

Zweckverband Kehrlichtverwertung Zürcher Oberland KEZO

Perspektiven der Fernwärmeversorgung ab KVA Hinwil

Kurzstudie:

Analyse der Fernwärmeversorgung der KVA Hinwil anhand der Methodik des BFE-Forschungsprojekts «Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme»

Schlussbericht

13. Oktober 2011

Erarbeitet durch

econcept AG, Gerechtigkeitsgasse 20, CH-8002 Zürich
www.econcept.ch / + 41 44 286 75 75

Autoren

Georg Klingler, dipl. Umwelt-Natw. ETH
Walter Ott, lic. oec. publ., Raumplaner ETH/NDS, dipl. El. Ing. ETH

Dateiname: 1185_be_kezo_111013.doc Speicherdatum: 13. Oktober 2011

Inhalt

1	Einleitung und Ausgangslage	1
2	Methodische Grundlagen, Vorgehen	2
2.1	Vorgehen zur Berechnung der aktuellen Wärmenachfrage	2
2.2	Vorgehen zur Berechnung des zukünftigen Energieabsatzes	3
2.2.1	Zusammenfassende Übersicht der Berechnungsannahmen	5
2.2.2	Entwicklung des Gebäudebestandes	6
2.2.3	Wirkungsgradverbesserungen	11
2.2.4	Kundenwahl beim Ersatz des Energiesystems und bei Neubauten	11
2.2.5	Klimaerwärmung	14
2.3	Vorgehen zur Berechnung der zukünftigen Kosten	15
2.3.1	Kosten für Energieeinkauf	16
2.3.2	Kapital- sowie Betriebs- und Unterhaltskosten	16
2.4	Verwendete Energiepreisentwicklungen	17
3	Resultate der Analysen	18
3.1	Untersuchtes Gebiet, Systemabgrenzung	18
3.2	Ist-Zustand und theoretisches Absatzpotenzial	19
3.2.1	Ist-Zustand	19
3.2.2	Theoretisches Absatzpotenzial	21
3.3	Zukünftige Entwicklungen und reales Absatzpotenzial	25
3.3.1	Auswirkungen von Gebäudesanierungen auf die Wärmenachfrage	25
3.3.2	Reales Absatzpotenzial	27
3.4	Entwicklung der spezifischen Kosten	30
3.4.1	Zusammenfassende Übersicht von Annahmen bei der Ermittlung der spezifischen Wärmegestehungskosten	30
3.4.2	Ausgangslage	30
3.4.3	Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung	31
4	Fazit und Empfehlungen	35
	Literatur	39

1 Einleitung und Ausgangslage

Langfristig wird von der globalen, nationalen wie auch von der regionalen Klima- und Energiepolitik vermehrt gefordert, dass Energieverbrauch und CO₂-Ausstoss massiv reduziert werden. Als Zielsetzungen wird oft von einer 1-Tonne-CO₂ pro Kopf und Jahr oder von einem maximalen Leistungsbedarf von 2000 Watt pro Kopf gesprochen. Ersteres verlangt eine Reduktion der heutigen CO₂-Emissionen um ca. 90%, letzteres eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um ca. 66%. Derartige Zielsetzungen können nicht eingehalten werden, ohne dass der Energiebedarf im Gebäudebereich massiv reduziert wird. Schon heute bestehen Technologien, die helfen den Raumwärmebedarf von Wohnbauten stark abzusenken, dies insbesondere dann, wenn es sich um Bauten handelt, die vor der Jahrhundertwende erstellt worden sind. Da ein beachtlicher Teil des Gebäudebestandes der Schweiz in den 1960er und 1970er Jahren mit einem schlechten energetischen Standard erbaut wurde, hat die Betrachtung eines möglichen Rückgangs der Wärmenachfrage durch energetische Sanierungen eine hohe Relevanz.

Der in Zukunft erwartete Rückgang des Energiebedarfs im Gebäudebereich wird den Absatz leitungsgebundener Energieversorgungssysteme verringern und so zu einem Anstieg der spezifischen Kosten für Wärmeerzeugung und -verteilung (pro MWh) führen, wenn die jährlichen Fixkosten der Versorger nicht reduziert werden können.

econcept AG hat im Auftrag des Bundesamts für Energie und weiterer Partner untersucht, inwiefern eine solche Entwicklung die Konkurrenzfähigkeit der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme beeinflusst. Für sechs Fernwärme- und vier Erdgasversorgungen, wurden umfassende Fallstudien für vier energiepolitische Szenarien («Business as usual», «1-Tonne-CO₂», «2000-Watt-Gesellschaft» und «Maximal») durchgeführt.

Der Zweckverband Kehrrechtverwertung Zürcher Oberland KEZO hat econcept AG beauftragt das Fernwärme-Versorgungsgebiet der KVA Hinwil nach der für das BFE-Forschungsprojekt entwickelten Methodik zu analysieren. Die Resultate dieser Arbeiten werden im vorliegenden Bericht präsentiert.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

In Kapitel zwei werden die methodischen Grundlagen für die Berechnungen und Analysen aufgeführt. Kapitel drei enthält die Resultate der Analysen und Berechnungen und Kapitel 4 das Fazit sowie die Empfehlungen für die Fernwärmeversorgung ab KVA Hinwil.

2 Methodische Grundlagen, Vorgehen

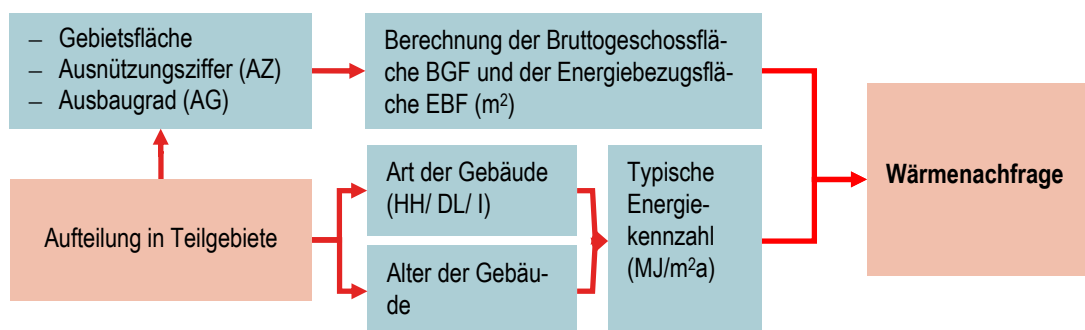
Die nachfolgenden Angaben zu den methodischen Grundlagen wurden dem Forschungsbericht «Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme» vom 3. Mai 2011 entnommen (Klingler, Ott und Rom 2011). Dieser Forschungsbericht wurde durch econcept im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE und weiteren Beteiligten (Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft Kanton Zürich, Erdgas Zürich, Fernwärme Zürich, Industrielle Werke Basel und Verband der Schweizer Gasindustrie) erarbeitet und kann unter http://www.bfe.admin.ch/forschungewg/02544/02810/index.html?lang=de&dossier_id=05003

bezogen werden. Für die Analyse des Gebiets der KEZO wurde im Wesentlichen die für das Forschungsprojekt entwickelte Methodik verwendet, wobei einzelne Schritte für das Versorgungsgebiet angepasst wurden. Die Texte des Kapitels 2 wurden bis auf die Anpassungen für das Fernwärmegebiet ab KVA Hinwil aus dem veröffentlichten Bericht des Forschungsprojekts übernommen.

2.1 Vorgehen zur Berechnung der aktuellen Wärmenachfrage

Der aktuelle Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser im Untersuchungsgebiet wird anhand der berechneten Energiebezugsfläche, der energetischen Qualität der Gebäude (in Abhängigkeit des Gebäudealters) und ihres Nutzungszwecks (Wohnen, Gewerbe und Industrie, Dienstleistung) bestimmt. Die folgende Figur gibt einen Überblick über das gewählte Vorgehen:

«Bestimmung der aktuellen Wärmenachfrage»



econcept

Figur 1: Einflussfaktoren für die Berechnung der aktuellen Wärmenachfrage

Die Berechnung der Energiebezugsflächen (EBF) erfolgt anhand der Daten der Gebäudeversicherung des Kantons Zürich (GVZ) über das Volumen der jeweiligen Gebäude. Dabei wird auf Basis der Empfehlung des AWEL (telefonische Auskunft von Alex Nietlis-

bach, Mai 2011) angenommen, dass sich die Bruttogeschossflächen (BGF) mittels der Division des Gebäudevolumens durch folgende Faktoren bestimmen lassen.

- Wohngebäude: Faktor 4
- Dienstleistungsgebäude: Faktor 3.8
- Gewerbe- und Industriegebäude: Faktor 6

Für die Umrechnung der BGF in die EBF wird ein pauschaler Abzug von 10% eingesetzt.

Anhand der EBF, dem Alter und der Nutzungsart der Gebäude wird anschliessend unter Verwendung der typischen Energiekennzahlen¹ die *aktuelle Endenergie-Wärmenachfrage* pro Teilgebiet berechnet.

Die berechneten Geschossflächen werden mit den existierenden Zahlen des ARV ((Amt für Raumentwicklung) zur Ortschaft Hinwil verglichen, um die Rechnungen zu plausibilisieren.

2.2 Vorgehen zur Berechnung des zukünftigen Energieabsatzes

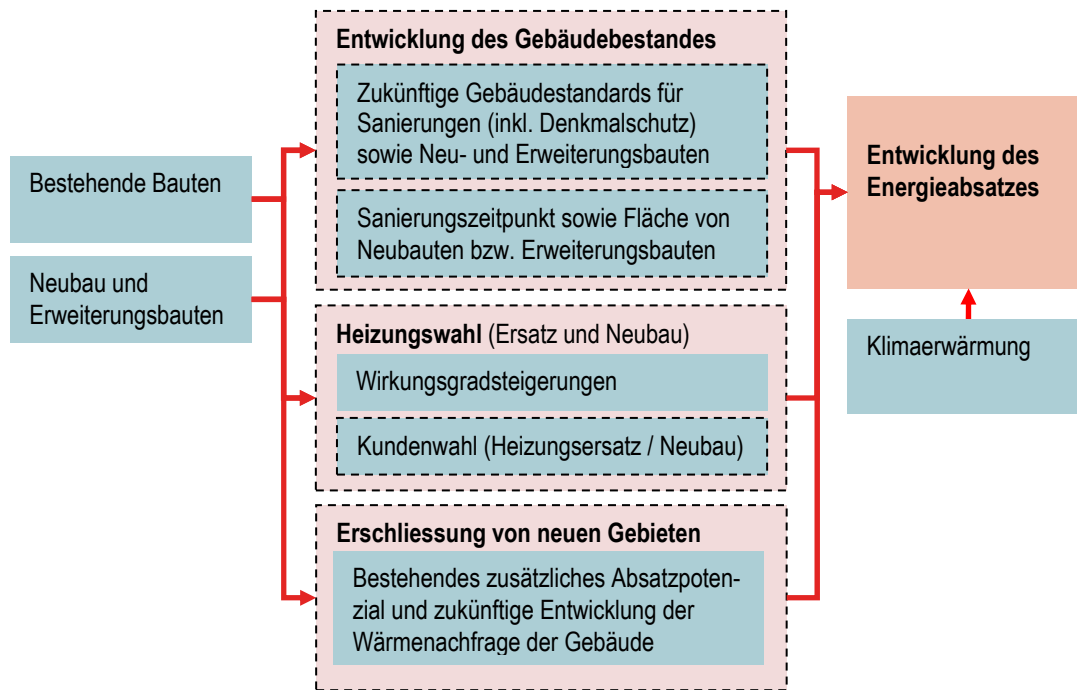
Die Entwicklung des Energieabsatzes wird ausgehend vom aktuellen Stand anhand einer Reihe von Annahmen über die wichtigsten Einflussfaktoren berechnet. Dazu unterscheiden wir das heute schon erschlossene Gebiet, in dem der Energieabsatz durch folgende Parameter bestimmt wird: (a) die Entwicklung des Wärmebedarfs der Gebäude (durch Sanierungen sowie Neu- und Erweiterungsbauten); (b) die Wahl des Heizsystems beim Heizungsersatz und bei Neubauten – diese Wahl wird darüber bestimmen wie viele neue Anschlüsse die KEZO im bestehenden Gebiet realisieren kann; (d) den Einfluss der Klimaerwärmung, der zu einem Rückgang der Heizgradtage führen wird.

Durch eine Erweiterung des Versorgungsgebietes in heute noch nicht erschlossene Zonen, kann der Energieabsatz vergrössert werden. Für diesen Fall wird aufgezeigt, wie stark der gesamte Wärmeabsatz durch die Erschliessung neuer Gebiete anwachsen kann, wie sich der neu erschlossene Wärmeabsatz über die Zeit aufgrund der oben beschriebenen Faktoren verändern wird und mit welchen Kosten eine Neuerschliessung schätzungsweise verbunden wäre.

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

¹ Als Grundlage werden die vom Kanton Zürich publizierten Energiekennzahlen von Wohnbauten verwendet, welche Sanierungen bis 2005 berücksichtigen (AWEL 2007, Energieplanungsbericht 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 2: 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, 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. 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 Koschütz 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).

2.2.1 Zusammenfassende Übersicht der Berechnungsannahmen

Die folgende Tabelle zeigt einen Überblick über die Variablen, welche für die zukünftige Entwicklung der Wärmenachfrage relevant sind und welche in den folgenden Abschnitten 2.2.2 bis 2.2.5 kurz kommentiert werden. 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 Vollsanieung			
Wirkungsgradverbesserungen	Keine Wirkungsgradverbesserungen			
KundInnenwahl bei Neubauten und dem Ersatz bestehender Heizsysteme	Es wird angenommen, dass 75% der Neu- und Erweiterungsbauten im Versorgungsgebiet angeschlossen werden können und dass 33 bis 50% aller GebäudebesitzerInnen, die zurzeit noch nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, beim Heizungsersatz zur Fernwärme wechseln. Zusätzlich wird angenommen, dass keine KundInnen abspringen.			
Klimaerwärmung	Abnahme des Wärmebedarfs gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050 um 20%.			

