

IEA Solares Heizen und Kühlen Task 52 Solarthermie und Energieökonomie im urbanen Umfeld

Arbeitsperiode 2014 - 2018

F. Mauthner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

2/2019

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe
unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

IEA Solares Heizen und Kühlen

Task 52

Solarthermie und Energie-
ökonomie im urbanen Umfeld

Arbeitsperiode 2014 - 2018

Dipl.-Ing. Franz Mauthner
AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Dipl.-Ing. Marcus Hummel
TU Wien – Energy Economics Group (EEG)

Gleisdorf und Wien, September 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms

IEA FORSCHUNGS
KOOPERATION

des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage www.nachhaltigwirtschaften.at gewährleistet wird.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Abstract	5
1. Einleitung.....	7
2. Hintergrundinformation zum Projektinhalt	8
2.1. Darstellung des Kooperationsprojektes	8
3. Ergebnisse des Projektes	10
3.1. Subtask A - Energiesystemanalysen und Szenarien	10
3.2. Subtask B - Methoden, Tools und Case Studies	23
3.3. Subtask C - Statusanalyse und Demonstratoren	26
4. Vernetzung und Ergebnistransfer	43
5. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	43
6. Verzeichnisse	46
6.1. Link zur Task-Website.....	46
6.2. Auflistung von Publikationen des Task (chronologisch).....	46
6.3. Literaturverzeichnis zum vorliegenden Endbericht	47
6.4. Abbildungsverzeichnis	48
6.5. Tabellenverzeichnis	49
7. Anhang.....	50
7.1. Charakteristische Kennzahlen solarthermischer Anwendungen	50
7.2. Best-practice Erhebung Salzburg-Lehen.....	54

Kurzfassung

Mit der zunehmenden politischen Verpflichtung den Wärmesektor zu dekarbonisieren – wie sie zuletzt 2016 mit der Ratifizierung des Pariser Klimaschutzübereinkommens¹ erneuert worden ist – stellt sich die Frage, ob sich dieses Ziel mit den verfügbaren erneuerbaren Ressourcen und den gegenwärtigen Technologieoptionen überhaupt erreichen lässt und wenn ja, welcher Maßnahmen-Mix die größten (volkswirtschaftlichen) Vorteile birgt.

Im Rahmen des IEA „*Solar Heating and Cooling*“ Task 52: *Solar Heat & Energy Economics in Urban Environments* wurde diese Fragestellung aufgegriffen und erstmals mit Fokus auf Solarthermie ganzheitlich untersucht. Konkret war es das Ziel zu beurteilen, welchen Beitrag Solarthermie zur Wärmewende im Gebäudesektor in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem der Zukunft leisten kann. Die Beantwortung dieser Forschungsfragestellung basiert methodisch auf der systemischen Analyse aller Elemente der Energiewandlung und -nutzung unter Einbeziehung aller Verbrauchssektoren – private Haushalte, Verkehr, Industrie und Gewerbe – sowie aller Energieträger.

Im Projekt wurde das techno-ökonomische Potenzial von Solarwärme für vier europäische Länder - Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich - evaluiert. Die landesweiten Energiesysteme wurden hierfür in Energiesystemmodellen nachgebildet und gegen das Referenzjahr 2010 kalibriert. Für die Untersuchungen kamen zwei in der Wissenschaft etablierte Rechenmodelle zum Einsatz - das Energiesystemmodell *EnergyPLAN* der dänischen Universität Aalborg (AAU) für die Länder Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich sowie das Regenerative Energien (Optimierungs-)Modell *REMod-D* des deutschen Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) für Szenarioanalysen des deutschen Energiesystems.

Auf Basis von Annahmen zur zukünftigen Nachfrageentwicklung, der Berücksichtigung vorhandener Energieeffizienz- sowie erneuerbarer Energiepotenziale und der möglichen Kostenentwicklung von verfügbaren Technologieoptionen wurden Szenarien für unterschiedlich ambitionierte CO₂ Reduktionen in 2050 definiert und die Rolle der Solarthermie in einem entsprechenden Energiesystem analysiert. Als wesentlicher Input für die Energiesystemmodelle wurden im Rahmen des Tasks techno-ökonomische Parameter für unterschiedliche solarthermische Anwendungen sowie Kostenkurven für die Sanierung von Gebäuden in Grundlagenstudien erarbeitet und in die Ländermodelle implementiert. Zur Beantwortung der Forschungsfragestellung nach der Rolle der Solarthermie in einem erneuerbaren Energiesystem der Zukunft wurden unterschiedliche solare Deckungsanteile an der Niedertemperatur-Wärmeversorgung in den Modellen nachgebildet und die Auswirkungen auf den Energiesektor nach energetischen (Primärenergie), ökologischen (CO₂-Emissionen) sowie ökonomischen (sozio-ökonomische Gesamtkosten) Gesichtspunkten bewertet.

Die Ergebnisse dieser Energiesystemanalyse sind für die analysierten Länder in vielerlei Hinsicht sehr aufschlussreich: Neben der Fragestellung bezüglich Solarthermie wurde für Österreich beispielsweise festgestellt, dass ein sozio-ökonomisches Kostenoptimum für Sanierungsmaßnahmen im Gebäudesektor im Bereich von etwa 40% liegt. Das heißt, bis etwa 40 % Reduktion des gesamten Heizwärmebedarfs bis 2050 (gegenüber 2010) sind Sanierungsmaßnahmen und somit die Einsparung von Energie kosteneffizient, ab dann dürfte die kWh Einsparung teurer werden als deren Bereitstellung aus erneuerbaren Quellen. Darüber hinaus wurde auch ein technisch-wirtschaftliches

¹ Beschluss (EU) 2016/1841 des Rates vom 5. Oktober 2016 über den Abschluss des im Rahmen des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen geschlossenen Übereinkommens von Paris im Namen der Europäischen Union, [Link](#)

Optimum für den Fernwärmeausbau ermittelt, welches für Österreich 2050 bei etwa 40 % des Niedertemperatur-Wärmebedarfs liegt (gegenüber derzeit 25 %) (FGW, 2017) [Lit 16]. Das technische Potenzial für Solarthermie in Österreich 2050 wird je nach Szenario mit 2-7 TWh / Jahr bzw. 4-12% Anteil am Wärmemarkt beziffert, wobei die Potenziale mit ansteigendem Anteil konkurrierender erneuerbarer Energietechnologien abnehmen. Dieses Potenzial entspricht einer Kollektorfläche von 4-20 Mio. m². Zum Vergleich, heute sind bereits über 5 Mio. m² in Betrieb. Die Ergebnisse für die weiteren Länder weisen eine ähnliche Größenordnung in Bezug auf die solare Deckung am gesamten Wärmemarkt im Jahr 2050 aus: Deutschland: 15-60 TWh / Jahr bzw. 3-11% Deckung, Italien: 8-24 TWh / Jahr oder 2-10% Deckung, Dänemark: 2-5 TWh / Jahr oder 3-10% Deckung.

Zusammenfassung

Überlegungen und konkrete Planungen zur Transformation unseres Energiesystems machen es erforderlich, dass die Potenziale von Einzeltechnologien und Energieeffizienzmaßnahmen in einem ganzheitlichen Kontext (Sektor-übergreifend, Energieträger-übergreifend) untersucht werden. Im Rahmen des IEA SHC Task 52 wurden unter dieser Prämisse und mittels Energiesystemanalyse erstmals konkrete und belastbare Erkenntnisse für die Rolle der Solarthermie in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem der Zukunft in Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich abgeleitet:

- Das Design des Energiesystems ist entscheidend für die Integration von Solarthermie.
- Szenarien zeigen, dass das techno-ökonomische Potenzial für Solarwärme im Bereich von 3-12 % des zukünftigen Wärmemarktes liegt.
- Je nach gewähltem Ansatz zur Ermittlung des techno-ökonomischen Potenzials kann die Installation von Solarthermie zu höheren sozioökonomischen Kosten für das Energiesystem führen (z. B.: wenn durch Solarthermie die Nutzung günstigerer Alternativen wie beispielsweise industrieller Abwärme oder Wärme aus dem Betrieb von Wärmepumpen mittels erneuerbarem Überschussstrom substituiert wird).
- Solarthermie kann insbesondere den Druck auf knappe erneuerbare Ressourcen wie Biomasse verringern.
- In einem erneuerbaren Energiesystem der Zukunft konkurriert Solarthermie nur mit anderen erneuerbaren Wärmeversorgungsoptionen. Vorteile von heute (CO₂-Reduktion, Einsparung fossiler Energieträger) sind in einem solchen Energiesystem keine Argumente mehr für den Einsatz von Solarthermie.
- Eine vollständige Energiesystemperspektive ist erforderlich, um die zukünftige Rolle von Solarthermie zu analysieren - einschließlich Sektorkopplung mit Transport und Industrie.
- Da der Wärmebedarf in städtischen Umgebungen bestehen bleiben und sogar steigen wird, müssen Lösungen zum Einsatz von Solarthermie an diese spezifische Situation angepasst werden (begrenzter Raum, mittlere bis hohe Dichte des Wärmebedarfs). Smarte Wärmenetze sind eine der vielversprechenden Lösungen.

Abstract

Due to the increasing awareness that governments must take more responsibility for decarbonisation in the heating sector, confirmed once again in the 2016 Paris Agreement², the question arises whether this target can even be reached with the available renewable resources and current technologies. If so, which combination of measures would bring the greatest socio-economic advantages.

In the framework of the *IEA „Solar Heating and Cooling“ Task 52: Solar Heat & Energy Economics in Urban Environments*, this question arose and for the first time solar thermal heat was the key focus. The target was to analyze to which degree solar thermal heat can play a role in a predominantly renewable energy system of the future. The answer to this research question is based in method on systemic analysis of all elements of energy conversion und usage involving all consumption sectors – private households, traffic, industry and businesses – as well as all energy sources.

In this project the techno-economic potential of solar thermal heat was evaluated for four European countries: Denmark, Germany, Italy and Austria. The countries' energy systems were reproduced/simulated by computer based energy system models and compared to the reference year 2010. Two well-known scientific calculation models were used – the energy system model *EnergyPLAN* of the Danish University of Aalborg (AAU) for Denmark, Germany, Italy and Austria as well as the optimization model *REMod-D* of the German Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE) for the analysis of scenarios in the German energy system.

Based on assumptions concerning future demand, taking into account the present potential of energy efficiency as well as renewable energy and the possible development of costs of available technological options, various ambitious CO₂ reduction scenarios for the year 2050 were defined and the role of solar thermal heat in a corresponding energy system was analyzed. For this task techno-economic parameters for various solar thermal applications as well as cost curves for the renovation of buildings were an important input for the energy system model. These were developed in baseline studies and then implemented into the countries' models. In order to assess the role of solar thermal heat in a future renewable energy system, scenarios with varying solar energy fractions of the low-temperature heat supply in the models were reconstructed and the effects on the energy sector in terms of the energetic (primary energy), ecological (CO₂ emissions) as well as economic (overall socio-economic costs) aspects were evaluated.

The results of these energy system analyses were extremely revealing for the countries involved. Besides the question concerning the role of solar thermal heat in future energy systems it was seen that in Austria, for example, a socio-economic cost-optimum of building renovation measures would probably be approximately 40%. In other words, energy-savings of up to 40% reduction in the total building heating demand in 2050 (compared to 2010) is cost-effective if building renovation is applied. From then on, the kWh savings would become more expensive than its supply from renewable sources. Furthermore, a techno-economic optimum was determined for the expansion of district heating, which for Austria would be about 40% of the low-temperature heat demand in 2050 (whereas at the moment it is around 25 %). The technical potential of solar thermal heat in the model Austria 2050 is estimated to be 2-7 TWh/year, or a 4-12% fraction of the low-temperature demand, depending on each scenario. The potential would fall with an increase in competing

² Council Decision (EU) 2016/1841 of 5 October 2016 on the conclusion, on behalf of the European Union, of the Paris Agreement adopted under the United Nations Framework Convention on Climate Change, [Link](#)

renewable energy technologies. This potential corresponds to a solar thermal collector area of 4-20 million m² in comparison to 5 million m² in operation today. The results for the other countries were on the same scale with respect to solar coverage on the whole low-temperature heat supply market in the year 2050: Germany: 15-60 TWh / year or 3-11% coverage, Italy: 8-24 TWh /year or 2-10% coverage, Denmark: 2-5 TWh / year or 3-10% coverage.

Summary

The intention to transform our energy system make it necessary to assess the potential of individual technologies and measures to increase energy efficiency in a comprehensive context (involving all sectors and energy sources). For the first time, in the framework of IEA SHC Task 52, conclusive and reliable insights could be derived concerning the role of solar thermal heat in a predominantly renewable energy system of the future applying energy system analyses for the country energy systems of Denmark, Germany, Italy and Austria:

- The design of an energy system is decisive for the integration of solar thermal systems.
- Scenarios show that techno-economic potential for solar heat will have about 3-12% of the share in the future heat supply market.
- Depending on the chosen future energy scenario, the installation of additional solar thermal capacity may lead to higher socio-economic costs for the entire energy system (e.g. when solar thermal heat replaces other renewable but cheaper alternatives such as industrial waste heat or heat from heat pumps driven by excess renewable electricity).
- Solar thermal heat can reduce the pressure on limited renewable resources such as biomass.
- In a renewable energy system solar thermal heat competes only with other renewable heat supply options. Today's advantages (CO₂ reduction, saving fossil fuels) are no longer an argument for the use of solar thermal energy in such energy systems.
- An overall comprehensive perspective is necessary to analyze the future role of solar thermal energy – including the transport and industry sectors.
- Due to the already high and constant increase in heat demand in urban areas, solutions using solar thermal heat must be adjusted to these new situations (limited space, medium to high density of heat demand). Smart heat networks are a promising future solution in this respect.

1. Einleitung

In den letzten Jahren haben sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Solarthermie mehrfach verändert. Technologische Weiterentwicklungen, signifikante Kostenreduktionen und nicht zuletzt energiepolitische Lenkungsmaßnahmen haben dazu beigetragen, dass andere erneuerbare Technologien ein stärkeres Marktwachstum zeigten als Solarthermie. Insbesondere im Stromsektor konnten vergleichsweise hohe Zuwachsraten bei Windenergie und Photovoltaik erzielt werden. Auch im erneuerbaren Wärmesektor zeigen andere Technologien, allen voran die Wärmepumpe, stark positive Wachstumstrends wohingegen der Markt für Solarthermie seit mehreren Jahren rückläufig ist (Biermayr, 2017) [Lit 1]. Insgesamt ist der Fokus im politischen Diskurs in Österreich und europaweit nach wie vor sehr stark auf den Stromsektor gerichtet bzw. auch auf die Energieeffizienz von Gebäuden. Dabei wird häufig übersehen, dass der Wärmesektor für einen signifikanten Anteil des Energiebedarfs verantwortlich zeichnet (rund 51% des gesamten Endenergiebedarfs in der EU entfallen auf Heizen und Kühlen, 52% davon werden für die Raumheizung von Gebäuden inkl. Brauchwarmwassererwärmung verwendet) und dieser gegenwärtig überwiegend (> 75%) mittels fossiler Brennstoffe bereitgestellt wird (Fleitler, 2016) [Lit 17].

Die Motivation des Projektes vor diesem Hintergrund ist es, die aktuelle energiewirtschaftliche Situation der Solarthermie eingehend zu untersuchen und die mögliche Rolle dieser Technologie in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem der Zukunft in einem ganzheitlichen Energiesystem-Kontext zu analysieren. Der Fokus der Betrachtungen liegt aufgrund des globalen Trends zur Urbanisierung bei der Transformation städtischer Energiesysteme unter Berücksichtigung knapper erneuerbarer Ressourcen sowie von (sozio-ökonomischen) Kosten. Eine Rolle für Solarthermie wird hierbei schwerpunktmäßig für den thermischen Energiebedarf im Gebäudesektor in Betracht gezogen. Der thermische Energiebedarf im Industriesektor hingegen wird in den unterschiedlichen Szenarien aus anderen erneuerbaren Quellen gedeckt. Im Fokus der Untersuchungen stehen vier Länder - Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich - für die Erkenntnisse hinsichtlich der potentiellen technischen Anwendungsfelder, der Marktdurchdringung sowie der energetischen, sozio-ökonomischen und ökologischen Auswirkungen von Solarthermie in Abhängigkeit der Entwicklung der jeweiligen Energiesysteme abgeleitet werden sollen.

Aus wissenschaftlicher Sicht zeichnet sich das Projekt dadurch aus, dass Solarthermie erstmals als einzelne erneuerbare Technologieoption in einer ganzheitlichen Energiesystembetrachtung eingehend untersucht wird. Neben dem Innovationsgehalt ist die wissenschaftliche Qualität der Bearbeitung dieser Forschungsfragestellung durch die Partizipation renommierter Forschungspartner im Bereich Energiesystemanalyse (federführend Aalborg Universität sowie u.a. Fraunhofer ISE, TU Wien - EEG) sowie Solarthermie (federführend AEE INTEC sowie u.a. Fraunhofer ISE, PlanEnergi) gewährleistet. Neben der eigentlichen Durchführung der Energiesystemanalysen wurden im Rahmen des Tasks techno-ökonomische Parameter für unterschiedliche solarthermische Anwendungen [Lit 2] sowie Kostenkurven für die Sanierung von Gebäuden [Lit 3] in Grundlagenstudien erarbeitet und in die Ländermodelle implementiert.

2. Hintergrundinformation zum Projektinhalt

2.1. Darstellung des Kooperationsprojektes

Im Rahmen des IEA SHC Task 52 werden zukunftsfähige, integrierte Energiesysteme für den urbanen Raum ganzheitlich analysiert, um so belastbare und quantifizierbare Aussagen hinsichtlich der zukünftigen Rolle von Solarthermie in der städtischen Wärmeversorgung abzuleiten. Konkretes Ziel ist es, Planungs- und Entscheidungshilfen für Stadtplaner und Energieversorger zu schaffen sowie die Thematik an Stakeholder im Bereich Energiepolitik heranzutragen. Darüber hinaus werden *Best-practice* Beispiele für die Integration von solarthermischen Anlagen in städtische Energiesysteme eingehend untersucht, dokumentiert und verbreitet.

Die Inhalte des Tasks werden von einer Expertenrunde aus Dänemark, Deutschland, Österreich, Portugal, Schweden und der Schweiz bearbeitet, mit AEE - Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC) und der Energy Economics Group der technischen Universität Wien (TU Wien - EEG) als Vertreter aus Österreich. Die Gesamtkoordination obliegt dem deutschen Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE).



2.1.1. Task-Untergliederung

Entsprechend dem Arbeitsplan der internationalen Forschungskooperation untergliedert sich die Task in folgende Subtasks:

- Subtask A: *Energy Scenarios*
 - Lead: Aalborg University, Denmark
- Subtask B: *Methodologies, Tools and Case Studies for Urban Energy Concepts*
 - Lead: Sorane SA, Switzerland
- Subtask C: *Technology and Demonstrators*
 - Lead: AEE INTEC, Austria

2.1.2. Arbeitsinhalte, Methoden und Projektziele

In **Subtask A** wird die Forschungsfragestellung nach der Rolle der Solarthermie in einem erneuerbaren Energiesystem der Zukunft in einer ganzheitlichen, integrativen Sichtweise behandelt. Der konkrete Untersuchungsgegenstand umfasst die Analyse von Solarwärme für vier europäische Länder (Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich) unter Anwendung der Energiesystemmodelle *EnergyPLAN* und *REMod-D*. Die jeweiligen Energiesysteme werden unter Einbeziehung aller Verbrauchssektoren (private Haushalte, Verkehr, Industrie und Gewerbe) und der Energieträger in den Rechenmodellen nachgebildet und gegen das Referenzjahr 2010 kalibriert. In einer Vielzahl von Zukunftsszenarien werden in Folge die technischen Potentiale von Solarthermie

ermittelt sowie die ökologischen und sozioökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher solarer Deckungsanteile auf das Gesamt-Energiesystem mittels Sensitivitätsanalysen untersucht.

In **Subtask B** werden die Möglichkeiten und Potentiale für den Einsatz von Solarthermie in urbanen Regionen verstärkt aus planerischer Sicht betrachtet. Die Zielsetzung besteht darin, bestehende Planungsansätze und Tools zu erheben und methodische Herangehensweisen aufzuzeigen, die es ermöglichen, Einsatzfelder sowie technische Restriktionen für Solarthermie im Kontext urbaner Energiesysteme zu ermitteln bzw. zu bewerten. Im Gegensatz zum überregionalen Ansatz, der im Subtask A verfolgt wird, fokussiert Subtask B auf kleinere räumliche Einheiten (Stadtteile, Stadtquartiere, Städte).

In **Subtask C** erfolgt eine Statusanalyse solarthermischer Anwendungen mit Fokus auf den Einsatz in urbanen Energiesystemen. Konkret wird basierend auf Daten von einer signifikanten Stichprobe (n=46) an realisierten Anlagen in Dänemark, Deutschland und Österreich eine technische Kategorisierung nach Anwendungsgebieten sowie eine umfassende techno-ökonomische Kennzahlen-Analyse durchgeführt. Neun ausgewählte *Best-practice* Beispiele werden darüber hinaus eingehend hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Parameter, zugrunde liegender Finanzierungs- und Geschäftsmodelle sowie den Lerneffekten und Erfahrungswerten aus Planung, Umsetzung und Betrieb untersucht, öffentlichkeitswirksam aufbereitet und dokumentiert.

2.1.3. Aufgabenstellung des Österreichischen Teilprojektes in der IEA SHC Task 52

Die beiden österreichischen Vertreter im Projekt waren in dem Task jeweils mit aktiven und essentiellen Rollen betraut: AEE INTEC war für die Leitung und federführende inhaltliche Bearbeitung von Subtask C verantwortlich. TU Wien – EEG lieferte essentielle Beiträge zur Charakterisierung des Gebäudesektors für die Modellierung der Energiesysteme in Subtask A.

Als Highlight wurden im Rahmen des Projektes in federführender österreichischer Bearbeitung techno-ökonomische Parameter für unterschiedliche solarthermische Anwendungen sowie Kostenkurven für die Sanierung von Gebäuden (Hummel, 2018) [Lit 3] in Grundlagenstudien erarbeitet und in die Energiesystemmodelle der Länder implementiert. Der Status quo von solarthermischen Anwendungen in städtischen Energieversorgungssystemen wurde erhoben, eingehend untersucht, charakterisiert und dokumentiert. Als wesentliches Ergebnis aus der Task liegen umfassende techno-ökonomische Kennzahlen für solare Anlagenkonzepte zur Anwendung in der Energiesystemanalyse sowie in der Umsetzungsplanung vor (Mauthner, 2016) [Lit 2]. Weiters wurden neun *Best-practice* Beispiele für die Integration von solarthermischen Anlagen in städtische Energiesysteme eingehend analysiert und wesentliche Erkenntnisse zu Finanzierung, Planung, Umsetzung und Betrieb dokumentiert (Mauthner, 2017) [Lit 4] und verbreitet.

3. Ergebnisse des Projektes

3.1. Subtask A - Energiesystemanalysen und Szenarien

3.1.1. Aufgabenstellung und Ziele

Ziel von Subtask A ist die Analyse der Rolle von Solarthermie in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem der Zukunft. Ein zentraler Punkt ist hierbei die Berücksichtigung der Interaktionen zwischen dem Wärme-, dem Strom- und dem Transportsektor. Konkreter Untersuchungsgegenstand ist die technisch-wirtschaftliche Konkurrenz zwischen Solarthermie und anderen Optionen für eine nachhaltige Wärmebereitstellung der Zukunft wie z.B. Überschusswärme aus Kraft-Wärme-Kopplung, Wärme aus Wärmepumpen, welche mit Überschussstrom aus Photovoltaik oder Wind betrieben werden, oder auch die Nutzung industrieller Abwärme sowie die Nutzung von Biomasse. Unter Berücksichtigung intersektoraler Zusammenhänge wird die zukünftige Rolle der Solarthermie in einem nationalen Energiesystem-Kontext mittels Modellierung und Szenarioanalyse mit Zeithorizont 2050 ganzheitlich bewertet.

Subtask A untergliedert sich in die folgenden Teilaufgaben:

- A1: Identifikation relevanter Solarthermiekonzepte und Erstellung von Energiesystemmodellen (*Identification of relevant solar thermal concepts and establishing energy system models for enabling energy system analysis of key solar thermal concepts*)
- A2: Erarbeitung unterschiedlicher Szenarien des Energiesystems ausgewählter Länder bis 2050 mit dem Fokus auf der Analyse der Rolle der Solarthermie (*Development of energy system scenarios for selected countries focusing on the analysis of the role of solar thermal with a time horizon of 2050*)
- A3: Analyse der Rolle von verschiedenen Solarthermiekonzepten in zukünftigen Energiesystemen inklusive einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich Kostenentwicklungen, Systemintegration und Klimawandel (*Analyses of the role of solar thermal concepts in future energy systems including sensitivity analyses regarding cost developments, national and international system integration and the influence of climate change*)

3.1.2. Methodik und Ergebnisse Teilaufgabe A1 (*Identification of solar thermal concepts and establishing energy system models*)

Zentrales Ziel der Arbeiten im Rahmen der Teilaufgabe A1 ist die Sektor- und Energieträger-übergreifende Modellierung der Energiesysteme für die untersuchten Länder Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich. Dies beinhaltet zum einen die Diskussion und Festlegung der verwendeten Methoden, zum anderen die Anpassung bzw. Erstellung der Rechenmodelle zur Beantwortung der konkreten Forschungsfragestellung nach der Rolle der Solarthermie in einem erneuerbaren Energiesystem der Zukunft. Wesentliche Inputdaten zur Parametrisierung der nationalen Energiesystemmodelle wurden im Rahmen des Tasks mit federführender Beteiligung der österreichischen Kooperationspartner erarbeitet und in die Energiesystem-Rechenmodelle *EnergyPLAN*³ und *ReMod-D*⁴ implementiert.

³ Weitere Informationen siehe auch www.energyplan.eu

⁴ Weitere Informationen siehe auch [Link](#)

Die Input Parameter zur Kategorisierung und technisch-wirtschaftliche Charakterisierung von Solarthermiekonzepten wurden im Rahmen des Tasks (Subtask C) in federführender Bearbeitung durch AEE INTEC basierend auf einer umfassenden Kennzahlenanalyse realisierter Anlagen erhoben und bereitgestellt (siehe Kapitel 3.3). TU Wien, EEG entwickelte im Rahmen des Tasks ein Modul zum bestehenden Modell Invert/EE-Lab⁵, mit welchem unterschiedliche Arten von Kostenpotenzialkurven für Renovierungsmaßnahmen im Gebäudebestand für die untersuchten Länder berechnet werden können (Dokumentation nachfolgend).

