

Solarpotenzialstudie für Hamburg.

Nicht nur Schietwetter in Hamburg!

Typologisierung von Fallbeispielen und Ableitung
von Handlungsempfehlungen



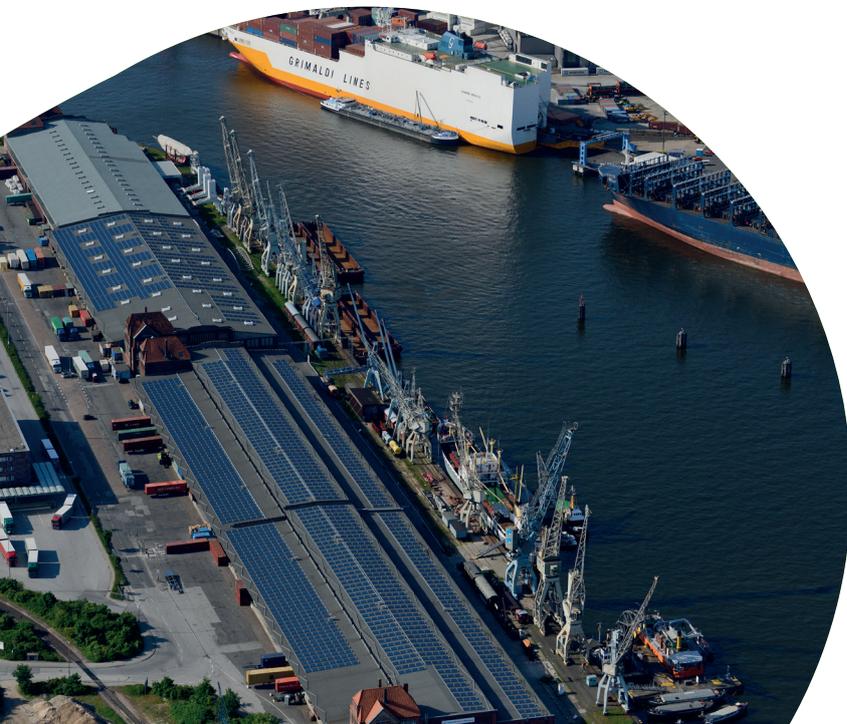
Forum
Solar

- **Dr.-Ing. Christina Rullán Lemke**, TUHH
- **Daniel John**, TUHH
- **Nicholas Tedjosantoso**, HAW
- **Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt**,
Leiter des Instituts für Umwelttechnik und
Energiewirtschaft, TUHH
- **Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers**,
Stellvertretender Leiter des Competence Center für
Erneuerbare Energien und Energieeffizienz CC4E, HAW

- **Constantin Lange**, Erneuerbare Energien Hamburg
Clusteragentur GmbH

Herausgeber

Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH
Hamburg im März 2023



Vorwort

Der Senat der FHH hat Anfang 2023 einen Entwurf zur Änderung des Klimaschutzgesetzes vorgestellt. Bis 2030 sollen die Treibhausgas-Emissionen in Hamburg gegenüber 1990 um 70% reduziert werden und bis 2045 soll die FHH komplett klimaneutral sein. Um diese Ziele erreichen zu können, ist ein Ausbau aller erneuerbarer Energien nötig und dies mit dem größtmöglichen Tempo.

Anders als im ländlichen Raum in Norddeutschland ist in urbanen Räumen der Ausbau von Windenergieanlagen aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit nur in sehr begrenztem Ausmaß möglich. Dafür lässt sich aber der Ausbau von Solar- und insbesondere PV-Anlagen gut realisieren - vor allem auf Gebäuden. Die PV-Pflicht in Hamburg für Eigentümer von Gebäuden, die nach dem 01.01.2023 errichtet wurden, greift bereits seit Anfang dieses Jahres und stellt einen wichtigen ersten Schritt zur Hebung der Solarpotenziale in Hamburg dar. Diese Pflicht soll in Hamburg ab 2024 auch schrittweise bei Dachsanierungen greifen. Darüber hinaus verfügt Hamburg aber auch über große Potenziale bei Industrie- und Gewerbedächern und auch bei Gebäuden in städtischem Besitz. Selbst im Bereich Agri-PV besteht in Hamburg, z.B. im Alten Land und den Vier- und Marschlanden, die Möglichkeit, in nicht unerheblichen Umfang PV-Anlagen zu installieren.

Die vorliegende Studie liefert ausgesprochen aufschlussreiche und positive Erkenntnisse über die Solarpotenziale in Hamburg: Die Potenziale für die Stromerzeugung durch PV-Anlagen in Hamburg sind überraschend hoch! Und dabei fokussiert diese Analyse vor allem auf die Dächer und Flächen, die über die besten Voraussetzungen für PV-Anlagen verfügen, den sogenannten „Low-Hanging-Fruits“. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass langfristig etwa zwei Drittel des Hamburger Strombedarfs bilanziell durch Solaranlagen abgedeckt werden könnten. Dies zeigt das in Hamburg vorhandene Potenzial sehr eindrucksvoll. Wichtiger vielleicht noch, ist dass die Studie anhand von verschiedenen Anwendungsfällen zeigt, dass eine marktübliche Rendite möglich ist – insbesondere, wenn in der Immobilie ein hoher Stromeigenverbrauch möglich ist.

Die Studie ist aus dem Forum „Solar“ des Clusters Erneuerbare Energien Hamburg (EEHH) entstanden. Im Sommer 2022 wurde ein Verbund aus HAW und TUHH mit der Erstellung der Studie beauftragt. Bereits im Vorfeld der Studie wurde vom Cluster-EEHH Wert daraufgelegt, wichtige städtische Akteure und Stakeholder wie die BUKEA und die Hamburger Energiewerke bzw. Hamburg Energie Solar in die Vorbereitung der Studie zu involvieren.

Wir möchten uns bei allen Autor:innen und Mitverfassern, sowie allen, die in der Korrekturphase wichtige Hinweise gegeben haben, ganz herzlich bedanken! Wir wünschen Ihnen wertvolle Erkenntnisse bei der Lektüre der Studie, die in unseren Augen einen wichtigen Baustein bei der weiteren Entwicklung und Umsetzung einer Solarstrategie für die Stadt Hamburg darstellen kann.



Jan Rispens



Constantin Lange

Executive Summary

Die vom Erneuerbare Energien Hamburg Cluster (EEHH) in Auftrag gegebene Studie sollte vor dem Hintergrund eines angestrebten Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energien in Hamburg eine Analyse der Solarpotenziale innerhalb des Hamburger Stadtgebiets erarbeiten. Die Ziele der Studie sind unterteilt in die systematische Ermittlung des Solarpotenzials für Hamburg sowie einer datenbasiert abgeleiteten Typologisierung der Hamburger Dachflächen zur Erstellung von Handlungsempfehlungen für repräsentativ ermittelte Fallbeispiele.

Solarpotenzial. Die Ermittlung des Solarpotenzials wurde dabei auf drei Ebenen untersucht – theoretisch, technisch und realisierbar – und dies jeweils für das Flächen-, Leistungs- und Ertragspotenzial von Photovoltaik (PV)-Anlagen durchgeführt. Zur Quantifizierung dieser Aspekte des Solarpotenzials wurden einerseits die nutzbaren Flächen in Hamburg und andererseits spezifische energetische Erträge von PV-Anlagen simulationsgestützt ermittelt. Die Ermittlung nutzbarer Flächen für die Installation von PV-Anlagen wurde hierbei anhand öffentlich zugänglicher georeferenzierter Datenbanken durchgeführt. Zunächst wurden für das gesamte Stadtgebiet Hamburgs die vier Bodennutzungskategorien Siedlung, Vegetation, Verkehr und Gewässer auf deren Kompatibilität der Installation von PV-Anlagen untersucht. Der anschließende primäre Fokus auf der Ermittlung nutzbarer Flächen lag auf den Dachflächen sowie den landwirtschaftlich genutzten Flächen (Agri-PV). Zu den wichtigsten Ergebnissen der Studie zählen folgende Aussagen:

- Hamburg verfügt über ein realisierbares Leistungspotenzial von 9,4 GWp, welches einem realisierbaren Ertragspotenzial von knapp 7 TWh/a und somit bilanziell ca. 2/3 der Hamburger Stromnachfrage (11 TWh im Jahr 2021) entspricht.
- Hamburgs größtes realisierbares Potenzial liegt im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik, insbesondere Dach-PV.
- Hamburg besitzt jedoch auch nennenswerte realisierbare Potenziale im Bereich der Agri-PV, dem zweitgrößten Solarpotenzial.
- Das drittgrößte realisierbare Potenzial liegt im Bereich der urbanen Photovoltaik, insbesondere bei Parkplatz-Überdachungen.
- Das größte Einzelpotenzial stellen die Dächer auf Einfamilienhäusern dar. Zu dieser Gruppe zählen neben freistehenden Einfamilienhäusern auch Doppel-, Reihen- und Gruppenhäuser.
- Das zweitgrößte Einzelpotenzial kann auf den Dächern von Mehrfamilienhäusern – sowohl freistehend als auch in Blockrandbebauung – verortet werden.
- Die großen Gewerbe- und Industriehallen bilden das drittgrößte Einzelpotenzial in Hamburg, wobei die großen Speditions- und Logistikhallen besonders hervorstechen.

Handlungsempfehlungen. Aufgrund der Dominanz der Dachflächen am realisierbaren Flächenpotenzial wurden diese detaillierter betrachtet, um Handlungsempfehlungen je typologisiertem Gebäudetyp erstellen zu können. Für die Typologisierung wurden die in der Solarpotenzialermittlung verwendeten georeferenzierten Datenbanken verwendet, um datenbasiert repräsentative Fallbeispiele in Hamburg zu ermitteln. Die größten Flächenpotenziale der Dachflächen stellen hierbei zunächst die Einfamilienhäuser (freistehend sowie Reihenhäuser und weitere) dar, gefolgt von Mehrfamilienhäusern und Gewerbe- und Industriehallen (insbes. Speditionsgebäuden, Produktionsgebäuden und weitere). Es wurden 12 Gebäudetypen als Fallbeispiele abgeleitet, welche zusammen über 90 % der Hamburger Dachflächen darstellen. Für jeden Gebäudetyp wurde ein repräsentatives Fallbeispiel datenbasiert generiert mitsamt typischer Gebäudegeometrie, Dachflächenorientierung sowie unterstellten elektrischen Nachfragelastprofilen. Für diese Fallbeispiele wurde eine spezifische energetische und wirtschaftliche Bewertung durchgeführt. Hierbei wurden Szenarien mit einer Variation der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie einer zusätzlichen elektrischen Nachfrage durch E-Mobilität betrachtet und bewertet. Für alle untersuchten Fallbeispiele konnte unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine PV-Anlage nachgewiesen werden. Bei der zusätzlichen Betrachtung einer erhöhten elektrischen Nachfrage durch die E-Mobilität steigt grundsätzlich die Wirtschaftlichkeit der Fallbeispiele. Speziell die Fallbeispiele der Bürogebäude, der Gebäude des Einzelhandels, der Produktionsgebäude und der Speditionsgebäude weisen eine durchschnittliche jährliche Rendite von über 9 % auf.

Zusätzlich wurden die Ergebnisse sowohl der Ermittlung des Solarpotenzials als auch der erarbeiteten Handlungsempfehlungen an den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. Erneuerbare-Energien-Gesetz (2023), Hamburger Solardachpflicht) gespiegelt und reflektiert. Hierbei konnte eine grundsätzlich als positiv zu bewertende Passung der regulatorischen Rahmenbedingungen zu den größten Hamburger Solarpotenzialen der Dach-PV und der Agri-PV nachgewiesen werden.

Inhalt

1	Einleitung	4
1.1	Auftraggeber und Forschungsgegenstand	4
1.2	Ziele	5
1.3	Methode.....	5
1.4	Aufbau der Studie	6
2	Grundlagen.....	7
2.1	Strahlungsphysikalische Grundlagen.....	7
2.2	Erzeugungstechnologien.....	7
2.3	Anwendungsvarianten von PV	9
2.4	Rahmenbedingungen für PV	10
2.4.1	Bauliche Rahmenbedingungen.....	10
2.4.2	Technische Rahmenbedingungen	12
2.4.3	Regulatorische Rahmenbedingungen	15
2.5	Relevante gesetzliche Bestimmungen.....	17
2.5.1	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023)	17
2.5.2	Hamburger Klimaplan	21
2.5.3	Hamburgisches Klimaschutzgesetz (HmbKliSchG).....	21
2.5.4	Hamburgische PV-Pflicht.....	22
2.5.5	Hamburgische EE-Pflicht.....	23
2.5.6	Gebäudeenergiegesetz (GEG 2023).....	23
3	Methodisches Vorgehen	25
3.1	Herangehensweise und Forschungsdesign.....	25
3.1.1	Bedeutung der Fläche bei der solaren Energiegewinnung.....	25
3.1.2	Flächenpotenzialanalyse.....	26
3.1.3	Fallstudie archetypischer Beispielgebäude	27
3.2	Potenzialbetrachtung.....	27
3.2.1	Theoretisches Potenzial	28
3.2.2	Technisches Potenzial	29
3.2.3	Realisierbares Potenzial	29
3.3	Modellierung der solaren Erzeugungstechnologien	30

3.4	Wirtschaftlichkeit solarer Erzeugungstechnologien	31
3.4.1	Kostenrechnung.....	32
3.4.2	Wirtschaftlichkeitsrechnung	33
3.4.3	Lastprofil	35
3.4.4	Kostenannahmen	36
3.4.5	Szenarien.....	37
3.5	Datenbasis.....	38
3.5.1	Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS).....	38
3.5.2	City Geometry Markup Language (CityGML).....	38
3.5.3	Wetterdaten	40
4	Gesamtflächenpotenzialermittlung.....	41
4.1	PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung <i>Siedlung</i>	47
4.2	PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung <i>Vegetation</i>	58
4.2.1	APV (Landwirtschaftliche Agri-PV)	59
4.2.2	FFPV (Moor-PV).....	68
4.3	PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung <i>Verkehr</i>	71
4.4	PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung <i>Gewässer</i>	76
4.5	Ergebniszusammenfassung	76
5	Fallstudie der archetypischen Beispielgebäude	78
5.1	Typologisierung	78
5.1.1	Vorarbeiten zur Typologisierung.....	79
5.1.2	Identifizierung größenrelevanter Dachtypen.....	82
5.1.3	Entwicklung der Beispielgebäude für die Fallstudie.....	85
5.1.4	Untersuchungskriterien für die Fallstudie.....	88
5.2	Kennzahlen der Fallstudie.....	88
5.2.1	Beispielhaftes Vorgehen am Gebäudetyp Mehrfamilienhaus	89
5.2.2	Eingabewerte der Fallbeispiele.....	90
6	Ergebnisdiskussion	92
6.1	Diskussion des Solarpotenzials.....	92
6.2	Einordnung der Fallbeispiele nach ihrem wirtschaftlichen Potenzial	94
7	Bewertung der ermittelten Potenziale	98
7.1	Mögliche Hindernisse	98

7.2	Qualitative Potenzialbewertung	100
7.3	Spiegelung an den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen	103
8	Schlussbetrachtung	108
	Literaturangaben	112
9	ANHANG A: Qualitative Potenzialanalysen	117
9.1	BIPV (Fassaden-PV)	117
9.2	FFPV (Unland).....	118
9.3	RIPV (Straßenverkehr: Autobahn-PV)	120
9.4	RIPV (Bahnverkehr: Schienen-PV)	122
9.5	RIPV (Flughafen-PV)	124
9.6	UPV (Bodenbelags-PV).....	125
9.7	Floating-PV (Süßwasser-FPV)	125
9.8	Floating-PV (Meerwasser-FPV)	129
10	ANHANG B: Ergänzende Karten und Tabellen zur Studie	130
11	ANHANG C: Fallstudien	160

1 Einleitung

Die Frage, wie eine große Industrienation wie Deutschland die Deckung der eigenen Energienachfrage möglichst zeitnah durch die Nutzung regenerativer Energien bereitstellen kann, beschäftigt Politik und Wissenschaft bereits seit einigen Jahren aufgrund des beobachteten Klimawandels und der damit verbundenen Zielsetzung, den anthropogenen CO₂-Ausstoss innerhalb weniger Jahre signifikant zu reduzieren. Neben diesem übergeordneten ökologischen Aspekt existieren auch sozioökonomische Kriterien wie beispielsweise eine Demokratisierung der Energieversorgung sowie die Vermeidung der Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieimporten, welche die zeitliche Dringlichkeit und gesellschaftliche Relevanz weiter unterstreichen. Die Diversifizierung des Energiesektors mit Schwerpunkt auf eine lokale und regenerative Energiebereitstellung bietet eine ideale Lösung, sich sukzessive aus bestehenden Abhängigkeiten zu befreien und zugleich der angestrebten Defossilisierung näherzukommen.

Hierfür ist jedoch zunächst in einem ersten Schritt zu evaluieren, ob lokal ein ausreichendes Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien vorhanden ist. In einem urbanen Umfeld wie der Freien und Hansestadt Hamburg stehen dabei vor allem solare Erzeugungstechnologien wie die Photovoltaik (PV) zur Energiebereitstellung im Mittelpunkt. Zur Bewertung des entsprechenden Potenzials gilt es, sowohl die Seite des Angebots – beispielsweise an Solarstrahlung – als auch die Seite der technischen Nutzbarmachung dieser Umweltenergie, also z. B. die Größe der zur Verfügung stehenden Empfangsflächen für die Installation von Solarzellen, zu evaluieren. Dies vertieft zu analysieren und zu bewerten ist der Inhalt der folgenden Ausführungen.

1.1 Auftraggeber und Forschungsgegenstand

Die vorliegende Studie wurde vom *Erneuerbare Energien Hamburg Cluster (EEHH)* in Auftrag gegeben, um das Solarpotenzial Hamburgs zu ermitteln. Im Fokus der Studie steht dabei vornehmlich das solare Potenzial zur Stromversorgung, während die wesentlich komplexere Betrachtung der Bereitstellung von Wärmeenergie nur am Rande – beispielsweise durch PVT¹- oder Solarthermie-Module – angerissen wird. Der Untersuchungshorizont der photovoltaischen Stromerzeugung ergibt bei dieser Studie die Grundlage einer breit angelegten wissenschaftlichen Arbeit, welche das gesamte Hoheitsgebiet der Freien und Hansestadt Hamburg ins Auge fasst und neben den klassischen potenziellen Solarempfangsflächen auf Gebäudedächern auch die Potenziale anderer PV-Anwendungen wie beispielsweise Agri-PV oder Parkplatz-PV ermittelt.

¹ Photovoltaik-thermische Anlagen (s. Kapitel 2.2).

1.2 Ziele

Die konkreten Ziele leiten sich aus der zentralen Frage ab, welches Angebot Hamburg als zweitkleinstes Bundesland an potenziell geeigneten Solarempfangsflächen aufweist, die ohne Einschränkung der bereits vorhandenen Primärnutzung – z. B. Wohnen, Industrie, Verkehr oder Landwirtschaft – für eine solare Stromerzeugung genutzt werden können. Neben der Feststellung dieses theoretischen Flächenpotenzials zur Solarenergiegewinnung liegt ein weiteres vorrangiges Ziel der Untersuchung in der konkreten Identifizierung besonders geeigneter Flächen – also der sog. *Low Hanging Fruits*². Es stellt sich somit die Frage, wo in Hamburg die größten solaren Potenziale schlummern, die überdurchschnittlich leicht zu heben und daher für eine vorrangige Erschließung besonders lohnend erscheinen. Die im Rahmen dieser Untersuchung zu erarbeitenden Antworten sollen den entsprechenden Entscheidungsträgern helfen, prioritäre Ziele und die dazugehörigen Ansprechpartner zu identifizieren, Gesetze oder Förderprogramme passgenau formulieren zu können bzw. entsprechende Konzepte zu entwickeln. Durch derartige Impulse könnte vorrangig die Umsetzung der effizientesten solaren Projekte in Hamburg beschleunigt werden.

1.3 Methode

Für die quantitative und qualitative Untersuchung solarer Flächenpotenziale kommen in der Studie zwei unterschiedliche Methoden zum Einsatz.

Für die quantitative Ermittlung des theoretischen Flächenpotenzials der unterschiedlichen Anwendungen wie beispielsweise Dach-PV, Agri-PV oder Parkplatz-PV erfolgt eine kategorisierte *Flächenanalyse* der gesamten Landesfläche des Stadtstaates Hamburg auf Basis statistischer Erhebungen zur tatsächlichen Bodennutzung in Kombination mit georeferenzierten Datenbanken. Aus den so ermittelten theoretischen Flächenpotenzialen können die technischen sowie realisierbaren Flächenpotenziale der jeweiligen PV-Anwendung näherungsweise berechnet und verschiedene Ausbauszenarien abgeleitet werden. Im Gegensatz zum Hamburger Solardachatlas, welcher ausschließlich auf Dachflächen fokussiert, werden hier auch alle anderen potenziellen Flächen, für welche eine PV-Implementierung denkbar ist, auf ihre solarstrahlungsgeometrische Eignung und mögliche Konflikte gegenüber der Primärnutzung geprüft [1].

Für die konkrete Identifizierung besonders lohnender Solarempfangsflächen in Hamburg und ihre qualitative Bewertung wird die Methodik der *Fallstudie* auf Basis einer *Typologisierung* angewandt. Der Schwerpunkt liegt hierbei im Bereich der PV auf Gebäudedächern. Hierzu werden die unterschiedlichen Gebäudearten entsprechend ihrer Nutzung, Kubatur und Dachform klassifiziert und hieraus archetypische Beispielgebäude abgeleitet, welche stellvertretend für alle ihnen ähnelnden Fälle sehr genau untersucht werden können. Die

² Als *Low Hanging Fruits* (engl. „tief hängende Früchte“) werden in der Ökonomie Projekte bezeichnet, die wenig Aufwand erfordern und trotzdem einen großen Ertrag erwirtschaften.

aus diesen Fallbeispielen gewonnenen Erkenntnisse ermöglichen eine qualitative Bewertung der zuvor identifizierten quantitativen Gesamtflächenpotenziale im Gebäudebereich. Ein weiterer Vorteil der typologisierten Fallstudie liegt zudem auch in der Identifizierung und Gewichtung derjenigen Faktoren, welche einer Realisierung und Erschließung der Potenziale derzeit im Wege stehen. Dies können neben baulichen Problemen auch wirtschaftliche oder regulatorische Hemmnisse sein, welche ggf. durch politische Maßnahmen zielgenau reduziert werden können, um besonders lohnende Potenziale zeitnah zu aktivieren.

1.4 Aufbau der Studie

Diese Studie gliedert sich in acht Kapitel. Auf diese Einleitung folgen in Kapitel 2 die Grundlagen zum solaren Strahlungsangebot, zu verschiedenen PV-Anwendungen, zu typischen baulichen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie zu der verwendeten Datenbasis. In Kapitel 3 wird das methodische Vorgehen vorgestellt und die Ebenen der Potenzialbetrachtung sowie die Grundlagen der Modellierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung erläutert. In Kapitel 4 wird die Gesamtpotenzialberechnung durchgeführt, während Kapitel 5 die Fallstudie anhand von Beispielgebäuden beinhaltet. In Kapitel 6 folgt eine Ergebnisdiskussion und in Kapitel 7 eine Bewertung der gefundenen Potenziale, bevor die Studie mit einer Schlussbetrachtung in Kapitel 8 schließt.

In den umfangreichen Anhängen befinden sich u. a. die Handreichungen in Form von grafisch aufbereiteten Doppelseiten für jedes untersuchte Fallbeispiel.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden essenzielle Grundlagen skizziert. Dazu folgt nach einer Einführung in die strahlungsphysikalischen Grundlagen eine Übersicht zu den Erzeugungstechnologien Photovoltaik, Photovoltaik-Thermie und Solarthermie, welche die auftreffende Solarstrahlung in elektrische und/oder thermische Energie umwandeln und somit technisch nutzbar machen. Daran anschließend werden in einer Übersicht verschiedene Varianten der PV-Anwendung wie beispielsweise Dach-PV und Agri-PV vorgestellt, gefolgt von baulichen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Abschließend werden die verwendeten Datenbanken und weitere Datenquellen, die hier ausgewertet wurden, vorgestellt und in Beziehung zueinander gesetzt.

2.1 Strahlungsphysikalische Grundlagen

Die von der Sonne durch Kernfusion freigesetzte elektromagnetische Strahlung wird beim Passieren der Erdatmosphäre durch Streuung, Reflexion und Absorption an verschiedenen Atmosphärenbestandteilen geschwächt und teilweise aus ihrer ursprünglichen Einfallrichtung abgelenkt.

Die Strahlung, welche auf eine horizontale Fläche in Höhe der Erdoberfläche trifft, bezeichnet man als *Globalstrahlung*, welche sich aus der *Direktstrahlung* aus Richtung der aktuellen Sonnenposition sowie der *Diffusstrahlung*, welche in unterschiedlicher Intensität aus allen Richtungen der Himmelshalbkugel eintrifft, zusammensetzt. Handelt es sich bei der Empfangsfläche nicht um eine horizontale Ebene, sondern um eine beliebig orientierte – also geneigte und in eine bestimmte Himmelsrichtung ausgerichtete – Fläche, muss eine Umrechnung erfolgen, welche die gegebenen astronomischen, meteorologischen, physikalischen, geographischen und strahlungsgeometrischen Randbedingungen berücksichtigt. Auf eine geneigte Empfangsfläche trifft zusätzlich zur Direkt- und Diffusstrahlung noch ein dritter, reflektierter Anteil, welcher vom Rückstrahlgrad der Umgebung abhängt. Hinzu können auch Strahlungsanteile aus *Mehrfachreflexionen* zwischen Erdoberfläche und Wolkenunterseiten kommen.

Tatsächlich weist die Berechnung der solaren Strahlung auf die geneigte und ausgerichtete Empfangsfläche eine gewisse Komplexität auf und wird hier anhand eines validierten und publizierten quasi-stationären Modells der solaren Erzeugungstechnologien durchgeführt.

2.2 Erzeugungstechnologien

Nachfolgend werden drei solare Erzeugungstechnologien dargestellt. Während Photovoltaik- und Photovoltaik-thermische Anlagen elektrische Energie bereitstellen können, ermöglichen die Photovoltaik-Thermie- und die Solarthermie-Anlagen eine zusätzliche bzw. alleinige Bereitstellung thermischer Energie.

Photovoltaik. Photovoltaik (PV)-Module ermöglichen die direkte Umwandlung solarer Einstrahlung in elektrische Energie. Dies geschieht basierend auf dem photoelektrischen Effekt, bei dem Photonen innerhalb eines PV-Moduls absorbiert und dabei Elektronen freigesetzt werden.

Um PV-Module herzustellen, werden Halbleitermaterialien wie beispielsweise Silizium verwendet. Die Halbleiter werden in dünne Schichten auf einer Trägerplatte aufgebracht und zu PV-Zellen verarbeitet. Diese Zellen sind die eigentlichen Orte der Photonen-Absorption und werden in Photovoltaik-Modulen zusammengefasst.

Innerhalb der PV-Module wird Gleichstrom bereitgestellt, welcher durch einen Wechselrichter in netzkonformen Wechselstrom umgewandelt werden kann.

Die Leistung von PV-Modulen hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie beispielsweise der Qualität und Reinheit des Halbleitermaterials und der Größe der PV-Module. Ein PV-Modul hat aktuell (Stand 2022) ungefähr eine Leistungsdichte von 200 W/m^2 und eine Standardgröße von $1,6 \text{ m}^2$ [2]. Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel Prozent der solaren Einstrahlung in elektrischen Strom umgewandelt wird und liegt bei PV-Modulen basierend auf Silizium in der Regel zwischen 18 und 20 %.

Die Gesamtheit aus PV-Modul, Wechselrichter, Aufstellgerüsten, Kabeln und sonstiger Peripherie werden als PV-Anlage bezeichnet.

Photovoltaik-Thermie. Photovoltaisch-thermische (PVT)-Module stellen eine Erweiterung klassischer PV-Module dar. Allen PVT-Modulen ist eine rückseitig angebrachte Kühlstruktur gemein, durch welche ein Kühlungsfluid (z. B. Wasser, Luft) fließen bzw. strömen kann, um aktiv die Temperatur des PVT-Moduls abzusenken. Diese Kühlung zielt auf zwei grundsätzliche Aspekte ab. Einerseits steigt durch eine Abkühlung des PV-Moduls der Wirkungsgrad der photovoltaischen Elektrizitätsbereitstellung (bei Silizium-basierten PV-Modulen) und andererseits kann auf derselben Fläche neben einem elektrischen auch ein thermischer Ertrag bereitgestellt werden. PVT-Module mit Luft als Kühlungsfluid werden aktuell häufig in Südfrankreich in Hotels zur Luftentfeuchtung durch die PVT-Abwärme installiert. PVT-Module mit Wasser als Kühlungsfluid werden beispielsweise auch in Deutschland dazu verwendet, das verfügbare Temperaturniveau auf der Bezugsseite einer Wärmepumpe anzuheben und somit die Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe effizienter, d. h. mit einem geringeren Einsatz elektrischer Energie, zu ermöglichen. Die Gesamtheit aus PVT-Modulen, Wechselrichter, Rohrverbindungen, Umwälzpumpe für das Kühlungsfluid, Aufstellgerüsten, Kabeln und sonstiger Peripherie werden als PVT-Anlage bezeichnet.

Solarthermie. Solarthermie ermöglicht die direkte Umwandlung solarer Einstrahlung zur Erwärmung bzw. Temperaturerhöhung eines Kühlungsfluids. Es gibt verschiedene Arten von Solarthermie-Kollektoren; die am häufigsten verwendeten Kollektoren sind Flach- und Vakuumröhrenkollektoren. Beide Kollektorbauarten erreichen im Vergleich zu PVT-Modulen deutlich höhere Betriebstemperaturen und können (in den meisten Fällen) direkt zur

Bereitstellung von Brauchwarmwasser und Raumwärme verwendet werden. Der thermische Wirkungsgrad gibt an, wie viel Prozent der solaren Einstrahlung in thermische Energie umgewandelt wird und liegt bei Solarthermie-Kollektoren in der Regel, bei fachgerechter Installation und (System-)Integration, zwischen 50 und 70 %. Die thermische Leistung eines Solarthermie-Kollektors stellt allerdings nicht die entscheidende Größe solcher Anlagen dar, sondern das jeweils erreichbare Temperaturniveau des Kühlungsfluides. Nur bei ausreichend (je nach Anwendungsfall und auch Zeitpunkt variabel) hohen Temperaturen des Kühlungsfluids kann dieses beispielsweise zur direkten Wärmebereitstellung oder indirekt zur Beladung eines Wärmespeichers verwendet werden.

Entsprechend des Untersuchungsrahmens der vorliegenden Studie werden sich die nachfolgend dargestellten Kapitel primär mit der solaren Erzeugungstechnologie der Photovoltaik beschäftigen.

2.3 Anwendungsvarianten von PV

PV-Anlagen können in sehr unterschiedlichen Installationskontexten genutzt werden. Dabei unterscheidet man zunächst, ob es sich um eine Montage im urbanen Bezug – also auf bereits versiegelten Flächen auf Gebäuden oder im Stadtraum – oder um Freiflächenanlagen auf unversiegelten Flächen im eher ländlichen Raum handelt (Abbildung 2.1).

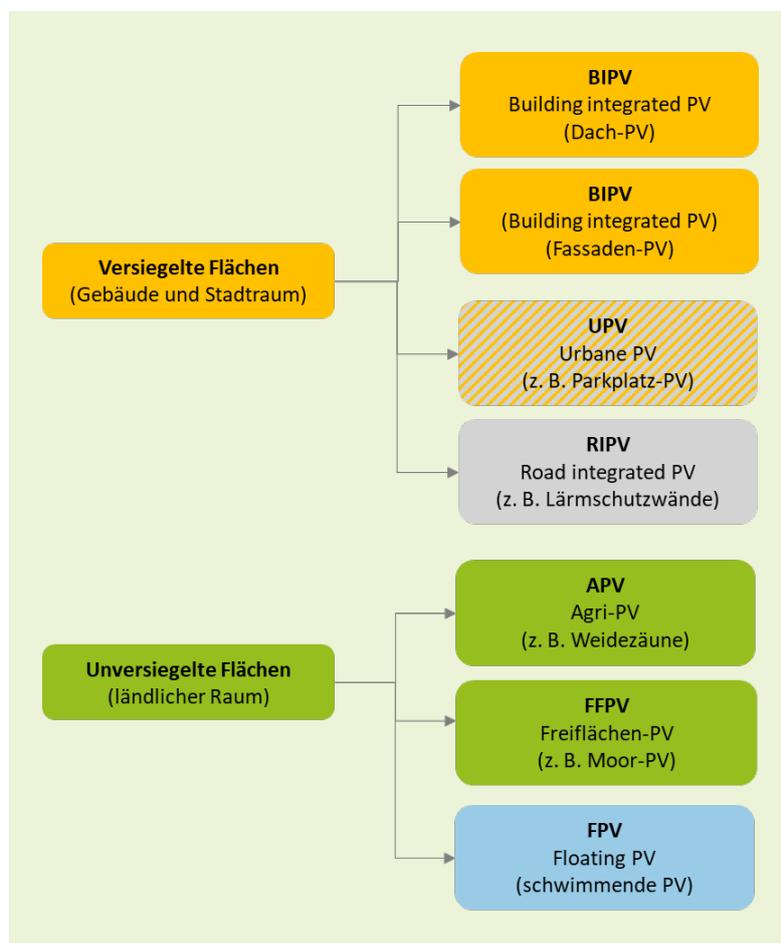


Abbildung 2.1 Anwendungsarten von PV

Zu den PV-Anwendungen auf versiegelten Flächen zählt vor allem die Nutzung im Gebäudekontext (BIPV), wobei man zwischen Dach- und Fassaden-PV unterscheidet. Zur urbanen PV (UPV) gehören diverse weitere PV-Integrationsmöglichkeiten innerhalb des Stadtraumes, welche außerhalb eines Gebäudekontextes stehen. Hierzu zählt vor allem Parkplatz-PV sowie die Integration in Stadtmobiliar wie Bushaltestellen, Straßenlaternen und Überdachungen oder Unterstände. Bei einer PV-Nutzung im Zusammenhang mit Verkehrswegen (RIPV) sind vor allem Lärmschutzwände oder Überdachungen von Autobahnen gemeint, aber auch direkt in den Verkehrsweg integrierte Systeme wie z. B. Schienen-PV.

Im Bereich der PV-Anwendungen auf unversiegelten Flächen spielt vor allem die Agri-PV (APV) eine große Rolle. Typische Anwendungen sind hier beispielsweise Weidezäune aus senkrecht montierten, bifazialen Modulen sowie PV-Überdachungen von Äckern, Beeten oder Obstplantagen. Zu den Freiflächen-Anlagen (FFPV) zählen unterschiedliche Systeme, welche zumeist auf sog. benachteiligten Flächen stehen (u. a. Brachland, Konversionsflächen, Deponien, Autobahnrandstreifen oder Moorgebiete), sofern Kriterien des Naturschutzes dem nicht entgegenstehen. Der Haupteinsatzort für schwimmende PV (FPV) sind geflutete Tagebauflächen sowie Kies- und Stauseen, aber auch andere stehende Gewässer ohne Schifffahrt und ohne Landschaftsbild- oder Freizeitcharakter.

2.4 Rahmenbedingungen für PV

Die wichtigsten baulichen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine Installation von PV-Anlagen und damit verbunden auch PVT- und Solarthermie-Anlagen werden nachfolgend aufgelistet.

2.4.1 Bauliche Rahmenbedingungen

Statik. Bei der statischen Betrachtung ist zwischen der Montage auf Schrägdächern und Flachdächern zu unterscheiden. In der Literatur werden verschiedene Gewichtsspannen für die unterschiedlichen Dachformen und Modulausführungen genannt [3]. Bei einer Aufdachmontage auf einem Schrägdach muss geprüft werden, ob die Dachkonstruktion einer zusätzlichen Belastung von ca. 25 bis 30 kg pro Quadratmeter standhält. Bei einer Indachmontage ist die Auflast aufgrund der Substitution der alten Dachziegel oft deutlich geringer. Während die Statik bei einer Schrägdachmontage i. d. R. unproblematisch ist, liegen die Zusatzlasten bei der Flachdachmontage aufgrund der meist notwendigen Ballastierung der aufgeständerten Module deutlich höher – oft im Bereich von 100 bis 200 kg pro Quadratmeter. Dieses hohe Zusatzgewicht kann Probleme bei Dächern mit geringen Lastreserven mit sich bringen. Dies gilt insbesondere für stützenfreie Hallen großer Spannweite wie beispielsweise Sporthallen.

Windlast. PV-Dachanlagen sind i. d. R. windexponiert und unterliegen bei Sturmereignissen hohen Windlasten, wobei sich die Winddruck- und -sogwirkung u. U. gegenseitig verstärken können. Dies gilt für dachparallele Anlagen auf Schrägdächern bei einem zu großen Abstand

zur Dachhaut sowie für PV-Module in der Nähe der Ortsgänge und des Firstes; deshalb müssen hier Mindestabstände zu den Dachrändern eingehalten werden. Indachanlagen hingegen bieten dem Wind weniger Angriffspunkte und können bis an die umlaufenden Dachränder herangeführt werden. Aufgeständerte Anlagen auf Flachdächern bieten dem Wind besonders große Angriffsflächen und sind aufgrund der tendenziell größeren Gebäudehöhe generell auch höheren Windgeschwindigkeiten ausgesetzt.

Montage. Die dachparallele Montage von PV-Anlagen auf Schrägdächern erfolgt meist über Dachhaken, an welchen eine Unterkonstruktion aus Aluminiumschienen befestigt wird, welche wiederum die PV-Module trägt. Für die Montage der Dachhaken an den Dachsparren ist eine Durchdringung der bestehenden Dachhaut notwendig, die bei unsachgemäßer Ausführung zu Undichtigkeiten im Dach führen kann. Schrägdächer mit schuppenartiger Dachdeckung wie beispielsweise Dachziegel sind i. d. R. jedoch fehlertoleranter als Flachdächer. Für die aufgeständerte PV-Montage auf Flachdächern kommen meist vorgefertigte Unterkonstruktionen mit einem fest eingestellten Neigungswinkel zum Einsatz, welche durch möglichst flächige Beschwerungen fixiert werden, um keine statisch ungünstigen Punktlasten zu erzeugen. Dennoch können durch die Kanten der Aluminium-Unterkonstruktion, aber auch durch eine ungünstige Wahl der Ballastierungsgewichte lokale Druckpunkte entstehen, welche zur Beschädigung der Dachhaut führen. Dies ist vor allem bei Bitumen- oder Foliendächern der Fall, da sie im Normalfall nicht für eine dauerhafte mechanische Belastung oder die Aufnahme von sturmbedingten Schubkräften ausgelegt sind. Für die Montage von PV-Anlagen auf Flachdächern ohne Lastreserve kommt neben einer Beschwerung des Untergestells auch eine direkte Befestigung an der Dachkonstruktion durch Verschraubung oder Verschweißung in Frage. Dies birgt bei unsachgemäßer Ausführung jedoch ein erhöhtes Risiko von Feuchteschäden, da hierfür die Dachhaut durchdrungen werden muss und Flachdächer kaum fehlertolerant sind.

Dachsanierungszyklen. Bei der Montage von PV-Anlagen auf Schräg- oder Flachdächern und der Bewertung ihrer Wirtschaftlichkeit ist immer auch der bauliche Zustand des konkreten Daches sowie der bauarttypische Sanierungszyklus zu berücksichtigen. Für die Haltbarkeit der verschiedenen Dachaufbauten gibt es bestimmte Erfahrungszeitfenster [4]. Während Schrägdächer mit Ziegeldeckung i. d. R. nach rund 80 Jahren erneuert werden müssen, liegt die durchschnittliche Lebenserwartung eines Flachdaches mit Kunststoff- oder Bitumenbahnen je nach Ausführung nur bei 20 bis 30 Jahren. Flachdächer mit Metalldeckung weisen eine Lebenserwartung von rund 75 Jahren auf.

Nicht selten sind bereits innerhalb dieses Zeitfensters Sanierungsmaßnahmen notwendig, die möglicherweise in Konflikt mit der montierten PV-Anlage stehen, da diese auch die Detektierung möglicher Leckagen erschwert. Die Kosten einer De- und anschließenden Remontage von Teilen der Anlage sind daher bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ggf. mit einzubeziehen.

Flächenkonkurrenz. Bei der PV-Montage auf Gebäudedächern ist die Flächenkonkurrenz zu anderen typischen Dachelementen zu berücksichtigen. Auf Schrägdächern sind beispielsweise Dachflächenfenster zur Belichtung der darunterliegenden Räume oder als Dachausstiege notwendig. Bereits auf dem Dach vorhandene ältere PV-Anlagen oder Solarthermie-Anlagen können die zur Verfügung stehende Dachfläche ebenfalls reduzieren. Auf Flachdächern großer Hallen kommen meist Oberlichter zur Versorgung tiefliegender Bereiche mit natürlichem Licht zum Einsatz. Zudem sind oft Anlagen der technischen Gebäudeausrüstung wie beispielsweise Blitzschutz-, Entrauchungs-, Belüftungs- oder Klimatisierungsanlagen auf Flachdächern zu finden und reduzieren oder zerschneiden die für eine PV-Anlage zur Verfügung stehenden Flächen, insbesondere da zu ihnen – beispielsweise aus Gründen des Brandschutzes – bestimmte Mindestabstände einzuhalten sind. Die insbesondere in Innenstädten zunehmende Verbreitung von Gründächern oder *Urban Gardening* auf Flachdächern stellt hingegen nicht zwingend eine Flächenkonkurrenz zu PV-Anwendungen dar, sofern aufeinander abgestimmte Systemlösungen verwendet werden. In diesem Fall kommt es durch Synergieeffekte wie beispielsweise eine durch die Transpiration der Vegetation verursachte Abkühlung der Lufttemperatur sogar zu besseren PV-Wirkungsgraden.

Ästhetik. Das Dach gilt als die fünfte Fassade und unterliegt daher bestimmten Gestaltungsansprüchen. Diese sind bei einem Schrägdach i. d. R. deutlich höher als bei Flachdächern, da sie vom Straßenraum aus einsehbar sind und maßgeblich zum Gesamteindruck eines Gebäudes beitragen. Bei der PV-Montage ist daher auf eine ästhetische Integration zu achten, da sie einen wertbeeinflussenden Faktor für die Immobilie darstellt, welcher über den reinen Materialwert der PV-Anlage hinausgeht. Flachdächer sind hingegen meist nur von höheren Gebäuden aus einsehbar, weshalb ein eher geringer ästhetischer Anspruch bspw. an ihre Farbigkeit, eine mögliche Blendwirkung oder optisch disharmonische Modulrahmen besteht.

2.4.2 Technische Rahmenbedingungen

Ausrichtung der PV-Anlage. Bei einer dachparallelen Montage auf Schrägdächern – insbesondere bei Indachanlagen – sind Neigung und Ausrichtung der PV-Module durch das Dach fixiert. Bei einer aufgeständerten Montage hingegen, wie sie auf Flachdächern notwendig ist, können Neigung und Ausrichtung der PV-Module weitgehend auf eine Ertragsmaximierung optimiert und auf die gewünschte tages- oder jahreszeitliche Verteilung eingestellt werden. Hierbei haben sich die „klassische“ Südausrichtung sowie eine Ost-/Westausrichtung als am vielversprechendsten herausgestellt. Während eine Südausrichtung grundsätzlich den größten elektrischen Jahresenergieertrag ermöglicht, stellen PV-Module in einer Ost-/West-Ausrichtung die elektrische Energie vermehrt an Zeitpunkten mit einer erhöhten Nachfrage nach elektrischer Energie bereit (morgens und abends). Eine Ost-/West-Ausrichtung kann in solchen Fällen zu einem erhöhten Eigenverbrauch des verfügbaren elektrischen Ertrages führen. Zusätzlich kann bei der Ost-/West-Ausrichtung eine größere PV-Leis-

tung auf derselben Fläche installiert werden. Abbildung 2.2 zeigt beispielhaft mögliche tägliche Verläufe des elektrischen Ertrages von östlich, südlich und westlich ausgerichteten PV-Anlagen mit jeweils 15° Neigung. Links dargestellt ist dabei ein bewölkter und rechts ein unbewölkter Tag. Zu erkennen ist, dass eine südlich ausgerichtete PV-Anlage die grundsätzlich höchsten elektrischen Erträge generiert; die östlich bzw. westlich ausgerichtete PV-Anlage stellt dafür sowohl früher als auch später am Tag elektrische Energie bereit und generiert einen vergleichmäßigeren Verlauf über den Tag.

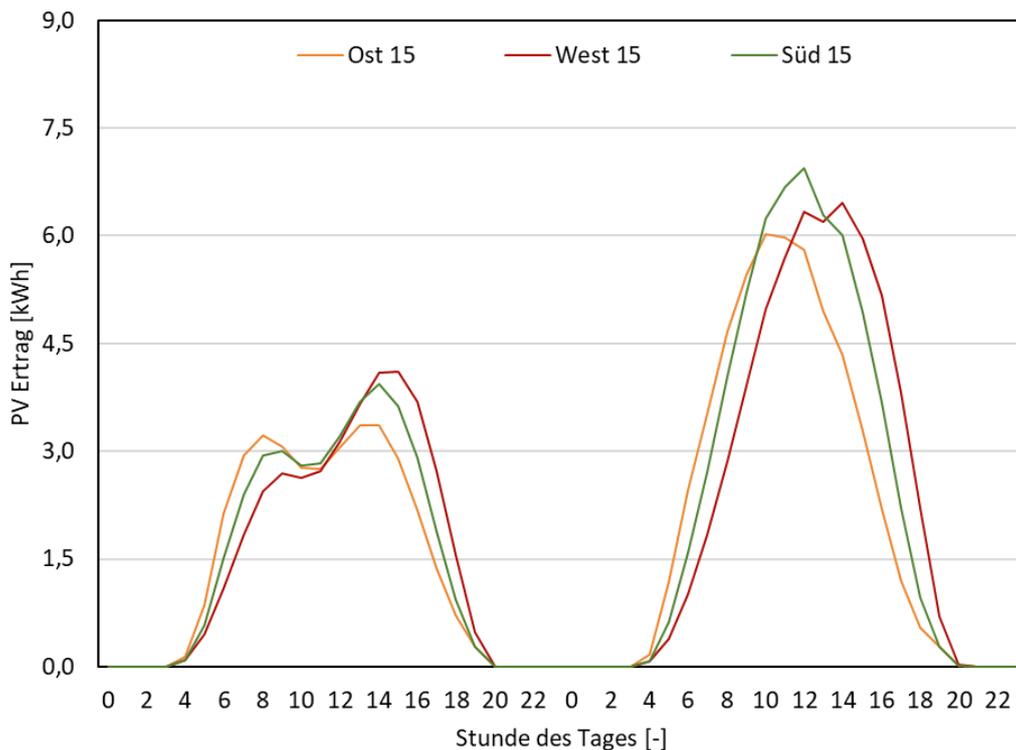


Abbildung 2.2 Beispielhafte tägliche Verläufe des elektrischen Ertrages von östlich, südlich und westlich ausgerichteten PV-Anlagen mit jeweils 15° Neigung an einem bewölkten (links) und unbewölkten Tag (rechts)

Belegungsgrad. Die Dachflächen können zu unterschiedlichen Anteilen mit PV-Modulen belegt werden. Man spricht hierbei von Belegungsgraden der Flächen; darunter ist das Verhältnis der zu installierbaren PV-Modulfläche zu der gesamten geeigneten Fläche des jeweiligen Gebäudes zu verstehen. Bei der Betrachtung des Belegungsgrades der Flächen durch PV-Module ergeben sich individuell je Gebäude je nach Ausrichtung der PV-Module und dem Flächentyp starke Unterschiede. Für urbane Gebiete kann hierbei für Wohngebäude und Industriegebäude (und somit dem Großteil der Hamburger Dachflächen) von einem Belegungsgrad von im Durchschnitt 60 % ausgegangen werden. Größere zusammenhängende Dachflächen ermöglichen hierbei eine einfachere Installation größerer PV-Leistungen und sorgen somit für typischerweise geringere Kosten der Installation. Für Flachdächer kann der Belegungsgrad meist aufgrund geringerer Abstände zwischen den Modulreihen in einer

Ost-/West-Ausrichtung um bis zu einem Drittel gesteigert werden und erreicht somit 80 % der insgesamt geeigneten Dachfläche.

Verschattung. Eine Verschattung von PV-Anlagen ist nach Möglichkeit zu vermeiden, da bereits eine Teilverschattung zu überproportionalen Verlusten führen kann. Man unterscheidet zwischen einer Fremd- und einer Eigenverschattung.

- *Fremdverschattung* kann im Tages- oder Jahresverlauf durch Gebäude und Bäume in der Umgebung entstehen; dies kann aber auch durch weiter entfernte Objekte verursacht werden, sofern sie deutlich höher sind, wie beispielsweise Hochhäuser oder Kirchen- und Funktürme.
- *Eigenverschattung* der PV-Anlage kann durch eine ungünstige L-, T- oder U-Form des Dachgrundrisses entstehen, aber auch durch Elemente der eigenen Dachlandschaft wie Schornsteine, Dachentlüftungssteine, Schneefanggitter, Fahrstuhlambauten, Satellitenschüsseln, Blitzschutzanlagen, eine umlaufende Attika, notwendige Absturzsicherungen oder Geländer sowie Gauben und Erker.

Derartige vorhandene, aber auch zukünftige Verschattungen, sind bei der Planung nach Möglichkeit zu berücksichtigen. Sofern die bauordnungsrechtlich vorgegebenen Abstandsflächen eingehalten werden, ist die Verschattung einer bestehenden PV-Anlage durch eine später errichtete Nachbarbebauung hinzunehmen, da die Abstandsregelungen auf eine ausreichende Belüftung und Besonnung des Nachbargrundstücks abzielen und daher das Schutzgut Mensch und nicht die erneuerbare Stromerzeugung im Vordergrund steht. Bei der Planung einer PV-Anlage sollten daher immer auch potenzielle Verschattungen durch zukünftige Baumaßnahmen oder wachsende Bäume mitberücksichtigt werden.

Eine Möglichkeit der Vermeidung von Verschattungsverlusten stellen Mikrowechselrichter dar, bei denen für jedes PV-Modul einzeln ein Maximum-Power-Point-Tracking (MPP-Tracking) realisiert wird. Als weitere Optionen der Vermeidung oder Reduzierung von Teilverschattungsverlusten für PV-Anlagen ohne Mikrowechselrichter ist der Einsatz intelligenter Steuerungen möglich.

Blitzschutz. Der Blitzschutz sorgt dafür, dass bei einem Blitzschlag keine Schäden an der PV-Anlage oder anderen Komponenten des elektrischen Versorgungssystems entstehen. Blitzschutzmaßnahmen umfassen beispielsweise Erdungskabel, Blitzableiter, Fangstangen und ähnliches.

Brandschutz. Der Brandschutz sorgt dafür, dass im Falle eines Brandes (beispielsweise durch einen Blitzeinschlag) dieser nicht auf andere Komponenten des Versorgungssystems übergreifen und ein Brand lokal eingegrenzt werden kann. Brandschutzmaßnahmen umfassen beispielsweise Brandschutzverkleidungen und Brandmeldeanlagen.

Ergänzende Informationen – insbesondere für Mehrfamilienhäuser – können auch dem *Leitfaden PV im Wohnungsbau* entnommen werden [5].

2.4.3 Regulatorische Rahmenbedingungen³

Baugenehmigung. PV-Anlagen gelten als bauliche Anlagen und müssen somit dem geltenden Baurecht entsprechen. Ob eine Genehmigung zum Bau einer Solaranlage auf einem Dach, einer Fassade oder auf der Freifläche erforderlich ist, richtet sich nach dem Landesbaurecht des jeweiligen Bundeslandes. Für Hamburg gilt gemäß *Anlage 2 – Verfahrensfreie Vorhaben* nach § 60 HBauO, dass „Solaranlagen in, an und auf Dachflächen außer bei Hochhäusern sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes“ sowie „gebäudeunabhängige⁴ Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m“ verfahrensfrei sind. Dennoch können Restriktionen gelten wie beispielsweise auf Asbest-Dächern, auf denen gemäß Gefahrstoffverordnung (GefStoffV) die Installation von Solaranlagen grundsätzlich verboten ist. Auch die gewerbliche Nutzung einer PV-Anlage löst automatisch eine Baugenehmigungspflicht aus. Dies gilt ebenso für die Installation auf einem fremden Dach oder wenn es sich um eine Überkopfverglasung handelt. Prinzipiell müssen auch bei einer Genehmigungsfreiheit alle baurechtlichen Grundsätze wie beispielsweise die Standsicherheit der PV-Anlage selbst sowie des Daches gewährleistet werden. Da sie nicht behördlich überprüft werden, liegt die Verantwortung beim Bauherrn.

Bebauungsplan. Vorgaben der Gestaltungssatzung in Bebauungsplänen betreffen oftmals Farbe, Material, Form und Neigung der Gebäudedächer, aber auch Vorgaben zur maximalen Gebäudehöhe. Diese sind beim Bau von PV-Anlagen zu berücksichtigen. Im Bebauungsplan wird zudem die Art der baulichen Nutzung für ein Gebiet festgelegt, welche u. U. ebenfalls zu Restriktionen bei der Installation von PV-Anlagen führen kann. So ist gemäß Baunutzungsverordnung (BauNVO) beispielsweise in sog. *Reinen Wohngebieten* (§ 3 BauNVO) die Einspeisung von PV-Strom nicht möglich, da die daraus folgende Einordnung als gewerbliche Nutzung in *Reinen Wohngebieten* ausgeschlossen und in sog. *Allgemeinen Wohngebieten* (§ 4 BauNVO) nur in Ausnahmen zulässig ist. Durch die spätere Novellierung des § 14 BauNVO werden in diesen Gebieten jedoch mittlerweile PV-Anlagen mit Netzeinspeisung toleriert, sofern sie in ihrer Dimensionierung dem übrigen Gebäude baulich deutlich untergeordnet sind.

Denkmalschutz. Bei baulichen Veränderungen an denkmalgeschützten Objekten sind alle Vorgaben des Denkmalschutzes zu berücksichtigen. Im Rahmen des Ensemble- oder Milieuschutzes gilt dies bereits auch, wenn sich ein denkmalgeschütztes Gebäude in der Nähe befindet.

³ Für die Richtigkeit der Angaben wird keine Haftung übernommen.

⁴ Der Begriff „gebäudeunabhängig“ zielt auf die Installation von Solaranlagen auf Freiflächen ab und soll von Solaranlagen in oder an Dach- und Außenwandflächen abgrenzen. Dieser Begriff sollte daher nicht verwechselt werden mit Solaranlagen, die – z. B. bei einer vollständigen Netzeinspeisung – unabhängig von der sonstigen Gebäudeinstallation betrieben werden oder Solaranlagen, die – z. B. durch eine Aufständigung – nicht dem Verlauf des Daches oder der Fassade folgen und daher fälschlicherweise als "gebäudeunabhängig" angesehen werden könnten.

Abstandsflächen. PV-Anlagen an Dächern und Fassaden lösen Abstandsflächen aus, jedoch kann bei der nachträglichen Anbringung an bestehenden Gebäuden die Mindestabstandsfläche von 3 m unter bestimmten Bedingungen unterschritten werden. Gemäß Bauministerkonferenz vom 22./23. September 2022 wird zukünftig der Mindestabstand zur Mittelachse gemeinsamer Brandwände – wie beispielsweise zwischen Reihenhäusern – auch für die als brennbar eingestuftes Glas-Folien-Module von bisher 1,25 m auf 0,5 m reduziert. Die nicht-brennbaren Glas-Glas-Module (Brandschutzklasse A) benötigen hingegen keine Abstandsflächen und können bis an die Mitte der Brandschutzwand herangeführt werden. Gleiches gilt für Indachanlagen, welche nicht als Dachaufbauten, sondern als Teil der Dachhaut gelten und daher alle Anforderungen an eine harte Bedachung erfüllen müssen. Auf diese Weise ist zukünftig bei Reihenhäusern ein deutlich höherer Belegungsgrad erreichbar.

Nachbarschaftsrecht. Es besteht keine Genehmigungspflicht. Jedoch ist es grundsätzlich ratsam, im Vorfeld einer PV-Installation Themen des Blendschutzes durch mögliche Reflexionen, der Blickbeeinträchtigung sowie der Verschattung mit den direkten Nachbarn zu besprechen. Auf Unterlassung bzw. Beseitigung einer PV-Anlage können Nachbarn nur dann klagen, wenn eine wesentliche Beeinträchtigung vorliegt. Bei der Beurteilung, ob die Lichtreflexionen durch die PV-Anlage eine wesentliche Beeinträchtigung darstellen, gilt der Ansatz von 30 bis 60 min/d über einen längeren Zeitraum von mindestens 30 h/a [6].

Genehmigung des Netzbetreibers. Es besteht die Verpflichtung zur Netzverträglichkeitsprüfung und Einhaltung der technischen Vorgaben des Stromnetzes der öffentlichen Versorgung. Ebenso verpflichtend ist die Meldung bei der Bundesnetzagentur sowie eine Meldung im Marktstammregister.

Zertifizierung. Die Zertifizierung von PV-Anlagen sorgt dafür, dass bestimmte Qualitätsstandards erfüllt und die PV-Anlagen somit sicher betrieben werden können. Zertifizierungen können hierbei von unabhängigen Zertifizierungsstellen durchgeführt werden. Auch die Installation der elektrischen Anbindung an das Versorgungssystem des entsprechenden Gebäudes (oder der Netzanschlussstelle) muss durch zertifiziertes Fachpersonal durchgeführt und abgenommen werden.

Steuerliche Rahmenbedingungen. Im Zusammenhang mit PV-Anlagen können Einkommenssteuer, Umsatzsteuer, Gewerbesteuer und Grunderwerbssteuer eingezogen werden. Für die *Einkommenssteuer* gilt ab dem 1. Januar 2023 eine installierte Leistung von 30 kWp als neue Grenze, oberhalb derer nicht mehr von einer steuerlich unbeachtlichen Liebhaberei ohne Gewinnabsicht ausgegangen wird. Ebenfalls ab dem 1. Januar 2023 entfällt die *Umsatzsteuer* beim Kauf von PV-Anlagen für Wohngebäude, sofern die installierte Leistung 30 kWp nicht überschreitet bzw. 15 kWp pro Wohneinheit bei Mehrfamilienhäusern. Auf diese Anlagen entfällt auch die Umsatzsteuer bei der Netzeinspeisung, sofern von der Kleinunternehmerregelung Gebrauch gemacht werden kann. *Gewerbesteuer* wird ab einem Jahresgewinn von 24 500 € fällig. Beim Kauf einer Immobilie ist die *Grunderwerbssteuer* Kaufpreis-anteilig auf die PV-Anlage zu zahlen, wenn es sich um eine bauwerksintegrierte Dach-

oder Fassaden-PV handelt. Dies gilt auch für alle PV-Anlagen, deren Strom ausschließlich dem Eigenverbrauch dient. PV-Anlagen mit Einspeisevergütung hingegen gelten als Betriebsvorrichtung. In diesem Fall ist zwischen Aufdach- und Indachanlagen zu unterscheiden. Aufdachanlagen gelten hier als bewegliche Güter und unterliegen daher – anders als die Indachanlagen – nicht der Grunderwerbssteuer.

2.5 Relevante gesetzliche Bestimmungen

Die politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen für PV-Anlagen unterlagen in den letzten Monaten einigen Veränderungen. Vor diesem Hintergrund sind über die in Kapitel 2.4.3 aufgeführten regulatorischen Rahmenbedingungen hinaus folgende gesetzlichen Regelwerke für den Gesamtkontext der Studie wichtig.

2.5.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023)

Das *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023)* regelt die Einspeisung des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms ins Netz der öffentlichen Versorgung sowie die entsprechende Einspeisevergütung mit dem Ziel, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine Defossilisierung der Energieversorgung voranzutreiben, fossile Energieressourcen zu schonen und eine Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu fördern. Die Neufassung des EEG enthält verschiedene Verbesserungen und Vereinfachungen gegenüber der Vorgängerversion, wobei die meisten Neuregelungen zum 1. Januar 2023 in Kraft treten. Jede PV-Anlage mit Netzanschluss unterliegt diesen Vorgaben und kann von der Fördervergütung profitieren. Mit Schwerpunkt auf die photovoltaische Stromerzeugung werden im Folgenden explizit die Änderungen in der aktuellen Fassung des EEG 2023 beleuchtet.

Ziele. Im EEG 2023 werden die Ziele bezüglich des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030 von 65 % auf 80 % hochgesetzt.

Vorrangstellung. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energie wird zum überragenden öffentlichen Interesse erklärt. Deshalb hat sie bei Schutzgüterabwägungen einen vorrangigen Belang.