Tabelle 1 Die vier Szenarien im Überblick. Die Angaben zum Bedarf von Raumwärme und Warmwasser stellen die Veränderung gegenüber dem Bedarf um 2010 dar.

2.2.2 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, des Gebäudestandards 2010, wird ein Mischwert eingesetzt, der bei Neubauten zu 78% aus den geltenden gesetzlichen Mindestanforderungen (SIA 380/1:2009), zu 20% aus Minergie-Gebäuden und zu 2% aus Minergie-P-Gebäuden besteht². 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 2008 bzw. SIA 380/1:2009	78%
	Minergie 2009	20%
	Minergie-P 2009	2%
Sanierungen	MuKE 2008	98.95%
	Minergie 2009	1%
	Minergie-P 2009	0.05%

Tabelle 2: Neubauten und Sanierungen nach den geltenden Gebäudestandards in der Schweiz im Jahr 2010

Gemäss der SIA-Norm 380/1:2009 beträgt der Grenzwert für *Neubauten* für Heizung und Warmwasser bei typischen Mehrfamilienhäusern (MFH; Gebäudehüllzahl³ = 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 des Energiebedarfs bei 245 MJ/m²a (ca. 195 MJ/m²a bzw. 80% für Heizung und 50 MJ/m²a bzw. 20% für Warmwasser). Bei Dienstleistungsbauten (Gebäu-

² 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.

³ Gebäudehüllzahl: Verhältnis der thermischen Gebäudehüllfläche (A_{th}) zur Energiebezugsfläche (A_E)

dehüllzahl = 0.8) liegt der Grenzwert bei 158 MJ/m²a (davon 84% für Raumwärme). Die Grenzwerte für den Heizenergiebedarf von Neubauten der MuKE n 2008 entsprechen jenen der SIA (Quelle für alle aufgeführten Grenzwerte: SIA 380/1:2009, Tabelle 31). Wegen der oben beschriebenen 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 liegt⁴.

Bei *Sanierungen* werden die gesetzlichen Mindestanforderungen der Kantone (125% von SIA 380/1:2009) übernommen, da im Jahr 2010 erst ein sehr geringer Anteil der Gebäude nach strengeren Standards saniert werden wird⁵. 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)	Q _{hww} (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)	133	75	Q _{hww} = 208 MJ/m ² a
	Haushalte EFH (A _{th} /A _E = 2)	185	50	Q _{hww} = 235 MJ/m ² a
	Dienstleistung (A _{th} /A _E = 0.8)	126	25	Q _{hww} = 151 MJ/m ² a
	Industrie (A _{th} /A _E = 1.8)	177	25	Q _{hww} = 202 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)	174	75	Q _{hww} = 249 MJ/m ² a
	Haushalte EFH (A _{th} /A _E = 2)	244	50	Q _{hww} = 294 MJ/m ² a
	Dienstleistung (A _{th} /A _E = 0.8)	166	25	Q _{hww} = 191 MJ/m ² a
	Industrie (A _{th} /A _E = 1.8)	233	25	Q _{hww} = 258 MJ/m ² a

Tabelle 3: Geschätzter durchschnittlicher Wärmebedarf von Gebäudetypen für das Jahr 2010. Die Energiekennzahlen für Raumwärme der Neubauten im Jahr 2010 liegen durchschnittlich um 5% tiefer als die gesetzlichen Mindestanforderungen gemäss SIA 380/1:2009 und MuKE n 2008, da ein Teil der Gebäude die Mindestanforderungen unterbietet.

Zukünftige Gebäudestandards

Ausgehend vom oben hergeleiteten durchschnittlichen Gebäudestandard 2010 werden szenariospezifische Annahmen darüber getroffen, nach welchen *zukünftigen Gebäude-*

⁴ 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 n 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%).

⁵ Für Sanierungen resultiert beim selben groben Vergleich zwischen MuKE n 2008 und Minergie keine Verschärfung, der Schritt zu Minergie-P setzt allerdings eine Verringerung der Energiekennzahl um 50% voraus.

standards 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.

	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 von 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 ⁶ . 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
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

⁶ Die Prognose des Rückgangs der Wärmenachfrage für das 1-Tonne-CO₂-Szenario ist schwierig, da die Erreichung der Zielvorgabe von einer Tonne CO₂ 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-CO₂-Szenario schlecht isolierte Häuser mit elektrischen Wärmepumpen beheizt werden.

	Neubauten		Sanierungen	
	Raumwärme (Qh)	Warmwasser (Qww)	Qh	Qww
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 4: 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 5: 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 6: 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 szenariospezifische 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 im 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. Die Sensitivitätsanalyse in Klingler, Ott und Rom (2011) zeigt auf, 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 5 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 Vollsanieung 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)⁷.

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).

2.2.3 Wirkungsgradverbesserungen

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

Bei *Fernwärmesystemen* werden gegenläufige Effekte erwartet: Einerseits können technische Verbesserungen bei der Wärmeproduktion und der Wärmeübergabe noch zu einer geringfügigen 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 für Fernwärmesysteme bis ins Jahr 2050 *unveränderte Nutzungsgrade* an.

2.2.4 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 (Wärmegestehungskosten, Investitionskosten und Energiepreisentwicklung)

⁷ 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.

- 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

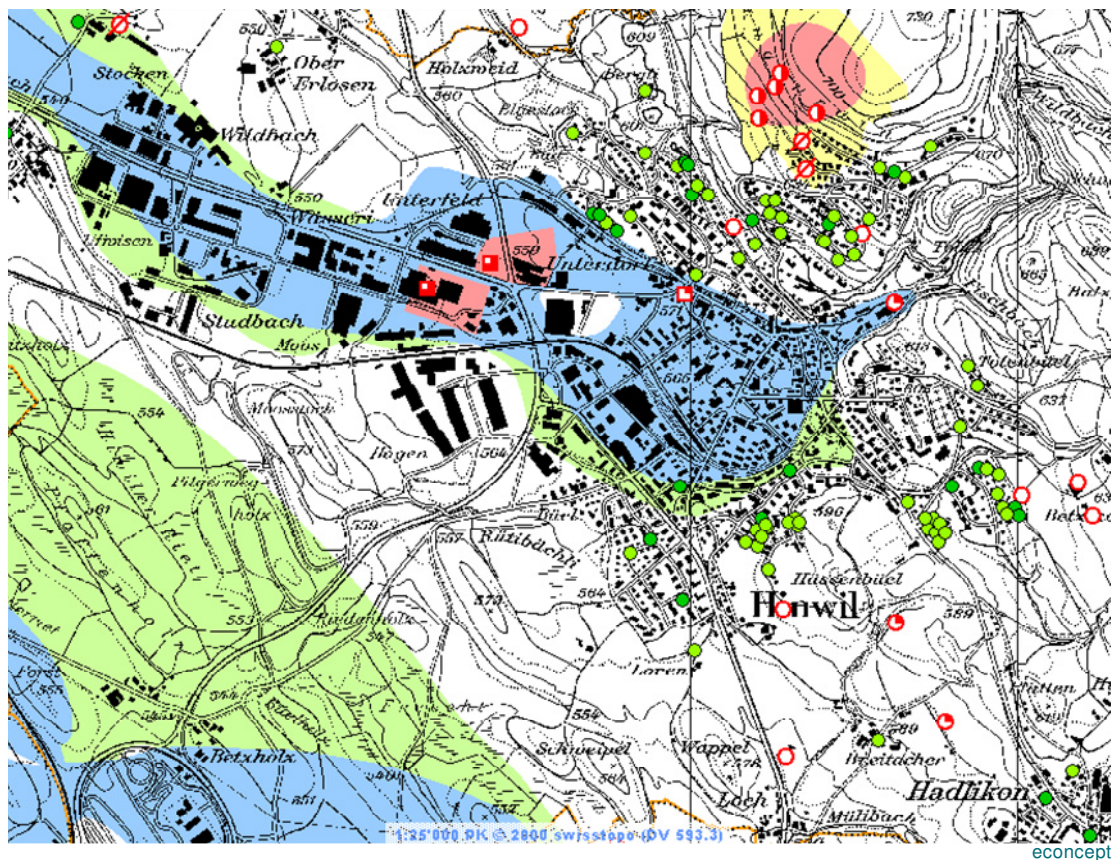
In Hinwil spielt in den Gebieten, in denen Erdsonden nicht zugelassen werden, die Konkurrenz durch die Erdgasversorgung eine bedeutende Rolle. In den restlichen Gebieten wird der Fernwärme Konkurrenz durch Erdsonden und Erdgas erwachsen.

Die Wahl der KundInnen wurde in der Studie von Klingler et al. (2011) unter anderem anhand eines Heizkostenvergleichs verschiedener Systeme bestimmt. Dabei sind drei zu unterscheidende Ausgangspunkte zu beachten:

(a) Ersatz des Energiesystems bei FernwärmekundInnen

Aufgrund der Analyse der Heizkostenentwicklung der verschiedenen Konkurrenzsysteme (vgl. Klingler et al. 2011, Kapitel 6) gehen wir beim Heizungsersatz davon aus, dass als Alternative zu den leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen vor allem Wärmepumpen mit Grundwasser als Wärmequelle oder Erdsonden-Wärmepumpen («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 Investitionskosten und die Tatsache, dass sie aus Grundwasserschutzgründen nicht überall realisiert werden können oder dass ihre Realisierung nur mit Auflagen möglich ist (Grundwasser-WP, siehe Planungshilfe «Energienutzung aus Untergrund und Grundwasser» des AWEL Kanton Zürich vom Juni 2010). In Hinwil betrifft dies ein relativ grosses Gebiet:

«Wärmenutzungsatlas von Hinwil»



Figur 3: Auszug aus dem kantonalen Wärmenutzungsatlas für Hinwil (Quelle gis.zh.zh / Wärmenutzungsatlas). Die Karte zeigt, dass auf einem Grossteil des Gebiets der Ortschaft Hinwil die Nutzung der Wärme aus dem Untergrund ausgeschlossen wird (blau eingefärbte Gebiete).

Zudem führen bei der Fernwärme vormals getätigte Anschlussinvestitionen dazu, dass die Absprungbereitschaft bestehender KundInnen relativ gering ist. Deswegen wird angenommen, dass alle bestehenden KundInnen bei der Fernwärmeversorgung bleiben.

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

In *Fernwärmegebieten* gehen wir davon aus, dass theoretisch alle heute noch nicht angeschlossenen Gebäude im Gebiet bei einem Heizungsersatz zur Fernwärme wechseln könnten. Eine Wärmepumpenlösung ist wiederum die grösste Konkurrenz. Die Fernwärme profitiert aber davon, dass Erdsonden auf einem grossen Teil der Ortschaft Hinwil nicht zugelassen werden und dass die Investitionskosten für Erdsonden relativ hoch sind. Neben der Wärmepumpenlösung ist in Hinwil mit der Gasversorgung eine weitere Konkurrenz zur Fernwärme zu finden. Ob es gelingt ErdgaskundInnen für die Fernwärme zu gewinnen, hängt davon ab, wie stark die Kostenunterschiede und die Reduktion der Abgase (insbesondere CO₂) gewichtet werden.

Der politische Einfluss auf die Energieträgerwahl wird wahrscheinlich entscheidend sein, da es wenig Sinn macht, eine Konkurrenz zwischen zwei leitungsgebundenen Energie-

versorgungssystemen, welche sich beide im Besitz der öffentlichen Hand befinden, aufzubauen. Diese Wahl des Energieträgers kann somit durch politische Massnahmen beeinflusst werden, so z.B., wenn für gewisse Gebiete eine Anschlussverpflichtung ausgesprochen wird. Die Nutzung der sowieso anfallenden Abwärme hat in der Energieplanung des Kantons Zürich die oberste Priorität, da diese im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele (2.2 Tonnen CO₂ pro Kopf und Jahr bis 2050) dem Erdgas vorzuziehen ist. Die Stadt Zürich hat z.B. eigens Gebiete für die Nutzung von Erdgas und solche für die Nutzung der Fernwärme ausgeschieden.

Für die Berechnungen wird angenommen, dass in allen Szenarien bis 2050 jährlich rund ein Drittel der potenziellen KundInnen beim altersbedingten Ersatz ihres Heizsystems zur Fernwärme wechseln. D.h., bei einer durchschnittlichen Lebensdauer eines konventionellen Heizsystems von 25 Jahren, werden jedes Jahr 4% der noch nicht an die Fernwärme angeschlossenen einen Entscheid fällen und es wird angenommen, dass von diesen 4% sich 33% für die Fernwärme und 67% für ein anderes Heizsystem aussprechen werden.

(c) Wahl der Wärmeversorgung bei Neubauten

Bei den *Neubauten* wird angenommen, dass es in allen Szenarien und zu allen Zeitpunkten gelingt rund 75% der Neubauten anzuschliessen. Dies weil ein Anschluss an das Fernwärmenetz für Neubauten zu ähnlichen Wärmegestehungskosten zu haben ist, wie bei den alternativen Systemen (vgl. Analyse der Wärmegestehungskosten in Kapitel 6 im Bericht von Klingler et al. 2011) und weil bei der Fernwärmelösung Wärme der KVA eingesetzt werden kann, womit die politischen Vorgaben zum Höchstanteil nicht erneuerbarer Energieträger erfüllt werden können.

2.2.5 Klimaerwärmung

Aufgrund der *Klimaerwärmung* werden die durchschnittlichen Heizgradtage⁸ bis 2050 abnehmen. In Anlehnung an Wokaun et al. (2007) und an die aktuellen Forschungsergebnisse des IPCC⁹ 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.

⁸ «Differenz zwischen der erwünschten mittleren Raumtemperatur (20°C) und der mittleren Aussentemperatur, summiert über aller Kalendertage mit $T < 12^\circ\text{C}$ » (Wokaun et al. 2007)

⁹ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Fourth Assessment Report; Climate Change 2007

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 Referenzentwicklung¹⁰ um 20% sinken (10% bis 2035). Im Dienstleistungssektor wird die Abnahme bis 2050 mit -18% als etwas geringer eingeschätzt.

