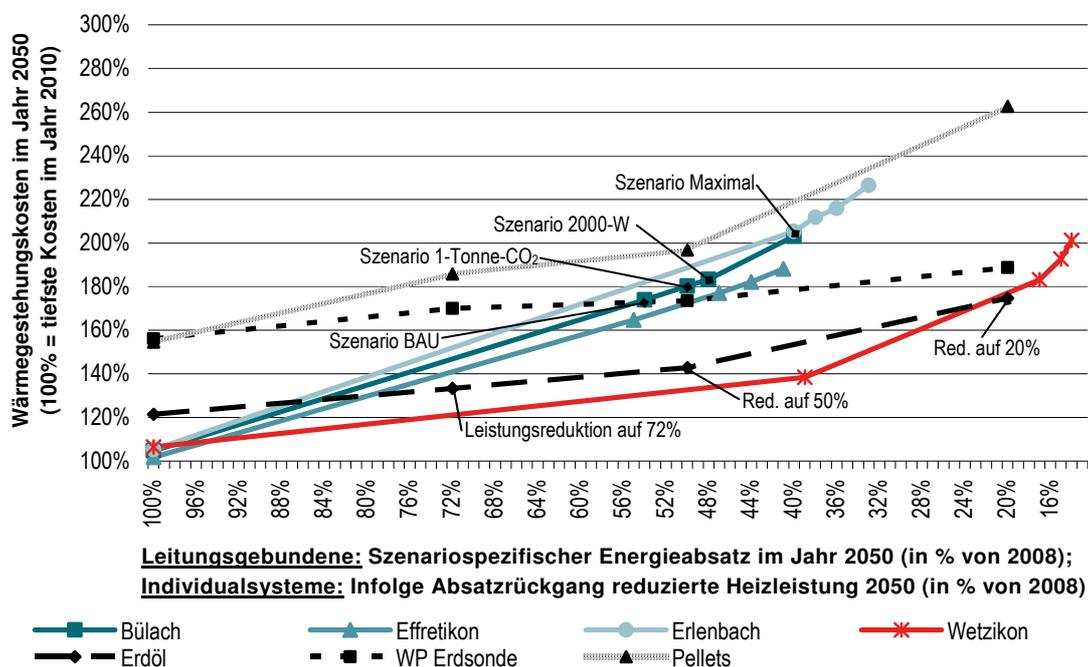
econcept

Figur 38: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario TREND) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Horgen weist exemplarisch darauf hin, dass die vier Punkte pro Untersuchungsgebiet jeweils die Endpunkte 2050 der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Quelle: econcept und Woerz 2009.

Auch hier zeigt der Vergleich der verschiedenen Systeme, dass die Wärmepumpe mit Erdsonde einen flacheren Kostenanstieg aufweist als die Erdgasversorgungen in den Untersuchungsgebieten. In Wetzikon ist die Kostenzunahme bis 2050 im Szenario BAU, trotz des Absatzrückgangs von ca. 60% (gegenüber 2010), nur leicht steiler als bei der Wärmepumpenlösung. Sollte der Absatz aber noch stärker zurückgehen, würden die Gestehungskosten auch in Wetzikon stark ansteigen. Die Steigerung der spezifischen Kosten in den Erdgasversorgungsgebieten mit Beimischung von Biogas liegt in allen Szenarien deutlich über den anderen Systemen, was hauptsächlich eine Folge des relativ hohen Biogaspreises ist, welcher bei der Verwendung des Upgrade-Preismodells für die Beimischung von Biogas resultiert. Für die Kostenentwicklung von Gasversorgungen ohne Biogas ist das Beispiel Wetzikon massgeblich. Das Beispiel Effretikon zeigt, dass bei einem Absatzrückgang von 45% etwa die spezifischen Kosten einer Pelletfeuerung erreicht werden. In den anderen zwei Gebieten mit Biogas liegt dieser Punkt bei einem Rückgang von ca. 32% und ca. 38% und wird im Szenario BAU von beiden übertroffen.

Aufgrund der Analysen kann aber nicht pauschal ausgesagt werden, ab welchem Absatzrückgang die Erdgasversorgungen höhere spezifische Kosten aufweisen werden, als die Individualsysteme. Wie schon bei der Fernwärme, gilt dies umso mehr, als dass nicht eindeutig bestimmt werden kann, welche Gestehungskosten die verschiedenen Heizsysteme heute aufweisen. Deswegen wird nachfolgend dieselbe Auswertung wie oben mit den Ausgangswerten der Heizkostenanalyse von Fernwärme Zürich aus dem Jahr 2008 gemacht.

«**Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise TREND) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit vom Absatz im Jahr 2050 für die untersuchten Erdgasgebiete und die Individualsysteme nach Fernwärme Zürich (2008)**»



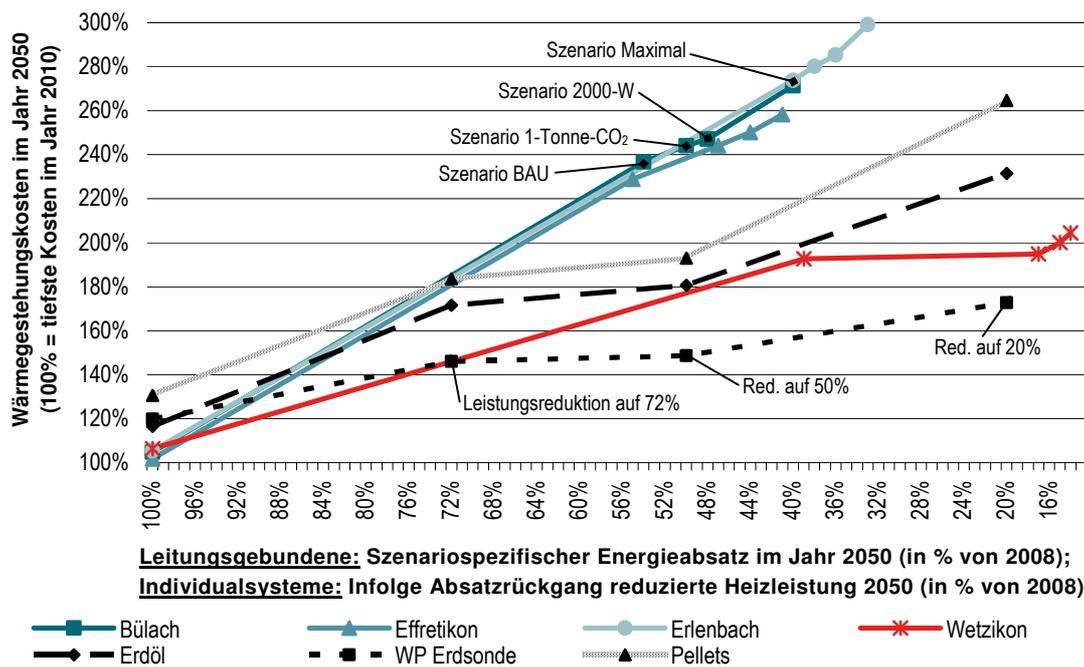
econcept

Figur 39: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario TREND) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Bülach zeigt exemplarisch, dass die vier Punkte je Untersuchungsgebiet die Endpunkte der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Quelle: econcept und Fernwärme Zürich 2008

Die neue Ausgangslage zeigt, dass die spezifischen Gestehungskosten der untersuchten Gebiete in mehreren Szenarien unterhalb der Kosten der Wärmepumpenlösung verbleiben. In Wetzikon trifft dies sogar bei Gasabsatzreduktionen von bis zu 80% zu. Im Vergleich mit dem Erdöl treffen sich die Gestehungskosten bei Wetzikon erst bei einem Absatzrückgang von ca. 75%. Auch die Gestehungskosten der Gebiete mit Biogasbeimischung liegen für einen Teil der Szenarien gleich auf oder unter der Wärmepumpenlösung (Szenario BAU in Effretikon und Bülach sowie knapp auch im Szenario 1-Tonne-CO₂ in Effretikon). Die Gestehungskosten von Pelletfeuerungen liegen in allen Fällen über denen der untersuchten Gebiete.

Bei der Sensitivität mit hohen Energiepreisen zeigen die vier Erdgasgebiete markante Kostensteigerungen, so dass sich deren Konkurrenzfähigkeit gegenüber den anderen Systemen deutlich verschlechtert (vgl. folgende Figur). Es ist allerdings nicht klar, ob die Art der Biogas-Preisberechnung (als Upgrade zum Erdgaspreis) bei den angenommenen Energiepreissteigerungen aufrechterhalten werden kann.

«Zukünftige spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreise HOCH) für die WärmenutzerInnen in Abhängigkeit vom Absatz im Jahr 2050 für die untersuchten Erdgasgebiete und die Individualsystemen nach Woerz (2009)»



econcept

Figur 40: Spezifische Wärmegestehungskosten (Energiepreisszenario HOCH) für ein MFH in Abhängigkeit vom szenariospezifischen Wärmeabsatz im Jahr 2050 und von drei definierten absatzbedingten Leistungsreduktionen bei den Individualsystemen im Jahr 2050. Die Beschriftung der Linie von Bülach zeigt exemplarisch, dass die vier Punkte je Untersuchungsgebiet die Endpunkte der vier analysierten Szenarien repräsentieren. Figur 40 illustriert dabei für die vier Szenarien gleichzeitig den Rückgang des Wärmeabsatzes bis 2050. Quelle: econcept und Woerz 2009

Die Auswertungen zeigen, dass vor allem Erdsonden-Wärmepumpen in Zukunft eine härtere Konkurrenz sein werden⁴⁴. Höhere Energiepreise verstärken diesen Effekt.

Wenn zusätzlich die energiepolitischen Rahmenbedingungen für einen obligatorischen Anteil an erneuerbaren Energien so gesetzt werden, dass zukünftig fossile Systeme ausschliesslich in Kombination mit erneuerbaren Energien genutzt werden dürfen, werden sich die spezifische Wärmegestehungskosten der fossilen Systeme weiter verteuern. Die Auswertungen in Kapitel 6.1, S.32 ff. geben einen Eindruck von der Bedeutung dieses Szenarios.

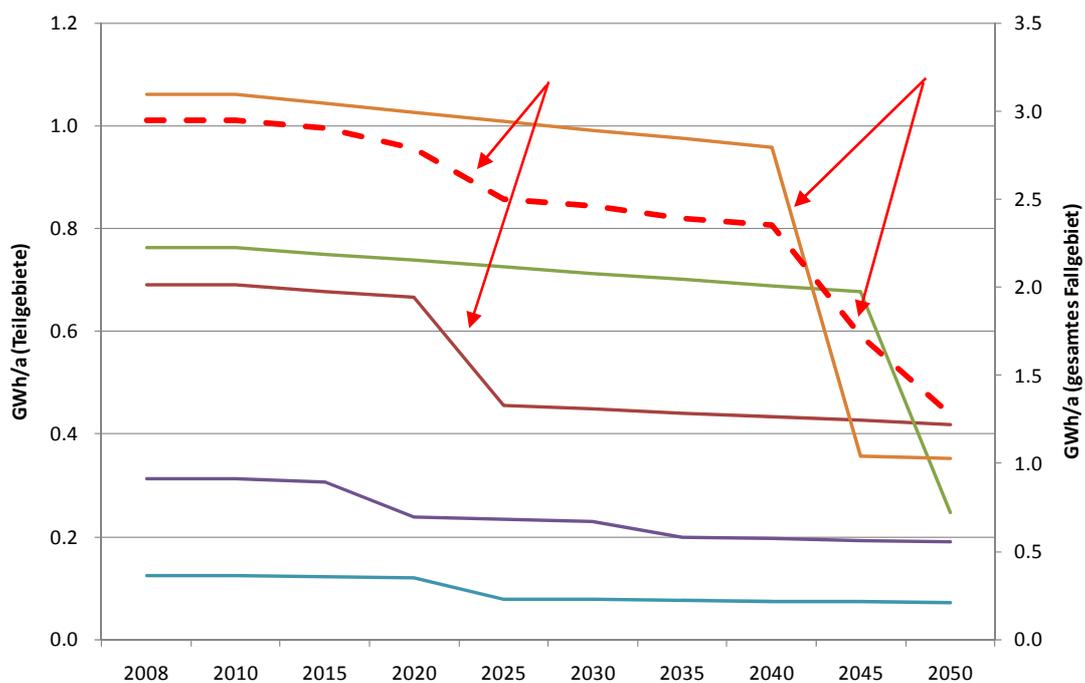
⁴⁴ Wenn zusätzlich berücksichtigt würde, dass Wärmepumpen vermehrt auch für die Kälteproduktion eingesetzt werden (v.a. im Dienstleistungsbereich), dann würde sich deren Konkurrenzfähigkeit nochmals stark verbessern.

9 Diskussion der Methodik und Sensitivitäten

9.1 Allgemeine Diskussion der Methodik

Die Aufteilung der untersuchten Versorgungsgebiete in Teilgebiete mit jeweils einem durchschnittlichen Baujahr als Grundlage für die Bestimmung der Sanierungszeitpunkte führt dazu, dass bei Untersuchungsgebieten mit wenigen Teilgebieten sprunghafte Rückgänge bei der Wärmenachfrage resultieren. Ebenso besteht in kleinen Versorgungsgebieten die Möglichkeit, dass einzelne grosse Teilgebiete die Entwicklung der Wärmenachfrage des gesamten Versorgungsgebietes weitgehend bestimmen. Die nachfolgende Figur illustriert den Effekt beispielhaft anhand eines Untersuchungsgebietes mit 5 Teilgebieten.

«Einfluss der Teilgebiete auf die Gesamtentwicklung in kleinen Untersuchungsgebieten»

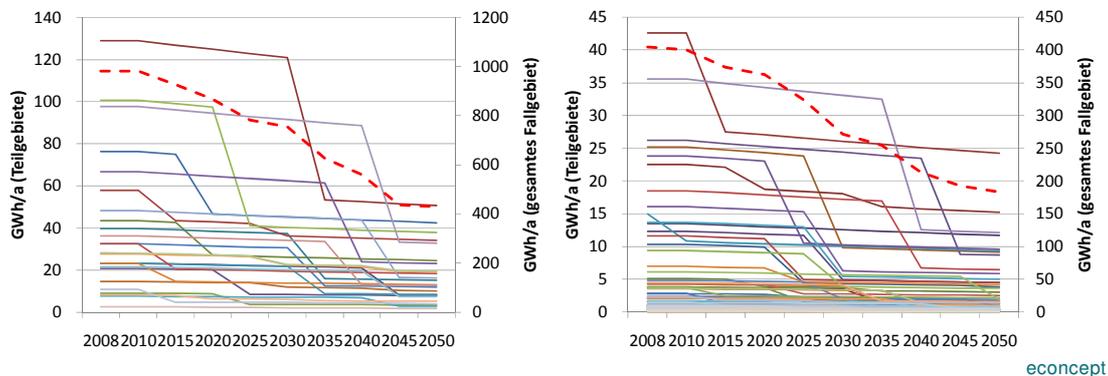


econcept

Figur 41: Entwicklung der Wärmenachfrage in den Teilgebieten (linke Skala) und im gesamten Gebiet (rechte Skala, rote gestrichelte Linie). Der Wärmebedarf im gesamten Gebiet ist relativ deutlich durch den Verlauf in einzelnen Teilgebieten geprägt. Dies führt zu den modellbedingten (angezeigten) sprunghaften Rückgängen.

Ab einer gewissen Anzahl von Teilgebieten werden die Sprünge in der Wärmebedarfsentwicklung einzelner Teilgebiete anteilmässig geringer und es ergibt sich eine ausgeglichenerere Entwicklung der gesamten Wärmenachfrage. Die folgende Figur für das Untersuchungsgebiet Basel mit 25 Teilgebieten (rechts) und Zürich Nord mit 80 Teilgebieten (links) zeigt, dass schon in Basel der Einfluss grösserer Teilgebiete auf das gesamte Versorgungsgebiet nicht mehr deutlich zu erkennen ist.

«Einfluss der Teilgebiete auf die Gesamtentwicklung in grösseren Untersuchungsgebieten»



Figur 42: Entwicklung der Wärmenachfrage in den Teilgebieten und im gesamten Gebiet (rote gestrichelte Linie). Links: Untersuchungsgebiet mit 25 Teilgebieten ; Rechts: Untersuchungsgebiet mit 80 Teilgebieten. In beiden Beispielen ist der Einfluss einzelner Teilgebiete nicht mehr deutlich sichtbar.

Der Vorteil einer Modellierung auf Basis von Teilgebieten liegt in der stark vereinfachten Datenerfassung, die trotzdem zu robusten Ergebnissen führt. Eine genauere Modellierung könnte mittels Erfassung der einzelnen Gebäude vorgenommen werden, würde aber einen deutlich grösseren Aufwand verursachen.

9.2 Diskussion ausgewählter Sensitivitäten

Diverse Faktoren im Modell haben einen Einfluss auf die Ergebnisse. Nachfolgend wird aufgezeigt, inwiefern sich Änderungen bei wichtigen Modellannahmen auf die Resultate auswirken.

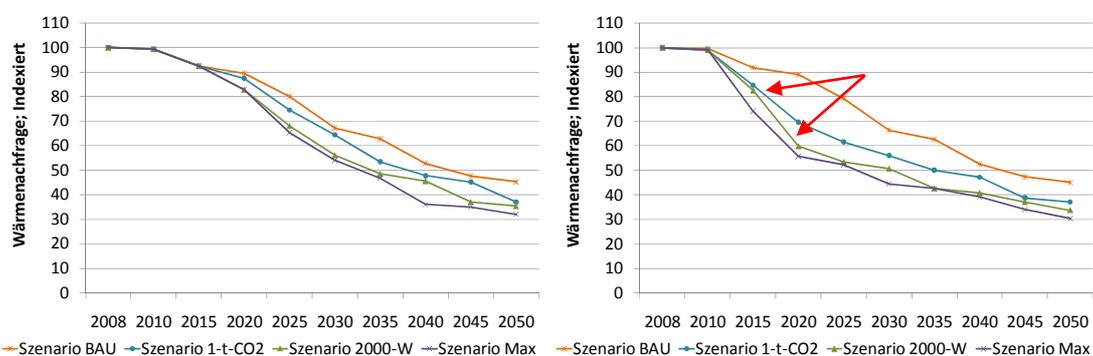
9.2.1 Kalkulation der Sanierungszeitpunkte

Anstatt wie bisher für die Zeit bis ins Jahr 2010 in allen Szenarien von einer gemeinsamen «historischen Sanierungsrate» von 1.2% p.a. auszugehen (vgl. Kapitel 3.2.1, S.9 ff.), wird nun untersucht welchen Effekt eine «entkoppelte» Kalkulation der Sanierungszeitpunkte hätte. Dafür wird angenommen, dass die Gebäude ab dem Zeitpunkt ihrer Erstellung nach den szenariospezifischen Sanierungsraten saniert werden, d.h. nach 83 Jahren (1.2% p.a.), 73 Jahren (1.37% p.a.), 65 Jahren (1.55% p.a.) und 59 Jahren (1.7% p.a.). Weil für die Zeit vor 2010 keine Sanierungszeitpunkte modelliert werden, kann es theoretisch vorkommen, dass ein Szenario mit höherer Sanierungsrate im Untersuchungszeitraum von 2010 bis 2050 weniger Sanierungen aufweist als die anderen Szenarien. Als Beispiel: Ein Gebäude aus dem Jahr 1939 wird im BAU-Szenario 83 Jahre später im Jahr 2022 saniert. Im 1-Tonne-CO₂-Szenario 10 Jahre früher im Jahr 2012. In den beiden weiteren Szenarien würde der berechnete Sanierungszeitpunkt auf die Jahre 2004 respektive 1998 fallen. Um diesen Effekt zu korrigieren, wurde hier angenommen, dass ein ambitionierteres Szenario im Untersuchungszeitraum spätestens im Zeitpunkt

der Sanierung des weniger ambitionierten Szenarios auch saniert wird. Beim gezeigten Beispiel heisst das, dass der Sanierungszeitpunkt für das 2000-Watt- sowie der für das Maximal-Szenario auf denjenigen des 1-Tonne CO₂-Szenarios gesetzt wird, d.h. auf das Jahr 2012.

Die folgende Figur zeigt im linken Bild den Rückgang der Wärmenachfrage bei der vorgenommenen Modellierung (alle Szenarien haben vor 2010 die gleiche Sanierungsrate) und im rechten Bild den veränderten Rückgang der Wärmenachfrage bei einer Entkoppelung der Sanierungsraten wie oben beschrieben.

«Sensitivität: geänderte Kalkulation der Sanierungszeitpunkte»



econcept

Figur 43: Sensitivität der Kalkulation der Sanierungszeitpunkte. Links ist der Rückgang der Wärmenachfrage bei der im vorliegenden Projekte verwendete Kalkulation der Sanierungszeitpunkte (gemeinsame bzw. gekoppelte Sanierungsraten vor 2010) gezeigt; rechts: Kalkulation der Sanierungszeitpunkte ohne gemeinsame Rate vor 2010.

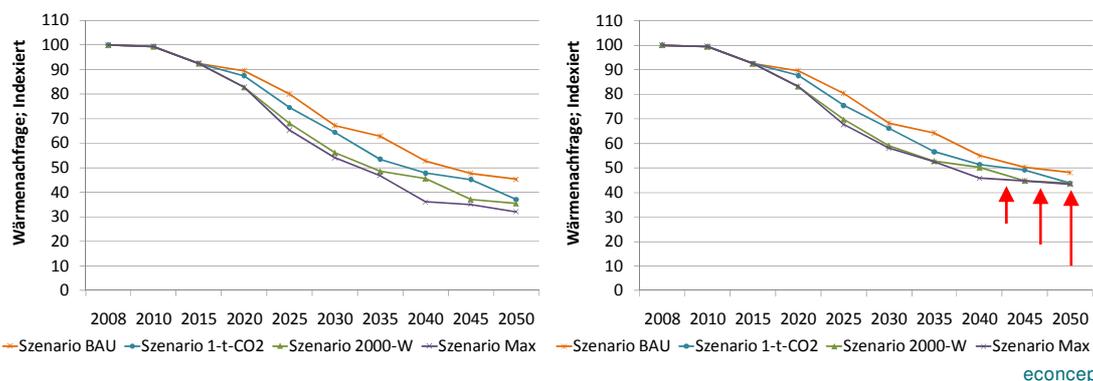
Die geänderte Modellierung der Sanierungszeitpunkte führt im Zeitverlauf insgesamt zu einer steileren Abnahme der Wärmenachfrage in den Szenarien 1-t-CO₂, 2000-Watt und Maximal. Der Wärmebedarf im Jahr 2050 kommt jedoch etwa gleich hoch zu liegen, wie in der vorgenommenen Modellierung mit einer gemeinsamen Rate für alle Szenarien bis ins Jahr 2010. Eine veränderte Modellierung der Sanierungszeitpunkte würde dazu führen, dass die Kostensteigerungen der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme in den drei ambitionierteren Szenarien deutlich schneller anfallen würden, als in der Analyse der Untersuchungsgebiete gezeigt.

Eine weitere Verschärfung der Sanierungsraten auf 2% p.a. oder gar höher, wie sie andere Autoren teilweise verwenden, würde zu einem noch schnelleren Rückgang des Energiebedarfs und damit auch des Energieabsatzes führen, vorausgesetzt es werden die angenommenen energetischen Wirkungen erreicht. In einem Artikel in der Zeitschrift Energie Informationsdienst geht M. Geier z.B. davon aus, dass zukünftig sogar eine energetische Vollsanierungsrate von 3% p.a. unterstellt werden kann. Bei den anzunehmenden Verschärfungen der Anforderungen an Sanierungen könnte der Nutzenenergiebedarf im privaten Wärmebereich bis 2030 um die Hälfte reduziert werden (Geier 2010).

9.2.2 Mindestanforderungen im Gebäudebereich

Für die Modellierungen wurde angenommen, dass die Mindestanforderungen im Gebäudebereich ausgehend vom heute geltenden Gebäudestandard (SIA 380/1:2009) bis im Jahr 2050 szenariospezifisch verschärft werden. Um aufzuzeigen welchen Einfluss die angenommene Verschärfung der Mindestanforderungen auf die resultierende Wärmefachfrage hat, wird die Entwicklung ohne weitere Verschärfung der Mindestanforderungen aufgezeigt. Dafür wird angenommen, dass alle Gebäude bis im Jahr 2050 nach der Sanierung jeweils 125% des heute geltenden Standards für Neubauten erreichen (SIA 380/1:2009). In der nachfolgenden Figur zeigt die linke Auswertung den Verlauf der Wärmefachfrage mit szenariospezifischer Verschärfung der Mindestanforderungen und die rechte Auswertung den Verlauf ohne eine solche Verschärfung. Interessanterweise haben die angenommenen Verschärfungen der Mindestanforderungen nur einen relativ geringen Effekt auf die Nachfrageentwicklung, d.h., dass auch ohne Verschärfung der Mindestanforderungen ein starker Rückgang des Wärmebedarfs resultieren wird. Dies ist damit zu erklären, dass der heutige Neubaustandard im Vergleich mit dem Standard des Gebäudebestandes schon sehr grosse Einsparungen mit sich bringt.

«Sensitivität: Mindestanforderungen im Gebäudebereich»



Figur 44: Sensitivität der Mindestanforderungen im Gebäudebereich. Links: Rückgang der Wärmefachfrage bei voller szenariospezifischer Verschärfung der Mindestanforderungen; Rechts: Entwicklung der Wärmefachfrage, wenn in allen Szenarien nach dem Gebäudestandard von SIA 380/1:2009 saniert wird (125% des Neubaustandards)

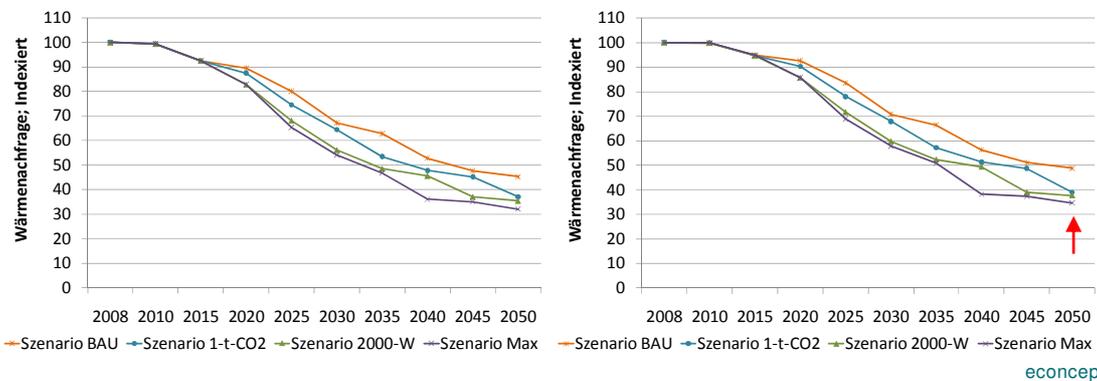
Im Szenario BAU resultiert bei dieser Annahme bis 2050 ein Rückgang der Wärmefachfrage auf 48% des Ausgangswertes um 2008. Bei einer Verschärfung der Mindestanforderungen sind es 45%. Die anderen Szenarien zeigen erwartungsgemäss eine grössere Differenz. Insgesamt zeigt diese Auswertung, dass bei den zugrunde gelegten Sanierungsraten schon alleine eine konsequente Anwendung des heute geltenden Gebäudestandards zu einem starken Rückgang der Wärmefachfrage führen wird.

9.2.3 Einfluss von Teilsanierungen

Zur Berücksichtigung von Teilsanierungen wurden diverse Annahmen getroffen, deren Einfluss auf das Resultat nachfolgend untersucht wird. Der Zeitpunkt der Teilsanierungen

wurde bei allen Szenarien auf 28 bzw. auf 42 Jahre nach Erstellung oder Vollsanie- rung eines Gebäudes gesetzt. Diese Werte entsprechen einem Drittel und gut der Hälfte der Zeit bis zur nächsten Vollsanie- rung im Szenario BAU. Der angenommene Rückgang des Wärmebedarfs bei den Teilsanie- rungen, hat einen Einfluss auf die Resultate. Bisher wur- de angenommen, dass im Durchschnitt bei der ersten Teilsanie- rung rund 50% und bei der zweiten Teilsanie- rung rund 65% des Potenzials einer Vollsanie- rung ausgeschöpft wird. Wenn diese Werte auf 20% und 35% verringert werden, ergibt sich im folgenden Bild eine leichte Abschwächung des Rückgangs der Wärmenachfrage. Die Wärmenach- frage würde dabei im Fall von Teilsanie- rungen mit geringerem energetischen Effekt im Szenario BAU um rund 3.5% höher liegen.

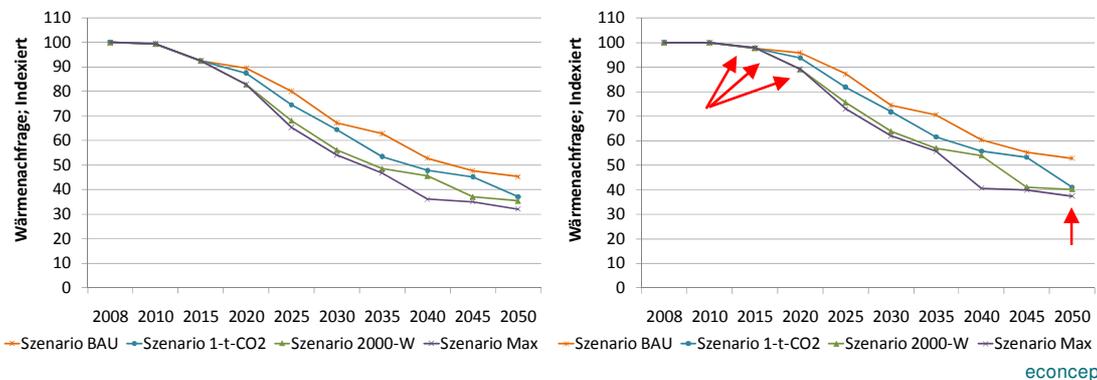
«Sensitivität: Energetische Verbesserungen durch Teilsanierungen»



Figur 45: Sensitivität der energetischen Verbesserungen durch Teilsanierungen. Links: Rückgang der Wärmenachfrage mit energetischen Einsparungen bei Teilsanierungen von 50 % bzw. 65%. Rechts: Entwicklung der Wärmenachfrage, wenn die Teilsanierungen Einsparungen von 20% bzw. 35% erbringen.

Ein gänzliches Ausschalten der Teilsanierungen hätte einen bedeutenderen Effekt, der in der nachfolgenden Figur gezeigt wird.

«Sensitivität: Energetische Verbesserungen ohne Teilsanierungen»



Figur 46: Sensitivität der energetischen Verbesserungen durch Teilsanierungen. Links ist der Rückgang der Wärmenachfrage bei energetischen Einsparungen von 50 % und 65% gezeigt. Rechts: Entwicklung der Wärmenachfrage ohne Teilsanierungen.

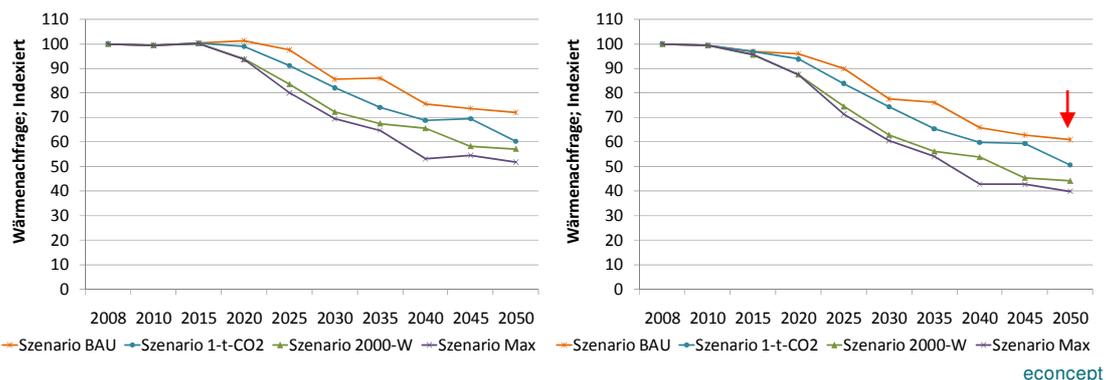
Der Rückgang der Wärmenachfrage würde sich besonderes im ersten Jahrzehnt verlangsamten und insgesamt etwas geringer ausfallen. Im Szenario BAU würde die Wärmenachfrage bis 2050 um ca. 8% über dem Ausgangswert liegen.

9.2.4 Einfluss der Annahmen über die Kundenwahl

Zur Berechnung des zukünftigen Energieabsatzes der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme werden zusätzlich zur Modellierung des Einflusses des abnehmenden Energiebedarfs nach Sanierungen Annahmen über die Wahl der KundInnen beim Heizungersatz und beim Neubau getroffen. Diese Annahmen haben einen grossen Einfluss auf die Resultate, wie nachfolgende Auswertungen zeigen.

Bei der Fernwärme wurde angenommen, dass 75% der Neubauten im Versorgungsgebiet an die Fernwärmeversorgung angeschlossen werden können und dass 40% aller GebäudebesitzerInnen, die zurzeit noch nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, beim Heizungersatz zur Fernwärme wechseln. Zusätzlich wird angenommen, dass die Fernwärme keine KundInnen verlieren wird. Dies führt zum Absatzrückgang, der in der nachfolgenden Figur links gezeigt wird. Wenn nun aber für das Szenario BAU und das 1-t-CO₂-Szenario angenommen wird, dass lediglich 50% statt 75% der Neubauten angeschlossen werden und nur 20% der GebäudebesitzerInnen beim Heizungersatz zur Fernwärme wechseln, dann ergibt sich das rechts gezeigte Bild. Für das 2000-Watt- und das Maximalszenario wurden die Annahmen nochmals geändert und angenommen, dass nur 20% der GebäudebesitzerInnen beim Heizungersatz zur Fernwärme wechseln und noch 20% der Neubauten angeschlossen werden können:

«Sensitivität: Einfluss der Kundenwahl bei den Fernwärmesystemen»

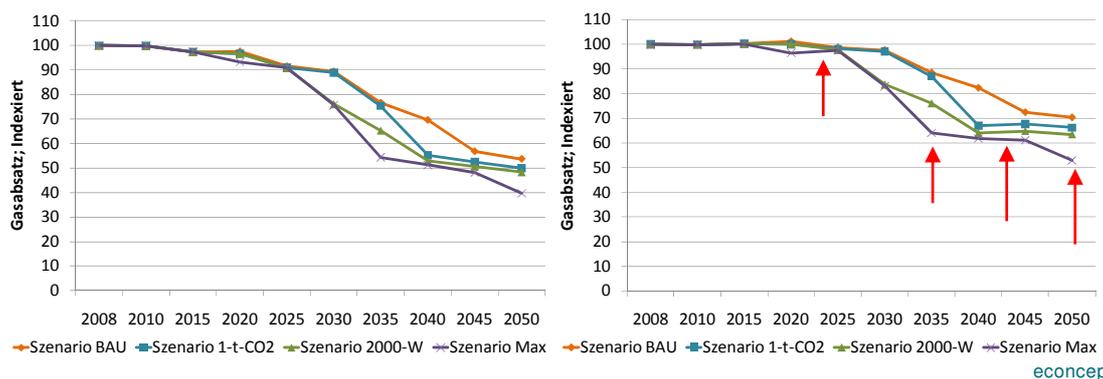


Figur 47: Sensitivität der Annahmen über die Kundenwahl bei Fernwärmesystemen. Links ist der Rückgang der Wärmenachfrage bei der Standard-Kundenwahl (75% der Neubauten und 40% der Heizungsersetzenden werden angeschlossen) gezeigt. Rechts: Entwicklung der Wärmenachfrage, wenn in den Szenarien BAU und 1-t-CO₂ nur 50% der Neubauten und 20% der Heizungsersetzenden und in den Szenarien 2000-Watt und Maximal nur 20% der Neubauten und 20% der Heizungsersetzenden angeschlossen werden können.

Bei den geänderten Annahmen verringern sich die Absätze in den Szenarien BAU und 1-t-CO₂ um ca. 10-11%-Punkte und in den Szenarien 2000-Watt und Maximal um ca. 12-15%-Punkte.

Bei den Erdgassystemen spielen die Annahmen bezüglich der Wahl der KundInnen eine noch herausragendere Rolle. Standardmässig wird angenommen, dass ohne Biogas bis ins Jahr 2015 rund 20% und dann im Jahr 2045 noch 15% der Neubauten angeschlossen werden können. Bei einer Beimischung von Biogas wird angenommen, dass auch im Jahr 2045 noch 20% der Neubauten anschliessen werden. Beim Heizungsersatz wird davon ausgegangen, dass anfänglich 40% und im Jahr 2050 dann noch 10% der GebäudebesitzerInnen mit Ölheizung zum Erdgas wechseln. Bei einer Biogasbeimischung wird dagegen angenommen, dass im Jahr 2050 noch 20% zum Erdgas-Biogas-System wechseln. Zusätzlich wird angenommen, dass bestehende KundInnen abspringen: Ohne Beimischung von Biogas ansteigend von anfänglich 0% auf 20% im Jahr 2050 und mit Beimischung von Biogas auf 10% im Jahr 2050. Wenn bei den Gasversorgungen gleich wie im Standardfall der Fernwärme davon ausgegangen wird, dass keine Kunden wechseln, dass 75% der Neubauten und 40% der Heizungswechsler angeschlossen werden können, dann verändert sich die Absatzprognose grundlegend, ohne dass jedoch der rückläufige Absatztrend gebrochen wird (vgl. nachfolgende Figur, rechtes Bild).

«Sensitivität: Einfluss der Kundenwahl bei den Erdgassystemen»



Figur 48: Sensitivität der Annahmen über die Kundenwahl bei Erdgassystemen. Links: Rückgang des Gasabsatzes bei den Standard-Kundenwahl (20% bzw. 15% der Neubauten, 40% bis 10% der Heizungsersetzenden werden angeschlossen und bis zu 20% der bisherigen Kunden springen bis 2050 ab). Rechts: Entwicklung des Gasabsatzes, wenn wie bei der Fernwärme 75% der Neubauten und 40% der Heizungsersetzenden angeschlossen werden und 0% der bisherigen Kunden abspringen.

Bei den geänderten Annahmen nimmt der Gasabsatz bis im Jahr 2050 um 12-16%-Punkte weniger stark ab als für die Modellierung angenommen. Im Vergleich zum Fall, ohne Nutzung des Verdichtungspotenzials (d.h. es wird nur der Rückgang der Wärmefachfrage der bestehenden Gebäude berücksichtigt; vgl. Figur 86, S. 128) liegt der Unterschied im BAU-Szenario zum oben rechts dargestellten Bild sogar bei 25%. Diese Ausführungen machen deutlich, dass die Annahme über die Verdichtungsmöglichkeiten einen sehr entscheidenden Einfluss auf die Perspektiven des Absatzes in den Erdgasgebieten hat.

9.2.5 Einfluss der Klimaerwärmung

Die Klimaerwärmung wird bis 2050 zu einer Abnahme der Heizgradtage führen. Für die vorliegende Studie wurde davon ausgegangen, dass bis 2050 mit einer Zunahme der mittleren Temperatur um 2.5°C zu rechnen ist. Eine solche Zunahme führt zu einer Abnahme der Heizgradtage um 15% gegenüber dem langjährigen Mittel der Jahre 1984 bis 2004 (Wokaun et al. 2007). Der Energiebedarf für Raumwärme wird dadurch um ca. 20% zurückgehen (ebd.).

Für alle Untersuchungsgebiete wurde nun analysiert, welchen Effekt die Klimaerwärmung auf die konkrete Entwicklung der Wärmenachfrage im Gebäudebereich hat. Dabei wird nur die Nachfrage nach Raumwärme beeinflusst, die Nachfrage nach Brauchwarmwasser bleibt unbeeinflusst. Dies führt dazu, dass die weniger ambitionierten Szenarien mit einem proportional grösseren verbleibenden Anteil Raumwärme an der Gesamtwärmenachfrage im Jahr 2050 stärker von der Klimaerwärmung betroffen sind als solche, in denen die Raumwärmenachfrage stärker reduziert wird. Somit führt die Klimaerwärmung bis 2050 im BAU-Szenario zu einem Rückgang der Gesamtwärmenachfrage zwischen 12% und 14% und im Maximalszenario zu einem Rückgang zwischen 6% und 8% gegenüber einer Entwicklung ohne Klimaänderung.

9.2.6 Fazit

Die Sensitivitätsüberlegungen zeigen, dass bei allen hier geprüften Sensitivitäten die grundsätzlichen Entwicklungstrends in den Erdgas- und Fernwärme-Versorgungsgebieten weiterhin bestehen bleiben. Je nach Annahmen laufen die langfristigen Entwicklungen jedoch deutlich langsamer bzw. etwas schneller als bei den in dieser Arbeit verwendeten Grundannahmen. Das kann bei den typischerweise sehr langen Amortisationsfristen leitungsgebundener Versorgungssysteme aus unternehmerischer Sicht sehr entscheidungsrelevant sein.

Sowohl die Berechnung der Sanierungszeitpunkte als auch die Annahmen über die Kundenwahl haben einen starken Einfluss auf die Ergebnisse der Modellierungen. Dies insbesondere deswegen, weil eine Bestimmung der Sanierungszeitpunkte, wie in Figur 43 gezeigt, dazu führen würde, dass leitungsgebundene Energieversorgungssysteme in den Szenarien 1-t-CO₂, 2000-W und Maximal noch deutlich schneller mit einem Rückgang der Wärmenachfrage und somit mit ansteigenden Wärmeverteilungskosten konfrontiert würden.

Die künftige Kundenwahl spielt insbesondere für die Erdgassysteme eine wichtige Rolle. Die Kundenwahl hängt einerseits von der Entwicklung der Energiepreise, insbesondere der Wärmegegestehungskosten für die Endverbraucher sowie andererseits von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen ab (Vorschriften, Image). Der Einsatz von Biogas kann energie- und klimapolitische Nachteile mindestens zum Teil kompensieren, allerdings zu höheren Kosten. Bei den hier getroffenen Annahmen wird der Absatz in allen Systemen stark zurückgehen. Eine zugunsten von Erdgas geänderte Kundenwahl

kann den Rückgang der Gasnachfrage zwar nicht gänzlich aufhalten, aber deutlich verlangsamen.

Weitere Faktoren, wie die Verschärfung der Gebäudestandards, die Art der Berücksichtigung von Teilsanierungszeitpunkten oder die Klimaerwärmung haben einen geringeren Einfluss auf die Resultate. Ein gänzlich Weglassen von Teilsanierungen würde aber zu einem langsameren Rückgang der Wärmenachfrage führen.

10 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aufgrund der Resultate der untersuchten Fallstudien und von Überlegungen zur künftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen, werden Schlussfolgerungen und Empfehlungen für Fernwärme- und Erdgasversorgungen abgeleitet. Dabei wird versucht Strategien und Handlungsmöglichkeiten für den Umgang mit sinkenden Absätzen, steigenden Energiepreisen und allfälligen politischen Vorgaben zu Lasten von fossilen Energieträgern zu geben.

