



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN



INTEGRATION REGENERATIVER
ENERGIESYSTEME IN DAS STADTBILD



Integration Regenerativer Energiesysteme in das Stadtbild

Ergänzendes Grundlagendokument zum
Leitfaden für regenerative Energien im Stadtbild

Photovoltaik

Solarthermie

Luft-Wasser-Wärmepumpe

erarbeitet von

Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Im Auftrag der und finanziert durch die Landeshauptstadt Dresden

Autoren: C. Felsmann, V. Volmer, K. Rühling, H. Hundt

Dresden, Dez. 2018 mit redaktionellen Änderungen Jan. 2020

Inhalt

1	Einleitung.....	6
2	Städtebauliche Situation in Dresden.....	7
3	Einordnung in die städtische Klimaschutzstrategie.....	9
4	Untersuchungsumfang und -methodik	12
4.1	Untersuchungsmethodik	12
4.2	Beispiel-Simulationen	12
4.3	Ermittlung der CO ₂ -Emissionsvermeidung.....	13
4.4	Gebäudetypologien.....	13
4.4.1	Einfamilienhaus.....	14
4.4.2	Mehrfamilienhaus	15
4.4.3	Verwaltungs- und Bürogebäude.....	17
4.4.4	Gewerbegebäude	18
5	Photovoltaik	19
5.1	Technische und städtebauliche Grundlagen.....	19
5.1.1	Wirkprinzip.....	19
5.1.2	Aufbau von PV-Modulen und optisches Erscheinungsbild.....	19
5.1.3	Verschaltung der Module und Peripherie.....	21
5.1.4	Leistung und energetische Effizienz	22
5.1.5	Befestigung, Windlast, Schneelast	24
5.1.6	Gesetzliche Rahmenbedingungen	26
5.1.7	Kosten der Anlagen	26
5.1.8	Solarstromspeicher	27
5.1.9	Fördermöglichkeiten	29
5.2	Beispiele für energetische und CO ₂ -seitige Wirkungen.....	30
5.2.1	Grundlagen PV-Anlagenkonfigurationen	30
5.2.2	Einfamilienhaus.....	31
5.2.3	Mehrfamilienhaus	35
5.2.4	Verwaltungs- und Bürogebäude.....	38

5.2.5	Gewerbegebäude	41
5.3	Handlungsempfehlungen Photovoltaik	42
5.3.1	Integration (Art der Aufstellung, Lage)	42
5.3.2	Neigungswinkel	43
5.3.3	Modulanordnung Schrägdach	44
5.3.4	Sichtbarkeit Randabstand Flachdach	45
5.3.5	Modulfarbe	45
5.3.6	Rahmen	46
5.3.7	Reflexion / Blendwirkung.....	46
6	Solarthermie	48
6.1	Technische und städtebauliche Grundlagen.....	48
6.1.1	Wirkprinzip.....	48
6.1.2	Aufbau von Solarthermiekollektoren	49
6.1.3	Verschaltung der Kollektoren und Peripherie.....	50
6.1.4	Energetische Effizienz und Erträge	50
6.1.5	Befestigung, Windlast, Schneelast	52
6.1.6	Gesetzliche Rahmenbedingungen	53
6.1.7	Kosten der Anlagen	54
6.1.8	Fördermöglichkeiten	54
6.2	Beispiele für energetische und CO ₂ -seitige Wirkungen.....	55
6.2.1	Grundlagen ST-Anlagenkonfiguration	55
6.2.2	Einfamilienhaus.....	56
6.2.3	Mehrfamilienhaus	62
6.2.4	Verwaltungs- und Bürogebäude.....	67
6.2.5	Gewerbegebäude	72
6.3	Handlungsempfehlungen	73
6.3.1	Integration (Art der Aufstellung, Lage)	73
6.3.2	Neigungswinkel.....	74
6.3.3	Kollektoranordnung und Speicher.....	76

6.3.4	Sichtbarkeit Randabstand Flachdach	77
6.3.5	Kollektorfarbe, Rahmen und Rohrleitungen	78
6.3.6	Reflexion/Blendwirkung	79
7	Luft-Wasser-Wärmepumpen.....	80
7.1	Technische und städtebauliche Grundlagen.....	80
7.1.1	Wirkprinzip.....	80
7.1.2	Aufbau/Installationsarten/Aufstellung von Luft-Wasser-Wärmepumpen ...	82
7.1.3	Energetische Effizienz	83
7.1.4	Gesetzliche Rahmenbedingungen	85
7.1.5	Kosten der Anlagen	86
7.1.6	Fördermöglichkeiten	87
7.2	Handlungsempfehlungen	88
7.2.1	Innenaufstellung.....	88
7.2.2	Innenaufstellung Splitgerät mit Außeneinheit	90
7.2.3	Außenaufstellung.....	92
8	Kombilösungen und innovative Ansätze	95
8.1	Dach-/Fassadenbegrünung.....	95
8.2	PVT-Anlagen	96
8.3	Solarthermie und Wärmepumpe.....	97
9	Glossar	99
10	Abkürzungen.....	105
11	Einheiten.....	106
12	Anlagen: Simulationsergebnisse POLYSUN®.....	107
12.1	Simulationsergebnisse Photovoltaik	107
12.1.1	Einfamilienhaus.....	107
12.1.2	Mehrfamilienhaus	108
12.1.3	Verwaltungsgebäude	109
12.2	Simulationsergebnisse Solarthermie	110
12.2.1	Einfamilienhaus.....	110

12.2.2	Mehrfamilienhaus	112
12.2.3	Verwaltungsgebäude	114

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund des Klimawandels und der damit erforderlichen Maßnahmen zum Klimaschutz wurde in der Landeshauptstadt Dresden eine Vielzahl von Beschlüssen gefasst. Hierzu zählt vor allem das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept der Landeshauptstadt Dresden 2030¹. Das Ziel ist es, die Stadt auf den Weg zu höchster Energieeffizienz zu führen, sodass sowohl die im Energiekonzept der Bundesregierung² verankerten als auch die kommunalpolitisch beschlossenen Klimaschutzziele erreicht werden können.

Für die Umsetzung dieser Klimaschutzziele existieren verschiedene technische Möglichkeiten. Der Einsatz regenerativer Energieerzeugungs- und -verteilungstechniken unterliegt heute bestimmten geregelten aber auch unregulierten Randbedingungen. Dies hat zur Folge, dass entsprechende Techniken teils ungeachtet der von der Landeshauptstadt Dresden gewünschten Entwicklung eingesetzt werden.

Die in vorliegendem Dokument beschriebenen Handlungsempfehlungen berücksichtigen technische, energetische, wirtschaftliche und stadtgestalterische Aspekte. Anliegen ist es, die Interessen des Bauherrn mit Anforderungen an das städtische Erscheinungsbild und den höchstmöglichen Nutzen für den Klimaschutz miteinander zu vereinbaren und, wenn nötig, verträgliche Kompromisslösungen aufzuzeigen.

Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen folgende stadtbildprägenden Energieversorgungsstechniken:

- Photovoltaikanlagen,
- Solarthermieanlagen,
- Luft-Wasser-Wärmepumpen.

Gegenstand des vorliegenden Dokumentes ist überdies das städtische Ziel des Erhalts und des Ausbaus der Energiebereitstellung aus zentraler Kraft-Wärme-Kopplung. Es werden ausschließlich gebäudebezogene Maßnahmen zur Integration der o. g. Technologien betrachtet. Solarthermie- und/oder Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind nicht Gegenstand dieses Leitfadens.

¹ Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Dresden 2030, Dresden 2012

² Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28.09.2010, Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Künftig untersetzt mit neuen Erkenntnissen aus dem laufenden Projekten zu „Langfrist- und Klimaszenarien“; Download <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>; 15.11.2018

2 Städtebauliche Situation in Dresden

Dresden besitzt eine polyzentrische Struktur, die durch das historische Zusammenwachsen vieler einzelner Dörfer entstanden ist. Die ursprünglichen Siedlungsstrukturen sind heute noch im Stadtbild ablesbar. Im Zuge der weiteren baulichen Entwicklung der Stadt werden die bebauten Bereiche so nachverdichtet, dass sie über eine ausreichende Nutzungsdichte verfügen, um u. a. einen effizienten öffentlichen Nahverkehr, kostengünstige Ver- und Entsorgung sowie eine ressourcenschonende Wärmeversorgung zu ermöglichen.³

Ursprünglich wurde der öffentliche Raum nach einheitlichen Gestaltungsprinzipien mit typischen Materialien und Ausstattungsstandards entwickelt. Durch vielfältige funktionale und technische Anforderungen besteht jedoch die Gefahr, den öffentlichen Raum funktional zu zergliedern sowie mit einer beliebig wirkenden Möblierung zu überformen und so die Lesbarkeit und Unverwechselbarkeit des Stadtbildes zu verlieren. Um die gestalterische Qualität des Dresdner Stadtbildes und des öffentlichen Raumes zu sichern, wurde das Gestaltungshandbuch öffentlicher Raum entwickelt. In ähnlicher Art und Weise sollen für bestimmte Bautypologien im vorliegenden Leitfaden Handlungsempfehlungen zu den drei bereits genannten stadtbildprägenden erneuerbaren Technologien aufgezeigt werden.⁴

Städtebaulich ist in Dresden ein deutlicher Wohnflächenzuwachs zu verzeichnen. Aufgrund der zunehmenden Anzahl von Einpersonenhaushalten, den im Vergleich zu Mehrfamilienhäusern höheren Wohnflächen der Ein- und Zweifamilienhäuser sowie der wachsenden einwohnerbezogenen Wohnflächeninanspruchnahme ist der Heizwärmeverbrauch pro Einwohner in den vergangenen Jahren, trotz steigender Anforderungen an die energetischen Qualität von Gebäuden, nahezu konstant geblieben.⁵ Eine die Wärmeversorgung betreffende Klimaschutzmaßnahme ist daher, den Anteil erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung zu steigern. Über die für Dresden seit mehr als 100 Jahren eingesetzte Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich daraus positive Wirkungen auf den Stromsektor.

³ Quelle: Landschaftsplan Dresden;
<https://www.dresden.de/de/stadtraum/umwelt/umwelt/landschaftsplanung.php>

⁴

https://www.dresden.de/de/stadtraum/planen/stadtentwicklung/stadtplanung/037_stadtgestaltung.php und „Dresdner Standard. Gestaltungshandbuch öffentlicher Raum“

⁵ http://www.dresden.de/de/stadtraum/umwelt/umwelt/umweltinformation/c_010.php

Der Stadtrat von Dresden hat am 17. Mai 2018 für das Stadtgebiet einen neuen Landschaftsplan beschlossen.⁶ Dieser verfolgt das strategische Leitbild der „kompakten Stadt im ökologischen Netz“ und soll durch Vorgabe eines umfassenden und vorsorgenden Gesamtkonzeptes für Natur und Landschaft, sowohl außerhalb als auch innerhalb des Siedlungsgebietes, örtliche Klimaschutzstrategien unterstützen und die durch den Klimawandel hervorgerufenen lokalklimatischen Effekte mindern helfen.

⁶ http://ratsinfo.dresden.de/to0050.php?__ktonr=101723 download 21.11.2019 09:30

3 Einordnung in die städtische Klimaschutzstrategie

2013 wurde vom Dresdner Stadtrat das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept Dresden 2030 (IEuKK) beschlossen, welches der Stadtverwaltung und den städtischen Unternehmen als Grundlage für Aktivitäten im Bereich Energie- und Klimaschutz bis zum Jahr 2030 dient. Zielgruppen dieses Konzeptes sind Wirtschaft und Unternehmen der Stadt, Bürgerinnen und Bürger, Gebäudeeigentümer sowie die Stadtverwaltung. Das IEuKK unterstützt die Bemühungen um eine nachhaltige Energieversorgung, die neben ökologischen auch ökonomische und soziale Gesichtspunkte enthält. Die Stadt Dresden verfolgt im Zusammenhang mit der Mitgliedschaft im Klima-Bündnis das Ziel, die Treibhausgasemissionen (ausgewiesen in Masse $\text{CO}_2\text{-äq}$ /Einwohner) alle 5 Jahre um 10 % zu reduzieren, was erfordert, dass der CO_2 -Ausstoß in Dresden bis 2030 um insgesamt 40 % gegenüber 2005 gemindert wird. Das langfristig angelegte klimapolitische Ziel besteht darin, die Treibhausgasemissionen auf ein nachhaltiges Niveau von 2,5 t $\text{CO}_2\text{-äq}$ pro Einwohner und Jahr zu reduzieren.

Dies soll durch Energieeinsparungen, Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien erreicht werden. Es ist offensichtlich, dass auch in Dresden dieses konkrete Klimaschutzziel nicht ohne den überwiegenden Einsatz erneuerbarer Energie erreicht werden kann. Derzeit (2017) beträgt deren Anteil an der Strom- und Wärmeversorgung von Haushalten in Dresden lediglich etwa 4 % gemessen am gesamten Energieverbrauch der Wohngebäude. Der bundesweite Anteil an erneuerbaren Energien an den für Wohngebäude relevanten Energieverbräuchen beträgt dagegen etwa 14,4 % für Wärme, 37,8 % für Strom und 5,6 % für Verkehr (2018). Hieraus leitet sich die Notwendigkeit von verstärkten Aktivitäten zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Stadt Dresden ab.

In Dresden besteht ein großes Potential für die thermische Nutzung des Grundwassers und des oberflächennahen Gesteins sowie den Einsatz von Photovoltaik, Solarthermie und Biomasse. Die für die Erschließung der regenerativen Energiequellen erforderlichen technischen Systeme werden aber das Erscheinungsbild der Gebäude beeinflussen, wenn bei der Errichtung oder im Zusammenhang mit der Sanierung und dem Umbau vorhandener Gebäude nachträglich Installationen auf, am oder neben Gebäuden vorgenommen werden.

Bei den Überlegungen zur Integration regenerativer Energiequellen in die Energieversorgung von Gebäuden ist zu bedenken, dass in Dresden mit der Fernwärme eine in ihrer Klimawirkung vorteilhafte Form der Wärmebereitstellung zur Verfügung steht, mit der sich stadtbildverträgliche und klimafreundliche Lösungen einfach realisieren lassen. Nicht ohne Grund zielt eine der im Energie- und Klimaschutzkonzept der Stadt Dresden empfohlenen wichtigen Maßnahmen auf den Ausbau und die technologische Ertüchtigung der zentralen Fernwärmeversorgung ab (siehe Abbildung 3.1).

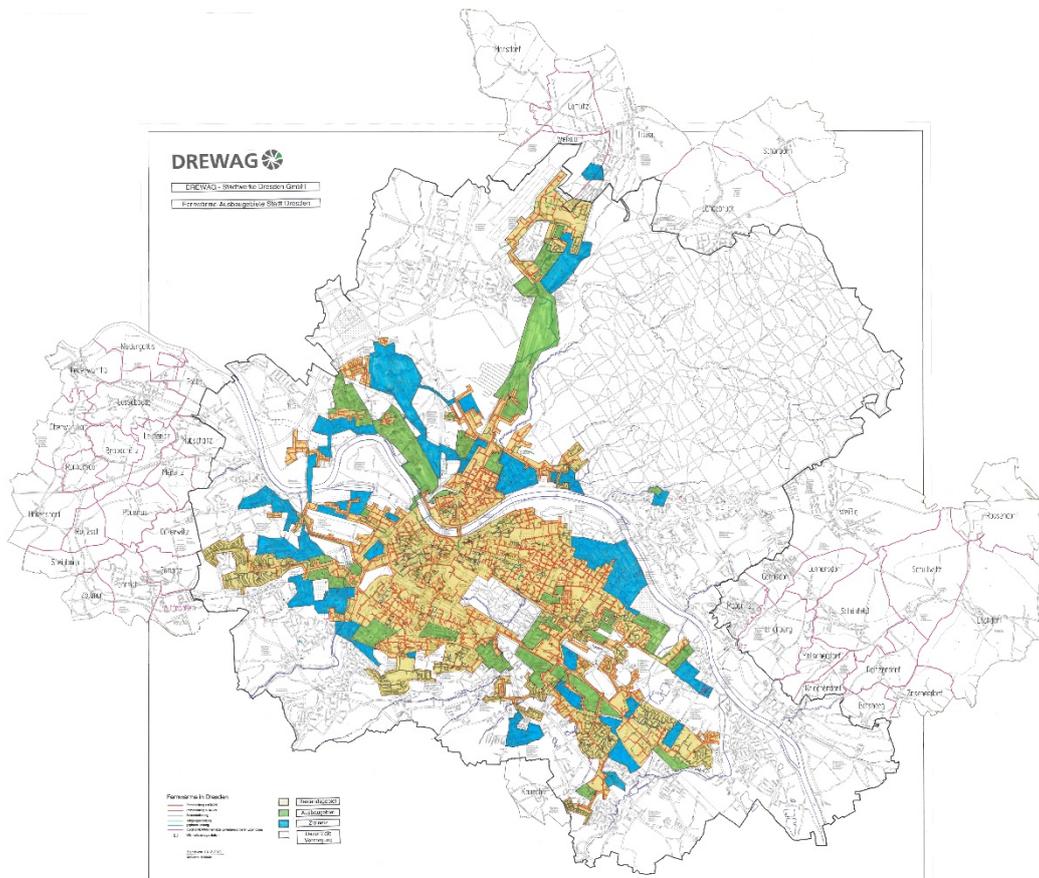


Abbildung 3.1: Fernwärmeversorgungsstrategie aus IEuKK (Gelb: Bestandsgebiet. Grün: Ausbaubereich. Blau: Zielnetz) (Quelle: LH Dresden, Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept)

Einem Schalenmodell folgend wird im Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept entsprechend der unterschiedlichen Bebauungs- und Nutzungsdichte und der bestehenden Infrastruktur wie folgt unterschieden:

- 1. Schale (Gelb):
Fernwärme-Bestandsgebiet
- 2. Schale (Grün):
Fernwärme-Ausbaubereich – die Fernwärme wird hier bis 2022 ausgebaut und die Wärmeversorgung weitgehend übernehmen
- 3. Schale (Blau):
Fernwärme-Zielnetzgebiet – die Fernwärme wird hierhin bis 2030 geführt und die Wärmeversorgung schrittweise übernehmen
- 4. Schale (ohne Markierung):
Dezentrale Wärmeversorgungsgebiete – die Wärmeversorgung basiert weiter vorwiegend auf Erdgas mit einem Anteil Biogas, zunehmende Nutzung von Umweltwärme (Schwerpunkt Wärmepumpen zur Nutzung von Wärme aus dem Grundwasser oder dem oberflächennahen Festgestein) und Biomasse, besonders in Stadtrandlagen und Eingemeindungsgebieten.

Es sollte daher bei baulichen Aktivitäten oder Anpassungen der Heizungssysteme in Gebäuden generell im ersten Schritt geprüft werden, ob die Versorgung mit Fernwärme eine geeignete Option darstellt. Anstelle der Errichtung konventioneller Hausanschlussstationen sind auch innovative Möglichkeiten der Verbindung mit dem Fernwärmenetz, z. B. der Anschluss an den Fernwärmerücklauf oder bei Solarthermieanlagen ab ca. 500 m² das Zurückspeisen von solaren Wärmeüberschüssen in das Fernwärmenetz, in Betracht zu ziehen und mit dem zuständigen Wärmeversorger abzustimmen.

4 Untersuchungsumfang und -methodik

4.1 Untersuchungsmethodik

In den nachfolgenden Kapiteln 5 bis 7 werden – getrennt für die Technologien Photovoltaik, Solarthermie und Luft-Wasser-Wärmepumpen – zunächst die technischen und städtebaulichen Grundlagen zusammengestellt. Für Photovoltaik und Solarthermie folgen beispielhafte Darstellungen energetischer und CO₂-seitiger Wirkungen. Diese ergeben sich aus Jahressimulationen für repräsentative Gebäudetypen. Schließlich werden für alle drei stadtbildprägenden Technologien Handlungsempfehlungen abgeleitet, die eine Orientierung für deren Einsatz bieten sollen.

Als Gebäudetypen wurden Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Verwaltungsgebäude und Gewerbegebäude gewählt. Diese sind in Abschnitt 4.4 näher beschrieben. Die Festlegung der Gebäudetypen erfolgte in gemeinsamer Abstimmung mit dem Stadtplanungsamt der Landeshauptstadt Dresden und dessen Zuarbeiten zu den Gebäudekubaturen und bautechnischen Randbedingungen.

Zur Erläuterung wichtiger Begriffe wurde im Kapitel 9 ein Glossar integriert. Alle im Glossar erläuterten Begriffe sind im weiteren Text durch Unterstreichung hervorgehoben.

4.2 Beispiel-Simulationen

Es erfolgten für Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen Simulationen mit dem Programm POLYSUN® (Version 10.1.5.25637)⁷, um beispielhaft die energetischen Erträge und die resultierende CO₂-Emissionsvermeidung abzuschätzen. Dies erlaubt Bauherren eine gewisse Orientierung hinsichtlich der Größenordnungen abhängig von verschiedenen Randbedingungen. Variiert wurden jeweils für Photovoltaik und Solarthermie

- Gebäudeart (Ein- und Zweifamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Verwaltungsgebäude),
- Dachform,
- Ausrichtung, Neigung und Größe der Modul- bzw. Kollektorfläche,
- bei Flachdachanlagen Variation von Rand- und Reihenabstand,
- bei Solarthermie Wärmebedarf differenziert nach Neubau und Bestand.

Insgesamt wurden für 86 Anlagenkonfigurationen Ganzjahres-Simulationen durchgeführt und ausgewertet. Die Ergebnisse gelten jeweils nur für die angegebenen Randbedingungen und sind nicht beliebig auf andere Situationen übertragbar.

⁷ POLYSUN® - Simulationssoftware Version 10.1.5.25637- 2018, Vela Solaris AG, Winterthur CH

4.3 Ermittlung der CO₂-Emissionsvermeidung

Die CO₂-Emissionsvermeidung – kurz CO₂-Vermeidung – ist eine wichtige Bewertungsgröße für die Wirkungen regenerativer Energiesysteme. Die in diesem Leitfaden angegebene CO₂-Vermeidung wurde wie folgt ermittelt:

Photovoltaik: Der gesamte Ertrag der PV-Anlage wird mit einem CO₂-Faktor von 356 g_{CO2}/kWh_{el} verrechnet. Dabei handelt es sich um den CO₂-Faktor des Dresdner Strommixes⁸ im Jahr 2018. Es ist zu beachten, dass sich die CO₂-Vermeidung wie folgt aufteilt: Ein Anteil (entsprechend dem Eigenverbrauchsanteil) kann dem Anlagennutzer zugeschrieben werden, der Rest (Anteil Netzeinspeisung) trägt zur Reduktion des CO₂-Faktors des Strommixes für Dresden bei.

Solarthermie: Als Referenzsystem dient ein Gaskessel (Erdgas). Für den Gaskessel werden ein Nutzungsgrad von 90 % und ein CO₂-Faktor von 231,6 g_{CO2}/kWh_{Erdgas} für das Erdgas (beide Werte brennwertbezogen) angesetzt. Die CO₂-Vermeidung wird dann auf Basis des Ertrags der Solarthermieanlage an der Bilanzgrenze Kollektorfeld berechnet.

Für Luft-Wasser-Wärmepumpen sind keine Beispielrechnungen dargestellt.⁹ Basis für individuelle Vergleichsrechnungen bildet wiederum ein Gaskessel (Erdgas) als Referenzsystem. Diese CO₂-Emissionen sind dann den Emissionen durch den elektrischen Antrieb der Wärmepumpe gegenüberzustellen¹⁰.

4.4 Gebäudetypologien

Für die Landeshauptstadt Dresden sind vier Gebäudetypen besonders relevant und deshalb Gegenstand der Untersuchungen. Als repräsentative Beispiele gelten Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH), Verwaltungs- und Bürogebäude sowie Gewerbegebäude. Für Gewerbegebäude werden keine Beispielsimulationen durchgeführt, sondern lediglich qualitative Hinweise und Handlungsempfehlungen gegeben, da sich sowohl Gebäudekubatur als auch gewerkespezifische Lastprofile einer Typisierung nur schwer zuführen lassen.

⁸ Quelle:

https://www.drewag.de/wps/portal/drewag/cms/menu_main/privatkunden/produkte/strom/grundversorgung, abgerufen am 24.08.2018

⁹ POLYSUN®-Beispielrechnungen zeigten auf, dass die gesetzlichen Vorgaben für die Jahresarbeitszahl bei realistischen Annahmen für Raumheizung und Trinkwassererwärmung nicht erreicht werden. Überdies kann diese Technik i. A. nur in Ein- und Zweifamilienhäuser die Wärmeversorgung vollständig übernehmen.

¹⁰ Für eine vollständige Erfassung der klimarelevanten Wirkungen wären auch die Emissionen der Kältemittel selbst zu berücksichtigen.

4.4.1 Einfamilienhaus

Das untersuchte Beispiel-Einfamilienhaus (siehe Tabelle 4.1) ist abgeleitet von typischen Ein- und Zweifamilienhäusern gemäß Abbildung 4.1. Die Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Dachform: Satteldach (SD), Flachdach bzw. flachgeneigtes Dach (FD) und Walmdach (WD). Außerdem gibt es einzelstehende Gebäude und Reihenhäuser. In diesem Leitfaden werden lediglich einzelstehende Häuser näher untersucht, die Ergebnisse sind auf Reihenhäuser jedoch grundsätzlich übertragbar.

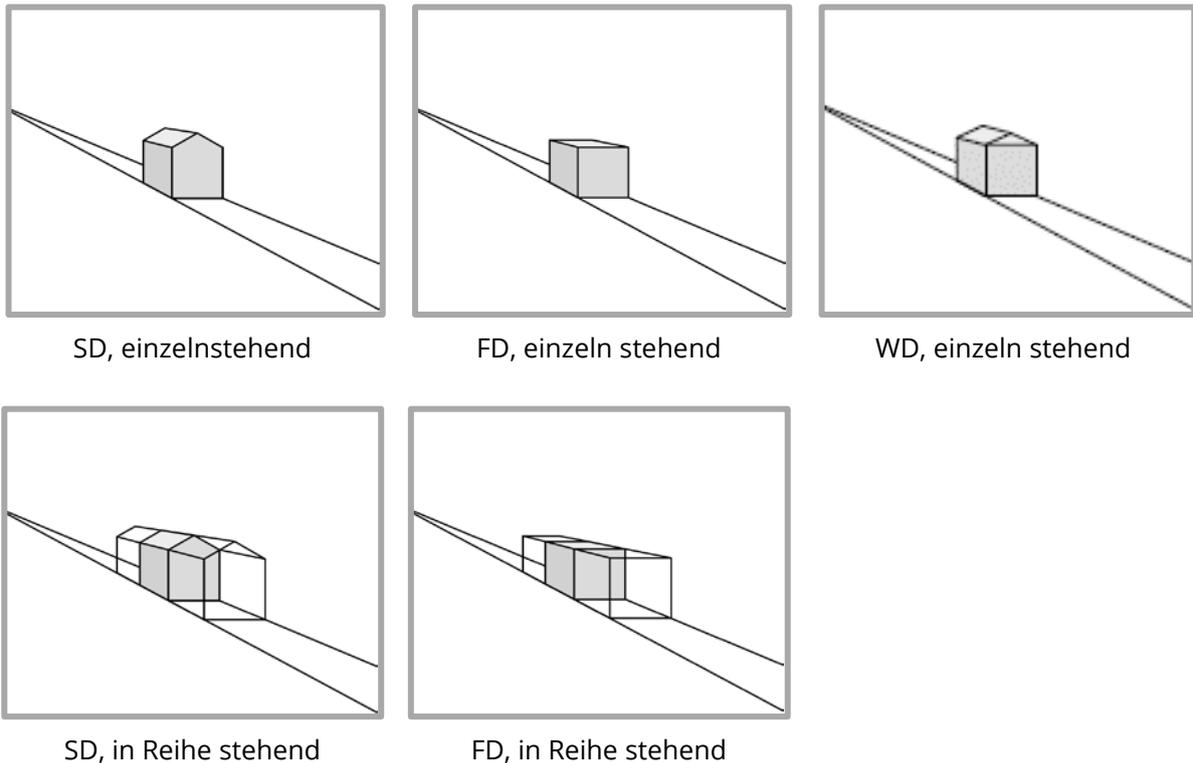


Abbildung 4.1: Typisch Ein-/Zweifamilienhäuser und Reihenhäuser, wie sie in Dresden zu finden sind (Quelle: Landeshauptstadt Dresden, Stadtplanungsamt)

Tabelle 4.1: Gewählte Annahmen für Einfamilienhaus.

Kennwert	Bandbreite	Beispiel
Grundfläche	75 ... 120m ²	100 m ²
Geschosszahl	1 ... 2	2
Wohnfläche		200 m ²
L x B x H (ohne Dach)		10 m x 10 m x 5,5 m
Fassadenfläche	125 ... 300 m ²	220 m ²
Dachneigung SD	25 ... 45 °	30 °
Dachneigung FD	0 ... 15 °	0 °
Dachneigung WD	25 °	25 °
Haushaltsgröße		4 Personen
Verbrauchsprofil		2 Erwachsene (beide berufstätig), 2 Kinder; Ferien März, Juli, Oktober ¹¹
Flächenspez. Wärmebedarf Raumheizung		Bestand: 130 kWh/(m ² a) Neubau: 30 kWh/(m ² a)
Trinkwarmwasserbedarf		200 l/d
Strombedarf		2.450 kWh/a

4.4.2 Mehrfamilienhaus

Mehrfamilienhäuser weisen vier unterschiedliche Dachformen auf: Zu den typischen EFH-Dachformen, die hier ebenfalls anzutreffen sind, kommt noch das Mansarddach (MD) hinzu (siehe Abbildung 4.2). Auch bei den Mehrfamilienhäusern werden lediglich einzelstehende Gebäude näher untersucht, die Größenordnung der Ergebnisse lässt sich jedoch auf Reihenhäuser übertragen. Die gewählten Randbedingungen für die Beispiel-Simulationen zeigt Tabelle 4.2.

¹¹ Abwesenheitszeit wird nur für die Simulation der Trinkwassererwärmung verwendet. Die Abwesenheit erstreckt sich jeweils über den gesamten Monat. Dadurch wird die Summe der Abwesenheit innerhalb eines Jahresverlaufs (Ferien, Dienstreisen, Ausflüge etc.) vereinfacht, aber sehr gut abgebildet.

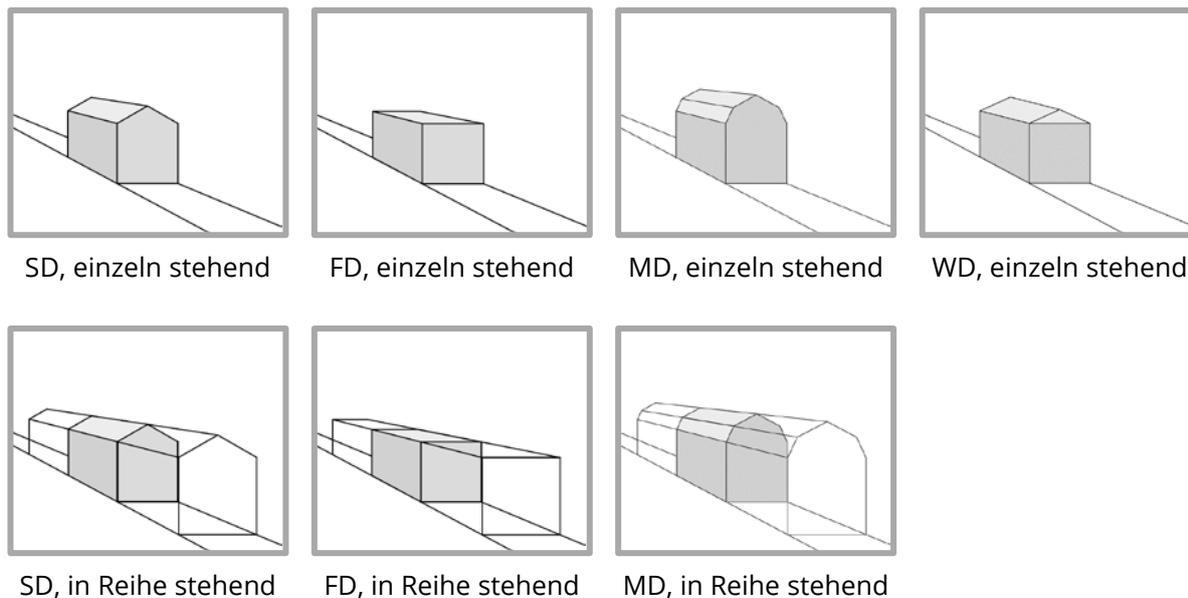


Abbildung 4.2: Typische Mehrfamilienhäuser, wie sie in Dresden zu finden sind (Quelle: Landeshauptstadt Dresden, Stadtplanungsamt)

Tabelle 4.2: Gewählte Annahmen für Mehrfamilienhaus.

Kennwert	Bandbreite	Beispiel
Grundfläche	200...350 m ²	280 m ²
Geschosszahl	3...5	4
Wohnfläche		1120 m ²
L x B x H (ohne Dach)		28 m x 10 m x 12 m
Fassadenfläche	400...1.500 m ²	336 m ²
Dachneigung SD	25...45 °	30 °
Dachneigung FD	0...15 °	0 °
Dachneigung MD	25 ° / 75 °	25 ° / 75 °
Dachneigung WD	25 °	25 °
Haushaltsgröße		8 x 4 Personen
Verbrauchsprofil		Je 2 Erwachsene (beide berufstätig), 2 Kinder; Ferien März, Juli, Oktober
Flächenspez. Wärmebedarf Raumheizung		Bestand: 130 kWh/(m ² a) Neubau: 30 kWh/(m ² a)
Trinkwarmwasserbedarf		200 l/d (pro Wohneinheit)
Strombedarf		≈ 19.600 kWh/a

4.4.3 Verwaltungs- und Bürogebäude

Typische Verwaltungs- und Bürogebäude haben flache bzw. flachgeneigte Dächer (siehe Abbildung 4.3). Auch hier wird lediglich die einzelstehende Variante – und damit nur eine Variante – näher untersucht, da die Ergebnisse näherungsweise auch für in Reihe stehende Gebäude gelten. In Tabelle 4.3 sind die gewählten Randbedingungen für die Simulationen dargestellt.