- **Zusammenfassung Teilaufgabe A1 (Identification of solar thermal concepts and establishing energy system models)**

Solarthermiekonzepte

Basis für die Konzeptualisierung von solarthermischen Anwendungen in urbanen Versorgungsgebieten war eine umfassende Bestandserhebung von realisierten Anlagen im Rahmen der Arbeiten in der Subtask C durch AEE INTEC (Kapitel 3.3). Als Datengrundlage wurden insgesamt 46 bestehende Anlagen aus Österreich, Dänemark und Deutschland untersucht und ausgewertet. Zur Kategorisierung wurden die untersuchten Solarsysteme grob in „Systeme zur Wärmelieferung an Einzelobjekte“ und in „Systeme zur Wärmelieferung an Wärmenetze“ unterschieden und in sieben Untergruppen unterteilt. Weitere essentielle Unterscheidungsmerkmale betreffen die Art der Montage (dachmontiert oder Freilandaufstellung) sowie die Charakteristik der Wärmespeicherung (ohne zusätzlichen Speicher, mit Tages- bzw. Kurzzeitspeicher, mit saisonalem bzw. Langzeitspeicher). Als Ergebnis liegen für die definierten Kategorien technische und wirtschaftliche Kennzahlen sowie Kostenkurven für den Status quo vor sowie Abschätzungen basierend auf Lernkurven zur Kosten- und Wirkungsgradentwicklung der Technologie bis 2050.

Für die Energiesystemanalysen in Subtask A wurden jeweils für ausgewählte Solarthermiekonzepte techno-ökonomische Kennzahlen in die Rechenmodelle *EnergyPLAN* und *REMod-D* implementiert: Im Modell *EnergyPLAN* wird zwischen solaren Kombisystemen zur Bereitstellung von Raumwärme und Brauchwarmwasser im Ein- und Mehrfamilienhausbereich, solar unterstützten Mikronetzen zur Versorgung von Gebäudeverbänden (dachmontierte Kollektorfelder) sowie solar unterstützten Fernwärmenetzen (bodenmontierte Kollektorfelder) unterschieden. Saisonale Wärmespeicherung wird nur in Verbindung mit solar unterstützten Fernwärmenetzen als Option berücksichtigt. Im Modell *REMod-D* erfolgt eine Anpassung der Kategorisierung, die der Architektur des Rechenmodells geschuldet ist. Es wird unterschieden zwischen thermischen Solarkollektoren auf Einzelgebäuden, solar unterstützter Fernwärmeversorgung mit zentralem Kollektorfeld (bodenmontiert) sowie zentralem Wärmespeicher, solar unterstützte Fernwärmeversorgung mit verteilten Kollektoren (dachmontiert) und zentralen Wärmespeicher, sowie solar unterstützte Fernwärmeversorgung mit verteilten Kollektoren (dachmontiert) und verteilten Wärmespeichern in den Gebäuden. Saisonale Wärmespeicherung wird nicht berücksichtigt.

Kostenkurven für Energieeinsparungen durch Renovierungsmaßnahmen am Gebäudebestand

Um die Größenordnung eines kosteneffizienten Beitrags von Renovierungen an bestehenden Gebäuden gegenüber der Deckung des Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen in einem nahezu vollständig CO₂-neutralen Energiesystem besser abschätzen zu können, wurden im Rahmen dieses Tasks Kostenpotenzialkurven für Energieeinsparungen durch Renovierungen an der Gebäudehülle für die untersuchten Länder Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich erarbeitet. Dabei wurde das

⁵ Weitere Informationen siehe auch www.invert.at

von der TU Wien über die letzten 10 Jahre entwickelte Simulationsmodell Invert/EE-Lab eingesetzt und weiterentwickelt. Invert/EE-Lab ist ein Modell zur Simulation von energierelevanten Investitionsentscheidungen im Gebäudebestand. Es basiert dabei auf einer (möglichst) detaillierten Abbildung des Gebäudebestandes eines Landes / einer Region anhand von Referenzgebäuden, und simuliert dann Zeitpunkt sowie Ergebnis einzelner Entscheidungen in diesen Referenzgebäuden in Abhängigkeit unterschiedlichster Rahmenbedingungen wie Investitionskosten, Energieträgerpreisen, politischer Maßnahmen oder klimatischer Veränderungen. Weiterführende Informationen zum Modell Invert/EE-Lab finden sich unter www.invert.at sowie in (Müller, 2015) [Lit 6].

Für die Berechnung der Kostenkurven im Rahmen des Tasks wurde das Modell um ein Modul erweitert, mit welchem für jedes Referenzgebäude bis zu 10 verschiedene Renovierungspakete und darauf aufbauend die marginale Auswirkung auf Kosten sowie Energieeinsparung berechnet werden können. Somit können für jedes Referenzgebäude eines Landes eine Vielzahl unterschiedlicher Sanierungsintensitäten simuliert und deren technische und wirtschaftliche Implikationen dargestellt werden. Die Neuheit der im Rahmen dieses Tasks erarbeiteten Kostenpotenzialkurven für Renovierungsmaßnahmen an Gebäuden basiert dabei auf zwei Aspekten: zum einen werden detaillierte Gebäudebestandsdaten für die untersuchten Länder verwendet, welche im Rahmen von zahlreichen Projekten in den vergangenen Jahren gesammelt wurden. Hierbei handelt es sich v.a. um Daten hinsichtlich der Nutzungsart, der thermischen Eigenschaften relevanter Bauteile, des Alters sowie des aktuellen Renovierungszustandes der Bestandsgebäude. Diese werden auf Basis sogenannter Referenzgebäude dargestellt. Für die untersuchten Länder sind im Modell dabei zwischen 330 und 1370 derartiger Referenzgebäude implementiert. Zum anderen basiert das Novum der entwickelten Kostenkurven auf der Analyse einer großen Anzahl möglicher Sanierungszustände /-intensitäten für jedes dieser Referenzgebäude eines Landes. Um dies zu ermöglichen wurden technische und wirtschaftliche Daten zu einer Vielzahl an Renovierungsmaßnahmen mit unterschiedlicher Intensität in Gebäuden in den untersuchten Ländern miteinander verglichen und daraus Kostenfunktionen für derartige Renovierungsmaßnahmen in unterschiedlichen Ländern entwickelt. Primäre Informationsquellen sind hier die Erhebungen zu durchgeführten Renovierungsmaßnahmen an deutschen Gebäuden von (BMVBS, 2012) [Lit 7] sowie die Datensammlungen zu Renovierungskosten im Rahmen von (ENTRANZE, 2014) [Lit 8]. Diese beiden Aspekte zusammen ermöglichen die Berechnung äußerst detaillierter Kostenpotenzialkurven. Dadurch kann zum einen ein kostenminimales Niveau an Renovierungsmaßnahmen im Zusammenspiel mit den Kosten und Potenzialen erneuerbarer Wärmebereitstellung besser abgeschätzt werden, zum anderen können dadurch auch Aussagen getroffen werden, welche Gebäude eines Landes auf welchen Zustand renoviert werden sollten, um die Kosten im Gesamtsystem zu minimieren.

Die finalen Kostenkurven resultieren dann aus einer Hochrechnung der Kosten und Einsparungen für die zahlreichen Sanierungsmaßnahmen an den Referenzgebäuden auf den Gesamtbestand der Länder inklusive einer Abschätzung welcher Anteil der derzeit bestehenden Gebäude in 2050 noch existieren wird. Wie bei allen Kostenpotenzialkurven erfolgt eine Reihung der verschiedenen Renovierungsmaßnahmen von den günstigsten Optionen hin zu den teuersten. Für eine detaillierte Darstellung der Methodik zur Berechnung der Kostenkurven sei auf den Ergebnisbericht der Arbeiten zu den Kostenpotenzialkurven im Rahmen dieses Tasks verwiesen (Hummel, 2018) [Lit 3].

Die folgende Abbildung 1 zeigt die resultierenden durchschnittlichen Sanierungskosten aller durchzuführenden Sanierungsprojekte, um den Heizwärmebedarf im Jahr 2050 auf unterschiedliche Niveaus zu reduzieren. Die Kosten werden hier als Zusatzkosten gegenüber reinen

Instandhaltungsmaßnahmen dargestellt, die zu keiner Reduktion des Heizwärmebedarfs führen. Die relative Einsparung bezieht sich auf den derzeitigen Heizwärmebedarf der bestehenden Gebäude, welche voraussichtlich in 2050 noch existieren plus den Heizenergiebedarf des zu erwartenden Neubaus entsprechend den derzeitigen Baustandards ⁶.

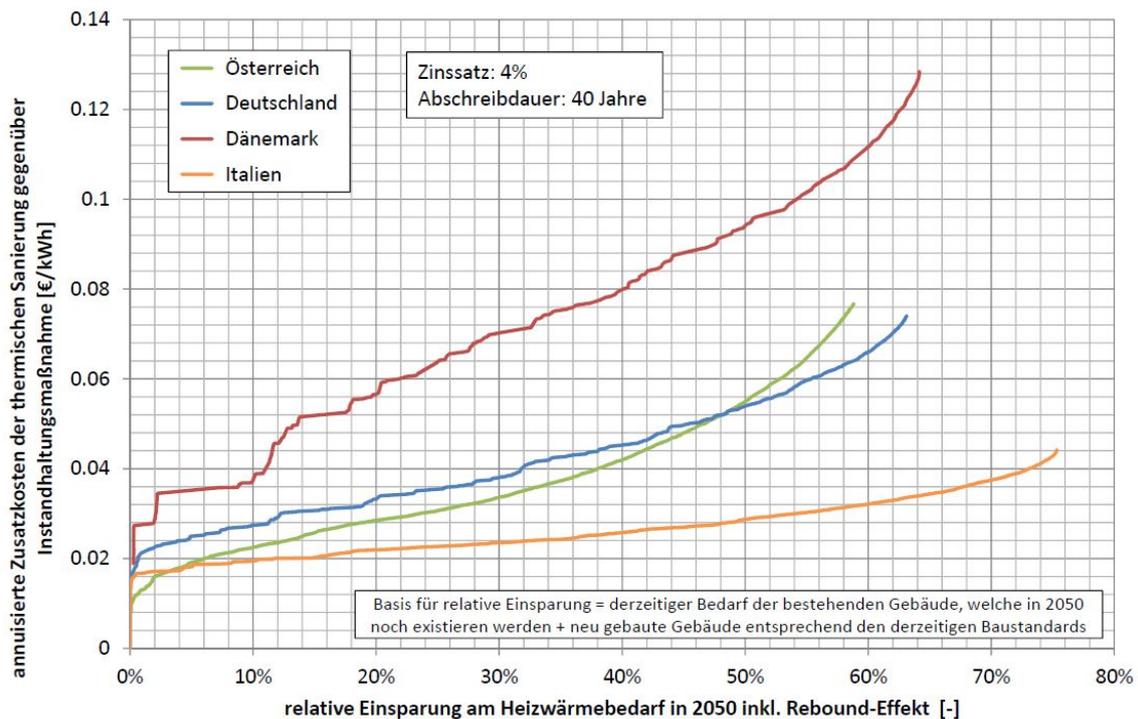


Abbildung 1: Durchschnittliche Zusatzkosten thermischer Sanierung gegenüber Instandhaltungsmaßnahmen aller durchgeführten Sanierungsprojekte um den Heizwärmebedarf auf verschiedene Niveaus in 2050 zu reduzieren (Hummel 2018)

Die Unterschiede in den Einsparungskosten der betrachteten Länder ergeben sich vorwiegend dadurch, dass einerseits die Lohn- und Materialkosten deutlich differieren, zum anderen sind auch die absolut erzielbaren Einsparungen je Gebäude unterschiedlich. Diese werden in erster Linie durch den derzeitigen Sanierungszustand, die klimatischen Bedingungen und die nationalen Definitionen der Renovierungsstandards beeinflusst. Hohe Einsparpotenziale zusammen mit günstigen Lohn- und Materialkosten führen in Italien zu geringen Einsparkosten. In Dänemark ist der Anteil sanierter Gebäude und deren thermische Qualität zwar deutlich niedriger als in Österreich und Deutschland, das gemäßigte Klima und das hohe Lohn- und Materialkostenniveau führen hier aber zu deutlich höheren Einsparungskosten. In Österreich und Deutschland liegen die Einsparungskosten wie zu erwarten zwischen den Niveaus in Italien und Dänemark. Die Unterschiede in den Kosten zwischen Österreich und Deutschland ergeben sich im Wesentlichen durch die verschiedenen Ausprägungen der Standardsanierungen in den beiden Ländern, welche als Basis für die Definition der relativen Einsparungsziele je Maßnahme verwendet wurden.

⁶ *Erläuterung:* Um den Heizwärmebedarf beispielsweise um 30% zu reduzieren und dies bei möglichst geringen Kosten, müssen in manchen Gebäuden Renovierungen durchgeführt werden, welche ambitionierter sind als eine Standardsanierung, in manchen Gebäuden müssen Sanierungen durchgeführt werden, welche weniger ambitioniert sind als eine Standardsanierung, in manchen Gebäuden müssen Renovierungen entsprechend der Standardsanierung durchgeführt werden und in manchen Gebäuden überhaupt keine Sanierungen. Die Gesamtkosten all dieser Sanierungen, um den Heizwärmebedarf möglichst kostengünstig um 30% zu senken werden zusammengezählt und durch die gesamten Einsparungen dividiert.

Die Analysen ergaben weiters die folgenden zentralen Einflussfaktoren auf die Kosten von Energiesparmaßnahmen durch Renovierungen in Gebäuden: 1) Ein hoher Anteil an Fensterflächen erhöht maßgeblich die Kosten der Energieeinsparung durch Renovierungen. Dies ergibt sich daraus, dass die Investition je eingesparter kWh für Fensterflächen etwa dreimal so hoch sind wie dies für opake Flächen der Fall ist. 2) Ein höherer Anteil an Außenflächen erhöht die Investitionskosten, dadurch ergibt sich, dass höhere Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisse auch zu höheren Kosten für die gleichen Energieeinsparungen führen. 3) Renovierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle sind kosteneffizienter an Orten mit höheren Heizwärmebedarfen. Dies ergibt sich dadurch, dass die gleiche Maßnahme, wie beispielsweise das Aufbringen einer 15 cm starken Dämmschicht auf die Außenwand, zu geringeren Einsparungen an wärmeren Orten oder an bereits gedämmten Gebäuden führt, aber grundsätzlich zu den gleichen oder ähnlichen Kosten führt. 4) Die Zusatzkosten für Energieeinsparungen durch Renovierungsmaßnahmen sind signifikant davon abhängig, welche Referenzmaßnahme für deren Berechnung herangezogen wird. In Studien werden häufig die Kosten von Standardsanierungen herangezogen. Hierbei handelt es sich um Sanierungsmaßnahmen, so wie sie als Mindeststandard in den nationalen Bauordnungen angegeben sind. In dieser Studie werden die Kosten einer Instandhaltungsmaßnahme als Referenzmaßnahme herangezogen. Unter einer Instandhaltungsmaßnahme ist dabei eine Maßnahme zu verstehen, die die Lebensdauer der Gebäudehülle verlängert, aber keinen Einfluss auf die thermischen Eigenschaften der Gebäudehülle hat. Dies ist bei einem Vergleich von Kostenpotenzialkurven stets zu berücksichtigen.

3.1.3. Methodik und Ergebnisse Teilaufgabe A2 (energy scenarios) und A3 (sensitivity analyses)

Aufbauend auf den methodischen Festlegungen zur Durchführung der Energiesystemanalysen sowie der neu geschaffenen Datengrundlagen zu Solarthermie bzw. zur Gebäudesanierung (Teilaufgabe A1) werden die Energiesysteme der untersuchten Länder unter Berücksichtigung aller Energiesektoren (Wärme/Kälte, Strom, Mobilität) in Modellierungswerkzeugen nachgebildet und gegen das Referenzjahr 2010 kalibriert (Teilaufgabe A2). Auf Basis von Annahmen zur zukünftigen Bedarfsentwicklung, der Berücksichtigung vorhandener erneuerbarer Energiepotenziale und der möglichen Entwicklung von Investitionskosten für die verschiedenen Technologien werden mögliche Energiesysteme für das Jahr 2050 konstruiert bzw. errechnet, mit welchen CO₂ Einsparungen bis nahezu 100% erreicht werden können. Für diese Systeme wird dann die Rolle der Solarthermie mittels Sensitivitätsanalysen analysiert (Teilaufgabe A3).

Im Rahmen der Teilaufgaben 2 und 3 von Subtask A wurden von TU Wien, EEG Daten zum Energiesystem in Österreich im Jahr 2010 sowie zu Potenzialen der verschiedenen erneuerbaren Energien sowie Abwärme und Fernwärme für die Verwendung im EnergyPLAN-Modell erarbeitet und an die Universität Aalborg (AAU) weitergegeben. Die berechneten Kostenpotenzialkurven von TU Wien, EEG wurden zur Erstellung der Energiesystemmodelle 2050 eingesetzt mit dem Ziel eine wirtschaftlich möglichst optimale Balance zwischen Energieeinsparung und Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen zu identifizieren. Des Weiteren wurden die Ergebnisberichte der Berechnungen der AAU mit Schwerpunkt auf Österreich gegengelesen und kommentiert. Gemeinsame Schlussfolgerungen aus allen Modellrechnungen wurden abgeleitet und diskutiert.

- Zusammenfassung A2 (energy scenarios) und A3 (sensitivity analyses)

Um die Zukunftspotentiale der Solarthermie abzuschätzen, wurden mit zwei unterschiedlichen Rechenmodellen zur ganzheitlichen Analyse und Optimierung von Energiesystemen (das dänische Modell *EnergyPLAN* sowie das deutsche Modell *ReMod-D*) zahlreiche Szenarien entwickelt und

Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In beiden Methoden / Modelle sind dabei alle relevanten Bedarfssektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr) integriert und die Interaktion von Bedarf und Bereitstellung innerhalb und zwischen den Sektoren ist abgebildet. Die Modelle unterscheiden sich dabei in ihrem methodischen Ansatz - *EnergyPLAN* zielt auf die Kostenoptimierung des Betriebs (Einsatzoptimierung) für ein bestimmtes Szenario an Rahmenbedingungen und gewählten Technologie-Kapazitäten ab, während das zweite Modell *ReMod-D* auf die Struktur- und Einsatzoptimierung mit einem bestimmten Leistungsauftrag abzielt, d.h. die Kapazitäten und der Einsatz dieser Kapazitäten zur Deckung eines vorgegeben Energiedienstleistungsbedarfs wird optimiert. Das Ziel der entwickelten Szenarien besteht dabei nicht darin zu beschreiben, wie die Zukunft aussehen wird, sondern vielmehr darin zu ergründen und zu quantifizieren, welche Wechselwirkungen zwischen den Technologien und Energiequellen vorwiegend relevant werden bei vorgegebenen CO₂ Einsparungszielen sowie bei der Prämisse minimaler Gesamtsystemkosten. Hierbei konnten wichtige Einflussfaktoren auf die Randbedingungen für den Einsatz von Solarthermie identifiziert werden.

Im Folgenden werden die Methodik der eingesetzten Modelle *EnergyPLAN* und *ReMod-D* kurz dargestellt sowie die berechneten Szenarien beschrieben. Darauf folgt die Ableitung von gemeinsamen Schlussfolgerungen auf Basis der Berechnungen mit den beiden Modellen.

Einführung in das Modell *EnergyPLAN* und Darstellung der berechneten Szenarien

Bei *EnergyPLAN* handelt es sich um ein Modell zur Einsatzoptimierung verschiedener Energieumwandlungs- und Speichertechnologien auf stündlicher Basis. Das Modell optimiert hierbei den Einsatz der zur Verfügung stehenden Kapazitäten so, dass auf ein Jahr gesehen die laufenden Kosten minimiert werden. Die Bedarfe nach Nutzenergie sowie die Kapazitäten der einzelnen Technologieoptionen in den unterschiedlichen Sektoren werden dabei vorgegeben. Die Berechnung ergibt für jede Stunde des Jahres den kostenoptimalen (= minimale sozio-ökonomische Energiegestehungskosten) Einsatz aller verfügbaren bzw. definierten Energieumwandlungs- und Speichertechnologien zur Deckung des Energiebedarfs. Zur realitätsgetreuen Nachbildung technischer Charakteristika bestehender Energiesysteme sowie zur Durchführung von Sensitivitätsanalysen können im Modell Prioritäten auch manuell vergeben werden - beispielsweise zur Festlegung der Technologieoptionen, die prioritär zur Grundlastversorgung zum Einsatz kommen (z.B.: Laufwasserkraftwerke, Müllverbrennung) oder auch die instantane, vorrangige Nutzung (d.h. Verbrauch, Umwandlung oder Speicherung) von Energie aus fluktuierenden Erneuerbaren Energietechnologien wie Wind, PV oder eben Solarthermie. *EnergyPLAN* wurde von der dänischen Universität Aalborg entwickelt und wird seit vielen Jahren in richtungsweisenden nationalen und internationalen (z.B.: Heat Roadmap Europe) Forschungsprojekten eingesetzt. Die folgende Abbildung 2 gibt einen Überblick über Berechnungsabläufe, die implementierten Technologieoptionen und Ausgabeparameter des Modells.

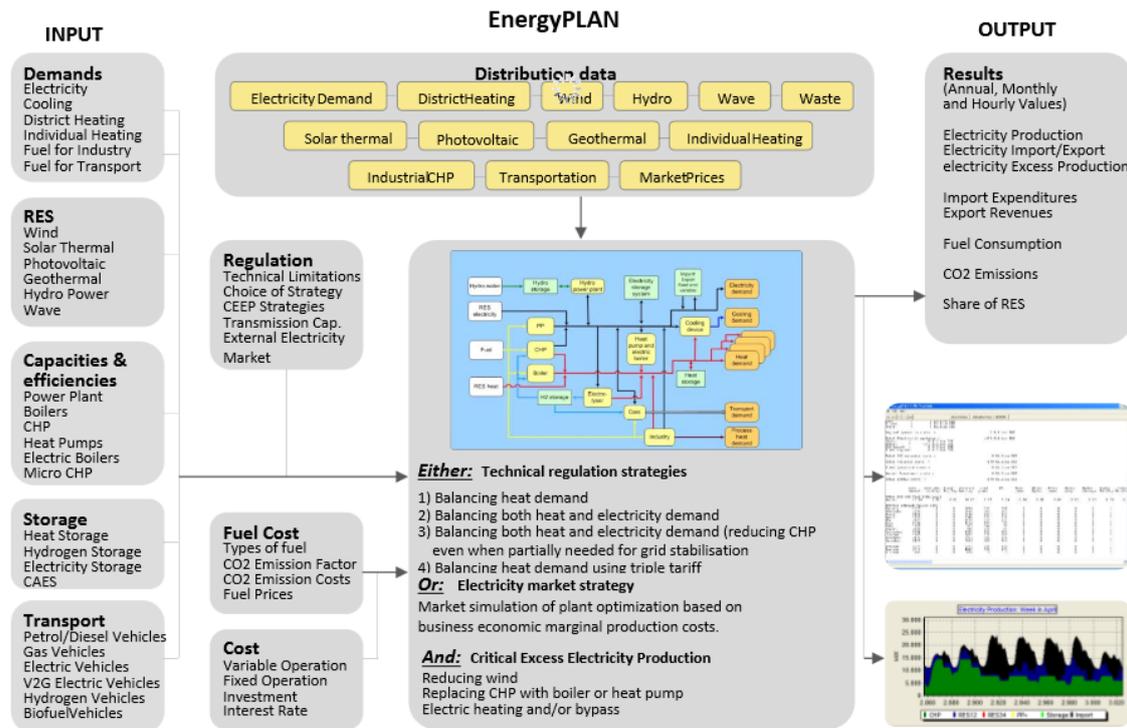


Abbildung 2: Berechnungsablauf, Technologieoptionen und Ausgabeparameter des Modells EnergyPLAN (AAU 2009 www.energyplan.eu)

Im Rahmen des Tasks wurden zunächst für die untersuchten Länder Deutschland, Österreich, Italien und Dänemark Modelle des Zustandes der Energiesysteme dieser Länder im Referenzjahr 2010 in *EnergyPLAN* erstellt. Die mit Hilfe der nationalen Energiebilanzen kalibrierten Modelle wurden dann in einem zweiten Schritt unter Annahme von Business-As-Usual (BAU) Entwicklungen entsprechend den offiziellen Szenarien der EU-Kommission (PRIMES, 2014) [Lit 9] für das Jahr 2050 angepasst (BAU 2050). In weiterer Folge wurden die BAU 2050 Modelle dann schrittweise umgestellt um einen hohen Anteil erneuerbarer Energie im Gesamtsystem abzubilden. Der erste Schritt dabei war die Reduktion des Raumwärmebedarfs auf ein Niveau welches die Gesamtkosten des Systems reduzieren würde. Hier wurden die von der TU Wien entwickelten Kostenpotenzialkurven eingesetzt. Für Österreich ergab die Berechnung ein Minimum der Systemgesamtkosten bei einer Einsparung von 40% Raumwärme gegenüber einem theoretischen BAU Niveau in 2050, wobei die jährlichen Gesamtkosten, also die Summe aller auftretenden Kosten zur Erhaltung des Systems, von 42.1 Mrd. € auf 40.7 Mrd. € gesenkt werden konnten. In weiteren Schritten wurden der Reihe nach folgende weitere Systemumstellungen betrachtet:

- Ausbau von Fernwärme,
- Umstellung von fossil-befeuerten Gebäude-Heizungssystemen auf erneuerbare Energieträger (v.a. Biomasse und Solarthermie) und Strom (für Wärmepumpen),
- Umstellung der Fernwärme auf erneuerbare Energien und industrielle sowie KWK-Abwärme,
- Umstellung des Transportsektors auf Strom,
- Umstellung der industriellen Produktion auf Strom und Biomasse,
- Umstellung der Strombereitstellung auf erneuerbare Energien.

Im Zuge von Sensitivitätsanalysen wurden die Auswirkungen des Einsatzes unterschiedlicher Solarthermiekonzepte (siehe Kapitel 3.3.2) für die jeweils unterschiedlichen Energiesystemkonstellationen ermittelt und nach energetischen (Primärenergie), ökologischen (CO₂-Emissionen) sowie ökonomischen (sozio-ökonomische Gesamtkosten) Gesichtspunkten bewertet. Im Modell wurde hierfür jeweils indikativ die Integration von 1 TWh zusätzlicher Wärmebereitstellung aus Solarthermie angenommen und die Ergebnisse für die einzelnen Szenarien gegenübergestellt.

