

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

29/11/2014

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise (Solargrids)

Projektnummer: FFG Nr. 834552

Ausschreibung	5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01/02/2012
Projektende	31/08/2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	31 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group
AnsprechpartnerIn	Andreas Müller
Postadresse	Gußhausstraße 25/370-3
Telefon	0043 1 58801 370362
Fax	0043 1 58801 370397
E-mail	mueller@eeg.tuwien.ac.at
Website	www.eeg.tuwien.ac.at/solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Endbericht des Projekts SolarGrids

Autoren:

Andreas Müller	TU-Wien/EEG
Richard Büchele	TU-Wien/EEG
Lukas Kranzl	TU-Wien/EEG
Gerhard Totschnig	TU-Wien/EEG
Franz Mauthner	AEE INTEC
Richard Heimrath	TU-Graz/IWT
Christian Halmdienst	Fa. Pink



Kurzfassung

Von 2000-2012 ist die durch **Fernwärme bereitgestellte Energie in Österreich um 74 % angestiegen**, wobei der Zuwachs in der Erzeugung, vor allem durch erneuerbare, in erster Linie Biomasse, Heizwerke bzw. KWK-Anlagen begründet liegt. Der Fernwärmeausstoß lag 2012 bei 23.018 GWh mit einem KWK-Anteil an der Erzeugung von 63 %. Damit deckt Fernwärme einen Anteil von über 20 % des gesamten Raumwärme- und Warmwasserbedarfs. Thermische Solaranlagen mit hydraulischer Anbindung an Wärmenetze kommen in Österreich seit den 1980er Jahren zum Einsatz und bedienen heute einen aus technischer Sicht wenig standardisierten Nischenmarkt. Mit Ende 2013 befanden sich in Österreich **24 mit einem Wärmenetz gekoppelte Solar-Anlagen mit einer installierten Kollektorfläche > 500 m²** in Betrieb. Die kumulierte installierte Kollektorfläche dieser Anlagen betrug 37.060 m², was einer thermischen Spitzenleistung von 25,9 MW_{th} entspricht. Die größte thermische Solaranlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 7.000 m² (4,9 MW_{p,th}) speist in das Grazer Fernwärmenetz. Der jährliche solare Fernwärmeausstoß dieser Anlagen beträgt rund 15 GWh.

Damit ergibt sich die Frage, inwiefern sich daraus ein entsprechendes Entwicklungspotenzial für die Integration der Solarthermie in Wärmenetze eröffnen könnte. Zahlreiche Fragen sind dazu im Detail zu klären, nicht zuletzt auch das Spannungsfeld zwischen insbesondere in Innenstädten vorhandenen Wärmenetzen mit hocheffizient erzeugter Wärme (etwa aus Müllheizkraftwerken) und zusätzlicher solarer Wärme, die tendenziell zu Zeiten mit Wärmeüberschuss zur Verfügung steht.

Die **zentrale Fragestellung** dieses Projekts war: Welche Optionen bieten sich für die Integration von Solarthermie in Wärme- und Kältenetze in einem zukünftigen, transformierten, erneuerbaren, low-carbon Energiesystem?

Hinsichtlich der geänderten Rahmenbedingungen eines *low-carbon*, erneuerbaren Energiesystems standen dabei konkret die folgenden Aspekte im Vordergrund: (1) Welche Rolle spielen die **sinkenden Wärmedichten** aufgrund steigender thermischer Gebäudequalität? (2) Welche **Auswirkungen** ergeben sich **durch einen geänderten Stromerzeugungsmix**?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurden im Projekt SolarGrids folgende **methodische Schritte** durchgeführt: Zu Beginn des Projekts erfolgten eine umfassende **Beschreibung und Typologisierung von österreichischen Fernwärmenetzen** unterschiedlichster Größe und Struktur sowie eine detaillierte Analyse **internationaler Fallstudien** mit dem Fokus auf Dänemark, Deutschland und Österreich. Darauf aufbauend wurde für drei ausgewählte Wärmenetztypen, nämlich (1) für ein urbanes Sub-Netz, (2) für ein kleinstädtisches Netz und (3) für ein ländliches Netz eine **technische, modellgestützte Analyse möglicher Optionen zur Solarthermie-Einspeisung** auf Basis der Simulationstools *TRNSYS* und *SIMPLEX* durchgeführt. Anschließend wurden die Effekte auf und **Wechselwirkungen mit dem Wärmemarkt sowie der Stromversorgung** integriert mit einem bottom-up-Modell des österreichischen Gebäudebestands (*Invert/EE-Lab*) und der Wärmenetze sowie einem Optimierungsmodell des Energiesystems (*HiREPS*) modelliert, unter Berücksichtigung sowohl kurz- als auch mittel- und langfristiger Aspekte bis zum Jahr 2050.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aller Teil-Schritte wurden **Schlussfolgerungen** sowie **Handlungsoptionen** abgeleitet. Integraler Bestandteil des Projekts war ein intensiver Austausch mit Fernwärmebetreibern und Entscheidungsträgern im Zuge einer Workshop-Reihe.

Die **Untersuchungen an dänischen, deutschen und österreichischen Fallstudien** haben deutlich gemacht, dass vorteilhafte technische, wirtschaftliche und energiepolitische Voraussetzungen für eine Integration solarthermischer Großanlagen in Nah- oder Fernwärmenetze derzeit vor allem in **Dänemark** erfüllt sind. Möglich ist der derzeit stattfindende Boom an Solarthermie in Wärmenetzen durch eine Vielzahl sich ergänzender Faktoren, u.a. Standardisierung und konsequente Preisreduktionen bei solaren Großanlagen, Ausnutzung von Skaleneffekten durch spezialisierte System-Komplettanbieter, Verfügbarkeit von (günstigen) Freiflächen für Bodenaufständerung der Kollektoren, effiziente Wärmenetze und tiefe Versorgungstemperaturen, Steuern auf fossile Energieträger (v.a. Erdgas) und vorteilhafte Betreibermodelle (überwiegend Verbrauchergenossenschaften). Die Rahmenbedingungen für eine Integration von thermischen Solaranlagen in Wärmenetze sind in Österreich derzeit weniger vorteilhaft als in Dänemark, weshalb die Investitionskosten und solaren Wärmegestehungskosten deutlich höher liegen. Als ein Ergebnis der Analysen kann festgehalten werden, dass das dänische Modell aufgrund der sehr speziellen Gegebenheiten nicht direkt auf andere Länder, wie beispielsweise Deutschland oder Österreich, übertragbar ist. Es sind angepasste Lösungen erforderlich, weshalb sich in den beiden erwähnten Ländern auch unterschiedliche Konzepte entwickelt haben. Einen Ausgleich dieser unterschiedlichen Rahmenbedingungen bieten heute in Deutschland und Österreich vor allem staatliche Förderungen, insbesondere Investitionskostenzuschüsse für solare Großanlagen in Österreich und Tilgungszuschüsse in Deutschland.

Unter den gewählten Randbedingungen der drei untersuchten Wärmenetz-Typen (urbanes Subnetz, kleinstädtisches und ländliches Netz) ergeben sich für 10.000 m² Kollektorfläche und einem Kurzzeitspeicher von 2.000 m³ **solare Deckungsgrade von 15 bis 28 %**. Der spezifische Kollektorertrag beträgt hierbei etwa 280 bis 410 kWh/m²a, je nach Wärmenetztyp. Des Weiteren führt die Installation der Solarthermie zu einer deutlichen **Reduktion der Betriebsstunden der konventionellen Wärmeversorgungsanlagen**. In Abhängigkeit des betrachteten Wärmenetzes können in der zuvor erwähnten maximalen Ausbaustufe **zwischen 12 und 22 % an Betriebsstunden des Heizhauses eingespart** werden. Die Auswirkungen auf den Gesamtnutzungsgrad stellen sich ebenso positiv dar. Ausgehend von einer Basisvariante ohne Solarthermie, kann der **Gesamtnutzungsgrad (Definition nach QM-Heizwerke) um bis zu 17 % (urbanes Subnetz), 12 % (kleinstädtisches Netz) bzw. 25 % (ländliches Netz) verbessert werden**. Durch die Integration der Solarthermie konnte in allen drei Fällen der im Förderprogramm geforderte Gesamtnutzungsgrad von 75 % erreicht und sogar deutlich übertroffen werden. Eine große Zahl an weiteren Ergebnissen zur Solarintegration in den drei untersuchten Netztypen ist in dem online verfügbaren **SolarGrids-Excel-Tool** grafisch darstellbar (www.eeg.tuwien.ac.at/solargrids).

Hinsichtlich der Kosten je produzierter MWh aus der Solarthermie zeigt sich, dass ab einer gewissen Grenzgröße der Solaranlage sich ein idealer Kosten-Nutzen Bereich für das jeweilige Wärmenetz ergibt. Dabei lassen sich bei unterschiedlichen Kombinationen aus Kollektorfläche und Speichergröße für die drei konkret simulierten Netztypen im besten Fall Wärmegestehungskosten zwischen 50 und 75 €/MWh

erreichen. Die **Wirtschaftlichkeit** ist damit **derzeit nur unter günstigen Umständen** bzw. geförderten Rahmenbedingungen möglich. Umstände, die die Wirtschaftlichkeit begünstigen, sind (1) die **Größe der Kollektorfläche** (unter 1000m² Kollektorfläche steigen die spezifischen Wärmegestehungskosten mit sinkender Kollektorfläche stark an); (2) wenn an einem bestimmten Standort keine Grundlast-Bereitstellung aus Technologien mit geringen Grenzkosten bereitsteht (z.B. Müllverbrennung, Abwärme); (3) wenn vor allem in kleineren Wärmenetzen Solarthermie dazu beitragen kann, die **Betriebsstunden des Heizkessels** zu reduzieren, vor allem bei Biomasse-Kesseln; (4) wenn aufgrund lokal spezifischer Faktoren günstige spezifische Investitionskosten erzielbar sind; (5) wenn die Solarthermie-Anlage die Erreichung des laut Förderrichtlinien von qm-Heizwerks geforderten **Mindest-Nutzungsgrads** von 75 % ermöglicht; (6) wenn Förderungen in Form von **Investitionszuschüssen** die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Aus der Sicht einer **gesamt-energiesystemischen Optimierung** ist Solarthermie in Wärmenetzen dann eine ökonomische Option, wenn (1) **ambitionierte CO₂-Reduktionsziele** verfolgt werden, (2) deutliche **Kostenreduktionen** möglich sind, (3) **Power-to-Heat** aus verschiedenen Gründen **keinen relevanten Beitrag** zur Fernwärme-Bereitstellung liefert, (4) wenn in dem konkreten Wärmenetz **keine Wärmebereitstellung als Band** über das ganze Jahr mit geringen Grenzkosten zur Verfügung steht. Umgekehrt bedeutet das, dass Power-to-Heat in der langfristigen Sicht eine Konkurrenz zur Solarthermie-Einspeisung werden kann, wenn große Mengen volatiler erneuerbarer Stromerzeugung im System sind.

Zusammenfassend zeigt sich, dass Solarthermie in Wärmenetzen sowohl derzeit als auch – soweit eine diesbezügliche Aussage zum heutigen Zeitpunkt möglich ist – in Zukunft nur in Nischen und Sonderfällen zu den ökonomisch attraktivsten Technologien zählt. Allerdings ist Solarthermie in Wärmenetzen Teil eines kosten-minimalen Technologie-Mixes, wenn die hohen Erwartungen in der erneuerbaren Stromproduktion entweder nicht eintreten oder aufgrund verschiedener Ursachen nicht auf den Wärmebereich durchschlagen und ambitionierte Klimaschutzziele angestrebt werden.

Solarthermie in Wärmenetzen kann und sollte daher als eine Absicherung gegenüber den Unsicherheiten im Energiesystem gewertet werden, sowohl von Seiten der Verfügbarkeit und Preise fossiler Energieträger als auch hinsichtlich des künftigen erneuerbaren Anteils im Stromsystem. **Solarthermie in Wärmenetzen sollte daher Teil des erneuerbaren Energieportfolios bleiben und verstärkt genutzt werden**, da ein langfristiger Aufbau von Know-how sowie installierten Kapazitäten nötig sind, die keinesfalls kurzfristig nachgeholt werden können, falls sich in der Zukunft die Notwendigkeit dazu zeigen sollte.

Als **Empfehlungen** lassen sich daher folgende Elemente anführen, die im Bericht detaillierter ausgeführt sind: (1) Schaffung **günstiger technischer Rahmenbedingungen** und technologische Weiterentwicklungen, wie z.B. der Betrieb neuer und bestehender Wärmenetze auf niedrigen Temperaturniveaus, Entwicklung kostengünstiger bi-direktionaler Wärmeübergabestationen; (2) Schaffung **günstiger rechtlicher und energiepolitischer Rahmenbedingungen** wie z.B. die Einführung einer verpflichtenden Wärmeplanung auf kommunaler / regionaler Ebene, Steuern auf fossile Energieträger nach dem Vorbild Dänemarks, verbindliche erneuerbare Quoten und/oder CO₂-Emissionsziele in der (netzgebundenen) Wärmeversorgung, Anschlusspflicht an Nah- und Fernwärme

(verbraucherseitig); (3) **Ausschöpfen von Kostensenkungspotentialen**, wie z. B. die Identifikation von multiplizierbaren Anwendungsfällen, die Standardisierung von Systemkonzepten, Spezialisierung von Technologieprovidern (Turn-Key-Lieferanten), Skaleneffekte bei „low-tech“ saisonalen Wärmespeichern; (4) **angepasste Geschäfts- und Finanzierungsmodelle**.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Fernwärmenetze in Österreich: Status quo und historische Entwicklung	6
2.1	Entwicklung des Fernwärmesektors und aktuelle Situation.....	6
2.2	Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze	10
2.3	Struktur und Parameter von Fernwärmenetzen	14
2.4	Versorgter Wohnungs- und Gebäudebestand	21
2.5	Darstellung der Treibhausgas- und Primärenergiefaktoren in den österreichischen Fernwärmenetzen	24
3	Fallbeispiele: Erfolgs- und Misserfolgsfaktoren, Geschäftsmodelle	28
3.1	Status quo solargestützter Wärme- und Kältenetze	28
3.2	Klassifizierung charakteristischer Systemkonzepte.....	32
3.3	Solargestützte Wärmenetze in Dänemark.....	34
3.3.1	Techno-ökonomische Analyse ausgewählter dänischer Fallbeispiele	35
3.3.2	Wechselwirkungen zwischen Wärme- und Strommanagement am Beispiel von Dänemark.....	40
3.3.3	Techno-ökonomische Analyse ausgewählter deutscher Fallbeispiele	45
3.4	Solargestützte Wärmenetze in Österreich.....	51
3.4.1	Techno-ökonomische Analyse ausgewählter österreichischer Fallbeispiele.....	52
3.5	Zukunftsfähige Geschäftsmodelle für solargestützte Wärmenetze	58
3.5.1	Förderinstrumente	61
3.5.2	Finanzierungsinstrumente und ökonomische Rahmenbedingungen.....	62
3.6	Zusammenfassung und Ausblick	65
4	Techno-ökonomische Analyse zur Integration von Solarthermie in Wärmenetze.....	67
4.1	Konzepte zur solarthermischen Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen	67
4.1.1	Einbindung der Solarthermie	68
4.1.2	Einbindung eines Energiespeichers in das Fernwärmenetz.....	76
4.1.3	Einbindung Gebäude.....	79
4.2	Typologie der betrachteten Fernwärmenetze	80
4.3	Typologie des österreichischen Gebäudebestands.....	91
4.4	Modellierung der Einspeisung von Solarthermie in Wärmenetzen	91

4.4.1	Werkzeuge zur simulationstechnischen Abbildung von Solarthermie in Wärmenetzen	91
4.4.2	Solarthermie - Modul	96
4.4.3	Energiespeicher - Modul	99
4.4.4	Gebäude - Modul.....	103
4.4.5	Klimatische Randbedingungen.....	108
4.4.6	Ergebnisse aus der Abbildung der österr. Gebäudetypologie	110
4.5	Ergebnisse der simulationstechnischen Bewertung der Wärmenetze.....	114
4.5.1	Ergebnisse Basisvarianten.....	115
4.5.2	Bewertung der Ergebnisse hinsichtlich der ökonomischen Randbedingungen.....	124
4.5.3	Ergebnisse Sensitivitäten und langfristige Aspekte.....	127
5	Energiesystemische Analyse einer verstärkten Solarwärme-Integration in Wärmenetze unter Berücksichtigung der Transformation des Energie-Systems ...	135
5.1	Anforderungen energie- und klimapolitischer Zielsetzungen und Szenariorahmenbedingungen	135
5.2	Szenarien zum Klimawandel und dessen Einfluss auf den Energiebedarf zur Raumwärmebereitstellung.....	138
5.3	Flächenpotenziale zur Nutzung von solarthermischen	140
5.4	Die zukünftige Rolle der Fernwärme in bottom-up modellierten Szenarien des österreichischen Raumwärme und Warmwasserbedarfs	144
1.1.1	Methodik zur bottom-up Modellierung der Wärmenachfrage-Szenarien basierend auf dem Modell Invert/EE-Lab.....	145
5.4.1	Regionale Verteilung der Bebauungsdichte in Österreich.....	146
5.4.2	Ermittlung der regionalen Verteilung der Wärmenachfrage und Fernwärmeeignung von Siedlungsgebieten	154
5.4.3	Ermittlung der Investitionskosten für die Wärmenetzinfrastruktur	157
5.4.4	Szenarien des Wärmebedarfs und des Fernwärmeausbaus	172
5.5	Integrierte energiesystemische Analyse von Solarthermie in Wärmenetzen.....	181
5.5.1	Überblick über das Strom- und Wärmesystemmodell HiREPS	182
5.5.2	Beschreibung der Szenarioannahmen	188
5.5.3	Ergebnisse der HiREPS Simulation von Strom, Wärme und Elektromobilität.....	191
5.5.4	Zusammenfassung der integrierten energiesystemischen Analyse	198
6	Schlussfolgerungen	200
7	Ausblick und Empfehlungen	206
8	Literaturverzeichnis	209

9	Abbildungsverzeichnis	220
10	Anhang	230
10.1	Faktenblätter von internationalen Fallbeispielen von Solarthermie und Wärmenetzen	230
10.1.1	Faktenblätter Dänemark	230
10.1.2	Faktenblätter Deutschland	237
10.1.3	Faktenblätter Österreich	241
10.2	Erhebungsbogen in deutscher Sprache	248
10.2.1	Daten zum Unternehmen	248
10.2.2	Angaben zur Energiebereitstellung	248
10.2.3	Angaben zur Energiespeicherung	251
10.2.4	Angaben zur thermischen Solaranlage	252
10.2.5	Angaben zum Wärmeverteilnetz	257
10.2.6	Angaben zur Energieabgabe / Wärmeabgabe	259
10.2.7	Sonstige Fragestellungen	259
10.2.8	Anhang	260
10.3	Erhebungsbogen in englischer Sprache	261
10.3.1	General Information	261
10.3.2	energy supply	263
10.3.3	energy storage	265
10.3.4	solar thermal system integration	267
10.3.5	heat distribution	271
10.3.6	heat delivery / consumers	272
10.3.7	other specific questions	273
10.3.8	attachments	274
10.4	Liste befragter Experten	274
10.5	Dokumentation zu den ermittelten Kostenkurven	275
10.5.1	Kostenfunktion 1: Turnkey-Systemkosten für Solarsysteme	275
10.5.2	Kostenfunktion 2: Turnkey-Systemkosten für Speicher	276
10.5.3	Berechnung der solaren Wärmebereitstellungskosten	278
10.6	Anhang Gebäudetypologie	279
10.7	Datenergebnisse zu solarem Deckungsgrad und spezifischem Kollektorertrag	286
10.8	Auswertung der Grenzinvestitionskostenkurven für Wärmenetze in den Gemeinden der betrachteten ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“	289
11	Kontakt Daten	292

1 Einleitung

Schwerpunkte des Projekts SolarGrids

Durch Nah- und Fernwärme werden österreichweit bereits heute rund 20 % des gesamten Raumwärmebedarfs gedeckt. Dies könnte ein entsprechendes Entwicklungspotenzial für die Integration der Solarthermie eröffnen. Das Spannungsfeld zwischen insbesondere in Innenstädten vorhandenen Wärmenetzen mit hocheffizient erzeugter Wärme (etwa aus Müllheizkraftwerken) und zusätzlicher solarer Wärme, die tendenziell zu Zeiten mit Wärmeüberschuss zur Verfügung steht, bedarf dabei ebenso einer detaillierten Betrachtung wie die geänderten Rahmenbedingungen, die sich in den kommenden Jahren und Jahrzehnten im Zuge der Transformation des Energiesystems ergeben könnten.

Die zentrale Fragestellung dieses Projekts ist: Welche Optionen bieten sich für die Integration von Solarthermie in Wärme- und Kältenetze in einem zukünftigen, transformierten, *low-carbon* Energiesystem? Hinsichtlich der geänderten Rahmenbedingungen eines *low-carbon*, erneuerbaren Energiesystems standen dabei konkret die folgenden Aspekte im Vordergrund:

- Welche Rolle spielen die sinkenden Wärmedichten aufgrund steigender thermischer Gebäudequalität?
- Welche Auswirkungen ergeben sich durch einen geänderten Stromerzeugungsmix, insbesondere hinsichtlich der künftigen Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung und der Verfügbarkeit günstiger Wärme in Sommermonaten?

In entsprechender Beantwortung dieser Fragestellungen umfassen die Ergebnisse des Projekts, die in diesem Bericht dargestellt werden, folgende Punkte: (1) die Dokumentation und vergleichende Analyse internationaler Fallstudien, (2) einen techno-ökonomischen Vergleich verschiedener Varianten der Solarthermie-Integration in unterschiedlichen Typen von (potenziellen) Fernwärmeversorgungsgebieten in Österreich, (3) Darstellung der mittel- und langfristigen Effekte einer Solarthermie-Integration in verschiedene Wärmenetze unter Berücksichtigung der Entwicklung des Raumwärmebedarfs, der Bedeutung der Fernwärme und der sich ändernden Rahmenbedingungen für KWK und im gesamten Energiesystem sowie (4) eine Diskussion verschiedener politischer Handlungsoptionen.

Einordnung in das Programm „Neue Energien 2020“

Die fünfte Ausschreibung des Energieforschungsprogramms „Neue Energien 2020“ beinhaltete unter dem Schwerpunkt „Entscheidungsgrundlagen für die österreichische Technologie-, Klima- und Energiepolitik“ einen Subschwerpunkt zum Themenfeld erneuerbare Energieträger und insbesondere Solarthermie. In diesem Sub-Schwerpunkt wurde dezidiert das Thema von „SolarGrids“, d.h. die Möglichkeiten, Chancen und Grenzen der Einspeisung von Solarthermie in Wärmenetze ausgeschrieben. Das gegenständliche Projekt erfüllt damit unmittelbar die Anforderungen dieses Ausschreibungspunkts, insbesondere auch was die Ableitung und Diskussion von Handlungsoptionen betrifft.

Verwendete Methoden

Basierend auf einer umfassenden Beschreibung und Typologisierung von österreichischen Fernwärmenetzen unterschiedlichster Größe und Struktur erfolgte zuerst eine technische, modellgestützte Analyse möglicher Optionen zur Solarthermie-Einspeisung in unterschiedliche Typen von Fernwärmenetzen auf Basis der Simulationstools *TRNSYS* und *SIMPLEX*. Darauf aufbauend wurden die Effekte auf und Wechselwirkungen mit dem Wärmemarkt sowie der Stromversorgung integriert mit einem *bottom-up*-Modell des österreichischen Gebäudebestands (Invert/EE-Lab) und der Wärmenetze sowie einem Optimierungsmodell des österreichischen Stromsystems (HiREPS) modelliert, unter Berücksichtigung sowohl kurz- als auch mittel- und langfristiger Aspekte bis 2050.

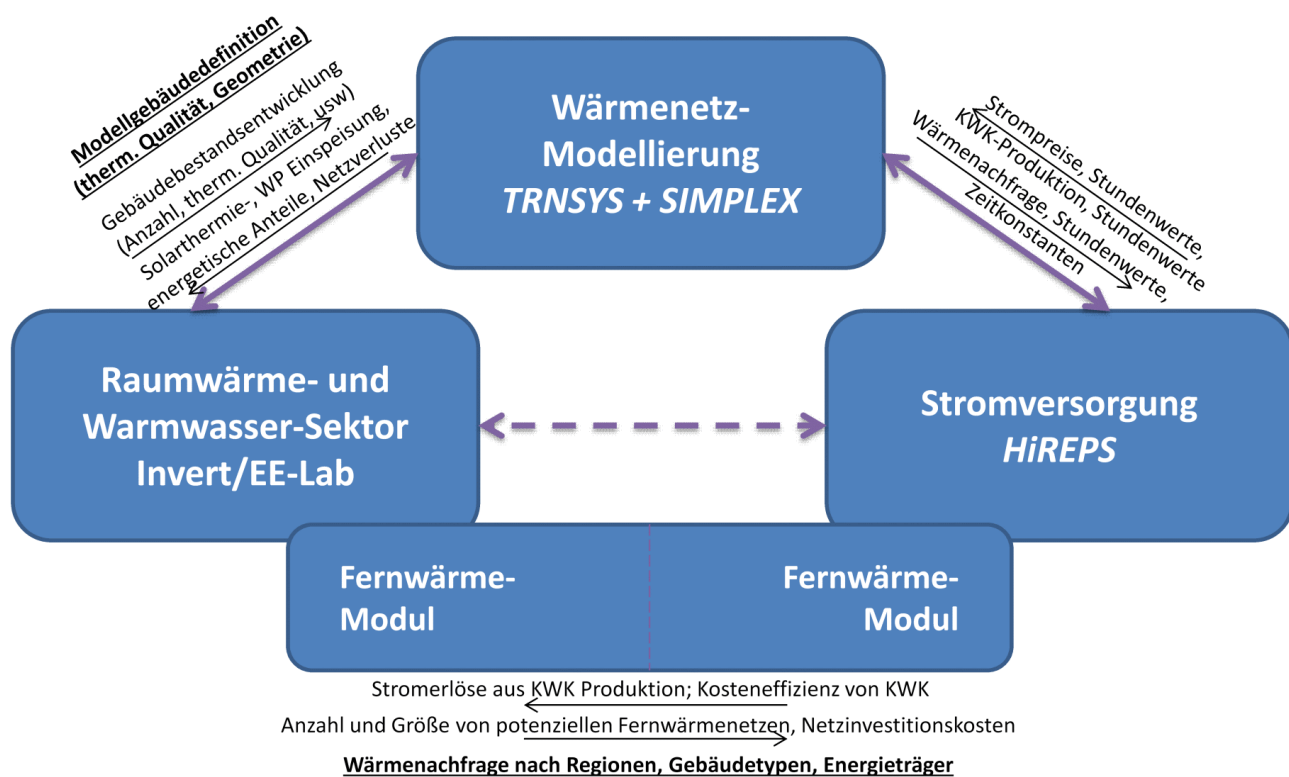


Abbildung 1-1. Im Projekt angewandeter Modellverbund und Schnittstellen

Die Ergebnisse wurden internationalen Fallbeispielen vergleichend gegenübergestellt und Geschäftsmodelle analysiert. Schließlich wurden politische Handlungsoptionen abgeleitet. Integraler Bestandteil des Projekts war ein intensiver Austausch mit Fernwärmebetreibern und Entscheidungsträgern. Im Detail wurden folgende methodischen Schritte durchgeführt:

Für die Datenerhebungen zu den **Fallbeispielen** wurde ein standardisierter Erhebungsbogen erstellt und an Forschungsinstitute, Planungsunternehmen, Anlagenbauunternehmen und Betreiber ausgesendet. (Erhebungsbogen in deutscher und englischer Sprache sowie Liste befragter Experten aus den Bereichen F&E, Planung, Ausführung und Betriebsführung solargestützter Wärmenetze im Anhang 10.1 und 10.3). Wenn erforderlich, wurden die kontaktierten Experten auch telefonisch befragt,

um einzelne Positionen des Erhebungsbogens in Form von semi-strukturierten Interviews bestmöglich abzuklären. Die so gewonnenen Informationen und Daten wurden durch Literaturrecherchen ergänzt und bilden die Grundlage für die vorliegende Dokumentation und techno-ökonomische Analyse nationaler und internationaler Fallbeispiele von Nah- und Fernwärmenetzen mit solarthermischer Einspeisung (Kapitel 3 sowie Faktenblätter im Anhang 10.1). Basierend auf den erhobenen Daten wurde eine Klassifizierung charakteristischer Systemkonzepte vorgenommen (Kapitel 3.2) und techno-ökonomische Daten von insgesamt 30 Fallbeispielen aus Dänemark, Deutschland und Österreich ausgewertet und vergleichend gegenübergestellt (Kapitel 3.3 bis Kapitel 3.4). Des Weiteren wurden Betreiber- und Geschäftsmodelle ausgewählter Fallbeispiele qualitativ beschrieben sowie Erfolgs- und Misserfolgskriterien in den einzelnen Ländern identifiziert. Wechselwirkungen zwischen Wärme- und Strommanagement, die in integrativen Wärme-Stromnetzen auftreten, wurden anhand von Fallbeispielen aus Dänemark („*smart heating networks*“) beschrieben (Kapitel 3.3.2). In einer abschließenden Betrachtung wurden Instrumente zur Etablierung von Geschäftsmodellen für solargestützte Wärmenetze sowie Erfolgsfaktoren für eine Marktdurchdringung in Österreich erörtert (Kapitel 3.5) sowie die Erkenntnisse und Schlussfolgerungen mit Bezug auf Österreich zusammengefasst (Kapitel 3.6).

Die **gebäudespezifischen Fragestellungen** im Projekt SolarGrids wurden mittels des Softwarepakets *TRNSYS* bearbeitet. Ausgehend von den in Invert/EE-Lab (s. unten) hinsichtlich des österreichischen Gebäudebestandes erfassten Daten wurden für 98 Referenzgebäude Gebäudemodelle erstellt, die diesen exemplarisch abbilden. Die Gebäudearten Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Nichtwohngebäude werden durch eine Bandbreite an Bruttogeschoßflächen (129 bis 1701 m²) dargestellt, denen wiederum der Bauperiode entsprechende Wärmedämmstandards zugewiesen wurden. Neben zweier unterschiedlicher Ansätze hinsichtlich des Nutzungsverhaltens (dauernde Anwesenheit im Wohnbereich, wöchentliche Verläufe im Nichtwohnbereich) wurden mittels *DHWcalc* (Jordan, 2001) auch mehrere Zapfprofile erstellt, um den **Warmwasserbedarf** realistisch in die Untersuchungen zu integrieren. In *TRNSYS* erfolgt die Einbindung der Referenzgebäude in ein **Haustechniksystem**, um mit Hilfe der Simulation die für das Wärmenetz bzw. die Weiterverwendung in *simplex* relevante Daten generieren zu können.

Über eine **eigens erstellte Schnittstelle** wurden die erforderlichen bzw. erreichbaren Leistungen und Temperaturen von den Teilsimulationen (*TRNSYS*) auf die übergeordnete Simulation (*simplex*) in jedem Simulationszeitschritt übergeben bzw. von ihr übernommen, womit eine detailgetreue Abbildung aller relevanten Komponenten möglich ist.

Mittels *simplex* selbst wurden alle für das **Wärmenetz** erforderlichen Komponenten zentral verwaltet und geregelt. Es wurde also zu jedem Zeitpunkt in der Simulationsperiode von *simplex* bestimmt, mit welchem Wärme- bzw. Kälteerzeuger der momentane Wärme- bzw. Kältebedarf aller im Netz integrierten Abnehmer abgedeckt wird. *simplex* beinhaltet zum einen ein Nachheizungs-Modul, mit dem die Berechnung unterschiedlicher Heizkessel (Öl, Gas, Biomasse) und die Ermittlung des Primärenergiebedarfs durchführbar sind. Im außerdem enthaltenen Fernwärme-Modul ist eine **grafische Eingabe** der Netzstruktur realisiert, Geometrien des Rohrnetzes, Lage und Art der Heizhäuser, Speicher, Solaranlagen und Gebäude können hier definiert werden. Hinsichtlich der Regelung wurde ein Regelungs-Modul in *simplex* erstellt, das die übergreifende Regelung der Module unter sich übernimmt.

Im Auswerte-Modul werden in *simplex* alle relevanten Daten, entweder in ASCII-files hinausgeschrieben oder in Grafiken dargestellt.

Die Berechnung der **zukünftigen Entwicklung des Gebäudebestandes und dessen Energiebedarf** zur Raumkonditionierung und Warmwasserbereitstellung sowie die **Entwicklung der Marktanteile von Fernwärme** basieren auf der Anwendung des Modells Invert/EE-Lab auf dem österreichischen Gebäudebestand. Mit dem Modell lassen sich Szenarien des Energiebedarfes für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) und Raumklimatisierung von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden ermitteln und die Auswirkungen von verschiedenen Förderinstrumenten und ordnungsrechtlichen Maßnahmen in Jahresschritten abbilden und von diesen energiepolitischen Maßnahmen unabhängigen Entwicklungen und Trends getrennt darstellen. Im Rahmen von SolarGrids wurde Invert/EE-Lab um ein Fernwärme-Modul ergänzt, das in der Lage ist, die Kosten des Fernwärmeausbaus für Regionen mit verschiedenen Wärmedichten zu ermitteln und in der Szenario-Simulation zu berücksichtigen.

Die Wechselwirkungen zwischen solargestützten Wärmenetzen und dem gesamten Energiesystem wurden mit dem Modell HiREPS analysiert. Bei diesem Modell (High Resolution Renewable Energy Power System) handelt es sich um ein Optimierungsmodell des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems, der Elektromobilität und des industriellen Lastmanagements in stündlicher Auflösung. Auf Basis dieser detaillierten Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren werden vier Szenarien für das Jahr 2050 gerechnet, die alle eine 90 %-ige Reduktion an CO₂-emissionen im Wärme- und Stromsektor erzielen, allerdings unterschiedliche Rahmenbedingungen hinsichtlich der Verfügbarkeit z.B. von Müllverbrennung oder Power-to-heat unterstellen.

Wie in Abbildung 1-1 dargestellt, wurden im Rahmen des angewendeten Modellverbunds die Modelle Invert/EE-Lab und HiREPS asynchron, iterativ gekoppelt. Dabei wurden vom Invert/EE-Lab Modell Informationen zur Entwicklung des Wärmebedarfes von Gebäuden, gruppiert nach den Energieträgergruppen (direkte Stromheizungen und Wärmepumpen, Fernwärme und dezentrale Wärmeerzeugung (Biomasse, Gas, Öl, Kohle) sowie nach Gebäudegruppen (kleine / große Wohngebäude, Nicht-Wohngebäude) geliefert. Zusätzlich wurde die Information hinsichtlich der Investitionskostenverteilung für die Wärmenetzinfrastruktur geliefert. Vom HiREPS Modell wurden Daten hinsichtlich der Investitionen in die Wärmeerzeugung von Wärmenetzen, sowie der Kosteneffizienz (kurzfristigen Grenzkosten) von unterschiedlichen netzgebundenen Wärmeerzeugungstechnologien unter Berücksichtigung des jährlichen Lastganges im Strom- und Wärmesystem geliefert.

Aufbau der Arbeit

Dieser Bericht stellt die Ergebnisse des Projekts SolarGrids dar. In Kapitel 2 erfolgt zunächst eine Darstellung des Status Quo des Fernwärmesektors in Österreich. Kapitel 3 umfasst die Ergebnisse der internationalen Fallstudien sowie der vergleichenden Analyse dazu. Die Methodik und Ergebnisse der techno-ökonomischen Analysen, bestehend aus einer detaillierten Modellierung von Referenzgebäuden und ausgewählten Typen von Wärmenetzen wird in Kapitel 4 beschrieben. Kapitel 4.5 stellt die Resultate der energiesystemischen Analyse dar, bestehend aus der Analyse des Wärmebedarfs einerseits und einer integrierten gesamtsystemischen Analyse andererseits. Schließlich werden in Abschnitt 6

Schlussfolgerungen abgeleitet und in Abschnitt 7 ein Ausblick skizziert. Weitere Ergebnisse, Informationen, methodische Details sowie insbesondere Factsheets zu analysierten internationalen Fallstudien sind im Anhang (Abschnitt 10) zusammengefasst.

2 Fernwärmenetze in Österreich: Status quo und historische Entwicklung

Das Ziel dieses Kapitels ist die Darstellung des Fernwärme-Sektors in Österreich nach verschiedenen Versorgungsgebieten, der Versorgungsstruktur, der Netzstruktur sowie dem versorgten Gebäudebestand. Darauf aufbauend wird eine Klassifizierung von Fernwärmenetzen durchgeführt, die es in den Kapiteln 4 und 5 erlaubt, die Analysen für verschiedene typische Fälle von Fernwärmenetzen in Österreich durchzuführen.

2.1 Entwicklung des Fernwärmesektors und aktuelle Situation

Die netzgebundene Wärmeversorgung in Österreich hat sich seit den 1950er Jahren bis heute stetig weiter entwickelt und ist eine wichtige Wachstumsbranche innerhalb des österreichischen Energiesektors. Erste Fernwärmenetze wurden in Österreich in dichter besiedelten städtischen Regionen ab den 1950er Jahren errichtet (z.B. Wels, Klagenfurt, Baden, Salzburg), später dann auch in Graz (1963), Wien (1969) und Linz (1970) (Böhmer und Gössl, 2009).

Aus den Daten der Energiebilanz der Statistik Austria (StatistikAustria, 2014) wird ersichtlich, dass Wärmenetze seit den 1970er Jahren in Österreich eine zunehmende Bedeutung erfahren. Im Zeitraum zwischen 2000 und 2012 ist die Fernwärmeerzeugung in Österreich um 74 % angestiegen und folgt einem ansteigenden Trend. Die Spitze im Jahr 2010 gemäß Abbildung 2-1 entstand aufgrund eines besonders kalten Jahres mit um 13 % erhöhten Heizgradtagen gegenüber dem langjährigen Durchschnitt und einem darauffolgenden besonders warmen Jahr 2011 mit um 12 % geringeren Heizgradtagen gegenüber dem langjährigen Durchschnitt (StatistikAustria, 2014b). Die Netzverluste im gesamten Fernwärmesektor betragen im Mittel über die Jahre etwa 8 %. Mit der gesamten Absatzmenge von etwa 21 TWh konnten im Jahr 2012 fast 22 % des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen mit Fernwärme gedeckt werden (StatistikAustria, 2013a). Im produzierenden Bereich beträgt der Anteil der Fernwärme zur Deckung des Raumwärmebedarfes immerhin noch fast 12 %, in der Landwirtschaft 4 %. Die Fernwärmeaufbringung in Abbildung 2-1 zeigt deutlich den annähernd gleichbleibenden Verlauf der Aufbringung aus KWK-Anlagen und Heizwerken mit Nicht-erneuerbarer Erzeugung sowie den deutlichen Anstieg der Erzeugung aus KWK-Anlagen und Heizwerken mit erneuerbaren Energieträgern.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

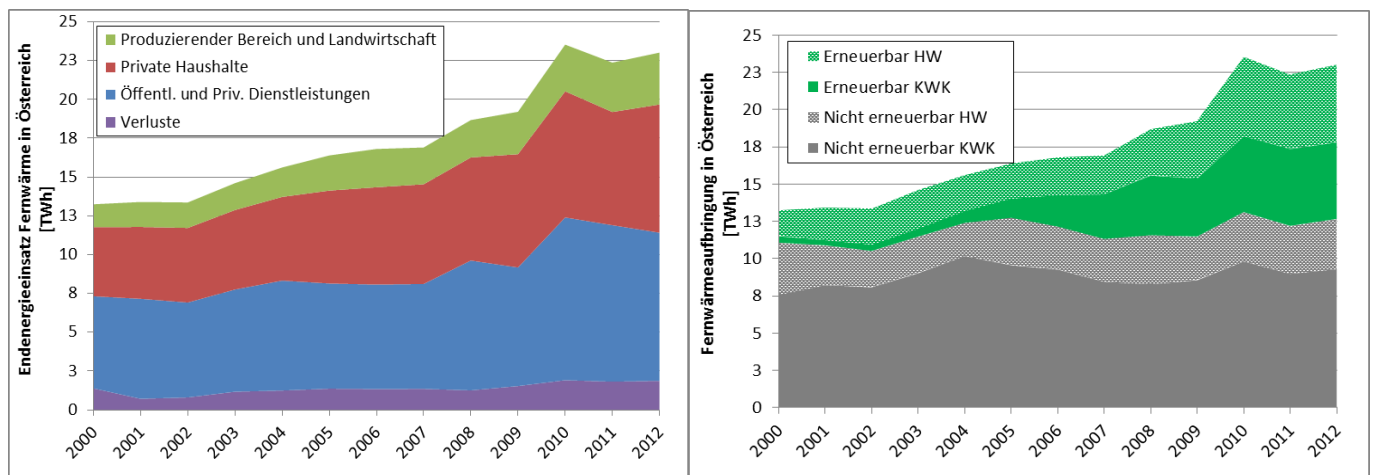


Abbildung 2-1. Endenergieeinsatz und Art der Aufbringung im Fernwärmesektor in Österreich
(Quelle: StatistikAustria, 2014)

Der Anstieg des Fernwärmebedarfes wurde also auf der Erzeugungsseite nahezu ausschließlich durch einen Ausbau von Heizwerken und Kraftwärmekopplungsanlagen zur Nutzung erneuerbare Energieträger – im Wesentlichen Biomasse – aufgebracht. Den größten Anteil an den biogenen Energieträgern haben Holzabfälle mit über 79 %. Der Gesamtanteil von erneuerbaren Energieträgern an der Fernwärmeerzeugung ist von 16 % im Jahr 2000 auf 45 % in 2012 angestiegen. Der Anteil der in KWK-Anlagen erzeugten Wärme lag dabei immer zwischen 60 % und 70 %. Die Erzeugung aus den einzelnen Energieträgern ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

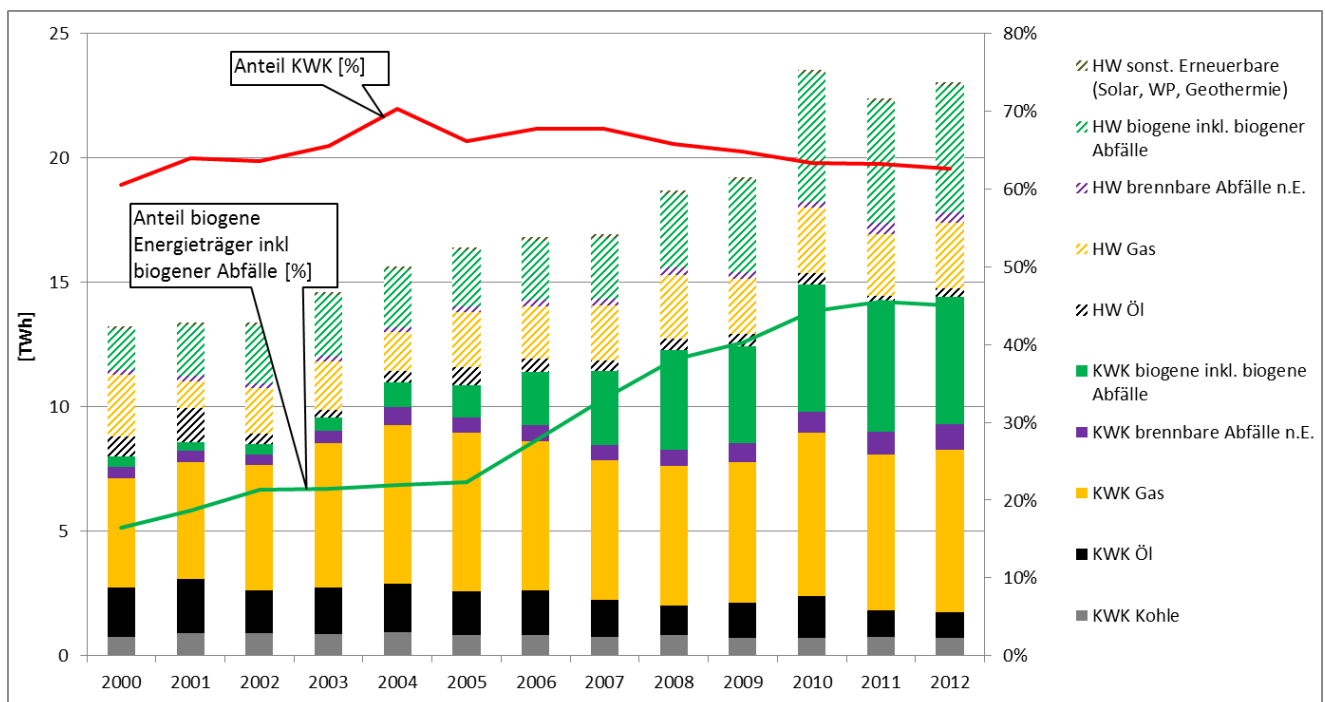


Abbildung 2-2. Fernwärmeaufbringung nach Energieträgern sowie Anteile an KWK
(Quelle: StatistikAustria, 2014)

Die aktuelle Situation der Fernwärmeversorgung für die privaten Haushalte ergibt sich aus den Ergebnissen der Wohnungserhebung im Mikrozensus. Demzufolge wurden im Jahr 2012 806 tsd. Wohneinheiten mit Fernwärme versorgt. Das entspricht einem Anteil von 22 % der österreichischen Hauptwohnsitze. Laut Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen wurden von Wärmeversorgungsunternehmen in einem insgesamt rund 4.600 km langen Netz Wärme an Endkunden geliefert.

Abbildung 2-3 zeigt die Aufteilung des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die österreichischen Bundesländer. Die Verbreitung von netzgebundener Wärmeversorgung ist sehr unterschiedlich in den einzelnen Bundesländern. Es ist zu erkennen, dass in Wien annähernd ein Drittel der gesamten Fernwärme abgesetzt wird, gefolgt von Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark. Schlusslichter sind hier Vorarlberg und das Burgenland. Auch beim Absatz pro Einwohner weisen Vorarlberg und das Burgenland die geringsten Werte auf. Den höchsten Absatz pro Kopf haben Wien und Kärnten. Ein ansteigender Trend der Fernwärmeversorgung kann aber in allen Bundesländern verzeichnet werden.

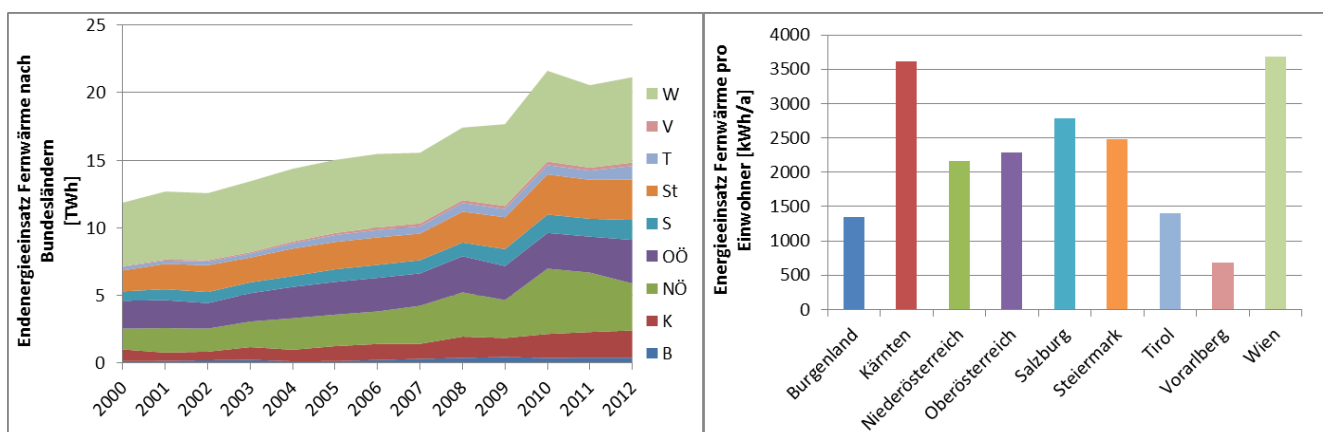


Abbildung 2-3. Entwicklung und Anteile des energetischen Endverbrauchs an Fernwärme in den Bundesländern und pro Einwohner
(Quelle: StatistikAustria, 2013b)

Fernkälte und solarthermische Kühlung

Während der Energiebedarf in Österreich für Raumkühlung derzeit bei deutlich unter einem Prozent des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser liegt, ist damit zu rechnen, dass sich dieser Anteil in den kommenden Jahrzehnten erhöhen wird (je nach Szenario auf wenige Prozent), siehe z.B. Müller und Kranzl (2013), Müller et al. (2014), Kranzl et al. (2014a), Kranzl et al. (2014b). Fernkältesysteme sind in Österreich derzeit erst vereinzelt im Einsatz. Umsetzungsbeispiele finden sich vor allem in Wien, wo eine Reihe großer Abnehmer mittels Fernkälte versorgt werden (z.B.: TownTown, Hauptbahnhof Wien, Krankenhaus Nord, SMZ Ost, BOKU Wien, etc.), aber auch in St. Pölten (Landeskrankenhaus) oder beispielsweise Linz (Musiktheater). Insgesamt betrug der Fernkälteausstoß in Österreich 2013 89 GWh (FGW, 2014) und damit deutlich unter einem Prozent des Fernwärmeabsatzes.

Die Vorteile einer Fernkälteversorgung liegen in einer relativen CO₂-Einsparung gegenüber herkömmlicher Kälteerzeugung mittels Kompressionskältemaschinen, vor allem dann, wenn Abwärme aus KWK-Anlagen genutzt werden kann. Wesentlich für die Wirtschaftlichkeit von Fernkälte ist, dass KWK-Laufzeiten sowie der thermischer KWK-Leistungsanteil in Kombination mit Fernkältesystemen erhöht werden kann, indem KWK-Wärme bei Bedarf (vor allem zur Schwachlastzeit im Sommer) zur Kälteerzeugung mittels thermischer Kältemaschine verwendet wird: Aus Kraft-Wärme-Kopplung wird Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung.

Thermische Kältemaschinen benötigen für den Antrieb statt elektrischer Energie (wie bei Kompressionskältemaschinen) thermische Energie, die prinzipiell durch direkte Befeuerung, Heißwasser oder Dampf bereitgestellt werden kann. Je nach eingesetzter Technologie (überwiegend Ab- oder Adsorptionskältemaschinen) wird die Antriebswärme auf einem Temperaturniveau zwischen 55 und 95°C bei Adsorptionskältemaschinen und zwischen 75 und 180°C bei Absorptionskältemaschinen benötigt. Besonders umweltschonende Alternativen stellen Systeme dar, bei denen die Antriebswärme aus nicht genutzter KWK-Abwärme, Abwärme aus der Industrie oder aus Sonnenenergie gewonnen wird. Bei letzteren Systemen spricht man von „solarthermischer Kühlung“.

Der Einsatz von Solarthermie in Fernkältesystemen in Österreich wurde bisher noch nicht großtechnisch umgesetzt. Hintergründe sind einerseits oft nicht vorhandene Abwärmeströme, die als Antriebsenergie „gratis“ zur Verfügung stehen (was häufig das entscheidende Kriterium für die Realisierung von Fernkälteprojekten darstellt) und andererseits reduzieren die hohen Antriebstemperaturen, die möglichst konstant bereit gestellt werden müssen, die solaren Energiegewinne bei den moderaten Einstrahlungswerten in Österreich. Größere solargestützte Kältezentralen wurden beispielsweise in Graz realisiert (Chemiegebäude Universität Graz: 631,5 m² hocheffiziente Flachkollektoren, 2 x 3.500 l Heißwassertanks, 105 kW Absorptions-Kältemaschine, 1.000 l Kaltwassertank, 256 kW offener Nass-Kühlturm) oder in der Industrie (KRAL AG in Lustenau: 550 m² Vakuumröhrenkollektoren, 15 m³ Heißwasserspeicher, 150 kW Absorptions- und 150 kW Kompressionskältemaschine).

In Europa befanden sich mit Ende 2013 insgesamt 18 solargestützte Kältezentralen mit einer Kollektorfläche >500 m² und mit einer insgesamt installierten Kollektorfläche von rund 19.400 m² (entspricht einer thermischen Spitzenleistung von 13,6 MW_{p,th}¹) in Betrieb. Die erste dokumentierte Anlage wurde 1998 in Griechenland errichtet.

Wie in nachfolgender Abbildung 2-4 ersichtlich wurden solare Fernkältesysteme im größeren Leistungsbereich bisher vor allem in Südeuropa (Italien, Spanien, Griechenland, Portugal) errichtet, wo über viele Monate hinweg ein konstanter Kühl-Bandlastbedarf anfällt. In Kombination mit den hohen solaren Einstrahlungswerten sind in diesen südlichen Ländern wirtschaftlich interessantere solare Erträge als in Österreich trotz der hohen Antriebstemperaturen zum Betrieb der thermischen Kältemaschinen möglich.

¹ Gemäß Konvention entspricht 1 m² Kollektorfläche (Apertur) einer thermischen Spitzenleistung von 0,7 kW_{p,th} (IEA SHC, 2004)

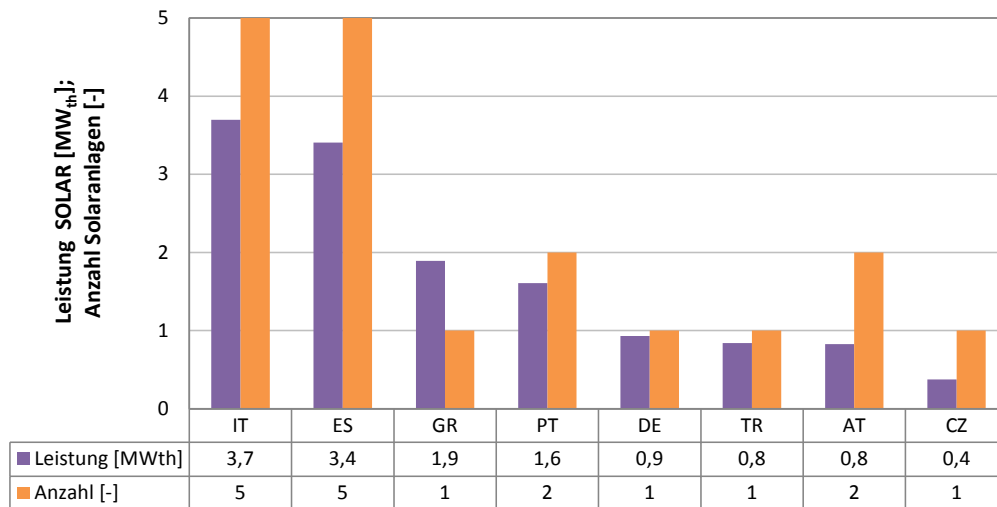


Abbildung 2-4. Solargestützte Kältenetze in Europa – 1998 bis 2013.
(Datenquelle: Erhebungen AEE INTEC und Dalenbäck (2014))

Aus diesen Überlegungen heraus wird Fernkälte und die mögliche Deckung von Fernkälte in Österreich mit Solarthermie im Projekt SolarGrids nicht näher betrachtet.

2.2 Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze

Zur Versorgung von Fernwärmenetzen können verschiedenste Wärmequellen herangezogen werden. Diese reichen von in KWK-Anlagen erzeugter Wärme über Heizwerke bis hin zu industrieller Abwärme oder der Einspeisung von solarer oder geothermischer Wärme bzw. Wärmepumpen oder elektrische Direktheizer. Prinzipiell erfolgt die Fernwärme-Bereitstellung in Österreich auf Basis der folgenden Optionen:

- Wärme aus KWK-Anlagen verschiedenster Brennstoffe
- Wärme aus Müllverbrennungsanlagen
- Wärme aus Heizwerken mit verschiedenen Brennstoffen
- Industrielle Abwärme
- Geothermische Wärme
- Solarthermische Wärme

So vielfältig wie diese Optionen, so unterschiedlich ist die Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze, wobei zwei hauptsächliche Versorgungstypen zu unterscheiden sind:

- In den großen Städten werden die Netze meist durch gekoppelt erzeugte Wärme aus den KWK-Anlagen der Elektrizitätsversorger gespeist. Zunehmend wird in diesen großen Netzen auch Wärme aus Biomasse oder der Müllverbrennung erzeugt. Zusätzlich werden in diesen Städten meist Heizkessel zur Abdeckung der Spitzenlast und als Ausfallsreserve eingesetzt.

- In kleineren Städten und Gemeinden werden Fernwärmenetze meist mit Biomasse Heiz- oder Heizkraftwerken unterschiedlicher Größe gespeist. Diese besitzen ebenfalls oft einen Öl- oder Gaskessel zur Abdeckung der Spitzenlast und als Ausfallsreserve eingesetzt.

Von den 83 im Jahr 2012 in Österreich in Betrieb befindlichen fossilen Kraftwerken zur Stromerzeugung waren fast 80 % der installierten elektrischen Leistung von 7 GW als KWK-Anlagen ausgeführt (E-Control, 2012). Nach der geplanten Abschaltung des nicht als KWK geführten Blocks des Kraftwerk Dürnrohr und den geplanten Stilllegungen der KWK-Anlagen in Neudorf/Werndorf und Mellach beträgt der Anteil der KWK-Anlagen etwas über 80 %. Die meisten nicht als KWK ausgeführten Anlagen sind kleinere Gasturbinen.

Bei den fast 500 biogen befeuerten Kraftwerken sind 76 % der installierten elektrischen Leistung von 620 MW als KWK-Anlagen ausgeführt. Hier sind die meisten nicht als KWK betriebenen Anlagen Biogasmotoren oder mit Biogas betriebene Turbinen. Betrachtet man nur die feste Biomasse so sind fast 89 % der Leistung als KWK ausgeführt. Die gesamte Wärmeleistung aller KWK-Anlagen (fossil und biogen) betrug im Jahr 2012 mehr als 9,2 GW und erzeugte mehr als 30 TWh an Wärme (E-Control, 2012). Davon wurden etwa 21 TWh an Wiederverkäufer bzw. Endkunden verkauft. Der Rest dient zur internen Verwendung aus unternehmenseigenen Anlagen. Die Entwicklung der thermischen und elektrischen Leistungen aller im Einsatz befindlichen fossilen und biogenen KWK-Anlagen seit 2000 ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Darin ist zu erkennen, dass die installierten thermischen und elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen stetig zunahmen wohingegen Kraftwerke ohne KWK an Bedeutung verloren.

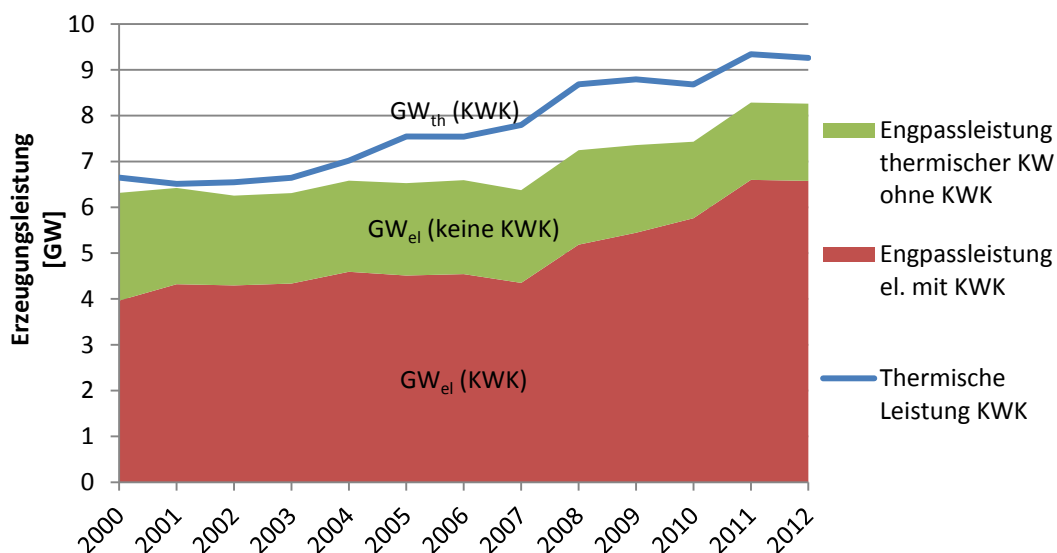


Abbildung 2-5. Installierte elektrische und thermische Leistungen der thermischen Kraftwerke in Österreich (Quelle: E-Control, 2012)

Große Heizwerke mit fossiler Befeuerung gibt es in Österreich fast ausschließlich in den Großstädten. Die überwiegende Anzahl sind kleinere Heizwerke, die mit biogenen Energieträgern versorgt werden. Laut Biomasseheizungserhebung 2013 wurden seit 1980 insgesamt 1.140 Hackgutfeuerungen mit einer

Wärmeleistung größer 1 MW installiert (Landwirtschaftskammer Niederösterreich, 2014). Zusammen weisen diese eine Gesamtleistung von fast 3.000 MW auf. Bei Anlagen dieser Größe kann fast immer davon ausgegangen werden, dass ein sehr großer Anteil der Einspeisung in ein Nah-/ oder Fernwärmenetz dienen. Wird eine durchschnittliche Lebensdauer von etwa 20 Jahren bei diesen Anlagen angenommen so dürften aktuell über 900 Anlagen dieser Größenklasse mit einer Gesamtleistung von 2.600 MW installiert sein.

Für die Beseitigung von Abfall gibt es in Österreich 32 Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen mit einer Kapazität über 2 t/h. Davon sind 15 Anlagen der Industrie, 8 Anlagen den Energieversorgungsunternehmen und 9 Anlagen speziellen Kommunal- bzw. Verwertungsgesellschaften zuzuordnen. Die Verortung dieser MVA in Abbildung 2-6 zeigt, dass diese oft in der Nähe bestehender Fernwärmenetze situiert sind. Insbesondere die Anlagen der Kommunal- und Energieversorgungsunternehmen speisen bereits in Fernwärmenetze ein. Industrielle Mitverbrennungsanlagen dienen meist der Eigenerzeugung von Wärme für bestimmte Prozesse. Weiters gibt es 33 Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen mit Kapazitäten unter 2t/h welche hier nicht genauer behandelt werden (Grech und Stoiber, 2014)

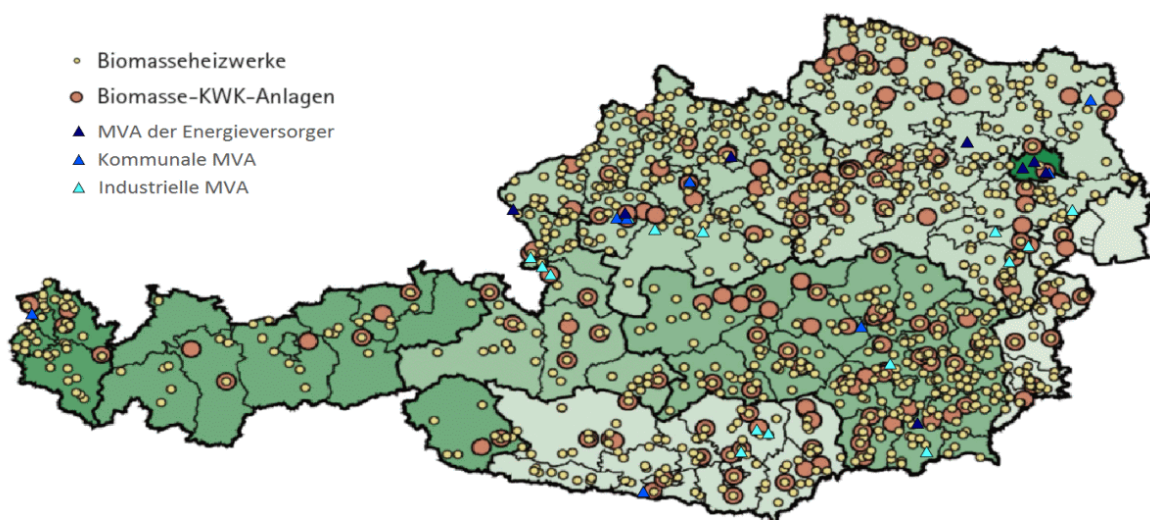


Abbildung 2-6. Biomasseheizwerke, KWK-Anlagen und Müllverbrennungsanlagen mit einer Kapazität über 2t/h in Österreich

(Quelle: LWK NÖ (2013) und Grech und Stoiber (2014))

Industrielle Abwärme in wirtschaftlich nutzbarem Ausmaß fällt vorwiegend in der energieintensiven Industrie an. Steht nach der internen Nutzung der Wärme noch ein ausreichend hohes Temperaturniveau und ein genügend hoher Wärmestrom zur Verfügung so empfiehlt es sich diese günstig vorhandene Energie zur Einspeisung in ein nahegelegenes Fernwärmenetz zu verwenden.

Bereits heute speisen einige große Industriebetriebe ihre Abwärme in ein Fernwärmenetz ein. Insbesondere größere Netze decken dadurch einen Teil ihrer Grundlast, da die Wärme bei vielen Prozessen kontinuierlich anfällt. Beispiele für umgesetzte Abwärmeeinspeisungen sind:

- KWK der OMV Schwechat speist in das Wiener Fernwärmenetz
- Hrachowina und Henkel Austria speisen in das Wiener Fernwärmenetz
- Stahlwerk Marienhütte speist in das Grazer Fernwärmenetz
- Böhler Edelstahl speist ins FW-Netz Kapfenberg
- Voestalpine Stahl Donawitz speist ins FW-Netz Leoben
- Zementwerk Hofmann Kirchdorf speist ins FW-Netz der EnergieAG in Kirchdorf
- Papierfabrik Schweighofer Hallein speist in das Salzburger FW-Netz

Geothermie wird in Österreich derzeit in 15 Anlagen zur Produktion von Fernwärme genutzt. Die installierte Wärme-Gesamtleistung beträgt etwa 93 MW und erbringt eine thermische Arbeit von ungefähr 139 GWh/a (Stanzer et al., 2010).

Solarthermie wird in Österreich seit den 1990er Jahren zur Nah- und Fernwärmeversorgung eingesetzt. Mit Ende 2013 befinden sich 24 Anlagen mit einer installierten Kollektorfläche > 500 m² in Betrieb. Die kumulierte installierte Kollektorfläche beträgt 37.060 m², was einer thermischen Spitzenleistung von 25,9 MW_{th} entspricht (Tabelle 2-1). Der jährliche solare Fernwärmeausstoß dieser Anlagen beträgt etwa 15 GWh/a². Die größte thermische Solaranlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 7.000 m² speist in das Grazer Fernwärmenetz. Im Mittel haben die installierten Anlagen eine Kollektorfläche von rund 1.500 m².

Bezogen auf den österreichischen Solarthermie Gesamtmarkt bedienen solargestützte Wärmenetze einen überschaubaren Nischenmarkt (Marktanteil an der kumulierten installierten Solarthermiefläche: 0,7 %), der jedoch ab den 1990er Jahren mehrere charakteristische Systemkonzepte hervorgebracht hat: solargestützte Biomasse Nahwärmenetze, solargestützte Mikronetze gekoppelt an Siedlungsgebiete und Stadtquartiere und dezentral angeordnete Kollektorfelder gekoppelt an urbane Fernwärmenetze (siehe auch Kapitel 3.4).

² Berechnung AEE INTEC 2014 (Annahme: mittlerer spezifischer Solarertrag beträgt 400 kWh/m²a)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 2-1. Solargestützte Wärmenetze in Österreich mit Kollektorflächen >500m². (Datenbasis: Erhebungen AEE INTEC und Dalenbäck (2014))

Errichtung/ Erweiterung	Ort	Typ (solarer Einspeisepunkt)	Kollektorfläche [m²]	Speichervolumen [m³]	Betreiber
2006 / 2014	Graz - AEEVG	Fernwärme - Hauptnetz	6.960	kein Speicher	solar.nahwaerme.at
2009	Graz - Wasserwerk	Fernwärme - Subnetz	3.855	64	solar.nahwaerme.at
2011	Wels - Messehalle	Fernwärme - Subnetz	3.628	3 (hydr. Weiche)	Wels Fernwärme
2004	Graz - Berliner Ring	Fernwärme - Subnetz	2.480	60	solar.nahwaerme.at
1997 / 2013	Eibiswald	Biomasse Nahwärme	2.254	174	Nahwärmegen. Eibiswald
2011 / 2013	Salzburg Lehen	urbanes Mikronetz	2.000	200	Salzburg AG
2002	Graz - UPC Arena	Fernwärme - Subnetz	1.440	kein Speicher	nahwaerme.at
2006	Gleinstätten	Biomasse Nahwärme	1.315	k.A.	Nahwärme Gleinstätten GmbH
2000	Winklarn	Biomasse Nahwärme	1.300	120	k.A.
1997	Bad Mitterndorf	Biomasse Nahwärme	1.120	140	Genossensch.. Biosolar BM
1999	Innsbruck	urbanes Mikronetz	1.080	k.A.	Wohnen am Lobach
2000	Salzburg	urbanes Mikronetz	1.056	k.A.	Gem. Salzburger Wohn. m.b.H.
2009	Innsbruck	urbanes Mikronetz	1.050	k.A.	Lodenareal
1997	Poysbrunn	Biomasse Nahwärme	870	85	Genossensch.. B/SW Poysbrunn
1997	Nikitsch	Biomasse Nahwärme	780	60	FWG Nikitsch
2008	Innsbruck	urbanes Mikronetz	776	k.A.	Tivoli
2009	Eugendorf	Biomasse Nahwärme	772	k.A.	Nahwärme Eugendorf GmbH
1997	Kroatisch-Minihof	Biomasse Nahwärme	756	60	FWG Kroatisch-Minihof
2011	Graz	urbanes Mikronetz	702	k.A.	Gem. Wohn- u. Siedlungsgen. Ennstal
2001	Lienz	Fernwärme - Hauptnetz	690	k.A.	Stadwärme Lienz GmbH
1995	Obermarkersdorf	Biomasse Nahwärme	567	68	Fernw.genossench. Oberm.
2009	Innsbruck	urbanes Mikronetz	556	k.A.	Wohnen am Lobach II
2011	Lustenau	Industrie Mikronetz	550	k.A.	Kral AG
2007	Graz - Grottenhofstrasse	urbanes Mikronetz	501	29	k.A.

2.3 Struktur und Parameter von Fernwärmenetzen

In Österreich gibt es über 600 Fernwärmeversorgungsunternehmen, die von großen kommunalen Versorgern bis zu kleinen, regional tätigen Unternehmen reichen. Viele kleine Unternehmen betreiben dabei nur ein einziges Fernwärmenetz wohingegen die größeren Versorger oft mehrere Netze in verschiedenen Gemeinden betreiben. Abbildung 2-7 zeigt Gemeinden in denen ein oder mehrere Wärmeversorgungsunternehmen zu finden sind.

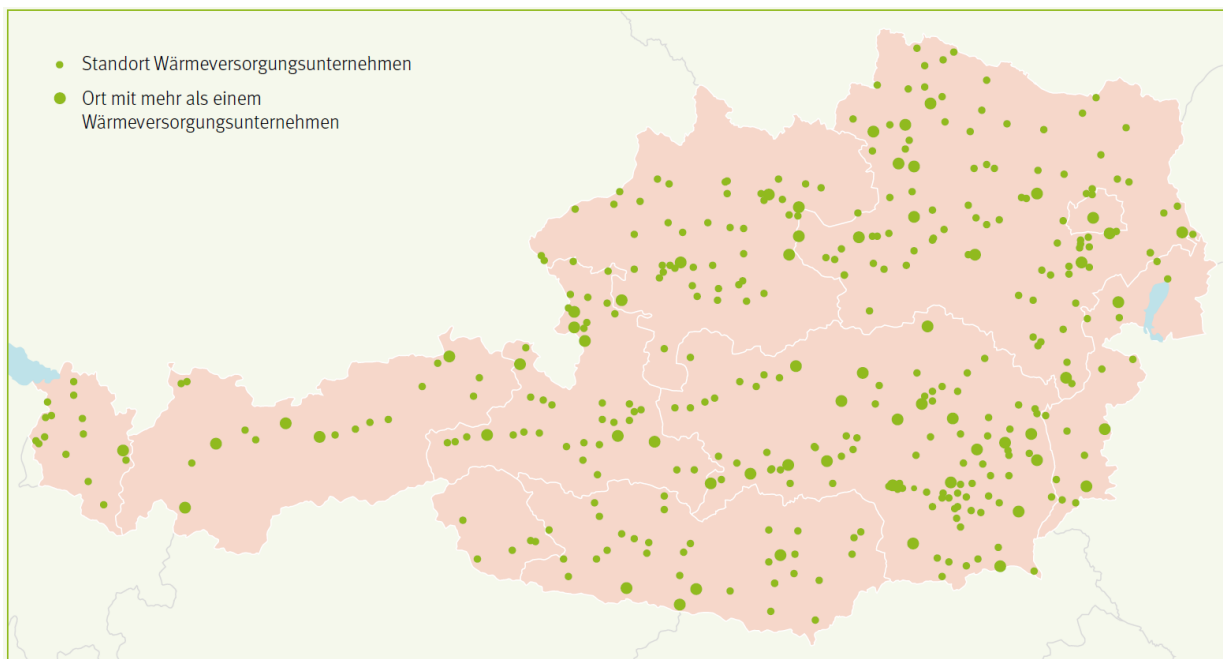


Abbildung 2-7. Verortung der Wärmeversorgungsunternehmen in Österreich
(Quelle: Infobroschüre des Fachverbandes Gas Wärme)

Das größte österreichische Versorgungsunternehmen ist die Fernwärme Wien, die zwar nur ein Netz betreibt, welches aber das mit Abstand Größte in Österreich ist. Weitere große Versorgungsunternehmen sind die EVN Wärme AG die 63 Biomasseanlagen in Niederösterreich betreibt, die Energie AG Wärme die 6 Fernwärmenetze in Oberösterreich betreibt, die Salzburg AG die neben der Fernwärmeschiene Salzburg-Hallein noch weitere 9 Netze betreibt, die Steirische Gas Wärme die in 24 Wärmenetzen tätig ist, die Kelag Wärme die etwa 80 Fernwärmenetze mit über 1.000 Heizzentralen betreut sowie die Stadtwerke Klagenfurt, die Stadtwerke St. Pölten, die Stadtwärme Leoben und die Stadtwerke Wels die jeweils die eigene Stadt mit Fernwärme versorgen. In kleineren Städten und Ortschaften sorgt eine Vielzahl an kleinen Netzbetreibern für die Versorgung ihrer Kunden mit Wärme meist aus Biomasseanlagen.

Bis zum Jahr 2001 wurden vom Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen Kenndaten der größten Versorgungsunternehmen erhoben (*Kenndaten 2001 der Wärmeversorgungsunternehmen*, 2001). Seit diesem Jahr sind keine gesammelten Informationen zu den einzelnen Unternehmen mehr erhältlich. Eine Auswertung zur Versorgungsstruktur in Abbildung 2-8, zeigt die Abgesetzte Wärmemenge nach Sektoren für 40 dieser Netze für die Daten verfügbar waren.

Abgesetzte Wärmemenge der großen Fernwärmenetze nach Sektoren

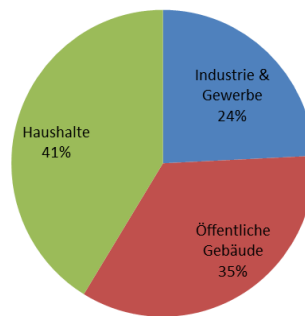


Abbildung 2-8. Abgesetzte Wärmemenge von 40 Fernwärmenetze nach Sektoren
(Quelle: Kenndaten 2001 der Wärmeversorgungsunternehmen, 2001)

Eine Darstellung der Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 einzelne Netze ist in Abbildung 2-9 dargestellt. Die Netze wurden dabei absteigend nach den jeweiligen Absatzmengen geordnet. Dadurch ist erkennbar, dass in kleineren Netzen tendenziell geringere Vorlauftemperaturen vorherrschen. Dies kann einerseits darin begründet liegen, dass kleinere Netze neuer sind als größerer Netze und dabei auf eine möglichst niedrige Vorlauftemperatur geachtet wurde, oder darin, dass in jenen Netzen, die an ihre Kapazitätsgrenzen gelangt sind, die Möglichkeit genutzt wurde, durch Erhöhung der Vorlauftemperatur mehr Wärmeenergie zu übertragen.

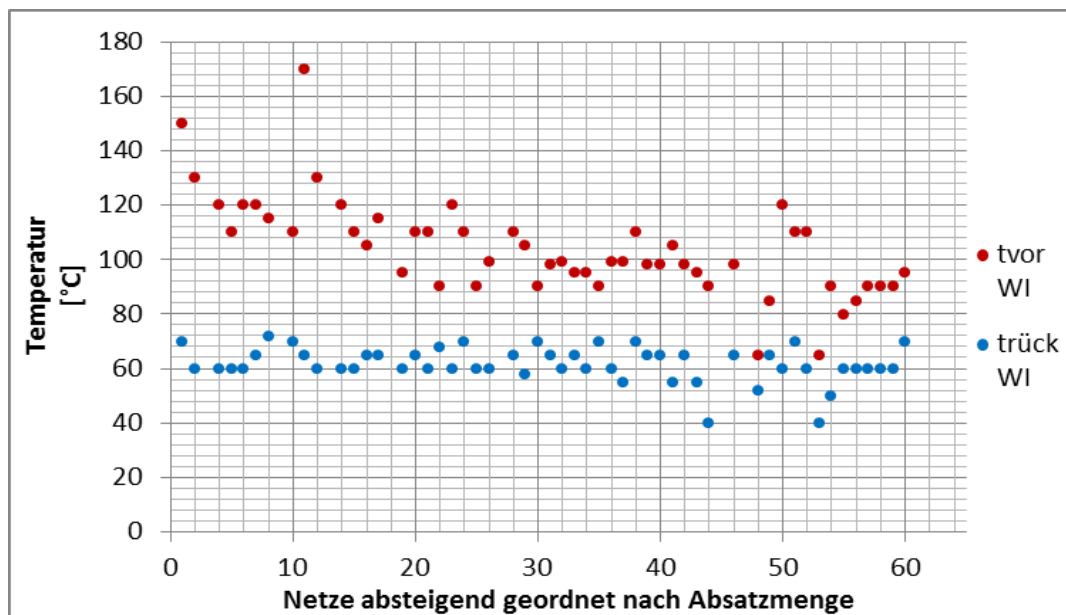


Abbildung 2-9. Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 nach Absatzmenge absteigend geordnete Netze
(Quelle: Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen, FGW 2001)

Zur Erhebung der Daten der Biomasse-Netze führt die Kommunalkredit Public Consulting gemeinsam mit dem Landesenergieverein Steiermark eine Datenbank mit technischen und betriebswirtschaftlichen Daten zu Projekten, die im Rahmen des Klima:aktiv Programms „qm Heizwerke“ gefördert wurden. Dies ist momentan die vermutlich vollständigste Datenbank zu den aktuellen Fernwärmenetzen, die auf Basis

Biomasse betrieben werden. Um im Rahmen dieses Programmes gefördert werden zu können muss die Summe der Nennleistungen der Wärmeerzeuger, die mit Biomasse betrieben werden, mindestens 400 kW betragen und eine Trassenlänge inklusive Objektanschlussstrassen von mindestens 1000 lfm erreichen. Unter Einhaltung dieser Bedingungen werden auch KWK-Anlagen vom qm-Heizwerke Management erfasst.

Eine Auswertung der Anschlussleistungen und Abnahmemengen von 169 Biomasse-Netzen aus dieser Datenbank und anschließende Zuordnung und Hochrechnung auf über 600 Anschlussleistungen, lässt auf die Anzahl der Netze in den verschiedenen Größenklassen, deren jeweilige vertragliche Anschlussleistung, durchschnittliche Volllaststunden und somit auf die abgegebene Energiemenge schließen. Werden diese 600 Netze als repräsentativ für die insgesamt rund 1200 existierenden Netze angesehen, so sind die Größenklassen der Biomassenetze mit Anschlussleistungen bis zu 25 MW ungefähr gleichverteilt. Dies bedeutet, dass sich in den sechs definierten Größenklassen jeweils ca. 14 bis 18 % der Anlagen befinden. Somit haben insgesamt weniger als 4 % der Biomasse-Wärmenetze Anschlussleistungen über 25 MW und weit unter 1 % der Netze haben Leistungen über 50 MW. Die abgesetzte Energiemenge steigt naturgemäß stark mit den Anschlussleistungen an. In den Klassen bis 7 MW Anschlussleistung befinden sich 80 % der Netze, sie umfassen aber nur ca. 1/3 der verkauften Wärme. Ein weiteres Drittel wird in Netzen mit Anschlussleistungen von 7 bis 25 MW verkauft und das letzte Drittel in Netzen über 25 MW. Die durchschnittlichen Volllaststunden der Kessel steigen dabei mit zunehmender Größe des Netzes von etwa 1.150 bis auf 1.500 Stunden pro Jahr an.

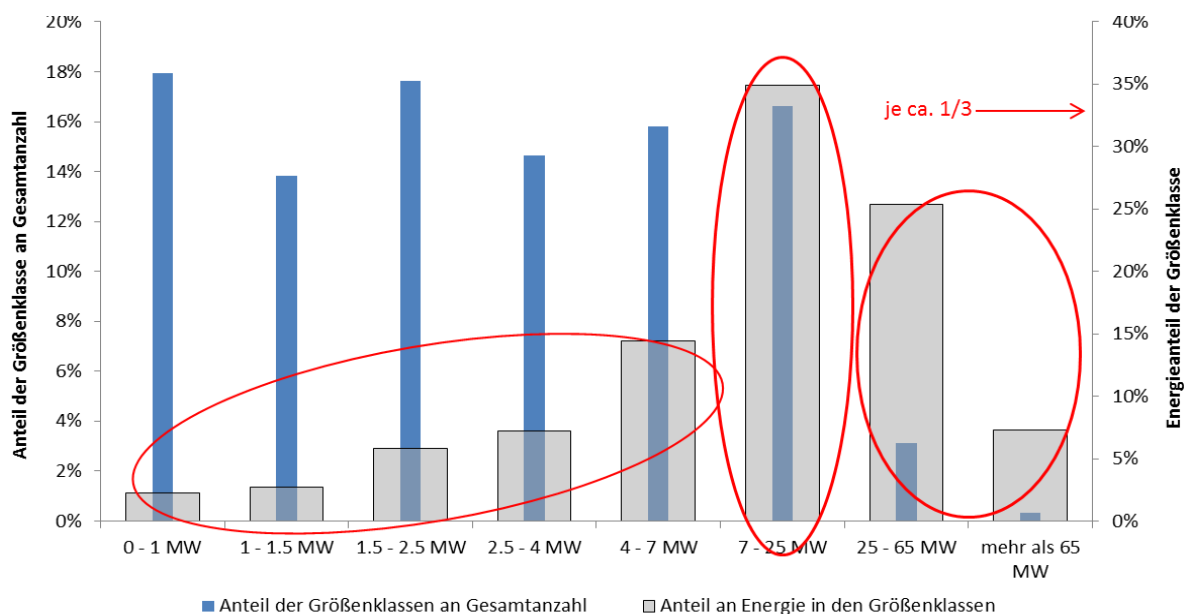


Abbildung 2-10. Verteilung der Biomassenetze auf Größenklassen und Anteilige Energiemengen
(Quelle: Auswertungen der QM-Heizwerke-Datenbank)

Eine weitere Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank wurde hinsichtlich mehrerer unterschiedlicher Kennzahlen durchgeführt. Auf Basis eines Datensatzes von 122 Nahwärmenetzen wurden diese in folgende drei Kategorien eingeteilt.

- **Cluster I, überwiegend Großverbraucher:**
mehr als 75 % der verkauften Wärme geht an Kunden mit einem Wärmebezug von mehr als 150.000 kWh/a
- **Cluster II, gemischte Netzstruktur:**
weniger oder gleich 75 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150.000 kWh/a UND weniger oder maximal 25 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50.000 kWh/a beziehen.
- **Cluster III, überwiegend Kleinverbraucher:**
weniger als 75 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150.000 kWh/a UND mehr als 25 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50.000 kWh/a beziehen.

Für diese Netze wurden folgende Parameter ermittelt bzw. hinsichtlich Mittelwerte, Median, sowie Extrema ausgewertet:

- Anzahl Wärmenetze je Cluster
- Anzahl der Verbraucher (=Wärmekunden)
- Trassenlänge gesamt
- technische Anschlussleistung aller Wärmekunden
- Netzverlustleistung
- erzeugte (d.h. ins Netz eingespeiste) Wärme
- Wärmeabnahme Jahresarbeit verkauft
- Netzverluste in % zur eingespeisten Wärmemenge
- Wärmedichte
- Anzahl der Kessel, deren Leistungen und eingesetzte Energieträger pro Wärmenetz.

Dem Cluster I konnten 21 % der ausgewerteten Wärmenetze zugeordnet werden, dem Cluster II 44 % der Netze, die verbleibenden 34 % haben eine überwiegend von Kleinverbrauchern geprägte Abnehmerstruktur. Betrachtet man die Anzahl der Wärmekunden innerhalb der Cluster, so ist erwartungsgemäß innerhalb der Netze mit Großverbrauchern der Anteil an den Gesamtkunden am geringsten. Die verhältnismäßig meisten Kunden der ausgewerteten Netze sind allerdings nicht in Strukturen mit überwiegend Kleinverbrauchern zu finden, sondern in Netzen mit gemischter Struktur. Die technischen Parameter Trassenlänge, Anschlussleistung und Wärmeabnahme nehmen hingegen für Netze mit überwiegend Großverbrauchern zu, was mit wirtschaftlichen Vorteilen einhergeht. So werden 40 % des jährlichen Energieabsatzes in Cluster I verkauft, obwohl dort nur 18 % der Verbraucher sind. Nur 14 % der Wärmemenge werden in Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern abgesetzt obwohl sich dort über 34 % der angeschlossenen Kunden befinden. Abbildung 2-11 zeigt die Verhältnisse dieser Parameter für die unterschiedlichen Netztypen.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

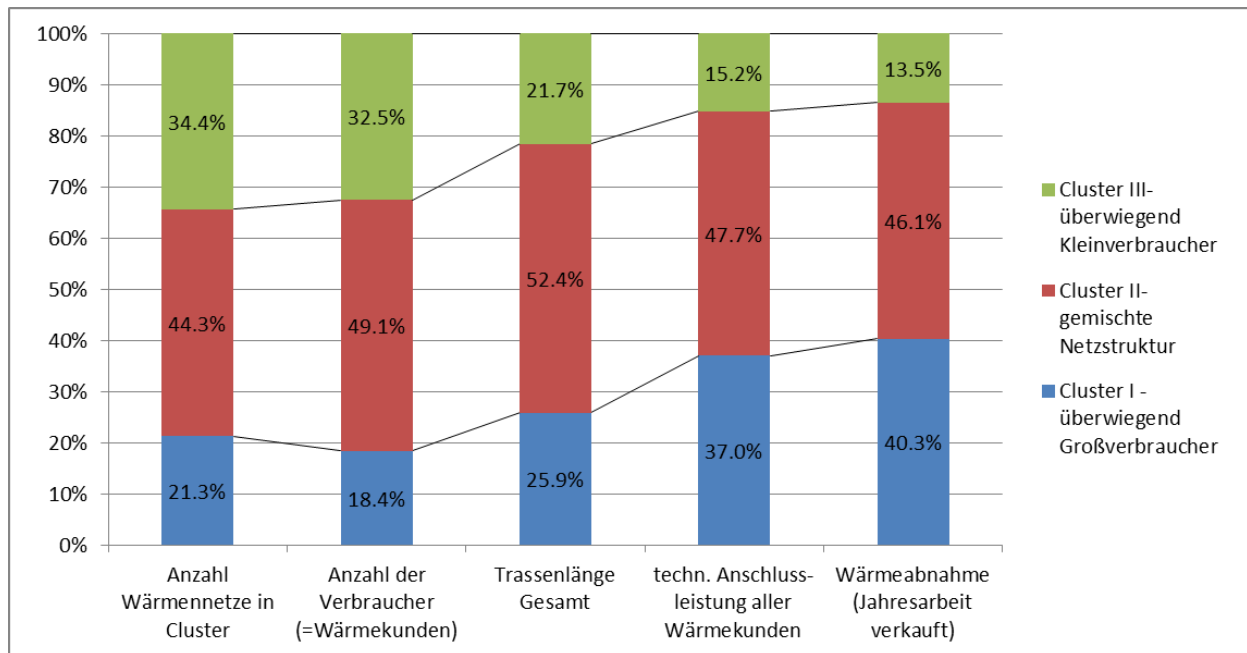


Abbildung 2-11. Vergleich technischer Parameter für die drei beschriebenen Netzcluster von Biomasse-Netzen (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank)

In Abbildung 2-12 bis Abbildung 2-14 sind für ausgewählte technische Parameter jeweils die Minimal- und Maximalwerte sowie der Median und Mittelwert als auch das Gesamtvolumen in den drei Clustern und der Summe der 122 ausgewerteten Netze dargestellt und interpretiert.

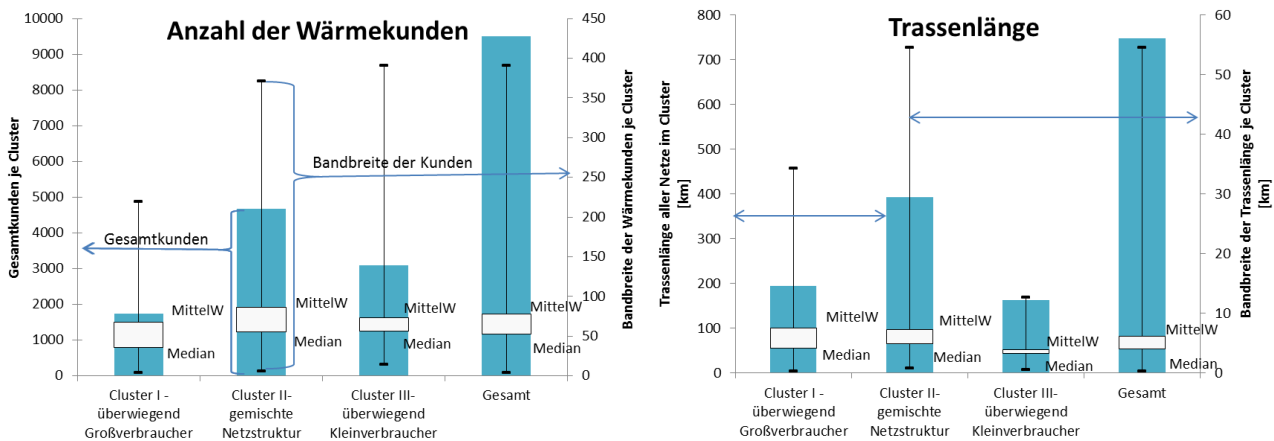


Abbildung 2-12. Anzahl der Wärmekunden und Trassenlängen der Netzcluster von Biomasse-Netzen (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank)

Die Betrachtung der Variation der Parameter innerhalb der Netze zeigt, dass die Streuung sowohl der Kundenanzahl als auch der Trassenlänge in allen drei Clustern sehr hoch und in einer ähnlichen Bandbreite angesiedelt ist. Sie reicht bei der Kundenanzahl in allen Clustern von einigen wenigen bis zu ein paar hundert Verbrauchern und bei den Trassenlängen von ein paar hundert Metern bis zu über 50 Kilometer. Durch die Annäherung des Medianwertes an den Mittelwert ist erkennbar, dass bei Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern die Netze gleichmäßiger über die gesamte Bandbreite verteilt sind

als bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern. Weicht der Median erheblich vom Mittelwert ab, so bedeutet dies, dass einzelne Netze Ausreißer darstellen. Kleinverbraucher netze sind also wesentlich homogener in ihren Parametern als Großverbraucher netze und lassen sich deshalb einfacher klassifizieren.

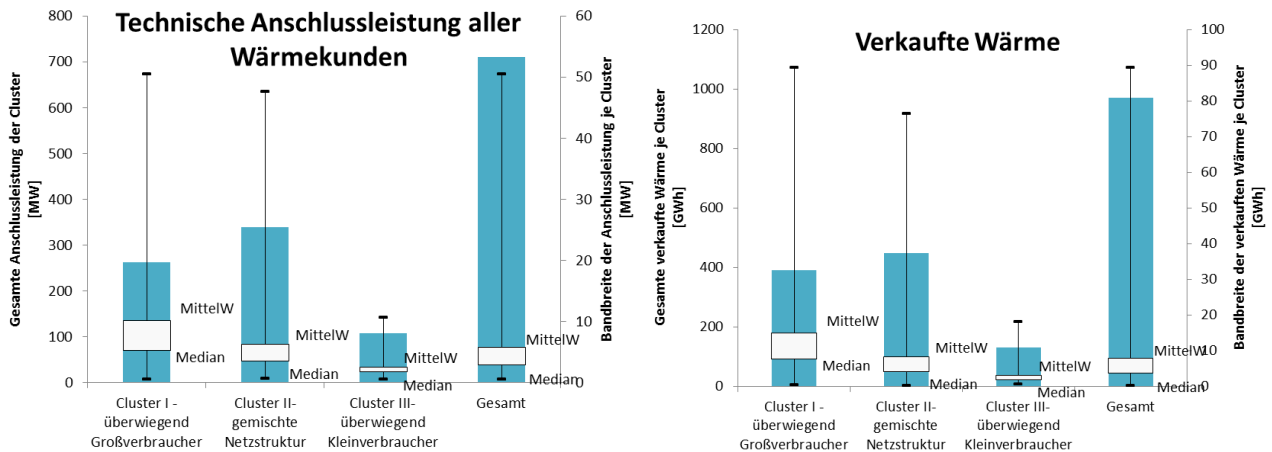


Abbildung 2-13. Technische Anschlussleistung und verkaufte Wärme der Netzcluster der Biomasse-Netze (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank)

Erwartungsgemäß steigen die technischen Anschlussleistungen mit zunehmendem Anteil an Großverbrauchern stark an. Allerdings ist die Bandbreite der Leistungen bei einer hohen Anzahl an Kleinverbrauchern wesentlich geringer und gleichmäßiger verteilt. Die durchschnittliche Trassenlänge pro Kunde ist zwar bei Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern nur halb so groß wie bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern, die Wärmedichte hingegen, also die verkaufte Wärmemenge pro Trassenmeter, ist bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern mehr als doppelt so groß wie bei Kleinverbrauchern. Aus diesen Werten lassen sich Bedingungen ableiten, die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Netze erfüllt sein sollten.

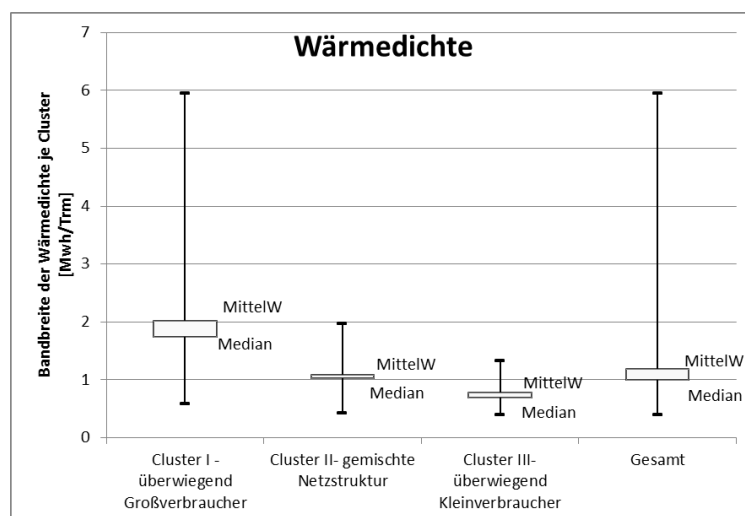


Abbildung 2-14. Bandbreiten der Wärmedichte der Netzcluster der Biomasse-Netze (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank)

Als Wärmeerzeuger verfügen 98 % der 122 ausgewerteten Netze über einen Biomassekessel und 8 % eine Biomasse KWK-Anlage. 55 % der Netze verfügen über einen Öl- oder Gas- Spitzenlastkessel und ganze 29 % der Netze beziehen einen Teil der Wärme aus Wärmerückgewinnungsanlagen (WRG). Sonstige Erzeuger wie externe Kessel oder Abwärme aus Industrie oder Biogasanlagen finden sich in immerhin 10 % der Netze. Die installierte Wärmeleistung und die mit den jeweiligen Technologien erzeugte Wärme sind in Abbildung 2-15 dargestellt. Die Biomassekessel machen 41 % der gesamten installierten Kapazität aus und erzeugen damit 66 % der Wärmemenge. Die Öl/Gaskessel machen zwar 40 % der installierten Kapazität aus, erzeugen aber nur 1 % der erzeugten Wärmemenge, da diese als Ausfallsreserve oder als Spitzenlastkessel dienen und nur geringe Betriebsstunden im Jahr aufweisen.

Die typischen Leistungen der Biomassekessel betragen zwischen 0.5 und 10 MW wobei 50 % der Kessel Leistungen bis zu 1,6 MW_{th} besitzen. Typische Öl/Gas-Kessel besitzen installierte Leistungen zwischen 0,5 und 25 MW wobei 50 % der Anlagen weniger als 3 MW_{th} leisten.

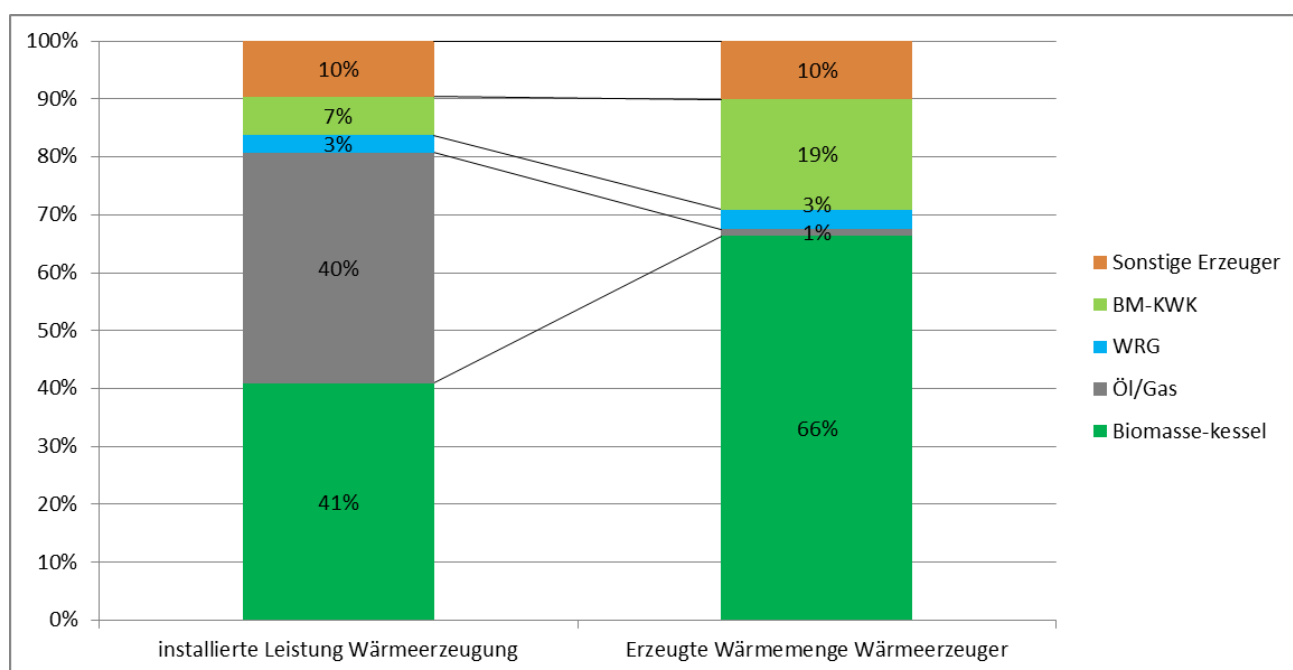


Abbildung 2-15. Anteile der installierten Leistung und der erzeugten Wärmemenge der unterschiedlichen Wärmeerzeuger in Biomasse-Netzen
(Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank)

2.4 Versorgter Wohnungs- und Gebäudebestand

Die letzte vollständige Gebäude und Wohnungszählung erfolgte im Jahr 2001. Dabei wurden für alle 2380 österreichischen Gemeinden u.a. die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Gebäude und Wohneinheiten und die dazugehörigen Typen von Gebäudeklassen bzw. Wohnungsgrößen erhoben. Seitdem wird alle fünf Jahre eine sogenannte Registerzählung durchgeführt, in welcher Daten des Gebäude- und Wohnungsregisters automationsgestützt ausgewertet werden. Auswertungen dieses Gebäude und Wohnungsregisters der Statistik Austria geben Aufschluss über die Entwicklung und den aktuellen Zustand der Wärmeversorgung der österreichischen Gebäude. Innerhalb der letzten Jahre

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

konnte eine steigende Anzahl an Wohnungen und Gebäude mit Fernwärmeanschluss verzeichnet werden.

Eine Auswertung der netzgebunden Wärmeversorgung in Wohngebäuden nach Bundesländern zeigt die nachfolgende Abbildung. Darin sind die mit Fernwärme versorgten Wohneinheiten aus dem Jahr 2002 sowie der Stand für 2011 dargestellt. Die Differenz gibt die seit 2002 an das Fernwärmesystem angeschlossenen Wohneinheiten an. Diese neu angeschlossenen Wohneinheiten teilen sich auf in Bestandswohnungen (Bauperiode bis 2001), die nachträglich an das Fernwärmenetz angeschlossen wurden und in den Anteil der Neubauten (Bauperiode ab 2001) die mit Fernwärme versorgt werden. Zusätzlich werden die aktuellen prozentuellen Anteile der Fernwärme am Gesamtwohnungsbestand sowie der Fernwärmeanteil der Bauperioden 1991 bis 2010 und 2001 bis 2010 dargestellt.

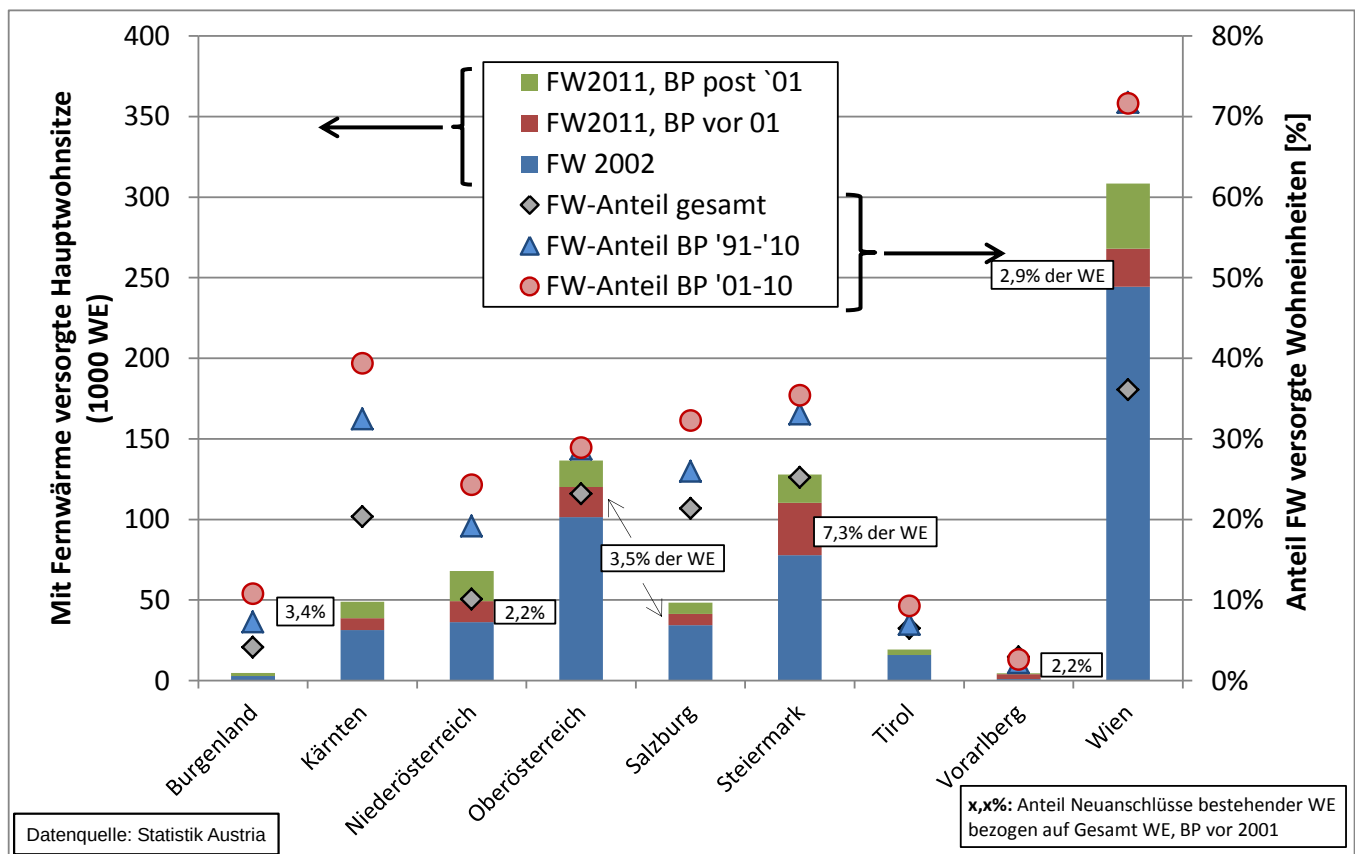


Abbildung 2-16. Auswertung der Fernwärmeversorgten Wohneinheiten nach Bundesländern und Bauperioden (vor 1991, 1991-2000 und ab 2001)
(Datenquelle: StatistikAustria (2012))

Im Zeitraum von 2002 bis 2011 ist die Anzahl der wärmenetzversorgten Wohneinheiten von 545 tsd. auf 767 tsd. angestiegen und markiert damit einen Zuwachs um 40 %. Über Österreich gesehen ist dieser Anstieg zu etwa gleichen Anteilen durch Neubauten (~115 tds. WE) sowie durch Neuanschlüsse bestehender Wohneinheiten (~105 tds. WE) erfolgt. Die Anteile der Neuanschlüsse bestehender Wohneinheiten (Bauperiode vor 2001) an den gesamten Wohneinheiten sind in Abbildung 2-16 für die einzelnen Bundesländer angegeben. Über Österreich gemittelt liegt der Anteil der FW-Neuanschlüsse in bestehenden Gebäuden im Bereich der Kesseltauschrate. In den einzelnen Bundesländern gibt es dazu

teilweise größere Abweichungen. Insbesondere in der Steiermark kam es zu einer deutlichen Anschlussinitiative von bestehenden Gebäuden in welcher mehr als 7 % der Wohneinheiten aus der Bauperiode bis 2001 innerhalb der zehn Jahre von 2001 bis 2011 auf Fernwärme umgestellt wurden. Ein Blick auf die Anteile der mit Fernwärme versorgten Wohneinheiten nach den Bauperioden vor 1991, 1991 – 2000 und ab 2001 verdeutlicht, dass der Anteil von Gebäuden jüngere Bauperioden die mit Fernwärme versorgt werden, überproportional hoch ausfällt. In Kärnten liegt beispielsweise der Anteil aller wärmenetzversorgter Gebäude bei 20 %. Werden Gebäude der Periode '91-'10 betrachtet, ergibt sich ein Anteil von etwas mehr als 30 %, der Anteil in Gebäuden ab 2001 liegt bei 40 %.

In Abbildung 2-17 ist die Anzahl der fernwärmeversorgten Hauptwohnsitze nach Gebäudegröße dargestellt. Darin ist ersichtlich, dass mit der Anzahl der Wohneinheiten in einem Gebäude dessen Anschlusshäufigkeit an ein Fernwärmenetz stark ansteigt. So besitzen Ein- und Zweifamilienhäuser nur eine Anschlussquote von 6 % an ein Fernwärmenetz, Gebäude mit 3 bis 9 Wohnungen bereits 28 %, Gebäude mit 10 bis 19 Wohnungen fast 38 % und bei Gebäuden mit mehr als 20 Wohnungen verfügen sogar mehr als 48 % über einen FW-Anschluss.

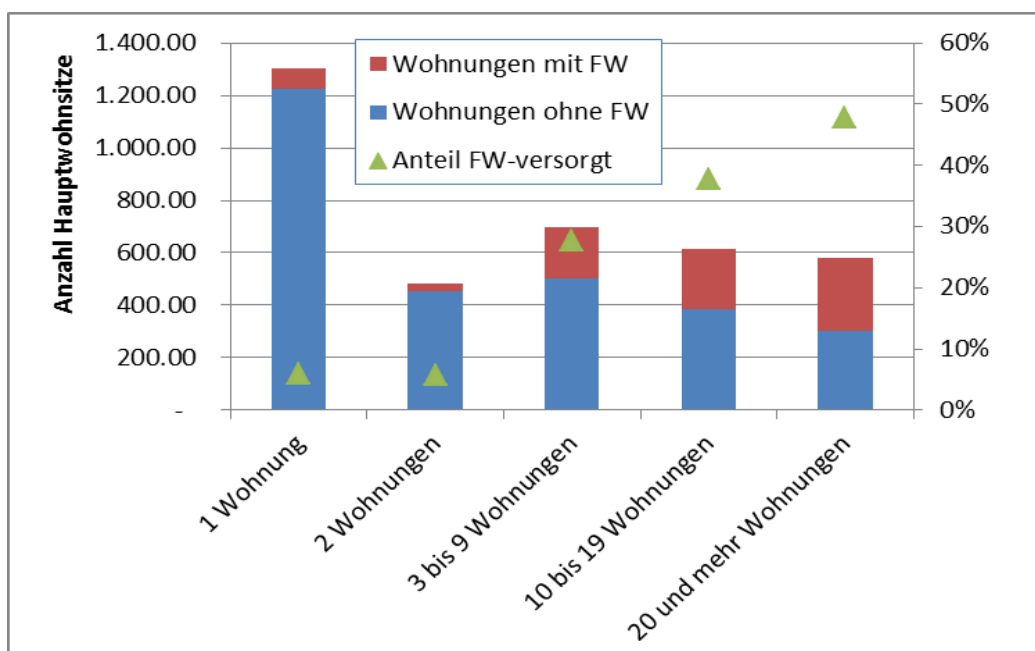


Abbildung 2-17. Fernwärmeversorgte Wohneinheiten nach Gebäudegröße
(Datenquelle: StatistikAustria (2012))

Aufbauend auf Ergebnissen der Regionalisierung der Wärmedichte, wurde die Struktur der Wärmedichte in wärmenetzversorgten Gebieten (Basis GWZ 2001) und der Zusammenhang zwischen Fernwärmeanteilen (2001) pro Gemeinde und Wärmedichte in den versorgten Gebieten ausgewertet und in Abbildung 2-18 grafisch dargestellt. Die Gemeinden wurden dabei nach ihrem Anteil an Wohneinheiten, die mit Fernwärme versorgt wurden, gruppiert. Für diese Gruppen wurde jeweils der Anteil der Energie in Regionen, die festgelegte Wärmedichten (8, 12, 16, 20 GWh/km²) überschreiten, bestimmt. Dabei zeigt sich, dass der Anteil der mit Fernwärme versorgten Wohneinheiten mit dem Anteil der Energienachfrage in Regionen mit hoher Dichte korreliert.

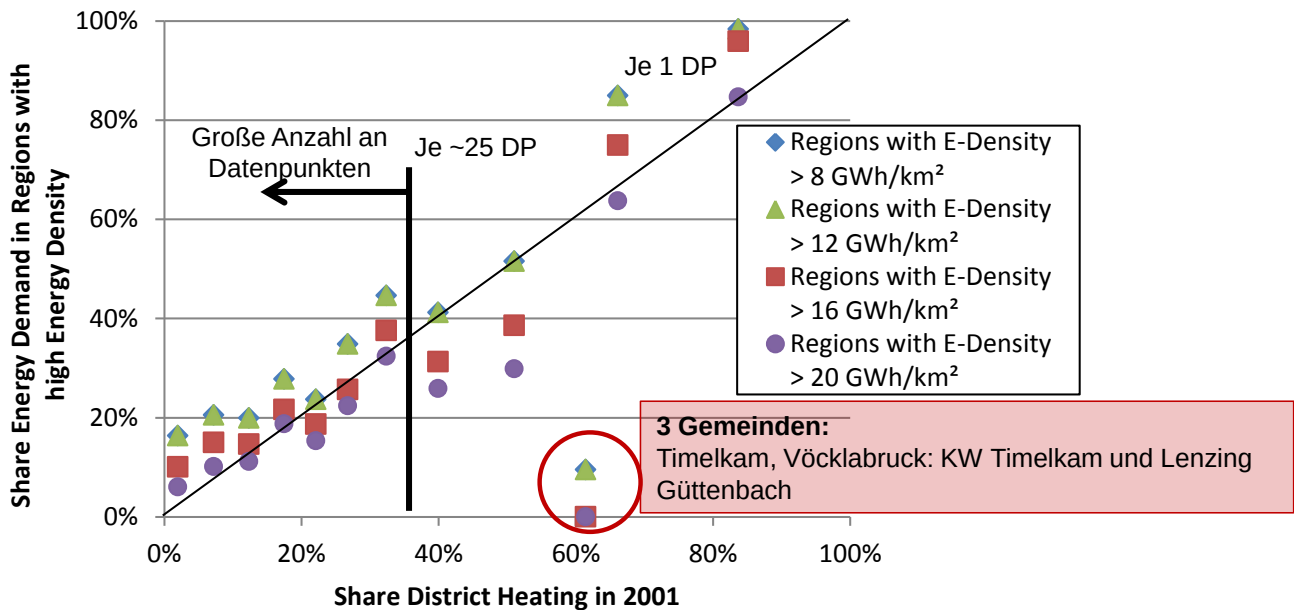


Abbildung 2-18. Auswertung des Energieanteils zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden in Gemeinden nach Wärmedichten und versorgten Wohneinheiten gemäß Gebäudewohnungszählung 2001 der Statistik Austria.
(Datenquelle: Statistik Austria)

2.5 Darstellung der Treibhausgas- und Primärenergiefaktoren in den österreichischen Fernwärmenetzen

Treibhausgas- und Primärenergiefaktoren können als Kriterien herangezogen werden, um die Bewertung einer eingesetzten Umwandlungstechnologie zur Erzeugung einer Einheit an Endenergie durchzuführen. Der Treibhausgasemissionsfaktor gibt die Menge an ausgestoßenen CO₂-Emissionen (EM) je Einheit Endenergie (Q_{EE}) an:

$$f_{co2} = \frac{EM}{Q_{EE}}$$

Der Primärenergiefaktor gibt das Verhältnis der eingesetzten Primärenergie (Q_{PE}) zur abgegebenen Endenergie an:

$$f_{PEF} = \frac{Q_{PE}}{Q_{EE}}$$

Die Faktoren können entweder nur für die Werte einer spezifischen Anlage angegeben werden, man spricht dann von direktem Faktor, oder aber inklusive des Einsatzes aller vorgelagerten Prozesse, man spricht dann vom indirekten Faktor. Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren können sowohl für fossile und erneuerbare Rohenergieträger als auch für abgeleitete Energieträger wie Strom oder Fernwärme angegeben werden. Hier soll ausschließlich auf die Faktoren von Fernwärme als abgeleitetem Energieträger eingegangen werden. Dabei spielt es wiederum eine Rolle welche Faktoren für die eingesetzten Primärenergieträger angenommen wurden. Eine Gegenüberstellung der in der der Literatur angegebenen weitgehend konsistenten Faktoren findet sich in (Kalt, 2013)

Wird die benötigte Endenergie durch Technologien ohne Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt, so kann der gesamte Primärenergieeinsatz eindeutig dem jeweiligen Endenergieträger zugeordnet werden. Im Gegensatz dazu spielt bei gekoppelter Produktion von Strom und Wärme, wie sie in Fernwärmenetzen oft geschieht, die Zuordnung der benötigten Primärenergie und in weiterer Folge der Treibhausgasemissionen eine entscheidende Rolle in der Bewertung dieser Technologie. Für die Zuordnung des eingesetzten Brennstoffes und damit der emittierten Treibhausgasemissionen zu den erzeugten Produkten, gibt es unterschiedliche Methoden, von welchen aus thermodynamischer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht keine gleichermaßen zwingend anzuwenden wäre, s. z.B. Mauch et al., (2010). Die häufigsten in der Literatur angewendeten Methoden sollen hier in Anlehnung an Kalt, (2013) kurz vorgestellt werden. Für weiterführende Information und die genauen Berechnungsmethoden wird auf die Literatur verwiesen.

- **IEA-Methode:** Bei der IEA Methode erfolgt die Aufteilung auf die Produkte Wärme und Strom entsprechend den thermischen und elektrischen Wirkungsgraden.
- **Wirkungsgradmethode:** Die Wirkungsgradmethode erfolgt analog zur IEA-Methode allerdings werden hier im Vergleich zur IEA-Methode die Primärenergieeinsätze jeweils dem anderen Produkt zugeschrieben. Das Produkt welches mit dem niedrigeren Wirkungsgrad erzeugt wurde, wird hier Primärenergetisch höher belastet.
- **Exergiemethode:** Bei der Exergiemethode wird die exergetische Wertigkeit des Endproduktes der gekoppelten Erzeugung berücksichtigt, und dem höherwertigen Produkt ein höherer Anteil an benötigter Primärenergie zugeschrieben. Für Strom ist hier eine exergetische Wertigkeit von 1 anzunehmen und für Wärme eine Wertigkeit in der Höhe des Carnot-Faktors. Dieser gibt das thermodynamische Maximum an, zu welchem Wärme in Arbeit umgewandelt werden kann.
- **Gutschriftenmethode:** Bei der Gutschriftenmethode wird davon ausgegangen, dass eines der beiden erzeugten Produkte das Hauptprodukt darstellt und das jeweils andere als Nebenprodukt anfällt. Dem Hauptprodukt wird in einem ersten Schritt die gesamte Primärenergiemenge zugeschrieben. Für das Nebenprodukt wird ein Referenzsystem zur alternativen Bereitstellung definiert und dessen Primärenergiefaktor herangezogen, um die erreichte Einsparung an Primärenergie vom Hauptprodukt abzuziehen.
- **Finnische Methode:** Bei der finnischen Methode wird für beide erzeugte Produkte ein Referenzsystem und somit ein Referenzwirkungsgrad definiert. Damit wird dann eine fiktive Primärenergieeinsparung nach den Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EG ermittelt. Diese Primärenergieeinsparung der gekoppelten Produktion gegenüber der getrennten Erzeugung wird dann herangezogen um den Primärenergieanteil des jeweiligen Produktes zu bestimmen.

In der ÖNORM EN 15316-4-5 wird die Stromgutschriftenmethode zur Ermittlung des Primärenergiefaktors für Fernwärmesysteme vorgeschrieben. Als Referenzsystem zur Strombereitstellung werden die spezifischen Emissionen des elektrischen Stromes in Österreich herangezogen. Die Ermittlung des Brennstoffeinsatzes der Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen erfolgt von den Fernwärmebetreibern nach CEN/CENELEC (CEN/CENELEC, 2004)

Von Theissing (2012, 2010) und von Kalt (2013) wurden verschiedene Berechnungen zu den Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren des österreichischen Fernwärmesystems erstellt. Die Ergebnisse sollen hier nun kurz zusammengefasst werden:

Theissing (2010) gibt für drei unterschiedliche Fernwärmenetze Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren an. Für die Berechnung wurde dabei die Gutschriftenmethode nach ÖNORM EN 15316-4-5 verwendet. Dabei wurde einerseits der gesamte PEF berechnet und andererseits der PEF bei ausschließlicher Betrachtung des nicht-regenerativen Anteils. Für die Faktoren der eingesetzten Rohenergieträger wurden eigens von Theissing für Österreich erstellte Werte verwendet.

Tabelle 2-2. Primärenergie- und CO₂-Emissionsfaktoren für verschiedene Fernwärmenetz-Typen. (Quelle: Theissing, 2010)

	KWK-Anteil	f _{PEF} gesamt	f _{PEF} fossil	f _{CO2} [t/GWh]
Nahwärmenetz mit 91% Biomasse	0%	1.45	0.2	50
Mittleres FW-Netz mit 16% Biomasse	59%	0.92	0.78	98
Größeres FW-Netz mit 15% Biomasse	85%	0.63	0.42	15

In Theissing, (2012) werden Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren für das gesamte österreichische Fernwärmesystem einmal nach ÖNORM EN 15316-4-5 und einmal nach den Vorgaben von CEN/CENELEC berechnet. Als Datengrundlage werden einmal die Werte des Fachverbandes für Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) und einmal die Werte der Energiebilanz der Statistik Austria herangezogen. Für die Primärenergiefaktoren der Rohenergieträger wurden wiederum die von Theissing berechneten Werte verwendet.

Tabelle 2-3. Primärenergie- und CO₂-Emissionsfaktoren nach verschiedenen Methoden. (Quelle: Theissing, 2012)

	f _{PEF} gesamt FGW Daten 2009	f _{PEF} gesamt StatA Daten 2008	f _{CO2} [t/GWh] FGW Daten 2009	f _{CO2} [t/GWh] StatA Daten 2008
CEN/CENELEC Methode	0.63	0.89	82.45	80.52
ÖNORM	0.77	-	64.31	

In Kalt, (2013) werden Primärenergiefaktoren für das gesamte österreichische FW-System anhand der Daten der Energiebilanz der Statistik Austria für verschiedene Jahre berechnet und die Ergebnisse der unterschiedlichen Allokationsmethoden miteinander verglichen. Hier wird als repräsentativer Wert der

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Durchschnitt der Jahre 2009 bis 2011 angegeben. Für die Primärenergieträger werden als Primärenergiefaktoren die Werte der Austrian Energy Agency, die für diese Studien ermittelt wurden herangezogen.

Tabelle 2-4. Primärenergiefaktoren nach verschiedenen Methoden. (Quelle: Kalt, 2013)

Mittelwert 2009-2011	Fernwärme aus KWK- Anlagen	Fernwärme aus Heizwerken	Gesamter Fernwärme- Mix
IEA-Methode	1.56	1.59	1.57
Wirkungsgradmethode	1.18		1.33
Finnische Methode	1.13		1.30
Stromgutschrift Referenzsystem fossile KW	0.82		0.1
Stromgutschrift Referenzsystem fossile KW inkl. Erneuerbare	1.58		0.58
Stromgutschrift Referenzsystem UCTE Mix nach ÖNORM EN 15603	0.08		0.63
Stromgutschrift Referenzsystem EU-Strommix nach GEMIS 4.8	0.45		0.87

3 Fallbeispiele: Erfolgs- und Misserfolgsfaktoren, Geschäftsmodelle

Im Kapitel 3 wird die Zielsetzung verfolgt, den Status quo von Solarenergie und Wärmenetzen in Europa und weltweit zu erheben, Fallbeispiele aus technischer und wirtschaftlicher Sicht im Detail zu analysieren und Erfolgs- sowie Misserfolgsfaktoren zu erörtern. Aus den Erkenntnissen werden, vor dem Hintergrund eines Energiesystems im Wandel, Anforderungen an zukunftsfähige Systemkonzepte und Geschäftsmodelle für solargestützte Wärmenetze in Österreich abgeleitet.

In Kapitel 3.1 ist einleitend die Marktentwicklung von Nah- und Fernwärmenetzen mit solarthermischer Einspeisung in Europa und weltweit dargestellt und aufbauend auf den Ergebnissen der Erhebungen erfolgt in Kapitel 3.2 eine Klassifizierung charakteristischer Systemkonzepte. In den Kapiteln 3.3 bis 3.4 sind repräsentative Fallbeispiele der wichtigsten europäischen Märkte (Dänemark, Deutschland, Österreich) vergleichend gegenübergestellt. Neben quantifizierbaren technischen und wirtschaftlichen Aspekten werden Geschäftsmodelle, sowie Erfolgs- und Misserfolgsfaktoren in den einzelnen Märkten jeweils qualitativ beschrieben. Am Beispiel der „*smart heating networks*“ in Dänemark werden in Kapitel 3.3.2 die Wechselwirkungen zwischen dem Wärme- und Strommanagement in integrativen Netzwerken mit hohem Anteil an volatilen erneuerbaren Erzeugungsanlagen erläutert und die in Dänemark realen Auswirkungen auf den Markt für Solarenergie und Wärmenetze aufgezeigt. Abschließend sind in Kapitel 3.5 vielversprechende Maßnahmen zur Steigerung der Nachfrage nach solaren Großanlagen in Verbindung mit Wärmenetzen in Österreich beschrieben.

3.1 Status quo solargestützter Wärme- und Kältenetze

Solargestützte Wärmenetze haben ihre Wurzeln in Schweden, wo in den 1980er Jahren erste Demonstrationsanlagen umgesetzt wurden. Die Entwicklungen wurden dann in den 1990er Jahren vor allem in Dänemark, Deutschland und Österreich vorangetrieben. Solargestützte Kältenetze wurden ab dem Jahr 2000 vor allem in Spanien und Italien realisiert.

Mit Ende 2013 befanden sich in Europa insgesamt 192 solargestützte Wärme- und 18 solargestützte Kältenetze mit einer Kollektorfläche $>500 \text{ m}^2$ und mit einer insgesamt installierten Kollektorfläche von rund 605.000 m^2 (entspricht einer thermischen Spitzenleistung von $423,3 \text{ MW}_{p,th}$ ³) in Betrieb (Erhebungen AEE INTEC und (Dalenbäck, 2014)).

³ Gemäß Konvention entspricht 1 m^2 Kollektorfläche (Apertur) einer thermischen Spitzenleistung von $0,7 \text{ kW}_{p,th}$

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

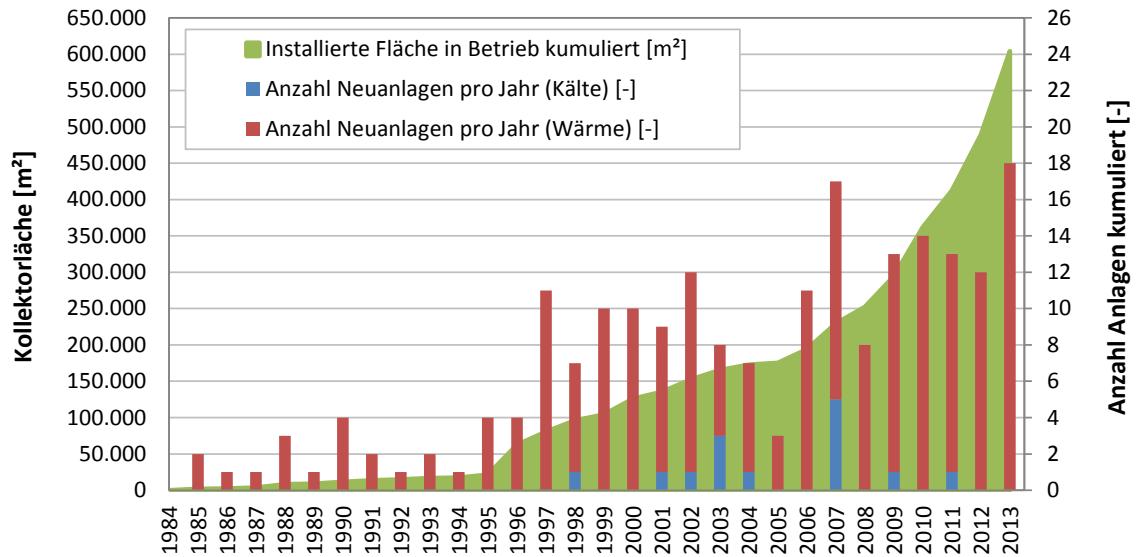


Abbildung 3-1. Marktentwicklung solargestützter Wärme- und Kältenetze in Europa.
(Quelle: AEE INTEC basierend auf Dalenbäck (2014))

Nach Anzahl der realisierten, in Betrieb befindlichen Anlagen ist Dänemark mit 50 solargestützten Wärmenetzen führend (Abbildung 3-2), gefolgt von Deutschland (25), Österreich (25) und Schweden (22).