Ausbauziele. Die installierte Leistung von Solaranlagen wird auf 400 GWp im Jahr 2040 festgesetzt; als Richtwert für die Stromerzeugung gilt ein Strommengenpfad von 600 TWh/a bis 2030. Entsprechend werden auch die Ausschreibungsmengen für Solarenergie auszugestalten sein. Der Ausbau der PV soll jeweils zur Hälfte in Form von Dach-PV und Freiflächen-PV erfolgen. Das jeweils aktuelle Ausschreibungsvolumen kann bei der Bundesnetzagentur eingesehen werden [7].

Einspeisevergütung. PV-Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand (gemäß § 48 Abs. 2 EEG) werden in Abhängigkeit der Anlagengröße vergütet. Im EEG 2023 werden deutlich höhere Vergütungssätze festgesetzt [8], welche jedoch nur für PV-Anlagen gelten, die ab dem 30. Juli 2022 in Betrieb genommen wurden; andernfalls bleibt es

bei den vorherigen Vergütungssätzen. Für PV-Eigenverbrauchsanlagen mit Teileinspeisung gilt eine feste Einspeisevergütung des Überschussstroms von 0,082 €/kWh bei Anlagen bis 10 kWp. Bei größeren Anlagen gelten für Anlagenteile ab 10 kWp 0,071 €/kWh und für Anlagen zwischen 40 und 100 kWp 0,058 €/kWh. Für PV-Anlagen mit Volleinspeisung gelten höhere Vergütungssätze in Höhe von 0,13 €/kWh für Anlagen bis 10 kWp und für darüberliegende Anlagenteile bis 100 kWp von 0,109 €/kWh. Die anzulegenden Werte bei Stromverkauf an einen Direktvermarkter liegen die Vergütungshöhen bei 0,086 bzw. 0,134 €/kWh für Anlagen bis 10 kWp. Für sonstige PV-Anlagen (gemäß § 48 Abs. 1 EEG) bis 100 kWp gilt sowohl für Voll- als auch Teileinspeisung ein Vergütungssatz von 0,066 €/kWh. Trotz der deutlich angehobenen Vergütungssätze für Volleinspeiser wird in den meisten Fällen dennoch weiterhin die höchste Wirtschaftlichkeit mit einer Eigenverbrauchsanlage erzielt. Durch die vergleichsweise hohe Förderung von Volleinspeiser-Anlagen sollen Dachflächen aktiviert werden, die aufgrund des geringen Eigenverbrauchs bislang unwirtschaftlich waren.

Flexi-Modell. Für jedes Kalenderjahr kann für Anlagen, die ab dem 30. Juli 2022 in Betrieb genommen wurden, immer wieder neu entschieden werden, ob der Strom voll eingespeist oder anteilig selbst genutzt werden soll.

Anlagensplitting. Unter der Voraussetzung getrennter Zähler können auf einem Dach auch zwei Anlagen – eine zur Eigennutzung mit Überschusseinspeisung sowie eine zur Volleinspeisung mit höheren Vergütungssätzen – realisiert werden, um das volle Potenzial der Dachflächen zu aktivieren. Das Prinzip der Anlagenzusammenfassung benachbarter PV-Anlagen bleibt jedoch bestehen.

Degression. Die monatliche Absenkung der Vergütungshöhe wird bis zum 1. Januar 2024 ausgesetzt.

Netzanschluss. Ab 2025 soll durch Digitalisierung und bundesweite Vereinheitlichung der Netzanfragen der Netzanschluss von PV-Anlagen vereinfacht und durch feste Fristen für die Netzbetreiber beschleunigt werden.

EEG-Umlage. Durch die Streichung der EEG-Umlage entfallen zusätzliche Erzeugungszähler sowie differenzierte Abrechnungen beim Stromverkauf auch bei bestehenden PV-Anlagen.

Wirkleistungsbegrenzung. Für PV-Anlagen bis 25 kWp, die seit dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen, entfällt die technische Begrenzung von höchstens 70 % der PV-Nennleistung bei der Einspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung. Dies gilt auch für Bestandsanlagen bis 7 kWp. Dachanlagen bis 300 kWp dürfen ab Inkrafttreten des Gesetzes statt der bisherigen 50 % nun 80 % ihrer Nennleistung einspeisen. Seit dem 1. Januar 2023 sollen mehr als 80 % erlaubt sein.

Einkommens- und Umsatzsteuer. Aus der Verabschiedung des neuen Jahressteuergesetzes (JStG 2022) folgen einige Änderungen bei der steuerlichen Behandlung von PV-Anlagen. Rückwirkend zum 1. Januar 2022 werden Einnahmen aus PV-Einspeisung von Anlagen auf, an oder in Einfamilienhäusern oder Gewerbeimmobilien mit bis zu 30 kWp Gesamtleistung

einkommenssteuerfrei gestellt, unabhängig von der Verwendung des Stroms zu Einspeisung oder Eigenverbrauch. Bei PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern oder gemischt genutzten Immobilien gilt eine Grenze von 15 kWp pro Wohn- und Gewerbeinheit für die Steuerbefreiung, beim Betrieb mehrerer Anlagen eine maximale Gesamtleistung von 100 kWp. Seit dem 1. Januar 2023 entfällt beim Kauf privater PV-Anlagen die Umsatzsteuer.

Mieterstrom/Quartiersstrom. Durch den Wegfall der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 ist Mieterstrom komplett umlagebefreit und wirtschaftlich attraktiver. Auch Anlagen über 100 kWp erhalten nun ebenfalls den Mieterstromzuschlag; dies kommt größer dimensionierten Anlagen, wie beispielsweise Quartierslösungen oder größeren Projekten der Sektorenkopplung (z. B. der Wärmeversorgung oder der E-Mobilität) zugute. Im EEG fehlt allerdings weiterhin die Möglichkeit, Mieterstromanlagen über Netzanschlusspunkte hinweg im gesamten Quartier zu betreiben. Durch die Möglichkeit, den Netzanschluss von PV-Anlagen bis 30 kWp nun ohne Beteiligung des Verteilnetzbetreibers durchzuführen, kann insbesondere die Umsetzung von Mieterstromanlagen beschleunigt werden. Gleiches gilt für die geplante Digitalisierung der Netzanschlussbegehren. Nachteilig für größere Mieterstrom-PV-Anlagen ist weiterhin die Anlagenzusammenfassung benachbarter PV-Anlagen, selbst wenn diese an voneinander unabhängigen Netzanschlüssen betrieben werden, da die Vergütungssätze für größere Anlagen deutlich geringer ausfallen. Mieterstrommodelle sind typischerweise Eigenverbrauchsanlagen, welche nicht im gleichen Ausmaß von der Anhebung der Vergütungssätze profitieren wie Volleinspeiser. Diese Benachteiligung steht der anzustrebenden Dezentralisierung der Energieversorgung im Immobiliensektor entgegen. Der Mieterstromzuschlag (gemäß § 48a EEG 2023) beträgt 0,0267 €/kWh bei Anlagen bis 10 kWp, 0,0248 €/kWh bei Anlagen bis 40 kWp und 0,0167 €/kWh für Anlagen bis 1 MWp bei einer Degression von 1,8 % nach Degressionsberechnung (gemäß § 49 EEG 2021).

Freiflächenanlagen. Das EEG 2023 erweitert die förderfähige Flächenkulisse im Bereich der PV-Freiflächenanlagen durch Aufnahme neuer Flächenkategorien wie beispielsweise Moor-PV und hebt die Ausschreibungsgrenze und Fördersätze von bisher 750 kWp auf 1 MWp an. Die Agri-PV wird aus der Innovationsausschreibung in die reguläre EEG-Vergütung überführt. Im EEG 2023 kommen mehrere Flächen für die potenzielle Installation von Freiflächenanlagen mit Wirkung zum 1. Januar 2023 hinzu. Hierzu zählen Streifen von nun 500 m (statt zuvor 200 m) Breite beidseitig entlang von Autobahnen und Schienenwegen unter Wegfall des bisherigen 15 m Korridors für Wildwanderungen (Freiflächen-PV). Ebenfalls zur Flächenkulisse zählen nun auch künstliche oder erheblich veränderte Gewässer (Floating-PV) sowie Ackerflächen, auf denen weiterhin ein- oder mehrjährige Nutzpflanzen oder Dauerkulturen angebaut werden und die zugleich weder Moorboden oder Teil eines Naturschutzgebietes sind (Agri-PV). Gleiches gilt für Dauergrünland, sofern es weder Moorboden oder Teil eines Naturschutzgebietes ist, sowie landwirtschaftlich genutzte Moorböden, wenn sie im Zusammenhang mit der PV-Nutzung wiedervernässt werden (Moor-PV). Auch Parkplatzflächen (Parkplatz-PV) sind nun in die Förderkulisse aufgenommen worden.

Garten-Solaranlagen. Zur förderfähigen Kulisse der Freiflächenanlagen zählt im EEG 2023 auch Garten-PV. Seit dem 1. Januar 2023 dürfen, sofern aus Gründen des Denkmalschutzes keine Solaranlage auf dem Dach montiert werden kann, diese ersatzweise als Freiflächen-Anlage im Garten errichtet werden, sofern sie die Grundfläche des zugehörigen Gebäudes oder die Grenze von 20 kWp nicht überschreitet, und erhält die gleiche Förderung wie eine Dachanlage. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass gebäudeunabhängige PV-Anlagen in Form solcher Garten-Solaranlagen und PV-Anlagen auf dem Carport oder Gartenhaus ggf. einer Baugenehmigung bedürfen. Eine Garten-PV-Regelung für stark verschattete Dächer oder technisch ungeeignete Dächer wie beispielsweise Reet-, Stroh-, Holz-, Glas- oder Asbestdächer ist noch in Prüfung.

Agri-PV. In der im Januar 2023 in Kraft getretenen Novelle des EEG wird Agri-PV erstmals regulär aufgeführt und zählt dort zu den Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen). Da Agri-PV-Anlagen aufgrund der aufwändigen Stahl-Unterkonstruktion in der Regel teurer sind als „klassische“ Freiflächenanlagen, erhalten sie einen Technologiebonus von 0,012 €/kWh. Kleinere Agri-PV-Anlagen zur gartenbaulichen Erzeugung oder in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit dem Landwirtschaftsbetrieb können aufgrund des Eigenverbrauchs gegenüber anderen Freiflächenanlagen wirtschaftlich attraktiver sein. Im Gegensatz zu Freiflächenanlagen, deren Förderfähigkeit an die Nähe zu Autobahnen, Schienenwegen oder auf benachteiligte Gebiete wie beispielsweise Konversionsflächen beschränkt ist, sind Agri-PV-Systeme auf nahezu allen Acker-, Dauerkultur- und Grünlandflächen förderfähig und können bis zu einer installierten Leistung von 1 MWp am Marktprämienmodell mit festgeschriebenen Vergütungssätzen teilnehmen, was die Wertschöpfung für Landwirte deutlich erhöhen kann. Sofern sich die landwirtschaftlich nutzbare Fläche durch die Agri-PV-Anlage um maximal 15 % verringert, bleibt weiterhin die Möglichkeit erhalten, einen gesetzlichen Anspruch auf 85 % der flächenbezogenen EU-Direktzahlung aus der Agrarförderung zu erhalten. Diese wird zusätzlich zur Einspeisevergütung für Strom aus Agri-PV-Anlagen gezahlt, was dem Ziel dient, die Einkommens- und Risikoabsicherung landwirtschaftlicher Betriebe unabhängig von ihrer Produktion zu erhalten. Diese 15 %-Regelung führt auch zum Erhalt des Flächenstatus als landwirtschaftliche Fläche.

„Klassische“ Freiflächenanlagen hingegen werden als „Sondergebiet Photovoltaik“ deklariert. Als Hindernis für die Ausschöpfung des Agri-PV-Potenzials gilt jedoch weiterhin das langwierige Genehmigungsverfahren. Da sich Agri-PV i. d. R. im Außenbereich befindet, wird oftmals die Änderung des Flächennutzungsplanes sowie eine Neuaufstellung eines B-Planes erforderlich. Hinsichtlich der Erbschaftsteuer gilt seit Mitte 2022, dass Flächen mit Agri-PV, also einer kombinierten Nutzung von intensiver Landwirtschaft und Photovoltaik, nun wieder vollständig dem landwirtschaftlichen Betriebsvermögen zuzuordnen sind und daher nicht mehr die erbschaftsteuerlichen Begünstigungen für Landwirtschaftsbetriebe verlieren.

Floating-PV. Wie Agri-PV wurde auch Floating-PV im EEG 2023 aus der Innovationsausschreibung in die „klassische“ PV-Ausschreibung überführt, um diesen Anlagen eine dauerhafte Perspektive zu sichern. Sie können daher an den Ausschreibungen des ersten Segments teilnehmen. Die EEG-Förderung ist jedoch auf die Errichtung auf künstlichen oder durch den Menschen erheblich veränderten Gewässern beschränkt, da die gewässerökologischen Auswirkungen noch nicht abschließend untersucht sind. Laut Wasserhaushaltsgesetz (WHG) sind „*künstliche Gewässer von Menschen geschaffene oberirdische Gewässer oder Küstengewässer*“ (§ 3 Nr. 4) und erheblich veränderte Gewässer „*durch den Menschen in seinem Wesen physikalisch erheblich veränderte oberirdische Gewässer oder Küstengewässer*“ (§ 3 Nr. 5). Als bauliche Anlagen sind FPV-Anlagen genehmigungspflichtig. Gemäß Wasserhaushaltsgesetz ist – entsprechend der europäischen Wasserrahmenrichtlinie – FPV grundsätzlich auch nur auf künstlichen oder „durch den Menschen in ihrem Wesen physikalisch erheblich veränderten“ Gewässern zulässig. Auf natürlichen oder ökologisch höherwertigen Gewässern sind FPV-Anlagen daher nicht zulässig und wären nach EEG 2023 auch nicht förderfähig. Durch diese Restriktionen kommen nur Baggerseen, Sandgruben oder Stauseen für FPV in Frage. Die Begrenzung auf maximal 15 % der Gewässeroberfläche soll gemäß des im Bundesrat mehrheitlich zugestimmten Änderungsantrages aus dem Gesetz gestrichen werden [9]. Jedoch ist in Deutschland durch die FPV-Anlage ein Mindestabstand von 40 m zum Ufer einzuhalten (§ 36 WHG). Für eine Förderung müssen die Flächen überdies auch die Anforderungen der Bundesnetzagentur erfüllen und sind weiterhin von den Vorgaben für „besondere Solaranlagen“ vom 1. Oktober 2021 betroffen. Für die Förderfähigkeit kann jedoch ein Anspruch auf eine erhöhte Vergütung für Konversionsflächen bestehen (z. B. für Kies-Seen innerhalb noch aktiver Kiesabbaugebiete), in denen noch keine Renaturierung stattgefunden hat und die ökologische Belastung durch den Kiesabbau fortwirkt.

2.5.2 Hamburger Klimaplan

Der Klimaplan 2019 als Fortschreibung des Klimaplans 2015 zielt auf die „Begrenzung der Erderwärmung“ ab, welche als Staatsziel in der Präambel der Hamburgischen Verfassung verankert ist. Er legt die Klimaziele für die Jahre 2030 und 2050 in Bezug zum Referenzjahr 1990 fest und beschreibt sowohl die Strategie als auch die Transformationspfade und Maßnahmen für Hamburg mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050. Der Hamburger Klimaplan wird laufend fortgeschrieben und für bestimmte Zielgrößen angepasst.

2.5.3 Hamburgisches Klimaschutzgesetz (HmbKliSchG)

Das Hamburgische Klimaschutzgesetz schafft den rechtlich verbindlichen Rahmen zur Umsetzung des Hamburger Klimaplans und ist seit dem 29. Februar 2020 in Kraft. In ihm wird festgelegt, die Kohlendioxidemissionen der Freien und Hansestadt Hamburg bis zum Jahr 2030 um 55 % bzw. bis zum Jahr 2050 um 95 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu reduzieren (§ 4 Abs. 1 HmbKliSchG), wobei sich die entsprechenden Ziele für die einzelnen Sektoren private Haushalte (PHH), Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) sowie Industrie (I)

und Verkehr (V) ergeben. Im Hamburgischen Klimaschutzgesetz werden überdies die allgemeine Pflicht zur Errichtung von PV-Anlagen (sog. *PV-Pflicht*), die Pflicht zur Einbindung erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung (sog. *EE-Pflicht*), ein Wärmekataster, der Kohleausstieg bei der Wärmeversorgung und spezifische Staatsziele für den Verkehrssektor festgelegt und laufend fortgeschrieben.

Am 14. Februar 2023 wurde per Senatsbeschluss der Novellierungsprozess des Hamburgischen Klimagesetzes in Gang gesetzt. Geplant ist eine Anpassung der Zielmarken für den CO₂-Ausstoß: eine Reduktion um 70 % (statt 55 %) gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 sowie CO₂-Neutralität bis zum Jahr 2045 (statt 2050) [10].

2.5.4 Hamburgische PV-Pflicht

Die im Hamburgischen Klimaschutzgesetz festgeschriebene PV-Pflicht wird vom Hamburger Senat durch eine Umsetzungsverordnung präzisiert, welche seit dem 1. Januar 2021⁵ in Kraft ist und die Pflicht zur Installation von PV-Anlagen auf Dächern in Hamburg regelt. Seit dem 1. Januar 2023 besteht eine allgemeine Errichtungs- und Nutzungspflicht für PV-Anlagen auf Neubauten. Für Bestandsbauten gilt diese Pflicht aktuell erst ab dem 1. Januar 2025 und nur im Falle einer vollständigen Erneuerung der Dachhaut. Zur Umsetzungserfüllung darf die Dachfläche hierzu auch an einen Dritten verpachtet werden. Die PV-Pflicht legt keine Mindestgrößen für die zu installierenden PV-Anlagen fest. In folgenden Fällen sind Gebäude von der PV-Pflicht ausgenommen: Gebäude, welche die Mindestbruttodachfläche von 50 m² unterschreiten, Neubauten und Bestandsgebäude mit weniger als 20 Jahren voraussichtlicher Restnutzungsdauer, Gebäude im Anwendungsbereich der Störfallverordnung, unterirdische Bauwerke, Unterglasanlagen und Treibhäuser, Traglufthallen, Zelte und Fliegende Bauten. Bei den restlichen Gebäuden können verschiedene Umstände zu Befreiungstatbeständen von der PV-Pflicht führen. Diese liegen z. B. bei einer technischen Unmöglichkeit der Installation vor. Diese kann gegeben sein, wenn sämtliche Dachflächen eines Gebäudes für die Errichtung von PV-Anlagen ungeeignet sind (z. B. weil sie nicht plan oder mit Reet, Stroh, Holz oder lichtdurchlässigem Glas bedeckt sind, die Solareignungsfläche kleiner als 20 m² oder die statische Lastreserve des Daches unzureichend ist). Eine technische Unmöglichkeit liegt ebenfalls vor, wenn die Kosten für die Änderungen der Dachaufbauten mehr als 50 % der Gesamtkosten ausmachen oder die Installation und Wartung der PV-Anlage mit einer überdurchschnittlichen Gefahr verbunden wäre oder eine Netzverträglichkeit bei Einspeisung nicht gegeben ist. Eine wirtschaftliche Unvertretbarkeit liegt vor, wenn die Amortisationszeit der PV-Anlage an der geeignetsten Position auf dem Dach mehr

⁵ Aufgrund der geplanten Novellierung des Hamburger Klimaschutzgesetzes werden sich auch die Randbedingungen der PV-Pflicht verändern, welche sich zurzeit jedoch noch im Entwurfsstadium befinden. Details der geplanten Änderungen der PV-Pflicht sind unter [10] nachzulesen. Zu den wichtigsten Änderungen zählt das Vorziehen der PV-Pflicht für Bestandsgebäude auf den 1. Januar 2024, eine Einführung der PV-Pflicht auf offenen Stellplatzanlagen ab 2024 sowie eine Pflicht zur kombinierten Nutzung von PV-Anlagen und Dachbegrünung ab 2027 als Solar Gründach.

als 20 Jahre beträgt oder (bei Gebäuden mit einer Bruttogrundfläche bis 150 m²) die jährliche solare Einstrahlungsmenge auf die PV-Anlage um mehr als 30 % von der einer optimal ausgerichteten und unverschatteten Anlage in Hamburg abweicht. Als wirtschaftlich unverträglich gelten ebenfalls Anlagen, bei denen der Anteil der sonstigen Systemkosten 75 % der Gesamtkosten der PV-Anlage übersteigt oder deren Betrieb zu erheblichen steuerlichen Nachteilen führen würden und Dritte nicht zu Errichtung und Betrieb zur Verfügung stehen. Weitere Befreiungstatbestände von der PV-Pflicht können zudem in einem Widerspruch zu anderen öffentlich-rechtlichen Pflichten, Gründen des Denkmalschutzes, einer unbilligen Härte im Einzelfall oder einer weitgehenden Belegung der Dachfläche mit Solarthermie-Anlagen bestehen.

2.5.5 Hamburgische EE-Pflicht

Die im Hamburgischen Klimaschutzgesetz festgeschriebene Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung (EE-Pflicht) wird vom Hamburger Senat durch eine Umsetzungsverordnung präzisiert⁶. Die EE-Pflicht wird ausgelöst durch den Austausch oder nachträglichen Einbau einer Heizungsanlage in Gebäuden mit Errichtungszeitpunkt vor 2009. In diesem Fall muss ein Mindestpflichtanteil erneuerbarer Energien von 15 % bezogen auf die jeweilige Wärmenachfrage realisiert werden. Als zulässige Ersatzmaßnahmen kommen sowohl der Anschluss an ein Wärmenetz, ein umfassender baulicher Wärmeschutz, ein individueller Sanierungsfahrplan, aber auch eine Quartierslösung in Betracht. Befreiungstatbestände können durch den Widerspruch zu anderen öffentlich-rechtlichen Pflichten oder technische Gründe gegeben sein oder wenn die Erfüllung der EE-Pflicht mit einem unangemessen hohen Aufwand verbunden wäre.

2.5.6 Gebäudeenergiegesetz (GEG 2023)

Die erste Novellierung des *Gesetzes zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden* ist zum 1. Januar 2023 in Kraft getreten und bestimmt die energetischen Anforderungen an Gebäude in Deutschland. Das GEG reduziert den zulässigen Primärenergiebedarf von Neubauten von 75 auf 55 % gegenüber dem Referenzgebäude, was dem KfW-55 Standard entspricht. Im Bereich der Gebäudedämmung wurde der Wärmebrückennachweis vereinfacht. Relevant ist die Tatsache, dass bei der Betrachtung der Primärenergienachfrage die Anrechnung von Strom aus erneuerbaren Energien vereinfacht wurde und dies nun auch bei Volleinspeisung möglich ist; dies macht PV-Anlagen somit attraktiver. Eine weitere relevante Neuerung des GEG 2023 betrifft die Austauschpflicht fossiler Heizungsanlagen, die älter als 20 Jahre sind. In einer weiteren

⁶ Aufgrund der geplanten Novellierung des Hamburger Klimaschutzgesetzes, werden sich auch die Randbedingungen der EE-Pflicht verändern, welche sich zurzeit jedoch noch im Entwurfsstadium befinden. Details der geplanten Änderungen der EE-Pflicht sind unter [10] nachzulesen. Zu den wichtigsten Änderungen zählt die Anhebung des Anteils der Erneuerbaren Energien beim Heizungsaustausch von 15 auf 65 % ab 2027.

Novellierung des GEG soll dann auch die Vorgabe gelten, dass jede neue Heizung zu mindestens 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden muss. Für PV-Anlagen kann dies zukünftig entweder eine erhöhte Flächenkonkurrenz zu Solarthermie-Anlagen, eine größere Verbreitung von PVT-Anlagen oder eine vermehrte Kombination von PV-Anlagen mit Wärmepumpen bedeuten.

3 Methodisches Vorgehen

In diesem Kapitel wird die Herangehensweise bei der Bearbeitung der Fragestellung erläutert und das gewählte Forschungsdesign vorgestellt. Da die Zielstellung in der Ermittlung eines Solarpotenzials für Hamburg liegt, werden die Begriffe und Kriterien für die verschiedenen Ebenen der Potenzialbetrachtung dargelegt. Zur Darstellung des methodischen Vorgehens zählt auch die Vorstellung der verwendeten Modellierung sowie die getroffenen Annahmen im Hintergrund der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Abschließend wird die verwendete Datenbasis dargelegt.

3.1 Herangehensweise und Forschungsdesign

Das Ziel der vorliegenden Solarpotenzialstudie liegt einerseits in der Ermittlung des gesamten Flächenpotenzials, welches innerhalb des Hoheitsgebietes der Freien und Hansestadt Hamburg zur Gewinnung von Solarenergie zur Verfügung steht, und andererseits in der konkreten Identifizierung besonders lohnender PV-Anwendungsfälle innerhalb der verschiedenen Primärnutzungszusammenhänge. Hieraus folgt, dass Flächen im Vordergrund der Betrachtung liegen und dass diese aus zwei verschiedenen Blickwinkeln betrachtet werden. Dies wird im Folgenden detaillierter erläutert.

3.1.1 Bedeutung der Fläche bei der solaren Energiegewinnung

Das Ziel einer Umstellung auf solare Stromgewinnung stellt besonders für eine Metropole wie Hamburg eine große Herausforderung dar. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Gründe ursächlich.

Für die Nutzung regenerativer Energien wird Fläche benötigt; Hamburg verfügt aber als zweitkleinstes Bundesland lediglich über ein Hoheitsgebiet von 755 km² (d. h. die umgebenden Flächenstaaten Schleswig-Holstein und Niedersachsen sind um den Faktor 20 bzw. 63 größer). Die hohe Bevölkerungs- und Industriedichte in Hamburg führt überdies zu einer deutlich höheren Elektrizitätsnachfrage pro Flächeneinheit. So lag die Bruttostromnachfrage Hamburgs im Jahr 2022 bei 11,0 TWh [11] bzw. 14,6 GWh/km². Dies stellt eine große Herausforderung bei der Umstellung des Energiesektors auf erneuerbare Energien dar, da Umweltenergien eine wesentlich geringere Energiedichte gegenüber den zu substituierenden fossilen Energieträgern aufweisen⁷.

Sofern man den erreichten Lebensstandard beibehalten möchte, der von einer permanenten Zugriffsmöglichkeit auf Elektrizität geprägt ist, muss die für PV genutzte Empfangsfläche

⁷ In einem Kilogramm Erdöl sind 12.000 Wh gespeichert, in einem Kilogramm Uran-235 sogar 24.000.000.000 Wh. Die Energiedichte der Globalstrahlung in Hamburg auf eine horizontale Fläche betrug im Durchschnitt der Jahre 2001 - 2020 1.020 kWh/m²a (Abbildung 4.1). Bei Installation der üblicherweise 1,6 m² großen Modulen mit einer Leistung von 320 W_p, also einer Ausbeute von 0,2 kW/m² ergibt sich für eine horizontale Fläche in Hamburg ein elektrischer Ertrag von 144,2 kWh/(m²a).

maximiert werden. Fläche ist daher die neue Währung beim Ausbau regenerativer Energien, denn die Fläche ist a priori limitiert und gerade in einer Metropole wie Hamburg ein knappes Gut, um das diverse Interessengruppen konkurrieren. So stehen menschlicher Siedlungs- und Wohnraum, industrielle Produktion, Anforderungen der Verkehrsnetze, landwirtschaftliche Nahrungsmittelproduktion sowie Ansprüche des Naturschutzes und der Landschaftspflege untereinander in Konflikt. Ein Großteil der Fläche Hamburgs ist daher bereits für andere Nutzungen reserviert und steht nicht primär für eine großflächige Solarenergieerzeugung zur Verfügung.

Vor diesem Hintergrund rücken vor allem diejenigen Flächen in den Fokus der Betrachtung, welche ohne große Einschränkung der Primärnutzung eine ergänzende PV-Anwendung ermöglichen. Typische Kandidaten für eine solche Doppelnutzung sind Dachflächen (Dach-PV), Parkplätze (Parkplatz-PV), Anbauflächen bestimmter, verschattungstoleranter landwirtschaftlicher Kulturen (Agri-PV), bestimmte Gewässer ohne Naturschutz- oder Landschaftsbildcharakter (Floating-PV) und weitere Freiflächen wie beispielsweise versiegelte oder Konversionsflächen (Deponien), Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen oder weitere anderweitig nicht nutzbare Restflächen (Freiflächen-PV).

Dennoch bleibt auch hier eine große Herausforderung bestehen, da die Photovoltaik nachträglich zu einer bereits bestehenden Struktur hinzugefügt werden muss, welche unter ganz anderen Prämissen als einer Solarempfangsoptimierung gewachsen ist. Das Stadtbild Hamburgs, die Straßenführung, Form und Anordnung der Gebäude, aber auch Lage, Größe und Orientierung der landwirtschaftlichen Ackerflächen sind über die letzten Jahrhunderte entstanden – lange bevor es die aktuellen Solartechnologien gab. Gegenüber einer am Reißbrett geplanten *Solarcity*, deren Fokus auf der Optimierung und Vergrößerung solarer Empfangsflächen liegt, besteht zunächst nicht die Erwartungshaltung, optimal zur Sonne ausgerichtete und unverschattete Oberflächen in überdurchschnittlich großem Umfang in einer historisch gewachsenen Metropole wie Hamburg zu finden. Trotzdem konnten – auch aufgrund einiger Hamburg-spezifischer Eigenschaften wie beispielsweise dem Ost-West-Verlauf der Elbe – potenzielle Solarempfangsflächen in einem über diesen Erwartungshorizont hinausgehenden Maß identifiziert werden.

3.1.2 Flächenpotenzialanalyse

Aus der übergeordneten Perspektive Hamburgs – quasi vergleichbar mit einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise – muss eine globale Flächenanalyse durchgeführt werden, welche systematisch sämtliche Flächen des Stadtstaates auf die Möglichkeit für PV-Anwendungen überprüft und kategorisiert. Hierfür wird auf statistische Erhebungen zur tatsächlichen Bodennutzung in Kombination mit georeferenzierten Datenbanken wie ALKIS/CityGML zurückgegriffen, welche entsprechend der Fragestellung aufbereitet und ausgewertet werden. Im Ergebnis liegt für jede PV-Anwendung das spezifische Flächenpotenzial in Hamburg vor.

3.1.3 Fallstudie archetypischer Beispielgebäude

Um die so gefundenen ermittelten Flächenpotenziale qualitativ bewerten und konkrete Stakeholder als Ansprechpartner identifizieren zu können, wird in einem ergänzenden Untersuchungsschritt eine andere, sehr individuelle Perspektive eingenommen, welche gegenüber der oben genannten volkswirtschaftlichen mit einer betriebswirtschaftlichen Sichtweise verglichen werden kann. Hierzu wird die wissenschaftliche Methodik der Fallstudie auf Basis einer Typologisierung angewandt, mithilfe derer für bestimmte archetypische Beispielgebäude sehr detaillierte Untersuchungen typischer baulicher, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen, aber auch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchgeführt werden können. Die Beispielgebäude werden dabei so gewählt, dass sie möglichst eine große Gruppe vergleichbarer Fälle repräsentieren. Abbildung 3.1 verdeutlicht den zweigeteilten Aufbau der Studie.

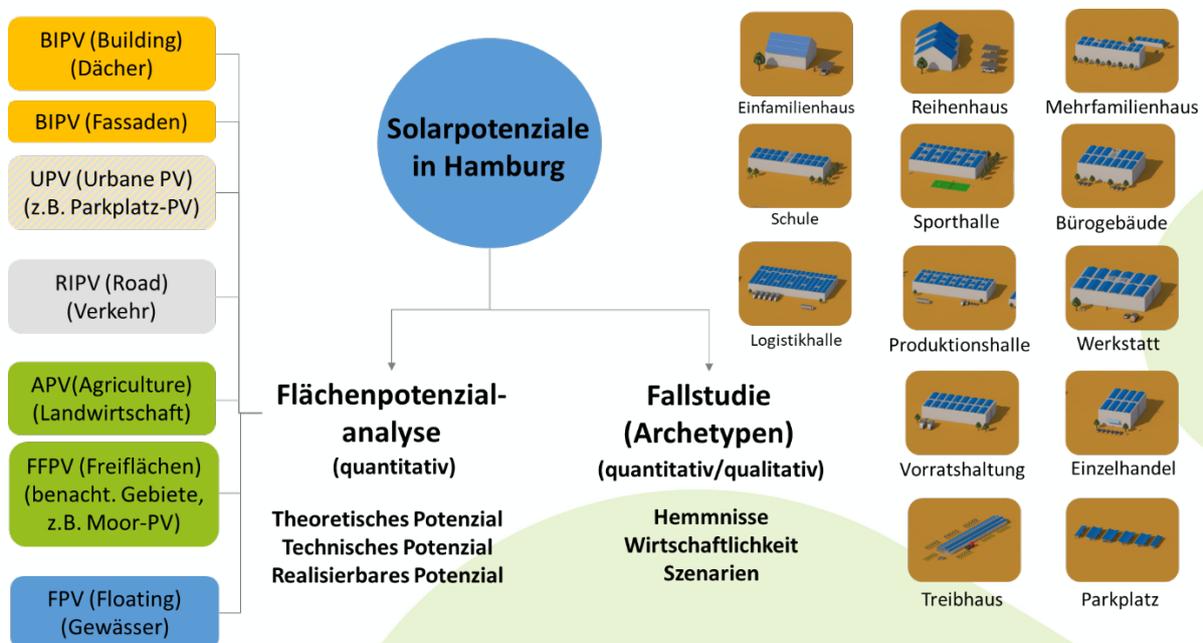


Abbildung 3.1 Aufbau der Solarpotenzialstudie für Hamburg

3.2 Potenzialbetrachtung

Bei der Potenzialbetrachtung wird in dieser Studie ein dreistufiges Verfahren angewandt, welches zunächst ein *theoretisches Potenzial* ermittelt, aus welchem ein *technisches Potenzial* berechnet und abschließend ein *realisierbares Potenzial* abgeschätzt wird. Diese drei Potenzialbegriffe und die zugehörigen Annahmen sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

Abbildung 3.2 verdeutlicht die Zusammenhänge zwischen den einzelnen nachfolgend diskutierten Potenzialbegriffen und weist auf die wichtige Rolle gezielter politischer Maßnah-

men hin, welche durch passgenaue Gesetzgebungen oder Förderungen die Grenzen des derzeit realisierbaren Potenzials erweitern und die Aktivierung besonders geeigneter Flächen ermöglichen und beschleunigen kann.

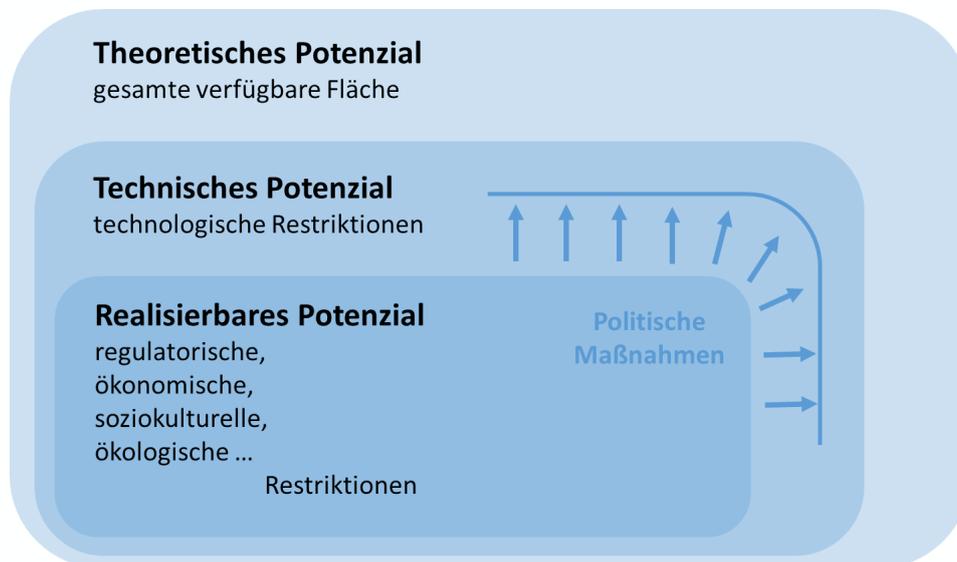


Abbildung 3.2 Relation von theoretischem, technischem und realisierbarem Potenzial

3.2.1 Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial bezieht sich auf die gesamte im Untersuchungsgebiet zur Verfügung stehende Fläche sowie das gesamte physikalische Angebot des Energieträgers ohne Berücksichtigung der tatsächlichen nutzungsbedingten Einschränkungen. Hier wird das theoretische Potenzial mittels statistischer Erhebungen sowie georeferenzierter Datenbanken erhoben, welche eine dreidimensionale Umrechnung ermöglichen. Da die Fläche des hamburgischen Staatsgebietes (rund 755 km²) nicht vermehrbar ist, ist das theoretische Flächenpotenzial i. d. R. eine unveränderliche Größe. Anders verhält es sich innerhalb bestimmter Flächennutzungen, wenn Flächen bezüglich ihrer Funktion umgewidmet werden und dadurch für eine bestimmte PV-Anwendung in Frage kommen. Wird beispielsweise eine landwirtschaftliche Fläche in Bauerwartungsland bzw. Bauland umgewidmet und anschließend mit Einfamilienhäusern überbaut, verringert sich das ursprüngliche Flächenpotenzial für Agri-PV, während sich das Flächenpotenzial für Dach-PV vergrößert. Im Rahmen dieser Studie wird für die nächsten zwei Dekaden von keinen nennenswerten Änderungen bei der Bodennutzung in Hamburg ausgegangen.

Die hier getroffenen Annahmen zur Bestimmung des theoretischen Potenzials sind technologieabhängig und berücksichtigen die für die verschiedenen PV-Anwendungen typischen Wirkungsgrade, Umwandlungsverluste und spezifisch zu installierenden Leistungen. Diese Annahmen unterliegen jedoch im weiteren zeitlichen Verlauf technologischen Veränderungen bzw. Lernkurven. Durch die fortwährende Optimierung der Materialzusammensetzung oder des Herstellungsprozesses von PV-Zellen beispielweise hat sich über die letzten Jahrzehnte eine sukzessive Leistungssteigerung der Modulwirkungsgrade eingestellt. Eine

Trendfortschreibung dieser technologischen Optimierungen ist jedoch aufgrund physikalischer Restriktionen nicht unbegrenzt möglich. Signifikante Änderungen der Rahmenbedingungen des theoretischen Potenzials ergeben sich daher nur durch technologische Neuentwicklungen, welche sprungartige und nur begrenzt vorhersehbare Veränderungen herbeiführen können. Als Folge echter Technologiesprünge können sogar ganz neue Potenzialfelder erschlossen werden. Das in dieser Studie berechnete theoretische Potenzial basiert auf dem Niveau der aktuellen und der Allgemeinheit zugänglichen PV-Technologien.

3.2.2 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial ist eine Teilmenge des theoretischen Potenzials. Als technisches Potenzial verbleibt jener Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Hierunter fällt vor allem der Grad der Belegbarkeit einer ermittelten Fläche mit der betrachteten Technologie. Für das technische Potenzial ist somit vor allem die Umsetzung, also derjenige Anteil der theoretischen Fläche, welcher tatsächlich technisch genutzt werden kann, entscheidend. Hierbei sind kategorie-spezifisch unterschiedliche Restriktionen beinhaltet. Bei Dach-PV zählen zu diesen Restriktionen vor allem bereits anderweitig belegte Flächen, z. B. für Schornsteine, Belüftungsanlagen, Klimageräte, Dachfenster und ähnliches. Auch der Ausschluss von zu kleinen Flächen zählt zu den Einschränkungen der technischen Potenziale, davon können z. B. bestimmte Dachflächenanteile stark verschnittener oder sehr komplexer, kleinteiliger Dachgeometrien betroffen sein. Bei Agri-PV resultieren Restriktionen beispielsweise aus den notwendigen Abständen zwischen den PV-Modulen, um eine ausreichende Versorgung der Nutzpflanzen mit Solarstrahlung und deren Ernteerträge sicherzustellen. Final beschreibt das technische Potenzial exakt die maximale PV-Kapazität, welche ohne Berücksichtigung wirtschaftlicher, ökologischer und soziokultureller Faktoren auf einer Fläche installiert werden kann.

3.2.3 Realisierbares Potenzial

Anders als das theoretische und das technische Potenzial kann das realisierbare Potenzial nicht anhand konkret messbarer Zahlenwerte oder technisch-physikalischer Randbedingungen berechnet werden, sondern muss auf Basis möglichst belastbarer Annahmen geschätzt werden. Gegenüber dem theoretischen und technischen Potenzial unterliegt das realisierbare Potenzial daher einer deutlich größeren Ungenauigkeit. Ursächlich hierfür ist unter anderem auch die Tatsache, dass eine sehr große Bandbreite unterschiedlichster Randbedingungen in die Abschätzung des realisierbaren Potenzials einbezogen werden muss, welche gegenüber dem zuvor ermittelten technischen Potenzial einschränkend wirken.

Dies können beispielsweise regulatorische Vorgaben sein, aber auch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, soziokulturelle oder ökologische Faktoren [12]. Hierbei ist es wichtig zu verstehen, dass diese einzelnen Subpotenziale keine Teilmengen voneinander sind, sondern

sich teilweise gegenseitig überlappen und untereinander Schnittmengen bilden. Das bedeutet, dass – anders als beim technischen Potenzial, welches zwingend nur eine Teil- bzw. Untermenge des theoretischen Potenzials darstellen kann – beispielsweise das ökologische Potenzial nicht Teilmenge des wirtschaftlichen Potenzials ist, sondern mit diesem eine Schnittmenge bildet; denn es sind PV-Anwendungen denkbar, die zwar ökologisch sinnvoll, doch leider nicht wirtschaftlich sind. Andersherum können wirtschaftlich sinnvollen PV-Anwendungen durchaus auch ökologische Bedenken entgegenstehen. Es ist daher nicht möglich, aus dem technischen Potenzial kaskadenartig zunächst das wirtschaftliche, daraus das ökologische, daraus wiederum das soziokulturell-regulatorische und weitere Subpotenziale zu berechnen, sondern es müssen die einzelnen Faktoren in einer Gesamtschau betrachtet werden, um hieraus das realisierbare Potenzial abschätzen zu können.

Bezogen auf die Realisierung einer PV-Anlage in Hamburg müssen daher die spezifischen regulatorischen, wirtschaftlichen, ökologischen, soziokulturellen und weitere Faktoren gleichzeitig in Beziehung untereinander und zum quantifizierten technischen Potenzial gesetzt werden. Dabei sind jedem dieser Aspekte eine Vielzahl einzelner Kriterien zugeordnet.

So bilden beispielsweise die regulatorischen Faktoren oft eine Gemengelage aus verschiedenen Gesetzen wie beispielsweise der Hamburgischen Landesbauordnung (HBauO), dem Gebäudeenergiegesetz (GEG), dem Erneuerbaren Energiegesetz (EEG), der PV-Pflicht, diversen Denkmalschutzvorgaben, Umweltschutzziele, Bebauungsplänen, Gestaltungsvorgaben u. ä., aus welchen zudem oftmals auch bürokratische Hürden resultieren. Hinzu kommt eine Vielzahl ökonomischer Faktoren in Form z. T. volatiler Größen wie Zinssätze, die Preisentwicklung für PV-Module und Unterkonstruktionen, gesetzliche Vorgaben zu Fördersätzen, Steuerungen oder Abschreibungszeiträumen und weiteres.

Im Bereich soziokultureller Aspekte ist als weiteres, schwer einschätzbares Kriterium das Akzeptanzverhalten der Bevölkerung zu nennen, welches wiederum mit wenig greifbaren Aspekten wie der individuellen ästhetischen oder emotionalen Bewertung dieser Technologie verknüpft ist und sich daher nur schwer in Zahlen oder Faktoren übersetzen lässt. In die Überlegungen zum realisierbaren Potenzial fließen somit Überlegungen ein, die zwar durch die aktuelle Sichtweise geprägt sind, aber bei der Bewertung auch Vorhersagen oder Trendfortschreibungen zur weiteren Entwicklung dieser Faktoren einberechnen muss. Das realisierbare Potenzial ist daher gegenüber dem theoretischen und technischen Potenzial mit deutlich größeren Unsicherheiten behaftet und kann als Prognose, welche einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten antizipieren muss, im weiteren zeitlichen Verlauf erheblichen Schwankungen unterworfen sein.

3.3 Modellierung der solaren Erzeugungstechnologien

Zur Bestimmung des Solarpotenzials von Hamburg ist eine Modellierung der spezifischen elektrischen und thermischen Jahreserträge der untersuchten solaren Erzeugungstechnologien je Orientierung (Ausrichtung zur Sonne und Neigung zur Horizontalen) notwendig.

Hierfür wurden vorhandene Modelle von PV-, PVT- und Solarthermie-Anlagen verwendet [13, 14], welche die physikalischen Zusammenhänge der jeweiligen solaren Erzeugungstechnologien in quasi-stationären Eingabe-Ausgabe-Modellen abbilden. Dabei werden drei Schritte benötigt:

- (1) Bestimmung der solaren Einstrahlung auf die Modul-/Kollektor-Fläche mit der entsprechenden zeitlichen Abhängigkeit;
- (2) Bestimmung der Temperatur der absorbierenden Schicht innerhalb des Moduls/Kollektors;
- (3) Bestimmung der Wärmeübertragung und entsprechend der Temperatur des Kühlfluids für PVT- und Solarthermie-Anlagen.

Als Eingabegrößen der Modelle fungieren sowohl statische Parameter (u. a. Ausrichtung, Neigung, Längengrad, Breitengrad, elektrische Kenngrößen aus dem Datenblatt eines PV-Moduls) als auch Zeitreihen der relevanten Wetterdaten (u. a. solare Einstrahlung auf die Horizontale, Außentemperatur, Windgeschwindigkeit). Die Ausgabegröße der Modelle stellt auf elektrischer Seite der elektrische Ertrag der PV- bzw. PVT-Anlagen dar. Dieser elektrische Ertrag beinhaltet bereits die elektrischen Verluste auf der Gleichspannungsseite, auf der Wechselstromseite, durch den Wechselrichter, durch Verschmutzung, durch Reflektion und durch Verschattung. Auf thermischer Seite stellen die Modelle der PVT- bzw. Solarthermie-Anlagen den Ertrag thermischer Energie je Zeiteinheit sowie das entsprechende Temperaturniveau der thermischen Energie als Ausgabegrößen dar.

Durch eine Variation der Ausrichtung und der Neigung innerhalb der jeweiligen Modelle können die jeweiligen spezifischen elektrischen und thermischen Jahreserträge bestimmt werden. Diese bilden die Grundlage für die Bestimmung des Solarpotenzials von Hamburg, indem diese spezifischen elektrischen und thermischen Jahreserträge je Orientierung mit den Ausrichtungen und Neigungen der Hamburger Dachflächen kombiniert werden.

3.4 Wirtschaftlichkeit solarer Erzeugungstechnologien

Nachfolgend werden die notwendigen methodischen Werkzeuge zur Bestimmung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit solarer Erzeugungstechnologien dargestellt. Zunächst wird hierfür eine Kostenrechnung mit der Methode der Strom-/Wärmegestehungskosten für die Bewertung des energetischen Angebots der Technologien durchgeführt. Anschließend werden zur Abbildung der Nachfrageseite mögliche Lastprofile vorgestellt. Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit ist dann die gemeinsame Betrachtung aus Angebot der solaren Erzeugungstechnologien und der Nachfrage nach elektrischer oder thermischer Energie notwendig. Abschließend werden die in dieser Arbeit verwendeten Kostenannahmen abgebildet und verschiedene Szenarien für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit solarer Erzeugungstechnologien erläutert.

3.4.1 Kostenrechnung

Die Methodik der Strom- bzw. Wärmegestehungskosten bestimmt die Kosten, die bei der Erzeugung von elektrischer oder thermischer Energie anfallen. Die ermittelten energetischen Erträge der solaren Erzeugungstechnologien können damit in Strom- bzw. Wärmegestehungskosten (LCOE oder LCOH für levelized cost of electricity/heat) übertragen werden. Hierfür sind neben den energetischen Erträgen die benötigten Investitionen und die jährlichen Wartungskosten relevant. Durch die Kostenreduktion bei zunehmend größeren technischen Anlagen sinken i. Allg. die spezifischen Investitionskosten je installierter Leistung. Ein derartiger Verlauf der spezifischen Kosten über der jeweils installierten Leistung zeigt beispielhaft für eine PV-Anlage mit einer südlichen Ausrichtung und einer Neigung von 30° Abbildung 3.3.

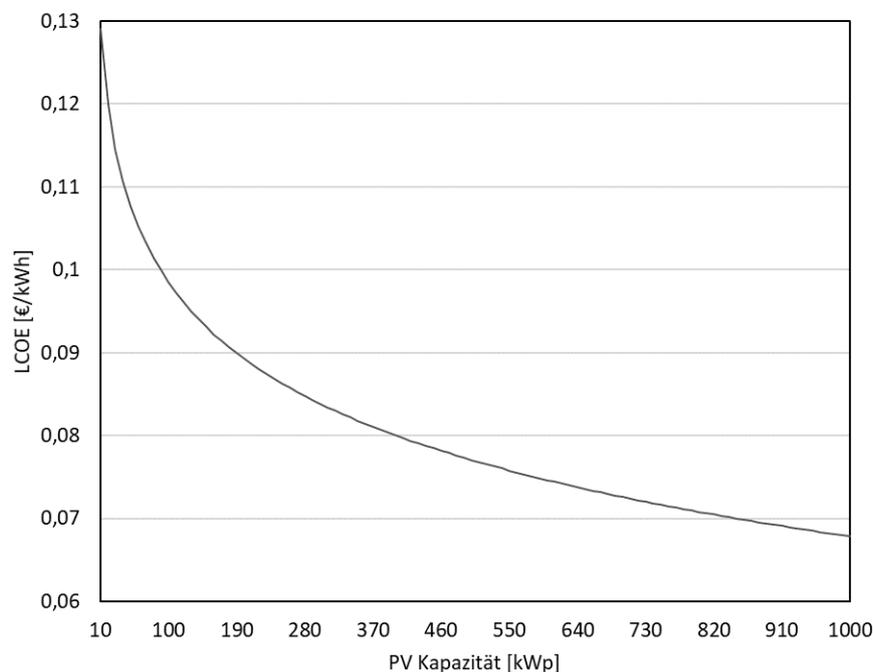


Abbildung 3.3 Beispielhafter Verlauf der spezifischen Kosten für eine PV-Anlage mit einer südlichen Ausrichtung und einer Neigung von 30°

Ausgehend von der installierten PV-Kapazität und den daraus resultierenden spezifischen Kosten für eine PV-Anlage können die gesamten Investitionen einer solaren Erzeugungsanlage bestimmt werden. Ebenfalls können die energetischen Erträge durch Anwendung der in Kapitel 3.3 dargestellten Modellierung ermittelt werden. Sowohl die bereitgestellten Energiemengen als auch die anfallenden Kosten der Wartung werden als Barwert bestimmt. Hierzu werden alle Kosten und Erträge auf den Zeitpunkt der Investition abgezinst, um eine einheitliche Bewertung zu ermöglichen. Die LCOE bzw. LCOH (Strom- bzw. Wärmegestehungskosten) berechnen sich anschließend nach der folgenden Gleichung.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + OM_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}$$

Hierbei stellt n die Lebensdauer der jeweiligen Anlage, t das jeweils betrachtete Jahr innerhalb der Lebensdauer, I die Investitionskosten, OM die jährlichen Wartungskosten, M den energetischen Ertrag und i den verwendeten kalkulatorischen Zinssatz dar. Die LCOE und LCOH bieten eine erste Abschätzung, welche Kosten mit einer Energiebereitstellung aus derartigen PV- bzw. PVT- bzw. Solarthermie-Anlagen verbunden sind.

Eine direkte Aussage aus den LCOE bzw. LCOH über die Wirtschaftlichkeit von solaren Erzeugungsanlagen ist allerdings nicht generell ableitbar. Zumeist ist hierfür eine Bestimmung des Eigenverbrauchs der bereitgestellten elektrischen Energie notwendig, um eine fundierte Aussage über die Wirtschaftlichkeit von solaren Erzeugungsanlagen treffen zu können.

3.4.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Zum Verständnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung von PV-Anlagen (im Rahmen der Zielstellung der vorliegenden Studie) ist es notwendig, die Größen der Autarkie, des Eigenverbrauchs und der Einspeisung einordnen zu können.

- **Autarkiegrad.** Unter Autarkiegrad wird der Anteil der elektrischen Energienachfrage des betrachteten Gebäudes in einem bestimmten Zeitraum betrachtet, welcher durch die PV-Anlage bereitgestellt wird und somit das jeweilige Gebäude bzw. System unabhängig/autark vom Netzstrombezug macht.
- **Eigenverbrauch.** Unter Eigenverbrauch ist die elektrische Energienachfrage des betrachteten Gebäudes innerhalb eines bestimmten Zeitraums zu verstehen, die durch den bereitgestellten PV-Strom gedeckt werden kann. Eine sehr kleine PV-Anlage bei einem Gebäude mit einem sehr hohen Stromverbrauch würde somit eine sehr geringe Autarkie (fast die gesamte nachgefragte elektrische Energie muss aus dem Netz kommen) und einen sehr hohen Eigenverbrauch aufweisen (fast der gesamte PV-Strom, der bereitgestellt wird, kann genutzt werden).
- **Einspeisung.** Unter Einspeisung ist die Energiemenge in einem bestimmten Zeitraum zu verstehen, welche nicht im jeweiligen Gebäude verwendet werden kann und somit ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird.

Die drei Größen sind in Abbildung 3.4 dargestellt. Hierbei sind beispielhaft eine Winterwoche (links) und eine Sommerwoche (rechts) mit sowohl der elektrischen Nachfrage eines Einfamilienhauses (in grau) sowie dem potenziellen elektrischen Ertrag einer PV-Anlage (in rot) abgebildet. Der Eigenverbrauch ist in grün und die Einspeisung in orange dargestellt. Der Autarkiegrad weist dabei in der Sommerwoche einen Wert von 66 % auf, während in der Winterwoche nur 19 % der elektrischen Nachfrage durch die PV-Anlage gedeckt wird. Der Eigenverbrauch ist in der Winterwoche allerdings mit 42 % deutlich größer im Vergleich zu

der Sommerwoche mit 17 %. Die Einspeisung wiederum weist in der dargestellten Sommerwoche aufgrund der intensiven solaren Einstrahlung einen Anteil von 83 % auf und sinkt für die dargestellte Winterwoche auf 58 %.

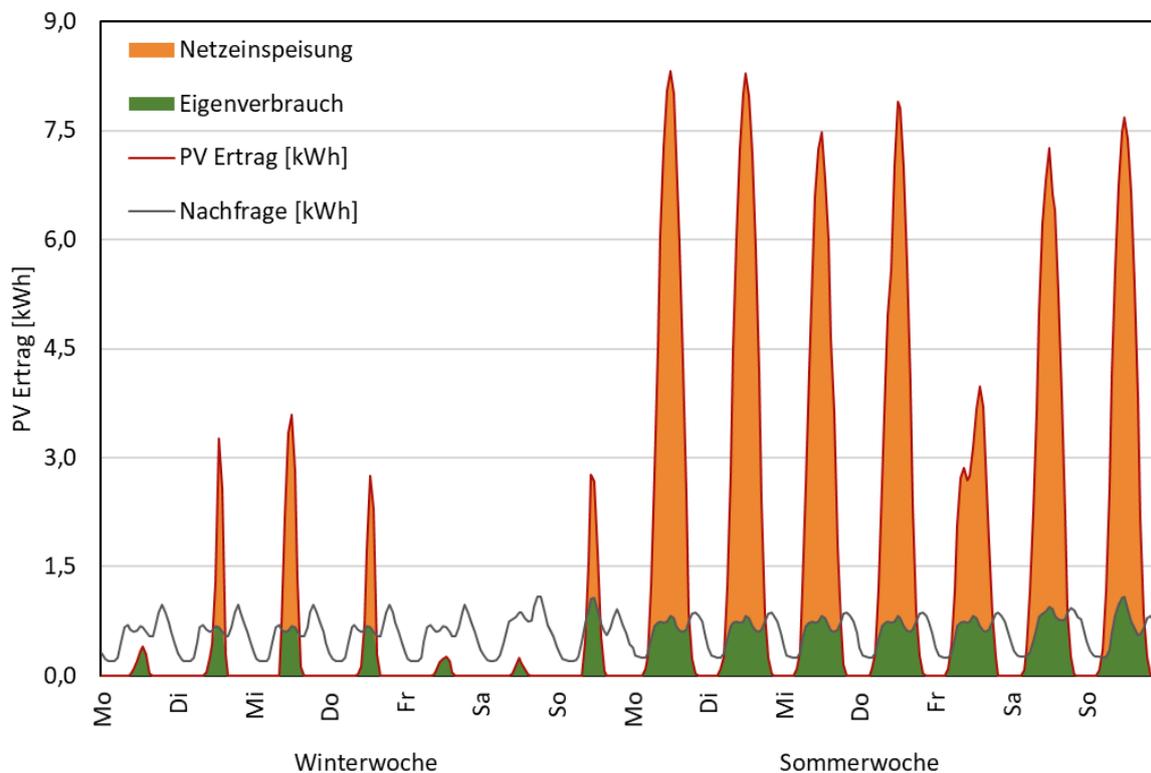


Abbildung 3.4 Eigenverbrauch, Einspeisung und Autarkiegrad für eine Winter- (links) und Sommerwoche (rechts) für ein Einfamilienhauses mit der Stromnachfrage des Standardlastprofils H0

Daraus resultiert folglich eine unterschiedliche Bewertung identischer Energiemengen, je nach Verwendungszweck. Kann die bereitgestellte elektrische Energie der PV-Anlage direkt im Gebäude verwendet werden, wird der Bezug von Netzstrom vermieden und diese Energiemenge mit dem Preis des Netzstroms bewertet. Überschüssige bereitgestellte elektrische Energie, die eingespeist werden muss, wird hingegen (zumeist) mit einer Einspeisevergütung bewertet.

Im Kontext der Stromgestehungskosten (LCOE) ist somit eine Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen nur möglich, wenn entweder der Preis des Netzstromes oder der Wert der Einspeisevergütung oberhalb des jeweiligen Wertes der LCOE liegen. Unter den aktuellen (Beginn 2023) geltenden Rahmenbedingungen ist dies in den meisten Fällen für den Preis des Netzstroms gegeben, während der Wert der Einspeisevergütung häufig unterhalb des Wertes der LCOE liegt; d. h. unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Kosten weist der Eigenverbrauch den höheren monetären Wert für die bereitgestellte elektrische Energie auf.

Die Wirtschaftlichkeit wird in dieser Studie quantifiziert und bestimmt über den Kapitalwert (siehe nachfolgende Gleichung). Bei diesem werden alle Einnahmen und Ausgaben jährlich

bestimmt, als Barwert auf denselben Zeitpunkt bezogen und summiert sowie anschließend den Investitionen gegenübergestellt.

$$C_0 = \sum_{t=1}^n \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t} - I_0$$

C steht hierbei für den Kapitalwert, E für sämtliche Einzahlungen (durch die Vermeidung des Netzstrombezuges oder die Einspeisevergütung), A für sämtliche Auszahlungen, n für die Lebensdauer der jeweiligen Anlage, t für das jeweils betrachtete Jahr innerhalb der Lebensdauer, i für den kalkulatorischen Zinssatz und I_0 für die Investitionskosten. Alle Einnahmen und Ausgaben werden somit auf denselben Zeitpunkt, die Gegenwart bezogen. Ein positiver Kapitalwert entspricht hierbei der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Das eingesetzte Kapital als Investition wird in diesem Fall zurückerhalten und eine Verzinsung erwirtschaftet, die den kalkulatorischen Zinssatz übersteigt. Wird der Kapitalwert durch den Betrag der Investitionen und die Lebensdauer der PV-Anlage geteilt, ergibt sich die durchschnittliche jährliche Rendite. Ebenfalls kann aus der Gleichung des Kapitalwertes bei einer Umstellung nach der Lebensdauer die dynamische Amortisationszeit bestimmt werden.

3.4.3 Lastprofil

Ein Lastprofil beschreibt die zeitliche Verteilung der Stromnachfrage eines Energieversorgungssystems (Einfamilienhaus, Büro, etc.) und stellt den Verlauf der Stromnachfrage eines Gebäudes und/oder eines Elektroautos im Laufe eines Tages, einer Woche oder eines Jahres dar. Zur Bestimmung des Eigenverbrauchs der durch die PV-Anlagen bereitgestellten elektrischen Energie innerhalb eines Gebäudes werden hier derartige Lastprofile hinterlegt. Dazu werden die repräsentativen VDEW Standardlastprofile verwendet, die für unterschiedliche Gebäudenutzungstypen entsprechende zeitliche Verläufe der Nachfrage nach elektrischer Energie beschreiben [15]. Diese Standardlastprofile sind auf eine elektrische Jahresnachfrage von 1 000 kWh normiert und müssen für die Bestimmung des Eigenverbrauchs anhand der elektrischen Jahresnachfrage des untersuchten Gebäudes skaliert werden. Für die Lastprofile des Beladens von Elektroautos werden die Lastprofile von [16] verwendet, welche zwischen privater und gewerblicher Nutzung unterscheiden. In Tabelle 3.1 sind alle hier verwendeten Lastprofile mit einer kurzen Erklärung hinterlegt.