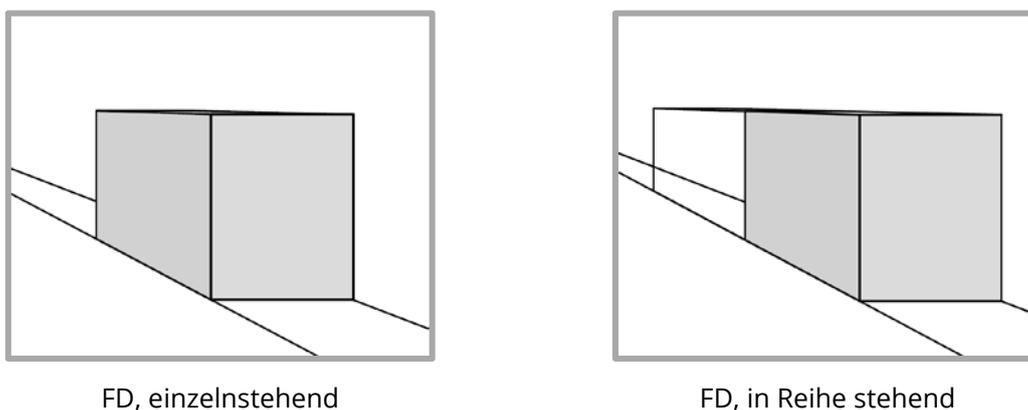


Abbildung 4.3: Typische Verwaltungs- und Bürogebäude sowie große Mehrfamilienhäuser, wie sie in Dresden zu finden sind (Quelle: Landeshauptstadt Dresden, Stadtplanungsamt)

Tabelle 4.3: Gewählte Annahmen für Verwaltungsgebäude

Kennwert	Bandbreite	Größe
Grundfläche	350 ... 500 m ²	420 m ²
Geschosszahl	5 ... 8	6
Nutzfläche		2.520 m ²
L x B x H (ohne Dach)		28 m x 15 m x 21 m
Fassadenfläche	1.500 ... 2.500 m ²	≈1.800 m ²
Dachneigung		0°
Flächenspez. Wärmebedarf Raumheizung		Bestand: 130 kWh/(m ² a) Neubau: 30 kWh/(m ² a)
Trinkwarmwasserbedarf		nicht vorhanden
Strombedarf		139.000 kWh/a ¹²

¹² Basiert auf Annahme von 55 kWh/(m²a) als typischer Wert für Bürogebäude.

4.4.4 Gewerbegebäude

Typische Gewerbegebäude haben verschiedene Dachformen: Sowohl flache bis flachgeneigte Dächer als auch Sattel- und Sheddächer¹³ (Neigung 20 bis 30 °) sind anzutreffen (siehe Abbildung 4.4). Die Abmessungen dieses Gebäudetyps weisen eine sehr große Bandbreite auf. Gleiches gilt für die Nutzung und damit einhergehend die Energiebedarfsprofile. Aus diesem Grund wird auf Beispielsimulationen – wie sie für die anderen drei Gebäudetypen durchgeführt werden – verzichtet. Stattdessen werden allgemeingültige Hinweise und Handlungsempfehlungen gegeben. Tabelle 4.4 zeigt die anzutreffenden Bandbreiten der Gebäudeabmessungen.

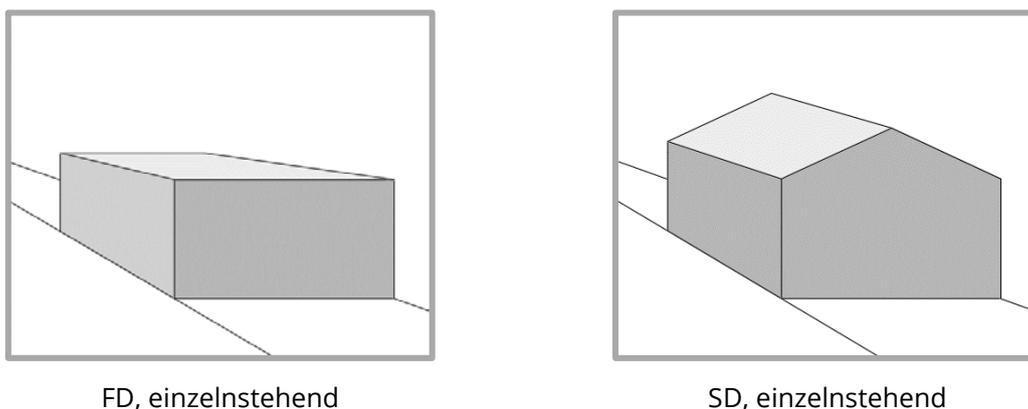


Abbildung 4.4: Typische Gewerbegebäude, wie sie in Dresden zu finden sind (Quelle: Landeshauptstadt Dresden, Stadtplanungsamt)

Tabelle 4.4: Bandbreiten Maße Gewerbegebäude

Kennwert	Bandbreite
Grundfläche	500 ... 20.000 m ²
Gebäudehöhe	5 ... 12 m
Fassadenfläche	500 ... 6.000 m ²
Dachneigung FD	0 ... 15 °
Dachneigung SD	20 ... 30°

¹³ Ohne Darstellung

5 Photovoltaik

5.1 Technische und städtebauliche Grundlagen

5.1.1 Wirkprinzip

Photovoltaikanlagen wandeln Solarstrahlung in elektrische Energie um. Die PV-Module erzeugen dabei Gleichstrom, welcher anschließend von einem Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt wird. Ein Photovoltaik-Modul besteht aus elektrisch verbundenen PV-Zellen. Photovoltaik-Zellen nutzen die Eigenschaften von Halbleitern, z. B. des heute überwiegend zum Einsatz kommenden Siliziums.¹⁴

5.1.2 Aufbau von PV-Modulen und optisches Erscheinungsbild



Abbildung 5.1: Monokristallines (links) und polykristallines Standard-PV-Modul (rechts) im Vergleich. Der wesentliche stadtbildprägende Unterschied besteht in der Farbe (Quelle: Solarwatt GmbH)

In Photovoltaik-Zellen kommen verschiedene Siliziumformen zum Einsatz. Die Hauptformen lassen sich in monokristalline und polykristalline Siliziumzellen (80 bis 200 μm Dicke) sowie Dünnschichtzellen (wenige μm dicke, aufgedampfte Silizium-Schichten; auch andere Halbleiter wie Cadmiumtellurid möglich) unterteilen. Die daraus konfektionierten Module unterscheiden sich in ihrer Struktur und in dem jeweiligen Herstellungsverfahren und beeinflussen so die Eigenschaften der gesamten Anlage. So haben monokristalline Zellen i. d. R. einen höheren Wirkungsgrad als polykristalline Zellen. Sie sind allerdings auch teurer und haben einen höheren Leistungsverlust durch Wärme sowie Alterung. Polykristalline Zellen werden aufgrund der niedrigen Investitionskosten am häufigsten eingesetzt. Auch das Erscheinungsbild unterscheidet sich: Polykristalline Zellen sind in der Standardausführung bläulich, monokristalline Dunkelblau bis Schwarz (siehe Abbildung 5.1). Bei polykristallinen Modulen ist außerdem

¹⁴Es wird kontinuierlich an anderen Materialien und Materialkombination geforscht. So auch an Solarzellen mit organischen Materialien. Diese befinden sich jedoch derzeit noch in der Phase von Prototypen oder Vorserien mit sehr kleinen Modulen, die für den Serieneinsatz im Gebäudebereich noch nicht verfügbar sind.

ist nach Lichtsituation die Kristallstruktur erkennbar (siehe Abbildung 5.2). Dünnschicht-Module sind günstiger als kristalline Module, haben aber einen deutlich geringeren Wirkungsgrad. Details zu erreichbaren Wirkungsgraden finden sich in Abschnitt 5.1.4.

Zwischen 30 und 40 kristalline Photovoltaik-Zellen sind zu einem Modul verschaltet. Dies ermöglicht die einfachere Handhabung. Je nach Hersteller und Anwendung sind diese Module zwischen 1 m² und 3 m² groß und in den verschiedensten Ausführungsformen erhältlich.

Auf der Vorderseite der Module befindet sich stets eine Glas-Abdeckung, auf der Rückseite entweder Folie (Glas-Folien-Module) oder ebenfalls Glas (Glas-Glas-Module). Glas-Folien-Module benötigen einen Rahmen (standardmäßig Aluminium), Glas-Glas-Module werden auch rahmenlos angeboten. Glas-Glas-Module sind robuster und langlebiger als Glas-Folien-Module, haben jedoch in der Regel höhere Anschaffungskosten und ein größeres Gewicht.



Abbildung 5.2: Einige Hersteller - hier BISOL - bieten PV-Module auch in weniger üblichen Farben an. Hier ist außerdem die Kristallstruktur der polykristallinen Zellen deutlich zu erkennen, was nicht etwa auf Farbe oder Qualität zurückzuführen ist, sondern auf den Lichteinfall bei Aufnahme der Fotos (Quelle: BISOL)

Durch das verwendete Glas und die Zellen in den Modulen ergeben sich Reflexionseigenschaften, welche möglichst minimal gehalten werden sollten. Denn je mehr Strahlung an der Moduloberfläche reflektiert wird, desto weniger trifft auf die Solarzellen auf und kann zur Gewinnung elektrischer Energie genutzt werden. Aus diesem Grund wird auf den Modulen eine Antireflexionsschicht aufgebracht, die den Reflexionsgrad senkt und somit den Wirkungsgrad erhöht. Es ist möglich, durch die Änderung der Antireflexionsschicht fast jede erdenkliche Farbe zu erzielen (siehe Abbildung 5.2). Hierbei muss jedoch bedacht werden, dass die Änderung der Schicht Leistungseinbußen zur Folge haben kann. Die üblichen bzw. am häufigsten auftretenden Farben sind abhängig vom Zellmaterial (siehe Tabelle 5.1).

Tabelle 5.1: Abhängigkeit der Farbe von Photovoltaik-Modulen von den verwendeten Materialien¹⁵

Materialien	Am häufigsten auftretende Farben
Monokristallines Silizium	Dunkelblau bis Schwarz
Polykristallines Silizium	Hellblau
Mikrokristalline Zellen (CIS, CIGS)	Tiefschwarz
Amorphes Silizium auf Glassubstrat	Schwarz bis Violett/Braun
Amorphes Silizium auf Metalls substrat	Dunkelblau bis Anthrazit
CdTe (Cadmium-Tellurid)	Dunkelgrün bis Schwarz
Monokristallines Silizium (strukturiert)	Anthrazit

5.1.3 Verschaltung der Module und Peripherie

Mehrere einzelne Module werden zu einem String (engl. für „Strang“) verschaltet, um die gewünschte Gleichspannung zu erhalten. Dabei gibt es verschiedene Verschaltungsarten mit Vor- und Nachteilen. Die optimale Variante hängt dabei im Wesentlichen von Verschattungssituation und Systemspannung ab, sodass keine allgemeingültigen Empfehlungen ausgesprochen werden können.

Sind mehrere Module in Reihe verschaltet und eines dieser Module fällt aus (z. B. durch Verschattung durch Schornstein, Baum, Verschmutzung etc.), sinkt die gesamte Leistung des Strings stark ab. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, kann man Bypassdioden einsetzen, um das ausgefallene Modul bzw. die ausgefallene Zelle zu überbrücken. Außerdem ist es möglich, die Module parallel zu verschalten. Dies umgeht zwar die Problematik, die durch Verschattungen entsteht, allerdings ergeben sich dadurch Nachteile durch die große Anzahl an Kabeln und Leitungen und hinsichtlich des Wechselrichters. Insofern werden in der Praxis Strings fast ausschließlich in Reihe verschaltet, jedoch können bei bestimmten Wechselrichtertypen mehrere Reihenschaltungs-Strings parallel angeschlossen werden.

Um aus dem erzeugten Gleichstrom nutzbaren Wechselstrom zu generieren, ist ein Wechselrichter nötig. Der Wechselstrom kann ingespeist oder direkt im Haus genutzt (Eigenverbrauch) werden (siehe Abbildung 5.3). Der übrige Bedarf wird über den Bezug aus dem Stromnetz gedeckt.

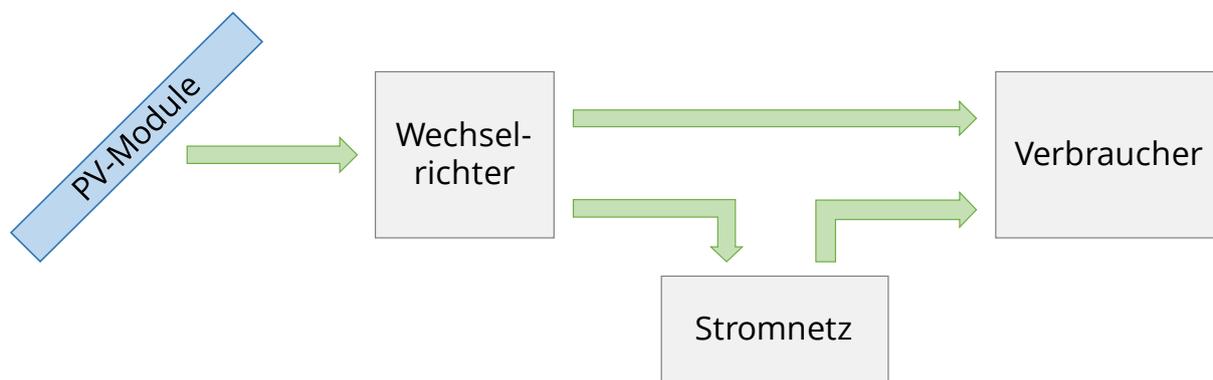


Abbildung 5.3: Vereinfachter Energiefluss einer PV-Anlage (Quelle: Eigene Abbildung)

Je nach Anzahl und Größe der Strings ist es möglich, einen Zentralwechselrichter zu installieren, bei dem alle Strings zusammenlaufen und der die gesamte Anlage auf einer Spannungsebene betreibt. Andere Konzepte verbessern das Teillastverhalten der Anlage indem sie mehrere Wechselrichter in einer Kaskade verschalten, die einzeln an- und ausschaltbar sind (Master-Slave-Prinzip).

Praxistipp: Die Wechselrichter werden meist im Keller angebracht und durch Kabel mit der Anlage verbunden. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass die Leitungen mit Kantenschutz verlegt werden und nicht lose auf Dachflächen aufliegen. Nur so kann sichergestellt werden, dass sie gegen Nagetierbiss und vorzeitigen Materialverschleiß durch Witterungseinflüsse geschützt sind.

Das Einfügen einer DC-Trennstelle kann im Ernstfall z. B. für die Feuerwehr die Risiken erheblich senken und ist deshalb vorgeschrieben. Diese Trennstelle ist meist mit im Wechselrichter verschaltet und unterbricht im Notfall den Stromkreis. Da trotzdem weiter Strahlung auf die Module auftrifft, stehen diese zwar noch unter Spannung, solange dieser Stromkreis allerdings nicht geschlossen wird, minimiert sich die Gefahr für Außenstehende.

5.1.4 Leistung und energetische Effizienz

Die Leistung von Photovoltaik-Modulen wird üblicherweise in der Einheit kWp – Kilowatt peak – angegeben (Peakleistung). Dieser Wert bezeichnet die elektrische Leistung bei genormten Standard-Test-Bedingungen (STC) und damit näherungsweise die maximal erreichbare elektrische Leistung. Übliche Module erreichen meist 0,1 bis 0,2 kWp/m² Modulfläche.

Die erzeugte Leistung der Photovoltaikanlage errechnet sich in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung, des Neigungswinkels, der Ausrichtung, der Modulfläche und des Wirkungsgrades der einzelnen Komponenten. Zur Abschätzung von Jahreserträgen existieren Online-Tools, die auch ohne Fachwissen nutzbar sind.

Geneigte Dächer haben typischerweise Neigungswinkel zwischen 20 und 50 Grad, die aus stadtplanerischer Sicht die Modulneigung vorgeben.¹⁶ Die meiste elektrische Energie wird dann gewonnen, wenn die Sonneneinstrahlung senkrecht auf das Modul trifft. Aus diesem Grund hat die Dachneigung bzw. die Auswahl des Winkels bei Flachdachaufständerung einen wesentlichen Einfluss auf den Ertrag. Der optimale Neigungswinkel liegt i. d. R. zwischen 30 und 45 °, was mit den üblichen Dachneigungen gut übereinstimmt.

Die Effizienz der PV-Module ist unter anderem abhängig von folgenden Einflussfaktoren:

- Solarstrahlung und Modultemperatur: Bezugspunkt für die Datenblattangaben zur Leistung von PV-Modulen sind die Standard-Test-Bedingungen (STC) mit 1000 W/m² Solarstrahlung und einer Modultemperatur von 25 °C. Je niedriger die Solarstrahlung und je höher die Modultemperatur, desto geringer ist die Leistung der PV-Module und damit der Anlage.
- Alter: Je älter das Modul, desto weniger elektrische Energie wird erzeugt. Hierzu liefern die Datenblätter der Hersteller meist detaillierte Informationen. Als Richtwerte gelten ca. 90 % der Nennleistung nach 10 Jahren, ca. 80 % der Nennleistung nach 20-25 Jahren.
- Siliziumart: Je nach gewählter Siliziumart sind unterschiedliche Wirkungsgrade erreichbar (siehe Tabelle 5.2).
- Äußere Einflüsse: Salznebel in der Nähe von großen Straßen oder ammoniakhaltige Stoffe in der Nähe von landwirtschaftlichen Betrieben können zur vorzeitigen Alterung führen und die Effizienz überproportional mindern.

Energetisch amortisieren sich PV-Anlage innerhalb von 4 bis 7 Jahren.

Tabelle 5.2: Bereiche für Wirkungsgrad und Temperaturkoeffizienten Standard-Modulen nach POLYSUN®

Siliziumart	Monokristallin	Polykristallin	Dünnschicht
Modulwirkungsgrad (STC)	13 % - 18 %	11 % - 16 %	6 % - 14 %
Temperaturkoeffizient in %/K (Bezogen auf STC-Werte)	0,40 - 0,47	0,35 - 0,58	0,19 - 0,52

Die jährlich erzeugte Elektroenergie kann über Faustregeln grob abgeschätzt werden. So ist vor der eigentlichen Planung der Anlage schon eine einfache Überschlagsrechnung möglich:

¹⁶ Theoretisch ist auch auf geneigten Dächern eine Aufständerung möglich, sodass im Prinzip jeder beliebige Neigungswinkel erreicht werden kann. Dies lässt die Konstruktion allerdings optisch sehr unruhig wirken, sodass eine Schrägdach-Aufständerung aus stadtplanerischer Sicht inakzeptabel ist.

Faustregel 1

In Deutschland kann als Richtwert mit einer jährlichen Strahlungsmenge von 1.000 kWh/m²a gerechnet werden. Die Elektroenergieerzeugung ergibt sich daraus wie folgt:

$$\text{Elektroenergieerzeugung (in kWh)} = 1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{a}} \cdot \text{Modulfläche (in m}^2\text{)} \cdot \text{Nutzungsgrad}$$

Eine beispielhafte Anlage mit 24 m² Modulfläche und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad (Nutzungsgrad) von 12 bis 15 % würde somit jährlich ca. 2.880 bis 3.600 kWh/a Elektroenergie erzeugen.

Faustregel 2

Eine andere Möglichkeit ist die Abschätzung aus der Peakleistung unter der Annahme, dass sich jährlich etwa 800 bis 1.000 kWh Elektroenergie pro kWp erzeugen lassen:

$$\text{Elektroenergieerzeugung (in kWh)} = 800 \dots 1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \cdot \text{Peakleistung (in kWp)}$$

Eine Anlage mit 4,2 kWp erreicht damit ca. 3.360 bis 4.200 kWh/a.

5.1.5 Befestigung, Windlast, Schneelast

Typischerweise werden PV-Aufdachanlagen mit Dachhaken montiert, die in eine Lücke zwischen zwei Ziegeln eingehängt werden. An den Haken werden Schienen befestigt, die später die Module tragen. Diese Installationsvariante wird als „dachparallel“ bzw. die entsprechende Anlage als eine „Aufdachanlage“ bezeichnet (siehe Abbildung 5.4).



Abbildung 5.4: Aufdach-PV-Anlage während (link) sowie nach abgeschlossener Installation (rechts) (Quelle: SOLARWATT GmbH)

Neben der dachparallelen Installation ist auch eine Dachintegration möglich. Man unterscheidet zwischen Indach-PV-Anlagen, bei denen die Module in die Dachhaut integriert werden (siehe Abbildung 5.5) und Solardachziegeln. Indach-PV-Anlagen sind tendenziell günstiger als Aufdach-Anlagen, da Material und Arbeitszeit eingespart werden können. Die fehlende Hinterlüftung der Module kann jedoch zu einer Erhöhung der

Modultemperatur und damit zu Leistungseinbußen führen (siehe auch Abschnitt 5.1.4). Solardachziegel gibt es seit den 90er Jahren auf dem Markt, sie werden jedoch nur (noch) in Ausnahmefällen eingesetzt – bspw. bei denkmalgeschützten Gebäuden. Gründe hierfür sind u. a. der sehr hohe Installationsaufwand (verschalten jedes einzelnen Ziegels) sowie der verhältnismäßig schlechte Wirkungsgrad.



Abbildung 5.5: Indach-PV-Anlage während (links) sowie nach abgeschlossener Installation (rechts) (Quelle: SOLARWATT GmbH)

Auf Flachdächern werden die Module i. d. R. aufgeständert. Die meisten Module haben einen vorgeschriebenen Mindestneigungswinkel, welcher überwiegend zwischen 12 und 15 ° liegt. PV-Module, welche liegend installiert werden können, sind Gegenstand von Forschung und Entwicklung.



Abbildung 5.6: PV-Module an einer Fassade (Quelle: SunStrom)

Des Weiteren sind PV-Module im Bereich der Fassade integrierbar. Man unterscheidet Kalt- und Warmfassaden. Werden die Module ähnlich wie eine Aufdachanlage auf Schienen vor der eigentlichen Wand montiert, spricht man von einer Kaltfassade (siehe Abbildung 5.6). Bei der Warmfassade ersetzen hingegen die Photovoltaikmodule die eigentliche Fassade und übernehmen deren Aufgaben, wie z. B. Wärmedämmung und Schutz vor Feuchtigkeit (z.B. Schlagregen).

Die Befestigung einer Photovoltaikanlage muss standortspezifisch ausgewählt werden. Lage, Witterungsbedingungen und der bauliche Grundkörper beeinflussen diese

Entscheidung. So muss z. B. bei hohen Schneelasten die Anzahl der Dachhaken erhöht werden. Auch auf die Windlast muss der Installateur vor der Inbetriebnahme einer PV-Anlage Rücksicht nehmen.

5.1.6 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Für Betreiber von PV-Anlagen ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)¹⁷ relevant.

Für Anlagen bis 30 kWp gibt es zwei Möglichkeiten: Entweder verpflichtet sich der Betreiber, jederzeit maximal 70 % der Peakleistung der PV-Anlage ins Netz einzuspeisen. Andernfalls muss am gesetzlich vorgeschriebenen Einspeisemanagement teilgenommen werden. Dies bedeutet, im Fall von Netzüberlastungen wird die Anlage per Fernabschaltgerät vom Netzbetreiber vom Netz genommen. Welche Option für den Betreiber vorteilhafter ist, bedarf einer Einzelfallbetrachtung.

Über 30 kWp ist lediglich die Möglichkeit der Fernabschaltung gegeben (die 70%-Option entfällt) und über 100 kWp muss zusätzlich die momentane Einspeisung vom Netzbetreiber abrufbar sein.

Anlagen über 750 kWp sind ausschreibungspflichtig: Eine Einspeisevergütung für den erzeugten Strom bekommen nur die Betreiber, die sich an der Ausschreibung der Bundesnetzagentur beteiligen und ausgewählt werden.

5.1.7 Kosten der Anlagen

Bei den nachfolgenden Angaben handelt es sich um Größenordnungen für Investitionskosten typischer Anlagen. Für die Entscheidungsfindung im Planungsprozess ist jedoch das Einholen von konkreten Angeboten unerlässlich, da gebäudespezifische Besonderheiten signifikanten Einfluss haben können. Überdies bestimmt nicht nur die jeweils zum Zeitpunkt der Entscheidung aktuelle Marktlage auf dem Sektor der Anlagenkomponenten den Preis, sondern zunehmend auch die Verfügbarkeit von qualifizierten Planungs- und insbesondere Ausführungsbetrieben.

Die Investitionskosten für PV-Aufdachanlagen in Deutschland betragen aktuell ca. 1.400 bis 1.500 € pro kWp. Generell sinkt der spezifische Preis mit der Größe der Anlage. Laufende Kosten werden üblicherweise in Höhe von 1 % der Anfangsinvestition pro Jahr angenommen. Diese werden bspw. für die PV-Betreiberhaftpflichtversicherung sowie die Wartung und Instandsetzung (z. B. Austausch Wechselrichter) benötigt.

¹⁷ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 17.7.2017 I 2532

Die derzeit steuerrechtlich anzusetzende Nutzungsdauer einer PV-Anlage beträgt 20 Jahre, die tatsächliche Lebensdauer kann – je nach Art und Güte der verwendeten Materialien und der Qualität der Ausführung – 25 bis 30 Jahre erreichen.

Wird ein Solarstromspeicher installiert, ergeben sich zusätzliche Investitionskosten gemäß Tabelle 5.3. Die Betriebskosten hingegen sind gering, da die Anlagen wartungsarm (Nachfüllen des Elektrolyten) bis wartungsfrei sind.

Tabelle 5.3: Investitionskosten Solarstromspeicher-Anlage für Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung < 30 kWp

Solarstromspeicher ¹⁸	ca. 300 €/kWh	Blei-Akku
	ca. 800 €/kWh	Li-Ionen-Akku
Laderegler	1.500 bis 2.500 € pro Laderegler	
Wechselrichter	1.500 bis 3.000 € pro Wechselrichter	
Zubehör	ca. 1.500 €	

Verschiedene äußere Faktoren können die Lebensdauer (wie auch die Effizienz) der Module verringern (Salznebel, Ammoniak, Hagel etc.). Die Hersteller wenden umfangreiche Testverfahren an, um die Qualität und Langlebigkeit der Module zu erhöhen und sicherzustellen.

Möchte man die monetäre Amortisationszeit einer Anlage bestimmen, ist es unerlässlich zu bestimmen, in welcher Art die Photovoltaikanlage genutzt wird. Ist ein Solarstromspeicher installiert, wodurch die erzeugte Energie selbst verbraucht werden kann, müssen die Kosten der PV-Anlage mit den Strombezugskosten ins Verhältnis gesetzt werden. Wird die Energie eingespeist, ist die Einspeisevergütung anzusetzen.

5.1.8 Solarstromspeicher

Solarstromspeicher (Akkumulatoren, oft auch als Batterien bezeichnet, siehe Abbildung 5.7) dienen der Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil ist aus wirtschaftlichen Gründen anzustreben. Da die Investitionskosten jedoch hoch sind, ist die Wirtschaftlichkeit von Solarstromspeichern aktuell meist noch nicht gegeben bzw. bewegen diese sich gerade an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Dies wird sich in den nächsten Jahren verbessern.

Im Wesentlichen kommen zwei Arten von Solarstromspeichern in Frage: Li-Ionen- und Blei-Säure-Batterien (siehe Tabelle 5.4). Eine sinnvolle Dimensionierung zielt darauf ab, die Abend-/Nachtversorgung durch am Tag gespeicherten Strom zu gewährleisten.

¹⁸ pv-magazine Deutschland: unabhängiges Medienangebot der Solarbranche

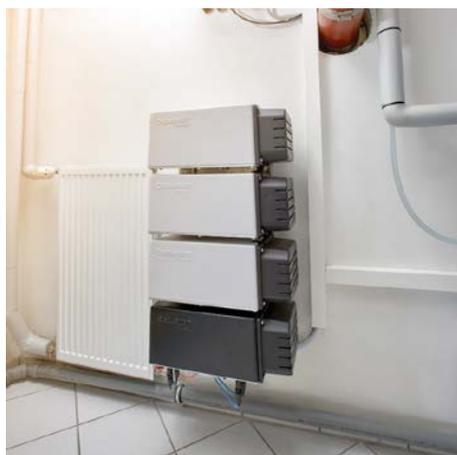


Abbildung 5.7: Solarstromspeicher (Quelle: SOLARWATT GmbH)

Tabelle 5.4: Vergleich Blei-Säure- und Li-Ionen-Akkumulatoren.

	Blei-Säure-Batterie	Li-Ionen-Batterie
Übliche <u>Entladetiefe</u>	50 %	über 80 %
Zyklenzahl	2.500 bis 3.200 Vollzyklen	5.000 bis 8.000 Vollzyklen
<u>Lebensdauer</u>	max. 10 Jahre	max. 20 Jahre
Energiedichte	30 Wh/kg	70 bis 120 Wh/kg
Kosten ¹⁹	300 €/kWh	800 €/kWh

Tabelle 5.5: Beispielhafte Kosten eines 5-kWh-Solarstromspeichers inkl. Laderegler, Batteriewechselrichter und Zubehör

	Blei-Säure-Batterie	Li-Ionen-Batterie
<u>Nutzbare Kapazität</u>	5 kWh	5 kWh
<u>Entladetiefe</u>	50 %	80 %
<u>Nominale Kapazität</u>	10 kWh	6,25 kWh
Kosten	7.500 bis 10.000 €	9.500 bis 12.000 €

In Einfamilienhäusern werden typischerweise Speicher mit einer Größe von 3 bis 7 kWh eingesetzt. Als Faustregel gilt: 1 kWh nutzbare Speicherkapazität pro kWp der PV-Anlage. Beispiel-Kosten für einen Speicher mit 5 kWh nutzbarer Kapazität inkl. Laderegler, Batteriewechselrichter und Zubehör sind in Tabelle 5.5 angegeben.

¹⁹ Nur Kosten für den Speicher selbst; bezogen auf die nominale Kapazität. Hinzu kommen Kosten für Laderegler, Batteriewechselrichter und Zubehör.

5.1.9 Fördermöglichkeiten

Fördermöglichkeiten für Photovoltaik-Anlagen gibt es z. B. bei der KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau). Die Programme ändern sich laufend, aktuell (Ende 2019) kommt das Produkt 270 für Photovoltaik-Anlagen in Frage. Dieses fördert die Anlagen mit günstigen Krediten.

5.2 Beispiele für energetische und CO₂-seitige Wirkungen

5.2.1 Grundlagen PV-Anlagenkonfigurationen

Generell wurden Varianten betrachtet, die die verfügbaren Flächen der jeweiligen Gebäudetypologie in der gewählten Ausrichtung nach Süd, bzw. für ausgewählte Fälle auch Ost oder West für die PV-Modulinstallation ausnutzen. Alle Varianten basieren im Sinne der Vergleichbarkeit auf einem POLYSUN®-Standardmodul mit den in Tabelle 5.6 aufgeführten Kenndaten, wie es in der mittleren Preisklasse üblich ist. Die Wechselrichterwahl erfolgte anlagenspezifisch mit einem Verhältnis von Wechselrichterleistung zu Peakleistung PV-Anlage im Bereich von 80 bis 100 %, wobei in POLYSUN® abgebildete, marktverfügbare Typen gewählt wurden. Auf eine Betrachtung von Varianten mit Stromspeichern wurde aufgrund der derzeit nur selten gegebenen Wirtschaftlichkeit verzichtet. Deshalb wird generell der nicht im Haus verbrauchte Strom ins vorgelagerte Netz engespeist.

Tabelle 5.6: PV-Modulkennwerte

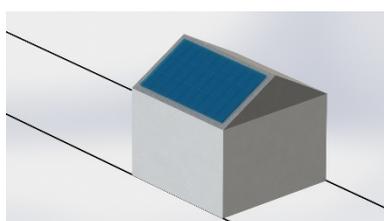
Kennwert	Größe
Typ	polykristallin
L x B	1,65 m x 0,99 m
Wirkungsgrad (<u>STC</u>)	15,6 %
Peakleistung (<u>STC</u>)	255 W

5.2.2 Einfamilienhaus

Für das bereits in Abschnitt 4.4.1 beschriebene Einfamilienhaus wurden sieben typische Varianten für die Photovoltaik-Integration untersucht (siehe Tabelle 5.7 und Abbildung 5.8). Durch Kombination der Ausrichtung (Süd, teilweise Ost und West) ergeben sich insgesamt 14 Varianten, welche ausgelegt und berechnet worden sind. Die Ergebnissen der Ertragssimulationen sind in Anhang 12.1.1 einzusehen.