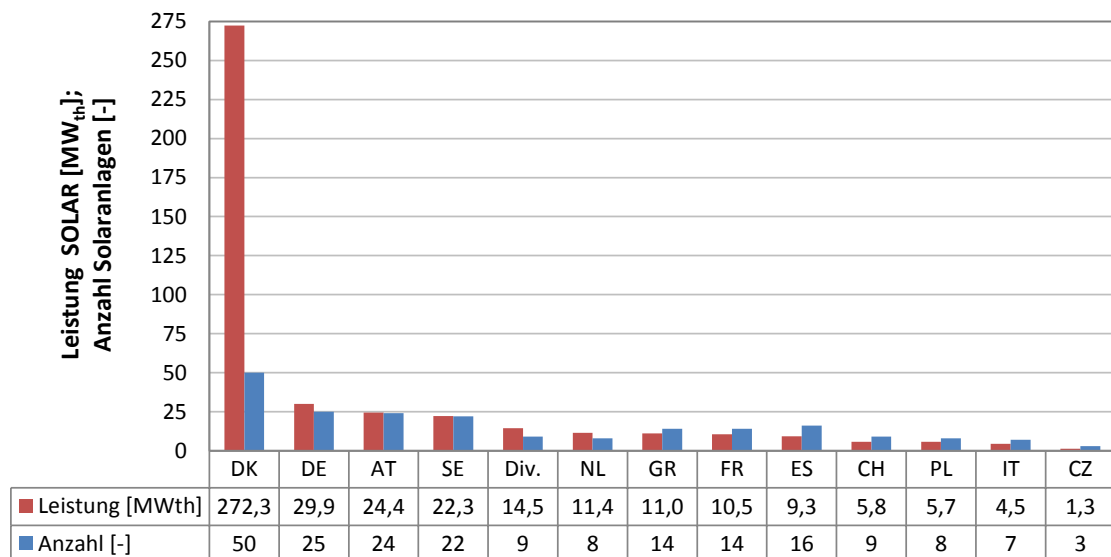


Abbildung 3-2. Marktanteile netzgekoppelter solarer Großanlagen in Europa nach installierter solarthermischer Leistung sowie nach Anzahl der installierten Anlagen in Betrieb.
(Quelle: AEE INTEC basierend auf Dalenbäck (2014))

Dänemark nimmt sowohl europa- als auch weltweit eine Vorreiterrolle im Marktsegment solargestützter Wärmenetze ein. Mit Ende 2013 befand sich mehr als 60 % der in Europa installierten Großsolaranlagenleistung und nahezu ein Viertel aller installierten Anlagen in Dänemark. Abbildung 3-3

zeigt ein für Dänemark typisches solares Großanlagenfeld mit Anbindung an ein kleinstädtisches Fernwärmenetz.



Abbildung 3-3. Solare Großanlage mit 5,012 m² Kollektorfläche in Dänemark, Ulsted
(Bildquelle: ARCON A/S)

Aus Erhebungen im Rahmen des IEA-SHC Task 45⁴ ist bekannt, dass, gemessen an Europa, die Anzahl der netzgekoppelten solaren Großanlagen weltweit gering ist (Putz, 2013): Zumindest 12 weitere Anlagen sind dokumentiert (China: 8; Saudi Arabien: 1; USA: 2; Kanada: 1), wovon die größte Anlage mit einer Kollektorfläche von 36.305 m² (25,4 MW_{th}) 2011 in Riad, Saudi Arabien in Betrieb genommen wurde (Fink, et al., 2011).

⁴ <http://www.iea-shc.org/task45/>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise



Abbildung 3-4. Solare Großanlage zur Versorgung eines Universitätscampus in Riad, Saudi Arabien (Bild oben: Inbetriebnahme – Kollektoren sind abgedeckt, damit das System nicht überhitzt; Bild unten links: Kollektorfeld fertiggestellt, in Betrieb; Bild unten rechts: Fernwärme VL und RL Leitungen (Bildquelle: AEE INTEC)

Ein weiteres interessantes Projekt befindet sich in Alberta, Kanada. Ein Nahwärmenetzwerk zur Versorgung von 52 Niedrigenergie- Einfamilienhäusern mit Heizenergie wird über eine 2.293 m² große thermische Solaranlage, die an einen 34.000 m³ Erdsondenwärmespeicher gekoppelt ist, beinahe ausschließlich mit Solarenergie gespeist. Der solare Deckungsanteil bezogen auf den Heizenergieverbrauch beträgt nach dem vierten Betriebsjahr bemerkenswerte 90 % (McClenahan, 2012).

3.2 Klassifizierung charakteristischer Systemkonzepte

In Abhängigkeit der geographischen Gegebenheiten, der bereits vorhandenen netzgebundenen Wärmeversorgungsinfrastruktur aber auch der gezielten Schwerpunktsetzung bei der Forschung- und Entwicklung (z.B. hohe solare Jahresdeckungsgrade vs. Optimierung der Systeme für eine hohe Auslastung nur im Sommer) haben sich historisch charakteristische Systemkonzepte für solargestützte Wärmenetze entwickelt: Diese reichen von der Direkteinspeisung von thermischer Solarenergie in bestehende Wärmenetze ohne Speicher (z.B.: Österreich) über die Einspeisung in Kombination mit Kurzzeitspeichern (z.B.: Österreich, Dänemark, Schweden, Saudi Arabien) oder saisonalen Speichern (z.B.: Deutschland, Kanada, Dänemark, Schweden) bis hin zur Kopplung von Solarwärme mit Wärmepumpen und KWK-Anlagen in integrativen Wärme- und Stromnetzen (z.B.: Dänemark).

Erfolgreiche Umsetzungsbeispiele solargestützter Wärmenetze finden sich in Verbindung mit unterschiedlichsten Netztypologien: solargestützte kommunale Biomasse-Nahwärmenetze in Österreich und Deutschland, solargestützte urbane Fernwärmenetze in Dänemark, Schweden und Österreich, solargestützte Stadtteile und Siedlungsgebiete, die über Mikronetze verbunden sind, in Deutschland und Österreich.

Die Wahl eines passenden Konzeptes zur hydraulischen Integration von thermischen Solaranlagen in bestehende Wärmenetze wird sehr stark vom technischen Standard der vorhandenen Infrastruktur sowie der lokalen und geographischen Gegebenheiten beeinflusst. Beste technische Voraussetzungen sind gegeben, wenn sowohl ausreichend (kostengünstige) Freiflächen für die Installation großer thermischer Solarkollektorfelder verfügbar sind und die bestehenden Wärmenetze sehr effizient, d.h. auf niedrigem Temperaturniveau, betrieben werden. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind gute Voraussetzungen dann gegeben, wenn einerseits die solaren Systemkosten so gering wie möglich ausfallen und andererseits die Kosten der konventionellen (fossilen) Energiebereitstellung hoch sind. Darüber hinaus können mittels angepasster Förder- und Finanzierungsmodelle gezielte Marktanreize bewirkt werden (vgl. Kapitel 3.5). Vereinzelt beeinflussen bereits heute dynamisch wirkende wechselseitige Effekte gekoppelter Wärme- und Strominfrastrukturen die Wirtschaftlichkeit solarer Großanlagen, die in Wärmenetze einspeisen (vgl. Fallbeispiele in Dänemark, Kapitel 3.3.2).

Eine Klassifizierung von verfügbaren Systemkonzepten solargestützter Wärmenetze wird an dieser Stelle in Anlehnung an die Arbeiten im Rahmen des IEA-SHC Task 45: Large Systems (Meissner, 2012) vordergründig nach der Position der hydraulischen Einbindung einer thermischen Solaranlage in das betrachtete Wärmeversorgungsnetzwerk vorgenommen. Nachfolgende Abbildung 3-5 zeigt schematisch die unterschiedlichen Möglichkeiten:

- Einbindung zentral in das Hauptversorgungsnetzwerk (Typ 1)
Die thermische Solaranlage ist in unmittelbarer Nähe der Heizzentrale platziert und hydraulisch an die Hauptversorgungsleitung und/oder einen zentralen Wärmespeicher gekoppelt.
- Einbindung dezentral in ein Subversorgungsnetzwerk (Typ 2)
Die thermische Solaranlage ist an beliebiger Stelle innerhalb eines Wärmeversorgungsnetzwerkes platziert und hydraulisch nur an das Wärmeversorgungsnetzwerk (2a) oder an das Wärmeversorgungsnetzwerk und einen Gebäudeverbund (2b) oder nur an einen

Gebäudeverbund (2c) gekoppelt. An jeder Stelle kann die Einbindung wiederum in Kombination mit einem Wärmespeicher erfolgen oder ohne Wärmespeicher.

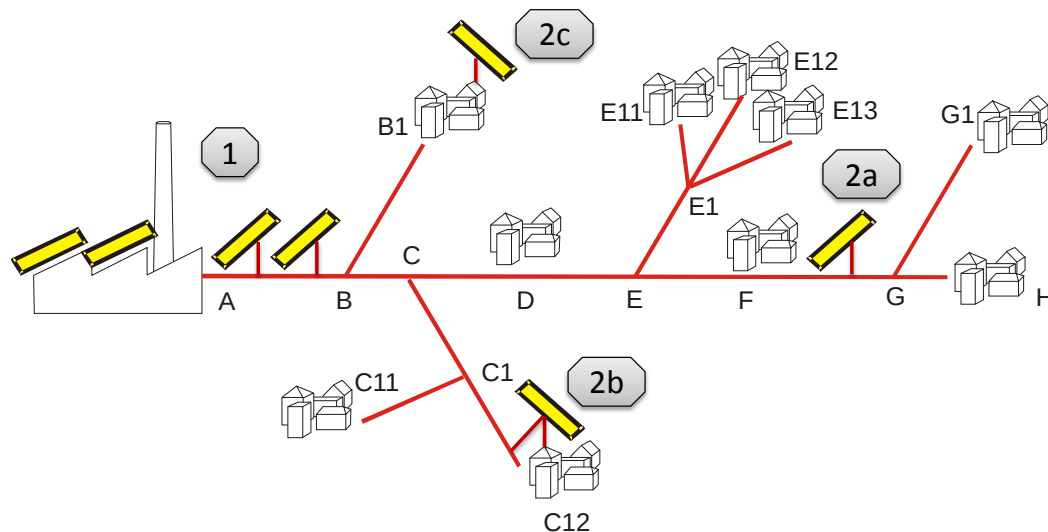


Abbildung 3-5. Mögliche Positionen der hydraulischen Einbindung thermischer Solaranlagen in Wärmeversorgungsnetzwerke
(Quelle i.A. an Meissner (2012))

Die unterschiedlichen Varianten zur hydraulischen Anbindung von thermischen Solaranlagen an Wärmenetz-Versorgungsleitungen (Haupt- oder Subnetzwerk – vgl. Abbildung 3-5, Typ 1 und Typ 2a), nämlich (A) Anhebung der Vorlauftemperatur, (B) Rücklaufentnahme und Vorlaufeinspeisung sowie (C) Anhebung der Rücklauftemperatur werden in Kapitel 4.1.1 detaillierter dargestellt und diskutiert.

Eine zentrale Einbindung von thermischen Solaranlagen direkt in Fernwärme Hauptversorgungsnetzwerke ist vor allem in Dänemark üblich, wo großflächig bodenmontierte Flachkollektorfelder in unmittelbarer Nähe der Energiezentrale hydraulisch an einen zentralen Wärmespeicher sowie an die Hauptversorgungsleitung gekoppelt sind (Abbildung 3-5 - Typ 1). In Österreich und Deutschland gibt es ebenfalls zentral angeordnete Kollektorfelder, allerdings überwiegend gekoppelt an kleinere Biomasse – Nahwärmenetze im ländlichen Raum.

Erfolgt die Einbindung der thermischen Solaranlage an beliebiger Stelle innerhalb eines Wärmeversorgungsnetzwerkes, so gibt es mehrere Möglichkeiten, welche Wärmesenke vordergründig mit Solarwärme beliefert wird (Abbildung 3-6):

- Einspeisung nur in Wärmenetz möglich (Typ 2a)
- Einspeisung in Gebäude und Wärmenetz möglich – bi-direktionale Einspeisung (Typ 2b)
- Einspeisung nur in Gebäude möglich – Wärmenetz als Back-up (Typ 2c)

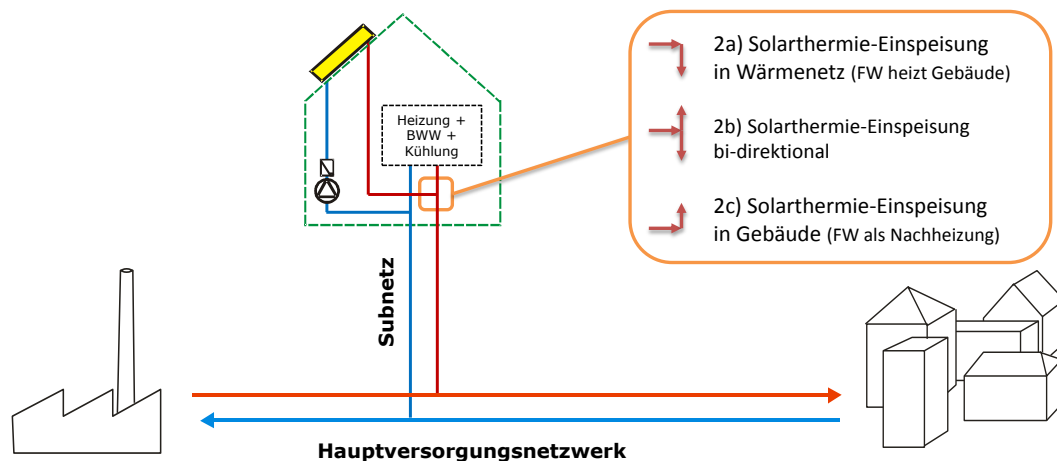


Abbildung 3-6. Einspeisung von thermischer Solarenergie in das Subversorgungsnetzwerk.
(Quelle i.A. an Meissner (2012))

Die Einspeisung in ein Subversorgungsnetzwerk ist ebenfalls in Deutschland und Österreich verbreitet. Charakteristische Systeme in Deutschland sind auch noch an einen saisonalen Wärmespeicher gekoppelt, während Systeme in Österreich mit Kurzzeit-Pufferspeicher ausgestattet sind oder, bei konstanter Lastabnahme und geringer solarer Deckung, ohne zusätzlichen Speicher auskommen.

3.3 Solargestützte Wärmenetze in Dänemark

Im Bereich der solargestützten Wärmeversorgung auf Netzebene ist Dänemark weltweit uneingeschränkt führend (vgl. Abbildung 3-2).

Mit Ende 2013 waren insgesamt 50 solare Großanlagen mit einer kumulierten installierten Fläche von 389,050 m² (272,3 MW_{th}) in Betrieb⁵. Das entsprach 64 % der in Europa installierten Großsolaranlagenleistung und 73 % der insgesamt in Dänemark installierten thermischen Solaranlagen. Neun der zehn größten netzgekoppelten Kollektorfelder Europas befinden sich in Dänemark.

Der Status quo der dänischen solargestützten Wärmeversorgung stellt sich so dar, dass solare Großanlagen mit konventionellen Energieversorgungstechnologien wie beispielsweise erdgasbefeuerten Kraft-Wärmekopplungsanlagen konkurrenzfähig sind, ohne dabei auf Förderinstrumente angewiesen zu sein. Möglich war diese Entwicklung durch eine Vielzahl sich ergänzender Faktoren, u.a. Standardisierung und konsequente Preisreduktionen bei solaren Großanlagen, Ausnutzung von Skaleneffekten durch spezialisierte System-Komplettanbieter, Verfügbarkeit von (günstigen) Freiflächen für Bodenaufständerung der Kollektoren, effiziente Wärmenetze und tiefe Versorgungstemperaturen, Steuern auf fossile Energieträger (v.a. Erdgas) und vorteilhafte Betreibermodelle (überwiegend Verbrauchergenossenschaften).

⁵ Umfassende Anlagen- und Monitoringdaten von 41 der 50 in Dänemark errichteten solaren Großanlagen sind online abrufbar (Stand August 2014): <http://www.solvarmedata.dk/>

Die Zukunftsaussichten für das Marktsegment der solargestützten Wärmenetze in Dänemark sind ebenfalls vielversprechend: Die bisherigen Erfahrungswerte der dänischen Betreiber werden als sehr positiv kommuniziert, was ein zusätzlicher Anreiz für Betreiber ohne thermische Solaranlage ist. Aktuelle Entwicklungen am dänischen Fernwärmesektor deuten zudem darauf hin, dass aufgrund hoher Windstromeinspeisungen an der Strombörse der wirtschaftliche Betrieb von erdgasbefeuerten KWK-Anlagen als Grundlastkraftwerke zunehmend schwieriger wird. Lösungen bestehen darin, durch eine Kopplung von unterschiedlichen Erzeugungsanlagen (KWK-Anlagen + Wärmepumpen oder Elektrodenheizkessel + thermische Solaranlage + Spitzenlastkessel) und (saisonalen) Speichern die Energieversorgung weiter zu diversifizieren und vor allem die Flexibilität der Betriebsführung weiter zu erhöhen. In solchen Konzepten, die von dänischen Betreibern als „*smart district heating*“ bezeichnet werden, spielen riesige thermische Solaranlagen (bis 70.000 m²) zur vollständigen Grund- und teilweise Mittellastdeckung gekoppelt an kostengünstige saisonale Wärmespeicher (Erdbeckenwärmespeicher bis 180.000 m³) und Wärmepumpen im MW-Leistungsbereich eine zentrale Rolle (siehe 3.3.2).

3.3.1 Techno-ökonomische Analyse ausgewählter dänischer Fallbeispiele

Die typischen dänischen solaren Großanlagen von heute sind zentral angeordnete und überwiegend am Boden montierte Flachkollektorfelder, die an bestehende erdgasbefeuerte KWK-Anlagen oder an Biomasse Heizwerken gekoppelt sind (vgl. Abbildung 3-3 und Abbildung 3-5 – Typ 1).

Die meisten der heute realisierten solaren Großanlagen in Dänemark sind für eine hohe solare Sommerdeckung ausgelegt. Das heißt, in den Sommermonaten (Juli, August) liefert die thermische Solaranlage einen Großteil der benötigten thermischen Energie (z.B. 70-90 %), hauptsächlich zur Deckung der Brauchwarmwasser-Bandlast. Kurzzeitspeicher stellen über den Zeitraum einiger Stunden sicher, dass die im Tagesverlauf schwankende solarthermische Erzeugung vom Bedarf entkoppelt ist. Über das Jahr betrachtet sind so solare Deckungsanteile im Bereich von 5 - 25 % möglich. Typische Anlagengrößen bewegen sich im Bereich zwischen 3,5 und 10 MW_{p,th} (ca. 5.000 – 15.000 m²).

Die neue Generation solarer Großanlagen in Dänemark strebt sogar nach noch größeren Kollektorfeldern in der Größenordnung von 15 – 50 MW_{th} (20-70.000 m²) für höhere solare Deckungsgrade bis 50 % und teilweise darüber. Zur Zielerreichung sind hier Langzeitwärmespeicher erforderlich, die auch multifunktionell im Energieversorgungsverbund eingesetzt werden (siehe auch Kapitel 0). In Dänemark wird hierzu insbesondere die großtechnische Umsetzung von sehr kosteneffizienten Erdbecken-Wärmespeichern vorangetrieben. In aktuellen Projekten konnten solche Großspeicher mit einem Speichervolumen bis 75.000 m³ bereits um 35-40 €/m³ realisiert werden (z.B.: Marstal, Dronninglund) und es befinden sich mit September 2014 zumindest drei weitere Projekte mit Erdbeckenspeichern bis 180.000 m³ in Planung bzw. Umsetzung (Gram, Vojens, Løgumkloster) – siehe Kapitel 3.3.2.

In Abbildung 3-7 sind die spezifischen Systemkosten (in € pro m² Aperturfläche) von zehn untersuchten dänischen Fallbeispielen zur Deckung des sommerlichen Energiebedarfs (also ohne saisonale Wärmespeicher) mit Kollektorflächen zwischen 7.000 und 15.000 m² dargestellt. Die Kosten entsprechen

den Investitions- und Planungskosten des gesamten Solarsystems inklusive Grundstückserwerb und Anbindung an das Fernwärmenetzwerk (exkl. Förderung und Umsatzsteuer).

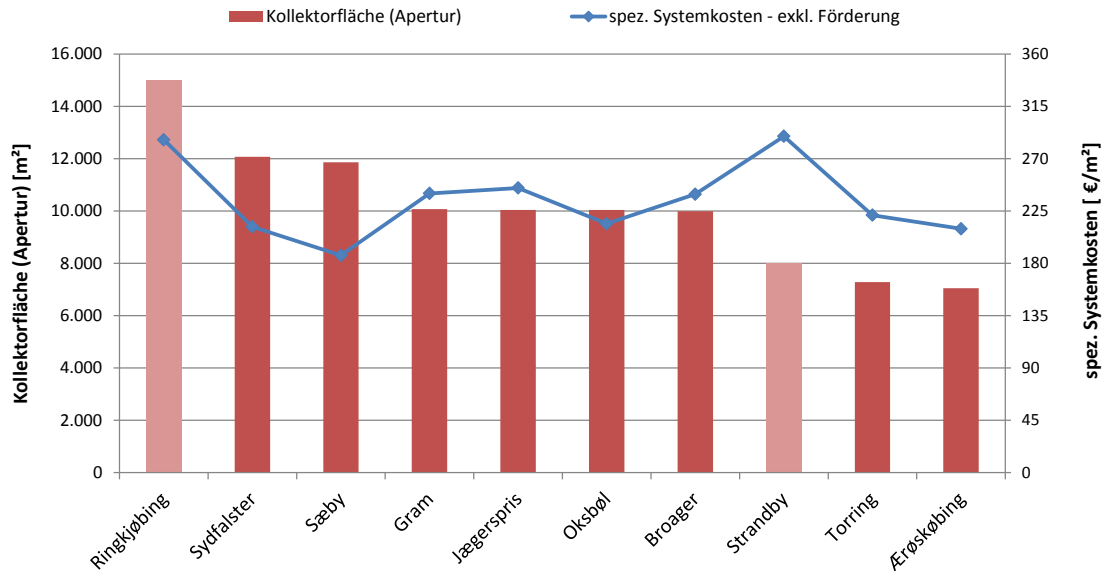


Abbildung 3-7. Spezifische Systemkosten ausgewählter dänischer Großsolaranlagen (ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung)

Die spezifischen Kosten liegen bei rund 290 €/m² bei Systemen, wo auch ein Solarenergiespeicher (Kurzzeitspeicher) nachgerüstet wurde (Ringkjøbing, Strandby) und reduziert sich auf 250 bis 190 €/m² bei Systemen, wo ein bestehender Fernwärmespeicher genutzt werden konnte⁶. Im Vergleich dazu liegen die spezifischen Systemkosten (Solarsystem + saisonaler Speicher + Grundstück + Planung) der erwähnten „smart district heating“ Systeme bei bemerkenswerten 270 €/m² in Dronninglund und bei (projektierten) 310 €/m² in Vojens. Ein deutliches Indiz für die erheblichen Skaleneffekte, die mit ansteigender Anlagengröße erreichbar sind. Im Anhang 10.1.1 ist für die Anlage „Jaegerspris“ eine umfassende Kostenanalyse nach Kostengruppen dargestellt.

Neben den kostenoptimierten Solarsystemen ist die Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Marktdurchdringung von solargestützten Wärmenetzen vor allem auch durch die vorhandene netzgebundene Wärmeversorgungsinfrastruktur in Dänemark gegeben. Neben dem guten Netzausbau und den bereits vorhandenen Speichern kommt der Solarthermie vor allem die optimierte Betriebsweise der Nah- und Fernwärmenetze im Sinne von niedrigen Netzvor- und Rücklauftemperaturen zugute.

Eine Analyse der mittleren jährlichen Versorgungstemperaturen von 165 dänischen Fernwärmenetzen ergibt Netz-Vorlauftemperaturen von 75°C und Netz-Rücklauftemperaturen von 40°C im Jahresschnitt

⁶ Für dänische Fernwärmesysteme ist es charakteristisch, dass große Lastausgleichsspeicher zur wirtschaftlichen Betriebsoptimierung installiert sind. Bei einer Erweiterung von Fernwärmeversorgungssystemen um solare Großanlagen zur Deckung des sommerlichen Bedarfs ist daher die Anschaffung eines zusätzlichen, kostenintensiven Solarenergiespeichers in vielen Fällen nicht notwendig.

(Abbildung 3-8). Die mittleren Netz-Verteilverluste liegen bei rund 25 % und die mittlere Anschlussdichte⁷ liegt bei 1,5 kW/Trm (Datenbasis: (Dansk Fjernvarme, 2012)).

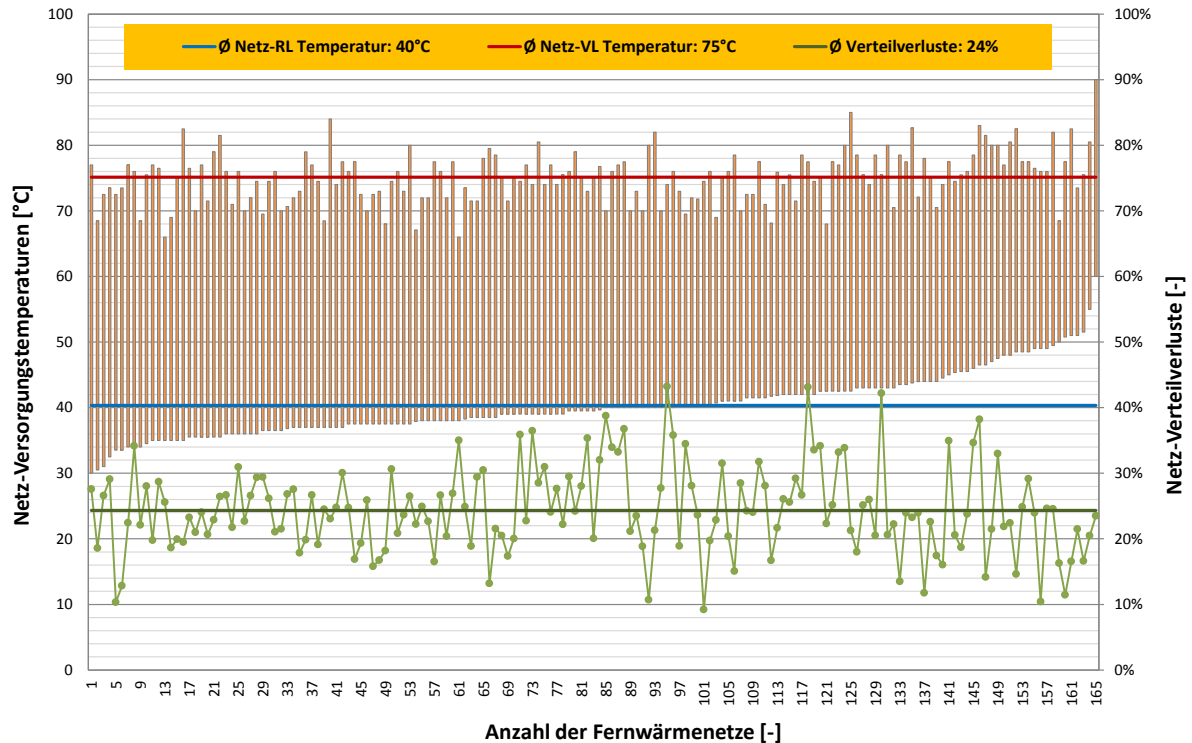


Abbildung 3-8. Versorgungstemperaturen (mittlere jährliche Netz-Vor- und Rücklauftemperaturen) sowie Verteilverluste 165 dänischer Fernwärmenetze geordnet nach aufsteigenden Netz-Rücklauftemperaturen (AEE INTEC;
(Datenbasis: Dansk Fjernvarme (2012))

Die vergleichsweise geringen Versorgungstemperaturen von 75°C (Vorlauf) und 40°C (Rücklauf) sind hauptausschlaggebend für hohe solare Erträge trotz mäßiger Einstrahlung im Norden Europas, wie nachfolgende Analyse der spezifischen solaren Wärmeerträge der zehn untersuchten Fallbeispiele veranschaulicht. In nachfolgender Abbildung 3-9 sind jeweils die projizierten (simulierten) spezifischen solaren Wärmeerträge dargestellt (rote Balken) sowie die real über ein Jahr gemessenen Erträge (blaue Balken). Die gemessenen spezifischen solaren Erträge liegen zwischen 370 und 500 kWh/(m²a). Der Durchschnittswert liegt bei rund 430 kWh/(m²a), was in etwa vergleichbar ist mit den Erträgen solarer Brauchwarmwassersysteme in Österreich. Letztere sind bezogen auf den m²-Preis jedoch etwa 3-4-mal so teuer wie die dänischen Großsolaranlagen – ein weiterer aussagekräftiger Indikator für die Skaleneffekte, die mit solaren Großanlagen erreicht werden können.

⁷ Anschlussdichte in kW Anschlussleitung pro m Trassenlänge (Hauptleitung)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

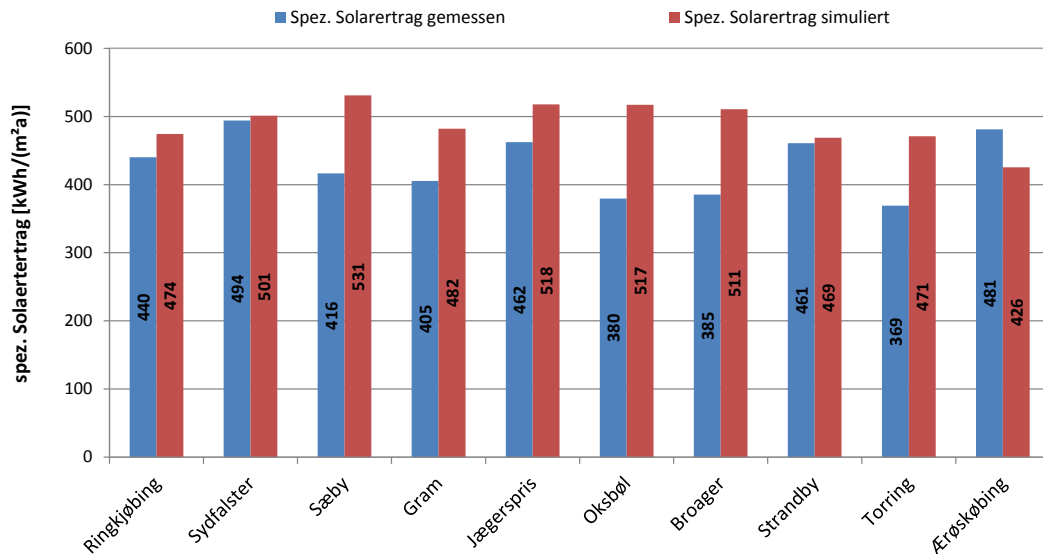


Abbildung 3-9. Spezifische solare Wärmeerträge in kWh pro m² Aperturfläche und Jahr (gemessen und projiziert) ausgewählter dänischer Großsolaranlagen (Datenbasis: SOLVARMEDATA.DK (2014))

Die typischen dänischen solaren Großanlagen werden für hohe solare Sommerdeckungsgrade dimensioniert. Über das Jahr betrachtet erreichen die zehn untersuchten Anlagen bezogen auf die gesamte Fernwärmelieferung ins Netz Jahresdeckungsgrade zwischen 6 % und 23 % (Abbildung 3-10). Der Durchschnitt liegt bei rund 13 % (n=10).

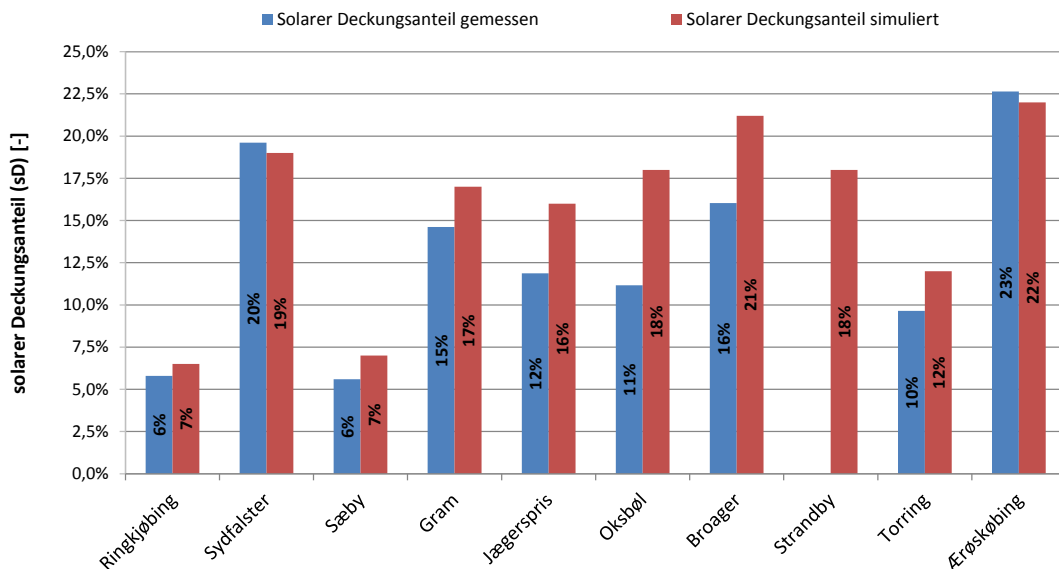


Abbildung 3-10. Solare Deckungsanteile der betrachteten dänischen Anlagen (gemessen und projiziert) - Sydfalster und Ærøskøbing sind solargestützte Biomasse-Fernheizwerke, der Rest sind solargestützte Erdgas KWK-Anlagen

Über eine Lebensdauer der solaren Großanlagen von 20 Jahren betrachtet, errechnen sich aus den gemessenen solaren Erträgen sowie den Investitions- und Betriebskosten durchschnittliche solare

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Wärmegestehungskosten von 42 bis 63 €/MWh bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 % (Abbildung 3-11).

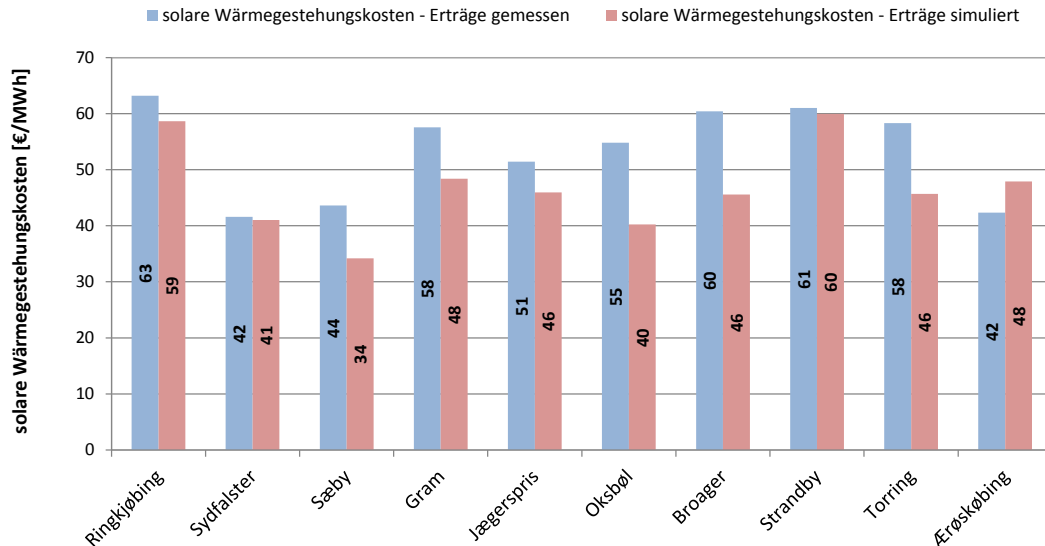


Abbildung 3-11. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten dänischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 6 %, Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre)

Legt man der Berechnung eine (realistische) Lebensdauer der Solaranlage von 25 Jahren sowie einen (in Dänemark üblichen) niedrigen kalkulatorischen Zinssatz von 3 % zugrunde, errechnen sich die solaren Wärmegestehungskosten zu 29 bis 44 €/MWh (Abbildung 3-12).

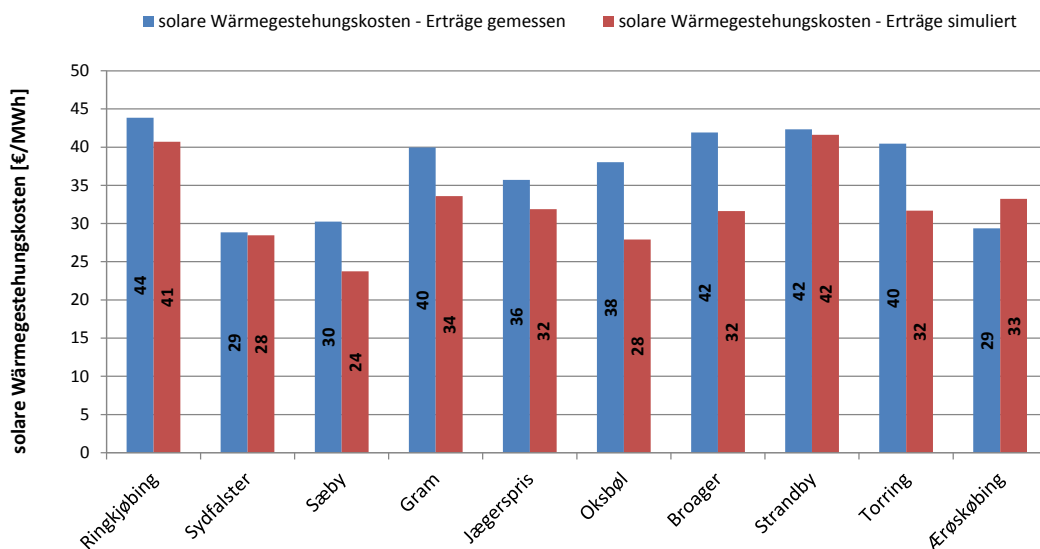


Abbildung 3-12. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten dänischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre)

Zum Vergleich – Industriekundenpreis für Erdgas in Dänemark (siehe auch Abbildung 3-29). Industriekunden bezahlten in Dänemark 2013 aufgrund hoher Steuern auf Erdgas in Abhängigkeit der

jährlichen Verbrauchsmenge zwischen 112 €/MWh (1.000 – 10.000 GJ/a Verbrauch) und 92 €/MWh (100.000 – 1.000.000 GJ/a Verbrauch). Der Durchschnittspreis innerhalb der EU 28 lag 2013 bei 58 – 41 €/MWh. Rund 60 % der angeführten Kosten für Erdgas entfällt in Dänemark auf Steuern. Der EU-28 Schnitt hingegen lag 2013 bei 22 % (Eurostat, 2014).

3.3.2 Wechselwirkungen zwischen Wärme- und Strommanagement am Beispiel von Dänemark

Ausgelöst durch die Energiekrisen in den 1970er Jahren setzte in Dänemark ein drastisches Umdenken ein: Man wurde sich der hohen Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern bewusst, woraufhin seitens der dänischen Regierung in einem ersten Schritt Versorgungsunabhängigkeit, Effizienz und nationale Wertschöpfung als Prämissen einer nachhaltigen Energieversorgung definiert wurden. Als Konsequenz wurde in den 1970er und 1980er Jahren verstärkt auf die systematische Planung der Wärmeversorgung in Verbindung mit KWK-Anlagen Wert gelegt und technologische Schwerpunkte in Richtung Verminderung von Verteilverlusten (vorisolierte Rohrleitungen, Reduktion der Netztemperaturen und drehzahlgeregelte Netzpumpen) sowie Verringerung des thermischen Energieverbrauchs durch Energieeffizienzmaßnahmen (z.B. Gebäudedämmung) gesetzt. Verbindliche Planungsdirektiven seitens der dänischen Regierung waren in den 1990er Jahren in weiterer Folge ausschlaggebend für eine flächendeckende Umstellung von kohle-, erdöl- und erdgasbasierten Heizwerken zu erdgasbefeuerten KWK-Anlagen und Biomasseheizwerken auch im kleineren Leistungsbereich. Das weitläufig vernetzte, dezentrale Energieversorgungssystem für Siedlungsgebiete ab etwa 1.000 Einwohnern ist heute ein Charakteristikum Dänemarks (vgl. Abbildung 3-13: Entwicklung von einer zentralisierten dänischen Energieversorgungsinfrastruktur 1985 hin zu einem weitgehend dezentralen Energiesystem heute).

Der Nah- und Fernwärmesektor in Dänemark umfasst heute insgesamt 16 große (zentrale) und 285 dezentrale KWK-Anlagen sowie 130 Heizwerke, die in Fernwärmenetze zur Versorgung von (Klein-)Städten speisen. Bis dato wurden etwa 50.000 km an Fernwärmeleitungen verlegt. Bezogen auf die Trassenlänge pro Einwohner bedeutet das mit 8,9 km/1.000 Einwohner europaweit die weitaus höchste Netzdichte. Der Marktanteil der Fernwärme im Wohnungs- und Dienstleistungssektor beträgt 2012 etwa 50 % und mehr als 60 % aller dänischen Haushalte verfügen über einen Fernwärmeanschluss (Danish Energy Agency, 2014). Das dezentralisierte und stark vernetzte Energieversorgungssystem in Dänemark eröffnet heute eine Bandbreite von Möglichkeiten für moderne, integrative Netze mit hohem Anteil an regenerativen Energieträgern wie beispielsweise Biomasse (vor allem Stroh), Biogas, Bio-Öl, (oberflächennahe) Geothermie und Solarthermie.

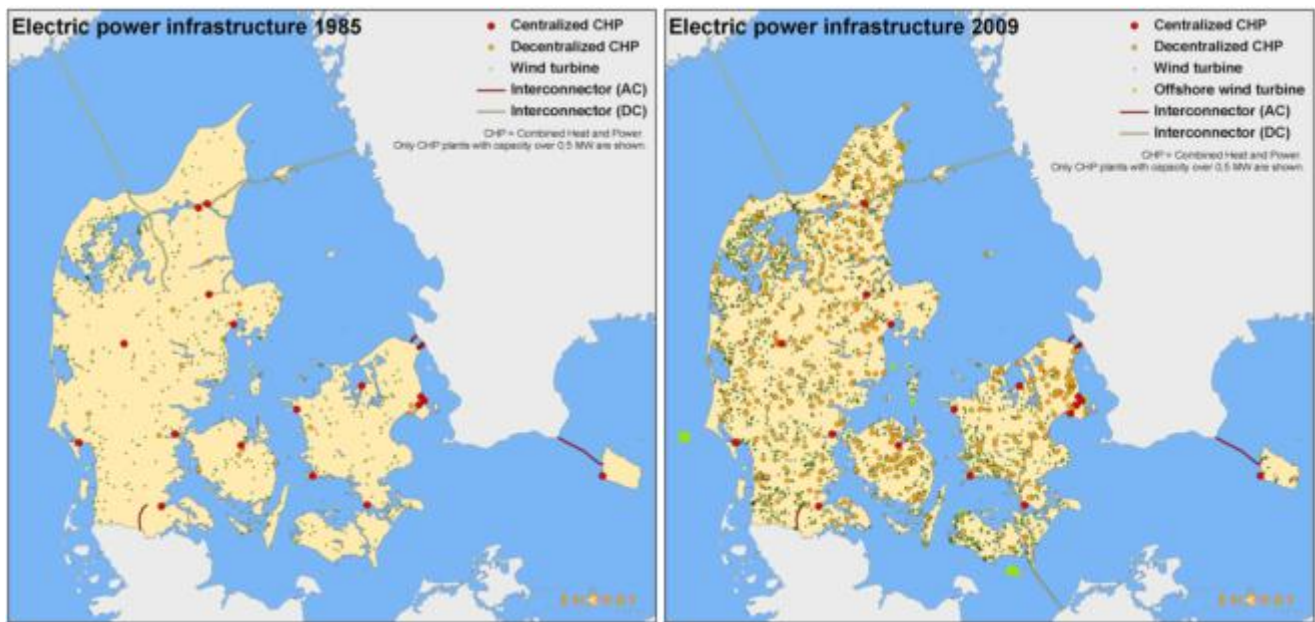


Abbildung 3-13. Dezentralisierung der Energieversorgungsstruktur in Dänemark: zentralisierte Strom- und Wärmeerzeugung 1985 (Bild links), weitgehend dezentralisierte Strom- und Wärmeerzeugung 2009 (Bild rechts) (Bildquelle: Danish Energy Agency)

Aufgrund von hohen Windstromeinspeisungen an der Strombörse in Dänemark (der Anteil von Windenergie am gesamten Stromverbrauch liegt gemäß (Danish Energy Agency, 2014) im Jahr 2012 bereits bei 30 %) wird für dänische Energieversorger die Berücksichtigung von Interaktionen zwischen dem Wärme- und Strommarkt zunehmend wichtiger. Als Resultat entstehen gekoppelte Wärme- und Stromversorgungssysteme, in denen unterschiedliche Erzeugungs- und Speichertechnologien zum Einsatz kommen mit dem Ziel, möglichst flexibel auf schwankende Energiepreise reagieren zu können.

In solchen „intelligenten Fernwärmenetzen“ werden beispielsweise Synergien einer Kombination von erdgasbefeuerten KWK-Anlagen mit solaren Großanlagen, Wärmepumpen, saisonalen Speichern und Spitzenlastkesseln zur (wirtschaftlichen) Betriebsoptimierung genutzt. Nachfolgende Abbildung 3-14 zeigt eine schematische Darstellung der intelligenten Vernetzung von erneuerbaren Energietechnologien inklusive der Integration von thermischer Solarenergie und Langzeitspeichern am Beispiel des Versorgungsunternehmens Marstal Fjernvarme A.m.b.a. Dänische Wärmeversorger bezeichnen dieses Gesamtkonzept als „*smart district heating*“:

- KWK-Anlagen gehen in Betrieb, wenn die Strompreise hoch sind. Der liberalisierte Strommarkt bietet hierzu, je nachdem wie schnell bzw. flexibel die eingesetzten KWK-Anlagen regelbar sind, verschiedene Marktplätze (v.a. den day-ahead Spotmarkt und diverse Regelenenergiemärkte) auf denen die Strompreise gehandelt werden.
- Bei niedrigen Strompreisen an der Börse (z.B.: aufgrund der hohen Windstromeinspeisungen), ist ein wirtschaftlicher Betrieb der KWK-Anlagen nicht möglich und die Grundlast-Wärmebereitstellung erfolgt entweder über die thermische Solaranlage oder aus dem Speicher oder über Heizkessel.
- Bei Wärmeüberschüssen von der Solaranlage wird der Speicher beladen.

- Bei sehr geringen Strompreisen erfolgt eine Beladung des Speichers außerdem über die Wärmepumpe oder alternativ über einen Elektrodenheizkessel.

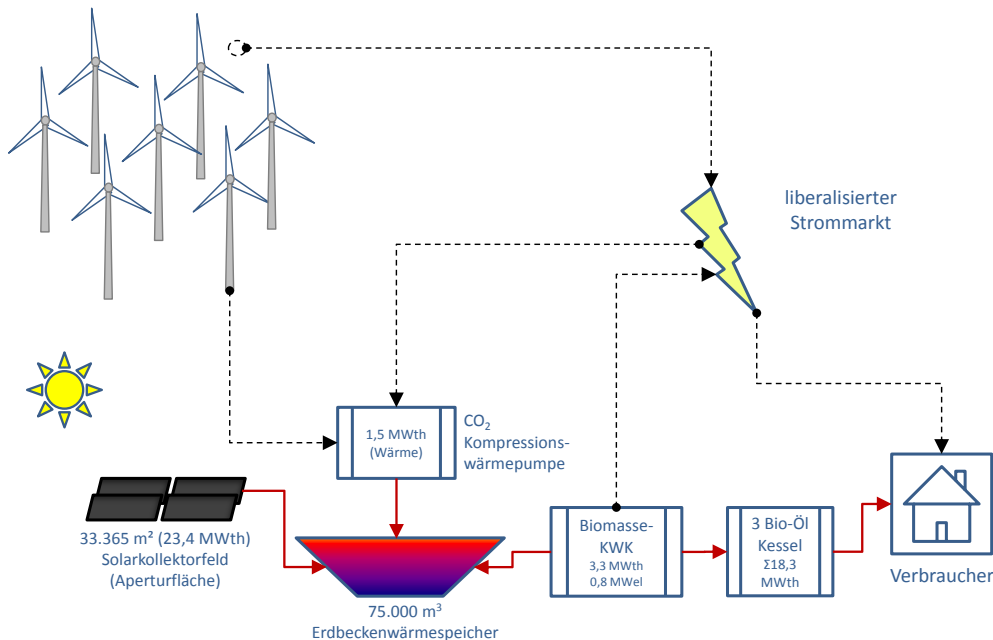


Abbildung 3-14. Smart district heating Konzept am Beispiel von Marstal Fjernvarme A.m.b.a., Dänemark
(Quelle: i.A. an Nielsen (2012))

„Smart District Heating“ in Dänemark

Das süddänische Energieversorgungsunternehmen Marstal Fjernvarme A.m.b.a gilt als Vorreiter bei der Realisierung integrativer Energieversorgungsnetzwerke mit saisonalen Wärmespeichern. Hier wurde bereits Mitte der 1990er Jahre eine solare Großanlage errichtet und 2003 um einen 10.000 m³ Erdbeckenspeicher erweitert. Seit 2012 speisen insgesamt 33.365 m² thermische Solarkollektoren gekoppelt an zwei Erdbeckenspeicher mit 10.000 m³ bzw. 75.000 m³ sowie eine 1,5 MW_{th} (Heizleistung) Kompressionswärmepumpe mit CO₂ als Kältemittel in das Fernwärmenetz der Stadt (siehe Anlagenschema Abbildung 3-14). Vor der letzten Ausbaustufe 2012 versorgte das Fernwärmenetz in Marstal rund 1.500 Haushalte zu rund 30 % mit Solarthermie und mit der Erweiterung wurde der solare Deckungsanteil auf 55 % angehoben. Der restliche Heizenergiebedarf wird zum Großteil mittels Biomasse (3,25 MW_{th} Hackschnitzelkesselanlage gekoppelt an ORC-Prozess für 0,75 MW_{el} Leistung) und Bio-Öl (drei Bio-Öl Kessel mit einer Summenleistung von 18,3 MW_{th}) gedeckt. Die installierte Wärmepumpe deckt etwa 5 % des Energiebedarfs und wird primär dafür eingesetzt, den Erdbeckenspeicher bei sehr geringen Strombezugskosten während der Heizperiode von unten nach oben zu entladen. Dadurch wird die Effizienz der thermischen Solaranlage erhöht (geringere Kollektorarbeitstemperaturen) und die Speicherverluste werden reduziert (Holm, 2012)^{8,9}.

⁸ <http://www.solarmarstal.dk/>

⁹ <http://www.sunstore.dk/SUNSTORE%20.html>

Etwas zentraler in Dänemark gelegen wurde 2012 eine weitere Ausbaustufe des Energiesystems des Versorgungsunternehmens Brædstrup Fjernvarme A.m.b.a fertig gestellt: Insgesamt 18.612 m² Kollektorfläche sind hier an einen 19.000 m³ Erdsondenspeicher sowie an einen 7.500 m³ Heißwasser-Wärmespeicher gekoppelt¹⁰.

In Dronninglund, im Norden Dänemarks, wurde Anfang Februar 2014 die zweitgrößte thermische Solaranlage der Welt mit einer Kollektorfläche von 37.573 m² (25,9 MW_{p,th}) in Betrieb genommen (Bilddokumentation – siehe Abbildung 3-15). Das Gesamtkonzept beinhaltet einen 61.700 m³ Erdbeckenspeicher, eine Erdgas-KWK-Anlage, eine Absorptionswärmepumpe sowie drei Erdgas-Heizkessel. Zusätzlich kann billiger Überschussstrom in einem 10 MW Elektrodenheizkessel in Wärme umgewandelt werden. Auslegungsziel der Anlage ist es, zukünftig 50 % des thermischen Energiebedarfs für die insgesamt 1,350 angeschlossenen Kunden solarthermisch bereit zu stellen (Frey, 2014)^{11,12}. Weitere dänische Großprojekte mit saisonaler Wärmespeicherung sind in Planung oder befinden sich derzeit in Umsetzung (z.B.: Gram, Vojens, Løgumkloster).

Besonders bemerkenswert ist das Projekt des Energieversorgungsunternehmens Vojens Fjernvarme A.m.b.a¹³. Hier wird eine bestehende solare Großanlage mit 17.500 m² auf insgesamt 70.000 m² (49 MW_{p,th}) vergrößert und um einen Erdbeckenwärmespeicher mit einem Fassungsvermögen von 180.000 m³ erweitert. Die Anlage soll im Frühling 2015 in Betrieb genommen werden und wird zu diesem Zeitpunkt die größte thermische Solaranlage der Welt sein. Das Auslegungsziel für den solaren Deckungsanteil dieser Anlage beträgt ebenfalls 50 % und die spezifischen Turnkey-Systemkosten (52.500 m² Kollektorfeld + saisonaler Wärmespeicher + Grundstück) belaufen sich auf bemerkenswerte 307 €/m²¹⁴.

¹⁰ <http://www.braedstrup-fjernvarme.dk/>

¹¹ <http://www.drlund-fjernvarme.dk/>

¹² <http://solarthermalworld.org/content/denmark-dronninglund>

¹³ <http://www.vojensfjernvarme.dk/>

¹⁴ <http://solarthermalworld.org/content/denmark-37-mw-field-180000-m3-storage-underway>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

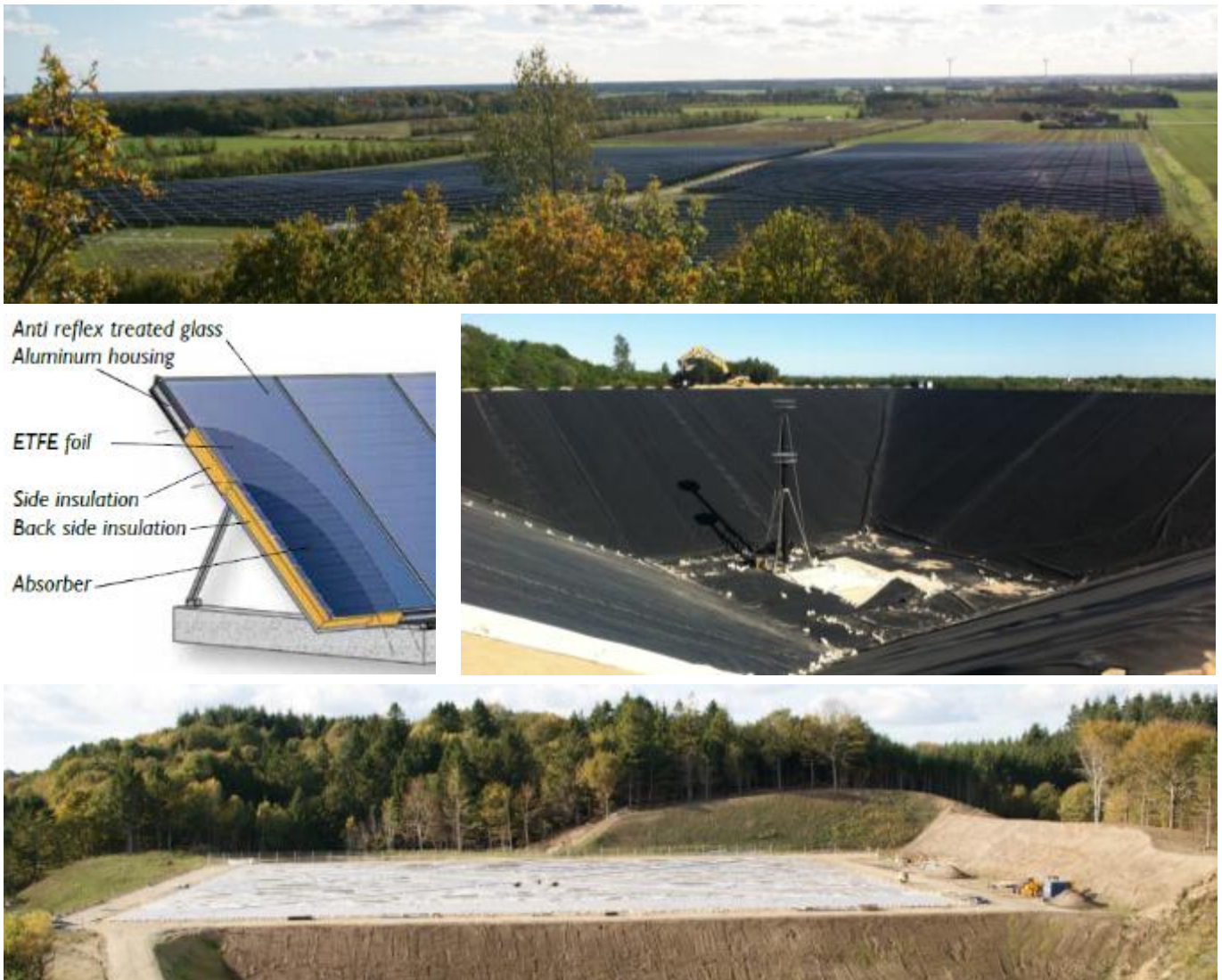


Abbildung 3-15. Solares Großanlagenfeld in Dronninglund, DK (oben: bodenmontiertes Flachkollektorfeld mit 2.982 Großflächenkollektoren à 12,6 m²; Mitte links: Schema Großflächenkollektor mit Konvektionssperre (ETFE foil) zwischen Absorber und Glasabdeckung; Mitte rechts und unten: 61.700m³ Erdbeckenspeicher 91x91 m),
(Bildquelle: ARCON Solar A/S, DK)

Solargestützte Wärmenetze in Deutschland

Nach der Anzahl solargestützter Wärmenetze >500m² in Europa nimmt Deutschland mit 25 Anlagen hinter Dänemark mit 50 Anlagen den zweiten Platz ein (vgl. Abbildung 3-2). Bezüglich Marktdurchdringung befindet sich dieses Marktsegment in Deutschland jedoch noch in einem fortgeschrittenen Demonstrationsstadium bzw. bedient einen sehr kleinen Nischenmarkt.

Besonders hervorzuheben sind Entwicklungen im Bereich Solarenergie und Wärmenetze mit saisonaler Speicherung: Im Rahmen von zwei Forschungsprojekten (Solarthermie-2000 von 1992-2003 und Solarthermie-2000plus von 2004-2008) wurden in Deutschland insgesamt elf solargestützte Wärmenetze mit vier unterschiedlichen Konzepten zur saisonalen Wärmespeicherung realisiert und werden zum Teil bis heute wissenschaftlich begleitet.

Die Grundidee saisonale Wärmespeicher einzusetzen besteht darin, thermische Solarenergie über mehrere Wochen bis Monate hinweg zu speichern. Damit soll erreicht werden, dass das solare Wärmeangebot im Sommer zur Deckung des Wärmebedarfs im Winter zur Verfügung steht. Neben Deutschland gibt es nur in Dänemark, Schweden und Kanada Erfahrung mit saisonaler Speicherung in Verbindung mit Wärmenetzen und Solarthermie. Typische solare Deckungsanteile realisierter Anlagen liegen im Bereich zwischen 35 % und 90 %. Die folgenden vier Speichertechniken entsprechen dem gegenwärtigen Stand der Technik:

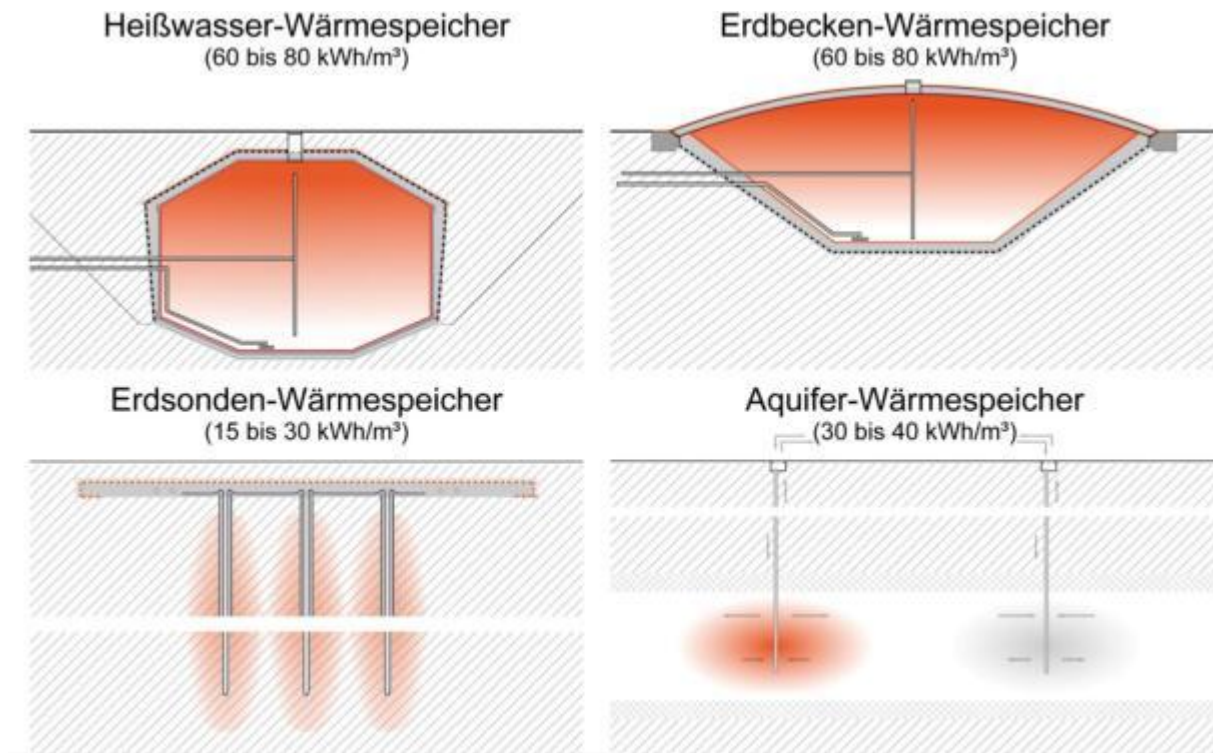


Abbildung 3-16. Übersicht über marktverfügbare Speichertechniken und volumenbezogene Energiedichte der unterschiedlichen Konzepte

(Grafik: Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme)

3.3.3 Techno-ökonomische Analyse ausgewählter deutscher Fallbeispiele

In Deutschland wurden bislang solargestützte Nahwärmesysteme in Kombination mit allen in Abbildung 3-16 dargestellten Speicherkonzepten in Pilotprojekten realisiert und die Funktionsweise nachgewiesen. Die Herausforderungen bestehen darin, die Funktionalität des saisonalen Wärmespeichers im Systemverbund mit solaren Großanlagen, Kesseln und ggf. Wärmepumpen und KWK-Anlagen in Nahwärmenetzen weiter zu optimieren. Während in den ersten deutschen Pilotanlagen die saisonalen Wärmespeicher vordergründig in Verbindung mit der thermischen Solaranlage und für hohe solare Deckungsanteile dimensioniert wurden, wird in neueren Konzepten (ähnlich wie beim „smart district heating Konzept in Dänemark – vgl. Kapitel 3.3.2) außerdem ein multifunktionaler Einsatz des Wärmespeichers zur Flexibilisierung gekoppelter Wärme- und Stromversorgungssystemen angestrebt (weiterführende Informationen z.B.: (Marx, et al., 2011)).

Mit Fokus auf das Solarsystem sind solargestützte Nahwärmesysteme in Deutschland dadurch charakterisiert, dass die Kollektoren (überwiegend Flachkollektoren) nicht am Boden, sondern überwiegend auf Dächern installiert sind. Eine besondere Entwicklung in diesem Zusammenhang sind sogenannte *Solar Roofs*, worunter Dachkonstruktionen zu verstehen sind, bei denen die thermischen Solarkollektoren bereits integraler Bestandteil sind (vgl. Faktenblätter deutscher Fallbeispiele im Anhang, Kapitel 10.1.2). Nachfolgend sind für zehn in Betrieb befindliche Anlagenbeispiele mit saisonaler Speicherung ausführliche Analyseergebnisse dargestellt.

In Abbildung 3-17 sind zehn in Betrieb befindliche solargestützte Nahwärmenetze mit saisonaler Wärmespeicherung in Deutschland, absteigend nach der Kollektor-Aperturfläche geordnet, dargestellt. Außerdem ist für jede Anlage der Wärmespeichertyp (TTES, PTES, BTES, ATES – vgl. Abbildung 3-16) sowie das spezifische Speichervolumen in $\text{m}^3\text{-Wasseräquivalent}^{15}$ pro m^2 Kollektor-Aperturfläche angeführt.

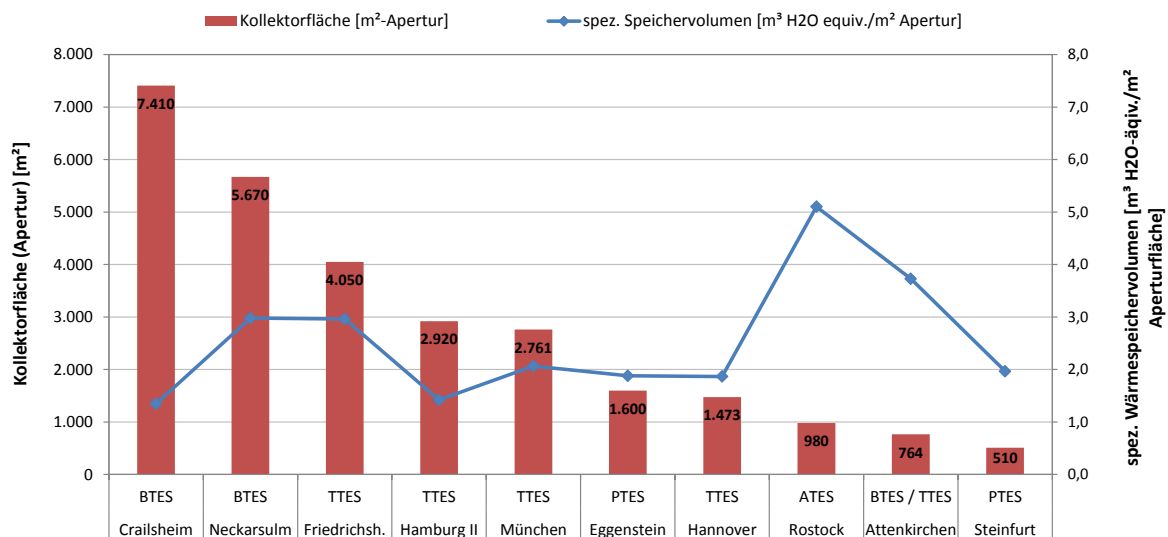


Abbildung 3-17. Kollektorflächen und spezifische Speichervolumen solarer Nahwärmenetze mit saisonaler Wärmespeicherung in Deutschland

Das durchschnittliche spezifische Wärmespeichervolumen beträgt $2,5 \text{ m}^3\text{H}_2\text{O-equiv. pro m}^2$ Aperturfläche¹⁶. Mit diesen Wärmespeichervolumina werden in den deutschen Pilotanlagen solare Deckungsanteile zwischen 35 und 75 % erreicht. Zum Vergleich: Das spezifische Wärmespeichervolumen von drei dänischen Anlagen (Marstal, Dronninglund, Vojens) mit Erdbecken-Wärmespeicher (PTES) liegt zwischen $1,6$ und $2,6 \text{ m}^3\text{H}_2\text{O-equiv. pro m}^2$ Aperturfläche. Die Auslegungsziele dieser dänischen Anlagen liegen bei 50 – 60 % solarer Deckung bezogen auf den Jahresfernwärmeausstoß.

¹⁵ Wasseräquivalent: Volumen eines Materials, das genauso viel Wärme speichern kann wie 1 m^3 Wasser;

¹⁶ Im Vergleich dazu: spezifische Speichervolumina von konventionellen solaren Brauchwarmwassersystemen im Einfamilienhausbereich liegen bei 50 bis 80 Liter pro m^2 Kollektorfläche. Bei solaren Kombianlagen und solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen (vgl. Kapitel 3.3.3) liegt man in einem Bereich zwischen 80 und 120 Liter pro m^2 .

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Die spezifischen Kosten für saisonale Wärmespeicher sind stark abhängig von der Speichertechnologie und der Speichergröße und liegen zwischen 450 €/m³ bei Behälter-Wärmespeicher mit Speichervolumina < 1.000 m³ und 50 bis 35 €/m³ bei den großen dänischen Erdbeckenwärmespeichern.

In Abbildung 3-18 sind die spezifischen Kosten von in Deutschland und Dänemark realisierten und projektierten saisonalen Wärmespeichern in €/m³ H₂O-equiv. sehr anschaulich dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die hohen Kostensenkungspotentiale, die aufgrund von Skaleneffekten mit steigendem Speichervolumen möglich sind.

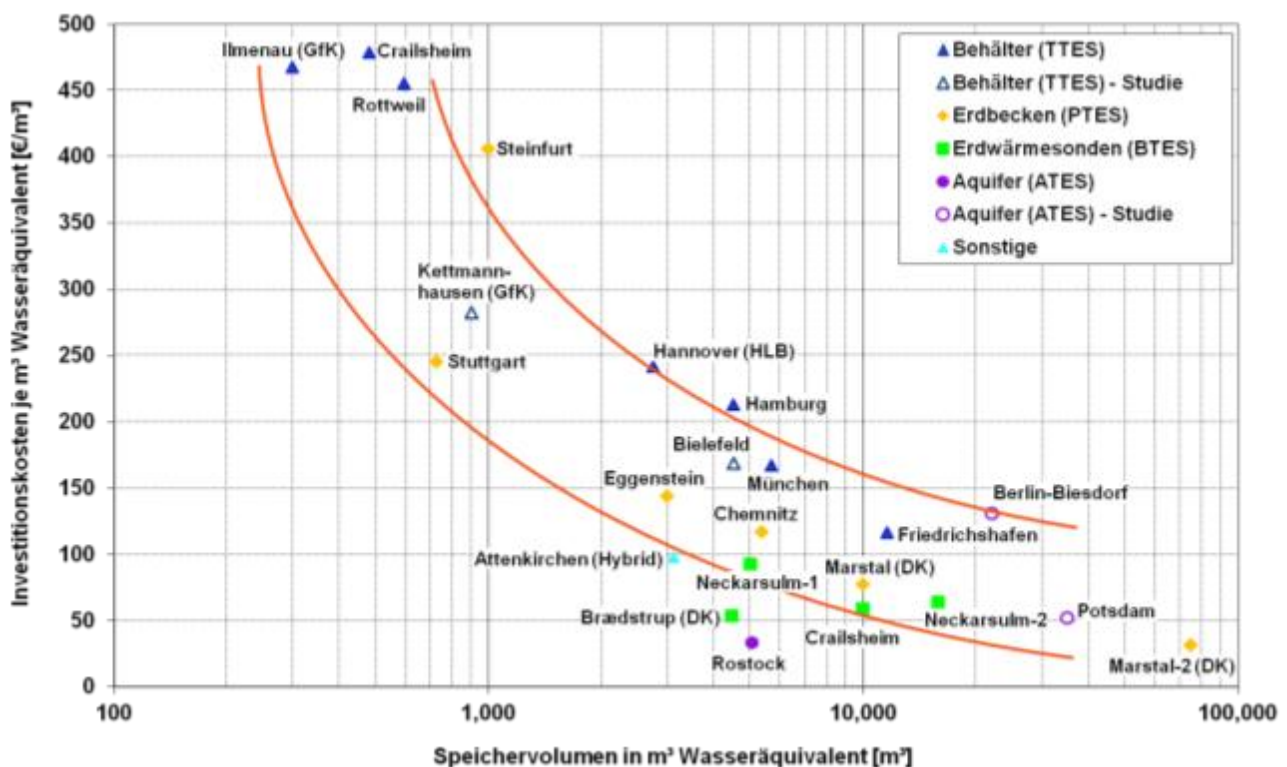


Abbildung 3-18. Übersicht über marktverfügbare Speichertechniken und volumenbezogene Energiedichte der unterschiedlichen Konzepte

(Bildquelle: Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme)

Verglichen mit den spezifischen Systemkosten der dänischen Fallbeispiele (Kapitel 3.2.4) liegen die spezifischen Kosten der solargestützten Nahwärmenetze in Deutschland im Schnitt um den Faktor 3,5 höher, was auf den Pilotcharakter der untersuchten Anlagen, der zusätzlichen Kosten für den saisonalen Wärmespeicher sowie auf die aufwändigere Systemtechnik (zusätzlicher Verrohrungsaufwand zwischen den einzelnen Systemkomponenten) und die spezielle Platzierung der Solarkollektoren („SolarRoofs“) zurückzuführen ist.

Die spezifischen Kosten der zehn untersuchten Anlagen sind in Abbildung 3-19 dargestellt und liegen zwischen 690 und 1.050 €/m² Aperturfläche inklusive saisonalen Wärmespeicher. Die Kosten entsprechen den Investitions- und Planungskosten des gesamten Solarsystems inklusive Saisonalspeicher und Nahwärmenetz (exkl. Förderung und Umsatzsteuer).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Ohne Wärmespeicher liegen die spezifischen Kosten zwischen 280 und 870 €/m² Aperturfläche, was im Durchschnitt in etwa den solaren Systemkosten ohne saisonaler Wärmespeicherung in Österreich entspricht.

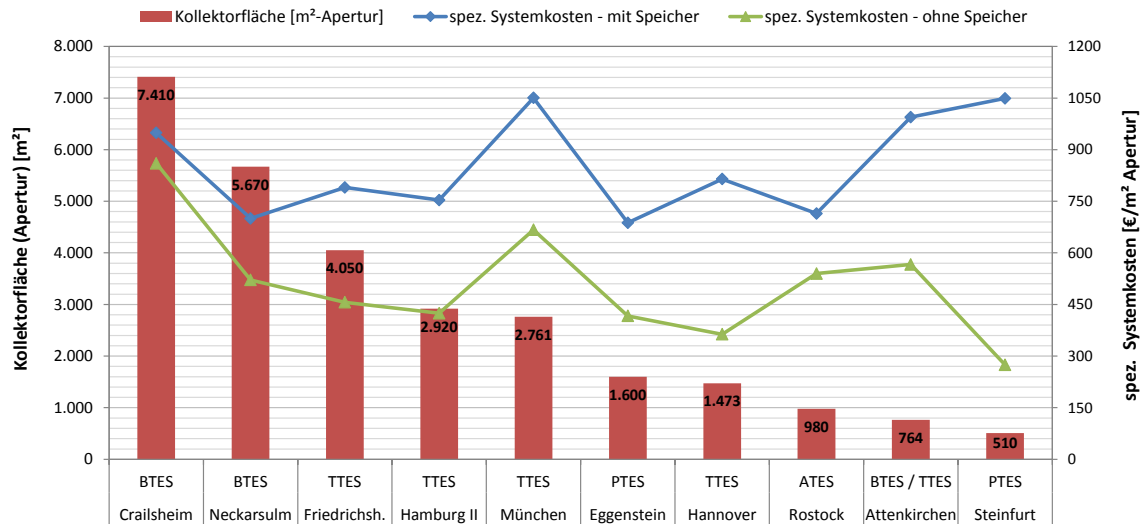


Abbildung 3-19. Spezifische Systemkosten solargestützter Nahwärmenetze Deutschland mit und ohne saisonalen Wärmespeicher (ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung)

Die projektierten solaren Deckungsanteile der Anlagen lagen etwa im Bereich zwischen 35 und 75 % des Gesamtwärmebedarfs des Nahwärmenetzes (Abbildung 3-20 – graue Balken). Die projektierten Werte wurden im realen Betrieb bei vier Anlagen gut erreicht (Abbildung 3-20 – blaue Balken) und bei drei Anlagen betrug die Abweichung vom Sollwert mehr als 20 % (Abbildung 3-20 – rote Balken). Bei den Anlagen ohne Angabe liegen noch keine Monitoringdaten vom Regelbetrieb des Systems (saisonaler Wärmespeicher im eingeschwungenen Zustand) vor.

Die Abweichungen beim Projekt Friedrichshafen sind auf den signifikant höheren Wärmeverbrauch im Messjahr zurückzuführen. In München und Rostock waren geringere solare Wärmeerträge als projektiert ausschlaggebend (vgl. Abbildung 3-21).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

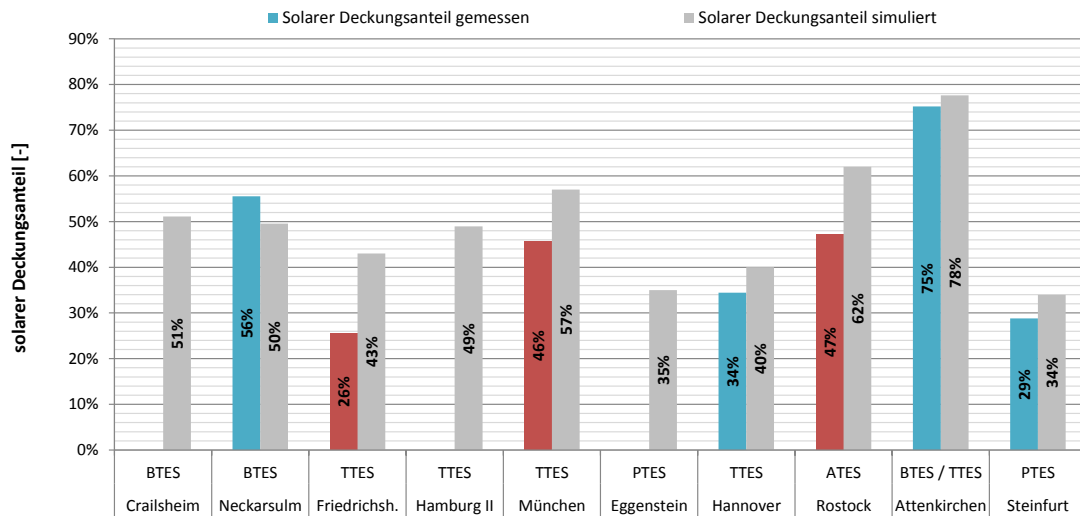


Abbildung 3-20. Anteil Solarenergie an der insgesamt ans Netz gelieferten Wärme (solarer Deckungsanteil)

Die gemessenen solaren Nutzwärmeerträge liegen für acht der zehn Anlagen vor und reichen von mäßigen 156 kWh/(m²·a) in Hannover bis guten 393 kWh/(m²·a) in Attenkirchen (Abbildung 3-21).

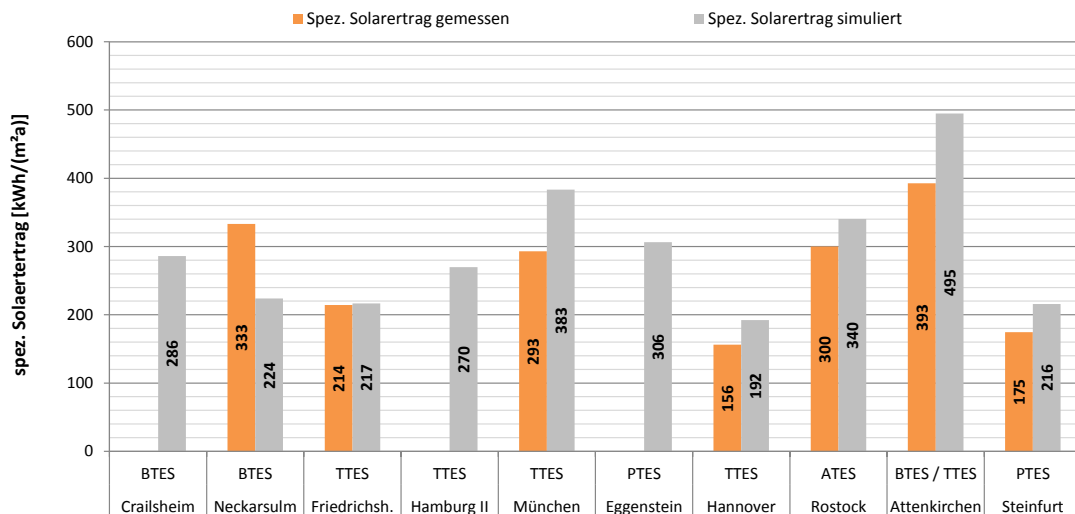


Abbildung 3-21. Spezifische solare Wärmeerträge in kWh pro m² Aperturfläche und Jahr (gemessen und projiziert) solargestützter Nahwärmenetze Deutschland

Die tatsächlich nutzbaren solaren Wärmeerträge sind aufgrund der höheren Speicherverluste bei saisonaler Wärmespeicherung naturgemäß geringer als bei konventionellen Solarsystemen. Bei den frühen Pilotanlagen, die 1996 bis 2000 errichtet wurden (Hamburg, Friedrichshafen, Steinfurt, Hannover), sind die Speicherverluste aufgrund mangelnder Erfahrung bei der Planung und Ausführung der Speicherdämmungen noch erheblich höher als bei den neueren Anlagen, wo diese Mängel behoben wurden (Schlosser, et al., 2011). Das System in Hamburg wurde in der Konsequenz 2010 neukonstruiert und zu einem Multifunktionswärmespeicher umgebaut (Schlosser, et al., 2012).

Ausschlaggebend für geringe solare Erträge sind auch hohe Rücklauftemperaturen im Bereich von 50 bis 55°C, beispielsweise bei den Nahwärmenetzen in Friedrichshafen (Bauer, et al., 2008), Hamburg, Hannover (Schlosser, et al., 2012) und Eggenstein (Nußbicker-Lux, et al., 2012). Die projizierten Werte lagen bei allen Anlagen im Bereich zwischen 30 und 40°C und werden nur vereinzelt erreicht (z.B.: Rostock, Attenkirchen).

Daneben wurden bei einigen Anlagen andere technische Mängel festgestellt: In Eggenstein beispielsweise gab es bis 2012 hydraulische Probleme im Be- und Entladekreis des Erdbecken-Wärmespeichers, wodurch es zu häufiger Anlagenstagnation kam und die solaren Nutzwärmeerträge sehr gering ausfielen (Nußbicker-Lux, et al., 2012). In Hannover kam es zu Undichtheiten zwischen Kollektorfeld und Sammelleitungen (Schlosser, et al., 2011).

In anderen Anlagen wurden durch Optimierungsmaßnahmen Verbesserungen erzielt: Das System in Neckarsulm beispielsweise wurde 2008 um eine 120 kW_{el} Kompressionswärmepumpe erweitert, da die zum effizienten Betrieb der Solaranlage und zur effizienten Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers erforderlichen niedrigen Netz-Rücklauftemperaturen nicht erreicht wurden. Nach Einbau der Wärmepumpe konnte die Effizienz der thermischen Solaranlage erheblich gesteigert werden und übertrifft die ursprünglichen Planungswerte (vgl. Abbildung 3-20 und Abbildung 3-21) (Nußbicker-Lux, et al., 2012). Weitere Anlagenbeispiele solargestützter Nahwärmenetze mit saisonaler Wärmespeicherung und Wärmepumpen befinden sich in Rostock, Crailsheim (80 kW_{el}, 2012 nachgerüstet) und Eggenstein (15 kW_{el}, 2012 nachgerüstet) (Marx, et al., 2011).

Über eine Lebensdauer der solaren Großanlagen von 20 Jahren betrachtet errechnen sich für die zehn betrachteten Anlagen aus den gemessenen solaren Erträgen sowie den Investitions- und Betriebskosten solare Wärmegestehungskosten von 204 bis 584 €/MWh bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 % (Abbildung 3-22). Gegenüber der frühesten Pilotanlagen (z.B.: Friedrichshafen, Hannover, Steinfurt – rote Balken) konnten die solaren Wärmegestehungskosten bei den Pilotanlagen neuerer Generation (grüne Balken) bereits deutlich reduziert werden und liegen im Schnitt bei rund 260 €/MWh.

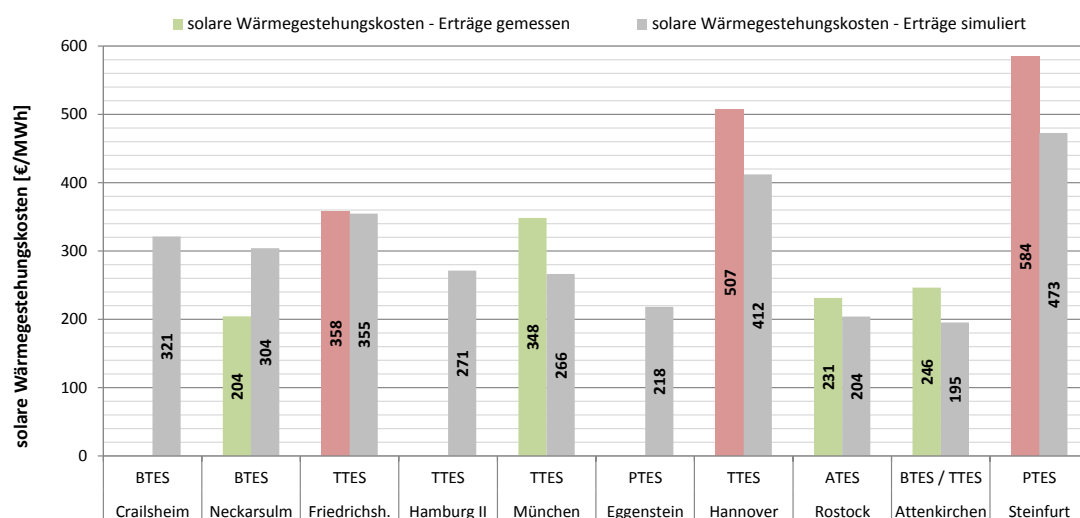


Abbildung 3-22. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten deutschen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 6 %, Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre)

Legt man der Berechnung eine (realistische) Lebensdauer der Solaranlage von 25 Jahren sowie einen niedrigen kalkulatorischen Zinssatz von 3 % zugrunde, errechnen sich die solaren Wärmegestehungskosten zu 142 bis 405 €/MWh (Abbildung 3-23). Die durchschnittlichen solaren Wärmegestehungskosten bei den Pilotanlagen neuerer Generation (grüne Balken) liegen im Schnitt bei rund 180 €/MWh.

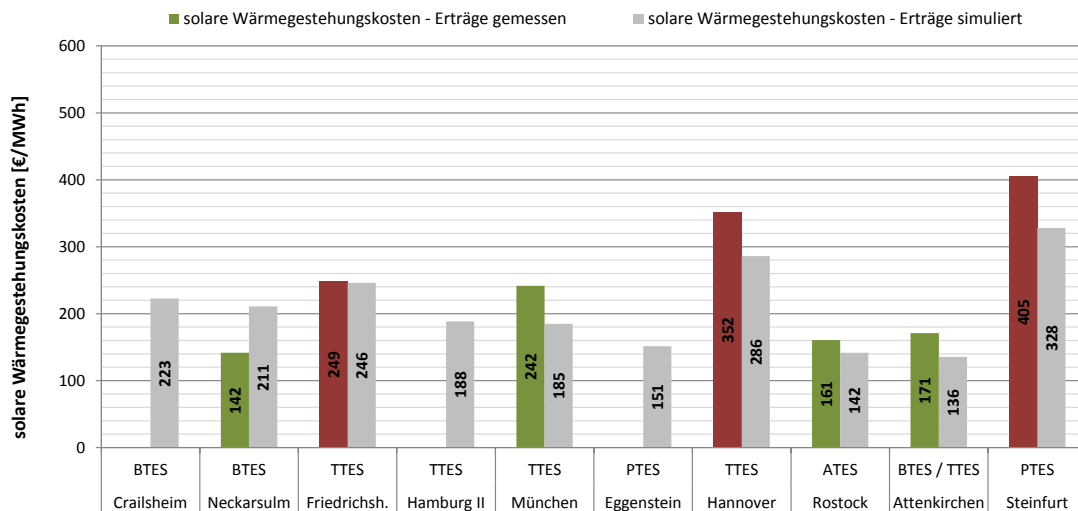


Abbildung 3-23. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten deutschen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre)

Zum Vergleich – Industriekundenpreis für Erdgas in Deutschland (siehe auch Abbildung 3-29): Industriekunden bezahlten in Deutschland 2013 in Abhängigkeit der jährlichen Verbrauchsmenge zwischen 62 €/MWh (1.000 – 10.000 GJ/a Verbrauch) und 45 €/MWh (100.000 – 1.000.000 GJ/a Verbrauch). Der Durchschnittspreis innerhalb der EU 28 lag 2013 bei 58 – 41 €/MWh. Rund 25 % der angeführten Kosten für Erdgas entfällt in Deutschland auf Steuern. Der EU-28 Schnitt lag 2013 bei 22 % (Eurostat, 2014).

3.4 Solargestützte Wärmenetze in Österreich

Nach Dänemark und neben Deutschland und Schweden besitzt man in Österreich die meisten Erfahrungswerte mit der Umsetzung solargestützter Wärmenetze (vgl. Abbildung 3-2). Mit Ende 2013 waren in Österreich 24 solare Großanlagen mit Kollektorflächen >500 m² und mit hydraulischer Anbindung an Wärmenetze in Betrieb. Die insgesamt installierte thermische Peak-Leistung dieser Anlagen beträgt rund 25,9 MW_{th} (37.060 m²). Im Vergleich zu Dänemark bedienen solargestützte Wärmenetze in Österreich einen überschaubaren Nischenmarkt (Marktanteil beträgt rund 0,7 % an der kumulierten installierten Fläche), der in der Vergangenheit jedoch mehrere charakteristische Systemkonzepte hervorgebracht hat: solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze (9 Anlagen > 500 m²), solargestützte Mikronetze gekoppelt an Gebäudeverbünde (9 Anlagen > 500 m²) und dezentral angeordnete Kollektorfelder gekoppelt an urbane Fernwärmenetze (6 Anlagen > 500 m²). Die größte Anlage mit einer Bruttokollektorfläche von 7.000 m² befindet sich in Graz und speist in das Grazer

Fernwärmenetz¹⁷. Im Mittel haben die 24 installierten solaren Großanlagen eine Kollektorfläche von rund 1.550 m².

Die Rahmenbedingungen für eine Integration von thermischen Solaranlagen in Wärmenetze sind in Österreich derzeit weniger vorteilhaft als in Dänemark (z.B.: hohe Versorgungstemperaturen v.a. bei urbanen Fernwärmenetzen, Mangel an verfügbaren Freiflächen, keine standardisierten Systemkonzepte, etc.), weshalb die Investitionskosten und solaren Wärmegegestehungskosten höher liegen und ohne öffentliche Förderungen für Investoren zumeist kein ausreichender Anreiz gegeben ist, Solarthermie anderen Technologien vorzuziehen. Derzeit stellt sich in Österreich die Situation so dar, dass zumeist Investitionsförderungen von Bund und/oder Ländern in der Größenordnung von 20 – 45 % der Investitionskosten gewährt werden. Mit diesen Förderquoten sind konkurrenzfähige Wärmegegestehungskosten über die Lebensdauer der Anlagen möglich, was in der Konsequenz in Österreich auch treibender Faktor bei der Umsetzung der solaren Großanlagen war und nach wie vor ist. In den letzten Jahren wurden so eine Reihe von solaren Großanlagen realisiert, häufig indem Förderinstrumente genutzt und mit angepassten Geschäftsmodellen, wie beispielsweise Energieliefercontracting, kombiniert wurden (vgl. Kapitel 3.5). Das Konzept des Energieliefercontracting wurde dabei von einigen spezialisierten Energiedienstleistern sowohl für die Umsetzung der größten österreichischen Solaranlagen, die in das Grazer Fernwärmenetz einspeisen, angewendet, als auch für die Realisierung kleinstädtischer und kommunaler solargestützter Biomasse-Nah- und Fernwärmenetze (siehe Faktenblätter österreichischer Fallbeispiele im Anhang, Kapitel 10.1.3).

3.4.1 Techno-ökonomische Analyse ausgewählter österreichischer Fallbeispiele

Die Entwicklung von solargestützten Wärmenetzen in Österreich ist eng gekoppelt an den großflächigen Ausbau von Biomasse-Nahwärmanlagen, der seit den frühen 1990er Jahren stattfindet. Biomasse-Nahwärmenetze sind vorwiegend im ländlichen Raum angesiedelt und haben als Ausgangspunkt meist holzverarbeitende Betriebe oder kommunale Genossenschaften. Aus den Biomasse-Heizungserhebungen der Landwirtschaftskammer Niederösterreich geht hervor, dass in Österreich mit Ende 2013 1.140 Biomasse-Nah- und Fernwärmenetze im Leistungsbereich >1.000 kW mit einer Summenleistung von rund 2.994 MW_{th} und 9.996 Hackgutfeuerungen im Leistungsbereich 100 bis 1.000 kW_{th} in Betrieb waren (Landwirtschaftskammer Niederösterreich, 2014).

Die Kombination einer Biomasse-Nahwärmanlage mit einer Solaranlage bringt den Vorteil, dass die Wärmebereitstellung außerhalb der Heizsaison zu einem hohen Anteil über die Solaranlage vorgenommen werden kann und damit ein ineffizienter Betrieb des Biomasse-Kessels außerhalb der Heizsaison vermieden werden kann (Breidler, et al., 2012) und (Faninger, 2000). Vor diesem Hintergrund wurden ab Mitte der 1990er Jahre bis 2000 etwa 20 solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze mit Kollektorflächen von 225 m² bis 1.400 m² pro Anlage und einer gesamten Kollektorfläche von etwa 12.000 m² in Betrieb genommen (Faninger, et al., 2002). Mit Ende 2013

¹⁷ Stand Herbst 2014: Die Anlage AEVG Graz ging 2006 mit einer Bruttokollektorfläche von 4.960 m² in Betrieb und wurde 2014 um weitere 2.000 m² auf insgesamt rund 7.000 m² Brutto-Kollektorfläche vergrößert

befinden sich mindestens 30 solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze mit einer kumulierten Fläche von etwa 20.000 m² in Betrieb.

Gute Betriebserfahrungen mit diesen Anlagen haben dazu geführt, dass Ende der 1990er Jahre zunehmend auch Wohnbauträger oder Wohnbaugenossenschaften im städtischen Bereich solarunterstützte zentrale Wärmeversorgungen für Wohnanlagen in Betracht gezogen haben und in der Konsequenz wurden eine Reihe von solargestützten „Mikro-Netze“ im urbanen Umfeld zur Versorgung von Gebäudeverbünden realisiert. Diese Erfahrungen mit solaren Großanlagen im städtischen Umfeld waren wiederum ausschlaggebend für die Umsetzung solargestützter urbaner Fernwärmesysteme. In Graz wurden beispielsweise zwischen 2002 und 2009 fünf Flachkollektorfelder mit einer Gesamtfläche von 13.200 m² an die Fernwärme angeschlossen oder ein 3.388 m² Vakuumröhrenkollektorfeld an das Fernwärmenetz in Wels 2011 (siehe Faktenblätter österreichischer Fallbeispiele im Anhang, Kapitel 10.1.3).

Anders als in Deutschland werden in Österreich keine Langzeitwärmespeicher eingesetzt, sondern überwiegend Pufferspeicher zum Lastausgleich über mehrere Stunden bis maximal weniger Tage. Bei direkter Anbindung der thermischen Solaranlage an ein urbanes Fernwärmenetz (=„unendliche“ Wärmesenke) ist teilweise kein separater Solar-Pufferspeicher erforderlich (z.B.: siehe Kapitel 10.1.3: Graz – AEVG, Graz – UPC Arena, Wels - Messehalle). Bei den solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen kommen üblicherweise Speicher in der Größenordnung zwischen 75 und 125 Liter pro m² Kollektorfläche zum Einsatz.

In Abbildung 3-24 sind die spezifischen Systemkosten (in € pro m² Aperturfläche) von zehn untersuchten österreichischen Fallbeispielen von solargestützten Wärmenetzen mit Kollektorflächen zwischen 100 und 5.000 m² dargestellt. Die Analyse umfasst fünf solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze (grüne Balken), vier solargestützte urbane Fernwärmenetze (rote Balken) und ein solargestütztes Mikronetz zur Versorgung eines städtischen Neubau-Siedlungsgebietes (oranger Balken). Die Kosten entsprechen den Investitions- und Planungskosten des gesamten Solarsystems inklusive Speicher (exkl. Förderung und Umsatzsteuer). Das angeführte Fallbeispiel Fernwärme Wels – Messhalle ist mit CPC-Vakuumröhrenkollektor ausgestattet, alle anderen Solarsysteme sind als große Flachkollektorfelder ausgeführt.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

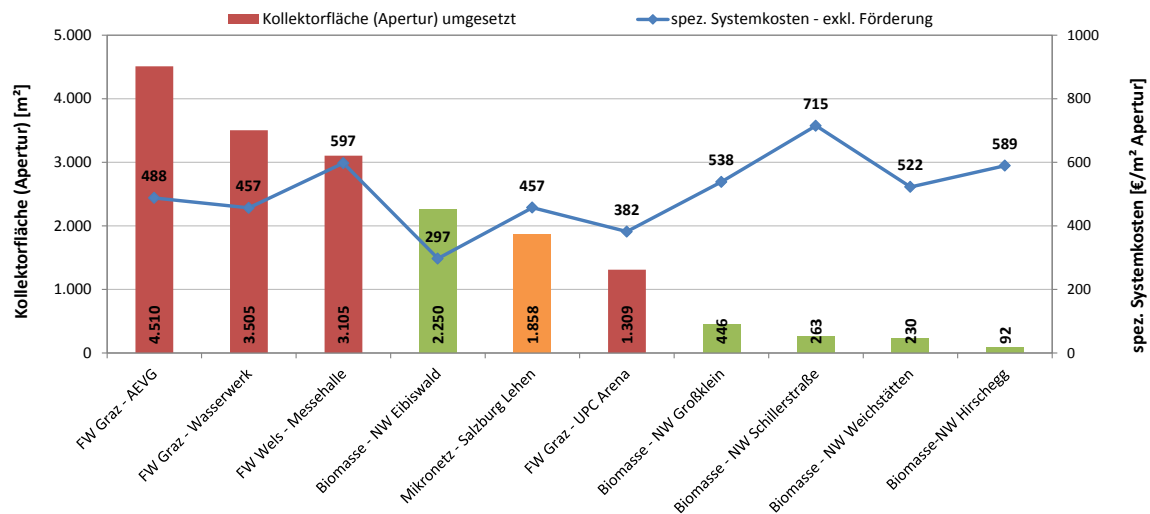


Abbildung 3-24. Spezifische Systemkosten Solar ausgewählter österreichischer Großsolaranlagen (ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung) *Anlage FW Graz – AEGV wurde im Herbst 2014 um weitere 2.000 m² vergrößert

Die durchschnittlichen spezifischen Kosten der österreichischen Anlagen liegen bei rund 500 €/m². Die spezifischen Kosten der solargestützten urbanen Fernwärmenetze liegen etwa im Bereich 380-490 €/m² bei den solaren Großanlagen mit Flachkollektoren, die ins Grazer Fernwärmenetz einspeisen und bei rund 600 €/m² beim Vakuumröhrensystem der Fernwärme Wels. Bei den Anlagen der Fernwärme Graz AEGV und UPC Arena sowie bei der Anlage in Wels war kein separater Solarenergiespeicher notwendig.

Die günstigsten Systemkosten mit rund 300 €/m² wurden beim Biomasse-Nahwärmenetz Eibiswald erzielt. Ausschlaggebend war u.a. die Verwendung von vorgefertigten Großflächenkollektoren, die dachziegelartig als Überdachung des Hackschnitzzellagers montiert wurden. Kleinere solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze (< 500 m²) werden in Österreich zu spezifischen Systemkosten von 520 – 720 €/m² realisiert.

Beim solargestützten Mikronetz in Salzburg-Lehen waren die spezifischen Systemkosten bei aufwändiger Systemtechnik sowie verteilter Teilkollektorfelder über mehrere Gebäude und großen Solar-Pufferspeicher mit speicherintegrierter Wärmepumpe bei rund 460 €/m² verhältnismäßig gering. Das Energieversorgungskonzept wurde im Zuge der Errichtung eines Neubau-Siedlungsprojektes mit der Zielsetzung einer hohen solaren Deckung von 30-35 % neu geplant und errichtet.

In Abbildung 3-25 sind für die zehn untersuchten Fallbeispiele aus Österreich die über ein Jahr gemessenen solaren Wärmeerträge¹⁸ flächenbezogen in kWh/(m²Apertur·a) sowie absolut in MWh/a dargestellt. Die gemessenen spezifischen solaren Erträge liegen zwischen 287 und 533 kWh/(m²a). Der Durchschnittswert liegt bei 417 kWh/(m²a) und damit in ähnlicher Größenordnung wie bei den untersuchten dänischen Fallbeispielen mit rund 430 kWh/(m²a) (vgl. Kapitel 0).

¹⁸ Solare Wärmeertrag = Energielieferung von der Solaranlage in den Pufferspeicher und/oder direkt in das Wärmenetz

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

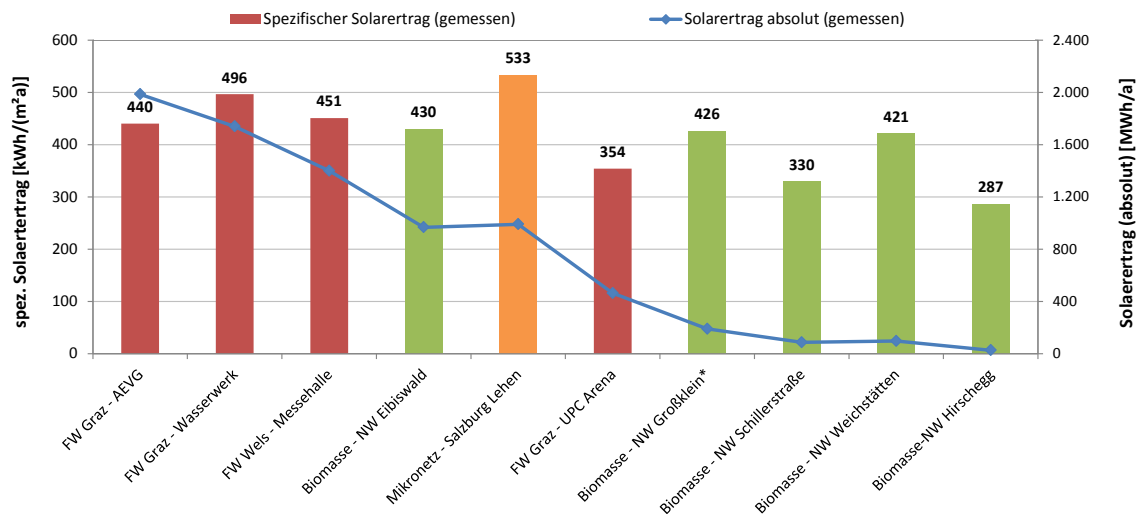


Abbildung 3-25. Solare Wärmeerträge (gemessen) ausgewählter österreichischer Großsolaranlagen mit Anbindung an Wärmenetze in kWh/(m²_{Apertur}·a) und MWh/a; *Großklein: Simulation

Sehr hohe spezifische Erträge > 500 kWh/(m²·a) werden bei dem solargestützten Mikronetz in Salzburg-Lehen erzielt. Grund hierfür ist, dass das Gesamtsystem für eine optimale Effizienz der thermischen Solaranlage geplant wurde und entsprechend betrieben wird. Das Gesamtkonzept umfasst ein 2-Leiter Niedertemperatur Mikronetz mit Wohnungsübergabestationen zur Warmwasserbereitung im Durchflussprinzip (Netztemperaturen 65/35) sowie eine speicherintegrierte Kompressionswärmepumpe zur Speicherentladung (im unteren Bereich bis auf 5°C). Dadurch werden sehr niedrige Betriebstemperaturen der Solaranlage und somit ein sehr effizienter Betrieb ermöglicht (Dorfinger, 2012).

Die solarunterstützten urbanen Fernwärmenetze Graz-AEVG und Graz-Wasserwerk speisen an unterschiedlichen Einkoppelungspunkten in das Grazer Fernwärmenetz ein (vgl. Anhang Kapitel 10.1.3). Mit hocheffizienten Flachkollektoren und bei Netz-Temperaturen im Sommer von 75/55 werden Erträge in der Größenordnung um 450 kWh/(m²·a) erzielt. Das System Graz-UPC Arena speist ebenfalls in das Grazer Fernwärmenetz, allerdings kamen bei dieser ersten Grazer Anlage (Inbetriebnahme 2002) Standard-Flachkollektoren zum Einsatz, weshalb die solaren Erträge im Vergleich zu den beiden anderen Grazer Anlagen etwas geringer ausfallen. Die Solaranlage gekoppelt an die Fernwärme Wels ist mit hocheffizienten CPC-Vakuumröhrenkollektoren ausgestattet, was bei höheren Fernwärme-Netztemperaturen im Sommer (80/60) ebenfalls Erträge von 450 kWh/(m²·a) möglich macht, allerdings bei höheren spezifischen Systemkosten (vgl. Abbildung 3-24).

Solare Wärmeerträge in der Größenordnung >400 kWh/(m²·a) bei solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen wurden bereits in der Vergangenheit bei unterschiedlichen Projekten messtechnisch ermittelt (z.B.: (Faninger, 2000), (Faninger, et al., 2002)) und sind ein Indikator für ein gut funktionierendes Solarsystem sowie für ein effizient betriebenes Wärmenetz (Netz-Rücklauftemperaturen im Sommer im Bereich von 35 – 50°C). In nachfolgender Abbildung 3-26 sind für die untersuchten Anlagen die gemessenen solaren Deckungsanteile bezogen auf die gesamte Wärmelieferung ins Netz angeführt.

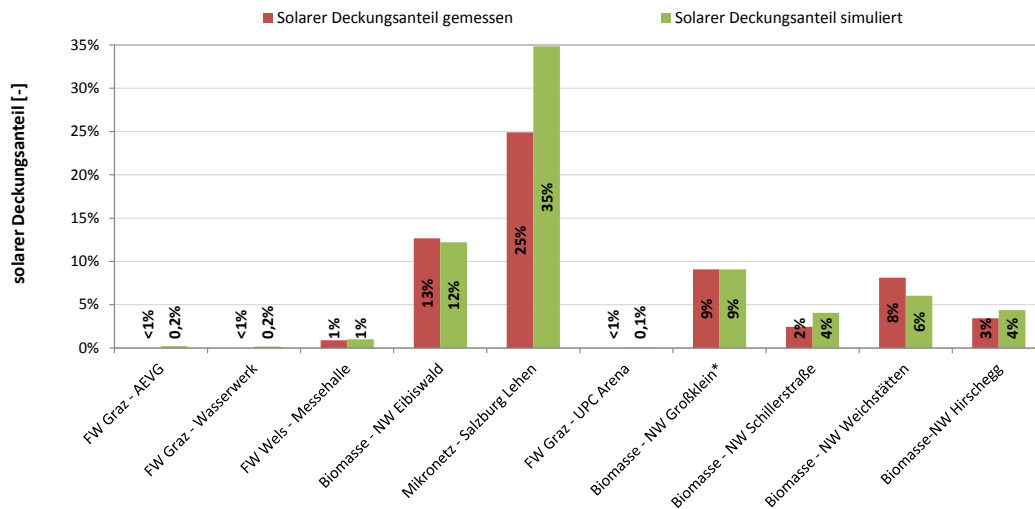


Abbildung 3-26. Solare Deckung der betrachteten österreichischen Anlagen (gemessen und projiziert)

Bei den untersuchten solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen werden solare Deckungsanteile zwischen 3 und 13 % erreicht, was einer typischen Bandbreite entspricht. Die Auslegung einer Solaranlage zur Unterstützung eines Biomasse-Nahwärmenetzes erfolgt üblicherweise für einen mittleren solaren Deckungsanteil im Sommer (Juli, August) von nicht mehr als 90 %. Alle solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen sind mit Pufferspeichern mit einem spezifischen Speichervolumen von 50 bis 200 Liter pro m² Aperturfläche ausgestattet (Durchschnittswert von 20 solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen: 100 Liter/m²). Ein Pufferspeicher ist notwendig, damit ein Lastausgleich zwischen sommerlichem Wärmebedarf (zumeist Morgen- und Abendspitzen; Ladefenster bei dezentralen Brauchwarmwasserspeichern) und solarer Wärmeerzeugung erreicht wird. Pufferspeicher sind in Wärmenetzen mit Biomassekessel grundsätzlich von Vorteil, da ein ineffizienter Teillastbetrieb vermieden werden kann bzw. die Kessel-Vollaststunden ohne Abregelung optimiert werden können.

Beim Mikronetz Salzburg-Lehen wird der projizierte solare Deckungsanteil von 35 % aufgrund des erheblich höheren Wärmeverbrauchs im Messjahr 2012 nicht ganz erreicht. Dennoch ist ein solarer Jahres-Deckungsanteil von 25 % bei einem verhältnismäßig geringen spezifischen Speichervolumen von rund 107 Liter pro m² Aperturfläche beachtlich.

Bei den solargestützten urbanen Fernwärmenetzen ist der solare Beitrag am Jahres-Fernwärmeausstoß zumeist sehr gering (<1 %). Der Sommerdeckungsgrad (Juni, Juli, August) für die drei Anlagen, die in das Grazer Fernwärmenetz speisen beträgt in Summe weniger als 4 %, der Jahresdeckungsgrad liegt bei 0,4 %. Der solare Deckungsgrad der Anlage in Wels am jährlichen Gesamt-Fernwärmeausstoß beträgt etwa 1 %.

Über eine Lebensdauer der solaren Großanlagen von 20 Jahren betrachtet, errechnen sich aus den gemessenen solaren Erträgen sowie den Investitions- und Betriebskosten durchschnittliche solare Wärmegegestehungskosten von 67 bis 211 €/MWh (Mittelwert: 123 €/MWh) bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 % (Abbildung 3-27).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

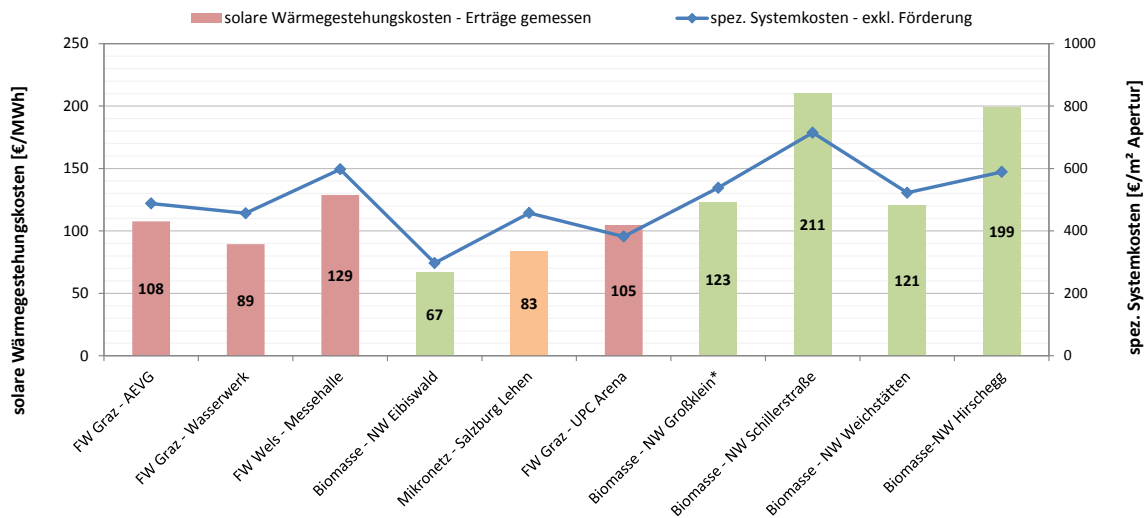


Abbildung 3-27. Solare Wärmegegestehungskosten der betrachteten österreichischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 6 %, Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre)

Legt man der Berechnung eine (realistische) Lebensdauer der Solaranlage von 25 Jahren sowie einen niedrigen kalkulatorischen Zinssatz von 3 % zugrunde, errechnen sich die solaren Wärmegegestehungskosten zu 47 bis 146 €/MWh (Abbildung 3-28). Der Mittelwert liegt bei 86 €/MWh.

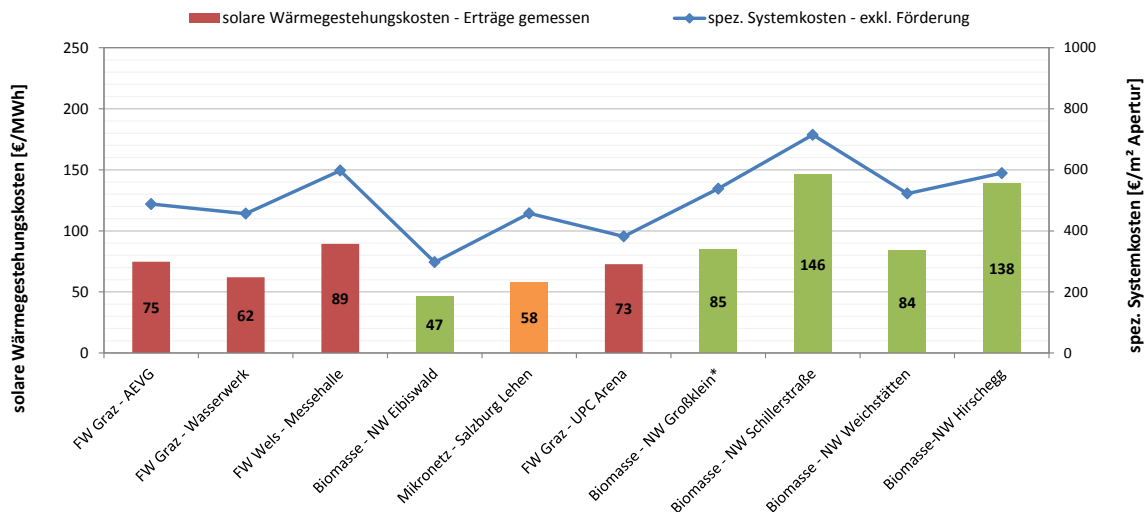


Abbildung 3-28. Solare Wärmegegestehungskosten der betrachteten österreichischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre)

Die solaren Wärmegegestehungskosten liegen in Österreich ohne Förderung der Solaranlage im günstigsten Fall bei rund 50 €/MWh bei solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzen (vgl. Abbildung 3-28, Eibiswald) und bei rund 60 €/MWh bei urbanen Mikronetzen oder Fernwärmesystemen (vgl. Abbildung 3-28, Salzburg Lehen und FW Graz-Wasserwerk).

Durchschnittlich liegen die solaren Wärmegestehungskosten mit rund 90 €/MWh jedoch noch deutlich über dem Industriekundenpreis für Erdgas in Österreich 2013 wie in nachfolgender Abbildung 3-29 ersichtlich ist.

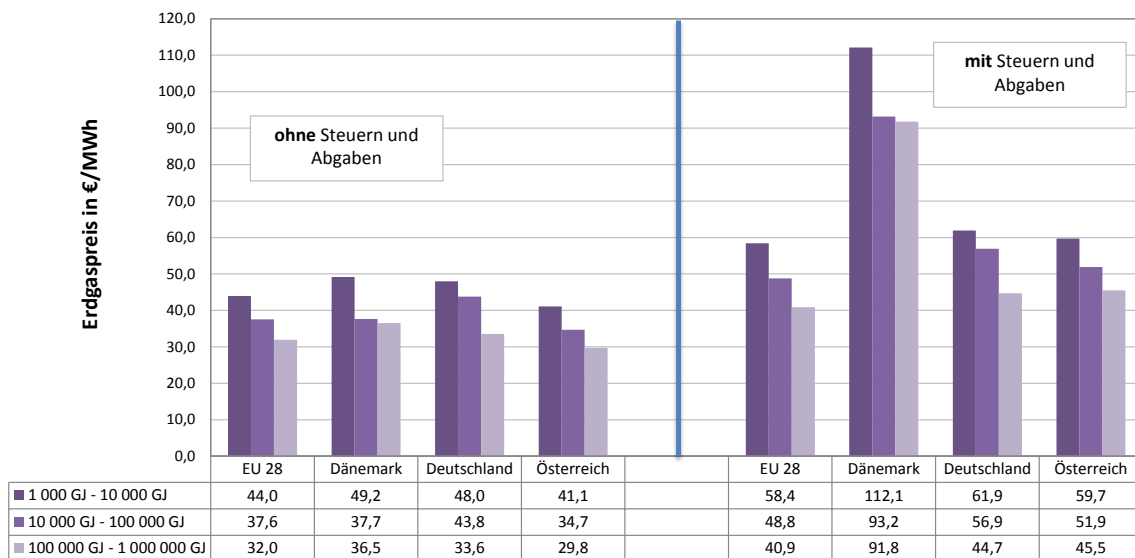


Abbildung 3-29. Erdgaspreise für Industriekunden 2013 mit und ohne Steuern und Abgaben gestaffelt nach Verbrauchsmengen für EU 28, Dänemark, Deutschland und Österreich
(Datenquelle: Eurostat (2014))

Industriekunden bezahlten in Österreich 2013 in Abhängigkeit der jährlichen Verbrauchsmenge zwischen 60 €/MWh (1.000 – 10.000 GJ/a Verbrauch) und 46 €/MWh (100.000 – 1.000.000 GJ/a Verbrauch). Der Durchschnittspreis innerhalb der EU 28 lag 2013 bei 58 – 41 €/MWh. Rund 35 % der angeführten Kosten für Erdgas entfällt in Österreich auf Steuern. Der EU-28 Schnitt lag 2013 bei 22 % (Eurostat, 2014).

3.5 Zukunftsfähige Geschäftsmodelle für solargestützte Wärmenetze

Eine breitere Marktdurchdringung solargestützter Wärme- und Kältenetze in Österreich ist sehr eng an mögliche Geschäftsmodelle gekoppelt, die sich für Investoren bieten. Derzeit ermöglicht es die österreichische Förderlandschaft vor allem auf Basis von Investitionskostenzuschüssen für solare Großanlagen, dass eine kommerzielle Umsetzung auf einem Nischenmarkt erfolgt. Dass bei geeigneten Rahmenbedingungen auch der großflächige Ausbau von Solarenergie und Wärmenetzen durchaus real und realistisch ist, zeigt der Großsolaranlagenboom in Dänemark (siehe Kapitel 3.3), wo der rasante Zubau überwiegend marktgesteuert (ohne staatliche Förderungen) erfolgt.

In diesem Kapitel wird der Frage nachgegangen, welche Instrumente für eine Etablierung des Marktsegmentes „solargestützte Wärmenetze“ grundsätzlich verfügbar oder zumindest denkbar sind und welche Erfolgsfaktoren darüber hinaus ausschlaggebend sind. In (Epp, 2014), (Mauthner, et al., 2014) und (Maaß, 2013) finden sich in diesem Zusammenhang eine Reihe von Maßnahmen und

Möglichkeiten, die Geschäftsmodelle für solargestützte Nah- und Fernwärmenetze begünstigen (können). In nachfolgender Tabelle 3-1 sind ausgewählte Instrumente aus den angeführten Quellen sowie sonstige Erfolgsfaktoren, die im Rahmen dieses Projektes identifiziert wurden, gelistet.

Um die Nachfrage nach solaren Großanlagen in der Nah- und Fernwärmeversorgung anzukurbeln, bedarf es sowohl vorteilhafter energiepolitischer Rahmenbedingungen (z.B.: Steuern auf fossile Brennstoffe, verbindliche Erneuerbare Quoten oder Energieeffizienz-Standards in der Fernwärmeversorgung, Vorgaben für lokale Wärmeplanung, Möglichkeit der Einspeisung Dritter in Wärmenetze mit Vorrangregelungen für erneuerbare Wärmetechnologien, etc.) als auch günstiger technischer Rahmenbedingungen (z.B.: effiziente Nah- und Fernwärmenetze, ausfallssichere und robuste Solarsysteme, etc.). Gleichzeitig müssen die Investitionskosten für solare Großanlagen signifikant gesenkt und die Qualität der Anlagen verbessert werden.

Mittels Förderinstrumenten (Kapitel 3.5.1) können sowohl nachfrageseitig Anreize geschaffen werden (z.B.: Investitionskostenzuschüsse, steuerliche Vergünstigungen, etc.) als auch die Anbieter (Hersteller, Installation) unterstützt werden (z.B.: steuerliche Vergünstigungen, Aus- und Fortbildungskampagnen, Labels, etc.).

Im Gegensatz dazu stellen Finanzierungsinstrumente und vorteilhafte ökonomische Rahmenbedingungen (Kapitel 3.5.2) eine Möglichkeit für Unternehmen dar, kurzfristige Liquidität für die Finanzierung von Projekten sicherzustellen (z.B.: über Crowdfunding), zusätzliches Einkommen zu lukrieren (z.B.: Handel mit Zertifikaten) oder langfristig vertraglich geregelte laufende Einkünfte zu erzielen (z.B.: Energielieferverträge, Leasing).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 3-1. Instrumente zur Etablierung von Geschäftsmodellen für solargestützte Wärmenetze und sonstige Erfolgsfaktoren für eine Marktdurchdringung

Förderinstrumente	Finanzierungs-instrumente	Vorschriften und Energiesteuern	Sonstige Erfolgsfaktoren
Zuschuss-/Rabatt-System mit festgelegter Förderhöhe (Investitionsförderung) z.B.: AT, DE, PL, IN, u.a.m.	Energielieferverträge / Energieliefercontracting z.B.: AT, SE	Energiesteuer auf fossile Brennstoffe (CO ₂ Steuer) Vorreiter: DK ab 1990	Kostengünstige Solarsysteme und Speicher (Skaleneffekte, Standardisierung, etc.) Vorreiter: DK seit 2006
ertrags- oder leistungs-basierte Förderung / solare Wärmeprämie z.B.: SE, GB, FR	Beteiligungsmodelle ("Crowdfunding") z.B.: AT	Verbindliche Erneuerbare Quoten (Renewable Portfolio Standards) → RE-Zertifikate	Spezialisierte Technologieprovider (Turnkey Lieferanten) Vorreiter: DK seit 2006
Niedrigverzinsten Darlehen / Tilgungszuschüsse z.B.: DK, DE, MX, TN	Leasingmodelle (Leasing von ST-Systemen an Kunden) z.B.: USA (Florida)	Verbindliche CO ₂ -Vorgaben / Energieeffizienz Standards → Weiße Zertifikate	Leistungs- und/oder Ertragsgarantien bei solarthermischer Einspeisung in Wärmenetze z.B.: DE, AT
Beschleunigte Abschreibung für kommerzielle Kunden z.B.: IN, USA	Emissionshandel (setzt Vergabe von handelbaren Zertifikaten voraus – siehe Spalte „Vorschriften“) z.B.: Handel mit RE-Zertifikaten in Verbindung mit Solarthermie in USA, AU, BR	Clean Development Mechanism (CDM) → Certified Emission Reductions – CERs	Transparenz über die Leistungsfähigkeit der solaren Großanlagen Vorreiter: DK (AT, DE)
Steuergutschrift: Abzug von der Einkommens- oder Körperschaftssteuer Z.B.: FR, IT, CL, USA	z.B.: Handel mit Weißen Zertifikaten in Verbindung mit Solarthermie in DK, USA (Pennsylvania), IT	Anschluss- und Einspeisemöglichkeit Dritter in Wärmenetze („offene Wärmenetze“) z.B.: DE (Hamburg), SE, AT	Optimierung und weiterer Ausbau hocheffizienter Wärmenetze Vorreiter: DK
Reduktion / Erlass der Mehrwertsteuer z.B.: BR, IN, GB, FR, CH, PL, IT	z.B.: Handel mit CERs in Verbindung mit Solarthermie in TN, IN, SA	Verbindliche lokale Wärmeplanung z.B.: "local heat planning" in DK Anschlusspflicht geeigneter Abnehmer an Wärmenetze z.B.: DK Verbot fossiler Heizungen im Wohnbau z.B.: DK	Vorteilhafte Betreibermodelle (Dezentralisierung der Energieversorgung) z.B. non-profit Verbraucher-genossenschaften in DK Qualitätskontrolle, Qualitätssicherung und Zertifizierung (z.B.: Labels) Marketing und Sensibilisierungskampagnen

3.5.1 Förderinstrumente

Die österreichische Förderlandschaft für solargestützte Wärmenetze basiert heute ausschließlich auf finanzielle Direktzuschüsse (Investitionsförderungen). solarthermische Großanlagen zwei Förderschienen des Bundes zur Verfügung:

1. Umweltförderung des Lebensministeriums „thermische Solaranlagen für Betrieb“ - abgewickelt über die Kommunalkredit Public Consulting (KPC)
2. Großanlagenprogramms des Bundes - abgewickelt über den Klima- und Energiefonds

Die Umweltförderung des Lebensministeriums gilt für unternehmerisch tätige Organisationen und ab einem umweltrelevanten Investitionsvolumen von mindestens € 10.000. Die Förderhöhe beträgt durchschnittlich 20 % der Anlagenkosten, die von der KPC in Form eines nicht rückzahlbaren Direktzuschusses ausbezahlt werden. In Kärnten, Oberösterreich, Tirol und Vorarlberg ist eine additive Förderung durch das Land möglich. Damit können insgesamt bis zu 45 % der Anlagenkosten gefördert werden¹⁹.