	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

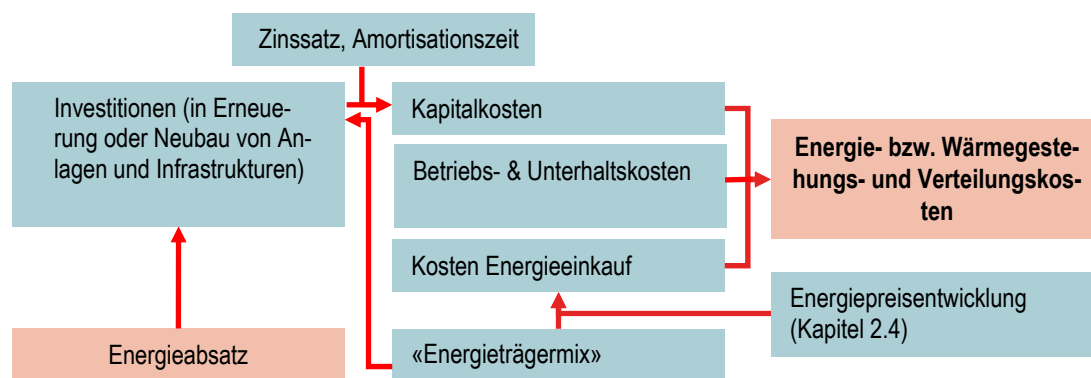
Tabelle 7: Entwicklung der Heizgradtage sowie des Energiebedarfs bis 2050

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

2.3 Vorgehen zur Berechnung der zukünftigen Kosten

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 4: Einflussfaktoren auf die Modellierung der zukünftigen Kosten für Energiebereitstellung und –verteilung. Der Energieabsatz wird gemäss Kapitel 2.2, die Energiepreise gemäss Kapitel 2.4 modelliert.

¹⁰ Entwicklung des Energiebedarfs ohne Abnahme der Heizgradtage bezogen auf das Mittel der Jahre 1984-2004.

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.

2.3.1 Kosten für Energieeinkauf

Für Systeme mit mehreren Energiequellen wird der zukünftige Energieträgermix modelliert, um die Entwicklung der Kosten für den Energieträgereinkauf berechnen zu können. Die Fernwärmeversorgung ab KVA Hinwil ist insofern ein Spezialfall, als dass diese ausser der Fernwärme ab KVA über keine weiteren Energiequellen verfügt (System ohne Spitzendeckung). Dies ist deswegen möglich, weil aktuell nur ein Bruchteil des gesamten Energieinhalts des verwerteten Kehrichts für die Fernwärmeversorgung verwendet wird (gemäss KVA-Bewertung von EnergieSchweiz nutzte die KVA Hinwil im Jahr 2006 vom gesamten Energieinput von ca. 615'600 MWh/a rund 115'600 MWh/a für die Stromproduktion, rund 23'600 MWh/a für das Fernwärmenetz und rund 25'000 MWh/a Niedertemperatur-Abwärme (45°C) für Gewächshausheizung). Die aktuellen Umformer für die Wärmeentnahme können eine maximale Wärmeleistung von 30 MW erbringen. Für die Erschliessung zusätzlicher KundInnen wird hier vereinfachend angenommen, dass diese bestehende Wärmeauskopplung stets den maximalen gleichzeitigen Leistungsbedarf decken kann. In Realität wird ab einem bestimmten Absatz eine zusätzliche Spitzendeckung notwendig werden. Die Analyse, ab welchem maximalen Leistungsbedarf dies der Fall sein wird und auch die Auslegung einer solchen Spitzendeckung wird hier auftragsgemäss nicht untersucht.

2.3.2 Kapital- sowie Betriebs- und Unterhaltskosten

Die Entwicklung der *Kapitalkosten* wird auf der Basis der Investitionen in die heutigen Wärmeproduktions- und Verteilinfrastrukturen mit der Annuitätenmethode berechnet. Um mit anderen Systemen vergleichen zu können, wird ein realer Zinssatz von 3.55% verwendet.

Für die Wärmeauskopplung werden nur die Stromausfallkosten verrechnet, welche mit der Entwicklung der Strompreise zunehmen. Die Kapitalkosten für die Wärmeauskopplung werden vernachlässigt. Auf eine genauere Analyse des Zusammenhangs zwischen der Wärmeauskopplung und der Stromproduktionsminderung wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit auftragsgemäss verzichtet. Ebenso werden, wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, keine Berechnungen für die Anschaffung einer zusätzlichen Spitzendeckung durchgeführt.

Die Kosten der Netzinfrastuktur werden aufgrund des Wiederbeschaffungswertes des bestehenden Netzes ermittelt.

Für die Erschliessung von neuen Gebieten und die Verdichtung in den schon erschlossenen Gebieten werden die zusätzlichen Netzkosten auf Basis einer Schätzung der zu bauenden Trassenmeter (tm) berechnet. Dabei wird aufgrund einer möglichen Leitungsfüh-

rung entlang der bestehenden Infrastrukturen der Gemeinde grob geschätzt, wie viele Trassenmeter neuer Leitungen notwendig sind, um die zusätzlichen Gebiete zu erschliessen. Wegen der speziellen Überbauung in den bisher erschlossenen Zonen von Hinwil (Industriezonen IG7 und IG5), kann die bisherige Netzdichte in Hinwil nicht als Hilfsgrösse verwendet werden. Es wird davon ausgegangen, dass der Trassenmeter im Neubau durchschnittlich Kosten von 3'000 CHF/tm verursachen wird (Verlegung im Erdkanal im versiegelten Gebiet). Durch eine geeignete Linienführung und die Nutzung von Synergien im Strassenbau können diese Kosten abgesenkt werden.

Bei der Berechnung des zusätzlichen Absatzpotenzials wird davon ausgegangen, dass die bestehenden Leitungen in den schon erschlossenen Gebieten genügend Leistungsreserven aufweisen. Wenn aufgrund des Neuanschlusses von KundInnen auch diese Leitungen erneuert werden müssen, ist mit höheren Kosten zu rechnen.

2.4 Verwendete Energiepreisentwicklungen

Die folgende Tabelle enthält die für die vorliegende Studie verwendeten Annahmen zur Entwicklung der beiden Energiepreisszenarien für alle Untersuchungsgebiete. Die Herleitung der gewählten Energiepreisentwicklungen basiert auf Klingler et al. (2011).

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 (Upgrade)	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 (Upgrade)	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 8: Entwicklung der Energiepreise (reale Preise, Basis 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).

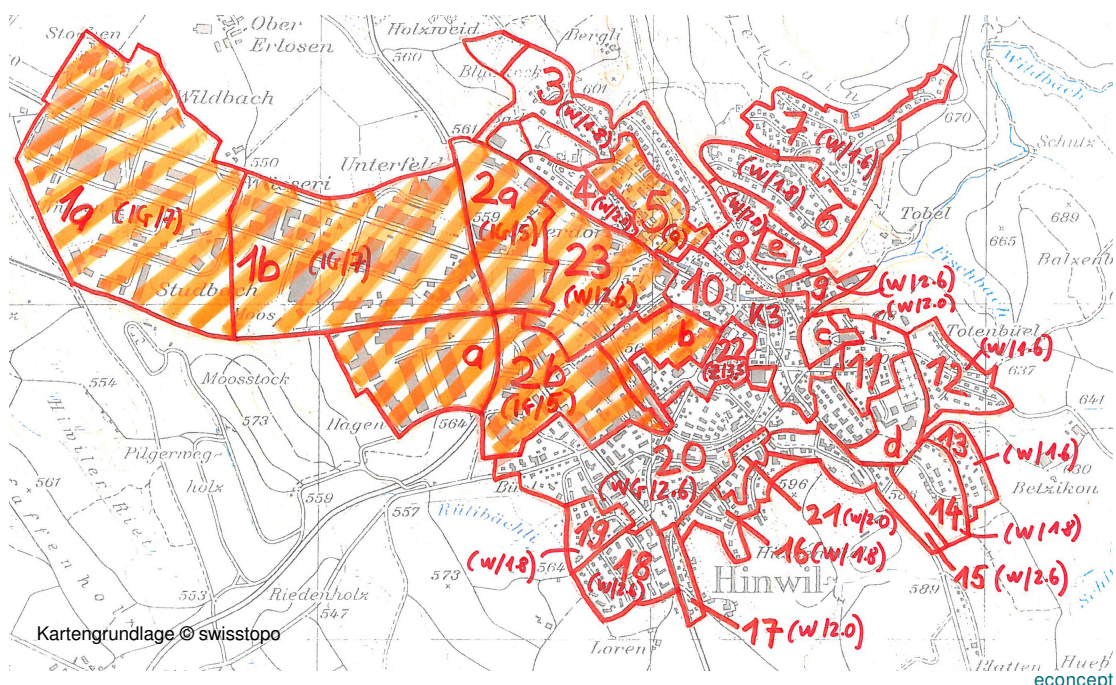
** Bei 1'540 kWh/Ster

3 Resultate der Analysen

3.1 Untersuchtes Gebiet, Systemabgrenzung

In Absprache mit den Verantwortlichen der KEZO und dem Bauamt von Hinwil wird das gesamte Siedlungsgebiet der Ortschaft Hinwil als potenzielles Fernwärme-Versorgungsgebiet analysiert. Für die Analyse wird das Gemeindegebiet in die folgenden, meist den Zonen der BZO entsprechenden Teilgebiete unterteilt und nummeriert. Die orange eingefärbten Zonen 1a, 1b, 2a, 2b, 23, 5, a und b sind heute schon mit Fernwärme erschlossen.

«Einteilung des Untersuchungsgebiets Hinwil»



Figur 5: Einteilung des Untersuchungsgebietes Hinwil in nummerierte Teilgebiete für die Analyse der künftigen Fernwärmeversorgung ab KVA Hinwil. Die nummerierten Teilgebiete entsprechen den Zonen gemäss BZO von Hinwil; in Klammern ist jeweils angegeben welche Nutzung und Ausnutzung in der BZO vorgesehen ist. Die mit den Kleinbuchstaben a, b, c, und d bezeichneten Gebiete sind Zonen für öffentliche Bauten. Die Zonen 1 und 2 wurden in die Teilgebiete 1a, 1b und 2a, 2b eingeteilt. In den orange eingefärbten Teilgebieten werden heute schon Objekte mit Fernwärme versorgt.

Mit ca. 2.44 km² ist das Untersuchungsgebiet um einiges grösser als die aktuelle Ausdehnung des Fernwärmegebietes, welches rund 1.28 km² umfasst. Eine Ausdehnung des Versorgungsgebietes in Richtung Wetzikon wird in dieser Analyse nicht untersucht, könnte aber in einem späteren Analyseschritt untersucht werden.

3.2 Ist-Zustand und theoretisches Absatzpotenzial

Für die Modellierung der zukünftigen Wärmenachfrage wird der Gebäudebestand im Ist-Zustand genauer untersucht, d.h. es werden Gebäudenutzung, Bruttogeschossflächen, Gebäudealter, durchschnittliche heutige Energiekennzahlen und der Anteil denkmalgeschützter Bauten bestimmt. Ebenso wird das Verdichtungspotenzial geschätzt. Auf Basis dieser Angaben können dann die szenarioabhängigen Verläufe des zukünftigen Wärmebedarfs durch Sanierungen und Neubauten berechnet werden.

3.2.1 Ist-Zustand

Bruttogeschossflächen: Der Gebäudebestand des Untersuchungsgebietes Hinwil weist eine berechnete Bruttogeschossfläche von rund 836'000 m² auf. Diese (gemäss dem in Kapitel 2 beschriebenen Vorgehen berechnete) Bruttogeschossfläche liegt um ca. 25% tiefer als die vom Amt für Raumentwicklung (ARV) ausgewiesenen Bruttogeschossflächen für die gesamte Gemeinde Hinwil (rund 1'130'000 m²). Der Unterschied kann zum Teil damit erklärt werden, dass in der vorliegenden Arbeit nur die Ortschaft Hinwil, nicht aber die umliegenden Weiler und Dörfer berücksichtigt werden. Der Vergleich der Fläche der Bauzonen der Ortschaft Hinwil mit denen der gesamten Gemeinde zeigt, dass ca. 14% der Bauzonen ausserhalb der Ortschaft Hinwil liegen. Zu einem weiteren Teil wird der Unterschied damit zusammenhängen, dass das Amt für Raumentwicklung eine andere Berechnungsmethode verwendet, als die hier verwendete einfache Umrechnung von den Gebäudevolumen auf die Bruttogeschossflächen nach Erfahrungswerten des AWEL.

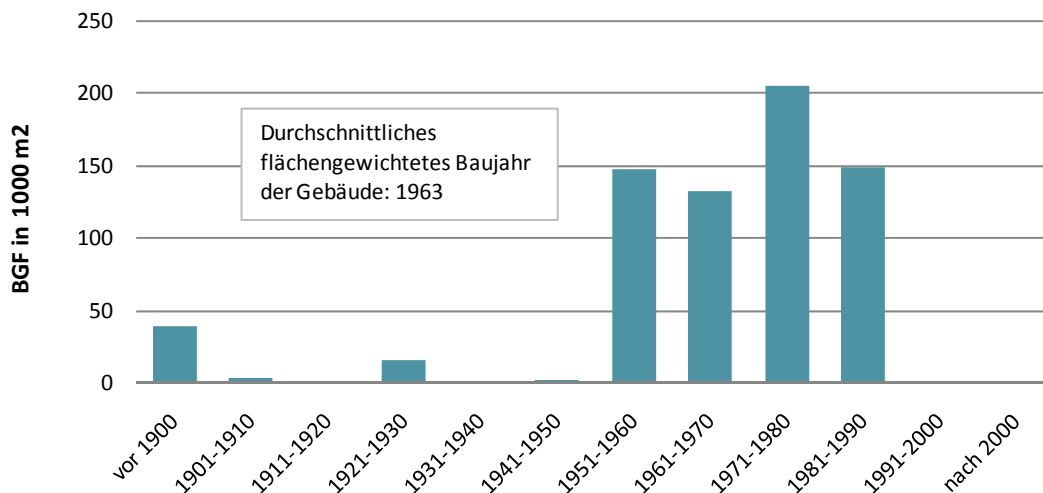
Trotz der Unterschiede zwischen den eigenen Berechnungen und den Berechnungen des ARV werden die anhand der Erfahrungswerte des AWEL berechneten Bruttogeschossflächen verwendet. Damit könnte es sein, dass insgesamt ein zu tiefer Wärmebedarf ausgewiesen wird, d.h., dass das theoretische Absatzpotenzial in Realität höher sein könnte, als hier ausgewiesen.