10.1 Schlussfolgerungen für Fernwärme- und Erdgasversorgungen

Für alle betrachteten Untersuchungsgebiete lassen sich betreffend der Entwicklung des **Energieabsatzes** die folgenden Schlüsse ziehen:

- 1 *Der altersmässige Aufbau des Gebäudebestandes und das Ausmass der energetischen Verbesserungen bei Sanierungen bestimmen das Tempo des Rückgangs der Wärme- bzw. Energienachfrage:*

Der Aufbau des Gebäudebestandes ist neben der effektiv stattfindenden energetischen Erneuerungstätigkeit die wichtigste Einflussgrösse für die Entwicklung der zukünftigen Nachfrage, wenn keine Gebietserweiterungen und Neuanschlüsse von Grossverbrauchern berücksichtigt werden. Gebäude aus den 1930er bis 1970er Jahren spielen für die Betrachtung bis 2050 eine zentrale Rolle, da deren Energiebedarf durch künftige Sanierungen in allen Szenarien sinken wird. In einigen Fällen führt dies dazu, dass der Energiebedarf der bestehenden Bauten schon im BAU-Szenario um mehr als 60% abnimmt (z.B. Wetzikon und Erlenbach). Im Maximalszenario ergeben sich Rückgänge von bis zu 80%. Ein hoher Anteil von Bauten mit ähnlichem Baujahr, die zudem aus der Periode zwischen 1930-1970 stammen, bildet für die Energieversorger jeweils ein beachtliches Klumpenrisiko, weil diese Bauten miteinander erneuerungsbedürftig werden.

- 2 *Das Verdichtungspotenzial durch den Anschluss von Neubauten und die Erhöhung der Anschlussdichte bei den bestehenden Bauten kann den Rückgang des Absatzes verlangsamen aber nicht kompensieren:*

Der zusätzliche Energieabsatz infolge von Verdichtungen wird aufgrund der vorgenommenen Analysen nicht ausreichen, um den Rückgang des Energiebedarfs des Gebäudebestands zu kompensieren: Der Fall einer Erhöhung des Anschlussgrads bei den bestehenden Bauten um 25% und eines Zubaus von mehr als der Hälfte der bestehenden Gebäudefläche mit einem Anschluss von 75% der Neubaupläche in einem der Untersuchungsgebiete würde den Absatz bis 2050 um rund 20%-Punkte steigern.. Auch damit könnte aber der Absatzrückgang infolge der energetischen Sanierungen nicht voll kompensiert werden.

Diese Folgerungen gelten primär für Versorgungsgebiete, in welchen keine grösseren

raumplanerisch bedingten Verdichtungen anstehen. Sollten aber in einzelnen Gebieten die Ausnutzungsziffern erhöht werden, ist es denkbar, dass die zusätzlichen Abnehmer in Zukunft den Rückgang der Wärmenachfrage der bisherigen Bezüger wettmachen, was sich positiv auf die spezifischen Verteilkosten auswirken würde.

Der Vergleich der **spezifischen Kosten leitungsgebundener Energieversorgungssysteme** mit konkurrierenden Individualsystemen zeigt:

- 3 *Die Bedeutung von Elektrizität wird in Zukunft im Wärmemarkt zunehmen und die übrigen leitungsgebundenen Energieversorgungen konkurrenzieren.*

Dank sinkendem Wärmebedarf, tieferen Vorlauftemperaturen und steigenden Energiepreisen werden Wärmepumpenlösungen im Vergleich zu den untersuchten Systemen deutlich an Attraktivität gewinnen, selbst wenn eine Steigerung der Strompreise von heute 16 Rp./kWh auf zukünftige 30 Rp./kWh oder sogar 41 Rp./kWh angenommen wird. Bei einer Betrachtung der Exergienutzung ist die Umweltwärmenutzung mit Erdsonden-WP auch dann noch vergleichsweise vorteilhaft, wenn die Elektrizität in modernen GuD-Gaskraftwerken produziert und mit WP mit einer hohen JAZ genutzt wird. Insgesamt ist deswegen davon auszugehen, dass die Elektrizität als Energieträger im Heizungsmarkt an Bedeutung gewinnen wird.

- 4 *Vor allem die spezifischen Verteilkosten nehmen stark zu. Wieweit dadurch die jeweiligen Energieversorgungen an Konkurrenzfähigkeit einbüßen, hängt vom Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten und von gebietsspezifischen Faktoren ab. Die Entwicklung muss für jedes Versorgungsgebiet speziell untersucht werden.*

Erwartungsgemäss zeigt sich, dass die spezifischen Verteilkosten der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme bei starkem Absatzrückgang auch stark ansteigen. Da schon im BAU-Szenario bis 2050 Absatzrückgänge von bis zu -60% erwartet werden, müssen langfristig (vor allem für den Zeitraum nach 2035) in den Gebieten mit einem hohen Anteil an Verteilkosten Strategien zum Umgang mit Absatzrückgängen und den damit verbundenen spezifischen Verteilkostensteigerungen entwickelt werden. Da bei Erdgasversorgungen der Anteil der Verteilkosten an den Gesamtkosten ca. 20% oder weniger ausmacht, fallen die Verteilkosten bei diesen weniger stark ins Gewicht. Die Fallstudien zeigen aber auch, dass die Absatzrückgänge und die damit einhergehende Zunahme der spezifischen Verteilkosten stark von gebietsspezifischen Faktoren abhängen.

- 5 *Die Entwicklung der spezifischen Gesamtkosten kann durch eine langfristige, an der künftigen Nachfrage orientierte Planung von Verteilinfrastrukturen, durch die Energieträgerwahl und durch die vorausschauende Dimensionierung von Wärmeproduktionsanlagen beeinflusst werden.*

Bei allen untersuchten Gebieten, insbesondere aber bei Fernwärmegebieten gilt, dass die Zunahme der spezifischen Verteilkosten verringert werden kann, wenn die **Verteilinfrastruktur** rechtzeitig dem zukünftigen Absatz angepasst wird (aufgrund der hier vorgenommenen Untersuchungen ist primär der Zeitraum nach 2035 relevant). Dazu gehören eine entsprechend geplante vorausschauende Amortisationspo-

litik für die Versorgungsnetze bei Netzneubauten, -erneuerungen und –erweiterungen sowie eine darauf abgestimmte Tarifpolitik.

Kostenreduktionen sind aber auch mit einer an der künftigen Nachfrage orientierten **Dimensionierung der Wärmeproduktionsanlagen** bei der Fernwärme (bei Neubauten, Ausbauten oder Erneuerungen) und der **Wahl des Energieträgermix** möglich. Die Kostenentwicklung in Greifensee zeigt, dass bei den kleinen Systemen eine vorausschauende Dimensionierung der Wärmeproduktionsanlagen einen starken Effekt auf die Kostenentwicklung haben kann. Andererseits ist die Beimischung von Biogas ökologisch vorteilhaft, führt aber – bei einer Beibehaltung des Upgrade-Preismodells – zu stark steigenden Wärmegestehungskosten, die im Jahr 2050 in den meisten Fällen über denen einer Wärmepumpenlösung liegen.

- 6 *Fernwärmeversorgungen mit günstigen Wärmequellen (KVA- und Industrieabwärme) können in Zukunft trotz abnehmender Wärmedichte konkurrenzfähig bleiben oder im besten Fall noch wettbewerbsfähiger werden* .

Für **KVA-Fernwärmeversorgungen** gilt, dass eine Verschiebung der Wärmeproduktion weg von fossilen Energieträgern hin zur vermehrten Nutzung von KVA-Abwärme Kostenvorteile bietet. Dies zeigen die Kostenentwicklungen in Zürich Nord und Basel: Weil mit schrumpfendem Wärmeabsatz ein wachsender Anteil der abgesetzten Wärme durch die günstige KVA-Abwärme gedeckt wird (weist nicht dieselbe Preisdynamik auf wie die Energieträger), sinken in Zürich Nord die spezifischen Kosten bei sinkendem Wärmeabsatz.

Für alle untersuchten Gebiete gilt, dass die durchgeführten Modellierungen die Richtung und das mögliche Ausmass der langfristigen Entwicklung bis 2050 anzeigen. Die kurzfristigen Entwicklungen können in einzelnen Gebieten in eine andere Richtung zeigen. Kurz- bis mittelfristig besteht bei praktisch allen untersuchten Fernwärme- und Erdgasversorgungen kein akuter Handlungsbedarf. Ein solcher zeichnet sich erst längerfristig, nach 2030 (für gewisse Fernwärmeversorgungen) bzw. nach 2040 für Erdgasversorgungen ab (je nach Preisentwicklung beim Biogas).

Das Energiepreisszenario HOCH führt sowohl bei Fernwärmeversorgungen (Stromausfallkosten und Kosten der Spitzendeckung) als auch bei Erdgasversorgungen (Bezugspreis Erdgas und allenfalls Biogas) früher zu Handlungsbedarf, weil steigende Energiepreise die Erdsonden-WP als primäres Konkurrenzsystem weniger stark verteuern.

10.2 Empfehlungen für Fernwärmeversorgungen

Die in den Fallstudien ermittelten Entwicklungen des Wärmeabsatzes und der spezifischen Kosten sind unterschiedlich und hängen von den lokalen Voraussetzungen ab. Das ergibt die **folgende planerische Empfehlung**:

- 1 **Gebietsweise Analyse des Gebäudebestandes und Berechnung von möglichen Absatzszenarien für die mittel- und langfristige Investitions- und Amortisati-**

onsplanung mit einer darauf abgestimmten Tarifpolitik.

Die Szenarienbetrachtungen können in Zukunft laufend an die reale Entwicklung angepasst werden. Sie sollten die Grundlage für die mittelfristige (bis 2025/30) und langfristige (bis 2050) Planung der Investitionen (inkl. Amortisationen) in Verteilinfrastrukturen und Wärmeproduktionsanlagen bilden. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen stellen dafür erste Grundlagen bereit.

Die **zweite Empfehlung** betrifft die **Verteilkosten**, welche bei den untersuchten Fernwärmesystemen aktuell 27% bis 43% der spezifischen Gesamtkosten ausmachen:

2 Erarbeitung von Strategien zur mittel- bis langfristigen Absenkung der Unterhalts- und Kapitalkosten für die Wärmeverteilung sowie zu einer darauf abgestimmten Amortisation der Versorgungsinfrastrukturen.

Grundsätzlich sind verschiedene Strategien zur Senkung der Verteilkosten denkbar:

- Erhöhung des Systemwirkungsgrades durch Temperaturabsenkungen, u.U. zulasten eines/einiger Kunden mit höheren Temperaturbedürfnissen
- Langfristige Planung und Abstimmung der Verteilinfrastruktur auf den sich ändernden Wärmeabsatz und Verdichtung in Gebieten, die langfristig versorgt werden sollen.
- Überprüfung/Bewirtschaftung der Leistungsbestellungen der Kunden, um den Spitzenleistungsbedarf zu reduzieren, um mehr KVA-Wärme nutzen zu können und mit dem bestehenden Versorgungsnetz mehr Abnehmende anschliessen zu können.
- Langfristige Netzbewirtschaftungs- und Erneuerungsplanung, um einerseits bei Gelegenheit mit anderen öffentlichen Werken (Wasser, Abwasser, Elektrizität, IT, Straßenbau) Synergien zum kostenminimalen Ersatz von vor der Erneuerung stehenden Teilen des Versorgungsnetzes wahrzunehmen. Andererseits sollen Neukunden nur dann angeschlossen werden, wenn ihr Anschluss während der wirtschaftlich gesicherten Restlebensdauer des Versorgungsnetzes wirtschaftlich ist (bei bestehenden Versorgungsnetzen sind dabei Grenzkostenüberlegungen möglich).
- Neubauten und Erweiterungen von Versorgungssystemen sind nur vorzunehmen, wenn der voraussichtliche Wärmeabsatz die Amortisation der Investition unter Berücksichtigung der künftigen Absatzentwicklung (Abnahme) erlaubt. Die Amortisationszeit ergibt sich dabei nicht aufgrund der technischen Lebensdauer, sondern risikoorientiert, aufgrund der voraussichtlich gesicherten Absatzdauer im (Teil-) Versorgungsgebiet.

Die Nutzung von Fernwärme zur **Produktion von Kälte** kann mindestens bei Versorgungssystemen mit ohnehin anfallender Abwärme zu einer bessern Auslastung der Verteilinfrastruktur führen, da im Sommer anfallende Abwärme genutzt werden kann. Allerdings sind zurzeit für einen befriedigenden Wirkungsgrad von Absorptions-Kältemaschinen relativ hohe Temperaturen erforderlich (>100 bis 110°C), was wiederum die Ganzjahresverluste des Versorgungsnetzes bei sinkendem Wärmeabsatz erhöht. Zudem stellt sich die Frage, ob die Abwärmeverwendung für die Stromproduktion nicht vorzuziehen ist. Angesichts des aktuell geringen Wirkungsgrades von Absorptions-

Kältemaschinen dürfte eine höhere Stromproduktion mit Nutzung des Stroms in Kältemaschinen (JAZ 6-7) vorteilhafter sein.

Die **dritte Empfehlung** betrifft die Nutzung von **Abwärme**. Die Nutzung von Kehrrihtwärme aus KVA, von industrieller Abwärme und auch von niederwertiger Abwärme ab ARA hat hohe energiepolitische Relevanz. So lange Abwärme anfällt, sollte diese so gut wie möglich genutzt werden. Bei der Abwärme von KVA ist in erster Priorität die Exergie der anfallenden Abwärme zur Stromproduktion zu nutzen.

3 Aus der Sicht der in dieser Studie analysierten Fallstudien ist für die beiden grossen Fernwärmeversorgungen Zürich Nord und Basel eine **Sicherung und möglichst vollständige Nutzung der KVA-Abwärme** anzustreben, da damit neben der aus energetischer Sicht sinnvollen Nutzung von «sowieso» anfallender Energie auch die spezifischen Kosten gesenkt werden können. Allgemein muss die Planung von KVA-Fernwärmeversorgungen das langfristig verfügbare Ausmass von KVA-Abwärme bei sinkender Kehrrihtmenge und/oder sinkendem Brennwert des Kehrrihts in der Strategie und Investitionsplanung mitberücksichtigen.

Da zurzeit ein Überschuss von Verbrennungskapazitäten besteht und mittel- bis langfristig Abfallimporte vermehrt wegfallen werden, wird schweizweit an einer umfassenden KVA-Planung gearbeitet, wobei unterschiedliche strategische Vorstellungen im Raum stehen:

- Aus Stoffflussgründen bestehen Bestrebungen, die Kehrrihttrennung noch weiter zu entwickeln und beispielsweise die Kunststoffe zu separieren. Dadurch würden der Brennwert des Kehrrihts und die anfallende KVA-Wärme zurückgehen.
- In dieser Situation besteht ein gewisser Wettbewerb um die zu verbrennenden Kehrrihtvolumina, welcher nicht nur zu einer effizienten Organisation der Verbrennung in den KVA führt, sondern auch zur Maximierung der Erträge der Stromproduktion aus der Kehrrihtabwärme. Bei der Wärmeauskopplung für Fernwärme müssen der KVA neben den Kosten der Auskopplungsinstallationen auch die Stromausfälle vergütet werden.

Es stellt sich die Frage, inwiefern es Massnahmen braucht, um eine optimale Strom- und Wärmenutzung sicherzustellen. Aktuell besteht aus KVA-Optik ein Interesse an einer möglichst hohen Stromproduktion, da damit die höchsten Erträge erzielt werden können. Um dennoch eine Nutzung der Wärme sicherzustellen, müssten die Rahmenbedingungen für die Abfallverwertung geändert werden (z.B. Festlegung einer Pflicht zur Abwärmenutzung).

Bei der Planung der KVA-Standorte und -Kapazitäten gibt es unterschiedliche strategische Optionen:

- Planung der KVA-Kapazitäten und der Kehrrihtzuteilung aufgrund der bestehenden KVA und dem Alter ihrer Ofenlinien.

- Konzentration der KVA nahe bei dichten Siedlungsgebieten oder bei sehr grossen Wärme(dauer)verbrauchern (z.B. Papierfabrik⁴⁵), damit die Abwärme maximal genutzt werden kann. Für den Kanton Zürich ergäben sich in diesem Fall nur noch wenige KVA, welche ein entsprechendes Wärmeabsatzgebiet aufweisen könnten.

Sowohl die TVA (Art. 38, Abs. 1, lit. a) als auch die Zielsetzungen der Ressourcenpolitik, einer auf 1-Tonne-CO₂ pro Kopf bzw. einer auf die 2000-Watt-Gesellschaft ausgerichteten Politik legen nahe, langfristige Lösungen mit maximaler Strom- **und** Wärmenutzung anzustreben. Dasselbe legen auch die hier durchgeführten Analysen nahe. Im Sinne der umfassenden und nachhaltigen Nutzung der in Zukunft anfallenden Kehrriktabwärme sollten daher die Bedingungen für die KVA-Abwärmenutzung so vorteilhaft wie möglich ausgestaltet werden, wozu die entsprechenden Bestimmungen in der TVA zu überprüfen sind.

Die **vierte bis sechste Empfehlung** betreffen den **Einsatz erneuerbarer Energieträger** in Fernwärmeversorgungen. Die wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer Energieträger erfordert grössere, zentrale Anlagen, bei denen Wärme anfällt, die mit Nah-/ Fernwärmesystemen verteilt werden muss (Hackschnitzelfeuerungen, Stromproduktion aus Biomasse, etc.). Die in diesem Bericht durchgeführten Fallstudien zeigen einerseits, dass gerade bei kleinen Systemen Gebäudesanierungen stark ins Gewicht fallen und zu plötzlichen Absatzrückgängen führen können. Andererseits zeigt das Beispiel von Greifensee, dass eine rechtzeitige Anpassung der Dimensionierung der Produktionsanlagen dazu führen kann, dass die spezifischen Kosten gesenkt werden können. Die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern in Anlagen zur Produktion von Strom und Wärme, könnte zusätzlich dazu beitragen, dass diese konkurrenzfähig bleiben.

- 4 Die Nutzung erneuerbarer Energieträger in Fernwärmezentralen ist aus energiepolitischer Sicht erwünscht – vor allem dann, wenn die Zielsetzungen des 1-Tonne-CO₂ oder des 2000-Watt Szenarios angestrebt werden. Für die zukünftige Nutzung dürften die bestehenden **Holzenergie-** und **Biomassepotenziale** entscheidend sein. Sie sollten möglichst effizient in genügend grossen Anlagen genutzt werden, die Strom und Wärme produzieren.
- 5 (Kleinere) Fernwärmeversorgungen, welche erneuerbare Energien nutzen (Hackschnitzel), müssen die längerfristige Entwicklung der **Kosten für die Beschaffung der erneuerbaren Energien** in ihre Neubau-, Erneuerungs- oder Ausbauplanung sowie in die Festlegung des Amortisationsplanes einbeziehen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sollten insbesondere der Möglichkeit von verzögert mit den fossilen Energiepreisen steigenden Beschaffungspreisen für die erneuerbaren Energieträger Rechnung tragen. Langfristige Beschaffungsverträge sind erstrebenswert, damit die Risiken von Energiekostensteigerungen verringert werden können.

⁴⁵ Die Wahl des KVA-Standortes aufgrund einer Papierfabrik als Grossabnehmer ist jedoch mit beträchtlichen Risiken verbunden. In der Vergangenheit zeigte sich, dass je nach europäischer/globaler Marktentwicklung bei Papierfabriken Überkapazitäten entstehen, welche zur abrupten Schliessung einzelner Fabriken führen können.

6 Da mit verbesserten energetischen Gebäudestandards die Warmwasserproduktion einen steigenden Anteil am Gesamtwärmebedarf von Gebäuden aufweisen wird, ist eine Nutzung von lokalen Quellen **erneuerbarer Energie zur Aufbereitung von Brauchwarmwasser** in Kombination mit Fernwärme *nicht* anzustreben. Eine derartige Strategie würde dazu führen, dass der ohnehin schon tiefe Fernwärmeabsatz vor allem im Sommer noch weiter verringert würde, die KVA-Abwärme schlechter genutzt werden könnte, die Netzauslastung sinken würde und die spezifischen Verteilkosten steigen würden.

In Zukunft könnte auch die Holzvergasung attraktiv werden. Die Wirtschaftlichkeit von Holz-Wärmeversorgungen ist von Fall zu Fall zu beurteilen, wie die Resultate der hier analysierten Systeme nahe legen. Falls die Holzpreise (verzögert) mit den Preisen der fossilen Energieträger steigen, werden die mit Holz beheizten Fernwärmesysteme in Zukunft vermehrt unter Druck kommen. Dies wird den heute schon zu beobachtenden Trend zur Holznutzung in grösseren Anlagen mit tieferen Gestehungskosten verstärken.

Niedertemperaturabwärme aus ARA, Oberflächengewässern oder sonstigen Quellen kann sehr sinnvoll für die Gebäudewärmeerzeugung genutzt werden. Das Verteilnetz ist deutlich kostengünstiger und die Kapitalbindung geringer als bei der Hochtemperatur-Fernwärme. Das im Rahmen dieser Studie untersuchte System weist konkurrenzfähige spezifische Gestehungskosten mit einem Verteilkostenanteil von ca. 36% der spezifischen Gesamtkosten auf. Die zukünftige Entwicklung der spezifischen Kosten der Niedertemperatur-Abwärmenutzung hängt massgeblich von der Technologieentwicklung bei den Wärmepumpen ab (JAZ von WP: Es ist durchaus noch mit einem bedeutenden JAZ-Steigerungspotenzial zu rechnen). Daneben stellen sich sinngemäss ähnliche Fragen wie bei der Hochtemperatur-Fernwärme.

10.3 Empfehlungen für Erdgasversorgungen

Die in den Fallstudien berechneten Wärmeabsätze und spezifischen Kosten je Untersuchungsgebiet zeigen auch bei den Erdgasversorgungen, dass ihre Entwicklung stark von den lokalen Voraussetzungen in den einzelnen Versorgungsgebieten abhängt, was zur folgenden **planerischen Empfehlung** führt:

1 **Analyse des Gebäudebestandes und Berechnung von möglichen Absatzszenarien für eine mittel- und langfristige Investitions- und Amortisationsplanung mit einer darauf abgestimmten Tarifpolitik.**

Dabei wird insbesondere empfohlen, Politikszenerarien mit dem Ziel einer Verringerung des Einsatzes fossiler Energien im Gebäudebereich mit einzubeziehen. Die Szenarienbetrachtungen sollten laufend auf die reale Entwicklung abgestimmt werden und als Grundlage für die mittel- bis langfristige Planung der Investitionen in Infrastrukturen und Energiebezugsverträge dienen. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen schaffen dafür eine Grundlage.

Aufgrund der real existierenden Möglichkeit, dass fossile Energieträger in Zukunft wegen klimapolitischen Zielsetzungen stärker unter Druck kommen werden, wird für die mittel- bis langfristige Planung von Erdgasversorgungen der **Einbezug von Politikscenarien empfohlen**. Sollte gemäss den Empfehlungen der WissenschaftlerInnen des UN-Klimarats (IPCC) bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 70-85% angestrebt werden, wären die Erdgasversorgungen davon betroffen. Gemäss Blesl (2010) müssten bei einem derartigen Absenkepfad die Werte für die Wärmebereitstellung in Haushalten bei 35 bis max. 65 kg CO₂/ MWh_{th} liegen, was um das ca. 3- bis 6-fache unter den heutigen spezifischen Emissionen von Erdgas liegt. Die Beimischung von Biogas oder eine kombinierte Nutzung von Solarenergie können zur Erfüllung der CO₂-Anforderungen beitragen. Diese Lösungen werden aber zu höheren spezifischen Kosten führen. Ein massiv gesteigerter Einsatz von Biogas könnte durch die bestehenden Potenziale begrenzt werden.

Wird Erdgas beispielsweise in einem effizienten GuD⁴⁶ zur Stromproduktion eingesetzt (Wirkungsgrad: ca. 60%) und der Strom anschliessend für die Beheizung von Gebäuden mit Wärmepumpen verwendet (Wirkungsgrad von 300% bis 450%, in Zukunft noch deutlich besserbar), resultiert ein deutlich höherer Gesamtwirkungsgrad, als wenn Erdgas direkt zum Heizen verbrannt wird (Wirkungsgrad 95% bis über 100%). Bei den heute verfügbaren Wärmekraftkopplungstechnologien⁴⁷ sieht die Rechnung ähnlich aus, da zurzeit ein elektrischer Wirkungsgrad von typischerweise 30% - 35% erreicht wird. Dieselben Überlegungen können für die Verwendung im Mobilitätsbereich angestellt werden, weil der Wirkungsgrad eines Gasmotors weit unter dem Wirkungsgrad eines Elektromotors liegt⁴⁸.

Die **zweite Empfehlung** betrifft die Beimischung von **Biogas**.

2 Für die **Verwendung von Biogas** für Heizungszwecke wird empfohlen, sowohl kurz- wie auch langfristige Planungen zu erstellen, die insbesondere die begrenzten inländischen Potenziale, die Kosten von Biogas, die Konkurrenzsituation mit Wärmepumpen und mögliche andere Verwendungen von Biogas berücksichtigen.

In den berechneten Szenarien für die Gebiete der Erdgas Zürich AG wird im Jahr 2050 eine Beimischung von etwa 60% erreicht, was den oben beschriebenen klimapolitischen Zielsetzungen entsprechen würde, wenn der Energieabsatz insgesamt entsprechend den Prognosen zurückgehen wird. Da damit bei Beibehaltung eines Upgrade-Preismodells gleichzeitig die Kosten gegenüber einer Versorgung ohne Biogas um 30-50%-Punkte ansteigen würden (vgl. Auswertungen für das Untersuchungsgebiet Bülach, S. 126 ff.), ist eine verstärkte Biogasbeimischung sorgfältig zu prüfen und neue Biogas-Preismodelle zu

⁴⁶ Die aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen schränken die Verwendung von Erdgas zur Stromproduktion in GuD-Kraftwerken ein, da die verlangte CO₂-Kompensation die Stromproduktion verteuert.

⁴⁷ Auch der Einsatz von Erdgas in Wärmekraftkopplungsanlagen ist bei heutigen Rahmenbedingungen nicht attraktiv: die Vergütung für WKK-Elektrizität ist zurzeit so gering, dass WKK-Anlagen (noch) nicht konkurrenzfähig sind.

⁴⁸ Biogas könnte im Mobilitätsbereich allenfalls in einer Übergangsphase hin zur Elektromobilität eine Schlüsselrolle einnehmen und sich u.U. auch langfristig als Treibstoff für im Fahrzeug verfügbare Batterie-Aufladungsmaschinen (Range Extender) durchsetzen. Die nachhaltig nutzbaren Biogaspotenziale sind jedoch begrenzt, relativ kostspielig und stehen bei verbreiteter Verwendung im Mobilitätsbereich kaum in grösserem Umfang für die Wärmenutzung zur Verfügung.

entwickeln. Es ist allerdings anzumerken, dass die Erdgasversorger bei den heutigen Einkaufsmodellen kein Risiko für das eingesetzte Biogas tragen. Biogas wird nur auf Wunsch der Kunden von den Produzenten eingekauft. Damit liegt das Absatzrisiko, wenn KundInnen abspringen, bei den Biogasproduzenten.

Die **dritte Empfehlung** betrifft die Prüfung von neuen und ergänzenden Geschäftsbereichen für Erdgasversorgungen, da die besprochen Politiksznarien dazu führen können, dass zukünftig deutlich weniger Erdgas im Gebäudebereich abgesetzt werden kann.

3 **Prüfung und Aufbau von neuen und ergänzenden Geschäftsbereichen**, um die einseitige Abhängigkeit vom Erdgasabsatz zu verringern.

Mögliche neue Geschäftsbereiche umfassen beispielsweise eine Umstellungsstrategie in einzelnen Versorgungs(teil)gebieten von Erdgas auf andere Energieträger. Grössere Erdgas-WKK-Anlagen könnten dabei vorübergehend Wärme liefern, bis sie in Zukunft durch Biogasanlagen, Geothermie oder sonstige erneuerbare Energieträger ersetzt werden können.

Eine zweite, schon heute stattfindende Erweiterung des Geschäftsfeldes betrifft den Umstieg vom Erdgas oder Biogasversorger hin zum umfassenden Energiedienstleistungsanbieter im Wärmebereich und Strombereich mit Contracting und Bauherren-/ Kundenberatung. Kleinere Erdgasversorgungen müssten dabei aus Kostengründen allenfalls eine Zusammenarbeit mit grösseren Versorgern anstreben. Die Kombination von Erdgasversorgung mit Solarthermienutzung für die Aufbereitung des Warmwassers vermindert zwar den Gasabsatz, könnte aber im Rahmen einer Erweiterung des Angebotsportfolios in Richtung Energiedienstleistungsunternehmung gefördert werden. Im Sinne einer Übergangslösung auf dem Weg zur 1-t-CO₂ pro Kopf- bzw. zur 2000-Watt-Gesellschaft werden derartige Lösungen ihren Platz bei der schwierigen Reduktion des nichterneuerbaren Energieeinsatzes für die Warmwassererzeugung haben.

Die ökologische Produktdifferenzierung mit Biogas kann die Attraktivität der Gasversorgungen zumindest kurz- bis mittelfristig steigern, insbesondere dann, wenn Erdgaskunden zu Wärmeversorgungssystemen mit geringeren Treibhausgasemissionen zu wechseln beginnen. Langfristig stellen sich aber Fragen zum Biogaspotenzial, zum zweckmässigsten Einsatz des begrenzten Biogaspotenzials sowie zu den Kosten bzw. zur Konkurrenzfähigkeit von Biogas. Dabei sind Kunden mit höherer Zahlungsbereitschaft für ein ökologischeres Gasprodukt zu berücksichtigen.

Die **vierte Empfehlung** betrifft die **Verteilkosten**. Diese sind bei den Erdgasversorgungen weniger kostenrelevant als bei den Fernwärmesystemen, da sie lediglich 13-21% der spezifischen Gesamtkosten ausmachen. Dennoch wird wie bei der Fernwärme empfohlen, die Verteilkosten mittel- bis langfristig nach Möglichkeit zu senken.

4 Erarbeitung von Strategien für die mittel- bis langfristige **Absenkung der Unterhalts- und Kapitalkosten für die Gasverteilung**.

Grundsätzlich sind für Erdgasversorgungen verschiedene Strategien für die Senkung der Verteilkosten denkbar:

- Langfristige Planung und Abstimmung der Verteilinfrastruktur auf den ändernden Wärmeabsatz und Verdichtung in Gebieten, die langfristig versorgt werden sollen. Etablierung einer darauf ausgerichteten Amortisationspolitik.
- Langfristige Netzbewirtschaftungs- und Erneuerungsplanung, um einerseits bei Gelegenheit Synergien mit anderen öffentlichen Werken (Wasser, Abwasser, Elektrizität, IT, Strassenbau) zum kostenminimalen Ersatz von vor der Erneuerung stehenden Teilen des Versorgungsnetzes wahrzunehmen. Andererseits sollen Neukunden nur dann angeschlossen werden, wenn ihr Anschluss während der wirtschaftlich gesicherten Restlebensdauer des Versorgungsnetzteils wirtschaftlich ist.
- Neubauten und Erweiterungen von Versorgungssystemen sind nur vorzunehmen, wenn der voraussichtliche Erdgasabsatz die Amortisation der Investitionen erlaubt. Die Amortisationszeit ergibt sich dabei nicht aufgrund der technischen Lebensdauer, sondern risikoorientiert, aufgrund der voraussichtlich gesicherten Absatzdauer im (Teil-) Versorgungsgebiet.

10.4 Grenzen der Studie

Die vorliegende Studie zeigt klare Tendenzen, die Hinweise für die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme geben. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist aber zu beachten, dass sich anhand der Analyse von 10 Untersuchungsgebieten keine schweizweit gültigen Aussagen ableiten lassen. Dies insbesondere auch deswegen, weil die 10 untersuchten Gebiete sehr unterschiedliche gebietsspezifische Charakteristika aufweisen. Wegen der Tatsache, dass der Trend bei allen untersuchten Gebieten in Richtung einer Absatzreduktion zeigt, empfehlen wir den Betreibern leitungsgebundener Energieversorgungssysteme gebietsspezifische Absatzszenarien zu ermitteln und entsprechende Strategien für den langfristigen Umgang mit sinkenden Absätzen zu entwickeln.

Eine weitere Grenze der Studie erwächst aus der Tatsache, dass für die Szenariendefinition keine direkten Abhängigkeiten bzw. Rückkopplungen zwischen den Wärmebedarfs- und den Energiepreisszenarien modelliert wurden. Es wurde aufgezeigt, welchen Einfluss gewisse Politiksznarien auf den Wärmebedarf und den Wärmeabsatz der leitungsgebundenen Energien haben. Die Politiksznarien sind jedoch nicht mit Preisszenarien verknüpft, vielmehr wurden zwei unabhängige Energiepreisszenarien definiert und die Wärmegestehungskosten bei den vier Wärmebedarfszenarien jeweils für beide Energiepreisszenarien berechnet. Es ist aber durchaus möglich, dass die Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal nur zusammen mit einem hohen Energiepreisszenario auftreten werden.

Anhang

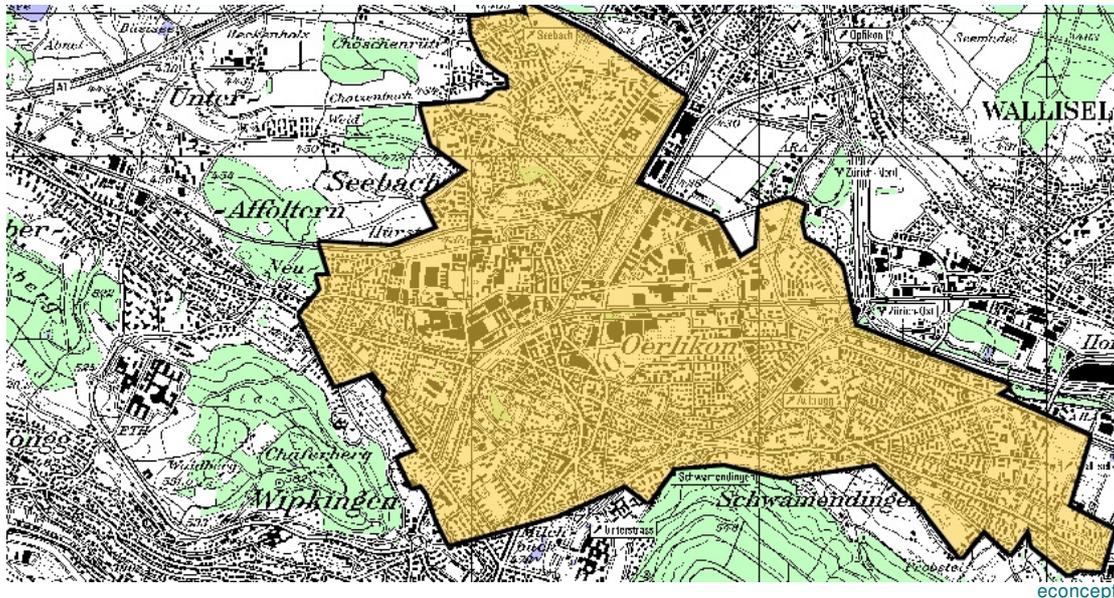
A-1 Resultate der Fallstudien: Fernwärme

A-1.1 Untersuchungsgebiet Zürich Nord: Wärmenutzung ab KVA

Mit knapp 8.7 km² ist das Untersuchungsgebiet Zürich Nord vergleichsweise gross, umfasst aber nur einen Teil der von Fernwärme Zürich insgesamt versorgten Gebiete. Im Untersuchungsgebiet Zürich Nord sind insgesamt knapp 1'100 Wohnungen, 99 Dienstleistungsbetriebe und 50 Industrie- und Gewerbebetriebe am Fernwärmenetz angeschlossen. Der Anschlussgrad im Jahr 2008 beträgt 51% (bezogen auf die maximale Anschlussleistung), was heute einer Anschlussleistung von 2.04 kW/Tm entspricht.

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein rund 106 km langes Fernwärmenetz (grösstenteils erdverlegt, teilweise mit Haubenkanälen), welches 70°C bis 120°C warmes Heizwasser verteilt. Im Jahresdurchschnitt wird gut die Hälfte der Wärme ab der KVA Hagenholz bezogen und die andere Hälfte mit Erdgas erzeugt (v.a. in den Wintermonaten). Mit Öl wird heute ein sehr kleiner Teil des Wärmebedarfes abgedeckt. Das Untersuchungsgebiet ist in Figur 49 gelb eingefärbt.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Zürich Nord»



Figur 49: Systemabgrenzung des untersuchten Fernwärmegebietes Zürich Nord. Das orange eingefärbte Gebiet entspricht dem Untersuchungsgebiet in dieser Studie.

Das Untersuchungsgebiet Zürich Nord ist durch Zonen mit hoher Ausnutzungsziffer und einer regen Bautätigkeit geprägt. Es liegen verschiedene Gestaltungspläne vor, welche

die Umgestaltung von Teilgebieten zukünftig bestimmen. Insgesamt ist in Zukunft noch eine grosse bauliche Verdichtung möglich.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen zusammenfassend beschrieben.

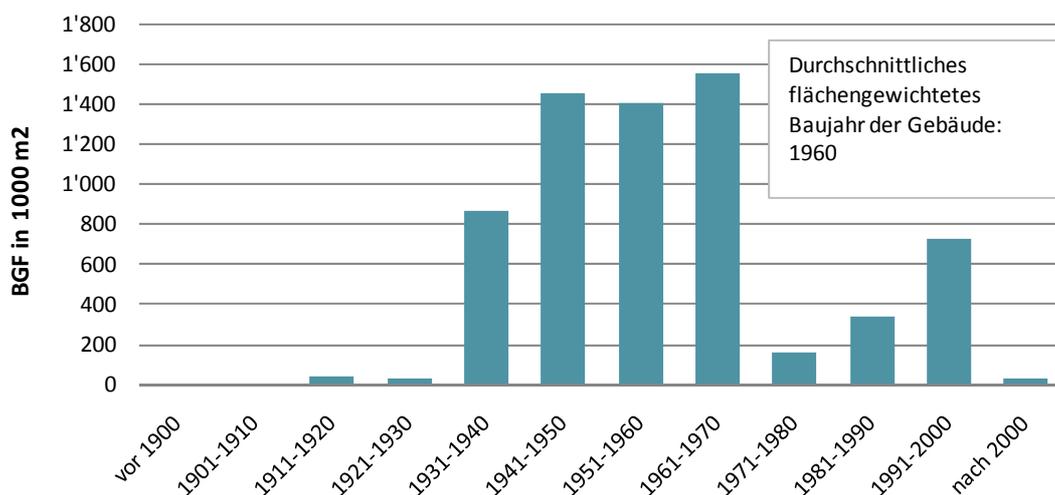
A-1.1.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Zürich Nord weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 6'619'300 m² auf. Diese gemäss dem in Kapitel 3.1 beschriebenen Vorgehen berechnete Bruttogeschossfläche liegt um ca. 10% tiefer als die vom Amt für Städtebau ausgewiesene Fläche von 7'363'896 m² und um ca. 2% über der vom Amt für Raumordnung und Vermessung (ARV) berechneten Fläche von 6'119'200 m². Die höhere Fläche des Amts für Städtebau kann wahrscheinlich zum Teil damit erklärt werden, dass das Amt für Städtebauten über neuere Daten verfügt als das ARV. Die durchschnittliche Bebauungsdichte beträgt 0.76 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 34% aus Wohn-, zu 33% aus Industrie- und zu rund 33% aus Dienstleistungsbauten.

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr ist in diesem Gebiet 1960. Zwischen 1940 und 1970 wurden flächenmässig am meisten Gebäude erstellt. Nur wenige der analysierten Teilgebiete sind nach 2000 überbaut worden (vgl. Figur 50).

«Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Zürich Nord»



econcept

Figur 50: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Zürich Nord (Datenquelle: Amt für Städtebau Zürich)

Durchschnittliche Energiekennzahl: Mit den Daten des Gebäudebestandes und den altersabhängigen Energiekennzahlen für Gebäude im Kanton Zürich konnte für das Un-

tersuchungsgebiet eine durchschnittliche Energiekennzahl für Raumwärme und Warmwasser von 562 MJ/m² (Endenergie) und Jahr berechnet werden.

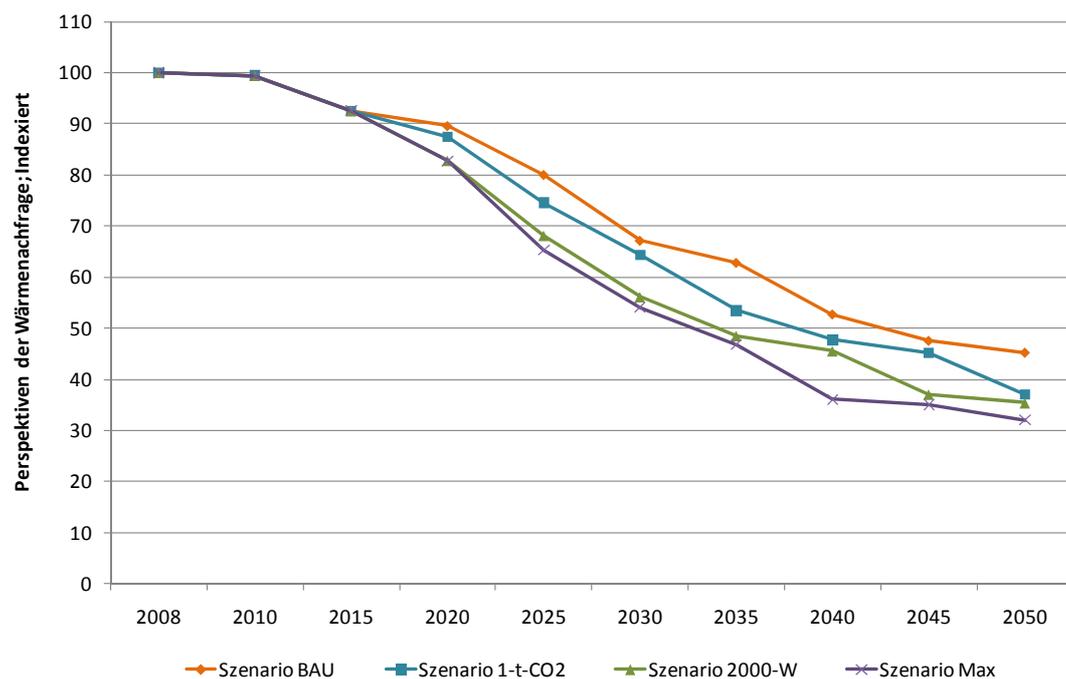
Denkmalschutz: Für die Betrachtung von schützenswerten Bauten werden die inventarisierten Bauten ausgewiesen⁴⁹. Der Anteil inventarisierte BGF liegt im Durchschnitt des Untersuchungsgebietes bei 4.5%. Einzelne Zonen weisen einen Anteil von über 50% inventarisierte Bauten auf.

A-1.1.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Die gebäudebedingte Wärmenachfrage im Untersuchungsgebiet wird aufgrund von Sanierungen stark abnehmen. Figur 51 zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen des Gebäudebestandes inklusive dem Effekt der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

«Perspektiven der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 51: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Zürich Nord für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

⁴⁹ Bei inventarisierten Gebäuden handelt es sich «um vermutlich historisch wertvolle Gebäude». «Bei der Absicht, das Gebäude zu sanieren, zu renovieren, umzubauen oder abzubauen, muss die Denkmalpflege konsultiert werden» (Quelle: Hochbaudepartement).

Die Figur zeigt, dass die Szenarien relativ nahe bei einander liegen. Dies hängt mit der Art der Modellierung der Sanierungszeitpunkte ab (vgl. Kapitel 3.2.1) und führt dazu, dass die szenariospezifischen Unterschiede vergleichsweise nicht so stark ins Gewicht fallen. Der Effekt der Klimaerwärmung betrifft nur die Nachfrage nach Raumwärme und bewirkt einen Rückgang der Wärmenachfrage im Jahr 2050 von ca. 8% (im Maximal-Szenario) und 14% (im BAU-Szenario) gegenüber dem Jahr 2008.