Tabelle 5.7: Übersicht Photovoltaik-Varianten Einfamilienhaus

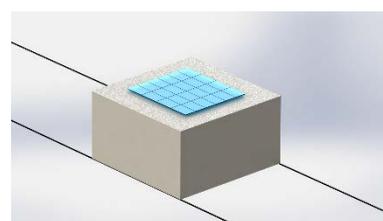
Var.-Nr.	Dach / Fassade	Art der Integration	Neigungswinkel	Sonstige Randbedingungen	Süd	Ost	West
EFH.PV.1	SD	dachparallel	30 °	Flächenbelegung maximal	x	x	x
EFH.PV.2		dachintegriert			x	x	
EFH.PV.3	FD	Aufständering	30 °	1,50 m Abstand zur Dachkante	x	x	
EFH.PV.4			15 °	1,50 m Abstand zur Dachkante	x	x	
EFH.PV.5				0,50 m Abstand zur Dachkante	x		
EFH.PV.6			0 °	1,50 m Abstand zur Dachkante	x		
EFH.PV.7	WD	dachparallel	25 °	Flächenbelegung maximal	x		



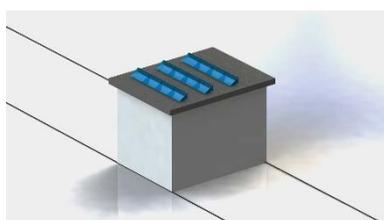
EFH.PV.1 und PV.2



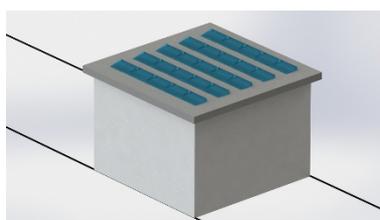
EFH.PV.4



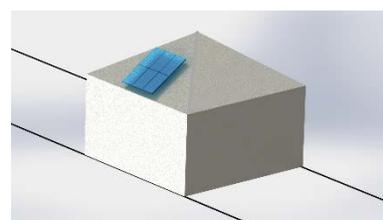
EFH.PV.6



EFH.PV.3



EFH.PV.5



EFH.PV.7

Abbildung 5.8: Schematische Darstellung der Modulanordnung PV Einfamilienhäuser (Quelle: Eigene Abbildung)

Ergebnisse der Simulationen: Einfamilienhaus Photovoltaik

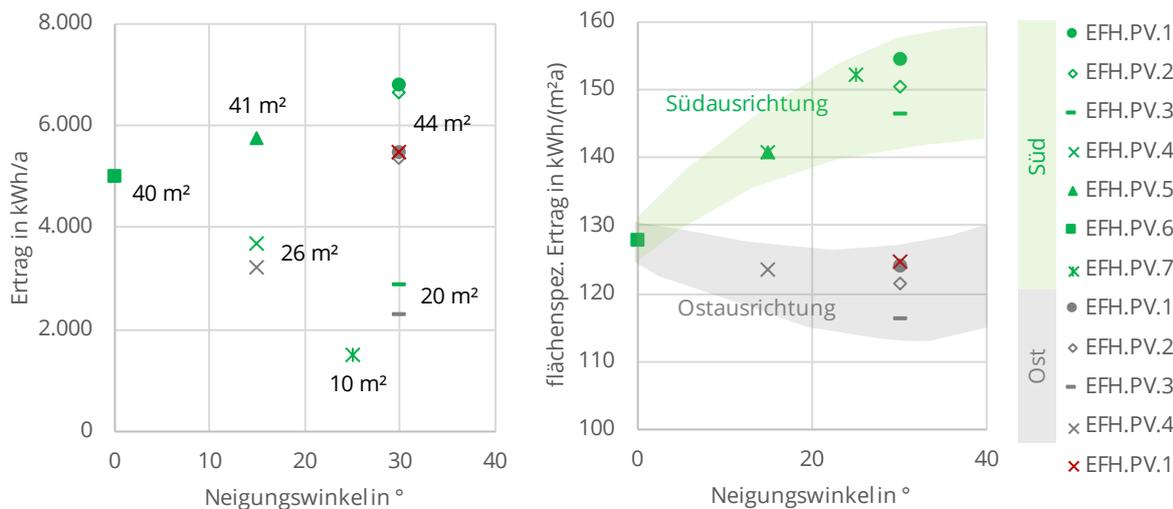


Abbildung 5.9: Übersicht Photovoltaik – Ertrag und flächenspez. Ertrag EFH. In der linken Abbildung sind zusätzlich die installierten Modulflächen angegeben. Das rote Kreuz markiert die West-Variante EFH.PV.1 (Quelle: Eigene Abbildung)

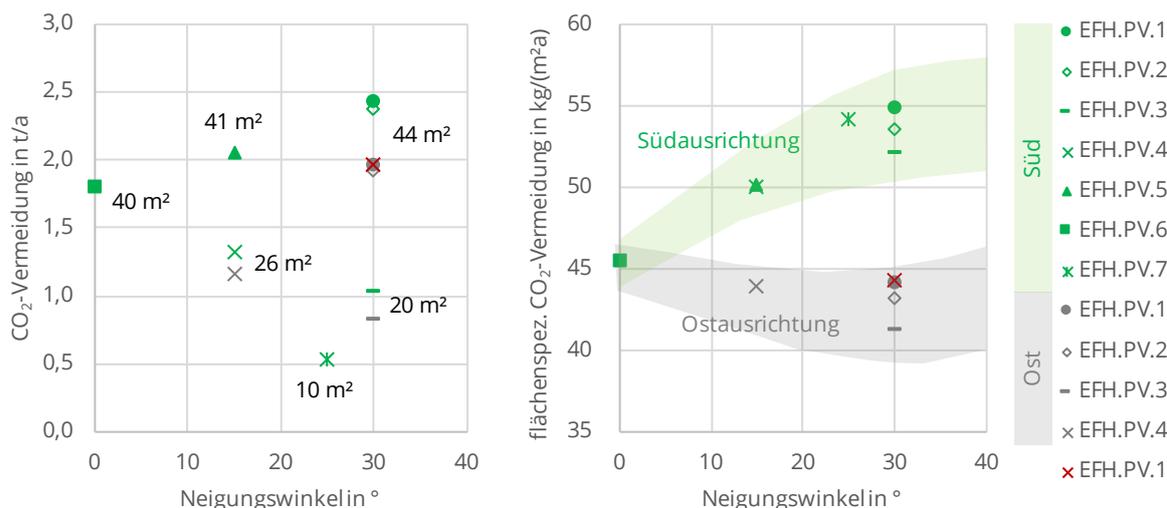


Abbildung 5.10: Übersicht Photovoltaik – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung EFH. In der linken Abbildung sind zusätzlich die installierten Modulflächen angegeben. Das rote Kreuz markiert die West-Variante EFH.PV.1 (Quelle: Eigene Abbildung)

Kurzerläuterung Diagrammaufbau

- ❖ Die Punkte markieren jeweils das Ergebnis einer durchgeführten Simulation.
- ❖ Es wird eine vollständige Belegung einer Fläche des Gebäudes angenommen. Die Modulfläche ist dabei von der konkreten Dachform bzw. Fassadengestaltung abhängig. Folglich sind die Flächen der einzelnen Varianten *nicht* identisch.
- ❖ Die in Abbildung 5.10 grün dargestellte Hüllfläche bei Südausrichtung bzw. die graue Fläche bei Ostausrichtung zeigen eine ungefähre Größenordnung für die Spannweite der Ergebnisse auf.

Allgemeine Schlussfolgerungen

- ❖ Ausrichtung der Anlage: Die Ergebnisse für „Süd“ stellen das Maximum, die für „Ost“ das Minimum dar. Die Westausrichtung ergibt für Photovoltaik ähnliche, wenn auch leicht höhere Werte als die Ostausrichtung. Alle anderen Ausrichtungsvarianten ordnen sich dazwischen ein. Unter Einbeziehung stadtplanerischer Aspekte ergeben sich die Handlungsempfehlungen gemäß Abschnitt 5.3.1.
- ❖ Neigungswinkel der Module: Tendenziell werden zwischen 35 und 45 ° die höchsten Werte erreicht. Unter Einbeziehung stadtplanerischer Aspekte ergeben sich die Handlungsempfehlungen gemäß Abschnitt 5.3.2.

Ausgewählte Erkenntnisse

- Die installierbare Modulfläche schwankt sehr stark: Bei der Walmdachvariante EFH.PV.7 ergeben sich lediglich 10 m², bei EFH.PV.1 und 2 hingegen 44 m². Es werden Peakleistungen von 1,5 bis 6,9 kWp erreicht.
- Für die Schrägdachvarianten EFH.PV.1 und 2 werden Deckungsgrade von 29 bis 33 % und flächenspezifische Erträge von 121 bis 154 kWh/(m²a) erreicht. Die dachintegrierte Variante bringt um ca. 2,5 % verringerte Erträge ggü. der dachparallelen. Im Weiteren erfolgte nur noch eine Simulation dachparalleler Varianten. Bei Ost- bzw. Westausrichtung ist ein etwa 20 % geringerer Ertrag als bei Südausrichtung zu verzeichnen.
- Die Ergebnisse der West-Anlage (EFH.PV.1) entsprechen in etwa denen der Ost-Anlage. Die Ost-Werte sind dabei etwas kleiner, da in Dresden die Einstrahlung aus dieser Richtung geringer ist (z. B. durch Elbhänge, Nebel am Morgen). Nachfolgend wurden im Sinne minimaler Erträge nur noch die Ost-Varianten gerechnet.
- Der Ertrag der Ost-Anlage ist um ca. 0,4 % geringer ggü. der West-Anlage, der Eigenverbrauchsanteil jedoch knapp 6 %. Offensichtlich passt die West-Anlage deutlich besser zum Verbrauchsprofil des Gebäudes (z. B. Verbrauchsspitzen am Nachmittag).
- Bei den Flachdachvarianten EFH.PV.3 fällt der absolute Ertrag ggü. EFH.PV.1 und 2 mit gleichem Neigungswinkel um 58 % niedriger aus. Der flächenspezifische Ertrag ist jedoch nur 5 bis 7 % geringer. Hauptursache für den niedrigeren Ertrag ist also die geringere installierbare Modulfläche.
- Die Flachdach-Varianten EFH.PV.4 mit 15 ° Neigung sind zwar ggü. den 30 °-Varianten durch einen niedrigeren flächenspezifischen Ertrag gekennzeichnet, jedoch steigt die integrierbare Modulfläche und die Verschattungseffekte fallen geringer aus. Im Ergebnis sind die absoluten Erträge und Deckungsgrade sogar höher als die der 30°-Aufständigung (EFH.PV.3).
- Die Flachdachvariante EFH.PV.5 (verringertes Randabstand) übertrifft durch die große installierbare Fläche (41 m²) die anderen Flachdach-Varianten, was Deckungsgrad und absoluten Ertrag betrifft.

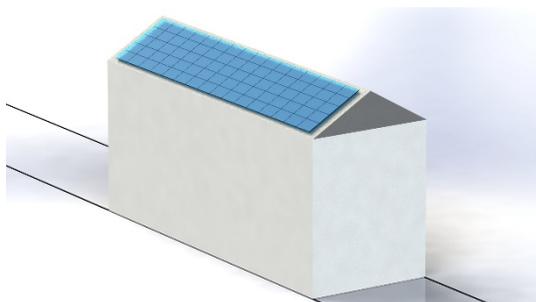
- Für die Variante „liegende“ Installation der PV-Module EFH.PV.6 ergeben sich flächenspezifische Erträge in Größenordnungen der Ost- bzw. Westausrichtung der übrigen Varianten, überdies fällt der Deckungsgrad Strom mit 30 % erfreulich hoch aus.
- Die Walmdachvariante EFH.PV.7 erreicht einen hohen flächenspezifischen Ertrag, der ggü. EFH.PV1 Süd lediglich 1 % geringer ist. Durch die geringe installierbare Fläche sinkt jedoch der Deckungsanteil des Strombedarfs des Gebäudes auf 15 %.
- Je nach Variante ergibt sich eine CO₂-Vermeidung von 0,5 (EFH.PV.7) bis 2,4 t/a, wobei alle Varianten von der Aufnahme des Überschussstroms (Anteil im Bereich 75 bis 88 % der Gesamterzeugung) in das vorgelagerte Stromnetz ausgehen.

5.2.3 Mehrfamilienhaus

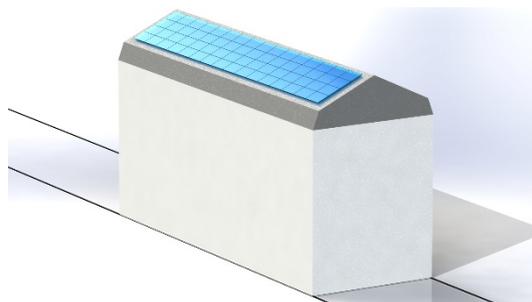
Für das bereits in Abschnitt 4.4.2 beschriebene Mehrfamilienhaus wurden vier typische Varianten für die Photovoltaik-Integration untersucht (siehe Tabelle 5.8 und Abbildung 5.11). Durch Kombination der Ausrichtung (Süd und Ost) ergeben sich insgesamt acht Varianten, welche ausgelegt und berechnet worden sind. Die Ergebnisse der Ertragssimulationen sind in Anhang 12.1.2 einzusehen.

Tabelle 5.8: Übersicht Photovoltaik-Varianten Mehrfamilienhaus

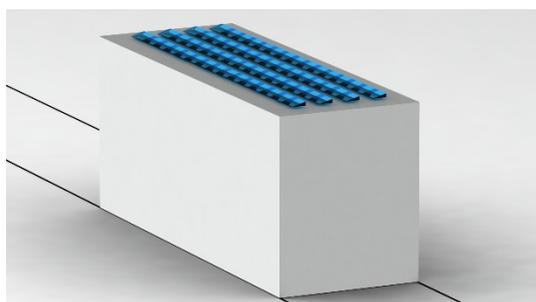
Var.-Nr.	Dach / Fassade	Art der Integration	Neigungs- winkel	Sonstige Rand- bedingungen	Süd	Ost	West
MFH.PV.1	SD	dachparallel	30 °	Flächenbelegung maximal	x	x	
MFH.PV.2	FD	Aufständigung	15 °		x	x	
MFH.PV.3	MD	dachparallel	25 °		x	x	
MFH.PV.4	FA		90 °	Ein Streifen pro Geschoss	x	x	



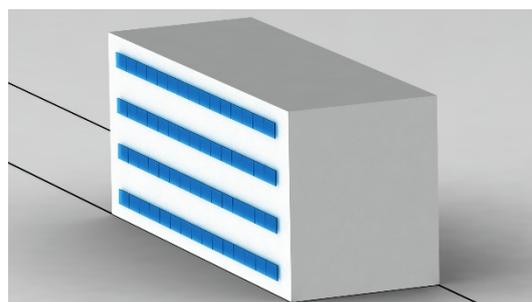
MFH.PV.1



MFH.PV.3



MFH.PV.2



MFH.PV.4

Abbildung 5.11: Schematische Darstellung der Modulanordnung PV Mehrfamilienhäuser (Quelle: Eigene Abbildung)

Ergebnisse der Simulationen: Mehrfamilienhaus Photovoltaik

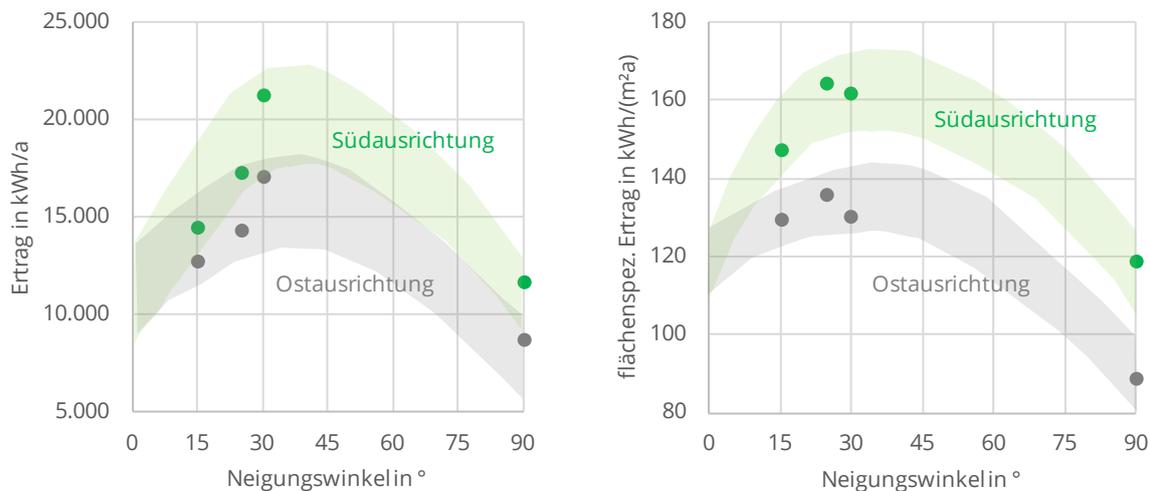


Abbildung 5.12: Übersicht Photovoltaik – Ertrag und flächenspez. Ertrag MFH (Quelle: Eigene Abbildung)

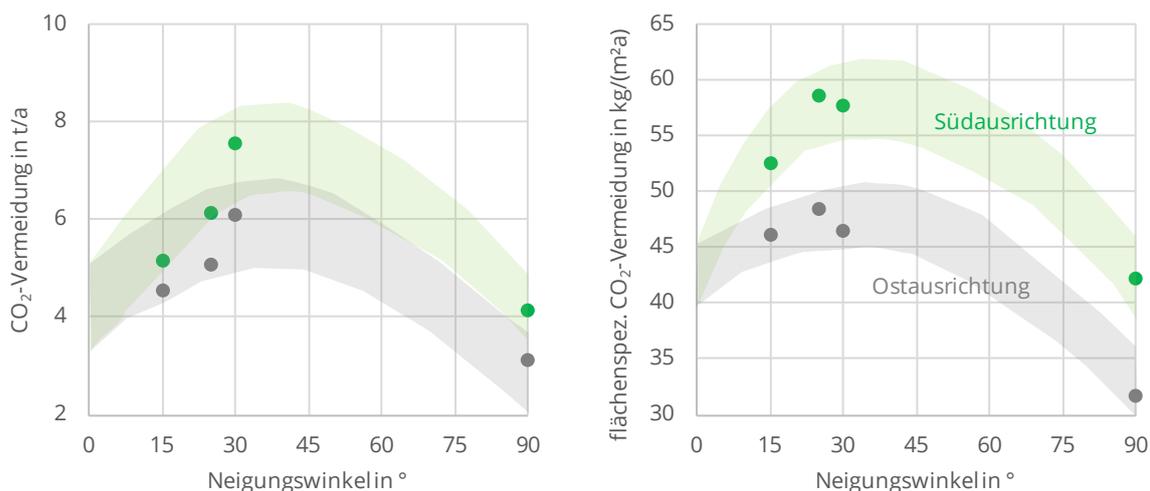


Abbildung 5.13: Übersicht Photovoltaik – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung MFH (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 98 bis 131 m² Modulfläche, es ergeben sich Peakleistungen von 15,3 bis 20,4 kW.
- Für die Schrägdachvarianten MFH.PV.1 sind die Deckungsgrade mit 18 bis 22 % deutlich geringer als bei EFH (dort bis zu 33 %), da die verfügbare Dachfläche je Wohnfläche bei MFH naturgemäß deutlich kleiner ausfällt. Bei Ostausrichtung ist der Ertrag etwa 19 % geringer als bei Südausrichtung.
- Bei den Flachdachvarianten MFH.PV.2 fällt der Ertrag aufgrund des geringeren Aufstellwinkels und der geringeren installierbaren Modulfläche um 32 % (Süd)

bzw. 25 % (Ost) niedriger aus. Bei Ostausrichtung sind etwa 12 % geringerer Ertrag als bei Südausrichtung zu verzeichnen.

- Für die Mansarddach-Variante MFH.PV.3 mit 25 ° fallen die flächenspezifischen Ergebnisse sogar ca. 1 % höher als die von 30 °-Schrägdach aus. Dies ist im Wesentlichen auf die Wechselrichter-Auswahl zurückzuführen.
- Die Fassadenvarianten MFH.PV.4 haben einen signifikant niedrigeren flächenspezifischen Ertrag als Satteldach- und Mansarddach-Variante (Größenordnung 30 %).
- Je nach Variante ergibt sich eine CO₂-Vermeidung von 3,1 bis 7,6 t/a, wobei alle Varianten von der Aufnahme des Überschussstroms (Anteil im Bereich 75 bis 80 % der Gesamterzeugung) ins vorgelagerte Stromnetz ausgehen.

5.2.4 Verwaltungs- und Bürogebäude

Für das bereits in Abschnitt 4.4.3 beschriebene Verwaltungsgebäude wurden zwei typische Varianten für die Photovoltaik-Integration untersucht (siehe Tabelle 5.9 und Abbildung 5.14). Durch Kombination der Ausrichtung (Süd und Ost) ergeben sich insgesamt vier Varianten, welche ausgelegt und berechnet worden sind. Die Ergebnisse der Ertragssimulationen sind in Anhang 12.1.3 einzusehen.

Tabelle 5.9: Übersicht Photovoltaik-Varianten Verwaltungsgebäude

Var.-Nr.	Dach / Fassade	Art der Integration	Neigungswinkel	Sonstige Randbedingungen	Süd	Ost	West
VER.PV.1	FD	Aufständigung	15 °	Flächenbelegung maximal	x	x	
VER.PV.2	FA		90 °	Ein Streifen pro Geschoss	x	x	

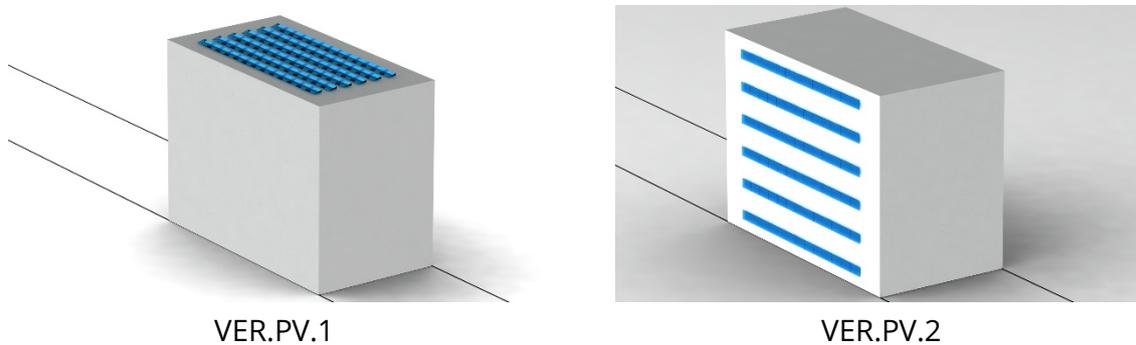


Abbildung 5.14: Schematische Darstellung der Modulordnung PV Verwaltungs- und Bürogebäude (Quelle: Eigene Abbildung)

Ergebnisse der Simulationen: Verwaltungsgebäude Photovoltaik

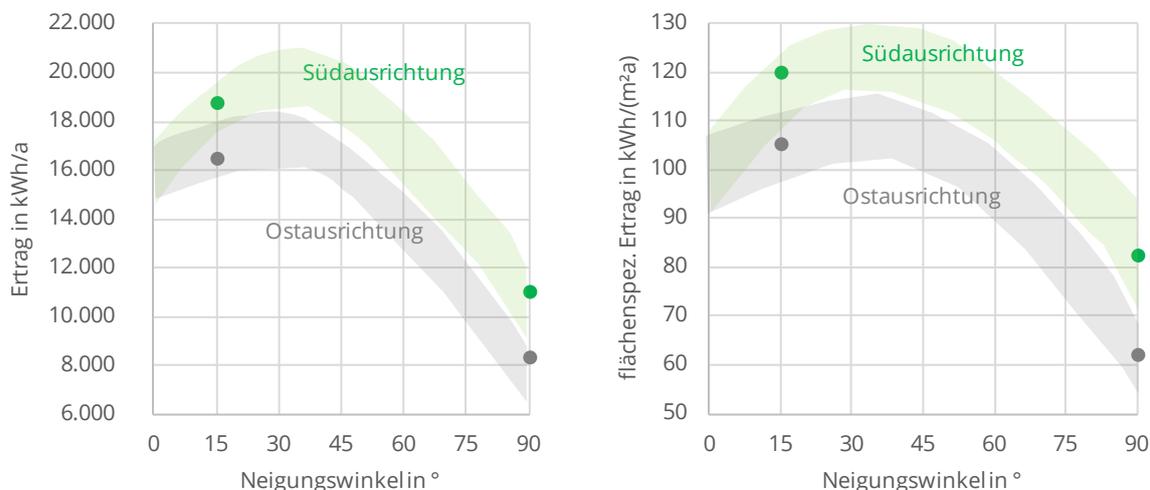


Abbildung 5.15: Übersicht Photovoltaik – Ertrag und flächenspez. Ertrag Verwaltungsgebäude (Quelle: Eigene Abbildung)

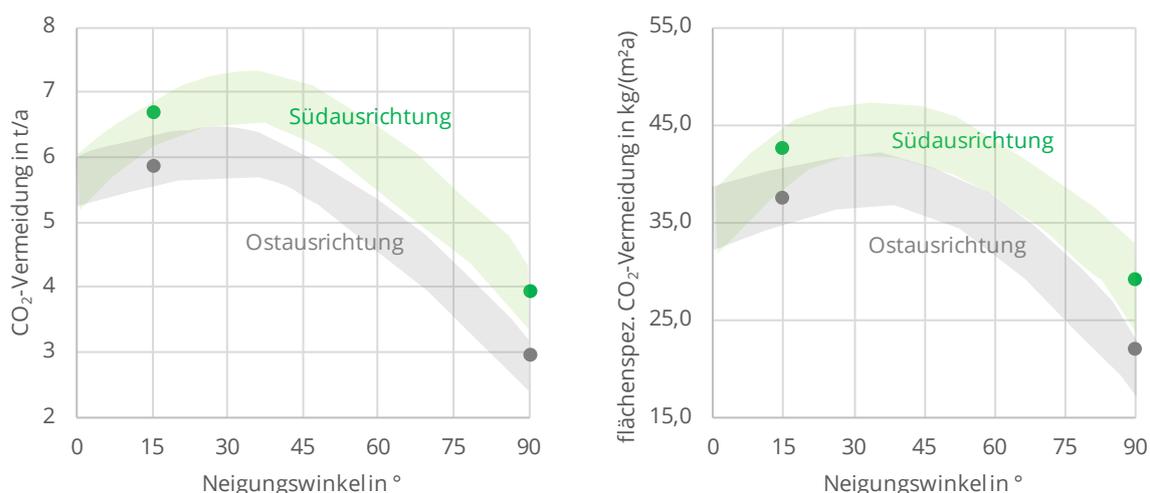


Abbildung 5.16: Übersicht Photovoltaik – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung Verwaltungsgebäude (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Es können 157 m² Modulfläche mit 20,2 kWp auf dem Dach und 134 m² mit 17,3 kWp an der Fassade installiert werden.
- Für die Flachdachvarianten VER.PV.1 sind die Deckungsgrade mit 7,1 bis 8,3 % deutlich geringer als bei EFH und MFH (dort bis zu 26 % bzw. 17 %), da die verfügbare Dachfläche im Verhältnis zur Nutzfläche sehr viel kleiner ist. Dies führt jedoch zu sehr hohen Eigenverbrauchsanteilen von 61 % (Südausrichtung) bzw. 60 % (Ostausrichtung). Bei Ostausrichtung ist der Ertrag etwa 14 % geringerer Ertrag als bei Südausrichtung.

- Die Fassadenvarianten VER.PV.2 haben einen signifikant niedrigeren flächenspezifischen Ertrag (31 % bei Süd-, 41 % bei Ostausrichtung). Zusätzlich ergibt sich bei Ost-Ausrichtung der Fassadenvariante mit 45 % der mit Abstand niedrigste Eigenverbrauchsanteil. Offensichtlich passt diese Ausrichtung besonders schlecht zum Bedarfsprofil.
- Je nach Variante ergibt sich eine CO₂-Vermeidung von 3,0 bis 6,7 t/a.

5.2.5 Gewerbegebäude

Aufgrund der sehr großen Bandbreite hinsichtlich Gebäudekubatur und Nutzungsprofilen wurden keine Simulationen durchgeführt. Für Großanlagen ist eine Einzelfallbetrachtung bzw. individuelle Beratung ohnehin unabdingbar. Folgende Hinweise sollten bei der Integration von PV-Anlagen in Gewerbegebäuden beachtet werden:

- Die flächenspezifischen Erträge sind aus den Ergebnissen der anderen Gebäudetypen in etwa übertragbar, sodass die Größenordnung der zu erwartenden Erträge abgeschätzt werden kann. Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad hängen wesentlich vom Nutzungsprofil ab und müssen daher individuell ermittelt werden.
- Für große PV-Anlagen ab 750 kWp gilt eine Ausschreibungspflicht (siehe auch Abschnitt 5.1.6).
- Die Investitionskosten sinken mit der Größe der Anlage, sodass die Kosten deutlich unter den in Abschnitt 5.1.7 genannten 1.400 bis 1.500 € pro kWp liegen können.
- Die ästhetischen Anforderungen in Gewerbegebieten sind meist andere als in Wohngebieten. So sind je nach Standort des Gebäudes nicht dieselben stadtplanerischen Gesichtspunkte zu beachten wie bei Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus oder Verwaltungsgebäude.

5.3 Handlungsempfehlungen Photovoltaik

5.3.1 Integration (Art der Aufstellung, Lage)

Art der Aufstellung, Lage

- Standardmäßig werden Schrägdachinstallation oder Flachdachaufständerung gewählt.
- Im Einfamilienhaus-Bereich ist die Fassadenintegration aus energetischer Sicht aufgrund der geringeren Erträge nicht zu bevorzugen. Außerdem finden sich für eine Fassadenintegration im EFH-Bereich aus stadtplanerischer Sicht nur in Ausnahmefällen akzeptable Lösungen. Deshalb erfolgt hier auch keine nähere Betrachtung. Gute Lösungen sind im Mehrfamilienhaus sowie im Bereich von Verwaltungsgebäuden, Hotels und öffentlichen Einrichtungen bekannt.
- Auf Schrägdächern gibt es die Möglichkeit der dachintegrierten und dachparallelen Installation. Die Ausrichtung ist in beiden Fällen durch Ausrichtung der Dachfläche vorgegeben. Eine Dachintegration ist aus stadtplanerischer Sicht zu bevorzugen, da sich ein gleichmäßigeres Gesamtbild ergibt.
- Bei Flachdachintegration wäre es grundsätzlich denkbar, die Anlagen im Sinne der Ertragsmaximierung stets nach Süden auszurichten. Dies kann jedoch aus stadtplanerischer Sicht oft nicht favorisiert werden. Hier ist eine Ausrichtung parallel zu einer Gebäudekante zu bevorzugen.

Ertrag/Verschattung

- Die Dachintegration führt im Vergleich zu dachparalleler Installation zu höheren Modultemperaturen und damit etwas niedrigeren Wirkungsgraden. Im Falle der beispielhaften Simulation ergab sich ein um 2,5 % verringerter Jahresertrag²⁰, sodass die Dachintegration aus energetischer Sicht akzeptabel ist.
- Generell ist im Sinne der Ertragsmaximierung und der Lebensdauer der Module auf Verschattungsfreiheit der Installationsfläche zu achten bzw. die Verschattung möglichst gering zu halten. Partielle Verschattung kann durch bestimmte Stringanordnungen teilweise kompensiert werden.
- Um bei aufgeständerten Flachdachinstallationen Eigenverschattung zu vermeiden, müssen zwischen den Modulreihen Abstände eingehalten werden. Dies hat zur Folge, dass auf Flachdächern tendenziell weniger Module installiert werden können als auf Schrägdächern (siehe auch Reihenabstand im Glossar).

²⁰ Es handelt sich dabei *nicht* um einen allgemeingültigen Wert.

5.3.2 Neigungswinkel

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Auf Schrägdächern sind lediglich dachparallele oder dachintegrierte Installationen akzeptabel. Eine Aufständigung im Sinne einer Ertragsmaximierung durch optimalen Neigungswinkel ist technisch möglich, wird aber wegen gestalterischer Bedenken ausgeschlossen.
- Auf Flachdächern führt ein geringerer Neigungswinkel zu einer geringeren Sichtbarkeit der Module, sodass der stadtplanerisch optimale Neigungswinkel 0° beträgt bzw. geringe Neigungswinkel zu bevorzugen sind.
- Selbst bei 0° Neigungswinkel müssen die meisten Modularten auf einer Unterkonstruktion mit einer Mindesthöhe von ca. 30 cm montiert werden (Sicherheitsabstand zu direkter Beeinträchtigung einer Modulkante durch Regen, Schnee und Schmutz etc.). Module, die auch ohne Unterkonstruktion montiert werden können, sind Gegenstand von Forschung und Entwicklung.

Modulstatik

- Standardmodule haben einen Mindestneigungswinkel, welcher aus Gründen der Modulstatik (Schneelasten) einzuhalten ist. Dieser bewegt sich üblicherweise in einer Größenordnung von 12 bis 15° . Neigungswinkel bis 90° (Fassaden) sind möglich.
- Für Extrembedingungen konzipierte Sondermodule (z. B. für schneereiche Gebirgszonen) können in Dresden u. U. mit 0° montiert werden. Dies ist allerdings mit Mehrkosten verbunden. Überdies sind weitere Effekte wie fehlende Selbstreinigung und schlechtere Hinterlüftung zu beachten, sodass wenn möglich 10° nicht unterschritten werden sollten²¹.
- Trotz geringer Ertragseinbußen werden im Flachdachbereich aufgeständerte Anlagen heute aus Windlastgründen meist nur mit 15° Neigungswinkel aufgestellt, da sich so insgesamt kostengünstigere Anlagen ergeben und damit der spezifische Preis je erzeugter Kilowattstunde sinkt.²²

Ertrag

- Hinsichtlich hoher jährlicher Gesamterträge sind Neigungswinkel zwischen 30° und 45° anzustreben. Aufgrund des insgesamt höheren Sonnenstands im Sommer bringen zu dieser Zeit niedrigere Neigungswinkel tendenziell höhere Erträge. Im Winter hingegen steht die Sonne tiefer, sodass größere Neigungswinkel zu höheren Erträgen führen. Somit ist der zeitliche Verlauf des Ertrags vom Neigungswinkel abhängig.

²¹ Telefonische Auskunft Herr Funk von Heckert Solar GmbH. 05. März 2018

²² Auskunft Sunstrom GmbH, Mai 2018

- Aus Abweichungen vom vorgenannten Neigungswinkel-Bereich resultiert eine verringerte Solarstrahlung auf die Modulebene und dadurch eine Ertragsminderung. Die beispielhafte Simulation für eine Flachdachinstallation mit Ausrichtung Süden ergibt eine Verringerung des flächenspezifischen Ertrags von 3,4 %, wenn der Neigungswinkel von 30 ° auf 15 ° reduziert wird. Bei einer weiteren Reduktion von 15 ° auf 0 ° sinkt der Ertrag um weitere 9,2 % ab.
- Bei Flachdachinstallationen folgt aus einem verringerten Neigungswinkel ein geringerer Reihenabstand. Dies kann dazu führen, dass eine höhere Modulanzahl installiert werden kann, sodass sich der Ertrag erhöht. Eine höhere Modulanzahl verursacht selbstverständlich höhere Investitionskosten.
- Bei einem Neigungswinkel von 0 ° erfolgt die Selbstreinigung der Module nicht mehr ausreichend. Die daraus resultierende Verschmutzung verringert den Ertrag. Eine manuelle Reinigung ist ereignisorientiert erforderlich.

5.3.3 Modulanordnung Schrägdach



Abbildung 5.17: Links: Module wurden gemischt horizontal und vertikal angeordnet und es ergibt sich *keine* durchgehende Fläche. Außerdem entspricht die Modulfarbe *nicht* der Dachfarbe. Rechts: Es ergibt sich eine durchgehende, zur Dachform passende Fläche, in der alle Module gleich ausgerichtet sind; Modulfarbe entspricht der Dachfarbe. (Quelle: Landesamt für Denkmalpflege Sachsen (Peter Pinkwart))

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Eine beispielhafte, gute Lösung zeigt der rechte Teil der Abbildung 5.17.
- Kompakte Flächen oder Streifen sind zu bevorzugen, d. h. keine Zerstückelung der Gesamtfläche, z. B. aufgrund von Dachfenstern und Dachdurchdringungen; keine Sägezahnordnung an Graten und Kehlen.
- Die Anordnung der Module sollte in jeder Fläche – vorzugsweise am gesamten Gebäude – einheitlich (horizontal oder vertikal) sein.
- Auf Schrägdächern sind kompakte Flächen oder Streifen zu bevorzugen, die sich in die Gesamtgestalt des Gebäudes und der Dachstruktur einordnen. Die Modulanordnung sollte sich an der Form der Dachfläche orientieren.
- Als besonders gute Lösung für das Stadtbild gilt die vollflächige Belegung von großzügigen, durchgängigen oder mehreren kleineren Dachgauben.