Das Großsolaranlagenprogramm des Bundes zielt auf die breite Umsetzung sowie wissenschaftliche Begleitung von hocheffizienten Solarwärmeanlagen mit einer Kollektorfläche zwischen 100 und 2.000 m² ab. Förderbare Kosten umfassen die thermische Solaranlage inklusive Verrohrung, den Pufferspeicher, die Systemeinbindung sowie die Messinstrumente für die Begleitforschung und werden im Ausmaß von maximal 50 % der umweltrelevanten Investitionskosten in Form von nicht rückzahlbaren Direktzuschüssen ausbezahlt. Das Programm umfasst fünf Themenfelder, wobei der Innovationsgehalt des eingereichten Projekts für jeden Bereich ein maßgebliches Förderkriterium ist. Die Inanspruchnahme einer Beratung im Vorfeld der Einreichung eines Investitionsprojekts ist eine Fördervoraussetzung. Das Großsolaranlagenprogramm wird jährlich neu aufgelegt und war 2014 zum fünften Mal in Folge ausgeschrieben²⁰.

Mit Bezug auf die gelisteten Förderinstrumente in Tabelle 3-1 kommen (Mauthner, et al., 2014) zu dem Schluss, dass klassische Zuschuss-Systeme mit festgelegter Förderhöhe (Investitionsförderungen) für die Akteure der Solarthermiebranche nur unzureichende Anreize bietet, Systemkosten zu senken oder die Qualität (solare Wärmeerträge, Robustheit) solarer Großanlagen zu verbessern. Direkte finanzielle Anreize sind vor allem sinnvoll, wenn über Impulsförderprogramme gezielt eine erste Marktdurchdringung angestrebt wird (z.B.: Förderungsprogramm des Klima- und Energiefonds für solare Großanlagen in Österreich). Wie in Kapitel 3.4.1 aufgezeigt, sind solare Großanlagen in Österreich heute jedoch ohne Investitionsförderungen, zumindest aus wirtschaftlicher Sicht, nur in seltenen Fällen ein lukratives Geschäft für Investoren.

¹⁹ Solaranlagen bis 100 m² werden mit 100 €/m² Standardkollektoren bzw. 150€/m² Vakuumkollektoren gefördert, jedoch max. 30 % der umweltrelevanten Investitionskosten. Solaranlagen ab 100 m² werden mit 20 % der umweltrelevanten Investitionskosten gefördert. Voraussetzungen: Die Antragsstellung muss vor Projektbeginn erfolgen, die umweltrelevanten Investitionskosten müssen mindestens € 10.000,- betragen. Nähere Informationen: [Thermische Solaranlagen für Betriebe](#)

²⁰ Nähere Informationen: [Programm Solarthermie - Solare Großanlagen](#)

Damit ein Förderinstrument nun sowohl den Markt stimuliert als auch langfristig positiven Einfluss auf die Kostenentwicklung und Qualitätsstandards hat, müssen demnach noch weitere Kriterien an eine geeignete und zukunftsfähige Förderung geknüpft werden. Für solargestützte Wärmenetze und solare Großanlagen im Allgemeinen (z.B.: für industrielle Anwendungen) werden bei (Mauthner, et al., 2014) vor diesem Hintergrund insbesondere ertragsbasierte Förderungen bzw. solare Wärmeprämien, die auf real gemessenen Erträgen beruhen als zielführend eingestuft. Darüber hinaus bietet vor allem die Kombination einer solchen ertragsabhängigen Förderung mit innovativen Finanzierungsinstrumenten, wie beispielsweise Energieliefercontracting oder „Crowdinvesting“, gute Möglichkeiten, Geschäftsmodelle zu etablieren.

Ertragsabhängige Förderungen - solare Wärmeprämien

Die Grundidee einer ertragsbasierten Förderung für solare Großanlagen besteht darin, eine solare Wärmeprämie in €/MWh basierend auf real gemessenen, solaren Erträgen auszusahlen. Damit ein Anreiz für Investoren gegeben ist, sollte die Höhe der solaren Wärmeprämie so bemessen werden, dass über die Lebensdauer der thermischen Solaranlage eine aussichtsreiche Rendite (beispielsweise 6 %) möglich ist. Bemessungsgrundlage liefert ein zugrunde liegendes solares Referenzsystem (siehe z.B.: Tabelle 3-2) nach dem Stand der Technik, mit definierten spezifischen solaren Systemkosten (z.B.: 500 €/m²) und definierten spezifischen solaren Jahreserträgen (z.B.: 420 kWh/m²a) sowie die Wärmegestehungskosten eines Referenz-Wärmeerzeugers (z.B.: Erdgaskessel).

Der Anreiz bei diesem Modell sind die möglichen Renditen für einen Investor. Bei solaren Systemkosten, die bei einer realen Anlage unterhalb der mittleren solaren Systemkosten der Referenzanlage liegen, sind bei gleichen solaren Erträgen auch höhere Renditen möglich. Ebenso erhöhen sich die Renditen, wenn bei gleichen solaren Systempreisen die solaren Erträge über die Förderdauer im Schnitt höher liegen als durch die Referenzanlage vorgegeben. Damit ist neben einem rein monetären Anreiz auch dem Anspruch Genüge getan, mittels eines Förderinstrumentes gleichzeitig Anreize zur Kostensenkung und Ertragssteigerung zu bewirken²¹.

Für die erfolgreiche Umsetzung einer Förderung basierend auf solaren Wärmeprämien ist es darüber hinaus wichtig, dass die Höhe der Wärmetarife über die Jahre degressiv gestaltet werden, d.h., entsprechend der angestrebten Systempreisentwicklung sowie der Preisentwicklung des konventionellen Energieträgers verringert werden.

3.5.2 Finanzierungsinstrumente und ökonomische Rahmenbedingungen

Zertifikatehandel

Über den Handel mit Zertifikaten können Besitzer / Betreiber von thermischen Solaranlagen zusätzliches Einkommen lukrieren. Im Zusammenhang mit thermischer Solarenergie ist es denkbar, Zertifikate für die

²¹ Berechnungsbeispiele und weitere Erläuterungen zu dem vorgestellten Förderinstrument finden sich in (Mauthner, et al., 2014), Seite 69 – 72.

Erfüllung von erneuerbare Energie Quoten (RE-Quoten) oder das Erreichen von Energie-Einsparzielen (Weiße Zertifikate) zu vergeben. Ebenso können Beiträge zur Erreichung von CO₂-Zielen oder reale CO₂-Einsparungen honoriert werden. Problematisch bei Emissionshandelssystemen ist, dass Solarthermieprojekte in der Regel zu klein sind, um für institutionelle Investoren interessant zu werden. Mit einer Verpflichtung zur Erreichung von Erneuerbaren-Quoten oder zur Einhaltung von Energieeffizienz Standards könnte hier ein Marktanreiz geschaffen werden, der allerdings erst in der Gesetzgebung verankert werden müsste. Ein Beispiel einer solchen rechtlichen Vorgabe wäre beispielsweise ein CO₂-Emissionsgrenzwert pro MWh gelieferte Fernwärme oder pro m² Fernwärme-beheizter Wohnfläche. Die nationale Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie würde in diesem Zusammenhang beispielsweise Interpretationsspielraum für gezielte Vorrangregelungen für erneuerbare Wärmeversorgungstechnologien wie der Solarthermie bieten.

Energielieferverträge, Bürgerbeteiligungen, Leasing

Mit Contracting-, Beteiligungs- oder Leasingmodellen für solarthermische Großanlagen wird der Zweck verfolgt, entweder A) Geldmittel für die Finanzierung zu lukrieren (z.B.: Beteiligungsmodelle wie *Crowdfunding*) oder B) laufende Einkünfte zu erzielen (z.B.: Energieliefercontracting, Leasing). Als Sonderform können an dieser Stelle auch Einsparmodelle erwähnt werden, bei denen beispielsweise Nah- und Fernwärmeversorger ihre variablen Wärmegestehungskosten durch den Einsatz thermischer Solarenergie langfristig senken.

Eine Option thermische Solaranlagen für private Investoren zukünftig attraktiver zu gestalten besteht in der Möglichkeit, Überschüsse, die nicht selbst verbraucht werden können, in ein vorhandenes Wärmenetz für ein Entgelt einspeisen zu können (setzt die Möglichkeit der Einspeisung in bestehende Nah- und Fernwärmenetze voraus - „offene Wärmenetze“).

Energielieferverträge / Energieliefercontracting (ESCO's)

Beim Energieliefercontracting sorgt ein Dienstleistungsunternehmen für die Bereitstellung von solar erzeugter Wärme (oder Kälte) sowie für den Betrieb und die Wartung der thermischen Solaranlage und erhält über einen Vertragszeitraum die gelieferte thermische Energie von einem Vertragspartner vergütet. Wie bei dem Modell solarer Wärmeprämien (vgl. Kapitel 3.5.1) basieren auch Contractingmodelle für solare Großanlagen auf real gemessenen Erträgen. Die messtechnische Erfassung der solaren Erträge dient hier allerdings vordergründig dazu, Wärme an einen Kunden zu verrechnen (Energieliefercontracting) oder eingesparte Energie nachzuweisen, um diese Einsparungen monetär bewerten zu können (Einsparcontracting).

Damit ein Contractingmodell erfolgreich sein kann, müssen die Einnahmen durch den Wärmeverkauf bzw. durch Einsparungen über den Vertragszeitraum höher sein als die Summe aller Kosten (Investitionskosten, Finanzierungskosten, Wartungs- und Betriebskosten, Personalkosten). Langfristige Wärme- bzw. Kältelieferungsverträge mit dem Kunden machen es möglich langfristig zu kalkulieren und monetäre Rückflüsse zu sichern. Die Schwierigkeiten bei diesem Geschäftsmodell ergeben sich für den Dienstleister durch die hohen Investitionskosten für solare Großanlagen und der Forderung nach

Sicherheiten und hohen Eigenkapitalquoten der Banken bei Kreditfinanzierung. Darüber hinaus sind die Renditen gering bzw. Gewinne erst nach längeren Vertragslaufzeiten zu verzeichnen.

Dennoch konnten in der Vergangenheit, vor allem in Kombination mit Investitionsförderungen, mitunter die größten thermischen Solaranlagen Österreichs mittels Energielieferverträgen realisiert werden (Abbildung 3-30 und Faktenblätter im Anhang, Kapitel 10.1).



Abbildung 3-30. Thermische Solaranlagen gekoppelt an die städtische Fernwärme in Graz (von links: Fernheizwerk AEGV; Wasserwerk Andritz, UPC Arena)
(Bildquelle: www.solid.at)

Damit Contractingmodelle in dem Segment solargestützte Wärmenetze auch in Zukunft für Energiedienstleister interessant sein können, müssen die erzielbaren Gewinne aus dem Wärmeverkauf über die Vertragslaufzeit (z.B.: 15 Jahre) ausreichend Sicherheiten bieten, damit Banken bereit sind Kredite für eine Finanzierung zu genehmigen.

Die Situation bei solaren Großanlagen in Österreich stellt sich derzeit so dar, dass die solaren Wärmegestehungskosten über die Lebensdauer betrachtet ohne Förderungen nur in Einzelfällen mit heutigen Wärmepreisen aus Erdgaskesseln konkurrenzfähig sind (vgl. Kapitel 3.4.1). Alle Projekte, die in Österreich im Zuge eines Energieliefercontracting (ESCO) errichtet wurden, erhielten Investitionskostenzuschüsse in der Höhe von 20 bis 50 % der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten.

Das in Kapitel 3.5.1 beschriebene Förderinstrument der degressiven solaren Wärmepremien wäre für Energiedienstleistungsunternehmen bei entsprechender Ausgestaltung eine gute Möglichkeit Geschäftsmodelle zu entwickeln. Weitere begünstigende Faktoren wären beispielsweise Steuern auf fossile Brennstoffe, Effizienzmaßnahmen bei den bestehenden Nah- und Fernwärmenetzen (geringere Netztemperaturen) und Abschaffung der Wärmenetzzugangsbeschränkungen Dritter.

Beteiligungsmodelle (Crowdfunding)

Wie bereits angesprochen, stellen Insbesondere die Finanzierungskosten (Kreditzinsen) und Forderungen der Banken nach hohen Eigenkapitalquoten bei der Vergabe von Krediten derzeit ein Hindernis bei der Realisierung von solaren Großanlagen auf Contractingbasis für Energiedienstleistungsunternehmen, oder allgemein für KMUs, dar. Über ein sogenanntes „*Crowdfunding*“ ist es möglich, die hohen, anfänglichen Kapitalkosten auf eine Vielzahl von (privaten) Investoren aufzuteilen, die Finanzmittel in Form von Darlehen bereitstellen. Finanzierungskosten können so gespart werden. Als Gegenleistung erwartet der Investor Renditen, die zumindest höher liegen als die

Zinsen bei konventionellen Spar- und Anlageformen (z.B.: Sparbuch, Bausparvertrag) sowie gewisse Sicherheiten über den Verbleib des veranlagten Geldes im Falle einer Insolvenz des Unternehmens (Olsacher, 2014).

Ein Energiedienstleistungsunternehmen, das sich mittels *Crowdfunding* Finanzierungsmittel beschafft, muss daher für einen positiven Geschäftsabschluss über seinen Wärmeverkauf Einnahmen erzielen, die zumindest höher liegen als die Summe aller laufenden Betriebskosten der Anlage sowie der Rückzahlung der Darlehen inklusive zugesicherter Zinsen.

Ein mögliches Umsetzungskonzept liefert das Grazer Unternehmen S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH mit dem Bürgerbeteiligungs-Modell „*SOLID Invest*“, das als erstes Bürgerbeteiligungsmodell für thermische Solaranlagen in Österreich gilt²². Private Anleger haben hier die Möglichkeit, Kapital in Form eines Darlehens mit einer Verzinsung von 4,0 % p.a. und über eine Laufzeit von mindestens fünf Jahren zu veranlagen. Das Kapital wird innerhalb der S.O.L.I.D. – Firmengruppe in neue Solarthermie-Projekte investiert bzw. zur Tilgung laufender Kredite verwendet. Gewinne aus Energielieferverträgen mit Betreiberfirmen innerhalb der S.O.L.I.D. – Gruppe werden dann im Gegenzug jährlich wieder an die privaten Anleger ausbezahlt.

3.6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchungen haben deutlich gemacht, dass solargestützte Wärmenetze bereits heute eine konkurrenzfähige Alternative zu konventionellen Wärmenetzen sein können. Voraussetzung ist, dass geeignete technische, ökonomische und energiepolitische Rahmenbedingungen vorliegen. Wie am Beispiel von Dänemark ersichtlich, bietet ein energieeffizientes, dezentrales und stark vernetztes Energieversorgungssystem in Verbindung mit einer geradlinigen Umweltpolitik die notwendigen Voraussetzungen für eine Marktdurchdringung von multivalenten Wärmeversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieversorgungstechnologien im Allgemeinen und solargestützten Wärmenetzen im Speziellen.

Als ein Ergebnis der Analysen kann festgehalten werden, dass das dänische Modell für eine breite Markteinführung von solargestützten Wärmenetzen aufgrund der sehr speziellen Gegebenheiten nicht direkt auf andere Länder, wie beispielsweise Deutschland oder Österreich, übertragbar ist. Es sind angepasste Lösungen erforderlich, weshalb sich bis dato in den beiden erwähnten Ländern auch unterschiedliche Konzepte entwickelt haben. Einen Ausgleich dieser unterschiedlichen Rahmenbedingungen bieten heute in Deutschland und Österreich vor allem staatliche Förderungen, insbesondere Investitionskostenzuschüsse für solare Großanlagen in Österreich und Tilgungszuschüsse in Deutschland.

²² <http://www.solid.at/invest/>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 3-2. Übersichtstabelle: Kennzahlen zu charakteristischen solargestützten Wärmenetzen in Dänemark, Deutschland und Österreich

	Dänemark	Österreich	Österreich	Deutschland
Systemkonzept	zentral angeordnete, bodenmontierte Flachkollektorfelder gekoppelt an Erdgas-KWK Anlagen oder Biomasse Heizwerke	dezentral angeordnete Kollektorfelder gekoppelt an urbane Fernwärmenetze	solargestützte Biomasse Nah- und Fernwärmenetze	dezentral angeordnete Flachkollektorfelder, häufig als „Solar Roofs“, gekoppelt an saisonale Wärmespeicher in dicht bebauten Siedlungsgebieten
Anlagengröße	570 – 33.300 m ² Ø 7.800 m² (n= 50)	1.300 – 5.000 m ² Ø 3.100 m² (n=4)	100 – 2.450 m ² Ø 600 m² (n=26)	510 – 7.300 m ² Ø 2.900 m² (n=10)
solarer Deckungsanteil	Ø 13 % (n=10)	< 1 % – 3 % (n=4)	Ø 8 % (n=4)	Ø 55 % (n=4)
spez. Systemkosten*	Ø 235 €/m² (n=10)	Ø 481 €/m² (n=4)	Ø 518 €/m² (n=4)	Ø 865 €/m² (n=4)
spez. Solarertrag gemessen**	Ø 430 kWh/(m²·a) (n=10)	Ø 435 kWh/(m²·a) (n=4)	Ø 402 kWh/(m²·a) (n=4)	Ø 330 kWh/(m²·a) (n=4)
solare Wärmegestehungskosten***	Ø 37 €/MWh (n=10)	Ø 75 €/MWh (n=4)	Ø 90 €/MWh (n=4)	Ø 179 €/MWh (n=4)

*spezifische Systemkosten: Turnkey-Systemkosten (alles inkludiert, ohne Steuern und Förderungen); Dänemark: Anlagen zumeist ohne Speicher; Österreich: solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze inkl. Speicher, solargestützte urbane Fernwärmenetze ohne oder mit verhältnismäßig kleinem Speicher; Deutschland: Kosten inkl. Nahwärmenetz und saisonalem Wärmespeicher

** die angeführten spezifischen solaren Erträge der dänischen und österreichischen Anlagen entsprechen den Solarerträgen, die direkt an der Fernwärmeübergabestation abgerechnet werden – Speicherverluste sind nicht enthalten. Bei den deutschen Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung sind die Speicherverluste enthalten. Saisonale Wärmespeicherung ist naturgemäß mit hohen Wärmeverlusten verbunden, weshalb auch die spezifischen solaren Nutzwärmeerträge geringer ausfallen; für diese Kennzahl wurden ausschließlich Anlagen mit problemlosen Betriebsverhalten herangezogen – Best-Practice Benchmarks

*** Wärmegestehungskosten berechnet aus Investitionskosten und gemessenen solaren Wärmeerträgen (realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre); für diese Kennzahl wurden ausschließlich Anlagen mit problemlosen Betriebsverhalten herangezogen – Best-Practice Benchmarks

Aus der Analyse der Erfolgsfaktoren der internationalen Fallbeispiele lassen sich für Österreich zusammenfassend einige konkrete Maßnahmen ableiten, die zukünftig zu einer breiteren Marktdurchdringung solargestützter Wärmenetze beitragen und eine Abhängigkeit von staatlichen Förderungen verringern können. Diese werden ausführlicher in Kapitel 7 beschrieben und diskutiert.

In Tabelle 3-2 sind für die drei Länder Dänemark, Deutschland und Österreich und für jeweils charakteristische Solarsysteme und Wärmenetze die wichtigsten Kennzahlen aus einer repräsentativen Stichprobe von (Best-Practice) Anlagen vergleichend gegenübergestellt.

4 Techno-ökonomische Analyse zur Integration von Solarthermie in Wärmenetze

4.1 Konzepte zur solarthermischen Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen

Eine typische netzgebundene Wärmeversorgung besteht grundsätzlich aus einer Heizzentrale, einem Verteilnetz sowie Elementen zur Wärmeübertragung an die Abnahme (Hausübergabestation). In Abhängigkeit von dem gewählten Lastmanagement finden Lastausgleichsspeicher Verwendung. Im Falle solarunterstützter Wärmenetze kommt die Kollektoranlage in Verbindung mit dem Energiespeicher hinzu.

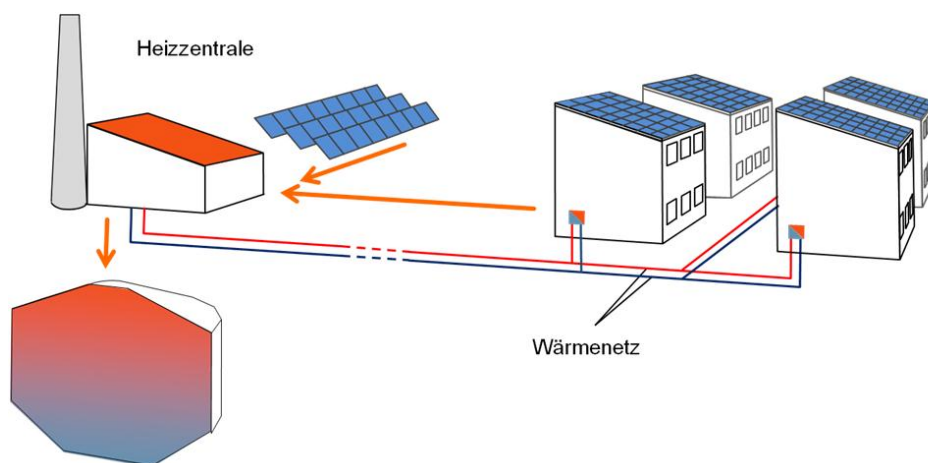


Abbildung 4-1. Schematische Darstellung einer zentralen Einspeisung von Solarthermie in ein Nah- und Fernwärmenetz
(Quelle: SDH (2012))

Heizzentrale und Wärmeerzeugung

Die vom Wärmeerzeuger in der Heizzentrale produzierte Wärme wird mittels Wärmeträger (Wasser bzw. Dampf) über das Verteilnetz zu den einzelnen Verbrauchern (zu versorgende Gebäude) transportiert. In den Fernwärmenetzen werden unterschiedlichste Energieträger (Biomasse und Hausmüll, Gas, Kohle und Mineralöle) zur Wärmeversorgung genutzt. In den österreichischen Nahwärmenetzen erfolgt die Wärmeerzeugung größtenteils mit Biomasse und hier insbesondere mit Hackgut. Um Ausfallssicherheit zu erreichen bzw. auch Schwachlastzeiten zu überbrücken wird entweder ein entsprechendes Kesselsplitting (auf Basis von mehreren Biomassekesseln) betrieben oder es wird ein mit fossilen Brennstoffen befeuerter Kessel (zumeist Öl-Kessel aber auch Gas-Kessel) integriert. Näheres zum österreichischen Energieträger-Mix findet sich in Kapitel 2.1. Um die Kesselnutzungsgrade vor allem kleinerer Netze in den Schwachlastzeiten (die Sommermonate) möglichst hoch zu halten, wird der Wärmebedarf in dieser Periode (hauptsächlich der Warmwasserbedarf) vielfach mit Wärme aus fossilen

Brennstoffen abgedeckt. Somit bietet sich der Einsatz von Solarsystemen sowohl aus ökologischen als auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten an.

Verteilnetz

Das Wärmeverteilnetz verbindet den Wärmeerzeuger (Kesseln, thermische Solaranlage) und den Wärmeverbraucher (versorgte Gebäudestruktur). Hinsichtlich der Ausführung des Verteilnetzes existieren zahlreiche unterschiedliche Konzepte. Die Bandbreite reicht von Zwei-Leiter über Vier-Leiter bzw. bis hin zu Sechs-Leiter-Netzen. Die wesentlichen Unterschiede in der Netzausführung werden unter anderem in Brenner et al., 1999 und Fink et al., 2007 im Detail beschrieben.

Hausübergabestation

Die Schnittstelle zwischen dem Verteilnetz und der gebäudeinternen Installation ist die sogenannte Hausübergabestation. Über diese Hausübergabestation wird ermöglicht, dass jeder Abnehmer die erforderliche Wärmeenergie aus dem Verteilnetz entnehmen kann. Sie ersetzt den bei dezentralen Heizungsanlagen erforderlichen Heizkessel sowie den Kamin. Grundsätzlich kann der Anschluss der Gebäude an das Verteilnetz „direkt“ oder „indirekt“ ausgeführt werden.

Bei einem direkten Anschluss wird die Hausanlage vom Heizungswasser aus der Heizzentrale durchströmt. Es existiert keine Systemtrennung zwischen dem Verteilnetz und der gebäudeinternen Installation. Vorteile von direkten Anschlüssen sind die um die „Grädigkeit“ einer Systemtrennung (Wärmetauscher) niedrigeren Vor- und Rücklauftemperaturen im Verteilnetz, sowie die reduzierten Investitionskosten. Direkte Anschlüsse sollten aber nur bei Neuanlagen oder auch bei Anlagen mit beschränkten Höhenunterschieden (Druckunterschiede) eingesetzt werden.

Bei einem indirekten Anschluss wird die Hausanlage vom Heizungswasser aus der Heizzentrale nicht direkt durchströmt. Die Trennung der Heizmedien (Gebäude bzw. Verteilnetz) erfolgt hier über entsprechende Wärmetauscher. Durch den indirekten Anschluss ist das gebäudeinterne Heizungsnetz unabhängig vom Druckniveau im Netz. Gleichzeitig sinkt die Störungsanfälligkeit des Gesamtsystems, da ein dezentraler Mediumsverlust, die Heizzentrale und das Verteilnetz nicht beeinträchtigt. Aus diesem Grund kommen indirekte Anschlüsse zumeist bei der Versorgung von Altanlagen bzw. bei größeren Netzen zum Einsatz, selten jedoch bei der Neuinstallation von Mikronetzen

4.1.1 Einbindung der Solarthermie

Solarthermische Nahwärmesysteme (siehe Abbildung 4-1) versorgen mehrere Gebäude über ein Nahwärmenetz mit Wärme von einer zentralen Heizzentrale aus, wobei zum Teil Solarthermie als Wärmequelle genutzt wird. In den Gebäuden wird die gelieferte Wärme zur Raumheizung und Brauchwassererwärmung genutzt, wodurch das Nahwärmenetz als sogenanntes 2-Leiter-Netz betrieben werden kann.

Wird zum Transport der Solarthermie in die Heizzentrale ein weiteres Solar-Leitungsnetz verlegt, spricht man von einem Nahwärmesystem mit 2+2-Leiternetz.

Solare Nahwärmesysteme sind immer solare Kombianlagen, da über die solarthermische Einspeisung in die zentrale Wärmeerzeugung grundsätzlich die Warmwasserbereitung und die Raumheizung in jedem an das Nahwärmenetz angeschlossenen Gebäude solarthermisch unterstützt werden.

Der erreichbare solarthermische Deckungsgrad hängt bei derartigen Konzepten, neben der installierten Kollektorfläche stark vom Volumen des zur Verfügung stehenden Wärmespeichers ab. Mit sogenannten Kurzzeitspeichern (50-200 l/m² Kollektorfläche) kann bei entsprechender Kollektorfläche, ein solarer Deckungsgrad von maximal 40 % erreicht werden. Erst durch eine Verwendung von Langzeitspeicher (300-3000 l/m² Kollektorfläche) als zentraler Bestandteil des Systems, kann ein beträchtlicher Teil des Raumwärmebedarfs im Winter solarthermisch bereitgestellt werden. Mit ihnen kann ein Teil der im Sommerhalbjahr solar erzeugten Wärme bis in das Winterhalbjahr gespeichert werden, was solare Deckungsanteile über 40 % und bis max. 90 % (in derzeit realisierten Anlagen) ermöglicht (vgl. Kapitel 3.3.1 – saisonale Wärmespeicherung).

Die in Nah- und Fernwärmesystemen genutzten Sonnenkollektoren können an den unterschiedlichsten Stellen (Dach, Boden, Wand, als Verschattungselement...) montiert werden. Um die zumeist großen Kollektorflächen unterbringen zu können stellen sich zwei Möglichkeiten vorrangig dar.

- Eine Freiflächenmontage der Kollektoren, stellt unter der Voraussetzung, dass die Grundstückskosten nicht zu hoch (<50 €/m²) sind, sicherlich die günstigste Variante dar.
- Aufdach- oder Indachmontagen von Kollektoren sind dann von Interesse wenn große Neubauten entstehen, oder Dachflächen im Rahmen von Sanierungen erneuert werden.

Zentrale oder dezentrale Einspeisung der Solarthermie

Die bis heute in Europa realisierten Anlagen decken ein breites Spektrum unterschiedlicher Bauarten und Anwendungen ab. Die zwei wesentlichen Unterscheidungsmerkmale sind dabei zum einen die Größe des Wärmenetzes und zum anderen insbesondere die Art und Weise, wie die Solaranlage in das Wärmenetz eingebunden ist. In Kapitel 3 wird dargestellt, in welchen Ländern welche der im Folgenden dargestellten technischen Lösungen gängig sind bzw. vorrangig eingesetzt werden.

Abbildung 4-1 zeigt schematisch das Konzept der zentralen Einbindung einer thermischen Solaranlage in ein Nah- oder Fernwärmesystem. Die Solaranlage ist dabei in der Regel an den vorhandenen zentralen Wärmespeicher eines Heiz- oder Heizkraftwerks angekoppelt. Die Kollektorfelder werden in diesem Fall einerseits in die Dachflächen der versorgten Gebäude integriert und über ein separates Netz an die Heizzentrale angebunden. Andererseits gibt es die Möglichkeit, die meisten großen Kollektorfelder ebenso zentral, jedoch auf Freiflächen in unmittelbarer Nähe zu den Heizwerken aufgeständert zu positionieren.

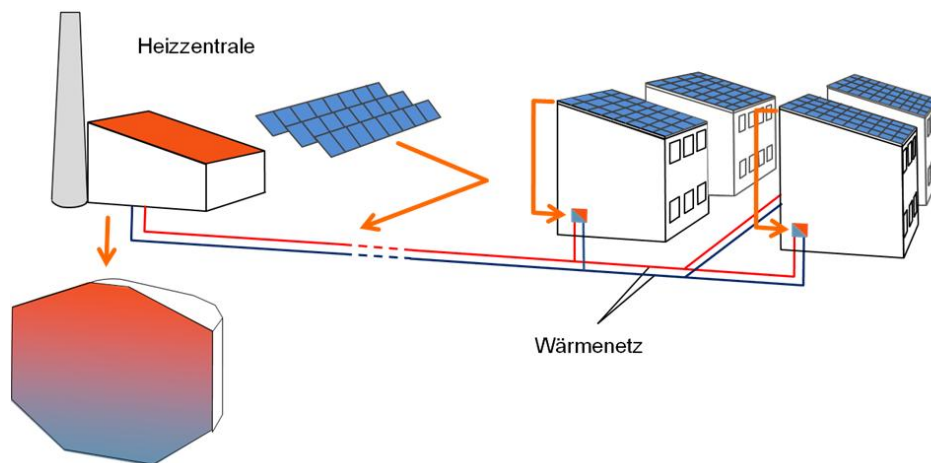


Abbildung 4-2. Schematische Darstellung einer dezentralen Einspeisung von Solarthermie in ein Nah- und Fernwärmenetz
(Quelle: SDH (2012))

Die thermische Solaranlage kann auch, wie in Abbildung 4-2 dargestellt, dezentral an einer geeigneten Stelle in das Fernwärmenetz eingebunden werden. Teilweise nutzen solche Solaranlagen das Wärmenetz direkt als Wärmespeicher. Aufgrund der Drücke und Temperaturen in Fernwärmenetzen ist die dezentrale Einbindung von Kollektorfeldern jedoch nicht in jedem Fall mit vertretbarem technischem Aufwand machbar.

Direkte Einspeisungsvarianten der Solarthermie ins Fernwärmenetz

Prinzipiell sind drei verschiedene, hydraulische Anbindungen von thermischen Solaranlagen an das Hauptversorgungsnetzwerk möglich (siehe Abbildung 4-3). Ihre Vor- und Nachteile für Fernwärmebetreiber und Fernwärmeeinspeiser werden im Folgenden kurz dargestellt.

- Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf (Vorlaufanhebung) (A)
- Entnahme im Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf – Standard (B)
- Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf (Rücklaufanhebung) (C)

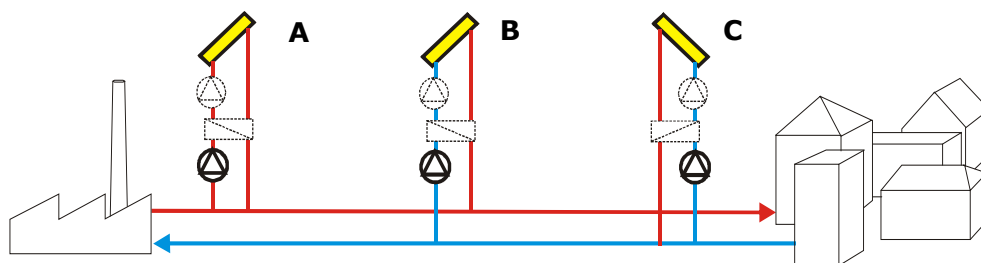


Abbildung 4-3. Einspeisung von thermischer Solarenergie in das Hauptversorgungsnetzwerk (Typ 1)
(Quelle: Meissner (2012))

Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf (Vorlaufanhebung)

Die Anhebung der Vorlauftemperatur lässt die thermische Solaranlage aufgrund der höchsten geforderten Temperatur mit dem geringsten Kollektorwirkungsgrad arbeiten. Die Pumpenergie wird von den Netzpumpen aufgebracht und deckt den Druckverlust des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen (Sekundärseitig) ab.

Günstig für den Fernwärmebetreiber sind die geringen Netzverluste bis zur thermischen Solaranlage.

Die Vorlaufanhebung ist, wie die Rücklaufanhebung, ungünstig für den Fernwärmenetzbetreiber, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Durchfluss durch den Wärmetauscher der thermischen Solaranlage erzeugt werden kann. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers bleibt unverändert.

Entnahme im Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf

Die benötigte Temperaturerhöhung in der thermischen Solaranlage ist von den Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes abhängig. Die thermische Solaranlage muss daher mit variabler Leistung oder variablem Volumenstrom, geregelt nach der benötigten Vorlauftemperatur, betrieben werden (Matched-Flow). Die notwendige Pumpenergie ist sekundärseitig hoch, da der Druckunterschied zwischen Fernwärme-Rücklauf und Fernwärme-Vorlauf (mehrere bar) vom Betreiber der thermischen Solaranlage abgedeckt werden muss.

Diese Form der Einspeisung wird von den Fernwärmebetreibern bevorzugt, da sich die Rücklauftemperatur nicht ändert und ein Teil der Pumpkosten vom Betreiber der thermischen Solaranlage getragen wird.

Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf (Rücklaufanhebung)

Die Anhebung der Rücklauftemperatur lässt die thermische Solaranlage aufgrund der geringsten möglichen Temperatur mit dem bestmöglichen Kollektorwirkungsgrad arbeiten. Die Pumpenergie wird von den Netzpumpen aufgebracht und deckt den Druckverlust des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab.

Allerdings ist die Rücklaufanhebung ungünstig für den Fernwärmenetzbetreiber, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Durchfluss durch den Wärmetauscher der thermischen Solaranlage erzeugt werden kann. Durch die höhere Rücklauftemperatur erhöhen sich die Wärmeverluste des Netzes. Außerdem verringert sich der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers aufgrund der höheren Rücklauftemperatur leicht. Bei großen Fernwärmenetzen (Wien, Graz, Linz,...), die primär nicht selber Wärmeerzeuger sind, ist zudem manchmal die Rücklauftemperatur zu den Wärmeerzeugern vertraglich fixiert.

Realisierung der hydraulischen Einbindung des thermischen Kollektorfeldes

Die Wärmeübergabe vom thermischen Kollektorfeld an die Wärmesenke kann hydraulisch ebenfalls unterschiedlich realisiert werden (Abbildung 4-4):

- direkt (Wärmeträgermedium Solarkreis ist ident mit dem des Wärmenetzes)
- Solarkreis hydraulisch getrennt mittels Wärmeübertrager
- Solarkreis hydraulisch entkoppelt über hydraulische Weiche (Wärmeträgermedium Solarkreis ist ident mit dem des Wärmenetzes)
- mit dezentralem Energiespeicher

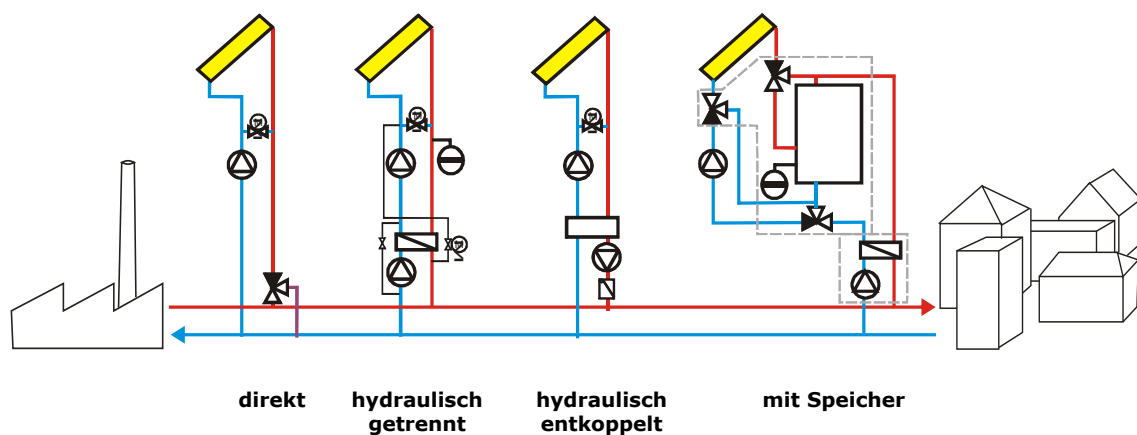


Abbildung 4-4. Hydraulische Einbindung von thermischer Solarenergie in Wärmenetze (gültig für Typ 1 und Typ 2
siehe Kapitel 3.3.2)
(Quelle: Meissner (2012))

Kenngrößen von solarthermischen Anlagen

Um Kollektoranlagen und Wärmeverteilsysteme hinsichtlich ihrer Qualität bewerten und vergleichen zu können, ist es nötig, sich verschiedener Kenngrößen zu bedienen. Neben bewährten und gebräuchlichen Kennzahlen werden nachfolgend einige Bewertungsgrößen definiert und diskutiert. Diese Kennzahlen stellen die Basisgrößen für die Bewertung und den Vergleich der modellierten Referenzhydraulikkonzepte dar.

Der solare Deckungsgrad

Die gebräuchlichste Bewertungsziffer für eine thermische Solaranlage ist der solare Deckungsgrad. Mit diesem wird der solare Anteil am gesamten thermischen Energiebedarf beschrieben. Dennoch gibt es für den solaren Deckungsgrad keine einheitliche mathematische Definition. In der Literatur und auch in marktüblichen Simulationsprogrammen wird dieser nach verschiedenen, teilweise im Ergebnis stark differierenden Gleichungen berechnet. Die Energiemengen müssen für jenen Zeitraum eingesetzt werden, dessen Deckungsgrad man berechnen möchte. Am aussagekräftigsten ist der Jahresdeckungsgrad, bei dem als Bezugszeitraum das Kalenderjahr herangezogen wird.

Eine häufig verwendete Definition bestimmt den solaren Deckungsgrad als Anteil an der gesamten Energiemenge, die vom Kollektorkreislauf und der Zusatzheizung in den Speicher geliefert wird.

$$SD = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{Zusatzenergie} + \text{Solarenergie}}$$

Bei dieser Definition werden für die Errechnung des Deckungsgrades die Verluste zur Nutzenergie hinzugerechnet. Diese Form der Deckungsgraddefinition wird aufgrund des repräsentativen Ergebnisses sehr häufig verwendet. Alle auftretenden Verluste werden anteilmäßig bezüglich des Energieinputs des Kollektors und der Zusatzheizung aufgeteilt.

Der spezifische Ertrag einer Solaranlage

Der spezifische Ertrag beschreibt die jährliche Energiemenge, welche von einem Quadratmeter Kollektorfläche dem Energiespeicher zugeführt wird. Dabei muss zwischen der Nettokollektorfläche (= Absorberfläche) und der Bruttokollektorfläche (= Gesamtkollektorfläche inkl. Kollektorrahmen) unterschieden werden.

$$SE = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{Kollektorfläche}} \text{ [kWh/m}^2\text{a]}$$

Der spezifische Ertrag wird häufig als wesentliche Kenngröße für die Leistungsfähigkeit von Solarsystemen angegeben. Für die richtige Interpretation desselben müssen einerseits die Dimensionierung der Anlage (sprich der solare Deckungsanteil) sowie andererseits die Systemverluste (Speicher- bzw. Wärmeverteilungsverluste) herangezogen werden.

Die Auslastung einer Solaranlage

Die Auslastung ist ein Maß für die Dimensionierung einer Solaranlage und beschreibt, mit welcher Last (der Verbrauch in Liter oder kWh) ein Quadratmeter Kollektorfläche beaufschlagt wird (Heimrath, 2004).

Bei solaren Heizungsunterstützungen muss bei der Definition der Auslastung (*AII*) neben dem Warmwasserbedarf auch der Bedarf an Raumwärme berücksichtigt werden. Da der Raumwärmebedarf als tägliche Größe aber wesentlich größeren saisonalen Schwankungen unterliegt (Sommer – Winter) als der Brauchwarmwasserbedarf, wird hier die Auslastung auf das Kalenderjahr bezogen. In diesem Fall beschreibt die Auslastung somit die Last (in kWh), mit der ein Quadratmeter Kollektorfläche im Jahr beaufschlagt wird und ist wie folgt definiert:

$$\text{Auslastung II} = \frac{\text{ges. jährl. Energiebedarf, Warmwasser + Raumheizung}}{\text{Kollektorfläche}} \left[\frac{\text{kWh/a}}{\text{m}^2} \right]$$

Wahl des Kollektortypen für den Anwendungsfall - Fernwärme

Die in der Solarthermie am meisten genutzten Sonnenkollektortypen sind der Vakuumröhrenkollektor (VRK) und der Flachkollektor (FK). Konzentrierende Kollektoren (Parabolrinnen-, Fresnel-Kollektor etc.) könnten ebenso genutzt werden, allerdings braucht es hierbei einen hohen Direktstrahlungsanteil, wodurch deren Anwendung in Mittel- und Nordeuropa (geringer Direktstrahlungsanteil) nicht sinnvoll erscheint.

Bei den **Vakuumröhrenkollektoren** (VRK), gibt es unterschiedliche Bauarten, wobei bei allen Varianten, ein Vakuum, den Absorber vor Wärmeverlusten an die Umgebung schützt. Eine weitere grundlegende Unterteilung bei den Vakuumröhrenkollektoren kann anhand der Durchströmung des Absorbers getroffen werden. Einerseits gibt es die direkte Durchströmung des Absorbers, ähnlich einem

Flachkollektor und andererseits gibt es das sogenannte ‚heat pipe‘ oder Wärmerohr- Konzept. Hier durchströmt der Wärmeträger nicht direkt das Absorberrohr vom Solarthermie Kollektor. Es verdampft ein Medium im Rohr und sammelt sich am oberen Ende des Rohrs. Dort wird die Energie auf den eigentlichen Wärmeträger übergeben und über den Solarkreislauf abtransportiert. Der Dampf kühlt ab und sammelt sich wieder unten im Rohr. Ein thermisch getriebener Kreislauf entsteht. Der wesentliche Vorteil bei diesem Konzept liegt in der trockenen Tauschbarkeit der Einzelröhren.

Beim Vakuumröhren-Compound Parabolic Concentrator Kollektor (VRK-CPC) sind zwei Glasröhren als "Thermoskanne" ausgebildet. Das Vakuum befindet sich nur innerhalb der Röhren. Die Röhren liegen im VRK-CPC Kollektor vor einem Parabolspiegel beziehungsweise einer Reflektorschicht, die das einfallende Licht auf die Röhren gebündelt zurückwirft und so vor allem bei diffusem Licht die Leistung dieser Art der Vakuumröhrenkollektoren erhöht.

Im Bereich der Nah- und Fernwärmeanwendung würden sich die VRK aufgrund der hohen Wirkungsgrade bei hoher mittlerer Kollektortemperatur durchaus anbieten. Eine höhere Direktstrahlungsabhängigkeit und der Preis führen aber dazu, dass nur in seltenen Fällen der VRK tatsächlich zum Einsatz kommt. Die zwei größten Anlagenbeispiele hierfür, sind der Energiebunker Hamburg (VRK-CPC / 1348 m²) und die Fernwärme Wels (ebenso ein VRK-CPC / 3400 m²) (Quelle: <http://www.solar-district-heating.eu>).

Die in Europa typische Form des Solarkollektors ist der sogenannte **Flachkollektor** (FK). Dieser kommt vor allem im Temperaturbereich von 30 bis etwa 60 °C mittlere Kollektortemperatur zum Einsatz. Bei höheren Kollektortemperaturen muss man mit Kollektorstufenwirkungsgraden <40 % rechnen. Diese geringen Wirkungsgrade sind hauptsächlich auf die konvektiven Wärmeverluste über die Deckscheibe zurückzuführen. Daher gibt es eine Weiterentwicklung der Flachkollektoren, bei denen eine sogenannte Konvektionssperre in Form einer dünnen Plastikfolie (zumeist aus EFTE oder FEP) oder einer Glasscheibe, zwischen dem Absorber und der Glasabdeckscheibe eingelegt wird. Durch diesen zweiten abgeschlossenen Luftraum, zwischen dem heißen Absorber und der kalten Umgebungsluft können die Verluste bei hohen Absorbertemperaturen deutlich reduziert werden. Diese Kollektoren werden zumeist Hochtemperatur-Flachkollektoren (FK-HT) genannt.

Tabelle 4-1. Typische Koeffizienten von Wirkungsgradkennlinien für die relevanten Kollektortypen²³

Kollektortyp	η_0 [-]	a_1 [W/m ² K]	a_2 [W/m ² K ²]	$(mC)_e$ [J/m ² kg]	K_{totd} [-]
FK	0.790	3.979	0.0140	6500	0.9
FK-HT	0.774	2.887	0.0060	7000	0.9
VRK	0.734	1.453	0.0166	12000	0.9/1.1
VRK-CPC	0.644	0.749	0.0050	10000	0.9/1.1

²³ Es handelt hierbei um typische, aber fiktive Zahlenwerte, die anhand der Kollektordatenbank des SPF [www.solarenergy.ch] definiert wurden. Die Kollektoreffizienzen können sich innerhalb eines Kollektortypen in einem weiten Bereich bewegen.

Um die Unterschiede hinsichtlich der **Wirkungsgrade** und der Kollektortemperaturen darzustellen wurden zwei typische Flachkollektoren (FK und FK-HT) und Vakuumröhrenkollektoren (VRK und VRK-CPC) gewählt. In der Tabelle 4-1 sind die Koeffizienten der Wirkungsgradkennlinien aufgelistet. Die zugehörigen Grafiken finden sich für eine Einstrahlung von 400 und 1000 W/m² in der Abbildung 4-5 wieder.

Anhand der Abbildung 4-5 lässt sich erkennen, dass der VRK-CPC die höchsten Wirkungsgrade bei hohen, mittleren Kollektortemperaturen (T_m) aufweist. Danach kommen die Vakuumröhre (VRK) und der Hochtemperatur-Flachkollektor (FK-HT). Bei tiefen, mittleren Kollektortemperaturen sind die Flachkollektoren zumeist besser als die Vakuumröhrenkollektoren.

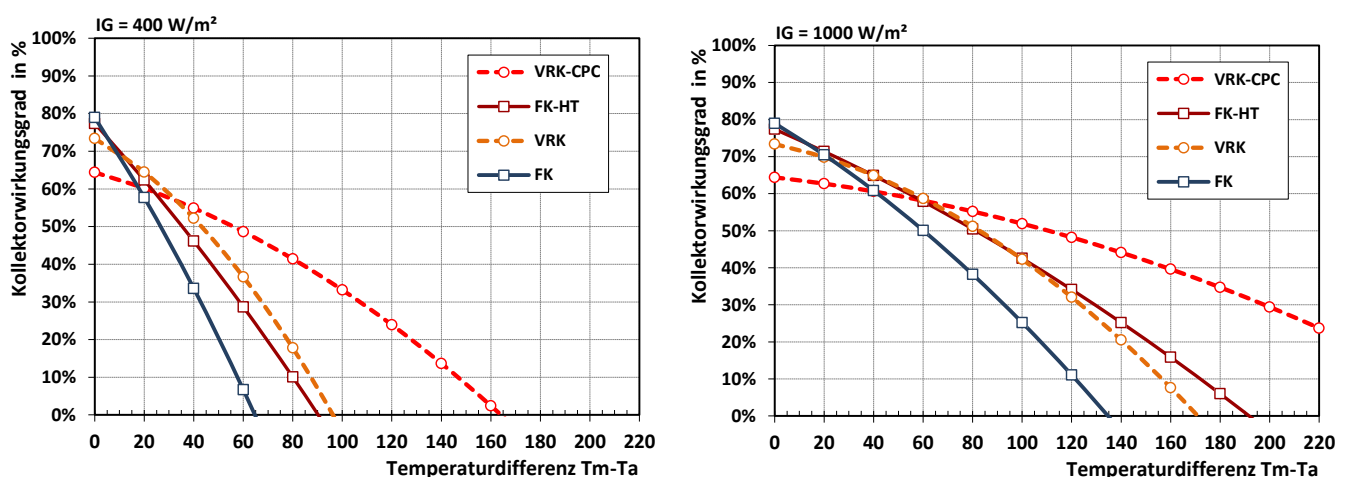


Abbildung 4-5. Kollektorkennlinien typischer Kollektoren, die in der Fernwärme genutzt werden, bei unterschiedlicher Globalstrahlung (IG= 400 und 1000 W/m²)

Aus dem vorangegangenen Kapitel 3 und den Statistiken bezüglich der solarthermisch unterstützten Fernwärmeanlagen in Europa [Quelle: <http://www.solar-district-heating.eu/>] zeigt sich, dass bis auf wenige Ausnahmen, Großflächen-Flachkollektoren zum Einsatz kommen. Bei den aktuell errichteten thermischen Solaranlagen kommen dabei, vorwiegend die Hochtemperatur-Flachkollektoren (FK-HT) zum Einsatz. In den weiteren Betrachtungen des Projektes wird die Wirkungsgradkennlinie der Hochtemperatur-Flachkollektoren als Basis hinterlegt.

Kosten von Flachkollektoren

Basierend auf den im Kapitel 3 durchgeführten Recherchen hinsichtlich der Kosten von Kollektoren wurde eine Ausgleichskurve durch die punktuellen Kosten gelegt. Dadurch ergab sich eine logarithmische Ausgleichskurve, die in den nachfolgenden Variantenrechnungen als Kosten je m² Kollektorfläche angesetzt werden. So ergeben sich im Mittel, für kleine Kollektorflächen (mit Flachkollektoren), Preise zwischen 700 und 1000 €/m². Bei großen Kollektorflächen (>1000 m²) kann von Preisen unter 500 €/m² ausgegangen werden.

Diese Kosten können aufgrund eines möglichen Einflusses durch projektspezifische Rahmenbedingungen (ungünstige bzw. günstige Randbedingungen bei der Montage) nach oben oder

nach unten von der Ausgleichskurve abweichen. Weitere Daten und Annahmen zur Ermittlung dieser Kostenkurve sind im Anhang 10.5 dokumentiert.

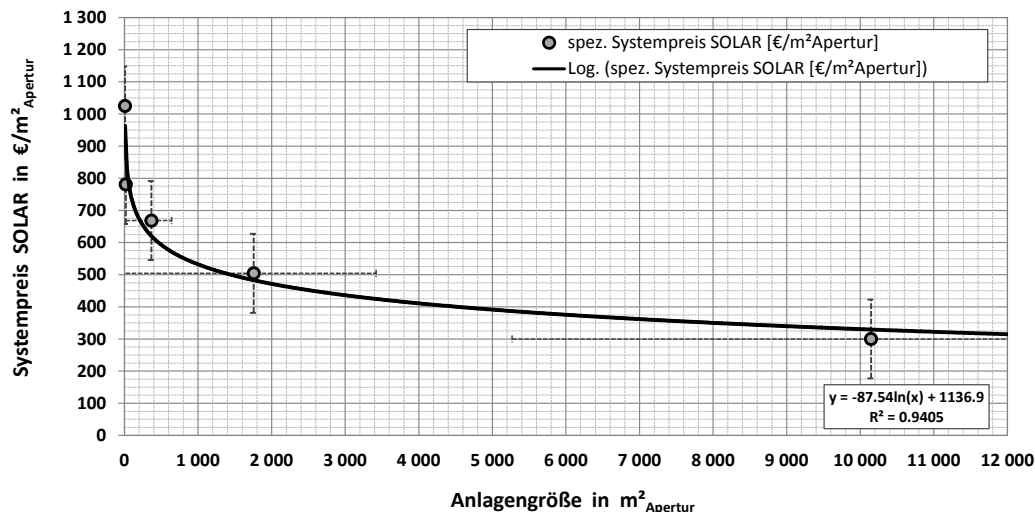


Abbildung 4-6. Nettopreise für die thermische Solaranlage (FK bzw. FK-HT) je m² Aperturfläche (inklusive eines Tagesspeichervolumens bzw. der Anbindung an ein Fernwärmenetz)

(Quelle: AEE INTEC (2014))

4.1.2 Einbindung eines Energiespeichers in das Fernwärmenetz

In Energieversorgungssystemen kommt der Speicherung von Energie eine zentrale Bedeutung zu. Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien erhöht auf Grund des volatilen bzw. saisonalen Angebots den Bedarf an Energiespeichern innerhalb der Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung. Energiespeicher ermöglichen eine zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, womit sie die Elastizität des gesamten Energiesystems erhöhen.

Bauart des Energiespeichers

Die Speicherung von Energie ist an Materie gebunden, deren energetischer Zustand sich durch Energieaufnahme erhöht bzw. durch Energieabgabe verringert und die bei dieser Zustandsänderung stofflich nicht verbraucht wird. Häufig wird Energie zum Zweck der Speicherung von einer Form in eine andere umgewandelt. Die bei dieser Energiewandlung zwangsläufig auftretenden Verluste, sind gegen andere vorteilhafte Speichereigenschaften abzuwägen. Meist stehen neben den spezifischen Speicherkosten, die Parameter Be- und Entladezeit, Energiedichte sowie Speicherverluste im Vordergrund.

Thermische Energiespeicher ermöglichen daher die verstärkte Einbindung erneuerbarer Energien im Wärmebereich und erhöhen andererseits die Energieeffizienz der Wärmebereitstellung. Die thermische Energie wird mit Hilfe eines Wärmeträgermediums dem Speicher zugeführt. Man unterscheidet zwischen der direkten Speicherung, bei der Wärmeträgermedium und Speichermedium identisch sind, und der

indirekten Speicherung, bei der aus technischen oder hygienischen Gründen eine stoffliche Trennung von Wärmeträger- und Speichermedium durch einen Wärmeübertrager erfolgt.

Unterschieden werden die thermischen Energiespeicher dabei nach dem Nutztemperaturniveau in Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeicher, sowie in Kurz- und Langzeitspeicher oder nach dem physikalischen Prinzip der Speicherung in sensible, Latentwärme- und thermochemische Speicher. Sensible Wärmespeicher speichern die Wärme in Form von fühlbarer Temperaturdifferenz, wobei die gespeicherte Energiemenge von der spezifischen Wärmekapazität, der Masse und der Temperaturdifferenz abhängt. Im Unterschied dazu speichern Latentwärmespeicher die zugeführte Energie verborgen (latent). Dabei ändert sich die fühlbare Temperatur nicht maßgeblich, denn die Wärme wird im Rahmen eines Phasenübergangs gespeichert oder freigesetzt (weiteres hierzu Wesselak, 2013).

Ein großer Vorteil von Latentwärmespeichern ist, dass die gespeicherte Wärme in einem stabilen System (vor allem ohne Fremdkeime), beliebig lange verlustfrei gespeichert werden kann. Bei thermochemischen Speichern wird die zugeführte Wärme in Form von chemischer Energie durch einen reversiblen Prozess gespeichert. Im Prinzip kann dabei jede reversible chemische Reaktion, bei der eine hohe Reaktionsenthalpie freigesetzt bzw. gebunden wird, verwendet werden, wobei sich die technischen Entwicklungen derzeit hauptsächlich auf sorptive Prozesse konzentrieren.

Für die **Kurzzeitspeicherung** thermischer Energie in der Haustechnik kommen meist zylinderförmige Speicher mit Volumina im Bereich weniger Kubikmeter ($0,2 - 250$ (11000) m^3) zum Einsatz. Die zylindrische Bauform gibt dem Speicher ein gutes Oberflächen-Volumen-Verhältnis, welches die Wärmeverlustfläche reduziert und eine Schichtung der Temperatur im Speicher ermöglicht. Die Einbindung in den Heiz- oder Trinkwasserkreis erfordert in der Regel Druckbeständigkeit. Die Druckbehälter sind daher meist aus Stahl gefertigt, der einem Druck von 3 bzw. 10 bar widersteht. Eine ausführliche Darstellung sensibler Kurzzeitspeicher und ihrer Peripherie findet sich in (Wesselak, 2013).

Langzeitspeicher, die über Wochen, bis hin zur saisonalen Wärmespeicherung in Fernwärmenetzen genutzt werden, können durch verschiedene Speicherkonzepte realisiert werden. Sie unterscheiden sich durch ihr Speichermedium und den Speicherort. In Abbildung 3-16 in Kapitel 0 sind Heißwasser-, Kies-Wasser-, Erdsonden und Aquifer-Wärmespeicher schematisch dargestellt. Die realisierten Volumina bewegen sich bei den drucklosen Langzeitspeichern zwischen (500) 1000 - 75000 m^3 .

Hierbei werden Speichermaterialien benötigt, die in großen Mengen zur Verfügung stehen und dabei möglichst unproblematisch für die Umwelt sind. Wasser oder eine Mischung aus Wasser und Kies haben sich dabei als sehr gute Arbeitsmittel herausgestellt, unter anderem auch deshalb, weil Wasser in Nahwärmenetzen gleichzeitig das Wärmetransportmedium sein kann.

Die technische Entwicklung hat in den nördlichen Breiten Europas vor allem vier verschiedene Speicherkonzepte zu Tage gebracht, siehe Abbildung 3-16 in Kapitel 3, von denen vor allem in Deutschland und Dänemark, in den letzten Jahren jeweils einige Anlagen der verschiedenen Konzepte errichtet wurden (Dalenbäck, 2010; Brenner, 2003; Bauer, 2008).

Kosten von Energiespeichern

Je größer ein Energiespeicher ist, desto geringer sind deren spezifische Energieverluste und Kosten, da die Oberfläche des Speichers je Speichervolumen mit der Größe des Speichers zwar abnimmt, aber gleichzeitig den wesentlichen Faktor für die Wärmeverluste und die Investitionskosten darstellt.

In Abbildung 4-7 sind die spezifischen Kosten von druckbehafteten Energiespeichern und von drucklosen Energiespeichern unterschiedlicher Bauweisen ersichtlich. Druckbehaftete Speicher bewegen sich zwischen 700 und 1100 €/m³ Speichervolumen. Drucklose Energiespeicher sind hingegen deutlich kostengünstiger herstellbar und bewegen sich zwischen 50 und 500 €/m³, abhängig von der Bauart und der Größe des Speichers. Siehe dazu auch die weiteren Informationen zur Ableitung der Kostenkurve im Anhang 10.5.

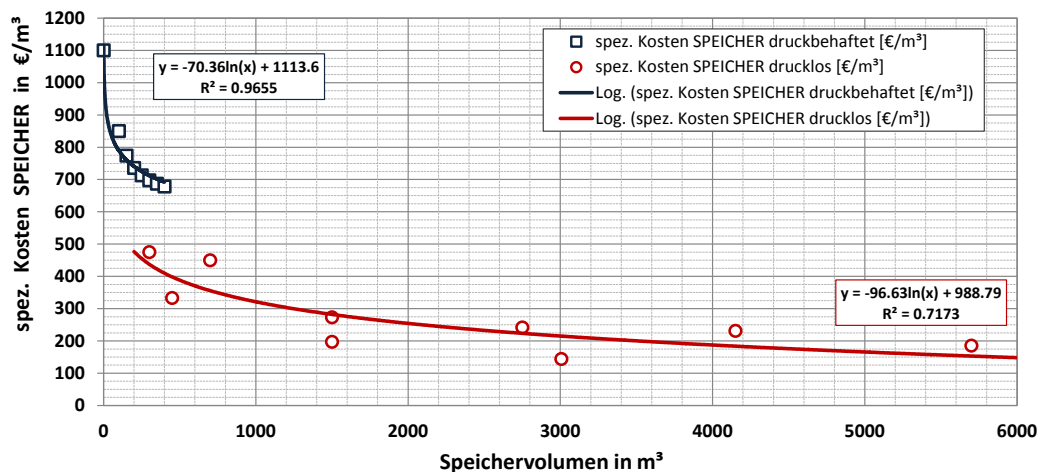


Abbildung 4-7. Nettopreise für thermischen Energiespeicher (drucklose und druckbehaftete Behälter-Wärmespeicher) je m³ Speichervolumen und Bauart (Nettopreise)
(Quelle: AEE INTEC (2014))

In Abbildung 4-8 sind nur die spezifischen Kosten druckloser Energiespeicher aufgetragen, wobei auch Kosten aus der Literatur für große Speicher unterschiedlicher Bauart (>6000 m³) aufgetragen wurden (siehe hierzu auch Kapitel 3.3.3). Dabei ist ersichtlich, dass durch eine weitere Erhöhung des Speichervolumens, die Kosten je m³ auf etwa 25 bis 50 €/m³ reduziert werden könnten. Die Kostenkurven aus Abbildung 4-7 werden bei den nachfolgenden Analysen für die spezifischen Energiespeicherpreise hinterlegt.

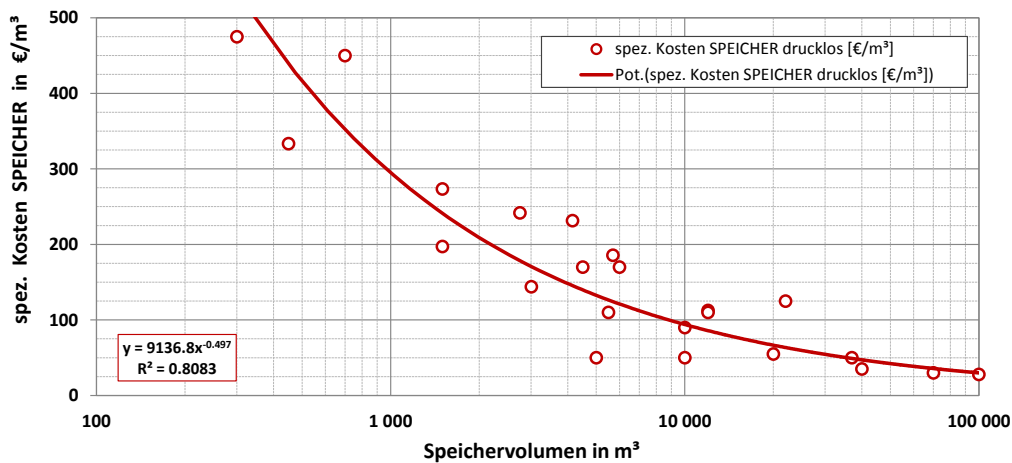


Abbildung 4-8. Nettopreise für drucklose, große thermischen Energiespeicher (unterschiedlicher Bauarten) je m³ Speichervolumen und Bauart (Nettopreise)
(Quelle: AEE INTEC (2014) und Abbildung 3-18)

4.1.3 Einbindung Gebäude

Die Schnittstelle zwischen dem Nahwärmenetz und der hausseitigen Installation ist die Hausübergabestation. Bei der Anbindung des Heizungskreises und der Warmwasserbereitung gibt es zwei Möglichkeiten, die in Abbildung 4-9 zusammengefasst sind. Die Heizungsanbindung kann entweder direkt oder indirekt über einen Wärmeüberträger erfolgen. Eine direkte Anbindung ist anzustreben, weil dadurch die Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz niedriger liegen und dies der Solaranlage zugutekommt. Allerdings verhindern häufig Bedenken bezüglich der Betriebssicherheit (Leckagen) den Einsatz der direkten Anbindung.

Die Brauchwassererwärmung kann über Speicherladesysteme oder im Durchflussverfahren erfolgen, wobei letzteres in der Regel nur für Einzel- oder Reihenhäuser geeignet ist. Bei Hausübergabestationen mit Brauchwassererwärmung im Durchflussverfahren muss die Netzvorlauftemperatur ganzjährig auf hohem Temperaturniveau (65 – 70 °C) gehalten werden. Bei Speicherladesystemen ist auch ein intermittierender Betrieb möglich, bei dem die dezentralen Speicher im Sommer nur ein bis zwei Mal je Tag durchgeladen werden und nur zu dieser Zeitspanne die Netztemperatur erhöht wird.

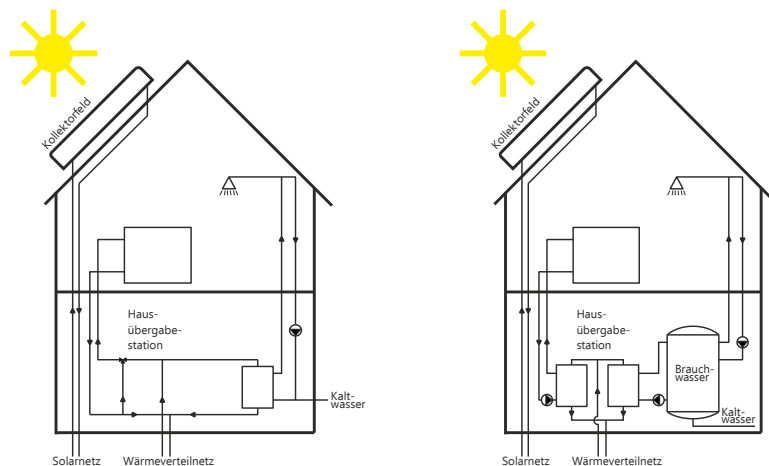


Abbildung 4-9. Unterschiedliche Hausübergabestationen: links - direkte Heizungseinbindung und Brauchwassererwärmung im Durchflussverfahren; rechts - indirekte Heizungseinbindung und Speicherladesystem

Bei allen Hausübergabestationen ist auf die Einhaltung der jeweiligen Verordnungen zur Vermeidung der Legionellenbildung zu achten. Hierzu sind gewisse Mindesttemperaturen ($>60\text{ }^{\circ}\text{C}$) im Brauchwasserkreis gefordert. Zumeist kommt die indirekte Heizungseinbindung zum Einsatz und wurde daher in der weiteren Abbildung des Gebäude-Moduls als Basisvariante gewählt.

4.2 Typologie der betrachteten Fernwärmenetze

Der Bereich Fernwärme gehörte zwischen 2000 und 2012 in Österreich zu den boomenden Wirtschaftszweigen und den stärksten Wachstumsbranchen im Energiesektor. Erzeugung, Netzlänge und Endkundenabgabe stiegen in diesem Zeitraum kräftig an (s. auch Kapitel 2). Derzeit beträgt die Trassenlänge der Heißwassernetze der Wärmeversorgungsunternehmen Österreichs 4603 km (2012). Die jährliche Zubaurate an Trassenlänge soll in den Jahren 2013 bis 2022 bei etwa 92 km (oder 2 %) liegen (Energienstatus Österreich, 2014).

Wie in Kapitel 2 dargelegt, stellt Fernwärme in der Energieversorgung in Österreich einen wesentlichen Bestandteil der Wärmeversorgung dar. Derzeit werden etwa 22 % aller Wohnungen in Österreich mit Nah- oder Fernwärme beheizt. Wegen der Kosten bei der Fernwärmeverteilung kommt diese Art der Wärmeversorgung insbesondere in Gebieten mit ausreichend hoher Wärmedichte zur Anwendung, d.h. überwiegend in Ballungszentren (Energienstatus Österreich, 2014).

Die Fernwärmeversorgung erfolgt vorwiegend durch kommunale Unternehmen. Schwerpunktgebiete der Fernwärmeversorgung sind Wien, Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, Villach, St. Pölten und Wels. Aber auch in kleineren Gemeinden kommt die Fernwärmeversorgung zusehends zum Einsatz.

Eine detaillierte Analyse der österreichischen Fernwärmeversorgung auf Basis der in der QM-Wärmenetze Datenbank vorhandenen Netze wird im Kapitel 2 vorgenommen. Daraus wurden die nachfolgend dargestellten Netze, hinsichtlich ihrer Anschlussleistung, Trassenlänge, Wärmeabnahme und Wärmedichte, als charakteristisch abgeleitet.

Das Ziel dieser Auswertung war die Definition von drei repräsentativen Fernwärmeversorgungen, die als Basis für die durchzuführenden Simulationsrechnungen bzw. Kostenanalysen herangezogen wurden. Wie aus Tabelle 4-2 ersichtlich ist, wurde kein großes städtisches Wärmenetz detailliert mit dem simplex/TRNSYS-Modellverbund untersucht. Der Grund dafür liegt einerseits in dem übermäßigen Aufwand in der Netzmodellierung – sowohl hinsichtlich der Erstellung des Wärmenetzmodelles als auch bezüglich der stark steigenden Rechenzeiten zur Berechnung der großen Anzahl an unterschiedlichen Konfigurationen der solaren Einbindung bzw. Gebäudebestandes –, andererseits erlaubt die geringe Anzahl an großen Wärmenetzen und deren jeweilig stark unterschiedlichen Strukturen kaum ein direktes Umlegen der Ergebnisse auf die anderen großen urbanen Wärmenetze. Es wurde daher für diesen Typ ein urbanes Subnetz ausgewählt, das auf einem exemplarischen Subnetz des Wiener Fernwärmenetzes beruht. Aufgrund der großen Anzahl an strukturell vergleichbaren Sekundärnetzen im Wiener Fernwärmenetz erscheint dieses repräsentativ und hinsichtlich der Modellergebnisse sehr aussagekräftig. Unter repräsentativ versteht man im konkreten Fall, die hinsichtlich der zuvor genannten Netzkenngößen am häufigsten auftretenden Netztypen.

Tabelle 4-2. Klassifizierung der drei Größenordnungen von Netzen (Cluster 1-3),
im Vergleich zu den drei gewählten Netzen

	Abnehmer Anzahl	Trassen- länge [m]	Anschluss- leistung [kW]	Verlust- leistung [kW]	erzeugte Wärme [MWh/a]	Wärme- abnahme [MWh/a]	Netz- verluste [%]	Wärme- dichte [(kWh/a)/m]
Cluster 1								
MittelW	67	7444	10123	293	17402	15038	14	2021
Median	36	4170	5255	105	8417	7649	9	1743
urbanes Subnetz	20	1882	9077	90	20555	18732	9	10922
Cluster 2								
MittelW	86	7258	6283	264	10005	8290	17	1092
Median	56	4833	3591	111	5211	4236	19	1023
kleinstädtisches Netz	232	13230	15650	530	26750	23241	13	1757
Cluster 3								
MittelW	74	3852	2580	92	3894	3130	20	777
Median	57	3282	1763	86	2581	1986	23	688
ländliches Netz	243	12862	4231	323	9170	6543	29	509

Basierend auf den Ergebnissen aus der Typologisierung der Fernwärmenetze (siehe oben) wurde für die drei unterschiedlichen Netztypen jeweils ein Netz ausgewählt, welche den Vorgaben der Cluster 1 bis 3 entspricht. Um die drei „repräsentativen“ Netze untereinander vergleichbar zu machen sowie die im Projekt erforderlichen Analysen durchführen zu können, wurden an den realen Netzen einige Anpassungen vorgenommen. So wurden die tatsächlichen Abnehmer durch „durchschnittliche Abnehmer“ basierend auf dem österreichischen Gebäudebestand (siehe Kapitel 4.3), mit passender Alters- und Leistungsklasse ersetzt. Auch die klimatischen Verhältnisse der jeweiligen Standorte wurden durch die Projektvorgaben (siehe Kapitel 4.4.5) angepasst. Weiters wurden, falls erforderlich, noch kleinere Anpassungen hinsichtlich Netztemperaturen, Netzdrücken, u.a. gemacht. Aufgrund der vielfältigen Ausprägungen bzw. speziellen Eigenschaften von konkreten Fernwärmenetzen ergaben sich zwar für einzelne charakteristische Eigenschaften beträchtliche Abweichungen vom „durchschnittlichen Netz“, die wesentliche Übereinstimmung mit den Vorgaben ist jedoch gegeben.

Durch diese Vorgehensweise ergaben sich also drei Berechnungsmodelle von Fernwärmenetzen unterschiedlicher Netzcharakteristik, die für die Betrachtungen im Rahmen der Projekts sehr gut geeignet sind, da sie durch die Anpassung realer Netze sowie aufgrund der Auswahlkriterien den Istbestand der österreichischen Fernwärmenetze sowohl hinsichtlich Netztypologie sowie tatsächlicher Auslegungs- und Betriebsbedingungen repräsentieren. Konkrete Rückschlüsse auf die tatsächlichen Betriebsverhältnisse in den jeweiligen Netzen der drei ausgewählten Standorte Wien, Mürrzuslag und Langenwang sind aufgrund der bereits erwähnten Netzanpassungen jedoch nur noch bedingt oder gar nicht möglich.

Netztyp 1 – urbane Netzstruktur

Dieser Netztyp zeichnet sich vor allem durch die sehr hohe Wärmedichte aus, die sich aufgrund der Versorgung von Großabnehmern kombiniert mit einer sehr kleinen Anzahl an Kleinabnehmer ergibt. Solche Verhältnisse sind neben industriellen Netzen, nur durch die hohen Bebauungsdichten in urbanen Strukturen möglich.

Da die Berechnung von großen städtischen Netzen mit den verwendeten Simulationsprogrammen (siehe Kapitel 4.4) technisch zwar möglich ist, jedoch durch ihre Komplexität einen Großteil der Ressourcen des Projekts verbraucht hätte, wurde eine Beschränkung auf eines von mehreren Subnetzen des Wiener Fernwärmenetzes vorgenommen. Im Wesentlichen sind die Ergebnisse der Betrachtungen jedoch auch auf andere urbane Wärmenetze übertragbar bzw. durch die große Anzahl der Subnetze in Wien ist eine Vervielfältigung der Resultate möglich.

Im Gegensatz zu Gesamtnetzen von Großstädten, die aus einer Vielzahl von Wärmequellen, Abnehmern und vielen Ringleitungen bestehen, ist das ausgewählte Subnetz ein Strahlennetz mit insgesamt nur 19 Wärmeabnehmern (ausschließlich Großabnehmer) (siehe Abbildung 4-10). Über eine einzige Übergabestation wird dieses Subnetz vom Wiener Hauptnetz mit Wärme versorgt bzw. hydraulisch getrennt, wodurch sowohl das Temperaturniveau als auch das Druckniveau wesentlich reduziert werden kann (siehe Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12).

Solargrids

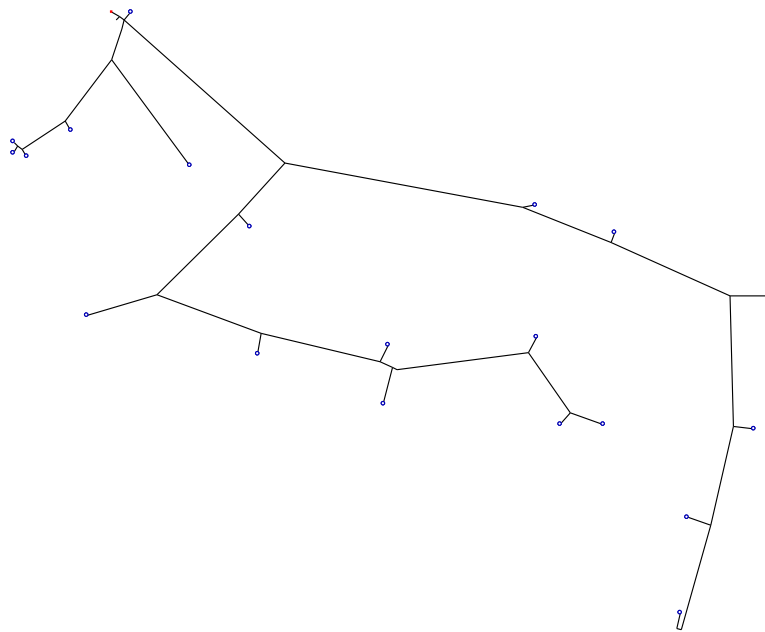


Abbildung 4-10. Netzgrundriss für das betrachtete urbane Subnetz

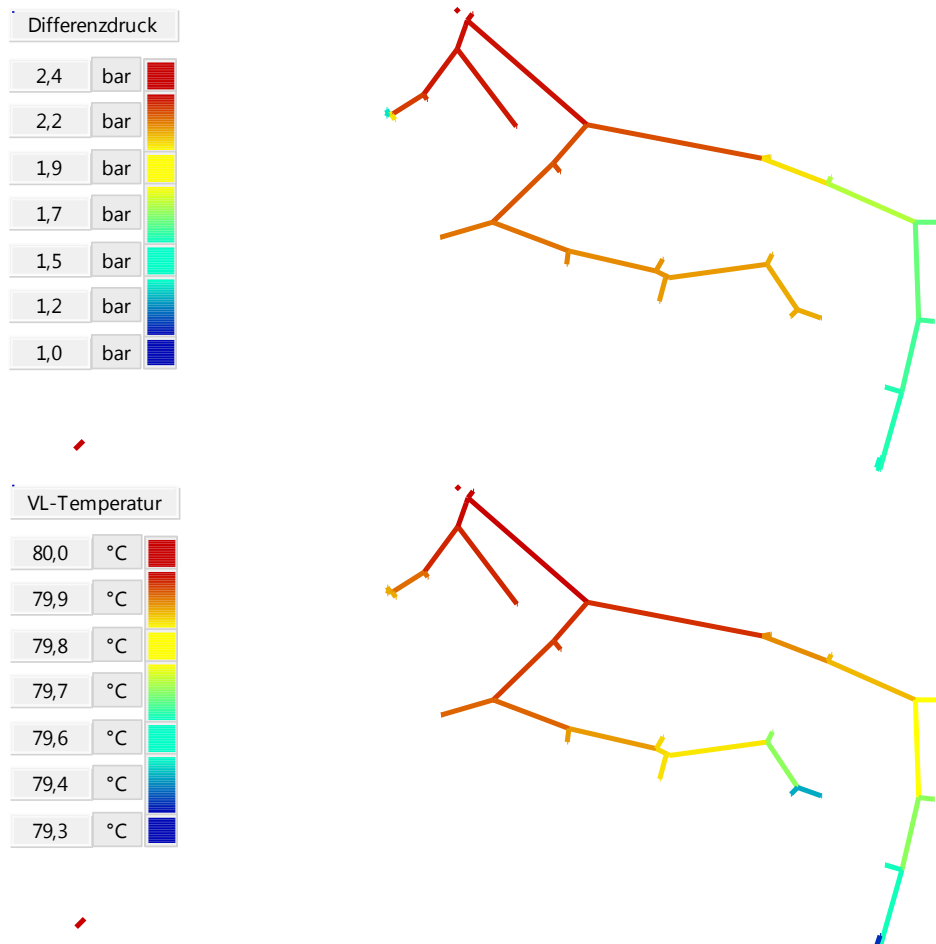


Abbildung 4-11. Differenzdruck und Vorlauftemperatur im Auslegungsfall für das urbane Subnetz

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

In der Tabelle 4-3 sind die wesentlichen Netzdaten des urbanen Subnetzes im Auslegungsfall dargestellt. Die Abbildung 4-12 zeigt für das urbane Subnetz den Temperaturverlauf und den Leistungsverlauf im Basisfall unter den definierten Randbedingungen (Klima Kufstein²⁴ und Verwendung der Gebäudetypologie).

Tabelle 4-3. Netzdaten im Auslegungsfall für das urbane Subnetz

Netzdaten im Auslegungsfall			
Bezeichnung	Wert	[]	Bemerkung
Trassenlänge / Rohrlänge	1.882 / 3.764	m	gesamte Trassenlänge bzw. Summe der einzelnen Rohrlängen
Abnahme	9.077	kW	Gesamtsumme aller aus dem Netz entnommenen Leistungen
Netzlaster	8.169	kW	Summe der von den Heizwerken aufzubringenden Leistungen
Gleichzeitigkeit	90,0	%	das errechnete Verhältnis von Netzlaster zu Abnahme (Vorgabe vom Netzbetreiber)
Wärmeverlust	150	kW	Gesamter Wärmeverlust, der beim Wärmetransport an das Erdreich abgegeben wird
Vorlauftemperatur (max. / min.)	80,0 / 79,3	°C	Maximal- und Minimalwert der Vorlauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Rücklauftemperatur (max. / min.)	55,0 / 54,8	°C	Maximal- und Minimalwert der Rücklauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Vorlaufdruck (max. / min.)	4,40 / 3,70	bar	Maximal- und Minimalwert des Vorlaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Rücklaufdruck (max. / min.)	2,70 / 2,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Rücklaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Differenzdruck (max. / min.)	2,40 / 1,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Differenzdrucks im gesamten Fernwärmenetz

²⁴ Das Klima von Kufstein wurde ausgewählt, da es für Österreich einen repräsentativen Fall darstellt. Siehe auch Kapitel 4.4.5.

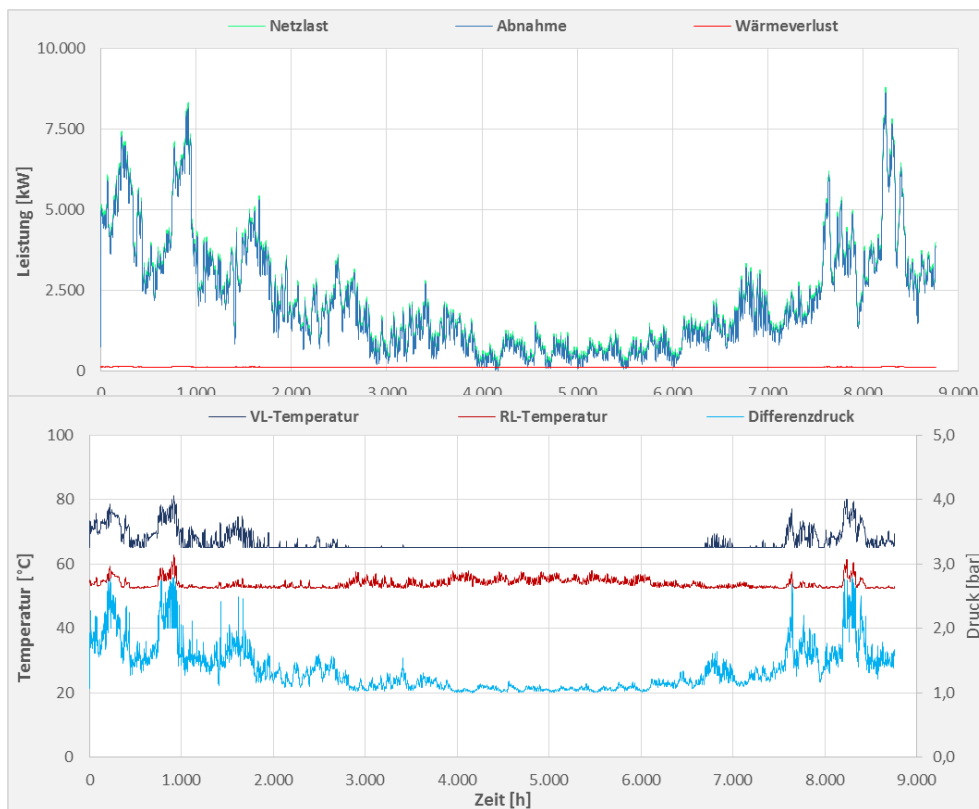


Abbildung 4-12. Jahresverlauf für das urbane Subnetz

Netztyp 2 – kleinstädtische Netzstruktur

Der zweite Netztyp repräsentiert ein typisches Fernwärmenetz einer Kleinstadt. Im Gegensatz zum urbanen Subnetz liegt die Wärmedichte auf wesentlich niedrigerem Niveau (siehe Abbildung 4-13).

Mehrheitlich werden vom Wärmenetz Kleinabnehmer (Einfamilienhäuser bzw. kleine Mehrfamilienhäuser) versorgt, aber auch einige Großabnehmer (LKH, Schulen, Industrie- und Gewerbebetriebe,...) sind im Netz vorhanden. Die Einspeisung von Wärme erfolgt an unterschiedlichen Positionen des Netzes, insgesamt sind 6 Wärmequellen verfügbar, auch einige Ringleitungen sind im Netz vorhanden.

Im Vergleich zum kompakten urbanen Sub-Wärmenetz hoher Wärmedichte, ist hier ein deutlich höheres Temperaturniveau nötig. Dies ist anhand der Abbildung 4-14 (Auslegungsfall) und Abbildung 4-15 (Jahresverlauf) ersichtlich. Hier sind punktuell an die 95 °C als Vorlauftemperatur (an die 80 °C im urbanen Subnetz) im Basisfall nötig.

Ähnlich verhält es sich auch beim Differenzdruck, der im kleinstädtischen Netz um bis zu 0.6 bar höher liegt als im urbanen Subnetz (siehe Abbildung 4-11 vs. Abbildung 4-14).

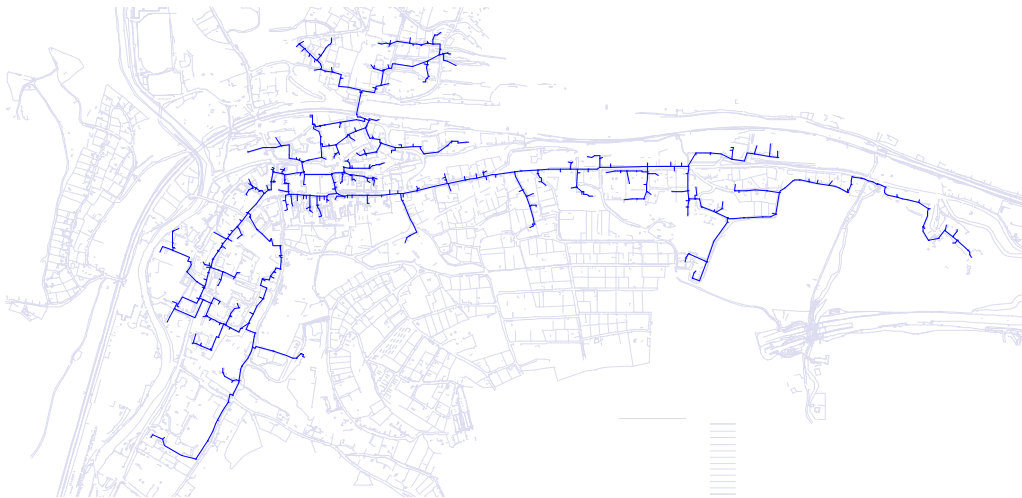


Abbildung 4-13. Netzgrundriss für das betrachtete kleinstädtische Netz

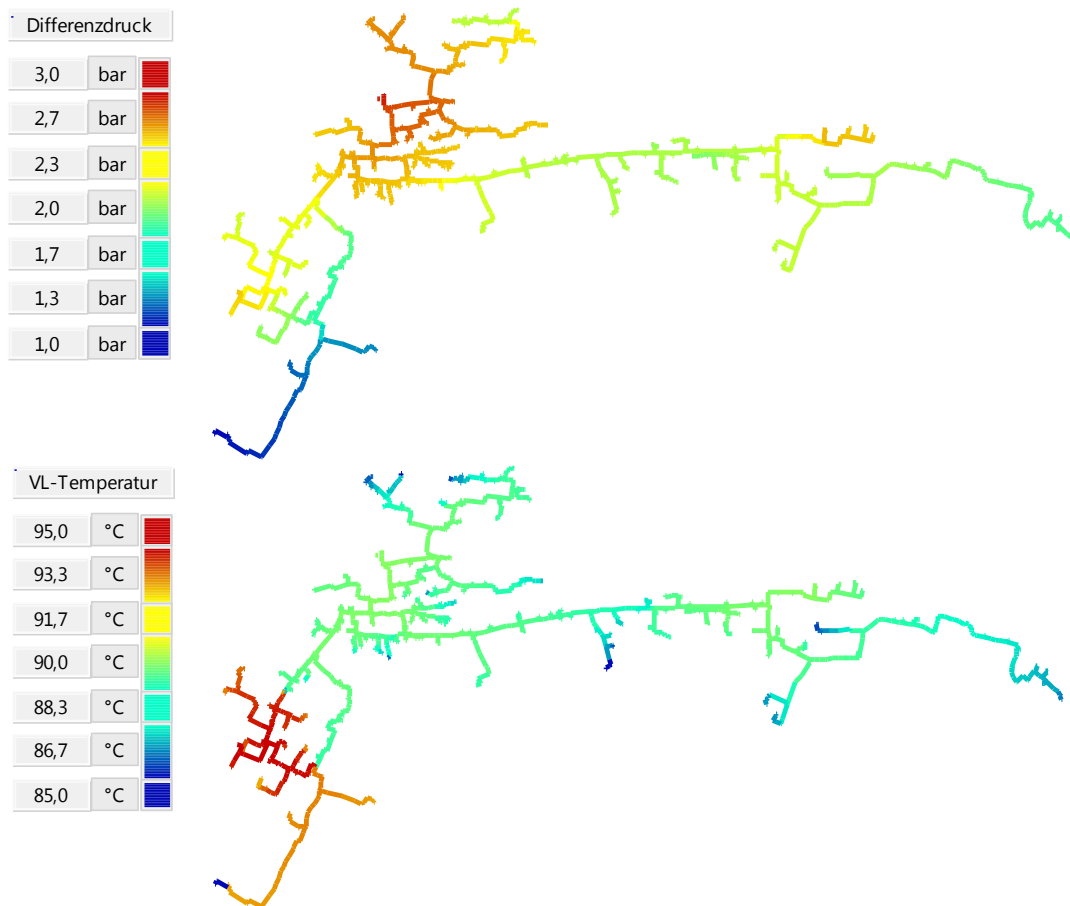


Abbildung 4-14. Differenzdruck und Vorlauftemperatur im Auslegungsfall für das kleinstädtische Netz

In der Tabelle 4-4 sind die wesentlichen Netzdaten des kleinstädtischen Netzes im Auslegungsfall dargestellt. Die Abbildung 4-15 zeigt für das kleinstädtische Netz, den Temperaturverlauf und den Leistungsverlauf im Basisfall unter den definierten Randbedingungen (Klima Kufstein und Verwendung der Gebäudetypologie des Projektes).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 4-4. Netzdaten im Auslegungsfall kleinstädtische Netz

Netzdaten im Auslegungsfall			
Bezeichnung	Wert	[]	Bemerkung
Trassenlänge / Rohrlänge	13.210 / 26.420	m	gesamte Trassenlänge bzw. Summe der einzelnen Rohrlängen
Abnahme	15.650	kW	Gesamtsumme aller aus dem Netz entnommenen Leistungen
Netzlust	10.173	kW	Summe der von den Heizwerken aufzubringenden Leistungen
Gleichzeitigkeit	65,0	%	das errechnete Verhältnis von Netzlust zu Abnahme (Vorgabe vom Netzbetreiber)
Wärmeverlust	710	kW	Gesamter Wärmeverlust, der beim Wärmetransport an das Erdreich abgegeben wird
Vorlauftemperatur (max. / min.)	95,0 / 83,4	°C	Maximal- und Minimalwert der Vorlauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Rücklauftemperatur (max. / min.)	62,0 / 59,4	°C	Maximal- und Minimalwert der Rücklauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Vorlaufdruck (max. / min.)	5,00 / 4,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Vorlaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Rücklaufdruck (max. / min.)	3,00 / 2,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Rücklaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Differenzdruck (max. / min.)	3,00 / 1,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Differenzdrucks im gesamten Fernwärmenetz

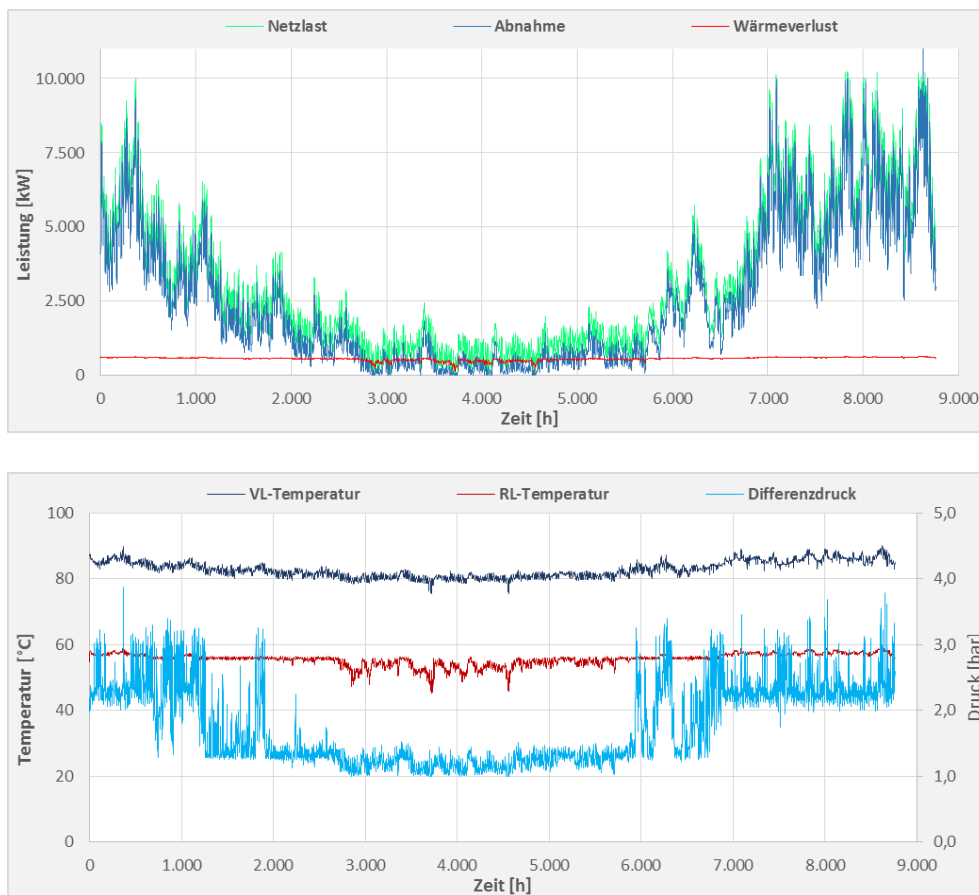


Abbildung 4-15. Jahresverlauf für das kleinstädtische Netz

Netztyp 3 – ländliche Netzstruktur

Das Fernwärmenetz mit ländlicher Netzstruktur basiert auf dem Fernwärmenetz Langenwang. In diesem Netz befindet sich nur eine einzige Wärmequelle (ein Biomasse-Heizwerk), die Mehrzahl der Abnehmer hat nur eine geringe Abnahmeleistung (Einfamilienhäuser), Großabnehmer sind kaum vorhanden. Die Netzstruktur ist ein einfaches Strahlennetz, es gibt also keine Ringleitungen (siehe Abbildung 4-16). Da das Versorgungsgebiet flächenmäßig nur unwesentlich kleiner ist als bei den vorigen Netzen ergibt sich die mit Abstand geringste Leistungsdichte (siehe Tabelle 4-2).

Im Vergleich zu den beiden vorangegangenen Wärmenetzen mittlerer und hoher Wärmedichte, ist hier das höchste Temperaturniveau nötig. Dies ist anhand der Abbildung 4-17 (Auslegungsfall) und Abbildung 4-18 (Jahresverlauf) ersichtlich. Hier sind punktuell an 95 °C als Vorlauftemperatur und über das gesamte Jahr deutlich über 80 °C notwendig. Ähnlich verhält es sich auch beim Differenzdruck, der gegenüber den beiden vorangegangenen Netzen zwischen 1,9 und 2,5 bar höher liegt als im kleinstädtischen und urbanen Subnetz (siehe Abbildung 4-11 und Abbildung 4-14 vs. Abbildung 4-17).

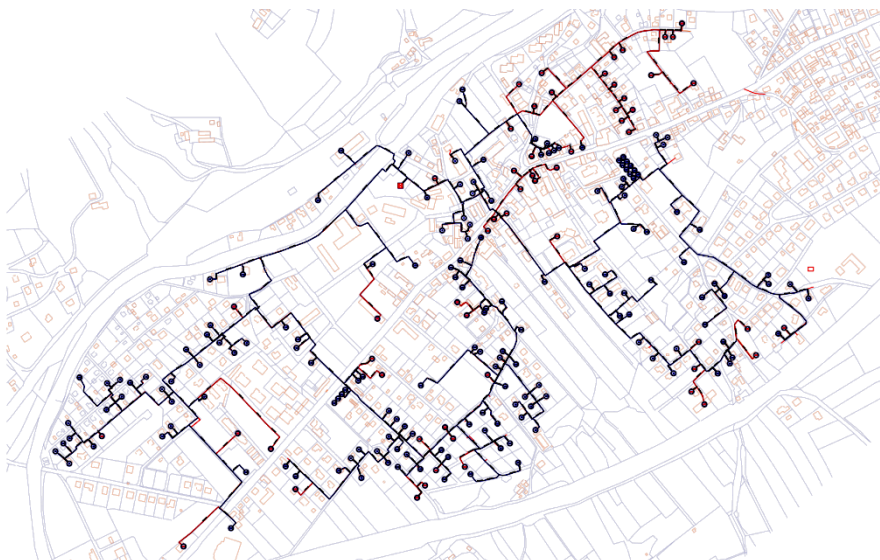


Abbildung 4-16. Netzgrundriss für das betrachtete ländliche Netz

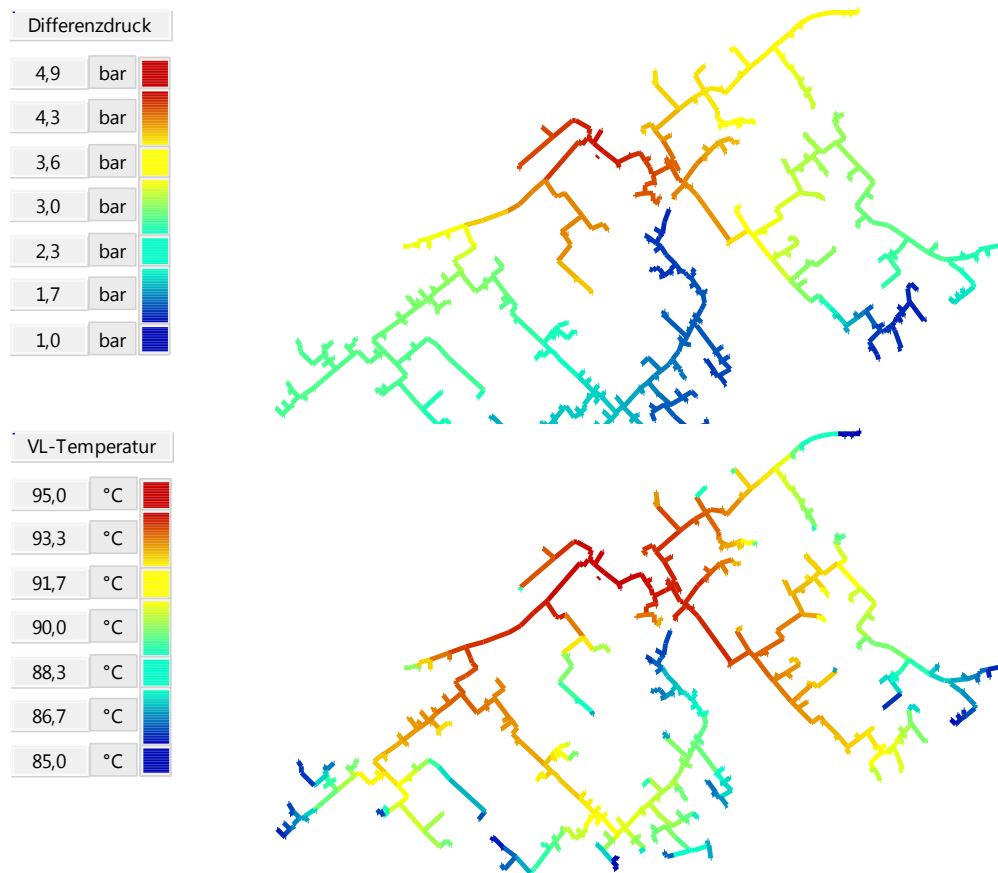


Abbildung 4-17. Differenzdruck und Vorlauftemperatur im Auslegungsfall für das ländliche Netz

In der Tabelle 4-5 sind die wesentlichen Netzdaten des ländlichen Netzes im Auslegungsfall dargestellt. Die Abbildung 4-17 zeigt für das ländliche Netz den Temperaturverlauf und den Leistungsverlauf im Basisfall unter den definierten Randbedingungen (Klima Kufstein und Verwendung der Gebäudetypologie des Projektes).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 4-5. Netzdaten im Auslegungsfall für das ländliche Netz

Netzdaten im Auslegungsfall			
Bezeichnung	Wert	[]	Bemerkung
Trassenlänge / Rohrlänge	12.860 / 25.720	m	gesamte Trassenlänge bzw. Summe der einzelnen Rohrlängen
Abnahme	4.315	kW	Gesamtsumme aller aus dem Netz entnommenen Leistungen
Netzlaster	3.021	kW	Summe der von den Heizwerken aufzubringenden Leistungen
Gleichzeitigkeit	70,0	%	das errechnete Verhältnis von Netzlaster zu Abnahme (Vorgabe vom Netzbetreiber)
Wärmeverlust	415	kW	Gesamter Wärmeverlust, der beim Wärmetransport an das Erdreich abgegeben wird
Vorlauftemperatur (max. / min.)	95,0 / 88,1	°C	Maximal- und Minimalwert der Vorlauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Rücklauftemperatur (max. / min.)	65,0 / 61,9	°C	Maximal- und Minimalwert der Rücklauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Vorlaufdruck (max. / min.)	6,20 / 4,70	bar	Maximal- und Minimalwert des Vorlaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Rücklaufdruck (max. / min.)	3,70 / 2,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Rücklaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Differenzdruck (max. / min.)	4,20 / 1,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Differenzdrucks im gesamten Fernwärmenetz

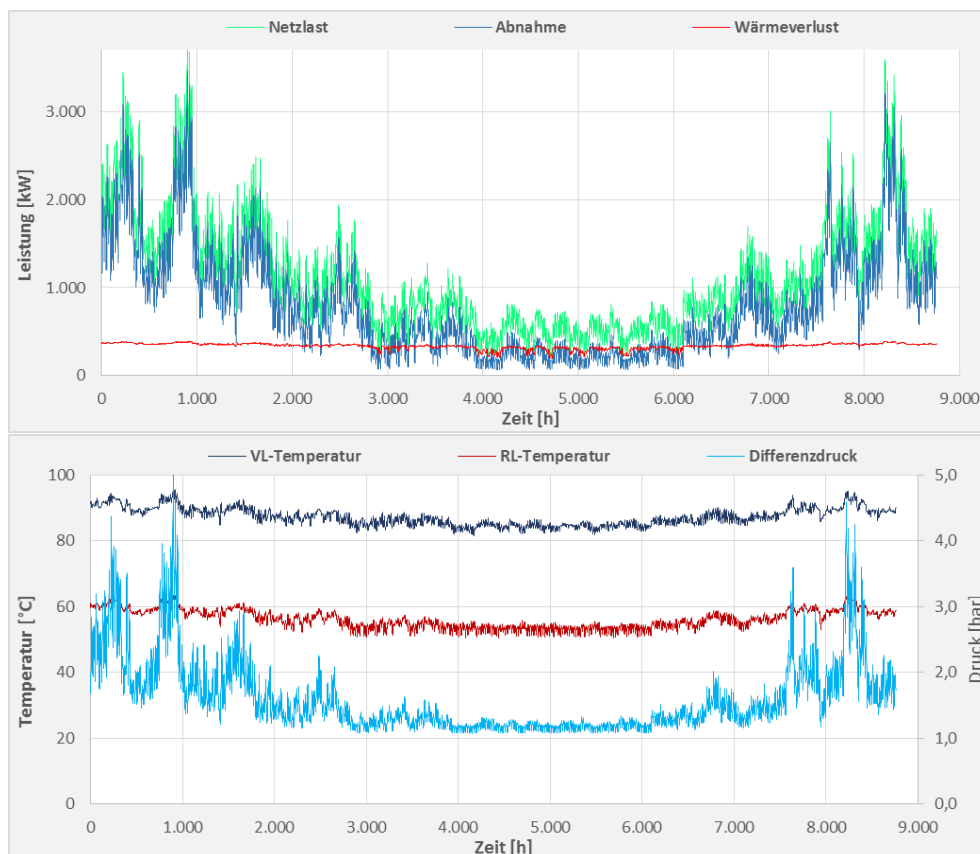


Abbildung 4-18. Jahresverlauf für das ländliche Netz

Wärmeabnahmestruktur in den betrachteten Fernwärmenetzen

Die Abbildung 4-19 zeigt zusammenfassend die Abnehmerstrukturen der drei betrachteten Wärmenetze. Im urbanen Wärmenetz sind wenige Abnehmer mit hoher Leistung (Industrie, großvolumiger Wohnbau)

hinterlegt. Im kleinstädtischen Netz ist ein Mix kleiner mittlerer und großer Abnehmer gegeben. Im ländlichen Netz gibt es hauptsächlich kleine und mittlere Abnehmer (Einfamilienhäuser und kleine Mehrfamilienhäuser). An großen Abnehmern gibt es keine Industrie sondern nur vereinzelt großvolumigen Wohnbau.

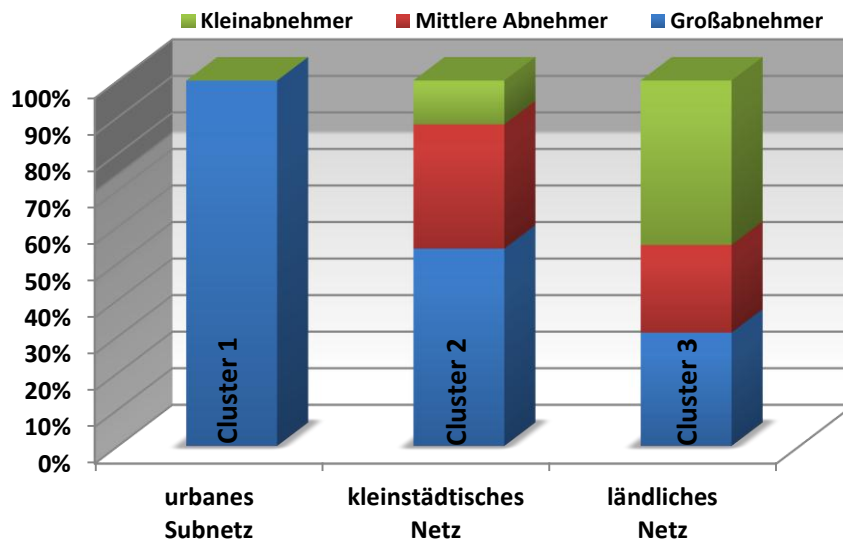


Abbildung 4-19. Abnehmerstruktur in den drei betrachteten Netzen

4.3 Typologie des österreichischen Gebäudebestands

Die Typologie des österreichischen Gebäudebestands wird in Kapitel 5.4 dargestellt. Hieraus stammen jene Gebäudetypen unterschiedlichen Alters, unterschiedlicher Größe, Nutzung und Sanierungsstandes, die in der thermischen Gebäudesimulation im Detail abgebildet wurden. Um den Aufwand der Modellierung etwas zu reduzieren, wurden die weit über einhundert Gebäudetypen, hinsichtlich der detaillierten Nutzflächenabstufung vereinfacht, womit anhand 98 Gebäudetypen der österreichische Gebäudebestand abgebildet werden konnte. Die Randbedingungen hinsichtlich der Gebäudegeometrie und den U-Werten, ist in der Tabelle 10-3 und Tabelle 10-4 im Anhang des Berichtes zu finden.

4.4 Modellierung der Einspeisung von Solarthermie in Wärmenetzen

Im Folgenden wird die Methodik zur Modellierung der Einspeisung von Solarthermie in Wärmenetzen beschrieben, auf deren Basis die Modellergebnisse aus Kapitel 4 ermittelt wurden

4.4.1 Werkzeuge zur simulationstechnischen Abbildung von Solarthermie in Wärmenetzen

Für die Simulation des gesamten Wärmenetz bezogenen Energiesystems wird die Simulationssoftware **simplex** verwendet, mit der die umfassende Analyse von unterschiedlichsten Wärmenetzen wie z.B.

Nah- und Fernwärmenetzen, Mikronetzen oder auch Kraft-Wärme(-Kälte)-Kopplungsanlagen möglich ist. Die Software wurde ursprünglich zur Projektbearbeitung am Institut für Wärmetechnik (IWT) der Technischen Universität Graz entwickelt. Seit 2007 wird **simplex** seitens der Firma Pink zur Projektbearbeitung im Nah- und Fernwärmebereich eingesetzt, aufgrund von neuen Anforderungen wurde die Weiterentwicklung ständig vorangetrieben.

Zudem wurde in den letzten Jahren die Zusammenarbeit mit dem IWT im Rahmen von Forschungsprojekten wieder vertieft. Dabei stand vor allem die mögliche Anbindung an die Simulationsumgebung TRNSYS im Mittelpunkt. Diese Schnittstelle zwischen den beiden Programmen ermöglicht die detailgetreue Abbildung aller relevanten Komponenten von netzgebundenen Energiekonzepten. In der nachfolgenden Abbildung 4-20 sind der prinzipielle Aufbau sowie die Methodik der Simulation dargestellt.

- simplex:** Die Software zur Berechnung von Wärmenetzen nimmt die zentrale Position bei der Simulation von netzgebundenen Energiekonzepten ein. Alle Einzelkomponenten werden zentral verwaltet bzw. geregelt. Es wird also zu jedem Simulationszeitpunkt von **simplex** bestimmt, mit welchem Wärme- bzw. Kälteerzeuger der momentane Wärme- bzw. Kältebedarf aller im Netz integrierten Abnehmer abgedeckt wird.
- TRNSYS:** Wie in den vorigen Kapiteln ausführlich beschrieben, ergeben sich aus den Einzelsimulationen die erforderlichen bzw. erreichbaren Leistungen und Temperaturen für alle relevanten Komponenten des Energieverbundes (Gebäude, Solaranlage, Speicher,...)
- Schnittstelle:** Über die eigens erstellten Schnittstellen werden die erforderlichen bzw. erreichbaren Leistungen und Temperaturen von den Teilsimulationen (TRNSYS) auf die übergeordnete Simulation (simplex) in jedem Simulationszeitschritt übergeben bzw. von ihr übernommen.

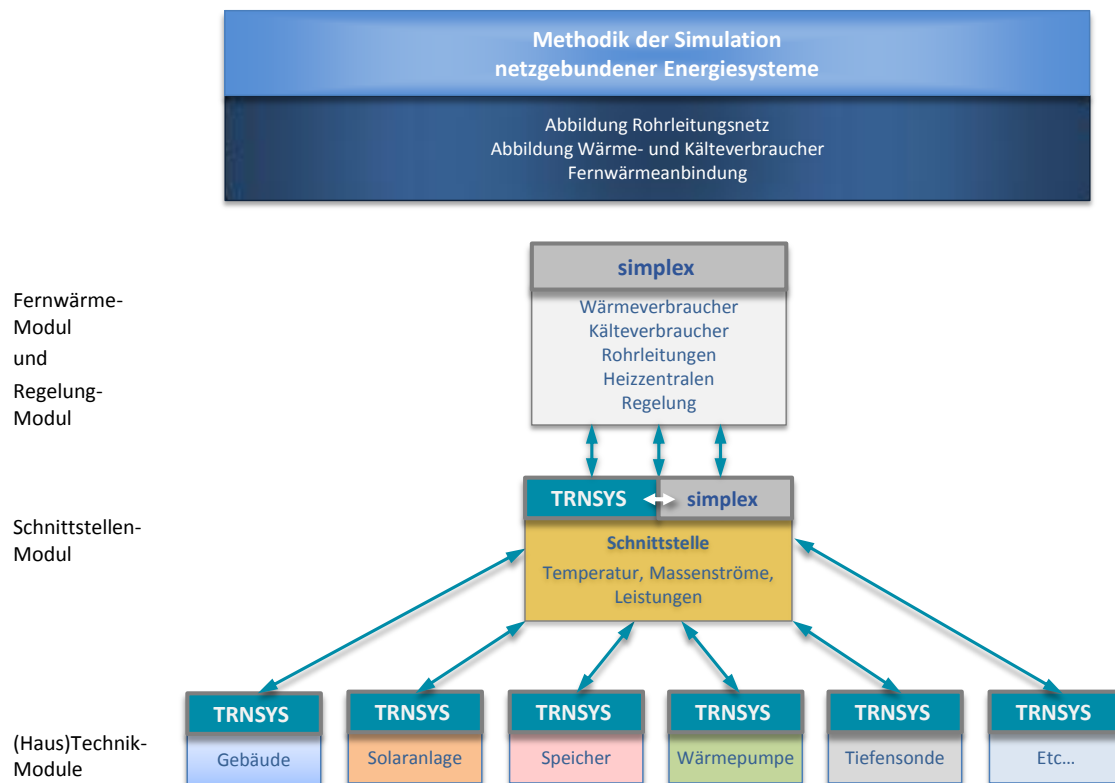


Abbildung 4-20. Methodik der Simulation von netzgebundenen Energiesystemen unter der Verwendung einer Kopplung von simplex und TRNSYS

Die Simulationsumgebung TRNSYS

Das Softwarepaket TRNSYS (Transient System Simulation Program) ist ein Programmpaket zur Berechnung des thermischen Verhaltens eines Gebäudes einschließlich der aktiven und passiven Komponenten zur Energieversorgung (z.B. Heizkessel, Wärmeverteilsystem, TWD, Kollektorsysteme) und zur Bilanzierung der auftretenden zeitabhängigen Energieströme. Es wurde ursprünglich am Solar Energy Laboratory (SEL) der Universität von Wisconsin für die dynamische Simulation von thermischen Solarenergie-Nutzungssystemen in der Programmiersprache Fortran 77 bzw. nunmehr Fortran 2003 entwickelt (TRNSYS 17, 2014). Im Jahre 1988 wurde ein Mehrzonenmodell zur Simulation des thermischen und energetischen Verhaltens von Gebäuden implementiert. Dadurch konnte der Einsatzbereich von TRNSYS und seine Verbreitung erheblich ausgeweitet werden. TRNSYS wird international für wissenschaftliche und kommerzielle Zwecke vertrieben, regelmäßig weiterentwickelt und aktualisiert.

Ein klassisches Anwendungsgebiet von TRNSYS sind heutzutage dynamische, d.h. zeitbezogene Simulationen von Gebäuden, um ihr Verhalten in Abhängigkeit von klimatischen Schwankungen zu untersuchen. Dabei können verschiedene technische Gebäudekomponenten, beispielsweise Solaranlagen, eingebaut werden. Dieses Beispiel ist in Abbildung 4-21 skizziert. Das Gesamtsystem „Gebäude“ wird für die Simulation in die Teilbereiche allgemeine Gebäudedaten und spezielle technische Komponenten aufgeteilt, die durch jeweils eigenständige TRNSYS - Module beschrieben werden. Für die Umsetzung einer realen oder geplanten technischen Installation müssen die einzelnen

Komponenten ermittelt und den entsprechenden TRNSYS - Modulen, den so genannten TYPES, zugeordnet werden.

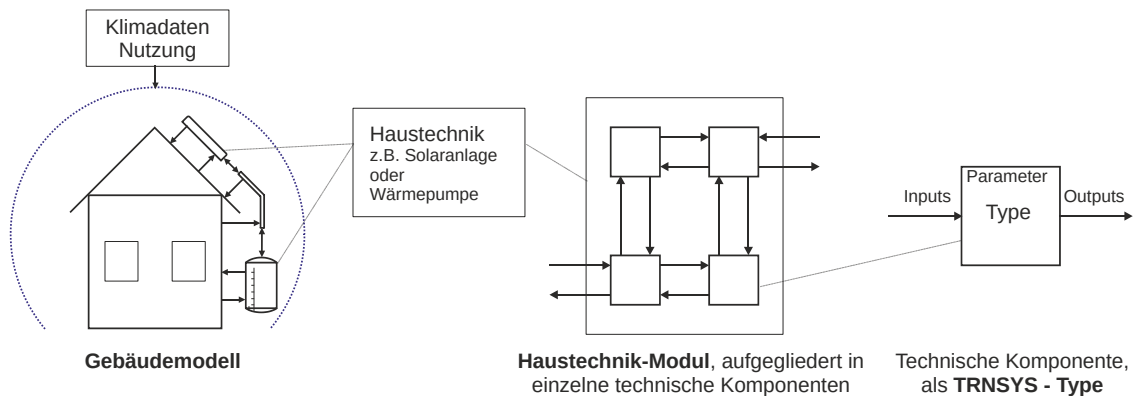


Abbildung 4-21. Identifikation von Systemkomponenten in TRNSYS.

Die externen Komponenten in der Abbildung 4-21 stehen beispielhaft für alle möglichen Formen der Gebäudetechnik. Für den Fall der Simulation eines solaren Warmwassersystems lässt sich das technische System beispielsweise in folgende Komponenten aufgliedern: Solarkollektor, Rohrleitungen, Wärmeübertrager, Energiespeicher, Hilfsenergieaggregat, Pumpe sowie Temperatursensoren und Regelung. Für diese Einheiten liegen jeweils TRNSYS - TYPES vor. Wenn für benötigte Komponenten keine geeigneten TYPES vorhanden sind, können diese bei Bedarf selbst erstellt werden.

Für die Simulation eines Gebäudes mit einer Solaranlage bestehen in TRNSYS unterschiedliche Ansatzmöglichkeiten. Zum Verständnis der weiteren Vorgehensweise, wird nachfolgend die allgemeine Struktur von TRNSYS dargestellt. Die Ausführungen beschränken sich dabei auf die benutzte Version sowie die für diese Arbeit wesentlichen Programmstrukturen und -funktionen.

Aufbau und Simulation

Der von TRNSYS verwendete sequentiell modulare Ansatz (Schuler H., 1995) ist derzeit am weitesten verbreitet. Bei ihm wird die Lösungsstrategie der klassischen Handrechnung auf das Simulationsprogramm übertragen, wodurch der Lösungsweg gedanklich durch den Benutzer leichter nachzuvollziehen ist. Das Hauptprogramm ergibt sich aus der Übersetzung des Eingabefiles in die eigentliche Programmiersprache und die anschließende Kompilierung. Es verwaltet die Unterprogramme für die Komponentenmodelle und legt die Berechnungsreihenfolge mit den zugehörigen Konvergenzkriterien fest.

Die Abbildung 4-22 gibt einen Überblick über die wesentlichen Bestandteile und Bearbeitungsebenen einer TRNSYS - Simulation. Dabei wurde beispielhaft der Standardfall einer Gebäudesimulation gewählt, welche die Auswirkungen von Wetterdaten auf den Wärmebedarf des Gebäudes berücksichtigt.

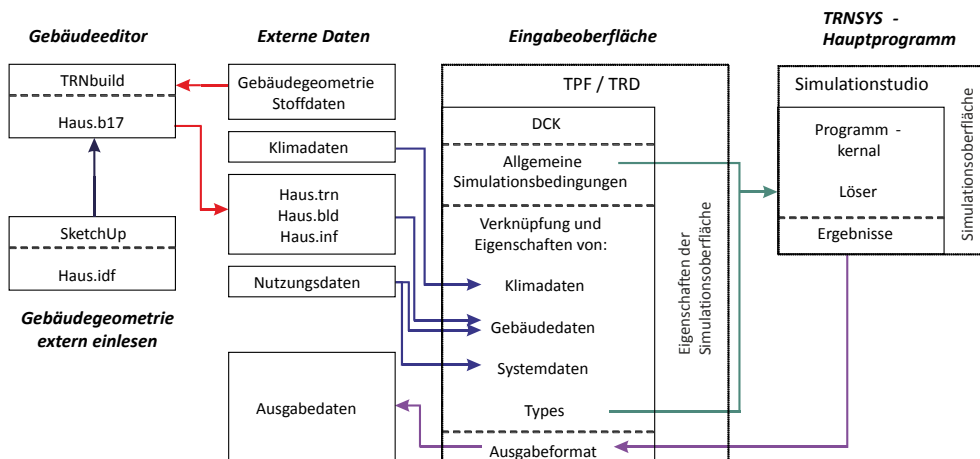


Abbildung 4-22. Programmbau und wesentliche TRNSYS – Strukturen

Für jede TRNSYS - Simulation wird eine Datei erstellt, welche die Referenzendung .dek oder .trd erhält (nachfolgend DEK genannt). Das DEK ist mit den wesentlichen Informationen in der Mitte der Abbildung 4-22 dargestellt. Wenn ein Gebäude bzw. Gebäudeteile in der Simulation untersucht werden sollen, muss eine zweite Datei erstellt werden. Diese Gebäudedatei erkennt TRNSYS an der Endung .b17 (nachfolgend als B17 bezeichnet). Seit TRNSYS 17 kann die Gebäudegeometrie aus Plänen via Trimble SketchUp (SketchUp, 2014) übernommen werden. Für die Anwendung von TRNSYS sind diese beiden Dateien maßgeblich. Näheres zur Definition der Eingabefiles und der Simulationsumgebung findet man in der TRNSYS Anleitung (TRNSYS 17, 2014).

Modularer Aufbau der Simulationsmodelle

Zur Strukturierung und Standardisierung der Simulation von SolarGrids wurden eigenständige Module für die einzelnen hydraulischen Kreise in TRNSYS erstellt und getestet. Die Module enthalten neben den Haupt- und Hydraulikkomponenten alle für den Betrieb des jeweiligen Moduls notwendigen Parametrier- und Regelkomponenten automatisierte Qualitätskontrollen auf Basis von Energiebilanzen, Effizienzen und Laufzeiten sowie vereinheitlichte Ergebnisausgaben.

Durch diese Modularisierung wird zum einen z.B. ein vergleichsweise einfacher Austausch des Speicherkonzeptes oder eine Ergänzung durch Zusatzkomponenten möglich, ohne jeweils das komplette Simulationsmodell neu anpassen und überprüfen zu müssen. Zum anderen ist eine Vergleichbarkeit von untersuchten Systemvarianten sichergestellt, da die nicht betroffenen Kreise (bzw. Module) identisch sind. Tabelle 4-6 zeigt eine Übersicht der verfügbaren, funktionellen Simulations-Module.

Tabelle 4-6. Funktionelle Module zur Abbildung von netzgebundenen Energiesystemen

Name	Inhalt	Programm
Solarthermie-Modul	Kollektorfeld Wärmeübertrager - Solar Rohrleitungen	TRNSYS
Energiespeicher-Modul	Pufferspeicher Zwei Qellenkreise Zwei Senkenkreise Optionaler Zusatz-Wärmeerzeuger	TRNSYS
Nachheizungs-Modul	Heizkessel (Biomasse, Gas, Öl)	simplex
Gebäude-Modul	Gebäude (Wandaufbauten, Geometrie,...) Wärmabgabesystem (Radiator, Fußbodenheizung,...) Verschattung, Lüftung, Interne lasten,..	TRNSYS
Fernwärme-Modul	Geometrie des Fernwärmenetzes (Lage, Durchmesser,...) Thermische Verluste, Druckverluste, Pumpen	simplex
Regelungs-Modul	Regelung des gesamten Energiekonzeptes und der Module untereinander Speicher- und Datenaustauschmanagement	simplex
Auswerte-Modul	Auswertung Systemenergiebilanz Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	simplex

Neben den funktionellen Modulen (Solarthermie, Energiespeicher und Gebäude), auf die nachfolgend noch im Detail eingegangen werden, gibt es Module, deren Funktionen direkt aus dem Programm simplex übernommen werden. Das Nachheizungs-Modul bietet die Möglichkeit der Berechnung unterschiedlicher Heizungskessel (Öl, Gas und Biomasse) inklusive einer Ermittlung des Primärenergiebedarfs. Das Fernwärme-Modul stellt die eigentliche Kernkompetenz des Programmes simplex dar. Hierbei gibt es die Möglichkeit, die Netzstruktur graphisch einzugeben, die Geometrien des Rohrnetzes, die Lage und Art der Heizhäuser, Speicher, Solaranlagen und Gebäude zu definieren. Hinsichtlich der Regelung wurde ein Regelungs-Modul in simplex erstellt, das die übergreifende Regelung der Module unter sich übernimmt. Im Auswerte-Modul werden in simplex alle relevanten Daten, entweder in ASCII-files hinausgeschrieben oder in Grafiken dargestellt.

4.4.2 Solarthermie - Modul

Das Modul, das eine mögliche Einbindung einer thermischen Solaranlage abbildet, beinhaltet neben der Kollektorfläche, den Primär- und Sekundärkreis mit seinen hydraulischen Komponenten. Die Schnittstelle zum Netz oder zum Speicher ist im Sekundärnetz gegeben. Dort werden die Temperaturen und Massenströme an das Modul bzw. aus dem Modul übergeben. Dabei sind alle Möglichkeiten der Einbindung der thermischen Solaranlage in das Netz (Vorlaufanhebung, Rücklaufanhebung, via dezentralen Speicher, etc.) gegeben. Schematische Darstellung des Solarthermie – Modul findet sich in der Abbildung 4-23 wieder.

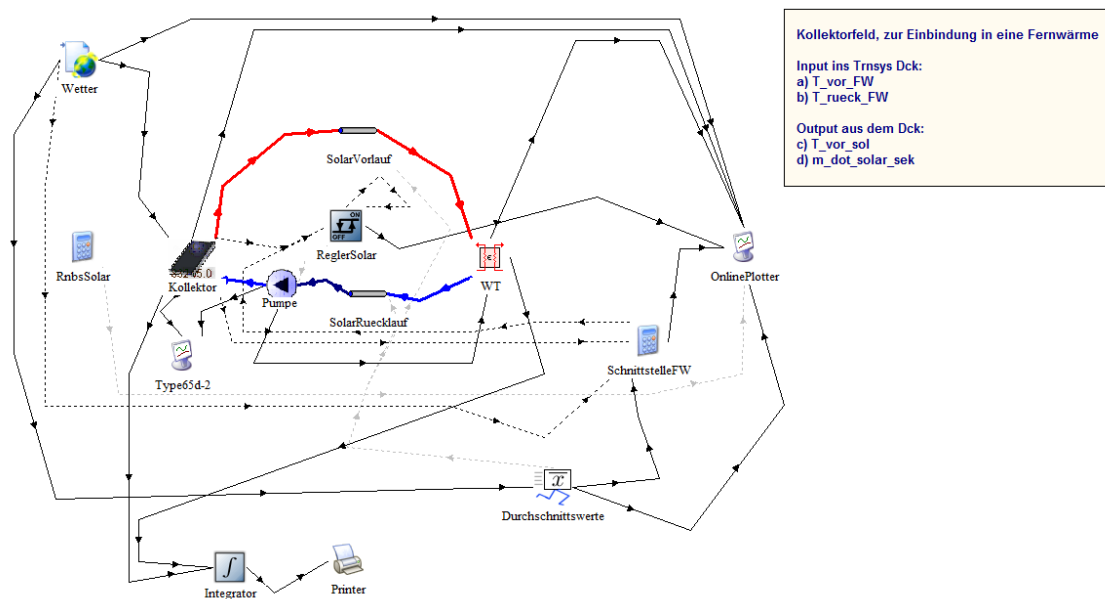


Abbildung 4-23. Solarthermie-Modul - grafische Darstellung im Simulation-Studio von TRNSYS

Nachfolgend sind die Annahmen hinter dem Solarthermie-Modul dargelegt. Hierbei wird besonders auf die vereinfachte Parametrierung der einzelnen Komponenten geachtet. Dies bedeutet, dass z.B. im Solarthermie-Modul, nach Möglichkeit alle Eingabeparameter anhand der gewählten Kollektorfläche definiert werden.