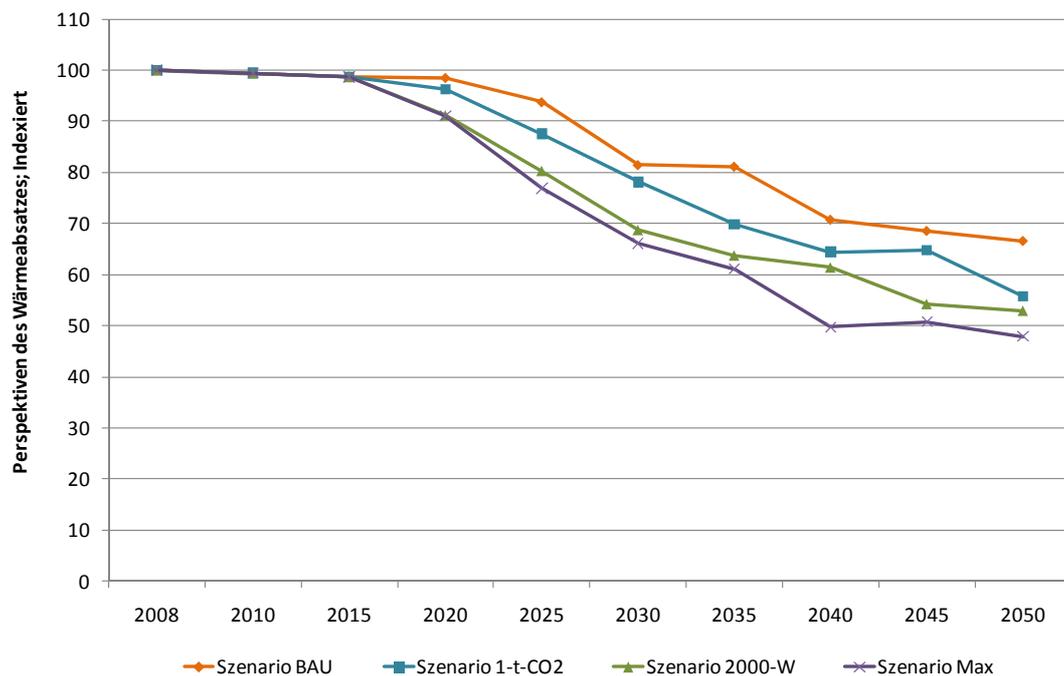
Neu- und Erweiterungsbauten: Für die Berechnung der Wärmenachfrage von Neu- und Erweiterungsbauten wurde für das Untersuchungsgebiet angenommen, dass ein maximaler Ausbaugrad von 90% erreicht werden kann (aufgrund der Angaben des Amtes für Raumordnung und Vermessung (ARV) des Kantons Zürichs höher als die üblichen 85% gesetzt). Dies führt im Modell dazu, dass insgesamt 2'878'800 m² an neuer BGF bis im Jahr 2050 hinzukommen werden, was etwa 43.5% der BGF des Jahres 2008 entspricht. Das so berechnete Verdichtungspotenzial liegt ca. 4% unter den Geschossflächenreserven gemäss ARV. Modellbedingt wird davon ausgegangen, dass das gesamte Verdichtungspotenzial bis 2050 ausgeschöpft wird. Darin werden aber keine Umzonungen oder allfällige Vorschriften von Gestaltungsplänen berücksichtigt. Das grösste Verdichtungspotenzial ist in Industriezonen und in den peripheren Wohnzonen aufzufinden. Diese sind wenig überbaut und weisen oft eine hohe AZ auf. Für die Abschätzung der Nutzung der hinzukommenden Neubauten, wird angenommen, dass 60% für Wohnzwecke und 40% für Dienstleistungen genutzt werden (Industrieflächen bleiben auf dem Stand von 2008). Bei dieser Annahme wird im Jahr 2050 rund 43% der gesamten Fläche durch Wohn-, 34% durch Dienstleistungs- und 23% durch Industriebauten gestellt.

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 562 MJ/m²a auf 268 MJ/m²a im Szenario BAU und in den Szenarios 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal auf 224 MJ/m²a, 209 MJ/m²a respektive 181 MJ/m²a ab.

Für die **Perspektiven des zukünftigen Absatzes** der Fernwärme Zürich im Untersuchungsgebiet Zürich Nord wird zusätzlich zu den oben gezeigten Einflussfaktoren abgeschätzt, welcher Anteil der Neubauten an die Fernwärme angeschlossen werden kann und für welches Heizsystem sich die GebäudebesitzerInnen im Untersuchungsgebiet bei einem Heizungsersatz in Zukunft entscheiden werden (vgl. Kapitel 3.2.3).

Daraus ergibt sich die nachfolgend gezeigte Prognose des zukünftigen Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Zürich Nord (Figur 52). Die Prognose zeigt im Gegensatz zu den vorangehenden Auswertungen eine leichte Zunahme des Wärmeabsatzes in den Jahren 2015, 2020 und 2025. Diese Zunahme ist auf die Annahme zurückzuführen, dass 2015 und 2025 rund 75% der Neu- und Erweiterungsbauten angeschlossen werden können, und dass 40% der Gebäudebesitzer im Untersuchungsgebiet bei einem Heizungsersatz sich für Fernwärme entscheiden werden.

«Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Zürich Nord»



econconcept

Figur 52: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Zürich Nord gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungersatz, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Fernwärmeabsatz nimmt je nach Szenario auf 73% bis 52% des Absatzes im Jahr 2008 ab. Knicke in den Kurven können dadurch erklärt werden, dass modellbedingt entweder grössere Gebäudeflächen auf einmal saniert werden (z.B. Rückgang des Absatzes im Szenario BAU in den Perioden 2025-2030 und 2035-2040) oder Neubauf Flächen hinzugerechnet werden (z.B. Zunahme des Absatzes in der Periode 2030-2035 im Szenario BAU).

A-1.1.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

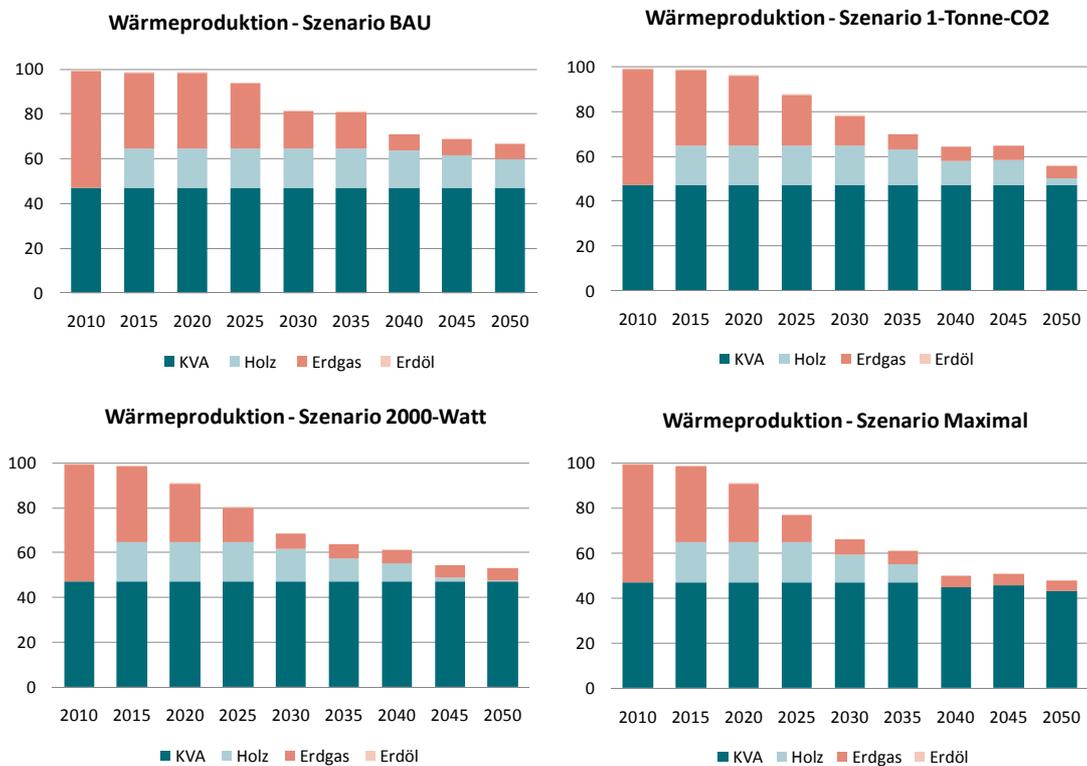
Der Rückgang des Fernwärmeabsatzes hat zur Folge, dass die Energieverteilungskosten zunehmen werden. Wie sich die Kosten der Energieproduktion entwickeln, hängt neben dem Effekt des Absatzrückgangs von den zukünftig eingesetzten Energieträgern bzw. der Entwicklung der Jahreskosten der Produktionsanlagen ab.

Zukünftiger Energieträgermix

Für die Prognose der Kostenentwicklung, wird angenommen, dass die genutzte Wärme ab KVA in Zukunft konstant bleiben wird, d.h. dass Abwärme aus der Abfallentsorgung mindestens im Ausmass von heute anfallen wird. Dadurch wird der Anteil Wärme ab KVA an der gesamten Wärmeproduktion bis auf einen fixen Anteil Spitzendeckungsenergie (Annahme: mindestens 10%) grösser werden, je ambitionöser das Szenario wird.

Im Jahr 2050 beträgt der Anteil KVA-Abwärme im Szenario BAU rund 65%, im Szenario 1-Tonne-CO₂ 78%, im Szenario 2000-Watt 89% und im Maximal-Szenario rund 90%. Erdgas ist im Vergleich zu heute rückläufig: im Jahr 2050 wird der Anteil Erdgas am Wärmeabsatz zwischen 35.5% und 10% liegen. Die Spitzendeckung mit Öl bleibt mit einem vernachlässigbaren Anteil von 0.3% in allen drei Szenarien konstant. Die Wärme-
produktion mit Holz wird zulasten des Gasanteils fallen. Da die Produktion im Heizkraftwerk Aubrugg erst im Verlaufe des Jahres 2010 anlief, wird dieses erst ab 2015 berücksichtigt. Szenario BAU wird der Holzanteil bis 2050 ungefähr konstant bleiben. Bei den anderen Szenarien nimmt der Holzanteil ab, weil die Abwärme der KVA und die Spitzendeckung ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Folgende Figur 53 zeigt die Anteile der Energieträger an der gesamten Wärme-
produktion für das Untersuchungsgebiet Zürich Nord.

«Wärme- produktion und zukünftiger Energieträgermix»



econcept

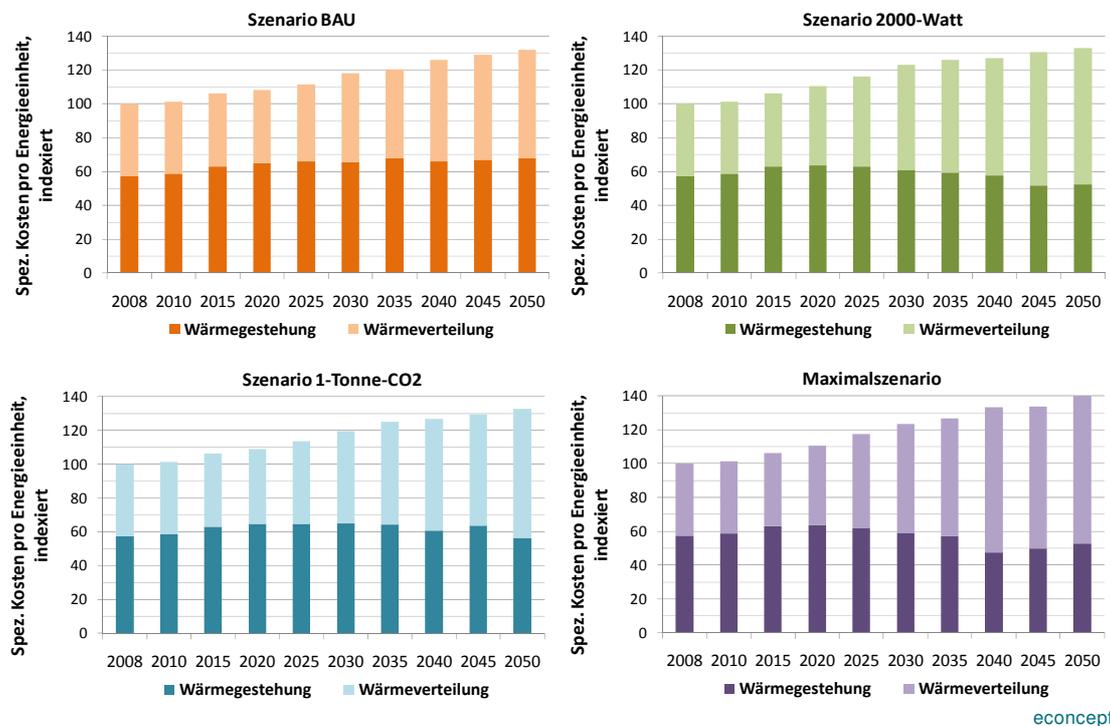
Figur 53: Energieträgeranteile für die Wärme-
produktion für die vier Szenarien. Wärmebedarfsabnahme
gemäss der Modellierung (2008 = 100).

Entwicklung der Produktions- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten der Energie-
produktion und der –Verteilung bestimmt. Grundsätzlich wird angenommen, dass die
Jahreskosten für den Kapitaleinsatz sowie für Betrieb und Unterhalt des Netzes konstant
bleiben, da abgeschriebene Netzteile jeweils zu ähnlichen Konditionen ersetzt werden.
Die Kapital- sowie Betriebs- und Unterhaltskosten der Produktionsanlagen gehen dage-

gen leicht zurück, da angenommen wird, dass die jeweiligen Anlagen nach Ablauf der Abschreibungsdauer an den Rückgang der Wärmenachfrage angepasst werden können. Figur 54 zeigt Prognose der Kosten je Szenario.

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Zürich Nord»



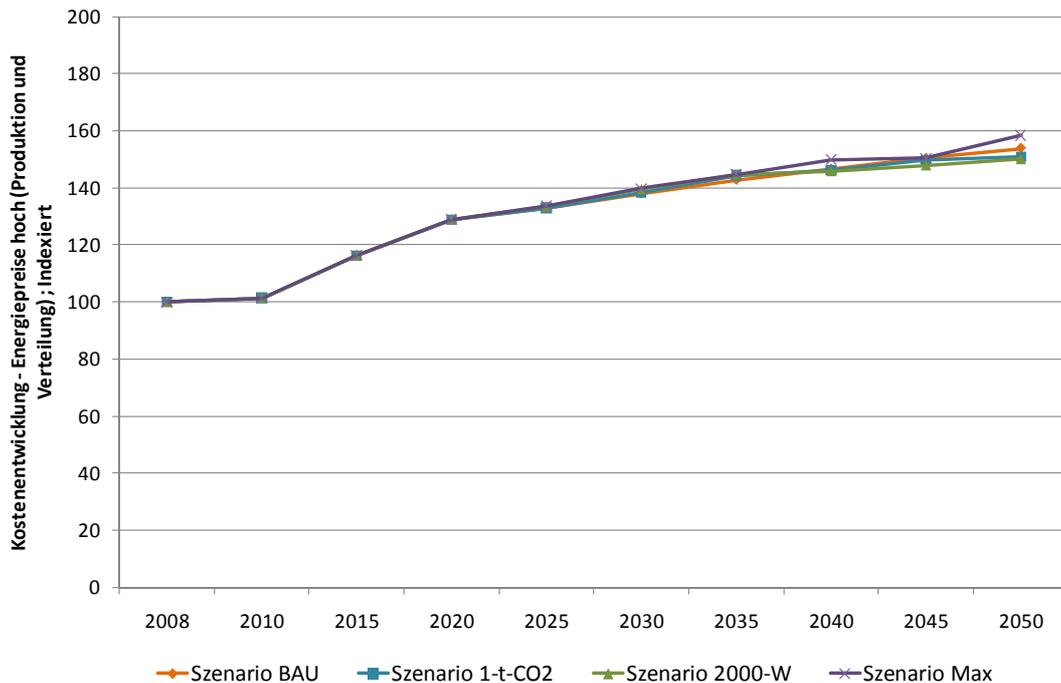
Figur 54: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme im Untersuchungsgebiet Zürich Nord (2008 = 100). Trendentwicklung der Energiepreise

Trotz der deutlich ansteigenden spezifischen Verteilungskosten von plus 32% im Szenario BAU bis hin zu plus 85% im Maximal-Szenario, zeigen die Auswertungen, dass bei allen vier Szenarien eine Steigerung der Gesamtkosten von rund 30% zu erwarten ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kosten der Wärmeproduktion ausser im BAU-Szenario in allen Szenarien im Verlaufe der Zeit wieder leicht abnehmen, weil vermehrt Fernwärme ab KVA genutzt werden kann. Voraussetzung dafür ist, dass die Stromausrückkosten für die Abwärme ab KVA im Vergleich zu den Wärmegestehungskosten der anderen Anlagen weiterhin relativ tief bleiben (in Zürich Nord liegen die Wärmegestehungskosten ab KVA bei ca. 20% der Wärmegestehungskosten der anderen Anlagen) und, wie angenommen, in Zukunft analog der Strompreisentwicklung ansteigen. Zusätzlich muss auch die Annahme stimmen, dass die Abwärme ab KVA zukünftig bis zu 90% des jährlichen Energieabsatzes übernehmen kann. Eine verstärkte Anpassung der Stromausrückkosten bzw. der Abwärmepreise an die Preise der anderen Wärmeproduktionsanlagen, so wie auch ein höherer Anteil der Spitzendeckung würde zu einer Verteuerung der Wärmeproduktionskosten führen.

Bei der Sensitivität Energiepreise hoch resultiert erwartungsgemäss ein grösserer Anstieg der Wärmegestehungskosten im Jahr 2050 auf etwa 150% bis 155% des Wertes

aus dem Jahr 2008, und liegen damit etwa 15%-18%-Punkte über dem Normalpreisszenario. Wie schon bei der Trendentwicklung zeigen die Szenarien praktisch keine Unterschiede. Wegen der grundsätzlich gleichen Aufteilung zwischen Gestehungs- und Verteilungskosten, werden im Hochpreisszenario nur die aggregierten Kosten ausgewiesen.

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Zürich Nord bei hohen Energiekosten»



econcept

Figur 55: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme im Untersuchungsgebiet Zürich Nord (2008 = 100) beim Hochpreisszenario der Energiepreisentwicklung.

Die Analyse des Untersuchungsgebiets Zürich Nord zeigt für alle Szenarien und auch für die beiden Energiepreissensitivitäten, dass jeweils ähnliche Kosten resultieren.

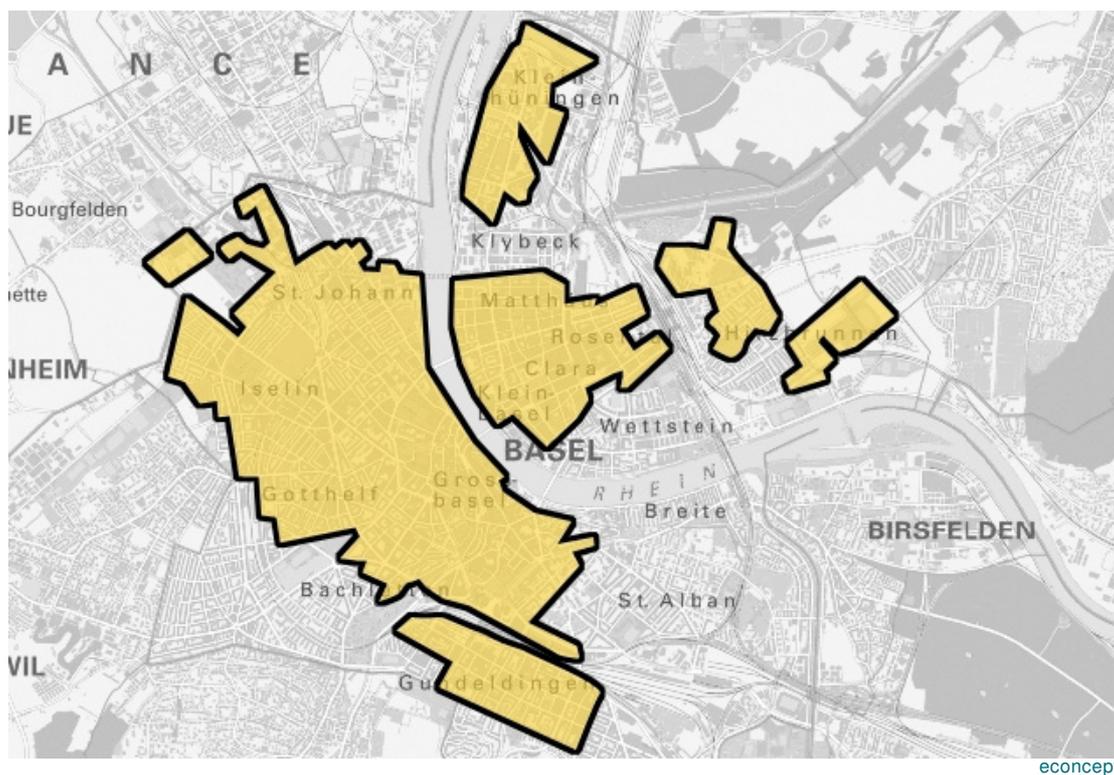
Ein stärkerer Anstieg der Strompreise (wegen den Stromaustfallkosten) oder auch eine weniger starke Verschiebung der Produktionsanteile in Richtung KVA-Abwärme würden zu einem stärkeren Anstieg der spezifischen Kosten führen und somit die Konkurrenzfähigkeit der Fernwärme im Vergleich zu den anderen Systemen verringern. Dies wiederum könnte dazu führen, dass weniger Kunden gewonnen werden können wie angenommen, was zu einem stärkeren Rückgang des Fernwärmeabsatzes und zu einer noch grösseren Steigerung der spezifischen Kosten (insbesondere der Verteilungskosten) in allen Szenarien führen könnte.

A-1.2 Untersuchungsgebiet Basel: Wärmenutzung ab KVA

Das Untersuchungsgebiet Basel umfasst einen Grossteil der Stadt. Die Fernwärme versorgt 4'099 Wohngebäude, 543 Dienstleistungsbetriebe und 43 Industrie- und Gewerbebetriebe. Der Anschlussgrad im Gebiet beträgt im Jahr 2008 rund 48%. Die heutige Anschlussdichte beträgt 2.95 kW/Tm. Als Wärmequellen werden in diesem Netz nebst der KVA auch die ARA und ein Holzheizkraftwerk eingesetzt. Als zuschaltbare Anlagen für die Spitzendeckung kommen kombinierte Öl-/Gasanlagen zum Einsatz.

Die Temperatur variiert in verschiedenen Netzabschnitten zwischen 90°C warmem Wasser, 170°C warmem Wasser und 230°C Dampf. Der grösste Teil der 202 km Leitungen ist erdverlegt, ein kleinerer Teil ist in Leitungstunnel verlegt. Der Hauptteil des Netzes wurde zwischen 1970 und 1985 gebaut. Das eingefärbte Gebiet in Figur 56 entspricht dem untersuchten Untersuchungsgebiet Basel.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Basel»



Figur 56: Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Basel.

Im Fernwärmegebiet der Stadt Basel liegen sehr gemischte Zonen, sowohl bezüglich Nutzung der Gebäude wie auch bezüglich des durchschnittlichen Baujahres. Insbesondere die Altstadt von Basel wird mit Fernwärme versorgt und weist einen hohen Anteil alter (und schützenswerter) Gebäude auf. Durch den relativ hohen Überbauungsgrad ist nur noch eine geringe bauliche Verdichtung im Untersuchungsgebiet Basel möglich.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen zusammenfassend beschrieben.

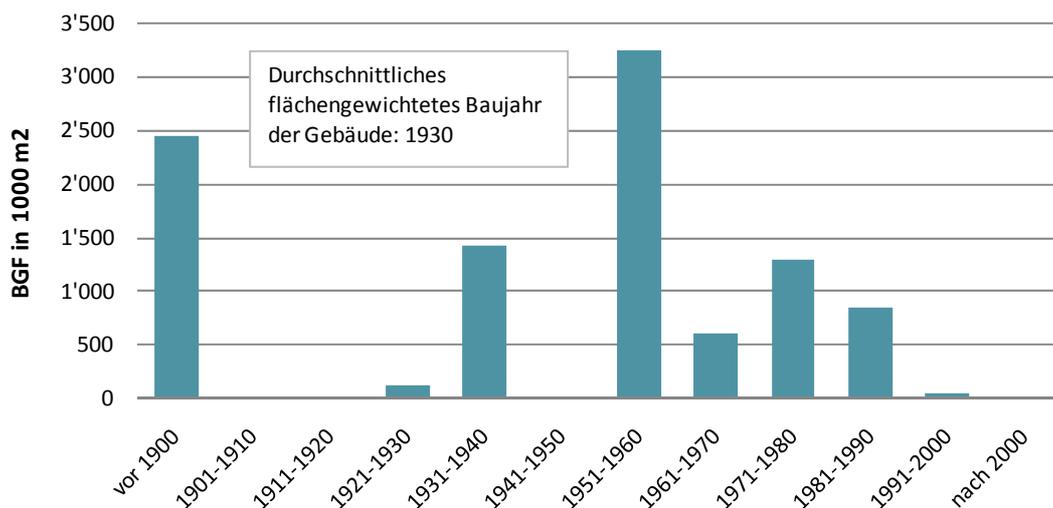
A-1.2.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Basel weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 11'357'114 m² auf (vgl. Kapitel 3.1). Die durchschnittliche Bebauungsdichte ist in diesem Untersuchungsgebiet sehr hoch und beträgt 1.55 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 80.5% aus Wohn-, zu knapp 1% aus Industrie- und zu rund 19% aus Dienstleistungsbauten.

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Die Gebäude im Untersuchungsgebiet Basel weisen ein sehr heterogenes Baualter auf. Die Gebäude sind zum grössten Teil entweder vor 1900 erbaut worden oder in der Periode 1951 bis 1960 (vgl. Figur 57). Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr beträgt in diesem Untersuchungsgebiet 1930, was im Vergleich mit anderen Gebieten sehr alt ist.

« Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Basel »



econcept

Figur 57: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Basel.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Die berechnete durchschnittliche Energiekennzahl für das Untersuchungsgebiet Basel beträgt im Jahr 2008 rund 623 MJ/m² BGF und liegt somit aufgrund des grossen Anteils sehr alter Baumasse über dem Wert vom Untersuchungsgebiet Zürich (562 MJ/m²).

Denkmalschutz: Im Untersuchungsgebiet Basel wurden die Gebäude in Schutz- und Schonzone für die Abschätzung des Anteils an schützenswerten Bauten berücksichtigt, denn diese Gebäude können nicht wie gewöhnliche Gebäude saniert werden⁵⁰. Im

⁵⁰ Für die Schutzzonen ist das Ziel der Erhalt «der nach aussen sichtbaren historisch oder künstlerisch wertvollen Substanz. Für die Schonzone soll der «nach aussen sichtbare historische oder künstlerische Charakter» erhalten bleiben (Quelle: Hochbau- und Planungsamt Basel Stadt). Beide Festlegungen sind eigentümergebunden.

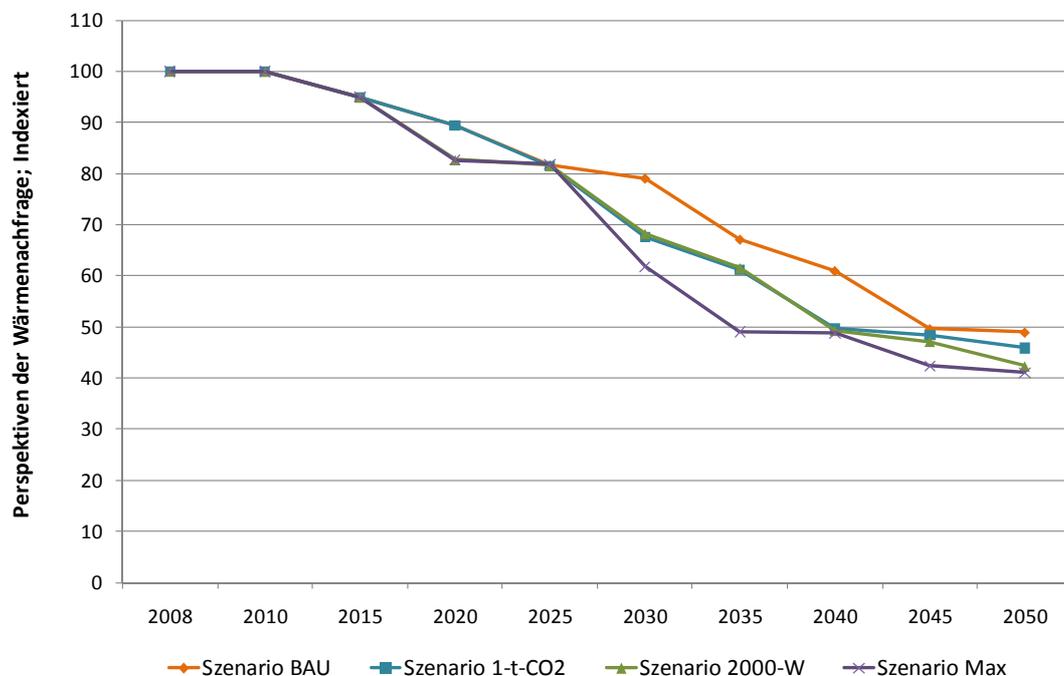
Durchschnitt sind rund 21.6% der BGF im Untersuchungsgebiet schützenswert (Angaben gemäss Hochbau- und Planungsamt, Basel-Stadt). Die Altstadt weist mit 75% schützenswerter Bauten den höchsten Anteil schützenswerter Gebäude auf.

A-1.2.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Figur 58 zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage der im Jahr 2008 bestehenden Gebäude aufgrund von Sanierungen unter Berücksichtigung des Effekts der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

«Perspektiven der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 58: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Basel für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

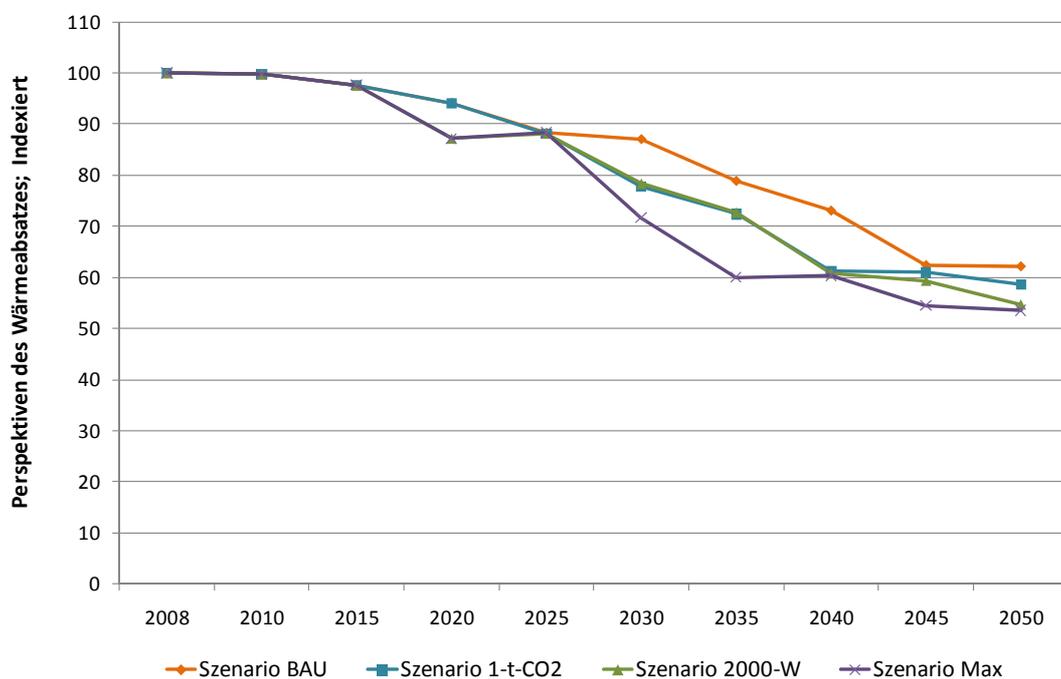
Die Wärmenachfrage im Untersuchungsgebiet Basel sinkt in allen Szenarien im Jahr 2050 auf unter 50% gegenüber dem Wert von 2008. Im Jahr 2025 treffen sich die Szenarien, was auf die gleichzeitige Sanierung von grösseren Flächen zurückzuführen ist (die je nach Szenario in Jahren 2020 oder 2025 stattfindet). In allen Szenarien ist die Wärmenachfrage im Jahr 2050 zwischen 40% und 50% der heutigen Nachfrage. Der Effekt der Klimaerwärmung bewirkt im Jahr 2050 eine Reduktion gegenüber 2008 um 12% im BAU- und 7% im Maximal-Szenario.

Neu- und Erweiterungsbauten: Das Verdichtungspotenzial wurde zonenweise vom Hochbau- und Planungsamt der Stadt Basel abgeschätzt. Gemäss der Modellierung können im Untersuchungsgebiet Basel bis ins Jahr 2050 zusätzlich knapp 1.3 Mio. m² BGF neu gebaut werden. Dies entspricht einem Verdichtungspotenzial von 11.4% der Bruttogeschossfläche des Jahres 2008. Für die Abschätzung der Nutzung der hinzukommenden BGF wird angenommen, dass die Industrieflächen auf dem Stand von 2008 bleiben und dass die Verdichtung auf Industrieflächen zu 60% mit Wohnbauten und zu 40% mit Dienstleistungsbauten geschieht. Da praktisch keine Industrieflächen vorhanden sind, wird die Aufteilung der Nutzung der Bruttogeschossflächen im Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 ungefähr gleich sein wie heute (ca. 80% Wohnen, ca. 20% Dienstleistung).

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 623 MJ/m²a auf 302 MJ/m²a im Szenario BAU und auf 277 MJ/m²a, 247 MJ/m²a, 226 MJ/m²a, in den Szenarios 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Unter der Berücksichtigung weiterer Faktoren wie Anschlussgrad der Neubauten an die Fernwärme und Wahl des Heizsystems der GebäudebesitzerInnen ergeben sich die nachfolgend gezeigten **Perspektiven des zukünftigen Fernwärmeabsatzes**.

«Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Basel»



econcept

Figur 59: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Basel gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungersatz, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Fernwärmeabsatz nimmt je nach Szenario auf 51% (Maximal) bis 62% (BAU) des Absatzes im Jahr 2008 ab. Während der Absatz bis ins Jahr 2015 und allen Szenarien

nur leicht abnimmt, ist der Knickpunkt im Jahr 2025 auffallend: dieser darauf zurückzuführen, dass in der Periode 2020-2025 im Maximalszenario Neubauten hinzukommen und keine Sanierungen stattfinden. In den anderen Szenarien wird gleichzeitig auch saniert, so dass trotz Neubauten eine Abnahme der Wärmenachfrage zu verzeichnen ist. Zwischen 2025 und 2040 findet in allen Szenarien eine markante Abnahme des Absatzes statt, welche zwischen 2045 und 2050 wieder etwas abflacht. Die Streuung der Werte der vier Szenarien im Jahr 2050 ist relativ klein. Dies folgt aus dem Grund, dass die Gebäude relativ alt sind und in den meisten Teilgebiete und allen Szenarien bis 2050 saniert werden.

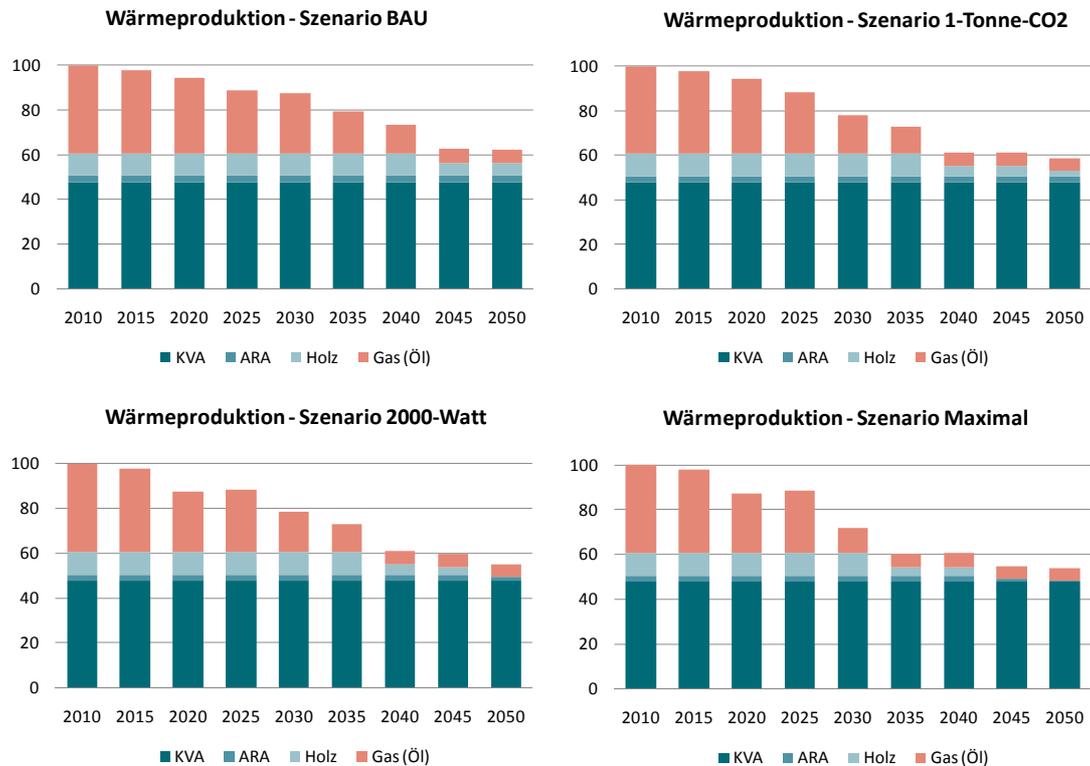
A-1.2.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

Analog zu dem Untersuchungsgebiet Zürich Nord hat der Rückgang des Fernwärmeabsatzes zur Folge, dass die Energieverteilungskosten zunehmen werden. Wie sich die Kosten der Energieproduktion entwickeln, hängt neben dem Effekt des Absatzrückgangs von den zukünftig eingesetzten Energieträgern bzw. der Entwicklung der Jahreskosten der Produktionsanlagen ab.

Zukünftiger Energieträgermix

Für die Prognose der Kostenentwicklung, wird angenommen, dass die genutzte Wärme ab KVA in Zukunft konstant bleiben wird, d.h. dass Abwärme aus der Abfallentsorgung mindestens im Ausmass von heute anfallen wird. Dadurch wird der Anteil Wärme ab KVA an der gesamten Wärmeproduktion bis auf einen fixen Anteil Spitzendeckungsenergie (Annahme: mindestens 10% durch Erdgas) grösser werden, je ambitionierter das Szenario wird. Folgende Figur zeigt die Anteile der Energieträger an der gesamten Wärmeproduktion für das Untersuchungsgebiet Basel.

«Wärmeproduktion und zukünftiger Energieträgermix»



econcept

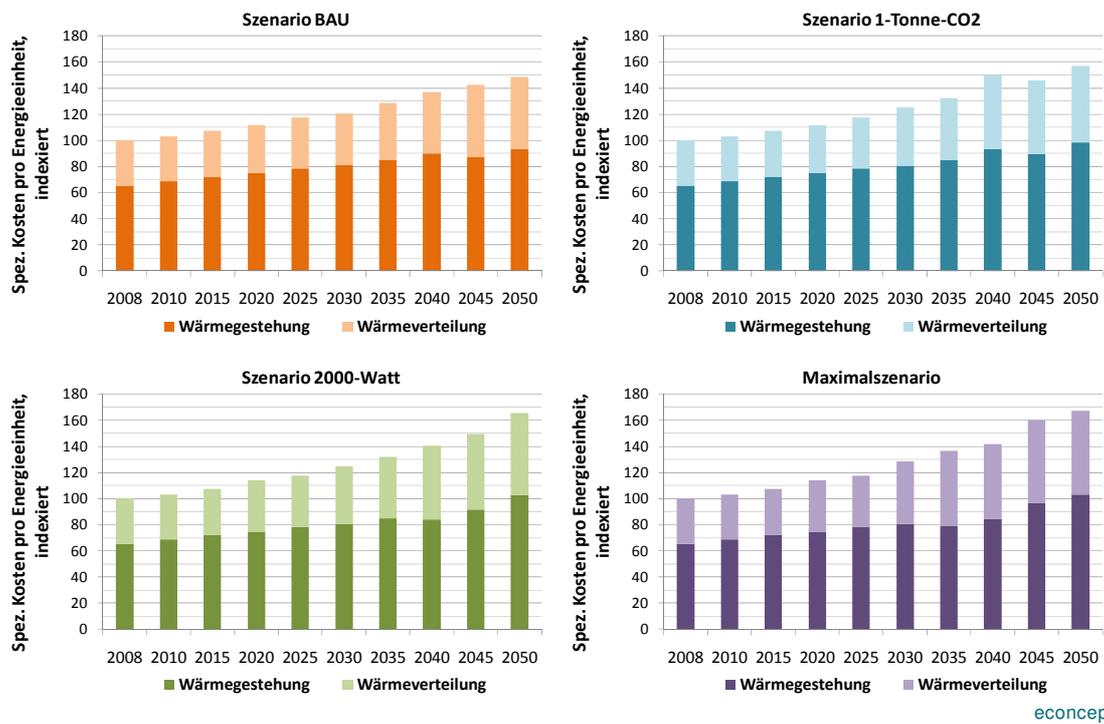
Figur 60: Energieträgeranteile für die Wärmeproduktion für die vier Szenarien. Wärmebedarfsabnahme gemäss Modellierung (2008= 100).

Im Jahr 2050 beträgt der Anteil KVA-Abwärme im Szenario BAU rund 77%, im Szenario 1-Tonne-CO₂ 82%, im Szenario 2000-Watt und im Maximal-Szenario rund 90%. Dies bedeutet, dass in den beiden ambitionierten Szenarien der gesamte Wärmebedarf bis auf die Spitzendeckung von der Abwärme ab KVA gedeckt werden kann. Der Anteil der ARA-Abwärme an der gesamten Wärmenachfrage wird in allen Szenarien schrittweise auf knapp 5% erhöht, wobei in den beiden ambitionösesten Szenarien dieser Anteil aufgrund der abnehmenden Wärmenachfrage im Jahr 2045 (Maximal) resp. 2050 (2000-Watt) wieder verschwindet. Der Anteil der Holz-Wärme wird in allen Szenarien leicht ansteigen (von 10% auf gut 13%) und dann jeweils je nach Szenario zu einem früheren Zeitpunkt wieder verschwinden (ebenfalls aufgrund der abnehmenden Wärmenachfrage und der Annahme, dass primär Abwärme genutzt wird). Im Jahr 2050 beträgt der Anteil Holz im Szenario BAU gut 8%, im Szenario 1-Tonne-CO₂ noch 2%, im 2000-Watt wird er ab dem Jahr 2035 abnehmen und verschwindet im Jahr 2050, und im Maximal-Szenario erreicht der Holzanteil im Jahr 2030 das Maximum und verschwindet bereits im Jahr 2045. Die Spitzendeckung beträgt 2050 rund 10% und wird in allen Szenarien mittels Erdgas/Erdöl gewährleistet (Modellannahmen).

Entwicklung der Produktions- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten der Energieproduktion und der Verteilung bestimmt. Die Bedingungen sind analog dem Untersuchungsgebiet Zürich Nord. Figur 61 zeigt Prognose der Kosten pro Szenario.