Die durchschnittliche Bebauungsdichte beträgt 0.31 m² BGF pro m² Gebietsfläche und liegt damit deutlich tiefer als z.B. Zürich Nord mit 0.76 m² BGF pro m² Gebietsfläche.

Nutzung der Gebäude: Der gesamte Gebäudebestand besteht im Jahr 2010 flächenmässig zu 52% aus Wohn-, zu 26% aus Industrie- und zu rund 22% aus Dienstleistungsbauten.

Durchschnittliches Alter der Gebäude: Das durchschnittliche flächengewichtete Baujahr ist 1963. Zwischen 1950 und 1990 wurden flächenmässig am meisten Gebäude erstellt. Einzelne Gebäude wurden früher erstellt und im Vergleich zum Gesamtbestand eher wenige stammen aus der Zeit nach 2000 (vgl. Figur 6).

«Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Hinwil»



econconcept

Figur 6: Bruttogeschossflächen nach Alterskategorien im Untersuchungsgebiet Hinwil (Datenquelle: Gebäudedaten der GVZ, Gemeinde Hinwil)

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 527 MJ/m² (Endenergie) und Jahr berechnet werden.

Denkmalschutz: Für die Betrachtung von schützenswerten Bauten wird in Absprache mit dem Bauamt geschätzt, dass rund 2.1% der gesamten BGF unter Denkmalschutz stehen. Alle Gebäude dieser Kategorie befinden sich in den Zonen K3 und Z/3.5 mit geschätzten 33% bzw. 25% denkmalgeschützten Bruttogeschossflächen.

Ausbaugrad und Verdichtungspotenzial: Für die Berechnung der Wärmenachfrage von Neu- und Erweiterungsbauten wurde der aktuelle Ausbaugrad je Gebiet anhand der Daten des ARV geschätzt und das verbleibende Verdichtungspotenzial bis 85% Ausbaugrad bestimmt (15% Erschliessungsabzug). Dies führt im Modell dazu, dass insgesamt ca. 250'000 m² an neuer BGF bis im Jahr 2050 hinzukommen werden, was etwa 23% der BGF des Jahres 2010 entspricht. Diese Schätzungen wurden mit dem Bauamt von Hinwil plausibilisiert. Mit einer derartigen Verdichtung werden ca. 30% der vom ARV berechneten Geschossflächenreserven für die gesamte Gemeinde Hinwil ausgeschöpft. Bei den Annahmen zur Verdichtung werden keine Umzonungen berücksichtigt und angenommen, dass in den Gebieten jeweils das heutige Verhältnis von Wohnen, Industrie und Dienstleistungen beibehalten wird. Das grösste Verdichtungspotenzial ist in den Industriezonen und in einzelnen peripheren Wohnzonen vorzufinden.

Die folgende Tabelle fasst die Daten zum Ist-Zustand je Gebiet zusammen:

Nr.	Zone (BZO)	Fläche (km ²)	BGF (m ²)	Wohnen (%)	Industrie (%)	Dienstleistung (%)	Durchsch. Baujahr (JJJJ)	Ausbaugrad (%)	Verdichtungspotenzial (%)
1a	IG/7	0.392	128'401	1%	38%	62%	1986	50%	35%
1b	IG/7	0.308	122'742	1%	70%	29%	1976	50%	35%
2a	IG/5	0.100	52'559	2%	70%	28%	1958	50%	35%
2b	IG/5	0.123	49'916	13%	57%	29%	1955	50%	35%
3	W1.8	0.106	15'047	100%	0%	0%	1970	55%	30%
4	W2.0	0.035	6'255	100%	0%	0%	1968	55%	30%
5	Q	0.063	30'246	98%	0%	2%	1975	70%	15%
6	W1.8	0.067	16'018	100%	0%	0%	1981	50%	35%
7	W1.6	0.095	22'267	100%	0%	0%	1979	60%	25%
8	W2.0	0.061	18'129	99%	0%	1%	1958	55%	30%
9	WG2.6	0.019	4'882	70%	30%	0%	1901	75%	10%
10	K3	0.105	43'552	75%	10%	15%	1876	65%	20%
11	W2.0	0.034	7'231	95%	0%	4%	1959	55%	30%
12	W1.6	0.049	9'397	100%	0%	0%	1964	55%	30%
13	W1.6	0.024	5'142	100%	0%	0%	1965	55%	30%
14	W1.8	0.026	6'920	98%	0%	2%	1978	40%	45%
15	W2.6	0.059	20'984	100%	0%	0%	1984	65%	20%
16	W1.8	0.034	16'316	100%	0%	0%	1978	60%	25%
17	W2.0	0.015	2'675	100%	0%	0%	1946	35%	50%
18	W2.6	0.051	23'804	100%	0%	0%	1981	55%	30%
19	W1.8	0.026	6'392	100%	0%	0%	1966	55%	30%
20	WG2.6	0.227	104'910	87%	10%	3%	1969	60%	25%
21	W2.0	0.013	6'376	100%	0%	0%	1977	60%	25%
22	Z/3.5	0.044	18'180	48%	3%	49%	1926	50%	35%
23	WG2.6	0.114	36'740	76%	7%	16%	1954	35%	50%
a	OeB	0.126	25'000	0%	0%	100%	1960	85%	0%
b	OeB	0.051	15'113	28%	0%	72%	1932	60%	25%
c	OeB	0.017	6'611	0%	0%	100%	1896	60%	25%
d	OeB	0.042	10'248	0%	0%	100%	1976	60%	25%
e	OeB	0.010	3'641	0%	0%	100%	1950	60%	25%
Erschlossene Zonen		1.277	460'717	16%	43%	41%			
Alle Zonen		2.435	835'696	52%	26%	22%	1963	55%	30%

Tabelle 9: Ist-Zustand für die untersuchten Teilgebiete der Ortschaft Hinwil.

3.2.2 Theoretisches Absatzpotenzial

Für die Analyse des zusätzlichen Fernwärme-Absatzpotenzials wird für sämtliche Teilgebiete im definierten Untersuchungsgebiet nach der in Kapitel 2 beschriebenen Methodik der gebäudebedingte Endenergie-Wärmebedarf berechnet. In den schon erschlossenen Gebieten entspricht der heute noch nicht versorgte Anteil und in den noch nicht erschlossenen Gebieten der gesamte Anteil des berechneten Endenergie-Wärmebedarfs dem theoretisch zusätzlich erschliessbaren Absatzpotenzial. Die Möglichkeit eines zusätzli-

chen Absatzes an Prozessenergie in den Industriezonen wird auftragsgemäss nicht berücksichtigt.

Gemäss den vorgenommenen Berechnungen (vgl. folgende Tabelle), werden in den schon erschlossenen Gebieten rund 36% des theoretischen Absatzpotenzials erschlossen. Bezogen auf das gesamte Gebiet, werden rund 18% des theoretischen Absatzpotenzials bereits abgedeckt. Dieser Anteil ist eher gering, weil der Grossteil der untersuchten Gebiete bisher nicht mit Fernwärme versorgt wird. Wenn angenommen wird, dass die Fernwärme aus technisch-wirtschaftlichen Gründen einen maximalen Anschlussgrad von 80% des möglichen Absatzes anstreben soll, dann werden in den schon erschlossenen Gebieten rund 45% und im gesamten Gebiet rund 22% des verbleibenden Absatzpotenzials durch die bestehende Fernwärme abgedeckt.

Die berechneten Werte können aufgrund der Besonderheiten der Bauten in den Industriezonen (z.B. Windkanal BMW/Sauber) mit Ungenauigkeiten behaftet sein, da für die Berechnungen Werte von durchschnittlichen Bauten für Industrie, Dienstleistung und Wohnen verwendet werden. Eine Verfeinerung der Berechnungen, würde eine nähere Untersuchung der versorgten Betriebe notwendig machen.

Die nachfolgende Tabelle fasst die wichtigsten Grunddaten zu den oben nummerierten Teilgebieten des Untersuchungsgebietes zusammen.

Nr.	Zone (BZO)	Ausgangslage 2010			Theoretisches Absatzpotenzial 2010		
		Energiedichte (kWh/m ² a)	Berechneter Wärmebedarf (GWh/a)	Durchschnittl. Absatz (GWh/a)	Zusätzliches Absatzpotenzial (GWh/a)	Zusätzlicher Leistungsbedarf (MW)	Durchsch. Anschlussgrössen (kW)
1a	IG/7	34.20	13.407	6.530	6.877	3.439	164
1b	IG/7	55.64	17.158	4.545	12.613	6.307	210
2a	IG/5	73.86	7.377	0.497	6.880	3.440	491
2b	IG/5	58.27	7.143	2.222	4.921	2.460	91
3	W1.8	25.35	2.686		2.686	1.343	19
4	W2.0	32.16	1.117		1.117	0.559	17
5	Q	86.01	5.377	3.415	1.961	0.981	25
6	W1.8	35.72	2.402		2.402	1.201	16
7	W1.6	36.89	3.507		3.507	1.753	18
8	W2.0	52.57	3.226		3.226	1.613	40
9	WG2.6	20.84	0.388		0.388	0.194	24
10	K3	61.81	6.517		6.517	3.258	25
11	W2.0	37.82	1.271		1.271	0.636	23
12	W1.6	34.30	1.678		1.678	0.839	17
13	W1.6	38.56	0.919		0.919	0.460	19
14	W1.8	42.18	1.082		1.082	0.541	26
15	W2.6	53.19	3.148		3.148	1.574	66
16	W1.8	76.33	2.569		2.569	1.285	20
17	W2.0	31.09	0.478		0.478	0.239	16
18	W2.6	73.43	3.749		3.749	1.875	30
19	W1.8	44.73	1.142		1.142	0.571	13
20	WG2.6	80.55	18.247		18.247	9.123	43
21	W2.0	76.08	1.004		1.004	0.502	36
22	Z/3.5	60.46	2.654		2.654	1.327	51
23	WG2.6	53.28	6.099	0.642	5.457	2.728	63
a	OeB	22.57	2.843	2.264	0.579	0.289	36
b	OeB	38.97	1.995	1.668	0.327	0.164	16
c	OeB	28.10	0.473		0.473	0.237	47
d	OeB	27.75	1.165		1.165	0.583	194
e	OeB	40.67	0.414		0.414	0.207	207
Mit FW erschlossene Zonen		48.08	61.389	21.783	39.615	19.808	106
Alle Zonen der Gde.		49.73	121.236		99.453	49.726	40

Tabelle 10: Ausgangslage und theoretisches Absatzpotenzial für das gesamte Untersuchungsgebiet. Die durchschnittlichen Anschlussgrössen wurden anhand der Anzahl Gebäude je Zone gemäss Daten der GVZ bestimmt. Das zusätzliche Absatzpotenzial durch Verdichtung in den heute bestehenden Gebieten beträgt 39.6 GWh/a.

Das zusätzliche Absatzpotenzial durch Anschlussverdichtung im heute erschlossenen FW-Gebiet beträgt 39.6 GWh/a, was für 2010 ein Gesamtpotenzial von 61.4 GWh/a im heutigen Versorgungsgebiet ergibt.

Im Vergleich mit den vom AWEL publizierten Daten zum Energieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser der gesamten Gemeinde Hinwil im Jahr 2005 liegt der hier berechnete Wert von rund 121 GWh/a um 10% tiefer. Dies kann zum wiederum zum Teil

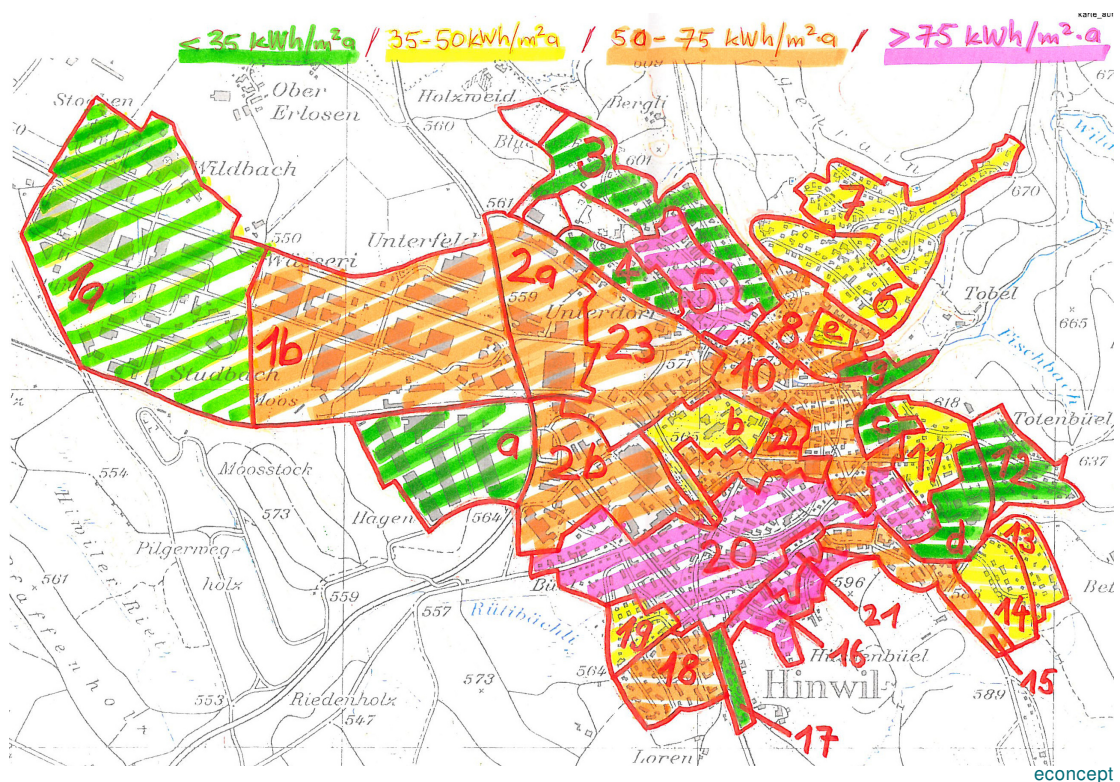
damit erklärt werden, dass die eigenen Berechnungen nicht alle Siedlungen der Gemeinde Hinwil erfassen, da die Ortschaft rund 86% der Bauzonen der Gemeinde enthält.