Die Auswertungen der beschriebenen Analysen für die vier untersuchten Länder führten dabei zu den im Folgenden dargestellten Ergebnissen. Hierbei liegt der Fokus auf die Auswertung der drei genannten Ergebnisparameter für ein zukünftiges Energiesystem mit sehr hohem erneuerbarem Anteil, d.h. für die *EnergyPLAN* Modelle, in denen alle der oben angeführten Transformationsschritte ausgehend von einem BAU 2050 Szenario hin zu einem erneuerbaren Zukunftsszenario 2050 durchgeführt wurden:

- Eine Erhöhung des Anteils von Solarthermie in einem nahezu vollständig erneuerbaren Energiesystem hat logischerweise keinen Einfluss auf die CO₂ Emissionen, kann dabei aber die Abhängigkeit von biogenen Energieträgern reduzieren. In Österreich können lt. den Berechnungen bei zusätzlicher Integration von 1 TWh Solarthermie im nicht fernwärme-versorgten Gebäudebestand etwa 0.2 TWh biogene Energieträger eingespart werden. Bei Integration der Solarthermie in den fernwärme-versorgten Gebäudebestand können in Österreich zwischen etwa 0.2 und 0.5 TWh biogene Energieträger eingespart werden.
- Durch die verstärkte Integration von Solarthermie werden neben biogenen Energieträgern allerdings auch andere Energieträger bzw. Versorgungstechnologien (beispielsweise große Wärmepumpen im Fernwärmesystem) substituiert. In der Konsequenz sinkt dadurch die Flexibilität des Gesamtsystems zu Lasten von Strom aus unflexiblen (intermittierenden) Erneuerbaren wie Photovoltaik und Wind. Dies führt dazu, dass im Sommer Überschussstrom aus diesen Technologien ungenutzt bleibt.
- Eine Integration von Solarthermie in ein fossil dominiertes Energiesystem im Jahr 2050, entsprechend den Annahmen im PRIMES Referenzszenario (BAU 2050), führt für drei von fünf betrachteten Solarthermie Integrationskonzepten (auf Mehrfamilienwohngebäuden, im Fernwärme-System mit Tagesspeicher sowie im Fernwärme-System mit saisonalem Speicher) zu Einsparungen der jährlichen Gesamtsystemkosten. Kostenersparnisse ergeben sich dabei aus folgenden Gründen: ein Anstieg der Preise fossiler Energieträger ebenso wie der Preise für CO₂ wird unterstellt, gleichzeitig wird angenommen, dass die Investitionskosten für solarthermische Anlagen reduziert werden können.
- Eine Integration von Solarthermie in ein Energiesystem 2050 mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien führt demgegenüber zu einem Anstieg der jährlichen Gesamtsystemkosten. Der Grund dafür liegt einerseits darin, dass durch die Integration der Solarthermie keine CO₂-Kosten eingespart werden, da die eingesetzten Technologien ebenfalls keine CO₂ Emissionen verursachen. Andererseits werden erneuerbare Energieträger substituiert, welche günstigere Kosten aufweisen als dies bei Solarthermie der Fall ist. Dies gilt in den berechneten Szenarien beispielsweise für Biomasse oder auch Wärmepumpen, welche mit Überschussstrom aus Photovoltaik und Wind betrieben werden.

Mit dem *EnergyPLAN* Modell wurden auch mögliche technische Potenziale für die Nutzung von Solarthermie abgeschätzt. Hierbei wurde der Begriff technisches Potenzial wie folgt definiert: das Modell eruiert den kostenminimalen Einsatz der vorgegebenen Technologiekapazitäten, wie bei

jedem Rechengang. Maximal 50% der Gebäude im Land werden mit einer thermischen Solaranlage verbunden, entweder direkt an den Gebäuden installiert, oder aber über die Verbindung an ein Wärmenetz, in das eine thermische Solaranlage einspeist. Und, Wärme aus Solarthermie muss nicht genutzt werden, wenn die verlängerte Nutzung einer anderen Technologie die Systemkosten entsprechend senkt, es darf aber maximal 5% der Wärme aus Solarthermie über das Jahr hinweg ungenutzt bleiben. Eine Analyse des technischen Potenzials entsprechend dieser Vorgehensweise wurde nach verschiedenen der zuvor erwähnten Systemumstellungsschritte von BAU 2050 hin zu einem vorwiegend erneuerbaren Energiesystem in 2050 untersucht. Dabei ergibt sich folgendes Bild:

- Das technische Potenzial für Solarthermie in Österreich 2050 wird je nach Szenario mit 2-7 TWh / Jahr bzw. 4-12% Anteil am Wärmemarkt beziffert, wobei die Potenziale mit ansteigendem Anteil konkurrierender erneuerbarer Energietechnologien, also steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Gesamtsystem, abnehmen. Dieses Potenzial entspricht einer Kollektorfläche von 4-20 Mio. m². Zum Vergleich, heute sind bereits über 5 Mio. m² in Betrieb. Die Ergebnisse für die weiteren Länder weisen eine ähnliche Größenordnung in Bezug auf die solare Deckung am gesamten Wärmemarkt im Jahr 2050 aus: Deutschland: 15-60 TWh / Jahr bzw. 3-11% Deckung, Italien: 8-24 TWh / Jahr oder 2-10% Deckung, Dänemark: 2-5 TWh / Jahr oder 3-10% Deckung.

Was in der Analyse nicht betrachtet wurde, aber einen relevanten Einfluss auf die Ergebnisse im Bereich der fernwärmeversorgten Gebäude haben könnte, ist eine Senkung der Temperaturniveaus der Fernwärmesysteme. Eine Temperaturabsenkung würde die Effizienz der Solarthermie erhöhen und damit zu einem Anstieg der Produktion bei gleicher Anlagengröße führen. Derartige Auswirkungen auf das Gesamtsystem müssten in weiteren Untersuchungen genauer analysiert werden. Ebenfalls nicht betrachtet wurde, dass die Preise für biogene Energieträger bei hoher Nachfrage deutlich über den angenommenen Preisen liegen können. Dies hätte entsprechende Auswirkungen auf den Effekt der Integration von Solarthermie auf die Gesamtsystemkosten. Entsprechende Sensitivitäten müssten ebenfalls in zukünftigen Untersuchungen analysiert werden.

Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse der Berechnungen mit dem Energiesystemmodell *EnergyPLAN* für die Länder Deutschland, Österreich, Italien und Dänemark sind in der Subtask A Ergebnispublikation der Universität Aalborg (Mathiesen, 2017) [Lit 10] publiziert.

Einführung in das Modell *ReMod-D* und Darstellung der berechneten Szenarien

Während das Modell *EnergyPLAN* wie oben beschrieben ein Modell zur Einsatzoptimierung vordefinierter Erzeugungskapazitäten bei gegebenen Energiebedarfen ist, handelt es sich bei *ReMod-D* um ein Modell zur Optimierung sowohl des Einsatzes von Technologien, als auch zur Optimierung der Investition in neue Kapazitäten. Dabei wird, ausgehend von einem definierten Anfangszustand (Status quo in 2015), der Transformationspfad hin zu einem zu definierenden Endzustand in 2050 mit gegebenem CO₂-Reduktionsziel optimiert. Zielfunktion ist die Minimierung der gesamten anfallenden Kosten des Energiesystems im definierten Betrachtungszeitraum, also von Anfangsjahr bis Zieljahr, unter der Vorgabe der Erfüllung vordefinierter Einsparungen an CO₂ Emissionen im Zieljahr. Das Modell, welches vom Fraunhofer ISE entwickelt wurde, wurde im Rahmen des Tasks für die Berechnung zahlreicher Szenarien für das deutsche Energiesystem eingesetzt. Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist in der Dissertation von (Palzer, 2016) [Lit 11] veröffentlicht.

Eine weiterführende Sensitivitätsanalyse wurde hinsichtlich der Kosten der Solarthermie und der Verfügbarkeit von Biomasse durchgeführt. Ziel der Analysen mit dem *ReMod-D* Modell im Rahmen des Task war die Identifikation des Einflusses von Sektorkopplung, also der Verbindung zwischen

Strombereitstellung und Wärme- bzw. Treibstoffbereitstellung, auf die Relevanz der Solarthermie für die Energiebereitstellung bei mittleren bis hohen CO₂ Reduktionszielen. Dafür wurden mit dem Modell vier Szenarien mit unterschiedlichen CO₂-Reduktionszielen (-60%, -75%, -85% und -90% im Vergleich zu 1990) berechnet. Darüber hinaus wurden verschiedene Sensitivitätsrechnungen hinsichtlich der Kosten der Solarthermie, der Verfügbarkeit von Biomasse sowie unterschiedlicher Mobilitätskonzepte durchgeführt. Die folgende Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen hinsichtlich der Quellen der Wärmebereitstellung für das Jahr 2050.

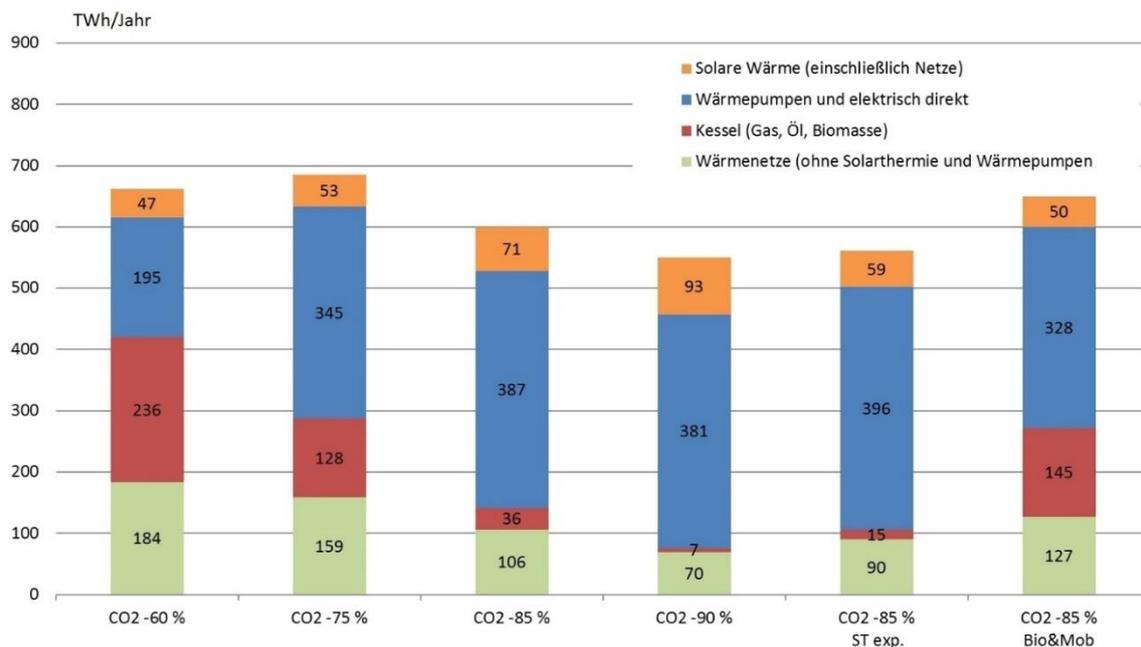


Abbildung 3: Quellen der Wärmebereitstellung für unterschiedliche Szenarien für das deutsche Energiesystem, Bezugsjahr 2050 (Herke 2018)

Die Modellergebnisse zeigen deutlich, dass der Wandel des Energiesystems mit einem starken Ausbau der Nutzung fossiler Brennstoffe sowie mit einem starken Ausbau der Technologien Wind und Photovoltaik einhergeht. Gleichzeitig zeigen die Rechnungen, dass eine deutlich stärkere Kopplung der Verbrauchssektoren Verkehr, Gebäude und Industrie an den Stromsektor erforderlich ist. Diese sogenannte Sektorkopplung (mit Kopplungstechnologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Elektrolyseuren) gewinnt umso mehr an Bedeutung, je ehrgeiziger die CO₂-Reduktionsziele sind. Ohne eine verstärkte Kopplung von Strom, Wärme und Verkehr wäre die Erreichung der vorgeschlagenen Klimaschutzziele nur zu erreichen, indem der Energieverbrauch sehr deutlich reduziert wird und gleichzeitig die Importe von Ökostrom oder von synthetischen Kraftstoffen aus Ländern mit deutlich höherem Potenzial für die Nutzung erneuerbarer Energien stark ansteigen.

Die Ergebnisse zeigen die starken Wechselwirkungen des potenziellen Bedarfs an Solarthermie mit dem Design eines zukünftigen Energieversorgungssystems. In den Analysen zeigte sich deutlich, dass unter den gegebenen Grenzen (Obergrenzen für PV und Wind, begrenzte Biomasse-Ressourcen, begrenzter Stromimport) die Solarthermie eine immer stärkere Rolle in der Wärmeversorgung von Gebäuden spielt, je höher die Ziele der CO₂ Reduktion definiert werden. Die Sensitivitätsanalyse zeigt dabei starke sektorale Kopplungseffekte. Wird beispielsweise angenommen, dass relevante Biomasse-mengen zu günstigen Preisen importiert werden können, so wird dies die installierte solarthermische Leistung voraussichtlich reduzieren. Dies gilt auch für den Fall, dass die spezifischen

Kosten der Solarthermie, also die Kosten je kW installierter Leistung, auf dem heutigen Kostenniveau bleiben und nicht reduziert werden können, so wie dies in den Referenzentwicklungen angenommen wird. In diesen beiden Fällen (Biomasseimport sowie hohe Kosten der Solarthermie) sinkt die installierte Leistung an Solarthermie in den Szenarien, ein Teil davon wird durch höhere Anteile sanierter Gebäude substituiert, ein weiterer Teil durch die Installation von Wärmepumpen abgedeckt. Ebenfalls konnte ein Zusammenhang zwischen dem Verkehrssektor und der installierten Solarkapazität identifiziert werden: wenn die verbleibenden fossilen Brennstoffe im Verkehrssektor genutzt werden müssen, wird die Bedeutung der Solarthermie zunehmen.

Im Strombereich sind Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie wie Photovoltaik und Windkraftanlagen die Haupttreiber der gesamten Erzeugung. KWK-Anlagen und Gaskraftwerke sind dennoch eine wichtige Säule der Versorgungssicherheit, wenn auch mit deutlich geringeren Volllaststunden als heute. Mit den Gaskraftwerken als Reservekraftwerke und den KWK-Anlagen als Bindeglied zwischen dem Strombereich und der Wärmeversorgung über Wärmenetze verbleibt eine Vielzahl von flexiblen Kraftwerken im System. Je nach aktuellem Bedarf wird aus den KWK-Anlagen entweder Wärme oder Strom genutzt. Im Wärmesektor zeigen alle Berechnungen eine auffallend hohe Bereitstellung thermischer Energie aus Strom. Die Wärmeversorgung kann in Verbindung mit einem thermischen Speicher (oder in Kombination mit einem Batteriespeicher) flexibler gestaltet werden. Im Verkehrssektor ist die Umstellung auf Elektromobilität und Wasserstofffahrzeuge von zentraler Bedeutung für eine deutliche Reduktion der CO₂-Emissionen. Die infrastrukturellen und systemischen Investitionsentscheidungen sind hier besonders wichtig, da Netzwerk- und Login-Effekte nicht unerheblich sind. Dazu gehören die Auswirkungen von Lade- und Verteilungs-/Speicherinfrastruktur, aber auch Internationalisierung und Netzwerkgrenzen durch europäische und globale Märkte.

Eine detaillierte Darstellung der Methodik, der berechneten Szenarien sowie der Ergebnisse der Analysen mit dem Energiesystemmodell *ReMod-D* für Deutschland ist in der Subtask A Ergebnispublikation des Fraunhofer ISE (Herkel, 2018) [Lit 12] publiziert.

Schlussfolgerungen aus den Energiesystemanalysen mit *EnergyPLAN* und *ReMod-D*

Zur Analyse der Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Solarthermie ist es erforderlich und entscheidend das gesamte Energiesystem und die Interaktion zwischen den Sektor zu betrachten.

Solarthermie ersetzt bei der Installation andere Arten der Wärmeversorgung im Energiesystem und es ist wichtig, diese Technologien zu identifizieren. Die ersetzten Technologien bestimmen die Auswirkungen auf das Energiesystem, zum Beispiel in Bezug auf Primärenergie, CO₂-Emissionen und sozioökonomische Kosten. Die Analyse ergab, dass in bestimmten Fällen die CO₂-Emissionen durch die Installation von Solarthermie sogar ansteigen könnten, da dies zu einer geringeren Stromproduktion aus KWK-Anlagen führt, die typischerweise Öl und Erdgas verbrauchen und umgekehrt durch kondensierende Kohlekraftwerke ersetzt werden. Die Solarthermie ist daher als Teil eines allgemeinen Übergangs zu erneuerbaren Energiequellen zu sehen. Die Technologien, die ersetzt werden, müssen daher vor der Installation der Solarthermie für das jeweilige Energiesystem berücksichtigt werden. Durch die Anwendung einer vollständigen Energiesystemperspektive ist es möglich, die Dynamik zu erfassen, die in verschiedenen Energiesektoren wie der Nutzung von Strom oder Biomasse im Verkehrssektor auftritt und wie sich diese auf den Wärmesektor auswirkt. Weitere Beispiele sind die Interaktion mit Speichern und die Integration von erneuerbarer Elektrizität wie

Windkraft, die durch den Einsatz von Wärmepumpen an den Wärmesektor angeschlossen wird. Wenn keine vollständige Energiesystem-Perspektive angewendet wird, kann eine Vielzahl von Schlüsseldynamiken nicht identifiziert werden, wodurch die Auswirkungen der Integration von Solarthermie auf das Energiesystem nicht korrekt dargestellt werden. Eine charakteristische technische Eigenschaft der Solarwärme ist, dass sie meist in Kombination mit anderen Wärmequellen sowie in Kombination mit thermischen Speichern genutzt wird. Aufgrund der schwankenden Verfügbarkeit der Solarthermie während des Tages und ihres unterschiedlichen saisonalen Potenzials kann die Technologie nicht monovalent betrieben werden, sondern es wird immer zumindest auch ein zusätzlicher Speicher, zumeist sowohl ein zusätzlicher Speicher als auch eine weitere Wärmequelle benötigt. Insbesondere in städtischen Wärmenetze, wo mehrere Wärmequellen (Einspeiser) und ggf. Speicher platziert werden können, kann mittels Solarwärme ein signifikanter Beitrag zur Wärmeversorgung erreicht werden (in der Größenordnung von 5-20% des lokalen, netzgebundenen Bedarfs mittels (mehr-)täglichem Lastausgleichsspeichern, bis >50% mittels saisonalen Wärmespeichern). Smarte (Niedertemperatur-) Wärmenetze mit multivalenten Einspeisern und multifunktional eingesetzten Speichern sind nach Ansicht des Projektteams eine der vielversprechenden Lösungen für solarthermische Anwendungen in städtischen Wärmeversorgungssystemen der Zukunft, vor allem wenn andere erneuerbare Wärmeversorgungsoptionen sowie verfügbare Flächen begrenzt sind.

Das technische Potenzial von Solarthermie dürfte im Bereich zwischen 3 und 12% der gesamten Wärmebereitstellung liegen, je nachdem in wie vielen Fernwärmesystemen Solarthermie eingesetzt wird, und wie ambitioniert die CO₂ Einsparungsziele definiert werden

Beide Modelle zeigen ein ähnliches technisch-wirtschaftliches Potenzial für Solarwärme. Es wurde festgestellt, dass Solarthermie einen höheren Anteil des Bedarfs in Fernwärmesystemen decken kann, als dies in einzelnen Gebäuden der Fall ist. Zudem konnte der Schluss gezogen werden, dass die größten Potenziale für Solarthermie in den Ländern mit dem höchsten Wärmebedarf bestehen, und dass die installierbaren Solarthermieanteile in den einzelnen Ländern recht ähnlich sind. Maßnahmen zur Reduktion des Wärmebedarfs in Gebäuden reduzieren die potenziell installierbaren Kapazitäten für Solarthermie, erhöhen gleichzeitig aber den möglichen Anteil von Solarthermie an der Wärmeversorgung. In den verschiedenen berechneten Szenarien wurden Anteile von Solarthermie an der gesamten Wärmeversorgung zwischen 3%-12% berechnet. Zwei wesentliche Faktoren beeinflussen dabei den erreichbaren Anteil an Solarthermie im Gesamtsystem: Je höher der Anteil der Gebäude ist, welcher in irgendeiner Form mit einer Solaranlage verbunden ist (dachmontiert oder über ein Fernwärmenetz), desto höher ist der potentielle Anteil der Solarthermie an der Wärmeversorgung. Der zweite Faktor ist die angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen. Szenarien mit einer Reduktion von 90% oder mehr zeigen in einigen Fällen Anteile der Sonnenwärme über 12%.

In einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wird Solarthermie verstärkt mit anderen erneuerbaren Energien und Abwärme konkurrieren

Durch die Installation von Solarthermie sinkt der Verbrauch von Biomasse sowohl in Einzelgebäuden als auch in fernwärme-versorgten Gebieten. Dies zeigt sich sowohl in den Berechnungen für Energiesysteme, die den heutigen Zustand ähnlich sind, als auch für Energiesysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energie. Es gilt, den Druck auf die knappen Ressourcen wie Biomasse für Heizung und erneuerbaren Strom für Wärmepumpen zu reduzieren, da diese Ressourcen in Zukunft in allen Energiebereichen wie Industrie und Verkehr stark nachgefragt werden. Die Entwicklungen im

Verkehrssektor werden aufgrund der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Strom oder Biomasse Auswirkungen auf den Wärmesektor haben. Andere Arten von erneuerbaren Energien könnten ähnliche Leistungen erbringen wie die Solarthermie und damit in Konkurrenz zur Solarthermie treten. Hierbei handelt es sich in erster Linie um Erdwärme (oberflächennahe Geothermie für Wärmepumpen sowie Tiefengeothermie), Energie aus der Verbrennung von Müll, Überschusswärme aus industriellen Prozessen sowie Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie PV und Wind, welcher effizient mit unterschiedlichen Wärmepumpen im Wärmesektor eingesetzt werden kann. Diese Energiemengen werden höchstwahrscheinlich in der Nähe größerer Städte verfügbar sein, und die Solarthermie könnte daher in Gebieten relevanter sein, in denen diese Wärmequellen nicht für die Nutzung in Fernwärmenetzen zur Verfügung stehen. Die genannten Energiequellen und Nutzungstechnologien können in Bezug auf Wärmeversorgungskosten, auf die Auswirkungen auf die Flexibilität des Systems (Grundlast und schwankende Produktion) sowie auf den zur Verfügung stehenden Platz für die Installation von Solarthermie- und Photovoltaikanlagen konkurrieren.

Die erarbeiteten Ergebnisse sind robust und auf verschiedene Energiesystemtypen anwendbar

Die durchgeführten Analysen und erarbeiteten Erkenntnisse sind robust, da sie auf unterschiedlichen Modellen und Methoden und der Analyse von vier verschiedenen Ländern mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen basieren. Diese Länder unterscheiden sich in Bezug auf Klima, Energiebedarf und Auslegung der Energiesysteme (einige basieren auf individueller Erdgasversorgung, andere auf Wasserkraft, Windkraft und Fernwärme). Darüber hinaus wurden mehrere Szenarien mit möglichen Entwicklungen in den zukünftigen Energiesystemen sowie Untersuchungen zum Einfluss von Brennstoffpreisen und Kosten der Solarthermie entwickelt. Über alle diese Variablen hinweg wurden allgemeine Schlussfolgerungen gezogen, die darauf hinweisen, dass die Ergebnisse für eine Vielzahl von Energiesystemen gelten, einschließlich für Länder, die nicht direkt analysiert wurden.

3.1.4. Veröffentlichungen (chronologisch, mit Relevanz für Subtask A)

*Herkel, S., Palzer, A., **Influence of sector coupling on solar thermal energy** - a scenario analysis of the German energy system, Technical report IEA SHC Task 52 Subtask A, Freiburg, May 2018 (posted: 2018-06-15)*

*Hummel, M., Büchele, R., Müller, A., Aichinger, E., Kranzl, L., Toleikyte, A., Forthuber, S., Steinbach, J., **Cost curves for heat savings in buildings** - calculation of costs and potentials for heat savings in existing buildings through the refurbishment of the building surface for various countries in Europe until 2050, Complementary report IEA SHC Task 52 Subtask A, Vienna, January 2018 (posted: 2018-06-15)*

*Mathiesen, B. V., Hansen, K., **The role of Solar Thermal in Future Energy Systems: Country cases for Germany, Italy, Austria and Denmark**, Technical report IEA SHC Task 52 Subtask A, Copenhagen, December 2017 (posted: 2017-11-30)*

3.2. Subtask B - Methoden, Tools und Case Studies

3.2.1. Aufgabenstellung und Ziele

Im Rahmen von Subtask B werden die Möglichkeiten und Potenziale für den Einsatz von Solarthermie in urbanen Regionen verstärkt aus planerischer Sicht betrachtet. Die Zielsetzung besteht darin, Bedürfnisse an eine lokale Energie(raum)planung mit Fokus auf den Wärmesektor aus Sicht relevanter AkteurInnen zu erheben und bestehende Planungsansätze und Tools hinsichtlich dieser Bedarfsanalyse zu bewerten. Darauf aufbauend werden methodische Herangehensweisen aufgezeigt, die es ermöglichen, Einsatzfelder sowie technische Restriktionen für Solarthermie im Kontext urbaner Energiesysteme zu ermitteln bzw. zu bewerten. Im Gegensatz zum überregionalen Ansatz, der im Subtask A verfolgt wird, fokussiert Subtask B auf kleinere räumliche Einheiten (Stadtteile, Stadtquartiere, Städte).