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Basel, indexiert»

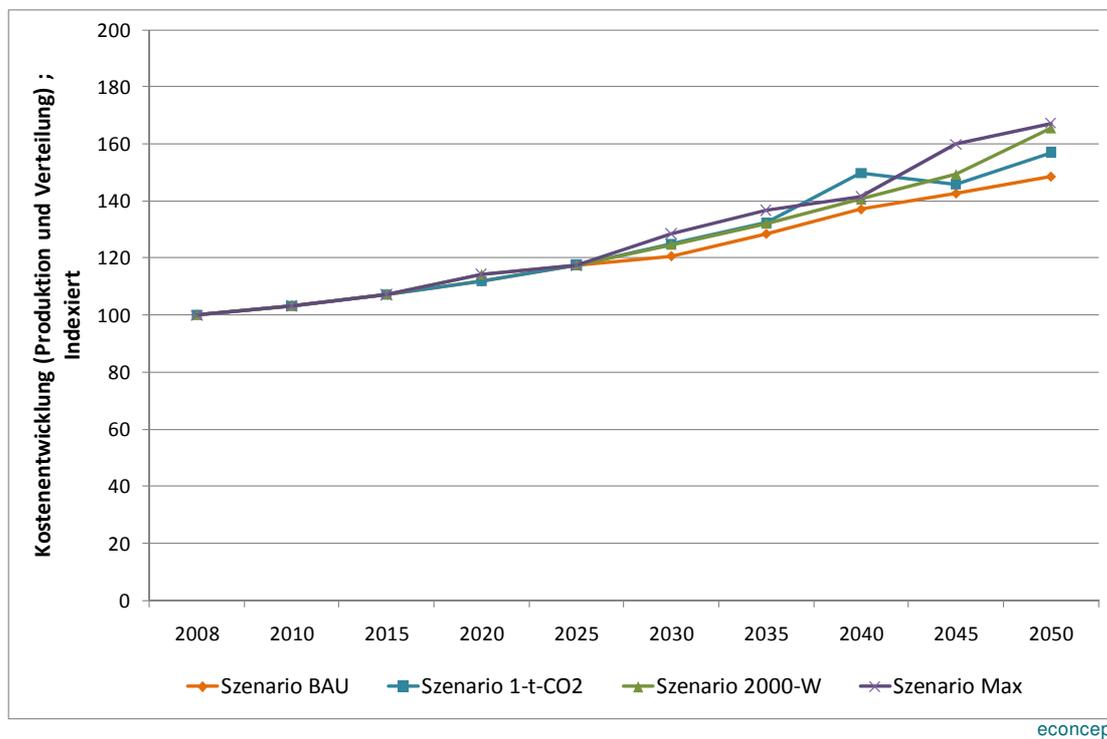


Figur 61: Resultate der Modellierung der Kostenstruktur für die IWB im Untersuchungsgebiet Basel, indexiert (2008=100).

Es ist ersichtlich, dass sowohl die spezifischen Gestehungs- wie auch die Verteilungskosten in allen Szenarien ansteigen werden. Die Verteilungskosten werden um plus 60% im Szenario BAU bis hin zu plus 90% im Maximal-Szenario ansteigen (gegenüber 2008). Die Gesamtkosten werden bis 2050 gegenüber 2008 um rund 50% im BAU- resp. um 71% im Maximal-Szenario ansteigen. Der Anteil der Verteilungskosten an den Gesamtkosten steigt im BAU von 34.5% (2008) auf rund 28% (2050) und im Maximalszenario von 34.5 auf 42%.

Bei der Sensitivität Energiepreise hoch resultiert erwartungsgemäss ein grösserer Anstieg der Wärmegestehungskosten auf 183% bis 207% des Wertes aus dem Jahr 2008 (je nach Szenario).

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Basel bei hohen Energiekosten»



Figur 62: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme Basel (2008 = 100) beim Hochpreisszenario der Energiepreisentwicklung.

Die Analyse des Untersuchungsgebiets Basel zeigt im Gegensatz zu Zürich Nord deutlich stärkere und nach Szenario differenzierende Kostensteigerungen, obwohl betreffend der Nutzung der KVA-Abwärme die gleichen Annahmen getroffen wurden wie in Zürich Nord. Dies liegt vor allem daran, dass die Wärmegestehungskosten ab KVA in Basel bei ca. dem Dreifachen der Gestehungskosten von Zürich liegen. Deswegen können mit einer Verschiebung der Produktion Richtung KVA in Basel deutlich weniger Kosten eingespart werden.

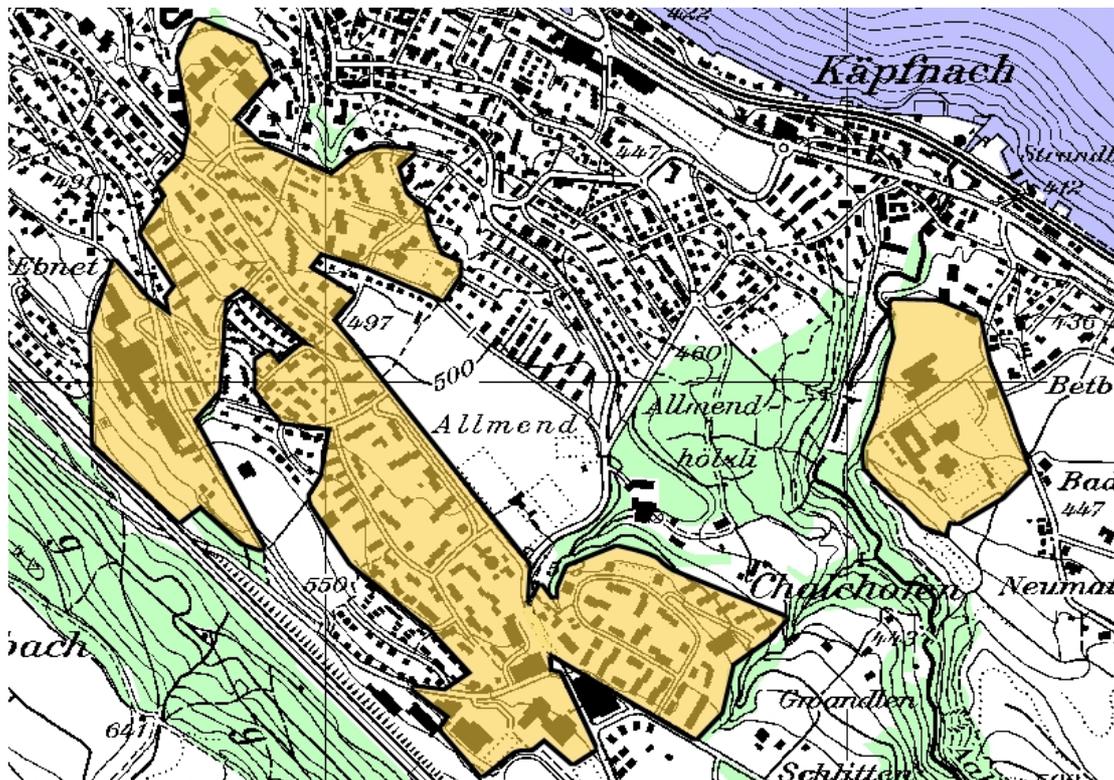
A-1.3 Untersuchungsgebiet Horgen: Wärmenutzung ab KVA

Ein Teil der Abwärme in der KVA Horgen wird seit 1983 über eine Wärmezentrale an das Fernwärmenetz abgegeben. Die zentralen Abgabestationen versorgen ca. 120 Bezüger mit Wohnungen mit Wärme für Heizung und Warmwasser, sowie 6 Dienstleistungsgebäude und 7 Industrie-/Gewerbebetriebe. Das Netz ist 18 km lang und verteilt heisses Wasser mit einer Temperatur von 115°C. Der Anschlussgrad an die Fernwärme im Untersuchungsgebiet beträgt 60% und die heutige Anschlussdichte beträgt 1.94 kW/Tm. Das Netz wird von der Gemeinde Horgen betrieben.

Im Sommerhalbjahr kann der ganze Wärmebedarf aus der Kehrlichtverbrennung gedeckt werden. Fällt Überschusswärme an, so wird diese durch Luftkühler an die Umgebung

abgeführt. Im Winterhalbjahr muss zusätzliche Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Zu diesem Zweck sind ausser der Wärmezentrale bei der Kehrichtverbrennungsanlage noch 5 Spitzenlastzentralen an das Fernwärmenetz angeschlossen. Diese decken die Spitzen mit Erdgas und Erdöl.

«Systemabgrenzung Untersuchungsgebiet Horgen»



econcept

Figur 63: Systemabgrenzung des Fernwärmegebietes Horgen.

Das Untersuchungsgebiet in Horgen besteht aus Wohnzonen, zwei Industriezonen und Zonen öffentlicher Gebäude.

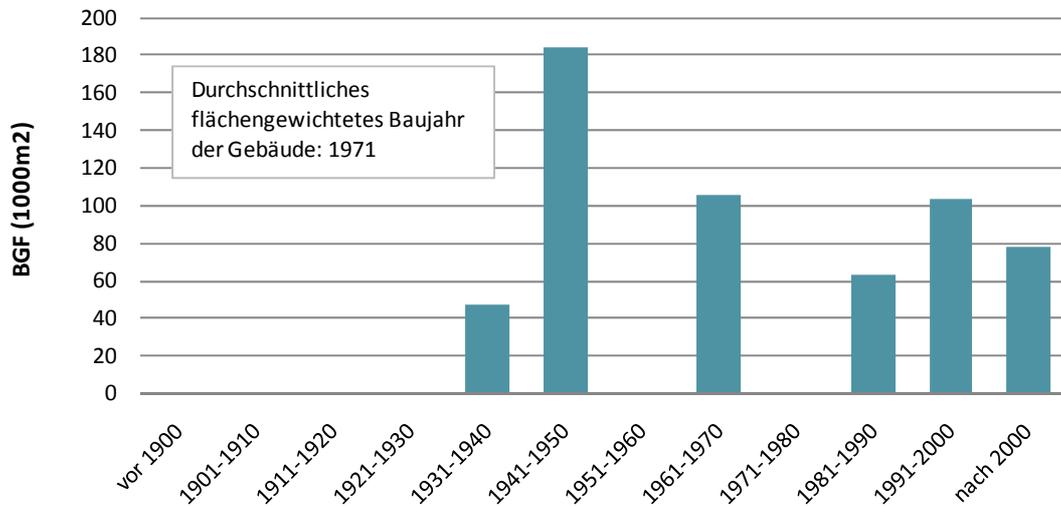
A-1.3.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Horgen weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 582'279 m² auf (Methodik vgl. Kapitel 3.1). Die durchschnittliche Bebauungsdichte in diesem Untersuchungsgebiet beträgt 0.83 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 49% aus Wohn-, zu knapp 34% aus Industrie- und zu rund 17% aus Dienstleistungsbauten.

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das durchschnittliche Alter der Gebäude liegt zwischen knapp 10 Jahren und gut 70 Jahren (vgl. Figur 64). Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr beträgt 1971.

« Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Horgen »



econcept

Figur 64: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Horgen.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Die durchschnittliche Energiekennzahl für das Untersuchungsgebiet Horgen beträgt im Jahr 2008 rund 525 MJ/m² BGF.

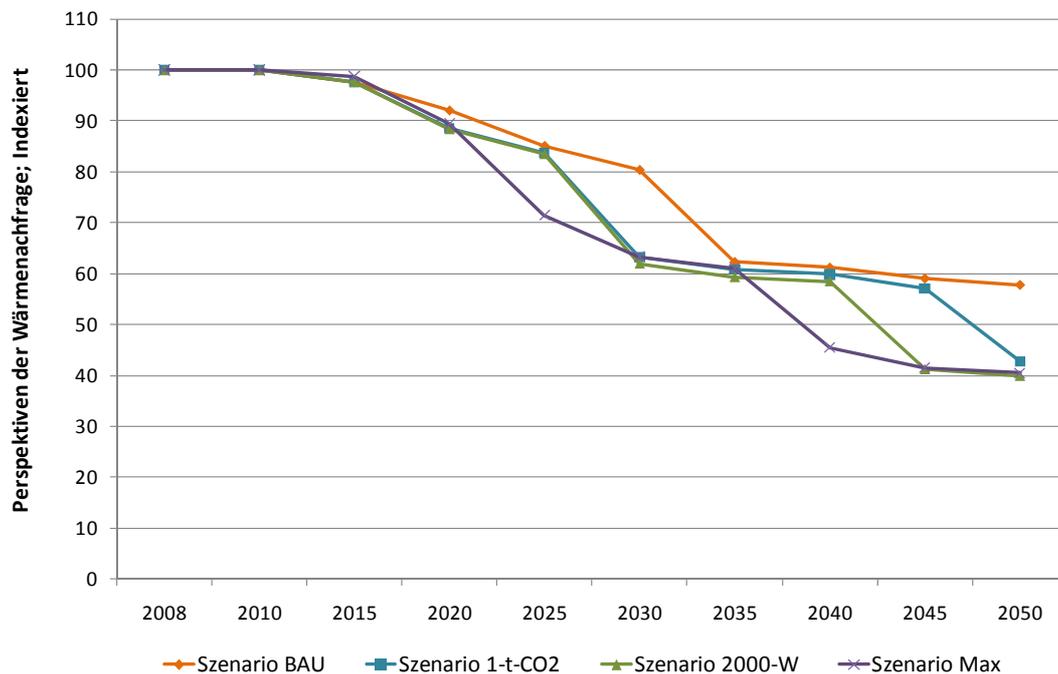
Denkmalschutz: Es wird angenommen, dass im Untersuchungsgebiet keine denkmalgeschützten Gebäude vorhanden sind, da das Gebiet mehrheitlich Wohnzonen und öffentliche Bauten umfasst und nicht in Zentrumsnähe liegt.

A-1.3.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Folgende Figur zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage der im Jahr 2008 bestehenden Gebäude aufgrund von Sanierungen unter Berücksichtigung des Effekts der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

«Perspektiven der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 65: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Horgen für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

Die Wärmenachfrage im Untersuchungsgebiet Horgen sinkt in allen Szenarien im Jahr 2050 auf unter 60% gegenüber 2008, wobei das BAU-Szenario deutlich über den anderen Szenarien liegt. Die ambitionierteren drei Szenarien führen einen Rückgang auf gut 40% der heutigen Nachfrage herbei. Bis ins Jahr 2020 unterscheiden sich die Szenarien nur wenig, danach geht die Wärmenachfrage zurück, wobei die unterschiedlichen Sanierungszeitpunkte in der Figur gut erkennbar sind. Nach erfolgter Sanierung kommen die Szenarien im Jahr 2035 wieder auf einen ähnlichen Wert zu liegen – dies vor allem deswegen, weil dann die Gebäude aus den 30er und 40er Jahren in allen Szenarien saniert wurden. Bis ins Jahr 2050 durchlaufen weitere Teilgebiete in den ambitionierteren Szenarien eine (Teil-) Sanierung, was sich in einer Absenkung der Nachfrage resultiert.

Die Klimaerwärmung bewirkt im Jahr 2050 einen Rückgang um 13% im BAU- und um 7% im Maximal-Szenario gegenüber 2008.

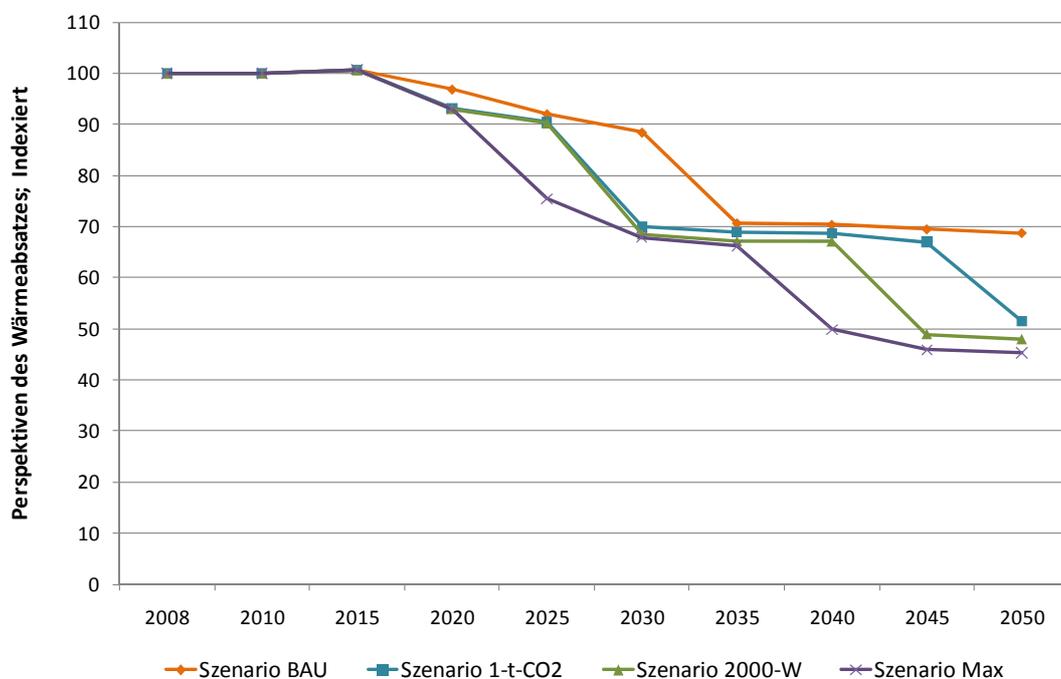
Neu- und Erweiterungsbauten: Das Verdichtungspotenzial wurde gemäss Kapitel 3.1 abgeschätzt und beträgt für dieses Untersuchungsgebiet 10.7% gegenüber 2008, was so viel bedeutet, dass zusätzlich 62'115 m² BGF im Untersuchungsgebiet bis ins Jahr 2050 neu dazu kommen. Es wird angenommen, dass diese zusätzliche BGF so genutzt wird, dass im Jahr 2050 die Aufteilung Wohnen, Industrie und Dienstleistung ungefähr der heutigen Nutzung entspricht (ca. 50% Wohnen, gut 30% Industrie und knapp 20% Dienstleistung). Dies bedeutet eine Zunahme der BGF, welche für Wohnen genutzt wird um 13%

bis 2050, für Industrie keine Zunahme und für Dienstleistung Zunahme um 25% bis im Jahr 2050.

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet Horgen nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 525 MJ/m²a auf 336 MJ/m²a im Szenario Bau und in den Szenarios 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal auf 250 MJ/m²a, 230 MJ/m²a und 207 MJ/m²a ab.

Unter der Berücksichtigung weiterer Faktoren wie Anschlussgrad der Neubauten an die Fernwärme und Wahl des Heizsystems der GebäudebesitzerInnen ergeben sich die nachfolgend gezeigten Perspektiven des zukünftigen Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Horgen (Figur 66).

«Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Horgen»



econcept

Figur 66: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Horgen gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungsersatz, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Fernwärmeabsatz nimmt je nach Szenario auf 75% bis 50% des Absatzes im Jahr 2008 ab. Der Absatz kann in allen Szenarien bis ins Jahr 2015 sogar leicht gesteigert werden. Im Jahr 2050 ist der Unterschied zwischen den BAU und den anderen Szenarien auffallend. Während im BAU-Szenario ab dem Jahr 2035 ungefähr gleich bleibt, geht die Nachfrage in den anderen Szenarien aufgrund der höheren Sanierungsraten in den Jahren 2035-2040 (Maximal), 2040-2045 (2000-Watt) und 2045-2050 (1-Tonne-CO₂) zurück.

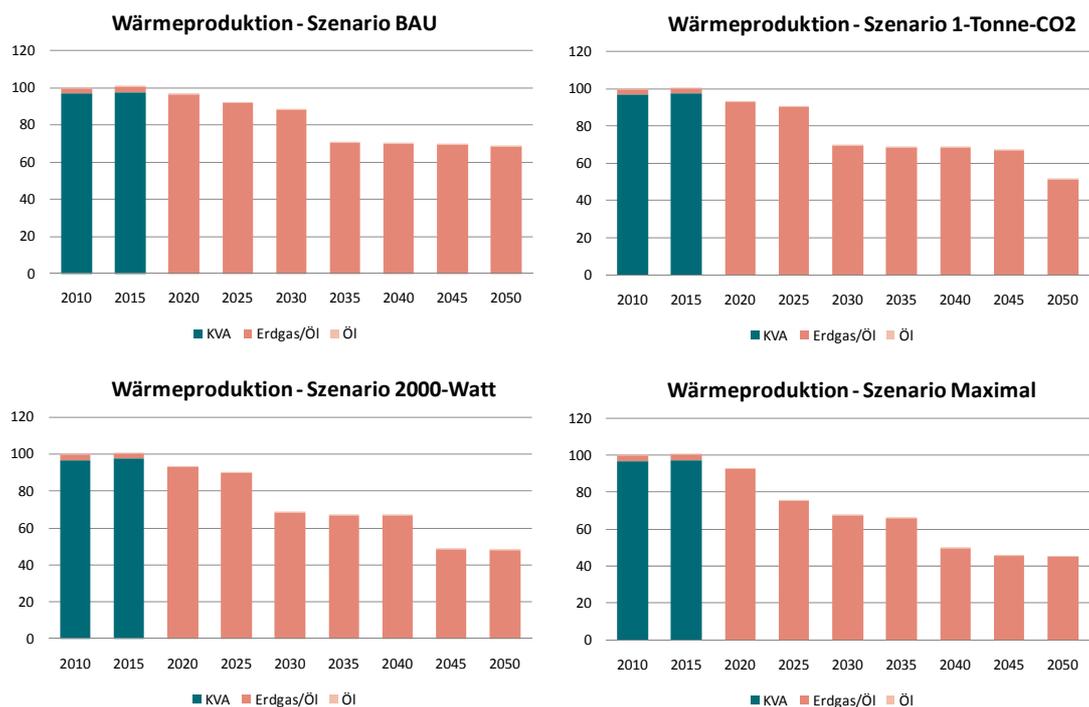
A-1.3.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

Die Entwicklung des Energieträgermix ist in Horgen speziell auf die zukünftige Schliessung der KVA zugeschnitten.

Zukünftiger Energieträgermix

Die KVA Horgen wird ab 2018 ihren Betrieb einstellen. Dies führt dazu, dass einerseits keine grossen Investitionen mehr getätigt werden, aber andererseits, dass alternative Energieträger zum Einsatz kommen müssen, wenn der Wärmeverbund weiter bestehen soll. Da zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts nicht bekannt ist, ob und wie die dann wegfallende Abwärme kompensiert werden soll, wird für die Modellierung der zukünftigen Kosten davon ausgegangen, dass die Wärme mit den schon vorhandenen Zweistoff Spitzendeckungsanlagen bereitgestellt wird. Folgende Figur 67 zeigt die Anteile der Energieträger an der gesamten Wärmeproduktion für das Untersuchungsgebiet Horgen.

«Wärmeproduktion und zukünftiger Energieträgermix»



econcept

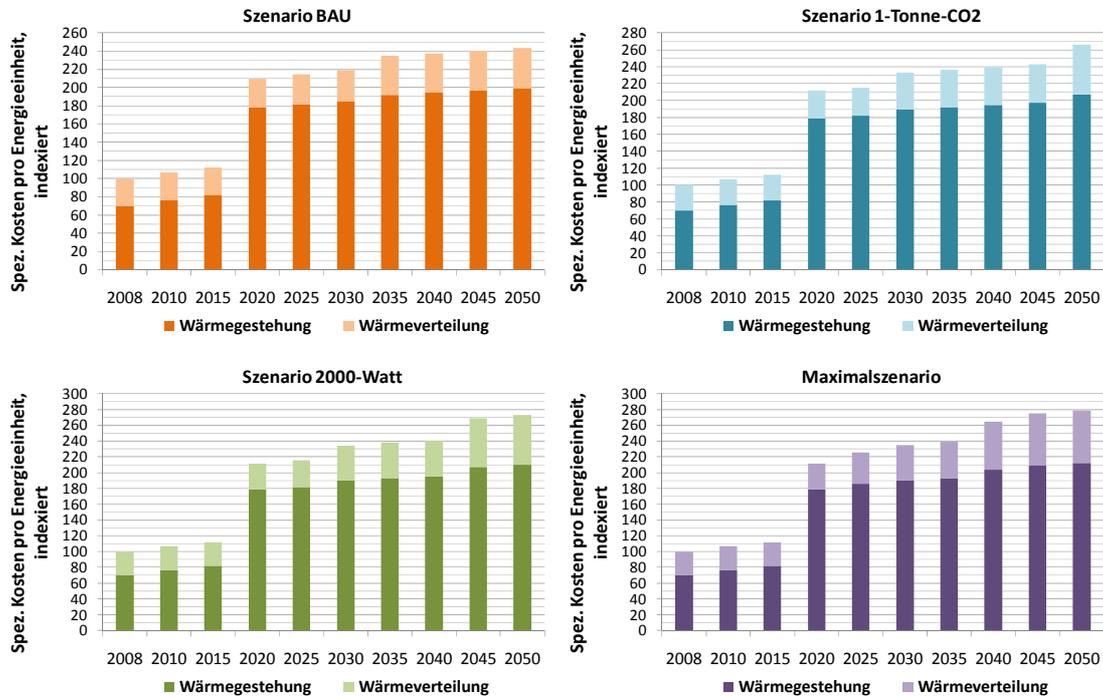
Figur 67: Energieträgeranteile für die Wärmeproduktion für die vier Szenarien. Wärmebedarfsabnahme gemäss Modellierung (2008= 100).

Entwicklung der Produktions- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten der Energieproduktion und der Verteilung bestimmt. Die Annahmen dazu werden für dieses Gebiet

entsprechend den anderen Untersuchungsgebieten vorgenommen. Daraus resultieren folgende Kostenstrukturen:

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Horgen»



econcept

Figur 68: Resultate der Modellierung der Kostenstruktur für das Untersuchungsgebiet Horgen, indexiert (2008=100).

Der sprunghafte Aufstieg der spezifischen Kosten zwischen 2015 und 2020 zeigt in allen Szenarios den Fall, dass die wegfallende Abwärme der KVA mit der heutigen Zweistoff Spitzendeckungsanlage gedeckt wird. Die spezifischen Verteilungskosten steigen bis ins Jahr 2050 ebenfalls an, mit den ambitionierteren Szenarien jeweils etwas mehr (um gut 40% im Szenario BAU und rund 130% im Maximalszenario).

Die Sensitivität Energiepreise hoch zeigt erwartungsgemäss eine deutlich höhere Kostensteigerung und bildet ebenfalls den markanten Sprung der Kosten in den Jahren 2015/2020 ab. Gegenüber dem normalen Preis-Szenario steigen die Kosten im Jahr 2050 auf 320% bis ca. 350% der Kosten im Jahr 2008.

Für das Untersuchungsgebiet Horgen hängt die Kostenentwicklung stark von der getroffenen Annahme über die zukünftige Wärmeproduktion ab. Die Modellierung zeigt, wie sich die Kostenentwicklung mit einem kompletten Umstieg auf die Energieträger Erdgas und Erdöl sprunghaft verteuern wird. Ebenso würde eine solche Umstellung dazu führen, dass längerfristig mehr Kunden als in der Modellierung angenommen andere Heizsysteme wählen würden, so dass der Absatz stärker zurückgehen würde als modelliert.

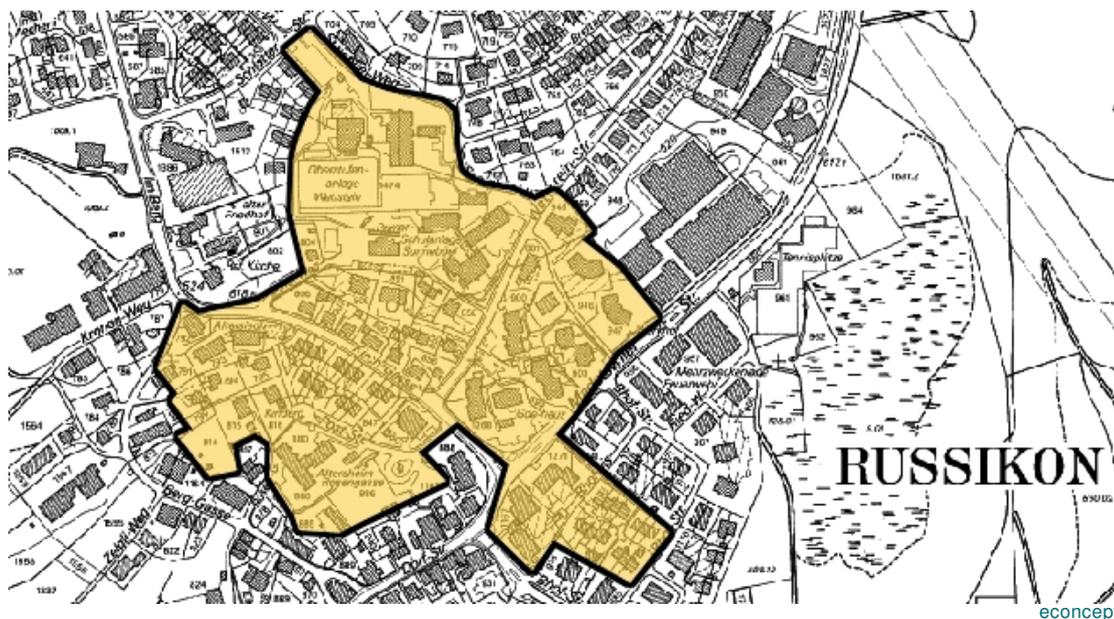
Wir gehen aber davon aus, dass keine Lösung mit fossilen Energien gewählt werden wird. Aufgrund der speziellen Situation können die Resultate der Modellierung des Unter-

suchungsgebiets Horgen nur bedingt interpretiert werden und in keinen direkten Vergleich mit den anderen Systemen einfließen.

A-1.4 Untersuchungsgebiet Russikon: Holzsnitzelheizung mit Wärmeverbund

Mit der Holzsnitzelheizung und dem angehängten Wärmenetz beliefert die Gemeinde Russikon rund 43 Wohnungen, 10 Dienstleistungsgebäude und einen Industriebetrieb mit Fernwärme. Das Netz ist rund 1.8 km lang und führt Wasser mit einer Temperatur von 85°C. Der Anschlussgrad im Gebiet ist heute mit 75% bereits relativ hoch, die Anschlussdichte beträgt heute 1 kW/Tm. Das Holz wird aus dem eigenem Forst geliefert. Die Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes in Russikon ist in Figur 69 dargestellt.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes in Russikon»



Figur 69: Systemabgrenzung des Fernwärmegebietes Russikon. Das eingefärbte Gebiet entspricht dem Untersuchungsgebiet in dieser Studie

Vor allem Wohngebiete und ein Teilgebiet mit öffentlichen Gebäuden werden mit Fernwärme versorgt. Die Ausnutzungsziffern im Untersuchungsgebiet sind relativ gering, der flächengewichtete Mittelwert der AZ beträgt 0.45.

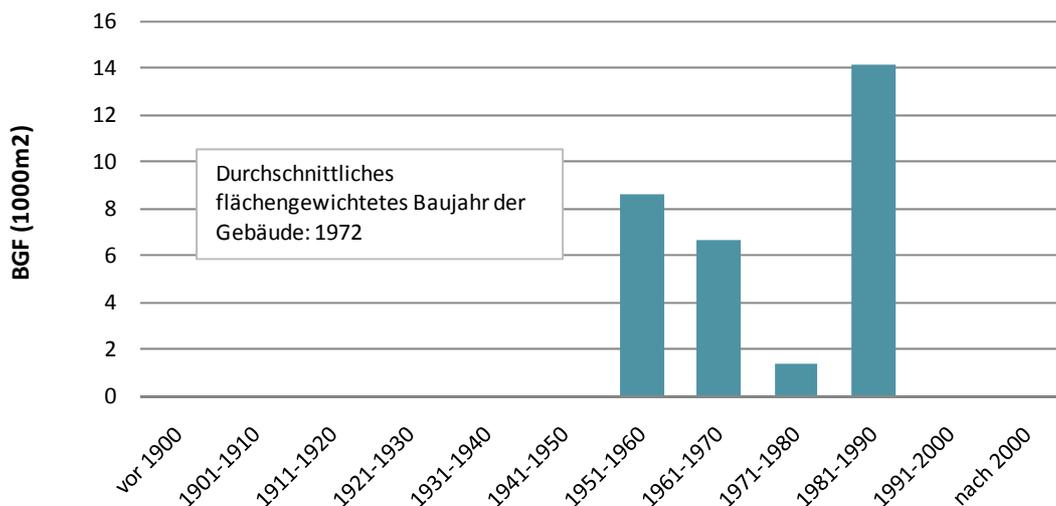
A-1.4.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Russikon weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 30'872 m² auf (Berechnung vgl. Kapitel 3.1). Die durchschnittliche Bebauungsdichte beträgt 0.34 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 57% aus Wohn-, 43% aus Dienstleistungsbauten, wobei die Dienstleistungsbauten öffentliche Bauten sind (Schulhäuser etc.).

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Der Gebäudebestand im Untersuchungsgebiet ist relativ homogen. Die Bauten wurden zwischen 1951 und 1990 erstellt (vgl. Figur 70). Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr der Gebäude liegt im Jahr 1972.

«Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Russikon»



econcept

Figur 70: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Russikon.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Die durchschnittliche Energiekennzahl der Gebäude des Untersuchungsgebiets Russikon beträgt im Jahr 2008 556 MJ/m² BGF.

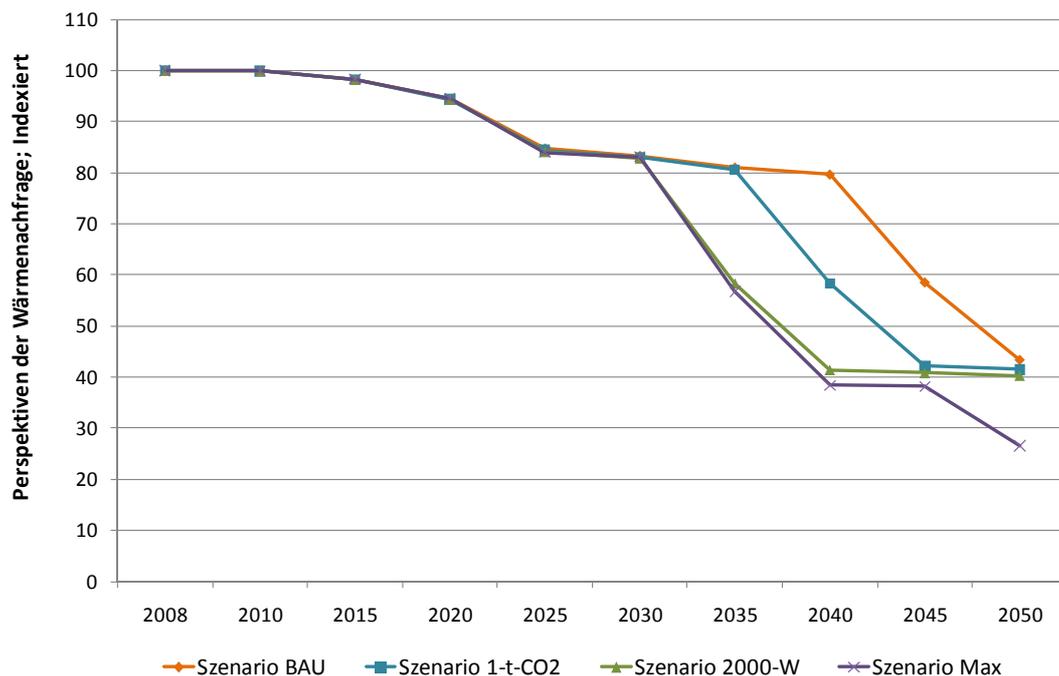
Denkmalschutz: Es gibt keine denkmalgeschützten Bauten im Untersuchungsgebiet Russikon.

A-1.4.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Folgende Figur zeigt den Rückgang des Wärmebedarfs der im Jahr 2008 bestehenden Gebäude aufgrund von Sanierungen unter Berücksichtigung des Effekts der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

«Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 71: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Russikon für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

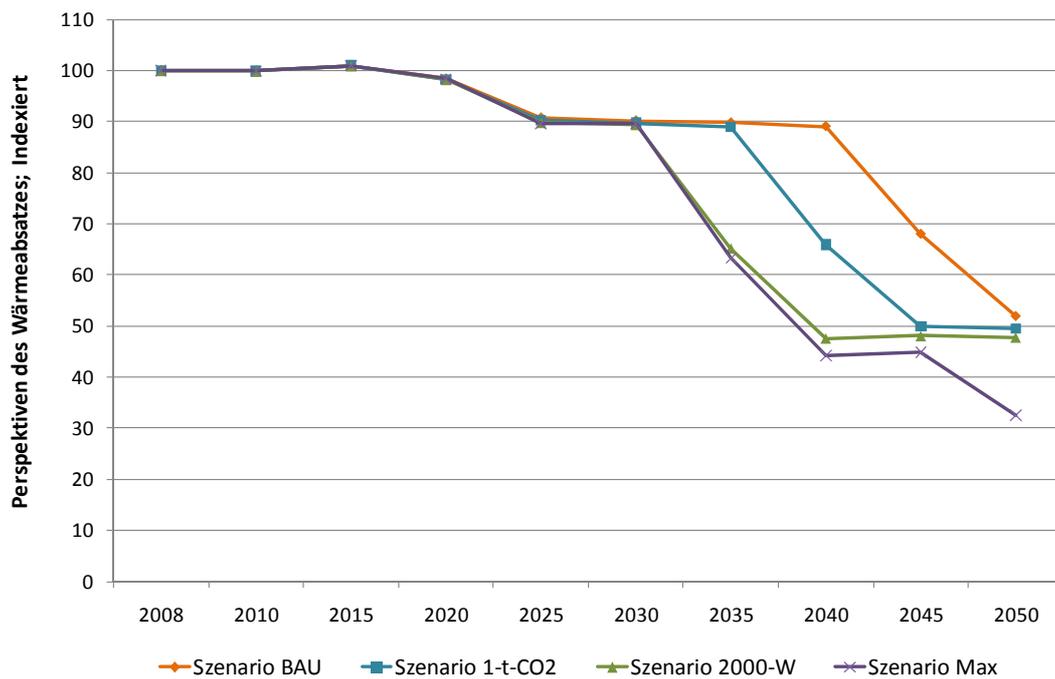
Die Wärmenachfrage im Untersuchungsgebiet Russikon sinkt in allen Szenarien im Jahr 2050 auf unter 50% gegenüber dem Wert heute: im BAU-Szenario auf 43% und das Maximal-Szenario auf 27% im Vergleich zu 2008.

Neu- und Erweiterungsbauten: Das Verdichtungspotenzial wurde gemäss Kapitel 3.1 abgeschätzt und beträgt für dieses Untersuchungsgebiet 18.5% gegenüber 2008, was so viel bedeutet, dass zusätzlich 5'706 m² BGF im Untersuchungsgebiet bis ins Jahr 2050 neu dazu kommt. Es wird angenommen, dass diese zusätzliche BGF so genutzt wird, dass im Jahr 2050 die Aufteilung Wohnen, Industrie und Dienstleistung ungefähr der heutigen Nutzung entspricht (ca. 57% Wohnen, 43% Dienstleistung).

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 556 MJ/m²a auf 264 MJ/m²a im Szenario Bau und auf 251 MJ/m²a, 239 MJ/m²a, 157 MJ/m²a, in den Szenarios 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Unter Berücksichtigung weiterer Faktoren wie Anschlussgrad der Neubauten an die Fernwärme und Wahl des Heizsystems der GebäudebesitzerInnen ergeben sich die nachfolgend gezeigten **Perspektiven des zukünftigen Fernwärmeabsatzes** im Untersuchungsgebiet Russikon (Figur 72).

«Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Russikon»



econcept

Figur 72: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Russikon gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungsersatz, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Fernwärmeabsatz nimmt im Jahr 2050 je nach Szenario auf 56% bis 35% des Absatzes im Jahr 2008 ab. Der Absatz kann aber aufgrund von Verdichtung und Anschlussgraderhöhung bis ins Jahr 2020 leicht gesteigert werden. Die Kurven der vier Szenarien widerspiegeln die unterschiedlichen Zeitpunkte der Sanierungen in den fünf Teilgebieten des Untersuchungsgebiets sehr deutlich.

A-1.4.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

Die Kosten der zukünftigen Energieproduktion hängen wie in den anderen Gebieten von den zukünftig eingesetzten Energieträgern bzw. der Entwicklung der Jahreskosten der Produktionsanlagen ab.

Zukünftiger Energieträgermix

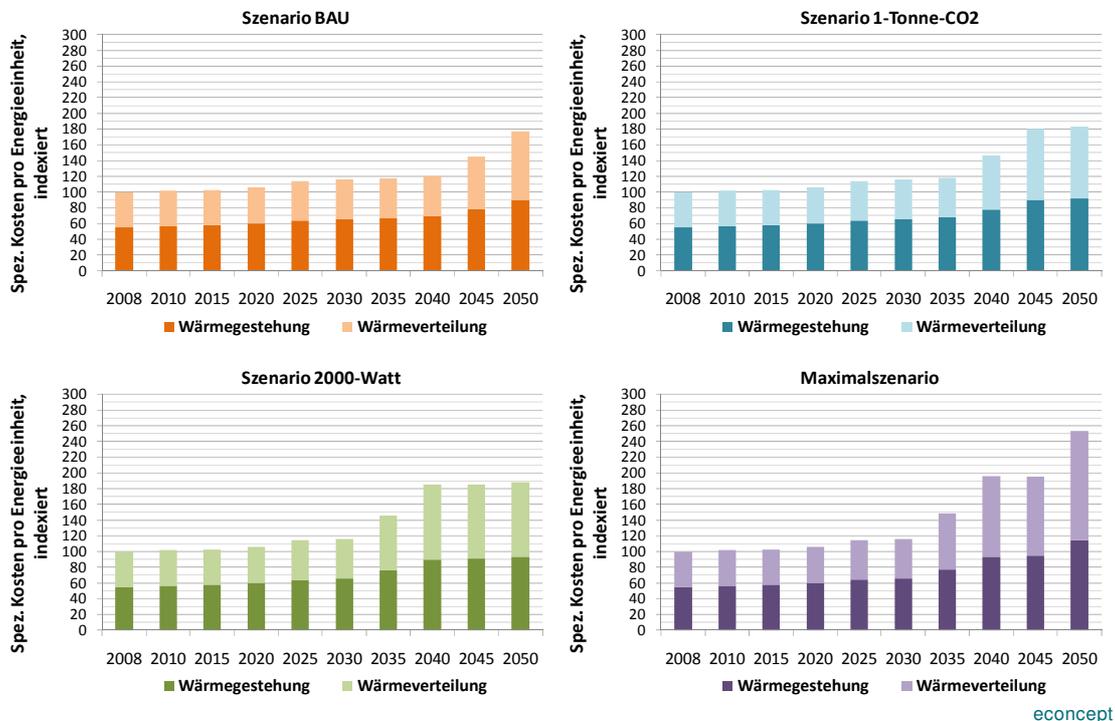
Die Wärme wird in diesem Wärmeverbund auch künftig hauptsächlich aus Holz und zu einem kleinen Anteil mittels Öl bereitgestellt.

