

Optimierung der SOLARenergienutzung in URbanen Energiesystemen (URSOLAR)

A. Posch, T. Bruderemann,
M. Buchner, E. Fleiß, D. Geringer,
P. Hart, S. Hatzl, T. Kallsperger,
G. Lang, T. Mayrold, E. Meißner,
C. Reischl, G. Schnedl,
S. Seebauer, K. Stöger,
A. Würz-Stalder

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

7/2018

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>

Optimierung der SOLARenergienutzung in URbanen Energiesystemen (URSOLAR)

Ao.Univ.-Prof. Dr. Alfred Posch
Universität Graz / Institut für Systemwissenschaften,
Innovations- und Nachhaltigkeitsforschung

DI Ernst Meißner
Grazer Energieagentur GmbH (GEA)

Ass.-Prof. Dr. Gerhard Schnedl, Univ.-Prof. Dr. Karl Stöger
Universität Graz, Institut für Öffentliches Recht

Graz, Februar 2017

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	11
1. Einleitung	17
1.1 Stand der Technik.....	18
1.1.1 Photovoltaik	18
1.1.2 Solarthermie	20
1.2 Verwendete Methoden.....	22
2. Rahmenbedingungen für die urbane Solarenergienutzung	24
2.1 Städtebauliche Rahmenbedingungen	24
2.2 Energietechnologische Rahmenbedingungen.....	27
2.3 Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen	31
2.3.1 „Raumrechtliche“ Gemeinsamkeiten von Photovoltaik und Solarthermie	32
2.3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen von Photovoltaik	34
2.3.3 Regulatorische Rahmenbedingungen von Solarthermie.....	37
2.3.4 Steuerrechtliche Aspekte sowie förderungsrechtliche Aspekte der urbanen Solarenergienutzung	38
2.4 Soziale Rahmenbedingungen.....	39
2.4.1 Motive & Barrieren	39
2.4.2 Sozio-demografische Charakterisierung	41
2.4.3 Geschäftsmodelle	41
3. Charakterisierung von Stadtquartierstypen.....	43
3.1 Allgemeine Bebauungstypologien von Stadtquartieren	43
3.2 Auswahl und Beschreibung der Fallstudiengebiete.....	48
3.2.1 Fallstudiengebiet 1 (Gründerzeitblock):.....	49
3.2.2 Fallstudiengebiet 2 (Zeilenbebauung):	50
3.2.3 Fallstudiengebiet 3 (Blockbebauung):	51
4. Identifikation passender Energiesystemlösungen für drei idealtypische Quartierstypen....	52
4.1 Darstellung des Gesamtenergiebedarfs.....	52
4.1.1 Strombedarf	52
4.1.2 Wärmebedarf	54
4.1.3 Gesamtenergiebedarf (Strom und Wärme)	55
4.2 Ermittlung der potentiellen Solarenergieproduktion.....	56
4.2.1 Photovoltaik	56

4.2.2 Solarthermie	59
4.3 Abgleich Energiebedarf mit Solarproduktion im Quartierstyp	61
4.3.1 100%-Belegung mit Solarthermie oder PV	62
4.3.2 Optimierte Belegung mit Solarthermie und PV	63
4.3.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	65
5. Identifikation der technischen Energiesystemlösungen.....	73
5.1 Energiesystemlösungen allgemein	73
5.2 Energiesystemlösung für die drei Fallstudiengebiete	75
5.2.1 Fallstudiengebiet 1 (Gründerzeitblock).....	75
5.2.2 Fallstudiengebiet 2 (Zeilenbebauung)	76
5.2.3 Fallstudiengebiet 3 (Blockbebauung)	77
6. Identifikation passender Geschäftsmodelle	79
6.1 Akzeptanz, Motive und Barrieren (für die Umsetzung von Solarenergieprojekten) ...	79
6.1.1 Stichprobenbeschreibung	79
6.1.2 Umsetzung eines Solarenergieprojektes.....	80
6.1.3 Vor- und Nachteile & Rahmenbedingungen bzgl. Solarenergieprojektumsetzung	82
6.2 Auswahl der passenden Geschäftsmodelle	83
6.3 Eigenabwicklung aus rechtlicher Sicht	87
6.3.1 PV-Anlage.....	87
6.3.2 Solarthermieanlage.....	92
6.4 Fremdadwicklung (Contracting) aus rechtlicher Sicht	94
6.4.1 PV-Anlage.....	95
6.4.2 Solarthermieanlage.....	98
6.5 Geschäftsmodelle für die drei Fallstudiengebiete.....	100
6.5.1 Fallstudiengebiet 1 (Gründerzeitblock).....	101
6.5.2 Fallstudiengebiet 2 (Zeilenbebauung)	101
6.5.3 Fallstudiengebiet 3 (Blockbebauung)	101
7 Schlussfolgerungen: Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur integrierten und optimierten Solarenergienutzung	102
7.1 Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur Identifikation technischer Energiesystemlösungen.....	102
7.2 Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur Identifikation passender Geschäftsmodelle	104
8 Ausblick und Empfehlungen	112

9	Verzeichnisse	114
9.1	Abkürzungsverzeichnis	114
9.2	Abbildungsverzeichnis	114
9.3	Tabellenverzeichnis	117
9.4	Literaturverzeichnis.....	117
10	Anhang.....	125

Kurzfassung

URSOLAR stellt EntscheidungsträgerInnen eine Roadmap zur integrierten urbanen Solarenergienutzung zur Verfügung. Es wird aufgezeigt, wie Photovoltaik (PV) und Solarthermie angepasst an infrastrukturelle und rechtliche Gegebenheiten in idealtypischen Stadtquartieren aus ökonomischer, ökologischer und sozialer Sicht sowie unter Berücksichtigung von Stakeholder-Interessen optimal genutzt werden können.

Ausgangssituation/Motivation

Im urbanen Energiesystem nimmt die Nutzung von Solarenergie (thermisch und elektrisch) derzeit eine untergeordnete Rolle ein. Aufgrund der zahlreichen Vorteile, die Solartechnologien bieten (wie z.B. Emissionsfreiheit in Bezug auf Luftschadstoffe und Lärm oder die allgemeine Verfügbarkeit der Energiequelle) wäre es jedoch wünschenswert, dass sie in der Stadt der Zukunft eine zentrale und bedeutende Rolle einnehmen.

Die lokale Solarenergienutzung ist von unterschiedlichen Rahmenbedingungen, wie bspw. dem Bestand an infrastrukturellen Gegebenheiten, dem begrenzten Nutzungspotenzial von Flächen bzw. der Flächenkonkurrenz zwischen Solartechnologien, abhängig. Da Solarenergie sowohl im Tages- als auch Jahresverlauf volatil anfällt, entspricht das Energieangebot zeitlich oft nicht der Nachfrage.

Für die effektive Nutzung von Solarenergie ist es daher von großem Nutzen technische Systemlösungen angepasst an spezifische Stadtquartiere zu identifizieren, welche die jeweiligen infrastrukturellen Gegebenheiten nutzen, Umwandlungsverluste bestmöglich vermeiden und übergeordnete Netze entlasten.

Als Systemlösungen werden diesbezüglich z.B. die gebäudeübergreifende Eigennutzung und Mikronetze, Speicher- und Power-to-Heat-Technologien, sowie die Netzintegration bei erhöhter Bedarfsnachfrage gesehen. Um diese technischen Systemlösungen erfolgsversprechend auf Stadtquartiersebene anzuwenden, müssen sie mit zielgruppenorientierten Geschäftsmodellen, die wiederum von Interessen und Handlungsspielräumen unterschiedlicher Stakeholder abhängen, kombiniert umgesetzt werden.

Interessen und Kompetenzen von Stakeholdern zur erfolgreichen Umsetzung von Geschäftsmodellen solartechnischer Systemlösungen im urbanen Raum, weisen jedoch klare Unterschiede zum Einfamilienhaus geprägten, suburbanen Ortsbild auf. Neben allgemeinen (sozialen) Kriterien, welche eine Umsetzung bedingen (z.B. Einkommen, Akzeptanz, ...) zeigen sich vor allem auch eigentumsrechtliche und energierechtliche Gegebenheiten als wichtige Einflussgrößen. Somit ist einerseits die Entscheidung ob ein Solarenergieprojekt gestartet wird, als auch die Frage nach der Wahl eines passenden Geschäftsmodells von vielen Faktoren abhängig.

Inhalte und Zielsetzungen

Eine passende Kombination aus technischen Systemlösungen und Geschäftsmodellen angepasst an bestimmte Quartierstypen zu finden, ist somit eine komplexe Aufgabe. Daher ist es das

Ziel des Projektvorhabens URSOLAR, eine Roadmap zur integrierten urbanen Solarenergienutzung zu erstellen, die Wege aufzeigt, wie Solartechnologien angepasst an die bestehenden infrastrukturellen Gegebenheiten, rechtliche und soziale Rahmenbedingungen in drei idealtypischen Stadtquartieren sowie unter Berücksichtigung von Stakeholder-Interessen optimal genutzt werden können.

Methodische Vorgehensweise

In zwei Projektsträngen werden einerseits technische Systemlösungen der integrierten urbanen Solarenergienutzung und andererseits organisatorische Umsetzungsmodelle erarbeitet. Gestützt durch Primär- und Sekundärdaten werden die technischen und sozialen Rahmenbedingungen in ausgewählten Fallstudiengebieten, die jeweils einen der identifizierten Quartierstypen repräsentieren und außerdem den meisten österreichischen Städten zu finden sind, analysiert. Dies ermöglicht die Identifikation und Berücksichtigung der wichtigsten Erfolgsfaktoren und Umsetzungshemmnisse. Ein prozessbegleitender Stakeholder-Dialog ermöglicht außerdem eine transdisziplinäre Nachhaltigkeitsbewertung und Erweiterung der entwickelten Roadmap.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Der besondere Mehrwert von URSOLAR liegt darin, dass EntscheidungsträgerInnen eine inter- und transdisziplinär erarbeitete Roadmap für ökonomisch, ökologisch und sozial nachhaltige und optimierte Solarenergieversorgungs- und Nutzungssysteme zur Verfügung gestellt wird, die an die jeweiligen Gegebenheiten der ausgewählten Stadtquartiere angepasst bzw. in die bestehenden Systeme integriert ist. Die Projektergebnisse dienen damit einem geordneten strategischen Ausbau der Solarenergienutzung im urbanen Raum und einer Integration in das urbane Energiesystem.

Ausblick

Die Bedeutung von Hausverwaltungen bei der Umsetzung von Solarenergieprojekten in urbanen Gebieten und Stadtquartieren muss in Zukunft stärker in den Fokus rücken. Wie Ergebnisse aus der Literatur zeigen, hat die wahrgenommene Fairness für Stakeholder eine genauso bedeutende Wirkung auf die Akzeptanz oder Ablehnung eines Solarenergieprojektes wie die einzelnen soziodemografischen Merkmale. In unserer eigenen Erhebung ist dabei deutlich geworden, dass vor allem die Hausverwaltungen im urbanen Bereich die VermittlerInnenrolle zwischen den einzelnen Stakeholder-Interessen einnehmen und als Mediatoren wirksam sein können. Hausverwaltungen dienen in dieser Betrachtungsweise nicht nur als formale AbwicklerInnen eines Solarenergieprojektes, sondern sind für das Gelingen oder Scheitern in einem großen Ausmaß verantwortlich. Um die Umsetzung von Solarenergieprojekten im urbanen Bereich zu fördern, sollten sich zukünftige Forschungsprojekte aus diesen elementaren Faktor konzentrieren und herausarbeiten, auf welche Art und Weise der Kommunikations- und Einigungsprozess unter den einzelnen Stakeholdern erfolgreich funktionieren kann.

Der Ansatz „Energie soll möglichst dort erzeugt werden, wo sie nachgefragt wird und umgekehrt“ führt zu technischen Energiesystemlösungen, die individuell auf die jeweiligen energietechnologischen Rahmenbedingungen angepasst sein müssen. Kombinierte Lösungen PV und Solarther-

mie können dabei zukünftig durchaus wirtschaftlich interessante Lösungen darstellen wobei die Auslegung der Solarthermieanlage dabei im Wesentlichen auf die Warmwasserbereitung erfolgen sollte. Die Bedeutung der gebäudeübergreifenden Eigennutzung ist aus technischer Sicht vor allem dann interessant, wenn ein entsprechender „Mix“ unterschiedlicher Nutzungsarten (Wohnbau/Gewerbe/Industrie) und Nutzungsprofile im Quartier vorhanden ist. Hinsichtlich der gebäudeübergreifenden Wärmenutzung sind Einspeisungen in (Niedertemperatur-)Netze / Mikronetze im Quartier zu bevorzugen da die Wirkungsgrade der Solarthermieanlagen bei den für die Einspeisung in Fernwärmenetzen üblichen Temperaturniveaus sinken. Einen sehr wesentlichen Effekt für die Eigennutzung von PV-Strom hätte die Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen, um speziell bei Mehrfamilienhäusern (mehrere Zählpunkte) auch neben dem Allgmeinstrom den Haushaltsstrom (ev. in Kombination mit intelligenter Ansteuerung von z.B. Warmwasserboilern) in den Wohnungen über die PV-Anlage bereitstellen zu können.

Aus rechtlicher Sicht dürfte die bevorstehende Novelle des EIWOG 2010 (Einfügung eines neuen § 16a betreffend gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen) zwar deutliche Erleichterungen für die Verwirklichung von urbanen Solarenergieprojekten bringen, Reformbedarf besteht jedoch weiterhin im Bereich des Miet- bzw. des Wohnrechts. Durch entsprechende Regelungen (etwa betreffend die Überwälzung der Errichtungs- und Betriebskosten) könnte die Attraktivität der Errichtung von Solarenergieprojekten auf Mehrparteiengebäuden weiter gesteigert werden.

Abstract

URSOLAR provides decision makers with a roadmap for the integrated use of solar energy in urban environments. The roadmap shows, how photovoltaics- and solar-thermal installations can be used in an ecological, economical and socially optimal way whilst considering legal requirements as well as infrastructural conditions in typical city quarters and stakeholder interests.

Starting point/Motivation

Solar energy (heat and electricity) still plays a minor role in the urban energy system. Due to the fact that solar technologies include numerous benefits (e.g. zero emissions of noise, greenhouse gases and air pollutants or the general availability of the energy source), a more important role of solar energy is desirable in the city of the future. The local use of solar energy depends on different conditions, like availability of energy infrastructure, limited space as well as competition for space between solar technologies. Due to the fact that solar energy outputs are volatile during the day as well as during the year, the supply of energy does not equal its demand frequently. For the effective use of solar-energy it would be highly relevant to identify systemic solutions which are adjusted to specific city quarters and their infrastructural conditions as well as to avoid transformation losses and to relieve the load on the grid. Relevant systemic solutions could be the inter-building usage of produced energy, micro grids, energy storage options, power-to-heat technologies as well as the integration into the existing net in times of higher demand. To use these systemic solutions successfully in urban city quarters, target group specific business models need to be developed, considering a wide range of stakeholder interests.

Interests and competencies of stakeholders relevant for the successful implementation of business models in urban areas differ from those in suburban areas. Besides general (social) criteria which are related to the implementation (e.g. income, acceptance etc.), especially property-law and energy-law related problems present themselves as hindrances. Therefore, the decision to initialize a solar energy project as well as the selection of an adequate business model depend on numerous aspects.

Contents and Objectives

It is therefore a complex task to find combinations of systemic solutions and business models adjusted to specific urban city quarters. The goal of URSOLAR is to develop an integrated roadmap for the urban solar-energy use that depicts ways of how solar-technologies can be used optimally in three urban environments, given the infrastructural and legal conditions as well as stakeholder interests.

Methods

In two approaches technical systemic-solutions as well as organizational implementation models will be developed. Based on primary and secondary data, the technical and social frameworks in the chosen urban areas will be analysed. These urban areas are representative for urban areas in Austrian cities. The approach enables the identification of the most important factors for successful and unsuccessful implementation of solar-energy-systems. A constant stakeholder dialog

accompanies the project and enables a transdisciplinary sustainability assessment of the developed roadmap.

Results

The added value of URSOLAR lies in an inter- and transdisciplinary roadmap that depicts ways for the economic, ecological as well as social sustainable usage of solar-energy in urban environments. These ways are fitted to the individual needs of the analysed urban environments and are integrated into the available systems. The project results also serve the strategic expansion of solar energy usage in urban environments as well as the integration in the urban energy-grid.

Prospects / Suggestions for future research

The importance of house-management organizations for the successful implementation of solar energy systems needs to be more profoundly addressed in the future. Scientific literature rates the influence of perceived fairness during the implementation process as high as a combination of all sociodemographic factors together. During the URSOLAR project it has become clear that house-management organizations are playing a crucial mediation role between stakeholder interests. These organizations not only serve as the formal implementation routine for solar-energy-projects but are increasingly often responsible for the success or failure of the project itself, if they manage to mediate between different interests. To foster the implementation of solar-energy-projects in urban environments, future research projects should focus on this factor and analyze ways of how communication- and consent-procedures can be effectively developed among stakeholders.

The approach "energy should be generated where it is demanded and vice versa" leads to technical energy system solutions, which must be adapted individually to the respective energy technological framework conditions. Combined solutions of PV and solar thermal energy collectors can represent quite economically interesting solutions in the future, whereby the design of the solar thermal system should be based essentially on water heating. The importance of self-utilization of energy in micro grids ("prosumers") is particularly interesting from a technical point of view as soon as a combination of different types of users (residential construction / commercial / industrial) with different utilization profiles are available within the urban city quarters. In regard to solar heating, (low temperature) micro grids in urban city quarters are preferred to large scale district heating systems since the efficiency of the solar thermal system decreases when feeding into a (high temperature) district heating network. For the use of PV electricity, the adaptation of the legal framework would be beneficial, especially for multi-family houses (several metering points), to provide PV electricity for the apartments in addition to the common area electricity (possibly in combination with smart meters).

From a legal point of view, the planned amendment of the Electricity Act (insertion of a new § 16a on joint in-house generation facilities) will considerably facilitate the construction of urban solar energy projects. Need for legal reform will persist in tenancy and real estate law. Amendments in these areas (e.g. by allowing the shifting of construction and operating costs towards tenants and

co-owners) could further boost the interest in the construction of solar energy projects on multi-family buildings.

1. Einleitung

Sowohl die nationale als auch die internationale Energie- und Klimapolitik hat sich hohe Ziele in Bezug auf eine nachhaltige Entwicklung gesetzt, bspw. Forderungen nach Energieeffizienz, einem erhöhten Einsatz erneuerbarer Energieträger sowie der Reduktion von CO₂-Emissionen. Auf europäischer Ebene wurde 2010 das auf zehn Jahre angelegte Wirtschaftsprogramm „Europa 2020“ vorgestellt, das u.a. Ziele in Bezug auf eine nachhaltige Entwicklung Europas beinhaltet, bspw. eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um zumindest 20% gegenüber 1990 oder eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger auf 20% (Europa 2020, 2014). Daran angelehnt verpflichtet sich Österreich in der nationalen Energiestrategie zu einem Anteil erneuerbarer Energien von 34% sowie einer Reduktion von CO₂-Emissionen von 16% bis zum Jahr 2020 (BMWFJ, 2010).

Die Relevanz einer Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien ist allein daran erkennbar, dass derzeit ca. 78% des energetischen Endverbrauchs durch fossile Energieträger gedeckt werden. Betrachtet man den Energiebedarf auf der Gebäudeebene wird deutlich, dass in Österreich ca. 34% auf diesen Sektor fallen. Besonders zu berücksichtigen ist dabei, dass der Anteil am energetischen Endverbrauch zu ca. 27,1% alleine auf die Raumwärme- und Warmwasseraufbereitung in Gebäuden zurückzuführen ist (E-Control, 2016a). Amann et al. (2013) weisen zudem auf einen dringenden Handlungsbedarf in Bezug auf die Reduktion fossiler Energien im Bereich Raumwärme hin. Der Gebäudesektor ist jedoch nicht nur ein Hauptverursacher von CO₂-Emissionen, sondern hat auch einen hohen Anteil an Flächenverbrauch. Umso wichtiger ist es, die vorhandenen Gebäudeflächen effizient zur Energiegewinnung mit Hilfe erneuerbarer Energien zu nutzen. Derzeit kommt Solartechnologien (Photovoltaik und Solarthermie) im urbanen Kontext nach wie vor eine untergeordnete Rolle zu, sind aber für die Reduktion fossiler Energieträger besonders relevant. Die Technologien sind ausgereift und ihre Nutzung bringt vor allem in urbanen Räumen große Vorteile mit sich: beim Betrieb dieser Anlagen entstehen nahezu keine direkten Treibhausgas-, Luftschadstoff-, und Lärmemissionen; die Technologien sind in Bezug auf die Größenordnung (Groß- und Kleinanlagen) sowie der Art der Anwendung (Eigentümer, Industrie, Energieversorgungsunternehmen, etc.) vielfältig einsetzbar; sie bieten die Möglichkeit sowohl Strom zu erzeugen als auch Wärme bereitzustellen; eine relativ hohe Flächeneffizienz für PV-Anlagen bis zu maximal 15% Wirkungsgrad und die Möglichkeit der ästhetischen Gebäudeintegration, wodurch eine höhere Akzeptanz dieser Energieträger in der Bevölkerung gegeben ist (Christian et al., 2011; Genske et al., 2009).

Zu beachten ist, dass die lokale Nutzung von Solarenergie im urbanen Kontext von unterschiedlichen Rahmenbedingungen, wie bspw. dem Bestand an infrastrukturellen Gegebenheiten, dem begrenzten Nutzungspotenzial von Flächen bzw. der Flächenkonkurrenz von Solartechnologien, unterschiedlichen Stakeholderinteressen, etc. abhängig ist. Da Solarenergie sowohl im Tages- als auch Jahresverlauf volatil anfällt, entspricht das Energieangebot zeitlich oft nicht der Nachfrage. Die energieeffiziente und ressourcenschonende Stadtplanung in Zusammenhang mit Solartechnologien ist ein komplexer Prozess, der das Wechselspiel verschiedener Faktoren (architektonisch, energietechnologisch, rechtlich und sozial) berücksichtigen muss. Ziel des Projektes

URSOLAR ist es, Umsetzungskonzepte für typische Stadtquartiere bestehend aus Energiesystemlösungen und Geschäftsmodellen in Form einer Roadmap zu erarbeiten.

Im vorliegenden Bericht wird zuerst ein knapper Überblick über die Marktentwicklung der Solartechnologien gegeben (Kapitel 1.1). Kapitel 2 beschreibt für die Umsetzung von Solartechnologien im urbanen Kontext relevante Rahmenbedingungen aus städtebaulicher, energietechnologischer, rechtlicher/organisatorischer sowie sozialer Sicht. Diese Rahmenbedingungen bilden einen wichtigen Grundstein für das Projektvorhaben insgesamt, sowie für die Charakterisierung und Auswahl der Stadtquartierstypen (Kapitel 3). Die Energiesystemlösungen, welche für drei idealtypische Stadtquartiere identifiziert wurden, werden in Kapitel 4 vorgestellt, während übertragbare technische Energiesystemlösungen in Kapitel 5 vorgestellt werden. Passende Geschäftsmodelle finden sich in Kapitel 6. Darauf aufbauend werden in Kapitel 7 Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur integrierten und optimierten Solarenergienutzung vorgestellt, wobei insbesondere auf die Identifikation technischer Energiesystemlösungen sowie passender Geschäftsmodelle eingegangen wird.

1.1 Stand der Technik

Solare Energie kann grundsätzlich entweder zur Wärme- (Solarthermie) oder zur Stromerzeugung (PV-Anlage) verwendet werden. Zusätzlich gibt es auch Hybridkollektoren/-anlagen, mit denen sowohl Strom- als auch Wärmeerzeugung möglich ist.

In zahlreichen Studien wurde bereits angeführt (z.B. StromBIZ (Amann et al., 2016)), dass ein möglichst hoher Eigennutzungsanteil der Schlüssel zu wirtschaftlich interessanten Amortisationszeiten ist. Dieser Eigenverbrauchsanteil kann durch Speicherung erhöht werden. Bei Verwendung von PV-Modulen können Batteriesysteme eingesetzt werden, bei Solarthermie Wärmespeicher mit entsprechender Größe. Aber auch die Nutzung des erzeugten Stroms für Wärmeanwendungen ist möglich. Dies kann in Form von sogenannten Power-to-Heat (P2H)-Lösungen in Form einer Einbindung in die Raumwärmeversorgung oder in die Warmwasseraufbereitung erfolgen.

Hinsichtlich der Positionierung von Solarmodulen (PV oder Solarthermie) am Objekt ist sowohl die Montage am Dach als auch an der Fassade oder an vorgesetzten Bauteilen bereits Stand der Technik. Vor allem bei der Montage an der Fassade oder an vorgesetzten Bauteilen ist speziell bei dichter verbauten Quartieren bzw. stark strukturierten Fassaden der Verschattungseffekt von anderen Gebäuden/Gebäudeteilen, Bäumen etc. zu berücksichtigen. Diese Effekte sind zum Teil bereits in den Solarpotenzialkarten von (Groß-)Städten berücksichtigt (z.B.: Solardachkataster Graz, 2016), zum Teil müssen sie individuell ermittelt werden.

1.1.1 Photovoltaik

Seit Beginn der 2010er Jahre befindet sich der PV-Markt in einem starken Aufwärtstrend. Auch im Jahr 2015 hat der weltweite Umfang an installierten PV-Anlagen wieder stark zugenommen und ist um 25% (50 GW) gewachsen. Damit beträgt die installierte Gesamtkapazität weltweit ca. 227 GW. Weltweit decken damit bereits 22 Länder mehr als 1% ihres Strombedarfes mithilfe von PV-Strom. In dieser Hinsicht sind vor allem die europäischen Länder führend mit Italien (8%) an der Spitze, gefolgt von Griechenland (7,4%) und Deutschland (7,1%). Diese Länder haben Ende

2015 bereits mehr als 7% ihres Stromverbrauches aus PV-Anlagen gedeckt. Für ganz Europa betrachtet, wurden Ende 2015 ca. 3,5% des gesamten europäischen Stromverbrauches aus PV-Anlagen abgedeckt. Für das Jahr 2016 wird geschätzt, dass beinahe 275 TWh produziert werden, was einem Anteil von 1,3% des globalen Strombedarfes entspricht (IEA, 2016a).

In Deutschland wurde 2015 eine Kapazität von 1,5 GW neu installiert. Insgesamt kommt Deutschland Ende 2015 auf eine Kapazität von 39,7 GW (netzgebundene Anlagen). Im Jahr 2015 belief sich die Stromerzeugung aus PV dabei auf rund 38,5 TWh (IEA, 2016b). Ende 2015 konnten 7,1% des Stromverbrauches aus PV-Anlagen gedeckt werden (IEA, 2016a). In der Schweiz wurden 2015 PV-Anlagen mit einer Kapazität von mindestens 300 MW installiert. Die Gesamtkapazität betrug Ende 2015 mehr als 1,3 GW. Mit dieser Kapazität können mehr als 2% des jährlichen Stromverbrauches mit PV-Anlagen gedeckt werden. Die Stromerzeugung aus PV belief sich 2015 auf rund 1,15 TWh (IEA, 2016b).

Ende 2015 kommt Österreich auf eine installierte Gesamtleistung von 723 MW (E-Control, 2016b). Dabei handelt es sich fast ausschließlich um netzgekoppelte Anlagen, nur ein sehr kleiner Teil entfällt auf autarke Anlagen. Im Jahr 2015 wurden PV-Anlagen mit einer Kapazität von ca. 150 kWp neu installiert (Biermayr et al., 2016), die Stromerzeugung aus PV belief sich auf rund 585 GWh (E-Control, 2016b). Bei den Neuinstallationen handelte es sich Großteiles um polykristalline Silizium-Solarzelltypen, die vorwiegend als Aufdachanlagen umgesetzt wurden (Biermayr et al., 2016).

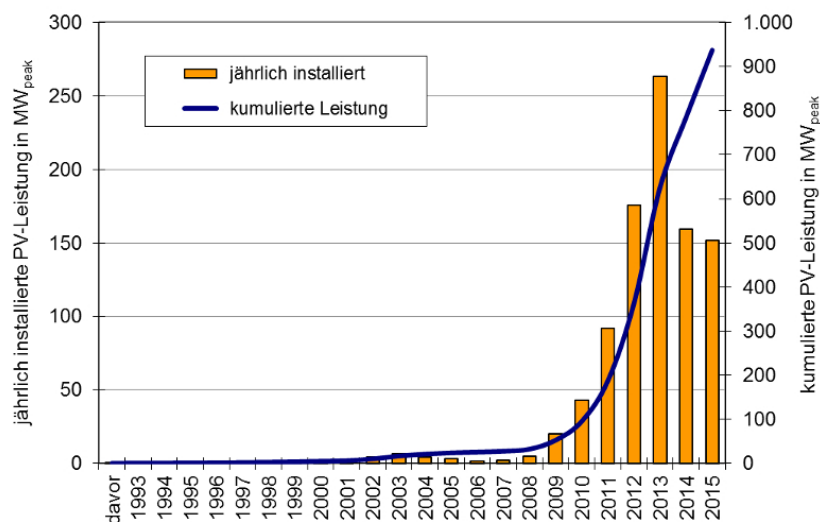


Abbildung 1: Die Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2015.

(Quelle: FH Technikum Wien, <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/innovative-energietechnologien-in-oesterreich-marktentwicklung-2015.php>)

Im internationalen Vergleich zählt Österreich auch 2015 nicht zu den führenden Ländern hinsichtlich der 2015 neu installierten PV-Leistung. Neben China (15,3 GWp), Japan (11 GWp), den USA (7,3 GWp) sowie Großbritannien (3,5 GWp) und Deutschland (1,46 GWp), haben auch mit Österreich hinsichtlich der Einwohnerzahl vergleichbare europäische Länder deutlich mehr PV Leistung neu installiert als Österreich (Biermayr et al., 2016), wie beispielsweise die Schweiz (ca 300 MWp) (IEA, 2016b).

Hinsichtlich der Modultypen kann unterschieden werden in: monokristalline -, polykristalline - und Dünnschichtmodule. Monokristalline Module weisen den besten Wirkungsgrad im Vergleich zu den anderen Modultypen auf, sind aber in der Anschaffung deutlich teurer. Da polykristalline Module in den letzten Jahren immer bessere Wirkungsgrade erzielten, haben diese das bessere Preis-Leistungsverhältnis. Der Nachteil der kristallinen Module liegt in der sinkenden Stromproduktion bei hohen Temperaturen oder bei diffusem Licht. Dünnschichtmodule sind im Vergleich zu den anderen Modulen sehr leicht und kostengünstig, haben aber einen relativ geringen Wirkungsgrad. Dadurch kommen sie auf eine geringere Leistung pro Quadratmeter.

Hybridkollektoren bestehen aus einem PV-Modul, welches meist an der Rückseite mit wassergeführten Kühlkanälen gekühlt wird. Der Vorteil der Hybridkollektoren liegt darin, dass die Stromproduktion durch das gekühlte PV-Modul steigt und gleichzeitig Niedertemperaturwärme zur Verfügung steht. Die Niedertemperaturwärme muss jedoch genutzt werden, um den Kollektor optimal und wirtschaftlich zu betreiben. Ist kein großer Speicher (Langzeitspeicher über mehrere Tage/ Wochen bzw. Monate) für die anfallende Niedertemperaturwärme vorhanden, dann sind die derzeit am Markt befindlichen Hybridkollektoren wirtschaftlich nicht darstellbar.

1.1.2 Solarthermie

Ende 2014 betrug die weltweite installierte Kapazität 410,2 GWth (586 Millionen m²). Dabei wurden 2014 Solarthermieanlagen mit einer Kapazität von 46,7 GWth (66,7 Millionen m²) installiert. 94% der erzeugten Energie für die Warmwassererzeugung verwendet. Davon entfiel der größte Teil auf Einfamilienhäuser (68%). Größere Anlagen wie in Mehrfamilienhäusern und Hotels machten 27% aus (Mauthner & Weiss, 2016).

Das Marktwachstum innerhalb der 10 wichtigsten Märkte für Solarthermieanlagen im Jahr 2014 verhält sich dabei äußerst heterogen. So konnten Brasilien (+4,5%), Indien (+7,0%), die Vereinigten Staaten (+0,9%) sowie Mexiko (+18,2%) und Griechenland (+19,1%) teilweise sehr starke Wachstumsraten vorweisen. In anderen führenden Ländern hat sich der Marktanteil dagegen teilweise stark verringert; allen voran Australien (-21,1%), China (-17,6%), Israel (-13,4%), Deutschland (-9,8%) sowie die Türkei (-0,8%) (Mauthner & Weiss, 2016).

Im Jahr 2015 betrug die Gesamtkapazität an Solarthermie in Deutschland rund 13,4 GWth an installierter Kollektorfläche (BSW, 2016). Neu hinzugekommen sind dabei im Jahr 2015 rund 564 MWth. Anteilsmäßig gerechnet nimmt die aus Solarenergie erzeugte Wärme damit in Deutschland nur einen relativ bescheidenen Platz ein. Der Gesamtenergieverbrauch für den Bereich Wärme betrug im Jahr 2015 rund 7.806 GWh; damit beträgt der Anteil der solarthermisch erzeugten Wärme nur rund 0,7% vom Gesamtwärmeverbrauch (BMW, 2016). Nach Schätzungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie konnten mit diesem Anteil im Jahr 2015 ca. 2.037.000 t an CO₂-Äquivalenten vermieden werden (BMWi, 2014). In der Schweiz betrug die Anzahl an installierter Gesamtkapazität im Jahr 2015 rund 1,11 kW bzw. 1,6 Mio m². An neu installierten Anlagen kamen dabei rund 98.436 m² hinzu. Die auf diese Weise verfügbare Kollektorfläche wies damit einen Energieertrag von rund 655 GWh auf (Hostettler, 2016).

In Österreich waren mit Ende des Jahres 2015 5,2 Mio. m² thermische Sonnenkollektoren in Betrieb, was einer installierten Leistung von 3,7 GWth entspricht (siehe Abbildung 2) (Mauthner &

Weiss, 2016). Mit einem Nutzwärmeertrag von 2.129 GWhth wurden damit 459.242 Tonnen an CO₂-Emissionen (unter Zugrundelegung der Substitution des österreichischen Wärmemixes) vermieden (Biermayr et al., 2016).

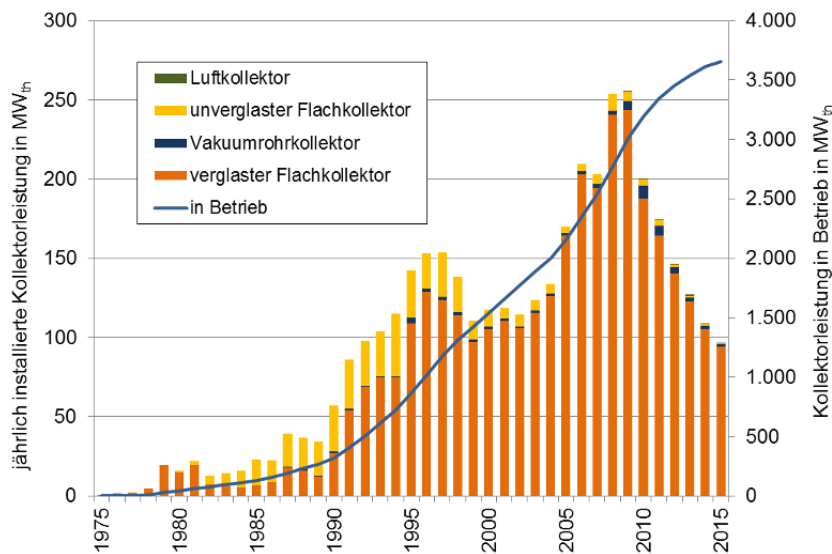


Abbildung 2: Die Marktentwicklung der Solarthermie in Österreich bis 2015
(Quelle: AEE INTEC, <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/innovative-energiotechnologien-in-oesterreich-marktentwicklung-2015.php>)

Der Solarwärmemarkt in Österreich wird nach wie vor von Anwendungen im Einfamilienhausbereich (Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) dominiert. Dank der Bemühungen, neue Anwendungsgebiete zu erschließen, kamen Anwendungen im Mehrfamilienhausbereich und im Dienstleistungssektor, v.a. im Tourismus, zur klassischen Anwendung im privaten Bereich dazu. Im Jahr 2015 beliefen sich die Neuinstallationen von thermischen Sonnenkollektoren in Österreich auf 137.740 m², was einer installierten Leistung von 96,4 MWth entspricht. Davon entfielen zwei Drittel auf Einfamilienhäuser und nur 21% auf Mehrfamilienhäuser. 44% der Solaranlagen werden als Maßnahme im Zuge einer Sanierung, 26% als Maßnahme im Zuge eines Neubaus sowie 30% als Einzelmaßnahme im Altbau installiert (Biermayr et al., 2016).

Bei den neu installierten Anlagen handelte es sich vor allem um Flachkollektoren mit 97,5%, gefolgt von Vakuumröhrenkollektoren mit 1,7% und unverglasten Flachkollektoren zur Schwimmbaderwärmung mit 0,6%. Seit 2009 werden in der Marktstatistik auch Luftkollektoren berücksichtigt. Der Marktanteil dieser Kollektoren lag 2015 bei lediglich 0,2% der neu installierten Kollektorfläche (Biermayr et al., 2016).

Die Aufteilung der installierten Kollektorfläche nach den Anwendungsbereichen Warmwasserbereitung 59% oder Kombianlage (Warmwasser und Heizungsunterstützung) 41% veränderte sich tendenziell hin zu Anlagen zur Warmwasserbereitung. Die meisten Einbindungen von thermischen Solaranlagen in Fernwärmesysteme wurden im dörflichen oder kleinstädtischen Bereich realisiert. Den Einzug in Großstädte hat die Solarthermie bislang nicht nennenswert geschafft (Biermayr et al., 2016). Die Stadt Graz nimmt diesbezüglich neben den bekannten Großsolaranlagen in klein- und mittelgroßen Städten Dänemarks eine positive Sonderstellung ein. Bereits seit dem Jahr 2002 wird Solarenergie über Großsolaranlagen in das Grazer Fernwärmenetz einge-

speist. Bis 2016 konnten die Einspeiseanlagen auf eine Fläche von 13.000 m² ausgebaut werden (Prutsch et al, 2017). Darunter befindet sich auch mit 7.750 m² die größte Thermosolaranlage Mitteleuropas. Betreffend die Einspeisung von Überschusswärme aus Solarthermieanlagen bei Mehrfamilienhäusern, Gewerbe- und Industriebetrieben, etc. in Fernwärmenetze ist anzumerken, dass diese Überschüsse meist in Zeiten auftritt (Sommermonate), in denen der Wärmebedarf in den mitteleuropäischen Fernwärmenetzen sehr reduziert ist. Dieser sommerliche Wärmebedarf in den Fernwärmenetzen wird häufig bereits durch Abwärmenutzung, thermische Reststoffverwertung, Biomasse(KWK)-Anlagen, etc. abgedeckt, die Einspeisung weiterer Überschüsse aus Solarthermieanlagen in diese Netze würde die entsprechende Einbindung von Langzeitwärmespeichern erforderlich machen (Prutsch et al, 2014; Prutsch et al, 2017).

Im weltweiten Vergleich der gesamten in Betrieb befindlichen Kollektorfläche liegt Österreich im Jahr 2015 weiterhin an achter Stelle (Mauthner & Weiss, 2016). Bezieht man die gesamte Kollektorfläche auf die Einwohnerzahl, so liegt Österreich weltweit sogar an erster Stelle. Im Bereich der thermischen Solarenergienutzung nimmt Österreich also weltweit nach wie vor eine Spitzenstellung ein (Biermayr et al., 2016)

1.2 Verwendete Methoden

Im Rahmen des Projektes wurden zur Beantwortung der Forschungsfragen in den jeweiligen Arbeitspaketen bzw. Tasks unterschiedliche Methoden eingesetzt, die im Folgenden beschrieben werden:

Zu Beginn wurden **gegebene Rahmenbedingungen analysiert** (Kapitel 2). Zur Analyse der städtebaulichen Rahmenbedingungen wurden die gesetzlichen Grundlagen und die darauf basierenden Planwerke der Raumplanung (Flächenwidmungsplan), Stadtentwicklung (Stadtentwicklungskonzept) und Bebauungsplanung analysiert. Die Definition der energietechnologischen Rahmenbedingungen erfolgte auf Basis von Literaturrecherchen, Abgleich mit Realdaten mittels Auswertung aus dem Adress-, Gebäude-, und Wohnungsregister AGWR II (Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016) für die Stadt Graz, sowie Diskussion mit ExpertInnen. Zur Beschreibung rechtlicher Rahmenbedingungen wurde neben einer allgemeinen Literaturrecherche der derzeit geltende Rechtsbestand erhoben; die Ergebnisse wurden mit Experten diskutiert und abgeglichen. Zur Eruiierung relevanter sozialer Rahmenbedingungen wurden neben einer Literaturrecherche soziodemographische Daten zur Charakterisierung der BewohnerInnen auf Zählspengenebene ausgewertet (Regionales Datenpaket der Statistik Austria für Graz, Stand: 31/10/2013).

Zur **Charakterisierung von Stadtquartierstypen** (Kapitel 3) wurden über eine Literaturrecherche die für die Solarenergienutzung relevanten Merkmale auf Gebäudeebene betrachtet. Ebenso wurden unterschiedliche Methoden zur Stadtanalyse über Literaturrecherche erhoben als auch die Ebenen der Typenbildung ermittelt. Die Charakterisierung von Stadtquartierstypen über den Gebäudebestand erfolgte über die Analyse von Luftbildern und dem Flächenwidmungsplan (Geoinformationssystem des Vermessungsamtes der Stadt Graz). Für Leoben und Linz wurde diese Methode ausschnittsweise angewendet. Abgeleitet von den oben erwähnten Gebäude-

merkmalen wurden die einzelnen Bebauungsformen hinsichtlich ihrer Eignung zur Solarenergienutzung analysiert.

Bei der allgemeinen und in weiterer Folge auf die Fallstudiengebiete abgestimmten **Identifikation der passenden Energiesystemlösungen** (Kapitel 4 und 5) erfolgte basierend auf den energietechnologischen Rahmenbedingungen im ersten Schritt eine Zuordnung von technisch möglichen Energiesystemlösungen im Objekt und von technisch möglichen gebäudeübergreifenden Energiesystemlösungen (im Gebäudeverbund/Quartier bzw. mittels Netzeinspeisung). Dabei wurde ergänzend zu einer umfassenden Literaturrecherche eine Diskussion mit ExpertInnen aus dem Haustechnik-Bereich der Hausverwaltungen, Planern und Anlagenanbietern durchgeführt. Im nächsten Schritt erfolgten eine Bewertung der Eignung und die Einschätzung des Aufwands der technischen Umsetzung der einzelnen Energiesystemlösungen zu den jeweiligen energietechnologischen Rahmenbedingungen. Danach wurde für jene Energiesystemlösungen, bei denen ein geringer bis mittelhoher Aufwand für die technische Umsetzung evaluiert wurde, eine Modellierung von unterschiedlichen Energiesystemlösungen für die 3 ausgewählten Quartierstypen durchgeführt, um eine konkrete Aussage zu den technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Effekten zu ermöglichen. Die Ermittlung des Energiebedarfs für die Modellierung der Objekte/Gebäudeverbände erfolgte dabei einerseits auf Basis von Sekundärdaten (Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016; Amann et al., 2016; Clausnitzer & Hoffmann, 2009; Amtmann & Groß, 2011); parallel wurden für die Validierung der Daten Realdaten aus den Objekten erhoben (Energieausweise, Energieabrechnungen, Befragung der Hausverwaltungen und Wohnungseigentümer/-mieterInnen). Diese Daten wurden in den jeweiligen Simulationsprogrammen für Solarthermie (T*SOL) und PV (PV*SOL) hinterlegt. Die Ermittlung der theoretisch verfügbaren Dach- und Fassadenflächen für die Solarnutzung erfolgte auf Basis des bestehenden Solardachkatasters für Graz (Solardachkataster Graz, 2016) und es wurde ebenfalls eine Plausibilitätsprüfung mit realen Gegebenheiten vor Ort (Dachflächenfenster, Dachgauben, Verschattung von Bäumen etc.) vorgenommen. Die Zusammenführung der Simulationsergebnisse für die unterschiedlichen Szenarien erfolgte in einer Excel-Datenbank, in der auch die weiterführenden Berechnungen zu Wirtschaftlichkeit und Emissionsbewertung durchgeführt wurde.

Um **passende Geschäftsmodelle** (Kapitel 6) identifizieren zu können, wurden ergänzend zu einer umfassenden Literaturrecherche sechs qualitative Interviews mit ExpertInnen aus den Bereichen Hausverwaltung, Energieversorgung und Politik durchgeführt. In weiterer Folge wurde eine Fragebogenerhebung unter österreichischen Hausverwaltungen durchgeführt, die sich im Rahmen der Interviews als zentral für die Umsetzung von Solarenergieprojekten herausgestellt haben. Die Fragebogenstudie war darauf ausgerichtet zu erheben (1) ob bereits (zumindest) ein Solarenergieprojekt umgesetzt wurde, (2) ob intendiert ist, künftig ein Solarenergieprojekt umzusetzen sowie (3) das präferierte Geschäftsmodell zu eruieren. Zusätzlich wurden (4) relevante Aspekte des Produkt-Service Systeme (PSS) Ansatzes aus Literatur operationalisiert sowie (5) allgemeine Informationen über die Hausverwaltungen sowie die verwalteten Gebäude erhoben.

Basierend auf den in Kapitel 5 und 6 dargestellten, auf die Fallstudiengebiete zugeschnittenen Umsetzungskonzepten, werden in Kapitel 7 **Schlussfolgerungen** vorgestellt, die – unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen – auch für vergleichbare Quartierstypen in anderen österreichischen Städten gelten. Diese Schlussfolgerungen wurden einerseits anhand einer

teaminternen Diskussion und andererseits anhand eines Stakeholderworkshops mit Praktikern aus Energieversorgungsunternehmen und Hausverwaltungen sowie Wissenschaftlern der Universität und Fachhochschule interdisziplinär erarbeitet.

2. Rahmenbedingungen für die urbane Solarenergienutzung

Die für die Umsetzung von Solartechnologien im urbanen Kontext relevanten Rahmenbedingungen werden in den folgenden Kapiteln aus städtebaulicher, energietechnologischer, rechtlicher/organisatorischer sowie sozialer Sicht erörtert.

2.1 Städtebauliche Rahmenbedingungen

Ziel des Städtebaus und der Stadtplanung ist es, die Vielzahl von Interessen unterschiedlicher Akteure zu koordinieren und räumliche Synergien hervorzubringen. Aus Orten, Raumabschnitten, Wegenetzen, Straßen und Plätzen entsteht bspw. ein Quartier (Frick, 2008). Städtebauliche Leitbilder beschreiben einen Typus von Stadt- oder Siedlungsstruktur, der für eine bestimmte Zeit, ihre gesellschaftlichen Ziele und Vorstellungen von Lebenskonzepten steht: So hat das Zeitalter der Industrialisierung bspw. den Typus der gründerzeitlichen Stadt mit der prägnanten Blockrandbebauung hervorgebracht. Bestimmte Stadttypen lassen sich gebietsweise einzelnen Zeitfenstern in der historischen Entwicklung der Phasen von Stadterweiterungen zuordnen. Den Rahmen für derartige städtebauliche Entwicklungen bilden die Raumordnung und -planung.

Raumordnung versteht sich als „planmäßige, vorausschauende Gestaltung eines Gebietes, um die nachhaltige und bestmögliche Nutzung und Sicherung des Lebensraumes im Interesse des Gemeinwohles zu gewährleisten.“ (§ 1 Abs 2 StROG 2010). Die *Raumplanung* umfasst die inhaltlichen Zielformulierungen für den strukturellen Umgang mit Raum sowie die Instrumentarien zur Umsetzung dieser Ziele auf unterschiedlichen Planungs- und Verwaltungsebenen. Aufgrund der Generalklausel des Art 15 Abs 1 B-VG sind hierfür in Österreich grundsätzlich die Länder zuständig, einige Sondermaterien (zB im Verkehrsplanungsrecht) verbleiben jedoch beim Bund. Man spricht deshalb beim Raumordnungsrecht von einer „Querschnittsmaterie“. Auch die Vollziehung im Bereich der „allgemeinen Raumplanung“ ist zersplittert: Fragen der überörtlichen Raumplanung fallen in die Zuständigkeit des Landes, während die Vollziehung der örtlichen Raumplanung in den eigenen Wirkungsbereich der Gemeinden fällt (Art 118 Abs 3 Z 9 B-VG).

Das örtliche Entwicklungskonzept mit dem Entwicklungsplan stellt auf Gemeindeebene eine verbindliche Vorgabe für die Ausarbeitung von Flächenwidmungs- und Bebauungsplänen dar (Reissner, 2005). In Graz kommt das Stadtentwicklungskonzept STEK 4.0 seit 13. Mai 2013 zur Anwendung. Der Flächenwidmungsplan definiert für sämtliche Gebiete österreichweit jene Bedingungen, welche die Basis zur Entwicklung verschiedenster Formen von Siedlungs- und Stadtquartierstypen bilden (Reissner, 2005). Da in diesem Projekt die Nutzung der Solarenergie am Gebäudebestand betrachtet wird, ist für die Untersuchungen die im Flächenwidmungsplan gekennzeichnete Nutzungsart Bauland relevant (siehe Auswahl Fallstudiengebiete). Auf Ebene der einzelnen Grundstückspartellen unterscheidet der Flächenwidmungsplan Widmungen, welche das Bauland hinsichtlich der städtischen Nutzungen ausweisen: reines Wohngebiet (WR), allgemeines Wohngebiet (WA), Kerngebiet (KG), Dorfgebiet (DO), Gewerbegebiet (GG), Einkaufs-

zentrum (EZ), Industrie- und Gewerbegebiet 1 und 2 (I/1, I/2), um die wichtigsten zu nennen (§30 Abs 1 StROG 2010).

Die Nutzungswidmung der Grundstückspartellen ist für das Projekt relevant, da unterschiedliche Nutzungen unterschiedliche Lastprofile im Energieverbrauch zur Folge haben: Ist die Energielast in Gebieten mit betrieblicher Nutzung zu Arbeitszeiten tagsüber hoch und in den Abend- und Nachtstunden geringer, so ist diese in reinen Wohngebieten gerade umgekehrt. Die asynchrone Beziehung des Lastprofils durch Wohnnutzung zum möglichen Energiegewinn durch die PV-Stromproduktion verweist auf die Bedeutung der Widmung, d.h. der städtischen Nutzung als eine Rahmenbedingung, die den möglichen Abgleich von Energieproduktion und Energielast zwischen Gebieten mit unterschiedlicher Widmung thematisiert. Daher sind für die urbane Solarenergienutzung in diesem Projekt die Nutzungswidmungen Kerngebiet, Allgemeines Wohngebiet, reines Wohngebiet und Gewerbegebiet relevant.

Der Flächenwidmungsplan beinhaltet darüber hinaus auch Informationen zur baulichen Nutzung der Fläche (Bebauungsdichte, etc.; vgl. vgl. § 1 Abs 1 Bebauungsdichteverordnung 1993). Neben der *Bebauungsdichte* ist es vor allem die Unterscheidung der *Bauweisen*, welche die rechtliche Grundlage zur Umsetzung unterschiedlicher städtebaulicher Quartierstypen bildet. Drei Bauweisen werden gem §41 Abs 1 StROG 2010 unterschieden (die u.a. gem § 41 Abs 1 Z 2 lit f leg cit im Bebauungsplan festzulegen sind):

- offene Bauungsweise (allseits freistehende bauliche Anlagen oder einseitig an die Grenzen angebaute bauliche Anlagen)
- gekuppelte Bauungsweise (an einer Grenze aneinandergebaute bauliche Anlagen);
- geschlossene Bauungsweise (an mindestens zwei Grenzen aneinandergebaute bauliche Anlagen)

Darüber hinaus können im Bebauungsplan, der die Vorgaben des Flächenwidmungsplans präzisiert, Angaben zur differenzierten Nutzung („Verteilung der Nutzungen im Sinne der jeweiligen Baugebietskategorie“) aber auch zur baulichen Struktur, wie der Höhenentwicklung der Gebäude (Gebäudehöhen, Geschoßanzahlen), der Lage und Stellung der Gebäude über Baugrenzlinien und Baufluchtlinien, der Festlegung von Längsrichtung, Firstrichtung, Gebäudetiefe usw. getroffen werden (§ 41 Abs 2 Z 5, 6 StROG 2010).

Die oben genannten Bauweisen fassen auf verallgemeinernde Weise die möglichen Beziehungen von Partellen und den baulichen Anlagen zusammen und bilden die rechtliche Basis zur Entstehung städtische Bauungsformen, die sich aus unterschiedlichen Kombinationen und Verbänden von Partellen und Gebäuden ergeben. Diese Bauungsformen lassen sich in unterschiedliche Bauungstypen, die sogenannten *Stadtbausteine*, zusammenfassen: der Solitär, die Reihe, die Zeile, der Block, der Hof, die Passage, die Gruppe, die „Kiste“ (Bürklin & Peterek, 2008; für eine detailliertere Beschreibung siehe Kapitel 3.1).

Diese einzelnen Bauungstypen treten in unterschiedlichsten Formen und Geometrien auf, und können unter folgenden Perspektiven analysiert werden:

1. baulich – räumliche Perspektive (physische Beschreibung des Bausteins),

2. Orientierung (Wie ist die Struktur an den Himmelsrichtungen orientiert?),
3. Erschließung (Wie mittel- bzw. unmittelbar sind die baulichen Strukturen an das Straßennetz angebunden, wie verhält sich die Positionierung der Baustrukturen zu den Grundstückspartikeln und deren Erschließung?),
4. Stadtraumbildung (Welcher städtische Raum wird generiert?), und
5. Funktion (Für welche Nutzungen sind diese Strukturen geeignet?)

Für die Analyse der einzelnen Bebauungstypen hinsichtlich der Solarenergienutzung kommen jene zur Anwendung, die auch auf Gebäudeebene relevant für die Solarenergienutzung sind (Roberts & Guariento, 2009), wie:

- baulich-physische Merkmale (Orientierung und Neigung der Gebäudeoberflächen),
- mögliche Leitungsführung innerhalb der Gebäudestruktur,
- das Verschattungspotential durch Eigenverschattung, angrenzende Gebäude und Baumbestand, sowie
- der Standort.

Neben der Tatsache, dass bei gekuppelter und geschlossener Bauweise die Anzahl der Gebäudeoberflächen durch den Verband mit den angrenzenden Gebäuden reduziert ist, sind auf städtebaulicher Ebene die oben genannten Punkte vor allem zwischen den einzelnen Gebäuden interessant: Beispielsweise ist die Leitungsführung zwischen den Gebäuden von Interesse und das Verschattungspotential durch Eigenverschattung des einzelnen Gebäudes innerhalb der Bebauungsform.

Ist auf Gebäudeebene der Standort vor allem hinsichtlich der Lage des Gebäudes im städtebaulichen Kontext relevant, so ist dieser Aspekt in der städtebaulichen Betrachtungsebene auf die umgebenden Bebauungsformen zu beziehen. Darüber hinaus ist auch die topografische, klimatische und vor allem die globale Dimension zu erwähnen: Sie ist durch den geografischen Breiten- und Längengrad definiert, mittels derer der Einfallswinkel des Sonnenlichts auf die Erdoberfläche an einem bestimmten Ort der Erdoberfläche bestimmt werden kann. Graz liegt auf $+47,07^\circ$ (nördlicher) Breite und $+15,46^\circ$ (östlicher) Länge, in Abhängigkeit dazu trifft das Sonnenlicht am 21. Juni um 12:00 mittags in einem (Höhen-) Winkel von etwa 66° auf die Erdoberfläche in Graz, am 21. Dezember um 12:00h mit 20° . Diese Werte ändern sich mit Veränderung des Standortes, vor allem hinsichtlich des Breitengrads und haben Einfluss auf den Solareintrag. Die Abweichungen im Solarertrag, die sich durch unterschiedliche Lagen hinsichtlich der Koordinaten ergeben, sind allerdings innerhalb von Österreich vernachlässigbar. Allerdings nimmt der Einfallswinkel indirekt Einfluss auf Gebäudeabstände, in dem „für die notwendigen Lichteintrittsflächen [...] ein freier Lichteinfallswinkel [...] eingehalten wird“ (OIB-330.3-009/15, 9.1.2, S7). Einen größeren Einfluss auf den Solarertrag können auch standortspezifische klimatische Bedingungen haben – oft in Verbindung mit topografischen Voraussetzungen. So können z.B. häufig auftretender Nebel oder sonstige Witterungseinflüsse sich auf den potentiellen Solareintrag auswirken.

Da der Flächenwidmungsplan über Bebauungsformen und deren Größenordnung in Wohnquartieren keinen Aufschluss gibt – dies ist Inhalt von Bebauungsplänen, welche aber als Planwerk nicht über ganz Österreich flächendeckend erfasst sind – soll eine weitere Ebene der Kategori-

sierung eingeführt werden. Ausgehend von den Richtlinien der Statistik Austria zur Klassifikation von Bauwerken (Statistik Austria, Klassifikationsdatenbank, CC europäische Klassifikation, Amtmann & Altmann-Mavaddat, 2014) werden folgende Gebäudekategorien unterschieden: Einfamilienhaus (EFH), Reihenhäuser (RH), Mehrfamilienhäuser bis 10 Wohnungseinheiten (MFH) und mehrgeschoßige, großvolumige Wohnbauten ab 11 Wohnungseinheiten (MWB). Bezogen auf die Bebauungstypen dieser Gebäudeklassen vereinfacht den Kategorien „SMALL“, „MEDIUM“ und „LARGE“ zugeordnet.

2.2 Energietechnologische Rahmenbedingungen

Eine Auswertung der Bestandsdaten (über 43.000 Objektadressen) aus dem AGWR II für Graz ergab folgende Ergebnisse hinsichtlich der unterschiedlichen Arten der Raumwärmebereitstellung und der Warmwasserbereitung in Graz (Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016). Betreffend die Datenqualität im AGWR II für Graz ist anzumerken, dass der Status entweder von der Erstbefüllung aus dem GWR im Jahr 2004 stammt und im GWR die Daten nicht durchgängig vorhanden waren. Eine Aktualisierung der Daten erfolgt nur im Anlassfall wie z.B. bei umfassenden baulichen Adaptierungen (bewilligungspflichtigen Maßnahmen), Abriss, etc., nicht jedoch z.B. bei Nutzungsänderungen oder ausschließlicher Sanierung eines Heizungs- oder Warmwassersystems. Während die Anzahl der Angaben beim Typ der Wärmebereitstellung noch recht hoch sind (ca. 95%), sind die Angaben zum Typ der Warmwasserbereitung aufgrund der geringen Anzahl (ca. 5%) nicht aussagekräftig.

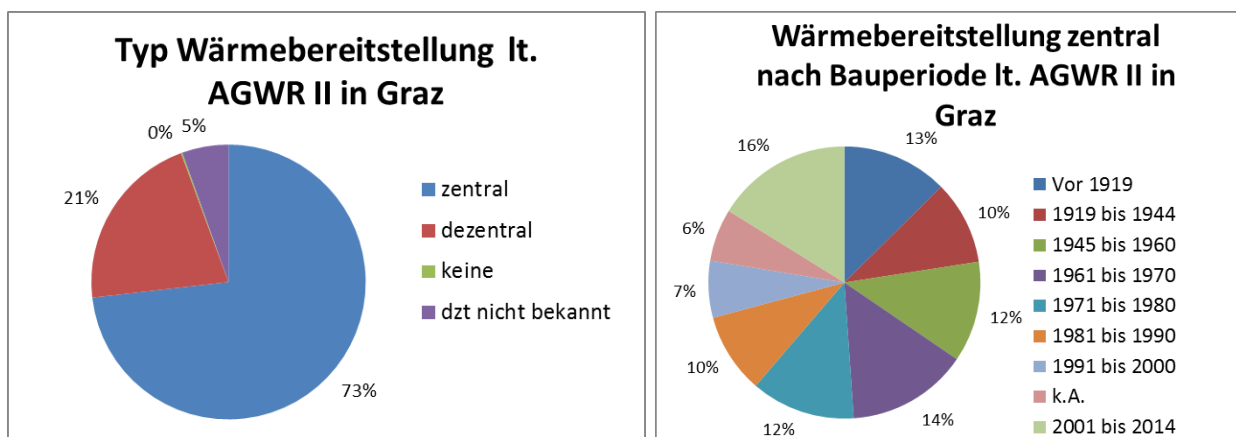


Abbildung 3: Typ der Wärmebereitstellung und Wärmebereitstellung zentral nach Bauperiode/Baualtersklasse in Graz lt. AGWR II

(Quelle: Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016)

Der Anteil der zentralen Wärmebereitstellung liegt demgemäß in Graz bei über 70% wobei anzumerken ist, dass Etagenheizungen bei dieser Kategorisierung vermutlich häufig die Kategorie „zentral“ zugeordnet wurden. Die Aufteilung der zentralen Wärmebereitstellungssysteme auf die Baualtersklassen zeigt eine sehr gleichmäßige Verteilung (Abbildung 3).

