

Hohe solare Deckungsgrade durch thermisch aktivierte Bauteile im urbanen Umfeld

solSPONGEhigh

Heimrath,
Lerch,
Ramschak,
Mach,
Fink

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

20/2018

Impressum:

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

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

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

Hohe solare Deckungsgrade durch thermisch aktivierte Bauteile im urbanen Umfeld

solSPONGEhigh

Dr. Richard HEIMRATH, DI Werner LERCH, Dr. Thomas MACH
Institut für Wärmetechnik / Technische Universität Graz

DI Thomas RAMSCHAK, Ing. Christian FINK
AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Projektpartner

DIE HAUSTECHNIKER Technisches Büro GesmbH
EAM Systems GmbH
Energetica Industries GmbH
Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie
GASOKOL GmbH
OCHSNER Wärmepumpen GmbH
Uponor Vertriebs GmbH
FIN-Future is Now
Architekturbüro Lingenhölle

Graz-Gleisdorf, Juni 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform www.HAUSderZukunft.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	9
Abstract.....	13
1 Einleitung.....	17
1.1 Aufgabenstellung	17
1.2 Gültigkeit der Projektergebnisse	19
1.3 Stand der Technik.....	20
1.3.1 Potenziale Erneuerbarer Energie in Gebäudebestand und Neubau	20
1.3.2 Gebäude und Heizungsanlagen mit hohem solaren Deckungsgrad	21
1.3.3 Möglichkeiten der Wärmespeicherung in Gebäuden	21
1.3.4 Die thermische Bauteilaktivierung in Gebäuden	24
1.3.5 Regelung von Gebäuden mit thermisch aktiven Bauteilsystemen.....	27
1.4 Methoden und Untersuchungsannahmen	31
1.4.1 Modellierung der Gesamtkonzepte aus Gebäude und Gebäudetechnik	31
1.4.2 Definition der Systemkonzepte	35
1.4.3 Energietechnische Bewertungsgrößen	41
1.4.4 Ökonomische und ökologische Bewertungsgrößen.....	43
2 Ergebnisse	47
2.1 Übersicht über die Untersuchungsszenarien.....	47
2.2 Entwicklung und Analyse der Regelungsstrategie.....	49
2.3 Energietechnische Analysen.....	56
2.3.1 Einfamilienhaus EFH.....	56
2.3.2 Mehrfamilienhaus MFH	60
2.3.3 Werkhalle WHA.....	64
2.4 Ökonomische und ökologische Analysen.....	66
2.4.1 Einfamilienhaus EFH.....	66
2.4.2 Mehrfamilienhaus MFH	74
2.4.3 Werkhalle WHA.....	81
2.5 Leitfaden zur Dimensionierung solarunterstützter Bauteilaktivierung	84
2.5.1 Vergleichsgebäude Einfamilien- und Mehrfamilienhaus	85
2.5.2 Solarthermisches- und solarelektrisches Versorgungskonzept	85
2.5.3 Dimensionierung solarthermisch unterstützter Bauteilaktivierung	89
2.5.4 Dimensionierung solarelektrisch unterstützter thermischer Aktivierung	92
2.5.5 Beispiele der Dimensionierung solarelektrischer und solarthermischer Systemkonzepte.....	95

3	Schlussfolgerungen	100
4	Ausblick und Empfehlungen	104
5	Verzeichnisse	105
5.1	Abbildungsverzeichnis	105
5.2	Tabellenverzeichnis	106
5.3	Literaturverzeichnis.....	107
5.4	Autorenverzeichnis	109

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Aufgrund der Asynchronität zwischen dem solaren Angebot und dem Energiebedarf eines Gebäudes, kann meist nicht die gesamte gewonnene solare Energie zur Abdeckung des Energiebedarfs eines Gebäudes verwendet werden. Je größer die solartechnische Anlage dimensioniert ist, umso wichtiger wird die Integration eines Energiespeichers. Um hohe solare Deckungsgrade erreichen zu können, ist die kurz- bis mittelfristige Speicherung größerer Wärmemengen unerlässlich. Diese wird in Gebäuden meist mit großvolumigen, wasser-gefüllten Energiespeichern realisiert. Entsprechende Investitionskosten, oftmals substantielle thermische Speicherverluste, sowie ein großer Platzbedarf sind die Folge. Daraus ergibt sich die Frage nach alternativen Lösungen zur Wärmespeicherung in Gebäuden.

Inhalte und Zielsetzungen

Eine Möglichkeit die Wärmespeicherfähigkeit eines Gebäudes zu erhöhen, liegt in der Nutzung der raumbildenden Konstruktion. Alle massiven Bauteile wie Decken, Wände und Fundamente sind grundsätzlich in der Lage, als sensibler Wärmespeicher, also durch Erhöhung der Temperatur, Wärme zu speichern. Dieser Vorgang wird als thermische Aktivierung bezeichnet.

In Kombination mit solarthermischen bzw. solarelektrischen Anlagen kann eine hohe solare Deckung des im Gebäude anfallenden Energiebedarfs erreicht werden, womit eine weitgehende Versorgung mit erneuerbarer Energie möglich ist. Seit einigen Jahren wurde dieser Ansatz von einzelnen Pionieren der Baubranche verfolgt und bereits anhand einiger erfolgversprechender Bauvorhaben umgesetzt.

Das Ziel des Forschungsprojektes solSPONGEhigh liegt in der detaillierten Untersuchung dieses Ansatzes. Auf der Grundlage numerischer Modelle soll, anhand mehrerer Fallbeispiele, ein Beitrag geleistet werden, um die energietechnischen Prozesse in derartigen Systemen besser zu verstehen und in der Folge auch gestalten zu können.

Methodische Vorgehensweise

Für drei prototypische Vergleichsgebäude, ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus und eine Werkhalle werden unterschiedliche Systemkonzepte zur Heizung und Brauchwarmwasserbereitung entwickelt. Die Systemkonzepte beinhalten neben klein dimensionierten thermischen Pufferspeichern, im Wesentlichen thermisch aktivierte Bauteile (Geschoßdecken) als Wärmespeicher und Wärmeabgabesystem. Als Energiequelle dienen gebäudeintegrierte solarthermische bzw. solarelektrische Anlagen, kombiniert mit Wärmepumpen. Die Systemkonzepte werden in unterschiedlichen Konfigurationen numerisch modelliert, mit Regelungskonzepten ergänzt und zur Abdeckung des Wärmebedarfes unterschiedlicher Wärmebedarfsniveaus der Vergleichsgebäude, eingesetzt.

Im ersten Schritt wurde, basierend auf einem Modul von 30 m² Nutzfläche, das Einfamilienhaus (120 m² Nutzfläche), das Mehrfamilienhaus (540 m² Nutzfläche) und die Werkhalle (1440 m² Nutzfläche), in jeweils zwei Wärmebedarfsniveaus, in der Simulationsumgebung TRNSYS modelliert (siehe Kapitel 1.4.1). Das Wärmebedarfsniveau „Low Energy Building“ (LEB) genügt dem aktuellen Stand des Wärmeschutzes bei Neubauten in Österreich und das Wärmebedarfsniveau „Nearly Zero Energy“ ist mit dem Wärmeverbrauch eines Passivhauses gleichzusetzen. Bezogen auf die sechs verschiedenen Wärmebedarfsprofile wurden im zweiten Schritt unterschiedliche Systeme zu Wärmeversorgung entwickelt (siehe Kapitel 1.4.2). Das System A wird monovalent über eine Luft/Wasser Wärmepumpe versorgt, die Systeme B, C, D sind zusätzlich mit gebäudeintegrierten thermischen Solaranlagen ausgestattet und die Systeme E und F beinhalten eine solarelektrische bzw. photovoltaische Anlage. Zudem werden Variationen in der Art der Wärmepumpe und der thermischen Beladung der Geschoßdecken definiert und ebenfalls in TRNSYS modelliert. Im Fall einer „Solaren Nachheizung“, wird im Bauteil eine um 2 Kelvin höhere Temperaturobergrenze zugelassen (Abbildung 14). Die Systeme B bis F wurden zudem jeweils mit drei unterschiedlich dimensionierten Solaranlagen ausgestattet.

Tabelle 1: Übersicht über die aufgestellten Systeme zur Wärmeversorgung der Vergleichsgebäude

	Solaranlage	Wärmepumpe	Pufferspeicher	solare Nachheizung	aktivierte Bauteile
System A	-	Luft-Wasser	Warmwasser	-	Geschoßdecken
System B	solarthermisch	Luft-Wasser	Warmwasser	-	Geschoßdecken
System C	solarthermisch	Luft-Wasser	Warmwasser	+ 2 Kelvin	Geschoßdecken
System D	solarthermisch	Sole-Wasser	Warmwasser	+ 2 Kelvin	Geschoßdecken
System E	photovoltaisch	Luft-Wasser	Warmwasser	-	Geschoßdecken
System F	photovoltaisch	Luft-Wasser	Warmwasser	+ 2 Kelvin	Geschoßdecken

Im dritten Schritt wurden die Modelle der Systeme (A bis F), mit den Modellen der Vergleichsgebäude, jeweils in beiden Wärmebedarfsniveaus, kombiniert, mit Regelungssystemen ausgestattet (siehe Kapitel 1.4.2) und als Gesamtmodelle numerischen Jahressimulationen unterzogen (siehe Kapitel 2.1). Der vierte Schritt beschäftigte sich mit der Definition von Bewertungsgrößen, mit dem Ziel sowohl die energietechnische Performance (siehe Kapitel 1.4.3), als auch die ökonomische bzw. ökologische Performance (siehe Kapitel 2.4) vergleichend darstellen zu können. Im fünften Schritt wurden die Simulationsergebnisse ausgewertet, vergleichend dargestellt und in Bezug auf die energietechnischen (siehe Kapitel 2.3) und die ökonomischen und ökologischen Bewertungsgrößen (siehe Kapitel 2.4) analysiert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Beim **Einfamilienhaus** im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building kann trotz eines klein dimensionierten Pufferspeichers (1.5 m³), aufgrund der Speicherfähigkeit der Geschoßdecken, bereits mit der kleinsten betrachteten Kollektorfläche (20 m²) ein solarer Deckungsgrad von ca. SD = 50 % erreicht werden.

Bei Nutzung aller betrachteten Verbesserungspotentiale, Reduktion des Wärmeverbrauchs auf Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy plus solarer Nachheizung plus Nutzung des Erdreichs plus Belegung der gesamten Dachfläche und der gesamten Südfassade, kommt der solare Deckungsgrad auf ca. $SD = 91 \%$. Somit können über 90 % des im angenommenen Einfamilienhaus angefallenen Wärmebedarfs dezentral, gedeckt werden und die Wärmepumpe muss nur ca. 10 % zu einer thermischen Vollversorgung beitragen.

Beim **Mehrfamilienhaus** sind die Voraussetzungen für hohe solare Deckungsgrade weniger gut ausgeprägt als beim Einfamilienhaus. Aufgrund der höheren Kompaktheit des Baukörpers ist der spezifische Heizwärmebedarf etwas geringer, jedoch stehen im Verhältnis zum beheizten Volumen deutlich weniger Außenflächen zu solaren Nutzung zur Verfügung. Diese Zusammenhänge spiegeln sich in den erreichbaren solaren Deckungsgraden wider. Im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building kann mit einem kompakt dimensionierten Energiespeicher (30 l/m² Kollektorfläche), mit der kleinsten betrachteten Kollektorfläche von 25 m² ein solarer Deckungsgrad von ca. $SD = 25 \%$ erreicht werden. Die vollständige Ausnutzung aller untersuchten Steigerungsmöglichkeiten führt im Mehrfamilienhaus zu einem maximal erreichbaren solaren Deckungsgrad von ca. $SD = 75 \%$.

Demgegenüber bieten sich bei der **Werkhalle** noch bessere Voraussetzungen zum Erreichen hoher solarer Deckungsgrade als beim Einfamilienhaus. Diese wird sowohl durch die geometrischen Voraussetzungen als auch durch den deutlich geringeren Wärmebedarf für Brauchwarmwasser ermöglicht. In der Werkhalle im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building kann mit einem kompakt dimensionierten Energiespeicher (30 l/m² Kollektorfläche), bereits mit der kleinsten betrachteten Kollektorfläche von 200 m², ein solarer Deckungsgrad von ca. $SD = 73 \%$ erreicht werden. Die vollständige Ausnutzung aller untersuchten Steigerungsmöglichkeiten führt in der Werkhalle zu einem maximal erreichbaren solaren Deckungsgrad von ca. $SD = 95 \%$ und ist somit nahe an einer vollständigen, eigenständigen Versorgung mit Wärme.

Über den solaren Deckungsgrad hinausgehend, wurden für die Untersuchungsszenarien eine ganze Reihe unterschiedlicher Bewertungsgrößen analysiert. So zeigt sich Hinsichtlich der Kosten für die betrachteten Energiekonzepte, dass die solarthermischen Konzepte hohe zusätzliche Investitionskosten verursachen, dabei bewirken bereits kleine Flächen eine deutliche Reduktion des Energiebedarfs und damit auch der Betriebskosten. Die solar-elektrischen Konzepte bewirken geringere zusätzliche Investitionskosten wobei die nicht direkt nutzbaren solarelektrischen Erträge mit dem Stromnetz unter der Verrechnung eines Einspeisetarifs den Betriebskosten gegengerechnet werden können.

Daher ergibt sich ein generelles Bild, das sich über die unterschiedlichen Gebäude und Dämmstandards hinweg darstellt. Realisiert man ein solarthermisches Konzept, wird man dieses eher mit kleiner Kollektorfläche realisieren. Bei der Bevorzugung eines solarelektrischen Konzeptes, zeigt sich über die unterschiedlichen Gebäudetypen hinweg, dass hier eine Realisierung einer größeren solarelektrischen Fläche durchaus Sinn macht.

Damit werden unter der Nutzung erneuerbarer Energieträger und des Gebäudes als Speichermasse, Wärmeversorgungen möglich, die mit adäquaten Investitionskosten, geringen Betriebskosten, einer deutlichen Reduktion der Abhängigkeit von Energieträgern und mit minimalem Primärenergiebedarf einhergehen.

Bei der Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist zu bedenken, dass die Wärmeversorgungssysteme in Kombination mit den Vergleichsgebäuden in sehr umfangreichen und komplexen Modellen simuliert werden, die auf einer Reihe von Annahmen beruhen. Die Ergebnisse besitzen ausschließlich in Bezug auf diese getroffenen Annahmen ihre Gültigkeit.

Ausblick

Im Sinne einer umfassenden Betrachtung der Leistungsfähigkeit thermischer Aktivierung von Bauteilen, sollte aufbauend auf den entwickelten Modellen und Erkenntnissen, die sommerliche Betrachtung in den Fokus gerückt werden. Die aufgestellten Systemkonzepte mit thermisch aktivierten Bauteilen eignen sich bestens um in Hitzeperioden auf einen Kühlbetrieb umgestellt zu werden. Entsprechende Modelle und Regelungskonzepte sind zu entwickeln.

Abstract

Starting Point / Motivation

Due to the mismatch in time between the solar supply and the energy demand, usually only a part of the solar energy can be used to cover the energy needs of a building. The larger the solar energy system is dimensioned, the more important is the integration of an energy storage. In order to achieve high solar fractions, the short to medium term storage of larger amounts of heat is essential. In buildings this is usually realized with water storage tanks with a large volume, resulting in large space requirements, often substantial storage heat losses and investment costs. This raises the question of alternative solutions for heat storage in buildings.

Contents and Objectives

One way to increase the heat storage capacity of a building is to make use of the thermal capacity of construction components. All solid components such as ceilings, walls and foundations can basically be used as sensible heat storage elements, i.e. by increasing their temperature. This process is called thermal activation.

In combination with solar-thermal or solar-electric systems, a high level of solar coverage of the building's energy needs can be achieved, enabling a far-reaching supply with renewable energy. For several years, this approach has been followed by individual pioneers in the construction industry and has already been implemented in several promising construction projects.

The goal of the research project solSPONGEhigh is the detailed analysis of this approach. On the basis of numerical models and several case studies the project and its results contribute to a better understanding of the energy-related processes in and the design of such systems.

Methods

For three prototype buildings, a one-family house, an apartment building and a manufacturing hall, different system concepts for heating and preparation of domestic hot water are being developed. In addition to small buffer storage tanks, the system concepts mainly include thermally activated components (storey ceilings) as heat storage and heat dissipation system. The energy source is provided by building-integrated solar-thermal or solar-electric systems combined with heat pumps. The system concepts are numerically modelled in different configurations, supplemented with control strategies and used to cover the heat requirements of different heat demand levels of the considered buildings.

In the first step, the single-family house (120 m² floor space), the multi-family house (540 m² floor space) and the manufacturing hall (1440 m² floor space), in each case with two different heat demand levels, were modelled in the simulation environment TRNSYS, based on a module of 30 m² floor space (see chapter 1.4.1). The heat demand level "Low Energy Building" (LEB) meets the current state of thermal protection in new buildings in Austria and the heat demand level "Nearly Zero Energy" is equivalent to the heat consumption of a passive house. With regard to the six different heat demand profiles, different heat supply systems were developed in the second step (see chapter 1.4.2). The system A is supplied in a monovalent way via an air-water heat pump, the systems B, C, D are additionally equipped with building-integrated thermal solar systems and the systems E and F include a photovoltaic system. In addition, variations in the type of heat pump and the thermal charging of the storey ceiling are defined and modelled in TRNSYS. In the case of "solar overheating", an increase of the upper temperature limit by 2 Kelvin is allowed in the component (Abbildung 14). Systems B to F are equipped with three differently sized solar systems.

Tabelle 2: Overview of the established systems for the heat supply of the considered buildings

	solar plant	heatpump	storage tank	solar charging	activated structural elements
system A	-	air-water	domestic hot water	-	ceiling slab
system B	solar thermal	air-water	domestic hot water	-	ceiling slab
system C	solar thermal	air-water	domestic hot water	+ 2 Kelvin	ceiling slab
system D	solar thermal	soil-water	domestic hot water	+ 2 Kelvin	ceiling slab
system E	photovoltaic	air-water	domestic hot water	-	ceiling slab
system F	photovoltaic	air-water	domestic hot water	+ 2 Kelvin	ceiling slab

In the third step, the models of the systems (A to F) were combined with the building models in both heat demand levels, equipped with control systems (see chapter 0) and simulated as overall system models on an annual basis (see chapter 2.1). Step four was the definition of characteristic figures for the assessment of the systems, with the aim of being able to assess both the energy-related performance (see Chapter 1.4.3), the economic and the ecological performance (see Chapter 0). In the fifth step, the simulation results were evaluated, compared and analyzed with regard to the defined energetic (see chapter 2.3), economic and ecological assessment figures (see chapter 2.4).

Results

At the centre of the considerations is the question of the achievable degree of self-sufficiency with heat for the reference buildings. The solar coverage SD, as a measure of the self-sufficiency, depends both on the ratio of solar heat provided to the heat consumption, and on the possibilities for storing heat.

Due to the storage capacity of the storey ceilings, a **single-family house** in low energy level can achieve a solar fraction of approx. $SD = 50\%$ even with the smallest considered collector area (20 m^2) and a small buffer storage (1.5 m^3). With using all considered possibilities for improvement, reduction of heat consumption to the level Nearly Zero Energy, plus solar overheating, plus use of the soil, plus covering of the entire roof area and the entire south façade with thermal collectors, the solar coverage is $SD = 91\%$. Thus, over 90% of the heat demand in the assumed single-family home can be covered in a decentral way and the heat pump has to contribute only about 10% to a full thermal supply.

For the **multi-family building**, the prerequisites for high solar fractions are less pronounced than for single-family dwellings. Due to the higher compactness of the building the specific heating demand is slightly lower, but in relation to the heated volume significantly less external surfaces are available for solar use. These circumstances are evident in the achievable solar fractions. In the heat demand level Low Energy Building with a compact energy storage (30 l/m^2 collector area) and with the smallest considered collector area of 25 m^2 , a solar fraction of approx. $SD = 25\%$ can be achieved. The full utilization of all examined possibilities of improvement leads to a maximum achievable solar fraction of approx. $SD = 75\%$.

On the other hand, for the **manufacturing hall** there are even better prerequisites for achieving high solar fractions than for the one-family house. This is due to both the geometric conditions and the significantly lower heat requirement for domestic hot water. In the manufacturing hall with the Low Energy Building heating demand level, a compact energy storage unit (30 l/m^2 collector surface) and the smallest considered collector area of 200 m^2 a solar fraction of $SD = 73\%$ can be achieved. The full utilization of all examined possibilities of improvement leads to a maximum achievable solar fraction of $SD = 95\%$, which is close to a complete self-sufficiency with heat.

Besides the solar fraction a number of additional assessment parameters were analyzed for the considered scenarios. With regard to the costs of the energy concepts, it can be seen that the solar thermal concepts cause high additional investment costs. However, even small collector areas cause a significant reduction of the energy demand and thus also the operating costs. The solar-electric concepts have lower additional investment costs, whereby the solar electricity yields that cannot be directly utilized can be offset against the operating costs considering a feed-in tariff into the electricity grid.

Therefore there is a general picture across the different buildings and insulation standards. The results show that one will implement solar thermal concepts with a rather small collector area. For solar-electric concepts, it can be seen across the different building types that it makes sense to realize a larger solar-electric area.

The use of renewable energy sources and the building as thermal storage makes heat supply systems with adequate investment costs, low operating costs, a significant reduction in the dependency on energy sources and minimal primary energy use possible.

When interpreting the presented results, it should be considered that the heat supply systems combined with the reference buildings are simulated using extensive and complex models based on a number of assumptions. The presented results are valid only in relation to these assumptions.

Prospects / Suggestions for future research

In the sense of a comprehensive consideration of the efficiency of thermal activation of components, the consideration of the summer period should be brought into focus based on the developed models and findings. The established system concepts, as well as thermally activated components, are ideally suited to be used for a cooling operation during periods with high ambient temperatures. Corresponding models and control concepts have to be developed.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Im Rahmen des europäischen Klima- und Energiepakets hat sich die Europäische Union einen Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien zur Deckung des Energiebedarfs aller Mitgliedsstaaten auf 20 % im Jahr 2020 als verbindliches Ziel gesetzt. Auch Österreich hat sich zur Erhöhung des Anteils auf 20 % verpflichtet. Ein signifikanter Anteil des Endenergieverbrauchs entfällt zurzeit auf Wärme zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung in Gebäuden. Im Jahr 2014 betrug dieser in Österreich 26.9 % (Statistik Austria 2018).

Die Roadmap der Europäischen Kommission für eine low-carbon-economy, erfordern eine umfassende Transformation des Energiesystems. Es bedarf dafür einer Reduktion des Energieverbrauchs durch gewandelte Verbrauchsmuster sowie effizienter Technologien, gleichzeitig sind die Potenziale erneuerbarer Energien weiter zu erschließen. Im Bereich der Raumwärme und Warmwasserbereitstellung zeigen aktuelle Entwicklungen sowie Szenarien, dass thermische Sanierungen sowie energieeffiziente Neubauten zu einer substanziellen Reduktion des Energieverbrauchs beitragen können. So ist etwa mehr als eine Halbierung des Energieverbrauchs für Raumwärmebereitstellung bis zum Jahr 2050 möglich (Streicher u. a. 2010). Ein großer Teil davon könnte solarthermisch gedeckt werden, da über ein ganzes Jahr betrachtet mehr Sonnenenergie auf die meisten Gebäude trifft, als zu deren Wärmeversorgung, bei erwarteter Effizienzsteigerung, benötigt werden würde. Biomasse, Photovoltaik und Wärmepumpen können darüber hinaus, bei Umsetzung entsprechender Maßnahmen, einen steigenden Anteil dieses Energieverbrauchs der Niedertemperaturwärme zu decken.

Ansatz und Ziele des Projektes

Nach der Vision der European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (RHC-Plattform) und der Österreichischen Solarthermie-Technologie Plattform (ASTTP) soll deshalb bis zum Jahre 2030 sogenannte Sonnenhäuser zum Baustandard werden. Sonnenhäuser sind Gebäude, deren gesamter Wärmeverbrauch zu mindestens zur Hälfte über solare Technologien gedeckt werden kann, also einen solaren Deckungsgrad von über 50 % aufweisen. Im Vergleich zu herkömmlichen Wärmeversorgungskonzepten, ergeben sich ein reduzierter Primärenergieverbrauch, deutlich geringere CO₂-Emissionen und eine reduzierte Abhängigkeit gegenüber Energielieferungen.

Als Grundlage derart hoher solarer Deckungsgrade müssen Wärmeversorgungssysteme mit einer ausreichend großen Speicherfähigkeit ausgestattet werden um zeitliche Asynchronitäten zwischen solarem Energiegewinn und Wärmebedarf ausgleichen zu können. Derzeit wird dies meist mit großvolumigen, wassergefüllten Pufferspeichern realisiert (Fink, C. und Hegedys, H 1997), (Jenni 2014) und (Oliva u. a. 2015).

Nachteile solcher Konzepte sind im Allgemeinen die Investitionskosten für große Speichervolumina, der große Platzbedarf und hohe thermische Verluste, die insbesondere bei Speicherung über einen längeren Zeitraum den solaren Deckungsgrad schmälern.

Als Alternative zu großen Wasserspeichern beschäftigen sich aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit der Konzeption von Systemen mit kompakten Speichern unter Verwendung alternativer, innovativer Speichertechnologien mit hoher Energiedichte (van Helden 2011). Hier zeigt sich eine hohe Komplexität sowohl hinsichtlich der verwendeten Speichertechnologien selbst, als auch in hydraulischer und in regelungstechnischer Hinsicht. Die Kosten für derartige Systeme sind derzeit hoch bzw. noch nicht realistisch abschätzbar. Die Entwicklung dieser Technologien bis zur technischen Ausgereiftheit und die darauf folgende Markterschließung wird noch einige Jahre in Anspruch nehmen.

Daraus ergibt sich die Fragestellung nach alternativen und vor allem kostengünstigen, sowie einfach und rasch umsetzbaren Möglichkeiten der Wärmespeicherung in Gebäuden. Einem Ansatz folgend liegt eine Möglichkeit in der Nutzung der gebäudeeigenen Bauteile als sensibler, also auf Temperaturerhöhung basierender, Wärmespeicher. Die Möglichkeit, die Bauteile solcher Gebäude aktiv zu Zwecken des Heizens bzw. Kühlens zu nutzen, wird geschaffen, wenn diese Bauteile thermisch aktiviert werden ("**thermisch aktivierte Bauteile**", **TABS**). Dazu werden Rohrleitungen in den Bauteilen verlegt, über die mit einem flüssigen, warmen oder kalten Medium (meist Wasser) die thermische Be- oder Entladung erfolgt. Die Abgabe der Wärme an den Raum erfolgt bei Vorliegen einer Temperaturdifferenz zwischen Bauteil und Raumluft von selbst (= Selbstregelungseffekt von Flächenheizungen).

Da einzelne Pioniere der Baubranche bzw. des Planungswesens in den letzten Jahren bereits erfolgreich begonnen haben, einzelne Bauvorhaben mit derartigen Systemen auszustatten, wurde das Forschungsprojekt solSPONGEhigh entwickelt und als Projekt in der Programmlinie „Stadt der Zukunft“ eingereicht.

Im Rahmen des im Jahr 2014 gestarteten Forschungsprojektes sollen nun die Konzepte für Sonnenhäuser, basierend auf der thermischen Aktivierung von Bauteilen und vorwiegend gespeist durch solarthermische bzw. solarelektrische Anlagen, systematisch und wissenschaftlich untersucht werden. Im Fokus der Betrachtung steht das instationäre energie-technische Verhalten, inklusive der damit verbundenen ökonomischen und ökologischen Auswirkungen. Das Projekt soll einen Beitrag leisten, dass derartige Systeme besser und detaillierter verstanden und in Zukunft geplant werden können.

Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, in der Programmlinie Stadt der Zukunft, ins Leben gerufen, von der von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) abgewickelt und unter der Leitung des Instituts für Wärmetechnik (IWT) der TU Graz in Zusammenarbeit mit AEE - Institut für Nachhaltige Technologien (AEE) und einer Reihe namhafter Firmenpartnern durchgeführt.

1.2 Gültigkeit der Projektergebnisse

- ▶ Die Ergebnisse gelten ausschließlich für die getroffenen Annahmen

Ständig wechselnde klimatische Bedingungen, die sich auf das Gebäude und die solare Energiegewinnung auswirken, ergeben in Kombination mit gebäudetechnischen Energieversorgungssystemen und deren Regelungsmechanismen, äußerst komplexe Gesamtsysteme, deren Komponenten sich ständig gegenseitig beeinflussen. Zudem kann jede einzelne Komponente dieses Systems mit unterschiedlichen Eigenschaften ausgeführt werden, wodurch sich eine Vielzahl an möglichen Konfigurationen ergeben können. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden Annahmen getroffen um die Anzahl der grundsätzlich denkbaren Konfigurationen auf eine bewältigbare Anzahl an unterschiedlichen Betrachtungsfällen zu beschränken. Die dargestellten Ergebnisse sind daher ausschließlich für die getroffenen Annahmen als gültig anzusehen. Es wurde darauf geachtet, möglichst Annahmen zu treffen, die in der praktischen Umsetzung als typisch anzusehen sind. Dennoch ist eine Verallgemeinerung, der für die Untersuchungsfälle getroffenen Aussagen, nicht zulässig. Denn aufgrund der Komplexität des untersuchten Systems können bzw. werden Verschiebungen in den getroffenen Annahmen auch zu Verschiebungen in den Aussagen führen.

- ▶ Annahmen von Energiekosten sind mit großen Unsicherheiten belegt

In diesem Zusammenhang muss insbesondere auf die Problematik der Annahme von Energiekosten hingewiesen werden. Im Gegensatz zu Annahmen in der energietechnischen Modellierung, die sich in der Vergangenheit als stabil erwiesen haben, ist die Annahme von zukünftigen Energiepreisen mit großen Unsicherheiten belegt. Die monetäre Bewertung einer gebäudetechnischen Maßnahme, d.h. die Energieeinsparung oder der Mehrverbrauch eines bestimmten Energieträgers, kann sich entscheidend mit der Entwicklung der jeweiligen Energiekosten ändern. Es ist zu bedenken, dass in der Bewertung der TABS von Laufzeiten von mehreren Jahrzehnten ausgegangen werden muss. Eine Vorhersage der Energiepreisentwicklung für derartige Zeiträume ist naturgemäß mit sehr großen Unsicherheiten belegt.

- ▶ Die Beschränkung auf den Heizfall zeigt nicht das gesamte Potential

Der Schwerpunkt der Konzeptentwicklung liegt im vorliegenden Projekt auf dem Heizungsfall, in dem die thermisch aktivierbaren Bauteile aus unterschiedlichen Wärmequellen beladen werden können. Keinesfalls zu vergessen ist die Tatsache, dass die TABS aus der Kühlanwendung kommen und hierfür grundlegend sehr gute Voraussetzungen mitbringen. Erst die Betrachtung des Gesamtnutzens Heizen und Kühlen würde das volle Potential thermisch aktivierter Bauteilsysteme aufzeigen. Der Gesamtnutzen, der sich bei der zusätzlichen Betrachtung der Kühlung ergeben würde, konnte im vorliegenden Projekt nicht näher behandelt werden. Dies sollte bei der Interpretation der Ergebnisse nicht vergessen werden.

1.3 Stand der Technik

Die Energiedienstleistungsbereiche Raumheizung, Brauchwassererwärmung und Raumklimatisierung trugen im Jahr 2014 mit einem Anteil von einem Drittel maßgeblich zum Energieverbrauch Österreichs bei (Statistik Austria 2018). Vor diesem Hintergrund werden diese Energiedienstleistungsbereiche in nationalen Strategien für die Erreichung von Energie- und Klimazielen zumeist an prominenter Stelle angeführt.

Die Entwicklung der genannten Energiedienstleistungsbereiche ist jedoch durch lange Zeitkonstanten geprägt, welche durch die langen Lebensdauern der eingesetzten Technologien, durch die nötigen hohen Investitionsaufwände aber auch durch bestimmte kulturelle Aspekte wie z.B. durch Bautraditionen bedingt sind.

Der Großteil der aktuell bestehenden Gebäude wird auch im Jahr 2050 noch bestehen. Das bedeutet, dass bis zu 80 % des Energiebedarfes für Heizung und Brauchwassererwärmung im Jahr 2050 in Gebäuden angesiedelt sein wird, die bereits bestehen bzw. jetzt neu errichtet werden. Neben dem zentralen Ansatzpunkt zur Reduktion des Energiebedarfs, der Gebäudesanierung, ist es vor allem von höchster Priorität, den aktuellen Neubau möglichst zu 100 % mit erneuerbaren Energieträgern zu versorgen. Dies sollte mit einem Energie- und Gebäudekonzept erfolgen, das einen möglichst hohen Anteil an Eigenerzeugung aufweist und offene Strukturen hinsichtlich der Anbindung an Netzstrukturen (Strom- und Wärme - Smart Grids) bietet. Damit kann ein „Lock-in Effekt“ bei den genutzten Energieträgern von vornherein vermieden werden.

1.3.1 Potenziale Erneuerbarer Energie in Gebäudebestand und Neubau

Es existieren einige Studien, die sich mit dem Potenzial von Solarthermie und Photovoltaik in verschiedenen Regionen, mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen bzw. verschiedenen ökonomischen Randbedingungen etc. befassen. Die Studien (Weiss & Biermayr 2009) und (Šúri u. a. 2007) stellen das solarthermische und photovoltaische Potenzial für verschiedene Anwendungsbereiche in drei Szenarien für die EU27-Länder sowie neben vier anderen EU-Ländern auch für Österreich im Detail dar. Für Österreich sind weitere Beispiele für solche Studien z.B. in (Haas u. a. 2001), (Haas u. a. 2008) oder (Streicher u. a. 2010) verfügbar. Der Fokus in diesen Studien liegt entweder auf dezentralen Anlagen, oder es wird das Flächenpotenzial für die Solarthermie und Photovoltaik unabhängig von der Frage, ob eine dezentrale Nutzung oder eine Einspeisung in ein Wärmenetz oder Stromnetz erfolgt, analysiert. Aus der Studie (Streicher u. a. 2010) lässt sich der derzeitige Bestand der Haustechnik in Österreich ableiten, wobei dort die Solarthermie, Wärmepumpe und Biomasse, in Summe an die 22 % im Energieträgermix ausmachen. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung zeigt sich, dass die Biomasse in der Wärmeversorgung des Gebäudebestands einen deutlichen Rückgang erfahren wird, da der Rohstoff für Anwendungen im Hochtemperaturbereich benötigt wird. Hingegen wird für die Kombination aus Solarthermie bzw. Photovoltaik und Wärmepumpe ein deutlicher Anstieg prognostiziert.

1.3.2 Gebäude und Heizungsanlagen mit hohem solaren Deckungsgrad

Aktuell sind Gebäude, die zu einem überwiegenden Teil mit Sonnenergie beheizt werden, nur sehr aufwendig und mit hohen Investitionskosten realisierbar und werden deshalb selten ausgeführt. Um bei sogenannten Sonnenhäusern solare Deckungsgrade im Bereich von 50 - 70 % zu erreichen, sind große Kollektorflächen und Speichervolumina erforderlich. Für Einfamilienhäuser in guter Niedrigenergiehaus-Qualität bedeutet dies, dass etwa 30 bis 50 m² Kollektorfläche und circa 5 bis 10 m³ Speichervolumen erforderlich sind.

Aus dieser Problematik heraus ist die Idee naheliegend, die in Gebäuden ohnehin vorhandene Gebäudemasse als Energiespeicher zu nutzen. Dies kann durch bewusste Aktivierung der Gebäudebauteile erfolgen. Bei aktuellen Niedrigenergiegebäuden wird dies in kleinem Maßstab häufig in Form von Fußbodenheizungen (Niedertemperatur-Wärmeabgabesysteme), oftmals in Kombination mit Wärmepumpen oder auch anderen konventionellen Wärmebereitstellungssystemen eingesetzt.

Mit dem Ansatz der thermisch aktivierten Bauteile (TABS) werden auch andere Bauteile als thermischer Speicher aktiviert. Unter anderem könnten Wände, Decken oder die Bodenplatte des Gebäudes als Speicher dienen. Durch diesen Ansatz könnten die Volumina von Wasserspeichern, eine gleichbleibende Kollektorfläche vorausgesetzt, reduziert werden. Dies reduziert die Investitionskosten und den Platzbedarf für Wasserspeicher, wodurch ansonsten verbauter (zumeist teurer) Raum dem Nutzer anderweitig zur Verfügung steht.

1.3.3 Möglichkeiten der Wärmespeicherung in Gebäuden

Thermische Energiespeicher sind auf dem Weg zu einer regenerativen und effizienten Energieversorgung von großer Bedeutung. Die verschiedenen Einsatzgebiete der Speichertechnologien umfassen Zeiträume von Kurzzeit- bis hin zu saisonalen Speichern, die von Niedertemperaturniveau zur Brauchwassererwärmung bis zu Hochtemperaturspeichern in der Elektrizitätserzeugung (solarthermische Kraftwerke) reichen. Des Weiteren wird zwischen mobilen und stationären Wärmespeichern unterschieden (Sternier & Stadler 2017).

Die verwendeten Technologien basieren auf drei grundlegenden physikalischen Effekten. Das wohl bekannteste Beispiel ist die Speicherung sensibler Wärme, wie sie als Pufferspeicher in Heizungsanlagen Verwendung finden. Zudem kann thermische Energie in sogenannten Latentwärmespeichern oder in thermochemischen Speichern erhalten werden. In der Folge werden die latente und die thermochemische Wärmespeicherung kurz erklärt um danach auf die sensible Wärmespeicherung näher einzugehen, denn diese bildet die Grundlage für die weiterführenden Untersuchungen im Rahmen des vorliegenden Berichts. Bei **Latentwärmespeichern** wird, zusätzlich zur sensiblen Wärme (siehe unten), die für einen Phasenwechsel notwendige Energie gespeichert. In der Praxis wird üblicherweise der Phasenübergang fest – flüssig genutzt. Bei diesem Phasenwechsel liegt die Volumenänderung in der Regel bei unter 10 % und ist somit technisch zu beherrschen.

Latentwärmespeicher haben einige Vorteile gegenüber sensiblen Speichern. So kann bei kleinen Temperaturunterschieden wesentlich mehr thermische Energie als bei sensiblen Speichern erhalten werden. Sie weisen also eine höhere Energiedichte auf. Des Weiteren ist die Temperatur beim Laden und Entladen über lange Zeit konstant. Dieser Umstand kann beispielsweise bei in die Gebäudestruktur integrierten Phase Change Materials (PCM) mit einer Schmelztemperatur von 20 – 25 °C genutzt werden. Die Raumtemperatur kann so auf einem komfortablen Niveau gehalten werden, da eine Unterkühlung oder auch Überhitzung des Raums wesentlich länger dauert. Aufgrund der hohen Speicherkapazität können Latentwärmespeicher kompakt gebaut werden. Die Schmelztemperatur der verschiedenen Materialklassen reicht von – 40 °C bis weit über 1000 °C und kann auf das jeweils notwendige Temperaturniveau ‚eingestellt‘ werden.

Unter dem Begriff der **thermochemischen Energiespeicherung** sind chemisch reversible Reaktionen zu verstehen, bei denen die Reaktionsprodukte getrennt und über lange Zeit gespeichert werden können. Durch die Trennung treten keine Speicherverluste auf. Erst bei der Entladung gibt die exotherme Reaktion die gespeicherte Energie wieder frei. Thermochemische Energiespeicher erlauben sehr hohe Energiespeicherdichten, finden derzeit aber kaum Anwendung in der Praxis, da sich diese Technologie größtenteils noch in der Grundlagenforschung befindet.

Bei der **sensiblen Speicherung thermischer Energie** erfolgt eine Änderung der Temperatur. Ein Speichermedium wird erhitzt oder abgekühlt. Die Menge der gespeicherten Energie ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität (c_p -Wert) des Stoffes. Die Zusammenhänge werden durch folgende Gleichung beschrieben:

$$Q = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) \qquad \text{Gl. 1.1}$$

Neben der Temperaturdifferenz und der Stoffmasse \dot{m} ist die Wärmemenge von der spezifischen Wärmekapazität c_p abhängig. Diese physikalische Stoffeigenschaft gibt die Wärme an, die einem Kilogramm des Stoffs zugeführt werden muss, um seine Temperatur um ein Kelvin zu erhöhen. Da Wasser eine hohe spezifische Wärmekapazität hat und über weitere Vorteile wie eine gute Umweltverträglichkeit, eine hohe Verfügbarkeit und geringe Kosten verfügt, werden viele sensible Wärmespeicher mit Wasser betrieben. Die meisten Anwendungen dieser Speicherart befinden sich in der Heizungstechnik beim Betrieb von Pufferspeichern. Aber auch über mittlere und lange Zeiträume (saisonal) werden sensible Wärmespeicher verwendet. Weiters finden auch Feststoffe bei sensiblen Wärmespeichern Verwendung. In Tabelle 3 werden c_p -Werte verschiedener Speichermaterialien genannt. Eine hohe spezifische Wärmekapazität ist für die Wärmespeicherung von Vorteil, da für eine zu speichernde Energiemenge eine geringere Menge des Stoffes benötigt wird und der Speicher kleiner ausfällt.

Tabelle 3: Die physikalischen Stoffeigenschaften von unterschiedlichen Speichermedien, in Anlehnung an (Sternier & Stadler 2017) und (Keller 2006)

			Wasser	Stahlbeton	Holz	Ziegel	Stahl
Dichte	ρ	kg/m ³	1000	2400	800	660	7800
spez. Wärmekapazität	c_p	kJ/kgK	4,19	0,88	1,70	0,92	0,48
Wärmeleitfähigkeit	λ	W/mK	0,60	2,33	0,20	0,16	60,00
Temperaturleitfähigkeit	a	10 ⁻⁸ m ² /s	14	110	15	26	1613
	\sqrt{a}	10 ⁻⁴ m/s ^{1/2}	3,78	10,51	3,83	5,13	40,16
dynamische Eindringtiefe (T=24 hr)	δ	cm	6,27	17,42	6,36	8,51	66,58
Wärmeindringvermögen	b	kJ/m ² Ks ^{-1/2}	1,58	2,22	0,52	0,31	14,94
Energiemenge (T=24 hr, $\Delta T=4$ K)	$Q_{T,4K}$	kWh/m ²	24,7	34,7	8,2	4,9	233,6
volumenb. spez. Wärmekapazität	C	kWh/(m ³ K)	1,16	0,59	0,38	0,17	1,03
Energiedichte bei $\Delta T = 60$ K	q_{60K}	kWh/m ³	69,75	35,16	-	-	62,01
Energiedichte bei $\Delta T = 4$ K	q_{4K}	kWh/m ³	5,81	2,93	1,89	0,84	5,17
volumenb. Vergleich zu Wasser		%	100%	50%	32%	15%	89%

Verglichen mit latenten und thermochemischen Speichern weisen sensible Wärmespeicher eine eher geringe Energiedichte auf. Diese ist durch die spezifische Wärmekapazität und die maximal mögliche Temperaturdifferenz begrenzt. Die Temperaturdifferenz hängt von den Randbedingungen der Anwendung bzw. von den Temperaturen der Phasenwechsel (bei Wasser zwischen 0 und 100 °C) des Speichermediums ab. Der Vorteil flüssiger sensibler Speichermedien ist die Übertragbarkeit hoher Leistungen. Die Leistung hängt hier lediglich von der Pumpleistung ab. Bei festen Speichermedien können hingegen sehr hohe Temperaturen gespeichert werden. Sensible Wärmespeicher haben im Vergleich zu den beiden anderen Wärmespeichertechnologien eher geringere Investitionskosten, sind am weitesten entwickelt und am Markt etabliert.

Für eine effiziente Wärmeausbreitung in Bauteilen sind weitere Kenngrößen von Bedeutung. Für einen zeitlich variablen, instationären Wärmetransport sind die Materialgrößen λ und $c \cdot \rho$ von Wichtigkeit. Die in einen Stoff eingebrachte Wärme wird sich umso besser ausbreiten, je größer die Wärmeleitfähigkeit λ ist. Im Gegenzug aber bleibt unterwegs umso mehr liegen, steht also nicht mehr für die Weiterausbreitung zur Verfügung, je größer das Wärmespeichervermögen $c \cdot \rho$ ist.