Entwicklung der Produktions- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten der Energieproduktion und der -verteilung bestimmt. Die Annahmen dazu werden für dieses Gebiet

entsprechend den anderen Untersuchungsgebieten vorgenommen. Daraus resultieren folgende Kostenstrukturen:

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Russikon, indexiert»



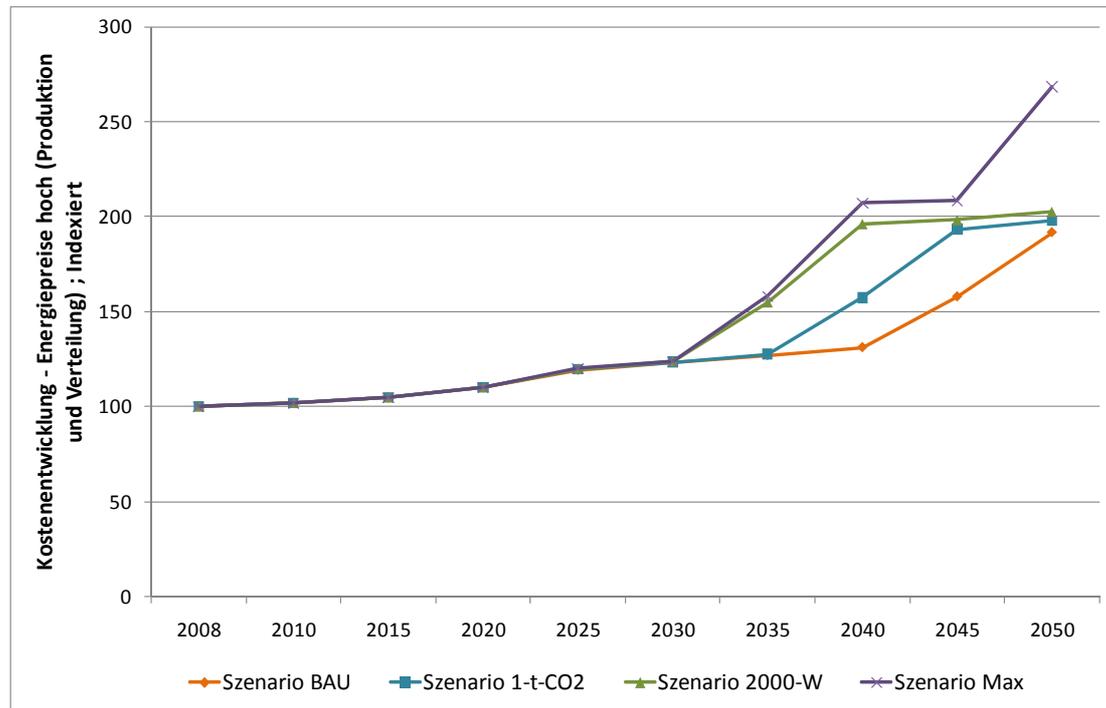
Figur 73: Resultate der Modellierung der Kostenstruktur für das Untersuchungsgebiet Russikon, indexiert (Basis: 2008).

In diesem Untersuchungsgebiet unterscheiden sich die Kostenentwicklungen bis ins Jahr 2050 für die einzelnen Szenarien stark, wobei die ambitionierteren Szenarien einen massiveren Anstieg der Kosten ausweisen. Die spezifischen Gesamtkosten steigen im Jahr 2050 zwischen 66% (BAU) und 137% (Maximal) gegenüber dem Wert 2008 an. Die spezifischen Kosten der Wärmeverteilung steigen im Jahr 2050 zwischen 80% (BAU) und 180% (Maximal) gegenüber dem Ausgangswert 2008. Die grossen Kostenanteile der Verteilung sind auf die rückläufigen Wärmeabsätze zurückzuführen (grössere Kosten pro abgesetzter Menge Energie), welche in einem kleinen System umso mehr ins Gewicht fallen.

Die kleinen Sprunghaftigkeiten der Verteilungskosten in den ambitionierteren Szenarien (bspw. zwischen den Jahren 2040 und 2045) sind auf die Redimensionierung von Anlagen zurückzuführen, durch welche die Kapitalkosten jeweils ein wenig gesenkt werden können.

Die Sensitivität Energiepreise hoch verstärkt diese Verteuerung in den Gesamtkosten noch einmal, sodass die Kosten gegenüber dem normalen Preis-Szenario um weitere 9%-Punkte im BAU- und um 18%-Punkte im Maximal-Szenario ansteigen. Dadurch, dass die Verteilungskosten in diesem Untersuchungsgebiet einen relativ hohen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, fällt die Sensitivität der Energiepreise weniger stark ins Gewicht als bei anderen Untersuchungsgebieten.

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Russikon bei hohen Energiekosten»



Figur 74: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme in Russikon (2008 = 100) beim Hochpreisszenario der Energiepreisentwicklung.

Im Untersuchungsgebiet Russikon ist der Effekt der abnehmenden Wärmenachfrage und der dadurch resultierenden Zunahme der Verteilungskosten gut sichtbar. Da die Verteilungskosten stark ins Gewicht fallen, steigen die spezifischen Kosten insgesamt stark an. Eine Redimensionierung des Netzes oder auch der Produktionsanlagen würde den Kostenanstieg verringern.

A-1.5 Untersuchungsgebiet Greifensee: Holzschnitzelheizung mit Wärmeverbund

Das Fernwärmenetz in Greifensee wird mit ebenfalls mit Holzschnitzeln beheizt. Neun Bezüger im Bereich Wohnen, zwei Dienstleistungsbetriebe und drei Industriebetriebe werden mit 90°-110°C heissem Wasser beliefert, wobei eine belieferte Industrieanlage auf dem Gemeindegebiet von Nänikon liegt. Das 1.3 km lange Netz wird von der Firma Unholz AG betrieben. Die Feuerungszentrale enthält zwei Heizkessel mit einer Leistung von total 4.8 MW. Die Anschlussleistung im Gebiet beträgt 0.79 kW/Tm. Als Standby dient ein Ölkessel mit 900 kW Leistung. Die Holzheizung beliefert die angeschlossenen Gebäude ganzjährig mit Wärme. Der Ölkessel wurde im Jahr 2008 nicht benützt. Ungefähr 25% des benötigten Brennmaterials stammt aus der Sägerei Unholz, ca. 75% werden zugeliefert. Stückholzabfälle aus der Sägerei, angelieferte Paletten oder andere,

nicht umweltbelastende Holzabfälle werden zerkleinert und als Schnitzel dem Lager zugeführt.

Das Untersuchungsgebiet ist in Figur 75 gelb eingefärbt.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes in Greifensee»



Figur 75: Systemabgrenzung des Fernwärmegebietes Greifensee. Das eingefärbte Gebiet entspricht dem Untersuchungsgebiet in dieser Studie

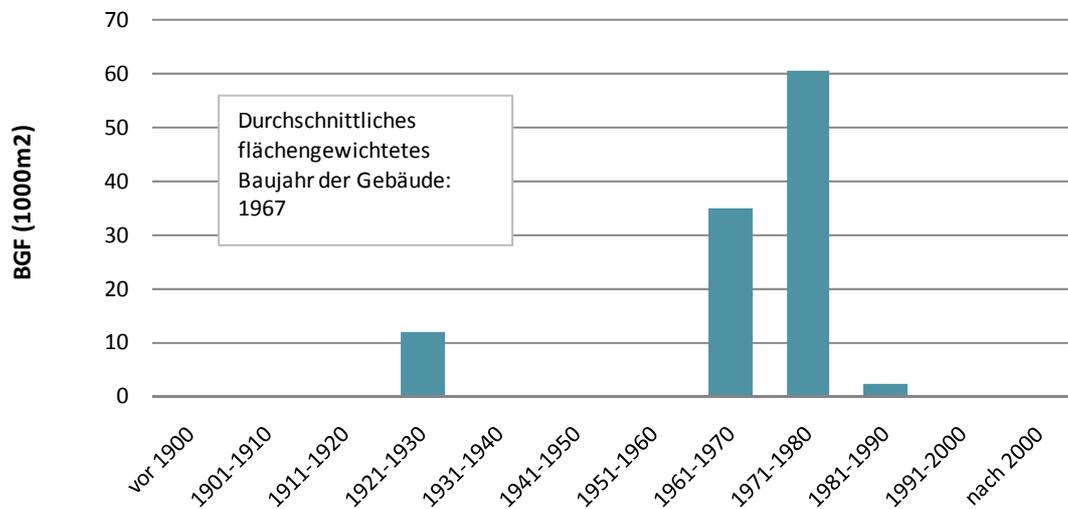
A-1.5.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Greifensee weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 110'340 m² auf (Berechnungsmethode vgl. Kapitel 3.1). Die durchschnittliche Bebauungsdichte in diesem Untersuchungsgebiet beträgt 0.44 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 56% aus Wohn-, 42% aus Dienstleistungsbauten und zu 2% aus Industriebauten.

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das Untersuchungsgebiet in Greifensee weist ein relativ homogenes Baualter auf (Erstellungsjahr zwischen 1968-1986, mit einer Ausnahme von einem Teilgebiet aus dem Jahr 1925).

«Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Greifensee»



econcept

Figur 76: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Greifensee.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Die durchschnittliche Energiekennzahl für das Untersuchungsgebiet Greifensee beträgt im Jahr 2008 rund 600 MJ/m² BGF.

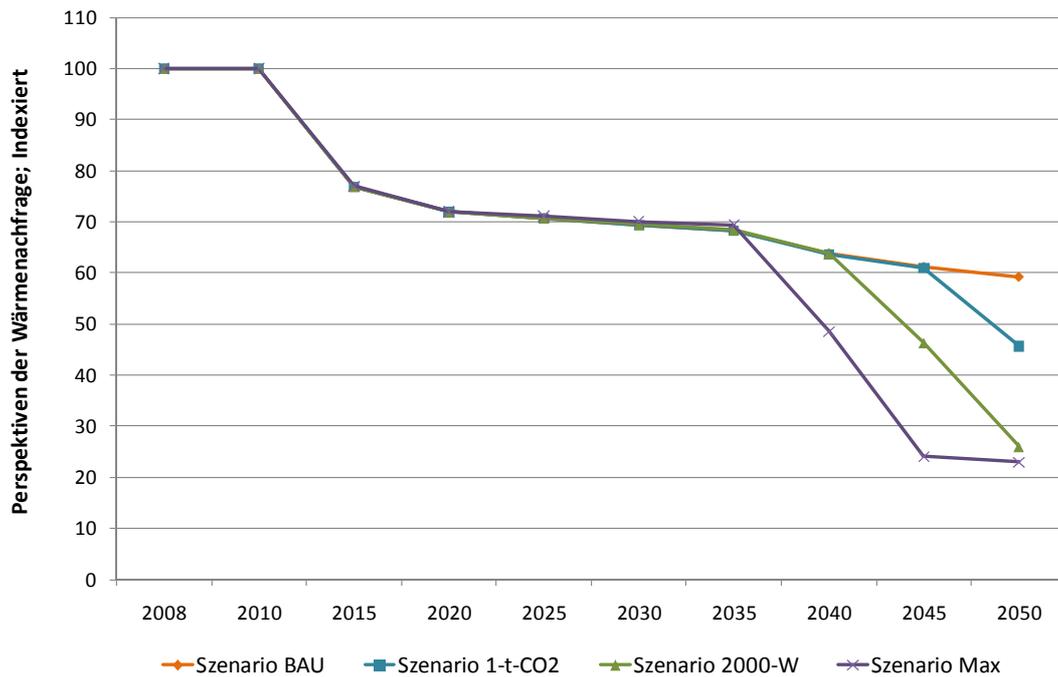
Denkmalschutz: Es wird angenommen, dass im Untersuchungsgebiet keine denkmalgeschützten Gebäude vorhanden sind, da das Gebiet mehrheitlich Wohnzonen und öffentliche Bauten umfasst und nicht in Zentrumsnähe liegt.

A-1.5.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Folgende Figur zeigt den Rückgang des Wärmebedarfs der im Jahr 2008 bestehenden Gebäude aufgrund von Sanierungen unter Berücksichtigung des Effekts der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

«Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 77: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Greifensee für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

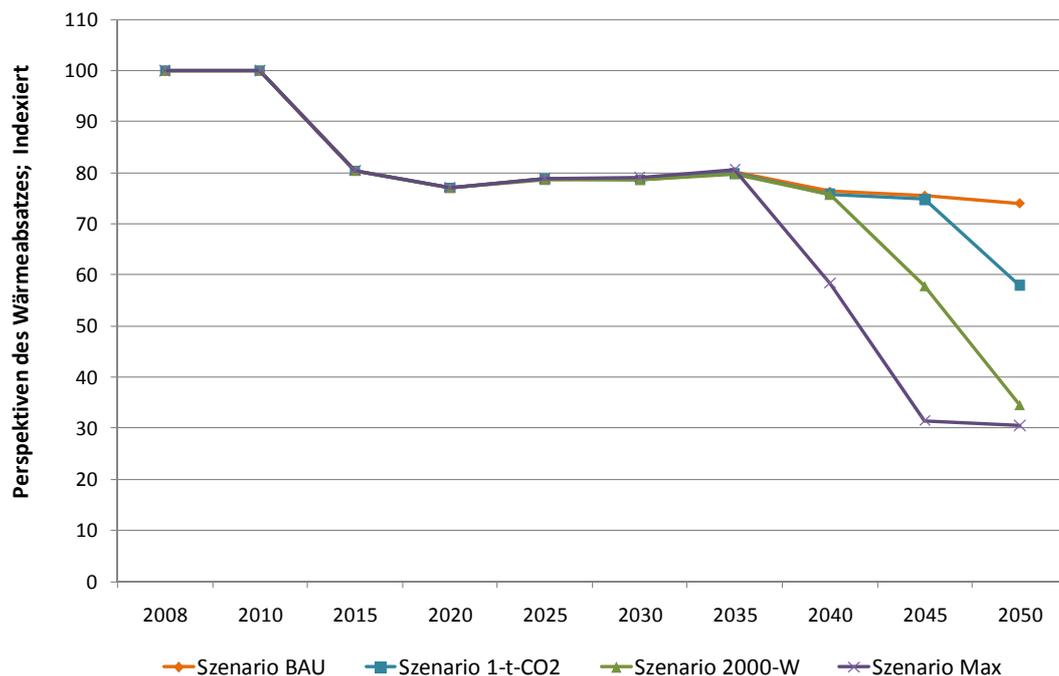
Die Wärmenachfrage im Untersuchungsgebiet Greifensee sinkt in allen Szenarien im Jahr 2050 auf unter 60% (BAU) respektive auf unter 25% (Maximal) gegenüber dem Wert heute. Die Absenkungskurven verlaufen für alle Szenarien anfänglich in gleicher Weise und unterscheiden sich erst mit der ersten Sanierungswelle von Teilgebieten.

Neu- und Erweiterungsbauten: Das Verdichtungspotenzial wurde gemäss Kapitel 3.1 abgeschätzt und beträgt für dieses Untersuchungsgebiet 23% gegenüber 2008, was so viel bedeutet, dass zusätzlich 25'400 m² BGF im Untersuchungsgebiet gebaut werden können. Es wird angenommen, dass diese zusätzliche BGF so genutzt wird, dass im Jahr 2050 die Aufteilung Wohnen, Industrie und Dienstleistung ungefähr der heutigen Nutzung entspricht (56% Wohnen, 2% Industrie, 42% Dienstleistung). Die volle Ausnutzung des Verdichtungspotenzials führt dazu, dass im BAU-Szenario der Wärmerückgang etwa um 0.6 GWh/a weniger stark ausfällt als ohne Neu- und Erweiterungsbauten.

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 600 MJ/m²a auf 368 MJ/m²a im Szenario Bau und auf 289 MJ/m²a, 174 MJ/m²a, 148 MJ/m²a, in den Szenarios 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Unter der Berücksichtigung der weiteren Faktoren wie Anschlussgrad der Neubauten an die Fernwärme und Wahl des Heizsystems beim Heizungersatz ergeben sich die nachfolgend gezeigten Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Greifensee.

«Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Greifensee»



econcept

Figur 78: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Greifensee gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungersatz, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Fernwärmeabsatz ist in allen Szenarien bis 2035 sehr ähnlich. Dies aus dem Grund, dass in der Periode 2010-2015 in allen Szenarien Sanierungen angenommen werden. In den Jahren danach bis 2035 ist der Verlauf der Kurven durch hinzukommende Neubauten geprägt. Erst nach 2035 ist dann ein Effekt der Szenarien sichtbar. Im Jahr 2050 beträgt der Absatz im Szenario BAU 82%, im Maximal-Szenario 34% gegenüber 2008.

A-1.5.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

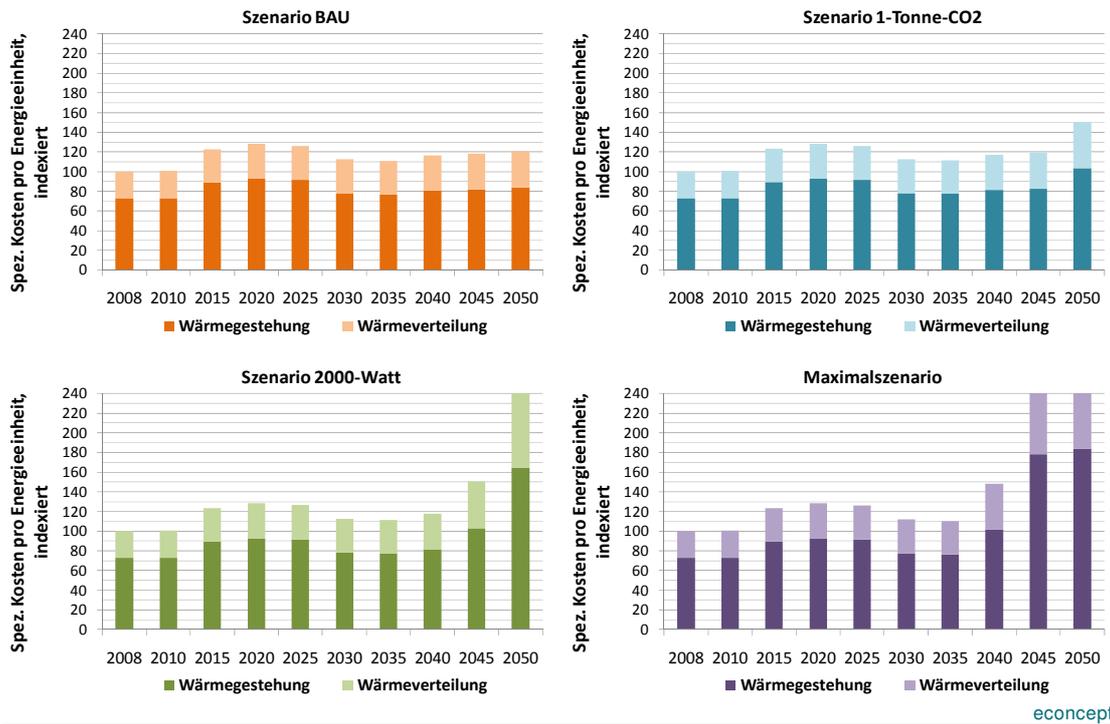
Zukünftiger Energieträgermix

Die Wärme wird in diesem Wärmeverbund auch künftig 100% aus Holz bereitgestellt. Eine Redundanz ist nicht vorhanden.

Entwicklung der Produktions- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten der Energieproduktion und der -verteilung bestimmt. Die Annahmen dazu werden für dieses Gebiet entsprechend den anderen Untersuchungsgebieten vorgenommen, wobei zu bemerken ist, dass die angenommene Redimensionierung der Produktionsanlage nach Ablauf der Amortisationsfrist eine grosse Auswirkung auf die Produktionskosten hat. Folgende Figur zeigt die Kostenentwicklungen je Szenario.

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Greifensee, indexiert»



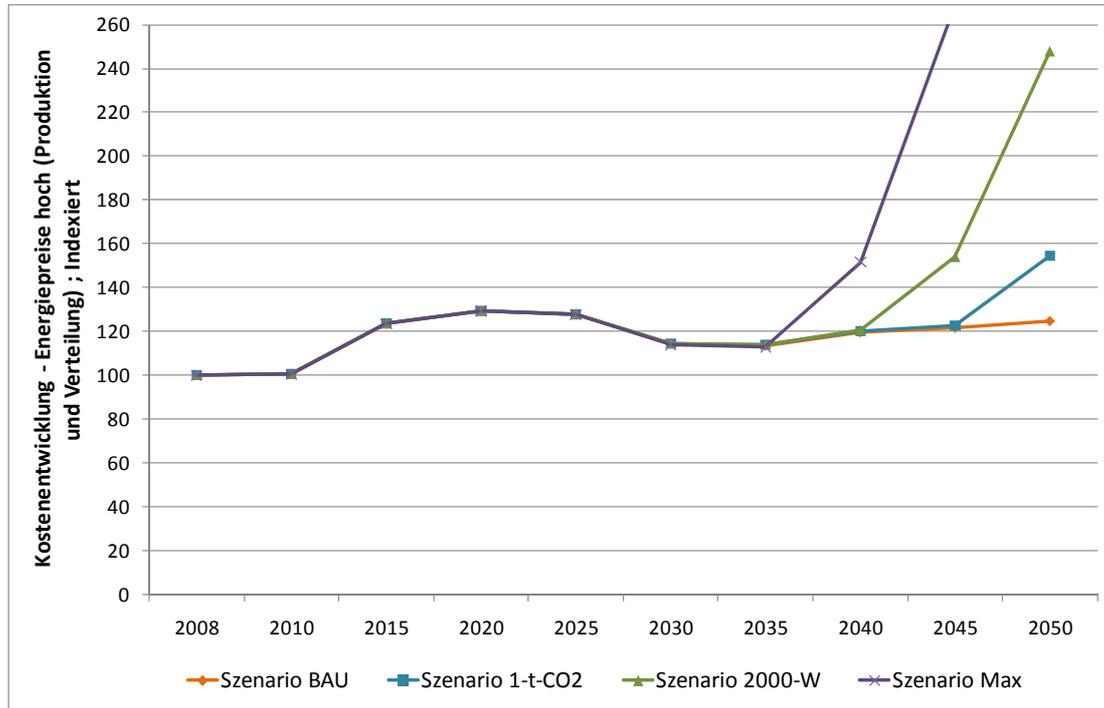
Figur 79: Resultate der Modellierung der Kostenstruktur für das Untersuchungsgebiet Greifensee, indexiert (Basis: 2008).

Die spezifischen Gesamtkosten steigen bis 2050 zwischen 10% (BAU) und 245% (Maximal) gegenüber dem Wert 2008 an. Die Wärmeverteilung verzeichnet Anstiege zwischen 20% (BAU) und 190% (Maximal) gegenüber dem Ausgangswert 2008. Die Abnahmen der Produktionskosten sind auf eine Redimensionierung der Heizanlage (Holzheizung) zurückzuführen, da davon ausgegangen wird, dass diese zum Ersatzzeitpunkt (2030) dem verringerten Wärmebedarf angepasst werden kann⁵¹.

Mit der Sensitivität der hohen Energiekosten steigen die Energiekosten bis 2050 zwischen 14% (BAU) und 249% (Maximal) an, was etwa 4%-Punkte über der Normalpreisentwicklung liegt.

⁵¹ Die Kapitalkosten für die Holzheizung werden bis 2030 als konstant angenommen. Danach wird die Anlage im Verhältnis zur Wärmenachfrage redimensioniert und hat somit einen günstigen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten.

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Greifensee bei hohen Energiekosten»



Figur 80: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme in Greifensee (2008 = 100) beim Hochpreisszenario der Energiepreisentwicklung.

In diesem Untersuchungsgebiet wird deutlich, dass die beiden Szenarien 2000-Watt und Maximal einen grossen Einfluss auf die Kostenstruktur haben, da sich der Wärmenachfragerückgang in diesen Szenarien besonders stark auswirkt. Im BAU und auch im 1-Tonne-CO₂-Szenario ist der Anstieg der Kosten in beiden Preissensitivitäten relativ gering, so dass die Energieversorgung im Untersuchungsgebiet weniger starke Preissteigerungen, wie andere Systeme verzeichnen kann. Sobald dann aber alle Gebiete saniert werden, steigen die Kosten stark an.

A-1.6 Untersuchungsgebiet Mönchaltdorf: Wärmenutzung ab ARA

Das Untersuchungsgebiet Mönchaltdorf nutzt die Abwärme ab der ARA und verteilt diese mit einem neuen Wärmenetz. Die Nutzung der Wärme ab ARA wird auch kalte Fernwärme genannt, da die nutzbare Temperatur ca. 45 °C beträgt. Das Wasser mit dieser Temperatur wird verteilt und entweder in einer zentralen Station mittels Wärmepumpen auf die gewünschte Temperatur erhitzt, oder in den einzelnen Gebäuden dezentral aufgeheizt. Im Untersuchungsgebiet besteht eine zentrale WP-Heizstation. Diese Wärmepumpe hat einen COP (Coefficient of Performance) von 400%.

In Mönchaltdorf wird ein relativ kleines Gebiet mit Wärme ab ARA beliefert. Als Spitzendeckung liegt ein Ölkessel mit einer Leistung von 0.25 MW vor. Das Netz bedient 120 Wohnungen mit Niedertemperatur-Wärme ab ARA. Das Gebiet, welches mit Fernwärme

ab ARA versorgt wird, ist ausschliesslich ein Wohngebiet. Mit der Netzlänge von 840 m ist dieses Untersuchungsgebiet das kleinste und mit dem Netzalter von 4 Jahren auch eines der jüngsten untersuchten Gebiete dieser Studie. Die Anschlussleistung beträgt hier 0.43 kW/Tm.

A-1.6.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Mönchaltorf weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 13'257 m² auf (Berechnung vgl. Kapitel 3.1). Die durchschnittliche Bebauungsdichte in diesem Untersuchungsgebiet beträgt 0.5 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2007 flächenmässig zu 100% aus Wohnbauten.

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das Gebiet wurde im Jahr 2007 überbaut.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Die durchschnittliche Energiekennzahl für das Untersuchungsgebiet beträgt rund 319 MJ/m² BGF.

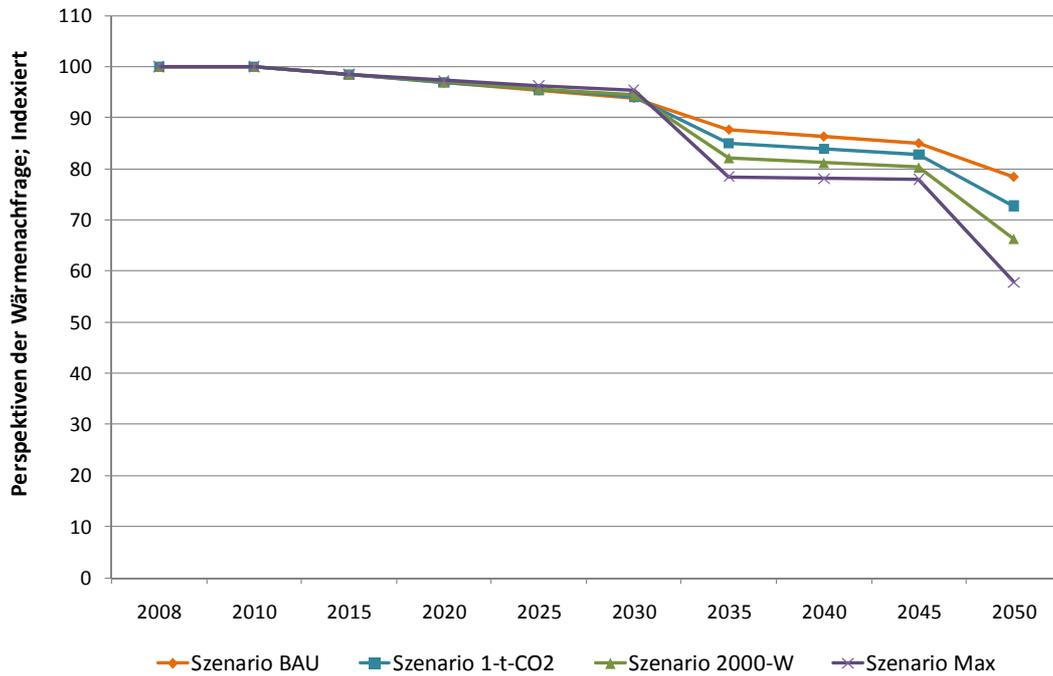
Denkmalschutz: Es gibt keinen Anteil denkmalgeschützter Bauten im Untersuchungsgebiet.

A-1.6.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Folgende Figur 81 zeigt den Szenario bedingten Rückgang des Wärmebedarfs der im Jahr 2008 bestehenden Gebäude aufgrund von Sanierungen unter Berücksichtigung des Effekts der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

«Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



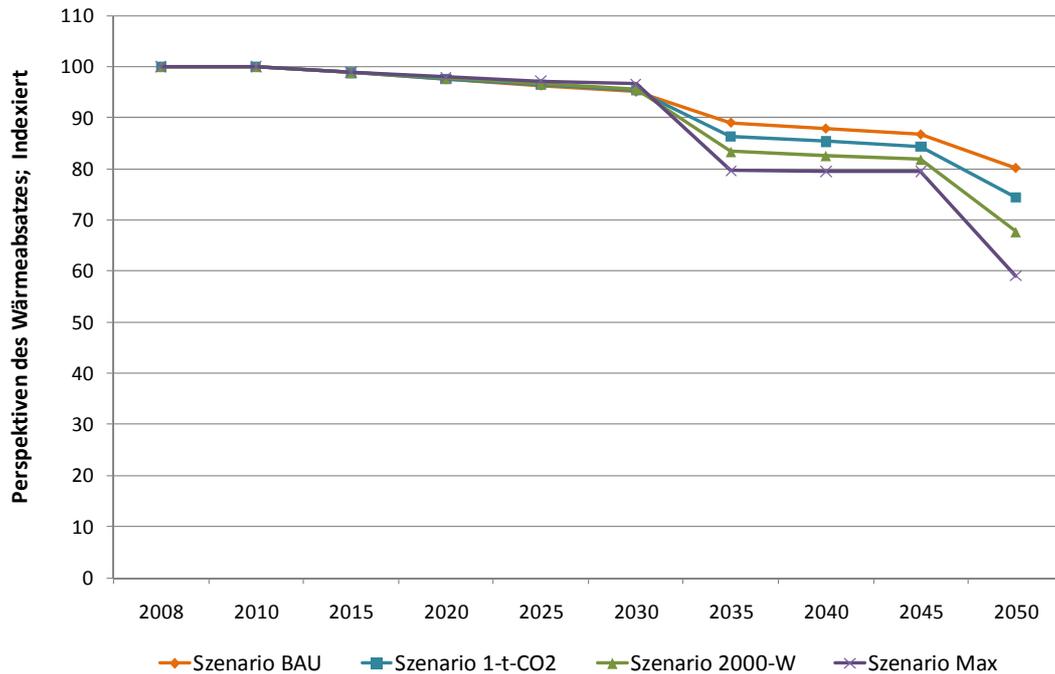
econcept

Figur 81: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Mönchaldorf für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

Da im Gebiet nur Teilsanierungen stattfinden, zeigen alle Szenarien die gleichen Sanierungszeitpunkte. Die Unterschiede sind somit nur auf die szenariospezifische Verschärfung der Gebäudestandards zurückzuführen.

Die Tatsache, dass nicht alle Gebäude in Untersuchungsgebiet angeschlossen sind, führt dazu, dass der Anschlussgrad in der Modellierung noch etwas verdichtet werden kann. Deswegen liegt der prognostizierte Fernwärmeabsatz etwas über dem gezeigten Wärmebedarfsrückgang aufgrund von Sanierungen (vgl. folgende Figur).

«Perspektiven des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Mönchaltorf»



econcept

Figur 82: Die Resultate der Modellierung der Wärmenachfrageentwicklung für die drei hergeleiteten Szenarien, sowie für das Maximalszenario für das Untersuchungsgebiet Mönchaltorf indexiert.

A-1.6.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

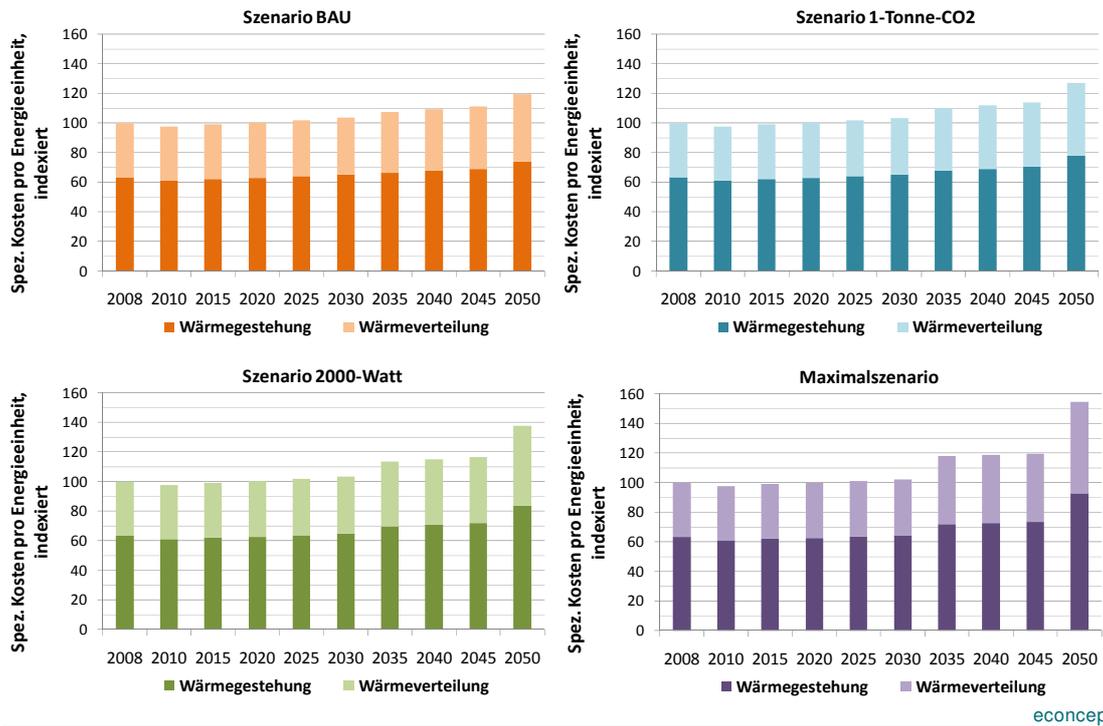
Zukünftiger Energieträgermix

Die Wärme wird in diesem Wärmeverbund auch künftig hauptsächlich aus Abwärme der ARA bereitgestellt. Der Anteil der Spitzendeckung bleibt auf den heutigen knapp 9% des Wärmeanteiles konstant.

Entwicklung der Produktions- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die spezifischen Jahreskosten der Energieproduktion und der -verteilung bestimmt. Die Annahmen dazu werden für dieses Gebiet entsprechend den anderen Untersuchungsgebieten vorgenommen. Daraus resultieren folgende Kostenstrukturen:

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Mönchaldorf»



Figur 83: Resultate der Modellierung der Kostenstruktur für das Untersuchungsgebiet Mönchaldorf, indexiert (Basis: 2008).

Die geringen Anstiege der spezifischen Produktionskosten weisen auf Redimensionierungen der Anlagen hin. Es wird angenommen, dass diese aufgrund des verringerten Wärmebedarfes nach Ablauf der Lebensdauer mit geringeren Investitionen ersetzt werden können. Die spezifischen Gesamtkosten steigen auf 113% (Bau) bis 146% (Maximal) des Wertes im Jahr 2008.

Die Sensitivität Energiepreise hoch führt dazu, dass die Kosten insgesamt etwa um 16%-Punkt steigen. Gegenüber 2008 steigen die Kosten um 29% im Bau-Szenario und um 64% im Maximalszenario.

Das Untersuchungsgebiet Mönchaldorf ist ein Spezialfall unter den hier analysierten Untersuchungsgebieten, da es sehr klein ist (nur ein Teilgebiet). Zudem ist es ein Neubaugebiet, welches bereits mit einem relativ hohen energetischen Standard gebaut wurde. Deswegen sind der Rückgang der Wärmenachfrage und die Zunahme der spezifischen Kosten nicht sehr ausgeprägt.

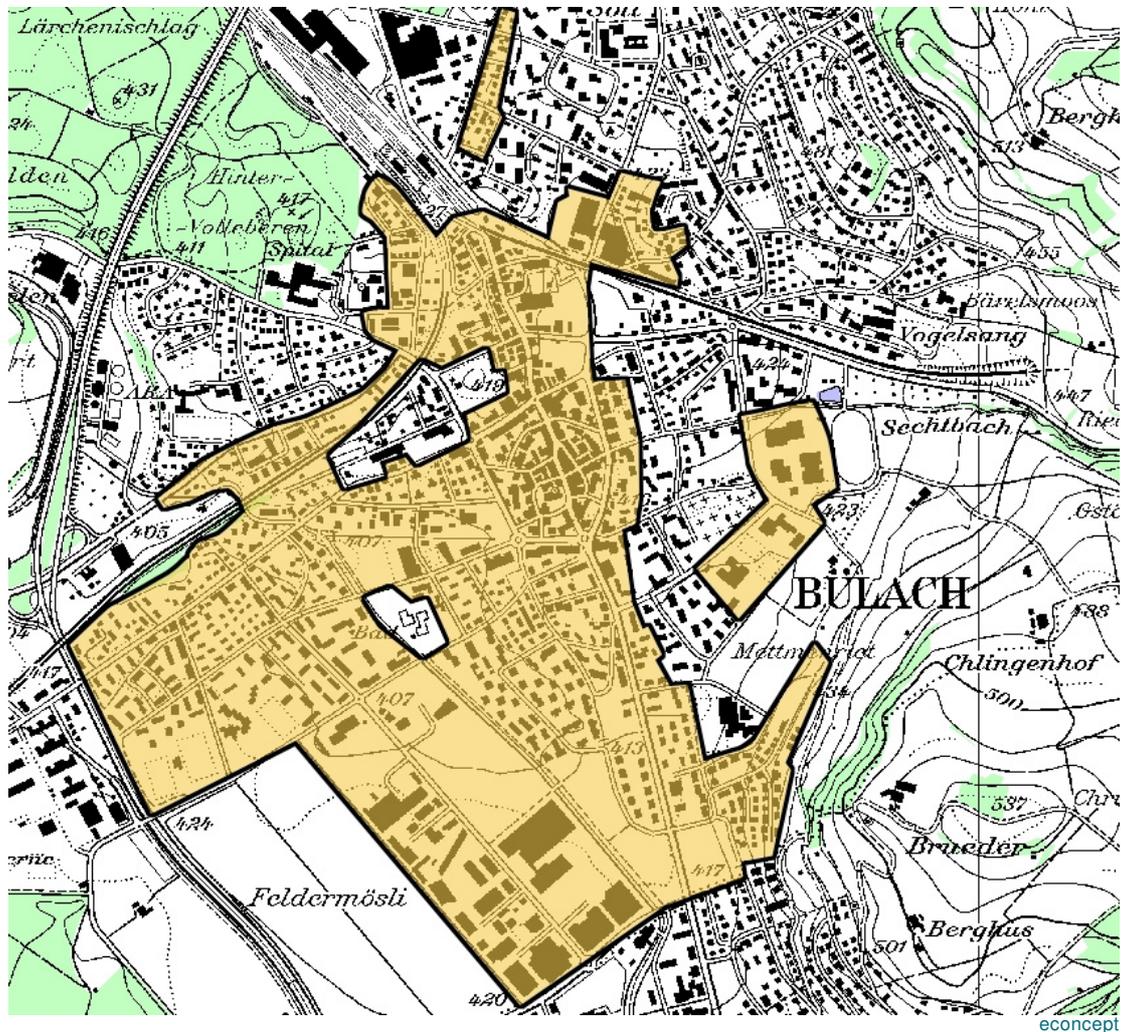
A-2 Resultate der Fallstudien: Erdgas

A-2.1 Untersuchungsgebiet Bülach

In Bülach ist ein jüngeres Erdgasnetz im Betrieb, das durchmischte Zonen beliefert, mehrheitlich aber Wohn- und Gewerbebezonen.

Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die dichter besiedelten Gebiete am Erdgas angeschlossen sind, die weniger dichten nicht. Insbesondere ist auch die Altstadt mit Erdgas erschlossen. Das Untersuchungsgebiet entspricht dem markierten Gebiet.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Bülach»



Figur 84: Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Bülach

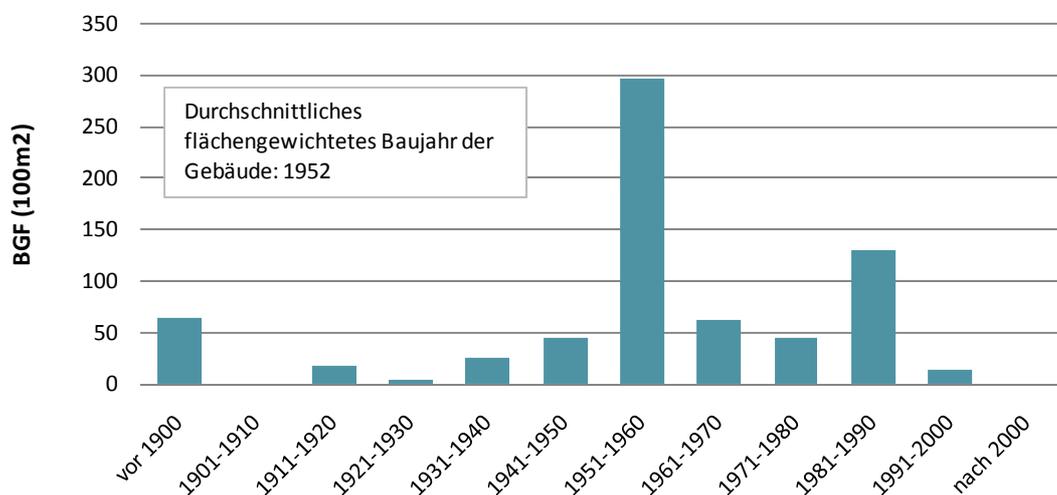
A-2.1.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Bülach weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 703'485 m² auf.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 85% aus Wohn- und zu 15% aus Dienstleistungsbauten (Abschätzung aufgrund von Angaben der Gemeinde Bülach).

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr in diesem Gebiet ist 1952. Zwischen 1951 und 1960 wurden flächenmässig am meisten Gebäude erstellt (vgl. Figur 50).

«Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Bülach»



econcept

Figur 85: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Bülach.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Mit den Daten des Gebäudebestandes und den altersabhängigen Energiekennzahlen für Gebäude im Kanton Zürich konnte für das Untersuchungsgebiet eine durchschnittliche Energiekennzahl für Raumwärme und Warmwasser von 639 MJ/m² und Jahr berechnet werden.

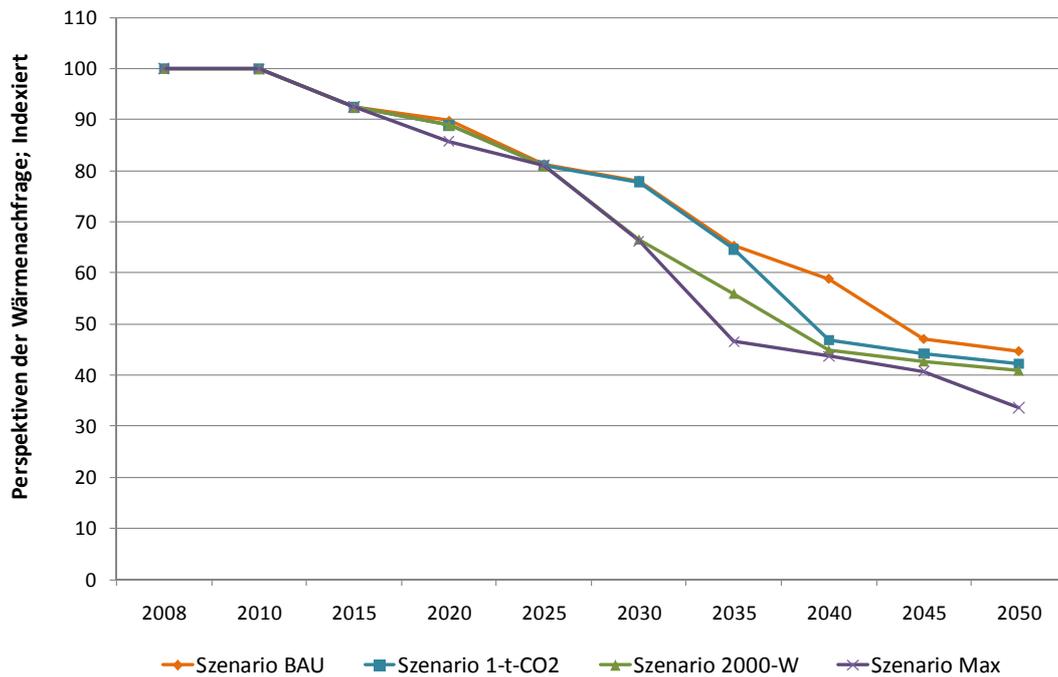
Denkmalschutz: Der Anteil denkmalgeschützter Bauten wird in diesem Untersuchungsgebiet auf 2.8% der BGF geschätzt (gemäss Angaben der Gemeinde Bülach und eigenen Abschätzungen).