Nachfolgend ist die Auswertung zum Typ der Warmwasserbereitung und zur Zuordnung der zentralen Warmwasserbereitung zu den Baualtersklassen dargestellt (Abbildung 4).

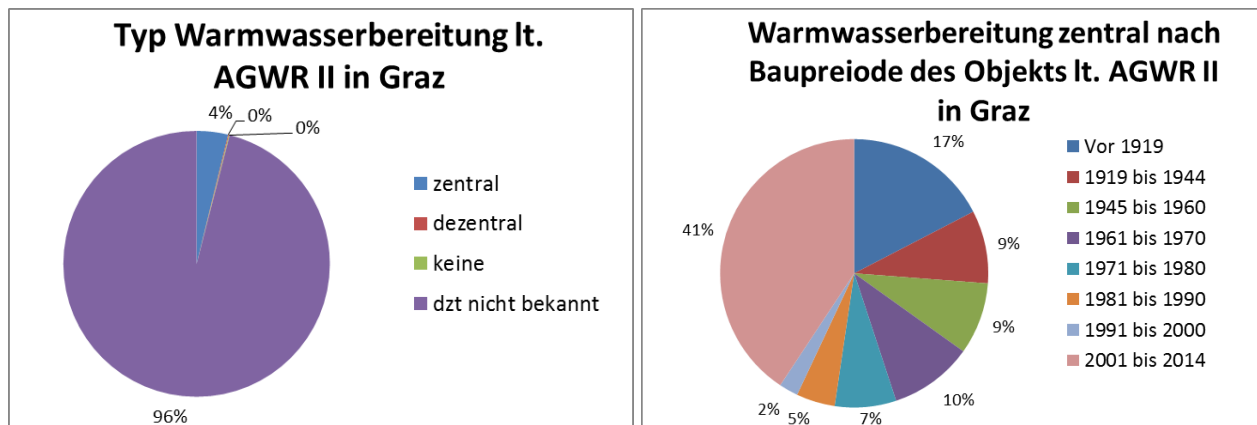


Abbildung 4: Typ der Warmwasserbereitung und Warmwasserbereitung zentral nach Bauperiode/Baualtersklasse in Graz lt. AGWR II
(Quelle: Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016)

Bei der ersten Analyse der Fallstudiengebiete in Graz hat sich bereits herausgestellt, dass eine eindeutige Zuordnung eines typischen Warmwasser- und Heizungstyps zu einem Quartierstyp aufgrund mangelnder Datenqualität im AGWR nicht möglich ist. Daher wurde für die weitere Definition der energietechnologischen Rahmenbedingungen ein sehr allgemeiner Ansatz gewählt, mit dem auch die Übertragbarkeit auf andere Städte möglich sein sollte.

In Kapitel 2.1 wurden unter den städtebaulichen Rahmenbedingungen bereits bauliche und physikalische Merkmale des Objekts angeführt. Diese haben auch in weiterer Folge eine wesentliche Bedeutung für die energietechnologischen Rahmenbedingungen, die demnach in folgende Kategorien zusammengefasst werden können:

- dem bestehenden oder geplanten Konzept für die Raumwärmeversorgung und die Warmwasserbereitung sowie die Anzahl der Zählpunkte für die Stromversorgung in dem Objekt,
- der geplanten Art der Solarnutzung im Objekt bzw. im Quartier und
- den baulichen und physikalischen Merkmalen des Objekts.

Diese wesentlichen energietechnologischen Rahmenbedingungen, die im Rahmen dieses Forschungsprojekts betrachtet wurden, sind in Abbildung 5 dargestellt und werden in diesem Kapitel erläutert.



Abbildung 5: Übersicht energietechnologische Rahmenbedingungen

Bestehendes bzw. geplantes Konzept für die Raumwärmeversorgung und die Warmwasserbereitung im Objekt: In den Bestandsgebäuden können bei der Raumwärmeversorgung und der Warmwasserbereitung unterschiedliche Systeme zum Einsatz kommen. Beim Hauptfokus auf Wohngebäude muss man grundsätzlich zwischen zentralen und dezentralen Systemen unterscheiden.

Bei der zentralen Versorgung (siehe Abbildung 6) kommen im Wesentlichen zwei Systeme zum Einsatz:

Zentrale Bereitstellung (4 Leitersystem): Bei dieser Variante der zentralen Heizung und Warmwasserversorgung führen jeweils 2 Leitungspaare (Vor- und Rücklauf Heizung; Warmwasser und Zirkulation) in jede Wohnung. Im Heizraum ist ein zentraler Heizkessel oder eine Übergabestation (Heizöl, Gas, Fernwärme, etc.) installiert, der die Wärme erzeugt/bereitstellt. Die Zirkulationsleitungen bringen das Warmwasser bis knapp vor die Zapfstelle.

Wärmebereitstellung zentral, Warmwasserbereitung dezentral (2 Leitersystem): Die sogenannten Wohnungsstationen stellen eine Mischform aus zentraler und dezentraler Versorgung da. Hier erfolgt die Wärmeerzeugung zentral mittels Wärmeerzeuger/Übergabestation (Heizkessel, Fernwärme oder Wärmepumpe), die Warmwasserbereitung jedoch dezentral auf Wohnungsebene. Optional kann in den Wohnungen ein Tagesspeicher vorgesehen werden (Farghadan et al., 2016).

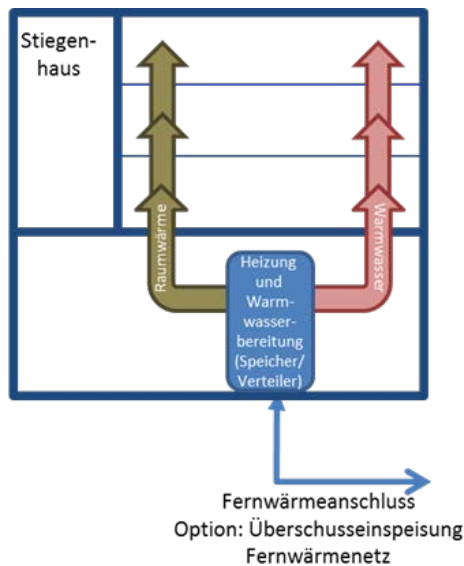


Abbildung 6: Zentrale Raumwärme- und Warmwasserversorgung
(Quelle: Grazer Energieagentur)

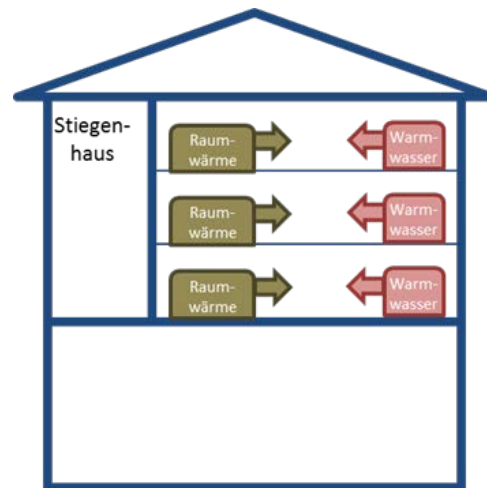


Abbildung 7: Dezentrale Raumwärme- und Warmwassererzeugung
(Quelle: Grazer Energieagentur)

Dezentrale Versorgung bedeutet, dass die Raumwärmebereitstellung und die Warmwasserbereitung direkt in den Wohnungen erfolgt. Dies kann entweder direkt mit Einzelöfen, Durchlauferhitzern oder aber an einem zentralen Ort in der Wohnung (Etagenheizung div. Brennstoffe, E-Speicher, E-Boiler) umgesetzt werden (siehe Abbildung 7).

Bestehendes bzw. geplantes Konzept für die Stromversorgung im Objekt: Hinsichtlich der Zählpunkte für die Stromversorgung im Objekt ist zu unterscheiden zwischen:

- einem (zentralen) Zählpunkt: typisch z.B. bei der Gebäudekategorie „Heim“. Dabei sind eventuell noch Subzähler im Gebäude vorhanden, die aber nicht vom EVU bereitgestellt werden
- mehrerer Zählpunkte: typisch z.B. bei der Gebäudekategorie „Mehrfamilienhaus“. Dabei ist meist ein Zählpunkt für den Allgenernstrom (für die Nutzung der allgemeinen Infrastruktur: z.B.: Stiegenhausbeleuchtung, Beleuchtung in Gängen und Tiefgaragen, Fluchtwegsbeleuchtung, Strom für Aufzüge, etc.) und einzelne Zählpunkte je Wohnungen für den Haushaltsstrom vorhanden die jeweils direkt vom EVU bereitgestellt und abgerechnet werden.

Eine sehr gute Darstellung der unterschiedlichen Systeme für die Stromversorgung eines Objekts und der Einbindungsmöglichkeiten von PV-Anlagen erfolgt in der Studie StromBIZ (Amann et al., 2016).

Hinsichtlich der **Voraussetzungen für die Überschusseinspeisung** ist zu unterscheiden ob aus technischer Sicht die Einspeisung in folgende Netze möglich:

- Stromnetz
- Mikro-/Nahwärmenetz
- Fernwärmenetz

Betreffend die geplante **Art der Solarnutzung im Objekt bzw. Quartier** unterscheidet man:

- thermische Nutzung der Solarenergie über eine Solarthermieanlage oder eine Hybridanlage für die Raumwärmeversorgung und/oder Warmwasserbereitung oder
- Stromnutzung/Stromerzeugung über eine PV-Anlage oder eine Hybridanlage für die Nutzung für Allgemeinstrom und/oder Haushalts-/ Gewerbestrom.

Power-to-Heat-Anwendungen wurden im Rahmen der Studie in Form einer intelligenten Ansteuerung von Zählpunkten für unterbrechbare Lieferung im Objekt betrachtet wie sie z.B. durch gezielte Ladung von E-Boilern in den jeweiligen Objekten zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der produzierten PV-Energie im Objekt erfolgen kann.

Hinsichtlich der lokalen/übergreifenden Nutzung des erzeugten PV-Stroms bzw. der Solarwärme können folgende Möglichkeiten unterschieden werden:

- Eigennutzung: Einzelanlagen (ohne/mit Speicher) oder Gemeinschaftsanlagen (ohne/mit Speicher)
- Gebäudeübergreifende Nutzung im Quartier (Wohnbau/Gewerbe/Industrie)
- Überschusseinspeisung in ein externes Netz (Strom- oder Fernwärmenetz)

Bauliche und physikalisch Merkmale des Objekts bzw. Quartiers: Unter dem Punkt „Städtebauliche Rahmenbedingungen“ wurden schon detailliert die baulichen Merkmale Ausrichtung und Neigung der Dach- und Fassadenflächen sowie Verschattungseffekte als wesentliche Rahmenbedingungen erwähnt.

Betreffend die geplante Belegung des Objekts mit Solaranlagen muss zwischen einer optimalen Belegung aus (i) ökologischer Sicht (möglichst hoher Solarertrag > 100%-Belegung) und (ii) wirtschaftlicher Sicht (wirtschaftliches Optimum kann bei einer Belegung < 100% liegen) unterschieden werden.

Hinsichtlich der physikalischen Merkmale des Objekts ist jedenfalls die thermische Qualität der Gebäudehülle und die sich in weiterer Folge zusammen mit dem Gebäudetyp ergebende Energiebedarfsdichte des Objekts eine wesentliche Rahmenbedingung.

Bei der Betrachtung des Gesamtquartiers spielt schlussendlich der Mix zwischen den unterschiedlichen Nutzungsarten (Wohnbau/Gewerbe/Industrie) und den damit verbundenen verschiedenen Nutzungsprofilen eine wichtige Rolle.

2.3 Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen

PV- und Solarthermieanlagen sind „raumrechtlich“ und zivilrechtlich weitgehend ähnlichen Beschränkungen unterworfen. Essentielle Unterschiede zwischen den beiden Solarenergiesystemen bestehen hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen. Der regulatorische Rechtsrahmen für die PV ist dabei – jedenfalls bislang – weitaus rigider als der für die Solarthermie.

Basis der folgenden Ausführungen sind zwei im Rahmen des Projekts entstandene juristische Diplomarbeiten (vgl. Buchner M.: Solarenergienutzung im urbanen Raum Teil I: Raumbezogene Fragen. 2016 bzw. Geringer D.: Solarenergienutzung im urbanen Raum Teil II: Regulatorische

Fragen. 2016) sowie ein vom JuristInnen-Projektteam erstellter und mittlerweile veröffentlichter Überblicksaufsatz (vgl. Buchner M., Geringer D., Schnedl G., Stöger K.: Solarenergie im urbanen Raum: ein Werkstattbericht, RdU-U&T 2016, 109).

2.3.1 „Raumrechtliche“ Gemeinsamkeiten von Photovoltaik und Solarthermie

Im Mittelpunkt der „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen für die Realisierung von Solarenergieprojekten stehen zum einen Aspekte des Raumordnungsrechts sowie diverse öffentlich-rechtliche Bewilligungspflichten, zum anderen spezifisch zivilrechtliche Fragestellungen.

2.3.1.1 Öffentliches Recht

Im Bereich des Raumordnungsrechts bestehen in den diversen Bundesländern keinerlei gesetzliche Vorgaben, welche einer forcierten Solarenergienutzung in urbanen Gebieten notwendigerweise entgegenstehen (Buchner, 2016). Beschränkungen beziehen sich ausschließlich auf Anlagen im Freiland (Grünland).

Baurechtliche Beschränkungen bestehen bei größeren Solarprojekten in der Bewilligungspflicht, die in den einzelnen Bundesländern teilweise sehr unterschiedlich geregelt ist (hier ist insb. auch auf das Strom und Wärme bezogene Projekt „GebEn – Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren“ 59 - 62 [PV-Anlagen] bzw. 138 - 140 [Solarthermieanlagen] hinzuweisen (deBruyn et al., 2014)). Bei PV-Anlagen wird mitunter ergänzend bzw. alternativ auch an die Engpassleistung angeknüpft. In einigen Bundesländern entfällt für PV-Anlagen eine gesonderte Baubewilligungspflicht, wenn ihre Errichtung einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung (dazu unten 2.3.2.1 Elektrizitätsrechtliches Genehmigungsregime einer PV-Anlage) bedarf (zur Rechtslage für PV-Anlagen vgl. auch Laußermair, 2014). Kleinere Solarenergieanlagen unterliegen einem „lockeren“ baurechtlichen Genehmigungsregime, vorgesehen sind sowohl Bewilligungsfreistellungen als auch verfahrensrechtliche Erleichterungen in Form vereinfachter Anzeigeverfahren. Sofern Strom- bzw. Warmwasserleitungen zur Verteilung des erzeugten Stroms bzw. der erzeugten Wärme in ihrer Ausgestaltung als „bauliche Anlagen“ einzustufen sind, bedürfen auch diese allenfalls einer baurechtlichen Bewilligung (zum diesbezüglichen Rechtsrahmen vgl. das Projekt „GebEn“ 92 f [für Stromleitungen] bzw. 147 ff [für Wärmeleitungen] (deBruyn et al., 2014)).

Rechtlich schwierig(er) ist die Errichtung von Solarenergieanlagen (PV und Solarthermie) in jenen urbanen Gebieten, die speziellen Ortsbild- bzw. Altstadtschutzvorschriften unterliegen. Entsprechende Regelungen sehen entweder die Baugesetze der Länder oder eigene Ortsbild- bzw. Altstadterhaltungsgesetze (Baunebengesetze) vor (für die Steiermark vgl. etwa das Grazer Altstadterhaltungsgesetz, LGBl 2008/96 idgF, sowie das Ortsbildgesetz 1977, LGBl 1977/54 idgF; näher dazu insb. Buchner, 2016). Für Solarprojekte in Schutzzonen sind teilweise materiellrechtliche Vorgaben (insb. auch für Anlagen auf Dächern – vgl. etwa die Verordnung der Stmk LReg über die Erhaltung der Dachlandschaft im Schutzgebiet nach dem Grazer Altstadterhaltungsgesetz 1980, LGBl 1986/2 [der 2014 vorgestellte – für Solarprojekte noch restriktivere – Entwurf einer neuen Grazer Dachlandschaftenverordnung wurde bislang noch nicht verwirklicht]) sowie eigene Bewilligungstatbestände einschlägig. In diesen Gebieten ist daher wohl zumindest mit einem vergleichsweise erhöhten Planungsaufwand zu rechnen, zweckmäßig ist jedenfalls die

vorzeitige Rücksprache mit den zuständigen Fachgremien (z.B. der Grazer Altstadt-Sachverständigenkommission) bzw. Ortsbildsachverständigen (Buchner, 2016). Eine gewisse Erleichterung in ausgewiesenen Schutzzonen könnten zukünftig Solarpanele bringen, die in Form und Farbe alten Dachziegeln nachgebildet sind. Hinsichtlich der Zulässigkeit ihrer Verwendung liegen allerdings derzeit noch keine abschließenden Beurteilungen durch die entsprechenden Fachgremien vor.

Erhebliche rechtliche Hürden bestehen für die Errichtung von Solarenergieanlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden, zumal die notwendigen baulichen Veränderungen nur schwer mit den Schutzziele des Denkmalschutzes vereinbar sind (näher dazu vgl. insb. Buchner, 2016, 29 ff). Eine Bewilligung nach dem Denkmalschutzgesetz des Bundes (BGBl 1923/533 idgF) ist sowohl bei PV- als auch bei Solarthermieanlagen regelmäßig erforderlich. Auch wenn eine Bewilligung im Einzelfall nicht grundsätzlich ausgeschlossen ist, müssen Solarenergieanlagen gemäß der vom Bundesdenkmalamt veröffentlichten Richtlinie „Energieeffizienz am Baudenkmal“ doch sehr strengen Kriterien entsprechen.

Diese Vorgaben bestehen für „Eigenanlagen“, für gemeinschaftliche Anlagen und für von einem Dritten betriebene Anlagen.

2.3.1.2 Privatrecht

Bei der Verwirklichung von Solarenergieprojekten im urbanen Raum sind auch zivilrechtliche Fragestellungen von großer Bedeutung. Diesbezüglich besteht ein bundesrechtlicher und insoweit einheitlicher Rechtsrahmen, der für beide Solartechnologien weitgehend ident ist.

Wesentlich sind zunächst allfällige Beschlusserfordernisse bei Gemeinschaftsanlagen, d.h. bei Solarenergieanlagen auf Gebäuden, die im Eigentum zweier oder mehrerer physischer oder juristischer Personen (Eigentümergeinschaft) stehen. Einschlägig ist hierfür entweder das ABGB oder das WEG, je nachdem, ob die Liegenschaft samt Gebäude im (schlichten) Miteigentum oder aber im Wohnungseigentum steht. Zentrale Bedeutung kommt in beiden Fällen der Frage zu, ob die Errichtung einer PV- oder Solarthermieanlage als Maßnahme der ordentlichen oder der außerordentlichen Verwaltung zu qualifizieren ist. Die Errichtung einer Gemeinschaftsanlage zur Solarenergienutzung ist i.d.R. – höchstgerichtliche Judikatur liegt bisher noch nicht vor – als Maßnahme der außerordentlichen Verwaltung zu qualifizieren (Buchner, 2016; Amann et al., 2016). Solche sind von der (schlichten) Miteigentümergeinschaft nach §§ 834 f ABGB einstimmig zu beschließen, wobei die Zustimmung der Minderheitsmitglieder durch eine Entscheidung des Außerstreitrichters ersetzt werden kann. Steht das Gebäude im Wohnungseigentum ist die Umsetzung einer Gemeinschaftsanlage gem § 29 WEG (iVm § 17 Abs 2 WEG) bereits dann möglich, wenn sich die Mehrheit der Anteilseigentümer für die Errichtung der Solarenergieanlage ausspricht. Überstimmte Wohnungseigentümer können den Beschluss binnen drei Monaten gerichtlich anfechten, sofern sie durch die Anlage wesentlich beeinträchtigt werden oder die Anlage nicht über die Rücklage finanziert werden kann. Letzteres führt dann nicht zur Aufhebung des Beschlusses, wenn die Anlage allen Miteigentümern eindeutig zum Vorteil gereicht oder die Kosten allein von den beschließenden Wohnungseigentümern getragen werden. Problematisch ist dies bei vermietenden Miteigentümern, da diese keinen direkten Nutzen aus der Anlage ziehen,

während ihre Mieter von geringeren Betriebs- bzw. Energiekosten profitieren. Diese Vorgaben gelten sowohl für von der Eigentümergemeinschaft selbst als auch für von Dritten betriebene Anlagen.

Bei der Umsetzung von Solarenergieanlagen auf Mietshäusern sind mietrechtliche Aspekte von Relevanz. Die Errichtung einer PV- oder Solarthermieanlage durch den Vermieter kann sowohl nach MRG als auch nach WGG als nützliche Verbesserung an den allgemeinen Teilen des Hauses qualifiziert werden (Buchner, 2016). Diese sind von den Mietern zu dulden, bedürfen also nicht deren Zustimmung. Die Errichtungskosten hat der Vermieter durch Mietzinsreserven der letzten zehn Jahre bzw. die gemeinnützige Bauvereinigung durch nicht verbrauchte Erhaltungs- und Verbesserungsbeiträge zu bestreiten. Bei Neuverträgen ist die Berücksichtigung der Investition im Mietzins möglich, zu beachten sind jedoch allfällige Mietzinsobergrenzen. Unzulässig ist eine Verrechnung der Investitionskosten über die Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten. Auch dürfen die Errichtungskosten einer PV-Anlage vom Vermieter nicht auf den ortsüblichen Strompreis aufgeschlagen werden. Fraglich ist die Anwendbarkeit der Bestimmungen des § 14 Abs 5a und 5b WGG (Refinanzierung von Aufwendungen zur Senkung des Energieverbrauchs über die dadurch eingesparten Energiekosten) auf die Errichtung von Solarenergieanlagen.

Zu beachten sind weiters die vertragsrechtlichen Rahmenbedingungen bei Energielieferverträgen (Buchner, 2016). Mit Unternehmern sind langfristige Kundenbindungen möglich, sie unterliegen lediglich der Kontrolle nach § 879 ABGB. Anderes gilt für Verbraucher, die gem § 15 Abs 1 KSchG in Energielieferverträgen (Strom und Wärme) grundsätzlich nicht länger als für die Dauer eines Jahres gebunden werden können. Die Vereinbarung einer längeren Bindung ist gem § 15 Abs 3 KSchG im Einzelfall zulässig, wenn die Vertragserfüllung mit erheblichen Aufwendungen für den Unternehmer verbunden ist und dies dem Verbraucher vor Vertragsabschluss bekanntgegeben wurde. Für Stromlieferverträge sieht § 76 Abs 1 EIWOG 2010 ein eigenes Sonderkündigungsrecht nach einem Jahr für Verbraucher und Kleinunternehmer vor, welches in dessen Anwendungsbereich wohl als *lex specialis* zu § 15 Abs 1 KSchG zu sehen ist. Inwieweit durch § 76 Abs 1 EIWOG 2010 auch § 15 Abs 3 KSchG verdrängt wird, ist unklar. Strittig ist auch, ob eine vertragliche Bindung an einen Energieversorger im Mietvertrag für die Dauer desselben zivilrechtlich wirksam vereinbart werden kann.

Sofern der Eigentümer der Anlage und der Eigentümer des Hauses verschiedene (juristische) Personen sind, wird auch eine vertragliche Vereinbarung über die Nutzung der Dach- bzw. Fasadefläche erforderlich sein, eine solche kann freilich auch Teil eines Betriebsführungsvertrages sein. Bei reinen Eigenanlagen in Gebäuden im Alleineigentum, die vom Eigentümer selbst genutzt werden, stellen sich hingegen keine besonderen zivilrechtlichen Probleme.

2.3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen von Photovoltaik

Im Mittelpunkt der regulatorischen Rahmenbedingungen von P stehen zunächst Fragen der elektrizitätsrechtlichen Bewilligungspflicht der Anlage. Wesentlich sind ferner Aspekte betreffend die Einstufung des Solarstromerzeugers als Elektrizitätsunternehmen. Schwierige Rechtsfragen stellen sich schließlich im Zusammenhang mit der Verteilung des PV-Stroms.

2.3.2.1 Elektrizitätsrechtliches Genehmigungsregime einer PV-Anlage

PV-Anlagen sind in allen Bundesländern Erzeugungsanlagen iSd Landes-EIWOOG. Deren Errichtung, Änderung und Betrieb bedarf daher grundsätzlich einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (hier ist insb. auch auf deBruyn et al., 2014, 56 ff, auf Laußermair, 2014, 185 sowie auf Geringer, 2016, 19 ff zu verweisen). So wie im Baurecht besteht auch hier – auf Basis der Grundsatzbestimmung des § 12 EIWOOG 2010 – eine äußerst vielfältige, länderweise unterschiedliche Rechtslage. Kleinere Anlagen (Anlagen unter einer gewissen Engpassleistung) sind in mehreren Bundesländern völlig von einer Genehmigung freigestellt. Für nicht freigestellte Anlagen bestehen teils Anzeigeverfahren, teils vereinfachte Genehmigungsverfahren und teils ordentliche Genehmigungsverfahren (in der Stmk. wird bei der Abgrenzung der Verfahrensarten auch auf die Fläche der Solarzellen abgestellt). In einigen Bundesländern verdrängt eine elektrizitätsrechtliche Bewilligungspflicht die baurechtliche Bewilligungspflicht (vgl. oben 2.1.3.1). Diese Vorgaben gelten unabhängig davon, wer die Anlage betreibt.

Eine Ausnahme besteht nur für PV-Anlagen von Gewerbetreibenden, die PV-Strom für den eigenen Betrieb und daher für den eigenen Bedarf erzeugen (gewerbliches Nebenrecht iSd § 32 Abs 1 Z 3 GewO) und daher keine Tätigkeit als Elektrizitätsunternehmen begründen. Eine in diesem Rahmen betriebene PV-Anlage bedarf daher gem § 12 Abs 2 letzter Satz EIWOOG 2010 keiner elektrizitätsrechtlichen, sondern einer gewerblichen Anlagenbewilligung nach den §§ 74 ff GewO. Dies gilt auch für Eigenversorgungsanlagen, die Überschussenergie in das öffentliche Stromnetz einspeisen (Geringer, 2016).

2.3.2.2 Einstufung des Erzeugers von Solarstrom als Elektrizitätsunternehmen

Betreiber einer Eigenerzeugungsanlage, d.h. Konsumenten oder Gewerbetreibende, die Elektrizität ausschließlich für den Eigenverbrauch erzeugen, sind kein Elektrizitätsunternehmen iSd § 7 Abs 1 Z 11 EIWOOG 2010 bzw. der Landes-EIWOOG (vgl. u.a. Hauer, 2007). Auch die Weitergabe von Strom an Dritte macht den Betreiber einer PV-Anlage noch nicht automatisch zum Elektrizitätsunternehmen. Für das Vorliegen eines solchen muss nämlich „in Gewinnabsicht“ gehandelt werden, d.h. der Erzeuger muss von den Verbrauchern „kommerziell“ bezahlt werden (und sei es auch nur für die Bereitstellung der Anlage). Bei bloßem Kostenersatz liegt keine Gewinnabsicht vor. Unzweifelhaft ist, dass bei Überschusseinspeisung der erzeugten Energie in das öffentliche (Verteiler-)Netz Gewinnabsicht vorliegt. Fraglich ist, ob durch einen Dritten ausschließlich für den Eigenverbrauch der angeschlossenen Kunden in Gewinnabsicht betriebene dezentrale – nicht mit dem öffentlichen Netz verbundene – Erzeugung von Strom als Tätigkeit eines Elektrizitätsunternehmens anzusehen ist. In der Praxis sowie in der Literatur wird teilweise für eine Ausnahme vom Regime des EIWOOG plädiert (vgl. etwa Giselsbrecht et al, 2011, 44 f sowie Amann et al., 2016, 171), nach gegenteiliger Ansicht der Studienverfasser sind von den Verbrauchern „bezahlte“ dezentrale Erzeuger im Wohnhausbereich als Elektrizitätsunternehmen anzusehen (näher zur Begründung vgl. Buchner et al., 2016, 113 f). Die bestehende Rechtsunsicherheit sollte vom Gesetzgeber jedenfalls ausgeräumt werden. Eine erste diesbezügliche Möglichkeit dürfte jedoch nicht genutzt werden: Die am 1. 2. 2017 zur Begutachtung ausgesandte „Kleine Ökostromnovelle“, deren Beschlussfassung im Frühling 2017 erfolgen könnte und die auch eine neue Bestimmung des EIWOOG zu gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen vorsieht (dazu gleich 2.3.2.3), spricht die Frage jedenfalls im Entwurf (288/ME 25. GP) nicht an.

2.3.2.3 Verteilung des PV-Stroms

Außerhalb reiner, nicht verzweigter Eigenversorgungsleitungen stellt die Verteilung des PV-Stroms nach derzeitiger Rechtslage die größte Hürde für die Verwirklichung von PV-Projekten im urbanen Raum dar. Im Mittelpunkt steht dabei das den jeweiligen Verteilernetzbetreibern gem § 44 Abs 1 EIWOG 2010 bzw. der Landes-EIWOG zukommende Recht auf Netzanschluss. Danach dürfen diese alle Endverbraucher und Erzeuger innerhalb ihres Netzgebietes an ihr Netz anschließen. Konkurrierende Verteilernetze innerhalb eines solchen Gebietes sind insofern rechtlich problematisch (vgl. dazu auch Pirstner-Ebner, 2016, 160 f). Durchbrochen wird dieses „Versorgungsmonopol hinsichtlich der Netze“ durch Direktleitungen gem § 7 Abs 1 Z 8 EIWOG 2010 (ausführlich zum Begriff der Direktleitung vgl. etwa Geringer, 2016; Oberndorfer, 2015; Rihs, 2014; siehe ferner Amann et al., 2016, 136 ff bzw. deBruyn et al., 2016, 70 ff). Diese dürfen Erzeuger und einzelne Kunden auch innerhalb eines Verteilernetzgebietes direkt, d.h. ohne einen Teil des „öffentlichen“ Verteilernetzes zu benötigen, verbinden. Für den urbanen Raum ist aus dieser Bestimmung jedoch i.d.R. nichts zu gewinnen, denn sie legt als bundesweite Vorgabe fest, dass „Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen [...] nicht als Direktleitungen [gelten]“.

Auf Grund dieses Rechtsrahmens stellt sich nunmehr die Frage, ob dezentrale Verteilungsleitungen innerhalb eines Mehrparteiengebäudes als konzessionspflichtiges (und auf Grund des Verteilermonopols der Verteilernetzbetreiber damit rechtlich problematisches) Verteilernetz angesehen werden müssen (eine ausdrückliche Ausnahme von der Konzessionspflicht besteht einzig in der Steiermark, gem § 44 Abs 1 Stmk EIWOG 2005 [LGBI 2005/70 idgF] ua für den Betrieb eines Verteilernetzes für Leitungen von Eigenerzeugern, deren Stromerzeugungsanlagen ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energien iSd Ökostromgesetzes betrieben werden). Von diversen Stimmen in der Literatur und teilweise auch in der Praxis wird zur Vermeidung dieser Rechtsfolge das Modell der dezentralen, vom Regulierungsregime ausgenommenen „Kundenanlage“ propagiert, wobei insbesondere auf die deutsche Rechtslage hingewiesen wird (vgl. etwa Giselbrecht et al, 2011). Zwar ist dieser Vorschlag zweckmäßig und würde die Errichtung von PV-Anlagen in Mehrparteienhäusern deutlich erleichtern, rechtlich abgesichert ist er jedoch nicht. Hierzu bedürfte es einer Änderung der gesetzlichen Grundlagen. Dazu könnte die oben erwähnte steiermärkische Regelung als Vorbild für die anderen Bundesländer dienen. Bei Fertigstellung dieses Berichts sieht es aber überhaupt so aus, als ob eine bundeseinheitliche Lösung des Problems erfolgen wird: Am 1. 2. 2017 (und damit deutlich später als ursprünglich angekündigt) legte das BMWFW den Entwurf einer „Kleinen Ökostromnovelle“ vor, die auch Änderungen des EIWOG 2010 vorschlägt (288/ME 25. GP, Begutachtungsfrist bis 22. 2. 2017). Für die hier behandelte Thematik zentral ist dabei der neu vorgeschlagene § 16a EIWOG 2010, der unter der Überschrift „Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen“ dezentrale (PV-)Erzeugungsanlagen für Mehrparteienhäuser (insb. für Wohnungseigentumsobjekte) ermöglichen soll und die damit verbundenen Verteilerleitungen jedenfalls als mit dem Verteilernetzmonopol vereinbar erklären soll. Der Entwurf sieht vor, dass die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage über einen eigenen Zählpunkt an die Hauptleitung (Steigleitung) angeschlossen werden soll, gemessen werden soll durch einen Smart Meter oder einen Lastprofilzähler. Ein Zwang zur Teilnahme soll nicht bestehen, die freie Lieferantenwahl der einzelnen Kunden wird insofern nicht eingeschränkt. All dies würde die Verwirklichung von PV-Anlagen im urbanen Raum nachhaltig erleichtern. Das Modell soll jedoch nur im

Nahebereich des jeweiligen Gebäudes zulässig sein, d.h. auf einzelne (Mehrparteien-)Gebäude beschränkt bleiben. Unzulässig bliebe jedenfalls die Durchleitung von Energie der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an teilnehmende Berechtigte durch Leitungsanlagen des öffentlichen Verteilernetzbetreibers, somit die gebäudeübergreifende dezentrale Versorgung. Eine Änderung der privatrechtlichen Rahmenbedingungen (insb. Miet- bzw. Wohnungseigentumsrecht) sieht der Entwurf nicht vor.

Die Beschlussfassung des Gesetzesentwurfs würde eine 2/3 Mehrheit im Parlament erfordern, so dass noch ein politischer Verhandlungsprozess bevorsteht – Änderungen des Entwurfs sind daher noch möglich. Sollte dieser Verhandlungsprozess erfolgreich ausgehen, könnten die neuen Bestimmungen eventuell noch in der ersten Hälfte 2017 in Kraft treten. Danach wären sie allerdings, da es sich um Grundsatzregelungen im Sinne des Art 12 B-VG handelt, noch in die Landes-EIWOG umzusetzen. Die entsprechenden Landesbestimmungen wären dann für die Betroffenen unmittelbar maßgeblich.

2.3.3 Regulatorische Rahmenbedingungen von Solarthermie

Die Rechtsfragen, die sich bei der Nutzung von Solarthermie im urbanen Raum stellen, sind denen bei der PV nicht unähnlich, auch wenn die Antworten freilich ganz andere sind. Im Zentrum stehen Fragen der Berufsbewilligungspflicht des Betreibers einer Solarthermieanlage, der betriebsanlagenrechtlichen Genehmigungspflicht einer Solarthermieanlage sowie der Verteilung der Solarwärme. Anders als im Bereich der PV-Anlage, wo es mit dem EIWOG bzw. den Landes-EIWOG spezielle elektrizitätsrechtliche Regulierungsbestimmungen gibt, existieren für die Verteilung von Wärme und damit den Betrieb einer Solarthermieanlage keine regulatorischen Spezialvorschriften. Zur Anwendung gelangen vielmehr die Regelungen der GewO (Geringer, 2016).

2.3.3.1 Bewilligungspflicht der Tätigkeit als Betreiber einer Solarthermieanlage

Die Erzeugung (und Verteilung) von Fern- und Nahwärme stellt dann ein freies Gewerbe dar, wenn sie die Voraussetzungen an eine gewerbliche Tätigkeit iSd § 1 Abs 2 GewO erfüllt, d.h. selbständig, regelmäßig und in Ertragsabsicht erfolgt (Geringer, 2016). Vergleichbar der Situation bei Elektrizitätsunternehmen gilt auch hier, dass die bloße Deckung des Eigenbedarfs keine Berufsbewilligung erfordert, darüber hinaus aber Gewerbebewilligungspflicht besteht. Die Eigenerzeugung von Wärme durch einen Gewerbetreibenden selbst bedarf keiner zusätzlichen gewerblichen Berufsbewilligung, sondern ist – wie die Erzeugung von PV-Strom – vom Nebenrecht des § 32 Abs 1 Z 3 GewO umfasst. Eine allfällige Gewerbeberechtigung ist im Wege des Anmeldeverfahrens (§§ 339 f GewO) relativ unproblematisch erhältlich.

2.3.3.2 Betriebsanlagenrechtliche Genehmigungspflicht einer Solarthermieanlage

Sofern die Erzeugung (und Verteilung) von Wärme als gewerbliche Tätigkeit ausgeübt wird, stellen die Solarthermieanlage und ein allfälliges Leitungsnetz eine gewerbliche Betriebsanlage iSd § 74 Abs 1 GewO dar (dies gilt auch für Solarthermieanlagen von Gewerbetreibenden zur Eigenversorgung gem § 32 Abs 1 Z 3 GewO). Daraus folgt die Notwendigkeit einer Betriebsanlagengenehmigung nach der GewO, sofern der Anlage ein iSd § 74 Abs 2 GewO relevantes Gefährdungspotential zukommt (im Mittelpunkt stehen Lebens-, Gesundheits- und Eigentumsge-

fährdungen des Gewerbetreibenden und der Nachbarn sowie Immissionsbelästigungen der Nachbarn). Eine abschließende Beurteilung, ob eine betriebsanlagenrechtliche Genehmigungspflicht besteht, ist hier nicht möglich, da dies insb. von der Größe der Anlage und der Wasserbetriebstemperatur abhängen wird. Bei kleineren und mittleren Anlagen ist wohl davon auszugehen, dass keine Betriebsanlagengenehmigung notwendig sein wird (näher dazu vgl. Buchner et al., 2016).

2.3.3.3 Verteilung der Solarwärme

Verteilernetze betreffend Solarthermie (Nahwärmenetze) unterliegen grundsätzlich keiner gewerblichen Betriebsanlagenbewilligungspflicht (so auch das Projekt „GebEn“ 146). Baubewilligungen sind in den meisten Bundesländern ebenfalls nicht erforderlich (vgl. oben 2.3.1.1). Ebenso wird die Anwendung des Rohrleitungsgesetzes auf Fernwärmeleitungen von der herrschenden Lehre verneint. Rechtliche Herausforderungen stellen sich beim Verteilernetz hingegen bei bestehenden Anschlussgeboten an ein Fernwärmenetz (derzeit in OÖ und in der Stmk). Da Fernwärmenetze nicht liberalisiert, aber auch nicht privilegiert sind, kann sich ein Fernwärmenetzbetreiber gegen Solarthermieanlagen und von diesen ausgehende Nahwärmenetze grundsätzlich nicht zur Wehr setzen. Andererseits kann ein Betreiber einer größeren Solarthermieanlage grundsätzlich aber auch keine Einspeisung der von ihm erzeugten Wärme in ein bestehendes Fernwärmenetz verlangen (zu auf deutschen Vorbildern aufbauenden Überlegungen der Möglichkeit eines ausnahmsweisen Netzzugangs im Wege des Kartellrechts vgl. das Projekt „GebEn“ 168 ff). Unklarheiten bestehen nunmehr dort, wo bestehende Haushalte an das bestehende Fernwärmeversorgungsnetz angeschlossen werden müssen, d.h. in den ausnahmsweise bestehenden Anschlussgebieten von OÖ und der Steiermark (ausführlich Buchner et al., 2016). Die oö Regelung (§ 9 OÖ Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz) stellt dabei nur ein sehr eingeschränktes Hindernis für die Verwirklichung von Solarthermieprojekten im urbanen Raum dar. Zum einen können nur bestimmte Kategorien von Neubauten zum Anschluss an gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlagen verpflichtet werden (insb. auch größere Wohngebäude), zum anderen sind „Altbauten“ vom Anschlusszwang überhaupt nicht erfasst. Rigidier ist der „Fernwärmeanschlussauftrag“ in der Steiermark (vgl. § 6 Stmk BauG). Er verlangt in den betreffenden Anschlussgebieten den Anschluss aller Gebäude mit beheizten Räumen. Davon gibt es allerdings zahlreiche Ausnahmen, so etwa für die thermische Nutzung der Sonnenenergie in Kombination mit einem Langzeitspeicher (diese müssen jedoch mindestens 75% des jährlichen Raumwärmebedarfs decken können, was freilich nur sehr schwer zu erreichen ist) sowie für weitere schadstoffarme Beheizungsformen und -systeme (diese sind von der LReg per Verordnung festzulegen). Durch eine grundrechtskonforme weite Auslegung der Ausnahmebestimmungen sind uE sowohl in OÖ als auch in der Steiermark sinnvolle Solarthermieprojekte (die z.B. eine Kombination mit einem Fernwärmeanschluss erlauben) innerhalb eines Fernwärmeanschlussgebietes dann möglich, wenn deren Verwirklichung nicht den Betrieb des Fernwärmenetzes wirtschaftlich oder technisch in Frage stellt. Der Verwirklichung von Solarthermieprojekten in Fernwärmeanschlussgebieten ist somit keinesfalls völlig unmöglich, erforderlich ist vielmehr eine Einzelfallabwägung.

2.3.4 Steuerrechtliche Aspekte sowie förderungsrechtliche Aspekte der urbanen Solar-energienutzung

Die zentrale Fragestellung hinsichtlich des Steuerrechts ist hier, unter welchen Voraussetzungen die dezentrale Erzeugung von Solarenergie eine unternehmerische Tätigkeit im steuerrechtlichen Sinn darstellt und daher Umsatzsteuerpflicht begründet. Zu dieser Frage liegt ein umfassender Leitfaden des Bundesministeriums für Finanzen zur steuerrechtlichen Beurteilung von PV-Anlagen vor. Die darin angestellten Überlegungen sind grundsätzlich auch auf Solarthermieanlagen zu übertragen. Vgl. dazu näheres in den Abschnitten 6.3.1.7. und 6.4.1.7.

Auch auf die für Solarthermieanlagen zur Verfügung stehenden Förderungen wird überblicksartig in den Abschnitten 6.3.1.6. und 6.4.1.6. eingegangen.

2.4 Soziale Rahmenbedingungen

Zur erfolgreichen Umsetzung von Solarenergieprojekten ist es notwendig, die Motive von BewohnerInnen in urbanen Quartieren zu kennen, die zu einer Befürwortung oder Ablehnung derartiger Projekte sprechen (2.4.1.); in diesem Zusammenhang sind weiters soziodemographische Charakteristika von Personen relevant, die für Graz auf Zählsprengelebene vorgestellt werden (2.4.2.). Abschließend werden in diesem Kapitel beispielhaft bestehende Geschäftsmodelle für die Umsetzung von Solarenergieprojekten dargestellt, die für die Fallstudienquartiere in Frage kommen können (2.4.3.).

2.4.1 Motive & Barrieren

Obwohl die Bevölkerung erneuerbaren Energien in den meisten Fällen eher positiv gegenübersteht, sind Fälle von Widerstand gegen die Installation von Anlagen keine Seltenheit. Ein möglichst umfangreiches Verständnis über Motive für und Barrieren gegen die Umsetzung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist daher entscheidend für eine erfolgreiche Adoption.

Um den Zusammenhang zwischen einer grundlegenden positiven Einstellung gegenüber erneuerbarer Energien sowie den Widerstand gegen die Durchführung zu erklären, wurde in den letzten Jahren zu einem großen Teil auf das NIMBY-Prinzip (Not in my backyard) zurückgegriffen. Dieses theoretische Modell geht davon aus, dass Personen grundsätzlich dazu tendieren eine akute Problemlage nicht selbst zu lösen, sondern die Verantwortung dafür gerne auf Andere abzuschieben; selbst wenn sie die Schwere der Probleme erkennen (Devine-Wright, 2005).

Zwei Faktoren stechen dabei aufgrund ihrer Relevanz für den Kontext im urbanen Bereich besonders heraus: Das Aussehen der Anlage sowie die Beteiligung von Stakeholdern:

Das *Aussehen* einer Anlage, bzw. verbunden damit das „place attachment“ wird vermehrt als ein signifikanter Faktor für die Unterstützung oder den Widerstand einer Anlage diskutiert (Devine-Wright, 2005). Dabei geht es vor allem um die Veränderung der gewohnten Lebensbereiche, welche von den betroffenen Personen in den meisten Fällen negativ gesehen werden. Vor allem in Hinblick auf die Verwendung von Solarkollektoren im urbanen Bereich stellt sich deswegen die Frage, welchen Einfluss das Aussehen von Kollektoren auf die Akzeptanz einer Solaranlage hat. Basierend auf den Ergebnissen aus den Interviews sowie der Befragung unter den Hausverwaltungen in Österreich hat sich allerdings ergeben, dass dieser Aspekt sowohl für die BewohnerInnen als auch für die Hausverwaltungen eine sehr untergeordnete Rolle spielt. Vor allem im mehr-

geschoßigen Wohnbau sind die Kollektoren selbst meist weniger deutlich zu sehen als bei Einfamilienhäusern, was die geringe Auswirkung auf die Akzeptanz erklären könnte.

Die *Beteiligung* betroffener Stakeholder bei der Planung und Errichtung einer Anlage wird als einer der wichtigsten Faktoren gesehen, welcher einen Einfluss auf die Umsetzung eines Solarenergieprojektes hat (Devine-Wright, 2005). Eine Studie in Deutschland kommt dabei sogar zum Schluss, dass die wahrgenommene Fairness bei der Planung und Errichtung einer Anlage einen gleich hohen Effekt auf die Akzeptanz hat, wie alle soziodemografischen Merkmale der BewohnerInnen zusammen (Zoellner et al., 2005). Die Wichtigkeit von Stakeholdern bestätigt sich auch durch unsere eigenen Ergebnisse. Es lässt sich deutlich, die elementare Rolle von Hausverwaltungen erkennen, wenn Solarenergieprojekte umgesetzt werden sollen. Die Hausverwaltung ist nicht nur für die formale Abwicklung des Projektes zuständig, sondern muss in erster Linie die teilweise divergierenden Interessen der einzelnen BewohnerInnen zu einem Kompromiss führen.

Tabelle 1: Motive für die Installation einer Solaranlage

Motive	Quelle
Geringere Energiekosten (Warmwasser, Heizung, Strom)	Balcombe et al. 2013
Wertsteigerung des Gebäudes	Balcombe et al. 2013
Verdienst durch Energieeinspeisung in übergeordnetes Netz	Balcombe et al. 2013
Staatliche Förderungen (politische Unterstützung)	Sonneborn 2004
Günstige Gebäudebedingungen (z.B. Ausrichtung)	Amado & Poggi 2014
Günstige Voraussetzungen bzgl. Netzanbindung (gute Energieinfrastruktur)	Jordan 2007
Gute Speichermöglichkeiten	Interviews
Eigennutzung möglich	Interviews
Nachhaltiges Image	Interviews
Positive Erfahrungen von sozialem Umfeld (Nachbarn, Freund)	Adachi 2009
Beratung durch ExpertInnen	Adachi 2009
Eigentümer oder Mieter machen die Umsetzung schwieriger oder leichter	Interviews
Solaranlage wird als ästhetisch empfunden	Faiers & Neame 2006
Begeisterung für Technologie	Scheiermann et al. 2010
Einfache Behördenwege	Balcombe et al. 2013
Bereitstellung von verständlichen Informationen	Adachi 2009
Bewerbung erneuerbarer Energien	Adachi 2009
Erneuerbare Energien müssen im Rahmen der Wohnbauförderung oder Sanierungsförderungen umgesetzt werden	Interviews
Schutz vor steigenden Energiepreisen	Balcombe et al. 2013
Positiver Beitrag zum Umweltschutz	Balcombe et al. 2013

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in der Tabelle angeführten Quellen

Tabelle 2: Barrieren gegen die Installation einer Solaranlage

Barrieren	Quelle
Hohe Installationskosten	Dymond 2002
Hohe Amortisationsdauer	Adachi 2009
Hohe Wartungskosten	Balcombe et al. 2013
Spareffekte sind zu gering	Balcombe et al. 2013
Wertverlust bei Umzug	Balcombe et al. 2013
Ungünstige Gebäudebedingungen (z.B. Verschattung, Altstadtschutzbe-	Amado & Poggi 2014

Barrieren	Quelle
stimmung)	
Ungünstige Voraussetzung bzgl. Netzanbindung	Jordan 2007
Schlechte/keine Speichermöglichkeiten	Interviews
Eigennutzung nicht möglich	Interviews
Eigentümer oder Mieter machen die Umsetzung schwieriger oder leichter	Interviews
Solaranlage wird als unästhetisch empfunden	Faiers & Neame 2006
Kein Verständnis von der Technologie	Scheiermann et al. 2010
Wollen als seriös gelten	Echegaray 2013
Infragestellung der Verlässlichkeit des Energiesystems (Volatilität)	Balcombe et al. 2013
Beitrag zum Umweltschutz ist zu gering	Balcombe et al. 2013

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in der Tabelle angeführten Quellen

2.4.2 Sozio-demografische Charakterisierung

Neben diesen Einstellungsmerkmalen, hat eine Reihe von Studien Zusammenhänge zwischen soziodemografischen Merkmalen und der allgemeinen Einstellung gegenüber erneuerbaren Energien festgestellt. Ältere Personen weisen demnach mehr Technologiebewusstsein auf als jüngere, während Technologien für erneuerbare Energien eher von jüngeren Personen installiert werden. In Bezug auf das Geschlecht zeigt sich, dass Frauen im Vergleich zu Männern erneuerbare Energien positiver bewerten. Weiters belegen Vorstudien eine positive Korrelation zwischen dem Einkommen und einem hohen Grad an Zustimmung, erneuerbare Energien zu nutzen (Balcombe et al. 2013). Auch in Bezug auf die tatsächliche Umsetzung von Solarenergieprojekten zeigen Zusammenhänge zwischen der Adoptionswahrscheinlichkeit und der Soziodemografie.

Tabelle 3: Relevante soziodemographische Merkmale für die Adoptionsbereitschaft

Merkmal	Auswirkung
Alter	Je älter desto wahrscheinlicher, bis etwa 65 Jahre
Haushaltsgröße	Je größer desto wahrscheinlicher
Eigentümer/Mieter	Eigentümer wesentlich wahrscheinlicher
Einkommen	Je mehr desto wahrscheinlicher
Bildung	Je mehr desto wahrscheinlicher

Quelle: Balcombe et al. 2013

Da diese soziodemographischen Aspekte für die Umsetzung von Solarenergieprojekten relevant sind, wurden für die Fallstudiengebiete relevante Sekundärdaten ausgewertet.

2.4.3 Geschäftsmodelle

In Hinblick auf Geschäftsmodelle im Bereich erneuerbaren Energien zeigt die Literatur, dass Geschäftsmodelle im Bereich der erneuerbaren Energien ein wichtiges Forschungs- und Anwendungsfeld darstellen, welche aufgrund verschiedenster Einflussfaktoren (z.B. Gefahren des Klimawandels und politische Zielsetzungen, Verbreitung eines nachhaltigen Lebensstils, geringe Grenzkosten erneuerbarer Energien, etc.) immer mehr an Bedeutung gewinnen (Engelken et al., 2016). Drei gängige Arten von Geschäftsmodellen werden in der Literatur analysiert/erforscht werden.

Erstens: Endnutzer finanzieren und betreiben eine erneuerbare Energieanlage, womit auch das Risiko und die Verantwortung beim Endnutzer liegen. Die erzeugte Energie wird entweder selbst

konsumiert oder abhängig von der Vergütung ins öffentliche Netz eingespeist (bzw. die Überschüsse) und bringt so eine teilweise Unabhängigkeit von Energielieferanten. In diesem Zusammenhang wird in der Literatur u.a. von Begriffen wie „Plug & Play“ (Watson, 2004; Sauter & Watson, 2007), „Customer-Owned“ (Huijben & Verbong 2013; Tanțău et al., 2014), „Household mode“ (Walker & Cass, 2007) oder End-user owned (Frantzis et al., 2008) gesprochen.

Zweitens: Unternehmen, wie Energieversorger, Solartechnologie-Firmen oder Dritte, planen, finanzieren, betreiben und warten eine erneuerbare Energieanlage (als virtuelles Kraftwerk), wobei der Kunde oder Endnutzer hierfür die Flächen zur Verfügung stellt. Der Endnutzer kann eine (langfristige) Kundenbeziehung mit dem Drittunternehmen eingehen und beispielsweise die erneuerbare Energieanlage leasen/pachten oder die produzierte Energie kaufen. In der Literatur wird in Bezug auf dieses Geschäftsmodell unter anderem von „Company Control“ (Sauter & Watson, 2007), „Company ownership“ (Watson, 2004), „Third-Party“ (Frantzis et al., 2008; Drury et al., 2012; Tanțău et al., 2014), „Customer-side“ (Richter, 2013), „Contracting“ (Richter, 2013; Drury et al., 2012), oder „Leasing“ (Watson, 2004) gesprochen.

Drittens: Eine Gemeinschaft auf meist lokaler und kollektiver Ebene (umfasst sowohl Gemeinden als auch lokale BürgerInnen und Initiativen) finanziert und betreibt eine erneuerbare Energieanlage, wobei die Verwendung der erzeugten Energie vom Eigenverbrauch über Mikronetze bis hin zur Einspeisung ins Netz reicht. Gemeinschaftsanlagen entsprechen dem kollektiven Interesse und haben den Vorteil der geteilten Kosten bezüglich Investitionsfinanzierung, Installation, Wartung, Versicherung, etc. Zusätzlich kann die Technologieakzeptanz gesteigert und Informationslücken verringert werden für Endnutzer, da innerhalb einer Initiative mehr Verantwortung zum Beispiel bezüglich der Auswahl an Kooperationspartner, technische Angelegenheiten etc. übernommen wird (Huijben & Verbong, 2013). In diesem Zusammenhang spricht man in der Literatur unter anderem von „Community Microgrid“ (Sauter & Watson, 2007), „Community Shares“/„Solar shares“ (Huijben & Verbong, 2013; Asmus, 2008; Walker, 2008), „Community mode“ (Walker & Cass, 2007), „Community charities“ (Walker, 2008), „Cooperatives“/„Energiegenossenschaften“ (Walker, 2008; Yildiz, 2014), wobei die Definition meist durch die Art des Organisations- und Finanzierungsmodells bestimmt wird.

Diese Perspektiven und Beispiele verdeutlichen, dass es keine allgemein anerkannte Definition von Geschäftsmodellen gibt, und somit unterschiedliche Ansätze und Systematisierungen herangezogen werden können. Im Allgemeinen Kontext werden Geschäftsmodelle konzeptionell meist nach vier Dimensionen laut Osterwalder (2004) beschrieben: (i) Werteangebot, (ii) Kundenschnittstelle, (iii) Infrastruktur und (iv) Erlösmodell. Walker und Cass (2007) systematisieren Geschäftsmodelle in Hinblick auf erneuerbare Energien in (i) Funktion und Service, (ii) Besitzverhältnis und Ertrag, (iii) Organisationsform (Management) und Betrieb, und (iv) Netzinfrastruktur. Weitere Systematisierungsansätze finden sich speziell für Geschäftsmodelle im Bereich der Solartechnologien (z.B. Friebe et al., 2013; Galassi & Madlener, 2014; Juntunen & Hyysalo, 2015). Strupeit & Palm (2016) zum Beispiel analysieren anhand eines analytischen Geschäftsmodellkonzepts, welches auf (Osterwalder et al., 2005) Geschäftsmodelldimensionen und weiteren Kontextelementen basiert, die Umsetzung von customer-sited PV Anlagen in Deutschland, Japan und den USA. Eine Systematisierung von Geschäftsmodellen auf einer eher operativen Ebene umfasst ein detaillierteres Bild des Finanzierungsmodells. Diesbezüglich finden

sich in der Literatur einige Forschungsarbeiten, welche unter anderem folgende Finanzierungsmodelle und damit verbundene Umsetzungsaspekte für Solartechnologien behandeln: Eigenfinanzierung (Bar oder Bankkredit), Leasing (von einem Drittunternehmen), Crowdfunding, Solar Shares, u. a. (Friebe et al., 2013; Tongsopit et al., 2016; Juntunen & Hyysalo, 2015; Speer, 2012).

Ein weiterer Zugang, um mögliche Geschäftsmodelle zu identifizieren, ist die Literatur zu Produkt-Service Systemen (PSS: Tukker, 2004). Dieses theoretische Konzept basiert auf der Überlegung, dass dem Kunden anstelle eines Produkts ein Bündel aus Produkt und Serviceleistungen angeboten wird. Dabei verschiebt sich je nach Geschäftsmodellumsetzung der Fokus vom Verkauf des Produkts in Richtung Erfüllung von Nutzerbedürfnissen. Einige Studien haben Bereits Energiesysteme in Zusammenhang mit PSS untersucht (z.B. Benedetti et al., 2015; Emili et al., 2016; Hamwi et al., 2016; Manzini & Vezzoli, 2003).

3. Charakterisierung von Stadtquartierstypen

3.1 Allgemeine Bebauungstypologien von Stadtquartieren

Um die Übertragbarkeit der Ergebnisse des Projektes auf andere österreichische Städte zu gewährleisten, muss in einem ersten Schritt darauf geachtet werden, Stadtquartiere auszuwählen, die sich neben Graz auch in anderen österreichischen Städten wiederfinden. Dazu werden in diesem Kapitel Stadtquartiere mit typischen Bebauungsformen identifiziert und charakterisiert.

Formal betrachtet werden von den in Kapitel 2.1 beschriebenen Stadtbausteinen Stadtquartieren der Solitär, die Reihe (in geschlossener Form), die Zeile, der Block (und/oder Hof) und als Sonderform des Solitärs die Kiste mit flächigem Dach unterschieden. Die Passage und Gruppe werden nicht näher thematisiert, da sie Variationen der bereits erwähnten Formen darstellen. (Die Passage ist eine spezifische Kombination der Zeilenbauweise und die Gruppe eine Fügung unterschiedlicher Einzelformen zu einer Komposition).

Die Übertragbarkeit dieser Typen auf andere österreichische Städte wurde im Vergleich von Flächenwidmungsplänen und Luftbildern untersucht. Für diesen Vergleich wurden zwei Städte herangezogen:

1. Leoben, für die als Stadt in der Steiermark dieselben raumplanerischen Bedingungen gültig sind, und
2. Linz als eine österreichische Stadt mit ähnlichem Stadtprofil hinsichtlich der Größe, der Funktion und der Bedeutung.

Die Stadtbausteine, die in Leoben, Linz und Graz vorhanden sind, werden unter Rückgriff auf die in Kapitel 2.1 vorgestellten Merkmale (Form, Funktion, Besonnung/Beschattung, und Dichte) beschrieben (Bürklin & Peterek, 2009).

Der **Solitär** ist das freistehende Gebäude, das sich im historischen Städtebau bewusst vom städtebaulichen Umfeld der städtisch geschlossenen Bauweise abhebt.

Form: Solitäre haben keine formale Bindung, sie können als Form zentriert und damit turmartig, zylinderförmig oder als länglicher Kubus (Scheibe, etc.) entwickelt sein. Wesentliches Merkmal ist die offene Bebauungsweise (gemäß der Definition durch das Raumordnungsgesetz) und damit die Distanz zu anderen Gebäuden bzw. den Bebauungen der Nachbarparzellen, welche über den baugesetzlichen Grenz- und Gebäudeabstand geregelt ist.

Funktion: Diesem Typ sind vordringlich Bauten mit öffentlichen Nutzungen mit besonderer Bedeutung oder aber Büro- und Wohnhochhäuser zuzuzählen, aber auch freistehende Einfamilienhäuser (Wohnhäuser).

Besonnung / Verschattung: Hinsichtlich der Besonnung nehmen Solitäre eine besondere Rolle im Stadtraum ein, da sie freistehend beste Voraussetzungen für die Besonnung von allen Richtungen besitzen.