Subtask B untergliedert sich in folgende Teilaufgaben:

- B1: Bedarfserhebung von AkteurInnen und Entwicklung einer Methodik zur Unterstützung von Entscheidungsfindungsprozessen bei der Planung solarthermischer Anwendungen im städtischen Raum (*Development of methodologies and performance criteria*)
- B2: Begutachtung bestehender Ansätze zur städtischen Wärmeversorgungsplanung und Entwicklung von Planungsleitfäden / Entscheidungsfindungsstrategien (*Review of existing tools and development of tool chains*)
- B3: Analyse von konzeptuellen Fallstudien (*Case Studies*)

3.2.2. Methodik und Ergebnisse

Die Tätigkeiten im Rahmen der Teilaufgaben B1 und B2 umfassen eine Erhebung der Erfordernisse und Anforderungen einer städtischen Wärmeversorgungsplanung mit Fokus auf Solarthermie aus Sicht relevanter Stakeholder wie Behörden, Energiedienstleister, ausführende Unternehmen, Forschung und Bürger bzw. Kunden sowie eine Recherche und Bewertung bestehender Planungsansätze. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde eine Methodik erarbeitet, die es basierend auf Leistungsindikatoren sowie unter Berücksichtigung lokaler (räumlicher) städtebaulicher Gegebenheiten erlaubt, Einsatzfelder sowie technische Restriktionen für Solarthermie in städtischen Versorgungssystemen zu ermitteln bzw. zu bewerten. Die Methodik wurde als Excel-basiertes Entscheidungsfindungs-, bzw. Pre-Design Tool realisiert.

Für die Stakeholderanalyse und Bedarfserhebung wurde zunächst eine Matrix erarbeitet, in welcher die verschiedenen AkteurInnen nach der jeweiligen Verantwortlichkeit und für unterschiedliche räumliche Betrachtungsebenen⁷ in Verbindung mit der städtischen Wärmeversorgungsplanung geclustert wurden. Die Matrix wurde im Rahmen einer Umfrage von den Task TeilnehmerInnen gefüllt und anschließend ausgewertet. Darauf aufbauend wurden für drei Stakeholdergruppen (Behörden, (Energiedienstleistungs-)Unternehmen, Konsumenten) konkrete Indikatoren erarbeitet, die für Entscheidungsfindungsprozesse im Zuge von Machbarkeitsstudien für solarthermische Anwendungen in städtischen Wärmeversorgungssystemen herangezogen werden können. In einem weiteren Arbeitsschritt wurden bestehende Planungswerkzeuge identifiziert und hinsichtlich dieser

⁷ Verantwortlichkeiten nach räumlichen Betrachtungsebenen: Gebäude, Gebäudeblock / Gebäudeverbund, Quartier / Stadtteil, Stadt, Gemeinde / Region

Bedarfsanalyse bewertet - folgende Charakteristiken wurden unterschieden: in welcher Weise und wie detailliert werden Angebots- bzw. Nachfrageseite abgebildet (räumliche und zeitliche Auflösung), welche Eingabe- und Ausgabeparameter sind erforderlich, welche räumliche Betrachtungsebene steht im Fokus (Gebäude, Gebäudeverbund, Stadtteil, Stadt), Kompatibilität mit anderen Modellierungs- und Simulationsumgebungen, Referenzen und Dokumentation.

Eine essentielle Erkenntnis aus der Stakeholder- und Tool-Analyse war, dass sich verfügbare Planungswerkzeuge nur sehr bedingt dazu eignen, um bereits in einer frühen Planungsphase rasch fundierte Aussagen hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Potenziale von Solarthermie in einem städtischen Versorgungsgebiete (unabhängig von der räumlichen Betrachtungsebene) treffen zu können. In der Konsequenz wurde eine Methodik erarbeitet, die es basierend auf Solarthermie-spezifischen Kennzahlen sowie unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten erlaubt, Einsatzfelder sowie technische Restriktionen für Solarthermie in städtischen Versorgungssystemen zu ermitteln bzw. zu bewerten. Die Methodik wurde als Excel-basiertes Entscheidungsfindungs-, bzw. Pre-Design Tool realisiert und die zugrunde liegenden Kennzahlen wurden weitestgehend im Rahmen von Subtask C erarbeitet (Kapitel 3.3.2). Das Tool ist vor allem an Stadtplaner / Energieplaner ohne tiefere theoretische Kenntnisse zur thermischen Solarenergienutzung adressiert, als Vorstufe zur Nutzung von Simulationsprogrammen zur Ertragsabschätzung, um sich rasch einen Überblick über Möglichkeiten zur Solarenergienutzung in Städten zu verschaffen. Konkret berechnet das Tool auf Basis der Eingabe von beheizter Wohnfläche sowie verfügbarer Fläche für solarthermische Kollektoren solare Deckungsgrade, Kosten der Solarsysteme und Einsparung von CO₂-Emissionen. Das Tool wurde anhand der technischen und wirtschaftlichen Parameter der untersuchten Best-practice Umsetzungsbeispiele in Subtask C getestet. Ein Vergleich zwischen den realen technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Anlagenparametern der Umsetzungsbeispiele und den generierten Ergebnissen zeigt, dass ein Kennzahlen-basiertes Tool für (Vor-)Machbarkeitsstudien und als Entscheidungshilfe für Stakeholder durchaus ein vielversprechender Ansatz ist.

Die Ergebnisse der beiden Teilaufgaben B1 und B2 (Stakeholderanalyse, Tool-Recherche, Pre-Design Tool) sind im Subtask B Ergebnisbericht (Joly, 2018) [Lit 13] ausführlich dokumentiert.

Gegenstand von Teilaufgabe B3 ist es, die Relevanz der erarbeiteten Leistungsindikatoren zur Unterstützung von Entscheidungsfindungsprozessen bei der Planung solarthermischer Anwendungen in Städten in einer ausführlichen Analyse von zwei konzeptuellen Fallstudien zu reflektieren. Die beiden untersuchten Fallstudien werden gemeinsam mit den ausführlich untersuchten *Best-Practice* Umsetzungsbeispielen im Rahmen von Subtask C (Teilaufgabe C2 – siehe Kapitel 3.3.3) dokumentiert (Mauthner, 2017) [Lit 4].

Neben den bereits vorgestellten Inhalten wurde im Rahmen von Subtask B in federführender Bearbeitung des dänischen Consultingunternehmens PlanEnergi eine umfassende Studie zu den Trends und Möglichkeiten von solar unterstützter Fernwärme basierend auf der einzigartigen Erfahrungsgrundlage der dänischen Großsolaranlagen Planer und Betreiber erstellt. Wesentliche Inhalte dieser Studie umfassen die ausführliche technisch-wirtschaftliche Analyse aller in Betrieb befindlichen netzgebundenen Großsolaranlagen in Dänemark (104 Anlagen mit einer Bruttokollektorfläche von rund 1,4 Mio m² mit Ende 2016) sowie GIS-basierte Potentialabschätzungen zur Flächenverfügbarkeit für solarthermische Freiflächenanlagen im Umkreis von bestehenden Fernwärmenetzen. Die Ergebnisse sind in Berichtform auf der Task-Homepage publiziert (Trier, 2018) [Lit 14].

Die Inhalte von Subtask B wurden im Projekt federführend vom Schweizer Planungs- und Consultingunternehmen Sorane SA erarbeitet und inhaltlich vor allem von planenergi (DK), CREM (CH), SERC (SE), BKW (CH) und dem Fraunhofer ISE (DE) unterstützt. Die Rolle der beiden österreichischen Institute beschränkte sich auf Inputs beim Tool-Screening, der Bedarfserhebung sowie auf die aktive Teilnahme am Diskussionsprozess. Weiters wurde die Dokumentation der zwei konzeptuellen Fallstudien (Teilaufgabe B3) gemeinsam mit sieben Best practice Umsetzungsbeispielen (Teilaufgabe C2) federführend von AEE INTEC durchgeführt.

- Zusammenfassung

Die Arbeiten in Subtask B haben zunächst aufgezeigt, dass die verschiedenen Beteiligten an Planungsprozessen zur städtischen Wärmeversorgung im Detail unterschiedliche Bedürfnisse an Informationen zu technischen und wirtschaftlichen Parametern von solarthermischen Wärmebereitstellungsoptionen haben. Letztlich konnten für drei Gruppen an Beteiligten (Behörden, Energieversorgungs- und Umsetzungsunternehmen, und Konsumenten) relevante Indikatoren unterschieden und tabellarisch erfasst werden. Unabhängig von der Art der Beteiligten ergab sich aber auch, dass im Planungsprozess letztlich eine zentrale Frage im Vordergrund steht: "Welches Solarkonzept soll detailliert analysiert und mit anderen nicht solaren Konzepten verglichen werden?"

Diese Frage lässt sich mit wissenschaftlichen Methoden bzw. mit existierenden kommerziellen Berechnungswerkzeugen hinsichtlich technischer Umsetzung, wirtschaftlichem Nutzen, Energieeinsparung und Klimaauswirkungen analysieren und sollte darüber hinaus von Überlegungen hinsichtlich Kohärenz mit dem Stadtplan und architektonische Rahmenbedingungen begleitet werden. Eine Analyse existierender kommerzieller und nicht kommerzieller Tools im Rahmen von Subtask B hat gezeigt, dass eine Vielzahl entsprechender Tools existiert und in Planungsprozessen eingesetzt wird. Gleichzeitig konnte festgestellt werden, dass kein Tool existiert, welches mit wenigen Eingangsdaten eine grobe Abschätzung der Sinnhaftigkeit der Integration einer solarthermischen Anlage im städtischen Umfeld erlaubt. Daher wurde im Rahmen von Subtask B ein derartiges Tool entwickelt. Es wurde als Excel Tool aufgesetzt und ermöglicht über die Angabe von beheizter Gebäudefläche, verfügbarer Fläche für solarthermische Kollektoren, Gebäudetypologie sowie Art des Solarthermiekonzepts (siehe Klassifizierung der Systeme in Subtask C, Kapitel 3.3.2) eine Abschätzung von solarem Deckungsgrad, jährlichen Ertrag sowie Gesamtkosten des Systems. Das Tool wurde auf Basis verschiedener Fallstudien getestet und es zeigte sich, dass mit dieser Methode für eine Vielzahl von Anlagentypen in einer Vielzahl von Ländern eine erste Einschätzung getroffen werden kann. Das Tool ist zum Einsatz in einer frühen Phase des Prozesses zum Design von städtischen Energiesystemen bestimmt, und bietet eine Entscheidungshilfe um rasch in der Konzeption voranzukommen.

3.2.3. Veröffentlichungen (chronologisch, mit Relevanz für Subtask B)

*Trier D., Bava F., Kok Skov C., Stendorf Sørensen S., **Solar District Heating Trends and Possibilities - Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility**, Complementary report for IEA SHC Task 52 - Subtasks B and C, Copenhagen, March 2018 (posted: 2018-06-15)*

*Joly M., Bourdoukan P., Bleicke-Eggers J., Andersen M., Bales C., Ruiz G., Trier D., Weber C., Herkel S., **Urban energy concept - Solar district heating - Methodology and tools**, IEA SHC Task 52 Technical report Subtask B, Ecublens, February 2018 (posted: 2018-06-15)*

3.3. Subtask C - Statusanalyse und Demonstratoren

3.3.1. Aufgabenstellung und Ziele

Im Rahmen von Subtask C erfolgt eine Statusanalyse zur Rolle der Solarthermie im urbanen Umfeld. Die Zielsetzung besteht darin, den Status-quo solarthermischer Anwendungen in einem ganzheitlichen Kontext mit Fokus auf urbane Versorgungsgebiete zu charakterisieren, techno-ökonomische Kennzahlen für Planungszwecke sowie Lerneffekte aus Best Practice Beispielen abzuleiten und eine Datengrundlage für die Energiesystemanalysen in Subtask A bereitzustellen.

Subtask C untergliedert sich in folgende Teilaufgaben:

- C1: Kategorisierung und Kennzahlenanalyse solarthermischer Anlagen in urbanen Energiesystemen (*Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments*)
- C2: Analyse von Best-practice Beispielen (*Analysis of built best practice examples and conceptual feasibility studies*)
- C3: Empfehlungen und Erfolgsfaktoren (*Recommendations for enhanced market penetration and success factors*)

3.3.2. Methodik und Ergebnisse Teilaufgabe C1 (*Classification and benchmarking*)

Zielsetzung der Teilaufgabe C1 war es, die Möglichkeiten der Nutzung von thermischer Solarenergie im dicht besiedelten, urbanen Raum nach dem Stand der Technik aufzuzeigen, eine Kategorisierung verfügbarer Solarkonzepte vorzunehmen und die identifizierten Solarkonzepte bzw. Kategorien anhand von techno-ökonomischen Kennzahlen zu charakterisieren. Die gewonnenen Ergebnisse und Erkenntnisse sind vor allem an Stadtplaner / Energieplaner adressiert, die sich rasch einen Überblick über Möglichkeiten zur Solarenergienutzung in Städten verschaffen wollen. Mittels der generierten Kennzahlen können von der adressierten Zielgruppe technische sowie wirtschaftliche (Vor-)Machbarkeitsstudien erstellt werden, ohne dass tiefere theoretische Kenntnisse zur thermischen Solarenergienutzung *oder* beispielsweise Simulationsprogramme zur Ertragsabschätzung benötigt werden.

Die Inhalte zur Teilaufgabe C1 wurden im Projekt federführend von AEE INTEC erarbeitet und inhaltlich vom Fraunhofer ISE unterstützt.

- Zusammenfassung C1 (*Classification and benchmarking*)

Grundsätzlich bieten städtische Versorgungsgebiete eine Reihe von Integrationsmöglichkeiten für thermische Solarenergie (vgl. Abbildung 4). Am weitesten verbreitet ist die hydraulische Anbindung an Einzelobjekte (Wohn- oder Nichtwohngebäude, Industriehallen, etc.). Solarthermisch generierte Wärme im Wohnbau (Ein- und Mehrfamilienhäuser) wird dabei zumeist zur Brauchwarmwasserbereitung (solare Brauchwarmwassersysteme) oder zur kombinierten Brauchwarmwasser- und Heizungsunterstützung (solare Kombisysteme) verwendet. Die Solarkollektoren sind gebäudeintegriert (Aufständigung auf Flachdächern, Indach- und Aufdachmontage bei geneigten Dächern, fassadenintegriert). Typischerweise benötigen diese Solarsysteme thermische Speicher, die über einen Zeitraum von ein bis zwei Tagen intermittierende Erzeugung und Bedarf voneinander entkoppeln. Die Größe von thermischen Solaranlagen zur

Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern ist vor allem bestimmt durch die Verfügbarkeit geeigneter Flächen zur Kollektormontage sowie durch das zugrunde liegende Wärmelastprofil.

Eine weitere Möglichkeit der hydraulischen Einbindung thermischer Solaranlagen bieten thermische Netze (Mikronetze zur lokalen Versorgung von Gebäudeverbänden und Quartieren sowie Nah- und Fernwärmenetze zur Versorgung von Stadtteilen bis hin zu ganzen Städten). Thermische Netze ermöglichen die Dimensionierung und Platzierung von thermischen Kollektorfeldern entkoppelt von einem einzelnen Abnehmer. Im Falle von solar unterstützten Fernwärmesystemen bietet das den Vorteil, dass sehr große Kollektorfelder an geeigneter, verfügbarer Stelle platziert werden können, was mitunter signifikante Skaleneffekte und einfache Systemhydrauliken ermöglicht (vgl. Abbildung 7). Als Nahwärmenetze werden hierzulande vor allem kleinere, netzgebundene Wärmeversorgungssysteme in Kommunen bezeichnet. Im Alpenraum ist in den vergangenen 20 Jahren eine Vielzahl von biomassebefeuertem Nahwärmenetzen entstanden, die mit der zunehmenden Verteuerung von Biomasse eine sehr gute Voraussetzung zur Solarintegration bieten. Eine weitere technisch und wirtschaftlich interessante Möglichkeit zur Solarintegration bieten (Niedertemperatur-) Mikronetze. Vor allem die Wärmeversorgung für moderne, städtische Neubausiedlungsgebiete und Stadtquartiere kann heute auf sehr viel niedrigerem Temperaturniveau realisiert werden als beispielsweise bei historisch gewachsenen Fernwärmesystemen. Wird Solarthermie bereits in einer frühen Planungsphase von (Niedertemperatur) Wärmenetzen berücksichtigt, kann von Skaleneffekten, schlüssigen Hydraulikkonzepten sowie von hohen Erträgen aufgrund niedriger Netztemperaturen profitiert werden.

In Abbildung 4 sind die beschriebenen Integrationsmöglichkeiten für thermische Solaranlagen am Beispiel eines städtischen Modellgebietes dargestellt. Das Modellgebiet umfasst sowohl Ein- und Mehrfamilienhäuser mit Einzelraumheizungen als auch eine netzgebundene Wärmeversorgung. Die Erkenntnis die transportiert werden soll, ist, dass die Möglichkeiten der Solarthermieintegration im städtischen Umfeld im Kontext des gesamten Energiesystems betrachtet und bewertet werden soll. Nennenswerte solare Deckungsanteile können dann erreicht werden, wenn alle nachfolgend vorgestellten Integrationsmöglichkeiten entsprechend der Gegebenheiten innerhalb des Untersuchungsraumes mitgedacht und in weiterer Folge ausgeschöpft werden.

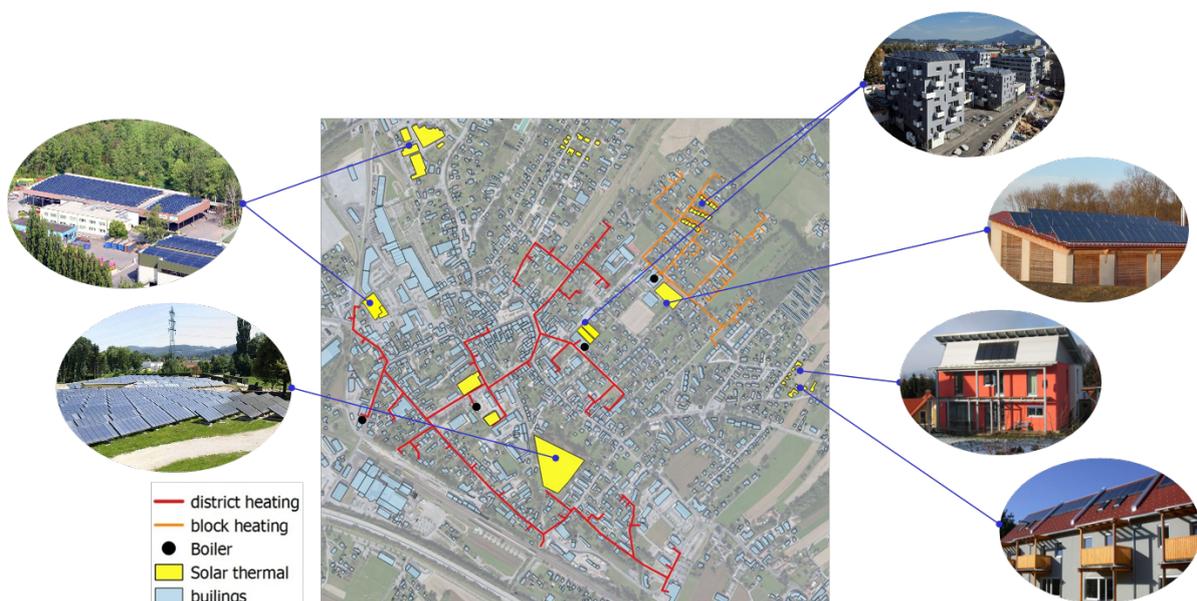
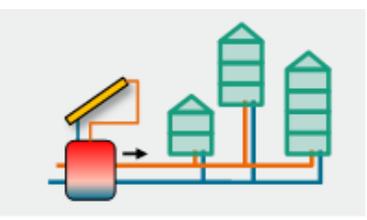
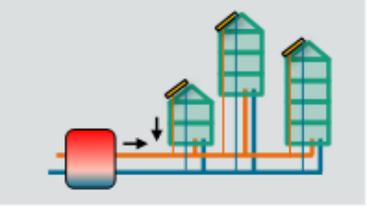


Abbildung 4: Überblick über Möglichkeiten zur Integration solarthermischer Anwendungen in urbanen Energiesystemen am Beispiel eines virtuellen Untersuchungsgebietes (Mauthner, 2016)

Basis für die **Statusanalyse** zu solarthermischen Anwendungen in urbanen Versorgungsgebieten im Rahmen des Tasks war eine Kategorisierung verfügbarer Solarkonzepte nach dem Stand der Technik und die Ermittlung charakteristischer Kennzahlen aus einer signifikanten Stichprobe an Anlagen je Kategorie. Als Datengrundlage wurden insgesamt 46 bestehende solarthermische Anlagen aus Österreich, Dänemark und Deutschland untersucht und ausgewertet. Zur Kategorisierung der identifizierten Solarkonzepte wurde eine **classification matrix** erstellt, wo Solarsysteme grob in „Systeme zur Wärmelieferung an Einzelobjekte“ und in „Systeme zur Wärmelieferung an Wärmenetze“ unterschieden und in sieben Untergruppen unterteilt werden (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Kategorisierung (classification matrix) solarthermischer Anwendungen zur Anwendung in städtischen Wärmeversorgungssystemen (Mauthner, 2016) (DHW-SFH: solare Brauchwarmwassersysteme in Einfamilienhäusern, CS-SFH: Solare Kombisysteme in Einfamilienhäusern, CS-MFH: Solare Kombisysteme in Mehrfamilienhäusern, SDH: Solargestützte Fernwärme (Bodenmontage, mit Kurz- oder Langzeitspeicher, SBH: Solargestützte urbane Mikronetze (Dachmontage, mit Kurz- oder Langzeitspeicher)

<p>Solar assisted heating of individual buildings (<i>Wärmelieferung an Einzelobjekte</i>)</p> <p>A1) Solar domestic hot water systems in single family homes (DHW-SFH) A2) Solar-combi systems in single family homes (CS-SFH) A3) Solar-combi systems in multi-family homes (CS-MFH)</p>	
	<p>Residential buildings (single family homes, multi-family homes, apartment blocks, etc.) - with short-term (diurnal) storage</p> <p>Non-residential buildings (schools, hospitals, hotels, office buildings, production halls, etc.) - with short-term (diurnal) storage</p>
<p>Solar assisted heating of multiple buildings via thermal grid (<i>Wärmelieferung an Wärmenetze</i>)</p> <p>B1) Solar assisted district heating (SDH) B2) Solar assisted heating of building blocks and urban quarters (SBH)</p>	
	<p>Case A: <u>central</u> storage + <u>central</u> solar thermal collector field (central solar feed-in) - with short-term (diurnal) storage or - with long-term (seasonal) storage</p>
	<p>Case B: <u>central</u> storage + <u>distributed</u> solar thermal collector field (distributed solar feed-in; solar supply to heating grid only) - with short-term (diurnal) storage or - with long-term (seasonal) storage</p>
	<p>Case C: <u>distributed</u> storage + <u>distributed</u> solar thermal collector field (bi-directional feed-in or solar supply to building only) - with short-term (diurnal) storage</p>

Als Ergebnis der Statusanalyse liegen für die definierten Kategorien technische und wirtschaftliche Kennzahlen in Form von Boxplot-Diagrammen sowie in tabellarischer Form vor. Zusätzlich wurden **Kostenkurven** für schlüsselfertige Solarsysteme mit und ohne Speicher in Abhängigkeit der Kollektorfeldgröße und Art der Montage (dach- oder bodenmontiert) sowie Kostenkurven ausschließlich für unterschiedliche Speichertechnologien (Kurz- und Langzeitspeicher) in Abhängigkeit des Speichervolumens erstellt. Aus den techno-ökonomischen Kennzahlen wurden in weiter Folge die annualisierten Kosten für solarthermisch generierte Wärme in €-ct je kWh je Kategorie berechnet.

Die ausführliche Ergebnisdokumentation zur Teilaufgabe C1 inklusive Übersichtstabellen mit den Kennzahlen sowie die Kostenfunktionen sind als Subtask C Ergebnisbericht zum Subtask C (Mauthner, 2016) [Lit 2] publiziert und online verfügbar. Nachfolgend sind einige Detailergebnisse dieses Task-Berichtes angeführt und erläutert. Alle erhobenen Kennzahlen sind zudem übersichtlich in tabellarischer Form in **technology summary tables** zusammengefasst und im Anhang Kapitel 7.1 - **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** angefügt.

In Abbildung 5 ist beispielhaft ein Boxplotdiagramm zur grafischen Darstellung der Verteilung charakteristischer spezifischer Solarerträge in kWh/(m²a) für jede Kategorie dargestellt. Die spezifischen solaren Erträge beziehen sich jeweils auf die installierte Brutto-Kollektorfläche und verstehen sich abzüglich thermischer Verluste durch Wärmeverteilung und Speicherung im Solarkreislauf. Da die untersuchten Solarsysteme in Nord- und Mitteleuropa installiert sind, hat die Kennzahl nur für diese Klimazone Gültigkeit. Im Task-Bericht ist deshalb auch eine Methode zur Abschätzung der spezifischen Solarerträge für andere Klimazonen als Funktion der solaren Einstrahlung am jeweils betrachteten Standort angeführt.