Das Kollektorfeld

Das in dieser Arbeit verwendete Simulationsmodell, der TRNSYS Type 832, ist eine Mischung aus bereits bestehenden und validierten Korrelationsmodellen für das komplexe, instationäre thermische und optische Verhalten eines Solarkollektors (siehe B. Perers, 2002).

In der Tabelle 4-1 sind die wichtigsten Kenndaten der verwendeten Referenzkollektoren zusammengefasst. Neben den drei Kennwerten (optischer Verlustbeiwert und die zwei Wärmeverlustkoeffizienten) sind noch die Kollektorwärmekapazität und der Faktor für die Winkelabhängigkeit der Direktstrahlung angegeben.

Die Rohrleitung

Für die Modellierung einer Rohrleitung wird ein sogenanntes ‚Plug-Flow‘ Modell (Type 701) verwendet. Dieses Modell berücksichtigt neben den Wärmeverlusten auch die Fortpflanzungsgeschwindigkeit des Fluids im Rohr. Dazu wird das innerhalb eines Zeitschritts in die Leitung eintretende Fluidvolumen und dessen Temperatur gespeichert. Über die Fließgeschwindigkeit in den Leitungen kann die Bewegung des Fluids im Rohr berechnet werden.

Um anhand der einzigen Eingangsgröße des Solarthermie-Moduls, der Kollektorfläche (A_{Koll}), den notwendigen Massenstrom ($\dot{m}$) bestimmen zu können, wird ein spezifischer Kollektormassenstrom von $10 \text{ kg}/(\text{hr} \cdot \text{m}^2)$ (low-flow) definiert.

$$\dot{m} = A_{Koll} \cdot 10 \left[\frac{kg}{hr \cdot m^2} \right]$$

Über eine sinnvolle Strömungsgeschwindigkeit im Primär und Sekundärkreis der Solarthermie-Anlage kann nun ein Innendurchmesser (D_{Rohr}) der Rohrleitung ermittelt werden. Für die Strömungsgeschwindigkeit wird der empfohlene Bereich zwischen 0.4 und 0.7 m/s angegeben und stellen einen guten Kompromiss zwischen Druckverlust und Entlüftung dar. In der nachfolgenden Formel wird mit 0.5 m/s gerechnet.

$$D_{Rohr} = \sqrt[2]{\frac{\dot{m} \cdot 4}{\rho \cdot c_{fluid} \cdot \pi}} [m]$$

Die Dämmstärke (d_{Rohr}) der Vorlauf- und Rücklaufleitung wird auf 100 % des Rohrdurchmessers gedämmt.

$$d_{Rohr} = D_{Rohr}$$

Die Länge der Rohrleitungen wird in der nachfolgenden Formel in Abhängigkeit der Kollektorfläche bestimmt. Diese Korrelation wurde im Rahmen einer Arbeit (Heimrath, 2004) anhand konkreter Hydraulikplanungen für solarthermische Anlagen an Mehrfamilienhäusern durchgeführt. Diese Formel kann sinnvoll bis etwa 20000 m² Kollektorfläche eingesetzt werden.

$$L_{Rohr} = -9.15E - 07 \cdot A_{Koll}^2 + 4.21E - 02 \cdot A_{Koll} + 3.78E + 01 [m]$$

Nachfolgend ist eine Skizze eines Rohres mit dessen relevanten Abmessungen dargestellt.

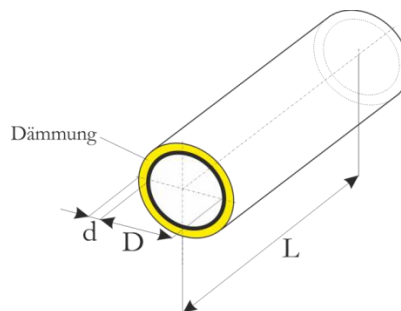


Abbildung 4-24. Darstellung der Geometrischen Verhältnisse – Rohrleitung und Dämmung

Der Wärmetauscher

Auch der Wärmetauscher des Solarthermie-Moduls muss in Abhängigkeit der Kollektorfläche definiert werden können. Hierzu wurde im Rahmen der Arbeit (Heimrath, 2004) für eine Vielzahl von unterschiedlichen Hydraulikkonzepten und Kollektorflächen der Wärmeübertrager der thermischen Solaranlage dimensioniert. Die Abbildung 4-25 zeigt die dabei ermittelten UA-Werte über der Kollektorfläche.

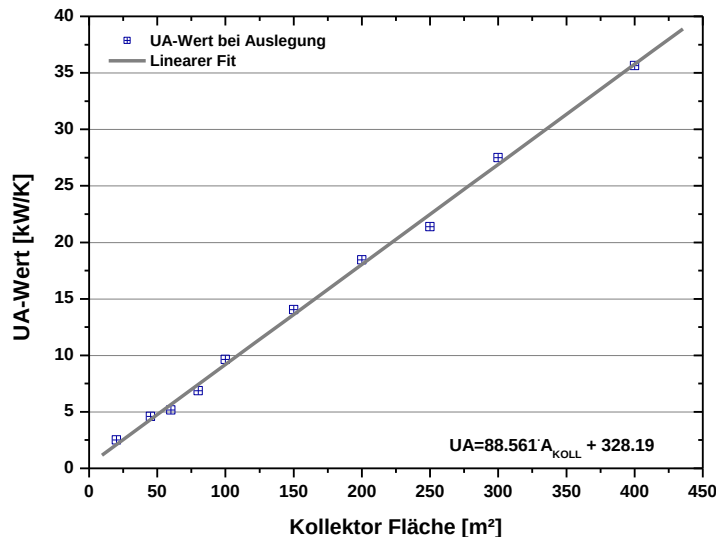


Abbildung 4-25. Abhängigkeit des UA-Wertes (im Auslegungspunkt) von der Kollektorfläche
(Quelle: Heimrath (2004))

Über diese Auslegungspunkte wurde eine lineare Ausgleichskurve gelegt, um so Variationsrechnungen mit unterschiedlichen Kollektorflächen machen zu können. Der UA-Wert des Belade - Wärmeübertragers in Abhängigkeit von der Kollektorfläche ergibt sich damit zu:

$$UA = 88.561 \cdot A_{Koll} + 328.19 \left[\frac{W}{K} \right]$$

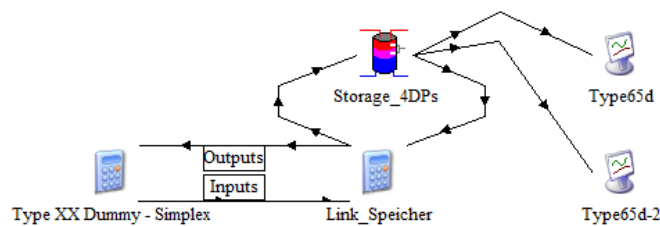
Diese Ausgleichskurve für den UA-Wert ist den nachfolgenden Variantenrechnungen hinterlegt.

4.4.3 Energiespeicher - Modul

Das Modul, das eine mögliche Einbindung eines Energiespeichers in ein Fernwärmenetz abbildet, beinhaltet den Energiespeicher und die für die Parametrierung notwendigen Parameter, sowie die Schnittstelle mit dem Programm simplex. Über diese Schnittstelle werden die Temperaturen und Massenströme an das Energiespeicher-Modul übergeben bzw. übernommen.

Dabei sind alle Möglichkeiten der Integration eines Energiespeichers (Einbindung Solarthermie – Schichtladelanze, Nachheizung Kessel, Fernwärmeeinbindung, optionaler Be- oder Entladekreis) vorgesehen. Eine schematische Darstellung des Energiespeicher – Moduls in TRNSYS findet sich in der Abbildung 4-26 wieder.

Nachfolgend sind die Annahmen hinter dem Energiespeicher-Modul dargelegt. Hierbei wird im Besonderen auf die vereinfachte Parametrierung des Energiespeichers geachtet. Dies bedeutet, dass im Energiespeicher-Modul, alle Eingabeparameter anhand des gewählten Energiespeichervolumens definiert werden.



Energiespeicher, zur Einbindung in ein Fernwärmenetz, mit zus. Einspeisung einer Solaranlage

Fixe Inputs Speicher (Parameter):

- x) Vmaist (Volumen Energiespeicher)
- x) Tamb (Umgebungstemperatur Speicher)
- x) Durchmesser, Höhe, Dämmstärke, ... alles über f(Vmaist) abgebildet

Variable Inputs ins Trnsys Dck (EQU: Link_Speicher bzw. Type XX Dummy):

- a) T_ein_Laden_NH (Laden: warme Temp Teli)
- b) T_ein_Laden_Sol (Laden: warme Temp von der Solaranlage Tesoi)
- c) T_ein_Entladen_in (Entladen: kalte Temp Teei)
- d) m_dot_Laden_NH (Massenstrom Laden meli)
- e) m_dot_Laden_Sol (Massenstrom Laden Solaranlage mesoi)
- f) m_dot_Entladen_in (Massenstrom Entladen meei)

Variable Outputs aus dem Dck (EQU: Type XX Dummy):

- g) T_out_Laden_NH_out (Laden: kalte Temp ToLNHo)
- h) T_out_Laden_Sol_out (Laden: kalte Temp ret. zur Solaranlage ToLSolo)
- i) T_out_Entladen_out (Entladen: warme Temp ToEo)
- j) Verluste Energiespeicher

Abbildung 4-26. Energiespeicher-Modul - grafische Darstellung im Simulation-Studio von TRNSYS

Das Wärmespeichermodell muss die Berechnung der Speicherkapazität, der thermischen Schichtung innerhalb des Speichers und der Wärmeverluste nach außen vornehmen. In den Heizungssystemen, die hier berechnet werden kommen ausschließlich Speicher vor, die über externe Wärmeübertrager oder entsprechende Ladelanzen bzw. Schichtlader geladen und entladen werden. Dafür besitzt das Wärmespeichermodell direkte Eingänge, wie auch die Möglichkeit eine ideale Schichtladung vorzunehmen.

In dieser Arbeit wird als Wärmespeichermodell der TYPE 340 von H. Drück (Drück, 2006) verwendet. Bei dem verwendeten Wärmespeicher wird die Methode der finiten Differenzen angewandt. Es handelt sich um ein eindimensionales Modell zur instationären Simulation mit einer feststehenden und über die Simulation gleich bleibenden Anzahl von Segmenten, über die jeweils für jeden Zeitschritt die Energiebilanz gerechnet wird. Dabei werden die Effekte der Konvektion, der Wärmeleitfähigkeit des Wassers, Verluste durch Wand, Deckel und Boden, Energieeintrag (z.B. mit einem Heizstab) und zusätzliche effektive Terme (z.B. zur Berücksichtigung von Mischungsvorgängen) berücksichtigt.

Das Wärmespeichermodell modelliert die thermische Schichtung durch die Verwendung von ideal gemischten Schichten.

Geometrie Energiespeicher

Die Geometrie des Energiespeichers ermittelt sich anhand von Formeln, die aus der Analyse einer Vielzahl von druckbehafteten Energiespeichern entstand (Heimrath, 2004). Im Rahmen des

vorliegenden Projektes wurden die Werte noch um die geometrischen Verhältnisse von großen Energiespeichern (Moser, 2012; Polysun, 2014 und Soukup, 2014) ergänzt.

Die wesentlichen Abmessungen eines Energiespeichers sind in der Abbildung 4-27 dargestellt.

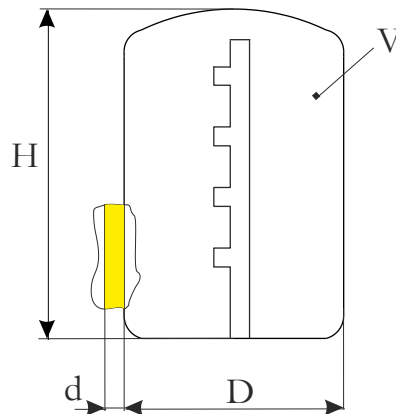


Abbildung 4-27. Geometrische Kenngrößen des Energiespeichers

Basierend auf den Speicherkennwerten der zuvor genannten Quellen wurde die nachfolgende Abbildung 4-28 erstellt. Dabei sind von realen Energiespeichern die Volumina über der Höhe logarithmisch aufgetragen. Nachdem nicht nur zylindrische druckbehaftete Energiespeicher, sondern auch Erdbeckenspeicher dargestellt sind, zeigen sich vor allem bei großen Energiespeichervolumina, punktuell geringere Bauhöhen.

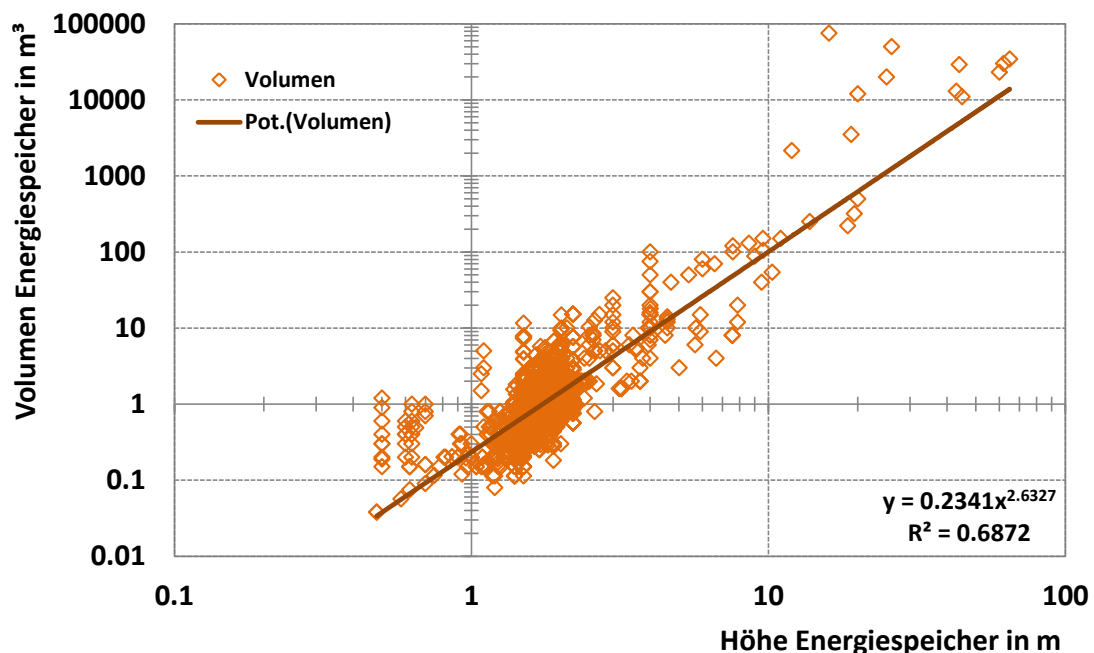


Abbildung 4-28. Volumen über Höhe des Energiespeichers
(Datenbasis: Moser (2012), Polysun (2014), Soukup (2014), Heimrath (2004))

Für die Berechnung der Energiespeicherhöhe (H_{ST}) und des Energiespeicherdurchmessers (D_{ST}) kann nun über die anhand Abbildung 4-28 erstellten Trendlinie, über das Energiespeichervolumen (V_{ST}) ermittelt werden.

$$H_{ST} = 0.2341 \cdot V_{ST}^{2.6327} \quad [m]$$

$$D_{ST} = 2 \cdot \sqrt{\frac{V_{ST}}{(H_{ST} \cdot \pi)}} \quad [m]$$

Dämmstärke Energiespeicher

Auch bei der Ermittlung der Dämmstärke und damit bei der Definition der Wärmeverluste des Energiespeichers wird auf eine Trendlinie über reale Werte zurückgegriffen, um im Falle der nachfolgenden Variantenrechnung nur das Energiespeichervolumen (V_{ST}) im Energiespeicher – Modul ändern zu müssen.

In der Abbildung 4-29 ist die Dämmstärke (d_{ST}) über dem Volumen des Energiespeichers dargestellt. Die Datenbasis hierzu stammt aus dem Programm Polysun, 2014, ergänzt um die Werte von Moser, 2012. Es zeigt sich dass es anfänglich einen etwa linearen Zuwachs an Dämmstärke gibt. Ab einem gewissen Volumen des Energiespeichers stagniert die Dämmstärke bei etwa 0,5 m.

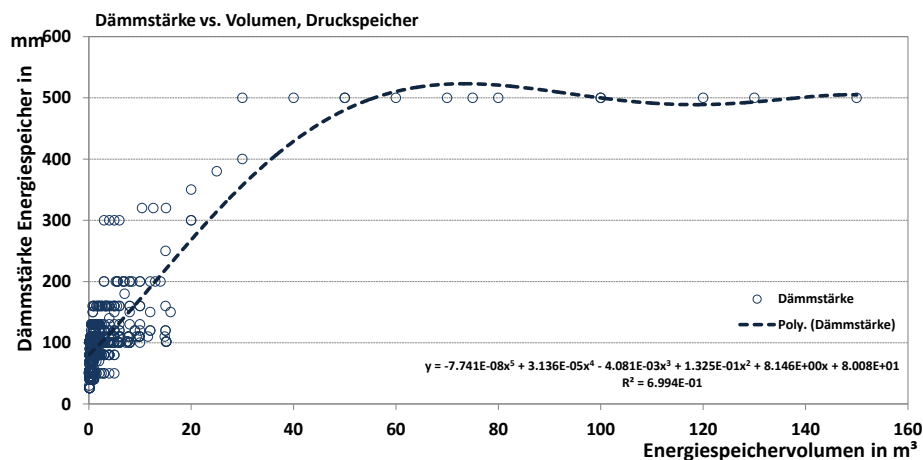


Abbildung 4-29. Dämmstärke von Energiespeicher über dem Energiespeichervolumen
(Datenbasis: Polysun (2014), Moser (2012))

Über die realen Daten kann eine polynomische Trendlinie gelegt werden, anhand derer mit dem bekannten Energiespeichervolumen die Dämmstoffdicke (d_{ST}) ermittelt werden kann. Um rechnerische Probleme, mit der polynomischen Trendlinie bei Volumina über 150 m³ auszuschließen, wird die Dämmstärke über 150 m³ auf 500 mm fixiert.

Die nachfolgenden Zusammenhänge sind dem Energiespeicher-Modul zur Berechnung der Dämmstärke hinterlegt:

$$d_{ST(1-150)} = -7.74E-08 \cdot V_{ST}^5 + 3.13E-05 \cdot V_{ST}^4 - 4.08E-03 \cdot V_{ST}^3 + 1.32E-01 \cdot V_{ST}^2 + 8.14 \cdot V_{ST} + 80.1$$

$$d_{ST(150-\infty)} = 500$$

$$d_{ST} = LT(V_{ST}, 150) \cdot d_{ST(1-150)} + GE(V_{ST}, 150) \cdot d_{ST(150-\infty)} \text{ [mm]}$$

4.4.4 Gebäude - Modul

Das Gebäude-Modul ist das umfangreichste der Module und ermittelt den Gesamtenergiebedarf, Heizen und Warmwasser, für die betrachteten Gebäude. Hierzu ist neben dem Gebäude (Geometrie, U-Werte, Verschattung, Lüftung, usw.) und dem Warmwasserbedarf auch noch das gesamte hydraulische Heizungskonzept nötig. In der Abbildung 4-30 ist das Gebäudemodul schematisch dargestellt. Dabei ist neben dem Gebäudemodell selbst, auch noch die Wärmeversorgung, mit einem dezentralen Warmwasserspeicher, einer Wärmeübergabestation für die Warmwasserbereitung und einem Wärmeabgabekreis mit einem Radiator implementiert (vergleiche mit Abbildung 4-9, indirekte Heizungseinbindung).

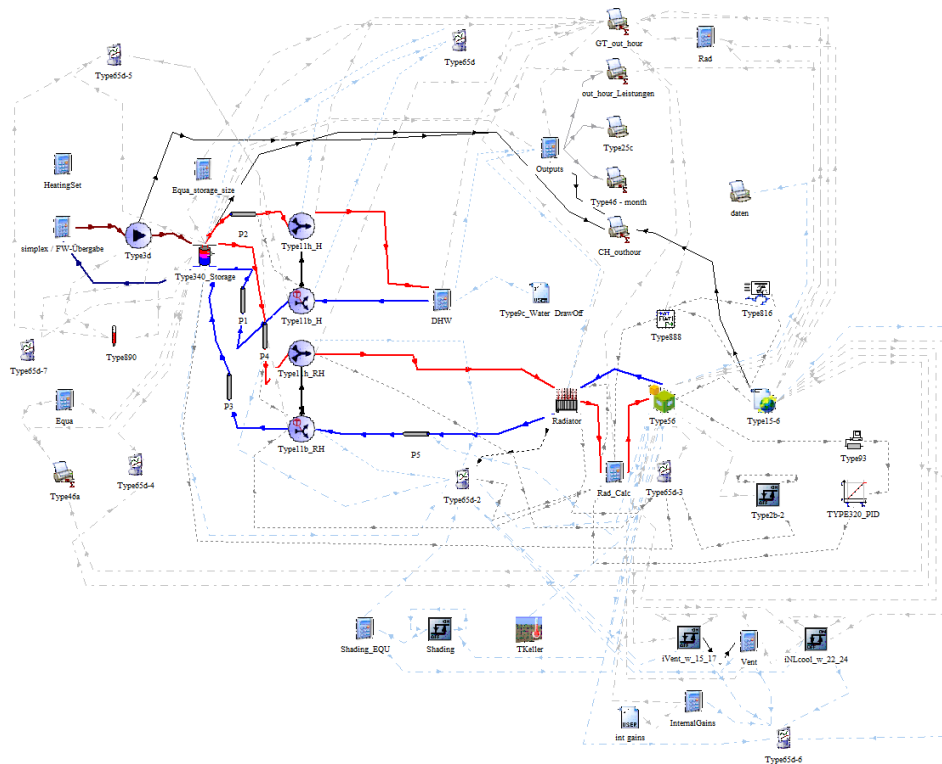


Abbildung 4-30. Gebäude-Modul – grafische Darstellung im Simulation Studio von TRNSYS

Wandaufbau, Geometrie und U-Werte der Gebäudetypologie

Die Geometrie und die U-Werte der betrachteten Gebäude stammen aus der in Kapitel 2.4 definierten Gebäudetypologie. Eine Zusammenfassung der hinterlegten Werte ist in der Tabelle 10-3 und der Tabelle 10-4 dargestellt. Bei der Definition der Wandaufbauten wurden aus Gründen der Vereinfachung die raumbegrenzenden Bauteile der Referenzbauten auf ihre wärmetechnisch relevanten Schichten reduziert. Dafür wurden die in der Gebäudetypologie geforderten U-Werte der wesentlichen Bauteile dokumentiert und in der Tabelle 10-3 und der Tabelle 10-4 im Anhang dargestellt.

Die in der Gebäudetypologie definierten U-Werte der jungen Baujahre bzw. der sanierten Varianten lassen darauf schließen, dass die U-Werte von Außenbauteilen in monolithischer Bauweise nicht mehr erreicht werden können. Daraus folgend werden die Außenbauteile der Referenzbauten in eine Tragschicht (wärmetechnische Relevanz: Wärmespeicherung) und eine Dämmschicht (wärmetechnische Relevanz: Wärmedämmung) gegliedert. An begehbaren Geschosdecken wurde zusätzlich noch eine Nutzschicht eingeführt.

Infiltration, mechanischer Luftwechsel und interne Gewinne

Infiltration: die Infiltrationsrate wurde für alle Gebäudetypen mit $0,1 \text{ h}^{-1}$ festgelegt. Eine Unterscheidung hinsichtlich des Baujahrs und der Bauart wurde hier nicht vorgenommen.

Luftwechsel: Der hygienische Luftwechsel wird im Normalfall je Person definiert und über das Volumen der thermischen Zonen auf einen Luftwechsel je Zone umgerechnet. Aufgrund der Unsicherheit bei der Anzahl der anwesenden Personen wurden die Standardwerte für den Wohnbau ($0,4 \text{ h}^{-1}$) und den Bürobau ($1,2 \text{ h}^{-1}$ bei Anwesenheit) festgelegt.

Interne Gewinne: Die wichtigsten Quellen der internen Gewinne stellen die Beleuchtung, Personen und elektrische Geräte dar. Die thermischen Lasten aufgrund von Beleuchtung und Personen wurden im Wohnbau gemäß **ÖNORM 8110-6, 2007** berücksichtigt. Insgesamt sind damit $3,75 \text{ W/m}^2$ an durchlaufender Leistung installiert. Im Bürobau wurden Nutzungsgewichtungen aus der **SIA 2024, 2006** und die Lasten aus der **ÖNORM 8110-6** für Büroflächen kombiniert und hinsichtlich der Nutzungsflächen gewichtet. Hieraus ergibt sich ein Wochenprofil mit einer Durchschnittsleistung von $8,13 \text{ W/m}^2$.

In der nachfolgenden Tabelle sind nun die wesentlichen Annahmen zusammengefasst. Neben den bereits zuvor erläuterten Parametern sind hier auch die Raumluftsolltemperaturen im Heiz- und Kühlfall und der externe Verschattungsfaktor der transparenten Flächen angeführt.

Tabelle 4-7. Randbedingungen der Gebäudesimulation hinsichtlich Luftwechsel, Verschattung und interner Lasten

Randbedingung	EFH, MFH	NWG	
Interne Last radiativ	2.25	4.88	$[\text{W/m}^2]$
Interne Last konvektiv	1.50	3.25	$[\text{W/m}^2]$
T_{Heizen}	20	20	$[\text{°C}]$
$T_{\text{kühlen}}$	24	24	$[\text{°C}]$
Infiltration	0.1	0.1	$[\text{1/h}]$
Lüftung ¹⁾	0.3	0.2 / 1.2	$[\text{1/h}]$
Verschattungsfaktor ²⁾	60	60	$[\%]$

¹⁾ bei Nichtbelegung / bei Belegung

²⁾ ab 23.5 °C Raumlufttemperatur

In der Abbildung 4-31 sind exemplarisch je ein Wochenverlauf der internen Lasten für den Wohnbau (Grafik links) und für den Bürobau (Grafik rechts) dargestellt. Im Gegensatz zum kontinuierlich verlaufenden Wohnbau, sieht man beim Bürobau einen typischen Tagesverlauf vom Montag bis Freitag.

An Samstagen und Sonntagen ist kein Bürobetrieb angedacht, wobei aber eine Vielzahl der Elektrogeräte im Standby betrieben wird, wodurch eine kontinuierliche Grundlast definiert wurde.

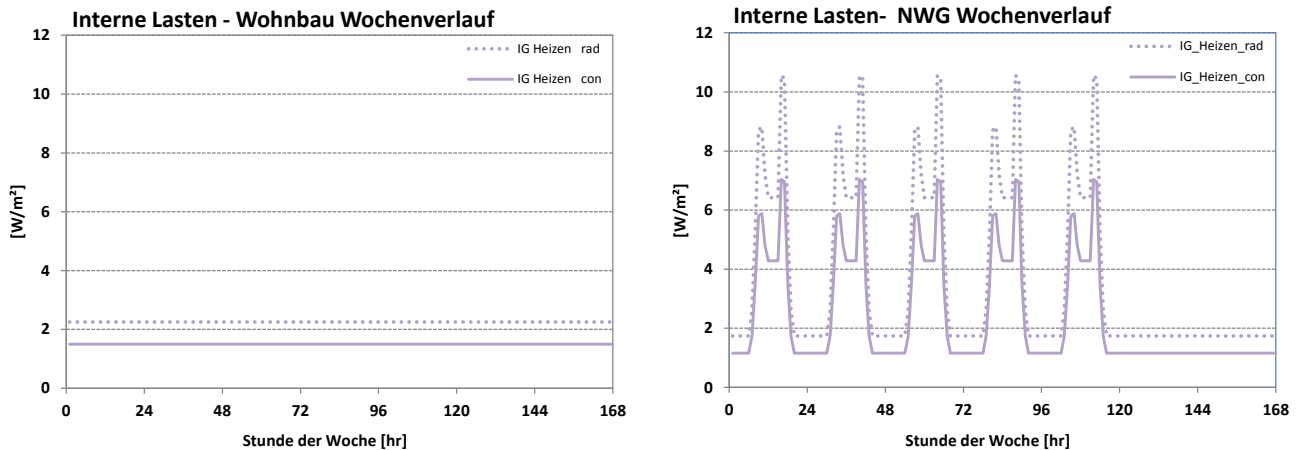


Abbildung 4-31. Wochenverlauf der verwendeten internen Lasten, im Wohnbau und in den Nichtwohngebäuden

Wärmeabgabesystem

Als Wärmeabgabesystem wurde im vorliegenden Gebäude-Modul für alle Varianten der Gebäude ein Radiator implementiert. Bei Gebäuden älteren Baujahres mit hohem spez. Wärmebedarf ist dies das richtige Wärmeabgabesystem. Mit einer Variation der der Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperatur bei Normaußentemperatur, kann die Leistung der Radiatoren an das Gebäude angepasst werden. So wird bei Gebäuden mit hohem spez. Wärmebedarf, die typische Sollvorlauftemperatur zwischen 70 und 90 °C liegen – die Rücklauftemperatur wird hierbei 50 bis 70 °C betragen. Stattet man ein Gebäude mit geringem bzw. mittlerem Heizwärmebedarf, mit Radiatoren aus, so können die Solltemperaturen auf 45 / 30 °C reduziert werden.

Bei aktuellen, bzw. neuen Gebäuden werden zumeist Fußbodenheizungen mit Solltemperaturpaarungen von etwa 32 / 28 °C realisiert. Dies ist mit dem Radiortyp, durch die Änderungen von Parametern wie einem Radiatorexponent und der Wärmekapazität des Wärmeabgabesystems ermöglicht.

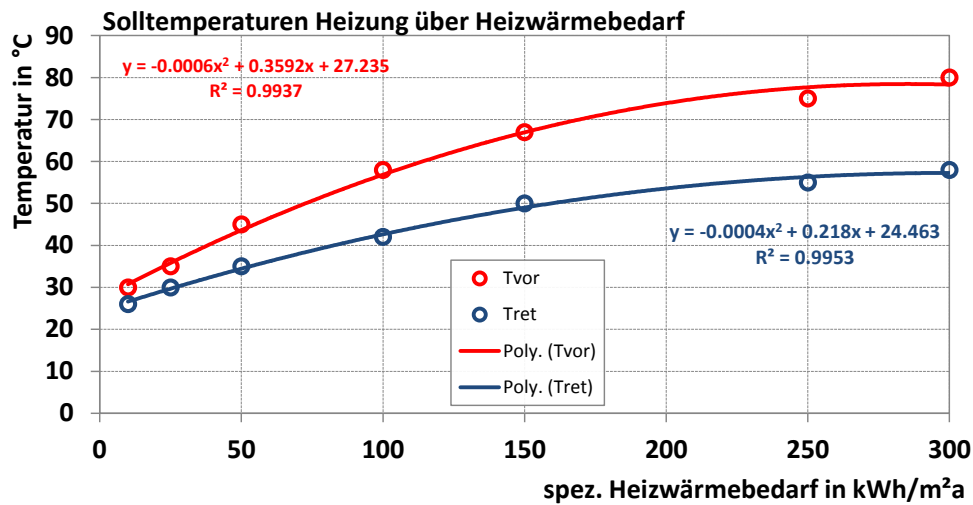


Abbildung 4-32. Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperaturen über dem Heizwärmebedarf des Gebäudes

Um bei der automatisierten Berechnung der gesamten Gebäudetypologie inklusive des Wärmeabgabesystems nicht bei jedem Wechsel des Gebäudes manuell die Parameter der Solltemperaturen ändern zu müssen, wurden die in Abbildung 4-32 ermittelten Ausgleichskurven für die Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperatur in Abhängigkeit des spezifischen Heizwärmebedarfs hinterlegt.

Warmwasserbereitung

Über die Größe des Warmwasserverbrauches gibt es sehr unterschiedliche Angaben. Bezogen wird er zumeist auf eine Kaltwassertemperatur von 10 °C und eine Bedarfstemperatur von 45 °C. Die Norm DIN 4708 sieht einen personenbezogenen Verbrauch von 50 l/d vor. Weitere Verbrauchsanhaltswerte aus der Literatur zeigen große Unterschiede im täglichen Verbrauch. Eine Übersicht bezüglich der Anhaltswerte, gibt die Abbildung 4-33.

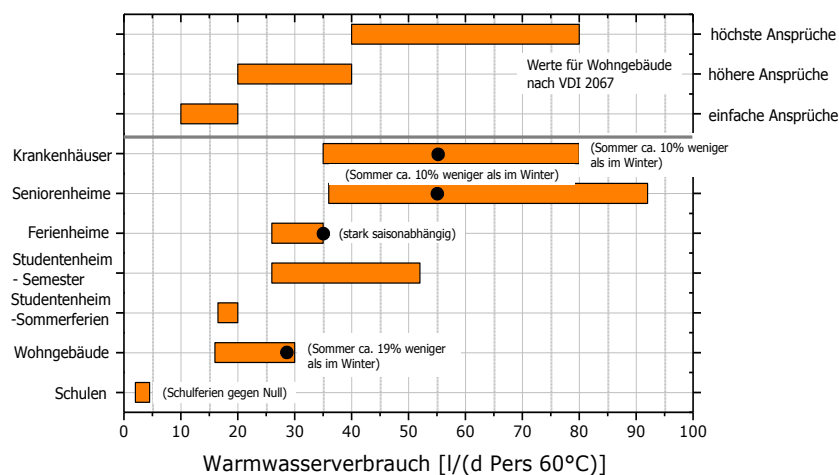


Abbildung 4-33. Täglicher Warmwasserbedarf von Wohnungen
(Quelle: Heimrath (2004))

Diese Bandbreite an Werten konnte durch Messungen bestätigt werden. Im Jahresmittel schwankt der gemessene personenbezogene Verbrauch zwischen 26 und 54 l/d_{Pers} 45°C. Als Mittelwert über alle ergeben sich 40,7 l/d_{Pers}, umgerechnet entspricht das einem Verbrauch von 28,5 l/d_{Pers} mit 60 °C. Der auf die Wohnung bezogene Warmwasserverbrauch der untersuchten Mehrfamilienhäuser betrug im Schnitt etwa 91,8 l/d und Wohnung mit 45 °C, wobei die Bandbreite von 43 l/d bis 168 l/d und Wohneinheit reichen. (Heimrath, 2004)

Zapfprofile für den Warmwasserbedarf

Speichertests, Jahressimulationen und Optimierungsrechnungen von Solaranlagen wurden bisher in der Regel mit recht einfachen Trinkwasser-Verbrauchsprofilen durchgeführt. So wird z.B. für die EN 12977 (2001) die Berücksichtigung dreier täglicher Zapfungen mit jeweils konstantem Volumenstrom (10 l/min) diskutiert. Diese stark vereinfachten Zapfprofile sind jedoch für Auslegungsrechnungen von Speichern und Wärmeübertrager ungeeignet und lassen sich nicht zur Simulation von Warmwasser-Bereitungssystemen in Ein- und Mehrfamilienhäusern hochskalieren.

Das dynamische instationäre Verhalten in Warmwasser-Versorgungssystemen wird entscheidend durch die vom Nutzer ausgeführten Zapfungen bestimmt. Das äußerst vielfältige Nutzerverhalten lässt sich in geeigneter Weise durch Zapfprofile darstellen, die Zeitpunkte, Zapfvolumina und Zapftemperaturen für einen bestimmten Betrachtungszeitraum auftragen.

Aus diesen Gründen wurden mit statischen Mitteln Verbrauchsprofile generiert. Die Profile bestehen aus Datensätzen, in denen jeweils jedem Zeitschritt im Jahr (als Ein-Minuten- bis Ein-Stundenintervalldatensatz verfügbar) ein Wert für den Trinkwarmwasser-Volumenstrom zugeordnet wird. Die Datensätze wurden von Jordan im Program DHWcalc (Jordan, 2001) im Rahmen des IEA-SHC Task 26 erstellt. Angelehnt an diese Ergebnisse wurden die auftretenden Zapfereignisse in vier Kategorien gegliedert, denen jeweils eine Zapfdauer und ein mittlerer Volumenstrom zugeordnet sind. In der nachfolgenden Abbildung 4-34 ist hierzu, exemplarisch für die erste Jännerwoche und ein Jahr, für alle Zapfprofile zwischen 115 und 384 l/d, der stündliche Verlauf dargestellt.

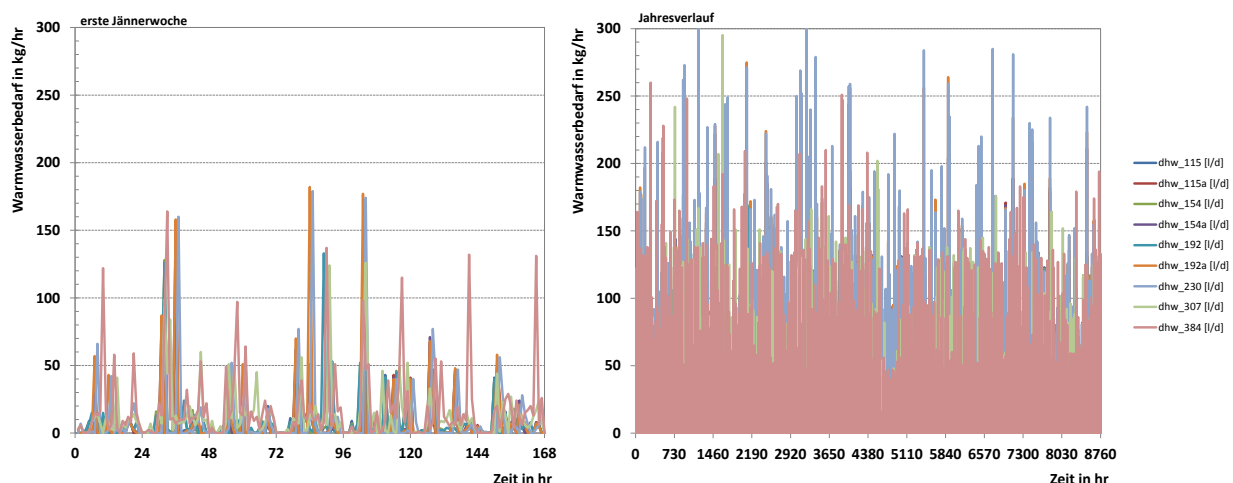


Abbildung 4-34. Stündlicher Verlauf der Warmwasserzapfprofile, die in den Ein- und Zweifamilienhäuser eingesetzt werden (115 l/d bis 384 l/d)

Kaltwassertemperatur:

Für die Temperatur des Kaltwassers kann angenommen werden, dass es sich um die Temperatur des ungestörten Erdreiches handelt. Die Temperatur entspricht in etwa einer Sinusschwankung mit der Periodendauer von einem Jahr. Der genaue Verlauf ergibt sich aufgrund der Außentemperatur, des Erdreichtyps (der Wärmeleitfähigkeit) und der gewählten Tiefe der wasserführenden Schicht. Damit ist es möglich die charakterisierenden Größen mittlere Temperatur, die Schwankung und die Verschiebung der minimalen Temperatur zu bestimmen. Für die hier gezeigten Simulationen wird eine mittlere Kaltwassertemperatur von 10 °C gewählt wobei die Amplitude 4 K, bei einer Periodenverschiebung von 80 Tagen beträgt.

Die detaillierte Zuordnung der einzelnen Warmwasserzapfprofile zu den Gebäudetypen, ist in der Tabelle 10-5, der Tabelle 10-6 und der Abbildung 10-6 im Anhang ersichtlich. Eine Übersicht über die Bandbreite des Warmwasserbedarfs und der dafür notwendigen Wärmemenge ist in der zu finden. Eine zusammenfassende, tabellarische Übersicht über die Größenordnung des Warmwasserwärmebedarfs finden sich nachfolgend in Tabelle 4-8.

Tabelle 4-8. Größenordnung Warmwasserverbrauch, absolute und spezifische, jährliche Energiemengen

Gebäudekategorie	Warmwasser- verbrauch [l/d]	Warmwasser- wärmebedarf [kWh/a]	spez. Warmwasser- wärmebedarf [kWh/m²a]
Einfamilienhaus EFH	115	1673	2795
	154		
	192		
Doppelhaus	230	3347	5597
	307		
	384		
Mehrfamilienhaus MFH	487	7094	36455
	650		
	812		
	1497		
	1996		
Nichtwohngebäude NWG	2496	1673	11834
	115		
	154		
	192		
	487		
	650		
	812		

4.4.5 Klimatische Randbedingungen

Die klimatischen Randbedingungen haben einen starken Einfluss auf die Heizlast, die verwendete Haustechnik und den Heizenergiebedarf des Gebäudes. Der Verbrauch des Gebäudes steht im direkten Zusammenhang mit dem Klima, dem Verwendungszweck und der Gebäudeform. Für die Simulation im vorliegenden Projekt kommen generierte Klimadaten von Kufstein (Österreich, Tirol, 499 m ü. A.) zum Einsatz, die im Rahmen des Projekts PRESENCE (Schicker und Formayer, 2012, Kranzl et al., 2014a) erarbeitet wurden. Der Datensatz dieser Klimazone entspricht ungefähr dem bevölkerungsgewichteten österreichischen Durchschnittsklima. Daher kann dieser Standort am ehesten als repräsentativ für

Österreich bezeichnet werden. Bei Kranzl et al. (2014a) bzw. Schicker und Formayer (2012) wurden neben dem derzeitigen Klima für die dort definierten 16 Klimazonen auch zukünftige Klimadatenätze generiert. Für die nachfolgenden Analysen wurden daher neben einem aktuellen Klimadatenatz auch ein zukünftiger Klimadatenatz, für das Jahr 2030 herangezogen²⁵.

Tabelle 4-9. Relevante Kenngrößen der im Projekt genutzten Klimadaten historisches Mittel (Std) und für das Jahr 2030

Standort [-]	Länge [°]	Breite [°]	Höhe [m]	Tm [°C]	HGT [Kd]	HT [d]	Tmin [°C]	Tmax [°C]	Tampli [°C]	phi [d]	Iglob [kWh/m ²]	Idiff [kWh/m ²]	RH [%]
Kufstein Std	-12.17	47.58	483	8.74	3659	225	-13.5	32.2	9.9	13.8	1127	612	81.2
Kufstein 2030	-12.17	47.58	488	9.06	3543	215	-14.2	31.5	10.2	13.7	1198	602	79.8

Die mittlere Temperatur für Kufstein im historischen Mittel (1980-2010) beträgt 8.74 °C. Die durchschnittliche jährliche solare Einstrahlung beträgt hierbei 1127 kWh/m²a. Die Anzahl der Heizgradtage (HGT) belaufen sich auf 3659 Kd/a, wobei die Grenztemperatur, ab der Heizbedarf besteht, 12 °C beträgt. Die Klimadaten von Kufstein 2030, zeigen eine Erhöhung der mittleren Außenlufttemperatur um etwa 0,3 K auf 9.06 °C. Gleichzeitig erhöht sich die Globalstrahlung auf 1198 kWh/m²a und die Heizgradtage reduzieren sich auf 3543 Kd/a.

Nachfolgend finden sich in Abbildung 4-35 für die zwei genutzten Klimata, in der jeweils linken Grafik, die Außenlufttemperatur und die Taupunkttemperatur wieder. In der jeweils rechten Grafik sind die Globalstrahlung und die Diffusstrahlung auf die Horizontale dargestellt.

²⁵ Halbsynthetische Klimadaten auf Basis des ICTP-REGCM3 regionale Klimamodell, getrieben durch das ECHAM5 globale Klimamodell, A1B Szenarienfamilie, für die Periode 2011 – 2040.

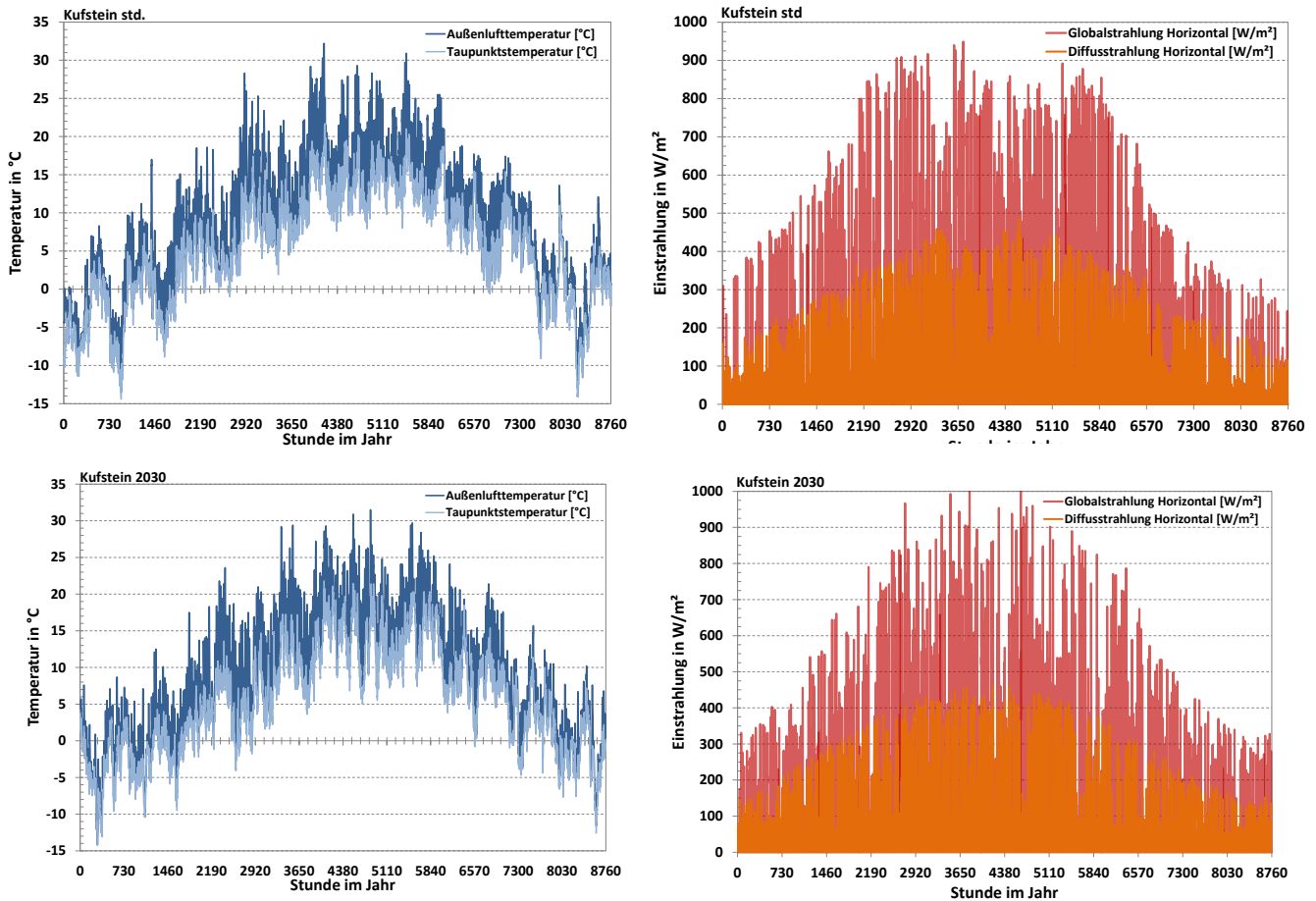


Abbildung 4-35. Temperatur- und Strahlungsverlauf für den Standort Kufstein (Standard²⁶ und im Jahr 2030)

4.4.6 Ergebnisse aus der Abbildung der österr. Gebäudetypologie

Exemplarische Detailergebnisse

Im Rahmen der umfangreichen Simulationen wurden alle knapp einhundert Gebäudetypen inklusive des Heizungs- und Warmwasserbereitungssystem im Gebäude-Modul abgebildet und gerechnet. Exemplarisch seien hier nun für zwei Gebäudetypen aus der Kategorie der Einfamilienhäuser detaillierte Simulationsergebnisse dargestellt. Es werden für das Gebäude SG05 (mit einem Heizwärmebedarf (HWB) 250 kWh/m²a, Bauperiode 1890-1918) und für das Gebäude SG26 (HWB 61 kWh/m²a, 2001-2008) die stündlichen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen, in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur aufgetragen (siehe Abbildung 4-36). Hierbei sind deutlich die mit der sinkenden Außenlufttemperatur steigenden Vorlauf- und Rücklauftemperaturen zu erkennen, deutlich ausgeprägt beim thermisch schlechteren Gebäude und etwas abgeschwächt beim thermisch besseren Gebäude.

²⁶ Standard: Langjähriges Mittel 1980-2010

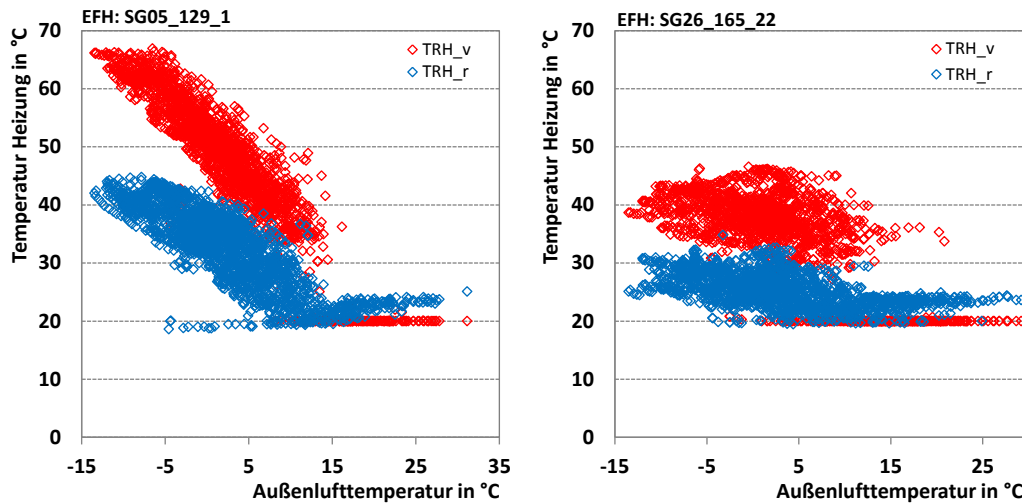


Abbildung 4-36. Vor- und Rücklauftemperaturen, exemplarisch für zwei Gebäude (Einfamilienhäuser, SG05 (HWB 250 kWh/m²a) und SG26 (HWB 61 kWh/m²a)) dargestellt (SG05: 75 / 53 °C; SG26: 48 / 36 °C $T_{vor} / T_{rück}$ im Auslegungsfall)

Über die Temperaturen und den Massenstrom im Heizungssystem bzw. in der Warmwasserbereitung lassen sich die notwendigen Leistungen hierfür ermitteln. Dies wird in Abbildung 4-37, exemplarisch für die zwei zuvor genannten Gebäudetypen in Form von Stundenwerten über der Außenlufttemperatur aufgetragen. In Rot die Heizlast des betrachteten Gebäudes, in Blau die Last zur Warmwasserbereitung und in Grün die Gesamtlast, welche Warmwasser, Raumheizung und die Verluste im Heizungssystem beinhaltet.

Die Heizlast zeigt in beiden Gebäuden einen eindeutigen Anstieg bei sinkender Außenlufttemperatur. Die Last zur Bereitstellung des Warmwassers zeigt eine gleichmäßige Verteilung über das Jahr bzw. die Außenlufttemperatur auf. Für die Gesamtlast steht eine Maximallast (installierte Normheizlast) zur Verfügung, die vor allem bei tiefen Außenlufttemperaturen angefordert wird. Bei höher werdenden Außenlufttemperaturen sinkt auch die angeforderte Gesamtheizlast.

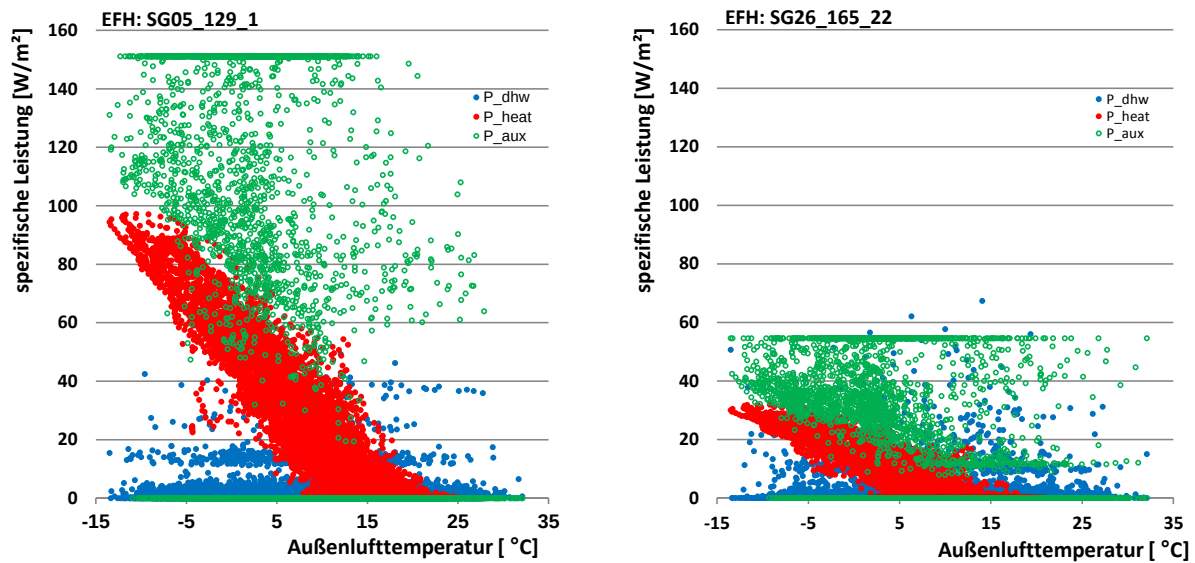


Abbildung 4-37. Leistungen für Heizen (P_{heat}), Warmwasser (P_{dhw}) und gesamte Last (P_{aux}), exemplarisch für zwei Gebäude (Einfamilienhäuser, SG05 (250 kWh/m²a) und SG26 (61 kWh/m²a)) dargestellt.

Gesamtenergiebedarf der Referenzgebäudestruktur

Für den gesamten definierten Gebäudebestand und deren Heizungssysteme zur Abdeckung von Heizung und Warmwasser sind in der Abbildung 4-38 und Abbildung 4-39 der spezifische Wärmebedarf dargestellt. Für die Gebäude in der Kategorie der Einfamilienhäuser ergibt sich ein Durchschnittswert von HWB = 169 kWh/m²a und WWB = 15 kWh/m²a. Je größer die Gebäude werden und je besser das A/V Verhältnis ist desto geringer wird der spezifische HWB. Die Doppelhäuser weisen einen HWB von 139 kWh/m²a, die Mehrfamilienhäuser 87 kWh/m²a und die Nichtwohngebäude liegen bei etwa 102 kWh/m²a. Der Warmwasserwärmebedarf liegt zwischen 5 kWh/m²a im Nichtwohngebäude bis hin zu 19 kWh/m²a im dicht bewohnten Mehrfamilienhaus. Die spezifischen Verluste des Heizungssystems (Speicher, Rohrleitungen, etc.) sind im Einfamilienhaus deutlich größer als im Mehrfamilienhaus. Die Werte im Detail, können der Abbildung 4-38 für den Klimadatensatz Kufstein std. (historisches, langjähriges Mittel) bzw. der Abbildung 4-39 für den zukünftigen Klimadatensatz Kufstein 2030 entnommen werden.

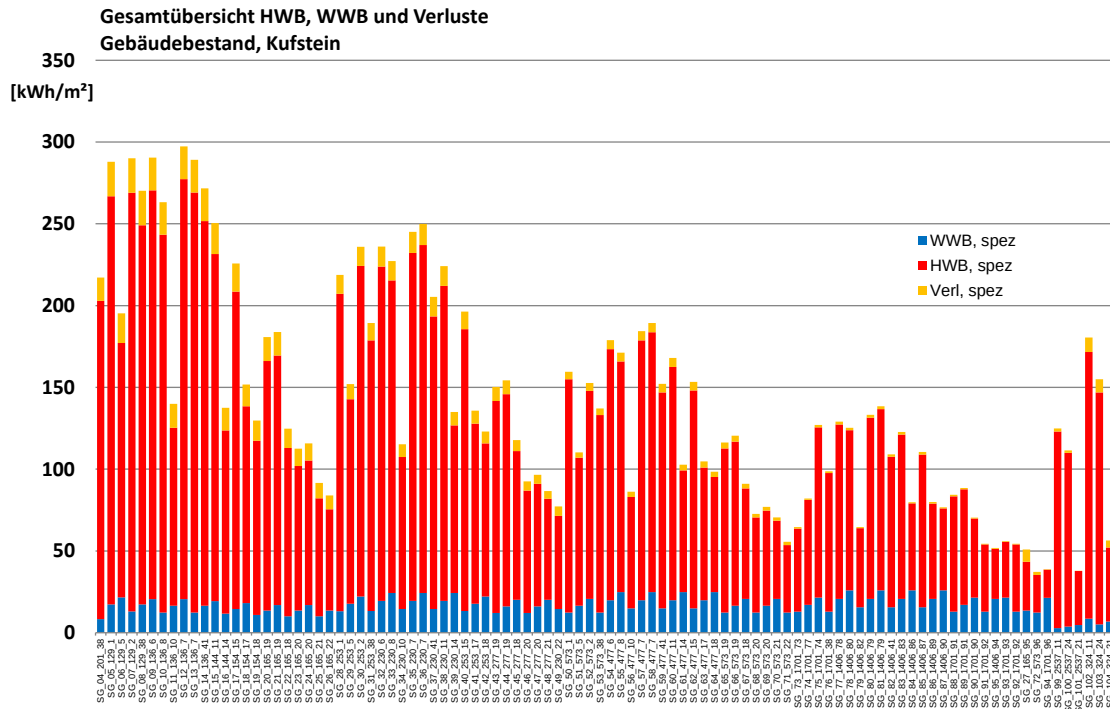


Abbildung 4-38. Spezifischer Gesamtenergiebedarf (Warmwasser, Heizen und Verluste) der betrachteten Gebäudetypen, unter Verwendung des Klimadatensatzes - Kufstein std.

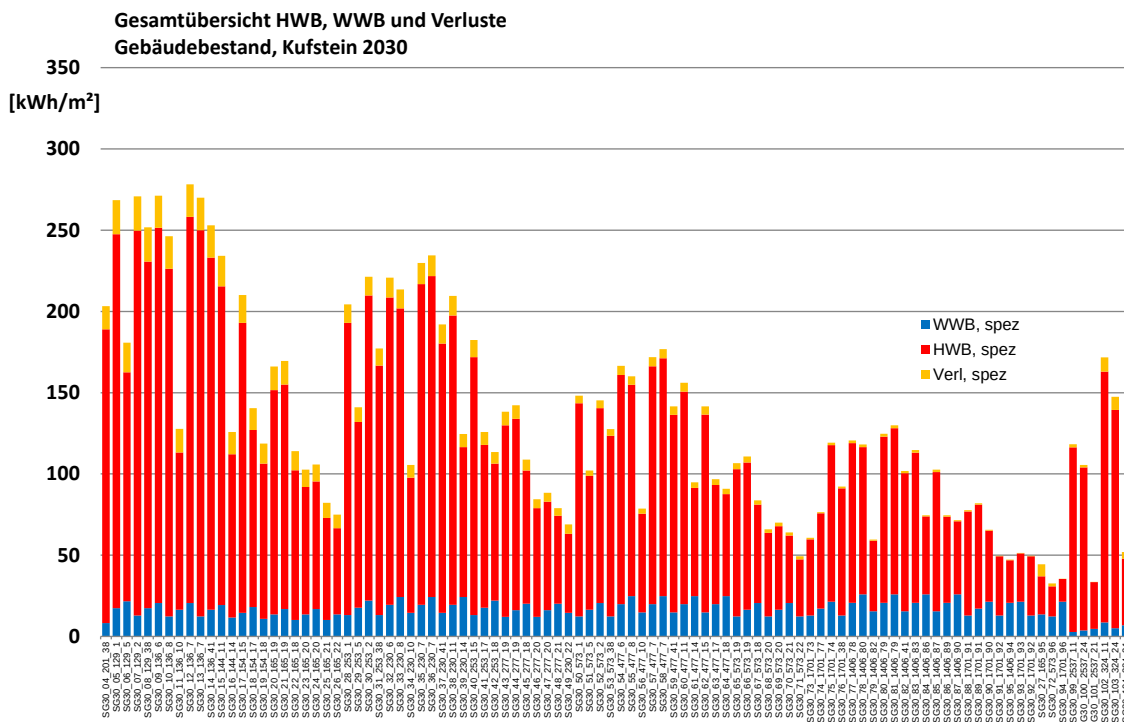


Abbildung 4-39. Spezifischer Gesamtenergiebedarf (Warmwasser, Heizen und Verluste) der betrachteten Gebäudetypen, unter Verwendung des Klimadatensatzes - Kufstein 2030.

Die in den beiden vorangegangenen Grafiken dargestellten Zusammenhänge, sind im Anhang, in der Tabelle 10-5 bzw. Tabelle 10-6 für Kufstein std. und in der Tabelle 10-7 bzw. Tabelle 10-8 für Kufstein 2030, in Form von absoluten und spezifischen Zahlenwerten zu finden.

4.5 Ergebnisse der simulationstechnischen Bewertung der Wärmenetze

Die Ergebnisse der Modellierung aller drei repräsentativen Wärmenetze können mittels der verwendeten Simulationswerkzeuge in unterschiedlichster Form dargestellt werden (siehe Kapitel 4.5.1 ff.). Die Schwierigkeit bestand nun darin, eine übersichtliche Darstellung dieser Vielfalt an Berechnungsergebnisse zur erreichen. In Abbildung 4-40 wird versucht, diese Problematik anhand der bereits gezeigten (z.B. Abbildung 4-12) und nachfolgend dargestellten Ergebnisgrafiken zu skizzieren.

Einerseits ist die farbliche Darstellung der Netzverhältnisse wie Differenzdruck, Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur usw. bzw. eine tabellarische Zusammenfassung für jeden einzelnen Betriebspunkt eines berechneten Jahres möglich (siehe z.B. Abbildung 4-11). Durch die Jahressimulation im Zeitschritt von 10 Minuten ergeben sich daraus Summenwerte (jährlich Abnahmemenge, jährlicher Wärmeverlust) bzw. Last-, Temperatur- und Druckverläufe für das ganze Jahr (siehe z.B. Abbildung 4-12). Durch die anschließende Einordnung von unterschiedlich großen Solaranlagen sowie Energiespeichern in das Fernwärmesystem ergeben sich dadurch 64 verschiedene Jahressimulationen (acht Speichervolumina, kombiniert mit acht Kollektorfeldern) für jedes der drei Netze. Diese können nun, wiederum hinsichtlich unterschiedlicher Kenngrößen wie z.B. solarer Deckungsgrad, spezifischer Kollektorertrag, Betriebsstunden Kessel bzw. Solar, Netztemperatur (VL/RL) usw. dargestellt und analysiert werden. Nachdem im Rahmen des Berichtes zum vorliegenden Projekt nur exemplarische Resultate dargestellt werden können, wurden alle gesammelten Ergebnisse des Kapitels 4.5.1 in eine Excel-Datei, erweitert um Auswertegrafiken mit den zuvor genannten relevanten Kenngrößen, eingespielt. Mit diesem SolarGrids-Excel-Tool können nun die Ergebnisse für die drei Wärmenetze entsprechend der eigenen Vorstellungen veranschaulicht und kombiniert werden. Das SolarGrids-Excel-Tool ist online auf der Projektplattform verfügbar sein (www.eeg.tuwien.ac.at/solargrids). Alle nachfolgenden Grafiken wurden unter Verwendung von SolarGrids-Excel-Tool erstellt.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

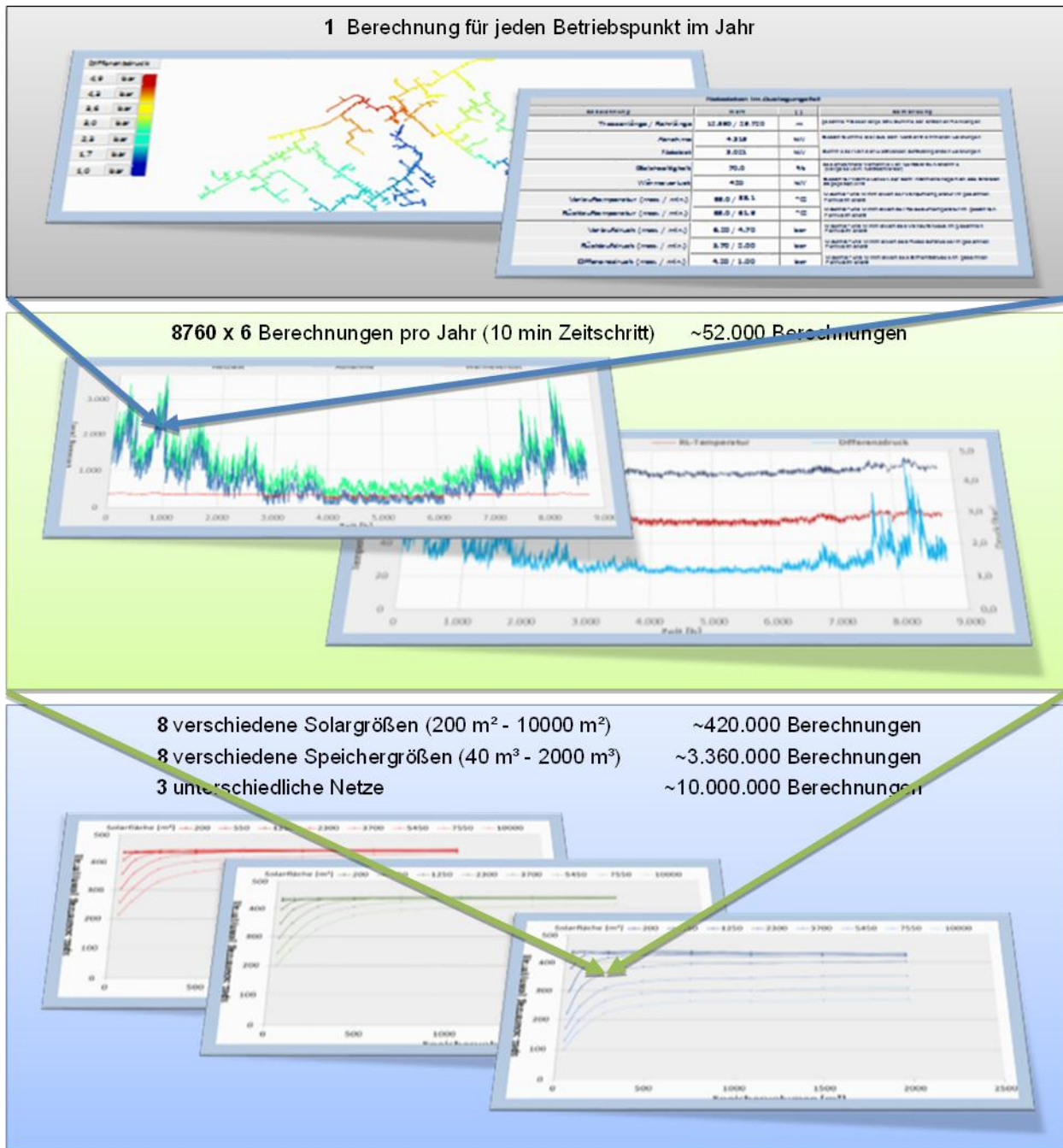


Abbildung 4-40. Darstellung der Berechnungsergebnisse aus den durchgeführten Netzsimulationen

4.5.1 Ergebnisse Basisvarianten

Ein wesentliches Ergebnis aus der Simulation im Rahmen des Projekts ist der solare Deckungsgrad, der für die drei in Kapitel 4.2 dargestellten Netz-Typen erreicht werden kann. In Abbildung 4-41 und Abbildung 4-42 sind die solarthermisch deckbaren Anteile dargestellt, die von Systemen mit unterschiedlich großer Solarfläche in Kombination mit unterschiedlichen Speichergrößen an der gesamten Wärmeaufbringung realisiert werden können.

Solarer Deckungsgrad vs. spezifischer Kollektorertrag über der Auslastung

Der solare Deckungsgrad und der spezifische Kollektorertrag sind wesentliche Kenngrößen zur Beurteilung von thermischen Solaranlagen. Generell reduziert sich mit steigendem solaren Deckungsgrad der spezifische Kollektorertrag. Mit großem spezifischem Kollektorstapel tritt die Reduktion des spezifischen Kollektorertrags deutlich später ein. Mit größer werdender Kollektorfläche steigt der solare Deckungsgrad deutlich an. Wenn gleichzeitig auch noch das spezifische Kollektorstapel erhöht wird, fällt dieser Zuwachs noch prägnanter aus (siehe Abbildung 4-41).

Der solare Deckungsgrad und der spezifische Kollektorertrag sind über der Auslastung II aufgetragen. Die Auslastung (siehe Kapitel 4.1.1) ist eine spezifische Kenngröße, die sich aus der jährlichen Netzlast und der installierten Kollektorfläche ermittelt. Die spezifische Darstellung und die Erfahrung mit dieser Art der Kennzahl ließen erwarten, dass damit ein Diagramm zur Dimensionierung von Nah- und Fernwärmekonzepten mit solarthermischer Unterstützung erstellt werden kann. Die Abbildung 4-41 und vor allem der Vergleich in der Abbildung 4-42 der drei unterschiedlichen Netz-Typen zeigt, dass sich deutliche Unterschiede beim solaren Deckungsgrad einstellen, die vorwiegend auf die unterschiedlichen Netzverluste der drei betrachteten Wärmenetze zurückzuführen sind. Dies ist insbesondere anhand der vergleichenden Darstellung in Abbildung 4-42 (rechts unten) zu erkennen. Eine Verbesserung könnte hier eine Modifizierung der Auslastung hinsichtlich eines Inkludierens der Wärmenetzverluste in die Kennzahl der Auslastung als zusätzliche abzudeckende Wärmemenge bringen.

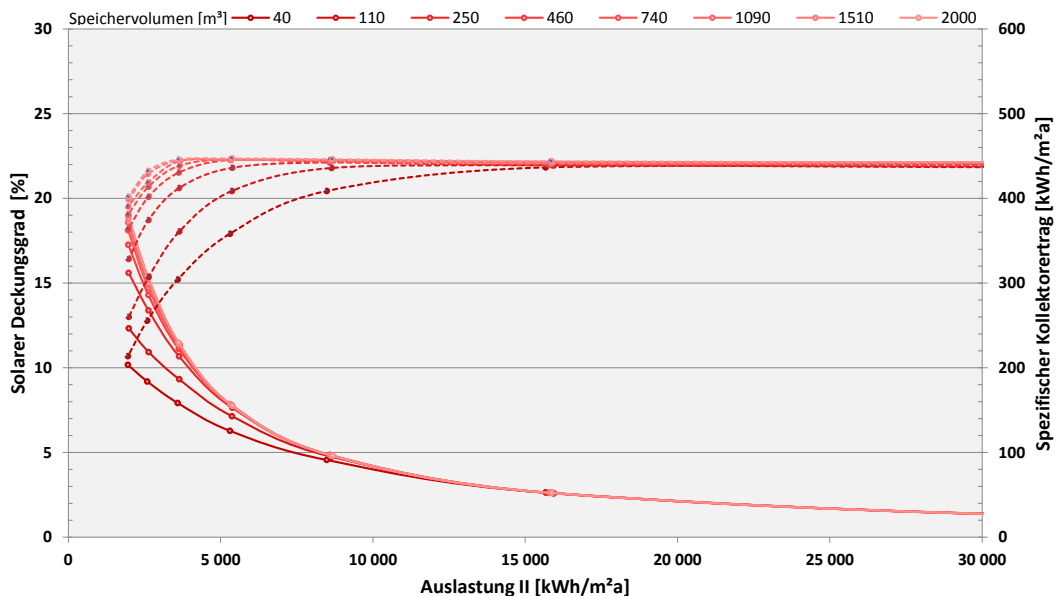


Abbildung 4-41. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorertrag (gestrichelte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergöße und Auslastung (AII) (urbanes Subnetz).
(Darstellung: SolarGrids-Excel-Tool)

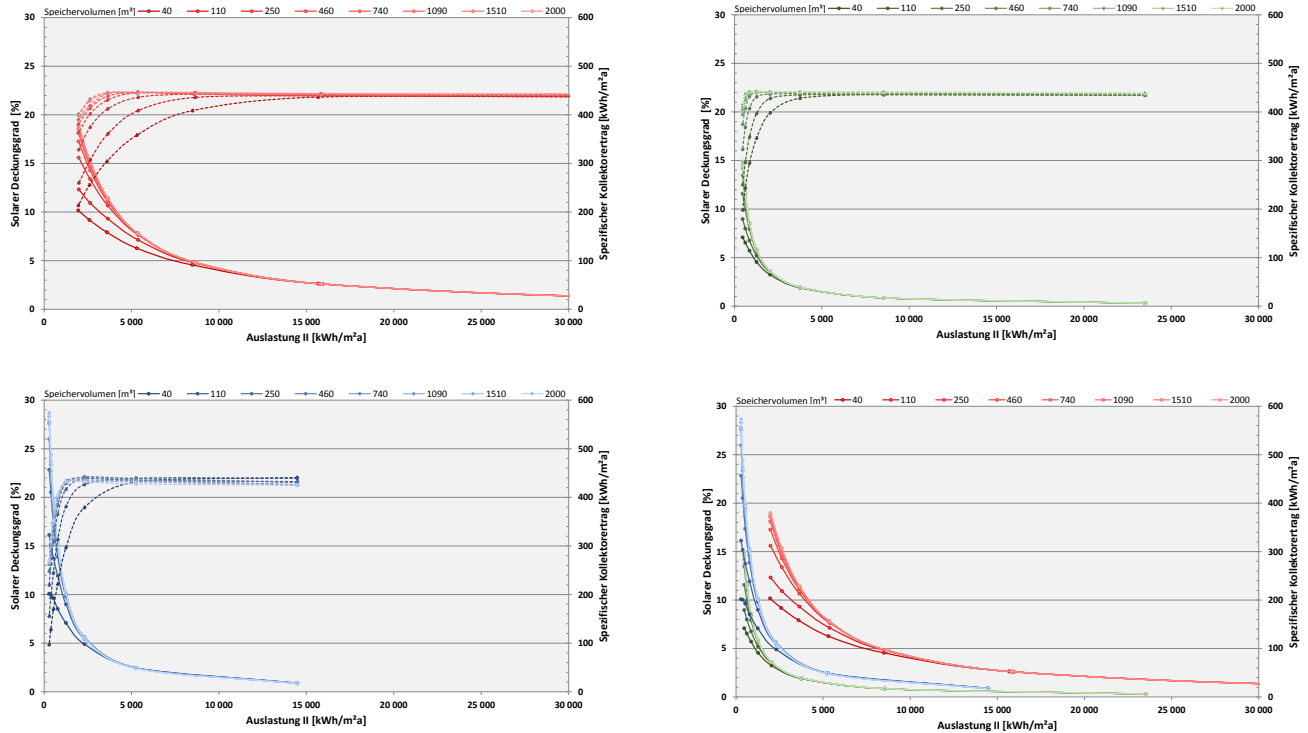


Abbildung 4-42. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergöße und der Auslastung (AII). Urbanes (rot, links oben), kleinstädtisches (grün, rechts oben) und ländliches Netz (blau, links unten).

Solarer Deckungsgrad vs. spezifischer Kollektorsertrag über der installierten Kollektorfläche

In den nachfolgenden Diagrammen werden nun alle Kennzahlen direkt über der installierten Kollektorfläche aufgetragen. Als zweite Dimensionierungsgröße wird das der Solaranlage zur Verfügung stehende Speichervolumen ebenso mit variiert.

Wie auch bereits in den Grafiken zuvor, zeigt sich auch hier die grundlegende Tendenz, dass ein steigender solarer Deckungsgrad (=größer werdende Kollektorfläche) einen sinkenden spezifischen Kollektorsertrag mit sich bringt (siehe Abbildung 4-43). Weiters zeigt sich, dass bei einem kleinen Speichervolumen (z.B. 40 m³) der Zuwachs an solarem Deckungsgrad mit der Kollektorfläche deutlich geringer ausfällt als bei einem großen Speichervolumen (z.B. 2000 m³).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

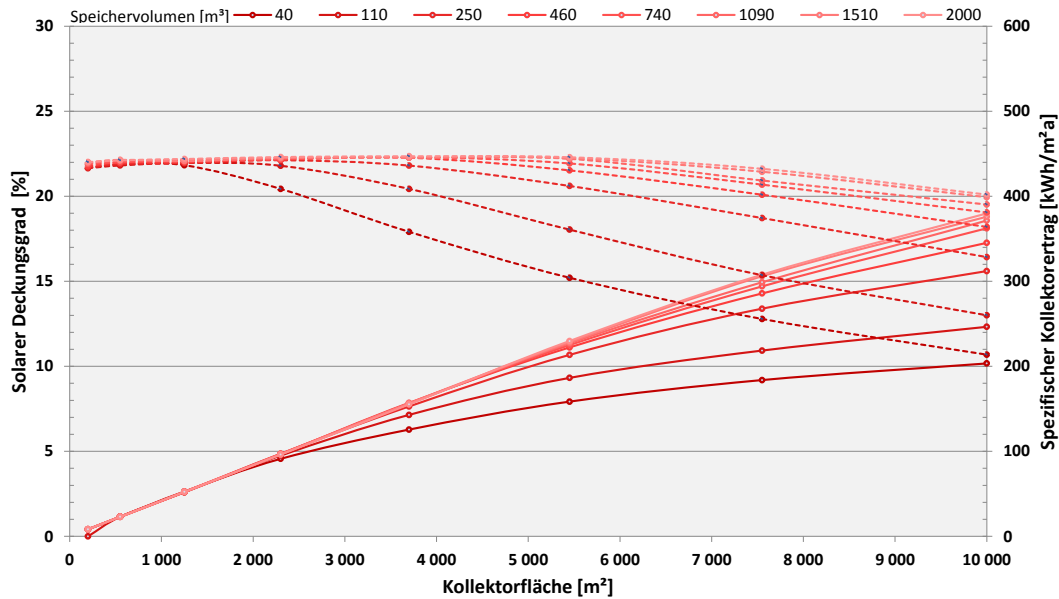


Abbildung 4-43. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergöße und Kollektorfläche (urbanes Subnetz)

Im Vergleich der drei Wärmenetze untereinander ist zu erkennen, dass die unterschiedlichen Abnahmeleistungen, Netzverluste und Vor- und Rücklauftemperaturen dazu führen, dass sich mit gleichem Einsatz an installierter Solarthermie merkliche Unterschiede im solaren Deckungsgrad ergeben.

Mit etwa 10 000 m² Kollektorfläche und einem Speichervolumen von 2000m³ sind im urbanen Subnetz (9077 kW, 140 kW und 80/55 °C) bis zu 18 % an solarem Deckungsgrad möglich. Im kleinstädtischen Wärmenetz (15650 kW, 420 kW und 95/62 °C) wären mit der gleichen Kollektorfläche maximal 15 % an solarem Deckungsgrad erreichbar. Das ländliche Netz (4315 kW, 420 kW und 95/65 °C) kann – wiederum mit der gleichen Kollektorfläche und demselben Speichervolumen – einen solaren Deckungsgrad von etwa 28 % erlangen. Die Grafiken in der Abbildung 4-44 zeigen diese Zusammenhänge zwischen Wärmenetz, installierter thermischer Solaranlage und dem solaren Deckungsgrad.

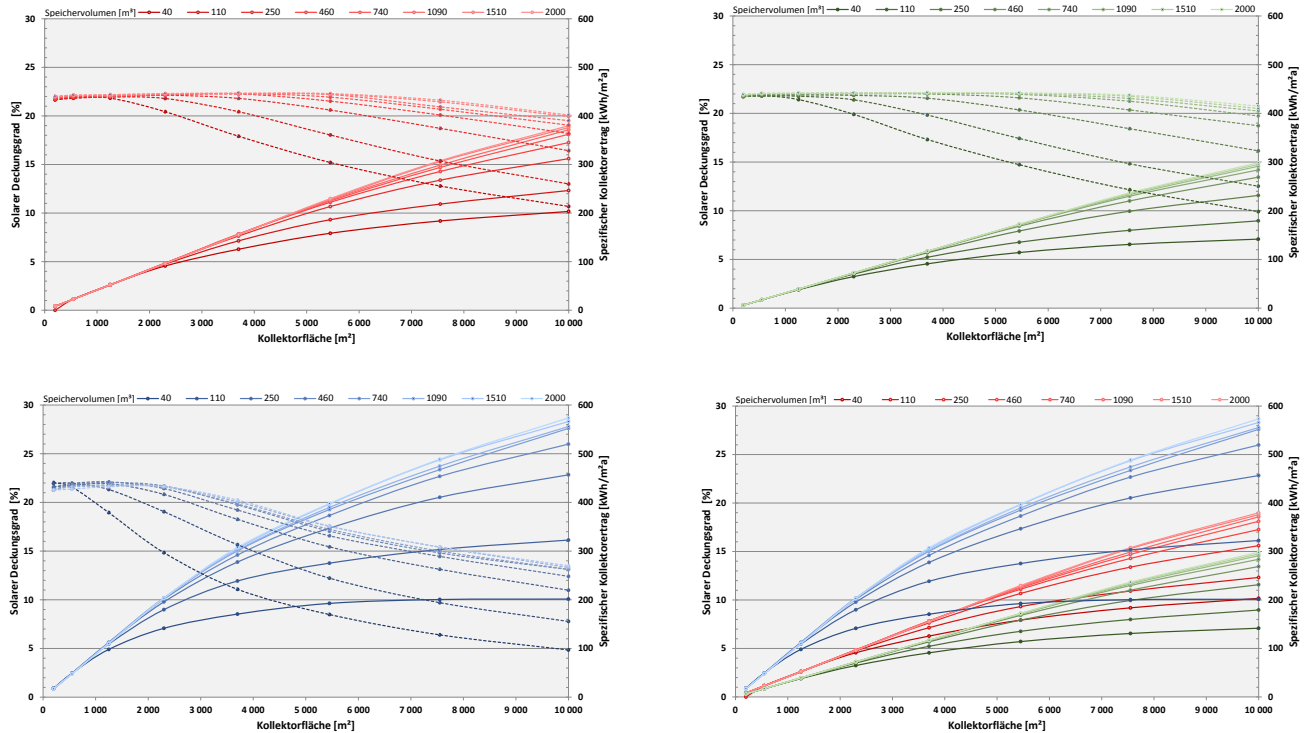


Abbildung 4-44. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorstrom (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergröße und Kollektorfläche. Urbanes (rot, links oben), kleinstädtisches (grün, rechts oben) und ländliches Netz (blau, links unten).

Betriebsstunden des Heizhauses

Der wichtigste technische Aspekt für die Nutzung von Solarthermie insbesondere in kleineren Wärmenetzen ist die im Allgemeinen schlechte Sommerbetriebssituation von Heizkesseln. Die verhältnismäßig geringe Menge an benötigter Nutzenergie führt zu vielen Kesselbetriebsstunden im Schwach- und Teillastbereich, bringt hohe Bereitschaftsverluste in Zeiten mit sich, wo nur der Kessel warm gehalten und keine Energie abgenommen wird. Das Anfahrverhalten ist vor allem bei Biomasse-Kesseln sowohl betriebstechnisch als auch emissionsmäßig als ungünstig zu bewerten.

Darüber hinaus tritt auch im Schwachlastbetrieb eine mechanische Belastung in vielen Teilen des Biomassekessels, des Fördersystems samt Schnecken oder den Ventilatoren auf, was im Verhältnis zum Nutzen zu übergroßen Verschleißerscheinungen führt. Bei Öl- bzw. Gaskesseln ist eine derartige, überdurchschnittliche mechanische Belastung nicht zu erwarten. Die Kessellieferanten geben hierzu äußerst unterschiedliche Angaben bezüglich einer Verlängerung der Kessel Lebenszeit von wenigen Prozenten bis hin zu 30 Prozent an, wenn der Sommerschwachlastbetrieb unterbunden wird und der Kessel in den Sommermonaten nicht in Betrieb gehen muss.

Die drei betrachteten Wärmenetze sind nahezu das gesamte Jahr in Betrieb. Das urbane Netz weist 8760 Betriebsstunden der Kessel auf. Die beiden anderen Netze zeigen 8200 bis 8400 Betriebsstunden des Kesselhauses, ohne solarthermische Unterstützung auf. Durch eine Installation einer thermischen Solaranlage kann diese Betriebszeit des Heizhauses drastisch reduziert werden. In maximaler

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Ausbaustufe sind so etwa eine Reduktion von 12 bis 22 % an Betriebsstunden der Wärmeversorgung im Heizhaus möglich. In den nachfolgenden Grafiken sind diese Zusammenhänge für das urbane Subnetz (Abbildung 4-45), das kleinstädtische Netz (Abbildung 4-46) und das ländliche Netz (Abbildung 4-47) dargestellt.

Die größte Einsparung an Betriebsstunden ergibt sich jeweils für jene Variante an Kollektorfläche und Speichervolumen, die den maximalen solaren Deckungsgrad ergeben (vergleiche mit Abbildung 4-44). Ein zu kleines Speichervolumen (Abbildung 4-45, 40 m³ vs. 1510 m³), kombiniert mit einer großen Kollektorfläche, führt zu einem häufig stagnierenden thermischen Solarsystem was wiederum zu einer geringeren Einsparung an Betriebsstunden führt. Dieser Effekt zeigt sich für alle drei betrachteten Wärmenetze.

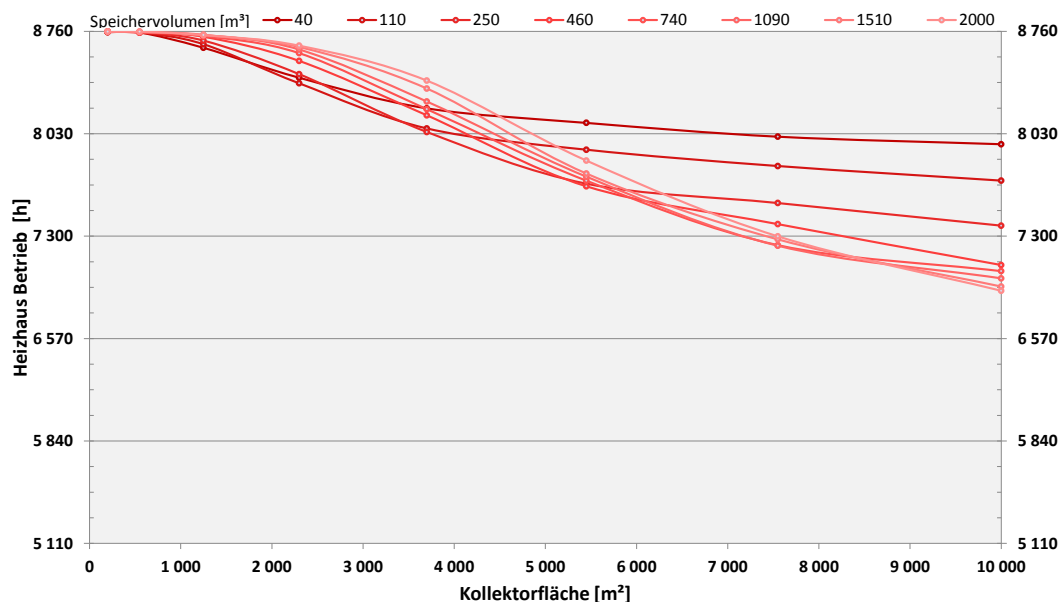


Abbildung 4-45. Betriebsstunden Heizhaus in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

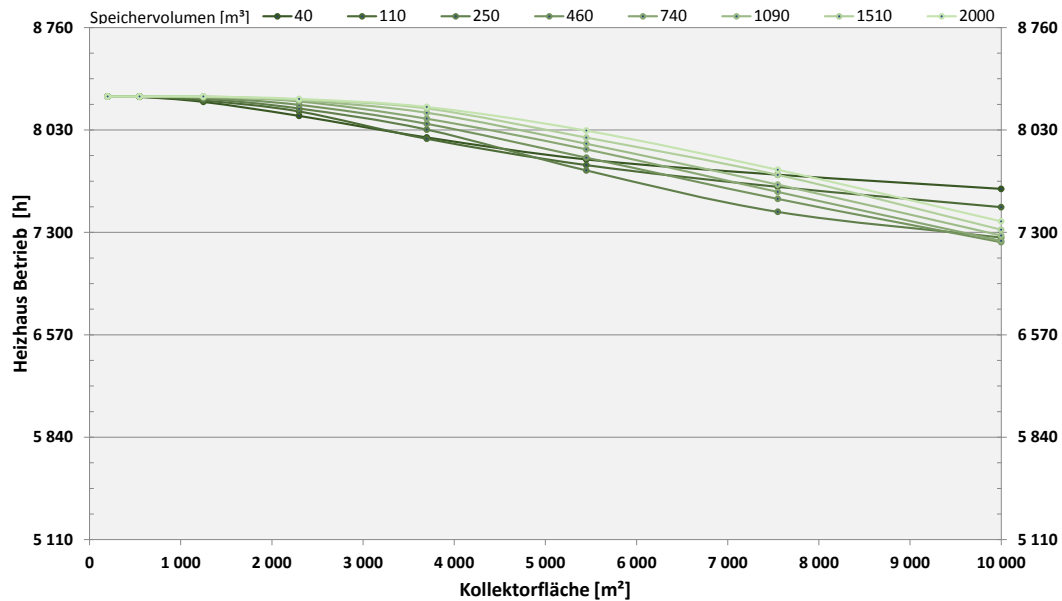


Abbildung 4-46. Betriebsstunden Heizhaus in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)

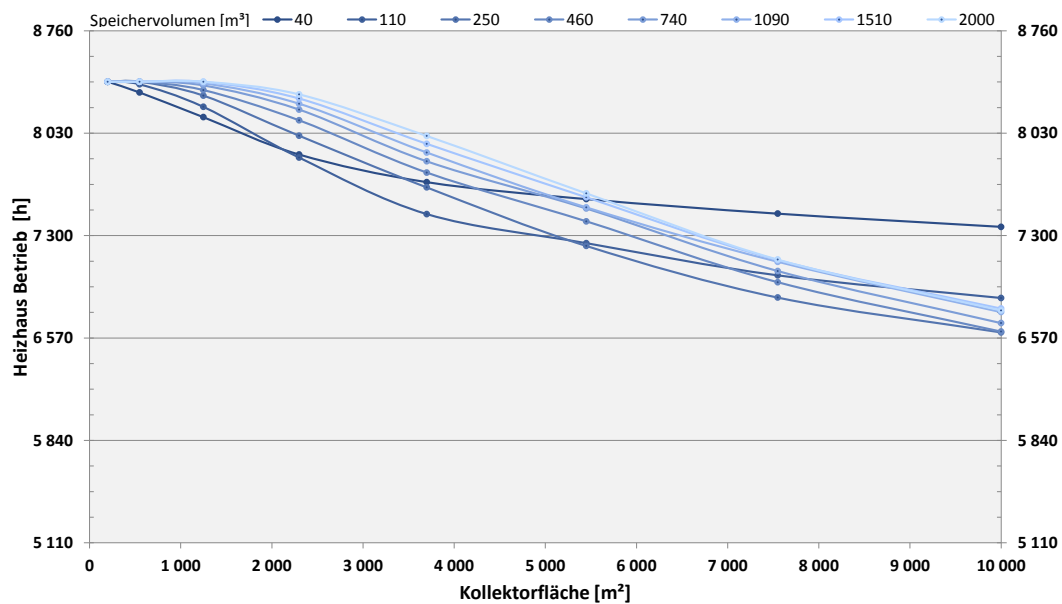


Abbildung 4-47. Betriebsstunden Heizhaus in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz)

Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke

Der Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke ist definiert als die verkaufte Wärme, bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz, wobei der Nutzungsgrad der Kesselanlage bis zum Eintritt Fernwärmenetz immer pauschal mit 85 % angenommen wird. Erträge aus Solaranlagen, Abwärmenutzung, Kondensationsanlagen etc. werden der Kesselanlage hinzugerechnet und können den Nutzungsgrad

der Bereitstelleranlagen erhöhen. Der Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke ist das Produkt aus dem Nutzungsgrad der Bereitstelleranlagen und dem Nutzungsgrad des Fernwärmenetzes.

Mit 01.01.2014 wird als Voraussetzung für die Förderbarkeit einer Neuanlage ein Gesamtnutzungsgrad von 75 % gefordert. Bei Ausbauten des Wärmenetzes muss der Gesamtnutzungsgrad steigen (Wärmebelegung und Netzverlust als Förderungsparameter entfallen), wobei der Nutzungsgrad bis zum Eintritt Fernwärmenetz hier ebenso pauschal mit 85 % angenommen wird. Höhere Nutzungsgrade der Bereitstellungsanlagen wären durch Brennstoffaufzeichnungen und Wärmemengenzähler nachzuweisen.

Betrachtet man die Ausgangssituation der drei gewählten Wärmenetze so ist ersichtlich, dass nur das urbane Subnetz (hohe Wärmedichte, geringe Netzverluste), bereits in der Ausgangsvariante ohne Solarthermie die geforderten 75 % Gesamtnutzungsgrad erreicht. Das ländliche und kleinstädtische Netz haben deutlich größere Wärmeverluste wodurch dort Gesamtnutzungsgrade ohne Solarthermie zwischen 62 und 72 % erzielt werden. Siehe hierzu Abbildung 4-48 bis Abbildung 4-50.

Bei einer Erweiterung der Wärmenetze, muss nun ein verbesserter Gesamtnutzungsgrad nachgewiesen werden, um in den Genuss einer Förderung zu gelangen. Dies kann nun durch die Einbindung von Erträgen aus Abwärmenutzung, Kondensationsanlagen oder ähnlichem erfolgen. An dieser Stelle soll die Integration von Solarthermie in die Wärmenetze näher betrachtet werden.

Das kompakte urbane Subnetz mit hoher Wärmedichte (siehe Tabelle 4-2) bedarf keiner zusätzlichen Solarthermie, um das geforderte Kriterium von 75 % Gesamtnutzungsgrad zu erreichen. Jedoch führt auch hier eine Installation einer thermischen Solaranlage zu einer deutlichen Erhöhung des Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke (NG qm). So könnten mit 10 000 m² an Kollektorfläche, der NG qm von etwa 80 % auf 97 % angehoben werden.

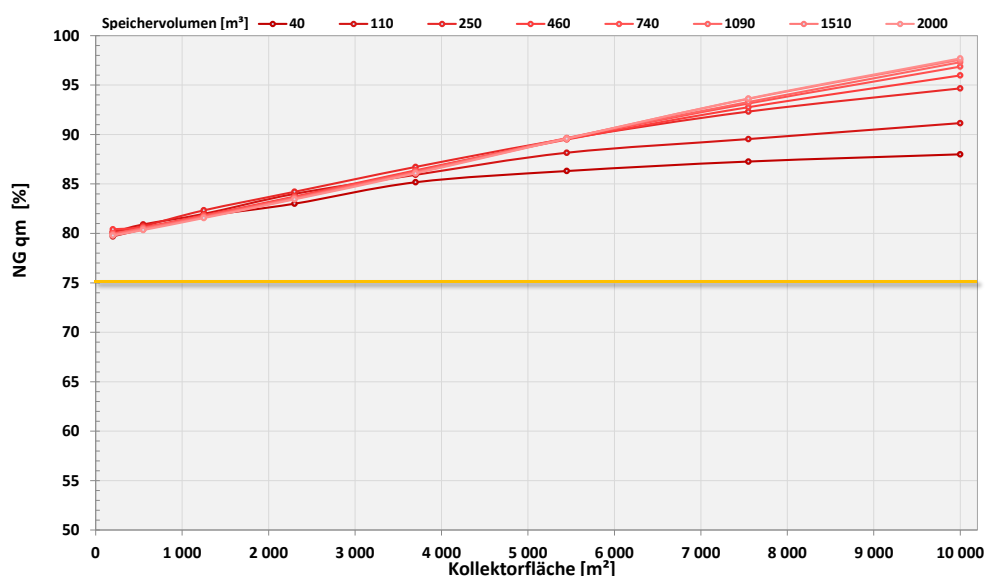


Abbildung 4-48. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz)

Im kleinstädtischen Netz mit mittlerer Wärmedichte (siehe Tabelle 4-2) bedarf es zusätzlicher Solarthermie, um das geforderte Kriterium von 75 % Gesamtnutzungsgrad überhaupt erst zu erreichen. Eine Installation einer thermischen Solaranlage mit etwa 3 600 m² und einem entsprechenden Speichervolumen, würden diesem Wärmenetz zum geforderten Gesamtnutzungsgrad verhelfen. Mit einer Integration von 10 000 m² an Kollektorfläche, würde der NG qm von etwa 72 % auf 84 % angehoben werden können.

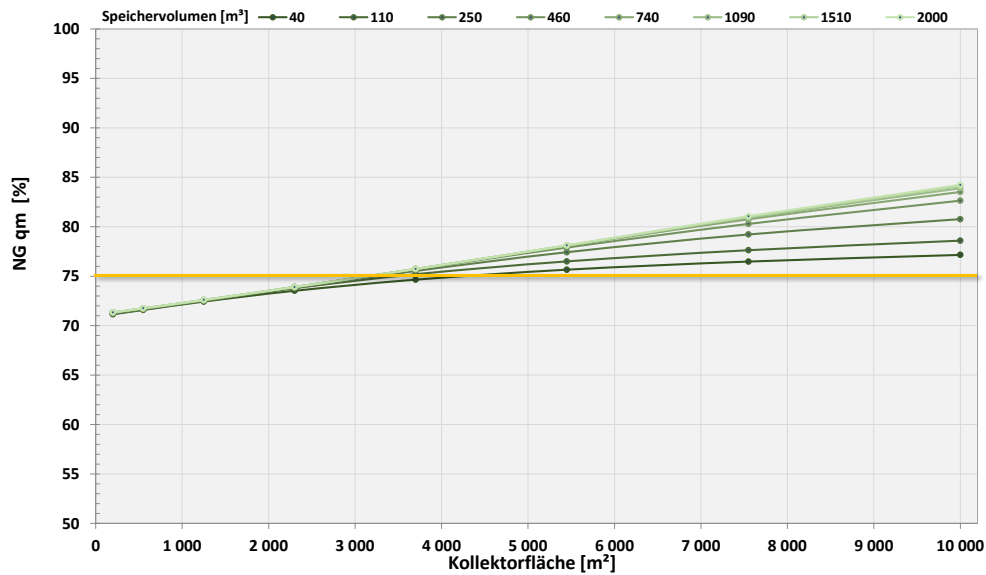


Abbildung 4-49. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke (NG qm) in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)

Im ländlichen Netz mit geringer Wärmedichte (siehe Tabelle 4-2) bedarf es ebenso an zusätzlicher Solarthermie, um das geforderte Kriterium von 75 % Gesamtnutzungsgrad überhaupt erst zu erreichen. Hier ist bereits eine Installation einer thermischen Solaranlage mit etwa 5000 m² und einem entsprechenden Speichervolumen nötig, um diesem Wärmenetz zum geforderten Gesamtnutzungsgrad zu verhelfen. Mit einer Integration von 10 000 m² an Kollektorfläche, würde der NG qm von etwa 62 % auf 87 % angehoben werden können.

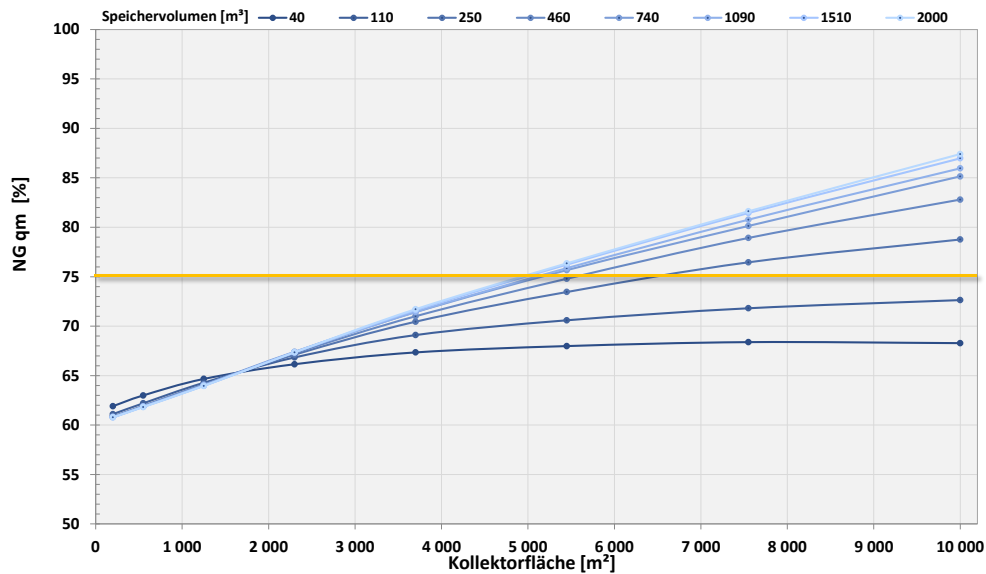


Abbildung 4-50. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz)

4.5.2 Bewertung der Ergebnisse hinsichtlich der ökonomischen Randbedingungen

Für die ökonomischen Betrachtungen wurden die einzelnen Varianten der unterschiedlichen Speicher- und Kollektorflächen mit den jeweiligen Kostenfunktionen (siehe Kapitel 4.1 und Anhang 10.5) hinterlegt. Dadurch konnten die Auswertungen der technischen Faktoren um wirtschaftliche Faktoren wie spezifische Wärmekosten und Investitionskosten errechnet werden. Für die wirtschaftliche Betrachtung musste noch die Nutzungsdauer der Solaranlage bzw. des Speichers festgelegt werden, wobei sowohl ein nominaler kalkulatorischer Zinssatz sowie ein Fördersatz für Solar- und Speicherkosten fixiert werden muss. In Abbildung 4-51 bis Abbildung 4-53 sind die spezifischen Wärmegestehungskosten für die drei Fernwärmenetze dargestellt, wobei die wirtschaftlichen Randbedingungen im Diagramm angegeben wurden.

Der sich trotz der guten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (niedriger Zinssatz, lange Lebensdauer von Solaranlagen und Speicher) ergebende Wert lag für alle drei Netze bei den unterschiedlichen Kombinationen aus Kollektorfläche und Speichergröße im besten Fall zwischen 50 und 75 €/MWh.

Kleine Kollektorflächen (<1000 m²) weisen hohe spezifischen Wärmegestehungskosten auf. Der wirtschaftlich interessante Bereich beginnt bei etwa 2000 m² Kollektorfläche, mit moderatem Speichervolumen und reicht bis zu großen Kollektorflächen mit großen Speichervolumina. Dieses Verhalten zeigt sich bei allen drei Wärmenetzen. Beim ländlichen Wärmenetz zeigt sich als einzigem Netz ein deutliches Kostenoptimum bei etwa 2000 bis 4000 m² Kollektorfläche. Bei allen anderen Wärmenetzen sinken die Kosten bei größer werdenden Kollektorflächen im Rahmen der betrachteten Varianten (d.h. <10 000 m² Kollektorfläche).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

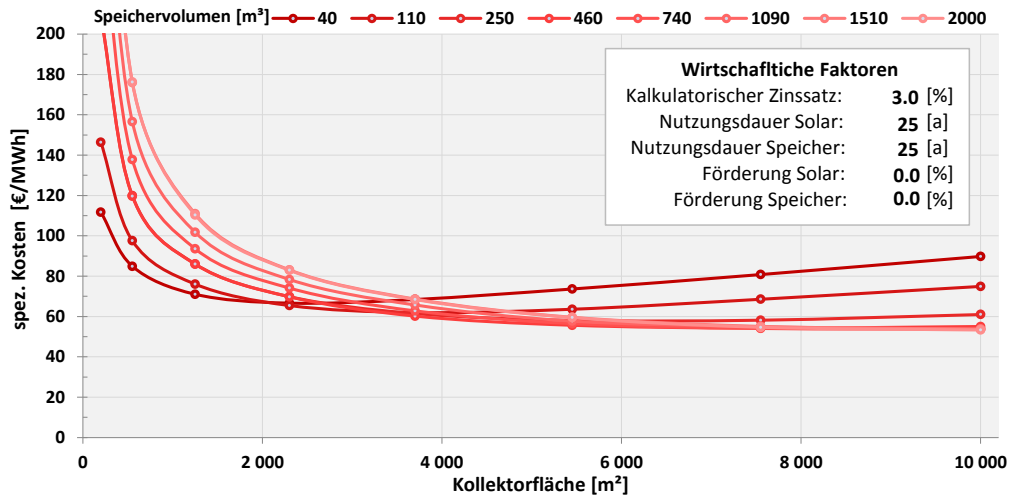


Abbildung 4-51. Spez. Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz)

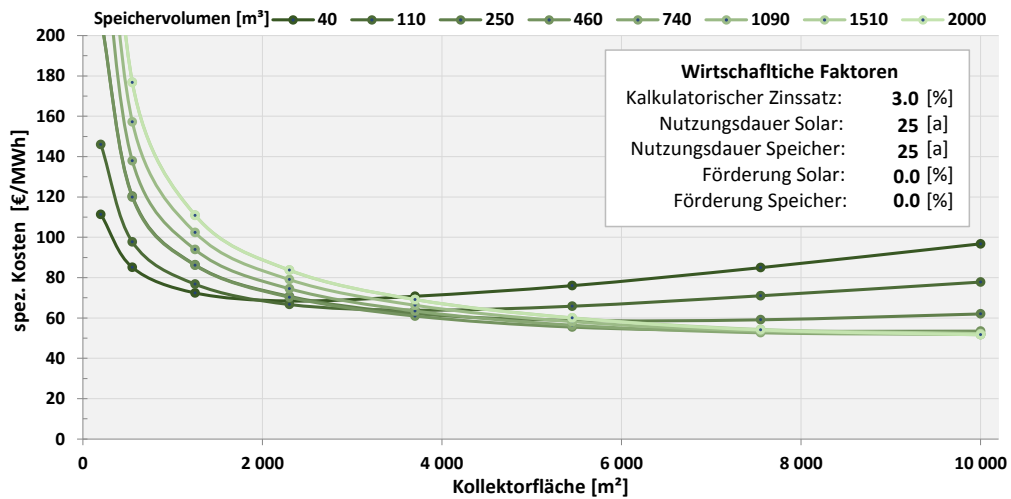


Abbildung 4-52. Spez. Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

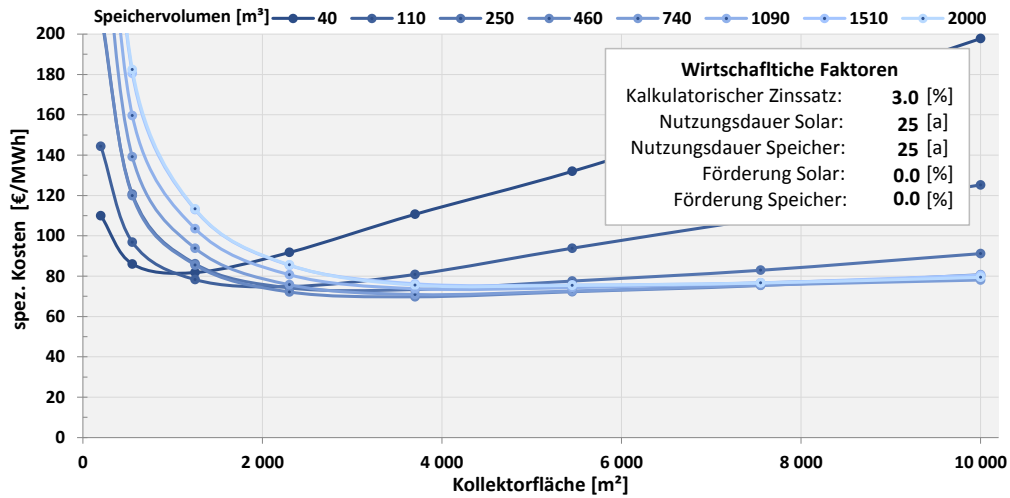


Abbildung 4-53. Spez. Wärmegegestehungskosten Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz)

Derzeit gibt es in Österreich die Möglichkeit, für die Errichtung eine Förderung zu lukrieren. Dabei gibt es zwei grundlegende Möglichkeiten. Zum einen die Umweltförderung des Lebensministeriums - die Förderung beträgt durchschnittlich 20 % der Anlagenkosten, die von der KPC in Form eines nicht rückzahlbaren Direktzuschusses ausbezahlt wird. (In Kärnten, Oberösterreich, Tirol und Vorarlberg ist eine additive Förderung durch das Land möglich. Damit können insgesamt bis zu 45 % der Anlagenkosten gefördert werden.)

Zum anderen gibt es das Großsolaranlagenprogramm des Bundes – die Förderung beträgt durchschnittlich 45 % der Anlagenkosten. Förderbare Kosten umfassen die thermische Solaranlage inklusive Verrohrung, den Pufferspeicher, die Systemeinbindung sowie die Messinstrumente für die Begleitforschung und werden im Ausmaß von maximal 50 % der umweltrelevanten Investitionskosten in Form von nicht rückzahlbaren Direktzuschüssen ausbezahlt.

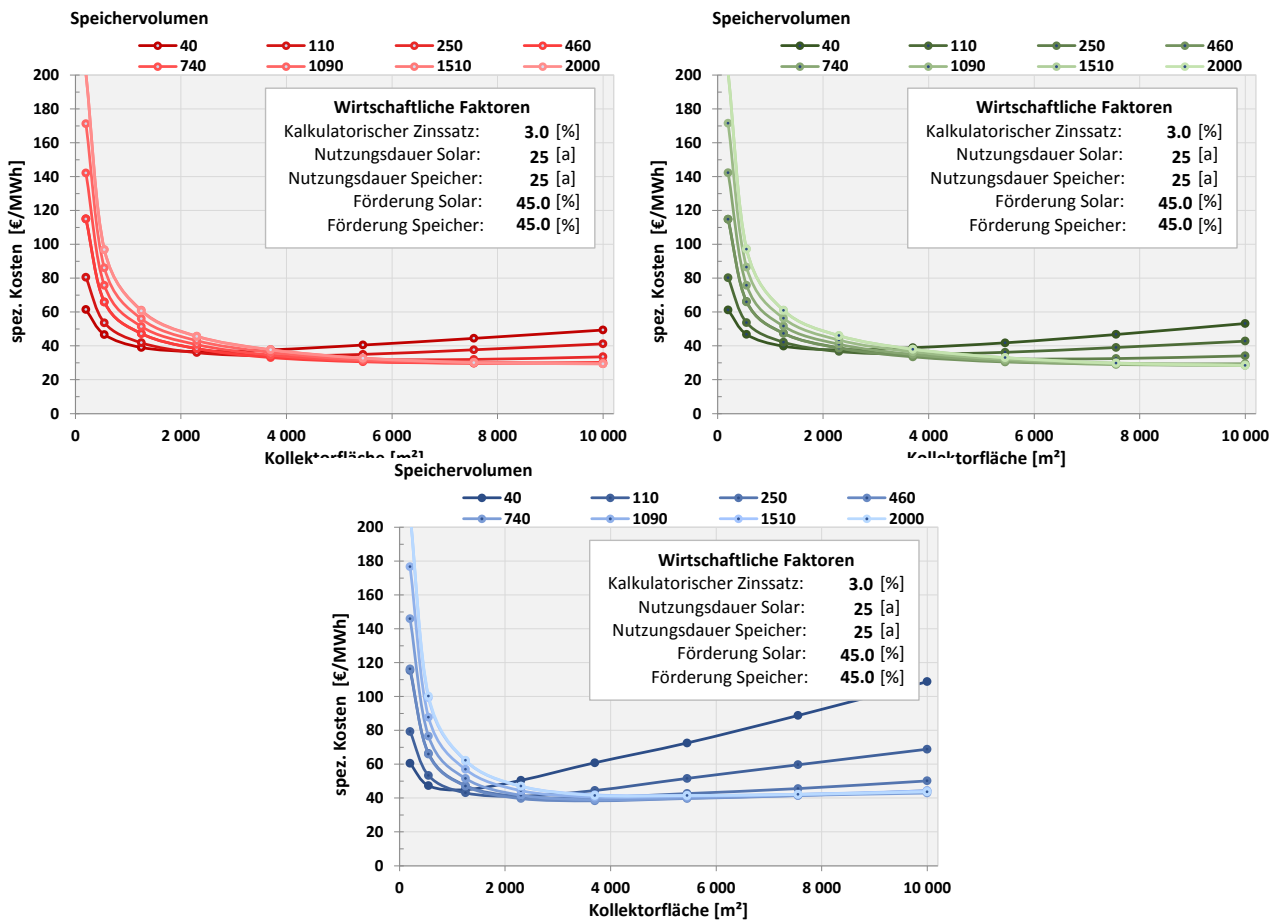


Abbildung 4-54. Vergleich der spez. Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche – Förderquote 45 %. Vergleich der drei Wärmenetze: urban (rot, links oben), kleinstädtisch (grün, rechts oben), ländlich (blau, unten).

In beiden Fällen der Förderung können also etwa 45 % der Anlagenkosten gefördert werden. Diese Förderquote von 45 % wurde bei der Berechnung der spezifischen Wärmegestehungskosten in Abbildung 4-54 hinterlegt. Die anderen wirtschaftlichen Randbedingungen sind dabei unverändert geblieben. Es zeigen sich vergleichbare Verläufe der Kosten, hinsichtlich der Kollektorfläche und Speichervolumen minimaler Kosten. Die spezifischen Wärmegestehungskosten reduzieren sich hierbei auf minimale Werte zwischen 30 und 40 €/MWh unter Berücksichtigung der Förderung.

4.5.3 Ergebnisse Sensitivitäten und langfristige Aspekte

Nachfolgend werden, exemplarisch für die betrachteten Wärmenetze, Variationen der gewählten Randbedingungen der Basisvarianten vorgenommen, um die Sensitivität der Ergebnisse hinsichtlich dieser Randbedingungen darzustellen. Hierbei unterscheidet man langfristige Aspekte, wie eine thermische Sanierung des Gebäudebestands und deren Wärmeabgabesysteme, bei gleichzeitiger Klimaerwärmung. Andererseits gibt es technische Aspekte im Netzbetrieb, wie die Position der Heizzentrale(n) und der thermischen Kollektorflächen sowie des Energiespeichers die im Detail betrachtet werden können.

Sanierung des Gebäudebestands

Der den drei Wärmenetzen hinterlegte Gebäudebestand wird in Anlehnung an Kapitel 5.4 bis zum Jahre 2030 um 20 % und bis zum Jahre 2050 um 40 % hinsichtlich des Energiebedarfs reduziert. Diese Reduktion beinhaltet sowohl die partielle Sanierung des Gebäudebestands als auch den Einfluss der klimatischen Änderung (siehe auch Kapitel 4.4.5 und 4.4.6)²⁷. Des Weiteren ergibt sich durch die thermische Sanierung des Gebäudebestands eine Reduktion der Anforderung hinsichtlich der notwendigen Sollvorlauftemperatur. Die Rücklauftemperatur ergibt sich dann aus dem Gebäudestandard und dem hinterlegten Wärmeabgabesystem. Die thermische Sanierung der Gebäude impliziert daher indirekt auch eine Verringerung der maximal notwendigen Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz. Diese Reduktion fällt allerdings nur gering aus, solange nicht davon ausgegangen werden kann, dass der gesamte Altbestand an Gebäuden auf geringeren Energiebedarf saniert wird.

Durch den reduzierten, von den Verbrauchern nachgefragten Wärmebedarf (WB) und die reduzierten Vor- Rücklauftemperaturen ergibt sich für die Solaranlage die Chance, einen deutlich größeren Anteil am Gesamtenergiebedarf zu decken. Der im maximalen betrachteten Fall für das ländliche Netz erreichbare solare Deckungsgrad beträgt aktuell 28 %. Im Jahr 2030 (-20 % WB) sind es bereits 33 % und 2050 (-40 % WB) sind für den solaren Deckungsgrad knapp über 40 % erreichbar (siehe Abbildung 4-55). Der spezifische Kollektorsertrag der möglichen Maximalvariante (10.000 m² Solarkollektorfläche und 2.000 m³ Speichervolumen $\triangleq$ 200 l/m²) bleibt innerhalb der drei Varianten nahezu unverändert.

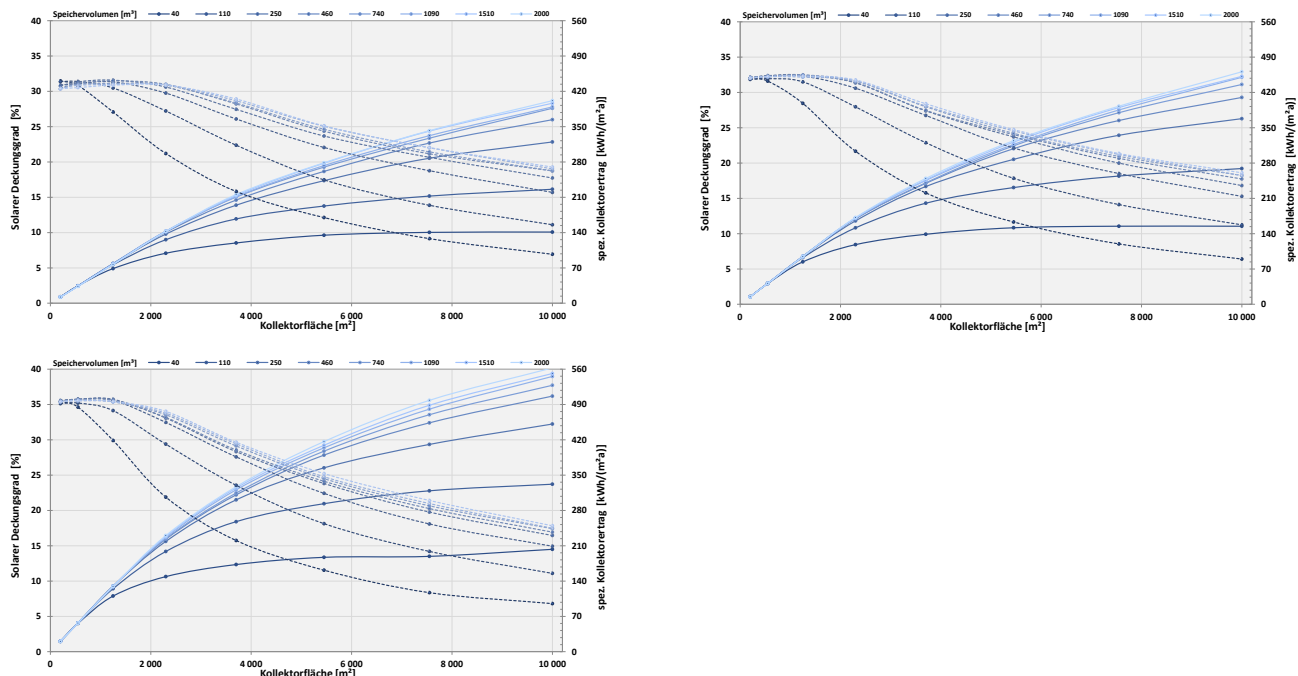


Abbildung 4-55. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) über der Kollektorfläche, ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links oben), 2030 (-20 % WB, rechts oben) und 2050 (-40 % WB, links unten)

²⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass dieses Szenario zwar durchaus eine gewisse Effizienz-Steigerung im Gebäudesektor erreicht, allerdings mit ambitionierteren Maßnahmen deutliche größere Energieeinsparungen erreichbar wären.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Durch die thermische Sanierung des Gebäudebestandes, ändert sich auch das Wärmeabgabesystem in Richtung geringerer Sollvorlauf und Sollrücklauf­temperatur. Dadurch reduziert sich im Auslegungsfall die notwendige maximale Vorlauftemperatur im Wärmenetz, für das thermisch sanierte Gebäude. Da aber zumeist einige wenige Gebäude im Versorgungsgebiet verbleiben, die nach wie vor eine hohe Vorlauftemperatur benötigen, kann diese zumeist nur minimal (-2 bis 4 K) verringert werden.

Wesentlich deutlicher ist der Einfluss der thermischen Sanierung des Gebäudebestandes auf die Rücklauftemperatur im Wärmenetz. Geringere Wärmedichten bedingen kleinere Massenströme, gekoppelt mit den geringeren Rücklauftemperaturen aus dem Gebäude ergeben sich reduzierte Rücklauftemperaturen im Wärmenetz. Zusätzlich zeigt sich bei Netzen mit geringer Anschlussdichte, bedingt durch die längere Trassenlänge eine stärkere Auskühlung des Mediums.

Eine Erhöhung der Kollektorfläche erwirkt auch die Erhöhung mittleren Netz-Vorlauftemperatur durch den immer höher werdenden solaren Deckungsgrad. Die mittlere Netz-Rücklauftemperatur bleibt diesbezüglich unverändert. Die beschriebenen Zusammenhänge sind in Abbildung 4-56 für die drei Wärmenetze ersichtlich.

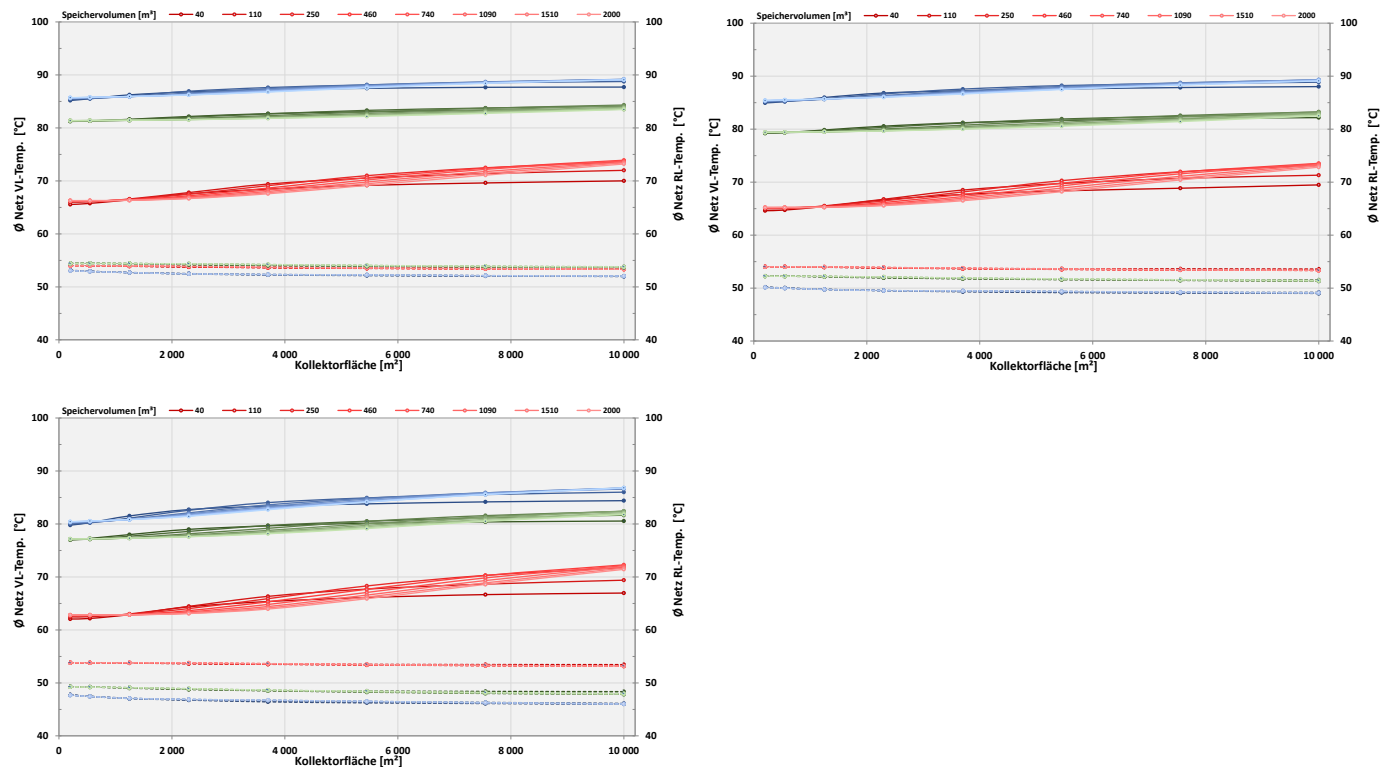


Abbildung 4-56. Durchschnittliche Netz-Vorlauf- (durchgezogene Kurven) und Rücklauftemperatur (strichlierte Kurven) über der Kollektorfläche, urbanes Subnetz, kleinstädtisches und ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links oben), 2030 (-20 % WB, rechts oben) und 2050 (-40 % WB, links unten)

Hinsichtlich der Kosten je produzierter MWh zeigt sich eine leichte Reduktion, bei einer gleichzeitigen Verringerung der Wärmeabnahme aus dem **ländlichen Wärmenetz**. Die minimalen Kosten sinken von etwa 71 €/MWh auf 66 €/MWh. Gleichzeitig verschiebt sich das Kostenminimum von ca. 3600 m² auf 2500 m² Kollektorfläche (siehe Abbildung 4-57 in blau).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Beim **urbanen Subnetz** mit hoher Anschlussdichte zeigen sich bei den Kosten keine Auswirkungen. Die minimalen Kosten je produzierter MWh bleiben bei etwa 52 €/MWh. Hinsichtlich der Dimensionierung kann man auch hier erkennen, dass sich das Minimum etwas weiter in Richtung kleinere Kollektorflächen verlagert (siehe Abbildung 4-57 in rot).

Daraus lässt sich ableiten, dass die thermische Solaranlage aus ökonomischer Sicht eher etwas kleiner zu dimensionieren ist, als sich aus den derzeitigen energetischen und klimatischen Rahmenbedingungen ergäbe, um eine für die zukünftige Anwendung optimale ökonomische Auslegung zu erhalten.