Dichte: In der Größenordnung SMALL stellt dieser Stadtbaustein keine urbane Bebauungsform dar (Amtmann & Altmann-Mavaddat, 2014). Die Kategorie MEDIUM umfasst kleinere Mehrfamilienwohnbauten mit bis 10 Wohnungen – das entspricht in etwa auch der Größenordnung von 600 - 1500 m² Bruttogeschoßfläche. Mit 3 - 4 Geschoßen ist dieser Gebäudetypus vorwiegend in reinen und allgemeinen Wohngebieten und Kerngebieten mit Bebauungsdichten von 0,3 - 0,6 aber auch bis zu 1,2 vorzufinden. Die Größenordnung LARGE bezeichnet freistehende Mehrfamilienhäuser (MFH) ab 11 Wohnungen und einer Bruttogeschoßfläche von 1500 - 2500 m² oder Mehrgeschoßwohnbauten (MGW) über 2500 m² BGF. Diese sind 5-geschoßig und höher und in Gebieten mit allgemeinen Wohngebieten und Kerngebieten mit Dichten von 0,8 - 2,5 vertreten.



Abbildung 8: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Ein- und Zweifamilienhausstruktur



Abbildung 9: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Mehrfamilienhaus klein (600 - 1500 m²)



Abbildung 10: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Mehrfamilienhaus groß und Mehrgeschoßwohnbau (>1500 m² BFG)

Die **Reihe** entsteht durch die Aneinanderreihung von Parzellen und den darauf befindlichen Gebäuden, wobei alle von der verbindenden Straße erschlossen sind. Als spezielle „Weiterentwicklung der (geschlossenen) Reihenbauweise“ kann **Zeilenbebauung** betrachtet werden, und soll vor allem im Hinblick auf die Größenkategorien SMALL, MEDIUM, LARGE mit der Reihenbebauung gemeinsam ausgeführt werden.

Form: Reihen können in offener, gekuppelter oder geschlossener Bauweise gebildet werden. Je nach Bauweise bilden sie würfelförmige oder längliche Kuben oder verlaufen als langgezogene Bebauung entlang von Straßen. Im Gegensatz zur Reihenbebauung folgt die Zeilenbebauung nicht zwingend dem Straßenverlauf, sondern ist vor allem an den Himmelsrichtungen orientiert und steht zu Gunsten einer ökonomischen Erschließung häufig senkrecht zur Straßenrichtung.

Funktionen: „Durch ihre unmittelbare Anbindung an das Straßen- und Erschließungsnetz kann die Reihe als Stadtbaustein im Grunde sämtliche Funktionen aufnehmen.“ (Bürklin & Peterek, 2009, 14). Der Zeilenbau wird hingegen seit Beginn des 20. Jahrhunderts durch seine optimale Ausrichtung hinsichtlich Belichtung und Belüftung prädestiniert monofunktional als Wohnbau genutzt.

Besonnung / Verschattung: Die Orientierung der Gebäude ist durch die längliche Ausrichtung auf bestimmte Himmelsrichtungen eingeschränkt. Vor allem bei geschlossener Reihenbebauung sind die Gebäude- und Dachflächen je nach Dachform maximal nach zwei Himmelsrichtungen orientiert (Satteldach). Bei der Zeilenbebauung sind die Gebäudeoberflächen durch die Unabhängigkeit von der Straßenführung zumeist optimal für die Belichtung und die Durchlüftung nach zwei entgegengesetzten Himmelsrichtungen orientiert. Dies erzeugt einen „durchgesteckten“ Wohnungstypus. Gebäudeoberflächen und Dach folgen dieser Optimierung.

Dichte: Je nach Geschosshöhen kann eine geschlossene Reihenbebauung mittlere bis hohe urbane Dichten aufweisen.

In der Kategorie SMALL hat der geschlossene Reihenhausbau mit 1 - 3 Geschossen, bei der jedes Gebäude eine Wohneinheit bildet, als monofunktionale Wohnbebauung in der zeitgenössischen Stadterweiterung Bedeutung. Die Bebauung ist in Gebieten allgemeinen Wohngebieten mit einer durchschnittlichen Dichte von 0,3 - 0,6 vorzufinden. In den Kategorien MEDIUM und LARGE überwiegt als Bebauungsform die Zeilenbebauung. Sie orientiert sich nicht am Straßenverlauf und löst sich aus dem städtischen räumlich vernetzten Kontext heraus. Damit fördert sie die funktionsgetrennte Stadtentwicklung, die auf den geschlossenen Stadtraum zu Gunsten der besseren Belichtungsverhältnisse und einer durchgängigen Grünraumentwicklung verzichtet. Durch die klare Form und die günstige Wohnungsorganisation eignet sie sich zur Aneinanderreihung von Mehrfamilienhäusern mit mittlerer urbaner Dichte (bis 4 geschoßig, in allgemeinen Wohngebieten und Kerngebieten mit Dichten von 0,4 - 1,4) oder Wohngeschoßbauten mit hoher urbaner Dichte (5- und mehrgeschoßig, vorwiegend in Kerngebieten mit Dichten von 0,8 - 2,5). Eine Sonderform stellt die Scheibe dar, eine besonders hoch ausgeführte Zeilenbauweise (Bürklin & Peterek, 2009). Wird die Reihenbebauung durch erschließungstechnisch wirtschaftliche Querstraßen unterbrochen und diese ihrerseits von Reihenbebauung begleitet, ergibt dies eine Blockbebauung.



Abbildung 11: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Reihenhausstruktur



Abbildung 12: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Zeile aus kleinen Mehrfamilienhäusern (600 - 1500 m² BGF)



Abbildung 13: Vogelperspektive-Graz: Beispiel großes Mehrfamilienhaus bzw. Mehrgeschoßwohnbau (>1500 m² BGF)

Der **Block** ist eine Bebauungsform, bei der Gebäude bzw. Gebäudeteile in geschlossener Bauweise innenseitig einen Hof bilden und an ihrer Außenseite allseits von Straßen begrenzt werden.

Form: Blöcke weisen eine Vielzahl von Geometrien auf: viereckig, dreieckig oder polygonal, allseitig geschlossen oder partiell mit Öffnungen. Der Block wird straßenseitig – also von außen – erschlossen, richtet seine Hauptfassade zum Straßenraum und ist damit eine hoch urbane, räumlich stark vernetzte Form. Der Hof hat die gleiche städtebauliche Form wie der Block, wird aber von der Innenseite erschlossen und ist damit umgekehrt organisiert.

Funktion: Im Falle der blockartigen Einbindung in das vernetzte städtische Erschließungssystem ist diese Form für eine moderate Nutzungsmischung von Wohnen, Dienstleistungsbetrieben und kleinerem Gewerbe geeignet (Bürklin & Peterek, 2009). Die Hofstruktur mit Hauptfassadenausrichtung zum Innenhof kommt eher in funktional entmischten Wohnsiedlungen zur Anwendung.

Besonnung/Verschattung: Die Blockrandbebauung folgt den Straßenverläufen und lässt keinen Spielraum zur Orientierung an den Himmelsrichtungen. Im Falle des nahezu quadratisch angeordneten Blocks bedingt beispielsweise die Ost-Westorientierung der einzelnen Gebäude auf der einen Seite die Nord-Südorientierung der Gebäude auf den angrenzenden Seiten des Blocks. Vor allem in den Eckbereichen aber auch in mittelalterlich strukturierten block- und hofartigen Bebauungen verschatten sich die Gebäude innerhalb der Struktur gegenseitig stark. Der Wohnungshof kann sich organisatorisch eher von der Form der vorgegebenen Straßenstruktur lösen. Daher kann seine Lage hinsichtlich der Besonnung eher optimiert werden.

Dichte: Blockrandbebauungen erreichen hohe Dichtewerte, repräsentieren eine hochurbane Bauform und sind vor allem in der Kernstadt vorzufinden. Am häufigsten ist diese Bebauungsform in den mittelalterlichen Stadtzentren und den gründerzeitlichen Stadterweiterungen vertreten. Die Größenkategorien wurden über die Größe der Innenhöfe unterschieden. Die Kategorie SMALL bezeichnet die vorwiegend 4/max. 5-geschoßige innerstädtische Bebauung, welche auf die mittelalterliche Stadtstruktur zurückgeht und damit sehr enge und frei geformte Blockstrukturen aufweist. Die Innenstadt von Graz ist als Kerngebiet mit einer Dichte von 0,8 - 2,5 gewidmet. Die Kategorie MEDIUM bezeichnet den in der Wohnsiedlung geformten Wohnungsblock. Dieser hat bis zu 5 Geschoße, die Wohnsiedlung ist als allgemeines Wohngebiet mit einer Dichte von 0,6 -

1,4 gewidmet. Die Kategorie LARGE bilden die gründerzeitlichen 5-geschoßigen Blockrandbebauungen, die in Graz mit Dichten von 0,6 - 1,4 und als allgemeines Wohngebiet gewidmet sind.



Abbildung 14: Vogelperspektive-Graz: Beispiel innerstädtische Blockbebauung



Abbildung 15: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Wohnungsblock (600 - 1500 m² BGF)



Abbildung 16: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Gründerzeitblock (600 - 1500 m² BGF)

Flächige Bebauung oder die „Kiste“

Diese Baustruktur, die von der sonstigen Stadtstruktur herausgelöst versagt sich „dem städtischen Raum- und Kontextbezug“ (Bürklin & Peterek, 2009). Die hallenförmigen Bauwerke werden vorwiegend gewerblich genutzt. Auf Grund ihrer Funktion sind sie vor allem in peripheren Stadtlagen zu finden.

Form: Da ihre Form ausschließlich vom Inhalt und der Nutzung des Gebäudes geprägt ist und keiner städtischen Struktur untergeordnet ist, kann sie jede Form annehmen. Zumeist wird sie in der funktionsoffenen Form des Kubus auf orthogonalem Grundriss in unterschiedlichen Größenordnungen umgesetzt. Die Dächer sind meist als Flachdächer, oder als Sheddach ausgeführt.

Besonnung / Verschattung: Funktionell bedingt sind sie möglichst freistehend und orientieren sich durch den starken innenräumlichen Bezug nicht an Himmelsrichtungen orientiert. Die Gebäudeoberflächen dienen ausschließlich dem Gebäudeabschluss, sind somit wenig strukturiert und flächig, die Dachfläche hat zumeist den größten Anteil an der Gebäudeoberfläche.

Funktion: Diese Baustruktur kann alle Funktionen beinhalten – sie sind als Einkaufsmärkte, Einkaufszentren, Logistikhallen, Industriehallen etc. den unterschiedlichen Kategorien der gewerblichen Nutzung zuzuordnen. In Wohngebieten bzw. angrenzend an Wohngebiete finden sich vor allem Sporthallen, Einkaufsmärkte, etc.

Dichte: Die Kategorie SMALL bezeichnet hallenförmige Bebauungen mit einer Grundfläche bis zu 600 m² (kleine Gewerbeeinheiten, Nahversorger, Turnsäle). Sie sind in Gebieten mit der Widmung allgemeines Wohngebiet, Kerngebiet und Gewerbegebiet bei Dichten mit 0,6 - 1,4 vertreten. In der Kategorie MEDIUM sind Bebauungen mit 600 - 1200 m² Grundfläche erfasst (Einkaufsmärkte, Sporthallen, Gewerbehallen). Diese sind in allgemeinen Wohngebieten und vor allem Kern- und Gewerbegebieten mit Dichten von 0,6 - 2,5 vorhanden. Die Kategorie LARGE umfasst hallenförmige Bebauungen mit mehr als 1200 m² Grundfläche (Industrie- und Gewerbehallen, Sportzentren, Einkaufszentren) in Gebieten mit Kern-, Gewerbe- und Industriegebietswidmung mit Dichten von 0,6 - 2,5.



Abbildung 17: Vogelperspektive-Graz:
Beispiel flächige Bebauung SMALL



Abbildung 18: Vogelperspektive-Graz:
Beispiel flächige Bebauung MEDIUM

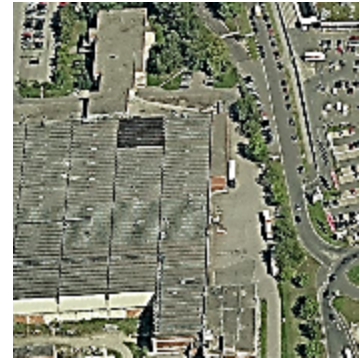


Abbildung 19: Vogelperspektive-Graz:
Beispiel flächige Bebauung LARGE

3.2 Auswahl und Beschreibung der Fallstudiengebiete

Für die Auswahl der Fallstudiengebiete erfolgte ein Abgleich der in Graz vorkommenden Siedlungsstrukturen mit anderen österreichischen Städten, um sicherzustellen, dass die ausgewählten Fallstudiengebiete auch für andere österreichische Städte repräsentativ sind (vgl. auch Kapitel 2.1, 3.1). In Bezug auf die Energiesystemlösungen wurde zwar von typischen (häufig vorkommenden) Systemen in den jeweiligen Fallstudiengebieten ausgegangen (vor allem betreffend der Warmwasserbereitung), es wurden aber in der Bewertungsmatrix Szenarien mit unterschiedlichen technischen Rahmenbedingungen (z.B. zentrale/dezentrale Warmwasserbereitung, etc.) definiert. Zusätzlich waren folgende Aspekte für die Gebietsauswahl relevant:

1. Das Fallstudiengebiet lässt sich eindeutig abgrenzen und einer spezifischen städtebaulichen Bebauungsstruktur zuordnen, die einem der in Kapitel 3.1 beschriebenen Bebauungstypen/Stadtbausteinen entspricht: Solitär, Reihe, Zeile, Block oder Kiste.
2. Um das Zentrum, die mittelalterlich geprägte Innenstadt, liegt ein Ring an Gründerzeitvierteln. Diese Bereiche weisen städtisch-dichten Charakter und konsistente Strukturen auf (siehe Fallstudiengebiet 1). Außerhalb dieser Bereiche grenzen dichte Wohnsiedlungen an suburbane Einfamilienhaussiedlungen, Gewerbegebiete an landwirtschaftliche Flächen. Diese Gebiete sind sehr heterogen geprägt. Dennoch lassen sich partiell strukturell und räumlich abgegrenzte Siedlungen mit den in Kapitel 3.1 beschriebenen Bebauungstypen ausmachen (siehe Fallstudiengebiete 2 und 3). An der Peripherie von Graz überwiegen wieder typische Bauungsformen wie Einfamilien- und Doppelhaussiedlungen, Reihenhäuser und zeilenförmiger Wohnungsgeschoßbau.
3. Das Fallstudiengebiet liegt im städtischen Kerngebiet und weist mindestens eine mittlere (0,6 - 1,0) bis hohe (1,0 - 2,5) Dichte mit städtischem Charakter auf. Mittlere bis hohe Bebauungsdichten entsprechen den Größenkategorien MEDIUM und LARGE der Bauungsformen (Siehe Pkt. 4).
4. Das Gebiet wird vorwiegend als Wohngebiet genutzt.
5. Die gewählte Bebauungsstruktur wird als gut geeignet eingeschätzt zur urbanen Solarenergienutzung (vgl. Kap. 2.2). Der Gebäudeverband in geschlossenen Bauungen (z.B. Block, Zeile – siehe Fallstudiengebiete 1, 2, 3) sind hinsichtlich der Netzanbindung vorteilhaft. Der Solarertrag wird unter Berücksichtigung von Größe und Ausführung der Gebäudeoberflächen bei den Kategorien LARGE und MEDIUM der Bauformen am besten eingeschätzt. Die hallen-

förmigen Bebauungen werden hinsichtlich des Solarertrages durch die großen Dachflächen besonders gut eingeschätzt.

6. An einem Fallstudiengebiet soll die Wechselbeziehung zwischen einer Wohnbebauung und einer Gewerbehalle hinsichtlich des möglichen Abtausches von Energieproduktion und Energieverbrauchs untersucht werden (siehe Fallstudiengebiet 2).

Anhand dieser Überlegungen wurden mögliche Untersuchungsgebiete ausgewählt und anhand eines Ausscheidungsverfahrens drei Fallstudiengebiete (im Folgenden „Quartier“ genannt) festgelegt.

3.2.1 Fallstudiengebiet 1 (Gründerzeitblock):

Es galt ein für österreichische Städte repräsentatives Gebiet mit urbanem, d.h. homogen (1) städtisch dichtem (2) Charakter und vorwiegender Wohnnutzung (3) zu identifizieren, welches eine in geschlossener Bauweise errichtete Bebauungsform in der Größen-Kategorie LARGE aufweist.



Abbildung 20: Quartier 1 – Gründerzeitblock
(Quelle Google Maps, 2016)

Entsprechend den geforderten Merkmalen wurde das Fallstudiengebiet „Gründerzeitblock“ im Bezirk Jakomini gewählt, welches im homogen strukturierten Stadtteil um die Innenstadt (1.0 RLB-Bereichstypenplan Teilraum Gründerzeitviertel) liegt und das lt. 4.0 Flächenwidmungsplan für eine Bebauungsdichte von 0,6 - 1,4 und die Nutzung `Wohnen allgemein` (bzw. STEK 4.02 über Wohnen mit hoher Dichte) ausgewiesen ist. Durch die geschlossene Bauweise weist die blockartige Bebauungsform günstige Voraussetzungen für den möglichen Verbund von Anschlüssen zwischen den Gebäuden. Die Gebäude stammen vorwiegend aus der Baualtersklasse „bis 1918“, die Energieeffizienzklasse im Mittel bei „D“. Das Quartier liegt in der Altstadtzone. Die Raumwärmeversorgung erfolgt zum Teil über dezentrale Systeme (Erdgasthermen,

Nachspeicheröfen, etc.) und zum Teil über zentrale Systeme (Fernwärme, etc.). Die Warmwasserbereitung erfolgt größtenteils dezentral über E-Boiler oder Gasthermen. Zentrale Warmwassersysteme sind eher selten. Die Objekte sind 4 bis 5-geschoßig mit Satteldächern. Die Fassaden sind zum Teil mit Ornamenten versehen. In Bezug auf die Eigentümerstrukturen ist festzuhalten, dass sich die Wohnungen zum Großteil in Privateigentum befinden, zum Teil aber auch kleine Büros ansässig sind. Gewerbebetriebe sind hier nicht vorhanden.

Bezüglich der soziodemographischen Merkmale (vgl. Kapitel 2.4.2) lässt sich festhalten, dass 50,66% der BewohnerInnen (1038) zwischen 20 und 39 Jahre alt sind und das Geschlechterverhältnis ist ausgewogen (51,10% Männer, 1047 und 48,90% Frauen, 1002). Mit knapp 536 Personen, oder einem Drittel (34,23%) stellen HochschulabsolventInnen in diesen Zählsprengeln die Mehrheit der BewohnerInnen dar. In Bezug auf den Erwerbsstatus liegen diese Zählsprengel mit 53,20% (1090) erwerbstätiger Personen im Grazer Durchschnitt.

3.2.2 Fallstudiengebiet 2 (Zeilenbebauung):

Gesucht wurde ein für Österreich typisches Stadtquartier mit mittlerer bis hoher Bebauungsdichte (1) in geschlossener Bauweise und mit gemischter Nutzung (2): eine städtische Wohnsiedlung mit zum Block alternativer zeilenförmiger Bebauung und angrenzender Gewerbehalle (5), deren 'kistenartige' Bebauungsform die Solarenergienutzung am Dach begünstigt (4).

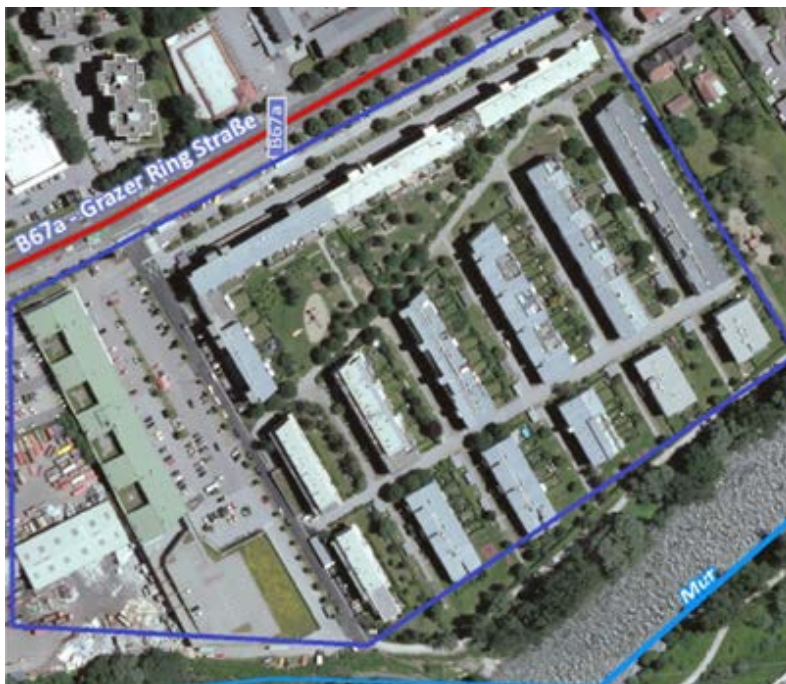


Abbildung 21: Quartier 2 – Zeilenbebauung
(Quelle: Google Maps, 2016)

Im gewählten Fallstudiengebiet „Zeilenbebauung“ im Bezirk Andritz grenzt lt. 4.0 Flächenwidmungsplan ein Wohngebiet allgemein mit 0,4 - 1,0 baulicher Dichte (lt. STEK 4.02 Wohngebiet mit mittlerer Dichte §14) an Einkaufszentrum mit 0,5 - 1,5 baulicher Dichte (lt. STEK 4.02 Einkaufszentrum §17). Die zeilenförmige Bebauungsform steht für die städtische Siedlungsstruktur im Gebäudeverband, das Dach der Gewerbehalle in Nachbarschaft bietet die Voraussetzung für eine großflächige Nutzung der Solarenergie.

Die Gebäude stammen vorwiegend aus der Baualtersklasse „1991 bis 2000“, die Energieeffizienzklasse im Mittel bei „C“. Die Raumwärmeversorgung erfolgt über zentrale Systeme (Fernwärme oder Erdgas). Die Warmwasserbereitung erfolgt größtenteils dezentral über E-Boiler. Die Objekte sind 3 bis 5-geschoßig mit Flach-/Pultdächern. Die Fassaden sind stark gegliedert mit Vor- und Rücksprüngen, durchlaufenden Balkonen und Vordächern. Die Wohnungen befinden sich zum Teil in Privateigentum, teilweise werden sie aber auch von der GWS (Gemeinnützige Alpenländische Gesellschaft für Wohnungsbau und Siedlungswesen) vermietet. Außerdem befindet sich ein Shopping-Center in diesem Quartier. Der Anteil der Gewerbefläche bezogen auf die Gesamtfläche beträgt ca. 17%. Dementsprechend sind ca. 83% der Fläche Wohnfläche.

Über ein Drittel der BewohnerInnen (35,13%, 813) dieses Zählsprenghels sind zwischen 40 und 59 Jahre alt. Auch in diesem Zählsprenghel ist das Geschlechterverhältnis recht ausgewogen (46,46%, 1015 Männer und 53,54%, 1199 Frauen). Die Lehre als höchste abgeschlossene Bildung ist mit 32,80% oder 658 der BewohnerInnen am häufigsten vertreten. Mit 41,48% oder 1213 Erwerbstätigen liegt der Zählsprenghel unter dem Grazer Durchschnitt. Ein recht hoher Anteil an BewohnerInnen (14,74% oder 431 Personen) ist bereits in Pension.

3.2.3 Fallstudiengebiet 3 (Blockbebauung):

Als drittes Fallstudiengebiet sollte eine Siedlung gewählt werden, die repräsentativ für städtische Wohnquartiere (3) mit mittlerer bis hoher Dichte (2) ist und die aus energietechnologischer Sicht bevorzugte Bauungsformen in geschlossener Bauweise (4) mit unterschiedlichen Orientierungen hinsichtlich der Himmelsrichtung aufweist.



Abbildung 22: Quartier 3 – Blockbebauung
(Quelle: Google Maps, 2016)

Das Fallstudiengebiet „Blockbebauung“ im Bezirk Wetzelsdorf ist lt. 4.0 Flächenwidmungsplan als Wohngebiet allgemein mit 0,4 - 1,0 baulicher Dichte (lt. STEK 4.02 Wohngebiet mit mittlerer Dichte §14) ausgewiesen. Das Gebiet weist sowohl zeilenförmige Bebauung mit Süd- wie auch Ost-West-Orientierung auf so wie allseits orientierte hofförmige Bauungen, welche eine Variante des blockförmigen Bauungstypus darstellen.

Die Gebäude stammen vorwiegend aus der Baualtersklasse „2000 bis 2010“, die Energieeffizienzklasse im Mittel bei „C“. Die Raumwärmeversorgung erfolgt über zentrale Systeme (Fernwärme). Die Warmwasserbereitung erfolgt größtenteils zentral über die Heizungsanlage. Zum Teil sind dezentrale Warmwassersysteme über E-Boiler vorhanden. Die Objekte sind 3 bis 5-geschoßig mit Flach-/Pulldächern. Die Fassaden sind stark gegliedert mit Vor- und Rücksprünge, durchlaufenden Balkonen und Vordächern. In diesem Quartier befinden sich zum Teil Wohnungen in Privateigentum, teilweise werden die Wohnungen von der ÖWG (Österreichische Wohnbaugenossenschaft gemeinnützige registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung) vermietet. Ein Gebäudekomplex befindet sich im Eigentum der Stadt Graz. Der Anteil der Gewerbefläche liegt in diesem Quartier bei ca. 6%, die Wohnfläche beträgt ca. 94%.

In diesem Zählsprenkel (451) sind die meisten BewohnerInnen zwischen 40 und 59 Jahre alt (33,83%, 749). Das Geschlechterverhältnis ist auch hier recht ausgewogen (45,84%, 1075 Männer und 54,16%, 1239 Frauen). Bzgl. Bildung sind HochschulabsolventInnen in diesem Zählsprenkel am häufigsten vertreten (28,50%, 536). Schließlich sind 43,38% oder 1156 BewohnerInnen erwerbstätig. Auch in diesem Zählsprenkel machen PensionistInnen mit 14,18% oder 378 Personen einen recht großen Anteil aus.

4. Identifikation passender Energiesystemlösungen für drei idealtypische Quartierstypen

4.1 Darstellung des Gesamtenergiebedarfs

Der Gesamtenergiebedarf setzt sich aus dem Wärmebedarf (für Raumwärme und Warmwasser) und dem Strombedarf zusammen. Der Strombedarf in den Wohnungen kann in den Anteil Allgemeinstrom (Beleuchtung Stiegenhaus, Keller, etc.) und einen Anteil Haushaltsstrom (Kochen, Kühlen, Waschen, etc.) aufgeteilt werden. Weiters wurde auch der Strombedarf für die Warmwasserbereitung mittels Erzeugung durch E-Boiler berechnet. Für Gewerbebetriebe setzt sich der Strombedarf aus Allgemeinstrom und Strombedarf für den Betrieb zusammen.

4.1.1 Strombedarf

Genauere Verbrauchsdaten/Verbrauchsprofile bezüglich des Stromverbrauchs für die jeweiligen Bereiche (Allgemeinstrom, Haushaltsstrom, Gewerbe/Betriebsstrom) standen für die ausgewählten Quartiere meist nicht zur Verfügung. Mit Hilfe spezifischer Kennzahlen und den Bruttogeschoßflächen wurde der Strombedarf der einzelnen Quartiere berechnet. Für die Ermittlung der Bruttogeschoßfläche standen für die untersuchten Quartiere unterschiedliche Datenquellen zur Verfügung.

Für Quartier 1 (Gründerzeitblock) wurde die Bruttogeschoßfläche auf Grund fehlender genauerer Daten aus dem Katasterplan Graz ermittelt. Es wurde in diesem Fall die Grundfläche zeichnerisch ermittelt und anschließend mit der Anzahl der Geschoße multipliziert. Die Anzahl der Geschoße wurde aus dem AGWR übernommen (Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016). Der Datensatz vom Grazer Stadtgebiet wurde vom Umweltamt der Stadt Graz zur anonymisierten Verwendung im Projekt zur Verfügung gestellt. Es erfolgte keine Freigabe zur öffentlichen Darstellung von Auswertungen im Endbericht.

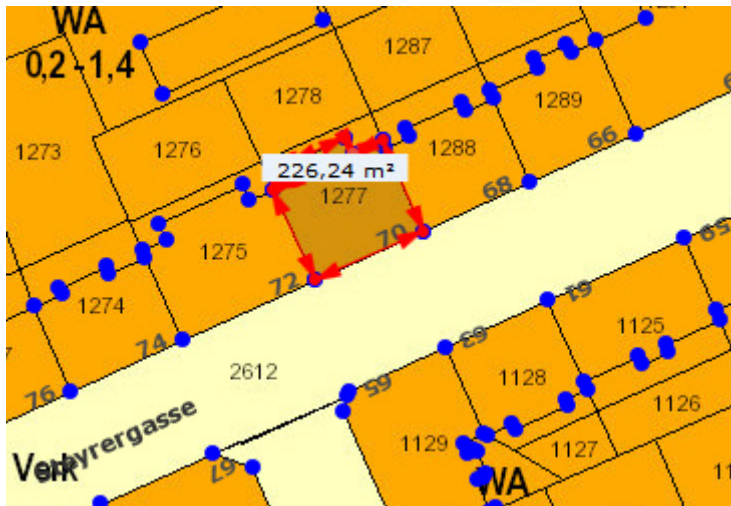


Abbildung 23: Ermittlung der Bruttogeschoßfläche mittels zeichnerischer Ermittlung der Grundfläche im Katasterplan Graz beispielhaft dargestellt an Hand vom Haus Steyrergasse 70, Quartier 1 (Quelle: Katasterplan Graz, 2016).

Für das Quartier 2 (Zeilenbebauung) standen für zehn Gebäudekomplexe Energieausweise zur Verfügung, aus denen die Bruttogeschoßfläche hervorging. Bei den sieben Gebäuden, für welche kein Energieausweis vorlag, wurde die Bruttogeschoßfläche wie bei Quartier 1 (Katasterplan, Statistik Austria für Anzahl der Geschoße) berechnet.

Bei Quartier 3 (Blockbebauung) waren für alle Gebäude Energieausweise vorhanden, wodurch die genauen Bruttogeschoßflächen bekannt waren.

Tabelle 4: Bruttogeschoßflächen in den einzelnen Quartieren

	Bruttogeschoßfläche [m ²]		
	Quartier 1	Quartier 2	Quartier 3
Wohnungen (im Quartier)	24.653	45.114	42.169
Gewerbe (im Quartier)	0	9.212	2.741
Quartier gesamt	24.653	54.326	44.910

Wohnungen: Die spezifische Kennzahl für den Strombedarf für den allgemeinen Bereich wurde basierend auf einer repräsentativen deutschlandweiten Studie mit 4,3 kWh/m².a angesetzt (Clausnitzer et al., 2009). Der spezifische Strombedarf für den Haushaltsstrom beträgt 34,1 kWh/m².a und wurde von Statistik Austria (Statistik Austria, 2013) übernommen. Beide genannten spezifischen Kennzahlen beziehen sich auf die Nutzfläche.

Gewerbe/Betriebe: Für den allgemeinen Stromverbrauch in Gewerbebetrieben wurde ebenfalls die Kennzahl von 4,3 kWh/m².a angenommen (Clausnitzer et al., 2009). Da in den untersuchten Quartieren unterschiedliche Gewerbebetriebe vorhanden sind (Büros, Einzelhändler im Nicht-Lebensmittelbereich, Kindergarten, Volksschule), wurden für den Individualverbrauch jeweils entsprechende Kennzahlen verwendet (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Spezifische Kennzahlen für die Berechnung des Strombedarfs für unterschiedliche Gewerbebetriebe

Branche/Gewerbe	Kennzahl [kWh/m ²]	Quelle:
Büros	35	Energieinstitut der Wirtschaft GmbH, 2010
Einzelhändler im Nicht-Lebensmittelbereich	126,8	Ratjen et al., 2013
Kindergarten	24,8	Energieausweis
Volksschule	27,29	Energieausweis

4.1.2 Wärmebedarf

Die Ermittlung des Energiebedarfs für die Warmwasseraufbereitung erfolgte ebenfalls mit Hilfe von Kennzahlen (Basis: Austrian Standards Institute: ÖNORM B 8110-5 bzw. die in den Energieausweisen darauf basierenden Werte). Der spezifische Energiebedarf für die Warmwasseraufbereitung wurde aus den Energieausweisen für den jeweiligen Gebäudetyp entnommen (Wohngebäude, Nicht-Wohngebäude) und beträgt 12,8 kWh/m².a (Wohngebäude) und 5,5 kWh/m².a (Verkaufsbauwerke) bzw. 4,7 kWh/m².a (Büro, Kindergarten). Lagen bei einem Quartier keine Energieausweise vor, wurden diese gebäude- und nutzungstypischen spezifischen Werte übernommen.

Der Wärmebedarf für das Quartier 1 (Gründerzeitblock) wurde wie folgt ermittelt, da für dieses Quartier keine Energieausweise zur Verfügung standen: Es waren Energieausweise für Häuser in der Umgebung, die Baualterklasse, dem Verwendungszweck und der Größe dem Quartier 1 ähneln, vorhanden. Daher wurden ähnliche Gebäude, für welche ein Energieausweis vorhanden ist, zusammengefasst und dann ein Mittelwert des spezifischen Heizwärmebedarfs von diesen realen Energieausweisen gebildet, welcher in weiterer Folge den Häusern in Quartier 1 zugeordnet wurde. Je nach Größe der Gebäude lag der spezifische Heizwärmebedarf zwischen 85 kWh/m².a und 203 kWh/m².a.

Für das Quartier 2 (Zeilenbebauung) lagen Energieausweise vor, allerdings nicht für alle Gebäude. Es wurde daher für die fehlenden Gebäude wieder der spezifische Heizwärmebedarf aus den vorhandenen Energieausweisen entnommen und entsprechend dem Gebäude ein Wert für den spezifischen Heizwärmebedarf zugeordnet. In diesem Fall lag der spezifische Heizwärmebedarf zwischen 50 kWh/m².a und 110 kWh/m².a.

Auch für das Quartier 3 (Blockbebauung) lagen Energieausweise vor, aus denen der spezifische Heizwärmebedarf (zwischen 44 kWh/m².a und 95 kWh/m².a) entnommen wurden.

Zur Berechnung der beheizten Fläche in den jeweiligen Quartieren wurden die Energieausweise herangezogen. Bei den Gebäuden, für welche Energieausweise vorlagen, war die Bruttogeschossfläche somit bekannt (siehe Tabelle 4). Für die restlichen Gebäude wurde die aus dem Katasterplan Graz ermittelte Fläche mit der Geschoßanzahl multipliziert und somit die beheizte Fläche ermittelt.

4.1.3 Gesamtenergiebedarf (Strom und Wärme)

Mit den für Strom und Wärme beschriebenen spezifischen Daten und Kennzahlen ergaben sich mit der Bruttogeschoßfläche für das jeweilige Quartier folgende Gesamtenergiebedarfsdaten. Dabei ist anzumerken, dass bei einer zentralen Warmwasserbereitung 30% Verteilverluste berücksichtigt wurden.

Tabelle 6: Jährlicher Gesamtenergiebedarf in den einzelnen Quartieren

	[kWh/a]		
	Quartier 1	Quartier 2	Quartier 3
Allgemeiner Strombedarf	85.000	187.000	154.000
Haushalts-/Gewerbestrombedarf (HHSB)	673.000	2.081.000	1.314.000
Warmwasserbedarf	315.000	649.000	575.000
Raumwärmebedarf	2.547.000	3.545.000	3.033.000
Summe	3.620.000	6.462.000	5.076.000

Es zeigt sich, dass der Gesamtenergiebedarf im Quartier 2 auf Grund des zusätzlichen Gewerbestrombedarfs am höchsten ist. Da in Quartier 3 kleinere Gewerbebetriebe angesiedelt sind, ist auch der Anteil des Gewerbestrombedarfs geringer als im Quartier 2 und somit der Gesamtenergiebedarf am zweithöchsten. Da im Quartier 1 keine Gewerbebetriebe vorkommen ist bei diesem Quartierstyp der Gesamtenergiebedarf am geringsten.

In Abbildung 24 ist der spezifische Gesamtenergiebedarf pro Quartier dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass den höchsten spezifischen Gesamtenergiebedarf das Quartier 1 aufweist. Der Grund liegt darin, dass der spezifische Raumwärmebedarf auf Grund von fehlender Gebäudedämmung hier am höchsten ist. Quartier 2 und 3 weisen sehr ähnlich hohe spezifische Gesamtenergiebedarfswerte auf. Der spezifische Strombedarf ist in Quartier 2 auf Grund der größeren Gewerbebetriebe höher, hingegen ist der spezifische Raumwärmebedarf im Vergleich zum Quartier 3 wegen des besseren Gebäudestandards - und somit geringeren Wärmeverlustes - geringer.

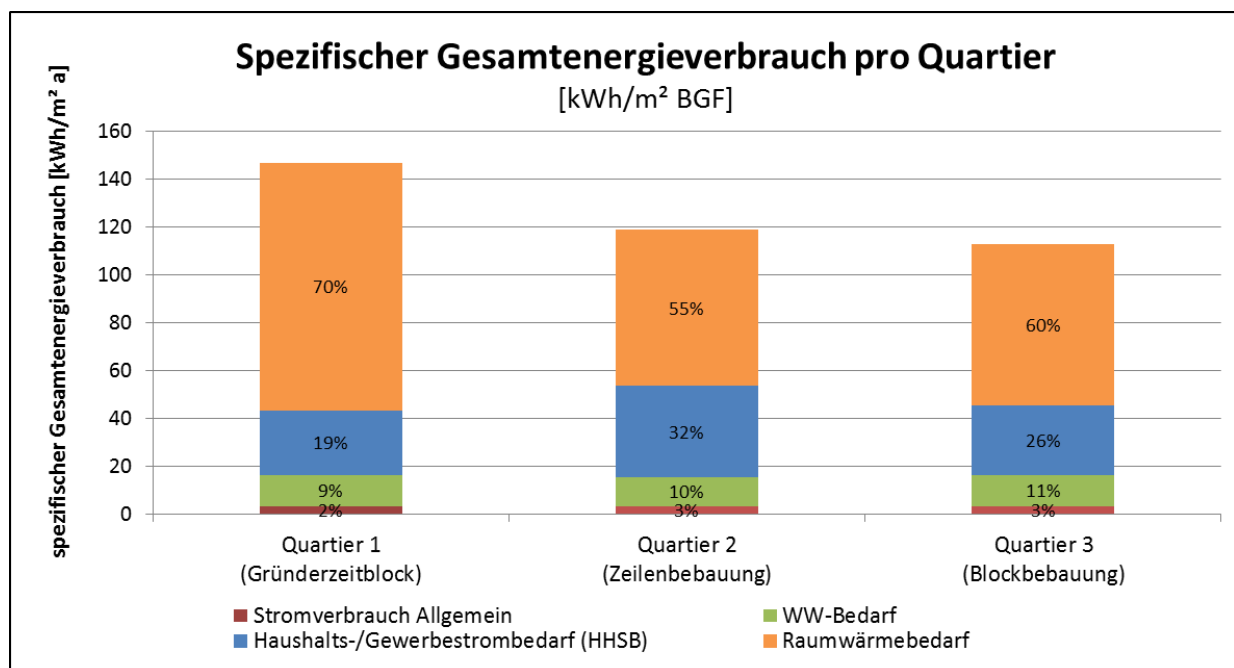


Abbildung 24: Spezifischer Gesamtenergiebedarf (allgemeiner Strombedarf, Haushalts-/Gewerbestrombedarf, Warmwasserbedarf, Raumwärmebedarf) je Quartier, bezogen auf die Bruttogeschosßfläche

4.2 Ermittlung der potentiellen Solarenergieproduktion

Um die Solarenergieproduktion zu ermitteln, wurde eine Computersimulation mit PV*SOL 2016 (R6) (für PV-Anlagen) bzw. T*SOL Pro 5.5 (R11) (für thermischen Solaranlagen) durchgeführt.

Für die Simulation wurde in einem ersten Schritt aus dem Grazer Solardachkataster die Dachfläche für Solarthermie bzw. PV für jedes einzelne Gebäude im Quartier ermittelt und aufsummiert. Mit diesem Wert konnte dann im Simulationsprogramm zunächst die Anzahl der benötigten Module und anschließend der solare Ertrag berechnet werden.

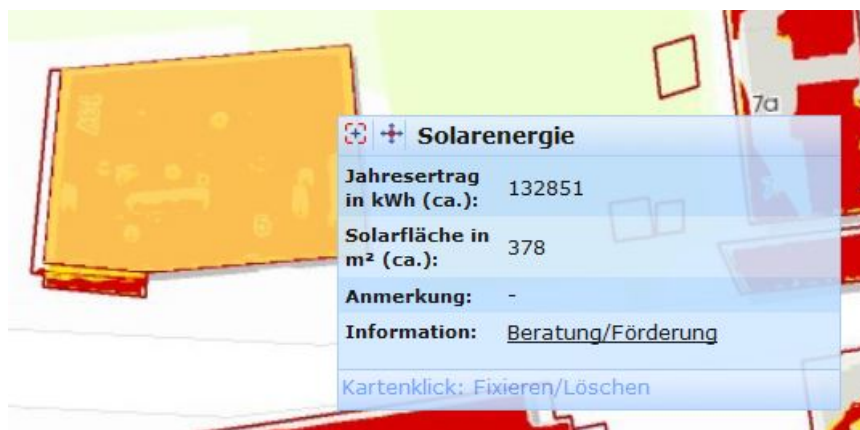


Abbildung 25: Aus dem Solardachkataster ermittelte Dachfläche für Solarthermie (Quelle: Solardachkataster Graz, 2016)

4.2.1 Photovoltaik

Im Simulationsprogramm PV*SOL wurden die entsprechenden Parameter (Klimadaten Graz, Ausrichtung laut Gebäudeflucht, bei Flachdach Aufstellung mit 25%) entsprechend der realen Situation vor Ort für jedes Quartier ausgewählt. Als PV-Modul wurde ein repräsentatives Modul mit 250 W Nennleistung (1650 mm x 990mm) und ein passender Wechselrichter aus einer im Simulationsprogramm enthaltenen Datenbank gewählt. Weitere Parameter für die Berechnung (z.B. Kabelverluste, Verschaltung Wechselrichter, etc.) wurden nicht verändert und bei den vom Programm vorgeschlagenen Standardwerten belassen.

Das Programm enthält eine Klimadatenbank, welche die Strahlung auf die Horizontale berücksichtigt. Während der Simulation wird diese Strahlung dann auf die geneigte Fläche umgerechnet und eine gegebenenfalls vorhandene Verschattung berücksichtigt. Da bei allen drei Quartieren die Sonneneinstrahlung auf die Module auf dem Dach durch keine Verschattung behindert wird, wurde diese in der Simulation nicht berücksichtigt.

Eine andere Situation herrscht bei der Simulation der PV-Anlage vor, die auf der Fassade installiert ist. In diesem Fall kann sehr wohl Verschattung durch Bäume, Masten und vorhandene Gebäude/Gebäudeteile auftreten.

Die Berechnung der Strahlung auf die Modulfläche erfolgte durch das PV-SOL aus dem Sonnenstand (nach DIN5034-2) in Abhängigkeit des Zeitpunkts, der Zeitzone, dem Längen- und Breiten-

grad. Das Programm berücksichtigt auch einen diffusen und direkten Anteil der Globalstrahlung. Um eine möglichst genaue Ertragsprognose zu erhalten, wurde für die Simulation eine stundenweise Berechnung gewählt. Das bedeutet, dass für jede Stunde des Jahres der Solarertrag berechnet und aufsummiert wurde.

Neben der Variante ohne Speichersystem wurde auch eine Variante mit Batteriespeicher simuliert. Für diese Variante erfolgte die Auswahl der Batterie (Lithium-Ionen-Batterie) aus der im Simulationsprogramm enthaltenen Datenbank für Batteriespeicher. Für die Berechnung des Solarertrags ist aber das Vorhandensein einer Batterie bei Annahme einer Überschusseinspeisung in das Stromnetz unerheblich, da die Stromproduktion immer die gleiche ist.

Für die Simulation spielt es praktisch keine Rolle, ob ein Lithium-Ionen oder Blei-Flüssig Akku bei der Berechnung verwendet wird. Die Simulationsergebnisse sind die gleichen, lediglich bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung macht es einen Unterschied, welcher Akku verwendet wird, da die Kosten und Lebensdauer der verwendeten Akkusysteme unterschiedlich sind (vgl. Kap. 4.3.3).

Die Kapazität des Batteriespeichers wurde so gewählt, dass das Verhältnis installierte kWp zu installierter Batteriekapazität etwa 1,1 beträgt. In der Literatur wird für diesen Faktor meist ein Bereich zwischen 1 und 1,5 genannt (Weniger et al, 2013).

Anzumerken ist jedoch, dass mit einem Faktor von 1,1 kWp installierter Leistung pro kWh Batteriespeicher die Eigenverbrauchsquote sehr gering ist und noch weiter optimiert werden könnte. Mit diesem Faktor von 1,1 kWp/kWh Batteriespeicher hat die Simulation gezeigt, dass mit langen Amortisationszeiten zu rechnen ist. Mit einer optimierten Batteriegröße lässt sich die Wirtschaftlichkeit verbessern und deutlich niedrigere Amortisationszeiten erwarten.

Weiters wurden im Rahmen des Projekts unterschiedliche Belegungen der theoretisch maximal möglichen Dach- und Fassadenflächen analysiert:

- Maximalbelegung: Belegung von 100% der technisch sinnvollen Fläche mit Solarthermiekollektoren oder mit PV-Modulen um ein Maximum an Wärme oder Strom aus Solarenergie im Objekt zu gewinnen.
- Optimierte Belegung: optimierte Belegung mit Solarthermie oder PV um ein wirtschaftliches Optimum zu erreichen (kürzeste Amortisationszeit) d.h. < 100% der maximal möglichen Belegung
- Kombinierte Nutzung: optimierte Belegung durch Solarthermie und Rest der verfügbaren Fläche mit PV

Bei der Ermittlung des Stromertrags für eine PV-Anlage wurde der solare Ertrag für die folgenden drei Varianten berechnet:

1. Allgemestrom (mit Überschusseinspeisung)
2. Allgemestrom und Haushalts-/Gewerbestrom (mit Überschusseinspeisung) und
3. Allgemestrom, Haushalts-/Gewerbestrom und Warmwassererzeugung (mit Überschusseinspeisung)

Sind Gewerbebetriebe im Quartier vorhanden, dann wird die Bezeichnung Gewerbestrom an Stelle von Haushaltsstrom verwendet. Dieser Gewerbestrom ist der Verbrauch, der für die Ausführung des Betriebes verwendet wird.

Bei der Simulation ging man davon aus, dass der nicht selbst verbrauchte Strom in das Stromnetz eingespeist werden kann (Überschusseinspeisung). Aus technischer Sicht stellt dies in der Regel kein Problem dar.

Der Bedarf ist zuvor für die einzelnen Quartiere berechnet worden. Mit der Eingabe des jeweiligen Bedarfs im Simulationsprogramm kann somit der jährliche solare Ertrag (=vom Wechselrichter abgegebene Energie) bei einer Vollbelegung am Dach berechnet werden.

Das Verbrauchsprofil wurde aus einer im Simulationsprogramm enthaltenen Datenbank mit „Wohnkomplex“ für das Wohnprofil und „Verwaltungsgebäude“ für das Gewerbeprofil gewählt (PV-SOL). Diese verwendeten Verbrauchsprofile sind die für die Simulation am geeignetsten Profile, wobei es sich um Tagesprofile mit stündlichen Verbrauchswerten handelt (siehe Abbildung 26). Die stündlichen Verbrauchswerte wurden bei den vom Programm vorgeschlagenen Werten belassen.

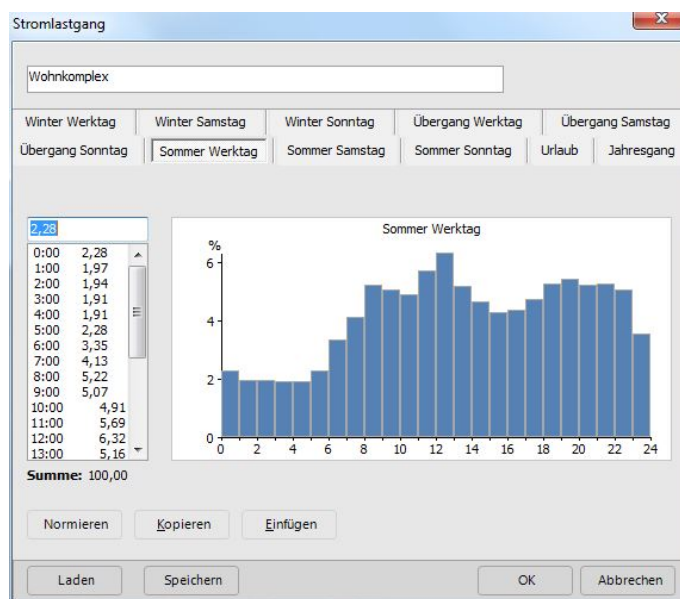


Abbildung 26: Verwendetes Tagesprofil für Stromverbrauch mit stündlichen Verbrauchswerten für das Verbrauchsprofil „Wohnkomplex“ (Quelle: PV*SOL)

Tabelle 7: Solarer Ertrag

	Solarer Ertrag [kWh/a]
Quartier 1	380.000
Quartier 2	658.000
Quartier 3	853.000
Summe	1.891.000

Solarer Ertrag: Vom Wechselrichter abgegebene Energie; nur Dachfläche, 100%-Belegung mit Solarmodulen

In einer weiteren Simulationsrunde wurde der Solarertrag bei Positionierung der Solarmodule an der Fassade eines Referenzhauses ermittelt. Als Referenzhaus im Quartier 1 wurde die ganze

Brockmanngasse verwendet und nicht ein einzelnes Haus. Es hat sich gezeigt, dass die nutzbaren Dachflächen der einzelnen Häuser sehr unterschiedlich sind (mit/ohne Gaube, viele/wenige Rauchfänge), wodurch sich stark variierende Dachfläche-Grundfläche-Verhältnisse ergeben. Um aber ein repräsentatives Ergebnis zu erhalten, wurde daher die ganze Gasse als Referenzhaus gewählt. Bei Quartier 2 und 3 wurde ein repräsentatives Haus gewählt.

Mit Hilfe einer Längenmessung des Gebäudes aus dem Katasterplan und der Annahme, dass eine bestimmte Anzahl an Solarmodulen mit 1 m Seitenlänge angebracht werden können, wurde die mögliche Fläche für die solare Nutzung ermittelt. Damit konnte im Simulationsprogramm für das Referenzhaus des jeweiligen Quartiers der Solarertrag für die Fassade ermittelt werden. Das Verhältnis der theoretisch für die PV-Nutzung geeigneten Fassadenflächen zur Dachfläche liegt bei den Referenzhäusern zwischen 10% und 20%. Die Simulation am Referenzhaus hat ergeben, dass der Solarertrag deutlich geringer ausfällt als am Dach. Der über die Fassadenanlagen erzielbare Ertrag liegt demnach nur bei etwa 50% - 60% des Solarertrages auf den Dachflächen. Die Installation an einer Fassade macht eventuell dort Sinn, wo eine Aufstellung auf Grund gesetzlicher Vorgaben oder statischer Rahmenbedingungen am Dach nicht möglich ist. Bei Fassadenkollektoren muss beachtet werden, dass es durch Bäume, Strommasten oder hohe Bauten zu Verschattung kommen kann und der Solarertrag dann wesentlich sinkt. Weiters spielt die Zergliederung der Fassade (Stuck, Balkone) eine Rolle. In diesem Fall kann es zu einer Unwirtschaftlichkeit der Anlage kommen. Auch könnten eventuell auftretende Blendeffekte bei Solarmodulen, die an der Fassade montiert sind, eine Rolle spielen und sollten daher berücksichtigt werden.

Da die technische Umsetzung an der Fassade wesentlich aufwändiger und die Investitionskosten wesentlich höher ausfallen als bei einer Anlage am Dach, wurde die Variante am Dach bevorzugt und in dieser Studie auch weiterverfolgt.

4.2.2 Solarthermie

Für die Berechnung des thermischen Solarertrags wurde ein für die Bauart typisches Referenzhaus aus dem Quartier ausgewählt und eine Solarsimulation mit T*SOL durchgeführt. Mit den berechneten Wärme-Bedarfsdaten für das Referenzhaus konnte in Folge der Solarertrag der thermischen Solaranlage für das Referenzhaus in jedem Quartier berechnet werden. Der dabei ermittelte Ertrag wurde mittels Gesamtfläche des Quartiers auf das gesamte Quartier hochgerechnet und so der gesamte thermische Solarertrag für das Quartier berechnet (siehe Tabelle 8).

Der Grund für diese Vorgehensweise liegt darin, dass die Simulation mit T*SOL für das gesamte Quartier bereits eine Planung mit tatsächlichen Leitungslängen und -dimensionen erfordert hätte. Als Berechnungsgrundlage diente im Simulationsprogramm ein Standard-Kombispeichersystem (Puffer) für Warmwasser und Heizung (siehe Abbildung 27). Die Überschusseinspeisung in ein Fernwärmenetz wurde mittels einer zusätzlichen Wärmesenke auf dem für Fernwärmenetze üblichen Temperaturniveau (außentemperaturabhängig 75°C bei +12°C auf 120°C bei -12°C) modelliert. Eine Einspeisung in den Fernwärmerücklauf (Rücklauf Temperaturerhöhung) wurde nach Diskussion mit Fernwärmenetzbetreibern nicht modelliert. Aus dem Solarkataster Graz konnte für das Referenzhaus für das jeweilige Quartier die Dachfläche abgelesen werden. Dabei musste

berücksichtigt werden, dass auf den Dächern der Gründerzeithäuser viele Gauben vorhanden sind, die die verfügbare Solarfläche etwas reduzieren.

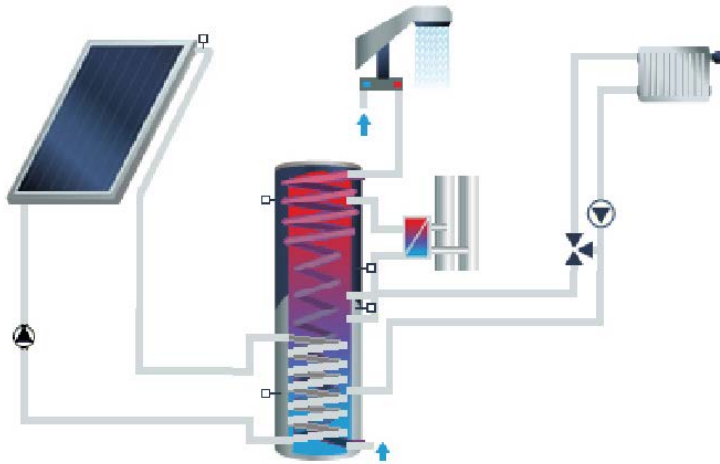


Abbildung 27: Verwendetes Standard-Anlagenschaltbild: Kombispeicherbild Puffer für Warmwasser und Heizung (Quelle: T*SOL)

Mit einem Standardsolarmodul (Bruttofläche 2,6 m²) konnte die benötigte Modulanzahl berechnet werden. Die Aufstellung erfolgte dem Referenzhaus entsprechend entweder aufgestellt (Flachdach) oder auf dem Dach (Giebedach). Dadurch resultierte auch der Aufstell- und Azimutwinkel für jedes Referenzhaus. Bestimmte Parameter (Verrohrung, Dämmstärke, Regelung, Kaltwassertemperaturen, etc.) blieben bei den vom Programm vorgeschlagenen Standardwerten.

Bei der Simulation der Solarthermie wurde für die Speichergröße der von T*SOL vorgeschlagene optimale Wert beibehalten. Diese optimale Speichergröße ist vom Verbrauch abhängig und somit für jeden Quartierstyp unterschiedlich groß.

Als Verbrauchsprofil wurde im Simulationsprogramm T*SOL ein Mehrfamilienhaus gewählt (siehe Abbildung 28), da dies dem Verbrauchsprofil des gesamten Quartiers am ehesten entspricht. Dieses Profil gilt für alle Quartiere.

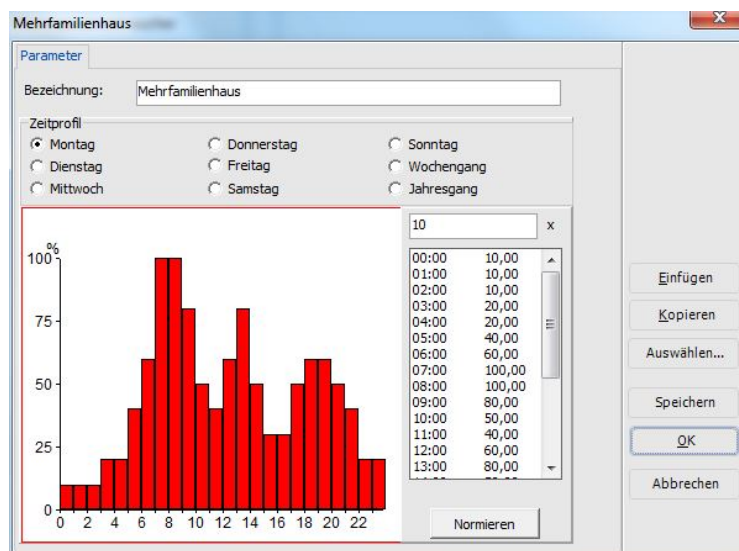


Abbildung 28: Verwendetes Tagesprofil mit stündlichen Verbrauchswerten für ein Mehrfamilienhaus (Quelle: T*SOL)

Bei der Simulation wurde ein Szenario angenommen, bei dem die überschüssige Wärmeenergie in ein Fernwärmenetz eingespeist werden kann. Allerdings ist eine Einspeisung der Überschusswärme in ein Fernwärmenetz nicht immer möglich (Fernwärmenetz vorhanden, (Sommer-)Einspeisung möglich). Dann wären andere Varianten zu prüfen (z.B. Reduktion der Kollektorfläche, größere Speicherlösung). Damit ergibt sich folgender jährlicher Solarertrag bzw. der spezifische Solarertrag je Quartier.

Tabelle 8: Thermischer Solarertrag bei 100%-Belegung am Dach

	Solarer Ertrag	Spezifischer Solarertrag
	[kWh/a]	[kWh/m² Kollektor/a]
Quartier 1	972.000	385
Quartier 2	2.159.000	387
Quartier 3	2.067.000	357
Summe	5.198.000	x

Der geringere spezifische Solarertrag beim Quartier 3 ergibt sich auf Grund der Überbelegung mit Solarmodulen am Dach und des damit verbundenen schlechteren Wirkungsgrades der Kollektoren bei dem höheren Temperaturniveau für die Fernwärmeeinspeisung.

Wie bei der Stromproduktion durch eine PV-Anlage wurde für die thermische Solarproduktion ebenfalls eine Computersimulation für die Fassade durchgeführt. Die möglichen Solarflächen wurden methodisch gleich wie bei der PV-Anlage ermittelt. Auch in diesem Fall hat sich bei der Simulation des Referenzhauses gezeigt, dass der Ertrag wesentlich geringer ausfällt als bei einer Anlage am Dach. Da die Investitionskosten deutlich höher ausfallen als bei einer Anlage am Dach und die technische Umsetzung sehr aufwendig ist, wurden die Fassadenflächen nicht weiter berücksichtigt und in weiterer Folge nur die Variante am Dach weiterverfolgt.

Hybridkollektoren wurden aufgrund des großen Speicherbedarfs für die Niedertemperaturwärme (Langzeitspeicher über mehrere Tage / Wochen bzw. Monate) und aufgrund der damit verbundenen schwierigen wirtschaftlichen Darstellbarkeit nicht gesondert simuliert.

4.3 Abgleich Energiebedarf mit Solarproduktion im Quartierstyp

Für die Solarproduktion wurden die Bedarfsdaten der jeweiligen Quartierstypen in den beiden Simulationsprogrammen PV*SOL bzw. T*SOL eingegeben. Das Computerprogramm ermittelte dann die Erträge mittels stundenweiser Simulation. Im ersten Schritt erfolgte die Simulationen mit einer 100%-Belegung der Dachflächen mit Solarthermie oder PV für den jeweiligen Quartierstyp.

Die anschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Kapitel 4.3.3) zeigte jedoch, dass damit die dynamischen Amortisationszeiten bei manchen Szenarien bei weit über 20 Jahren lagen und somit wirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Eine Reduktion der Amortisationszeit und somit eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit kann durch optimale Belegung am Dach erreicht werden. Die optimale Belegung kann auf zwei Arten erreicht werden: (1) man reduziert die Kollektorfläche (sowohl bei Solarthermie als auch bei der PV-Anlage) oder (2) man verwendet eine kombinierte Variante mit Solarthermie (optimale Belegung) und verbaut die restliche Fläche mit PV-Modulen.