Es wirken sich diese zwei Größen also unterschiedlich auf den Wärmeausbreitungsvorgang aus - λ beschreibt die Fähigkeit der Weitergabe von Wärme und $c \cdot \rho$ beschreibt das Einlagern oder Liegenbleiben der Wärme. So zeigt die instationäre Berechnung, dass es zwei weitere Kenngrößen braucht, die sich als Quotient bzw. als Produkt aus λ und $c \cdot \rho$ ergeben. Die Temperaturleitfähigkeit a gibt an wie groß die Reichweite einer Temperaturänderung in die Tiefe eines Materials ist. Die Reichweite ist umso größer, je größer die Leitfähigkeit λ und umso geringer, je größer das Speichervermögen $c \cdot \rho$ ist.

$$a = \frac{\lambda}{c \cdot \rho} \left[\frac{m^2}{s} \right]$$

Gl. 1.2

Das Wärmeeindringvermögen b ist ein Maß dafür, wieviel Wärme beim Ausbreitungsvorgang im Material verbleibt. Dies ist umso ausgeprägter, je besser das Material leitet und je größer das Speichervermögen ist.

$$b = \sqrt{\lambda \cdot c \cdot \rho} \left[\frac{J}{m^2 K s^{1/2}} \right]$$

Gl. 1.3

Somit eignen sich verfügbare Geschosstrenndecken in massiver Betonbauweise bestens zur Speicherung von Wärme- und Kühlenergie. Werden die Bauteileigenschaften einer typischen Betondecke mit $\rho = 2400 \text{ kg/m}^3$, $\lambda = 2.33 \text{ W/mK}$ und $c_p = 888 \text{ J/kgK}$ (aus Tabelle 3) verwendet, so ergibt sich unter Berücksichtigung einer Temperaturdifferenz von 4 K im Betonspeicher eine mögliche Energiedichte von etwa 3 kWh/m³. Ein Kubikmeter Wasser könnte bei einer Temperaturdifferenz von ebenso 4 K etwa 6 kWh/m³ speichern, also ein Faktor von zwei zwischen Wasser und Beton. Es gilt jedoch zu bedenken, dass die typische Temperaturdifferenz (Laden/Entladen) eines Wasserspeichers bei etwa 60 K liegt, wodurch sich eine Energiedichte von etwa 70 kWh/m³ ergibt. In der thermischen Aktivierung von Bauteilen ist der Speicherkörper in direkter oder indirekter Weise mit genutzten Innenräumen verbunden, die von einer Überwärmung bewahrt werden müssen. Bleibt man aus dieser Überlegung heraus bei einer Temperaturdifferenz von 4 K, dann ergibt sich im Vergleich zum Wasserspeicher mit 60 K Temperaturdifferenz ein Faktor von 23. Somit kann in diesem Fall, gleiches Volumen vorausgesetzt, im Wasserspeicher die 23-fache Menge an Wärme gespeichert werden.

1.3.4 Die thermische Bauteilaktivierung in Gebäuden

Thermische Bauteilaktivierungssysteme zur ganzjährigen Temperierung von Gebäuden sind schon seit Längerem verbreitet. Sie sind fester Bestandteil heutiger zahlreicher energieeffizienter Gebäudekonzepte. Je nach Nutzungsart (z. B. Wohnen, Büro), Altbau oder Neubau, haben sich unterschiedliche Bezeichnungen und Bauweisen entwickelt. Es finden sich in der einschlägigen Fachliteratur, je nach Anwendung, die unterschiedlichsten Bezeichnungen für die thermische Bauteilaktivierung. Vor allem die Begriffe Betonkernaktivierung, thermoaktive Decken, Bauteilkühlung bzw. Bauteilheizung, Fußbodenheiz- und Kühlsystem sowie Aktiv- und Passivspeichersysteme werden gebraucht. Jede dieser Bezeichnungen hat sicherlich entsprechend ihrer Herkunft und Anwendung ihre Richtigkeit.

Bauweisen der thermischen Bauteilaktivierung

Überwiegend kommen wasserführende Rohrsysteme, welche großflächig in die Gebäudebauteile integriert werden, zum Einsatz. Luftführende Systeme, welche neben der Bauteiltemperierung zusätzlich die Frischluftzufuhr übernehmen, finden eher selten Anwendung.

Bei der ‚klassischen‘ thermischen Bauteilaktivierung werden die Rohrregister in die Mitte der Betondecke eingebracht (Abbildung 1). Ziel ist es, die maximale Wärmespeicherkapazität der Betondecke zu nutzen und somit im winterlichen Heizbetrieb bzw. sommerlichen Kühlbetrieb ein Maximum an Wärme- bzw. Kälteenergie zeitverzögert einzuspeisen, welche dann bei Bedarf entnommen werden kann. In manchen Gebäudekonzepten wird diese Ausführungsvariante als alleiniges Wärme- oder Kälteabgabesystem eingesetzt. Für den winterlichen Heizbetrieb kann jedoch aufgrund der systembedingten Trägheit ein zusätzliches, schnell regelfähiges Wärmeabgabesystem, ergänzend notwendig sein.

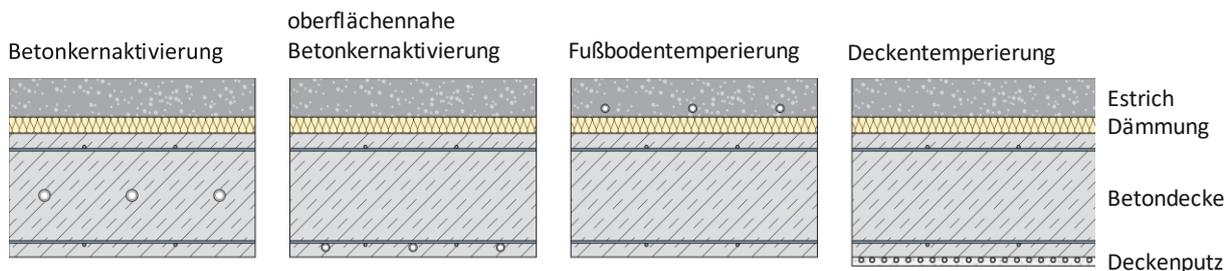


Abbildung 1: Prinzipielle Bauweisen der thermischen Bauteilaktivierung in Anlehnung an (Krull 2013)

Eine relativ neue Systemvariante und eine Weiterentwicklung der klassischen Betonkernaktivierung ist die oberflächennahe Bauteilaktivierung. Ziel ist es, ebenfalls die Wärmespeicherkapazität der Betondecke zu nutzen, zudem jedoch die maximale Heiz- bzw. Kühlleistung zu erhöhen. Durch die oberflächennahe Anordnung stellt sich neben der Leistungserhöhung auch eine verbesserte Regelfähigkeit ein, sodass das System auch im Heizfall als alleiniges Abgabesystem eingesetzt werden kann.

Die Fußbodentemperierung ist sicherlich die bekannteste Art der thermischen Bauteilaktivierung. Wurde sie früher in erster Linie nur zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt, wird sie heute vielfach auch zur Kühlung genutzt. Gegenüber den in Betondecken integrierten Systemen verfügt die Fußbodentemperierung mit einer Estrichstärke von etwa 50 – 80 mm über eine relativ geringe Wärmespeicherkapazität. Insbesondere zur Beheizung von Wohngebäuden ist dieses auch gewünscht, um somit eine ausreichend flexible Raumlufttemperaturregelung realisieren zu können.

Eine weitere Variante zur thermischen Bauteilaktivierung, besonders für den Bereich der Gebäudesanierung, sind Systeme, die unterhalb der Betondecke eingeputzt werden. Aufgrund der direkten Kopplung an die Massivdecke können hier ebenfalls große Teile des Speicherpotenzials genutzt werden. Des Weiteren verfügt die Deckentemperierung über ein gutes Heiz- bzw. Kühlleistungspotenzial und ist aufgrund der oberflächennahen Anordnung ebenfalls als alleiniges Heiz- und Kühlsystem geeignet.

Es ist ersichtlich, dass es verschiedene Bauarten gibt, die sich zur thermischen Aktivierung von Gebäudebauteilen eignen. Im vorliegenden Projekt wird die Untersuchung auf die klassische Variante der Betonkernaktivierung beschränkt.

Betriebsweisen der thermischen Bauteilaktivierung

Die thermoaktiven Bauteile geben im Heizfall über ihre gesamten Flächen Wärme ab, im Kühlfall nehmen sie Wärme auf. Aufgrund der vergleichsweise großen Übertragungsflächen können die Systemtemperaturdifferenzen gering bleiben. Das heißt, das Medium muss im Heizfall nicht so stark erwärmt werden wie beispielsweise das Wasser von Radiatoren, welche eine wesentlich kleinere Übertragungsfläche aufweisen. Aufgrund dieser tiefen Vorlauftemperaturen können zum Heizen z.B. Wärmepumpen und thermische Solarenergie effizient eingesetzt werden. Zum Kühlen gibt es energetisch günstige Lösungen wie freie Rückkühlung oder Grundwasserkühlung.

Durch Zwischenspeicherung in den Bauteilen muss die für das Heizen oder Kühlen des Raumes benötigte Wärme oder Kälte nicht sofort in die Bauteile ein- oder ausgebracht werden - der Wärmeeintrag und Wärmeaustrag über das Heiz-Kühl-Medium kann zeitverschoben und zeitlich anders verteilt erfolgen. Spitzenlasten können dadurch gesenkt (geglättet) werden. Zudem können, beispielsweise im Sommer, die kühlen Außenlufttemperaturen während der Nacht zur Kühlung des Heiz-Kühl-Mediums genutzt und dem Bauteil Wärme entzogen werden. Tagsüber werden die Räume dann durch Wärmeabgabe an die nun abgekühlten Geschosdecken und Wände gekühlt (siehe weiterführend (Pfafferott & Kalz 2007)). Es können folgende Prozesse unterschieden werden:

a) Aktives Beladen

Die Geschosdecken werden mit Wärme- oder Kälteenergie beladen, indem warmes oder kaltes Wasser durch die im Bauteil integrierten Rohrregister zirkuliert. Der Wasserstrom gibt bei der Durchströmung des Rohrsystems je nach Wassertemperatur Heiz- oder Kühlleistung an die Decke ab und erwärmt oder kühlt diese. Der Vorgang kann durch Variation von Vorlauftemperatur, Massenstrom und Ladezeit aktiv gesteuert werden. Aufgrund der Trägheit des Systems besteht die besondere Herausforderung, ausreichend Wärme- bzw. Kälteenergie für die zeitverzögert zu erwartenden thermischen Lasten im Bauteil einzulagern. Da der benötigte Wärme - bzw. Kältebedarf eines Raumes aber nicht exakt vorhersehbar ist, kommt es systembedingt zu Ladereserven und damit zu einem erhöhten Energieeinsatz.

b) Passives Einspeichern

Wie jeder thermische Speicher soll die thermisch aktivierte Decke die zeitliche Differenz zwischen Energieangebot und Energiebedarf überbrücken und eine teilweise Verschiebung der thermischen Lasten um mehrere Stunden bewirken. Überschüssige Wärme, hervorgerufen durch solare Einstrahlung (externe Lasten) und Personen- und Geräteabwärme (interne Lasten), wird in der Decke zwischengespeichert und bewirkt einen Anstieg der mittleren Bauteiltemperatur. Mit diesem Temperaturanstieg erfolgt parallel der Anstieg der operativen Raumtemperatur. Im Kühlfall wird diese in den Bauteil eingelagerte Wärme passiv oder aktiv rückgekühlt. Im Heizfall kann diese Wärme zur teilweisen Kompensation der Wärmeverluste des Gebäudes in den Nachtstunden verwendet werden (vor allem in den Übergangszeiten).

c) Passives Entladen

Die Raumkonditionierung erfolgt bei der thermischen Bauteilaktivierung durch zwei parallel ablaufende Wärmetransportmechanismen. Die in den Geschossdecken eingelagerte Wärme oder Kälte wird zu großen Teilen über Strahlung (etwa 60 % im Kühlfall und etwa 90 % im Heizfall) und entsprechend anteilig über Konvektion an den Raum abgegeben. Wegen der großen Systemträgheit ist eine raumbezogene, schnelle Temperaturregelung nicht möglich. Die Entladung findet somit ohne direkte Einflussmöglichkeit des Raumnutzers, passiv statt.

1.3.5 Regelung von Gebäuden mit thermisch aktiven Bauteilsystemen

Thermoaktive Bauteilsysteme (TABS) sind aus regelungstechnischer Sicht geprägt durch drei grundlegende Eigenschaften. Erstens handelt es sich um ein thermisch sehr träges System mit großen Zeitkonstanten bzw. Totzeiten, zweitens besitzt das System ein stark nichtlineares Übertragungsverhalten und es zeigt sich drittens, der sogenannte Selbstregeleffekt.

Diese Eigenschaften erschweren den Entwurf von Standardregelungen bzw. machen es unter bestimmten Umständen sogar unmöglich, TABS im klassischen Sinn zu regeln. Vielmehr gilt es eine auf diese Bedingungen zugeschnittene charakteristische Automationsstrategie zu entwickeln, die häufig eine Kombination aus Steuer- und Regelungsstrategie darstellt.

Die Kühl- bzw. Heizleistung eines thermisch aktivierten Bauteilsystems hängt im Wesentlichen von der Einbaulage der Rohrschlangen (Rohrtiefe, Rohrverlegeabstand, Rohrdurchmesser), dem Wasser- bzw. Massendurchsatz und der Vorlauftemperatur ab (siehe (Kreč 2015)).

Grundsätzlich gibt es zur gezielten Beeinflussung der zugeführten Wärme-/ bzw. Kälteleistung bei TABS nur vier steuerungstechnische Eingriffsgrößen. Die Wasser-Vorlauftemperatur T_{VL} , der Wasser-Massenstrom m , der Zeitpunkt und die Dauer der Ladezeit für Heizen bzw. Kühlen und die Umschaltbedingung für Heiz- / Kühlbetrieb und Neutralbetrieb (bezogen auf Außenlufttemperatur oder Raumlufttemperatur).

Anhand üblicherer Qualitätsanforderungen, die beim Entwurf von Automationsstrategien bzw. Regelungsstrategien verwendet werden, wie ein möglichst geringer Energieeinsatz für Kühlen bzw. Heizen, der Vermeidung unnötiger Umschaltvorgänge zwischen Heizen und Kühlen bzw. häufiges Takten und die Einhaltung einer möglichst hohen Raumbehaglichkeit, wird die Strategie für die Regelung entworfen.

Messbare und beobachtbare Größen, die grundsätzlich innerhalb von Regelungskonzepten berücksichtigt werden können, sind die Rücklauftemperatur T_{RL} , die Raumlufttemperatur T_{RAUM} (zurückliegende, momentane oder prognostizierte Mittelwerte), die momentanen und zurückliegenden Wetterdaten und/oder Wetterprognosedaten (Temperatur, Strahlung). Des Weiteren können die aktuellen und zukünftigen Raumnutzungsprofile, die Nutzungszeiten, die Jahreszeiten und Übergangszeiten und schnelle Veränderungen innerhalb des Systems (z.B. Temperatursturz, starke interne Lastschwankungen) berücksichtigt werden.

Daraus lässt sich gemäß Abbildung 2 ein allgemein gültiger Wirkungsplan für die Steuerung bzw. Regelung eines Raumes bzw. einer Zone mit thermischer Bauteilaktivierung ableiten, der die beschriebenen Zusammenhänge abbildet (siehe auch unter (Bollin 2009)).

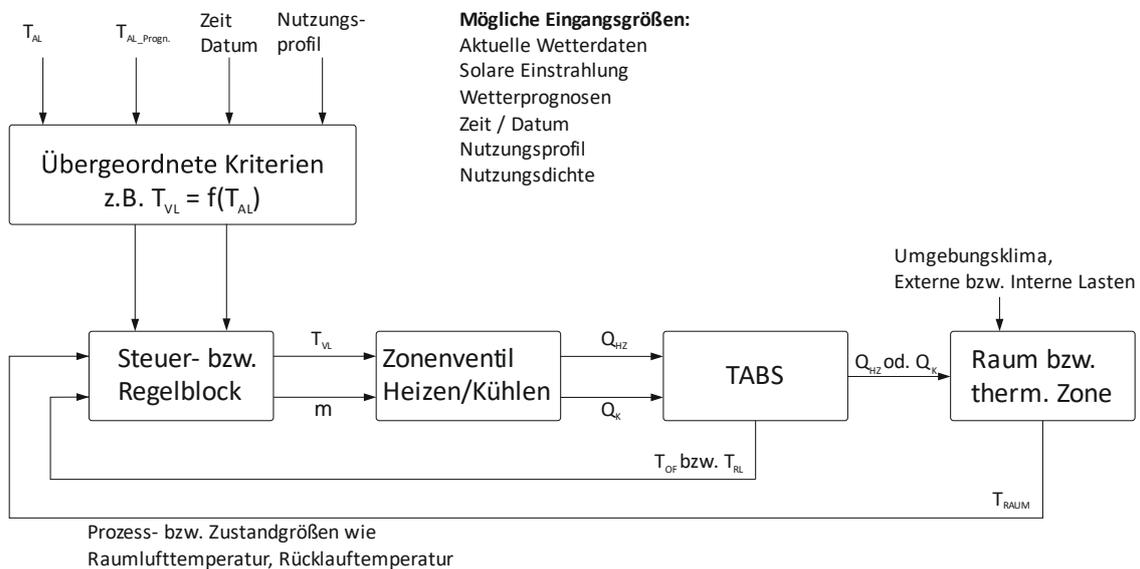


Abbildung 2: Allgemeiner Wirkungsplan für die Regelungsstruktur eines thermoaktiven Bauteilsystems (TABS) zur Konditionierung eines Raumes oder einer thermischen Zone (in Anlehnung an (Bollin 2009))

Übersicht zu typischen Regelungsstrategien für TABS

Es gibt keine allgemeingültige Strategie zur Regelung von TABS. Je nach Anwendungsfall, Komplexität der Anlagentechnik und den gewünschten Qualitätskriterien wie z.B. Behaglichkeitsanforderungen werden unterschiedliche Regelungsstrategien angewendet. Da es sich bei den TABS zudem um eine vergleichbar neue Technologie handelt, gibt es auch noch keine Langzeiterfahrungen und vergleichende Gegenüberstellung der unterschiedlichen Regelungsstrategien. Vor allem der monovalente Heizungsbetrieb im Wohnbau ist diesbezüglich noch deutlich unterrepräsentiert. Aus der praktischen Anwendung lassen sich folgende grundsätzlichen regelungs- bzw. steuerungstechnischen Konzepte klassifizieren:

- Beaufschlagung der TABS mit konstanter Vorlauftemperatur
- direkte Steuerung der Vorlauftemperatur als Funktion der Außenlufttemperatur
- Regelung nach einer Temperatur im TABS-Bauteil (z.B. Kern-, oder Rücklauftemperatur)
- Steuerung des Wasser-Massenstroms (kombiniert mit A, B oder C)
- Vorausschauende / prognosegesteuerte Strategie

Diese Regelungskonzepte werden zumeist nicht alleinig angewandt, sondern es findet vornehmlich eine Kombination der Konzepte Anwendung (so wird z.B. B gerne mit C kombiniert). Im Weiteren sind Beispiele für diese Konzepte aus der Praxis bzw. Literaturangaben zusammengestellt. Detaillierte Informationen sind aus (Koschencz & Lehmann 2000; Tödtli u. a. 2009; Bollin 2009; Bollin 2016) zu entnehmen.

Beaufschlagung der TABS mit konstanter Vorlauftemperatur

Bei dieser Strategie wird mit jeweils festen Vorlauftemperaturen für den Heizfall (z.B. 25 °C) und den Kühlfall (z.B. 20 °C) gefahren. Weitere Einflussgrößen werden nicht berücksichtigt. In der Praxis sind je nach Anwendungsfall durchaus große Bandbreiten der vorgeschlagenen Werte üblich, im Heizfall von 24–30 °C, im Kühlfall von 16–22 °C. Diese Werte müssen im konkreten Anwendungsfall festgelegt und sollten gegebenenfalls im laufenden Betrieb in Abhängigkeit von den Nutzungsanforderungen und weiteren Parametern (z.B. Gebäudetyp, Umgebungsklima) angepasst werden.

Steuerung der Vorlauftemperatur als Funktion der Außenlufttemperatur

Die Steuerung der Vorlauftemperatur als Funktion der Außenlufttemperatur ist eine in der Praxis häufig verwendete Strategie. Allerdings gibt es hier unterschiedliche Ansätze je nachdem wie die Heiz-/Kühlkurve in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur abgebildet wird und wie die repräsentative Außenlufttemperatur gebildet wird (z.B. momentaner Wert oder ein 12 h- oder 24 h-Mittelwert). In (Koschencz & Lehmann 2000) und (Pfafferott & Kalz 2007) wurden anhand verschiedener Simulationsuntersuchungen außenlufttemperaturabhängige Ansätze für die Vorlauftemperatur entwickelt und ebenso wurden folgende verschiedene Varianten zur Anpassung der Vorlauftemperatur untersucht:

- a) Vorlauftemperatur als Funktion der Außentemperatur
- b) durchschnittliche Wassertemperatur als Funktion der Außentemperatur
- c) durchschnittliche Wassertemperatur konstant und fest (Sommer: 22 °C, Winter: 25 °C)
- d) Vorlauftemperatur als Funktion der Außentemperatur getrennt für Sommer- und Winter

Wichtigste Ergebnisse für die Regelungsart ist, dass der Unterschied zwischen den Varianten a), b) und d) sehr gering ist. Bei der Wahl einer konstanten Wassertemperatur (Variante c) ist die Wahl der Temperatur von Relevanz und muss an den jeweiligen Anwendungsfall angepasst werden. Ferner wurde auch der Einfluss der Variation des Neutralzone (häufig auch als Totband bezeichnet) zur Umschaltung zwischen Kühlen und Heizen untersucht, wobei sich ein Bereich von 21 bis 24 °C (wobei ein Totband von maximal 2 K genutzt wird) als sinnvoll erwiesen hat.

Regelung nach einer Bauteilkern- bzw. Oberflächentemperatur

Bei dieser Strategie wird versucht, die Temperatur der Decke im Temperaturband von 21 bis 23 °C zu halten. Ein Vorteil dieser Strategie ist, dass plötzliche Lastwechsel (z.B. Temperatursturz) aufgrund des Selbstregeleffektes keinen größeren „Schaden“ anrichten können, (Hausladen & Langer 2000). Die Messung der Rücklauftemperatur, einer Betonkerntemperatur oder einer Oberflächentemperatur bietet hierbei die Möglichkeit, eine repräsentative Aussage über die Temperatur der thermoaktiven Decke zu erhalten. Hierzu wird eine Strategie vorgestellt, welche die Zustände „Heizen“, „Kühlen“ und „Bereitschaft“ unterscheidet. Die Strategie ist so ausgelegt, dass bei Rücklauftemperaturen unter 21 °C der Zustand „Heizen“ aktiviert wird und bei Temperaturen über 23.5 °C der Zustand Kühlen. Durch die Art des Umschaltens wird eine Neutralzone (bzw. Totband) zwischen Kühlen und Heizen von 2.5 K festgelegt. Unklar bleibt hier allerdings, wie die Vorlauftemperatur gewählt wird. (Pfafferott u. a. 2017; Tödtli u. a. 2009) plädieren in ihrer Abhandlung für eine Definition der Vorlauftemperatur in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur, wobei die Regelungsparameter im Planungsverlauf mit dem Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik-Techniker auf das Gebäude angepasst werden sollte.

Steuerung des Massenstromes

Eine gezielte Veränderung des Massenstromes wird zurzeit in Regelungs-/Steuerungskonzepten noch nicht berücksichtigt. Dies erscheint aber durchaus als ein noch interessanter Aspekt für Verbesserungen zu sein. In (Kreč 2015; Koschenz & Lehmann 2000) wurden Simulationsstudien durchgeführt, die zeigen, dass der Massenstrom einen signifikanten Einfluss auf den Wärmedurchgang und damit auf die übertragene Wärmemenge hat. Inwieweit dies für Steuerungskonzepte berücksichtigt werden kann, bleibt noch zu untersuchen. Hierzu finden sich in der Literatur derzeit noch keine aussagekräftigen Ergebnisse (Bollin 2016).

Prognosegesteuerte bzw. vorausschauende Strategien

Der Nachteil der bisherig aufgeführten Regelungsstrategien ist, dass unter bestimmten Umständen (z.B. Schlechtwetterperiode, starke Schwankung der internen Lasten) die Raumlufttemperatur stark absinken oder ansteigen kann. Neben dem unnötigen Energieeinsatz führt dies in der Regel auch zu einer Reduzierung der Behaglichkeit. Dieses Problem können vorausschauende und/oder prognosegesteuerte Regelungsstrategien reduzieren. In den bisher umgesetzten Anwendungen bzw. in Simulationsuntersuchungen gibt es zum Teil unterschiedliche bis widersprüchliche Aussagen zum Nutzen von prognosegesteuerten Strategien. So wurde anhand von Simulationsuntersuchungen in (Olsen 2005) die Nutzung von Wettervorhersagen untersucht. Als Ergebnisse wurde festgestellt, dass sich kein signifikanter Unterschied ergibt, wenn vorhergesagte künftige Temperaturen eingesetzt werden. Gemäß (Pichler u. a. 2017) hingegen sind unter gewissen Rahmenbedingungen durchaus relevante energie-technische Einsparungen zu erreichen. Zur Prognosequalität von Wetterdaten laufen bzw. liefern zu diesem Thema einige Forschungsprojekte (z.B. (Smith 2013; Pichler u. a. 2017)).

1.4 Methoden und Untersuchungsannahmen

Für die Interpretation von Untersuchungsergebnissen ist die Kenntnis der angewandten Methoden und der angesetzten Untersuchungsannahmen unerlässlich. In der Folge werden diese Informationen bereitgestellt.

1.4.1 Modellierung der Gesamtkonzepte aus Gebäude und Gebäudetechnik

Die thermischen Gebäude- und Anlagensimulationen wurden mit der Simulationsumgebung TRNSYS (Solar Energy Laboratory 2017) durchgeführt. Die Simulationssoftware TRNSYS hat den Vorteil, dass eine relativ große Datenbank an Simulationsmodellen für diverse Komponenten bereits vorhanden ist (Gebäude, thermischer Solarkollektor, Speicher etc...) bzw. nicht vorhandene Modelle (siehe Regelung Kapitel 2.2) selbst entwickelt bzw. programmiert werden können. Dadurch können neuartige Konzepte anhand thermischer Gebäude- bzw. Anlagensimulationen bewertet bzw. evaluiert werden.

Besonders die vorliegende Aufgabenstellung, bei der ein Teil des Energiespeichers im Gebäude selbst integriert ist und in direkter Interaktion zwischen Raum und Haustechnik liegt, macht eine gekoppelte thermische Anlagensimulation zur Entwicklung, Beurteilung und Analyse unumgänglich. TRNSYS bietet diese Möglichkeit einer gekoppelten Gebäude- und Anlagensimulation. Diese Kopplung wurde bereits in einer Vielzahl an Forschungsprojekten von den Forschungspartnern angewandt. Mehrere wissenschaftliche Arbeiten (Lerch u. a. 2013; Lerch u. a. 2011) beschäftigten sich mit der Modellierung von Wärmepumpen- und Solarthermie-Kombinationen beziehungsweise mit der Abbildung von einzelnen Zonen in Bürobauten (Heimrath & Weiss 2008; Koschencz & Lehmann 2000; Glück 1997) mit thermisch aktivierten Bauteilen. Hierbei werden jedoch zumeist nur Teilaspekte (entweder TABS oder Wärmeversorgungskonzepte) im Detail betrachtet. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wird im vorliegenden Projekt die Methode der Modellierung verfeinert, um validierte Modelle ergänzt und auf die betrachteten Wärmeversorgungskonzepte inklusive der detaillierten Abbildung des Gebäudes (und deren TABS) angewandt.

Bei der im Projekt genutzten Gebäude- und Anlagensimulation sind die wesentlichen Teilmodelle wie Gebäude (Nageler u. a. 2018), TABS (Koschencz & Lehmann 2000), Wärmepumpe (Heinz u. a. 2016), Kollektor (Kramer & Oliva 2011), etc. mehrfach validiert und physikalisch korrekt abgebildet. Damit kann davon ausgegangen werden, dass ein neu erstelltes Gesamtmodell aus Gebäude und Anlage, bei korrekter Parametrierung, absolut gesehen Ergebnisse liefern wird, die sehr nahe an einem realen System zu liegen kommen. Vor allem werden die relativen Änderungen der durchgeführten Szenarien-Rechnungen sehr gut mit den Änderungen eines realen Systems übereinstimmen. Auch die Entwicklung und der Betrieb einer Regelung kann in einem derartigen Simulationsframework vollinhaltlich realisiert werden.

Basierend auf den Resultaten der thermischen Gebäude- und Anlagensimulationen wurden die Systeme ökonomisch und ökologisch bewertet. Die dafür entwickelte Methode wird in Kapitel 2.4 näher erläutert.

Klimatische Randbedingungen

Für die durchgeführten thermischen Gebäude- und Anlagensimulationen wurde der Standort Graz gewählt. Es wurde ein durchschnittlicher Klimadatensatz (über 10 Jahre) mit der Software Meteonorm (Meteotest 2015) generiert ($T_{AL,Mittel}=10.7\text{ °C}$; Heizgradtage 3102 Kd; global Strahlung auf die Horizontale 1206 kWh/m²a; Diffusstrahlung auf die Horizontale 616 kWh/m²a). Aus Abbildung 3 ist die grafische Auswertung des verwendeten Grazer Klimadatensatzes ersichtlich. Visualisiert sind die dynamischen Verläufe der Außenlufttemperatur bzw. der Solarstrahlung auf die Horizontale.

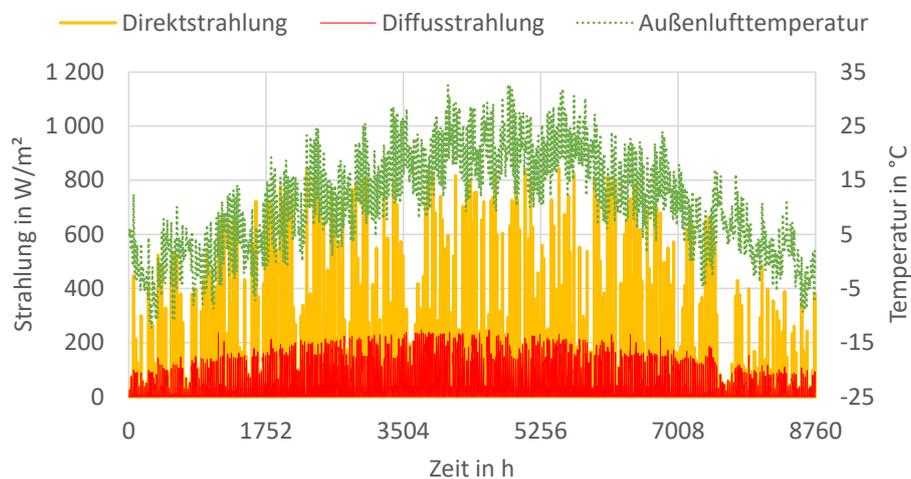


Abbildung 3: mittlerer Klimadatensatz am Standort Graz, generiert mit Meteonorm (Meteotest, 2015)

Definition der Vergleichsgebäude

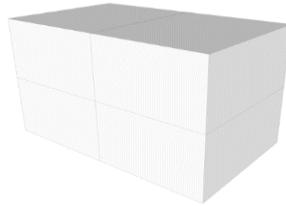
Das Projekt soSPONGEhigh untersucht die Auswirkung inwieweit der solare Deckungsgrad bei unterschiedlichen Gebäudegrößen (A/V-Verhältnissen) und unterschiedlichen Nutzungstypen durch Betonkernaktivierung gesteigert werden kann. Um unterschiedliche Gebäudetypen betrachten zu können wurden ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus und eine Werkhalle als Vergleichsgebäude definiert. Alle Vergleichsgebäude basieren auf einem Grundmodul mit einer Abmessung von 5.0 x 6.0 x 2.8 m mit einer Nettogeschoßfläche (NGF) von 30 m² und einem Nettovolumen (NV) von 84 m³ (Abbildung 4). Das Einfamilienhaus (EFH) wurde zweigeschossig, aus vier Modulen bestehend, inkl. Unterkellerung angenommen. Das Mehrfamilienhaus (MFH) besteht aus 18 Modulen. Die 6 Wohneinheiten sind durch eine nicht beheizte thermische Zone (Stiegenhaus) miteinander verbunden. Wie beim EFH wurde auch beim MFH eine Kellerzone bei der Gebäudemodellbildung mit berücksichtigt. Als drittes Gebäude wurde eine Werkhalle (WHA), bestehend aus 96 Modulen definiert.

Einfamilienhaus (EFH)

4 Module

NGF = 120 m²

NV = 336 m³



Nord	Ost	Süd	West
------	-----	-----	------

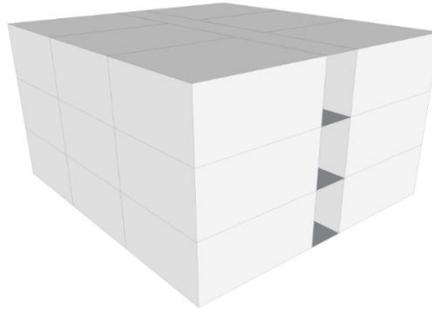
Außenwandfläche [m ²]			
87.2	38.2	87.2	38.2
Fensterfläche [m ²]			
4.2	3.6	18	3.6

Mehrfamilienhaus (MFH)

18 Module

NGF = 540 m²

NV = 1512 m³



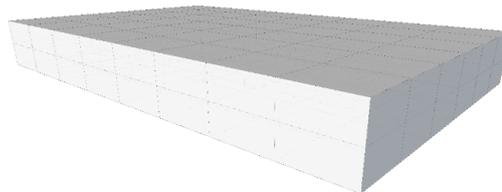
Außenwandfläche [m ²]			
139.6	201.5	139.6	201.5
Fensterfläche [m ²]			
26.7	40.5	26.7	40.5

Werkhalle (WHA)

96 Module

NGF = 1440 m²

NV = 8064 m³



Außenwandfläche [m ²]			
204	322	204	322
Fensterfläche [m ²]			
50	80	50	80

Abbildung 4: Vergleichsgebäude EFH, MFH, WHA, NGF = Nettogeschoßfläche, NV = Nettovolumen

Die Gebäude wurden in zwei verschiedenen Wärmebedarfsniveaus definiert. Die Aufbauten im Wärmebedarfsniveau LEB (Low Energy Building) orientieren sich an der OIB Richtlinie 6 (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015). Die Aufbauten im Wärmebedarfsniveau NZE (Nearly Zero Energy Building) sind mit einem noch besseren Wärmeschutz versehen und zudem sind die Gebäude mit einer Abluftwärmerückgewinnung, mit einem Systemwirkungsgrad von 75 %, ausgestattet. In Tabelle 4 sind die verwendeten Gebäudematerialien mit den dazugehörigen Stoffdaten näher erläutert. In weiterer Folge werden die Aufbauten der Bauteile mit den zugehörigen Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werten) angeführt.

Tabelle 4: Stoffdaten der verwendeten Materialien

	Wärmeleitfähigkeit in kJ/(hmK)	Kapazität in kJ/(kgK)	Dichte in kg/m ³
Ziegel	1.300	1.000	900
Estrich	5.040	1.000	2000
Beton	7.560	1.000	2300
XPS / EPS	0.144	1.450	35
Dämmschüttung	0.162	1.500	110
Erdreich	5.760	1.128	1300

LEB

- U-Wert Außenwand (25 cm Ziegel, 10 cm EPS): 0.297 W/m²K
- U-Wert Innenwand (25 cm Ziegel): 1.160 W/m²K
- U-Wert Dach (25 cm Beton, 25 cm XPS): 0.160 W/m²K
- U-Wert Zwischendecke (25 cm Beton, 10 cm Dämmschüttung, 8 cm Estrich): 0.389 W/m²K
- U-Wert Fenster: 0.86 W/m²K (g-Wert Fenster: 0.598)

NZE

- U-Wert Außenwand (25 cm Ziegel, 20 cm EPS): 0.171 W/m²K
- U-Wert Innenwand (25 cm Ziegel): 1.160 W/m²K
- U-Wert Dach (25 cm Beton, 30 cm XPS): 0.128 W/m²K
- U-Wert Zwischendecke (25 cm Beton, 10 cm Dämmschüttung, 8 cm Estrich): 0.389 W/m²K
- U-Wert Fenster: 0.59 W/m²K (g-Wert Fenster: 0.584)

BETONKERNAKTIVIERUNG in den Geschößdecken

- Verlegetiefe der Rohre von der unteren Deckenoberfläche: 125 mm (= mittig)
- Spezifische Wärmekapazität des Fluids: 4.19 kJ/kgK
- Achsabstand der Rohre: 200 mm
- Außendurchmesser der Rohre: 18 mm
- Rohrwandstärke: 2 mm
- Wärmeleitfähigkeit Rohrmaterial: 1.26 kJ/hmK

Interne Wärmelasten und Warmwasserbedarf

Das Einfamilienhaus (EFH) bzw. das Mehrfamilienhaus (MFH) wurden mit den gleichen spezifischen internen Lasten für die Personenbelegung, der elektrischen Beleuchtung sowie für das Equipment konfiguriert. Die spezifisch eingebrachte Energie beträgt ca. 80 kWh/(m²a), was einer mittleren Leistung von 9.14 W/m² entspricht. Beim Nichtwohngebäude (WHA) wurde die spezifisch eingebrachte Energie mit 38.6 kWh/(m²a) festgelegt was einer mittleren Dauerleistung von 4.41 W/m² entspricht. Für das EFH wurde ein Profil für den Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung von 2966 kWh/a (umgerechnet 19.7 kWh/(m²a)) definiert. Die Zapf-temperatur für das Warmwasser wurde mit 45 °C festgelegt (entspricht 50 l/d_{Pers} mit 45 °C). Für das MFH wurde der gleiche spezifische Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung wie für das EFH gewählt, da von einer vorwiegenden Wohnraumnutzung ausgegangen wurde. Für die Werkhalle wurde dagegen von einem deutlich reduzierten Energiebedarf für die Warmwasserbereitung ausgegangen, da keine Wohnraumnutzung betrachtet wird. Aus diesem Grund wurde ein spezifischer Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung von 2.1 kWh/(m²a) angenommen (siehe dazu auch (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015; SIA 2006)).

1.4.2 Definition der Systemkonzepte

Bei der Beladung der thermisch aktivierten Bauteile sollen vorrangig erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen. Es werden solarthermische bzw. solarelektrische Wärmeversorgungs-konzepte für die Beladung der thermischen Speicher und in weiterer Folge zur Beheizung der thermischen Zonen verwendet. Die Kombination von solarthermischer und solarelektrischer Wärmeversorgung in einem Systemkonzept wurde nicht näher betrachtet. Ein Schema der zur Definition der Systemkonzepte in Betracht gezogenen Komponenten (Wärmequellen bzw. Wärmesenken), dazwischenliegenden Energieflüssen und Speichermöglichkeiten zeigt Abbildung 5.

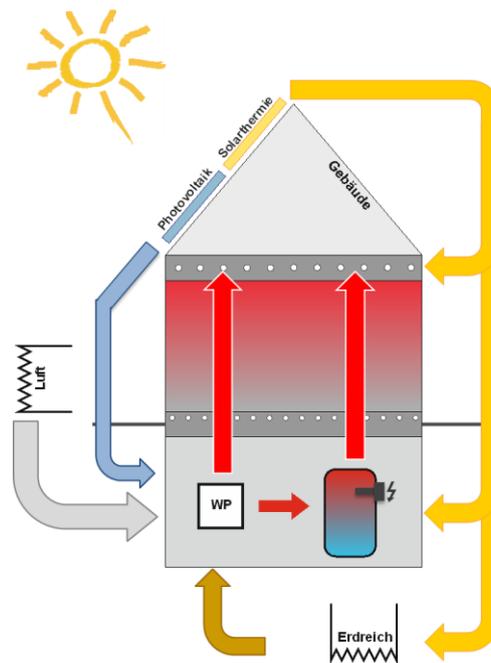


Abbildung 5: Übersicht der möglichen Wärmeversorgungs-konzepte und deren Energieflüsse

Bei der solarthermischen Wärmeversorgung kann einerseits die Wärme direkt zur Beladung der des Betonkerns verwendet bzw. in einem Wasserspeicher gespeichert werden. Zusätzlich konnte als weitere Senke für die thermische Solaranlage (ST) bei einigen Simulationsvarianten das Erdreich unter der Bodenplatte des Gebäudes einerseits als Senke für die thermische Solaranlage bzw. in weiterer Folge als Quelle für eine Sole/Wasser Wärmepumpe (SWP) näher betrachtet werden. Bei der solarelektrischen Wärmeversorgung (PV) erfolgt die Nutzung des generierten Stromes zum Antrieb einer Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) bzw. die Einspeisung des überschüssigen solarelektrischen Ertrages in das elektrische Versorgungsnetz. Bei der solarelektrischen Wärmeversorgung erfolgt die Optimierung in Bezug auf den Eigenverbrauchsanteil, bei der solarthermischen auf einen minimalen Stromverbrauch. Dabei wurden verschiedene Regelungsstrategien näher betrachtet. D.h. abhängig von der aktuell verfügbaren Solarenergie und der im Innenraum verwendeten Raumlufttemperatur werden unterschiedliche Regelungsbänder zur Beladung des Betonkerns verwendet. Die verwendete Regelungsstrategie wird in Kapitel 2.2 näher erläutert. Eine detaillierte Beschreibung der betrachteten hydraulischen bzw. energietechnischen Verschaltungen der Systemkonzepte werden in weiterer Folge genauer beschrieben.

Hydraulische Verschaltungen der Systemkonzepte

System A in Abbildung 6 stellt das Referenz-Wärmebereitstellungssystem dar. Bei diesem System wird der komplette Wärmebedarf durch eine Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) abgedeckt. Zur Abdeckung des Wärmebedarfs für die Warmwasserbereitung ist ein Pufferspeicher installiert, welcher das Frischwassermodul für die Warmwasserbereitung mit Wärme versorgt. Die Beheizung des Gebäudes erfolgt ausschließlich und direkt durch die LWP. Die LWP wurde für Wärmebedarfsniveau LEB (Low Energy Building) und NZE (Nearly Zero Energy Building) für einen monovalenten Betrieb dimensioniert, sodass keine zweite Wärmequelle bzw. kein Backupsystem erforderlich ist.

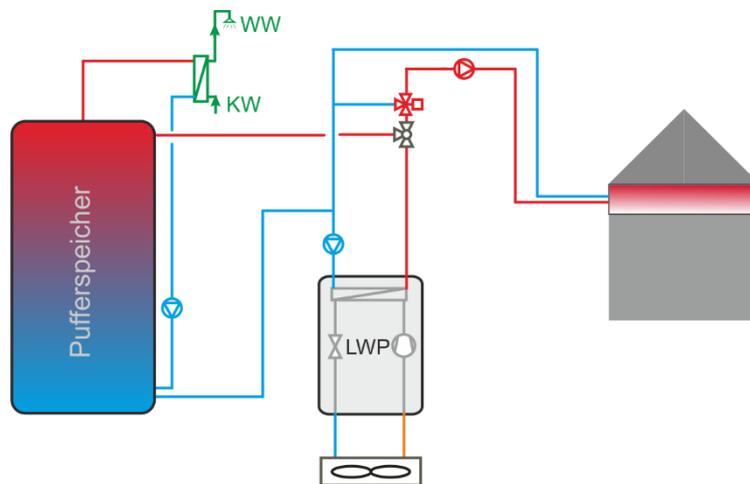


Abbildung 6: Systemkonzept A – Referenzsystem mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP)

Im nächsten Schritt wird das Wärmebereitstellungssystem durch eine thermische Solaranlage erweitert welche den Großteil der benötigten Wärme bereitstellen soll. Das Systemkonzept ist in Abbildung 7 dargestellt. Generell kann bei der thermischen Solaranlage in einen Primär- bzw. einen Sekundärkreis unterschieden werden. Die Primär- und Sekundärseite sind durch einen Wärmetauscher (WT) voneinander getrennt. Auf der Primärseite (Kollektor) wird als Wärmeträgermedium Sole und auf der Sekundärseite (nach dem WT) Wasser verwendet. Es ist ersichtlich, dass der thermischen Solaranlage als Senke der Pufferspeicher zur Verfügung steht. Im Vergleich zu Systemkonzept A ist bei den solarthermischen Wärmebereitstellungssystemen der Pufferspeicher mit einem größeren Speichervolumen ausgestattet, was auf das zusätzlich benötigten Speichervolumen zur Einbindung der thermischen Solaranlage zurückzuführen ist (siehe Randbedingungen der Szenarien in Abbildung 12). Vorrangig erfolgt die Raumheizung mit Wärme aus dem Pufferspeicher (vorrangig mit Energie von der thermischen Solaranlage) und nur in Zeiten, in denen kein ausreichendes Temperaturniveau zur Beheizung des Gebäudes im Pufferspeicher vorhanden ist, wird die LWP zur thermischen Beladung des Betonkerns der Geschoßdecken verwendet.