Tabelle 3.1: Verwendete Lastprofile und deren Erklärung [15]

Abkürzung	Beispielanwendung	Gekennzeichnet durch:
H0	Ein- und Mehrfamilienhäuser	eine erhöhte Nachfrage in den Abendstunden
G1	Büros, Werkstätten, Schulen, Verwaltung	eine ausgeprägte Nachfrage werktags zwischen 8 und 18 Uhr
G2	Turnhallen, Fitnessstudios	eine überwiegende Nachfrage in den Abendstunden
G3	Kühlhäuser, Parkhäuser	einer durchlaufenden Nachfrage über den gesamten Tag

Abkürzung	Beispielanwendung	Gekennzeichnet durch:
G4	Laden, Frisör	eine verringerte Nachfrage in der Mittagspause
L2	Landwirtschaftsbetrieb ohne Milchwirtschaft	eine erhöhte morgendliche und abendliche Nachfrage
E H0	E-Auto im Wohnkontext	eine erhöhte Nachfrage in den Abend- und Nachtstunden
E G1	E-Auto im Gewerbekontext	eine ausgeprägte Nachfrage zwischen 8 und 18 Uhr
E PP	E-Auto in Parkhäusern	eine ausgeprägte morgendliche Nachfrage

Für Schulen wurde in das G1 Lastprofil eine zusätzliche sechswöchige Sommerferienzeit eingefügt. Das E PP Lastprofil für E-Autos entspricht einem invertiertem E H0 Lastprofil.

Der Eigenverbrauch eines spezifischen Gebäudes kann nun durch die Kombination aus den Zeitreihen der Bereitstellung elektrischer Energie durch die PV-Anlagen mit den Zeitreihen der Lastprofile bestimmt werden.

3.4.4 Kostenannahmen

Die Kosten für eine PV-Anlage in Deutschland hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab und sind daher schwierig zu verallgemeinern. Im Folgenden sind die verwendeten Annahmen der Kostenanteile für verschiedene Bestandteile einer PV-Anlage für ein Beispiel mit einer installierten Leistung von ca. 150 kWp dargestellt (u. a. basierend auf [2] und Erfahrungswerten, alle Kosten ohne Mehrwertsteuer). Die Werte der Kosten unterliegen derzeit teilweise stärkeren Schwankungen durch Lieferengpässe (Stand: Anfang 2023) und weitere externe Einflussfaktoren; sie müssen somit bei der Planung der Installation einer PV-Anlage individuell ermittelt werden.

- Generatorfeld. Hierzu gehören die PV-Module, die Unterkonstruktion und das Montagesystem sowie die Gleichstrom-Verkabelung. Für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 150 kWp kann von 600 bis 750 €/kWp für das Generatorfeld ausgegangen werden.
- Wechselrichter und Wechselstrom-Verkabelung. Hierzu gehören die Wechselrichter, die Fernüberwachung bzw. der Datenlogger und die Wechselstrom-Verkabelung. Für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 150 kWp kann von 100 bis 120 €/kWp für die Wechselrichter und Wechselstrom-Verkabelung unterstellt werden.
- Netzanschluss. Hierzu gehören das Schutzkonzept, das Regelkonzept nach VDE-AR-N 4110, das Messkonzept, das Anlagenzertifikat und die Inbetriebsetzungserklärung sowie die Netzanbindung. Für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 150 kWp dürfte der Netzanschluss bei 350 bis 450 €/kWp liegen.
- Planungsleistung. Für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 150 kWp kann die Planungsleistung mit ca. 250 bis 300 €/kWp veranschlagt werden.

- **Instandhaltung.** Die Instandhaltungskosten einer PV-Anlage sind in der Regel gering, da die PV-Module und Wechselrichter eine hohe technische Lebensdauer zeigen. Trotzdem müssen regelmäßig Wartungsarbeiten durchgeführt werden, die Kosten von etwa 100 bis 200 €/a verursachen können.

Diese Angaben dienen nur als grobe Orientierung für eine beispielhafte PV-Anlage mit 150 kWp; die realen Kosten für eine PV-Anlage hängen von vielen weiteren Faktoren ab. Hierbei ist vor allem die installierte Leistung einer PV-Anlage, aber auch der Standort und die Qualität der Komponenten entscheidend. Bei kleineren installierten Leistungen der PV-Anlage bis 50 kWp werden für die materiellen Kosten (Generatorfeld, Wechselrichter, Verkabelung, Netzanschluss) von 1 380 €/kWp, bei PV-Anlagen über 50 kWp von ca. 1 200 €/kWp und bei Freiflächen-Anlagen über 750 kWp von knapp 600 €/kWp angenommen (alle Kosten ohne Mehrwertsteuer) [2, 17].

Die Investitionen unterscheiden sich für PV-Anlagen je nach ihrer Ausrichtung. Für Flachdächer ist dabei grundsätzlich die Installation in einer Ost-/Westausrichtung zu bevorzugen (aufgrund der ebenen Fläche, um eine Eigenverschattung zu verhindern). Dadurch sind zusätzlich die Montagesysteme, die Gleichstrom-Kabelführungen und Ähnliches entsprechend kostengünstiger im Vergleich mit einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage.

Die Planungskosten hängen stark von der zu planenden Kapazität der PV-Anlagen ab; eine zusammenhängende Planung von einer Vielzahl potenziell geeigneter Flächen für die Installation von PV-Anlagen reduziert die spezifischen Planungskosten.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung über den Kapitalwert sind in Tabelle 3.2 weitere Rahmenbedingungen und Annahmen zusammengefasst.

Tabelle 3.2: Rahmenbedingungen und Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Kostenreduktion einer Ost-/West-Anlage im Vergleich zu einer Süd-Anlage	25	%
Lebensdauer	20	Jahre
Strompreis	0,40	€/kWh
Einspeisevergütung	8,2 (bis 10 kWp)	5,8 (ab 100 kWp – anteilig)
Volleinspeisevergütung	13,0 (bis 10 kWp)	10,9 (ab 100 kWp – anteilig)
Kalkulatorischer Zinssatz	4	%
Inflationsrate	2	%/a
Historischer Strompreisanstieg	3,4	%/a
Degradation	0,2	%/a

3.4.5 Szenarien

Innerhalb der vorliegenden Untersuchung werden vier unterschiedliche Szenarien für die wirtschaftliche Bewertung der datenbasiert typologisierten Fallbeispiele verwendet.

- Basis. Alle bisher dargestellten Annahmen bezüglich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bilden das Basis-Szenario mit einem Basis-Strompreisanstieg in Höhe der jährlichen Inflationsrate.
- Strompreisanstieg. Das Szenario mit einem Strompreisanstieg nimmt eine erhöhte jährliche Steigerung des Strompreises oberhalb der Inflationsrate mit 3,4 %/a (der historischen Steigerung des Strompreises seit der Jahrtausendwende) an.
- E-Mobilität. Das E-Mobilitäts-Szenario beinhaltet neben den Lastprofilen zur Deckung der Stromnachfrage der jeweiligen Gebäude der Fallbeispiele auch eine zusätzliche Stromnachfrage der E-Mobilität.
- Strompreisanstieg und E-Mobilität. Die Kombination aus dem E-Mobilitäts-Szenario und dem Szenario eines Strompreisanstiegs oberhalb der Inflationsrate ergibt das vierte untersuchte Szenario.

3.5 Datenbasis

Diese Studie beschränkt sich ausschließlich auf öffentlich zugängliche Daten (z. B. die dreidimensionalen Datenbanken ALKIS⁸ / CityGML⁹, Erhebungen des Statistikamtes Nord). Die verwendeten Datengrundlagen und ihre vorbereitende Aufarbeitung zur Nutzung werden im Folgenden kurz vorgestellt.

3.5.1 Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS)

ALKIS ist das bundesweit einheitliche amtliche Verzeichnis, das gemäß Grundbuchordnung die rechtlichen und tatsächlichen Verhältnisse der Liegenschaften maßstabsgetreu und georeferenziert darstellt und beschreibt [18]. Innerhalb von ALKIS werden die vorher getrennt vorgehaltenen Daten der raumbezogenen Liegenschaftskarte und des nicht raumbezogenen Liegenschaftsbuches systematisch zusammengeführt [19]. Aus ALKIS lassen sich somit Rückschlüsse auf einzelne Flächeneigenschaften und -nutzungen treffen, die für diese Potenzialstudie relevant sind (ALKIS mit Stand vom April 2022).

3.5.2 City Geometry Markup Language (CityGML)

Das 3D-CityGML von Hamburg liegt in zwei Varianten vor, die sich hinsichtlich ihres Detaillierungsgrades (LoD¹⁰) voneinander unterscheiden: LoD1 und LoD2 [20]. In dieser Studie kommt das 3D-Stadtmodell Hamburgs mit dem Detaillierungsgrad LoD2 vom April 2022 zum Einsatz. Beim LoD2-Modell werden die aus Befliegungen gewonnenen Laserdaten aller Dachflächen betrachtet und standardisierten Dachformen sowie den entsprechenden Gebäuden zugeordnet; eine Auflistung der möglichen Standarddachform findet sich auf der

⁸ Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem.

⁹ City Geography Markup Language ist ein GML-Anwendungsschema zur Speicherung und zum Austausch von virtuellen 3D-Stadtmodellen.

¹⁰ Level of Detail

Webseite der Geodateninfrastruktur Deutschland (GDI-DE) [21]. Der jeweilige Gebäudegrundriss wird der amtlichen digitalen Liegenschaftskarte entnommen [22]. Die Tatsache, dass für die Modellbildung der Gebäude zwei verschiedene Datenbanken verknüpft wurden – die Laserscanbefliegung für die Dachflächen sowie die digitale Liegenschaftskarte für die Gebäudegrundflächen –, führt zu einigen geometrischen Unstimmigkeiten; beispielsweise fallen für viele Gebäude die Dachflächen geringer aus als die zugehörigen Grundflächen (dies ist unter der Annahme senkrechter Außenwände nur für Gebäude mit Staffelgeschossen möglich, jedoch nicht für normale Satteldächer, die aufgrund ihrer Neigung sogar zwingend eine gegenüber ihrer Grundfläche größere Dachfläche aufweisen müssten). Dieser Umstand sowie die Tatsache, dass bei der vereinfachten Modellierung auch auf mögliche Dachüberstände verzichtet wurde, führt zur Annahme, dass die hier genutzten Dachflächen größtenteils tendenziell untererfasst sind und die daraus abgeleiteten theoretischen PV-Flächenpotenziale in Kapitel 4 nicht überschätzt sind.

Das im Rahmen dieser Studie wichtigste Bestandteil des CityGMLs ist das Gebäudemodul (Namensraum *bldg*) mit der zentralen, abstrakten Klasse *_AbstractBuilding*. Die Klasse *_AbstractBuilding* beinhaltet zwei weiteren Subklassen, nämlich Gebäude (*bldg:Building*) und Gebäudeteil (*bldg:BuildingPart*) [23]. Wenn ein Gebäude nur aus einem (homogenen) Teil besteht, ist die Klasse Gebäude zu verwenden. Ein Gebäude, das aus verschiedenen Segmenten besteht, die sich z. B. in der Anzahl der Stockwerke oder der Dachform unterscheiden, muss ein Gebäude in mehrere Gebäudeteile aufgeteilt werden [24, 25]. Abbildung 3.5 zeigt beispielhaft die Modellierung eines Gebäudes mit mehreren Gebäudeteilen.

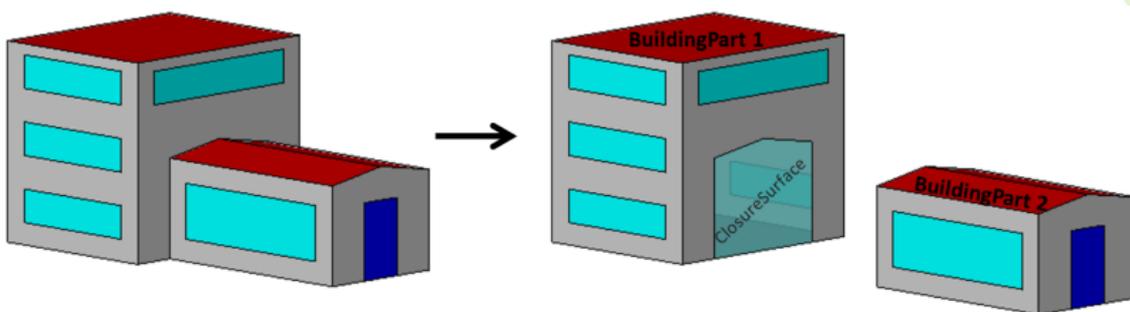


Abbildung 3.5 Modellierung eines Gebäudes mit mehreren Gebäudeteilen [25]

Im Gebäudemodell des LoD2 bestehen die Gebäude aus mehreren Begrenzungsflächen (*BoundarySurface*). Diese Flächen sind unterteilt nach Wandflächen (*WallSurface*), Dachflächen (*RoofSurface*), Bodenflächen (*GroundSurface*) und nicht sichtbaren Begrenzungsflächen (*ClosureSurface*). Alle Koordinaten der Begrenzungsflächen sind als ETRS89/UTM32-Koordinaten mit den Höhenangaben im DHHN2016_NH in Metern angegeben [26].

Durch die Koordinaten der Begrenzungsflächen lassen sich wichtige Eigenschaften wie beispielsweise Gebäudegrundfläche, Gebäudevolumen, Gebäudehöhe und Traufhöhe ermitteln. Die Berechnung der Traufhöhe erfolgt durch den Mindestabstand zwischen Dachfläche

und Bodenfläche. Jedes Gebäude bzw. jeder Gebäudeteil in Hamburg wird darüber hinaus durch eine Vielzahl von Attributen beschrieben. Dies umfasst u. a. Gebäude- bzw. Bauwerksfunktion, Bauweise, Anzahl der oberirdischen Geschosse und Dacheigenschaften (u. a. Dachausrichtung, Dachneigung, Größe der Dachfläche) [26, 27].

3.5.3 Wetterdaten

Die verwendeten Wetterdaten dienen der Eingabe der in Kapitel 3.3 dargestellten Modellierung solarer Erzeugungstechnologien. Diese Wetterdaten wurden aus einer öffentlichen Datenbank für Hamburg entnommen [28, 29], in der die Wetterdaten eines 20-Jahres-Zeitraumes – hier vom am 1.1.2001 bis zum 31.12.2020 – in einer stündlichen Auflösung dokumentiert sind. Diese Wetterdaten beinhalten hierbei die Diffus- und die Direktstrahlung auf die horizontale Fläche, die Außentemperatur und die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe. Durch die Verwendung von Wetterdaten aus 20 Jahren können die Schwankungen zwischen den einzelnen Jahren relativiert und ein realistischer Eindruck des Potenzials solarer Erzeugungstechnologien in Hamburg abgebildet werden.

4 Gesamtflächenpotenzialermittlung

Würde man sich das 755 km² große Hoheitsgebiet der Freien und Hansestadt Hamburg stark vereinfacht als eine unbebaute, horizontale Ebene vorstellen, würden binnen eines Jahres insgesamt 770 TWh solarer Energie auf diese Fläche treffen. Dies entspricht rund dem 65-fachen des jährlichen Bruttostromverbrauchs Hamburgs¹¹. Das bedeutet, dass bereits nach nur fünfeinhalb Tagen die insgesamt benötigte Energiemenge bereits von der Sonne zur Verfügung gestellt wurde. Diese Überlegung ist rein theoretischer Natur, denn selbstverständlich ist Hamburg keine unverschattete, horizontale Ebene, sondern verfügt über eine geologische Topografie, dreidimensionale städtebauliche Strukturen sowie Vegetation. Auch kann Solarenergie mit den verfügbaren Technologien nicht vollumfänglich, sondern nur durchschnittlich zu 20 % in Strom umgewandelt werden, so dass lediglich ein 13-faches Überangebot solarer Strahlung verbleibt.

Zur genaueren Untersuchung des Hamburger Solarpotenzials werden die in Kapitel 3.5 vorgestellten Datengrundlagen verwendet, um das in Kapitel 3.1.2 vorgestellte methodische Vorgehen anzuwenden. Hierbei werden nachfolgend zunächst die (technischen) Ergebnisse der modellierten solaren Erzeugungstechnologien diskutiert. Die Darstellung dieser Ergebnisse basiert größtenteils auf sogenannten *Heatmaps*, in denen die jeweiligen Werte der betrachteten Größen über unterschiedliche Farben abgebildet werden, um deren Abhängigkeit von zwei unterschiedlichen Variablen aufzeigen zu können. Als Variablen werden nachfolgend zumeist die Ausrichtung der jeweiligen Module bzw. Kollektoren sowie der Neigungswinkel zur Horizontalen verwendet. Für sämtliche energetische Größen sind hierbei nachfolgend jährliche Werte angegeben. Abbildung 4.1 zeigt hierbei die Globalstrahlung auf die geneigte Fläche über die Ausrichtung und Neigung dieser geneigten Fläche für ein durchschnittliches Jahr auf Basis der Hamburger Wetterdaten der vergangenen 20 Jahre. Zu erkennen ist ein deutlich ausgeprägter Bereich der höchsten Globalstrahlung auf die geneigte Fläche. Hervorzuheben ist hierbei eine Verschiebung dieses Bereichs in Richtung Westen. Eine um ca. 30° nach Westen ausgerichtete Fläche kann, bei entsprechendem Neigungswinkel, demnach mehr Globalstrahlung erhalten im Vergleich zu einer direkt nach Süden ausgerichteten Fläche. Die allein nach der Globalstrahlung vielversprechendsten Ausrichtungen weisen hierbei Werte auf zwischen 0° Süd und 40° West sowie einer Neigung zwischen 30° und 50°. Die geneigte Fläche kann bis zu knapp 20 % mehr Globalstrahlung als die Horizontale erhalten.

¹¹ Rund 11,0 TWh/a im Jahr 2021 (Energieportal Hamburg).

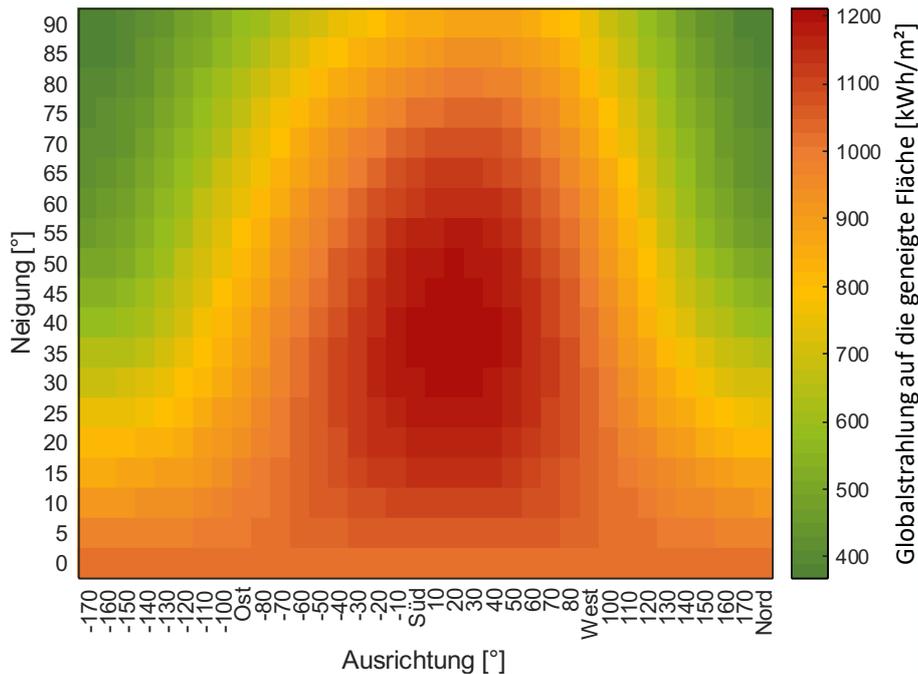


Abbildung 4.1 Globalstrahlung auf die geneigte Fläche

Basierend auf der Globalstrahlung auf die geneigte Fläche können folgend die spezifischen energetischen Erträge der solaren Erzeugungstechnologien dargestellt werden. Da der spezifische elektrische Ertrag von PV-Anlagen eine starke Abhängigkeit von der Globalstrahlung auf die geneigte Fläche aufweist, wird nachfolgend der Performance Faktor einer beispielhaften PV-Anlage dargestellt. Dieser stellt die Ausbeute im Vergleich zum theoretisch aus der Globalstrahlung erzeugbaren spezifischen elektrischen Ertrag dar, ermittelt über die in Kapitel 3.3 dargestellte Modellierung der PV-Anlage inklusive aller gängigen Verluste. Demnach liegt nach Abbildung 4.2 dieser Performance Faktor für einen Großteil der Ausrichtungen und Neigungen im Bereich von ca. 80 %. Ebenfalls ist ein deutlich größerer Bereich mit relativ gesehen höheren Werten der betrachteten Größe als bei der Globalstrahlung zu detektieren. Die Ergebnisse der modellierten PV-Anlage zeigen zwar ein Maximum des Performance Faktors in einem leicht nach Westen verschobenen Bereich und damit ein Maximum des spezifischen elektrischen Ertrags. Allerdings zeigen sie auch, dass eine effiziente Ausnutzung der verfügbaren Globalstrahlung in einem relativ breit gefassten Wertebereich der Ausrichtung und Neigung möglich ist.

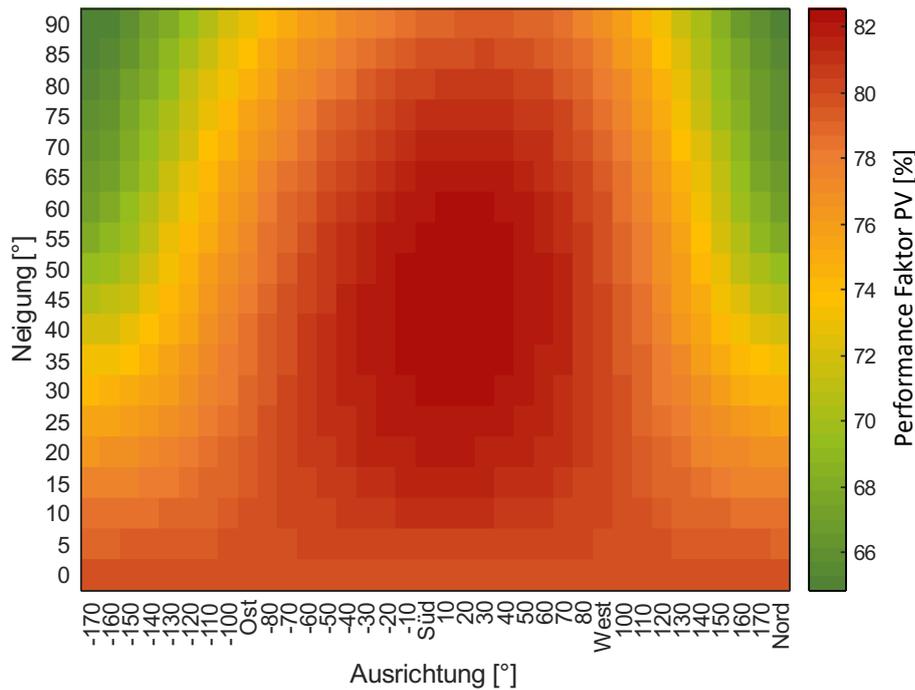


Abbildung 4.2 Performance Faktor PV

Da PVT-Anlagen grundsätzlich von denselben Abhängigkeiten der PV-Anlagen beeinflusst werden, zeigt Abbildung 4.3 die Differenz des spezifischen elektrischen Ertrages zwischen diesen beiden solaren Erzeugungstechnologien. Aus dieser Darstellung resultieren vor allem zwei Erkenntnisse.

- Zum einen weisen die PVT-Anlagen insgesamt nur einen sehr begrenzten spezifischen elektrischen Mehrertrag zu den PV-Anlagen auf.
- Zum anderen ist für diesen spezifischen elektrischen Mehrertrag eine deutliche Verschiebung zu einer westlicheren Ausrichtung zu erkennen. Dies liegt in den erhöhten Temperaturen am Nachmittag in Hamburg begründet und somit einem erhöhten Kühlungspotenzial der PVT-Anlagen, gefolgt von einem entsprechenden erhöhten spezifischen elektrischen Mehrwert.

Zu beachten ist hierbei allerdings, dass die PVT-Anlagen neben dem elektrischen Ertrag auch einen thermischen Ertrag generieren.

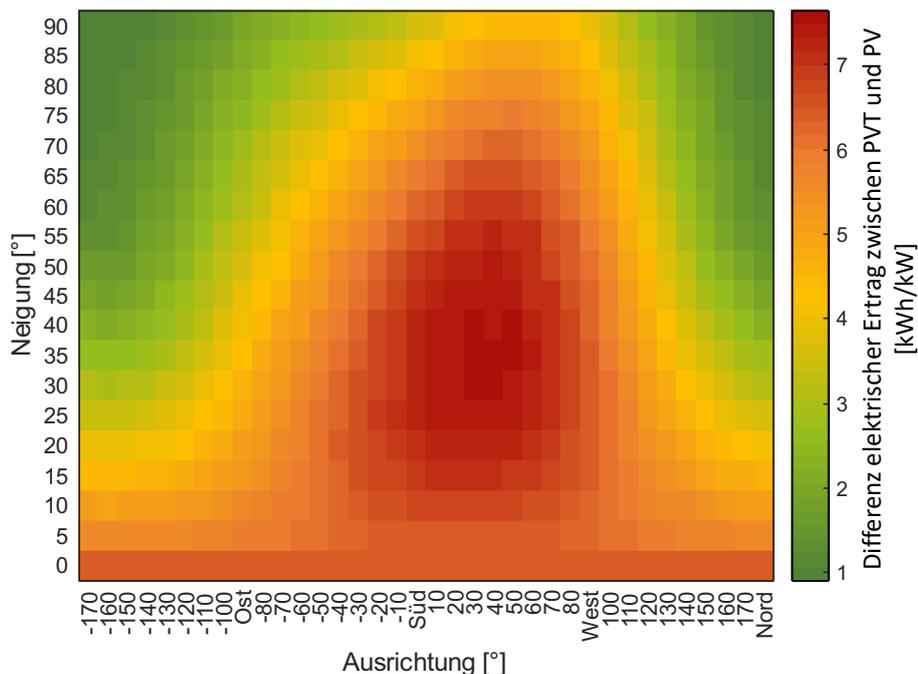


Abbildung 4.3 Differenz des elektrischen Ertrags zwischen PVT und PV

Abbildung 4.4 zeigt den spezifischen thermischen Ertrag einer Solarthermie-Anlage. Auch hier ist ein ausgeprägter Bereich mit hohen thermischen Erträgen zu erkennen. Besonders zwischen 40° Ost und 80° West sowie Neigungen von 10° bis 65° weisen spezifische thermische Erträge von 450 kWh/m² und mehr im Jahr auf.

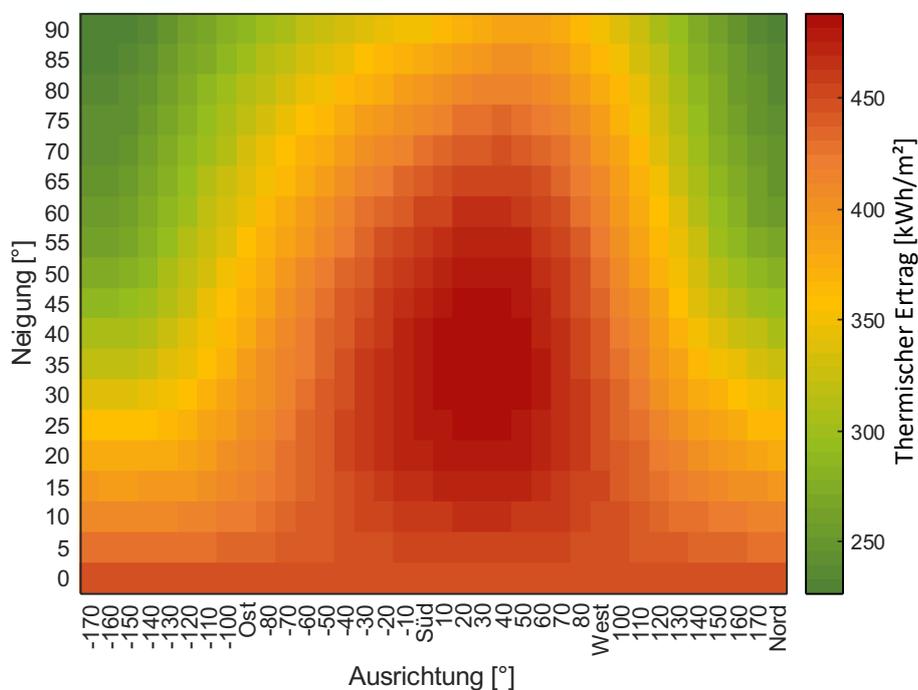


Abbildung 4.4 Thermischer Ertrag einer Solarthermie-Anlage

Im Vergleich zu den spezifischen thermischen Erträgen einer Solarthermie-Anlage zeigt Abbildung 4.5 den Anstieg dieser Erträge zwischen einer PVT-Anlage und einer Solarthermie

(ST)-Anlage. Zu erkennen ist ein etwas größerer Wertebereich der Ausrichtung für relativ hohe Werte des Anstiegs des spezifischen thermischen Ertrages. Auch zeigen deutlich größere Werte der Neigung einen erkennbaren Anstieg. Wichtig ist hier, dass ST-Anlagen häufig eine andere Art der Einbindung des thermischen Ertrages als PVT-Anlagen aufweisen und im realen Betrieb dadurch höhere Temperaturen innerhalb des verwendeten Wärmeträgermediums erreichen können als PVT-Anlagen.

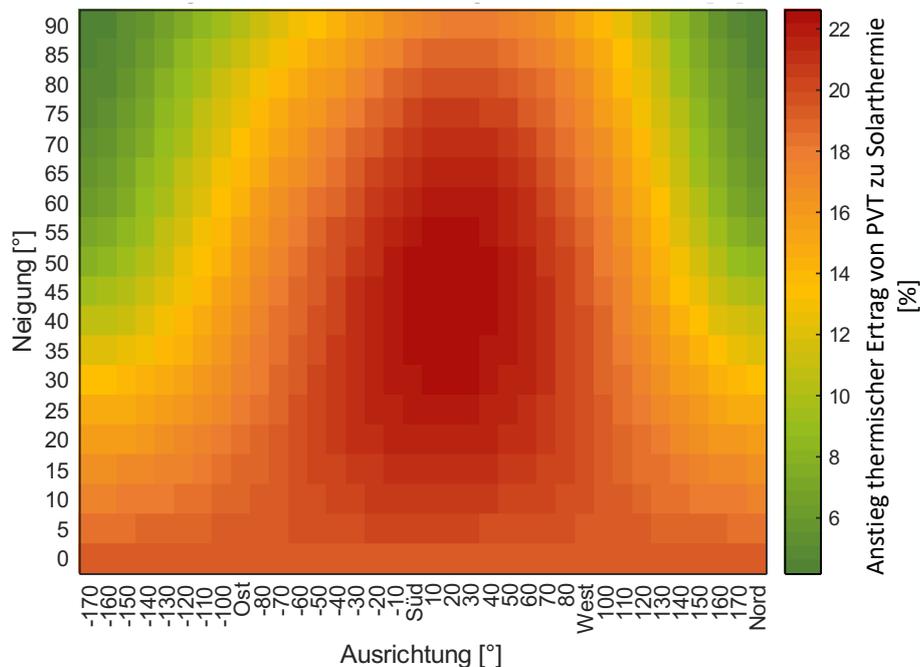


Abbildung 4.5 Anstieg des thermischen Ertrages von PVT gegenüber Solarthermie

Die je Ausrichtung und Neigung modellierten Erträge stellen hierbei den jeweiligen Energieertragsfaktor einer Dachfläche dar. Die summierten elektrischen Erträge je Ausrichtung und Neigung werden nachfolgend aufgeschlüsselt nach den zuvor definierten Kategorien der Hamburger Dachflächen abgebildet und diskutiert.

Die dargestellten spezifischen elektrischen und thermischen Erträge können nun mit den potenziellen Empfangsflächen in Hamburg kombiniert werden. Um das Solarpotenzial zu bestimmen, werden die Flächentypen Hamburgs nachfolgend untersucht und die in Kapitel 3.1.2 dargestellten Methoden und Ebenen der Potenzialbetrachtung auf diese Flächentypen angewendet.

Im Bereich der versiegelten, städtischen Flächen sind dies BIPV (*Building integrated PV*), UPV (*Urban PV*) und RIPV (*Road integrated PV*), während für unversiegelte, ländliche Flächen APV (*Agri-PV*), FFPV (*Freiflächen-PV*) und FPV (*Floating PV*) in Betracht kommen (Abbildung 2.1). Für diese Untersuchung wird auf Erhebungen des Statistikamtes Nord zur *tatsächlichen Bodennutzung* aus dem Jahr 2021 zurückgegriffen [30]. Diese Angaben zu den Absolutgrößen bestimmter Flächennutzungsarten werden mit den georeferenzierten Daten aus ALKIS kombiniert, um eine konkrete Lokalisierung zu ermöglichen. Bei der Flächenerfassung wird

zwischen den vier Hauptkategorien *Siedlung*, *Verkehr*, *Vegetation* und *Gewässer* unterschieden (Abbildung 4.6). Eine separate grafische Darstellung der vier Bodennutzungskategorien im Einzelnen sowie eine detailliertere tabellarische Aufschlüsselung nach Subkategorien zweiter Ordnung mit Zuordnung bestimmter PV-Nutzungsarten befinden sich im Anhang (Abbildung 10.1 bis Abbildung 10.5).

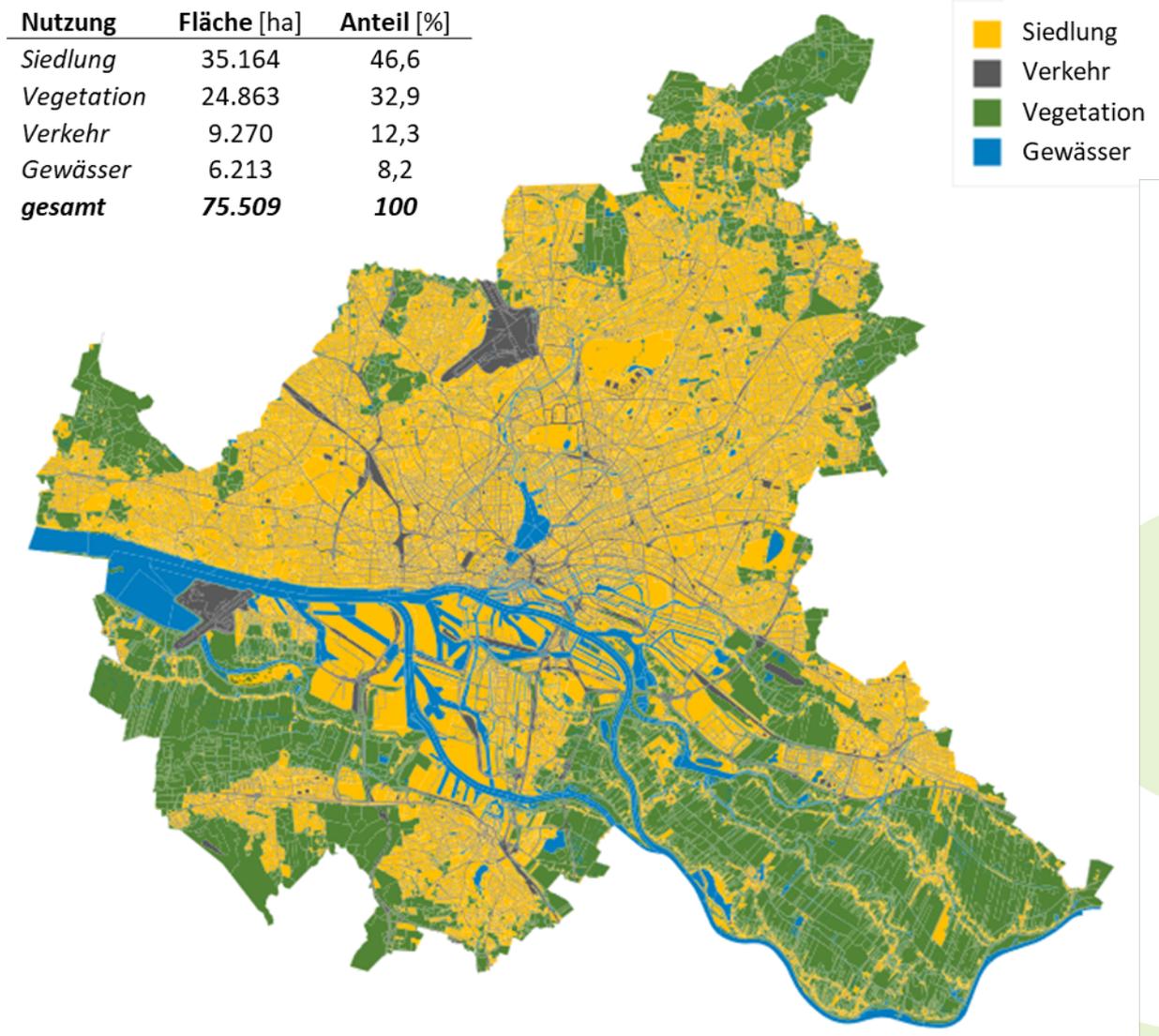


Abbildung 4.6 Bodennutzungskategorien *Siedlung*, *Verkehr*, *Vegetation* und *Gewässer* in Hamburg

In der Gegenüberstellung der absoluten Flächengröße der vier Bodennutzungskategorien wird deutlich, dass Siedlungsflächen in Hamburg mit 47 % nahezu die Hälfte der gesamten Fläche einnehmen; dies lässt bereits im Vorfeld der Untersuchung ein überproportionales Flächenpotenzial im Bereich Gebäude-integrierter PV vermuten. Trotz der Dominanz der Siedlungsflächen ist dennoch ein Drittel der Bodenfläche Hamburgs als Vegetationsfläche klassifiziert. Auf Verkehrsflächen entfallen 12 %. Eine Besonderheit Hamburgs stellen 8 % des Staatsgebietes als Gewässerfläche dar; deshalb werden hier auch die Anwendungen der Floating-PV abgeschätzt.

Im Folgenden wird innerhalb jeder der vier übergeordneten Bodennutzungskategorien und ihrer Subkategorien geprüft, welche spezifischen PV-Nutzungsarten tendenziell für eine Anwendung geeignet wären – möglichst, ohne in Konflikt mit der vorhandenen Primärnutzung zu treten. Wird für eine Bodennutzung eine geeignete PV-Anwendung identifiziert, erfolgt in einem nächsten Schritt die Ermittlung der gesamten hierfür zur Verfügung stehenden Fläche. Aus dem auf diese Weise erhaltenen *theoretischen Potenzial* kann dann für jede PV-Nutzung in einem zweiten Schritt durch die Annahme typischer Belegungsgrade das *technische Potenzial* abgeleitet werden. Durch weitere Überlegungen, welche darüber hinaus auch wirtschaftliche, baupraktische und regulatorische Randbedingungen mit einbeziehen, kann dann im Rahmen einer qualitativen Analyse auf das *realisierbare Potenzial* geschlossen werden (Kapitel 3.2).

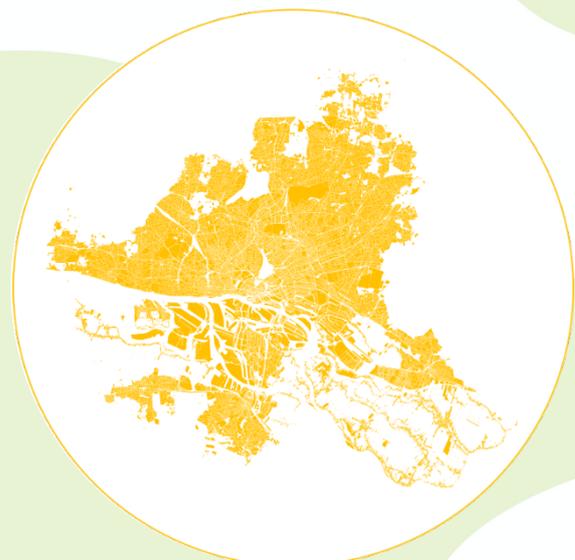
Die Reihenfolge der Untersuchung richtet sich dabei im Folgenden jeweils nach der Flächengröße der einzelnen Bodennutzungen; d. h. es werden zuerst die Siedlungsflächen analysiert, gefolgt von Vegetationsflächen, Verkehrsflächen und abschließend den Gewässerflächen.

4.1 PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung *Siedlung*

Innerhalb der Kategorie *Siedlung* werden bei der statistischen Erhebung diverse Subkategorien geführt, welche eine differenziertere Unterscheidung der verschiedenen Bodennutzungen innerhalb Hamburgs Siedlungsfläche abbilden (Tabelle 4.1).

Tabelle 4.1: Flächennutzungen innerhalb der Kategorie *Siedlung* mit grafischer Darstellung auf Basis der georeferenzierten ALKIS-Datenbank

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Wohnen	16 965	48,2
Industrie/Gewerbe	7 005	19,9
Sport/Freizeit/Erholung	6 496	18,5
Besondere Funktionen	2 296	6,5
Gemischte Nutzung	1 531	4,4
Friedhof	839	2,4
Tagebau	29	< 1
Halde	3	< 1
Bergbau	0	0
Siedlung gesamt	35 164	100



Die Subkategorien *Tagebau*, *Halde* und *Bergbau* scheiden aufgrund ihrer geringen Größe (jeweils < 1 %) aus der folgenden Betrachtung aus. *Friedhofsflächen* bleiben ebenfalls unberücksichtigt, da sich hier nur wenige bauliche Anlagen befinden, die für eine PV-Nutzung in

Frage kommen, und Freiflächenanlagen aufgrund des hohen Verschattungsgrades durch den typischen Friedhofsbaumbestand unwirtschaftlich wären.

Der Fokus liegt daher deutlich auf dem Bereich der *Wohnnutzung*, welche fast die Hälfte (48 %) der Siedlungsfläche einnimmt, gefolgt von *Industrie- und Gewerbenutzungen* (20 %) sowie Flächen für *Sport, Freizeit und Erholung* (19 %). Deutlich geringer fallen bereits die Flächen *besonderer funktionaler Prägung* (7 %) aus, welche hauptsächlich öffentliche Gebäude der Verwaltung, Bildung, Gesundheit, Soziales, Kultur und Religion abbilden. Als Besonderheit Hamburgs ist an dieser Stelle auch das Hafennutzungsgebiet zu nennen, dessen Verwaltung in den Händen der Hamburg Port Authority (HPA) liegt, welche als Anstalt des öffentlichen Rechts alle hoheitlichen Aufgaben im Hafengebiet wahrnimmt, zu denen auch die für die Planung von PV-Anlagen relevante Bauprüfbehörde zählt. Des Weiteren entfallen 4 % der Siedlungsfläche auf *gemischte Nutzungen*, wie beispielsweise Wohnnutzungen in Kombination mit Gewerbe, Industrie oder Einzelhandel.

Aus dieser Vorüberlegung kann abgeleitet werden, dass im Bereich der Siedlungsfläche vorrangig auf mögliche Nutzungen von BIPV, also gebäudeintegrierten PV-Anwendungen, zu prüfen ist und entsprechende Flächenpotenziale ermittelt werden müssen. Generell ist hier zwischen Dach-PV und Fassaden-PV zu unterscheiden. Der Fokus liegt hier im Bereich der Dach-PV, die im Folgenden deshalb detaillierter untersucht wird.

Im Bereich der Dach-PV unterscheidet man zwischen dachparalleler Installation auf Schrägdächern und aufgeständerter Montage auf Flachdächern (Abbildung 4.7).



Abbildung 4.7 Dach-PV auf einem Schrägdach (links) und einem Flachdach (rechts), Fotos: [31, 32]

Die Gesamtdachfläche in Hamburg beträgt rund 78,7 Mio. m², wobei bereits diejenigen Dachflächen unberücksichtigt geblieben sind, welche explizit zur solaren Stromerzeugung unzulässig oder völlig ungeeignet sind (z. B. die oberen Abschlüsse von Biogasanlagen oder Kühltürmen).

In Hamburg entfällt mehr als die Hälfte (55 %) aller Dachflächen auf Flachdächer. Innerhalb der Schrägdächer sind mit großem Abstand Satteldächer (32 %) am häufigsten vertreten, gefolgt von Mischformen (5 %) und Walmdächern (4 %). Krüppelwalmdächer (1 %) und Pultdächer (1 %) machen nur einen sehr geringen Teil der Hamburger Dachlandschaft aus, während Zeltdächer nahezu nicht vertreten sind (Abbildung 4.8).

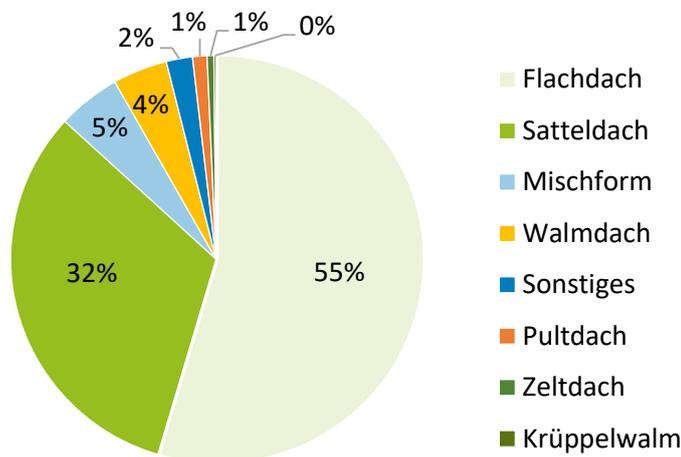


Abbildung 4.8 Anteil der verschiedenen Dachformen an der Hamburger Gesamtdachfläche

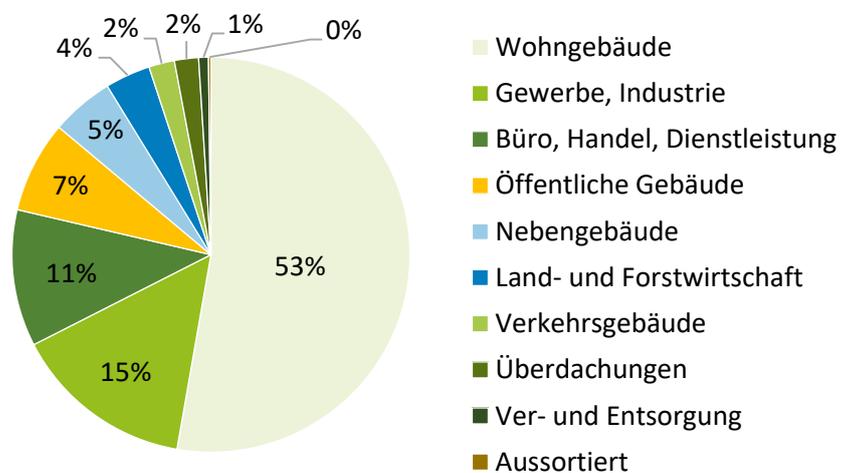


Abbildung 4.9 Anteil der Dachflächen nach Gebäudenutzung an der Gesamtdachfläche in Hamburg

Nach Abbildung 4.9 befindet sich der weitaus größte Anteil der Dachflächen in Hamburg auf Wohngebäuden (53 %). Die Dachfläche auf Gewerbe- und Industriegebäuden beträgt 15 %, gefolgt von Bürogebäuden und Gebäuden für Handel und Dienstleistungen (11 %). Die Dachfläche auf öffentlichen Gebäuden beträgt 7 % und die Dachfläche aller Nebengebäude im Wohnkontext 5 %. Dächer aus dem Bereich Land- und Forstwirtschaft machen 4 % der Gesamtdachfläche aus. Der Anteil der Dächer von Verkehrsgebäuden und Überdachungen

betragen jeweils 2 % und die Dachfläche der Gebäude für die Ver- und Entsorgung 1 %. Der Anteil der im Vorfeld aussortierten Dachflächen beträgt unter 1 %.

Aufgrund des relativ hohen Diffus-Anteils am Standort Hamburg erreichen Flachdächer immerhin noch ca. 80 % der maximal möglichen Globalstrahlung, welche auf eine optimale zur Sonne orientierten Fläche fallen würde. Abbildung 4.10 zeigt den jährlichen PV-Solarertrag in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung einer Flachdachfläche. Man erkennt, dass sich im Vergleich zur Horizontalen (orange) bei den Schrägdächern, je nach Orientierung der konkret betrachteten Dachfläche, höhere jährliche Solarertragswerte (rot) oder geringere jährliche Solarertragswerte (grün) ergeben können. Die Spanne liegt für Hamburg zwischen dem Maximum von 889 kWh/kWp (für Flächen mit einer um 30° aus der Südorientierung nach Westen gedrehten Ausrichtung bei 40° Neigungswinkel) und dem Minimum von 212 kWh/kWp (für senkrechte Flächen mit einer um 10° aus der Nordorientierung nach Osten gedrehten Ausrichtung).

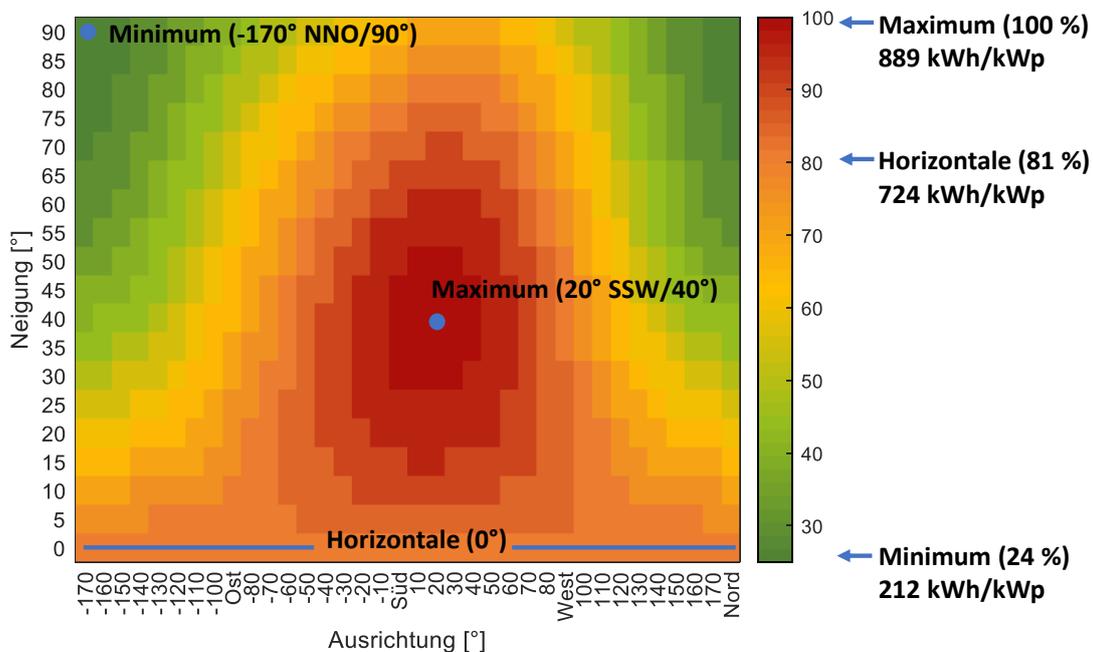


Abbildung 4.10 Jährliche PV-Solarerträge in Abhängigkeit von Ausrichtung und Neigung einer Dachfläche (Prozentangaben in Relation zum maximal erzielbaren PV-Solarertrag für eine optimal ausgerichtete Fläche)

Für die Identifikation besonders geeigneter Solarempfangsflächen werden hier vornehmlich diejenigen Dachflächen in den Fokus genommen, welche einen Ertrag von mindestens 80 % des Maximums aufweisen. Diese Festlegung orientiert sich an typischen Betrachtungsgrenzen in der Literatur und befindet sich im Einklang mit den Annahmen des Hamburger Solaratlas [33] sowie den Festsetzungen im Rahmen der PV-Pflicht für Hamburg; jedoch gilt die Verpflichtung zur Installation von PV bereits für Dachflächen, welche 75 % des Ertrages einer optimal ausgerichteten Fläche aufweisen. Die hier festgesetzte 80 %-Grenze schließt

demnach eine Überschätzung der Flächenpotenziale in Hamburg aus. Innerhalb der Betrachtung verbleiben somit alle Flachdächer (82 % gegenüber dem Maximalertrag) sowie jener Teil der Schrägdächer, welcher einen PV-Solarertrag von mindestens 80 % des Optimums aufweist.

Abbildung 4.11 zeigt für die verschiedenen Gebäudenutzungen die jeweiligen Anteile der Dachfläche, welche für eine PV-Nutzung potenziell gut bis sehr gut geeignet ist (hellblau und dunkelblau) bzw. tendenziell weniger geeignet ist (grau), da weniger als 80 % gegenüber dem Ertrag bei (energetischer) Optimalausrichtung zu erwarten ist.

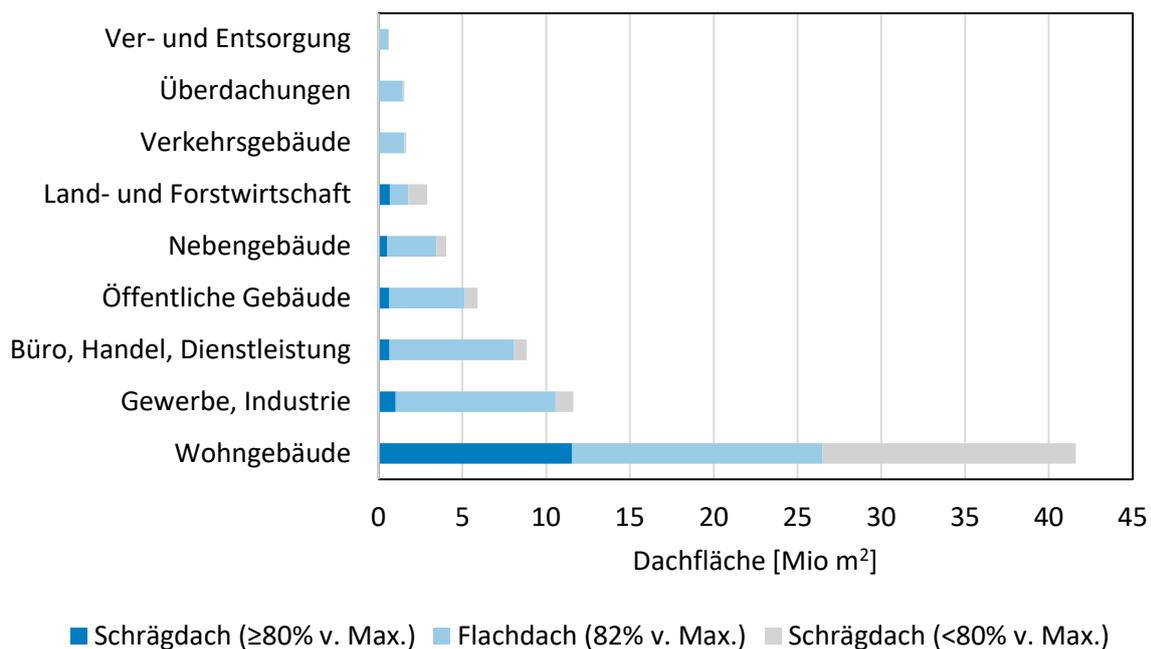


Abbildung 4.11 Dachflächen verschiedener Gebäudenutzungen nach PV-Solarertrag in Bezug auf das erzielbare Maximum

Demnach sind im Bereich der Wohngebäude die mit Abstand größten Dachpotenziale zu verorten. Insgesamt 26,5 Mio. m² Dachfläche liegen oberhalb der 80 % Marke (dunkelblau und hellblau) und sind somit für eine PV-Nutzung potenziell geeignet. 11,5 Mio. m² auf Hamburgs Schrägdächern sind sogar besonders gut geeignet (dunkelblau). Damit ist ein überproportional großer Anteil der Dachflächen auf Wohngebäuden für PV-Nutzung prädestiniert. Im Bereich der Nichtwohngebäude liegt dieser Anteil der besonders geeigneten Flächen (dunkelblau) meist deutlich unter 10 %. Da diese Nutzungen jedoch in weiten Teilen Flachdächer aufweisen, welche mit 82 % Solarertrag ebenfalls oberhalb des bei 80 % gezogenen Grenzwertes liegen, ergeben sich hier Anteile von rund 90 % der Dächer als potenziell gut für eine PV-Nutzung geeignet (dunkelblau und hellblau). Einzige Ausnahme bilden dabei die land- und forstwirtschaftlichen Gebäude mit einem geringeren Anteil von ca. 60 %. Der größte Anteil tendenziell ungeeigneter Dachflächen entfällt jedoch – sowohl prozentual als

auch absolut – auf die Wohnnutzung; diese potenziell nicht geeigneten Dachflächen beinhalten – z. B. bei Satteldächern – jene Dachflächen, welche eine ungünstige Orientierung aufweisen und somit das geometrisch und energetisch gegenüberliegende Pendant zu den genannten besonders gut geeigneten Dachflächen darstellen.

Abbildung 4.12 zeigt die für jede Orientierung die kumulierte Dachfläche aller Schrägdächer in Hamburg, wobei die Felder umso dunkler werden, je größer die aufsummierte Dachfläche ist, die sie repräsentieren. Hier wird vor allem deutlich, dass die Orientierungen der Dachflächen in Hamburg nicht homogen verteilt sind.

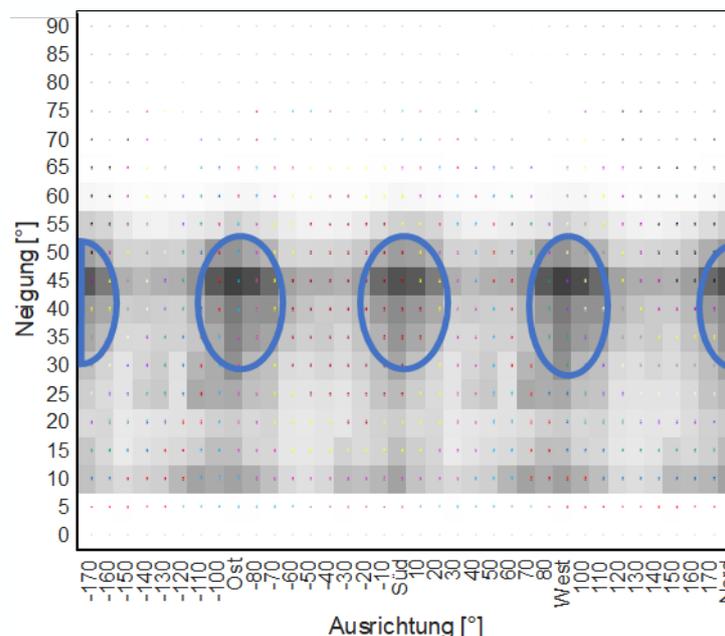


Abbildung 4.12 Häufigkeitsverteilung der Dachflächen von Schrägdächern in Hamburg für verschiedene Orientierungen. Die Intensität der Graufärbung entspricht der Größe aller kumulierten Dachflächen einer bestimmten Orientierung. Blau: Zonen besonders großer Häufungen.

Die Schrägdächer bewegen sich nahezu ausschließlich in einem Neigungsband zwischen 10 und 55°, wobei ein deutliches Maximum im Bereich von 45° Dachneigung festzustellen ist. Besonders steile oder flachgeneigte Dächer kommen im Bereich der Schrägdächer nicht vor. Besonders auffällig ist jedoch das rhythmische Auftreten lokaler Maxima im Bereich der Ausrichtung nach den Himmelsrichtungen, wobei sich diese Maxima exakt bei Nord, Süd, Ost und West etablieren und relativ scharf abgegrenzt sind.

Dieses auffällige Muster der Dachflächenorientierung kann auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden. Die überproportionale Häufigkeit von Südfassaden in Hamburg liegt darin begründet, dass 42 % aller Straßen in Hamburg in Ost-West-Richtung verlaufen [34]. Mögliche Ursachen für die Dominanz der Ost-West-orientierten Straßenführung in Hamburg können beispielsweise in dem Verlauf der Elbe, als markantem natürlichen Ordnungskriterium, sowie der künstlich angelegten Ost-West-Verkehrsachse nach dem Zweiten Weltkrieg vermutet werden. Verstärkt wird dies u. U. zudem durch die Vorliebe von Stadtplanern und

Architekten, ihre Planungen exakt an den Himmelsrichtungen zu orientieren, da dies die angestrebte paritätische Versorgung mit natürlichem Tageslicht bei der Anordnung der Räume oder Wohnungen in einem Grundriss vereinfacht.