Die Ergebnisse sind in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt (Kapitel 4.3.1 100%-Belegung mit Solarthermie oder PV und Kapitel 4.3.2 Optimierte Belegung mit Solarthermie und PV).

4.3.1 100%-Belegung mit Solarthermie oder PV

Es erfolgte eine detaillierte Simulation von unterschiedlichen Szenarien (Solarthermie / PV, ohne / mit Speicher, etc.) und Nutzungskonzepten (Eigennutzung im Gebäude / gebäudeübergreifende Nutzung im Quartier / Überschusseinspeisung) für die 3 Quartierstypen. Die Ergebnisse sind im Detail im Anhang 1 dargestellt.

Kurz zusammengefasst ergibt sich bei einer 100% Solarflächennutzung für PV (ohne Speicher) ein maximaler Deckungsbeitrag für den benötigten Strom (Allgemein, Haushalts/Gewerbe und Warmwasserbedarf) zwischen ca. 33% und ca. 45% (siehe Abbildung 29). Bei der Variante mit Speicherlösung liegt der maximale Deckungsgrad zwischen ca. 35% und 48%.

Mit einer 100% Solarflächennutzung für Solarthermie ist ein maximaler Deckungsbeitrag für Warmwasser und Heizung bei den drei Quartieren zwischen ca. 27% und 31% möglich. Ist eine Einspeisung in ein Mikronetz oder in das Fernwärmenetz möglich, kann der Anteil auf ca. 33% - 53% (siehe Abbildung 30) des benötigten Energiebedarfs gesteigert werden. Die Bedeutung der Überschusseinspeisung in ein Mikro- oder Fernwärmenetz ist somit bei der 100%-Belegung deutlich erkennbar.

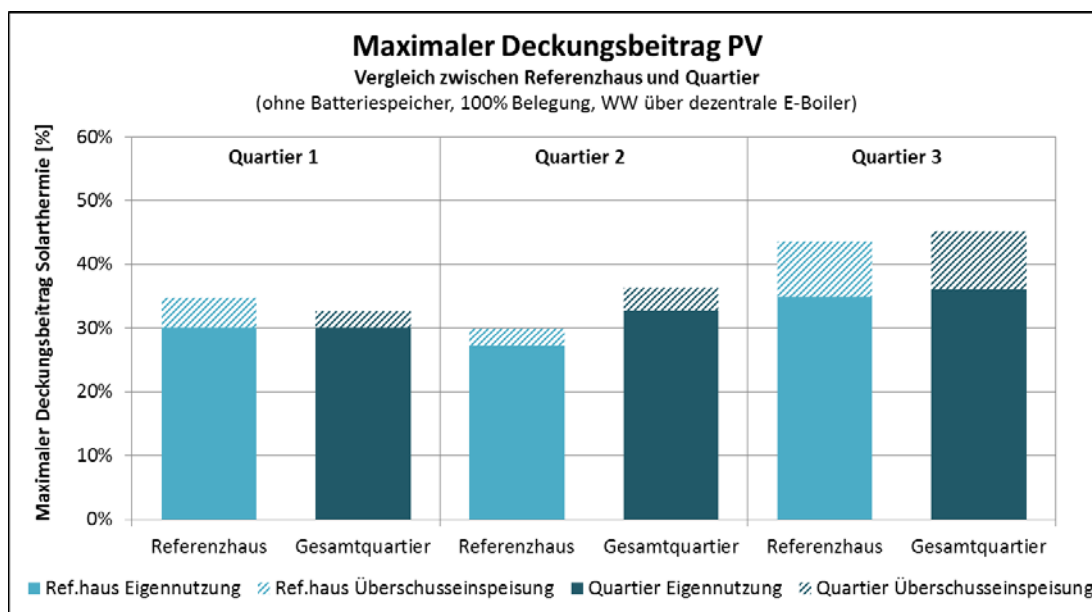


Abbildung 29: Vergleich des maximalen Deckungsbeitrags bei PV-Nutzung für Allgemeinstrom, Haushalts-/Gewerbestrom und Warmwasserbereitung über E-Boiler für Referenzhaus und Quartier

In Abbildung 29 ist im Falle des Quartier 1 zu erkennen, dass der Deckungsbeitrag beim Referenzhaus höher ist als beim Gesamtquartier 1. Der Grund liegt darin, dass bei der Auswahl des Referenzhauses ein Objekt mit ausschließlich südlich orientierter Dachfläche gewählt wurde. Da bei der Betrachtung des Quartiers auch westseitig gelegene Dachflächen berücksichtigt wurden, ist daher der Deckungsbeitrag beim Quartier etwas niedriger. Dies gilt auch für die PV-Anlage (Abbildung 30), wo der Unterschied noch größer ausfällt.

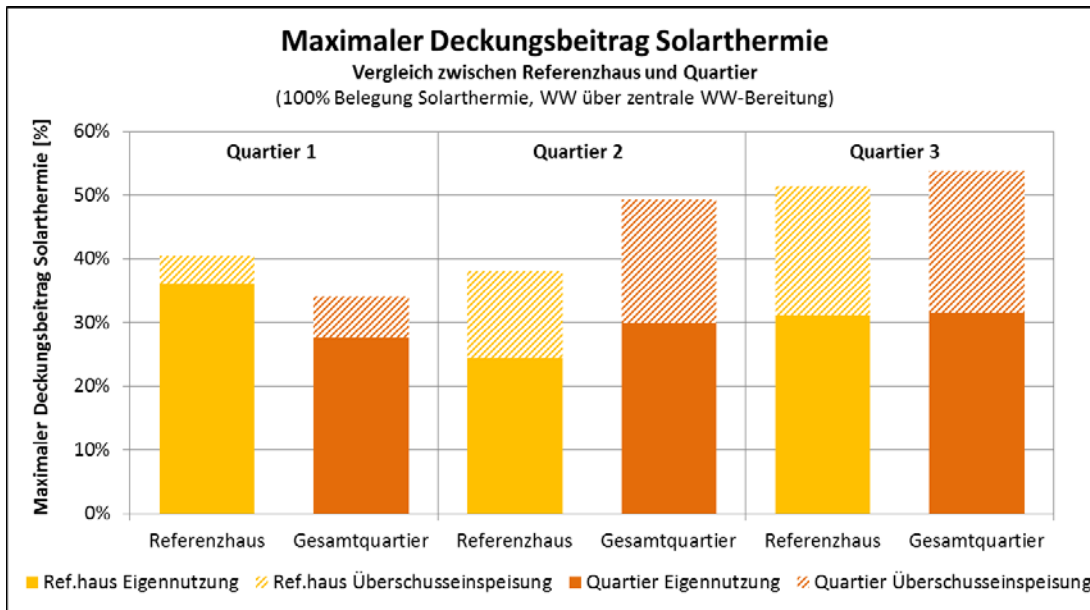


Abbildung 30: Vergleich des maximalen Deckungsbeitrags bei Solarthermie für das Referenzhaus und das Gesamtquartier (ohne/mit Einspeisung in das Fernwärmenetz)

Beim Quartier 2 ist der Unterschied des Deckungsbeitrags zwischen Referenzhaus und Quartier (Anteil Gewerbe am Gesamtenergiebedarf des Quartiers bei 26%) in beiden Fällen (Solarthermie und PV) relativ hoch, beim Quartier 3 (Anteil Gewerbe am Gesamtenergiebedarf des Quartiers bei 8%) ist hingegen kaum ein Unterschied erkennbar. Der Deckungsbeitrag kann somit bei der Gesamtquartiersbetrachtung mit einem höheren Gewerbe-/Industrieanteil bei dem Szenario mit Überschusseinspeisung in ein Strom-/Fernwärmenetz zwar deutlich erhöht werden, ohne diese Option der Überschusseinspeisung ist der Effekt deutlich geringer (siehe Anhang 1).

In der nachfolgenden Aufstellung ist die resultierende Kennzahl der installierten PV-Leistung in kWp / Wohnung für das Szenario der 100%-Belegung mit PV dargestellt:

	Quartier 1	Quartier 2	Quartier 3	
Installierte Leistung pro Wohnung für Allg.str. + HHstr.	1,51	1,80	2,07	kWp/Wohnung

Die für die Vollbelegung angesetzte installierten PV-Leistungen liegen damit deutlich über den optimalen Werten von 0,5 - 0,75 kWp/Wohnung (Amann et al., 2016). Dieser Wert bezieht sich jedoch ausschließlich auf den Haushaltsstrom. Hier besteht demnach Optimierungspotential bei der Belegung der Dachfläche, damit die Anlage wirtschaftlich optimal betrieben werden kann (siehe Kapitel 4.3.2).

4.3.2 Optimierte Belegung mit Solarthermie und PV

Die nach wirtschaftlichen Aspekten optimierte Belegung kann auf zwei Arten erreicht werden:

1. Man reduziert die Kollektorfläche (sowohl bei Solarthermie als auch bei der PV-Anlage) mit dem Ziel, eine möglichst hohe Anlagenwirtschaftlichkeit bei einer optimierten Eigenbedarfsdeckung zu erreichen, oder

- man verwendet eine kombinierte Variante mit Solarthermie (optimale Belegung) und verbaut die restliche Fläche mit PV-Modulen.

Bei **Variante 1** ergibt sich die optimierte PV-Anlage aus dem zuvor berechneten Strombedarf für Allgemeinstrom und Haushaltsstrom (siehe Kapitel 4.1), der mit einem Faktor multipliziert wird. Dieser Faktor wurde mit 0,8 für Allgemeinstrom und 0,5 für Allgemeinstrom + Haushaltsstrom angenommen (Quaschnig, o.J.) und beschreibt eine aus wirtschaftlichem Gesichtspunkt sinnvolle Eigenverbrauchsquote bei PV-Anlagen. Mit diesem Faktor wird das Verhältnis „Installierte PV Leistung (kWp)/ Strombedarf (MWh) angegeben.

In der Studie „StromBiz“ (Amann et al., 2016) ist wie bereits unter Kapitel 4.3.1 erwähnt ebenfalls ein Belegungsfaktor für die Installierte PV-Leistung (kWp) pro Wohnung angeführt (ca. 0,5 - 0,75 kWp/Wohnung). Rechnet man diesen Wert mit einer statistischen Größe der Nutzfläche von 75 m²/Wohnung und einem Umrechnungsfaktor von 0,8 von Nutzfläche auf BGF um, erhält man einen Wert von ca. 0,005 - 0,008 kWp/m² BGF. In Tabelle 8 ist die Ermittlung des resultierenden Optimierungs- und Belegungsfaktors für die optimierte Auslegung der PV-Anlage dargestellt.

Tabelle 9: Berechnung des Optimierungsfaktors für die optimierte Auslegung der PV-Anlage

	Quartier 1		Quartier 2		Quartier 3	
	EN für Allg.strom (dzt. gesetzl. möglich)	EN für Allg.str.+HHstr. (Zukunft?)	EN für Allg.strom (dzt. gesetzl. möglich)	EN für Allg.str.+HHstr. (Zukunft?)	EN für Allg.strom (dzt. gesetzl. möglich)	EN für Allg.str.+HHstr. (Zukunft?)
Energiebedarf Quartier [MWh]	85	758	187	2.268	154	1.468
BGF Quartier [m ²]	24.653	24.653	54.326	54.326	44.910	44.910
Optimierungsfaktor [kWp/MWh] lt. (Quaschnig Volker)	0,8	0,5	0,8	0,5	0,8	0,5
Optimale PV Leistung [kWp]	68	379	150	1134	124	734
Max. PV Leistung aufgrund restlicher Dachfläche und Wechselrichtergröße [kWp]	60	273,25	150	626	123	670
resultierender Optimierungsfaktor [kWp/MWh]	0,7	0,4	0,8	0,3	0,8	0,5
resultierender Belegungsfaktor [kWp/ m ² BGF]	0,002	0,011	0,003	0,012	0,003	0,015

Der sich aus der Umrechnung über Quaschnig ergebende Optimierungsfaktor stimmt damit recht gut mit dem Belegungsfaktor lt. Amann überein wenn zusätzlich zum Haushaltsstrom auch der Allgemeinstrom berücksichtigt wird. Die Berechnung der optimalen Belegung mit ausschließlich Solarthermiemodulen erfolgt auf Grund des berechneten Warmwasserbedarfs (siehe Kapitel 4.1). Grundsätzlich kann man pro Person ein Solarmodul mit 1 m² für die Dimensionierung annehmen (laut Erfahrungswert der Grazer Energieagentur und Inputs aus dem zweiten URSOLAR Expertinnenworkshop). Mit der durchschnittlichen Anzahl von 2,2 Personen (Statistik Austria, 2015) pro Haushalt und der Bruttogeschoßfläche können die Anzahl der Personen im Quartier und in weiterer Folge die benötigte Kollektorfläche berechnet werden. Diese Kollektorfläche bildet die Grundlage für die Simulation in T*SOL.

Bei **Variante 2** werden zuerst Solarthermiemodule für die Warmwassererzeugung mit optimaler Belegung am Dach angebracht und die restliche noch freie Fläche wird mit PV-Modulen bestückt. Die Berechnung der optimalen Belegung mit Solarthermiemodulen erfolgt wie in Variante 1 be-

reits beschrieben. Da sowohl Warmwasser als auch Strom produziert werden, erhöht sich in diesem Fall der Ertrag und letztendlich sinkt dadurch die Amortisationszeit. Eine genauere Darstellung der Ergebnisse erfolgt im nächsten Kapitel 4.3.3.

4.3.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Frage nach einer Entscheidungshilfe für die Umsetzung einer Energiesystemlösung in einem Stadtquartier wird im Wesentlichen durch die Wirtschaftlichkeit der Variante bestimmt. Nur wenn sich das eingesetzte Kapital nach einer vernünftigen Zeit wieder amortisiert, kann diese Variante als empfehlenswert angesehen werden.

4.3.3.1 Berechnung der dynamische Amortisationszeit einer PV-Anlage im Quartier

Es wurde eine vereinfachte dynamische Amortisationszeitberechnung mit Hilfe der Barwertmethode durchgeführt. Zu den Investitionskosten kommen noch jährlich anfallende Kosten für Wartung und Service hinzu. Wird eine Versicherung abgeschlossen, müssen auch diese jährlichen Kosten mitberücksichtigt werden (in der nachfolgenden Berechnung berücksichtigt).

Den jährlichen Ausgaben stehen die jährlichen Einnahmen gegenüber. Die Einnahmen setzen sich aus den Erlösen aus der Einspeisung des überschüssigen Stromes in das Netz und den Erlösen durch den Eigenverbrauch zusammen. Für die grobe Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage wurden gewisse Annahmen getroffen. Diese sind in folgender Tabelle zusammengefasst. Sämtliche Preise sind exkl. USt. angegeben, Investitionsförderungen wurden bei PV Anlagen nicht berücksichtigt da es bei Anlagen in dieser Größenordnung derzeit im Gegensatz zu Kleinanlagen < 5 kWp keine Fördermöglichkeiten für die PV-Module gibt.

Tabelle 10: Für die Berechnung der dynamischen Amortisationszeit getroffene Annahmen einer PV-Anlage, Preise exkl. USt.

Annahmen gelten für alle Quartiere:			Quelle
Investitionskosten inkl. Wechselrichter, Haustechnik und Unterkonstruktion	1.657	€/kWp	Biermayr et al, 2016
Investitionskosten Batterie	2.032	€/kWh Speicher	Durchschnittspreis aus Marktumfrage von C.A.R.M.E.N. e.V. (telefonische Auskunft Fr. Siegl, 15.9.2016, 10:00 Uhr)
Service- und Wartungskosten, Versicherung (inkl. Wechselrichtersatz)	1,50%	vom Investment	Austrian Standards Institute: ÖNORM M 7140
Versicherungskosten	0,25%	vom Investment	Condor Versicherung, 2016
Einspeisetarif	5,6	Cent/kWh	PV-Austria, 2016 (Mittelwert aus angegebenen Tarifen von 15 Energieversorgern)
Eigentarif	18,4	Cent/kWh	E-Control, 2016c: Preisentwicklungen

Mit diesen Annahmen konnte die dynamische Amortisationsberechnung durchgeführt werden, wobei die Investitionssumme (Barwert) auf die zu erwartenden Erträge bezogen wird. Die Berechnung des Barwertes erfolgte mit Hilfe der Annuitätenmethode, wobei die Annuität das Produkt aus Anfangsinvestition und Annuitätenfaktor ist. Folgende Werte wurden für die Berechnung verwendet:

r ...Zinssatz = 2,5% p.a. real

T [Jahre]...Zahlungszeitraum 20 Jahre

$$A \left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right] = C_{\text{Invest}} [\text{€}] * a \quad \text{mit} \quad a = \frac{r^T * (r-1)}{r^T - 1}$$

Der Zahlungsraum wurde mit 20 Jahren gewählt, da die meisten Hersteller von PV- bzw. Solarthermiemodulen in der Regel für ihre Produkte eine Lebensdauer von mind. 20 Jahren angeben.

Es wurde noch ein weiteres Szenario („Invest -20%“) berücksichtigt. Das Szenario „Invest -20%“ beschreibt den Umstand, dass auf Grund sinkender Preise für PV-Module und Batteriespeicher in der letzten Zeit die Investitionskosten auch zukünftig weiter sinken können. Ein weiteres Szenario („Invest +5%“) beschreibt eine Variante, bei der die Investitionskosten zukünftig geringfügig steigen könnten, um die Sensitivität bei der Variation der Investitionskosten zu veranschaulichen. Um eine bessere Lesbarkeit der Abbildung 31 zu ermöglichen, wurde die Amortisationszeit (y-Achse) von 10 bis 25 Jahren gewählt. Dadurch sind Amortisationszeiten größer als 25 Jahre nicht mehr im Diagramm erkennbar, was bei der reinen Nutzung des PV-Ertrages für den Allgeinstrom und bei den meisten Kombination mit Batteriespeichern auftritt.

Szenarien mit 100%-Belegung mit PV

Das Ergebnis dieser Berechnung mit der 100%-Belegung mit PV ist im folgenden Diagramm dargestellt. Es ist sowohl die Nutzung ohne als auch mit Batteriespeicher (Abkürzung B) dargestellt:

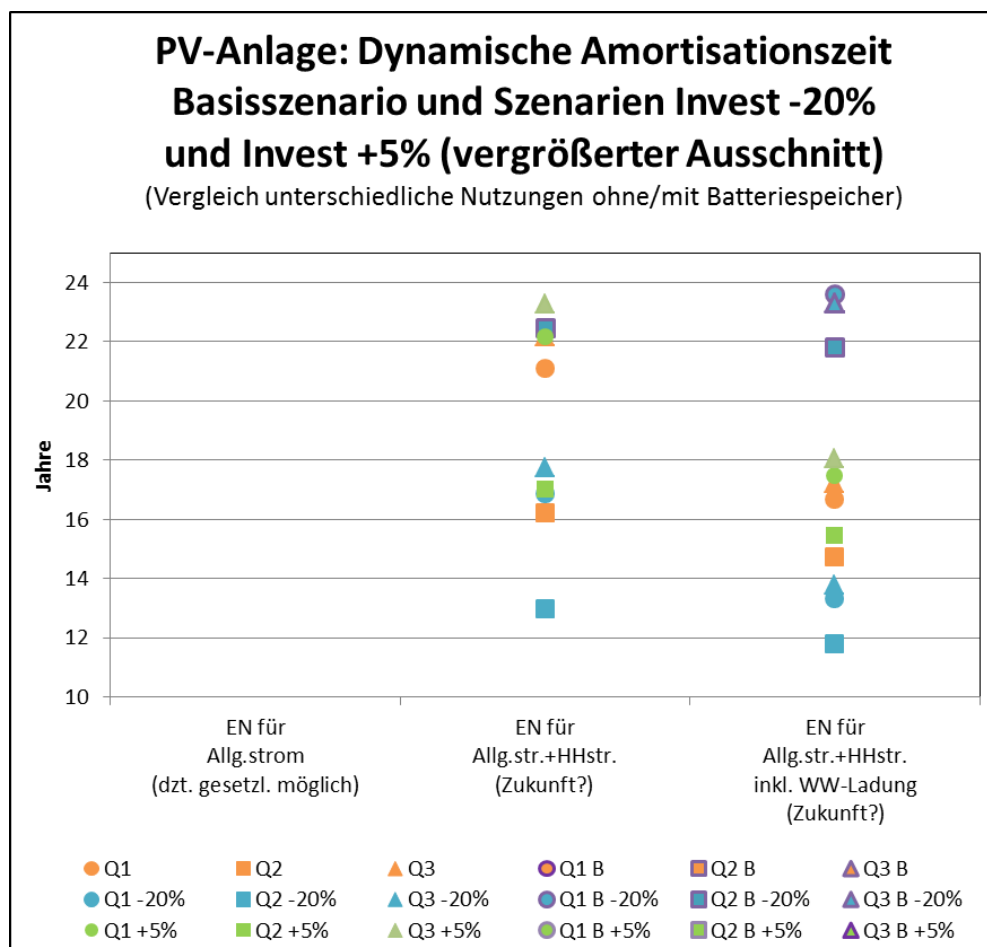


Abbildung 31: Dynamische Amortisationszeit für Basisszenario und Szenarien Invest -20% und Invest +5% für die unterschiedliche Nutzungsvarianten sowohl mit als auch ohne Batteriespeicher (B), 100%-Belegung (vergrößerter Ausschnitt)

Wie man erkennen kann, ergeben sich relativ lange Amortisationszeiten auf Grund der 100% Vollbelegung mit PV-Modulen. Speziell in Quartier 3 und 1 sind wirtschaftlich nicht sinnvolle Amortisationszeiten bei 100% Vollbelegung zu erwarten. Bei Quartier 2 ist die vergleichsweise kürzeste Amortisationszeit zu erzielen, wobei grundsätzlich die Variante mit Batteriespeicher um ca. 8 - 10 Jahre höhere Amortisationszeiten bewirkt (und daher in Abbildung 31 außerhalb des gewählten Diagrammbereichs). Die Batteriekapazität wurde aufgrund der PV-Fläche ausgelegt. Bei der wirtschaftlichen Optimierung muss diese ebenfalls entsprechend angepasst werden.

4.3.3.2 Stromgestehungskosten einer PV-Anlage im Quartier

Unter den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage versteht man diejenigen Kosten, die für die Erzeugung des Stroms durch die PV-Anlage auftreten (bezogen auf die Energieproduktion). Diese Gestehungskosten sind für den Betreiber einer PV-Anlage eine interessante Kennzahl, da ein Vergleich zwischen unterschiedlichen Methoden der Stromerzeugung (z.B. KWK, PV, Stromproduktion über Windenergie, etc.) möglich ist. Die Höhe der Gestehungskosten wird von mehreren Faktoren bestimmt:

- Anfangsinvestition
- Finanzierungsbedingungen: Fremdkapitalzinsen, Laufzeiten
- Betriebskosten während der Nutzungsdauer (Service, Wartung inkl. Versicherung)
- Ertrag PV-Anlage (Standortbedingungen) und Nutzungsdauer der Anlage

Die Berechnung der Stromgestehungskosten wurde mit folgender Formel durchgeführt:

$$\text{Stromgestehungskosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \left(\frac{\text{Anfangsinvestition} [\text{€}] + \text{Jährl. Wartungskosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]}{\text{Ertrag PV Anlage} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]} \right)$$

Bei der Berechnung der Anfangsinvestitionskosten wurden der mit der Barwertmethode ermittelte Wert und die Nutzungsdauer von 20 Jahren verwendet. Bei den Wartungskosten sind auch die Kosten für die jährliche Versicherung inkludiert.

Stromgestehungskosten PV-Anlage mit 100%-Belegung und einer optimierten Belegung

In der nachfolgenden Grafik sind sowohl die Szenarien mit der 100%-Belegung als auch die Szenarien mit einer optimierten Belegung (siehe Kapitel 0) abgebildet. Letztere sind in der Grafik mit der Ergänzung „opt.“ im Dateinamen dargestellt.

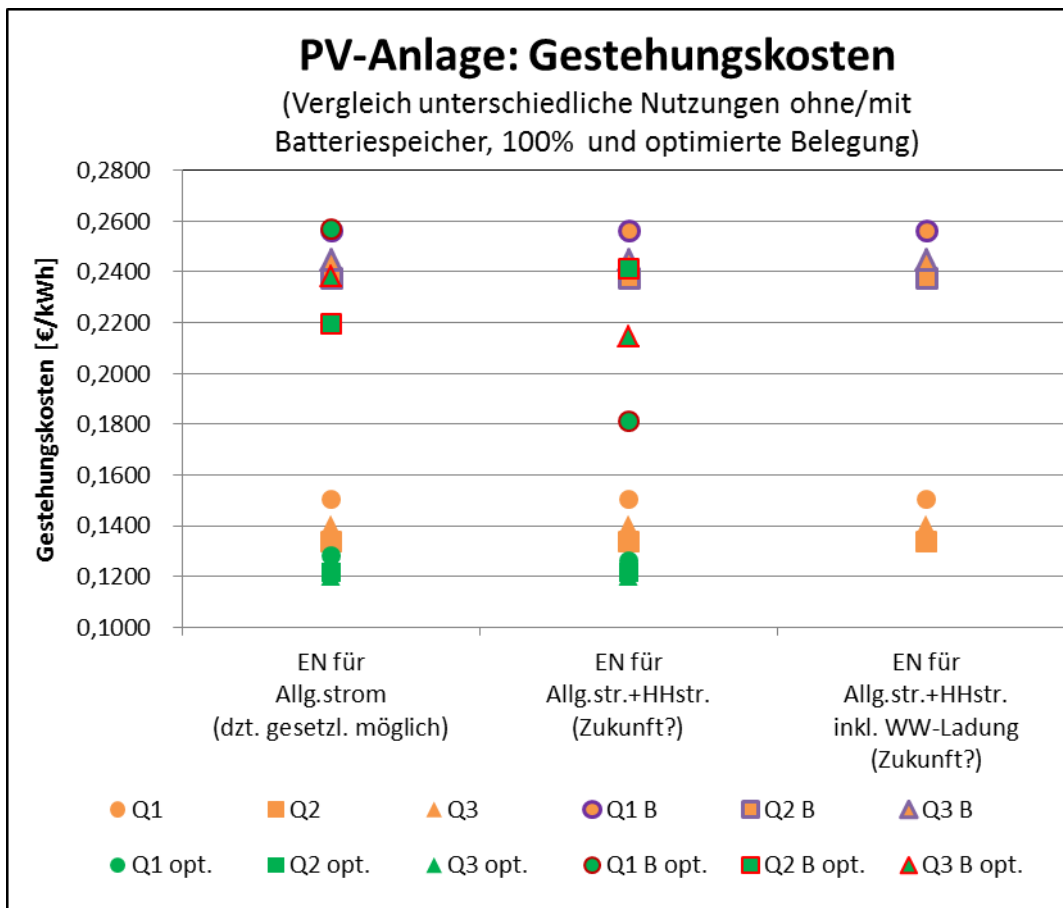


Abbildung 32: Stromgestehungskosten einer PV-Anlage mit 100%-Belegung sowie einer optimierten Belegung für die unterschiedlichen Nutzungsvarianten, mit und ohne Batteriespeicher (B)

Das Ergebnis dieser Berechnung zeigt, dass bei einer 100%-Belegung mit PV-Modulen und ohne Einsatz eines Batteriespeichers die Gestehungskosten zwischen ca. 13 Cent/kWh und 15 Cent/kWh betragen. Die Variante mit Batteriespeicher führt zu ca. 10 - 12 Cent/kWh höheren Gestehungskosten. Die Szenarien mit optimierter Belegung mit Solarmodulen zeigen, dass die Gestehungskosten für die Variante ohne Batteriespeicher auf ca. 12 Cent/kWh reduziert werden können.

4.3.3.3 Dynamische Amortisationszeit Solarthermie im Quartier mit 100%-Belegung und optimierter Belegung

Bei der Berechnung der dynamischen Amortisationszeit der Solarthermieanlagen wurden die in Tabelle 11 dargestellten Basisdaten hinterlegt. Sämtliche Preise sind exkl. USt. angegeben, und es wurden zwei unterschiedliche Fördersätze berücksichtigt. Energieversorgungsunternehmen und Contractoren erhalten eine Förderung für Großsolaranlagen in Höhe von maximal 40% der Investitionssumme für Anlagen bis 2.000 m², anteilig 30% ab 2.0001 m² und anteilig 20% ab 5.001 m². Es ergibt sich somit für Großanlagen über 2.000 m² ein Mischfördersatz, der mit 35% angenommen werden kann (Klima- und Energiefonds, 2016).

Die Hausverwaltung bzw. der Hauseigentümer kann eine Förderung von maximal 20% der Investitionssumme erhalten (Klima- und Energiefonds, 2016).

Tabelle 11: Für die Berechnung der dynamischen Amortisationszeit getroffene Annahmen einer Solarthermieanlage, Preise exkl. USt.

	Quartier1	Quartier2	Quartier3		Quelle
Investitionskosten	600	500	500	€/m ²	Fink et al., 2015
Service- und Wartungskosten, Versicherung	0,75%	0,75%	0,75%	von Investition	Austrian Standards Institute: ÖNORM M 7140 und Condor Versicherung
Einspeisetarif	3,0	3,0	3,0	Ct/kWh	eigene Annahme
Eigentarif	8,0	8,0	8,0	Ct/kWh	eigene Annahme
Kalkulationszins	2,5%	2,5%	2,5%		eigene Annahme
Laufzeit	20	20	20	Jahre	eigene Annahme
Pumpstromanteil	1,0%	1,0%	1,0%	vom Solarertrag	eigene Annahme
Stromtarif	18,4	18,4	18,4	Ct/kWh	E-Control, 2016c
(Misch)Fördersatz	35%	35%	35%		Klima- und Energiefonds, 2016
Fördersatz	20%	20%	20%		Klima- und Energiefonds, 2016

Der Einspeisetarif für die Überschusseinspeisung in ein Fernwärmenetz wurde mit 3 Cent/kWh niedrig angesetzt da die Annahme getroffen wurde, dass die Einspeiseanlage vom Fernwärmenetzbetreiber errichtet und finanziert wird (die Kosten der Einspeiseanlage sind mit dem gewählten Ansatz damit nicht Bestandteil der Investitionskosten der Solaranlage).

Es wurde in der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ausschließlich eine Anbindung der Solarthermieanlage eine bestehende zentrale Warmwasserbereitung bzw. an eine bestehende zentrale Raumwärmeversorgung mit Warmwasserbereitung über Wohnungsstationen betrachtet. Ein Umbau eines Bestandsobjektes (Beispiel Mehrfamilienhaus) von einer dezentralen auf eine zentrale Warmwasserbereitung oder eine Warmwasserbereitung über Wohnungsstationen ist meist mit einem erheblichen technischen und finanziellen Aufwand verbunden. Es erfolgte im Rahmen dieses Projekts eine Grobabschätzung eines solchen Umbaus auf Basis von Erfahrungswerten von Hausverwaltungen und Planern aus realisierten Umstellungen. Die Investitionskosten der Gesamtanlage (Solaranlage + Umrüstung der Warmwasserbereitung) würden sich demnach um ca. 30% - 40% erhöhen was sich in einer Verlängerung der dynamischen Amortisationszeit zwischen ca. 40% - 50% und einer Erhöhung der Wärmegestehungskosten zwischen 30 und 40% widerspiegeln würde.

Mit den in Tabelle 11 definierten Annahmen konnte die dynamische Amortisationszeit berechnet werden. Dabei wurden für jedes Quartier zwei Varianten unterschieden:

- Variante 1: Mit Überschusseinspeisung in ein Fernwärmenetz
- Variante 2: Ohne Überschusseinspeisung in ein Fernwärmenetz

Es zeigt die Berechnung der Amortisationszeit, dass bei 100%-Belegung mit Solarmodulen am Dach die dynamische Amortisationszeit sowohl für das Referenzhaus als auch für das Quartier weit über der angenommenen Nutzungsdauer von 20 Jahren liegt. Wenn die Anzahl der Solarmodule reduziert und eine optimale Belegung erreicht wird, sinkt die Amortisationszeit zwar deutlich, liegt aber immer noch am Ende der Nutzungsdauer bzw. sogar knapp darüber (Abbildung 33).

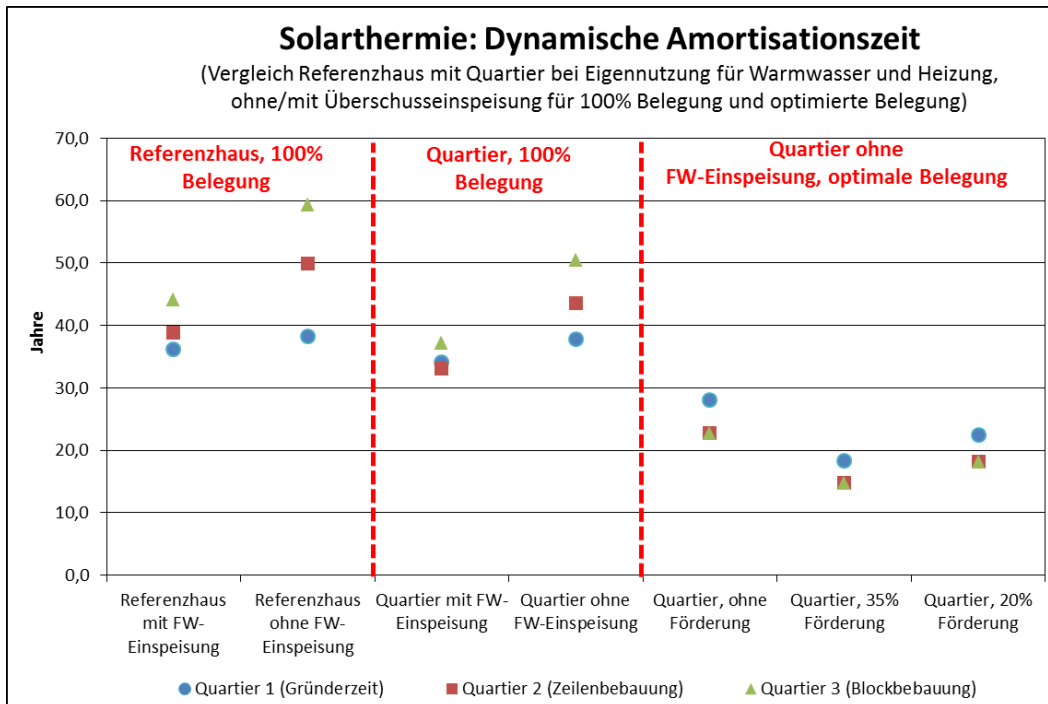


Abbildung 33: Dynamische Amortisationszeit: Vergleich zwischen Referenzhaus und Quartier mit bzw. ohne Fernwärmeinspeisung für 100%-Belegung und optimierte Belegung

4.3.3.4 Wärmegestehungskosten einer Solarthermieanlage

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten für die Solarthermie wurde mit den gleichen Methoden wie für die PV-Anlage durchgeführt.

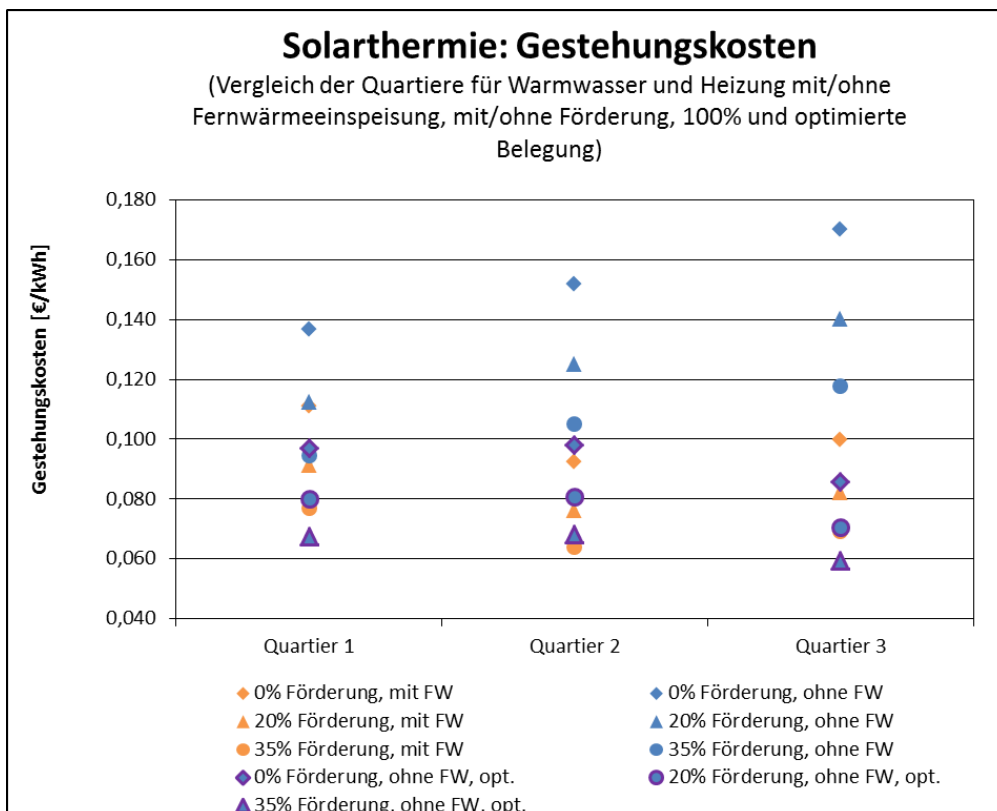


Abbildung 34: Vergleich der Gestehungskosten für die Quartiere (mit/ohne Einspeisung der Überschusswärme, mit /ohne Förderung, 100% und optimierte Belegung)

Das Ergebnis ist in Abbildung 34 dargestellt. Es zeigt sich, dass bei der 100%-Belegung die Wärmegegostehungskosten für das Quartier 2 am niedrigsten sind, wobei grundsätzlich die Varianten ohne Fernwärmeeinspeisung die höchsten Gestehungskosten aufweisen. Bei optimaler Belegung mit Solarthermiemodulen am Dach und keiner Einspeisung der Überschusswärme in ein Fernwärmenetz sinken die Gestehungskosten in Abhängigkeit vom Fördersatz auf 6 - 10 Cent/kWh. Diese sind dann um ca. 3 - 6 Cent/kWh niedriger als die vergleichbare Variante bei 100%-Belegung.

4.3.3.5 Dynamische Amortisationszeit der kombinierten Variante (Solarthermie und PV-Anlage)

Bei der kombinierten Variante werden zunächst auf der Dachfläche Solarthermiemodule mit optimaler Belegung angebracht. Die noch restliche Fläche wird mit PV-Modulen bestückt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 35 dargestellt. Es handelt sich hierbei ausschließlich um Anlagen ohne FW-Einspeisung und ohne Batteriespeicher. Es wurden Szenarien mit unterschiedlichen Fördersätzen bei Solarthermie (20% und 35%) und Szenarien mit unterschiedlicher Nutzung des PV-Stromes (reine Nutzung für Allgemeinstrom und Nutzung für Allgemeinstrom + Haushaltsstrom) angenommen. Wie man erkennen kann, ergeben sich deutliche Unterschiede bei der Amortisationszeit in Abhängigkeit der Förderung bei Solarthermie und der Nutzung des PV-Stromes.

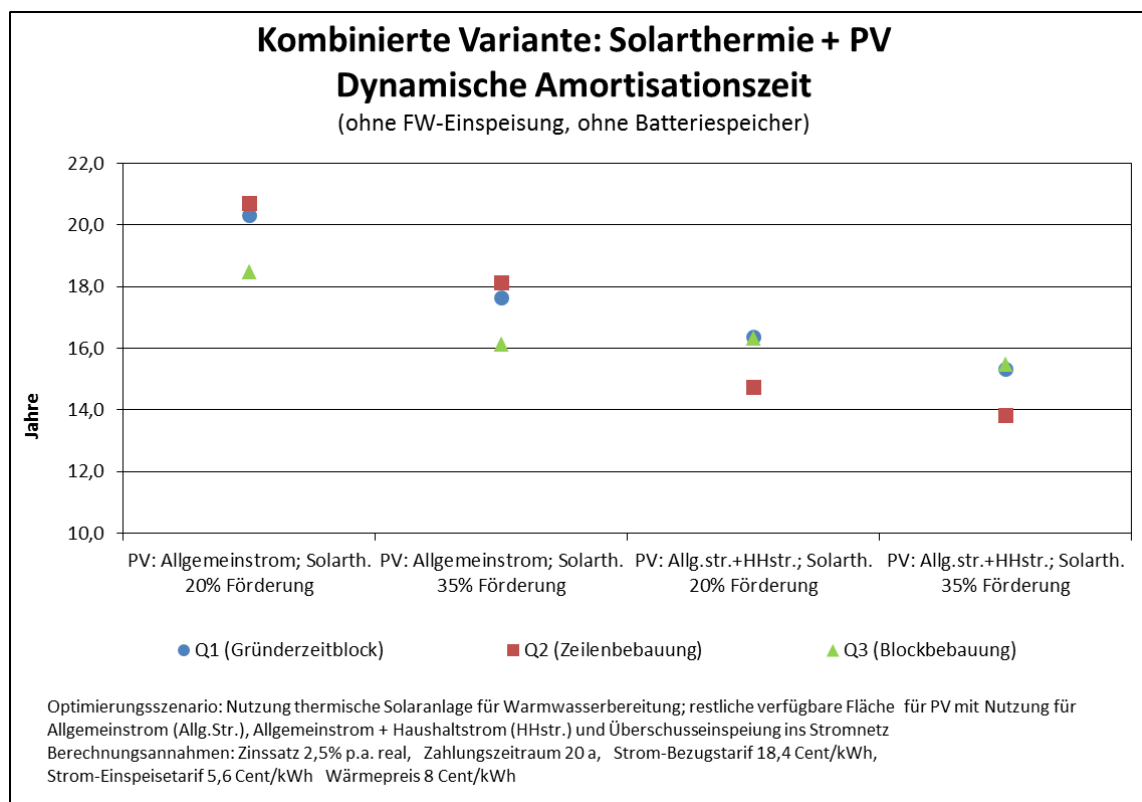


Abbildung 35: Dynamische Amortisationszeit bei kombinierter Belegung mit Solarthermie + PV: optimale Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Modulen in den drei Quartieren

Die kürzeste Amortisationszeit mit ca. 14 Jahren ergibt sich demnach bei Quartier 2 mit 35% Förderung bei Solarthermie und Nutzung des PV-Stroms für Allgemein- und Haushaltsstrom (wie dies durch die geplante Novelle zum EIWOG 2010 betreffend gemeinschaftliche Erzeugungsan-

lagen möglich würde; vgl. 2.3.2.3). Im Vergleich dazu kann die Amortisationszeit bei Quartier 2 mit lediglich 20% Förderung für die Solarthermie und Nutzung des PV-Stroms nur für Allge-
meinstrom (derzeitige Gesetzeslage) mit ca. 21 Jahren angegeben werden.

Vergleicht man die Amortisationszeit bei Nutzung des PV-Stroms für den Allge-
meinstrom zwischen den unterschiedlichen Fördersätzen bei Solarthermie, so ist bei dem höheren Fördersatz (35%) im Schnitt eine um ca. 2,5 Jahren kürzere Amortisationszeit zu erkennen.

Durch die vorgegebene Dachflächengröße bei den Quartieren und dem Ansatz der maximalen Belegung mit PV und Solarthermie (ökologisches Optimum) wird der aus wirtschaftlichen Ge-
sichtspunkten empfohlene Auslegungsgrad (siehe Kapitel 4.3.2) etwas überschritten, und dadurch steigt der angestrebte PV-Eigennutzungsanteil von 65% bei Quartier 3 auf 71% und bei Quartier 2 auf 91%. Der höhere PV-Eigennutzungsanteil beim Szenario PV-Nutzung für Allge-
meinstrom + Haushaltsstrom in Quartier 2 ergibt sich aus der geringeren Dachfläche/m² Wohn-
fläche und dem höheren Gewerbeanteil (besonders Einzelhandelsgeschäfte) im Quartier. Durch den sich daraus ergebenden höheren PV-Eigennutzungsanteil in Quartier 2 ergeben sich trotz der Abweichung von dem empfohlenen Auslegungsgrad für das Einzelobjekt höhere Einnahmen und damit eine bessere Wirtschaftlichkeit für das Gesamtquartier.

Es zeigt sich auch, wie wichtig es ist, wie der produzierte Strom verwendet wird. Kann er nur als Allge-
meinstrom genutzt werden (derzeitige Gesetzeslage), dann liegt die Amortisationszeit im Vergleich zur Nutzung als Allge-
meinstrom und Haushaltsstrom (vorgesehene neue Gesetzesla-
ge; vgl. 2.3.2.3.) um ca. 6 Jahre höher (Quartier 2, 20% Förderung Solarthermie).

Die Gestehungskosten für die kombinierte Variante sind in Abbildung 36 dargestellt. Dabei sind die Gestehungskosten für Strom (PV) bzw. Wärme (Solarthermie) getrennt angegeben.

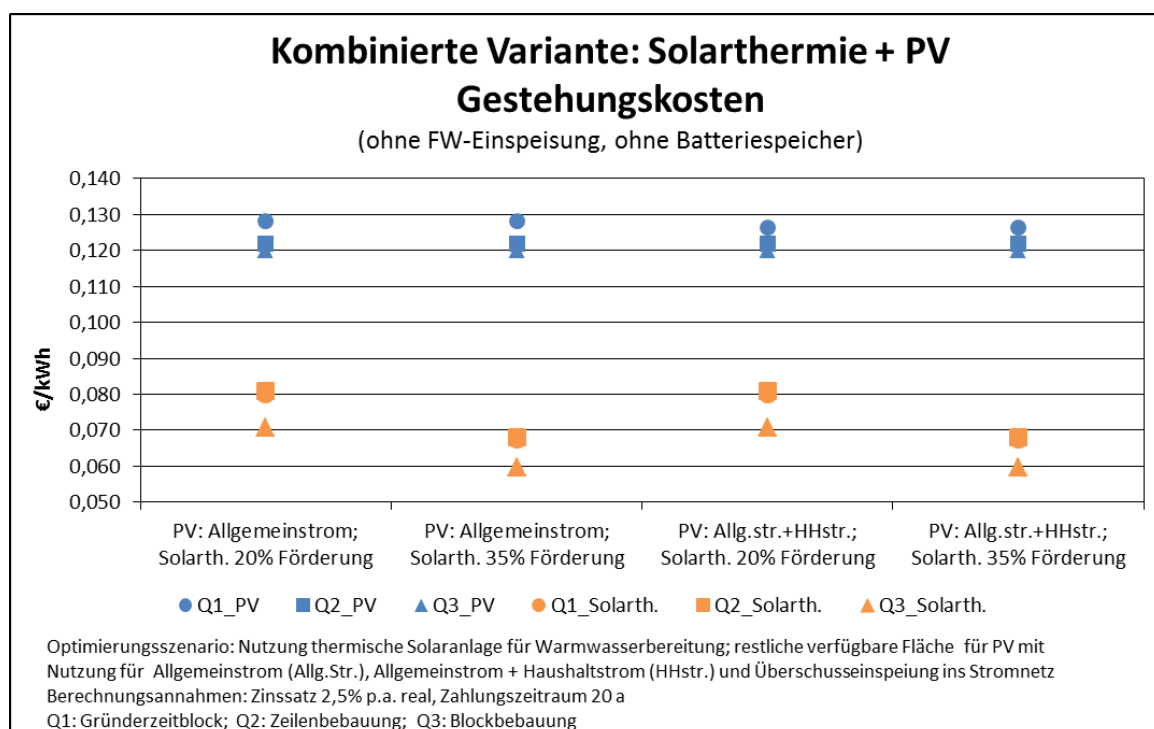


Abbildung 36: Gestehungskosten bei kombinierter Belegung mit Solarthermie + PV: optimale Belegung mit Solarther-
mie und restliche Fläche mit PV-Module

Man erkennt, dass die Stromgestehungskosten in den einzelnen Quartieren sehr nahe zusammen liegen und um ca. 2 Cent/kWh niedriger sind als bei einer 100%-Belegung (vergleiche Abbildung 32). Der Grund liegt in den geringeren Investitionskosten und gleichzeitig höheren Eigennutzungsanteil bei der kombinierten Variante. Die Wärmegestehungskosten sind bei der kombinierten Variante um ca. 3 - 6 Cent/kWh niedriger als bei der 100%-Belegung (vgl. Abbildung 34), was wiederum auf geringere Investitionskosten bei der Optimierung der Solarthermienutzung für die Warmwasserbereitung zurückzuführen ist.

5. Identifikation der technischen Energiesystemlösungen

5.1 Energiesystemlösungen allgemein

Die energietechnologischen Rahmenbedingungen im Quartier haben, laut Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Kapitel 0), eine wesentliche Auswirkung auf die Ergebnisse. Es gibt zwar bei den in diesem Bericht definierten Quartierstypen und entsprechenden Fallstudiengebieten in Graz „typische“ energietechnologische Rahmenbedingungen zu jedem Quartierstyp, aber es hat sich auch gezeigt, dass diese innerhalb des Quartiers unterschiedlich sein können (z.B. Objekt mit zentraler Warmwasserbereitung, Nachbarobjekt mit dezentralen E-Boilern, etc.).

Für die Auswahl einer geeigneten Energiesystemlösung für ein Objekt bzw. ein Quartier ergibt sich somit eine Bandbreite von unterschiedlichen Möglichkeiten. Aus diesem Grund wurde aufbauend auf den in Kapitel 2.2 dargestellten energietechnologischen Rahmenbedingungen (bestehendes bzw. geplantes Konzept Raumwärmeversorgung, Warmwasserbereitung und Stromversorgung im Objekt) eine Matrix mit einer Auflistung der theoretisch möglichen technischen Energiesystemlösungen im Objekt und den gebäudeübergreifenden technischen Energiesystemlösungen erstellt und in weiterer Folge eine Einschätzung des Aufwandes der technischen Umsetzung für die jeweilige Energiesystemlösung in Form eines Ampelsystems (grün=einfach möglich, gelb=mit höherem Aufwand möglich, rot=nur mit sehr hohem Aufwand oder gar nicht möglich) durchgeführt. Diese Aufstellung in Abbildung 37 stellt keine Bewertung hinsichtlich rechtlicher oder wirtschaftlich sinnvoller Möglichkeiten dar. Der wirtschaftliche Aspekt wird darauf aufbauend in Kapitel 7.1 in Abbildung 57 genauer dargestellt.

Erläuterung zur Grafik hinsichtlich Rahmenbedingungen für die PV-Nutzung:

- 1 Zählpunkt im Objekt: Die Anbindung der PV-Anlage erfolgt über einen zentralen Zählpunkt im Objekt. Dies ist typisch z.B. bei der Gebäudekategorie „Heim“. Dabei sind evtl. noch Subzähler im Gebäude vorhanden, die aber nicht vom EVU bereitgestellt werden.
- Mehrere Zählpunkte pro Objekt: Sind mehrere Zählpunkte pro Gebäude vorhanden (häufig bei z.B. Mehrfamilienhäusern) so kann nach bestehender Gesetzeslage (Stand 02/2017) die Nutzung des PV-Stroms nur für den Allgemeinstrom verwendet werden. Eine Weiterleitung an die Wohnungen ist zurzeit lt. ElWOG nicht möglich. Die PV-Anlage kann jedoch in einer weiteren Variante bei mehreren Zählpunkten im Gebäude direkt an die Wohnungszählpunkte angeschlossen werden (eigene PV-Anlage pro Wohnung). Die Nutzung des erzeugten PV-Stroms kann dann für den Haushalts-/Gewerbestrom erfolgen (bestehende Gesetzeslage, Stand 02/2017).

	energietechnologische Rahmenbedingungen	technische Energiesystemlösungen im Objekt	technische Energiesystemlösungen gebäudeübergreifend	
			Überschusseinspeisung im Nahwärmenetz (Quartier)	Überschusseinspeisung im Fernwärmenetz
Solarthermie	RW+WW zentral	Anbindung der Solarthermieanlage über Pufferspeicher an zentrales RW- und WW-System	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich
	RW+WW dezentral	Anbindung der WW-(und RW-) Bereitungen der einzelnen Wohnungen über Direktleitungen an die Solarthermieanlage (von Vorteil: wasserbasierte Systeme, d.h. keine E-Boiler, keine Einzelöfen, etc. da ansonsten Umbau erforderlich)	Zusammenführung Überschusseinspeisung aus einzelnen WHG erf. und abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	Zusammenführung Überschusseinspeisung aus einzelnen WHG erf. und abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich
		Umbau des bestehenden WW-(und RW-) Systems auf ein zentrales System	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich
	RW zentral + WW dezentral (über Wohnungsstationen mit zentraler Heizung)	Anbindung der Solarthermieanlage über Pufferspeicher an zentrales RW und dezentrales WW-System	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich
	RW zentral + WW dezentral (nicht über RW)	Anbindung der Solarthermieanlage über Pufferspeicher an zentrales RW-System; Langzeit-/Saisonspeicher oder gebäudeübergreifende Einspeisung der Überschüsse im Sommer erforderlich	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich
		Anbindung der Solarthermieanlage über Pufferspeicher an zentrales RW-System; Umbau dezentrale WW-Bereitung auf Versorgung über zentrale RW oder auf zentrale WW-Bereitung	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich
RW dezentral+ WW zentral	Anbindung der Solarthermieanlage über (Puffer-)Speicher an zentrales WW-System	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	
	Umbau auf zentrale RW-Bereitung und Anbindung der Solarthermieanlage über Pufferspeicher an zentrales RW- und WW-System	abhängig ob Nahwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	abhängig ob Anbindung an Fernwärmenetz vorhanden und Einspeisung möglich	
PV	energietechnologische Rahmenbedingungen	technische Energiesystemlösungen im Objekt	technische Energiesystemlösungen gebäudeübergreifend	
	1 ZP pro Objekt (Typ "Heim")	Anbindung PV über zentralen Zählpunkt (ohne/mit Batteriespeicher)	Gebäudeübergreifende EN im Quartier ***	Überschusseinspeisung ins Stromnetz ****
		Anbindung PV an zentralen Zählpunkt - reine Nutzung für Allgemeinstrom* (ohne/mit Batteriespeicher)	Überschusseinspeisung ohne/mit Cloudspeicher; abhängig ob Einspeisung möglich	abhängig ob Einspeisung möglich
	Mehrere ZP pro Objekt (Typ "MFH")	Anbindung PV direkt an Wohnungszählpunkte (eine PV Anlage/ Wohnung) * - Nutzung für Haushaltsstrom (selbes System wie bei Allgemeinstrom) (ohne/mit Batteriespeicher)	Überschusseinspeisung ohne/mit Cloudspeicher; abhängig ob Einspeisung möglich	abhängig ob Einspeisung möglich
		Anbindung PV an Haupteinspeisung und Verteilung auf Wohnungen über bilanzielle Aufteilung (smart meter) ** - Nutzung für Allgemeinstrom + Haushaltsstrom (ohne/mit Batteriespeicher)	Überschusseinspeisung ohne/mit Cloudspeicher; abhängig ob Einspeisung möglich	abhängig ob Einspeisung möglich
Anbindung PV an Haupteinspeisung und Verteilung auf Wohnungen über bilanzielle Aufteilung (smart meter) + intelligente Ansteuerung unterbrechbare Lieferungen wie z.B. für Warmwasserbereitung ** - Nutzung für Allgemeinstrom + Haushaltsstrom + Warmwasser (ohne/mit Batteriespeicher)		Überschusseinspeisung ohne/mit Cloudspeicher; abhängig ob Einspeisung möglich	abhängig ob Einspeisung möglich	
PV	energietechnologische Rahmenbedingungen	technische Energiesystemlösungen im Objekt	technische Energiesystemlösungen gebäudeübergreifend	
	Mehrere ZP pro Objekt (Typ "MFH")	Anbindung PV an Haupteinspeisungen für dezentrale E-Boiler in den Wohnungen (unterbrechbare Lieferung) + intelligente Ansteuerung für E-Patrone *- Nutzung für Warmwasser (ohne/mit Batteriespeicher) ACHTUNG: Abrechnung darf derzeit nur über Warmwasserzähler nach Boiler erfolgen	Gebäudeübergreifende EN im Quartier ***	Überschusseinspeisung ins Stromnetz ****
Anbindung PV an Haupteinspeisung (Allgemeinstr.) und mittels E-Patrone an zentralen Heizungspuffer + intelligente Ansteuerung *- Nutzung für Allgemeinstrom + Wärmeversorgung (ohne/mit Batteriespeicher) ACHTUNG: Abrechnung darf derzeit nur über Wärmemengenzähler erfolgen		Überschusseinspeisung ohne/mit Cloudspeicher; abhängig ob Einspeisung möglich	abhängig ob Einspeisung möglich	
Kombination Solarthermie + PV	siehe Angaben zur jeweiligen Technologie oben			

Einschätzung Aufwand der technischen Umsetzung:
einfach möglich (1)
mit höherem Aufwand möglich (2)
nur mit sehr hohem Aufwand oder gar nicht möglich (3)

* jetzige Gesetzeslage
** ev. zukünftige Gesetzeslage
*** derzeit aus rechtlichen Gründen nicht möglich, außer Betreiber ist EVU
**** Voraussetzung: Zustimmung des Verteilnetzbereiters

RW ... Raumwärme
WW ... Warmwasser
ZP ... Zählpunkt
MFH ... Mehrfamilienhaus

Abbildung 37: Zusammenhang zwischen energietechnologischen Rahmenbedingungen und Energiesystemlösungen im Objekt bzw. im Quartier

Bei einer dezentralen Wärme- und Warmwasserversorgung im Bestandsobjekt ist es häufig zwar aus technischer Sicht möglich eine Solarthermieanlage zu bauen, aber der Aufwand für das neu zu errichtende Verteilnetz ist sehr hoch. Damit ergeben sich lange Amortisationszeiten und diese Variante ist nur mit hohem technischen Aufwand möglich und wirtschaftlich nicht darstellbar (siehe dazu Kapitel 4.3.3.3).

Betreffend die Variante „Solarthermie mit Fernwärme Einspeisung“ ist zu berücksichtigen, dass diese nur dann Sinn macht, wenn ein Fernwärmenetz vorhanden und die Überschusseinspeisung möglich ist. Hybridkollektoren sind zwar technisch möglich, aber auf Grund der bereits in Kapitel 4.2.2 dargelegten Argumente nicht extra angeführt.

5.2 Energiesystemlösung für die drei Fallstudiengebiete

Bei der Frage nach einer optimalen Energiesystemlösung für die drei Fallstudiengebiete wurden die verschiedenen energietechnologischen Rahmenbedingungen erhoben und darauf aufbauend beim jeweiligen Quartier eine technisch sinnvolle Variante ausgewählt (siehe dazu die Zusammenfassung zu dem jeweiligen Fallstudiengebiet weiter unten). Eine wesentliche Rahmenbedingung für die Solarthermienutzung ist das Vorhandensein einer zentralen Raumwärmeversorgung und/oder Warmwasserbereitung. Auf Grund der Wärmeversorgung und weiteren Rahmenbedingungen in den Quartieren wurden folgende Energiesystemlösungen gewählt (Abbildung 38).

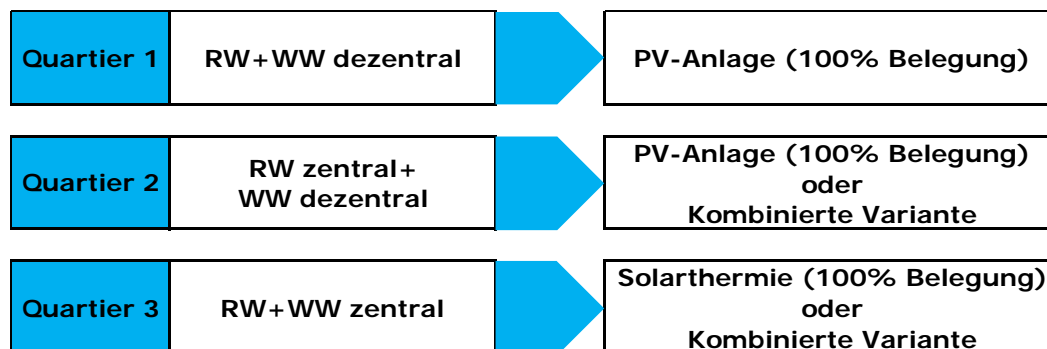


Abbildung 38: Technische Energiesystemlösungen für die drei Fallstudiengebiete (RW=Raumwärme, WW=Warmwasser)

Neben der kombinierten Variante gibt es auch noch die Möglichkeit der optimalen Belegung am Dach. Dabei wird die Kollektorfläche reduziert und der Eigenverbrauchsanteil erhöht (siehe Kapitel 4.3.2).