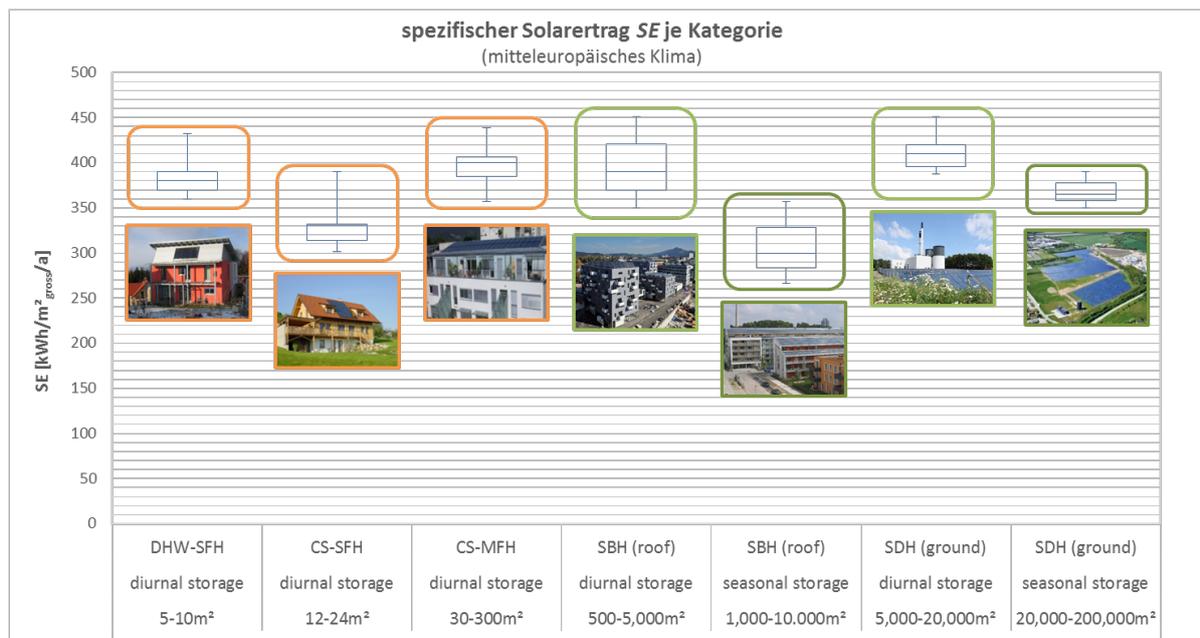


Abbildung 5: Spezifische solare Erträge je Kategorie (gültig für mitteleuropäische Klimata) (AEE INTEC, 2016)

Für solarthermische Anlagen in Einfamilienhäusern liegen die typischen jährlichen Solarerträge bei 360-430 kWh/(m²a) für Brauchwarmwasseranlagen (DHW-SFH) und bei 300-390 kWh/(m²a) für Solar-Kombianlagen (CS-SFH). Mit größeren solarthermischen Anlagen, die speziell für die Versorgung von Mehrfamilienhäusern (CS-MFH) ausgelegt sind, werden Jahreserträge zwischen 360-440 kWh/(m²a) erreicht. Für solarthermische Anlagen mit Tagesspeichern in Verbindung mit

Wärmenetzen (SBH / SDH) zeigen best-practice Erfahrungen aus Österreich und Dänemark, dass bei niedrigen Vorlauf- (70-80°C) und Rücklauftemperaturen (45-55°C) jährliche Solarerträge zwischen 380-450 kWh/(m²a) erzielt werden können. Solarenergieerträge von >500 kWh/(m²a) sind möglich, wenn die Vor- und Rücklauftemperaturen niedriger sind (z.B.: 65/40). Werden solare Großanlagen in Kombination mit sehr großen Mehrtages- bis saisonalen Speichern eingesetzt, sinkt der Solarertrag typischerweise durch höhere Wärmeverluste. Dabei gilt, dass die spezifischen Wärmeverluste mit zunehmender Speichergöße geringer werden (aufgrund des besseren O/V-Verhältnisses). Die solaren Nutzwärme Erträge vermindern sich entsprechend um etwa 20-30% bei Speichern zwischen 2,500-25,000 m³ und um 10-20% bei der Nutzung von saisonalen Speichern >50.000 m³ in Fernwärmenetzen (*indikative* Größenordnungen zur Orientierung). Speziell für die dänischen Anlagen wurden im Rahmen des Task zudem ein eigenständiger Bericht mit einer umfassenden Analyse der in Betrieb befindlichen netzgebundenen Großsolaranlagen (104 Anlagen mit einer Bruttokollektorfläche von rund 1,4 Mio m² mit Ende 2016) durch das Consultingunternehmen PlanEnergi erstellt (Trier, 2018) [Lit 14]. Realdaten aus dem Monitoring einer Vielzahl von SDH-Anlagen in Dänemark können online abgerufen werden (www.solvarmedata.dk).

Kostendaten (Netto-Investitionskosten ohne Förderungen) wurden ebenfalls erhoben und in Form von Boxplot-Diagrammen für jede Kategorie und als spezifischer Kennwert bezogen auf die Bruttokollektorfläche dargestellt (Abbildung 6). Zudem wurden Kostenkurven bzw. Kostenfunktionen für fertig installierte Solarsysteme in Abhängigkeit der Kollektorfeldgröße (Abbildung 7) als auch für thermische Speicher (Kurz- und Langzeitspeicher) in Abhängigkeit des Speichervolumens ermittelt.

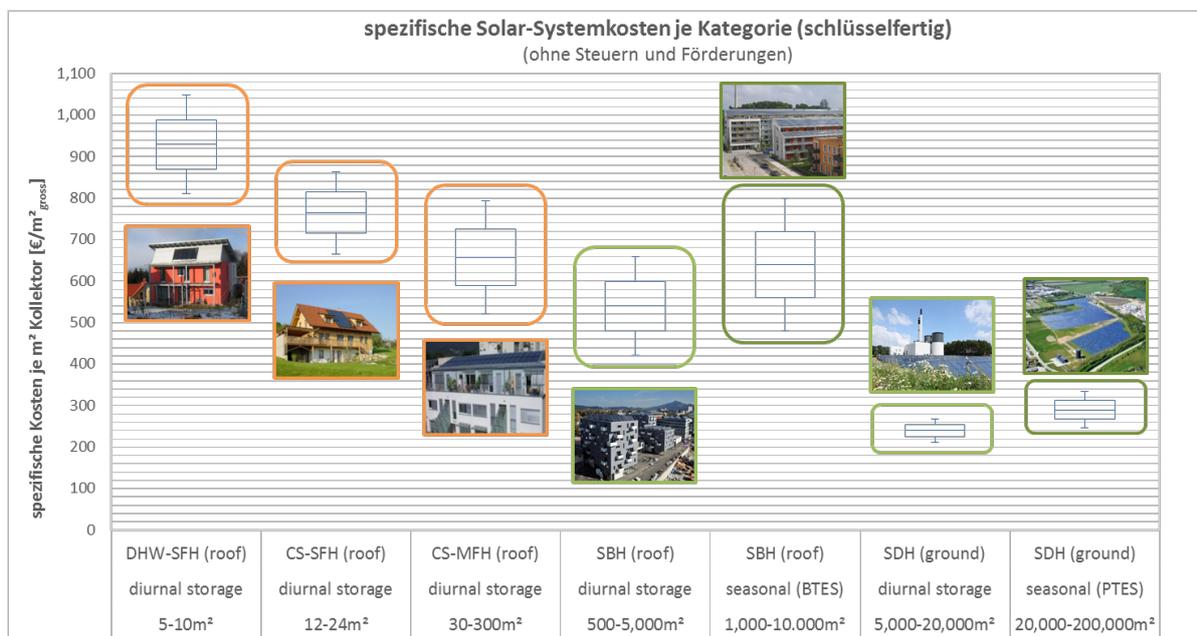


Abbildung 6: Charakteristische Bandbreite spezifischer Solar-Systemkosten (schlüsselfertig) je Kategorie (ohne Steuern und Förderungen) (Mauthner, 2016)

Die durchschnittlichen spezifischen Kosten für Aufdachanlagen mit Tagesspeicher reichen von 930 €/m² (+/- 13%) für kleine Brauchwarmwasseranlagen in Einfamilienhäusern (DHW-SFH) bis 770 €/m² (+/- 13%) für Kombisysteme in Einfamilienhäusern (CS-SFH) und bis zu 660 €/m² (+/- 21%) für Kombisysteme in Mehrfamilienhäusern (CS-MFH).

Bei größeren Aufdachanlagen (>500 m² brutto) in Verbindung mit Blockheizkraftwerken (SBH roof) sind spezifische Durchschnittskosten von 540 €/m² (+/- 12%) realistisch (inkl. Tagesspeicher). Deutlich niedrigere Durchschnittskosten von 240 €/m² (+/- 12%, inkl. Tagesspeicher) können mit

großen Freiflächenkollektorfeldern (5.000-20.000 m²) erreicht werden, die hydraulisch an Fernwärmenetze (SDH ground) angeschlossen werden. Netzgebundene Solarsysteme mit saisonalen Wärmespeichern wurden bisher in Dänemark (vor allem Freiflächenanlagen mit Erdbeckenspeicher gekoppelt an Fernwärme) sowie in Deutschland (vor allem dachmontierte Systeme gekoppelt an lokale Wärmenetze) realisiert. In Dänemark liegen die spezifischen Turnkey-Kosten sehr großer Freiflächenanlagen (50.000-200.000 m²) in Kombination mit Erdbeckenspeicher (PTES) bei 290 €/m² (+/- 15%). Demgegenüber liegen die Kosten für kleinere (z.B. 5.000 m²), dachmontierte Systeme mit saisonalen Speichern in Deutschland bei 750 €/m² (+/- 22%) für Anlagen mit drucklosen Behälter-Wärmespeichern (TTES) und bei 640 €/m² (+/- 25%) für Anlagen gekoppelt an Erdsondenwärmespeichern (BTES).

Nachfolgend sind die Kostenkurven (spezifische Kosten c in €/m²_{Brutto} als Funktion der Kollektorfeldgröße A_{coll} in m²_{Brutto}) für fertig montierte Aufdachanlagen sowie für große Freiflächenanlagen mit Tagesspeicher dargestellt (gestrichelte Linien stellen Ober- und Untergrenzen dar). Es zeigt sich, dass a) bei größeren Anlagen deutlich geringere Kosten erzielt werden können und dass b) heute große Aufdachanlagen eine durchschnittliche Kostenuntergrenze von 500 €/m² erreichen, während mit großen Freiflächenanlagen spezifische Kosten bis unter 200 €/m² möglich sind. Darüber hinaus ist aus Abbildung 7 ersichtlich, dass die Schwankungsbreite der Kosten für kleine und große Aufdachanlagen (*roof mounted systems*) viel unsicherer ist als für große Freiflächenanlagen (*ground mounted systems*). Bei letzteren ist dies vor allem auf Skalierungseffekte (Materialkosten sind im Vergleich zu Lohnkosten sehr dominant) und einen hohen Standardisierungsgrad zurückzuführen, während insbesondere bei großen Aufdachanlagen kundenspezifische Lösungen und meist komplexere hydraulische Integration der Solarthermieanlagen im Allgemeinen zu höheren und heterogenen Kosten führen.

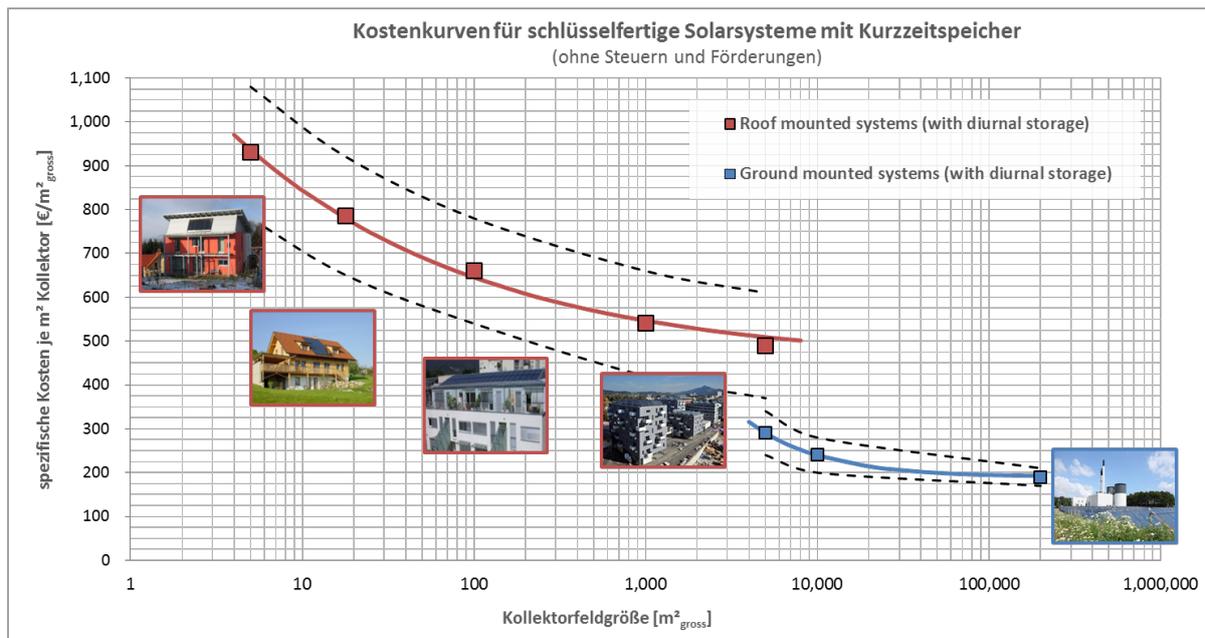


Abbildung 7: Kostenkurven für schlüsselfertige Solarsysteme mit Kurzzeitspeicher (dachmontiert oder Freilandmontage, ohne Steuern oder Förderungen) (Mauthner, 2016)

Untenstehend sind die Funktionen der angepassten Kostenkurven für dachmontierte (Formel 1) und bodenmontierte (Formel 2) Solaranlagen, mit Gültigkeit innerhalb von jeweils typischen Kollektorfeldgrößen angeführt:

Kostenfunktion für dachmontierte Anlagen (rote Kurve - Gültigkeitsbereich 5 – 5,000 m²):

$$C_{\text{roof mounted systems}}(A_{\text{coll}}) = 794.6 \cdot A_{\text{coll}}^{-0.305} + 450 \quad \text{Formel 1}$$

Kostenfunktion für bodenmontierte Anlagen (blaue Kurve - Gültigkeitsbereich 5,000 – 500,000 m²):

$$C_{\text{ground mounted systems}}(A_{\text{coll}}) = 598,700 \cdot A_{\text{coll}}^{-1.021} + 190 \quad \text{Formel 2}$$

Als wichtiger wirtschaftlicher Indikator wurden die solaren Wärmegestehungskosten je Kategorie entsprechend dem **LCOE (levelized cost of energy)** Ansatz ermittelt:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{t_{\text{ges}}} C_t \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^{t_{\text{ges}}} E_t \cdot (1+r)^{-t}} \quad \text{Formel 3}$$

<i>LCOE</i>	levelized cost of energy
<i>C</i>	total costs (investment, O&M) of energy technology
<i>E</i>	total energy delivered by energy technology
<i>r</i>	interest rate
<i>t</i>	year within the period of use (1, 2,... tges)

Die Darstellung der solaren Wärmegestehungskosten erfolgte wiederum in Form von Boxplot-Diagrammen (Abbildung 8) sowie in Tabellenform (siehe **technology summary tables** im Anhang). Da neben den Kosten die solaren Erträge wesentlich zur Berechnung der solaren Wärmegestehungskosten sind, wurden die Ergebnisse sowohl für den Gültigkeitsbereich „mitteleuropäisches Klima“ als auch für den Gültigkeitsbereich „südeuropäisches Klima“ ermittelt (unter Anwendung der erwähnten Methode zur Bestimmung von spezifischen Solarerträgen für beliebige Standorte).

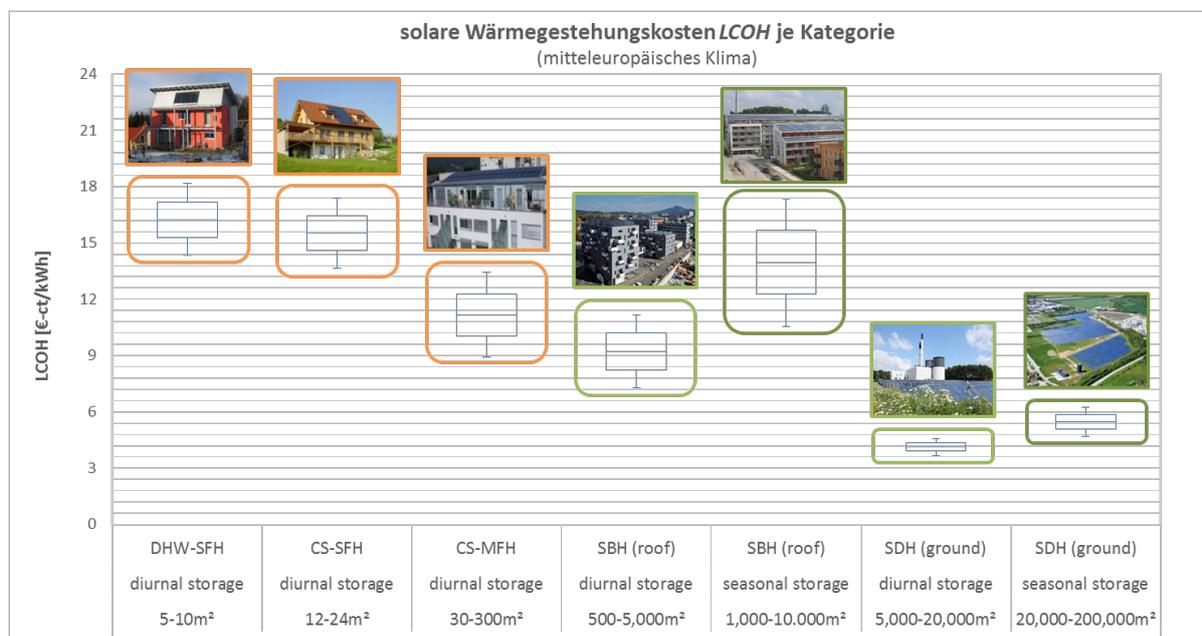


Abbildung 8: solare Wärmegestehungskosten LCOH je Kategorie (gültig für mitteleuropäische Klimata) (Mauthner, 2016)

Solare Wärmegestehungskosten liegen im Bereich von 13,7-18,1 €-ct/kWh für solarthermische Anlagen in Einfamilienhäusern (DHW-SFH und DHW-CS) und zwischen 8,9-13,4 €-ct/kWh für solarthermische Anlagen in Mehrfamilienhäusern (CS-MFH). Für größere, dachmontierte Anlagen inkl. Tagesspeicher sind Gestehungskosten von 7,3-11,2 €-ct/kWh realisierbar (SBH roof). Die niedrigsten und in Dänemark bereits ohne Förderung wettbewerbsfähigen Wärmegestehungskosten von 3,7-4,6 €-ct/kWh können mit großen Solarkollektorfelder in Freilandaufstellung (inkl. Tagesspeicher) erzielt werden (SDH ground). Häufig reduzieren sich die Kosten dieser Systeme weiter, da bereits vorhandene Fernwärmespeicher zur Speicherung der solaren Überschüsse verwendet werden können.

Bezogen auf die solaren Wärmegestehungskosten ist der Einsatz von saisonalen Wärmespeichern aufgrund von Skalierungseffekten insbesondere in Verbindung mit sehr großen thermischen Solaranlagen kosteneffizient: die solaren Wärmegestehungskosten einer 50.000 m² großen Freiflächenanlage in Kombination mit einem 125.000 m³ Erdbeckenwärmespeicher liegen beispielsweise bei 4,7-6,3 €-ct/kWh wohingegen die Gestehungskosten für eine 5.000 m² große Aufdachanlage mit 12.500 m³ Erdsondenspeicherung zwischen 10,6-17,4 €-ct/kWh liegen. Vorteile letzterer Systeme sind, dass Umsetzungen insbesondere im dicht besiedelten urbanen Raum mit knappen Flächenressourcen möglich sind und dass thermische Speicherkapazitäten auch multifunktional in Kombination mit anderen Versorgungstechnologien (z.B.: Wärmepumpe) und/oder zur Integration von Abwärme genutzt werden können.

3.3.3. Methodik und Ergebnisse Teilaufgabe C2 (*Best-practice Analysis*) und C3 (*Recommendations and Success Factors*)

Zielsetzung der Teilaufgaben C2 und C3 war es, innovative Solarkonzepte (*best-practice*) zur Unterstützung städtischer Wärmeversorgungssysteme (realisierte und konzeptionelle) im Detail zu beschreiben, zu analysieren und allgemeingültige Erkenntnisse und Empfehlungen für eine zukünftig gesteigerte Marktdurchdringung abzuleiten. Sowohl quantitative technische als auch qualitative Aspekte wurden hierbei adressiert, öffentlichkeitswirksam aufbereitet und verbreitet.

Die Bearbeitung der Teilaufgaben C2 und C3 wurden im Projekt federführend von AEE INTEC durchgeführt und inhaltlich von allen teilnehmenden Institutionen mitgetragen.

- Zusammenfassung C2 (*Best-practice Analysis*) und C3 (*Recommendations and Success Factors*)

Die Datengrundlage für die inhaltliche Bearbeitung der Teilaufgaben C2 und C3 wurde in Form einer umfangreichen Erhebung (Fragebogen + Interviews + ergänzende Recherchen) von allen teilnehmenden Institutionen generiert. Ziel der Erhebungen war es, sowohl technisch-wirtschaftliche Aspekte der einzelnen Beispiele zu beleuchten (Planung und Methoden, technisches Konzept, Hydraulikschema, Innovationsgehalt, Kosten) als auch tiefergehenden Einblick in den Entscheidungsfindungsprozess inklusive der gewonnen Lerneffekte zu erhalten.

Insgesamt wurden Informationen zu neun unterschiedlichen solarthermische Anwendungen von solargestützten Fern- und Nahwärmeanlagen, über innovative Quartierskonzepte bis hin zu innovativen Anwendungen im mehrgeschossigen Wohnbau sowie für Ferienanlagen erhoben und federführend von AEE INTEC in einem umfassenden Task-Ergebnisbericht (Mauthner, 2017a) [Lit 4] sowie in einer übersichtlichen Broschüre (Mauthner, 2017b) [Lit 5] publiziert. Als österreichischer Beitrag wird im Task-Bericht das solargestützte Niedertemperaturnetz im Salzburger Stadtteil Lehen

vorgestellt. Beiträge stammen von der Salzburg AG (technisches Konzept, Finanzierungsmodell, Lerneffekte), dem SIR - Salzburger Institut für Raumplanung und Wohnen (organisatorische und stadtplanerische Hintergründe, Lerneffekte) sowie von AEE INTEC (Monitoringergebnisse, Interpretation). Der ausgefüllte Fragebogen zum solargestützten Niedertemperaturnetz Salzburg-Lehen kann dem Anhang 7.2 entnommen werden.

Als weiteres Ergebnis wurde federführend von der Technical University of Denmark - DTU ein Bericht über die technischen Möglichkeiten sowie über die Kosteneffizienz gebäudeintegrierter thermischer Solaranlagen verfasst (Perers, 2017) [Lit 15].

Case Nr	BP	FS	Title of case study	Country
1	✓	✗	Smart solar district heating in the city of Dronninglund, DK	DK
2	✓	✗	Hybrid solar district heating in the city of Tårs, DK	DK
3	✓	✗	Solar-assisted heating of a building block in "Vallda Heberg", SE	SE
4	✓	✗	Solar-assisted urban quarter "Freiburg-Glutleutmatten", DE	DE
5	✓	✗	Solar-assisted urban quarter "Salzburg-Lehen", AT	AT
6	✓	✗	Solar-assisted mountain holiday resort "Reka Feriendorf" in Naters, CH	CH
7	✓	✗	Solar assisted neighborhood "La Cigale" in Geneva, CH	CH
8	✗	✓	Solar-assisted urban quarter "Buchsee-Köniz" in Berne, CH	CH
9	✗	✓	New solar-assisted urban quarter "Renens-CFF" in the suburb of Lausanne; CH	CH



Abbildung 9: Lage und Titel der untersuchten Fallbeispiele (grün: reale Umsetzungen - BP, orange: Konzeptstudien - FS)

In nachfolgender Übersicht sind die im Detail untersuchten und Best-practice Umsetzungsbeispiele kurz vorgestellt. Die ausführliche Analyse ist im entsprechenden Task- Ergebnisbericht (Mauthner, 2017a) [Lit 4] verfügbar. Außerdem kann die elektronische Version der Broschüre online bezogen werden (Mauthner, 2017b) [Lit 5].

Solar unterstütztes Fernwärmesystem mit saisonaler Wärmespeicherung in Dronninglund, Dänemark

Task 12
Solar Thermal Energy Systems
in Urban Environments
Solar district heating with seasonal storage in the city of Dronninglund, DK
S.H.C.



▲ Pit heat storage in Dronninglund with the solar thermal collector field seen in the back (Source: Dronninglund Fjernvarme A.m.b.A)

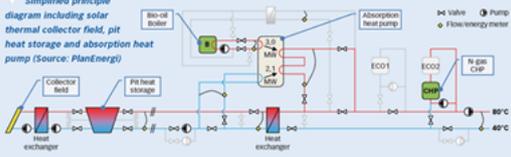
District heating has a long tradition in Denmark and is the most common heating technology in the residential sector today. For several years already, large-scale solar thermal installations attached to existing district heating grids are on the rise all over the country. These solar district heating plants typically provide 5-20% of the annual district heating demand by solar thermal. For load balancing either existing district heating storages are utilized or additional short-term (diurnal) solar energy storages are installed.

The Dronninglund system in Northern Denmark represents an evolutionary step in large-scale solar district heating, covering around half of the annual district heating demand by solar thermal energy without increasing end-consumer cost for heat. Technically, this is achieved by combining large-scale solar thermal with seasonal pit heat storage and MW-scale heat pump with the existing district heating infrastructure.

Due to uncertain price developments of natural gas and biomass the board of Dronninglund district heating initiated "SUN- STORE 3" project in 2008 with the objective to design, optimize and implement a full-scale solar district heating plant that is able to cover around half of the heat demand. The project ended up with the inauguration of a 40,466 m² flat plate collector field hydraulically connected to a 62,000 m³ pit heat storage as well as to an absorption heat pump (2.1 MW_{th}) in 2014.

By end of 2016, the district heating utility supplied around 1,350 consumers via 46 km of district heating network. In the period 06/2015–05/2016 48% of the annual district heating output originated from solar thermal.

▲ Aerial view on the solar district heating system of Dronninglund Fjernvarme (Source: Brønderslev Municipality)



▲ Simplified principle diagram including solar thermal collector field, pit heat storage and absorption heat pump (Source: PlanEnergi)

▲ Aerial view on the solar district heating system of Dronninglund Fjernvarme (Source: Brønderslev Municipality)

Daniel TRIER
PlanEnergi
dt@planenergi.dk
PlanEnergi

Abbildung 10: Solar unterstütztes Fernwärmesystem mit saisonaler Wärmespeicherung in Dronninglund, Dänemark (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: Fernwärme hat in Dänemark eine lange Tradition und ist heute mit einem Anteil von über 63% (2016⁸) die gebräuchlichste Wärmeversorgungstechnologie im Wohnsektor. Bereits seit einigen Jahren zeichnet sich landesweit ein Trend hin zum Anschluss großer solarthermischer Anlagen an bestehende Fernwärmenetze ab. Diese solaren Fernwärmeanlagen decken typischerweise 5-30% und durchschnittlich rund 20% des jährlichen Fernwärmebedarfs mittels Solarthermie (Trier et al, 2017) [Lit 14]. Zur Lastverteilung werden entweder bestehende Fernwärmespeicher genutzt oder es werden zusätzliche Solarpufferspeicher installiert, die tägliche Lastschwankungen ausgleichen können.