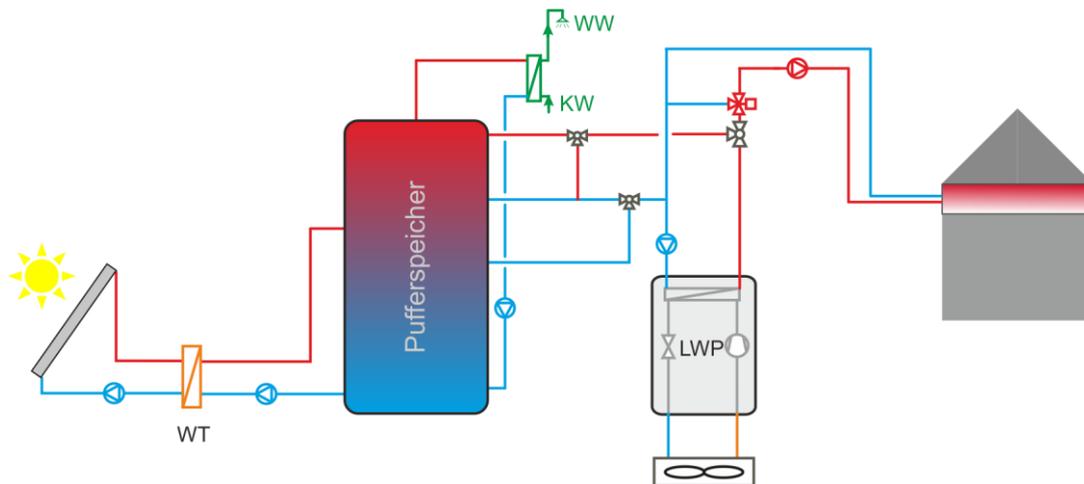


Abbildung 7: Systemkonzept B – solarthermische Wärmeversorgung mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP)

Um den solaren Ertrag des thermischen Kollektors bzw. indirekt den solaren Deckungsgrad zu erhöhen, wurde wie in Abbildung 8 ersichtlich im Systemkonzept C im Vergleich zu Systemkonzept B die Hydraulik derart erweitert, dass durch die thermische Solaranlage, Wärme direkt in das Gebäude eingebracht werden kann. Aufgrund des benötigten niedrigen Temperaturniveaus zur Beladung des Betonkerns im Vergleich zur Beladung des Pufferspeichers kann der thermische Kollektor mit höheren Wirkungsgraden und zu Zeiten geringer Einstrahlung betrieben werden, wodurch auch der spezifische Kollektorertrag erhöht werden kann.

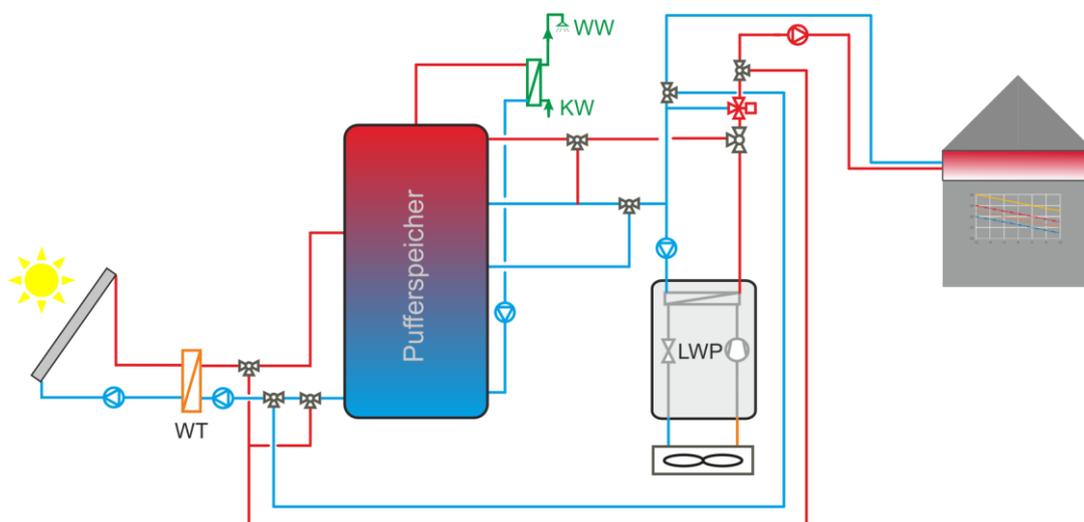


Abbildung 8: Systemkonzept C – solarthermische Wärmeversorgung mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) und Solarer Nachheizung des Betonkerns

In Abbildung 9 ist Systemkonzept D, mit einer Sole/Wasser Wärmepumpe (SWP) und mit drei Wärmesenken, dargestellt. Zu den bisherigen zwei Senken der thermischen Solaranlage (Pufferspeicher bzw. Betonkern im Gebäude (System B & C)) ist zusätzlich das Erdreich unter der Bodenplatte des Gebäudes als Wärmesenke für die thermische Solaranlage verfügbar.

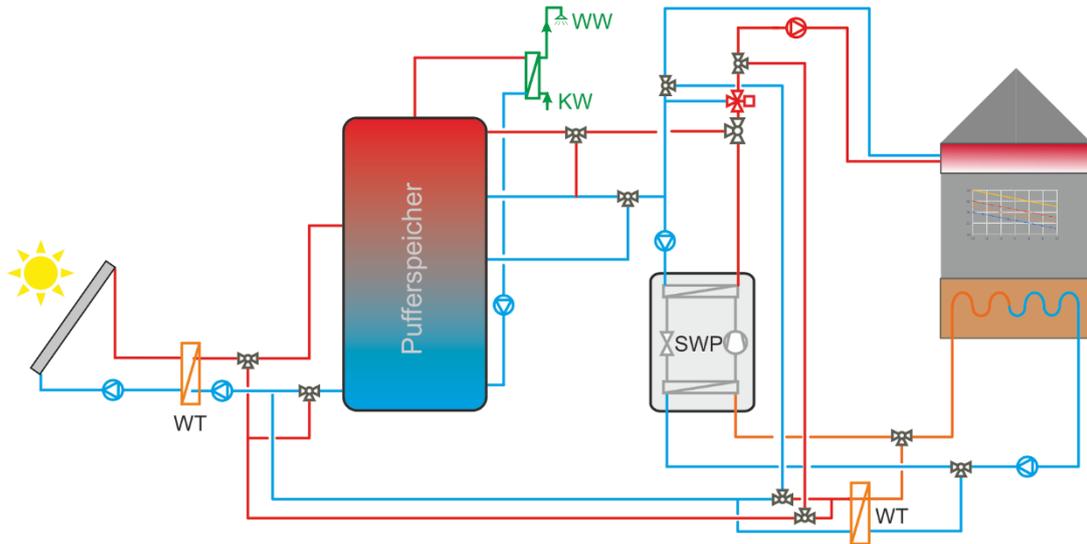


Abbildung 9: Systemkonzept D – solarthermische Wärmeversorgung mit Sole/Wasser Wärmepumpe (SWP) und Solarer Nachheizung des Betonkerns

Im Systemkonzept D (Abbildung 9) wurde noch eine dritte Wärmesenke für die thermische Solaranlage angedacht. Im Vergleich zu den Systemkonzepten B & C wird die fehlende Wärme nicht durch eine LWP sondern durch eine SWP bereitgestellt, welche Energie aus dem Erdreich unter der Bodenplatte als Wärmequelle verwenden kann. Daher stehen der thermischen Solaranlage drei Wärmesenken mit unterschiedlichen Temperaturniveaus zur Verfügung. Das niedrigste Temperaturniveau weist das Erdreich unter der Bodenplatte auf, das nächst höhere Temperaturniveau besitzen die thermisch aktivierten Bauteile im Gebäude und das höchste Temperaturniveau benötigt der thermische Pufferspeicher im Gebäude. Dadurch kann je nach Solarstrahlung bzw. Temperaturniveau am thermischen Kollektor die optimale Wärmesenke beladen und der thermische Kollektor sehr effizient und mit dementsprechend hohen spezifischen Kollektorerträgen betrieben werden.

Da nicht nur solarthermische Systeme in Kombination mit thermischer Bauteilaktivierung näher betrachtet werden sollen, wurde auch ein solarelektrisches Wärmebereitstellungssystem definiert (Systemkonzept E). Anstelle der thermischen Solaranlage ist eine Photovoltaikanlage vorhanden. Das solarelektrische Wärmebereitstellungssystem ist in Abbildung 10 dargestellt. Es unterscheidet sich zum davor beschriebenen System A, aus Abbildung 6, nur dadurch, dass zusätzlich eine Photovoltaikanlage integriert wurde. Der generierte Strom der Photovoltaikanlage wird einerseits zum Betrieb der LWP verwendet bzw. wird der überschüssige Strom in das elektrische Netz eingespeist.

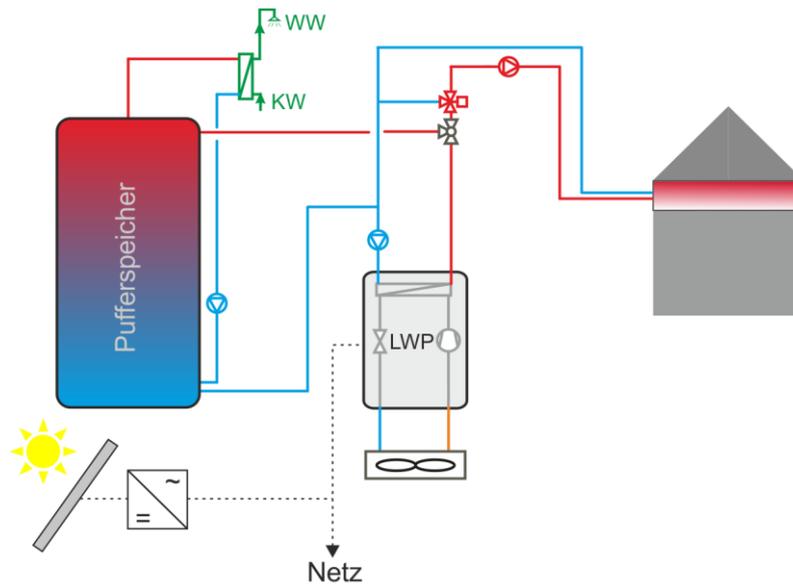


Abbildung 10: Systemkonzept E – solarelektrische Anlage mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP)

Um den solaren Deckungsgrad sowohl bei den solarelektrischen bzw. auch bei den solarthermischen Systemen zu erhöhen bzw. die Nachheizenergie zu reduzieren, wurden Optimierungen der Regelung durchgeführt. Ziel dieser Berechnungen war den Eigenverbrauchsanteil durch die thermische Aktivierung der Gebäudespeichermasse zu erhöhen. Das Systemkonzept F unterscheidet sich zu Systemkonzept E dadurch, dass abhängig von der Auslegungsleistung der Wärmepumpe und der aktuellen Leistung der Photovoltaikanlage, wie bei den solarthermischen Systemen die Gebäudespeichermasse auf ein höheres Temperaturniveau beladen wird. In Systemkonzept E kann von einem reinen Parallelbetrieb von Photovoltaikanlage und der LWP ohne Interaktion gesprochen werden, wogegen in Systemkonzept F eine Kopplung über den TABS Regler vorhanden ist.

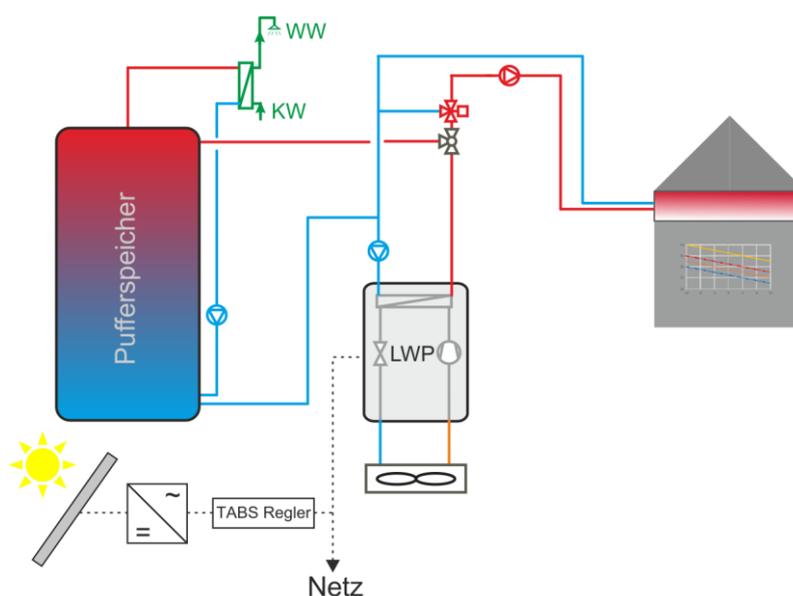


Abbildung 11: Systemkonzept F – solarelektrische Anlage mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) und Solarer Nachheizung des Betonkerns

Dimensionierung der Wärmepumpen

Für die Dimensionierung der Wärmepumpen wurden Heizlastberechnungen durchgeführt. Bei der dynamischen Heizlastberechnung erfolgte die Berechnung des in TRNSYS erstellten Gebäudemodells ohne Berücksichtigung der Haustechnik, der internen und externen Gewinne und ohne Limitierung der Heizleistung. Bei der Berechnung wurde ein mittlerer Grazer Klimadatensatz verwendet, wobei für das Einfamilienhaus (EFH) bzw. Mehrfamilienhaus (MFH) für die Heizperiode mit einer minimalen Raumluftsolltemperatur von 22 °C und für das Nichtwohngebäude (Werkshalle - WHA) mit 20 °C die Berechnung erfolgte. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse wurden in der Folge die Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) bei A-12W35 bzw. die Sole/Wasser Wärmepumpe (SWP) bei S0W35 dimensioniert. Für das Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) wurde die gleiche Auslegung der Wärmepumpen verwendet, wodurch für die Vergleichsgebäude im Wärmebedarfsniveau NZE zusätzliche Leistungsreserven eingeplant wurden.

Tabelle 5: Heizlasten aus den dynamischen Heizlastberechnungen für das LEB bzw. Dimensionierung der WP

LEB	Heizlast	LWP (A-12W35)	SWP (S0W35)
EFH	4.3 kW	5.4 kW	5.8 kW
MFH	20.4 kW	19.8 kW	-
WHA	63.8 kW	65.2 kW	65.2 kW

1.4.3 Energietechnische Bewertungsgrößen

Um eine vergleichende Bewertung der verschiedenen in den numerischen Simulationen betrachteten Systemkonzepte zu ermöglichen, wurden energietechnische Kennzahlen bzw. Bewertungsgrößen definiert.

Der Heizwärmebedarf (HWB_{BGF} oder Q_h) kennzeichnet die energietechnische Qualität eines Gebäudekonzeptes. Der Heizwärmebedarf ist die errechnete Energiemenge, die je Gebäudenutzfläche innerhalb der Heizperiode zuzuführen ist, um die gewünschte Innenraumlufthtemperatur aufrechtzuerhalten. Er ist eine Baukenngroße, also für ein spezielles Gebäude typisch und wird von der Gebäudehülle (Bauform, Dämmung), Standort (groß- und kleinklimatische Bedingungen) und seiner baulichen Nutzungsart bestimmt, ist aber vom Nutzerverhalten unabhängig (Austrian Standards 2010). Dieser Heizwärmebedarf berücksichtigt die thermische Speicherkapazität des Wärmeabgabesystems nicht, wodurch sich Differenzen zum tatsächlichen Heizwärmeverbrauch (Q_{RH}) ergeben. In den vorliegenden thermischen Gebäude- und Anlagensimulationen werden die Speicherkapazitäten des Gebäude berücksichtigt, wodurch sich die Differenz zwischen Heizwärmebedarf (Q_h) und Verbrauch (Q_{RH}) ergibt.

Eine wichtige Kennzahl ist der **spezifische Heizwärmeverbrauch** (q_{RH}) des Gebäudes. Der spezifische Heizwärmeverbrauch berechnet sich aus der dem Gebäude zugeführten Wärmemenge (Q_{RH}) dividiert durch die Bruttogeschoßfläche des Gebäudes ($A_{BGF} = A_{NGF}/0.8$). Diese Kennzahl ist aufgrund der unterschiedlichen Beladungsstrategien (Temperaturniveaus der Gebäudespeichermassen) der thermisch aktivierten Bauteile interessant, da dadurch der Einfluss auf den Wärmeverbrauch des Gebäudes aufgezeigt werden kann.

$$q_{RH} = \frac{Q_{RH}}{A_{BGF}} = \frac{\int \dot{Q}_{RH} dt}{A_{BGF}} \quad [kWh/m^2] \quad \text{Gl. 1.4}$$

Insbesondere bei kombinierten Systemen (Wärmepumpen mit Solarthermie- bzw. solar-elektrischen Systemen) stellt die **Systemjahresarbeitszahl** (SPF_{sys}) eine wichtige Kennzahl dar. Diese berechnet sich aus dem Nutzwärmeverbrauch (Q_{Nutz}) (Raumheizung (Q_{RH}) & Warmwasser (Q_{DHW})) dividiert durch den Gesamtstromverbrauch der Anlage ($W_{el,tot}$).

$$SPF_{sys} = \frac{Q_{Nutz}}{W_{el,tot}} = \frac{\int (\dot{Q}_{RH} + \dot{Q}_{DHW}) dt}{\int (P_{el,tot} - P_{el,PV,EV}) dt} \quad [-] \quad \text{Gl. 1.5}$$

Der **Gesamtstromverbrauch der Anlage** ($W_{el,tot}$) berechnet sich aus den Stromverbräuchen der Wärmepumpe, der Pumpen, des Elektro-Heizstabes und der Regelung, abzüglich des von der solarelektrischen Anlage gelieferten Stroms ($\int P_{el,PV,EV} dt$). Hierbei wird der Haushaltsstrombedarf (Kühlschrank etc.) nicht mit betrachtet wird.

$$W_{el,tot} = \int (P_{el,tot} - P_{el,PV,EV}) dt \quad [kWh] \quad \text{Gl. 1.6}$$

Eine weitere Kennzahl stellt die **Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe** (SPF_{sysWP}) dar. Diese berechnet sich aus der kondensatorseitig abgegebenen Wärmemenge ($Q_{WP,Kond}$) dividiert durch den Gesamtstromverbrauch der WP ($W_{el,WPtot}$).

$$SPF_{sysWP} = \frac{Q_{WP,Kond}}{W_{el,WPtot}} = \frac{\int \dot{Q}_{Nutz} dt}{\int P_{el,WPtot} dt} [-] \quad \text{Gl. 1.7}$$

Für die Bewertung der Systeme mit Solaranlage (sowohl thermisch als auch elektrisch) wurde die Kennzahl solarer Deckungsgrad (SD) gewählt. Dabei wird unterschieden zwischen dem **thermischen solaren Deckungsgrad** (SD) und dem elektrischen solaren Deckungsgrad (SD'). Der thermische solare Deckungsgrad SD berechnet sich aus der bereitgestellten Energie der thermischen Solaranlage (Q_{Solar}) dividiert durch die gesamte bereitgestellte Wärmemenge ($Q_{SOL\&WP}$).

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{SOL\&WP}} = \frac{\int \dot{Q}_{Solar} dt}{\int (\dot{Q}_{Solar} + \dot{Q}_{WP,Kond}) dt} [\%] \quad \text{Gl. 1.8}$$

Der **elektrische solare Deckungsgrad** (SD') stellt die von der Wärmepumpe (Kompressor) verbrauchte elektrische Energie der PV Anlage ($W_{elKomp,EV}$) der gesamten verbrauchten Energie ($W_{elKomp,Ges}$) des Kompressors der Wärmepumpe gegenüber.

$$SD' = \frac{W_{elKomp,EV}}{W_{elKomp,Ges}} = \frac{\int P_{elKomp,EV} dt}{\int P_{elKomp,Ges} dt} [\%] \quad \text{Gl. 1.9}$$

Durch die Kennzahl **spezifischer Kollektorertrag** können Wärmeversorgungssysteme mit thermischen Solaranlagen mit dem Fokus auf den spezifischen Solarertrag verglichen werden, wodurch die zusätzliche aktivierte Speichermasse im Gebäude im Vergleich zum reinen Wasserspeicher bewertet werden kann.

$$q_{Koll} = \frac{Q_{Solar}}{A_{Koll}} = \frac{\int \dot{Q}_{Solar} dt}{A_{Koll}} [kWh/m^2] \quad \text{Gl. 1.10}$$

Die **Auslastung** (A_{II}) **einer** thermischen bzw. elektrischen **Solaranlage** ist ein Maß für die Dimensionierung einer Solaranlage und beschreibt, mit welchem Bedarf ein Quadratmeter Kollektorfläche beaufschlagt wird (siehe (Heimrath 2004)).

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

$$A_{II} = \frac{(Q_h + Q_{DHW})}{A_{Koll}} \left[\frac{kWh/a}{m^2} \right] \quad \text{Gl. 1.11}$$

Diese Definition der Auslastung wird gleichermaßen für solarthermische als auch solar-elektrische Systemkonzepte verwendet.

1.4.4 Ökonomische und ökologische Bewertungsgrößen

Neben der energetischen Betrachtung der Konzepte wurden diese auch einer ökologischen und ökonomischen Bewertung unterzogen. Da bei diesen Konzepten einerseits solarthermische mit solarelektrischen Systemkonzepten verglichen werden und andererseits Bauteile des Gebäudes in die Haustechnik integriert werden, wodurch sich die sonst üblichen Bilanzierungsgrenzen verschieben, können bisherige Bewertungsschemata nur begrenzt angewendet werden. Daher wurde im Projekt ein Bewertungskonzept entwickelt, um die Systemkonzepte hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Kennzahlen vergleichbar darstellen zu können.

Die ökonomische Bewertung der Systemkonzepte basiert auf der Ermittlung von Wärmegestehungskosten. Die ökologische Analyse hinsichtlich Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Wärmeversorgungssysteme erfolgte anhand der Faktoren der OIB (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015).

Wärmegestehungskosten

Zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten (Levelized Costs of Heat, *LCOH*) wird der Kapitalwert (*K*, ermittelt nach der Kapitalwertmethode) ins Verhältnis zur diskontierten Nutzenergie (*Q_{nutz}*) gesetzt. Hinter der Diskontierung steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht.

$$LCOH = \frac{K}{\sum_{t=1}^{TN} \frac{Q_{nutz}}{q^t}} \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] \quad \text{Gl. 1.12}$$

Die Kapitalwertmethode dient der Bewertung einer Investition und berücksichtigt dabei sämtliche Barwerte von Ein- und Auszahlungen, die dieser Investition zugerechnet werden können. Der Barwert bezeichnet dabei den gegenwärtigen Wert einer zukünftigen Zahlung. Die Summe dieser auf den Anfangszeitpunkt *t₀* diskontierten Zahlungen wird als Kapitalwert, oder auch Nettobarwert, bezeichnet und stellt die Summe des erwirtschafteten Überschusses/Defizites dar. Mit dem Kalkulationszinssatzes *i*, der Anfangsinvestition *A₀* zum Zeitpunkt *t₀* und den Ein- und Auszahlungen ergibt sich für den Kapitalwert *K* über den Zeitraum *TN* folgende Formel:

$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^{TN} \frac{E_t - A_t}{q^t} \text{ [€]} \quad \text{Gl. 1.13}$$

E_t bezeichnet dabei die Summe aller Einnahmen, A_t die Summe aller Ausgaben zum Zeitpunkt t und q den Aufzinsungsfaktor. Da beinahe sämtliche Zahlungen auch Preisänderungen, wie z.B. durch Inflation oder Energiepreissteigerungen, unterworfen sind, müssen sämtliche Zahlungen auch noch zusätzlich mit einem Preisänderungsfaktor r bedacht werden. Dadurch ergibt sich der Kapitalwert wie folgt:

$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^{TN} \frac{(E_t - A_t) \cdot r^{t-1}}{q^t} \text{ [€]} \quad \text{Gl. 1.14}$$

Der Kapitalwert setzt sich zudem aus einem kapitalgebundenen (Investitionskosten), betriebsgebundenen (Kosten für Antriebsenergie usw.) sowie verbrauchsgebundenen (Wartung und Instandhaltung) Anteil zusammen.

Daher muss bei einer wirtschaftlichen Betrachtung über einen längeren Zeitraum die Lebensdauer der einzelnen Komponenten berücksichtigt werden. Ist die Lebensdauer einer Komponente LD_i kleiner als der betrachtete Zeitraum TN , kommt es zu einer Reinvestition.

Der ursprüngliche Kaufpreis der Komponente muss mit Aufzinsungsfaktor und Preisänderungsfaktor q zum Zeitpunkt $t=LD_i+1$ erweitert werden. Dies entspricht dem Ersatzwert EW . Ist die Lebensdauer größer als der Zeitraum der Nutzung t_{nutz} , wird der Komponente ein Restwert RW zugeschrieben. Dieser ergibt sich durch lineare Abschreibung des Ausgangswertes.

$$RW_i = A_{0,i} \cdot \left(1 - \frac{t_{nutz}}{LD_i}\right) \text{ [€]} \quad \text{Gl. 1.15}$$

Restwert beziehungsweise Ersatzwert fließen als Einnahmen beziehungsweise Ausgaben in die Berechnung mit ein. Durch Vergleich der Kapitalwerte der unterschiedlichen Systeme kann eine Auswahl für das wirtschaftlich günstigste Konzept getroffen werden.

Tabelle 6: Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Lebensdauer der Komponenten

Komponente	Größenordnung	Spezifische Kosten	Lebensdauer	Wartungs- und Instandhaltungskosten
Speicher inkl. FWM	350 l / 6000 l	10 / 2,2 €/l	25 a	1%
Erdwärmepumpe ¹	6 – 22 kW	1670 - 735 €/kW	20 a	4%
Luftwärmepumpe	5 - 35 kW	2330 - 775 €/kW	20 a	4%
Solaranlage	20 - 200 m ²	575 - 500 €/m ²	25 a	1%
Photovoltaikanlage ²	20 - 200 m ²	442 - 175 €/m ²	25 a	1%

¹ inklusive Erdkollektor, ² Wechselrichter: Lebensdauer 15 Jahre

Für die Ermittlung der Wärmegegestehungskosten wurden Investitionskosten ermittelt. In der Tabelle 6 sind die angenommenen Kosten (inklusive Inbetriebnahme und Installation) für die wesentlichen Komponenten aufgelistet. Wirtschaftliche Faktoren und Änderungsraten sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Energiepreise und Inflation

Wirtschaftliche Faktoren		Nominal [%]	Real [%]
Inflation		2	-
Eigenkapitalzinsfuß		2.4	0.39

Energieträger	Preis [€/kWh]	Änderungsrate nominal [%]	Änderungsrate real [%]
Strom	0.182	0.3	-1.67
Strom Einspeisung	0.07	-	-

Ökologische Bewertungsgrößen

Als weitere ökonomische Kennzahl wurde die Annuität der Wärmeversorgungssysteme ermittelt. Dabei wird der Kapitalwert der Investitionen über den angenommen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren verteilt. Die Annuität einer Investition setzt sich dabei aus der Annuität der Einzahlungen und der Annuitäten der Auszahlungen (kapitalgebunden, verbrauchsgebunden, betriebsgebunden) zusammen.

$$Annuität = K \cdot \left(\frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} \right) [\text{€}] \quad \text{Gl. 1.16}$$

Die ökologische Analyse dient dazu eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Systems hinsichtlich ihrer CO₂- bzw. Treibhausgasemission und ihres Primärenergieverbrauchs herzustellen. Zur Ermittlung der ökologischen Kennzahlen eines Energieversorgungssystems wird die Endenergie mit dem der Energieform zugehörigen Primärenergiefaktor f_{PE} , in dieser Studie Strom, multipliziert.

$$PEB = W_{el, Netz} \cdot f_{PE, el} \quad \text{Gl. 1.17}$$

Der Primärenergiefaktor selbst ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen eingesetzter Primärenergie und abgegebener Endenergie. Je höher der Faktor und damit der PEB sind, desto schlechter ist ein System ökologisch zu bewerten. Dabei wird noch zusätzlich zwischen fossilem und erneuerbarem Primärenergiefaktor unterschieden. Die dazugehörigen Faktoren wurden der OIB-RL6 (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015) entnommen. In der nachfolgenden Tabelle 8 sind die für die Berechnung verwendeten Primärenergie- und CO₂-Faktoren, ausgewiesen.

Tabelle 8: Faktoren für Primärenergie und CO₂-äquivalente Emissionen

	Primärenergiefaktor gesamt [-]	Primärenergiefaktor fossil [-]	CO ₂ – Äquivalent [g/kWh]
Strom	1,91	1,32	276

Die Umweltenergien Solarenergie, Geothermie und Erdwärme, sowie Umgebungswärme und –kälte werden als energetisch gratis betrachtet und erhalten deshalb in der Primärenergieanalyse einen Primärenergiefaktor von Null. Des Weiteren wird für jedes Systemkonzept der CO₂-Ausstoß je kWh aus dem Netz bezogener Endenergie mit den Faktoren in Tabelle 8 berechnet.

$$CO_{2\text{-äquivalent}} = W_{el, \text{Netz}} \cdot f_{CO_2}$$

Gl. 1.18

2 Ergebnisse

2.1 Übersicht über die Untersuchungsszenarien

Um die Abhängigkeit der Ergebnisse von verschiedenen nutzungsbedingten und baulichen Rahmenbedingungen sowie Ausgestaltungen der Wärmeversorgungssysteme aufzeigen zu können, wurde die in Abbildung 12 dargestellte Struktur an Szenarien aufgestellt. Die Abkürzungen werden in der Folge erläutert, sowie im Kapitel 1.4 im Detail beschrieben.

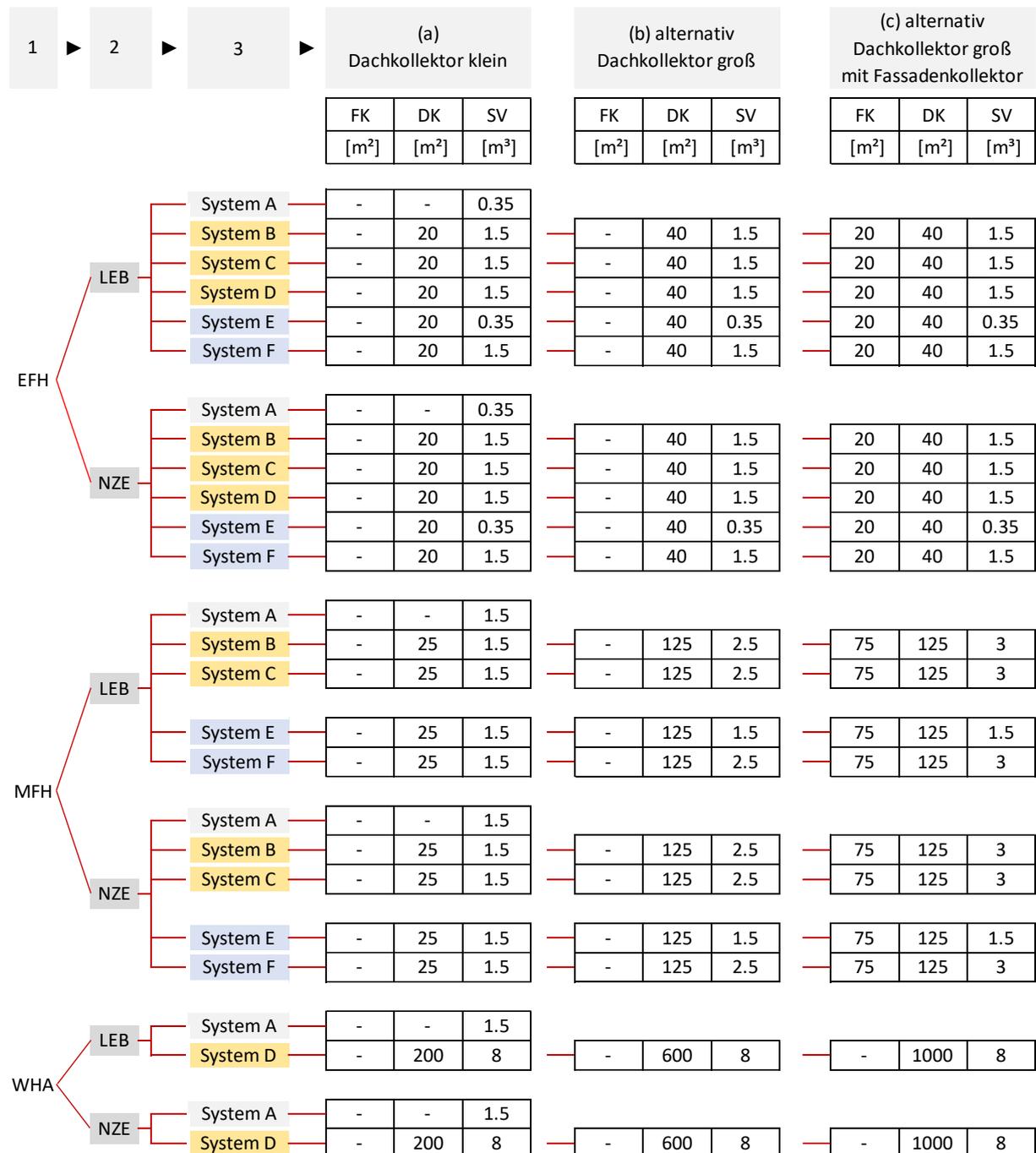


Abbildung 12: Untersuchungsszenarien (FK – Fassadenkollektor, DK – Dachkollektor, SV – Pufferspeicher)

In **Ebene 1** (Abbildung 12 – links) wird nach den Vergleichsgebäuden Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH) und Werkhalle (WHA) (siehe Kapitel 1.4.1) unterschieden. Diese Gliederung ist auf die dominierende Vorgangsweise in Planungsprozessen von Gebäuden zurückzuführen, in der in der Regel zuerst die benötigte Nutzung und die gewählte Geometrie eines zukünftigen Gebäudes festgelegt wird.

In der **Ebene 2** wird zwischen den beiden Wärmebedarfsniveaus Low Energy Building (LEB) und Nearly Zero Energy Building (NZE) unterschieden (siehe Kapitel 1.4.1), weil dadurch die Anforderung an die Leistungsfähigkeit der Wärmeversorgungssysteme bestimmt wird.

In **Ebene 3** werden schließlich die Systemkonzepte zur Wärmeversorgung definiert (siehe Kapitel 1.4.2), wobei System A, mit keinen Solartechnologien ausgestattet ist und daher als Referenz herangezogen wird. Die Systeme B, C, D sind mit solarthermischen Anlagen und die Systeme E, F sind mit solarelektrischen bzw. photovoltaischen Anlagen ausgestattet.

In den **Spalten (a), (b) und (c)** (Abbildung 12 – rechts) wird die Ausgestaltung der solarthermischen bzw. photovoltaischen Anlagen definiert. Dabei werden die Größe des Kollektorfeldes, sowie dessen Lage (Steildach oder Fassade), sowie die Größe eines etwaigen Pufferspeichers in Alternativen variiert.

Die Bezeichnung der Szenarien in allen beschreibenden Texten und Grafiken des vorliegenden Berichtes richten sich nach dieser Struktur.

Vergleichsgebäude / Wärmebedarfsniveau / Systembezeichnung / Ausstattung Solarsystem

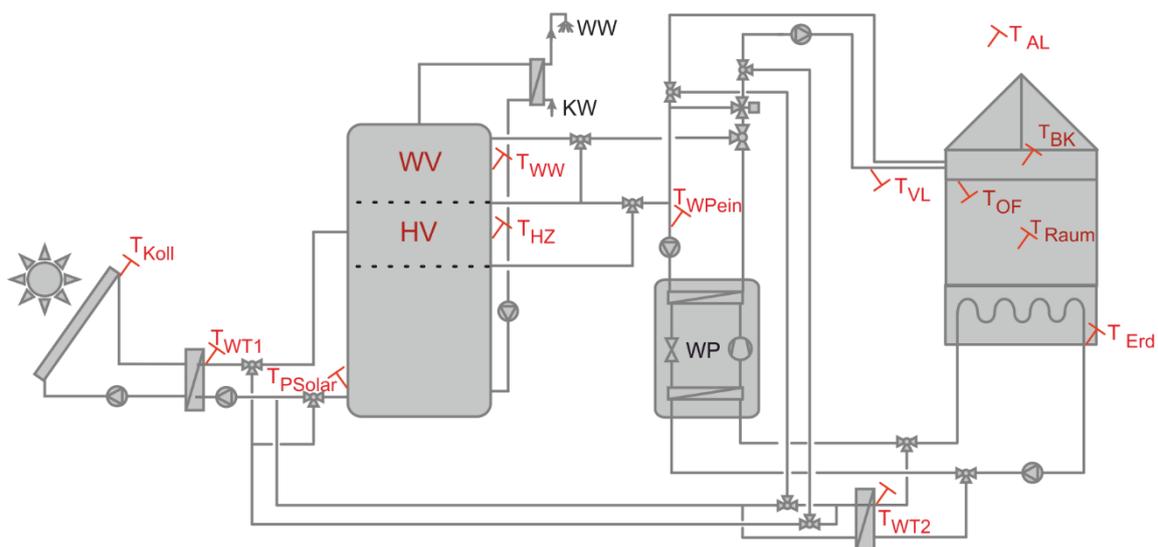
Beispiel einer Szenarienbezeichnung

MFH/LEB/System B(b)

In diesem Szenario handelt es sich um das Vergleichsgebäude Mehrfamilienhaus (MFH), dessen Wärmeschutz dem Wärmebedarfsniveau „Low Energy Building“ (LEB) entspricht. Die Wärmeversorgung wird mit dem Systemkonzept B umgesetzt, wobei von einem solarthermischen Dachkollektor in der Größe von $DK = 125 \text{ m}^2$ und einem Pufferspeicher mit einem Volumen von $SV = 2.5 \text{ m}^3$ ausgegangen wird.

2.2 Entwicklung und Analyse der Regelungsstrategie

Im Rahmen des Forschungsprojektes solSPONGEhigh wurde eine Regelstrategie entwickelt um verschiedenste Systemkonzepte bzw. deren hydraulische Verschaltungen und Wärmequellen mit ein und demselben Simulationsmodell abbilden und schlussendlich vergleichen zu können. Grundlage aller diesbezüglichen Überlegungen ist Systemkonzept D, das komplexeste der aufgestellten Systemkonzepte (siehe Abbildung 9). Alle anderen Konzepte lassen sich durch Entfernen der entsprechenden Komponenten herstellen. Die Positionierung der für die Regelungsstrategie relevanten Temperatursensoren ist in Abbildung 13 dargestellt.



T_{Koll} ...	Temperatur der Sole am Austritt des Solarkollektors
T_{WT} ...	Temperatur des Fluids am Austritt des Wärmetauschers
T_{PSOLAR} ...	Vorlauftemperatur des Fluids am Austritt des Pufferspeichers (Solaranlage)
T_{WW} ...	Temperatur im Pufferspeichers auf mittlerer Höhe des Warmwasservolumens
T_{HZ} ...	Temperatur im Pufferspeichers auf mittlerer Höhe des Heizvolumens
$T_{WP\ ein}$...	Temperatur des Fluids vor Eintritt in den Kondensator der Wärmepumpe (WP)
T_{VL} ...	Temperatur des Heizungsvorlaufs
T_{AL} ...	Temperatur der Außenluft
T_{OF} ...	Oberflächentemperatur des thermisch aktivierten Bauteils
T_{BKT} ...	Temperatur im Inneren des aktivierten Bauteils
T_{RAUM} ...	Temperatur der Innenraumluft
T_{Erd} ...	Temperatur des Fluids am Austritt aus dem Erdreich

Abbildung 13: Positionierung der Temperatursensoren und Lage des Warmwasservolumens (WV) und des Heizvolumens (HV) im Pufferspeicher

Im oberen Bereich des Pufferspeichers und somit in der Mitte des Warmwasservolumens (WV) ist der Temperatursensor T_{WW} positioniert. Kann der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung durch die thermische Solaranlage nicht ausreichend abgedeckt werden, d.h. die Temperatur fällt unter 50 °C , wird die Wärmepumpe aktiviert, die Ladung des Warmwasservolumens gestartet und bei Erreichen von 55 °C wieder deaktiviert. Der Temperatursensor T_{HZ} ist im oberen Bereich des Heizungsvolumens positioniert. Bei einer gleichzeitigen Anforderung zur Ladung des Warmwasservolumens und des Heizungsvolumens wird immer Ladung des Warmwasservolumens Vorrang gegeben.

Auch wenn die Wärmepumpe bereits mit der Ladung des Heizungsvolumens beschäftigt ist, wird im Falle einer Anforderung des Warmwasservolumens die Ladung des Heizungsvolumens beendet und vorrangig die Warmwasserbereitung gestartet. Erst wenn das Temperaturniveau im Warmwasservolumen wieder ausreichend hoch genug ist, d.h. 55 °C erreicht hat, wird die Wärmepumpe wieder für die Ladung des Heizungsvolumens freigegeben.

Die thermische Solaranlage wird eingeschaltet, sobald der Temperatursensor am Kollektor $T_{Koll} > T_{PSolar} + 5\text{ K}$ ist. Der Primärkreis bleibt solange eingeschaltet, bis das Temperaturniveau am Kollektor $T_{Koll} > T_{PSolar} + 2\text{ K}$ unterschreitet. Beim Sekundärkreis wurde die gleiche Hysterese gewählt wobei anstatt des Temperatursensors T_{Koll} der Temperatursensor T_{WT} auf der Sekundärseite verwendet wird. Um den solaren Deckungsgrad zu erhöhen bzw. die thermischen Bauteile aktiv als Speicher nutzen zu können wurden weitere Systeme definiert.

Anhand der Auswertungen der Simulationsdaten der verschiedenen untersuchten Regelungsstrategien zur Beladung der thermisch aktivierten Bauteile (Beladezyklen, Behaglichkeit), hat sich gezeigt, dass die Beheizung der Innenräume am besten anhand des Temperatursensors T_{OF} geregelt werden kann. Generell ist anzumerken, dass die Regelungstemperaturen bzw. die Systemvorlauftemperaturen für die Beheizung der Innenräume außenlufttemperaturabhängig festgelegt werden und daher nicht konstant sind. Die entsprechenden Temperaturniveaus (T_{VL} , $T_{HZ\ solar\ aus}$, $T_{HZ\ HP\ aus}$ und $T_{HZ\ ein}$) sind vom Mittelwert der Außenlufttemperatur der jeweils vorangegangenen 24 Stunden abhängig (Abbildung 14).

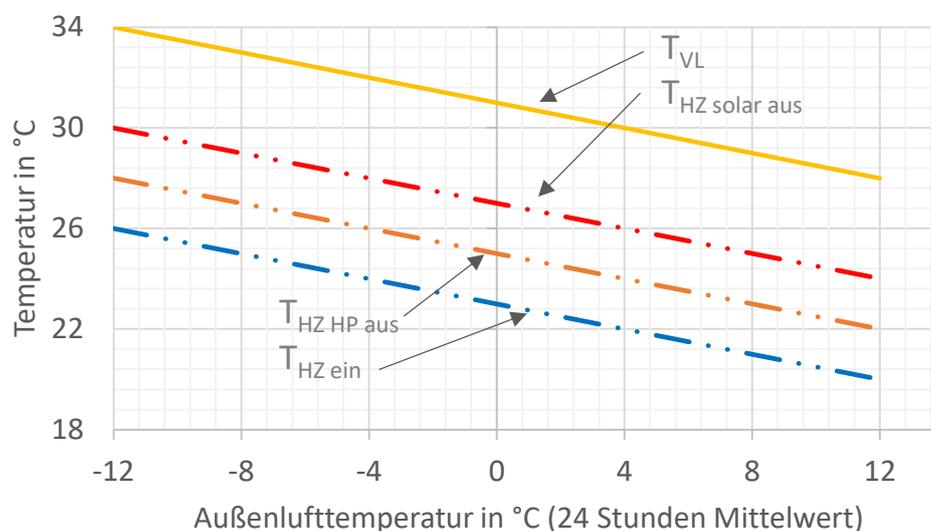


Abbildung 14: Außenlufttemperaturabhängige Regelungstemperaturen

In Abbildung 14 ist ersichtlich, dass die Heizungsvorlauftemperatur (T_{VL}) zwischen 34 °C und 28 °C beträgt. Bei einer mittleren vorangegangenen, über 24 Stunden gemittelten Außenlufttemperatur von -12 °C, wird für $T_{VL} = 34$ °C angesetzt. Die thermische Beladung des Bauteils wird gestartet, sobald am Oberflächentempersensor (T_{OF}) die Temperatur $T_{HZ\ ein}$ unterschritten wird. Durch die Wärmepumpe wird dann solange Wärme in den Innenraum eingebracht, bis am Temperatursensor T_{OF} die Temperatur $T_{HZ\ HP\ aus}$ erreicht wird.

Bei ausreichender Solarstrahlung erfolgt eine zusätzliche Nutzung der Gebäudespeichermasse als thermischer Speicher, indem das Bauteil, gemessen am Temperatursensor T_{OF} , bis zur Regelungstemperatur $T_{HZ\ solar\ aus}$ beladen wird.

Anhand der folgenden Abbildungen wird exemplarisch für die dritte Woche im Jänner auf die Beladungsstrategie der thermisch aktivierten Bauteile näher eingegangen. Je nach verfügbarer Wärmequelle bzw. vorhandenem Temperaturniveau wird die Speichermasse des thermisch aktivierten Bauteils als zusätzlicher Speicher zum konventionellen Pufferspeicher genutzt oder nicht.