Im Ergebnis führen diese übergeordneten Planungsprämissen zu dem genannten Muster einer von vier lokalen Maxima gekennzeichneten Häufigkeitsverteilung, da unter der Annahme primär rechteckförmiger Grundrisse aus einer überproportionalen Häufigkeit von Süd-Dächern eine ebenso deutliche Überrepräsentierung von Nord-, Ost- und Westdächern resultiert. Überträgt man diese vier sich ergebenden Bereiche besonders häufiger Dachorientierungen (blau) in die Solarertragsgrafik (Abbildung 4.10), erkennt man die Ursache für den in Abbildung 4.11 ablesbaren, auffallend großen Anteil sehr gut für PV-Anwendungen geeigneter Dachflächen in Hamburg; sowohl die bevorzugte Dachneigung von 45° als auch die exakte Orientierung nach den Himmelsrichtungen führt dazu, dass ein Großteil der besonders häufig vorkommenden Dachflächenorientierungen in Bereichen hoher bis sehr hoher PV-Erträge liegen (orange und rot) und Bereiche niedriger Erträge (grün) nahezu vollständig ausgeklammert werden. Verstärkt wird dieser Effekt noch durch die leichte Verlagerung des Ertragsmaximums um 20° nach Westen aus der exakten Südorientierung heraus. Hierdurch liegen nicht nur die Süd-, sondern auch die Westdächer nahezu vollständig im Bereich mit über 80 % Solarertrag.

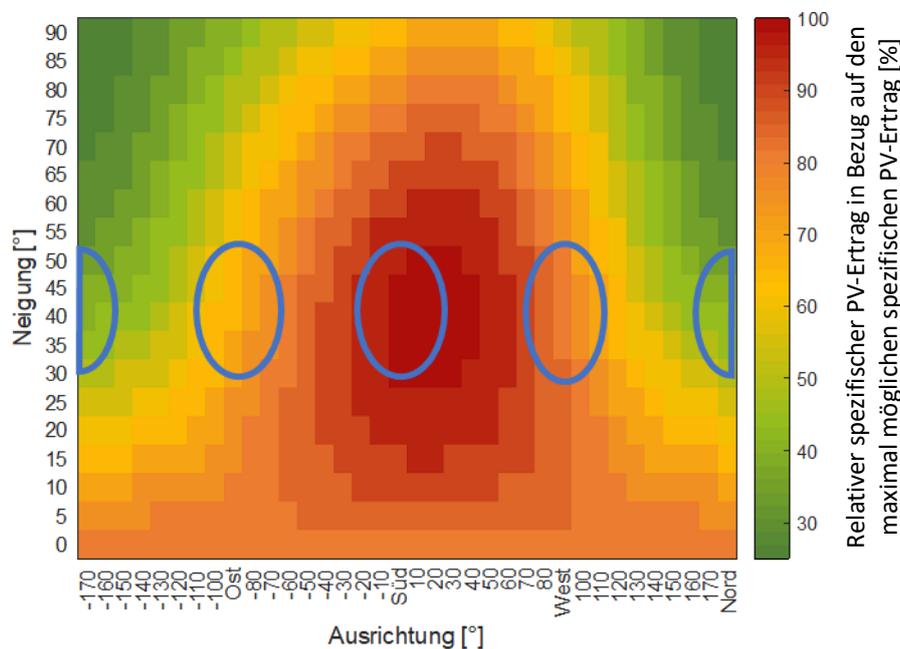


Abbildung 4.13 Übertragung der Häufigkeitsmaxima der Dachorientierungen (blau) auf die PV-Ertragsgrafik aus Abbildung 4.10

Die überproportional gute bis sehr gute Eignung der Hamburger Dächer kann zusammenfassend also darauf zurückgeführt werden, dass einerseits die in Hamburg weit verbreiteten

Flachdächer oberhalb der 80 %-Ertragsgrenze liegen und zudem ein Großteil der Schrägdächer Orientierungen aufweisen, welche speziell für den Standort Hamburg im Bereich sehr guter (orange) bis maximaler Solarerträge (rot) liegen.

Im Folgenden werden auf Basis dieser Voruntersuchungen sowie den Festsetzungen in Kapitel 3.2 das theoretische, technische und realisierbare Potenzial für Dach-PV in Hamburg berechnet.

Theoretische Potenziale. Gemäß der verschiedenen Potenzialdefinitionen in Kapitel 3.2, bezieht sich das theoretische Potenzial auf sämtliche Dachflächen, ohne auf technische Realisierbarkeit, Wirtschaftlichkeit oder regulatorische Rahmenbedingungen zu achten. Das theoretische Flächenpotenzial Hamburgs für Dach-PV ergibt sich aus den Gesamtdachflächen aller Nutzungskategorien mit rund 78,7 Mio. m². Das direkt hieraus ableitbare theoretische Leistungspotenzial beträgt demnach rund 15,8 GWp. Da für alle Dachflächen Hamburgs Größe, Neigung und Ausrichtung bekannt sind, ergibt sich das theoretische Solarertragspotenzial insgesamt zu 10,8 TWh/a, wobei horizontale Flächen bereits auf eine 15° geneigte Ost-West-Aufständigung umgerechnet wurden. Aus dem Verhältnis des theoretischen Ertrages zur theoretisch installierbaren Leistung ergibt sich der theoretische Durchschnittsertrag von 689 kWh/kWp, der auf Hamburgs Dächern über alle Gebäudenutzungskategorien im Mittel erreicht werden könnte. Den jeweiligen Anteil der einzelnen Gebäudenutzungen zeigt Tabelle 4.2. Eine Gesamttabelle, die auch für die Unterkategorien innerhalb der verschiedenen Gebäudenutzungen die theoretischen Flächen- und Solarertragspotenziale auflistet, befindet sich im Anhang (Tabelle 10.1).

Tabelle 4.2: Theoretisches Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial sowie theoretischer Durchschnittsertrag für die verschiedenen Gebäudenutzungen innerhalb der Kategorie Dach-PV

	Theoret. Flächenpotenzial [1 000 m ²]	Theoretisches Leistungspotenzial [MWp]	Theoretisches Solarertragspotenzial [GWh]	Theoretischer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
Wohnen	41 609	8 322	5 575	670
Gewerbe, Industrie	11 625	2 325	1 676	721
Büro, Handel, Dienstleistung	8 831	1 766	1 251	708
Öffentliche Gebäude	5 915	1 183	832	703
Nebengebäude	4 038	808	570	706
Land- und Forstwirtschaft	2 906	581	402	691
Verkehr	1 648	330	235	712
Überdachungen	1 545	309	220	712
Ver- und Entsorgung	625	125	88	707
Gesamt	78 743	15 749	10 849	689

Technische Potenziale. Für die Berechnung des technischen Potenzials werden die in Kapitel 2.4.2 vorgestellten typischen Belegungsgrade von 60 % bzw. 80 % für Schräg- und

Flachdächer angenommen [35]. Hiermit ergibt sich das technische Flächenpotenzial für Hamburgs Dächer zu rund 56 Mio. m²; davon sind rund 21 Mio. m² Schrägdächer und rund 35 Mio. m² Flachdächer (Tabelle 4.3). Daraus folgt ein technisches Leistungspotenzial von 11,2 GWp. Das technische Solarertragungspotenzial wird dachflächengenau zu 7,8 TWh/a errechnet, wovon 2,8 TWh/a auf Schrägdächer und 5,0 TWh/a auf Flachdächer entfallen. Der technische Durchschnittsertrag beträgt 693 kWh/kWp. Eine Gesamttabelle, welche auch für die Unterkategorien innerhalb der verschiedenen Gebäudenutzungen die technischen Flächen- und Solarertragungspotenziale auflistet, befindet sich im Anhang (Tabelle 10.2).

Tabelle 4.3: Technisches Flächen-, Leistungs- und Solarertragungspotenzial sowie technischer Durchschnittsertrag für die verschiedenen Gebäudenutzungen innerhalb der Kategorie Dach-PV

	Technisches Flächenpotenzial [1 000 m²]	Technisches Leistungspotenzial [MWp]	Technisches Solarertragungspotenzial [GWh]	Technischer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
Wohnen	27 955	5 591	3 771	675
Gewerbe, Industrie	8 882	1 776	1 282	721
Büro, Handel, Dienstleistung	6 785	1 357	962	709
Öffentliche Gebäude	4 452	890	628	705
Nebengebäude	3 011	602	426	707
Land- und Forstwirtschaft	1 964	393	272	693
Verkehr	1 280	256	182	712
Überdachungen	1 193	239	170	712
Ver- und Entsorgung	478	96	68	708
Gesamt	56 001	11 200	7 761	693

Realisierbare Potenziale. Anders als das technische Potenzial kann das realisierbare Potenzial – wie in Kapitel 3.2.3 erläutert – nicht direkt aufgrund technisch-physikalischer Faktoren berechnet werden, sondern ergibt sich aus der Gesamtschau wirtschaftlicher, ökologischer, regulatorischer, soziokultureller und weiterer individueller Kriterien. Für die Abschätzung des realisierbaren Potenzials werden die in den Kapiteln 2.4 und 2.5 vorgestellten rahmengebenden Aspekte berücksichtigt. Aufgrund der Tatsache, dass in Hamburg eine PV-Pflicht für Neubauten sowie bei Sanierungen von Bestandsdächern eingeführt wurde und nur ein sehr geringes Konfliktpotenzial [30] vorhanden ist, welches in Einzelfällen die Erfüllung dieser PV-Pflicht verhindert, kann von einem hohen Realisierungsgrad auf allen gut bis sehr gut geeigneten Gebäudedächern ausgegangen werden. Dies wird auch durch die in Kapitel 6.2 vorgestellten ökonomischen Untersuchungen gestützt, welche für alle detailliert analysierten Fallbeispiele, die in ihrer Gesamtheit repräsentativ für rund 92 % des hamburgischen Dachbestandes stehen, durchweg positiv ausfallen. Daher wird im Folgenden angenommen, dass sukzessive über die nächsten Dekaden infolge der jeweiligen dachtypischen Sanierungszyklen alle Dächer, welche gegenüber der Optimalorientierung einen Ertrag von

mindestens 80 % erreichen, im Rahmen des technisch möglichen Belegungsgrades – also Schrägdächer zu 60 % bzw. Flachdächer zu 80 % – für eine PV-Nutzung aktiviert werden. Diese Annahme wird auch dadurch gestützt, dass die PV-Pflicht sogar Dachflächen mit einbezieht, welche bis 75 % Solarertrag gegenüber dem Maximalwert erreichen. Die für diese Studie gewählte Realisierungsgrenze bei 80 % beinhaltet somit bereits einen Puffer von 5 % gegenüber der gesetzlichen Vorgabe, so dass mögliche, sich innerhalb dieses Bereiches befindliche Grenz- sowie Ausnahmefälle bereits berücksichtigt sind. Überdies hat das EEG 2023 beispielsweise für denkmalgeschützte Objekte die Möglichkeit einer ersatzweisen Realisierung in Form von Garten-PV eingeführt, so dass auch in diesem Bereich weitere Restriktionen gegenüber dem technischen Potenzial entfallen.

Unter diesen getroffenen Annahmen ergibt sich das realisierbare Flächenpotenzial für Hamburgs Dächer zu rund 43,3 Mio. m²; davon sind rund 8,3 Mio. m² Schrägdächer und 35,0 Mio. m² Flachdächer. Das realisierbare Leistungspotenzial beträgt damit 8,7 GWp. Das dachflächengenau berechnete realisierbare Solarertragspotenzial erreicht 6,4 TWh/a, von denen 1,4 TWh/a auf Schrägdächer und 5,0 TWh/a auf Flachdächer entfallen. Der realisierbare Durchschnittsertrag liegt bei 734 kWh/kWp. Eine Differenzierung entsprechend der unterschiedlichen Gebäudenutzungen beinhaltet Tabelle 4.4. Eine Gesamttabelle, welche auch für die Unterkategorien innerhalb der verschiedenen Gebäudenutzungen die realisierbaren Flächen- und Solarertragspotenziale auflistet, befindet sich im Anhang (Tabelle 10.3).

Tabelle 4.4: Realisierbares Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial sowie realisierbarer Durchschnittsertrag für die verschiedenen Gebäudenutzungen innerhalb der Kategorie Dach-PV

	Realisierbares Flächenpotenzial [1 000 m ²]	Realisierbares Leistungspotenzial [MWp]	Realisierbares Solarertragspotenzial [GWh]	Realisierbarer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
Wohnen	18 328	3 666	2 750	750
Gewerbe, Industrie	8 170	1 634	1 189	727
Büro, Handel, Dienstleistung	6 305	1 261	905	718
Öffentliche Gebäude	3 954	791	570	721
Nebengebäude	2 632	526	380	722
Land- und Forstwirtschaft	1 206	241	177	734
Verkehr	1 214	243	174	715
Überdachungen	1 121	224	161	716
Ver- und Entsorgung	434	87	62	718
Gesamt	43 364	8 673	6 367	734

Gegenüberstellung. Nach Abbildung 4.14 weisen Wohngebäude, obwohl sie absolut betrachtet die größten Leistungs- und Ertragsverluste beim realisierbaren gegenüber dem theoretischen Potenzial zeigen, weiterhin die mit Abstand größten Potenziale auf. Ihr Anteil am

realisierbaren Leistungs- und Ertragspotenzial beträgt jeweils mehr als das Doppelte der weiterhin auf Platz 2 liegenden Gewerbe- und Industriegebäude.

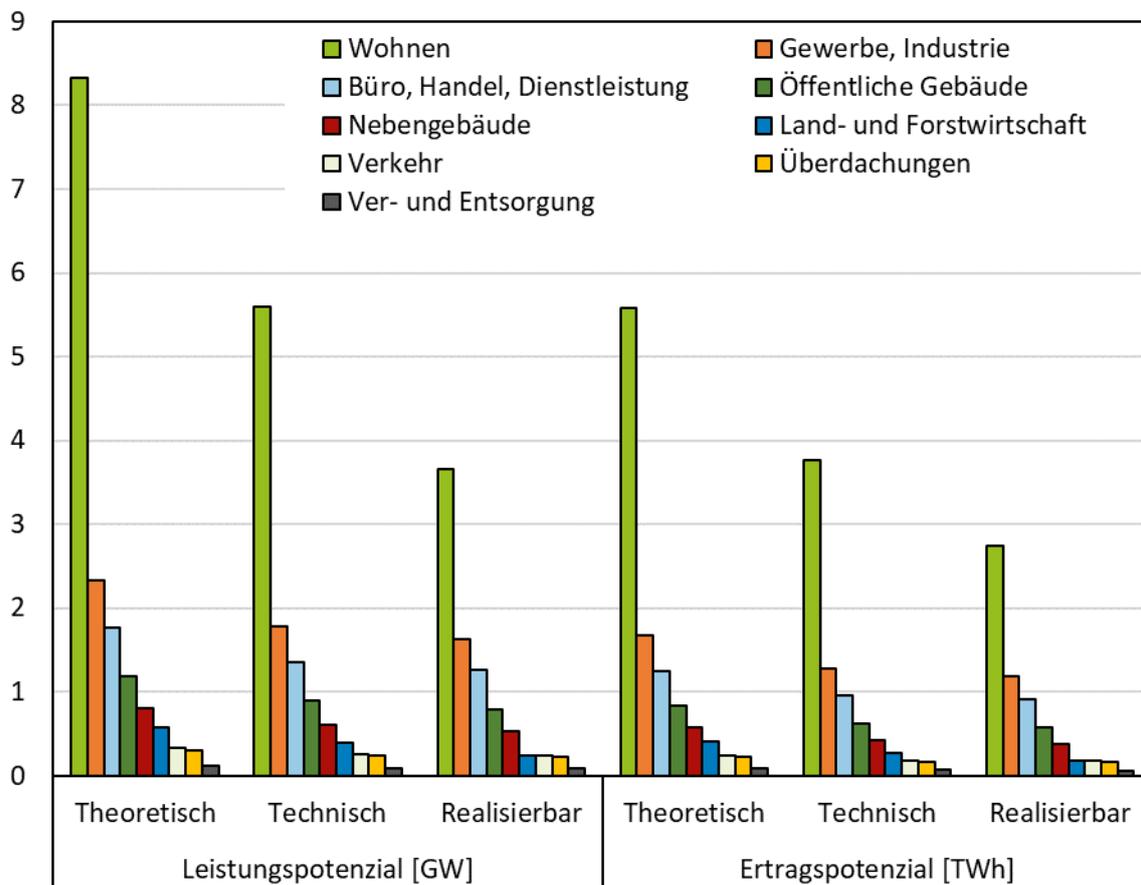


Abbildung 4.14 Gegenüberstellung des theoretischen, technischen und realisierbaren Leistungs- und Ertragspotenzials für die verschiedenen Gebäudenutzungen

Abbildung 4.15 zeigt sowohl für das Flächenpotenzial als auch das Solarertragspotenzial für jede Gebäudenutzungsart den jeweiligen realisierbaren Anteil, welcher vom ursprünglichen theoretischen Flächen- bzw. Ertragspotenzial verbleibt. Die größten prozentualen Verluste zeigen sich sowohl hinsichtlich des Flächen- als auch des Ertragspotenzials bei Wohngebäuden (56 % bzw. 51 %) sowie den land- und forstwirtschaftlichen Gebäuden (59 % bzw. 56 %). Die geringsten Flächen- bzw. Ertragsverluste hingegen weisen Verkehrsgebäude (je 26 %), Überdachungen (je 27 %), Dächer von Büro, Handel, Dienstleistung (je 29 %) sowie Gewerbe- und Industriegebäude (30 % bzw. 29 %) auf. Insgesamt verbleiben von der gesamten Dachlandschaft Hamburgs 55 % als realisierbares Flächenpotenzial. Aufgrund ihrer überproportional guten Eignung erzielen sie jedoch ein realisierbares Ertragspotenzial von 59 % gegenüber dem theoretischen Ertragspotenzial, welches sich jedoch nur bei vollständiger Belegung sämtlicher Dachflächen in Hamburg ergeben würde.

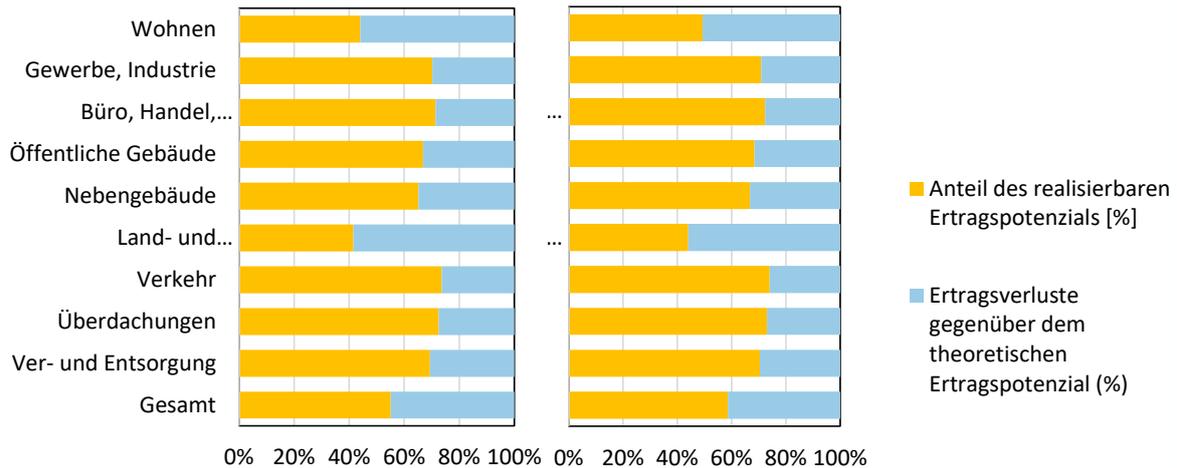


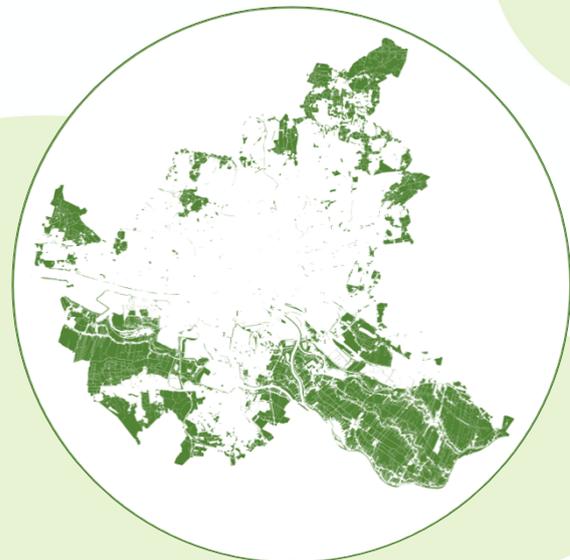
Abbildung 4.15 Anteil des realisierbaren Flächenpotenzials (links) und des realisierbaren Solarertragspotenzials (rechts) gegenüber dem theoretischen Flächenpotenzial für alle Gebäudenutzungen

4.2 PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung *Vegetation*

Innerhalb der Kategorie *Vegetation* werden bei der statistischen Erhebung diverse Subkategorien geführt, welche eine differenziertere Unterscheidung der verschiedenen Bodennutzungen innerhalb Hamburgs Vegetationsfläche abbilden (Tabelle 4.5).

Tabelle 4.5: Flächennutzungen innerhalb der Kategorie *Vegetation* mit grafischer Darstellung auf Basis der georeferenzierten ALKIS-Datenbank

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Landwirtschaft	17 299	69,9
Wald	4 270	17,2
Gehölz	1 932	7,8
Unland, vegetationslos	661	2,7
Heide	256	1,0
Sumpf	251	1,0
Moor	194	< 1
Vegetation gesamt	24 863	100



Bei der Betrachtung der Subkategorien fällt auf, dass die Flächen für *Wald* (17 %) und *Gehölz* (8 %) aufgrund der ungünstigen Verschattungssituation ausgeschlossen werden können. *Heide* (1 %), *Sumpf* (1 %) und *Moorflächen* (< 1 %) könnten aufgrund ihrer Geringfügigkeit ebenfalls aus der Betrachtung ausgenommen werden; allerdings werden im Rahmen eines Exkurses explizit die Moor-PV-Potenziale untersucht, da diese in die neue Förderkulisse des

EEG 2023 aufgenommen wurden; dies gilt sinngemäß auch für eine Überprüfung der Flächen mit *vegetationslosem Unland* (3 %) (Anhang). Der Fokus bei der Ermittlung der Agri-PV-Potenziale liegt jedoch im Bereich der *landwirtschaftlich genutzten Flächen*, da diese mit 70 % den mit Abstand größten Flächenanteil einnehmen und sich verschiedene Agri-PV-Systeme bereits etabliert haben oder derzeit in Feldstudien untersucht werden.

4.2.1 APV (Landwirtschaftliche Agri-PV)

Da die landwirtschaftlichen Flächen der Nahrungsmittelproduktion dienen und diese nach [36] bei Weitem nicht für eine Selbstversorgung Hamburgs ausreichen – mit Ausnahme von Äpfeln –, müssen Anbauflächen verschattungstoleranter Kulturen ermittelt werden, bei welchen die sekundäre Bodennutzung durch eine PV-Anlage nicht zu Ertragsdepressionen führt oder mögliche Synergieeffekte der PV-Anlage tendenzielle Ertragsverluste kompensieren.

Leider liegen für Hamburgs landwirtschaftlich genutzten Flächen keine geodatenbasierten Informationen vor, welche Rückschlüsse auf Größe und Verteilung der landwirtschaftlichen Flächen bestimmter Anbaukulturen zulassen. Daher werden die jährlichen Ernteerhebungen und Anbaustatistiken des Statistikamtes Nord für das Jahr 2021 zusammengetragen und ausgewertet. Von den 17 299 ha landwirtschaftlicher Fläche werden 16 200 ha bewirtschaftet; davon werden wiederum 14 560 ha für die landwirtschaftliche Produktion genutzt. Die Anbaufläche setzt sich aus 6 856 ha Dauergrünland, 5 520 ha Ackerland und Gartenbau sowie 2 181 ha Dauerkulturen zusammen (Tabelle 4.6).

Tabelle 4.6: Landwirtschaftliche Anbauflächen nach Kategorien in Hamburg

Landwirtschaftlich genutzte Fläche		14 560
davon	Dauergrünland	6 856
	Ackerland und Gartenbau	5 520
	Dauerkulturen	2 181

Theoretische Potenziale. Da in dem ersten theoretischen Betrachtungsschritt von einer vollflächigen PV-Nutzung ausgegangen und die landwirtschaftliche Primärnutzung der Nahrungsmittelerzeugung nicht berücksichtigt wird, folgt aus dem vorhandenen theoretischen Flächenpotenzial von rund 14 500 ha das theoretische Leistungspotenzial von rund 29,1 GWp. Wird für die Berechnung des theoretischen Solarertrages der gleiche Ansatz wie für Flachdächer gewählt, also die horizontale Fläche in eine 15° aufgeständerte Ost-West-Orientierung umgerechnet, ergeben sich rund 20,8 TWh/a. Der theoretische Durchschnittsertrag liegt dann bei 713 kWh/kWp. Tabelle 4.7 zeigt das theoretische Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial sowie den theoretischen Durchschnittsertrag für verschiedene landwirtschaftliche Nutzungen.

Tabelle 4.7: Theoretisches Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial sowie theoretischer Durchschnittsertrag für verschiedene landwirtschaftliche Nutzungen in Hamburg

	Theoretisches Flächenpotenzial [ha]	Theoretisches Leistungspotenzial [MWp]	Theoretisches Solarertragspotenzial [GWh]	Theoretischer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
Dauergrünland	6856	13 712	9 773	713
Ackerland und Gartenbau	5523	11 046	7 873	713
Dauerkulturen	2181	4 362	3 109	713
Gesamt	14 560	29 120	20 754	713

Technische Potenziale. Für die Berechnung der technischen Potenziale müssen die Leistungs- und Ertragswerte auf die tatsächlich im Bereich der Agri-PV vorherrschenden Anlagendesigns und Systeme angepasst werden. Während auf Dauergrünlandflächen meist vertikale Systeme wie beispielsweise Weidezäune mit bifazialen PV-Modulen zum Einsatz kommen, werden in den Bereichen Ackerland, Gartenbau und Dauerkulturen hochaufgeständerte PV-Anlagen integriert. Beispiele zeigt die Abbildung 4.16.



Abbildung 4.16 Beispiele für vertikale (links) und hochaufgeständerte Agri-PV (rechts), Fotos: [37, 38]

In der Literatur [39, 40] werden die jeweiligen Leistungspotenziale für vertikale Agri-PV-Anlagen mit 300 bis 395 kWp/ha angegeben, die für aufgeständerte Agri-PV-Anlagen mit 600 bis 700 kWp/ha. Für die Kategorie Dauergrünland werden somit vertikale Agri-PV-Anlagen mit gemittelten 350 kWp/ha angenommen, während für die Kategorien Ackerland, Gartenbau und Dauerkulturen aufgeständerte Agri-PV-Anlagen mit gemittelten 650 kWp/ha verwendet werden. Das technische Leistungspotenzial beträgt demnach rund 7,4 GWp. Hieraus ergibt sich unter den oben genannten Annahmen und für vertikale Anlagen mit bifazialen PV-Modulen (deren spezifische Ertragswerte die Addition einer Ost- und einer Westfassade darstellen) mit einem Ertrag von 879 kWh/kWp das technische Ertragspotenzial von rund 5,7 TWh/a. In Tabelle 4.8 sind das technische Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial

sowie der technische Durchschnittsertrag für verschiedene landwirtschaftliche Nutzungen aufgeführt.

Tabelle 4.8: Technische Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenziale sowie technischer Durchschnittsertrag für verschiedene landwirtschaftliche Nutzungen in Hamburg

	Technisches Flächen-potenzial [ha]	Technisches Leistungs-potenzial [MWp]	Technisches Solarertrags-potenzial [GWh]	Technischer Durchschnitts-ertrag [Ø kWh/kWp]
Dauergrünland	6856	2 400	2 110	879
Ackerland und Gartenbau	5523	3 590	2 559	713
Dauerkulturen	2181	1 418	1 010	713
Gesamt	14 560	7 407	5 679	767

Realisierbare Potenziale. Auch bei der Agri-PV gilt, dass das realisierbare Potenzial – anders als das theoretische und technische Potenzial – nicht exakt berechnet, sondern nur anhand getroffener Annahmen geschätzt werden kann und daher gewissen Unsicherheiten unterliegt. Für die Abschätzung des realisierbaren Potenzials müssen zunächst die jeweiligen Anbaukulturen auf den spezifischen Flächen und mögliche Ertragsrückgänge aufgrund der Verschattung durch eine Agri-PV-Anlage mit einbezogen werden. Hierzu wird in der vorliegenden Studie der Ansatz gewählt, die Flächendaten aus Ernteerhebungen und Anbaustatistiken [41 bis 58] mit den Erkenntnissen aus Feldstudien sowie pflanzenphysiologischen Rahmenbedingungen der jeweiligen Pflanzkulturen miteinander in Relation zu setzen. Im Ergebnis wird jeder Hektar der landwirtschaftlich genutzten Fläche Hamburgs einer Eignungskategorie zugeordnet; dabei wird zwischen sehr geeigneten, allgemein geeigneten und ungeeigneten Pflanzkulturen unterschieden. Sehr geeignete Kulturen zeigen im langjährigen Mittel einen Ertragszuwachs durch eine Agri-PV-Anlage, allgemein geeignete Kulturen zeigen im langjährigen Mittel keine oder nur sehr geringe Ertragsdepressionen, während ungeeignete Kulturen deutliche Ernteverluste aufweisen. Abbildung 4.17 verdeutlicht diesen Ansatz.

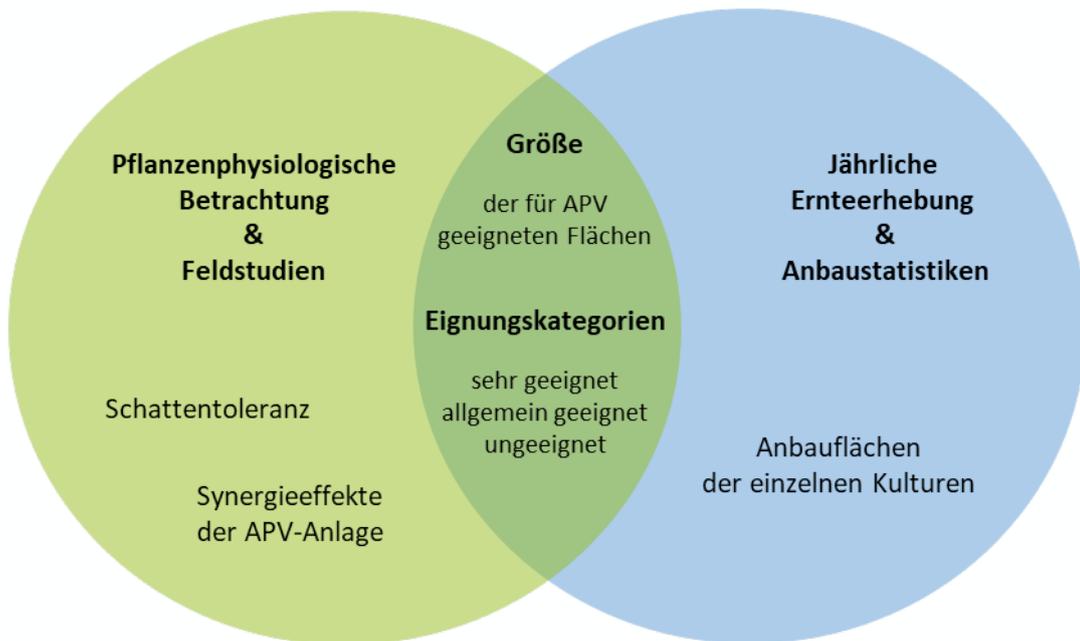


Abbildung 4.17 Methode zur Identifikation Agri-PV-geeigneter landwirtschaftlicher Flächen

Um die bisherige Methodik auch auf Agri-PV anwenden zu können, muss die grundsätzliche Eignung von Ertragspflanzen in Kombination mit Agri-PV untersucht werden. Entsprechende Aussagen [39] [40] dazu werden anhand übertragbarer Beispiele in einer Infobox erläutert (siehe Abbildung 4.18).

Für Agri-PV ungeeignet sind alle Pflanzen, die im langjährigen Mittel aufgrund unterschiedlicher Ursachen eine deutliche Ertragsdepression zeigen. Beispiele:

Mais. Verträgt als lichtbedürftige C4-Pflanze mit hohem Lichtintensitätssättigungspunkt keine Verschattung.

Sonnenblume. Der Assimilatebedarf für die aufwändige Ausbildung von Stängeln und Blättern ist überdurchschnittlich hoch, weshalb Verschattung zu verringerter Kornanzahl führt.

Rosenkohl. Aufgrund der überdurchschnittlich langen Vegetationszeit wird das Ernteorgan (Röschen) erst im Oktober ausgebildet. Bei dem dann bereits stark verringerten Lichtangebot führt eine weitere Verschattung zu hohen Ertragsverlusten.

Rhabarber. Verschattung induziert ein überdurchschnittliches Blattwachstum, was zu geringeren Assimilateinlagerungen im Ernteorgan (Stängel) führt.

Kamille. Lichtkeimer benötigen sonnige Standorte.

Ackerbohne, -erbse. Höhere Luft- und Bodenfeuchtigkeit unter Agri-PV begünstigt Pilzbefall und verzögert die Druschreife.

Für Agri-PV besonders geeignet sind alle Pflanzen, die aufgrund verschiedener Ursachen im langjährigen Mittel Ertragsgewinne zeigen. Beispiele:

Wiese, Weide. Bei Verschattung bis 25 % erfolgt kein Ertragsrückgang. 90 % Ertragszunahme unterhalb der Module aufgrund höherer Wassereffizienz.

Salate, Hanf. Verschattung bis 30 % führt zu gesteigertem Blattwachstum und überdurchschnittlicher Assimilateinlagerung im Ernteorgan (Blätter).

Kartoffel, Zuckerrübe. Verschattungsinduziertes Blattwachstum führt zu einer höheren Assimilateinlagerung im Ernteorgan (Knolle), weniger Wasserbedarf aufgrund geringerer Transpiration, kaum Wachstumsstopps (ab 32 °C) oder Knollensterben (bei Frost) aufgrund ausgeglichenerer Temperaturen unter Agri-PV.

Erdbeere. Gleichbleibender Zuckergehalt bis 25 % Verschattung bei höherem Frischmassegewicht aufgrund geringerer Austrocknung.

Äpfel. Keine Ertragsdepression bis 30 % Verschattung, deutlich weniger Schäden durch Sonnenbrand, Frost und Hagel. Geringerer Bedarf an Pflanzenschutzmitteln.

Allgemein für Agri-PV geeignet sind alle Pflanzen, die zwar verschattungsintolerant sind, im langjährigen Mittel dennoch kaum Ertragsverluste gegenüber der Freiland-Kontrollgruppe zeigen, da sie nicht von *Totalausfällen* aufgrund von Hagel, Starkregen, Sonnenbrand oder Spät-, Früh- und Wechsel frost betroffen sind. Auch *Synergieeffekte* des Mikroklimas unter Agri-PV-Anlagen wie geringere Schwankungen von Luft- und Bodentemperatur und -feuchte, höhere Wassereffizienz, niedrigere Blatttemperatur und eine niedrigere Transpirationsrate führen zu einer insgesamt höheren Photosyntheseleistung. Bei langjähriger Betrachtung sind daher viele Kulturen für Agri-PV im Allgemeinen geeignet. Dazu zählen: **Weizen, Dinkel, Roggen, Hafer, Gerste, Feld- und Kleegras**, Pflanzen zur **Grünernte**, kleinkörnige **Leguminosen, Ackerbohne, Ackererbse, Raps, Kohlrabi, Rotkohl, Weißkohl, Wirsing, Spargel, Sellerie, Paprika, Möhren, Radieschen, Tomaten, Süß- und Sauerkirschen, Pflaumen, Zwetschgen, Mirabellen, Renekloden, Aprikosen, Himbeere, Johannisbeere, Brombeere, Heidelbeere, Holunder, Pfefferminze, Melisse, Bärlauch, Waldmeister, Schnittlauch** etc.

Abbildung 4.18 Infobox zur Agri-PV-Eignung verschiedener Ertragspflanzen (in Anlehnung an [40])

Eine Übersicht zu den für Hamburg ermittelten Anbauflächen und die Eignung der entsprechenden Ertragspflanzen befindet sich im Anhang (Tabelle 10.4). Hieraus lässt sich folgende Aufteilung der landwirtschaftlich genutzten Fläche Hamburgs in für Agri-PV besonders geeignete, allgemein geeignete und ungeeignete Flächen ableiten (Tabelle 4.9).

Tabelle 4.9: Nach seiner Agri-PV-Eignung differenziertes Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial sowie theoretischer Durchschnittsertrag für verschiedene landwirtschaftliche Nutzungen in Hamburg

	Differenziertes Flächenpotenzial [ha]	Differenziertes Leistungspotenzial [MWp]	Differenziertes Ertragspotenzial [GWh]	Realisierbarer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
Dauergrünland	6 856	2 400	2110	879
besonders geeignet	6 856	2 400	2110	879
im Allgemeinen geeignet	0	0	0	879
ungeeignet	0	0	0	879
Ackerland und Gartenbau	5 523	3 590	2559	713
besonders geeignet	163	106	75	713
im Allgemeinen geeignet	4 350	2 827	2015	713
ungeeignet	1 010	657	468	713
Dauerkulturen	2 181	1 418	1011	713
besonders geeignet	1 474	958	683	713
im Allgemeinen geeignet	690	449	320	713
ungeeignet	17	11	8	713
Gesamt	14 560	7 408	5 680	767

Nachdem auf diese Weise eine Fläche von insgesamt 8 493 ha in Hamburg ermittelt wurde, welche für eine Kombination landwirtschaftlicher Nutzung und Agri-PV in besonderer Weise geeignet ist, muss in einem zweiten Schritt eine Abschätzung erfolgen, welcher Anteil hiervon dem realisierbaren Potenzial zugerechnet werden kann. Hier kommen die in Kapitel 3.2.3 genannten, äußerst vielfältigen und schwer quantifizierbaren Faktoren zum Tragen, deren gegenseitige Abwägung im Folgenden kurz veranschaulicht werden soll.

Aufgrund der im EEG 2023 formulierten politischen Ausbauziele für Photovoltaik müssen unter Berücksichtigung der priorisierten, jedoch nur begrenzt vorhandenen Dachflächen- und Konversionsflächenpotenziale voraussichtlich ca. 50 % der in Deutschland installierten PV-Leistung auf landwirtschaftlich genutzten Flächen erfolgen [59]. Auf Bundesebene würde dies ca. 1,7 % der gesamten Landwirtschaftsfläche Deutschlands entsprechen [59]. Dieser Wert stellt jedoch nur das *zwingend zu realisierende* Potenzial dar und nicht das *realisierbare* Potenzial, welches potenziell deutlich höher liegen kann. Auf Hamburg als Stadt-

staat und den daraus folgenden oben erläuterten Besonderheiten gegenüber den Flächenländern sind diese bundesweiten Annahmen zudem auch nur sehr begrenzt übertragbar. Da Hamburg lediglich einen verhältnismäßig geringen Anteil seiner Staatsfläche landwirtschaftlich nutzt, müsste der Agri-PV-Anteil an Hamburgs Landwirtschaftsfläche einen deutlich höheren Prozentwert einnehmen als das bundesweite Mittel. Für Hamburg wird daher im Folgenden ein Anteil von ca. 10 % der gesamten in ALKIS geführten landwirtschaftlichen Fläche (17 299 ha) als realisierbares Potenzial für Agri-PV angenommen. Dies entspricht etwa 20 % derjenigen Flächen, welche in der vorangegangenen Untersuchung als *für Agri-PV besonders geeignete Fläche* ermittelt werden konnten, da von einer Symbiose bzw. Ertragssteigerung der angebauten Kulturen durch die Kombination mit Agri-PV ausgegangen werden kann. Folgende Randbedingungen können diese Annahme stützen:

Durch die Novellierung des EEG hat Agri-PV enorm an Attraktivität gewonnen. Zu den Verbesserungen zählt die Überführung aus der Innovationsausschreibung in die reguläre EEG-Vergütung, die Auszahlung eines Technologiebonus in Höhe von 0,012 €/kWh für die aufwändigere Unterkonstruktion, der Erhalt der flächenbezogenen EU-Direktzahlung als parallele Zahlung zur Einspeisevergütung sowie der Erhalt der erbschaftssteuerlichen Begünstigung durch Anrechnung von Agri-PV-Flächen zum landwirtschaftlichen Betriebsvermögen. Die Installation einer Agri-PV-Anlage trägt somit mehr als zuvor zur Einkommens- und Risikoabsicherung eines landwirtschaftlichen Betriebes bei. Allein schon aus wirtschaftlicher Sicht hat sich somit das realisierbare Potenzial gegenüber früheren Schätzungen deutlich vergrößert. Da in Hamburg der Großteil der besonders für Agri-PV geeigneten landwirtschaftlichen Flächen als Dauergrünland (6 856 ha von 8 493 ha) bewirtschaftet wird, ist der Umstand, dass Dauergrünland vollumfänglich in die EEG-Förderung mit aufgenommen wurde, ein weiteres Indiz für ein vergleichsweise hohes realisierbares Potenzial. Für die Besonderheit Hamburgs eines überproportionalen Anteils an Dauerkulturen (Apfelplantagen) (1 474 ha) kann ebenfalls von einem erhöhten realisierbaren Potenzial ausgegangen werden, da hier bereits bauliche Überdachungen in Form von Plastiktunneln oder Vogelschutznetzen bestehen und daher von einer hohen Akzeptanz gegenüber der Substitution durch Agri-PV sowohl seitens der Landwirte als auch der Bevölkerung ausgegangen werden kann. Ein weiterer Faktor, welcher für ein vergleichsweise hohes realisierbares Agri-PV-Potenzial Hamburgs spricht, ist die – insbesondere in Flächenländern – häufig als limitierend aufgeführte Netzanschlussproblematik, welche in Hamburg aufgrund der Siedlungsnähe der landwirtschaftlichen Flächen deutlich geringer ins Gewicht fallen und aufgrund der kürzeren Distanzen auch grundsätzlich zu geringeren Anschlusskosten führen sollte.

Zusammenfassend wird im Rahmen dieser Studie für Hamburg die Betrachtung von Agri-PV ausschließlich auf Flächen mit besonders geeigneten Ertragspflanzen beschränkt und von dieser ein Anteil von 20 % als realisierbar eingestuft, was ca. 10 % der gesamten Landwirtschaftsfläche Hamburgs entspricht. Zur genaueren Quantifizierung des nutzbaren Anteils

der Landwirtschaftsfläche Hamburgs wurde das Fraunhofer ISE mit einer detaillierten Potenzialstudie für die Agri-PV in Hamburg beauftragt. Die Ergebnisse dieser Studie werden für Ende 2023 erwartet und werden eine Quantifizierung des nutzbaren Anteils der Agri-PV mit einem erhöhten Sicherheitsniveau erlauben. Die dort ermittelten Werte können dann entsprechend auf die hier dargestellten technischen Potenziale der Agri-PV angewendet werden.

Unter der o. g. Annahme eines realisierbaren Anteils von 20 % auf Anbauflächen von Pflanzen, die in besonderer Weise für Agri-PV geeignet sind, ergibt sich das realisierbare Flächenpotenzial zu rund 1 700 ha. Hieraus folgt ein realisierbares Leistungspotenzial im Bereich von knapp 700 MWp und ein realisierbares Ertragspotenzial von 574 GWh/a. Der realisierbare Durchschnittsertrag liegt dann bei 828 kWh/kWp (Tabelle 4.10).

Tabelle 4.10: Realisierbares Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenzial sowie realisierbarer Durchschnittsertrag für verschiedene landwirtschaftliche Nutzungen in Hamburg

	Realisierbares Flächenpotenzial [ha]	Realisierbares Leistungspotenzial [MWp]	Realisierbares Ertragspotenzial [GWh]	Realisierbarer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
Dauergrünland	1 371	480	422	879
Ackerland und Gartenbau	33	21	15	713
Dauerkulturen	295	192	137	713
Gesamt	1 699	693	574	828

EXKURS: Agri-PV über Apfelplantagen

Im Hinblick auf das realisierbare Agri-PV-Potenzial könnte eine Besonderheit in Hamburg, der mit 1 457 ha überdurchschnittlich weit verbreitete Obstanbau, ein Motor sein. Gerade für Apfelplantagen scheint die Kombination mit einer Agri-PV-Anlage viele synergetische Effekte und ggf. sogar eine Ertragssteigerung erwarten zu lassen. So zeigen die mehrjährigen Feldstudien deutlich geringere frostbedingte Ernteauffälle oder Hagelschäden sowie eine bessere Qualität der Äpfel aufgrund einer gleichmäßigeren Ausfärbung, weniger Sonnenbrand, reduziertem Trockenstress sowie einem höheren Erntegewicht durch geringere Verdunstung. Die Reifezeit verlängert sich aufgrund der Verschattung zwar um ca. eine Woche gegenüber dem Freifeldanbau, dafür ist aber aufgrund des Regen- und Feuchtigkeitsschutzes durch die PV-Überdachung ein deutlich geringerer Einsatz von Pflanzenschutzmitteln nötig. Der Apfelanbau arbeitet mit einer Dauerkultur, welche eine Standzeit von mindestens 20 (oft 40 bis 50) Jahren ohne Fruchtfolge aufweist, und profitiert von der Möglichkeit, die Unterkonstruktion als Rankhilfe für Spalierobst zu nutzen. Die Erntemaschinen sind vergleichsweise klein, so dass – anders als beim Ackerbau – keine großen Spannweiten mit teuren Unterkonstruktionen realisiert werden müssen. Bisher werden diese Obstplantagen häufig durch kurzlebige Sonnen-, Frost-, Hagel- oder Vogelschutznetze oder -plastikfolien überdacht, welche in regelmäßigen Abständen ausgetauscht werden müssen und dabei neben Plastikmüll auch hohe wiederkehrende Kosten verursachen. Diese Schutzsysteme könnten durch eine Agri-PV-Anlage gut substituiert werden. Dies würde möglicherweise sogar aufgrund der höheren ästhetischen Qualität sowie geringerer Geräuschbelastung bei Wind gegenüber den Plastikplanen zu einer größeren Akzeptanz bei Anwohnern führen. Da für die Lagerung von Äpfeln oft Kühlhäuser benötigt werden, wäre auch ein Stromabnehmer im räumlichen Zusammenhang vorhanden. Auch das Umstellen auf E-Traktoren und E-Erntemaschinen bzw. -geräte wäre denkbar, um durch einen hohen Eigenverbrauch die wirtschaftliche Attraktivität zu erhöhen. Die Abbildung zeigt beispielhaft eine Apfel-PV-Anlage neben einer herkömmlichen Schutzüberdachung aus Plastikfolien.



Abbildung 4.19 Infobox zu Apfel-PV-Anlagen. Das Foto zeigt eine Gegenüberstellung zu herkömmlichen Schutzüberdachungen aus Plastikfolien. Foto: [60]

4.2.2 FFPV (Moor-PV)

Mit der EEG-Novelle vom Juli 2022 sieht die Bundesregierung für die Erreichung der PV-Ausbauziele eine verstärkte Nutzung von Moorflächen für die solare Energiegewinnung vor (u. a. durch die neu eingeführte Förderung für PV-Anlagen auf entwässerten und landwirtschaftlich genutzten Moorböden). Das Gutachten „Moore in Hamburg“ aus dem Jahr 2017 und die Hamburger Moorkartierung aus dem Jahr 2016 liefert eine grundlegende Bestandsaufnahme der Moorböden in Hamburg [61, 62]. Daraus lassen sich generell drei Arten von Torfvorkommen in Hamburg ableiten: Moorböden an der Oberfläche (ca. 2 350 ha), oberflächennahe bedeckte Torfe bis 1 m Tiefe (ca. 850 ha) und begrabene Torfe im Untergrund (ca. 5 600 ha). Hier wird die Betrachtung von Moorflächen nur auf Moorböden in Hamburg begrenzt. Mit einer Fläche von ca. 2 350 ha sind ca. 3,1 % der Gesamtfläche Hamburg von Moorböden bedeckt [62].

Für die nächsten Schritte muss der Anteil der Moorflächen, der für landwirtschaftliche Zwecke verwendet wird, quantifiziert werden. Dazu wird die Objektart *AX_Landwirtschaft* aus ALKIS untersucht. Abbildung 4.20 zeigt das Ergebnis der Betrachtung. Eine visuelle Überprüfung der Flächen zeigt, dass der überwiegende Teil der Moorbödenflächen (rot) bereits unter der Objektart *AX_Landwirtschaft* (grün) erfasst ist.

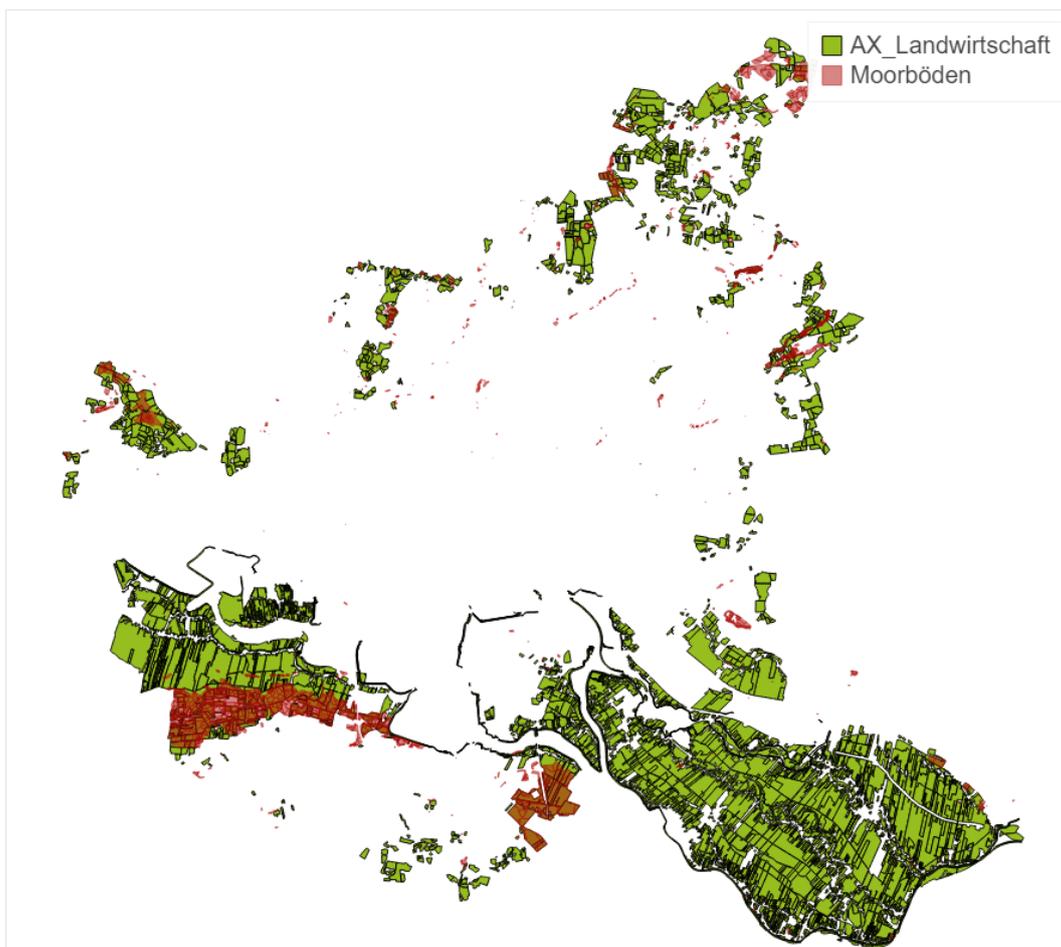


Abbildung 4.20 Überschneidung von Moorböden und landwirtschaftlich genutzter Flächen in Hamburg

Eine nähere Betrachtung der Moorböden anhand zweier große Moorgebiete, dem Naturschutzgebiet *Moorgürtel* und Naturschutzgebiet *Neuländer Moorwiesen*, zeigt ein ähnliches Bild (Abbildung 4.21). Somit lässt sich die Annahme treffen, dass alle Moorflächen, welche für eine landwirtschaftliche Nutzung geeignet sind, bereits im Kapitel 4.2.1 erfasst sind.

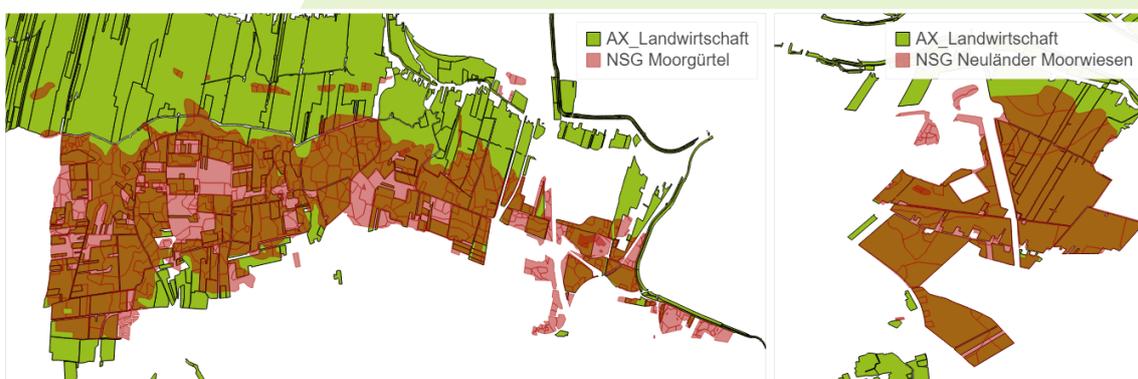


Abbildung 4.21 Überschneidung von NSG-Moorgürtel und NSG-Neuländer-Moorwiesen mit AX_Landwirtschaft

Deshalb werden hier nur zusätzlich zu den landwirtschaftlich genutzten Moorflächen freie Moorflächen betrachtet, wenngleich diese nicht durch das EEG 2023 adressiert sind. Diese Betrachtung erfolgt mithilfe der Objektart *AX_Moor* von ALKIS (*AX_Moor* ist definiert als eine unkultivierte Fläche, deren obere Schicht aus verrotten oder zersetzten Pflanzenresten besteht). Die Gesamtfläche für diese Objektart in Hamburg beträgt ca. 193,5 ha.

Um diejenigen Flächen zu bestimmen, die für eine PV-Nutzung in Frage kommen, müssen Gebiete, in denen eine PV-Nutzung auch in naher Zukunft unwahrscheinlich sind, wie z. B. Naturschutzgebiete, berücksichtigt werden. Dazu werden Restriktionsgebiete in Anlehnung an den Energieatlas von Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen bestimmt [63, 64]. Diese auszuschließenden Flächen umfassen Biosphärenreservate, Fauna-Flora-Habitate, Landschaftsschutzgebiete, Naturdenkmale, Naturschutzgebiete, Ramsargebiete, das Schutzgebiet Nationalpark Hamburgisches Wattenmeer, Vogelschutzgebiete, Wasserschutzgebiete und Überschwemmungsgebiete. Die benötigten Datensätze sind als Open-data öffentlich zugänglich [65 bis 67].

Unter Berücksichtigung der ausgewählten Restriktionsflächen steht insgesamt eine freie Moorfläche von ca. 5,1 ha zur Verfügung. Diese Fläche verteilt sich auf zwei Einzelflächen: Grootmoorgraben mit ca. 0,9 ha (Abbildung 4.22, links) und Moorburg mit ca. 4,2 ha (Abbildung 4.22, rechts). Aufgrund der geringen Fläche sowie der Verschattungsproblematik (u. a. Bäume) wird deutlich, dass in Hamburg keine nennenswerten Flächen an geeigneten Moorflächen zur Verfügung stehen und somit das Potenzial von PV auf unkultivierten Moorflächen nicht weiter berücksichtigt wird.



Abbildung 4.22 Die einzigen freien Moorflächen in Hamburg: Grootmoorgraben (links) und Moorburg (rechts) ([68] eigene Überarbeitung)

4.3 PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung *Verkehr*

Innerhalb der Kategorie *Verkehr* werden bei der statistischen Erhebung diverse Subkategorien geführt, welche eine differenziertere Unterscheidung der verschiedenen Bodennutzungen innerhalb Hamburgs Verkehrs abbilden (Tabelle 4.11).

Tabelle 4.11: Flächennutzungen innerhalb der Kategorie *Verkehr* mit grafischer Darstellung auf Basis der georeferenzierten ALKIS-Datenbank

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Straßenverkehr	6 512	70,2
Bahnverkehr	1 050	11,3
Flugverkehr	955	10,3
Wege	548	5,9
Plätze	197	2,1
Schiffsverkehr	8	< 1
Verkehrsfläche gesamt	9 270	100



Den größten Anteil der Verkehrsfläche nimmt der Straßenverkehr mit 70 % ein, gefolgt vom Bahn- (11 %) und Flugverkehr (10 %). Wege stellen 6 % der Verkehrsfläche in Hamburg dar und Plätze 2 %. Die Fläche für Schiffsverkehr ist sehr gering und wird daher nicht weiter betrachtet. Die Flächen der Nutzungskategorien Straßenverkehr, Bahnverkehr, Flugverkehr und Wege sind qualitativ bewertet im Anhang dargestellt. Nachfolgend werden die Parkplatz-Flächen ermittelt und detaillierter betrachtet.

In Hamburg gibt es keine spezifische Datenerhebung zu Parkplätzen. Das Statistikamt Nord führt eine Aufteilung der Flächen nach tatsächlicher Nutzung, in welcher die Subkategorie *Plätze* mit einer Fläche von 197 ha angegeben wird (Tabelle 4.11). In ALKIS ist das Objekt *Platz* definiert als „eine Verkehrsfläche in Ortschaften oder eine ebene, befestigte oder unbefestigte Fläche, die bestimmten Zwecken dient“ (z. B. für Verkehr, Parkplätze, Märkte, Festveranstaltungen). Dem Anteil der Parkplätze innerhalb der Kategorie *Platz* konnten in ALKIS 101,15 ha zugeordnet werden (Tabelle 4.12)

Tabelle 4.12: Subkategorien innerhalb *Plätze* mit beispielhafter grafischer Darstellung

Bezeichnung	Fläche [ha]
Parkplatz	101,15
Fußgängerzone	23,12
Festplatz	19,11
Raststätte	11,85
undefiniert	43,79

In ALKIS ist das Objekt *Parkplatz* wiederum als Fläche definiert, auf welcher „vorwiegend Anlagen und Gebäude zum Abstellen von Fahrzeugen stehen“ – also bauliche Objekte. Es musste daher geprüft werden, ob möglicherweise ein Konflikt zu der oben behandelten Subkategorie *Gebäude* innerhalb der Kategorie *Siedlung* besteht, da dort bereits Parkhäuser, Sammelgaragen u. ä. einbezogen wurden. Anhand der Grafik in Abbildung 4.23 konnte durch eine stichprobenartige visuelle Überprüfung eine Doppelerfassung gegenüber der Dachpotenzialstudie ausgeschlossen werden.



Abbildung 4.23 Öffentlich zugängliche Parkplatzflächen (rote Darstellung; nach [68], eigene Überarbeitung)

In ALKIS wird die Definition des Objektes *AX_Parkplatz* jedoch wie folgt eingeschränkt: „Als Nutzung Parkplatz werden grundsätzlich alle in Frage kommenden Parkplätze, die der Öffentlichkeit zugänglich sind, nachgewiesen“, wobei Parkbuchten, Parkstreifen und Bushaltestellen zu *AX_Straßenverkehr* zählen und daher nicht unter der Rubrik *Parkplatz* geführt werden. Problematisch ist hierbei die Beschränkung auf „öffentlich zugängliche“ Parkplätze hinsichtlich der Vollständigkeit der erfassten Parkplätze. Eine stichprobenartige Überprüfung ergab, dass die großen Parkflächen vor Super- oder Baumärkten sowie vor Sport- oder Veranstaltungshallen oder großen Wohnanlagen nicht in der Rubrik *Parkplatz* erfasst sind.

Insgesamt ist daher von einer deutlichen Untererfassung auszugehen, die schätzungsweise in der gleichen Größenordnung liegt wie die erfassten öffentlich zugänglichen Parkplatzflächen. Da diese Zahlen jedoch nicht gesichert sind, wird die Berechnung im Folgenden ausschließlich auf Basis der erfassten Parkplatzflächen fortgesetzt.

Im Ergebnis konnte die Summe aller öffentlich zugänglichen Parkflächen in Hamburg von rund 100 ha ermittelt werden. Um hier das Flächenpotenzial zur Installation von Parkplatz-PV zu berechnen, muss diese Fläche anteilig in Parkbuchten und Fahrgassen aufgeteilt werden, da in der Regel nur der ruhende Verkehr für eine Parkplatz-Überdachung mit PV geeignet ist. Abbildung 4.24 zeigt verschiedene Anordnungsmöglichkeiten von Parkbuchten.