Das Dronninglund-System in Norddänemark stellt einen evolutionären Fortschritt im Bereich solarunterstützter Fernwärmesysteme dar, indem es etwa die Hälfte des jährlichen Fernwärmebedarfs durch Solarthermie deckt, ohne die Kosten für Wärme für den Endverbraucher zu erhöhen. Technisch wird dies durch die Kombination von großflächiger Solarthermie mit saisonalen Erdbeckenwärmespeicher und Wärmepumpen im MW-Leistungsbereich ermöglicht, die hydraulisch an das bestehende Fernwärmesystem gekoppelt werden.

Das Projekt in Dronninglund umfasst insgesamt ein 40.466 m² großes Flachkollektorfeld, das hydraulisch an einen 62.000 m³ fassenden Erdbeckenwärmespeicher sowie an eine 2,6 MW_{th} Absorptionswärmepumpe gekoppelt ist. Mit Ende 2016 versorgt der Energiedienstleister rund 1.350 Verbraucher über 46 km Fernwärmeleitung. Im Zeitraum vom Juni 2015 bis Juni 2016 lieferte die Solarthermie einen Anteil von 48 % am gesamten Fernwärmeausstoß.

⁸ <https://www.euroheat.org/knowledge-centre/district-energy-denmark/>

Solares unterstütztes Hybrid-Fernwärmesystem (Flach- und Parabolrinnenkollektoren) in Taars, Dänemark



Hybrid solar district heating

in the city of Taars, DK





▲ **Aerial view on the hybrid solar district heating system in the city of Taars, DK**
(Source: Aalborg CSP)

Bengt PERERS
Technical University of Denmark, DK
bper@byg.dtu.dk



flat plate collectors at lower temperatures to preheat the district heating return flow and boost the temperature up to 75°C in the parabolic trough collectors afterwards. As an added value, tracking of the parabolic trough collectors enable automated stagnation management and accurate temperature control.

By the end of 2016, the district heating utility supplied around 850 consumers via the 13 km of district heating network. In the period 09/2015–08/2016 solar thermal provided a share of 26% of the entire district heating output of the utility.



▲ **Opening of the Taars solar thermal system**
(Source: Aalborg CSP)

▼ **Simplified principle diagram of the Taars hybrid solar district heating system** (Source: Aalborg CSP)

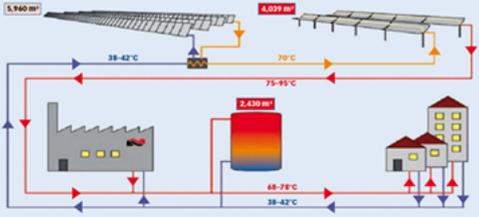


Abbildung 11: Solar unterstütztes Fernwärmesystem (Hybridsystem - Flachkollektoren kombiniert mit konzentrierenden Parabolrinnenkollektoren) in Taars, Dänemark (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: Taars Fernwärme hat ihren Sitz in Norddänemark und wurde 1960 als (Verbraucher-) Genossenschaft mit beschränkter Haftung gegründet. Die Wärmeerzeugung basiert seit Anfang der 90er Jahre auf erdgasbasierten Kesseln und Blockheizkraftwerken und wird durch zwei thermische Energiespeicher mit je 2.430 m³ ergänzt. Aus wirtschaftlichen und versorgungssicherheitstechnischen Gründen wurde 2014 vom Vorstand beschlossen, einen wesentlichen Teil des Erdgases (~30 %) durch Solarthermie zu ersetzen. Zusammen mit einem lokalen Solarthermie-Systemanbieter wurde ein neuartiges Konzept entwickelt, das auf der Kombination von konzentrierenden Parabolrinnenkollektoren und Flachkollektoren basiert. Die Idee dahinter ist, die Flachkollektoren zunächst bei niedrigeren Temperaturen zu verwenden, um den Fernwärme-Rücklauf vorzuwärmen und anschließend mit den Parabolrinnenkollektoren die Temperatur auf 95°C zu erhöhen. Ein Mehrwert besteht darin, dass mittels Nachführung der Parabolrinnen sowohl ein automatisiertes Stagnationsmanagement als auch eine sehr genaue Temperatursteuerung ermöglicht wird.

Mit Ende 2016 versorgte die Fernwärme-Genossenschaft rund 850 Verbraucher über 13 km Fernwärmeleitung. Im Zeitraum vom September 2015 bis September 2016 lieferte die Solarthermie einen Anteil von 22 % am gesamten Fernwärmeausstoß.

Solar unterstütztes Niedertemperatur-Mikronetz zur Versorgung eines Stadtquartiers in Salzburg, Österreich

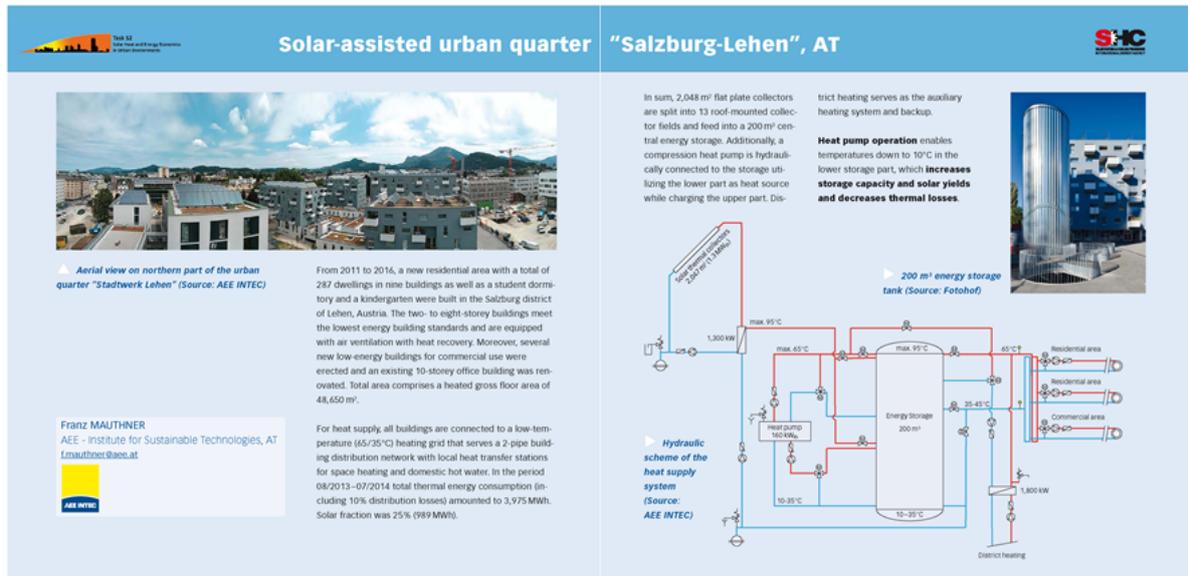


Abbildung 12: Solar unterstütztes Niedertemperatur-Mikronetz zur Versorgung eines Stadtquartiers in Salzburg, Österreich (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: Von 2011 bis 2016 entstand im Salzburger Stadtteil Lehen ein neues Wohngebiet mit insgesamt 287 Wohnungen in neun Gebäuden sowie einem Studentenwohnheim und einem Kindergarten. Die zwei- bis achtgeschossigen Gebäude entsprechen höchsten energetischen Gebäudestandards und sind mit einer Lüftung inklusive Wärmerückgewinnung ausgestattet. Darüber hinaus wurden mehrere neue Niedrigenergiehäuser für die gewerbliche Nutzung errichtet und ein bestehendes 10-stöckiges Bürogebäude saniert. Die Quartiersentwicklung umfasst insgesamt eine beheizte Bruttogeschossfläche von 48.650m².

Die Wärmeversorgung aller Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser erfolgt über ein 2-Leiter Netz mit lokalen Wärmeübergabestationen, das von einem Niedertemperatur-Mikronetz (65°C/35°C) gespeist wird. Als Energiequellen für das Mikronetz dienen insgesamt 2.048 m² Flachkollektoren, die aufgeteilt in 13 dachmontierte Teilkollektorfelder in einen zentralen 200 m³ Energiespeicher einspeisen. Zusätzlich ist eine Kompressionswärmepumpe hydraulisch mit dem Speicher verbunden, wobei der untere Teil als Wärmequelle dient, während der obere Teil geladen wird (der Wärmepumpenbetrieb ermöglicht Temperaturen bis zu 10°C im unteren Speicherteil, was die Speicherkapazität und den Solarertrag erhöht und die Wärmeverluste verringert). Fernwärme dient als Zusatzheizung und Backup.

Im Zeitraum August 2013 bis August 2014 betrug der gesamte thermische Energieverbrauch des Quartiers (inkl. 10% Verteilungsverluste) 3.975MWh. Der gemessene Solaranteil betrug 25% (989MWh). Aufgrund der niedrigen Versorgungstemperaturen im Mikronetz sowie in Kombination mit der Abkühlung des Speichers durch die Wärmepumpe können mit dem System sehr hohe spezifische Solarerträge erwirtschaftet werden: Der gemessene spezifische Solarertrag in der Periode 2013/2014 betrug 533 kWh/(m²_{Apertur}·a) was eine überdurchschnittliche Benchmark darstellt.

Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung eines Stadtquartiers in Freiburg, Deutschland

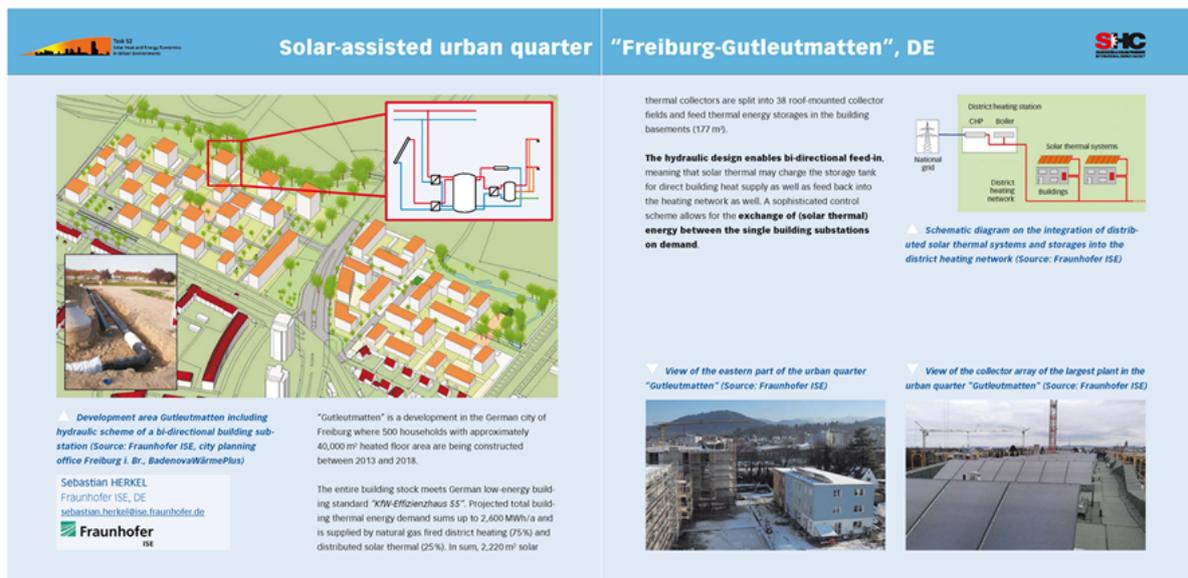


Abbildung 13: Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung eines Stadtquartiers in Freiburg, Deutschland (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: Gutleutmatten ist ein Entwicklungsgebiet in Freiburg, in dem zwischen 2013 und 2018 rund 500 Haushalte mit ca. 40.000 m² beheizter Bruttogeschoßfläche entstehen.

Der gesamte Gebäudebestand entspricht dem deutschen Niedrigenergiehausstandard "KfW-Effizienzhaus 55". Der prognostizierte Gesamtenergiebedarf der Gebäudeheizung beträgt 2.600 MWh/a und wird durch erdgasbefeuerte Fernwärme (75 %) und Solarthermie (25 %) gedeckt. Insgesamt sind 2.220 m² solarthermische Kollektoren in 38 dachmontierte Kollektorfelder aufgeteilt und speisen jeweils thermische Energiespeicher in den Gebäuden (in Summe 177 m³ Speichervolumen).

Die Analgenhydraulik des Gesamtsystems ermöglicht eine bidirektionale Einspeisung, so dass solarthermisch generierte Wärme entweder zur Speicherbeladung und direkten Gebäudewärmeversorgung genutzt werden kann als auch zur Rückspeisung in das Mikronetz bei Überschüssen. Eine ausgeklügelte Regelung ermöglicht es, bei Bedarf (solarthermische) Energie zwischen den einzelnen Gebäudeunterstationen auszutauschen.

Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung einer Wohnsiedlung in Kungsbacka, Schweden



Abbildung 14: Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung einer Wohnsiedlung in Kungsbacka, Schweden (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: Vallda Heberg ist ein neu gebautes Wohngebiet in den Vororten von Kungsbacka, Schweden. Zwischen 2011 und 2016 wurden 128 Wohneinheiten mit insgesamt 14.000 m² beheizter Bruttogeschoßfläche nach schwedischem Passivhausstandard errichtet. Planungsziel war es, den Gebäudewärmebedarf für Raumheizung und Brauchwarmwasser von ca. 620 MWh/a ausschließlich aus erneuerbaren Energien (60% Biomasse, 40% Solarthermie) zu decken. Die Kosten für das fortschrittliche Wärmeversorgungssystem beliefen sich auf rund ein Prozent der gesamten Projektkosten, was sich als irrelevant für den Wohnungsvorverkaufmarkt erwiesen hat.

Das Wärmeverteilungssystem unterteilt sich in ein Primärnetz aus Stahlrohrleitungen (70°C/50°C), sowie einem kostengünstigeren Sekundärnetz aus PEX-Rohrleitungen (60°C/50°C). Das Primärnetz wird ausgehend vom Heizhaus von einem Pelletskessel und Vakuumröhrenkollektoren gespeist und übergibt die Wärme an vier verteilten Übergabestationen an das Sekundärnetz für die Versorgung der Gebäude auf niedrigerem Temperaturniveau. Jede Übergabestation verfügt über dachmontierte Flachkollektoren sowie Pufferspeicher. Die (teureren) Vakuumröhrenkollektoren am zentralen Heizhaus können die höheren Temperaturen im Primärnetz effizienter bereitstellen als Flachkollektoren. Außerdem sind die Röhren mit steilen Neigungswinkeln installiert, wodurch einerseits die Solarerträge im Winter optimiert werden und es andererseits zu weniger Überhitzungen (Stagnation) im Sommer kommt. Die (kostengünstigeren) Flachkollektoren wiederum werden ganzjährig sehr effizient auf dem niedrigeren Temperaturniveau des Sekundärnetzes betrieben.

Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung einer autarken Ferienanlage in Naters, Schweiz



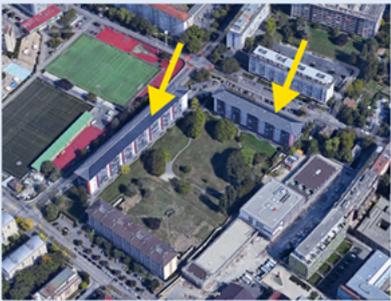
Abbildung 15: Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung einer autarken Ferienanlage in Naters, Schweiz (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: "Reka Feriendorf" ist ein Urlaubsresort auf 1.300 Meter über Meer im Kanton Wallis, Schweiz, und wurde im Winter 2014 eröffnet. Das Resort umfasst 50 Wohnungen, ein Hallenbad sowie eine Kinderbetreuungsstätte und Büros. Die beheizte Bruttogeschoßfläche beträgt 6.650 m² und der Heizenergiebedarf beläuft sich auf rund 660 MWh/Jahr. Die hochwertigen Gebäude sind mit Wärmepumpen, PVT-Kollektoren sowie PV-Modulen ausgestattet. Jährlich werden rund 67% der Wärmeenergie und 48% der elektrischen Energie vor Ort bereitgestellt.

Das Energieversorgungskonzept unterteilt sich in zwei thermische Kreise: eine Niedertemperaturversorgung für Heizzwecke (30-35°C Vorlauftemperatur) sowie ein Brauchwarmwassersystem auf höherer Temperatur (55-65°C). Für jeden Kreis ist eine zentrale Wärmepumpe vorgesehen, die das erforderliche Temperaturniveau bereitstellt. Darüber hinaus wird im Sommer ein Erdsondenfeld (Bohrlochwärmespeicher) zur saisonalen Speicherung überschüssiger solarthermisch erzeugter Wärme eingesetzt. In der Heizperiode wird der Speicher als Wärmequelle für den Wärmepumpenbetrieb genutzt bzw. wieder entladen. Als zusätzliche Wärmequelle für den Wärmepumpenbetrieb ist eine Abwasserwärmerückgewinnungsanlage installiert.

Innovatives solares Kombisystem zur Versorgung einer Wohnanlage in Genf, Schweiz

Think 32
Solar heat and hot water systems
in a smart combination
Solar assisted apartment blocks
“La Cigale” in Geneva, CH
SHC



▲ “La Cigale” apartment blocks after renovation in Geneva, Switzerland. Arrows indicate the solar thermal collector fields. (Source: Google Earth)

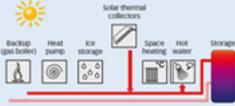
Gabriel RUIZ
CREM
gabriel.ruiz@crem.ch

CREM

glazed water collectors. This high solar fraction is achieved by means of a heat supply concept that combines compression heat pump, latent heat storage (water/ice) and solar thermal in a very smart way.

Depending on the season of the year space heating and domestic hot water preparation is either provided by solar thermal only or a combination of solar thermal with heat pump operation including charging / discharging of the ice storage is applied. A small natural gas source provides peak and backup capacity.

▼ Schematic diagram “La Cigale” warm season
(Source: ENERGIE SOLAIRE S.A.)



▼ Schematic diagram “La Cigale” cold season
(Source: ENERGIE SOLAIRE S.A.)

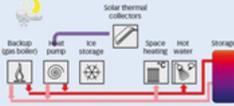


Abbildung 16: Innovatives solares Kombisystem zur Versorgung einer Wohnanlage in Genf, Schweiz (Mauthner, 2017b)

Kurzvorstellung: La Cigale ist eine 1952 in Genf, Schweiz, gegründete Wohnungsgenossenschaft mit 273 Wohnungen und einer beheizten Bruttogeschoßfläche von ca. 19.000 m². Zwischen 2013 und 2014 wurde eine komplette Sanierung der Gebäudehülle mit Modernisierung der Heizungsanlage realisiert. Das Gesamtprojekt hat sehr ambitionierte Ziele erreicht: Die umfassende Gebäudesanierung senkt den Heizenergiebedarf um 70% (der Gebäudekomplex entspricht heute Niedrigenergiestandard) und 65% des verbleibenden Bedarfs werden durch insgesamt 1.740 m² dachintegrierte, unverglaste Solarkollektoren gedeckt.

Erreicht wird dieser hohe solare Deckungsanteil durch ein Wärmeversorgungskonzept, das Kompressionswärmepumpe, Latentwärmespeicher (Wasser/Eis) und Solarthermie sehr intelligent kombiniert: Je nach Jahreszeit wird die Raumheizung und Brauchwarmwasserbereitung entweder nur durch Solarthermie oder durch eine Kombination von Solarthermie mit Wärmepumpenbetrieb inklusive Be- und Entladung des Eisspeichers realisiert. Eine kleine Erdgasquelle dient zur Spitzenlastabdeckung und dient als Ausfallsreserve.

Die Aufbereitung der Best-practice Umsetzungsbeispiele wurden von folgenden Unternehmen und Institutionen unterstützt:

With contributions from

- Dronninglund, Denmark**
Daniel TRIBER
dt@planenergi.dk
- Taastrup, Denmark**
Bengt PERERS
bepers@byg.dtu.dk
- Salzburg-Lehen, Austria**
Franz MAUTHNER
fmauthner@ase.at
- Freiburg-Gutleutmaten, Germany**
Sebastian HERKEL
sebastian_herkel@ise.fraunhofer.de
- Vallda Heberg, Kungsbacka, Sweden**
Martin ANDERSEN
masa@du.se
- Reka Feriendorf, Naters, Switzerland**
Gabriel RUZ
gabriel.ruz@crem.ch
- La Cigale, Geneva, Switzerland**
Gabriel RUZ
gabriel.ruz@crem.ch

About IEA Solar Heating and Cooling Programme

The Solar Heating and Cooling Programme was founded in 1977 as one of the first multilateral technology initiatives („Implementing Agreements“) of the International Energy Agency. The member countries of the Programme collaborate on projects (referred to as „tasks“) in the field of research, development, demonstration (RD&C), and test methods for solar thermal energy and solar buildings.

IEA SHC Task 52
task52.iea-shc.org/

In the framework of **IEA SHC Task 52** the future role of solar thermal in urban energy systems is investigated.

- Subtask A – Energy Scenarios**
Leader: Aalborg University, DK
- Subtask B – Methodology, Tools & Case Studies**
Leader: Sorane SA, CH
- Subtask C – Technology and Demonstrators**
Leader: AEE INTEC, AT

Abbildung 17: Übersicht über die involvierten Unternehmen und Institutionen

3.3.4. Veröffentlichungen (chronologisch, mit Relevanz für Subtask C)

Trier D., Bava F., Kok Skov C., Stendorf Sørensen S., **Solar District Heating Trends and Possibilities - Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility**, Complementary report for IEA SHC Task 52 - Subtasks B and C, Copenhagen, March 2018 (posted: 2018-06-15)

Mauthner F., **Solar Thermal Applications in Urban Environments - Best practice leaflet**, Complementary document based on IEA SHC Task 52 technical report Subtask (Part C2), Gleisdorf, August 2017 (posted: 2018-06-15)

Mauthner F., Joly M., **Analysis of built best practice examples and conceptual feasibility studies**, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask B (Part B3) and Subtask C (Part C2), Gleisdorf / Ecublens, August 2017 (posted: 2018-06-15)

Perers B., Furbo S., Andersen E., Dragsted J., **Cost performance of small smart solar thermal systems**, Complementary report for IEA-SHC Task 52 Subtasks A and C, Copenhagen, August 2017 (posted: 2018-06-15)

Mauthner F., Herkel S., **Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments**, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask C (Part C1), Gleisdorf, June 2016 (posted: 2017-05-30)

4. Vernetzung und Ergebnistransfer

Die generelle inhaltliche Ausrichtung der IEA SHC Task 52 adressiert einerseits Stakeholder im Bereich Transformationsforschung und Energiepolitik (Energiesystemanalysen - Subtask A) und andererseits sind die Projektergebnisse vor allem für Stadtplaner / Energieplaner von Interesse, die sich rasch einen fundierten technischen und ökonomischen Überblick über Möglichkeiten zur Solarenergienutzung in Städten verschaffen wollen (Tools und Methoden - Subtask B sowie Kennzahlenanalyse und Best practice Beispiele Subtask C).

Die Einbindung relevanter Stakeholder in das Projekt erfolgte in mehrfacher Weise: Im Rahmen der halbjährlichen Task-Meetings wurde von lokalen Professionisten oder anderen Forschungseinrichtungen mehrmals der Einladung nachgekommen, Umsetzungsprojekte zu präsentieren oder im Rahmen von technischen Führungen vorzustellen. Die Recherchen zu Tools, Methoden und vor allem zu den Best practice Beispielen erfolgten jeweils im bilateralen, fachlichen Austausch zwischen Vertretern der Task-Expertenrunde und den jeweiligen Umsetzern bzw. Knowhow Trägern. Die generierten Ergebnisse und Erkenntnisse wurden über die Projektlaufzeit hinweg an mehreren Konferenzen vorgestellt, in Fachzeitschriften und Wissenschaftsjournalen publiziert sowie in Form der *Technical Reports*, einer *Executive Summary* sowie eines *Position Papers* auf der IEA SHC Task 52 Homepage der Öffentlichkeit zugänglich gemacht (vollständige Übersicht über alle Publikationen siehe Kapitel 6.2). In Österreich wurden die Task-Ergebnisse vor allem im Rahmen der jährlichen IEA-Vernetzungstreffen einem breiteren Fachpublikum präsentiert.

Die Teilnahme der beiden Österreichischen Vertreter AEE INTEC und TU Wien - EEG an der Task war sowohl für die Qualität der Ergebnisse aus der Task maßgeblich (hervorzuheben sind insbesondere die österreichischen Forschungsbeiträge im Bereich Kostenkurven für Gebäudesanierungen sowie die Solarthermie-spezifischen Analysen in Subtask C) sowie umgekehrt auch eine Bereicherung für das nationale Forschungsumfeld. Insbesondere die fundierten Einblicke in die dänischen und deutschen Aktivitäten im Bereich der ganzheitlichen Energiesystemanalyse und die resultierenden Ergebnisse für das Österreichische Energiesystem stellen einen erheblichen Erkenntnisgewinn und Lerneffekt dar und wären ohne die IEA-Beteiligung in dieser Form nicht durchführbar gewesen. Nicht zuletzt resultieren aus der langjährigen Forschungskoooperation interessante Kontakte und Netzwerkpartner für zukünftige Forschungsprojekte.

5. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Im Rahmen des IEA SHC Task 52 wurde Solarthermie erstmals als einzelne erneuerbare Technologieoption in einer ganzheitlichen Energiesystembetrachtung eingehend untersucht. Erforderliche Datengrundlagen zur Modellierung des österreichischen Energiesektors sowie als Basis für Machbarkeitsanalysen und zur Planungsunterstützung wurden erarbeitet und *Best-practice* Beispiele für die Integration von solarthermischen Anlagen in städtische Energiesysteme wurden eingehend analysiert und dokumentiert.

Die Projektergebnisse zeigen, dass Solarthermie eine relevante Technologieoption für die Energiewende ist. Konkret kann Solarthermie zukünftig den Druck auf knappe erneuerbare Ressourcen, insbesondere Biomasse, verringern und lokal überall dort einen wichtigen Beitrag liefern, wo keine alternativen Wärmequellen zur Verfügung stehen. Insbesondere in Verbindung mit städtischen Wärmenetzen kann mittels Solarwärme ein signifikanter Beitrag zur Wärmeversorgung

erreicht werden (in der Größenordnung von 5-50% des lokalen, netzgebundenen Bedarfs). Smarte (Niedertemperatur-) Wärmenetze mit multivalenten Einspeisern und multifunktional eingesetzten Speichern sind somit nach Ansicht des Projektteams eine der vielversprechenden Lösungen für solarthermische Anwendungen in städtischen Wärmeversorgungssystemen der Zukunft, vor allem wenn andere erneuerbare Versorgungsoptionen sowie verfügbare Flächen lokal begrenzt sind.