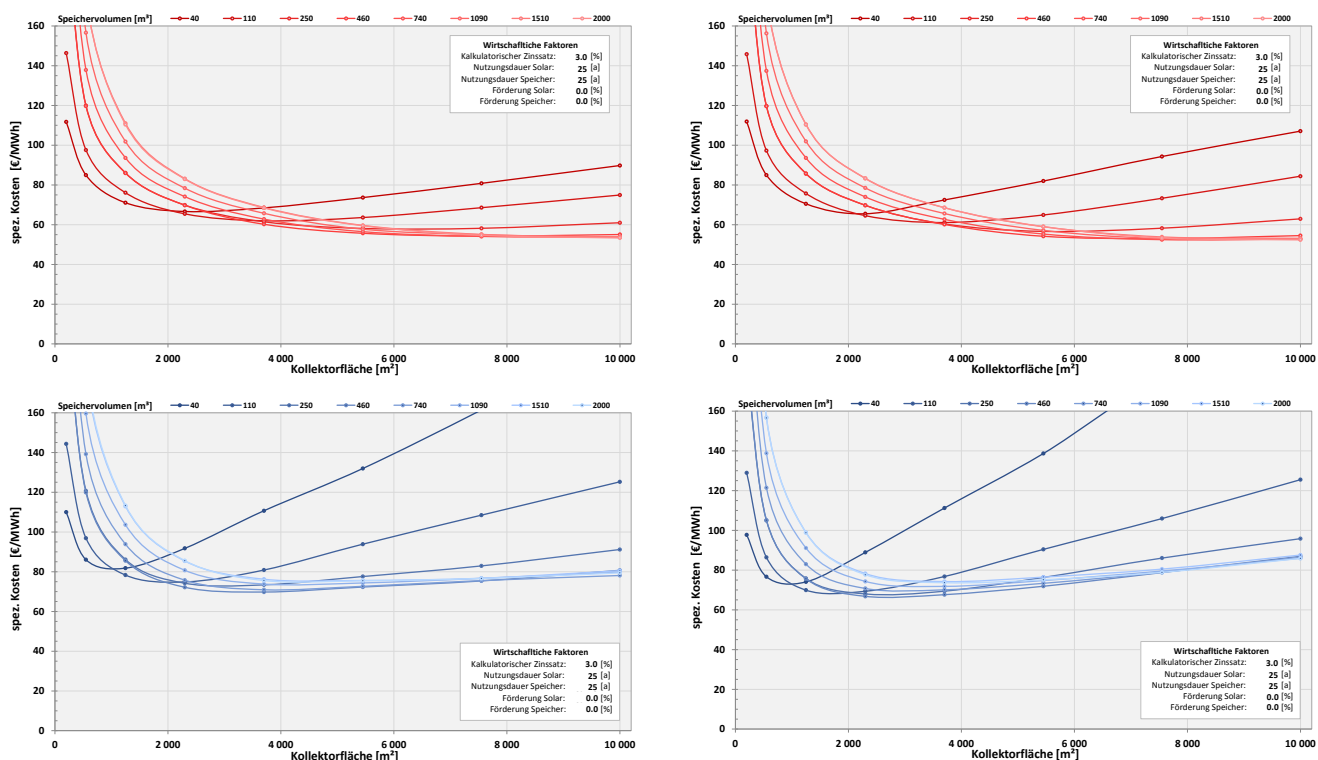


Abbildung 4-57. Spezifische Wärmegestehungskosten über der Kollektorfläche, urbanes Subnetz (rot, oben) und ländliches Netz (blau, unten), für die Jahre 2010 (links) und 2050 (-40 % WB, rechts)

Auf Grund der reduzierten Wärmenachfrage kommt es im ländlichen Wärmenetz im Jahr 2050 zu einer deutlichen Reduktion der notwendigen Betriebsstunden des Heizhauses. Dies ergibt sich einerseits durch den geringeren Heizwärmebedarf des Gebäudebestandes und damit einer verkürzten Heizperiode. Andererseits kann die Solaranlage einen deutlich höheren Anteil der Wärmenachfrage abdecken, wodurch sich ebenso die Betriebsstunden reduzieren. Im ländlichen Netz reduzieren sich somit die Betriebsstunden in der maximalen Ausbauvariante von etwa 6600 hr auf 5500 hr im Jahr 2050 (-40 % WB) (siehe Abbildung 4-58).

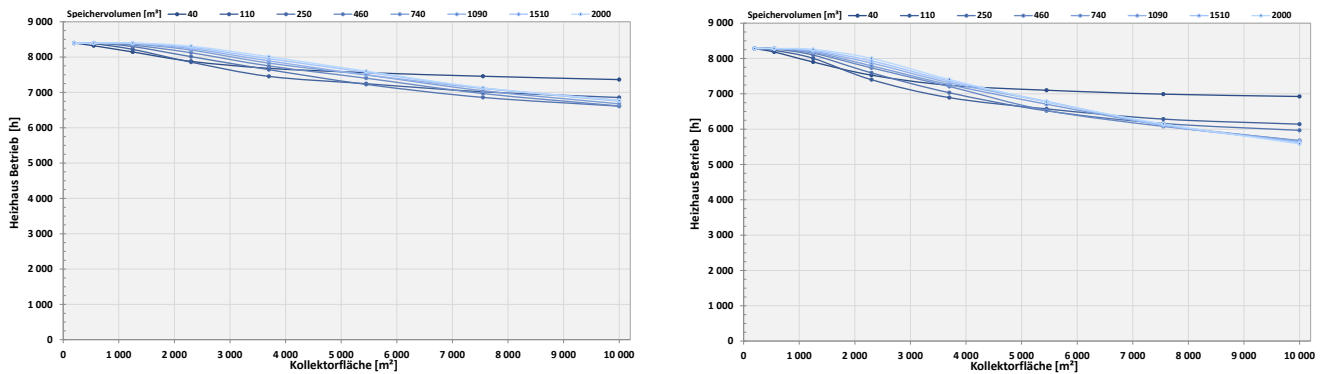


Abbildung 4-58. Betriebsstunden des Heizhauses über der Kollektorfläche, ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links) und 2050 (-40 % WB, rechts)

Bei der Betrachtung des Gesamtnutzungsgrades (NG qm) über der Kollektorfläche, zeigt sich, dass eine Reduktion der Wärmenachfrage um 40 % (2050), bei minimaler Kollektorfläche (200 m²) von 62 % auf 55 % absinkt. Allerdings zeigte die thermische Solaranlage bei einer reduzierten Wärmenachfrage deutliche höhere Zuwächse je installierten m² Kollektorfläche. In der Maximalvariante der Solaranlage ergibt sich somit ein Zuwachs von acht Prozentpunkten von 87 auf 95 % Gesamtnutzungsgrad (siehe Abbildung 4-59).

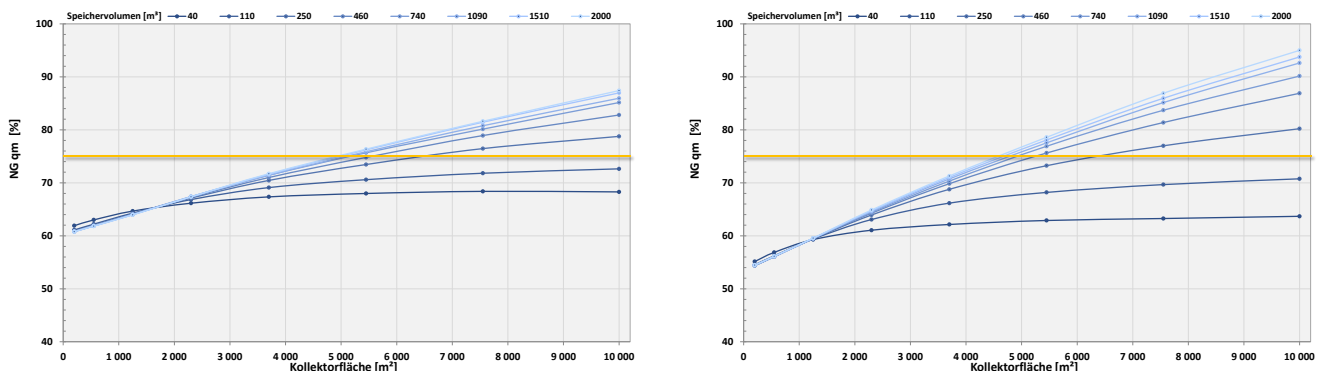


Abbildung 4-59. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke über der Kollektorfläche, ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links) und 2050 (-40 % WB, rechts)

Dezentrale Einspeisung

Durch die Integration zusätzlicher Wärmequellen in Fernwärmenetze an unterschiedlichen Positionen können die Druck- und Temperaturverhältnisse mitunter wesentlich beeinflusst werden. So können durch die dezentrale Einspeisung in das Fernwärmenetz, welche natürlich auch aus thermischen Solaranlagen erfolgen kann, Probleme gelöst werden, die sich während des Netzbetriebs ergeben. Beispielhaft kann das am kleinstädtischen Netz dargestellt werden.

Durch die gewünschte Wärmeversorgung der Grundlast aus dem Biomasseheizwerk im Westen des Netzes (günstigste Wärmekosten aller Wärmequellen) ergeben sich aufgrund der geringen Abnahme während der Sommermonate sowie in der Übergangszeit zeitweise sehr ungünstige Druckverhältnisse. Diese können durch eine Einbindung einer thermischen Solaranlage mit einer Größe von 3000 m² und einem Speicher von 50 m³ im Osten des Fernwärmenetzes und der maximalen Entladeleistung des Speichers von 300 kW wesentlich verbessert werden.

Die Darstellung der Differenzdrücke in Abbildung 5-60 zeigt die Verbesserung der hydraulischen Bedingungen. Gleichzeitig kann durch die Einspeisung von zwei unterschiedlichen Punkten in weiten Netzbereichen auch das Temperaturniveau im Netz-Vorlauf erhöht werden (siehe Abbildung 5-61). Diese gesteigerte Versorgungssicherheit schafft wiederum die Möglichkeit der Netzoptimierung z.B. durch die Reduktion der notwendigen Vorlauftemperaturen bzw. erforderlichen Differenzdrücke.

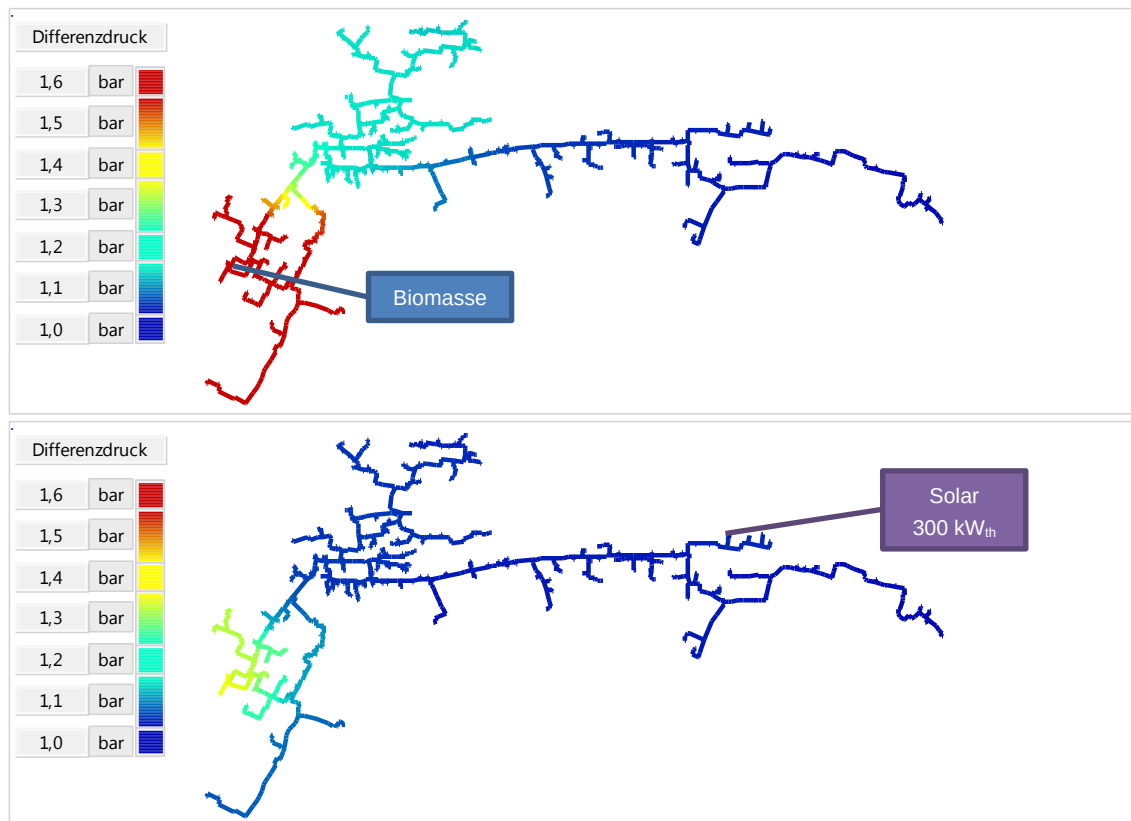


Abbildung 4-60. Verbesserung der Druckverhältnisse durch die Integration einer thermischen Solaranlage. Oben Ausgangssituation des Netzes, unten: nach Integration einer Solaranlage.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

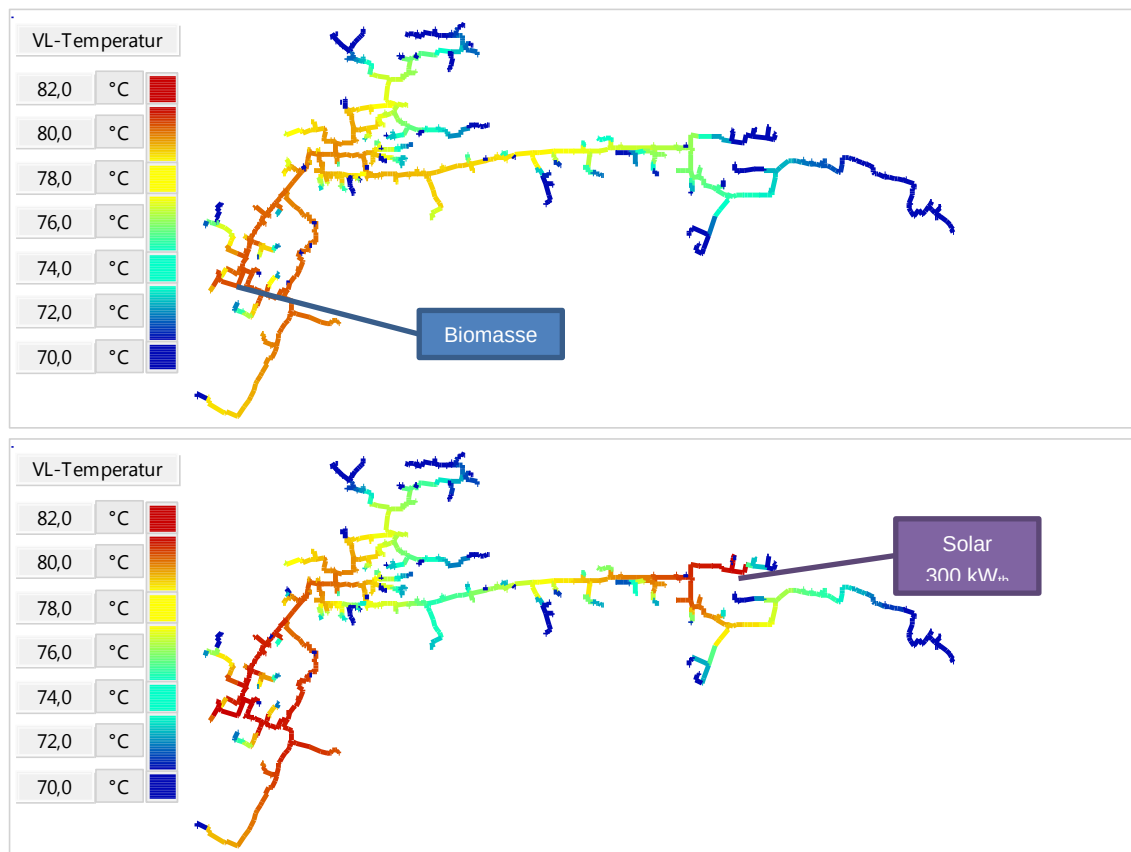


Abbildung 4-61. Verbesserung der VL-Temperaturverhältnisse durch die Integration einer thermischen Solaranlage. Oben Ausgangssituation des Netzes, unten: nach Integration einer Solaranlage.

Der Verlauf des Differenzdrucks sowie der durchschnittlichen Eintrittstemperatur in den Abnehmer-Übergabestationen (durchschnittlichen Versorgungstemperatur) in Abbildung 5-62 zeigt die Veränderungen durch die zusätzliche Wärmequelle. Es zeigt sich eine Reduktion des Differenzdrucks von durchschnittlich 2,3 auf 2,1 bar sowie eine Steigerung der Versorgungstemperatur von durchschnittlich 77,6 auf 78,7 °C während der Betriebszeiten mit Speicherentladung, wobei sich dies hauptsächlich während der Sommermonate einstellt.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

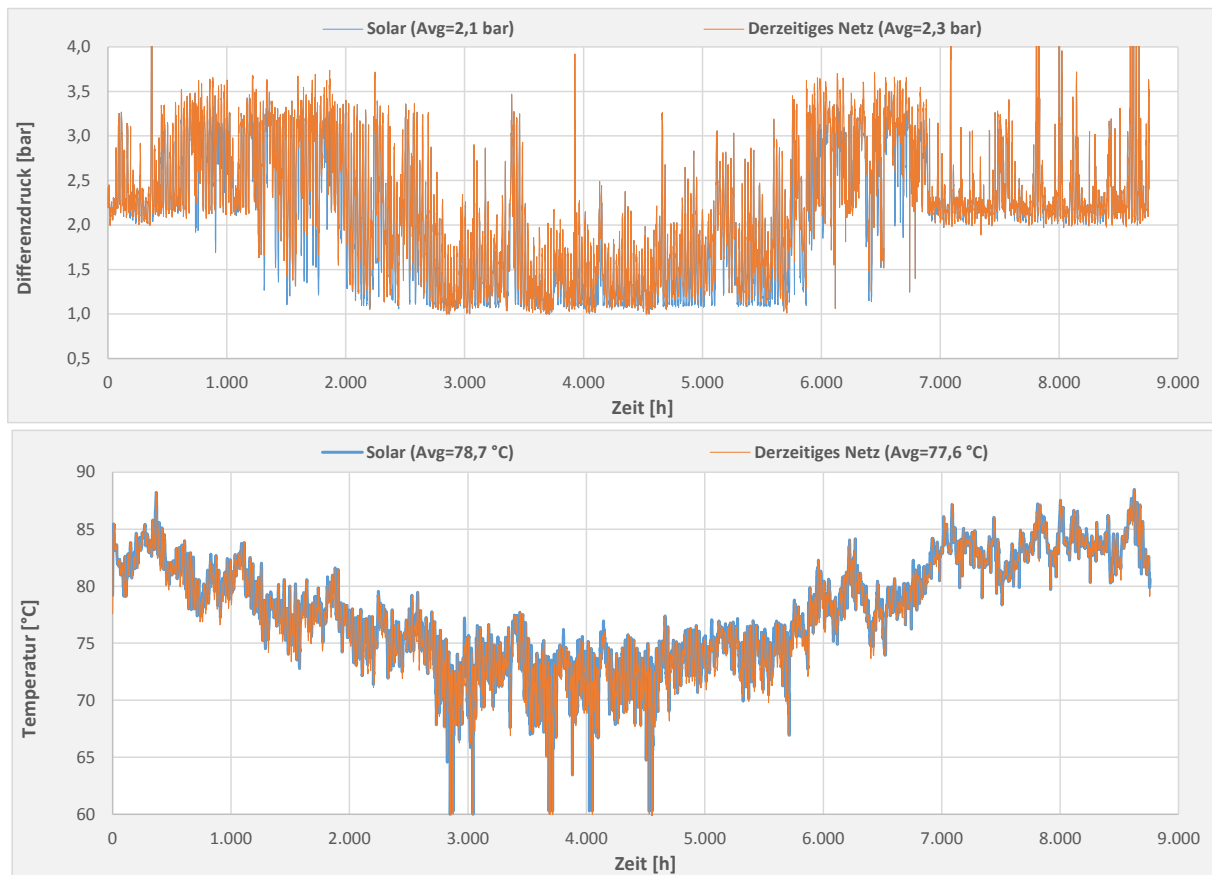


Abbildung 4-62. Jahresverlauf des Differenzdruck sowie der Versorgungstemperatur nach der Integration einer thermischen Solaranlage.

Die Jahressimulation des optimierten Systems ergab für die gesamte jährliche hydraulische Pumparbeit (Summenwert der hydraulischen Pumpleistung aller Wärmequellen aus Volumenstrom und Differenzdruck) sowie den jährlichen Wärmeverlust ergab ein Reduktionspotenzial der Pumparbeit von ~10 % (54,4 auf 49,7 MWh) bei gleichzeitiger Reduktion des Wärmeverlustes von ~1 % (4,94 auf 4,83 GWh) bei gleichbleibender Versorgungssicherheit.

Generell muss jedoch angemerkt werden, dass bezüglich der Verbesserung von hydraulischen und thermischen Netzverhältnissen durch die Integration von solarthermischen keine generellen Aussagen getroffen werden können. Dies begründet sich aus der Vielfalt an unterschiedlichen Netztypologien bzw. Besonderheiten, die sich für jedes Fernwärmenetz ergeben. Durch zusätzliche Wärmequellen sind aber sehr häufig Optimierungen des Netzbetriebs möglich, eine Beschränkung auf thermische Solaranlagen ist jedoch nicht zulässig.

5 Energiesystemische Analyse einer verstärkten Solarwärme-Integration in Wärmenetze unter Berücksichtigung der Transformation des Energie-Systems

In diesem Kapitel erfolgt eine systemische Betrachtung der Rolle der Fernwärme und die Einbindung von Solarthermie in einem sich wandelnden Energiesystem. Dabei wird zum Einen auf den sich ändernden Gebäudebestand und die damit einhergehenden Auswirkungen auf die zu versorgenden Wärmedichten eingegangen. Zum Anderen werden in einem integrierten Wärme- und Stromsystem die netzgekoppelte solarthermische Wärmeerzeugung und die mit dieser Technologie in Konkurrenz stehenden alternativen Wärmeerzeugungsmöglichkeiten beleuchtet.

Zu Beginn des Kapitels werden die globalen und (trans-)nationalen energiepolitischen Rahmenbedingungen, welche wahrscheinlich das Energiesystem in den kommenden Jahrzehnten prägen werden, dargestellt. In Kapitel 5.2 werden die möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf zur Raumwärmebereitstellung diskutiert und quantifiziert.

5.1 Anforderungen energie- und klimapolitischer Zielsetzungen und Szenariorahmenbedingungen

Die internationale Staatengemeinschaft (Copenhagen Accord, 2009) aber auch Nationen wie USA, China (siehe z.B. (Pressemitteilung des Weißen Hauses vom 11. November 2014), Japan oder die Europäische Gemeinschaft (Europäischer Rat, 2009, Europäischer Rat, 2011, European Commission, 2011a) haben sich darauf verständigt, die globale Temperatur bis zum Ende des Jahrhunderts um nicht mehr als 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau steigen zu lassen. Um den Temperaturanstieg auf dieses Niveau begrenzen können, darf die atmosphärische Treibhausgaskonzentration ca. 450 ppm CO₂-eq nicht überschreiten. Klimamodelle überführen das Temperaturziel schließlich in dynamische Treibhausgas-(THG)-Emissionsszenarien (siehe Abbildung 5-1).

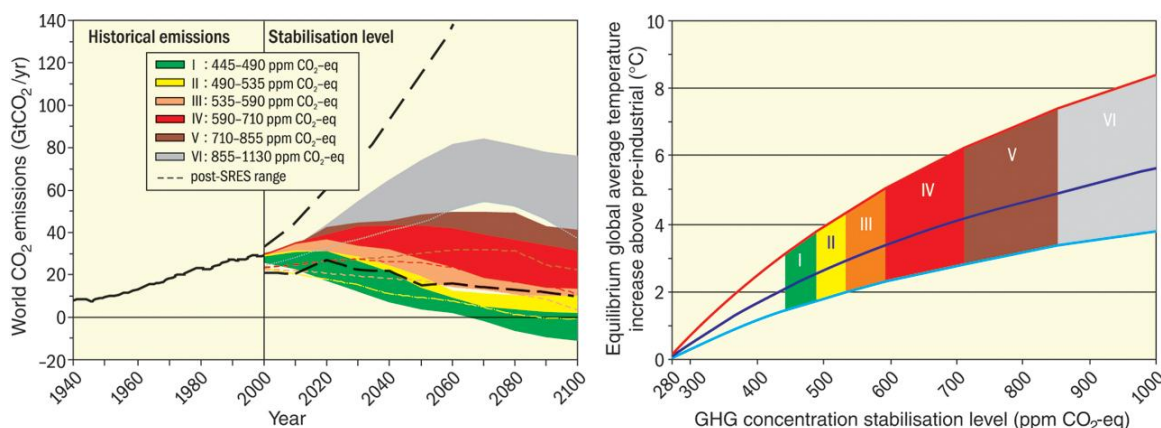


Abbildung 5-1. Entwicklung der globalen Treibhausgasemissionen in unterschiedlichen Szenarien und entsprechende Temperaturänderungen im Vergleich zum Durchschnitt 1980-1999 (oben rechts) in den SRES-

Szenarien.
(Quelle: IPCC (2007))

Auf diese globalen, bzw. makroregionalen Emissionsszenarien aufbauend, wurden in weiterer Folge von unterschiedlichen Forschungsinstitutionen konsistente nationale bzw. sektorale Emissionstrajektorien erstellt und damit den eigentlichen Akteuren greifbar gemacht. Für Österreich wurden solche Trajektorien u.a. bei Müller et al. (2012) erstellt und analysiert. Gemäß Müller et al. (2012) geht ein global konsistentes 2°-Grad Ziel mit einer Treibhausgasemissionsreduktion innerhalb von Österreich von etwa minus 80 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 einher. Sollte global konsistent ein 550 ppm-Szenario (~3°C-Ziel) bedeutet dies noch immer eine Reduktion der Emissionen um etwa 65 % gegenüber dem Niveau von 1990. Daraus wird ersichtlich, dass die Umsetzung einer Zukunft, in der sich die kumulierten Treibhausgase auf einem moderaten Niveau stabilisieren – aus heutiger Sicht – mit massiven Änderungen im Energiesystem, sowohl aufbringungs- als auch nachfrageseitig einher gehen werden.

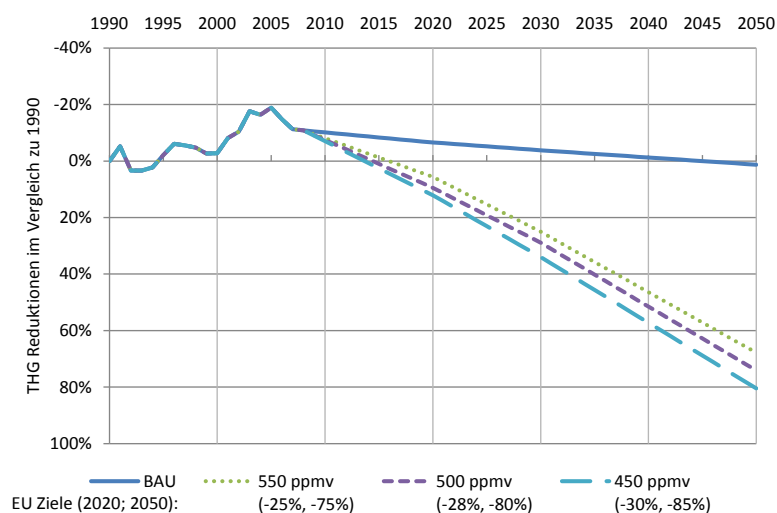


Abbildung 5-2. Treibhausgasemissions-Reduktionstrajektorien für das 550, 500 und 450 ppm-Szenario für Österreich.

(Quelle: Müller et al. (2012))

Neben den Top-down bestimmten Emissionstrajektorien wurden bei Müller et al. (2012) auch Bottom-up ermittelte Emissionspfade skizziert, welche mit den Top-down Pfaden konsistent sind. Aus diesen Untersuchungen zeigt sich, dass einige Sektoren gibt, die sich besonders schwer dekarbonisieren lassen. Entweder weil Prozesse mit inhärenten Prozessemissionen dominant sind (z.B.: Roheisenerzeugung, Zementherstellung) oder weil aus heutiger Sicht die CO₂-freie Energieversorgung als besonders schwierig erscheinen (z.B. Güterverkehr). Dies hat zur Folge, dass ohne massive Industrie-strukturelle Umbrüche diese Sektoren den überwiegenden Anteil des erlaubten Treibhausgasbudgets verbrauchen werden. Anderer Sektoren, insbesondere der Bereich der Gebäude sowie der Stromerzeugung, werden aufgrund der vergleichsweise einfachen Alternativen besonders hohe CO₂-Einsparungen erzielen müssen.

Daher sieht die „EU-Roadmap for a low-carbon economy“ European Commission (2011b) auch explizit ein CO₂-Reduktionsziel im Gebäudesektor (der wesentlich vom Wärmeverbrauch geprägt ist) von 88-91 % von 1990-2050 vor. Dementsprechend wurde in den letzten Jahren ein Rahmen an EU-Richtlinien geschaffen, um diesen Zielsetzungen Genüge zu tun. Diese beziehen sich sowohl auf die Reduktion des Energiebedarfs also auch die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger zur Deckung des Bedarfes. Konkret sind vor allem die folgenden EU-Richtlinien für den Energiebedarf im Gebäudesektor sowie für die Fernwärme relevant:

- **Gebäuderichtlinie (2010/31/EU):** Es sind vor allem zwei Instrumente, mittels derer in dieser Richtlinie Aktivitäten zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor in den Mitgliedstaaten verstärkt werden sollen. (1) Die Anforderung, dass aktuelle Bauordnungen dem Kosten-Optimalitätskriterium genügen sollen, vgl. z.B. Hermelink et al. (2013) oder Kranzl et al. (2014c). Mit dem entsprechenden Bericht (Mikulits and Thoma, 2013) hat Österreich argumentiert, dass das derzeit bereits der Fall ist. Insofern ist aus diesem Instrument keine weitere, erhöhte Anreizwirkung für Österreich zu erwarten. (2) Die Anforderung, dass ab Ende 2020 alle neuen Gebäude Niedrigstenergiegebäude sein müssen (für öffentliche Gebäude gilt dies ab Ende 2018). Die Definition von Niedrigstenergiegebäuden obliegt dabei den Mitgliedstaaten. Diese Definition und damit auch ein Plan zur schrittweisen Verschärfung der Bauordnung wurde von Österreich vorgelegt (OIB, 2012). Sowohl für Fernwärme als auch für Solarthermie ergibt sich insofern daraus eine Bedeutung, als dass dieser Plan als Indikatoren neben dem Heizwärme- und Endenergiebedarf auch den Gesamt-Energieeffizienzfaktor, den Primärenergiebedarf sowie CO₂-Emissionen vorsieht, die neue Gebäude sowie Gebäude bei größerer Renovierung zu erfüllen haben.
- **Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (2009/28/EC):** Mit dieser Richtlinie sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, bis 2020 einen gewissen Anteil erneuerbarer Energie am Endenergiebedarf zu erreichen. Für Österreich beträgt dieses Ziel 34 %. Darüber hinaus wird in Art 13 (4) von den Mitgliedstaaten verlangt, in ihren Bauordnungen bzw. anderen Regelwerken vorzuschreiben, „dass in neuen Gebäuden und in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ein Mindestmaß an Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt wird.“ Offenkundig ist dies sowohl für Fernwärme als auch für Solarthermie (objektbezogen oder integriert in Wärmenetze) von Relevanz.
- **Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU):** Die Energieeffizienzrichtlinie ist in mehrerer Hinsicht für Fernwärmebetreiber sowie u.U. auch für Solarthermie von Relevanz. Erstens sind Energielieferanten über die Umsetzung der Richtlinie im Energieeffizienzgesetz angehalten, jährliche Energieeinsparungen nachzuweisen. Welche Maßnahmen dafür in Frage kommen, ist derzeit (September 2014) noch offen. Es zeichnet sich jedoch ab, dass zentrale, in die Wärmenetze integrierte Solarkollektoren nicht zur Erfüllung dieser Verpflichtung anrechenbar sein werden, da diese nicht als Effizienz-Maßnahme, sondern als erneuerbare Energieträger verbucht werden. Umgekehrt könnte aber die Förderung objektbezogener, nicht in Wärmenetze integrierter Solaranlagen sehr wohl als Maßnahme in Betracht kommen. Zweitens müssen Mitgliedstaaten einen Bericht zu Potenzialen der Fernwärme und KWK,

einschließlich der Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien in Fernwärme-Netzen vorlegen. Dieser Bericht hat neben technischen auch ökonomische Untersuchungen zu beinhalten.

Mit dem Hintergrund dieser energie- und klimapolitischen Zielsetzungen einerseits und der europäischen und nationalen Rahmenbedingungen andererseits wurden für die energiesystemischen und energieökonomischen Analysen, die im Weiteren dargestellt werden, folgende Annahmen getroffen:

Es wird davon ausgegangen, dass eine CO₂ Emissionsminderung um 90 % bis 2050 in den Sektoren Stromerzeugung, Raumwärme und Warmwasser erfolgt. Da es nicht sinnvoll ist, das Stromsystem von Österreich isoliert zu betrachten, wird dieses Ziel in Szenarien für Österreich und Deutschland gemeinsam verfolgt. Passend zu den angestrebten hohen CO₂ Emissionsreduktionen wird angenommen, dass der Stromverbrauch (ohne Stromnutzung im Wärmesektor) von 2010 bis 2050 um 25 % auf 461 TWh (Summe Deutschland und Österreich) abnimmt. Die Brennstoffpreise für die Szenarien bis zum Jahr 2050 in diesem Projekt sind dem Primes-Referenzszenario 2013 mit aktualisierten Weltenergiepreisen²⁸ entnommen, welches auch vielen EU Studien zugrunde liegt. Die Energiepreise für das Jahr 2050 betragen: Erdgas 38.70 €/MWh Heizwert, Steinkohle 19.14 €/MWh Heizwert, Braunkohle 1.50 €/MWh Heizwert.

Weitere Details und Annahmen, die für die Fernwärme-Szenarien sowie die gesamt-Energiesystem-Szenarien zugrunde gelegt wurden, finden sich in den Kapiteln 5.4 und 5.5.

5.2 Szenarien zum Klimawandel und dessen Einfluss auf den Energiebedarf zur Raumwärmebereitstellung

Mit den aufgrund des Klimawandels global und in Österreich steigenden Temperaturen geht eine Reduktion der Heizgradtage einher. Damit ist – auch ohne Berücksichtigung von Sanierungsaktivitäten – eine Reduktion des Raumwärmebedarfs in Österreich zu erwarten.

Ziel dieses Kapitels ist es daher, die Auswirkungen der klimatischen Veränderungen auf Einfluss auf das Energiesystem, insbesondere in Hinblick auf den Energiebedarf für Heiz- und Klimatisierungszwecke zu analysieren. Die hier dargestellten Analysen bauen auf den Projekten: KlimAdapt: Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel (Kranzl et al., 2010) und PRESENCE: Power through resilience of energy systems: energy crises, trends and climate change (Kranzl et al., 2014a und Müller et al 2014) auf. Im Rahmen dieser Projekte wurde die Auswirkungen der Klimaänderungen von insgesamt 6 Klimaszenarien auf das Energiesystem untersucht. Die Bandbreite der untersuchten globalen Klimaänderung umfassen im KlimAdapt Projekt die IPCC Rahmenszenarien: A1B, A2 und B1, im PRESENCE Projekt wurden Szenarien von drei unterschiedlichen Klimamodellen zum A1B-Rahmenszenario ausgewertet. Diese Bandbreite spannt einen weiten Bogen der möglichen zukünftigen klimatischen Bedingungen auf. Lediglich die sehr emissionsintensiven A1F1 Szenariogruppe wurde außen vor gelassen.

²⁸ NTUA (2013): "PRIMES Reference case with updated world energy prices", Technische Universität Athen, 2013.

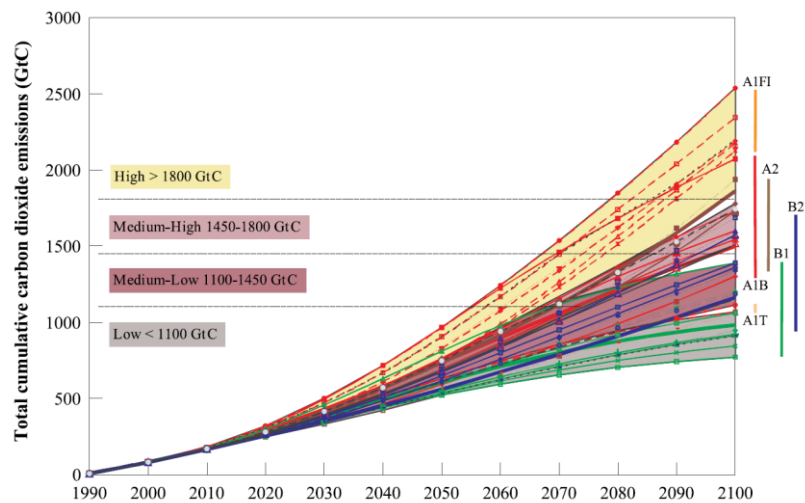


Abbildung 5-3. Bandbreiten der kumulierten Emissionen der IPCC – Szenarienfamilien.
(Quelle: IPCC (2000))

Für die möglichen regionalen Änderungen wurde dabei auf die Modellergebnisse von vier regionalen Klimamodellen (regional climate model. RCM) zurückgegriffen (REMO-UBA, REMO, REGCM3 und ALADIN; siehe Kranzl et al. 2010; Kranzl et al. 2014a). Die regionalisierten Klimasignale wurden auf Gemeindeebene verortet und gruppiert.

Im vorliegenden Projekt wurde auf die im Rahmen des PRESENCE vorgenommene Gruppierung von 10 Klimazonen zurückgegriffen. Diese unterscheidet Klimabedingungen entsprechend der vier Entitäten: Wintertemperatur, Sommertemperatur, solare Winterstrahlung und solare Sommerstrahlung.

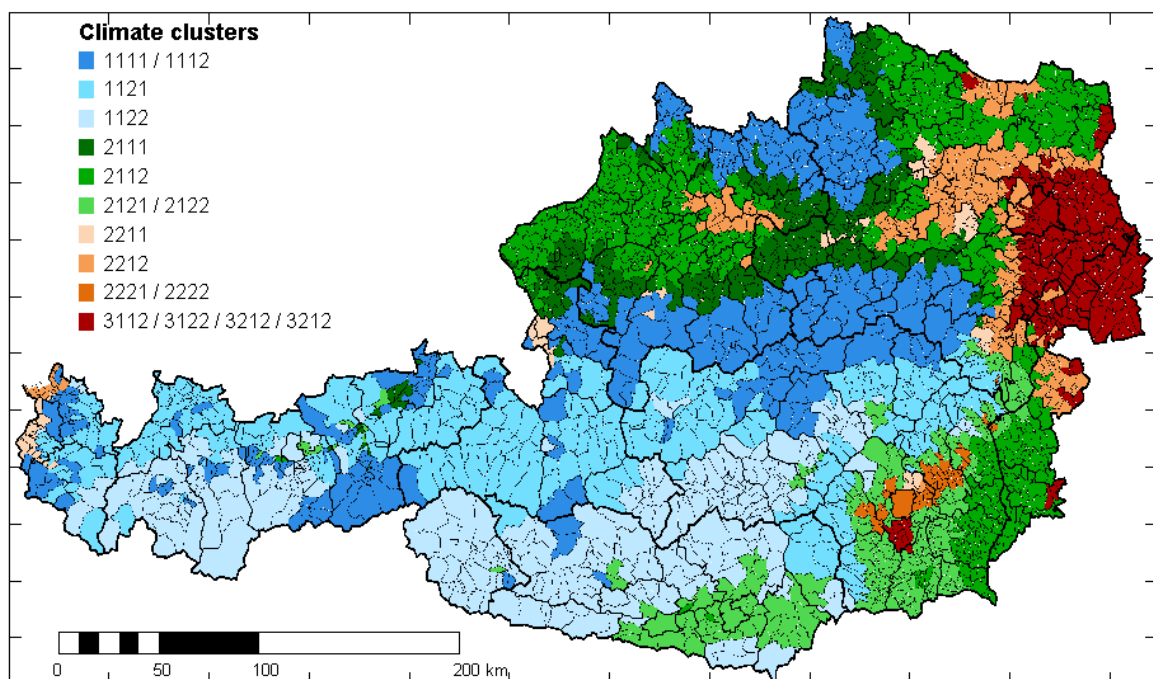


Abbildung 5-4. Klimazonen im zur Anwendung kommenden Gebäudebestandsdatensatz.
(Quelle: Kranzl et al. (2014))

Die Ergebnisse der Projekte KlimAdapt und PRESENCE zeigen, dass bis 2050, mit Hinblick auf den Energieeinsatz für Heizen und Warmwasser, der Einfluss von Sanierungsaktivitäten und Bauordnungsvorschriften deutlich größer ist, als der Einfluss des sich ändernden Klimasignals. Dies betrifft nicht nur die Änderungen in mittleren Szenarien sondern auch die Bandbreite der möglichen unterschiedlichen Entwicklungen. Im Rahmen des KlimAdapt-Projektes wurden energiepolitische Rahmenbedingungen und Maßnahmen aufgezeigt, die zu einer Reduktion des Endenergieeinsatzes für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung von etwa -50 % bis -55 % bis 2050 führen könnten. Die im Projekt Presence gewählten Rahmenbedingungen ergeben eine Reduktion des entsprechenden Endenergieeinsatzes im Bereich 25 % bis 40 %.

Normativ gewählte Ansätze (Müller et al.; 2012, Kranzl et al., 2012; Streicher et al., 2011) kommen zu dem Ergebnis, dass die erforderliche Dekarbonisierung des Energiesystems zur Erreichung von Klimaschutzziele mit einer Temperaturerwärmung von nicht mehr als 3°C bis 2100 eine Reduktion des Endenergieeinsatzes im Gebäudebereich zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung von zumindest 40 % zwischen 2010 und 2050 erfordern. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der zuvor erwähnten Projekte kann für den Bereich der energiepolitischen Rahmenbedingungen und Maßnahmen Handlungsbereich von etwa -25 % bis -60 % abgeleitet werden.

Der Einfluss des Klimawandels auf den Endenergieeinsatz zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung wurde im KlimAdapt-Projekt mit 3-6 % (auf Basis des RCM REMO-UBA für A1B, A2 und B1 Rahmenszenarien) für 2050 bezogen auf den Energieeinsatz 2005 quantifiziert. Im Presence-Projekt ergeben sich für das A1B Szenario auf Basis der Klimamodelle: Aladin model (Déqué M und Piedelievre JP, 1995), getrieben durch das globale Klimamodell (GCM) ARPEGE (Deque et al, 1995), das REMO Modell (Jacob und Podzun, 1997), getrieben durch das GCM: ECHAM5 (Roeckner et al., 2003), und das RegCM3 (Giorgi et al., 1993), getrieben durch das GCM: ECHAM5 eine klimabedingte Reduktion des Energieeinsatzes von etwa 5-7 % in 2050 gegenüber dem Verbrauchsniveau von 2010.

5.3 Flächenpotenziale zur Nutzung von solarthermischen

Naturgemäß stellt die Verfügbarkeit von Flächenpotenzialen eine Grundvoraussetzung der Solarthermie dar. Im Fokus dieses Kapitels stehen dabei die gebäudebezogenen Flächenpotenziale von Solarthermie. Hierzu wurde eine Analyse der für Solarthermie geeigneten Dachflächen auf Basis frei verfügbarer Solarkataster ausgewertet. Für Österreich stehen diese für die Städte Wien (Wiener Solarpotenzialkataster²⁹), Graz (Grazer Solardachkataster³⁰), St. Pölten (Solardachkataster St. Pölten³¹) und Gleisdorf (Solarpotenzialanalyse Gleisdorf³²), sowie für die Steirischen Bezirke: Bruck an der Mur, Graz-Umgebung, Weiz, Fürstenfeld, Feldbach und Radkersburg (Solardachkataster Steiermark³³) zur

²⁹ <https://www.wien.gv.at/umweltgut/public/grafik.aspx?ThemePage=9>

³⁰ http://geodaten1.graz.at/WebOffice/synserver?client=&project=solar_pv

³¹ <http://st-poelten.map2web.eu/>

³² http://www.stadtwerke-gleisdorf.at/pdfs/Karte_A1_solarpot_4.pdf

³³ <http://gis.stmk.gv.at/atlas2/solardachkataster.html>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Verfügung. Im Rahmen des Projektes konnte dabei nicht auf die Primärdaten, sondern lediglich auf aufbereitete GIS-Karten zurückgegriffen werden.



Abbildung 5-5. Detailansicht des steiermärkischen Solarkatasters
(Quelle: Solardachkataster Steiermark).

Dadurch war es nicht möglich, die Daten vollständig auszuwerten. Stattdessen wurden stichprobenartig zahlreiche Regionen ausgewertet.



Abbildung 5-6. Auszüge der Solarkataster für Gleisdorf, Graz-Umgebung, Wien und Graz-Stadt.

Auf Basis dieser Analysen wurde der durchschnittliche Anteil von Dachflächen (von Objekten die im Invert/EE-Lab Modell abgebildet sind) die sich für die solare Energiegewinnung eignen von etwa 50 % für kleine Gebäude, und etwa 85 % für große Gebäude abgeschätzt. Der deutlich höhere Anteil bei großen Gebäuden ergibt sich vorwiegend durch die bei diesen Gebäuden vorherrschenden Flachdächer. Dadurch ergibt sich ein deutlich geringerer Dachflächenanteil dessen Neigung entgegen der Einstrahlrichtung geneigt ist. Allerdings muss bei Flachdächern ähnlich wie bei Freiaufstellung ein Reihenabstand eingehalten werden, damit Abschattung vermieden wird. Daher wird bei Flachdächern zusätzlich eine Nutzungsgradrestriktion von 1 m² Kollektorfläche pro 2,5 m² Dachfläche berücksichtigt. Der Anteil jener Gebäude, denen eine prinzipielle Solareignung zugeordnet wird, wurde auf etwa 90 % in ländlichen Räumen und in Außenzonen von Städten abgeschätzt, den Kernzonen von Innenstädten wurde ein geringere Anteil von etwa 65 % (vor allem bedingt durch „schützenswerte Stadtbild“) zugeordnet. Die Aufteilung zwischen „sehr gut geeignet“ und „gut geeignet“ liegt bei etwa 50:50.

Auf Basis der, für das Invert/EE-Lab Modell aufbereiteten, österreichischen Gebäudedatenbestand-Datenbank, ergibt sich für 2008 im Modell eine horizontal projizierte Dachfläche von etwa 250 Mio. m². Unter den oben dargestellten Einschränkungen hinsichtlich der Flächen, die zur Nutzung von Solarenergie geeignet sind, ergibt sich eine horizontal projizierte Fläche von 110 Mio. m². Unter der Prämisse, dass zusätzlich 10 % der gesamten Dachflächen aufgrund von technischen Restriktionen (Randabstände, Dachfenster etc.) nicht nutzbar gemacht werden können, errechnet sich das horizontal projizierte Solar-Dachflächenpotenzial zu 90 Mio. m². Davon fallen etwa 36 Mio. m² auf Dachflächen auf Mehrfamilien-Wohngebäuden mit mehr als 10 Wohneinheiten pro Gebäude oder große Dienstleistungsgebäude. Dieses Flächenpotenzial wird in weiterer Folge als Basis zur Ermittlung des solaren Dachflächenpotenzials zur Wärmeeinspeisung in Fernwärmenetze herangezogen.

In Abbildung 5-7 wird das durchschnittliche dachgebundene Solarflächenpotenzial je Endenergieeinsatz zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung je Gemeinde dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass im Gemeindedurchschnitt etwa 2,3 m² horizontal projizierte Dachflächen je MWh Endenergiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung zur Verfügung stehen. Werden die Einschränkungen hinsichtlich der solaren Nutzbarkeit dieser Flächen gemäß der verfügbaren Solarkataster berücksichtigt, ergibt sich ein durchschnittliches Flächenpotenzial von 1,2 m² je MWh. Durch Einschränkung, dass 10 % der gesamten Dachfläche aufgrund von technischen Restriktionen nicht genutzt werden können, reduziert sich das Flächenpotenzial auf 0,8 m²/MWh. Wird nur das Dachflächen-Flächenpotenzial von großen Gebäuden berücksichtigt, ergibt sich ein Mittelwert von 0,33 m²/MWh. Aus den statistischen Daten hinsichtlich des Gebäudebestandes je Gemeinde zeigt sich der unterschiedliche Anteil der Gebäudetypen nach Größe der Gemeinde. In kleinen Gemeinden sind kleine Wohngebäude vorherrschend, mit steigender Einwohneranzahl der Gemeinden nimmt typischer Weise der Anteil von größeren Gebäuden zu. Daher liegt der Median der horizontal projizierten Dachfläche je Gemeinde durch die niedrigere Bauweise in kleinen Gemeinden mit 2,6 m²/MWh über dem Mittelwert von 2,3 m²/MWh. Der Median des dachgebundenen Solarflächenpotenzials liegt aber mit 0,14 m²/MWh bei etwa 50 % des Mittelwertes aller Gemeinden.

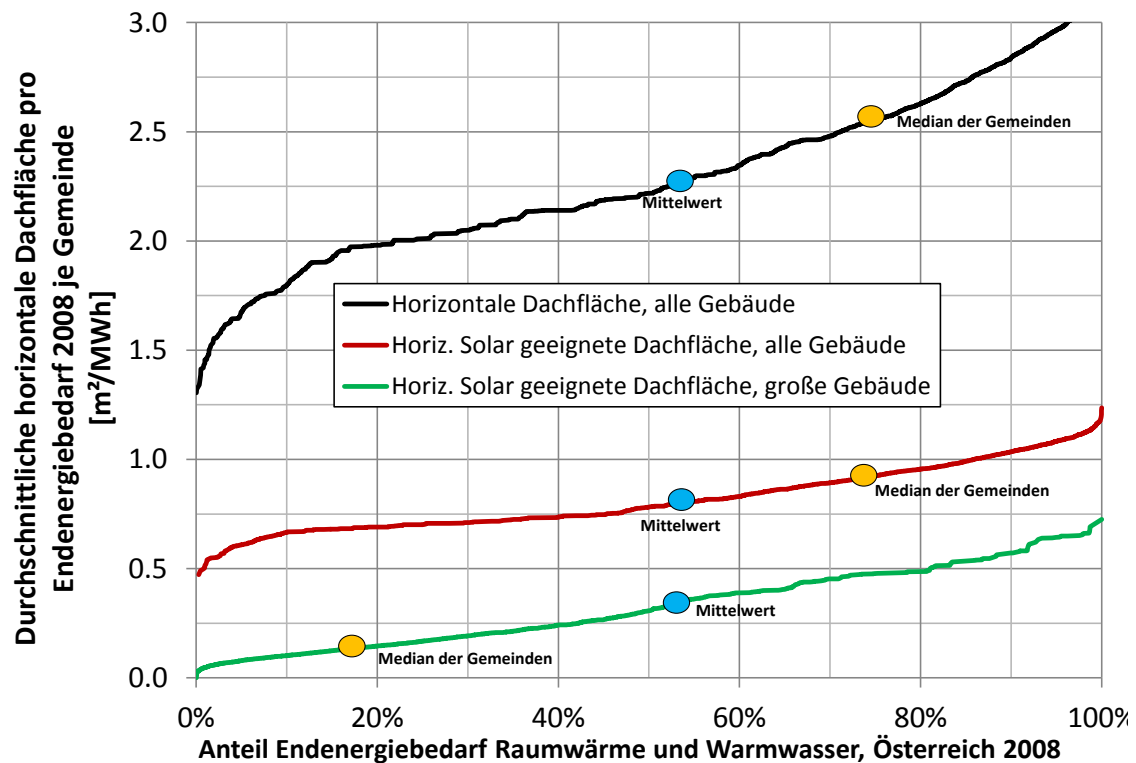


Abbildung 5-7. Errechnetes durchschnittliches Solarflächen-Potenzial pro Endenergiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung je Gemeinde in 2008.

Aus der Analyse der verfügbaren Flächen hinsichtlich einer Flächenkonkurrenz mit Photovoltaik wird der Schluss gezogen, dass diese aus heutiger Sicht weniger aufgrund der absoluten Beschränkung der verfügbaren, Solar-geeigneten Flächen gegeben ist, sondern eher aufgrund der beschränkten Kapitalverfügbarkeit von Gebäudeeigentümern, welche in Erwägung ziehen, diese Technologien auf deren Gebäude zu installieren. Hinsichtlich dezentraler Solarthermie und dezentraler Photovoltaik zeigt sich, dass unter Berücksichtigung optimaler Auslegungsgrößen von Photovoltaik und Solarthermie unter den mittelfristig zu erwartenden Kostenverhältnissen in lediglich wenigen Fällen die Konkurrenz zwischen Photovoltaik und Solarthermie um geeignete Dachflächen eine signifikante Einschränkung darstellen. Dies kann sich aber unter zukünftigen Rahmenbedingungen ändern. Einerseits wenn die solarthermischen Wärmegestehungskosten so stark sinken, dass die typischen Solar-Kombi-Anlagen-Konfigurationen auf deutlich höhere jährliche Deckungsgrade als derzeit üblich ausgelegt werden. Oder andererseits die Photovoltaik-Technologie weiterhin starke Kostendegressionen aufweist und gleichzeitig auch die Solarthermie zur Raumwärmebereitstellung (weiterhin) konkurrenzfähig bleibt/wird. Auf die Beschränkungen hinsichtlich der Kapitalverfügbarkeit von Investoren bzw. Gebäudeeigentümern konnte im Rahmen dieses Projektes nicht weiter eingegangen werden.

Solarthermische Freiflächenanlagen zur Nachrüstung von Biomasse-Nahwärmeanlagen dürften im ländlichen Raum nur geringen Einschränkungen bezüglich verfügbarer Landflächen gegenüberstehen. Eine Auswertung einer größeren Anzahl von bestehenden Nahwärmeanlagen in Österreich zeigte, dass in den meisten Fällen landwirtschaftliche Grünlandflächen in einem ausreichenden Ausmaß in Distanzen von bis zu etwa 100-150 Meter zur Verfügung stehen. Im Rahmen des Projektes konnten keine

detaillierten Analysen zu den jährlichen Kosten zur Nutzung dieser Flächen, unter Berücksichtigung einer gegebenenfalls stattfindenden Sekundärnutzung erhoben werden. Eine durchgeführte Desktop-Recherche ergab jährliche Pachtkosten für Grünland im Bereich von 80 bis mehr als 500 €/ha. Bei Stanger (2012)³⁴ werden für Grünland durchschnittliche Pachtkosten von 250 €/ha unterstellt. Eine Sensitivitätsanalyse wurde für 0 €/ha und 500 €/ha durchgeführt. 2010 wurden in Deutschland für 9 % der Pachtflächen eine Jahrespacht von über 400 Euro/ha gezahlt. Bei Ackerflächen lag der Anteil bei 11 %, bei Grünland der entsprechende Anteil bei 2 %³⁵. Unter der Annahme, dass Grünlandflächen in der Nähe von Siedlungen (und damit in der Nähe von Wärmenetzen) teurer sind, als solche in weiterer Entfernung zu Siedlungsgebieten wurde für Freiflächen ein Pachtsatz von zumindest 500 €/ha angesetzt. Als Verhältnis von Solarkollektorfläche zu Landfläche wird ein Verhältnis von 1:3 angesetzt. Damit ergeben sich Landkosten von 0,15 €/m² Solarfläche. Wird ein Solarkollektorertrag von 300 kWh/m² angesetzt, liegen die Landkosten bei 0,5 €/MWh. Aus den Überlegungen wird geschlossen, dass bei ländlichen Nahwärmekosten die Landnutzungskosten (allerdings ohne Versicherung der Anlage, etc.) keine übermäßige finanziellen Bürden darstellen sollten, sofern kooperative Lösungen mit den Grundeigentümern abgeschlossen werden können.

5.4 Die zukünftige Rolle der Fernwärme in bottom-up modellierten Szenarien des österreichischen Raumwärme und Warmwasserbedarfs

In diesem Kapitel werden die durchgeführten Analysen hinsichtlich der Entwicklung der Fernwärme im Spannungsfeld eines sich ändernden Gebäudebestandes untersucht. Insbesondere werden die Ergebnisse der dynamischen Potenziale und die mit dem Ausbau von Wärmenetzen einhergehenden Infrastrukturkosten dargestellt. Darauf aufbauend wird die Marktdurchdringung von Fernwärme sowie die mit dieser in Konkurrenz stehenden dezentralen Wärmebereitstellungstechnologien, auf Basis eines Szenarios bis 2050 gezeigt. Die dazu durchgeführten Analysen basieren auf dem Modell Invert/EE-Lab, welches den österreichischen Raumwärme- und Warmwasser-Sektor auf einer detaillierten, sehr disaggregierten Basis abbildet. Dieses Modell wurde im Rahmen des Projektes um ein Fernwärme-Modul erweitert, in dem Netzausbau sowie -verdichtung auf einer aggregierten Ebene mittels dynamischer Potenziale abgebildet werden. Im Nachfolgendem wird zuerst das Modell Invert/EE-Lab kurz vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse zur regionalen Verteilung der Bebauungsdichte in Österreich dargestellt, um darauf aufbauend die regionale Verteilung der Wärmenachfrage zu ermitteln. Dies dient als Grundlage zur Bestimmung von regional differenzierten Analysen zur Investitionskostenstruktur in Wärmenetze sowie des Ausbaus von Fernwärme gemäß dem Modell Invert/EE-Lab. Diese Analysen zum Ausbau der Wärmenetze wurden in einem iterativen Austausch mit der integrierte energiesystemische Betrachtung (in Kapitel 5.5 dargestellt) durchgeführt.

³⁴ Siehe auch <http://www.hektar24.de/>

³⁵ <http://www.bauernverband.de/32-boden-pachtmarkt>

1.1.1 Methodik zur bottom-up Modellierung der Wärmenachfrage-Szenarien basierend auf dem Modell Invert/EE-Lab

Im Rahmen von SolarGrids wurden regionale Szenarien der Energienachfrageentwicklung zur Wärmebereitstellung mit dem an der Energy Economics Groups entwickelten Invert/EE-Lab Modell durchgeführt (Müller und Biermayer, 2010; Müller, 2012; Kranzl et al., 2013). Die von diesem Modell adressierten Themen sind der Energiebedarf und –verbrauch von Gebäuden zur Heiz- und Warmwasserbereitstellung einerseits, andererseits wird im Modell ein Entscheidungsverhalten von Investoren abgebildet. Damit bildet das Modell durch die Auswahl von Heizungssystemen und Gebäudesanierungen in Abhängigkeit von exogen gewählten Rahmenbedingungen die Auswirkungen auf den zukünftigen Energieverbrauch für die hier betrachteten Energiedienstleistungen ab. Der grundsätzliche methodische Ansatz ist ein techno-ökonomischer Bottom-up Ansatz, der zwischen unterschiedlichen Kohorten differenziert. Der Energieeinsatz wird über Gebäudekenngrößen wie der thermischen Qualität der Außenhülle und den klimatischen Bedingungen berechnet. Querschnittsdaten (im Gegensatz zu Zeitreihendaten) stellen den überwiegenden Dateninput für das Modell dar. Bei der Berechnung der Investitionsentscheidungen wird ein Nested-Logit Ansatz verwendet. Zeitreihendaten werden zur Kalibrierung des Investorenverhaltens verwendet.

Kurzbeschreibung des Modells Invert/EE-Lab

Basisalgorithmus des Modells ist ein stochastischer, nicht rekursiver, myopischer, Logit-Ansatz, der Entscheidungen von Investoren unter Unsicherheiten, unvollständiger Information und nicht ökonomischen Barrieren und Treibern antizipiert (Abbildung 5-8).

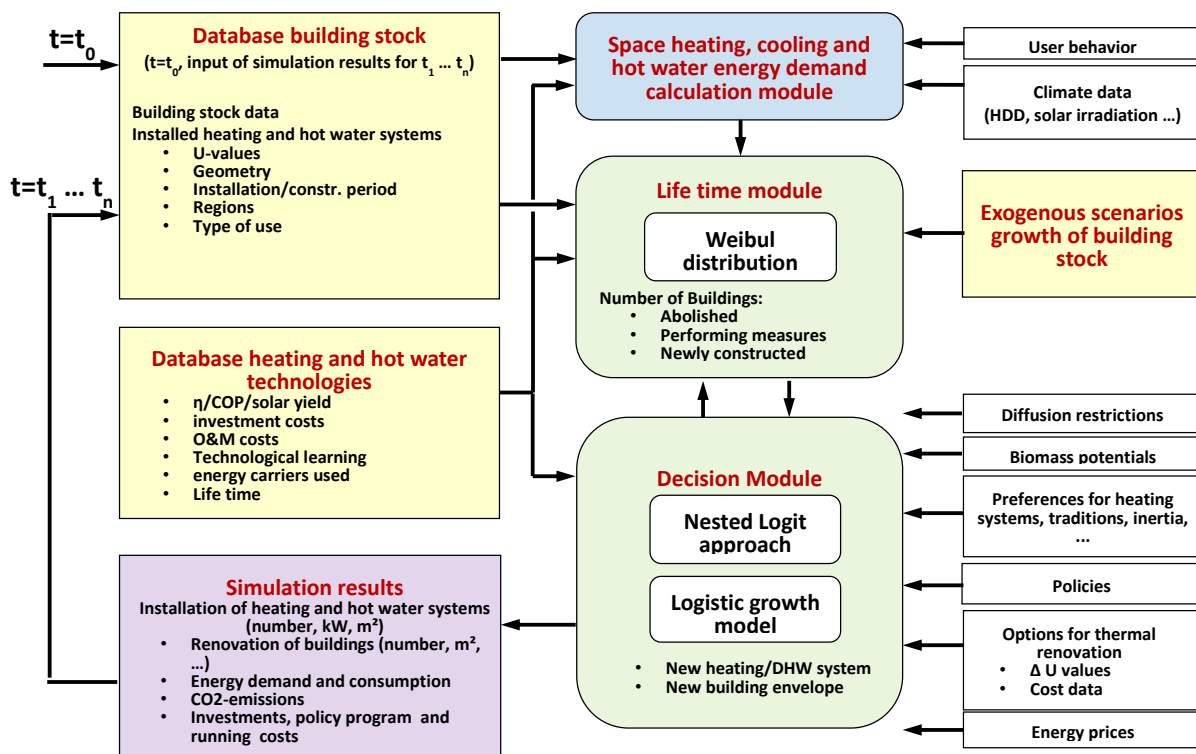


Abbildung 5-8. Schema des Modells Invert/EE-Lab

Der Optimierungsalgorithmus überprüft zu jedem Zeitschritt Maßnahmen zur Änderungen der Gebäudehülle und Heizungs- bzw. Raumwärmesystems, wobei aus einem Pool von 6 Renovierungsmaßnahmen und deren Kombinationen mit jeweils bis zu 20 Technologien geschöpft werden kann.

5.4.1 Regionale Verteilung der Bebauungsdichte in Österreich

Im Rahmen von diesem Projekt wurden die österreichischen Siedlungsgebiete, die sich, auf Basis des Wärmebedarfes für Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung, zur Versorgung mit Fernwärme eignen, untersucht. Diese Analysen wurden für den derzeitigen Bestand wie auch unterschiedlichen zukünftigen Entwicklungen durchgeführt. Um eine solche Auswertung durchführen zu können, musste zuerst die Wärmenachfrage auf einer sehr regionalisierten Ebene verortet werden. Dazu wurde eine generische Methode angewendet, welche die Gebäude je Gemeinde auf Basis des Indikators: Einwohner pro km², beziehungsweise im Falle von Nicht-Wohngebäuden (teilweise) gleichverteilt auf die bebauten Gemeindeflächen umlegt. Der Ansatz impliziert, dass lokale Inhomogenität innerhalb von Gemeinden hinsichtlich der Verteilung der unterschiedlichen Gebäudetypen (Größe von Wohngebäuden, Nicht-Wohngebäudetypen, Gewerbesiedlungen etc.) aber auch Baualtersklassen nicht berücksichtigt werden. Eine ähnliche Einschränkung gilt hinsichtlich der geographischen Verteilung von Neubauten. Im vorliegenden Projekt wird unterstellt, dass dieser sich entsprechend der Verteilung des bestehenden Gebäudebestandes verteilt.

Als Ausgangsbasis der geographischen Verortung des Gebäudebestandes dienen die Siedlungsflächen auf einem 250x250m Raster (Statistik Austria, 2008). Diese werden mit der Anzahl der Einwohner auf einem 1x1km Raster (Statistik Austria, 2006) verschnitten. Die Wohngebäude werden gemäß der Einwohnerdichte auf die Raster aufgeteilt. Die Gebäude des Gewerbe und Dienstleistungssektors werden zu 70 % mit den Wohngebäuden, zu 30 % gleichverteilt auf die besiedelten Rasterpunkte aufgeteilt. Ein entwickelter Algorithmus legt die Gebäude (Wohneinheiten, Bauperiode, Gebäudetyp, Anteil der Wohneinheiten nach Größe, auf Gemeindeebene; 2380 Gemeinden, GWZ 2001, Statistik Austria 2009a, 2009b) sowie Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Betriebsgröße und Abteilungen der ÖNACE auf Gemeindeebene (ASZ 2001, Statistik Austria 2009c) über Tangentialflächen auf einen 50x50m Raster um.

Siedlungsraum und besiedelbarer Raum (= Dauersiedlungsraum)

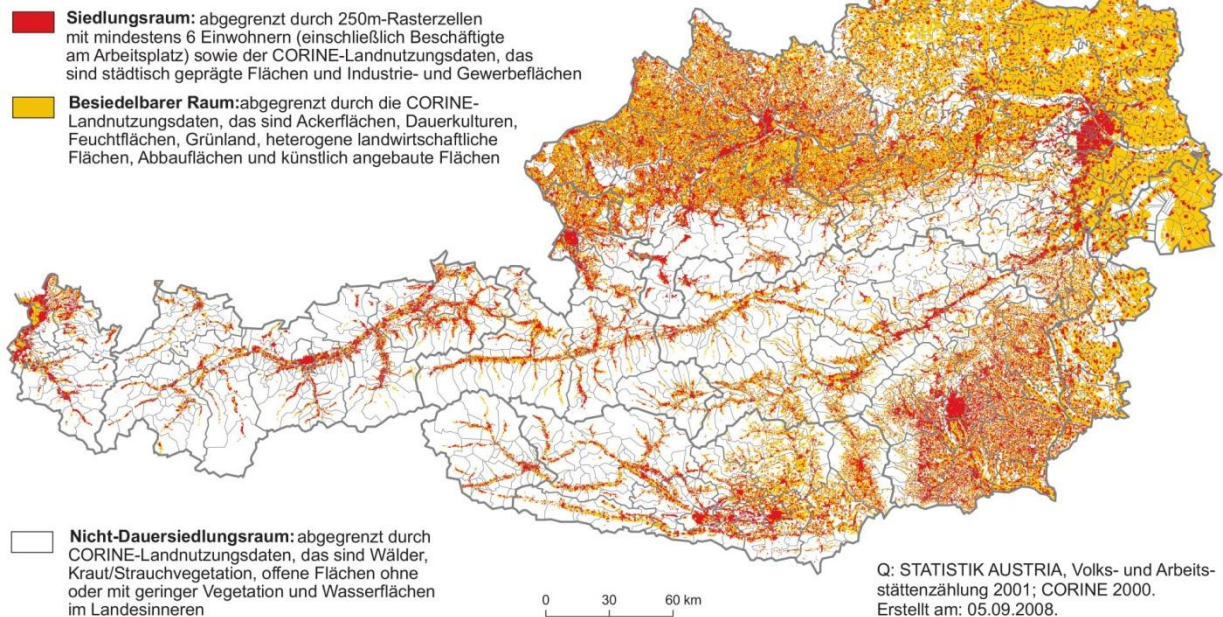


Abbildung 5-9. Siedlungsraum in Österreich
(Quelle: Statistik Austria (2008))

Mit Hilfe der historischen Entwicklung der Einwohneranzahl (bis 2011, Statistik Austria, 2013), der Bautätigkeit auf Gemeindeebene sowie der Gebäude nach Bauperioden (2002-2011, Statistik Austria, 2003-2012) auf Bundesländerebene wird eine Extrapolation des Gebäudebestandes von 2001 auf 2008 durchgeführt.

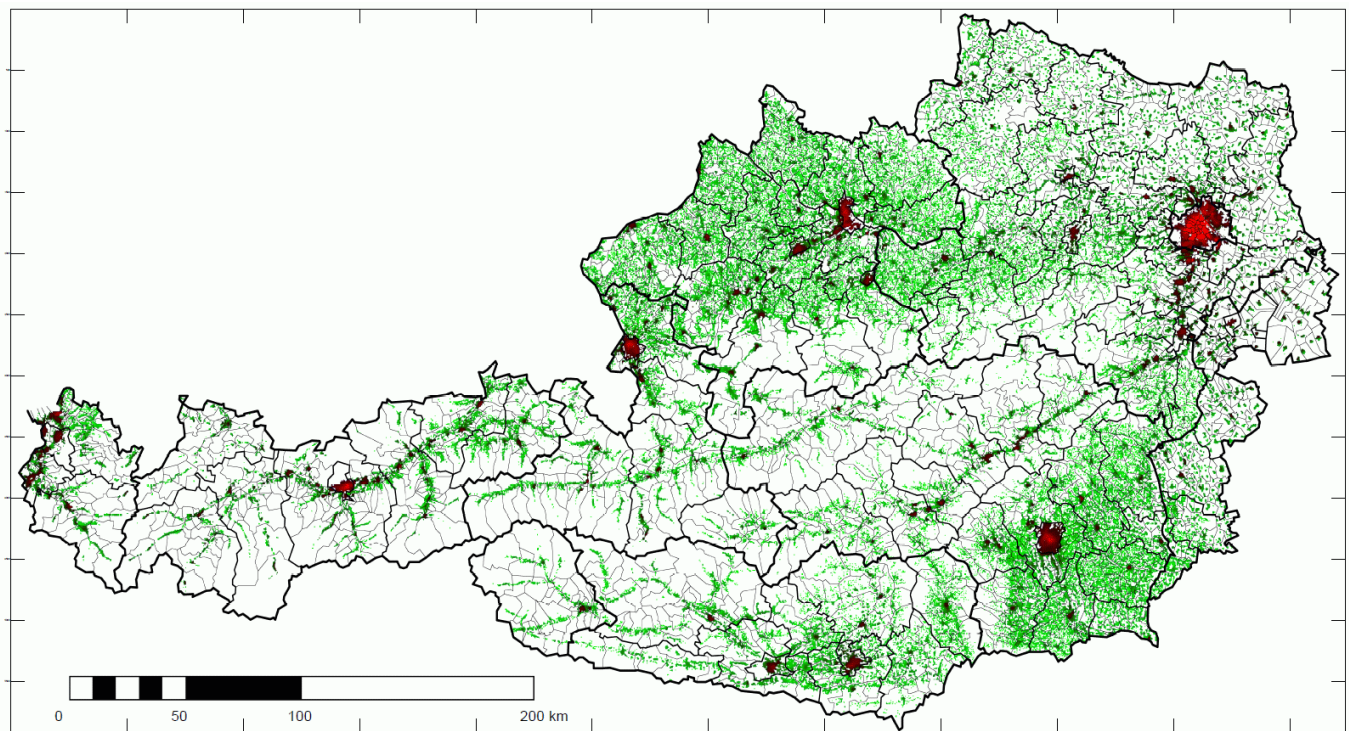


Abbildung 5-10. Berechnete Verteilung des Bauungsverhältnisses in Österreich für 2008

Das Bauungsverhältnis, das sich durch den gewählten Ansatz ergibt, liegt über weite Bereiche unter den Werten, die in anderen Studien ausgewiesen werden (siehe Blesl, 2002). Bei Blesl werden Siedlungsgebiete in 14 unterschiedliche Bauungstypen (und zusätzlich dem Bauungstyp „freistehende Einzelgebäude“) eingeteilt. Für den Siedlungstyp mit der geringsten Bauungsdichte „Lockere offene Bauung (Streusiedlung)“, bestehend aus vorwiegend Ein- und Zweifamilienwohngebäuden werden für Deutschland 766 Gebäude pro km² angegeben. Wird eine durchschnittliche beheizte Gebäudebruttofläche von 130 m² angesetzt, ergibt sich ein Bauungsverhältnis von etwa 0,1 m² Gebäudefläche pro 1 m² Bodenfläche. Stichprobenartige Überprüfungen von unterschiedlichen Dorfstrukturen in Österreich auf Basis von öffentlichen Satellitenbildern zeigen, dass dieser Richtwert auch für österreichische Verhältnisse gültig ist. Durch den gewählten, auf Rasterzellen basierenden, Ansatz werden allerdings speziell in wenig besiedelten Regionen einer deutlich größeren Bodenfläche eine Bauung zugewiesen. Die nachfolgende Grafik verdeutlicht dies exemplarisch für die burgenländische Region um Oberwart. Mehrere freistehende Gebäude werden dabei einer besiedelten Region von 500x750 m² zugeordnet, wodurch das Bauungsverhältnis stark sinkt (Abbildung 5-11).

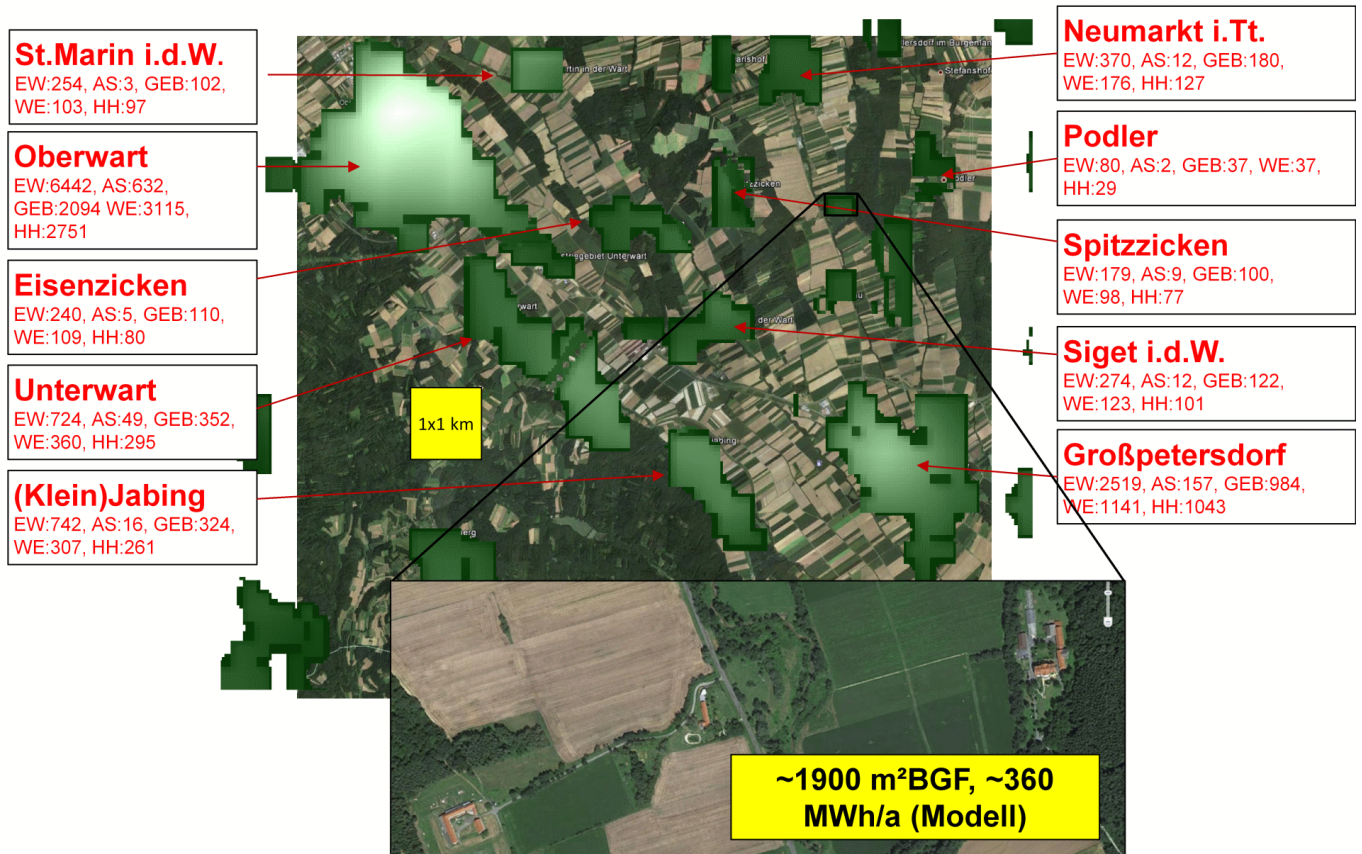


Abbildung 5-11. Darstellung des Bebauungsverhältnisses für die Burgenländische Region um Oberwart.

Um diesen Fehler zu kompensieren, wird eine zweite Variante der Bebauungsdichte berechnet (im Folgenden mit „kompakte Siedlungsflächen“ bezeichnet). Dazu werden die 50x50 m Rasterpunkte, denen gemäß des aufgesetzten Modells eine Siedlungsdichte von weniger als 0,05 m² beheizter Geschossfläche pro m² Landfläche zugewiesen werden, schrittweise (3-stufig) auf Rasterpunkte mit höherer Bebauungsdichte, aufgeteilt. Als Einschränkung gilt, dass die Bebauungsdichte der Rasterpunkte pro Stufe um nicht mehr als 75 % im Vergleich zur Berechnungsmethode ohne Fehlerkompensation steigen darf. Tabelle 5-1 stellt die statistischen Daten zur Siedlungsstruktur sowie abgeleitete Kenngrößen je Bundesland dar.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 5-1. Kenngrößen der Besiedlungsstruktur je Bundesland

	Statistische Daten				
	Bevölkerung 2008 [tds. Einw.]	Landfläche [km ²]	Dauersiedlungs- raum [km ²]	Anteil Einwohner in Siedlungseinheiten	Siedlungsraum 250x250m Raster [km ²]
Burgenland	281	3962	2515	82 %	556
Kärnten	560	9538	2447	69 %	1271
Niederösterreich	1597	19186	11594	77 %	2936
Oberösterreich	1407	11980	6870	70 %	2876
Salzburg	527	7156	1451	80 %	843
Steiermark	1205	16401	5192	68 %	2579
Tirol	701	12640	1503	84 %	1031
Vorarlberg	366	2601	568	93 %	398
Wien	1675	415	333	100 %	264
Österreich	8319	83879	32473	80 %	12752

	Abgeleitete Größen			
	Beheizte Geschoßfläche 2008 [Mio. m ²]	Siedlungsraum, kompakte Siedlungsfläche [km ²]	Bebauungs- verhältnis 1 ¹⁾	Bebauungs- verhältnis 2 ²⁾
Burgenland	22	301	0,04	0,07
Kärnten	41	489	0,03	0,08
Niederösterreich	117	1293	0,04	0,09
Oberösterreich	96	1154	0,03	0,08
Salzburg	39	336	0,05	0,12
Steiermark	84	1346	0,03	0,06
Tirol	49	475	0,05	0,10
Vorarlberg	25	227	0,06	0,11
Wien	122	264	0,46	0,46
Österreich	595	5884	0.05	0.10

Die Verteilung der Bebauungsverhältnisse nach den Bundesländern (ohne Wien) sind in Abbildung 5-12 dargestellt. Abbildung 5-11 zeigt die Bebauungsverhältnisse bezogen auf die absoluten beheizten Geschoßflächen je Bundesland. Daraus wird ersichtlich, dass der größte Anteil der Geschoßflächen in den Bundesländern Steiermark, Niederösterreich, Oberösterreich und Wien (dargestellt in Abbildung 6-14) liegt. Die untere Grafik in Abbildung 5-12 zeigt die gleiche Kenngröße, aufgetragen über den Anteil der Geschoßflächen je Bundesland.

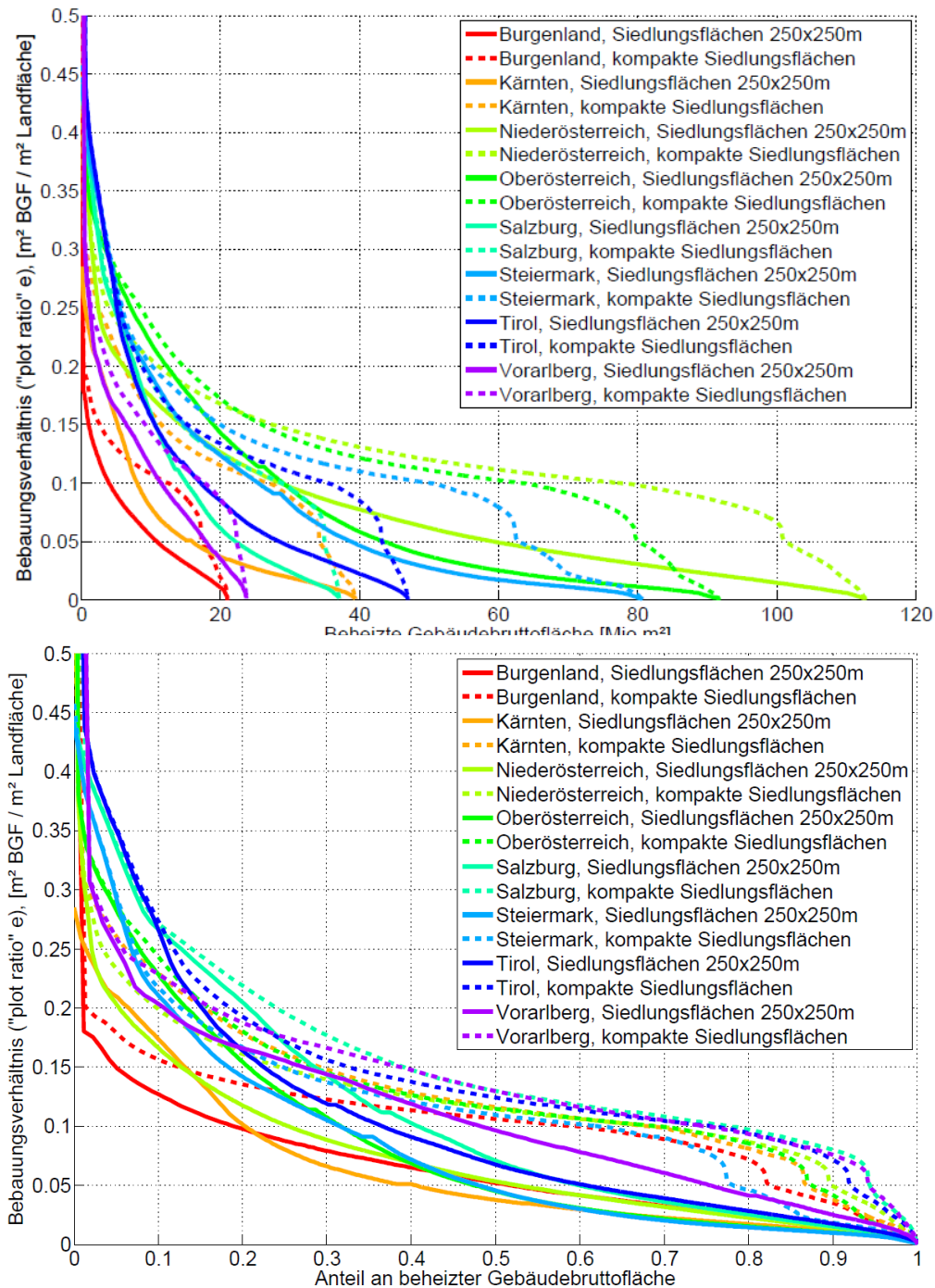


Abbildung 5-12. Verteilung des Bauungsverhältnisses (aufgetragen über absoluter beheizter Gebäudebruttofläche (oben) und Anteil an beheizter Gebäudebruttofläche (unten) nach Bundesländern (ohne Wien)³⁶

Aus Abbildung 5-12 geht hervor, dass gemäß der Bauungsverhältnisses auf Basis des 250x250 Meter Rasters, die Anteile der Gebäude, welche sich in einem Siedlungsgebiet mit einem Bauungsverhältnis

³⁶ Mit „kompakte Siedlungsflächen“ werden jene Werte bezeichnet, die mit der oben beschriebenen Fehlerkompensation der Bauungsdichte ermittelt wurden.

von mehr als $0,1 \text{ m}^2/\text{m}^2$ befinden, lediglich zwischen 20 % (Kärnten und Burgenland) und 50 % (Vorarlberg) liegen. Werden, wie oben beschrieben, die beheizten Gebäudeflächen von 50×50 Meter Raster mit einer sehr geringen Bebauungsdichte ($< 0,05 \text{ m}^2/\text{m}^2$) auf die Rasterpunkte mit einer höheren Bebauungsdichte übertragen, steigt der Anteil der Gebäude, die sich in Gebieten mit zumindest der Bebauungsdichte von Streusiedlungen befinden, auf 60 %- 80 %. Diese Anteile liegen etwa um 10 % unter den Bereichen der Bevölkerungsanteile die gemäß den statistischen Daten innerhalb von Siedlungseinheiten leben (siehe Tabelle 6-1).

In Abbildung 5-13 ist entgegen den obigen Darstellungen das Bebauungsverhältnis nicht bezogen auf die beheizte Gebäudebruttofläche aufgetragen, sondern über die bebaute Landfläche (gemäß der angewendeten Methode). Hier wird deutlich, dass selbst unter dem Ansatz der kompakteren Siedlungsflächen, ein Anteil von 50 % (Salzburg, Tirol und Vorarlberg) bis 80 % (Steiermark) der im Modell als Siedlungsflächen ausgewiesenen Landflächen eine Bebauungsdichte aufweist, die (deutlich) unter der von Streusiedlungen liegt.

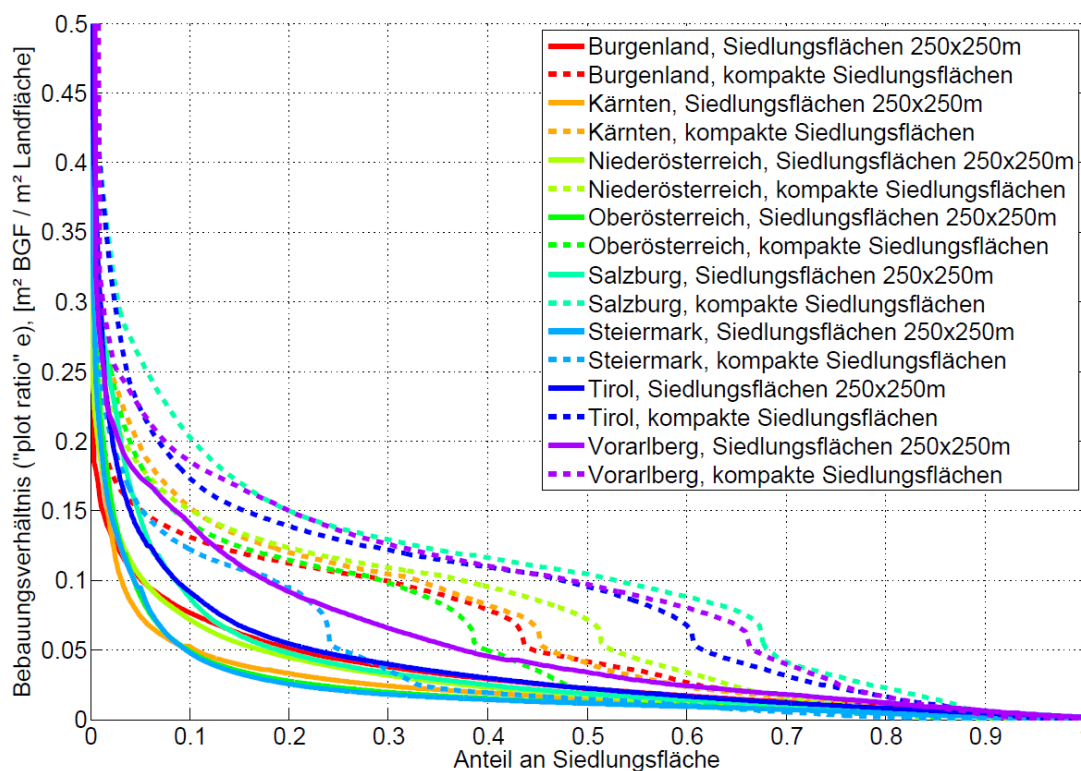


Abbildung 5-13. Verteilung des Bebauungsverhältnisses, aufgetragen über den Anteil der Siedlungsflächen nach Bundesländern (ohne Wien)

Für Wien ergeben sich auf Basis des dargestellten Ansatzes deutlich höhere Bebauungsverhältnisse als für die anderen Bundesländer und deren Städte. Während sich aus dem angewendeten Ansatz für andere österreichische Städte kaum Bebauungsverhältnisse von mehr als 0,3 realisieren, liegt das errechnete Bebauungsverhältnis bei etwa 60 % der Gebäudeflächen in einem Bereich von 0,5 oder mehr (siehe Abbildung 5-14). Davon befinden sich etwa 40 % der Gebäudeflächen in Siedlungsgebieten mit einem Bebauungsverhältnis von mehr als 1. Dennoch zeigt sich auch hier wieder, dass, im

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Gegensatz zur Gebäudefläche, ein großer Anteil des Siedlungsgebiets deutlich niedrigere Bebauungsdichten aufweist.

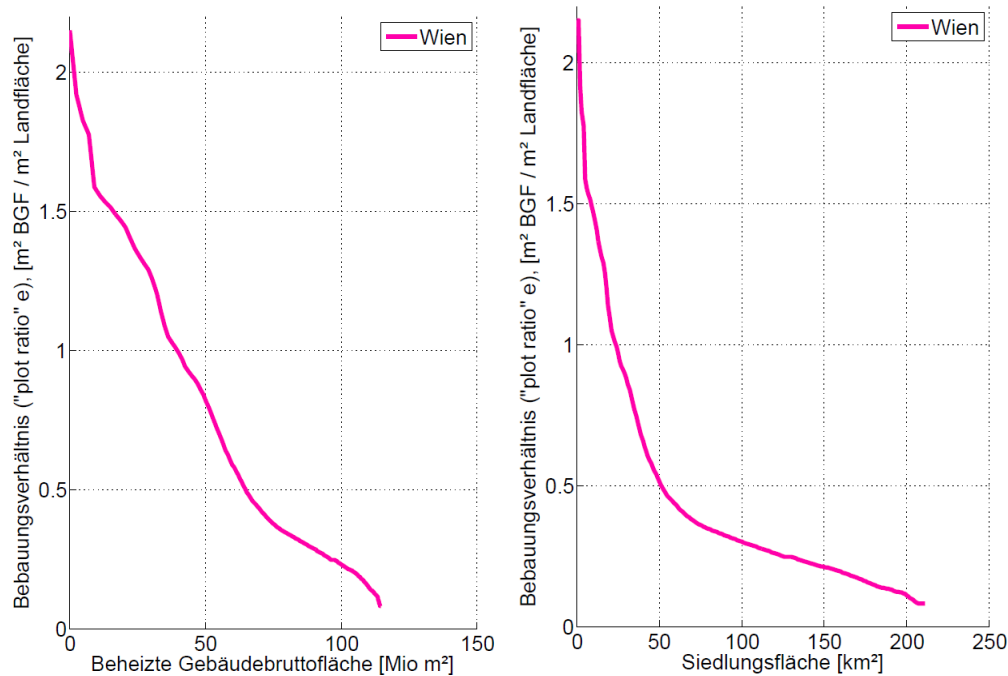


Abbildung 5-14. Verteilung des Bebauungsverhältnisses für Wien

Dieser Unterschied ist in folgender Tabelle 5-2 nochmals für die 9 österreichischen Städte, welche in Summe etwa 50 % der mit Fernwärme versorgten Gebäude umfassen, dargestellt.

Tabelle 5-2. Kenngrößen der Besiedlungsstruktur ausgewählter Städte

	Bevölkerung 2008	Bezirks-, Gem.-größe	Dauer- siedl.-raum	Siedl.raum 250x250m Raster	Siedl.raum, kompakte Siedl.fläche	Beheizte Geschoßfl. 2008	Bebauungs- verhältnis	BGF / Einwohner
	[tds. Einw.]	[km²]	[km²]	[km²]	[km²]	[Mio. m²]	1 ¹⁾	2 ²⁾
Graz	251	127	105	105	105	19	0,18	0,18
Linz	189	96	77	64	64	15	0,23	0,23
Salzburg	147	66	57	53	53	12	0,23	0,23
St. Pölten	52	108	93	46	33	5	0,10	0,14
Klagenfurt	93	120	85	72	54	8	0,11	0,15
Villach	59	135	56	55	30	5	0,08	0,16
Wels	58	46	43	36	27	4	0,12	0,16
Lienz	12	16	9	9	7	1	0,10	0,13
Wien	1675	415	333	264	264	122	0,46	0,46

¹⁾ Basis Siedlungsflächen gemäß 250x250m Raster

²⁾ Basis kompakte Siedlungsflächen

5.4.2 Ermittlung der regionalen Verteilung der Wärmenachfrage und Fernwärmeeignung von Siedlungsgebieten

In einem nächsten Schritt werden Nutzenergiebedarf und Endenergiebedarf der Gebäude für Raumwärme-, Warmwasser- und Raumklimatisierung je Gemeinde für den Ausgangszustand mit Hilfe des Invert/EE-Lab-Modelles berechnet. Darauf aufbauend erfolgt eine Analyse der regionalen Verteilung der Wärmenachfrage für Raumwärme und Warmwasser und die damit einhergehende Wärmebedarfsdichte. Der Energiebedarf pro Gemeinde wird dabei mit Hilfe des errechneten Bebauungsverhältnis-Indikators auf den Siedlungsraum aufgeteilt.

Die regionale Verteilung der Ergebnisse des gewählten Ansatzes hängen stark von der Bebauungsdichte ab. Diese liegt aber im Projekt nicht direkt vor, sondern wurde aus den Rasterdaten (250x250 Meter), der Bevölkerungsdichte (1x1km) und dem durchschnittlichen Gebäudebestand (Verteilung von Gebäudetyp und Gebäudealter) je Gemeinde geschätzt. Wie bereits oben diskutiert, führt dieser Ansatz zu einer Überschätzung der tatsächlich bebauten Landflächen und damit zu einer Unterschätzung der Bebauungsdichte. Bei Connolly et al. (2013) wird der hier beschriebene Ansatz auf einen 1x1km Raster der Bevölkerungsverteilung für Europa angewendet. Der Vergleich der daraus resultierenden Wärmenachfragedichte mit den hier im Projekt erhobenen Daten ist in Abbildung 5-15 dargestellt.

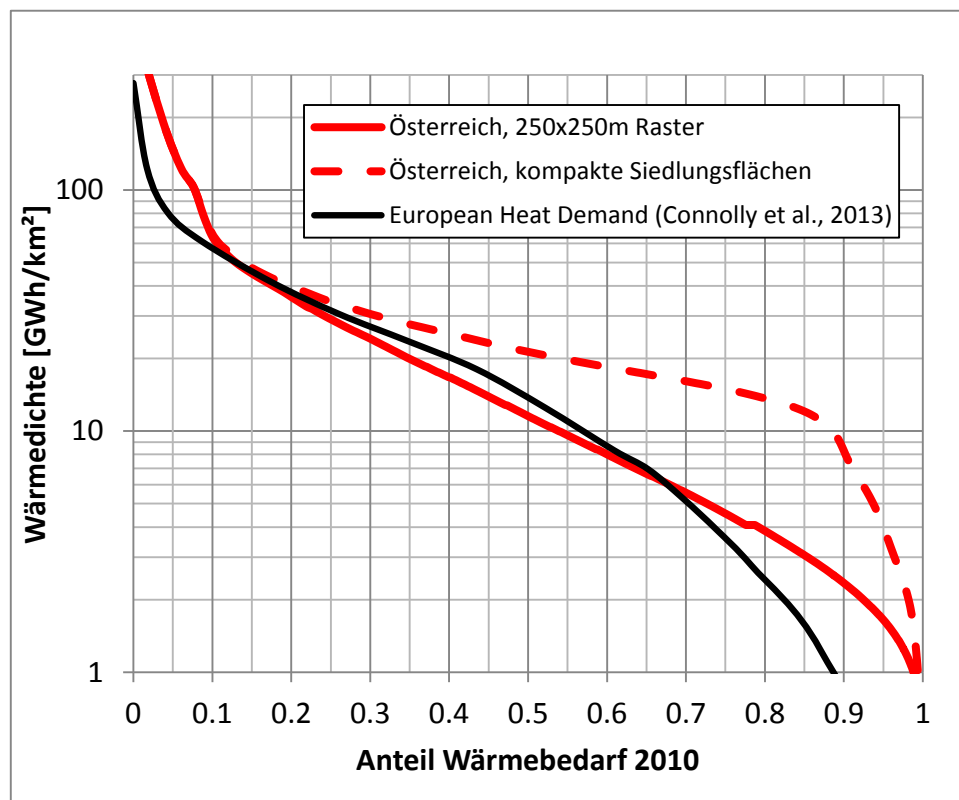


Abbildung 5-15. Vergleich der österreichischen Wärmedichtenkurve mit der bei Connolly et al. (2013) dargestellten europäischen Dichtefunktion.³⁷

Im Vergleich mit der gesamteuropäischen Kurve zeigen die für Österreich auf Basis des 250x250 m Raster ermittelten Werte eine gute Übereinstimmung im Bereich von Wärmenachfragedichten zwischen 6 und 60 GWh/km². Für höhere Wärmedichten ergeben sich für Österreich deutlich höhere Anteile des entsprechenden Wärmebedarfs. In weniger dicht besiedelten Räumen fällt die europäische Kurve deutlich stärker ab. Gründe dafür können einerseits in der höheren Auflösung der Daten für Österreich liegen. Bei einem 250x250 Raster ist die Auflösung gegenüber einem 1x1km² um den 16-fachen Faktor höher. Dies wirkt sich insbesondere in Gebieten mit geringer Besiedelung aus, da hier eine deutlich geringere Fläche als besiedelt ausgewiesen wird. Andererseits kann sowohl die unterschiedliche Siedlungsstruktur, als auch die unterschiedlichen spezifischen Wärmenachfragen pro m² Gebäudefläche einen deutlichen Einfluss nehmen. Die Verteilung der Wärmedichte auf Basis der kompakten Siedlungsflächen (d.h. nach Fehlerkompensation wie oben beschrieben) liegt über einen weiten Bereich deutlich über der europäischen Kurve. Für den Bereich zwischen 10 % und 50 % der geordneten Wärmedichtekurve liegen die Abweichungen im Bereich bis etwa 25 %. Danach beginnt die europäische Kurve deutlich stärker abzufallen. Im Gegensatz dazu, wird gemäß dem Ansatz mit den kompakten Siedlungsflächen 90 % der Wärme in Gebieten mit mehr als etwa 10 GWh/km² nachgefragt.

Die Auswertung des Wärmebedarfs des Gebäudebestandes 2008 nach Gemeinden für fünf unterschiedliche Wärmebedarfsdichten ist im Nachfolgenden dargestellt. Basis dafür bildet die

³⁷ Mit „kompakte Siedlungsflächen“ werden jene Werte bezeichnet, die mit der oben beschriebenen Fehlerkompensation der Bebauungsdichte ermittelt wurden.

berechnete Wärmenachfrage gemäß des 250x250 m Raster. Dazu wurden die Gemeinden gemäß der Wärmenachfrage sortiert. Anschließend wurden vier annähernd gleiche Energienachfrage-Gruppen gebildet. Die ersten drei Gruppen enthalten jeweils etwa 23 TWh, die vierte Gruppe ist mit annähernd 29 TWh etwas größer. Die erste Gruppe enthält jene Gemeinden mit der geringsten Wärmenachfrage. In dieser sind 1668 (von 2380) Gemeinden enthalten, die durchschnittliche Wärmenachfrage beträgt etwa 14 GWh/Jahr je Gemeinde. 2/3 der Energienachfrage fällt in Zonen an, für welche der gewählte Ansatz eine Energienachfrage von unter 6 GWh/km² ergibt. Etwa 12 % der Wärmenachfrage fällt in Zonen an, welche eine Wärmedichte von 10 GWh/km² überschreiten. Der Anteil der Wärme der in diesen Gemeinden auf Basis der Focalfunktion (s. unten) als mit Fernwärme versorgbar berechnet wurde, beträgt etwa 7 %. Das bedeutet, dass beinahe die Hälfte der dicht besiedelten Gebiete (>10 GWh/km²) in diesen Gemeinden die Mindestwärmenachfrage von 5 GWh/a nicht erreicht. Die zweite Gruppe von Gemeinden umfasst bei gleicher Energienachfrage nur noch ein Drittel der Gemeinden der ersten Gruppe (535), die durchschnittliche Wärmenachfrage beträgt 43 GWh je Gemeinde. In diesen Gemeinden fällt etwa 37 % der Wärme in Gebieten mit mehr als 10 GWh/km² an, 32 % der Wärme wird als fernwärmefähig eingestuft. Die dritte Gruppe umfasst 149 Gemeinden mit einer durchschnittlichen Nachfrage von 153 GWh/a. Davon werden 75 % als Fernwärme geeignet eingestuft. Die Gruppe der größten 28 Gemeinden (Wien wurde als 23 „Gemeinden“ gezählt) weist eine durchschnittliche Nachfrage von 1026 GWh/a je „Gemeinde“ (bzw. je Wiener Gemeindebezirk) auf. Davon wird etwa 95 % als Fernwärme geeignet eingestuft.

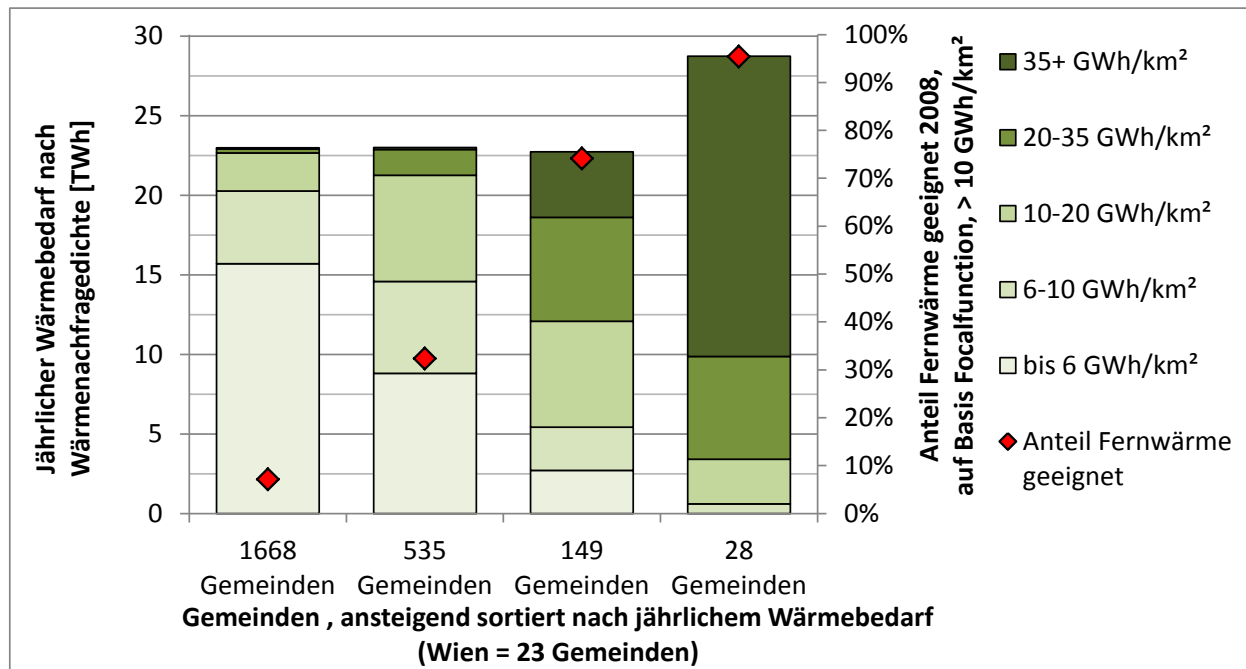


Abbildung 5-16. Endenergiebedarf zur Deckung der Wärmenachfrage nach Wärmedichten und Gemeinden in 2008.

Berücksichtigt man ausschließlich Gemeinden (~1200 Gemeinden), in welchen bereits ein Fernwärme-Netz besteht, ergeben sich ~41 TWh des Energiebedarfs in Regionen mit Wärmedichte > 10 GWh/km², bzw. ~32 TWh des Energiebedarfs in Regionen mit Wärmedichte > 20 GWh/km².

Ermittlung des Fernwärme-versorgbaren Anteils der Wärmenachfrage

Zur Ermittlung der Fernwärmeeignung wurde eine Focalfunktion zur Errechnung der räumlichen Verteilung und Ermittlung der Nachbarschaftsverhältnisse von unterschiedlichen Wärmenachfrageregionen angewendet. Dazu wurden für unterschiedliche Grenzwärmedichten Wärmenachfragepunkte³⁸ bei Überschreiten einer Mindestnachfrage zu Fernwärmeregionen zusammengefasst. Der Ansatz berücksichtigt, dass mit zunehmender Wärmeabnahme innerhalb der Zonen zunehmend größer Distanzen zur Verbindung von verschiedenen Wärmenachfragezonen überbrückt werden. Es wurde unterstellt, dass Gemeindegrenzen prinzipielle eine Barriere zur Verbindung von Wärmepunkten zu gemeinsamen Zonen darstellen, bei ausreichender beidseitiger Wärmenachfrage werden aber auch diese überbrückt. Die Kalibrierung wurde so gewählt, dass Landesgrenzen nicht mehr überwunden werden. Abbildung 5-17 zeigt beispielhaft die Ergebnisse für einen burgenländisch/ steirischen Bereich um Oberwart und Hartberg. Die dunklen Linien innerhalb der Wärmenachfrageräume (grün bis rote Schattierung) umranden den Bereich, der als Fernwärme geeignet ausgewiesen wird (im Beispiel wurde ein Grenzwert von 4 GWh/km² angewendet).

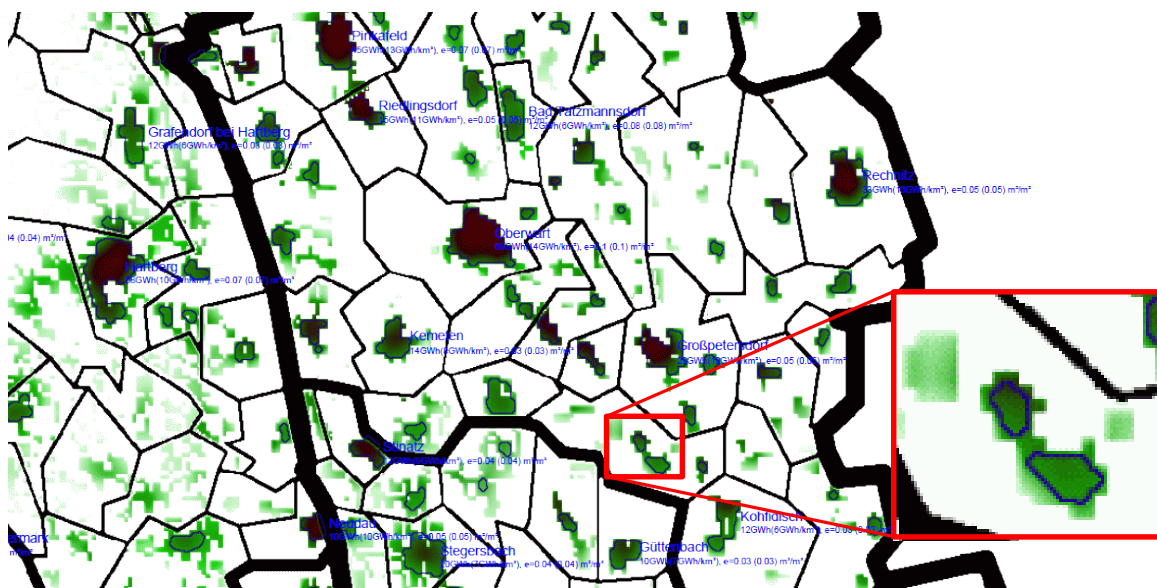


Abbildung 5-17. Ermittlung der zusammenhängenden Zone (mittels Focalfunktion), die sich zur Versorgung mit Fernwärme eignen (Regionen innerhalb der blauen Flächen), beispielhaft für einen Grenzwert von 4 GWh/km² in der Region um Oberwart und Hartberg

5.4.3 Ermittlung der Investitionskosten für die Wärmenetzinfrastruktur

Ausgehend von der wie oben dargestellten berechneten räumlichen Verteilung der Wärmenachfrage ergibt sich die Problemstellung, Investitionskosten für die Wärmenetzinfrastruktur abzuleiten. Dazu wurden in der Literatur zwei Ansätze gefunden. Der erste Ansatz errechnet die Netzinfrastrukturkosten auf Basis eines Bottom-Up Ansatzes aus der Länge der zu verlegenden Rohre je Nennweite (Blesl,

³⁸ 50x50 Meter Rasterpunkte

2002; Esch et al., 2011³⁹). Bei diesen Ansätzen hängt die Verteilung (sowohl Verteilung der Abnehmertypen als auch räumliche Verteilung) der Nennweite nicht nur von der Verteilung der versorgten Gebäude, sondern auch von der absoluten Größe des Wärmenetzes (Auslegungsleistung) ab. Der zweite Ansatz wurde von Persson und Werner (2008) sowie Persson und Werner (2010) publiziert. Ausgehend von einer ähnlichen Datengrundlage, nämlich der Verteilung der Siedlungsflächen auf Basis von Corine-Daten und der durchschnittlichen Wärmenachfrage nach beheizter Gebäudefläche, wurde ein Ansatz entwickelt, aus welchem die durchschnittlichen Investitionskosten und Rentabilität für die Wärmenetzinfrastruktur abgeleitet werden kann. Der aufgestellte Ansatz errechnet die Rentabilität einer Wärmenetzinfrastruktur aus:

- Wärmenachfrage je zu versorgender Landfläche
- Trassenlänge je Landfläche
- Investitionskosten je Trassenmeter

Für die durchschnittliche Trassenlänge pro zu versorgender Landfläche wurde von Persson und Werner auf Basis von bestehenden Wärmenetzen eine empirische Formel entwickelt.

$$\text{Trassenlänge pro Landfläche} = 1 / w = 1 / (61,8 \cdot e^{-0,15})$$

w ... „Effektive Breite“

e ... Bebauungsverhältnis

In Abbildung 5-18 ist der Zusammenhang zwischen Bebauungsdichte und Trassenlänge je Landfläche graphisch dargestellt.

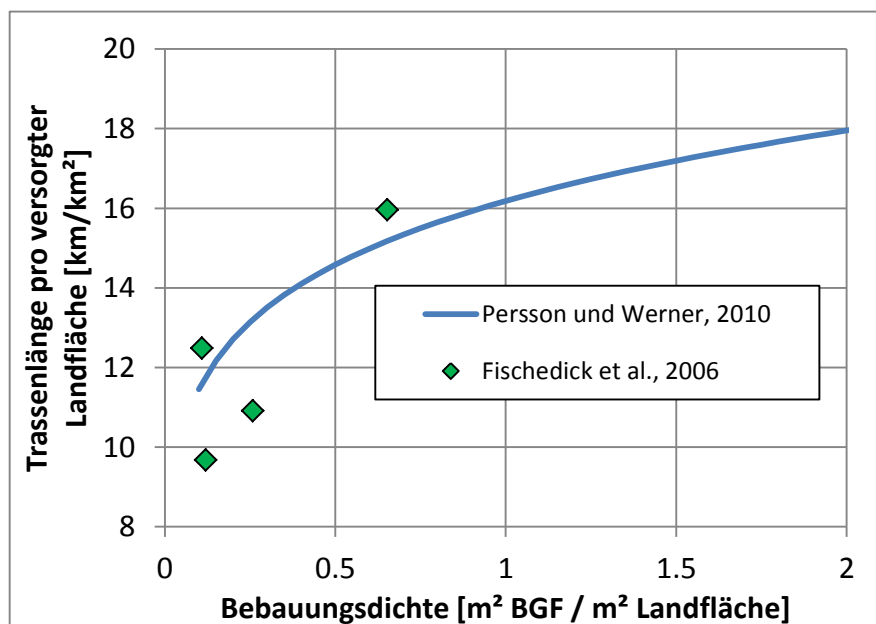


Abbildung 5-18. Trassenlänge pro Landfläche in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte
(Datenquelle: Person und Urban (2010) und Fishedick et al. (2006))

³⁹ 180 + Wärmelieferung / 600 Für Kosten je Meter

Die Wärmenachfrage je zu versorgender Landfläche wird aus der Einwohnerdichte, der Einwohner spezifischen beheizten Gebäudefläche und des spezifischen Wärmebedarfes je beheizter Gebäudefläche ermittelt.

$$Q_s = p \cdot a \cdot q = e \cdot q$$

Q_s ... Spezifische Wärmenachfrage

p ... Bevölkerungsdichte pro Fläche

a ... bevölkerungsspezifischer Gebäudeflächenbedarf

q ... spezifische Wärmenachfrage pro Gebäudefläche

e ... Bebauungsverhältnis

Unter Berücksichtigung von typischen spezifischen Wärmeverbräuchen von Gebäuden in Österreich ergeben sich die in Abbildung 5-19 dargestellte jährliche Wärmeabnahme je Trassenlänge (linearen Wärmedichte). Für den Bereich der Streusiedelungen ($e=0,1$) ergibt sich daraus eine jährliche Wärmenachfrage von 900 bis 1700 kWh/Trm.

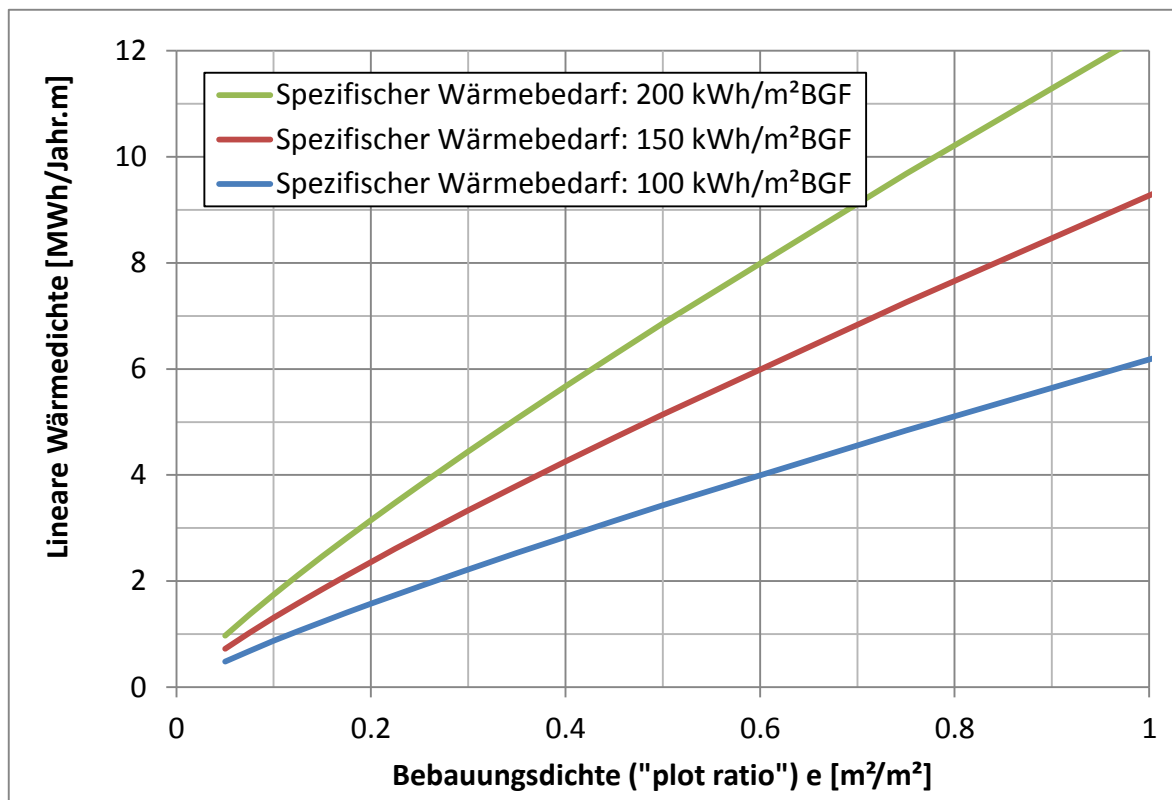


Abbildung 5-19. Lineare Wärmedichte von Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche.

(Datenquelle: Persson und Werner (2010))

Der von Persson und Werner (2010) empirisch ermittelte Zusammenhang zwischen der linearen Trassenlänge und der flächenspezifischen Bebauungsdichte e („specific width“) wurde für 12 kleine österreichische Wärmenetze, für welche die Wärmenetzdaten geographisch verortet dem Projektteam

zugänglich waren, überprüft. Die Gegenüberstellung von berechneten Ergebnissen und realen Daten zeigt, dass die Abweichungen in etwa im Bereich von $\pm 20\%$ liegen (siehe Abbildung 5-20).

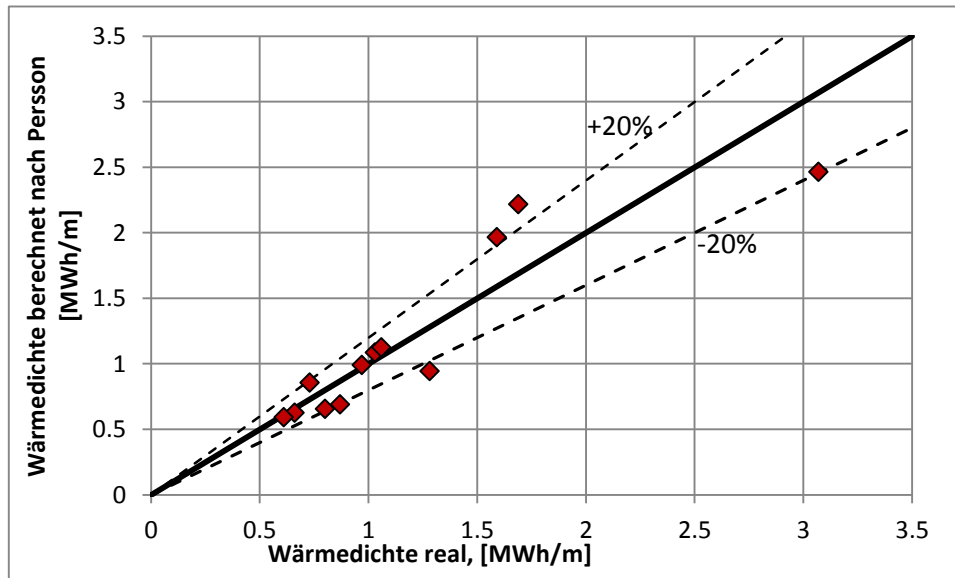


Abbildung 5-20. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/m Trasse) und auf Basis, von Persson und Urban (2010), errechneten Wärmeabnahmedichte von 12 geographisch verorteten Netzen.

Für weitere große österreichische Wärmenetze wurden Daten hinsichtlich Netzlänge und Wärmeabnahme gefunden. Diese Daten sowie die daraus resultierenden linearen Wärmedichten wurden den Modellergebnissen für die jeweiligen Gemeinden gegenübergestellt. Aufgrund der fehlenden geographischen Verortbarkeit der versorgten Gebäude wurden die linearen Wärmedichte sowohl auf Basis der Gemeindedurchschnitt über alle Gebäude, als auch die lineare Wärmedichten, welche sich unter der Annahme, dass Gebiete mit höherer Bebauungsdichte vorrangig erschlossen werden, berechnet (Tabelle 6-3 und Abbildung 6-21).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 5-3. Vergleich von realen und errechneten Trassenlängen

	Netzlänge [km]	Realdaten			Modellergebnisse		
		Wärme- abnahme- menge [GWh/a]	FW- Anteil	Wärmemenge ges. FW- geeignete Versorg.- gebiet [GWh/a]	Anteil FW- geeignetes Versorg.ggebiet an Gesamt- wärme	Netzlänge gesamtes geeignetes Versorgungs- gebiet [km]	Netzlänge wenn, höchste Bebauungs- dichten versorgt [km]
Wien ⁴⁰	1170	5580	33 %	16900	98 %	3430	770
Graz ⁴¹	312	870	30 %	2860	96 %	1230	230
Linz ⁴²	190	810	37 %	2170	96 %	760	210
Salzburg ⁴³	155	440	23 %	1890	96 %	630	100
Wels (UBA)	34	160	30 %	540	86 %	246	28
Lienz (UBA)	32	44	29 %	150	90 %	70	20

Die sich daraus ergebenden linearen Wärmedichten sind in Abbildung 5-21 dargestellt.

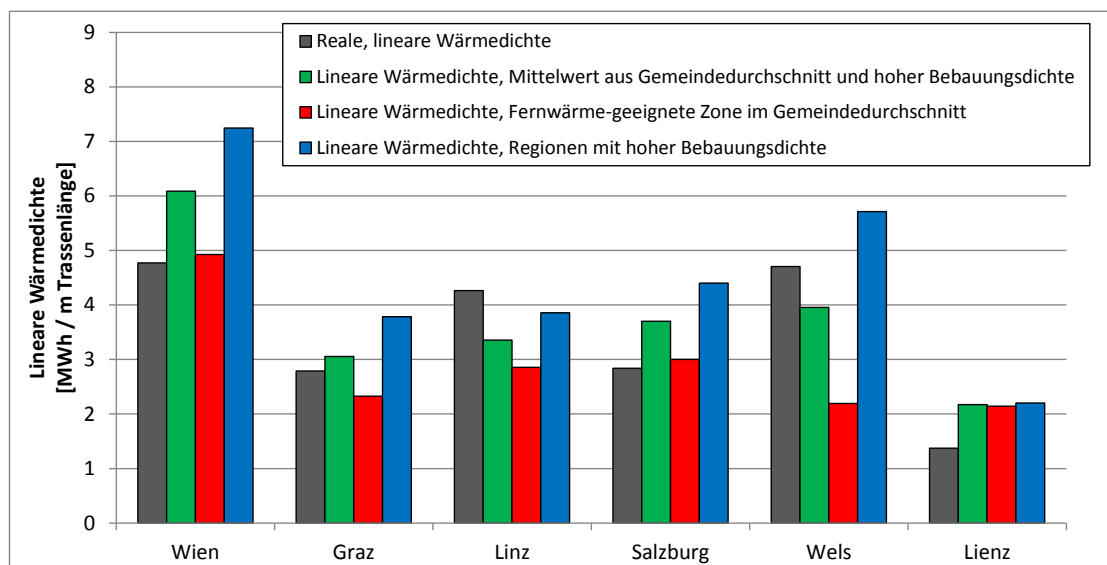


Abbildung 5-21. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/m Trasse) und auf Basis, von Persson und Urban, errechneten Wärmeabnahmedichten.

Naturgemäß kommt es gegenüber der verorteten Berechnung der Wärmedichte zu größeren Abweichungen und Unsicherheiten im Vergleich von realen zu errechneten Daten. Zusätzlich zu der Auswertung in der verorteten Netze gibt ergibt sich die Unsicherheit, welche Bereiche der in der

⁴⁰ <https://www.gaswaerme.at/de/pdf/13-1/irschik.pdf>

⁴¹ <https://www.gaswaerme.at/de/pdf/11-1/steiner.pdf>, 10 % Netzverluste angenommen

⁴² <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0074.pdf#page=21&zoom=auto,-274,238>, http://www.linz.at/zahlen/050_infrastruktur/040_TechnischeVersorgung/040_Fernwaerme/JWAERM.PDF

⁴³ <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0074.pdf#page=21&zoom=auto,-274,238>, 10 % Netzverlust

Gemeinde als Fernwärme-geeignet ausgewiesene (vom Autorenteam berechneten) Gebiete in der Realität ans Fernwärmenetz angeschlossen wurden. Dennoch zeigt der Vergleich der realen Wärmedichten mit dem Mittelwert der beiden zuvor skizzierten Ansätze in Abbildung 5-22, dass die Abweichungen dieser Kenngröße für 5 der 6 Netze im Bereich von -20 % bis +30 % liegt. Lediglich für Lienz ergibt der errechnete Ansatz eine um +60 % doch deutlich höhere Wärmedichte.

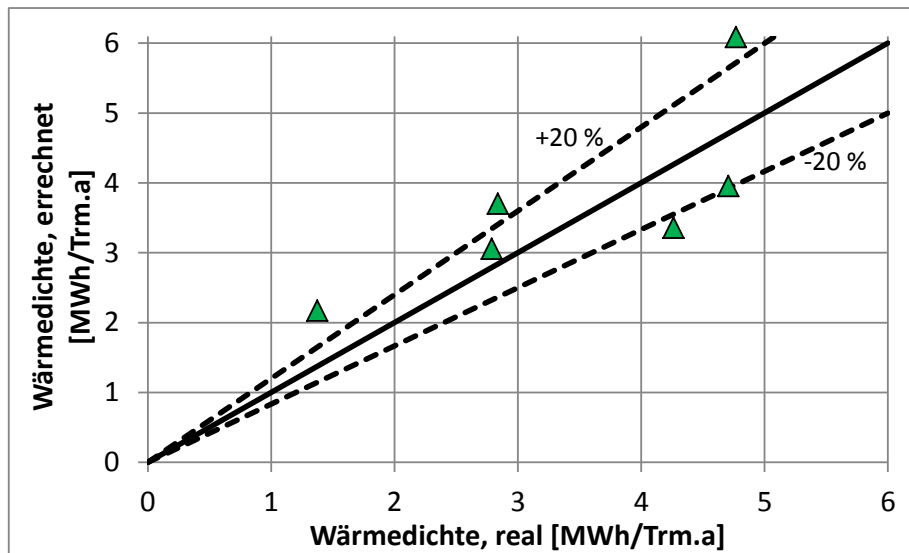


Abbildung 5-22. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/m Trasse) und auf Basis von Persson und Urban (2010), errechneten Wärmeabnahmedichte für 6 österreichische große Wärmenetze.