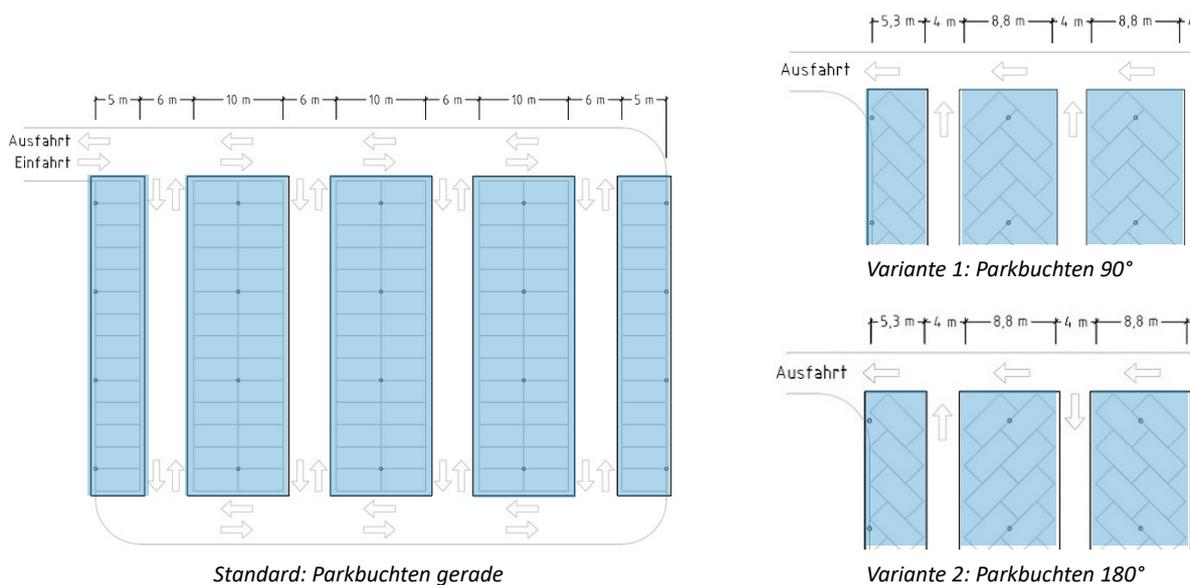


Abbildung 4.24 Verschiedene Parkbuchtanordnungen und mögliche PV-Überdachungsanlagen (nach [69], eigene Überarbeitung)

Beim Standardfall parken die Autos frontal zueinander, so dass sich über den zwei jeweils 5 m tiefen Parkbuchten eine streifenförmige potenzielle PV-Überdachungsfläche von 10 m Breite ergibt. Um das Rangieren zu ermöglichen, müssen bei diesem Parkplatzdesign min-

destens 6 m breite Fahrgassen zwischen den Parkbuchten eingeplant werden. Bei den beiden anderen Varianten werden die Parkbuchten ähnlich eines Fischgrätenmusters angeordnet und stehen im 90° oder 180° Winkel zueinander; dies hat unterschiedliche Einbahnstraßensysteme in den Fahrgassen zur Folge. Zwar kann auf diese Weise die Breite der Rangierfläche auf 4 m reduziert werden; allerdings fällt auch die PV-Überdachung mit 8,8 m deutlich schmaler aus. Dennoch liegt die Flächennutzungseffizienz für PV in den beiden Alternativvarianten etwas höher. Für die folgenden Berechnungen werden allerdings die geometrischen Randbedingungen des wesentlich häufigeren Standardfalles (Abbildung 4.25) angenommen, die in Tabelle 4.13 aufgeführt sind. Diese beziehen sich auf übliche Durchschnittswerte [70].



Abbildung 4.25 Typisches Beispiel einer Solarüberdachung von Parkplätzen [71]

Tabelle 4.13: Übliche Flächenbedarfe pro Stellplatz

Fläche	Größe [m ²]
Stellplatz (2,50 m x 5,00 m)	12,5
anteilig Fahrgassen, Zu- und Abfahrten, Randbereiche etc.	17,5
Flächenbedarf pro Stellplatz	30,0

Als Betrachtungsuntergrenze werden in dieser Studie Parkplatzgrößen ab 10 Stellplätzen – also 300 m² Größe – gewählt, um eine sinnvolle Mindestgröße für die PV-Fläche erreichen zu können, welche zur Betankung eines E-Autos ausreicht.

Theoretische Potenziale. Nach Ausschluss aller zu kleinen Parkflächen verbleibt eine Parkplatzfläche von rund 1 Mio. m² als theoretisches Flächenpotenzial, mit einem theoretischen Leistungspotenzial von ca. 200 MWp. Unter Annahme einer 15° geneigten Ost-West-Ausrichtung ergibt sich ein theoretisches Solarertragspotenzial von 144 GWh bei einem theoretischen Durchschnittsertrag von 713 kWh/kWp (Tabelle 4.14).

Technische Potenziale. Die Gesamtparkplatzfläche teilt sich auf in ca. 580 000 m² für Fahr- gassen und andere Nebenflächen sowie ein technisches Flächenpotenzial von rund 421 000 m² für Parkbuchten, so dass insgesamt ca. 22 700 Stellplätze von PV-Parkplatzüber- dachungen profitieren könnten. Das technische Leistungspotenzial ergibt sich hiermit zu 84 MWp, das technische Solarertragspotenzial erreicht 60 GWh/a und der technische Durch- schnittsertrag liegt bei 713 kWh/kWp (Tabelle 4.14).

Realisierbare Potenziale. Nach der Berechnung des technischen Potenzials kann das rea- lisierbare Potenzial nur aufgrund einiger Annahmen geschätzt werden. Da Parkplatz-PV mit den vorhandenen baulichen Parkplatzüberdachungssystemen auf Basis einfacher Stahlträ- ger oder Fachwerkkonstruktionen relativ einfach realisiert werden kann und aufgrund des Witterungsschutzes (Regen, Schnee, Hitze) Synergieeffekte für die parkenden Autos bietet, ist von einer allgemeinen Akzeptanz auszugehen. Eine Realisierung ist jedoch u. a. aufgrund von Verschattungssituationen durch hohe Gebäude und Bäume nicht für alle Parkflächen gegeben. Je größer die zusammenhängende Parkplatzfläche, desto geringer ist jedoch die Verschattungsgefahr – mit Ausnahme potenziell der Randbereiche. Im Folgenden wird von einem realisierbaren Anteil von 50 % ausgegangen, was sich mit anderen Studien deckt [12]. Aufgrund der oben beschriebenen deutlichen Untererfassung von Parkplätzen vor Super- märkten etc., bei denen überdies eine direkte Stromabnahme und ein Imagegewinn für die jeweilige Supermarktkette synergetisch wirken können, könnte das realisierbare Potenzial jedoch auch durchaus deutlich höher liegen.

Das realisierbare Flächenpotenzial für Parkplatz-PV beträgt demnach rund 210 400 ha. Das daraus resultierende realisierbare Leistungspotenzial erreicht 42 MWp, das realisierbare So- larertragspotenzial liegt bei 30 GWh/a und der realisierbare Durchschnittsertrag beträgt 713 kWh/kWp (Tabelle 4.14).

Tabelle 4.14: Theoretisches, technisches und realisierbares Flächen-, Leistungs- und Solarer- tragspotenzial sowie theoretischer, technischer und realisierbarer Durchschnittsertrag für Park- platz-PV in Hamburg

Parkplatz-PV	Flächen- potenzial [1 000 m ²]	Leistungs- potenzial [MWp]	Solarertrags- potenzial [GWh]	Durchschnitts- ertrag [Ø kWh/kWp]
Theoretisches	1 010	202	144	713
Technisches	421	84	60	713
Realisierbares	210	42	30	713

4.4 PV-Potenziale innerhalb der Bodennutzung *Gewässer*

Innerhalb der Kategorie *Gewässer* werden bei der statistischen Erhebung diverse Subkategorien geführt, welche eine differenziertere Unterscheidung der verschiedenen Bodennutzungen innerhalb Hamburgs Gewässerflächen abbilden (Tabelle 4.15).

Tabelle 4.15: Flächennutzungen innerhalb der Kategorie *Gewässer* mit grafischer Darstellung auf Basis der georeferenzierten ALKIS-Datenbank

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Fließgewässer	4 299	69,2
Stehendes Gewässer	762	12,3
Hafenbecken	726	11,7
Meer	426	6,9
Gewässer gesamt	6 213	100



Bei nahezu 70 % der hamburgischen Gewässerflächen handelt es sich um *Fließgewässer*. Hierzu zählen in ALKIS Flüsse, Kanäle, Gräben, Fleete und Bäche. Aufgrund der linearen Ausformung fließender Gewässer verbleibt nach Einhaltung der Mindestabstände von 40 m zum Ufer (Kapitel 2.5.1) meist keine ausreichend große Fläche für die Installation von Floating-PV-Anlagen, während die Elbe aufgrund des Schiffsverkehrs nicht in die Betrachtung aufgenommen wird. Aus dem gleichen Grund entfallen auch die *Hafenbecken* (12 %) bei der Potenzialberechnung. *Stehende Gewässer* machen ebenfalls 12 % der Gewässerfläche Hamburgs aus und die Kategorie *Meer* 7 %. Die Potenziale für diese beiden Kategorien sind im Anhang qualitativ bewertet dargestellt.

4.5 Ergebniszusammenfassung

Die folgenden tabellarischen Zusammenfassungen bieten eine Übersicht zu den jeweiligen theoretischen, technischen und realisierbaren Flächen- bzw. Ertragspotenzialen für die verschiedenen PV-Anwendungen für Hamburg (Tabelle 4.16 bis Tabelle 4.18), welche nach jetzigem Stand der Technik primär für eine zeitnahe Umsetzung innerhalb Hamburgs in Frage kommen.

Tabelle 4.16: Übersicht der theoretischen Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenziale für verschiedene PV-Anwendungen in Hamburg

	Theoretisches Flächenpotenzial [1 000 m ²]	Theoretisches Leistungspotenzial [MWp]	Theoretisches Solarertragspotenzial [GWh]	Theoretischer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
BIPV (Dach-PV)	78 743	15 749	10 849	689
Agri-PV	145 600	29 120	20 754	713
UPV (Parkplatz-PV)	1 010	202	144	713
Gesamt	225 354	45 071	31 747	704

Tabelle 4.17: Übersicht der technischen Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenziale für verschiedene PV-Anwendungen in Hamburg

	Technisches Flächenpotenzial [1 000 m ²]	Technisches Leistungspotenzial [MWp]	Technisches Solarertragspotenzial [GWh]	Technischer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
BIPV (Dach-PV)	56 001	11 200	7 761	693
Agri-PV	145 600	7 407	5 679	767
UPV (Parkplatz-PV)	421	84	60	713
Gesamt	202 022	18 691	13 500	722

Tabelle 4.18: Übersicht der realisierbaren Flächen-, Leistungs- und Solarertragspotenziale für verschiedene PV-Anwendungen in Hamburg

	Realisierbares Flächenpotenzial [1 000 m ²]	Realisierbares Leistungspotenzial [MWp]	Realisierbares Solarertragspotenzial [GWh]	Realisierbarer Durchschnittsertrag [Ø kWh/kWp]
BIPV (Dach-PV)	43 364	8 673	6 367	734
Agri-PV	16 990	693	574	828
UPV (Parkplatz-PV)	210	42	30	713
Gesamt	60 564	9 408	6 971	741

Trotz der z. T. nicht unerheblichen theoretischen Potenziale in manchen Gebieten bleiben in der realistischen Betrachtung nur drei Flächenkandidaten, welche ein nennenswertes realisierbares Potenzial aufweisen. Dabei zeigt die BIPV (Dach-PV) mit rund 43 km² das mit Abstand größte Flächenpotenzial auf (d. h. rund 72 % des gesamten Flächenpotenzials). Agri-PV liegt mit einem realisierbaren Flächenpotenzial von knapp 17 km² (rund 28 %) deutlich dahinter, während Parkplatz-PV-Überdachungen mit 0,3 % des gesamten Flächenpotenzials – obschon auf Platz drei – nahezu vernachlässigbar sind. Noch deutlicher ist die Vorrangstellung der BIPV bei der Betrachtung der realisierbaren Ertragspotenziale. Aufgrund der überdurchschnittlich günstigen Dachflächenorientierungen in Hamburg liegt hier der Anteil der Dach-PV bei 91 % des gesamten realisierbaren Ertragspotenzials.

5 Fallstudie der archetypischen Beispielgebäude

Die vorangegangene Gesamtpotenzialanalyse in Kapitel 4 beantwortet die Frage nach der Größe der in Hamburg zur Verfügung stehenden potenziellen Solarempfangsflächen für PV-Anwendungen sowie den auf ihnen potenziell möglichen Energieertrag. Um neben dieser quantitativen Aussage des Ertragspotenzials auch eine wirtschaftliche Bewertung ermöglichen zu können, soll in Einzelstudien das konkrete wirtschaftliche Potenzial für den Einsatz von PV untersucht werden.

Aus der in Kapitel 4 vorgestellten Potenzialanalyse gehen deutlich die Gebäudedächer als größtes Potenzial in Hamburg für PV-Anwendungen hervor. Im Folgenden soll daher für eine konkrete Identifizierung der *Low Hanging Fruits* und der zugehörigen Stakeholder untersucht werden, welche Dächer hierbei das größte Potenzial aufweisen und auf welchen dieser Dächer eine PV-Integration besonders lohnend bzw. wirtschaftlich erscheint.

5.1 Typologisierung

Hamburgs Dachlandschaft umfasst knapp 79 km² (d. h. mehr als ein Zehntel des hamburgischen Staatsgebietes). Diese Gesamtdachfläche liegt als LoD2-Datensatz mit 1,04 Mio. Einzeldachflächen vor, welche den rund 382 500 Gebäuden in Hamburg zugeordnet sind. Durchschnittlich entfallen also 2,7 Einzeldachflächen auf jedes Gebäude. Dabei gibt es jedoch große Unterschiede. Viele Flachdachgebäude besitzen nur eine einzige Dachfläche; es gibt aber auch einige Gebäude mit einem aus mehr als 25 Einzeldachflächen zusammengesetzten Dach. Da in dem Datensatz auch die Dachflächen von Erkern oder kleinen Nebengebäuden wie beispielsweise Gartenhäusern erfasst sind, ergibt sich für die Größen der Dachflächen ebenfalls eine enorme Bandbreite. Einige der Dachflächen sind kleiner als ein Quadratmeter und andere sind sehr groß; beispielsweise beträgt die größte in Hamburg erfasste Dachfläche 69 761 m² (d. h. beinahe 7 ha). Zu jeder Teildachfläche der hamburgischen Dachlandschaft sind im LoD2-Modell ihre Ausrichtung nach den Himmelsrichtungen sowie ihr Neigungswinkel hinterlegt. Des Weiteren ist für jedes Gebäude, zu welchen die Einzeldachflächen zugeordnet sind, die Nutzungsart bekannt, so dass beispielsweise zwischen Dachflächen auf Einfamilienhäusern, Krankenhäusern oder Werkstätten unterschieden werden kann.

Aufgrund der großen Bandbreite der in Hamburg vorkommenden Dächer kann keine pauschalisierte Untersuchung durchgeführt und auch keine allgemeine Eignungsempfehlung ausgesprochen werden. Die Tauglichkeit einer Dachfläche für PV-Anwendungen und ihr Potenzial für Hamburg wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Die Entscheidung, ob eine Fläche für Solarenergiegewinnung eher geeignet oder ungeeignet ist, hängt dabei u. a.

von der Güte der Empfangsfläche – also ihrer Neigung und Ausrichtung nach den Himmelsrichtungen und ihrer Verschattungswahrscheinlichkeit – und von ihrer Größe ab. Auf einer großen zusammenhängenden Fläche lassen sich Photovoltaikanlagen wesentlich kostengünstiger realisieren als auf vielen kleinen versprengten Flächen. Wie häufig eine bestimmte Fläche – quasi musterhaft – in Hamburg vorkommt, ist aber ebenso ein wichtiges Entscheidungskriterium, da in ihrer summarischen Gesamtheit ebenfalls der Hinweis auf ein großes Potenzial liegt, welches möglicherweise durch das Aufsetzen eines passgenauen Förderprogramms in den wirtschaftlich lohnenden Bereich gehoben und somit für Hamburg aktiviert werden kann.

Eine Wirtschaftlichkeitsberechnung ist daher ebenfalls ein wichtiger Aspekt bei der Eignungsbeurteilung der untersuchten Flächen, denn am Ende entscheidet sie in den meisten Fällen, ob ein in der theoretischen Betrachtung durchaus sinnvolles Projekt auch tatsächlich real umgesetzt wird. Ob eine Dachfläche aus wirtschaftlicher Sicht potenziell für eine PV-Nutzung geeignet ist, hängt jedoch stark von der jeweiligen Gebäudenutzung ab, da sich hieraus das Verhältnis zwischen möglichem Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung ergibt, welche ökonomisch jeweils unterschiedlich zu werten sind (Kapitel 3.4).

Die folgende Untersuchung zielt daher darauf ab, eine solare Gebäudedachtypologie für Hamburg zu erstellen, indem Dachflächen mit gleichartigen Geometrie- und Gebäudenutzungsmerkmalen zu Gruppen zusammengefasst werden, aus welchen sich wiederum Archetypen ableiten lassen, die diese Gruppe bestmöglich repräsentieren, indem sie sich an den Mittel- bzw. Medianwerten der Gruppe orientieren. Der Begriff des Archetyps soll dabei verdeutlichen, dass es sich hierbei um die Reduktion des Gebäudes auf den morphologischen Typus handelt, während individuelle, stilistische oder architekturhistorische Entwurfsmerkmale bei der Betrachtung unberücksichtigt bleiben.

Für die durch diese Typologisierung der hamburgischen Dachflächen ermittelten repräsentativen Beispielgebäude wird eine umfassende Fallstudie durchgeführt, welche neben den wirtschaftlichen auch bauliche, praktisch-technische und regulatorische Rahmenbedingungen betrachtet.

5.1.1 Vorarbeiten zur Typologisierung

In einem ersten Schritt werden die Dachflächen des LoD2-Datensatzes den acht übergeordneten Gebäudenutzungskategorien zugeordnet. Diese sind in absteigender Reihenfolge ihrer Größe: Wohngebäude, Gewerbe- und Industriegebäude, Bürogebäude, Gebäude für Handel und Dienstleistungen, Öffentliche Gebäude, Nebengebäude, land- und forstwirtschaftliche Gebäude, Verkehrsgebäude, Überdachungen sowie Gebäude zur Ver- und Entsorgung (Tabelle 4.1). Innerhalb dieser Nutzungsarten werden die Dachflächen auf verschie-

dene Subkategorien aufgeteilt, da es aufgrund der divergierenden baulichen, regulatorischen und ökonomischen Randbedingungen einen großen Unterschied macht, ob es sich bei der PV-Nutzung beispielsweise auf einem Wohngebäude um ein freistehendes Einfamilienhaus, ein Reihenhaus, ein Mehrfamilienhaus in Blockrandbebauung oder einen Hochhaussolitär handelt. Auf diese Weise können für Hamburg insgesamt 126 Gebäudetypen mit Dächern für PV-Nutzung identifiziert werden, welchen die zugehörigen Einzeldachflächen zugeordnet sind. Abbildung 5.1 verdeutlicht das Vorgehen bei der Typologisierung der Dachflächen.

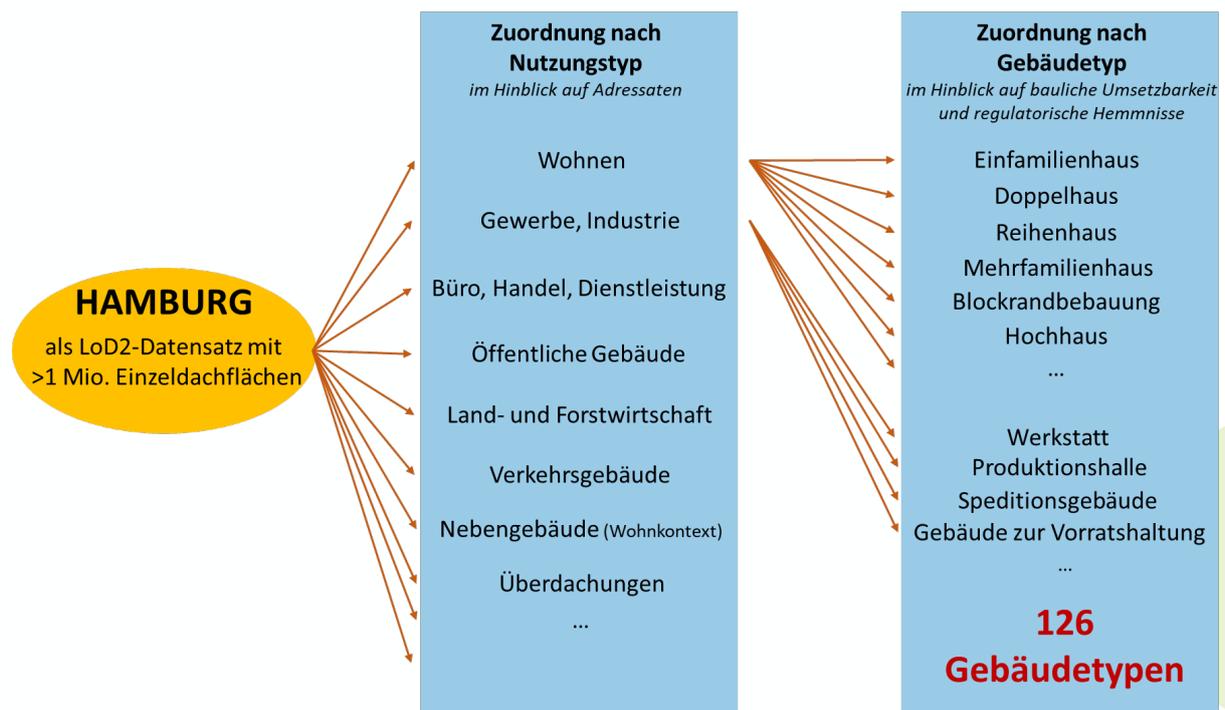


Abbildung 5.1 Zuordnung der Einzeldachflächen zu Gebäudenutzungstypen und Gebäudetypen

Diese Gebäudetypen stützen sich zum einen auf die in ALKIS und CityGML hinterlegten Angaben zur Gebäudenutzung und zum anderen auf eigene Typologisierungskriterien in Anlehnung an die Wohngebäudeklassengrenzen gemäß Zensus. Diese wurden als Erweiterung des Kriterienkataloges eingeführt, um bei den Wohngebäuden – der mit Abstand größten Gruppe – für einen höheren Detaillierungsgrad zu sorgen. So ist beispielsweise bei den Mehrfamilienhäusern (MFH) nun eine Unterscheidung in *freistehende MFH* und aneinandergebaute *MFH in Blockrandbebauung* möglich. Ebenso ist eine Unterscheidung in kleine ($\leq 600 \text{ m}^2$ Bruttogrundfläche¹²) und große MFH ($> 600 \text{ m}^2$ Bruttogrundfläche) sowie *Hochhäuser* (HH) (Firsthöhe $\geq 25 \text{ m}$) möglich, was wiederum Einfluss auf die Anzahl der Wohneinheiten hat, aus welchen später in der Wirtschaftlichkeitsberechnung die Annahmen zu typischen Stromnachfragen sowie Anzahl an E-Autos etc. geschlossen werden kann.

¹² Als Bruttogrundfläche (BGF) wird die Summe aller Geschossgrundflächen bezeichnet.

Für die ca. 52 000 Wohngebäude, für welche im Datensatz eine Nutzungsangabe fehlte, wurde vom Ähnlichkeitsprinzip von Nachbargebäuden ausgegangen, welche sich innerhalb „im Zusammenhang bebauter Ortsteile“ (§ 34 BauGB) aufgrund der Forderung nach „Anpassung der Art, des Maßes und der Nutzung“ oder aufgrund gebietsweiser konformer Vorgaben aus den Bebauungsplänen ergibt. Für Wohngebäude mit fehlenden Nutzungsangaben wurde daher die Nutzungsart der direkten Nachbarbebauung übernommen, welche sowohl über Adressangaben als auch Geokoordinaten ermittelt wurde. Eine stichprobenartige Überprüfung ergab eine Fehlerquote von ca. 2 %.

Durch die Nutzung von standardisierten Dachformen sind in Einzelfällen Abweichungen möglich. Abbildung 5.2 zeigt hierfür exemplarisch ein Beispiel. Das Beispielgebäude besteht aus zwei Gebäudeteilen, Gebäudeteil 1 (rot markiert) und Gebäudeteil 2 (blau markiert). Eine vertiefende Analyse der Dachflächen zeigt eine eindeutige Überschneidung der Dachflächen. Diese Überschneidung werden innerhalb der Datensätze durch negativen Neigungswinkel repräsentiert und verringert letztendlich die nutzbare Dachfläche für eine energetische Nutzung.

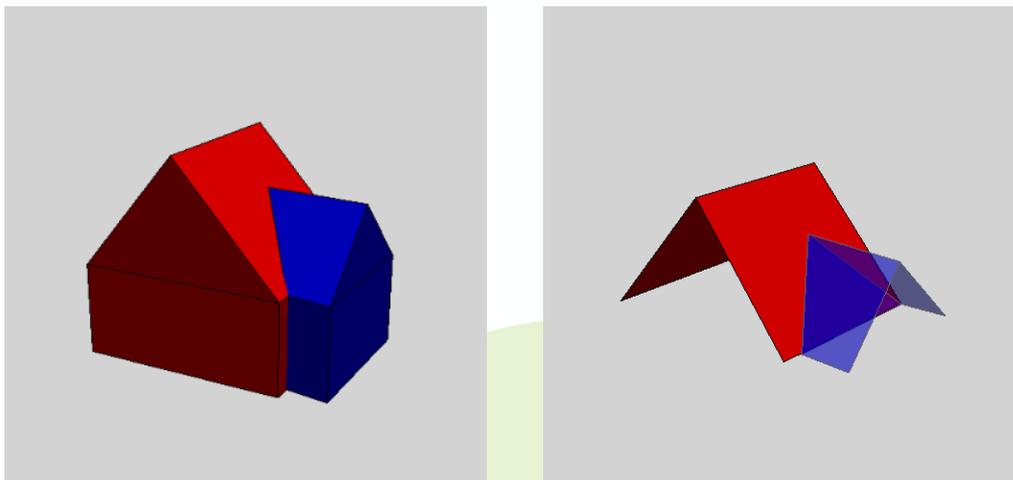


Abbildung 5.2 Beispielgebäude mit zwei Gebäudeteilen und negativem Winkel

Es wird zwischen zwei Fällen unterschieden: Gebäude ohne Gebäudeteile (Abbildung 5.3, links) und Gebäude mit mehreren Gebäudeteilen (Abbildung 5.3, rechts). Im Falle eines Gebäudes ohne Gebäudeteile wird die entsprechende, zum Boden geneigte Dachfläche auf null gesetzt und somit nicht für die Potenzialberechnung verwendet. Alle anderen Dachflächen innerhalb des Gebäudes bleiben hierbei unverändert.

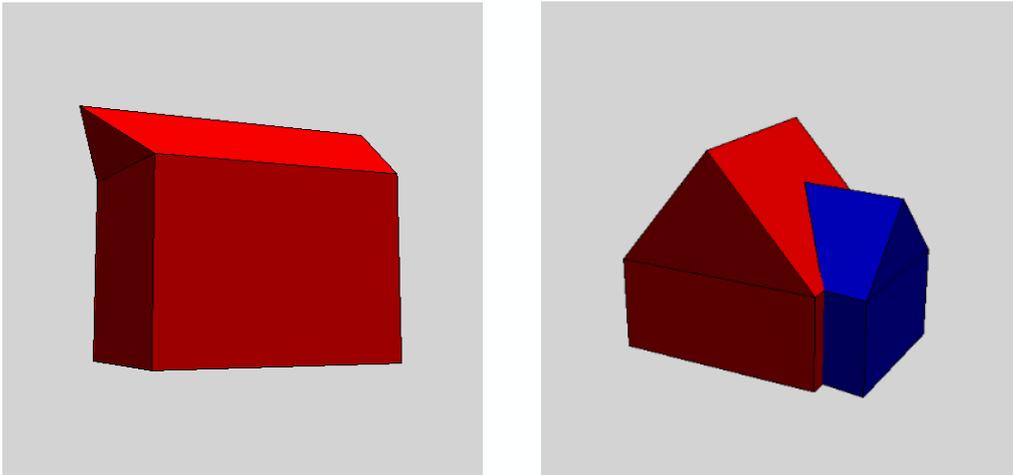


Abbildung 5.3 Verschiedene Möglichkeiten eines negativen Dachneigungswinkels

Im Falle eines Gebäudes mit mehreren Gebäudeteilen erfolgt die Suche nach einer geeigneten Fläche, um die gemeinsame Schnittfläche zum Abzug zu bringen. Dafür werden folgende Kriterien verwendet: Diese Dachfläche befindet sich bei einem anderen Gebäudeteil, die Ausrichtung der Dachfläche nach den Himmelsrichtungen unterscheidet sich um $180^\circ \pm 2^\circ$, und die Differenz zwischen den Dachneigungswinkel, beträgt $\pm 2^\circ$. Anschließend wird die Größe der passenden Dachfläche um die Fläche mit negativem Dachneigungswinkel reduziert. Abschließend wird die Dachfläche mit negativem Dachneigungswinkel auf null gesetzt. Falls keine passende Dachfläche gefunden werden kann, erfolgt die Reduzierung der Dachfläche wie im Falle eines Gebäudes ohne Gebäudeteile. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass eine Flächenkonkurrenz – beispielsweise zwischen PV-Anlagen und Gauben – bereits im Vorfeld ausgeschlossen ist und es nicht zu einer unabsichtlichen Überschätzung des PV-Flächenpotenzials auf Dachflächen kommen kann.

Bei Dachflächen von Gebäuden, die aus mehreren Gebäudekörpern zusammengesetzt sind, wurden daher im Vorfeld der Typologisierung die gemeinsame Verschneidungsfläche nach dem vorgestellten Verfahren herausgerechnet, so dass nur die tatsächlich besonnenen Dachflächenanteile in die Liste aufgenommen wurden.

Das Ergebnis der Typologisierung sowie die jeweils errechneten Gesamtdachflächen der 126 Gebäudetypen zeigt die Spalte „*Theoretisches Flächenpotenzial nach Kategorie – gesamt*“ der Tabelle 10.1 im Anhang.

5.1.2 Identifizierung größenrelevanter Dachtypen

Aus dieser Gesamtdachgrößenliste wurden für die Fallstudie diejenigen Typen ermittelt, welche summarisch die größten Dachflächen besitzen. Eine Übersicht der die auf diese Weise identifizierten 12 Gebäudetypen einschließlich ihres jeweiligen Anteils an der Gesamtdachfläche Hamburgs zeigt Abbildung 5.4. Es handelt sich (in absteigender Größe der von ihnen repräsentierten Dachfläche) um: Mehrfamilienhäuser, Reihenhäuser (inkl. Doppel- und Gruppenhäuser), freistehende Einfamilienhäuser, allgemeinbildende Schulen (inkl.

Bildungsbauten), Sporthallen (inkl. Hallenbäder), Produktionsgebäude (inkl. Werften), Werkstattgebäude, Speditionsgebäude, Gebäude zur Vorratshaltung, Treibhäuser (inkl. Ställe), Bürogebäude (inkl. Geschäftsgebäude) und Einzelhandelsgebäude. Zusammen machen diese 12 häufigsten Dachflächentypen knapp 92 % der gesamten Dachfläche Hamburgs (79 km²) aus, so dass eine genauere Untersuchung dieser Beispielgebäude in der Fallstudie bereits eine sehr umfassende Gesamtbewertung der Eignung der hamburgischen Dächer für PV-Anwendungen ermöglicht.

In die Fallstudie mitaufgenommen wurde – separat von der Gebäudedachstudie – auch die Fallbetrachtung einer Parkplatz-PV-Anlage.

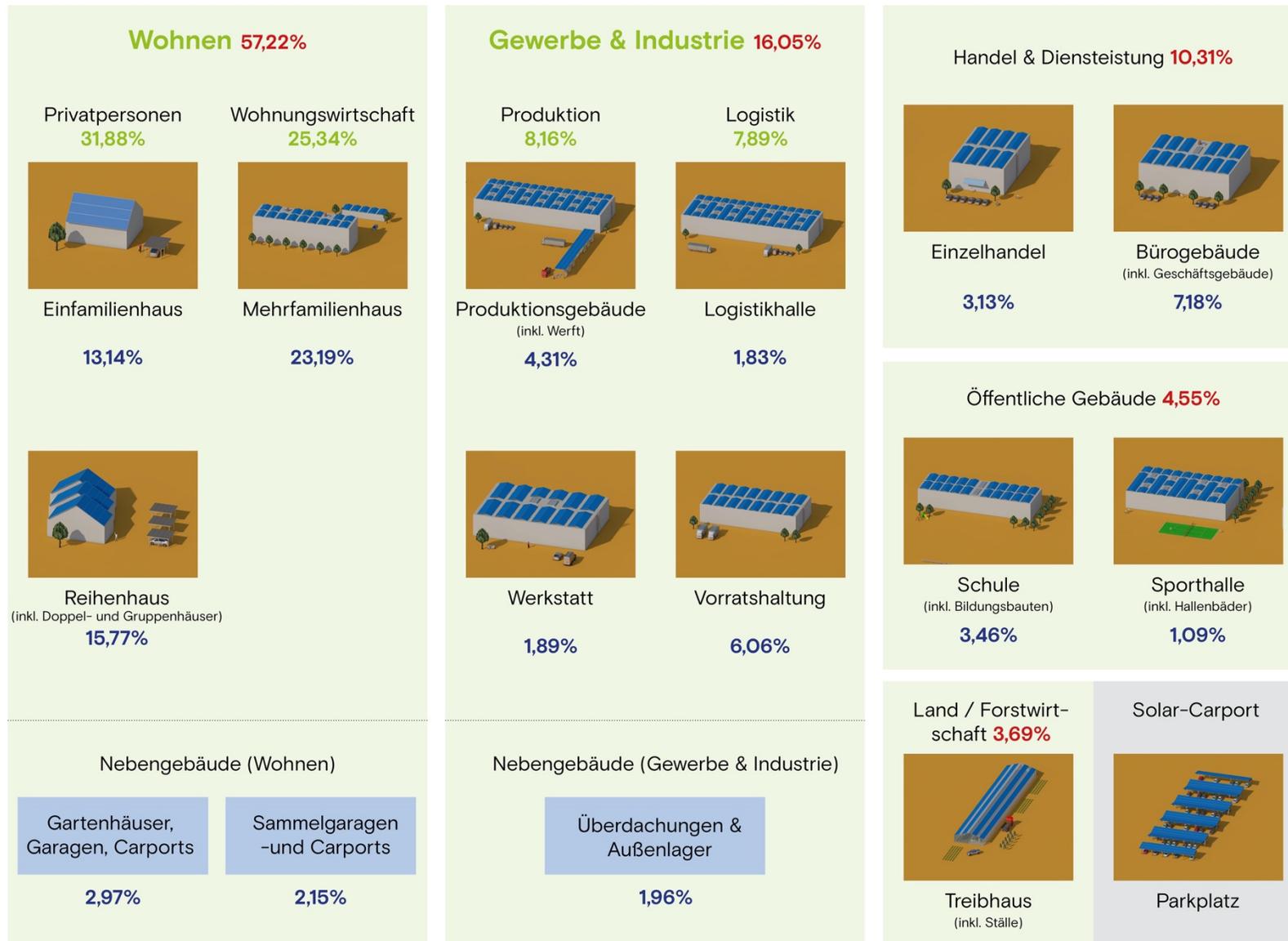


Abbildung 5.4 Die 12 größten Dachflächentypen in Hamburg mit ihrem jeweiligen Anteil an der Gesamtdachfläche Hamburgs sowie Parkplatz-PV (Prozentangaben / rot: Anteil der übergeordneten Nutzungskategorien, grün: Anteil der jeweiligen Subkategorien, blau: Anteil des konkreten Typs) 84

5.1.3 Entwicklung der Beispielgebäude für die Fallstudie

Als Grundlage für die weitere Berechnung der für jedes Fallbeispiel unterschiedlichen solaren Erträge und Stromnachfragen wurden bestimmte Angaben zu den Beispielgebäuden benötigt. Hierzu zählen die Gebäudegeometrie mit Angaben zu Breite, Tiefe sowie Trauf- und Firsthöhe des Gebäudes, die Dachflächengröße sowie die Angaben zur Bruttogrundfläche oder die Anzahl der Wohneinheiten. Für jeden einzelnen Fall wurden zu jedem dieser spezifischen Angaben die Median- und Mittelwerte analysiert, die Sinnhaftigkeit ihrer geometrischen Beziehungen untereinander geprüft und darauf aufbauend die dreidimensionale Ausformung der Beispielgebäude festgelegt.

Anders als für die Flachdachgebäude ist für die Beispielgebäude mit Schrägdach – Einfamilienhaus, Reihenhaus und Treibhaus – auch die Neigung der einzelnen Dachflächen sowie ihre Ausrichtung nach den Himmelsrichtungen für die Modellierung festzulegen. Hierzu wurde im Vorfeld eine Häufigkeitsanalyse zur Dachorientierung für den jeweiligen Gebäudetyp angefertigt; dabei werden die Flachdächer ausgenommen.

Abbildung 5.5 zeigt die der Dachflächenorientierungen für freistehende Einfamilienhäuser (EFH). Demnach gibt es eine Häufung von Satteldächern mit 45° Neigung in Nord- und Südausrichtung.

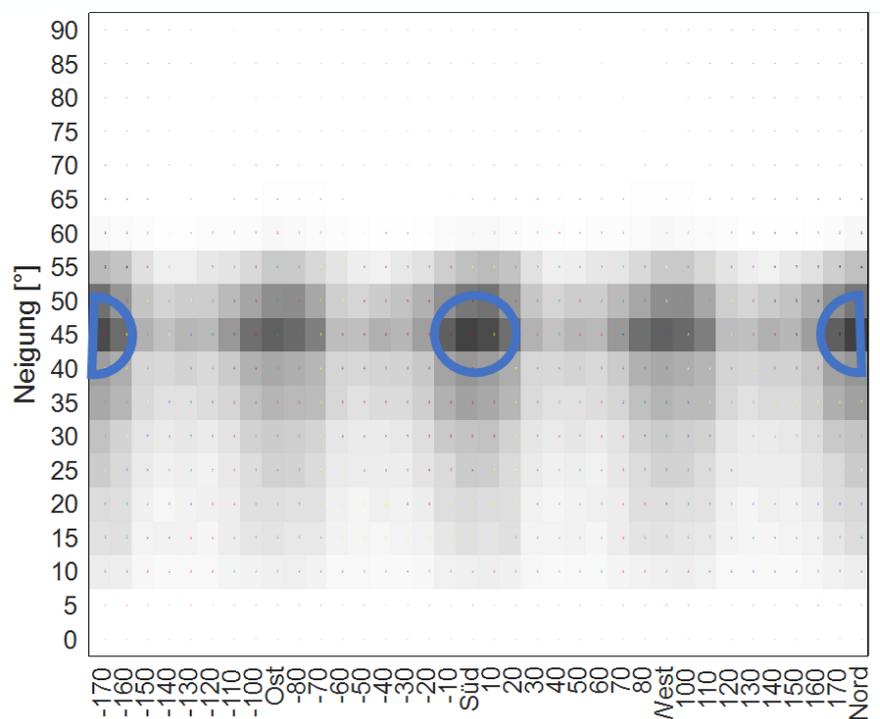


Abbildung 5.5 Häufigkeitsverteilung von Dachflächenausrichtung und -neigung für Einfamilienhäuser (nur Schrägdächer). Die Intensität der Graufärbung entspricht der Größe aller kumulierten Dachflächen einer bestimmten Orientierung. Blau: Zonen besonders großer Häufungen.

Demgegenüber zeigt die Abbildung 5.6 eine Häufung der Dachflächenorientierungen für Reihenhäuser (RH) bei 35° geneigten Satteldächern mit Ost- und Westorientierung.

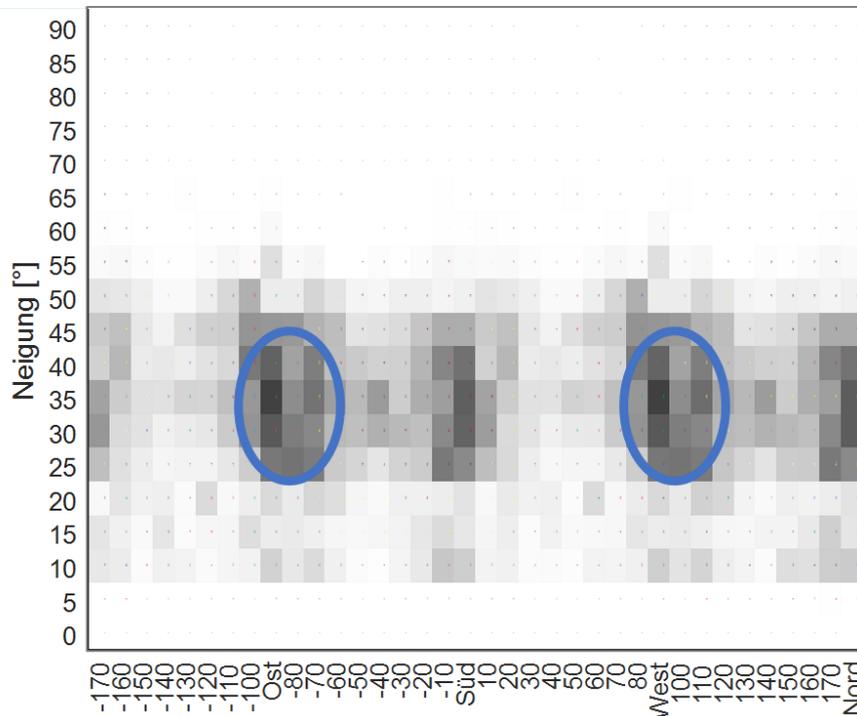


Abbildung 5.6 Häufigkeitsverteilung von Dachflächenausrichtung und -neigung für Reihenhäuser (nur Schrägdächer). Die Intensität der Graufärbung entspricht der Größe aller kumulierten Dachflächen einer bestimmten Orientierung. Blau: Zonen besonders großer Häufungen.

In Abbildung 5.7 ist wiederum eine sehr deutliche Häufung der Dachflächenorientierungen für Treibhäuser bei 25° geneigten Satteldächern mit Ost- und Westorientierung, welche um 20° nach West-Nord-West bzw. Ost-Süd-Ost gedreht ist, zu erkennen.

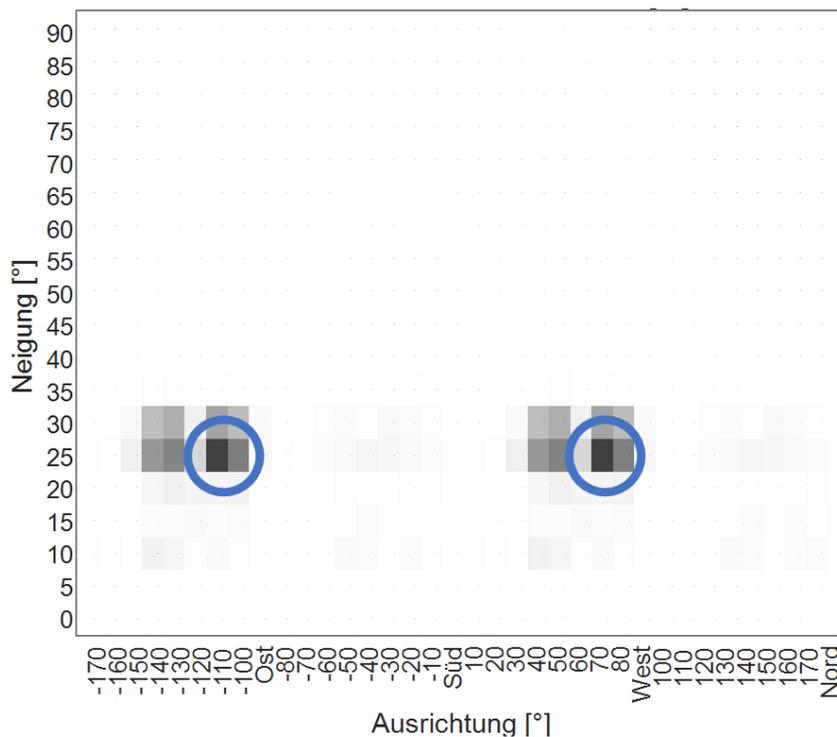


Abbildung 5.7 Häufigkeitsverteilung von Dachflächenausrichtung und -neigung für Treibhäuser (nur Schrägdächer). Die Intensität der Graufärbung entspricht der Größe aller kumulierten Dachflächen einer bestimmten Orientierung. Blau: Zonen besonders großer Häufungen.

Die gefundenen Häufigkeitsmuster der Dachorientierungen decken sich mit Empfehlungen aus der Entwurfslehre. Während die allseitig besonnten Einfamilienhäuser ihre Hauptfassade mit Terrasse nach Süden ausrichten können, müssen aneinandergebaute Reihenhäuser um 90° in eine Ost-West-Ausrichtung gedreht werden, um eine gebäudetiefe natürliche Belichtung aller Räume durch die niedrigstehende Vor- und Nachmittagssonne zu gewährleisten. Die gegenüber Einfamilienhäusern flachere Dachneigung bei Reihenhäusern resultiert aus dem schmaleren Rechteckgrundriss und dem daraus resultierenden größeren Abstand der beiden Außenfassaden. Ist die Firsthöhe beispielsweise durch einen B-Plan begrenzt, muss die Dachneigung aufgrund der längeren Spannweite folglich flacher ausfallen als beim Einfamilienhaus, wo das Dach über die schmalere Bautiefe gespannt wird. Die Treibhäuser zeigen eine leichte Drehung um 20° aus der reinen Ost-West-Orientierung heraus nach West-Nord-West bzw. Ost-Süd-Ost, was offenbar der Anordnung der Treibhäuser parallel zu den Entwässerungsgräben und Feldgrenzen im Bezirk Bergedorf (Abbildung 4.6) geschuldet ist.

Für die Beispielgebäude mit Schrägdächern wurde die jeweils häufigste Dachneigung-Ausrichtungs-Kombination gewählt. Bei den Flachdächern wird von einer aufgeständerten Montage mit 15° Neigung in Ost-West-Ausrichtung ausgegangen.

Im Hinblick auf die spätere Betrachtung dieser Beispielgebäude in Kombination mit E-Mobilität wurde zu allen Typen die zugehörige Anzahl an Stellplätzen nach §48 HBauO, der

Stellplatzverordnung sowie Anlage 1 der Globalrichtlinie "Notwendige Stellplätze und Bemessungsgrundlagen" ermittelt.

5.1.4 Untersuchungskriterien für die Fallstudie

In der Fallstudie wurde für jedes Beispielgebäude ein breitgefächertes Katalog an übergeordneten, baulichen, technischen, regulatorischen, energetischen und ökonomischen Kriterien untersucht. Zu den *übergeordneten* Kriterien gehört die Nennung der Gebäudeeigentümer bzw. Stakeholdern und einer daraus ggf. folgenden Aufwand-Nutzen-Disparität. Zu den *baulichen* Aspekten zählen die gebäudetypische Dachstatik, die dachtypische Montageart, die anlagentypische Auflast, der bauweisetypische Sanierungszyklus, Dachelemente in Flächenkonkurrenz zur PV, Aspekte des Blitz- und Brandschutzes sowie der Grad des Gestaltungsanspruches an das jeweilige Dach. Zu den *technischen* Kriterien gehören die Bewertung der Möglichkeit zur Optimierung der Orientierung der PV-Module, der mögliche Belegungsgrad, sowie Wahrscheinlichkeiten der Fremd- und Eigenverschattung. Unter den *regulatorischen* Randbedingungen sind insbesondere die Restriktionen durch Abstandsflächen zu nennen. Unter *energetische* Kriterien fallen der jährliche PV-Ertrag, das Verhältnis von Stromnachfrage zu PV-Kapazität, der erreichbare Autarkiegrad sowie die Höhe des Eigenverbrauchs. Den größten Raum bei der Betrachtung nehmen die *ökonomischen* Kriterien ein. Bei diesen handelt es sich um die Stromgestehungskosten (LCOE), den Kapitalwert, die zu erwartenden Investitionen, die jährliche Rendite sowie die Amortisationszeit für verschiedene Szenarien der Strompreissteigerung und die Integration der E-Mobilität sowie eine qualitative Einbeziehung von Speicherbatterien und Wärmeversorgung. Aus diesem Kriterienkatalog wird für jedes Beispielgebäude abschließend eine qualitative Betrachtung zu möglichen Motiven für die Installation einer PV-Anlage sowie zu möglichen Hindernissen abgeleitet.

Eine Gesamtschau all dieser Kriterien und ihrer Beziehungen untereinander ist für jedes einzelne Fallbeispiel inklusive einer grafischen Darstellung und ausführlichem Kommentar auf einer Doppelseite im Anhang dargestellt. Die Sortierung richtet sich dabei nach der Größe der jeweiligen repräsentierten Gesamtdachfläche in Hamburg in absteigender Reihenfolge.

5.2 Kennzahlen der Fallstudie

Im Folgenden werden die wichtigsten individuellen Kennzahlen der einzelnen Fallbeispiele tabellarisch vorgestellt und ggf. auf Besonderheiten bei der Modellierung hingewiesen. Das Mehrfamilienhaus als erstes Beispiel ist etwas ausführlicher dargestellt, um die Herangehensweise bei den Annahmen für die Modellierung näher zu erläutern. Das Vorgehen kann jedoch schematisch auf alle Typen angewendet werden.

Für jeden Gebäudetyp erfolgt nachfolgend zunächst eine Beschreibung des abgebildeten Gebäudes. Anschließend wird die installierbare PV-Leistung gefolgt von den Annahmen zur

Stromnachfrage diskutiert. Danach werden die technischen Größen dargestellt (Autarkiegrad, Eigenverbrauch, Netzeinspeisung), gefolgt von den wirtschaftlichen Größen (LCOE, Kapitalwert, Rendite). Zusätzlich wird das Szenario mit integrierter E-Mobilität dargestellt sowie das Szenario eines stärker als die Inflation steigenden Strompreises.

5.2.1 Beispielhaftes Vorgehen am Gebäudetyp Mehrfamilienhaus

Für das Fallbeispiel des Mehrfamilienhauses werden die in Tabelle 5.1 dargestellten Werte als Eingabeparameter sowohl der energetischen als auch der wirtschaftlichen Berechnung verwendet. Die Gebäudedaten sind dabei wie zuvor beschrieben datenbasiert abgeleitet und weisen eine gewisse Repräsentanz des Gebäudetyps in Hamburg auf. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind auf der Nachfrageseite des Gebäudes sowohl der Wert der jährlichen Stromnachfrage sowie das entsprechend auf diese jährliche Stromnachfrage skalierte Lastprofil zur zeitlich aufgelösten Umrechnung der jährlichen Stromnachfrage relevant. Die Angebotsseite, dargestellt durch den PV-Ertrag in zeitlicher (stündlicher) Auflösung, kombiniert mit den Lastdaten der Nachfrageseite, ermöglichen eine Bestimmung des Eigenverbrauchs und weiterer energetischer Kennwerte, die nach Kapitel 3.4.1 die Grundlage der ökonomischen Analyse bilden.

Tabelle 5.1: Relevante Eingabewerte für das Fallbeispiel Mehrfamilienhaus

	Kategorie	Wert
Gebäudedaten	Bruttogrundfläche	2 200 m ²
	Dachfläche	670 m ²
	Ausrichtung	Ost/West
	Neigung	15°
	Anzahl Wohneinheiten	15
Lastdaten	Stromnachfrage Gebäude	87 500 kWh
	Stromnachfrage E-Mobilität	30 000 kWh
	Lastprofil Gebäude	H0
	Lastprofil E-Mobilität	E H0
PV-Daten	PV-Kapazität	100 kWp
	Spez. Investitionen	1 053 €/kWh

Die aus den Eingabewerten ermittelten Daten können in energetische und wirtschaftliche Ergebnisse unterteilt werden und sind in Tabelle 5.2 dargestellt. Die energetischen Ergebnisse stellen hierbei die Werte der Autarkie, des Eigenverbrauchs und der Netzeinspeisung dar. Auf der ökonomischen Seite erfolgt die Bewertung des energetischen Angebots durch die Stromgestehungskosten (LCOE) sowie die durch die Bewertung des Eigenverbrauchs bestimmbaren Werte des Kapitalwerts (nach 20 Jahren Laufzeit) sowie die durchschnittliche jährliche Rendite, jeweils für das betrachtete Basis-Szenario.

Tabelle 5.2: Energetische und wirtschaftliche Ergebnisse des Mehrfamilienhauses

Energetische Ergebnisse		Wirtschaftliche Ergebnisse	
Autarkie	42 %	LCOE	0,1205 €/kWh
Eigenverbrauch	42 %	Kapitalwert	153,3 k€
Netzeinspeisung	58 %	Rendite	7,3 %/a

Zur abschließenden wirtschaftlichen Bewertung des Fallbeispiels Mehrfamilienhaus sind die Kapitalwerte und durchschnittlichen jährlichen Renditen der vier betrachteten Szenarien in Tabelle 5.3 dargestellt.

Tabelle 5.3: Kapitalwerte und jährliche Renditen der vier untersuchten Szenarien für das Fallbeispiel Mehrfamilienhaus

Kapitalwert / Rendite	Basis-Szenario	E-Mobilitäts-Szenario
Basis Strompreisanstieg	153,3 k€ / 7,3 %/a	190,1 k€ / 9,1 %/a
Starker Strompreisanstieg	241,3 k€ / 11,5 %/a	293,7 k€ / 14,1 %/a

Auf der jeweiligen Doppelseite eines jeden betrachteten Fallbeispiels (Kapitel 10) sind zusätzlich zu den bereits dargestellten Werten noch weitere qualitative Aspekte dargestellt. Hierbei werden beispielsweise relevante Hindernisse zur Installation von PV-Anlagen auf dem betrachteten Gebäudetyp sowie weitere Einschätzungen abgebildet.

5.2.2 Eingabewerte der Fallbeispiele

Die Eingabewerte der übrigen betrachteten Fallbeispiele sind Tabelle 5.4 zu entnehmen. Zu erkennen sind u. a. die Unterschiede der jeweiligen Gebäudegrößen, Stromnachfragen, verwendeten Standardlastprofile und installierten PV-Kapazitäten.

Die Fallbeispiele der Gebäude zur Vorratshaltung, der Treibhäuser, der Werkstätten sowie der Sporthallen weisen allesamt eine Besonderheit in der Auswahl der installierten PV-Kapazitäten auf. Aufgrund der Vermeidung einer Überdimensionierung der PV-Kapazität im Verhältnis zur Stromnachfrage und dem damit verbundenen negativen Einfluss auf den Eigenverbrauch und damit gekoppelt die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage wurde nicht die komplette Dachfläche verwendet. Das Verhältnis aus Stromnachfrage in kWh pro Jahr und PV-Kapazität in kWp wurde dabei auf einen Wert von 500 beschränkt.

Die jeweiligen energetischen und wirtschaftlichen Ergebnisse der untersuchten Fallbeispiele sind nach dem in Kapitel 5.2.1 dargestellten Muster im Anhang dargestellt.

Tabelle 5.4: Relevante Eingabewerte für die übrigen betrachteten Fallbeispiele

	Kategorie	Reihenhaus	Einfamilienhaus	Büro	Vorratshaltung	Produktion	Treibhaus	Schule	Einzelhandel	Werkstatt	Spedition	Sporthalle	Parkplatz
Gebäude- daten	Bruttogrundfläche [m ²]	120	180	2 550	800	3 400	875	2400	1 200	900	6 000	1100	3 000
	Dachfläche [m ²]	90	85	800	750	1 750	800	700	550	900	2 800	1100	1 250
	Ausrichtung Neigung	Ost/West 35°	Süd 45°	Ost/West 15°	Ost/West 15°	Ost/West 15°	Ost/West 25°	Ost/West 15°	Ost/West 15°	Ost/West 15°	Ost/West 15°	Ost/West 15°	Ost/West 15°
Lastdaten	Stromnachfrage Gebäude [MWh]	5,20	5,20	140,25	24,00	272,00	26,25	48,00	180,00	40,50	840,00	33,00	2,00
	Stromnachfrage E-Mobilität [MWh]	2,25	2,25	48,00	18,00	51,00	30,00	19,80	45,00	13,50	126,00	13,20	120,00
	Lastprofil Gebäude	H0	H0	G1	G3	G1	L2	G1	G4	G1	G3	G1/G2	G1
	Lastprofil E-Mobilität	E H0	E H0	E G1	E PP								
PV-Daten	PV-Kapazität [kWp]	10	10	128	48	280	53	112	88	81	448	66	200
	Spez. Investitionen [€/kWp]	1 448	1 448	1 009	1 178	874	1 161	1 032	1 073	1 088	793	1123	932

6 Ergebnisdiskussion

Die Ergebnisdiskussion ist aufgeteilt nach den Ergebnissen der Solarpotenzialbestimmung sowie den Ergebnissen der datenbasiert abgeleiteten Fallbeispiele.

6.1 Diskussion des Solarpotenzials

Die in Kapitel 4.5 dargestellten Ergebnisse der Solarpotenzialbestimmung werden nachfolgend kurz diskutiert. Hierzu werden die jeweiligen Potenziale (theoretisch, technisch und realisierbar) der untersuchten PV-Anwendungen gegeneinander aufgetragen. In der Abbildung 6.1 ist zu erkennen, dass das Solarpotenzial Hamburgs auf den beiden Hauptanwendungen der Dach-PV und der Agri-PV zu verorten ist. Die ebenfalls quantifizierbaren Parkplatz-PV-Anwendungen sind um mehrere Größenordnungen kleiner als die beiden Hauptanwendungen. Es können folgende Erkenntnisse aus den ermittelten Ergebnissen abgeleitet werden.

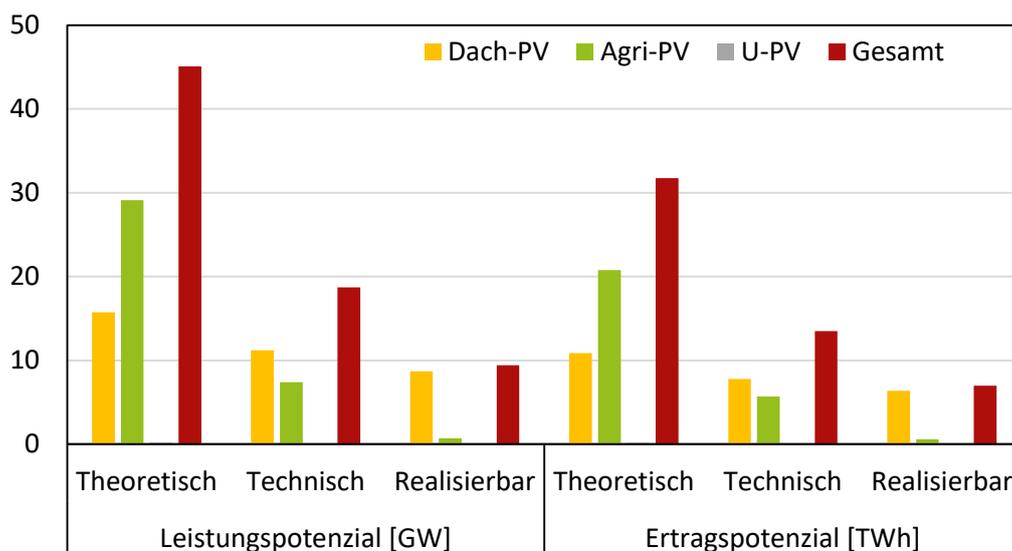


Abbildung 6.1 Ermitteltes Leistungs- und Ertragspotenzial für Hamburg, aufgeteilt nach theoretischen, technischen und realisierbaren Potenzialen

- Die Agri-PV weist das mit Abstand größte theoretische Flächen- und somit auch Leistungspotenzial in Hamburg auf. Allein die Agri-PV zeigt nahezu ein doppelt so hohes theoretisches Ertragspotenzial wie die Hamburger Stromnachfrage von ca. 11 TWh/a. Die Dach-PV könnte im theoretischen Ertragspotenzial ebenfalls bilanziell die Stromnachfrage Hamburgs decken.
- Beim technischen Leistungspotenzial weisen die Flächen der Dach-PV eine deutlich niedrigere Eingrenzung als die Agri-PV auf. Bei den Dachflächen werden die technischen Leistungspotenziale um ca. 30 %, bei der Agri-PV – aufgrund der deutlich verringerten Leistungsdichte – um ca. 75 % reduziert. Das kombinierte technische Ertragspotenzial

der Dachflächen und der Agri-PV übersteigt allerdings weiterhin die Stromnachfrage Hamburgs.