5.2.1 Fallstudiengebiet 1 (Gründerzeitblock)

Die Wärmeversorgung erfolgt in diesem Quartier auf unterschiedliche Weise. Die Informationen diesbezüglich stammen aus dem AGWR (Statistik Austria, Zugang zum AGWR 2016) und einer eigenen Begehung der Objekte. Dabei ist folgendes zur Wärmeversorgung festzuhalten:

- Teils dezentrale Raumwärmeversorgung (z.B. Erdgastherme, Nachtspeicherofen)
- Teils zentrale Raumwärmeversorgung (z.B. Fernwärme)
- Großteils dezentrale Warmwasserversorgung (z.B. Erdgastherme, E-Boiler)
- Zentrale Warmwasserversorgung in seltenen Fällen

Sobald die Warmwasserversorgung dezentral (bzw. auch ohne einer Anbindung über eine Wohnungsstation an eine zentrale Raumwärmeversorgung) erfolgt, macht eine Solarthermieanlage in der Regel wenig Sinn, da entweder Leitungen zu den einzelnen Wohnungen verlegt werden müssen oder auf eine zentrale Warmwasserversorgung umgestellt werden muss. In beiden Fällen steigen die Investitionskosten deutlich an, womit ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb kaum möglich ist. Aus diesem Grund ist eine PV-Anlage sinnvoller als eine Solarthermieanlage. Abbildung 39 zeigt das modellhafte Gebäudeschema für das Quartier 1 (Gründerzeitblock).

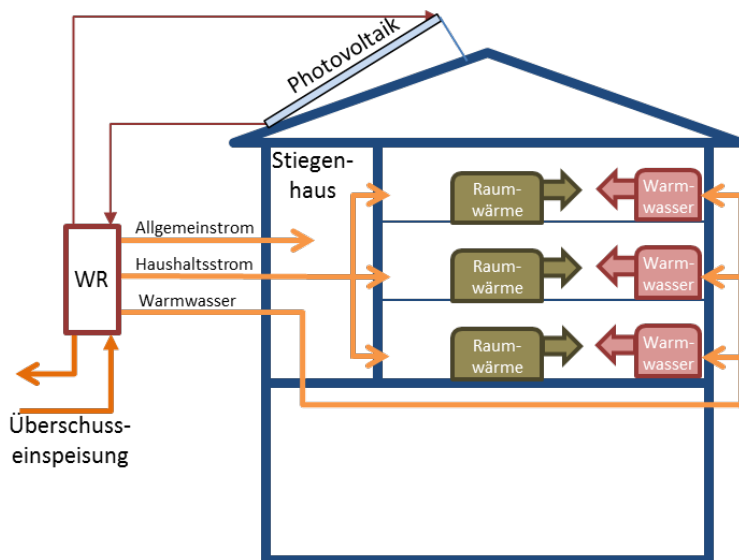


Abbildung 39: Modellhaftes Gebäudeschema bei Verwendung einer PV-Anlage: Strom wird als Allgemein- und Haushaltsstrom sowie für die Warmwasserbereitung (E-Boiler) verwendet. Die Raumwärmeversorgung erfolgt dezentral in jedem Haushalt separat.
(Quelle: Grazer Energieagentur)

5.2.2 Fallstudiengebiet 2 (Zeilenbebauung)

Dieser Gebäudetyp zeichnet sich bezüglich typischer Wärmeversorgung wie folgt aus:

- Häufig zentrale Heizung (z.B. Fernwärme, Erdgas)
- Dezentrale Raumwärmeversorgung sehr selten
- Häufig dezentrale Warmwasserversorgung (E-Boiler) mit eigenem Zählpunkt
- Zentrale Warmwasserversorgung in seltenen Fällen

Die Information bezüglich der Wärmeversorgung stammen einerseits von Statistik Austria (Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016.), und andererseits aus Energieausweisen von vergleichbaren Gebäudetypen und Sanierungskonzepten (Grazer Energieagentur).

Man kann in diesem Quartierstyp davon ausgehen, dass in den häufigsten Fällen eine zentrale Raumwärmeversorgung mit einer dezentralen Warmwasserversorgung auftritt. In diesem Fall (zentrale Raumwärmeversorgung, dezentrale Warmwassererzeugung mit E-Boiler) macht eine PV-Anlage am meisten Sinn. Der produzierte Strom könnte allerdings nach derzeitiger Gesetzeslage nur für den Allgemeinstrom mit Überschussnetzeinspeisung genutzt werden.

Zukünftig sollte auch die Verwendung des produzierten Stromes neben dem Allgemeinstrom auch als Haushaltsstrom bzw. für die Warmwassererzeugung mittels E-Boilers möglich sein (vgl.

zur geplanten EIWOG-Novelle betreffend gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen 2.3.2.3.). Dann steigt der Eigenverbrauchsanteil deutlich an und eine PV-Anlage kann wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden.

Eine kombinierte Belegung mit Solarthermie und PV ist aus wirtschaftlicher Sicht nur dann darstellbar, wenn eine Warmwasserbereitung über Wohnungsstationen über die zentrale Heizung erfolgt. Dann kann die Auslegung der Solarthermieanlage auf die Warmwasserbereitung erfolgen und die restliche Fläche mit PV-Modulen belegt werden.

Abbildung 40 zeigt 2 modellhafte Gebäudeschemata für das Quartier 2 (Zeilenbebauung).

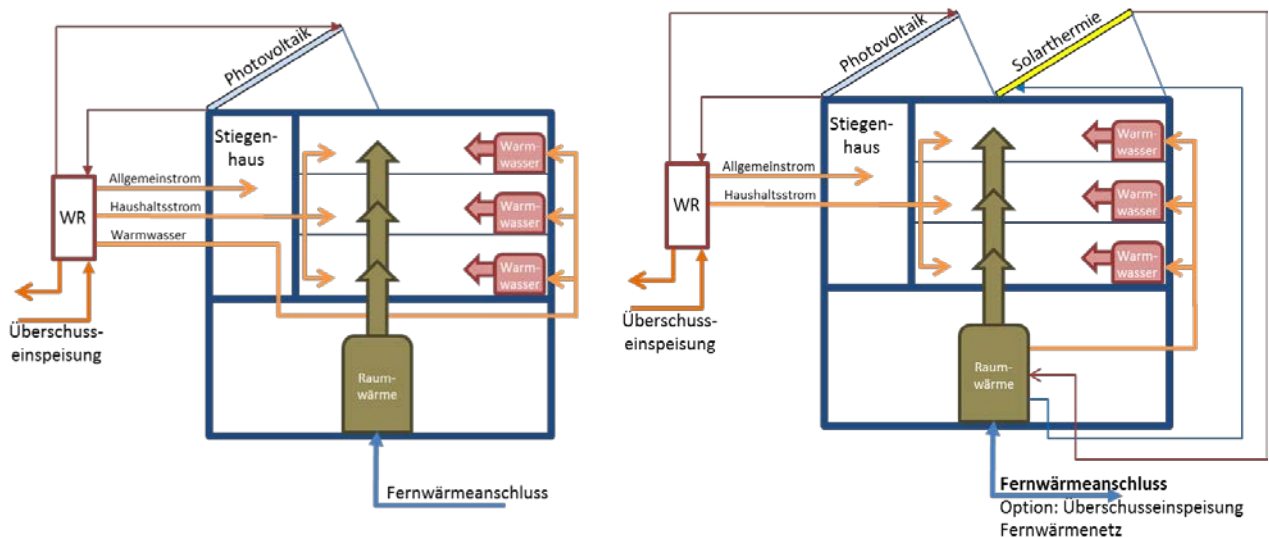


Abbildung 40: Modellhaftes Gebäudeschema bei Verwendung einer PV-Anlage (links) und bei einer kombinierten Variante mit optimaler Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Modulen bei einer dezentralen Warmwasserbereitung über Wohnungsstationen (rechts)
(Quelle: Grazer Energieagentur)

Das Dach ist bei diesem Quartierstyp meist als Flachdach ausgeführt und somit eine optimale Ausrichtung der Solarmodule bezüglich Aufstellwinkel und Azimut möglich. Auf Grund der relativ starken Zergliederung der Fassade durch Balkone und Fenster (bleibt nur relativ wenig Fläche für eine PV-Anlage übrig. Eine Simulation einer Solaranlage auf der Fassade an einem Einzelhaus hat gezeigt, dass im Vergleich zum Dach nur ein sehr geringer Ertrag zu erwarten ist und somit eine Solarthermie- bzw. PV-Anlage wirtschaftlich nicht sinnvoll betrieben werden kann. Es wurde daher in weiterer Folge nur die Dachfläche berücksichtigt und simuliert (siehe Kapitel 4.2).

5.2.3 Fallstudiengebiet 3 (Blockbebauung)

Bei diesem Quartierstyp erfolgt die Wärmeversorgung in der Regel durch eine zentrale Heizung, die meistens neben der Raumwärme auch das Warmwasser zentral erzeugt und in die einzelnen Wohnungen liefert. Zusammengefasst ergibt sich für diesen Quartierstyp:

- Häufig zentrale Heizung (Fernwärme)
- Dezentrale Heizung sehr selten
- Häufig zentrale Warmwasserversorgung über Heizungsanlage
- Vereinzelt dezentrale Warmwasserversorgung

Die Information bezüglich der Wärmeversorgung stammen einerseits von Statistik Austria (Statistik Austria: Zugang zum AGWR, 2016.), aus Energieausweisen von vergleichbaren Gebäudetypen und aus Sanierungskonzepten (Grazer Energieagentur, o.J.).

Da bei diesem Quartierstyp meist mit einer zentralen Wärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) zu rechnen ist, ist die Einbindung einer Solarthermieanlage gut möglich. Da die Solarthermieanlage nur in das bereits bestehende zentrale Heizungs-/Warmwassersystem eingebunden werden muss, entfallen aufwendige Verlegearbeiten der Leitungen zu den einzelnen Wohnungen bei dezentraler Wärmeversorgung. Die produzierte Wärme sollte hauptsächlich für eine Warmwasserbereitung genutzt werden. Zusätzlich ist eine Heizungsunterstützung sinnvoll, damit der Eigenverbrauchsanteil steigt. Optional ist auch die Einspeisung der Überschusswärme in ein Fernwärmenetz - falls vorhanden und möglich - sinnvoll und empfehlenswert. Eine Nutzung der Solarthermieanlage als reine Heizungsunterstützung oder nur zur Fernwärmeeinspeisung ist nicht sinnvoll und unwirtschaftlich (siehe Kapitel 4.3.3). Die Hauptnutzung liegt ganz eindeutig in der Warmwasserversorgung. Details dazu siehe Abbildung 41 linkes Schema **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Eine zusätzliche interessante Option stellt bei diesem Quartier die kombinierte Nutzung Solarthermie mit PV dar (optimale Belegung mit Solarthermie mit Focus auf Warmwasserbereitung und restliche Fläche mit PV-Modulen, **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** rechts). Vergleiche dazu die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Abbildung 36.

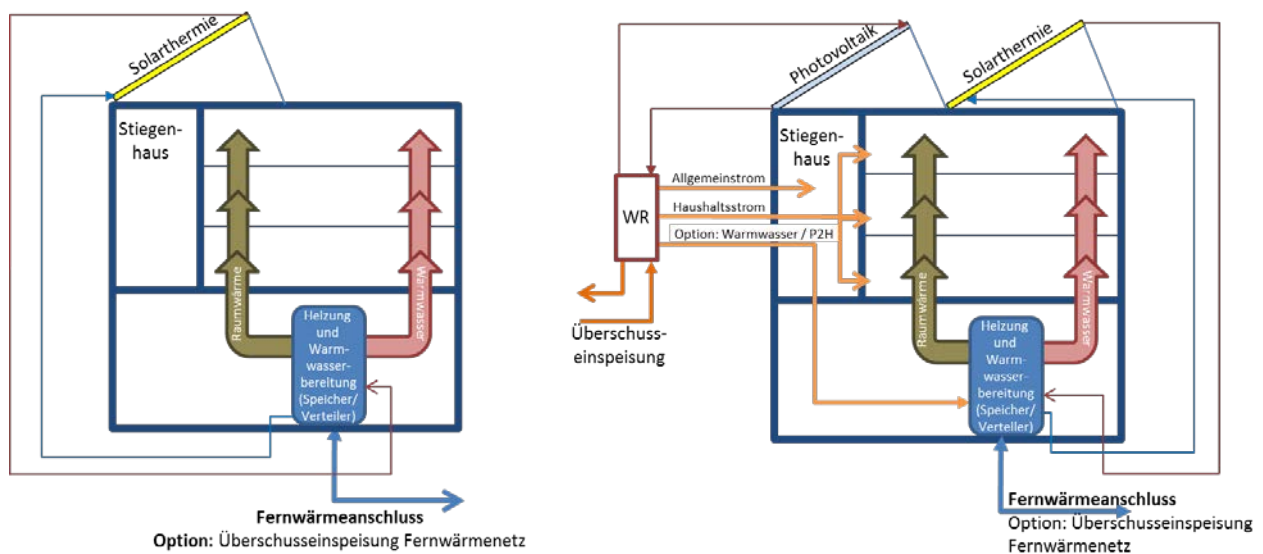


Abbildung 41: Modellhaftes Gebäudeschema bei Verwendung einer Solarthermie-Anlage (links), kombinierte Variante mit optimaler Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Modulen (rechts) (Quelle: Grazer Energieagentur)

Eine Übersicht mit aus technischer Sicht einfach oder mit vertretbarem Aufwand umsetzbaren technischen Energiesystemlösungen für die Solarnutzung in den Fallstudiengebiete in Graz in Abhängigkeit der Nutzungskonzepte (Eigennutzung/gebäudeübergreifende Eigennutzung/Überschusseinspeisung) befindet sich im Anhang 3.

6. Identifikation passender Geschäftsmodelle

6.1 Akzeptanz, Motive und Barrieren (für die Umsetzung von Solar-energieprojekten)

Um detailliertere Informationen über begünstigende und hindernde Faktoren bei der Umsetzung von Solarenergieprojekten herauszufinden, wurden Interviews mit VertreterInnen von Hausverwaltungen, Energieversorgungsunternehmen, der Politik und der Vertretung von Eigentümergemeinschaften durchgeführt. Die Interviews haben die Relevanz der bereits dargestellten energie-technologischen und rechtlichen Aspekte in der Praxis bestätigt, wie bspw. das Vorhandensein einer zentralen Warmwasseraufbereitung als wichtige Voraussetzung für Solarthermie-Anlagen, oder die Schwierigkeit von denkmalgeschützten Gebäuden, die v.a. für die Grazer Innenstadt charakteristisch sind. Weiters geht hervor, dass die Errichtung von Solaranlagen in der Praxis bei mehreren Eigentümern aufgrund der Zustimmungserfordernisse oft schwierig ist. Zudem werden Mehrparteienhäuser oft von unterschiedlichen Nutzergruppen bewohnt – MieterInnen und EigentümerInnen haben in Bezug auf die Umsetzung von Solarenergieprojekten unterschiedliche Handlungsmöglichkeiten und -interessen; darüber hinaus wird in den Interviews darauf hingewiesen, dass in der Praxis der initiale Anstoß für die Errichtung von Solarenergieprojekten häufig vom Wohnbauträger oder der Hausverwaltung erfolgt. Die Anzahl der Nachfragen von WohnungseigentümerInnen sei in letzter Zeit im Steigen, v.a. für PV-Anlagen.

Von dieser Zielgruppe wurden in weiterer Folge die Akzeptanz, Motive und Barrieren für die (geplante oder tatsächlich stattgefundene) Umsetzung eines Solarenergieprojektes und sowie die Präferenz für ein passendes Geschäftsmodell eruiert. Die Ergebnisse einer online-Fragebogenerhebung unter österreichischen Hausverwaltungen werden in den folgenden Absätzen dargestellt.

6.1.1 Stichprobenbeschreibung

Von den befragten Unternehmen (n=47), sind knapp die Hälfte Hausverwaltungen, 21% sind Hausverwaltungen & Bauträger und 13% üben eine andere Tätigkeit im Bereich Facility Management, Planung, Baumanagement, etc. aus (Abbildung 42). Weiters zeigt sich, dass der Großteil der befragten Unternehmen Kleinstunternehmen mit 0 - 5 Mitarbeitern (68%) bzw. 6 - 10 Mitarbeitern (13%) umfasst (Abbildung 43).

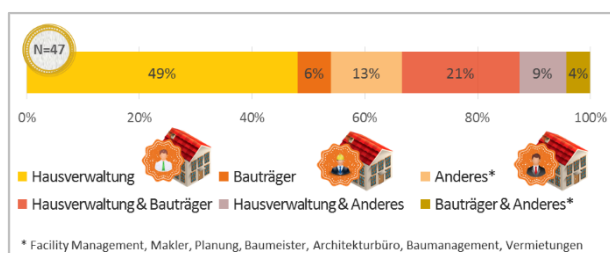


Abbildung 42: Tätigkeit der Unternehmen



Abbildung 43: Anzahl an Mitarbeitern

Insgesamt 20 von 47 Unternehmen haben ihren Hauptsitz in Wien (43%), jeweils 5 Unternehmen in der Steiermark, Kärnten und Tirol, gefolgt von Niederösterreich (4 Unternehmen), Oberösterreich (3 Unternehmen), sowie Salzburg und Burgenland mit jeweils 2 Unternehmen. 38% der Unternehmen geben an, dass sich in Wien der Großteil verwalteter bzw. errichteter Objekte befindet (Abbildung 44). Von 47 Unternehmen geben 20 Unternehmen an, auch in anderen Bundesländern Objekte zu verwalten bzw. zu errichten, wobei der Großteil (43%) zusätzlich in Wien tätig ist (Abbildung 45).

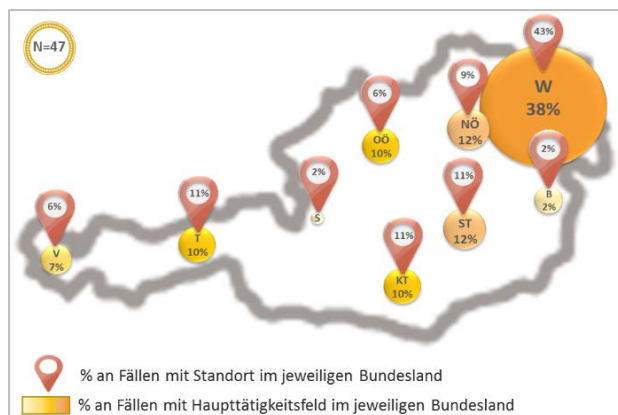


Abbildung 44: Unternehmensstandort und Hauptgeschäftstätigkeit

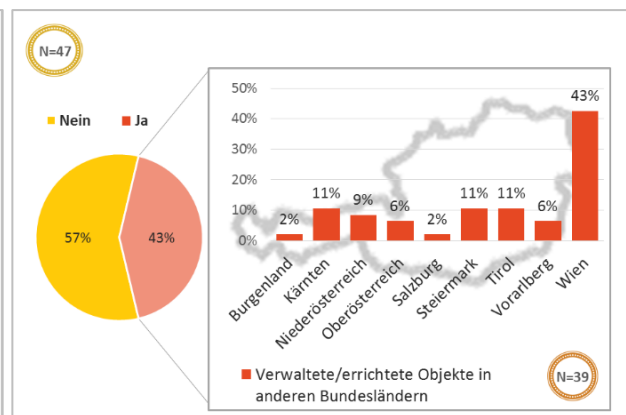


Abbildung 45: Geschäftstätigkeit in anderen Bundesländern

Der größte Anteil (40%) der Unternehmen gibt an, überwiegend gemischte Objekte (Miete und Wohnungseigentum) zu verwalten. 33% geben an, hauptsächlich Mietobjekte zu verwalten und 27% verwalten überwiegend Wohnungseigentum (Abbildung 46).

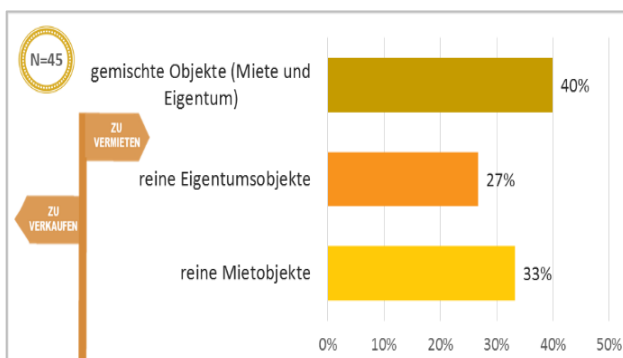


Abbildung 46: Überwiegende Eigentumsverhältnisse verwalteter Objekte

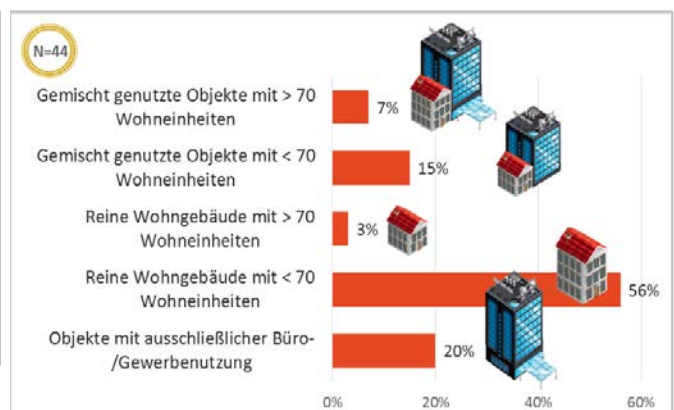


Abbildung 47: Nutzungsart der verwalteten Gebäude

Betrachtet man die Nutzung der von den Unternehmen verwalteten Objekte, dann zeigt sich, dass durchschnittlich mehr Wohngebäude bzw. eher Objekte mit weniger als 70 Wohneinheiten verwaltet werden (Abbildung 47).

6.1.2 Umsetzung eines Solarenergieprojektes¹

¹ Der Begriff „Solarenergieprojekt“ bezieht sich sowohl auf Solarthermie als auch Photovoltaik. Der Begriff „Solar-Projekt“ bezieht sich nur auf Solarthermie.

Von insgesamt 47 Unternehmen, gaben 21 Unternehmen (45%) an, bereits ein Solarenergieprojekt umgesetzt zu haben, wobei es sich hauptsächlich um Solarthermieanlagen (23%) handelt (PV: 9%).

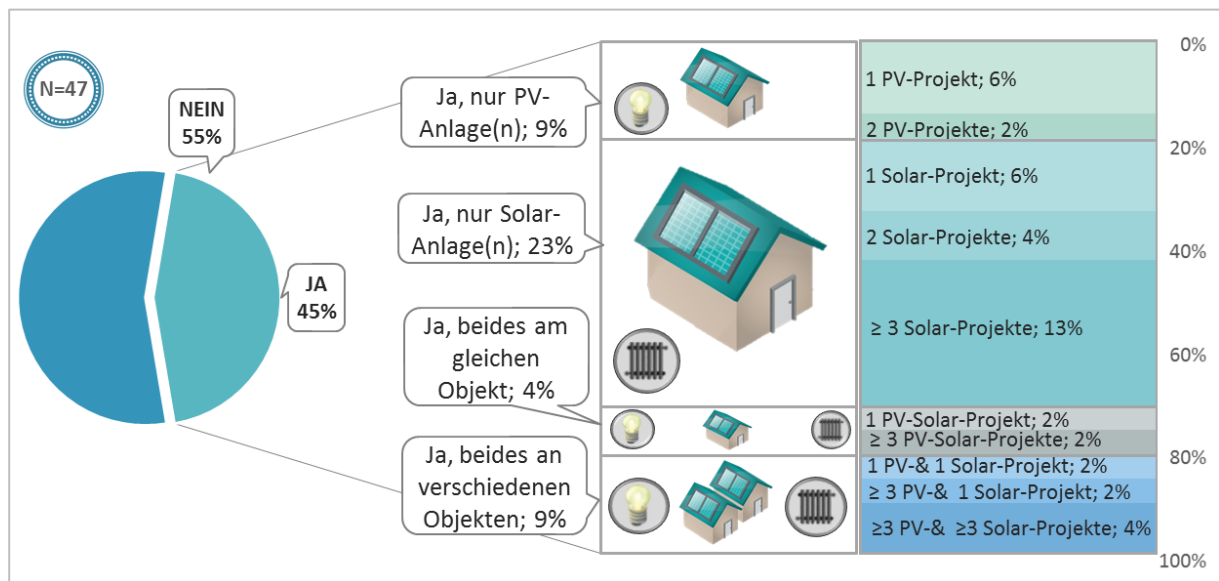


Abbildung 48: Umsetzung und Anzahl umgesetzter Solarenergieprojekte

Jene 4 Unternehmen, die nur Erfahrung mit der Installation von PV-Anlagen haben, haben erst max. zwei Projekte umgesetzt. Von den 11 Unternehmen, welche eine Solarthermie-Anlage umgesetzt haben, haben 3 Unternehmen 1 Solar-Projekt umgesetzt (6%), 2 Unternehmen 2 Solar-Projekte (4%) und 6 Unternehmen (13%) haben Erfahrung mit der Umsetzung von 3 und mehr Solar-Projekten. 4 Unternehmen (9%) gaben an, bereits beide Technologien an verschiedenen Objekten umgesetzt zu haben. Die geringste Anzahl an Unternehmen gab an, beide Technologien am gleichen Objekt realisiert zu haben (4%), wovon ein Unternehmen Erfahrung mit der Installation nur eines PV-Solar-Projektes (2%) hat und das andere bereits 3 und mehr PV-Solar-Projekte umsetzte (Abbildung 48).

Die Optimierung der Energieinfrastruktur wurde von 3 Unternehmen als Grund zur Umsetzung genannt. 5 Unternehmen begründeten mit Nachhaltigkeitsaspekten wie Umweltschutzgedanken, saubere Energiegewinnung und Unabhängigkeit den Entschluss Solarenergieprojekte zu realisieren, wovon 3 Unternehmen ebenfalls die ökonomische Nachhaltigkeit erwähnten. Weitere 3 Unternehmen erwähnten nur ökonomische Aspekte im Sinne von Wirtschaftlichkeit und Kostensparnisse als Grund für die Umsetzung eines Solarenergieprojektes. Ebenfalls mit ökonomischen Faktoren, wie einer langen Amortisationsdauer und hohen Kosten, argumentierten 5 Unternehmen kein Solarenergieprojekt bereits umgesetzt zu haben. Davon erwähnten 2 Unternehmen und weitere 7 Unternehmen die Problematik von Entscheidungsträgern als Grund kein Solarenergieprojekt zu realisieren. Dies umfasst die Ablehnung und das Desinteresse von Eigentümern und Bauträgern sowie die Schwierigkeit einen Mehrheitsbeschluss zu erreichen. Nur ein Unternehmen begründete mit der „Verantwortung der Bauherrn“ als Entscheidungsträger die erfolgreiche Umsetzung von Solarenergieprojekten. Neben der Gebäudestruktur wurden gesetzliche Vorga-

Der Begriff „PV-Projekt“ bezieht sich nur auf Photovoltaik.

ben als Grund für und gegen eine Realisation genannt. Handelt es sich um Altbestandsgebäude, dann wurde kein Projekt umgesetzt (3 Unternehmen), wohingegen ein Neu- oder Zubau Begründung für die Umsetzung ist (1 Unternehmen). Als rechtliche Hürde zur Umsetzung wurde von einem Unternehmen, die Beeinträchtigung des Ortsbildes genannt, wohingegen 4 Unternehmen gesetzliche Vorgaben und Förderungen als Grund für eine Realisierung erwähnten. Weiters gaben 4 Unternehmen an kein Solarenergieprojekt realisiert zu haben, aufgrund des zu hohen Aufwandes (z.B. Informationsbeschaffung, technischer Aufwand, etc.). 2 Unternehmen, welche Angaben bis jetzt noch kein Projekt realisiert zu haben, erwähnten dass dieses im Moment in Planung ist.

Gibt es jemanden im Unternehmen, der mit der Umsetzung eines Projektes betraut werden kann?

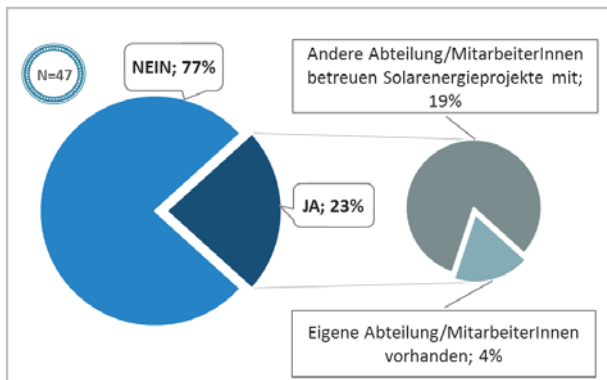


Abbildung 49: Personelle Ressourcen

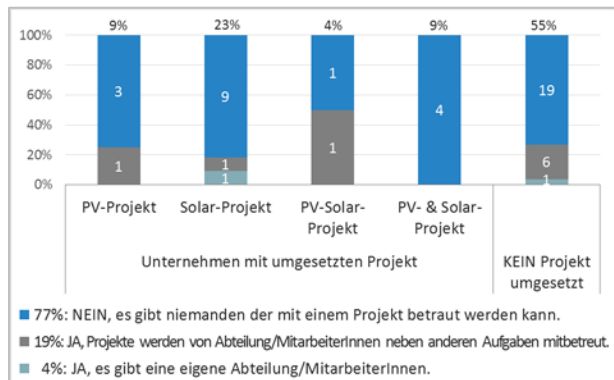


Abbildung 50: Personelle Ressourcen nach umgesetzten Projekten

23% der befragten Unternehmen gaben an, personelle Ressourcen zur Umsetzung eines Solarenergieprojektes zu haben. Davon gaben 19% an, dass bestehende Abteilungen bzw. MitarbeiterInnen neben laufenden Aufgaben Solarenergieprojekte umsetzen (können) (Abbildung 49). Von diesen 9 Unternehmen mit Abteilungen bzw. MitarbeiterInnen, welche nebenbei Projekte realisieren, haben 3 tatsächlich ein Solarenergieprojekt umgesetzt (1 Unternehmen mit 1 PV-Projekt; 1 Unternehmen mit 1 Solar-Projekt; 1 Unternehmen mit ≥ 3 PV-Solar-Projekten). Nur 2 Unternehmen gaben an, eine eigene Abteilung bzw. MitarbeiterInnen für die Umsetzung eines Solarenergieprojektes zu haben. Davon setzte nur ein Unternehmen tatsächlich ein Projekt um (Solar-Projekt). Somit haben 4 von 21 Unternehmen, welche bereits ein Solarenergieprojekt umgesetzt haben auch gewisse personelle Ressourcen. Jedoch zeigt sich auch, dass 7 von 26 Unternehmen, welche noch kein Solarenergieprojekt umgesetzt haben, personelle Ressourcen hätten um dies in Zukunft zu tun (Abbildung 50).

6.1.3 Vor- und Nachteile & Rahmenbedingungen bzgl. Solarenergieprojektumsetzung

Vor- und Nachteile der Umsetzung von Solarenergieprojekten, die als wichtig bewertet werden, sind insbesondere finanzielle (Kostensparnisse für BewohnerInnen und Wertsteigerung des Gebäudes) und ökologische (Umweltschutz) Aspekte sowie die Imagesteigerung des Unternehmens, wohingegen das ästhetische Aussehen von Solaranlagen weniger wichtig zu sein scheinen (Abbildung 51). Als günstige Rahmenbedingung zur Umsetzung von Solarenergieprojekten wird vor allem der Neubau eines Gebäudes betrachtet. Weniger Zustimmung zeigt sich bezüglich

eines leichten, gemeinsamen Entscheidungsprozesses der EigentümerInnen in einem Objekt (Abbildung 52).

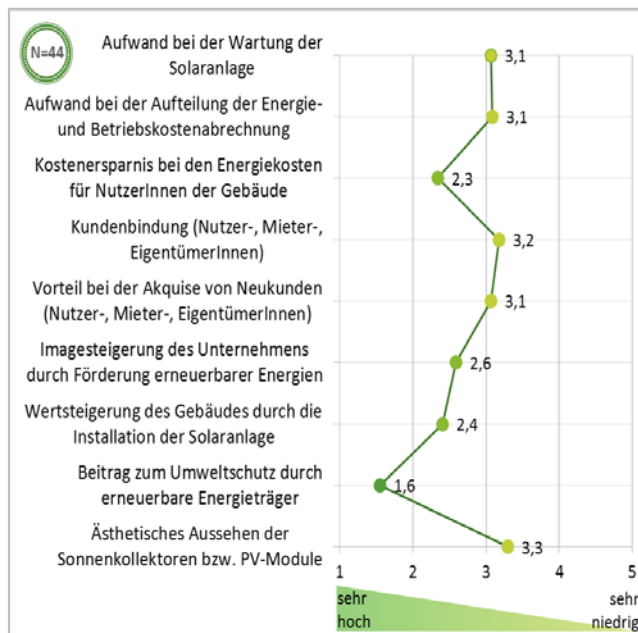


Abbildung 51: Bitte denken Sie daran, was Sie sich vom Betrieb einer Solaranlage erwarten. Wie hoch bzw. gering würden die folgenden Vor- und Nachteile ausfallen?

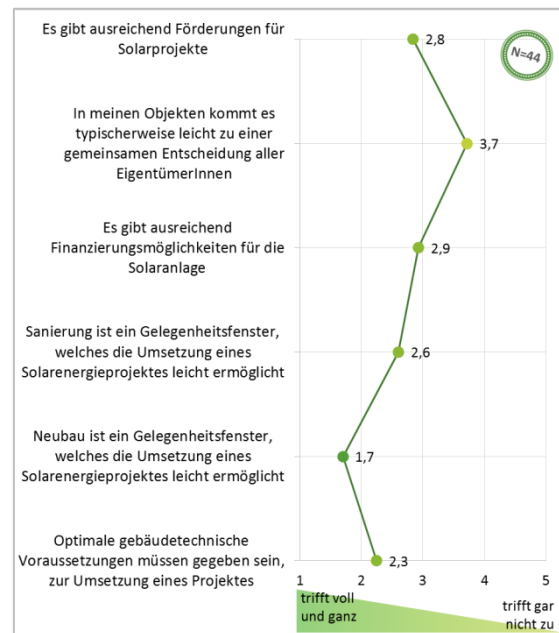


Abbildung 52: Welche Rahmenbedingungen spielen für die Umsetzung eines Solarenergieprojektes aus Unternehmenssicht eine Rolle?

6.2 Auswahl der passenden Geschäftsmodelle

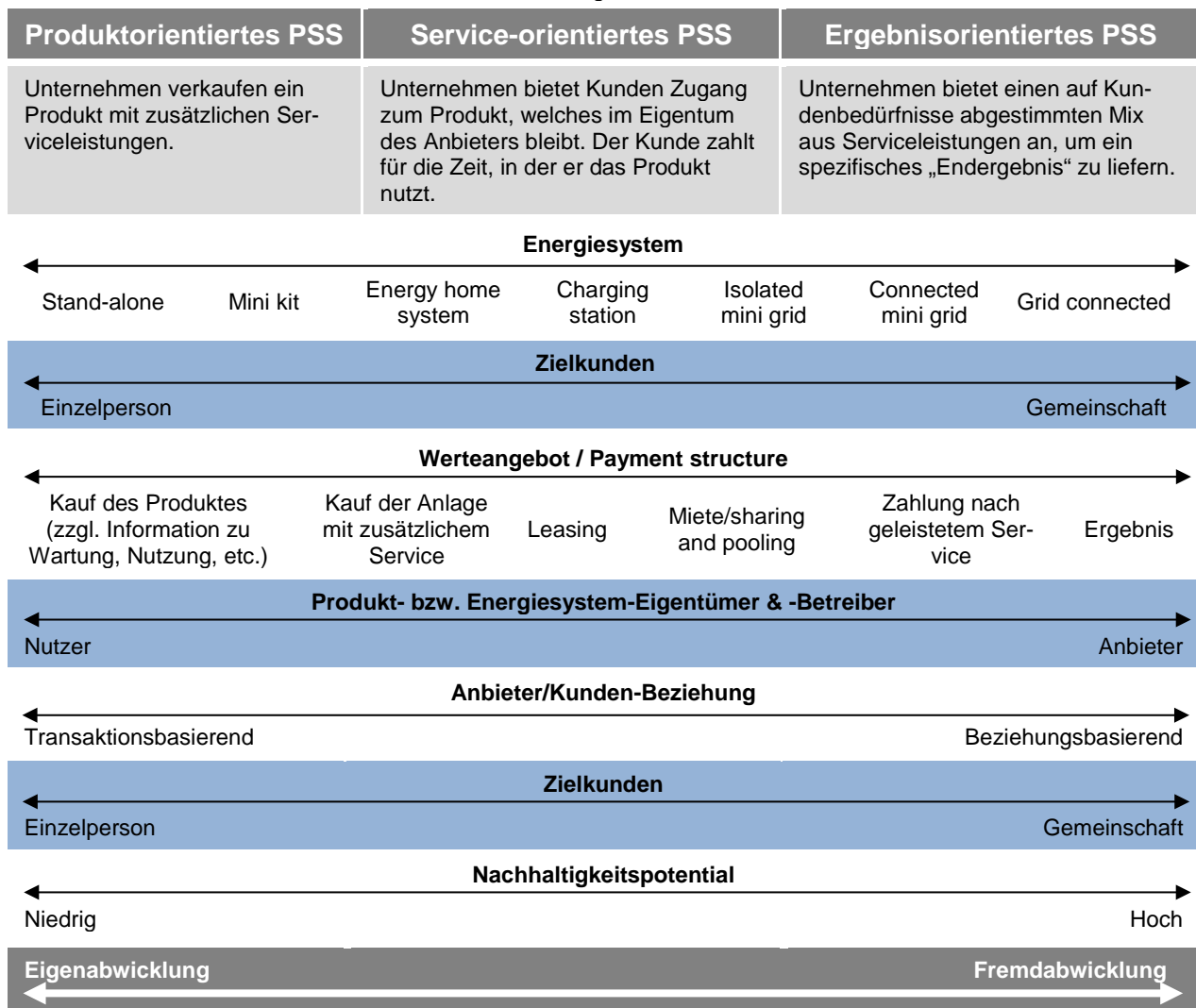
Auf Grundlage der Literaturrecherche wurde das Konzept der Produkt-Service Systeme (PSS) als geeigneter Rahmen zur Identifikation von passenden Geschäftsmodellen gewählt. Somit basieren die weiteren Analyseschritte auf diesem Konzept (siehe Kapitel 2.4.3).

In der Literatur wird zwischen drei Hauptkategorien von PSS unterschieden (Tukker, 2004): (i) Produktorientierte Systeme: Das Geschäftsmodell ist hier nach wie vor hauptsächlich auf den Verkauf des Produkts ausgerichtet, jedoch werden zusätzliche Services mitverkauft (bspw. der Verkauf von Solar-Anlagen, inklusive vertraglich fixierter Service- und Wartungsleistungen). (ii) Nutzungs-orientierte Systeme: Das Produkt spielt hier eine zentrale Rolle, aber das Geschäftsmodell ist nicht auf den Produktverkauf ausgerichtet. Stattdessen verbleibt das Produkt im Eigentum des Anbieters, wird aber den Kunden zugänglich gemacht, und unter Umständen auch von mehreren Kunden anteilig genutzt (bspw. die Bereitstellung von Modulen für eine Hausgemeinschaft, welche daraus ihren Strom- und Warmwasserbedarf (teilweise) abdecken kann; der Anbieter ist jedoch als Eigentümer der Anlage für die Aufrechterhaltung des Services durch allfällige Wartungen und Reparaturen verantwortlich). (iii) Ergebnisorientierte Systeme: Hier vereinbaren Anbieter und Kunden ein zu erzielendes Ergebnis, wobei jedoch kein vorab bestimmtes Produkt involviert ist (bspw. könnten sich Anbieter und Hausgemeinschaft über die Bereitstellung und Bezug von Energie aus erneuerbaren Energien einigen, die konkrete Umsetzung und Wahl der Technologien, und allfällige Änderungen während der Vertragslaufzeit, obliegen dem Anbieter).

Emili et al. (2016) kombinieren Geschäftsmodellaspekte von dezentralen erneuerbaren Energietechnologien mit dem PSS Geschäftsmodellansatz, um typische PSS Geschäftsmodelle im Be-

reich der dezentralen erneuerbaren Energien zu identifizieren. Ihr Klassifikationssystem umfasst die folgenden Geschäftsmodelldimensionen:

Tabelle 12: Dimensionen von PSS und dezentralen Energien



Das Werteangebot beschreibt den Nutzen des Endkunden (Energiekonsumenten) als spezifische Kombination aus Produkten und Dienstleistungen für welche der Endkunde zu zahlen bereit ist (Gaiardelli et al., 2014). Das Werteangebot reicht vom Kauf eines Produktes bis hin zum Erwerb einer nutzen- oder ergebnisorientierten Dienstleistung. Diese Dimension ist eng verbunden mit der Energiesystemeigentümer-Dimension: Wenn es sich um ein produktorientiertes Service handelt, ist der Endkunde Besitzer des Energiesystems, wohingegen beim ergebnisorientierten Service das Energiesystems im Eigentum des Geschäftsmodellanbieters verbleibt. Zusätzlich steht das Werteangebot mit der Dimension Energiesystembetreiber in Verbindung. In produktorientierten und nutzenorientierten PSSs obliegt der Betrieb des Energiesystems dem Endkunden, um seinen Nutzen zu generieren. Im ergebnisorientierten PSS ist der Anbieter verantwortlich für den Betrieb des Systems um das vereinbarte Ergebnis an den Endkunden zu liefern. Die Anbieter/Kunden-Beziehungs-Dimension reicht von transaktionsorientiert für produktorientierte PSS bis hin zu beziehungsorientiert für ergebnisorientierte PSS, welche durch eine enge/langfristige/intensivere Beziehung zwischen Anbieter und Endkunden gekennzeichnet ist. Die Dimension „ökologisches Nachhaltigkeitspotential“ steht ebenfalls in Zusammenhang mit

dem Werteangebot. So steigt das Nachhaltigkeitspotential von produktorientierten bis ergebnisorientierten PSS. Die Dimension über die Wahl der Energiesystemtechnologie steht in Verbindung mit dem Zielkunden, d.h. für Haushalte bzw. Einzelpersonen sowie Gewerbe und Industrie als auch für den gemeinschaftlichen Nutzen (Emili et al., 2016).

Basierend auf diesen Dimensionen (Emili et al., 2016) wurden einzelne Bausteine zur Umsetzung von Solarenergieprojekten (in Mehrfamilienhäusern) identifiziert, wobei insbesondere praxisorientierte Projekte und Studien berücksichtigt wurden (z.B. Bundesamt für Energie (BFE), 2015; Amann et al., 2016). Diese Bausteine spiegeln operative Charakteristika einer Umsetzung wider, welche je nach Auswahl Implikationen darüber liefern, ob ein Geschäftsmodell eher produkt-, nutzen-, oder ergebnisorientiert konzipiert ist.

Abbildung 53 zeigt die jeweiligen Geschäftsmodelldimensionen, sowie dazugehörige Bausteine anhand derer passende Geschäftsmodelle identifiziert werden können.

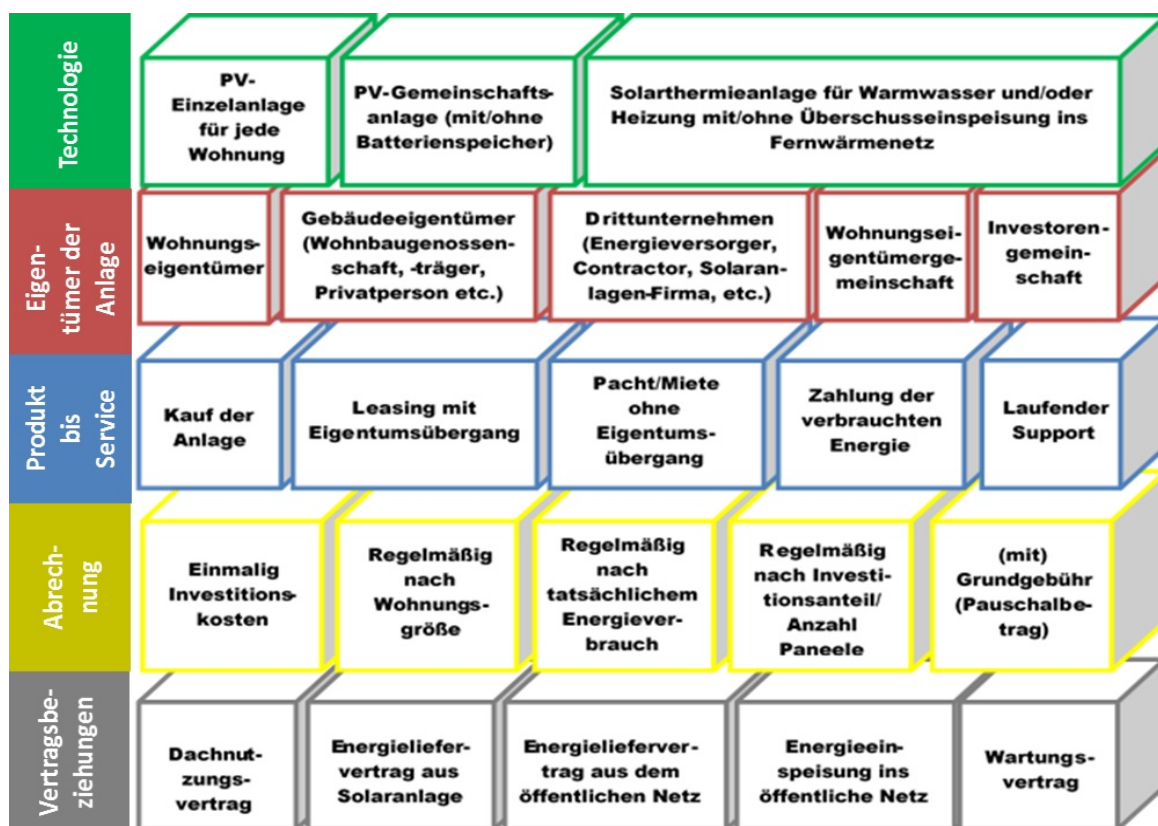


Abbildung 53: Geschäftsmodelldimensionen mit jeweiligen Bausteinen

Gründe für die Wahl eines Geschäftsmodells wurden ebenfalls in der Fragebogenuntersuchung ermittelt und analysiert. Hierbei wurde jedoch nur die Grundidee von PSS herangezogen und als Bandbreite zwischen (i) idealtypischer Eigenabwicklung im Sinne von produktorientierten Services und (ii) idealtypischer Fremdadwicklung im Sinne von nutzungs-/ergebnisorientierten Services operationalisiert:

(ad i) Die Hausverwaltung ist im Namen und auf Rechnung der EigentümerInnen (Besitzer) für die Umsetzung eines Solarenergieprojektes (inkl. Finanzierung, Errichtung und Wartung der Anlage) zuständig.

(ad ii) Ein Drittunternehmen ist für die Umsetzung des Solarenergieprojektes (inkl. Finanzierung, Errichtung, Wartung der Anlage, Abbau und Erneuerung) zuständig und die EigentümerInnen beziehen nur die Energie zu einem festgelegten Preis.

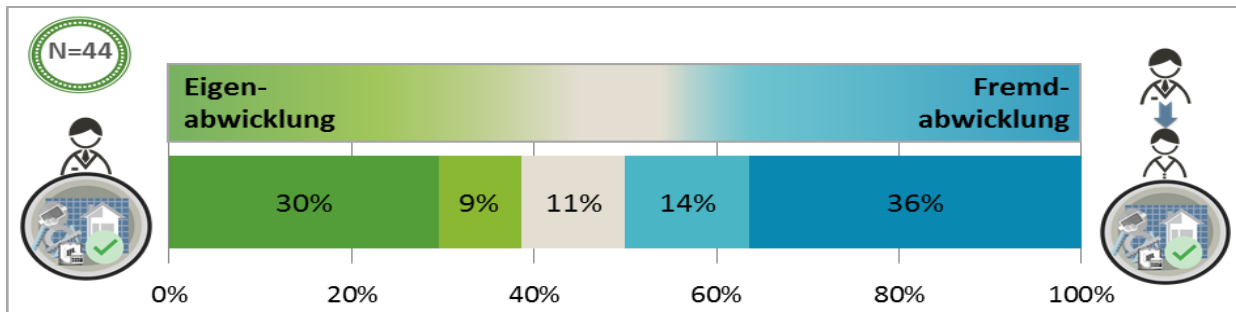


Abbildung 54: Eigen- versus Fremdadwicklung

Die Hälfte der befragten Unternehmen gab an, ein Solarenergieprojekt mittels Fremdabwicklung umzusetzen, wohingegen 39% zur Eigenabwicklung tendieren (Abbildung 54). Zusätzlich wurde erfragt, ob sich diese Präferenz für Eigen- oder Fremdabwicklung in bestimmten Situationen bzw. unter Berücksichtigung ausgewählter Kontextfaktoren ändert (Abbildung 55). Entsprechend finden sich Hinweise, dass für die Entscheidung, Eigen- oder Fremdabwicklung zu wählen, beispielsweise die Objektgröße eine Rolle spielt: Etwas mehr Unternehmen würden bei Objekten mit weniger als 70 Wohneinheiten zu Eigenabwicklung tendieren. Weiters ist in diesem Zusammenhang der Gebäudezustand (Bestand, Sanierung, Neubau) relevant. Andere Kriterien, wie etwa die Wahl der entsprechenden Solartechnologie (Solarthermie oder PV) scheint hingegen nahezu keine Rolle für die Entscheidung für Eigen- oder Fremdabwicklung zu spielen – für beide Technologie geben geringfügig mehr Unternehmen an, Fremdabwicklung zu präferieren. Betrachtet man das Kriterium der Eigentumsverhältnisse beziehungsweise auch Nutzungsart, dann zeigt sich, dass es keinen klaren Unterschied bezüglich der Wahl für Eigen- oder Fremd-abwicklung gibt. Schlussendlich ist anzumerken, dass die Frage, ob in einem Gebäude eine Sanierung geplant ist oder nicht vor allem für die Entscheidung, ein Solarenergieprojekt umzusetzen relevant ist.

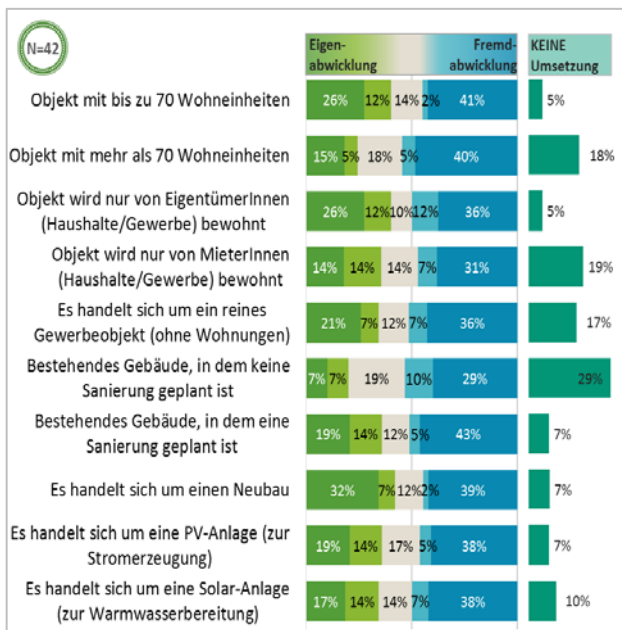


Abbildung 55: Wahl bezüglich Eigen- versus Fremdabwicklung je Kriterium (in Prozent)

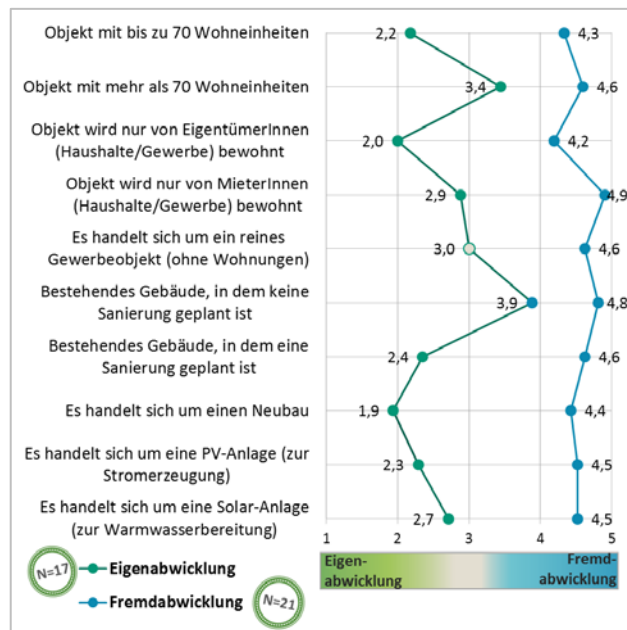


Abbildung 56: Wahl bezüglich Eigen- versus Fremdabwicklung je Kriterium nach Eigen- vs. Fremdabwicklung (Mittelwerte)

Abbildung 56 zeigt, dass jene Unternehmen, welche angegeben haben eher die Fremdbwicklung zu präferieren, ebenfalls angeben, dass verschiedene Kriterien für eine Fremdbwicklung sprechen. Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 56, dass Unternehmen, welche im Allgemeinen zur Eigenabwicklung tendieren sehr wohl für einzelne Kriterien („Bestehendes Gebäude, indem keine Sanierung geplant ist“; „Objekte mit mehr als 70 Wohneinheiten“) eher eine Fremdbwicklung bevorzugen würden beziehungsweise dies indifferent bezogen auf gewisse Kriterien bewerten („Objekt wird nur von MieterInnen bewohnt“; „Es handelt sich um ein reines Gewerbeobjekt“; „Es handelt sich um eine Solar-Anlage“). Somit scheint die Präferenz für Eigen- oder Fremdbwicklung für Unternehmen, welche im Allgemeinen Fremdbwicklung bevorzugen, klarer als jene von Unternehmen, welche im Allgemeinen eine Eigenabwicklung präferieren.

Neben der Analyse der Präferenz für das Geschäftsmodell der Eigen- oder Fremdbwicklung aus Sicht der österreichischen Hausverwaltungen wurde auch eine rechtliche Analyse der beiden Geschäftsmodelle durchgeführt, deren Ergebnisse im Folgenden präsentiert werden.

6.3 Eigenabwicklung aus rechtlicher Sicht

Beim idealtypischen Geschäftsmodell der Eigenabwicklung (vgl. dazu Geringer, 2016) möchten die Bewohner einer bestehenden Wohnhausanlage, die grundsätzlich Eigentümer der einzelnen Wohneinheiten sind, eine Solarenergieanlage (PV oder Solarthermie) selbst errichten und betreiben (auf Grund komplexer technischer Anforderungen ist es zweckdienlich, die Errichtung und periodische Wartung der Anlage im Rahmen von Werkverträgen an einen [gewerblichen] Dritten zu vergeben). Die gemeinschaftliche Anlage der Wohnungseigentümer soll auf dem Gebäude installiert werden und auf eine möglichst hohe Eigenbedarfsdeckung gerichtet sein. Allfällige Überschussenergie soll nach Möglichkeit gespeichert oder in das öffentliche Netz eingespeist werden. Auf Grund technischer und ökonomischer Voraussetzungen ist die durch Solarthermie erzeugte Wärme sehr gut speicherbar, während dies bei dem durch PV erzeugtem Strom nur sehr schwer möglich ist. Die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen des Geschäftsmodells „Eigenabwicklung“ sollen nunmehr getrennt für PV und Solarthermie dargestellt werden.

6.3.1 PV-Anlage

6.3.1.1 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts

Unter Bezugnahme auf Kapitel 2.3.1.1 ist vorweg festzuhalten, dass die „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts die Errichtung und den Betrieb einer gemeinschaftlichen PV-Anlage zwar in vielfacher Hinsicht beschränken können, unüberwindbare rechtliche Hindernisse ergeben sich daraus jedoch nicht. So unterliegt die von den Wohnungseigentümern zu errichtende PV-Anlage keinerlei raumordnungsrechtlichen Beschränkungen, da sich diese grundsätzlich nur auf Anlagen im Freiland beziehen. Erforderlich ist für PV-Anlagen in der Regel jedoch eine baurechtliche Bewilligung (dies gilt allenfalls auch für die Leitungen zur Verteilung des erzeugten Stroms), zwischen den einzelnen Bundesländern bestehen freilich zum Teil erhebliche Unterschiede. Für kleinere Anlagen sind zum Teil Bewilligungsfreistellungen bzw. verfahrensrechtliche Erleichterungen normiert. In einigen Bundesländern (OÖ, NÖ, Sbg, Krnt und Tir) sind PV-Anlagen vom Anwendungsbereich der Baugesetze ausgenommen, sofern sie der Bewilligungs- bzw. Anzeigepflicht nach den Landes-EIWOG unterliegen (näher dazu unten Kapitel

6.3.1.3). In urbanen Gebieten sind ferner baurechtliche Sondervorschriften bezüglich des Orts- bzw. Stadtbildes zu beachten. In einigen Bundesländern (Stmk, Krnt, Tir und Sbg) bestehen eigene Baunebengesetze zum Ortsbild- bzw. Altstadtschutz (vgl. etwa das Grazer Altstadterhaltungsgesetz 2008). PV-Anlagen in nach diesen Gesetzen festgelegten Schutzzonen unterliegen besonderen Beschränkungen (z.B. einer Bewilligungspflicht) bzw. spezifischen Gestaltungsvorgaben (z.B. zur Erhaltung der Dachlandschaft; vgl. etwa die zum Grazer Altstadterhaltungsgesetz ergangene Dachlandschafterhaltungsverordnung 1986). Hier ist in der Praxis jedenfalls mit einem erhöhten Planungsaufwand zu rechnen. Die größten rechtlichen Hürden bestehen schließlich für die Errichtung von PV-Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden. So knüpft die denkmalrechtlich Bewilligung nach dem Denkmalschutzgesetz des Bundes an sehr strenge Voraussetzungen an. Nur in begründeten Einzelfällen wird die Errichtung einer PV-Anlage an Denkmälern als zulässig anzusehen sein.

6.3.1.2 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Privatrechts

Für die Errichtung einer gemeinschaftlichen PV-Anlage durch die Wohnungseigentümer sind jedenfalls auch zivilrechtliche Fragestellungen von Bedeutung (vgl. auch bereits Kapitel 2.1.3.2.). Entscheidend sind zunächst die entsprechenden Beschlusserfordernisse zur Verwirklichung der Gemeinschaftsanlage. Als Maßnahme der außerordentlichen Verwaltung bedarf die Realisierung der PV-Anlage bei Liegenschaften im (schlichten) Miteigentum eines einstimmigen Beschlusses der (schlichten) Miteigentümer nach den §§ 834 f ABGB. Die Zustimmung der Minderheitseigentümer kann durch eine Entscheidung des Außerstreitrichters ersetzt werden. Bei Liegenschaften im Wohnungseigentum ist eine Durchführung bereits dann möglich, wenn sich gem § 29 WEG die Mehrheit der Eigentümer dafür ausspricht. Überstimmte Wohnungseigentümer können den Beschluss allerdings binnen drei Monaten gerichtlich anfechten. Die Anfechtungsmöglichkeit der überstimmten Eigentümer ist dann begrenzt, wenn ausreichend finanzielle Rücklagen vorhanden sind und daher kein oder nur wenig Eigenkapital durch die Eigentümer bereitgestellt bzw. Fremdkapital in Anspruch genommen werden muss oder wenn die beschließenden Wohnungseigentümer die Kosten selbst tragen. Andersfalls muss die Anlage allen Miteigentümern eindeutig zum Vorteil gereichen.