Die Energiedichte der analysierten Gebiete bewegt sich zwischen 17 und 86 kWh/m²*a und weist damit keine sehr hohen Energiedichten (grösser 100 kWh/m²a) auf. Die Zonen können wie folgt gruppiert werden:

- Mehrere Zonen weisen eine eher geringe Energiedichte kleiner 35 kWh/m²*a auf, darunter auch die heute schon erschlossene Zonen 1a und a. In den Wohnzonen entspricht diese Energiedichte einer Überbauung mit mehrheitlich Einfamilienhäusern. Die Zone 1a hat trotz einzelner sehr grosser Nachfrager eine niedrige Energiedichte, weil noch grosse nicht überbaute Flächen bestehen.
- In der nächst grösseren Kategorie 35-50 kWh/m²a sind zwei Zonen für öffentliche Bauten, 6 Wohnzonen an der Peripherie und die heute schon versorgte Zone 1a. Hier handelt es sich um Wohnzonen mit mehrheitlich Ein- und Zweifamilienhäusern.
- Der grösste Teil des Gemeindegebiets weist eine mittlere Energiedichte zwischen 50 und 75 kWh/m²a auf – dies entspricht einer Überbauung mit kleineren Mehrfamilienhäusern.
- Vier Zonen, darunter die sehr grosse Zone 20 und die heute schon erschlossene Zone 5, weisen eine Energiedichte grösser 75 kWh/m²a auf – dies entspricht einer Überbauung mit kleinen bis mittelgrossen Mehrfamilienhäusern.

Die folgende Figur zeigt eine Skizze der untersuchten Gebiete mit Einfärbung nach der berechneten Energiedichte:

«Berechnete Energiedichten im Untersuchungsgebiet Hinwil»



Figur 7: Energiedichte der Teilgebiete im Untersuchungsgebiet Hinwil.

Die teilweise eher geringen Energiedichten deuten auf eine tiefe Ausnutzung (Überbauung mit Einfamilienhäusern) oder ungenutzte bauliche Verdichtungspotenziale hin. Die geringe Energiedichte in einzelnen Industriezonen zeigt, dass diese sehr grossen Zonen noch viele nicht überbaute Parzellen beinhalten. Einzelne KundInnen in diesen Zonen weisen dennoch sehr grosse Energieverbräuche aus, was sich in der Berechnung der durchschnittlichen Anschlussgrössen zeigt.

Die Verdichtung wird in den Modellierungen berücksichtigt und führt zu einer Vergrößerung des Absatzpotenzials. Als gegenläufiger Effekt werden energetische Sanierungen des Gebäudebestandes dazu führen, dass der Wärmebedarf zurückgehen wird.

3.3 Zukünftige Entwicklungen und reales Absatzpotenzial

Für die Verdeutlichung der Effekte der verschiedenen Treiber der Wärmenachfrage, wird nachfolgend einzeln gezeigt, welche Auswirkungen die Gebäudesanierungen und welche Auswirkungen die Akquisition neuer KundInnen in bestehenden und neuen Gebieten hat.

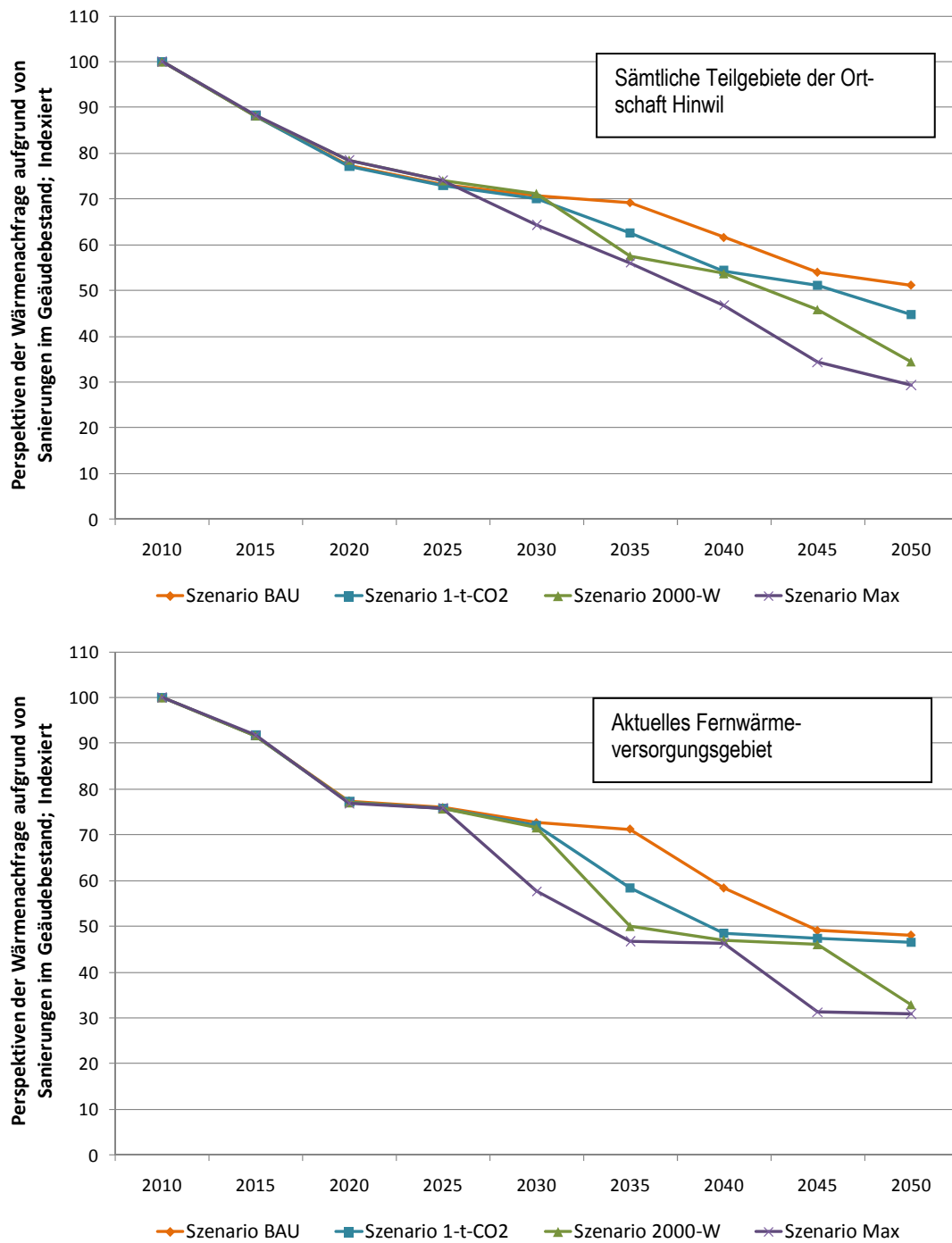
3.3.1 Auswirkungen von Gebäudesanierungen auf die Wärmenachfrage

Die Wärmenachfrage im gesamten Untersuchungsgebiet und auch in den heute schon versorgten Gebieten wird aufgrund von Sanierungen bis 2050 bei den getroffenen Annahmen stark abnehmen. Figur 8 zeigt den berechneten szenariospezifischen Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen des Gebäudebestandes inklusive dem Effekt der Klimaerwärmung aber ohne den Zuwachs der Wärmenachfrage aufgrund von Neu- und Erweiterungsbauten.

Die Verläufe der Linien in der folgenden Figur zeigen, dass die Sanierungen im verwendeten Modell einen grossen Einfluss auf die Wärmenachfrage haben. Dies kann vor allem damit erklärt werden, dass die heute geltenden Energiestandards deutlich tiefere Werte aufweisen, als die Energiekennzahlen von Bauten aus den 1950er bis 1980er Jahren. So wird im Modell ein Wohnhaus mit der Energiekennzahl von gegen 700 MJ/m^2 bei einer Vollsanierung diese Kennzahl auf rund 272 MJ/m^2 und Jahr absenken, was einer Verringerung des Energiebedarfs um rund 66% entspricht. Ähnliche Absenkungen werden bei Dienstleistungs- und Industriebauten erwartet.

Bei Verlauf der Linien fällt zudem auf, dass bis in die 2030er Jahre die Szenarien relativ nahe bei einander liegen. Dies hängt von der Art der Modellierung der Sanierungszeitpunkte ab, in der davon ausgegangen wird, dass alle Szenarien bis 2010 eine gemeinsame historische Sanierungsrate von 1% aufweisen (vgl. Kapitel 2.3.1). Der Effekt der Klimaerwärmung betrifft nur die Nachfrage nach Raumwärme und bewirkt einen zusätzlichen Rückgang der Wärmenachfrage im Jahr 2050 von ca. 7% (im Maximal-Szenario) und 13% (im BAU-Szenario) gegenüber dem Jahr 2010.

«Perspektiven der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen»



Figur 8: Entwicklung der Wärmenachfrage aufgrund von Sanierungen (ohne Neu- und Erweiterungsbauten) für das gesamte Untersuchungsgebiet Hinwil (oben) und für die aktuell mit Fernwärme versorgten Gebiete (unten) in vier Szenarien; Effekt der Klimaerwärmung berücksichtigt (2010 = 100).

Die Verläufe der Wärmenachfrage zeigen, dass schon im ersten Jahrzehnt bei den bestehenden Gebäuden ein Rückgang von gegen 20% erwartet wird. Dies hängt damit zusammen, dass aufgrund der Altersstruktur des Gebäudebestandes in der Modellierung ein Grossteil der Gebäude in diesem Zeitraum eine Teilsanierung durchführen werden. In

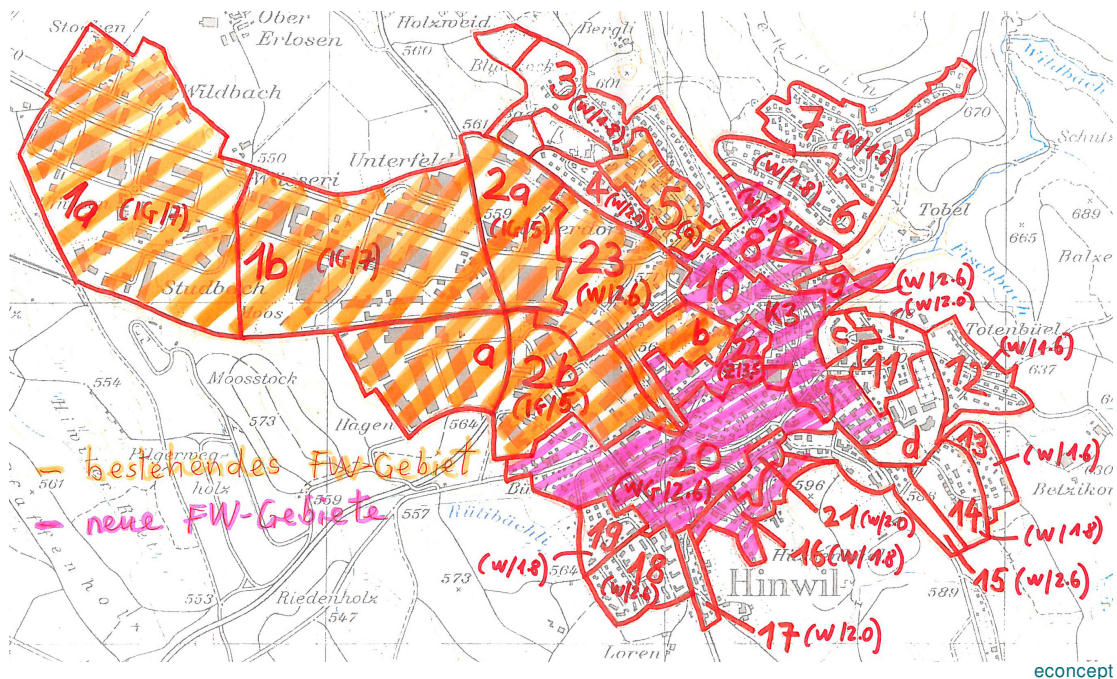
Realität kann sich dieser Rückgang nach hinten verschieben, wenn keine Teilsanierungen vorgenommen werden oder eine Vollsanierung zeitlich hinausgezögert wird. Dafür würden dann zu späteren Zeitpunkten bei einer Vollsanierung grössere Einsparungen erwartet.