Die Energiesystemanalysen deuten auch darauf hin, dass die Installation von zusätzlichen Solarthermie-Kapazitäten die sozioökonomischen Kosten in einem zukünftigen Energiesystem erhöhen kann. Ob das so ist, wird von den Schwerpunktsetzungen in den einzelnen Sektoren des Energiesystems, den intersektoralen Wechselwirkungen sowie den energiepolitischen Rahmenbedingungen stark beeinflusst. Das techno-ökonomische Potenzial solarthermischer Anwendungen wurde im Projekt mittels Energiesystemanalyse für die Länder Dänemark, Deutschland, Italien und Österreich und für unterschiedliche Energiesystem-Konstellationen ermittelt und liegt jeweils im Bereich von 3-12% des zukünftigen Wärmemarktes. Es kann festgehalten werden, dass Solarthermie in einem erneuerbaren Energiesystem der Zukunft nur noch mit anderen erneuerbaren Wärmeversorgungsoptionen konkurriert. Vorteile von heute (CO₂-Reduktion, Einsparung fossiler Energieträger) sind in einem solchen Energiesystem keine Argumente mehr für den Einsatz von Solarthermie. Die Ergebnisse zeigen auch, dass sich die Vorteile der Solarthermie von heute beim Übergang zu einem überwiegend erneuerbarem Energiesystem hinsichtlich der Reduktion von fossilen Brennstoffen, CO₂-Emissionen und den Kosten verringern können. Andererseits steigt der Bedarf an regenerativen Energien mit ehrgeizigeren CO₂-Reduktionszielen an und Solarthermie kann eine wichtige Rolle spielen, um den Druck auf andere erneuerbare Energien zu reduzieren. Zusammenfassend können aus dem Projekt folgende Erkenntnisse und Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- (Inter-)Nationale und regionale Zielsetzungen für den Anteil an Solarwärme am (Niedertemperatur-) Wärmemarkt sollte eine realistische Größe im kleinen zweistelligen Prozentbereich des zukünftigen Wärmemarktes sein.
- Die Rolle der Solarthermie für das gesamte Energiesystem wird nicht nur vom Wärmesektor bestimmt und beeinflusst. Neue Regelungen und Förderformen sollten daher sektorübergreifende Auswirkungen berücksichtigen, um unerwünschte Effekte zu vermeiden. Eine intersektorale Energiesystemanalyse / Energiemasterplanung für Gesamt-Österreich ist für eine fundierte Wirkungsfolgenabschätzung zielführend bzw. essentiell.
- Da der Markt für Solarthermie derzeit schrumpft sind Maßnahmen zu setzen, um das vorhandene Wissen und die bestehenden Kapazitäten zu erhalten.
- Für eine zukünftige Marktdurchdringung muss die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von Solarthermie gesteigert werden, hier kommt insbesondere der Kostensenkung durch einfachere Systemintegration, Standardisierung und nicht zuletzt neuen Geschäfts- und Finanzierungsmodellen eine wichtige Rolle zu.
- Die Verfügbarkeit und Bereitstellung transparenter Kostendaten, von fundierten technischen Kennzahlen sowie von grundlegenden Informationen zu den Einsatzmöglichkeiten von Solarthermie im städtischen Umfeld ist essentiell, damit die Technologie bereits in frühen städteplanerischen Überlegungen Berücksichtigung finden kann. Hierzu liegt mit den Ergebnissen aus Subtask C eine gute Basis vor, weiterführende Erhebungen, Analysen sowie eine entsprechende Verbreitung der Ergebnisse sind zu empfehlen.

- Hydroniksysteme sind für alle regenerativen Heizsysteme (z.B. auch für Wärmepumpen) ein entscheidender Aspekt in der effizienten Nutzung. Das in der Solarthermiebranche vorhandene Wissen könnte hier auch in anderen Branchen auf dem Weg zu einem stark bis vollständig erneuerbaren Energiesystem genutzt werden.
- Im Vergleich zu heute ist es wahrscheinlich, dass der Anteil der Solarthermie an der Fernwärme zunehmen wird. Dies erhöht die Relevanz von Forschung und Entwicklung für derartige Lösungen.

Das nationale Projektteam wird sich in der Zukunft auch weiterhin verstärkt mit dem Thema der regionalen Verteilung von Wärmebedarf und den Potenzialen aus erneuerbaren Energien sowie deren zeitlichen Abgleich auseinandersetzen (Stichwort: räumliche Energieplanung, Energieraumplanung, Energiesystemanalyse). Wie sich auch im Rahmen des Projekts gezeigt hat, ist die ganzheitliche und objektive Bewertung von Wärmeversorgungsoptionen nicht nur überregional, sondern auch lokal, in einer möglichst frühen städtebaulichen Planungsphase, essentiell um langfristig optimale Strategien für Infrastrukturprojekte, insbesondere im Wärmesektor, zu entwickeln. Dementsprechend ergibt sich die Notwendigkeit, dass Stadtplaner / Energieplaner fundierte Informationen und Tools zur Verfügung haben, die eine erste Einschätzung von vorteilhaften Technologieoptionen unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten bieten, noch bevor eine detailliertere Detailplanung erfolgt. Nach Ansicht des nationalen Projektteams kommt modernen Geoinformationssystemen (GIS) in diesem Zusammenhang eine zunehmend wichtige Rolle in der Organisation großer raumbezogener Datenmengen, der räumlich-statistischen Analyse sowie der Kommunikation von Ergebnissen in Form von Karten oder Webservices zu. Die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem gegenständlichen Projekt, insbesondere aus der Kennzahlenanalyse und zu den Kostenkurven im Gebäudesektor, werden für weiterführende Forschungsarbeiten im Themenfeld räumliche Energieplanung mit GIS direkt weiterverwendet. Anzustreben, allerdings noch ohne konkretes Projektvorhaben, wären auch weiterführende Forschungsarbeiten im Themenfeld Energiesystemanalyse für Gesamt-Österreich. Eine breit aufgestellte (Sektor- und Energieträger-übergreifende) Energie-Masterplanung bzw. Szenario-Analyse für Österreich wäre eine wichtige Basis für die Wirkungsfolgenabschätzung energiepolitische Lenkungsmaßnahmen zur Zielerreichung Energiewende 2050. Im Rahmen des Projektes wurde eine etablierte Methode aus Dänemark auf den österreichischen Energiesektor angewendet und es konnte gezeigt werden, dass die Datenbasis für eine ganzheitliche Energiesystemanalyse ausreichend ist und darüber hinaus konkrete Aussagen, auch für die Einzeltechnologie Solarthermie, in einem ganzheitlichen Energiesystem Kontext getroffen werden können.

Weiterführende IEA-Forschungsk Kooperationen zu Energiesystemanalysen mit stärkerem Fokus auf die räumliche Dimension von lokalen Energiepotenzialen und Bedarfen sind im Gespräch.

6. Verzeichnisse

6.1. Link zur Task-Website

<http://task52.iea-shc.org/>

6.2. Auflistung von Publikationen des Task (chronologisch)

General Task Publications

Herkel S., **Executive Summary**, *(noch unveröffentlicht - Veröffentlichung nach Approbation durch das IEA Leitungsgremium geplant mit Herbst 2018)*

Herkel S., **Position Paper**, *(noch unveröffentlicht - Veröffentlichung nach Approbation durch das IEA Leitungsgremium geplant mit Herbst 2018)*

Mauthner F., **Solar Thermal Applications in Urban Environments** - Best practice leaflet, Complementary document based on IEA SHC Task 52 technical report Subtask (Part C2), Gleisdorf, August 2017 (posted: 2018-06-15)

Subtask A: Energy Scenarios

Herkel, S., Palzer., A., **Influence of sector coupling on solar thermal energy** - a scenario analysis of the German energy system, Technical report IEA SHC Task 52 Subtask A, Freiburg, May 2018 (posted: 2018-06-15)

Hummel, M., Büchele, R., Müller, A., Aichinger, E., Kranzl, L., Toleikyte, A., Forthuber, S., Steinbach, J., **Cost curves for heat savings in buildings** - calculation of costs and potentials for heat savings in existing buildings through the refurbishment of the building surface for various countries in Europe until 2050, Complementary report IEA SHC Task 52 Subtask A, Vienna, January 2018 (posted: 2018-06-15)

Mathiesen, B. V., Hansen, K., **The role of Solar Thermal in Future Energy Systems: Country cases for Germany, Italy, Austria and Denmark**, Technical report IEA SHC Task 52 Subtask A, Copenhagen, December 2017 (posted: 2017-11-30)

Subtask B: Methodologies, Tools and Case studies for Urban Energy concepts

Trier D., Bava F., Kok Skov C., Stendorf Sørensen S., **Solar District Heating Trends and Possibilities** - Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility, Complementary report for IEA SHC Task 52 - Subtasks B and C, Copenhagen, March 2018 (posted: 2018-06-15)

Joly M., Bourdoukan P., Bleicke-Eggers J., Andersen M., Bales C., Ruiz G., Trier D., Weber C., Herkel S., **Urban energy concept - Solar district heating - Methodology and tools**, IEA SHC Task 52 Technical report Subtask B, Ecublens, February 2018 (posted: 2018-06-15)

Subtask C: Technology and Demonstrators

Mauthner F., Joly M., **Analysis of built best practice examples and conceptual feasibility studies**, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask B (Part B3) and Subtask C (Part C2), Gleisdorf / Ecublens, August 2017 (posted: 2018-06-15)

Mauthner F., Herkel S., **Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments**, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask C (Part C1), Gleisdorf, June 2016 (posted: 2017-05-30)

Perers B., Furbo S., Andersen E., Dragsted J., **Cost performance of small smart solar thermal systems**, Complementary report for IEA-SHC Task 52 Subtasks A and C, Copenhagen, August 2017 (posted: 2018-06-15)

6.3. Literaturverzeichnis zum vorliegenden Endbericht

[Lit 1] Biermayr P. et al., Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2016, bmvit (Hrsg.), Wien, Mai 2017

[Lit 2] Mauthner F., Herkel S., Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask C (Part C1), Gleisdorf, June 2016 (posted: 2017-05-30)

[Lit 3] Hummel, M., Büchele, R., Müller, A., Aichinger, E., Kranzl, L., Toleikyte, A., Forthuber, S., Steinbach, J., Cost curves for heat savings in buildings - calculation of costs and potentials for heat savings in existing buildings through the refurbishment of the building surface for various countries in Europe until 2050, Complementary report IEA SHC Task 52 Subtask A, Vienna, January 2018 (posted: 2018-06-15)

[Lit 4] Mauthner F., Joly M., Analysis of built best practice examples and conceptual feasibility studies, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask B (Part B3) and Subtask C (Part C2), Gleisdorf / Ecublens, August 2017 (posted: 2018-06-15)

[Lit 5] Mauthner F., Solar Thermal Applications in Urban Environments - Best practice leaflet, Complementary document based on IEA SHC Task 52 technical report Subtask (Part C2), Gleisdorf, August 2017 (posted: 2018-06-15)

[Lit 6] Müller, A., Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock. Dissertation TU Wien, Wien, März 2015

[Lit 7] BMVBS, 2012 Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden (No. 07/2012), BMVBS-Online-Publikation. BMVBS

[Lit 8] ENTRANZE, 2014. ENTRANZE project [WWW Document]. URL <http://www.entranze.eu/> (accessed 5.21.16)

[Lit 9] Capros, P., De Vita, A., Tasios, N., Papadopoulos, D., Siskos, P., Apostolaki, E., Zampara, M., Paroussos, L., Fragiadakis, K., Kouvaritakis, N., Höglund-Isaksson, L., Winiwarter, W., Purohit, P., Böttcher, H., Frank, S., Havlik, P., Gusti, M., Witzke, H.P., 2013. EU Energy, Transport and GHG Emissions - Trends to 2050 - Reference Scenario (No. ISBN 978-92-79-33728-4). European Union

[Lit 10] Mathiesen, B. V., Hansen, K., The role of Solar Thermal in Future Energy Systems: Country cases for Germany, Italy, Austria and Denmark, Technical report IEA SHC Task 52 Subtask A, Copenhagen, December 2017 (posted: 2017-11-30)

[Lit 11] Palzer, A. 2016, Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor, Dissertation, Fraunhofer Verlag

[Lit 12] Herkel, S., Palzer., A., Influence of sector coupling on solar thermal energy - a scenario analysis of the German energy system, Technical report IEA SHC Task 52 Subtask A, Freiburg, May 2018 (posted: 2018-06-15)

[Lit 13] Joly M., Bourdoukan P., Bleicke-Eggers J., Andersen M., Bales C., Ruiz G., Trier D., Weber C., Herkel S., Urban energy concept - Solar district heating - Methodology and tools, IEA SHC Task 52 Technical report Subtask B, Ecublens, February 2018 (posted: 2018-06-15)

[Lit 14] Trier D., Bava F., Kok Skov C., Stendorf Sørensen S., Solar District Heating Trends and Possibilities - Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility, Complementary report for IEA SHC Task 52 - Subtasks B and C, Copenhagen, March 2018 (posted: 2018-06-15)

[Lit 15] Perers B., Furbo S., Andersen E., Dragsted J., Cost performance of small smart solar thermal systems, Complementary report for IEA-SHC Task 52 Subtasks A and C, Copenhagen, August 2017 (posted: 2018-06-15)

[Lit 16] FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (Hrsg.), Zahlenspiegel Erdgas und Fernwärme in Österreich, Wien, September 2017 (accessed online: 2018-05-20)

[Lit 17] Fleitler T. et al, Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables), Work package 1: Final energy consumption for the year 2012, European Commission, March 2016 (accessed online: 2018-05-20)

6.4. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchschnittliche Zusatzkosten thermischer Sanierung gegenüber Instandhaltungsmaßnahmen aller durchgeführten Sanierungsprojekte um den Heizwärmebedarf auf verschiedene Niveaus in 2050 zu reduzieren (Hummel 2018).....	13
Abbildung 2: Berechnungsablauf, Technologieoptionen und Ausgabeparameter des Modells EnergyPLAN (AAU 2009 www.energyplan.eu)	16
Abbildung 3: Quellen der Wärmebereitstellung für unterschiedliche Szenarien für das deutsche Energiesystem, Bezugsjahr 2050 (Herkel 2018)	19
Abbildung 4: Überblick über Möglichkeiten zur Integration solarthermischer Anwendungen in urbanen Energiesystemen am Beispiel eines virtuellen Untersuchungsgebietes (Mauthner, 2016)...	27
Abbildung 5: Spezifische solare Erträge je Kategorie (gültig für mitteleuropäische Klimata) (AEE INTEC, 2016).....	29
Abbildung 6: Charakteristische Bandbreite spezifischer Solar-Systemkosten (schlüsselfertig) je Kategorie (ohne Steuern und Förderungen) (Mauthner, 2016)	30

Abbildung 7: Kostenkurven für schlüsselfertige Solarsysteme mit Kurzzeitspeicher (dachmontiert oder Freilandmontage, ohne Steuern oder Förderungen) (Mauthner, 2016)	31
Abbildung 8: solare Wärmegegostehungskosten LCOH je Kategorie (gültig für mitteleuropäische Klimata) (Mauthner, 2016).....	32
Abbildung 9: Lage und Titel der untersuchten Fallbeispiele (grün: reale Umsetzungen - BP, orange: Konzeptstudien - FS).....	34
Abbildung 10: Solar unterstütztes Fernwärmesystem mit saisonaler Wärmespeicherung in Dronninglund, Dänemark (Mauthner, 2017b)	35
Abbildung 11: Solar unterstütztes Fernwärmesystem (Hybridsystem - Flachkollektoren kombiniert mit konzentrierenden Parabolrinnenkollektoren) in Taars, Dänemark (Mauthner, 2017b).....	36
Abbildung 12: Solar unterstütztes Niedertemperatur-Mikronetz zur Versorgung eines Stadtquartiers in Salzburg, Österreich (Mauthner, 2017b).....	37
Abbildung 13: Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung eines Stadtquartiers in Freiburg, Deutschland (Mauthner, 2017b)	38
Abbildung 14: Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung einer Wohnsiedlung in Kungsbacka, Schweden (Mauthner, 2017b).....	39
Abbildung 15: Solar unterstütztes Mikronetz zur Versorgung einer autarken Ferienanlage in Naters, Schweiz (Mauthner, 2017b)	40
Abbildung 16: Innovatives solares Kombisystem zur Versorgung einer Wohnanlage in Genf, Schweiz (Mauthner, 2017b)	41
Abbildung 17: Übersicht über die involvierten Unternehmen und Institutionen.....	42

6.5. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kategorisierung solarthermischer Anwendungen zur Anwendung in städtischen Wärmeversorgungssystemen (Mauthner, 2016)	28
Tabelle 2: Kennzahlen für solarthermischer Anwendungen im Ein- und Mehrfamilienhaussektor (Mauthner, 2016)	51
Tabelle 3: Kennzahlen für solarthermischer Anwendungen in Verbindung mit urbanen Mikronetzen (Mauthner, 2016)	52
Tabelle 4: Kennzahlen für solarthermischer Anwendungen in Verbindung mit urbanen Fernwärmenetzen (Mauthner, 2016).....	53

7. Anhang

7.1. Charakteristische Kennzahlen solarthermischer Anwendungen

Für die in Kapitel 3.3.2 vorgestellten Benchmarks wurden insgesamt 46 bestehende solarthermische Anlagen aus Österreich, Dänemark und Deutschland untersucht und ausgewertet. Für jedes untersuchte System wurden mindestens die folgenden Merkmale und Kennzahlen ermittelt:

energierelevante / technische Kennzahlen:

- Art der Anlage (Kategorie)
- Art des Kollektors
 - Flachkollektor (flat plate collector - FPC)
 - Vakuumröhrenkollektor (evacuated tube collector - ETC)
- Art der Speicherung von Solarenergie
 - Brauchwarmwasserspeicher (DHW - domestic hot water tank)
 - druckbehafteter Behälter-Wärmespeicher (TTES pressurized - tank thermal energy storage)
 - druckloser Behälter-Wärmespeicher (TTES non-pressurized)
 - Erdsondenwärmespeicher (BTES – borehole thermal energy storage)
 - Erdbeckenwärmespeicher (PTES – pit thermal energy storage)
 - Aquifer-Wärmespeicher (ATES – aquifer thermal energy storage)
- Kollektorfeldgröße in Brutto-Kollektorfläche in m^2_{gross}
- Thermische Spitzenleistung in kW_{th}
- Speichervolumen in *ltr.H2Oe (Liter wasseräquivalent)*
- solarer Jahresnutzenenergieertrag E_{solar} in kWh/a
- *spezifisches* Speichervolumen in $ltr.H2Oe / m^2_{gross}$
- *spezifischer* solarer Jahresnutzenenergieertrag SE in $kWh / (m^2_{gross} a)$
- solarer Deckungsanteil sf in %
- (projektierte) Lebensdauer der Anlage

ökonomische Kennzahlen:

- *spezifische* Gesamt-Systemkosten (exkl. MwSt., exkl. Subventionen) in $1.000€/m^2_{gross}$
- *spezifische* Materialkosten (exkl. MwSt., exkl. Subventionen) in $1.000€/m^2_{gross}$
 - Kosten Solarkreislauf (Kollektoren, Stahlkonstruktionen, Rohrleitungen, Steuerung)
 - Kosten Solarspeicher (Tank, Isolierung)
- *spezifische* Arbeitskosten (exkl. MwSt., exkl. Subventionen) in $1.000€/m^2_{gross}$
 - Arbeitsaufwand (Entwurf, Ausschreibung, Montage, Inbetriebnahme) in *Stunden (hr.)*
 - Arbeitskosten in $€/hr.$
- Fixkosten für Betrieb- und Instandhaltung in $€/a$
- variable Kosten für Betrieb- und Instandhaltung in $€/a$

Basierend auf den techno-ökonomischen Kenndaten wurden die solaren Wärmegestehungskosten ($LCOH_{ST}$ - Levelized cost of solar thermal heat) je System in $€/ct/kWh$ ermittelt.

In den nachfolgenden Tabellen sind die ermittelten techno-ökonomischen Kennzahlen aller untersuchten Systeme und unterschieden nach Einsatzbereichen (Kategorien) zusammengefasst. Die ausführliche Ergebnisdokumentation zur Benchmark-Analyse inklusive Übersichtstabellen mit den Kennzahlen sowie die Kostenfunktionen sind als Ergebnisbericht zum Subtask C (Mauthner, 2016) [Lit 2] publiziert und [online](#) verfügbar.

Tabelle 2: Kennzahlen für solarthermischer Anwendungen im Ein- und Mehrfamilienhaussektor (DHW-SFH: solare Brauchwarmwassersysteme in Einfamilienhäusern, CS-SFH: Solare Kombisysteme in Einfamilienhäusern, CS-MFH: Solare Kombisysteme in Mehrfamilienhäusern) (Mauthner, 2016)

Table 1: Benchmarks for solar thermal systems in single and multi-family homes

Solar thermal system category	DHW-SFH Solar domestic hot water systems in single family homes	CS-SFH Solar-combi systems in single family homes	CS-MFH Solar-combi systems in multi-family homes
All systems of this category are roof mounted All systems of this category are equipped with short-term (diurnal) storages			
Energy/technical data			
Kind of solar thermal collector used <i>optional</i>	FPC <i>ETC</i>	FPC <i>ETC</i>	FPC <i>ETC</i>
Kind of solar energy storage used	DHW-tank	TTES (pressurized)	TTES (pressurized)
Typical size per unit [m ² _{gross}] <i>- range (from - to)</i>	7 5 – 10	18 12 – 24	100 30 – 300
Typical thermal peak capacity per unit [kW] <i>- range (from - to)</i>	5 4 – 7	13 8 – 17	70 21 – 210
Typical storage volume per unit [litr.]	400	1,500	9,000
Typical annual production per unit [kWh/a]	2,625	5,940	39,500
Specific storage volume per unit [litr./m ² _{gross}] <i>- range (from - to)</i>	65 50 - 80	85 60 - 110	95 70 - 120
Typical solar energy yield SE [kWh/m ² _{gross} /a] <i>- range (from - to)</i>	380 330 - 430	330 310 - 350	400 350 - 450
Typical solar fraction sf [-] <i>- range (from - to)</i>	68% 60 – 75% (domestic hot water only)	20% 15 – 40% (DHW + space heating)	15% 10 – 25% (DHW + space heating)
Technical life time [years]	25	25	25
Financial data			
Specific cost ready installed [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.93 (+/- 13%) (0.81 – 1.05)	0.76 (+/- 13%) (0.67 – 0.86)	0.66 (+/- 21%) (0.52 – 0.80)
Specific cost (material only) [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.70 (+/- 6%) (0.66 – 0.74)	0.61 (+/- 8%) (0.57 – 0.66)	0.55 (+/- 20%) (0.44 – 0.66)
Labor required [hrs.] Labor cost [€/hr.] (excl. VAT)	18 (+/- 6hrs) 90 (reference: AT)	30 (+/- 10hrs) 90 (reference: AT)	120 (+/- 30hrs) 90 (reference: AT)
Investment per unit ready installed [1,000€/unit] (excl. VAT, excl. subsidies)	6.5 (+/-13%) (5.7 – 7.3)	13.8 (+/-13%) (12.0 – 15.5)	65.8 (+/-21%) (52.1 – 79.5)
Fixed O&M per unit [€/m ² _{gross} /a]*	7.0	6.1	5.5
Variable O&M per unit [€/m ² _{gross} /a]**	1.4	1.2	1.4
Levelized cost of heat LCOH [€-ct/kWh] <i>- range (from - to)</i>	16.2 (+/- 12%) (14.3 – 18.1)	15.5 (+/- 12%) (13.7 – 17.4)	11.2 (+/- 20%) (8.9 – 13.4)

* 1% of net investment cost (excl. labor)

** Electricity for solar pump and control (around 1.5 kWh electrical / 100 kWh heat produced). Electricity: 24€-ct/MWh

Table 3: Kennzahlen für solarthermischer Anwendungen in Verbindung mit urbanen Mikronetzen – **dachmontierte Systeme mit Kurz- oder Langzeitspeicher** (Mauthner, 2016)

Table 2: Benchmarks for **roof-mounted** solar thermal systems connected to (block) heating grids

Solar thermal system category	SBH: Solar block heating Solar assisted heating of building blocks and urban quarters (roof-mounted collector field)	
All systems of this category are roof-mounted and may be equipped with either <ul style="list-style-type: none"> - short-term (diurnal) storages (A) or - long-term (seasonal) storages (B) 		
	Energy/technical data	A) with diurnal storage
Kind of solar thermal collector used <i>optional</i>	FPC <i>ETC</i>	FPC <i>(ETC)</i>
Kind of solar energy storage used <i>optional</i>	pressurized TTES <i>non-pressurized TTES</i>	BTES <i>non-pressurized TTES, PTES, ATES</i>
Typical size per unit [m ² _{gross}] <i>- range (from - to)</i>	1,000 <i>500 – 5,000</i>	5,000 <i>1,000 – 10,000</i>
Typical thermal peak capacity per unit [kW] <i>- range (from - to)</i>	700 <i>350 – 3,500</i>	3,500 <i>700 – 7,000</i>
Typical storage volume per unit [m ³ _{H₂O,e}]	100	12,000
Typical annual production per unit [MWh/a]	390	1,500
Specific storage volume per unit [ltr./m ² _{gross}] <i>- range (from - to)</i>	100 <i>75 – 125</i>	2,400 <i>1,400 – 3,400</i>
Typical solar energy yield SE [kWh/m ² _{gross} /a] <i>- range (from - to)</i>	390 <i>350 – 450</i>	300 <i>260 – 340</i>
Typical solar fraction sf [-] <i>- range (from - to)</i>	20% <i>10 – 25%</i>	50% <i>40 – 75% (up to 90%)</i>
Technical life time [years]	25	25
Financial data	A) with diurnal storage	B) with seasonal storage
Specific cost ready installed [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.54 (+/- 22%) <i>(0.42 – 0.66)</i>	0.64 (+/- 25%) <i>(0.48 – 0.80)</i>
Specific cost (material only) [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.47 (+/- 22%) <i>(0.37 – 0.57)</i>	0.54 (+/- 25%) <i>(0.40 – 0.67)</i>
Specific cost (labor only) [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.07 <i>(0.05 – 0.09)</i>	0.10 <i>(0.08 – 0.13)</i>
Investment per unit ready installed [1,000€/unit] (excl. VAT, excl. subsidies)	540 (+/-22%) <i>(421 – 659)</i>	3,200 (+/-24%) <i>(2,400 – 4,000)</i>
Fixed O&M per unit [€/m ² _{gross} /a]*	3.5	4.0
Variable O&M per unit [€/m ² _{gross} /a]**	1.4	1.1
Levelized cost of heat LCOH [€-ct/kWh] <i>- range (from - to)</i>	9.2 (+/- 21%) <i>7.3 – 11.2</i>	14.0 (+/- 24%) <i>10.6 – 17.4</i>

* 0.75% of net investment cost (excl. labor)

** Electricity for solar pump and control (around 1.5 kWh electrical / 100 kWh heat produced). Electricity: 24€-ct/MWh

Table 4: Kennzahlen für solarthermischer Anwendungen in Verbindung mit urbanen Fernwärmenetzen – bodenmontierte Systeme mit Kurz- oder Langzeitspeicher (Mauthner, 2016)

Table 3: Benchmarks for ground-mounted solar thermal systems connected to (district) heating grids

Solar thermal system category	SDH: Solar district heating Solar assisted district heating (ground mounted collector field)	
	A) with diurnal storage	B) with seasonal storage
All systems of this category are ground-mounted and may be equipped with either <ul style="list-style-type: none"> - short-term (diurnal) storages (A) or - long-term (seasonal) storages (B) 		
Energy/technical data	A) with diurnal storage	B) with seasonal storage
Kind of solar thermal collector used <i>optional</i>	FPC -	FPC -
Kind of solar energy storage used <i>optional</i>	Non-pressurized TTES <i>pressurized TTES</i>	PTES <i>BTES, (ATES)</i>
Typical size per unit [m ² _{gross}] - range (from - to)	10,000 5,000 – 20,000 (up to 150,000)	50,000 20,000 – 70,000
Typical thermal peak capacity per unit [kW] - range (from - to)	7,000 3,500 – 14,000	35,000 14,000 – 140,000
Typical storage volume per unit [m ³ _{H₂O,e}]	1,200	125,000
Typical annual production per unit [MWh/a]	4,100	17,500
Specific storage volume per unit [ltr./m ² _{gross}] - range (from - to)	120 90 – 150	2,500 1,500 – 3,500
Typical solar energy yield SE [kWh/m ² _{gross} /a] - range (from - to)	410 380 – 460	365 340 – 390
Typical solar fraction sf [-] - range (from - to)	12% 5 – 20%	50% 40 – 60%
Technical life time [years]	25	25
Financial data	A) with diurnal storage	B) with seasonal storage
Specific cost ready installed [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.24 (+/- 12%) (0.21 – 0.27)	0.29 (+/- 15%) (0.25 – 0.33)
Specific cost (material only) [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.22 (+/- 12%) (0.19 – 0.25)	0.27 (+/- 15%) (0.23 – 0.31)
Specific cost (labor only) [1,000€/m ² _{gross}] (excl. VAT, excl. subsidies)	0.02 (0.02 – 0.02)	0.02 (0.01 – 0.02)
Investment per unit ready installed [1,000€/unit] (excl. VAT, excl. subsidies)	2,400 (+/-12%) (2,100 – 2,700)	14,500 (+/-15%) (12,325 – 16,675)
Fixed O&M per unit [€/m ² _{gross} /a]*	1.7	2.0
Variable O&M per unit [€/m ² _{gross} /a]*	1.5	1.3
Levelized cost of heat LCOH [€-ct/kWh] - range (from - to)	4.1 (+/- 11%) 3.7 – 4.6	5.5 (+/- 14%) 4.7 – 6.3

* 0.75% of net investment cost (excl. labor)

** Electricity for solar pump and control (around 1.5 kWh electrical / 100 kWh heat produced). Electricity: 24€-ct/MWh

7.2. Best-practice Erhebung Salzburg-Lehen

Guide for using the template

The template provides a common framework to report **information about built best practice examples as well as conceptual feasibility studies of solar thermal applications in urban environments**. For each case, information about both technology specific aspects as well as non-technological aspects is requested.