Bei vermieteten Wohneinheiten sind auch mietrechtliche Aspekte zu berücksichtigen. Wird die PV-Anlage von den Wohnungseigentümern errichtet, ohne dass allfälligen Mietern Kosten entstehen und auch sonst nicht in deren Wohnbereich eingegriffen, ergibt sich grundsätzlich keine Einspruchsmöglichkeit der Mieter gegen die PV-Anlage. Hier ist auch eine Finanzierung als nützliche Verbesserung aus der sog. Mietzinsreserve möglich. Rechtliche Schranken für die Anlage ergeben sich allerdings dann, wenn die Anlage von den Mietern (mit-)finanziert werden soll. Zu beachten sind dabei regelmäßig die Regelungen des MRG. Möglich ist es, dass der Wohnungseigentümer als Vermieter mit dem Mieter im Mietvertrag die Stromlieferung vereinbart (vgl. § 25 MRG). Für diese Nebenleistung, die einen besonderen Mietzinsbestandteil darstellt, kann vom Vermieter nur ein angemessenes (ortsübliches) Entgelt verlangt werden. Die Abgeltung der Investitionskosten durch den Mieter im Rahmen des Mietzinses ist hingegen nach dem derzeitigen rechtlichen Rahmen nicht möglich (vgl. Buchner, 2016), was die entsprechende Investitionsbereitschaft der Vermieter nicht unbedingt fördern wird.

Im Sonderfall des WGG könnte eine Beteiligung der Genossenschaftsmieter an den Errichtungskosten durch Beibehaltung der bisherigen Betriebskostenhöhe überlegt werden. Dazu müsste auf die Sonderbestimmungen des § 14 Abs 5a bzw. Abs 5b WGG zurückgegriffen werden, die grundsätzlich der Finanzierung von Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs durch Mitbeteiligung der Genossenschaftsmieter ermöglicht. Fraglich ist allerdings, ob diese Bestimmungen auch auf die Neuerrichtung einer PV-Anlage angewendet werden können, hier wäre daher ein Tätigwerden des Gesetzgebers angezeigt (Buchner, 2016). Im Anwendungsbereich des MRG sind die Bestimmungen zweifelsfrei nicht anzuwenden, was in verschiedenen Forschungsprojekten auch schon beklagt wurde.

6.3.1.3 Regulatorische Rahmenbedingungen der Errichtung

Wie in Kapitel 2.3.2.1 bereits dargestellt wurde, sind PV-Anlagen Stromerzeugungsanlagen iSd des EIWOG 2010 bzw. der Landes-EIWOG. Die Errichtung und der Betrieb einer gemeinschaftlichen PV-Anlage durch die einzelnen Wohnungseigentümer unterliegt folglich dem elektrizitätsrechtlichen Genehmigungsregime. Die Grundsatzbestimmung des Bundes in § 12 EIWOG 2010 räumt den Ländern freilich einen breiten Rahmen für deren Ausführungsgesetze ein, sodass die regulatorischen Rahmenbedingungen der Errichtung von PV-Anlagen in den einzelnen Bundesländern höchst unterschiedlich sind. Die Palette reicht dabei von einer völligen Genehmigungsfreistellung kleinerer Anlagen (abgestellt wird regelmäßig auf die elektrische Engpassleistung) über bloße Anzeigeverfahren hin zu vereinfachten bzw. ordentlichen Genehmigungsverfahren. Nur am Rande sei erwähnt, dass die Erzeugung von Elektrizität durch einen Gewerbetreibenden für den Eigenbedarf nicht unter die elektrizitätsrechtliche Bewilligungspflicht fällt. Eine so betriebene PV-Anlage bedarf einer gewerblichen Anlagenbewilligung nach den §§ 74 ff GewO.

6.3.1.4 Regulatorische Rahmenbedingungen durch die Einstufung als Elektrizitätsunternehmen

Wird der von der gemeinschaftlichen PV-Anlage erzeugte Strom ausschließlich für den Eigenverbrauch verwendet, sind die Wohnungseigentümer als Betreiber der Anlage nicht als Elektrizitätsunternehmen gem § 7 Abs 1 Z 11 EIWOG 2010 bzw. der Landes-EIWOG einzustufen (vgl. auch bereits Kapitel 2.3.2.2. Eigenverbrauch i.S. der rechtlichen „Identität“ von Erzeuger und Verbraucher ist bei größeren Anlagen in Mehrparteiengebäuden natürlich eine besondere Herausforderung. Diskutiert werden verschiedene Modelle, z.B. Genossenschaftslösungen, die Stromversorgung bloß der allgemeinen Teile des Gebäudes (z.B. Keller-, Stiegenhaus- und Außenbeleuchtung) oder die Zuweisung der Paneele zu bestimmten Wohneinheiten i.V.m. einer eigenständigen Versorgung durch eine eigene Leitung. Auch bei einer rechtlichen Trennung von Erzeuger und Verbraucher kann man der Qualifikation als Elektrizitätsunternehmen „entgehen“, wenn bloße Kostendeckung erfolgt und keine Gewinnabsicht vorliegt. Hier bestünde etwa die Möglichkeit, dass eine Gruppe von Wohnungseigentümern eine juristische Person zum Zwecke der Eigenversorgung betreibt.

Die Elektrizitätserzeugung erfolgt bei Gemeinschaftsanlagen jedenfalls dann in Gewinnabsicht, wenn eine allfällige Überschussenergie (eine geringe Menge ist bereits ausreichend) in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Wohnungseigentümer werden damit zu Elektrizitätsunter-

nehmen iSd EIWOG 2010. Damit unterliegen sie den vielfältigen Vorgaben des EIWOG 2010, etwa betreffend Rechnungslegung und behördlicher Aufsicht (vgl. §§ 8 ff EIWOG 2010). Die Einhaltung dieser Vorgaben ist durchaus aufwändig. Insoweit wäre hier eine gesetzliche Ausnahme für solche Anlagen zweckmäßig, die bereits mehrfach erwähnte in Vorbereitung befindliche Novelle des EIWOG 2010 betreffend gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen („Kleine Ökostromnovelle“, 288/ME 25. GP) sieht eine solche auch vor. Demnach soll für Kleinsterzeugungsanlagen (Erzeugungsanlagen, deren Engpassleistung weniger als 0.6 kW pro Anlage eines Netzbenutzers beträgt) kein eigener Zählpunkt vergeben werden. Zudem sollen für die Betreiber solcher Anlagen keine Verpflichtungen gem § 66 und § 85 EIWOG 2010 (Verpflichtungen für Erzeuger bzw. Verpflichtung, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden) bestehen.

6.3.1.5 Regulatorische Rahmenbedingungen der Stromverteilung

Die Verteilung des PV-Stroms stellt nach derzeit noch geltender Rechtslage die größte Hürde für die Verwirklichung des Geschäftsmodells der Eigenabwicklung dar (vgl. auch bereits Kapitel 2.3.2.3). Dem entgegen stehen zum einen die im EIWOG 2010 vorgesehenen Verteilernetzmonopole, konkret das den jeweiligen Verteilernetzbetreibern gem § 44 EIWOG 2010 bzw. der Landes-EIWOG zukommende Recht auf Netzanschluss. Nachteilig ist zum anderen die nur eingeschränkte Zulässigkeit von Direktleitungen (diese dürfen Erzeuger und einzelne Kunden auch innerhalb eines Verteilernetzgebietes, ohne einen Teil des öffentlichen Verteilernetzes zu benötigen, verbinden), als wichtige Durchbrechung dieses Monopols. So gelten nämlich Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen explizit nicht als Direktleitungen (vgl. § 7 Abs 1 Z 8 letzter Halbsatz EIWOG 2010). Fraglich ist nunmehr, ob dezentrale Verteilungsleitungen innerhalb eines Mehrparteiengebäudes nach derzeitiger Rechtslage als konzessionspflichtiges Verteilernetz anzusehen sind (zur ausdrücklichen, auf ein Bundesland beschränkten, Ausnahme von der Konzessionspflicht gem § 44 Abs 1 Stmk EIWOG 2005 für Leitungen von Eigenerzeugern vgl. Kapitel 2.3.2.). Auf Grund des Verteilernetzmonopols der Verteilernetzbetreiber wäre ein derart konkurrierendes Verteilernetz rechtlich höchst problematisch. Zwar wird in der Literatur und in der Praxis in diesem Fall das Modell der dezentralen, vom Regulierungsregime des EIWOG 2010 ausgenommenen „Kundenanlage“ propagiert (vgl. insbesondere Giselbrecht et al, 2011 sowie Amann et al., 2016), das zwar sehr sinnvoll ist, dessen juristische Belastbarkeit aber begrenzt ist. Rechtliche Klarheit und damit Abhilfe kann hier aber nur eine Änderung der gesetzlichen Grundlagen schaffen, was dem Vernehmen nach auch geschehen soll. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auf den bereits erwähnten Gesetzesentwurf einer EIWOG-Novelle („Kleine Ökostromnovelle“, 288/ME 25. GP, vorgelegt am 1.2.2017), der dezentrale PV-Erzeugungsanlagen für Mehrparteienhäuser – nicht jedoch eine gebäudeübergreifende dezentrale Versorgung – ermöglichen soll (näher vgl. Kapitel 2.3.2.3).

6.3.1.6 Förderwesen

Für die Errichtung einer gemeinschaftlichen PV-Anlage können die Wohnungseigentümer staatliche Fördergelder lukrieren (näher dazu vgl. Geringer, 2016). Auf Bundesebene steht ihnen dabei die Inanspruchnahme der Förderaktion „Photovoltaik-Anlagen“ des Klima- und Energiefonds der Bundesregierung nach dem Klima- und Energiefondsgesetz (KLI.EN-FondsG, BGBl I 2007/40

idgF) offen. Nähere Bestimmungen enthält die auf § 14 leg cit gestützte Richtlinie „Leitfaden Photovoltaik-Anlagen“. Gefördert werden ausschließlich neu installierte, im Netzparallelbetrieb geführte, dem Stand der Technik entsprechende PV-Anlagen mit einer Maximalleistung von 5 kW_{peak}, für Gemeinschaftsanlagen beträgt die Gesamtleistung 30 kW_{peak}. Zu achten ist darauf, dass die PV-Anlage von einer befugten Fachkraft fach- und normgerecht montiert und installiert wird und mindestens 10 Jahre im ordnungs- und bestimmungsgemäßen Betrieb bleibt. Antragsberechtigt sind natürliche und juristische Personen. Die Förderung wird in Form eines nicht rückzahlbaren Pauschalbetrages ausbezahlt, wobei die Fördersumme je nach Größe und Art der Ausführung (freistehend oder gebäudeintegriert) variiert (maximal jedoch 35% der förderfähigen Investitionskosten). Für die Förderung einer Gemeinschaftsanlage ist es nicht erforderlich, dass die Anlage technisch getrennt ist, es genügen ein Wechselrichter und ein Zählpunkt. Zu beachten ist ferner, dass für jede Wohneinheit ein Antrag gestellt werden muss und es zur Förderung von max 5 kW_{peak} pro Wohneinheit kommt. Förderungen im Rahmen des KLI.EN-FondsG schließen den Bezug sowohl der Ökostromtarifförderung der Ökostromabwicklungsstelle als auch Förderungen der Bundesländer oder Gemeinden aus. Die Wohnungseigentümer können daher optional eine Landesförderung beantragen. Die Gewährung einer Landesförderung für PV-Anlagen richtet sich in der Steiermark nach der vom Amt der Stmk LReg für das Jahr 2016 herausgegebenen „Richtlinie für die Direktförderung von PV-Anlagen, Lastmanagementsystemen und elektrischen Energiespeichern“. Die PV-Anlage darf nicht als Volleinspeiser ausgeführt sein.

Neben Zuschüssen für die Errichtung der PV-Anlage besteht im Strombereich auch eine gesonderte Einspeiseförderung. Eine solche kann dann in Anspruch genommen werden, wenn die Betreiber der gemeinschaftlichen PV-Anlage eine allfällige Überschussenergie in das öffentliche Stromnetz einspeisen (müssen). Rechtliche Grundlage dafür ist das Ökostromgesetz 2012 (BGBl I 2011/75 idgF) sowie die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 (BGBl II 2015/459; geändert durch BGBl II 2016/397). Betreiber einer Ökostromanlage haben danach gegenüber der Ökostromabwicklungsstelle einen Rechtsanspruch auf Abnahme ihrer Elektrizität zu verordnungsmäßig festgelegten Förderpreisen. Unter das Förderregime fallen allerdings nur PV-Anlagen mit einer Leistung größer als 5 kW_{peak} bis max 200 kW_{peak}. Zudem ist eine Förderung nur möglich, wenn noch ausreichend Fördermittel vorhanden sind. Allerdings übersteigt die Anzahl der Anträge regelmäßig die vorhandenen Mittel.

6.3.1.7 Steuerrecht

Grundlage der steuerlichen Beurteilung von PV-Anlagen ist der vom 24. 2. 2014 stammende gleichnamige Erlass des BMF, der sich auf alle PV-Anlagen erstreckt, die nach dem 28. 2. 2014 erstmalig in Betrieb genommen wurden (näher dazu vgl. Geringer, 2016). Ob die dezentrale Stromversorgung in Wohnhausanlagen lediglich deren allgemeine Teile (z.B. Stiegenhausbeleuchtung) oder auch die einzelnen Wohneinheiten versorgen kann, ist für die steuerliche Beurteilung von nachrangiger Bedeutung. Abgestellt wird in erster Linie auf die erzielten Einnahmen aus dem Verkauf einer allfälligen Überschussleistung. Insoweit stellt die PV-Anlage eine eigene gewerbliche Einkunftsquelle dar, die Betriebseinnahmen unterliegen der Einkommensteuer gem § 23 EStG 1988 bzw. der Körperschaftsteuer gem § 7 KStG 1988. Für PV-Anlagen wird der AfA (Absetzung für die Abnutzung) eine Nutzungsdauer von 20 Jahren zu Grunde gelegt.

Der Betrieb einer PV-Anlage mit Überschusseinspeisung begründet zudem die Unternehmereigenschaft des Betreibers nach § 2 UStG 1994 (dies selbst dann, wenn die für den Eigenbedarf benötigte Strommenge die ins Netz eingespeiste Menge übersteigt). Folglich unterliegt der Verkauf der überschüssigen Energie an ein Energieversorgungsunternehmen oder an die Ökostromabwicklungsstelle der Umsatzsteuer. Zu prüfen ist im Einzelfall die Anwendbarkeit der Steuerbefreiung für Kleinunternehmer gem § 6 Abs 1 Z 27 UStG 1994 (die Umsätze im Veranlagungszeitraum übersteigen nicht 30.000 Euro). Die Befreiung von der Umsatzsteuer bewirkt jedoch auch den Verlust der Berechtigung zum Vorsteuerabzug gem § 12 Abs 1 Z 1 lit a UStG 1994. Aus wirtschaftlichen Gründen (hohe Anschaffungskosten) kann es daher durchaus sinnvoll sein, auf die Steuerbefreiung zu verzichten und von der Option der Regelbesteuerung Gebrauch zu machen.

Der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom ist bis zu einer Grenze von 5.000 kWh/Jahr steuerfrei. Ab Überschreiten dieser Freigrenze unterliegt der gesamte selbst erzeugte und verbrauchte Strom der Elektrizitätsabgabe gem § 2 Abs 1 Elektrizitätsabgabegesetz (BGBl 1996/201 idgF). Die Abgabe (0,015 Euro/kWh) ist monatsweise selbst zu berechnen bzw. zu entrichten.

6.3.2 Solarthermieanlage

6.3.2.1 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts

Für Solarthermieanlagen kann im Hinblick auf die „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts auf die Ausführungen zu PV-Anlagen (vgl. Kapitel 6.3.1.1) verwiesen werden. Die entsprechenden Bestimmungen des Raumordnungs-, Bau-, Ortsbild- und Denkmalschutzrechts kommen auch hier zur Anwendung. Da Solarthermieanlagen keiner Bewilligungs- bzw. Anzeigepflicht nach den Landes-EIWOOG unterliegen, bleibt für eine Ausnahme vom Anwendungsbereich der Baugesetze (so wie in einzelnen Bundesländern für PV-Anlagen, die einer Elektrizitätsrechtlichen Bewilligung bedürfen) allerdings kein Raum.

6.3.2.2 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Privatrechts

Für Solarthermieanlagen gelten im Wesentlichen die gleichen „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen des Privatrechts wie für PV-Anlagen (vgl. oben Kapitel 6.3.1.2). Hinzuweisen ist insb. auf die entsprechenden Beschlusserfordernisse für die Errichtung der gemeinschaftlichen Anlage. Hinsichtlich der Überwälzung der Errichtungskosten auf Mieter bestehen dieselben, sehr engen Grenzen wie bei PV-Anlagen (vgl. oben Kapitel 6.3.1.2). Auch diese sind der Investitionsbereitschaft der Vermieter sicher nicht förderlich.

6.3.2.3 Regulatorische Rahmenbedingungen des Berufsrechts

Der Betrieb einer gemeinschaftlichen Solarthermieanlage durch die einzelnen Wohnungseigentümer zur bloßen Deckung des Eigenbedarfs bedarf keiner gewerberechtlichen Berufsbewilligung (vgl. auch bereits oben Kapitel 2.3.3.1). Eine Gewerbebewilligungspflicht besteht vielmehr nur dann, wenn die Erzeugung und Verteilung der Nahwärme gewerbsmäßig iSd § 1 Abs 2 GewO erfolgt, also selbständig, regelmäßig und in Ertragsabsicht betrieben wird. Dies ist bei Einspeisung der erzeugten Wärme in ein bestehendes Fernwärmenetz oder bei entgeltlicher Lieferung an Dritte (Weiterverkauf) gegeben. Als freies Gewerbe darf die „Erzeugung und Lieferung von

Wärme“ ab dem Zeitpunkt ihrer bloßen Anmeldung ausgeübt werden (vgl. §§ 359 f GewO), ein besonderer Befähigungsnachweis ist nicht erforderlich.

6.3.2.4 Regulatorische Rahmenbedingungen der Errichtung

Der regulatorische Rechtsrahmen für die Errichtung einer gemeinschaftlichen Solarthermieanlage (vgl. auch oben Kapitel 2.3.3.2.) ist weit weniger streng als jener für PV-Anlagen. Solarthermieanlagen zur Eigenbedarfsdeckung der einzelnen Wohnungseigentümer bedürfen neben einer allfälligen Bewilligung nach dem Bau-, Ortsbild- und Denkmalschutzrecht nämlich keiner weiteren Bewilligung, d.h. weder einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung noch einer gewerblichen Betriebsanlagengenehmigung. Letztere ist allenfalls dann erforderlich, wenn die Erzeugung und Verteilung der Wärme gewerbsmäßig iSd GewO erfolgt (dazu siehe oben Kapitel 6.3.2.3). Die Solarthermieanlage und ein entsprechendes Leitungsnetz stellen dann eine gewerbliche Betriebsanlage iSd § 74 Abs 1 GewO dar. Genehmigungspflichtig wäre eine solche Anlage aber nur, wenn sie geeignet ist, die in § 74 Abs 2 GewO normierten Schutzinteressen zu beeinträchtigen, d.h. eine Lebens-, Gesundheits- oder Eigentumsgefährdung bzw. eine Immissionsbelastung nicht auszuschließen ist. Dies wird wohl nur bei größeren Solarthermieanlagen der Fall sein.

6.3.2.5 Regulatorische Rahmenbedingungen der Wärmeverteilung

Die Verteilung der Wärmeenergie an die einzelnen Wohneinheiten im Rahmen der Eigenversorgung ist rechtlich weitgehend unproblematisch (Geringer, 2016). Wie in Kapitel 2.3.3.3 bereits ausgeführt, bedürfen Verteilernetze (Nahwärmenetze) grundsätzlich keiner gewerblichen Betriebsanlagengenehmigung, auch Baubewilligungen sind in den meisten Bundesländern nicht erforderlich. Zudem bestehen für die Wärmeversorgung keine Versorgungsmonopole, d.h. Fernwärmenetzbetreiber besitzen kein Recht auf Netzanschluss, konkurrierende Nahwärmenetze sind daher rechtlich möglich. Problematisch könnte die Eigenversorgung dort sein, wo Haushalte an ein bestehendes Fernwärmeversorgungsnetz angeschlossen werden müssen, d.h. in den Fernwärmeanschlussgebieten von OÖ und der Stmk. In OÖ ergeben sich daraus allerdings kaum rechtliche Hindernisse, da bestehende Wohngebäude vom Anschlusszwang des § 9 OÖ Luftreinhalte- und Energietechnikgesetzes überhaupt nicht erfasst sind. Diffiziler ist die Rechtslage in der Stmk, wo der in § 6 Stmk BauG normierte Fernwärmeanschlussauftrag den Anschluss aller Gebäude mit beheizten Räumen verlangt. Durch eine grundrechtskonforme weite Auslegung der Ausnahmebestimmungen sind aber auch in der Stmk sinnvolle Solarthermieanlagen innerhalb eines Fernwärmeanschlussgebietes möglich.

Beim Geschäftsmodell der Eigenabwicklung kann sich auch die Frage nach einer allfälligen Verteilung überschüssiger und nicht speicherbarer Wärme stellen. Diese soll, wie eingangs dargelegt (vgl. oben Kapitel 6.3), in ein Fernwärmenetz eingespeist werden. Zu beachten ist dabei jedoch, dass Fernwärmenetze – anders als Stromverteilernetze – nicht liberalisiert sind und die Wohnungseigentümer als Betreiber der Solarthermieanlage daher grundsätzlich keine Einspeisung der von der Anlage erzeugten Überschusswärme in ein bestehendes Fernwärmenetz verlangen können (in Deutschland gibt es Überlegungen, ein Anschlussrecht der Wärmeerzeuger, d.h. ein Recht auf Netzzugang, im Wege des Kartellrechts abzuleiten). Der Zugang zum örtlichen Fern-

wärmenetz müsste hier also auf Grund privatrechtlicher Verträge gewährt werden (vgl. auch Geringer, 2016).

6.3.2.6 Förderwesen

Die Errichtung einer gemeinschaftlichen Solarthermieanlage kann ebenfalls im Rahmen des Klima- und Energiefonds des Bundes (vgl. zur PV-Anlage Kapitel 6.3.1.6) gefördert werden (näher dazu vgl. Geringer, 2016). Grundlage dafür ist das KLI.EN-FondsG sowie die darauf gestützte Richtlinie „Leitfaden Solar-Anlagen“. Gefördert werden neu errichtete Solaranlagen zur Beheizung von Gebäuden und/oder zur Warmwasseraufbereitung in Gebäuden, deren Baubewilligung vor dem Jahr 2002 erteilt wurde. Bei Solarthermieanlagen zur Beheizung muss die Bruttokollektorfläche mindestens 15 m² umfassen, bei jenen zum Zwecke der Warmwasseraufbereitung ist eine Fläche von mindestens 4 m² vorgeschrieben. Die eingesetzten Solarkollektoren müssen nach dem „Österreichischen Umweltzeichen für Sonnenkollektoren und Solaranlagen“ oder nach der „Solar Keymark-Richtlinie“ zertifiziert sein, keine galvanische Beschichtung und eine 10-jährige Garantie aufweisen. Außerdem muss die zu Wohnzwecken dienende Gebäudefläche mehr als 50% des Gesamtgebäudes betragen. Antragsberechtigt sind ausschließlich natürliche Personen. Die Förderung wird in Form eines nicht rückzahlbaren Pauschalbetrages ausbezahlt, die Fördersumme ist abhängig vom Verwendungszweck der Anlage (Warmwasseraufbereitung oder Beheizung). Im Gegensatz zur Förderung von PV-Anlagen ist der Bezug von zusätzlichen Fördermitteln der Länder und Gemeinden zulässig. Ausgeschlossen ist aber auch hier die Inanspruchnahme weiterer Bundesförderungen. Die Gewährung einer Landesförderung für Solarthermieanlagen richtet sich in der Steiermark nach der vom Amt der Stmk LReg für das Jahr 2016 herausgegebenen „Richtlinie für die Direktförderung von Solarthermischen Anlagen“. Anders als im PV-Bereich (vgl. oben Kapitel 6.3.1.6) besteht im Wärmebereich keine gesonderte Einspeiseförderung und insofern keine Abnahme der eingespeisten Wärme zu geförderten Tarifen.

6.3.2.7 Steuerrecht

Bei Einspeisung überschüssiger Wärme in ein Fernwärmenetz kann auf die Ausführungen zur PV-Anlage (vgl. oben Kapitel 6.3.1.7) verwiesen werden, d.h. die Betriebseinnahmen unterliegen der Einkommenssteuer bzw. der Körperschaftssteuer und der Verkauf der überschüssigen Wärme an ein Fernwärmeunternehmen ist umsatzsteuerpflichtig. Wird die von der Solarthermieanlage produzierte Wärme ausschließlich für den Eigenverbrauch verwendet, ist die Anlage der Privatsphäre zuzurechnen. Die Solarthermieanlage ist insofern als Sonderausgabe iSd § 18 Abs 3 lit c EStG verwertbar. Im Gegensatz zum Verbrauch von selbst erzeugtem Strom ist der Verbrauch von selbst erzeugter Wärme jedenfalls steuerfrei. Ein Gegenstück zum Elektrizitätsabgabegesetz gibt es im Wärmebereich nicht.

6.4 Fremdbwicklung (Contracting) aus rechtlicher Sicht

Das idealtypische Geschäftsmodell der Fremdbwicklung (Contracting) verfolgt grundsätzlich dieselbe Zielsetzung wie das Geschäftsmodell der Eigenabwicklung, nämlich, dass eine gemeinschaftliche Solarenergieanlage (PV oder Solarthermie) der Versorgung der Wohnungseigentümer mit Strom bzw. Wärme dienen soll (vgl. dazu Geringer, 2016). Im Unterschied zur Eigenabwick-

lung tritt hier jedoch ein neuer Akteur hinzu. Aufgabe des Dritten ist es, für Planung und Errichtung, Betrieb und Wartung der Solarenergieanlage über eine gewisse Vertragslaufzeit Sorge zu tragen und gegebenenfalls die Finanzierung der Anlage zu übernehmen. Die vom Dritten erzeugte Energie wird an die einzelnen Wohnungseigentümer zu fix vereinbarten Preisen weiterverkauft, ein allfälliger Überschuss soll in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die Eigentümergemeinschaft fungiert im Modell der Fremdbewicklung lediglich als Auftraggeber, als Verbraucher der erzeugten Energie und je nach vertraglicher Ausgestaltung als Finanzier. Das Vertragsverhältnis mit dem Dritten wird als sog Energie-Contracting-Vertrag ausgestaltet, der Dritte als Contractor bezeichnet. Angesichts der im österreichischen Privatrecht vorherrschenden Privatautonomie sind für die Ausgestaltung derartiger Verträge eine Vielzahl an Konstellationen denkbar. Vor dem Hintergrund, dass die Wohnungseigentümergeinschaft keinerlei Aufgaben im Rahmen des Betriebs der Anlage übernehmen möchte, wird im Folgenden die „Komplettlösung“ eines Anlagen-Contracting untersucht. Der Contractor ist dabei für die Errichtung, die Betriebsführung, die Instandhaltung, die Energieverteilung (Lieferung an die einzelnen Wohnungseigentümer) und etwaige Überschusseinspeisung sowie die Finanzierung der Solarenergieanlage verantwortlich. Die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen sollen auch hier getrennt für PV und Solarthermie dargestellt werden. Bei Ähnlichkeiten mit dem Modell der Eigenabwicklung wird lediglich auf dieses verwiesen.

6.4.1 PV-Anlage

6.4.1.1 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts

PV-Anlagen, die von einem Contractor errichtet und betrieben werden sollen, unterliegen denselben „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts wie PV-Anlagen nach dem Geschäftsmodell der Eigenabwicklung. Der Contractor hat demnach allfällige Bewilligungen nach den Baugesetzen, den speziellen Ortsbild- bzw. Altstadterhaltungsgesetzen sowie dem Denkmalschutzgesetz einzuholen. Raumordnungsrechtliche Beschränkungen stellen sich im urbanen Bereich nicht. Nähere Ausführungen vgl. Kapitel 6.3.1.1 (siehe ferner Kapitel 2.3.1.1.).

6.4.1.2 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Privatrechts sowie Vertragsdauer

Für die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage durch einen Contractor sind mehrere zivilrechtliche Fragestellungen von Bedeutung (vgl. auch bereits Kapitel 2.3.1.2.). Hinzuweisen ist zunächst auf die entsprechenden Beschlusserfordernisse der Eigentümergemeinschaft (schlichte Miteigentümer oder Wohnungseigentümer) zur Verwirklichung der PV-Anlage. Die entsprechenden Vorgaben des ABGB bzw. des WEG gelten dabei nicht nur für von der Eigentümergemeinschaft selbst betriebene Gemeinschaftsanlagen, sondern auch für von Dritten betriebene PV-Anlagen. Diesbezüglich kann auf die Ausführungen in Kapitel 6.3.1.2 verwiesen werden. Bei vermieteten Wohneinheiten sind auch beim Geschäftsmodell der Fremdbewicklung die für Gemeinschaftsanlagen aufgeworfenen mietrechtlichen Aspekte zu berücksichtigen (näher dazu vgl. die Kapitel 2.3.1.2. bzw. 6.3.1.2.). So ist von den Mietern auch die Errichtung einer PV-Anlage durch einen Dritten grundsätzlich zu dulden, bedarf also nicht deren Zustimmung. Strittig ist, ob eine vertragliche Bindung an einen Energieversorger im Mietvertrag für die Dauer desselben zivilrechtlich wirksam vereinbart werden kann.

Bei „fremdbetriebenen“ PV-Anlagen stellen die für Energielieferverträge relevanten vertragsrechtlichen Rahmenbedingungen einen äußerst „kritischen“ Punkt für deren Verwirklichung dar (vgl. bereits Kapitel 2.3.1.2.). So sieht § 76 EIWOG 2010 für Stromlieferungsverträge ein eigenes Sonderkündigungsrecht vor. Gem dessen Abs 1 können Verbraucher und Kleinunternehmer Verträge mit ihren Lieferanten unter Einhaltung einer Frist von zwei Wochen kündigen, ohne einen gesonderten Kündigungsstermin einhalten zu müssen. Sind Bindungsfristen vertraglich vereinbart, so ist die ordentliche Kündigung spätestens zum Ende des ersten Vertragsjahres möglich. Durch diese Möglichkeit eines relativ unproblematischen Versorgerwechsels sind dem Contractor langfristige Kundenbindungen rechtlich verwehrt. Dies wird in der Praxis als durchaus „abschreckend“ für die Verwirklichung von Contracting-PV-Projekten angesehen. Festzuhalten gilt in diesem Zusammenhang jedoch, dass in der Literatur Unklarheit über die Anwendbarkeit des § 76 EIWOG 2010 besteht. So wird zum Teil die – von uns jedoch nicht geteilte – Ansicht vertreten, dass das Sonderkündigungsrecht der genannten Bestimmung auf solche Konstellationen gar nicht anwendbar ist, da dezentrale Erzeugungsanlagen ohne Nutzung des öffentlichen Netzes gar nicht unter das EIWOG 2010 fallen (näher dazu vgl. Kapitel 6.4.1.4). Anwendbar wäre in diesem Fall § 15 KSchG (Verträge über wiederkehrende Leistungen, ua Energielieferverträge). Abs 1 der genannten Bestimmung sieht für Verbraucher zwar auch eine vorzeitige Kündigungsmöglichkeit vor (und zwar zum Ablauf des ersten Jahres unter Einhaltung einer zweimonatigen Kündigungsfrist), Abs 3 leg cit ermöglicht jedoch dem Unternehmer (Erzeuger) die Vereinbarung abweichender Kündigungsfristen und -termine bei „erheblichen Aufwendungen“. Soweit das EIWOG 2010 Anwendung findet (so wie von uns vertreten), ist das Verhältnis zwischen § 76 Abs 1 EIWOG 2010 und § 15 KSchG unklar. Fraglich ist vor allem, ob § 76 EIWOG 2010 § 15 KSchG vollständig verdrängt oder nur dessen Abs 1 und für Abs 3 somit ein Anwendungsbereich verbleibt. Es wäre sehr wünschenswert, durch gesetzliche Maßnahmen Klarheit in dieser Angelegenheit zu schaffen. Der Entwurf zu den „gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen“ (vgl. oben die Kapitel 2.3.2.3. bzw. 6.3.1.5.) böte dazu die Möglichkeit.

Tritt eine andere Rechtsperson als der Gebäudeeigentümer als Anlagenbetreiber auf, stellen sich auch Fragen nach der vertraglichen Grundlage der Flächennutzung sowie der sachenrechtlichen Zuordnung der installierten PV-Anlage (näher dazu vgl. insb. Buchner, 2016). Auch diese Fragen sind in der rechtlichen Ausgestaltung weitgehend vom Grundsatz der freien Vertragsgestaltung geprägt. Wesentlich ist, dass dem Contractor sämtliche Rechte eingeräumt und dauerhaft gesichert werden, um die Anlage bauen und betreiben zu können. Dazu bedarf es schuldrechtlicher Vereinbarungen zwischen ihm und dem Liegenschaftseigentümer sowie gegebenenfalls deren dinglicher Sicherung im Grundbuch. Das Recht der Nutzung des Daches bzw. der Fassade kann durch einen schuldrechtlichen Bestandvertrag begründet werden. Dieser kann als Miete oder Pacht ausgestaltet sein (anwendbar sind lediglich die §§ 1090 ff ABGB, nicht jedoch das MRG, da dieses ausschließlich die Raummiete erfasst). Im Bestandvertrag sind neben der Vertragsdauer und des Entgelts für die Überlassung der Dachflächen insb. die Pflichten des Liegenschaftseigentümers (z.B. Duldung des Zutritts zur Liegenschaft, Erlaubnis zur Verlegung notwendiger Leitungen etc.) und des Contractors (z.B. Haftungsfragen bei Schädigung des Eigentümers oder Dritter durch die Anlage, Versicherung der Anlage etc.) festzulegen. Der Nutzungsvertrag kann aber auch Regelungen bezüglich der Eigentumsverhältnisse an der Anlage und deren Verwendung nach Vertragsende (z.B. entgeltliche/unentgeltliche Übernahme durch den Eigentümer,

Abbau durch den Contractor etc.) enthalten. Das vereinbarte Bestandrecht kann grundbücherlich gesichert werden und bleibt damit auch im Falle eines Eigentümerwechsels gewahrt. Zu beachten ist, dass eine Vereinbarung über die Eigentumsverhältnisse voraussetzt, dass die Anlage durch Anbringung an der Liegenschaft ihre rechtliche Selbständigkeit nicht verliert, sie also als sonderrechtsfähig anzusehen ist. Dies ist dann der Fall, wenn die PV-Anlage nach dem Einbau tatsächlich und wirtschaftlich sinnvoll wieder vom Gebäude getrennt werden kann. Gebäudeintegrierte Anlagen werden hingegen regelmäßig sonderrechtsunfähige unselbständige Bestandteile des Gebäudes bzw. der Liegenschaft. Mit der Installation geht das Eigentum nach sachenrechtlichen Grundsätzen daher zwingend in das Eigentum des Liegenschaftseigentümers über. Dies kann auch vertraglich nicht verhindert werden.

6.4.1.3 Regulatorische Rahmenbedingungen der Errichtung

Die Errichtung und der Betrieb einer PV-Anlage unterliegt – unabhängig davon, wer die Anlage betreibt – dem elektrizitätsrechtlichen Genehmigungsregime. Auch der Contractor benötigt dafür daher für seine Anlage eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung. Da sich gegenüber dem Modell der Eigenabwicklung keine Besonderheiten ergeben, kann auf die entsprechenden Ausführungen in Kapitel 6.3.1.3. verwiesen werden (vgl. auch Kapitel 2.3.3.1.). Hinzuweisen ist an dieser Stelle lediglich auf die länderweise höchst unterschiedliche Rechtslage.

6.4.1.4 Regulatorische Rahmenbedingungen durch die Einstufung als Elektrizitätsunternehmen

Die Elektrizitätserzeugung durch einen Contractor erfolgt regelmäßig in Gewinnabsicht (Verkauf des Stroms an die einzelnen Wohnungseigentümer bzw. Überschusseinspeisung in das öffentliche Netz), somit gewerbsmäßig. Der Contractor wird damit zum Elektrizitätsunternehmen iSd EIWOG 2010 und unterliegt damit den sehr aufwändigen elektrizitätsrechtlichen Vorgaben (vgl. etwa §§ 8 ff EIWOG 2010 betreffend Rechnungslegung und behördlicher Aufsicht). Dies gilt unserer Ansicht nach auch für die durch den Contractor ausschließlich für den Eigenverbrauch der angeschlossenen Kunden in Gewinnabsicht betriebene dezentrale – nicht mit dem öffentlichen Netz verbundene – Erzeugung von Strom (zur Begründung vgl. Buchner et al., 2016). In der Praxis und in der Literatur wird bei in Gewinnabsicht betriebenen dezentralen „Kundenanlagen“ teilweise für eine Ausnahme vom Regime des EIWOG und für eine Anwendung der GewO plädiert. Die bestehende Rechtsunsicherheit sollte vom Gesetzgeber jedenfalls ausgeräumt werden. Auf die in der geplanten EIWOG-Novelle (Entwurf vom 1. 2. 2017, 288/ME 25. GP) vorgesehenen Ausnahmen für Kleinsterzeugungsanlagen sei an dieser Stelle hingewiesen (näher dazu vgl. Kapitel 6.3.1.3.). Dieses Thema relativiert sich freilich dann, wenn als Contractor ein bestehendes Elektrizitätsunternehmen fungiert, was in der Praxis bereits häufig der Fall ist. Der Contractor ist dann ohnehin als Elektrizitätsunternehmen tätig und eröffnet mit dem Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen in Gewinnabsicht lediglich ein neues Tätigkeitsfeld. Vgl. ferner die Kapitel 2.3.2.2. und 6.3.1.4.

6.4.1.5 Regulatorische Rahmenbedingungen der Stromverteilung

Die Verteilung des PV-Stroms stellt nach derzeitiger noch geltender Rechtslage die größte Hürde auch für die Verwirklichung des Geschäftsmodells der Fremdbabwicklung dar (vgl. auch bereits

Kapitel 2.3.2.3.). Es kann daher auf die entsprechenden Ausführungen zur Eigenabwicklung, insb. auf die im EIWOG 2010 vorgesehenen Verteilernetzmonopole sowie auf die eingeschränkte Zulässigkeit von Direktleitungen verwiesen werden (näher dazu vgl. Kapitel 6.3.1.5.). Anzuführen ist auch an dieser Stelle seit 01.02.2017 als Ministerialentwurf (288/ME 25. GP) in Begutachtung befindlich Gesetzesentwurf einer EIWOG-Novelle, dessen Beschlussfassung dezentrale PV-Erzeugungsanlagen für Mehrparteienhäuser aus regulatorischer Sicht ermöglichen würde. Eine gebäudeübergreifende dezentrale Versorgung (z.B. die Lieferung von Strom an benachbarte Häuser oder Gewerbebetriebe) soll damit jedoch nicht ermöglicht werden (vgl. Kapitel 2.3.2.3.).

6.4.1.6 Förderwesen

Für die Errichtung einer fremdbetriebenen PV-Anlage kann der Contractor staatliche Fördergelder lukrieren. Es kann auf die Ausführungen zur Eigenabwicklung verwiesen werden (vgl. Kapitel 6.3.1.6.). Hinzuweisen ist insb. auf die Förderaktion „Photovoltaik-Anlagen“ des Klima- und Energiefonds der BReg nach dem KLI.EN-FondsG bzw. die darauf gestützte Richtlinie „Leitfaden Photovoltaik-Anlagen“. Antragsberechtigt sind neben natürlichen auch juristische Personen. Optional kann der Contractor eine Landesförderung beantragen. Zu erwähnen ist auch die Einspeiseförderung nach dem Ökostromgesetz.

Von den staatlichen Fördermöglichkeiten sind diverse Finanzierungsmöglichkeiten zu unterscheiden, die sich im Rahmen eines Contracting-Vertrags insb. zwischen den Stromkunden und dem Contractor bieten. Zu nennen sind diverse Bürgerbeteiligungsmodelle, wie z.B. das Darlehensmodell, das „Sale-and-lease-back“-Modell, Crowdfunding oder die Unternehmensbeteiligung (ausführlicher dazu Geringer, 2016). Daneben gibt es eine Vielzahl sonstiger Finanzierungsmodelle (vgl. Bleyl-Androschin & Schinnerl, 2012).

6.4.1.7 Steuerrecht

Beim Geschäftsmodell der Fremdbewicklung ist jegliche Steuerlast vom Contractor als Unternehmer zu tragen (auf die entsprechenden Ausführungen im Modell „Eigenabwicklung“ kann verwiesen werden; vgl. Kapitel 6.3.1.7.). Steuerpflicht besteht hier natürlich nicht nur für die Einnahmen aus dem Verkauf einer allfälligen Überschussleistung an ein Energieversorgungsunternehmen oder an die Ökostromabwicklungsstelle, sondern auch für die Einnahmen aus der Lieferung des Stroms an die einzelnen Wohnungseigentümer.

6.4.2 Solarthermieanlage

6.4.2.1 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts

Für Solarthermieanlagen nach dem Geschäftsmodell der Fremdbewicklung kann grundsätzlich auf die Ausführungen zur Eigenabwicklung verwiesen werden (vgl. Kapitel 6.3.2.1.). Die für Solarthermieanlagen geltenden „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen des Öffentlichen Rechts (raumordnungs-, bau-, ortsbild- und denkmalschutzrechtliche Vorgaben) ähneln daher auch in diesem Geschäftsmodell jenen für PV-Anlagen (vgl. oben Kapitel 6.4.1.1. mit Verweis auf Kapitel 6.3.1.1.).

6.4.2.2 „Raumrechtliche“ Rahmenbedingungen des Privatrechts sowie Vertragsdauer

Für Solarthermieanlagen, die von einem Contractor errichtet und betrieben werden, gelten im Wesentlichen die gleichen „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen des Privatrechts wie für PV-Anlagen (vgl. oben Kapitel 6.4.1.2.). Dies gilt insb. für die entsprechenden Beschlusserfordernisse der Eigentümergeinschaft, die mietrechtlichen Aspekte und die Fragen der Errichtung auf fremden Gebäuden. Unterschiede gibt es hinsichtlich der vertragsrechtlichen Rahmenbedingungen bei Energielieferverträgen. Durch die Nichtanwendbarkeit des § 76 EIWOG 2010 auf Wärmelieferverträge sind hier längerfristige Kundenbindungen durchaus möglich. Die entsprechenden Verbraucherverträge sind ausschließlich nach § 15 KSchG zu beurteilen, wobei die Vereinbarung einer längeren Bindung im Einzelfall am Maßstab des Abs 3 leg cit zu beurteilen ist (vgl. auch oben Kapitel 6.4.1.2.).

6.4.2.3 Regulatorische Rahmenbedingungen des Berufsrechts

Die Erzeugung und Verteilung der Nahwärme durch einen Contractor erfolgt gewerbsmäßig iSd § 1 Abs 2 GewO, d.h. selbständig, regelmäßig und in Ertragsabsicht (Verkauf der Wärme an die Wohnungseigentümer bzw. Einspeisung in ein bestehendes Fernwärmenetz gegen Entgelt). Die „Erzeugung und Verteilung von Wärme“ ist ein freies Gewerbe iSd GewO, angeführt auch in der bundeseinheitlichen Liste freier Gewerbe des BMWFW. Die Gewerbeberechtigung für freie Gewerbe ist im Wege des Anmeldeverfahrens (§§ 339 f GewO) relativ unproblematisch erhältlich, ein besonderer Befähigungsnachweis ist nicht erforderlich. Vgl. auch die Kapitel 2.3.3.1. bzw. 6.3.2.3.

6.4.2.4 Regulatorische Rahmenbedingungen der Errichtung

Die Solarthermieanlage und ein entsprechendes Leitungsnetz eines Contractors stellen eine gewerbliche Betriebsanlage iSd § 74 Abs 1 GewO dar. Es handelt sich um eine örtlich gebundene Einrichtung, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist (zur gewerbsmäßigen Erzeugung und Verteilung der Wärme durch einen Contractor vgl. oben Kapitel 6.4.2.3.). Einer gewerblichen Betriebsanlagengenehmigung bedarf deren Errichtung und Betrieb dann, wenn die Anlage ein iSd § 74 Abs 2 GewO relevantes Gefährdungspotential hat. Die Möglichkeit einer Lebens-, Gesundheits- oder Eigentumsgefährdung bzw. einer Immissionsbelästigung wird letztlich von der Größe der Anlage bzw. der Wasserbetriebstemperatur abhängen. Bei kleineren und mittleren Solarthermieanlagen ist wohl von keiner Betriebsanlagengenehmigungspflicht auszugehen (vgl. auch die Kapitel 2.3.3.2. bzw. 6.3.2.4).

6.4.2.5 Regulatorische Rahmenbedingungen der Wärmeverteilung

Bei der Verteilung der Wärmeenergie durch den Contractor bestehen dieselben regulatorischen Rahmenbedingungen wie beim Modell der Eigenabwicklung. Es kann daher im Wesentlichen auf Kapitel 6.3.2.5. verwiesen werden (vgl. zudem Kapitel 2.3.3.3.). Anzumerken ist, dass es für die Wärmeverteilung keine Versorgungsmonopole gibt, konkurrierende Wärmenetze daher rechtlich möglich sind. Problematisch könnte (auch) die Fremdadwicklung dort sein, wo eine Solarthermieanlage in einem oö oder stmk Fernwärmeanschlussgebiet errichtet und betrieben werden soll. Bei der Einspeisung überschüssiger Wärme in ein Fernwärmenetz ist zu beachten, dass es kein entsprechendes Anschlussrecht des Contractors als Wärmeerzeugers gibt. Der Contractor muss-

te hier mit dem Fernwärmeversorger einen entsprechenden privatrechtlichen Vertrag über den Zugang zum örtlichen Fernwärmenetz abschließen.

6.4.2.6 Förderwesen

Für die Errichtung einer fremdbetriebenen Solarthermieanlage kann der Contractor staatliche Fördergelder lukrieren. Es kann auf die Ausführungen zur Eigenabwicklung verwiesen werden (vgl. Kapitel 6.3.2.6.). Hinzuweisen ist insb. auf das KLI.EN-FondsG sowie die darauf gestützte Richtlinie „Leitfaden Solar-Anlagen“ (antragsberechtigt sind ausschließlich natürliche Personen) sowie auf diverse Landesförderungen.

Die bei PV-Anlagen kurz dargelegten Finanzierungsmöglichkeiten im Rahmen eines Contracting-Vertrags sind auch auf fremdbetriebene Solarthermieanlagen anwendbar (vgl. oben Kapitel 6.4.1.6.).

6.4.2.7 Steuerrecht

Beim Geschäftsmodell der Fremdbwicklung ist jegliche Steuerlast vom Contractor als Unternehmer zu tragen (auf die entsprechenden Ausführungen im Modell „Eigenabwicklung“ kann verwiesen werden; vgl. Kapitel 6.3.2.7.). Steuerpflicht besteht hier natürlich nicht nur für die Einnahmen aus dem Verkauf überschüssiger Wärme an ein Fernwärmeunternehmen, sondern auch für die Einnahmen aus der Wärmelieferung an die einzelnen Wohnungseigentümer.

6.5 Geschäftsmodelle für die drei Fallstudiengebiete

Basierend auf den Ergebnissen der Umfrage unter österreichischen Hausverwaltungen zur Präferenz für eine Geschäftsmodellvariante (i.S.v. Eigen- oder Fremdbwicklung) sowie der entsprechenden rechtlichen Analyse wurde ein Vorschlag für die jeweiligen Stadtquartierstypen ausgearbeitet. Bevor diese Vorschläge vorgestellt werden, wird knapp auf relevante Kriterien eingegangen, um die Vorschläge nachvollziehbar zu machen.

Aus den Ergebnissen der Fragebogenuntersuchung unter österreichischen Hausverwaltungen lässt sich ableiten, dass für die ausgewählten Stadtquartierstypen das Geschäftsmodell der Fremdbwicklung im Allgemeinen bevorzugt wird. Unabhängig von der Technologie (Solarthermie bzw. PV) wird ebenfalls eher die Fremdbwicklung eines Solarenergieprojektes angedacht. Dies wird dadurch bestärkt, dass es sich bei den Gebäuden der Fallbeispiele um Bestandsgebäude handelt. (Das Ergebnis des Kriteriums der Sanierung zeigt vor allem, ob man sich generell für oder gegen eine Umsetzung entscheidet, was hier jedoch nicht berücksichtigt wird, da von einer Solarenergieprojektumsetzung ausgegangen wird.)

Aus rechtlicher Sicht ist insb. zu beachten, dass die Eigenabwicklung einer Anlage nur dort reale Chancen auf Verwirklichung hat, wo man es mit einer geringen Anzahl an Eigentümern oder Alleineigentum zu tun hat. Ansonsten wird die Mehrheitsfindung regelmäßig Probleme bereiten. Im Falle der Fremdbwicklung haben die Eigentümer hingegen nur einige Grundsatzentscheidungen zu treffen, die laufenden Entscheidungen trifft der betreibende Dritte. Die Mehrheitsfindung ist aber darüber hinaus eine generelle rechtliche Herausforderung. Grundsätzlich gilt das Prinzip der Einstimmigkeit, nur im Wohnungseigentumsrecht des WEG wird grundsätzlich ein Mehrheitsbe-

schluss genügen. Allerdings ist hier eine gerichtliche Überprüfung möglich, die etwa dann heikel ist, wenn einzelne MiteigentümerInnen aus der Anlage keinen Vorteil ziehen. Verbesserungen sind hier nur durch eine Änderung der Rechtslage möglich.

Schließlich ist zu beachten, dass Investitionskosten für Solarenergieanlagen nicht auf die Mieter, und zwar weder im Wege der Betriebskosten noch im Wege eines erhöhten Energiepreises, überwältigt werden dürfen. Dies wird den Anreiz zur Investition in solche Anlagen bei (größtenteils) vermieteten Objekten reduzieren.

Durch das Geschäftsmodell nicht beeinflussbar sind die „raumrechtlichen“ Rahmenbedingungen in Hinblick auf ortsbildschutzrechtliche Beschränkungen der Errichtung von Solaranlagen. Diese erschweren insb. in historischen Stadtquartieren die Nutzung von Solarenergie.

6.5.1 Fallstudiengebiet 1 (Gründerzeitblock)

In Fallstudiengebiet 1 (vgl. Kapitel 3.2.1) wurden als idealtypische Merkmale mehrheitlich durch WohnungseigentümerInnen bewohnte Gebäude angenommen, mit bis zu 20 Wohneinheiten pro Gebäude. Da der Abstimmungsprozess unter einer kleinen Anzahl an Stakeholdern (geringe Anzahl an Wohneinheiten bzw. BewohnerInnen pro Objekt, Besitzer meist Privatperson) leichter ist, wird für Gebäude in diesem Quartier das Geschäftsmodell der Eigenabwicklung empfohlen (wobei der Grad der Eigenabwicklung variieren kann). Das heißt der Gebäudeeigentümer (Privatperson, Wohnbauträger/Hausverwaltung, etc.) ist für die Umsetzung des Solarenergieprojektes (inkl. Finanzierung, Errichtung und Wartung der Anlage) verantwortlich mit dem Vorteil, dass er im Besitz der Anlage ist und ihm die Erträge aus der produzierten Energie zustehen. Besonders zu achten ist in diesem Quartierstyp auf ortsbildschutzrechtliche Beschränkungen.

6.5.2 Fallstudiengebiet 2 (Zeilenbebauung)

In Fallstudiengebiet 2 (vgl. Kapitel 3.2.2) wurden als idealtypische Merkmale gemischt bewohnte Gebäude (Mieter und Wohnungseigentümer) angenommen, mit mehr als 70 Wohneinheiten pro Gebäude. Eine hohe Anzahl an Wohneinheiten mit unterschiedlichen Interessen der MieterInnen und EigentümerInnen macht einen Abstimmungsprozess komplexer. Aus diesem Grund wird für dieses Quartier das Geschäftsmodell der Fremdadwicklung vorgeschlagen. Dies bedeutet, dass ein Drittunternehmen (Solar-Contracting-Firma, Energieversorgungsunternehmen, etc.) für die Planung, Finanzierung, Installation, Betrieb, Wartung, etc. des Solarenergieprojektes verantwortlich ist, wobei die Gebäudeeigentümer (Privatperson, Wohnbauträger/Hausverwaltung, etc.) die Fläche zur Verfügung stellen (verpachten diese an das Drittunternehmen). Vorteil für die Gebäudeeigentümer ist, dass keine initialen Investitionskosten und Betriebsrisiken entstehen.

6.5.3 Fallstudiengebiet 3 (Blockbebauung)

In Fallstudiengebiet 3 (vgl. Kapitel 3.2.3) wurden als idealtypische Merkmale mehrheitlich von MieterInnen bewohnte Gebäude mit 20 bis 70 Wohneinheiten pro Gebäude angenommen. Wie bei Fallstudiengebiet 3 wird aufgrund der höheren Anzahl an BewohnerInnen pro Gebäude und eines daraus resultierenden komplexen Abstimmungsprozesses auch hier das Geschäftsmodell der Fremdadwicklung empfohlen. Dies bedeutet, dass ein Drittunternehmen (Solar-Contracting-Firma, Energieversorgungsunternehmen, etc.) für die Planung, Finanzierung, Installation, Betrieb,

Wartung, etc. des Solarenergieprojektes verantwortlich ist, wobei die Gebäudeeigentümer (Privatperson, Wohnbauträger/Hausverwaltung, etc.) die Fläche zur Verfügung stellen (verpachten diese an das Drittunternehmen). Vorteil für die Gebäudeeigentümer ist, dass keine initialen Investitionskosten und Betriebsrisiken entstehen.

7 Schlussfolgerungen: Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur integrierten und optimierten Solarenergienutzung

7.1 Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur Identifikation technischer Energiesystemlösungen

Eine detaillierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, die eine wesentliche Entscheidungshilfe für die Umsetzung einer Energiesystemlösung in einem Stadtquartier darstellt, befindet sich bereits in Kapitel 0. Nachfolgend wurde versucht, die Ergebnisse der technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung in einer Übersichtsmatrix zusammenzufassen. Auf die Berücksichtigung sozialer Aspekte wurde verzichtet, da quartiersspezifisch unterschiedliche Merkmale (bspw. soziodemographische Charakteristika potenzieller NutzerInnen) für eine derartige Bewertung nicht sinnvoll sind, andere soziale Aspekte (v.a. die Präferenz für Geschäftsmodelle, etc.) quartiersübergreifend gelten. Ausgehend von typischen Bestands-Energiesystemen in den ausgewählten Quartierstypen erfolgte eine Identifikation der technisch möglichen Energiesystemlösungen für die Nutzung von Solarenergie unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Nutzungskonzepte (Eigennutzung, gebäudeübergreifende Eigennutzung, Austausch über Mikronetze, Einspeisung in Fernwärmenetz bzw. Stromnetz). Da sich bei der ersten Analyse der Quartiere herausstellte, dass eine eindeutige Zuordnung eines typischen Warmwasser- und Heizungstyps zu einem Quartierstyp nicht möglich ist, und um andererseits eine möglichst breite Aussagekraft auf andere Regionen/Städte zu erreichen, wurden Szenarien mit unterschiedlichen Energiesystemlösungen definiert und in einer Matrix zusammengefasst. Es wurde dabei grob nach den energietechnologischen Rahmenbedingungen und den technischen Energiesystemlösungen, wie bereits unter Kapitel 5.1 bzw. Abbildung 37 beschrieben, unterschieden.

In der Matrix (Abbildung 57) ist mit der farblichen Kennzeichnung im Ampelsystem die Eignung bestehender Energiesystemlösungen für die Nutzung von Solarenergie (unterteilt nach Solarthermie und PV) aus technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht für den jeweiligen Quartierstyp beschrieben.

Bei der technischen Bewertung ist das die Antwort auf die Fragestellung: Ist die Umsetzung aus technischer Sicht sinnvoll, teilweise sinnvoll oder nicht sinnvoll? Bei der wirtschaftlichen Bewertung (Annahme wirtschaftlich optimale Belegung) erfolgt eine Einteilung der dynamische Amortisationszeit bis 15 Jahre, 15 bis 20 Jahre und über 20 Jahre. Bei der ökologischen Bewertung kann die die Höhe der CO₂-Einsparung mit hoch, mittel und niedrig angegeben werden (siehe Anhang 2). Da in der nachfolgenden Grafik keine Differenzierung nach den substituierten Energieträgern erfolgen konnte, wurde das CO₂-Einsparpotenzial einheitlich angesetzt (Details siehe Anhang 2).

Bewertung aus technischer, wirtschaftlicher und ökologischer (CO₂-Einsparung) Sicht für unterschiedliche technische Systemlösungen und Nutzungskonzepte

Quartier 1 (Gründerzeitblock)		RW+WW zentral	RW+WW dezentral	RW zentral+WW dez. (nicht über WHGs-station)	RW dezentral+WW zentral
		A B C	A B C	A B C	A B C
Solarthermie	ohne Überschusseinspeisung gebäudeübergreifend (Nahwärmenetz bereits vorhanden) mit FW-Einspeisung	Green Yellow Green	Red Green Green	Yellow Red Green	Green Yellow Green
		1 ZP (Heim)	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom*	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+Haushaltsstrom **	ZP (unterbrechbare Lieferung), Warmwasser
PV	PV ohne Speicher	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	PV mit Speicher	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	Hybrid	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	Gebäudeübergreifende EN Überschusseinspeisung Strom	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
Quartier 2 (Zeilenbebauung)		RW+WW zentral	RW+WW dezentral	RW zentral+WW dez. (nicht über WHGs-station)	RW dezentral+WW zentral
		A B C	A B C	A B C	A B C
Solarthermie	ohne Überschusseinspeisung gebäudeübergreifend (Nahwärmenetz bereits vorhanden) mit FW-Einspeisung	Green Yellow Green	Red Green Green	Yellow Red Green	Green Yellow Green
		1 ZP (Heim)	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom*	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+Haushaltsstrom **	ZP (unterbrechbare Lieferung), Warmwasser
PV	PV ohne Speicher	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	PV mit Speicher	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	Hybrid	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	Gebäudeübergreifende EN Überschusseinspeisung Strom	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
Quartier 3 (Blockbauweise)		RW+WW zentral	RW+WW dezentral	RW zentral+WW dez. (nicht über WHGs-station)	RW dezentral+WW zentral
		A B C	A B C	A B C	A B C
Solarthermie	ohne Überschusseinspeisung gebäudeübergreifend (Nahwärmenetz bereits vorhanden) mit FW-Einspeisung	Green Yellow Green	Red Green Green	Yellow Red Green	Green Yellow Green
		1 ZP (Heim)	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom*	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+Haushaltsstrom **	ZP (unterbrechbare Lieferung), Warmwasser
PV	PV ohne Speicher	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	PV mit Speicher	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	Hybrid	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green
	Gebäudeübergreifende EN Überschusseinspeisung Strom	Green Yellow Green	Green Red Green	Green Red Green	Green Yellow Green

Techn. Umsetzung:
 Sinnvoll (1)
 teilweise sinnvoll (2)
 nicht sinnvoll (3)

Dyn. Amortisation: (Förderungen berücksichtigt!)
 bis 15 Jahre
 15-20 Jahre
 über 20 Jahre

CO₂ Einsparung
 Hoch
 Mittel
 Niedrig

A...Technische Bewertung (Umsetzung möglich)
 B...Wirtschaftliche Bewertung (bei optimaler Belegung)
 C...Umweltauswirkung (Emissionen): Es werden nur fossile Energieträger verglichen, da regenerative Energieträger gleichwertig zu betrachten sind.

* jetzige Gesetzeslage
 ** zukünftig ev. mögliche Gesetzeslage

MFH...Mehrfamilienhaus
 ZP...Zählpunkt

Abbildung 57: Bewertungsmatrix aus technischer, wirtschaftlicher und ökologischer (CO₂-Einsparung, siehe Anhang) Sicht für unterschiedliche technische Systemlösungen und Nutzungskonzepte (Quelle: Erstellung GEA)

Es zeigt sich sehr schnell, dass sobald keine zentrale Raumwärmeversorgung und/oder Warmwasserversorgung vorhanden ist, eine Solarthermieanlage in der Regel nur mit hohem technischen Aufwand in das bestehende System einzubinden bzw. das bestehende System mit hohem Aufwand zu adaptieren ist. In beiden Fällen steigen die Investitionskosten deutlich an, womit ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb kaum möglich ist.