Die Investitionskosten je Trassenlänge wurden ebenfalls auf Basis von bestehenden Wärmenetzen ermittelt. Dazu wurden einerseits die durchschnittlichen Durchmesser der unterschiedlichen Wärmenetztypen untersucht, andererseits wurden diesen Investitionskosten zugeordnet. Der innovative Aspekt bei diesem Ansatz ist der, dass die durchschnittlichen Durchmesser nicht auf die tatsächliche Größe des Wärmenetzes bezogen wurden, sondern auf die Bebauungsdichte und den spezifischen Wärmebedarf. Dabei wurde berücksichtigt, dass in Gebieten mit höheren Bebauungsdichten im Durchschnitt größere Wärmenetze mit größeren durchschnittlichen Rohrdurchmessern errichtet werden. Für den durchschnittlichen Rohrdurchmesser (Nennweite) wurde von Persson und Werner die folgende empirische Formel ermittelt:

$$d_a = 0,0486 \cdot \ln(Q_s / L) + 0,0007$$

d_a ... durchschnittliche Nennweite [m]

(Q_s / L) ... lineare Wärmedichte, jährliche Wärmelieferung pro Trassenlänge $[GJ / (m \cdot Jahr)]$

Die sich aus der empirischen Formel ergebenden durchschnittlichen Rohrnennweiten je linearer Wärmedichte sind in Abbildung 5-23 dargestellt. Dieser empirische Zusammenhang besagt, dass die durchschnittlichen Nennweiten eines Wärmenetzes mit einer linearen Wärmedichte (jährliche Energielieferung pro Trassenlänge) von 1 MWh/(m*Jahr) bei etwa 70 mm liegt. Bei einer linearen Wärmedichte 6 MWh/(m*Jahr) ergibt sich eine durchschnittliche Nennweite von 150 mm.

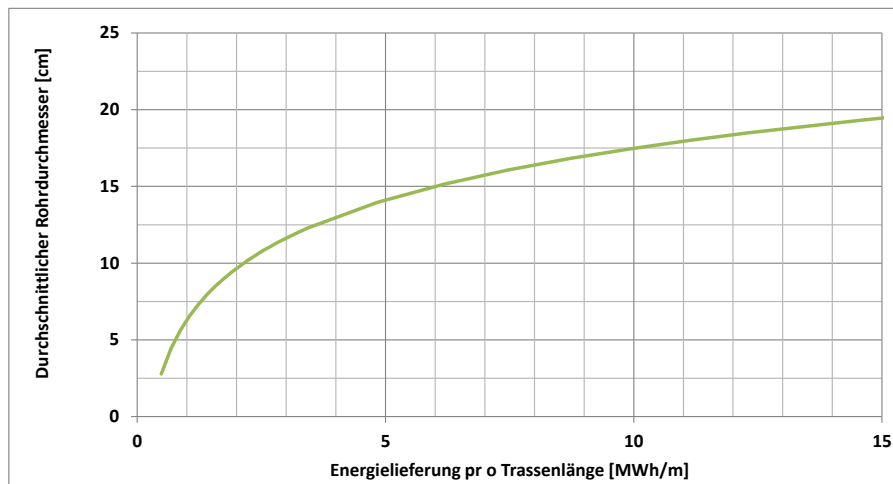


Abbildung 5-23. Durchschnittliche Rohrnennweiten von Wärmenetzen in Abhängigkeit von der linearen Wärmedichte.

(Datenquelle: Persson und Werner (2011))

Wird des Weiteren noch der Zusammenhang von Bebauungsdichte und Trassenlänge je versorgter Landfläche berücksichtigt, lassen sich die durchschnittlichen Rohrnennweiten wie in Abbildung 5-24 darstellen. Demnach liegt die durchschnittliche Nennweite von Wärmenetzen die Streusiedlungen (Blesl, 2002: Bebauungsdichte von 0,1) mit einem durchschnittlichen Wärmebedarf von 150 kWh/m² beheizter Gebäudebruttofläche versorgen, bei etwa 75 mm. Für kleinstädtische und sub-urbane Netze mit einer Bebauungsdichte von 0,3 bis 0,5 ergibt sich bei gleichem spezifischem Wärmebedarf eine durchschnittliche Rohrnennweite von etwa 125 bis 145 mm.

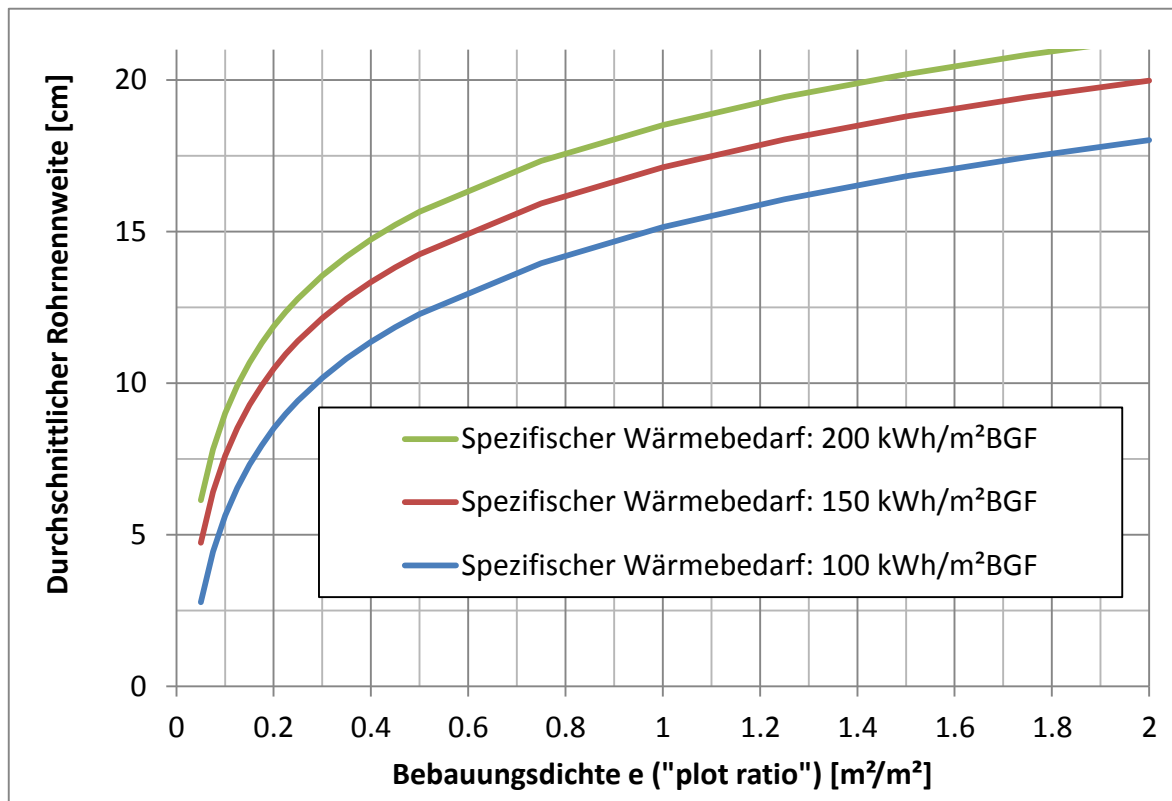


Abbildung 5-24. Durchschnittliche Rohrnennweite von Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche.

(Datenquelle: Persson und Werner (2011))

Die Investitionskosten für die Wärmenetzinfrastruktur setzen sich aus unterschiedlichen Komponenten wie Planungskosten, Erdbauarbeiten, Leitungskosten, Versorgungsleitungen oder Oberflächenversiegelung etc. zusammen. Drei wesentliche Einflussparameter die in der Literatur genannt werden sind (1) die Rohrnennweiten, (2) der Leitungstyp (flexibel versus starre Leitungen) sowie (3) die Beschaffenheit der Bodenoberflächen (versiegelt oder nicht). Einige unterscheiden zwischen unterschiedlichen Verlegarten bzw. Bodenbeschaffenheiten. Dennoch wurde wiederum nur bei Persson und Werner (2011) ein Ansatz gefunden, der versucht die verschiedenen typischen Konfigurationen auf die Kenngröße der Bebauungsdichte zurückzuführen. Damit werden sowohl die typischen Wärmenetzleistungen, die typische Bodenoberflächenbeschaffenheit sowie die typischen Leitungstypen berücksichtigt. In deren Ansatz setzen sich die Investitionskosten aus fixen Kosten je Trassenlänge und Durchmesser-abhängige Kosten je Trassenlänge zusammen, wobei nach drei Bebauungsverhältnissen, nämlich ländlich, sub-urban und innerstädtisch, unterschieden wird (siehe folgende Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4. Investitionskosten je Trassenlänge (Quelle: Persson und Werner (2011))

	Bebauungs- verhältnis e	C1 – Fixe Investitionskosten je Trassenlänge [€/m]	C2 – Nennweiten abhängige Invest.kosten je Trassenlänge [€/m²]
Innerstädtisch	> 0,5	286	2022
Kleinstädtisch	0,3 – 0,5	214	1725
Ländlich	< 0,3	151	1378

Ein Vergleich der Daten von Persson und Werner mit jenen von Nast (2007) und Manderfeld (2008) ist in Abbildung 5-25 dargestellt. Zu beachten ist dabei, dass sich die Investitionskosten der ersten Publikation auf die mittlere Rohrnennweite des Netzes beziehen, bei Nast und Manderfeld werden die Investitionskosten auf die Trassen mit der jeweiligen Nennweite bezogen. Aufgrund der Linearität der Kostenfunktionen sind aber die Größenordnungen der Kosten vergleichbar. Aus dem Vergleich geht hervor, dass die Kostenfunktionen von Persson und Werner für den Innerstädtischen Raum eine gute Übereinstimmung mit den bei Nast ausgewiesenen AGFW Daten für traditionelle Technik aufweisen. Am anderen Ende des Spektrums liegen die Kostenfunktionen von Persson und Werner für den ländlichen Raum im Bereich der AGFW-Daten für neue Technik, welche die nachträgliche Fernwärme-Erschließung von weniger stark besiedelten Räumen darstellt. Diese Kurve nähert sich bei größeren Nennweiten der Kostenkurve des Sub-Urbanen Raumes von Persson und Werner an. Dies erscheint konsistent, sind doch unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Flächen-spezifischen Wärmeverbräuche diese Nennweitenbereiche aufgrund der Modellierung über die spezifischen Bebauungsdichten eher den kleinstädtischen, suburbanen Räumen vorbehalten. Die von Manderfeld (2008) angeführten Kosten beziehen sich auf ländliche Wärmenetze und stellen die Kosten differenzierte nach verwendetem Rohrsystem (starre Leitungen versus flexible Rohre) und Oberflächenbeschaffenheit (unbefestigt, asphaltierte Oberfläche) dar. Die darin angeführten Kosten liegen für versiegelte Oberflächen im Bereich der von Persson und Werner für kleinstädtisch, sub-urbane Räume angegebenen Kosten. Die Kosten, die bei unbefestigten Oberflächen auftreten, sind deutlich niedriger als die Kosten, die sich nach Persson und Werner für den ländlichen Raum ergeben. Wird berücksichtigt, dass auch im ländlichen Raum die Trassen teilweise unter befestigten Oberflächen verlegt werden, dürfte auch diese Studie den hier verwendeten Kostenansatz (Persson und Werner) unterstützen.

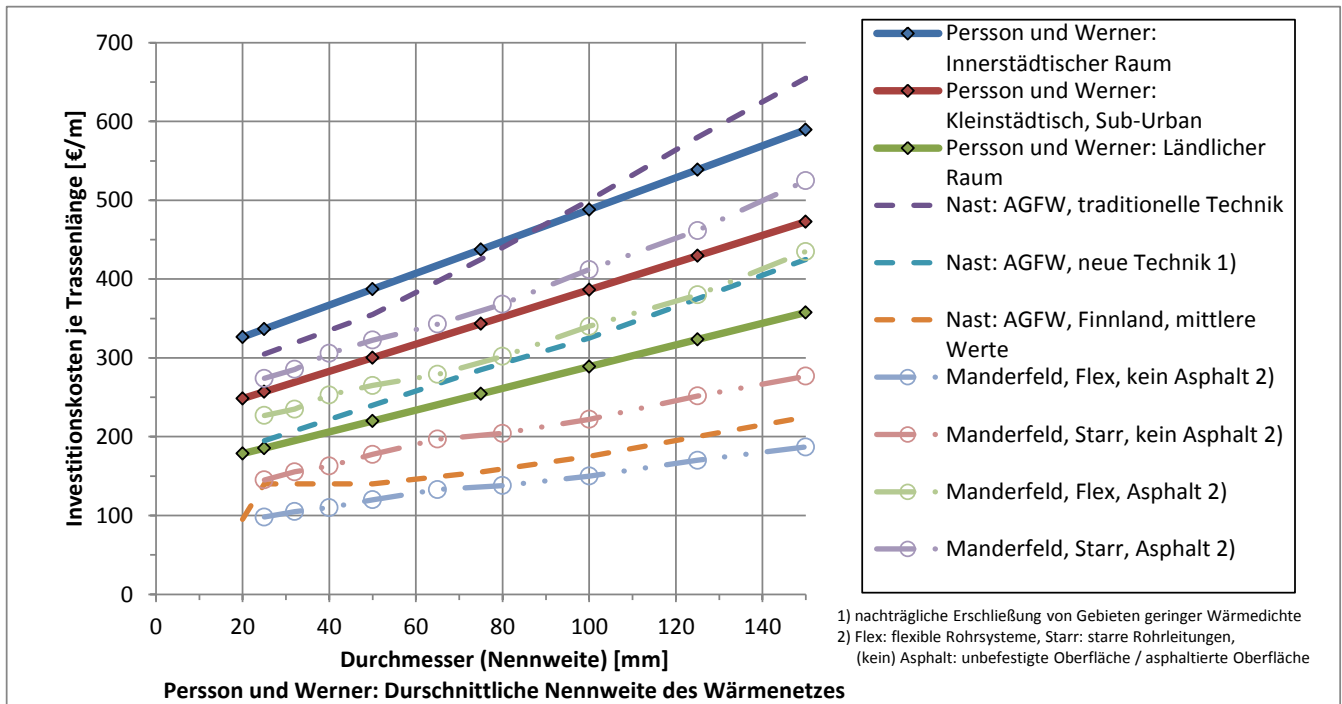


Abbildung 5-25. Investitionskosten je Trassenlänge: Vergleich des Ansatzes von Persson und Werner (2011) mit Nast (2007) und Manderfeld (2008).

Aus den spezifischen Investitionskosten je Trassenlänge ergeben sich unter Berücksichtigung der Trassenlänge je versorgter Fläche und den flächenspezifischen Energielieferungen die wärmespezifischen Investitionskosten für den Ausbau des Wärmenetzes:

$$Inv = \frac{\alpha (C_1 + C_2 \cdot d_a)}{e \cdot q \cdot w} \text{ [€/GJ]}$$

mit

$C_1, C_2 \dots$ Kapitalkostenfaktoren [€/m, €/m²]

$d_a \dots$ durchschnittlicher Rohrdurchmesser [m]

$\alpha \dots$ Annuitätenfaktor [1/a]

$e \dots$ Gebäudeflächenverhältnis (plot ratio) [m²/m²]

$q \dots$ spezifischer Wärmebedarf [GJ/m²a]

$w \dots$ spezifische Leitungslänge [m]

Mit

$$d_a = 0.0486 \cdot \ln(Q_s / L) + 0.0007 \text{ [m]}$$

mit

$Q_s / L \dots$ spezifische jährliche Wärmelieferung pro Trassenlänge [GJ/(a · m)]

$$w = 61.8 \cdot e^{-0.15}$$

$e =$ Bebauungsverhältnis (plot ratio)

Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-26 dargestellt. Für ländliche Wärmenetze ergeben sich demnach Netzinvestitionskosten je Trassenmeter im Bereich von etwa 200 bis 330 €/Trm. Für sub-urbane und kleinstädtische Netze liegen die Werte im Bereich von 400 bis 500 €/Trm, für großstädtische Netze liegen die durchschnittlichen Investitionskosten in die Netzinfrastruktur bei etwa 550 bis 700 €/Trm.

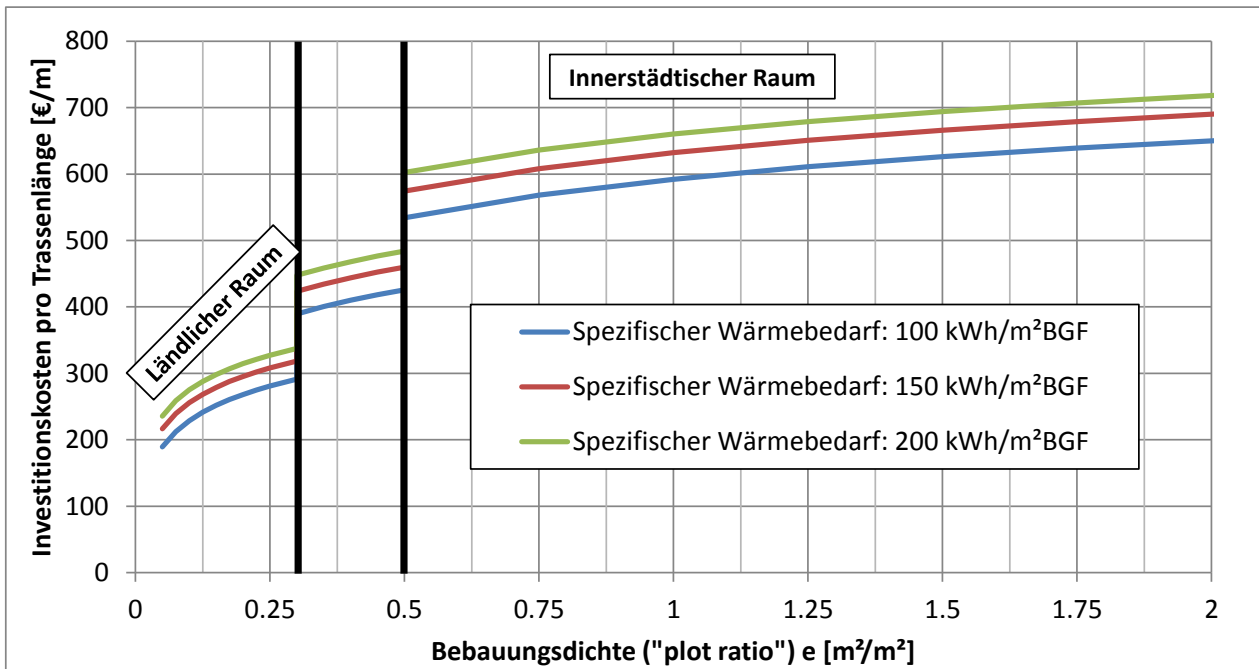


Abbildung 5-26. Investitionskosten von Wärmenetzen pro Trassenlänge in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen jährlichen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche.

(Datenquelle: Persson und Werner (2011))

Werden schlussendlich die linearen Wärmedichten berücksichtigt, lassen sich die spezifischen jährlichen Investitionskosten pro verkaufter/gelieferter Energiemenge errechnen. Diese belaufen sich damit zu

$$Inv = \frac{\alpha \cdot (C_1 + C_2 \cdot (0.0486 \cdot \ln(Q/L) + 0.0007))}{Q/L} \quad [\text{€/GJ}]$$

mit der spezifischen Wärmelieferung pro Trassenlänge (Q_s/L) von

$$Q_s/L = 61.8 \cdot e^{0.85} \cdot q$$

Der oben dargestellte Zusammenhang erlaubt es, die Wärmenetzinvestitionskosten bei konstanter Wärmenachfrage nur in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e („plot ratio“) und dem spezifischen Wärmebedarf je m² beheizter Geschoßfläche darzustellen. Dieser Zusammenhang ist in der nachfolgenden Abbildung 5-27 dargestellt.

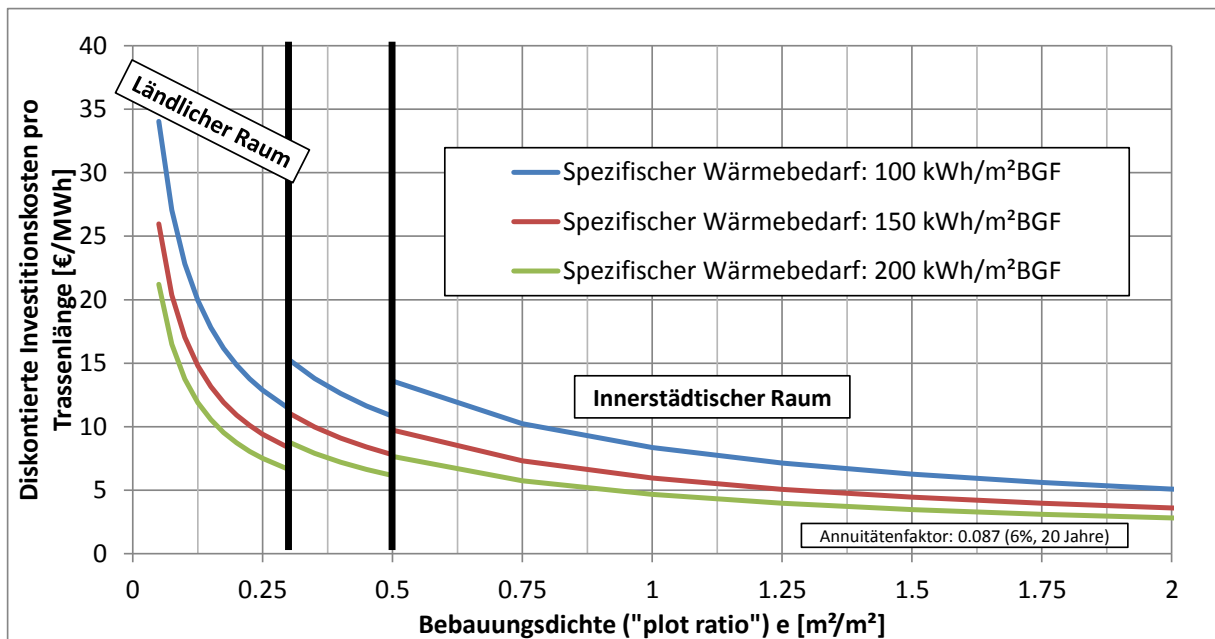


Abbildung 5-27. Annuierte Investitionskosten von Wärmenetzen pro Wärmelieferung in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen jährlichen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche.

(Datenquelle: Persson und Werner (2011))

Berechnung der Grenzkostenkurve der Wärmenetzinvestitionen für den österreichischen Gebäudebestand

Den Vergleich der hier ermittelten Grenzinvestitionskostenkurven für Österreich mit den in Connolly et al. (2013) dargestellten Kurven zeigt die Abbildung 5-28. Für diesen Vergleich werden wie bei Connolly et al. eine konstante Wärmenachfrage, sowie 3 % Kapitalverzinsung und eine Abschreibungsdauer von 30 Jahren verwendet. Daraus wird ersichtlich, dass die österreichischen Kosten, welche auf dem 250x250 Meter Raster basieren, signifikant höher sind, als die Kurven der anderen Länder. Gleichzeitig führt der Ansatz mit den kompakten Siedlungsflächen zu Kostenkurvenverläufen, welche eher jenen der deutlich dichter besiedelten Beneluxstaaten (Belgien und Niederlande) ähnlich sieht als denen von Frankreich oder Deutschland. Daraus wird geschlossen, dass die beiden Kurven für Österreich ein oberes und unteres Kostenpotenzial darstellen und die wahre Kosten-Kurve in der Mitte der beiden Kurven liegen dürfte.

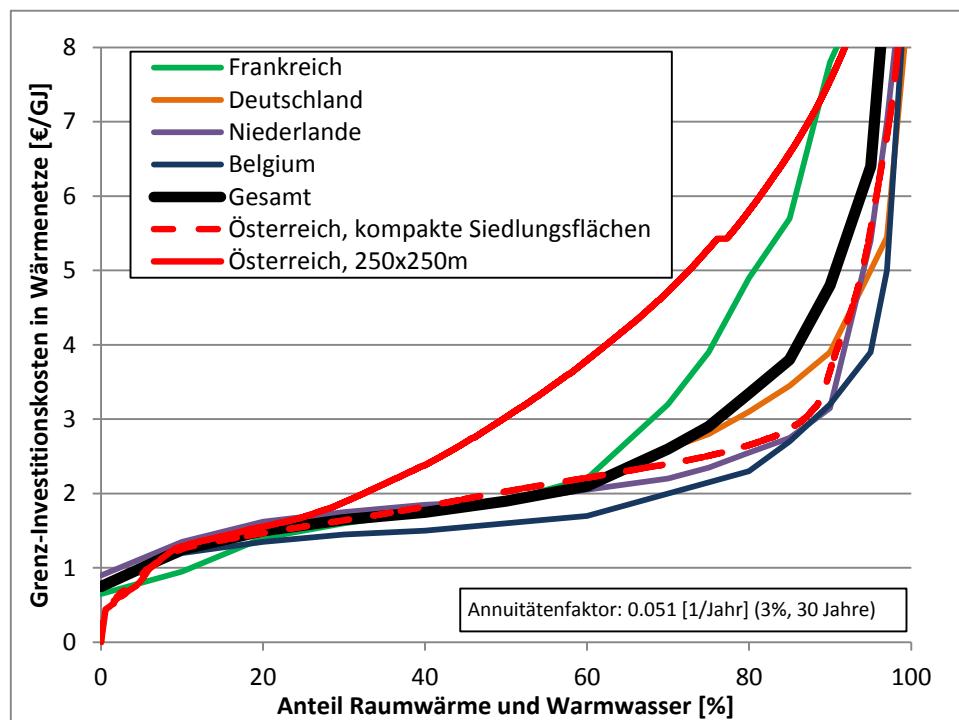


Abbildung 5-28. Vergleich der österreichischen Kosten-Kurven mit den bei Connolly et al. (2013) dargestellten Kosten-Kurven.

Berechnung der österreichischen Grenzinvestitionskostenkurve in Wärmenetze unter sich änderndem Wärmebedarf

Der spezifische Wärmebedarf wird auf Basis des Gebäudebestandes von 2008 und dessen Entwicklung in Szenarien mithilfe des Invert/EE-Lab Modells auf Gemeindeebene berechnet. Ausgehend vom gemeindespezifischen Gebäudebestand in 2008 (aufgeschlüsselt nach Gebäudetypen und Bauperioden) werden die Gebäude in Szenarien sukzessive thermischen Maßnahmen unterzogen und reduzieren damit deren spezifischen Energiebedarf. Aus den Ergebnissen des Invert/EE-Lab Modells wird für jede Gemeinde ein durchschnittlicher dynamischer spezifischer Wärmebedarf je konditionierter Gebäudefläche berechnet. Unter der Annahme einer kontinuierlichen Verbesserung des Gebäudebestandes bei gleichzeitiger Auslegung des Wärmenetzes auf den Ausgangszustand der Gebäude zum Errichtungszeitpunktes des Wärmenetzes ergeben sich annuierte spezifische Investitionskosten pro durchschnittlich gelieferter Wärme von

$$Inv_T = \frac{C_{1,T} + C_{2,T} \cdot (0.0486 \cdot \ln(Q_T / L) + 0.0007)}{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{Q_{T+t}}{(1+r)^t} / L} \quad [\text{€/GJ}]$$

mit

T... Zeitpunkt der Investition

τ ... kalkulatorische Abschreibungsdauer [a]

r... kalkulatorische Zinssatz [a]

Dieser Ansatz wurde zur Erstellung der nachfolgenden Kostenkurven verwendet. Als Basis der Wärmenachfragereduktion wurde das mittlere (-42 % bis 2050) Szenario herangezogen. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Energieeinsparungsrate von etwa 1,25 %.

$$Q_{T+t} = Q_T \cdot (1 - 0.125\%)^t$$

Auswertung der Investitionskosten für Netzinfrastruktur

Wird dieser Ansatz auf die österreichischen Bundesländer angewendet, ergeben sich die in Abbildung 5-29 dargestellten Grenzkostenkurven der Investitionskosten für Wärmenetze. Dargestellt sind jeweils die Kostenkurven auf Basis der Bebauungsdichten die sich aus den 250x250m Rasterpunkten ergeben (durchgezogenen Linien), als auch die Grenzkosten unter Anwendung des Ansatzes mit kompakten Siedlungsgebieten (strichlierte Linien). Aus Sicht der Autoren stellen die beiden Ansätze die Bandbreite der möglichen Investitionskostenverteilungen dar.

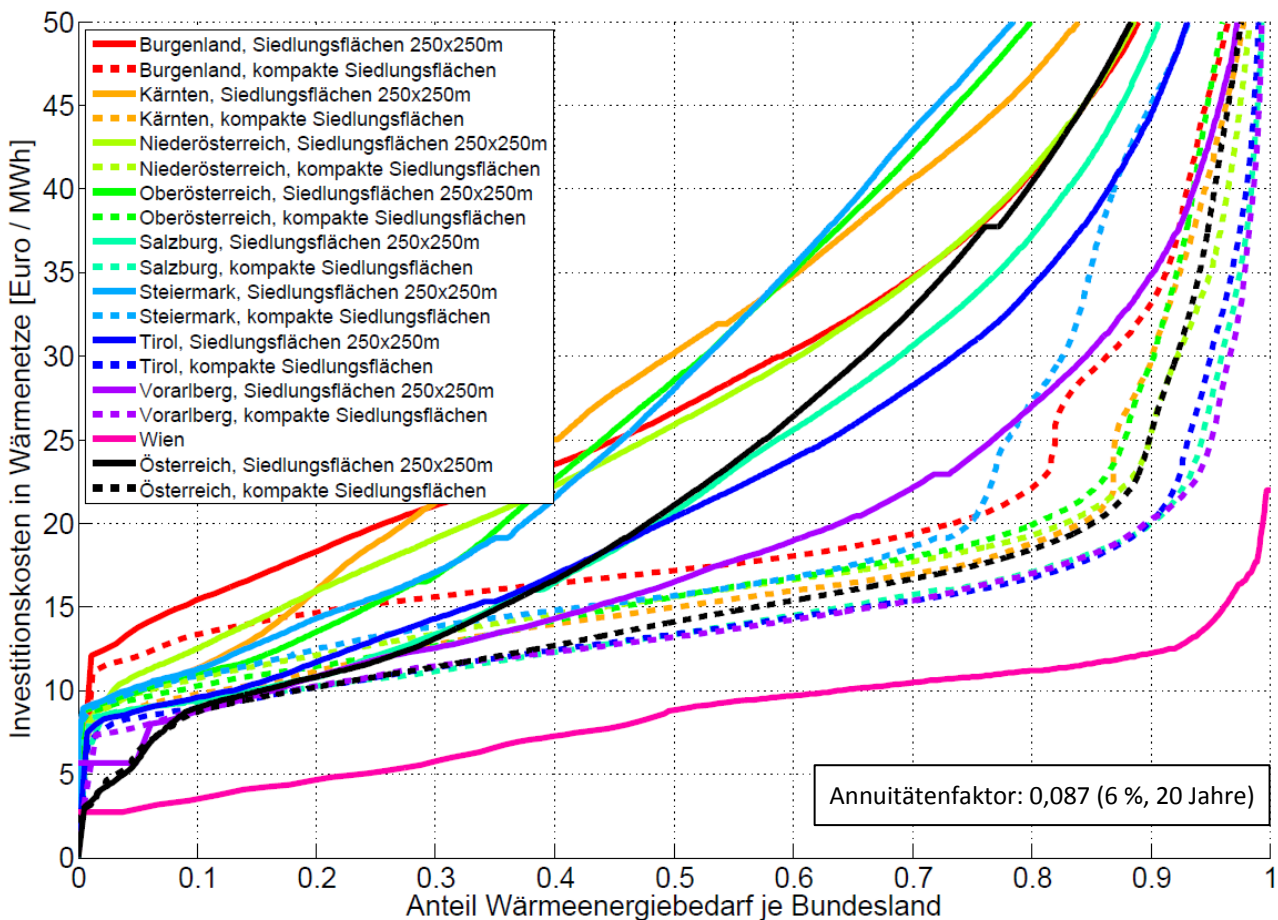


Abbildung 5-29. Grenzinvestitionskostenkurve (annuierte Investitionen je gelieferter Wärmemenge) in Wärmenetze unter Berücksichtigung einer zukünftigen Wärmenachfragereduktion im -42 %-Szenario

Der Vergleich der Besiedlungsdichten von Wien mit anderen österreichischen Städten in den Bundesländern (z.B. Graz und Linz) legt des Weiteren nahe, dass auch der gewählte Ansatz der Verdichtung der Besiedlungsflächen zu einer Unterschätzung des wahren Bebauungsverhältnisses führt. Diese These wird auch durch die niedrigen durchschnittlichen Investitionskosten je Trassenlänge

untermauert. Deshalb werden zusätzlich Sensitivitäten für die Investitionskosten in Wärmenetze unter den 1,5 fachen Bebauungsverhältnissen durchgeführt. Unter Berücksichtigung der höheren Bebauungsdichten steigen einerseits die spezifischen Investitionskosten je Trassenlänge, andererseits reduziert sich aber auch der Trassenbedarf. Dies führt dazu, dass sich die Investitionskostenkurven um etwa 25 % gegenüber den in Abbildung 5-29 dargestellten Kurven reduziert. Im Weiteren wird daher weiterhin mit den beiden Basisvarianten gerechnet.

Für Österreich ergeben sich somit die in Abbildung 5-30 dargestellten Kostenkurven. Aus den beiden Berechnungsansätzen der Siedlungsdichte (auf Basis des 250x250 m Raster sowie verdichtet Siedlungsgebiete) wurde ein Mittelwert gebildet, welcher in der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnung Eingang findet. Die grüne Linie zeigt die Kostenkurve aller Gebäude an, die rote Linie stellt die Auswertung der Gebiete dar, die als mit Fernwärme versorgbar eingestuft wurden. Auf Basis dieser Untersuchung ergibt sich, dass etwa 40 % des Wärmebedarfes mit Investitionskosten von unter 20 €/MWh für die Netzinfrastruktur erschließbar sind.

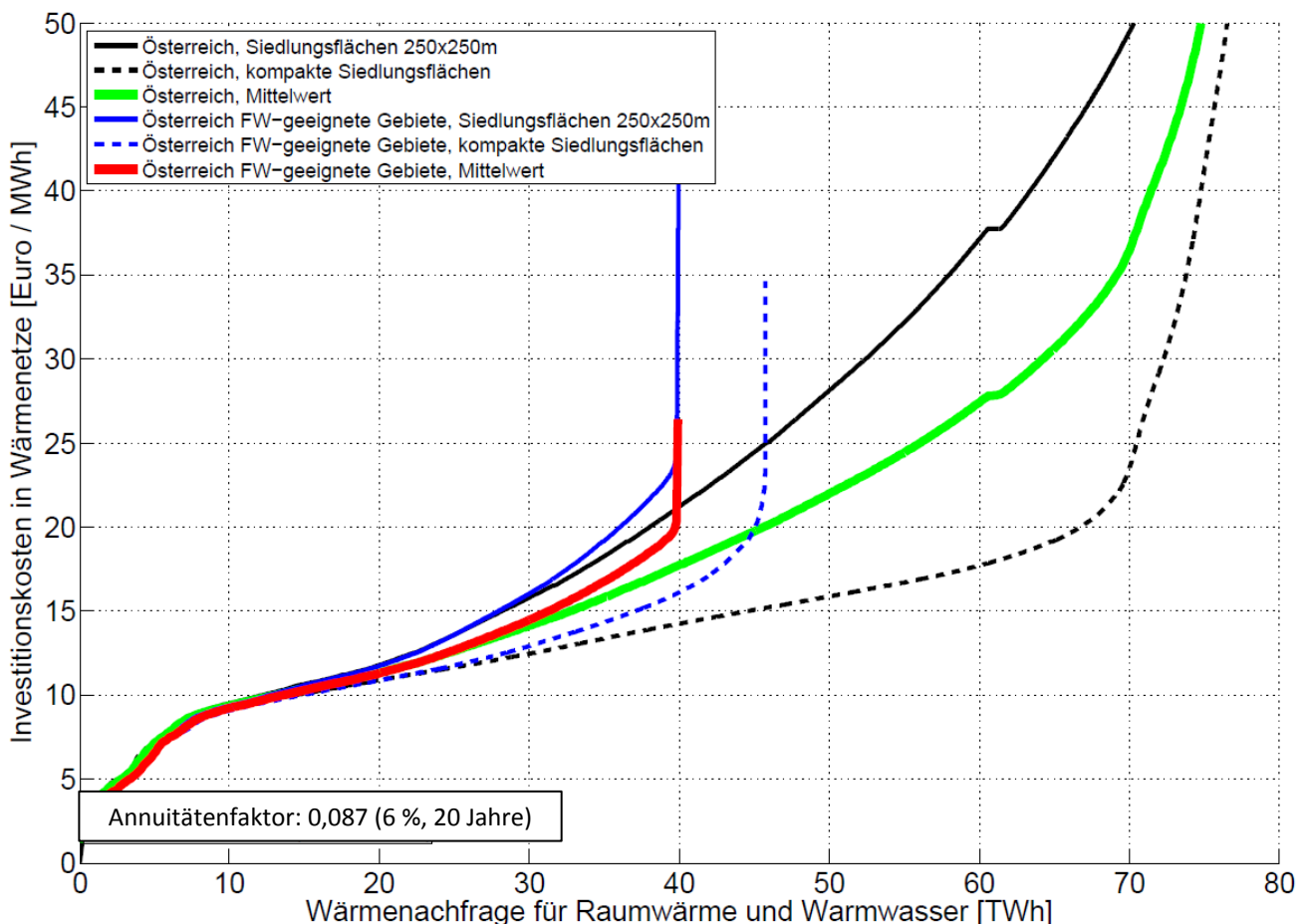


Abbildung 5-30. Grenzkostenkurve der Investitionskosten (annuisierte Investitionen je gelieferter Wärmemenge) in Wärmenetze für Österreich unter Berücksichtigung einer sich laufend reduzierenden Wärmenachfrage von etwa 1,25 %p.a.

5.4.4 Szenarien des Wärmebedarfs und des Fernwärmeausbaus

Szenarien der Wärmenachfrage

Dem Hauptszenario liegen die energiepolitische Rahmenbedingungen basieren auf dem Blue-Szenarien welches im Rahmen des Presence-Projektes (Kranzl et al., 2014) entwickelt wurde, zugrunde. Darüber hinaus wurden zwei Sensitivitäten zur Entwicklung der Wärmedichten erstellt. Zur Abschätzung der Entwicklung der Gebäudeflächen je Gemeinde wurden die Ergebnisse der Österreichischen Raumordnungskonferenz (ÖROK) 2011 (Hanika, 2011) verwendet. Diese Prognose deckt unter anderem die Entwicklung der Bevölkerung, die Anzahl der Haushalte für 124 österreichische Regionen ab. Die Entwicklung jeder dieser 124 Regionen wurde in einem zweiten Schritt auf die zugrunde liegenden Gemeinden heruntergebrochen. Als Aufteilungsschlüssel wurde gleichgewichtet die historische Entwicklung der Einwohner zwischen 1991 und 2010 der einzelnen Gemeinden im Vergleich zur übergeordneten Region sowie die Entwicklung der übergeordneten Region herangezogen.

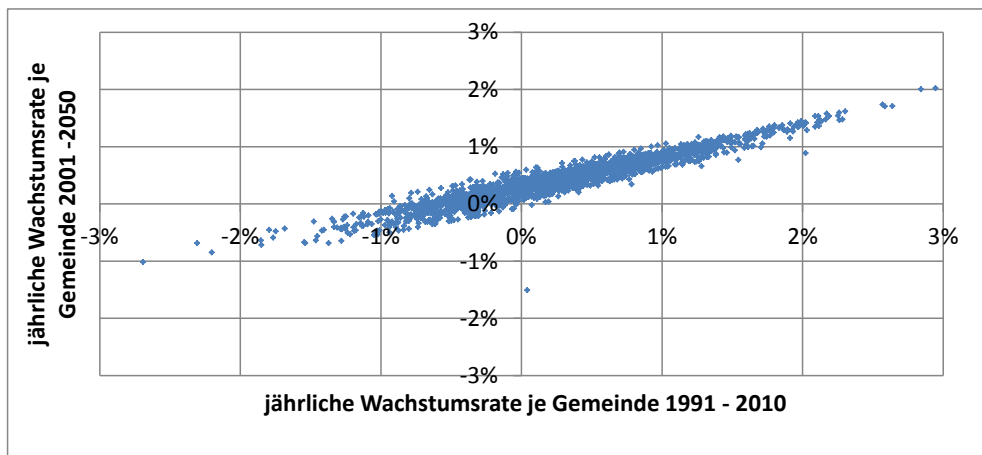


Abbildung 5-31. Vergleich der jährlichen Wachstumsrate je Gemeinde für den Zeitraum 2010 bis 2050 im Modell Invert/EE-Lab gegenüber den historischen Wachstumsraten der Periode 1991 bis 2010

Entwicklung der räumlichen Wärmenachfragedichte in Szenarien

Die Auswirkungen der erwarteten Reduktion der Wärmenachfrage durch Gebäudesanierungen und Ersatz bestehender Gebäude durch thermisch effiziente Neubauten werden an dieser Stelle auf Basis von drei Szenarien untersucht. Ausgehend vom Hauptszenario mit einer Reduktion der Wärmenachfrage innerhalb der kommenden 40 Jahre von etwa 42 % gegenüber dem derzeitigen Niveau werden die Auswirkungen von zwei alternativen Szenarien untersucht. In einem „Low-Efficiency“ Szenarien kommt es zu einem um 10 %-Punkte reduzierten Rückgang der Wärmenachfrage (d.h. -32 % bis 2050), in einem „High-Efficiency“ Szenario beträgt die Reduktion der Wärmenachfrage gegenüber dem derzeitigen Stand etwa 52 %. Dabei soll betont werden, dass dieses „High-Efficiency“-Szenario jedenfalls nicht einem maximal erreichbaren Effizienz-Ziel entspricht. Darüber hinaus könnte durch objektbezogene oder in Wärmenetze integrierte Wärmepumpen oder Solarkollektoren der Anteil des Bedarfs für Brennstoffe, Strom und Fernwärme weiter reduziert werden, was hier allerdings nicht im Fokus der Betrachtungen steht.

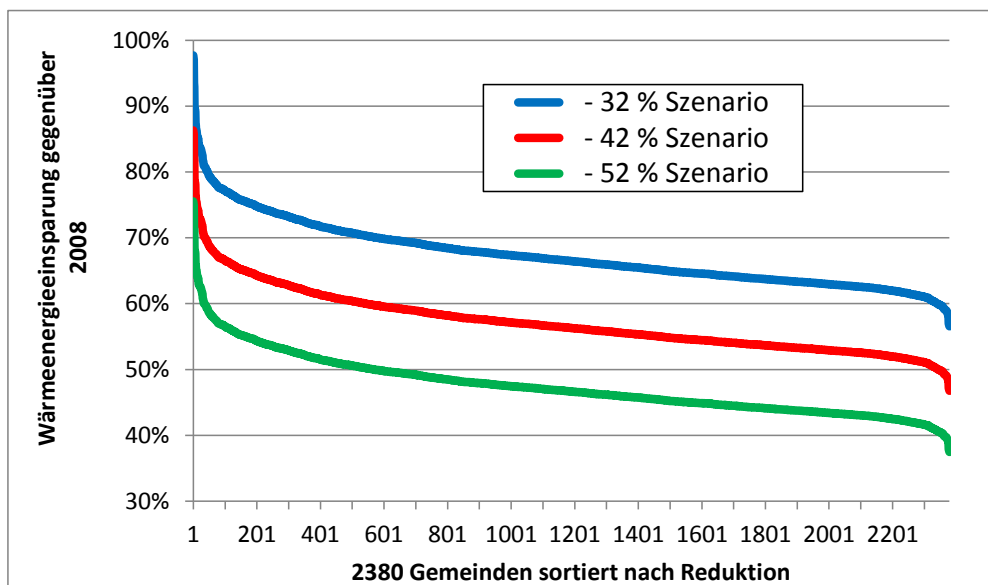


Abbildung 5-32. Endenergiebedarfsreduktion zur Wärmebereitstellung je Gemeinde zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in den drei ausgewählten Szenarien bis 2050.

Die Auswirkungen auf den Energiebedarf nach Zonen unterschiedlicher Wärmenachfragedichte sind in Abbildung 5-33 dargestellt. Darin sind die Wärmenachfragen nach 5 Dichtezonen für Wien, 8 Städte mit bereits relativ großen Wärmenetzen (Klagenfurt, Villach, St. Pölten, Lienz, Linz, Wels, Salzburg und Graz), sowie die verbleibenden 2349 Gemeinden zusammengefasst. Für 2008 betrug die Wärmenachfrage in Regionen mit mehr als 10 GWh/km² etwa 55 TWh. Davon sind etwa 25 TWh in den 8+1 Städten, die restliche Nachfrage von 30 TWh in den verbleibenden 2349 Gemeinden verortet. In einem -32 % Szenario reduziert sich Nachfrage in Bereichen mit mehr als 10 GWh/km² auf 31 TWh. Bereits in diesem Szenario übersteigt die Nachfrage (mit mehr als 10 GWh/km²) in den 8+1 Städten (17 TWh) die in den restlichen Gemeinden (14 TWh). In dem effizientesten Szenario liegt beinahe 2/3 der Wärmenachfrage in Regionen mit mehr als 10 GWh/km² in den 8+1 Städten. Werden die strengeren Kriterien von 20 GWh/km² herangezogen, ergibt sich 2008 eine Aufteilung von 13 TWh in den 2349 Gemeinden, 8 TWh in den 8 Städten, und 15 TWh in Wien. Bei einer Reduktion von 32 % vermindert sich die Nachfrage in den 2349 Gemeinden auf 4 TWh (2008: 13 TWh), bei einer Reduktion von 52 %, verbleibt in diesen Gemeinden eine Nachfrage von 1 TWh mit einer Nachfragedichte mehr als 20 GWh/km².

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

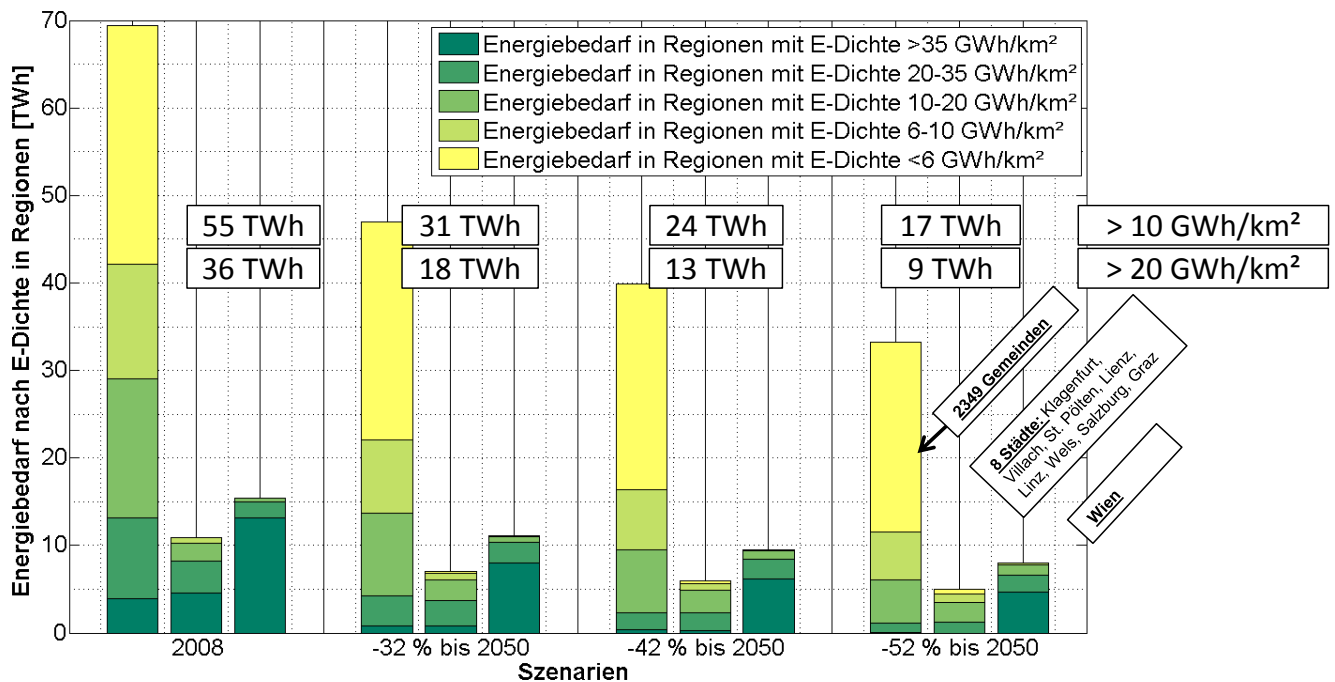


Abbildung 5-33. Entwicklung der Endenergienachfrage zur Deckung des Wärmebedarfs zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in drei ausgewählten Szenarien bis 2050 und Auswertung des potenziellen Wärmebedarfes nach Wärmedichten und Wärmebedarfsreduktion. Rechte Balken: Wien, mittlere Balken: 8 große Städte, linke Balken: restliche 2349 Gemeinden.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Verhältnisse für jene Gemeinden (exklusive der 8+1 Städte), deren Wärmenachfrage in Regionen mit mehr als 10 GWh/km² einen Grenzwert von 1 GWh pro Jahr und Gemeinde übersteigt. Wird als Kriterium der Nachfrage eine Mindestnachfrage von 10 GWh/km² gefordert, reduziert sich die durchschnittliche Nachfrage, die dieses Kriterium erfüllt, in Gemeinden, die 2008 im Bereich von 1-20 GWh/Gemeinde und Jahr lagen, von 7,8 GWh/Gemeinde auf 0,2 GWh/Gemeinde.

Tabelle 5-5. Entwicklung der Gemeinden mit mehr als 1 GWh in Zonen > 10 GWh/km² (ohne die 8+1 Städte)

Wärmenachfrage je Gemeinde, >10 GWh/km ²	1-20 GWh/GE	20-100 GWh/GE	>100 GWh/GE
Anzahl Gemeinden	533	278	63
Durchschnittliche Nachfrage (GWh/GE mit mehr als 10 GWh/km ²)			
2008	7,8	43	205
2050, -32 %	1,3	19	121
2050, -42 %	0,6	12	93
2050, -52 %	0,2	6	66

In den oben dargestellten Investitionskostenkurven (Abbildung 6-29 und Abbildung 6-30) wurde unterstellt, dass die Versorgung auf Basis des 2008 bestehenden Gebäudebestandes ausgeht. Zur

Berechnung der Trassenlängen je versorgter Landfläche für die Berechnung der Investitionskosten wurden die Bebauungsdichten von 2008 verwendet. Die Berechnung der Nenndurchmesser der Rohre wurde ebenfalls die Gebäudekenngrößen von 2008 verwendet. Die zukünftige Entwicklung floss in diesen Auswertungen insofern ein, als dass die verkaufte Wärmemenge sich jährlich um etwa 1,25 % (linearer Pfad bis -40 % in 2050) reduziert. Dadurch steigen die wärmespezifischen Investitionskosten gegenüber dem Fall einer konstanten Wärmenachfrage an, wobei der Effekt durch den Zinseffekt deutlich gemindert wird.

Im Nachfolgenden wird das Szenario eines zukünftigen Netzausbaus untersucht. Dazu wird unterstellt, dass, ausgehend von 2008, sich der Wärmebedarf bis 2050 um -32 % bis -52 % reduziert. Dabei wird vereinfacht angenommen, dass alle Gebäude (innerhalb einer Gemeinde) ihren Energiebedarf um denselben Betrag reduzieren. Gleichzeitig steigt das Bebauungsverhältnis (wiederum gleichmäßig über die bebauten Flächen), da die Gebäudeflächen bis 2050 steigen. Dies bewirkt im Modellansatz, dass die Trassenlängen pro Landfläche steigen. Zusätzlich kommt es teilweise zu Verschiebungen bei den Investitionskostenfaktoren C1 und C2 und damit ebenfalls zu Kostensteigerungen. Andererseits führen die geringeren spezifischen Wärmebedarfe dazu, dass in der Auslegung die Nennweiten der Rohre reduziert werden, was zu einer Kostenreduktion führt. Schlussendlich können die Investitionskosten pro Trassenmeter jedoch nur noch auf eine geringere Wärmemenge umgelegt werden, weshalb die wärmespezifischen, annuisierten Investitionskosten steigen. In folgender Abbildung 5-34 sind die Summeneffekte für die drei zukünftigen Szenarien dargestellt. Daraus wird deutlich, dass sich nicht nur die gesamte Wärmenachfrage und der Wärmebedarf, der zur Versorgung mit Fernwärme geeignet ist, reduzieren, sondern auch die mit dem Ausbau der Wärmenetze verbundenen energiespezifischen Investitionskosten stark steigen.

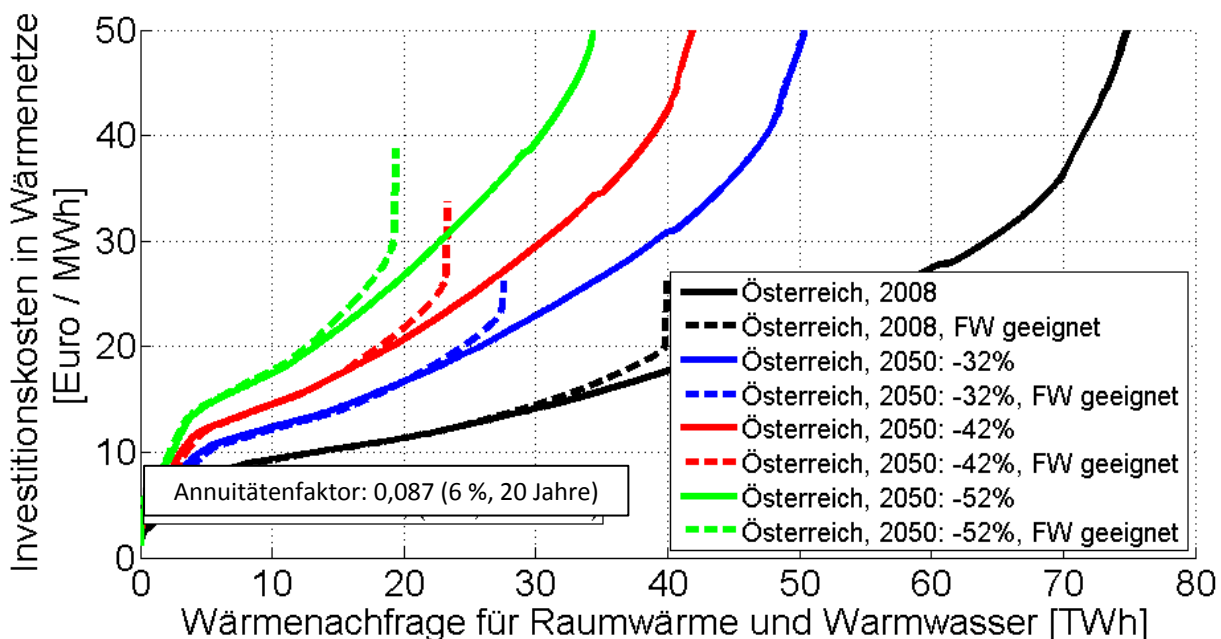


Abbildung 5-34. Grenzkostenkurve der Investitionskosten in Wärmenetze für Österreich für 2008 und drei Szenarien einer möglichen zukünftigen Entwicklung.

Amann et al. (2009) führte eine Analyse hinsichtlich der Fernwärmepotenziale durch. Ausgangsbasis der Studie ist eine Auswertung des Wärmebedarfes auf einem 1x1 km Raster. Ausgehend von einem Wärmebedarf von 79 TWh in 2001 (74 TWh in 2011) wurde die Fernwärmeeignung von Gitterpunkten auf Basis der Grenzwerte für die Wärmedichten der Zellen von 4 GWh, 6 GWh und 10 GWh ausgewertet. Je nach Grenzwert ergaben die Berechnungen ein theoretisches Fernwärmepotenzial für österreichischen Gebäudebestand 2001 von 39 TWh (51 %) bis 54 TWh (69 %). Ein realistisches Potenzial wurde von den Autoren durch eine Reduktion des theoretischen Potenzials um 30 % bis 40 % angegeben. Für 2001 und 2011 resultiert demnach ein realistisches Fernwärmepotenzial von 26 TWh bis 36 TWh (35 % - 49 %). In dieser Studie wird angenommen, dass sich dieser Wärmebedarf der Gebäude bis 2031 um 20 % gegenüber dem Stand von 2001 reduziert. Reduziert sich gemäß dieser Studie der Anteil der realistischen Fernwärmepotenziale (gemessen an der Wärmenachfrage), je nach Grenzwert von 34,5 % bis 49 % in 2011 auf 29,4 % bis 43,8 % in 2031. Die in SolarGrids erhobenen Fernwärmepotenziale⁴⁴ für 2008 liegen mit etwa 40 TWh über denen, die bei Amann et al. für 2011 angeführt sind (25,5 TWh – 36,3 TWh). Diese Relation bleibt auch für ein minus 20 % Szenario erhalten. Gleichzeitig zeigt Abbildung 5-34 die relativ flache Kostenkurve der Wärmenetzinfrastruktur im Bereich von 10 €/MWh bis 20 €/MWh für den Ausgangszustand 2008. Je nach angesetztem wirtschaftlichem Grenzwert zur Potenzialberechnung kann sich das Potenzial daher um +/- 50 % ändern.

Fernwärmeausbau im Modell Invert/EE-Lab bis 2050

Die zur Anwendung kommende Gebäudedatenbasis ist im Bereich aggregierter Daten in Hinblick auf Gebäude und nationalem Energieverbrauch durch unterschiedliche Publikationen der Statistik Austria gegeben. Für die disaggregierten Daten werden Datenbanken der Auftragnehmer (Energy Economics Group, TU Wien) herangezogen, wobei der Abgleich aller verwendeten Daten mittels nationaler Statistiken, sofern vorhanden auch Bundesländer spezifische Statistiken, erfolgt. Abgebildet wurde der österreichische Gebäudebestand anhand der folgenden Gruppen:

- Wohngebäude:
 - 4 Gebäudegrößen (EFH, ZFH, kl. MFH, gr. MFH)
 - 8 Bauperioden (vor 1919, 1919 bis 1944, 1945 bis 1960, 1961 bis 1970, 1971 bis 1980, 1981 bis 1990, 1991 bis 2002 und Neubauten)
 - sanierte Bauten und nicht sanierte Bauten
- Dienstleistungsgebäude:
 - 7 Typen (Hotels oder ähnliche Gebäude, Bürogebäude, Gebäude des Groß- oder Einzelhandels, Gebäude des Verkehrs- oder Nachrichtenwesens, Werkstätten Industrie- oder Lagerhallen, Gebäude für Kultur- oder Freizeit Zwecke bzw. des Bildungs- oder Gesundheitswesens, Sonstige Gebäude)
 - 1 bis 4 Bauperioden
 - 1 bis 3 Größenklassen

⁴⁴ Auf Basis von Grenzinvestitionskosten für das Wärmenetz von nicht mehr als 20 €/MWh.

Im Rahmen des Projektes wurde die Gebäudedatenbank um Zonen mit unterschiedlichen Wärmenachfragedichten erweitert. Dazu wurde der Gebäudebestand je Bundesland in drei Wärmedichtenzonen eingeteilt. Die Gebiete auf Basis des 250x250m Rasteransatzes mit weniger als 8 GWh/km², 8-16 GWh/km² und mehr als 16 GWh/km² wurden dazu jeweils zusammengefasst. Die Anteile, die die einzelnen Klassen pro Bundesland einnehmen, sind in der Tabelle 5-6 dargestellt. Für diese drei Klassen wurden einerseits die Anteile, welche als mit Fernwärme versorgbar eingestuft werden, ausgewertet, andererseits die mit den Wärmenetzen einhergehenden Netzinvestitionskosten untersucht. Je nach Ansatz (250x250m Raster oder Ansatz mit kompakten Siedlungsflächen) liegen im Cluster mit der geringsten Wärmedichte 25-30 TWh Wärmenachfrage. Davon wurden etwa 5 % als mit Fernwärme versorgbar eingestuft, sofern eine Mindestenergienachfrage pro Gebiet gefordert wird. Wird diese Bedingung gelockert, sind etwa 10 TWh mit annuisierten Investitionskosten je Wärmelieferung in die Wärmenetzinfrastruktur zwischen 20 und 30 €/MWh versorgbar. Etwa weitere 5 TWh sind mit Erschließungskosten von 30 bis 40 €/MWh verbunden.

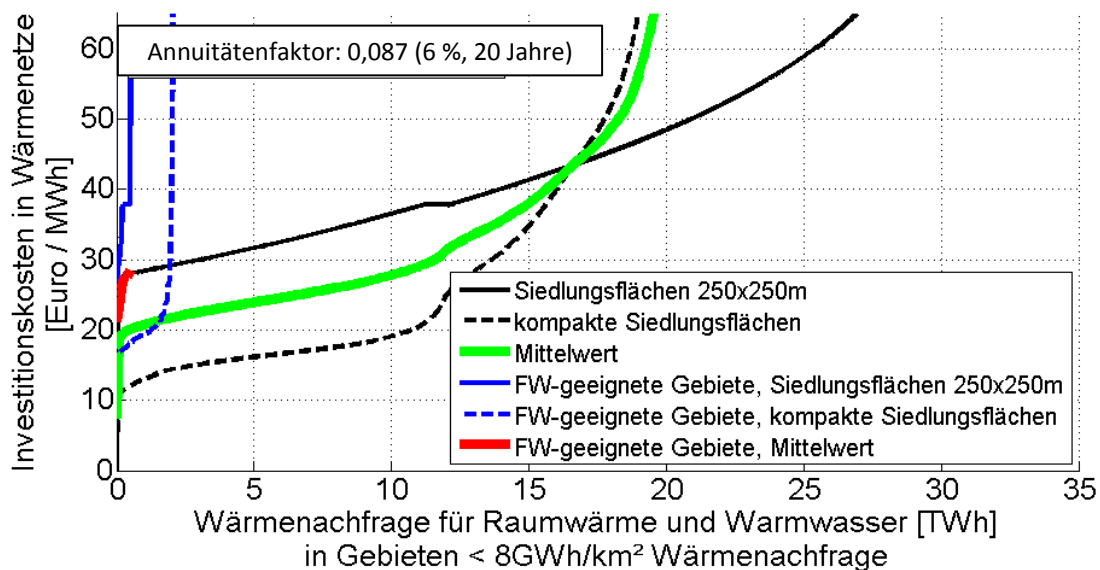


Abbildung 5-35. Grenzkosten der Investitionen für Wärmenetze (annuisierte Investitionen bezogen auf Wärmelieferung) in Österreich in Gebieten mit einer Wärmenachfrage von weniger als 8 GWh/km², unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen jährlichen Rückgangs des Wärmebedarfs um 1,2 %p.a.

Die Siedlungsgruppe mit der höchsten flächenspezifischen Wärmenachfrage beinhaltet etwa 35 bis 40 TWh. Davon wurden etwa 93 % als Fernwärme geeignete Wärmenachfrage eingestuft. Die annuisierten Investitionskosten in die Netze bezogen auf die Wärmelieferung liegen im Bereich von 5-15 €/MWh.

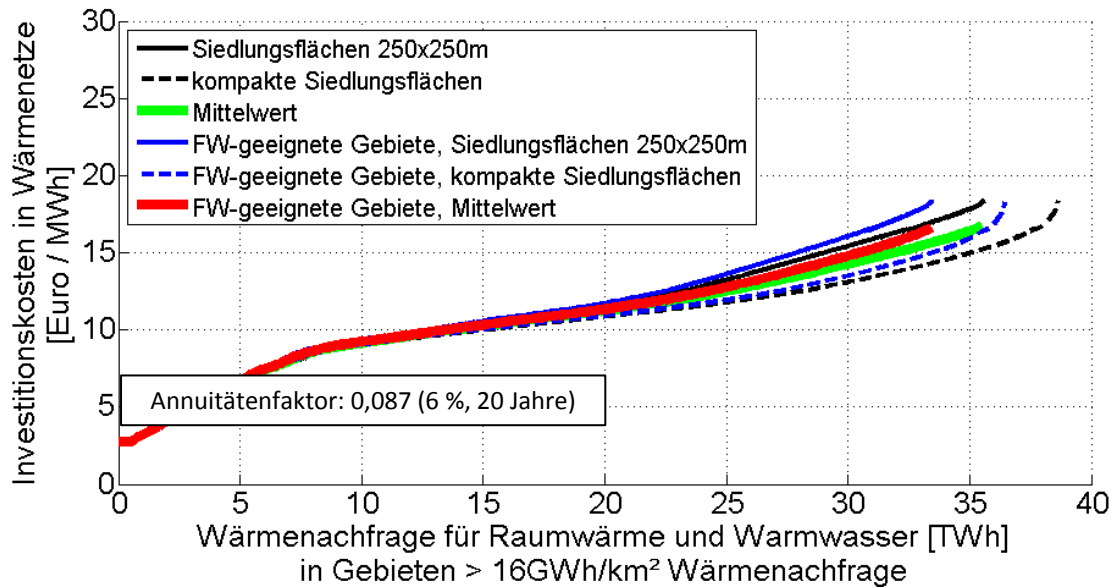


Abbildung 5-36. Grenzkosten der Investitionen für Wärmenetze (annuisierte Investitionen bezogen auf Wärmelieferung) in Österreich in Gebieten mit einer Wärmenachfrage von mehr als 16 GWh/km², unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen jährlichen Rückgangs des Wärmebedarfs um 1,2 %p.a.

Für die Gruppe mit einer durchschnittlichen Wärmedichte von 8-16 GWh/km² wurde auf Basis der verwendeten Methode eine Wärmenachfrage im Bereich von etwa 15 bis 20 TWh ermittelt. Davon sind etwa 45 % geeignet, mit Fernwärme versorgt zu werden. Die Kosten dafür liegen bei 15-20 €/MWh. Die entsprechenden Kurven sind im Anhang dargestellt.

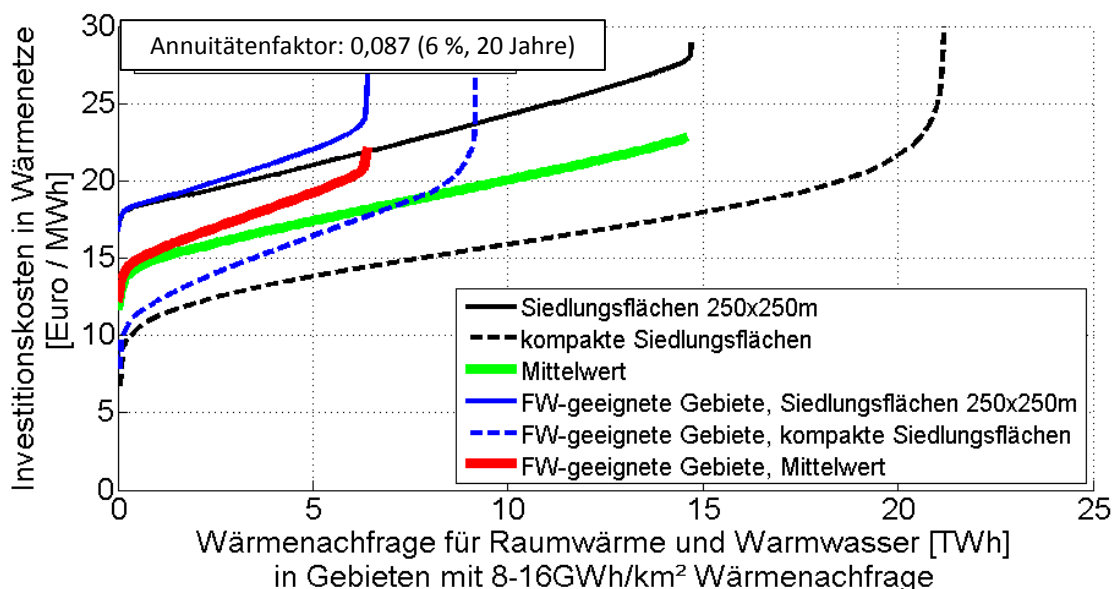


Abbildung 5-37. Grenzkosten der Investitionen für Wärmenetze (annuisierte Investitionen bezogen auf Wärmelieferung) in Österreich in Gebieten mit einer Wärmenachfrage von 8-16 GWh/km², unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen jährlichen Rückgangs des Wärmebedarfs um 1,2 %p.a.

Damit wird in der zur Anwendung kommenden Gebäudedatenbank der Gebäudebestand nach 73 Modellregionen unterschieden. Die folgenden Unterscheidungskriterien werden verwendet:

- 9 Bundesländer
- 3 Wärmenachfragedichte-Regionen: < 8 GWh/km², 8-16 GWh und > 16 GWh/km². Dazu wurde der Wärmebedarf pro Gemeinde auf Basis der besiedelten Flächen im 250x250 Meter-Raster sowie der Einwohneranzahl auf einem 1x1km Raster über einen generisch statistischen Ansatz auf ein 50x50 Meter-Raster umgelegt und ausgewertet.
- Die Abschätzung der mittelfristige Fernwärme- und Erdgasverfügbarkeiten sowie der Anteil der Bevölkerung in IG-L Regionen sind je Bundesland und Wärmenachfragedichte-Region aggregiert (25 Regionen). Die Erdgasverfügbarkeit basiert auf einer Auswertung des Wärmebedarfes in Abhängigkeit von der Distanz zum Erdgastransportnetzes, die Fernwärmeverfügbarkeit wurde in Abhängigkeit von bestehenden Wärmenetzen, dem Fernwärmeanteil 2001 und der Wärmenachfragedichte pro Gemeinde abgeschätzt.
- 10 Klimazonen (Die Zuordnung erfolgt auf Basis des bevölkerungsgewichteten Gemeindedurchschnittes).

Tabelle 5-6 Regionale Unterscheidung des Gebäudebestandes im zur Anwendung kommenden Gebäudedatensatz.

	Anzahl von Klima- zonen	Anteil der Wärmenachfrage pro Wärmenachfragedichte			Anteil der Bevölkerung in IG-L Regionen		
		> 16 GWh/km ²	8 - 16 GWh/km ²	< 8 GWh/km ²	> 16 GWh/km ²	8 - 16 GWh/km ²	< 8 GWh/km ²
Burgenland	3	18 %	34 %	48 %	100 %	100 %	100 %
Kärnten	3	30 %	17 %	54 %	49 %	15 %	4 %
Niederösterreich	6	30 %	25 %	45 %	87 %	65 %	39 %
Oberösterreich	4	34 %	16 %	50 %	41 %	4 %	1 %
Salzburg	4	54 %	-	46 %	0 %	-	0 %
Steiermark	5	35 %	16 %	49 %	90 %	71 %	69 %
Tirol	4	38 %	24 %	38 %	0 %	0 %	0 %
Vorarlberg	4	60 %	9 %	31 %	35 %	12 %	6 %
Wien	2	98 %	2 %	-	100 %	100 %	-

Darauf aufbauend wurde die Entwicklung der mit Fernwärme versorgten Gebäude bis 2050 mit dem Invert/EE-Lab Modell abgeschätzt.

Szenario des Fernwärmeausbaus bis 2050

Der dynamische Pfad des jährlichen Fernwärmeausbaus ergibt sich dabei aus den verfügbaren, noch freien Potenzialen (bzw. der bereits ausgebauten Netze), der Fernwärmeentwicklung in den vorhergehenden Simulationsjahren sowie der Kostenkonkurrenz mit alternativen Wärmebereitstellungssystemen. Des Weiteren wurde unterstellt, dass Gebäude, welche mit Fernwärme versorgt sind, ab diesem Zeitpunkt im Modell zu keinem anderen System wechseln dürfen. D.h. der

Rückbau von Fernwärme ist im System nicht berücksichtigt. Die Fernwärmeergebnisse bauen auf dem mittleren Effizienzscenario (-42 %) auf. Für die Investitionskosten in Fernwärmenetze wurden die Kosten, die sich aus dem Gebäudebestand von 2008 ergeben, herangezogen.

In diesem Szenario zählt Fernwärme neben der Wärmepumpentechnologie zu den Systemen die bis 2030 die höchsten Zuwachsraten bezogen auf die beheizten Gebäudeflächen erzielen (siehe Abbildung 5-38). Nach 2030 nimmt der Flächenzuwachs von Fernwärme in diesem Szenario stark ab und kommt zwischen 2040 und 2050 beinahe gänzlich zum Erliegen. In diesem Szenario nehmen bis 2050 die mit Fernwärme versorgten Gebäudebruttoflächen (ausgehend von 115 Mio. m² in 2008) um 85 % auf 210 Mio. m² zu.

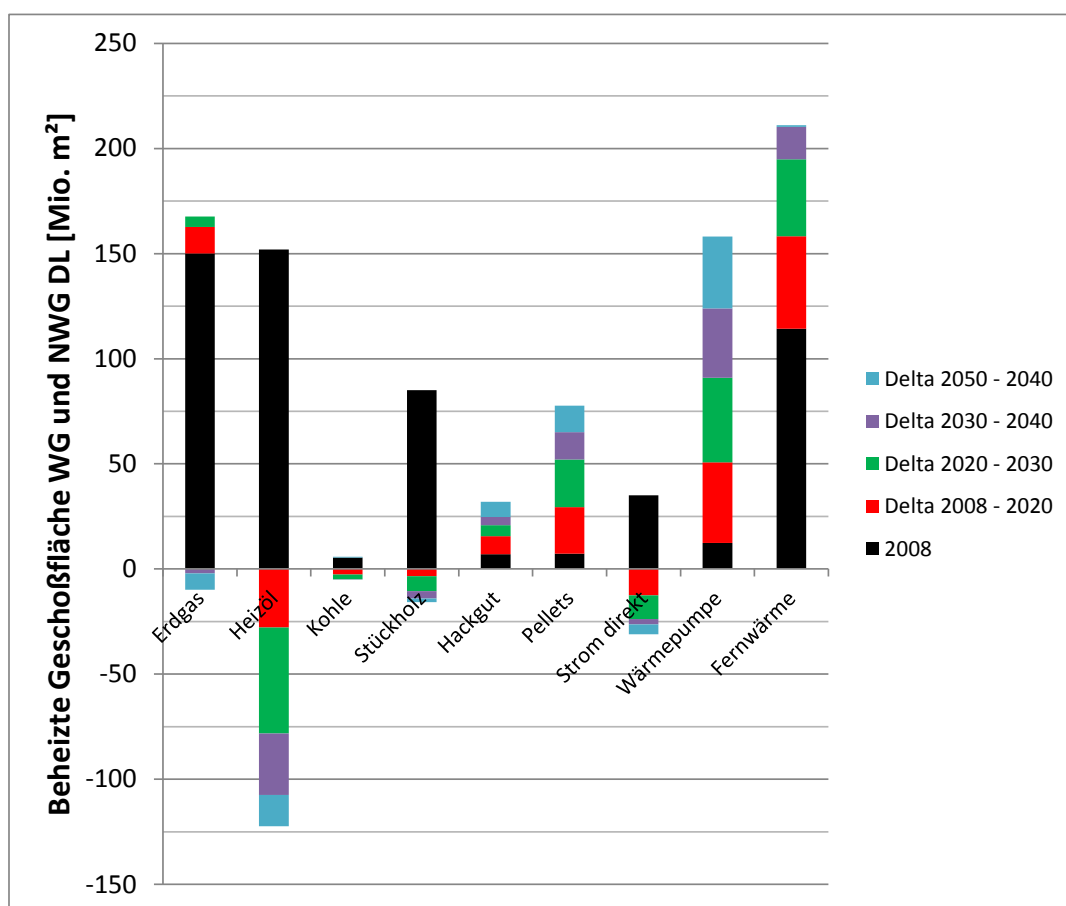


Abbildung 5-38. Entwicklung der beheizten Gebäudeflächen nach Energieträgern im -42 % Szenario

Energetisch ist der Zuwachs deutlich schwächer ausgeprägt. Gemäß dem hier dargestellten Szenario nimmt die energetische Nachfrage nach Fernwärme bis 2030 um etwa 3,4 TWh zu (2008: 16,5 TWh). Ab 2030 kann der flächenmäßige Ausbau der Fernwärme die Wärmerückgänge durch Renovierungen (bzw. Gebäudeabriss) nicht mehr vollständig kompensieren und die Gesamtnachfrage reduziert sich. Gleichzeitig findet in diesem Szenario im ländlichen Raum (< 8 GWh/km²) kaum zusätzlicher Fernwärmeausbau statt und die Nettobilanz ist gemäß des Optimierungsansatzes im Invert/EE-Lab Modell bereits für den Zeitraum 2008-2020 negativ. In 2050 erreicht die Fernwärme in diesem Szenario einen Anteil von etwa 28 % (18 % in 2008) des abgebildeten Wärmebedarfes. Der absolute energetische Ausstoß reduziert sich von 16,5 TWh auf 15,5 TWh (siehe Abbildung 5-39).

Laut Energiebilanz (Statistik Austria 2014) stieg der energetische Endverbrauch für Fernwärme (ohne produzierenden Bereich) im Jahr 2013 auf 19,3 TWh. Das bedeutet, dass ein großer Teil des Zuwachses, der hier für die Periode 2008-2020 ausgewiesen wurde, bereits bis 2013 erschlossen wurde. Da derzeit eine abwartende Haltung bezüglich des weiteren Ausbaus in der Branche zu beobachten ist, werden erst die kommenden Jahre zeigen, ob der tatsächlich realisierte Fernwärmeausbau bis 2020 über den hier angestellten Modell-Ergebnissen zu liegen kommen wird.

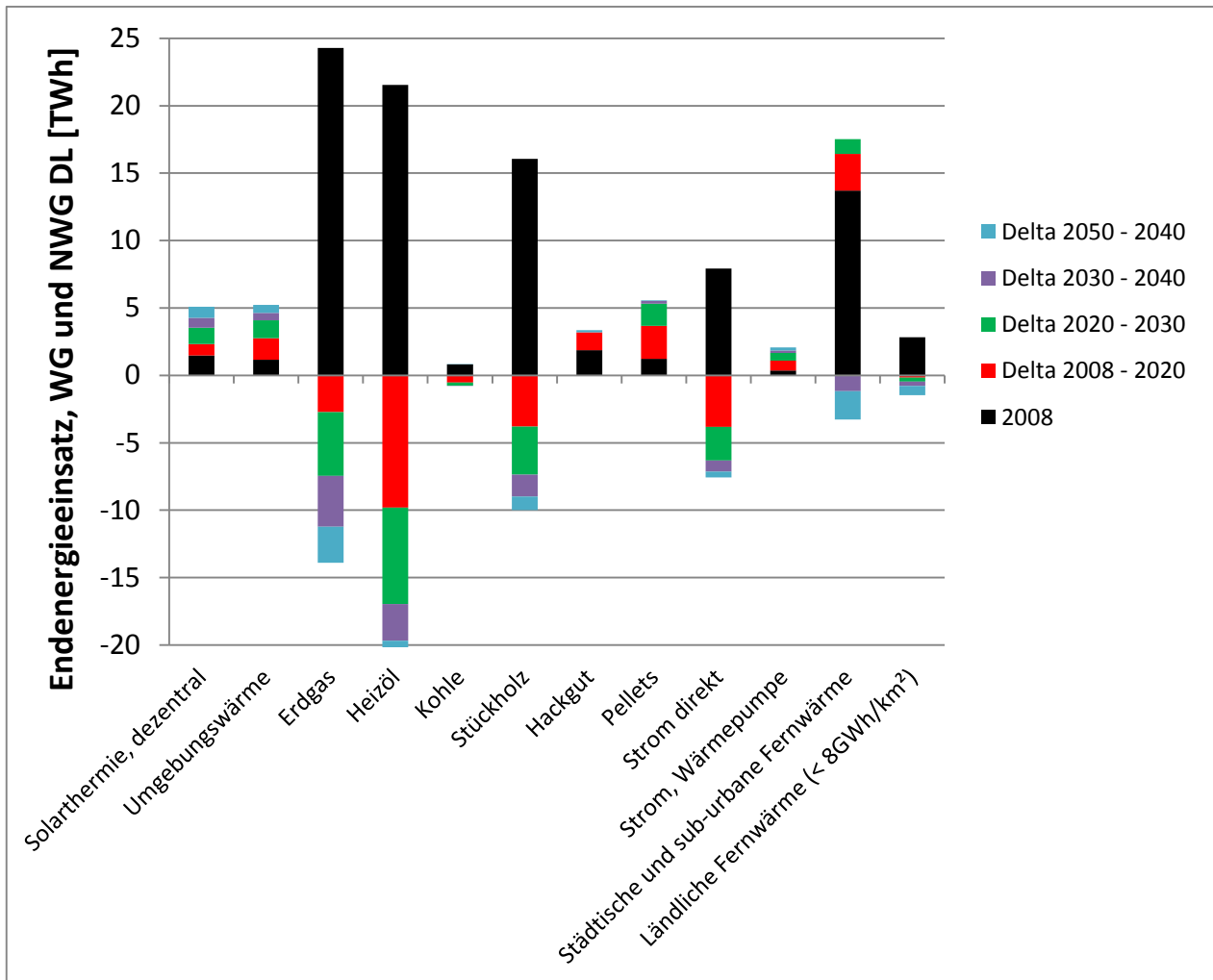


Abbildung 5-39. Entwicklung der Endenergienachfrage für zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung nach Energieträgern im -42 % Szenario

5.5 Integrierte energiesystemische Analyse von Solarthermie in Wärmenetzen

Abschließend wird in diesem Kapitel untersucht, welche Rolle der Solarthermie in Wärmenetzen in unterschiedlichen Szenarien des gesamten Energiesystems bis zum Jahr 2050 zukommt. Dazu wurde das Optimierungsmodell HiREPS eingesetzt.

5.5.1 Überblick über das Strom- und Wärmesystemmodell HiREPS

Beim Modell HiREPS (High Resolution Renewable Energy Power System) handelt es sich um ein Optimierungsmodell des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems, der Elektromobilität und des industriellen Lastmanagements in stündlicher Auflösung. Es beinhaltet eine sehr detaillierte Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren. Von Seiten der Stromerzeugung sind alle Wasserkraftwerke größer 10 MW (sowohl Laufwasser als auch Pump-/Speicherkraftwerke – siehe Abbildung 5-40), Energieanlagen mit variablen erneuerbaren Energieträgern (Wind-, Solarenergie), sowie konventionelle und erneuerbare thermische Gas-, Steinkohle-, Braunkohle-, Kernenergie-, Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen in einem hohen Detailgrad (d.h. inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast, etc.) implementiert. Wärmeseitig ist der Fernwärmesektor mit Kraftwärmekopplungskraftwerken (Gegendruck- und Entnahmedampfanlagen), sowie anderen zentralen Wärmeerzeugern repräsentiert und die Sektoren mit dezentraler Wärmebereitstellung durch mittlere bis kleine Heizungen (z.B. Gas, Biomasse, Solarthermie, Wärmepumpen, Strom-Zusatzheizregister) auf Haushaltsebene implementiert. Des Weiteren ist in HiREPS der Ausbau wärmeseitiger zentraler und dezentraler Speichertechnologien berücksichtigt.

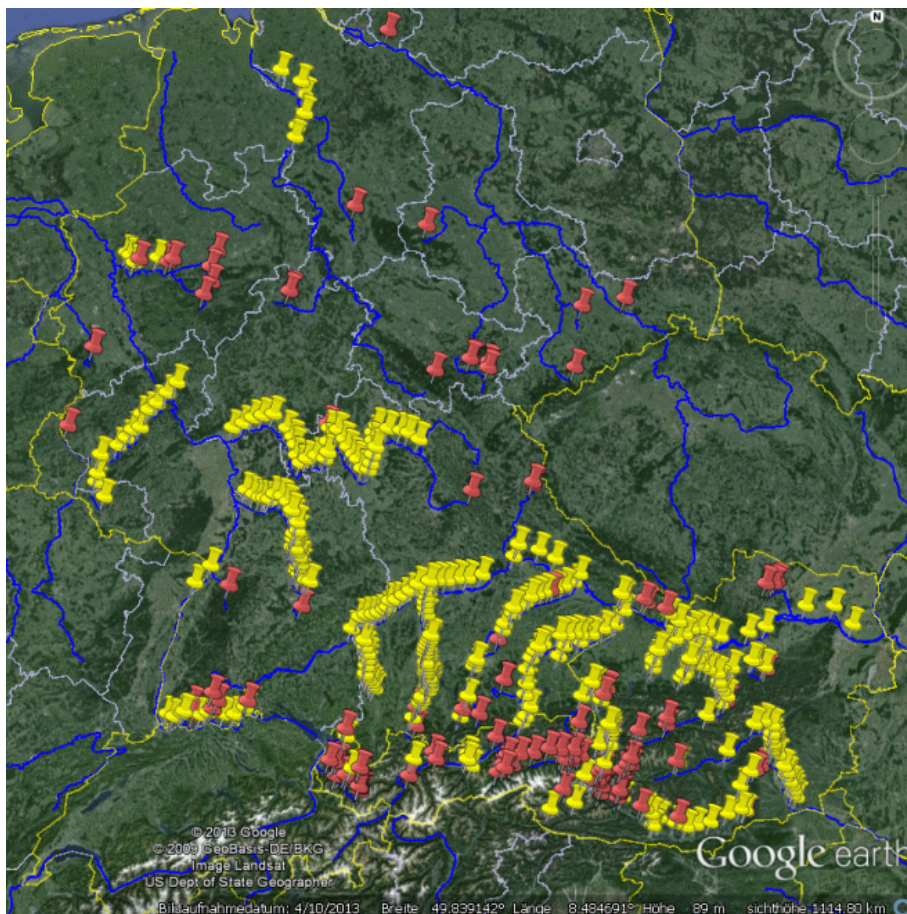


Abbildung 5-40. Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell für Deutschland und Österreich detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.

Für die ökonomisch optimale Auslegung von verschiedenen Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung ist es wichtig, nicht eine Stadt oder Region isoliert zu betrachten, sondern den gesamten österreichischen und deutschen Strommarkt zu berücksichtigen, da die Variabilität der gemeinsamen Strompreise für den Einsatz, die Auslegung und die Wirtschaftlichkeit der Last-Management-Maßnahmen (LMM) entscheidend ist. Einerseits gleichen die Spotmarktpreise an der österreichischen Strombörse EXAA weitgehend denen an der internationalen Strombörse EPEX (Strompreis für Deutschland) und andererseits ist der Kraftwerkseinsatz in Österreich maßgeblich von der Energiewende in Deutschland bestimmt. Aus diesem Grund werden in dieser Studie Szenarien des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems gemeinsam simuliert.

Genereller Modellansatz

Die Zielfunktion des HiREPS-Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten (d.h. Abschreibungskosten für Investitionen, jährliche Fixkosten und anfallende variable Kosten wie Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten) der Strom- und Wärmeerzeugung in Österreich und Deutschland. Als Nebenbedingung für zukünftige Szenarien gilt ein exogen vorgegebenes CO₂ Emissionslimit für das Gesamtsystem. Das HiREPS-Modell geht von der Annahme perfekten Wettbewerbs aus und betrachtet keine Effekte, welche durch Ausübung von Marktmacht zustande kämen. Aus dieser Annahme folgt, dass der modellierte kostenminimale Kraftwerkseinsatz aller Anlagen genau jenem Fahrplan entspricht, welche profitmaximierende Unternehmen bei perfektem Wettbewerb wählen würden. Die Modellergebnisse sind somit als eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes und dem aller übrigen Komponenten (Power-to-Heat, Speicher-, Wärmeerzeugung) zu betrachten, die sich bei den stündlichen Strom- und Fernwärmepreisen, wie sie aus dem Modell resultieren, einstellen würden. Das Modell berücksichtigt in diesem Projekt jedoch keine Netztarife, Steuern sowie detaillierte Stromnetzsimulationen.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

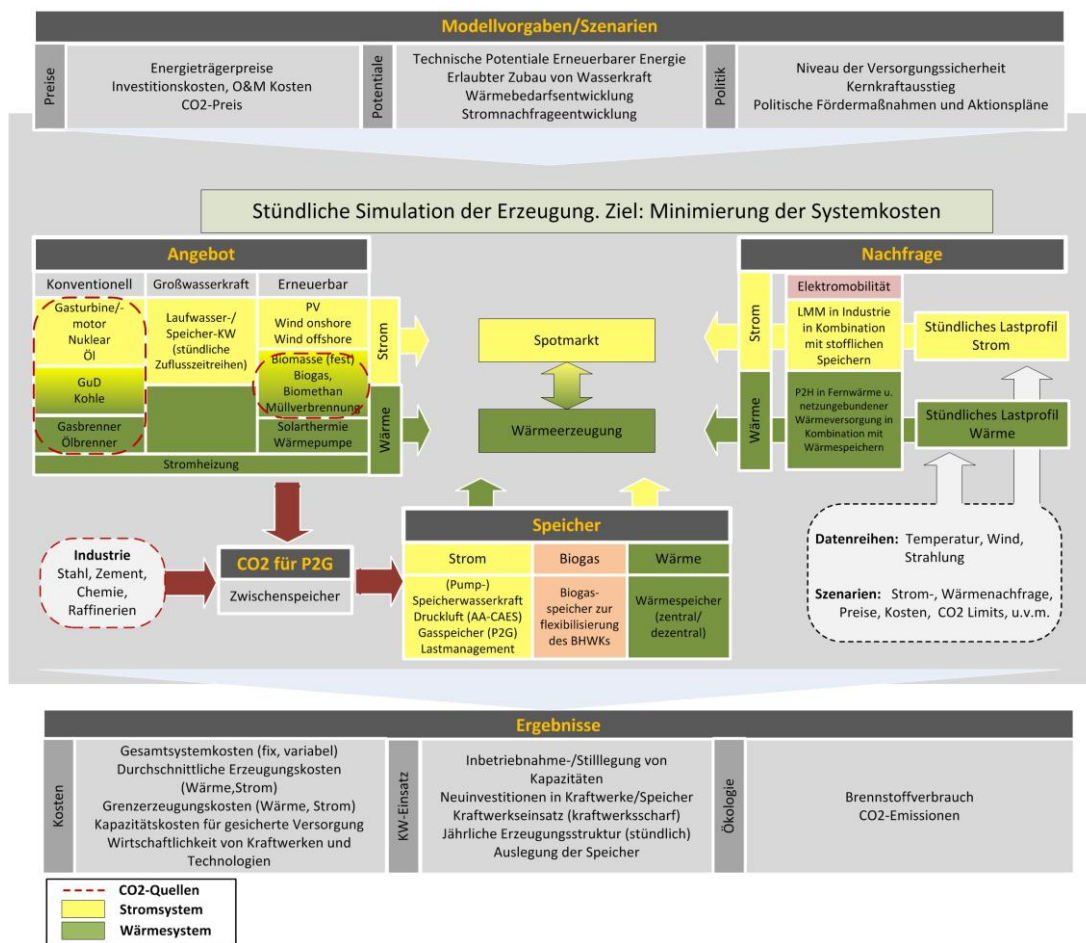


Abbildung 5-41. Das HiREPS Modell

Abbildung 5-41 zeigt einen Überblick über den Aufbau des Modells. HiREPS besteht aus verschiedenen Modulen, welche die technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften verschiedener Systemaspekte abbilden:

- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft und (Pump-)Speicherausbau
- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke
- Simulationsmodell für das Fernwärmesystem und die Kraftwärmekopplung
- Simulationsmodell für verschiedene Sektoren der dezentralen Wärmeherzeugung
- Simulationsmodell für die Übertragungsnetze (nicht in diesem Projekt)
- Power-to-Gas (P2G)
- Biogas, Biomethan
- Adiabate-Druckluftspeicher
- Lastmanagement in Industrie und Haushalten
- Elektromobilität
- Tool zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

Implementierung der wetterabhängigen Einspeisung aus Erneuerbarer Energie

Für die dynamische Simulation zukünftiger Energiesysteme basieren alle HiREPS-Simulationsläufe auf örtlich und zeitlich konsistenten stündlichen Wettermessdaten (Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung,

Temperatur), Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Vergangenheit, um die Windstromeinspeisung, die Solarstromeinspeisung, die Wasserkrafterzeugung, den Wärmebedarf und den Strombedarf in einem zukünftigen Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Die Wetterdaten der Jahre 2005-2012 liegen als stündliche Daten verschiedener Wetterparameter für ganz Europa mit 7x7 km Auflösung vor. Unter der Annahme einer bestimmten örtlichen Verteilung von Windrädern und PV Anlagen werden stündliche Stromerzeugungszeitreihen basierend auf den Wetterdaten berechnet. Diese Zeitreihen werden im HiREPS-Modell dann so skaliert, dass die Erzeugungszeitreihe den zu simulierenden installierten Leistungen an Wind- und PV-Anlagen entspricht. Diese Methode konnte bereits erfolgreich im Projekt AutRES100 mittels historisch gemessener Wind- und PV-Erzeugungsdaten validiert werden (Siehe Kapitel 5 „Validierung der Wind- und Solarstromsimulation“ im AutRES100 Endbericht⁴⁵).

Implementierung von Fernwärme und Kraftwärmekopplung

Anhand von realen gemessenen stündlichen Fernwärmebedarfszeitreihen von 3 Städten wurde ein Regressionsmodell entwickelt, welches basierend auf Außentemperatur, Uhrzeit, Wochentag und Datum den Fernwärmebedarf abbildet. Abbildung 5-42 zeigt die Ergebnisse eines Vergleichs des Regressionsmodells mit den realen Messdaten eines Fernwärmenetzes im Jänner 2010. Die Standardabweichung zwischen realen Daten und dem Fernwärmeregressionsmodell beträgt 6 %.

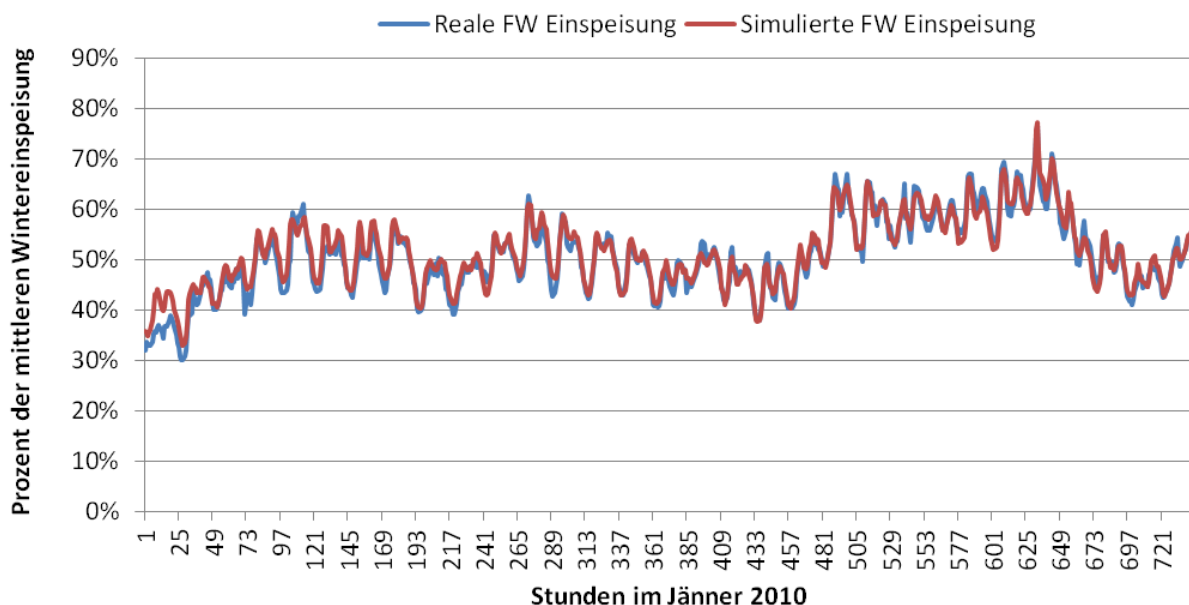


Abbildung 5-42. Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf: Vergleich Messung mit den Ergebnissen des Regressionsmodells

Dieses Fernwärmeregressionsmodell ermöglicht es, zu einem ausgewählten Wetterjahr, den passenden Fernwärmebedarf zu simulieren. Das Modell wurde entsprechend den Szenario-Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfes bis zum Jahr 2050 kalibriert. Dabei wurde angenommen, dass der Warmwasserbedarf (Sommerlast) pro Kopf konstant bleibt und der Heizenergiebedarf aufgrund von

⁴⁵ <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/Endbericht.pdf>

Effizienzmaßnahmen sowie Klimawandel sinkt (siehe Ergebnisse aus Kapitel 5.4). Die verschiedenen im Modell abgebildeten Komponenten der Fernwärmeerzeugung sind:

- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Gasheizwerk
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Solarthermieranlagen auf Freiflächen
- Elektroheizkessel
- Zentrale Fernwärmespeicher

In den Simulationsläufen bestimmt das HiREPS-Modell den kostenoptimalen Mix der verschiedenen Wärme-Erzeugungskomponenten unter Berücksichtigung der Randbedingungen wie dem CO₂-Emissionslimit und den sich aus dem Modell ergebenden endogenen Strompreisen. In Österreich und Deutschland haben Fernwärmenetze meist Vorlauftemperaturen über 90°C. Im Forschungsprojekt P2H-Pot(Beginn September 2014), werden unter anderem die saisonalen Arbeitszahlen, Kosten und Wärmequellenpotentiale für Wärmepumpen in österreichischen Fernwärmesystemen untersucht. Für eine erste Abschätzung des möglichen Einsatzes von Wärmepumpen im Fernwärmesystem wird in SolarGrids im Szenario „-90 % FWHP“ pauschal eine Arbeitszahl von 2.5 für Wärmepumpen im Fernwärmesystem angenommen.

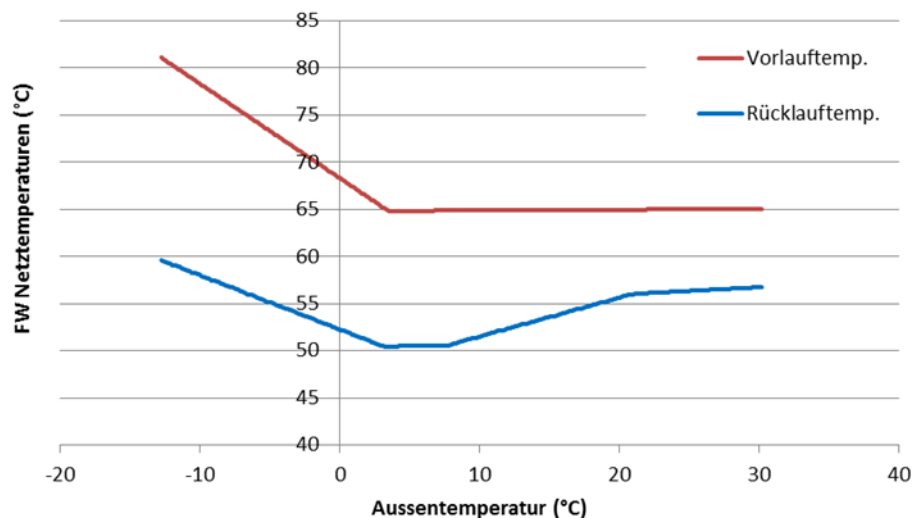


Abbildung 5-43. Annahmen zur Vorlauf und Rücklauftemperatur im simulierten Fernwärmesystem

Die in der Abbildung 5-43 angegebenen Annahmen zu den Vorlauf und Rücklauftemperaturen im simulierten Fernwärmesystem wurden verwendet um die Solarthermie Effizienz zu simulieren. Die Annahme für die HiREPS Simulationen war, dass die Solarthermie dann in Betrieb ist, wenn die Kollektoren den Fernwärme-Rücklauf mindestens auf die Vorlauftemperatur erwärmen können. Der

Wirkungsgrad der Solarthermie wurde in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur, der Rücklauftemperatur, der Außentemperatur und der Einstrahlung auf die Kollektorfläche berechnet. Im simulierten Jahr (Wetter des Jahres 2006) kann die Solarthermie in 2100 Stunden Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen. Der Jahresertrag beträgt 460kWh pro Quadratmeter Aperturfläche.

Dezentrale Wärmesektoren

Die HiREPS Modellierung der Heizwärme und Warmwasserversorgung von Gebäuden, welche nicht an die Fernwärme angeschlossen sind wird z.B. im AutRES100 Endbericht⁴⁶ genauer beschrieben.

Implementierung von industriellem Lastmanagement

In HiREPS werden auch die Lastmanagement Optionen in der Zementherstellung, Stahlerzeugung, Aluminiumproduktion, Chlorherstellung und Papierherstellung simuliert. Die Potentiale und Einsatzcharakteristiken beziehen sich aber auf den gegenwärtigen Anlagenzustand und berücksichtigen nicht mögliche Investitionen in eine erhöhte Flexibilität der Produktion. Siehe den Endbericht zum e!Mission.at Projekt Smart Grid Backup.

Implementierung von Stromnetzlimitierungen

Da in allen Szenarien eine sehr hohe installierte Wind- und Solarstromkapazität simuliert wird, ist die Betrachtung der Stromnetze wichtig. Im Rahmen dieses Projektes mussten aus Budgetgründen hierfür vereinfachende Annahmen getroffen werden.

In den diesem Projekt zugrundeliegenden Szenarien ist eine Reduktion der Stromnachfrage (ohne Power to heat und Elektromobilität) von Österreich und Deutschland um 25 % auf 461 TWh bis 2050 angenommen, was zu einer jährlichen Spitzenlast von 73GW führt. Da in den Szenarien aber auch 15 GW an Wärmepumpen installiert sind (welche kostenoptimal für eine Reduktion der CO₂ Emissionen und des Biomasse-Verbrauches bei der Wärmeerzeugung sind) und 48 Millionen Elektro-PKW's wird angenommen, dass die Stromnetze zukünftig gerade hinreichend ausgebaut werden, um zusätzlich die installierten Wärmepumpen und Elektro-PKW im Winter mit Strom versorgen zu können. Die Maximallast wird daher in allen Szenarien mit 156 GW beschränkt. Dies wird nochmals in folgender Ungleichung ausgedrückt:

$$\begin{aligned} &\text{Endkunden Nachfrage} + \text{Stromnutzung im Wärmesektor} + \text{Strombezug ElektroPKW} \\ &\quad + \text{Lasterhöhung durch Lastmanagement in der Industrie} \\ &\quad + \text{Stromaufnahme von Stromspeichern} + \text{P2G} \leq 156\text{GW} \end{aligned}$$

Die Limitierung der Gesamtlast auf 156 GW führt dazu, dass in Zeiten sehr hoher Wind- und Solarstromerzeugung die Nutzung der Pumpspeicher, Power-to-Gas (P2G), Power-to-Heat (P2H) und Lastmanagement-Flexibilitäten durch diese obere Schranke beschränkt werden.

⁴⁶ <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/Endbericht.pdf>

Außerdem wurde vereinfachend angenommen, dass thermische Kraftwerke und PV-Anlagen geografisch in Orten mit hoher Last installiert werden und sich dadurch zukünftig eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz ergibt.

Da in Deutschland die ertragreichen Onshore-Windenergiestandorte und die Offshore Windstandorte tendenziell im Norden angesiedelt sind, wurde in den Szenarien eine weitere Netzlimitierungsgleichung implementiert:

$$\text{Wind Onshore Erzeugung} + \text{Wind Offshore Erzeugung} - \text{Einspeicherung(DL + P2G)} + \text{Ausspeicherung(DL + P2G)} \leq 90\text{GW}$$

Hier wurde die Annahme getroffen, dass Druckluftspeicher (DL) und Power-to-Gas (P2G) Anlagen ebenfalls in der Nähe der Windparks verwendet werden können, um den Windstrom, sofern ökonomisch sinnvoll, lokal zu speichern. Da die Pumpspeicher meist in den Alpen angesiedelt sind und die Windstromerzeugung vorrangig im Norden stattfindet, würden die Speicher daher bei hoher Windeinspeisung zu keiner Netzentlastung führen und sind daher in dieser vereinfachenden Gleichung nicht inkludiert.

Für **Niederspannungsnetze** wurde angenommen, dass sie auch zukünftig entsprechend dem Gleichzeitigkeitsfaktor auf eine simultane Bezugslast von 3kW pro Haushalt ausgelegt sind. Für jeden Haushalt muss die Summe aus Lastprofil für die normale Last, der Last durch laden der Elektro-PKW der Last durch Direktstromzusatzheizregister und der Last durch eventuelle Wärmepumpen diese Grenze von 3kW pro Haushalt einhalten.

5.5.2 Beschreibung der Szenarioannahmen

Die mit HiREPS simulierten Szenarien analysieren eine CO₂ Emissionsminderung um 90 % bis 2050 in den Sektoren Stromerzeugung, Raumwärme und Warmwasser und PKW. Dazu wird in den Szenarien für alle 3 Sektoren in Österreich und Deutschland ein Emissionslimit von 61MtCO₂ 2050 vorgeschrieben.

Passend zu den angestrebten hohen CO₂ Emissionsreduktionen wird angenommen, dass der Stromverbrauch (ohne Stromnutzung im Wärmesektor und Elektromobilität) von 2010 bis 2050 um 25 % auf 461 TWh abnimmt. Die Brennstoffpreise für die Szenarien die in diesem Projekt sind dem Primes-Referenzszenario 2013 mit aktualisierten Weltenergiepreisen⁴⁷ entnommen, welches auch vielen EU Studien zugrunde liegt: Erdgas 38.70 €/MWh Heizwert, Steinkohle 19.14 €/MWh Heizwert, Braunkohle 1.50 €/MWh Heizwert.

Annahmen zur Wasserkraft:

In den Szenarien, können endogen im Modell bei allen bereits bestehenden (Pump-) Speicherwasserkraftwerken die Anlagenleistung, bei Kosten von 900€/kW, ausgebaut werden. Es können auch neue generische Pumpspeicher mit Asphaltbecken errichtet werden. Hier sind die Kostenannahmen 800€/kW und 22€/kWh Speichervolumen.

⁴⁷ NTUA (2013): "PRIMES Reference case with updated world energy prices", Technische Universität Athen, 2013.

Annahmen zur Windkraft:

Eine Studie von Fraunhofer IWES⁴⁸ kommt zum Ergebnis, dass sich das Onshore-Windenergie-Potential in Deutschland auf 198 GW beläuft, wenn man die Flächennutzung auf 2 % der Fläche je Bundesland limitiert. Ohne diese Limitierung berechnet das IWES ein Windenergiepotential von 722 GW. Für Österreich wurde 7GW als realisierbares Windpotential angenommen (50 % des Potentials von AuWiPot⁴⁹). In den SolarGrids Szenarien wird angenommen, dass das Onshore-Windenergie-Potential für Österreich und Deutschland mit 207 GW beschränkt ist. Für die Simulation der Windstromerzeugung wurde angenommen, dass an allen geeigneten Standorten eine 3 MW Enercon E101 Windenergieanlage mit 100 Meter Nabenhöhe steht. Als geeignete Standorte werden alle Orte angenommen, die unter 1200 Meter Seehöhe in der Modell-Orographie des Wettermodells des Deutschen Wetterdienstes liegen und an denen eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mindestens 2000 Volllaststunden erzeugen würden. Die Summenerzeugung der geeigneten Standorte in Österreich und Deutschland wird anschließend in HiREPS so skaliert, dass sie der im Modell optimierten installierten Leistungen entspricht. Des Weiteren werden von den so simulierten Erzeugungsdaten noch pauschal 12 % als Erzeugungsverluste abgezogen. Diese Verluste wurden abgeschätzt als 7 % (Verfügbarkeit + Elektrische Verluste + Vereisungsverluste) + 5 % Windparkverluste (Windschatteneffekte).

Annahmen zur Photovoltaik:

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wird angenommen, dass die Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind (Details inklusive Validierung im AutRES100-Projekt Endbericht)⁵⁰. Von der simulierten PV-Stromerzeugung wurden pauschal 28 % als Verluste abgezogen. Diese 28 % ergeben sich aus Abschätzung der folgenden Verluste (multiplikativ!): 14 % Systemverluste, 5 % Reflexion, Schnee, Abschattung, Verschmutzung, 6 % Temperaturverluste und 6 % mittlere Degradierungsverluste bei einem bestimmten Mix aus alten (20 Jahre) und neuen Solarmodulen.

Annahmen zur Biomasse:

Da Biomasse eine knappe Ressource ist, folgt aus verschiedenen Studien⁵¹, dass in einem überwiegend CO₂-neutralen Wirtschaftssystem ein beträchtlicher Teil der Biomasse für industrielle Anwendungen, die stoffliche Nutzung und den Verkehr benötigt wird. In den Solargrids Szenarien wird daher angenommen,

⁴⁸ S. Bofinger et al: "Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land"; Studie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie, Kassel. 2011

⁴⁹ Andreas Krenn, Energiewerkstatt, Windatlas und Windpotentialstudie Österreich, Abschätzung des praktisch realisierbaren Windkraftpotentials, abgerufen am 24.10.2014, Link: <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/4-KrennEnergiewerkstatt.pdf>

⁵⁰ <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/endbericht.pdf>

⁵¹ Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013, <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/>

dass maximal 90 TWh an Bioenergie für die Wärme und die Stromversorgung in Österreich und Deutschland genutzt werden kann. 25 % dieser 90 TWh stehen als Biomethan- oder Biogas-Potential zur Verfügung. In den Szenarien wird angenommen, dass 70 % des Biogases zu Biomethan aufgearbeitet werden und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Das restliche Biogas kann mit Gasmotoren verstromt werden. Hier wird angenommen, dass es für 2/3 des Biogaspotentials auch eine Abwärmenutzung gibt, bei welcher 70 % der anfallenden Abwärme genutzt werden kann. Wie für alle Technologien im HiREPS-Modell sind auch die Biomasse- und Biogas-Technologien Teil der Kostenoptimierung des Gesamtsystems (Kostenannahmen sind im Annex 1 zu finden).

Annahmen zum Wärmebedarf:

Die HiREPS Szenarien entsprechen dem Szenario BLUE (Fokus Energieeffizienz + Erneuerbare) des Presence Projektes (Kranzl et al., 2014)⁵². Der Wärmebedarf reduziert sich bis 2050 auf 445TWh für Österreich und Deutschland. Davon entfällt nach den Szenarioannahmen 89TWh auf den Fernwärmebedarf. (Siehe detaillierte Szenarien für die Entwicklung des Fernwärme-Endenergieeinsatzes in Kapitel 5.4.)

Annahmen zur Elektromobilität:

Die Simulation des Ladens von Elektroautos wird für 100 repräsentative Fahrprofile und 6 Elektroauto-Typen basierend auf Daten von Mobilitätsbefragungen in Österreich und Deutschland durchgeführt. Es wurde angenommen, dass die Nutzer von Elektroautos die PKWs nur dann an eine Ladesäule anschließen, wenn sie laden müssen, um die nächsten Fahrten möglichst viel mit Strom fahren zu können. Weiters wurde angenommen, dass das Laden kostenminimierend dann durchgeführt wird wenn die Strompreise am Strommarkt günstig sind (strommarktgesteuertes Laden).

Tabelle 5-7. Fahrzeugbestand in den 2050 Szenarien

EMOB+ Szenario: AT+DE	2020	2030	2050
small BEV-small	59,695	634,340	4,778,412
PHEV-small	96,317	979,269	7,376,719
mid-size BEV-medium	53,686	547,301	4,122,758
PHEV-medium	161,616	1,580,138	11,902,998
large BEV-large	1,677	65,625	494,345
PHEV-large	213,638	2,563,584	19,311,183
Total EV	586,629	6,370,257	47,986,415
Alle Autos	47,222,830	47,986,415	47,986,415
	%	1%	13%
			100%

In den hier analysierten 2050 Szenarios sind im Jahr 2050 alle 48 Millionen PKW Elektrofahrzeuge: 20 % reine Batteriefahrzeuge und 80 % Plugin-Hybride. Für die Plugin-Elektromobile wurde vereinfachend angenommen, diese rein mit Strom fahren bis die Batterie leer ist und dann mit Diesel oder Benzin. Weiters wird angenommen, dass alle E-Autos in der Nacht zuhause mit 3,52 kW laden

⁵² <http://www.eeg.tuwien.ac.at/PRESENCE/>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

können, 15 % aller Autos am Arbeitsplatz eine Lademöglichkeit mit 10,45 kW haben und bei 30 % der Stopps im öffentlichen Raum eine Lademöglichkeit mit 10,45 kW verfügbar ist.

Szenarien Übersicht HiREPS - SolarGrids

Tabelle 5-8. Szenarien Übersicht HiREPS

Szenario Name	Beschreibung/Annahmen
HiREPS Szenarien	
-90 % AllOptions	Standard Szenario. Keine Wärmepumpen in der Fernwärme.
-90 % FWHP	Wärmepumpen mit einer Arbeitszahl von 3 im Fernwärmesystem einsetzbar bei Kosten von 700€/kW _{therm} für Wärmequelle und Pumpe.
-90 % NoP2H	Keine Elektroheizkessel in der Fernwärme.
-90 % NoP2H-NoEmob	Keine Elektroheizkessel in der Fernwärme. Keine Elektromobilität. Die -90 % der Emissionen beziehen sich nur auf Strom und Wärmesektor.
-90 % NoP2H-NoWaste	Keine Elektroheizkessel und keine Müllverbrennung in der Fernwärme.

5.5.3 Ergebnisse der HiREPS Simulation von Strom, Wärme und Elektromobilität

In Abbildung 5-44 ist der Erzeugungsmix für das „-90 % AllOptions“ Szenario dargestellt.

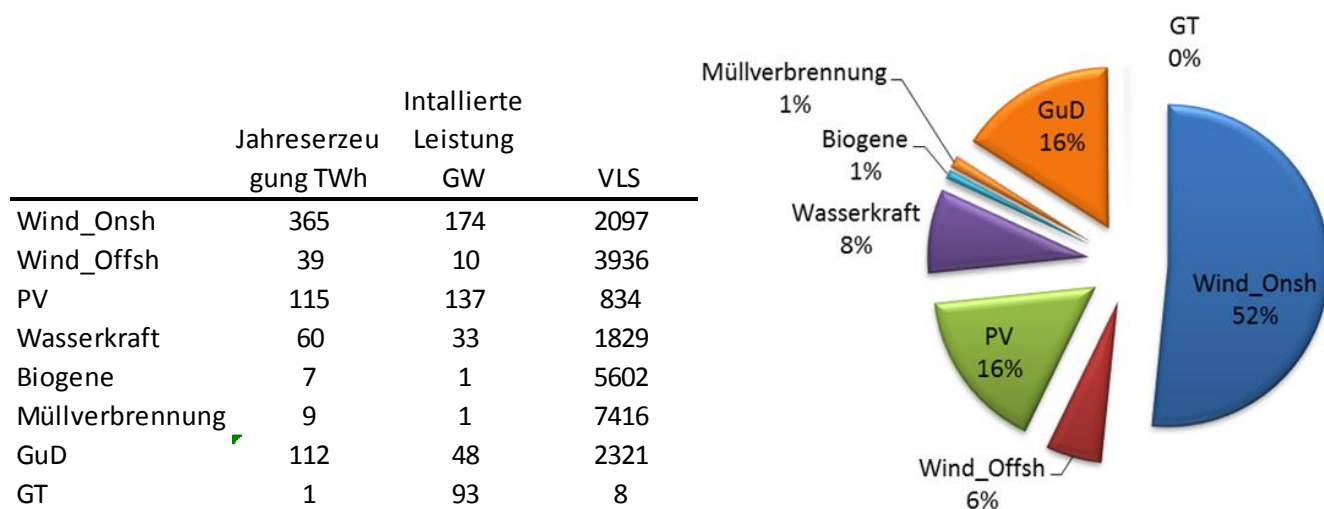


Abbildung 5-44 Stromerzeugungsmix für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario

Die mittleren Stromgestehungskosten betragen in diesem Modelllauf 68 €/MWh. Die spezifischen CO₂ Emissionen der Stromnachfrage betragen 54,5 gCO₂/kWh. Das ist eine Reduktion der spezifischen

Emissionen um 89,5 % ausgehend von den 518 gCO₂/kWh für Österreich und Deutschland im Jahr 2011. Der aus diesem Ziel resultierende CO₂ Preis beträgt in diesem Szenario 181 €/tCO₂. In diesem Szenario werden 50TWh an Windenergie abgeregelt durch die Beschränkung der maximalen Windeinspeisung auf 90GW. Damit sollen die Limitierungen des Übertragungsnetzes vereinfachend dargestellt werden (siehe HiREPS Modellbeschreibung).

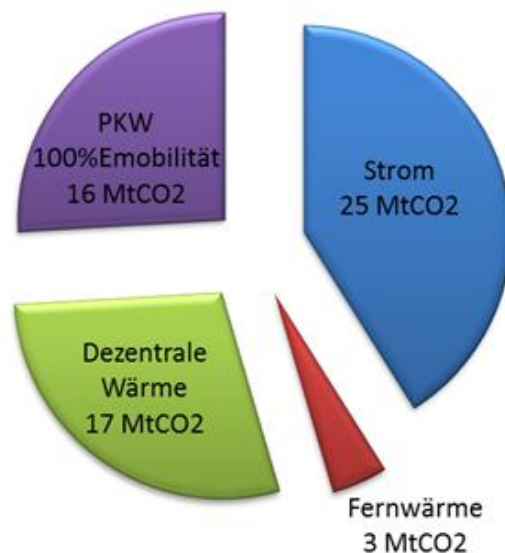


Abbildung 5-45. CO₂ Emissionen für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario

Die CO₂ Emissionen der Elektro-PKW setzen sich zu 34 % aus den Emissionen durch den Strombezug und zu 66 % aus Emissionen des Benzin- oder Dieserverbrauchs der Range-Extender und Plugin Hybride zusammen. Unter der Annahme, dass diese Elektro-PKW solange mit Strom fahren bis die Batterie leer ist und erst dann mit Kraftstoff, wird im Durchschnitt über alle Elektro-PKW 11 % der PKW-Kilometer mit Benzin oder Diesel gefahren.

Optionen der flexiblen Nachfrage: Im „-90 % AllOptions“ Szenario wird die Pumpspeicherleistung von 11GW auf 20GW ausgebaut und damit werden 23TWh an Strom zwischengespeichert. Durch gesteuertes Laden von 48 Millionen Elektro-PKW werden 53TWh an Stromnachfrage verlagert. 29TWh werden mit Direktstromheizregistern in der Fernwärme und dezentralen Gebäuden genutzt. Durch das simulierte industrielle Lastmanagement können 2,5 TWh verlagert werden.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

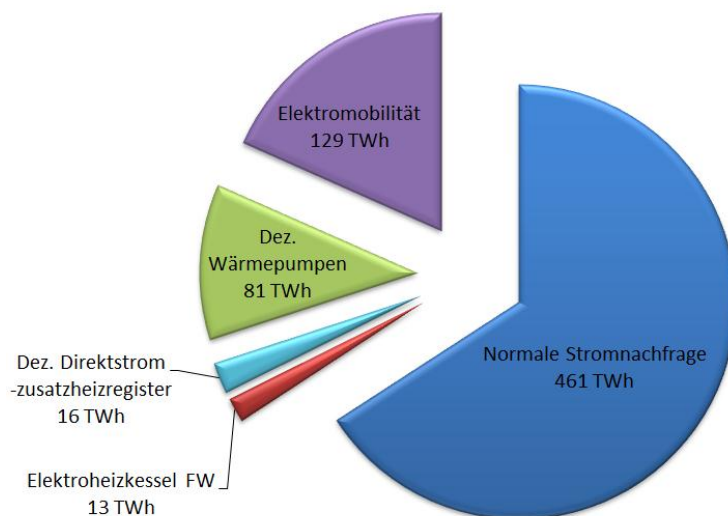


Abbildung 5-46: Stromnachfrageanteile für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario

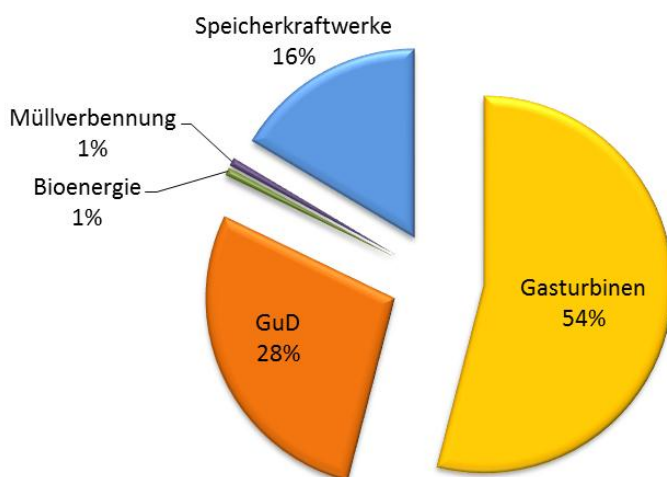


Abbildung 5-47. Gesicherte Leistung für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario

Tabelle 5-9. Gesicherte Leistung für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario

	Insallierte Leistung		Gesicherte Leistung
	GW	Verfügbarkeit	GW
Gasturbinen	93	0.92	85
GuD	48	0.92	44
Bioenergie	1.17	0.92	1.08
Müllverbrennung	1.21	0.92	1.12
Speicherkraftwerke	27	0.95	26
Summe			158

Simulation der Fernwärmeerzeugung:

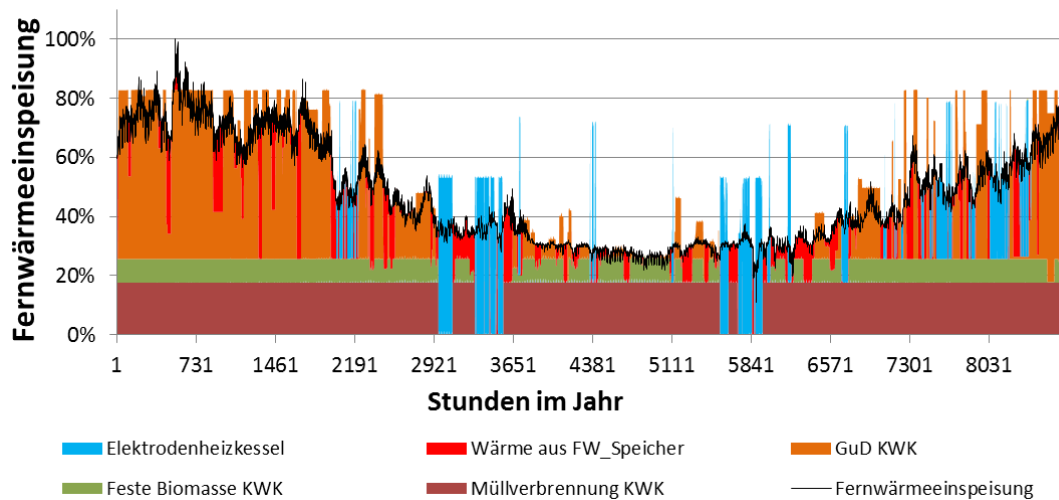


Abbildung 5-48. Fernwärmeerzeugung in einem typischen großen städtischen Fernwärmenetz im AllOptions 2050 Szenario für ein Jahr. Die schwarze Linie ist der Fernwärmebedarf. Erzeugungsanteile über der schwarzen Fernwärmebedarfslinie entsprechen der Einspeicherung in die Fernwärmespeicher.

Die optimierte Fernwärmeerzeugung in diesem typischen großstädtischen Fernwärmenetz wird im AllOptions 2050 Szenario zu 38 % von GuD KWK Anlagen, zu 35 % von Müllverbrennungs-KWK Anlagen, zu 14 % von Elektrodenheizkesseln und zu 13 % von Biomasse-KWK-Anlagen erzeugt. Die 12.5 % des Fernwärmebedarfes werden in Fernwärmespeichern zwischengespeichert. Die optimierte Wärmespeicherkapazität entspricht 35 Stunden des mittleren Winterwärmebedarfes.

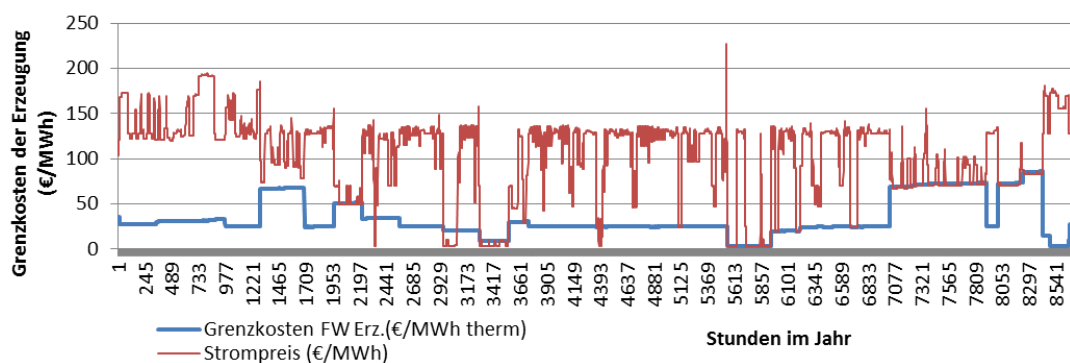


Abbildung 5-49. Grenzkosten der Strom und Fernwärmeerzeugung 2050 im AllOptions Szenario.

In Abbildung 5-49 sind die Grenzkosten(=Preise)der Strom- und Fernwärmeerzeugung dargestellt. Der mittlere Fernwärmepreis beträgt 36 €/MWh thermisch. Der Fernwärmepreis hat im Vergleich zum Strompreis eine zeitlich konstantere Charakteristik, da der simulierte Wärmespeicher die mittlere Winterwärmelast für 35 Stunden decken kann. Der Fernwärmepreis zeigt immer einen Sprung nach oben sobald der Wärmespeicher voll ist und einen Sprung nach unten sobald der Wärmespeicher leer ist. In den Zeiten dazwischen kann der Wärmespeicher durch Einspeichern und Ausspeichern den Wärmepreis auf einem einigermaßen konstanten Niveau halten. Da der Fernwärmespeicher aber auch Verluste hat, muss der Fernwärmepreis auch in diesen Perioden „konstanter“ Preise leicht ansteigen,

damit es sich lohnt die Wärme verlustbehaftet zu speichern. Im Stromsystem reicht die Speicherleistung nicht aus, um auch nur in einer Stunde die gesamte Stromlast über Speicher decken zu können. Daher ist der Strompreis volatiler als der simulierte Fernwärmepreis.

Die simulierten mittleren Erlöse über das Jahr, die die Wärmenetz-integrierte Solarthermie Erlösen könnte, betragen im Szenario „All Options“ knapp 25€/MWh (siehe Tabelle 5-10). Solarthermie in Wärmenetzen ist damit unter diesen Rahmenbedingungen nicht kompetitiv und scheint daher hier nicht als Option im Technologie-Mix des Optimierungsmodells HiREPS für das Jahr 2050 auf.