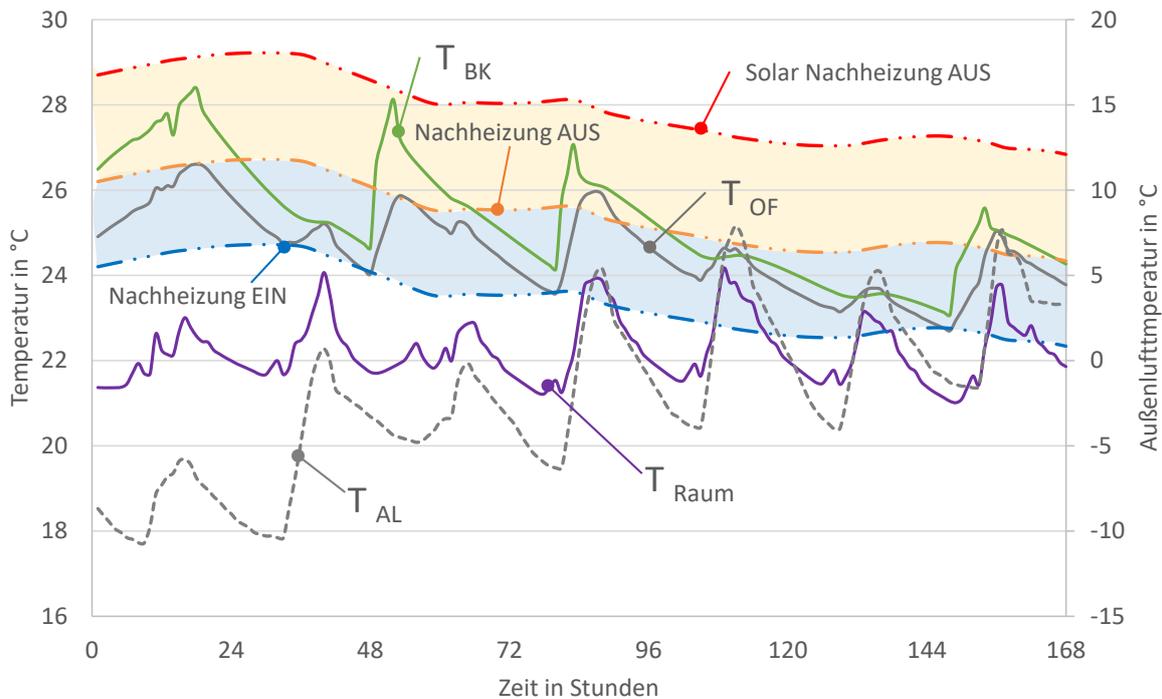


Abbildung 15: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH Erdgeschoß ohne Solarer Nachheizung des Betonkerns)

In Abbildung 15 sind für die dritte Jänner Woche die Außenlufttemperatur, Regelungstemperaturen bzw. Gebäudetemperaturniveaus für die Erdgeschoßzone des EFH dargestellt. Mit einer grauen unterbrochenen Linie ist der dynamische Verlauf der Außenlufttemperatur (T_{AL}) dargestellt. Aus diesem Temperaturverlauf ist ersichtlich, dass an den ersten beiden Tagen die Außenlufttemperatur auf ca. -10 °C sinkt und am Ende der Woche das Wetter deutlich wärmer wird und die Außenlufttemperatur aufgrund der Solarstrahlung auf ca. 8 °C ansteigt. In Abbildung 14 wurde bereits gezeigt, dass die Regelungstemperaturen abhängig von der Außenlufttemperatur nicht konstant sind.

Das blau eingezeichnete Temperaturband stellt das Regelungstemperaturband für das konventionelle Nachheizsystem (z.B. WP) dar. Ist zusätzlich eine solarthermische- oder solarelektrische Anlage verfügbar, wird die Gebäudespeichermasse bei verfügbarer Solarenergie auf ein höheres Temperaturniveau beladen und dadurch thermisch aktiviert und als Speicher genutzt. Dadurch können der solare Deckungsgrad der Anlage erhöht, die Nachheizenergie des Nachheizsystems reduziert bzw. Schlechtwetterperioden überbrückt werden. Geregelt wird die Beladung der Gebäudespeichermasse anhand der Oberflächentemperatur des zu aktivierenden Bauteiles (graue Volllinie). Die Kerntemperatur (grüne Volllinie) des zu aktivierenden Bauteils bzw. die Raumlufttemperatur (violette Volllinie) der thermischen Zonen vervollständigen die dargestellten Temperaturverläufe. Fällt die Oberflächentemperatur unter die unterbrochene blaue Linie (Nachheizung ein) wird der Belade Vorgang zur Beladung der TABS bzw. zur Beheizung der thermischen Zone gestartet. In Abbildung 15 sind fünf Beladungsvorgänge durch das Nachheizsystem ersichtlich. Wird die Beladung gestartet, kann dies durch einen Temperaturanstieg im Betonkern (grüne Volllinie) festgestellt werden.

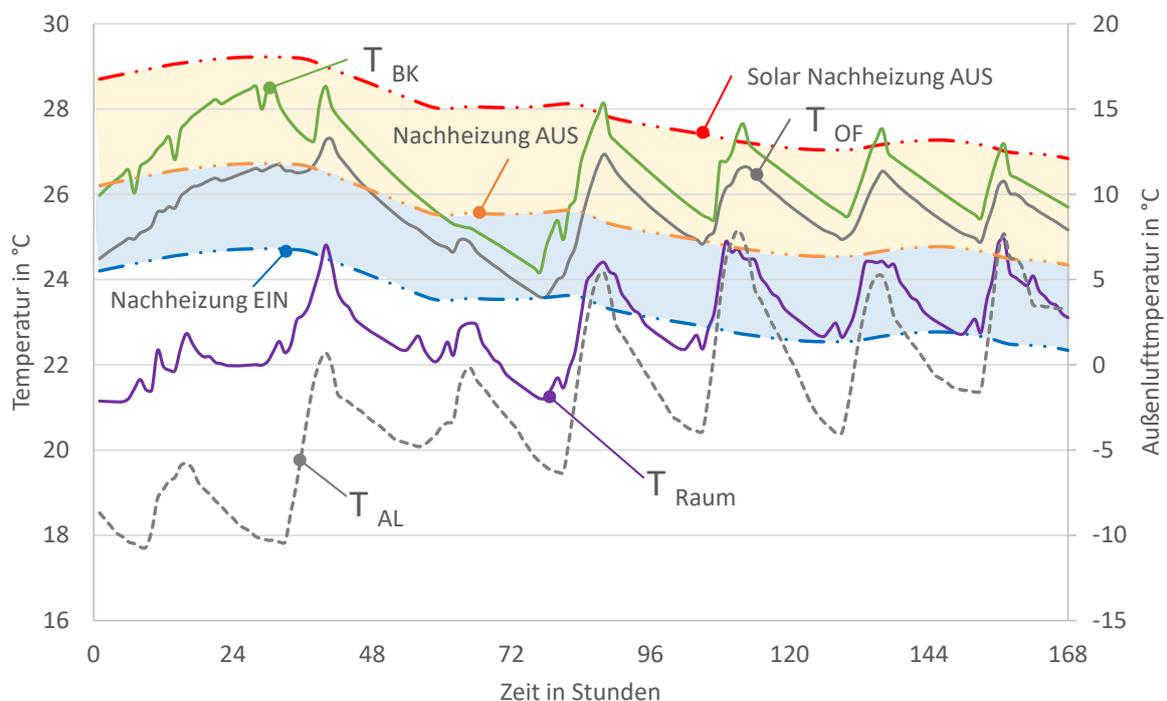


Abbildung 16: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH EG mit Solarer Nachheizung des Betonkerns)

Im Vergleich zur Abbildung 15 wird in Abbildung 16 die Gebäudespeichermasse auf ein höheres Temperaturniveau bei verfügbarer Solarenergie beladen. Wird das Gebäude solarthermisch aktiviert, sind für die Beheizung der thermischen Zone nur mehr zwei Beladungen durch das Nachheizsystem nötig, bzw. wird die Gebäudespeichermasse aufgrund der verfügbaren Solarenergie am Ende der Woche viermal solarthermisch beladen (gelb eingezeichneter Regelungstemperaturbereich).

Ein weiterer Vergleich zeigt, dass ohne solare Beladung (Abbildung 15) am Ende der analysierten Woche das EG des EFH eine Raumlufftemperatur von 22 °C aufweist bzw. mit solarer Beladung (Abbildung 16), aufgrund der zusätzlichen Beladung, resultierend eine höhere Raumlufftemperatur von 23 °C vorliegt. In Abbildung 17 und Abbildung 18 sind für den gleichen Zeitraum die Temperaturverläufe für das EFH anstatt für das Erdgeschoss für das Obergeschoss dargestellt. Die beiden thermischen Zonen verhalten sich sehr ähnlich bzw. sind keine gravierenden Unterschiede erkennbar.

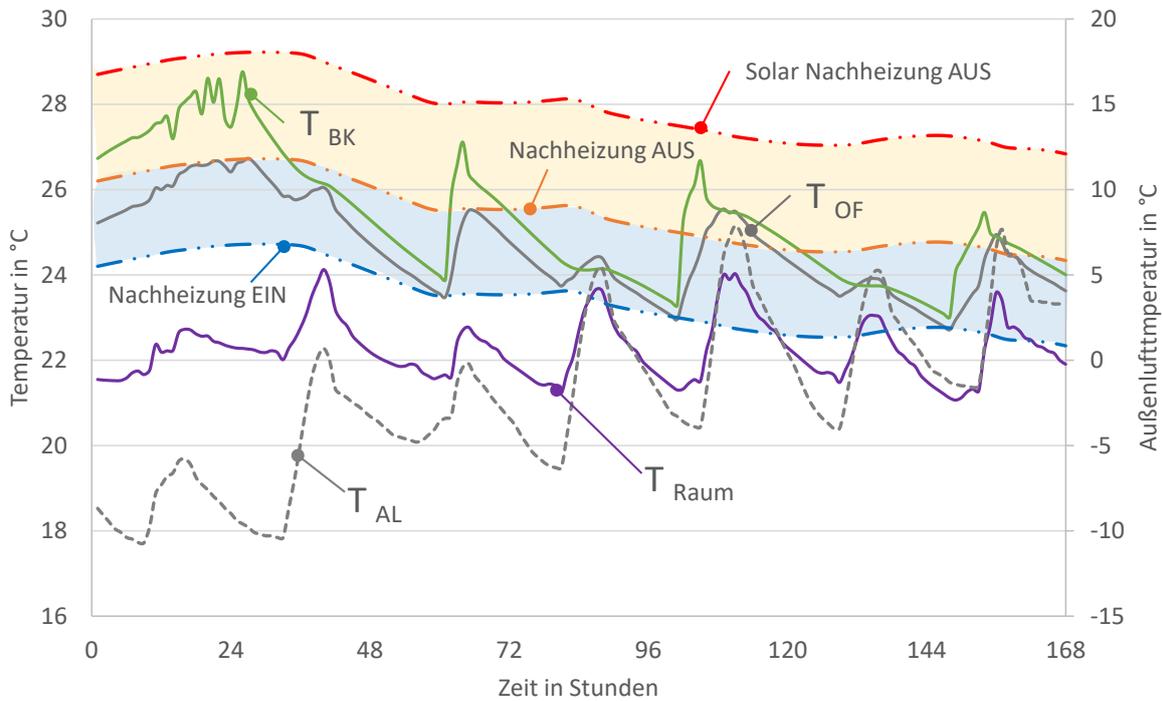


Abbildung 17: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH OG ohne Solarer Nachheizung des Betonkerns)

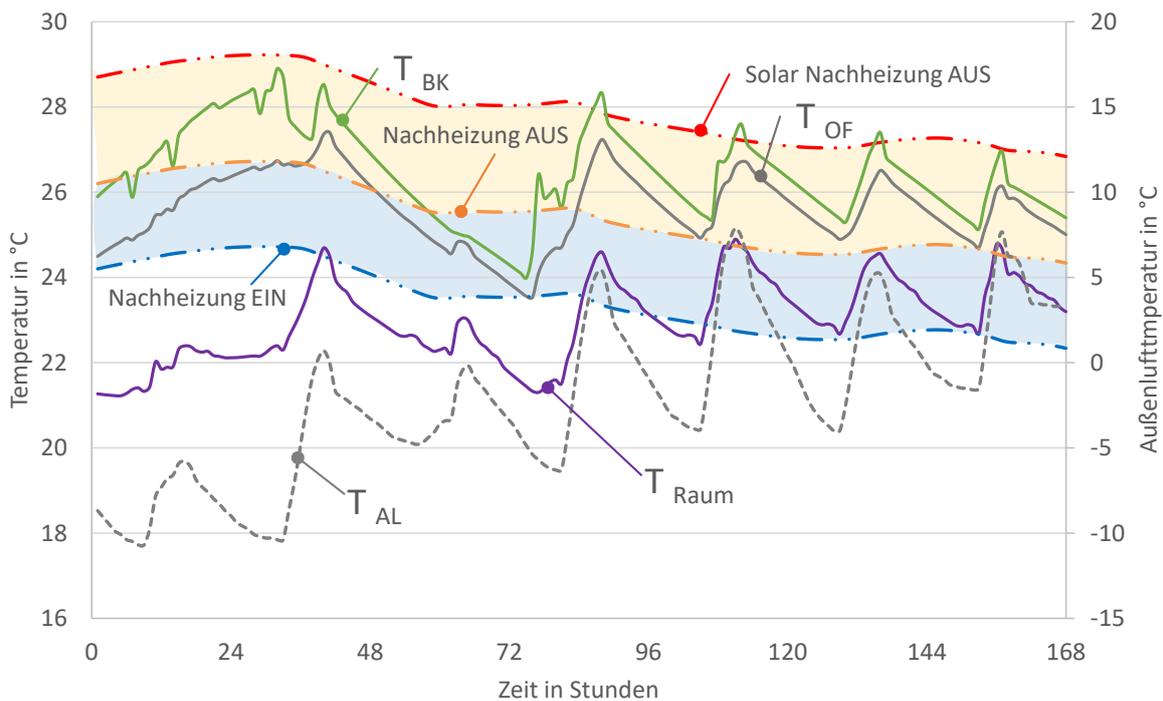


Abbildung 18: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH OG mit Solarer Nachheizung des Betonkerns)

Umsetzung der Regelungsstrategie in den Simulationsmodellen

Um die definierten Systemkonzepte mit der Regelungsstrategie abbilden zu können, wurden 25 mögliche Betriebszustände (Modus 1 -25) definiert. Ein jeder Modus steht für einen oder mehrere konkrete Prozesse, die im System ablaufen, solange der jeweilige Modus aktiviert ist. Die Auswahl welcher Modus gerade aktiviert wird, richtet sich einerseits nach oben beschriebenen Anforderungen und andererseits nach einer vorgegebenen Einsatzhierarchie. Die Festlegung, welcher Modus beim Vorliegen einer entsprechenden Systemanforderung vorrangig aktiviert wird, richtet sich nach dem Prinzip, dass aus Umweltenergie stammende Wärme, das passende Temperaturniveau vorausgesetzt, eingesetzt werden soll. In Abbildung 19 sind alle in Betracht gezogenen Betriebszustände (Modus 1 -25) der Anlage aufgelistet. Durch dieses Regelmodell wird nicht nur die Beladungen der thermisch aktivierten Bauteile, sondern auch der Einsatz aller Wärmequellen bzw. Wärmesenken (Solarkollektoren, Wärmepumpe, Erdreich, Pufferspeicher) geregelt. Die Regelungsstrategie entscheidet in einem Intervall von 10 Minuten, ob der gerade laufende Modus erhalten bleiben soll, oder der Wechsel zu einem anderen Modus erfolgen soll, womit sich in einem Simulationsjahr mit 8760 Stunden 52560 Einsatzzeiten zu je 10 Minuten ergeben. Im Simulationsmodell kann die Einsatzhierarchie der Modi nach Bedarf festgelegt werden, und zudem können einzelne Modi sehr einfach aktiviert bzw. deaktiviert werden, wodurch verschiedenste Regelungseinstellungen (Hydraulik-Verschaltungen, Wärmequellen etc.) analysiert werden können.

Mode 1	Wärmepumpe ladet Heizungsvolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Luft/Erdreich
Mode 2	Wärmepumpe ladet Heizungsvolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Kollektoren
Mode 3	Wärmepumpe ladet Heizungsvolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Luft/Erdreich & Kollektoren
Mode 4	Wärmepumpe ladet Warmwasservolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Luft/Erdreich
Mode 5	Wärmepumpe ladet Warmwasservolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Kollektoren
Mode 6	Wärmepumpe ladet Warmwasservolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Luft/Erdreich & Kollektoren
Mode 7	Wärmepumpe ladet Warmwasservolumen im Pufferspeicher mit Wärmequelle Luft/Erdreich & Kollektoren & Speicher
Mode 8	Kollektoren laden Pufferspeicher
Mode 9	Kollektoren laden Pufferspeicher & Erdreich
Mode 10	Wärmepumpe ladet Betonkern mit Wärmequelle Luft/Erdreich
Mode 11	Wärmepumpe ladet Betonkern mit Wärmequelle Kollektoren
Mode 12	Wärmepumpe ladet Betonkern mit Wärmequelle Luft/Erdreich & Kollektoren
Mode 13	Pufferpeicher ladet Betonkern sowie Kollektoren laden Erdreich
Mode 14	Kollektoren laden Betonkern
Mode 15	Kollektoren laden Betonkern & Erdreich
Mode 16	Kollektoren laden Pufferspeicher & Betonkern sowie Wärmepumpe ladet Erdreich
Mode 17	Kollektoren laden Pufferspeicher & Betonkern
Mode 18	Kollektoren laden Pufferspeicher & Betonkern & Erdreich
Mode 19	Pufferpeicher ladet Betonkern sowie Kollektoren laden Erdreich
Mode 20	Kollektoren laden Erdreich
Mode 21	E-Patrone ladet Pufferspeicher
Mode 22	E-Patrone ladet Pufferspeicher & Betonkern
Mode 23	Wärmepumpe ladet Betonkern mit Wärmequelle Luft/Erdreich
Mode 24	Wärmepumpe ladet Betonkern mit Wärmequelle Kollektoren
Mode 25	Wärmepumpe ladet Betonkern mit Wärmequelle Luft/Erdreich & Kollektoren

Abbildung 19: Auflistung der Betriebszustände (Modi) der Systemkonzepte

Durch den gewählten Ansatz, dass auf der Grundlage des komplexesten Systemkonzeptes, alle grundsätzlich denkbaren Betriebszustände definiert wurden, soll sichergestellt werden, dass keine Betriebsweise, die eine positive Wirkung auf das Gesamtergebnis haben kann, grundsätzlich aus der Regelung der Betriebsweise ausgeschlossen wird. Je nach Einsatzhierarchie der Modi 1-25, nach betrachtetem Systemkonzept und nach Wahl der Rahmenbedingungen, wie beispielsweise Klimadatensatz und Dämmstandard, ergeben sich in einem Simulationsjahr mit 8760 Stunden, unterschiedliche Einsatzzeiten der einzelnen Modi.

In der Abbildung 20 (blaue Säulen) sind für das Systemkonzept A im Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB die Laufzeiten der jeweiligen Modi angeführt. In diesem Szenario ist die LWP ca. 460 h in Mode 4 (Wärmepumpe im WW Betrieb) und ca. 985 h in Mode 10 (WP im Heizungsbetrieb). In Summe ist die WP ca. 1445 h in Betrieb. Im nächsten Schritt wird das System durch eine thermische Solaranlage erweitert (Systemkonzept B), wobei keine direkte Beladung des Betonkerns möglich ist. Die Laufzeiten in diesem Szenario, mit einer thermischen Kollektorfläche von 20 m², sind in Abbildung 20 (rote Säulen) dargestellt. Im Vergleich zum obigen Szenario ist die LWP nur mehr ca. 212 h im WW-Betrieb (Mode 4). Den größten Anteil nimmt Mode 8 (solare Pufferspeicherbeladung ca. 2125 h) ein. Zusätzlich sind noch Mode 19 (Beladung des Betonkerns aus Pufferspeicher ca. 215 h) und Mode 23 aktiv. Durch die Einbindung einer thermischen Solaranlage wird somit die Laufzeit der WP um ca. 32 % reduziert was sich positiv auf die Lebensdauer der WP auswirkt. Im nächsten Schritt wurde die Hydraulik bzw. deren Regelung soweit erweitert, dass der Betonkern auch ohne Einbindung des Pufferspeichers beladen werden kann (Systemkonzept C). Die Laufzeiten der Modi sind in Abbildung 20 (grüne Säulen) dargestellt. Die LWP lädt den Pufferspeicher ca. 220 h (Modus 4) und 1590 h wird der Pufferspeicher durch die Kollektoren beladen (Mode 8). 665 h lädt die WP den Betonkern (Mode 10), 550 h laden die Kollektoren den Betonkern (Mode 14), 125 h laden die Kollektoren den Pufferspeicher und den Betonkern (Mode 17) und 25 h lädt der Pufferspeicher den Betonkern, sowie die Kollektoren das Erdreich (Mode 19).

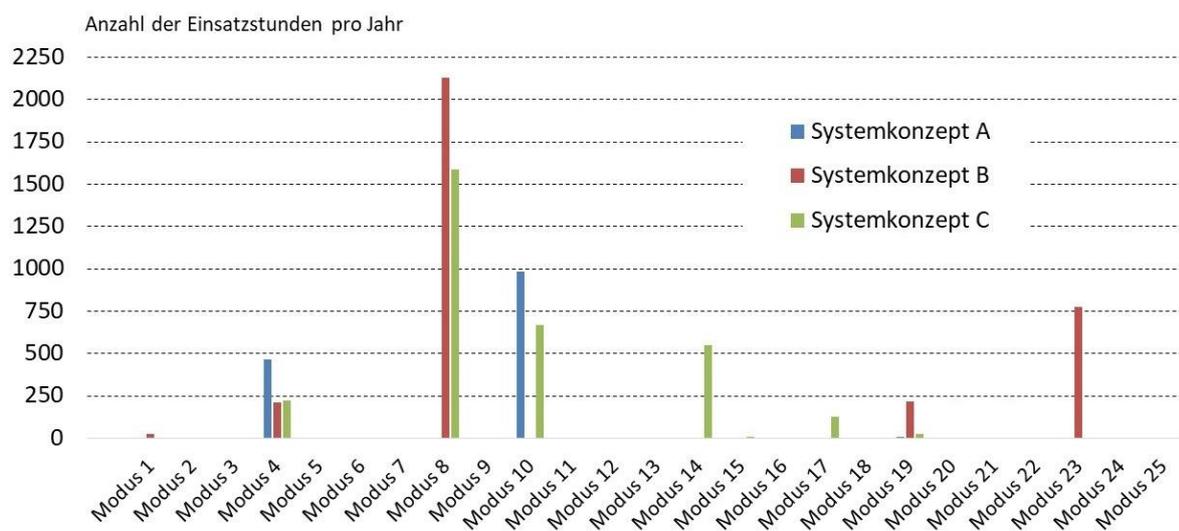


Abbildung 20: Beispiele der Auswertung der Laufzeiten

2.3 Energietechnische Analysen

In diesem Kapitel wird auf die energetischen Analysen der zu bewertenden Systemkonzepte (siehe Kapitel 1.4.2) eingegangen. Je Untersuchungsszenario wurde ein dynamisches numerisches Modell in der Simulationsumgebung TRNSYS (siehe Kapitel 1.4.1) aufgestellt. Die Simulationsergebnisse wurden über das Simulationsjahr aggregiert und anhand der definierten Bewertungsgrößen (siehe Kapitel 1.4.3) vergleichend dargestellt. Die Struktur der Darstellung der Szenarien und deren Benennung richtet sich nach der in Kapitel 2.1 dargestellten Zusammenhänge. Die oberste Ebene der Gliederung wird durch die Unterscheidung in die Vergleichsgebäude Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH) & Werkhalle (WHA) gebildet.

2.3.1 Einfamilienhaus EFH

In den Abbildungen in diesem Kapitel sind die nachfolgenden Bewertungsgrößen grafisch dargestellt, einerseits die Systemjahresarbeitszahl (SPF_{sys}) der Wärmepumpe bzw. der solare, thermische und elektrische, Deckungsgrad (SD bzw. SD'). Weiters sind als Bewertungsgrößen der Stromverbrauch diverser Haustechnikkomponenten (HT) (Pumpen, Regelung etc.) bzw. der elektrische Stromverbrauch des Kompressors der Wärmepumpe dargestellt, wobei zwischen unterschiedlichen Quellen des verwendeten Stroms für den Betrieb des Kompressors der Wärmepumpe unterschieden wird. Sollte eine photovoltaische Anlage vorhanden sein, wird einerseits berücksichtigt, wieviel Energie für den Antrieb des Kompressors der Wärmepumpe verbraucht wird ($W_{el,KompPV}$), bzw. wieviel an elektrischer Energie vom elektrischen Netz ($W_{el,KompNetz}$) bezogen wird. Als weitere Größen sind der Wärmeverbrauch für die Warmwasserbereitung und jene für die Raumheizung dargestellt.

In Abbildung 21 sind die Simulationsergebnisse der thermischen Gebäude- und Anlagensimulationen für das Einfamilienhaus (EFH) im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (LEB) grafisch dargestellt. Das Referenzsystem auf Basis einer Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) EFH/LEB/SystemA(a) (siehe auch Kapitel 2.1) erreicht eine Systemjahresarbeitszahl (SPF_{sys}) von 3.3. Der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung beträgt 2873 kWh/a (Q_{DHW}) bzw. der Wärmeverbrauch für die Raumheizung 5550 kWh/a (Q_{RH}). Zur Abdeckung des Wärmeverbrauchs wird für den Antrieb des Kompressors der Wärmepumpe elektrische Energie in der Höhe von 2535 kWh/a ($W_{el,KompNetz}$) benötigt.

Zusätzlich zum Referenzsystem (System A) wurden sowohl solarthermische als auch solar-elektrische Wärmeversorgungssysteme in Kombination mit einer Wärmepumpe betrachtet. Dafür wurden für das Einfamilienhaus drei verschiedene Anlagen mit Kollektorfeldern in der Größe von (a) 20 m², (b) 40 m² bzw. (c) 60 m² definiert. Durch die zusätzliche Nutzung einer thermischen Solaranlage mit einem Kollektorfeld von 40 m² EFH/LEB/SystemB(b), kann im Vergleich zum Referenzszenario EFH/LEB/SystemA(a) die Systemjahresarbeitszahl SPF_{sys} von ca. 3.3 auf ca. 5.8 erhöht werden, wobei sich der elektrische Strombedarf des Kompressors der Wärmepumpe von 2535 kWh/a auf 1346 kWh/a reduziert. Dadurch wird ein solarer Deckungsgrad (SD) von ca. 58 % erreicht.

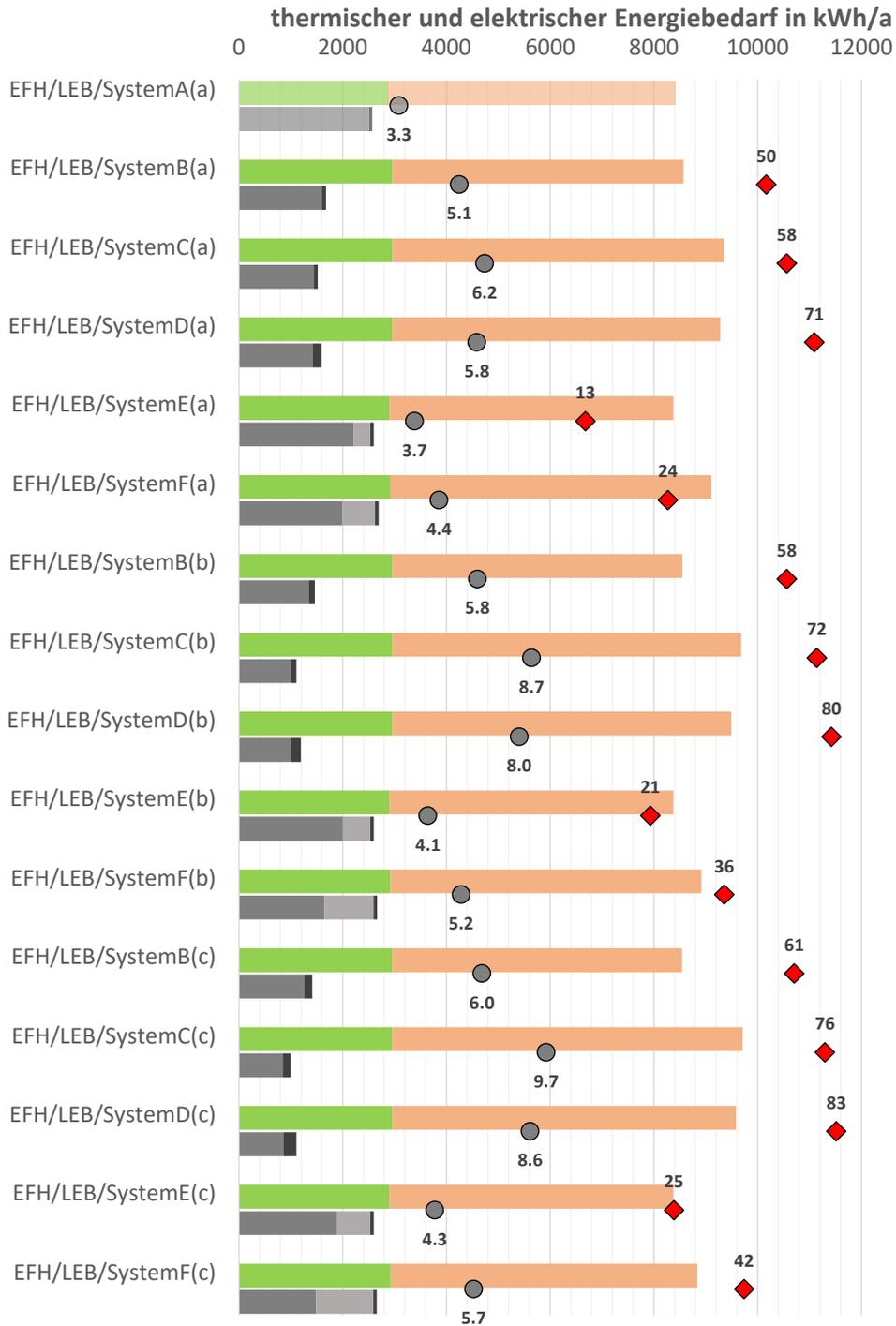


Abbildung 21: Ergebnisse der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB

In den Szenarien auf Basis des Systems C wird die Solare Nachheizung (dargestellt in den Abbildung 15 bis Abbildung 18) aktiviert. Dadurch werden die Betonkerne (in den Geschoßdecken), im Falle eines ausreichenden Temperaturniveaus, solarthermisch beladen. In dieser Beladung wird die maximal zulässige Obergrenze der Beladungstemperatur um 2 K erhöht. Im Szenario EFH/LEB/SystemC(b) wird durch die Aktivierung der solaren Nachheizung der Gebäudespeichermasse, im Vergleich zu Szenario EFH/LEB/SystemB(b), die Systemjahresarbeitszahl von 5.8 auf 8.7 erhöht, was eine Reduktion des elektrischen Strombedarfs für den Kompressor der Wärmepumpe von ca. 350 kWh/a bewirkt. Der solare Deckungsgrad erhöht sich von $SD = 58\%$ auf $SD = 72\%$. Durch die solare Nachheizung und die geringfügig höheren Temperaturen in der Gebäudespeichermasse erhöht sich die dem Gebäude zugeführte Wärmemenge (Q_{RH}) um etwa 20 %, von 5590 kWh/a auf ca. 6720 kWh/a.

Im nächsten betrachteten Szenario, auf der Basis von System D, wird die LWP durch eine Sole/Wasser Wärmepumpe (SWP) ersetzt, welche das Erdreich unter der Fundamentplatte des Vergleichsgebäudes als Wärmequelle für den Verdampfer der Wärmepumpe verwendet. Im System D wird das Erdreich als zusätzliche Senke für die thermische Solaranlage benutzt und auch solarthermisch regeneriert. Für das Szenario EFH/LEB/SystemD(b) lässt sich damit eine Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 8$ erreichen und ein solarer Deckungsgrad von $SD = 80\%$. Aufgrund der zusätzlichen Wärmesenke für die thermische Solaranlage und der positiven Auswirkung auf den spezifischen Solarertrag, aufgrund des tiefen Temperaturniveaus im Erdreich, ist der solare Deckungsgrad (SD) höher als in den Szenarien EFH/LEB/SystemB(b) & EFH/LEB/SystemC(b). Jedoch ist die Systemjahresarbeitszahl (SPF_{sys}) aufgrund des erhöhten Pumpstrombedarfs der thermischen Solaranlage ($W_{el,HT}$) etwas niedriger als im Szenario EFH/LEB/SystemC(b). Im nächsten Schritt werden Szenarien auf Basis des Systems E und des Systems F untersucht. In diesen Systemen wurde die solarthermische Anlage (Systeme B&C&D) durch eine solarelektrische Anlage ersetzt. Für das Szenario EFH/LEB/SystemE(b) zeigt sich ein solarer Deckungsgrad (SD') von 21 %, was bedeutet, dass 21 % des benötigten elektrischen Stroms für den Antrieb des Kompressors der LWP von der photovoltaischen Anlage (Kollektorfläche 40 m²) bereitgestellt wird. Im nächsten Schritt wird im System F, immer wenn durch die solarelektrische Anlage der Kompressor-Strombedarf abgedeckt werden kann (bzw. eine minimal notwendige Leistung überschritten wird), im Szenario EFH/LEB/SystemF(b) in der Heizperiode die LWP gestartet und das Gebäude mit Wärme versorgt bzw. die Gebäudespeichermasse aktiv durch die LWP beladen. Dadurch erhöht sich der solare Deckungsgrad (SD') von 21 % im Szenario EFH/LEB/SystemE(b) auf 36 % im Szenario EFH/LEB/SystemF(b) und die Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 4.1$ auf $SPF_{sys} = 5.1$. Die Abdeckung des Strombedarfs für den Kompressor der LWP wird um 15 %-Punkte durch die photovoltaische Anlage erhöht, was eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades (SD') um 15 %-Punkte bedeutet. Die weiteren Ergebnisse für die Szenarien mit 20 m² (a) bzw. 60 m² (c) Kollektorfläche (sowohl thermisch als auch elektrisch) sind der Abbildung 21 zu entnehmen. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass durch eine Vergrößerung der Kollektorflächen der solare Deckungsgrad weiter erhöht werden kann, wobei sich die Erhöhung mit steigender Kollektorfläche degressiv verhält. In Abbildung 22 sind die entsprechenden Ergebnisse für Einfamilienhaus (EFH) im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) dargestellt.

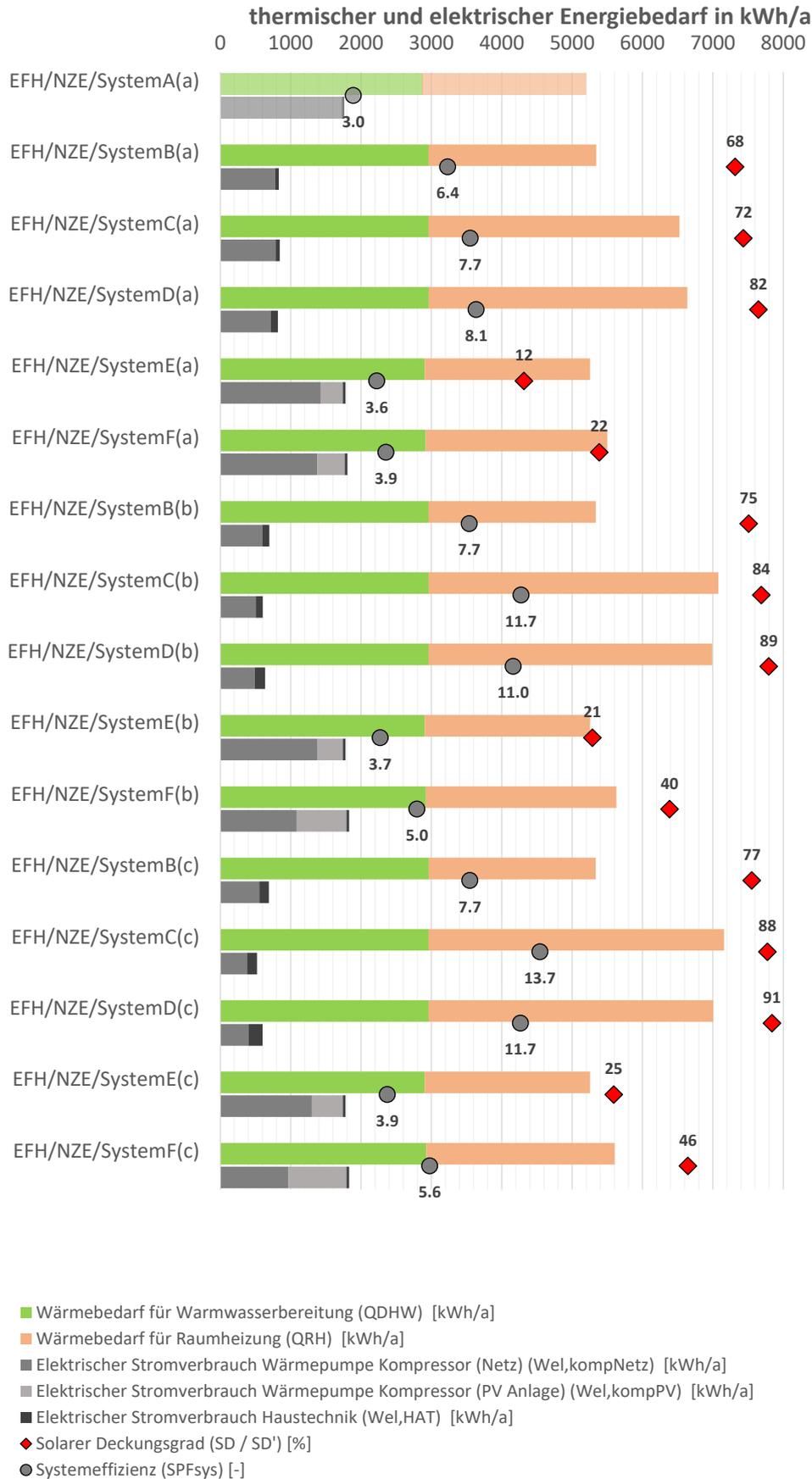


Abbildung 22: Ergebnisse der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE

Im Vergleich der beiden Wärmebedarfsniveaus im Einfamilienhaus EFH ist ersichtlich, dass der Anteil des Wärmebedarfs für die Warmwasserbereitung am Gesamtwärmebedarf steigt, wenn der Wärmebedarf für die Raumheizung, aufgrund eines effizienteren Gebäudes, kleiner ausfällt. Dies ist im Vergleich der beiden Referenzszenarien EFH/NZE/SystemA(a) und EFH/LEB/SystemA(a), die sich ausschließlich durch das Wärmebedarfsniveau unterscheiden, ersichtlich. Der größere Anteil der Warmwasserbereitung am Gesamtwärmebedarf führt zur Erhöhung des Anteils mit höheren Systemtemperaturen und in der Folge zu einer kleineren Systemjahresarbeitszahl (SPF_{sys}). Diese liegt in Szenario EFH/LEB/SystemA(a) bei $SPF_{sys} = 3.3$ und in Szenario EFH/NZE/SystemA(a), nur bei $SPF_{sys} = 3.0$.

Im Szenario EFH/LEB/SystemA(a) (Abbildung 21) beträgt der Wärmeverbrauch für die Warmwasserbereitung $Q_{DHW} = 2873$ kWh/a bzw. für die Raumheizung $Q_{RH} = 5550$ kWh/a. Durch Verbesserung der Gebäudehülle und den Einbau einer kontrollierten Wohnraumlüftung mit Abluft-Wärmerückgewinnung, reduziert sich der Wärmeverbrauch für die Raumheizung im Szenario EFH/NZE/SystemA(a) auf $Q_{RH} = 2334$ kWh/a.

Bei gleicher Anlagendimensionierung im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE), erhöht sich der solare Deckungsgrad von 72 % im Szenario EFH/LEB/SystemC(b) auf 84 % im Szenario EFH/NZE/SystemC(b)). Die Systemjahresarbeitszahl erhöht sich von $SPF_{sys} = 8.7$ auf $SPF_{sys} = 11.7$.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Simulationsergebnisse für das Einfamilienhaus (EFH) zeigen, dass mit moderaten Kollektorflächen und einem kleinen Pufferspeichervolumen hohe solare Deckungsgrade (SD & SD') bzw. Systemjahresarbeitszahlen (SPF_{sys}) erreicht werden können. Durch die Aktivierung der solaren Nachheizung kann zudem zusätzliche solar gewonnene Wärme in die Gebäudespeichermasse eingespeichert werden. Dadurch kann die Systemeffizienz (SPF_{sys}) um 20 bis 70 % und der solare Wärmeanteil um 4 bis 9 %-Punkte, im Vergleich zu konventionellen Wärmeversorgungssystemen, erhöht werden.

2.3.2 Mehrfamilienhaus MFH

In Abbildung 23 sind die Simulationsergebnisse für das Mehrfamilienhaus (MFH) im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (LEB) und in Abbildung 24 für das Mehrfamilienhaus (MFH) im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) grafisch dargestellt. Das Szenario MFH/LEB/SystemA(a) (Abbildung 23) hat einen Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung von $Q_{DHW} = 12965$ kWh/a bzw. für die Raumheizung von $Q_{RH} = 22785$ kWh/a. Wird das Mehrfamilienhaus (MFH) im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) ausgeführt, reduziert sich der Wärmebedarf für die Raumheizung im Szenario MFH/NZE/SystemA(a) auf $Q_{RH} = 9030$ kWh/a, was eine Reduktion des Wärmebedarfs für Raumheizung von ca. 60 % bedeutet. Das Szenario MFH/LEB/SystemA(a), auf der Basis einer LWP ohne solare Anlage, erreicht eine Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 3.5$. Im Szenario MFH/NZE/SystemA(a) sinkt die Systemjahresarbeitszahl, aufgrund des höheren Warmwasseranteils am Gesamtwärmebedarf (verglichen zum Wärmebedarf für die Raumheizung), geringfügig auf $SPF_{sys} = 3.4$.

Wird eine LWP mit einer solarthermischen Anlage mit einer Kollektorfläche von 125 m² ergänzt, so wie in Szenario MFH/LEB/SystemB(b), so erhöht sich die Systemjahresarbeitszahl $SPF_{sys} = 3.5$ auf $SPF_{sys} = 5.7$ (ca. 39 %) bzw. wird ein solarer Deckungsgrad (SD) von ca. 45 % erreicht. Wird im nächsten Schritt bei gleicher Anlagenkonfiguration die Gebäudespeichermasse durch die solarthermische Anlage beladen (Solare Nachheizung), erhöht sich die Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 5.7$ auf $SPF_{sys} = 7.2$ (ca. 20 %) bzw. der solare Deckungsgrad von SD = 45 % im Szenario MFH/LEB/SystemC(b) auf SD = 59 %. Durch die Solare Nachheizung der Gebäudespeichermasse erhöht sich der Wärmeverbrauch für Raumheizung um ca. 8 % von $Q_{RH} = 22822$ kWh/a, in Szenario MFH/LEB/SystemB(b) auf $Q_{RH} = 24786$ kWh/a, in Szenario MFH/LEB/SystemC(b), was auf die geringfügig höheren Temperaturen der Gebäudespeichermasse zurückzuführen ist. Der Gesamtstromverbrauch des Wärmeversorgungssystems kann aufgrund der zusätzlichen Gebäudespeichernutzung der Solaren Nachheizung von 6311 kWh/a, Szenario MFH/LEB/SystemB(b), auf 5216 kWh/a, in Szenario MFH/LEB/SystemC(b) (um ca. 17 %) reduziert werden.

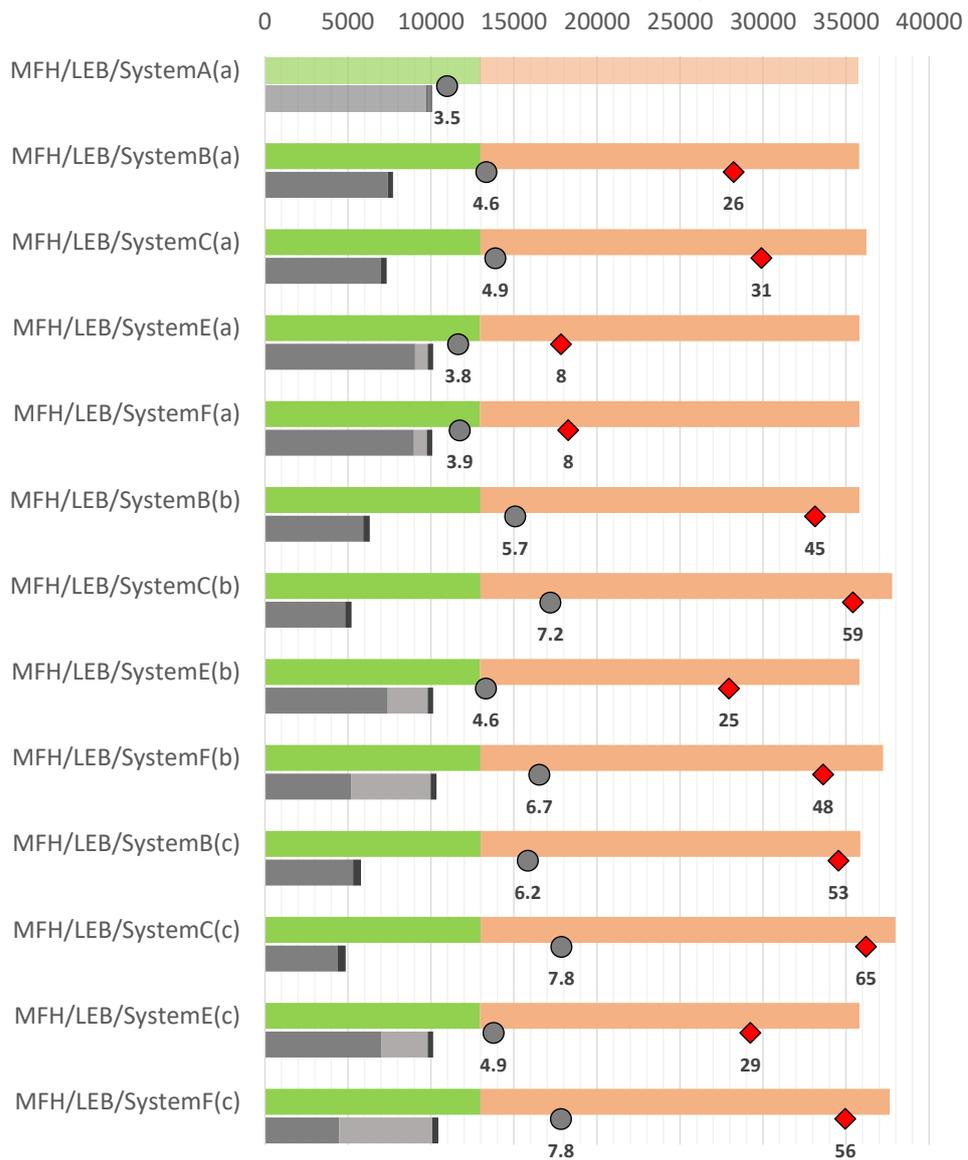
Wird die thermische Kollektorfläche durch eine solarelektrische Anlage ersetzt, wird mit einer Kollektorfläche von 125 m², in Szenario MFH/LEB/SystemE(b) ein solarer Deckungsgrad von $SD' = 25$ % erreicht (d.h. 25 % des Kompressor-Strombedarfs kann direkt durch die photovoltaische Anlage abgedeckt werden).