3.3.2 Reales Absatzpotenzial

Für die Bestimmung einer möglichst realitätsnahen Entwicklung des Wärmeabsatzes je Wärmenachfrageszenario, werden neben dem oben ausgewiesenen Einfluss der Sanierungen und der Klimaerwärmung Annahmen über folgende Variablen getroffen:

- Die Fernwärmeversorgung kann alle bestehenden Kunden halten und deren Wärmebedarf wird aufgrund von Sanierungen, wie oben gezeigt, zurückgehen. Die Möglichkeit, dass bei Industriebetrieben aufgrund von spezifischen Gegebenheiten und Produktionsprozessen ein geringerer Energiebedarfsrückgang resultiert als durchschnittlich im Modell hinterlegt, wird nicht berücksichtigt. Hierzu müssten die einzelnen Nachfrager genauer untersucht werden, was auftragsgemäss nicht Teil der vorliegenden Kurzstudie war, zu einem späteren Zeitpunkt aber nachgeholt werden kann.
- Es wird angenommen, dass ein Ausbau der Fernwärmeversorgung auf Gebiete mit einer eher hohen Energiedichte beschränkt wird. Dies betrifft die Gebiete: 8, 9, 10, 16, 20, 21, 22 und e. Die nachfolgende Figur zeigt das bestehende und das durch diese Zonen erweiterte Absatzgebiet.
- Neue Kunden können aus dem Pool der noch nicht angeschlossenen Kunden (Anschlussverdichtung) und durch den Anschluss von 75% der Neubauten gewonnen werden. Für die Flächen der Neubauten wird angenommen, dass diese entsprechend dem Verdichtungspotenzial in den analysierten Zonen 2015, 2025, 2035 und 2045 zu je gleichen Teilen gebaut werden.
- Wie im Kapitel zu den methodischen Grundlagen beschrieben, wird anhand einer bottom-up Betrachtung modelliert, wie stark der Absatz vergrössert werden kann, wenn noch nicht angeschlossene Kunden aus dem Gebäudebestand der bestehenden und der neuen Gebiete beim Heizungsersatzentscheid sich für die Fernwärme entscheiden. Von den jährlich 4% der KundInnen, die eine neue Heizung benötigen, werden sich im vorliegenden Modell rund ein Drittel für die Fernwärme und zwei Drittel für ein anderes System entscheiden. Wenn die KEZO eine forcierte Ausbaustrategie wählt und überdurchschnittlich grosse KundInnen für die Fernwärme gewinnen kann, wird kann der Absatzzuwachs gegenüber den Modellberechnungen gesteigert werden.

«Skizze des bestehenden und der neuen Fernwärmegebiete»

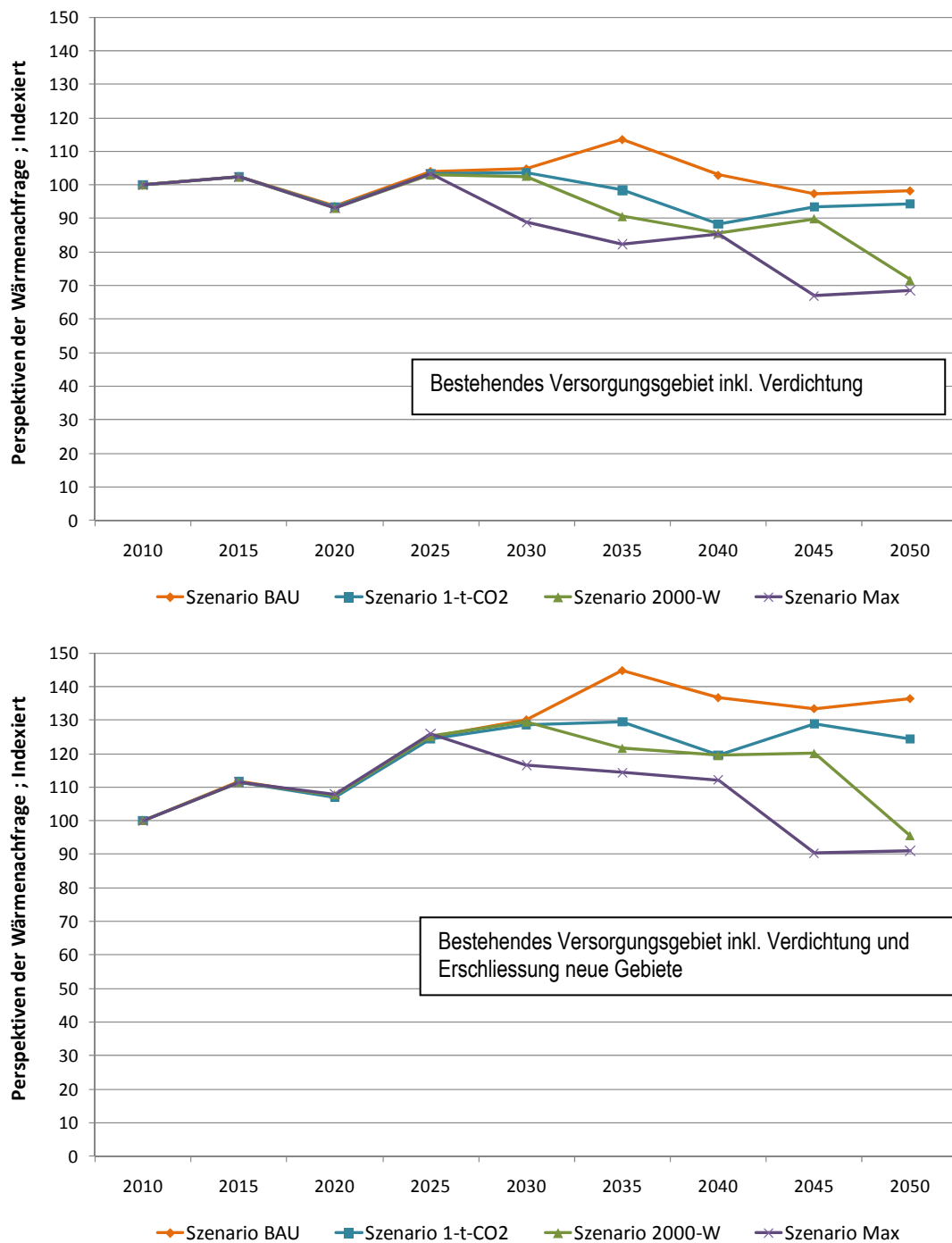


Figur 9: Skizze des bestehenden (orange) und der neuen (violett) Fernwärmegebiete.

Das zusätzliche theoretische Absatzpotenzial für die skizzierte *Gebietserweiterung* beträgt inklusive der *Verdichtungen innerhalb des bestehenden Gebietes* rund 75 GWh/a. Rund 40 GWh/a entfallen dabei alleine auf Verdichtungen innerhalb des bestehenden Versorgungsgebietes und 35 GWh/a auf die Erschliessung der neuen Gebiete. Das Verdichtungspotenzial in den bestehenden Gebieten ist unter anderem deswegen so hoch, weil einzelne Gebiete, wie z.B. die Gebiete mit den Nummern 1b, 2a, 5 und 23 erst durch wenige Anschlüsse erschlossen sind. Der maximale theoretische Leistungsbedarf für die Versorgung der bestehenden und der neuen Fernwärmegebiete beträgt rund 37.5 MW und liegt damit über der maximalen aktuellen Wärmeleistung der Wärmeauskopplung von 30 MW.

Im Folgenden werden die berechneten Absatzpotenziale erstens für die festgelegten neu zu erschliessenden Gebiete und zweitens für das heute schon erschlossene Gebiet aufgezeigt.

«Absatzentwicklungsszenarien mit und ohne Gebietsausweitung»



Figur 10: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Untersuchungsgebiet Hinwil gemäss vier Szenarien bei Berücksichtigung aller Effekte (Sanierungen, Anschluss von Neu- und Erweiterungsbauten, Verdichtung im Bestand (Heizungersatz), Nutzungsgradverbesserungen, Klimawandel); 2010 = 100

Die Figur zeigt, dass die Verdichtung und die Erschliessung von neuen Gebieten den Absatz im Vergleich zur alleinigen Berücksichtigung der Einbussen durch Sanierungen stark beeinflussen. Im bestehenden Versorgungsgebiet kann dank der Verdichtungen der Absatz im BAU-Szenario bis im Jahr 2050 etwa konstant gehalten werden. Die anderen

Szenarien zeigen einen Rückgang des Absatzes um maximal 30%. Wenn eine Ausweitung der Fernwärmeversorgung auf neue Gebiet mit betrachtet wird, dann kann der Absatz im BAU- und im 1-t-CO₂-Szenario deutlich gesteigert werden. Die anderen Szenarien zeigen auch hier einen Rückgang des Gesamtabsatzes auf wenig unter den Ausgangswert im Jahr 2010.

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 2015-2020 und 2035-2040) oder grössere Neubaufächen hinzugerechnet werden.

3.4 Entwicklung der spezifischen Kosten

Die Kosten werden nach dem im Kapitel 2.3 beschriebenen Vorgehen berechnet, d.h. sämtliche Jahreskosten für die Wärmeauskopplung und die Wärmeverteilung werden bestimmt und auf den Wärmeabsatz umgelegt. Für die Berechnung der spezifischen Kosten werden die Verluste bis zur Abgabe an die versorgten Gebäude mitberücksichtigt (insgesamt ca. 10%).

3.4.1 Zusammenfassende Übersicht von Annahmen bei der Ermittlung der spezifischen Wärmegestehungskosten

Länge Verteilnetz: Netzlänge heute: 7'000 tm erdverlegt, 95/120°C, zusätzliches FW-Netz für Verdichtung im aktuellen Versorgungsgebiet: 2'500 tm, zusätzliches FW-Netz für neu erschlossene Gebiete 8'200 tm.

Kosten Verteilnetz: Aufgrund von Wiederbeschaffungskosten des Netzes ermittelte Kapitalkosten: Zinssatz 3.55 % p.a., Amortisationsdauer 55 Jahre, Netz-Erstellungskosten: 3'000 CHF/tm.

Kosten der Wärmeauskopplung: Berücksichtigt wurden nur die Stromausfallkosten, keine Kapitalkosten für die Wärmeauskopplung

Spitzendeckung, Reserve: Kein Spitzendeckungs- bzw. Reservekessel. Bei einem allfälligen Netzausbau müsste allenfalls ein Spitzendeckungs-/Reservekessel erstellt werden, wodurch sich die Wärmegestehungskosten erhöhen würden.

Energiepreise/Zinssatz: Energiepreise vgl. Tabelle 8; Zinssatz: Reale Rechnung (ohne Inflation) mit einem Realzinssatz von 3.55% p.a.

3.4.2 Ausgangslage

Die Wärmeverteilung erfolgt in Hinwil über ein Fernwärmenetz mit rund 7'000 Trassenmeter (erdverlegt), welches 95°C bis 120°C warmes Heizwasser verteilt.

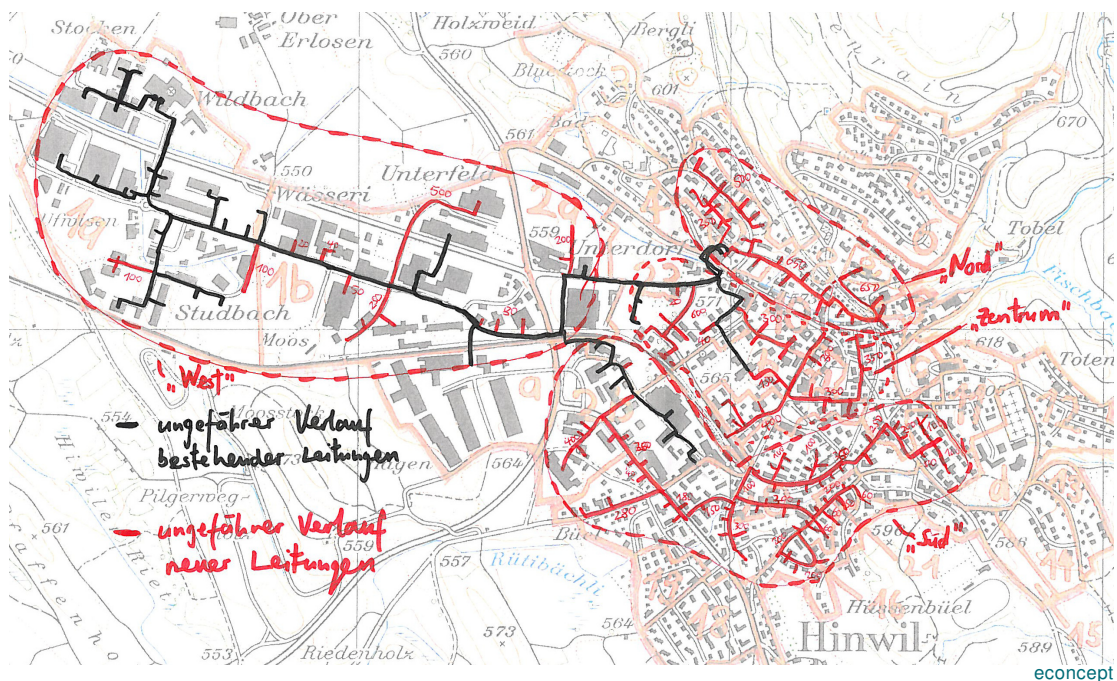
Als Ausgangswert für die Berechnung der Kostenentwicklung hat die KEZO angegeben, dass Verteilkosten im Umfang von rund 49.8 CHF/MWh und Wärmeauskopplungskosten von rund 27.3 CHF/MWh veranschlagt werden. Damit ergeben sich Gesamtkosten von 77.1 CHF/MWh.

Die Kapitalkosten des Verteilnetzes, die sich aufgrund der Wiederbeschaffungskosten¹¹ des bestehenden Netzes ergeben (zu 3'000 CHF/tm) und die Kosten für Betrieb und Unterhalt des Netzes von angenommenen 1% der Kapitalkosten ergeben für die Verteilkosten im bestehenden Netz rund 49.8 CHF/MWh. Unter Berücksichtigung der Netzauslastung in Hinwil von rund 1.5 kW/tm sind diese Verteilkosten vergleichbar mit anderen FW-Versorgungsgebieten (Zürich Nord: 33.5 CHF/MWh und 2.04 kW/tm, Basel 29 CHF/MWh und 2.95kW/tm).