- Als realisierbares Ertragspotenzial zeigen die Hamburger Dachflächen ihre besondere Bedeutung für die Bereitstellung von PV-Strom. Durch die Abgrenzung von Dachflächen mit einem reduzierten Ertragspotenzial (geringer als die horizontale Fläche) nimmt das realisierbare Ertragspotenzial nur um 23 % im Vergleich zum technischen Ertragspotenzial ab. Fast 80 % der Hamburger Dachflächen sind somit im Rahmen der PV-Pflicht für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen als geeignet einzustufen.
- Die Agri-PV weist hier mit über 90 % den größten Abschlag bezüglich des realisierbaren Ertragspotenzials auf. Die liegt in der Einschränkung auf Flächen mit besonders geeigneten Pflanzenkulturen in der Interaktion mit PV-Anlagen begründet.
- Das kombinierte realisierbare Leistungspotenzial weist somit in Hamburg einen Wert von ca. 9,4 GWp und das realisierbare Ertragspotenzial einen Wert von knapp 7 TWh/a auf. Dieser Wert würde (bilanziell) einen Anteil von etwa 63 % der Hamburger Stromnachfrage decken können.

Des Weiteren können die folgenden Schlussfolgerungen aus den ermittelten Ergebnissen abgeleitet werden.

- Das Verhältnis aus theoretischen und realisierbaren Ertragspotenzial liegt mit unter 5 % bei den Agri-PV-Flächen deutlich unterhalb des Verhältnisses bei den Dach-PV-Flächen mit ca. 60 %. Die Detektion der anteilig gesehen wenigen geeigneten Agri-PV-Flächen stellt somit eine besondere Herausforderung zur Umsetzung der Agri-PV dar. Bei den Dach-PV-Flächen ist eine Detektion geeigneter Flächen aufgrund der Ausrichtung und der Neigung deutlich einfacher umsetzbar.
- Der Belegungsgrad und die spezifische Leistung der PV-Anlagen je Fläche können sich als technische Parameter zukünftig verändern. Steigende Belegungsgrade durch eine flexiblere Anordnung und den verstärkten Einsatz von Mikrowechselrichtern können den Belegungsgrad zusätzlich steigern, während effizientere PV-Module die spezifische Leistung ebenfalls erhöhen können (bis zu einem Maximum der spezifischen Leistung bei ausschließlich Silizium-basierten PV-Modulen von knapp über 30 %). Abbildung 6.2 zeigt die Auswirkung der beiden technischen Parameter auf das realisierbare Potenzial der Dach-PV-Anlagen in Hamburg.

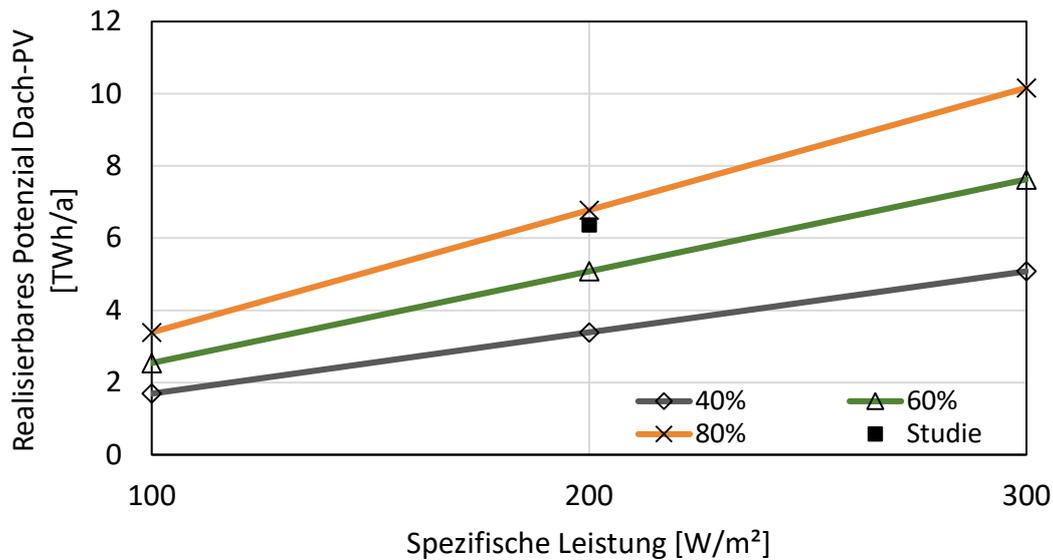


Abbildung 6.2 Realisierbares Potenzial der Hamburger Dach-PV mit unterschiedlichen Werten der Belegungsgrade und dem durchschnittlichen Belegungsgrad dieser Studie

Die Ergebnisse der Solarpotenzialbestimmung verdeutlichen die große Bedeutung der vermehrten Installation und Nutzung von PV-Anlagen für eine unabhängiger und nachhaltiger Energieversorgung von Hamburg. Ein ausreichendes Potenzial ist in Hamburg vorhanden und grundsätzlich realisierbar.

6.2 Einordnung der Fallbeispiele nach ihrem wirtschaftlichen Potenzial

Die Dachflächen in Hamburg zeigen das größte realisierbare Ertragspotenzial. Dementsprechend wurden in Kapitel 5 für die datenbasiert abgeleiteten archetypischen Beispielgebäude je Fallbeispiel individuelle energetische und wirtschaftliche Bewertungen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser wirtschaftlichen Bewertung sind nachfolgend in Abbildung 6.3 zusammengefasst.

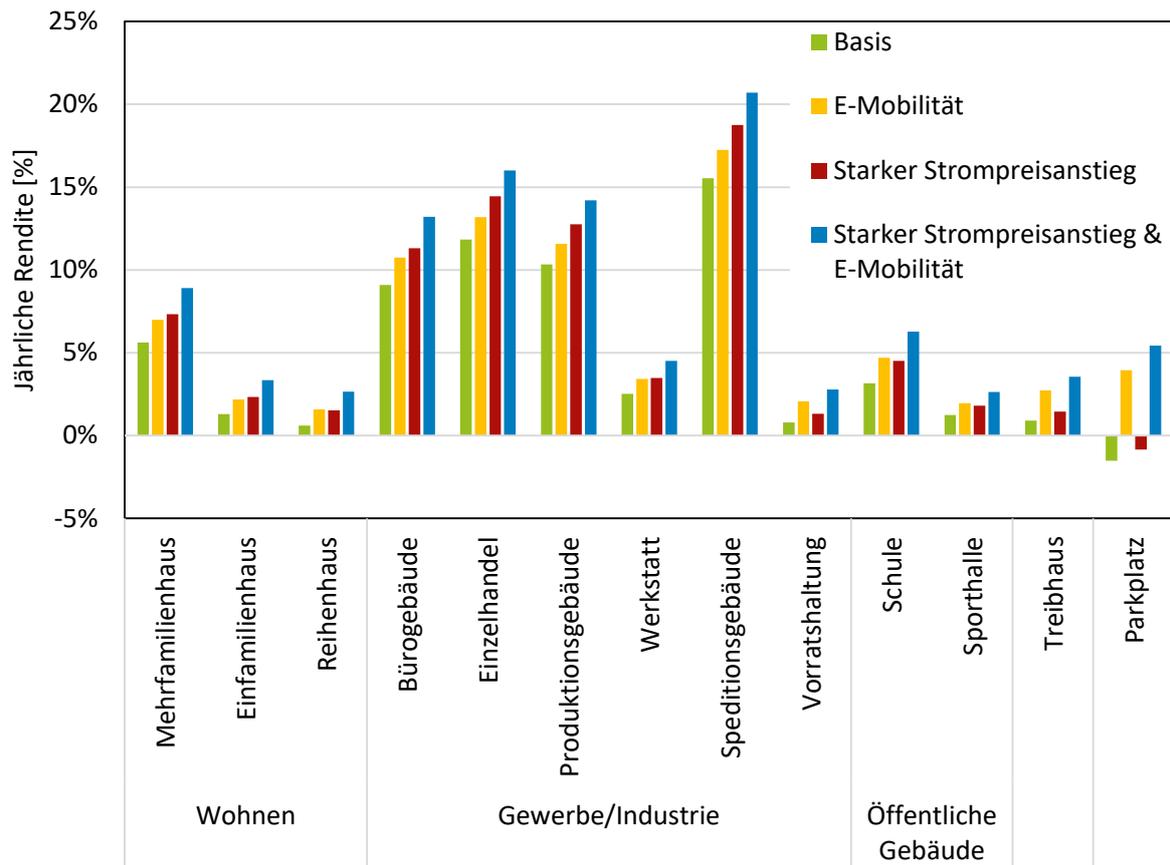


Abbildung 6.3 Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung aller Fallbeispiele

Die untersuchten Fallbeispiele zeigen unter den getroffenen Rahmenannahmen ein durchweg positives Ergebnis hinsichtlich des wirtschaftlichen Potenzials. Für alle Fallbeispiele konnten Szenarien mit positiven Kapitalwerten und Renditen gefunden und damit eine Wirtschaftlichkeit der Investitionen festgestellt werden. Die daraus ableitbaren Erkenntnisse können folgendermaßen zusammengefasst werden.

- Im Vergleich der Rahmenbedingungen über alle Fallbeispiele hinweg steigen die durchschnittliche jährliche Rendite sowohl bei einer zusätzlichen Stromnachfrage durch E-Mobilität (um 35 % relativ zum Basis-Szenario) als auch bei verstärkt steigenden Strompreisen (um 31 % relativ zum Basis-Szenario). Bei einer kombinierten Unterstellung beider Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen steigt die durchschnittliche jährliche Rendite sogar um 71 % relativ zum Basis-Szenario.
- Im Basis-Szenario weisen vier Fallbeispiele eine jährliche Rendite von über 9 % auf. Diese vier Fälle (Büro, Handel, Produktion und Spedition) zeigen einerseits die höchsten Strombedarfe und andererseits auch mit 54 % und mehr die höchsten Eigenverbrauchs-Werte.
- Die Renditen der vier wirtschaftlichsten Fallbeispiele können durch das Szenario mit einer zusätzlichen E-Mobilitätsnachfrage sowie einem verstärkt steigenden Strompreis auf 13 % jährlich und mehr gesteigert werden.

- Mehrfamilienhäuser, Schulen und Werkstätten weisen unter den diskutierten Rahmenannahmen Renditen im Bereich von 2,5 bis über 5 % jährlich im Basis-Szenario auf. Besonders Mehrfamilienhäuser im Szenario mit einer zusätzlichen E-Mobilitätsnachfrage sowie verstärkt steigenden Strompreisen können jährliche Renditen von knapp 9 % erreichen.
- Bei den Gebäuden im privaten Besitz – (freistehende) Einfamilienhäuser und Reihenhäuser – sind aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen der Schrägdächer relativ starke Unterschiede zu detektieren. Dieselben Investitionen erreichen im Einfamilienhaus eine jährliche Rendite von 1,3 %, während im Reihnhaus nur 0,6 % erzielt werden können. Bei der Variation der Rahmenbedingungen in den Szenarien steigert sich die Rendite der Reihenhäuser jedoch in einem größeren Maßstab als die der Einfamilienhäuser. Vor allem eine zusätzliche abendliche Stromnachfrage durch E-Mobilität kann die Rendite aufgrund der erhöhten abendlichen elektrischen Erträge der Ost-/Westausrichtung verstärkt erhöhen.
- Die Fallbeispiele der Sporthalle, der Gebäude der Vorratshaltung und die Treibhäuser weisen (neben den bereits genannten Reihenhäusern) die geringsten jährlichen Renditen im Basis-Szenario mit Werten um die 1 % auf.
- Eine PV-Anlage auf einem Parkplatz ohne die zusätzliche Stromnachfrage durch E-Mobilität weist als einziges Fallbeispiel keinen positiven Kapitalwert und somit keine Wirtschaftlichkeit auf. Bei Betrachtung einer Stromnachfrage durch E-Mobilität kann die PV-Anlage jedoch wirtschaftlich betrieben werden (unterstellt, dass die PV-Anlage die E-Fahrzeuge beliefern darf) und weist jährliche Renditen zwischen 4 % (Basis-Szenario) und über 5 % (mit verstärkt steigenden Strompreisen) auf.

Es können zusätzlich die folgenden Schlussfolgerungen aus den ermittelten Ergebnissen abgeleitet werden.

- Die vier Fallbeispiele mit den höchsten jährlichen Renditen weisen ebenfalls die relativ gesehen größten Verhältnisse aus Stromnachfrage und PV-Kapazität auf. Dies führt explizit zu einem höheren Eigenverbrauch und einer erhöhten Rendite, verstärkt zusätzlich aufgrund der verringerten spezifischen Investitionen bei relativ gesehen größeren PV-Anlagen.
- Der Einfluss der spezifischen Investitionen weist ansonsten eher eine niedrigere Bedeutung auf. Auch die absoluten Stromgestehungskosten sind dem Verhältnis aus Stromnachfrage und PV-Kapazität sowie dem Einfluss der Lastprofile auf den Eigenverbrauch in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit untergeordnet. Eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage ausschließlich über die Stromgestehungskosten ist somit für die dargestellten Fallbeispiele nicht möglich.

- Durch die Annahme einer zusätzlichen Stromnachfrage der E-Mobilität steigt sowohl der Kapitalwert als auch die Rendite für alle Fallbeispiele an. Die zusätzliche Stromnachfrage ermöglicht potenziell einen Anstieg der Eigenverbrauchs-Werte. Falls nicht ausreichend Strom durch die PV-Anlagen bereitgestellt werden kann, verschlechtert die zusätzliche Stromnachfrage allerdings auch nicht die wirtschaftliche Bewertung der PV-Anlagen.

Speziell bei der Betrachtung von Fallbeispielen mit einem geringen Eigenverbrauch hat die zusätzliche Stromnachfrage durch E-Autos einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen. Während die Gebäude der Fallbeispiele mit einer gewissen Größe bzw. Anzahl an in ihnen arbeitenden Personen (u. a. Speditionsgebäude, Büro) mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit zukünftig eine relevante Stromnachfrage für E-Autos zu decken haben, steigt die Unsicherheit bei kleineren Gebäuden. Besonders bei Einfamilienhäusern ist der relative Einfluss des Vorhandenseins eines E-Autos für eine abschließende wirtschaftliche Betrachtung der PV-Anlage bedeutsam.

7 Bewertung der ermittelten Potenziale

In diesem Kapitel werden die zuvor analysierten und diskutierten quantitativen Ergebnisse der vorliegenden Solarpotenzialstudie abschließend qualitativ bewertet. Hierbei wird zunächst auf die Hindernisse zur (technischen) Umsetzung der ermittelten Potenziale eingegangen. Anschließend erfolgt eine qualitative Einordnung der Potenziale solarer Erzeugungstechnologien über die Grenzen des in Kapitel 3 vorgestellten methodischen Ansatzes hinaus. Besonders die mögliche Erweiterung der Solarpotenziale durch die Verwendung von Batteriespeichern oder durch eine Sektorenkopplung mit dem Wärmesektor wird hierbei als Ausblick diskutiert. Abschließend erfolgt eine Spiegelung der ermittelten Potenziale solarer Erzeugungstechnologien an den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen.

7.1 Mögliche Hindernisse

Mögliche Hindernisse beziehen sich größtenteils auf die Unsicherheit der relevanten Stakeholder bezüglich der technischen Umsetzung sowie des wirtschaftlichen Mehrwertes einer PV-Installation. Die Umstellung bzw. Erweiterung eines bestehenden Energieversorgungssystems mit einer, für die Stakeholder, neuen Technologie, verursacht zunächst verständlicherweise Unsicherheiten. Die in dieser Solarpotenzialstudie aufgezeigten quantitativen Ergebnisse können helfen, diese Unsicherheiten zu reduzieren. Durch ein Verständnis des wirtschaftlichen Potenzials von PV-Anlagen sowie einer steigenden Vertrautheit mit dieser Technologie sollen und können zukünftig weitere positive Erfahrungswerte gesammelt werden. Eine Übersicht der möglichen auftretenden Hindernisse wird nachfolgend dargestellt.

- Informationsdefizit. Die Verantwortung über eine Investitionsentscheidung bei den Stakeholdern liegt zumeist in den Händen von fachfremden (bezogen auf die Technologien eines Energieversorgungssystems) Personen. Die Diffusion des Wissens über den wirtschaftlichen Mehrwert von PV-Anlagen für einen Großteil der bestehenden Energieversorgungssysteme muss somit erfolgen und die relevanten Personen erreichen. Eines der Ziele dieser Studie ist diese Diffusion des Wissens und der notwendigen Schritte einer Installation von PV-Anlagen, um langfristig das Informationsdefizit zu verringern und den inhaltlichen Umgang mit bzw. die Entscheidung für eine Investition von solaren Erzeugungstechnologien zu erleichtern.
- Subjektiv empfundene Barrieren. Die Planung einer PV-Anlage sowohl unter technischen als auch administrativen Aspekten wird von den Dacheigentümern subjektiv oft als sehr komplex empfunden. Dies schreckt von einer konkreten Realisierung ab. Die Novellierung des EEG führt seit dem 01. Januar 2023 in weiten Teilen zu einem Bürokratieabbau und damit zu einer Vereinfachung; dies muss jedoch noch intensiver an die jeweiligen Dacheigentümer kommuniziert werden.
- Aufwand-Nutzen-Disparität. In einigen Fällen sind die Stakeholder, welche für die Installation einer PV-Anlage verantwortlich sind und jene, die den Nutzen der PV-Anlage davontragen, nicht identisch. In diesen Fällen besteht eine sogenannte Aufwand-Nutzen-

Disparität, die ein Hindernis bei der Entscheidung für die Installation einer PV-Anlage sein kann. Dies kann beispielweise in Mehrfamilienhäusern oder bei Mietwohnungen der Fall sein, bei welchen der Aufwand für die Installation zunächst durch die Wohnungswirtschaft übernommen werden muss, während der spätere Nutzen – zumindest teilweise – bei den mietenden Parteien liegt. Bei Mehrfamilienhäusern in privater Hand ist zusätzlich eine gemeinsame Investitionsentscheidung notwendig, mit den verbundenen administrativen Hindernissen. Das Mieterstrom-Konzept weist hierbei eine zumindest monetäre Kompensation auf, auch wenn der administrative Aufwand nur bei einer Vielzahl an Mietparteien lohnenswert erscheint. Diese negativen Disparitätseffekte sind auch auf andere Mietobjekte wie beispielsweise Bürogebäude übertragbar.

- Ertragsunsicherheit bzw. Risikoabschätzung in Agri-PV. Aufgrund der im Vergleich zu Dach-PV-Anlagen geringen Anzahl an bereits installierten Agri-PV-Anlagen besteht hierbei eine erhöhte Unsicherheit bezüglich der Abschätzung des wirtschaftlichen Risikos sowie der Ertragsveränderung der angebauten Pflanzen. Die sich bereits im Betrieb befindlichen Agri-PV-Anlagen und die Kommunikation der unter den PV-Anlagen geernteten Erträgen, kombiniert mit einem erwarteten Anstieg der Agri-PV-Kapazitäten in den kommenden Jahren, können voraussichtlich diese Unsicherheit reduzieren. Besonders eignen würden sich hier im speziellen Fall von Hamburg Agri-PV-Anlagen in Verbindung mit Apfelplantagen (Kapitel 4.2.1)
- Mittelverfügbarkeit. Bei einer erfolgreichen Überzeugungsarbeit bezüglich der wirtschaftlichen Vorteile von PV-Anlagen benötigt die Installation von PV-Anlagen oder anderen solaren Anlagen unabhängig von dem betrachteten Anwendungsfall die Verfügbarkeit von Finanzmitteln zur Tätigkeit der Investition. Abhängig von der jeweiligen Situation der planenden Stakeholder müssen diese Finanzmittel direkt aus dem Cash-Flow entnommen oder Kredit-gestützt bereitgestellt werden. Spezielle Kreditvergaben für Stakeholder mit einer verringerten Möglichkeit, die entsprechenden Investitionen aus dem Cash-Flow heraus zu finanzieren, stellen eine Möglichkeit zur Überwindung dieses Hindernisses dar. Dies würde vor allem auch viele private Haushalte betreffen, welche nicht über die notwendige Finanzkraft verfügen, um eine derartige Investition zu tätigen oder die an der Kreditbeschaffung scheitern würden (z. B. Personen im Ruhestand).
- Fachkräfte- und Materialmangel. Der Mangel an qualifiziertem und zertifiziertem Personal sowie ein Materialmangel aufgrund der aktuellen und sich zukünftig vermutlich verstärkenden hohen Nachfrage bilden ein langfristiges und von den Stakeholdern nicht direkt auflösbares Hindernis. Eine bewusste Einschätzung der aktuellen Lage für die Installation von PV-Anlagen sollte somit mit den Stakeholdern geteilt und bei der Entscheidung für eine Installation in eine PV-Anlage die zeitliche Unsicherheit einer Installation mit in die Wirtschaftlichkeitsberechnung integriert werden.

- Befürchtung von Bauschäden. Bei der nachträglichen Installation einer PV-Anlage wird ein funktionierendes Dach verändert, was bei unfachgerechter Ausführung der Durchdringungen zu erheblichen Bauschäden und Sanierungskosten führen kann. Die PV-Montage auf dem Dach tangiert in der Praxis oft die Dachdecker-, Klempner-, Bauabdichter-, Zimmerer-, Elektroinstallations-, Installateurs- und Haustechnik-Gewerke, denn das Solateurgewerk, welches alle Disziplinen auf dem Gebiet der PV- und ST-Montage vereint, ist noch sehr jung. Da jedoch explizit die Gewerkeschnittstellen mit einem überproportionalen Mängel- und Schadensrisiko behaftet sind, fürchten viele Eigentümer negative Folgen für ihre Immobilie und nehmen aufgrund von diffusen Ängsten Abstand von einer PV-Anlage. Auch hier würde ein Abbau des Informationsdefizites diesem vermeidbaren Hindernis entgegenwirken.
- Fehlwissen. Zu diesen diffusen Ängsten gehören auch Vorurteile und Fehlwissen bezüglich des Brandrisikos von PV-Anlagen oder befürchteter elektromagnetischer Felder, für die in wissenschaftlichen und statistischen Untersuchungen keine Korrelationen zu PV-Anlagen festgestellt werden konnten. Barrieren aufgrund von Fehlwissen können nur durch Aufklärung reduziert werden.
- Dachaufstockungen. Beim Wohnungsbau kommt es aufgrund der zunehmenden Notwendigkeit von Dachaufstockungen im Zuge der innerstädtischen Quartiersnachverdichtung zunehmend zur Realisierung nachträglich aufgesetzter Staffelgeschosse, welche gegenüber der aufsteigenden Fassade um ein bestimmtes Maß zurückspringen. In Bezug auf eine PV-Installation liegt der Nachteil dieser Dachaufstockungen nicht nur im zusätzlichen Gewicht durch das Geschoss, sondern auch in der Tatsache, dass die neue Dachfläche durch den Fassadenrücksprung oft deutlich kleiner ist als zuvor. Die Differenz – meist in Form eines umlaufenden Streifens – wird dann als Dachterrasse genutzt und steht für PV-Anwendungen nicht mehr zur Verfügung.

7.2 Qualitative Potenzialbewertung

Das Angebots-seitige Potenzial von PV-Anlagen wurde hier umfassend quantifiziert. Eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit von solaren Erzeugungstechnologien ist somit primär durch eine Nachfrage-seitige Integration bzw. effektiv durch einen Anstieg des Eigenverbrauchs möglich. Quantitativ wurde dies bereits anhand der E-Mobilität für die Fallbeispiele durchgeführt. Qualitativ wird dies nun zusätzlich für eine verstärkte lokale Nutzung innerhalb des Stromsektors durch (Batterie-)Speicher und eine Sektor-übergreifende Nutzung diskutiert. Neben der bereits quantitativ ausgewerteten Verknüpfung von PV-Anlagen mit der E-Mobilität ist besonders die Sektorenkopplung mit dem Wärmesektor durch Wärmepumpen von elementarer Bedeutung für die holistische Bewertung von PV-Anlagen. Nachfolgend werden qualitative Einschätzungen zu den Potenzialen einer zukünftig steigenden Nutzung der Hamburger (Dach-)Flächen durch PV-Anlagen dargestellt.

Stromsektor. Batteriespeicher ermöglichen grundsätzlich eine Entkopplung der Zeitpunkte des Energieangebots und der Energienachfrage. Rein technisch erlauben Batteriespeicher für ein Gebäude, die lokal bereitgestellte elektrische Energie vom Tag in den Abend oder die Nacht zu verschieben, also an Zeitpunkte, in denen sowohl eine erhöhte Stromnachfrage als auch eine verringerte Bereitstellung durch die PV-Anlagen existiert. Eine saisonale Speicherung vom Sommer in den Winter ist durch Batteriespeicher nicht bzw. kaum möglich und entspricht weder der Auslegung noch den technischen Eigenschaften dieser Speicheroption.

Batteriespeicher können für zwei Versorgungsaufgaben in Energieversorgungssystemen installiert werden. Zum einen ermöglichen Batteriespeicher einer Erhöhung des Autarkiegrades und des Eigenverbrauchs, wenn die Batteriespeicher in einer entsprechenden Größe im Vergleich zur PV-Anlage und zur Stromnachfrage des Gebäudes installiert werden. Zum anderen können Batteriespeicher auch eine nur unterstützende Aufgabe haben und die Versorgungssicherheit einiger relevanter Verbraucher in den Nachtstunden, wie beispielsweise von IT-Systemen, erhöhen.

Nachfolgend werden diese beiden Versorgungsaufgaben und die qualitative Bewertung von Batteriespeichern als Maßnahme zur erhöhten lokalen elektrischen Nutzung des PV-Stroms diskutiert.

- Erhöhung von Autarkie/Eigenverbrauch. Die elektrische Speicherung von PV-Strom durch Batteriespeicher ist in den letzten Jahren aufgrund des starken Preisverfalls der Batterien sowie eines erhöhten Wunsches nach Energieautarkie immer populärer geworden. Der Großteil kleinerer PV-Anlagen (zumeist für Einfamilienhäuser) werden aktuell standardmäßig mit einem Batteriespeicher installiert. Studien zeigen hierbei einerseits eine bereits bestehende Netzparität von solchen PV-Batterie-Systemen (d. h. einen Kostenvorteil im Vergleich zum ausschließlichen Bezug von Netzstrom). Andererseits steigt durch die zusätzlich notwendige Investition (für den Batteriespeicher) die Amortisationszeit des kombinierten Systems. Die Investitionen der Batteriespeicher müssen sich hierbei durch den zusätzlichen Eigenverbrauch amortisieren. Eine Steigerung der beiden energetischen Kenngrößen Autarkie und Eigenverbrauch ist allerdings vornehmlich im Sommerhalbjahr möglich, nämlich genau dann, wenn ausreichend solare Einstrahlung zur Verfügung steht, um den Batteriespeicher tagsüber überhaupt zu beladen. Im Winterhalbjahr reicht an einer Vielzahl der Tage (für Hamburg) die solare Einstrahlung nicht aus, um die Stromnachfrage tagsüber überhaupt decken zu können. Für Stakeholder, denen eine erhöhte Autarkie vom Netzstrombezug besonders wichtig ist, können Batteriespeicher eine Option sein. Im Kontext der bereits diskutierten E-Mobilität und zukünftig voraussichtlich möglichen bi-direktionalen Beladung der E-Pkw, weisen stationäre Batteriespeicher allerdings nur eine untergeordnete Relevanz für die Steigerung der wirtschaftlichen Bewertung auf.

- Versorgungssicherheit. Batteriespeicher für größere Gebäude würden in ihrer absoluten Speichergröße mit der Kapazität der installierten PV-Anlage skalieren und entsprechend hohe Investitionen sowie einen entsprechenden Platzbedarf erfordern. Eine ähnliche Versorgungsaufgabe wie in den Energieversorgungssystemen kleinerer Gebäude zur Steigerung der Autarkie und des Eigenverbrauchs erscheint infolge der daraus resultierenden hohen Investitionen unter den aktuellen Rahmenbedingungen kaum realistisch. Anwendungsfälle, bei denen auch eine Wirtschaftlichkeit der zusätzlichen Investitionen eines Batteriespeichers möglich erscheinen, sind die der nächtlichen Versorgung der EDV und ähnlicher Verbraucher mit einer zeitlich konstanten Stromnachfrage. Batteriespeicher bieten hierbei eine mögliche Erhöhung der Versorgungssicherheit für die IT-Infrastruktur und somit einen hier nicht abschließend einzuordnenden monetären Mehrwert. Auch die nächtliche (anteilige) Versorgung der Kühlung in Gebäuden des Einzelhandels oder von Gebäuden, welche zu Treibhäusern gehören, bieten eine grundsätzliche Eignung, den kostengünstigen PV-Strom durch Batteriespeicher ebenfalls in der Nacht zu verwenden. Die Batteriespeicher fungieren hierbei sowohl als regulärer Bestandteil des Energieversorgungssystems mit dem Ziel der Betriebskostenminderung, aber auch als Notfallabsicherung zur Sicherstellung der elektrischen Verbraucher kritischer Anwendungen.

Wärmesektor. Neben der direkten elektrischen Speicherung durch Batteriespeicher ist auch eine Nutzung der elektrischen Energie zur Bereitstellung von Wärme im Sinne der Sektorenkopplung möglich. Bei sonstiger Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung ermöglichen PV-Wärmepumpen-Systeme ebenfalls eine Erhöhung des Eigenverbrauchs des bereitgestellten PV-Stroms. Im Gegensatz zu Batteriespeichern müssen sich Wärmepumpen allerdings nicht durch eine ausschließliche Anhebung des Eigenverbrauchs amortisieren, sondern senken bei der Verwendung von PV-Strom anstelle von Netzstrom (in den meisten Fällen) quasi im Nebeneffekt aktiv die Betriebskosten der Wärmepumpe. Wärmepumpen stellen dabei aufgrund der notwendigen thermischen/klimatechnischen Versorgung des jeweiligen Gebäudes keine zusätzliche Investition wie ein Batteriespeicher dar. Die bereitzustellende Wärme/Kälte/Klimatisierung durch Wärmepumpen kann hierbei in die Bereitstellung von Brauchwarmwasser und Raumwärme/Raumkälte unterschieden werden. Da PV-Anlagen, bedingt durch die Saisonalität der solaren Einstrahlung, vor allem in den warmen Sommermonaten einen relevanten elektrischen Ertrag bereitstellen können, ist hier primär für die Bereitstellung von Brauchwarmwasser, mit einer ganzjährigen nahezu konstanten Nachfrage, und bei der Raumkältebereitstellung eine Überschneidung zu detektieren. Die Bereitstellung von Raumwärme kann nur bedingt in den Übergangsmonaten (Frühjahr und Herbst) durch den PV-Strom, und dessen Verwendung durch die Wärmepumpe, unterstützt werden. Einen ähnlichen Fall stellen die anfangs vorgestellten solarthermischen Anlagen dar. Auch diese können hauptsächlich die Brauchwarmwassernachfrage bedienen und somit vor allem in den Sommermonaten einen energetischen und final auch wirtschaftlichen

Mehrwert liefern. Eine Möglichkeit, sowohl den elektrischen Ertrag der PV-Anlagen zu nutzen als auch einen thermischen Ertrag zu generieren sind die vorgestellten PVT-Anlagen. Im Zusammenspiel mit einer Wärmepumpe erlaubt die Integration der PVT-Wärme eine effizientere Bereitstellung der thermischen Energie innerhalb bzw. durch die Wärmepumpe sowie eine gleichzeitige nachhaltige Versorgung der Wärmepumpe mit elektrischer Energie.

7.3 Spiegelung an den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die diskutierten Ergebnisse der Potenzialbestimmung und der Fallstudie an den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen aus Kapitel 2.5 gespiegelt, um abschätzen zu können, wie diese auf die Erschließung der Hamburg-spezifischen Solarpotenziale einwirken.

EEG 2023. Durch die Novellierung des EEG ist für die Stadt Hamburg, deren größtes Potenzial im Bereich der solaren Aktivierung geeigneter Dachflächen liegt, von einer Verbesserung und folglich auch einer Beschleunigung des Dach-PV-Ausbaus auszugehen. Folgende Neuerungen werden für Hamburg positiv bewertet:

- Durch den Wegfall der *10 kWp-Grenze* können die geeigneten Dachflächen der kleinen Wohngebäude wie Einfamilien-, Doppel- oder Reihenhäusern, welche in Hamburg immerhin den dritten Rang unter allen Dachflächen einnehmen, nun vollständig genutzt werden, so dass eine – auch optisch unbefriedigende – Teilbelegung der Dachflächen nicht länger notwendig ist.
- Auch durch den Wegfall der *Wirkleistungsbegrenzung* bis 25 kWp wird ebenfalls die Gruppe der kleinen bis mittelgroßen Gebäude profitieren, welche einen Großteil der hamburgischen Dachfläche ausmacht.
- Der Ausschluss einer *Einkommenssteuerinfizierung* für Anlagen bis 30 kWp bzw. 15 kWp pro Wohneinheit machen den Bau größerer Anlagen im Wohnungsbereich, dem mit Abstand größten Dachtyp in Hamburg, deutlich attraktiver und reduzieren bürokratischen Aufwand.
- Durch die *Umlagebefreiung* wird Mieterstrom wirtschaftlich attraktiver, ebenso durch die Tatsache, dass nun ein *Mieterstromzuschlag* auch für große Anlagen > 100 kWp gezahlt wird. Dies könnte für die Wohnungswirtschaft einen Impuls für vermehrte Investitionen darstellen.
- Auch die Möglichkeiten des *Anlagensplittings* und des *Flexi-Modells* werden den Ausnutzungsgrad der einzelnen Dachflächen in Hamburg erhöhen.
- Die höhere *Vergütung* macht PV-Anlagen generell attraktiver, vor allem aber für Vollein-speiser, also Flächen in Hamburg, die bisher aufgrund fehlenden Eigenverbrauchs nicht interessant waren.

- Die Aussetzung der *Degression* bei der Vergütung sowie der Wegfall der *Umsatzsteuer* können die Motivation für eine möglichst zeitnahe Umsetzung von PV-Anlagen in Hamburg deutlich erhöhen. Das Umsetzungstempo wird jedoch auf absehbare Zeit weiterhin von äußeren Faktoren wie Lieferengpässen und Fachkräftemangel ausgebremst werden.
- Der Abbau von Bürokratie durch Wegfall der *EEG-Umlage* wird förderlich wirken, ebenso die Vereinfachung und Digitalisierung des *Netzanschlussverfahrens*, das allerdings erst für 2025 vorgesehen ist.
- Da das zweitgrößte PV-Potenzial in Hamburg in der *Agri-PV* verortet werden konnte, ist die neue Einbeziehung von Agri-PV in die reguläre EEG-Vergütung als vorteilhaft zu werten, da es ermöglicht, die vorhandenen wirtschaftlichen Potenziale mit einem verringerten Risiko heben zu können.
- Die Änderungen im Bereich der *Freiflächen-PV* entlang von Autobahnen kann auch für Hamburg interessant sein, da nun durch die Verbreiterung von 200 auf 500 m sowie den Wegfall des Wildwanderungskorridors potenziell große zusammenhängende Flächen genutzt werden können. Da diese Flächen jedoch in ALKIS nicht separat, sondern anteilig in anderen Flächennutzungskategorien wie beispielsweise landwirtschaftlichen Flächen erfasst sind, ergeben sich keine Änderungen für die Potenzialermittlung in Kapitel 4.
- Durch die Aufnahme von *Parkplatzüberdachungs-PV* in die Förderkulisse des novellierten EEG kann in Hamburg das drittgrößte – wenngleich gegenüber dem Dachflächenpotenzial untergeordnete – Flächenpotenzial aktiviert werden.

Als nachteilig bzw. nicht förderlich für Hamburg können folgende Aspekte des EEG 2023 interpretiert werden.

- Die *Wirkleistungsbegrenzung* großer Anlagen (> 300 kWp) bleibt bestehen, was nachteilig für große Dächer wie beispielsweise Industriehallen ist. Dies stellt eine große Gruppe in Hamburg dar.
- Eine weiterhin im EEG fehlende Regelung zum quartiersübergreifenden Betrieb über gemeinsame Netzanschlusspunkte verhindert die Möglichkeit von *Quartierslösungen*, welche jedoch eine zentrale Rolle bei der Dezentralisierung der Stromversorgung spielen, um durch unterschiedliche Lastprofile eine umfangreichere Nutzung des solaren Stromertrages nutzen zu können und zusätzlich spezifische Problematiken (z. B. kein Eigenverbrauch bei Schulgebäuden während der Sommerferien) durch das Quartier abgemildert werden können.
- Ebenfalls nachteilig für *Mieterstrommodelle*, die im Regelfall als Eigenverbrauchsanlagen konzipiert sind, ist die gegenüber der Volleinspeisung deutlich geringere Anhebung der Vergütung für Überschusseinspeiser [72].
- Die weiterhin fortbestehende *Anlagenzusammenfassung* benachbarter PV-Anlagen reduziert diese vergleichsweise geringen Überschusseinspeise-Vergütungssätze noch weiter [72].

- Die Änderungen im Bereich der *Floating-PV* haben zum jetzigen Zeitpunkt keinen Einfluss auf das Potenzial in Hamburg, da hier keine Tagebauseen, Stauseen oder ähnliche künstliche stehende Gewässer vorhanden sind. Selbst wenn es zum Wegfall der 15 %-Wasserflächen-Limitierung und zur Reduzierung des 40 m-Sicherheitsabstands kommen sollte, werden sich für Hamburg keine Potenziale für Süßwasser-FPV ergeben. Für die Nutzung von Meerwasser-FPV, welche für Hamburgs als maritime Metropole interessant werden könnte, sind Technologiesprünge notwendig, die derzeit nicht absehbar sind.
- Auch von der Erweiterung der Flächenkulisse auf *Moorflächen* kann Hamburg aufgrund der Restriktionen des Naturschutzes nicht profitieren.

GEG 2023. Aus den Änderungen im GEG ist zukünftig eine erhöhte Flächenkonkurrenz für PV-Anlagen durch die Zunahme an Solarthermie-Anlagen zu erwarten. Es kann aber auch eine Chance für die Verbreitung von PV- oder PVT-Anlagen in Zusammenhang mit Wärmepumpen abgeleitet werden. Insgesamt lässt sich aus der nun auch bei Volleinspeisung geltenden Anrechenbarkeit des Primärenergiebedarfes von photovoltaisch erzeugtem Strom eine verstärkte Umsetzung von PV-Anlagen prognostizieren.

PV-Pflicht. Die Rahmensetzung der PV-Pflicht ist ausgesprochen zielführend und passgenau für Hamburgs Dachlandschaft. Die bei 75 % gegenüber des Optimalertrags gezogene Grenze der PV-Pflicht deckt sich mit den Ergebnissen dieser Untersuchung. In den Fallstudien konnte aufgezeigt werden, dass für die spezifizierten Beispielgebäude der am häufigsten vertretenen Gebäudetypen, welche zusammen über 90 % der Hamburger Dachfläche darstellen, ein wirtschaftlicher Betrieb für diese Empfangsflächen möglich ist. Die 75 %-Grenze erschließt zudem einen ausreichend großen Anteil der Dachflächen, um einen sehr großen Beitrag zur Stromversorgung Hamburgs zu leisten und fokussiert zudem auf den ökonomisch vorteilhaftesten Anteil der Dachflächen. Hierbei ist die Bestimmung der grundlegenden Eignung einer Dachfläche für PV – zumindest in einem ersten generalisierenden Schritt – über die Ausrichtung und Neigung, welche zudem im LoD2-Modell für alle Teildachflächen Hamburgs digital vorliegen, sehr einfach möglich. Die Verpflichtung für grundsätzlich geeignete Dachflächen führt dabei zu einer Umkehrung der Beweispflicht. Die Verknüpfung an anstehende Dachrenovierungen wird sukzessive zu einem Ausbau der Dach-PV führen, wobei aufgrund der kurzen Sanierungszyklen vorrangig die großen Flachdächer auf Industrie- und Gewerbegebäuden betroffen sein werden. Durch die geplanten Neuerungen im Rahmen der Novellierung der PV-Pflicht ist von einer weiteren Beschleunigung des Prozesses auszugehen.

EE-Pflicht. Auch aus der EE-Pflicht kann eine erhöhte Flächenkonkurrenz zu Solarthermie- oder PVT-Anlagen abgeleitet werden, ebenso wie eine stärkere Verbreitung von PV-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen.

Deutsches Baurecht. Das übergeordnet geltende Baurecht des Baugesetzbuches (BauGB) sowie der Baunutzungsverordnung (BauNVO), aber auch die Hamburgische Landesbauordnungen (HBauO) und die jeweiligen Bauleitplanungen (B-Pläne) zielen nicht primär auf eine Optimierung oder Vergrößerung potenzieller solarer Empfangsflächen in Hamburg ab. Daraus können sich ggf. Konflikte mit der angestrebten Defossilisierung gemäß des Hamburger Klimaschutzgesetzes (HmbKliSchG) ergeben.

- Fehlende solare Bauleitplanung. Hamburg profitiert – eher zufällig – aufgrund übergeordneter natürlicher oder historischer Ordnungskriterien wie beispielsweise dem Verlauf der Elbe von einer überdurchschnittlichen Häufung ideal ausgerichteter Dachflächen (Abbildung 4.12 und Abbildung 4.13). Um dieses Ergebnis auch für neue Baugebiete zu erzielen, müsste sich sowohl die Verkehrsplanung als auch der Zuschnitt der Grundstücke in der Bauleitplanung an solaren Kriterien orientieren. Da diese jedoch bisher nicht im Fokus der Raum- und Stadtplanung stehen, finden PV-interessierte Bauherren oftmals Grundstücke vor, welche ungünstig geschnitten sind und eine gegenseitige Verschattung der Nachbargebäude forcieren. Die Vorgaben zu Baufenstern oder gar Baulinien machen zudem ein gegenseitiges Ausweichen der Baukörper unmöglich. Insbesondere die in B-Plänen üblichen Gestaltungsvorgaben, welche oftmals im Sinne eines einheitlichen Straßenraum- und Siedlungsbildes die Firstrichtung und Dachneigung für jedes Gebäude vorgeben, können eine energetisch sinnvolle PV-Nutzung erschweren. Auch die Option, Teile der Fassade – beispielsweise durch Schrägstellung – für eine solare Nutzung zu aktivieren werden oftmals durch baurechtliche oder bauleitplanerische Vorgaben von vornherein verhindert.
- Fehlende Besonnungsgarantie. Die Wirtschaftlichkeit der Errichtung einer PV-Anlage orientiert sich üblicherweise an einer Nutzungsdauer von 20 Jahren, also einem Zeitraum, in welchem sich das bauliche Umfeld stark verändern kann. In Deutschland gilt der Grundsatz, dass die nachträgliche Verschattung einer PV-Anlage hingenommen werden muss, sofern das verschattende Bauwerk dem geltenden Baurecht entspricht. Diese fehlende Planbarkeit macht die Investition in eine PV-Anlage ggf. zum finanziellen Risiko, denn die baurechtlichen Abstandsregelungen dienen nicht dazu, die Verschattung von PV-Anlagen zu verhindern, sondern es geht primär um die Verhinderung von Brandüberschlägen und die Sicherstellung der Versorgung aller Grundstücke mit Frischluft und Licht. Die aktuellen Abstandsregelungen gelten für alle Himmelsrichtungen gleichermaßen und orientieren sich nicht an der Sonnenbahn und den aus ihr ableitbaren Schattenwürfen eines Gebäudes, welche beispielsweise nach Osten und Westen deutlich länger ausfallen als nach Norden. Um einer möglichen späteren Verschattung durch Baumaßnahmen von Nachbarn möglichst zu entgehen, müsste eine flexible Positionierung des Gebäudes auf dem Grundstück ermöglicht werden, jedoch sind Baugrundstücke meist zu klein, zu schmal und zu ungünstig geschnitten. Die Pflicht zur PV-Nutzung müsste jedoch sinnvollerweise durch ein Recht auf freien und gesicherten Zugang zur Solarenergie flankiert werden. Als Beispiel hierfür können der *Californian Solar Rights Act* oder der *Californian Solar Shade Control Act* gesehen werden, welche allen Bürgern

innerhalb bestimmter Zeitfenster den uneingeschränkten Zugang zur Solarenergienutzung garantieren.

8 Schlussbetrachtung

Hamburg – als zweitkleinstes Bundesland – steht bei der angestrebten Defossilisierung vor einer doppelten Herausforderung. Zum einen liegt die flächenbezogene Stromnachfrage aufgrund der hohen Bevölkerungs- und Industriedichte in der Metropole deutlich über dem Bundesdurchschnitt und zum anderen stehen innerhalb des vergleichsweise kleinen Hoheitsgebietes potenzielle Solarempfangsflächen nur sehr begrenzt zur Verfügung und befinden sich überdies in Konkurrenz zu den bereits etablierten Primärnutzungen.

Dennoch konnten im Rahmen dieser Studie Solarpotenziale in erheblichem Umfang innerhalb des Untersuchungsgebietes identifiziert werden. Hierfür wurden sämtliche Flächen Hamburgs – quasi aus der Vogelperspektive – auf ihre Kompatibilität zu den verschiedenen PV-Anwendungen überprüft. Hierbei wurde das Augenmerk insbesondere auf die Funktionserhaltung der aktuellen Flächennutzung als auch auf die dreidimensionale Ausformung der Oberflächen in Bezug auf die Strahlungsgeometrie des Hamburg-spezifischen Solarangebotes gelegt. Aus den gefundenen theoretischen Flächenpotenzialen wurden in Abstufungen und unter Einbeziehung technischer, regulatorischer und sozioökonomischer Randbedingungen das technische und das realisierbare Potenzial ermittelt. Im Ergebnis können die folgenden übergeordneten Erkenntnisse festgehalten werden.

Hamburg verfügt über ein realisierbares Solarpotenzial in Höhe von rund zwei Dritteln der jährlichen Stromnachfrage. Auf einer Fläche von insgesamt rund 60 km² – also ca. 8 % des hamburgischen Staatsgebietes – ist unter den aktuellen restriktiven Randbedingungen eine PV-Anwendung realisierbar. Auf dieser Fläche ist eine PV-Leistung von rund 9,4 GWp installierbar, welche einen Solarertrag von knapp 7 TWh/a realisieren kann. Dies entspricht rund zwei Dritteln der jährlichen Stromnachfrage in Hamburg. Damit wird deutlich, dass allein durch Solartechnologien bereits ein erheblicher Anteil der Stromnachfrage in der FHH gedeckt werden kann – zumindest bilanziell, denn aufgrund der tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen des solaren Strahlungsangebots müssten Ertragsüberschüsse durch Speicherlösungen o. ä. zeitlich verschiebbar gemacht werden. Derartige Betrachtungen liegen jedoch außerhalb der für diese Studie gezogenen Untersuchungsgrenzen.

Das realisierbare Solarpotenzial setzt sich aus nur drei PV-Anwendungen zusammen. In Hamburg sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur drei PV-Anwendungen in einem nennenswerten Umfang realisierbar. Es handelt sich dabei um PV auf Gebäudedächern, welche einen Solarertrag von mindestens 80 % gegenüber einer optimal orientierten Fläche aufweisen, Agri-PV auf landwirtschaftlich genutzten Flächen, bei welchen durch die Agri-PV eine Ertragssteigerung der angebauten Kulturen zu erwarten ist, und PV im Kontext urbanen Stadtmobiliars, vorzugsweise Parkplatzüberdachungen.

Hamburgs größtes realisierbares Potenzial liegt im Bereich der gebäudeintegrierten PV, insbesondere Dach-PV. Das realisierbare Flächenpotenzial auf Hamburgs Dachflächen

beträgt mehr als 43 km² und stellt allein bereits 71,6 % des gesamten realisierbaren Flächenpotenzials dar. Anhand von Häufigkeitsverteilungsuntersuchungen zu bestimmten Dachflächengeometrien und -ausrichtungen konnte gezeigt werden, warum in Hamburg ein derart hoher Anteil der Dachflächen Solarerträge erzielen kann, die im Vergleich zu einer optimal ausgerichteten Empfangsfläche immerhin noch 80 % des maximal möglichen Ertrages erreichen. Aufgrund dieser überdurchschnittlichen solaren Eignung erwirtschaften die als Dach-PV installierbaren 8,7 GWp ein realisierbares Solarertragspotenzial von 6,4 TWh/a; dies sind 91 % des gesamten realisierbaren Solarertragspotenzials. Hamburg sollte daher seinen Fokus bei der Erschließung solarer Empfangsflächen auf Dach-PV setzen.

- **Das größte Einzelpotenzial stellen Dächer auf Einfamilienhäusern dar.** Die Dachflächen der freistehenden Einfamilienhäuser zusammen mit Doppel-, Reihen- und Gruppenhäusern sowie den Dachflächen der zugehörigen Nebengebäude wie beispielsweise Carports und Gartenhäuser ergeben fast ein Drittel (knapp 32 %) der gesamten Hamburger Dachlandschaft. Damit befindet sich das mit Abstand größte Dachflächenpotenzial in der Hand von Privatpersonen.
- **Das zweitgrößte Einzelpotenzial kann auf den Dächern von Mehrfamilienhäusern verortet werden.** Die Dachflächen auf freistehenden Mehrfamilienhäusern sowie auf Blockrandbebauungen ergeben zusammen mit den ihnen zugeordneten Nebengebäuden wie beispielsweise Sammelgaragen und -carports rund ein Viertel (ca. 25,3 %) der gesamten Dachfläche Hamburgs. Das zweitgrößte Dachflächenpotenzial Hamburgs befindet sich somit in der Hand von Wohnungseigentümergeinschaften oder Unternehmen der Wohnungswirtschaft.
- **Die großen Gewerbe- und Industriehallen bilden das drittgrößte Einzelpotenzial in Hamburg.** Durch die konzentrierte Ansiedlung von Gewerbe- und Industrieunternehmen in der Metropole verfügt Hamburg über überdurchschnittlich viele Hallengebäude mit großen Dachflächen. Rund ein Sechstel (etwa 16 %) der gesamten Dachlandschaft Hamburgs besteht somit aus (größtenteils) Flachdächern über großen Produktions-, Speditions- und Lagerhallen sowie den ihnen zugeordneten Außenlagern oder Überdachungen. Hinzukommen – als Besonderheit Hamburgs – die Werften. Als herausragendes Potenzial stechen in dieser Gruppe vor allem die besonders großen Speditions- und Logistikhallen hervor, welche rund 1,5 Mio. m² Dachfläche auf weniger als 500 Einzelgebäuden konzentrieren. Im Gegensatz zu den Einfamilienhäusern, wo sich 23 Mio. m² auf 175 000 Gebäude verteilen, könnte hier aufgrund der geringen Anzahl der Eigentümer bzw. Pächter, eine direkte Ansprache der Stakeholder erfolgen.

Hamburg besitzt nennenswerte realisierbare Potenziale im Bereich der Agri-PV. Obwohl Hamburg als Metropole im Vergleich zu den Flächenländern nur einen geringen Anteil landwirtschaftlich genutzter Flächen aufweist, sind dennoch erhebliche realisierbare Flächenpotenziale für Agri-PV vorhanden. Das größte realisierbare Flächenpotenzial liegt hier-

bei im Bereich des Dauergrünlandes. Überdies kommt Hamburg ein einzigartiger und spezifischer Umstand entgegen – der überdurchschnittlich hohe Anteil an Dauerkulturen; insbesondere für die in Hamburg außerordentlich häufig vorkommenden Apfel-Plantagen konnten in mehrjährigen Feldstudien deutliche Synergieeffekte durch eine Kombination mit Agri-PV-Anlagen nachgewiesen werden. Lediglich im Bereich des Acker- und Gartenbaus konnten (mit Ausnahme der Salate) kaum potenzielle Agri-PV-Flächen in Hamburg identifiziert werden, da ausschließlich diejenigen Ertragspflanzen als realisierbar eingestuft wurden, welche bei langjähriger Betrachtung Ertragssteigerungen durch Agri-PV erwarten lassen. Unter Berücksichtigung aller untersuchten Restriktionen erreicht die Agri-PV dennoch mit rund 17 km² einen Anteil von 28,1 % des gesamten Flächenpotenzials in Hamburg. Das als Agri-PV installierbare Leistungspotenzial von rund 700 MWp erzielt jedoch nur ein realisierbares Solarertragspotenzial von rund 574 GWh/a, was ca. 8 % des gesamten Ertrags entspricht. Dies ist dem Umstand geschuldet, den Pflanzkulturen weiterhin die benötigte Lichtmenge zur Verfügung stellen zu müssen, weshalb – anders als bei Dach-PV – eine vollflächige Belegung ausgeschlossen ist. Nichtsdestotrotz liegt das Potenzial der landwirtschaftlichen Flächen – selbst für eine Metropole wie Hamburg – oberhalb der Relevanzschwelle und sollte daher ebenfalls in die gesamtstrategischen Überlegungen mit einbezogen werden.

Das drittgrößte realisierbare Potenzial liegt im Bereich der urbanen PV, insbesondere bei Parkplatz-Überdachungen. Gegenüber den sehr dominanten Anteilen der gebäudeintegrierten PV und Agri-PV zeigt die Untersuchung solarer Parkplatz-Überdachungen immerhin ein realisierbares Flächenpotenzial von 21 ha (0,3 % des gesamten realisierbaren Flächenpotenzials). Dieses Potenzial könnte auch noch deutlich höher ausfallen, wenn zu den hier betrachteten öffentlichen Parkplätzen auch jene Parkflächen vor Supermärkten, Sporthallen oder großen Wohnanlagen miteinbezogen werden würden. Mit einer installierbaren Leistung von 42 MWp liegt das realisierbare jährliche Solarertragspotenzial der Parkplatzüberdachung bei 30 GWh/a (0,4 % der Stromnachfrage in der FHH). Wenngleich die Solarisierung der Parkflächen gegenüber den anderen Maßnahmen kein großes Gewicht besitzt, stellt es dennoch eine gute Ergänzung und Diversifizierung potenzieller Empfangsflächen dar.

Im Bereich der Moor-PV, Floating-PV und Verkehrswege-PV konnten keine realisierbaren Potenziale für Hamburg gefunden werden. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde die Möglichkeit des Einsatzes aller bisher bekannten PV-Anwendungen untersucht, die derzeit auf dem Markt verfügbar sind. Dazu zählen auch verschiedene Anwendungen auf oder entlang von Verkehrswegen, auf Wasserflächen, Unland oder Mooren. Wenngleich für alle diese Sonderanwendungen theoretische Flächenpotenziale in Hamburg identifiziert werden konnten, konnte aufgrund von spezifischen Restriktionen wie beispielsweise des Natur- oder Gewässerschutzes, aufgrund geometrischer Rahmenbedingungen oder einer nachweislichen Unwirtschaftlichkeit unter den aktuellen technischen, regulatorischen und sozio-ökonomischen Rahmenbedingungen keine realisierbare Potenziale ermittelt werden.

Für alle untersuchten Fallbeispiele konnte ein wirtschaftlicher Betrieb nachgewiesen werden. Über die reine Detektion potenzieller solarer Empfangsflächen hinaus wurde speziell für das mit Abstand größte Flächenpotenzial, die Dach-PV, eine Fallstudie zu den häufigsten Vertretern durchgeführt, indem – basierend auf einer Typologisierung der Hamburgischen Dachlandschaft – für fiktive, repräsentative Beispielgebäude umfassende Berechnungen energetischer und wirtschaftlicher Kennzahlen durchgeführt wurden. Für alle diese datenbasiert abgeleiteten Fallbeispiele konnten (unter den getroffenen Annahmen und bei Verwendung der entsprechenden Standardlastprofile) durchweg positive durchschnittliche jährliche Renditen und somit ein grundsätzlich wirtschaftlicher Betrieb festgestellt werden. Vier Fallbeispiele weisen hierbei sogar durchschnittliche jährliche Renditen von über 9 % auf. Diese sind Bürogebäude, Gebäude des Einzelhandels, Produktionsgebäude sowie Speditionengebäude. Für diese Gebäudetypen wird folglich eine Prüfung der Möglichkeit einer Installation von PV-Anlagen vornehmlich empfohlen.

Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen steigt für alle Fallbeispiele im Szenario einer zunehmenden E-Mobilität. Im Zuge der angestrebten Sektorenkopplung wird es zukünftig zu einer verstärkten Durchdringung des Mobilitätssektors und einer damit verbundenen zusätzlichen elektrischen Nachfrage zur Beladung der E-Pkw kommen. Die Untersuchung dieses Szenarios zeigt in allen untersuchten Fallbeispielen unter den getroffenen Rahmenbedingungen einen Anstieg der Eigenverbrauchswerte und folglich auch die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen.

Fazit. Insgesamt konnte in der vorliegenden Solarpotenzialstudie für Hamburg festgestellt werden, dass Hamburg trotz seiner Sonderstellung als Stadtstaat über ein ausreichend großes Empfangsflächenpotenzial für Solarenergiegewinnung verfügt, um einen erheblichen Anteil der Stromnachfrage zu decken. Auf der Ebene des technischen Potenzials wäre sogar eine Vollversorgung – zumindest bilanziell – möglich. Voraussetzung hierfür ist, dass die Hemmnisse und Barrieren, welche derzeit das technische auf das realisierbare Potenzial reduzieren, durch geeignete politische Maßnahmen in der Zukunft sukzessive abgebaut werden. Hierbei ist jedoch zu bedenken, dass es sich beim Bausektor um ein träges System handelt. Während die Erneuerungszyklen im IT- oder Automobilsektor meist nach wenigen Jahren einsetzen, umfasst die Lebens- und Erneuerungsspanne von Immobilien meist mehrere Jahrzehnte oder gar Jahrhunderte. Dies führt vor Augen, dass politische Impulse und der Wissenstransfer an die Stakeholder äußerst zielgerichtet und passgenau ausgeführt werden müssen, um die Motivation zu einer zeitnahen Investition deutlich zu erhöhen.