Weiters zeigt sich, dass bei der Solarthermienutzung bei den Quartieren 1 (Gründerzeitblock) und 2 (Zeilenbebauung) zwar häufig aus technischer Sicht bei den zentralen Warmwasserbereitungssystemen eine sehr positive Bewertung zu erkennen ist, bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (inkl. derzeitigen Förderschema – Status 10/2016) jedoch meist nur eine Amortisationszeit von 20 Jahren oder länger erreicht werden kann. Bei Quartier 3 (Blockbebauung) können bei der zentralen Warmwasserbereitung und Raumwärmeversorgung jedoch Amortisationszeiten von rund 15 Jahren erreicht werden. Die Option Überschusseinspeisung in das Fernwärmenetz führt

bei Zugrundelegung eines Einspeisetarifes in der Größenordnung von 3 Cent/kWh (niedriger Tarif aufgrund des gewählten Ansatzes, dass die Einspeiseanlage vom Fernwärmenetzbetreiber errichtet und finanziert wird) durch den schlechteren Wirkungsgrad der Solarthermieanlage bei dem höheren Temperaturniveau für die Fernwärmeeinspeisung im Vergleich zu einem Nieder-temperatur-)Nahwärmenetz / Mikronetz zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit.

Bei der reinen PV-Nutzung ist bei der jetzigen Gesetzeslage die Anwendung bei der Gebäudekategorie „Heime“ auch aus wirtschaftlicher Sicht am besten. Falls sich die Gesetzeslage zukünftig jedoch, wie derzeit (Ministerialentwurf der „Kleinen Ökostromnovelle“ vom 1. 2. 2017, 288/ME 25. GP; näher bei 2.3.2.3.) zu erwarten, ändern sollte und somit auch bei mehreren Zählpunkten in einem Haus (wie bei Mehrfamilienhäusern) die Nutzung für den Allgemeinstrom und den Haushaltsstrom möglich sein sollte, kann das zu Amortisationszeiten von unter 15 Jahren führen. Wird diese Variante noch zusätzlich mit einer intelligenten Ansteuerung von Zählpunkten für unterbrechbare Lieferung im Objekt kombiniert (wie z.B. Nutzung von E-Boilern als Power-to-Heat-Anwendung), kann das zu einer Verkürzung der Amortisationszeit führen. Die Kombination mit Stromspeichern, um den Anteil der Eigennutzung zu erhöhen, stellt hingegen aus Sicht Status 10/2016 noch keine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit dar. Es zeigt sich jedoch schon ein Trend in Richtung sinkender Systemkosten für PV-Speicher wodurch sich diese Betrachtung zukünftig verändern könnte.

Weiters hat sich bei einer PV-Anlage gezeigt, dass eine 100%-Belegung am Dach auf Grund der hohen Investitionskosten und geringen Eigenverbrauchsquote bei Nutzung als Allgemeinstrom nicht sinnvoll ist. Da die Überschusseinspeisung des produzierten PV-Stromes derzeit (Stand 2016/10) nur geringe Erträge bringt, ist eine Überbelegung mit PV-Modulen aus wirtschaftlicher Sicht wenig sinnvoll.

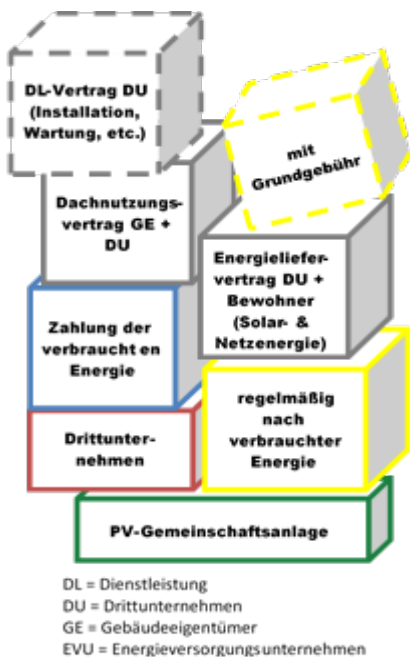
Auch bei Solarthermie bringt eine Überproduktion an Wärme im Sommer auf Grund des derzeit (Stand 2016/10) verhältnismäßig geringen Ertrags bei Einspeisung in ein Fernwärmenetz nur geringe Erlöse. Das führt wiederum zu hohen Amortisationszeiten.

Die sinnvollste Variante bezüglich Wirtschaftlichkeit ist jene mit entweder optimaler Belegung mit Solarthermie bzw. PV-Modulen oder die kombinierte Variante Solarthermie + PV. Für die Dimensionierung der Solarthermie wurde dabei 1 m² Solarthermie / Person zur Warmwassernutzung angenommen. Für die Dimensionierung der PV-Anlage hat sich ein Faktor zwischen 0,3 - 0,4 (je nach Verbrauchsprofil zur Mittagszeit) eingestellt. Der Faktor beschreibt das Verhältnis installierter PV-Leistung in kWp zu Energiebedarf in MWh (siehe Kapitel 4.3.2) und liegt damit etwas niedriger als unter Quaschnig (Quaschnig, O.J.) angeführt. Hier können auf Grund der höheren Eigenverbrauchsquoten wirtschaftlich interessante Amortisationszeiten erzielt werden.

7.2 Entscheidungs- und Umsetzungspfade zur Identifikation passender Geschäftsmodelle

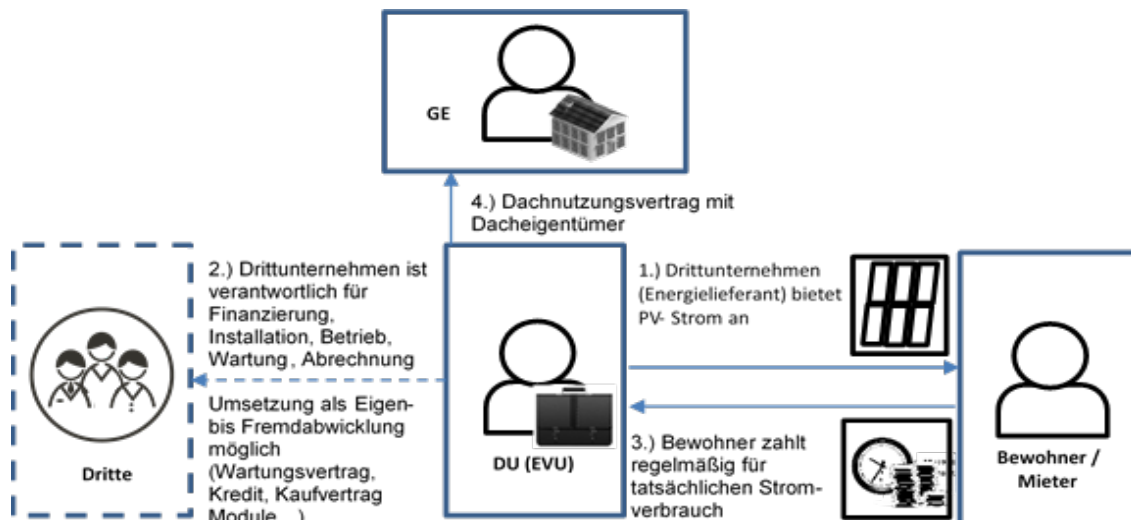
Für die hier vorgestellten möglichen Geschäftsmodelle zur urbanen Solarenergienutzung (Mehrparteienhäuser) wurden folgende Annahmen getroffen: (i) jeder Bewohner (Mieter, Wohnungseigentümer) kann frei den Energieversorger und somit den Bezug der im Gebäude produzierten

Energie wählen, (ii) der Eigenverbrauch der produzierten Energie im Gebäude ist möglich, (iii) Energieüberschuss kann in das übergeordnete Netz eingespeist werden und (iv) die Restenergie wird vom übergeordneten Netz bezogen.



Eigentümer der PV-Anlage ist ein Drittunternehmen², welches für die Installation, die Finanzierung, den Betrieb und die Abrechnung einer PV-Gemeinschaftsanlage in einem Mehrfamilienhaus verantwortlich ist. Diese Aufgaben erfüllt das Drittunternehmen entweder selbst oder durch einen Dritten³. Das Drittunternehmen bietet dem Bewohner die Lieferung von (eigenproduziertem) Solarstrom an. Der Bewohner zahlt den von ihm verbrauchten Strom nach tatsächlichem Energieverbrauch pro Monat sowie ggf. eine Grundgebühr. Das Drittunternehmen muss hierfür einen Dachnutzungsvertrag mit dem Gebäudeeigentümer abschließen, sowie einen Energieliefervertrag aus der PV-Anlage mit dem Endkunden. Sofern das Drittunternehmen ein Energieversorgungsunternehmen ist beinhaltet der Stromvertrag ebenfalls die Energielieferung aus dem öffentlichen Netz.

Zielgruppe: Mieter & Wohnungswirtschaft (>70 Wohneinheiten)



§ Dieses Modell ist nach einer derzeit geplanten EIWOG-Novelle (gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen) grundsätzlich als möglich anzusehen, sofern eine entsprechende Eigentümermehrheit erzielt wird. Zu beachten ist, dass eine indirekte Überwälzung von Errichtungskosten auf Mieter auch in dieser Konstellation problematisch wäre, allerdings angesichts der freien Lieferantenwahl des Mieters dieser ohnehin nicht zur Teilnahme

² Hierbei handelt es sich meist um ein Energieversorgungsunternehmen

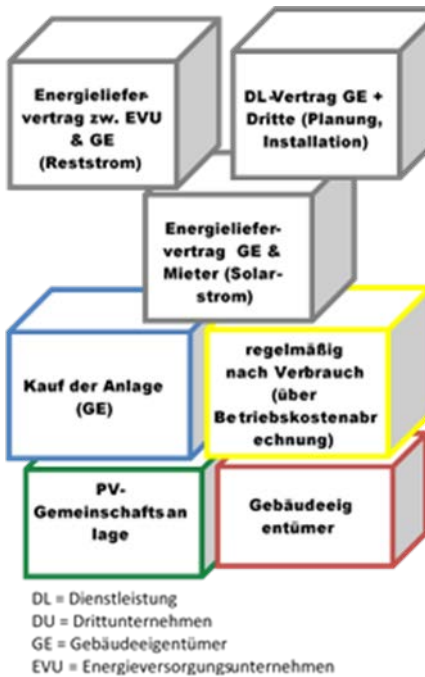
³ Finanzierung: z.B. durch Bankkredit

Installation & Betrieb: z.B. durch Tochter-, Partnerunternehmen, Zukauf von Leistungen, etc.

gezwungen werden kann.

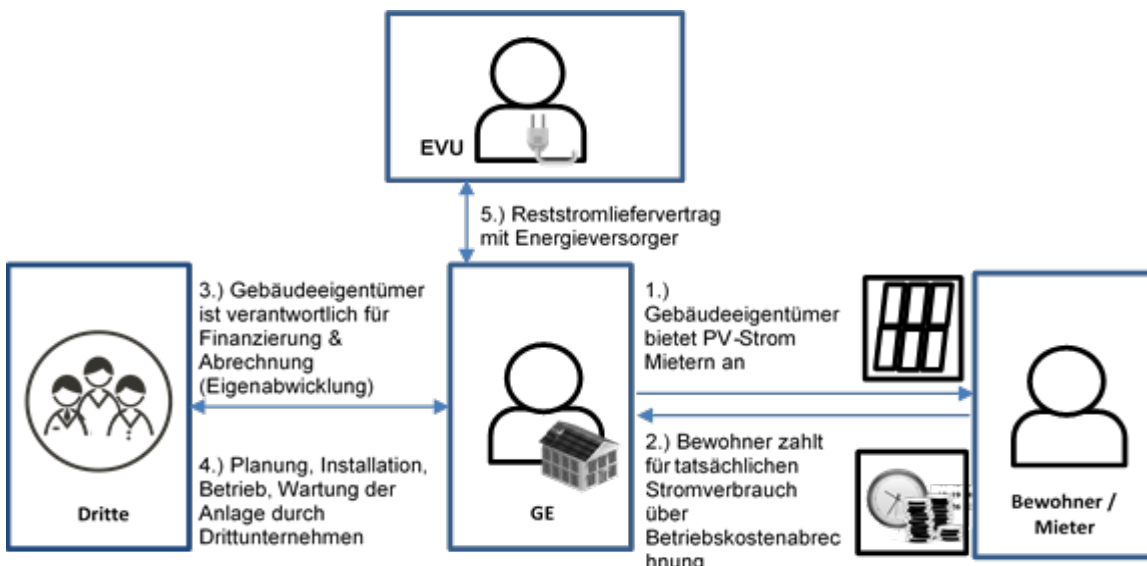


Praxisbeispiele: LichtBlick AG „ZuhauseStrom“, <https://www.lichtblick.de> | Mainova AG „Mieterstrom“, <https://www.mainova.de> | Projekt StromBIZ „Wien-Süd: Porscheviertel, Wiener Neustadt“ bzw. „Kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe der PV-Erträge“ (Amann et al., 2016)



Eigentümer der PV-Gemeinschaftsanlage ist der Gebäudeeigentümer eines Mehrfamilienhauses, welcher die Anlage selbst finanziert⁴ und betreibt. Die Planung und Installation, allenfalls auch der Betrieb im Wege eines Servicevertrags, der PV-Gemeinschaftsanlage wird durch ein Drittunternehmen⁵ gewährleistet. Der Gebäudeeigentümer bietet seinen Mietern (Endkunde) den eigenproduzierten PV-Strom an und rechnet den Strombezug über die Betriebskostenabrechnung zu einem gewissen Stromtarif ab. Die Errichtungskosten der Anlage dürfen jedoch auf diesem Wege nicht an Bestandsmieter weitergegeben werden, zudem haben die Mieter jedenfalls freie Versorgerwahl (was Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Modells aus Sicht des Eigentümers haben kann).

Zielgruppe: Mieter & Gebäudeeigentümer (Privatperson) (>25 Wohneinheiten)

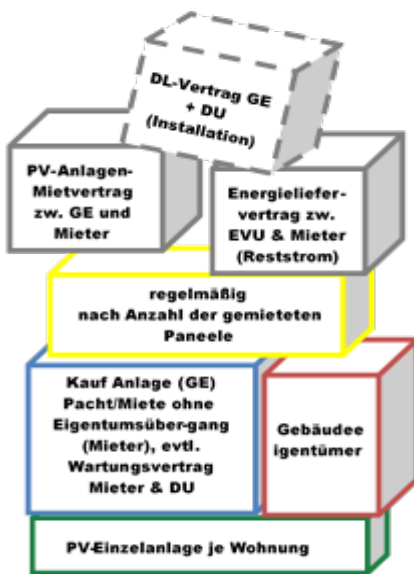


⁴ z.B. durch Bank-, Hypothekenkredit, Förderungen, Eigenkapital, etc.

⁵ z.B. Planungsfirma für Solaranlagen

§ Das Modell ist regulatorisch nach der geplanten EIWOG-Novelle grundsätzlich möglich. Auch in diesem Modell ist die Überwälzung der Errichtungskosten auf die Mieter ausgeschlossen, diese dürfen auch nicht zur Teilnahme verpflichtet werden (freie Versorgerwahl) – dies ist bei der wirtschaftlichen Beurteilung des Projekts zu berücksichtigen. Eine Überschusseinspeisung in Gewinnabsicht macht den Erzeuger zum Elektrizitätsunternehmen samt den damit verbundenen Verpflichtungen.

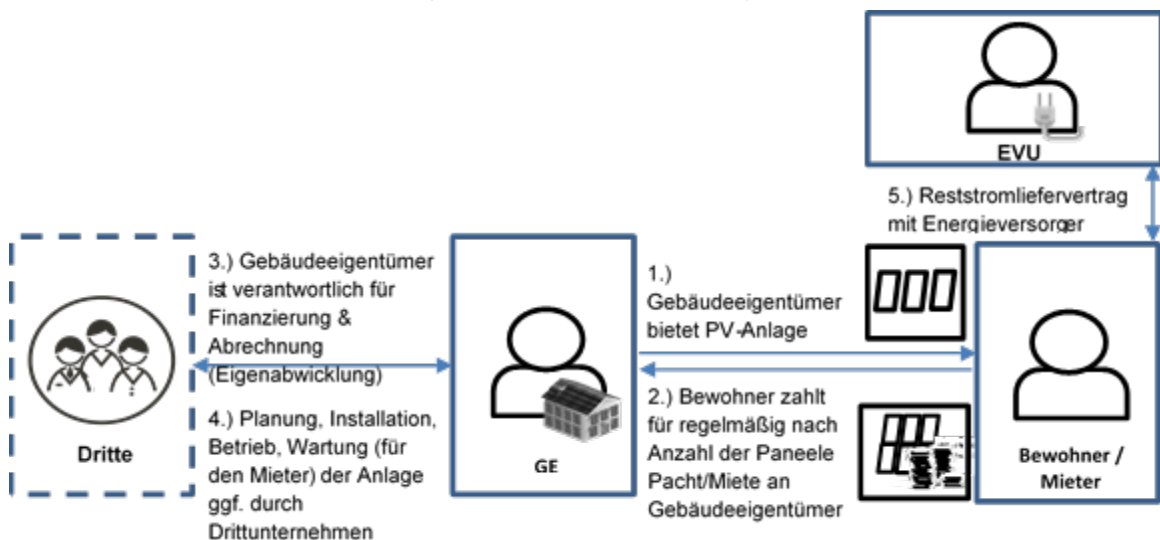
i **Praxisbeispiel:** Hintergrundbericht Eigenverbrauch von Solarstrom im Mehrfamilienhaus „Mittl-grosses Mehrfamilienhaus – Ergolzpark“ (BFE, 2015)



DL = Dienstleistung
 DU = Drittunternehmen
 GE = Gebäudeeigentümer
 EVU = Energieversorgungsunternehmen

Der Gebäudeeigentümer eines Mehrfamilienhauses, finanziert⁶ einzelne PV-Anlagen⁷ und bietet diese den Mietern einzelner Wohneinheiten an. Somit verkauft der Gebäudeeigentümer nicht Strom an seine Mieter, sondern verpachtet bzw. vermietet die PV-Anlage an den Wohnungsnutzer. Die Abrechnung der Pacht/Miete erfolgt regelmäßig (pro Monat) pauschal nach der Anzahl der PV-Paneele. Verantwortlich für die Installation der Anlage ist der Gebäudeeigentümer, als Eigentümer der PV-Anlage, wobei sich dieser ggf. dies als Dienstleistungen zukaufen kann. Die normale Wartung obliegt grundsätzlich dem Mieter, der hiermit freilich in der Regel einen Dritten beauftragen wird⁸. (Für die Reststromlieferung schließt der Mieter einen Energieliefervertrag mit einem Energieversorger ab.)

Zielgruppe: Mieter & Wohnungswirtschaft (Wohnbauträger) (60 - 150 Wohneinheiten)



⁶ z.B. durch Bank-, Hypothekenkredit, Förderungen, Eigenkapital, etc.

⁷ technische Möglichkeiten sind ebenfalls kleine, portable Anlagen

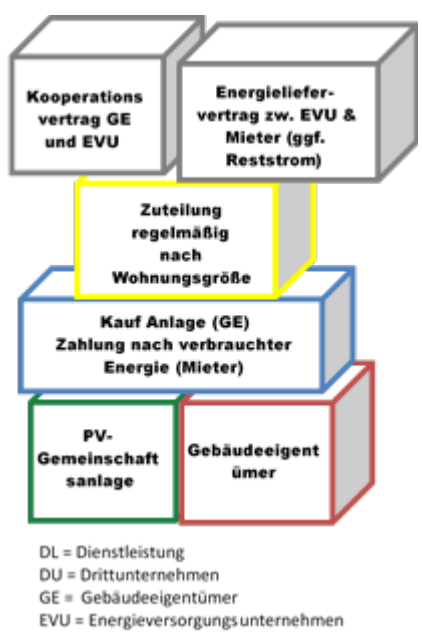
⁸ Hängt von den Kompetenzen des Gebäudeeigentümers ab.



Regulatorisch ist dieses Modell mit der geplanten EIWOG-Novelle jedenfalls zu verwirklichen, das Problem liegt dafür – wie schon im Projekt StromBIZ festgestellt – im Mietrecht. Es ist – jedenfalls im Anwendungsberich des MRG – sehr fraglich, ob der Mieter für die Dauer seines Mietvertrags zur Aufrechterhaltung des Pachtverhältnisses verpflichtet werden kann. Im MRG ist zudem zu beachten, dass Mietverträge von Seiten des Mieters, nicht aber des Vermieters, generell schnell kündbar sind. Überschusserzeugung in Gewinnabsicht würde den Mieter zum Elektrizitätsunternehmen machen und auch entsprechende steuerrechtliche Folgen nach sich ziehen.

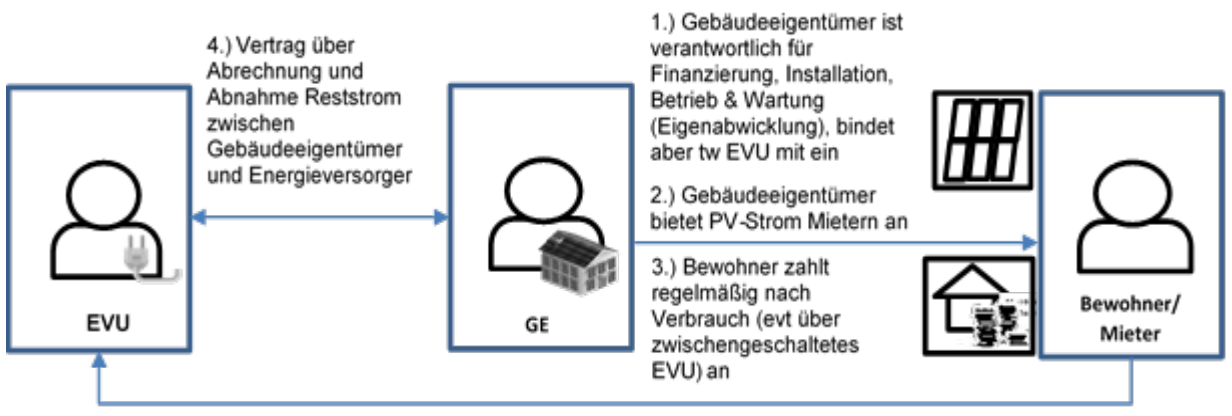


Praxisbeispiel: Projekt StromBIZ „Neubau Grünes Wohnen“, (Amann et al., 2016), <https://nachhaltigwirtschaften.at>



Der Gebäudeeigentümer⁹ ist verantwortlich für die Finanzierung, Betrieb und Installation der PV-Gemeinschaftsanlage. In enger Kooperation mit einem Energieversorgungsunternehmen wird den Mietern Strom aus der PV-Anlage angeboten. Für die monatliche Stromabrechnung, welche eine Auflistung des Netzstrom- und Solarstromanteils inkludiert, ist das Energieversorgungsunternehmen zuständig, welches (ggf.) ebenfalls den Reststrom an die Mieter liefert. Die Zuteilung des eigenverbrauchten PV-Stroms auf die Mieterstrombezieher erfolgt nach Wohnungsgröße. Die Mieter zahlen regelmäßig den Tarif für den Solarstrom (festgelegt vom Gebäudeeigentümer) mit einem Zuschlag pro kWh (In Summe Tarif ähnlich wie Netzstromtarif).

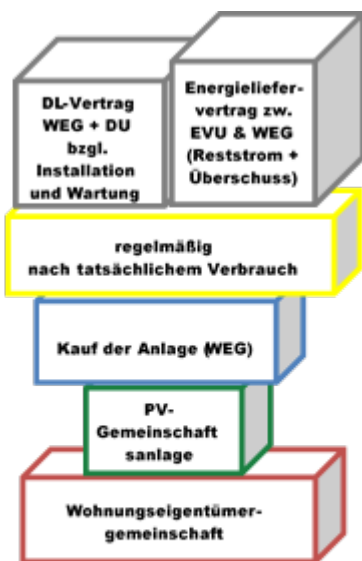
Zielgruppe: Mieter & Wohnungswirtschaft (Wohnbaugenossenschaft) (>100 WE)



⁹ Im Praxisbeispiel „PV-Genossenschaft“ ist der Gebäudeeigentümer eine Wohnbaugenossenschaft, welche eine Tochterfirma, zur Abwicklung gründet. Dies bedarf eines Dachnutzungsvertrages zwischen beiden Parteien.

§ Regulatorisch ist dieses Modell mit der geplanten EIWOG-Novelle jedenfalls zu verwirklichen, das Problem liegt dafür – wie schon im Projekt StromBIZ festgestellt – im Genossenschaftsmietrecht. Der Mieter hat einerseits freie Lieferantenwahl, weshalb es rechtlich sehr fraglich ist, ob er für die Dauer seines Vertrags zur Aufrechterhaltung des Strombezugsvertrages verpflichtet werden kann. Auch bei der Bestimmung des Strompreises ist Vorsicht geboten: Errichtungskosten dürfen nicht auf die Mieter überwältigt werden. Insoweit führen die rechtlichen Rahmenbedingungen dazu, dass die wirtschaftliche Beurteilung dieser Variante eher kritisch ist.

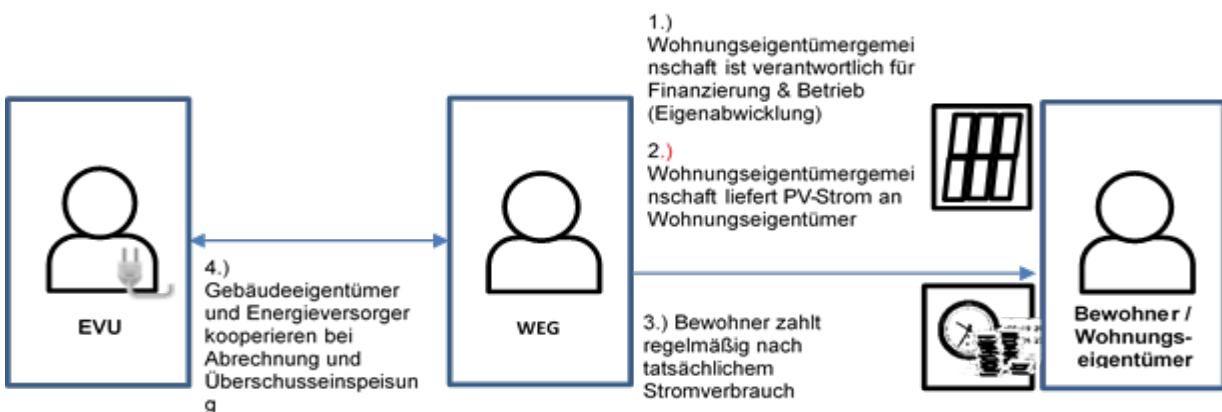
i **Praxisbeispiel:** Hintergrundbericht Eigenverbrauch von Solarstrom im Mehrfamilienhaus „Grosse Wohnsiedlung - Hunziker-Areal“, (BFE, 2015) | Projekt StromBIZ „PV-Genossenschaft“ bzw. „Kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe der PV-Erträge“ (Amann et al., 2016)



DL = Dienstleistung
 DU = Drittunternehmen
 GE = Gebäudeeigentümer
 EVU = Energieversorgungsunternehmen
 WEG = Wohnungseigentümergeinschaft

Die Wohnungseigentümergeinschaft eines Mehrfamilienhauses (vertreten durch die Hausverwaltung) finanziert und betreibt eine PV-Gemeinschaftsanlage. Somit gehört die PV-Gemeinschaftsanlage und deren Erträge zu gleichen Teilen den Wohnungseigentümern. Die Wohnungseigentümergeinschaft schließt einen Energieliefervertrag bezüglich der Reststromlieferung und Überschusseinspeisung mit einem Energieversorgungsunternehmen ab. Die Wohnungseigentümergeinschaft erhält regelmäßig eine Gesamtrechnung vom Energieversorger für den Strombezug des Gebäudes inklusive Angaben zum Verbrauch der einzelnen Wohnungseinheiten. Darauf basierend erstellt die Wohnungseigentümergeinschaft die Stromrechnung an die einzelnen Bewohner als Teil der Betriebskostenabrechnung.

Zielgruppe: Wohnungseigentümer (<10 Wohneinheiten)

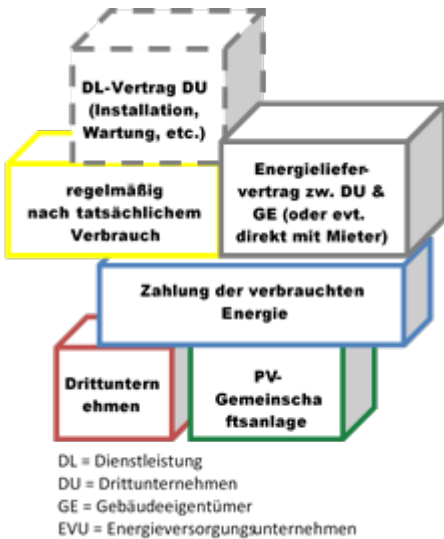


§ Das rechtlich heikelste Problem ist hier die Mehrheitsfindung innerhalb der Eigentümergemeinschaft, verbunden mit dem Problem, dass jeder Eigentümer den Lieferanten frei wählen kann und damit den Strombezug auch wieder beenden kann. Die regulatorischen Probleme des Modells dürften hingegen mit der geplanten EIWOG-Novelle bewältigbar sein. Daher ist das Modell bestenfalls für kleinere Eigentümergemeinschaften geeignet, die untereinander dauerhaft ein gutes Einvernehmen pflegen. Verkauf von Strom in

Gewinnabsicht würde die Eigentümergemeinschaft zum Erzeuger machen.

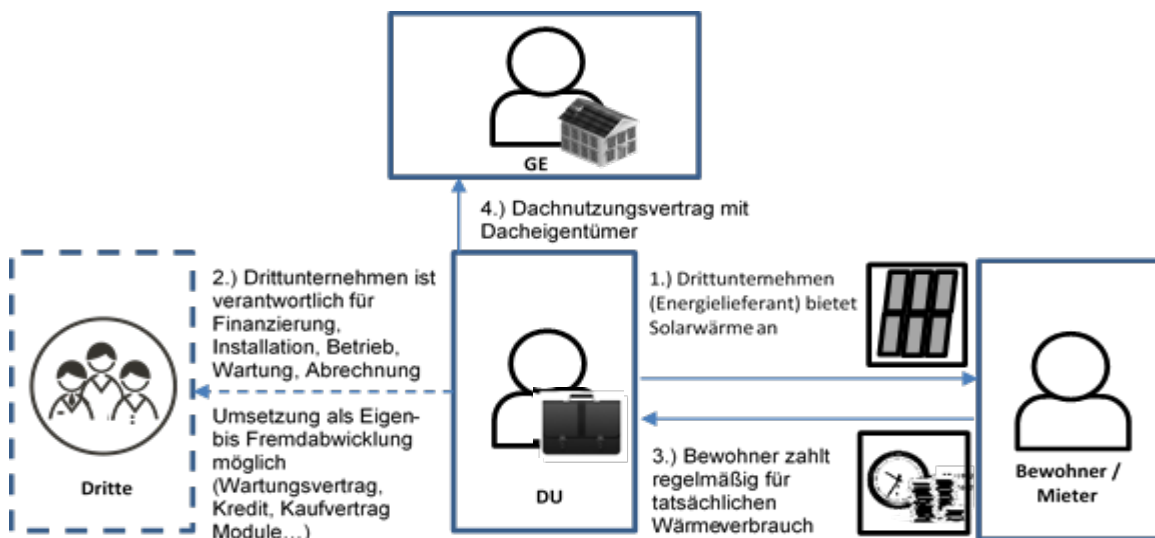


Praxisbeispiel: Projekt StromBIZ „Wohnungseigentümer-Gemeinschaft als Selbstnutzer“ bzw. „Kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe der PV-Erträge“ (Amann et al., 2016) | Hintergrundbericht Eigenverbrauch von Solarstrom im Mehrfamilienhaus „Stockwerkeigentum-Haus2050“ (BFE, 2016)



Ein Drittunternehmen stellt die Wärme für Warmwasser und/oder Heizung aus einer Solarthermieanlage, für den Gebäudeeigentümer eines Mehrfamilienhauses bereit. Dafür wird zwischen beiden Parteien ein Vertrag über eine Energieversorgung geschlossen. Das Drittunternehmen erhält für den Anschluss an das öffentliche Netz sowie für die abgenommene Energiemenge im Gebäude in regelmäßigen Abständen eine Rate. Das Drittunternehmen ist für die Finanzierung, Installation, den Betrieb und die Abrechnung der solarthermischen Anlage verantwortlich. Diese Aufgaben erfüllt das Drittunternehmen entweder selbst oder durch einen Dritten¹⁰. Der Bewohner zahlt die Wärme nach Verbrauch. Das Drittunternehmen muss einen Dachnutzungsvertrag mit dem Gebäudeeigentümer abschließen.

Zielgruppe: Mieter & Wohnungswirtschaft (>70 Wohneinheiten)

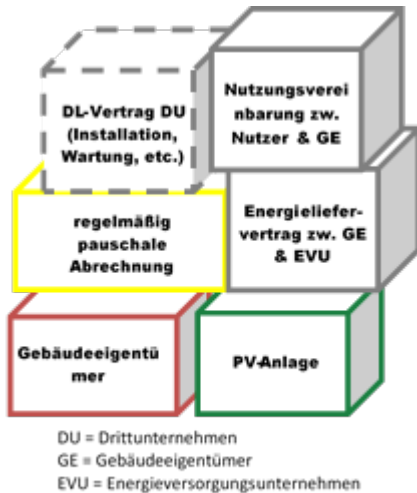


Das Modell begegnet keinen grundsätzlichen rechtlichen Problemen, auch weil bei Wärme eine längere rechtliche Bindungsfrist möglich erscheint. Da die Errichtungskosten das Drittunternehmen trägt, stellt sich solange kein Problem, solange

¹⁰ Finanzierung: z.B. durch Bankkredit
 Installation & Betrieb: z.B. durch Tochter-, Partnerunternehmen, Zukauf von Leistungen, etc.
 Abrechnung: z.B. Kann auch Gebäudeeigentümer übernehmen

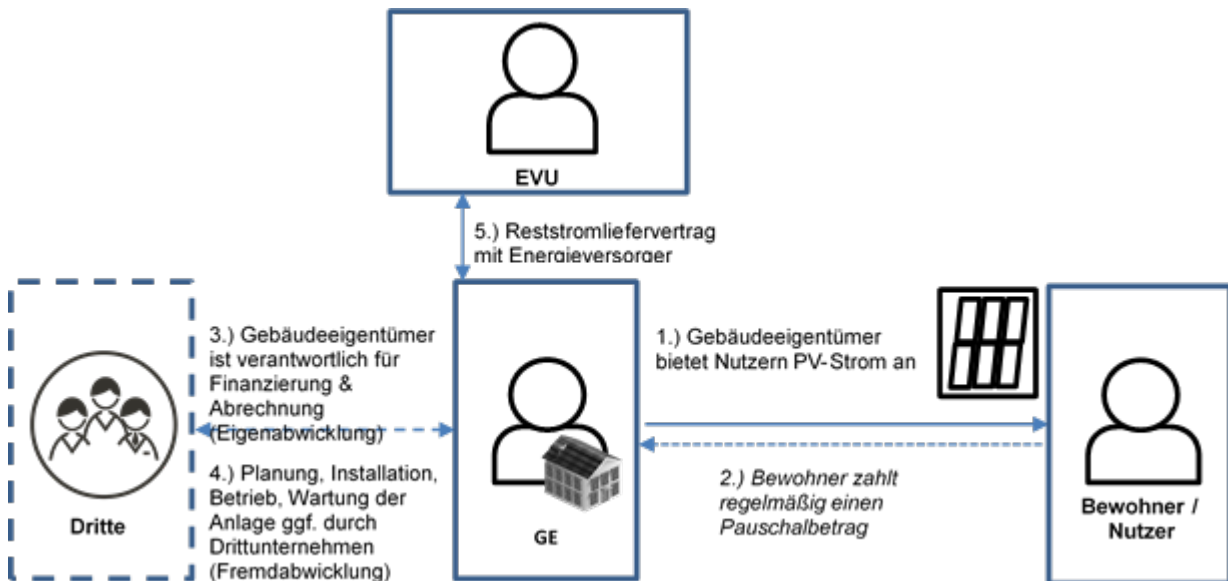
Mietern ortsübliche Energiepreise angeboten werden.

i **Praxisbeispiel:** S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH <http://www.solid.at/de/>



Der Gebäudeeigentümer ist verantwortlich für Finanzierung, Installation, Betrieb und Abrechnung der PV-Anlage, wobei er einzelne Aufgaben an Dritte¹¹ auslagern kann. Der Gebäudeeigentümer schließt einen Vertrag mit einem Energieversorger über die Reststromlieferung ab. Zwischen dem Gebäudeeigentümer und den Bewohnern besteht eine Nutzungsvereinbarung. Somit erhält der Gebäudeeigentümer die Rechnung über den Gesamtstromverbrauch vom Energieversorger und rechnet intern mit den Nutzern der Wohnungen über das Nutzungsentgelt pauschal den Stromverbrauch regelmäßig ab.

Zielgruppe: Nutzer und Wohnungswirtschaft (gemeinnütziger Wohnbauträger)



§ Das Modell ist – wie schon im Projekt StromBIZ dargestellt – unabhängig von der geplanten EIWOG-Novelle über gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen aus miet- und wohnrechtlichen Gründen nur in Ausnahmekonstellationen (Hotel, Studentenheim) möglich, in denen eine Pauschalabgeltung vorgesehen ist. Im Normalfall der getrennten Verrechnung der Betriebskosten muss eine individuelle Berechnung des Bezugs des Kunden (Mieters) möglich sein.

i **Praxisbeispiel:** Projekt StromBIZ „Pauschaler Nutzungsvertrag“, (Amann et al, 2016),

¹¹ z.B. Installation und Wartung durch PV-Vertriebsfirma; Finanzierung durch Bankkredit, Förderungen, etc.

8 Ausblick und Empfehlungen

Die optimale Nutzung solarer Energie im urbanen Kontext setzt voraus, dass Solartechnologien angepasst an bestehende rechtliche und energietechnologische Gegebenheiten in bestimmten Stadtquartieren geplant, und unter Rückgriff auf adäquate Geschäftsmodelle umgesetzt werden.

Rechtlich ist zu beachten, dass PV-Projekte im Vergleich zu Solarthermie-Projekten komplexer sind. Während im baurechtlichen Bereich kaum Beschränkungen vorhanden sind, erschweren Ortsbildschutzvorschriften (bspw. Denkmalschutzrecht) die Verwirklichung von Solarenergieprojekten v.a. in altstadtnahen Gebieten. Bezüglich der regulatorischen Rahmenbedingungen ist insbesondere hervorzuheben, dass bei PV-Anlagen aufgrund elektrizitätswirtschaftlicher Regelungen die Frage der Verteilung des Stroms problematisch ist. Zentral ist hier das den jeweiligen Verteilernetzbetreibern zukommende Recht auf Netzanschluss, nachdem sie alle Endverbraucher und Erzeuger innerhalb ihres Netzgebiets an ihr Netz anschließen dürfen, was Versorgungsmonopole der Netze schafft. Eine Durchbrechung des Monopols ist durch die Direktleitung möglich, die Erzeuger und Kunden auch innerhalb eines Verteilernetzgebiets direkt verbinden darf. Problematisch ist derzeit, dass im urbanen Raum Leitungen in Wohnhausanlagen nicht als Direktleitungen gelten; rechtliche Hindernisse für die Umsetzung von PV-Projekten im urbanen Raum könnten sich durch eine bevorstehende Gesetzesänderung (Einfügung eines neuen § 16a betreffend gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in das EIWOG 2010) verringern. Derzeit liegt ein entsprechender Ministerialentwurf zur Begutachtung vor (288/ME 25. GP), dessen politische Umsetzung jedoch einer 2/3-Mehrheit im Nationalrat bedarf. Auch im Falle seiner Umsetzung würden freilich ortsbildschutzrechtliche sowie bestandsrechtliche Fragen (insb. Mietrecht, Genossenschaftsrecht) weiterhin gewisse juristische Herausforderungen für die Verwirklichung von Projekten bereithalten. Das große Problem der Versorgungsmonopole wäre aber gelöst. Aus energietechnischer Sicht stellen bei der urbanen Nutzung von solarer Energie vor allem die bestehenden Systeme der Raumwärmeversorgung und der Warmwasserbereitung sowie die Anzahl und Positionierung der Zählpunkte des EVU für die Stromversorgung in den Objekten wesentliche Rahmenbedingungen dar. Für die Nutzung von thermischer Solarenergie über Solarthermieanlagen ist das Vorhandensein einer zentralen Warmwasserbereitung (und Raumwärmeversorgung) meist eine Voraussetzung um diese Anlage wirtschaftlich darstellen zu können. Der Einsatz von PV-Anlagen ist einfacher möglich, jedoch aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen derzeit bei Mehrfamilienhäusern meist auf die Deckung des Allgemeinstroms und eine Überschusseinspeisung in das Stromnetz beschränkt. Eine Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen um auch neben dem Allgemeinstrom den Haushaltsstrom (ev. in Kombination mit intelligenter Ansteuerung von z.B. Warmwasserboilern) in den Wohnungen über die PV-Anlage bereit zu stellen, könnte da zu einer wesentlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen. Die lokale Speicherung der Stromüberschüsse aus der PV-Anlage über Batteriespeicher kann den Eigennutzungsanteil zwar erhöhen, eine Wirtschaftlichkeit kann damit aber nur in seltenen Fällen erreicht werden. Die sich fortsetzende Preisreduktionen bei den Batteriespeichern bzw. Anreizsysteme in der Startphase über Förderungen der Batteriespeicher kann hier aber einen positiven Beitrag in Richtung wirtschaftlicher Darstellung liefern. Die sich daher aus jetziger Sicht noch ergebende Differenz zwischen der optimalen Belegung aus ökologischer (möglichst 100%-Belegung der Dach- und Fassadenflächen) und ökonomischer Sicht (wirtschaftlich optimierte

Belegung) kann durch diese Entwicklungen zukünftig sicher reduziert werden. Kombinationslösungen Solarthermie und PV mit dem Ziel einen möglichst hohen Eigennutzungsanteil bei Wärme und Strom im Objekt bzw. im Quartier zu erreichen (inkl. Änderung der oben genannten gesetzlichen Rahmenbedingungen), stellen eine sehr interessante Lösung für die Zukunft dar.

Bezüglich der in Frage kommender Geschäftsmodelle wird hier – insbesondere aufgrund der derzeit sehr eingeschränkten rechtlichen Möglichkeiten sowie der Vielzahl an beteiligten Stakeholdern – kein konkretes Geschäftsmodell als optimale Lösung für die Umsetzung von Solarenergieprojekten im urbanen Kontext präsentiert. Vielmehr wird, unter Berücksichtigung der rechtlichen und technologischen Aspekte, ein Baukasten vorgestellt, dessen Bausteine operative Charakteristika eines Geschäftsmodells widerspiegeln und dadurch für verschiedene Umsetzungskonzepte genutzt werden kann.

Eng mit der Frage nach passenden Geschäftsmodellen für Solarenergieprojekte städtischen Mehrparteienhäusern verknüpft ist jene nach den Stakeholder-Interessen. Wie sich im Laufe des Projektes herausstellte, sind Solarenergieprojekte mit der zunehmenden Anzahl an Stakeholdern schwerer zu realisieren, wodurch Hausverwaltungen eine Rolle des Vermittlers zukommt. Ein verstärktes Interesse von Hausverwaltungen und anderen Stakeholdern für die Umsetzung von Solarenergieprojekten und dem Angebot an Geschäftsmodellen ist Voraussetzung für eine steigende Bedeutung von Solartechnologien im urbanen Raum. In der derzeitigen Marktsituation stellen Solarenergieprojekte für diese Zielgruppe kaum eine attraktive Geschäftsidee dar. Daher besteht diesbezüglich Handlungsbedarf im Bereich Bewusstseinsbildung, Marketing und Bereitstellung von Informationen.

9 Verzeichnisse

9.1 Abkürzungsverzeichnis

ABGB	Allgemeines Bürgerliches Gesetzbuch
AWGR	Adress-, Gebäude- und Wohnungsregister
BauG	Baugesetz (bzw. Bauordnung)
BMWF	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft
BGBI	Bundesgesetzblatt
EIWOG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
EStG	Einkommenssteuergesetz
FW	Fernwärme
GewO	Gewerbeordnung
idgF	in der geltenden Fassung
KSchG	Konsumentenschutzgesetz
KStG	Körperschaftsteuergesetz
LGBl	Landesgesetzblatt
LReg	Landesregierung
MRG	Mietrechtsgesetz
PSS	Produkt-Service Systeme
StROG	Steiermärkisches Raumordnungsgesetz
UStG	Umsatzsteuergesetz
WEG	Wohnungseigentumsgesetz
WGG	Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz

9.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2015.	19
Abbildung 2: Die Marktentwicklung der Solarthermie in Österreich bis 2015	21
Abbildung 3: Typ der Wärmebereitstellung und Wärmebereitstellung zentral nach Bauperiode/Baualtersklasse in Graz lt. AGWR II	27
Abbildung 4: Typ der Warmwasserbereitung und Warmwasserbereitung zentral nach Bauperiode/Baualtersklasse in Graz lt. AGWR II	28
Abbildung 5: Übersicht energietechnologische Rahmenbedingungen	29
Abbildung 6: Zentrale Raumwärme- und Warmwasserversorgung	30
Abbildung 7: Dezentrale Raumwärme- und Warmwassererzeugung	30
Abbildung 8: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Ein- und Zweifamilienhausstruktur	44
Abbildung 9: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Mehrfamilienhaus klein (600 - 1500 m ²)	44
Abbildung 10: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Mehrfamilienhaus groß und Mehrgeschoßwohnbau (>1500 m ² BFG)	44
Abbildung 11: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Reihenhausstruktur	46
Abbildung 12: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Zeile aus kleinen Mehrfamilienhäusern (600 - 1500 m ² BGF)	46

Abbildung 13: Vogelperspektive-Graz: Beispiel großes Mehr-familienhaus bzw. Mehrgeschoßwohnbau (>1500 m ² BGF)	46
Abbildung 14: Vogelperspektive-Graz: Beispiel innerstädtische Block-bebauung	47
Abbildung 15: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Wohnungsblock (600 - 1500 m ² BGF)	47
Abbildung 16: Vogelperspektive-Graz: Beispiel Gründerzeitblock (600 - 1500 m ² BGF)	47
Abbildung 17: Vogelperspektive-Graz: Beispiel flächige Bebauung SMALL	48
Abbildung 18: Vogelperspektive-Graz: Beispiel flächige Bebauung MEDIUM.....	48
Abbildung 19: Vogelperspektive-Graz: Beispiel flächige Bebauung LARGE	48
Abbildung 20: Quartier 1 – Gründerzeitblock	49
Abbildung 21: Quartier 2 – Zeilenbebauung	50
Abbildung 22: Quartier 3 – Blockbebauung	51
Abbildung 23: Ermittlung der Bruttogeschoßfläche mittels zeichnerischer Ermittlung der Grundfläche im Katasterplan Graz beispielhaft dargestellt an Hand vom Haus Steyrergasse 70, Quartier 1	53
Abbildung 24: Spezifischer Gesamtenergiebedarf (allgemeiner Strombedarf, Haushalts-/Gewerbestrombedarf, Warmwasserbedarf, Raumwärmebedarf) je Quartier, bezogen auf die Bruttogeschoßfläche	56
Abbildung 25: Aus dem Solardachkataster ermittelte Dachfläche für Solarthermie.....	56
Abbildung 26: Verwendetes Tagesprofil für Stromverbrauch mit stündlichen Verbrauchswerten für das Verbrauchsprofil „Wohnkomplex“	58
Abbildung 27: Verwendetes Standard-Anlagenschaltbild: Kombispeicherbild Puffer für Warmwasser und Heizung	60
Abbildung 28: Verwendetes Tagesprofil mit stündlichen Verbrauchswerten für ein Mehrfamilienhaus	60
Abbildung 29: Vergleich des maximalen Deckungsbeitrags bei PV-Nutzung für Allgemeinstrom, Haushalts-/Gewerbestrom und Warmwasserbereitung über E-Boiler für Referenzhaus und Quartier	62
Abbildung 30: Vergleich des maximalen Deckungsbeitrags bei Solarthermie für das Referenzhaus und das Gesamtquartier (ohne/mit Einspeisung in das Fernwärmenetz)	63
Abbildung 31: Dynamische Amortisationszeit für Basisszenario und Szenarien Invest -20% und Invest +5% für die unterschiedliche Nutzungsvarianten sowohl mit als auch ohne Batteriespeicher (B), 100%-Belegung (vergrößerter Ausschnitt)	66
Abbildung 32: Stromgestehungskosten einer PV-Anlage mit 100%-Belegung sowie einer optimierten Belegung für die unterschiedlichen Nutzungsvarianten, mit und ohne Batteriespeicher (B)	68
Abbildung 33: Dynamische Amortisationszeit: Vergleich zwischen Referenzhaus und Quartier mit bzw. ohne Fernwärmeeinspeisung für 100%-Belegung und optimierte Belegung.....	70
Abbildung 34: Vergleich der Gestehungskosten für die Quartiere (mit/ohne Einspeisung der Überschuswärme, mit /ohne Förderung, 100% und optimierte Belegung).....	70
Abbildung 35: Dynamische Amortisationszeit bei kombinierter Belegung mit Solarthermie + PV: optimale Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Modulen in den drei Quartieren	71

Abbildung 36: Gestehungskosten bei kombinierter Belegung mit Solarthermie + PV: optimale Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Module.....	72
Abbildung 37: Zusammenhang zwischen energietechnologischen Rahmenbedingungen und Energiesystemlösungen im Objekt bzw. im Quartier.....	74
Abbildung 38: Technische Energiesystemlösungen für die drei Fallstudiengebiete (RW=Raumwärme, WW=Warmwasser)	75
Abbildung 39: Modellhaftes Gebäudeschema bei Verwendung einer PV-Anlage: Strom wird als Allgemein- und Haushaltsstrom sowie für die Warmwasserbereitung (E-Boiler) verwendet. Die Raumwärmeversorgung erfolgt dezentral in jedem Haushalt separat.....	76
Abbildung 40: Modellhaftes Gebäudeschema bei Verwendung einer PV-Anlage (links) und bei einer kombinierten Variante mit optimaler Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Modulen bei einer dezentralen Warmwasserbereitung über Wohnungsstationen (rechts)	77
Abbildung 41: Modellhaftes Gebäudeschema bei Verwendung einer Solarthermie-Anlage (links), kombinierte Variante mit optimaler Belegung mit Solarthermie und restliche Fläche mit PV-Modulen (rechts)	78
Abbildung 42: Tätigkeit der Unternehmen.....	79
Abbildung 43: Anzahl an Mitarbeitern	79
Abbildung 44: Unternehmensstandort und Hauptgeschäftstätigkeit.....	80
Abbildung 45: Geschäftstätigkeit in anderen Bundesländern	80
Abbildung 46: Überwiegende Eigentumsverhältnisse verwalteter Objekte.....	80
Abbildung 47: Nutzungsart der verwalteten Gebäude.....	80
Abbildung 48: Umsetzung und Anzahl umgesetzter Solarenergieprojekte	81
Abbildung 49: Personelle Ressourcen.....	82
Abbildung 50: Personelle Ressourcen nach umgesetzten Projekten	82
Abbildung 51: Bitte denken Sie daran, was Sie sich vom Betrieb einer Solaranlage erwarten. Wie hoch bzw. gering würden die folgenden Vor- und Nachteile ausfallen?	83
Abbildung 52: Welche Rahmenbedingungen spielen für die Umsetzung eines Solarenergieprojektes aus Unternehmenssicht eine Rolle?	83
Abbildung 53: Geschäftsmodelldimensionen mit jeweiligen Bausteinen	85
Abbildung 54: Eigen- versus Fremdadwicklung	86
Abbildung 55: Wahl bezüglich Eigen- versus Fremdadwicklung je Kriterium (in Prozent)	86
Abbildung 56: Wahl bezüglich Eigen- versus Fremdadwicklung je Kriterium nach Eigen- vs. Fremdadwicklung (Mittelwerte).....	86
Abbildung 57: Bewertungsmatrix aus technischer, wirtschaftlicher und ökologischer (CO ₂ -Einsparung, siehe Anhang) Sicht für unterschiedliche technische Systemlösungen und Nutzungskonzepte.....	103
Abbildung 58: Referenzhaus 1 im Vergleich zum Quartier 1, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, ohne Batteriespeicher	125
Abbildung 59: Referenzhaus 1 im Vergleich zum Quartier 1, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, mit Batteriespeicher	126
Abbildung 60: Quartier 1, 100%-Belegung mit Solarthermiekollektoren für Gesamtquartier 1... ..	126
Abbildung 61: Referenzhaus 2 im Vergleich zum Quartier 2, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, ohne Batteriespeicher	127

Abbildung 62: Referenzhaus 2 im Vergleich zum Quartier 2, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, mit Batteriespeicher	128
Abbildung 63: Quartier 2, 100%-Belegung mit Solarthermiekollektoren für Gesamtquartier 2...	128
Abbildung 64: Referenzhaus 3 im Vergleich zum Quartier 3, 100% Belegung mit PV für Musterhaus, ohne Batteriespeicher	129
Abbildung 65: Referenzhaus 3 im Vergleich zum Quartier 3, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, mit Batteriespeicher	130
Abbildung 66: Quartier 3, 100%-Belegung mit Solarthermiekollektoren für Gesamtquartier 3...	131

9.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Motive für die Installation einer Solaranlage.....	40
Tabelle 2: Barrieren gegen die Installation einer Solaranlage	40
Tabelle 3: Relevante soziodemographische Merkmale für die Adoptionsbereitschaft	41
Tabelle 4: Bruttogeschoßflächen in den einzelnen Quartieren.....	53
Tabelle 5: Spezifische Kennzahlen für die Berechnung des Strombedarfs für unterschiedliche Gewerbebetriebe	54
Tabelle 6: Jährlicher Gesamtenergiebedarf in den einzelnen Quartieren.....	55
Tabelle 7: Solarer Ertrag	58
Tabelle 8: Thermischer Solarertrag bei 100%-Belegung am Dach	61
Tabelle 9: Berechnung des Optimierungsfaktors für die optimierte Auslegung der PV-Anlage ...	64
Tabelle 10: Für die Berechnung der dynamischen Amortisationszeit getroffene Annahmen einer PV-Anlage, Preise exkl. USt.	65
Tabelle 11: Für die Berechnung der dynamischen Amortisationszeit getroffene Annahmen einer Solarthermieanlage, Preise exkl. USt.	69
Tabelle 12: Dimensionen von PSS und dezentralen Energien.....	84
Tabelle 13: CO ₂ -Ersparnis (in kg CO ₂ pro m ² Bruttogeschoßfläche und pro Jahr) bei Verwendung einer PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) für unterschiedliche Szenarien.	132
Tabelle 14: CO ₂ -Ersparnis (in kg CO ₂ pro m ² Bruttogeschoßfläche und pro Jahr) bei Verwendung einer PV-Anlage (mit Batteriespeicher) für unterschiedliche Szenarien.	133
Tabelle 15: CO ₂ -Ersparnis (in kg CO ₂ pro m ² Bruttogeschoßfläche und pro Jahr) bei Verwendung einer Solarthermie-Anlage für unterschiedliche Szenarien.....	134

9.4 Literaturverzeichnis

- Adachi Christopher: The Adoption of Residential Solar Photovoltaic Systems in the Presence of a Financial Incentive: A Case Study of Consumer Experiences with the Renewable Energy Standard Offer Program in Ontario (Canada). Waterloo 2009.
- Amado Miguel & Poggi Francesca: Solar Urban Planning: A Parametric Approach. Energy Procedia, 48, 2014 1539-1548.
- Amann Wolfgang, Komendantova Nadejda, Mundt Alexis: Bestandsaufnahme der österreichischen Baulandschaft. Stadtmorphologien. Projektbericht im Auftrag des Bundesministeri-

- ums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), Wien 2013.
- Amann Wolfgang, Komendantova Nadejda, Seitz Helmut, Kollmann Andrea, Klocker Friedrich, Prokschy Harald, et al.: StromBiz – Geschäftsmodelle dezentrale Stromerzeugung und Distribution. Projektbericht im Rahmen des Programms „Stadt der Zukunft“ im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), Wien 2016.
- Amtmann Maria, Altmann-Mavaddat Naghmeh: Eine Typologie österreichischer Wohngebäude. Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Wien 2014.
- Amtmann Maria, Groß Maiko: TABULA – Eine Typologie österreichischer Wohngebäude. Österreichische Energieagentur, Wien 2011.
- Asmus Peter: Exploring New Models of Solar Energy Development. *The Electricity Journal*, 21(3), 2008, 61–70.
- Austrian Standards Institute: ÖNORM B 8110-5: Ausgabe 2011 03 01 Wärmeschutz im Hochbau - Teil 5: Klimamodell und Nutzungsprofile. Austrian Standards Institute, Wien 2011.
- Austrian Standards Institute: ÖNORM M 7140 Ausgabe: 2013-07-01 Betriebswirtschaftliche Vergleichsmethoden nach dynamischen Rechenmethoden. Austrian Standards Institute, Wien 2013.
- Balcombe Paul, Rigby Dan & Azapagic Adisa: Motivations and barriers associated with adopting microgeneration energy technologies in the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 2013, 655-666.
- Benedetti Miriam, Cesarotti Vittorio, Holgado Maria, Introna Vito, Macchi Marco: ScienceDirect 7th Industrial Product-Service Systems Conference -PSS, industry transformation for sustainability and business A proposal for Energy Services' classification including a Product Service Systems perspective. *Procedia CIRP*, 30, 2015, 251–256.
- Biermayr Peter, Eberl Manuela, Enigl Monika, Fechner Hubert, Kristöfel Christa, Leonhartsberger Kurt, Maringer Florian, Moidl Stefan, Schmidl Christoph, Strasser Christoph, Weiss Werner, Wopienka Elisabeth: Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2015. Schriftenreihe 6/2016, Bericht aus Energie- und Umweltforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Wien 2016.
- Bleyl-Androschin Jan W. & Schinnerl Daniel: Leitfaden Finanzierungsmodelle für Energiedienstleistungen, European Energy Service Initiative – EESI IEE/08/581/SI2.528408. Grazer Energieagentur, Graz 2012.
- Buchner Maria, Geringer Dominik, Schnedl Gerhard, Stöger Karl: Solarenergie im urbanen Raum: ein Werkstattbericht. In: *Umwelt & Technik, Beilage zur Zeitschrift Recht der Umwelt (RdU-U&T)*, Verlag Manz, Wien, 2016, 109-119.
- Buchner Maria: Solarenergienutzung im urbanen Raum Teil I: Raumbezogene Fragen. Ausgewählte Fragen des Rechts als limitierender Faktor bei der Umsetzung von Solarvorhaben in städtischen Gebieten, juristische Diplomarbeit, Graz, 2016.
- Bundesamt für Energie (BFE): Hintergrundbericht Eigenverbrauch von Solarstrom im Mehrfamilienhaus, Schlussbericht 16.3.2015, Version 1.0, Bern 2015.
http://www.energiezukunftschweiz.ch/de/neueenergie/BFE_Hintergrundbericht_Eigenverbrauch_Mehrfamilienhaus_v1.0.pdf (abgerufen am 10. September 2016; 13:10)

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stuttgart 2016. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (abgerufen am 04. Dezember 2016; 13:40).
- Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ): Energiestrategie Österreich., BMLFUW Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien 2010.
- Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW): Energieland Österreich. Wien 2014. <http://www.bmfwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/Documents/Energieland%20%C3%96sterreich.pdf> (abgerufen am 11. November 2016, 16:15).
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW): Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). 2016. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2016_3_BSW_Solar_Faktenblatt_Solarwaerme.pdf (abgerufen am 04. Dezember 2016; 15:30).
- Bürklin Thorsten, Peterek Michael: Basics Stadtbausteine. Birkhäuser, Basel etc. 2008.
- Christian Rupert, Bolz René & Christian Reinhold: Windkraft - Chancen für Österreich?. Forum Wissenschaft & Umwelt, Wien 2011.
- Clausnitzer Klaus-Dieter, Hoffmann Nadine: Allgemeinstrom in Wohngebäuden Dämpfung der Wohn-Nebenkosten durch Innovationen zur Reduktion des Allgemeinstromverbrauchs. Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart 2009.
- Condor Versicherung: Photovoltaikversicherung der CONDOR Versicherung. <http://www.rosa-photovoltaik.de/photovoltaikversicherung-condor/> (abgerufen am 08.06.2016; 15:44)
- deBruyn Kathrin, Fritz Sara, Furtlehner Michael, Hengstschläger Peter, et al.: GebEn - Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren. Projektbericht im Rahmen des Programms „Haus der Zukunft“ im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), Linz 2014.
- Devine-Wright Patrick: Beyond NIMBYism: towards an integrated framework for understanding public perceptions of wind energy. *Wind Energy*, 8 (2), 2005, 125-139.
- Drury Easan, Miller Mackay, Macal Charles M., Graziano Diane J., et al.: The transformation of southern California's residential photovoltaics market through third-party ownership. *Energy Policy*, 42, 2012.
- Dymond C.: Non-technical barriers to solar energy use. PV Focus Group report. Energy Trust of Oregon, Portland 2002.
- Echegaray Fabián: Understanding stakeholders' views and support for solar energy in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 63, 2013, 125-133
- E-Control: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2015. Energie-Control-Austria, Wien 2016b. <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik> (abgerufen am 11. November 2016; 10:30).