3.4.3 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung

Um die Investitionskosten schätzen zu können, werden für die Erschliessung neuer Gebiete und die Verdichtung in den schon erschlossenen Gebieten Annahmen darüber getroffen, wie viele Trassenmeter neue Fernwärmenetze gebaut werden müssen. Die folgende Skizze zeigt in schwarz den ungefähren Verlauf des bestehenden Netzes und in rot einen möglichen ungefähren Verlauf neuer Netzteile.

«Ungefährer Verlauf bestehender (schwarz) und neuer Fernwärmeleitungen (rot)»



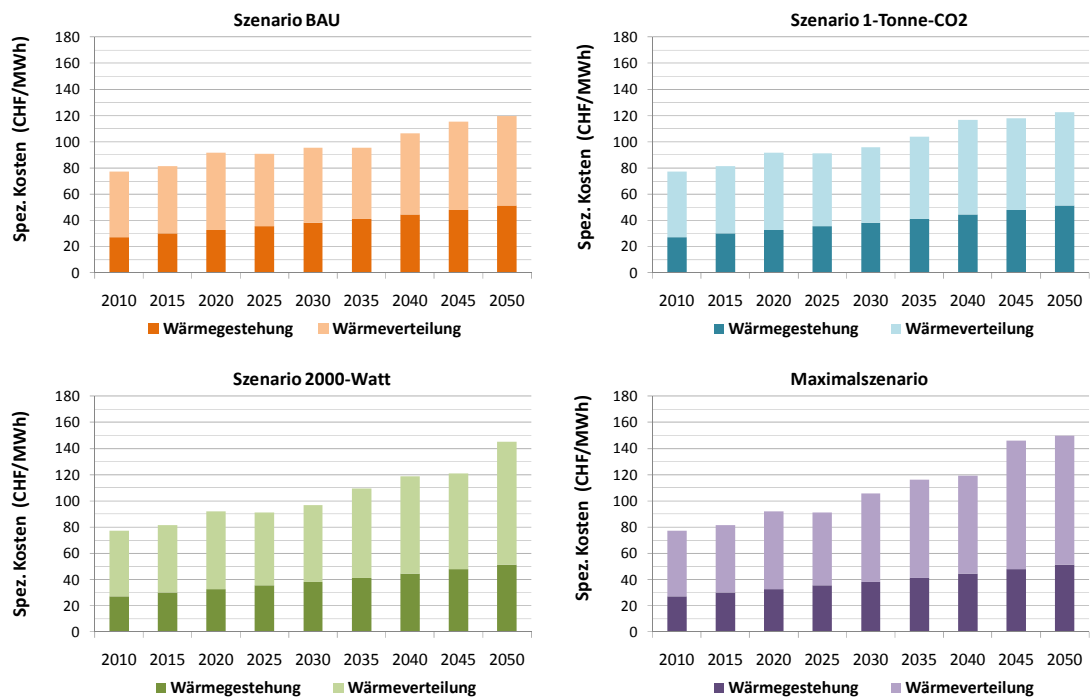
Figur 11: Skizze des ungefähren Verlaufes bestehender (schwarz) und möglicher neuer (rot) Fernwärmeleitungen.

¹¹ Berechnung der Kapitalkosten aufgrund der Wiederbeschaffungswerte mit Annuitäten (3.55% p.a. und 55 Jahre Lebensdauer).

Die Länge der skizzierten neuen Wärmenetze beläuft sich schätzungsweise auf rund 8'200 Trassenmeter. In der Skizze wird zwischen vier Netzsträngen unterschieden: Der westliche Teil („West“) umfasst neue Netze im Umfang von rund 1'300 tm, der nördliche Teil („Nord“) umfasst ca. 1'300 tm, der zentrale Teil („Zentrum“) etwa 1'700 tm und der südliche Teil rund 3'900 tm (inkl. der neuen Leitungen in der heute schon erschlossenen Zone 23). Für die Berechnung der spezifischen Kosten, wird angenommen, dass je neu verlegtem Trassenmeter durchschnittliche Kosten von rund 3'000 CHF zu veranschlagen sind (Verlegung im Erdkanal im versiegelten Gebiet).

Die folgende Figur zeigt die berechnete Kostenentwicklung für die Wärmegestehung (Auskopplung) und die Wärmeverteilung in Hinwil für das bestehende Versorgungsgebiet inkl. Berücksichtigung des Neubaus von ca. 2'500 tm neuen Netzen für die Erschliessung zusätzlicher KundInnen.

«Entwicklung der spezifischen Kosten der FW im bestehenden Versorgungsgebiet»



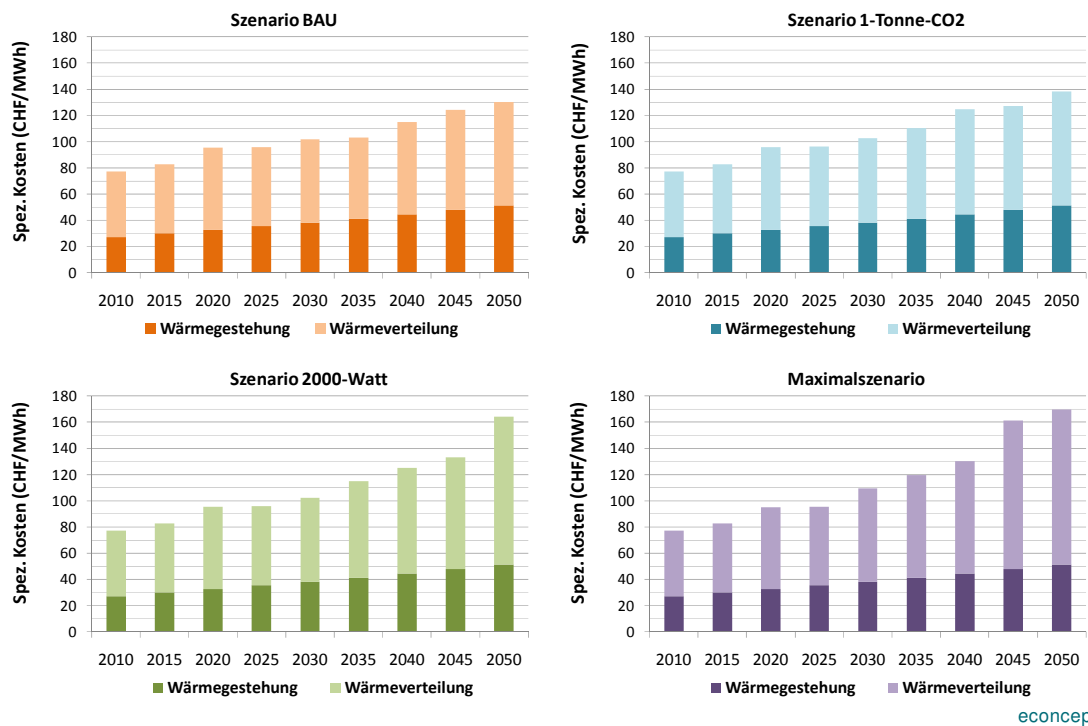
econcept

Figur 12: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme im bestehenden Versorgungsgebiet der KVA Hinwil (2010 = 100). **Trendentwicklung** der Energiepreise.

Die spezifischen Kosten der Wärmeverteilung steigen in allen Szenarien relativ stark an. Im Jahr 2050 resultieren gesamthaft spezifische Kosten von rund 120 CHF/MWh im Szenario BAU bis zu 150 CHF/MWh im Maximal-Szenario. Der Anstieg der Wärmeverteilungskosten in der Periode 2010–2050 beträgt im Szenario BAU ca. 38%-Punkte und im Szenario Maximal ca. 98%-Punkte. Dieser Unterschied resultiert vor allem aus der unterschiedlichen Wärmeabgabe. Während das BAU-Szenario im Jahr 2050 etwa den selben Absatz aufweist wie im Jahr 2010, liegt der Absatz im Maximalszenario um 30% tiefer, wenn ausschliesslich das bestehende Versorgungsgebiet betrachtet wird.

Wenn nun die Kostenentwicklung für die oben beschriebene Gebietsausweitung untersucht wird, resultiert der in der folgenden Figur gezeigte Verlauf. Zur Erinnerung: für die Erschliessung der neuen Gebiete und die Verdichtung in den bestehenden Gebieten wird ein Netzausbau von rund 8'200 tm veranschlagt.

«Entwicklung der spezifischen Kosten bei einer Ausweitung des Versorgungsgebietes»



Figur 13: Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Kosten der Fernwärme bei einer Ausweitung des Fernwärmeversorgungsgebietes der KVA Hinwil (2010 = 100). **Trendentwicklung** der Energiepreise.

Die Figur zeigt, dass im Jahr 2050 bei Berücksichtigung einer Ausweitung des Versorgungsgebietes gesamthaft spezifische Kosten von 130 CHF/MWh im Szenario BAU bis 170 CHF/MWh im Maximal-Szenario resultieren. Im Vergleich zur Betrachtung der Kostenentwicklung im bestehenden Versorgungsgebiet, liegen die spezifischen Kosten nur wenig höher. Im BAU-Szenario resultieren demnach ca. 10 CHF/MWh höhere und im Maximalszenario ca. 20 CHF/MWh höhere Kosten als bei der Variante ohne Gebietsausweitung.

Bei der Sensitivität «Energiepreise hoch» nehmen die Wärmegestehungskosten erwartungsgemäss stärker zu als in den oben gezeigten Figuren. Die Strompreise liegen im Hochpreisszenario im Jahr 2050 um ca. ein Drittel höher als im Trendszenario (41 Rp./kWh anstatt 30 Rp./kWh). Dieser Effekt schlägt bei der hier verwendeten, sehr vereinfachten Art der Berechnung direkt auf die Gestehungskosten der Fernwärme durch, d.h. die Wärmegestehungskosten erhöhen sich in allen Szenarien um ca. 20 CHF/MWh bis im Jahr 2050, wenn das Hochpreisszenario der Energiepreise verwendet wird.

4 Fazit und Empfehlungen

Die Analysen zeigen, dass die Fernwärmeversorgung der KEZO zurzeit konkurrenzfähig ist, auch wenn für die Berechnung der Verteilkosten der Wiederbeschaffungswert des Netzes eingesetzt wird. Die Abschätzung der Konkurrenzfähigkeit erfolgt nach dem Vorgehen in der Studie von Klingler et al. 2011, in der für ein Mehrfamilienhaus die Entwicklung der Wärmegestehungskosten bei unterschiedlichen Wärmeversorgungs-systemen für die Bewohner und Bewohnerinnen verglichen werden. Die nachfolgend gezeigten Auswertungen sind als Schätzungen zu verstehen, die aufzeigen, inwiefern die Wärmegestehungskosten der Fernwärme im konkurrenzfähigen Bereich liegen.

Die Quellen aus der Studie von Klingler et. al 2011 enthalten keine Angaben zu Grundwasser-Wärmepumpen. Beträchtliche Teile von Hinwil liegen in der Grundwasserschutzzone (gemäss GIS-Browser des AWEL des Kantons Zürich in den Zonen Au und D), in denen unter gewissen Voraussetzungen Grundwasser-Wärmepumpen eingesetzt werden können¹²: Die technischen Anforderungen werden in der AWEL-Planungshilfe «Energienutzung aus Untergrund und Grundwasser» vom Juni 2010 vorgegeben, u.a. eine Kälteleistung der Anlage von >150 kW bzw. >100 kW bei Minergie-Bauten (S. 16 der Planungshilfe¹³). Hier werden ergänzend auch Wärmegestehungskosten für Grundwasser-Wärmepumpen ausgewiesen, welche, ausgehend von den für die anderen Wärmeversorgungs-systeme verwendeten Annahmen und einem Wärmepreis ab KVA Hinwil von 77 CHF/MWh, mithilfe der Datenquelle «www.heizanlagenvergleich.ch» ermittelt werden (ein detaillierterer Beschrieb des Vorgehens und der Datengrundlagen von Fernwärme Zürich 2008 sowie von anderen Heizkostenvergleichen findet sich in Klingler et al. 2011, S. 32ff).