- Grundsätzlich sind im Einzelfall auch nahezu vollflächige Schrägdachbelegungen möglich, wobei bei dachintegrierten Varianten gewisse Randabstände aus der Sicherstellung der Dichtheit der gesamten Dachkonstruktion resultieren.

Technische bzw. energetische Gesichtspunkte

- Generell gibt es hier nur geringe Vorgaben bzw. Einschränkungen, die sich meist nur aus den konkreten Herstellervorgaben ergeben.

5.3.4 Sichtbarkeit Randabstand Flachdach

- Im Allgemeinen ist eine Sichtbarkeit der Anlagen auf Flachdächern zu vermeiden bzw. zu minimieren. Durch den unregelmäßigen Umriss der aufgeständerten Module wirken Dachkanten unruhig. Außerdem wird von Betrachtern der Stadtraum als angenehmer empfunden, wenn dieser nach oben hin durch klar umrissene Formen abgegrenzt ist.
- Ein größerer Randabstand führt zu verringerter Sichtbarkeit der Module.
- Die Sichtbarkeit ist abhängig vom Abstand des Betrachters zum Gebäude und damit von der Position des Betrachters, der Gebäudelage und der Umgebung. Deshalb sollte der Randabstand bspw. bei Gebäuden an großen Plätzen größer sein. Als Richtwert gilt ein Mindestabstand von 1,50 m zwischen Modul und Dachkante (wenn keine Attika vorhanden ist).
- Ist eine Attika vorhanden oder werden die Module mit flachem Aufstellwinkel installiert, kann der Randabstand ggfs. reduziert werden.
- Der Randabstand ist ein wesentlicher Einflussfaktor hinsichtlich der maximal installierbaren Modulanzahl und damit des Ertrags. Aufgrund der großen Variabilität von Modul- und Dachmaßen handelt es sich stets um eine Einzelfallbetrachtung.
- Aus technischer/energetischer Sicht kann keine allgemeingültige Aussage zu einer optimalen Fläche bzw. Modulanzahl gegeben werden. Je größer die installierte Fläche, desto höher ist der Ertrag, gleichzeitig sinkt jedoch der Eigenverbrauchsanteil und die Installationskosten steigen. Insofern ist vielmehr von individuellen Optima auszugehen, die sich im Spannungsfeld Umweltengagement, Gestaltung und Wirtschaftskraft bewegen.

5.3.5 Modulfarbe

- Aus stadtplanerischer Sicht sind Module zu bevorzugen, deren Farbe der Dachfarbe entspricht (siehe Abbildung 5.18).
- Die Modulfarbe ist typischerweise blau/anthrazit, sodass bei Verwendung von Standardmodulen nur bei blauen/grauen Dächern und Dächern in Schieferoptik eine gute Übereinstimmung mit der Dachfarbe bzw. dem Farbraum erreichbar ist.
- Sondermodule in anderen Farben – auch in einer ziegelroten Variante – sind erhältlich. Die Wirkungsgrade erreichen oft die von Standardmodulen (z. B. ca.

15 % STC-Wirkungsgrad²³ für die Farben rot, grün und violett), jedoch ist zu beachten, dass die Modulkosten schon aufgrund der derzeit geringen Stückzahlen deutlich erhöht sein können.

- Bei Kontrasten zwischen Modul- und Dachfarbe ist besonders auf die zuvor beschriebenen Empfehlungen zur Modulordnung zu achten.

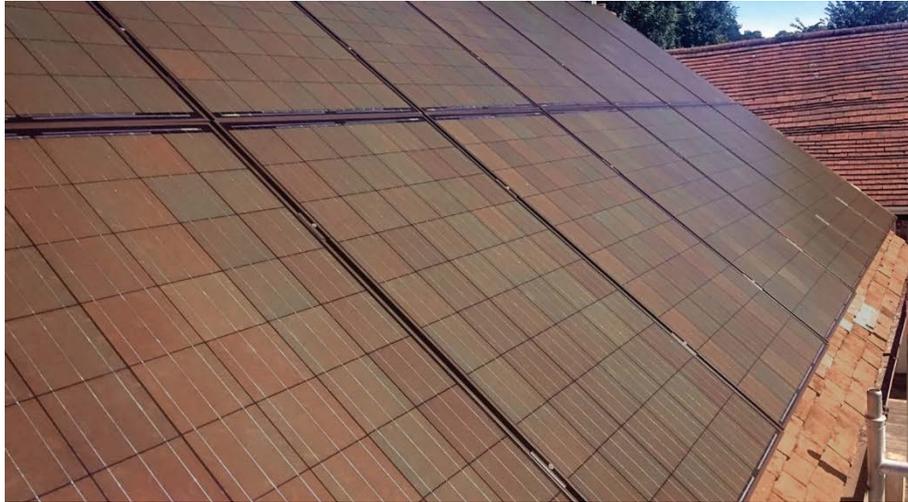


Abbildung 5.18: Rote PV-Module gliedern sich bei ziegelroten Dächern besser in das Gesamtbild ein (Quelle: BISOL)

5.3.6 Rahmen

- Glas-Folien-Module haben standardmäßig aluminiumfarbige Rahmen. Meist sind andere Farben möglich, dies ist ggfs. mit einem Aufpreis verbunden.
- Glas-Glas-Module sind oft auch in rahmenloser Ausführung erhältlich, die Investitionskosten für diese Module sind jedoch meist höher.
- Aus stadtplanerischer Sicht sind rahmenlose Module zu bevorzugen bzw. eine Rahmenfarbe zu wählen, welche möglichst der Modul- sowie Dachfarbe entspricht.

5.3.7 Reflexion / Blendwirkung

Die Abdeckgläser von Photovoltaik-Modulen – sogenannte Solargläser – reflektieren Sonnenlicht, sodass eine Reflexion nicht gänzlich ausgeschlossen werden kann. Hersteller dieser Solargläser beziffern den Reflexionsanteil auf ca. 8 %. Für die daraus resultierende Blendwirkung ist die Art des Solarglases entscheidend. Hierbei sind Strukturgläser (beidseitige Mikrostrukturen, mit hohen Anteilen diffuser Reflexion) gegenüber Floatglas

²³ Produktlinie Spectrum der Bisol Group

<http://www.bisol.com/de/produkte/bisol-photovoltaik-module.html>, abgerufen am 13.03.2018; 21:25

(ähnliches Verhalten wie Fensterglas) zu bevorzugen. Überdies wirken sich flache Neigungswinkel bei den meisten Stadtlagen positiv aus (z. B. keine Blendung des Verkehrs). Eine Blendwirkung kann trotzdem nicht generell ausgeschlossen werden, sodass bei exponierten Lagen (z. B. Einflugschneise Flughafen, direkte Blickbeziehung aus bestimmter Stadtansicht) ggf. im Einzelfall zu prüfen ist.



Abbildung 5.19: Beispiel für Reflexion von PV-Modulen (Quelle: SOLARWATT GmbH)

6 Solarthermie

6.1 Technische und städtebauliche Grundlagen

6.1.1 Wirkprinzip

Solarthermie-Kollektoren wandeln Solarstrahlung in Wärme um. Dazu sind die Absorberflächen mit einer speziellen Beschichtung versehen. Die erzeugte Wärme wird an spezielle Solarflüssigkeiten (meist Wasser-Glykol-Gemische) oder auch Wasser bzw. Luft in den Wärmeträgerrohren bzw. Luftkanälen in den Kollektoren übertragen.

An der Absorberfläche von nichtkonzentrierenden Kollektoren sollen dabei in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Solarstrahlung sowie der Kollektorart und der Nutzungsart Temperaturen im Bereich von wenigen Grad Celsius bis zu 150 °C erreicht werden.²⁴

Die Bauarten von Solarthermie-Kollektoren für die Anwendung im Gebäudebereich unterscheiden sich im Wesentlichen in Flach- und Röhrenkollektoren (siehe Abbildung 6.1).

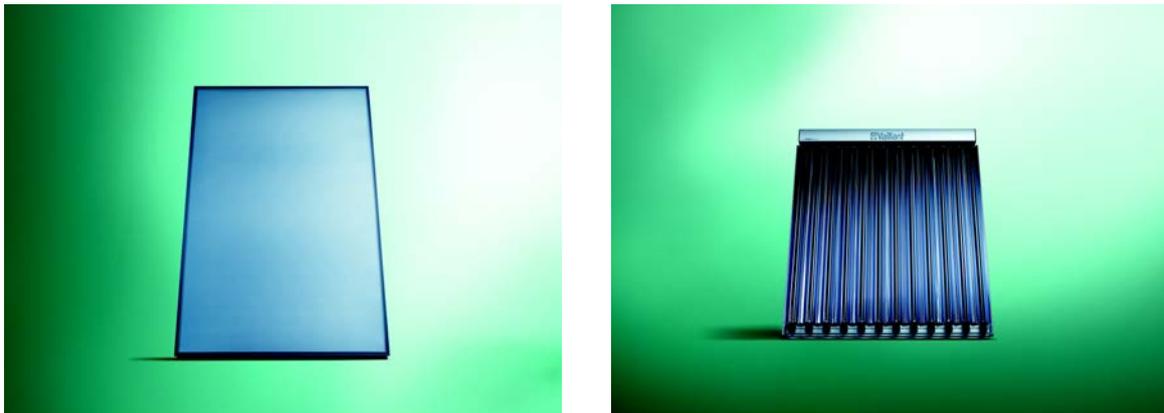


Abbildung 6.1: Beispiel für äußeres Erscheinungsbild eines Flachkollektors (links) und eines Röhrenkollektors (rechts) (Quelle: Vaillant)

²⁴ Bleibt z. B. in sommerlichen Urlaubszeiten die Nutzung der Solarthermie-Erträge aus, so tritt sogenannte Stagnation ein und es können Temperaturen im Bereich von 300 °C auftreten. Diese werden von moderner Solarthermietechnik gut beherrscht.

6.1.2 Aufbau von Solarthermiekollektoren

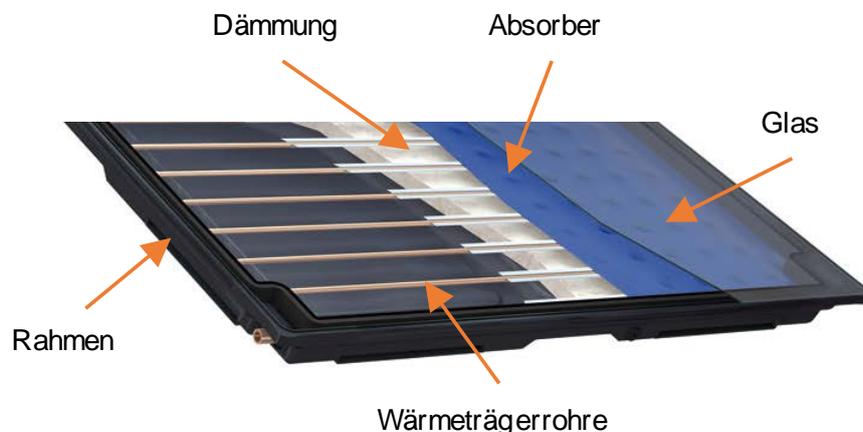


Abbildung 6.2: Beispiel für Detail des Aufbaus von Solarthermie-Flachkollektoren (Quelle: Bosch Thermotechnik GmbH - Buderus Deutschland)

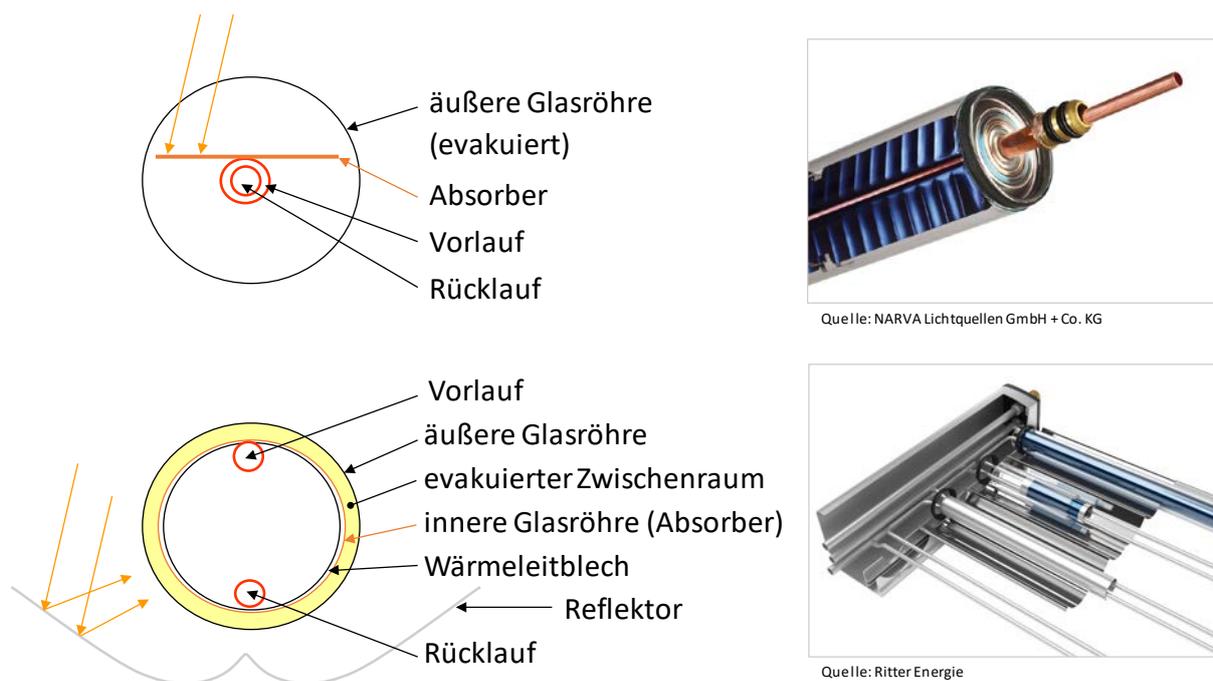


Abbildung 6.3: Detailaufbau von direkt durchflossenen Vakuum-Röhrenkollektoren (links: eigene Darstellung, oben: Glasröhre komplett evakuiert, Quelle: NARVA Lichtquellen GmbH + Co. KG. Unten: nur Zwischenraum zwischen zwei Glasrohren evakuiert, Quelle: Ritter Energie)

Entscheidend für die Effizienz der Kollektoren ist der Einbau der Absorberflächen in Konstruktionen, die einerseits die Solarstrahlung möglichst ungehindert zum Absorber gelangen lassen, aber andererseits auch den Wärmeverlust an die Umgebung minimieren (siehe Abbildung 6.2 und Abbildung 6.3). Auf der zur Sonne gewandten Seite werden deshalb bei Flachkollektoren transparente Abdeckungen – meist aus Glas, künftig aber vermehrt auch aus Kunststoffen – eingesetzt. Auf der Rückseite sind spezielle

Wärmedämmungen angebracht. Bei Vakuum-Röhrenkollektoren gewährleisten entweder evakuierte Röhren oder evakuierte Zwischenräume zwischen zwei Glasröhren die Gesamtfunktion von Transparenz und Wärmeverlustminimierung.

Die Gesamtkollektorkonstruktion gewährleistet überdies den sicheren Schutz vor Witterungseinflüssen wie Regen, Schnee, Hagel und Wind.

6.1.3 Verschaltung der Kollektoren und Peripherie

Aus den Einzelkollektoren werden je nach Wärmeversorgungsaufgaben durch Parallel- und Reihenschaltung Kollektorfelder konfiguriert. Während bei Photovoltaikanlagen bis heute überwiegend das vorgelagerte Stromnetz die Lastmanagementfunktion übernimmt, benötigen Solarthermieranlagen einen thermischen Speicher und einen zweiten Erzeuger, der ganzjährig die Wärmeversorgungsaufgabe für die verschiedenen Nutzungsbereiche sicherstellt (siehe Abbildung 6.4).

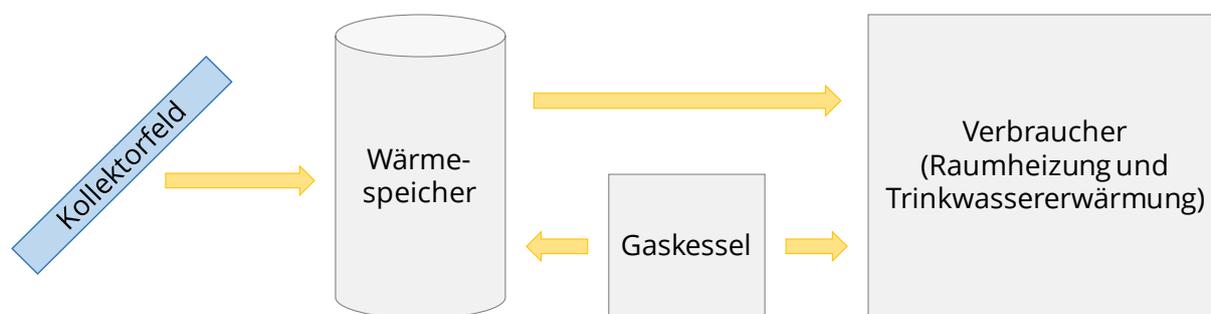


Abbildung 6.4: Stark vereinfachter Energiefluss von typischen Solarthermieranlagen (Quelle: Eigene Abbildung)

6.1.4 Energetische Effizienz und Erträge

Der Wirkungsgrad eines Solarthermiekollektors wird experimentell bestimmt und hängt u. a. von folgenden Einflussfaktoren ab:

- **Materialeigenschaften:** Von der Kollektorabdeckung (meist Glas) hängt ab, wie viel von der auftreffenden Einstrahlung „hindurchgelassen“ wird (Transmission). Die verwendeten Absorbermaterialien beeinflussen die Fähigkeit des Kollektors, die Strahlung „aufzunehmen“ (Absorption).
- **Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur:** Im Kollektor wird ein Wärmeträgerfluid von der eintreffenden Sonneneinstrahlung erhitzt. So erreicht das Fluid eine höhere Temperatur als die umgebende Luft. Dies führt dazu, dass Wärme vom Fluid an die Umgebung abgegeben wird: Es entstehen Wärmeverluste, die mit sinkender Temperaturdifferenz ebenfalls sinken. Das bedeutet: Eine höhere Umgebungstemperatur führt zu einem höheren Wirkungsgrad.

Folglich ist es nicht möglich, bei Solarthermiekollektoren einen festen Wert als Wirkungsgrad anzugeben. Als Richtwert kann der optische Wirkungsgrad herangezogen

werden. Dabei handelt es sich um den Wert, welcher erreicht wird, wenn *keine* Wärmeverluste auftreten (maximal möglicher Wirkungsgrad). Der optische Wirkungsgrad liegt bei marktüblichen Kollektoren in der Regel zwischen 70 und 85 %.

Abbildung 6.5 stellt vergleichend die Wirkungsgradkurven typischer Kollektoren gegenüber. Im Bereich der Fußbodenheizungsanwendung sind alle drei Technologien fast gleichwertig. Mit zunehmender Temperaturanforderung der Nutzerseite sinkt der Wirkungsgrad und Vakuumröhrenkollektoren – vor allem mit CPC-Technologie²⁵ – sind energetisch vorteilhaft, jedoch auch deutlich teurer als Flachkollektoren. Die spezifischen Solarthermie-Erträge bewegen sich je nach Temperatur auf der Nutzerseite und Kollektorart im Bereich von 300 bis 650 kWh je m² Kollektorfläche und Jahr.

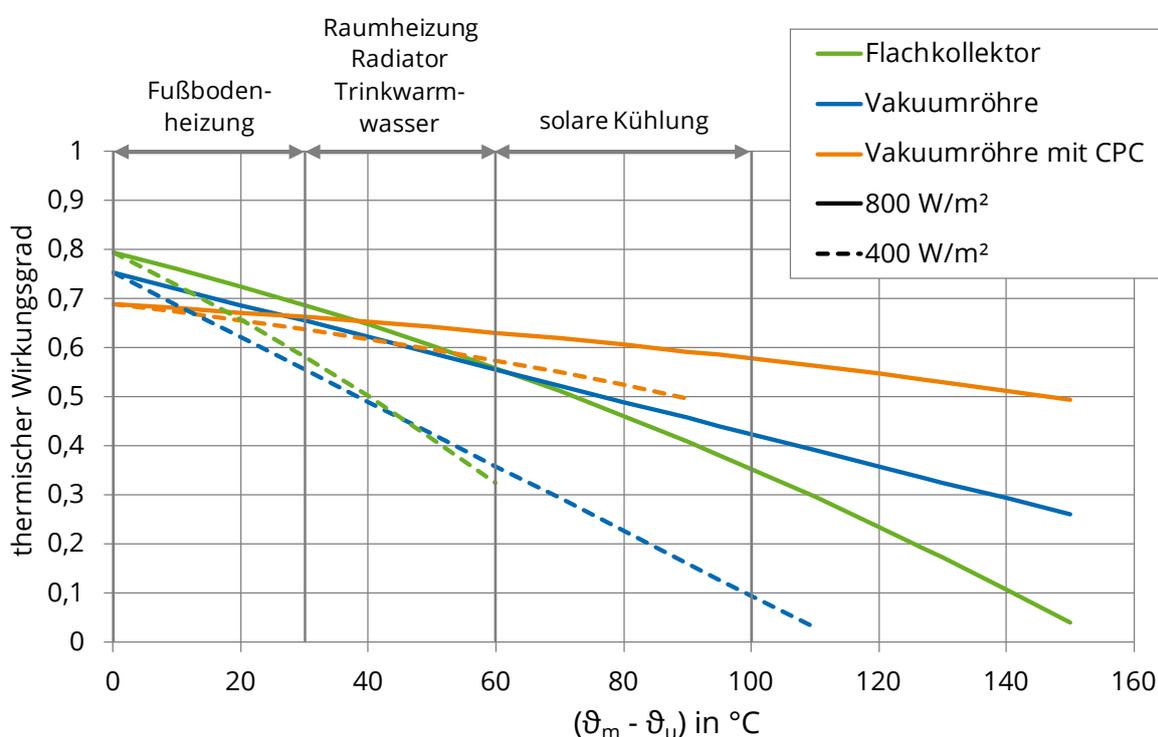


Abbildung 6.5: Vergleich der Wirkungsgradkennlinien von Solarthermiekollektoren für verschiedene Kollektorarten und 400 bzw. 800 W/m² Solarstrahlung in Kollektorebene. ϑ_m ist die mittlere Kollektortemperatur, ϑ_u die Umgebungstemperatur (Quelle: Eigene Abbildung)

Zu beachten ist, dass bei fehlendem Wärmebedarf im Gebäude und vollständig geladenem Wärmespeicher Stagnation eintritt, die es bei der Anlagenplanung zu berücksichtigen gilt. Tritt Stagnation ein, so kann die eintreffende Solarstrahlung und damit erzeugte Wärme nicht weiter genutzt werden, sondern wird als Verlust an die

²⁵ CPC steht für „Compound Parabolic Concentrator“. Diese Kollektoren enthalten einen Parabolspiegel, welcher die Sonneneinstrahlung konzentriert.

Umgebung abgegeben. Somit ist bei Solarthermieanlagen der Ertrag der Anlage von Speichergröße und Nutzungsprofil abhängig!

Die energetische Amortisationszeit von Solarthermieanlagen beträgt in der Regel 1,5 bis 3 Jahre.

Die jährlich erzeugte Wärmemenge kann über eine Faustregel grob abgeschätzt werden. So ist vor der eigentlichen Planung der Anlage schon eine einfache Überschlagsrechnung möglich:

Faustregel

In Deutschland kann als Richtwert mit einer summierten jährlichen Solarstrahlung von 1.000 kWh/m²a gerechnet werden. Der maximal mögliche solarthermische Wärmeertrag ergibt sich daraus wie folgt:

$$\text{Wärmeerzeugung Solarthermie (in kWh)} = 1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{a}} \cdot \text{Kollektorfläche (in m}^2\text{)} \cdot \text{Nutzungsgrad}$$

Eine beispielhafte Anlage mit 18 m² Kollektorfläche und einem Nutzungsgrad von 50 bis 60 % würde jährlich somit 9.000 bis 10.800 kWh/a Wärme erzeugen. Das entspricht etwa 500 bis 600 kWh pro m² Kollektorfläche und Jahr als maximal möglichem Ertrag.

6.1.5 Befestigung, Windlast, Schneelast

Kollektorfelder können dachintegriert, dachparallel und aufgeständert installiert werden, außerdem ist eine Befestigung an Fassaden möglich (siehe Abbildung 6.6). Vom städtebaulichen Erscheinungsbild sind grundsätzlich dach- und fassadenintegrierte Solarthermieanlagen zu bevorzugen. Jedoch ist zu beachten, dass die dahinterliegenden Räume durch die hohen Temperaturen des Kollektors sowie mögliche Stagnation ggf. angepasste Maßnahmen des sommerlichen Wärmeschutzes erfordern.

Ähnlich wie bei PV-Anlagen müssen bei der Planung und Installation Wind- und Schneelasten beachtet werden. Diese sind standortabhängig.



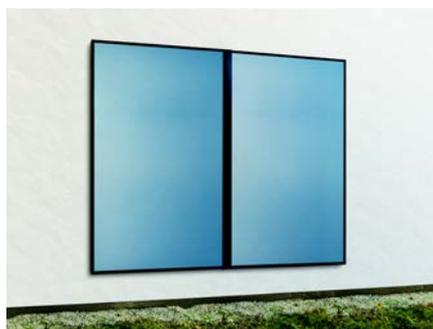
Dachparallel (Röhrenkollektor)



Dachintegriert (Flachkollektor)



Aufständerung Flachdach
(Röhrenkollektor)



Montage an Fassade (Flachkollektor)

Abbildung 6.6: Beispiele für verschiedene Installationsarten Solarthermie (Quelle: Vaillant)

6.1.6 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Für Betreiber von Solarthermie-Anlagen ist das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)²⁶ relevant. Dieses schreibt vor, dass mindestens 15 % des gesamten jährlichen Wärmebedarfs durch die Anlage gedeckt werden müssen, falls Solarthermie die einzige Maßnahme zur Integration erneuerbarer Energien darstellt. Das gilt bei privat genutzten Gebäuden nur für Neubauten, bei öffentlichen Gebäuden auch für grundlegend sanierte Altbauten. Der 15-%-Nachweis kann vereinfacht erfolgen, indem ein festgelegtes Flächen-verhältnis von Aperturfläche der Solarthermiekollektoren zur Nutzfläche des Gebäudes eingehalten wird. Dieses Verhältnis beträgt:

... für Ein- und Zweifamilienhäuser	$\geq 0,04 \text{ m}^2_{\text{Apertur}}/\text{m}^2_{\text{Nutz}}$
... für Mehrfamilienhäuser	$\geq 0,03 \text{ m}^2_{\text{Apertur}}/\text{m}^2_{\text{Nutz}}$
... für öffentliche Gebäude	$\geq 0,06 \text{ m}^2_{\text{Apertur}}/\text{m}^2_{\text{Nutz}}$

Bei einem beispielhaften Einfamilienhaus mit 200 m² Nutzfläche müsste die Aperturfläche der Solarthermieanlage also mindestens 8 m² betragen, um das EEWärmeG zu erfüllen.

²⁶ Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 9 G v. 20.10.2015 I 1722

6.1.7 Kosten der Anlagen

Bei den nachfolgenden Angaben handelt es sich um Größenordnungen für Investitionskosten typischer Anlagen. Für die Entscheidungsfindung im Planungsprozess ist jedoch das Einholen von konkreten Angeboten unerlässlich, da gebäudespezifische Besonderheiten signifikanten Einfluss haben können. Überdies bestimmt nicht nur die jeweils zum Zeitpunkt der Entscheidung aktuelle Marktlage auf dem Sektor der Anlagenkomponenten den Preis, sondern zunehmend auch die Verfügbarkeit von qualifizierten Planungs- und insbesondere Ausführungsbetrieben.

Die Investitionskosten für Solarthermieanlagen betragen derzeit etwa 700 bis 1.000 € pro m² Bruttokollektorfläche.²⁷ Ebenso wie bei PV-Anlagen sinkt der spezifische Preis mit der Größe der Anlage. Die laufenden jährlichen Kosten für Versicherung, Betrieb und Wartung sind in der Größenordnung von ca. 0,5 % der Investitionskosten anzusetzen und betragen bei typischen Anlagen für Einfamilienhäuser ca. 150 bis 200 € im Jahr. Hinzu kommen Kosten für den Betrieb der Pumpen, die im Bereich von ca. 0,3 bis 1 % des Jahresertrages der Solarthermie-Anlage angenommen werden können.

Die Nutzungsdauer einer Solarthermieanlage beträgt 20 Jahre. Erreicht werden Lebensdauern von 25 Jahren und mehr.²⁸

6.1.8 Fördermöglichkeiten

Fördermöglichkeiten für Solarthermieanlagen gibt es z. B. bei der KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) sowie dem BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle). Es existieren vielfältige Möglichkeiten, sodass die Auswahl des optimalen Förderprogramms laufend überprüft werden muss. Mitte 2019 gab es folgende Möglichkeiten:

- Das BAFA bezuschusst Solarthermieanlagen mit bis zu 20.000 €.
- Die Produkte 151, 152, 153, 167, 271 und 281 der KfW bieten günstige Kredite und teilweise Tilgungszuschüsse für Solarthermieanlagen.
- Die Fördermöglichkeiten des BAFA und der KfW sind (nur) teilweise kombinierbar.

²⁷ Quelle: Klaus Vajen, Solarthermie: Markttreiber und Perspektiven, Symposium Solarthermie, Staffelstein, 13.06.2018

²⁸ Anzumerken bleibt, dass in den letzten Jahren aufgrund der deutlich wirtschaftlicheren Bedingungen für PV-Anlagen auch der Rückbau von Solarthermieanlagen vor Erreichen der Nutzungs- und Lebensdauer stattgefunden hat.

6.2 Beispiele für energetische und CO₂-seitige Wirkungen

6.2.1 Grundlagen ST-Anlagenkonfiguration

Generell wurden Varianten betrachtet, deren Kollektorfläche sich an den Vorgaben des EEWärmeG unter der Maßgabe orientiert, dass ausschließlich Solarthermie als erneuerbare Erzeugertechnologie im Objekt installiert ist bzw. die maximale Flächenbelegung mit Solarthermie erfolgt. Die absolute Kollektorfläche je Variante ergibt sich aus der jeweiligen Gebäudetypologie in der gewählten Ausrichtung nach Süd, bzw. für ausgewählte Fälle auch Ost oder West. Alle Varianten basieren im Sinne der Vergleichbarkeit auf einem POLYSUN®-Standard-Flachkollektor mit den in Tabelle 6.1 aufgeführten Kenndaten, wie er in der mittleren Preisklasse üblich ist. Lediglich die Varianten mit 0 ° Aufständigung wurden mit den Kenndaten des Viessmann Vitosol 200-TM²⁹ berechnet. Die Speicherauswahl erfolgt unter der Maßgabe, dass in urbanen Räumen mit hohen Mietpreisen Aufstellräume nur begrenzt zur Verfügung stehen.³⁰ Deshalb wurde für die Speichergröße ein Standard-Wert von 50 l/m² angesetzt.

Tabelle 6.1: ST-Flachkollektor-Kennwerte POLYSUN®

Kennwert	Größe
Typ	Standard-Flachkollektor
L x B	2,0 m x 1,0 m
Optischer Wirkungsgrad η_0 ³¹	0,75 (laminar), 0,8 (turbulent)
Verlustfaktor a_1	3,5 (ohne Wind) 4 (mit Wind) W/(m ² K)
Verlustfaktor a_2	0,02 W/(m ² K ²)

²⁹ <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/solaranlage/roehrenkollektoren/vitosol-200-tm.html> Kollektor Vitosol 200-TM

³⁰ Auf eine Betrachtung von Varianten mit saisonalen Speichern wurde verzichtet, sodass generell nicht verbrauchte Solarerträge – heißt direkt verbraucht bzw. gespeichert – auch zur Stagnation der Anlage führen.

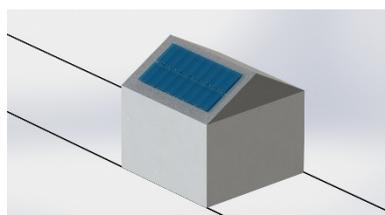
³¹ Der Wirkungsgrad $\eta_{th,solar}$ eines Solarthermie-Kollektors ergibt sich aus den angegebenen Kennwerten wie folgt: $\eta_{th,solar} = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{(\vartheta_m - \vartheta_u)}{G} - a_2 \cdot \frac{(\vartheta_m - \vartheta_u)^2}{G}$. Dabei ist G die Solarstrahlung, ϑ_m die mittlere Kollektortemperatur und ϑ_u die Umgebungstemperatur.

6.2.2 Einfamilienhaus

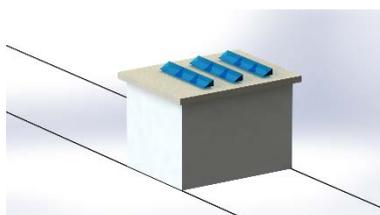
Für das bereits in Abschnitt 4.4.1 beschriebene Einfamilienhaus wurden sechs typische Varianten für die Solarthermie-Integration untersucht (siehe Tabelle 6.2 und Abbildung 6.7). Durch Kombination der Ausrichtung (Süd, teilweise Ost und West) wurden insgesamt zwölf Varianten für Gebäude des Bestandes und zwölf für Neubauten, sprich insgesamt 24 Varianten ausgelegt und berechnet. Die Ergebnissen der Ertragssimulationen sind in Anhang 12.2.1 einzusehen.