- E-Control: Preisentwicklungen, Wien 2016c. <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung> (abgerufen am 18. Jänner 2016; 10:15)
- E-Control: Statistikbroschüre 2016. Energie-Control-Austria, Wien 2016a. <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-statistikbroschuere-2016.pdf/e11c5759-8bcf-4548-9c96-3df8b4a1284a> (abgerufen am 04. Dezember 2016; 13:20).
- Emili Silvia, Ceschin Fabrizio, Harrison David: Product-Service System applied to Distributed Renewable Energy: A classification system, 15 archetypal models and a strategic design tool. *Energy for Sustainable Development*, 32, 2016, 71-98.
- Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (Hrsg.): KMU-Initiative zur Energieeffizienzsteigerung, Klima- und Energiefonds, Wien 2010. <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Studien/08053KMU-Branchenkennwerte-Endbericht2QklimafondsJuli2011.pdf> (abgerufen am 23. November 2016; 16:30).
- Engelken Maximilian, Römer Benedikt, Drescher Marcus, Welpel Isabell M., Picot Arnold: Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 2016, 795-809.
- Europa 2020: Europa-2020-Ziele. 2014. http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_de.htm (abgerufen am 11. November 2016; 14:30).
- Faiers Adam & Neame Charles: Consumer attitudes towards domestic solar power system. *Energy Policy*, 34 (14), 2006, 1797-1806
- Farghadan Manuela, Feichtinger Michael, Hödl Mario, Jelencsits Michael, Kohlhauser Andrea, Litzellachner Andreas: Warmwasser! Effizient bereitstellen Technologieleitfaden Warmwasser. Magistrat der Stadt Wien Magistratsabteilung 20 - Energieplanung, Wien 2016.
- Fink Christian, Knabl Samuel, Wagner Waldemar, Stelzer Roman, Windholz Bernd, Schöfmann Petra, Hartl Michael: Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie - solare Großanlagen“ 2010-2014. AEE - Institut für Nachhaltige Technologien. Gleisdorf 2015.
- Frantzis Lisa, Graham Shannon, Katofsky Ryan, Sawyer Haley: Photovoltaics Business Models. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Subcontract Report, Massachusetts 2008.
- Frick Dieter: Theorie des Städtebaus. Zur baulich-räumlichen Organisation von Stadt. Wasmuth Verlag, Berlin 2008.
- Friebe Christian A., von Flotow Paschen, Täube Florian A.: Exploring the link between products and services in low-income markets-Evidence from solar home systems. *Energy Policy*, 52, 2013, 760-769.
- Gaiardelli Paolo, Resta Barbara, Martinez Veronica, Pinot Roberto, Albores Pavel: A classification model for product-service offerings. *Journal of Cleaner Production*, 66, 2014, 507-519.
- Galassi Veronika, Madlener Reinhard: Identifying Business Models for Photovoltaic Systems with Storage in the Italian Market: A Discrete Choice Experiment. FCN Working Paper No. 19/2014, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN), 2014.
- Genske Dieter, Jödecke Thomas, Ruff Ariane: Handlungskatalog: Optionen Erneuerbare Ener-

- gien im Stadtraum. Bonn: Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn 2009.
- Geringer Dominik: Solarenergienutzung im urbanen Raum Teil II: Regulatorische Fragen. Ausgewählte Fragen des Rechts als limitierender Faktor bei der Umsetzung von Solarvorhaben in städtischen Gebieten, juristische Diplomarbeit, Graz 2016.
- Giselbrecht Karin et al: Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem, Endbericht "Neue Energien 2020" des Klima- und Energiefonds, Wien 2011.
- Hamwi Michael, Lizarralde Iban, Legardeur Jérémy: Energy Product Service Systems as core element of energy transition in the household sector: The Greenplay project. 22nd International Sustainable Development Research Society Conference, School of Science and Technology, Universidade Nova de Lisboa, Lisbon, Portugal, 13 – 15 July 2016.
- Hauer Andreas: Stromerzeugungsanlagen zwischen Elektrizitäts- und Gewerberecht. In: Umwelt & Technik, Beilage zur Zeitschrift Recht der Umwelt (RdU-U&T), Verlag Manz, Wien 2007, 17-20.
- Hostettler Thomas: Markterhebung Sonnenenergie 2015, im Auftrag von Swissolar und Bundesamt für Energie (BFE), Bern 2016.
http://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2015_def.pdf (abgerufen am 13. September 2016; 10:45).
- Huijben J.C.C.M., Verbong Geert P.J.: Breakthrough without subsidies? PV business model experiments in the Netherlands. Energy Policy, 56, 2013, 362-370.
- International Energy Agency (IEA): 2015 Snapshot of global Photovoltaic Markets. Report IEA PVPS T1-29.2016, 2016a. http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/PICS/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2015_-_Final_2_02.pdf (abgerufen am 02. Dezember 2016; 14:10)
- International Energy Agency (IEA): PVPS Annual Report 2015. 2016b. <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6> (abgerufen am 02. Dezember 2016; 11:45)
- Jordan Katrin: Barrieren für den Ausbau erneuerbarer Energien. Fundiert. FU Berlin 2007, 32-37.
- Juntunen Jouni K., Hyysalo Sampsa: Renewable micro-generation of heat and electricity - Review on common and missing socio-technical configurations. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 49, 2015, 857-870.
- Klima- und Energiefonds: Leitfaden Solarthermie - solare Großanlagen, Wien 2016.
<https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/aktuelle-foerderungen/2016/solarthermie-solare-grossanlagen/> (abgerufen am 26. September 2016; 09:47)
- Laußermair Verena: Voraussetzungen für die Errichtung von PV-Anlagen im Baurecht und im Elektrizitätsrecht. In: Recht und Finanzen für Gemeinden (RFG), Verlag Manz, Wien 2014, 185-190.
- Manzini Ezio, Vezzoli Carlo: A strategic design approach to develop sustainable product service systems: Examples taken from the 'environmentally friendly innovation' Italian prize. Journal of Cleaner Production, 11, 2003, 851-857.

- Mauthner Franz & Weiss Werner: Solar Heat Worldwide, Markets and contribution to the energy supply 2014, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Graz 2016.
- Mayring Philipp: Qualitative Inhaltsanalyse. Forum Qualitative Sozialforschung 1 (2), 2000.
<http://www.qualitative-research.net/index.php/fqs/issue/view/28> (abgerufen am 12. Jänner 2016; 15:00)
- Oberndorfer Paul: EWOG: Von zulässigen Direktleitungen und unzulässigen Parallelnetzen. In: Zeitschrift der Verwaltungsgerichtsbarkeit (ZVG), Verlag Österreich, Wien 2015, 238-245.
- OIB, Österreichisches Institut für Bautechnik: OIB-Richtlinie 3. Hygiene, Gesundheit und Umweltschutz. Wien 2015.
- Osterwalder Alexander, Pigneur Yves & Tucci Christopher L.: Clarifying business models - Origins, present, and future of the concept. Communications of AIS, Volume 15, 2005.
- Osterwalder Alexander: The business model ontology a proposition in a design science approach, These, Universität Lausanne 2004.
- Pirstner-Ebner Renate: Lieferungen über Direktleitungen durch Stromerzeuger - eine Chance zur Realisierung Erneuerbarer Energien-Kraftwerke? In: Zeitschrift für öffentliches Recht (ZÖR), Verlag Österreich, Wien 2016, 157-178.
- Planzeichenverordnung 2016:
http://www.gemeindebund.steiermark.at/fileadmin/user_upload/Rundmail/2016/Anlage_2.pdf (abgerufen am 18. November 2016, 17:00)
- Planzeichenverordnung 2016:
http://www.gemeindebund.steiermark.at/fileadmin/user_upload/Rundmail/2016/Anlage_2.pdf (abgerufen am 18. November 2016, 16:23)
- Prutsch Werner et al.: Wärmeversorgung Graz 2020/2030 - Wärmebereitstellung für die fernwärmeversorgten Objekte im Großraum Graz - Statusbericht 2017, 2017.
- Prutsch Werner et al.: Wärmeversorgung Graz 2020/2030 - Analyse der Optionen für die Wärmebereitstellung fernwärmeversorgter Objekte in Graz, 2014.
- PV*SOL: Simulationsprogramm PV*SOL 2016 (R6), Fa. Valentin Software GmbH
- PV-Austria: PV-Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser.
<http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/> (abgerufen am 14. März 2016; 11:10)
- Quaschnig Volker: Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen, o.J.
<http://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php> (abgerufen am 29. April 2016 um 10:00)
- Ratjen Georg, Lackner Petra, Kahlenborn Walter, Gsellmann Julia: Energieeffizienz-Benchmarking Methodische Grundlagen für die Entwicklung von Energieeffizienz-Benchmarkingsystemen nach EN 16231. 2013.
- Regionales Datenpaket der Statistik Austria für Graz, Stand: 31/10/2013
- Reissner Günter: Das örtliche Entwicklungskonzept. Ein Leitfaden. Amt der Steiermärkischen Landesregierung Fachabteilung 13B/Bau-und Raumordnung, Energieberatung, Graz 2005

- http://www.raumplanung.steiermark.at/cms/dokumente/10212475_61637891/64e92032/Leitfaden_OEEK.pdf (abgerufen am 18. November 2016, 10:15)
- Richter Mario: Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. *Energy Policy*, 62, 2013, 1226-1237.
- Rihs Georg: Typologie der "Direktleitungen". In: *Umwelt & Technik, Beilage zur Zeitschrift Recht der Umwelt (RdU-U&T)*, Verlag Manz, Wien, 2014, 122-127.
- Roberts Simon, Guariento Nicolás: *Gebäudeintegrierte Photovoltaik: Ein Handbuch*. Springer Science & Business Media, Basel, Boston, Berlin 2009.
- Sauter Raphael & Watson Jim: Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. *Energy Policy*, 35, 2007, 2770-2779.
- Scheiermann Anika, Dunkelberg Elisa, Stieß Immanuel, Zundel Stefan: Research for Sustainable Development. *GAIA*, 19, 2010, 311-313
- Solardachkataster Graz, 2016: https://geodaten.graz.at/WebOffice/synserver?project=solar_pv (abgerufen am 14. März 2016 um 13:27)
- Sonneborn Carrie L.: Renewable energy and market-based approaches to greenhouse gas reduction - opportunity or obstacle? *Energy Policy* 32, 2004, 1799-1805
- Speer Bethany: Residential Solar Photovoltaics: Comparison of Financing Benefits, Innovations, and Options. Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report, Colorado 2012.
- Statistik Austria: Haushalte, 2015.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/index.html (abgerufen am 27. Oktober 2016 um 08:50)
- Statistik Austria: Jahresstromverbrauch 2012 alle Haushalte, 2013.
http://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=071029, Stand 17.05.2013 (abgerufen am 02. März 2016, 14:22)
- Statistik Austria: Registerzählung 2011. STATcube - Statistische Datenbank von Statistik Austria, 2011.
- Statistik Austria: Zugang zum AGWR. 2016. (Abfragezeitpunkt Jänner 2016 über den Verwaltungsbericht Gebäude)
http://www.statistik.at/web_de/services/adress_gwr_online/zugang_zum_agwr/index.html (abgerufen am 02. März 2016; 10:10)
- Strupeit, Lars, Palm, Alvar: Overcoming barriers to renewable energy diffusion: Business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan, Germany and the United States. *Journal of Cleaner Production*, 2016.
- T*SOL: Simulationsprogram T*SOL Pro 5.5 (R11), Fa. Valentin Software GmbH
- Tanțău Adrian D., Nichifor Maria A., Regneală Horatiu: Smart Grid and Renewable Energy The Current Context and Future Trends of the Photovoltaic Business Models in Central and Eastern Europe: Case Study—Romania. *Smart Grid and Renewable Energy*, 5, 2014, 43–

51.

- Tongsopit Sopitsuda, Mounghareon Sunee, Aksornkij Apinya, Potisat Tanai: Business models and financing options for a rapid scale-up of rooftop solar power systems in Thailand. *Energy Policy*, 95, 2016, 447-457.
- Tukker Arnold: Eight types of product-service system: Eight ways to sustainability? Experiences from suspronet. *Business Strategy and the Environment*, 13, 2004, 246-260.
- Walker Gordon, Cass Noel: Carbon reduction, 'the public' and renewable energy: Engaging with socio-technical configurations. *Area*, 39(4), 2007, 459-469.
- Walker Gordon: What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use? *Energy Policy*, 36, 2008, 4401-4405.
- Watson Jim: Co-provision in sustainable energy systems: The case of micro-generation. *Energy Policy*, 32, 2004, 1981-1990.
- Weiß Tobias, Grünewald Sophie, Hofbauer Kersten, Mach Thomas, Reiter Thomas, Unterberger Beatrice, Jakutyte-Walangitang Daiva: Solare Potentiale im Städtebau. *Erneuerbare Energien*. 2015.
http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=851:solare-potentiale-im-staedtebau&catid=77:2015-01&Itemid=113 (abgerufen am 13. Dezember 2016; 11:15)
- Weniger Johannes, Quaschnig Volker, Tjaden Tjarko: Optimale Dimensionierung von PV Speichersystemen. *PV Magazine* 01, 2013, 70-75.
- Wüstenhagen Rolf, Maarten Wolsink, Mary Jean Bürer: Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 35, 2007, 2683-2691.
- Yildiz Özgür: Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation - The case of Germany. *Renewable Energy*, 68, 2014, 677-685.
- Zoellner Jan, Ittner Heidi & Schweizer-Ries Petra: Perceived Procedural Justice as a Conflict Factor in Wind Energy Plants Planning Process. Paper presented at the 6th bi-annual Conference of Environmental Psychology, University of Ruhr, Bochum 2005.

10 Anhang

Anhang 1:

Fallstudie Quartier 1(Gründerzeitblock)

Die energietechnologischen Szenarioanalysen bei der 100%-Belegung mit PV in Quartier 1 ergaben folgendes Bild (Abbildung 58):

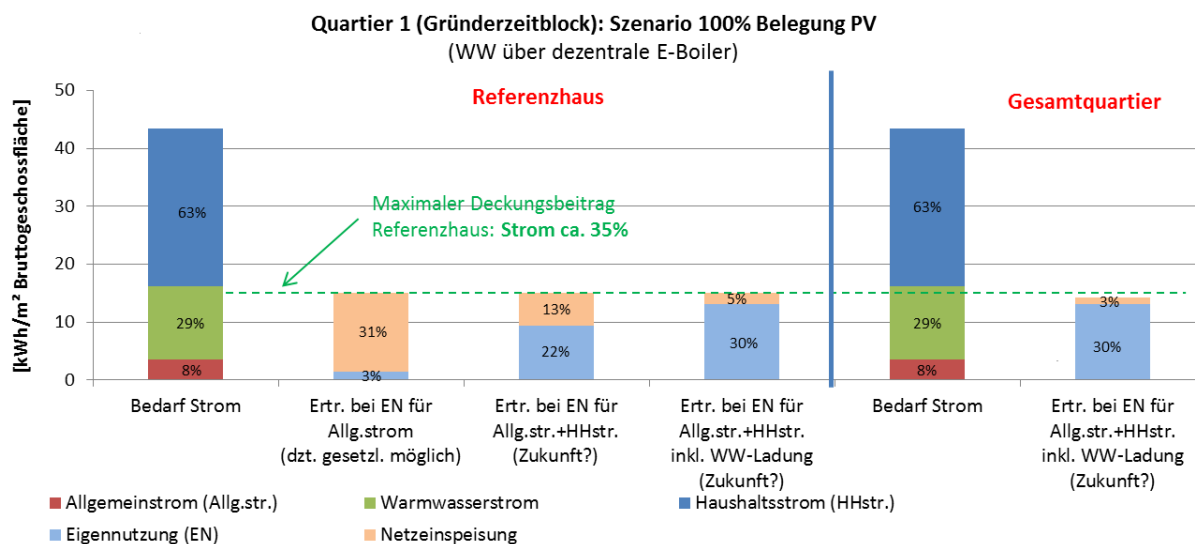


Abbildung 58: Referenzhaus 1 im Vergleich zum Quartier 1, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, ohne Batteriespeicher

Berechnungsgrundlagen: Als Referenzhaus wurde die ganze Brockmanngasse verwendet (siehe Kapitel 5.2). Die Fassadenfläche wurde nicht berücksichtigt, die Dachfläche ist bei Südausrichtung zu 100% mit PV-Paneele belegt.

In Abbildung 58 ist zu erkennen, dass für das Referenzhaus ein maximaler Deckungsbeitrag für den benötigten Strom (Allgemein, Haushalt und Warmwasserbedarf) von 35% erzielbar wäre. Bei Variante 1 (derzeitiger Gesetzeslage) können durch die PV-Anlage (ohne Speicher) nur 3% davon genutzt werden.

Bei Variante 2, wenn der produzierte PV Strom auch als Haushaltsstrom verwendet werden kann, kann der Eigennutzungsanteil auf 22% gesteigert werden. Wird auch das Warmwasser mit einer intelligenten Ladesteuerung über die PV Anlage erzeugt, dann steigt der Eigennutzungsanteil auf 30%.

Im Vergleich dazu kann bei Betrachtung des gesamten Quartiers der Eigennutzungsanteil mit ebenfalls 30% angegeben werden. Hier sind auch Objekte berücksichtigt, die über Flächen verfügen, welche nicht optimal für Solarenergie geeignet sind.

Betrachtet man die energietechnologische Szenarioanalyse mit Batteriespeicher, dann ergibt sich folgendes Bild (Abbildung 59):

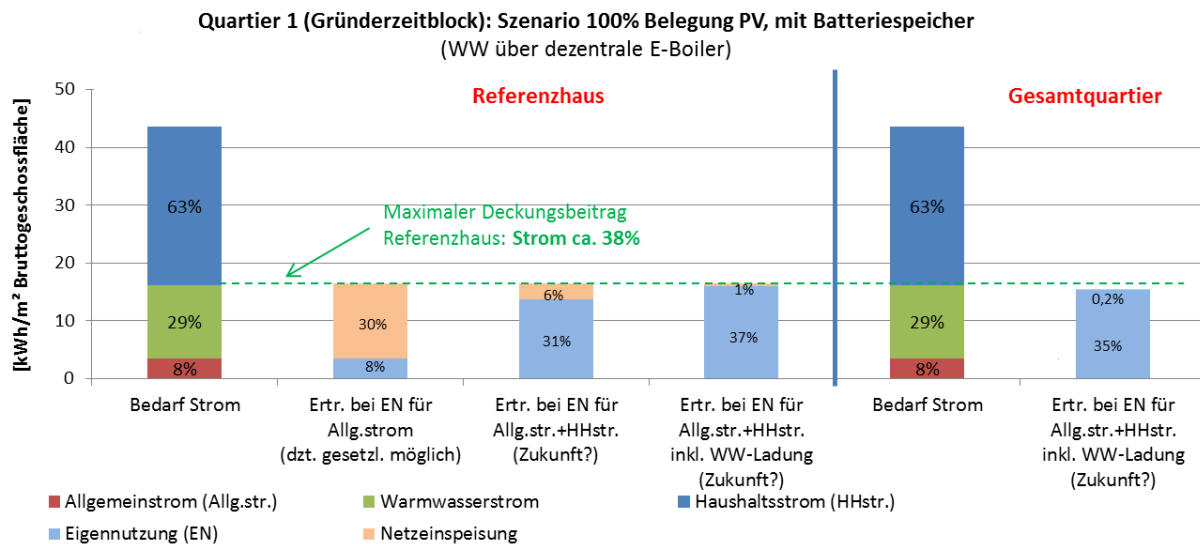


Abbildung 59: Referenzhaus 1 im Vergleich zum Quartier 1, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, mit Batteriespeicher

Zu erkennen ist, dass bei alleiniger Nutzung des Allgemeinstromes der Eigennutzungsanteil um ca. 3%-Punkte steigt. Bei Nutzung auch als Haushaltsstrom kann der Eigennutzungsanteil deutlich um ca. 9%-Punkte auf ca. 31% gesteigert werden. Wird auch das Warmwasser mit dem PV-Strom erzeugt, dann kann der Eigenverbrauch um 7%-Punkte auf ca. 37% gesteigert werden - im Vergleich zur Variante ohne Batteriespeicher. Betrachtet man das gesamte Quartier, so kann auch hier durch Verwendung des Batteriespeichers der Anteil des Eigenverbrauchs auf ca. 35% erhöht werden.

Die untenstehende Grafik zeigt die Anteile der Eigennutzung für Raumheizung und Warmwasserbereitung sowie der Netzeinspeisung bei einer 100%-Belegung mit Solarthermiekollektoren im Vergleich des Referenzhauses zum Gesamtquartier.

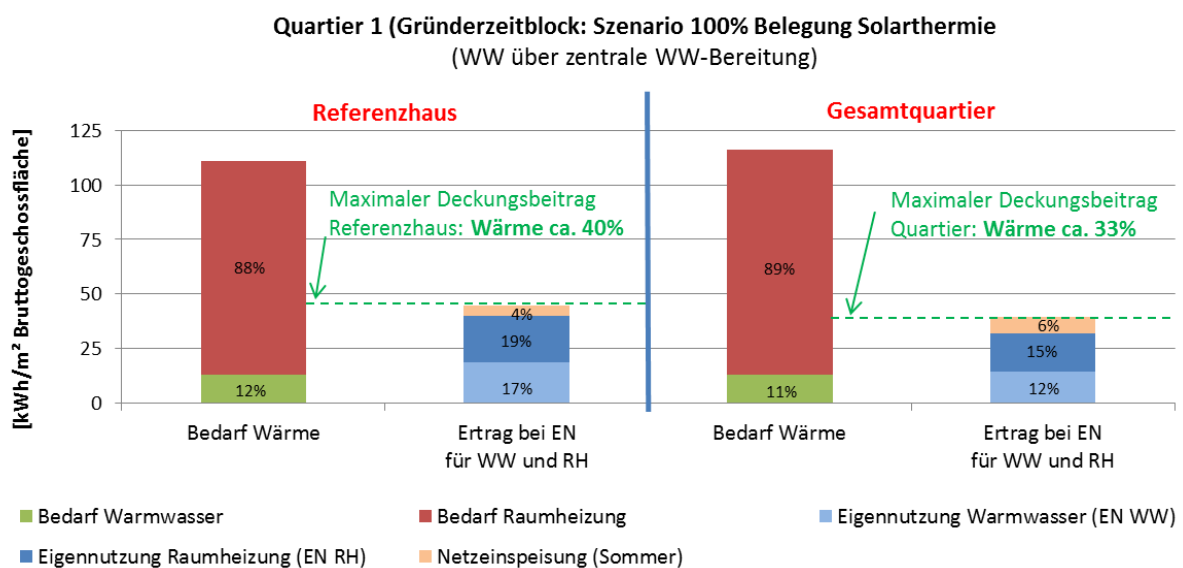


Abbildung 60: Quartier 1, 100%-Belegung mit Solarthermiekollektoren für Gesamtquartier 1

Die Berechnungsgrundlagen waren dieselben wie bei der Berechnung der PV-Anlage. In Abbildung 60 ist zu erkennen, dass sich für das Referenzhaus ein maximaler Deckungsbeitrag für

Warmwasser und Heizung von 36% ergibt. Weitere 4% könnten im Sommer in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Es können somit (bilanztechnisch) ca. 40% des benötigten Energiebedarfs gedeckt werden. Für das Gesamtquartier ergibt sich ein maximaler Deckungsbeitrag für Warmwasser und Heizung von 27%. Weitere 6% könnten in ein Fernwärmenetz eingespeist werden, somit könnten (bilanztechnisch) 33% des Energiebedarfs gedeckt werden. Der Grund für den geringeren Deckungsbeitrag beim Quartier im Vergleich zum Referenzhaus kann damit erklärt werden, dass das Referenzhaus südseitig gelegen ist und beim Gesamtquartier auch die Dachflächen in nicht optimaler Westausrichtung inkludiert sind.

Fallstudie Quartier 2 (Zeilenbebauung)

Aus den energietechnologischen Untersuchungen lässt sich bei der 100%-Belegung folgendes zusammenfassen:

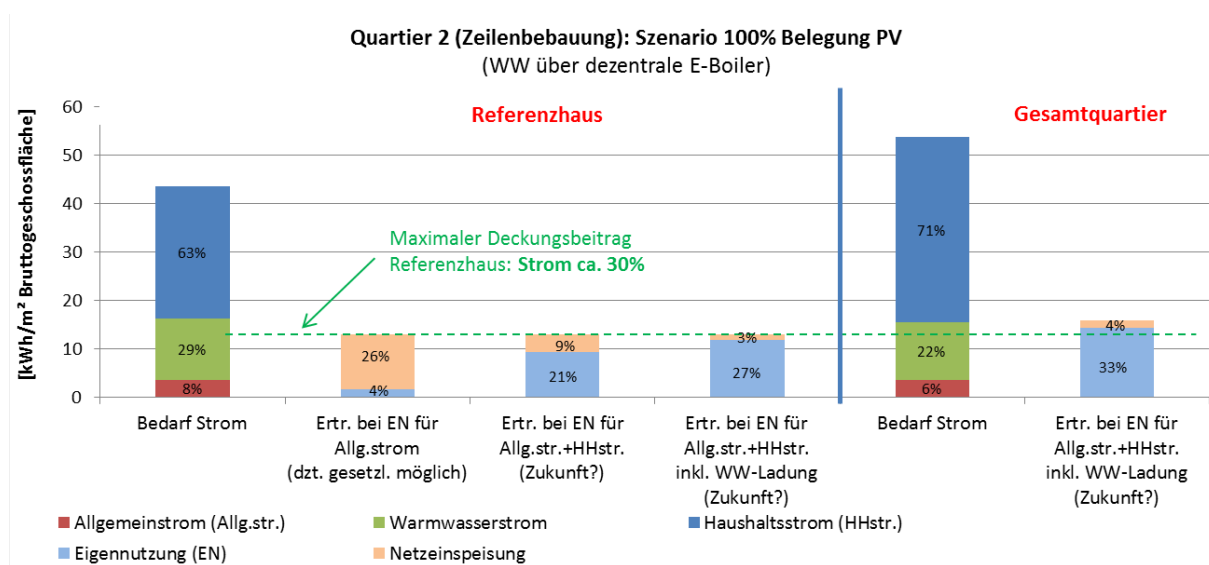


Abbildung 61: Referenzhaus 2 im Vergleich zum Quartier 2, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, ohne Batteriespeicher

Berechnungsgrundlagen: Ein durchschnittliches Musterhaus im Quartier mit Flachdach, die Dachfläche ist zu 100% mit PV Paneelen belegt. Die Fassadenfläche wurde nicht berücksichtigt.

In Abbildung 61 ist zu erkennen, dass in diesem Fall ein maximaler Deckungsbeitrag für den benötigten Strom (Allgemein, Haushalt und Warmwasserbedarf) von ca. 30% erzielbar wäre. Bei Variante 1 (derzeitiger Gesetzeslage) können durch die PV-Anlage nur 4% davon im Objekt genutzt werden (ohne Speicher). Wenn der produzierte PV Strom auch als Haushaltsstrom verwendet werden kann (Variante 2), kann der Eigennutzungsanteil auf ca. 21% gesteigert werden.

Wenn ebenfalls die Warmwassererwärmung durch intelligente Ladesysteme in das Nutzungsprofil der PV Anlage integriert werden kann, dann kann in diesem Fall der Eigennutzungsanteil auf ca. 27% gesteigert werden. Im Vergleich dazu kann bei Betrachtung des gesamten Quartiers der Eigennutzungsanteil durch die gebäudeübergreifende Nutzung und die Einbeziehung von Gewerbeobjekten um ca. 6%-Punkte auf ca. 33% gesteigert werden.

Bei Verwendung eines Batteriespeichers ergibt sich hingegen folgendes Bild:

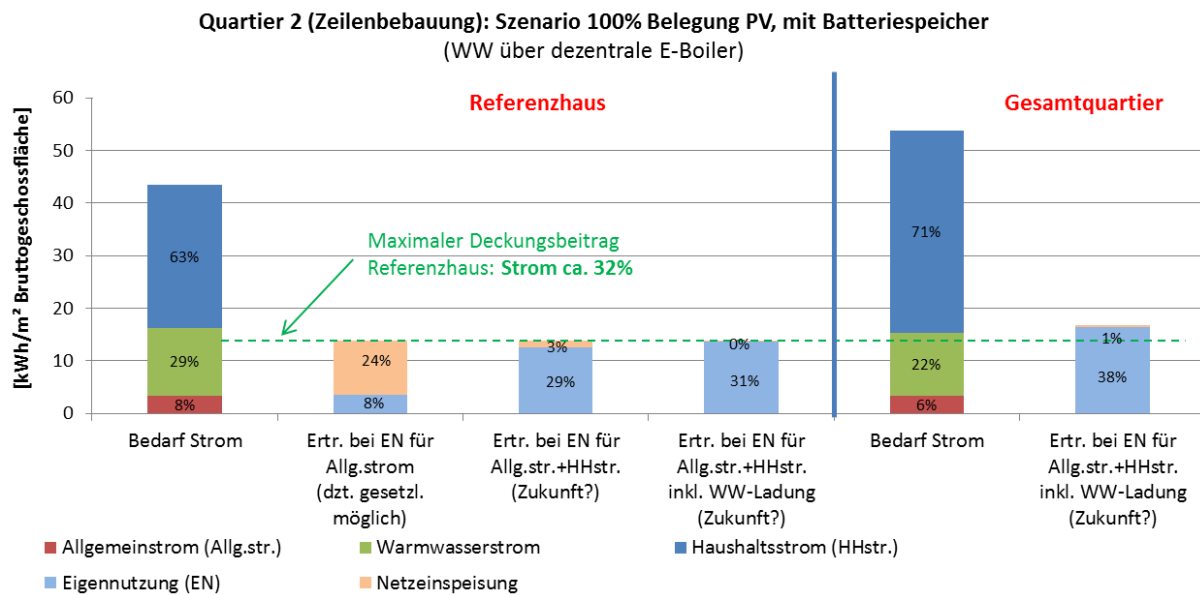


Abbildung 62: Referenzhaus 2 im Vergleich zum Quartier 2, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, mit Batteriespeicher

Zu erkennen ist in Abbildung 62, dass für das Referenzhaus bei alleiniger Verwendung des erzeugten PV-Stromes als Allgemeinstrom der Eigennutzungsanteil um ca. 4%-Punkte steigt (im Vergleich zum System ohne Batteriespeicher). Wird der produzierte PV-Strom zusätzlich zum Allgemeinstrom auch als Haushaltsstrom genutzt, steigt der Eigennutzungsanteil um ca. 8%-Punkte auf ca. 29%. Wird zusätzlich noch das Warmwasser mit dem PV-Strom erzeugt, kann der Eigenverbrauch im Vergleich zur Variante ohne Speicher um ca. 4%-Punkte auf ca. 31% gesteigert werden. Vergleicht man das gesamte Quartier – mit und ohne Speicher – dann zeigt sich, dass durch Verwendung des Batteriespeichers der Anteil des Eigenverbrauchs um ca. 5%-Punkte auf ca. 38% steigt.

Für die Belegung der Dachfläche mit Solarthermiemodule ergibt sich folgenden Bild:

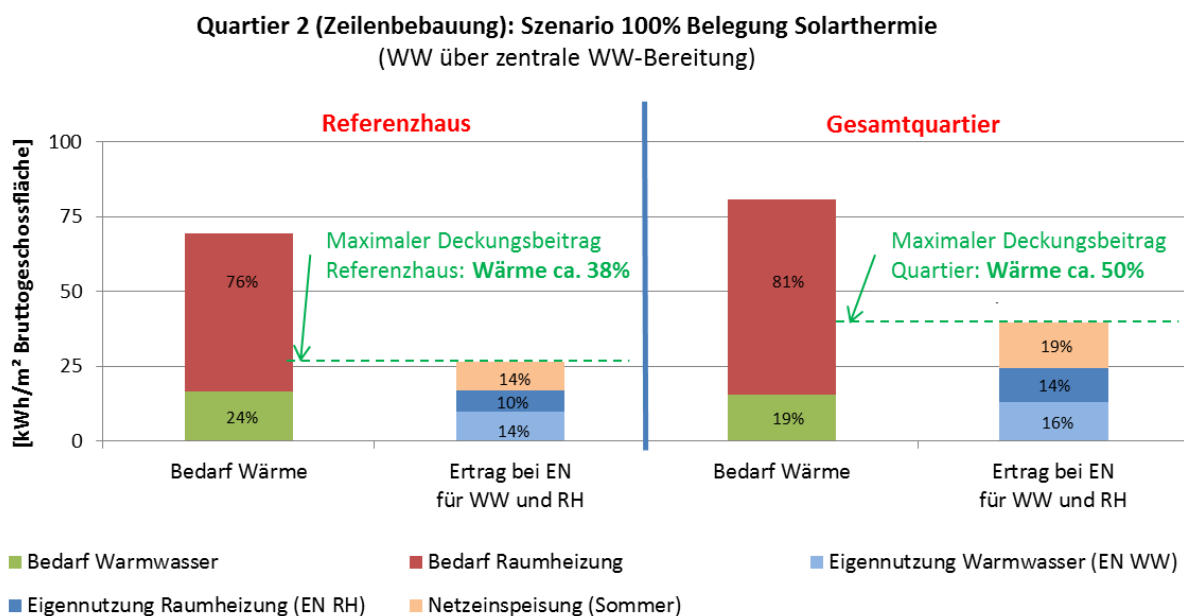


Abbildung 63: Quartier 2, 100%-Belegung mit Solarthermiemodulen für Gesamtquartier 2

Berechnungsgrundlagen: Ein durchschnittliches Mustergebäude im Quartier, mit Flachdach, die Dachfläche ist zu 100% mit Solarthermiekollektoren belegt. Die Fassadenfläche wurde nicht berücksichtigt.

In Abbildung 63 ist zu erkennen, dass sich ein maximaler Deckungsbeitrag für Warmwasser und Heizung von ca. 24% ergibt. Weitere 14% könnten in ein Fernwärmenetz eingespeist werden. Somit wäre (bilanztechnisch) eine Deckung des benötigten Energiebedarfs von ca. 38% möglich. Bei Betrachtung des gesamten Quartiers ergibt sich ein maximaler Deckungsbeitrag von insgesamt ca. 50%, wobei davon ca. 19% als Überschusswärme in ein Fernwärmenetz eingespeist werden kann. Ca. 30% könnten für Warmwasser und Heizung im Eigenverbrauch selbst genutzt werden.

Fallstudie Quartier 3 (Blockbebauung)

Abbildung 64 zeigt die Anteile der Eigennutzung und der Netzeinspeisung bei einer 100%-Belegung mit PV für die unterschiedlichen Nutzungsvarianten im Vergleich Referenzhaus zum Gesamtquartier.

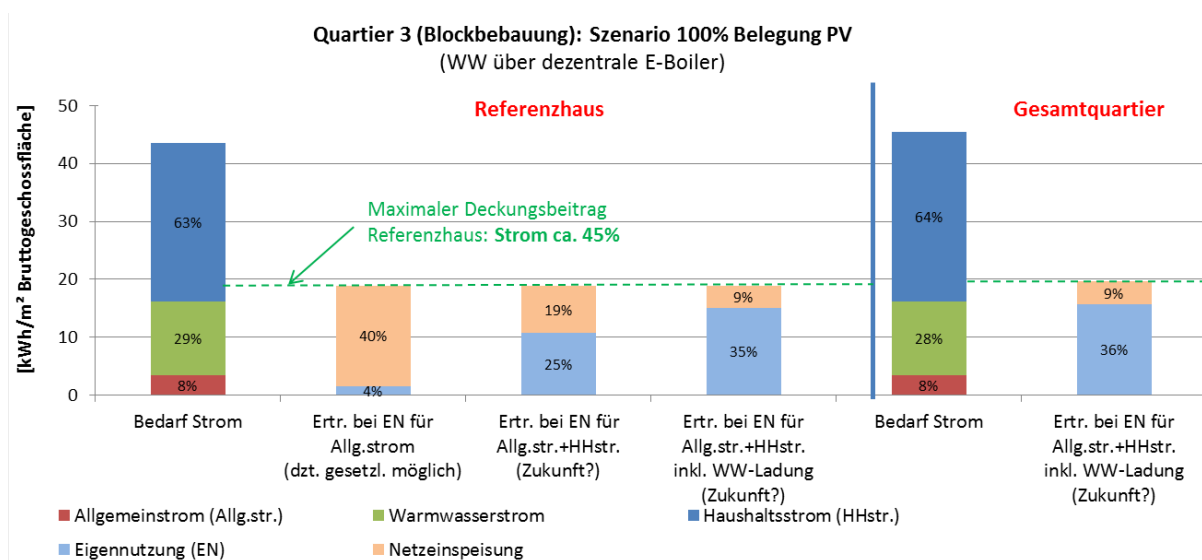


Abbildung 64: Referenzhaus 3 im Vergleich zum Quartier 3, 100% Belegung mit PV für Musterhaus, ohne Batteriespeicher

Berechnungsgrundlagen: Ein durchschnittliches Musterhaus im Quartier, mit Flachdach, die Dachfläche ist zu 100% mit PV Paneelen belegt. Die Fassadenfläche wurde nicht berücksichtigt.

Es ist zu erkennen, dass ein maximaler Deckungsbeitrag für den benötigten Strom (Allgemein, Haushalt und Warmwasserbedarf) von ca. 45% erzielbar wäre. Bei Variante 1 (derzeitiger Gesetzeslage) können durch die PV-Anlage, ohne Speicher, nur 4% davon im Objekt genutzt werden. Bei Variante 2, wenn der produzierte PV Strom auch als Haushaltsstrom verwendet werden kann, kann der Eigennutzungsanteil auf 25% gesteigert werden. Wird auch die Variante 3 (Warmwassererwärmung) durch intelligente Ladesysteme in das Nutzungsprofil der PV Anlage integriert, kann der Eigennutzungsanteil auf ca. 35% gesteigert werden. Im Vergleich dazu kann bei Betrachtung des gesamten Quartiers der Eigennutzungsanteil durch die gebäudeübergreifenden

de Nutzung und die Einbeziehung von Gewerbeobjekten um ca. 1%-Punkt auf ca. 36% gesteigert werden.

Wird in einer weiteren Variante ein Batteriespeicher integriert, dann ergibt sich folgende Situation:

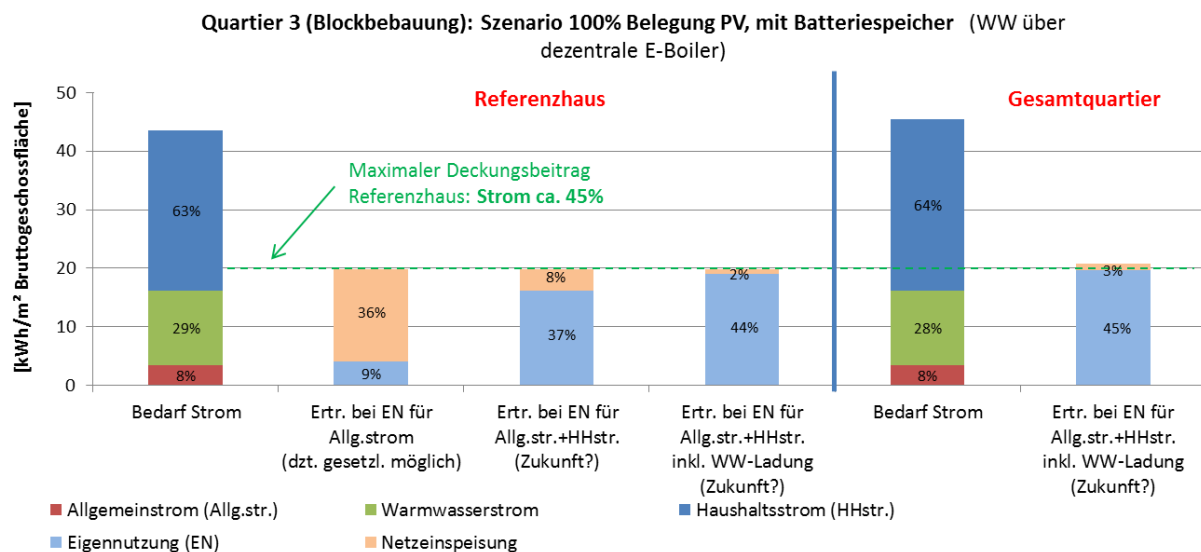


Abbildung 65: Referenzhaus 3 im Vergleich zum Quartier 3, 100%-Belegung mit PV für Musterhaus, mit Batteriespeicher

In Abbildung 65 ist zu erkennen, dass für das Referenzhaus bei alleiniger Nutzung des Allgemeinstromes der Eigennutzungsanteil - im Vergleich zum System ohne Batteriespeicher – um ca. 5%-Punkte steigt. Auch bei Nutzung als Haushaltsstrom steigt der Eigennutzungsanteil um ca. 12%-Punkte. Wird auch das Warmwasser mit dem PV-Strom erzeugt, kann der Eigenverbrauch im Vergleich zur Variante ohne Speicher um ca. 9%-Punkte gesteigert werden. Betrachtet man das gesamte Quartier, so kann dann durch Verwendung des Batteriespeichers der Anteil des Eigenverbrauchs mit ca. 45% angegeben werden.

In Abbildung 66 ist zu erkennen, dass sich bei Verwendung von Solarthermiekollektoren ein maximaler Deckungsbeitrag für Warmwasser und Heizung von ca. 31% ergibt. Weitere 20% könnten in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Insgesamt können (bilanztechnisch) somit ca. 51% des benötigten Energiebedarfs erzeugt werden. Der maximale (bilanztechnische) Deckungsgrad des gesamten Quartiers beträgt ca. 53%, wobei davon ca. 22% als Überschusswärme in ein Fernwärmenetz eingespeist werden können. Ca. 31% könnten für Warmwasser und Heizung im Eigenverbrauch selbst genutzt werden.

Quartier 3 (Blockbebauung): Szenario 100% Belegung Solarthermie (WW über zentrale WW-Bereitung)

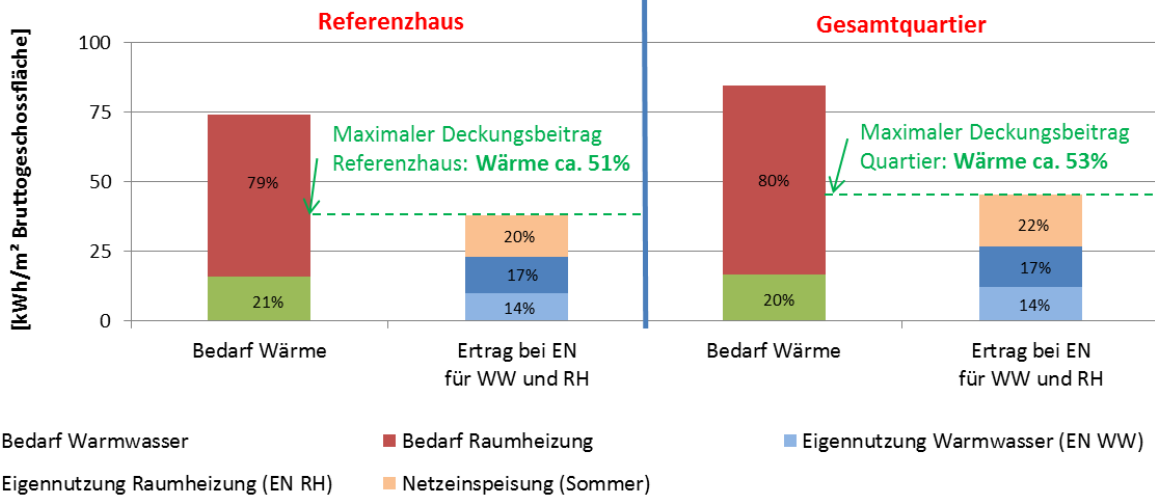


Abbildung 66: Quartier 3, 100%-Belegung mit Solarthermiekollektoren für Gesamtquartier 3

Berechnungsgrundlagen: Ein durchschnittliches Mustergebäude im Quartier, mit Flachdach, die Dachfläche ist zu 100% mit Solarthermiekollektoren belegt. Die Fassadenflächen wurde nicht berücksichtigt.

Anhang 2:

Tabelle 13: CO2-Ersparnis (in kg CO2 pro m² Bruttogeschosßfläche und pro Jahr) bei Verwendung einer PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) für unterschiedliche Szenarien.

PV			Quartier 1 (Gründerzeit) Wohngebäude				Quartier 2 (Zeilenbebauung) Wohngebäude + Gewerbe				Quartier 3 (Blockbauweise) Wohngebäude+Gewerbe			
			Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom	Mehrere ZP (MFH), Allgem einstr.+ Hausha	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+ Haushaltsstro m inkl. WW- Ladung	WW	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom	Mehrere ZP (MFH), Allgem einstr.+ Hausha	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+ Haushaltsstro m inkl. WW- Ladung	WW	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom	Mehrere ZP (MFH), Allgem einstr.+ Hausha	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+ Haushaltsstro m inkl. WW- Ladung	WW
QUARTIER														
CO2-Einsparung:		η												
Strom(heizung)	kg/m ² BGF/a	0,98	4,0	4,0	4,0	0,9	4,5	4,5	4,5	0,5	5,6	5,6	5,6	1,3
Wärmepumpe	kg/m ² BGF/a	2,88				0,3				0,2				0,4
Heizöl	kg/m ² BGF/a	0,74				1,4				0,7				1,8
Erdgas	kg/m ² BGF/a	0,81				1,0				0,5				1,3
Holzpellets	kg/m ² BGF/a	0,76				0,2				0,1				0,2
Fernwärme	kg/m ² BGF/a	0,94				0,7				0,3				0,9
REFERENZHAUS			Referenzhaus Quartier 1				Referenzhaus Quartier 2				Referenzhaus Quartier 3			
CO2-Einsparung:		η												
Strom(heizung)	kg/m ² BGF/a	0,98	4,3	4,3	4,3	1,1	3,7	3,7	3,7	0,7	5,4	5,4	5,4	1,3
Wärmepumpe	kg/m ² BGF/a	2,88				0,4				0,2				0,4
Heizöl	kg/m ² BGF/a	0,74				1,6				1,0				1,9
Erdgas	kg/m ² BGF/a	0,81				1,1				0,7				1,3
Holzpellets	kg/m ² BGF/a	0,76				0,2				0,1				0,2
Fernwärme	kg/m ² BGF/a	0,94				0,8				0,5				0,9

Tabelle 14: CO2-Ersparnis (in kg CO2 pro m² Bruttogeschossfläche und pro Jahr) bei Verwendung einer PV-Anlage (mit Batteriespeicher) für unterschiedliche Szenarien.

PV mit Batteriespeicher			Quartier 1 (Gründerzeit) Wohngebäude				Quartier 2 (Zeilenbebauung) Wohngebäude + Gewerbe				Quartier 3 (Blockbauweise) Wohngebäude + Gewerbe			
QUARTIER			Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom	Mehrere ZP (MFH), Allgem einstr.+ Hausha	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+ Haushaltsstro m inkl. WW- Ladung	WW- Bedarf	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom	Mehrere ZP (MFH), Allgem einstr.+ Hausha	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+ Haushaltsstro m inkl. WW- Ladung	WW- Bedarf	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstrom	Mehrere ZP (MFH), Allgem einstr.+ Hausha	Mehrere ZP (MFH), Allgemeinstr.+ Haushaltsstro m inkl. WW- Ladung	WW- Bedarf
CO2-Einsparung:		η												
Strom(heizung)	kg/m² BGF/a	0,98	4,4	4,4	4,4	0,5	4,8	4,8	4,8	0,2	5,9	5,9	5,9	0,8
Wärmepumpe	kg/m² BGF/a	2,88				0,2				0,1				0,3
Heizöl	kg/m² BGF/a	0,74				0,7				0,2				1,2
Erdgas	kg/m² BGF/a	0,81				0,5				0,2				0,9
Holzpellets	kg/m² BGF/a	0,76				0,1				0,0				0,2
Fernwärme	kg/m² BGF/a	0,94				0,3				0,1				0,6
REFERENZHAUS			Referenzhaus Quartier 1				Referenzhaus Quartier 2				Referenzhaus Quartier 3			
CO2-Einsparung:		η												
Strom(heizung)	kg/m² BGF/a	0,98	4,7	4,7	4,7	0,6	3,9	3,9	3,9	0,3	5,7	5,7	5,7	0,8
Wärmepumpe	kg/m² BGF/a	2,88				0,2				0,1				0,3
Heizöl	kg/m² BGF/a	0,74				0,9				0,5				1,2
Erdgas	kg/m² BGF/a	0,81				0,7				0,3				0,9
Holzpellets	kg/m² BGF/a	0,76				0,1				0,1				0,2
Fernwärme	kg/m² BGF/a	0,94				0,5				0,2				0,6

Tabelle 15: CO₂-Ersparnis (in kg CO₂ pro m² Bruttogeschosßfläche und pro Jahr) bei Verwendung einer Solarthermie-Anlage für unterschiedliche Szenarien.

Solarthermie		Quartier 1 (Gründerzeit)			
		Wohngebäude			
QUARTIER + Referenzhaus		Ertrag bei EN für WW und RH	Ertrag bei EN für WW und RH	Ertrag bei EN für WW und RH	Ertrag bei EN für WW und RH
		Referenzhaus:	QUARTIER	Referenzhaus:	QUARTIER
CO₂-Einsparung: Warmwasser		η	Warmwasser		
Strom(heizung)	kg/m ² BGF/a	0,98	5,3	4,1	
Wärmepumpe	kg/m ² BGF/a	2,88	1,8	1,4	
Heizöl	kg/m ² BGF/a	0,74	7,8	6,0	
Erdgas	kg/m ² BGF/a	0,81	5,6	4,3	
Holzpellets	kg/m ² BGF/a	0,76	1,0	0,8	
Fernwärme	kg/m ² BGF/a	0,94	3,8	2,9	
CO₂-Einsparung: Raumwärme		η	Raumwärme		
Strom(heizung)	kg/m ² BGF/a	0,98	6,1	5,1	
Wärmepumpe	kg/m ² BGF/a	2,88	2,1	1,7	
Heizöl	kg/m ² BGF/a	0,74	8,9	7,4	
Erdgas	kg/m ² BGF/a	0,81	6,3	5,3	
Holzpellets	kg/m ² BGF/a	0,76	1,1	0,9	
Fernwärme	kg/m ² BGF/a	0,94	4,3	3,6	
CO₂-Einsparung: Netzeinspeisung		η	Netzeinspeisung		
Strom(heizung)	kg/m ² BGF/a	0,98	1,4	2,1	
Wärmepumpe	kg/m ² BGF/a	2,88	0,5	0,7	
Heizöl	kg/m ² BGF/a	0,74	2,1	3,1	
Erdgas	kg/m ² BGF/a	0,81	1,5	2,2	
Holzpellets	kg/m ² BGF/a	0,76	0,3	0,4	
Fernwärme	kg/m ² BGF/a	0,94	1,0	1,5	

Quartier 2 (Zeilenbebauung)			
Wohngebäude + Gewerbe			
Ertrag bei EN für WW und RH		Ertrag bei EN für WW und RH	
Referenzhaus:	QUARTIER	Referenzhaus:	QUARTIER
Warmwasser			
	2,8		3,7
	0,9		1,3
	4,0		5,4
	2,9		3,8
	0,5		0,7
	2,0		2,6
Raumwärme			
	2,1		3,2
	0,7		1,1
	3,0		4,7
	2,2		3,4
	0,4		0,6
	1,5		2,3
Netzeinspeisung			
	2,7		4,4
	0,9		1,5
	4,0		6,5
	2,8		4,6
	0,5		0,8
	1,9		3,2

Quartier 3 (Blockbauweise)			
Wohngebäude+Gewerbe			
Ertrag bei EN für WW und RH		Ertrag bei EN für WW und RH	
Referenzhaus:	QUARTIER	Referenzhaus:	QUARTIER
Warmwasser			
	2,9		3,5
	1,0		1,2
	4,2		5,1
	3,0		3,6
	0,5		0,6
	2,1		2,5
Raumwärme			
	3,7		4,2
	1,3		1,4
	5,4		6,1
	3,9		4,3
	0,7		0,8
	2,6		3,0
Netzeinspeisung			
	4,3		5,3
	1,5		1,8
	6,3		7,8
	4,5		5,6
	0,8		1,0
	3,0		3,8

Anhang 3: Matrix Energiesystemlösungen für die Fallstudiengebiete in Graz

In der nachfolgenden Tabelle sind Energiesystemlösungen für **Quartier 1 (Gründerzeitblock)** dargestellt, die aus technischer Sicht einfach oder mit „vertretbarem“ Aufwand umsetzbar sind (nur mit Grobeinschätzung aus rechtlicher und wirtschaftlicher Sicht).

Quartier 1	Eigennutzung im Objekt	Gebäudeübergreifende Eigennutzung	Überschuss-einspeisung
PV-Anlage für	Allg.str.; Gemeinschaftsanlage mit Anbindung über zentralen ZP* (ohne/mit Batteriespeicher)	Vernetzung der Gemeinschaftsanlagen über Stromnetz (ohne/mit Batteriespeicher in den Objekten)**	ins Stromnetz*
	Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanlage mit Anbindung über zentralen ZP und Einzelanlagen mit Direktleitungen zu WohnungsZP* (mit/ohne Batteriespeicher; mit/ohne intelligente WW-Ladung E-Speicher**)	Vernetzung der Gemeinschaftsanlagen über Stromnetz (ohne/mit Cloudspeicher im Quartier)**	ins Stromnetz* + Batteriespeicher innerhalb Objekt**
	Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanlagen mit Anbindung an Haupt-einspeisung** (mit/ohne Batteriespeicher; mit/ohne intelligente WW-Ladung E-Speicher**)	Vernetzung der Gemeinschaftsanlagen über Stromnetz (mit/ohne Batterie- bzw. Cloudspeicher) + intelligente WW-Ladung E-Speicher**	ins Stromnetz* + Cloudspeicher außerhalb Objekt***

Allg.str. ... Allgemeinstrom HH.str. ... Haushaltsstrom ZP ... Zählpunkt

WW ... Warmwasser

* jetzige Gesetzeslage

** ev. zukünftige Gesetzeslage

*** dzt. aus rechtlichen Gründen nicht möglich, außer Betreiber ist EVU

In der nachfolgenden Tabelle sind Energiesystemlösungen für **Quartier 2 (Zeilenbebauung)** dargestellt.

Quartier 2	Eigennutzung im Objekt	Gebäudeübergreifende Eigennutzung	Überschuss-einspeisung
PV-Anlage für	Allg.str.; Gemeinschaftsanlage mit Anbindung über zentralen ZP* (ohne/mit Batteriespeicher)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (ohne/mit Batteriespeicher in den Objekten)**	ins Stromnetz*
	Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanlage mit Anbindung über zentralen ZP und Einzelanlagen mit Direktleitungen zu Wohnung-ZP* (mit/ohne Batteriespeicher; mit/ohne intelligente WW-Ladung E-Speicher**)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (ohne/mit Cloudspeicher im Quartier)**	ins Stromnetz* + Batteriespeicher innerhalb Objekt**
	Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanalagen mit Anbindung an Haupteinspeisung** (mit/ohne Batteriespeicher; mit/ohne intelligente WW-Ladung E-Speicher**)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (mit/ohne Batterie- bzw. Cloudspeicher) + intelligente WW-Ladung E-Speicher**	ins Stromnetz* + Cloudspeicher außerhalb Objekt***
Komb. System PV und Solarthermie	Sol.th. für Warmwasserbereitung - Anbindung an zentrale WW-Bereitung*	Überschusseinspeisung in ein Mikronetz****	in die Vorlaufleitung des FW-Netzes entsprechend gefordertem Netz-Temp.niveau****
	Sol.th. für WW-Bereitung + Heizungsunterstützung - Anbindung an zentrale Heizung- und WW-Bereitung*	Überschusseinspeisung in ein (Niedertemperatur-) Nahwärmenetz****	in die Vor-/oder Rücklaufleitung des FW-Netzes mit Temp.niveau nach Können und Vermögen****
	PV für Allg.str.; Gemeinschaftsanlage mit Anbindung über zentralen ZP* (ohne/mit Batteriespeicher)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (ohne/mit Batteriespeicher in den Objekten)**	ins Stromnetz*
	PV für Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanlage mit Anbindung über zentralen ZP und Einzelanlagen mit Direktleitungen zu WohnungsZP* oder Gemeinschaftsanalagen mit Anbindung an Haupteinspeisung** (mit/ohne Batteriespeicher)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (ohne/mit Cloudspeicher in den Quartieren)**	ins Stromnetz* + Batteriespeicher innerhalb Objekt**oder + Cloudspeicher außerhalb Objekt***

Allg.str. ... Allgemeinstrom HH.str. ... Haushaltsstrom ZP ... Zählpunkt

Sol.th. ... Solarthermie WW ... Warmwasser

* jetzige Gesetzeslage

** ev. zukünftige Gesetzeslage

*** dzt. aus rechtlichen Gründen nicht möglich, außer Betreiber ist EVU

**** Zustimmung des Netzbetreibers vorausgesetzt

In der nachfolgenden Tabelle sind Energiesystemlösungen für **Quartier 3 (Blockbebauung)** dargestellt, die aus technischer Sicht einfach oder mit „vertretbarem“ Aufwand umsetzbar sind.

Quartier 3	Eigennutzung	Gebäudeübergreifende Eigennutzung	Überschuss-einspeisung
Solarthermie für	Sol.th. für WW-Bereitung - Anbindung an zentrale WW-Bereitung*	Überschusseinspeisung in ein Mikronetz****	in die Vorlaufleitung des FW-Netzes entsprechend gefordertem Netz-Temp.niveau ****
	Sol.th. für WW-Bereitung + Heizungsunterstützung - Anbindung an zentrale Heizung- und WW-Bereitung*	Überschusseinspeisung in ein (Niedertemperatur-) Nahwärmenetz****	in die Vor-/oder Rücklaufleitung des FW-Netzes mit Temp.niveau nach Können und Vermögen****
Komb. System PV und Solarthermie	Sol.th. für WW-Bereitung - Anbindung an zentrale WW-Bereitung*	Überschusseinspeisung in ein Mikronetz****	in die Vorlaufleitung des FW-Netzes entsprechend gefordertem Netz-Temp.niveau ****
	Sol.th. für WW-Bereitung + Heizungsunterstützung - Anbindung an zentrale Heizung- und WW-Bereitung*	Überschusseinspeisung in ein (Niedertemperatur-) Nahwärmenetz****	in die Vor-/oder Rücklaufleitung des FW-Netzes mit Temp.niveau nach Können und Vermögen****
	PV für Allg.str.; Gemeinschaftsanalage mit Anbindung über zentralen ZP* (ohne/mit Batteriespeicher)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (ohne/mit Batteriespeicher in Obj.)**	ins Stromnetz*
	PV für Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanalage mit Anbindung über zentralen ZP und Einzelanlagen mit Direktleitungen zu WohnungsZP* oder Gemeinschaftsanalagen mit Anbindung an Haupteinspeisung** (mit/ohne Batteriespeicher)	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (ohne/mit Cloudspeicher in den Quartieren)**	ins Stromnetz* + Cloudspeicher außerhalb Objekt***
	PV für Allg.str.+ HH.str.; Gemeinschaftsanalage mit Anbindung über zentralen ZP und Einzelanlagen mit Direktleitungen zu WohnungsZP* oder Gemeinschaftsanalagen mit Anbindung an Haupteinspeisung** (mit/ohne Batteriespeicher) + Option intelligente Warmwasserladung oder P2H*	Vernetzung der Gemeinschaftsanalagen über Stromnetz (mit/ohne Batterie- bzw. Cloudspeicher) + Option intelligente Warmwasserladung oder P2H**	ins Stromnetz* + Batteriespeicher innerhalb Objekt**

Allg.str. ... Allgemeinstrom HH.str. ... Haushaltsstrom ZP ... Zählpunkt

Sol.th. ... Solarthermie WW ... Warmwasser

* jetzige Gesetzeslage

** ev. zukünftige Gesetzeslage

*** dzt. aus rechtlichen Gründen nicht möglich, außer Betreiber ist EVU

**** Zustimmung des Netzbetreibers vorausgesetzt