The aim of this case screening and analysis is to highlight technical potentials, innovative approaches and restrictions of solar thermal applications in urban environments **in a holistic energy system context** on the one hand and to identify and describe lessons learned regarding applied methodologies, success factors and barriers on the other side.

The information provided *for built best practice examples* will be consolidated by the Subtask C leader and the results will be published online on the IEA-SHC Task 52 webpage (*Deliverable C2 - Analysis of built best practice examples*). Moreover, the information provided *for conceptual feasibility studies* is a basic input for *Deliverable B3 – Case studies* and will be consolidated by the Subtask B leader.

The authors are requested to provide a consistent **4-6-page description (incl. illustrations) for each case** following the structure of the template described below. The responsibility regarding copyrights remains by the authors. **Additional material** (project reports, measurement data, financial data, detailed hydraulic schemes, etc.) **for Task internal use only is appreciated as well**.

Please send the filled in templates as well as other available material to Franz Mauthner (f.mauthner@aee.at).

General information

Country: **Austria**

Name of city/municipality: **Salzburg**

Title of case study: Solar-assisted urban quarter “Stadtwerk Lehen”

Author name(s):

Norbert DORFINGER (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation)

Inge STRASSL (SIR - Salzburg Institute for Regional Planning and Housing)

Franz MAUTHNER (AEE INTEC)

Author email(s):

norbert.dorfinger@salzburg-ag.at

inge.strassl@salzburg.gv.at

f.mauthner@aee.at

Link(s) to further project related information / publications, etc.:

<http://www.greensolarcities.com/>

<http://www.greensolarcities.com/demoprojects/salzburg/>

https://www.salzburg.gv.at/bauenwohnen/ Documents/wohnbauforschungsprojekt_stadt_werk_lehen_publicierbarer_endbericht_2014.pdf

<http://www.prisma-zentrum.com/standorte/salzburg/stadtwerk/standort/>

Schematic figure and aerial overview

Please insert a schematic figure and/or aerial overview of the study area in high resolution (300 dpi) – please send illustration as separate file as well.



Figure 1: Aerial view on Northern part of the urban quarter “Stadtwerk Lehen”. In sum, 2,048 m² solar thermal collectors are split into 13 roof-mounted collector fields (Source: AEE INTEC)

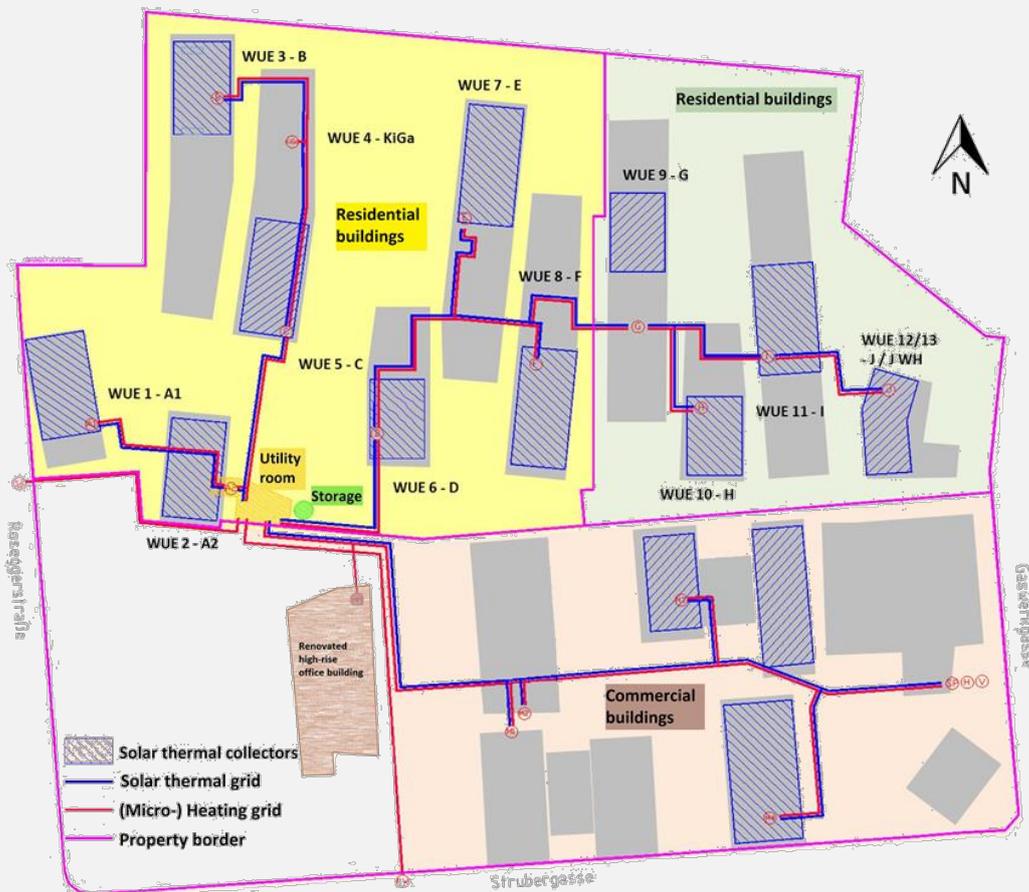


Figure 2: Site plan Stadtwerk Lehen (Source: EGS-plan)

North: new built housing area; South: new built commercial area and renovated high-rise office building

Introduction und description (~1 page)

Basic project-related information (location, status of development, general information about study supply area, main project objectives and challenges, innovative ideas / approaches behind, etc.)

Urban quarter Stadtwerk Lehen

From 2011 to 2016, a new residential area with a total of 287 dwellings in nine buildings as well as a student dormitory and a kindergarten was built in the Salzburg district of „Lehen“ (**Figure 2**, yellow and green area). The two- to eight-storey buildings were designed to meet lowest energy building standards ($4\text{-}18 \text{ kWh/m}^2_{\text{GFA/a}}$) and are equipped with air ventilation including heat recovery. Moreover, in the Southern part of the quarter several new low-energy buildings for commercial use (laboratory, ordination and office space as well as shops and social facilities) were erected and an existing 10-storey office building was renovated (**Figure 2**, red area). In sum, the area comprises a gross floor area of approx. $48,650 \text{ m}^2$.

Heat supply

For the supply with thermal energy all buildings are connected to a low-temperature (65/35) heating grid (micro-grid) that serves a 2-pipe building distribution network with local heat transfer stations for space heating and domestic hot water preparation. The annual consumption of thermal energy (final energy including transmission losses) was measured to be $3,975 \text{ MWh}$ in the period Aug13-Jul14.

Roughly one quarter of the thermal energy for the supply of the buildings is provided by a solar thermal system. Therefore, $2,048 \text{ m}^2_{\text{gross}}$ ($1,855 \text{ m}^2_{\text{aperture}}$) flat plate collectors ($1.3 \text{ MW}_{\text{th,p}}$) split into 13 separate collector fields are installed on building flat roofs and feed into a 200 m^3 central thermal energy storage (**Figure 3**). Additionally, a compression heat pump with a heating capacity of $160 \text{ kW}_{\text{th}}$ is hydraulically connected to the energy storage using the lower storage part as heat sink and feeding into the upper storage part. Heat pump operation enables temperatures down to 10°C in the lower part of the energy storage and hence allows for higher solar energy yields and higher energy densities to be achieved at the given volume. District heating serves as auxiliary heating system and backup (**Figure 4**).



Figure 3: 200 m^3 energy storage tank (source: www.stadtwerklehen.at)

The project Stadtwerk Lehen was part of the EU-funded Concerto project “[Green Solar Cities](#)” and was co-funded by the government of the federal country of Salzburg (housing subsidy scheme). Moreover, the project was part of a national-funded scientific monitoring initiative in which both the characteristics of the solar loop as well as the entire energy balance of the heat supply system including auxiliary energy flows, heat losses and parasitic energy consumption was analyzed. Monitoring took place for three years (36 months) and was completed in July 2014. The analysis showed very satisfying solar thermal system performance and functionality. The annual solar energy yield was measured to be 989 MWh in the period Aug13-Jul14 ($533 \text{ kWh/m}^2_{\text{aperture/a}}$) amounting for 25% of the thermal final energy consumed in the respective year.

Project Fact Box

General information:

Urban scale of area: 42,000 [m²]

Total gross floor area: 48,860 [m²]

Population in the area: N/A

Building mix in the area (kind of building category in % of heated floor area):

- 19,000 m² of laboratory, ordination and office space (38.9%)
- 20,620 m² of subsidized housing (42.2%)
- 3,030 m² student residence (6.2%)
- 1,000 m² cultural and social facilities (2.0%)
- 5,000 m² shops and other housing (10.2%)

Heat consumer characteristics in the area: 100 % medium size consumers (80-800 MWh/a)

Plant owner (public or private): public

Specific information:

Heated floor area: approx. 48.860 [m²]

Thermal energy demand: 3.975 [MWh/a] (measured final thermal energy incl. transmission losses)

Network heat losses: approx. 400 [MWh/a] (10%)

Heating grid trench length: 680 [m]

No. of building substations: 20

Supply/Return temperature levels: 65/35 [°C] (designed); 65/35-45 [°C] (measured)

(Thermal) energy supply technologies:

District heating (1.8 MW_{th}), Solar thermal (1.3 MW_{p,th}), Compression heat pump(160kW_{th})

Solar thermal collector area: 2,048[m²_{gross}] / 1,855[m²_{aperture}]

Thermal energy storage volume: 200,000 liters

Annual solar energy yield: 989 [MWh] (measured)

Specific annual solar energy yield: 533 [kWh/(m²_{aperture}·a)] (measured)

Investment costs: N/A

Description of a technical highlight / innovative approach

Please highlight one extraordinary technical element and / or innovative approach for each case study. An additional hydraulic scheme or descriptive graph should be added as well.

The heat supply concept for the new urban quarter was part of an integrated urban planning process. From the very beginning, focus was given to both high energy efficiency and low-carbon energy supply. The decision finding process ended up in the prioritisation of a low-temperature (65/35°C) heat supply and distribution system with a high share (>25%) of solar thermal energy in the heat supply. As city district heating is attached close to the new urban quarter it was also decided to use this energy source as auxiliary system. With this basic technical boundaries decided it was possible to design the heat supply and distribution system in detail from conversion to end-user stage and very notably, to identify and occupy space for installing the solar thermal collectors as well as the energy storage tank in an early project stage.

In a later optimization step in the design phase it was decided to hydraulically attach a compression heat pump to the energy storage tank in order to increase storage capacity (and hence reduce its size) and solar thermal efficiency.

The concept was finally realized and proven to work satisfying in the framework of a scientific monitoring programme: On the one hand side solar energy yields could be significantly increased due to heat pump operation at hours with low solar irradiation. In the period Aug13-Jul14 specific annual yield of $533 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{aperture}} \cdot \text{a})$ was measured which was 25% higher than projected. On the other hand specific storage volume could be kept relatively low (100 litre per m^2 collector area installed) compared to the solar fraction achieved (25%). Seasonal performance factor of the heat pump was always between four and five.

Sensitive parameters of the entire technical concept especially refer to the supply and return temperatures in the micro-grid (**Figure 5**). While the design temperatures of 65/35°C could be well achieved in the Northern part of the quarter (residential buildings) higher return temperatures of 40-45°C were measured in the Southern part (commercial and retrofitted buildings). Since all temperatures are mixed again in the energy storage this should be avoided, e.g. by proper hydraulic balancing.

Hydraulic scheme or descriptive graph

Please insert hydraulic scheme or descriptive graph in high resolution (300 dpi) – please send illustration as separate file as well.

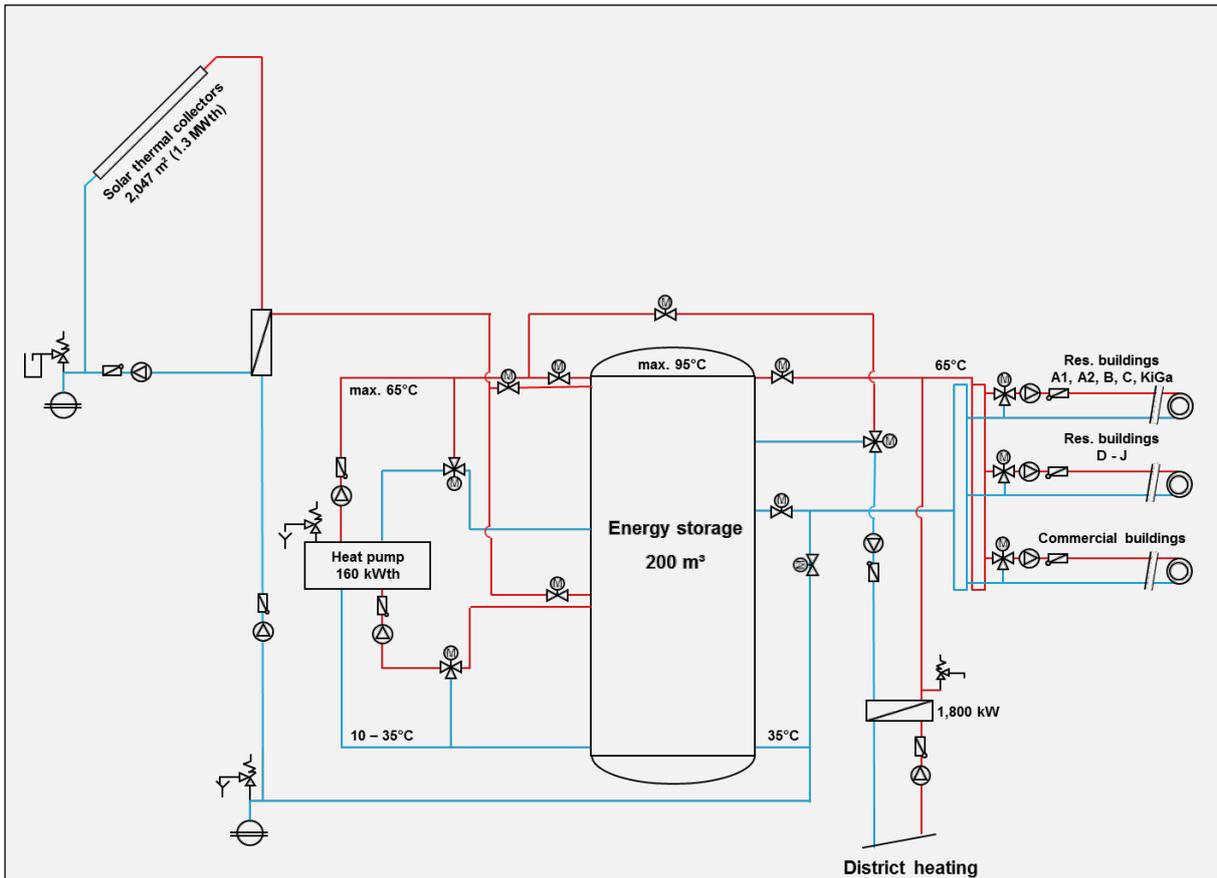


Figure 4: Hydraulic scheme of the heat supply system Stadtwerk Lehen (source: AEE INTEC)

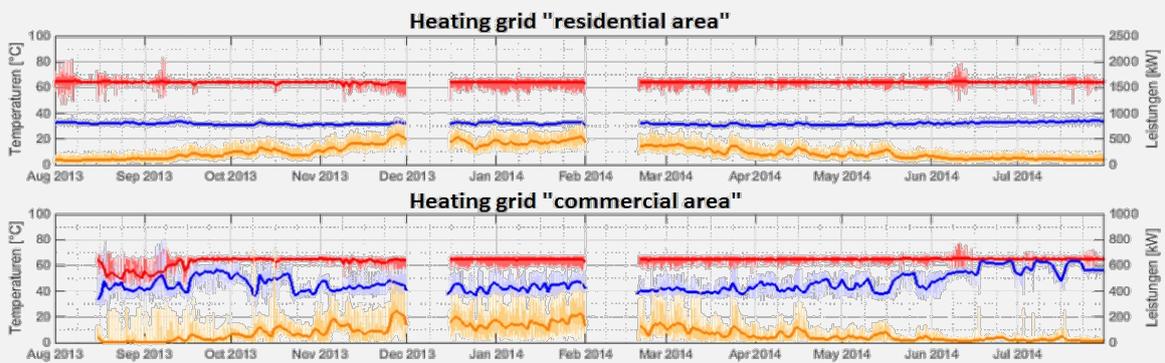


Figure 5: Measured micro-grid supply (red lines) and return (blue lines) temperatures as well as capacities (yellow lines) in the Northern (residential area) resp. Southern (commercial area) part of the supply area (source: AEE INTEC)

Decision and design process

Guidance: the decision and design process aim at understanding the context (political, urban, energy) and the pre-design steps that led to the retained solution. Please refer to the questions below and adapt the content accordingly:

General / organizational issues:

Why was this project initiated, to answer which need?

Large fallow area in the city center was decided to become revived by means of a new residential and commercial area. The idea for a solar-assisted micro-heating grid in close distance to an existing district heating supply area evolved due to the availability of promotion schemes for solar thermal in combination with newly constructed buildings (in Salzburg, housing subsidies incentivize the implementation of renewable technologies).

Which stakeholders were involved in the project?

- Non-profit real estate developers (GSWB and Heimat Österreich)
- Commercial real estate developer (Prisma)
- Regional Multi Utility Company (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation)
- Several city council departments (a.o. town planning, residential building research)
- Salzburg Institute for Regional Planning and Housing (SIR)

Which resources were available before the project?

- Strong participation and intervention by local administrative facilities and overall good co-operation between involved actors
- Dedicated individuals with high specific expertise

Who (what) were drivers and who (what) were opponents (barriers) – and why?

On the one hand several important stakeholders joined forces in order to come up with a commonly accepted solution. On the other hand subsidies have been enablers for innovative approaches and investments, specific research and monitoring (EU funding from the [Concerto](#) initiative, national R&D funding, housing subsidy scheme of the state Salzburg).

Barriers to overcome have been high initial investment costs (compared to standard solutions) as well as time-consuming and partly complicated modalities linked to the subsidy schemes.

What have been the main challenges regarding decision finding?

Contracting (especially handling of risks linked to pre-financing, accounting, property limits, operation management, funding allocation)

What was finally the crucial parameter for go /no-go decision?

A quality agreement signed by all involved parties as well as the signed Concerto project contract made decisions transparent and binding.

Financing issues:

What have been the main challenges / constraints regarding financing?

- Contracting among the partners
- Implementation of (technical) innovations within the cost ceilings in building construction

Which business model applies to the project?

- “*Wärme-Direkt-Service*”: Heat customers are supplied with heat including service and operation of the whole distribution system (including installation in the flat) for a basic rate per m² useful area plus an energy rate per kWh.

Technical issues:

What have been major technical challenges / constraints regarding system design?

- Allocation of appropriate roof areas as well as architectural implementation of the large distributed solar thermal collector fields
- Interface roof (erection of the solar thermal collector fields by the energy supplier on the roofs of the buildings owned by the real estate developers)
- Hydraulic set- up, control and operation of the storage-integrated compression heat pump

Description about the design approach applied:

Which design targets have been set and why?

Superior target was to design and implement a highly energy efficiency and low-carbon energy heat supply for the new urban quarter Stadtwerk Lehen. More specifically, it was decided to implement a solar-assisted micro-heating grid in close distance to the existing district heating supply area which should meet optimum cost-performance targets (and hence should result in lowest possible cost of heat for the future residents).

Which decision steps lead to the retained solution?

- 1) Idea for a solar-assisted low-temperature micro-heating grid backed up by district heating and with storage integrated heat pump was brought in by a technical consultant
- 2) Consensus amongst all stakeholders regarding the technical concept was obtained
- 3) Quality parameters and criteria for the project were defined and added to the quality agreement document
- 4) Applications for subsidies on investment for innovative technologies, project-specific R&D as well as monitoring were handed in (EU Concerto initiative, national R&D promotion scheme, Salzburg state subsidies scheme on housing developments)
- 5) Establishment of a control group in which the essential decisions and information are communicated and reconciled on a monthly basis
- 6) Accompanying quality assurance on the basis of the quality agreement and the EU contract (SIR)
- 7) Technical simulations, scientific accompaniment and monitoring by external scientific partner (Steinbeis Institute, Germany)
- 8) Further engagement and interventions by the City of Salzburg as well as by the multi utility company(Salzburg AG) to expand the project area to the adjoining renovation area

Which tools have been used during the design phase?

- Simulation tools of the energy consultants and scientific partners
- control group meetings
- quality agreement combined with quality assurance measures

What have been the main challenges in the design phase?

- To identify and bring together all necessary stakeholders and actors
- Communication and decision-making processes

What have been the most crucial interfaces?

- utility ⇔ real estate developer
- real estate developers ⇔ politics
 - A coordinator was appointed by the city of Salzburg (secretary of the planning town council)
- Accompanying quality assurance by SIR ⇔ EU project

Lessons learned (~1-2 page)

Guidance: Depending on the status of development the following questions should be treated and consistently summarized for each case. The questions should be answered in a technical and non-technical context (e.g. considering stakeholder issues, decision finding issues, design issues, financing issues, operational issues, etc.)

What have been major success factors?

- Setting up a quality agreement
- EU project with liabilities
- The common will
- Common tender
- Good communication amongst stakeholders and implementation of a control group

What have been major bottlenecks?

- Financing (pre-financing with uncertainties) and Contracting
 - o Contracts were necessary before tendering which led to
 - o Tough contractual negotiations
- The interface roof (who is to blame for leaks...)

What are the major lessons learned?

- Clear targets at the beginning and a moderated process with quality assurance and clear responsibilities are prerequisites
- Political will and support are very conducive
- Reconciliation Interface Roof => Construction of the collectors, if possible by the real estate developers themselves (liability questions...)

What should be transferred from this project?

- Large projects demand consensus between various decision makers – a coordinated, moderated and in a later stage contractually binding procedure with accompanying quality assurance was proved to be a successful approach for this project
- Applying for subsidies and participation in R&D projects (European, national and state initiatives) may help to deeply analyze and proof innovative (out-of-the-box) ideas, to co-finance new technologies and to disseminate achievements to a broader audience
- The case of Stadtwerk Lehen is a very successful example of an integrated urban planning process with many involved stakeholders who agreed upon an efficient and low-carbon energy supply system. Based on a superior target (high efficiency, high share of RES, district heat as auxiliary service) the design of the heat supply system was matched to the design of the new and renovated buildings and vice versa in a very early project stage. This approach favors holistic urban planning and leads to optimal energy system designs.
- From a technical point of view, the realized technical concept was proven to work very satisfying. Low temperatures in the heating grid together with heat pump operation enabled above-average solar energy yields and high solar fractions. Meanwhile three more similar systems with storage-integrated heat pumps were built in social housing projects in Salzburg based on the “Stadtwerk Lehen” best-practice example.



Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)