A-2.1.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Figur 86 zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen des Gebäudebestandes inklusive dem Effekt der Klimaerwärmung.

«Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 86: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Bülach für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

Die Wärmenachfrage fällt bis 2050 auf 34% (Maximal Szenario) bis 45% (BAU) des Wertes vom Jahr 2008. Der Effekt der Klimaerwärmung ist relativ gering und bewirkt einen Rückgang der Wärmenachfrage im Jahr 2050 um ca. 6% (im Maximal Szenario) bzw. 12% (im BAU Szenario) gegenüber dem Jahr 2008.

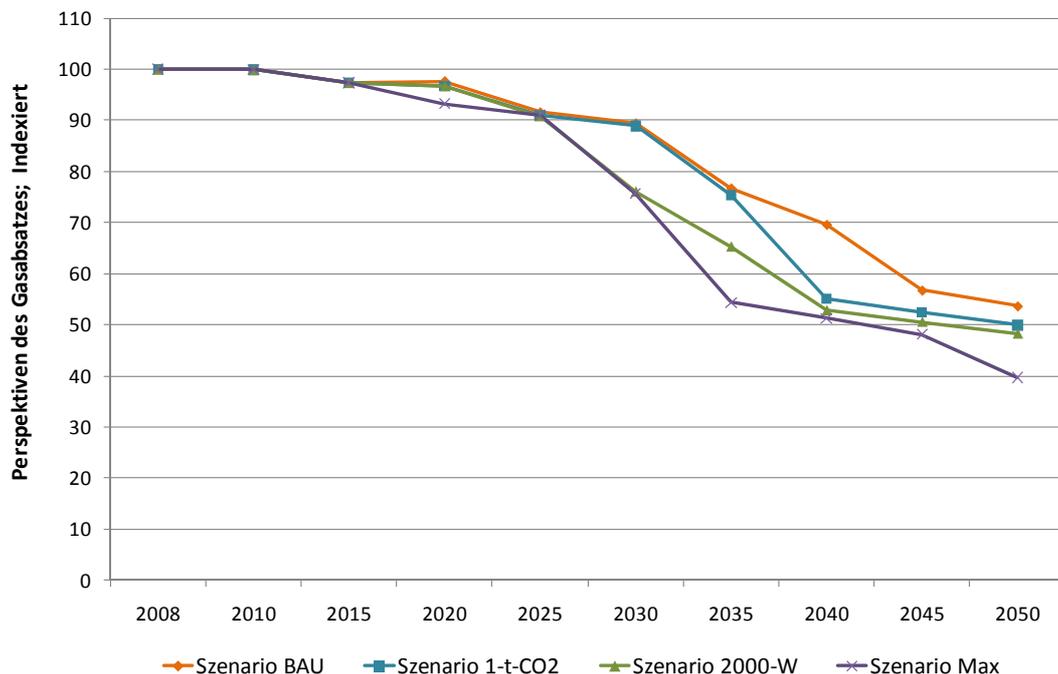
Neu- und Erweiterungsbauten: In der Modellierung werden bis 2050 in diesem Untersuchungsgebiet 411'686 m² an neue BGF erstellt, was etwa 58.5% der BGF des Jahres 2008 entspricht. Dieses grosse Verdichtungspotenzial liegt vor allem in Wohnzonen, welche einen geringen Ausbaugrad aufweisen. Wenn die Neubauten zu 60% aus Wohnbauten und zu 40% aus Dienstleistungsbauten bestehen, wird im Jahr 2050 rund 87% der gesamten Fläche durch Wohn- und 13% durch Dienstleistungsbauten gestellt. Durch den Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten kann der Rückgang der Wärmenachfrage etwas gemindert werden. In einzelnen Teilgebieten steigt sogar zeitweise die Nachfrage.

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 639 MJ/m²a auf 278 MJ/m²a im Szenario BAU und auf 257 MJ/m²a, 241 MJ/m²a, 189 MJ/m²a, in den Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Für die Perspektiven des zukünftigen Absatzes von Gas im Untersuchungsgebiet Bülach muss zusätzlich zu den oben gezeigten Einflussfaktoren abgeschätzt werden, welcher Anteil der Neubauten an das Gasnetz angeschlossen wird (je nach Jahr und Szenario

zwischen 10% und 20% der Neu- und Erweiterungsbauten) und für welches Heizsystem sich die GebäudebesitzerInnen im Untersuchungsgebiet bei einem künftig Heizungser-satz entscheiden werden (zwischen 20% und 40% der GebäudebesitzerInnen mit Ölhei-zung werden sich beim Heizungser-satz für einen Anschluss ans Gasnetz entscheiden. Als gegenläufiger Effekt wird berücksichtigt, dass bestehende Erdgaskunden sich bei einem Heizungser-satz für ein alternatives Heizungssystem entscheiden könnten. Diese Absprungrate wird von heute 0% auf 10% im Jahr 2050 linear verschärft (für die genauen Werte vgl. Kundenwahl in Kapitel 3.2.3). Daraus ergeben sich die nachfolgend gezeigten Perspektiven für den Gasabsatz im Untersuchungsgebiet Bülach.

«Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Bülach»



econcept

Figur 87: Entwicklung des Absatzes im Untersuchungsgebiet Bülach gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungser-satz, Absprungrate, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Gasabsatz nimmt je nach Szenario auf 40% bis 54% des Absatzes im Jahr 2008 ab. Bei allen Szenarien ist ein Rückgang der Nachfrage ab 2010 bemerkbar, wobei der Absatz zwischen 2015 und 2020 wieder leicht gesteigert werden kann (durch Neu- und Erweiterungsbauten). Das Maximal-Szenario unterscheidet sich von den anderen Szenarien, was vor allem auf die Sanierungszeitpunkte und die höheren energetischen Standards zurückzuführen ist.

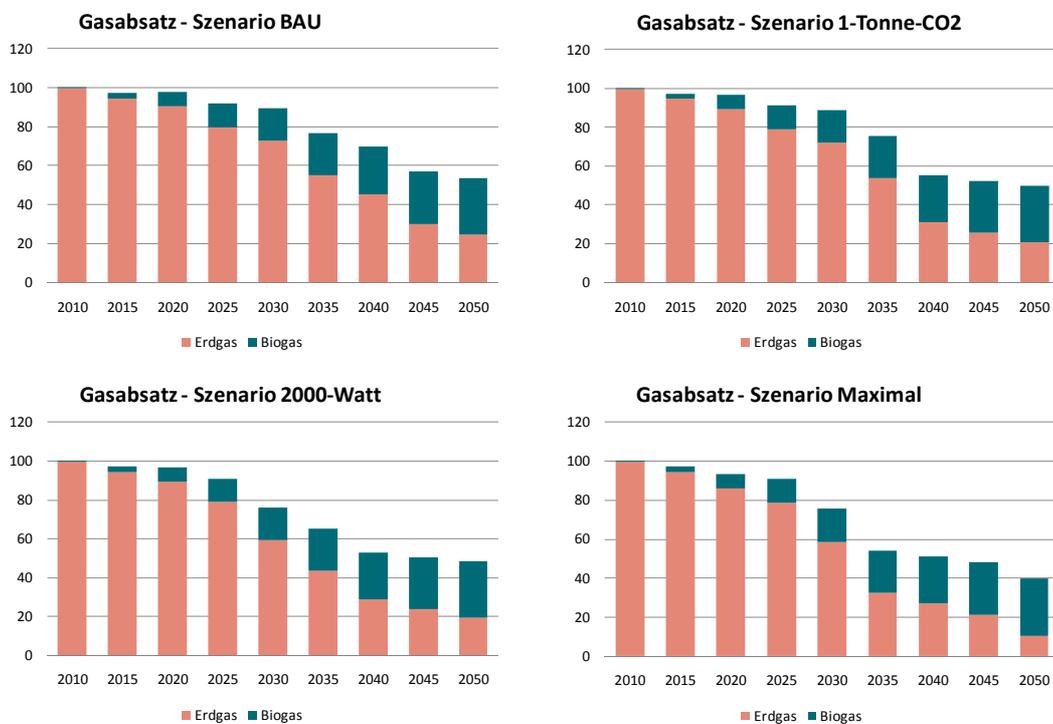
A-2.1.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

Zukünftiger Energieträgermix

Für die Berechnungen der zukünftigen spezifischen Kosten wird einmal die Situation ohne und einmal die Situation mit einer Steigerung des Biogasanteils gemäss Prognosen von Erdgas Zürich untersucht.

Der zukünftige Anteil Biogas von heute unter 1% wird künftig in allen Szenarien gemäss einer Absatzprognose von Erdgas Zürich ansteigen (Steigerung um das ca. 130fache). Im Szenario BAU wird er im Jahr 2050 einen Anteil 54% ausmachen, im Maximal Szenario wird 73% Biogas abgesetzt werden. Die folgende Figur zeigt die Mengenverhältnisse in den vier Szenarien.

«Gasabsatz und zukünftiger Energieträgermix»



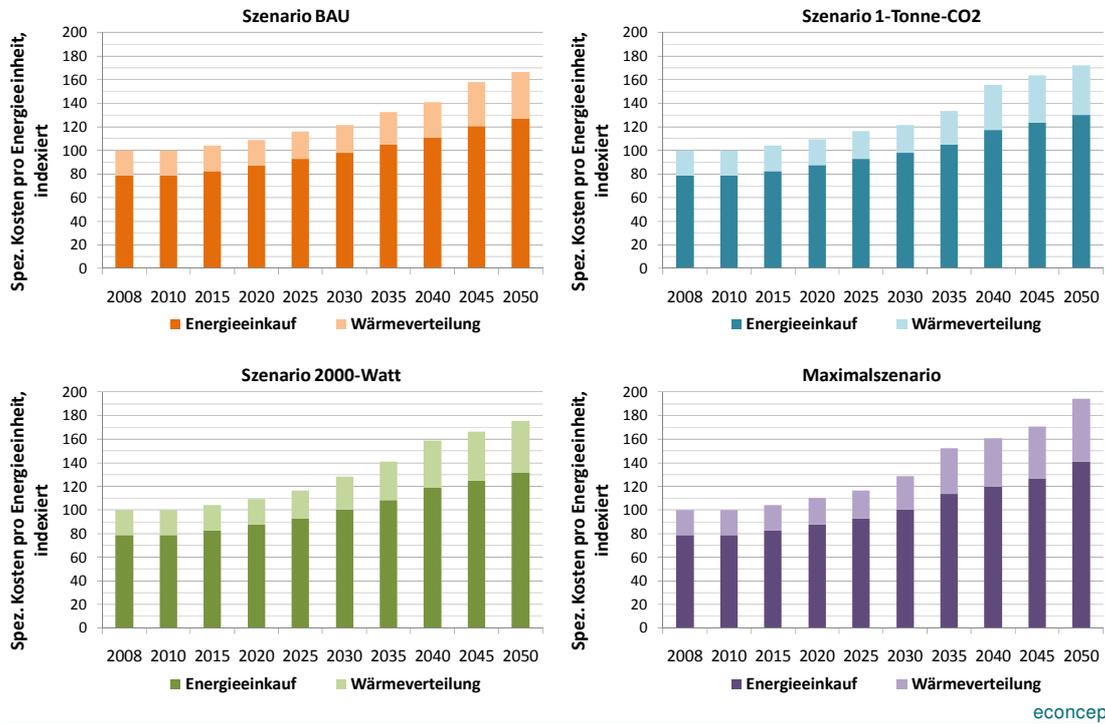
econcept

Figur 88: Energieträgeranteile für die vier Szenarien in Bülach. Gasabsatz gemäss Modellierung (2008 = 100).

Entwicklung der Energieträger- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten des Energieeinkaufs und der -verteilung bestimmt (Energiepreisszenarien vgl. Kapitel 5). Grundsätzlich wird auch bei den Gasgebieten angenommen, dass die Jahreskosten für den Kapitaleinsatz sowie für Betrieb und Unterhalt des Netzes konstant bleiben, da abgeschriebene Netzteile jeweils zu ähnlichen Konditionen ersetzt werden. Figur 89 zeigt die Prognose der zukünftigen Kosten je Szenario für das Untersuchungsgebiet Bülach bei einer starken Steigerung des Biogasanteils (wie in Figur 88 gezeigt).

«Kostenentwicklung für Bülach mit starker Steigerung der Biogasanteils, Energiepreisszenario TREND»

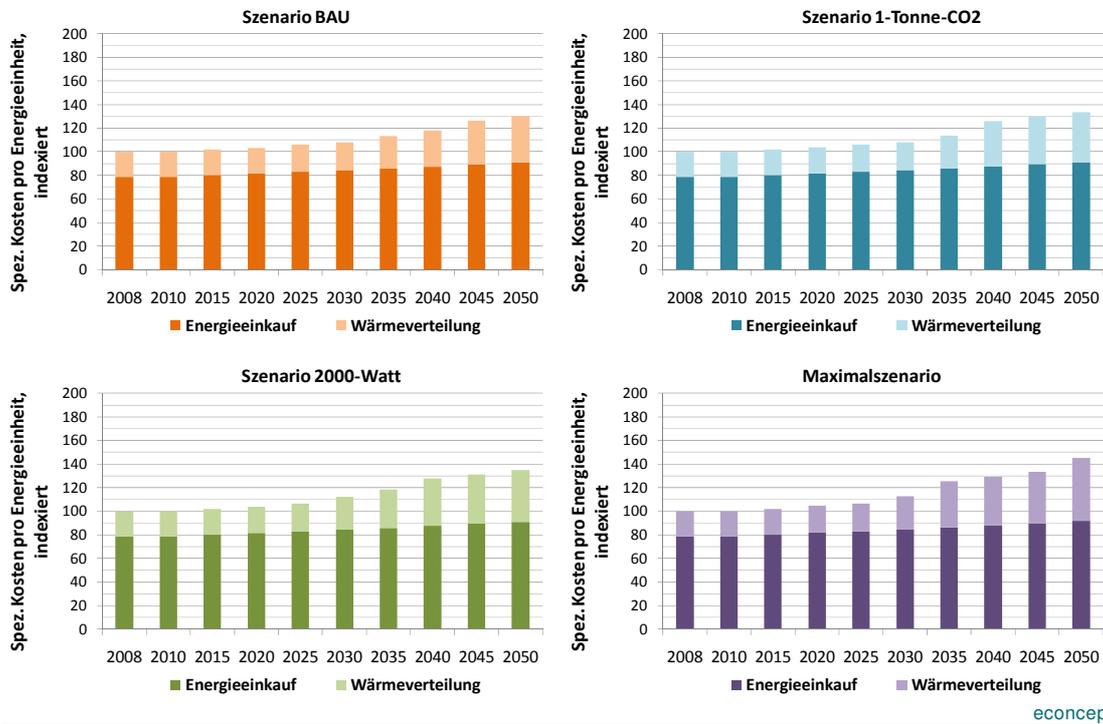


Figur 89: Prognostizierte Entwicklung der Kosten im Untersuchungsgebiet Bülach (2008 = 100); inklusive Beimischung von Biogas.

Die Verteilungskosten steigen um 90% im Szenario BAU bis hin zu plus 250% im Maximal-Szenario an. Wegen der zunehmenden Beimischung von Biogas steigen auch die Energieeinkaufskosten stark an.

Wenn, entgegen den Annahmen von Erdgas Zürich, der Biogasanteil in Zukunft nur leicht gesteigert wird (eine Verzehnfachung bis im Jahr 2050), resultiert die nachfolgende Kostenentwicklung mit einem deutlich moderateren Anstieg der Energieeinkaufskosten. Die Gesamtkosten steigen dann auf 130% bis 145% der Kosten des Ausgangsjahrs an.

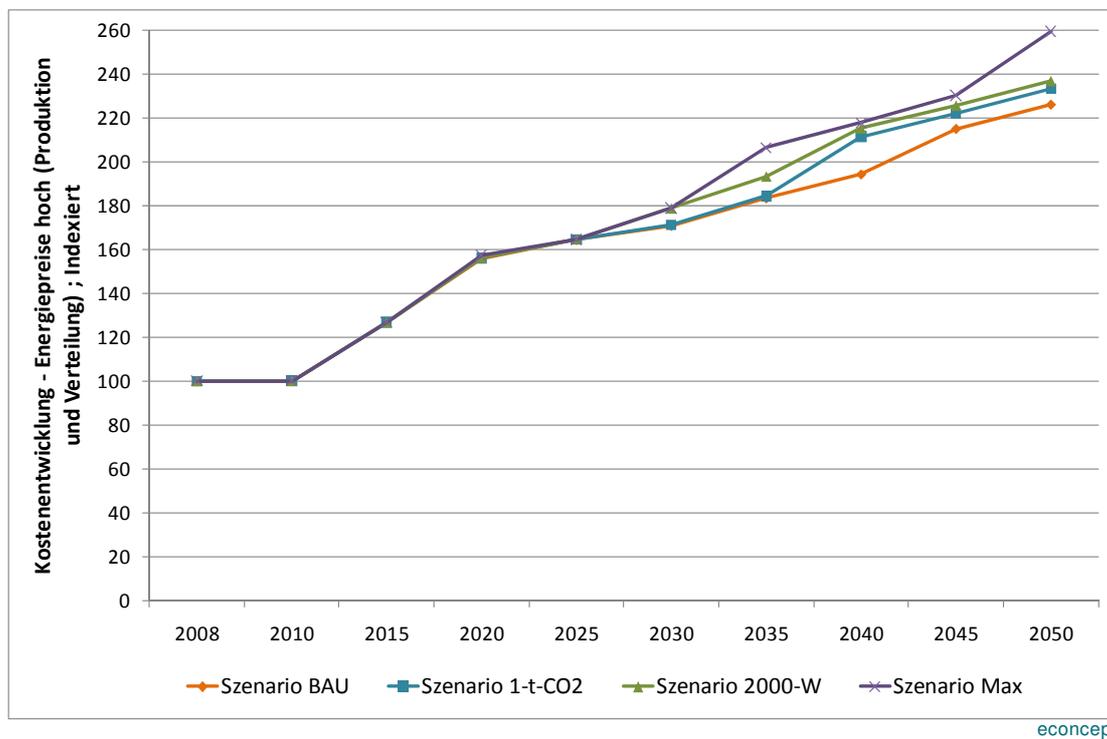
«Kostenentwicklung für Bülach mit schwacher Steigerung des Biogasanteils, Energiepreisszenario TREND»



Figur 90: Prognostizierte Entwicklung der Kosten im Untersuchungsgebiet Bülach (2008 = 100); inklusive Beimischung von Biogas.

Bei der Sensitivität Energiepreise hoch (mit hohem Biogasanteil) resultiert erwartungsgemäss ein grösserer Anstieg der Wärmegestehungskosten im Jahr 2050 zwischen 126% (BAU) und 160% (Maximal-Szenario). Gegenüber den Normalpreis-Szenarien beträgt der Anstieg zwischen 31%-Punkte im BAU und um 87%-Punkte im Maximal-Szenario. Es ist allerdings nicht klar, ob bei stark ansteigenden Erdgaspreisen das zugrunde gelegte Upgrade-Preismodell für Biogas (vgl. Kapitel 5.1.2) beibehalten werden kann.

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Bülach bei starker Steigerung des Biogasanteils, Energiepreisszenario HOCH»



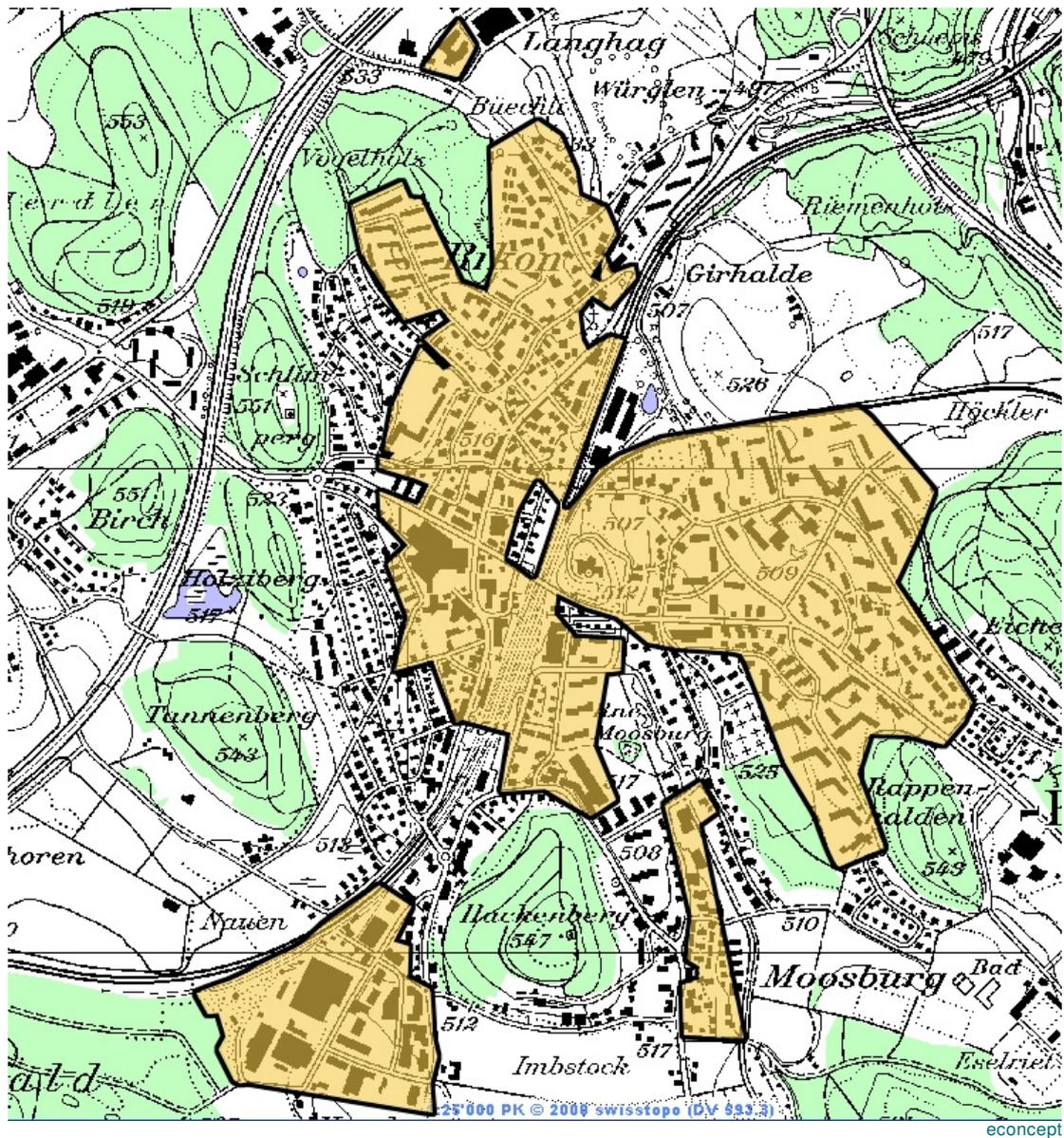
Figur 91: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Bülach (2008 = 100) beim Hochpreisszenario der Energiepreisentwicklung.

Die Analyse des Untersuchungsgebietes Bülach zeigt, dass die Abnahme der Wärmefachfrage einen starken Effekt auf den Gasabsatz haben kann. Dies insbesondere dann, wenn angenommen wird, dass nur ein geringer Teil der Neubauten Erdgas beziehen und dass immer mehr Kunden beim Heizungsersatz auf andere Systeme umsteigen werden. Die Beimischung von Biogas ermöglicht es, eine grössere Akzeptanz gegenüber Erdöl zu gewinnen, führt aber zu einem deutlich Anstieg der Gesamtkosten. Damit verkleinert sich die Chance, zusätzliche Kunden zu gewinnen. Die Kosten der Verteilung werden tendenziell in allen Szenarien steigen und an Bedeutung zunehmen. Die Kostensteigerungen sind relativ hoch und führen dazu, dass die Konkurrenzsysteme an Attraktivität gewinnen.

A-2.2 Untersuchungsgebiet Effretikon

In der Gemeinde Illnau-Effretikon ist das Gebiet Effretikon zu einem grossen Teil mit Erdgas erschlossen. Die mit Erdgas versorgten Zonen von Effretikon weisen jeweils eine relativ hohe Ausnützungsziffer auf. Die weniger dicht besiedelten Gebiete mit einer kleineren Ausnützungsziffer an der Peripherie der Stadt sind nicht mit Erdgas erschlossen. Das Untersuchungsgebiet entspricht dem markierten Gebiet in Figur 92.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Effretikon»



Figur 92: Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Effretikon.

Auch die Kern- und Zentrumszonen sind mit Erdgas erschlossen. Am Rande des Gebietes gibt es einige Industriezonen, welche deutlich höhere Ausnützungsziffern aufweisen, als die übrigen Zonen.

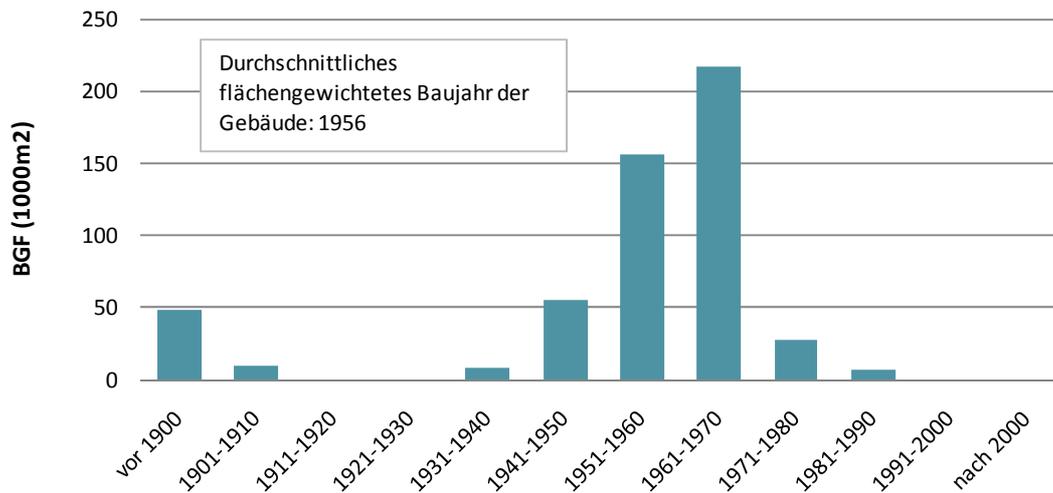
A-2.2.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Effretikon weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 523'633 m² auf.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 50% aus Wohn- und zu 18% aus Industrie- sowie zu 32% aus Dienstleistungsbauten (Abschätzung aufgrund der Zonenbezeichnung der BZO und eigenen Abschätzungen).

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr ist in diesem Gebiet 1956. Zwischen 1951 und 1970 wurden flächenmässig am meisten Gebäude erstellt. Das jüngste Teilgebiet weist ein durchschnittliches Baujahr von 1989 auf (vgl. Figur 93).

«**Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Effretikon**»



econcept

Figur 93: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Effretikon.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Mit den Daten des Gebäudebestandes und den altersabhängigen Energiekennzahlen für Gebäude im Kanton Zürich konnte für das Untersuchungsgebiet eine durchschnittliche Energiekennzahl für Raumwärme und Warmwasser von 611 MJ/m² und Jahr berechnet werden.

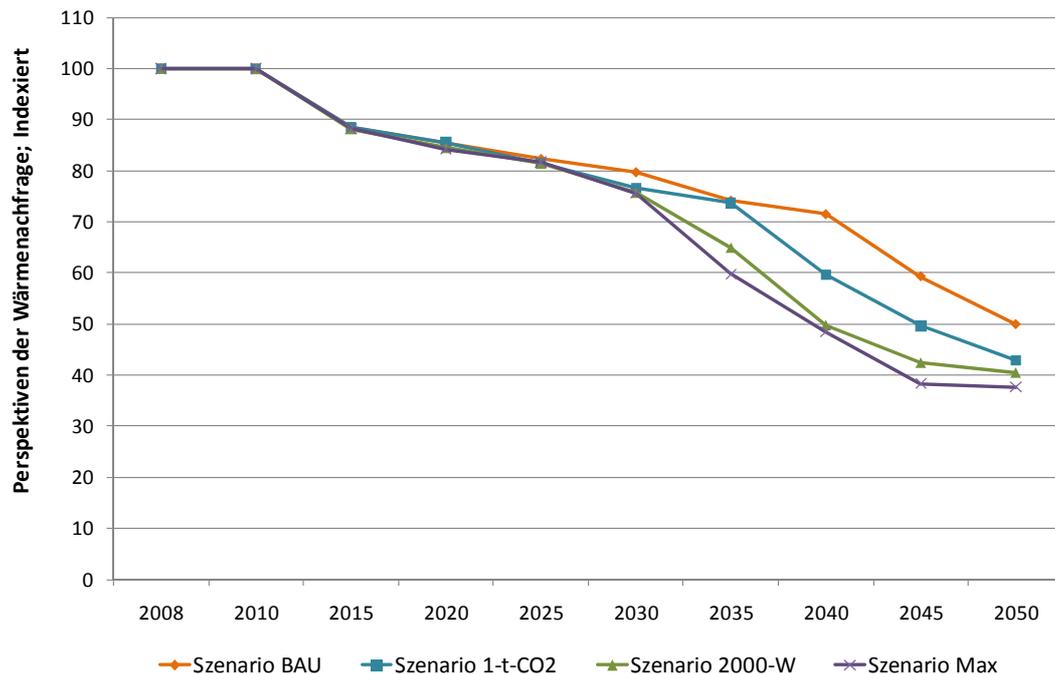
Denkmalschutz: Der Anteil denkmalgeschützter Bauten wird in diesem Untersuchungsgebiet auf 1.2% der BGF geschätzt (gemäss Angaben der Gemeinde Effretikon und eigenen Abschätzungen).

A-2.2.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Figur 94 zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen des Gebäudebestandes inklusive dem Effekt der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten sowie ohne Veränderungen aufgrund von Neuanschlüssen, respektive von abspringenden Kunden.

«Perspektiven der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 94: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Effretikon für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

Der Rückgang der Wärmenachfrage liegt zwischen 50% (BAU) und 62% (Maximal). Dabei bewirkt der Effekt der Klimaerwärmung einen Rückgang der Wärmenachfrage im Jahr 2050 um ca. 8% (im Maximal Szenario) und 13% (im BAU Szenario) gegenüber dem Jahr 2008.

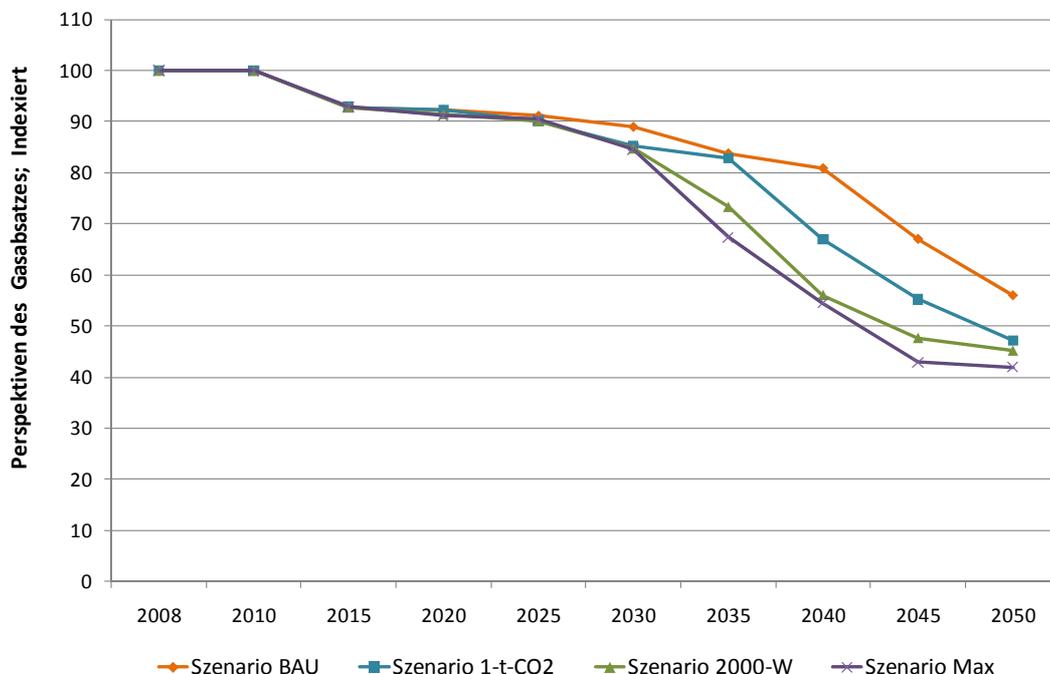
Neu- und Erweiterungsbauten: In der Modellierung werden in diesem Untersuchungsgebiet 203'977 m² bis 2050 an neue BGF erstellt, was 39% der BGF des Jahres 2008 entspricht. Diese Verdichtung ist vor allem in Industriegebieten am Rande der Stadt möglich, welche Mitte der 50er Jahre bebaut wurden. Auch die Kernzonen weisen ein relativ hohes Verdichtungspotenzial auf. Für die Abschätzung der Nutzung der hinzukommenden Neubauten, wird angenommen, dass die BGF von Industriebauten auf dem Stand von 2008 bleibt. Die Verdichtung in Industriegebieten wird für Wohn- und Dienstleistungsbauten genutzt. Bei dieser Annahme wird im Jahr 2050 rund 51% der gesamten Fläche durch Wohn-, 13% durch Industrie- und 36% durch Dienstleistungsbauten gestellt.

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 611 MJ/m²a auf 272 MJ/m²a im Szenario BAU und auf 221 MJ/m²a, 199 MJ/m²a, 169 MJ/m²a, in den Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Bei Berücksichtigung der Effekte der Kundenwahl ergibt sich die nachfolgend gezeigte Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Effretikon (Figur 95). Auch in

diesem Gebiet wird davon ausgegangen, dass Biogas gemäss den Abschätzungen der Erdgas Zürich zugemischt wird, was in den entsprechenden Zuwachs- und Ab sprungraten berücksichtigt wird.

«Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Effretikon»



econcept

Figur 95: Entwicklung des Absatzes im Untersuchungsgebiet Effretikon gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungsersatz, Absprungrate, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

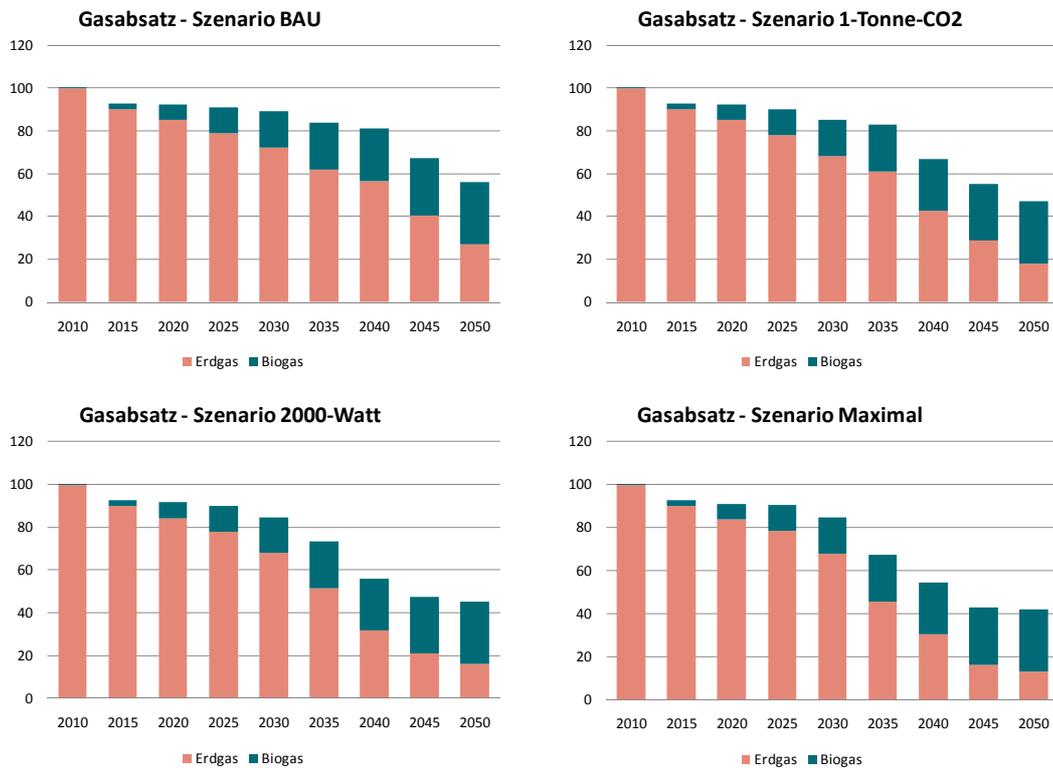
Der Gasabsatz nimmt je nach Szenario auf 55% bis 41% des Absatzes im Jahr 2008 ab, und liegt somit nur leicht höher als der prognostizierte Wärmebedarfsrückgang aufgrund von Sanierungen (vgl. Figur 94). Dies kann damit erklärt werden, dass eine leichte Zuwachsrate durch Neubauten und durch neue Anschlüsse von bestehenden Gebäuden (Ölheizungen) zugrunde gelegt ist. Bei allen Szenarien ist ein Rückgang der Nachfrage ab 2010 und ab 2025 deutlich bemerkbar.

A-2.2.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der Kosten

Zukünftiger Energieträgermix

Es wird auch in diesem Gebiet davon ausgegangen, dass zukünftig vermehrt Biogas dem Erdgas beigemischt wird. Der Anteil von heute unter 1% wird künftig in allen Szenarien ansteigen. Im Szenario BAU wird dieser Anteil im Jahr 2050 rund 52% betragen, im Maximal Szenario rund 71%.

«Gasabsatz und zukünftiger Energieträgermix»



econcept

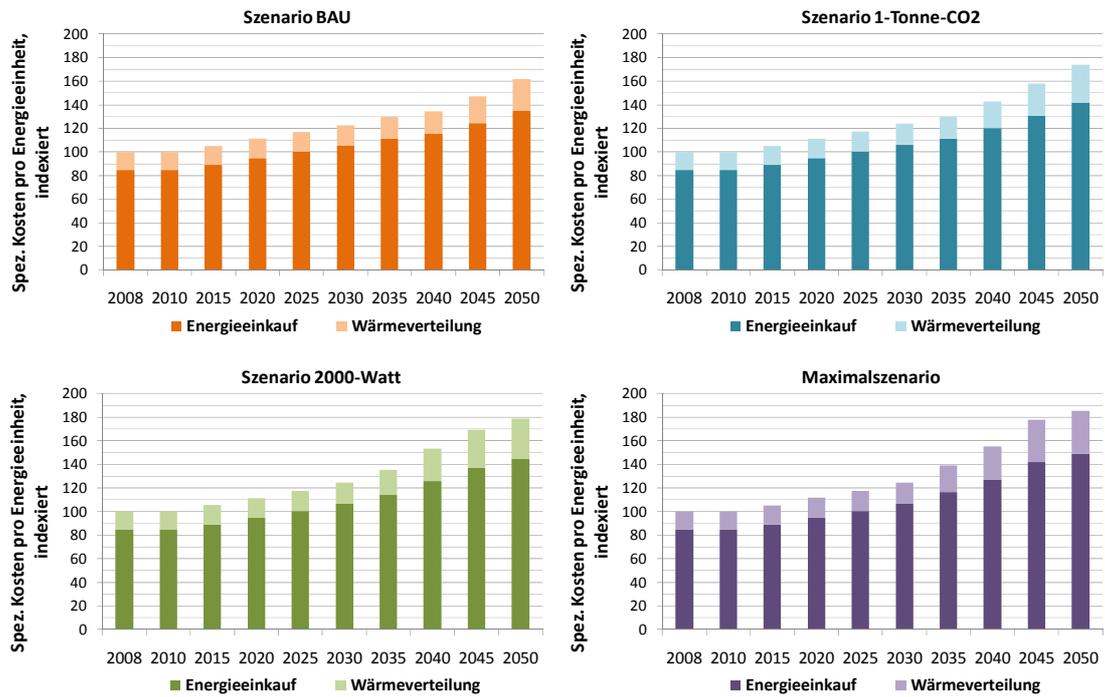
Figur 96: Energieträgeranteile für die vier Szenarien in Effretikon. Gasabsatz gemäss Modellierung (2008 = 100).

Entwicklung der Energieträger- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten des Energieeinkaufs und der -verteilung bestimmt. Figur 97 zeigt Prognose der Kosten je Szenario für das Untersuchungsgebiet Effretikon.

Die Verteilungskosten steigen um 80% im Szenario BAU bis hin zu 140% im Maximal-Szenario und werden bei den Gesamtkosten tendenziell wichtiger. Die Energieeinkaufskosten steigen aufgrund der Beimischung von Biogas stark an, so dass die Gesamtkosten bis 2050 gegenüber 2008 zwischen 61% (BAU) und 83% (Maximal) ansteigen. Bei einer schwächeren Steigerung des Biogasanteils (Verzehnfachung) steigen die Gesamtkosten gegenüber 2008 zwischen 24% bis 34 % an.

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Effretikon»

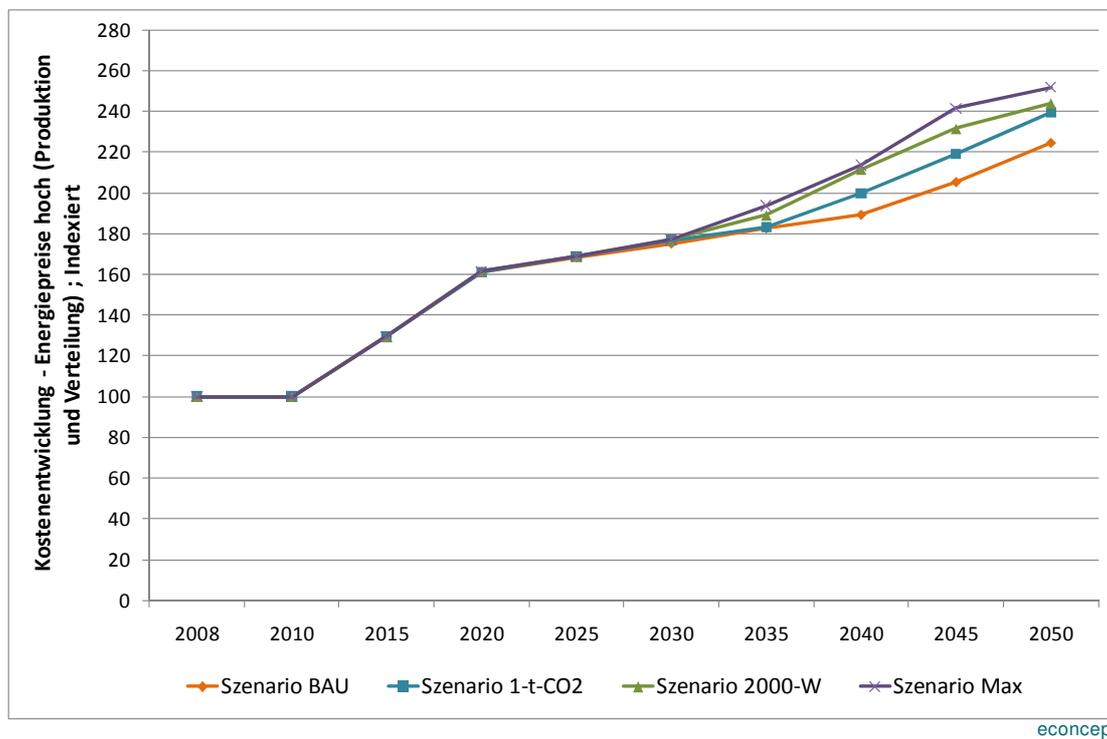


econcept

Figur 97: Prognostizierte Entwicklung der Kosten im Untersuchungsgebiet Effretikon (2008 = 100).