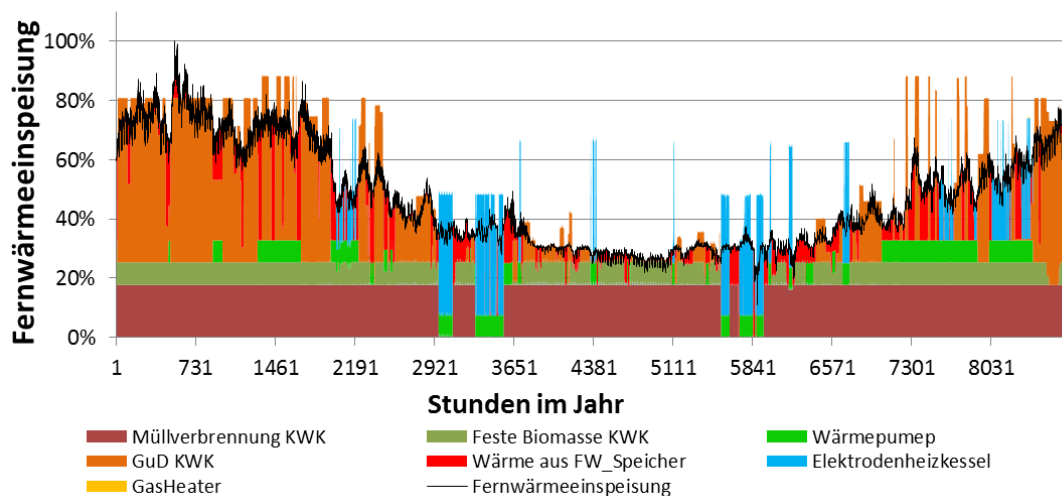


Abbildung 5-50. Fernwärmeezeugung in FWHP 2050 Szenario für das simulierte Jahr.

Im FWHP 2050 Szenario ist im Vergleich zum AllOptions Szenario zusätzlich auch die Installation einer Wärmepumpe mit konstanter Arbeitszahl 3, bei Kosten von 700 €/Euro/kW_{therm} für Wärmepumpe und Quelle, möglich. Es zeigt sich, dass unter dieser Annahme die Installation der Wärmepumpen wirtschaftlich ist und bei optimierter Anlagengröße 6 % der Fernwärmeezeugung bereitstellt. Die erreichbaren Arbeitszahlen und Kosten von Großwärmepumpen für Österreichische Fernwärmesysteme wird genauer im Stadt der Zukunft Projekt „P2H-Pot“ untersucht⁵³. Eine Wärmepumpe im Fernwärmesystem würde den Kostendruck auf die Solarthermie vergrößern. Die simulierten mittleren Erlöse über das Jahr, die die Wärmenetz-integrierte Solarthermie erzielen könnte, sinken gegenüber dem Szenario „All Options“ geringfügig auf 24€/MWh (siehe Tabelle 5-10).

⁵³ www.eeg.tuwien.ac.at/p2h-pot

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

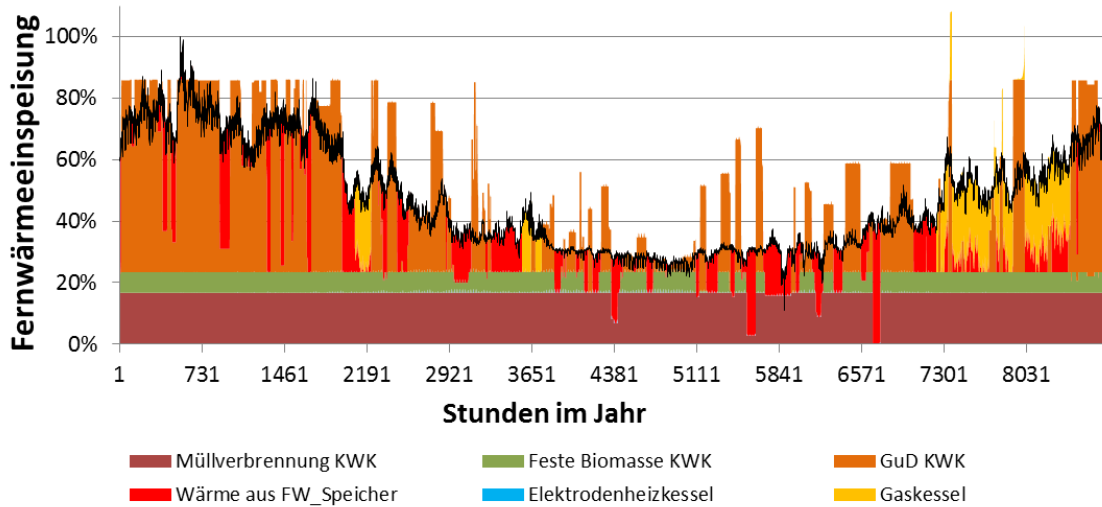


Abbildung 5-51. Fernwärmeerzeugung in NoP2H 2050 Szenario für das simulierte Jahr. Die schwarze Linie ist der Fernwärmebedarf. Erzeugungsanteile über der schwarzen Fernwärmebedarfslinie entsprechen der Einspeicherung in die Fernwärmespeicher.

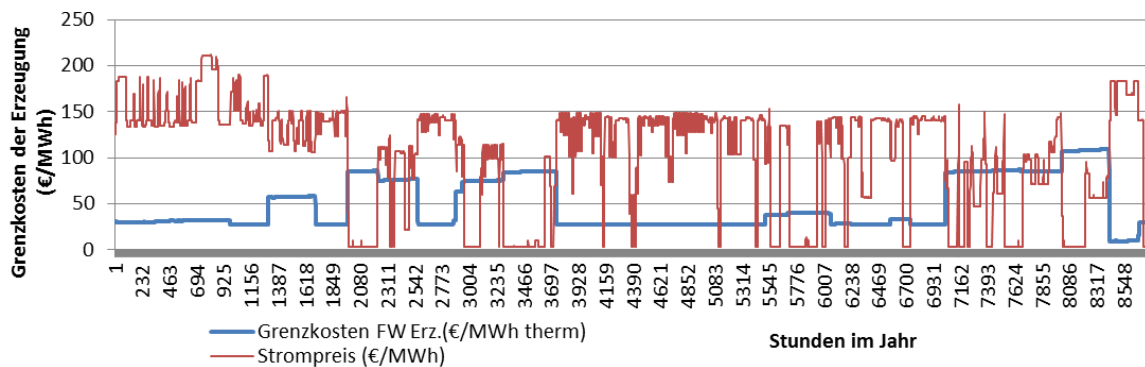


Abbildung 5-52. Grenzkosten der Strom und Fernwärmeerzeugung im NoP2H 2050 Szenario.

Im NoP2H Szenario beträgt der mittlere Fernwärmepreis 49 €/MWh. Die Ergebnisse in Tabelle 5-10 zeigen, dass der mittlere Solarthermie-Erlös auf 41 €/MWh steigt. In diesem Szenario müssten die Solarthermie-Investitionskosten 209€/m² Aperturfläche betragen damit Solarthermie kompetitive wäre.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

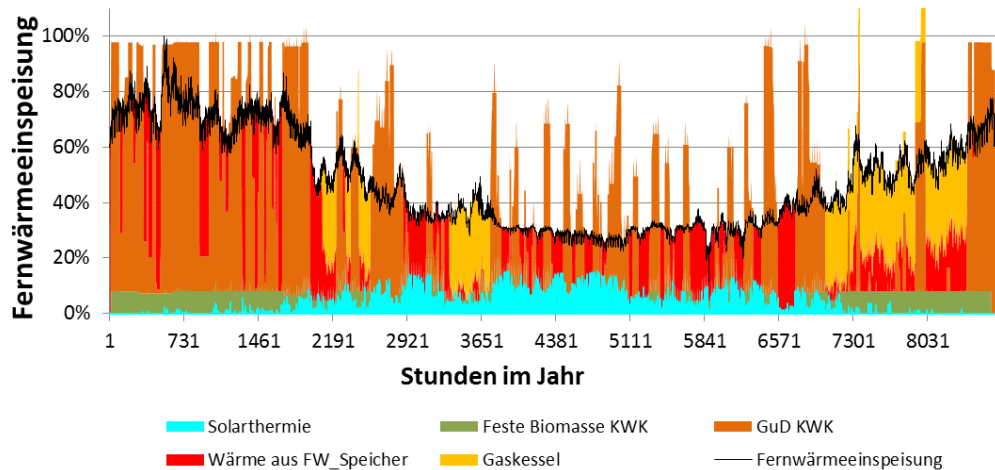


Abbildung 5-53. Simulierte Fernwärmeerzeugung im NoP2H Szenario ohne Müllverbrennung im Fernwärmenetz. Zur besseren Erkennbarkeit ist Solarthermie als Linie in fetter Farbe nachgezeichnet. Die farbige Solarthermie „Fläche“ täuscht aber, da die Tagesganglinie naturgemäß tägliche Spitzen und keine Produktion in den Nachtstunden beinhaltet.

Die ökonomisch optimierte Fernwärmeerzeugung im Szenario „-90 % NoP2H NoWaste“ wird zu 70 % von GuD KWK Anlagen, zu 15 % von Gaskesseln, zu 13 % von Biomasse KWK Anlagen und zu 3 % von Solarthermie Anlagen erzeugt. 24 % des Fernwärmebedarfes wird in Fernwärmespeichern zwischengespeichert. Die optimierte Wärmespeicherkapazität entspricht 110 Stunden des mittleren Winterwärmebedarfes. Der mittlere Fernwärmepreis beträgt 59 €/MWh thermisch.

Die Rahmenbedingungen in diesem Szenario führen zu einem mittleren Solarthermie-Erlös von 57 €/MWh (siehe Tabelle 5-10). Das bedeutet, dass die Solarthermie zu Investitionskosten von 290€/m² Aperturfläche wirtschaftlich ist und daher im Fernwärme-Aufbringungsmix den dargestellten Anteil von 3 % hält.

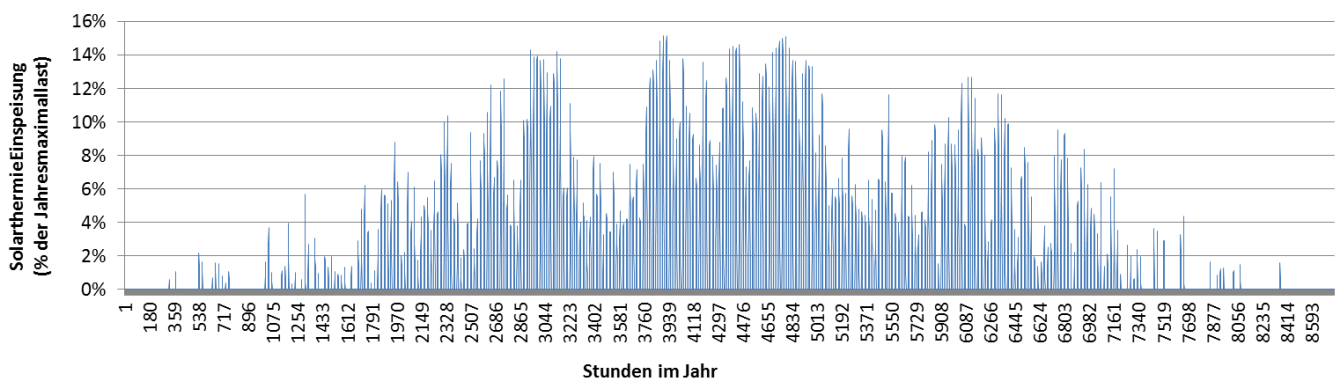


Abbildung 5-54. Simulation der Solarthermiejinspeisung im „-90 % NoP2H NoWaste“ Szenario

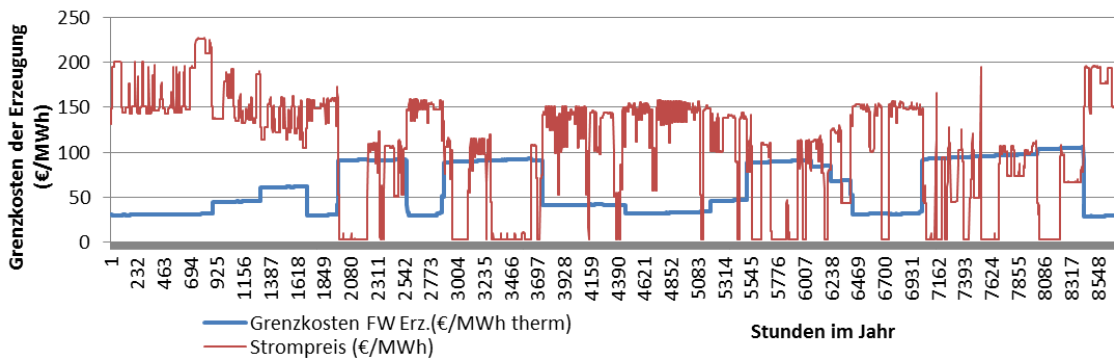


Abbildung 5-55. Grenzkosten der Strom und Fernwärmeerzeugung im NoP2H Szenario ohne Müllverbrennung im Fernwärmenetz.

Tabelle 5-10. Die Solarthermieerlöse und die entsprechenden notwendigen Zielkosten für die Solarthermie, damit Solarthermie Teil der kostenoptimalen Lösung in diesem Szenario ist.

Szenario	Solarthermie	
	Erlöse (€/MWh)	Zielkosten Solarthermie (€/m ² Aperturfläche)
-90% Alloptions	24.85	125
-90% FWHP	24.06	121
-90% NoP2H	41.27	209
-90% NoP2H-NoEmob	30.17	152
-90% NoP2h-NoWaste	57.24	290

5.5.4 Zusammenfassung der integrierten energiesystemischen Analyse

In den simulierten Szenarien 2050 mit 90 % Reduktion der CO₂ Emissionen in den Sektoren Strom, Raumwärme, Warmwasser und PKW Verkehr, sind die Nutzung von billigem „Überschuss“-Strom im Wärmesystem in Kombination mit Wärmespeichern und GuD KWK ein zur Solarthermie konkurrierender Technologiemix. In den simulierten Szenarien 2050 mit 90 % Reduktion der CO₂ Emissionen sind für Österreich und Deutschland eine installierte Kapazität von 170-180GW Windenergie und 130-140GW Photovoltaik notwendig für die Dekarbonisierung des Stromsektors. Die hohen Installierten Leistungen an Wind- und Photovoltaikanlagen bewirken, dass im „-90 % Alloptions“ Szenario 1600 Stunden die Nutzung von Strom in Elektrodenheizkessel für die Fernwärme ökonomisch sinnvoll ist. In 4500 Stunden müssen die GuD-KWK Anlagen fahren, um die Stromlast zu decken. Die optimiert ausgebauten Fernwärmespeicher sorgen für eine Wärmeversorgung, auch wenn die Elektrodenheizkessel und GuD KWK nicht in Betrieb sind. Im Sommer decken im „-90 % Alloptions“ Szenario die Müllverbrennung und die Biomasse KWK fast den gesamten Fernwärmebedarf.

In den Szenarien wurden Steuern und Netzgebühren nicht berücksichtigt. Steuern und Netzgebühren, wenn sie auch in Zeiten von Wind- und +Solarstromüberschuss verrechnet werden, können potentiell einen wirtschaftlichen Einsatz von P2H verhindern. Auch braucht man für Elektrodenheizkessel eine entsprechende hohe elektrische Anschlussleistung beim Fernwärmenetz.

Daher wurde ergänzend auch das „-90%NoP2H-NoWaste“ Szenario analysiert. In diesem sind Elektrodenheizkessel und Müllverbrennung nicht im simulierten Fernwärmenetz verfügbar. Hier ist Solarthermie wettbewerbsfähig und trägt mit 3 % zur Fernwärmeversorgung im simulierten Netz bei. Wenn Wärmepumpen in österreichischen Fernwärmenetzen mit einer Arbeitszahl von 3 und bei Kosten von 700 €/MW_{therm} verfügbar sind, dann sind sie unter den Szenariorahmenbedingungen wirtschaftlich.

Es wurde auch ein Szenario ohne Elektromobilität (90 % Reduktion nur im Strom und Wärmesektor) analysiert um zu zeigen, dass die Elektromobilität förderlich für die Wettbewerbsfähigkeit von Solarthermie ist.

6 Schlussfolgerungen

Aktueller Stand von (solarunterstützten) Wärmenetzen in Österreich und im internationalen Kontext

Von 2000-2012 ist die durch Fernwärme bereitgestellte Energie in Österreich um 74 % angestiegen, wobei der Zuwachs in der Erzeugung, vor allem durch erneuerbare, in erster Linie Biomasse Heizwerke bzw. KWK-Anlagen begründet liegt. Der Fernwärmeausstoß lag 2012 bei 23.018 GWh mit einem KWK-Anteil an der Erzeugung von 63 %.

Neben dem großen Potential zur Reduktion von Treibhausgasen im Bereich der Wärmeerzeugung, das die Steigerung der Effizienz auf der Nachfrageseite (z.B.: Gebäudesanierung) sowie die KWK-Technologie auf der Erzeugungsseite heute ermöglicht, bieten erneuerbare Wärmeversorgungstechnologien wie Solarthermie die Möglichkeit, den fossilen Brennstoffeinsatz weiter zu reduzieren. In Österreich hat das Marktsegment aus diesen Überlegungen heraus bereits in den späten 1980er Jahren Einzug gehalten. Heute bedienen solargestützte Nah- und Fernwärmenetze sowie urbane Mikronetze mit solarthermischer Einspeisung in Österreich einen überschaubaren Nischenmarkt während dezentrale solarthermische Anlagen, beispielsweise zur Brauchwarmwassererwärmung oder als solare-Kombisysteme, seit über 10-15 Jahren eine etablierte Technologie sind.

Mit Ende 2013 befanden sich in Österreich **24 Anlagen mit einer installierten Kollektorfläche > 500 m²** in Betrieb. Die kumulierte installierte Kollektorfläche dieser Anlagen betrug 37.060 m², was einer thermischen Spitzenleistung von 25,9 MW_{th} entspricht. Die größte thermische Solaranlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 7.000 m² (4,9 MW_{p,th}) speist in das Grazer Fernwärmenetz. Der jährliche solare Fernwärmeausstoß dieser Anlagen beträgt rund 15 GWh.

Vorteilhafte technische, wirtschaftliche und energiepolitische Voraussetzungen für eine Integration solarthermischer Großanlagen in Nah- oder Fernwärmenetze sind vor allem in **Dänemark** erfüllt, weshalb die Nachrüstung von Fernwärmesystemen mit thermischen Solaranlagen im großen Leistungsbereich (>5 MW_{p,th}) seit einigen Jahren einen regelrechten Boom erlebt. Mittlerweile hat sich dieses Marktsegment in Dänemark von einer Nischenanwendung zu einem erfolgreichen Segment innerhalb der Energiebranche entwickelt. Möglich war diese Entwicklung durch eine Vielzahl sich ergänzender Faktoren, u.a. Standardisierung und konsequente Preisreduktionen bei solaren Großanlagen, Ausnutzung von Skaleneffekten durch spezialisierte System-Komplettanbieter, Verfügbarkeit von (günstigen) Freiflächen für Bodenaufständigung der Kollektoren, effiziente Wärmenetze und tiefe Versorgungstemperaturen, Steuern auf fossile Energieträger (v.a. Erdgas) und vorteilhafte Betreibermodelle (überwiegend Verbrauchergenossenschaften).

Die **Rahmenbedingungen für eine Integration von thermischen Solaranlagen in Wärmenetze sind in Österreich derzeit weniger vorteilhaft als in Dänemark** (z.B.: keine standardisierten Systemkonzepte, hohe Versorgungstemperaturen v.a. bei urbanen Fernwärmenetzen, Mangel an verfügbaren Freiflächen v.a. im dichter verbauten Gebiet, etc.) weshalb die Investitionskosten und solaren Wärmegestehungskosten höher liegen und für Investoren zumeist kein ausreichender Anreiz

gegeben ist, Solarthermie anderen Technologien vorzuziehen. Einen Ausgleich dieser unterschiedlichen Rahmenbedingungen bieten heute in Österreich vor allem staatliche Förderungen, insbesondere Investitionskostenzuschüsse. Ohne Förderung liegen die solaren Wärmegestehungskosten im Bereich zwischen 50 und 150 €/MWh. Förderungen werden derzeit in der Größenordnung zwischen 20 % und 50 % der Gesamt-Systemkosten ausbezahlt und verringern die Gestehungskosten entsprechend. Im Vergleich dazu bezahlten Industriekunden in Österreich 2013 in Abhängigkeit der jährlichen Verbrauchsmenge zwischen 46 und 60 €/MWh für Erdgas (nach Steuern).

Dennoch wurden in den letzten Jahren einige bemerkenswerte solare Großanlagen realisiert, häufig indem Förderinstrumente genutzt und mit angepassten Geschäftsmodellen, wie beispielsweise Energieliefercontracting, kombiniert wurden. Das Konzept des Energieliefercontracting wurde dabei von einigen spezialisierten Energiedienstleistern sowohl für die Umsetzung der größten österreichischen Solaranlagen, die in das Grazer Fernwärmenetz einspeisen, angewendet, als auch für die Realisierung kleinstädtischer und kommunaler solargestützter Biomasse-Nah- und Fernwärmenetze.

Speziell die letztgenannten **Biomasse-Wärmenetze** bieten besonderes Zukunftspotential für die Nachrüstung um thermische Solaranlagen: In den vergangenen 15 Jahren ist die Anzahl solcher Wärmenetze im Leistungsbereich von 0,5 bis 5 MW_{th} rasant angestiegen und mit Ende 2013 befanden sich 1.140 Biomasse-Nah- und Fernwärmenetze im Leistungsbereich >1.000 kW mit einer Summenleistung von rund 2.994 MW_{th} und 9.996 Hackgutfeuerungen im Leistungsbereich 100 bis 1.000 kW_{th} in Betrieb. Aufgrund des ähnlichen hydraulischen Aufbaus der kommunalen Biomasse-Nahwärmenetze (meist Ein-, oder Zweikesselanlagen + fossiler Spitzenlastkessel + Pufferspeicher + Heizhaus mit integriertem Biomassespeicher) könnte hier eine gezielte Standardisierung solarseitige Kostenreduktionen ermöglichen. Insbesondere konnte im Projekt SolarGrids gezeigt werden, dass die Solarthermie die Betriebsstunden des Biomasse-Kessels im ungünstigen Teil- und Schwachlastbetrieb deutlich reduzieren kann.

Ähnliches Potential für Standardisierung bieten beispielsweise städtische Neubausiedlungsgebiete oder Nachverdichtungsgebiete mit Niedertemperatur-Mikronetzen, wo eine Integration solarthermischer Anlagen bereits bauseits (verpflichtend) vorgesehen werden könnte.

Technologische Optionen und techno-ökonomische Simulationsergebnisse

Aus technologischer Sicht existieren folgende Optionen zur Einbindung der Solarthermie sowie von Speichern in Wärmenetze:

Hinsichtlich der Einbindung von Solarthermie unterscheidet man generell zwischen einer **zentralen und dezentralen Einspeisung**. Diese Unterscheidung ergibt sich durch eine mögliche Flächenverfügbarkeit im jeweils betrachteten Wärmenetz. Durch die Änderung der Positionierung des Kollektorfeldes ergeben sich vorwiegend hydraulische Änderungen im Netzbetrieb, jedoch nur geringe Auswirkungen auf die Erträge der installierten Solarthermie.

Sowohl bei der zentralen oder dezentralen Einspeisung kann zwischen **saisonalen und nicht saisonaler Speicherung** unterschieden werden. Eine saisonale Speicherung stand im Projekt für den österreichischen Anwendungsfall nicht vordergründig im Fokus, Umsetzungsbeispiele in Dänemark oder

Deutschland sind allerdings in den Kapiteln 3.3 bzw. 0 sowie im Anhang, Kapitel 10.1ff ausführlich dokumentiert. In österreichischen solargestützten Nah- und Fernwärmenetzen sind meist Kurzzeitspeicher in der Größenordnung zwischen 50 und 200 Liter pro m² installierte Kollektorfläche an die Solaranlage gekoppelt. Auf den Solar-Energiespeicher wird fallweise gänzlich verzichtet, wenn am Einkopplungspunkt der thermischen Solaranlage eine konstant hohe Wärmeabnahme gegeben ist (z.B.: in den Fernwärmeversorgungsgebieten Graz und Wels mit solarthermischer Einspeisung). Die hydraulische Kopplung der thermischen Solaranlage an ein Wärmenetz ist in Österreich überwiegend zwischen der Rücklauf- und der Vorlaufleitung des Wärmenetzes realisiert. Möglich ist grundsätzlich auch eine reine Rücklauf- oder Vorlaufanhebung (Erläuterung in den Kapiteln 4.1.1 bis 4.1.3).

Die Wahl eines passenden Konzeptes zur hydraulischen Integration von thermischen Solaranlagen in bestehende Wärmenetze wird sehr stark vom technischen Standard der vorhandenen Infrastruktur sowie der lokalen und geographischen Gegebenheiten beeinflusst. Beste technische Voraussetzungen sind gegeben, wenn sowohl ausreichend Freiflächen für die Installation großer thermischer Solarkollektorfelder (kostengünstig) verfügbar sind und die bestehenden Wärmenetze sehr effizient, d.h. auf niedrigem Temperaturniveau, betrieben werden.

Unter den gewählten Randbedingungen der drei Wärmenetze (urbanes Subnetz, kleinstädtisches und ländliches Netz) ergeben sich für 10.000 m² Kollektorfläche und einem Kurzzeitspeicher von 2000 m³ **solare Deckungsgrade von 15 bis 28 %**. Der spezifische Kollektorertrag beträgt hierbei etwa 280 bis 410 kWh/m²a, je nach Wärmenetz.⁵⁴

Des Weiteren führt die Installation der Solarthermie zu einer deutlichen **Reduktion der Betriebsstunden der Wärmeversorgung**. In Abhängigkeit des betrachteten Wärmenetzes können in der zuvor erwähnten maximalen Ausbaustufe **zwischen 12 und 22 % an Betriebsstunden des Heizhauses eingespart** werden.

Die Auswirkungen auf den Gesamtnutzungsgrad stellen sich ebenso positiv dar. Ausgehend von einer Basisvariante ohne Solarthermie, kann der **Gesamtnutzungsgrad (Definition nach QM-Heizwerke) um 17 % (urban Subnetz), 12 % (kleinstädtisches Netz) bzw. 25 % (ländliches Netz) verbessert werden**. Durch die Integration der Solarthermie konnte in allen drei Fällen der im Förderprogramm geforderte Gesamtnutzungsgrad von 75 % erreicht und sogar deutlich übertroffen werden.

Die dargestellten Ergebnisse sind unter realistischen, aktuellen Randbedingungen erzielbar. Reduziert sich nun der nachgefragte Wärmebedarf der Wärmeabnehmer (thermische Sanierung, Neubau), die Sollvor- / Sollrücklauftemperatur oder die klimatischen Randbedingungen (Klimaerwärmung) so ergibt sich für die Wärmenetze eine anders geartete Situation.

Durch den **reduzierten** von den Verbrauchern nachgefragten **Wärmebedarf** und die reduzierten Vor- und Rücklauftemperaturen ergibt sich für die **thermische Solaranlage** die Chance, einen **deutlich größeren Anteil am Gesamtenergiebedarf** zu decken. So entwickelt sich der solare Deckungsgrad im Falle einer Reduktion des Energiebedarfs von aktuellen 28 % auf 33 % (2030) auf knapp über 40 % im

⁵⁴ Detaillierte Ergebnisse sind im SolarGrids-excel-tool darstellbar, das unter www.eeg.tuwien.ac.at/solargrids verfügbar ist.

Szenario für das Jahr 2050. Maßgeblich für diesen Anstieg des solaren Deckungsgrades ist die sich reduzierende Rücklaufftemperatur innerhalb der Wärmenetze verantwortlich.

Hinsichtlich der **ökonomischen Auswirkungen, bei einer thermischen Sanierung** des Gebäudebestandes, zeigt sich **eine leichte Reduktion der Kosten je produzierter MWh**. Weiters verschiebt sich das Kostenminimum in allen Fällen hin zu kleineren Kollektorflächen. Daraus lässt sich ableiten, dass die **thermische Solaranlage** aus ökonomischer Sicht **eher etwas kleiner zu dimensionieren ist**, als sich aus den derzeitigen energetischen und klimatischen Rahmenbedingungen ergäbe, um eine für die zukünftige Anwendung optimale ökonomische Auslegung zu erhalten.

Wirtschaftlichkeit, Perspektiven, Potenziale und energiesystemische Szenarien

Die Analyse und Diskussion von **Flächenpotenzialen für Solarthermie** ergibt, dass aus heutiger Sicht weniger die absolute, gesamte Beschränkung von Dachflächen bzw. sonstigen geeigneten Flächen in ländlichen oder kleinstädtischen Siedlungsgebieten die stärkste Restriktion darstellt, sondern die Bereitschaft, in diese Technologie zu investieren. Dies ergibt sich zum einen aus der nicht in allen Fällen gegebenen Wirtschaftlichkeit, zum anderen aus nicht-ökonomischen Barrieren. Im dicht verbauten Gebiet kann freilich auch die Flächen-Verfügbarkeit eine relevante Restriktion darstellen.

Die Analysen zur regionalen Verteilung des Wärmebedarfs in verschiedenen Szenarien bis 2050 und der sich daraus ergebenden Fernwärme-Eignung zeigt, dass vor allem in ländlichen Gemeinden ein Sinken des Anteils jenes Wärmebedarfs in Regionen mit hoher Energiedichte zu erwarten ist. Es wird daher immer relevanter, bei Neubau-, Erweiterungs- und Verdichtungsprojekten auch die sich dynamisch zu erwartenden Änderungen im Wärmebedarf zu berücksichtigen.

Dennoch besteht in den dicht verbauten Regionen in Österreich nach wie vor ein relevantes Potenzial für weiteren Fernwärmeausbau (bzw. entsprechende Verdichtung). Die entwickelten Szenarien weisen für Fernwärme neben der Wärmepumpe bis zum Jahr 2050 die am stärksten wachsenden Marktanteile auf, auch wenn dies in den analysierten Szenarien zunehmend mit geringeren energetischen Zuwächsen und nach 2030 auch mit einer Reduktion des Fernwärmebedarfs einhergehen würde.

Hinsichtlich der Kosten je produzierter MWh aus der Solarthermie zeigt sich, dass ab einer gewissen Grenzgröße der Solaranlage sich ein idealer Kosten-Nutzen Bereich für das jeweilige Wärmenetz ergibt. Dieser Bereich erstreckt sich bei kleineren Anlagen zumeist von etwa 2000 bis 4000 m² Kollektorfläche, wobei man dabei bei unterschiedlichen Kombinationen aus Kollektorfläche und Speichergröße für die drei konkret simulierten Netztypen im besten Fall Wärmegestehungskosten zwischen 50 und 75 €/MWh erreichen kann. Die **Wirtschaftlichkeit** ist damit **derzeit nur unter günstigen Umständen** bzw. geförderten Rahmenbedingungen möglich. Umstände, die die Wirtschaftlichkeit begünstigen, sind:

- Aufgrund der economies of scale ist die **Größe der Kollektorfläche** ein nicht unwesentlicher Punkt. Unter 1000m² Kollektorfläche steigen die spezifischen Wärmegestehungskosten mit sinkender Kollektorfläche stark an. Über 3000-4000 m² existieren weitere Kostendegressionen, die allerdings deutlich weniger ins Gewicht fallen. Andererseits sinkt bei sehr kleinen Fernwärmenetzen der spezifische Solarertrag mit steigender Kollektorfläche stark ab. Daraus ergeben sich für die ökonomisch optimale Auslegung von Solaranlagen bei kleinen Wärmenetzen

naturgemäß eine kleinere Kollektorfläche (und damit auch höhere Wärmegegestehungskosten) als bei Netzen mit großem Wärmebedarf. Für die Frage, ob netzgebundene Solarthermie daher in größeren Netzen wirtschaftlicher ist als in kleineren, sind allerdings neben den weiteren, unten angeführten Punkten auch noch die unterschiedlichen Referenz-Wärmegegestehungskosten in den verschiedenen Fällen sowie die Verfügbarkeit kostengünstiger Flächen im dicht verbauten Gebiet zu berücksichtigen.

- Bei Wärmenetzen, die einen Teil der **Wärmebereitstellung in einem Band** zu geringen Grenzkosten über das ganze Jahr bereitstellen, wie z.B. über Müllverbrennung oder industrielle Abwärme, reduziert sich das sinnvolle Potenzial der Solarthermie im Wesentlichen auf jenen Anteil der Sommer-Nachfrage, der über diesem Band liegt. Günstig wirkt sich auf netzgebundene Solarthermie also aus, wenn an einem bestimmten Standort keine Grundlast-Bereitstellung aus Technologien mit geringen Grenzkosten bereitsteht.
- Eine entsprechende Dimensionierung von Solarkollektor und Speicher kann – vor allem in kleineren Wärmenetzen – dazu beitragen, die **Betriebsstunden des Heizkessels** zu reduzieren. Vor allem bei Biomasse-Kesseln kann das im Sommer zur Reduktion von ineffizienter Betriebsweisen im Teillastbereich beitragen. Neben der – in diesem Fall überproportional höheren – Reduktion von Brennstoffkosten können so auch sonstige Wartungs- und Betriebskosten verringert werden.
- Die **Investitionen** netzgebundener Solaranlagen sind von Fall zu Fall durchaus unterschiedlich und hängen von verschiedenen, lokal spezifischen Faktoren ab. Es liegt auf der Hand, dass die Investitionskosten der Anlage der kritische Punkt ist und jede Verringerung der Investitionen die Wirtschaftlichkeit stark erhöht. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, unter welchen Umständen die aus den dänischen Fallstudien ermittelten geringen spezifischen Investitionskosten auch in Österreich erzielbar wären.
- Laut Förderrichtlinien von qm-Heizwerk wird ein **Mindest-Nutzungsgrad** gefordert, der allerdings so definiert ist, dass der Solarertrag einer Anlage zur Erhöhung des Nutzungsgrades führt. Während Anlagen mit einer hohen Wärmedichte üblicherweise den geforderten Grenzwert von 75 % erreichen, kann für Netze mit geringerer Wärmedichte die Errichtung einer Solaranlage eine Möglichkeit sein, dieses technische Kriterium zu erfüllen und damit förderbar zu sein.
- Förderungen in Form von **Investitionszuschüssen** im Bereich von 15-25 % der Investition können – je nach angesetztem Zinssatz, Abschreibungsdauer und der Rahmenbedingungen vor Ort – zur Wirtschaftlichkeit netzgebundener Solarthermie führen. Die Frage, bei welchem Fördersatz die Wirtschaftlichkeit erzielbar ist, hängt wesentlich von den Rahmenbedingungen im Wärmenetz ab und inwiefern die in den Punkten oben angeführten begünstigenden Umstände erfüllt sind.

Aus der Sicht einer **gesamt-energiesystemischen Optimierung** ist Solarthermie in Wärmenetzen dann eine ökonomische Option, wenn (1) ambitionierte CO₂-Reduktionsziele verfolgt werden, (2) deutliche Kostenreduktionen möglich sind, (3) Power-to-Heat aus verschiedenen Gründen keinen relevanten Beitrag zur Fernwärme-Bereitstellung liefert, (4) wenn in dem konkreten Wärmenetz keine Wärmebereitstellung als Band über das ganze Jahr mit geringen Grenzkosten zur Verfügung steht. Konkret bedeutet das:

- Die ökonomische Analyse zeigt, dass Solarthermie in Wärmenetzen nicht zu den kostengünstigsten Optionen im Wärme- und Energiesystem sowie unter verschiedenen Klimaschutzmaßnahmen zählt. Falls jedoch **ambitionierte Klimaschutzziele** erreicht werden sollen, die mit der „EU-Roadmap for a low carbon economy“ konsistent sind (minus 80 bis -95 % Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990), müssen schrittweise auch teurere Optionen herangezogen werden, darunter unter Umständen (s. oben bzw. im Folgenden weiter ausgeführt) auch Solarthermie in Wärmenetzen.
- Auch unter günstigen Rahmenbedingungen (s. Punkte weiter unten) ergeben sich in einem low-carbon-Energiesystem 2050 Ziel-Kosten für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie in Wärmenetzen von 57 €/MWh. Das bedeutet, dass Solarthermie mit Erlösen in dieser Höhe kompetitiv sein müsste. Laut SolarGrids-Excel-Tool werden in den günstigsten Fällen derzeit 50-75 €/MWh erreicht. Derartig geringe Ziel-Kosten können mit **Investitionskosten in der Größenordnung von 290 €/m² Kollektorpreis** (ohne Speicher) erreicht werden. Im Vergleich zu den untersuchten Fallstudien zeigt sich, dass diese Kostenniveaus in Österreich und Deutschland derzeit kaum realisierbar sind, während in Dänemark ein derartiges Kosten-Niveau bereits derzeit möglich ist.
- Ambitionierte Klimaschutzszenarien implizieren immer auch einen massiven weiteren Ausbau volatiler erneuerbarer Stromerzeugung. Damit stellt sich die Anforderung an eine Flexibilisierung von Lasten. **Power-to-Heat** stellt dafür eine aus heutiger Sicht sehr wirtschaftliche Option dar, die in den optimalen Lösungen der Energiesystem-Modellierung mit HiREPS auch eine relevante Rolle spielt. Falls der Ausbau von Wind und PV in dem unterstellten Ausmaß und gemäß Potenzialen aus der Literatur erfolgt, und falls Power-to-Heat Lösungen tatsächlich realisiert werden, ist Solarthermie in Wärmenetzen unter den in diesem Projekt betrachteten Fällen nicht kompetitiv mit Power-to-Heat und ist damit nicht Teil des ökonomisch optimalen Energiesystem-Mix' für 2050. Der Grund dafür ist, dass bei den hohen installierten Leistungen von Wind- und PV-Anlagen billige Wärme einerseits durch Verwertung von Stromüberschüssen mit P2H entsteht und andererseits bei Stromlücken in der erneuerbaren Erzeugung die GuD Anlagen stromgeführt fahren und daher auch günstig Wärme erzeugen können. Entsprechend dimensionierte Fernwärmespeicher sorgen für Speicherung und Verlagerung der günstigen Wärme zu den restlichen Stunden. Auch wenn Power-to-Heat aus heutiger Sicht attraktiv erscheinen könnte, existieren dennoch Unsicherheit und offene Fragen: (1) Treten beim Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion zunehmend Barrieren und Akzeptanzprobleme auf? (2) Treten beim Ausbau der nötigen Stromnetze zunehmend Barrieren und Akzeptanzprobleme auf? (3) Werden die Rahmenbedingungen so angepasst, dass jene Power-to-Heat Anlagen welche eine Nachfrageflexibilität bereitstellen keine Netzgebühren zu zahlen haben? Derzeit stellen die zu zahlenden Netzgebühren und Steuern eine wesentliche ökonomische Barriere für P2H dar.

7 Ausblick und Empfehlungen

Die Ergebnisse des Projekts SolarGrids zeigen, dass Solarthermie Teil eines ökonomisch optimalen zukünftigen Technologie-Mixes sein kann, wenn die hohen Erwartungen in der erneuerbaren Stromproduktion entweder nicht eintreten oder aufgrund verschiedener Ursachen nicht auf den Wärmebereich durchschlagen und ambitionierte Klimaschutzziele angestrebt werden.

Solarthermie in Wärmenetzen kann somit als eine Absicherung gegenüber den Unsicherheiten hinsichtlich des künftigen erneuerbaren Anteils im Stromsystem gewertet werden. Solarthermie in Wärmenetzen sollte daher Teil des erneuerbaren Energieportfolios bleiben und verstärkt werden, da ein langfristiger Aufbau von Know-how sowie installierten Kapazitäten nötig sind, die keinesfalls kurzfristig nachgeholt werden können, falls sich in der Zukunft die Notwendigkeit dazu zeigen sollte.

Konkret lassen sich aus der Analyse der Erfolgsfaktoren der internationalen Fallbeispiele lassen sich für Österreich zusammenfassend einige konkrete Maßnahmen ableiten, die zukünftig zu einer breiteren Marktdurchdringung solargestützter Wärmenetze beitragen und eine Abhängigkeit von staatlichen Förderungen verringern können:

- Schaffung günstiger technischer Rahmenbedingungen und technologische Weiterentwicklungen
 - Betrieb neuer und bestehender Wärmenetze auf niedrigen Temperaturniveaus (Optimierung)
 - Gezielte Optimierung von solaren Großanlagen für den Anwendungsbereich Nah- und Fernwärme (einfach, robust, ausfallssicher, multiplizierbar, kostengünstig)
 - Entwicklung kostengünstiger bi-direktionaler Wärmeübergabestationen
 - Maßnahmen zur Steigerung der Transparenz bzgl. der Leistungsfähigkeit von Solarenergie und Wärmenetzen (Monitoring, Benchmark-Plattform, etc.)
 - Qualitätskontrolle, Qualitätssicherung und Zertifizierung von Wärmenetzen, Solarsystemen und Komponenten der Solarsysteme sowie von Solar-Komplettanbietern (Turn-Key-Lieferanten)
- Schaffung günstiger rechtlicher und energiepolitischer Rahmenbedingungen
 - Einführung einer verpflichtenden Wärmeplanung auf kommunaler / regionaler Ebene mit klaren Zielvorgaben (z.B.: Nutzung lokaler erneuerbarer Ressourcen, Fernwärmevorranggebiete, sukzessive Substitution der fossilen Einspeiser, CO₂-Ziele, Erneuerbare-Ziele, etc.)
 - Steuern auf fossile Energieträger
 - Verbindliche erneuerbare Quoten und/oder CO₂-Emissionsziele in der (netzgebundenen) Wärmeversorgung
 - Kopplung von Zielvorgaben für „Effizienz“ bei Wärmenetzen an die Ausbezahlung von Förderungen und ggf. Deklaration thermischer Solaranlagen als effizienzsteigernde Maßnahme (ähnlich wie dies seit Anfang 2014 mit der geforderten QM-Nutzungsgrad-Anforderung von 75 % der Fall ist).

- Verbot von Strom-Widerstandsheizungen, Kohle- und Heizölkessel im Wohnbau
- Anschlusspflicht an Nah- und Fernwärme (verbraucherseitig)
- „Öffnen“ vorhandener Wärmenetze für Solarthermie-Einspeisung Dritter (betreiberseitig)
- Weiterführende Anreizförderungen für solare Großanlagen
- Weiterführende Marketing und Sensibilisierungskampagnen für solare Großanlagen
- Ausschöpfen von Kostensenkungspotentialen
 - Identifikation von multiplizierbaren Anwendungsfällen (z.B.: Nachrüstung der kommunalen Biomasse-Nahwärmenetze um thermische Solaranlagen, solare Systemkonzepte für Nachverdichtungsgebiete mit Niedertemperaturnetzen im städtischen Umfeld, etc.)
 - Standardisierung von Systemkonzepten basierend auf diesen Anwendungsfällen
 - Spezialisierung von Technologieprovidern (Turn-Key-Lieferanten)
 - Skaleneffekte bei solaren Großanlagen im MW-Bereich
 - Skaleneffekte bei „low-tech“ saisonalen Wärmespeichern
- Angepasste Geschäfts- und Finanzierungsmodelle
 - Einführung neuer Förderprogramme für solarthermische Anwendungen (z.B.: leistungs- und ertragsabhängige Fördermodelle anstatt von Direktförderungen)
 - Optimierung und gezielte Förderung von vielversprechenden Finanzierungsmodellen wie Energieliefercontracting, Leasing, Crowdfunding / Crowdinvesting
 - Etablierung und gezielte Förderung von neuen Geschäftsmodellen, z.B.: Monetarisierung von Flexibilität in energieträger- und netzübergreifenden Energiesystemen
 - Einführung neuer Geschäftsmodelle für dezentrale Einspeiser in Wärmenetze (setzt einen möglichen Wärmenetzzugang voraus)

Wir sehen vor allem weiteren Forschungsbedarf in folgenden Bereichen:

- Technologieentwicklung
 - Investitionskosten reduzieren
 - kostengünstige Hochtemperaturflachkollektoren
 - kostengünstige Fernwärmespeicher
 - Verbesserte Regelungskonzepte
 - bidirektionale Wärmeübergabestationen (zusätzliches Wissen über den Nutzer)
 - Effizienzsteigerung im System:
 - reduzierte Vor- und Rücklauftemperaturen, vor allem in den Sommermonaten (die wichtigen Monate für die Solarthermie)
 - Thermosand
 - Twin-Rohrnetz statt Zweirohrnetz (könnte zu Reduktion der Wärmeverluste um ca. 30 % sowie einer Reduktion der Baukosten führen).
 - Anpassung der Warmwasserbereitung unter Berücksichtigung der Legionellensicherheit

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

- Vorgabe, dass nur noch Niedertemperaturwärmeabgabesysteme installiert werden dürfen (Fußboden-, Wand-, Deckenheizung)
 - Haustechnik muss an ein geringeres Temperaturniveau und zur Einhaltung niedriger Rücklauftemperaturen angepasst werden
 - Abwärmepotentiale lassen sich in Wärmenetzen durch eine sinnvolle Kaskadierung der Temperaturniveaus zu Subnetzen effektiv nutzen
- Systemintegration
 - Zusammenfassung von Verbrauchergruppen
 - Lokale Heizverteilnetze mit je einer zentralen Übergabestation zum Fernwärmenetz (Kopfstation), Sub-Heiznetzbetreiber erforderlich
- Geschäftsmodelle
- Energiesystemische Analysen und Verständnis zur Rolle der Solarthermie sowie der Wechselwirkungen mit anderen Komponenten im Energiesystem

8 Literaturverzeichnis

Amann C., Benke G., Leutgöb K., 2009. Entwicklungspotenziale für Fernwärme und Fernkälte in Österreich, Beiträge des Fernwärme- und Fernkälteausbaus zu Klimaschutz und Energieeffizienzsteigerung. Studie im Auftrag des Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, e7 Energiemarktanalysen, Wien, 2009.

Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., 2008. Solarunterstützte Nahwärmeversorgung: Langzeiterfahrungen der Anlage in Friedrichshafen. Universität Stuttgart - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW). [Tagungsbeitrag]. 18. Symposium thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Deutschland, 23. - 25. April 2008.

Bauer D., Heidemann W., Marx R., et al., 2008. Solar unterstützte Nahwärme- und Langzeit-Wärmespeicher, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart. 2005–2008.

Bernstein L., Bosch P., Canziani O., Chen Z., Christ R., Davidson O., Hare W., Huq S., Karoly D., Kattsov V., u.a., 2007. Climate Change 2007: Synthesis Report. An Assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, 2007.

Blesl, 2002. Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Dissertation an der Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2002. ISSN 0938-1228

Bofinger S et al., 2011. Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, Studie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie, Kassel. 2011.

Breidler J., et al., 2012. Potentiale für Solarthermieranlagen bei Biomassenahwärmenetzen. AEE - Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC). [Tagungsbeitrag]. Gleisdorf SOLAR 2012, 10. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 12. - 14. September 2012. S. 91 - 96.

Brenner M., Mahler B., et al., Solare Nahwärme – Ein Leitfaden für die Praxis, BINE, TÜV-Verlag GmbH, Köln, 1999.

Brenner, M., Bodmann, M., Mangold, et al., 2003. Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher / Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Deutschland, 1998–2003.

CEN/CENELEC, 2004. Manual for Determination of Combined Heat and Power, 2004.

Connolly D., Mathiesen B.V., Østergaard P.A., Möller B., Nielsen S., Lund H., Persson W., Werner S., Grözinger J., Boermans T., Bosquet M., Trier D., 2013. HEAT ROADMAP EUROPE 2050, SECOND PRE-STUDY FOR THE EU27, Aalborg University, Denmark, 2013. ISBN: 978-87-91404-48-1. Verfügbar unter:

http://www.euroheat.org/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=/Files/Filer/documents/Publications/Heat%20Roadmap%20II/LAYOUT_Complete%20Heat%20Roadmap%20Europe%20Pre-Study%20II%2020130524%20-%20FINAL.pdf

Copenhagen Accord, 2009. Draft decision -/CP.15. CONFERENCE OF THE PARTIES, Fifteenth session, Copenhagen, Dänemark, 2009.

Jacob D. und Podzun R., 1997. Sensitivity studies with the regional climate model REMO, Meteorology and Atmospheric Physics, 1997, Volume 63, Issue 1-2, pp 119-129.

Dalenbäck, J.-O., 2010. Success Factors in Solar District Heating, Intelligent Energy Europe, CIT Energy Management AB, Gothenburg, Sweden, 2010.

Dalenbäck J.-O., 2014. Datenbank für solare Großanlagen. [unveröffentlichtes Dokument] Chalmers University of Technology, Göteborg, Schweden, 2014. MS Excel basierte Datenbank, unveröffentlicht in dieser Form.

Danish Energy Agency, 2014. Energy Statistics 2012, Danish Energy Agency, Copenhagen, Dänemark, 2014. ISSN 0906-4699.

Danish Energy Agency, 2014. Heat supply in Denmark. [Online] 2014. [Zitat vom: 9. Oktober 2014.] <http://www.ens.dk/en/supply/heat-supply-denmark>.

Dansk Fjernvarme, 2012. Benchmarking Statistik 2011/2012. [Online] 1. Oktober 2012. [Zitat vom: 21. November 2012.] <http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/aarsstatistik/benchmarking-statistik-2011-2012>. ISSN 2245-1102.

Déqué M und Piedelievre JP, 1995. High- Resolution climate simulation over Europe. Clim Dyn 11:321-339.

DIN 4708, 1994. Zentrale Wassererwärmungsanlagen, Regeln zur Ermittlung des Wärmebedarfs zur Erwärmung von Trinkwasser in Wohngebäuden, Beuth Verlag, Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin, Deutschland, 1994.

EC, 2009. Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, 2009.

EC, 2012. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the council on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC, 2012.

Dorfinger N., 2012. Großsolaranlage STADT:WERK:LEHEN Salzburg - von der Idee zur Umsetzung. Salzburg AG für energie, Verkehr und Telekommunikation. [Tagungsbeitrag]. Gleisdorf SOLAR 2012, 10. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 12. - 14. September 2012. S. 89 - 90.

Roeckner E., et al., 2003. The atmospheric general circulation model ECHAM5. Part I: Model description. Rep. 349, Max Planck Institute for Meteorology, 127 pp. Hamburg, Deutschland, 2003.

E-Control, 2012. KWK-Bestandsstatistik [WWW Document]. URL <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik> (accessed 9.10.14).

Energiestatus Österreich, 2014: Entwicklung bis 2012, Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft Sektion IV, 1010 Wien, 2014.

Epp, Bärbel, 2014. www.solrico.com. Checklist: How to design a successful support scheme? [Präsentation]. Bielefeld, Deutschland, 7. Mai 2014. Download: <http://www.solrico.com/en/solar-market-research/current-projects/view-49.html>.

Esch T., Taubenböck H., Geiß C., Schillings C., Nast M., Metz A., Heldens W., Keil M., 2001. Potenzialanalyse zum Aufbau von Wärmenetzen unter Auswertung siedlungsstruktureller Merkmale. Endbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gesellschaft, Oberpfaffenhofen, Deutschland, 2011.

Europäischer Rat, 2009. PRESIDENCY CONCLUSIONS. BRUSSELS EUROPEAN COUNCIL 29/30 OCTOBER 2009. 15265/1/09 REV 1, Brüssel. Online verfügbar unter: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf

Europäischer Rat, 2011. European Council 4 February 2011 CONCLUSIONS. EUCO 2/1/11 REV 1, Brüssel.

European Commission, 2011. Energy Roadmap 2050: Communication from the Commission to the European Parliament, the council, the European Economic and Social Committee of the regions; 2011.

European Parliament and the council, 2010. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the council on the energy performance of buildings (recast), Directive 2010/31/EU, 2010.

Eurostat, 2014. Gas prices for industrial consumers, from 2007 onwards - bi-annual data [nrg_pc_203]. [Online] 9. September 2014. [Zitat vom: 10. September 2014.] http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/hui/show.do?dataset=nrg_pc_203&lang=en.

Giorgi F., Marinucci M. R., Bates G. T., 1993. Development of a second-generation regional climate model (RegCM2). Part I: Boundary-layer and radiative transfer processes. Mon. Wea. Rev., 121, 2794–2813, 1993.

Faninger, G., 2000. Combined solar–biomass district heating in Austria. Solar Energy, Volume 69, Issue 6, 2000, Pages 425–435, A-9020 Klagenfurt, Austria, Institute for Interdisciplinary Research and Continuing Education, University of Klagenfurt, 28. November 2000. DOI: 10.1016/S0038-092X(00)00117-1.

Faninger G. und Weiss W., 2002. Zentrale solare Wärmeversorgungsanlagen in Österreich: Betriebsdaten, Betriebserfahrungen und Zukunftsperspektiven. [unveröffentlichtes Manuskript]. AEE INTEC , Gleisdorf, 2002.

Fink C., Heimrath R., et al., 2007. MOSOL-NET: Entwicklung von modular erweiterbaren technischen Lösungen, die eine Wärmeversorgung von Neubaugebieten über solar unterstützte Nahwärmenetze ermöglichen, Endbericht im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2007.

Fink, C., et al. 2011. Die weltgrößte thermische Solaranlage in Riad. [Hrsg.] AEE - Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie - Dachverband. erneuerbare energie. April 2011, 2011-4, S. 12-13.

Fischedick M. Schüwer D., Venjakob J., Merten F., Mitze D., Krewitt W., Nast M., Schillings C., Lindner K., 2006. Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis 2020, Endbericht, UFOPLAN Vorhaben 20541104, Wuppertale Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, 2006.

Frey J., 2014. Large scale solar thermal plants in district heating including seasonal storage. Dronninglund Fjernvarme A.m.b.a, Operations Manager. [Tagungsbeitrag - Präsentation]. Gleisdorf SOLAR 2014, 11. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 25. - 27. Juni 2014.

Grech H., Stoiber H., 2014. Bericht über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen - Berichtsjahr 2012. BMLFUW, Wien.

Hanika, 2007. Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2010 bis 2030 mit Ausblick bis 2050 („ÖROK - Regionalprognosen“) / Teil 3: Modellrechnungen zur regionalen Haushaltsentwicklung, ÖROK-Schriftenreihe 184/2011, Wien, 2007. Online verfügbar unter: <http://www.oerok.gv.at/raum-region/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-prognosen-2010.html> (accessed 14.01.2014)

Heimrath R., 2004. Simulation, Optimierung und Vergleich solarthermischer Anlagen zur Raumwärmeversorgung für Mehrfamilienhäuser, Dissertation der Studienrichtung Maschinenbau, Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Graz, 2004.

Henning H.-M., Ragwitz, M., Bürger V., Kranzl L., Schulz W., Müller A., 2013. Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie (Phase 2) – Zielsysteme für den Gebäudebereich im Jahr 2050. Im Auftrag des deutschen Umweltministeriums, Fraunhofer Institut, 2013.

Hermelink A., Schimschar S., Boermans T., Pagliano L., Zangheri P., Armani R., Voss K., Musall E., 2013. Towards nearly zero-energy buildings. Definition of common principles under the EPBD. Final Report. Ecofys by order of the European Commission, 2013.

Holm L., 2012. High solar fractions with pit storages - Europe's largest solar thermal system. Marstal Fjernvarme A.m.b.a. [Tagungsbeitrag]. Gleisdorf SOLAR 2012, 10. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 12. - 14. September 2012. S. 63 - 65.

IEA SHC, 2004. Recommendation: Converting solar thermal collector area into installed capacity (m² to kWth). Online verfügbar unter: <http://www.iea-shc.org/>. [Technical note]. Gleisdorf, Österreich, 8. September 2004.

IPCC SRES SPM, 2000. Summary for Policymakers, Emissions Scenarios: A Special Report of IPCC Working Group III (PDF), IPCC, ISBN 92-9169-113-5. Online verfügbar unter: <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-en.pdf>

Jordan U. und Vajen K., 2001. Influence of the DHW Load Profile on the Fractional Energy Savings: A Case Study of a Solar Combi-System with TRNSYS Simulations, 197-208, Journal of the Int. Solar Energy Society, 2001.

Kalt G., 2013. Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011 (Endbericht). Austrian Energy Agency, 2013.

Kenndaten 2001 der Wärmeversorgungsunternehmen, 2001. . Fachverband Gas Wärme, Wien.

Knabl S., et al. 2014. Monitoringergebnisse und systemische Detailanalysen zu beispielhaften solaren Wärmenetzintegrationen in Österreich. AEE - Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC). [Tagungsbeitrag]. Gleisdorf SOLAR 2014, 11. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 25. - 27. Juni 2014. S. 171 - 179.

Kranzl L., Fette M., Herbst A., Hummel M., Jochem E., Kockat J., Lifschiz I., Müller A., Reitze F., Schulz W., Steinbach J., Toro F., 2012. Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie. Integrale Modellierung auf Basis vorhandener sektoraler Modelle und Erstellen eines integrierten Rechenmodells des Wärme-und Kältebereichs. Wien, Karlsruhe, Bremen, 2012.

Kranzl L., Matzenberger J., Totschnig G., Toleikyte A., Schicker I., Formayer H., Gorgas T., Stanzel P., Nachtnebel H.P., Bednar T., Gladt M., Neusser M., 2014a. Power through resilience of energy system. Final report of the project PRESENCE, Projekt im Rahmen des Austrian climate research program, TU Wien, Energy Economics Group, Wien, 2014.

Kranzl L., Müller A., Toleikyte A., Hummel M., Forthuber S., Steinbach J., Kockat J., 2014b. Policy pathways for reducing the carbon emissions of the building stock until 2030. Report within the project ENTRANZE, TU Wien, Energy Economics Group, Wien, 2014.

Kranzl L., Toleikyte A., Müller A., Hummel M., Heiskanen E., Matschoss K., Pietrobon M., Armani R., Pagliano L., Sebi C., Lapillone B., Atanasiu B., Steinbach J., Kockat J., Rohde C., Georgiev Z., Fernandez-Boneta M., Diaz-Regodon I., Bürger V., Kenkmann T., Zahradnik P., Karasedk J., 2014c. Policies to enforce the transition to nZEB: Synthesis report and policy recommendations from the project ENTRANZE, TU Wien, Energy Economics Group, Wien, 2014.

Kranzl L., Hummel M., Müller A., Steinbach J., 2013. Renewable heating: Perspectives and the impact of policy instruments. Energy Policy. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.050>

Kranzl L., Haas R., Kalt G., Müller A., Nakicenovic N., Redl C., Formayer H., Haas P., Lexer, Rupert Seidl M.-J., Schörghuber S., Nachtnebel H.-P., Phillip S., 2010. Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel, Bericht im Rahmen des Programms Energie der Zukunft, TU Wien, Energy Economics Group, Wien, 2010.

Krenn A., 2014. Energiewerkstatt, Windatlas und Windpotentialstudie Österreich, Abschätzung des praktisch realisierbaren Windkraftpotentials, Online verfügbar unter: <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/4-KrennEnergiewerkstatt.pdf>, abgerufen am 24.10.2014

Landwirtschaftskammer Niederösterreich, 2014. Biomasse Heizungserhebung 2013. [Online] 22. Mai 2014. [Zitat vom: 6. Oktober 2014.] http://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Publikationen/Biomasseheizungserhebung_2013.pdf.

Leeb K., 2011. Einspeisung mit 3600m² Vakuumröhrentechnologie ins Fernwärmenetz Wels - Markimpuls und Erfahrungsbericht. Elektrizitätswerke Wels AG. [Tagungsbeitrag]. 21. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland, 11. - 13. Mai 2011.

Déqué M., Drevet C., Braun A., Cariolle D., 1995. The ARPEGE/IFS atmosphere model: a contribution to the French community climate modelling, Climate Dynamics, September 1994, Volume 10, Issue 4-5, pp 249-266.

Maas C., 2013. Hamburg Institut Consultants GmbH. Legal strategies to enable business cases for solar district heating. [Presentation at the First SDH-Conference]. Malmö, Schweden, 10. April 2013. Download: <http://www.solar-district-heating.eu/LinkClick.aspx?fileticket=dMBstBJZkPw%3d&portalid=0>.

Manderfeld M., 2008. Handbuch zur Entscheidungsunterstützung – Fernwärme in der Fläche. Dinslaken, 2008.

Mangold D., Pauschinger T., Schmidt T., 2011. Solare Nahwärme mit saisonaler Wärmespeicherung - Stand der Technik 2010 und Perspektiven bis 2020. Solites - Steinbeis Institut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme. [Tagungsbeitrag]. 21. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland : s.n., 11. - 13. Mai 2011.

Marx R., et al. 2011. Integration von Wärmepumpen in solar unterstützte Nahwärmesysteme mit saisonaler Wärmespeicherung. Universität Stuttgart - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW). [Tagungsbeitrag]. 21. Symposium thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Deutschland, 11. - 13. Mai 2011.

Marx R., et al. 2011. Saisonale Wärmespeicher – Bauarten, Betriebsweise und Anwendungen. Weinheim : WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2011.

Mauch W., Corradini R., Wiesemeyer K., Schwentzek M., 2010. Allokationsmethoden für spezifische CO₂ Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg.

Mauthner F., et al., 2014. Innovative Förderinstrumente Für Solarthermie. Gleisdorf, Österreich : Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, März 2014. S. 96. GZ BMVIT-607.231/0001-III/I3/2012.

McClenahan D., 2012. Das kanadische "Drake-Landing" Projekt - Solare Nahwärme mit 90% solarer Deckung. CANMET - Natural Resources Canada, Ottawa, CA. [Tagungsbeitrag - Präsentation].

Gleisdorf SOLAR 2012, 10. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 12. - 14. September 2012. S. 61. <http://www.aee-intec-events.org/gs2014/images/stories/Vortrge/McClenahan.pdf>.

Meissner R., 2012. IEA - SHC Task 45: Large Systems. Präsentation im Rahmen des 3ten IEA-SHC Task 45 Meetings in Braedstrup, DK (unveröffentlicht in dieser Form), 2012.

Meissner R., 2012. IEA - SHC Task 45: Large Systems. Präsentation im Rahmen des 3ten IEA-SHC Task 45 Meetings in Braedstrup, DK (unveröffentlicht in dieser Form). [Online] 21. Mai 2012. [Zitat vom: 14. Juni 2013.] <http://task45.iea-shc.org/>.

Mikulits R., Thoma W., 2013. OIB-Dokument zum Nachweis der Kosten-Optimalität der Anforderungen der OIB-RL 6 bzw. des nationalen Plans gemäß Artikel 4 (2) zu 2010/31/EU. OIB, Wien.

Moser C., 2012. Optimierte Einbindung von Energiespeichern in industrielle Prozesse, Diplomarbeit der Studienrichtung Maschinenbau, Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Graz, 2012.

Müller A. und Biermayr, 2010. Heizen 2050, Projektendbericht, TU Wien, Energy Economics Group, TU Wien, Wien, Österreich, 2010. Online verfügbar unter:
http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/projects_detail.php?id=184 (abgefragt am 14.01.2014)

Müller A., 2012. Stochastic building simulation, working paper, 2012. Online verfügbar unter:
http://www.marshallplan.at/images/papers_scholarship/2012/Mueller.pdf (abgefragt am 14.11.13)

Müller A., Redl C., Haas R., Türk A., Liebmann L., Steininger K., Brezina T., Mayerthaler A., Schopf J., Werner, A., Kreuzer, D., Steiner, A., Mollay, U., Neugebauer, W., 2012. Strategien für Energie-Technologie-Investitionen und langfristige Anforderung zur Emissionsreduktion. Endbericht aus dem Projekt EISERN., Projekt im Rahmen des Programms „Neue Energie 2020“, TU Wien, Energy Economics Group, Wien, 2012.

Müller A., Kranzl L., 2013. Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Ein Projekt im Rahmen der Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanisms, TU Wien, Wien, Energy Economics Group, 2012.

Müller A., Hummel M., Kranzl L., Bednar T., Neusser, M., 2014. Climate change impact on heating and cooling: the example of Austria. Journal paper submitted to energy and buildings.

Nast M., 2007. Nahwärme: Der Missing Link zwischen kleiner KWK, Erneuerbarer Energie und Wärmeverbräuchern, Vortrag beim BMU-Workshop „Perspektiven der Brennstoffzelle“, Berlin, 14.3.2007.

Nielsen J.-E., 2012. Solarthermische Anlagen im Megawattsektor - Neue Entwicklungen im Fernwärmebereich. PlanEnergi, DK. [Tagungsbeitrag - Präsentation]. Gleisdorf SOLAR 2012, 10. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Österreich, 12. - 14. September

2012. S. 59 - 60.

<http://www.aee-intec-events.org/gs2014/images/stories/Vortrge/Nielsen.pdf>.

NTUA, 2013. PRIMES Reference case with updated world energy prices, Technische Universität Athen, 2013

Nußbicker-Lux J., et al., 2012. Lektionen aus Planung und Betrieb dreier deutscher solar unterstützter Nahwärmeversorgungen mit saisonaler Wärmespeicherung. Universität Stuttgart - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW). [Tagungsbeitrag]. Gleisdorf SOLAR 2012, 10. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Steiermark, Gleisdorf, Österreich : s.n., 12. - 14. September 2012. S. 161 - 170.

OIB, 2012. OIB-Dokument zur Definition des Niedrigstenergiegebäudes und zur Festlegung von Zwischenzielen in einem „Nationalen Plan“ gemäß Artikel 9 (3) zu 2010/31/EU. Österreichisches Institut für Bauordnung, Wien.

Olsacher N., 2014. SOLID INVEST - Das Bürgerbeteiligungsmodell für Solarthermieanlagen. S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH. [Tagungsbeitrag]. Gleisdorf SOLAR 2014, 11. Internationale Konferenz für thermische Solarenergienutzung, Gleisdorf, Steiermark, Österreich : s.n., 25. - 27. Mai 2014. S. 200 - 204.

ÖNORM B 8110-6: Wärmeschutz im Hochbau - Teil 6: Grundlagen und Nachweisverfahren - Heizwärmebedarf und Kühlbedarf, Austrian Standards plus GmbH, Wien, 2007

ÖNORM EN 12977, 2011. Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile - Kundenspezifisch gefertigte Anlagen: Teil 1-3, Heinestraße 38, 1020 Wien, 2001.

Perers B. und Bales C., 2002. A solar collector model for TRNSYS simulation and system testing, A Report of IEA - SHC Task 26; Solar Energy Research Center SERC, Högskolan Dalarna, 781 88 Borlänge, Sweden, 2002.

Persson U. und Werner S., 2010. Effective width – the relative demand for district heating pip lengths in city areas, The 12th International Symposium on District Heating and Cooling, September 5th to September 7th, 2010, Tallinn, Estonia

Persson U. und Werner S., 2011. Heat distribution and the future competitiveness of district heating, Applied Energy, Volume 88, Issue 3, March 2011, Pages 568–576. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.09.020

Polysun, 2014. Polysun Simulation Software - Version 6, Vela Solaris AG, Stadthausstrasse 125, Winterthur, Schweiz, 2014

Putz, S., 2013. IEA - SHC Task 45: Large Systems. Subtask C: System categorisation and database of installations (MS Excel basierte Datenbank, unveröffentlicht in dieser Form). [Online] 4. April 2013. [Zitat vom: 14. Juni 2013.] <http://task45.iea-shc.org/>.

Reuß M., et al., 2010. Begleitforschung - Solare Nahwärme am Ackermannbogen in München - SNAB. Begleitforschung , Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern). Alexanderstraße 3 - D-10178 Berlin-Mitte : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010. S. 117, Abschlussbericht. FKZ 0329607G.

Schicker I. und Formayer H., 2012. Working paper on Climate Change Scenarios. In the frame of the project PRESENCE. Wien.

Schlosser M., Heuer M., Fischer N., 2011. Norddeutsche Solarsiedlungen - Betriebserfahrungen aus dem Langzeitmonitoring. TU Braunschweig - Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS). [Tagungsbeitrag]. 21. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland : s.n., 11. - 13. Mai 2011.

Schlosser M., Reiser S., Fisch M., 2012. Wärmespeicher Hamburg-Bramfeld - Umbau, Inbetriebnahme und Monitoring. TU Braunschweig - Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS). [Tagungsbeitrag]. 22. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland : s.n., 9. - 11. Mai 2012.

Schuler H., 1995. Prozesssimulation, VCH Verlagsgesellschaft mbH, Weinheim, New York, Basel, Cambridge, Tokio, 1995.

SDH, 2012. Solar district heating guidelines, Collection of fact sheets, WP3 – D3.1 & D3.2, IEE, Solites, Stuttgart, 2012

SIA 2024, 22006. Standard-Nutzungsbedingungen für die Energie- und Gebäudetechnik, schweizerischer ingenieur- und architektenverein, Zürich, 2006

SketchUp, Version Pro 2013: Trimble Navigation Limited

Solar-district-heating.eu, 2014. Large Scale Sol. Heat. Plants. Online verfügbar unter: <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> (accessed 11.21.14).

SOLVARMEDATA.DK, 2014. Öffentliche Online-Datenbank und Monitoring Plattform für solare Großanlagen in Dänemark. [Online] 2014. <http://www.solvarmedata.dk/index.asp?secid=228>.

Soukup N., 2014. Thermische Energiespeicher für Nahwärmenetze, Bachelorarbeit der Studienrichtung Maschinenbau, Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Graz, 2014

Stanger J., 2012. Auswirkungen unterschiedlicher Bewirtschaftungsintensitäten im Grünland auf die Futterkosten sowie den Bedarf an primärer Energie und Futterfläche zur Bereitstellung von Milchviehrationen, Master am Institut für Agrar- und Forstökonomie, Universität für Bodenkultur, Wien, 2012. Verfügbar unter: https://www.wiso.boku.ac.at/fileadmin/data/H03000/H73000/H73300/pub/DA_Diss/2012_MA_Stanger.pdf

Stanzer G., Novak S., Breinesberger J., Kirtz M., Biermayer P., Spanring C., 2010. REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energie-potenziale in den Jahren 2012/2020. Wien/ St. Pölten.

Statistik Austria, 2003-2012. Jährliche Publikationsserie: "Wohnen, Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus Jahresdurchschnitt, Vienna, 2003-2012: ISBN 3-901400-90-7 / 3-902479-44-2 / 3-902479-71-X / 978-3-902587-28-2 / 978-3-902587-61-9 / 978-3-902703-10-1 / 978-3-902703-45-3 / 978-3-902703-93-4 / 978-3-902791-40-5

Statistik Austria, 2004, „Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Statistik Austria, Vienna, 2004. ISBN: 3-902452-72-2 / 3-902452-73-0 / 3-902452-84-6 / 3-902452-85-4 / 3-902452-86-2 / 3-902452-92-7 / 3-902452-93-5 / 3-902452-94-3 / 3-902452-95-1

Statistik Austria, 2006. Bevölkerungsstand 2006, ETRS-LAEA 1km, verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/wcmsprod/groups/public/documents/sitestudio/zip_icon.gif

Statistik Austria, 2008. Siedlungsraum und besiedelbarer Raum, erstellt am 05.09. 2008, verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html

Statistik Austria, 2009a, Blick auf die Gemeinde, Merkmal: Gebäude- u. Wohnungszählung vom 15. Mai 2001, Vienna, 2009. available at: <http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp> (accessed 14.01.2014)

Statistik Austria, 2009b, Blick auf die Gemeinde, Merkmal: Arbeitsstättenzählung vom 15. Mai 2001, Vienna, 2009. available at: <http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp> (accessed 14.01.2014)

Statistik Austria, 2009c, Blick auf die Gemeinde: Merkmal: 4.27 Fertiggestellte Gebäude mit Wohnungen, Vienna, 2009. available at: <http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp> (accessed 14.01.2014)

StatistikAustria, 2012. Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus.

Statistik Austria, 2013, Blick auf die Gemeinden, Merkmal: Einwohner und Komponenten der Bevölkerungsentwicklung, <http://www.statistik.at/blickgem/>

StatistikAustria, 2013a. Energetischer Endverbrauch 1993 bis 2012 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien [WWW Document]. URL http://www.statistik.at/web_de/static/energetischer_endverbrauch_1993_bis_2012_nach_energietraeger_n_und_nutzener_066278.xlsx (accessed 9.10.14).

StatistikAustria, 2013b. Fernwärmebilanz [WWW Document]. URL http://www.statistik.at/web_de/static/fernwaermebilanz_022717.xlsx (accessed 9.10.14).

StatistikAustria, 2014. Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2012.pdf [WWW Document]. URL http://www.statistik.at/web_de/static/gesamtenergiebilanz_oesterreich_1970_bis_2012_022710.pdf (accessed 9.10.14).

Streicher W., Schnitzer H., Titz M., Tatzber F., Heimrath R., Wetz I., Hausberger S., Haas R., Kalt G., Damm A., Steininger K., Oblasser S., 2010. Energieautarkie für Österreich 2050, Endbericht im Rahmen des Programmes Energie der Zukunft, PrNr. B068644, Innsbruck, 2010. Online verfügbar unter: <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Studien/Energieautarkie205012pt20110308Final.pdf>.

Streicher W, et al., 2012. Kombination von Biomasse und Solarenergie in Wärmenetzen - Kriterienkatalog. Graz : Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2012. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2002. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id1779>. GZ. 77.996/1 - V/A/8/99.

Theissing M., 2010. Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren von Energieträgern. Vortrag Fernwärmetage Villach 2010. Verfügbar unter: <https://www.gaswaerme.at/de/pdf/10-1/theissing.pdf>

Theissing M., 2012. CO2 Emissionen und Primärenergiefaktor der Fernwärme in Österreich. Vortrag Fernwärmetage Wels, 2012. Verfügbar unter: <https://www.gaswaerme.at/de/pdf/12-1/theissing.pdf>

TRNSYS, 2014. Transient System Simulation Tool – Version 17.2, Transsolar Energietechnik GmbH, Curiestraße 2, Stuttgart, Deutschland, 2014.

Wesselak V. ; Schabbach T. ; Link T., Fischer J., 2013. Regenerative Energietechnik. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Vieweg, 2013.

White House. Office of the Press Secretary, 2014. U.S.-China Joint Announcement on Climate Change.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1. Im Projekt angewendeter Modellverbund und Schnittstellen.....	2
Abbildung 3-1. Endenergieeinsatz und Art der Aufbringung im Fernwärmesektor in Österreich (Quelle: StatistikAustria, 2014).....	7
Abbildung 3-2. Fernwärmeaufbringung nach Energieträgern sowie Anteile an KWK (Quelle: StatistikAustria, 2014)	7
Abbildung 3-3. Entwicklung und Anteile des energetischen Endverbrauchs an Fernwärme in den Bundesländern und pro Einwohner (Quelle:StatistikAustria, 2013b)	8
Abbildung 3-4. Solargestützte Kältenetze in Europa – 1998 bis 2013. (Datenquelle: Erhebungen AEE INTEC und Dalenbäck (2014)).....	10
Abbildung 3-5. Installierte elektrische und thermische Leistungen der thermischen Kraftwerke in Österreich (Quelle: E-Control, 2012).....	11
Abbildung 3-6. Biomasseheizwerke, KWK-Anlagen und Müllverbrennungsanlagen mit einer Kapazität über 2t/h in Österreich (Quelle: LWK NÖ (2013) und Grech und Stoiber (2014)).....	12
Abbildung 3-7. Verortung der Wärmeversorgungsunternehmen in Österreich (Quelle: Infobroschüre des Fachverbandes Gas Wärme)	15
Abbildung 3-8. Abgesetzte Wärmemenge von 40 Fernwärmenetze nach Sektoren (Quelle: <i>Kenndaten 2001 der Wärmeversorgungsunternehmen</i> , 2001).....	16
Abbildung 3-9. Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 nach Absatzmenge absteigend geordnete Netze (Quelle: Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen, FGW 2001)	16
Abbildung 3-10. Verteilung der Biomassenetze auf Größenklassen und Anteilige Energiemengen (Quelle: Auswertungen der QM-Heizwerke-Datenbank)	17
Abbildung 3-11. Vergleich technischer Parameter für die drei beschriebenen Netzcluster von Biomasse-Netzen (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank).....	19
Abbildung 3-12. Anzahl der Wärmekunden und Trassenlängen der Netzcluster von Biomasse- Netzen (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank).....	19
Abbildung 3-13. Technische Anschlussleistung und verkaufte Wärme der Netzcluster der Biomasse-Netze (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank).....	20
Abbildung 3-14. Bandbreiten der Wärmedichte der Netzcluster der Biomasse-Netze (Quelle: Auswertung der QM-Heizwerke-Datenbank).....	20
Abbildung 3-15. Anteile der installierten Leistung und der erzeugten Wärmemenge der unterschiedlichen Wärmeerzeuger in Biomasse-Netzen (Quelle: Auswertung der QM- Heizwerke-Datenbank).....	21
Abbildung 3-16. Auswertung der Fernwärmeversorgten Wohneinheiten nach Bundesländern und Bauperioden (vor 1991, 1991-2000 und ab 2001) (Datenquelle: StatistikAustria (2012)).....	22
Abbildung 3-17. Fernwärmeversorgte Wohneinheiten nach Gebäudegröße (Datenquelle: StatistikAustria (2012)).....	23

Abbildung 3-18. Auswertung des Energieanteils zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden in Gemeinden nach Wärmedichten und versorgten Wohneinheiten gemäß Gebäudewohnungszählung 2001 der Statistik Austria. (Datenquelle: Statistik Austria)	24
Abbildung 4-1. Marktentwicklung solargestützter Wärme- und Kältenetze in Europa. (Quelle: AEE INTEC basierend auf Dalenbäck (2014))	29
Abbildung 4-2. Marktanteile netzgekoppelter solarer Großanlagen in Europa nach installierter solarthermischer Leistung sowie nach Anzahl der installierten Anlagen in Betrieb. (Quelle: AEE INTEC basierend auf Dalenbäck (2014))	29
Abbildung 4-3. Solare Großanlage mit 5,012 m ² Kollektorfläche in Dänemark, Ulsted (Bildquelle: ARCON A/S)	30
Abbildung 4-4. Solare Großanlage zur Versorgung eines Universitätscampus in Riad, Saudi Arabien (Bild oben: Inbetriebnahme – Kollektoren sind abgedeckt, damit das System nicht überhitzt; Bild unten links: Kollektorfeld fertiggestellt, in Betrieb; Bild unten rechts: Fernwärme VL und RL Leitungen (Bildquelle: AEE INTEC)	31
Abbildung 4-5. Mögliche Positionen der hydraulischen Einbindung thermischer Solaranlagen in Wärmeversorgungsnetzwerke (Quelle i.A. an Meissner (2012)).....	33
Abbildung 4-6. Einspeisung von thermischer Solarenergie in das Subversorgungsnetzwerk. (Quelle i.A. an Meissner (2012))	34
Abbildung 4-7. Spezifische Systemkosten ausgewählter dänischer Großsolaranlagen (ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung)	36
Abbildung 4-8. Versorgungstemperaturen (mittlere jährliche Netz-Vor- und Rücklauftemperaturen) sowie Verteilverluste 165 dänischer Fernwärmenetze geordnet nach aufsteigenden Netz-Rücklauftemperaturen (AEE INTEC; (Datenbasis: Dansk Fjernvarme (2012)).....	37
Abbildung 4-9. Spezifische solare Wärmeerträge in kWh pro m ² Aperturfläche und Jahr (gemessen und projiziert) ausgewählter dänischen Großsolaranlagen (Datenbasis: SOLVARMEDATA.DK (2014))	38
Abbildung 4-10. Solare Deckungsanteile der betrachteten dänischen Anlagen (gemessen und projiziert) - Sydfalster und Ærøskøbing sind solargestützte Biomasse-Fernheizwerke, der Rest sind solargestützte Erdgas KWK-Anlagen	38
Abbildung 4-11. Solare Wärmeegestehungskosten der betrachteten dänischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 6 %, Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre).....	39
Abbildung 4-12. Solare Wärmeegestehungskosten der betrachteten dänischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre).....	39
Abbildung 4-13. Dezentralisierung der Energieversorgungsstruktur in Dänemark: zentralisierte Strom-und Wärmeerzeugung 1985 (Bild links), weitgehend dezentralisierte Strom-und Wärmeerzeugung 2009 (Bild rechts) (Bildquelle: Danish Energy Agency)	41
Abbildung 4-14. Smart district heating Konzept am Beispiel von Marstal Fjernvarme A.m.b.a., Dänemark (Quelle: i.A. an Nielsen (2012))	42
Abbildung 4-15. Solares Großanlagenfeld in Dronninglund, DK (oben: bodenmontiertes Flachkollektorfeld mit 2.982 Großflächenkollektoren a 12,6 m ² ; Mitte links: Schema	

Großflächenkollektor mit Konvektionssperre (ETFE foil) zwischen Absorber und Glasabdeckung; Mitte rechts und unten: 61.700m ³ Erdbeckenspeicher 91x91 m), (Bildquelle: ARCON Solar A/S, DK)	44
Abbildung 4-16. Übersicht über marktverfügbare Speichertechniken und volumenbezogene Energiedichte der unterschiedlichen Konzepte (Grafik: Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme).....	45
Abbildung 4-17. Kollektorflächen und spezifische Speichervolumen solarer Nahwärmenetze mit saisonaler Wärmespeicherung in Deutschland	46
Abbildung 4-18. Übersicht über marktverfügbare Speichertechniken und volumenbezogene Energiedichte der unterschiedlichen Konzepte (Bildquelle: Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme)	47
Abbildung 4-19. Spezifische Systemkosten solargestützter Nahwärmenetze Deutschland mit und ohne saisonalen Wärmespeicher (ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung)	48
Abbildung 4-20. Anteil Solarenergie an der insgesamt ans Netz gelieferten Wärme (solarer Deckungsanteil).....	49
Abbildung 4-21. Spezifische solare Wärmeerträge in kWh pro m ² Aperturfläche und Jahr (gemessen und projiziert) solargestützter Nahwärmenetze Deutschland	49
Abbildung 4-22. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten deutschen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 6 %, Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre).....	50
Abbildung 4-23. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten deutschen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre).....	51
Abbildung 4-24. Spezifische Systemkosten Solar ausgewählter österreichischer Großsolaranlagen (ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung) *Anlage FW Graz – AEVG wurde im Herbst 2014 um weitere 2.000 m ² vergrößert	54
Abbildung 4-25. Solare Wärmeerträge (gemessen) ausgewählter österreichischer Großsolaranlagen mit Anbindung an Wärmenetze in kWh/(m ² _{Apertur} ·a) und MWh/a; *Großklein: Simulation.....	55
Abbildung 4-26. Solare Deckung der betrachteten österreichischen Anlagen (gemessen und projiziert)	56
Abbildung 4-27. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten österreichischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 6 %, Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre).....	57
Abbildung 4-28. Solare Wärmegestehungskosten der betrachteten österreichischen Anlagen (jährliche Betriebskosten: 1 % v. Investitionskosten; realer kalkulatorischer Zinssatz: 3 %, Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre).....	57
Abbildung 4-29. Erdgaspreise für Industriekunden 2013 mit und ohne Steuern und Abgaben gestaffelt nach Verbrauchsmengen für EU 28, Dänemark, Deutschland und Österreich (Datenquelle: Eurostat (2014))	58
Abbildung 4-30. Thermische Solaranlagen gekoppelt an die städtische Fernwärme in Graz (von links: Fernheizwerk AEVG; Wasserwerk Andritz, UPC Arena) (Bildquelle: www.solid.at)	64

Abbildung 5-1. Schematische Darstellung einer zentralen Einspeisung von Solarthermie in ein Nah- und Fernwärmenetz (Quelle: SDH (2012)).....	67
Abbildung 5-2. Schematische Darstellung einer dezentralen Einspeisung von Solarthermie in ein Nah- und Fernwärmenetz (Quelle: SDH (2012)).....	70
Abbildung 5-3. Einspeisung von thermischer Solarenergie in das Hauptversorgungsnetzwerk (Typ 1) (Quelle: Meissner (2012))	70
Abbildung 5-4. Hydraulische Einbindung von thermischer Solarenergie in Wärmenetze (gültig für Typ 1 und Typ 2 siehe Kapitel 4.3.2) (Quelle: Meissner (2012)).....	72
Abbildung 5-5. Kollektorkennlinien typischer Kollektoren, die in der Fernwärme genutzt werden, bei unterschiedlicher Globalstrahlung ($IG = 400$ und 1000 W/m^2)	75
Abbildung 5-6. Nettopreise für die thermische Solaranlage (FK bzw. FK-HT) je m^2 Aperturfläche (inklusive eines Tagesspeichervolumens bzw. der Anbindung an ein Fernwärmenetz) (Quelle: AEE INTEC (2014))	76
Abbildung 5-7. Nettopreise für thermischen Energiespeicher (drucklose und druckbehaftete Behälter-Wärmespeicher) je m^3 Speichervolumen und Bauart (Nettopreise) (Quelle: AEE INTEC (2014))	78
Abbildung 5-8. Nettopreise für drucklose, große thermischen Energiespeicher (unterschiedlicher Bauarten) je m^3 Speichervolumen und Bauart (Nettopreise) (Quelle: AEE INTEC (2014) und Abbildung 4-18)	79
Abbildung 5-9. Unterschiedliche Hausübergabestationen: links - direkte Heizungseinbindung und Brauchwassererwärmung im Durchflussverfahren; rechts - indirekte Heizungseinbindung und Speicherladesystem	80
Abbildung 5-10. Netzgrundriss für das betrachtete urbane Subnetz	83
Abbildung 5-11. Differenzdruck und Vorlauftemperatur im Auslegungsfall für das urbane Subnetz	83
Abbildung 5-12. Jahresverlauf für das urbane Subnetz	85
Abbildung 5-13. Netzgrundriss für das betrachtete kleinstädtische Netz	86
Abbildung 5-14. Differenzdruck und Vorlauftemperatur im Auslegungsfall für das kleinstädtische Netz	86
Abbildung 5-15. Jahresverlauf für das kleinstädtische Netz	87
Abbildung 5-16. Netzgrundriss für das betrachtete ländliche Netz	88
Abbildung 5-17. Differenzdruck und Vorlauftemperatur im Auslegungsfall für das ländliche Netz	89
Abbildung 5-18. Jahresverlauf für das ländliche Netz	90
Abbildung 5-19. Abnehmerstruktur in den drei betrachteten Netzen.....	91
Abbildung 5-20. Methodik der Simulation von netzgebundenen Energiesystemen unter der Verwendung einer Kopplung von simplex und TRNSYS	93
Abbildung 5-21. Identifikation von Systemkomponenten in TRNSYS.	94
Abbildung 5-22. Programmablauf und wesentliche TRNSYS – Strukturen	95
Abbildung 5-23. Solarthermie-Modul - grafische Darstellung im Simulation-Studio von TRNSYS.....	97
Abbildung 5-24. Darstellung der Geometrischen Verhältnisse – Rohrleitung und Dämmung	98
Abbildung 5-25. Abhängigkeit des UA-Wertes (im Auslegungspunkt) von der Kollektorfläche (Quelle: Heimrath (2004)).....	99
Abbildung 5-26. Energiespeicher-Modul - grafische Darstellung im Simulation-Studio von TRNSYS ...	100

Abbildung 5-27. Geometrische Kenngrößen des Energiespeichers.....	101
Abbildung 5-28. Volumen über Höhe des Energiespeichers (Datenbasis: Moser (2012), Polysun (2014), Soukup (2014), Heimrath (2004))	101
Abbildung 5-29. Dämmstärke von Energiespeicher über dem Energiespeichervolumen (Datenbasis: Polysun (2014), Moser (2012))	102
Abbildung 5-30. Gebäude-Modul – grafische Darstellung im Simulation Studio von TRNSYS.....	103
Abbildung 5-31. Wochenverlauf der verwendeten internen Lasten, im Wohnbau und in den Nichtwohngebäuden.....	105
Abbildung 5-32. Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperaturen über dem Heizwärmebedarf des Gebäudes.....	106
Abbildung 5-33. Täglicher Warmwasserbedarf von Wohnungen (Quelle: Heimrath (2004)).....	106
Abbildung 5-34. Stündlicher Verlauf der Warmwasserzapfprofile, die in den Ein- und Zweifamilienhäuser eingesetzt werden (115 l/d bis 384 l/d).....	107
Abbildung 5-35. Temperatur- und Strahlungsverlauf für den Standort Kufstein (Standard und im Jahr 2030)	110
Abbildung 5-36. Vor- und Rücklauftemperaturen, exemplarisch für zwei Gebäude (Einfamilienhäuser, SG05 (HWB 250 kWh/m ² a) und SG26 (HWB 61 kWh/m ² a)) dargestellt (SG05: 75 / 53 °C; SG26: 48 / 36 °C <i>Tvor / Trück</i> im Auslegungsfall).....	111
Abbildung 5-37. Leistungen für Heizen (P _{heat}), Warmwasser (P _{dhw}) und gesamte Last (P _{aux}), exemplarisch für zwei Gebäude (Einfamilienhäuser, SG05 (250 kWh/m ² a) und SG26 (61 kWh/m ² a)) dargestellt.	112
Abbildung 5-38. Spezifischer Gesamtenergiebedarf (Warmwasser, Heizen und Verluste) der betrachteten Gebäudetypen, unter Verwendung des Klimadatensatzes - Kufstein std.	113
Abbildung 5-39. Spezifischer Gesamtenergiebedarf (Warmwasser, Heizen und Verluste) der betrachteten Gebäudetypen, unter Verwendung des Klimadatensatzes - Kufstein 2030.	113
Abbildung 5-40. Darstellung der Berechnungsergebnisse aus den durchgeführten Netzsimulationen.....	115
Abbildung 5-41. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergröße und Auslastung (A/I) (urbanes Subnetz). (Darstellung: SolarGrids-Excel-Tool)	116
Abbildung 5-42. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergröße und der Auslastung (A/I). Urbanes (rot, links oben), kleinstädtisches (grün, rechts oben) und ländliches Netz (blau, links unten).	117
Abbildung 5-43. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergröße und Kollektorfläche (urbanes Subnetz).....	118
Abbildung 5-44. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) in Abhängigkeit von Speichergröße und Kollektorfläche. Urbanes (rot, links oben), kleinstädtisches (grün, rechts oben) und ländliches Netz (blau, links unten).	119
Abbildung 5-45. Betriebsstunden Heizhaus in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz).....	120

Abbildung 5-46. Betriebsstunden Heizhaus in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)	121
Abbildung 5-47. Betriebsstunden Heizhaus in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz).....	121
Abbildung 5-48. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz)	122
Abbildung 5-49. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke (NG qm) in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)	123
Abbildung 5-50. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz).....	124
Abbildung 5-51. Spez. Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz).....	125
Abbildung 5-52. Spez. Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)	125
Abbildung 5-53. Spez. Wärmegestehungskosten Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz).....	126
Abbildung 5-54. Vergleich der spez. Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche – Förderquote 45 %. Vergleich der drei Wärmenetze: urban (rot, links oben), kleinstädtisch (grün, rechts oben), ländlich (blau, unten).	127
Abbildung 5-55. Solarer Deckungsgrad (durchgezogene Kurven) und spezifischer Kollektorsertrag (strichlierte Kurven) über der Kollektorfläche, ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links oben), 2030 (-20 % WB, rechts oben) und 2050 (-40 % WB, links unten)	128
Abbildung 5-56. Durchschnittliche Netz-Vorlauf- (durchgezogene Kurven) und Rücklauftemperatur (strichlierte Kurven) über der Kollektorfläche, urbanes Subnetz, kleinstädtisches und ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links oben), 2030 (-20 % WB, rechts oben) und 2050 (-40 % WB, links unten)	129
Abbildung 5-57. Spezifische Wärmegestehungskosten über der Kollektorfläche, urbanes Subnetz (rot, oben) und ländliches Netz (blau, unten), für die Jahre 2010 (links) und 2050 (-40 % WB, rechts)	130
Abbildung 5-58. Betriebsstunden des Heizhauses über der Kollektorfläche, ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links) und 2050 (-40 % WB, rechts)	131
Abbildung 5-59. Gesamtnutzungsgrad QM-Heizwerke über der Kollektorfläche, ländliches Netz, für die Jahre 2010 (links) und 2050 (-40 % WB, rechts).....	131
Abbildung 5-60. Verbesserung der Druckverhältnisse durch die Integration einer thermischen Solaranlage. Oben Ausgangssituation des Netzes, unten: nach Integration einer Solaranlage.	132
Abbildung 5-61. Verbesserung der VL-Temperaturverhältnisse durch die Integration einer thermischen Solaranlage. Oben Ausgangssituation des Netzes, unten: nach Integration einer Solaranlage.	133
Abbildung 5-62. Jahresverlauf des Differenzdruck sowie der Versorgungstemperatur nach der Integration einer thermischen Solaranlage.....	134

Abbildung 6-1. Entwicklung der globalen Treibhausgasemissionen in unterschiedlichen Szenarien und entsprechende Temperaturänderungen im Vergleich zum Durchschnitt 1980-1999 (oben rechts) in den SRES-Szenarien. (Quelle: IPCC (2007)).....	135
Abbildung 6-2. Treibhausgasemissions-Reduktionstrajektorien für das 550, 500 und 450 ppm-Szenario für Österreich. (Quelle: Müller et al. (2012)).....	136
Abbildung 6-3. Bandbreiten der kumulierten Emissionen der IPCC – Szenarienfamilien. (Quelle: IPCC (2000))	139
Abbildung 6-4. Klimazonen im zur Anwendung kommenden Gebäudebestandsdatensatz. (Quelle: Kranzl et al. (2014)).....	139
Abbildung 6-5. Detailansicht des steiermärkischen Solarkatasters (Quelle: Solardachkataster Steiermark).....	141
Abbildung 6-6. Auszüge der Solarkataster für Gleisdorf, Graz-Umgebung, Wien und Graz-Stadt.	141
Abbildung 6-7. Errechnetes durchschnittliches Solarflächen-Potenzial pro Endenergiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung je Gemeinde in 2008.	143
Abbildung 6-8. Schema des Modells Invert/EE-Lab	145
Abbildung 6-9. Siedlungsraum in Österreich (Quelle: Statistik Austria (2008))	147
Abbildung 6-10. Berechnete Verteilung des Bebauungsverhältnisses in Österreich für 2008	148
Abbildung 6-11. Darstellung des Bebauungsverhältnisses für die Burgenländische Region um Oberwart.....	149
Abbildung 6-12. Verteilung des Bebauungsverhältnisses (aufgetragen über absoluter beheizter Gebäudebruttofläche (oben) und Anteil an beheizter Gebäudebruttofläche (unten) nach Bundesländern (ohne Wien).....	151
Abbildung 6-13. Verteilung des Bebauungsverhältnisses, aufgetragen über den Anteil der Siedlungsflächen nach Bundesländern (ohne Wien)	152
Abbildung 6-14. Verteilung des Bebauungsverhältnisses für Wien.....	153
Abbildung 6-15. Vergleich der österreichischen Wärmedichtenkurve mit der bei Connolly et al. (2013) dargestellten europäischen Dichtefunktion.	155
Abbildung 6-16. Endenergiebedarf zur Deckung der Wärmenachfrage nach Wärmedichten und Gemeinden in 2008.	156
Abbildung 6-17. Ermittlung der zusammenhängenden Zone (mittels Focalfunktion), die sich zur Versorgung mit Fernwärme eignen (Regionen innerhalb der blauen Flächen), beispielhaft für einen Grenzwert von 4 GWh/km ² in der Region um Oberwart und Hartberg.....	157
Abbildung 6-18. Trassenlänge pro Landfläche in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte (Datenquelle: Person und Urban (2010) und Fishedick et al. (2006))	158
Abbildung 6-19. Lineare Wärmedichte von Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche. (Datenquelle: Persson und Werner (2010))	159
Abbildung 6-20. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/m Trasse) und auf Basis, von Persson und Urban (2010), errechneten Wärmeabnahmedichte von 12 geographisch verorteten Netzen.	160
Abbildung 6-21. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/m Trasse) und auf Basis, von Persson und Urban, errechneten Wärmeabnahmedichten.	161

Abbildung 6-22. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/m Trasse) und auf Basis, von Persson und Urban (2010), errechneten Wärmeabnahmedichte für 6 österreichische große Wärmenetze.	162
Abbildung 6-23. Durchschnittliche Rohrnennweiten von Wärmenetzen in Abhängigkeit von der linearen Wärmedichte. (Datenquelle: Persson und Werner (2011))	163
Abbildung 6-24. Durchschnittliche Rohrnennweite von Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche. (Datenquelle: Persson und Werner (2011))	164
Abbildung 6-25. Investitionskosten je Trassenlänge: Vergleich des Ansatzes von Persson und Werner (2011) mit Nast (2007) und Manderfeld (2008).	166
Abbildung 6-26. Investitionskosten von Wärmenetzen pro Trassenlänge in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen jährlichen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche. (Datenquelle: Persson und Werner (2011))	167
Abbildung 6-27. Annuierte Investitionskosten von Wärmenetzen pro Wärmelieferung in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte e und der spezifischen jährlichen Energielieferung je beheizter Geschoßfläche. (Datenquelle: Persson und Werner (2011))	168
Abbildung 6-28. Vergleich der österreichischen Kosten-Kurven mit den bei Connolly et al. (2013) dargestellten Kosten-Kurven.	169
Abbildung 6-29. Grenzinvestitionskostenkurve (annuierte Investitionen je gelieferter Wärmemenge) in Wärmenetze unter Berücksichtigung einer zukünftigen Wärmenachfragereduktion im -42 %-Szenario	170
Abbildung 6-30. Grenzkostenkurve der Investitionskosten (annuierte Investitionen je gelieferter Wärmemenge) in Wärmenetze für Österreich unter Berücksichtigung einer sich laufend reduzierenden Wärmenachfrage von etwa 1,25 %p.a.	171
Abbildung 6-31. Vergleich der jährlichen Wachstumsrate je Gemeinde für den Zeitraum 2010 bis 2050 im Modell Invert/EE-Lab gegenüber den historischen Wachstumsraten der Periode 1991 bis 2010.....	172
Abbildung 6-32. Endenergiebedarfsreduktion zur Wärmebereitstellung je Gemeinde zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in den drei ausgewählten Szenarien bis 2050.	173
Abbildung 6-33. Entwicklung der Endenergienachfrage zur Deckung des Wärmebedarfs zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in drei ausgewählten Szenarien bis 2050 und Auswertung des potenziellen Wärmebedarfes nach Wärmedichten und Wärmebedarfsreduktion. Rechte Balken: Wien, mittlere Balken: 8 große Städte, linke Balken: restliche 2349 Gemeinden.	174
Abbildung 6-34. Grenzkostenkurve der Investitionskosten in Wärmenetze für Österreich für 2008 und drei Szenarien einer möglichen zukünftigen Entwicklung.	175
Abbildung 6-35. Grenzkosten der Investitionen für Wärmenetze (annuierte Investitionen bezogen auf Wärmelieferung) in Österreich in Gebieten mit einer Wärmenachfrage von weniger als 8 GWh/km ² , unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen jährlichen Rückgangs des Wärmebedarfs um 1,2 %p.a.....	177
Abbildung 6-36. Grenzkosten der Investitionen für Wärmenetze (annuierte Investitionen bezogen auf Wärmelieferung) in Österreich in Gebieten mit einer Wärmenachfrage von mehr als 16	

GWh/km ² , unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen jährlichen Rückgangs des Wärmebedarfs um 1,2 %p.a.....	178
Abbildung 6-37. Grenzkosten der Investitionen für Wärmenetze (annuisierte Investitionen bezogen auf Wärmelieferung) in Österreich in Gebieten mit einer Wärmenachfrage von 8-16 GWh/km ² , unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen jährlichen Rückgangs des Wärmebedarfs um 1,2 %p.a.....	178
Abbildung 6-38. Entwicklung der beheizten Gebäudeflächen nach Energieträgern im -42 % Szenario	180
Abbildung 6-39. Entwicklung der Endenergienachfrage für zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung nach Energieträgern im -42 % Szenario	181
Abbildung 6-40. Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell für Deutschland und Österreich detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.....	182
Abbildung 6-41. Das HiREPS Modell	184
Abbildung 6-42. Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf: Vergleich Messung mit den Ergebnissen des Regressionsmodells	185
Abbildung 6-43. Annahmen zur Vorlauf und Rücklauftemperatur im simulierten Fernwärmesystem.....	186
Abbildung 6-44 Stromerzeugungsmix für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario ...	191
Abbildung 6-45. CO ₂ Emissionen für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario	192
Abbildung 6-46: Stromnachfrageanteile für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario	193
Abbildung 6-47. Gesicherte Leistung für Deutschland und Österreich im AllOptions 2050 Szenario	193
Abbildung 6-48. Fernwärmeerzeugung in einem typischen großen städtischen Fernwärmenetz im AllOptions 2050 Szenario für ein Jahr. Die schwarze Linie ist der Fernwärmebedarf. Erzeugungsanteile über der schwarzen Fernwärmebedarfslinie entsprechen der Einspeicherung in die Fernwärmespeicher.	194
Abbildung 6-49. Grenzkosten der Strom und Fernwärmeerzeugung 2050 im AllOptions Szenario.....	194
Abbildung 6-50. Fernwärmeerzeugung in FWHP 2050 Szenario für das simulierte Jahr.	195
Abbildung 6-51. Fernwärmeerzeugung in NoP2H 2050 Szenario für das simulierte Jahr. Die schwarze Linie ist der Fernwärmebedarf. Erzeugungsanteile über der schwarzen Fernwärmebedarfslinie entsprechen der Einspeicherung in die Fernwärmespeicher.....	196
Abbildung 6-52. Grenzkosten der Strom und Fernwärmeerzeugung im NoP2H 2050 Szenario.....	196
Abbildung 6-53. Simulierte Fernwärmeerzeugung im NoP2H Szenario ohne Müllverbrennung im Fernwärmenetz. Zur besseren Erkennbarkeit ist Solarthermie als Linie in fetter Farbe nachgezeichnet. Die farbige Solarthermie „Fläche“ täuscht aber, da die Tagesganglinie naturgemäß tägliche Spitzen und keine Produktion in den Nachtstunden beinhaltet.	197
Abbildung 6-54. Simulation der Solarthermieeinspeisung im „-90 % NoP2H NoWaste“ Szenario.....	197
Abbildung 6-55. Grenzkosten der Strom und Fernwärmeerzeugung im NoP2H Szenario ohne Müllverbrennung im Fernwärmenetz.....	198
Abbildung 10-1: Fernwärmenetz Graz und Position der realisierten thermische Solaranlagen mit Anbindung an das Wärmenetz (rot) und geplante Projekte (gelb) [Bildquelle: SOLID, 2010]	241

Abbildung 10-2: Hydraulikschema (Monitoringschema) zur Wärmeversorgung Salzburg Lehen [Schema: AEE INTEC, 2014]	245
Abbildung 10-3: Hydraulikschema (Monitoringschema) des solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzes in Eibiswald (Quelle: AEE INTEC (2014))	247
Abbildung 10-4. Turnkey Systemkosten (alle Kosten inkludiert, ohne Steuern und Förderungen) für thermische Solaranlagen inklusive Speicher (Näherungsfunktion aus einer Stichprobe von insgesamt 43 Solaranlagen) (Quelle: AEE INTEC (2014))	276
Abbildung 10-5. Turnkey Systemkosten (alle Kosten inkludiert, ohne Steuern und Förderungen) für druckbehaftete sowie für drucklose Wasserspeicher inklusive Dämmung und Einhausung für Außenaufstellung (Näherungsfunktionen aus einer Stichprobe von insgesamt 8 druckbehafteten und 9 drucklosen Wärmespeichern) (Quelle: AEE INTEC (2014)).....	277
Abbildung 10-6. spezifischer Warmwasserbedarf der betrachteten Gebäudetypologie	285
Abbildung 10-7. Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz).....	286
Abbildung 10-8. Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)	286
Abbildung 10-9. Solarer Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz)	287
Abbildung 10-10. Spez. Kollektorsertrag in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz).....	287
Abbildung 10-11. Spez. Kollektorsertrag in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)	288
Abbildung 10-12. Spez. Kollektorsertrag in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz).....	288
Abbildung 10-13. Bebauungsverhältnis der Fernwärme geeigneten Gebiete in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“. ...	290
Abbildung 10-14. Trassenbedarf pro versorgter Landfläche der Fernwärme geeigneten in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“.	290
Abbildung 10-15. Verteilung der wärmespezifischen Investitionskosten für Wärmenetze in den Fernwärme geeigneten Gebiete in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“.	291

10 Anhang

10.1 Faktenblätter von internationalen Fallbeispielen von Solarthermie und Wärmenetzen

10.1.1 Faktenblätter Dänemark

SYDFALSTER VARMEVÆRK A.M.B.A.



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an Biomasse Heizwerk. Zentrales Kollektorfeld mit direkter Anbindung an das Hauptversorgungsnetzwerk.

2011

12.094 m²

Flachkollektor / 966 Kollektoren

ARCON Solvarme A/S

Inbetriebnahme:

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

Kollektortyp / Anzahl

Kollektorlieferant

Speichertechnologie:

1.400 m³ Tank-Heißwasserspeicher

Weitere Energieversorgungstechnologien:

6,3 MW Biomasse Kessel (Stroh)

6,3 MW Gasölkessel (Backup)

Anzahl Verbraucher (2011)

1.250

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):

30,4 GWh

Verteilverluste (2011):

32 %

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):

6,0 GWh

Solare Deckung (2011):

19,6 %

Investitionskosten SOLAR inkl. Planung, ohne Förderung, ohne Umsatzsteuer:

2,55 Mio. €

Geschäftsmodell / Betreibermodell

(Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung

In Sydfalster sind rund 1.250 Verbraucher mit einer Anschlussleistung von 27 MW an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Wärmeverteilnetz erstreckt sich über 54 km (Hauptleitung: 32 km; Serviceleitung: 22 km).

2011 wurden insgesamt gemessene 30,4 GWh an Wärme ins Fernwärmenetz gespeist und abzüglich der Verteilverluste konnten 20,7 MWh als Nutzwärme verrechnet werden.

Bildquelle und weiterführende Informationen: <http://www.arcon.dk/>

Weiterführende Informationen: <http://www.sydvarme.dk/>

Online Monitoring Daten: <http://www.solvarmedata.dk/>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

RINGKØBING FJERNVARMEVÆRK A.M.B.A.



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an KWK-Anlage. Zentrales Kollektorfeld mit direkter Anbindung an das Hauptversorgungsnetzwerk.

Inbetriebnahme:

2010

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

15.024 m²

Kollektortyp / Anzahl

Flachkollektor / 1.200 Kollektoren

Kollektorlieferanten

ARCON Solvarme A/S

Speichertechnologie:

1.500 m³ Tank-Heißwasserspeicher (Solar)

3.000 + 2.500 m³ Tank-Heißwasserspeicher (Bestand)

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Gasturbine 1 (6,2 MW_{el}, 12 MW_{th})

Gasturbine 2 (9,0 MW_{el}, 10,5 MW_{th})

2 Gaskessel (7 MW_{th}+11 MW_{th})

2 Gasölkessel (je 10 MW_{th}) als Backup

12 MW Elektroboiler zur Nutzung von Überschuss-Windenergie (Speicherbeladung)

Anzahl Verbraucher (2011)

4.004

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):

114,2 GWh

Verteilverluste (2011):

17 %

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):

6,6 GWh

Solarer Deckungsanteil (2011):

5,8 %

Investitionskosten SOLAR inkl. Planung, ohne Förderung, ohne Umsatzsteuer:

4,0 Mio. € (Solarkreis)

0,3 Mio.€ (Speicher 1.500 m³)

Geschäftsmodell / Betreibermodell

(Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung

In Ringkøbing sind rund 4.000 Verbraucher mit einer Anschlussleistung von 117 MW an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Wärmeverteilnetz erstreckt sich über 137 km (Hauptleitung: 76 km; Serviceleitung: 61 km). 2011 wurden insgesamt gemessene 114,2 GWh an Wärme ins Fernwärmenetz gespeist und abzüglich der Verteilverluste konnten 95,1 MWh als Nutzwärme verrechnet werden.

Bildquelle und weiterführende Informationen: <http://www.arcon.dk/>

Weiterführende Informationen: <http://www.rfv.dk/>

Online Monitoring Daten: <http://www.solvarmedata.dk/>

SÆBY VARMEVÆRK A.M.B.A.



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an KWK-Anlage.
Zentrales Kollektorfeld mit direkter Anbindung an das Hauptversorgungsnetzwerk.

Inbetriebnahme:

2011

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

11.866 m²

Kollektortyp / Anzahl

Flachkollektor

Kollektorlieferanten

Sunmark A/S

Speichertechnologie:

2 x 2.700 m³ Heißwasserspeicher (Bestand)

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Gasmotor 1 (6,0 MW_{el}, 7,0 MW_{th})

Gasmotor 2 (6,0 MW_{el}, 7,0 MW_{th})

12 MW Elektroboiler zur Nutzung von Überschuss-Windenergie (Speicherbeladung)

Anzahl Verbraucher (2011)

3.482

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):

88,4 GWh

Verteilverluste (2011):

27 %

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):

4,9 GWh

Solare Deckung (2011):

5,6 %

Investitionskosten SOLAR inkl. Planung, ohne Förderung,

2,22 Mio. €

ohne Umsatzsteuer:

Geschäftsmodell / Betreibermodell

(Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung

In Sæby sind rund 3.450 Verbraucher mit einer Anschlussleistung von 224 MW an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Wärmeverteilnetz erstreckt sich über 123 km (Hauptleitung: 71 km; Serviceleitung: 52 km).

2011 wurden insgesamt gemessene 88,4 GWh an Wärme ins Fernwärmenetz gespeist und abzüglich der Verteilverluste konnten 64,6 MWh als Nutzwärme verrechnet werden.

Bildquelle: <http://www.dfp-web.dk/showpage.php?pageid=270908>

Weiterführende Informationen: <http://www.saebyvarmevaerk.dk/>

Weiterführende Informationen: <http://www.sunmark.com/>

Online Monitoring Daten: <http://www.solvarmedata.dk/>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

JÄGERSPRIS KRAFTVARME A.M.B.A.



Typ:

Inbetriebnahme:

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

Kollektortyp / Anzahl

Kollektorlieferanten

Speichertechnologie:

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Anzahl Verbraucher (2011)

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011/2012):

Verteilverluste (2011/2012):

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011/2012):

Solare Deckung (2011/2012):

Investitionskosten SOLAR inkl. Planung, ohne Förderung, ohne Umsatzsteuer:

Kosten Solarsystem: 2,46 Mio. €

(Betreiberdaten)

Solkollektoren: 57 %

Rohrleitungen incl. Dämmung und FW-Übergabestation: 28 %

Grundstück (4 ha): 6 %

Grundstück Nivellieren und Aufschütten: 5 %

Begrünung, Umzäunung, Landvermessung: 2 %

Planung und Projektmanagement: 3 %



Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an KWK-Anlage.

Zentrales Kollektorfeld mit direkter Anbindung an das Hauptversorgungsnetzwerk.

2010

10.044 m²

Flachkollektor / 730 Kollektoren

Sunmark A/S

2 x 740 m³ Heißwasserspeicher (Bestand)

Gasmotor 1 (2,8 MW_{el}, 3,5 MW_{th})

Gasmotor 2 (2,8 MW_{el}, 3,5 MW_{th})

Erdgaskessel 8,0 MW_{th} (Spitzenlast, Back-up)

1.240

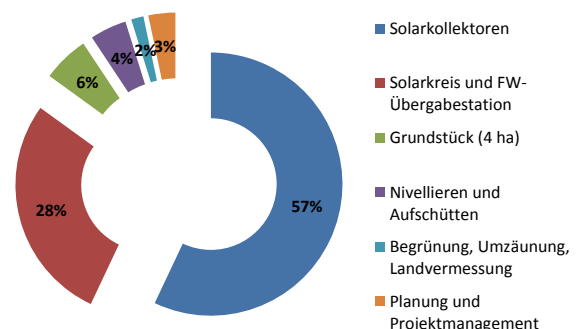
39,2 GWh

28 %

4,5 GWh

11,5 %

2,46 Mio. €



Geschäftsmodell / Betreibermodell

(Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Jahres-Energiebilanz 2010 /2011

(Betreiberdaten - Jahresbasis)

Erdgasverbrauch KWK: **4.918.324 Nm³**

Erdgasverbrauch Kessel: **734.212 Nm³**

Wärmelieferung Brennwert-Erdgaskessel: **8.518 MWh**

Wärmelieferung Erdgas KWK: **26.196 MWh**

Wärmelieferung SOLAR: **4.489 MWh**

Wärmebedarf SOLAR (Frostfreihaltung): 77 MWh

Fernwärmeausstoß (abzgl. Frostfreihaltung): **39.126 MWh**

Stromlieferung Erdgas-KWK: **20.637 MWh**

Betriebsstunden KWK 1: **4.069**

Betriebsstunden KWK 2: **4.050**

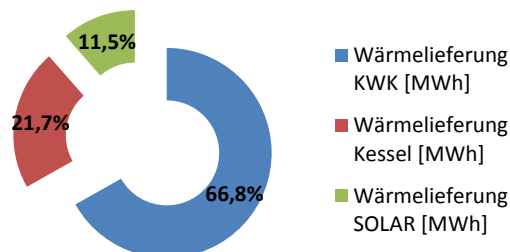
Betriebsstunden Kessel: **2.006**

Nutzungsgrad elektrisch KWK 1 + KWK 2: **38,1 %**

Nutzungsgrad thermisch KWK 1 + KWK 2: **48,5 %**

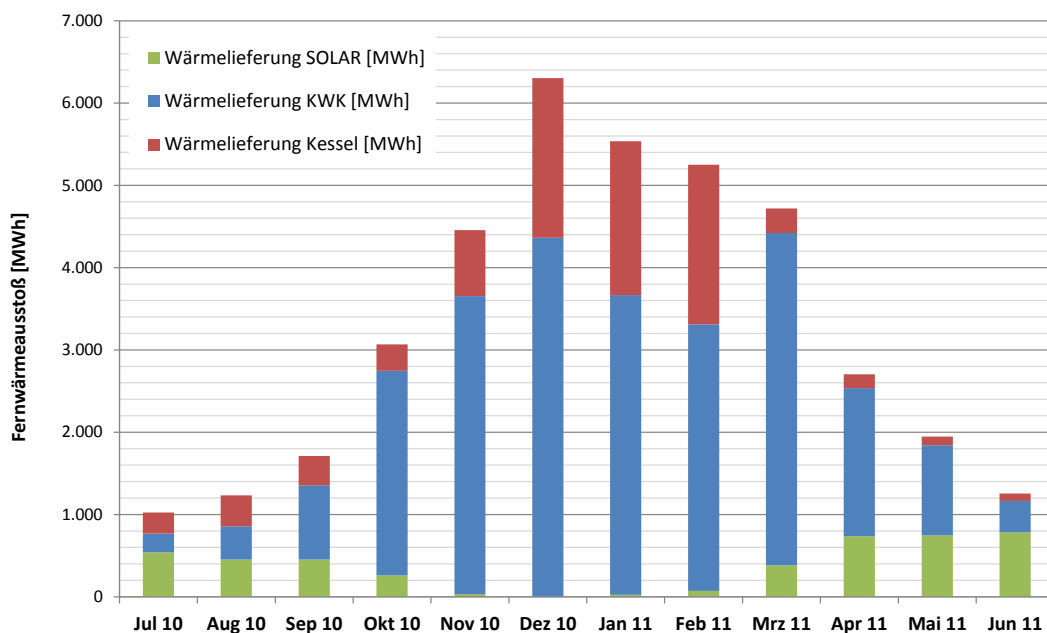
Gesamtnutzungsgrad KWK 1 + KWK2: **86,6 %**

Nutzungsgrad thermisch Kessel: **105 %**



Jahres-Energiebilanz 2010 /2011

(Betreiberdaten - Monatsbasis)



In Jægerspris sind 1.240 Verbraucher mit einer Anschlussleistung von 27 MW an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Wärmeverteilnetz erstreckt sich über 61 km (Hauptleitung: 34 km; Serviceleitung: 27 km).

2011 wurden insgesamt gemessene 39,1 GWh an Wärme ins Fernwärmenetz gespeist und abzüglich der Verteilverluste konnten 28,1 MWh als Nutzwärme verrechnet werden.

Bildquelle: <http://www.jp-kraftvarme.dk/>

Weiterführende Informationen: <http://www.jp-kraftvarme.dk/>

Online Monitoring Daten: <http://www.solvarmedata.dk/>

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

ÆRØSKØBING FJERNVARME A.M.B.A.



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an Biomasse Heizwerk. Zentrales Kollektorfeld mit direkter Anbindung an das Hauptversorgungsnetzwerk.

Inbetriebnahme / Erweiterung:

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

Kollektortyp / Anzahl

Kollektorlieferanten

1998 / 2010

4.921 m² + 2.129 m²

Flachkollektor

ARCON Solvarme A/S + Sunmark A/S

Speichertechnologie:

1.200 m³ Heißwasserspeicher (Bestand)
2x100 m³ Heißwasserspeicher (Spitzenlast)
3,15 MW Biomasse Kessel (Stroh)
1,0 MW Biomasse Kessel (Pellets)
6,3 MW Gasölkessel (Backup)

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Anzahl Verbraucher (2011)

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):

Verteilverluste (2011):

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):

Solare Deckung (2011):

647

15,0 GWh

23 %

3,4 GWh

22,6 %

Investitionskosten SOLAR inkl. Planung, ohne Förderung, ohne Umsatzsteuer: 1,48 Mio. €

Geschäftsmodell / Betreibermodell

(Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung

In Ærøskøbing sind 647 Verbraucher bei einer maximalen Abnahmeleistung von 10 MW an das Fernwärmenetz angeschlossen. Das Wärmeverteilnetz erstreckt sich über 18 km.

2011 wurden insgesamt gemessene 15,0 GWh an Wärme ins Fernwärmenetz gespeist und abzüglich der Verteilverluste konnten 11,6 MWh als Nutzwärme verrechnet werden.

Bildquelle: www.aeroe-varme.dk/

Weiterführende Informationen: www.aeroe-varme.dk/

Online Monitoring Daten: <http://www.solvarmedata.dk/>

MARSTAL FJERNVARME A.M.B.A.



Typ:

Inbetriebnahme / Erweiterung:

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

Kollektortyp

Kollektorlieferanten

Speichertechnologie:

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Anzahl Verbraucher (2010):

Jährlicher Heizenergieverbrauch (2009):

Jährlicher Solarenergieertrag (2009):

Investitionskosten SOLAR + 4MW Biomassekessel + WP +
Speicher inkl. Planung, ohne Umsatzsteuer:

Geschäftsmodell / Betreibermodell

Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an Biomasse KWK-
Anlage und Erdbeckenspeicher

1994 / 1996 / 1999 / 2003 / **2012**

75 / 8.038 / 9043 / 18.365 / **33.365 m²**

Flachkollektor

ARCON Solvarme A/S + Sunmark A/S

1996: 2.100 m³ Tank-Heißwasserspeicher

2003: 10.340 m³ Erdbeckenspeicher 1 (Demo)

2012: 75 000 m³ Erdbeckenspeicher 2 (2012)

3 Bio-Öl Kessel Σ 18,3 MW_{th}

Hackschnitzelkesselanlage gekoppelt an ORC-Prozess
(3,25 MW_{th} + 0,75 MW_{el})

1,0 MW_{th} (Kälteleistung) CO₂ – Kompressionswärmepumpe

1.460

28,7 GWh

7,4 GWh

1994 – 2003: 6,9 Mio. € (Förderung: 2,6 Mio. €)

2012: 15,1 Mio. € (Förderung: 6,1 Mio. €)

(Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung

Vor der letzten Ausbaustufe 2012 versorgte das Fernwärmenetz in Marstal rund 1.500 Haushalte. Mit der Erweiterung von Marstal im Jahr 2012 soll der solare Deckungsanteil am gesamten thermischen Energieverbrauch von derzeit knapp 30 % auf 55 % angehoben werden. Mehr als 40 % des Energieverbrauchs wird mittels Biomassekessel bereitgestellt und weitere 4 % liefert die Wärmepumpe. Die Wärmepumpe wird primär dafür eingesetzt, den Erdbeckenspeicher bei sehr geringen Strombezugskosten während der Heizperiode von unten nach oben zu entladen. Dadurch wird die Effizienz der thermischen Solaranlage erhöht (geringere Kollektorarbeitstemperaturen) und die Speicherverluste werden reduziert.

Bildquelle: www.solarmarstal.dk

Weiterführende Informationen: www.sunstore.dk

Online Monitoring Daten: <http://www.solvarmedata.dk/>

Literatur: (Holm, 2012)

10.1.2 Faktenblätter Deutschland

Crailsheim – Hirtenwiesen II



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz mit Langzeit Erdsonden-Wärmespeicher und elektrischer Kompressionswärmepumpe

Inbetriebnahme / Erweiterung:

2003 / 2007 / 2011 / 2012

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

7.410 m² (Stand 2011)

Kollektortyp

Flachkollektor (Solar Roofs + bodenmontiert)

Speichertechnologie:

100 m³ + 480 m³ Tagesspeicher

37.500 m³ Erdsonden-Wärmespeicher

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Nachheizung über Fernwärme (KWK-Abwärme)

Kompressionswärmepumpe 80 kW_{el}

Beheizte Wohnnutzfläche (2011)

ca. 40.000 m²

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):

3,75 GWh

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):

1,34 GWh

Solarer Deckungsanteil (2011):

36 %

Investitionskosten inkl. Planung, ohne Steuern:

7,0 Mio. € (Solar, Speicher, WP, Nahwärmenetz)

Kosten Erdsonden-Wärmespeicher:

0,6 Mio. € (59 €/m³-H₂O-equiv.)

Errichter / Besitzer / Betreiber:

Stadtwerke Crailsheim

Finanzierung:

Solaranlage und saisonaler Wärmespeicher teilw. gefördert.

In Crailsheim befindet sich auf einem ehemaligen Kasernengelände die bisher größte Anlage zur solaren Nahwärmeversorgung in Deutschland. Die Anlage versorgt derzeit etwa 250 Wohneinheiten sowie ein Schule mit Sporthalle mit einer beheizten Wohnnutzfläche von etwa 40.000 m². Die solare Nahwärmeversorgung ist in zwei miteinander verbundenen Anlagenteile aufgeteilt: Kollektorfeld 1 (dachintegriert) ist gekoppelt an einen Heißwasser-Kurzzeitspeicher. Die Nachheizung erfolgt über Fernwärme. Kollektorfeld 2 (Lärmschutzwall) ist gekoppelt an einen Erdsonden-Wärmespeicher sowie einen weiteren Tagesspeicher, der eine gleichmäßige Beladung des Erdsonden-Wärmespeichers erlaubt. Eine elektrische Kompressionswärmepumpe wurde 2012 nachgerüstet und ist hydraulisch zwischen den beiden Tagesspeichern eingebunden. Der gemessene solare Deckungsanteil beträgt 2011 rund 36 % und liegt somit noch unter dem projektierten solaren Deckungsanteil von 51 %, allerdings war 2011 der Regelbetrieb der letzten Ausbaustufe mit Wärmepumpe noch nicht erreicht (Langzeitwärmespeicher nicht eingeschwungen).

Bildquelle: www.saisonalspeicher.de

Weiterführende Informationen: (Mangold, et al., 2011), (Nußbicker-Lux, et al., 2012), (Marx, et al., 2011),

Neckarsulm-Amorbach



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz mit Langzeit Erdsonden-Wärmespeicher und elektrischer Kompressionswärmepumpe

Inbetriebnahme / Erweiterung:

1997 / 2002 / 2008

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

5.670 m²

Kollektortyp

Flachkollektor (solar Roofs)

Speichertechnologie:

2 x 100 m³ Tagesspeicher

63.360 m³ Erdsonden-Wärmespeicher

Weitere Energieversorgungstechnologien:

2 MW Erdgas Kessel

Kompressionswärmepumpe 120 kW_{el}

Beheizte Wohnnutzfläche (2011)

ca. 25.000 m²

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):

3,40 GWh

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):

1,89 GWh

Solarer Deckungsanteil (2011):

56 %

Investitionskosten inkl. Planung, ohne Steuern:

4,0 Mio. € (Solar, Speicher, WP, Nahwärmenetz)

Kosten Erdsonden-Wärmespeicher:

1,0 Mio. € (60 €/m³-H₂O-equiv.)

Errichter / Besitzer / Betreiber:

Stadtwerke Neckarsulm

Finanzierung:

Für Teile der Kollektorfelder wurden Bürgerbeteiligungsmodelle entwickelt mit externer Verwaltung und Abrechnung. Solaranlage und saisonaler Wärmespeicher teilw. gefördert.

In Neckarsulm-Amorbach ist seit 1996 ein Quartier mit derzeit ca. 320 Wohneinheiten, einer Schule mit Sporthalle, zwei Seniorenwohnheimen, einem Kindergarten und einem Ladenzentrum mit einer beheizten Wohnnutzfläche von etwa 25.000 m² entstanden. Die Wärmeversorgung des Quartiers erfolgt über ein Nahwärmenetz mit Solarwärme gekoppelt an einen 2 MW Erdgaskessel sowie einer 120 kW_{el} Kompressionswärmepumpe (2008 nachgerüstet). Die Solarwärme kann über 2 Pufferspeicher entweder direkt ins Nahwärmenetz eingespeist werden oder wird bei einer Überproduktion in den Langzeitwärmespeicher eingelagert. Der gemessene solare Deckungsanteil betrug 2011 rund 56 %. Der projektierte Deckungsanteil von 51 % wurde somit übertroffen.

Bildquelle: www.saisonalspeicher.de

Weiterführende Informationen: (Mangold, et al., 2011), (Nußbicker-Lux, et al., 2012), (Marx, et al., 2011)

München - Solare Nahwärme am Ackermannbogen



Typ:



Solargestütztes 2-Leiter Nahwärmenetz mit Behälter-Wärmespeicher und Absorptionswärmepumpe

Inbetriebnahme:

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

Kollektortyp

Speichertechnologie:

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Beheizte Wohnnutzfläche (2009)

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2009):

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2009):

Solarer Deckungsanteil (2009):

Gesamtsystemkosten:

Investitionskosten inkl. Planung, ohne Steuern:

Kosten Behälter-Wärmespeicher:

Errichter / Besitzer / Betreiber:

Finanzierung:

2007

2.761 m²

Flachkollektor (Solar Roofs)

5.700 m³ Behälter-Wärmespeicher

Nachheizung Fernwärme (KWK)

Absorptions-WP: 230 kW_{th} (Verdampfer Leistung)

ca. 29.000 m²

1,77 GWh

0,81 GWh

46 %

4,3 Mio. €

2,9 Mio. € (Solar, Speicher, Nahwärmenetz)

1,1 Mio. € (186 €/m³-H₂O-equiv.)

Stadtwerke München

Solaranlage und saisonaler Wärmespeicher teilw. gefördert.