Die Berechnung der Jahreskosten mit den Angaben von «www.heizanlagenvergleich.ch, 2011», «Fernwärme Zürich 2008» und eigenen Berechnungsannahmen zu Wirkungsgrad, Energiekosten und Kapitalverzinsung ergibt folgende Resultate:

Beschreibung	Objekt-daten	Kostenart	HEL	WP Erdsonde	WP Grundwasser (20 m Tiefe)	Pellets	Erdgas	Fern- wärme	Einheit
Heizkostenvergleich (Sanierung MFH) gemäss www.heizanlagenvergleich.ch (7.10. 2011), Fernwärme Zürich 2008 für die Fernwärme und eigenen Annahmen für Abschreibung, Verzinsung und Energiekosten	MFH, 72 kW, Wärme- bedarf 180 MWh/a	Investitionen	72'000	180'380	109'130	90'000	66'000	72'080	CHF
		Kapitalkosten (normalisiert)	4'633	11'292	6'832	5'791	4'247	3'402	CHF/a
		Unterhaltskosten	1'250	250	100	1'080	610	3'713	CHF/a
		Energiekosten (normalisiert)	17'723	9'351	8'229	16'619	17'034	14'589	CHF/a
		Jahreskosten TOTAL	23'606	20'892	15'160	23'490	21'890	21'704	CHF/a
		%	156%	138%	100%	155%	144%	143%	%
		Wärmegestehungskosten	131	116	84	131	122	121	CHF/MWh
...davon Energiekosten	98	52	46	92	95	81	CHF/MWh		
Wirkungsgrad			91%	308%	350%	85%	95%	95%	%
Mittlere Abschreibungsdauer			23	24	24	23	23	40	Jahre
Verzinsung			3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	%
Energiekosten 2010 (Fernwärme gem. Modellierung KEZO)			89.60	160.00	160.00	78.48	89.90	77.00	CHF/MWh

Tabelle 11: Vergleich der Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Heizungssysteme für die Wärmeabnehmenden

¹² GIS-Browser AWEL; Wärmenutzungsatlas mit den Zulässigkeiten für Grundwassernutzung: www.gis.zh.ch/gb4/bluevari/gbwna.asp

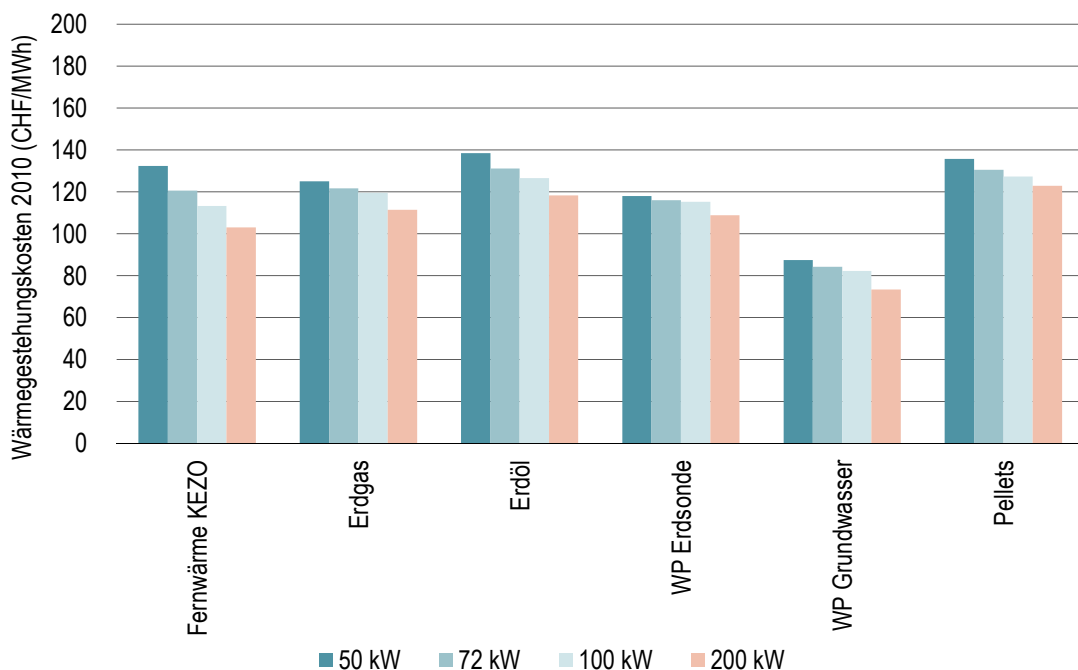
¹³ Siehe AWEL: www.awel.zh.ch/internet/baudirektion/awel/de/wasserwirtschaft/grundwasser/planung/wna.html#a-content

Bei den Investitionskosten sind sämtliche Aufwendungen, wie Bohrungen, Brunnenausbau, Bau des Rückgabebunnens, etc. berücksichtigt. Der Vergleich zeigt, dass die Grundwasserwärmepumpe trotz den relativ hohen Investitionen die konkurrenzfähigste Lösung ist. Darauf folgen Erdsonden-Wärmepumpen und Fernwärmeheizungen. Wie im Bericht von Klingler et al 2011 beschrieben, gibt es unterschiedliche Heizkostenvergleiche. Gemäss «Fernwärme Zürich 2008» weisen Erdsonden-Wärmepumpen die höchsten Wärmegestehungskosten auf. Dies könnte damit zusammenhängen, dass im dicht überbauten Gebiet die Investitionskosten höher sind.

Trotz der theoretisch günstigen Wärmegestehungskosten von Grundwasser-Wärmepumpen zeigt die Auswertung des Wärmenutzungsatlas des Kantons Zürich, dass in Hinwil im Jahr 2010 keine Grundwasser-Wärmepumpen eingesetzt wurden (vgl. Figur 3, Seite 13)

Mit den hier verwendeten Grundlegendaten resultieren im Jahr 2010 die nachfolgend gezeigten Wärmegestehungskosten für die Bewohnerinnen und Bewohner eines Mehrfamilienhauses.

«Abschätzung der Wärmegestehungskosten für ein Mehrfamilienhaus im Jahr 2010»



econcept

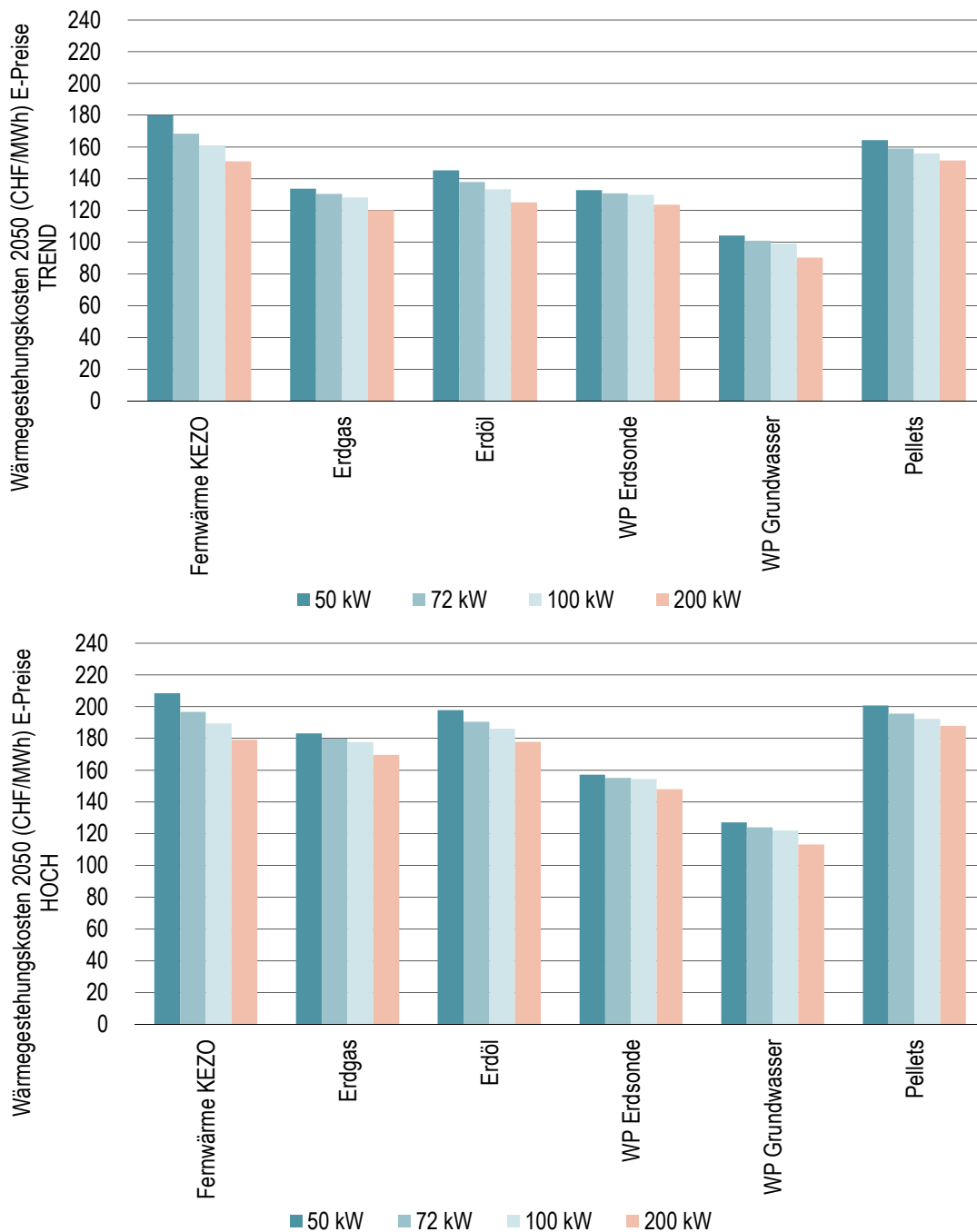
Figur 14: Wärmegestehungskosten 2010 für Bewohnerinnen und Bewohner eines Mehrfamilienhauses für die Fernwärme der KEZO sowie für mögliche dezentrale Konkurrenzsysteme (Datengrundlage: «www.heizanlagenvergleich.ch», «Fernwärme Zürich 2008», vgl. Klingler et al. 2011, S.32ff)

Die Auswertung zeigt, dass die KEZO zurzeit konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten offerieren kann. Nur die Gestehungskosten der Grundwasser-Wärmepumpe sind bei der verwendeten Quelle tiefer als die der Fernwärme. Werden die Verteilungskosten mit den

Erfahrungswerten der KEZO berechnet, resultieren für die Fernwärme nochmals tiefere Wärmegestehungskosten.

Die Situation im Jahr 2050 sieht bei Verwendung der selben Datengrundlagen und der Berücksichtigung der hier verwendeten Energiepreisszenarien bis 2050 wie folgt aus:

«Abschätzung der Wärmegestehungskosten für ein Mehrfamilienhaus im Jahr 2050, Energiepreisszenarien TREND (oben) und HOCH (unten)»



Figur 15: Abschätzung der Wärmegestehungskosten im Jahr 2050 für die Energiepreisszenarien TREND und HOCH für die Fernwärme der KEZO und für mögliche Konkurrenzsysteme (Datengrundlage: «www.heizanlagenvergleich.ch», «Fernwärme Zürich 2008», vgl. Klingler et al. 2011, S.32ff)

Die Abschätzungen für das Jahr 2050 zeigen, dass die zukünftigen Wärmegestehungskosten für Fernwärme-Bezügerinnen und –Bezüger der KEZO bei den verwendeten Annahmen, Rahmenbedingungen und durchgeführten Berechnungen etwas höher liegen als bei den anderen Systemen. Die für die Berechnungen angenommenen Kosten für den Bau neuer Leitungen sowie die angenommenen Energiepreisentwicklungen sind wesentliche Variablen. Die hier vorgenommenen Berechnungen gelten für eine Fernwärmeversorgung ab KVA ohne Spitzendeckung/Reserve, welche zusätzliche Kosten verursachen würde. Aufgrund der geschätzten Annahmen und Berechnungen kann aber nicht geschlossen werden, dass die Fernwärme auf keinen Fall ausgebaut werden sollte. Vielmehr ergibt sich der Hinweis, dass die Fernwärme künftig wirtschaftlich stärker unter Druck kommen kann, daher nach Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungspotenzialen suchen sollte und allenfalls durch energiepolitische Rahmenbedingungen eine gewisse Unterstützung erhalten sollte. Werden die fossilen Energieträger durch politische Massnahmen verteuert, steigt die Konkurrenzfähigkeit von Fernwärme. Die hier vorgenommenen Wärmekostenvergleiche erfolgen noch ohne CO₂-Abgabe. Würde diese mitberücksichtigt, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Fernwärme gegenüber Wärmeversorgungssystemen mit fossilem Energieeinsatz und CO₂-Emissionen. Die Konkurrenz durch Grundwasser-Wärmepumpen ist wirtschaftlich am grössten, sie wird aber durch die gewässerschutzbedingten Nutzungsaufgaben begrenzt, da grosse Teile von Hinwil im Grundwasserschutzgebiet liegen. Daher muss abgeklärt werden, wieweit im Fernwärmegebiet von Hinwil tatsächlich Grundwasser-Wärmepumpen zu den geschätzten Investitionskosten realisiert werden können und auch welcher Anteil des Wärmebedarfs durch diese abgedeckt werden kann. Die Fernwärme könnte allenfalls gemeinsam mit den Wärmepumpenanwendungen den Grossteil des künftigen Wärmebedarfs in den bezeichneten Gebieten abdecken. Die in der vorliegenden Kurzstudie vorgenommenen Berechnungen sind eher konservativ. Es ist daher durchaus denkbar, dass sich die Konkurrenzfähigkeit der Fernwärme positiver entwickeln wird.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, den weiteren Ausbau der Fernwärme ab KVA Hinwil im Detail zu prüfen und anschliessend, je nach Resultat der Überprüfung, umzusetzen. Dabei ist insbesondere auf eine Koordination mit der bestehenden Erdgasversorgung zu achten. In neu zu erschliessenden Fernwärmegebieten, welche allenfalls noch mit Erdgas versorgt sind, ist ein geordneter Rückzug der Erdgasversorgung mithilfe der Energieplanung anzustreben. Die Konkurrenz von zwei leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen im direkten oder indirekten Besitz der öffentlichen Hand und im selben Gebiet ist nicht zweckmässig.

Als Variante zu prüfen ist der weitere Ausbau bzw. die Neuerschliessung von Gebieten mit Niedertemperatur-Abwärme ab Stromproduktionsanlage der KVA (Abwärme von ca. 45°C). Diese Abwärme würde für die Wärmeversorgung sehr gut wärmegeprägter Gebäude gerade etwa ausreichen. Die höheren Temperaturen für die Warmwasserproduktion in diesen Gebäuden oder höhere Vorlauftemperaturen könnten mit Wärmepumpen aus der KVA-Abwärme gewonnen werden. Das ergäbe eine optimale Exergie-Nutzung der KVA-Wärme und eine maximale Stromproduktion.

Literatur

- AWEL (2006) Energieplanungsbericht 2006. Bericht des Regierungsrates über die Energieplanung des Kantons Zürich, AWEL, Oktober 2007.
- AWEL (2010) Energienutzung aus Untergrund und Grundwasser – Planungshilfe, AWEL Kanton Zürich, Zürich, Juni 2010
- Klingler et al. (2011) Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme; erarbeitet durch Georg Klingler, Walter Ott und Noemi Rom, econcept AG, im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE in Zusammenarbeit mit Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft Kanton Zürich (AWEL), Erdgas Zürich AG (EZ), Fernwärme Zürich (FWZ), Industrielle Werke Basel (IWB) und Verband der Schweizer Gasindustrie (VSG), Bern, 31. März 2011.
- Meier und Ott (2005) Grundlagen für eine Strategie Gebäudepark Schweiz; erarbeitet durch Dr. Ruedi Meier, energie-cluster.ch und Walter Ott, econcept AG im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern, 22.11.2005