Bei der Sensitivität Energiepreise hoch resultiert erwartungsgemäss ein grösserer Anstieg der Wärmegestehungskosten auf 225% bis 254% des Wertes aus dem Jahr 2008 (vgl. folgende Figur). Gegenüber dem normalen Preisszenario ist dies eine Steigerung um 69%-Punkte im BAU- und 93%-Punkte, im Maximal-Szenario.

«Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Effretikon bei hohen Energiekosten»



Figur 98: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Effretikon (2008 = 100) beim Hochpreisszenario der Energiepreisentwicklung.

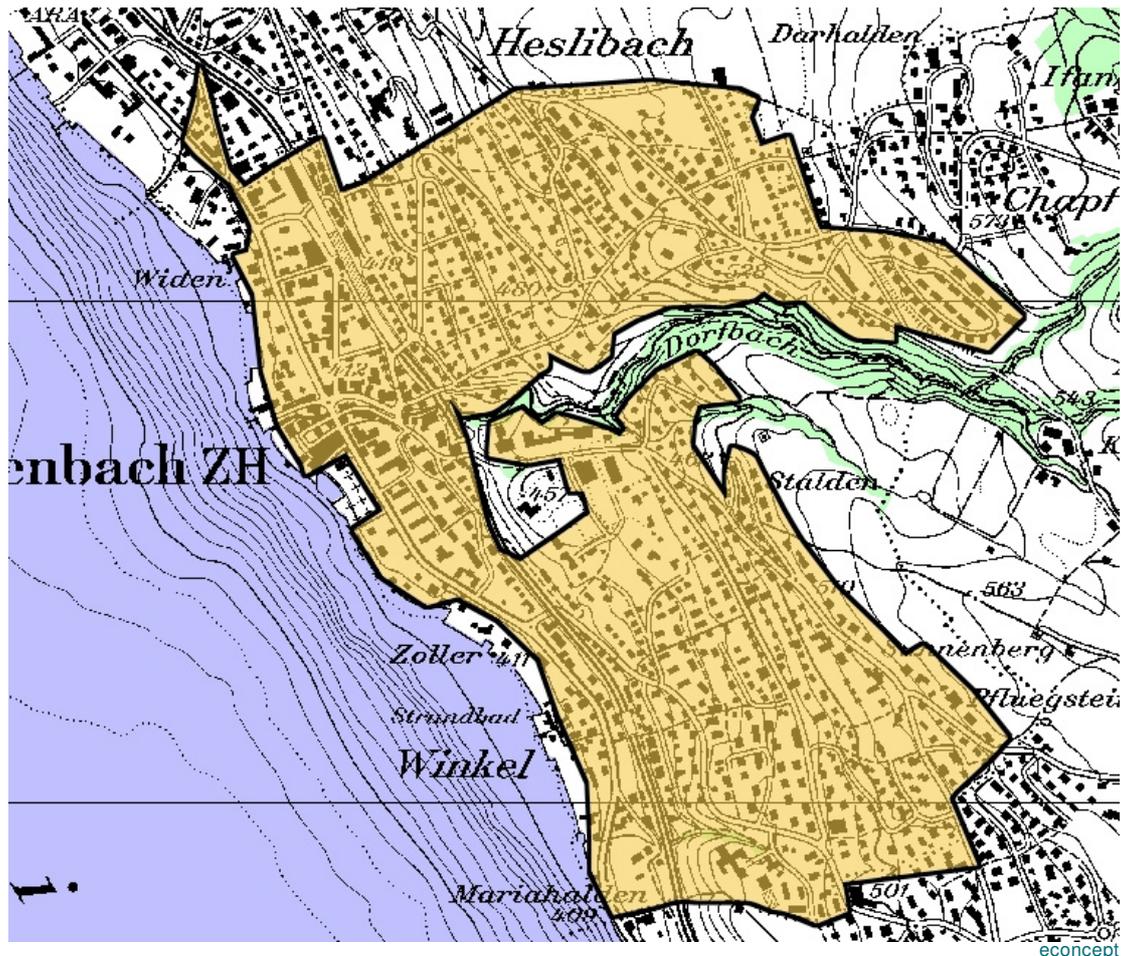
Die Analyse des Untersuchungsgebietes Effretikon zeigt sehr ähnliche Resultate wie das Untersuchungsgebiet Bülach mit einer leicht geringeren Kostensteigerung, weil die Wärmenachfrage nicht gleich stark zurückgeht

A-2.3 Untersuchungsgebiet Erlenbach

Die Gemeinde Erlenbach ist fast gänzlich mit Erdgas erschlossen. Einzig die peripheren Gebiete am Hang, welche nur eine kleine Ausnützungsziffer aufweisen, sind nicht mit Erdgas erschlossen. Erlenbach hat ein älteres Netz, das mehrheitlich durch das Wohn- und Gewerbegebiet definiert ist. Durch die sehr hohen Bodenpreise in der Gemeinde Erlenbach gibt es heute keine Industriebetriebe auf dem Gemeindegebiet mehr ausser vereinzelt kleineren Landwirtschaftsbetrieben. Der Anteil von Dienstleistung und Gewerbe ist in den letzten Jahren rückläufig. Einzig im Dorfzentrum werden Gebäude für Gewerbe und Verkauf genutzt. Dienstleistungsbetriebe gibt es zwar einige wenige, die meisten sind aber integriert in eine Wohnung (bspw. ein Büro wird von zu Hause aus betrieben). Der Anteil von Dienstleistungen im Wohngebiet ist daher verschwindend klein, der Anteil in gemischten Zonen (Gewerbe und Wohnen) wird auf maximal 30% geschätzt (Angaben Gemeinde Erlenbach).

Für die Bestimmung des Sanierungszeitpunktes könnte hier das Baualter von geringerer Bedeutung sein, als in anderen Gemeinden, da Gebäude wegen der hohen Bodenpreise vorzeitig abgerissen und neugebaut, oder total saniert werden (Angaben Gemeinde Erlenbach). Zurzeit sind in der Gemeinde Erlenbach keine grösseren Überbauungen geplant. Das Untersuchungsgebiet entspricht dem markierten Gebiet in Figur 99.

Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Erlenbach»



Figur 99: Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Erlenbach. Das eingefärbte Gebiet entspricht dem Untersuchungsgebiet in dieser Studie.

In Erlenbach ist der hohe Überbauungsgrad auffallend. Dabei gilt zu beachten, dass die meisten Zonen eine kleine Ausnützungsziffer aufweisen und diese für das Verdichtungspotenzial ausschlaggebend ist. Zukünftige Umzonungen, resp. eine Erhöhung der Ausnützungsziffer könnten eine Verdichtung möglich machen.

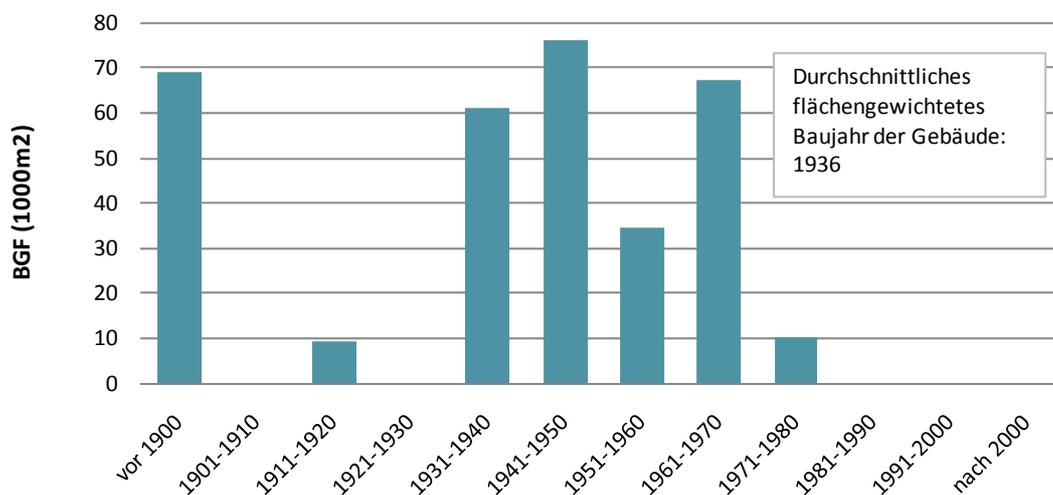
A-2.3.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Erlenbach weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von 327'812 m² auf.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 88% aus Wohn- und zu 12% aus Dienstleistungsbauten (Abschätzung aufgrund von Angaben der Gemeinde Erlenbach und eigenen Abschätzungen).

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Der Gebäudebestand weist Teilgebiete mit sehr alten Gebäudebeständen auf (teilweise Bauten aus dem späten 19. Jahrhundert). In Erlenbach gibt es keine Teilgebiete mit einem durchschnittlichen Baujahr von jünger als 1980. Das flächengewichtete Baujahr der Gebäude beträgt in diesem Gebiet 1936, was im Vergleich zu den anderen Untersuchungsgebieten relativ alt ist.

«**Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Erlenbach**»



econcept

Figur 100: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Erlenbach.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Mit den Daten des Gebäudebestandes und den altersabhängigen Energiekennzahlen für Gebäude im Kanton Zürich konnte für das Untersuchungsgebiet eine durchschnittliche Energiekennzahl für Raumwärme und Warmwasser von 644 MJ/m^2 und Jahr berechnet werden.

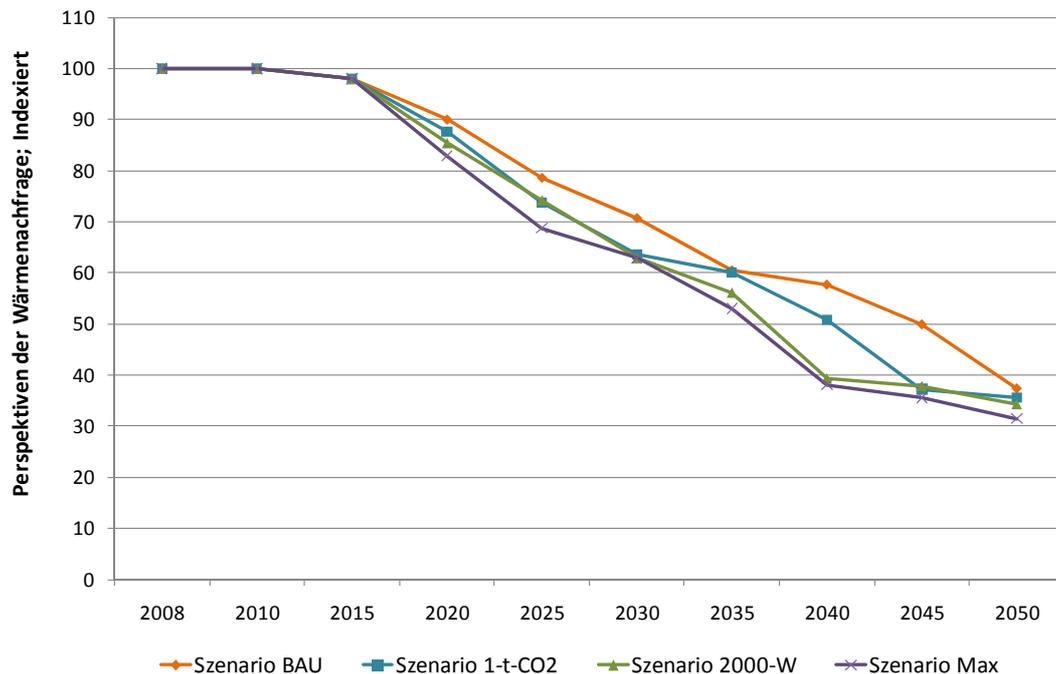
Denkmalschutz: Der Anteil denkmalgeschützter Bauten wird in diesem Untersuchungsgebiet auf 1.6% der BGF geschätzt (gemäss Angaben der Gemeinde Erlenbach und eigenen Abschätzungen).

A-2.3.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Figur 101 zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen des Gebäudebestandes inklusive dem Effekt der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten und ohne Veränderungen aufgrund von Neuanschlüssen, respektive von abspringenden Kunden.

«Perspektiven der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 101: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Erlenbach für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

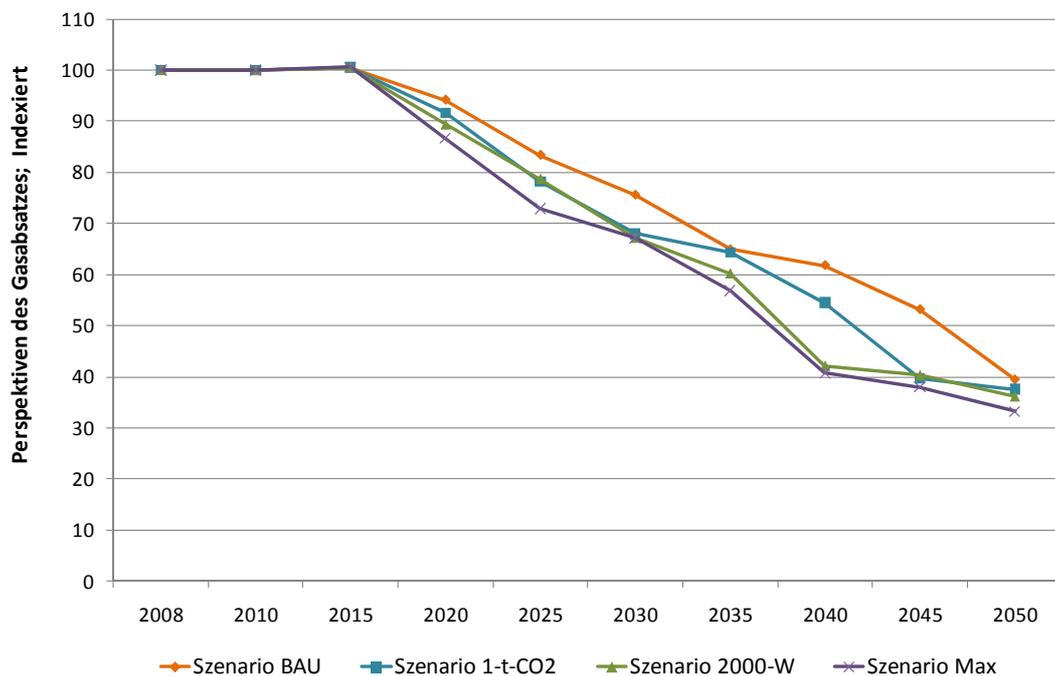
Die Wärmenachfrage beträgt 2050 noch zwischen 37% (BAU) und 31% (Maximal) des Wertes im Jahr 2008. Diese markante Abnahme ist auf das hohe Baualter der Bausubstanz in Erlenbach zurückzuführen.

Neu- und Erweiterungsbauten: In der Modellierung kommen in diesem Untersuchungsgebiet 20'898 m² an neuer BGF bis im Jahr 2050 hinzu, was etwa 6.4% der BGF des Jahres 2008 entspricht. Die Teilgebiete in Erlenbach weisen meistens eine tiefe Ausnutzungsziffer auf. Die meisten Parzellen sind vollständig überbaut und das Verdichtungspotenzial ist gering. Die Gesamtnachfrage dieses Gebietes nimmt im Jahr 2050 auf 10.8 GWh ab (ohne Verdichtung 10.3 GWh).

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 644 MJ/m²a auf 281 MJ/m²a im Szenario BAU und auf 265 MJ/m²a, 251 MJ/m²a, 220 MJ/m²a, in den Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Die Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Erlenbach entsprechen, u.a. wegen dem geringen Verdichtungspotenzial praktisch dem durch Sanierungen verursachten Nachfragerückgang (Figur 102). Auch in diesem Gebiet wird davon ausgegangen, dass Biogas zugemischt wird und wird in den entsprechenden Zuwachs- und Ab sprungraten berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.2.3).

«Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Erlenbach»



econcept

Figur 102: Entwicklung des Absatzes im Untersuchungsgebiet Erlenbach gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungsersatz, Absprungrate, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100.

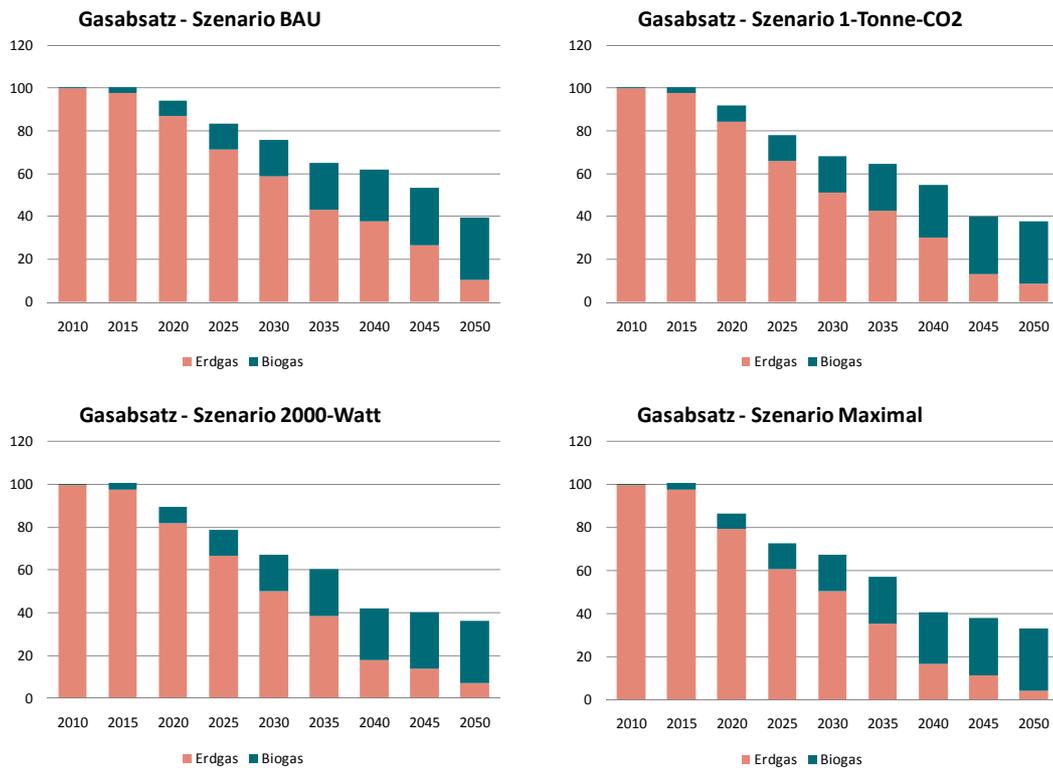
Im Jahr 2050 kommen die Szenarien auf einen Absatz von 33% bis 40% des Absatzes im Jahr 2008 zu liegen. Ab 2015 dominiert der Effekt der Sanierungen, so dass ein fast linearer Rückgang der Wärmenachfrage zu verzeichnen ist.

A-2.3.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung Kosten

Zukünftiger Energieträgermix

Es wird davon ausgegangen, dass auch in Erlenbach zukünftig vermehrt Biogas dem Erdgas beigemischt wird. Der Anteil von heute unter 1% wird künftig in allen Szenarien ansteigen. Im Szenario BAU wird er im Jahr 2050 einen Anteil 73% ausmachen, im Maximal Szenario einen Anteil von 87%.

«Gasabsatz und zukünftiger Energieträgermix»



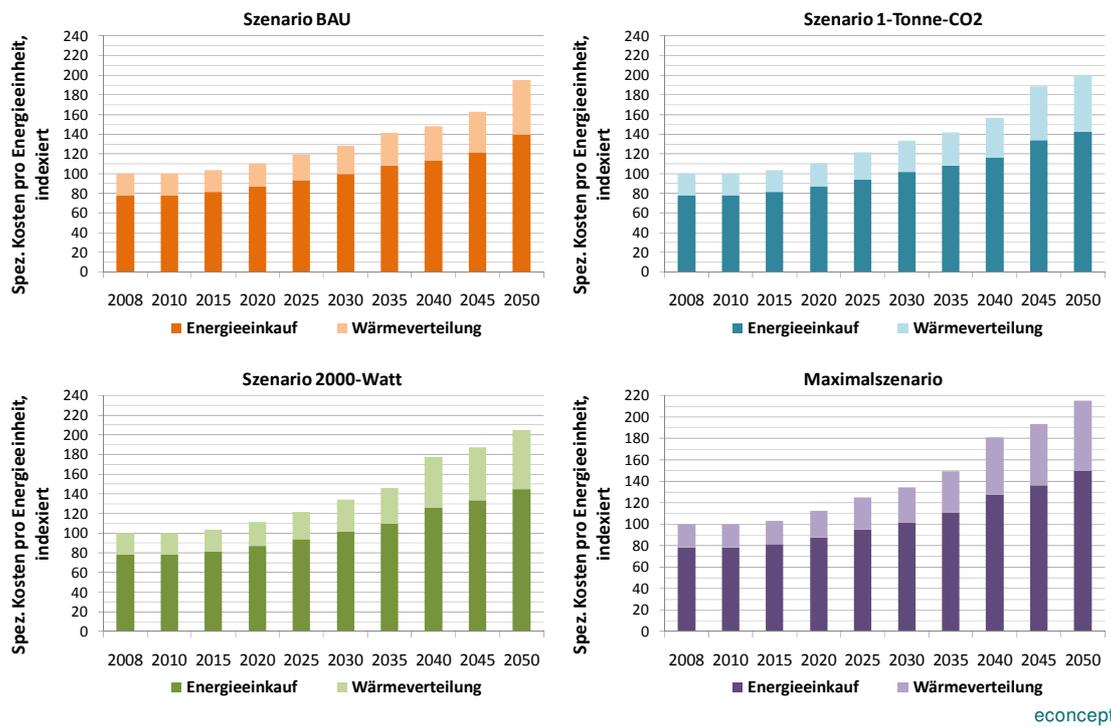
econcept

Figur 103: Energieträgeranteile für die vier Szenarien im Untersuchungsgebiet Erlenbach. Gasabsatz gemäss Modellierung (2008 = 100).

Entwicklung der Energieträger- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten der Energieproduktion und der -verteilung bestimmt. Grundsätzlich wird auch bei den Gasgebieten angenommen, dass die Jahreskosten für den Kapitaleinsatz sowie für Betrieb und Unterhalt des Netzes konstant bleiben, da abgeschriebene Netzteile jeweils zu ähnlichen Konditionen ersetzt werden. Figur 104 zeigt Prognose der Kosten je Szenario für das Untersuchungsgebiet Erlenbach.

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Erlenbach»



Figur 104: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Erlenbach (2008 = 100).

Aufgrund der deutlichen ansteigenden Energieeinkaufs- und Verteilungskosten steigen die Gesamtkosten zwischen 95% (BAU) und 115% (Maximal) an. Die Verteilungskosten steigen besonders deutlich zwischen plus 150% im Szenario BAU bis hin zu plus 200% im Maximal-Szenario.

Bei der Sensitivität Energiepreise hoch resultiert erwartungsgemäss ein noch grösserer Anstieg der Wärmegestehungskosten. Die Gesamtkosten steigen im Jahr 2050 auf 266% bis 283% gegenüber dem Jahr 2008. Im Vergleich zu den normalen Energiepreisszenarien steigen die Kosten um weitere 64%-Punkte im BAU- und um 68%-Punkte im Maximal-Szenario.

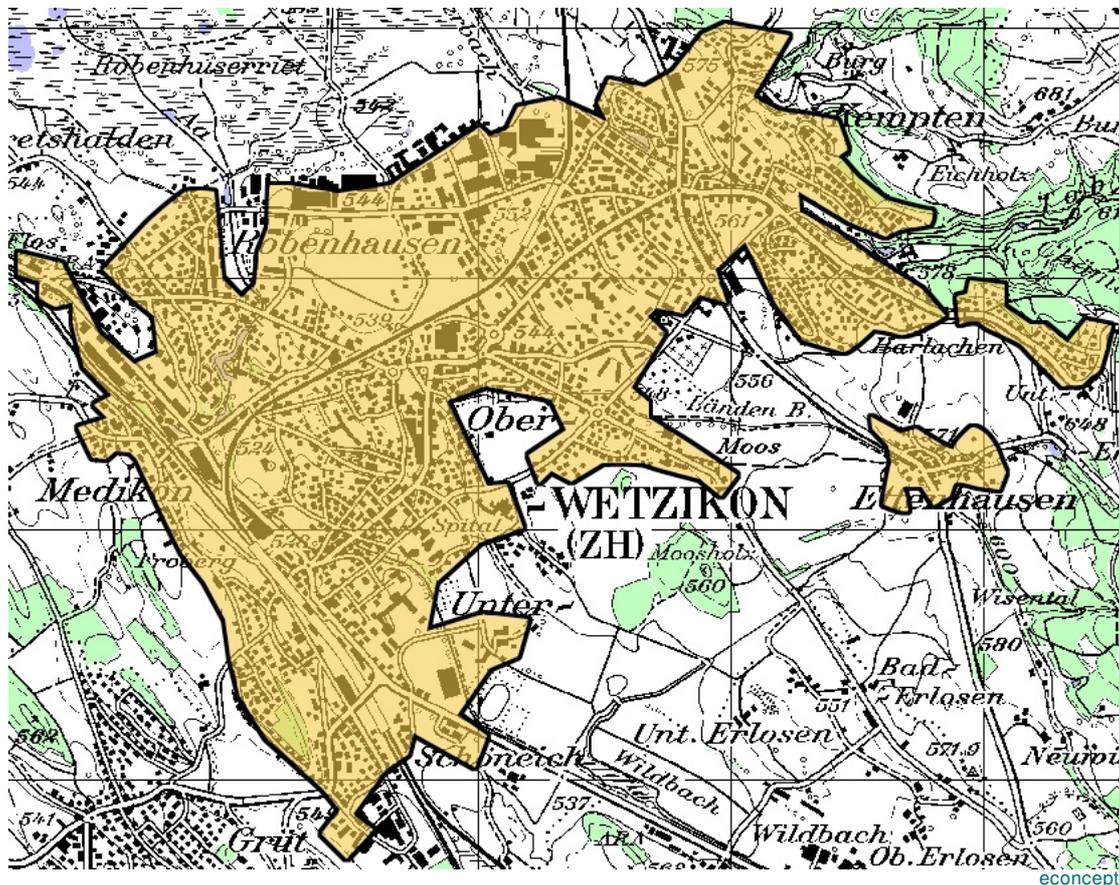
Die Analyse des Untersuchungsgebietes Erlenbach zeigt, dass aufgrund des hohen Alters der Bausubstanz sowie aufgrund des geringen Verdichtungspotenziales eine markante Abnahme in der Wärmenachfrage stattfinden wird. Eine Verdichtung kann fast nur über einen Wechsel von Erdölkunden zu Erdgas stattfinden. Dadurch resultiert ein etwas stärkerer Anstieg der Kosten als in den oberen beiden Erdgasgebieten.

A-2.4 Untersuchungsgebiet Wetzikon

Das Gebiet der Gemeinde Wetzikon ist fast vollständig mit Erdgas erschlossen. Die Gemeinde betreibt das Gaswerk. Die Zonen sind sehr durchmisch, ein Grossteil ist Wohngebiet, es gibt aber auch Industrie- und Gewerbebezonen wie auch Gebäude der öffentli-

chen Hand. Das Untersuchungsgebiet entspricht dem markierten Gebiet in Figur 105. Verglichen mit den anderen Untersuchungsgebieten weist Wetzikon das längste und älteste Erdgasnetz auf.

«Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Wetzikon»



Figur 105: Systemabgrenzung des Untersuchungsgebietes Wetzikon.

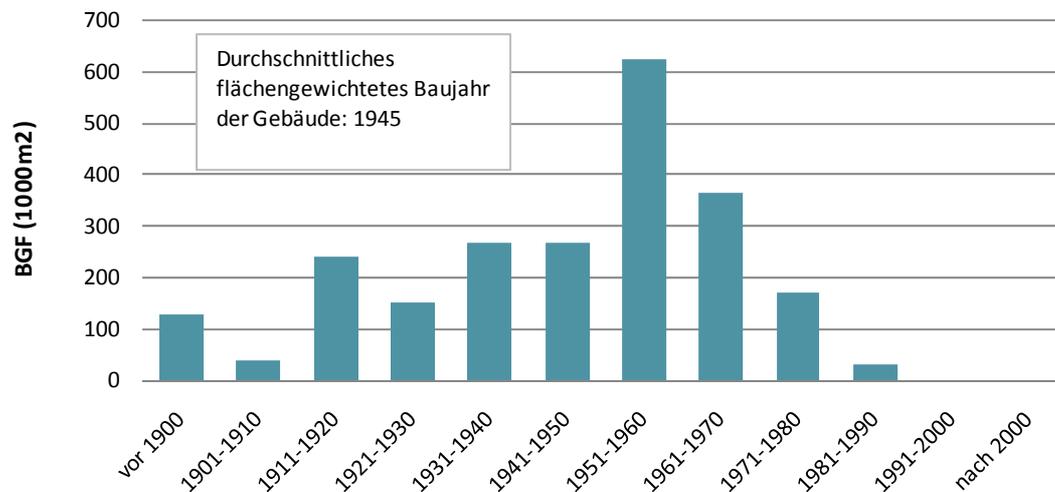
A-2.4.1 Analyse des Untersuchungsgebietes

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Wetzikon weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von rund 2.3 Mio. m² auf.

Art der Gebäude: Der Gebäudebestand besteht im Jahr 2008 flächenmässig zu 58% aus Wohn-, zu 22% Industrie- und zu 20% aus Dienstleistungsbauten (Abschätzung aufgrund von Angaben aus der BZO und eigenen Abschätzungen).

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr ist in diesem Gebiet 1945. Der grösste Anteil der Bausubstanz wurde in der Periode 1951-1960 gebaut. Seit den 80er Jahren entstanden in Wetzikon wenige Gebäude (kein Teilgebiet mit deinem durchschnittlichen jüngeren Baujahr).

«Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Wetzikon»



econcept

Figur 106: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Wetzikon.

Durchschnittliche Energiekennzahl: Mit den Daten des Gebäudebestandes und den altersabhängigen Energiekennzahlen für Gebäude im Kanton Zürich konnte für das Untersuchungsgebiet eine durchschnittliche Energiekennzahl für Raumwärme und Warmwasser von 623 MJ/m^2 und Jahr berechnet werden.

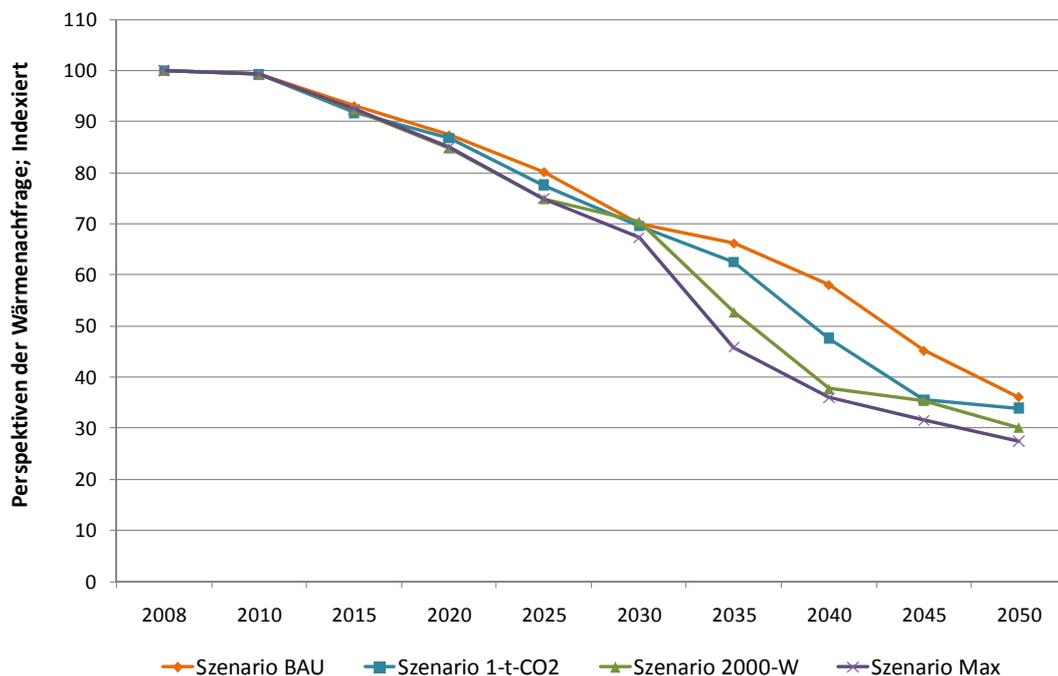
Denkmalschutz: Der Anteil denkmalgeschützter Bauten wird in diesem Untersuchungsgebiet auf 0.9% der BGF geschätzt (aufgrund der BZO und eigenen Abschätzungen).

A-2.4.2 Perspektiven der Wärmenachfrage

Auswirkungen von Gebäudesanierungen sowie von Neu- und Erweiterungsbauten

Sanierungen: Figur 107 zeigt den Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen des Gebäudebestandes inklusive dem Effekt der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten und ohne Veränderungen aufgrund von Neuanschlüssen, respektive von abspringenden Kunden.

«Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



econcept

Figur 107: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) im Untersuchungsgebiet Wetzikon für die vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2008 = 100).

Die Figur zeigt, dass ein Rückgang auf 27% (Maximal) bis 34% (BAU) gegenüber dem Wert von 2008 erwartet werden kann. Der Effekt der Klimaerwärmung bewirkt einen Rückgang der Wärmenachfrage im Jahr 2050 von ca. 7% (im Maximal Szenario) und 13% (im BAU Szenario) gegenüber dem Jahr 2008. Aufgrund der breiten Verteilung der Alter der Gebäude zwischen die Jahre 1911 bis 1980 resultiert ein relativ gleichmässiger Rückgang der Wärmenachfrage.

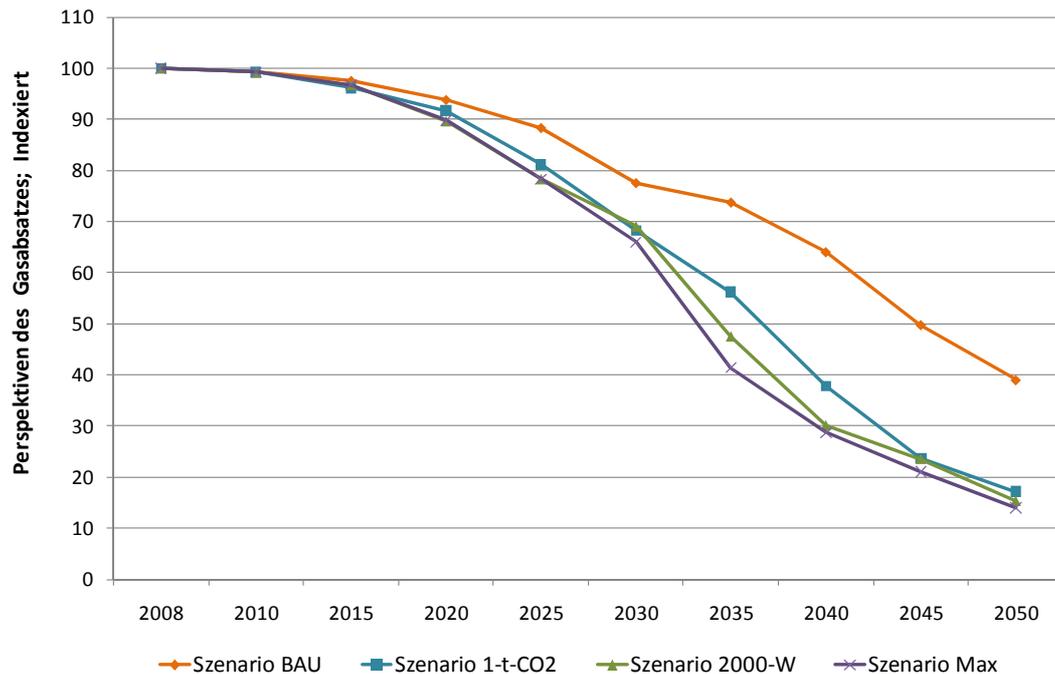
Neu- und Erweiterungsbauten: In der Modellierung kommen in diesem Untersuchungsgebiet bis 2050 rund 1.3 Mio. m² an neuer BGF hinzu, was etwa 57.3% der BGF des Jahres 2008 entspricht. Die grössten Verdichtungspotenziale liegen in den Industriezonen, am Rand der Stadt. Auch Kernzonen weisen in Wetzikon ein hohes Verdichtungspotenzial auf.

Für die Abschätzung der Nutzung der hinzukommenden Neubauten, wird angenommen, dass im Jahr 2050 rund 60% der gesamten Fläche Wohn-, 14% durch Industrie- und 26% durch Dienstleistungsbauten sind. Dabei nimmt insbesondere die Fläche von Dienstleistungsgebäuden bis ins Jahr 2050 um 104% zu.

Die **durchschnittliche Energiekennzahl** im gesamten Untersuchungsgebiet nimmt bei Berücksichtigung der Effekte der Sanierungen und der Neubauten von ursprünglich 623 MJ/m²a auf 250 MJ/m²a im Szenario BAU und auf 231 MJ/m²a, 205 MJ/m²a, 178 MJ/m²a, in den Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ab.

Der zukünftige Absatz von Gas Untersuchungsgebiet Wetzikon hängt neben dem Effekt der Sanierungen von der Kundenwahl ab. Dadurch, dass in diesem System kein Biogas angeboten wird, wird angenommen, dass weniger Kunden neu gewonnen werden können und dass mehr bestehende KundInnen abspringen werden als in den Gebieten mit Biogas (vgl. Annahmen in Kapitel 3.2.3). Daraus resultieren die nachfolgend gezeigten Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Wetzikon (Figur 108).

«Perspektiven des Gasabsatzes im Untersuchungsgebiet Wetzikon»



econcept

Figur 108: Entwicklung des Absatzes im Untersuchungsgebiet Wetzikon gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Wahl des Heizsystems beim Heizungsersatz, Absprungrate, Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2008 = 100

Der Gasabsatz nimmt je nach Szenario auf 39% (BAU) bis 14% (Maximal Szenario) des Absatzes im Jahr 2008 ab. Die massive Abnahme in den Szenarien 1-Tonne-CO₂, 2000-Watt und Maximal ist primär auf die zugrunde gelegte Kundenwahl zurückzuführen. Es wird angenommen, dass in diesen Szenarien kaum noch fossile Energieträger für Heizungszwecke eingesetzt werden. Im BAU-Szenario fällt deswegen der Rückgang weniger drastisch aus.

A-2.4.3 Perspektiven der Energieversorgung und Entwicklung der spezifischen Kosten

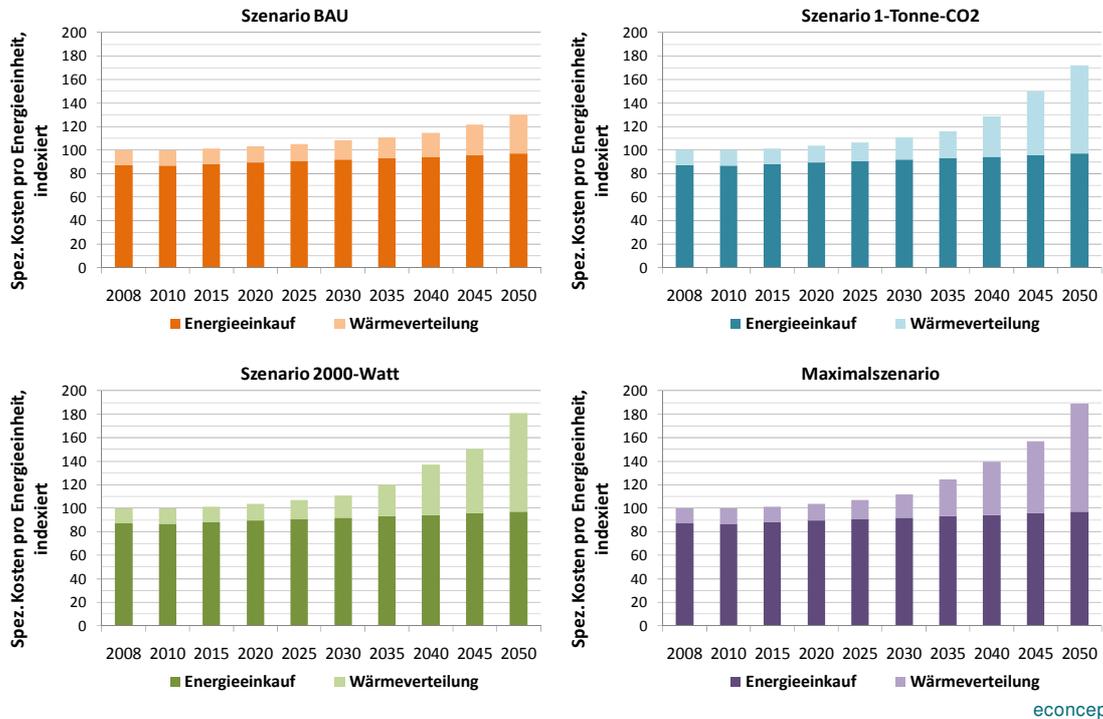
Zukünftiger Energieträgermix

In diesem Untersuchungsgebiet wird davon ausgegangen, dass zukünftig kein Biogas beigemischt wird.

Entwicklung der Energieträger- und der Verteilungskosten

Für die Prognose der Kostenentwicklung werden jeweils die Jahreskosten des Energieeinkaufs und der -verteilung bestimmt. Figur 109 zeigt Prognose der Kosten je Szenario.

«Kostenentwicklung für das Untersuchungsgebiet Wetzikon»



Figur 109: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten im Untersuchungsgebiet Wetzikon (2008 = 100).

Die Verteilungskosten steigen in diesem Untersuchungsgebiet in allen Szenarien stark an (auf 156% im Bau- und 715% des Wertes im Jahr 2008 im Maximalszenario). Die Verteilungskosten bestimmen massgeblich den Anstieg der Gesamtkosten. Die Energieeinkaufskosten steigen in allen Szenarien um ca. 11%. Die Gesamtkosten steigen im Jahr 2050 zwischen plus 30% und plus 89% gegenüber dem Jahr 2008.

Mit der Sensitivität Energiepreise hoch steigen die Kosten auf 178% bis 234% des Wertes im Jahr 2008. Im Vergleich zum Normal-Preisszenario verändern sich die Kosten in beiden Szenarien BAU und Maximal um 48%-Punkte.