Für ein Quartier mit 320 Wohnungen wurde im Neubaugebiet „Am Ackermannbogen“ beim Olympiapark München ein solargestütztes 2-Leiter Nahwärmesystem errichtet. Das System versorgt eine beheizte Wohnnutzfläche von insgesamt knapp 29.000 m². Das Gesamtsystem besteht aus der Energiezentrale mit der Absorptionswärmepumpe sowie dem saisonalen Behälter-Wärmespeicher, der über drei große Kollektorfelder beladen wird. Über das Nahwärmenetz werden die Verbraucher entweder direkt aus dem Speicher oder über eine Fernwärme-Nachheizung versorgt. Zusätzlich kann der Speicher mittels LiBr-Absorptionswärmepumpe entladen werden, bei gleichzeitiger Wärmelieferung ans Nahwärmenetz. Die thermische Antriebsenergie auf hohem Temperaturniveau liefert ebenfalls die Fernwärme. Der gemessene solare Deckungsanteil beträgt 2009 rund 45 % und erreicht somit nicht ganz die projektierten 55 %. Allerdings kann zum Zeitpunkt der gemessenen solaren Erträge noch nicht vom Regelbetrieb des Langzeit-Wärmespeichers ausgegangen werden.

Bildquelle: ZAE Bayern

Weiterführende Informationen: (Mangold, et al., 2011), (Reuß, et al., 2010)

Solarsiedlung Rostock - Brickmanshöhe



Typ:	Solargestütztes Wärmenetz mit Aquifer-Langzeitwärmespeicher und Kompressions-Wärmepumpe
Inbetriebnahme	2000
Installierte Kollektorfläche [m ² Apertur]	980 m²
Kollektortyp	Flachkollektor (Solar Rofs)
Speichertechnologie:	20 m ³ Tagesspeicher 20.000 m ³ Aquifer-Wärmespeicher
Weitere Energieversorgungstechnologien:	Erdgas Kessel Kompressionswärmepumpe 110 kW _{th}
Beheizte Wohnnutzfläche (2011)	ca. 7.000 m ²
Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2011):	0,622 GWh
Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2011):	0,294 GWh
Solarer Deckungsanteil (2011):	47 %
Investitionskosten:	0,7 Mio. € (inklusive Speicher)
Kosten Aquifer-Wärmespeicher:	0,17 Mio. €
Besitzer / Betreiber:	WIRO - Wohnen in Rostock Wohnungsgesellschaft mbH
Finanzierung:	Solaranlage und saisonaler Wärmespeicher teilw. gefördert.

In Rostock-Brickmanshöhe wurde 1999 ein solargestütztes Wärmenetz mit Aquifer-Wärmespeicher zur Versorgung einer Mehrfamilienhaussiedlung mit insgesamt 108 Wohneinheiten bzw. etwa 7.000 m² beheizte Wohnnutzfläche in Betrieb genommen.

Die Wärmeversorgung erfolgt über ein Nahwärmenetz mit Solarwärme gekoppelt an einen Erdgaskessel sowie einer 110 kW_{th} Kompressionswärmepumpe, die als Wärmequelle den Aquifer-Wärmespeicher nutzt. Die Solarwärme kann über einen Pufferspeicher entweder direkt ins Nahwärmenetz eingespeist werden oder wird bei einer Überproduktion in den Langzeitwärmespeicher eingelagert und während der Heizperiode entnommen. Der gemessene solare Deckungsanteil beträgt 2011 rund 47 % und erreicht somit nicht ganz die projizierten 62 %. Ausschlaggebend war unter anderem ein um 15 % höherer Wärmeverbrauch im Messjahr als projiziert.

Bildquelle: www.saisonalspeicher.de

Weiterführende Informationen: (Mangold, et al., 2011), (Marx, et al., 2011)

10.1.3 Faktenblätter Österreich

Solare Großanlagen im Grazer Fernwärmenetz

Das Grazer Fernwärmenetz ist sehr verzweigt und wird über mehrere Einspeisepunkte mit Wärme beliefert. Ebenso verhält es sich mit den thermischen Solaranlagen in Graz, die verteilt über das urbane Versorgungsgebiet hydraulisch entweder nur in das Wärmenetz einspeisen (Fernheizwerk AEVG, UPC Arena Graz) oder etwas exponiert an einem Substrang gelegen sind und eine Wärmelieferung sowohl in das Wärmenetz als auch zu einem größeren Verbraucher direkt (z.B. Gebäudeverbund) möglich ist (Wasserwerk Andritz, Berlinerring, Grottenhofstraße). Die Einspeisung der solaren Wärme ins Wärmenetz erfolgt außer in der Anlage AEVG (Rücklaufanhebung) über eine Rücklaufentnahme und Vorlaufeinspeisung.

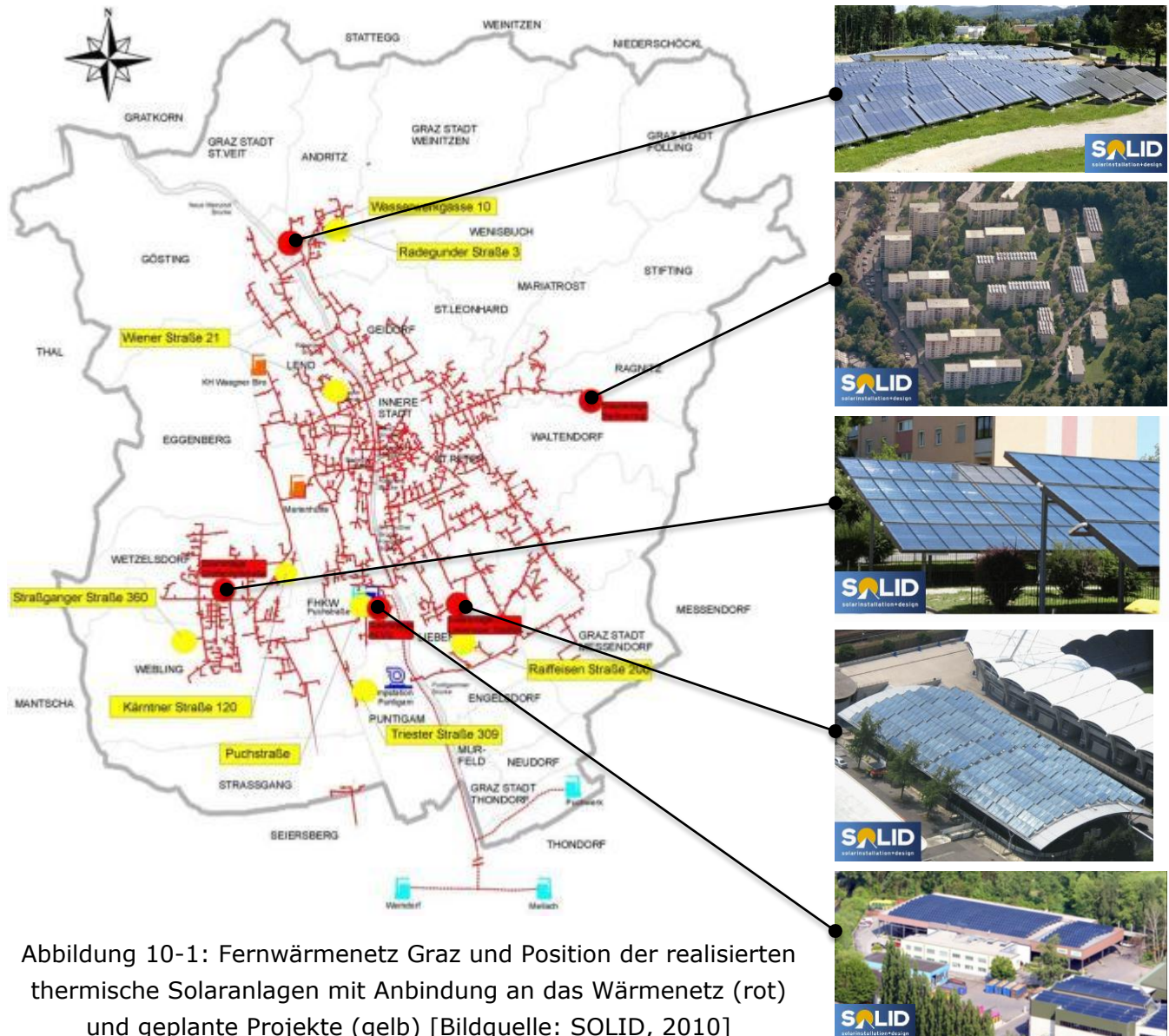


Abbildung 10-1: Fernwärmenetz Graz und Position der realisierten thermische Solaranlagen mit Anbindung an das Wärmenetz (rot) und geplante Projekte (gelb) [Bildquelle: SOLID, 2010]

An das Fernwärmenetz Graz sind insgesamt 4.770 Verbraucher mit einer Anschlussleistung von 568 MW angeschlossen. Die Wärmeverteilnetz erstreckt sich über 312 km. 2010 wurden insgesamt gemessene 977 GWh an Wärme ins Fernwärmenetz gespeist und abzüglich der Verteilverluste konnten 871 MWh als Nutzwärme verrechnet werden. Alle fünf netzgekoppelten thermischen Solaranlagen in Graz haben in Summe eine Aperturfläche von rund 12.000 m² und speisen im Sommer mit einer maximalen Leistung von rund 8,4 MW_{th} in das Wärmenetz. Der solare Deckungsanteil in den Sommermonaten beträgt etwa 5 %. Sämtliche Anlagen wurden von der Firma S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH geplant und werden

von einem Energiedienstleistungsunternehmen auf Contractingbasis (Wärmeliefercontracting) betrieben.

Fernwärme Graz – Fernheizwerk AEGV



Typ:

Inbetriebnahme / **Erweiterung:**

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

Kollektortyp

Planung / Kollektorlieferant und Errichtung

Solargestütztes urbanes Fernwärmenetz

2007 / **2014**

4.510 m² / 1.825 m²

HT – Flachkollektor (mit Konvektionssperre)

SOLID / Ökotech

Speichertechnologie:

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Anzahl Wärmeübergabestationen (2011)

Wärmelieferung ans Netz FW Graz (2011):

Verteilverluste (2011):

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (???):

Solarer Deckungsanteil (2011):

Kein Speicher (Fernwärmenetzwerk als Puffer)

Fernwärme

4.770

977 GWh

11 %

2,1 GWh

0,2 %

Investitionskosten:

Besitzer / Betreiber:

Finanzierung / Geschäftsmodell:

2,2 Mio. € (Turnkey-Preis)

Solar.nahwaerme.at Energiecontracting GmbH

Solaranlage teilweise gefördert / Wärme wird über ein Energieliefercontracting vom Betreiber an Energie Graz verkauft und so refinanziert.

Die thermische Solaranlage am Standort Fernheizwerk AEGV in Graz ist Österreichs größtes Flachkollektorfeld und wurde 2007/2008 am Betriebsgelände eines Fernheizwerkes der Energie Graz GmbH & Co KG auf Flachdächern errichtet. Gegenwärtig (September 2014) wird die Anlage um weitere 2.000 m² Brutto-Kollektorfläche (bodenmontiert) erweitert.

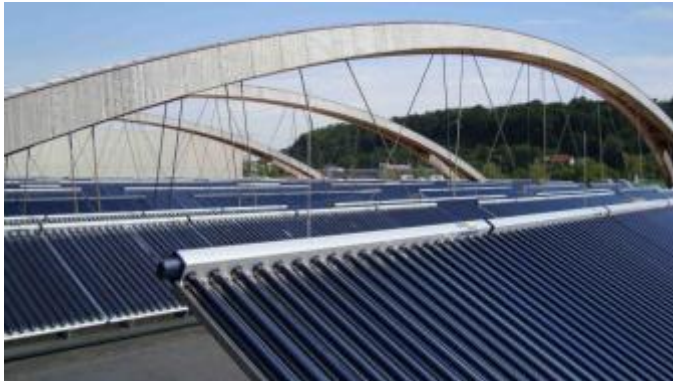
Die Solaranlage ist hydraulisch direkt mittels Plattenwärmeübertrager an die Fernwärmeleitung angeschlossen und dient der Rücklaufanhebung (Entnahme und Einspeisung in Rücklaufleitung). Aufgrund des Wasservolumens im Fernwärmenetz und der geringen solaren Deckung der Solaranlage ist ein Betrieb ohne Pufferspeicher möglich. Die Residuallasten im Sommer werden mittels drehzahl geregelter Pumpen im Fernheizwerk gedeckt.

Bildquelle: <http://www.solid.at/>

Weiterführende Informationen: <http://www.solid.at/>

Online Monitoring Daten: <http://puchstrasse.heizwerk.at/>

Fernwärme Wels – Messehalle



Typ:	Solargestütztes urbanes Fernwärmenetz
Inbetriebnahme:	Mai 2011
Installierte Kollektorfläche [m ² Apertur]	3.105 m²
Kollektortyp	CPC-Vakuumröhrenkollektor
Kollektorlieferant und Planung	Ritter XL Solar GmbH
Errichtung	MEA Solar GmbH
Speichertechnologie:	3 m ³ Heißwasserspeicher (hydraulische Weiche)
Weitere Energieversorgungstechnologien:	Fernwärme
Anzahl Wärmeübergabestationen:	7.505
Wärmelieferung ans Netz GESAMT:	156 GWh
Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2012):	1,4 GWh
Solarer Deckungsanteil (2011):	0,9 %
Investitionskosten:	1,86 Mio. € (Solaranlage inkl. Planung)
Besitzer / Betreiber:	Elektrizitätswerke Wels AG (EWW AG)
Finanzierung / Geschäftsmodell:	Re-Finanzierung über Anlagen-Contracting

Am Dach der Messehalle Wels wurde 2011 Österreichs größtes Vakuumröhrenkollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 3.388 m² errichtet (2,1 MW_{th} Leistung). Die Solaranlage ist über eine hydraulische Weiche (3 m³) an das Fernwärmenetz gekoppelt (Rücklaufentnahme / Vorlaufeinspeisung). Seitens des Welser Wärmenetzes sind ganzjährig hohe solare Einspeisetemperaturen von mindestens 85 Grad Celsius notwendig, im Winter werden bis 115 Grad Celsius gewünscht. Das hohe Temperaturniveau führte zur Entscheidung, CPC-Vakuumröhrenkollektoren einzusetzen.

Die Gesamtkosten der Anlage beliefen sich auf rund 1,9 Millionen Euro und wurde aus Mitteln der KPC Kommunalkredit Public Consulting und des Landes Oberösterreich zu ca. 40 % gefördert. Etwa 50 % der Kosten entfielen auf die Kollektoren samt Aufständering, Verbindungs- und Anschlusstechnik, Regelung und Sensorik sowie die gesamte Planung. Die restlichen 50 % wurden für die Unterkonstruktion der Kollektoren, die Rohre und Kompensatoren, die Pumpen, Ventile, Ausdehnungsgefäße, die hydraulische Weiche, die Isolierung aller Komponenten sowie für die gesamte elektrische und hydraulische Installation aufgewendet. Die Abnahme und Vergütung der gesamten Solarenergie erfolgt durch die Wels Strom Öko GmbH.

Die Re-Finanzierung erfolgt über ein Anlagen-Contracting durch Elektrizitätswerke Wels AG mit Wels Strom Öko GmbH über eine Abrechnung der eingespeisten Solarenergie (Einspeisetarif).

Bildquelle: : Ritter XL Solar GmbH / MEA Solar GmbH

Weiterführende Informationen: <http://www.ritter-xl-solar.com/referenzen/>; (Leeb, 2011)

Neubausiedlungsgebiet Salzburg - Lehen



Typ:

Solargestütztes Mikronetz für ein Stadtquartier

Inbetriebnahme / Erweiterung:

2011 / 2013

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

1.858 m²

Kollektortyp

Flachkollektoren

Speichertechnologie:

200 m³ druckbehalteter Pufferspeicher

Weitere Energieversorgungstechnologien:

Fernwärme (Nachheizung)

Versorgung über das Mikronetz (2013/14):

speicherintegrierte Kompressionswärmepumpe

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2013/14):

300 Wohnungen + 32.000 m² Gewerbeflächen

Wärmelieferung SOLAR in Speicher (2013/14):

3,98 GWh

Solarer Deckungsanteil (2013/14):

0,90 GWh

24,9 %

Investitionskosten GESAMT:

1,90 Mio. € (Solar + Speicher + WP + Mikronetz + FW-Anschluss + Heizzentrale inkl. Planung)

Investitionskosten SOLAR:

0,85 Mio. € (Solar + Speicher + WP + Planung)

Besitzer / Betreiber

Die Komponenten des Mikronetzes sind im anteiligen Eigentum von zwei Bauträgern und des Energieversorgers Salzburg AG, die jeweils unterschiedliche Anlagenteile errichtet und finanziert haben. Salzburg AG ist Anlagenbetreiber.

In Salzburg-Lehen ist 2009 bis 2013 ein Neubausiedlungsgebiet mit mehr als 70.000 m² Bruttogeschossfläche (300 Wohnungen in 2 bis 8 geschossigen Mehrfamilienhäusern sowie gewerblich genutzte Flächen) und eigenem Niedertemperatur-Mikronetz (65/35) entstanden. Weitere 150 Bestandswohnungen sollen nach Sanierung noch angeschlossen werden. Zielsetzung des Projektes bestand darin, eine möglichst CO₂-arme Energieversorgung des Neubaugebietes zu realisieren, was in ein Gesamtkonzept mit hohen Gebäudestandards, einer solaren Großanlage mit 2.048 m² Bruttokollektorfläche gekoppelt an einen Mehrtages-Pufferspeicher (200 m³) mit integrierter Kompressions-Wärmepumpe (160 kW_{th}) und einer Niedertemperatur-Wärmeversorgung über ein Mikronetz resultierte. Die Nachheizung erfolgt ggf. über eine Fernwärmeanbindung.

Die einjährige messtechnische Begleitung dieses Projektes durch AEE INTEC startete im Juli 2013 und bestätigte einen unproblematischen Anlagenbetrieb. Der prognostizierte spezifische Solarertrag von 423 kWh/m² Aperturfläche wurde im Messjahr deutlich überschritten (533 kWh/m² Aperturfläche). Der gemessene solare Deckungsanteil ist mit rund 25 % geringer als projektiert, allerdings bedingt durch einen wesentlich höheren Wärmeverbrauch im Messjahr.

Bildquelle: Salzburg AG

Weiterführende Information: z.B.: (Dorfinger, 2012)

In Abbildung 34 ist das Hydraulikschema (Monitoringschema) zur Wärmeversorgung des Quartiers in Salzburg-Lehen dargestellt. Zentraler Bestandteil ist ein 200 m³ druckbehalteter Stahl-Pufferspeicher, der als Mehrtagespeicher genutzt wird. Die auf Flachdächern der Gebäude aufgeständerten Kollektoren (insgesamt 13 Teilkollektorfelder) speisen über einen Wärmetauscher in den Pufferspeicher ein. Zur Aufrechterhaltung einer Temperaturschichtung kann die Einspeisung auf zwei Ebenen erfolgen. Reicht die Solarenergie zur Deckung des Wärmebedarfs nicht aus, wird mit der Wärmepumpe und/oder Fernwärme aus dem Netz der Salzburg AG nachgeheizt. Verdampfer- und Kondensatorkreis der Wärmepumpe sind hydraulisch in den Pufferspeicher eingebunden. Das Verteilnetz wird zur Begrenzung der Netzverluste und zur Effizienzsteigerung der Solaranlage als Niedertemperaturnetz mit 65°C Vorlauf- und 35°C Rücklauftemperatur betrieben. Die niedrigen Netz-Rücklauftemperaturen werden vor allem auch durch die Wärmeversorgung über ein 2-Leiter Netz mit dezentraler Warmwasserbereitung über Wohnungsübergabestationen ermöglicht (siehe auch (Dorfinger, 2012)).

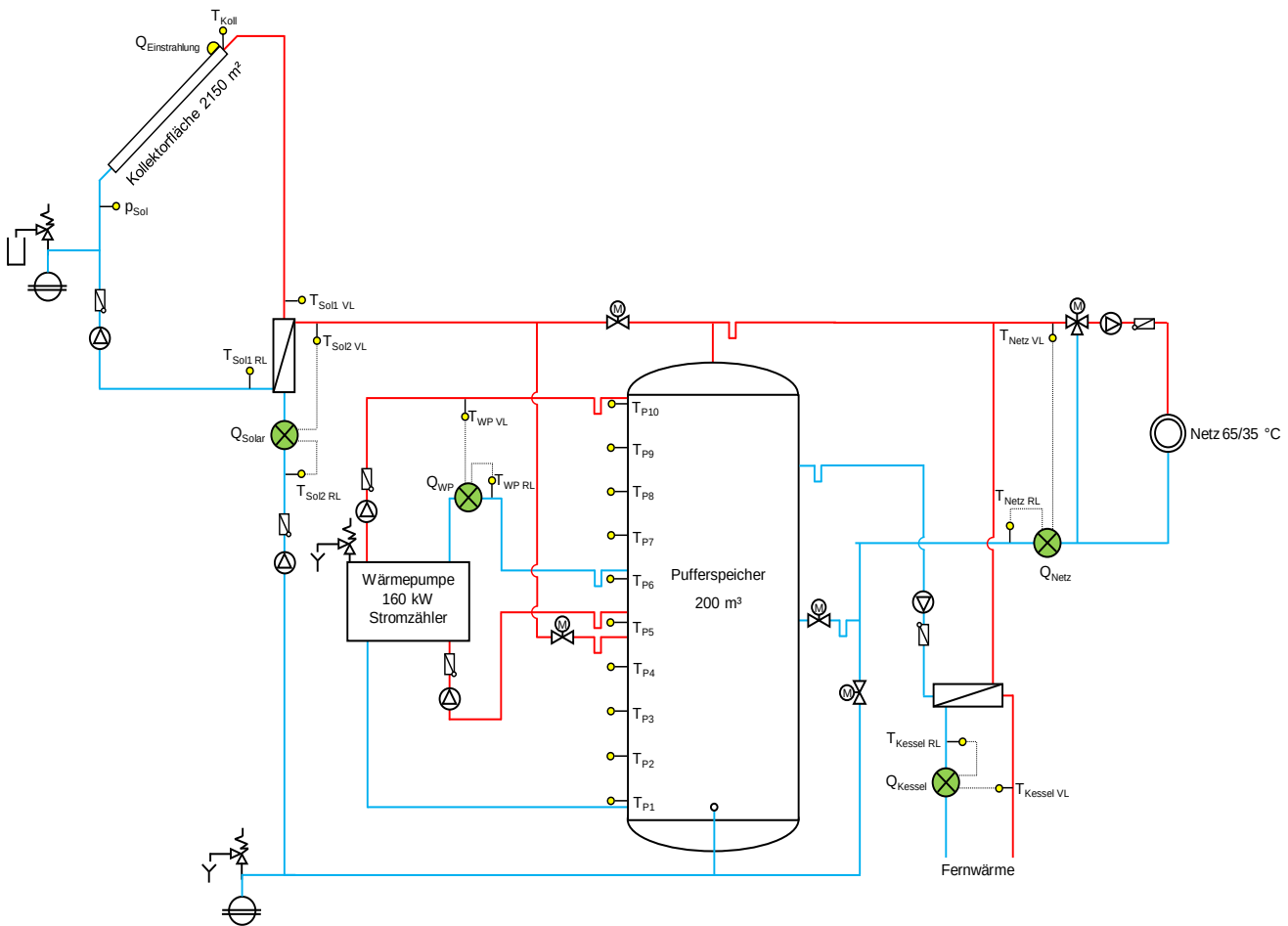
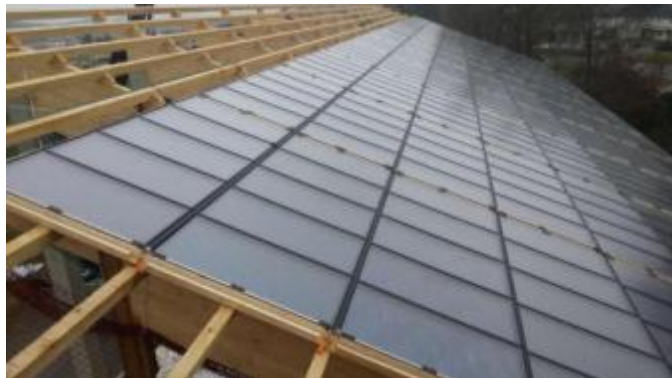


Abbildung 10-2: Hydraulikschema (Monitoringschema) zur Wärmeversorgung Salzburg Lehen
[Schema: AEE INTEC, 2014]

Solargestützte Mikronetze, wie beispielsweise das angeführte Fallbeispiel Salzburg-Lehen, erfordern häufig größeren Aufwand bei der Planung. Eine Standardisierung von Systemkonzepten ist kaum möglich. Ähnlich wie bei den deutschen Fallbeispielen solarer Nahwärmenetze mit saisonaler Wärmespeicherung muss die Planung und Umsetzung der Komponenten eines Mikronetzes ganzheitlich erfolgen, um bestmögliche Ergebnisse zu erzielen.

Eine besondere Herausforderung bei dem Projekt waren die Schnittstellen und der damit verbundene Aufwand für die Vertragserrichtung zwischen den Projektbeteiligten (drei Bauträger und ein Energieversorger als Investoren und Errichter unterschiedlicher Anlagenteile).

Solargestützte Biomasse Nahwärme Eibiswald



Typ:

Solargestütztes Wärmenetz gekoppelt an kommunales Biomasse Nahwärmenetz

Inbetriebnahme / Erweiterung

1997 / 2013

Installierte Kollektorfläche [m² Apertur]

1.150 m² (1997) + 1.104 m² (2013)

Kollektortyp

HT – Flachkollektor (mit Konvektionssperre)

Kollektorlieferant / Planung

ökoTech / SOLID

Speichertechnologie:

105 m³ (1997) + 68,5 m³ (2013) Heißwasserpufferspeicher

Weitere Energieversorgungstechnologien:

2 Hackgutkessel (2,3 MW + 0,7 MW)

1 Öl-Heizkessel (Spitzenlast + Ausfallsicherung)

Anschlussleistung (2013/14):

ca. 4 MW

Wärmelieferung ans Netz GESAMT (2013/14):

7,64 GWh

Wärmelieferung SOLAR ans Netz (2013/14):

0,97 GWh

solarer Deckungsanteil (2013/14):

12,7 %

Investitionskosten (Solar + Speicher + Planung, excl. Steuern):

0,34 Mio. € (1997) + 0,33 Mio. € (2013); in Summe: 0,67 Mio. €

Geschäftsmodell / Betreibermodell

Genossenschaft mit beschränkter Haftung

Seit 1994 betreibt die Nahwärme Eibiswald eGen ein Biomasse-Heizwerk zur Wärmeversorgung verschiedener Gebäude in Eibiswald. Zur Optimierung des Sommerbetriebes wurden 1997 eine Solaranlage mit einer Brutto-Kollektorfläche von 1.245 m² und ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 105 m³ in Betrieb genommen. Die Solaranlage wurde damals auf eine 90 % solare Deckung des Netzes in den Monaten Juli und August ausgelegt.

Im Zuge eines weiteren Netzausbaus und Anschluss neuer Abnehmer wurde seitens der Nahwärmegenossenschaft 2012 der Entschluss gefasst, ein neues Hackgutlager zu errichten sowie die Kapazität der Solaranlage für eine gute Sommerdeckung entsprechend zu vergrößern. Die Bruttokollektorfläche der neu errichteten Anlage beträgt 1.200 m² und wurde auf dem Dach des neu errichteten Hackgutlagerraums installiert. In Serie zum bereits vorhandenen 105 m³ Pufferspeicher wurde ein neuer 68,5 m³ Pufferspeicher in Betrieb genommen. Im Rahmen eines einjährigen Monitorings (Start: März 2013) wurde ein unproblematischer Anlagenbetrieb festgestellt. Die gemessenen spezifischen solaren Erträge lagen bei 430 kWh/m² Aperturfläche (Anlage ALT + Anlage NEU) und übertrafen somit den Prognosewert von 411 kWh/m². Die gemessenen solaren Deckungsgrade in den Monaten Juli und August 2014 betrugen 78 und 92 %. Der kumulierte Jahresdeckungsgrad lag bei rund 13 %.

Bildquelle: ökoTech Produktionsgesellschaft für Umwelttechnik m.b.H.

Weiterführende Informationen: <http://www.nahwaerme.net/>

In Abbildung 35 ist das Hydraulikschema (Monitoringschema) des solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzes in Eibiswald in der Ausbaustufe 2013 dargestellt.

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

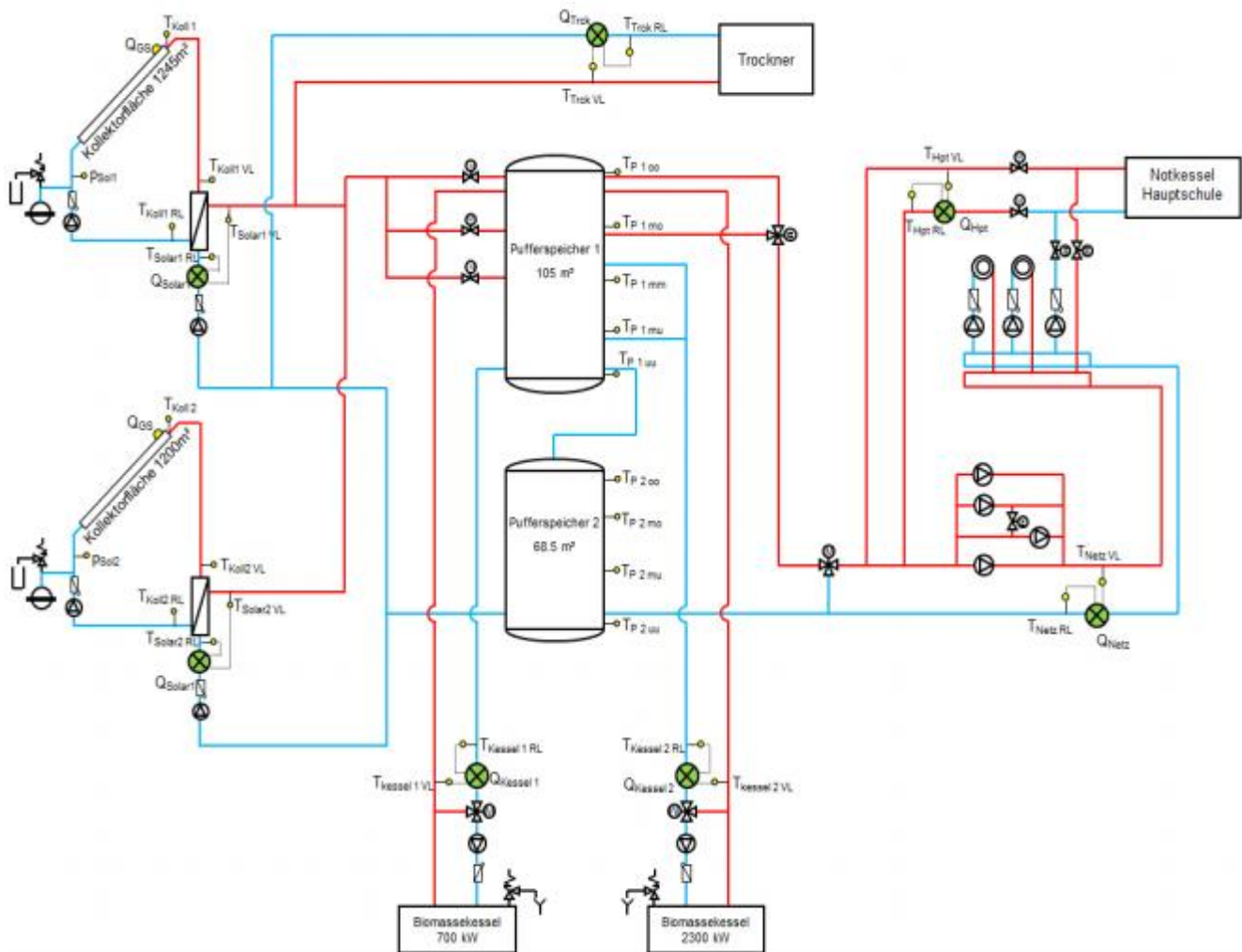


Abbildung 10-3: Hydraulikschema (Monitoringschema) des solargestützten Biomasse-Nahwärmenetzes in Eibiswald
(Quelle: AEE INTEC (2014))

Das ursprüngliche Solarsystem in Eibiswald mit 1.245 m² Brutto-Kollektorfläche und einem Speichervolumen von 105 m³ wurde 1997 in Betrieb genommen und für hohe solare Sommerdeckungsgrade (Juli, August) von 90 % dimensioniert. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Überschusswärme über einen Luft-Wasser-Wärmetauscher für die Trocknung der Biomasse zu verwenden (Abbildung 35 – oberer Teil). Das ursprünglich als Ein-Kessel Anlage konzipierte Nahwärmenetz wurde 2005 um einen zweiten, kleineren Biomassekessel erweitert, um die in der Übergangszeit benötigte Wärmeenergie effizienter zu erzeugen (Kesselsplitting). Ein Öl-Kessel in einer anliegenden Schule dient als Ausfallsreserve und geht in Betrieb, wenn im Sommer die benötigte Netzvorlauftemperatur nicht erreicht wird.

Das 2013 neu errichtete Kollektorfeld mit 1.245 m² Brutto-Kollektorfläche wurde hydraulisch an den Solar-Sekundärkreis des ersten Kollektorfeldes gekoppelt. Beide Kollektorfelder werden mit drehzahlgeregelten Pumpen auf eine definierte Solar-Vorlauftemperatur geregelt. In Abhängigkeit der Temperaturen im Speicher wird der Solar-Vorlauf auf drei möglichen Ebenen entsprechend eingeschichtet. Der zweite neu errichtete Speicher wurde hydraulisch in Serie an den bestehenden Speicher gekoppelt, die beiden Speicher werden also im Grunde wie ein einzelner, großer Speicher betrieben. Der neue Speicher arbeitet als Niedertemperaturteil, in den der kühle Netzzrücklauf einspeist und der Solar-Rücklauf entnommen wird. Die beiden Biomassekessel laden ebenfalls in den Pufferspeicher und nützen ihn so zum Lastausgleich.

10.2 Erhebungsbogen in deutscher Sprache

10.2.1 Daten zum Unternehmen

Firmenname: Tel.:

Adresse: Email:

Ansprechperson: Homepage:

Aufgabe / Tätigkeit innerhalb des beschriebenen Projektes:

Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf folgendes Betriebsjahr:

☐ 2010

☐ **2011 (bevorzugt)**

☐ Jahr:

10.2.2 Angaben zur Energiebereitstellung

☐ Heizwerk

☐ Heiz-/ Kühl Werk

☐ Kraft / Wärme Kopplungsanlage

☐ Kraft / Wärme / Kälte Kopplungsanlage

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

a) Technische Angaben zu den Energieversorgungstechnologien (exkl. SOLAR) in **BETRIEB** oder in **PLANUNG**

- Bei mehr als 3 Technologien in Betrieb oder in Planung (Zeithorizont: 5 Jahre),
Tabelle bitte kopieren!

	Technologie 1	Technologie 2	Technologie 3
in Betrieb / in Planung			
Typ ⁵⁵			
Hersteller ⁵⁶			
Jahr der Inbetriebnahme			
Energieträger			
thermische Leistung ⁵⁷ [MW _{th}]			
elektrische Leistung ⁵⁸ [MW _{th}]			
Betriebsart ⁵⁹			
Stillstand (von – bis)			
Wärmelieferung [MWh/Jahr]			
Stromlieferung [MWh/Jahr]			
Brennstoff [MWh/Jahr]			
Betriebsstunden [h/a]			
Wirkungsgrad thermisch*	η max, Volllast: η min, Teillast: min Teillast in % der Volllast:	η max, Volllast: η min, Teillast: min Teillast in % der Volllast:	η max, Volllast: η min, Teillast: min Teillast in % der Volllast:
Wirkungsgrad elektrisch*	η max, Volllast: η min, Teillast: min Teillast in % der Volllast:	η max, Volllast: η min, Teillast: min Teillast in % der Volllast:	η max, Volllast: η min, Teillast: min Teillast in % der Volllast:

* Bitte Wirkungsgradkennlinie / Leistungskennlinie beilegen (wenn verfügbar)

⁵⁵ z. B. Kessel, BHKW, GuD, ORC, Wärmepumpe, Kältemaschine, Economiser, Abwärme, Rückkühler...

⁵⁶ Bitte Datenblatt des Herstellers beilegen!

⁵⁷ bei thermischen oder elektrischen Kältemaschinen bitte Nenn- Kälteleistung angeben; Rückkühler (Nenn- Rückkühlleistung)

⁵⁸ bei thermischen oder elektrischen Kältemaschinen sowie bei Wärmepumpen und Rückkühlern bitte elektrische Anschlussleistung angeben

⁵⁹ alternierend / durchgehend / Spitzenlast

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

- b) Beschreiben Sie bitte die Regelstrategie (Einschaltkriterium / Ausschaltkriterium), nach der die thermischen und / oder elektrischen Energieversorgungstechnologien betrieben werden (z.B.: *Technologie 1: Grundlastkessel – Wärmelieferung konstant / modulierend von.. – bis.., Verlängerung der Laufzeit durch Pufferung in Speicher; Technologie 2: KWK, Betriebsweise optimiert hinsichtlich Minimierung der Wärmegestehungskosten, Strompreisschwankungen werden in der Regelungsstrategie berücksichtigt; Wärmepumpe: Wärmepumpe ein, wenn.... Speicherladung, wenn..., etc.)*

- c) Gibt es eine Messdatenaufzeichnung / Betriebsdatenerfassung für

Wärmelieferung (ab Energiezentrale).....	☐ JA	☐ kumuliert	☐ je Technologie	☐ NEIN
Stromlieferung (ab Energiezentrale).....	☐ JA	☐ kumuliert	☐ je Technologie	☐ NEIN
Brennstoffverbrauch (ab Energiezentrale).....	☐ JA	☐ kumuliert	☐ je Technologie	☐ NEIN
Betriebsstunden.....	☐ JA	☐ kumuliert	☐ je Technologie	☐ NEIN

10.2.3 Angaben zur Energiespeicherung

a) Technische Angaben zu den Energiespeichertechnologien in **BETRIEB** oder in **PLANUNG**

- **Bei mehr als 3 Speichern in Betrieb oder in Planung (Zeithorizont: 5 Jahre), Tabelle bitte kopieren!**

	Speicher 1	Speicher 2	Speicher 3
In Betrieb / geplant			
Typ ⁶⁰			
Technologie ⁶¹			
Hersteller ⁶²			
Jahr der Inbetriebnahme			
Speichervolumen [m³]			
Betriebsdruck min./max. [bar]			
Solareinbindung [J/N]			
zentral / dezentral ⁶³			
Welche anderen Energieversorger laden diesen Speicher?			

b) Beschreiben Sie bitte die Regelstrategie, nach der die thermischen Energiespeicher be- und entladen werden (*Priorisierung nach Einspeiser, Regelung thermische Solaranlage, Wärmepumpe...*)

c) Erfolgt eine messtechnische Erfassung der Speicher Be- und Entladung?

Speicherbeladung (Energie)..... ☐ JA ☐ kumuliert ☐ je Technologie ☐ NEIN
 Speicherentladung (Energie)..... ☐ JA ☐ NEIN

⁶⁰ Lastausgleich, Kurzzeitspeicher, Wochenspeicher, Saisonalspeicher

⁶¹ Aquiferspeicher, Bohrlochspeicher, Wasserspeicher (Beton oder Stahl, ober- oder unterirdisch...); Wasser- / Geröllspeicher

⁶² Bitte ggf. Datenblatt des Herstellers beilegen

⁶³ zentral bei Heizwerk / dezentral bei Hauptnetz / dezentral bei Subnetz / dezentral bei Verbraucher

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Speicherschichtung (Temperatur) ☐ JA ☐ NEIN

Sonstige

10.2.4 Angaben zur thermischen Solaranlage

a) Technische Angaben zu den thermischen Solaranlagen in **BETRIEB** oder in **PLANUNG**

- **Wenn mehr als 3 unabhängige thermische Kollektorfelder innerhalb des Versorgungsnetzes im Einsatz sind bzw. sich in Planung befinden (Zeithorizont: 5 Jahre), Tabelle bitte kopieren!**

	Kollektorfeld 1	Kollektorfeld 2	Kollektorfeld 3
Anlagenbetreiber			
Anlagenbesitzer / Finanzierungsmodell ⁶⁴			
Lage des Kollektorfeldes und Einspeisepunkt ⁶⁵			
Kollektorneigung [°]			
Kollektorausrichtung ⁶⁶ [°]			
Montageart ⁶⁷			
Einspeisemodus ⁶⁸			
Installierte Kollektorfläche (Apertur; Brutto) [m²]			
Kollektortyp ⁶⁹			
Hersteller und Bezeichnung ⁷⁰			
Jahr der Inbetriebnahme			
Wärmelieferung SOLAR			

⁶⁴ Anlagenbetreiber = Anlagenbesitzer oder **Anlagenbetreiber ≠ Anlagenbesitzer (bitte um kurze Erläuterung des Finanzierungsmodelles)**

⁶⁵ zentral (bei Heizwerk) / dezentral (Einspeisung Hauptnetz) / dezentral (Einspeisung Subnetz) / dezentral (Einspeisung bei Verbraucher)

⁶⁶ S = 0° / O = -45° / W = 45°

⁶⁷ Bodenmontage, ... Flachdachmontage, ... Aufdachmontage, ... Indachmontage, ... Solar Roof, Fassadenkollektoren, ...

⁶⁸ Vorlaufanhebung / Rücklaufanhebung / Rücklaufentnahme und Vorlaufeinspeisung

⁶⁹ Flachkollektor / Vakuumröhrenkollektor / konzentrierender Kollektor (Typ)

⁷⁰ Bitte Kollektordatenblatt beilegen!

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

	Kollektorfeld 1	Kollektorfeld 2	Kollektorfeld 3
[MWh/Jahr]			
Sommerdeckungsgrad SOLAR			
elektrischer Energiebedarf Pumpen, MSRT... [MWh/Jahr]			
Maximaler Anlagendruck im Solar-Primärkreislauf [bar]			
Netz – Rücklauftemperatur am Einspeisepunkt SOLAR	Sommer (min/max): Winter (min/max):	Sommer (min/max): Winter (min/max):	Sommer (min/max): Winter (min/max):
Spreizung Wärmetauscher Solarkreis			

b) Welche Maßnahmen zur Stagnationssicherung sind vorgesehen? (Beschreibung des Konzeptes)

c) Welche besonderen Vorgaben / Vorschriften einer Einspeisung thermischer Solarenergie (**ins Netz oder in den Speicher**) sind einzuhalten? (z.B.: *Einspeisemodus, min. Einspeisetemperatur und max. Schwankungsbreite, Ertragsnachweise und Gewährleistungen...*)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

- d) Erläutern Sie bitte, nach welchen Kriterien und auf welche Parameter hin der **Solarkreis** geregelt wird (z.B. konstanter Durchfluss, variabler Durchfluss in Abhängigkeit der gemessenen Kollektorarbeitstemperatur oder Einstrahlung – bitte Regelalgorithmus erläutern, Anhebung mittels Wärmepumpe / sonstiger Booster, Unterschiede Sommer- Winterbetrieb...)

- e) Sonstige Anmerkungen

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

c) Wirtschaftliche Angaben zu den thermischen Solaranlagen **in BETRIEB**

- **Tabelle bitte für jedes eigenständige Kollektorfeld kopieren!**

	Kollektorfeld 1	
Investitionskosten excl. Förderung / excl. MwSt. [€]	Kollektoren inkl. Unterkonstruktion, Verrohrung, Montage Solarkreis inkl. Verrohrung, Pumpen, Wärmetauscher, Wärmeträger, Montage, Ausdehnungs- und Sicherheitseinrichtungen Solarspeicher inkl. <i>Dämmung</i> , Montage Regelung und Sensorik inkl. Montage Lieferung aller Komponenten frei Baustelle Inbetriebnahme Planung und Projektleitung	€ € € € € € €
Förderung [€]	Bitte Art der Förderung angeben (z.B. Investitionsförderung)	€
Wartungs- und Instandhaltungskosten [€/a]		€/a
Betriebskosten (Hilfsenergie Strom für Pumpen / MSRT) [€/a]		€/a
Anteil Fremdfinanzierung [%]		%
Fremdfinanzierungszinssatz [%]	Alternativ: kalkulatorischer Zinssatz zur Ermittlung der solaren WärmeGESTEHUNGSKOSTEN	%
Laufzeit Fremdkredit [Jahre]		Jahre

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

d) Qualitative Beschreibung der Umsetzungs- und Betriebserfahrungen

- **Tabelle bitte für jedes unabhängige Kollektorfeld kopieren!**

	Kollektorfeld 1	
Initiative Wer hat die Errichtung des solargestützten Netzes initiiert und warum?		
Planung / Ausschreibung / Vergabe Welche Schnittstellen sind besonders zu beachten? Worin bestanden die größten Herausforderungen?		
Anlagenerrichtung / Inbetriebnahme Herausforderungen, Erfahrungsbericht (Solaranlage und Saisonalspeicher)		
Betrieb / Betriebsergebnis Betriebserfahrungen; Entspricht das Betriebsergebnis der Auslegung? (Solaranlage und Saisonalspeicher)		
Empfehlungen Welchen wichtigen Empfehlungen können sie aufgrund Ihrer Erfahrungen aus Umsetzung und Betrieb geben?		

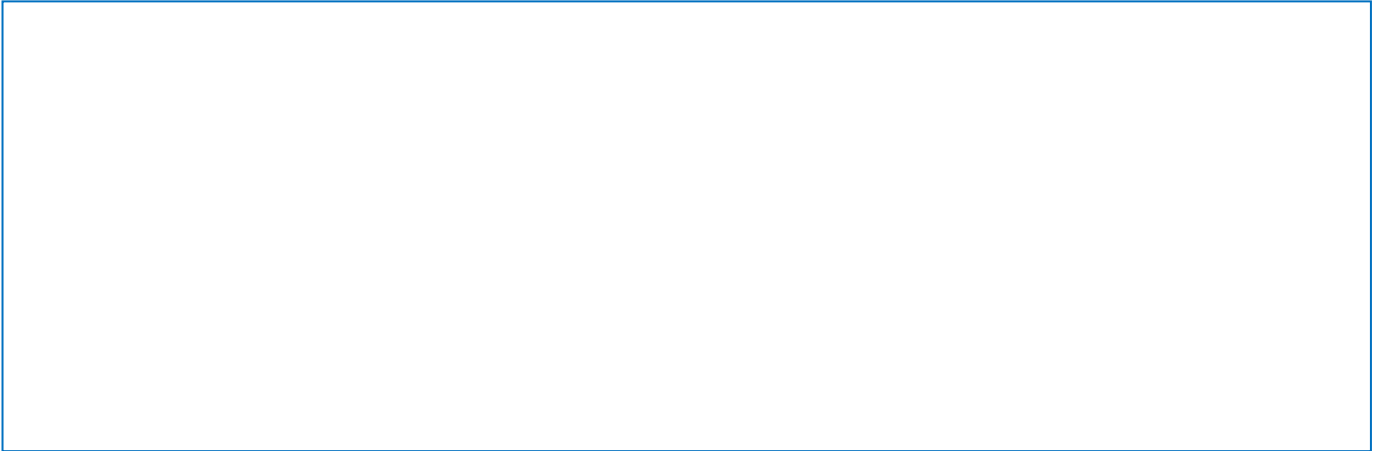
10.2.5 Angaben zum Wärmeverteilnetz

- a) Netzlänge (Angabe in km):
- b) Netzstruktur (Stern, Ring,...):
- c) Max. thermische Netzleistung (in MW):
- d) Abnahmeleistung (Spitzenlast) im derzeitigen Ausbau (in MW):
- e) Abnahmeleistung im Sommerbetrieb (Sommergrundlast) (in MW):
- f) Wieviel Energie wird im Sommer abgenommen (inkl. Verluste)? (in MWh)
- g) Zeitraum Sommerbetrieb (bezugnehmend auf e) und f): von
..... bis
- h) Netzverluste Sommerbetrieb (in % von f):
- i) Typische Tagesganglinie (Leistung oder Energie) im Sommerbetrieb (bitte beilegen)
☐ Liegt bei ☐ Beilage nicht möglich
- j) Netzplan mit Einspeisepunkte (Übersicht im DIN A4 Format genügt)
☐ Netzplanübersicht liegt bei ☐ Beilage nicht möglich
- k) Verlauf der Netztemperaturen (bei Heizzentrale): Sommer (Vorlauf/Rücklauf °C):
- l) Verlauf der Netztemperaturen (bei Heizzentrale): Winter (Vorlauf/Rücklauf °C):
- m) Schwankungsbreite (°C):
- n) Garantierte Temperaturen bei den Abnehmern [J/N] (°C):
- o) Ist ein Netzausbau in den kommenden 5 Jahren geplant?
Wenn ja, bitte die Länge (in km und MW).
☐ JA km MW ☐ NEIN

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

p) Sonstige Anmerkungen zum Wärmeverteilnetz

A large, empty rectangular box with a thin blue border, intended for handwritten or typed notes regarding the district heating distribution network.

10.2.6 Angaben zur Energieabgabe / Wärmeabgabe

a) Geben Sie bitte eine grobe Aufteilung ihrer Abnehmerstruktur in % an:

Industrie/Gewerbe: Haushalte:

Öffentliche Gebäude: Tourismus/Hotels:

Sonstige:

b) Welcher Arbeitspreis wird bei einem 10kW Anschluss verrechnet

(netto ohne USt. pro kWh)?

.....

c) Welcher Leistungspreis wird bei einem 10kW Anschluss verrechnet

(netto ohne USt. pro kW und Jahr)?

.....

d) Welcher Anschlusspreis wird bei einem 10kW Anschluss verrechnet

(netto ohne USt.; einmalig)?

.....

10.2.7 Sonstige Fragestellungen

a) Sehen Sie im beschriebenen Netz weitere Möglichkeiten zum Einsatz erneuerbarer Energieträger?

Wenn JA, welche? Gibt es bereits Umsetzungspläne hierzu? Sind besondere Anforderungen bzw. Vorschriften innerhalb des Versorgungsbereiches bei gewissen erneuerbaren Energieträgern gegeben (Emissionen wie Staub und Lärm, Versorgungssicherheit etc.)?

b) Gibt es die Möglichkeit der abnehmerseitigen Einspeisung von (Überschuss-) energie aus

dezentralen Energieversorgungsanlagen (bzw. Abwärmequellen) in das Wärmenetz? Wenn JA, gibt es bereits solche Einspeiser und in welcher Höhe wird die Wärme vergütet (in Abhängigkeit der Technologie)?

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

- c) Welche Planungsleistungen bezogen auf das gesamte Energieversorgungssystem kann Ihr Unternehmen abdecken und welche Planungswerkzeuge kommen zum Einsatz?
(Energieversorgungstechnologien – Energiespeicherung - Energieverteilung (Netzsimulation) – Energieabgabe)

10.2.8 Anhang

Folgende Anlagen zur Vervollständigung Ihrer Angaben sind erbeten:

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

a) Blockschaltbild Energiezentrale

☐ Liegt bei

☐ Beilage nicht möglich

b) Hydraulikschema Solarintegration

☐ Liegt bei

☐ Beilage nicht möglich

c) Netzplan mit Angabe der Einspeisepunkte der jeweiligen Versorgungstechnologien und Energiespeicher

☐ Liegt bei

☐ Beilage nicht möglich

d) Datenblätter zu den Energieversorgungstechnologien und Speichern

☐ Liegen bei

☐ Beilage nicht möglich

e) Wirkungsgrad- / Leistungskennlinien der Energieversorgungstechnologien

☐ Liegen bei

☐ Beilage nicht möglich

f) Bilder der Heizzentrale / Kollektorfelder / Energiespeicher mit Abdruckgenehmigung

☐ Liegen bei

☐ Beilage nicht möglich

Vielen Dank für Ihren wertvollen Beitrag zum Projekt!

Fragebogen bitte per E-Mail an f.mauthner@aee.at oder FAX an AEE – Institut für Nachhaltige Technologien: 03112/5886-18.

10.3 Erhebungsbogen in englischer Sprache

10.3.1 General Information

Company:..... Phone:.....

.....

.....

Address:..... Email:.....

.....

.....

.....

.....

.....

Contact person:..... Homepage:.....

.....

Responsibilities within the project:.....

.....

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

.....
.....
The information given in this questionnaire refer to the operational year

☐ 2010

☐ **2011 (preferred)**

☐ other:.....

10.3.2 energy supply

☐ HEATING PLANT

☐ COMBINED HEAT AND POWER PLANT (CHP)

POWER PLANT

☐ HEATING / COOLING PLANT

☐ COMBINED HEAT / COLD AND

d) Technical information on energy conversion units (excl. solar thermal) in **OPERATION** or **PLANNED**

- Please copy table if more than 3 technologies are in operation or planned (within the next 5 years)

	TECHNOLOGY 1	TECHNOLOGY 2	TECHNOLOGY 3
existing / intended			
type of technology ⁷¹			
manufacturer			
year of operation start			
fuel			
nominal thermal power ⁷² [MW _{th}]			
nominal electrical power ⁷³ [MW _{th}]			
operation mode base load / peak load / modulating			
standstill (from – to)			
heat / cold supply [MWh/yr]			
electricity supply [MWh/yr]			
fuel / electricity demand [MWh/yr]			
operating hours [h/yr]			
thermal efficiency* $\eta_{\text{therm.}} [-]$	η max, nominal load: η min, partial load: min load in % of nominal load:	η max, nominal load: η min, partial load: min load in % of nominal load:	η max, nominal load: η min, partial load: min load in % of nominal load:

⁷¹ E.g. boiler, chiller, CHP, ORC, heat pump, economizer, PV, Wind, industrial waste heat, re-cooling device, other (please specify!)

⁷² for thermal and electrical chillers please provide nominal cooling power / for re-coolers nominal re-cooling power

⁷³ for thermal and electrical chillers as well as for electrical heat pumps and re-coolers please provide nominal electrical load

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

	TECHNOLOGY 1	TECHNOLOGY 2	TECHNOLOGY 3
electrical efficiency* $\eta_{\text{electr.}} [-]$	η max, nominal load: η min, partial load: min load in % of nominal load:	η max, nominal load: η min, partial load: min load in % of nominal load:	η max, nominal load: η min, partial load: min load in % of nominal load:

* Please enclose efficiency curve / power curve for each energy conversion unit if available

- e) Please describe the operation strategy / load management of the above mentioned heat / cold / electricity supply technologies (e.g. ON / OFF criteria, priority of production, techno-economic considerations...)

- f) Availability of monitoring data **from energy conversion units**

Heat supply (MWh).....	☐ YES	☐ cumulated	☐ for each technology	☐ NO
Electricity supply (MWh).....	☐ YES	☐ cumulated	☐ for each technology	☐ NO
Fuel consumption (MWh).....	☐ YES	☐ cumulated	☐ for each technology	☐ NO
Operation hours.....	☐ YES	☐ for each technology	☐ NO	
Others.....				
.....				
.....				
.....				

10.3.3 energy storage

b) Technical information on STORAGE technologies in OPERATION or PLANNED

- Please copy table if more than 3 technologies are in operation or planned (within the next 5 years)

	STORAGE 1	STORAGE 2	STORAGE 3
existing / intended			
type of storage ⁷⁴			
storage technology ⁷⁵			
manufacturer			
year of operation start			
storage volume [m ³]			
storage parameters T _{TOP} max [°C] T _{BOTTOM} (min/max) [°C] p max [bar gauge pressure] Stand-by heat losses in kWh/d ⁷⁶			
solar thermal integration [J/N]			
central / distributed ⁷⁷			
Which other energy conversion units are connected to the storage?			

⁷⁴ No storage, storage for load compensation, short term (diurnal, weekly) storage, seasonal storage, other (please specify!)

⁷⁵ Buffer storage, tank thermal energy storage (TTES), pit thermal energy storage (PTES), borehole thermal energy storage (BTES), aquifer thermal energy storage (ATES), other (please specify)!

⁷⁶ Please specify (either according to which standard or at which storage/ambient temperature)

⁷⁷ Central (at heating plant) / distributed (at any point of the district heating network) / distributed (at consumer)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

- f) Please describe the operation strategy / load management of the above mentioned energy storage technologies (*Which energy conversion technologies load the storage, in which order, at which temperatures and in which levels; control strategy in case of heat pump operation and / or low temperature solar thermal heat*)

- g) Availability of monitoring data **from energy storage technologies**

Energy input to storage (MWh).....☐ YES ☐ cumulated ☐ for each
technology ☐ NO

Energy output from storage (MWh).....☐ YES ☐ NO

Storage temperatures at different heights (MWh).....☐ YES ☐ NO

Others.....
.....
.....
.....

10.3.4 solar thermal system integration

e) Technical information on the solar thermal systems in **OPERATION** or **PLANNED**

- Please copy table if more than 3 independent solar thermal collector fields are in operation or planned within the supply network (within the next 5 years)

	SOLAR PLANT 1	SOLAR PLANT 2	SOLAR PLANT 3
solar thermal plant operator			
ownership and financing ⁷⁸ please explain in more detail			
Solar feed-in ⁷⁹			
Inclination of collectors [°]			
Orientation (azimuth) [°] S = 0° / E = -45° / W = 45°			
Mounting option ⁸⁰			
Solar feed in principle ⁸¹			
Installed collector area (gross / aperture) [m²]			
Solar thermal collector type ⁸²			
Manufacturer / product ⁸³			
Year of operation start			
(Useful) Heat delivery SOLAR [MWh/yr]			
Solar fraction in summer			

⁷⁸ Plant operator = owner or plant operator ≠ owner (please specify type of ownership and financing e.g. private ownership, ESCO...)

⁷⁹ Central (at heating plant) / distributed (feed in main grid) / distributed (feed in sub grid) / distributed (at consumers site)

⁸⁰ Ground mounted, roof mounted (on flat roof, on inclined roof), Solar Roof, Solar facade, other (please specify)

⁸¹ Feed-in return line → flow line / feed-in return line → return line / feed-in supply line → supply line

⁸² Flat plate collector (FPC) / evacuated tube collector (ETC) / concentrating collector (please specify!)

⁸³ Please attach data sheet of manufacturer / solar keymark certification (<http://solarkey.dk/solarkeymarkdata/qCollectorCertificates/ShowQCollectorCertificatesTable.aspx>)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

	SOLAR PLANT 1	SOLAR PLANT 2	SOLAR PLANT 3
[%]			
Electricity consumption for pumps, control... [MWh/yr]			
Solar loop parameters $T_{\text{solar loop, max}}$ [°C] $p_{\text{solar loop, max}}$ [bar _{gauge} pressure]			
Network return temperature at solar feed-in point	Summer (min/max): Winter (min/max):	Summer (min/max): Winter (min/max):	Summer (min/max): Winter (min/max):
Network supply temperature at solar feed-in point	Summer (min/max): Winter (min/max):	Summer (min/max): Winter (min/max):	Summer (min/max): Winter (min/max):
ΔT solar heat exchanger [°K]			

- f) Please describe measures / concepts to avoid stagnation as well as the main expansion and safety equipment installed for the above mentioned solar thermal plants

- g) Please describe the solar loop / solar feed-in control strategy of the above mentioned solar thermal plants (e.g. flow rate constant, flow rate variable as a function of temperature measurements / irradiation measurements, Start-up operation / summer / winter operation; heat pump / other booster options...)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

- h) Which parameters (technical, economical, legal) are mandatory for a solar thermal integration into the heating network? (z.B.: *feed-in principle: only allowed to feed-in to supply line; min. feed-in temperature required and max. deviation, performance guarantees mandatory...*)

- i) Any other remarks

- j) Economical information on the solar thermal systems **in OPERATION**

- **Please copy table for each independent solar thermal collector field in operation**

	SOLAR PLANT 1	
Investment costs excl. subsidies / excl. taxes	Solar thermal collector field: collectors incl. steel support construction, foundation, solar collector piping incl. insulation, hydraulic adjustment and deaeration, mounting of collector field	€
	Solar loop (primary and secondary): piping incl. insulation, pumps, valves, expansion and safety devices, heat exchanger, heat transfer medium, mounting	€
	Solar energy storage: storage incl. insulation, foundation and piping connections / valves / stratifiers	€
	Sensors and control equipment incl. mounting	€
	On-site delivery	€
	commissioning	€
	designing and project management	€
		€
		€
		€
subsidies	please specify type of subsidy	€
maintenance costs		€/a
operation costs (Electricity for pumps, controls...)		€/a

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

discount rate / interest rate		%
calculated solar thermal system life time		years

k) „LESSONS LEARNED“ referring to the solar thermal systems in **OPERATION**

- Please copy table for each independent solar thermal collector field in operation

	SOLAR PLANT 1	
Initiative Who was responsible for the initial start-up of the project with solar integration and why?		
Designing / tendering / procurement What are the most crucial interfaces? What are your experiences / lessons learned?		
Construction / commissioning What have been the main challenges? What is your experience (positive and negative)?		
Operation / solar thermal system performance Is there any kind of problems during operation? Meets the performance your expectations?		
Recommendations Due to your experience, which recommendations would you give for future projects?		

10.3.5 heat distribution

q) Technical information on the heat distribution network

	DISTRIBUTION NETWORK
Length of distribution network [km]	
Classification of distribution network (2 or 4 pipe network, meshed or radial network...)	
Design (max.) thermal capacity of distribution network [MW]	
Current peak load capacity [MW]	
Current summer base load capacity [MW] please also specify: summer operation from - to	

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

	DISTRIBUTION NETWORK
Current summer load including distribution losses? [MWh] please also specify: distribution losses in % of summer load	
Supply Line – <u>Winter Load</u> T _{Supply} (min/max) [°C] p _{supply} (min/max) [bar gauge pressure] Max. Volume flow [m³/h]	
Return Line <u>Winter Load</u> T _{Return} (min/max) [°C] p _{Return} (min/max) [bar gauge pressure]	
Supply Line – <u>Summer Load</u> T _{Supply} (min/max) [°C] p _{supply} (min/max) [bar gauge pressure] Max. Volume flow [m³/h]	
Return Line <u>Summer Load</u> T _{Return} (min/max) [°C] p _{Return} (min/max) [bar gauge pressure]	

r) Please enclose a representative **daily and weekly** summer load profile (capacity or energy)

☐ Load profile attached

☐ Attachment not possible

s) Is an expansion of the existing heat distribution network planned in the next 5 years?

☐ YES km.....MW

☐ NO

10.3.6 heat delivery / consumers

e) Please estimate the share of heat delivered by consumer types (in %):

Industrial / commercial consumers: Private buildings / consumers:

Public buildings / consumers: Tourism sector:

Others (please specify):

f) Please estimate the number of consumers connected by consumer type :

Industrial / commercial consumers: Private buildings / consumers:

Public buildings / consumers: Tourism sector:

Others (please specify):

g) Please specify the **net consumer price for heat per kWh** (small private consumer: 10 kW heat transfer station)

..... €/kWh

h) Please specify the **net consumer price for heat per kW and year** (small private consumer: 10 kW heat transfer station)

..... €/kW/year

i) Please specify the **initial net consumer costs for grid connection** (small private consumer: 10 kW heat transfer station)

..... €

10.3.7 other specific questions

- d) Referring to the network described above, are there any special requirements or regulations for the implementation of other renewable energy sources given? (E.g. dust and noise emission regulations, security of supply requirements...)?

- e) Is it possible for customers / consumers to feed-in (surplus-) energy into the network (e.g. decentralized solar thermal plants, industrial waste heat)? If YES, is such a concept already applied within your network and what is the feed-in tariff depending on the technology?

- f) Referring to the entire energy supply system (energy conversion units, energy storages, solar thermal integration, heat distribution and heat delivery), which planning services can be covered within your company and which design tools / methods are applied?

10.3.8 attachments

The following attachments to this questionnaire are kindly requested:

g) Block diagram of the energy conversion units connected to the grid / storage

☐ attached ☐ attachment not possible

h) basic hydraulic scheme of the solar thermal system integration

☐ attached ☐ attachment not possible

i) heat distribution network plan including position of the energy conversion units / storages

☐ attached ☐ attachment not possible

j) heating curve of the distribution network $[(T_{\text{supply}} = f(T_{\text{ambient}})]$

☐ attached ☐ attachment not possible

k) data sheets for the energy conversion units / solar thermal collectors and storages

☐ attached ☐ attachment not possible

l) efficiency / power curves of the energy conversion units and solar thermal collectors

☐ attached ☐ attachment not possible

m) pictures with permission for publication of the solar thermal plant / energy storages / power station

☐ attached ☐ attachment not possible

10.4 Liste befragter Experten

Für die Datenerhebungen zu den Fallbeispielen wurde ein standardisierter Erhebungsbogen erstellt und an Forschungsinstitute (F), Planungsunternehmen (P), Anlagenbauunternehmen (A) und Betreiber (B) ausgesendet. Wenn erforderlich, wurden die kontaktierten Experten auch telefonisch befragt, um einzelne Positionen des Erhebungsbogens in Form von semi-strukturierten Interviews bestmöglich abzuklären.

Die so gewonnenen Informationen und Daten wurden durch Literaturrecherchen ergänzt.

Tabelle 10-1: Liste befragter Experten aus den Bereichen F&E (F), Planung (P), Ausführung (A) und Betriebsführung (B) solargestützter Wärmenetzen

S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design GmbH (AT)	DI (FH) Robert Söll	F, P
MEA SOLAR GmbH (AT)	DI Dr. Kurt Leeb (GF)	P, B
SONNENKRAFT Österreich Vertriebs GmbH (AT)	DI Dr. Wolfgang Guggenberger	P
TiSUN GmbH (AT)	Robin M. Welling (GF)	P, A
nahwaerme.at Energiecontracting GmbH (AT)	Harald Kaufmann (GF)	B
Nahwärme Gleinstätten GmbH (AT)	Ing. Waltl Wolfgang	B
Nahwärme Eibiswald eGen. (AT)	Thomas Krammer	B
Salzburg AG für Energie, Verkehr und	Ing. Johann Klinger	B, P

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Telekommunikation (Salzburg Lehen) (AT)		
Stadtwerke Crailsheim GmbH (DE)	Jürgen Hübner	B
Ritter XL Solar GmbH (DE)	Dr. rer. nat. Rolf Meißner	F, P, A
PlanEnergi (DK)	Jan Erik Nielsen	F, P
SOLITES - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (DE)	Dipl.-Ing. Thomas Schmidt	F, P
SUNMARK Solutions A/S (ehemals Sunmark A/S) (DK)	Hans Grydehøj (GF)	P, A
ARCON Solarwärme GmbH (DK, DE)	Christian Stadler (GF)	P, A
Ramboll Group A/S (DK)	Flemming Ulbjerg	P, A
Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. - ZAE Bayern (DE)	Dipl.-Phys. Manfred Reuß	F
Universität Stuttgart – Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (DE)	Dr.-Ing. Janet Nußbicker-Lux	F
TU Braunschweig – Institut für Gebäude- und Solartechnik (DE)	Dipl.-Ing Mathias Schlosser	F
Ringkøbing Fjernvarmeværk A.m.b.A. (DK)	Jesper Skovhus Andersen	B
Marstal Fjernvarme A.m.b.A. (DK)	Ing. Leo Holm	B
Jægerspris Kraftvarme A.m.b.A (DK)	Hans Chr. Kjærgaard	B
ENERGIE GRAZ GMBH & Co KG (AT)	Dipl.-WI (FH) Peter Schlemmer	B
CanmetENERGY (CN)	Reda Djebbar, Ph.D., P.Eng.	F, P
Chalmers University of Technology (SE)	Prof. Jan-Olof Dalenbäck	F
Millennium Energy Industries (SAU)	Hisham Mikhi	P, A

10.5 Dokumentation zu den ermittelten Kostenkurven

10.5.1 Kostenfunktion 1: Turnkey-Systemkosten für Solarsysteme

Die dargestellte Näherungsfunktion entspricht den Turnkey-Systemkosten (alle Kosten inkludiert, ohne Steuern und Förderungen) für thermische Solaranlagen inklusive Speicher. Die durchschnittliche Speichergröße beträgt rund 100 Liter /m² Aperturfläche, d.h. die Systemkosten für Solarsysteme mit größeren Speichern (Mehrertages oder saisonale Speicher) sind entsprechend höher anzusetzen, bei Solarsystemen ohne Speicher reduzieren sich die Kosten entsprechend (vgl. hierzu Kostenfunktion Speicher).

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

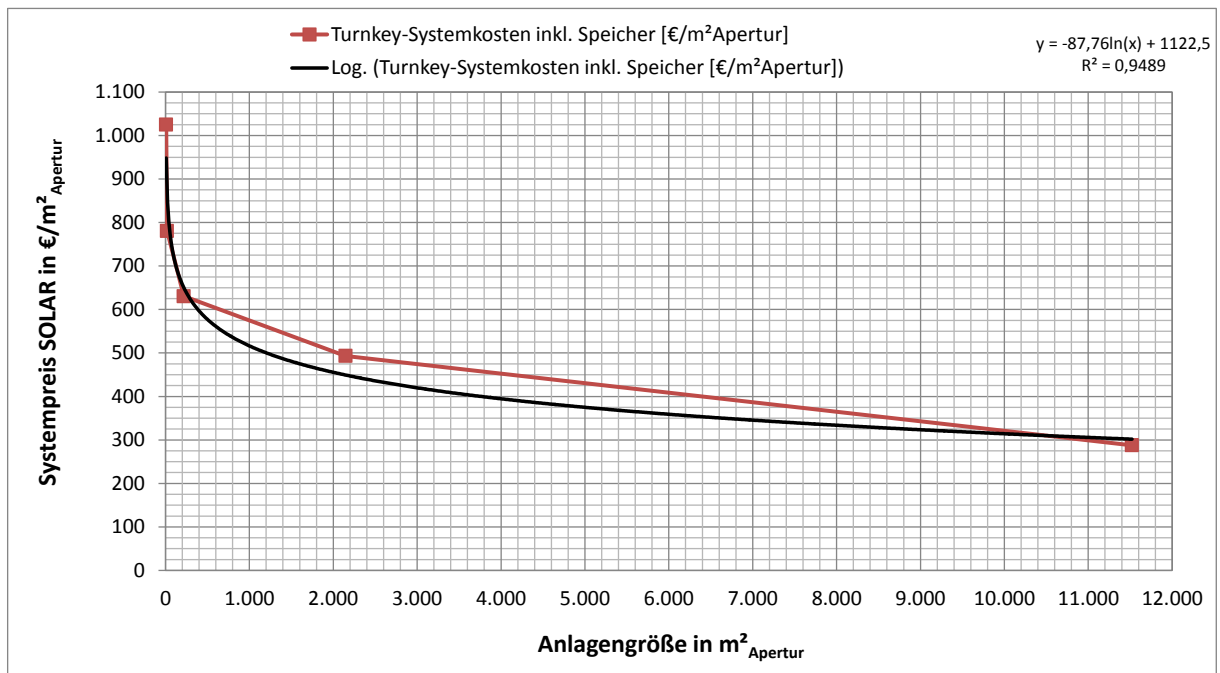


Abbildung 10-4. Turnkey Systemkosten (alle Kosten inkludiert, ohne Steuern und Förderungen) für thermische Solaranlagen inklusive Speicher (Näherungsfunktion aus einer Stichprobe von insgesamt 43 Solaranlagen)
(Quelle: AEE INTEC (2014))

Tabelle 10-2. spezifische Turnkey-Systempreise und repräsentative solare Erträge nach Größenklassen (Quelle: AEE INTEC (2014))

	Anlagengröße [m² Apertur]			Turnkey-Systemkosten inkl. Speicher [€/m² Apertur]			Solarertrag [kWh/m² Apertur·a]	Stichprobe
	min	max	Avg	min	max	avg	avg	
*	6	9	7	750	1.373	1.025	410	n=15
**	9	27	18	487	1.140	781	360	n=15
***	92	446	218	522	805	630	380	n=7
****	970	3.505	2.146	297	761	493	430	n=4
*****	8.019	15.024	11.522	286	289	288	430	n=2

* solare Brauchwarmwassersysteme im Einfamilienhausbereich

** solare Kombi-Systeme im Einfamilienhausbereich

*** Anlagen für Gewerbe und Tourismus; kleine solare Prozesswärmeanlagen solare Biomasse-Nahwärme

**** solargestützte Nah- und Fernwärmenetze in Österreich, große solare Prozesswärmeanwendungen

***** solargestützte Wärmenetze in Dänemark inkl. Tagesspeicher (keine saisonale Speicherung)

10.5.2 Kostenfunktion 2: Turnkey-Systemkosten für Speicher

Die dargestellte Näherungsfunktion entspricht den Turnkey-Systemkosten (alle Kosten inkludiert, ohne Steuern und Förderungen) für druckbehaftete sowie für drucklose Wasserspeicher inklusive Dämmung und Einhausung für Außenaufstellung.

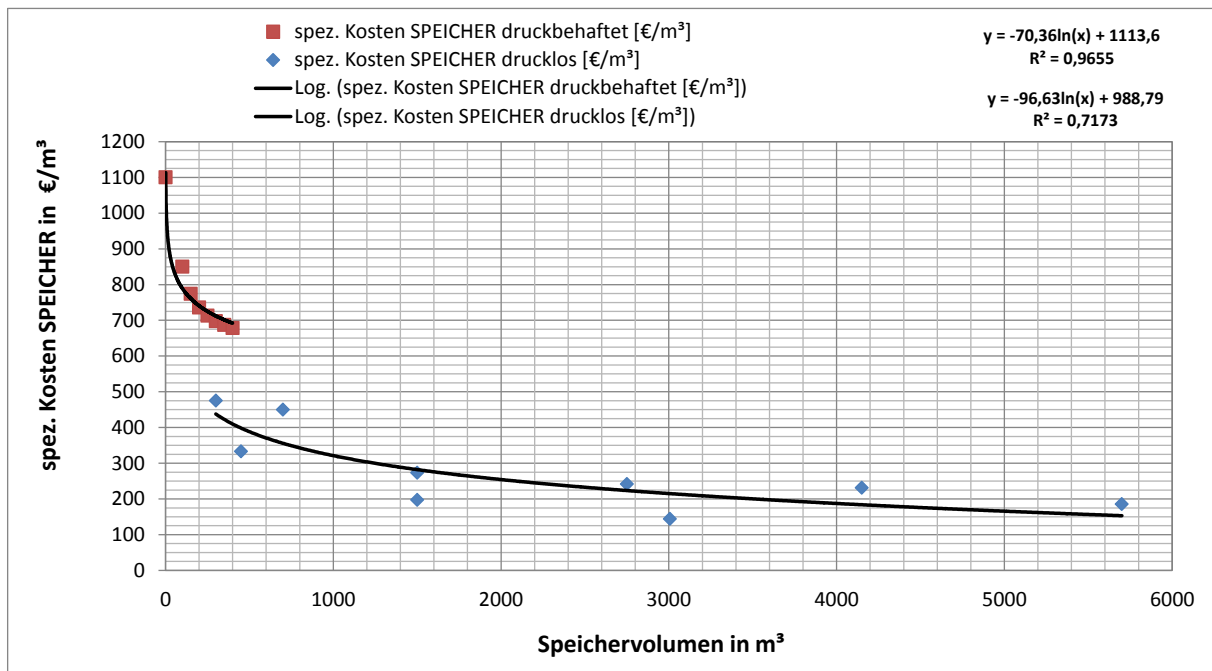


Abbildung 10-5. Turnkey Systemkosten (alle Kosten inkludiert, ohne Steuern und Förderungen) für druckbehaftete sowie für drucklose Wasserspeicher inklusive Dämmung und Einhausung für Außenaufstellung (Näherungsfunktionen aus einer Stichprobe von insgesamt 8 druckbehafteten und 9 drucklosen Wärmespeichern) (Quelle: AEE INTEC (2014))

10.5.3 Berechnung der solaren Wärmegegostehungskosten

Die Berechnung der durchschnittlichen solaren Wärmegegostehungskosten *LCOH* (*Levelised Cost of Heat*) erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode (VDI 6025 2012⁸⁴), bei der die Aufwendung für Investition und die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Wärmezeugung geteilt. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten zusammen. Für die Berechnung gilt:

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{SOL\_BWW}}{(1+i)^t}}$$

LCOH	durchschnittliche (abgezinste) Wärmegegostehungskosten in €/kWh
I_0	Systemkosten in €
A_t	jährliche Betriebskosten in €/a
Q_{SOL_BWW}	solarer Nutzwärmeertrag in kWh/a
n	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
i	realer kalkulatorischer Zinssatz in %
t	Jahr der Nutzungsperiode (1,2, ...n)

Übliche Annahmen für:

- Systemkosten: aus Kostenfunktionen SOLAR und SPEICHER
- Jährliche Betriebskosten: 0,5 bis **1,0 %** der Investitionskosten pro Jahr
- Solarer Nutzwärmeertrag: siehe Kapitel 3 bzw. 4
- wirtschaftliche Nutzungsdauer von Solaranlagen: 20 bis **25 Jahre**
- realer kalkulatorischer Zinssatz: z.B.: **2,5 %** - 4,5 %

⁸⁴ **VDI 6025, 2012:** VDI 6025: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen, Verein Deutscher e.V., Düsseldorf, Deutschland 2012

10.6 Anhang Gebäudetypologie

Tabelle 10-3. Unsaniert und sanierter Gebäudebestand in den Bauperioden – Kategorie Einfamilien- und Zweifamilienhäuser – Geometrien und U-Werte

	Nummer	Bauperiode	BGF [m²]	Gebäude- hüllfläche [m²]	Fensterfläche			Boden [W/m²K]	U-Wert		
					Süd [m²]	Nord [m²]	Ost/West [m²]		Decke [W/m²K]	Außenwand [W/m²K]	Fenster [W/m²K]
Einfamilienhaus	04	1890 1918	201	277	12.5	5.8	11.6	1.19	0.90	1.35	1.58
	05		129	223	10.0	4.7	9.4	1.25	0.80	1.50	2.25
	06		129	223	10.0	4.7	9.4	1.25	0.60	0.90	1.71
	07		129	223	10.0	4.7	9.4	1.25	1.00	1.50	2.25
	08		129	223	10.0	4.7	9.4	1.19	0.90	1.35	1.58
	09	1919 1944	136	229	10.3	4.8	9.6	1.25	0.80	1.60	2.25
	10		136	229	10.3	4.8	9.6	1.25	0.80	1.60	1.71
	11		136	229	10.3	4.8	9.6	1.25	0.30	0.60	1.62
	12		136	229	10.3	4.8	9.6	1.25	1.00	1.60	2.25
	13		136	229	10.3	4.8	9.6	1.25	1.00	1.60	2.25
	14		136	229	10.3	4.8	9.6	1.19	0.90	1.44	1.58
	15	1945 1960	144	219	9.8	4.6	9.2	1.60	0.80	1.30	2.25
	16		144	219	9.8	4.6	9.2	1.60	0.30	0.60	1.62
	17	1961 1970	154	226	10.2	4.8	9.5	1.40	0.70	1.25	2.25
	18		154	226	10.2	4.8	9.5	1.40	0.70	0.60	1.53
	19		154	226	10.2	4.8	9.5	1.40	0.30	0.60	1.53
	20	1971 1980	165	238	10.7	5.0	10.0	1.10	0.45	1.00	2.07
	21		165	238	10.7	5.0	10.0	0.60	0.30	0.65	1.62
	22		165	238	10.7	5.0	10.0	1.40	0.30	0.60	1.53
	23	1981 1990	165	238	10.7	5.0	10.0	0.60	0.30	0.65	1.62
	24		165	238	10.7	5.0	10.0	0.60	0.30	0.65	1.62
	25	1991 2000	165	238	10.7	5.0	10.0	0.50	0.30	0.50	1.44
	26	2001 2008	165	238	10.7	5.0	10.0	0.40	0.22	0.45	1.35
	27	2016 2020	165	238	10.7	5.0	10.0	0.32	0.10	0.18	0.90
Doppelhaus	28	1890 1918	253	314	14.1	6.6	13.2	1.25	0.80	1.50	2.25
	29		253	314	14.1	6.6	13.2	1.25	0.60	0.90	1.71
	30		253	314	14.1	6.6	13.2	1.25	1.00	1.50	2.25
	31		253	314	14.1	6.6	13.2	1.19	0.90	1.35	1.58
	32		230	302	13.6	6.3	12.7	1.25	0.80	1.60	2.25
	33	1919 1944	230	302	13.6	6.3	12.7	1.25	0.80	1.60	1.71
	34		230	302	13.6	6.3	12.7	1.25	0.30	0.60	1.62
	35		230	302	13.6	6.3	12.7	1.25	1.00	1.60	2.25
	36		230	302	13.6	6.3	12.7	1.25	1.00	1.60	2.25
	37		230	302	13.6	6.3	12.7	1.19	0.90	1.44	1.58
	38	1945 1960	230	302	13.6	6.3	12.7	1.60	0.80	1.30	2.25
	39		230	302	13.6	6.3	12.7	1.60	0.30	0.60	1.62
	40	1961 1970	253	314	14.1	6.6	13.2	1.40	0.70	1.25	2.25
	41		253	314	14.1	6.6	13.2	1.40	0.70	0.60	1.53
	42		253	314	14.1	6.6	13.2	1.40	0.30	0.60	1.53
	43	1971 1980	277	320	14.4	6.7	13.4	1.10	0.45	1.00	2.07
	44		277	320	14.4	6.7	13.4	1.10	0.45	1.00	2.07
	45		277	320	14.4	6.7	13.4	1.40	0.30	0.60	1.53
	46	1981 1990	277	320	14.4	6.7	13.4	0.60	0.30	0.65	1.62
	47		277	320	14.4	6.7	13.4	0.60	0.30	0.65	1.62
	48	1991 2000	277	320	14.4	6.7	13.4	0.50	0.30	0.50	1.44
	49	2001 2008	230	302	13.6	6.3	12.7	0.40	0.22	0.45	1.35

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 10-4. Unsaniert und sanierter Gebäudebestand in den Bauperioden – Kategorie Mehrfamilienhäuser – Geometrien und U-Werte

	Nummer	Bauperiode	BGF	Gebäude- hüllfläche	Fensterfläche			U-Wert				
					Süd	Nord	Ost/West	Boden	Decke	Außenwand	Fenster	
Mehrfamilienhaus	50	1890	1918	[m²]	[m²]	[m²]	[m²]	[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]	
	51			573	583	26.2	12.2	24.5	1.25	0.80	1.50	2.25
	52			573	583	26.2	12.2	24.5	1.25	0.60	0.90	1.71
	53			573	583	26.2	12.2	24.5	1.25	1.00	1.50	2.25
	54			573	583	26.2	12.2	24.5	1.19	0.90	1.35	1.58
	55	1919	1944	477	526	23.7	11.0	22.1	1.25	0.80	1.60	2.25
	56			477	526	23.7	11.0	22.1	1.25	0.80	1.60	1.71
	57			477	526	23.7	11.0	22.1	1.25	0.30	0.60	1.62
	58			477	526	23.7	11.0	22.1	1.25	1.00	1.60	2.25
	59			477	526	23.7	11.0	22.1	1.25	1.00	1.60	2.25
	60	1945	1960	477	526	23.7	11.0	22.1	1.19	0.90	1.44	1.58
	61			477	526	23.7	11.0	22.1	1.60	0.80	1.30	2.25
	62	1961	1970	477	526	23.7	11.0	22.1	1.60	0.30	0.60	1.62
	63			477	526	23.7	11.0	22.1	1.40	0.70	1.25	2.25
	64			477	526	23.7	11.0	22.1	1.40	0.70	0.60	1.53
	65	1971	1980	573	583	26.2	12.2	24.5	1.40	0.30	0.60	1.53
	66			573	583	26.2	12.2	24.5	1.10	0.45	1.00	2.07
	67			573	583	26.2	12.2	24.5	1.10	0.45	1.00	2.07
	68	1981	1990	573	583	26.2	12.2	24.5	1.40	0.30	0.60	1.53
	69			573	583	26.2	12.2	24.5	0.60	0.30	0.65	1.62
	70	1991	2000	573	583	26.2	12.2	24.5	0.60	0.30	0.65	1.62
	71	2001	2008	573	583	26.2	12.2	24.5	0.50	0.30	0.50	1.44
	72	2016	2020	573	583	26.2	12.2	24.5	0.40	0.22	0.45	1.35
	73	1890	1918	573	583	26.2	12.2	24.5	0.32	0.15	0.20	0.90
	74			1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.25	0.80	1.50	2.25
	75			1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.25	0.60	0.90	1.71
	76			1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.25	1.00	1.50	2.25
	77			1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.19	0.90	1.35	1.58
	78	1919	1944	1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.25	0.80	1.60	2.25
	79			1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.25	0.80	1.60	1.71
	80			1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.25	0.30	0.60	1.62
	81			1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.25	1.00	1.60	2.25
82	1406			1088	65.3	40.8	28.5	1.25	1.00	1.60	2.25	
83	1406			1088	65.3	40.8	28.5	1.19	0.90	1.44	1.58	
84	1945	1960	1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.60	0.80	1.30	2.25	
85			1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.60	0.30	0.60	1.62	
86	1961	1970	1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.40	0.70	1.25	2.25	
87			1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.40	0.70	0.60	1.53	
88			1406	1088	65.3	40.8	28.5	1.40	0.30	0.60	1.53	
89	1971	1980	1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.10	0.45	1.00	2.07	
90			1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.10	0.45	1.00	2.07	
91			1701	1222	73.3	45.8	32.1	1.40	0.30	0.60	1.53	
92	1981	1990	1701	1222	73.3	45.8	32.1	0.60	0.30	0.65	1.62	
93			1701	1222	73.3	45.8	32.1	0.60	0.30	0.65	1.62	
94	1991	2000	1701	1222	73.3	45.8	32.1	0.50	0.30	0.50	1.44	
95	2016	2020	1701	1222	73.3	45.8	32.1	0.32	0.15	0.20	0.90	
96	2001	2008	1406	1088	65.3	40.8	28.5	0.40	0.22	0.45	1.35	

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 10-5. Heizwärmebedarf, Warmwasserwärmebedarf und Verteil- und Speicherverluste als spezifischen und absolute Jahreswerte, Klima Kufstein (langjähriges Mittel 1980-2010), Gebäude 4-49

Kufstein								
#	BGF	HWB	HWB _{spez}	Verluste	Verluste _{spez}	Warmwasser- verbrauch	WWB	WWB _{spez}
	[m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[l/d]	[kWh/a]	[kWh/m²a]
Einfamilienhaus	04	201	39118	194.6	2865	14.3	115	1673
	05	129	32174	249.4	2722	21.1	154	2241
	06	129	20050	155.4	2347	18.2	192	2794
	07	129	33019	256.0	2718	21.1	115	1673
	08	129	29897	231.8	2713	21.0	154	2242
	09	136	33988	249.9	2717	20.0	192	2795
	10	136	31414	231.0	2710	19.9	115	1673
	11	136	14791	108.8	1992	14.6	154	2241
	12	136	34923	256.8	2709	19.9	192	2794
	13	136	34922	256.8	2729	20.1	115	1673
	14	136	31980	235.1	2718	20.0	154	2241
	15	144	30539	212.1	2721	18.9	192	2795
	16	144	16137	112.1	1983	13.8	115	1673
	17	154	29885	194.1	2629	17.1	154	2241
	18	154	18523	120.3	2059	13.4	192	2794
	19	154	16407	106.5	1899	12.3	115	1674
	20	165	25162	152.5	2413	14.6	154	2242
	21	165	25158	152.5	2390	14.5	192	2795
	22	165	16961	102.8	1945	11.8	115	1673
	23	165	14578	88.4	1753	10.6	154	2241
	24	165	14578	88.4	1739	10.5	192	2794
	25	165	11884	72.0	1562	9.5	115	1673
	26	165	10202	61.8	1411	8.6	154	2241
	27	165	4916	29.8	1234	7.5	154	2240
Doppelhaus	28	253	49083	194.0	2922	11.6	230	3347
	29	253	31659	125.1	2322	9.2	307	4470
	30	253	51143	202.1	2941	11.6	384	5596
	31	253	41875	165.5	2679	10.6	230	3348
	32	230	47006	204.4	2824	12.3	307	4470
	33	230	43939	191.0	2715	11.8	384	5596
	34	230	21360	92.9	1800	7.8	230	3349
	35	230	48921	212.7	2965	12.9	307	4470
	36	230	48922	212.7	2963	12.9	384	5596
	37	230	41135	178.8	2728	11.9	230	3348
	38	230	44290	192.6	2799	12.2	307	4470
	39	230	23549	102.4	1887	8.2	384	5596
	40	253	43618	172.4	2694	10.6	230	3348
	41	253	27879	110.2	1994	7.9	307	4470
	42	253	23703	93.7	1824	7.2	384	5597
	43	277	35910	129.6	2364	8.5	230	3348
	44	277	35909	129.6	2352	8.5	307	4470
	45	277	25151	90.8	1876	6.8	384	5596
	46	277	20735	74.9	1549	5.6	230	3350
	47	277	20732	74.8	1542	5.6	307	4471
	48	277	17081	61.7	1321	4.8	384	5597
	49	230	13085	56.9	1336	5.8	230	3348

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 10-6. Heizwärmebedarf, Warmwasserwärmebedarf und Verteil- und Speicherverluste als spezifischen und absolute Jahreswerte, Klima Kufstein (langjähriges Mittel, 1980-2010), Gebäude 50-104

Kufstein								
#	BGF	HWB	HWB _{spez}	Verluste	Verluste _{spez}	Warmwasser- verbrauch	WWB	WWB _{spez}
	[m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[l/d]	[kWh/a]	[kWh/m²a]
50	573	81678	142.5	2627	4.6	487	7095	12.4
51	573	51860	90.5	1877	3.3	650	9474	16.5
52	573	72905	127.2	2738	4.8	812	11835	20.7
53	573	69131	120.6	2370	4.1	487	7095	12.4
54	477	73213	153.5	2666	5.6	650	9473	19.9
55	477	67254	141.0	2561	5.4	812	11835	24.8
56	477	32469	68.1	1558	3.3	487	7095	14.9
57	477	75793	158.9	2678	5.6	650	9472	19.9
58	477	75790	158.9	2666	5.6	812	11835	24.8
59	477	62974	132.0	2490	5.2	487	7095	14.9
60	477	68004	142.6	2669	5.6	650	9473	19.9
61	477	35490	74.4	1656	3.5	812	11835	24.8
62	477	63577	133.3	2461	5.2	487	7095	14.9
63	477	38688	81.1	1786	3.7	650	9474	19.9
64	477	33574	70.4	1561	3.3	812	11835	24.8
65	573	57441	100.2	2119	3.7	487	7095	12.4
66	573	57440	100.2	2134	3.7	650	9473	16.5
67	573	38708	67.6	1590	2.8	812	11835	20.7
68	573	33289	58.1	1282	2.2	487	7095	12.4
69	573	33291	58.1	1311	2.3	650	9474	16.5
70	573	27371	47.8	1167	2.0	812	11835	20.7
71	573	23620	41.2	1141	2.0	487	7095	12.4
72	573	13163	23.0	1039	1.8	487	7094	12.4
73	1701	86425	50.8	1582	0.9	1497	21866	12.9
74	1701	109015	64.1	1384	0.8	1996	29090	17.1
75	1701	177182	104.2	2464	1.4	2496	36454	21.4
76	1701	144105	84.7	1938	1.1	1497	21866	12.9
77	1406	149957	106.7	2387	1.7	1996	29090	20.7
78	1406	137662	97.9	2133	1.5	2496	36455	25.9
79	1406	67992	48.4	980	0.7	1497	21867	15.6
80	1406	155710	110.7	2497	1.8	1996	29090	20.7
81	1406	155710	110.7	2505	1.8	2496	36455	25.9
82	1406	129315	92.0	2051	1.5	1497	21867	15.6
83	1406	141206	100.4	2367	1.7	1996	29090	20.7
84	1406	74704	53.1	1046	0.7	2496	36447	25.9
85	1406	131352	93.4	2096	1.5	1497	21866	15.6
86	1406	81977	58.3	1222	0.9	1996	29091	20.7
87	1406	70396	50.1	1010	0.7	2496	36440	25.9
88	1701	119969	70.5	1559	0.9	1497	21866	12.9
89	1701	119965	70.5	1523	0.9	1996	29090	17.1
90	1701	82344	48.4	968	0.6	2496	36450	21.4
91	1701	69882	41.1	780	0.5	1497	21866	12.9
92	1701	69882	41.1	780	0.5	1497	21866	12.9
93	1701	58035	34.1	710	0.4	2496	36449	21.4
94	1701	29091	17.1	420	0.2	2496	36417	21.4
95	1406	43103	30.7	731	0.5	1996	29090	20.7
99	2537	304925	120.2	4808	1.9	487	7094	2.8
100	2537	269446	106.2	3911	1.5	650	9471	3.7
101	2537	83751	33.0	465	0.2	812	11834	4.7
102	324	52815	163.0	2869	8.9	192	2794	8.6
103	324	45934	141.8	2594	8.0	115	1673	5.2
104	324	14642	45.2	1375	4.2	154	2241	6.9

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 10-7. Heizwärmebedarf, Warmwasserwärmebedarf und Verteil- und Speicherverluste als spezifischen und absolute Jahreswerte, Klima Kufstein 2030, Gebäude 04-49

Kufstein 2030

	#	BGF	HWB	HWB _{spez}	Verluste	Verluste _{spez}	Warmwasser- verbrauch	WWB	WWB _{spez}
		[m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[l/d]	[kWh/a]	[kWh/m²a]
Einfamilienhaus	04	201	36306	180.6	2873	14.3	115	1673	8.3
	05	129	29677	230.1	2715	21.0	154	2241	17.4
	06	129	18182	140.9	2341	18.1	192	2794	21.7
	07	129	30537	236.7	2725	21.1	115	1673	13.0
	08	129	27508	213.2	2718	21.1	154	2242	17.4
	09	136	31398	230.9	2695	19.8	192	2795	20.6
	10	136	29104	214.0	2720	20.0	115	1673	12.3
	11	136	13160	96.8	1976	14.5	154	2241	16.5
	12	136	32316	237.6	2722	20.0	192	2794	20.5
	13	136	32317	237.6	2731	20.1	115	1674	12.3
	14	136	29457	216.6	2705	19.9	154	2242	16.5
	15	144	28231	196.0	2695	18.7	192	2795	19.4
	16	144	14476	100.5	1975	13.7	115	1673	11.6
	17	154	27478	178.4	2634	17.1	154	2241	14.6
	18	154	16776	108.9	2055	13.3	192	2794	18.1
	19	154	14695	95.4	1902	12.4	115	1674	10.9
	20	165	22777	138.0	2393	14.5	154	2242	13.6
	21	165	22776	138.0	2392	14.5	192	2796	16.9
	22	165	15205	92.2	1931	11.7	115	1673	10.1
	23	165	12944	78.4	1750	10.6	154	2241	13.6
	24	165	12944	78.4	1732	10.5	192	2794	16.9
	25	165	10363	62.8	1545	9.4	115	1673	10.1
	26	165	8743	53.0	1393	8.4	154	2241	13.6
	27	165	3875	23.5	1209	7.3	154	2240	13.6
Doppelhaus	28	253	45461	179.7	2903	11.5	230	3348	13.2
	29	253	28914	114.3	2298	9.1	307	4470	17.7
	30	253	47486	187.7	2921	11.5	384	5596	22.1
	31	253	38805	153.4	2672	10.6	230	3348	13.2
	32	230	43508	189.2	2795	12.2	307	4470	19.4
	33	230	40835	177.5	2690	11.7	384	5596	24.3
	34	230	19130	83.2	1778	7.7	230	3350	14.6
	35	230	45389	197.3	2992	13.0	307	4470	19.4
	36	230	45391	197.4	2945	12.8	384	5596	24.3
	37	230	38102	165.7	2722	11.8	230	3348	14.6
	38	230	40941	178.0	2769	12.0	307	4470	19.4
	39	230	21205	92.2	1865	8.1	384	5597	24.3
	40	253	40149	158.7	2661	10.5	230	3348	13.2
	41	253	25368	100.3	1982	7.8	307	4470	17.7
	42	253	21328	84.3	1771	7.0	384	5597	22.1
	43	277	32627	117.8	2325	8.4	230	3348	12.1
	44	277	32628	117.8	2322	8.4	307	4470	16.1
	45	277	22685	81.9	1858	6.7	384	5596	20.2
	46	277	18508	66.8	1534	5.5	230	3350	12.1
	47	277	18507	66.8	1509	5.4	307	4470	16.1
	48	277	14981	54.1	1304	4.7	384	5598	20.2
	49	230	11196	48.7	1312	5.7	230	3348	14.6

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

Tabelle 10-8. Heizwärmebedarf, Warmwasserwärmebedarf und Verteil- und Speicherverluste als spezifischen und absolute Jahreswerte, Klima Kufstein 2030, Gebäude 50-104

Kufstein 2030

	#	BGF	HWB	HWB _{spez}	Verluste	Verluste _{spez}	Warmwasser- verbrauch	WWB	WWB _{spez}
		[m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[kWh/a]	[kWh/m²]	[l/d]	[kWh/a]	[kWh/m²a]
Mehrfamilienhaus	50	573	75142	131.1	2669	4.7	487	7094	12.4
	51	573	47161	82.3	1839	3.2	650	9474	16.5
	52	573	68688	119.9	2749	4.8	812	11835	20.7
	53	573	63646	111.1	2343	4.1	487	7095	12.4
	54	477	67272	141.0	2682	5.6	650	9473	19.9
	55	477	62017	130.0	2524	5.3	812	11835	24.8
	56	477	28952	60.7	1496	3.1	487	7095	14.9
	57	477	69826	146.4	2677	5.6	650	9472	19.9
	58	477	69817	146.4	2669	5.6	812	11835	24.8
	59	477	57961	121.5	2509	5.3	487	7095	14.9
	60	477	62376	130.8	2581	5.4	650	9472	19.9
	61	477	31791	66.6	1617	3.4	812	11835	24.8
	62	477	58018	121.6	2418	5.1	487	7095	14.9
	63	477	34963	73.3	1723	3.6	650	9474	19.9
	64	477	29968	62.8	1518	3.2	812	11835	24.8
	65	573	51885	90.5	2088	3.6	487	7095	12.4
	66	573	51875	90.5	2118	3.7	650	9473	16.5
	67	573	34670	60.5	1515	2.6	812	11835	20.7
	68	573	29428	51.4	1249	2.2	487	7095	12.4
	69	573	29427	51.4	1276	2.2	650	9475	16.5
	70	573	23718	41.4	1111	1.9	812	11835	20.7
	71	573	20093	35.1	1106	1.9	487	7095	12.4
	72	573	10603	18.5	983	1.7	487	7094	12.4
	73	1701	79735	46.9	1709	1.0	1497	21866	12.9
	74	1701	99793	58.7	1312	0.8	1996	29090	17.1
	75	1701	163927	96.4	2451	1.4	2496	36453	21.4
	76	1701	133254	78.3	1887	1.1	1497	21867	12.9
	77	1406	138100	98.2	2403	1.7	1996	29090	20.7
	78	1406	127342	90.6	2229	1.6	2496	36456	25.9
	79	1406	61017	43.4	878	0.6	1497	21867	15.6
	80	1406	143778	102.3	2531	1.8	1996	29090	20.7
	81	1406	143807	102.3	2489	1.8	2496	36456	25.9
	82	1406	119427	84.9	1980	1.4	1497	21866	15.6
	83	1406	129956	92.4	2246	1.6	1996	29090	20.7
	84	1406	67439	48.0	992	0.7	2496	36445	25.9
	85	1406	120367	85.6	2058	1.5	1497	21866	15.6
	86	1406	74544	53.0	1156	0.8	1996	29091	20.7
	87	1406	63291	45.0	919	0.7	2496	36450	25.9
	88	1701	108925	64.0	1455	0.9	1497	21867	12.9
	89	1701	108930	64.0	1492	0.9	1996	29090	17.1
	90	1701	74309	43.7	870	0.5	2496	36456	21.4
	91	1701	62025	36.5	651	0.4	1497	21866	12.9
	92	1701	62025	36.5	651	0.4	1497	21866	12.9
	93	1701	50475	29.7	578	0.3	2496	36442	21.4
	94	1701	23735	14.0	322	0.2	2496	36404	21.4
	95	1406	36806	26.2	650	0.5	1996	29090	20.7
NWC	99	2537	288054	113.5	4764	1.9	487	7094	2.8
	100	2537	254603	100.4	3824	1.5	650	9471	3.7
	101	2537	72985	28.8	443	0.2	812	11834	4.7
	102	324	49998	154.3	2845	8.8	192	2794	8.6
	103	324	43489	134.2	2614	8.1	115	1673	5.2
	104	324	13260	40.9	1349	4.2	154	2241	6.9

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

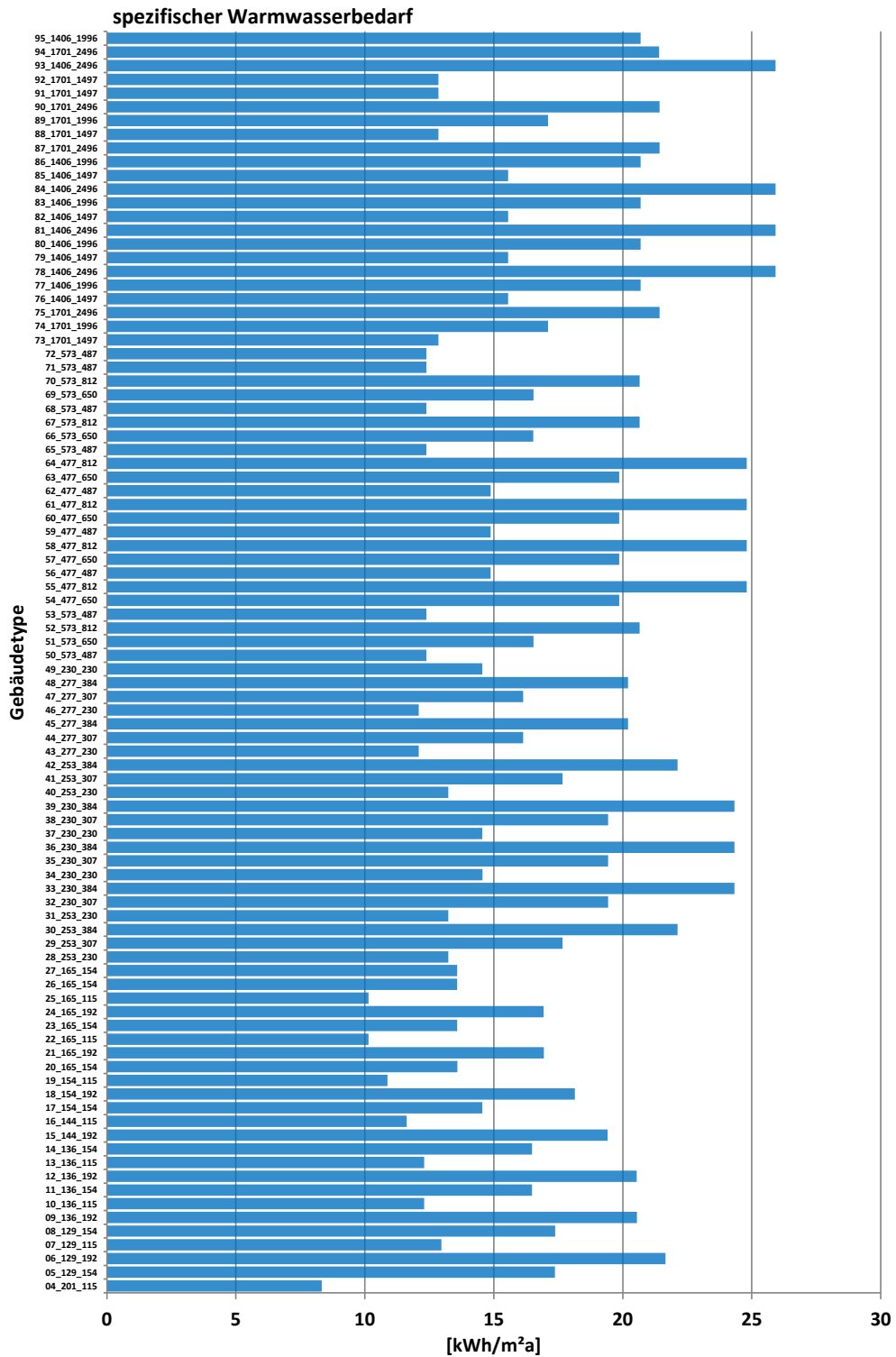


Abbildung 10-6. spezifischer Warmwasserbedarf der betrachteten Gebäudetypologie

10.7 Detailergebnisse zu solarem Deckungsgrad und spezifischem Kollektorsertrag

Solarer Deckungsgrad über Kollektorfläche

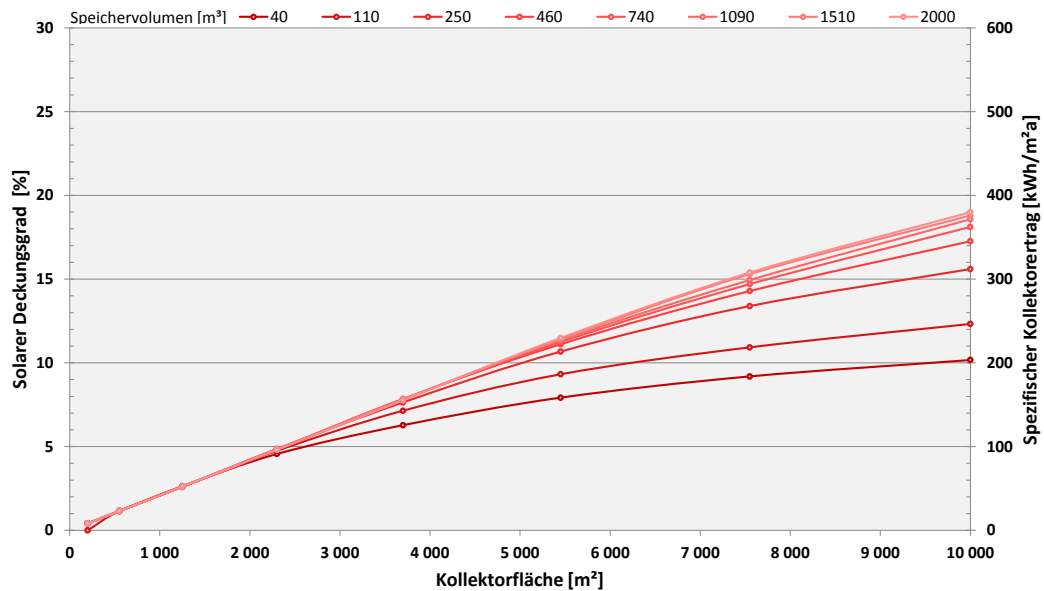


Abbildung 10-7. Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz)

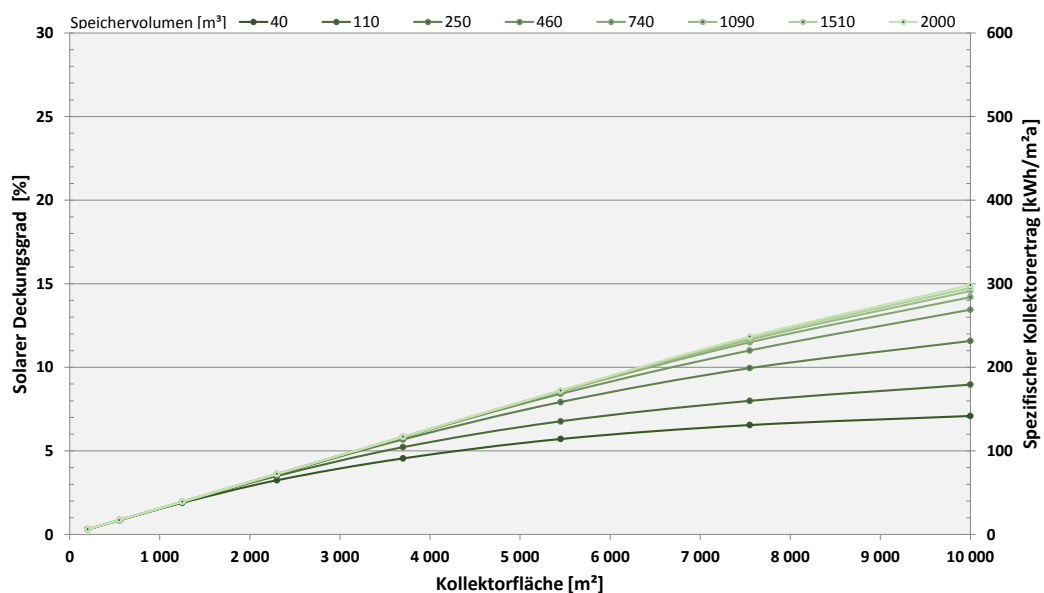


Abbildung 10-8. Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

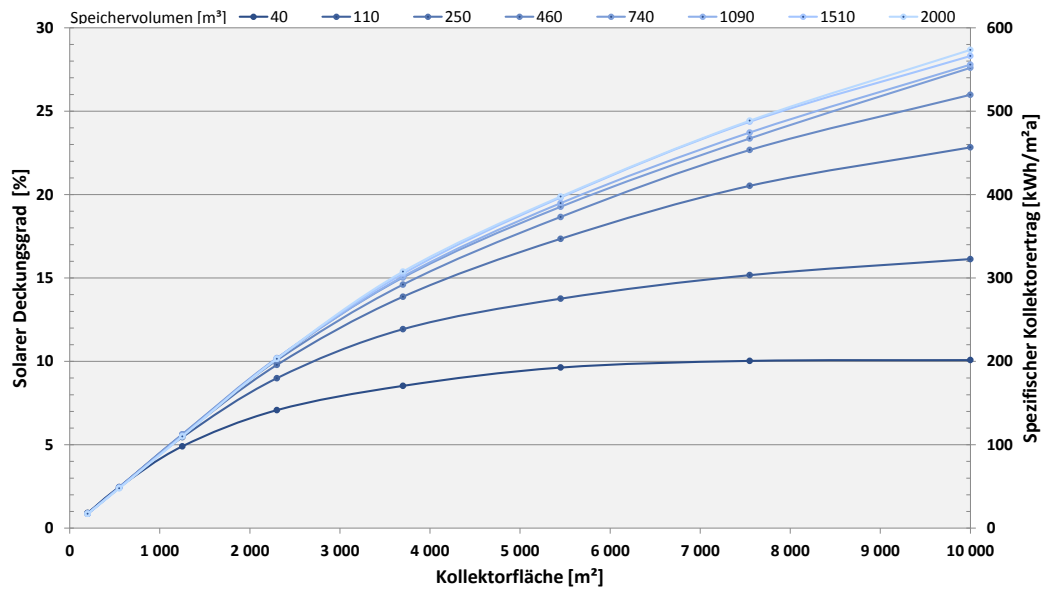


Abbildung 10-9. Solarer Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz)

Spezifischer Kollektorsertrag über Kollektorfläche

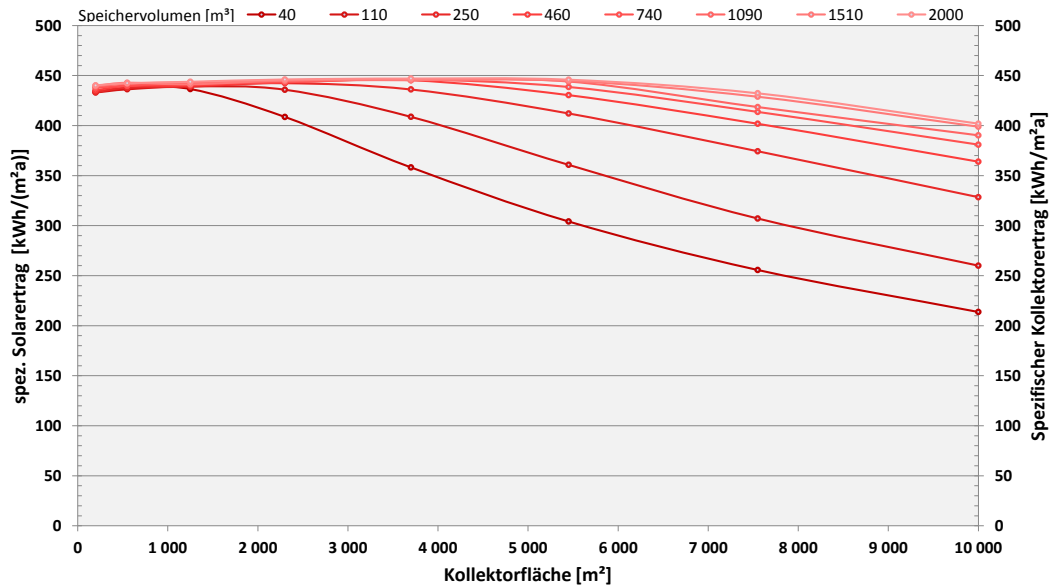


Abbildung 10-10. Spez. Kollektorsertrag in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (urbanes Subnetz)

Solargrids

Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise

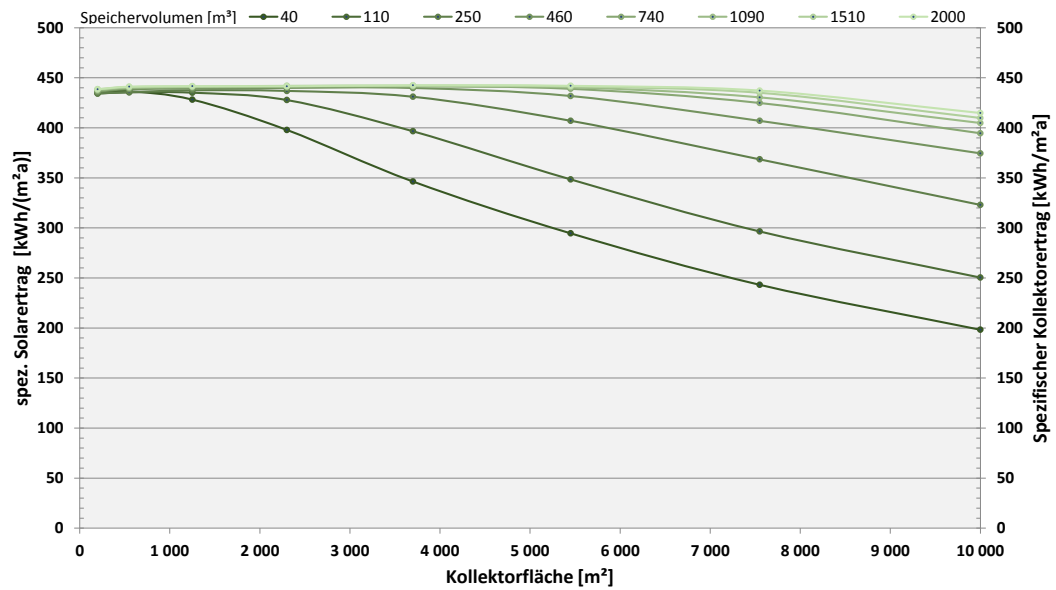


Abbildung 10-11. Spez. Kollektorsertrag in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (kleinstädtisches Netz)

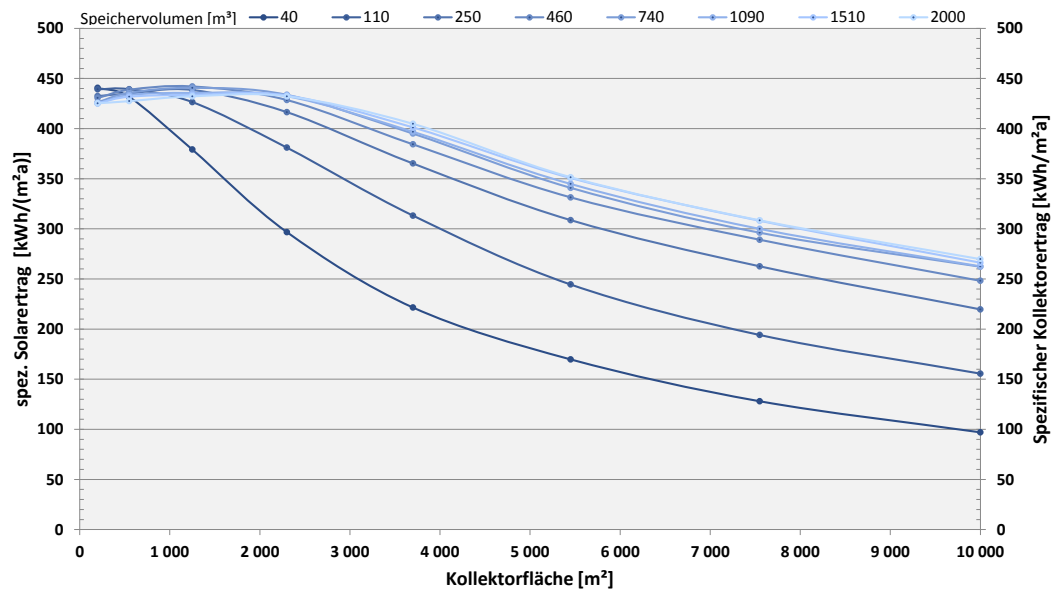


Abbildung 10-12. Spez. Kollektorsertrag in Abhängigkeit von Speichergröße und Solarfläche (ländliches Netz)

10.8 Auswertung der Grenzinvestitionskostenkurven für Wärmenetze in den Gemeinden der betrachteten ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“

Für die Gemeinden, in welchen die drei Wärmenetze, auf welchen die detaillierte technische Analyse aus Kapitel 4 und insbesondere 4.5 basiert, wurden im Folgenden die Kostenfunktionen getrennt ausgewiesen. Basis ist wiederum der Wärmebedarf sowie die spezifische Bebauungsdichte und deren berechnete Verteilungen der Gemeinden. Die Kenngrößen der verwendeten Daten sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 10-9. Gebäudebestand und des Energiebedarf in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“

Ausgewählte Gemeinde	„Ländliches Netz“	„Kleinstädtisches Netz“	„Urbanes Subnetz“
Einwohner (2008)	4060	9090	91260
Gebäudegeschoss-fläche (2008,tds.m²)	235	627	5780
Fläche Gemeinde (ha)	7600	1920	3240
Dauersiedlungsraum (ha)	1620	845	2410
Bebaute Fläche Variante Siedlungsdichte 1 250m-Raster (ha)	700	770	2300
Bebaute Fläche Variante Siedlungsdichte 2 (ha)	250	550	2300
Energiebedarf RW+WW 2008 (GWh)	52	134	970
Energiebedarf RW+WW, Fernwärmegeeignet 2008 (GWh) (Variante Siedlungsdichte 1 250m-Raster)	6	105	944
Energiebedarf RW+WW, Fernwärmegeeignet 2008 (GWh) (Variante Siedlungsdichte 2, kompakte Siedlungsflächen)	13	117	944

Die Verteilung des Bebauungsverhältnisses der Flächen, welche für Fernwärme als prinzipiell geeignet ausgewertet wurden zeigt die nachfolgende Darstellung.

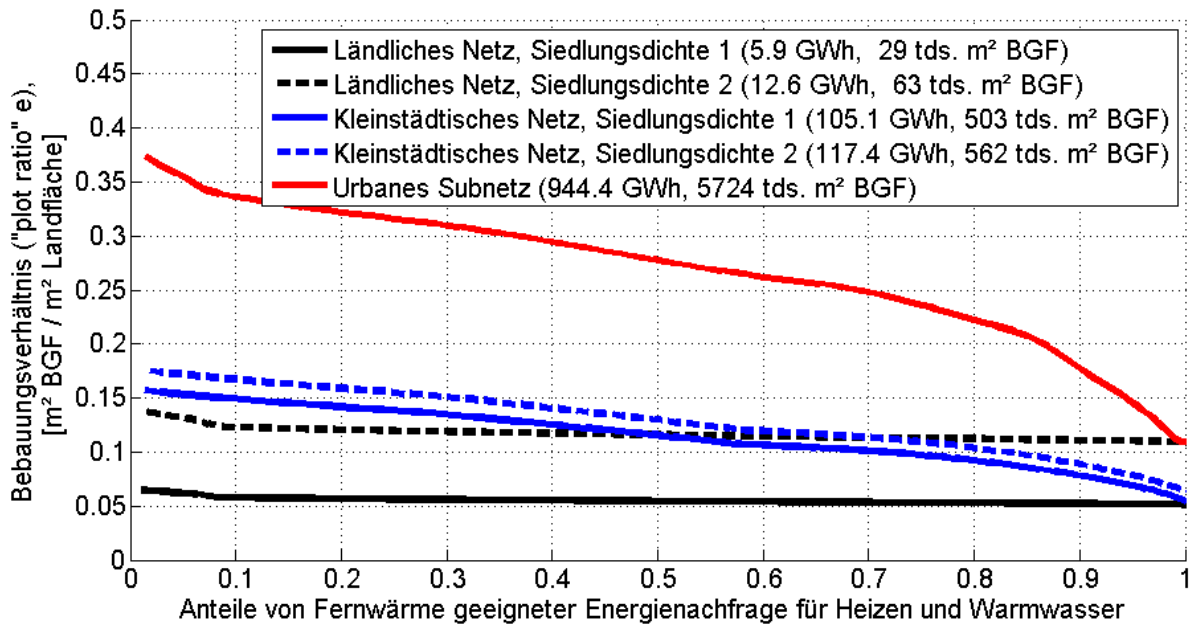


Abbildung 10-13. Bebauungsverhältnis der Fernwärme geeigneter Gebiete in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“.

Der damit einhergehende Trassenbedarf je versorgter Landfläche liegt im Bereich zwischen 10 und 14 km/km².

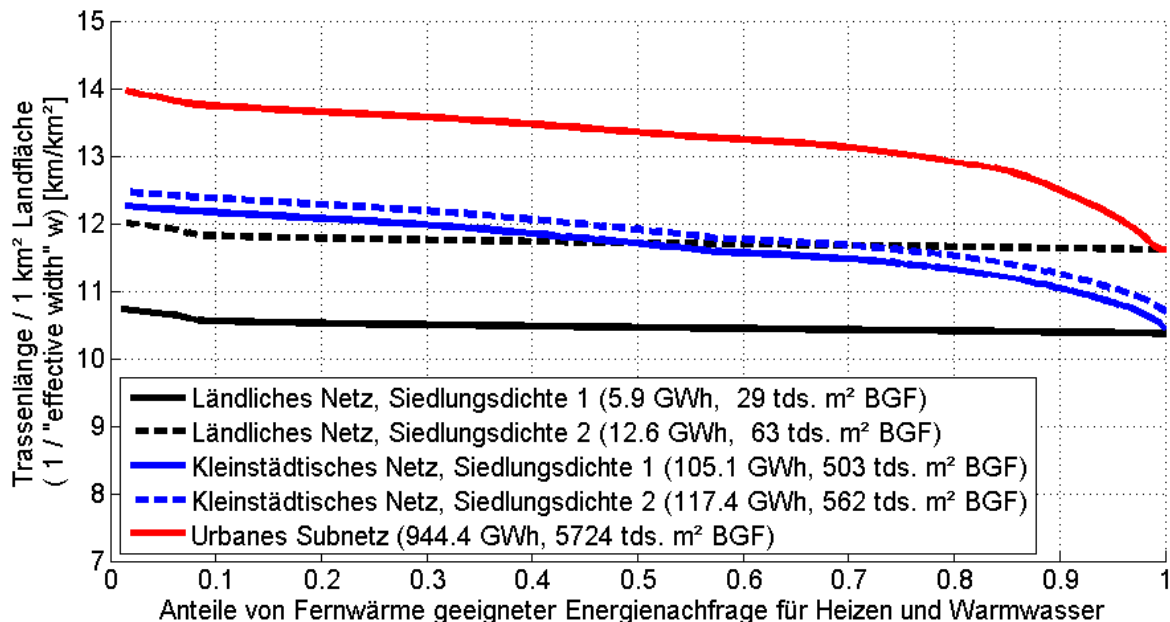


Abbildung 10-14. Trassenbedarf pro versorgter Landfläche der Fernwärme geeigneten in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“.

In weiterer Folge ergeben sich für diese Gemeinden, bei Anwendung eines Annuitätenfaktors von 0,1 sowie eines Wärmerückganges um 40 % gegenüber dem Niveau 2008 bis 2050 wärmespezifische Investitionskosten in Bereich von etwa 9 bis 24 €/MWh.

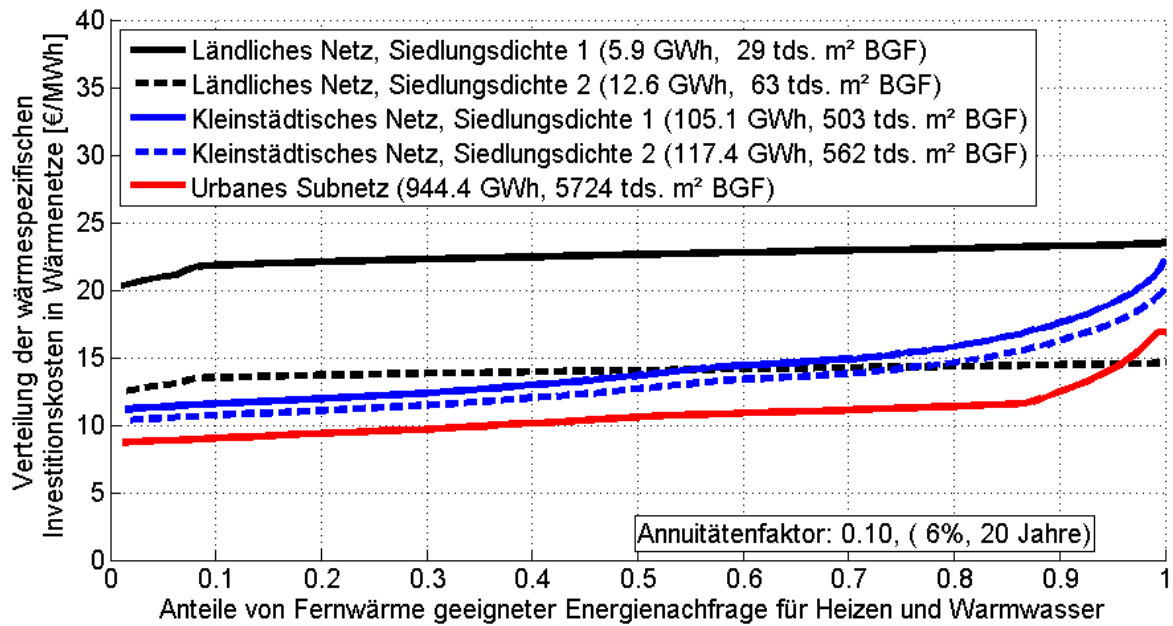


Abbildung 10-15. Verteilung der wärmespezifischen Investitionskosten für Wärmenetze in den Fernwärme geeigneten Gebiete in den Gemeinden der ausgewählten Netztypen: „Urbanes Subnetz“, „Kleinstädtisches Netz“ und „Ländliches Netz“.

11 Kontaktdaten

Projektleiter: Andreas Müller

Technische Universität Wien

Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group

Gußhausstraße 370/3, 1040 Wien

Tel: 0043 1 58801 370362

mueller@eeg.tuwien.ac.at

eeg.tuwien.ac.at/solargrids

Kooperationspartner:

Franz Mauthner

AEE INTEC

Richard Heimrath

TU-Graz/IWT

Christian Halmdienst

Fa. Pink (Subauftragnehmer))