Tabelle 6.2: Übersicht Solarthermie-Varianten Einfamilienhaus

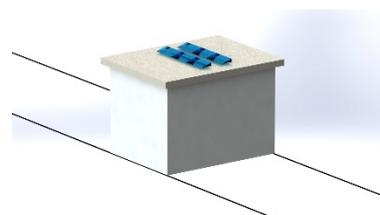
Var.-Nr.	Dach / Fassade	Art der Integration	Neigungs- winkel	Sonstige Rand- bedingungen	Süd	Ost	West	Bestand	Neubau
EFH.ST.1	SD	dachparallel	30 °	Flächenbelegung maximal	x	x	x	x	x
EFH.ST.2				EEWärmeG	x	x		x	x
EFH.ST.3	FD	Aufständering	30 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	x
EFH.ST.4			15 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	x
EFH.ST.5				EEWärmeG	x	x		x	x
EFH.ST.6			0 °	Flächenbelegung maximal	x			x	x



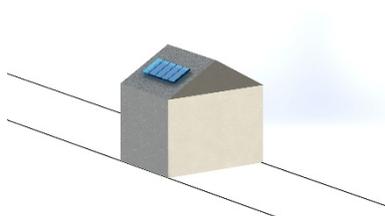
EFH.ST.1



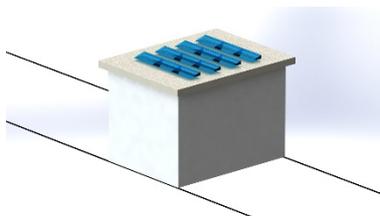
EFH.ST.3



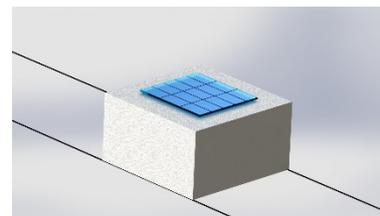
EFH.ST.5



EFH.ST.2



EFH.ST.4



EFH.ST.6

Abbildung 6.7: Schematische Darstellung der Kollektoranordnung Solarthermie Einfamilienhäuser (Quelle: Eigene Abbildung)

Ergebnisse der Simulationen: Einfamilienhaus Solarthermie Bestandsgebäude

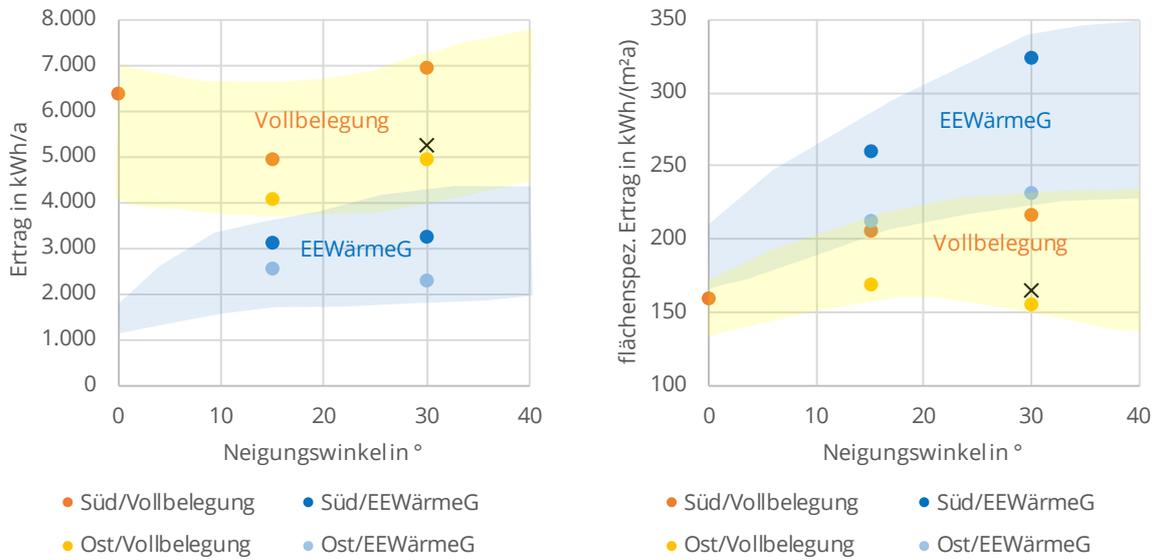


Abbildung 6.8: Übersicht Solarthermie – Ertrag und flächenspez. Ertrag EFH (Bestandsgebäude). Das schwarze Kreuz kennzeichnet die Variante EFH.ST.1 in Westausrichtung (Quelle: Eigene Abbildung)

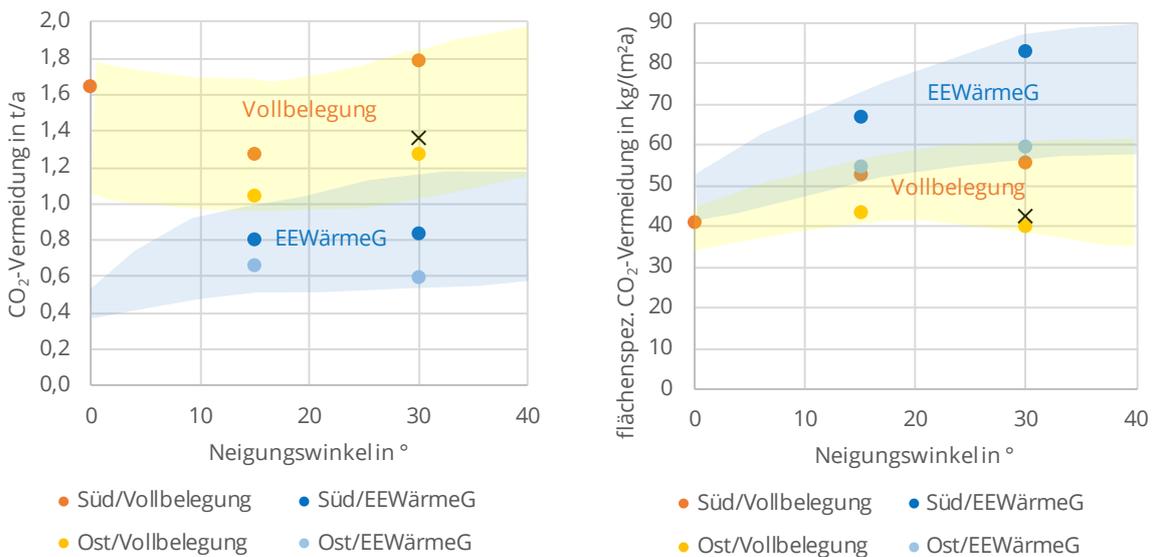


Abbildung 6.9: Übersicht Solarthermie – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung EFH (Bestandsgebäude). Das schwarze Kreuz kennzeichnet die Variante EFH.ST.1 in Westausrichtung (Quelle: Eigene Abbildung)

Kurzerläuterung Diagrammaufbau

- ❖ Die Punkte markieren jeweils das Ergebnis einer durchgeführten Simulation.
- ❖ Bei „Vollbelegung“ (gelbe und orange Punkte) wird eine vollständige Belegung einer Fläche des Gebäudes angenommen. Die Bruttokollektorfläche ist dabei von der konkreten Dachform bzw. Fassadengestaltung abhängig. Folglich sind die Flächen der einzelnen Varianten nicht identisch.
- ❖ „EEWärmeG“ (blaue Punkte) bedeutet, dass die Bruttokollektorfläche der im EEWärmeG vorgegebenen Mindestfläche entspricht. Die Bruttokollektorfläche ist hier unabhängig von der Dachform bzw. Fassadengestaltung des jeweilig betrachteten Gebäudes.
- ❖ Die in Abbildung 6.8 gelb dargestellte Hüllfläche bei Vollbelegung bzw. die blaue Fläche bei „EEWärmeG“-Belegung zeigen eine ungefähre Größenordnung für die Spannweite der Ergebnisse auf.
- ❖ Die Spannweite gilt dabei für Ausrichtungen der Kollektoren zwischen Ost über Süd bis West³² sowie Neigungswinkel von 0 bis 90 °.

Allgemeine Schlussfolgerungen

- ❖ Ausrichtung der Anlage: Die Ergebnisse für „Süd“ stellen das Maximum, die für „Ost“ das Minimum dar. Die Westausrichtung bringt für Solarthermie wegen der etwas höhere Außentemperaturen am Nachmittag und der Nähe zur Abendverbrauchsspitze etwas höhere Erträge als die Ostausrichtung. Alle anderen Ausrichtungsvarianten ordnen sich dazwischen ein. Unter Einbeziehung stadtplanerischer Aspekte ergeben sich die Handlungsempfehlungen gemäß Abschnitt 6.3.1.
- ❖ Neigungswinkel der Kollektoren: Bei welchem Neigungswinkel die höchsten CO₂-Einsparungen resultieren, ist maßgeblich vom Wärmeverbrauchsprofil des Gebäudes abhängig. Tendenziell werden zwischen 25 und 45 ° die höchsten Werte erreicht. Unter Einbeziehung stadtplanerischer Aspekte ergeben sich die Handlungsempfehlungen gemäß Abschnitt 6.3.2.
- ❖ „Vollbelegung“ versus „EEWärmeG“: Während die absoluten CO₂-Einsparungen bei „Vollbelegung“ höher sind, fallen die flächenspezifischen bei der „EEWärmeG“-Variante höher aus. Hauptgrund für die geringeren flächenspezifischen Erträge bei Vollbelegung sind hier die begrenzten Wärmespeichergrößen (Raumbedarf, Wirtschaftlichkeit). Wärme aus den ertragsreichen Sommermonaten und überdies niedrigem Trinkwarmwasserbedarf wegen der Urlaubszeit kann nur begrenzt für den Spätsommer und Herbst gespeichert werden, da die Speichergröße nicht ausreicht.

³² Die Westausrichtung ist nicht explizit dargestellt, liegt aber in Emissionsvermeidung und Solarerträgen nur geringfügig über den Ostwerten, sodass eine Übertragung für erste Abschätzungen zulässig ist.

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 10 bis 40 m² Kollektorfläche.
- Je nach Anlagenkonfiguration wird ein solarer Deckungsgrad der Wärmebereitstellung von 8 bis 21 % erreicht.
- Die CO₂-Vermeidung ist mit 0,6 bis 1,8 t/a zu beziffern.
- Die flächenspezifischen Jahreserträge Solarthermie bewegen sich zwischen 155 kWh/(m²a) für vollbelegte Schrägdach-Variante EFH.ST.1 in Ostausrichtung und 323 kWh/(m²a) für die EEWärmeG-Variante EFH.ST.2 (Süd).
- Die Flachdach-Variante EFH.ST.3 mit 30 ° zeigt um 53 % niedrigere Erträge als die Schrägdach-Variante EFH.ST.1 mit gleichem Winkel. Grund hierfür ist die um 69 % geringere installierbare Bruttokollektorfläche. Somit sind die flächenspezifischen Werte der Variante 3 sogar höher als die der Variante 1, da es durch die geringere Fläche seltener zu Stagnation kommt und so weniger Wärme ungenutzt bleibt.
- Der Vergleich der Flachdachaufständerungsvarianten EFH.ST.3 und 4 zeigt deutlich, dass zwar bei 15 ° ggü. 30 ° Neigung der flächenspezifische Ertrag um 17 % (Süd) bzw. 7 % (Ost) sinkt, der absolute Ertrag aber um etwa 40 % höher ist. Dies liegt daran, dass bei 15 ° Neigung der Reihenabstand niedriger gewählt werden kann und dadurch mehr Kollektoren installiert werden können.
- Variante EVH.ST.6 als liegende Installation eines Vakuum-Röhrenkollektors weist absolute Erträge in der Größenordnung der Schrägdach-Varianten EVH.ST.1 auf. Dies liegt an der um 25 % höheren installierbaren Bruttokollektorfläche.

Ergebnisse der Simulationen: Einfamilienhaus Solarthermie Neubau

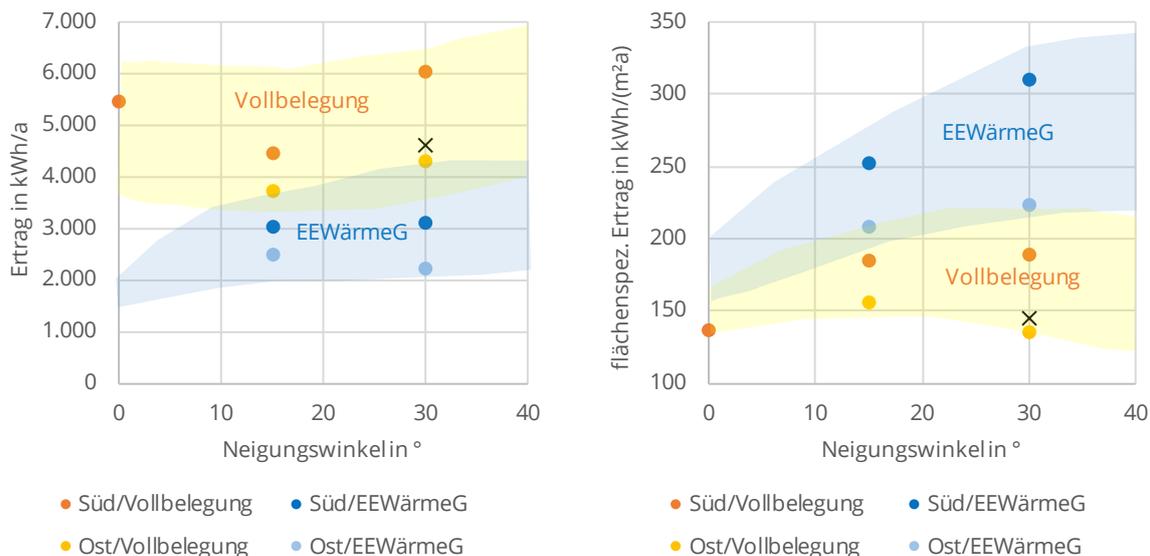


Abbildung 6.10: Übersicht Solarthermie – Ertrag und flächenspez. Ertrag EFH (Neubau). Das schwarze Kreuz kennzeichnet die Variante EFH.ST.1 in Westausrichtung (Quelle: Eigene Abbildung)

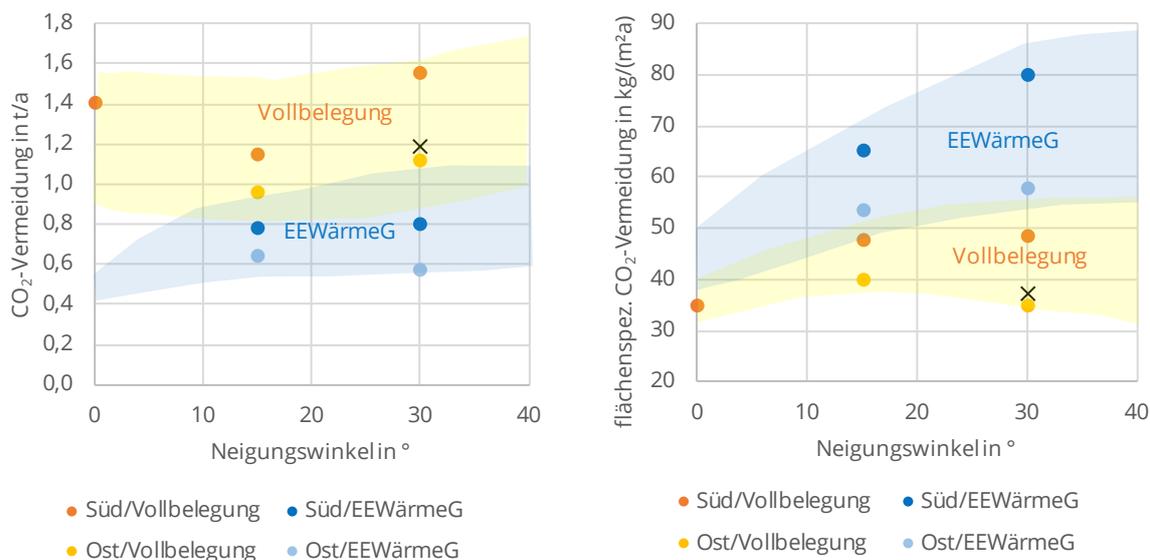


Abbildung 6.11: Übersicht Solarthermie – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung EFH (Neubau). Das schwarze Kreuz kennzeichnet die Variante EFH.ST.1 in Westausrichtung (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 10 bis 40 m² Kollektorfläche.
- Je nach Anlagenkonfiguration wird ein solarer Deckungsgrad der Wärmebereitstellung von 19 bis 48 % erreicht.
- Die CO₂-Vermeidung ist mit 0,6 bis 1,6 t/a zu beziffern.

- Die flächenspezifischen Jahreserträge Solarthermie bewegen sich zwischen 135 kWh/(m²a) für die vollbelegte Schrägdach-Variante EFH.ST.1 in Ostausrichtung und 310 kWh/(m²a) für die EEWärmeG-Variante EFH.ST.2 (Süd).
- Die Flachdach-Variante EFH.ST.3 mit 30 ° zeigt um 48 % niedrigere Erträge als die Schrägdach-Variante EFH.ST.1 mit gleichem Winkel. Grund hierfür ist die um 69 % geringere installierbare Bruttokollektorfläche. Somit sind die flächenspezifischen Werte der Variante 3 sogar höher als die der Variante 1, da es durch die geringere Fläche seltener zu Stagnation kommt und so weniger Wärme ungenutzt bleibt.
- Der Vergleich der Flachdachaufständerungsvarianten EFH.ST.3 und 4 zeigt deutlich, dass zwar bei 15 ° ggü. 30 ° Neigung der flächenspezifische Ertrag um 20 % (Süd) bzw. 11 % (Ost) sinkt, der absolute Ertrag aber um etwa 35 bis 40 % höher ist. Dies liegt daran, dass bei 15 ° Neigung der Reihenabstand niedriger gewählt werden kann und dadurch mehr Kollektoren installiert werden können.
- Variante EVH.ST.6 als liegende Installation eines Vakuum-Röhrenkollektors weist absolute Erträge in der Größenordnung der Schrägdach-Varianten EVH.ST.1 auf. Dies liegt an der um 25 % höheren installierbaren Bruttokollektorfläche.
- Der Vergleich der Ost- und der Westausrichtung in EVH.ST.1 zeigt, dass hier erwartungsgemäß die Westausrichtung zu bevorzugen ist (7 % höherer Ertrag), da sowohl die nachmittags höhere Außentemperatur als auch die Nähe zur abendlichen Verbrauchsspitze positiv wirken.

6.2.3 Mehrfamilienhaus

Für das bereits in Abschnitt 4.4.2 beschriebene Mehrfamilienhaus wurden acht typische Varianten für die Solarthermie-Integration untersucht (siehe Tabelle 6.3 und Abbildung 6.12). Durch Kombination der Ausrichtung (Süd und Ost) waren insgesamt 16 Varianten für Gebäude des Bestandes und zwölf für Neubauten, insgesamt 28 Varianten auszulegen und zu berechnen. Die Ergebnisse der Ertragssimulationen sind in Anhang 12.2.2 einzusehen.

Tabelle 6.3: Übersicht Solarthermie-Varianten Mehrfamilienhaus

Var.-Nr.	Dach / Fassade	Art der Integration	Neigungs- winkel	Sonstige Rand- bedingungen	Süd	Ost	West	Bestand	Neubau
MFH.ST.1	SD	dachparallel	30 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	x
MFH.ST.2				EEWärmeG	x	x		x	x
MFH.ST.3	FD	Aufständerung	15 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	x
MFH.ST.4				EEWärmeG	x	x		x	x
MFH.ST.5	MD	dachparallel	25 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	
MFH.ST.6				EEWärmeG	x	x		x	
MFH.ST.7	FA		90 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	x
MFH.ST.8				EEWärmeG	x	x		x	x

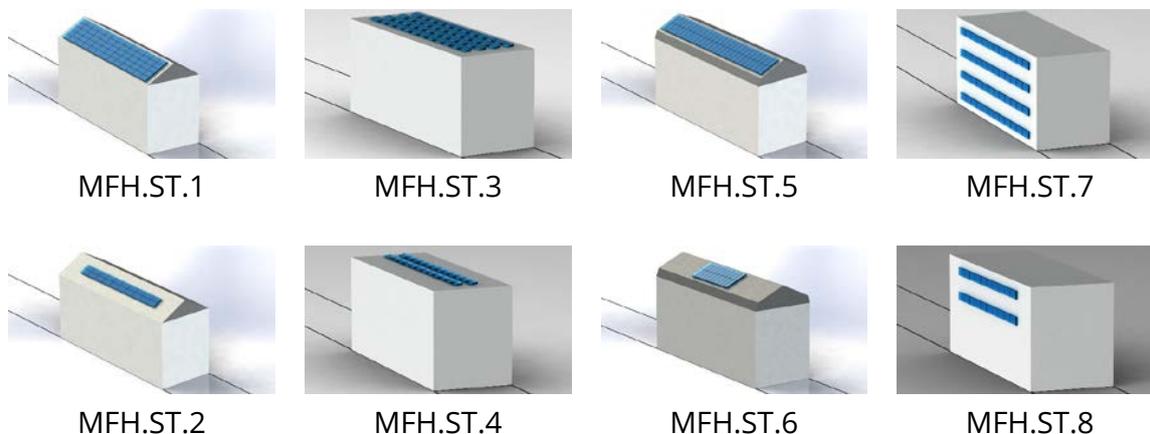


Abbildung 6.12: Schematische Darstellung der Kollektoranordnung Solarthermie Mehrfamilienhäuser (Quelle: Eigene Abbildung)

Ergebnisse der Simulationen: Mehrfamilienhaus Solarthermie Bestandsgebäude

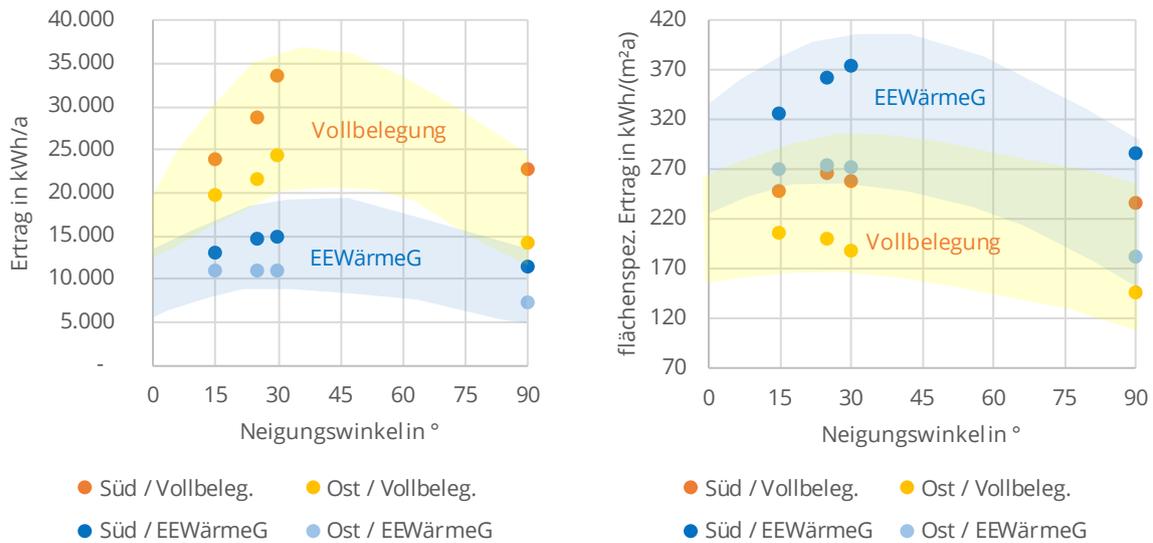


Abbildung 6.13: Übersicht Solarthermie – Ertrag und flächenspez. Ertrag MFH (Bestandsgebäude) (Quelle: Eigene Abbildung)

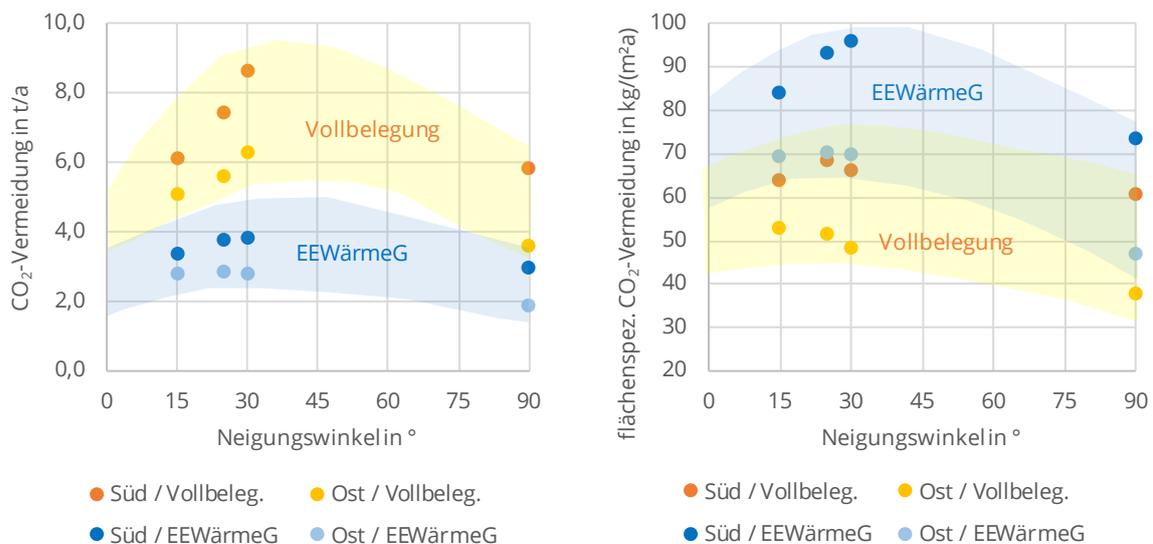


Abbildung 6.14: Übersicht Solarthermie – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung MFH (Bestandsgebäude) (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 40 bis 130 m² Kollektorfläche.
- Je nach Anlagenkonfiguration wird ein solarer Deckungsgrad der Wärmebereitstellung von 4 bis 19 % erreicht.
- Die CO₂-Vermeidung ist mit 1,9 bis 8,6 t/a zu beziffern.
- Die flächenspezifischen Jahreserträge Solarthermie bewegen sich zwischen 182 kWh/(m²a) für die Fassadenanlage MFH.ST.8 in Ostausrichtung und 373 kWh/(m²a) für die Variante MFH.ST.2 Südausrichtung. Generell gilt, dass bei

sonst gleichen Varianten die Ostausrichtung im spezifischen Solarertrag, im Deckungsgrad Wärme und in der CO₂-Vermeidung signifikant schlechter abschneidet³³.

- Die vollbelegte Mansarddach-Variante MFH.ST.5 bringt 10 bis 15 % geringere Erträge als die Schrägdach-Installation MFH.ST.1, die Bruttokollektorfläche ist dabei 17 % geringer. Damit sind die flächenspezifischen Werte sogar etwas höher, was u. a. daran liegt, dass durch die geringere Fläche seltener Stagnation auftritt.
- Der Vergleich der EEWärmeG-Varianten MFH.ST.2 (SD) und 6 (MD) zeigt: Bei Südausrichtung bringt die Mansarddach-Installation mit 25 ° Neigung geringere Erträge als die 30 °-Variante, bei Ostausrichtung jedoch höhere.
- Interessant ist der Vergleich von Flachdach- und Fassadenanlagen für die sonst identischen Varianten MFH.ST.3 und 7 bzw. MFH.ST.4 und 8. Die Fassadenanlage schneiden zwar etwas schlechter ab, jedoch mit 5 bis 13 % bei Südausrichtung nicht so gravierend wie bei Photovoltaikanlagen.

³³ Für Westausrichtung sind zwar etwas bessere, aber grundsätzlich Werte in der gleichen Größenordnung zu erwarten.

Ergebnisse der Simulationen: Mehrfamilienhaus Solarthermie Neubau

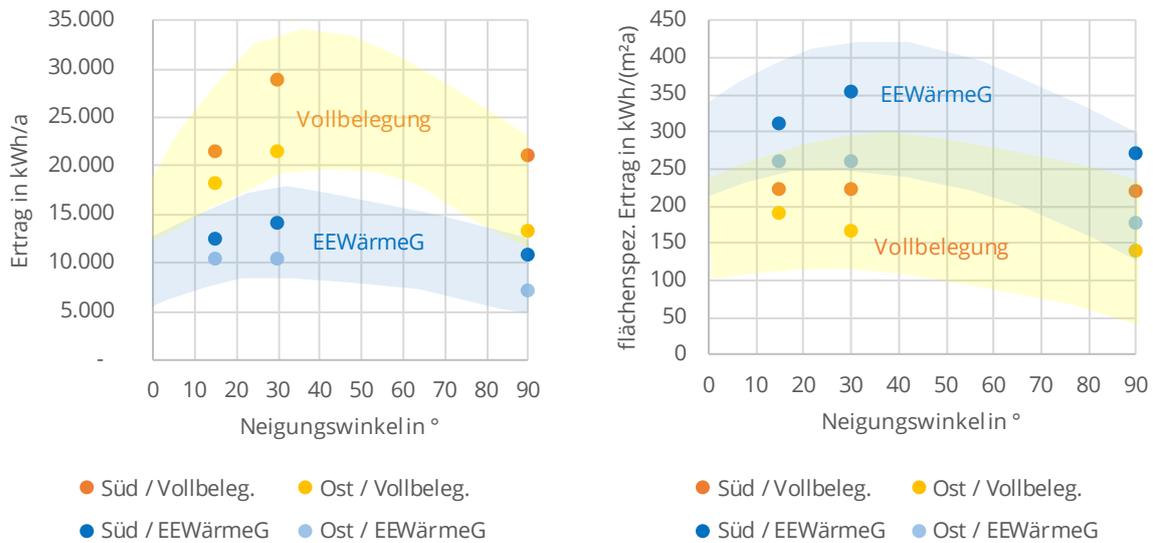


Abbildung 6.15: Übersicht Solarthermie – Ertrag und flächenspez. Ertrag MFH (Neubau) (Quelle: Eigene Abbildung)

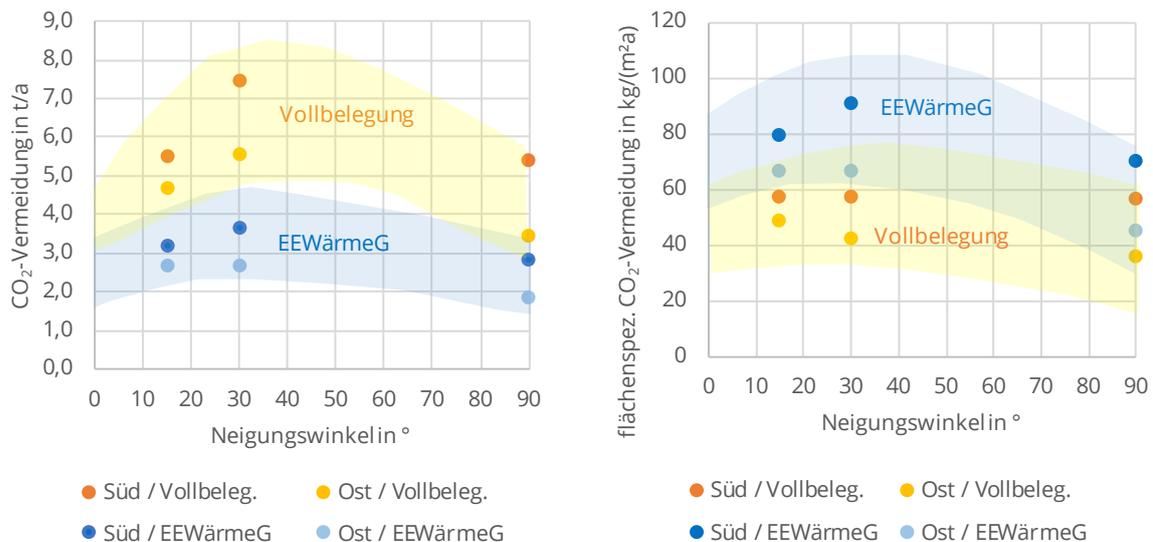


Abbildung 6.16: Übersicht Solarthermie – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung MFH (Neubau) (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 40 bis 130 m² Kollektorfläche.
- Je nach Anlagenkonfiguration wird ein solarer Deckungsgrad der Wärmebereitstellung von 11 bis 43 % erreicht.
- Die CO₂-Vermeidung ist mit 1,8 bis 7,4 t/a zu beziffern.
- Die flächenspezifischen Jahreserträge Solarthermie bewegen sich zwischen 165 kWh/(m²a) für die Fassadenanlage MFH.ST.1 in Ostausrichtung und

352 kWh/(m²a) für die Variante MFH.ST.2 Südausrichtung. Generell gilt, dass bei sonst gleichen Varianten die Ostausrichtung im spezifischen Solarertrag, im Deckungsgrad Wärme und in der CO₂-Vermeidung signifikant schlechter abschneidet³⁴.

- Bei vollbelegtem Flachdach (MFH.ST.3) ergeben sich bei Südausrichtung zwar 26 % geringere Erträge ggü. Schrägdach (MFH.ST.1), die flächenspezifischen Werte sind jedoch identisch. Das bedeutet, die Schrägdach-Installation geht wegen der großen Bruttokollektorfläche häufiger in Stagnation. Bei Ostausrichtung wird dieser Effekt sogar noch deutlicher, hier sind die flächenspezifischen Erträge der Flachdach-Installation um 15 % höher.
- Beim Vergleich der EEWärmeG-Varianten zeigt sich: Bei Südausrichtung erbringt die Flachdachvariante etwa 12 % geringere Erträge als die mit Schrägdach, bei Ostausrichtung sind die Werte hingegen fast identisch. Die Fassadeninstallation schneidet ggü. Flachdach deutlich schlechter ab: Bei Südausrichtung ist der Ertrag 12 % geringer, bei Ostausrichtung sogar 32 %.

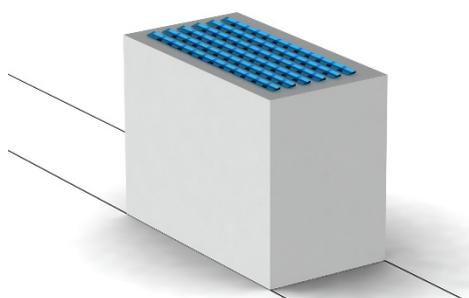
³⁴ Für Westausrichtung sind zwar etwas bessere, aber grundsätzliche Werte in der gleichen Größenordnung zu erwarten.

6.2.4 Verwaltungs- und Bürogebäude

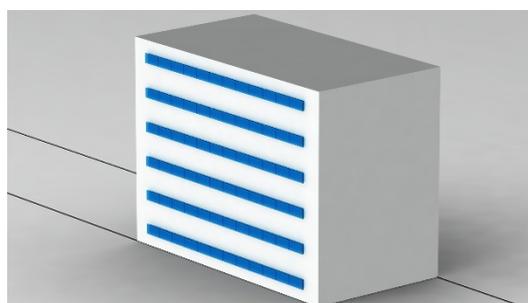
Für das bereits in Abschnitt 4.4.3 beschriebene Verwaltungs- und Bürogebäude wurden zwei typische Varianten für die Solarthermie-Integration untersucht (siehe Tabelle 6.4 und Abbildung 6.17). Durch Kombination der Ausrichtung (Süd und Ost) wurden insgesamt vier Varianten für Gebäude des Bestandes und vier für Neubauten, sprich insgesamt acht Varianten ausgelegt und berechnet. Die Ergebnisse der Ertragssimulationen sind in Anhang 12.2.3 einzusehen.