Verändert man die Regelung, dass die Wärmepumpe bei entsprechendem Ertrag der photovoltaischen Anlage gestartet und die generierte Wärme zur Beladung der Gebäudespeichermasse verwendet wird, so erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil (SD') für den Antrieb des Kompressors der Wärmepumpe von 25 %, im Szenario MFH/LEB/SystemF(b), auf 48 %. Das bedeutet, dass die Hälfte des Stromverbrauchs der Wärmepumpe durch die photovoltaische Anlage abgedeckt werden kann.

In Abbildung 23 sind noch Szenarien mit Kollektorflächen von 25 m² (a) bzw. 200 m² (c) (sowohl thermisch als auch elektrisch) angeführt. Aus Abbildung 24 sind die Simulationsergebnisse für das Mehrfamilienhaus (MFH) im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) ersichtlich. Verglichen mit dem Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (LEB) (Abbildung 23), können höhere solare Deckungsgrade bzw. Systemjahresarbeitszahlen bei gleichen Anlagendimensionierungen, aufgrund des niedrigeren Wärmebedarfs für die Raumheizung, erreicht werden. Der Vergleich der Szenarien zeigt ein ähnliches Verhalten wie bei den Szenarien im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (LEB).

Die Annahme einer Kollektorfläche von 125 m² entspricht einer Vollbelegung des Daches mit thermischen bzw. elektrischen Solarkollektoren. Bei Annahme einer Kollektorfläche von in Summe 200 m² wird auch die Südfassade des Gebäudes mit Kollektoren ausgestattet. Anhand der Simulationsergebnisse der thermischen Gebäude- und Anlagensimulationen ist ersichtlich, dass bei 125 m² bzw. 200 m² Kollektorfläche sehr hohe solare Deckungsgrade erreicht werden können. Im Wärmebedarfsniveau NZE erreichen die solaren Deckungsgrade bis zu $SD = 75$ %. Dies gelingt mit eher klein dimensionierten Pufferspeichern, nicht zuletzt aufgrund der Nutzung der Speichermassen in den Bauteilen.

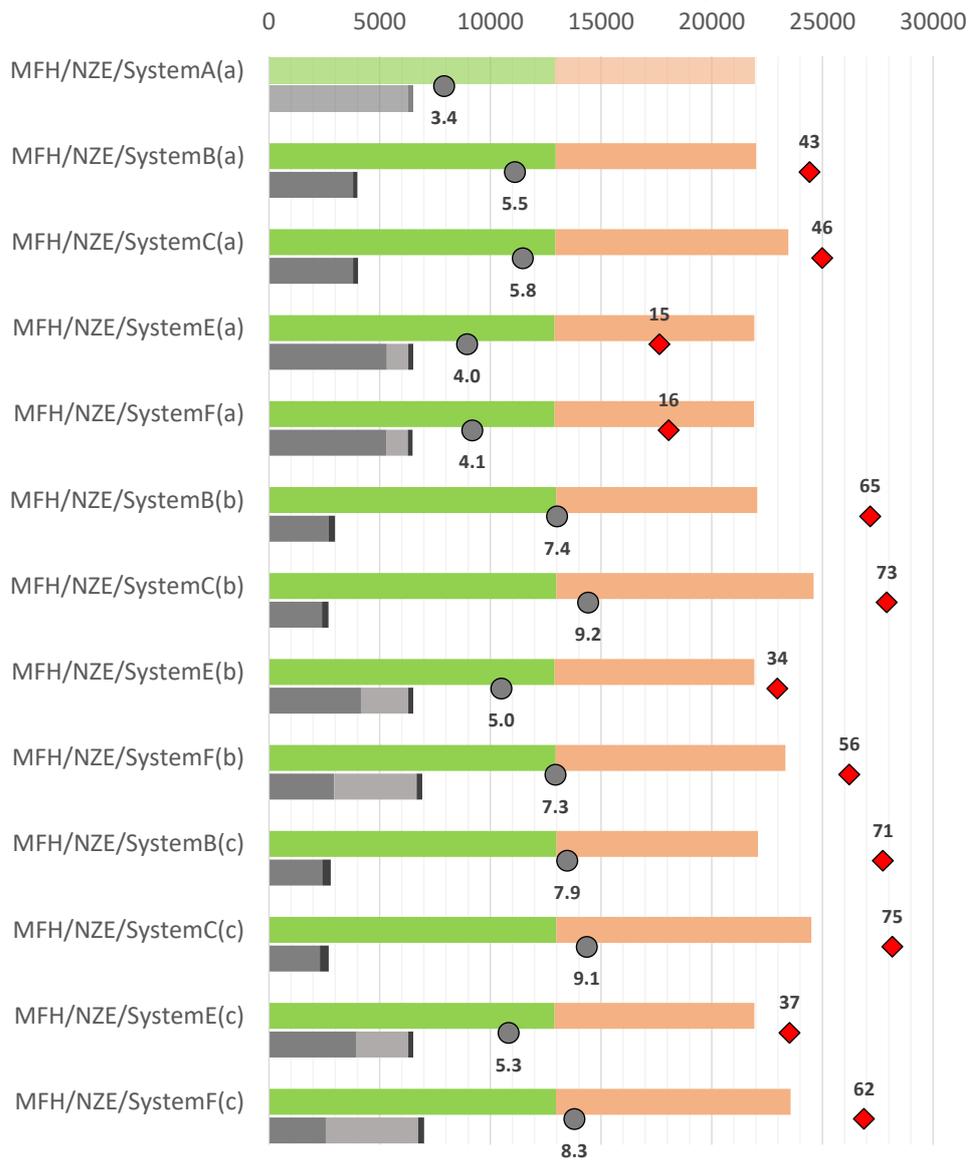
thermischer und elektrischer Energiebedarf in kWh/a



- Wärmebedarf für Warmwasserbereitung (QDHW) [kWh/a]
- Wärmebedarf für Raumheizung (QRH) [kWh/a]
- Elektrischer Stromverbrauch Wärmepumpe Kompressor (Netz) (Wel,kompNetz) [kWh/a]
- Elektrischer Stromverbrauch Wärmepumpe Kompressor (PV Anlage) (Wel,kompPV) [kWh/a]
- Elektrischer Stromverbrauch Haustechnik (Wel,HAT) [kWh/a]
- ◆ Solarer Deckungsgrad (SD / SD') [%]
- Systemeffizienz (SPFsys) [-]

Abbildung 23: Ergebnisse der Szenarien für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB

thermischer und elektrischer Energiebedarf in kWh/a



- Wärmebedarf für Warmwasserbereitung (QDHW) [kWh/a]
- Wärmebedarf für Raumheizung (QRH) [kWh/a]
- Elektrischer Stromverbrauch Wärmepumpe Kompressor (Netz) (Wel,kompNetz) [kWh/a]
- Elektrischer Stromverbrauch Wärmepumpe Kompressor (PV Anlage) (Wel,kompPV) [kWh/a]
- Elektrischer Stromverbrauch Haustechnik (Wel,HAT) [kWh/a]
- ◆ Solarer Deckungsgrad (SD / SD') [%]
- Systemeffizienz (SPFsys) [-]

Abbildung 24: Ergebnisse der Szenarien für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE

Das Systemkonzept D, wie in Abbildung 9 dargestellt, konnte beim Mehrfamilienhaus (MFH) nicht näher betrachtet werden, da das Erdreich unter der Bodenplatte als ganzjährige Wärmequelle für die Sole/Wasser Wärmepumpe nicht ausreicht. Entweder müsste die Wärmequelle der Sole/Wasser Wärmepumpe (Erdreich unter der Bodenplatte) großzügiger dimensioniert werden oder es wäre eine größere thermische Kollektorfläche von Nöten. Diese Bedingungen werden bei der Werkhalle vorgefunden.

2.3.3 Werkhalle WHA

Bezogen auf die beheizte Fläche steht bei der Werkhalle (WHA) eine größere Dachfläche als beim Einfamilienhaus (EFH) oder beim Mehrfamilienhaus (MFH) zur Verfügung. Dies gilt ebenso im gleichen Ausmaß für das Erdreich unter der Halle, das als vergleichsweise großzügige Wärmequelle für die Wärmepumpe, herangezogen werden kann. In Abbildung 25 sind die Simulationsergebnisse für die Werkhalle (WHA) für das Wärmebedarf Niveau eines Low Energy Building (LEB) und Nearly Zero Energy (NZE) grafisch dargestellt.

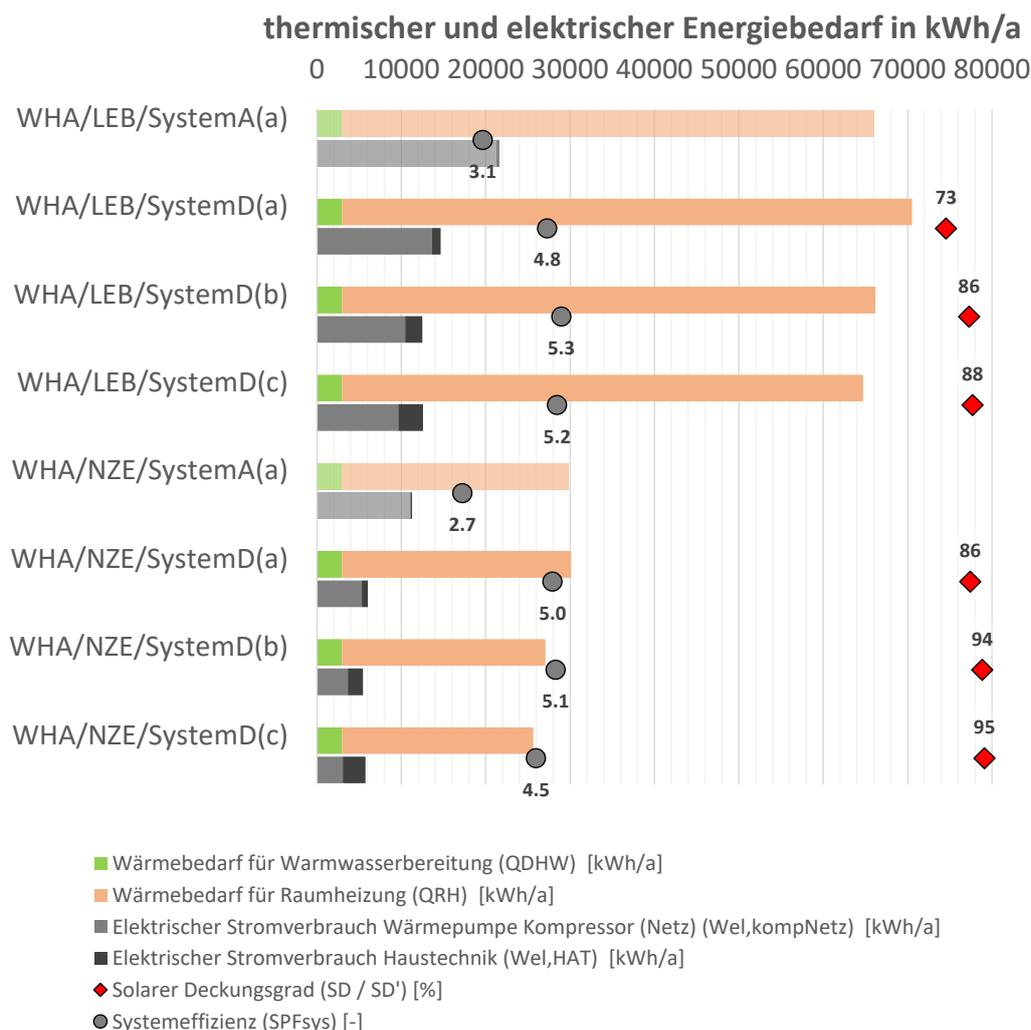


Abbildung 25: Ergebnisse der Szenarien für die Werkhalle in den Wärmebedarfsniveaus LEB und NZE

Für die Werkhalle (WHA) beträgt der jährliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung $Q_{DHW} = 2960$ kWh/a. Das Szenario WHA/LEB/SystemA(a) hat einen Wärmebedarf für die Raumheizung von $Q_{RH} = 63075$ kWh/a. Wird das Gebäude mit einem höheren Dämmstandard und einer zusätzlichen kontrollierten Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung ausgeführt d.h. mit dem Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE), kann der Wärmebedarf für die Raumheizung um 57 % von 63075 kWh/a auf 26910 kWh/a (WHA/NZE/SystemA(a)) reduziert werden.

Bei einem Luft/Wasser Wärmepumpen System ohne Solaranlage (Systemkonzept A), wird im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (LEB) in Szenario WHA/LEB/SystemA(a) eine Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 3.1$, erreicht. Im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) hingegen wird, im Szenario WHA/NZE/SystemA(a) eine Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 2.7$ erreicht. Die Reduktion der Systemjahresarbeitszahl ist anhand der verkürzten Heizsaison bzw. der Verlagerung der Energie für die Raumheizung in die Wintermonate zu erklären, weil zu diesen Zeiten der Wärmepumpe nur sehr tiefe Außenlufttemperaturen als Wärmequelle zur Verfügung stehen, wodurch die Wärmepumpeneffizienz deutlich reduziert ist. Der Gesamtstromverbrauch der Wärmebereitstellungsanlage, inklusive der Pumpen ($W_{el,kompNetz} + W_{el,HT}$), beträgt im Szenario WHA/LEB/SystemA(a) 21578 kWh/a bzw. bei WHA/NZE/SystemA(a) 11264 kWh/a.

Durch eine Erweiterung des Wärmebereitstellungssystems mit einer solarthermischen Anlage bzw. Austausch der LWP durch eine Sole/Wasser Wärmepumpe (Systemkonzept D), werden die Systemjahresarbeitszahlen deutlich erhöht bzw. hohe solare Deckungsgrade erreicht. Die Systemjahresarbeitszahl in Szenario WHA/LEB/SystemD(b), liegt bei $SPF_{sys} = 5.3$. Dies entspricht einer Reduktion des elektrischen Strombedarfs für den Kompressor der Wärmepumpe um ca. 50 % auf 10800 kWh/a, wobei ein solarer Deckungsgrad von $SD = 86$ % erreicht wird. Wird der Wärmebedarf auf das Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (NZE) gesenkt, kann mit dem gleichen Systemkonzept in Szenario WHA/NZE/SystemD(b) ein solarer Deckungsgrad von $SD = 94$ % mit einer Systemjahresarbeitszahl von $SPF_{sys} = 5.1$ erreicht werden.

Wird die thermische Solaranlage weiter vergrößert, kann zwar der solare Deckungsgrad weiter erhöht bzw. der Strombedarf des Kompressors der Wärmepumpe reduziert werden, jedoch zeigen die Simulationsergebnisse aus Abbildung 25, dass die Systemjahresarbeitszahl aufgrund des erhöhten Pumpstromverbrauchs der thermischen Solaranlage (in $W_{el,HT}$ ersichtlich), wieder geringfügig reduziert wird. Im Szenario WHA/NZE/SystemD(a) beträgt der Anteil des Stromverbrauchs der Haustechnik ($W_{el,HT}$), bezogen auf den Kompressor Stromverbrauch der Wärmepumpe, bei einer Kollektorfläche von 200 m², ca.13 %. Wird die Kollektorfläche der thermischen Solaranlage auf 600 m² bzw. 1000 m² erhöht (WHA/NZE/SystemD(b) & WHA/NZE/SystemD(c)), steigt der Anteil des Haustechnikstrombedarfs, vorrangig aufgrund des erhöhten Pumpstrombedarfs der thermischen Solaranlage, auf ca. 49 % bzw. 87 %. Aus diesen Gründen kommt es bei großen solarthermischen Kollektorflächen zu keiner weiteren Steigerung der Systemeffizienz.

2.4 Ökonomische und ökologische Analysen

Um die untersuchten Konzepte auch im Hinblick auf ihre wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Wärmepumpensystemen zu bewerten, wurden die energietechnischen Analysen durch ökonomische und ökologische Betrachtungen erweitert. Die Darstellung der Ergebnisse gliedert sich, gleich wie in der energietechnischen Analyse (Kapitel 2.3), nach den Vergleichsgebäuden Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Werkhalle.

2.4.1 Einfamilienhaus EFH

Im ersten Schritt wurden die **Investitionskosten** für die unterschiedlichen Systemkonzepte auf Basis der in Kapitel 1.4.4 beschriebenen Bewertungsgrößen bestimmt und in einer Kostenmatrix zusammengefasst. Abbildung 26 gibt einen Überblick über die Investitionskosten für die Wärmeversorgung des Einfamilienhauses (EFH), mit und ohne Integration solarer Umwandlungstechnologien, für alle analysierten Systemkonzepte, inklusive der Variationen der Ausgestaltung der solartechnischen Anlage (Größe und Lage der Kollektorfelder). Die Investitionskosten der Referenzsystemkonzepte (EFH/LEB/SystemA & EFH/NZE/SystemA) beinhalten die Kosten der Luft/Wasser-Wärmepumpe (LWP), die Kosten des Pufferspeichers (350 Liter), sowie die Kosten für die thermische Aktivierung der Bauteile (Rohrleitungen, Verlegematten, Heizkreisverteiler, Kugelhahnsets, Clips, Unterputzverteilerschränke, Rohrverschraubungen, etc.). Bei den Szenarien auf der Basis der Systeme B bis F wurde das Pufferspeichervolumen auf 1.5 m³ erhöht und die Kosten dementsprechend angepasst. In Szenarien auf Basis des Systemkonzeptes D kommt eine Erdwärmepumpe samt Erdkollektor zum Einsatz, die von den Investitionskosten inklusive Erdkollektor vergleichbar mit der LWP ist. Zusätzlich sind in Abbildung 26 die Kosten für die solarthermische Anlage inklusive Verrohrung, Montage, Wärmetauscher, usw. (Systeme B bis D) bzw. jene mit PV-Anlage (System E und F) in Abhängigkeit der Fläche dargestellt.

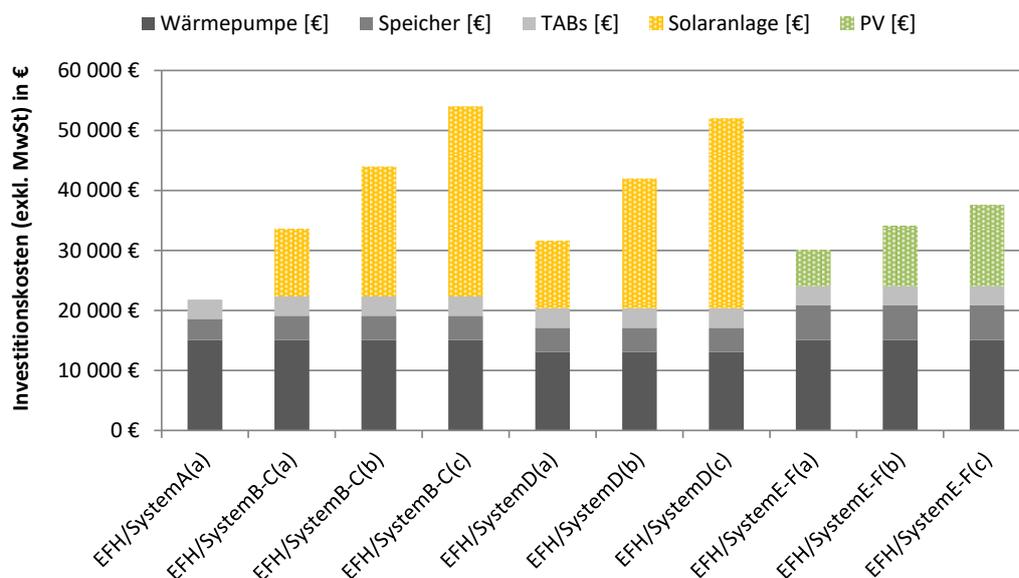


Abbildung 26: Investitionskosten für das Einfamilienhaus EFH

In den nachfolgenden Betrachtungen werden die unterschiedlichen Systemkonzepte der Wärmeversorgung auf Basis der in Kapitel 1.4.4 beschriebenen Kennzahlen untereinander vergleichend, in Bezug auf die **Wärmegestehungskosten**, dargestellt. Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen, bezogen auf einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, für das Einfamilienhaus (EFH) die Wärmegestehungskosten (LCOH) in €/kWh, auf Basis der untersuchten Systemkonzepte, mit und ohne solarer Umwandlungstechnologie (Solarthermie, Photovoltaik), aufgeteilt in verbrauchs-, betriebs- und kapitalgebundene Kosten. Wichtig ist an dieser Stelle zu berücksichtigen, dass diese Darstellungen alleine auf Kostenaspekten und der tatsächlich benötigten Nutzenergie basieren und keine primärenergetischen Aspekte behandelt werden. Primärenergieeinsparungen werden nachfolgend thematisiert.

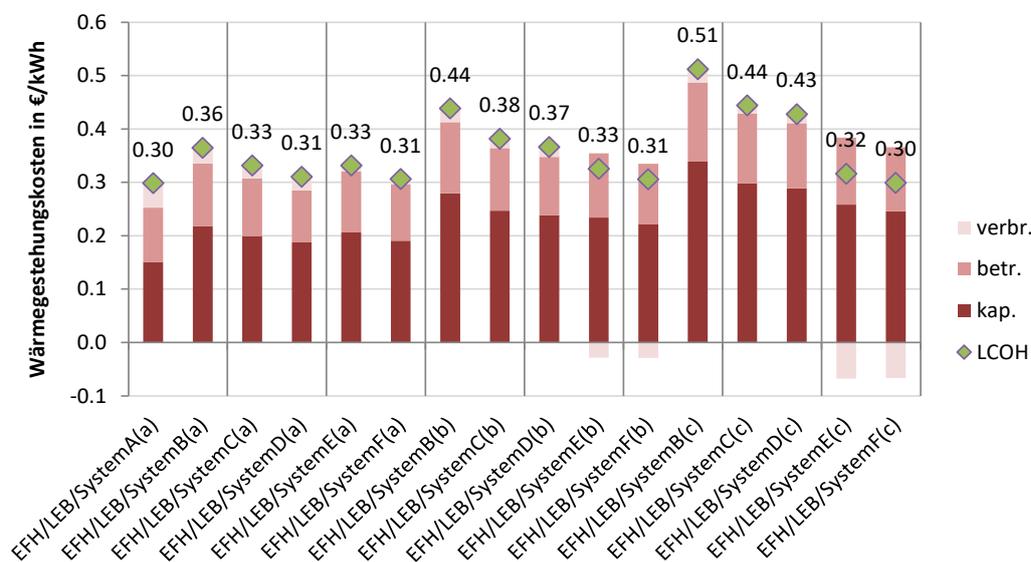


Abbildung 27: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB

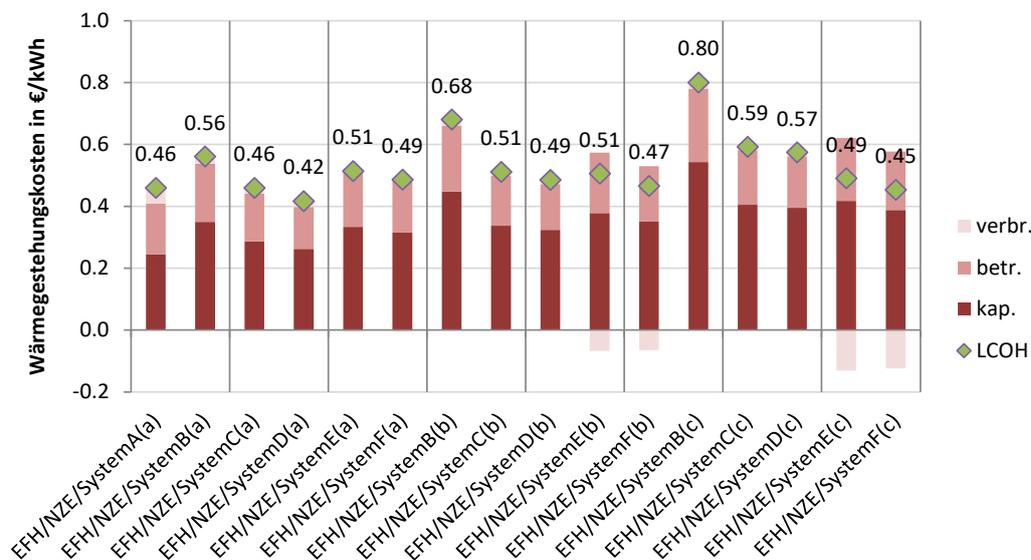


Abbildung 28: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE

Die spezifischen Wärmegestehungskosten sinken mit entsprechend steigendem Heizwärmebedarf (HWB) der Gebäude, aufgrund der nahezu gleichbleibenden Investitionskosten für das Wärmeversorgungssystem.

Die spezifischen Wärmegestehungskosten liegen in den Systemkonzepten, die als Referenz herangezogen werden, im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (EFH/LEB/SystemA) bei 30 €cent/kWh und im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (EFH/NZE/SystemA) bei 46 €cent/kWh. In Szenarien auf Basis des Systemkonzepts B ist eine deutliche Steigerung in den Wärmegestehungskosten LCOH mit zunehmender Kollektorfläche zu erkennen. Dabei sind die kapitalgebundenen Kosten der solarthermischen Anlage dominierend. In den Szenarien auf Basis des Systemkonzeptes C kann der Anstieg der spezifischen Wärmegestehungskosten LCOH deutlich reduziert werden und erreicht bei kleinen Kollektorflächen annähernd die Ergebnisse der Referenzsysteme. Bis ca. 20 m², im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building, bzw. ca. 40 m², im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy sind die LCOH der Solarthermie-Systeme niedriger als jene der Photovoltaik-Systeme (Abbildung 29 und Abbildung 30).

Die Wärmegestehungskosten auf Basis des Systemkonzeptes D befinden sich auf etwa demselben Niveau wie die auf Basis des Systemkonzeptes C. In den Szenarien auf der Basis des Systemkonzeptes E und des Systemkonzeptes F sind die Wärmegestehungskosten, in den Szenarien mit unterschiedlicher Größe der Kollektorfelder, annähernd konstant und erreichen das Niveau des Referenzsystems.

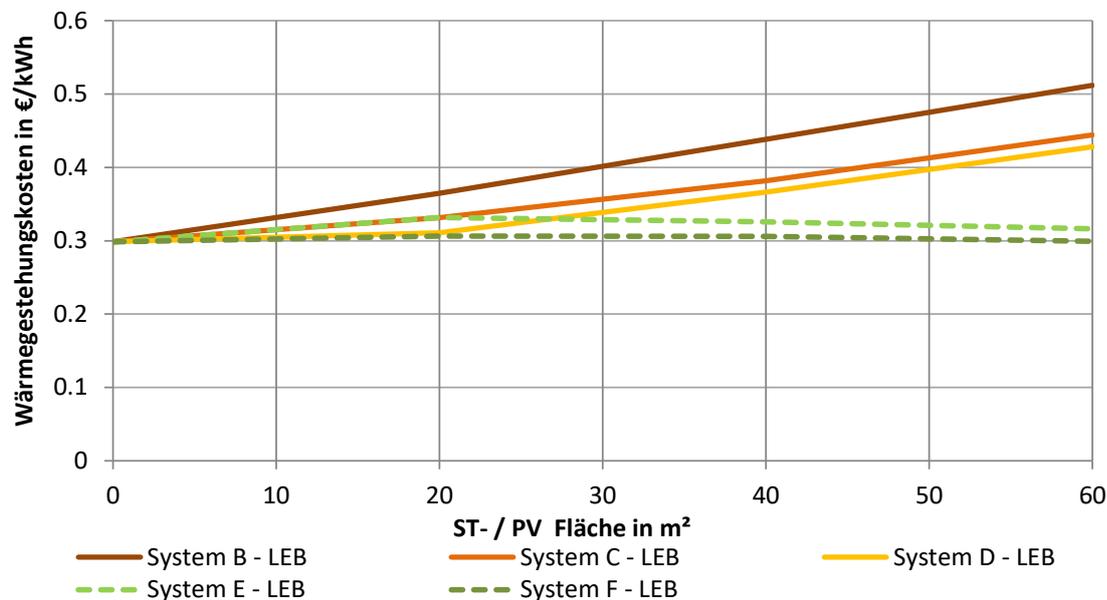


Abbildung 29: Wärmegestehungskosten (LCOH) in Abhängigkeit der installierten Fläche der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB

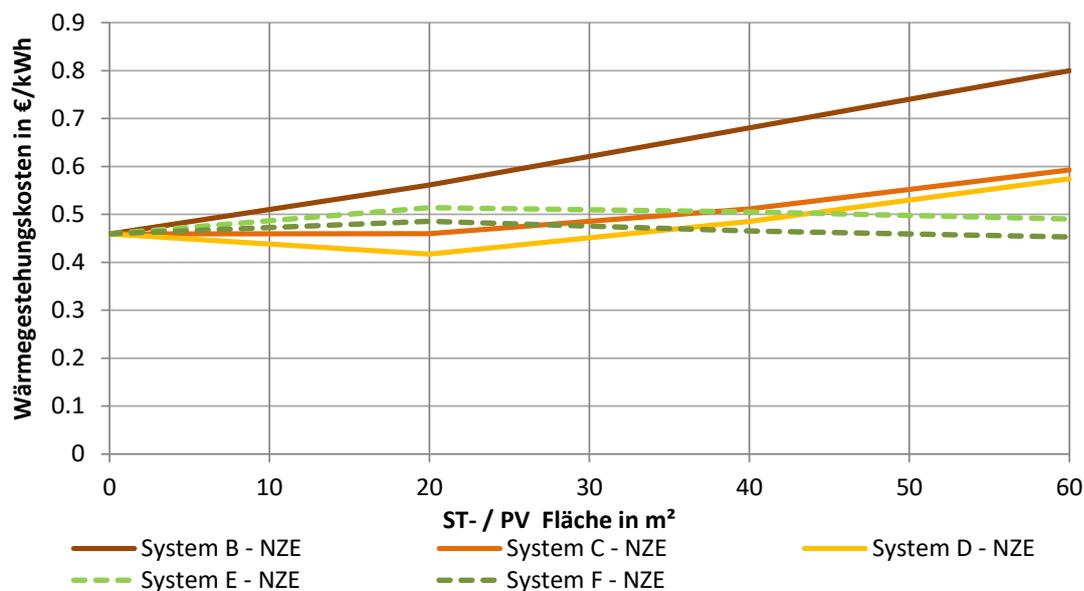


Abbildung 30: Wärmegestehungskosten (LCOH) in Abhängigkeit der installierten Fläche der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE

Auffallend sind die fallenden Wärmegestehungskosten der Wärmeversorgungssysteme in Kombination mit photovoltaischen Anlagen (Systemkonzept F). Dies ist einerseits darauf rückzuführen, dass mit einer steigenden Kollektorfläche der photovoltaischen Anlage die Aktivierungsleistung der Wärmepumpe früher erreicht wird, wodurch die Wärmepumpe mehr solare Energie ins Gebäude liefert und andererseits der Überschussstrom mit einer Einspeisevergütung abgegolten wird. In den Szenarien auf der Basis des Systems E (ohne Anpassung der Regelungsstrategie) sind die Wärmegestehungskosten, in den Szenarien mit unterschiedlicher Größe der Kollektorfelder, annähernd konstant.

In Abbildung 31 und Abbildung 32 sind die **Annuitäten** der Energieversorgungssysteme dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass die Annuitäten nahezu unabhängig vom Wärmebedarfsniveau des Gebäudes sind (2514 € - LEB; 2391 € - NZE). Weiters sind die Annuitäten bei gleicher solarer Umwandlungsfläche innerhalb der solarthermisch bzw. photovoltaisch unterstützten Systeme annähernd gleich. Im Vergleich zu den Systemen mit photovoltaischen Anlagen stellen sich die solarthermischen Systeme hingegen als teurer dar, wohingegen eine deutlich größere Einsparung beim Primärenergiebedarf bzw. bei den CO₂-äquivalenten Emissionen (siehe nachfolgende Analysen) mit den solarthermischen Systemen erreicht werden kann.

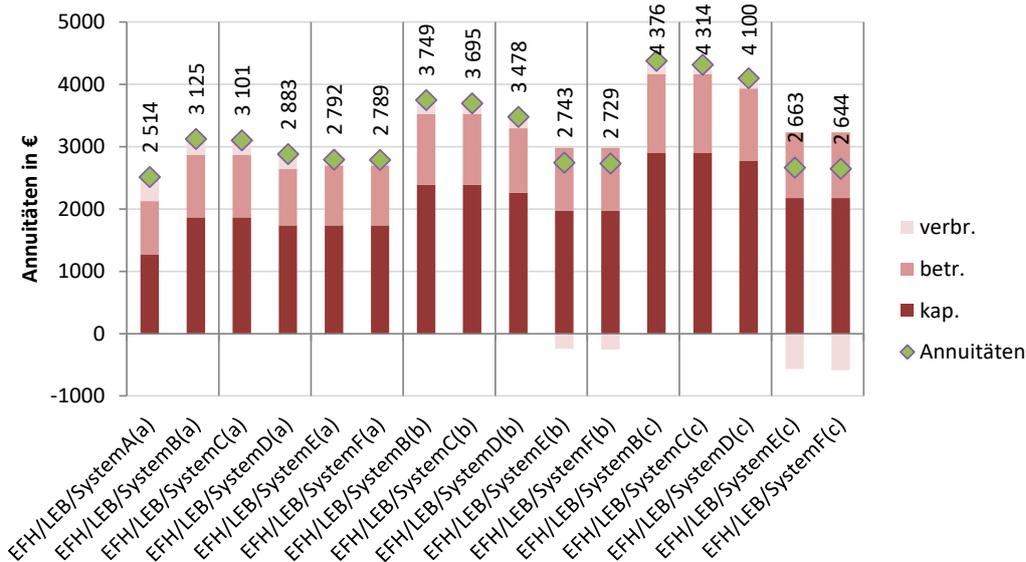


Abbildung 31: Annuitäten für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB

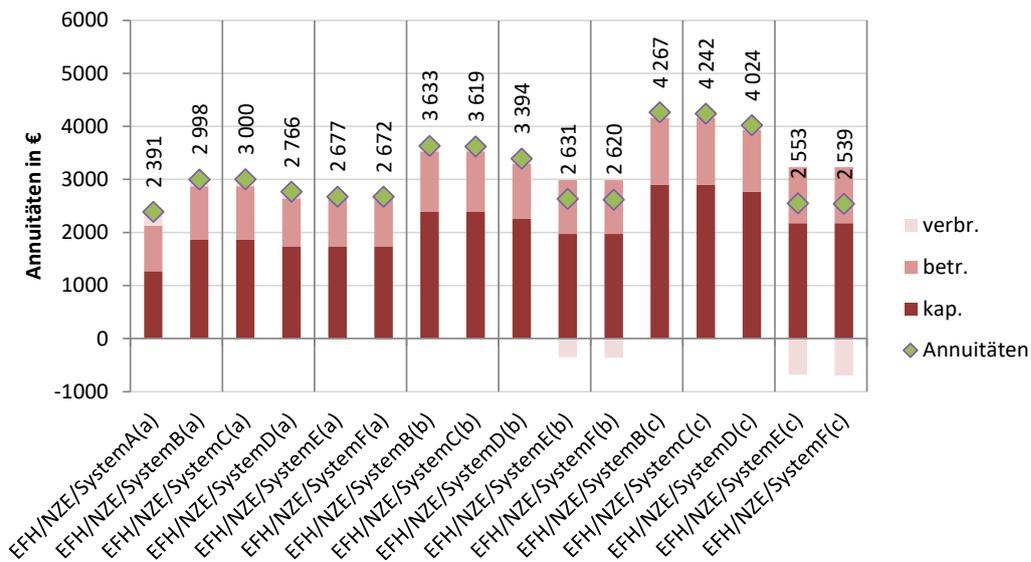


Abbildung 32: Annuitäten für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE

In Abbildung 33 und Abbildung 34 ist der Primärenergiebedarf aller untersuchten Wärmeversorgungskonzepte für das Einfamilienhaus dargestellt. Ohne solare Umwandlungstechnologien liegt der Primärenergiebedarf der Referenzsysteme, abhängig vom Wärmebedarfsniveau, bei rund 3352 kWh/a (Szenario: MFH/NZE/SystemA) bzw. bei rund 4915 kWh/a (Szenario: MFH/LEB/SystemA). Die Tatsache dass alle Systeme eine strombasierte Nachheizung (Wärmepumpen) aufweisen, vereinfacht die Vergleichbarkeit der Systeme. Bei den Szenarien mit photovoltaischen Anlagen (System E und System F) wird zudem wie bereits im Kapitel 1.4.2 erwähnt nur der vom Netz bezogene Strom berücksichtigt, was sich bei Systemen mit einem höheren Eigenstromverbrauch deutlich bemerkbar macht.

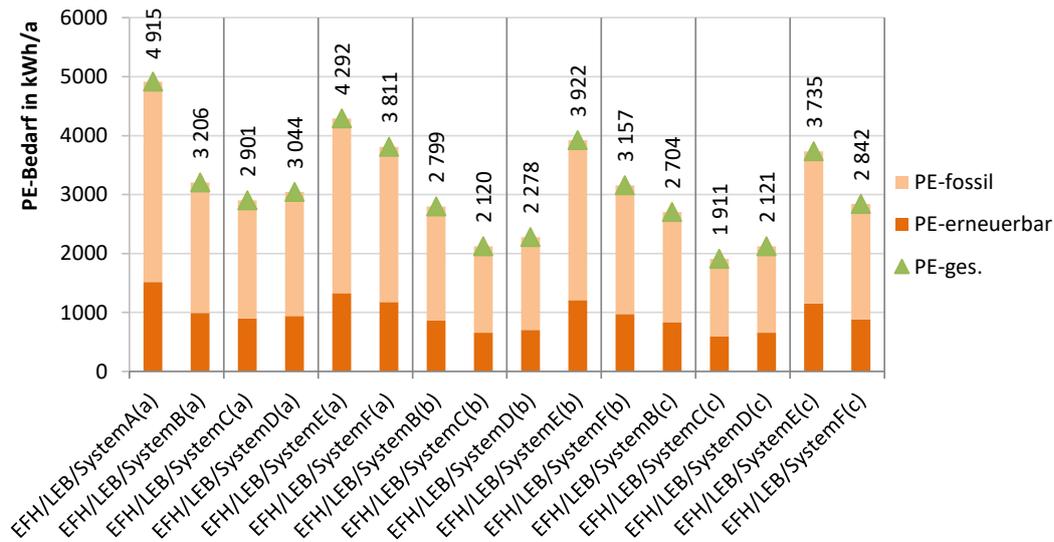


Abbildung 33: Primärenergiebedarf für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB

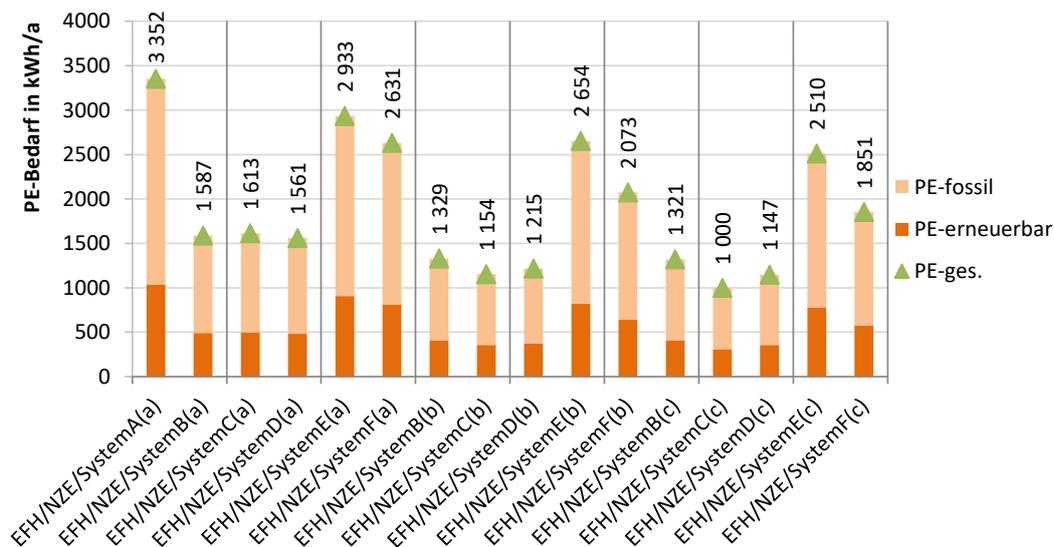


Abbildung 34: Primärenergiebedarf für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE

Abbildung 35 zeigt die Primärenergie- sowie CO₂-Einsparungen in den Systemkonzepten zur Wärmeversorgung, jeweils bezogen auf die beiden als Referenz angesetzten Systemkonzepte. Diese basieren auf dem Systemkonzept A und beinhalten das Wärmebedarfsniveau „Nearly Zero Energy“ (Szenario: EFH/NZE/SystemA) und das Wärmebedarfsniveau „Low Energy Building“ (Szenario: EFH/LEB/SystemA).

Hierbei ist klar zu erkennen, dass Systeme mit solarthermischen Kollektoren deutlich höhere Einsparungen als Systeme mit photovoltaischen Anlagen erzielen. Abhängig vom Wärmebedarfsniveau werden bereits bei kleinen Kollektorflächen (20 m²) über 50 % an Primärenergie bzw. CO₂-äquivalenten Emissionen eingespart.

Mit steigender Kollektorfläche nehmen bei allen Systemen auch die Einsparungen zu. Mit der direkten Beladung des Betonkerns, sowie mit der angepassten Regelung (Systemkonzept C), werden die höchsten Einsparungen erreicht. Der Vorteil der direkten Beladung (Bypass des Pufferspeichers) gegenüber der indirekten Beladung (über Pufferspeicher) wird dabei mit steigender Kollektorfläche größer, da auch die thermischen Verluste des Pufferspeichers bei der indirekten Variante zunehmen. Die Steigung der Kurven nimmt mit zunehmender Kollektorfläche aber schon deutlich ab. Größere Flächen (> 40 m²) würden hier zu keiner signifikanten Steigerung der Einsparungen führen. Bei den Systemen mit photovoltaischer Anlage liegen die Einsparungen bei 60 m² Kollektorfläche zwischen maximal 25 und 45 %. Für das Erreichen einer Einsparung (PEB_{CO2}) von 40 % ist dementsprechend im Vergleich zum Systemkonzept C eine Verdreifachung der benötigten photovoltaischen Kollektorfläche (Systemkonzept F) notwendig im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy, bzw. um den Faktor 2.7 höher im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building.