Die Analyse des Untersuchungsgebietes Wetzikon zeigt, dass energiepolitische Vorgaben für die Verringerung des CO₂-Ausstosses fossile Systeme stark benachteiligen können. Dies insbesondere dann, wenn dadurch immer weniger potenzielle Neukunden gewonnen werden können und die bestehenden Kunden anfangen beim Heizungsersatz neue Lösungen zu suchen. Schwankende Preise können diesen Effekt unterstützen, da dann im Sinne einer Risikominderung eher andere Systeme mit einer geringeren Reaktion auf steigende Energiepreise gewählt werden könnten. Regelungen zur Nutzung erneuerbarer Energien würden den Absatz ebenfalls stärker vermindern. Falls tatsächlich

derartige Rückgänge des Absatzes vorkommen werden, wird das entsprechende Energiesystem kaum noch profitabel zu betreiben sein. Eine rechtzeitige Redimensionierung des Netzes kann die Zunahme der Verteilungskosten stark dämpfen.

A-3 Befragung in den einzelnen Gebieten

A-3.1 Fragebogen Fernwärme

Fragenkatalog

3. Mai 2011 / nr/gk/wo/

877_be_zukunft_leitungsgebundene_def_110502.doc

Zukunft der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme: Untersuchung von Nah- und Fernwärmeversorgungsgebieten

Geht an: Fernwärmeversorgung xxx

Untersuchungsgebiet: xxx

Mit dem vorliegenden Fragenkatalog, möchten wir spezifische Daten zu Ihrem Nah- oder Fernwärmenetz erheben, um die langfristigen Auswirkungen (Zeithorizont 2050) einer aufgrund von forcierten Effizienzmassnahmen sinkenden Wärmenachfrage auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung bestimmen zu können⁵².

Im Fragenkatalog fragen wir die Bereiche «Wärmeerzeugung bzw. Auskopplung», «Wärmeverteilung» sowie «Wärmedichte und Absatzstruktur im Versorgungsgebiet» ab. Wir bitten Sie, jeweils die gelben Felder auszufüllen und weiterführende Dokumente zu einzelnen Angaben beizulegen, falls vorhanden und möglich. Nach jedem Frageblock haben sie die Möglichkeit Kommentare anzufügen, in dem Sie z.B. gewisse Angaben noch präzisieren oder erläutern können.

Wärmeerzeugung bzw. Auskopplung:

Die Wärmequellen bei Fernwärmesystemen können sehr unterschiedlich sein. Bei der Abwärmenutzung, wie z.B. bei ARA oder KVA fragen wir die Kosten für die Auskopplung und den Stromausfall ab. Für die Wärmeerzeugung aus der Verbrennung von Holz oder der Nutzung von Geothermie, fragen wir hingegen nach den Energieträgerkosten, den

⁵² Die Entwicklung der Wärmenachfrage wird gebietsspezifisch für drei Szenarien berechnet (in Abhängigkeit vom Gebäudebestand und den bis im Jahr 2050 anstehenden Sanierungen). Vor allem ein sinkender Raumwärmebedarf bei den privaten Endkunden wird dazu führen, dass die spezifischen Wärmeverteilungskosten in Zukunft ansteigen werden, was die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung insgesamt gefährden kann.

Wärmegestehungskosten und dem Wirkungsgrad der Anlagen zur Wärmeerzeugung. In allen Fällen wird auch die Spitzendeckung mittels weiterer Energieträger abgefragt.

Wärmeerzeugung bzw. Auskopplung	Ihre Angaben für 2008
<p>Hauptsystem (ganzjährige, durchgehend betriebene Anlagen. Gemessen bei der Einspeisung ins Netz)</p> <ul style="list-style-type: none"> — Eingesetzte Energieträger (Holz, Biomasse, KVA bzw. Abfall, Abwärme ARA), Leistung und jährliche Wärmeproduktion bzw. Absatz ab Anlage (ohne Spitzendeckung). — Wärmegestehungskosten des Hauptsystems bzw. Stromausfallkosten bei KVA — Wirkungsgrad des (Haupt-)Systems 	<p>Energieträger: <input type="text"/>, <input type="text"/> MW; <input type="text"/> MWh/a Bei Holz/Biomasse auch Energieträgerkosten angeben: <input type="text"/> CHF/ <input type="text"/> (Einheit) <input type="text"/> CHF/MWh <input type="text"/> %</p>
<ul style="list-style-type: none"> — Anschaffungswert der Anlagen und verwendeten Realzinssatz — Jährliche Kosten für Betrieb und Unterhalt 	<p><input type="text"/> CHF <input type="text"/> % <input type="text"/> CHF/a</p>
<p>Spitzendeckung</p> <ul style="list-style-type: none"> — Eingesetzte Energieträger, anfallende Kosten für den Energieträgereinkauf und Leistung sowie jährliche Wärmeproduktion pro eingesetzte Energieträger (Gas, HEL, Holz/Biomasse) für Spitzendeckung — Anschaffungswert der Anlagen und verwendeten Realzinssatz — Jährliche Kosten für Betrieb und Unterhalt 	<p>E-träger 1: <input type="text"/>, <input type="text"/> MW und <input type="text"/> MWh/a E-träger 2: <input type="text"/>, <input type="text"/> MW und <input type="text"/> MWh/a E-träger 3: <input type="text"/>, <input type="text"/> MW und <input type="text"/> MWh/a <input type="text"/> CHF <input type="text"/> % <input type="text"/> CHF/a</p>
<ul style="list-style-type: none"> — Wärmegestehungskosten Spitzendeckung je Energieträger (total aller Kosten, inkl. Einkauf Energieträger, Kapitalkosten, Unterhalt, etc.) — Wirkungsgrad der Systeme für die Spitzendeckung 	<p>Energieträger 1: <input type="text"/> CHF/MWh Energieträger 2: <input type="text"/> CHF/MWh Energieträger 3: <input type="text"/> CHF/MWh Energieträger 1: <input type="text"/> %⁵³ Energieträger 2: <input type="text"/> % Energieträger 3: <input type="text"/> %</p>
<p>Abschreibungen</p> <ul style="list-style-type: none"> — Durchschnittliche Amortisationsfrist für Wärmeproduktionsanlagen 	<p>Hauptsystem: <input type="text"/> Jahre Spitzendeckung: <input type="text"/> Jahre</p>
<p>Jahreszeitlicher Lastverlauf</p> <ul style="list-style-type: none"> — Grundlast und Spitzendeckung im Jahresverlauf 	<p><input type="text"/> (Daten beilegen)</p>
<p>Zukünftige Entwicklung in Wärmeproduktionsanlagen</p> <ul style="list-style-type: none"> — Mit welchen Energieträgern soll die Wärmeerzeugung bis ins Jahr 2050 sichergestellt werden? 	<p><input type="text"/> (qualitativ)</p>
<p>Kommentare: <input type="text"/></p>	

⁵³ Bei Wärmepumpen Jahresarbeitszahl (JAZ) angeben

Wärmeverteilung:

Betreffend Verteilnetz sowie dessen Betrieb interessieren uns die heute eingesetzte Technologie und die Kosten, die für die Erstellung sowie für den Unterhalt und den Betrieb des Wärmenetzes anfallen. Ebenso sind wir an den aktuellen Abschreibungsfristen bzw. Erneuerungsraten und –investitionen sowie an künftigen Entwicklungen in ihrem Versorgungsgebiet interessiert.

Angaben zur Verteilung von Fernwärme	Ihre Angaben für 2008
Allgemeine Angaben zum Wärmenetz:	
— Verkaufte Wärmemenge	■ MWh/a
— Länge des Fernwärmenetzes	■ km
— Typ der verlegten Leitungen (Erdverlegung, Haubenkanal, begehbare Kanal, ...)	■ % pro Typ (Liste beilegen)
— Alter und Lebensdauer des Netzes	■ Jahre, ■ Jahre
— Anschaffungswert	■ CHF
— Jährlich Kosten für Betrieb und Unterhalt des Netzes	■ CHF/a
— Temperaturniveau und Aggregatzustand Wärmemedium	Temperatur: ■ °C, Wärmemedium: ■
— Netzwirkungsgrad bzw. Leitungsverluste	■ %
Angaben zu den Kosten des Fernwärmenetzes:	
— Spezifische Netzkosten (Betrieb und Unterhalt)	■ CHF/km; ■ CHF/MWh
— Kosten für die Verlegung des Fernwärmenetzes (Aktuelle Kosten für Neubau / Netzerweiterungen in Abhängigkeit der verschiedenen Bauausführungen: Erdkanal, Haubenkanal oder begehbare Kanal, etc.)	Erdkanal: ■ CHF/km, Haubenkanal: ■ CHF/km, Begehbare Kanal: ■ CHF/km Weitere: ■, ■ CHF/km
Abschreibungen	
— Durchschnittliche Amortisationsfrist für das Wärmenetz	■ Jahre
Zukünftige Investitionen ins Wärmenetz	
— Sind bis ins Jahr 2050 Netzerweiterungen oder Netzerneuerungen geplant?	■ (in welchem Umfang?)
Kommentare: ■	

Wärmedichte und Absatzstruktur im Versorgungsgebiet:

Absatzstruktur: Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit sind wir auf möglichst genaue Angaben zu den einzelnen Abnehmern bzw. Bezügergruppen angewiesen.

Kundenstruktur bzw. Absatzstruktur	Ihre Angaben für 2008
— Anzahl Fernwärmebezüger je Bezügergruppe: Wohnen, DL, Industrie & Gewerbe	<input type="text"/> Wohnen <input type="text"/> Dienstleistung <input type="text"/> Industrie und Gewerbe
— Abonnierte Leistung und Absatz je Bezügergruppe: Wohnen, DL, Industrie & Gewerbe	— Wohnen: <input type="text"/> MW; <input type="text"/> MWh/a, davon <input type="text"/> % ganzjähriger Bezug (für Warmwasser) — DL: <input type="text"/> MW; <input type="text"/> MWh/a, davon <input type="text"/> % ganzjähriger Bezug (für Warmwasser und Prozesse) — I&G: <input type="text"/> MW; <input type="text"/> MWh/a, davon <input type="text"/> % ganzjähriger Bezug (für Warmwasser und Prozesse)
— Kundenstruktur nach Absatz	— Anzahl Bezüger mit Absatz > 100 MWh: <input type="text"/> , Anteil am Gesamtabsatz: <input type="text"/> % und Anteil ganzjähriger Bezug: <input type="text"/> % — Anzahl Bezüger ≥ 10 und ≤ 100 MWh: <input type="text"/> und Anteil am Gesamtabsatz: <input type="text"/> % und Anteil ganzjähriger Bezug: <input type="text"/> % — Anzahl Bezüger mit Absatz < 10 MWh: <input type="text"/> und Anteil am Gesamtabsatz: <input type="text"/> % und Anteil ganzjähriger Bezug: <input type="text"/> %
Kommentare: <input type="text"/>	

Wärmedichte: Für die Bestimmung des Verdichtungspotentials sind u.a. Informationen zum Versorgungsgebiet von Bedeutung. Insbesondere interessieren uns die aktuelle räumliche Ausdehnung der Fernwärmeversorgung, die Zonentypen gemäss Nutzungsplanung des Versorgungsgebietes sowie der allenfalls ausgeschiedenen künftigen Versorgungsgebiete und die bauliche Dichte im Versorgungsgebiet (Ausnutzungsziffer und Ausbaugrad in den fernwärmeversorgten Zonen - ergibt Grundlage für die Abschätzung des künftigen Verdichtungspotenzials). Zusätzlich sind wir an Angaben über geplante, absehbare und theoretisch mögliche Entwicklungen im Versorgungsgebiet interessiert: Dazu gehören der Anschluss bzw. der mögliche Verlust von einzelnen Grossbezügern, die Erhöhung des Anschlussgrades im bestehenden Versorgungsgebiet, räumliche Erweiterungen des Versorgungsgebiets und geplante Zonenänderungen im Versorgungsgebiet.

Wärmedichte und Verdichtungspotential	Ihre Angaben für 2008
Charakterisierung des Versorgungsgebietes:	
— Räumliche Ausdehnung des FW-Versorgungsgebietes	<input type="text"/> m ² , Plan beilegen (falls vorhanden)
— Versorgte Zonen (Zoneneinteilung gemäss Zonenplan der Gemeinde)	<input type="text"/> Plan beilegen (falls vorhanden)
Versorgungsdichte und Verdichtungspotenzial:	
— Anschlussgrad im Versorgungsgebiet	<input type="text"/> %
— Maximaler Anschlussgrad	<input type="text"/> %
Falls vorhanden:	
— Ausnutzungsziffer in den Versorgungsgebieten	<input type="text"/> Ausnutzungsziffer (Az)
— Bauliches Verdichtungspotenzial in den versorgten Zonen (Ausbaugrad bei den aktuellen Ausnutzungsziffern)	<input type="text"/> Ag [%]

Wärmedichte und Verdichtungspotential	Ihre Angaben für 2008
Zukünftige Verdichtungen im Versorgungsgebiet — Geplante Neuanschlüsse je Bezügergruppe und geplanter Energieabsatz (falls schon bekannt)	— Wohnen: Anzahl Neuanschlüsse: [] und Anschlussleistung: [] MW/a — DL: Anzahl Neuanschlüsse: [] und Anschlussleistung: [] MW/a — I&G: Anzahl Neuanschlüsse: [] und Anschlussleistung: [] MW/a
Kommentare: []	

Falls Zonenpläne, Gebietsausscheidungen, Energiepläne oder sonstige Pläne vorhanden sind, die helfen die räumliche Situation der Fernwärmeversorgung zu verstehen, wären diese hilfreich für unsere Untersuchungen.

Herzlichen Dank für Ihr Engagement!

Für Rückfragen oder Anmerkungen können Sie sich an Noemi Rom (044 286 75 57) oder Georg Klingler wenden (044 286 75 44).

econcept, 18.11.2009

A-3.2 Fragebogen Erdgas

A-3.2.1 Gebiete der Erdgas Zürich AG versorgt

Allgemeine Angaben
Gesamter Gasabsatz je Gebiet (m3 oder MWh/a)
Länge des Verteilnetz (m oder km ohne Zuleitungen zu den Kunden)
Längengewichtetes Alter des Netzes (Jahre)
Netzwirkungsgrad bzw. Leitungsverluste (%)
Angaben für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen
Anschaffungswert des Gasnetzes (getätigte Investitionen in CHF)
WACC nach Steuern (%)
Amortisationsfrist Gasnetz (Jahre)
Jährlichen Kosten für Betrieb und Unterhalt des Netzes in CHF/a
Jährliche Kosten für den Gaseinkauf (CHF/a)
Weitere jährliche Kosten, falls nicht in B+U enthalten (Bspw. für Verwaltung / Vertrieb, ...)
Durchschnittliche Kosten für die Verlegung des Erdgasnetzes (CHF/lm)
Auswertung zur Bezügerstruktur
Bezüger nach Gasverwendungszweck:
Anteil vom Absatz: Bezüger von Gas für Heizung und Warmwasser
Anteil vom Absatz: Bezüger von Gas für Prozessenergie

Zweistoffbezüger:

Anteil vom Absatz: Zweistoff Kunden
Anzahl Zweistoff Kunden
Bezüger nach Grösse (wenn vorhanden)
Anteil vom Absatz: 'Grosskunden' (>100 MWh/a)
Anteil vom Absatz: 'Mittelkunden' (>10 <1000 MWh/a)
Anteil vom Absatz: 'Kleinkunden' <10 MWh

Tabelle 25: Fragebogen an Erdgas Zürich AG für die Gebiete Illnau-Effretikon, Bülach, Erlenbach,.

A-3.2.2 Gemeinde Wetzikon

Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme: Angaben zur Versorgung mit Erdgas

Zielsetzung

Mit dem vorliegenden Fragenkatalog sollen für jedes der untersuchten Versorgungsgebiete diejenigen Informationen erhoben werden die notwendig sind, um die Auswirkungen einer stark sinkenden spezifischen Wärmenachfrage pro Energiebezugsfläche auf die jeweiligen Gasversorgungsgebiete abzuschätzen.

Auswirkungen einer reduzierten spezifischen Wärmenachfrage

Lokale Erdgas-Verteilnetze sind durch einen hohen Fixkostenanteil (Erstellung bzw. Erneuerung der Netzinfrastruktur, Unterhaltsdienst) und geringe verbrauchsabhängige spezifische Betriebskosten geprägt (primär Verluste). Sind die Verteilnetze einmal erstellt, dann lohnt es sich solange Erdgas zu verteilen, als noch ein positiver Deckungsbeitrag resultiert, auch wenn längst nicht mehr die Vollkosten gedeckt werden können. Aufgrund dieser kostenbedingten Gesetzmässigkeit wird die Analyse einer sinkenden spezifischen Wärmenachfrage pro Energiebezugsfläche auf die folgenden Entscheidungssituationen ausgerichtet, bei welchen in Zukunft am ehesten ein unmittelbarer Handlungsbedarf besteht:

- **Erneuerung von lokalen Verteilnetzen/Netzteilen**, wenn die technische Lebensdauer abgelaufen ist:
Das ist in der Regel dann der Fall, wenn gemäss Anlagenplanung die Lebensdauer abgelaufen ist, bzw. wenn die Sicherheitsrisiken des weiteren Betriebs zu gross werden und/oder zunehmend Leckagen auftreten.
- **Erweiterung bestehender Netze:**
Vor Erweiterungen stellt sich die Frage, ob die Zusatzkosten der Erweiterung voll durch die zusätzlichen künftigen Erträge gedeckt sind. Dafür müssen die Vollkosten der Netzerweiterung bei Berücksichtigung der zu erwartenden Risiken und der absehbaren Entwicklungstrends von Absatz und Erträgen mindestens gedeckt sein. Schwierig wird es dann, wenn die Vollkosten des schon bestehenden Netzes in die-

sem Zeitpunkt nicht mehr voll gedeckt werden können. Eine Erweiterungsinvestition in solchen Fällen ist nur noch dann wirtschaftlich, wenn

- die Erweiterung dazu führt, dass danach die Vollkosten von bestehendem Netz plus neuen Netzteilen gesamthaft wieder gedeckt werden können (beispw. denkbar beim Anschluss eines Grossbezügers durch zusätzliche Leitung/Netzteil) oder,
- die Erweiterung über die Restlaufzeit des schon bestehenden Netzes abgeschrieben werden kann und trotzdem noch mehr als die Vollkosten der Erweiterung gedeckt sind, d.h. wenn die Erweiterung einen Deckungsbeitrag an das schon bestehende (und nicht mehr rentable) Netz liefert.

— **Erstellung neuer lokaler Erdgas-Verteilnetze:**

Die Erstellung neuer lokaler Erdgasverteilstnetze erfordert, dass die künftige Entwicklung von Absatz und Erträgen einen mindestens kostendeckenden Betrieb ermöglicht, d.h. dass die Vollkosten gedeckt und das Netz während des Betrachtungszeitraumes (höchstens die technische Lebensdauer des Netzes) voll amortisierbar ist.

Die stark abnehmende spezifische Wärmenachfrage (pro EBF) wird in Regel in diesen Situationen entscheidungsrelevant sein. Die Datenerfassung orientiert sich insbesondere am Datenbedarf für die oben erwähnten Entscheidungssituationen. Zusätzlich benötigen wir Informationen und Daten für die Evaluation von Massnahmen, welche zur Reaktion auf einen abnehmenden spezifischen Wärmebedarf ergriffen werden könnten.

Fragenkatalog

Aufgrund der Überlegungen in Abschnitt 2 geht es bei der Erfassung der lokalen Erdgasnetze vor allem um Informationen zu den folgenden Aspekten:

- Gaspreis(e) für den lokalen Versorger ab Einspeisepunkt des regionalen Lieferanten (EGO, Swissgas)
- Kosten für das lokale Erdgasverteilstnetz (Erstellung (→ Kapitalkosten = Annuität bzw. Zinsen + Amortisationen), Unterhalts- und Betriebskosten, Erdgasverkauf (Administration, Messung, Verrechnung, Marketing)): Kapitalkosten, Netzunterhalt/-Instandsetzung und Betrieb, Administration/Verrechnung haben *Fixkostencharakter*.
- Kosten- und entscheidungsrelevante Eigenschaften der Verteilstnetz-Infrastruktur: Alter, Restlebensdauer, Erneuerungszyklus
- Anzahl Bezüger und Energiebezug nach Bezügergruppe (Gross- und Kleinkunden, Ein-/Zweistoffbezüger, Bezugscharakteristik), Anschlussgrad und Potenzial zur Erhöhung des Anschlussgrades
- Siedlungsplanerische Informationen zum Versorgungsgebiet und zu den zukünftigen Trends der Siedlungsentwicklung im gasversorgten Gebiet: Aktuelle Energiebezugsflächen, Ausnutzungsziffer und aktueller Ausbaugrad. Vorhaben der kommunale Entwicklungsplanung (wie geplante Zonenplanänderungen (Zonentyp- und/oder Ausnutzungsänderung), Gebieterschliessungen, Neueinzonungen) und geplante Grossprojekte in den Bereichen Industrie, Dienstleistung, Wohnen.

Wir bitten Sie, jeweils die gelben Felder auszufüllen und weiterführende Dokumente zu einzelnen Angaben beizulegen, falls vorhanden und möglich. Nach jedem Frageblock haben sie die Möglichkeit Kommentare anzufügen, in dem Sie z.B. gewisse Angaben noch präzisieren oder erläutern können.

Erdgas-Verteilinfrastruktur

Erdgas-Verteilung	Ihre Angaben für das Jahr 2008
Angaben zum Gasnetz (die nachfolgenden Fragen betreffen das Gasnetz insgesamt. Falls eine Differenzierung für gewisse Netzabschnitte erforderlich ist, kann diese bei den Antworten vorgenommen oder allenfalls als Liste beigelegt werden).	
— Länge des Gasnetzes, Betriebsdruck und Typ der verlegten Leitungen	■ Im, ■ bar und ■ (Leitungstyp)
— Alter bzw. Restlebensdauer des Netzes	■ Jahre (Alter), ■ Jahre (Restlebensdauer)
— Netzwirkungsgrad bzw. Leitungsverluste	■ % des gesamten Absatzes
— Aktuelle Auslastung des Netzes (ist Information für mögliche Anschlussgraderhöhungen)	■ %
— Spezifische Netzkosten (Betrieb und Unterhalt)	■ CHF/a
— Kosten für die Verlegung des Erdgasnetzes (Aktuelle Kosten für Neubau / Netzerweiterungen in Abhängigkeit der möglichen Bauausführungen)	Durchschnitt: ■ CHF/lm; Falls relevant: Bauausführung 1 ■ : ■ CHF/lm, Bauausführung 2 ■ : ■ CHF/lm
— Jahreskosten des bestehenden Gasnetzes Total (Kapitalkosten, Betrieb und Unterhalt, Administration und Verrechnung).	■ CHF/a
- Mittlerer Kalkulationszinssatz (WACC)	■ % p.a.
- Durchschnittliche Amortisationsfrist	■ Jahre
Langfristige Planung Gasnetz	
— Sind bis im Jahr 2050 einzelne Netzerweiterungen oder grössere Instandsetzungen geplant?	■ (Langfristplanung beilegen oder qualitativ beschreiben inkl. Angabe des Zeitpunkts und erwarteter Investitionsausgaben in CHF, falls bekannt)
Kommentare: ■	

Kundenstruktur und Gasheizungskosten:

Falls vorhanden, bitten wir Sie, uns auch die Informationen über die Erdgaskunden in Ihrem Versorgungsgebiet anzugeben. Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit sind wir auf möglichst genaue Angaben über die einzelnen Erdgaskunden angewiesen.

Kunden- bzw. Absatzstruktur	Ihre Angaben für 2008
— Gasabsatz insgesamt	■ m ³ oder ■ MWh/a
— Durchschnittlicher Gaspreis ab Einspeisepunkt des Lieferanten (z.B. swissgas)	■ CHF/m ³ oder ■ CHF/MWh
— Falls bekannt: Anteil Fixkosten Erdgasverkauf (Administration/Kundendienst, Installationskontrolle/Messung, Verrechnung, Marketing)	■ CHF/a oder Schätzung: ■ % der Gesamtausgaben von ■ CHF/a bzw. ■ CHF pro verkaufte kWh
— Tarifstruktur	— Bitte Angaben zu den aktuell verrechneten Tarifen beilegen.

Kunden- bzw. Absatzstruktur	Ihre Angaben für 2008
— Anzahl Erdgasbezüger je Tarif bzw. Bezügergruppe (Für Heizung und Warmwasser- und Prozesskunden oder Wohnen, Dienstleitung, Industrie & Gewerbe)	Falls Auswertungen vorhanden: Liste beilegen. <input type="text"/> Heizung und Warmwasser (WW) <input type="text"/> Prozesse
— Abonnierte Leistung und Absatz je Bezügergruppe	— Wohnen (Heizung und Warmwasser): <input type="text"/> MW; <input type="text"/> MWh/a, davon <input type="text"/> % ganzjähriger Bezug (für Warmwasser) — Prozesskunden: <input type="text"/> MW; <input type="text"/> MWh/a, davon <input type="text"/> % ganzjähriger Bezug
— Kundenstruktur nach Absatz	— Anzahl Bezüger mit Absatz > 100 MWh: <input type="text"/> , Anteil am Gesamtabsatz: <input type="text"/> % und Anteil ganzjähriger Bezug: <input type="text"/> % — Anzahl Bezüger ≥ 10 und ≤ 100 MWh: <input type="text"/> und Anteil am Gesamtabsatz: <input type="text"/> % und Anteil ganzjähriger Bezug: <input type="text"/> % — Anzahl Bezüger mit Absatz < 10 MWh: <input type="text"/> und Anteil am Gesamtabsatz: <input type="text"/> % und Anteil ganzjähriger Bezug: <input type="text"/> %
— Falls vorhanden: Normalerweise verwendete Kapitalkosten für Gasheizungen und Wärmege- stehungskosten für Endkunden	<input type="text"/> CHF/a <input type="text"/> CHF/MWh
Kommentare: <input type="text"/>	

Aktuelle Wärmedichte und Verdichtungspotential:

Im lokalen Versorgungsgebiet interessieren uns die gasversorgte Siedlungsfläche, die Zonentypen im Versorgungsgebiet gemäss Nutzungsplanung sowie in den allenfalls ausgeschiedenen künftigen Versorgungsgebieten sowie die bauliche Dichte im Versorgungsgebiet: Ausnutzungsziffer und Anschlussgrad in den gasversorgten Zonen (ergibt Grundlage für die Abschätzung des Verdichtungspotenzials). Zusätzlich sind wir an Angaben über geplante, absehbare oder theoretisch mögliche zukünftige Entwicklungen im (potentiellen) Gasgebiet interessiert: Dazu gehören der Anschluss bzw. der mögliche Verlust von einzelnen Grossbezügern, die Erhöhung des Anschlussgrades im bestehenden Versorgungsgebiet und mögliche räumliche Erweiterungen des Versorgungsgebiets.

Wärmedichte und Verdichtungspotential	Ihre Angaben für 2008
Charakterisierung des Versorgungsgebietes:	
— Räumliche Ausdehnung des Erdgas-Versorgungsgebietes	<input type="text"/> m ² , Plan beilegen (falls vorhanden)
— Versorgte Zonen (Zoneneinteilung gemäss Zonenplan der Gemeinde)	<input type="text"/> Plan beilegen (falls vorhanden)
Versorgungsdichte und Verdichtungspotenzial:	
— Anschlussgrad im Versorgungsgebiet	<input type="text"/> %
— Maximaler Anschlussgrad	<input type="text"/> %
Falls vorhanden:	
— Ausnutzungsziffer in den Versorgungsgebieten	<input type="text"/> Ausnutzungsziffer (Az)
— Bauliches Verdichtungspotenzial in den versorgten Zonen (Ausbaugrad bei den aktuellen Ausnutzungsziffern)	<input type="text"/> Ag [%]

Wärmedichte und Verdichtungspotential	Ihre Angaben für 2008
---------------------------------------	-----------------------

Zukünftige Verdichtungen im Versorgungsgebiet

— Geplante Neuanschlüsse je Bezügergruppe und geplanter Energieabsatz (falls schon bekannt)

— Wohnen: Anzahl Neuanschlüsse: [] und Anschlussleistung: [] MW/a

— Prozesskunden: Anzahl Neuanschlüsse: [] und Anschlussleistung: [] MW/a

Kommentare: []

Falls Zonenpläne, Gebietsausscheidungen, Energiepläne oder sonstige Pläne vorhanden sind, die helfen die räumliche Situation der Erdgasversorgung zu verstehen, wären diese hilfreich für unsere Untersuchungen.

Herzlichen Dank für Ihr Engagement!

Für Rückfragen oder Anmerkungen können Sie sich an Noemi Rom (044 286 75 57) oder Georg Klingler wenden (044 286 75 44).

econcept, 9.12.2009

A-3.3 Gesprächspartner der Interviews für die Untersuchungsgebiete

Gebiet	Institution	Name	Funktion
Fernwärme			
Zürich Nord	Entsorgung und Recycling Zürich (ERZ)	Jörg Durrer	Leiter Abteilung Wärmeverteilung
		Hans-Peter Wild	Leiter Fernwärme
Basel	Industrielle Werke Basel (IWB)	Ludolf Lüthy	Leiter Produktion
Horgen	Gemeinde	Hanspeter Marty	Leiter Werke
Greifensee	Unholz AG	Unholz	Leiter Unholz AG
Russikon	Gemeinde	Marc Syfrig	Gemeinde Russikon
	PGMM	Hitz	Projektmanager PGMM
Mönchaldorf	Elektrizitätswerke Kanton Zürich (EKZ)	Beat Scheidegger	Projektleiter Energieverrechnung
Erdgas			
Bülach	Erdgas Zürich AG (EZ)	Martin Strebel	Unternehmensstab Erdgas Zürich AG
Effretikon			
Erlenbach			
Wetzikon	Gemeinde	Hans Tobler	Abteilungsleiter Gas- / Wasserversorgung

Tabelle 26: Gesprächspartner bei den Betreibern der Gebiete.

A-4 Beschreibung der Szenarien.

A-4.1.1 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft

Das Konzept der 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft des Energy Science Center (ESC) der ETH fokussiert auf eine forcierte Senkung des CO₂-Ausstosses auf 1 Tonne CO₂ pro Kopf und Jahr. Die Autoren des ESC haben einen Transformationspfad für das Energiesystem im 21. Jahrhundert entworfen. Nach diesem Vorschlag werden etwa 70% der des Primärenergieeinsatzes von 4'000 bis 6'000 Watt pro Kopf für die Elektrizitätsproduktion verwendet. Das heisst CO₂-arme Elektrizität spielt in der 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft die Schlüsselrolle. Die Elektrizität ist für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme, für kurze Distanzen des Personen- und Warentransports, für Beleuchtung und den Betrieb der restlichen Geräte vorgesehen. Daneben werden Umweltwärme, Solarthermie und Biomasse für die Bereitstellung von Wärme und flüssige Treibstoffe für den Transport über lange Strecken eingesetzt.

Auf Stufe Endenergie werden je nach Art der Elektrizitätsproduktion noch ca. 2 bis 2.5 kW pro Kopf und Jahr benötigt. Anteilsmässig wird die verfügbare Endenergie von den Autoren des ESC folgendermassen aufgeteilt.

Einsatzbereich	Verwendungszweck	Mögliche Aufteilung der Endenergie auf die Verwendungszwecke	Bemerkungen
Raumwärme und Warmwasser Gebäude	Wärme (hohe und mittlere Temperaturen)	17.7% (400 W/Kopf)	Solarthermie und Biomasse
	Wärme (niedrige Temperaturen)	22.2% (500 W/Kopf)	Davon 20% Elektrizität und 80% Umweltwärme
Betrieb Geräte	Elektromotoren	31.1% (700 W/Kopf)	Wird mit Elektrizität aus Photovoltaik, Wind, Kernenergie, Kohle, Gas, Wasserkraft, Biomasse bereit gestellt
	Beleuchtung		
	IT/Kommunikation		
	Andere		
Mobilität	Personen- und Warentransport über kurze Distanzen	15.5% (350 W/Kopf)	
	Personen- und Warentransport über lange Distanzen	13.3% (300 W/Kopf)	Flüssige Treibstoffe

Tabelle 27: Mögliche Aufteilung des Endenergiebedarfs in der 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft. Die benötigte Leistung für die Bereitstellung des Endenergiebedarfs beträgt auf Stufe Endenergie 2'250 Watt und auf Stufe Primärenergie zwischen 4'000 und 6'000 Watt (je nach Art der Elektrizitätsherstellung).
Quelle: ESC 2008

A-4.1.2 2000-Watt-Gesellschaft

Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft geht davon aus, dass in Zukunft der Primärenergieverbrauch weltweit durchschnittlich 2000-Watt pro Kopf und Jahr betragen darf. Davon sollen nur noch 500 Watt durch fossile Energieträger bereitgestellt werden. So wird gleichzeitig das klimarelevante Ziel eines Ausstosses von 1 Tonne CO₂ pro Kopf und

Jahr erreicht. Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft fokussiert zusätzlich zur 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft auf eine Beschränkung des Energieeinsatzes. Dies bedeutet, dass die Energieeffizienz von Gebäuden stärker forciert werden muss, wenn man das Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft erreichen will.

Der Verein Energiestadt hat einen Absenkpfad vorgeschlagen, in dem bis 2050 ein Primärenergieverbrauch von 3500 Watt pro Kopf angestrebt wird. Nachfolgende Tabelle zeigt den Absenkpfad, wie er für Energiestadt-Gemeinden vorgeschlagen wird (Energiestadt 2008).

Zielebenen	Einheit	2005	2020	2035	2050	Zielwert
Ziel Leistung	Watt pro Person	6'300	5'350	4'400	3'500	2'000
Spezifische CO₂-Emissionen Total (inkl. Mobilität)	Tonnen CO ₂ -Äquivalente pro Person	8.7	6.5	4.2	2.0	1.0
Spezifische CO₂-Emissionen (ohne Mobilität)	Tonnen CO ₂ -Äquivalente pro Person	5.0	3.5	2.1	1.0	0.25-0.5 ⁵⁴

Tabelle 28: Absenkpfad für die 2000-Watt-Gesellschaft und 1 t CO₂ pro Kopf gemäss Energiestadt 2008: «Energiestädte auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft»

Energiestadt hat die Zielwerte für die Steigerung der Energieeffizienz in den Bereichen Raumwärme und Warmwasser folgendermassen konkretisiert:

Energieeffizienz	Heute	2020	2035	2050	Bemerkungen
Raumwärme und Warmwasser		-20% (-1.5%/Jahr)	-35% (-1%/Jahr)	-50% (-1%/Jahr)	Werte gegenüber 2000, gemessen am Primärenergieverbrauch Wärme, entspricht dem Szenario IV

Tabelle 29: Zielwerte im Bereich Energieeffizienz gemäss Energiestadt 2008: «Energiestädte auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft»

Gleichzeitig wurde bestimmt, welcher Anteil von Raumwärme und Warmwasser durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden soll:

Erneuerbare Energien/Abwärme	Heute	2020	2035	2050	Bemerkungen
Raumwärme und Warmwasser, Anteil am Endenergieverbrauch	Ca. 10%	40%	60%	80%	Jede Heizung wird rund alle 15 Jahre ersetzt. Die Werte sind nötig zur Erreichung der 3500-Watt im Jahre 2050

Tabelle 30: Zielwerte im Bereich erneuerbare Energien und Abwärme gemäss Energiestadt 2008: «Energiestädte auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft»

A-4.1.3 Maximalszenario

Koschütz und Pfeiffer (2005) haben in Ihrem Buch auch berechnet wie stark der Raumwärmebedarf bei einem Gebäude mit «hoch optimierter Gebäudehülle» (S. 37) theoretisch reduziert werden könnte (Gebäudestandard «Minergie-P+»). Damit liesse sich bei

⁵⁴ Je nach dem, welcher Anteil des CO₂-Ausstosses für die Mobilität eingesetzt wird, resultieren unterschiedlichen Werte.

einem typischen EFH ein Nutzenergiebedarf für **Raumwärme** von lediglich 17 MJ/m² EBF und Jahr erreichen. Im Vergleich mit den Werten von SIA 380/1:2009 entspricht dies einer Reduktion des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme von mehr als 90%. Bei **Warmwasser** wird ein Nutzenergiebedarf von 42 MJ/m² angenommen, was einer Reduktion von 16% entspricht. Die Etablierung eines solchen Baustandards ohne weitere Verbesserungen bei der Bereitstellung von Warmwasser würde langfristig dazu führen, dass der Nutzenergiebedarf für Warmwasser den Bedarf für Raumwärme um das ca. 2.5-fache übersteigen wird. Da Koschitz und Pfeiffer keine Aussage zu **Sanierungsraten** machen, wird hier angenommen, dass in einem Maximalszenario 1.5% p.a. erreicht werden könnten. Wiederum gehen wir davon aus, dass Sanierungen 125% der Neubauten erreichen können.

Glossar

AG	Ausbaugrad
ARA	Abwasserreinigungsanlage
AZ	Ausnützungsziffer
Bbl	Barrel, Raumeinheit für Öl
BIP	Bruttoinlandprodukt
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BGF	Bruttogeschossfläche
BZ	Baummassenziffer
BZO	Bau- und Zonenordnung
EBF	Energiebezugsfläche in m ²
EFH	Einfamilienhaus
ESC	Energy Science Center der ETH Zürich, Autoren der 1-Tonne-CO ₂ Gesellschaft
HEL	Heizöl, extra leicht
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
MFH	Mehrfamilienhaus
Q _H	Heizenergiebedarf
Q _{WW}	Energiebedarf für Warmwasser
Ster	Raummeter, Raummass für Holz entspricht einem Würfel von 1 Meter geschichteter Holzscheite
seco	Staatssekretariat für Wirtschaft
WACC, Nemo	Weighted average cost of capital. Gewichtete Kapitalkosten, nach Steuern).
WACC, Weighted Average Capital Cost	mittlerer (gewichteter) kalkulatorischer Zinssatz für die Verzinsung von Fremd- und Eigenkapital bei regulierten Infrastrukturvorhaben

Literatur

- Aebischer 2007: Der Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft, 1990 - 2035: Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer; Aebischer, B; Catenazzi, G; CEPE, ETH Zürich; März 2007
- Amman 2007: Die Abfallwirtschaft der Schweiz im Wandel der Zeit: Marktliberalisierung und internationale Zusammenarbeit. Pierre Ammann, Präsident des VBSA. Artikel aus "Texte zur Abfall- und Energiewirtschaft", Verlag Karl Thomé-Koszmieny 2007. Veröffentlicht vom Zürcher Abfallverwertungs-Verbund.
- ARV 2008: Berechnungsweise der Geschossflächenreserven im Kanton Zürich. Baudirektion Kanton Zürich, Amt für Raumplanung und Vermessung, Abteilung Kantonalplanung. Zürich, 2008.
- ARV 2010: GIS Browser des Kanton Zürich. Abrufbar auf <http://www.gis.zh.ch>. Kanton Zürich, Amt für Raumplanung und Vermessung. Abgerufen zwischen Oktober 2009 und Februar 2010.
- BAFU 2008: Abfallwirtschaftsbericht 2008. Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern, 2008.
- Bayerischer Bauernverband: Verschiedene Holzarten im Vergleich. Bayerischer Bauernverband, Hauptgeschäftsstelle Oberbayern, Lessingstraße 3, 80336 München.
- BFE 2007a: Bundesamt für Energie, Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 – Szenarien I-IV, Prognos im Auftrag des BFE; 2007
- BFE 2007b: Bundesamt für Energie, Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse, Bern; Prognos im Auftrag des BFE; 2007
- BFE 2007c: Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 – Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes, Prognos im Auftrag des BFE; 2007
- Blesl 2010: Raumwärmebedarf und Fernwärmepotenziale der Haushalte in Deutschland bis 2050. Artikel von Dr. Ing. Markus Blesl, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, erschienen in ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 60 Jg. (2010) Heft 8.
- ebl (2010): http://www.ebl.ch/fileadmin/elektra_baselland/dokumente/Energieberatung/Jahreskostenvergleich_Heizsysteme_komplett_25_05_10__2_.pdf (Zugriff am 20. Juli 2010)

- EC 2006: Directorate-General for Research, European Commission; World Energy Technology Outlook – 2050: WETO-H2; Luxemburg; 2006
- EIA (2010a): Annual Energy Outlook 2010, U.S. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy, Washington DC.erdgas 2010 : http://www.erdgas.ch/fileadmin/authors/energietraeger/preise/kostenvergleich/kostenvergleich_d.pdf (Zugriff am 20.7.2010)
- EVD 2009: Website des Preisüberwachers zu den Strompreisen des eidgenössischen Volkswirtschaftsdepartement EVD: <http://strompreise.preisueberwacher.ch/web/index.asp>
- EWJR (2008): www.ewjr.ch/pdf/Jahreskostenvergleich%20Mai%202008.pdf (Zugriff am 20. Juli 2010)
- Fernwärme Zürich (2008): Interne Daten zum Heizkostenvergleich vom 14.11.2008, zur Verfügung gestellt durch Hanspeter Wild.
- Geier 2010: "Der klassische Wärmemarkt mit Gas und Fernwärme gehört der Vergangenheit an". Artikel erschienen in der Zeitschrift Energie Informationsdienst 21, 2010.
- Hofer 2007: Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990-2035: Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer; Prognos im Auftrag BFE; 2007
- Jochem et al. 2008: Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Die Studie wurde von Autoren von BSR-Sustainability, European Climate Forum, Fraunhofer-ISI, Öko-Zentrum NRW und Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung erstellt.
- Kaufmann (2008): Gebäudesanierung und MINERGIE. Referat anlässlich der Hausbau- und Energiemesse vom 31. Oktober 2008.
- Koschenz und Pfeiffer (2005): Potenzial Wohngebäude. Energie- und Gebäudetechnik für die 2000-Watt-Gesellschaft. Schriftenreihe Nachhaltigkeit, Faktor Verlag.
- McKinsey 2007: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland – Sektorperspektive Gebäude, Erstellt im Auftrag von "BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz".
- McKinsey 2009: Swiss Green House Gas Abatement Cost Curve. McKinsey & Company, Reto Bättig und Marco Ziegler, Zürich 2009.
- McKinsey 2010: Wettbewerbsfaktor Energie – Chancen für die Schweizer Wirtschaft. McKinsey & Company im Auftrag des Bundesamts für Energie, Marco Ziegler und Reto Bättig, Zürich 2010.

- Novatlantis, Jochem 2004: Steps towards a sustainable development. Eberhardt Jochem. 2004.
- OcCC/ProClim, Wokaun 2007: Klimaänderung und die Schweiz 2050. ProClim und OcCC. Bern, 2007.
- Rieder 2006: Gebäudeausweis in der Schweiz: mögliche Vollzugsmodelle. Rieder, S; Lienhard, A; Kaufmann, P., Bern; Oktober 2006
- Rütter et al. (2008): Praxistest MINERGIE-Modernisierung. Rütter, H., Rütter-Fischbacher, U., Hässig, W. und Jakob, M. Studie erstellt im Auftrag des BFE, Bern, November 2008
- Schneider M., Rubli St. (2009): Ressourcenmodell der mineralischen Baustoffe auf der Ebene der Stadt Zürich - Dynamische Modellierung 1995 – 2050, im Auftrag des Tiefbauamtes und des Amtes für Hochbauten der Stadt Zürich, Schlieren, Januar 2009.
- Sweetnam 2008: Sweetnam, G.; Doman, L.; International Energy Outlook 2008, Energy Information Administration USA, Washington DC; September 2008
- Woerz 2009: Referat von Martin Woerz (HOVAL) an der SVIT Immomesse. Zu beziehen unter: http://www.svit-immomesse.ch/referate/Referat_Woerz_Hoval_Effiziente_Anlagen.pdf (Zugriff am 20.7.2010)