Tabelle 6.4: Übersicht Solarthermie-Varianten Verwaltungsgebäude

Var.-Nr.	Dach / Fassade	Art der Integration	Neigungswinkel	Sonstige Randbedingungen	Süd	Ost	West	Bestand	Neubau
VER.ST.1	FD	Aufständigung	15 °	Flächenbelegung maximal	x	x		x	x
VER.ST.2	FA		90 °	Ein Streifen pro Geschoss	x	x		x	x



VER.ST.1



VER.ST.2

Abbildung 6.17: Schematische Darstellung der Kollektoranordnung Solarthermie Verwaltungs- und Bürogebäude (Quelle: Eigene Abbildung)

Ergebnisse der Simulationen: Verwaltungsgebäude Solarthermie Bestandsgebäude

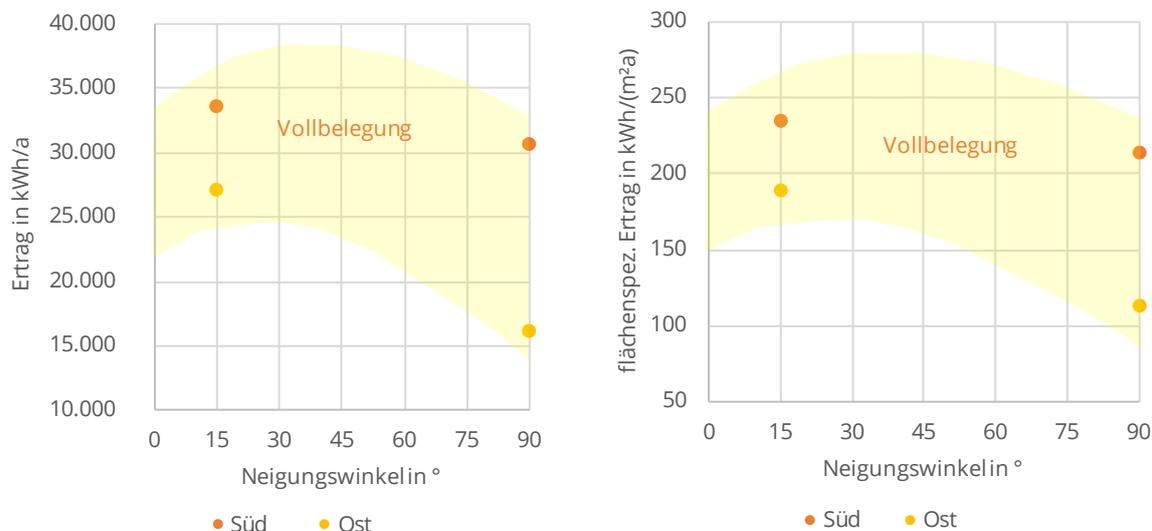


Abbildung 6.18: Übersicht Solarthermie – Ertrag und flächenspez. Ertrag Verwaltungsgebäude (Bestandsgebäude) (Quelle: Eigene Abbildung)

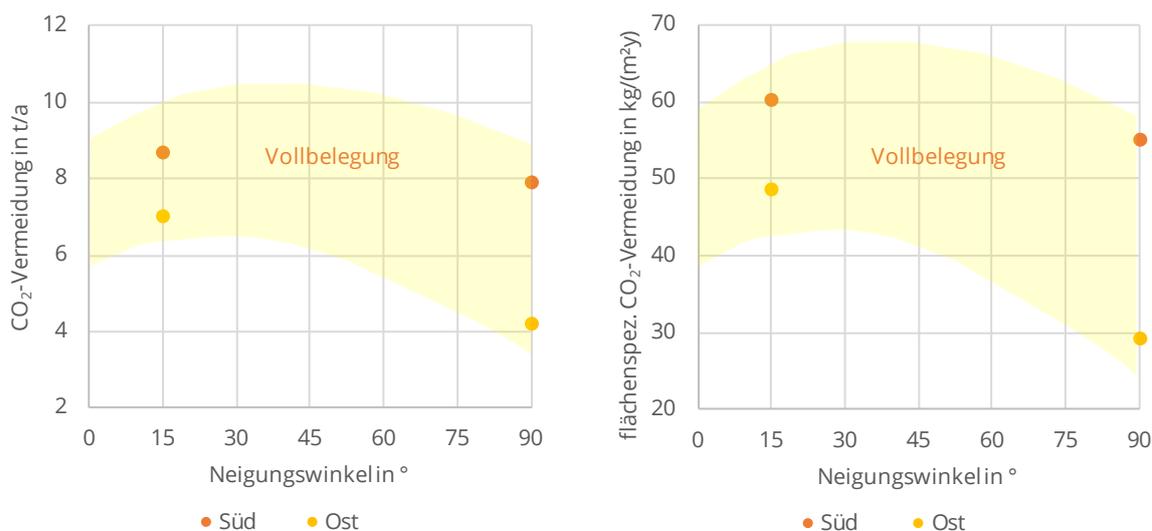


Abbildung 6.19: Übersicht Solarthermie – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung Verwaltungsgebäude (Bestandsgebäude) (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 144 m² Kollektorfläche. Das gewählte Beispiel lässt keine andere Flächenbelegung zu, da mit 144 m² gerade das EEWärmeG erfüllt wird und gleichzeitig das Dach voll belegt ist.
- Je nach Anlagenkonfiguration wird ein solarer Deckungsgrad der Wärmebereitstellung von 4 bis 9 % erreicht.
- Die CO₂-Vermeidung ist mit 4,2 bis 8,7 t/a zu beziffern.

- Die flächenspezifischen Jahreserträge Solarthermie bewegen sich zwischen 113 kWh/(m²a) für die Fassadenanlage VER.ST.2 in Ostausrichtung und 234 kWh/(m²a) für die Variante VER.ST.1 Südausrichtung. Diese Werte bleiben deutlich hinter denen des EFH und MFH zurück, was auf das Fehlen der Trinkwassererwärmung und damit häufigere Stagnation im Sommer zurückzuführen ist.
- Generell gilt, dass bei sonst gleichen Varianten die Ostausrichtung im spezifischen Solarertrag, im Deckungsgrad Wärme und in der CO₂-Vermeidung signifikant schlechter abschneidet³⁵ als bei Südausrichtung: Bei Flachdachinstallation ist der Ertrag 19 % geringer, bei der Fassaden-Variante sogar 47 %.
- Interessant ist der Vergleich von Flachdach- und Fassadenanlagen: Bei Südausrichtung ergibt sich für die Fassadenanlage ein um 9 % verringerter flächenspezifischer Ertrag, bei Ostausrichtung 40 %.

³⁵ Für Westausrichtung sind zwar etwas bessere, aber grundsätzlich Werte in der gleichen Größenordnung zu erwarten.

Ergebnisse der Simulationen: Verwaltungsgebäude Solarthermie Neubau

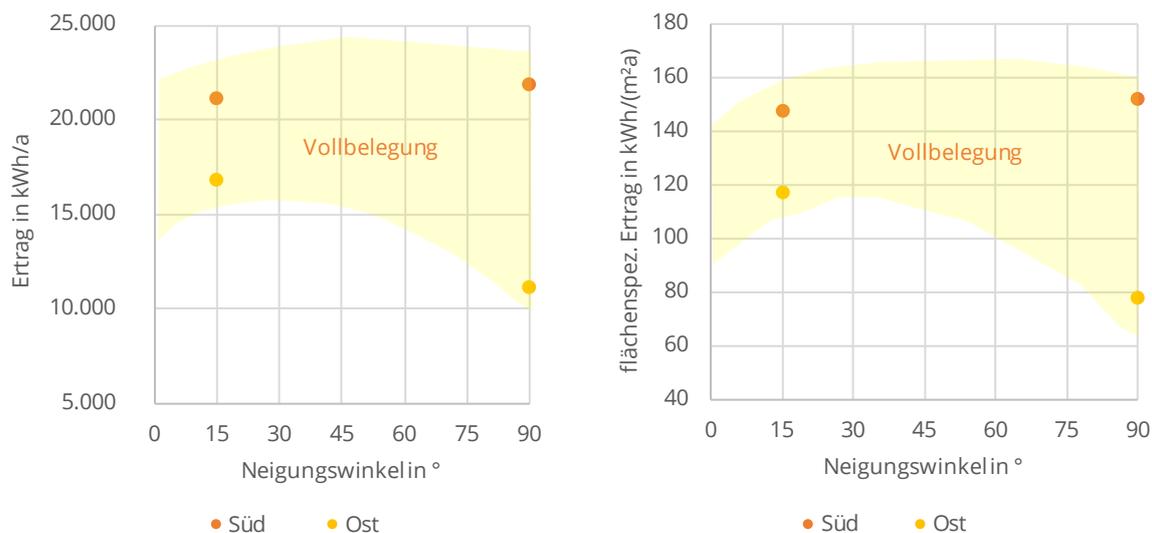


Abbildung 6.20: Übersicht Solarthermie – Ertrag und flächenspez. Ertrag Verwaltungsgebäude (Neubau) (Quelle: Eigene Abbildung)

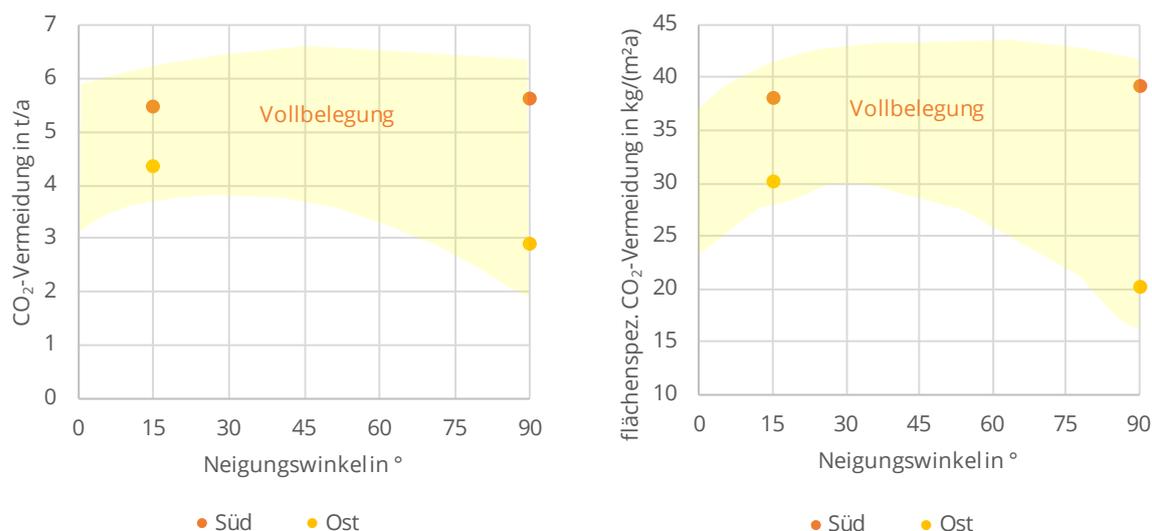


Abbildung 6.21: Übersicht Solarthermie – CO₂-Vermeidung und flächenspez. CO₂-Vermeidung Verwaltungsgebäude (Neubau) (Quelle: Eigene Abbildung)

Ausgewählte Erkenntnisse

- Installierbar sind 144 m² Kollektorfläche.
- Je nach Anlagenkonfiguration wird ein solarer Deckungsgrad der Wärmebereitstellung von 14 bis 27 % erreicht.
- Die CO₂-Vermeidung ist mit 2,9 bis 5,5 t/a zu beziffern.
- Die flächenspezifischen Jahreserträge Solarthermie bewegen sich zwischen 78 kWh/(m²a) für die Fassadenanlage VER.ST.2 in Ostausrichtung und 152 kWh/(m²a) für dieselbe Variante in Südausrichtung. Diese Werte sind deutlich

geringer als die entsprechenden Werte der Bestandsgebäude, was auf den geringeren Wärmebedarf und damit häufigere Stagnation im Sommer zurückzuführen ist.

- Generell gilt, dass bei sonst gleichen Varianten die Ostausrichtung im spezifischen Solarertrag, im Deckungsgrad Wärme und in der CO₂-Vermeidung signifikant schlechter abschneidet³⁶ als die Südausrichtung: Bei Flachdachinstallation ist der Ertrag 20 % geringer, bei der Fassaden-Variante sogar 49 %.
- Interessant ist der Vergleich von Flachdach- und Fassadenanlagen: Bei Südausrichtung ergibt sich für die Fassadenanlage sogar ein um 3 % höherer Ertrag, bei Ostausrichtung ein um 33 % geringerer.

³⁶ Für Westausrichtung sind zwar etwas bessere, aber grundsätzlich Werte in der gleichen Größenordnung zu erwarten.

6.2.5 Gewerbegebäude

Aufgrund der sehr großen Bandbreite hinsichtlich Gebäudekubatur und Nutzungsprofilen wurden keine Simulationen durchgeführt. Für Großanlagen ist eine Einzelfallbetrachtung bzw. individuelle Beratung ohnehin unabdingbar. Folgende Hinweise sollten bei der Integration von Solarthermie-Anlagen in Gewerbegebäuden beachtet werden:

- Bei großen Solarthermie-Anlagen lohnt sich ggfs. die Einspeisung in ein Fernwärmenetz. Als Größenordnung gilt hierbei eine Solarthermiefläche von mindestens 500 m², wobei eine Einzelfallprüfung in jedem Fall notwendig ist.
- Als grobe Orientierung hinsichtlich des Ertrags dienen die flächenspezifischen Erträge der Simulationen Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Verwaltungsgebäude. Es ist jedoch zu beachten, dass bei Solarthermie-Anlagen der Ertrag u. a. von Nutzungsprofil und Speichergröße abhängig ist. Dies verursacht auch die große Bandbreite flächenspezifischer Erträge der anderen Gebäudetypen. Insofern ist eine individuelle Ermittlung der zu erwartenden Erträge notwendig. Ist die Anlage an ein Fernwärmenetz angeschlossen, so werden höhere flächen-spezifische Erträge erreicht, da die Anlage nicht (bzw. selten) in Stagnation geht. In diesem Fall gelten besonders die Ergebnisse der „EEWärmeG“-Varianten als Orientierung.
- Die flächenbezogenen Investitionskosten sinken mit der Größe der Anlage, sodass die Kosten deutlich unter den in Abschnitt 6.1.7 genannten 700 bis 1.000 € pro m² Bruttokollektorfläche liegen können.
- Die ästhetischen Anforderungen in Gewerbegebieten sind meist andere als in Wohngebieten. So sind je nach Standort des Gebäudes nicht dieselben stadtplanerischen Gesichtspunkte zu beachten wie bei Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus oder Verwaltungsgebäude.

6.3 Handlungsempfehlungen

6.3.1 Integration (Art der Aufstellung, Lage)

Art der Aufstellung, Lage

- Standardmäßig werden Schrägdachinstallationen oder Flachdachaufständerung gewählt.
- Im Einfamilienhaus-Bereich ist die Fassadenintegration aus energetischer Sicht aufgrund der geringeren Erträge nicht zu bevorzugen. Außerdem finden sich für eine Fassadenintegration im EFH-Bereich aus stadtplanerischer Sicht nur in Ausnahmefällen akzeptable Lösungen. Deshalb erfolgte hier auch keine nähere Betrachtung. Gute Lösungen sind im Mehrfamilienhaus sowie im Bereich von Verwaltungsgebäuden, Hotels und öffentlichen Einrichtungen bekannt.
- Auf Schrägdächern gibt es die Möglichkeit der dachintegrierten und dachparallelen Installation. Die Ausrichtung ist in beiden Fällen durch die Ausrichtung der Dachfläche vorgegeben. Eine Dachintegration ist aus stadtplanerischer Sicht zu bevorzugen, da sich ein gleichmäßigeres Gesamtbild ergibt. Allerdings kann diese Art der Integration zu erhöhten Temperaturen der dahinterliegenden Räume führen, was Komforteinbußen und ggfs. einen höheren Kühlbedarf verursacht.
- Bei Flachdachintegration wäre es grundsätzlich denkbar, die Anlagen im Sinne der Ertragsmaximierung stets nach Süden auszurichten. Dies kann jedoch aus stadtplanerischer Sicht oft nicht favorisiert werden, da eine Ausrichtung parallel zu einer Gebäudekante bevorzugt werden sollte (siehe Abbildung 6.22). Bei einer eher gen Westen realisierten Ausrichtung können überdies Vorteile in der direkten Nutzung von Erträgen bzw. nur mit kurzen Speicherzeiten in den Nachmittags- und Abendstunden erreicht werden.



Abbildung 6.22: Links: Ertragsmaximierte Ausrichtung. Rechts: Ausrichtung parallel zur Dachkante (Quelle: Ritter Energie)

Ertrag/Verschattung

- Die Dachintegration führt im Vergleich zu dachparalleler Installation zu geringeren Wärmeverlusten und damit etwas höheren Wirkungsgraden, geht jedoch in den Ausnahmefällen der Stagnation mit sehr hohen Temperaturen einher, die bei der bautechnischen Planung zu berücksichtigen sind.
- Generell ist im Sinne der Ertragsmaximierung auf Verschattungsfreiheit der Installationsfläche zu achten bzw. die Verschattung möglichst gering zu halten.
- Um bei aufgeständerten Flachdachinstallationen Eigenverschattung zu vermeiden, müssen zwischen den Kollektorreihen Abstände eingehalten werden. Dies hat zur Folge, dass auf Flachdächern tendenziell weniger Module installiert werden können als auf Schrägdächern (s. a. Reihenabstand im Glossar).

6.3.2 Neigungswinkel

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Auf Schrägdächern sind lediglich dachparallele oder dachintegrierte Installationen akzeptabel. Eine Aufständering im Sinne einer Ertragsmaximierung durch optimalen Neigungswinkel ist technisch möglich, wird aber wegen gestalterischer Bedenken ausgeschlossen.



Abbildung 6.23: Eine Aufständering auf einem Schrägdach (links) sollte aus stadtplanerischen Gründen vermieden werden. Besser ist eine dachparallele (rechts) oder dachintegrierte Installation (Quelle: Vaillant)

- Auf Flachdächern führt ein geringerer Neigungswinkel zu einer geringeren Sichtbarkeit der Module, sodass der stadtplanerisch optimale Neigungswinkel 0° beträgt bzw. geringe Neigungswinkel zu bevorzugen sind.
- Selbst bei 0° Neigungswinkel sollten die meisten Kollektorarten auf einer Unterkonstruktion mit einer Mindesthöhe von ca. 10 bis 30 cm montiert werden (Sicherheitsabstand zu direkter Beeinträchtigung der Kollektorkanten sowie der Anschlussbereiche durch Regen, Schnee und Schmutz etc.).



Abbildung 6.24: Beispiel für liegende Montage Vakuumröhrenkollektor (Quelle: Viessmann)

Kollektorstatik

- Standardkollektoren werden üblicherweise in einem Winkel zwischen 25° und 70° installiert, der aus Gründen der Kollektorstatik (Schneelast) einzuhalten ist. Neigungswinkel bis 90° (Fassaden) sind möglich.
- Es gibt am Markt bereits seit über 10 Jahren Vakuum-Röhren Kollektoren, die mit einem minimalen Neigungswinkel von 1 bis 3° montiert werden (Abbildung 6.24). Beim flachliegenden Beispiel-Kollektor kann die einzelne Röhre überdies mit der Absorberfläche in einem bestimmten Neigungswinkel ausgerichtet werden.³⁷

Ertrag

- Hinsichtlich hoher jährlicher Gesamterträge sind Neigungswinkel zwischen 25° und 70° anzustreben. Aufgrund des insgesamt höheren Sonnenstands im Sommer bringen zu dieser Zeit niedrigere Neigungswinkel tendenziell höhere Erträge. Im Winter hingegen steht die Sonne tiefer, sodass größere Neigungswinkel zu höheren Erträgen führen. Somit ist der zeitliche Verlauf des Ertrags vom Neigungswinkel abhängig. Dies ist bei Solarthermieanlagen besonders relevant, da im Gegensatz zu PV-Installationen in der Regel kein allgemeines Versorgungsnetz zur Einspeisung überschüssiger Energie zur Verfügung steht. Soll Stagnation im Sommer vermieden und gleichzeitig der Ertrag im Winter gesteigert werden, sind größere Neigungswinkel zu bevorzugen.
- Aus Abweichungen vom vorgenannten Neigungswinkel-Bereich resultiert eine verringerte Solarstrahlung auf die Kollektorebene und dadurch eine Ertragsminderung.

³⁷ <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/solaranlage/roehrenkollektoren/vitosol-200-tm.html> Kollektor Vitosol 200-TM

- Bei Flachdachinstallationen folgt aus einem verringerten Neigungswinkel ein geringerer Reihenabstand. Dies kann dazu führen, dass eine höhere Kollektoranzahl installiert werden kann, sodass sich der Ertrag erhöht. Eine höhere Kollektoranzahl verursacht naturgemäß höhere Investitionskosten.

6.3.3 Kollektoranordnung und Speicher

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Kompakte Flächen oder Streifen sind zu bevorzugen, d. h. keine Zerstückelung der Gesamtfläche, z. B. aufgrund von Dachfenstern und Dachdurchdringungen; keine Sägezahnordnung an Graten und Kehlen.
- Die Anordnung der Module sollte in jeder Fläche – vorzugsweise am gesamten Gebäude – einheitlich (horizontal oder vertikal) sein.
- Auf Flachdächern ist eine horizontale Anordnung zu bevorzugen, da die Module so weniger über die Gebäudeoberkante hinausragen (siehe hierzu auch die Ausführungen in Abschnitt 6.3.4) und so eine Attika o. ä. vermieden werden kann. Hier sind im Planungsprozess die Kosten einer Attika bei vertikaler Anordnung gegenüber horizontaler Anordnung unter Einbeziehung der Erträge gegeneinander abzuwägen.
- Auf Schrägdächern sind kompakte Flächen oder Streifen zu bevorzugen, die sich in die Gesamtgestalt des Gebäudes und der Dachstruktur einordnen. Die Kollektoranordnung sollte sich an der Form der Dachfläche orientieren.
- Als besonders gute Lösung für das Stadtbild gilt die vollflächige Belegung von großen, durchgängigen Dachgauben. Bei mehreren kleinen Dachgauben ergibt sich durch den großen Verrohrungsaufwand nur selten eine wirtschaftliche Lösung.
- Grundsätzlich sind im Einzelfall auch nahezu vollflächige Schrägdachbelegungen möglich, wobei bei dachintegrierten Varianten gewisse Randabstände aus der Sicherstellung der Dichtheit der gesamten Dachkonstruktion resultieren bzw. sich die Dachkonstruktion an sogenannten Solarroof-Maßen³⁸ orientieren muss.
- Im Allgemeinen werden bei Bestandsgebäuden die Speichergrößen durch den vorhandenen Aufstellraum im Bereich des Heizungsraumes limitiert. Diese Speicher von 500 bis 2.000 Litern überbrücken in Einfamilienhäuser und kleinen Mehrfamilienhäusern in der Regel 1 bis 3 Tage, maximal eine Woche, um zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung genutzt zu werden. Bei Neubauten mit dem Anspruch einer 95 bis 98 % regenerativen Wärmeversorgung aus Solarthermie werden saisonale Speicher mit Größen von bis zu 50.000 Litern eingesetzt. Diese sind dann entweder im Gebäude (z. B. im Treppenauge) oder in Ausnahmefällen außen aufgestellt. Bei Letzterem sind höhere Wärmeverluste sowie die gestalterische Integration in das Gesamtbild der Liegenschaft zu

³⁸ Solarroof bedeutet, dass die Solarthermiekollektoren gleichzeitig die Funktion des Daches übernehmen.

beachten. Die Gebäudeintegration hat zwar im Winter- und Übergangsbereich Vorteile, jedoch sind für den Sommerfall entsprechende Vorkehrungen zur Vermeidung einer Überwärmung vorzusehen (z. B. umgebender Spalt mit Notlüftungsfunktion).

Praxistipp: Technische bzw. energetische Gesichtspunkte

- Generell ist zu berücksichtigen, dass die Verrohrung der meist in Reihe geschalteten Modulgruppen zu realisieren ist. Da Vor- und Rücklauf sowie eine ausreichende Wärmedämmung zu realisieren sind, ergeben sich entsprechende Platzbedarfe. Die äußere Hülle der Verrohrung wird dabei entweder in alukaschiertem Blech oder in anthrazitfarbener Spezialdämmung ausgeführt.
- Hydraulische Grenzen sind bei der Anzahl von in Reihenschaltung anordenbaren Modulen (Herstellerangaben sind zu beachten) zu einer Kollektorgruppe zu beachten. Bei Überschreitung dieser Grenze sind zwei und mehr derartiger Gruppen parallel zu schalten. Dabei spielt der sogenannte hydraulische Abgleich der Gruppen für eine gleichmäßige Durchströmung eine entscheidende Rolle.
- Generell ist bei der Verrohrung darauf zu achten, dass für die Seite der Vorlaufleitung möglichst kurze Wege außerhalb des Gebäudes gewählt werden, um die Wärmeverluste zu minimieren.
- Der Teil der Rohrleitungsverlegung innerhalb eines Hauses sollte ebenfalls kurz gewählt werden, um unnötige Wärmeverluste und Elektroenergieaufwand für die Umwälzpumpe zu vermeiden. Die Verlegung darf aus trinkwasserhygienischen Gründen (Legionellen) keinesfalls in einem gemeinsamen Schacht mit dem Teil der Trinkwasserinstallation erfolgen, die dem Transport des kalten Trinkwassers dient.

6.3.4 Sichtbarkeit Randabstand Flachdach

- Generell ist eine Sichtbarkeit der Anlagen auf Flachdächern aus stadtbildprägenden Sichten zu vermeiden. Durch den unregelmäßigen Umriss der aufgeständerten Kollektoren wirken Dachkanten unruhig. Außerdem wird von Betrachtern der Stadtraum als angenehmer empfunden, wenn dieser nach oben hin durch klar umrissene Formen abgegrenzt ist.
- Ein größerer Randabstand führt zu verringerter Sichtbarkeit der Kollektoren.
- Die Sichtbarkeit ist abhängig vom Abstand des Betrachters zum Gebäude und damit von der Position des Betrachters, der Gebäudelage und der Umgebung. Deshalb sollte der Randabstand bspw. bei Gebäuden an großen Plätzen größer sein. Als Richtwert gilt ein Mindestabstand von 1,50 m zwischen Kollektor und Dachkante (wenn keine Attika vorhanden ist).
- Ist eine Attika vorhanden oder werden die Kollektoren mit flachem Aufstellwinkel installiert, kann der Randabstand ggfs. reduziert werden.
- Auch mit einem Randabstand von 1,50 m können in der Regel die Mindestflächen gemäß EEWärmeG eingehalten werden, sodass hier kein Konflikt entsteht.
- Der Randabstand ist ein wesentlicher Einflussfaktor hinsichtlich der maximal installierbaren Kollektorzahl und damit des Ertrags. Aufgrund der großen

Variabilität von Kollektor- und Dachmaßen handelt es sich stets um eine Einzelfallbetrachtung.

- Aus technischer/energetischer Sicht gibt es keine allgemeingültige optimale Fläche bzw. Kollektoranzahl. Je größer die installierte Fläche, desto höher ist der Ertrag, gleichzeitig bleibt jedoch – abhängig von der gewählten Wärmespeichergröße – mehr Wärme ungenutzt (Stagnation). Das Optimum ist deshalb stark einzelfallabhängig. Anders als bei Photovoltaik gibt hier der sinkende flächenspezifische Ertrag dem Nutzer ein gutes wirtschaftliches Entscheidungskriterium.

6.3.5 Kollektorfarbe, Rahmen und Rohrleitungen

- Aus stadtplanerischer Sicht sind Kollektoren etc. zu bevorzugen, deren Farbe der Dachfarbe entspricht. Allgemein sollte man aus optischen Gründen darauf achten, dass die Kollektoren in einem rechteckigen Feld zusammengefasst sind und die Röhren für den Betrachter einheitlich angeordnet sind. Solarthermie-Kollektoren haben eine blaue bzw. schwarze bis graue Farbe, sodass in der Regel Kontraste zu roten Dachfarben entstehen. Die Farbe der Kollektorfläche ergibt sich aus der signifikant besseren Wärmeabsorption von dunkleren Absorbermaterialien. Rot ist für Solarthermie derzeit weder erhältlich noch überhaupt entwickelt. Deshalb ist besonders auf die zuvor beschriebenen Empfehlungen zur Kollektoranordnung zu achten.³⁹
- Rahmen und Eindeckbleche sind bei Herstellern in unterschiedlichen Farben erhältlich, um den Übergang zwischen Dachhaut und Kollektorfläche optisch ansprechender zu gestalten (siehe Abbildung 6.25). Hinsichtlich der Farbgestaltung stellt dies die bisher beste Lösung dar.



Abbildung 6.25: Beispiel für Dachintegration von Flachkollektoren (Quellen: Viessmann (links), KBB Kollektorbau Berlin (rechts))

39

https://www.erz.be.ch/erz/de/index/kultur/denkmalpflege/publikationen/handbuch_energieundbaudenkmal.assetref/dam/documents/ERZ/AK/de/kdp/Themen/Energie%20und%20Baudenkmal/Energie_Baudenkmal_4_Solarenergie.pdf; Download Mai 2018

- Rohrleitungen werden zur Minimierung der Wärmeverluste gedämmt. Diese können sowohl durch z. B. nicht genutzte Schornsteinschächte oder Deckendurchbrüche als auch außen an der Fassade geführt werden. Stellt die Sichtbarkeit der Leitungen eine optische Einschränkung dar, ist es möglich, die Leitungen z. B. in Schein-Fallrohren unterzubringen.

6.3.6 Reflexion/Blendwirkung

Die Reflexionseigenschaften von Solarkollektoren unterscheiden sich je nach Hersteller/Modell und hängen von verschiedenen Eigenschaften ab. Der reflektierte Anteil der einfallenden Strahlung liegt heute meist deutlich unter 5 %. Ausnahme bilden nur die Vakuum-Röhrenkollektoren mit CPC-Reflektoren. Hier werden die Reflexionseigenschaften durch den CPC-Reflektoranteil dominiert. Nichts desto trotz gilt auch bei den geringen Reflexionsanteilen, dass Blendwirkung nicht gänzlich ausgeschlossen werden kann. Für die resultierende Blendwirkung ist die Art des Solarglases entscheidend. Hierbei sind Strukturgläser (beidseitige Mikrostrukturen, mit hohen Anteilen diffuser Reflexion) gegenüber Floatglas (ähnliches Verhalten wie Fensterglas) zu bevorzugen. Überdies wirken sich flache Neigungswinkel bei den meisten Stadtlagen positiv aus (z. B. keine Blendung des Verkehrs). Eine Blendwirkung kann trotzdem nicht generell ausgeschlossen werden, sodass bei exponierten Lagen (z. B. Einflugschneise Flughafen, direkte Blickbeziehung aus bestimmter Stadtansicht) ggf. im Einzelfall zu prüfen ist.

7 Luft-Wasser-Wärmepumpen

7.1 Technische und städtebauliche Grundlagen

7.1.1 Wirkprinzip

Wärmepumpen sind geeignet, Wärme aus einer Wärmequelle niedriger Temperatur aufzunehmen und unter Einsatz von zusätzlicher Energie auf ein höheres Temperaturniveau „zu heben“ und der Gebäudeheizung als Wärmesenke zuzuführen. Wärmepumpen werden daher immer dort eingesetzt, wo Umweltwärme – z. B. Außenluft, Erdreich, Grund- oder Oberflächenwasser – für die Wärmeversorgung von Gebäuden erschlossen werden soll, die Temperatur der natürlichen Wärmequelle für eine sichere Versorgung der Heizungsanlage aber nicht ausreicht. Die Einbindung der Wärme aus der Wärmequelle und die Auskopplung der Wärme in die Gebäudeheizungsanlage erfolgen über Wärmeübertrager (Verdampfer bzw. Kondensator).

Die für die Wärmeversorgung von Gebäuden am häufigsten genutzte Bauart der Wärmepumpe ist die Kompressionswärmepumpe. Innerhalb der Wärmepumpe zirkuliert Kältemittel zwischen den Wärmeübertragern in einem geschlossenen Kreislauf und sorgt so für einen Energiefluss von Wärmequelle zu Wärmesenke. Weitere Bestandteile dieses internen geschlossenen Kältemittelkreislaufs sind der Kältemittelverdichter zur Verdichtung und Druckerhöhung des gas- bzw. dampfförmigen Kältemittels sowie das Drossel- oder Expansionsventil zur Druckreduzierung (siehe Abbildung 7.1).

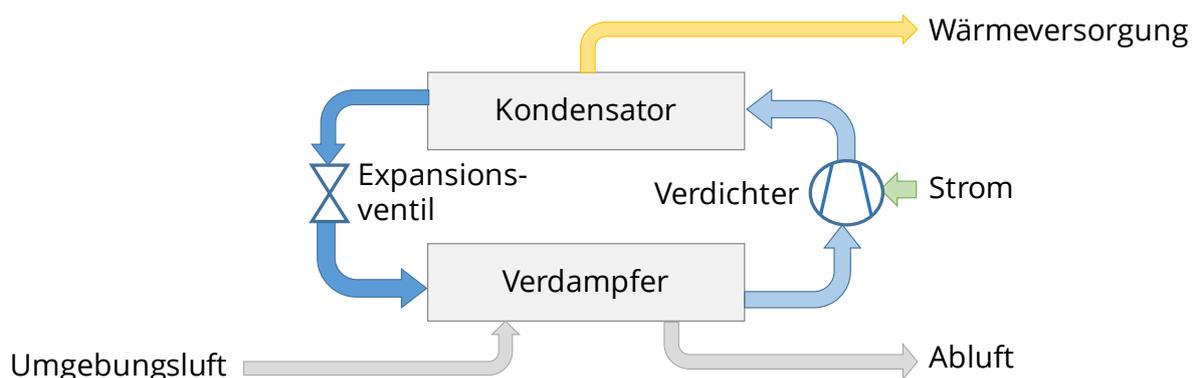


Abbildung 7.1: Funktionsprinzip der elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpe (Wärmequelle Umgebungsluft) (Quelle: Eigene Abbildung)

Der Wärmeübertrager auf der Wärmesenkenseite des Kältemittelkreislaufs (Kondensator) wird bei einem hohen Kältemitteldruck, der Wärmeübertrager auf der Wärmequellenseite des Kältemittelkreislaufs (Verdampfer) wird bei niedrigem Druck betrieben. Hohes und niedriges Druckniveau werden durch Kältemittelverdichter und

Expansionsventil getrennt. Die Temperaturtransformation innerhalb der Wärmepumpe beruht nunmehr auf der Tatsache, dass das Kältemittel, bedingt durch die unterschiedlichen Drücke, bei unterschiedlichen Temperaturen Wärme aus der Umgebung aufnimmt und dabei verdampft (im Verdampfer) bzw. Wärme an die Wärmesenke (Heizungsanlage) abgibt und dabei kondensiert (im Kondensator). Der Antrieb des Kompressors erfolgt in der Regel mit Hilfe eines Elektromotors; es handelt sich in diesem Fall um eine **elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpe**.