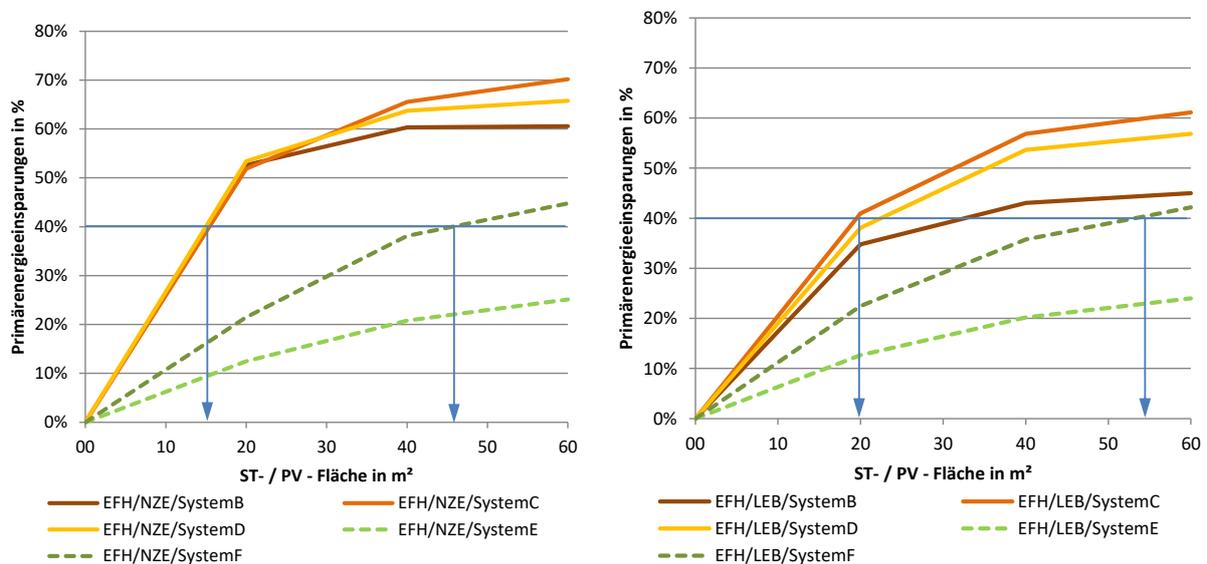


Abbildung 35: Primärenergie- und CO₂-Einsparungen für das Einfamilienhaus EFH; links: im Wärmebedarfsniveau NZE, rechts: im Wärmebedarfsniveau LEB

Kombinierte Darstellungen – Primärenergie und Wärmegestehungskosten

Um die beiden wichtigen Indikatoren „Primärenergieeinsparung“ und „Wärmegestehungskosten“ in übersichtlicher Art und Weise in Relation zu bringen, erfolgt in den nachfolgenden Abbildungen eine kombinierte Darstellung der beiden Größen für die vielversprechendsten Systemkonzepte C & F. Den Systemkonzepten wurden wie bei den vorhergegangenen Analysen fixe Linienfarben zugeordnet und zwar orange für das Systemkonzept C und grün für Systemkonzept F.

Um auch mögliche Auswirkungen des Energiemarktes auf die LCOH darzustellen, wurde im System F zusätzlich die LCOH mit zwei unterschiedlichen Rahmenbedingungen ermittelt.

Die durchgezogenen Linien repräsentieren die **LCOH mit Einspeisevergütung** für den aus der Photovoltaik-Anlage erzeugten Überschussstrom und die strichlierte Linie die **LCOH ohne Einspeisevergütung** (ohne EV).

Nachfolgend wird ein Systemkonzeptvergleich für das Einfamilienhaus Wärmebedarfsniveau NZE – mit Hilfe der blauen Linien und Pfeile in Abbildung 36 – durchgeführt. Das Systemkonzept F spart mit 60 m² PV-Fläche im Vergleich zum Referenzsystem (System A) rund 42 % Primärenergie ein. Um die gleiche Primärenergieeinsparung mit dem Systemkonzept C zu erreichen, werden rund 18 m² solarthermische Kollektorfläche benötigt. Die Wärmege-stehungskosten beim Systemkonzept C entsprechen bei der Fläche von 18 m² jenen des Referenzsystems. Die Wärmege-stehungskosten im Systemkonzept F unter Berücksichtigung der Einspeisevergütung liegen knapp unter jenen des Systemkonzeptes C. Wird hingegen davon ausgegangen, dass es in Zukunft keine Einspeisevergütung geben wird, ist anhand der grün strichlierten Linie zu erkennen, dass die Wärmege-stehungskosten immer über jenen des Systems C liegen und dass zum Erreichen einer Primärenergieeinsparung von 42 % die LCOH (62 €cent/kWh) um rund 1/3 höher liegen. Deutlich über dem Referenzsystem A und ebenfalls deutlich über dem solarthermischen Systemkonzept C.

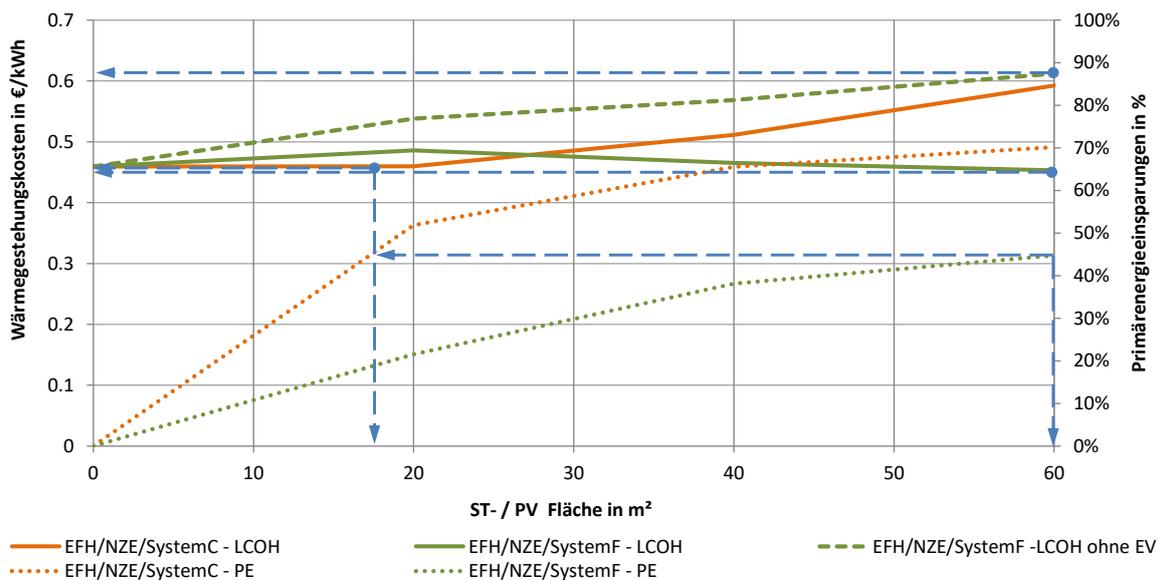


Abbildung 36: LCOH für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung

Beim Einfamilienhaus im Wärmebedarfsniveau NZE werden rund 22 m² solarthermische Kollektorfläche benötigt um die gleichen PE-Einsparungen wie mit 60 m² Photovoltaikfläche zu erreichen. Die LCOH liegen beim Systemkonzept F mit Einspeisevergütung auf dem Niveau des (Referenzsystems A. Im Systemkonzept C liegen die LCOH um rund 3 €cent/kWh geringfügig höher. Wird keine Einspeisevergütung im Systemkonzept F berücksichtigt, ergeben sich die gleichen LCOH wie im Systemkonzept C.

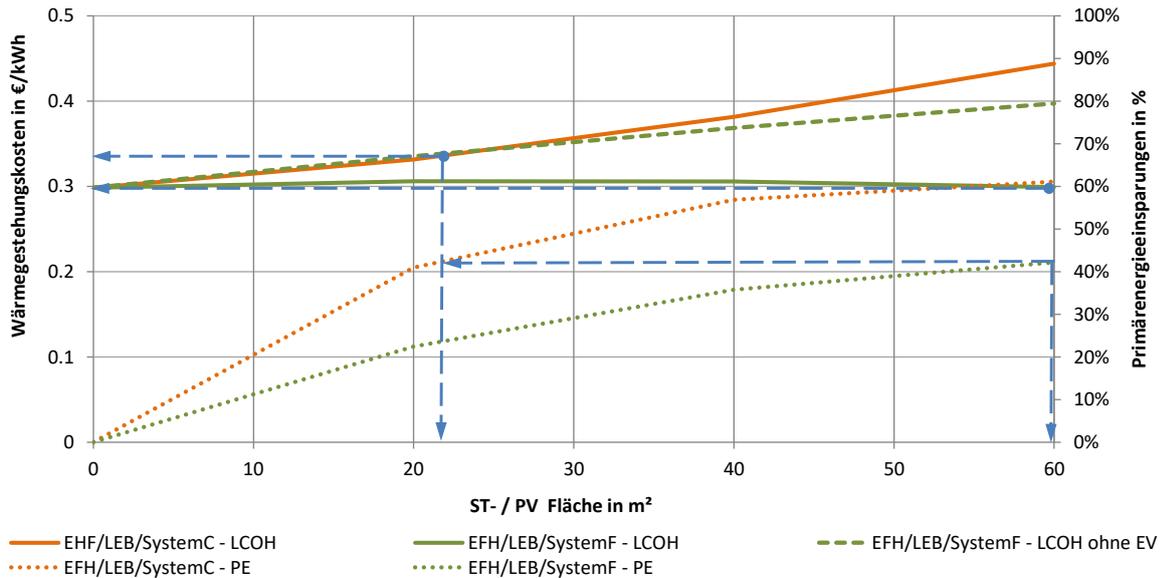


Abbildung 37: LCOH für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung

2.4.2 Mehrfamilienhaus MFH

Analog zu den Analysen im Einfamilienhaus (EFH) wurden die Investitionskosten für die unterschiedlichen Wärmeversorgungskonzepte auf Basis der in Kapitel 1.4.4 beschriebenen Bewertungsgrößen bestimmt und in einer Kostenmatrix zusammengefasst.

Die Abbildung 38 gibt einen Überblick über die Investitionskosten für die Systemkonzepte des betrachteten Mehrfamilienhauses (MFH) mit und ohne solare Umwandlungstechnologien für alle analysierten Systemkonzepte inklusive der Variationen der solarthermischen bzw. photovoltaischen Kollektorflächen.

Die Investitionskosten der als Referenz ausgebildeten Systemkonzepte (MFH/LEB/SystemA und MFH/NZE/SystemA) beinhalten die Kosten der LWP, die Kosten des Pufferspeichers (1500 Liter), sowie die Kosten für die thermische Aktivierung der Bauteile (Rohrleitungen, Verlegematten, Heizkreisverteiler, Kugelhahnsets, Clips, Unterputzverteilerschränke, Rohrverschraubungen, etc.).

In den Szenarien auf Basis der Systemkonzepte B, C, E und F entspricht das Volumen des Pufferspeichers bei 25 m² Kollektorfläche, jenem der Referenzsysteme (MFH/LEB/SystemA und MFH/NZE/SystemA). Mit steigender solarthermischer bzw. photovoltaischer Kollektorfläche wurde auch das Volumen des Pufferspeichers erhöht (2500 Liter bei 125 m² Kollektorfläche; 3000 Liter bei 200 m² Kollektorfläche) und damit auch die Kosten dementsprechend angepasst. Es ist zu erkennen, dass die steigenden Kosten für den Pufferspeicher in Bezug auf die Investitionskosten nicht ins Gewicht fallen. Bei größer werdenden Speichern, wie sie beispielsweise in Solarhäusern eingesetzt werden, müsste der zusätzliche Platzbedarf (oft über mehrere Stockwerke) und damit verlorene Wohnraum, monetär berücksichtigt werden.

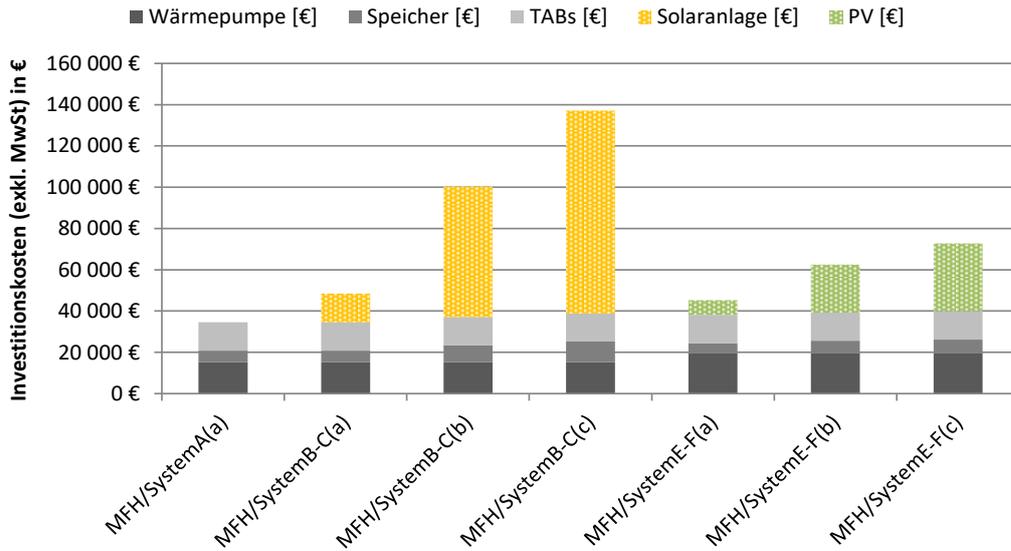


Abbildung 38: Investitionskosten für das Mehrfamilienhaus MFH

Abbildung 39 und Abbildung 40 zeigen, ebenfalls bezogen auf den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, die spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Mehrfamilienhaus (MFH) in €/kWh, aufgeteilt in verbrauchs-, betriebs-, kapitalgebundene Kosten, für die Systemkonzepte mit LWP, mit und ohne Integration solarthermischer bzw. photovoltaischer Anlagen. Die spezifischen Wärmegestehungskosten liegen in den Systemkonzepten, die als Referenz herangezogen werden, im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (MFH/LEB/SystemA) bei 13 €cent/kWh und im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (MFH/NZE/SystemA) bei 17 €cent/kWh.

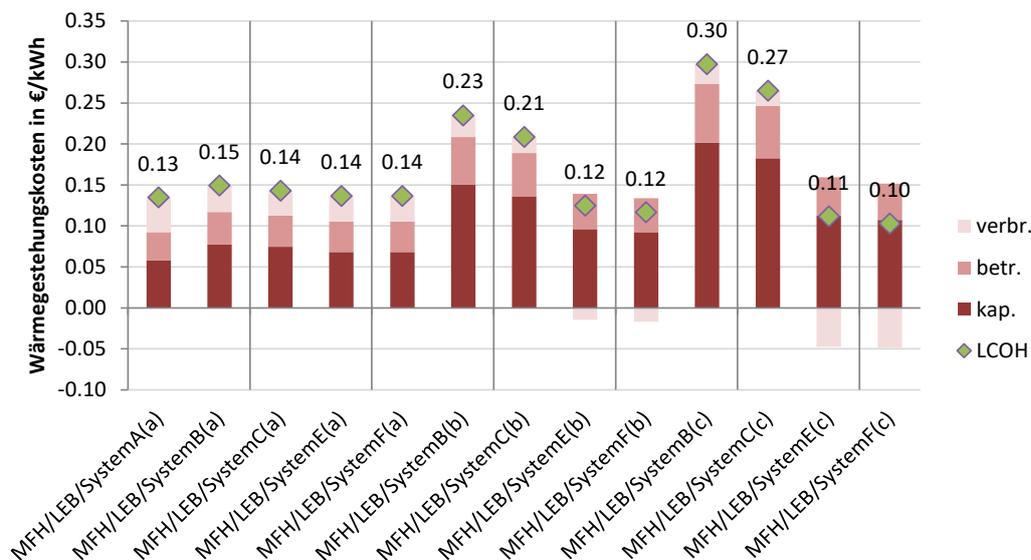


Abbildung 39: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB

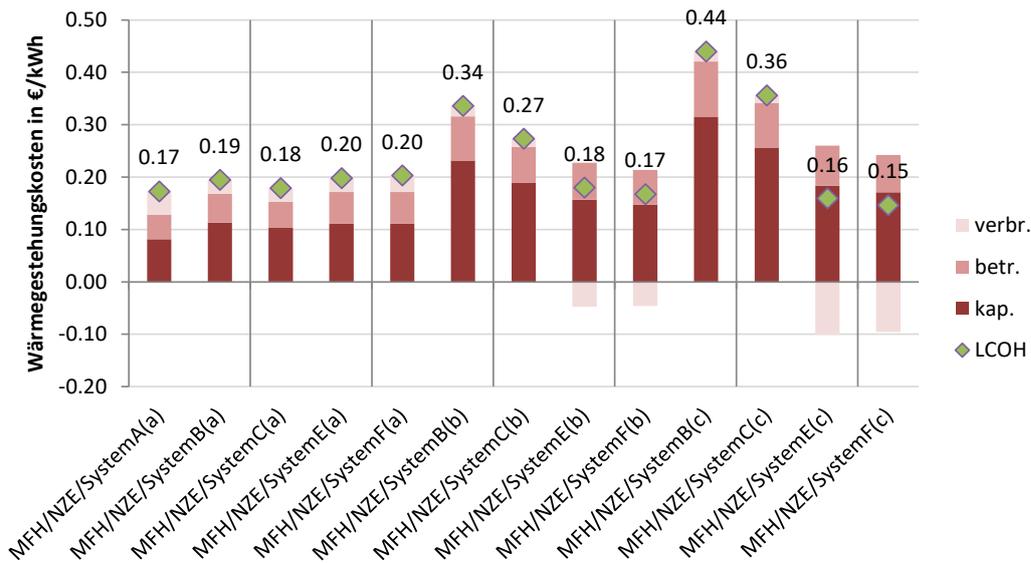


Abbildung 40: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE

In den Szenarien auf Basis des Systemkonzeptes B ist analog zu den Analysen für das Einfamilienhaus (EFH) eine deutliche Steigerung der spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH) zu erkennen. In den Szenarien auf Basis des Systemkonzeptes C kann der Anstieg der spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH) auch für das Mehrfamilienhaus (MFH) deutlich reduziert werden und erreicht, bei kleinen Kollektorflächen, annähernd die Ergebnisse der Referenzsysteme (MFH/LEB/SystemA und MFH/NZE/SystemA). Ähnlich wie beim Einfamilienhaus (EFH) sind die Wärmegestehungskosten bei den Systemkonzepten E und F mit steigender Kollektorfläche der photovoltaischen Anlage annähernd konstant.

Für die Gebäude mit einem höheren Wärmebedarfsniveau (LEB) liegen die spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH), so wie erwartet, auf einem niedrigeren Niveau.

In Abbildung 41 und Abbildung 42 sind die **Annuitäten** der Wärmeversorgungssysteme dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass die Abhängigkeit der Annuitäten vom Wärmebedarfsniveau, im Vergleich zum Einfamilienhaus (EFH) stärker ausgeprägt ist, da im Verhältnis die verbrauchsgebundenen Kosten einen größeren Anteil einnehmen. Im Vergleich zu den Szenarien mit photovoltaischen Systemen, stellen sich Szenarien mit solarthermischen Systemkonzepten, bei größeren Kollektorflächen als teurer dar, wohingegen bei kleineren solarthermischen Kollektorflächen annähernd das Niveau der Szenarien mit photovoltaischen Systemkonzepten erreicht wird. Zudem können Primärenergiebedarf bzw. CO₂-äquivalenten Emissionen (siehe folgende Analysen) bereits mit kleinen solarthermischen Systemkonzepten deutlich reduziert werden.

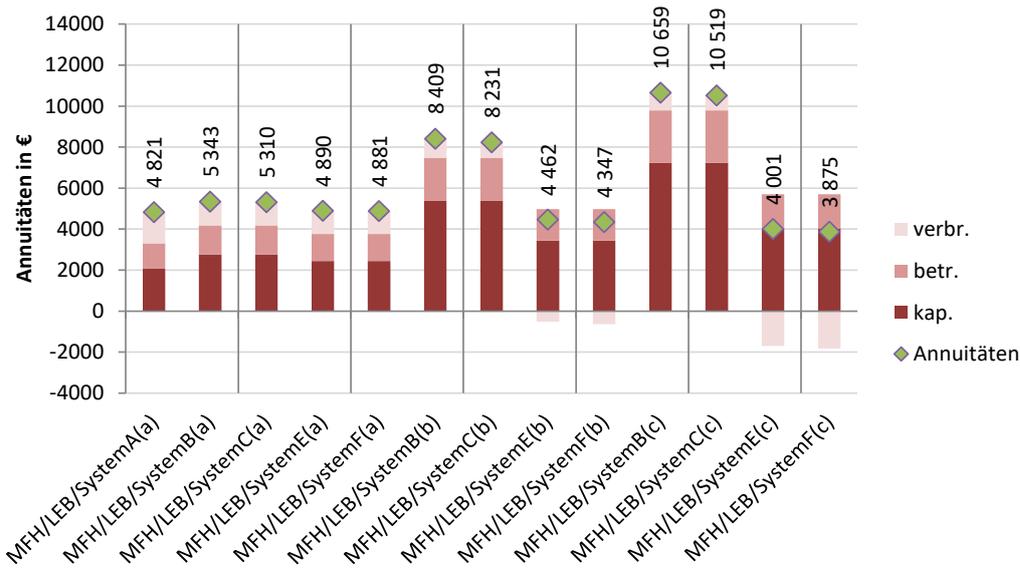


Abbildung 41: Annuitäten für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB

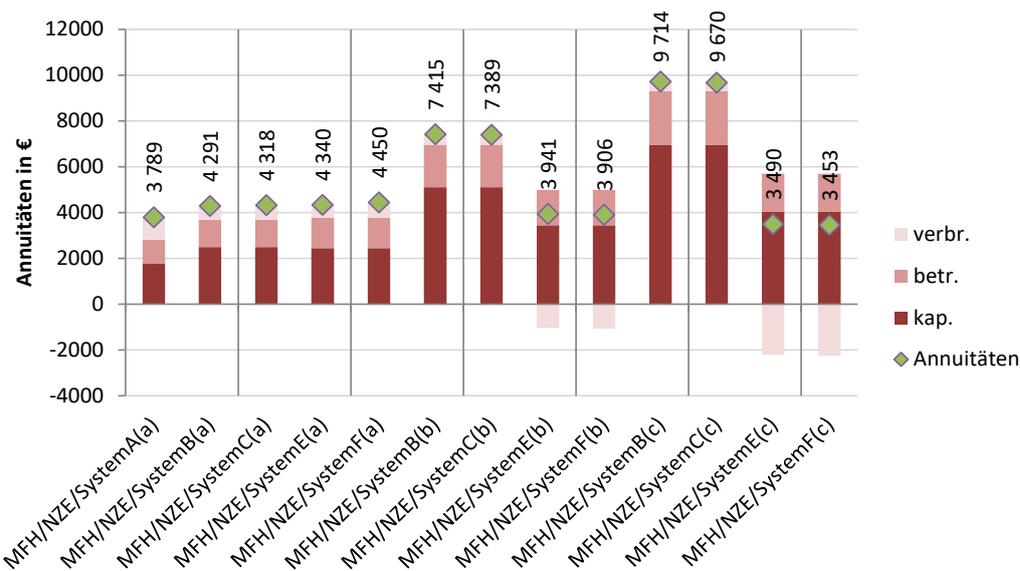


Abbildung 42: Annuitäten für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE

In Abbildung 43 und Abbildung 44 ist der **Primärenergiebedarf** aller untersuchten Systemkonzepte für das Mehrfamilienhaus (MFH) dargestellt. Ohne solare Umwandlungstechnologien liegt der Primärenergiebedarf der Referenzsysteme, abhängig von der Ausstattung des Gebäudes, beim Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy (MFH/NZE/SystemA) bei rund 12400 kWh/a und beim Wärmebedarfsniveau Low Energy Building (MFH/LEB/SystemA) bei rund 19300 kWh/a. Mit allen untersuchten Systemkonzepten konnte der Primärenergiebedarf durch die Integration solarer Anlagen deutlich reduziert werden.

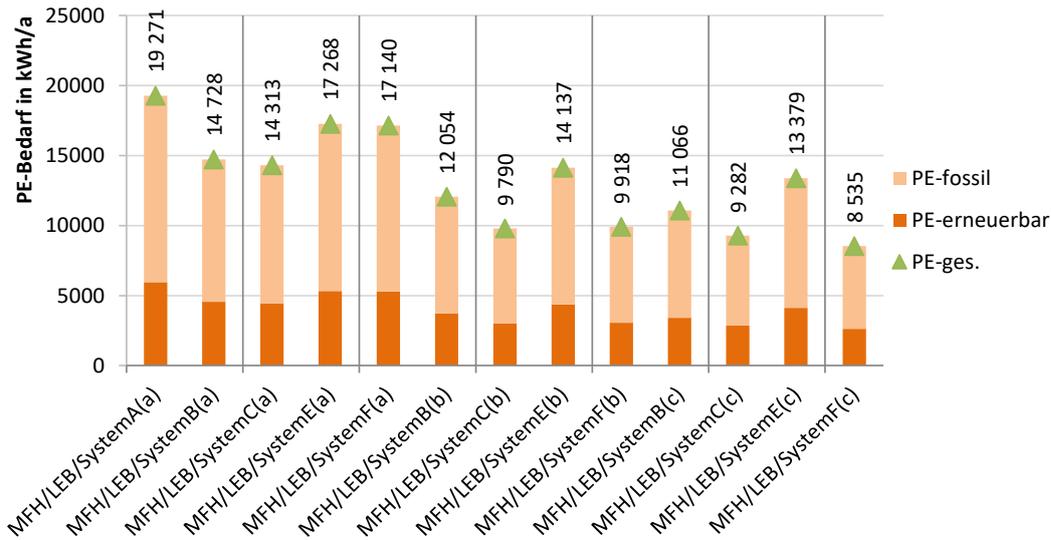


Abbildung 43: Primärenergiebedarf für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB

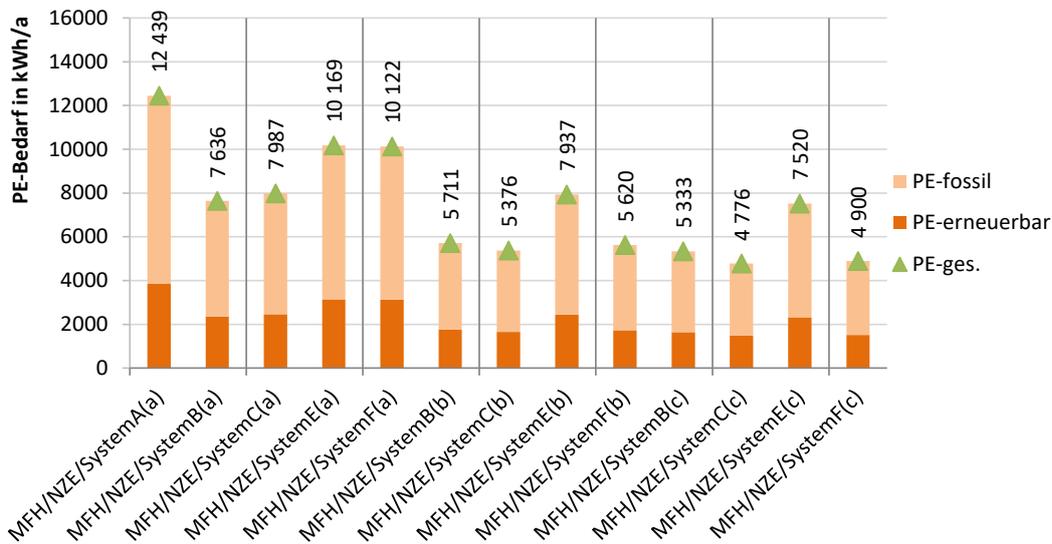


Abbildung 44: Primärenergiebedarf für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE

Abbildung 45 zeigt die Primärenergie- bzw. CO₂-Einsparungen in den Systemkonzepten zur Wärmeversorgung, jeweils bezogen auf die beiden als Referenz angesetzten Systemkonzepte. Diese basieren auf dem Systemkonzept A und beinhalten das Wärmebedarfsniveau „Nearly Zero Energy“ (Szenario: EFH/NZE/SystemA) und das Wärmebedarfsniveau „Low Energy Building“ (Szenario: EFH/LEB/SystemA).

Hierbei ist klar zu erkennen, dass die Systeme mit solarthermischen Kollektoren mit kleinen bis mittelgroßen Kollektorflächen deutlich höhere Einsparungen im PE-Bedarf sowie in den CO₂-äquivalenten Emissionen als Systemkonzepte mit photovoltaischen Anlagen erreichen. Mit größer werdenden Kollektorflächen nähern sich die Szenarien mit photovoltaischen Anlagen an die Szenarien mit solarthermischen Anlagen, in Bezug auf die Einsparungen, an.

In Gebäuden im Wärmebedarfsniveau „Nearly Zero Energy“ ist der Unterschied in der Einsparungen (PEB, CO₂) zwischen Systemkonzept B und C (solarthermische Systeme) und zwischen den Systemkonzepten E und F (photovoltaische Systeme) verhältnismäßig gering, wohingegen bei Gebäuden mit dem höheren Wärmebedarfniveau „Low Energy Building“ sich die direkte Beladung (Bypass des Pufferspeichers) des Betonkerns sowie die angepasste Regelung deutlich positiv auswirken.

Die solarthermischen Systemkonzepte (System B und System C) sparen bei 25 m² Kollektorfläche, im Vergleich zu den photovoltaischen Systemkonzepten (System E und System F) rund doppelt so viel Primärenergie bzw. CO₂ ein.

Um die gleiche Einsparung mit dem photovoltaischen Systemkonzepten zu erreichen (bei annähernd gleichen Annuitäten), werden rund 75 m² photovoltaische Kollektorfläche benötigt. Dieser Flächenvorteil reduziert sich mit ansteigender Kollektorfläche. Ab ca. 125 m² Kollektorfläche wird in etwa dieselbe Primärenergieeinsparung erreicht. Darüber hinaus weisen die Systeme mit Integration photovoltaischer Anlagen primärenergetische als auch wie ökonomische Vorteile auf.

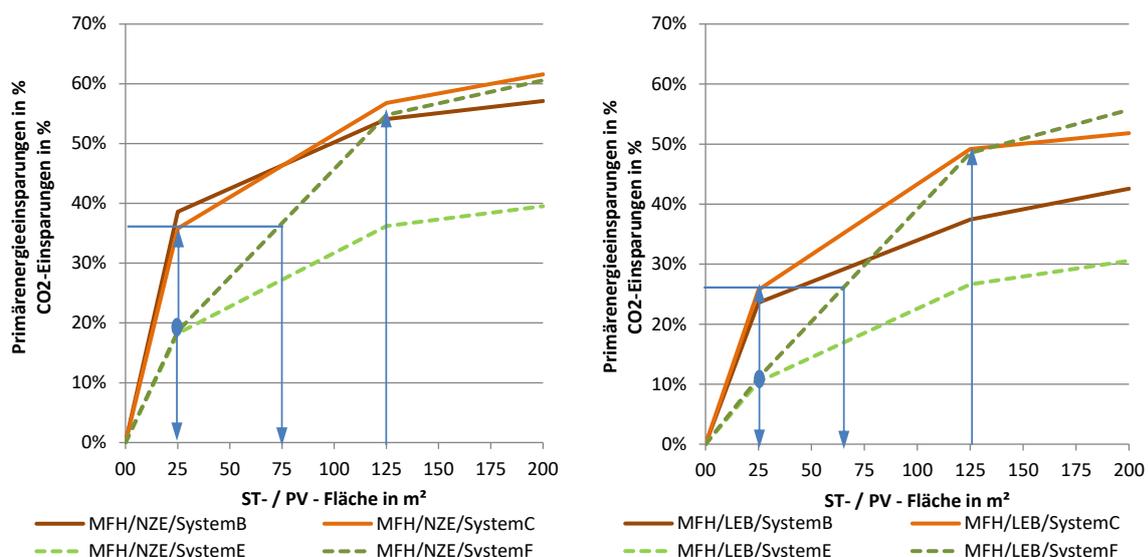


Abbildung 45 Primärenergie- und CO₂-Einsparungen für das Mehrfamilienhaus MFH; links: im Wärmebedarfsniveau NZE, rechts: im Wärmebedarfsniveau LEB

Kombinierte Darstellungen – Primärenergie und Wärmegestehungskosten

Wie bei den Analysen für das Einfamilienhaus (EFH) erfolgt in den nachfolgenden Abbildungen eine kombinierte Darstellung der beiden Größen (Primärenergie und Wärmegestehungskosten) für die vielversprechendsten Systemkonzepte C & F. Auf die farblich markierten Bereiche wird nachfolgend eingegangen.

Der dunkelorange Bereich für das Mehrfamilienhaus (MFH) im Wärmebedarfsniveau NZE visualisiert jenen Bereich indem die LCOH des solarthermischen Systemkonzeptes C unter jenen des photovoltaischen Systemkonzeptes F liegen. In diesem Bereich bis rund 42 m² solare Umwandlungsfläche können zudem deutlich größere PE-Einsparungen mit Systemkonzept C erreicht werden. Wird wie bereits im Einfamilienhaus (EFH) davon ausgegangen, dass es keine Einspeisevergütungen gibt, erhöht sich der Bereich indem das Systemkonzept C aus wirtschaftlicher sowie ökologischer Sicht Vorteile gegenüber dem Systemkonzept F aufweist (helloranger Bereich). Im hellgrünen Bereich, zwischen 42 und 125 m² solare Umwandlungsflächen weist das Systemkonzept C immerhin noch ökologische Vorteile gegenüber dem Systemkonzept F auf. Ab einer Fläche von über 125 m² (dunkelgrüner Bereich) sind die PE-Einsparungen von Systemkonzept C und Systemkonzept F annähernd gleich und das Systemkonzept F weist zudem deutlich geringere LCOH auf.

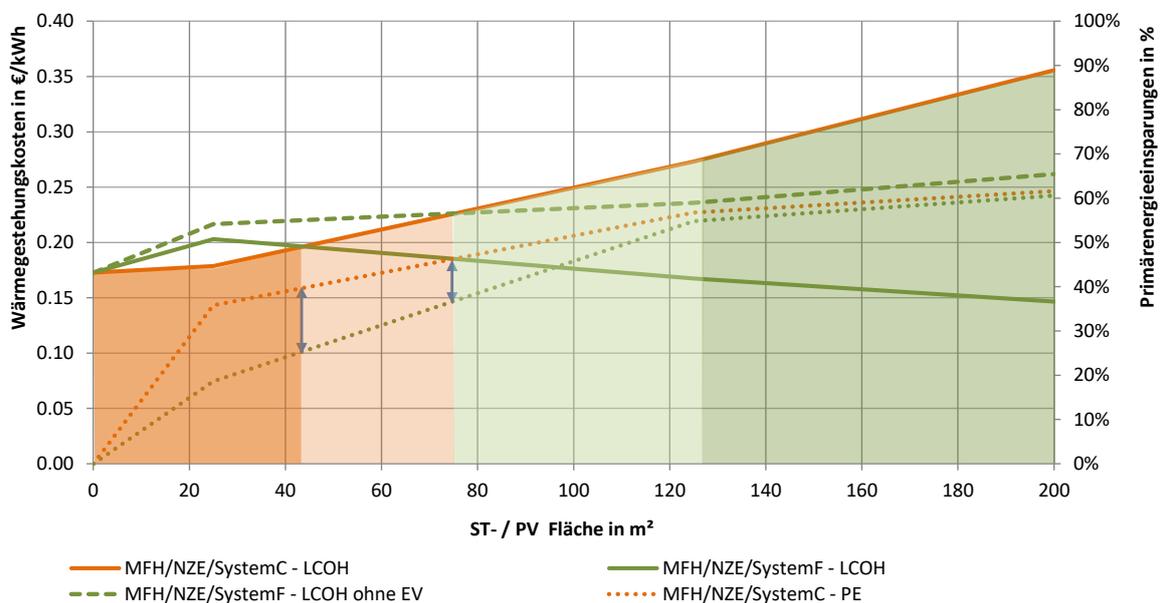


Abbildung 46: LCOH für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung

Beim Mehrfamilienhaus im Wärmebedarfsniveau LEB sind die LCOH der solarthermischen Systeme (System C) immer höher als das Systemkonzept F. Bis zu einer Fläche von rund 32 m² Kollektorfläche weist das Systemkonzept C bei der Annahme des Wegfalls der Einspeisevergütung einerseits in etwa die gleichen LCOH wie das Systemkonzept F auf, andererseits auch deutlich höhere PE-Einsparungen. Zwischen 32 und 125 m² weist das Systemkonzept C aus ökologischer Sicht noch Vorteile auf. Ab 125 m² werden mit dem Systemkonzept F höhere PE-Einsparungen sowie niedrigere LCOH erreicht.

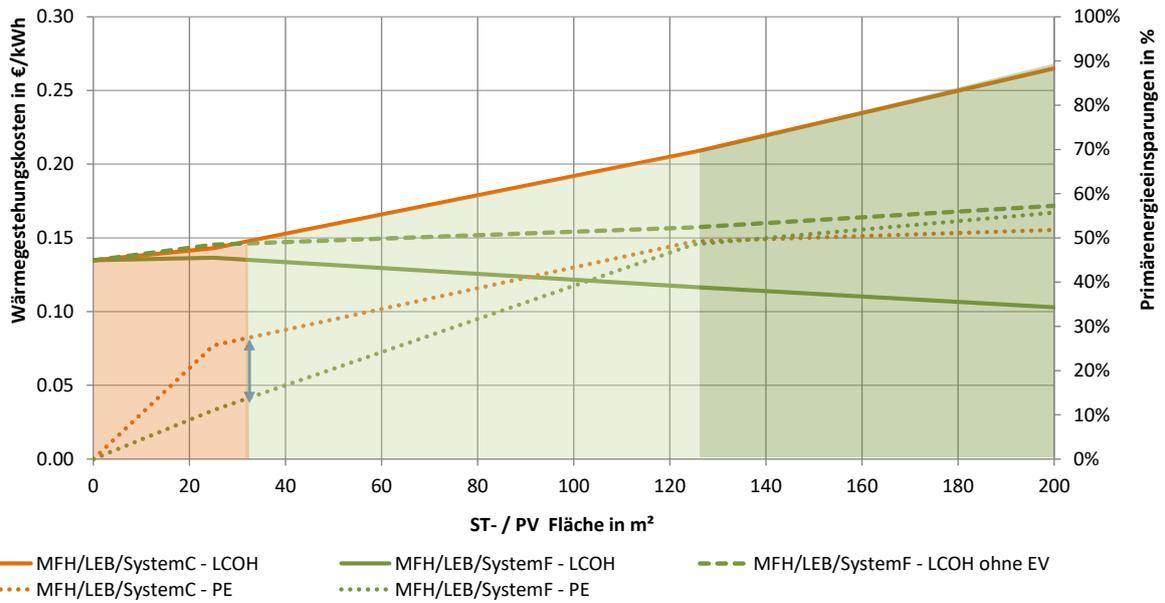


Abbildung 47: LCOH für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung

2.4.3 Werkhalle WHA

Analog zu den Analysen im Einfamilienhaus (EFH) sowie Mehrfamilienhaus (MFH) wurden die Investitionskosten für die unterschiedlichen Wärmeversorgungskonzepte auf Basis der in Bewertungsgrößen (Kapitel 1.4.4) bestimmt und in einer Kostenmatrix zusammengefasst. Die angenommenen spezifischen Kosten für die Wärmepumpen inklusive Montage und Inbetriebnahme lagen bei der Luft/Wasserwärmepumpe mit den rund 65 kW bei ca. 740 €/kW und bei der Solar/Wasserwärmepumpe inkl. zusätzlichem Erdreichwärmetauscher bei ca. 1030 €/kW. Abbildung 48 gibt einen Überblick über die Investitionskosten für die Systemkonzepte der Werkhalle. Bei rund 1440 m² NGF erreichen die Kosten für die Bauteilaktivierung, ca. 30 bis 40 % der Gesamtkosten der Energiesysteme ohne solare Umwandlungstechnologien.

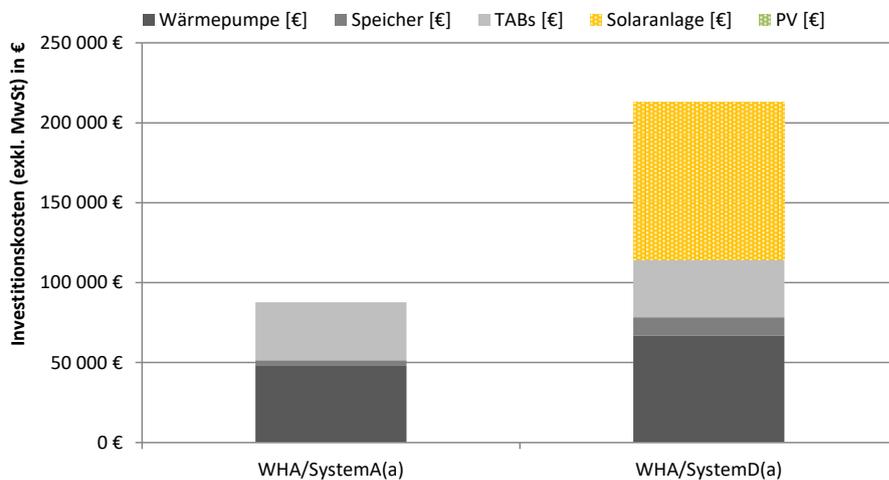


Abbildung 48: Investitionskosten für die Werkhalle WHA

Abbildung 49 und Abbildung 50 zeigen, ebenfalls bezogen auf den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, die spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH) sowie die Annuitäten für die Werkhalle (WHA) in €/kWh. Wie bereits auch die energetischen Analysen gezeigt, sind die Systemkonzepte mit Kollektorflächen über 200 m² (WHA/SystemD(b) und WHA/SystemD(c)) auch aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht relevant und wurden daher auch nicht dargestellt.

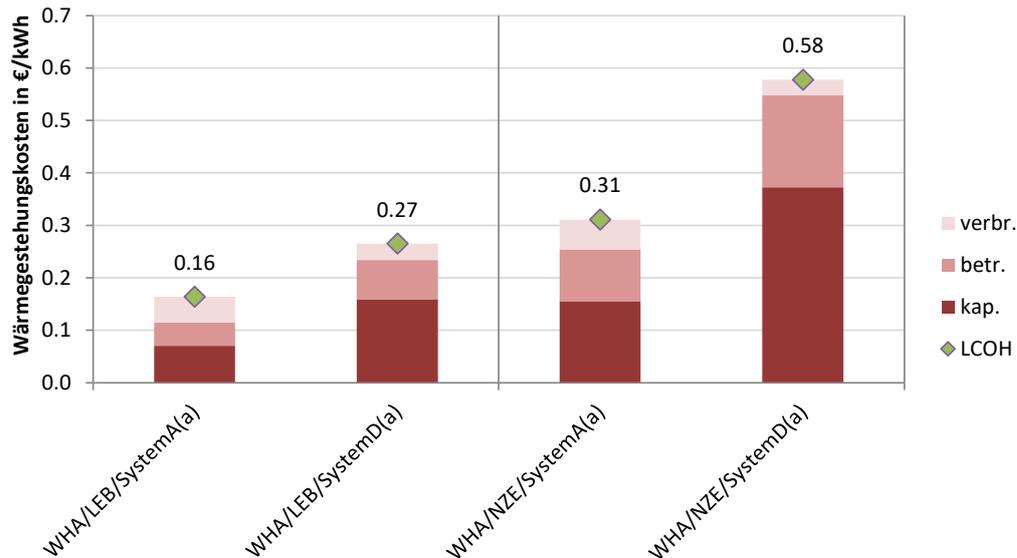


Abbildung 49: Wärmegestehungskosten (LCOH) für die Werkhalle WHA im Wärmebedarfsniveau LEB/NZE

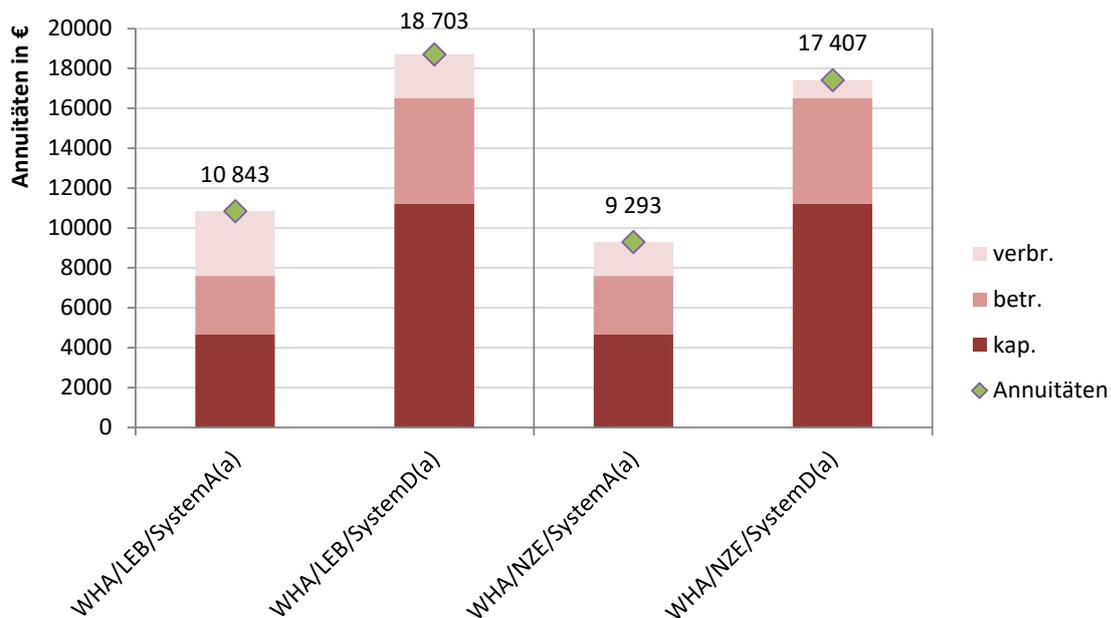


Abbildung 50: Annuitäten der Werkhalle WHA im Wärmebedarfsniveau LEB/NZE

In Abbildung 51 ist der Primärenergiebedarf der untersuchten Systemkonzepte mit der Luft/Wasser Wärmepumpe sowie der Sole/Wasser Wärmepumpe für die Werkhalle dargestellt. Mit dem Systemkonzept D in Kombination mit 200 m² Kollektorfläche können abhängig von der Ausstattung des Gebäudes, beim Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy rund 46 % und beim Wärmebedarfsniveau Low Energy Building rund 32 % des Primärenergiebedarfs bzw. der CO₂-äquivalenten Emissionen eingespart werden.