Alternativ sind auch **gasmotorisch angetriebene Kompressionswärmepumpen** am Markt verfügbar. Die Abwärme des Gasmotors kann ebenfalls und zusätzlich zur Wärmeabgabe der Wärmepumpe zu Heizzwecken genutzt werden. Gasmotorische Wärmepumpen werden vorrangig in Industrie und Gewerbe eingesetzt.

Gas-Absorptions- und Gas-Adsorptionswärmepumpen arbeiten ohne Kältemittelverdichter. Stattdessen werden hier Umwälzpumpen zur Druckerhöhung und zum internen Transport von den an den Sorptionsprozessen beteiligten Stoffströmen eingesetzt. Die Sorptionswärmepumpen benötigen Wärme höherer Temperatur (bereitgestellt z. B. über Fernwärme oder Gasbrenner) zur Regeneration der Sorptionsprozesse (siehe Abbildung 7.2). Der Anteil der aus der Umwelt entnommenen Wärme ist technologiebedingt im Vergleich zu den Kompressionswärmepumpen kleiner.

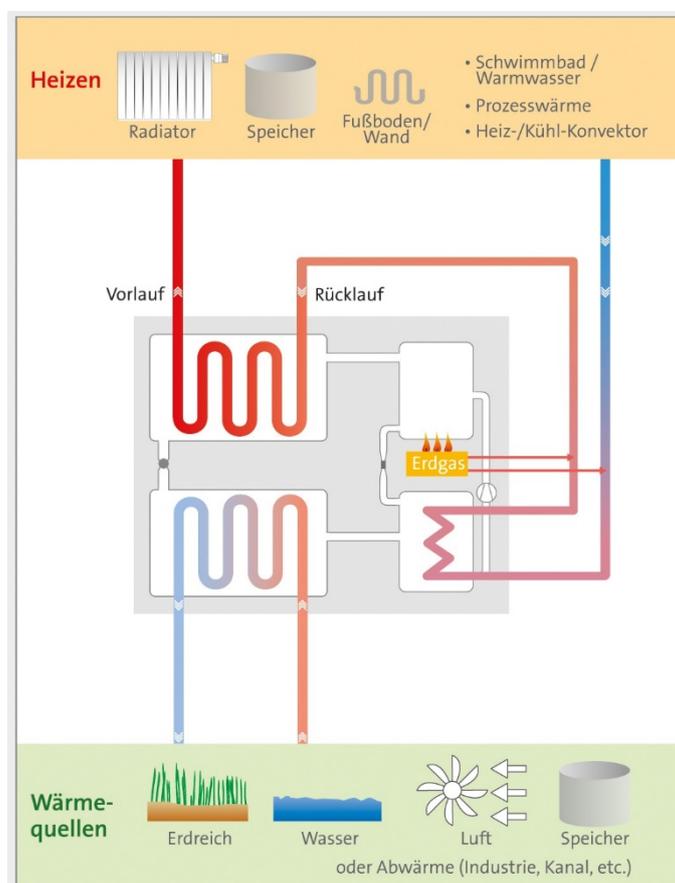


Abbildung 7.2: Funktionsprinzip der Gas-Absorptionswärmepumpe (Quelle: ASUE e. V.)

7.1.2 Aufbau/Installationsarten/Aufstellung von Luft-Wasser-Wärmepumpen

Wärmepumpen sind in allen Größenordnungen verfügbar. Wärmepumpen kleiner Leistung (1 bis 100 kW) werden als vorgefertigte Massenware für den typischen Anwendungsfall der Gebäudebeheizung stecker- und anschlussfertig angeboten, Wärmepumpen größerer Leistung werden entweder durch kaskadierte Zusammenschaltung mehrerer kleinere Geräte geschaffen oder unter Berücksichtigung individueller Nutzeranforderungen angefertigt (z. B. für industrielle Anwendungen).

Die städtebauliche Integration von Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme ist vor allem für Wärmepumpen die Außenluft als Wärmequelle nutzen problematisch. Dies hat folgende Gründe:

- Luft ist z. B. im Vergleich zu Wasser ein schlechter Wärmeträger, da sowohl die Dichte als auch die spezifische Wärmekapazität von Luft relativ klein sind. So lassen sich bei gleicher Temperaturänderung aus 1 m³ Luft nur etwa 0,03% der Wärme entnehmen, die 1 m³ flüssiges Wasser zur Verfügung stellt. Damit sind große Wärmeübertrager und große Luftmengen erforderlich mit entsprechenden Anforderungen an den Aufstellraum.
- Die Bereitstellung großer Luftmengen erfordert Ventilatoren. Diese Ventilatoren verursachen störende Geräusche, sodass die Schallemissionen in der Wärmepumpenplanung berücksichtigt werden müssen. Die elektrische Energie zum Antrieb der Ventilatoren reduziert die Leistungs- und Energiebilanz und muss in die Berechnung der Leistungs- und Arbeitszahlen einfließen.
- Außenluft unterliegt einer jahreszeitlichen Temperaturschwankung, sodass Zeiten hoher Wärmeanforderungen mit Zeiten geringer Außenlufttemperatur zusammenfallen. Je geringer die Außenlufttemperatur, desto ineffizienter arbeitet die Wärmepumpe (siehe Abschnitt 7.1.3).
- Außenluft ist feuchte Luft und enthält Wasserdampf. Der Wärmeentzug im Verdampfer führt unter bestimmten Bedingungen zur Kondensation und möglicherweise sogar zur Eisbildung. Um mechanische Schädigungen des Verdampfers zu vermeiden, muss der Verdampfer in regelmäßigen Abständen abgetaut werden. Die hierzu in der Wärmepumpe ablaufenden Prozesse erfordern zusätzliche Energie. Dies muss ebenfalls in die Berechnung der Leistungs- und Arbeitszahlen einfließen.

Hinsichtlich der Anordnung der Luft-Wasser-Wärmepumpe bestehen unterschiedliche Optionen:

- Innenaufstellung
Die Wärmepumpe wird innerhalb des Gebäudes aufgestellt. Die Außenluft muss

dementsprechend mittels Luftkanälen zur Wärmepumpe hin- und auch wieder weggeführt werden.

- Innenaufstellung Splitgerät mit Außeneinheit

Das Verlegen von Luftkanälen lässt sich vermeiden, wenn der Verdampfer der Wärmepumpe direkt in die Umgebung gestellt wird und damit unmittelbar Zugang zur Wärmequelle Außenluft hat. Damit wird außerdem der Platzbedarf im Gebäude (Aufstellraum der Wärmepumpe) kleiner.

- Außenaufstellung

Bei der Außenaufstellung wird die Wärmepumpe komplett im Außenbereich aufgestellt und Heizleitungen werden in das angeschlossene Gebäude geführt.

7.1.3 Energetische Effizienz

Die Effizienz von Kompressions-Wärmepumpen (KWP) wird über Leistungs- und Arbeitszahlen beschrieben. Die Leistungszahl einer elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpe ist definiert als das Verhältnis von momentaner Heizleistung am Kondensator der Wärmepumpe (in kW) zu der erforderlichen elektrischen Leistung (in kW) zum Antrieb des Verdichters.

Die Leistungszahl wird allgemein auch als COP (Coefficient of Performance) bezeichnet und berechnet sich wie folgt:

$$\text{COP}_{\text{KWP}} = \frac{\text{Heizleistung (in kW)}}{\text{elektrische Leistung (in kW)}}$$

Die Jahresarbeitszahl JAZ berücksichtigt die im Jahresverlauf betriebsbedingt veränderlichen Leistungszahlen, indem die von der Wärmepumpe innerhalb eines bestimmten Zeitraumes abgegebene Wärme (z. B. in kWh/a) ins Verhältnis zu der dafür notwendigen elektrischen Energie (in kWh/a) gesetzt wird.

$$\text{JAZ}_{\text{KWP}} = \frac{\text{Heizwärme (in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}})}{\text{elektrische Energie (in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}})}$$

Die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen muss, wenn Umweltwärme zur Erfüllung der im Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz (EEWärmeG) formulierten Anforderungen eingesetzt werden soll, bestimmte Mindestwerte erfüllen. Diese liegen nach derzeitiger Gesetzeslage bei 3,3 bis 4,0.

Die Effizienz von Sorptionswärmepumpen (AWP) wird ebenfalls über Leistungs- und Arbeitszahlen beschrieben. Diese sind jedoch aufgrund der zugrundeliegenden technologischen Prinzipien (Wärme zur internen Regeneration statt elektrische Energie für den Antrieb des Kompressors) anders definiert. Die Leistungszahl einer Sorptionswärmepumpe berechnet sich aus dem Verhältnis von momentaner Heizleistung

am Kondensator der Wärmepumpe (in kW) zu der erforderlichen Brennstoffleistung (in kW) zur Regeneration der Sorptionsprozesse.

Die Leistungszahl von Sorptionswärmepumpen wird auch oft als COP (Coefficient of Performance) bezeichnet und berechnet sich wie folgt:

$$\text{COP}_{\text{AWP}} = \frac{\text{Heizleistung (in kW)}}{\text{Brennstoffleistung (in kW)}}$$

Die Jahresarbeitszahl JAZ berücksichtigt die im Jahresverlauf betriebsbedingt veränderlichen Leistungszahlen, indem die von der Wärmepumpe innerhalb eines bestimmten Zeitraumes abgegebene Wärme (in kWh/a) ins Verhältnis zu der dafür notwendigen Brennstoffenergie (in kWh/a) gesetzt wird.

$$\text{JAZ}_{\text{AWP}} = \frac{\text{Heizwärme (in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \text{)}}{\text{Brennstoffenergie (in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \text{)}}$$

Die Jahresarbeitszahl von Gas-Wärmepumpen muss, wenn Umweltwärme zur Erfüllung des EEWärmeG eingesetzt werden soll, nach derzeitiger Gesetzeslage mindestens 1,2 betragen.⁴⁰ Die Anforderungen an die Arbeitszahlen von Gas-Wärmepumpen sind gegenüber denen von elektrischen Kompressionswärmepumpen deutlich kleiner, da der Elektroenergieverbrauch der Gas-Wärmepumpen sehr gering ist und damit Umwandlungsverluste zur Stromerzeugung im Kraftwerk in der Jahresarbeitszahlberechnung entfallen.

Der Energieaufwand für den Betrieb der Wärmepumpe hängt maßgeblich von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (dem „Temperaturhub“) ab. Der energetisch effiziente Einsatz von Wärmepumpen wird daher durch folgende Umstände begünstigt:

- niedrige Wärmesenkentemperaturen

Niedertemperaturheizsysteme ermöglichen die Wärmeversorgung bei Heizmitteltemperaturen unter 50 °C. Geeignet sind hier beispielsweise Gebäude mit geringem Heizwärmebedarf sowie Flächenheizungen (Fußbodenheizung, Bauteilaktivierung). Aber auch großzügig dimensionierte Heizkörper in Bestandsgebäuden sind für den Betrieb mit niedrigen Systemtemperaturen grundsätzlich geeignet. Die Temperaturen des Raumheizsystems werden witterungsabhängig z. B. Außentemperaturgeführt variiert und in Form einer Heizkurve der Wärmepumpe als Sollwert vorgegeben.

⁴⁰ Im EEWärmeG werden Gas-Wärmepumpen unter mit fossilen Brennstoffen angetriebenen Wärmepumpen subsumiert.

- Hohe Wärmesenktemperaturen

Die Trinkwassererwärmung erfordert je nach Gestaltung des Trinkwassererwärmungssystems und hygienischer Anforderungen unter Umständen ganzjährig höhere Temperaturen.

Höhere Temperaturen lassen sich beispielsweise mit Hilfe eines Zusatzheizers bereitstellen. Kombinationen von Wärmepumpen mit einem Zusatzheizgerät werden als bivalente Systeme bezeichnet. Die einfachste, aber ineffizienteste Form eines Zusatzheizers ist der elektrische Heizstab. Alternativ sind Kombinationen mit einem Heizkessel (mit Energieträger Erdgas oder Biomasse) üblich.

- hohe Wärmequellentemperaturen

Im Jahresverlauf relativ gleichmäßig hohe Temperaturen stehen beispielsweise bei Nutzung des Erdreichs (Geothermie) zur Verfügung, allerdings ist die Errichtung eines Erdwärmeübertragers (Sonde oder Kollektor) erforderlich.

- Variable Wärmequellentemperaturen

Die Nutzung der Außenluft ist im Vergleich dazu relativ unkompliziert, jedoch ändert sich die Außenlufttemperatur im Jahresverlauf deutlich und ist ausgerechnet in Zeiten des größten Heizwärmebedarfs im Winter am geringsten. Wird der Wärmepumpenbetrieb bei niedrigen Außenlufttemperaturen zu ineffizient, muss unter Umständen auf den Einsatz der Wärmepumpe verzichtet werden. In diesem Fall ist ein zweiter Wärmeerzeuger (z. B. ein Elektroheizstab) erforderlich, der für eine ausreichende Wärmebereitstellung sorgt. Der zweite Wärmeerzeuger kann alternativ zur Wärmepumpe oder zusätzlich in Reihenschaltung zur Sicherstellung des Temperaturniveaus der Wärmeversorgung betrieben werden.

7.1.4 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Gesetzliche Rahmenbedingungen für Wärmepumpen sind im Wesentlichen im EEWärmeG geregelt. Das EEWärmeG schreibt für Luft-Wärmepumpen eine minimale Jahresarbeitszahl (JAZ) vor. Diese beträgt 3,5 und muss während der Planung durch entsprechende Berechnungen nachgewiesen werden. Zu beachten ist jedoch, dass dieser von den Herstellern von Wärmepumpen attestierte oder von den Planern und Installateuren theoretisch ermittelte Wert in der Praxis sehr oft noch nicht erreicht wird.⁴¹

⁴¹ „Die mittleren Jahresarbeitszahlen JAZ der Luft/Wasser-Wärmepumpen liegen bei 15 gemessenen Anlagen zwischen 2,5 und 3,4. Ein umfassend saniertes Gebäude erreichte eine JAZ von 4,1. Die Jahresarbeitszahl beschreibt das Verhältnis von erzeugter Heizungswärme zur eingesetzten Antriebsenergie.“ Zitat aus <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2017/gestiegene-effizienz-feldtests-bestaetigen-potenzial-von-waermepumpen-als-wichtigster-heiztechnik-der-zukunft.html>; Download 31.05.2018 17:17

Grund dafür sind u. a. Fehler in der Planung und beim Betrieb der Wärmepumpen. Dies hat zwei wesentliche miteinander korrelierende Auswirkungen:

1. Der energetische Aufwand für den Betrieb der Wärmepumpen (das ist beispielsweise der elektrische Energieverbrauch bei den elektrischen Kompressionswärmepumpen) steigt.
2. Der Anteil der Umweltwärme an der Wärmelieferung der Wärmepumpe sinkt, es wird also weniger Wärme der Umwelt entnommen und für Heizzwecke genutzt.

Diese Unwägbarkeit hinsichtlich der sich im Realbetrieb einstellenden Jahresarbeitszahlen sollte als unsichere Randbedingung in die Prognosen von CO₂-Emissions- und Primärenergiebedarfsentwicklungen sowie die resultierenden Belastungen des Stromnetzes einfließen. Sind die Arbeitszahlen der Wärmepumpe im praktischen Betrieb geringer als prognostiziert, so steigt aufgrund der beiden oben beschriebenen Effekte und dem einfachen Zusammenhang

$$\text{elektrische Energie (in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}}) = \frac{\text{Heizwärme (in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}})}{\text{JAZ}_{\text{KWP}}}$$

der elektrische Energiebedarf (bei der Gas-Wärmepumpe der Brennstoffbedarf) und die aus der Energieeinsparung erhofften positiven Klimawirkungen (z. B. infolge der verminderten Emissionen) werden überschätzt.

7.1.5 Kosten der Anlagen

Bei den nachfolgenden Angaben handelt es sich um Größenordnungen für Investitionskosten typischer Anlagen. Für die Entscheidungsfindung im Planungsprozess ist jedoch das Einholen konkreter Angebote unerlässlich, da gebäudespezifische Besonderheiten signifikanten Einfluss haben können. Überdies bestimmt nicht nur die jeweils zum Zeitpunkt der Entscheidung aktuelle Marktlage auf dem Sektor der Anlagenkomponenten den Preis, sondern zunehmend auch die Verfügbarkeit von qualifizierten Planungs- und insbesondere Ausführungsbetrieben.

Die Investitionskosten liegen nach Recherchen der Autoren bei etwa 120 bis 150 €/kW, in jedem Fall aber höher als bei einem Gasbrennwertgerät gleicher Heizleistung. Für Versicherung, Wartung und Instandhaltung sind 2,5 % (Elektrowärmepumpe) bis 4,5 % (Gas-Wärmepumpe) der Investitionskosten anzusetzen. Hinzu kommt aber bei elektrischen Wärmepumpe der dominierende Teil der Stromkosten, der sich direkt aus der Jahresarbeitszahl ergibt:

$$\text{jährliche Stromkosten} = \frac{\text{jährl. Wärmebedarf}}{\text{JAZ}} \cdot \text{Strompreis}$$

Für Gas-Wärmepumpen wären in ähnlicher Weise die Gasbezugskosten zu berechnen. Die rechnerische Nutzungsdauer einer Luft-Wasser-Wärmepumpe beträgt 18 Jahre.⁴²

7.1.6 Fördermöglichkeiten

Fördermöglichkeiten für Wärmepumpen gibt es z. B. bei der KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) sowie dem BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle). Es existieren vielfältige Möglichkeiten, sodass die Auswahl des optimalen Förderprogramms stets einer Einzelfallbetrachtung bedarf. Außerdem ändern sich die angebotenen Programme laufend. Mitte 2019 bestanden folgende Möglichkeiten:

- Das BAFA bezuschusst Luft-Wärmepumpen mit bis zu 15.000 €.
- Die Produkte 151, 152, 153, 167, 271 und 281 der KfW bieten günstige Kredite und teilweise Tilgungszuschüsse für Luft-Wärmepumpen.
- Die Fördermöglichkeiten des BAFA und der KfW sind (nur) teilweise kombinierbar.

Leistungsgeregelte Wärmepumpen und Wärmepumpen, die für das Lastmanagement geeignet sind („Smart Grid Ready“) erhalten teilweise höhere Förderungen. Das BAFA führt eine Liste förderfähiger Wärmepumpen.

⁴² VDI 2067-1, 2012

7.2 Handlungsempfehlungen

7.2.1 Innenaufstellung

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Die Wärmepumpe befindet sich im Inneren des Gebäudes (siehe Abbildung 7.3.). Sie ist daher von außen nicht sichtbar und damit nicht stadtbildprägend. Jedoch steht der Aufstellraum im Inneren des Gebäudes als Nutzfläche nicht mehr zur Verfügung.
- Die Luftführung der Außenluft zum Verdampfer und vom Verdampfer wieder nach außen erfolgt über Luftkanäle.
- Die Zu- und Abluftöffnungen sind so anzuordnen, dass eine Kurzschlussströmung zuverlässig verhindert wird. Die Luftkanäle sind durch Luftgitter vor grober Verschmutzung, unbefugtem Zugang und Vogelflug gesichert (siehe Abbildung 7.4).



Abbildung 7.3: Wärmepumpe Innenaufstellung mit Zu-Abluftkanal (Quelle: Dimplex)



Abbildung 7.4: Wärmepumpe Innenaufstellung mit Außenluftgitter für Außen- und Fortluft (Quelle: Felsmann)

Lärmbelästigung

- Trotz Innenaufstellung sind die Geräusentwicklungen an den Lüftungsgittern und die resultierenden Schallemissionen zu beachten.
- Eine hohe Dichte der Bebauung (und damit ein geringer Abstand zur Schallquelle) oder Einschränkungen der Schallausbreitung verstärken den Schalldruckpegel. Richtwerte für zulässige Schallimmissionswerte in einzelnen Gebietskategorien sind der TA Lärm⁴³ zu entnehmen.

Ertrag

- Luft-Wasser-Wärmepumpen sind (unabhängig von der Art der Aufstellung) in der Lage, die Wärmeversorgung eines Gebäudes vollständig zu übernehmen, d. h. die Nutzwärmeabgabe der Wärmepumpe (das ist der Ertrag) entspricht dem Wärmebedarf des Gebäudes. Es ist Aufgabe des Planers zu prüfen, ob es wirtschaftlich oder energetisch sinnvoll ist, die Wärmepumpe gegebenenfalls auch kleiner zu dimensionieren, sodass der Ertrag der Wärmepumpe nicht ausreicht, um das Gebäude vollständig mit Wärme zu versorgen. In diesem Fall ist ein zweiter Wärmeerzeuger erforderlich.

Platzbedarf

- Die Wärmepumpen für Innenaufstellung mit Leistungsgrößen bis etwa 30 kW (ausreichend für Ein- und Mehrfamilienhäuser) haben Abmessungen im „Kühlschrankformat“, d. h. eine Aufstellfläche von 1m² und eine maximale Höhe von 2 m sind ausreichend.

⁴³ Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz. TA Lärm – Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm in der Fassung vom 26. August 1998

7.2.2 Innenaufstellung Splitgerät mit Außeneinheit

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Die Wärmepumpe ist in eine Außeneinheit (bestehend aus Verdampfer und optional auch dem Verdichter) und eine Inneneinheit geteilt. Abbildung 7.5 verdeutlicht schematisch die Spaltung der Wärmepumpe in Außen- und Inneneinheit. Abbildung 7.6 zeigt die Außeneinheit einer Wärmepumpe in Realansicht.

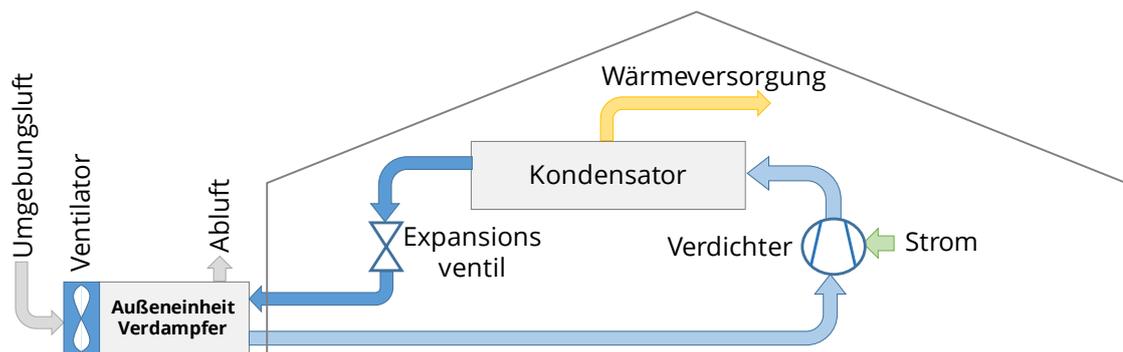


Abbildung 7.5: Luft-Wasser-Kompressionswärmepumpe Innenaufstellung Splitgerät mit Außeneinheit (Quelle: Eigene Abbildung)

- Die Anordnung der Außeneinheit außerhalb des Gebäudes reduziert den Platzbedarf der Inneneinheit.
- Die Außeneinheit kann auf den Boden gestellt, aufgeständert, an der Außenwand mittels geeigneter Tragkonstruktion befestigt oder auf dem Dach des Gebäudes angeordnet werden. Die Außeneinheit befindet sich in jedem Fall außerhalb des Gebäudes, ist sichtbar und damit gestaltungswirksam.
- Es ist ein Kondensatablauf an der Außeneinheit vorzusehen. Das Kondensat kann wahlweise vor Ort versickern (Auf Frostfreihaltung und Bauschadensvermeidung ist zu achten!) oder über eine separate Kondensatleitung in das Gebäudeinnere geführt und dort abgeleitet werden.
- Der in der Außeneinheit angeordnete Ventilator zur Luftansaugung verursacht Geräusche (gegebenenfalls auch der in der Außeneinheit untergebrachte Verdichter), sodass die Geräuschentwicklung und Schallausbreitung nicht mehr im Gebäude, sondern nunmehr außerhalb zu beachten ist.



Abbildung 7.6: Wärmepumpe Außeneinheit (Quelle: Kermi GmbH⁴⁴)

- Es besteht die Möglichkeit, die Außeneinheit von Wärmepumpen einzuhausen (Abbildung 7.7 und Abbildung 7.8). Diese Einhausungen dienen je nach Bedarf mehreren Zwecken: dem Schallschutz, der visuellen Verbrämung und der Zugriffssicherung. Formen, Farben und konstruktive Gestaltung sind sehr vielfältig. Denkbar sind auch Pflanzungen zur Verdeckung der Außeneinheit.



Abbildung 7.7: Die Außeneinheiten von Splitgeräten lassen sich optisch ansprechend gestalten. Links: Außeneinheit des Modells ARTstyle von Remko. Rechts: Einhausung für Außeneinheiten (Quelle: REMKO)

⁴⁴ © Copyright by Kermi GmbH, Pankofen-Bahnhof 1, 94447 Plattling, Deutschland. Die Schriftwerke, Bilder, Videos sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urhebergesetzes ist ohne Zustimmung des Urhebers rechtswidrig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen. Gleiches gilt für die Veröffentlichung im Internet.

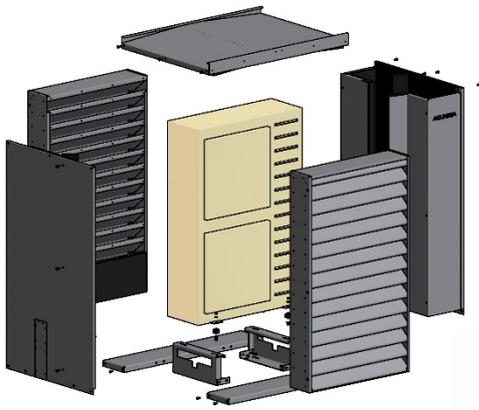


Abbildung 7.8: Schallschutzgehäuse für Wärmepumpe (Quelle: Panasonic)

- Es ist darauf zu achten, dass die Einhausungen den Luftdurchsatz nicht einschränken und damit eventuell Leistungseinbußen in der Wärmepumpe entstehen.

Lärmbelästigung

- Der Schallleistungspegel an der Außeneinheit ist größer als bei Innenaufstellung. Entsprechend sind größere Abstandsflächen oder zusätzliche Lärmschutzmaßnahmen erforderlich.

Ertrag

- Es gelten die bei der Innenaufstellung von Wärmepumpen beschriebenen Zusammenhänge.

Platzbedarf

- Die Außeneinheiten haben z. T. kompakte Abmessungen im „Kofferformat“. Die Bautiefe ist mit 30 bis 40 cm relativ gering. Höhe (ca. 50 bis 160 cm) und Breite (ca. 60 bis 100 cm) sind abhängig von der Leistung der Wärmepumpe.

7.2.3 Außenaufstellung

Stadtplanerische Gesichtspunkte

- Die Wärmepumpe steht vollständig außerhalb des Gebäudes. Die Heizleitungen werden i. d. R. unterirdisch ins Gebäude geführt. Abbildung 7.9 zeigt typische Anordnungen im Vorgarten.



Abbildung 7.9: Wärmepumpe Außenaufstellung (Quellen: Dimplex (links), Bundesverband Wärmepumpe e. V. (rechts))

- Ein separater Aufstellraum für die Wärmepumpe ist im Inneren des Gebäudes nicht mehr erforderlich.
- Die Sichtbarkeit der Wärmepumpe (dies gilt auch für die Außeneinheit der Split-Wärmepumpe) und damit die Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes lassen sich mindern, wenn die Wärmepumpe auf dem Dach des Gebäudes angeordnet wird. Dies ist jedoch bevorzugt nur bei Flachdächern möglich. Eine Attika ermöglicht auch eine randnahe Anordnung der Wärmepumpe oder der Außeneinheit auf dem Dach, da sie durch die Attika in den üblichen Stadtsichten verdeckt bleibt.
- Die Anordnung der Wärmepumpe auf dem Dach ist bei richtiger Ausführung nicht nur eine stadtbildverträgliche Lösung, sondern bietet z. B. in flutgefährdeten Gebieten auch Schutz vor Zerstörungen.

Lärmbelästigung

- Die Schallausbreitung und akustische Beeinträchtigung der Umgebung sind zu beachten. Gegebenenfalls sind kompensatorische Maßnahmen zu ergreifen (z. B. Einhausung)
- Bei Platzierung der Wärmepumpe auf dem Dach des Gebäudes können vorhandene Aufbauten, gegebenenfalls die Attika oder separate Schallschutzwände den notwendigen Schallschutz sichern helfen (siehe Abbildung 7.10 sowie Abbildung 7.11).



Abbildung 7.10: Dachaufstellung Wärmepumpe verdeckt durch Dachaufbauten (Quelle: Dimplex)



Abbildung 7.11: Dachaufstellung Wärmepumpe mit Sicht- und Schallschutz (Quelle: iDM Wärmepumpen)

Ertrag

- Es gelten die bei der Innenaufstellung beschriebenen Zusammenhänge.

Platzbedarf

- Der Platzbedarf ist abhängig von der Leistungsgröße der Wärmepumpe. Für den Einsatz im Ein- und kleineren Mehrfamilienhausbereich sind ähnliche Abmessungen wie bei der Innenaufstellung zu beachten: Aufstellfläche ca. 1 m^2 , Höhe bis zu 2 m. Bei größeren Gewerbeimmobilien steigt der Flächen- und Platzbedarf entsprechend der Leistungsanforderungen.

8 Kombilösungen und innovative Ansätze

8.1 Dach-/Fassadenbegrünung

Die positiven Wirkungen von Dach- und Fassadenbegrünungen im Bilanzraum Stadt sind allseits bekannt (z. B. Verbesserung Mikroklima, Schallabsorption, zeitverzögerte Abwasserwirkung bei starken Niederschlägen, Lebensraum für Nützlinge in der Stadt) und gehen damit weit über das allseits einfach wahrzunehmende, ansprechende Erscheinungsbild hinaus.

Trotz formaler Flächenkonkurrenz wird zunehmend auch international der Ansatz gewählt, Photovoltaik- und Solaranlagen mit Dach- und Fassadenbegrünungen zu kombinieren. Systeme, welche Photovoltaik bzw. Solarthermie und Begrünung kombinieren, sind auf dem Markt verfügbar (z. B. „SolarGrünDach“ von Optigrün) – siehe Abbildung 8.1.



Abbildung 8.1: Beispiel Symbiose Photovoltaik und Dachbegrünung (Quelle: Reiter Architekten, Dresden)

Folgende Aspekte sollten bei einer Pro- und Contra-Betrachtung Berücksichtigung finden:

- Die Pflanzen sind in der Lage CO_2 zu binden. Dies führt jedoch nicht zu einer tatsächlichen Vermeidung, da das CO_2 nach Ablauf der Lebensdauer wieder an die Umgebung abgegeben wird. Der Anteil, der als Kohlenstoff im Boden langfristig

gebunden wird, ist relativ gering: $23,6 \text{ kgCO}_2/\text{m}^2$ in 50 Jahren⁴⁵, während PV oder Solarthermie doppelte Größenordnungen *pro Jahr*, also 100-fache Werte erreichen können.⁴⁶ Im Sinne einer maximalen CO_2 -Vermeidung sind deshalb PV- oder Solarthermieanlagen gegenüber der Dach-/Fassadenbegrünung zu bevorzugen.

- Die Bepflanzung führt vor allem im Sommer zu einer Absenkung der lokalen und Oberflächentemperatur. Bei Kombination mit PV resultieren daraus leichte Ertragssteigerungen, bei Solarthermie leichte Ertragseinbußen.
- Die Begrünung hat Einsparungen beim Heiz- und vor allem Kühlenergiebedarf zur Folge. Eine allgemeine Quantifizierung und damit Handlungsempfehlungen gestalten sich schwierig, Einzelfallbetrachtungen sind notwendig.
- Bei bau- und nutzungsseitig bedingter Asymmetrien (Schornsteine, Dachausstiege etc.) oder technisch erforderlicher Zwischenräume in der Anordnung von PV- und Solarthermiefeldern kann durch geschickte Dachbegrünungslösungen die architektonische Gesamtlösung äußerst positiv für das Stadtbild sein.

8.2 PVT-Anlagen

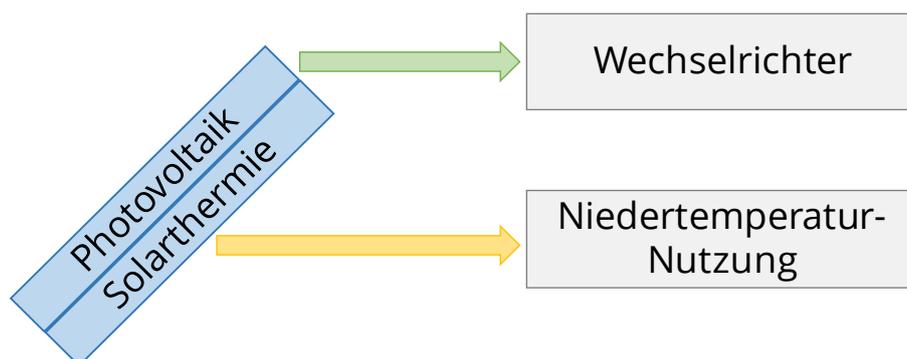


Abbildung 8.2: Stark vereinfachter Energiefluss PVT-Kollektoren (Quelle: Eigene Abbildung)

Seit mehr als 20 Jahren wird an der Entwicklung von Hybridmodulen gearbeitet, die sowohl elektrische Energie als auch Wärme auf niedrigem bis mittleren Temperaturniveau bereitstellen (siehe Abbildung 8.2). Sie werden als PVT-Kollektoren bezeichnet. Die Grundidee greift den Nachteil auf, dass die Leistung von heutigen Photovoltaik-Standard-Modulen bei Modultemperaturen über $25 \text{ }^\circ\text{C}$ deutlich abnimmt (siehe auch Abschnitt 5.1.4). Durch einen Flüssigkeits- oder Luftstrom wird die Kühlung der Module erreicht und der jährliche PV-Ertrag kann gesteigert werden. Wird für die Wärme auf niedrigem bis mittleren Temperaturniveau eine zielführende Nutzung

⁴⁵ Klimaschutzpotenzialanalyse von Dach-, Fassaden- und Straßenbaumbegrünung, Martin Thiele, Masterarbeit; Hochschule für Nachhaltige Entwicklung Eberswalde (FH), 2015

⁴⁶ Hier sind Aufwendungen für die Herstellung zwar nicht eingerechnet, die deutliche Tendenz würde jedoch auch in diesem Fall bestehen bleiben.

gefunden, so kann die Gesamteffizienz noch weiter gesteigert werden. Überdies wird weniger Fläche für die Installation benötigt.

Vom optischen Erscheinungsbild entsprechen sie auf der Frontseite Photovoltaikmodulen, in der Aufbauhöhe den Solarthermie-Kollektoren, sodass die Handlungsempfehlungen in den Abschnitten 5.3 bzw. 6.3 anwendbar sind.

Derzeit stellen 10 Firmen in Deutschland sowie ca. 50 Firmen weltweit PVT-Kollektoren her. Die Stückzahlen sind auf Grund des Preisniveaus sowie der komplexen Aufgaben für die gebäude- und anlagentechnische Integration noch vergleichsweise gering. Großes Potential besteht zur Erdreichregeneration bei Wärmepumpen mit Erdwärmesonden, also einer Art Langzeitwärmespeicherung sowie zur Nutzung als Wärmequelle für Wärmepumpen zur Trinkwassererwärmung.

Wenn auch heute die organischen Solarfolien der Dresdner Heliatek GmbH allein für gewerbliche Anwendungen angeboten werden und die spezifischen Flächenerträge noch gering sind, so haben doch genau diese Produkte bis ca. 80 °C eine beinahe konstante elektrische Effizienz. Insofern kann zwar der elektrische Jahresertrag nicht erhöht, aber die Wärme gleich auf einem z. B. direkt für die Trinkwassererwärmung nutzbaren Temperaturniveau bereitgestellt werden. Entsprechende PVT-Module befinden sich im Forschungsstadium.

8.3 Solarthermie und Wärmepumpe

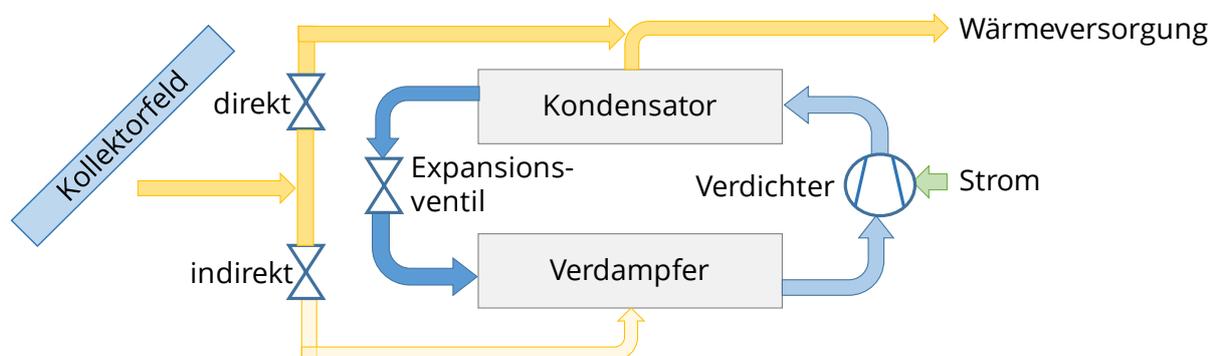


Abbildung 8.3 Stark vereinfachter Aufbau Wärmeversorgung über Solarthermie und Wärmepumpe (Quelle: Eigene Abbildung)

Wärmepumpen sind ein wichtiges Element der Durchdringung des Wärmemarktes mit der Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Dabei erweist sich im urbanen Raum die Erschließung der Umweltenergie als Wärmequelle oft als problematisch, da weder das Erdreich noch die Umgebungsluft beim Trend zur Umsetzung der urbanen Bebauungsdichte signifikante Beiträge leisten können.

Hier kann eine Kombination mit Solarthermie eine sehr gute Alternative darstellen (siehe Abbildung 8.3). Marktübliche Kollektoren können im Sommer bis zur Übergangszeit die

direkte Versorgung auf dem für Trinkwassererwärmung und Raumheizung benötigten Niveau realisieren. In den übrigen Zeiten des Jahres dient die Solaranlage dann als Wärmequelle für die Wärmepumpe, trägt also indirekt zur Wärmeversorgung bei.

Kommen PVT-Kollektoren zum Einsatz, so ist nahezu ganzjährige eine Anhebung auf das Nutztemperaturniveau durch die Wärmepumpe erforderlich. Ähnliches gilt für kostengünstige Solarthermiekollektoren (z. B. unabgedeckte Rippenabsorber), wobei hier die Option der Integration von Kühlaufgaben besteht. Dafür ist es notwendig, Wärmepumpen einzusetzen, die neben ihrer Heizfunktion über entsprechende Zusatzbauteile auch Kühlfunktionen ("natural cooling" NC oder "aktive cooling" AC) realisieren. Die Kollektoren übernehmen in diesem Betriebsmodus die Wärmeabfuhr an die Umgebung.

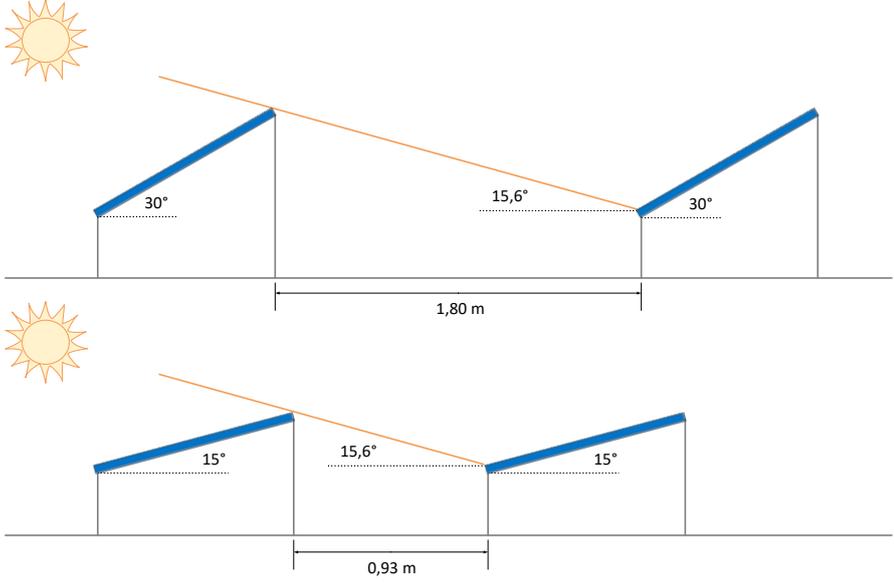
9 Glossar

Anteil Netzeinspeisung	Siehe <u>Eigenverbrauchsanteil</u>
Aperturfläche	Die Aperturfläche eines Solarthermiekollektors ist die Fläche, durch die die Solarstrahlung eintreten kann (s. a. <u>Bruttokollektorfläche</u>).
Ausrichtung	Ist die Orientierung der Kollektor- bzw. Modulfläche entsprechend der Himmelsrichtung. Fachwissenschaftlich korrekt wäre der Begriff Azimut.
Bruttokollektorfläche	Die Bruttokollektorfläche wird durch die Außenmaße eines Solarthermiekollektors bestimmt (s. a. <u>Aperturfläche</u>).
Dachintegriert	Bei dachintegrierter Installation werden die PV-Module oder Solarthermie-Kollektoren in die Dachhaut integriert (s. a. <u>dachparallel</u>).
Dachparallel	Bei dachparalleler Installation werden die PV-Module oder Solarthermie-Kollektoren auf dem Dach montiert – üblicherweise mit Dachhaken, welche zwischen die Dachziegel eingehängt werden (s. a. <u>dachintegriert</u>).
Deckungsgrad	<p>Anteil des Energiebedarfs, der durch die PV- oder Solarthermieanlage gedeckt werden kann.</p> $\text{solarer Deckungsgrad Strom} = \frac{\text{selbst genutzter Strom aus PV}}{\text{Strombedarf}}$ $\text{solarer Deckungsgrad Wärme} = \frac{\text{erzeugte Wärme aus ST}^*}{\text{Wärmebedarf}}$ <p>*Bei Solarthermie entspricht die erzeugte Wärme in der Regel der selbst genutzten Wärme, siehe dazu auch <u>Eigenverbrauchsanteil</u>.</p>
EEWärmeG	[Es wird sich bezogen auf: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert

	<p>worben ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 9 G v. 20.10.2015 I 1722]</p> <p>Das <u>EEWärmeG</u> verpflichtet Eigentümer von Neubauten, den Wärme- und Kältebedarf des Gebäudes zumindest teilweise aus erneuerbaren Energien zu decken. Dabei ist auch die Nutzung von Solarthermieanlagen möglich. In diesem Fall muss der Wärme- und Kältebedarf zu mindestens 15% aus der Anlage gedeckt werden. Das gilt als erfüllt, wenn das Verhältnis von <u>Aperturfläche</u> des Kollektors zu Nutzfläche des Gebäudes mindestens 0,04 (Wohngebäude mit einer oder zwei Wohnungen), 0,03 (Wohngebäude mit mehr als zwei Wohnungen) bzw. 0,06 (öffentliche Gebäude) beträgt.</p> <p>Auszug aus §3</p> <p><i>(1) Die Eigentümer von Gebäuden nach § 4, die neu errichtet werden, müssen den Wärme- und Kälteenergiebedarf durch die anteilige Nutzung von Erneuerbaren Energien nach Maßgabe der §§ 5 und 6 decken. Satz 1 gilt auch für die öffentliche Hand, wenn sie öffentliche Gebäude nach § 4 im Ausland neu errichtet.</i></p> <p>Auszug aus §5</p> <p><i>(1) Bei Nutzung von solarer Strahlungsenergie nach Maßgabe der Nummer I der Anlage zu diesem Gesetz wird die Pflicht nach § 3 Abs. 1 dadurch erfüllt, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf zu mindestens 15 Prozent hieraus gedeckt wird.</i></p> <p>Auszug aus Anlage I</p> <p><i>1. Sofern solare Strahlungsenergie durch solarthermische Anlagen genutzt wird, gilt</i></p> <p><i>a) der Mindestanteil nach § 5 Abs. 1 als erfüllt, wenn</i></p> <p><i>aa) bei Wohngebäuden mit höchstens zwei Wohnungen solarthermische Anlagen mit einer Fläche von mindestens 0,04 Quadratmetern <u>Aperturfläche</u> je Quadratmeter Nutzfläche und</i></p> <p><i>bb) bei Wohngebäuden mit mehr als zwei Wohnungen solarthermische Anlagen mit einer Fläche von mindestens 0,03 Quadratmetern <u>Aperturfläche</u> je Quadratmeter Nutzfläche</i></p>
--	---

	<i>installiert werden;</i>
Eigenverbrauchsanteil und Anteil Netzeinspeisung	<p>Der Eigenverbrauchsanteil ist der Anteil der erzeugten Energie, der selbst verbraucht und nicht in ein Netz eingespeist wird. Dieser Wert ist hauptsächlich für PV interessant, da dort in der Regel ein Teil des erzeugten Stroms ins Netz eingespeist und somit nicht alles selbst verbraucht wird. Bei Solarthermie hingegen liegt der Eigenverbrauchsanteil in der Regel bei 100 %, da standardmäßig <i>nicht</i> in ein Fernwärmenetz eingespeist wird.</p> $\text{Eigenverbrauchsanteil PV} = \frac{\text{selbst genutzter Strom aus PV}}{\text{erzeugter Strom aus PV}}$ <p>Der Anteil Netzeinspeisung ist der Anteil der erzeugten Energie, der ins Netz eingespeist und nicht selbst verbraucht wird.</p> $\text{Anteil Netzeinspeisung PV} = \frac{\text{eingespeister Strom aus PV}}{\text{erzeugter Strom aus PV}}$ <p>Es gilt</p> $\text{Eigenverbrauchsanteil PV} + \text{Anteil Netzeinspeisung PV} = 100 \%$
Energetische Amortisation	Die energetische Amortisation beschreibt, wie lange die Anlage braucht, um die Energie zu produzieren, die zu deren Herstellung benötigt wurde.
Entladetiefe	<p>Die Entladetiefe (auch Entladungsgrad) eines Batteriespeichers gibt an, welcher Anteil der <u>nominalen Kapazität</u> tatsächlich genutzt werden kann (<u>nutzbare Kapazität</u>). Es gilt:</p> $\text{Entladetiefe} = \frac{\text{nutzbare Kapazität}}{\text{nominale Kapazität}}$ <p>Eine Verringerung der Entladetiefe geht üblicherweise mit einer Erhöhung der Lebensdauer einher.</p>
Horizontal	Siehe <u>Montage, horizontal und vertikal</u>
Kapazität, nominal	Kapazität eines Batteriespeichers bei definierten Herstellerangaben, entspricht näherungsweise der maximalen Kapazität (s. a. <u>Entladetiefe</u>)
Kapazität, nutzbar	Kapazität eines Batteriespeichers, die im Betrieb tatsächlich genutzt werden kann (s. a. <u>Entladetiefe</u>).

Lebensdauer	Zeitspanne, in der die Anlage funktionsfähig ist und unter (betriebs)wirtschaftlichen Kriterien genutzt werden kann. Bei PV und ST üblicherweise die Zeit, bis zu der die Anlage 80 % der Leistung nach Herstellerangaben erbringt (s. a. <u>Nutzungsdauer</u>).
Montage, horizontal und vertikal	<p>Horizontale Montage</p> <p>Schrägdach: Die längere Seite der Module bzw. Kollektoren ist parallel zur Traufe.</p> <p>Flachdach: Die längere Seite der Module bzw. Kollektoren ist parallel zum Dach.</p>  <p>Vertikale Montage</p> <p>Schrägdach: Die kürzere Seite der Module bzw. Kollektoren ist parallel zur Traufe.</p> <p>Flachdach: Die kürzere Seite der Module bzw. Kollektoren ist parallel zum Dach.</p> 
Neigungswinkel	Ist der Aufstellwinkel der Kollektor- oder Modulflächen gegenüber der Horizontalen (0 ° - liegend bis 90 ° vertikal als Fassadenanlage). Fachwissenschaftlich exakter Begriff wäre Inklination.
Nominal	Siehe <u>Kapazität, nominal und nutzbar</u>
Nutzbar	Siehe <u>Kapazität, nominal und nutzbar</u>
Nutzungsdauer	Die Nutzungsdauer ist die normative Nutzungsdauer nach z. B. VDI 2067 bzw. AfA-Tabellen. Dies ist auch für steuerliche Aspekte (Abschreibung der Anlage) relevant (s. a. <u>Lebensdauer</u>).
Peakleistung der PV-Anlage	Summe der Leistung aller PV-Module einer Anlage bei <u>STC</u> .

<p>Reihenabstand Flachdach in Abhängigkeit vom Neigungswinkel</p>	<p>Sowohl Photovoltaikmodule als auch Solarthermiekollektoren müssen bei mehrreihigen Flachdachinstallationen so installiert werden, dass die Zeiten mit partieller Verschattung geringgehalten werden. Dies gilt als gut erfüllt, wenn der Fußpunkt der von einer davorliegenden Reihe beeinflussten Reihe am Tag der Wintersonnenwende mittags nicht verschattet wird. Für Dresden gilt dies für die unten zeichnerisch dargestellten 15,6 ° als gut erfüllt. Es wird deutlich, dass der Abstand zwischen den Reihen mit steigendem <u>Neigungswinkel</u> zunimmt. Von dieser Grundregel wird aus Gründen der Flächenknappheit derzeit bei großen Freiflächenanlagen teilweise abgewichen.</p> 
<p>Selbstreinigung</p>	<p>Eigenschaft von Solargläsern und Solarmodulen, bei Einhaltung eines Mindest<u>neigungswinkels</u> durch Regen und Schnee weitestgehend gereinigt zu werden. Eine manuelle oder maschinelle Reinigung ist nur in wenigen, ereignisorientierten Fällen nötig (z. B. fest anhaftende Schichten nach Baumblüte).</p>
<p>Stagnation</p>	<p>Stagnation tritt ein, wenn kein Wärmebedarf vorliegt bzw. der Wärmespeicher vollständig geladen oder eine Komponente defekt ist. In diesem Fall bringt die Regelung den Solarthermie-Kreislauf zum Erliegen. Stagnation bereitet im Normalfall bei sachgerechter Planung und Installation keine Probleme. In der Anlage treten sehr hohe Temperaturen von bis zu 300 °C auf, die von moderner Solarthermie-Technik gut beherrscht werden.</p>

<p>STC (Standard Test Conditions)</p>	<p>Standard-Test-Bedingungen, unter denen die <u>Peakleistung</u> von PV-Modulen bestimmt wird: 25 °C Modultemperatur, 1000 W/m² Globalstrahlung, Air-Mass-Faktor AM 1,5 als Maß für Länge des Weges der Solarstrahlung durch die Erdatmosphäre.</p>
<p>String</p>	<p>Reihenschaltung von Photovoltaikmodulen gleichen Typs und mit ähnlichen sonstigen Bedingungen (z. B. partielle Verschattung). Die maximale Anzahl der in Reihe geschalteten Module wird dabei von der Wechselrichterauslegung bestimmt.</p>
<p>Stringanordnung</p>	<p>Bei Photovoltaikanlagen mit mehreren <u>Strings</u> gewählte örtliche Zuordnung der Strings, um den Ertrag zu maximieren (z. B. ein String mit morgendlicher Verschattung und ein zweiter ohne Verschattung)</p>
<p>Vertikal</p>	<p>Siehe <u>Montage, horizontal und vertikal</u></p>

10 Abkürzungen

B	Breite
DI	dachintegriert
DP	dachparallel
EFH	Ein-/Zweifamilienhaus
FA	Fassade
FD	Flachdach
H	Höhe
L	Länge
MD	Mansarddach
MFH	Mehrfamilienhaus
PV	Photovoltaik
SD	Satteldach (Schrägdach)
ST	Solarthermie
WD	Walmdach
WP	Wärmepumpe (hier i.A. Luft-Wasser-Wärmepumpe)

11 Einheiten

°	Grad	Winkel
°C	Grad Celsius	Temperatur
a	Jahr	Zeitraum
d	Tag	Zeitraum
h	Stunde	Zeitraum
kg	Kilogramm	Masse
l	Liter	Volumen
m	Meter	Länge
m ²	Quadratmeter	Fläche
W bzw. kW	(Kilo-)Watt	Leistung
Wp bzw. kWp	(Kilo-)Watt peak	Peak-Leistung
Wh bzw. kWh	(Kilo-)Wattstunde	Energie

12 Anlagen: Simulationsergebnisse POLYSUN®

12.1 Simulationsergebnisse Photovoltaik

12.1.1 Einfamilienhaus

Variante PV.EFH.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Reihenabstand	Anzahl Module	Modulfläche	Peakleistung	Ertrag	modulflächen-spez. Ertrag	Strombedarf	Eigenverbrauch	Deckungsgrad Strom	Eigenverbrauchsanteil	Anteil Netzeinspeisung	CO ₂ -Vermeidung	flächenspez. CO ₂ -Vermeidung
x				°	m		m ²	kW	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	kWh/a	%	%	%	t/a	kg/(m ² a)
1	S	SD	DP	30		27	44	6,9	6.831	154	2.446	812	33%	12%	88%	2,4	55
	O	SD	DP	30		27	44	6,9	5.488	124	2.446	719	29%	13%	87%	2,0	44
	W	SD	DP	30		27	44	6,9	5.511	124	2.446	764	31%	14%	86%	2,0	44
2	S	SD	DI	30		27	44	6,9	6.662	150	2.446	810	33%	12%	88%	2,4	54
	O	SD	DI	30		27	44	6,9	5.371	121	2.446	716	29%	13%	87%	1,9	43
3	S	FD	Aufst.	30	1,8	12	20	3,1	2.876	146	2.446	548	22%	19%	81%	1,0	52
	O	FD	Aufst.	30	1,8	12	20	3,1	2.282	116	2.446	456	19%	20%	80%	0,8	41
4	S	FD	Aufst.	15	0,93	16	26	4,1	3.690	141	2.446	635	26%	17%	83%	1,3	50
	O	FD	Aufst.	15	0,93	16	26	4,1	3.235	123	2.446	581	24%	18%	82%	1,2	44
5	S	FD	Aufst.	15	0,93	25	41	6,4	5.770	141	2.446	765	31%	13%	87%	2,1	50
6	S	FD	DP	0	0,18	24	39	6,1	5.033	128	2.446	741	30%	15%	85%	1,8	46
7	S	WD	DP	25		6	10	1,5	1.497	152	2.446	368	15%	25%	75%	0,5	54

Abbildung 12.1: Übersicht Simulationsergebnisse PV, EFH.

12.1.2 Mehrfamilienhaus

Variante PV:MFH.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Reihenabstand	Anzahl Module	Modulfläche	Peakleistung	Ertrag	modulflächen- spez. Ertrag	Strombedarf	Eigenverbrauch	Deckungsgrad Strom	Eigenver- brauchsanteil	Anteil Netz- einspeisung	CO ₂ -Vermeidung	flächen- spez. CO ₂ - Vermeidung
x				°	m		m ²	kW	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	kWh/a				t/a	kg/(m ² a)
1	S	SD	DP	30		80	131	20,4	21.242	162	19.565	4.284	22%	20%	80%	7,6	58
	O	SD	DP	30		80	131	20,4	17.105	130	19.565	3.583	18%	21%	79%	6,1	46
2	S	FD	Aufst.	15	0,93	60	98	15,3	14.526	148	19.565	3.372	17%	23%	77%	5,2	53
	O	FD	Aufst.	15	0,93	60	98	15,3	12.749	130	19.565	3.016	15%	24%	76%	4,5	46
3	S	MD	DP	25		64	105	16,3	17.257	164	19.565	3.795	19%	22%	78%	6,1	59
	O	MD	DP	25		64	105	16,3	14.278	136	19.565	3.244	17%	23%	77%	5,1	48
4	S	FA		90		60	98	15,3	11.684	119	19.565	2.753	14%	24%	76%	4,2	42
	O	FA		90		60	98	15,3	8.742	89	19.565	2.163	11%	25%	75%	3,1	32

Abbildung 12.2: Übersicht Simulationsergebnisse PV, MFH.

12.1.3 Verwaltungsgebäude

Variante PV.VER.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Reihenabstand	Anzahl Module	Modulfläche	Peakleistung	Ertrag	modulflächen-spez. Ertrag	Strombedarf	Eigenverbrauch	Deckungsgrad Strom	Eigenverbrauchsanteil	Anteil Netzeinspeisung	CO2-Vermeidung	flächen-spez. CO2-Vermeidung
x				°	m		m ²	kW	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	kWh/a	%	%	%	t/a	kg/(m ² a)
1	S	FD	Aufst.	15	0,93	112	157	20,2	18.814	120	138.600	11.527	8%	61%	39%	6,7	43
	O	FD	Aufst.	15	0,93	112	157	20,2	16.529	105	138.600	9.885	7%	60%	40%	5,9	38
2	S	FA		90		96	134	17,3	11.073	82	358.000	7.310	2%	66%	34%	3,9	29
	O	FA		90		96	134	17,3	8.321	62	358.000	3.748	1%	45%	55%	3,0	22

Abbildung 12.3: Übersicht Simulationsergebnisse PV, Verwaltungsgebäude.

12.2 Simulationsergebnisse Solarthermie

12.2.1 Einfamilienhaus

Variante ST.EFH.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Flächenbelegung	Reihenabstand	Anzahl Kollektoren	Bruttokollektorfläche (BKF)	Aperturfläche	Ertrag	flächenspez. Ertrag (bezogen auf BKF)	Wärmebedarf	Deckungsgrad Wärme	CO ₂ -Vermeidung	flächenspez. CO ₂ -Vermeidung (bezogen auf BKF)	Speichergröße
x				°		m		m ²	m ²	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	%	t/a	kg/(m ² a)	l
1	S	SD	DP	30	maximal		16	32	29	6.925	216	32.796	21%	1,8	56	1.440
	O	SD	DP	30	maximal		16	32	29	4.959	155	32.667	15%	1,3	40	1.440
	W	SD	DP	30	maximal		16	32	29	5.266	165	32.701	16%	1,4	42	1.440
2	S	SD	DP	30	EEWärmeG		5	10	9	3.234	323	30.447	11%	0,8	83	500
	O	SD	DP	30	EEWärmeG		5	10	9	2.316	232	30.311	8%	0,6	60	500
3	S	FD	Aufst.	30	maximal	1,8	9	18	16	4.483	249	31.820	14%	1,2	64	810
	O	FD	Aufst.	30	maximal	1,8	9	18	16	3.275	182	31.688	10%	0,8	47	810
4	S	FD	Aufst.	15	maximal	0,93	12	24	22	4.932	206	32.259	15%	1,3	53	1.080
	O	FD	Aufst.	15	maximal	0,93	12	24	22	4.058	169	32.165	13%	1,0	44	1.080
5	S	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93	6	12	11	3.119	260	30.930	10%	0,8	67	550
	O	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93	6	12	11	2.558	213	30.859	8%	0,7	55	550
6	S	FD	Aufst.	0	maximal		15	40	26	6.378	159	32.777	19%	1,6	41	1.300

Abbildung 12.4: Übersicht Simulationsergebnisse Solarthermie, EFH, Bestandsgebäude.

Variante ST.EFH.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Flächenbelegung	Reihenabstand	Anzahl Kollektoren	Bruttokollektorfläche (BKF)	Aperturfläche	Ertrag	flächenspez. Ertrag (bezogen auf BKF)	Wärmebedarf	Deckungsgrad Wärme	CO ₂ -Vermeidung	flächenspez. CO ₂ -Vermeidung (bezogen auf BKF)	Speichergröße
x				°		m		m ²	m ²	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	%	t/a	kg/(m ² a)	l
1	S	SD	DP	30	maximal		16	32	29	6.034	189	12.492	48%	1,6	49	1.440
	O	SD	DP	30	maximal		16	32	29	4.327	135	12.296	35%	1,1	35	1.440
	W	SD	DP	30	maximal		16	32	29	4.627	145	12.337	38%	1,2	37	1.440
2	S	SD	DP	30	EEWärmeG		5	10	9	3.102	310	11.895	26%	0,8	80	500
	O	SD	DP	30	EEWärmeG		5	10	9	2.242	224	11.784	19%	0,6	58	500
3	S	FD	Aufst.	30	maximal	1,8	9	18	16	4.174	232	12.119	34%	1,1	60	810
	O	FD	Aufst.	30	maximal	1,8	9	18	16	3.132	174	11.980	26%	0,8	45	810
4	S	FD	Aufst.	15	maximal	0,93	12	24	22	4.457	186	12.252	36%	1,1	48	1.080
	O	FD	Aufst.	15	maximal	0,93	12	24	22	3.733	156	12.145	31%	1,0	40	1.080
5	S	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93	6	12	11	3.036	253	11.909	25%	0,8	65	550
	O	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93	6	12	11	2.503	209	11.839	21%	0,6	54	550
6	S	FD	Aufst.	0	maximal		15	40	26	5.457	136	12.601	43%	1,4	35	1.300

Abbildung 12.5: Übersicht Simulationsergebnisse Solarthermie, EFH, Neubau.

12.2.2 Mehrfamilienhaus

Variante ST.MFH.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Flächenbelegung	Reihenabstand	Anzahl Kollektoren	Bruttokollektorfläche (BKF)	Aperturfläche	Ertrag	flächenspez. Ertrag (bezogen auf BKF)	Wärmebedarf	Deckungsgrad Wärme	CO ₂ -Vermeidung	flächenspez. CO ₂ -Vermeidung (bezogen auf BKF)	Speichergröße
x				°		m		m ²	m ²	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a		t/a	kg/(m ² a)	l
1	S	SD	DP	30	maximal		65	130	117	33.405	257	180.293	18,5%	8,6	66	5.850
	O	SD	DP	30	maximal		65	130	117	24.312	187	179.609	13,5%	6,3	48	5.850
2	S	SD	DP	30	EEWärmeG		20	40	36	14.900	373	167.988	8,9%	3,8	96	1.800
	O	SD	DP	30	EEWärmeG		20	40	36	10.854	271	167.692	6,5%	2,8	70	1.800
3	S	FD	Aufst.	15	maximal	0,93 m	48	96	86,4	23.774	248	178.608	13,3%	6,1	64	4.320
	O	FD	Aufst.	15	maximal	0,93 m	48	96	86,4	19.733	206	178.347	11,1%	5,1	53	4.320
4	S	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93 m	20	40	36	13.018	325	167.804	7,8%	3,4	84	1.800
	O	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93 m	20	40	36	10.777	269	167.577	6,4%	2,8	69	1.800
5	S	MD	DP	25	maximal		54	108	97,2	28.694	266	179.402	16,0%	7,4	68	4.860
	O	MD	DP	25	maximal		54	108	97,2	21.584	200	178.945	12,1%	5,6	51	4.860
6	S	MD	DP	25	EEWärmeG		20	40	36	14.476	362	167.814	8,6%	3,7	93	1.800
	O	MD	DP	25	EEWärmeG		20	40	36	10.911	273	167.810	6,5%	2,8	70	1.800
7	S	FA	0	90	maximal		48	96	86,4	22.605	235	178.256	12,7%	5,8	61	4.320
	O	FA	0	90	maximal		48	96	86,4	14.013	146	177.793	7,9%	3,6	38	4.320
8	S	FA	0	90	EEWärmeG		20	40	36	11.390	285	167.977	6,8%	2,9	73	1.800
	O	FA	0	90	EEWärmeG		20	40	36	7.270	182	167.381	4,3%	1,9	47	1.800

Abbildung 12.6: Übersicht Simulationsergebnisse Solarthermie, MFH, Bestandsgebäude.

Variante ST.MFH.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Flächenbelegung	Reihenabstand	Anzahl Kollektoren	Bruttokollektorfläche (BKF)	Aperturfläche	Ertrag	flächenspez. Ertrag (bezogen auf BKF)	Wärmebedarf	Deckungsgrad Wärme	CO ₂ -Vermeidung	flächenspez. CO ₂ -Vermeidung (bezogen auf BKF)	Speichergöße
x				°		m		m ²	m ²	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	%	t/a	kg/(m ² a)	l
1	S	SD	DP	30	maximal		65	130	117	28.885	222	67.688	43%	7,4	57	5.850
	O	SD	DP	30	maximal		65	130	117	21.430	165	66.844	32%	5,5	42	5.850
2	S	SD	DP	30	EEWärmeG		20	40	36	14.091	352	66.343	21%	3,6	91	1.800
	O	SD	DP	30	EEWärmeG		20	40	36	10.374	259	66.172	16%	2,7	67	1.800
3	S	FD	Aufst.	15	maximal	0,93	48	96	86	21.378	223	67.471	32%	5,5	57	4.320
	O	FD	Aufst.	15	maximal	0,93	48	96	86	18.132	189	67.196	27%	4,7	49	4.320
4	S	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93	20	40	36	12.360	309	66.278	19%	3,2	80	1.800
	O	FD	Aufst.	15	EEWärmeG	0,93	20	40	36	10.331	258	66.177	16%	2,7	66	1.800
7	S	FA	0	90	maximal		48	96	86	20.974	218	67.207	31%	5,4	56	4.320
	O	FA	0	90	maximal		48	96	86	13.300	139	66.608	20%	3,4	36	4.320
8	S	FA	0	90	EEWärmeG		20	40	36	10.846	271	66.233	16%	2,8	70	1.800
	O	FA	0	90	EEWärmeG		20	40	36	7.058	176	66.031	11%	1,8	45	1.800

Abbildung 12.7: Übersicht Simulationsergebnisse Solarthermie, MFH, Neubau.

12.2.3 Verwaltungsgebäude

Variante ST.VER.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Reihenabstand	Anzahl Kollektoren	Bruttokollektorfläche (BKF)	Aperturfläche	Ertrag	flächenspez. Ertrag (bezogen auf BKF)	Wärmebedarf	Deckungsgrad Wärme	CO2-Vermeidung	flächenspez. CO2-Vermeidung (bezogen auf BKF)	Speichergöße
x				°	m		m ²	m ²	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	%	t/a	kg/(m ² a)	l
1	S	FD	Aufst.	15	0,93	72	144	130	33.742	234	357.855	9%	8,7	60	6.500
	O	FD	Aufst.	15	0,93	72	144	130	27.211	189	358.703	8%	7,0	49	6.500
2	S	FA	0	90		72	144	130	30.796	214	357.046	9%	7,9	55	6.500
	O	FA	0	90		72	144	130	16.266	113	358.842	5%	4,2	29	6.500

Abbildung 12.8: Übersicht Simulationsergebnisse Solarthermie, Verwaltungsgebäude, Bestandsgebäude.

Variante ST.VER.x	Ausrichtung	Dachart / Fassade	Installationsart	Neigungswinkel	Reihenabstand	Anzahl Kollektoren	Bruttokollektorfläche (BKF)	Aperturfläche	Ertrag	flächenspez. Ertrag (bezogen auf BKF)	Wärmebedarf	Deckungsgrad Wärme	CO2-Vermeidung	flächenspez. CO2-Vermeidung (bezogen auf BKF)	Speichergöße
x				°	m		m ²	m ²	kWh/a	kWh/(m ² a)	kWh/a	%	t/a	kg/(m ² a)	l
1	S	FD	Aufst.	15	0,93	72	144	130	21.217	147	83.083	26%	5,5	38	6.500
	O	FD	Aufst.	15	0,93	72	144	130	16.870	117	82.887	20%	4,3	30	6.500
2	S	FA	0	90		72	144	130	21.903	152	82.500	27%	5,6	39	6.500
	O	FA	0	90		72	144	130	11.236	78	82.203	14%	2,9	20	6.500

Abbildung 12.9: Übersicht Simulationsergebnisse Solarthermie, Verwaltungsgebäude, Neubau.

Kontakt

E-Mail	geww@tu-dresden.de
Webseite	https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/geww
Post	Technische Universität Dresden Institut für Energietechnik Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung 01062 Dresden
Besucheradresse	Merkel-Bau, Raum 217 Helmholtzstr. 14 01069 Dresden