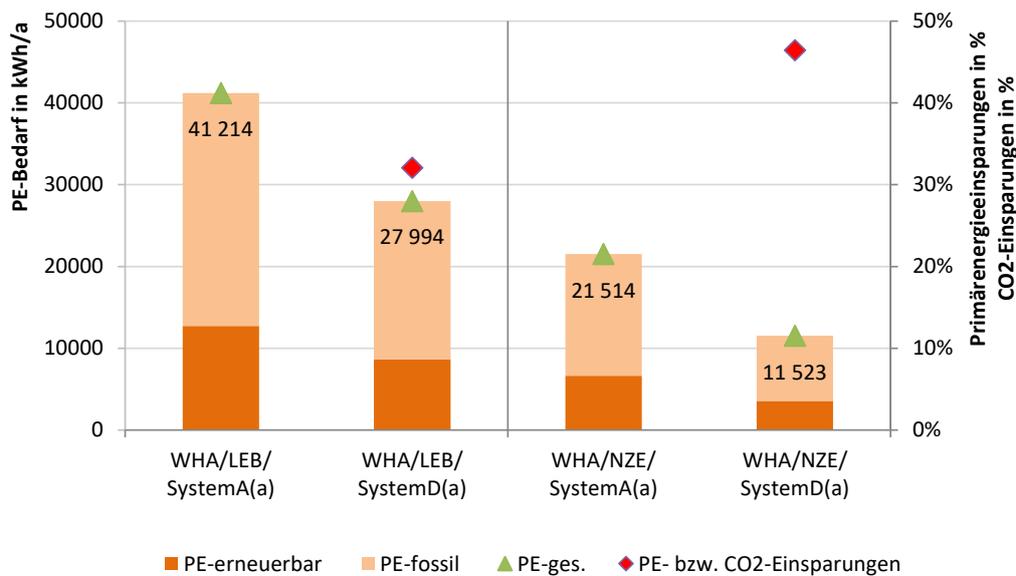


Abbildung 51: Primärenergiebedarf sowie Primärenergie- und CO₂-Einsparungen für die Werkhalle WHA

2.5 Leitfaden zur Dimensionierung solarunterstützter Bauteilaktivierung

Thermisch aktivierte Bauteile können sowohl als Wärmeabgabesystem, als auch, bis zu einem gewissen Ausmaß, als Wärmespeicher eingesetzt werden. Werden massive Geschoßdecken als Wärmeabgabesystem eingesetzt, dann stehen, in Relation zum Raumvolumen, große Wärmeabgabeflächen zur Verfügung, wodurch mit niedrigen Übertemperaturen bezogen auf die gewünschte Raumtemperatur gearbeitet werden kann. Die Nutzung aktiver Solarsysteme als Wärmequelle bietet sich dabei ebenso an wie die Integration einer Wärmepumpe um zu jedem Zeitpunkt des Jahres das benötigte Temperaturniveau erreichen zu können.

Das Ziel des vorliegenden Leitfadens ist eine Übersicht über die Zusammenhänge der wesentlichen Bewertungsgrößen derartiger Systemkonfigurationen zu geben. Einerseits wird Hilfestellung in Bezug auf die Wahl des Versorgungssystems gegeben, wobei die Frage im Vordergrund steht, ob ein solarthermisch oder ein solarelektrisch unterstütztes Versorgungssystem für den jeweiligen Anwendungsfall passend erscheint. Andererseits wird die Dimensionierung der einzelnen Systemkomponenten diskutiert und wesentliche diesbezügliche Zusammenhänge erläutert. Die dargestellten Ergebnisse basieren auf zwei Vergleichsgebäuden, einem Einfamilienhaus und einem Mehrfamilienhaus, die jeweils mit einem solarthermisch oder alternativ mit einem solarelektrisch unterstützten Versorgungskonzept, mit Wärme versorgt werden. Dadurch ergeben sich vier grundlegende Konfigurationen, die in der Folge dargestellt werden (Abbildung 52).



Abbildung 52: Untersuchte Konfigurationen

Als Grundlage aller Gebäude- und Anlagensimulationen wurde ein für die Stadt Graz durchschnittlicher Klimadatensatz mit einem Jahresmittel der Außenlufttemperatur von 10.7 °C, gewählt (Heizgradtage 3102 Kd; Globalstrahlung auf die Horizontale 1206 kWh/m²a und Diffusstrahlung auf die Horizontale 616 kWh/m²a).

Die folgenden Ausführungen stützen sich auf eine umfangreiche Matrix aus Simulationsszenarien. Die Simulationsumgebung TRNSYS wurde genutzt um detaillierte instationäre numerische Modelle von Vergleichsgebäuden und Wärmeversorgungskonzepten zu erstellen und auszuwerten. Die dargestellten Ergebnisse müssen dabei immer unter der Zugrundelegung der getroffenen Annahmen interpretiert werden.

2.5.1 Vergleichsgebäude Einfamilien- und Mehrfamilienhaus

Die Vergleichsgebäude Einfamilienhaus bzw. Mehrfamilienhaus repräsentieren zwei Gruppen an möglichen Anwendungsfeldern solarunterstützter thermischer Aktivierung. Tabelle 9 zeigt die getroffenen Annahmen, gegliedert in zwei Wärmebedarfsniveaus. Das Wärmebedarfsniveau „Low Energy Building“ entspricht dem aktuellen Baustandard von Neubauten in Österreich, wohingegen das Wärmebedarfsniveau „Nearly Zero Energy Building“ einen hervorragenden Wärmeschutz aufweist, der in etwa mit einer passivhaustauglichen Gebäudehülle gleichgesetzt werden kann.

Tabelle 9: Annahmen zu den Vergleichsgebäuden

			Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus
Geometrie		Nutzfläche	120 m ²	540 m ²
		Nettovolumen	336 m ³	1512 m ³
		Außenwandfläche	251 m ²	682 m ²
		Fensterfläche	29.1 m ²	134.4 m ²
		Geschoßdecken	120 m ²	540 m ²
Low Energy Building	Bauteile	U-Wert Außenwand	0.297 W/m ² K	0.297 W/m ² K
		U-Wert Innenwand	1.160 W/m ² K	1.160 W/m ² K
		U-Wert Dach	0.160 W/m ² K	0.160 W/m ² K
		U-Wert Zwischendecke	0.389 W/m ² K	0.389 W/m ² K
		U-Wert Fenster	0.598 W/m ² K	0.598 W/m ² K
	Wärmebedarf	Warmwasserbedarf	19.7 kWh/m ² a	19.7 kWh/m ² a
		Heizwärmebedarf	41.6 kWh/m ² a	37.5 kWh/m ² a
Nearly Zero Energy Building	Bauteile	U-Wert Außenwand	0.171 W/m ² K	0.171 W/m ² K
		U-Wert Innenwand	1.160 W/m ² K	1.160 W/m ² K
		U-Wert Dach	0.128 W/m ² K	0.128 W/m ² K
		U-Wert Zwischendecke	0.389 W/m ² K	0.389 W/m ² K
		U-Wert Fenster	0.598 W/m ² K	0.598 W/m ² K
	Wärmebedarf	Warmwasserbedarf	19.7 kWh/m ² a	19.7 kWh/m ² a
		Heizwärmebedarf	17.4 kWh/m ² a	15.8 kWh/m ² a

2.5.2 Solarthermisches- und solarelektrisches Versorgungskonzept

Im Folgenden werden zwei Wärmeversorgungskonzepte vorgestellt, die aus der Bearbeitung des Projektes solSPONGEhigh hervorgegangen sind. Ein Konzept basiert auf dem Ansatz, dass eine gebäudeintegrierte thermische Solaranlage genutzt wird um den Heizwärmebedarf eines Gebäudes und dessen Wärmebedarf zur Brauchwassererwärmung in Kombination mit einer Wärmepumpe zu decken. Das alternative Konzept sieht eine gebäudeintegrierte solarelektrische (d.h. photovolatische) Solaranlage vor, die ebenfalls in Kombination mit einer Wärmepumpe den gesamten Wärmebedarf eines Gebäudes abzudecken hat. Gemeinsam ist beiden Konzepten ein thermischer Pufferspeicher, in „gemäßigter“ Dimensionierung und thermisch aktivierte Geschoßdecken.

Solarthermisches Versorgungskonzept

Der thermischen Solaranlage stehen einerseits ein Pufferspeicher und andererseits die thermisch aktivierten Geschossdecken als Wärmesenke zur Verfügung (Abbildung 53). Zur Abdeckung des verbleibenden Wärmebedarfs ist zusätzlich eine Luft-Wasser Wärmepumpe vorgesehen. Die thermische Aktivierung der Geschossdecken erfolgt somit einerseits durch die thermische Solaranlage bzw. andererseits durch eine Luft/Wasser Wärmepumpe. Ist keine bzw. zu wenig Solarwärme verfügbar und wird Wärme für die Raumheizung benötigt, erfolgt die Raumheizung durch die Luft/Wasser Wärmepumpe. Ist Solarwärme verfügbar und befindet sich das Gebäude in der Heizsaison, wird die Gebäudespeichermasse solarthermisch auf ein höheres Temperaturniveau beladen als durch die Luft/Wasser Wärmepumpe (+ 2 K). Dadurch kann der Einsatz der Luft/Wasser Wärmepumpe reduziert werden bzw. Wärme aus Schönwetterphasen in Zeiten mit erhöhtem Wärmebedarf verschoben werden. Das solarthermische Wärmeversorgungssystem entspricht dem Systemkonzept C im Endbericht des Projektes solSPONGEhigh.

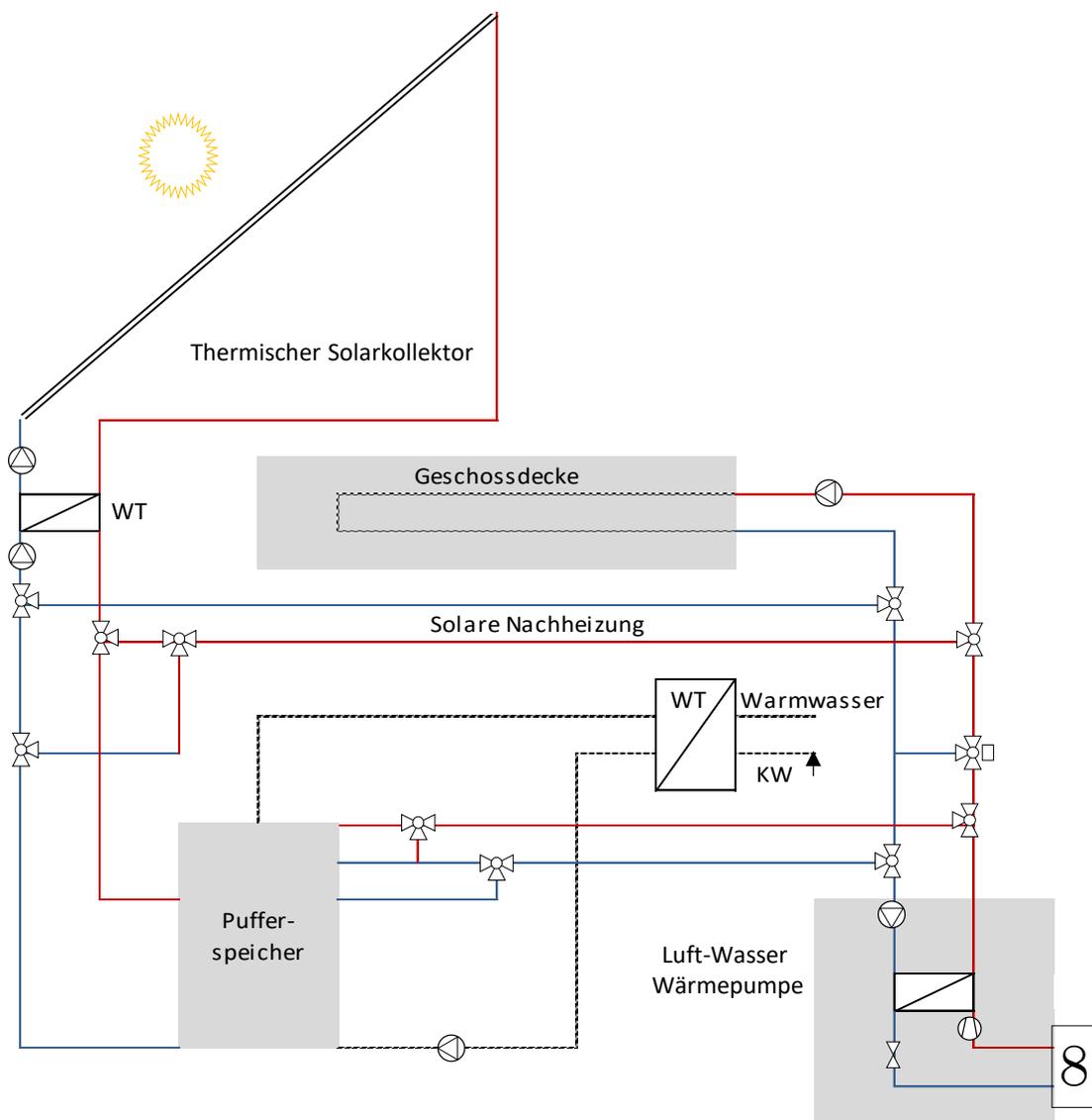


Abbildung 53: Schema des solarthermischen Versorgungskonzeptes

Solarelektrisches Versorgungskonzept

Im Vergleich zum solarthermischen Wärmeversorgungskonzept wird beim solarelektrischen System der gesamte Wärmebedarf durch eine Luft/Wasser Wärmepumpe abgedeckt. Das Ziel der Beladungsstrategie ist hier, einen möglichst hohen Anteil der photovoltaisch gewonnenen Energie zum Antrieb der Luft/Wasser Wärmepumpe verwenden zu können. Auch hier unterscheidet die Beladungsstrategie grundsätzlich zwischen zwei Betriebsweisen. In Zeiten, in denen die photovoltaisch gewonnene Energie nicht ausreicht um die Luft/Wasser Wärmepumpe entsprechend dem Wärmebedarf zu betreiben, wird Strom aus dem Netz bezogen. In Zeitspannen, in denen der Solarertrag ausreicht, werden in der Heizsaison, äquivalent zum solarthermischen System, die Geschosdecke mit einem höheren Temperaturniveau (+ 2 K) beladen. Dadurch wird nicht nur der Eigenverbrauchsanteil der photovoltaischen Anlage erhöht, sondern es wird gleichzeitig der Strombezug aus dem elektrischen Netz reduziert. Das solarelektrische Systemkonzept entspricht dem Systemkonzept F im Endbericht des Projektes solSPONGEhigh.

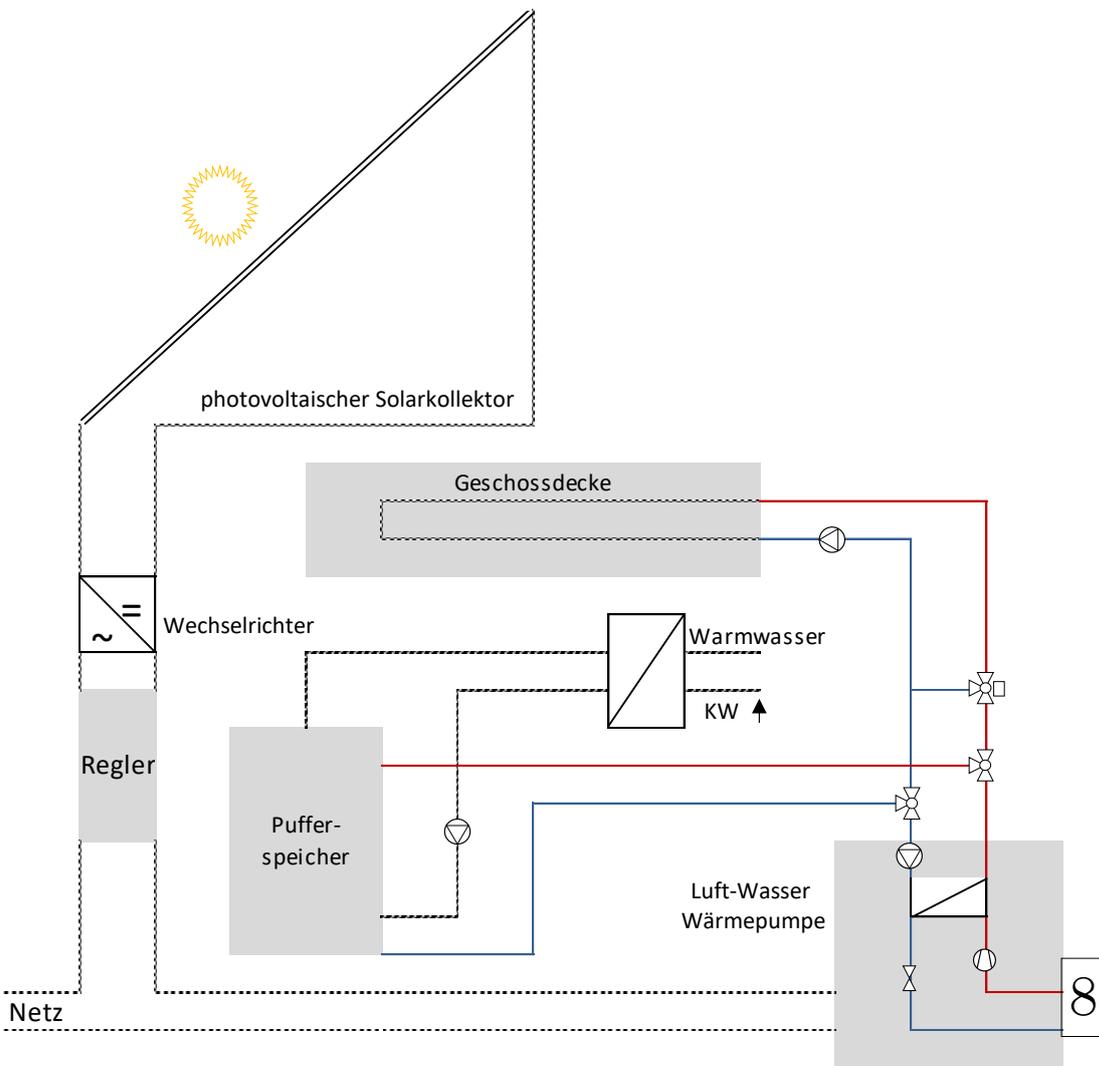


Abbildung 54: Schema des solarelektrischen Versorgungskonzeptes

Thermische Aktivierung der Geschoßdecken

In einer Tiefe von 125 mm vom unteren Deckenrand sind in der Geschosdecke, Kunststoffrohre für das Aktivieren des Betonkerns platziert. Die Rohre, mit einem Abstand von ca. 200 mm verlegt, weisen einen Außendurchmesser von 18 mm und eine Rohrwandstärke von 2 mm auf. Als Wärmeträgermedium wird Wasser (spezifische Wärmekapazität 4.19 kJ/kgK) verwendet. Diese thermisch aktivierte Geschoßdecke ist die einzige Wärmeabgabefläche, die den Räumen zur Beheizung zur Verfügung steht.

Bewertungsgrößen

Um eine vergleichende Bewertung, der verschiedenen betrachteten Systeme, zu ermöglichen, wurden energietechnische Bewertungsgrößen definiert. In Systemen in denen solare Anlagen mit Wärmepumpen kombiniert werden, stellt der Gesamtstromverbrauch der Anlage eine wichtige Kennzahl dar. Dadurch können die jährlichen Betriebskosten unter Verwendung des Strompreises ermittelt werden. Der Gesamtstromverbrauch beinhaltet den Stromverbrauch des Kompressors der Wärmepumpe, der jeweiligen Pumpen in den Hydraulikkreisen bzw. der benötigten Regelung der Anlage (ohne Haushaltsstrom). Für die Bewertung der Leistungsfähigkeit der Systeme mit Solaranlagen (sowohl thermisch als auch elektrisch) wurde die Bewertungsgröße des solaren Deckungsgrades gewählt. Dabei wird der thermische solare Deckungsgrad mit SD bzw. der elektrische solare Deckungsgrad mit SD' bezeichnet. Der thermische solare Deckungsgrad berechnet sich aus der generierten Wärmemenge der thermischen Solaranlage geteilt durch die generierte Wärmemenge der thermischen Solaranlage plus der thermischen Nachheizenergie der Wärmepumpe. Der elektrische solare Deckungsgrad stellt den Eigenverbrauchsanteil der photovoltaischen Anlage dar und ermittelt sich als Anteil des Stroms der direkt von der photovoltaischen Anlage genutzt werden kann zum gesamten vom Kompressor der Wärmepumpe benötigten Strombedarf. Als weitere Kennzahl wurde die Auslastung als spezifische Kenngröße definiert. Diese berechnet sich aus dem Nutzwärmebedarf des Gebäudes dividiert durch die installierte Kollektorfläche der Solaranlage. In Tabelle 10 werden die Definitionen der verwendeten Bewertungsgrößen angegeben (siehe auch Kapitel 1.4.3).

Tabelle 10: Bewertungsgrößen die im Leitfaden Verwendung finden

Gesamtstromverbrauch der Anlage	$W_{el,tot} = \int P_{el,tot} dt \text{ [kWh]}$
Nutzwärmebedarf	$Q_{Nutz} = \int \dot{Q}_h \cdot dt + \int \dot{Q}_{DHW} dt \text{ [kWh]}$
Solarer Deckungsgrad SD	$SD = \frac{\int \dot{Q}_{Solar} dt}{\int (\dot{Q}_{Solar} + \dot{Q}_{WP,Kond}) dt} \text{ [%]}$

Solarer Deckungsgrad SD'	$SD' = \frac{\int P_{elKomp,EV} dt}{\int P_{elKomp,ges} dt} [\%]$
Auslastung	$A_{II} = \frac{Q_{Nutz}}{A_{Koll}} = \frac{(Q_h + Q_{DHW})}{A_{Koll}} \left[\frac{kWh}{a} / m^2 \right]$

$P_{el,tot}...$	Gesamte elektrische Leistung der Haustechnik ohne Haushaltsstrom [kW]
$\dot{Q}_{DHW}...$	Wärmeleistung für die Warmwasserbereitung [kW]
$\dot{Q}_h...$	in das Gebäude eingebrachte Heizleistung [kW]
$\dot{Q}_{Solar}...$	Solarthermische Leistung am Kollektor [kW]
$\dot{Q}_{WP,Kond}...$	Am Kondensator der Wärmepumpe abgegebene Wärmeleistung [kW]
$P_{elKomp,EV}...$	Elektrische Leistung Kompressor Wärmepumpe (Strom von PV Anlage)
$P_{elKomp,ges}...$	Elektrische Leistung Kompressor Wärmepumpe [kW]
$A_{Koll}...$	Absorberfläche (netto) - solarthermischer oder solarelektrischer Kollektor [m ²]
$\dot{Q}_{Nutz}...$	Wärmeleistung Warmwasserbereitung und Raumheizung [kW]

2.5.3 Dimensionierung solarthermisch unterstützter Bauteilaktivierung

Anhand Abbildung 55 bis Abbildung 58 können solarthermische bzw. solarelektrische Wärmeversorgungssysteme für Einfamilien- bzw. Mehrfamilienwohnhäuser mit Bauteilaktivierung dimensioniert werden.

Durch die Auslastung (A_{II}) (berechnet sich aus dem Nutzwärmebedarf dividiert durch die solare Kollektorfläche) kann für zwei unterschiedliche Dämmstandards (Low Energy Building und Nearly Zero Energy Building) der solare Deckungsgrad (SD bzw. SD') ermittelt werden (durchgezogene Linie). Eine weitaus wichtigere Kennzahl für den Nutzer stellt der spezifische jährliche Strombedarf der Anlage ($w_{el,tot}$) dar (punktirierte Linie). Basierend auf dem spezifischen Strombedarf kann durch die Auswahl der passenden Bruttogeschossfläche des Gebäudes (unterer Teil der Grafik) auf die jährlichen Stromverbrauch ($W_{el,tot}$) für den Nutzer, welche für die Wärmebereitstellung aufgewendet werden müssen, rückgeschlossen werden.

In den Abbildung 55 und Abbildung 56 ist das solarthermische Systemkonzept ersichtlich, dass mit steigender thermischer Kollektorfläche der solare Deckungsgrad (SD) steigt. Daraus resultierend sinkt auch der spezifische elektrische Stromverbrauch ($w_{el,tot}$) mit steigender Kollektorfläche. Im Vergleich zum Low Energy Building (42 kWh/m²a) erreicht das Nearly Zero Energy Building (17 kWh/m²a) bei gleicher Auslastung einen höheren solaren Deckungsgrad. Dies kann aufgrund des geringeren Wärmebedarfs basierend auf einer besseren thermischen Gebäudehülle erklärt werden, was zu einer längeren Speicherung der Wärme in der Speichermasse des Gebäudes führt. Für das Mehrfamilienwohng Gebäude (Abbildung 56) sieht das Dimensionierungsdiagramm sehr ähnlich aus.

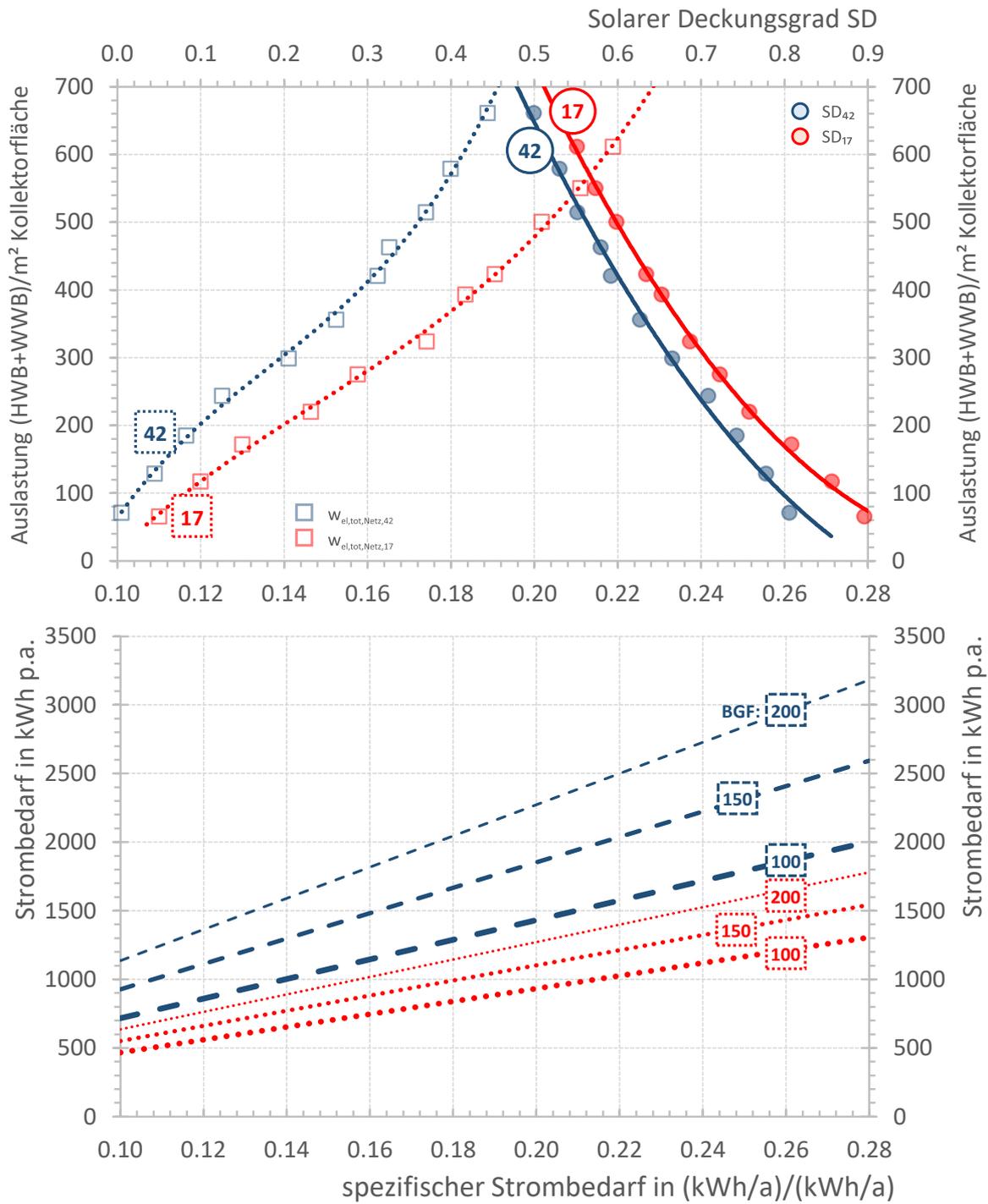


Abbildung 55: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Einfamilienhaus (Solarthermie)

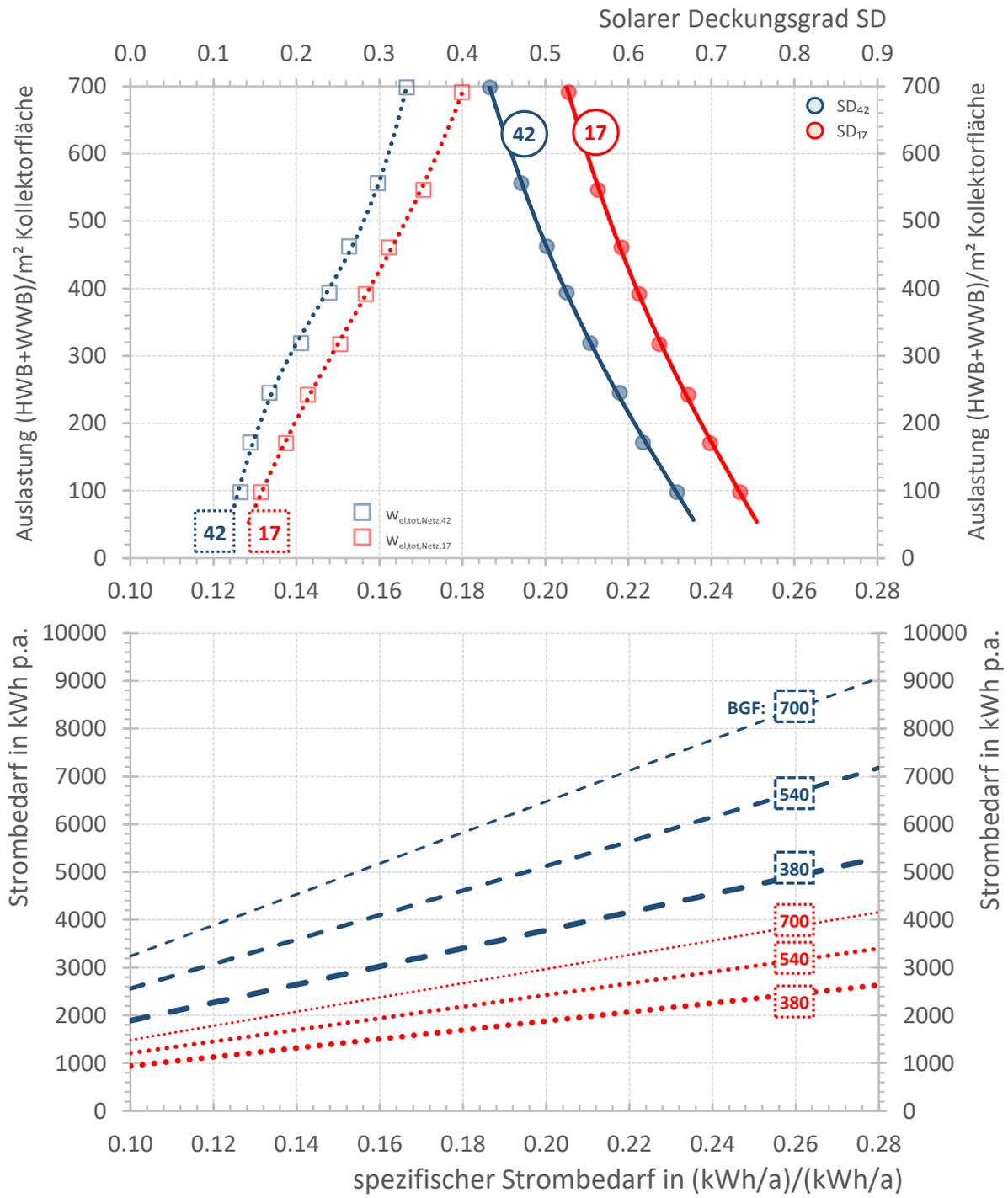


Abbildung 56: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Mehrfamilienhaus (Solarthermie)

2.5.4 Dimensionierung solarelektrisch unterstützter thermischer Aktivierung

In Abbildung 57 und Abbildung 58 sind für das Einfamilien- und Mehrfamilienhaus mit dem solarelektrischen Wärmeversorgungssystem, die Dimensionierungsdiagramme dargestellt.

Der Unterschied zu den solarthermischen Dimensionierungsdiagrammen besteht vor allem darin, dass eine zusätzliche Kenngröße angeführt ist. Diese Größe ist durch eine punktierte Linie in Abbildung 57 und Abbildung 58 dargestellt, welche den spezifischen aus dem Netz bezogenen elektrischen Strom ($w_{el,tot,Netz}$) wiedergibt. Es ist erkennbar, dass dieser spezifische aus dem Netz bezogene elektrische Strom mit steigender Kollektorfläche (geringere Auslastung) gleich wie bei den solarthermischen Systemen sinkt.

Der spezifische elektrische Stromverbrauch des Wärmebereitstellungssystems ($w_{el,tot,Ges}$) ist strichpunktiert dargestellt. Wie ersichtlich steigt dieser geringfügig mit steigender Kollektorfläche aufgrund der zusätzlichen Beladungslaufzeiten der Gebäudespeichermasse bei ausreichender Solarstrahlung und einem daraus resultierendem PV-Stromangebot. Der vom Netz bezogene elektrische Strom sinkt dagegen mit steigender solarelektrischer Kollektorfläche.

Das Mehrfamilienwohngelände (Abbildung 58) verhält sich hinsichtlich des Dimensionierungsdiagramms sehr ähnlich.

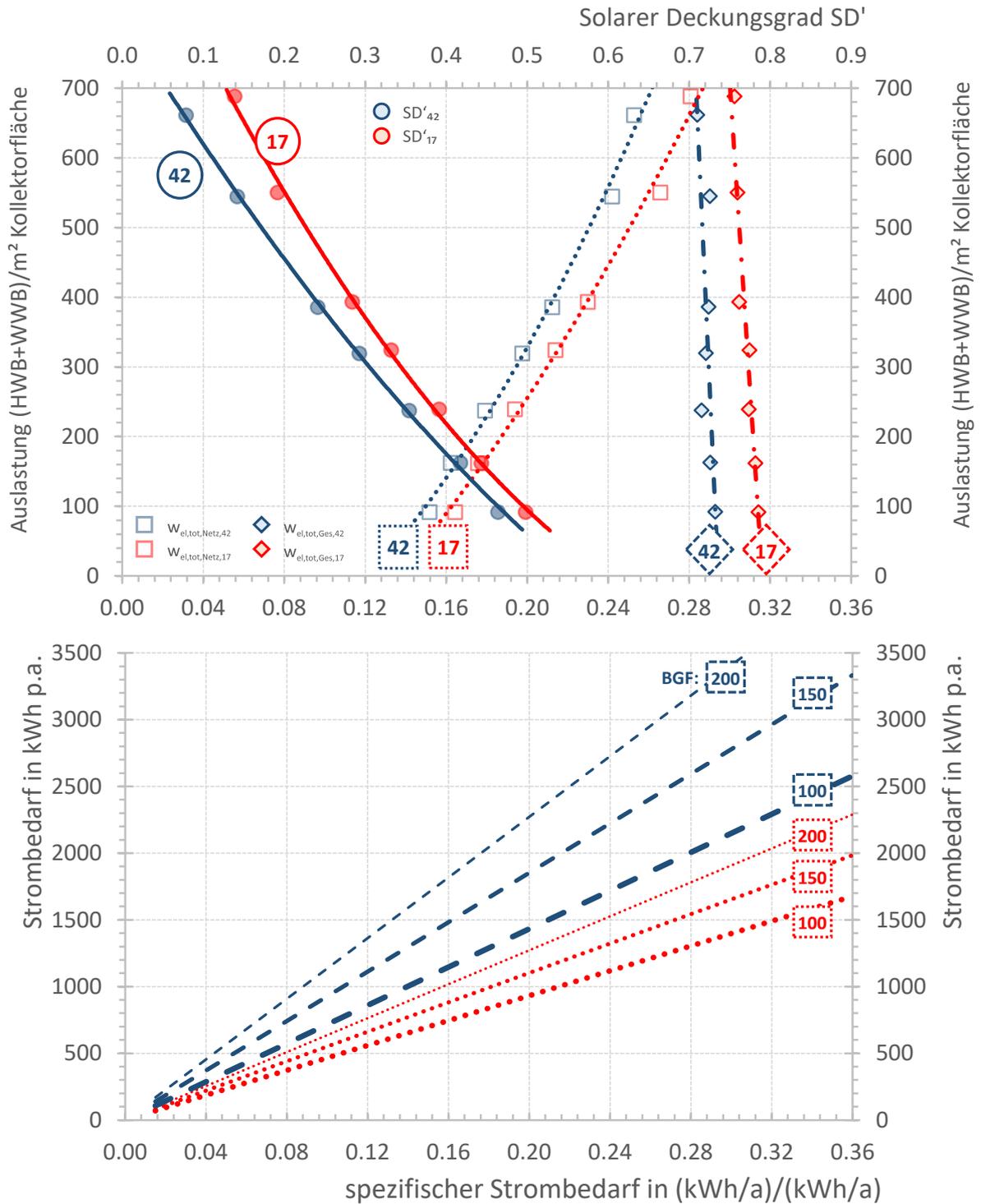


Abbildung 57: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Einfamilienhaus (Solarelektrisch)

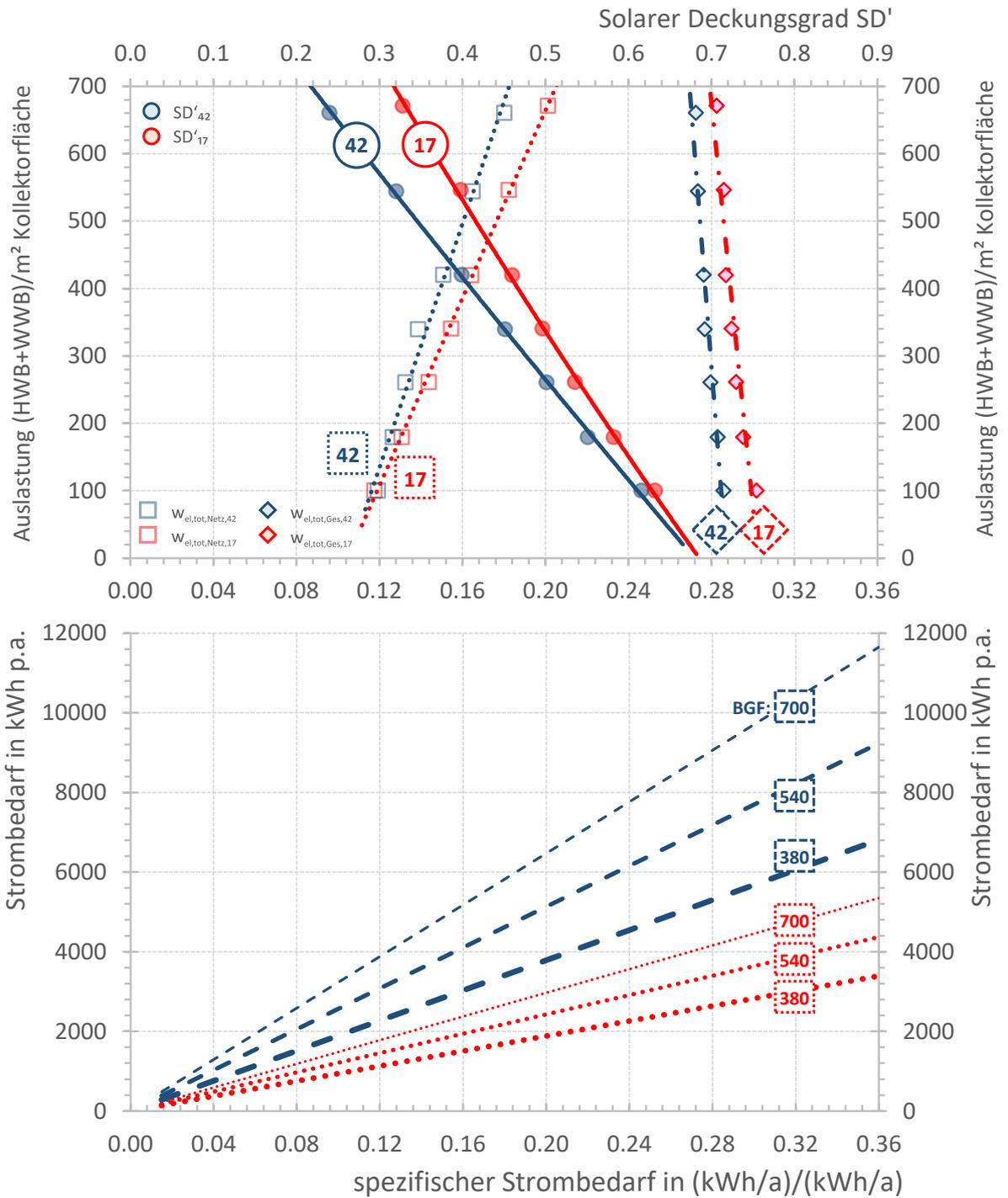


Abbildung 58: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Mehrfamilienhaus (Solarelektrisch)

2.5.5 Beispiele der Dimensionierung solarelektrischer und solarthermischer Systemkonzepte

Die Dimensionierung mit den gezeigten Nomogrammen ist an gewisse Rahmenbedingungen gebunden. So sind die Nomogramme nur für die definierten Gebäudetypen und Wärmebedarfsniveaus und unter den getroffenen Rahmenbedingungen, hinsichtlich spezifischem Solar Speichervolumen, Warmwasserzapfprofil, Klimadaten, Neigung und Typ des solarthermischen bzw. solarelektrischen Kollektors, Regelung und Betonkernaktivierung gültig (siehe auch Kapitel 1.4 und 2.1). Dimensioniert man ein Systemkonzept, das grundlegend von diesen Rahmenbedingungen abweicht, wird dies bei der Nutzung der Nomogramme zu falschen Ergebnissen führen. In der Abbildung 59 ist für das System C (solarthermische Wärmeversorgung mit LWP und solarer Nachheizung des Betonkerns) der solare Deckungsgrad und der spezifische sowie der absolute jährliche Strombedarf als Funktion der Auslastung der Kollektorfläche dargestellt. Hohe Auslastungen (A_{II}) (siehe Tabelle 10 und Kapitel 1.4.3) bedeuten geringe solare Deckungsgrade (SD , SD') und umgekehrt. Der spezifische Strombedarf des betrachteten Systems wird umso geringer, je geringer die Auslastung der Kollektorfläche bzw. desto größer der solare Deckungsgrad wird.

Der Umgang mit bzw. die Verwendung der Nomogramme wird nachfolgend beschrieben. Die Auslegung der solarthermischen Anlage beginnt mit der Bestimmung des gesamten jährlichen Wärmebedarfs des betrachteten Geschloßwohnbaus. Der Energiebedarf für die Raumheizung (Q_h) und für den Brauchwarmwasserbedarf (Q_{DHW}) kann aus einer bestehenden Wärmebedarfsrechnung (z.B. Energieausweis; (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015)) entnommen werden.

Der Brauchwarmwasserbedarf könnte auch über die Parameter der Personenanzahl, dem spezifischen Brauchwarmwasserbedarf und der benötigten Brauchwarmwassertemperatur ermittelt werden. Über die Personenanzahl und einen gewählten Verbrauch (30 bis 50 l/d_{Pers}) erhält man den gesamten Brauchwarmwasserbedarf je Tag. Mit dieser Bandbreite des Verbrauchs hinsichtlich Warmwasser je Tag und Person und der gewählten Zapftemperatur von 45 °C, ergibt sich, umgerechnet auf den m² BGF ein Warmwasserbedarf von etwa 12 bis 20 kWh/m²a. Im zuvor erwähnten Energieausweis werden für den Wohnbau 12.78 kWh/m²a angenommen, was etwa einem Wasserbedarf von 30 l/d_{Pers,45°C} entspricht.

Die Summe aus Heizwärmebedarf und Warmwasserbedarf ist die für das Gebäude benötigte Nutzenergie (Q_{Nutz}), welche die erste Eingangsgröße für die spezifische Kenngröße der Auslastung (A_{II}) darstellt. Zusätzlich wird noch die angedachte bzw. mögliche solarthermische Kollektorfläche benötigt. Die Division der beiden Eingangsgrößen liefert die Auslastung (A_{II}) (siehe Tabelle 10 bzw. Kapitel 1.4.3).

Mit dieser spezifischen Kennzahl (A_{II}) kann nun in das Nomogramm gegangen werden, um den zu erwartenden solaren Deckungsgrad (SD) und den notwendigen spezifischen bzw. absoluten Strombedarf je Jahr ($W_{el,tot}$) und damit indirekt die Betriebskosten je Jahr für das solarthermische Systemkonzept zu ermitteln.

Mit der Auslegung (A_{II}) als Eingangsgröße können nun in einem ersten Schritt die Schnittpunkte mit den Kurven (spezifischer Strombedarf und solarer Deckungsgrad, Dämmstandards: 42 kWh/m²a (LEB) und 17 kWh/m²a (NZE)) gefunden werden (Schritte 1 & 4). Über den Schnittpunkt mit dem Kurvenverlauf des spezifischen Strombedarfs ($w_{el,tot}$) kann mit der Wahl der passenden Bruttogeschoßfläche (100, 150 oder 200 m²) der absolute jährliche Strombedarf ($W_{el,tot}$) in kWh abgelesen werden (Schritte 2 & 3). Für die Bestimmung des möglichen solaren Deckungsgrades (SD) kann, ausgehend vom Schnittpunkt Auslastung mit der entsprechenden Kurve für den solaren Deckungsgrad, dieser (SD) direkt an der sekundären (oberen) X-Achse abgelesen werden (Schritte 4 & 5).

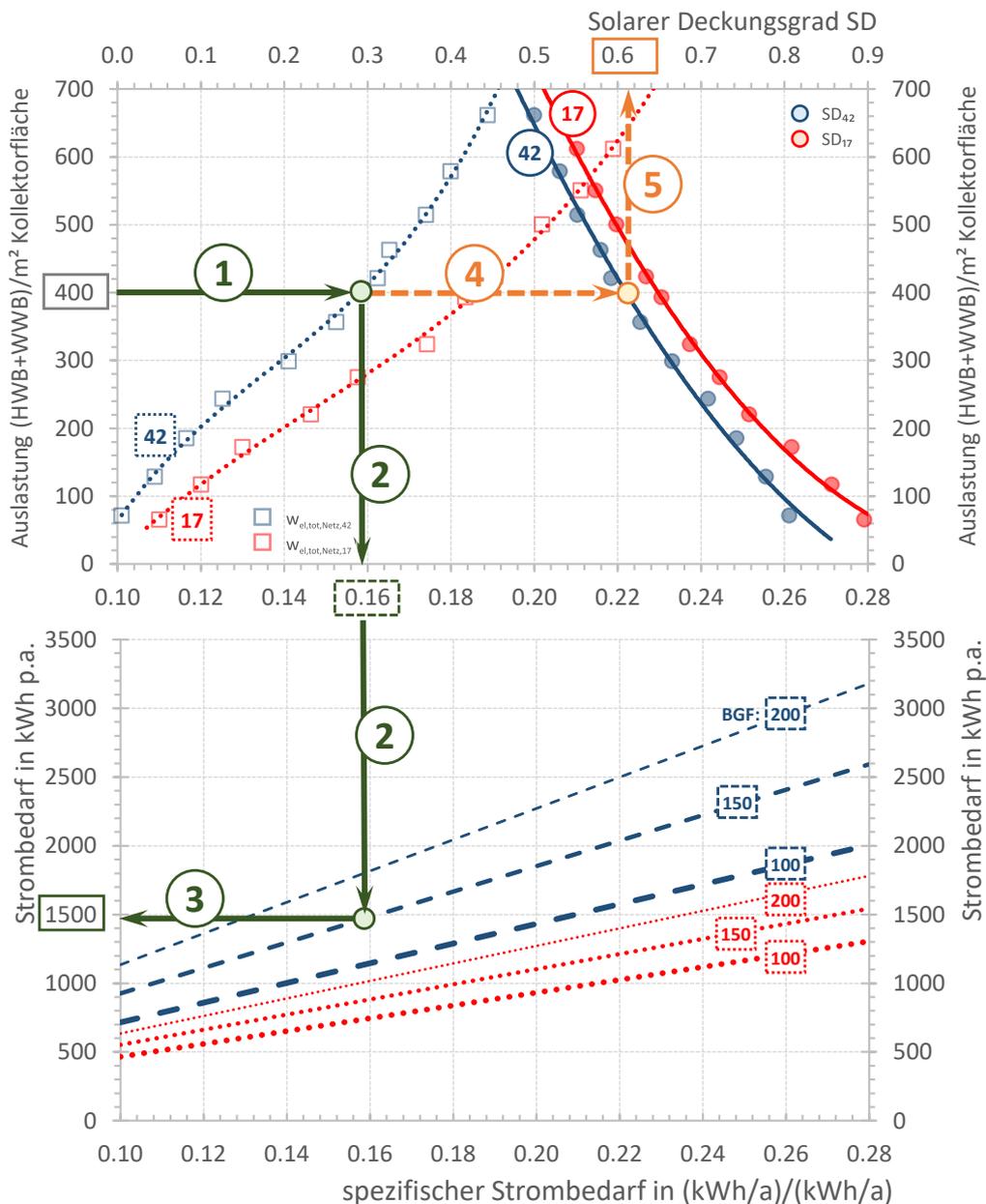


Abbildung 59: Nomogramm zur Dimensionierung einer solarthermisch unterstützten thermischen Bauteilaktivierung (EFH - Systemkonzept C)

Bildet der erwartete solare Deckungsgrad (SD) den Ausgangspunkt der Dimensionierung, so kann in Abbildung 59 beim gesuchten SD eine Vertikale eingezeichnet werden, über die dann die Auslastung (A_{II}) ermittelt werden kann (umgekehrte Schritte 5, 4 & 1). Anhand der Auslastung und der für das Gebäude benötigten Nutzenergie, kann die thermische Kollektorfläche ermittelt werden, die für den gewünschten SD erforderlich ist. Die Ermittlung des jährlichen Strombedarfs kann dann ident zur Vorgehensweise von zuvor, vorgenommen werden (Schritte 1 bis 3).

Das konkrete Auslegungsbeispiel (Schritte 1 bis 5) für den eingezeichneten Fall eines Einfamilienhauses mit 150 m² Bruttogeschoßfläche, einem spezifischen Heizwärmebedarf von 42 kWh/m²a unter der Verwendung des solarthermischen Konzepts (System C) ist in Tabelle 11 dargestellt.

So kann bei einer Auslastung von 400 (kWh/a)/m² bzw. bei einer Kollektorfläche von 23 m², mit dem hinterlegten Gebäude ein solarer Deckungsgrad (SD) von 61 % erreicht werden. Hierbei sind für die Haustechnik (Solarthermie, Wärmepumpe, Regelung, Pumpen, etc.) etwa 1450 kWh p.a. an Strom ($W_{el,tot}$) aus dem Netz zu beziehen.

Tabelle 11: Eingangsgrößen, Zwischen- und Endergebnisse für das solarthermische Beispiel aus Abbildung 59

Benennung	Formelzeichen	Einheit	Wert
Heizwärmebedarf	Q_h	kWh/a	6240
Warmwasserbedarf	Q_{DHW}	kWh/a	2955
solarthermische Fläche	A_{Koll}	m ²	23
Auslastung	$A_{II} = (Q_h + Q_{DHW}) / A_{Koll}$	(kWh/a)/m ²	400
Schritt 1 & 2			
spez. Strombedarf	$W_{el,tot}$	(kWh/a)/(kWh/a)	0.158
Schritt 2 & 3			
Fläche des Gebäudes	BGF	m ²	150
Strombedarf p.a.	$W_{el,tot}$	kWh/a	1453
Schritt 1 & 4 & 5			
solarer Deckungsgrad	SD	-	0.61

Für das solarelektrische Konzept (System F) sieht das Nomogramm für die Bestimmung des solaren Deckungsgrads (SD') und des jährlichen Strombedarfs (Bezug aus dem Netz und Gesamtstrombedarf) wie in Abbildung 60 dargestellt aus. Auch hier wird über die Bestimmung des Nutzwärmebedarfs (Q_{Nutz}) und der verfügbaren solarelektrischen Fläche (A_{Koll}) die Auslastung (A_{II}) ermittelt. Mit dieser Eingangsgröße können auch hier anhand der Schnittpunkte mit den Kurvenverläufen (spezifischer Strombedarf [Gesamt- bzw. Netzbezug], solarer Deckungsgrad und Dämmstandard) die entsprechenden Kenngrößen ermittelt werden. Über den Schnittpunkt Auslastung mit der Kennlinie des spezifischen Strombedarfs (Schritt 1) kann über die Fläche des Gebäudes der jährliche Strombedarf ermittelt werden, der aus dem Netz ($W_{el,tot,Netz}$) zugekauft werden muss (Schritte 2 & 3).

Der gesamte notwendige Strombedarf der Anlage ($W_{el,tot,Ges}$) ermittelt sich über die Schritte 6, 7 & 8, und stellt, die Summe aus Eigenverbrauchsanteil und den aus dem Netz bezogenen Strom dar. Der solare Deckungsgrad (SD') der solarelektrischen Anlage wird wie zuvor über die Auslastung und den Schnittpunkt mit dem entsprechenden Kurvenverlauf an der sekundären (oberen) X-Achse abgelesen (Schritte 4 & 5). Auch bei diesem Nomogramm ist es möglich, ausgehend von einem gesuchten solaren Deckungsgrad (SD') auf eine Auslastung zu schließen (umgekehrte Schritte 5 & 4). Über die Auslastung und den Nutzenergiebedarf ist dann die dafür notwendige solarelektrische Fläche und den Strombedarf zu ermitteln.

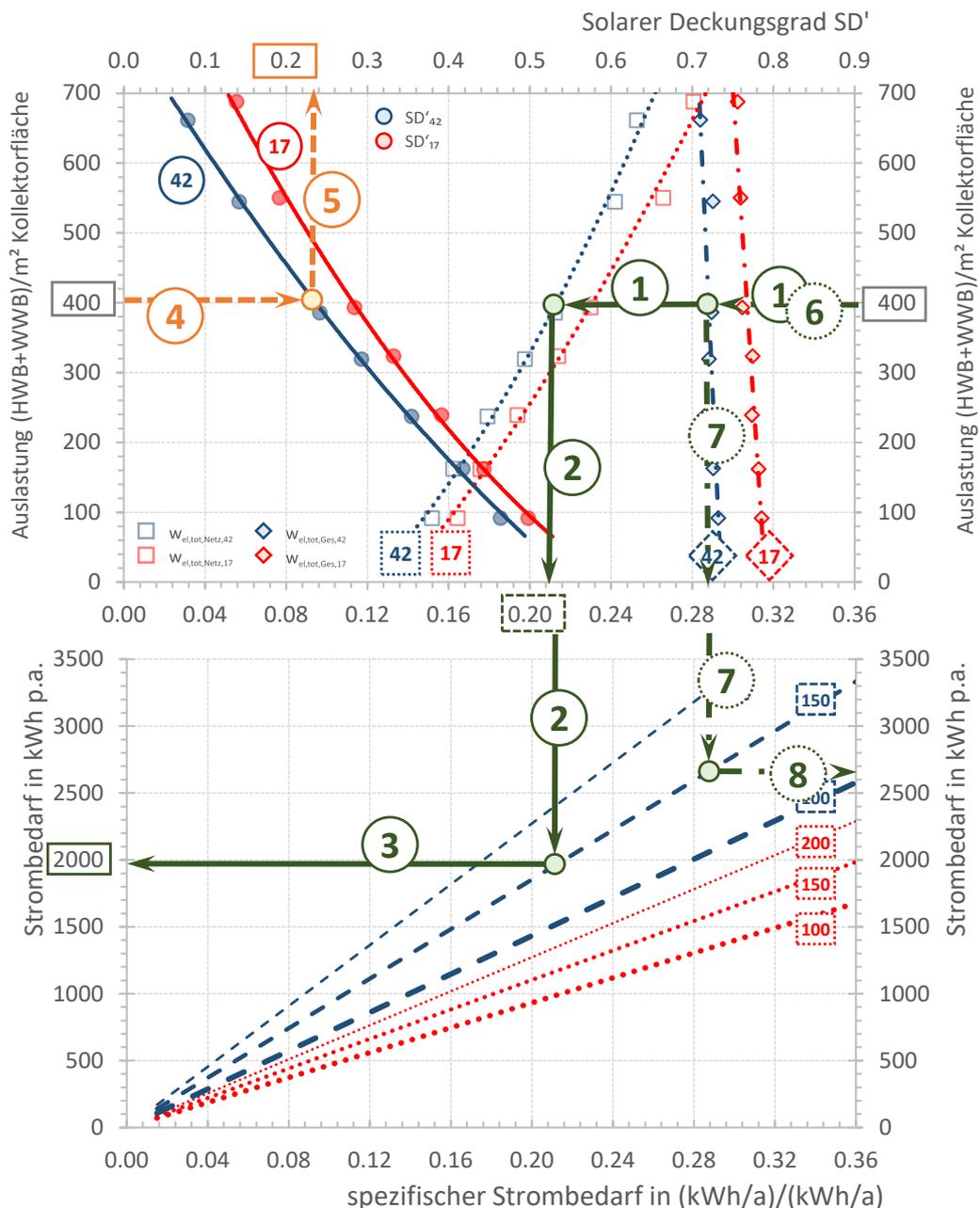


Abbildung 60: Nomogramm zur Dimensionierung einer solarelektrisch unterstützten thermischen Bauteilaktivierung (EFH - Systemkonzept F)

Das konkrete Auslegungsbeispiel (Schritte 1 bis 8) für den eingezeichneten Fall in Abbildung 60 eines Einfamilienhauses mit 150 m² Bruttogeschoßfläche, einem spezifischen Heizwärmebedarf von 42 kWh/m²a unter der Verwendung des solarelektrischen Konzepts (System F) ist in Tabelle 12 dargestellt.

Hier ergibt sich bei einer gleichen Auslastung von 400 (kWh/a)/m² bzw. bei einer PV-Fläche von 23 m², mit dem hinterlegten Gebäude ein solarer Deckungsgrad (SD') von etwa 23 %. Hierbei sind für die Haustechnik (Solarthermie, Wärmepumpe, Regelung, Pumpen, etc.) etwa 1930 kWh p.a. an Strom ($W_{el,tot,Netz}$) aus dem Netz zu beziehen. Der gesamte, notwendige Strombedarf ($W_{el,tot,Ges}$) ist ebenso ablesbar und beträgt etwa 2670 kWh p.a.

Tabelle 12: Eingangsgrößen, Zwischen - und Endergebnisse für das solarelektrische Beispiel aus Abbildung 60

Benennung	Formelzeichen	Einheit	Wert
Heizwärmebedarf	Q_h	kWh/a	6240
Warmwasserbedarf	Q_{DHW}	kWh/a	2955
solarelektrische Fläche	A_{Koll}	m ²	23
Auslastung	$A_{II} = (Q_h + Q_{DHW}) / A_{Koll}$	(kWh/a)/m ²	400
Schritt 1 & 2			
spez. Strombedarf Netz	$W_{el,tot,Netz}$	(kWh/a)/(kWh/a)	0.21
Schritt 2 & 3			
Fläche des Gebäudes	BGF	m ²	150
Strombedarf p.a. Netz	$W_{el,tot,Netz}$	kWh/a	1931
Schritt 6 & 7			
spez. Strombedarf Ges.	$W_{el,tot,Gesamt}$	(kWh/a)/(kWh/a)	0.29
Schritt 6 & 7 & 8			
Fläche des Gebäudes	BGF	m ²	150
Strombedarf p.a. Ges.	$W_{el,tot,Gesamt}$	kWh/a	2667
Schritt 4 & 5			
solarer Deckungsgrad	SD'	-	0.23

3 Schlussfolgerungen

Im Projekt solSPONGEhigh (Hohe solare Deckungsgrade durch thermisch aktivierte Bauteile im urbanen Umfeld) wurde die Nutzung der thermischen Speicherfähigkeit von Bauteilen untersucht. Grundlage der Untersuchung war die Entwicklung einer Matrix aus, aufeinander abgestimmter, Untersuchungsszenarien, die drei Vergleichsgebäude (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und eine Werkhalle), zwei Wärmebedarfsniveaus (Low Energy Building und Nearly Zero Energy Building), sowie unterschiedliche Konfigurationen des Wärmeversorgungssystems, beinhaltet. Für jedes Szenario wurde in der Folge in der Simulationsumgebung TRNSYS ein Modell entwickelt, das in einer dynamischen numerischen Simulation ein Simulationsjahr (8760 Stunden), mit den Klimadaten des Standorts Graz, zu durchlaufen hatte. Die Simulationsergebnisse wurden zu energetischen Bewertungsgrößen aggregiert und als Grundlage für eine ökonomische und ökologische Bewertung der Szenarien herangezogen. Im Zuge der Bearbeitung konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden.

Unterschiedliche Systemkonzepte zur Nutzung solarer Energiegewinne zur thermischen Aktivierung von Bauteilen sind als Simulationsmodell reproduzierbar

Pioniere der Energiesystementwicklung haben in den vergangenen Jahren eine Reihe von Demonstrationsgebäuden entwickelt, in denen die thermische Bauteilaktivierung mit einer intensiven Nutzung gebäudeintegrierter solarthermischer bzw. solarelektrischer Anlagen gekoppelt wurde. Der Ansatz des Projektes solSPONGEhigh war es, diese Koppelung aus theoretischer bzw. systemischer Sicht nachzuvollziehen, die Zusammenhänge zu durchleuchten und mit Hilfe entsprechender Simulationsmodelle sichtbar zu machen. Im Projektteam konnte eine ganze Reihe von Systemkonzepten entwickelt werden, in denen sich die thermische Aktivierung der Bauteile zu großen Teilen auf den Energiegewinn gebäudeintegrierter solarer Anlagen stützt. Sowohl für die Integration gebäudeintegrierter solarthermischer als auch solarelektrischer Anlagen konnten energietechnische Systemkonzepte entwickelt werden, deren grundlegende Funktionsfähigkeit systemisch aufgezeigt und in der Folge simulationstechnisch nachgewiesen werden konnte. Die entwickelten numerischen dynamischen Simulationsmodelle sind in der Lage das energietechnische Verhalten der Systeme detailliert abzubilden. Die Analyse der Simulationsergebnisse, insbesondere die Wechselwirkung der einzelnen zeitlich hochaufgelösten Systemgrößen, erlaubt einen umfassenden Einblick in das Systemverhalten.

Die Variationsbreite der Systemgestaltung und die Komplexität des Systemverhaltens verhindern eine Verallgemeinerung der Projektergebnisse

Die Modelle der Untersuchungsszenarien beruhen auf einer Vielzahl von Annahmen. Alle untersuchten Szenarien beziehen sich auf einen Klimadatensatz, der ein durchschnittliches Jahr in der Stadt Graz repräsentiert.

Den Simulationen sind zudem zahlreiche Daten zum Nutzungsverhalten hinterlegt. Annahmen zu akzeptieren Raumlufftemperaturen, Anwesenheit und Nutzung elektrischer Geräte und insbesondere der Bedarf an Brauchwarmwasser determinieren bereits in den Annahmen große Wärmemengen. Weiters ist die Ausgestaltung des energietechnischen Versorgungssystems und deren Regelung in mannigfaltigen Variationen denkbar. Die Variation aller für das Bewertungsergebnis denkbaren Annahmen bzw. deren zahlreiche Kombinationsmöglichkeiten würden den Untersuchungsrahmen des Projektes bei Weitem sprengen. Bei einer hohen Sensitivität einzelner Annahmen können auch kleine Veränderungen in den Annahmen zu großen Veränderungen im Ergebnis führen. Die dargestellten Bewertungen beziehen sich daher ausschließlich auf die dargestellten Annahmen bzw. deren Kombination in den Untersuchungsszenarien. Die Verallgemeinerung der Ergebnisse bzw. deren Übertragung auf andere Konfigurationen ist nur sehr eingeschränkt möglich.

Durch die Nutzung der Bauteile zur thermischen Speicherung konnten in den Untersuchungsszenarien hohe solare Deckungsgrade erreicht werden

Eine Fokus des Projektes solSPONGEhigh war die Frage, inwieweit sich Gebäude, die mit einer solartechnischen Anlage und thermisch aktivierbaren Bauteilen ausgestattet sind, selbst mit Wärme versorgen können. Dargestellt wird der Grad der Fähigkeit zur Selbstversorgung im „solaren Deckungsgrad“ SD. Dieser gibt an, wieviel Prozent des Wärmebedarfes für Brauchwarmwasser und Heizung, durch die gebäudeintegrierte solartechnische Anlage gedeckt werden können. Ein solarer Deckungsgrad $SD = 100 \%$ bedeutet somit, dass sich das Gebäude selbstständig, d.h. ohne jegliche Lieferung von Energie aus externen technischen Versorgungssystemen, mit Wärme versorgen kann. Somit sind die zu erzielenden solaren Deckungsgrade von Größe der Energiegewinne aus den solartechnischen Anlagen, der Größe des Wärmeverbrauchs für Brauchwarmwasser und Heizung und der dazwischen liegenden Möglichkeiten zur Wärmespeicherung, abhängig. Von den untersuchten Vergleichsgebäuden sind im Mehrfamilienhaus hohe solare Deckungsgrade am schwierigsten zu erreichen, den hier steht, aufgrund der gegebenen Geometrie, in Bezug auf den zu deckenden Wärmebedarf am wenigsten Kollektorfläche zur Verfügung. Dennoch führt die Nutzung der Wärmespeicherfähigkeit der Bauteile dazu, dass bereits im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building, mit einem kompakt dimensionierten Energiespeicher (30 l/m^2 Kollektorfläche), mit der kleinsten betrachteten Kollektorfläche von 25 m^2 ein solarer Deckungsgrad von ca. $SD = 26 \%$ erreicht werden kann. Mit einer Nutzung aller verfügbaren Flächen am Dach und der nach Süden gerichteten Fassade könnte eine Kollektorfläche von 200 m^2 angebracht werden, was zu einem solaren Deckungsgrad von ca. $SD = 53 \%$ führen würde. Im Falle eines reduzierten Wärmebedarfs im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy würde mit 25 m^2 Kollektorfläche ein solarer Deckungsgrad von ca. $SD = 43 \%$ und mit 200 m^2 Kollektorfläche ein solarer Deckungsgrad von ca. $SD = 71 \%$ erreicht werden. Werden in der thermischen Beladung um zwei Kelvin höhere Temperaturen im Bauteil zugelassen, lassen sich die solaren Deckungsgrade noch um drei bis zu vierzehn Prozentpunkte erhöhen.

Im Einfamilienhaus stehen in Bezug auf den Wärmeverbrauch größere Kollektorflächen zur Verfügung und somit lassen sich auch höhere solare Deckungsgrade erreichen. Im Einfamilienhaus, ausgeführt im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building, wird trotz eines klein dimensionierten Pufferspeichers (1.5 m³), bereits mit der kleinsten betrachteten Kollektorfläche (20 m²) ein solarer Deckungsgrad von ca. SD = 50 % erreicht. Die maximal am Dach und der südgerichteten Fassade unterzubringende Kollektorfläche von 60 m², würde zu einem solaren Deckungsgrad von SD = 61 % führen. Der geringere Wärmeverbrauch im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy würde die solaren Deckungsgrade ebenso erhöhen wie beim Einfamilienhaus (Kollektorfläche 20 m²: ca. SD = 68 % und Kollektorfläche 60 m²: ca. SD = 77 %). Die besten Voraussetzungen bietet jedoch die Werkhalle, die in Bezug auf den Wärmeverbrauch das größte Volumen an aktivierbaren Bauteilen, als auch die relativ größte Kollektorfläche ermöglicht. Im Wärmebedarfsniveau Low Energy Building kann mit einer Kollektorfläche von 200 m² bereits ein solarer Deckungsgrad von ca. SD = 73 % erreicht werden und im Wärmebedarfsniveau Nearly Zero Energy sogar ca. SD = 86 %. Werden in der thermischen Beladung um zwei Kelvin höhere Temperaturen im Bauteil zugelassen, lassen sich solare Deckungsgrade von ca. SD = 94 % erreichen. Im Fall der Werkhalle zeigt sich somit unter den getroffenen Annahmen eine nahezu vollständige Selbstversorgung mit Wärme. Hier können bereits kleine Änderungen der Randbedingungen dazu führen, dass ein solarer Deckungsgrad von SD = 100 % erreicht werden könnte und somit die Selbstversorgung mit Wärme gewährleistet wäre.

Durch die Nutzung der Bauteile zur thermischen Speicherung, in Kombination mit solarer Beladung, konnten bei höheren Investitionskosten deutlich reduzierte Betriebskosten und ein minimaler Primärenergiebedarf erreicht werden.

Hinsichtlich der Kosten für die betrachteten Energiekonzepte zeigt sich, dass die solarthermischen Konzepte hohe zusätzliche Investitionskosten verursachen, wobei bereits kleine Flächen eine deutliche Reduktion des Energiebedarfs und damit der Betriebskosten ermöglichen. Die solarelektrischen Konzepte hingegen bewirken etwas geringere zusätzliche Investitionskosten für das Energiekonzept und die nicht direkt nutzbaren solarelektrischen Erträge können in das Netz unter der Verrechnung eines Einspeisetarifs den Betriebskosten gegengerechnet werden, wodurch es trotz eines Zuwachs an solarelektrischer Fläche, zu gleichbleibenden Wärmegestehungskosten kommt. Der energetische Ertrag der solarelektrischen Konzepte liegt, bei gleicher Fläche, deutlich unter denen der solarthermischen Konzepte.

Daher ergibt sich ein generelles Bild, das sich über die unterschiedlichen Gebäude und Dämmstandards hinweg darstellt. Realisiert man ein solarthermisches Konzept, wird man dieses eher mit kleiner Kollektorfläche realisieren. Damit ist eine Wärmeversorgung möglich, die mit adäquaten Investitionskosten, geringen Betriebskosten, einer deutlichen Reduktion der Abhängigkeit von Energieträgern und minimalen Primärenergiefaktoren einhergeht.

Bei der Bevorzugung eines solarelektrischen Konzeptes, zeigt sich über die unterschiedlichen Gebäudetypen hinweg, dass hier eine Realisierung einer größeren Fläche durchaus Sinn macht. Dadurch kann bei entsprechenden Investitionskosten, durch die Rückeinspeisung des Überschussstroms, geringe Betriebskosten und eine deutlich reduzierter Primärenergiebedarf erreicht werden.

Weiters zeigt sich, dass einerseits die solaren Deckungsgrade der solarthermischen Konzepte (mit kleinen solarthermischen Flächen) kaum durch die solarelektrischen Konzepte mit großen solarelektrischen Flächen erreicht werden können, da einerseits die notwendige Fläche am Gebäude nicht zur Verfügung steht und andererseits die Investitionskosten in solch einem Fall für die solarelektrischen Konzepte auch deutlich höher wären.

Verbreitung der Projektergebnisse

Die Dissemination der Projektergebnisse wurde in unterschiedlichen Formaten durchgeführt. Einerseits wurden Vorträge und schriftliche Beiträge in eher wissenschaftlich orientierten Veranstaltungen eingebracht. So konnte, beispielsweise, ein Beitrag beim „27. Symposium Thermische Solarenergie Energiewende“ in Regensburg und ein Beitrag bei der „12th International enviBUILD 2017 Conference“ (7.-8. September 2017, TU Wien), sowie ein Artikel in der Fachzeitschrift „Applied Mechanics and Materials Journal (ISSN: 1662-7482)“ durchgeführt werden. Andererseits lag der Fokus der Verbreitung auf Aktivitäten, in denen sowohl wissenschaftliche Experten, als auch Vertreter des Planungswesens und der Industrie aufeinander trafen. Beispielsweise wurden im Rahmen der Veranstaltungen „Kolloquium Forschung & Entwicklung für Zement und Beton“ (14.11.2016), Smart Energy Systems Week Austria (15.05.17) und „44. NOEST Energy Lunch“ (05.06.2018) Ergebnisse präsentiert.

Ein zentraler Punkt der Dissemination war die Abschlussveranstaltung am 08.11.2017, organisiert vom Konsortialpartner Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) als „Expertenforum Energiespeicher Beton“. In Fachvorträgen aus Wissenschaft und Wirtschaft wurden am TU Campus Getreidemarkt im TUtheSky einem Auditorium von über einhundertfünfzig Personen die Projektergebnisse präsentiert (Moderation: DI Claudia Dankl vom ÖGUT, Programm-Management „Stadt der Zukunft“, Wien). Ein Bericht über die Veranstaltung und die Präsentationen wurden unter folgender Adresse veröffentlicht: <http://www.zement.at/>

4 Ausblick und Empfehlungen

Das Projekt solSPONGEhigh hat gezeigt, dass die thermische Aktivierung von Bauteilen einen relevanten Einfluss auf das energietechnische Verhalten eines Gebäudes ausübt und zudem sehr gut mit der Nutzung solarthermischer bzw. solarelektrischer Energiegewinnung am Gebäude kombiniert werden kann. Der Fokus der Arbeit waren Systeme zur Erwärmung des Brauchwarmwassers und zur Beheizung der Innenräume. Ausgeblendet wurde ein weiteres Leistungspotential thermisch aktivierter Bauteile, nämlich die Kühlung der Innenräume.

Die thermische Aktivierung der Bauteile den großflächigen und damit potentiell behaglichen, Entzug von Wärme aus den Innenräumen. Die klimatische Entwicklung, sowie die rasante Verbreitung dezentraler, oftmals ineffizienter, Kühlgeräte, zeigen deutlich, dass Systeme zur Kühlung von Gebäuden gefragt sind und voraussichtlich der Bedarf an entsprechenden Systemen zur nachhaltigen Kühlung weiter steigen wird.

Für eine umfassende Analyse der Leistungsfähigkeit thermischer Bauteilaktivierung müssen in weiterführenden Arbeiten, die in solSPONGEhigh untersuchten Aspekte der Erwärmung des Brauchwarmwassers und die Beheizung der Innenräume, durch die Aspekte der Kühlung ergänzt werden. Gefragt sind Systemkonzepte und deren Regelungskonzepte, die sowohl die Beheizung als auch die Kühlung auf Basis solarer dezentraler Energiegewinnung ermöglichen.

5 Verzeichnisse

5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prinzipielle Bauweisen der thermischen Bauteilaktivierung in Anlehnung an (Krull 2013).....	25
Abbildung 2: Allgemeiner Wirkungsplan für die Regelungsstruktur eines thermoaktiven Bauteilsystems (TABS) zur Konditionierung eines Raumes oder einer thermischen Zone (in Anlehnung an (Bollin 2009)).....	28
Abbildung 3: mittlerer Klimadatensatz am Standort Graz, generiert mit Meteonorm (Meteotest, 2015)	32
Abbildung 4: Vergleichsgebäude EFH, MFH, WHA, NGF = Nettogeschoßfläche, NV = Nettovolumen	33
Abbildung 5: Übersicht der möglichen Wärmeversorgungs-konzepte und deren Energieflüsse	35
Abbildung 6: Systemkonzept A – Referenzsystem mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP).....	36
Abbildung 7: Systemkonzept B – solarthermische Wärmeversorgung mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP)	37
Abbildung 8: Systemkonzept C – solarthermische Wärmeversorgung mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) und Solarer Nachheizung des Betonkerns	37
Abbildung 9: Systemkonzept D – solarthermische Wärmeversorgung mit Sole/Wasser Wärmepumpe (SWP) und Solarer Nachheizung des Betonkerns	38
Abbildung 10: Systemkonzept E – solarelektrische Anlage mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP).....	39
Abbildung 11: Systemkonzept F – solarelektrische Anlage mit Luft/Wasser Wärmepumpe (LWP) und Solarer Nachheizung des Betonkerns.....	39
Abbildung 12: Untersuchungsszenarien (FK – Fassadenkollektor, DK – Dachkollektor, SV – Pufferspeicher)	47
Abbildung 13: Positionierung der Temperatursensoren und Lage des Warmwasservolumens (WV) und des Heizungsvolumens (HV) im Pufferspeicher	49
Abbildung 14: Außenlufttemperaturabhängige Regelungstemperaturen	50
Abbildung 15: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH Erdgeschoß ohne Solarer Nachheizung des Betonkerns)	51
Abbildung 16: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH EG mit Solarer Nachheizung des Betonkerns)	52
Abbildung 17: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH OG ohne Solarer Nachheizung des Betonkerns)	53
Abbildung 18: Regelungs- und TABS Temperaturen (EFH OG mit Solarer Nachheizung des Betonkerns).....	53
Abbildung 19: Auflistung der Betriebszustände (Modi) der Systemkonzepte	54
Abbildung 20: Beispiele der Auswertung der Laufzeiten	55
Abbildung 21: Ergebnisse der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB	57
Abbildung 22: Ergebnisse der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE	59
Abbildung 23: Ergebnisse der Szenarien für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB	62
Abbildung 24: Ergebnisse der Szenarien für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE	63
Abbildung 25: Ergebnisse der Szenarien für die Werkhalle in den Wärmebedarfsniveaus LEB und NZE	64
Abbildung 26: Investitionskosten für das Einfamilienhaus EFH	66
Abbildung 27: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB	67
Abbildung 28: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE	67
Abbildung 29: Wärmegestehungskosten (LCOH) in Abhängigkeit der installierten Fläche der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB.....	68
Abbildung 30: Wärmegestehungskosten (LCOH) in Abhängigkeit der installierten Fläche der Szenarien für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE	69
Abbildung 31: Annuitäten für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB	70
Abbildung 32: Annuitäten für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE	70
Abbildung 33: Primärenergiebedarf für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB	71
Abbildung 34: Primärenergiebedarf für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE	71
Abbildung 35: Primärenergie- und CO ₂ -Einsparungen für das Einfamilienhaus EFH; links: im Wärmebedarfsniveau NZE, rechts: im Wärmebedarfsniveau LEB	72
Abbildung 36: LCOH für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau NZE im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung	73

Abbildung 37: LCOH für das Einfamilienhaus EFH im Wärmebedarfsniveau LEB im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung	74
Abbildung 38: Investitionskosten für das Mehrfamilienhaus MFH	75
Abbildung 39: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB	75
Abbildung 40: Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE	76
Abbildung 41: Annuitäten für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB	77
Abbildung 42: Annuitäten für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE	77
Abbildung 43: Primärenergiebedarf für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB	78
Abbildung 44: Primärenergiebedarf für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE	78
Abbildung 45 Primärenergie- und CO ₂ -Einsparungen für das Mehrfamilienhaus MFH; links: im Wärmebedarfsniveau NZE, rechts: im Wärmebedarfsniveau LEB	79
Abbildung 46: LCOH für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau NZE im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung	80
Abbildung 47: LCOH für das Mehrfamilienhaus MFH im Wärmebedarfsniveau LEB im Vergleich mit der Primärenergieeinsparung	81
Abbildung 48: Investitionskosten für die Werkhalle WHA	81
Abbildung 49: Wärmegestehungskosten (LCOH) für die Werkhalle WHA im Wärmebedarfsniveau LEB/NZE	82
Abbildung 50: Annuitäten der Werkhalle WHA im Wärmebedarfsniveau LEB/NZE	82
Abbildung 51: Primärenergiebedarf sowie Primärenergie- und CO ₂ -Einsparungen für die Werkhalle WHA	83
Abbildung 52: Untersuchte Konfigurationen	84
Abbildung 53: Schema des solarthermischen Versorgungskonzeptes	86
Abbildung 54: Schema des solarelektrischen Versorgungskonzeptes	87
Abbildung 55: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Einfamilienhaus (Solarthermie).....	90
Abbildung 56: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Mehrfamilienhaus (Solarthermie).....	91
Abbildung 57: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Einfamilienhaus (Solarelektrisch)	93
Abbildung 58: Zusammenhänge zwischen Wärmebedarf, Kollektorfläche, solarem Deckungsgrad und Strombedarf im Vergleichsgebäude Mehrfamilienhaus (Solarelektrisch)	94
Abbildung 59: Nomogramm zur Dimensionierung einer solarthermisch unterstützten thermischen Bauteilaktivierung (EFH - Systemkonzept C).....	96
Abbildung 60: Nomogramm zur Dimensionierung einer solarelektrisch unterstützten thermischen Bauteilaktivierung (EFH - Systemkonzept F).....	98

5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die aufgestellten Systeme zur Wärmeversorgung der Vergleichsgebäude.....	10
Tabelle 2: Overview of the established systems for the heat supply of the considered buildings	14
Tabelle 3: Die physikalischen Stoffeigenschaften von unterschiedlichen Speichermedien, in Anlehnung an (Sterner & Stadler 2017) und (Keller 2006)	23
Tabelle 4: Stoffdaten der verwendeten Materialien	33
Tabelle 5: Heizlasten aus den dynamischen Heizlastberechnungen für das LEB bzw. Dimensionierung der WP	40
Tabelle 6: Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Lebensdauer der Komponenten	44
Tabelle 7: Energiepreise und Inflation	45
Tabelle 8: Faktoren für Primärenergie und CO ₂ -äquivalente Emissionen.....	46
Tabelle 9: Annahmen zu den Vergleichsgebäuden	85
Tabelle 10: Bewertungsgrößen die im Leitfaden Verwendung finden.....	88

Tabelle 11: Eingangsgrößen, Zwischenergebnisse und Endergebnisse für das solarthermische Beispiel aus der Abbildung 59.....	97
Tabelle 12: Eingangsgrößen, Zwischenergebnisse und Endergebnisse für das solarelektrische Beispiel aus der Abbildung 60.....	99

5.3 Literaturverzeichnis

- Austrian Standards 2010. Wärmeschutz im Hochbau Teil 6: Grundlagen und Nachweisverfahren - Heizwärmebedarf und Kühlbedarf; ÖNORM B 8110-6: 2010. Heinestraße 38, 1020 Wien: Austrian Standards Institute. https://shop.austrian-standards.at/action/de/public/details/553377/OENORM_B_8110-6_Bbl_1_2015_11_15;jsessionid=B4D95A8A43591B210CFB1F2DB417E438 [Stand 2018-06-5].
- Bollin, Elmar (Hg.) 2009. Automation regenerativer Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden: Komponenten, Systeme, Anlagenbeispiele. Vieweg+Teubner Verlag. [//www.springer.com/gp/book/9783834899781](http://www.springer.com/gp/book/9783834899781) [Stand 2018-05-30].
- Bollin, Elmar (Hg.) 2016. Regenerative Energien im Gebäude nutzen: Wärme- und Kälteversorgung, Automation, Ausgeführte Beispiele. 2. Auflage Springer Vieweg. [//www.springer.com/de/book/9783658124045](http://www.springer.com/de/book/9783658124045) [Stand 2018-05-30].
- Fink, C. und Hegedys, H 1997. Einfamilienhaus Nader - Heizen mit der Sonne zu 100%.
- Glück, Bernd 1997. Wärmetechnisches Raummodell: gekoppelte Berechnungen und wärmephysiologische Untersuchungen. Müller.
- Haas, Reinhard, Berger, Martin & Kranzl, Lukas 2001. Strategien zur weiteren Forcierung Erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weißbuches für Erneuerbare Energien und der Campaign for Take-Off.
- Haas, Reinhard, Kranzl, Lukas & Müller, Andreas 2008. Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich. http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_85_Endbericht_810707.pdf.
- Hausladen, Gerhard & Langer, Ludwig 2000. Baukerntemperierung. Bauverlag BV GmbH 6/2000, 6.
- Heimrath, Richard & Weiss, Peter 2008. Vergleich von Deckenkühlsystemen zur Regelung der Raumlufttemperatur im südori. Musterbüro des Bürohochhauses in der Krieau.
- Heinz, Andreas, Lerch, Werner & Heimrath, Richard 2016. Heat pump condenser and desuperheater integrated into a storage tank: Model development and comparison with measurements. Applied thermal engineering 102, 465 – 475.
- van Helden, Wim 2011. COMTES, Combined development of compact thermal energy storage technologies - FP7. https://cordis.europa.eu/project/rcn/103641_de.html [Stand 2018-04-20].
- Jenni, Josef 2014. Das Sonnenhaus -mit hohem solarem Deckungsgrad für Warmwasser und Heizung. <https://tinyurl.com/y8ywuqgz> [Stand 2018-05-2].
- Keller, Bruno 2006. Bautechnologie III: Bauphysik. Die Energetik des Gebäudes : Vorlesung für Studierende der Architektur. Bd. 2, Zürich: ETH Zürich.
- Koschenz, Markus & Lehmann, Beat 2000. Thermoaktive Bauteilsysteme tabs. EMPA.
- Kramer, Kordian & Oliva, Axel 2011. Evaluation of calculation results of excel based collector gain calculator. Freiburg, Germany: Fraunhofer IRB Verlag. http://www.estif.org/solarkeymark/Links/Internal_links/network/sknwebdoclist/SKN_N0173R0.pdf.
- Kreč, Klaus 2015. Energiespeicher Beton. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/hdz_pdf/berichte/endbericht_1602_energiespeicher_beton.pdf.
- Krull, Diethelm 2013. Praxishandbuch der technischen Gebäudeausrüstung TGA Band 2. Bd. 2, Berlin: Beuth Verlag GmbH Berlin · Wien · Zürich. <https://www.uponor.at/service/academy/praxishandbuch> [Stand 2018-04-30].
- Lerch, Werner u. a. 2011. Kombination Solarthermie / Wärmepumpe inkl. Abwasser-Wärmerückgewinnung (AWR). In 22. Symposium Thermische Solarenergie. Staffelstein, 170–182.

- Lerch, Werner, Heinz, Andreas & Heimrath, Richard 2013. Simulationstechnische Bewertung innovativer Solar-Wärmepumpen-Kombianlagen. In Tagungsband 23. Symposium Thermische Solarenergie. ., 109–110.
- Meteotest 2015. Meteororm, Global Meteorological Database for Engineers, Planner and Educations, Software and Data on CD-Rom. Bern, Schweiz.
- Nageler, Peter Josef u. a. 2018. Validation of dynamic building energy simulation tools based on a real test-box with thermally activated building systems (TABS). *Energy and buildings* 168, 42–55.
- Oliva, Axel u. a. 2015. Solar-Active-Houses – Dynamic System Simulations to Analyze Building Concepts with High Fractions of Solar Thermal Energy. *Energy Procedia* 70, 652–660.
- Österreichisches Institut für Bautechnik 2015. OIB-Richtlinie 6 : 2015. <https://www.oib.or.at/de/guidelines/oib-richtlinie-6-0> [Stand 2018-05-8].
- Pfafferott, Jens, Henze, Gregor P. & Lang, Tobias 2017. Anlagenaufwandszahlen für die Bauteilaktivierung in Abhängigkeit des Regelkonzeptes. *Bauphysik* 39, 5, 279–290.
- Pfafferott, Jens & Kalz, Doreen 2007. Thermoaktive Bauteilsysteme in Nichtwohngebäuden. *I/07*, 20.
- Pichler, M u. a. 2017. Model Predictive Control von aktiven Bauteilen und Messungen in zwei Test- BOXen (MPC-BOXES). Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.
- SIA 2006. SIA 2024, Standard-Nutzungsbedingungen für die Energie- und Gebäudetechnik. Zürich: SIA - Swiss Society of Engineers and Architects.
- Smith, Roy S 2013. Model predictive control of energy flow and thermal comfort in buildings.
- Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin 2017. A Transient System Simulation Program - Trnsys 17.2.004.
- Statistik Austria 2018. Energie, Umwelt. Energie, Umwelt. https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/index.html [Stand 2018-04-30].
- Sternner, Michael & Stadler, Ingo 2017. Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Vieweg.
- Streicher, Wolfgang u. a. 2010. Energieautarkie für Österreich 2050, Feasibility Study Endbericht. Klima- und Energiefonds, Österreichische Bank für Infrastruktur (Kommunalkredit KPC) 141.
- Šúri, Marcel u. a. 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy* 81, 10, 1295–1305.
- Tödtli, Jürg u. a. 2009. TABS Control: Steuerung und Regelung von thermoaktiven Bauteilsystemen. Zürich: FAKTOR Verlag AG.
- Weiss, Werner & Biermayr, Peter 2009. Potential of Solar Thermal in Europe. http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/WER1.pdf [Stand 2018-04-30].

5.4 Autorenverzeichnis

Die Verantwortung für die dargestellten Inhalte liegt bei den jeweiligen Autoren, bzw. bei den entsprechenden Institutionen.

1.1	Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾ , Lerch ⁽¹⁾ , Ramschak ⁽²⁾ , Fink ⁽²⁾
1.2	Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾
1.3	Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾
1.4.1	Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾ , Lerch ⁽¹⁾
1.4.2	Lerch ⁽¹⁾ , Heimrath ⁽¹⁾ , Ramschak ⁽²⁾
1.4.3	Lerch ⁽¹⁾ , Heimrath ⁽¹⁾ ,
1.4.4	Ramschak ⁽²⁾ , Fink ⁽²⁾
2.1	Mach ⁽¹⁾ , Heimrath ⁽¹⁾ , Lerch ⁽¹⁾
2.2	Lerch ⁽¹⁾ , Moser ⁽¹⁾ , Herzlieb ⁽³⁾ , Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾
2.3	Lerch ⁽¹⁾ , Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾
2.4	Ramschak ⁽²⁾ , Fink ⁽²⁾
2.5	Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾ , Lerch ⁽¹⁾ , Ramschak ⁽²⁾ , Fink ⁽²⁾
3 und 4	Heimrath ⁽¹⁾ , Mach ⁽¹⁾ , Lerch ⁽¹⁾ , Ramschak ⁽²⁾ , Fink ⁽²⁾

- (1) ... IWT Institut für Wärmetechnik / Technische Universität Graz
- (2) ... AEE Institut für Nachhaltige Technologien
- (3) ... EAM Systems