Literaturangaben

- [1] Hamburg Energie: Der Hamburger Solaratlas. <https://www.hamburgenergie.de/ueberuns/energieerzeugung/solaratlas/>, abgerufen am: 02.03.2023
- [2] Renewables 2022 Global Status Report, REN21, Paris: REN21 Sekretariat 2022
- [3] Solaranlage Ratgeber. <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-installation/photovoltaik-auf-schraegdach-und-flachdach>, abgerufen am: 27.01.2023
- [4] Mein Dach. <https://www.meindach.de/ratgeber/wie-lange-haelt-ein-dach-im-durchschnitt/>, abgerufen am: 27.01.2023
- [5] Erneuerbare Energien Hamburg: Leitfaden PV im Wohnungsbau. <https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/mitglieder/foren/solar/photovoltaik.html>, abgerufen am: 02.03.2023
- [6] Markus Erler: Solaranlagen dürfen den Nachbarn nicht blenden! <https://rechtsanwalt-erler.de/solaranlagen-duerfen-den-nachbarn-nicht-blenden/>, abgerufen am: 02.03.2023
- [7] Bundesnetzagentur: Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>, abgerufen am: 02.03.2023
- [8] Bundesnetzagentur: EEG-Registerdaten und -Fördersätze. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/artikel.html#:~:text=Jahr%202023,5%2C97%20Cent%20pro%20Kilowattstunde, abgerufen am: 11.01.2023
- [9] Solarserver. <https://www.solarserver.de/2022/05/23/floating-pv-bundesrat-fordert-15-prozent-flaechenbeschraenkung-fuer-schwimmende-photovoltaik-zu-kippen/>, abgerufen am: 27.01.2023
- [10] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft: Klimaschutzgesetz. Senat beschließt Entwurf der Novellierung. <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/16921826/2023-02-14-bukea-klimaschutzgesetz/>, abgerufen am: 07.03.2023
- [11] Stromnetz Hamburg: Energieportal Hamburg. <https://www.energieportal-hamburg.de/>, abgerufen am: 20.01.2023
- [12] Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können, Fechner, H., Wien 2020
- [13] John, D. u. Kaltschmitt, M.: Control of a PVT-Heat-Pump-System Based on Reinforcement Learning—Operating Cost Reduction through Flow Rate Variation. *Energies* 15 (2022) 7, S. 2607
- [14] Christ, D. u. Kaltschmitt, M.: Modelling of photovoltaic-thermal collectors for the provision of electricity and low temperature heat—Comparison of different flow rate control approaches to optimize the electrical yield. *Renewable Energy Focus* 37 (2021), S. 1–13
- [15] Repräsentative VDEW-Lastprofile, BTU Cottbus, 1999
- [16] nPro - District Energy Planning Tool, 2023. <https://www.npro.energy>
- [17] Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2022
- [18] Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (LGV) Hamburg: ALKIS - ausgewählte Daten Hamburg, 2022. <https://suche.transparenz.hamburg.de/dataset/alkis-ausgewaehlte-daten-hamburg3>, abgerufen am: 18.12.2022
- [19] Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung Bayern: ALKIS®, 2022. <https://www.ldbv.bayern.de/produkte/kataster/alkis.html>, abgerufen am: 18.12.2022

- [20] Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (LGV) Hamburg: 3D-Stadtmodell LoD2-DE Hamburg, 2022. <https://suche.transparenz.hamburg.de/dataset/3d-stadtmodell-lod2-de-hamburg12?forceWeb=true>, abgerufen am: 08.12.2022
- [21] Prüfplan für Gebäudemodelle LoD1 / LoD2 Ergebnis der Projektgruppe „3D Geobasisdaten“ der AdV, Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland, 2020
- [22] Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (LGV) Hamburg: 3D-Gebäudemodelle, 2022. <https://www.hamburg.de/bsw/geodaten/7615476/3d-gebaeudemodelle/>, abgerufen am: 08.12.2022
- [23] Löwner, M. O., Benner, J., Gröger, G., Gruber, U., Häfele, K. H. u. Schlüter, S.: CityGML 2.0 - Ein internationaler Standard für 3D-Stadtmodelle. Teil 1: Datenmodell. ZfV - Zeitschrift für Geodäsie 137 (2012), S. 340–349
- [24] Löwner, M. O., Casper, E., Becker, T., Benner, J., Gröger, G., Gruber, U., Häfele, K. H., Kaden, R. u. Schlüter, S.: CityGML 2.0 - Ein internationaler Standard für 3D-Stadtmodelle. Teil 2: CityGML in der Praxis. ZfV - Zeitschrift für Geodäsie 138 (2013), S. 131–143
- [25] Shirinyan, E. u. Petrova-Antonova, D.: Modeling Buildings in CityGML LOD1: Building Parts, Terrain Intersection Curve, and Address Features. ISPRS International Journal of Geo-Information 11 (2022) 3, S. 166
- [26] Produkt- und Qualitätsstandard für 3D-Gebäudemodelle, Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland, 2021
- [27] Anweisung LGV 01/2015. über die Datenhaltung, Erhebung und Fortführung im Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®), Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (LGV) Hamburg, 2015
- [28] Pfenninger, S. u. Staffell, I.: Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114 (2016), S. 1251–1265
- [29] Staffell, I. u. Pfenninger, S.: Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. Energy 114 (2016), S. 1224–1239
- [30] Bodenflächen in Hamburg am 31.12.2021 nach Art der tatsächlichen Nutzung. Statistische Berichte Kennziffer: AV 1 - j 21 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022
- [31] slavun, A. S. <https://www.meinhausshop.de/magazin/wieviel-photovoltaik-brauche-ich-fuer-ein-einfamilienhaus/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [32] Ernst Schweizer AG. <https://www.haustec.de/energie/pv-module/pv-anlagen-auf-flachdaechern-so-wird-die-last-reduziert>, abgerufen am: 24.01.2023
- [33] Hamburg Energie: Der Hamburger Solaratlas. <https://www.hamburgenergie.de/ueberuns/energieerzeugung/solaratlas/>, abgerufen am: 20.01.2023
- [34] Mein Haus - in Zukunft klimaangepasst! Wissensdokument zum Projekt „KLIQ – Klimafolgenanpassung innerstädtischer hochverdichteter Quartiere in Hamburg“ der Hafencity Universität (HCU7), Rodríguez Castillejos, Z., Kruse, E., Dickhaut, W. u. Dietrich, U., Hamburg 2017
- [35] Koch, H., Lechner, S., Erdmann, S. u. Hofmann, M.: Assessing the Potential of Rooftop Photovoltaics by Processing High-Resolution Irradiation Data, as Applied to Giessen, Germany. Energies 15 (2022) 19, S. 6991
- [36] Hamburger Klönschnack. Interview mit Alica Huckfeldt, Geschäftsführerin des Bauernverbands Hamburg, 2022
- [37] Next2Sun. <https://www.pv-magazine.de/2020/10/07/next2sun-bringt-weitere-agro-photovoltaik-anlage-mit-41-megawatt-ans-netz/>, abgerufen am: 24.01.2023

- [38] IBC Solar. <https://www.photovoltaik.eu/recht/komplexe-rechtslage>, abgerufen am: 24.01.2023
- [39] Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Ein Leitfaden für Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg 2022
- [40] Potential der Agri-Photovoltaik in Thüringen, SolarInput, Erfurt 2022
- [41] Anbau auf dem Ackerland in landwirtschaftlichen Betrieben nach Fruchtarten. Regionale Ebenen. Agrarstrukturhebung. Landwirtschaftszählung, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hamburg 2020
- [42] Baumobstanbau in Hamburg 2022. Weniger, dafür größere Betriebe und mehr Ökolandbau. Statistik informiert, Nr. 148/2022, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022
- [43] Anbau und Ernte von Gemüse in Hamburg 2021 Anbauflächen für Freilandgemüse erweitert. Statistik informiert, Nr. 68/2022, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022
- [44] Landwirtschaftszählung in Hamburg 2020. Weniger landwirtschaftliche Betriebe in Hamburg. Gartenbau besonders betroffen. Statistik informiert, Nr. 92/2021, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2021
- [45] Landwirtschaftszählung 2020 in Hamburg. Landwirtschaftliche Betriebe weiten den Anbau von Zwischenfrüchten aus. Statistik informiert, Nr. 157/2021, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2021
- [46] Flächen der Obstanlagen und Obstbaumbestände in Hamburg 2022. Statistische Berichte Kennziffer: C I 8 - 5 j / 22 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022
- [47] Der Anbau von Gemüse und Erdbeeren in Hamburg 2021. Ergebnisse der Haupterhebung. Statistische Berichte Kennziffer: C I 3 - j 21 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2021
- [48] Der Anbau von Blumen und Zierpflanzen zum Verkauf in Hamburg 2021. Statistische Berichte Kennziffer: C I 6 - 4j/21 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2021
- [49] Statistisches Jahrbuch Hamburg 2019/2020, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2020
- [50] Landwirtschaftliche Betriebe und deren landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) nach Kulturarten. Regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte. Agrarstrukturhebung. Landwirtschaftszählung, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hamburg 2020
- [51] Der Gartenbau in Hamburg, endgültiges Ergebnis der Agrarstrukturhebung, Teil 9 Gartenbau. Statistische Berichte Kennziffer: C IV - ASE 2016 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2016
- [52] Baumschulen, Baumschulflächen und Forstpflanzenbestände in Hamburg 2021. Statistische Berichte Kennziffer: C II 5 - 4j/21 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2021
- [53] Die Viehwirtschaft in Hamburg 2021. Statistische Berichte Kennziffer: C III - j 21 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2021
- [54] Auswertung aus dem Herkunftssicherungs- und Informationssystem Tier (HIT) Rinderbestände und Rinderhaltungen 3. Mai 2022 in Hamburg. Statistische Berichte Kennziffer: C III 3 - hj 1/22 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022

- [55] Teil 3 Eigentums- und Pachtverhältnisse Eigentums- und Pachtverhältnisse in endgültiges Ergebnis der Landwirtschaftszählung 2020. Statistische Berichte Kennziffer: C IV - LZ 2020 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022
- [56] Teil 4 Ökolandbau und Umwelt Ökolandbau und Umwelt endgültiges Ergebnis der Landwirtschaftszählung. Statistische Berichte Kennziffer: C IV - LZ 2020 HH, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg 2022
- [57] Wachstum und Ernte – Baumobst. Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Fachserie 3 Reihe 3.2.1 wissen.nutzen, Statistisches Bundesamt, 2022
- [58] Anbau und Ernte von Gemüse und Erdbeeren. Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Fachserie 3 Reihe 3.1.3 wissen.nutzen, Statistisches Bundesamt, 2022
- [59] Abschätzung des zukünftigen Flächenbedarfs von Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Thünen Working Paper 204, Böhm, J. u. Tietz, A., Braunschweig 2022
- [60] BR/Markus Wessely. <https://www.br.de/nachrichten/bayern/strom-von-der-obstplantage-doppelte-ernte-oder-ausfall,TFu7I9s>, abgerufen am: 24.01.2023
- [61] Moore in Hamburg. Verbreitung und Geschichte der Moorböden Hamburgs, Jelinski, J., 2017
- [62] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft: Moorkartierung Hamburg, 2016. <https://metaver.de/trefferanzeige?docuuid=F7DB15E2-D666-4D45-8803-960F7BB96059>, abgerufen am: 28.12.2022
- [63] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW: Wasserschutzgebiete, 2021. https://www.energieatlas.nrw.de/site/z3_Wasserschutzgebiete, abgerufen am: 19.12.2022
- [64] Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg: Potenzialanalyse, 2022. <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/freiflachen/potenzialanalyse>, abgerufen am: 19.12.2022
- [65] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft: Überschwemmungsgebiete Hamburg, 2022. <https://metaver.de/trefferanzeige?docuuid=0879B86F-4F44-45AA-BA5B-021D9D30AAEF>, abgerufen am: 19.12.2022
- [66] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft: Wasserschutzgebiete Hamburg, 2022. <https://metaver.de/trefferanzeige?docuuid=15679CDE-47D2-4FA3-B3A0-4EC3E505503F>, abgerufen am: 19.12.2022
- [67] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft: WFS Schutzgebiete Hamburg, 2022. https://metaver.de/trefferanzeige?docuuid=785BC91D-81B8-458B-859B-8936AC4C753A#detail_links, abgerufen am: 19.12.2022
- [68] Esri, DigitalGlobe, GeoEye, i-cubed, USDA FSA, USGS, AEX, Getmapping, Aerogrid, IGN, IGP, swisstopo u. vGIS-Anwender-Community. <https://support.esri.com/de/technical-article/000012040>, abgerufen am: 27.01.2023
- [69] Carpor. <https://www.carpor.de/parkplatzeinteilung.html>, abgerufen am: 24.01.2023
- [70] JuraMagazin. <http://www.juramagazin.de/42805.html>, abgerufen am: 27.01.2023
- [71] Iqony Solar Energy Solutions: PV-Carports für Unternehmen. <https://www.sens-energy.com/de/pv-carport/>, abgerufen am: 02.03.2023
- [72] Einhundert. <https://einhundert.de/mieterstrom-im-eeg-2023/>, abgerufen am: 27.01.2023
- [73] Kaltschmitt, M. u. Wiese, A.: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin: Springer Verlag 2013
- [74] Fraunhofer ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/photovoltaik/photovoltaische-module-und-kraftwerke/integrierte-pv/integration-verkehrswege.html>, abgerufen am: 24.01.2023

- [75] Fortuna-Solar GmbH, Heinz Grocholski. https://www.ioeb-innovationsplatt-form.at/fileadmin/user_upload/Media_Library/Uploads/Challenge/Idea/Documents/IOEB_Challenge.pdf, abgerufen am: 24.01.2023
- [76] Bundesministerium Wohnen, Stadt und Bauwesen, Adobe Stock, Jürgen Biewer. <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/Webs/BMWSB/DE/2022/11/klimaschutz.html>, abgerufen am: 24.01.2023
- [77] Urban Data Platform Hamburg: Autobahnkilometrierung Hamburg. <https://qs-api.hamburg.de/datasets/v1/autobahnkilometrierung#>, abgerufen am: 20.01.2023
- [78] MCS Photovoltaikreinigung. <https://mcs-ltd.de/index.php/projekte/photovoltaikreinigung-b29-aalen/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [79] Z|M Zukunft Mobilität. <https://www.zukunft-mobilitaet.net/4237/konzepte/solartunnel-belgien-hsl4-e19/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [80] Bankset Energy Ltd. <https://bahnblogstelle.com/184547/deutsche-bahn-testet-solaranlagen-auf-bahnschwellen/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [81] Fraport AG. <https://www.fraport.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2022/q4/photovoltaikanteil-waechst-weiter.html>, abgerufen am: 24.01.2023
- [82] Flughafen Wien AG. https://www.viennaairport.com/unternehmen/presse__news/presse-aussendungen__news_2?news_beitrag_id=1633617172091, abgerufen am: 24.01.2023
- [83] Wattway. <https://enery.energy/en/2021/05/12/wenn-der-strom-auf-der-solarstrasse-liegt/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [84] Platio Solar. <https://platosolar.com/media/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [85] Baywa re. <https://www.solarserver.de/2021/07/19/schwimmende-photovoltaik-baywa-baut-die-groessten-europaeischen-floating-pv-anlagen/>, abgerufen am: 24.01.2023
- [86] Supawit, A.-S. <https://www.solarserver.de/2022/05/23/floating-pv-bundesrat-fordert-15-prozent-flaechenbeschraenkung-fuer-schwimmende-photovoltaik-zu-kippen/>, abgerufen am: 24.01.2023

9 ANHANG A: Qualitative Potenzialanalysen

Ergänzend zu den quantitativen Potenzialberechnungen in Kapitel 4 wurden für bestimmte PV-Anwendungsfälle qualitative Untersuchungen durchgeführt. Aufgrund der abweichenden Methodik sind sie an dieser Stelle separat aufgeführt.

9.1 BIPV (Fassaden-PV)

Im Rahmen dieser Studie werden ausschließlich die Flächenpotenziale auf Dachflächen untersucht. Eine weiterführende Untersuchung, welche separat die Potenziale Hamburgs für Fassaden-PV untersucht, wird jedoch empfohlen. Problematisch hierbei ist, dass – anders als die für ganz Hamburg vollständig und dreidimensional sehr detailliert erfassten Dachflächen – die Datenlage zu Fassadenflächen sehr gering ist und ggf. durch aufwändige Berechnungen umlaufend für jedes Gebäude aus den bekannten Trauf- und Ortganghöhen abgeleitet werden müsste. Da jedoch konkrete Angaben zu Fassadenöffnungen wie Türen und Fenster oder Fassadenvorsprüngen und -reliefierungen fehlen, müssten unsichere Näherungsannahmen getroffen werden.

Wenngleich die Gesamtoberfläche der Fassaden die der Dächer meist deutlich übersteigt und daher ein sehr großes theoretisches Flächenpotenzial erahnen lässt, ist für Fassaden-PV insgesamt von einem deutlich geringeren realisierbaren Potenzial auszugehen. Dies ist neben einer höheren Flächenkonkurrenz auch einer gegenüber hochgelegenen Dächern deutlich höheren Verschattung und dem vergleichsweise geringen Strahlungsangebot auf senkrechte Oberflächen geschuldet, welche mit 24 % (Nord), 39 % (Ost), 57 % (West) und 70 % (Süd mit 30° West) deutlich unterhalb der gesetzten Betrachtungsgrenze von 80 % als auch der PV-Pflicht von 75 % gegenüber der optimalen Ausrichtung liegt. Da das realisierbare Potenzial zudem weitere Aspekte wie Wirtschaftlichkeit, Materialkosten, Ästhetik, Brand- und Blendschutz, Akzeptanz etc. berücksichtigt, ist davon auszugehen, dass bei Fassaden-PV der Sprung zwischen theoretischem und realisierbarem Potenzial sehr groß ausfallen dürfte. In der Literatur wird der für PV nutzbare Anteil von Fassaden unterschiedlich angegeben, liegt aber je nach unterstellten Randbedingungen meist im Bereich von 5 bis 10 % der Gesamtfassadenfläche (z. B. 6,5 % bei [73]).

An bestimmten Objekten wie freistehenden Mehrfamilienhäusern, Hochhäusern, Solitargebäuden sowie größeren Gewerbe- und Industriehallen mit großflächigen, ungestörten Fassaden ohne Gestaltungsanspruch ist durchaus mit erheblichen Flächenpotenzialen zu rechnen ist, deren Erträge in ihrer tages- und jahreszeitlichen Verteilung eine gute Ergänzung zu den Dach-PV-Systemen darstellen können.

9.2 FFPV (Unland)

Flächen, welche als *Unland* deklariert sind, können in besonderer Weise für Freiflächen-PV-Anlagen geeignet sein, da keine schützenswerte Primärnutzung zu erwarten ist. ALKIS unterscheidet innerhalb der Flächenkategorie Unland sechs Subkategorien, welche zu den drei Kategorien *Vegetationsloses Unland*, *Gewässerbegleitfläche* und *undefiniertes Unland* zusammengefasst werden. Eine visuelle Überprüfung der Verteilung der 661 ha Unland-Flächen im Staatsgebiet der FHH ergibt jedoch, dass es sich um viele kleinteilige, versprengte Flächen, meist in linearer Ausformung entlang von Wegen und Gräben handelt (Abbildung 9.1).



Abbildung 9.1 Unland-Flächen in Hamburg (rot; [68], eigene Überarbeitung)

Die Unland-Flächen in Hamburg erreichen nur selten eine relevante Größe, die für ein Freiflächen-PV-Projekt interessant sein könnte. Beispielsweise handelt es sich bei diesen wenigen Flächen um Spülfelder, Großbaustellen sowie ein Naturschutzgebiet und Gewässerbegleitflächen. Eine Nutzung für FFPV auf Unland-Flächen scheint vor diesem Hintergrund in Hamburg ausgeschlossen. Abbildung 9.2 bis Abbildung 9.5 zeigen die vier größten untersuchten Unland-Flächen



Abbildung 9.2: Spülfelder in Moorburg (136 ha) ([68] eigene Überarbeitung)



Abbildung 9.3: Industrie- und Logistikstandort Neuland 23 (27 ha) ([68] eigene Überarbeitung)

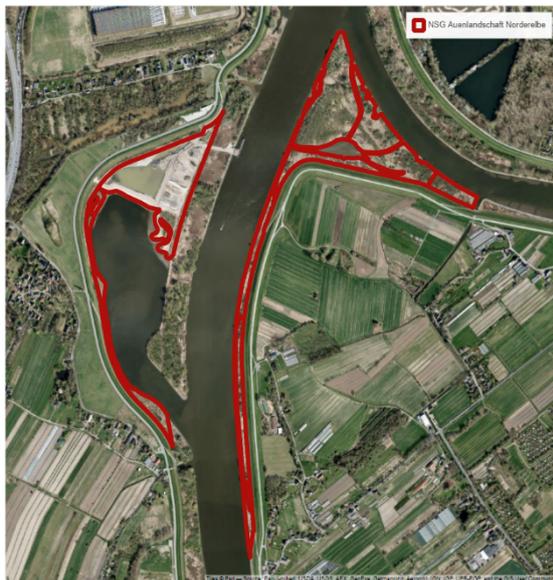


Abbildung 9.5: Naturschutzgebiet Auenlandschaft Norderelbe (30 ha) ([68] eigene Überarbeitung)



Abbildung 9.4: Gewässerbegleitflächen Kollauwanderweg (70 ha) ([68] eigene Überarbeitung)

9.3 RIPV (Straßenverkehr: Autobahn-PV)

Innerhalb der Subkategorie *Straßenverkehr* sind insbesondere Autobahnen für PV-Anwendungen interessant. Hier kommen Überdachungen (möglichst geradliniger) Autobahnabschnitte in Betracht, aber auch senkrecht montierte Lärmschutzwände. Photovoltaisch aktiver Straßenbelag befindet sich noch im Entwicklungsstadium und wird daher in dieser Studie nicht betrachtet.



Abbildung 9.6 Visualisierung einer Autobahnüberdachung mit RIPV, Foto: [74]

Zu den Vorteilen einer PV-Überdachung von Autobahnen (Abbildung 9.6) zählt die so ermöglichte Doppelnutzung einer bereits versiegelten Oberfläche sowie der Witterungsschutz des Fahrbahnbelages. Im Vergleich zu PV-Anlagen auf Gebäudedächern oder Freiflächen sind aufgeständerte Autobahn-PV-Anlagen jedoch deutlich kostenintensiver, da die Tragkonstruktion gegen die dynamischen Lasten eines möglichen Fahrzeuganpralls geschützt werden muss. Ab einer Überdachungslänge von 80 m gelten überdies die gleichen Sicherheitsanforderungen wie an Tunnel. Autobahnüberdachungen innerhalb der Stadt werden meist in Form sogenannter Autobahndeckel ausgeführt und sind meist für andere Nutzungen als die Energiegewinnung reserviert, da sie einen für den Stadtraum wertvollen Flächengewinn in der verdichteten Innenstadt darstellen, welcher städtebaulich gerne für die Quartiersaufwertung genutzt wird.

Die aufgeständerte Version der Autobahn-PV dürfte damit nicht großflächig in Hamburg umgesetzt werden, solange noch große Flächenreserven bestehen, auf welchen Solarenergie wesentlich weniger aufwändig und kostenintensiv gewonnen werden kann und daher prioritär realisiert werden sollte.



Abbildung 9.7 Beispiele für RIPV als Lärmschutz. Semitransparente, bifaziale Autobahn-Lärmschutzwand (links) und monofaziale Böschungs-PV (rechts), Fotos: [75, 76]

Für senkrechte, bifaziale PV-Lärmschutzwände (Abbildung 9.7, links) müssen die Autobahnen möglichst eine Nord-Süd-Richtung aufweisen und für monofaziale Lärmschutzwände sind Autobahnen in Ost-West-Richtung prädestiniert. Durch den Substitutionseffekt gegenüber einer herkömmlichen Lärmschutzwand liegen die Investitionskosten im Vergleich zu aufgeständerten Autobahn-PV-Anlagen deutlich geringer. Aufgrund der meist senkrechten Montage sowie einem hohen Verschmutzungsgrad als Folge der räumlichen Nähe zum Verkehr ist jedoch mit deutlich geringeren Erträgen zu rechnen. Eine regelmäßige Reinigung der Anlage wird durch die Notwendigkeit einer teilweisen Autobahnspernung, ggf. den Einsatz eines Hubsteigers sowie dem Transport des benötigten Wassers erschwert. Hinzu kommt die Blend- und Anprallschutz-Problematik, so dass daher nicht mit einer großflächigen Realisierung dieser Form der RIPV zu rechnen ist, solange geeignetere potenzielle Empfangsflächen zur Verfügung stehen.

Die Längen der jeweiligen Autobahnabschnitte innerhalb des hamburgischen Hoheitsgebietes konnten über die Datenbank zur Autobahnkilometrierung aus dem Jahr 2016 [77] entsprechend Tabelle 9.1 ermittelt werden.

Tabelle 9.1: Längen der Autobahnabschnitte innerhalb Hamburgs und deren Orientierung

Autobahn	Länge [km]	Hauptorientierung
A1	18,78	davon 15,65 km Nord-Süd 3,13 km Ost-West
A7	31,39	Nord-Süd
A23	2,15	Ost-West
A24	5,28	Ost-West
A25	14,24	Ost-West
A255	2,41	Nord-Süd
A261	1,81	Nord-Süd

Für senkrechte (bifaziale) Lärmschutzwände kommen die Ost-West-orientierten Autobahnabschnitt aufgrund der im Süden hochstehenden Sonne potenziell nicht in Betracht. Damit ergibt sich die Gesamtlänge der Autobahnabschnitte in Hamburg mit Nord-Süd-Ausrichtung zu 51,26 km. Unter der Annahme einer Montage beidseitig der Autobahntrasse würde dies zu einer theoretischen Gesamtlänge von 102,52 km führen. Bei Anordnung von drei PV-Modulen übereinander kann von einer installierbaren Leistung von 1 kWp/m ausgegangen werden, was zu einer theoretisch installierbaren Leistung von ca. 100 MWp führen würde. Aus dem anzunehmenden Ertrag von 879 kWh/kWp (als Summe des Ertrages einer Ost- und einer Westfassade) folgt ein theoretischer Ertrag von rund 90 GWh/a. Hiervon ist vermutlich aufgrund der oben genannten Problematiken sowie topografischen oder städtebaulichen Verschattungssituationen nur ein geringer Anteil realisierbar. Selbst bei einer Umsetzung im Bereich von 20 % wären der dann realisierte Ertrag von 18 GWh/a im Vergleich zum realisierbaren Dach-PV-Potenzial von 6 357 GWh/a (Tabelle 4.4) vernachlässigbar. Möglicherweise könnten aber in einer separaten Untersuchung einige geeignete Böschungen mit Südorientierung (Abbildung 9.7, rechts) entlang von Autobahnen identifiziert werden, welche eine geeignete Neigung aufweisen und daher für Autobahn-PV interessant sein könnten.

9.4 RIPV (Bahnverkehr: Schienen-PV)

Im Bereich des Bahnverkehrs kommen PV-Anwendungen in Form von Schwellen-PV, Lärmschutz-PV und PV-Überdachungen bzw. PV-Tunneln vor. Bezüglich der Potenziale für Lärmschutzwände, -überdachungen und -tunnel, beispielhaft zu sehen in Abbildung 9.8, gelten die gleichen, einschränkenden Überlegungen wie bei der Autobahn-PV. Insbesondere bei Solartunneln für Hochgeschwindigkeitszüge ist bezüglich des Vibrations- und Anprallschutzes sowie den hohen Sicherheitsvorgaben an Entrauchungs-, Rettungs- und Fluchtmöglichkeiten mit überdurchschnittlich hohen Investitionskosten zu rechnen. Vorteilhaft bei der Schienen-PV im Gegensatz zur Autobahn-PV ist jedoch die direkte elektrische Nachfrage durch die Bahn.



Abbildung 9.8 Nachträglich installierte PV als oberer Abschluss einer Lärmschutzwand (links), *Solartunnel* in Belgien zum Schutz der Hochgeschwindigkeitsstrecke vor umstürzenden Bäumen, Fotos: [78, 79]

Eine weitere Möglichkeit der PV-Nutzung im Zusammenhang mit Bahnverkehr ist die sogenannte Gleis-PV. Hier werden die PV-Module zwischen den Gleisen auf den Bahnschwellen montiert (Abbildung 9.9). Es wird keine teure Unterkonstruktion benötigt und die installierbare Leistung beträgt 0,1 MWp pro Kilometer. Allerdings gibt es viele Nachteile wie den ungeklärten Diebstahlschutz, mangelnde Selbstreinigung horizontaler PV-Flächen, Ablösungsgefahr durch Windsog, erhöhter Instandhaltungsaufwand, Gleisbegehungserschwernisse, Gefahr geringerer Gleisverfügbarkeiten, Verschmutzung durch technische Öle und Fette, Steinschlag bei starkem Fahrtwind, überproportionale Wahrscheinlichkeit der Verschattung bodennaher Flächen etc.



Abbildung 9.9 Gleis-PV. Forschungsprojekte der Deutschen Bahn, Foto: [80]

Da vor diesem Hintergrund kein wirtschaftlicher Betrieb im Bereich der Schienen-PV möglich scheint, wird hier davon ausgegangen, dass mit Ausnahme weniger Einzelprojekte keine

realisierbaren Potenziale vorliegen. Der wesentlich wirtschaftlichere Einsatz von PV auf Bahngebäuden und entsprechenden baulichen Anlagen an Bahnhöfen oder entlang der Schienen sind bereits in der Rubrik *Gebäudedächer* in Kapitel 4.1 erfasst.

9.5 RIPV (Flughafen-PV)

Im Bereich von Flughäfen befinden sich oft große zusammenhängende und unverschattete Flächen, die sich aus Solarertragssicht potenziell gut für PV-Anwendungen eignen könnten. Beispiele für realisierte Flughafen-PV-Projekte zeigt Abbildung 9.10.



Abbildung 9.10 Flughafen-PV. Senkrechte (links) und aufgeständerte Montage (rechts), Fotos: [81, 82]

Wie in Abbildung 4.6 deutlich zu erkennen, konzentrieren sich die Flächen für Flughafenverkehr in Hamburg auf zwei große Flächen in Fuhlsbüttel und Finkenwerder, die zusammen 10 % der gesamten Verkehrsfläche Hamburgs einnehmen. Trotz des sich daraus ergebenden sehr großen theoretischen Flächenpotenzials und des Vorteils der hohen elektrischen Nachfrage durch die Flughäfen muss das realisierbare Potenzial als eher sehr gering eingeschätzt werden. Ursächlich hierfür ist die Tatsache, dass der Flugverkehr stärker als alle bisher betrachteten Fälle, prioritär sicherheitsgerichtet ist und großflächige PV-Anlagen – selbst, wenn aufgrund von Spezialbeschichtungen nur ein geringer Anteil der Strahlung reflektiert wird – zu gefährlichen Blendeffekten oder optischen Irritationen sowohl bei den Piloten als auch den Fluglotsen im Tower führen können. Hinzu kommt bei ungünstigen Sichtverhältnissen eine mögliche Verwechslungsgefahr mit der Landebahn. Problematisch sind auch die einzuhaltenden Sicherheitsabstände zu Rollfeldern, Start- und Landebahnen, eine mögliche Behinderung operativer Dienste wie beispielsweise Rettungs-, Evakuierungs- und Feuerwehreinsätzen sowie unbeabsichtigte negative Folgen für das Wildlife-Management – beispielsweise in Folge erhöhter Brutaktivität. Gemäß § 12 LuftVG (Luftverkehrsgesetz) bedürfen Flughäfen eines Bauschutzbereichs, weshalb die Schutzstreifen der Start- und Landebahnen aus sicherheitstechnischen Gründen grundsätzlich von Bebauung freizuhalten sind.

Eine mögliche vertikale Anwendung könnte in bestimmten, optimal ausgerichteten Bereichen der Sicherheitsumzäunung liegen sowie auf den Dächern der Flughafengebäude und -hallen, welche jedoch schon unter der Rubrik *Dach-PV* in Kapitel 4.1 ermittelt wurden.

9.6 UPV (Bodenbelags-PV)

Mögliche Anwendungen von Bodenbelags-PV in Form von Wege- oder Platz-PV zeigt Abbildung 9.11.



Abbildung 9.11 Bodenbelags-PV. Wege-PV (links) und Platz-PV (rechts), Fotos: [83, 84]

Photovoltaisch aktive Bodenbeläge befinden sich aktuell noch im Entwicklungs- und Erprobungsstadium und haben insbesondere im innerstädtischen Kontext mit Verschattungs- und Verschmutzungsproblemen sowie statischen und mechanischen Belastungsproblemen zu kämpfen, welche zu geringeren Erträgen einerseits und höheren Materialkosten andererseits führen, welche in Kombination die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte in Frage stellen.

9.7 Floating-PV (Süßwasser-FPV)

An FPV-Anlagen werden aufgrund ihrer Nähe zum Wasser und den aufgrund der Wasserbewegungen zu erwartenden mechanischen Belastungen besonders hohe Ansprüche an Material und Konstruktion gestellt. *Süßwasser-FPV* wird auf Binnengewässern errichtet und ist daher für stehende Gewässer wie Seen oder Stauseen konzipiert. Sofern das Material jedoch salzwasserbeständig ist, können diese Anlagen auch in geschützten Buchten oder Häfen eingesetzt werden. Diese Systeme müssen dann jedoch auch den zu erwartenden höheren mechanischen Belastungen aus dem Wellengang standhalten. Dies gilt auch für die mögliche Wellenentwicklung auf sehr großen Seen. Beispiele für Süßwasser-FPV zeigt die Abbildung 9.12.



Abbildung 9.12 FPV-Anlage auf stillgelegter Sandgrube (links); Detailaufnahme der Schwimmkörper und Aufständerung (rechts), Fotos : [85, 86]

Für den Winterfall muss bei Süßwasser-FPV das Auftriebs-Gewichts-Verhältnis der Schwimmkörper an die zu erwartenden Schneelasten angepasst werden. Auch dürfen die Schwimmkörper bei Frost nicht verspröden oder rissig werden. Die Anpralllast von Treibeis sowie die Auftriebseffekte durch Frosthub müssen bei der Befestigung im Wasser mittels Betonpfählen oder Schwerkraftankern sowie bei Landankern berücksichtigt werden. Die bisherigen Untersuchungen der Umweltauswirkungen von Floating-PV auf Wasser, Umwelt und Biodiversität zeigen größtenteils keine negativen Umweltauswirkungen. Der Sauerstoffgehalt unter den Floating-PV-Modulen sowie die Wasserqualität bleiben offenbar auf gleichem Niveau. Da FPV-Anlagen zu einem niedrigeren Windaufkommen auf der Wasseroberfläche führen, tragen sie zu einer geringeren Erosion der Ufer bei. Dies schützt die vorhandene Vegetation und begünstigt zusätzliches Pflanzenwachstum im Uferbereich. FPV-Anlagen müssen zudem einen Mindestabstand zum Ufer einhalten, um die dortige Fauna vor negativen Auswirkungen zu schützen. FPV-Anlagen weisen aufgrund der Kühlungseffekte des Wassers etwas höhere PV-Wirkungsgrade auf und profitieren von dem überdurchschnittlichen Strahlungsangebot aufgrund des hohen Reflexionsgrades der Wasseroberfläche.

In ALKIS werden für Hamburg in der Kategorie *Stehende Gewässer* 130 Seen mit insgesamt 345 ha, 1 126 Teiche mit 381 ha und 199 Speicherbecken mit 35 ha aufgeführt, 1 ha Gewässerfläche ist undefiniert. Eine Grafik mit der Verteilung der stehenden Gewässer in Hamburg zeigt Abbildung 9.13.



Abbildung 9.13 Lage aller stehenden Gewässer in Hamburg (rot; [68], eigene Überarbeitung)

Für das realisierbare Potenzial müssen die Restriktionen des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG), die in Kapitel 2.5.1 vorgestellt wurden, berücksichtigt werden. Diese beschränken die Zulässigkeit von FPV-Anlagen auf künstliche oder durch den Menschen stark veränderte Gewässer. Die Beschränkung auf 15 % der Wasseroberfläche gemäß §36 WHG soll zwar künftig nicht mehr gelten, doch bleibt ein Mindestabstand von 40 m zum Ufer. Aus diesem Grund ist zu prüfen, ob ausreichend große, wenig naturnahe Gewässer in Hamburg vorhanden sind (Abbildung 9.13). Eine visuelle Überprüfung ergab, dass es nur wenige stehende Gewässer mit einer Größe von mindestens 20 ha in Hamburg gibt. Diese sind: Hohendeicher See (57 ha), Öjendorfer See (42 ha), Neuländer See (41 ha) und Harburger Stadtparksee (21 ha) (Abbildung 9.15 bis Abbildung 9.16).



Abbildung 9.15: Hohendeicher See (57 ha)



Abbildung 9.14: Öjendorfer See (42 ha)



Abbildung 9.17: Neuländer See (41 ha)



Abbildung 9.16: Harburger Stadtparksee
(21 ha)

Bei allen betrachteten Seen ist entweder aufgrund der meist länglichen Form oder mittig liegender Inseln keine zusammenhängende Fläche ausreichender Größe mit 40 m Abstand zum Ufer darstellbar. Hinzu kommt die Tatsache, dass Wasserflächen in Hamburg einen großen Kultur- und Freizeitwert haben und häufig für Wassersport genutzt werden. Die größte künstliche stehende Wasserfläche in Hamburg ist ein Speicherbecken mit einer Fläche von lediglich 2,5 ha, welches somit nicht eine erforderliche Größe aufweist. Daraus folgt, dass es in Hamburg kein realisierbares Potenzial für Süßwasser-FPV gibt.

9.8 Floating-PV (Meerwasser-FPV)

Im Gegensatz zur *Süßwasser-FPV* müssen *Meerwasser-FPV-Anlagen* hochseetauglich und für einen sehr hohen Wellengang, extreme Windgeschwindigkeiten sowie eine maritime Salzwasserumgebung ausgelegt sein. In sinnvoller Kombination mit Offshore-Windparks können vorhandene Netzanschlusspunkte genutzt werden.

Aufgrund der extremen mechanischen Belastungen einer Offshore-Solaranlage ist jedoch mit überdurchschnittlich hohen Materialkosten zu rechnen. Die bereits vorhandenen Konzepte sind noch nicht vollständig ausgereift und befinden sich im Forschungsstadium. Speziell für Hamburg kommen zusätzliche Probleme durch die Gezeiten sowie Spring- und Sturmfluten hinzu. Obwohl das theoretische Flächenpotenzial mit 426 ha relativ hoch liegt, wird hier davon ausgegangen, dass in naher Zukunft keine größeren realisierbaren Potenziale für Meerwasser-FPV in Hamburg zur Verfügung stehen.

10 ANHANG B: Ergänzende Karten und Tabellen zur Studie

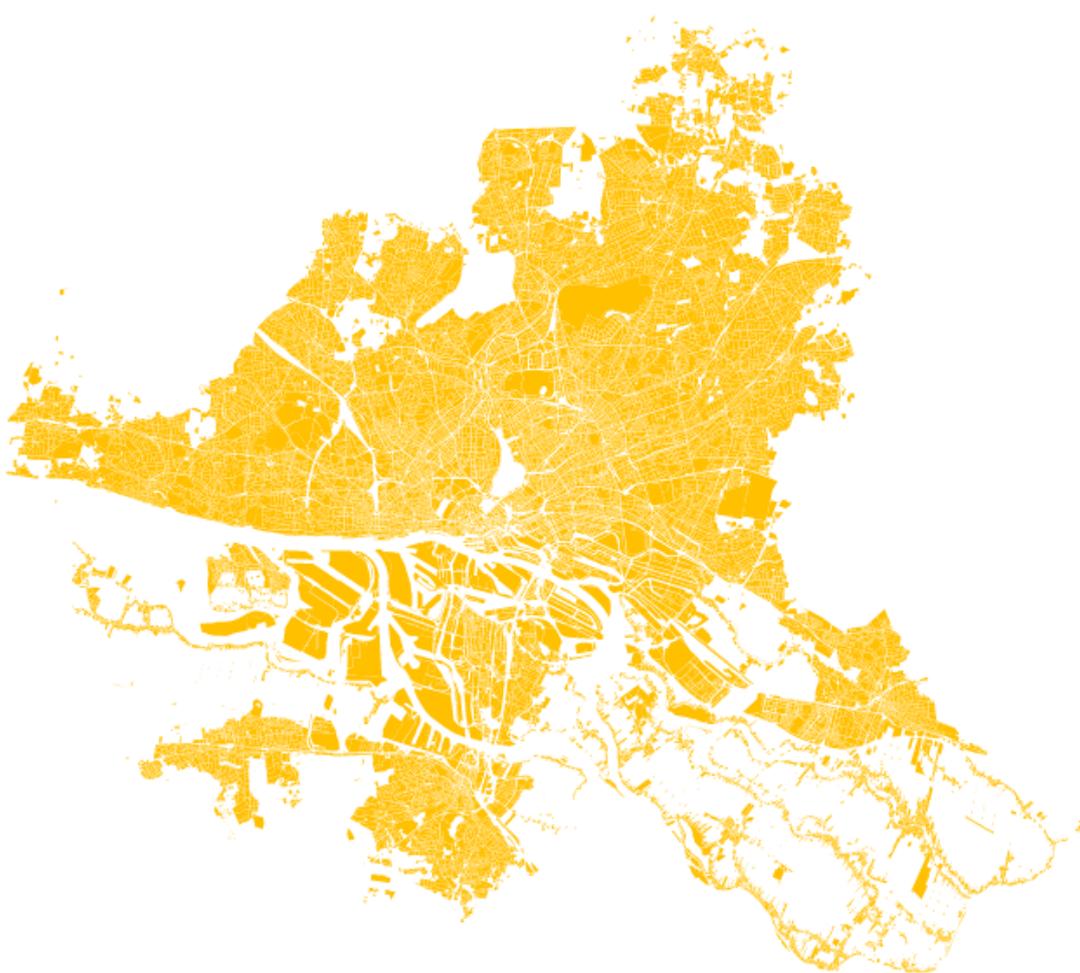


Abbildung 10.1 Grafische Darstellung der Bodennutzungskategorie *Siedlung* auf Basis von ALKIS



Abbildung 10.2 Grafische Darstellung der Bodennutzungskategorie *Verkehr* auf Basis von ALKIS

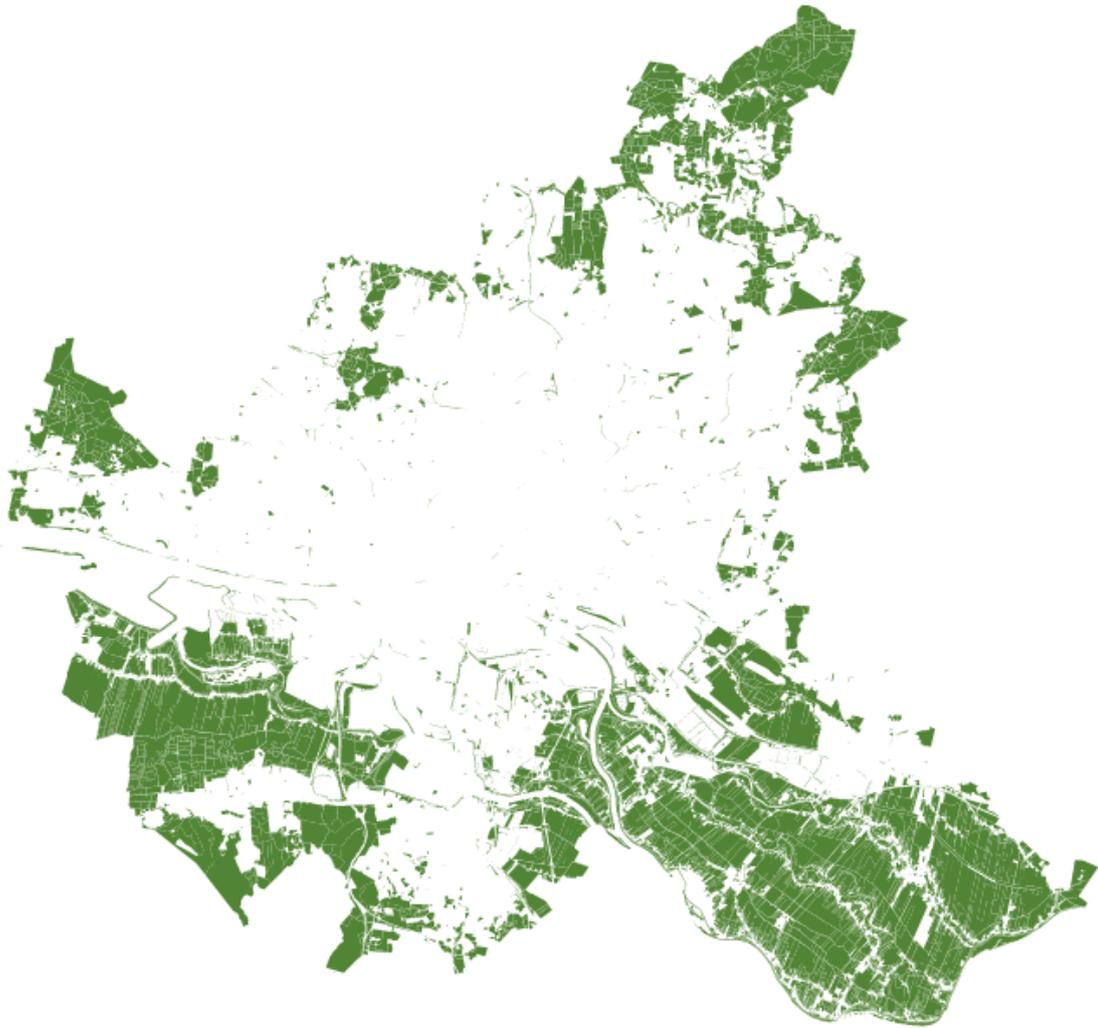


Abbildung 10.3 Grafische Darstellung der Bodennutzungskategorie *Vegetation* auf Basis von ALKIS



Abbildung 10.4 Grafische Darstellung der Bodennutzungskategorie Gewässer auf Basis von ALKIS

BIPV
Building integrated PV
(hier: Dach-PV)



UPV
Urbane PV
(z. B. Parkplatz-PV)



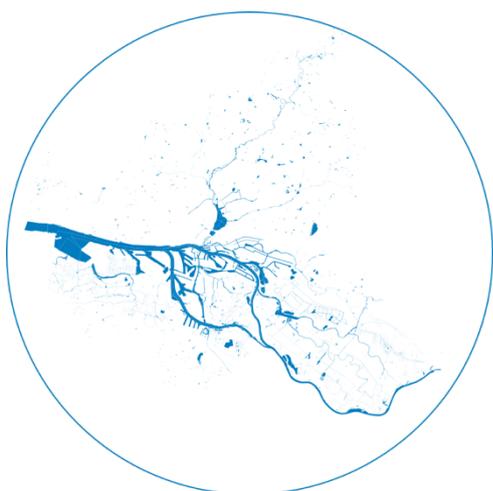
RIPV
Road integrated PV
(z. B. Lärmschutzwände)

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Wohnen	16.965	48,2
Industrie/Gewerbe	7.005	19,9
Sport/Freizeit/Erholung	6.496	18,5
Besondere Funktionen	2.296	6,5
Gemischte Nutzung	1.531	4,4
Friedhof	839	2,4
Tagebau	29	< 1
Halde	3	< 1
Bergbau	0	0
Siedlung gesamt	35.164	100

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Straßenverkehr	6.512	70,2
Bahnverkehr	1.050	11,3
Flugverkehr	955	10,3
Wege	548	5,9
Plätze	197	2,1
Schiffsverkehr	8	< 1
Verkehrsfläche gesamt	9.270	100

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Fließgewässer	4.299	69,2
Stehendes Gewässer	762	12,3
Hafenbecken	726	11,7
Meer	426	6,9
Gewässer gesamt	6.213	100

Nutzung	Fläche [ha]	Anteil [%]
Landwirtschaft	17.299	69,9
Wald	4.270	17,2
Gehölz	1.932	7,8
Unland, vegetationslos	661	2,7
Heide	256	1,0
Sumpf	251	1,0
Moor	194	< 1
Vegetation gesamt	24.863	100



FPV
Floating PV
(schwimmende PV)



APV
Agri-PV
(z. B. Weidezäune)

FFPV
Freiflächen-PV
(z. B. Moor-PV)

Abbildung 10.5 Darstellung der vier Bodennutzungskategorien mit Subkategorien

Tabelle 10.1: Theoretisches Flächen-, Leistungs- und Ertragspotenzial für Dach-PV

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspotenzial [kWp]	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Dachflächen (gesamt)	13 905 444	43 775 848	21 062 159	78 743 452	15 748 690	4 587 960 465	6 260 577 627
Wohngebäude (gesamt)	10 616 577	14 948 022	16 044 101	41 608 700	8 321 740	3 444 675 381	2 130 716 272	5 575 391 653
Freistehendes EFH	3 278 628	2 134 323	4 935 711	10 348 662	2 069 732	1 051 611 359	304 229 969	1 360 474 272
Doppelhaushälfte	1 200 257	675 908	1 850 066	3 726 231	745 246	391 613 143	96 345 117	489 425 444
Reihenhaus	1 135 002	1 224 960	1 654 569	4 014 532	802 906	369 113 335	174 607 879	546 380 217
Gruppenhaus	911 286	2 533 858	1 230 688	4 675 832	935 166	281 437 492	361 180 458	648 118 160
frei Einzel MFH	1 138 720	680 658	1 771 835	3 591 212	718 242	363 894 596	97 022 114	462 394 204
Block geschlossen MFH	2 114 870	5 317 765	3 344 938	10 777 572	2 155 514	714 662 800	758 003 152	1 484 209 146
frei Block MFH	807 264	1 866 393	1 220 426	3 894 084	778 817	263 529 494	266 038 838	533 619 685
frei Block HH	12 955	298 784	12 999	324 738	64 948	3 591 472	42 589 121	46 829 158
Block geschlossen HH	17 595	215 373	22 869	255 837	51 167	5 221 691	30 699 624	36 388 822
Gewerbe, Industrie (gesamt)	904 931	9 533 602	1 186 820	11 625 353	2 325 071	296 456 637	1 379 630 137	1 676 086 774
Gebäude für Gewerbe und Industrie	747	58 589	893	60 228	12 046	232 385	8 351 355	8 710 918
Gebäude für Gewerbe und Industrie mit Wohnen	15 770	87 321	21 159	124 249	24 850	5 111 758	12 446 823	17 748 127
Produktionsgebäude	169 909	1 903 412	215 812	2 289 133	457 827	54 746 892	271 315 507	330 194 107
Betriebsgebäude	62 586	741 560	78 419	882 566	176 513	19 860 076	105 703 267	127 173 038
Werkstatt	154 143	1 016 846	190 707	1 361 696	272 339	48 780 072	144 942 895	195 930 218
Werft (Halle)	36 268	87 096	39 895	163 259	32 652	10 883 106	12 414 826	23 486 990

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspoten- zial [kWp] gesamt	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt		Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
Speditonsgebäude	54 393	1 288 959	101 159	1 444 511	288 902	22 234 828	183 730 336	208 763 088
Gebäude für Vorratshaltung	406 847	3 830 034	532 893	4 769 774	953 955	133 178 213	545 939 510	687 431 523
Silo	356	23 990	356	24 702	4 940	93 753	3 419 602	3 565 431
Tank	909	427 737	2 870	431 516	86 303	526 578	60 970 387	62 425 448
Tankstelle	997	44 564	918	46 480	9 296	266 628	6 352 279	6 715 642
Waschstraße Waschanlage Wasch- halle	2 006	23 494	1 741	27 241	5 448	542 347	3 348 898	3 942 244
Büro, Handel, Dienstleistung (ge- samt)	598 319	7 432 697	800 468	8 831 484	1 766 297	191 268 923	1 059 469 114	1 250 738 037
Bürogebäude	215 713	3 121 794	285 240	3 622 748	724 550	68 693 466	444 985 844	520 455 744
Geschäftsgebäude	110 465	1 771 792	155 136	2 037 392	407 478	37 132 237	252 554 187	293 532 426
Gebäude für Handel und Dienst- leistungen	126 583	1 547 125	169 857	1 843 565	368 713	40 382 356	220 529 827	264 270 505
Gebäude für Handel und Dienst- leistung mit Wohnen	70 919	343 257	96 833	511 009	102 202	22 291 855	48 928 369	71 965 326
Messehalle	4 831	94 355	4 926	104 112	20 822	1 357 667	13 449 516	15 011 998
Markthalle	114	7 389	113	7 616	1 523	26 900	1 053 234	1 096 173
Gebäude für Beherbergung	0	487	0	487	97	0	69 439	70 496
Hotel Motel Pension	38 488	285 716	47 167	371 372	74 274	11 564 026	40 726 498	52 910 724
Jugendherberge	382	4 940	491	5 812	1 162	121 400	704 127	836 251
Gebäude für Bewirtung	23 370	174 568	33 016	230 953	46 191	7 592 358	24 883 166	32 854 456
Freizeit- und Vergnügungsstätte	7 455	81 274	7 690	96 418	19 284	2 106 659	11 584 907	13 867 986
Öffentliche Gebäude (gesamt)	569 632	4 515 639	830 194	5 915 465	1 183 093	188 385 774	643 666 833	832 052 607

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspoten- zial [kWp]	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach	Flachdach	Schrägdach	gesamt	gesamt	Schrägdächer	Flachdächer	gesamt
	≥ 80 %	81%	< 80 %			(alle)		
Verwaltungsgebäude	12 515	99 832	15 222	127 568	25 514	3 669 632	14 230 171	18 116 506
Rathaus	3 910	36 901	4 140	44 951	8 990	1 066 062	5 259 883	6 406 045
Gericht	3 390	38 507	5 599	47 496	9 499	1 078 185	5 488 836	6 650 607
Gebäude für Sicherheit und Ord- nung	1 845	18 002	2 283	22 130	4 426	570 916	2 566 092	3 176 086
Schutzbunker	2 291	87 229	2 237	91 757	18 351	621 218	12 433 806	13 244 372
Polizei	8 358	48 001	9 545	65 905	13 181	2 377 900	6 842 146	9 324 240
Feuerwehr	8 127	39 160	13 026	60 312	12 062	2 785 552	5 581 911	8 452 466
Justizvollzugsanstalt	2 475	61 855	3 549	67 879	13 576	821 584	8 816 919	9 772 771
Zollamt	793	7 821	1 477	10 090	2 018	296 866	1 114 775	1 428 618
Kaserne	4 151	14 047	20 013	38 211	7 642	3 063 633	2 002 339	5 096 465
Botschaft Konsulat	283	4 744	436	5 463	1 093	100 024	676 202	786 523
Kinderkrippe Kindergarten Kinder- tagesstätte	48 179	236 682	67 571	352 433	70 487	15 686 723	33 737 019	49 937 504
Allgemeinbildende Schule	111 390	1 251 057	147 601	1 510 048	302 010	34 830 384	178 327 807	215 873 843
Berufsbildende Schule	13 244	174 993	19 114	207 351	41 470	4 260 516	24 943 812	29 584 183
Gebäude für Bildung und For- schung	12 585	109 968	42 944	165 497	33 099	7 271 469	15 675 041	23 185 216
Hochschulgebäude (Fachhoch- schule Universität)	19 178	262 890	26 756	308 824	61 765	6 037 500	37 472 819	44 080 971
Forschungsinstitut	3 742	16 595	4 972	25 309	5 062	1 159 216	2 365 428	3 560 666
Gebäude für Forschungszwecke	4 198	145 569	5 231	154 997	30 999	1 340 238	20 749 599	22 405 821
Gebäude für kulturelle Zwecke	11 501	26 218	41 234	78 953	15 791	7 155 686	3 737 120	10 949 716
Schloss	271	83	303	657	131	76 414	11 808	88 401
Theater Oper	5 361	44 507	4 751	54 619	10 924	1 429 456	6 344 142	7 870 210
Konzertgebäude	410	7 705	427	8 541	1 708	118 511	1 098 222	1 233 457

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspoten- zial [kWp]	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach	Flachdach	Schrägdach	gesamt	gesamt	Schrägdächer	Flachdächer	gesamt
	≥ 80 %	81%	< 80 %			(alle)		
Museum	11 952	44 296	16 672	72 920	14 584	3 759 174	6 314 048	10 169 375
Bibliothek Bücherei	2 598	11 679	2 498	16 775	3 355	730 408	1 664 723	2 420 482
Veranstaltungsgebäude	5 916	61 176	5 792	72 885	14 577	1 626 920	8 720 163	10 479 878
Rundfunk Fernsehen	4 651	56 589	3 900	65 140	13 028	1 212 733	8 066 287	9 401 857
Gebäude für religiöse Zwecke	9 078	20 545	11 905	41 528	8 306	2 739 455	2 928 528	5 712 579
Kirche	29 921	109 989	40 533	180 443	36 089	8 952 772	15 678 011	24 869 535
Kapelle	4 357	8 785	5 392	18 535	3 707	1 257 109	1 252 182	2 528 359
Gotteshaus	2 319	7 251	4 132	13 703	2 741	874 389	1 033 578	1 923 707
Moschee	1 716	8 818	1 869	12 403	2 481	496 309	1 256 944	1 772 394
Synagoge	0	1 221	0	1 221	244	0	174 091	176 742
Gemeindehaus	19 234	48 739	26 070	94 042	18 808	5 942 875	6 947 326	12 995 998
Kloster	0	1 807	0	1 807	361	0	257 596	261 519
Friedhofsgebäude	1 000	11 821	1 624	14 444	2 889	330 766	1 684 945	2 041 370
Krematorium	14	6 424	14	6 453	1 291	4 079	915 739	933 763
Gebäude für Gesundheitswesen	17 244	169 516	26 566	213 326	42 665	5 863 891	24 163 112	30 394 969
Krankenhaus	26 402	388 603	51 545	466 549	93 310	10 169 252	55 392 102	66 404 889
Gebäude für soziale Zwecke	13 333	53 857	18 646	85 835	17 167	4 230 007	7 676 841	12 023 754
Freizeitheim Vereinsheim Dorfge- meinschaftshaus Bürgerhaus	9 292	39 860	13 344	62 495	12 499	3 076 528	5 681 662	8 844 713
Jugendfreizeitheim	2 905	15 591	2 964	21 460	4 292	789 715	2 222 346	3 045 904
Gebäude für Sportzwecke	29 783	80 396	39 552	149 731	29 946	9 785 502	11 459 810	21 419 828
Gebäude zum Sportplatz	33 290	96 003	40 575	169 868	33 974	10 384 799	13 684 438	24 277 629
Sporthalle Turnhalle	51 290	355 549	62 586	469 426	93 885	16 124 111	50 680 585	67 576 481
Gebäude im Stadion	548	50 569	444	51 561	10 312	135 885	7 208 127	7 453 780
Zuschauertribüne (überdacht)	2 967	8 822	339	12 128	2 426	482 628	1 257 462	1 759 240

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspoten- zial [kWp] gesamt	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt		Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
Zuschauertribüne (nicht über- dacht)	268	32 330	511	33 109	6 622	94 568	4 608 373	4 773 119
Badegebäude	0	119	0	119	24	0	16 904	17 161
Hallenbad	2 938	58 217	4 276	65 431	13 086	962 849	8 298 284	9 387 503
Gebäude im Freibad	989	4 711	1 140	6 840	1 368	275 129	671 583	956 940
Reithalle	3 688	2 651	3 718	10 058	2 012	1 057 603	377 946	1 441 305
Gebäude im Zoo	1 730	18 427	2 720	22 877	4 575	598 985	2 626 551	3 265 534
Gebäude im botanischen Garten	626	6 963	624	8 213	1 643	169 142	992 495	1 176 751
Touristisches Informationszent- rum	358	844	361	1 564	313	95 544	120 368	217 745
Campingplatzgebäude	1 028	1 107	1 450	3 585	717	344 959	157 785	505 147
Nebengebäude (gesamt)	465 605	2 940 521	632 319	4 038 445	807 689	150 692 465	419 146 779	569 839 245
Schrebergartenhaus	1 286	12 849	1 571	15 707	3 141	401 300	1 831 496	2 260 687
Gartenhaus	304 326	585 078	394 080	1 283 484	256 697	96 832 290	83 398 022	181 500 333
Einzelgarage	8 245	309 561	15 284	333 090	66 618	3 047 286	44 125 341	47 844 587
Doppelgarage	18 283	625 333	52 882	696 499	139 300	8 809 109	89 136 073	99 302 584
Sammelgarage	131 385	1 368 284	166 198	1 665 868	333 174	40 990 807	195 037 509	238 998 431
Einzelcarport	129	4 974	279	5 383	1 077	50 878	709 070	770 746
Doppelcarport	441	7 137	481	8 059	1 612	125 751	1 017 375	1 158 620
Sammelcarport	1 508	27 304	1 544	30 356	6 071	435 045	3 891 891	4 386 203
Land- und Forstwirtschaft (ge- samt)	539 469	1 102 784	1 263 502	2 905 755	581 151	244 379 511	157 192 636	401 572 147
Land- und forstwirtschaftliches Wohngebäude	60 137	16 678	125 982	202 798	40 560	23 703 458	2 377 371	26 117 033

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspoten- zial [kWp] gesamt	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt		Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Land- und forstwirtschaftliches Wohn- u. Betriebsgebäude	41 723	10 249	146 606		198 577	39 715	23 966 261
Land- und forstwirtschaftliches Be- triebsgebäude	30	504	0	534	107	5 010	71 820	77 923
Gebäude für Land- und Forstwirt- schaft	49 446	89 647	114 190	253 283	50 657	22 648 400	12 778 398	35 621 393
Treibhaus Gewächshaus	267 268	914 364	677 829	1 859 461	371 892	129 859 932	130 335 001	262 179 730
Scheune und Stall	117 943	67 763	192 044	377 750	75 550	42 830 310	9 659 091	52 636 494
Stall	2 922	3 578	6 851	13 351	2 670	1 366 140	510 083	1 883 991
Verkehrsgebäude (gesamt)	81 349	1 455 969	110 793	1 648 111	329 622	27 065 169	207 536 316	234 601 485
Parkhaus	3 141	370 150	3 460	376 751	75 350	932 668	52 761 767	54 497 913
Parkdeck	7 738	192 640	5 907	206 285	41 257	1 981 799	27 459 191	29 859 150
Fahrzeughalle	3 304	51 243	12 441	66 988	13 398	2 158 628	7 304 324	9 574 185
Betriebsgebäude für Straßenver- kehr	408	10 598	425	11 431	2 286	118 170	1 510 637	1 651 812
Gebäude zum Busbahnhof	0	2 721	0	2 721	544	0	387 924	393 831
Betriebsgebäude für Schienenver- kehr	12 148	126 157	18 049	156 353	31 271	4 230 026	17 982 575	22 486 447
Bahnhofsgebäude	2 943	60 189	4 287	67 419	13 484	956 043	8 579 388	9 666 082
Betriebsgebäude für Schiffsver- kehr	2 139	25 690	3 195	31 025	6 205	719 103	3 661 935	4 436 803
Empfangsgebäude Schifffahrt	60	29	59	148	30	16 900	4 184	21 147
Betriebsgebäude für Schleuse	9 589	14 964	13 121	37 673	7 535	3 227 414	2 132 978	5 392 874
Schöpfwerk	1 747	1 536	1 905	5 188	1 038	519 631	218 900	741 864
Bootshaus	23 103	388 055	24 049	435 207	87 041	6 732 760	55 314 058	62 889 164

	Theoretisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Theoretisches Leistungspoten- zial [kWp]	Theoretisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Betriebsgebäude für Flugverkehr Flughafengebäude Flugzeughalle	14 691 159 180	207 311 877 3 809	23 558 159 179	245 560 1 194 4 168	49 112 239 834	5 384 471 39 601 47 955	29 550 506 125 040 542 911
Überdachung (gesamt)	91 306	1 333 012	120 437	1 544 756	308 951	29 837 524	190 009 802	219 847 326
Ver- und Entsorgung (gesamt)	38 258	513 602	73 525	625 385	125 077	15 199 081	73 209 737	88 408 818
Gebäude zur Versorgung	0	6 612	0	6 612	1 322	0	942 544	956 897
Gebäude zur Versorgungsanlage	1 646	38 752	2 540	42 938	8 588	573 926	5 523 783	6 181 828
Gebäude für Wasserversorgung	2 913	45 015	5 263	53 191	10 638	1 119 605	6 416 525	7 633 844
Gebäude für Elektrizitätsversor- gung	16 139	140 746	26 376	183 261	36 652	5 733 702	20 062 115	26 101 332
Gebäude für Gasversorgung	3 767	12 621	5 635	22 022	4 404	1 273 100	1 799 002	3 099 498
Heizwerk	1 714	38 432	1 919	42 066	8 413	493 531	5 478 232	6 055 187
Gebäude an unterirdischen Leitun- gen	583	12 596	891	14 070	2 814	189 098	1 795 423	2 011 863
Gebäude für Fernmeldewesen	1 784	33 124	1 943	36 851	7 370	508 465	4 721 570	5 301 937
Gebäude zur Entsorgung	565	10 003	721	11 289	2 258	179 399	1 425 857	1 626 970
Gebäude zur Abfallbehandlung	0	194	0	194	39	0	27 607	28 028
Gebäude zur Kläranlage	1 539	24 407	2 054	28 000	5 600	494 970	3 478 979	4 026 929
Gebäude zur Müllverbrennung	6 153	69 444	14 592	90 190	18 038	2 898 386	9 898 710	12 947 837
Müllbunker	1 186	70 553	11 350	83 089	16 618	1 665 522	10 056 734	11 875 405
Toiletten	268	11 103	240	11 612	2 322	69 376	1 582 656	1 676 133

Tabelle 10.2 Technisches Flächen-, Leistungs- und Ertragspotenzial für Dach-PV

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspotenzial [kWp]	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Dachflächen (gesamt)	8 343 267	35 020 679	12 637 295	56 001 241	11 200 248	2 752 776 279	5 008 462 102
Wohngebäude (gesamt)	6 369 946	11 958 418	9 626 460	27 954 824	5 590 965	2 066 805 229	1 704 573 017	3 771 378 246
Freistehendes EFH	1 967 177	1 707 458	2 961 427	6 636 062	1 327 212	630 966 816	243 383 975	874 350 791
Doppelhaushälfte	720 154	540 727	1 110 039	2 370 920	474 184	234 967 886	77 076 094	312 043 979
Reihenhaus	681 001	979 968	992 741	2 653 711	530 742	221 468 001	139 686 303	361 154 304
Gruppenhaus	546 771	2 027 087	738 413	3 312 271	662 454	168 862 495	288 944 367	457 806 862
frei Einzel MFH	683 232	544 526	1 063 101	2 290 859	458 172	218 336 758	77 617 691	295 954 449
Block geschlossen MFH	1 268 922	4 254 212	2 006 963	7 530 096	1 506 019	428 797 680	606 402 521	1 035 200 201
frei Block MFH	484 359	1 493 115	732 256	2 709 729	541 946	158 117 696	212 831 070	370 948 767
frei Block HH	7 773	239 027	7 799	254 600	50 920	2 154 883	34 071 297	36 226 180
Block geschlossen HH	10 557	172 298	13 721	196 577	39 315	3 133 015	24 559 699	27 692 714
Gewerbe, Industrie (gesamt)	542 959	7 626 882	712 092	8 881 932	1 776 386	177 873 982	1 103 704 110	1 281 578 092
Gebäude für Gewerbe und Industrie	448	46 871	536	47 855	9 571	139 431	6 681 084	6 820 515
Gebäude für Gewerbe und Industrie mit Wohnen	9 462	69 856	12 695	92 014	18 403	3 067 055	9 957 458	13 024 513
Produktionsgebäude	101 946	1 522 729	129 487	1 754 162	350 832	32 848 135	217 052 405	249 900 541
Betriebsgebäude	37 552	593 248	47 051	677 851	135 570	11 916 046	84 562 614	96 478 660
Werkstatt	92 486	813 477	114 424	1 020 387	204 077	29 268 043	115 954 316	145 222 359
Werft (Halle)	21 761	69 677	23 937	115 374	23 075	6 529 863	9 931 861	16 461 724

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspoten- zial [kWp]	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Speditonsgebäude	32 636	1 031 167	60 695	1 124 498	224 900	13 340 897	146 984 269
Gebäude für Vorratshaltung	244 108	3 064 027	319 736	3 627 871	725 574	79 906 928	436 751 608	516 658 536
Silo	213	19 192	213	19 619	3 924	56 252	2 735 682	2 791 934
Tank	546	342 190	1 722	344 457	68 891	315 947	48 776 310	49 092 257
Tankstelle	598	35 651	551	36 801	7 360	159 977	5 081 823	5 241 800
Waschstraße Waschanlage Wasch- halle	1 204	18 795	1 044	21 043	4 209	325 408	2 679 119	3 004 527
Büro, Handel, Dienstleistung (ge- samt)	358 991	5 946 157	480 281	6 785 430	1 357 086	114 761 354	847 575 291	962 336 645
Bürogebäude	129 428	2 497 436	171 144	2 798 008	559 602	41 216 080	355 988 675	397 204 755
Geschäftsgebäude	66 279	1 417 433	93 081	1 576 794	315 359	22 279 342	202 043 350	224 322 691
Gebäude für Handel und Dienst- leistungen	75 950	1 237 700	101 914	1 415 564	283 113	24 229 413	176 423 862	200 653 275
Gebäude für Handel und Dienst- leistung mit Wohnen	42 552	274 605	58 100	375 257	75 051	13 375 113	39 142 695	52 517 808
Messehalle	2 898	75 484	2 956	81 338	16 268	814 600	10 759 613	11 574 213
Markthalle	68	5 911	68	6 047	1 209	16 140	842 587	858 727
Gebäude für Beherbergung	0	390	0	390	78	0	55 551	55 551
Hotel Motel Pension	23 093	228 573	28 300	279 966	55 993	6 938 415	32 581 198	39 519 614
Jugendherberge	229	3 952	294	4 475	895	72 840	563 302	636 142
Gebäude für Bewirtung	14 022	139 654	19 809	173 485	34 697	4 555 415	19 906 533	24 461 948
Freizeit- und Vergnügungsstätte	4 473	65 019	4 614	74 106	14 821	1 263 995	9 267 926	10 531 921
Öffentliche Gebäude (gesamt)	341 779	3 612 511	498 116	4 452 407	890 481	113 031 464	514 933 467	627 964 931

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspotenzial [kWp]	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Verwaltungsgebäude	7 509	79 865	9 133	96 507	19 301	2 201 779	11 384 137
Rathaus	2 346	29 521	2 484	34 350	6 870	639 637	4 207 907	4 847 544
Gericht	2 034	30 806	3 359	36 199	7 240	646 911	4 391 068	5 037 979
Gebäude für Sicherheit und Ordnung	1 107	14 402	1 370	16 879	3 376	342 550	2 052 874	2 395 424
Schutzbunker	1 375	69 783	1 342	72 500	14 500	372 731	9 947 045	10 319 776
Polizei	5 015	38 401	5 727	49 143	9 829	1 426 740	5 473 716	6 900 456
Feuerwehr	4 876	31 328	7 815	44 019	8 804	1 671 331	4 465 529	6 136 860
Justizvollzugsanstalt	1 485	49 484	2 130	53 098	10 620	492 950	7 053 535	7 546 485
Zollamt	476	6 257	886	7 618	1 524	178 120	891 820	1 069 940
Kaserne	2 491	11 238	12 008	25 736	5 147	1 838 180	1 601 871	3 440 052
Botschaft Konsulat	170	3 795	262	4 226	845	60 015	540 961	600 976
Kinderkrippe Kindergarten Kindertagesstätte	28 908	189 345	40 543	258 796	51 759	9 412 034	26 989 615	36 401 649
Allgemeinbildende Schule	66 834	1 000 846	88 561	1 156 240	231 248	20 898 231	142 662 245	163 560 476
Berufsbildende Schule	7 947	139 994	11 468	159 409	31 882	2 556 310	19 955 049	22 511 359
Gebäude für Bildung und Forschung	7 551	87 974	25 766	121 292	24 258	4 362 881	12 540 033	16 902 914
Hochschulgebäude (Fachhochschule Universität)	11 507	210 312	16 053	237 872	47 574	3 622 500	29 978 256	33 600 756
Forschungsinstitut	2 245	13 276	2 983	18 504	3 701	695 530	1 892 342	2 587 872
Gebäude für Forschungszwecke	2 519	116 455	3 139	122 112	24 422	804 143	16 599 679	17 403 822
Gebäude für kulturelle Zwecke	6 901	20 974	24 740	52 615	10 523	4 293 412	2 989 696	7 283 107
Schloss	163	66	182	411	82	45 848	9 447	55 295
Theater Oper	3 216	35 606	2 851	41 673	8 335	857 674	5 075 314	5 932 988
Konzertgebäude	246	6 164	256	6 665	1 333	71 107	878 577	949 684

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspoten- zial [kWp]	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach	Flachdach	Schrägdach	gesamt	gesamt	Schrägdächer	Flachdächer	gesamt
	≥ 80 %	81%	< 80 %			(alle)		
Museum	7 171	35 437	10 003	52 611	10 522	2 255 504	5 051 239	7 306 743
Bibliothek Bücherei	1 559	9 343	1 499	12 401	2 480	438 245	1 331 778	1 770 023
Veranstaltungsgebäude	3 550	48 941	3 475	55 966	11 193	976 152	6 976 131	7 952 283
Rundfunk Fernsehen	2 791	45 271	2 340	50 402	10 080	727 640	6 453 030	7 180 670
Gebäude für religiöse Zwecke	5 447	16 436	7 143	29 026	5 805	1 643 673	2 342 822	3 986 495
Kirche	17 953	87 991	24 320	130 264	26 053	5 371 663	12 542 409	17 914 072
Kapelle	2 614	7 028	3 235	12 878	2 576	754 265	1 001 745	1 756 011
Gotteshaus	1 392	5 801	2 479	9 672	1 934	524 633	826 863	1 351 496
Moschee	1 030	7 054	1 121	9 206	1 841	297 785	1 005 555	1 303 340
Synagoge	0	977	0	977	195	0	139 273	139 273
Gemeindehaus	11 540	38 991	15 642	66 173	13 235	3 565 725	5 557 861	9 123 586
Kloster	0	1 446	0	1 446	289	0	206 077	206 077
Friedhofsgebäude	600	9 457	974	11 031	2 206	198 460	1 347 956	1 546 416
Krematorium	9	5 139	9	5 157	1 031	2 448	732 591	735 039
Gebäude für Gesundheitswesen	10 346	135 613	15 940	161 899	32 380	3 518 335	19 330 490	22 848 824
Krankenhaus	15 841	310 882	30 927	357 650	71 530	6 101 551	44 313 682	50 415 233
Gebäude für soziale Zwecke	8 000	43 085	11 187	62 273	12 455	2 538 004	6 141 473	8 679 477
Freizeitheim Vereinsheim Dorfge- meinschaftshaus Bürgerhaus	5 575	31 888	8 006	45 469	9 094	1 845 917	4 545 330	6 391 247
Jugendfreizeitheim	1 743	12 473	1 778	15 994	3 199	473 829	1 777 877	2 251 706
Gebäude für Sportzwecke	17 870	64 317	23 731	105 918	21 184	5 871 301	9 167 848	15 039 150
Gebäude zum Sportplatz	19 974	76 802	24 345	121 121	24 224	6 230 879	10 947 550	17 178 430
Sporthalle Turnhalle	30 774	284 439	37 552	352 765	70 553	9 674 466	40 544 468	50 218 934
Gebäude im Stadion	329	40 455	266	41 050	8 210	81 531	5 766 502	5 848 033
Zuschauertribüne (überdacht)	1 780	7 057	204	9 041	1 808	289 577	1 005 970	1 295 547

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspotenzial [kWp]	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Zuschauertribüne (nicht überdacht)	161	25 864	307	26 331	5 266	56 741	3 686 698
Badegebäude	0	95	0	95	19	0	13 523	13 523
Hallenbad	1 763	46 573	2 565	50 902	10 180	577 710	6 638 627	7 216 337
Gebäude im Freibad	593	3 769	684	5 046	1 009	165 078	537 267	702 344
Reithalle	2 213	2 121	2 231	6 565	1 313	634 562	302 357	936 919
Gebäude im Zoo	1 038	14 741	1 632	17 411	3 482	359 391	2 101 241	2 460 632
Gebäude im botanischen Garten	376	5 570	375	6 321	1 264	101 485	793 996	895 481
Touristisches Informationszentrum	215	676	217	1 107	221	57 327	96 294	153 621
Campingplatzgebäude	617	886	870	2 372	474	206 975	126 228	333 204
Nebengebäude (gesamt)	279 363	2 352 417	379 392	3 011 171	602 234	90 415 479	335 317 423	425 732 903
Schrebergartenhaus	772	10 279	943	11 994	2 399	240 780	1 465 197	1 705 977
Gartenhaus	182 596	468 063	236 448	887 106	177 421	58 099 374	66 718 418	124 817 792
Einzelgarage	4 947	247 649	9 170	261 766	52 353	1 828 372	35 300 273	37 128 645
Doppelgarage	10 970	500 267	31 729	542 966	108 593	5 285 465	71 308 859	76 594 324
Sammelgarage	78 831	1 094 627	99 719	1 273 177	254 635	24 594 484	156 030 007	180 624 492
Einzelcarport	78	3 980	167	4 225	845	30 527	567 256	597 783
Doppelcarport	264	5 710	288	6 263	1 253	75 451	813 900	889 351
Sammelcarport	905	21 843	926	23 674	4 735	261 027	3 113 513	3 374 540
Land- und Forstwirtschaft (gesamt)	323 681	882 227	758 101	1 964 010	392 802	146 627 706	125 754 109	272 381 815
Land- und forstwirtschaftliches Wohngebäude	36 082	13 343	75 589	125 015	25 003	14 222 075	1 901 897	16 123 972

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspotenzial [kWp] gesamt	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt		Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Land- und forstwirtschaftliches Wohn- u. Betriebsgebäude	25 034	8 199	87 963		121 196	24 239	14 379 757
Land- und forstwirtschaftliches Be- triebsgebäude	18	403	0	421	84	3 006	57 456	60 462
Gebäude für Land- und Forstwirt- schaft	29 667	71 717	68 514	169 899	33 980	13 589 040	10 222 718	23 811 758
Treibhaus Gewächshaus	160 361	731 491	406 698	1 298 550	259 710	77 915 959	104 268 000	182 183 960
Scheune und Stall	70 766	54 211	115 226	240 203	48 041	25 698 186	7 727 273	33 425 459
Stall	1 753	2 863	4 110	8 726	1 745	819 684	408 066	1 227 750
Verkehrsgebäude (gesamt)	48 809	1 164 775	66 476	1 280 060	256 012	16 239 102	166 029 053	182 268 154
Parkhaus	1 885	296 120	2 076	300 080	60 016	559 601	42 209 413	42 769 014
Parkdeck	4 643	154 112	3 544	162 299	32 460	1 189 079	21 967 353	23 156 432
Fahrzeughalle	1 982	40 995	7 465	50 441	10 088	1 295 177	5 843 459	7 138 636
Betriebsgebäude für Straßenver- kehr	245	8 478	255	8 978	1 796	70 902	1 208 510	1 279 412
Gebäude zum Busbahnhof	0	2 177	0	2 177	435	0	310 339	310 339
Betriebsgebäude für Schienenver- kehr	7 289	100 925	10 829	119 043	23 809	2 538 016	14 386 060	16 924 075
Bahnhofsgebäude	1 766	48 151	2 572	52 489	10 498	573 626	6 863 510	7 437 136
Betriebsgebäude für Schiffsver- kehr	1 283	20 552	1 917	23 753	4 751	431 462	2 929 548	3 361 010
Empfangsgebäude Schifffahrt	36	23	35	95	19	10 140	3 347	13 487
Betriebsgebäude für Schleuse	5 753	11 971	7 872	25 597	5 119	1 936 449	1 706 382	3 642 831
Schöpfwerk	1 048	1 229	1 143	3 420	684	311 779	175 120	486 898
Bootshaus	13 862	310 444	14 429	338 735	67 747	4 039 656	44 251 246	48 290 902

	Technisches Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Technisches Leistungspotenzial [kWp]	Technisches Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (alle)	Flachdächer	gesamt
	Betriebsgebäude für Flugverkehr Flughafengebäude	8 815	165 849	14 135	188 798	37 760	3 230 683	23 640 405
Flughafengebäude	95	702	95	892	178	23 760	100 032	123 792
Flugzeughalle	108	3 047	107	3 262	652	28 773	434 329	463 102
Überdachung (gesamt)	54 784	1 066 410	72 262	1 193 456	238 691	17 902 515	152 007 842	169 910 356
Ver- und Entsorgung (gesamt)	22 955	410 882	44 115	477 951	95 590	9 119 449	58 567 790	67 687 238
Gebäude zur Versorgung	0	5 290	0	5 290	1 058	0	754 035	754 035
Gebäude zur Versorgungsanlage	988	31 002	1 524	33 513	6 703	344 356	4 419 027	4 763 382
Gebäude für Wasserversorgung	1 748	36 012	3 158	40 918	8 184	671 763	5 133 220	5 804 983
Gebäude für Elektrizitätsversorgung	9 684	112 596	15 826	138 106	27 621	3 440 221	16 049 692	19 489 913
Gebäude für Gasversorgung	2 260	10 097	3 381	15 737	3 147	763 860	1 439 202	2 203 062
Heizwerk	1 028	30 746	1 152	32 926	6 585	296 119	4 382 585	4 678 704
Gebäude an unterirdischen Leitungen	350	10 077	534	10 961	2 192	113 459	1 436 338	1 549 797
Gebäude für Fernmeldewesen	1 070	26 499	1 166	28 735	5 747	305 079	3 777 256	4 082 335
Gebäude zur Entsorgung	339	8 002	433	8 774	1 755	107 639	1 140 686	1 248 325
Gebäude zur Abfallbehandlung	0	155	0	155	31	0	22 086	22 086
Gebäude zur Kläranlage	924	19 525	1 232	21 681	4 336	296 982	2 783 183	3 080 165
Gebäude zur Müllverbrennung	3 692	55 555	8 755	68 003	13 601	1 739 031	7 918 968	9 657 999
Müllbunker	711	56 442	6 810	63 964	12 793	999 313	8 045 387	9 044 701
Toiletten	161	8 882	144	9 188	1 838	41 626	1 266 124	1 307 750

Tabelle 10.3 Realisierbares Flächen-, Leistungs- und Ertragspotenzial für Dach-PV

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspoten- zial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (≥ 80 %)	Flachdächer	gesamt
Dachflächen (gesamt)	8 343 267	35 020 679	0	43 363 945	8 672 789	1 358 152 364	5 008 462 102	6 366 614 466
Wohngebäude (gesamt)	6 369 946	11 958 418	0	18 328 364	3 665 673	1 044 963 249	1 704 573 017	2 749 536 266
Freistehendes EFH	1 967 177	1 707 458	0	3 674 635	734 927	324 103 875	243 383 975	567 487 850
Doppelhaushälfte	720 154	540 727	0	1 260 881	252 176	119 125 146	77 076 094	196 201 240
Reihenhaus	681 001	979 968	0	1 660 969	332 194	111 870 163	139 686 303	251 556 466
Gruppenhaus	546 771	2 027 087	0	2 573 858	514 772	89 350 938	288 944 367	378 295 305
frei Einzel MFH	683 232	544 526	0	1 227 758	245 552	112 146 941	77 617 691	189 764 632
Block geschlossen MFH	1 268 922	4 254 212	0	5 523 134	1 104 627	206 017 442	606 402 521	812 419 963
frei Block MFH	484 359	1 493 115	0	1 977 473	395 495	79 419 619	212 831 070	292 250 689
frei Block HH	7 773	239 027	0	246 800	49 360	1 203 886	34 071 297	35 275 183
Block geschlossen HH	10 557	172 298	0	182 855	36 571	1 725 240	24 559 699	26 284 939
Gewerbe, Industrie (gesamt)	542 959	7 626 882	0	8 169 840	1 633 968	84 892 391	1 103 704 110	1 188 596 501
Gebäude für Gewerbe und Industrie	448	46 871	0	47 319	9 464	70 833	6 681 084	6 751 917
Gebäude für Gewerbe und Industrie mit Wohnen	9 462	69 856	0	79 318	15 864	1 501 962	9 957 458	11 459 420
Produktionsgebäude	101 946	1 522 729	0	1 624 675	324 935	15 962 147	217 052 405	233 014 552
Betriebsgebäude	37 552	593 248	0	630 800	126 160	5 909 939	84 562 614	90 472 553
Werkstatt	92 486	813 477	0	905 962	181 192	14 516 953	115 954 316	130 471 269
Werft (Halle)	21 761	69 677	0	91 438	18 288	3 344 227	9 931 861	13 276 088

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspotenzial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (≥ 80 %)	Flachdächer	gesamt
	Speditionsgebäude	32 636	1 031 167	0	1 063 803	212 761	5 065 324	146 984 269
Gebäude für Vorratshaltung	244 108	3 064 027	0	3 308 135	661 627	38 112 155	436 751 608	474 863 763
Silo	213	19 192	0	19 406	3 881	35 226	2 735 682	2 770 907
Tank	546	342 190	0	342 735	68 547	86 932	48 776 310	48 863 242
Tankstelle	598	35 651	0	36 250	7 250	96 864	5 081 823	5 178 687
Waschstraße Waschanlage Waschhalle	1 204	18 795	0	19 999	4 000	189 830	2 679 119	2 868 949
Büro, Handel, Dienstleistung (gesamt)	358 991	5 946 157	0	6 305 149	1 261 030	57 337 515	847 575 291	904 912 806
Bürogebäude	129 428	2 497 436	0	2 626 864	525 373	20 522 660	355 988 675	376 511 335
Geschäftsgebäude	66 279	1 417 433	0	1 483 712	296 742	10 514 294	202 043 350	212 557 643
Gebäude für Handel und Dienstleistungen	75 950	1 237 700	0	1 313 650	262 730	12 217 389	176 423 862	188 641 251
Gebäude für Handel und Dienstleistung mit Wohnen	42 552	274 605	0	317 157	63 431	6 886 004	39 142 695	46 028 699
Messehalle	2 898	75 484	0	78 382	15 676	481 918	10 759 613	11 241 531
Markthalle	68	5 911	0	5 979	1 196	10 224	842 587	852 812
Gebäude für Beherbergung	0	390	0	390	78	0	55 551	55 551
Hotel Motel Pension	23 093	228 573	0	251 666	50 333	3 696 743	32 581 198	36 277 941
Jugendherberge	229	3 952	0	4 181	836	35 372	563 302	598 674
Gebäude für Bewirtung	14 022	139 654	0	153 676	30 735	2 255 919	19 906 533	22 162 452
Freizeit- und Vergnügungsstätte	4 473	65 019	0	69 492	13 898	716 991	9 267 926	9 984 917
Öffentliche Gebäude (gesamt)	341 779	3 612 511	0	3 954 290	790 858	54 891 559	514 933 467	569 825 026

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspotenzial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (≥ 80 %)	Flachdächer	gesamt
	Verwaltungsgebäude	7 509	79 865	0	87 374	17 475	1 202 592	11 384 137
Rathaus	2 346	29 521	0	31 866	6 373	364 221	4 207 907	4 572 128
Gericht	2 034	30 806	0	32 839	6 568	326 668	4 391 068	4 717 737
Gebäude für Sicherheit und Ordnung	1 107	14 402	0	15 509	3 102	177 481	2 052 874	2 230 355
Schutzbunker	1 375	69 783	0	71 158	14 232	216 684	9 947 045	10 163 729
Polizei	5 015	38 401	0	43 416	8 683	802 112	5 473 716	6 275 828
Feuerwehr	4 876	31 328	0	36 204	7 241	791 797	4 465 529	5 257 326
Justizvollzugsanstalt	1 485	49 484	0	50 969	10 194	241 182	7 053 535	7 294 717
Zollamt	476	6 257	0	6 732	1 346	73 931	891 820	965 751
Kaserne	2 491	11 238	0	13 729	2 746	422 083	1 601 871	2 023 954
Botschaft Konsulat	170	3 795	0	3 965	793	28 261	540 961	569 223
Kinderkrippe Kindergarten Kindertagesstätte	28 908	189 345	0	218 253	43 651	4 664 347	26 989 615	31 653 962
Allgemeinbildende Schule	66 834	1 000 846	0	1 067 680	213 536	10 753 960	142 662 245	153 416 206
Berufsbildende Schule	7 947	139 994	0	147 941	29 588	1 267 877	19 955 049	21 222 927
Gebäude für Bildung und Forschung	7 551	87 974	0	95 526	19 105	1 273 759	12 540 033	13 813 792
Hochschulgebäude (Fachhochschule Universität)	11 507	210 312	0	221 819	44 364	1 839 765	29 978 256	31 818 021
Forschungsinstitut	2 245	13 276	0	15 521	3 104	363 668	1 892 342	2 256 010
Gebäude für Forschungszwecke	2 519	116 455	0	118 973	23 795	403 188	16 599 679	17 002 867
Gebäude für kulturelle Zwecke	6 901	20 974	0	27 875	5 575	1 153 829	2 989 696	4 143 525
Schloss	163	66	0	229	46	27 716	9 447	37 163
Theater Oper	3 216	35 606	0	38 822	7 764	500 316	5 075 314	5 575 630
Konzertgebäude	246	6 164	0	6 409	1 282	39 479	878 577	918 056

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspotenzial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach	Flachdach	Schrägdach	gesamt	gesamt	Schrägdächer	Flachdächer	gesamt
	≥ 80 %	81%	< 80 %			(≥ 80 %)		
Museum	7 171	35 437	0	42 608	8 522	1 149 622	5 051 239	6 200 861
Bibliothek Bücherei	1 559	9 343	0	10 902	2 180	242 588	1 331 778	1 574 366
Veranstaltungsgebäude	3 550	48 941	0	52 491	10 498	572 437	6 976 131	7 548 568
Rundfunk Fernsehen	2 791	45 271	0	48 062	9 612	436 830	6 453 030	6 889 860
Gebäude für religiöse Zwecke	5 447	16 436	0	21 883	4 377	886 544	2 342 822	3 229 367
Kirche	17 953	87 991	0	105 944	21 189	2 975 387	12 542 409	15 517 796
Kapelle	2 614	7 028	0	9 642	1 928	429 329	1 001 745	1 431 074
Gotteshaus	1 392	5 801	0	7 193	1 439	223 370	826 863	1 050 233
Moschee	1 030	7 054	0	8 084	1 617	161 155	1 005 555	1 166 710
Synagoge	0	977	0	977	195	0	139 273	139 273
Gemeindehaus	11 540	38 991	0	50 531	10 106	1 874 129	5 557 861	7 431 990
Kloster	0	1 446	0	1 446	289	0	206 077	206 077
Friedhofsgebäude	600	9 457	0	10 056	2 011	96 292	1 347 956	1 444 248
Krematorium	9	5 139	0	5 148	1 030	1 317	732 591	733 908
Gebäude für Gesundheitswesen	10 346	135 613	0	145 959	29 192	1 671 244	19 330 490	21 001 734
Krankenhaus	15 841	310 882	0	326 723	65 345	2 566 513	44 313 682	46 880 194
Gebäude für soziale Zwecke	8 000	43 085	0	51 085	10 217	1 291 034	6 141 473	7 432 507
Freizeitheim Vereinsheim Dorfge- meinschaftshaus Bürgerhaus	5 575	31 888	0	37 463	7 493	903 266	4 545 330	5 448 596
Jugendfreizeitheim	1 743	12 473	0	14 216	2 843	279 166	1 777 877	2 057 043
Gebäude für Sportzwecke	17 870	64 317	0	82 187	16 437	2 804 776	9 167 848	11 972 624
Gebäude zum Sportplatz	19 974	76 802	0	96 776	19 355	3 138 255	10 947 550	14 085 805
Sporthalle Turnhalle	30 774	284 439	0	315 214	63 043	4 824 873	40 544 468	45 369 341
Gebäude im Stadion	329	40 455	0	40 784	8 157	51 565	5 766 502	5 818 067
Zuschauertribüne (überdacht)	1 780	7 057	0	8 838	1 768	261 924	1 005 970	1 267 894

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspotenzial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (≥ 80 %)	Flachdächer	gesamt
	Zuschauertribüne (nicht überdacht)	161	25 864	0	26 025	5 205	25 212	3 686 698
Badegebäude	0	95	0	95	19	0	13 523	13 523
Hallenbad	1 763	46 573	0	48 336	9 667	281 172	6 638 627	6 919 799
Gebäude im Freibad	593	3 769	0	4 363	873	98 673	537 267	635 939
Reithalle	2 213	2 121	0	4 334	867	340 396	302 357	642 753
Gebäude im Zoo	1 038	14 741	0	15 779	3 156	171 310	2 101 241	2 272 550
Gebäude im botanischen Garten	376	5 570	0	5 946	1 189	63 277	793 996	857 273
Touristisches Informationszentrum	215	676	0	891	178	36 843	96 294	133 138
Campingplatzgebäude	617	886	0	1 502	300	98 142	126 228	224 370
Nebengebäude (gesamt)	279 363	2 352 417	0	2 631 779	526 356	44 966 352	335 317 423	380 283 775
Schrebergartenhaus	772	10 279	0	11 051	2 210	123 473	1 465 197	1 588 670
Gartenhaus	182 596	468 063	0	650 658	130 132	29 308 346	66 718 418	96 026 764
Einzelgarage	4 947	247 649	0	252 596	50 519	805 005	35 300 273	36 105 279
Doppelgarage	10 970	500 267	0	511 237	102 247	1 772 472	71 308 859	73 081 330
Sammelgarage	78 831	1 094 627	0	1 173 458	234 692	12 757 239	156 030 007	168 787 247
Einzelcarport	78	3 980	0	4 057	811	12 062	567 256	579 318
Doppelcarport	264	5 710	0	5 974	1 195	43 387	813 900	857 287
Sammelcarport	905	21 843	0	22 748	4 550	144 368	3 113 513	3 257 880
Land- und Forstwirtschaft (gesamt)	323 681	882 227	0	1 205 908	241 182	51 169 918	125 754 109	176 924 027
Land- und forstwirtschaftliches Wohngebäude	36 082	13 343	0	49 425	9 885	5 865 968	1 901 897	7 767 865

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspotenzial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (≥ 80 %)	Flachdächer	gesamt
	Land- und forstwirtschaftliches Wohn- u. Betriebsgebäude	25 034	8 199	0	33 233	6 647	3 995 870	1 168 699
Land- und forstwirtschaftliches Betriebsgebäude	18	403	0	421	84	3 006	57 456	60 462
Gebäude für Land- und Forstwirtschaft	29 667	71 717	0	101 385	20 277	4 712 603	10 222 718	14 935 321
Treibhaus Gewächshaus	160 361	731 491	0	891 852	178 370	25 071 366	104 268 000	129 339 367
Scheune und Stall	70 766	54 211	0	124 977	24 995	11 245 886	7 727 273	18 973 159
Stall	1 753	2 863	0	4 616	923	275 219	408 066	683 285
Verkehrsgebäude (gesamt)	48 809	1 164 775	0	1 213 585	242 717	7 580 643	166 029 053	173 609 696
Parkhaus	1 885	296 120	0	298 005	59 601	288 250	42 209 413	42 497 664
Parkdeck	4 643	154 112	0	158 754	31 751	705 036	21 967 353	22 672 389
Fahrzeughalle	1 982	40 995	0	42 977	8 595	325 600	5 843 459	6 169 059
Betriebsgebäude für Straßenverkehr	245	8 478	0	8 723	1 745	37 928	1 208 510	1 246 438
Gebäude zum Busbahnhof	0	2 177	0	2 177	435	0	310 339	310 339
Betriebsgebäude für Schienenverkehr	7 289	100 925	0	108 214	21 643	1 128 597	14 386 060	15 514 657
Bahnhofsgebäude	1 766	48 151	0	49 917	9 983	290 604	6 863 510	7 154 114
Betriebsgebäude für Schiffsverkehr	1 283	20 552	0	21 836	4 367	207 347	2 929 548	3 136 894
Empfangsgebäude Schifffahrt	36	23	0	59	12	5 679	3 347	9 026
Betriebsgebäude für Schleuse	5 753	11 971	0	17 724	3 545	884 935	1 706 382	2 591 317
Schöpfwerk	1 048	1 229	0	2 277	455	165 088	175 120	340 207
Bootshaus	13 862	310 444	0	324 306	64 861	2 120 147	44 251 246	46 371 393

	Realisierbares Flächenpotenzial je Kategorie [m ²]				Realisierbares Leistungspotenzial [kWp]	Realisierbares Ertragspotenzial pro Kategorie in [kWh]		
	Schrägdach ≥ 80 %	Flachdach 81%	Schrägdach < 80 %	gesamt	gesamt	Schrägdächer (≥ 80 %)	Flachdächer	gesamt
	Betriebsgebäude für Flugverkehr	8 815	165 849	0	174 664	34 933	1 390 262	23 640 405
Flughafengebäude	95	702	0	797	159	15 157	100 032	115 189
Flugzeughalle	108	3 047	0	3 155	631	16 013	434 329	450 342
Überdachung (gesamt)	54 784	1 066 410	0	1 121 193	224 239	8 656 439	152 007 842	160 664 280
Ver- und Entsorgung (gesamt)	22 955	410 882	0	433 837	86 767	3 694 298	58 567 790	62 262 087
Gebäude zur Versorgung	0	5 290	0	5 290	1 058	0	754 035	754 035
Gebäude zur Versorgungsanlage	988	31 002	0	31 989	6 398	158 920	4 419 027	4 577 946
Gebäude für Wasserversorgung	1 748	36 012	0	37 760	7 552	278 788	5 133 220	5 412 009
Gebäude für Elektrizitätsversorgung	9 684	112 596	0	122 280	24 456	1 576 243	16 049 692	17 625 935
Gebäude für Gasversorgung	2 260	10 097	0	12 357	2 471	372 819	1 439 202	1 812 021
Heizwerk	1 028	30 746	0	31 774	6 355	167 245	4 382 585	4 549 830
Gebäude an unterirdischen Leitungen	350	10 077	0	10 427	2 085	57 694	1 436 338	1 494 032
Gebäude für Fernmeldewesen	1 070	26 499	0	27 570	5 514	176 396	3 777 256	3 953 652
Gebäude zur Entsorgung	339	8 002	0	8 341	1 668	50 699	1 140 686	1 191 384
Gebäude zur Abfallbehandlung	0	155	0	155	31	0	22 086	22 086
Gebäude zur Kläranlage	924	19 525	0	20 449	4 090	149 582	2 783 183	2 932 765
Gebäude zur Müllverbrennung	3 692	55 555	0	59 247	11 849	568 274	7 918 968	8 487 242
Müllbunker	711	56 442	0	57 154	11 431	112 370	8 045 387	8 157 758
Toiletten	161	8 882	0	9 044	1 809	25 267	1 266 124	1 291 391

Tabelle 10.4 Anbauflächen verschiedener Ertragspflanzen in Hamburg mit Bewertung ihrer Agri-PV-Eignung

		Anbaufläche in HH [ha]	davon unter hohen begehbaren Schutzabdeckungen	besonders geeignet	insgesamt geeignet	ungeeignet
Landwirtschaftlich genutzte Fläche		14 560				
davon	Dauergrünland	6 856				
	Ackerland und Gartenbau	5 520				
	Dauerkulturen	2 181				
Dauergrünland		6 856				
	ertragsarmes Dauergrünland	136		x		
	Wiese	774		x		
	Weide	5946		x		
Ackerland und Gartenbau		5 520				
Ackerland						
Getreide zur Körnergewinnung	Weizen, Dinkel	1 042			x	
	Roggen	270			x	
	Hafer	209			x	
	Gerste	710			x	
	restliches Getreide	155			x	
Futter-, Energie und Rohstoffpflanzen	Feld- und Klee gras	349			x	
	kleinkörnige Leguminosen	221			x	
	Hanf	150		x		
	andere Pflanzen zur Grünernte	7			x	
	Silomais	949				x
Hackfrüchte	Kartoffeln	13		x		
	Knollensellerie	4		x		
	Zuckerrübe	5		x		
Hülsenfrüchte	Ackerbohne (Dicke Bohne, Saubohne)	108			x	
	Ackererbse (Grünfuttererbse)	k. A.			x	

		Anbaufläche in HH [ha]	davon unter hohen begehbaren Schutzabdeckungen	besonders geeignet	insgesamt geeignet	ungeeignet
Ölfrüchte	(Winter)Raps	385			x	
	Sonnenblume	k. A.				x

Gartenbauliche Kulturen

		Anbaufläche in HH [ha]		besonders geeignet	insgesamt geeignet	ungeeignet
Kohlgemüse	Blumenkohl	7,2				x
	Brokkoli	1,3				x
	Chinakohl	3,7				x
	Grünkohl	2,6				x
	Kohlrabi	11,6		x		
	Rosenkohl	0,5				x
	Rotkohl	0,6		x		
	Weißkohl	9,3		x		
	Wirsing	5,3		x		
Blatt- und Stängelgemüse	alle	521,5		(x)	x	(x)
	Eichblattsalat	16,2		x		
	Eissalat	0,2		x		
	Endiviensalat	1,8		x		
	Feldsalat	k. A.	7,93	x		
	Kopfsalat	5,8	0,98	x		
	Lollo Salat	82,1	11,45	x		
	Radicchio	4,7		x		
	Romanasalat	19,6		x		
	Rucolasalat	k. A.		x		
	sonstige Salate	3,3		x		
	Spinat	4,7				x
	Rhabarber	12				x
	Porree (Lauch)	2,6			x	
	Spargel	0		x		
	Stauden- und Stängensellerie	7,8			x	
	Paprika	k. A.	0,4	unbekannt		
Wurzel- und Knollengemüse	Knollensellerie	4,2		x		
	Möhren und Karotten	14,6	0,3		x	
	Radies	k. A.	0,44		x	
	Rettich	k. A.		unbekannt		
	Rote Rübe (Rote Bete)	2,8		unbekannt		
	Bundzwiebeln (Frühlingszwiebeln)	0,2				x

		Anbaufläche in HH [ha]	davon unter hohen begehrbaren Schutzabdeckungen	besonders geeignet	insgesamt geeignet	ungeeignet
Fruchtgemüse	Speisezwiebeln (Trockenzwiebeln, Schalotten)	0,5				x
	Einlegegurke	k. A.		x		
	Salatgurke	k. A.	4,99	unbekannt		
	Speisekürbis (Hokkaido, Butternuss, Riesenkürbis)	28				x
	Zucchini	1,5			x	
	Zuckermais	0,7				x
	Tomaten	k. A.	5,78		x	
Hülsenfrüchte	Buschbohnen	k. A.			x	(x)
	Stangenbohnen	k. A.			x	(x)
	Dicke Bohnen	0,1			x	(x)
	Frischerbsen zum Drusch (ohne Hülsen)	0			x	(x)
	Frischerbsen zum Pflücken (mit Hülsen)	k. A.			x	(x)
Sonstige Gemüsearten	8,4	3,97		x	(x)	
Dauerkulturen		2 181				
Obstkulturen	Baum und Beerenobst einschl. Nüsse	1 664				
	Baumobst	1 573				
Kernobst	Äpfel	1 457	k. A.	x		
	Birnen	37			x	
	Quitten	0,5			x	
Steinobst, Steinfrüchte	Süßkirschen	59			x	
	Sauerkirschen	2			x	
	Pflaumen + Zwetschgen	17			x	
	Mirabellen + Renekloden	1,5			x	
	Aprikosen	1			x	
Beerenobst	Erdbeere	6			x	
	Himbeere	k. A.			x	
	schwarze Johannisbeere	k. A.			x	
	Heidelbeere	k. A.			x	
	Holunder	k. A.			x	
	Brombeere	k. A.			x	

		Anbaufläche in HH [ha]	davon unter hohen begehrbaren Schutzabdeckungen	besonders geeignet	insgesamt geeignet	ungeeignet
Nüsse	Walnüsse	1			x	(x)
	Haselnüsse	k. A.			x	(x)
Baumschulen		455				
Sonderkulturen	Weinbau	0			x	
	Heilkräuter, Duft- und Gewürzpflanzen	34	k. A.	(x)	x	(x)
	Kamille	k. A.				x
	Pfefferminze	k. A.		x		
	Melisse	k. A.		x		
	Johanniskraut	k. A.				x
	Bärlauch	k. A.		x		
	Waldmeister	k. A.		x		
	Schnittlauch	k. A.		x		
	Petersilie	k. A.				unbekannt
	Schafgarbe	k. A.				unbekannt
	Zitronenmelisse	k. A.				unbekannt
	Baldrian	k. A.				unbekannt
	Spitzwegerich	k. A.				unbekannt
	Lein und Körnersenf	k. A.				unbekannt
	Kümmel	k. A.				unbekannt
	Thymian	k. A.				unbekannt
	Dill	k. A.				unbekannt
Rosenwurz	k. A.				unbekannt	

Handreichung zu den Fallbeispielen

Die zugehörigen Erläuterungstexte befinden sich in
Kapitel 5 und 6 der Studie.

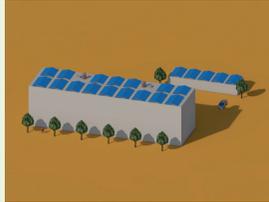
Wohnen 57,22%

Privatpersonen
31,88%



Einfamilienhaus
13,14%

Wohnungswirtschaft
25,34%



Mehrfamilienhaus
23,19%



Reihenhaus
(inkl. Doppel- und Gruppenhäuser)
15,77%

Nebengebäude (Wohnen)

Gartenhäuser,
Garagen, Carports

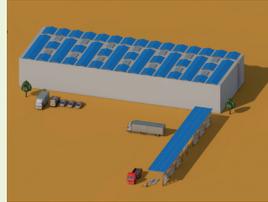
2,97%

Sammelgaragen
-und Carports

2,15%

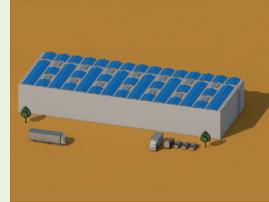
Gewerbe & Industrie 16,05%

Produktion
8,16%

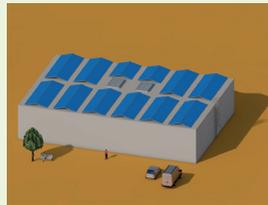


Produktionsgebäude
(inkl. Werft)
4,31%

Logistik
7,89%



Logistikhalle
1,83%



Werkstatt
1,89%



Vorratshaltung
6,06%

Nebengebäude (Gewerbe & Industrie)

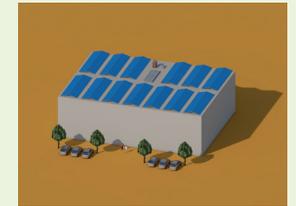
Überdachungen &
Außenlager

1,96%

Handel & Dienstleistung 10,31%



Einzelhandel
3,13%

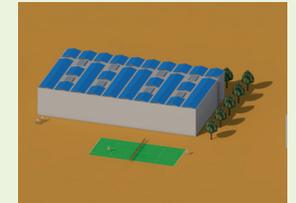


Bürogebäude
(inkl. Geschäftsgebäude)
7,18%

Öffentliche Gebäude 4,55%

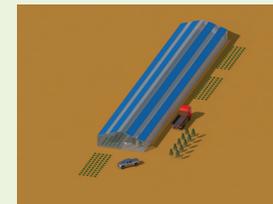


Schule
(inkl. Bildungsbauten)
3,46%



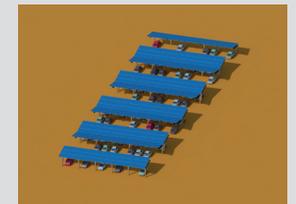
Sporthalle
(inkl. Hallenbäder)
1,09%

Land / Forstwirtschaft 3,69%



Treibhaus
(inkl. Ställe)

Solar-Carport



Parkplatz

Die 12 größten Dachflächentypen in Hamburg mit ihrem jeweiligen Anteil an der Gesamtdachfläche Hamburgs (79 km²) sowie Parkplatz-PV

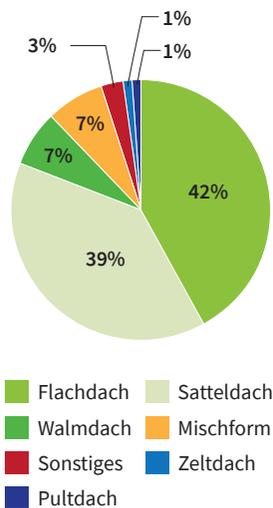
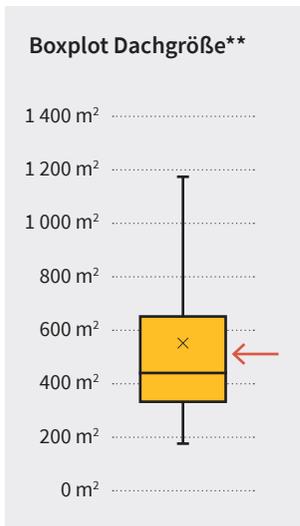
(Prozentangaben / rot: Anteil der übergeordneten Nutzungskategorien, grün: Anteil der jeweiligen Subkategorien, blau: Anteil des konkreten Typs)



Mehrfamilienhaus

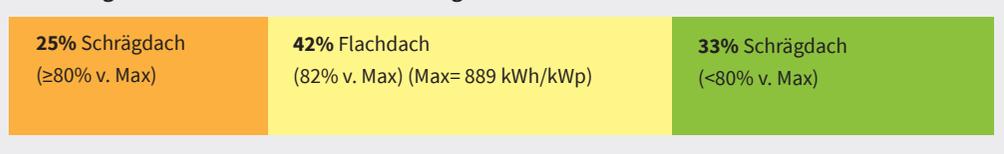
(freistehend und Blockrand, ohne Hochhäuser)

Rang (Dachfläche): 1 (23,19 %)
Gesamtdachfläche: 18,26 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 2,51 GWp
Anzahl Gebäude: 49 000



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag



Randbedingungen

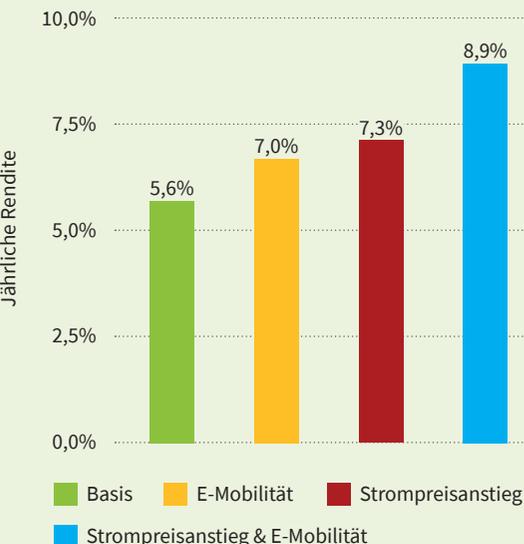
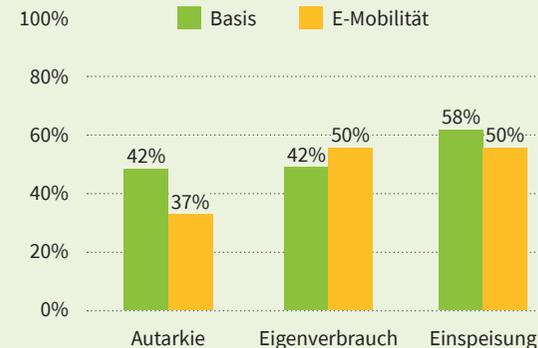
Eigentümer: WEG / Wohnungswirtschaft
Aufwand-Nutzen-Disparität: Ja. Bei WEG zudem gemeinsame Investitionsentscheidung nötig
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: i. d. R. unproblematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: höhere Nachbargebäude
Eigenverschattung: Schornstein, Fahrstuhl, Attika, Dachausstieg, Satellitenschüssel
Optischer Anspruch: mittel (5. Fassade), ggf. Blendung
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Sammelgaragen, -carports

Beispielgebäude

Dachform: Flachdach
Dachfläche: 500 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 550 m²
Breite: 44 m
Tiefe: 12,50 m
Höhe: 12 m
Geschosse: 4
BGF: 2 200 m²
Volumen: 6 600 m³
Autos: 20 (0,8 je WE)
PV-Kapazität: 100 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 70 640 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 880 kWh/kW
- Autarkie und Eigenverbrauch in ähnlicher Größenordnung
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 8 %-Pkt.

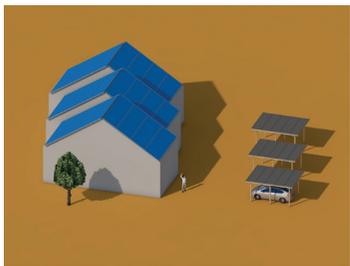


Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 12,99 €cent/kWh
- Kapitalwert von 117k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 104k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um 1,4 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 30 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 8 Jahre

Qualitative Betrachtung:

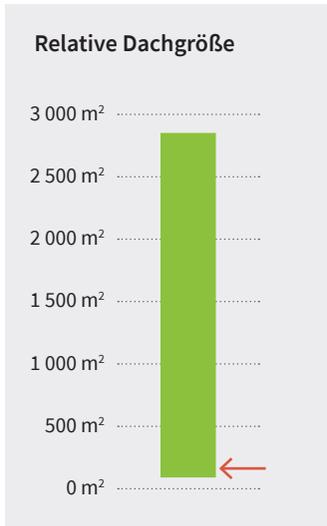
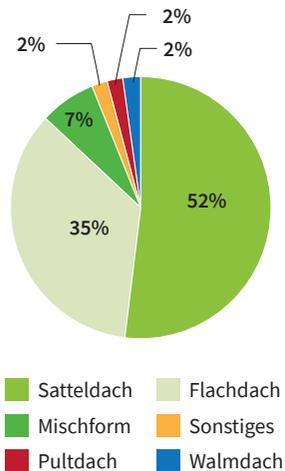
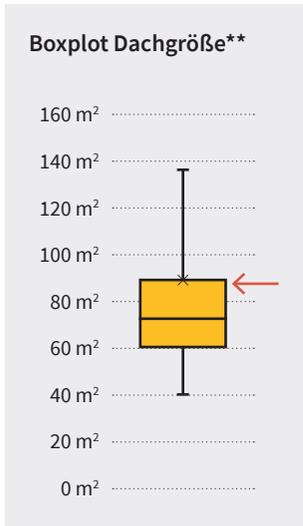
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Mehrfamilienhäusern entsteht für die Wohnungswirtschaft eine zusätzliche Einnahmequelle, während die Mieter:innen günstigeren und lokal bereitgestellten Strom aus erneuerbaren Energien beziehen können.
- Hindernisse: Eine Aufwand-Nutzen-Disparität, welche durch das Mieterstromkonzept bereits teilweise adressiert ist.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Mehrfamilienhäusern ermöglicht theoretisch eine Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs. Aufgrund der Aufwand-Nutzen-Disparität zwischen der Wohnungswirtschaft und den Mieter:innen sind PV-Anlagen zunächst ohne Batteriespeicher zu empfehlen.
- Wärmeversorgung
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Mehrfamilienhäuser.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser für die Mieter:innen von Mehrfamilienhäusern. Aufgrund einer unklaren Verteilung und Abrechnung der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen zunächst zu empfehlen.



Reihenhaus

(inkl. Doppel- und Gruppenhäuser)

Rang (Dachfläche): 2 (15,77 %)
Gesamtdachfläche: 12,42 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 1,67 GWp
Anzahl Gebäude: 96 727



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.



Randbedingungen

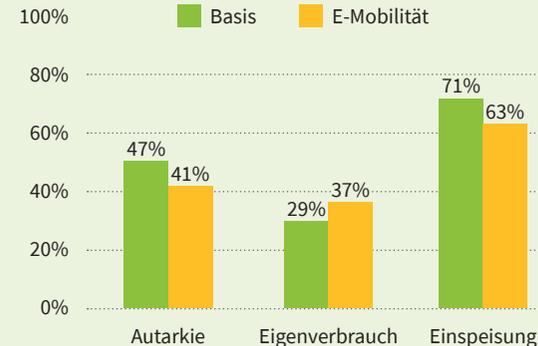
Eigentümer: Privatperson
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein
Montageart: dachparallel, Dachhaken
Auflast: 20 – 30 kg/m²
Statik: i. d. R. unproblematisch
Ausrichtung: nicht optimierbar
Flächenkonkurrenz: Dachflächenfenster, Abstandsflächen
Belegungsgrad: Ø 60%
Fremdverschattung: Bäume, Nachbargebäude
Eigenverschattung: Gauben, Schornstein, Entlüftungsröhre, Satellitenschüssel
Optischer Anspruch: sehr hoch (5. Fassade)
Dachsaniierungszyklus: 50 – 70 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Carport, Gartenhaus

Beispielgebäude

Dachform: Satteldach
Dachfläche: 2 x 45 m²
Neigung: 35°
Ausrichtung: Ost & West
Grundfläche: 75 m²
Breite: 6 m
Tiefe: 12,50 m
Höhe: 7,50 m
Geschosse: 1,5
BGF: 120 m²
Volumen: 450 m³
Autos: 1 (1 je WE)
PV-Kapazität: 10 kWp

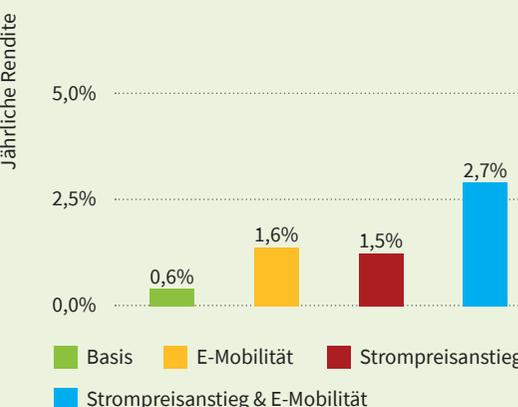
Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 6 700 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 520 kWh/kW
- Autarkie ca. doppelt so hoch wie der Eigenverbrauch
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 8 %-Pkt.



Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 18,12 €cent/kWh
- Kapitalwert von 1 700 € im Basis-Szenario bei Investitionen von 14 500 €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um 1 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 1 %-Pkt. zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 17 Jahre



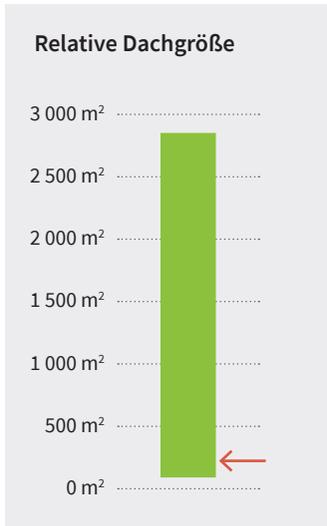
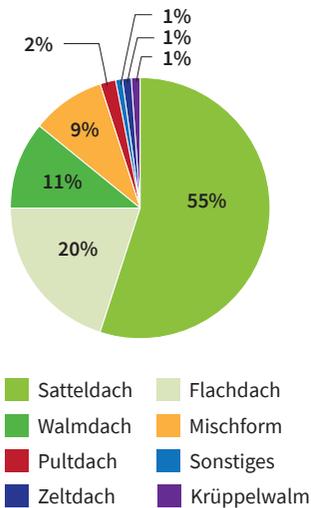
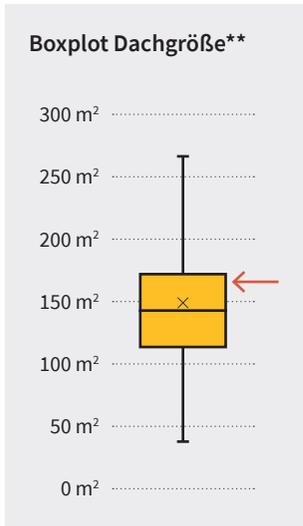
Qualitative Betrachtung:

- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Reihenhäusern können die Strombezugskosten gesenkt werden. Ebenfalls ermöglicht eine PV-Anlage eine teilweise sowohl autarke als auch nachhaltige Strombereitstellung. Zusätzlich erhöht sich in den meisten Fällen der Immobilienwert eines Reihenhauses.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie des wirtschaftlichen Mehrwertes einer PV-Anlage kann bestehen. Zusätzlich ist potenziell ein Kredit für die Durchführung der entsprechenden Investitionen nötig.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Reihenhäusern ermöglicht eine weitere Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs. Aufgrund der zusätzlichen Investitionen kann sich die Amortisationszeit verlängern. Zukünftig könnten E-Pkw diese Funktionalität eines Batteriespeichers durch bidirektionales Laden übernehmen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen einen Mehrwert leisten. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Reihenhäusern.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser für Reihenhäuser. Aufgrund der verringerten Einsatzmöglichkeiten der thermischen Energie im Vergleich zu elektrischer Energie, sind PV- und PVT-Anlagen zunächst zu empfehlen.



Freistehendes Einfamilienhaus

Rang (Dachfläche): 3 (13,14 %)
Gesamtdachfläche: 10,35 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 1,33 GWp
Anzahl Gebäude: 81 096



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag

35% Schrägdach (≥80% v. Max)	20% Flachdach (82% v. Max) (Max= 889 kWh/kWp)	45% Schrägdach (<80% v. Max)
--	--	--

Randbedingungen

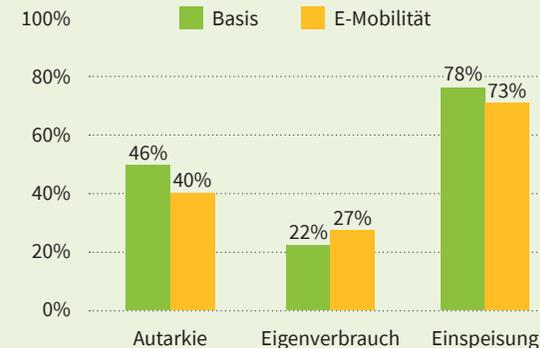
Eigentümer: Privatperson
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein
Montageart: dachparallel, Dachhaken
Auflast: 20 – 30 kg/m²
Statik: i. d. R. unproblematisch
Ausrichtung: nicht optimierbar
Flächenkonkurrenz: Dachflächenfenster
Belegungsgrad: Ø 60%
Fremdverschattung: Bäume, Nachbargebäude
Eigenverschattung: Gauben, Schornstein, Entlüftungsröhre, Satellitenschüssel
Optischer Anspruch: sehr hoch (5. Fassade)
Dachsanierungszyklus: 50 – 70 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Carport, Gartenhaus

Beispielgebäude

Dachform: Satteldach
Dachfläche: 2 x 85 m²
Neigung: 45°
Ausrichtung: Süd & Nord
Grundfläche: 120 m²
Breite: 12 m
Tiefe: 10 m
Höhe: 8 m
Geschosse: 1,5
BGF: 180 m²
Volumen: 750 m³
Autos: 1 (1 je WE)
PV-Kapazität: 10 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 8 700 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 520 kWh/kW
- Autarkie ca. doppelt so hoch wie der Eigenverbrauch
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 5 %-Pkt.



Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 13,96 €cent/kWh
- Kapitalwert von 3 800 € im Basis-Szenario bei Investitionen von 14 500 €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um 1 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 1 %-Pkt. zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 15 Jahre

Qualitative Betrachtung:

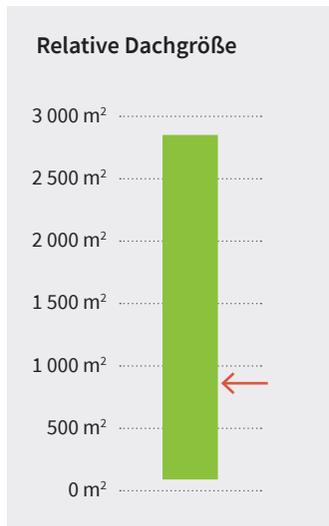
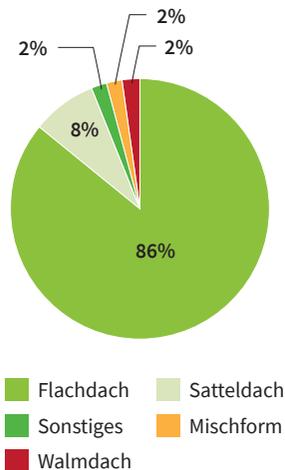
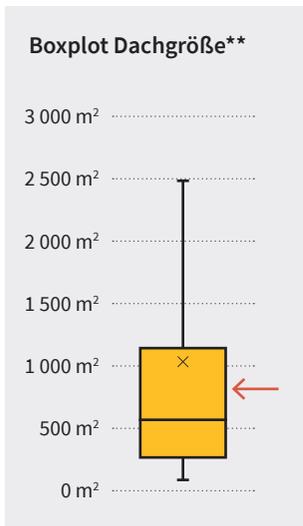
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Einfamilienhäusern können die Strombezugskosten gesenkt werden. Ebenfalls ermöglicht eine PV-Anlage eine teilweise sowohl autarke als auch nachhaltige Strombereitstellung. Zusätzlich erhöht sich in den meisten Fällen der Immobilienwert des Einfamilienhauses.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie des wirtschaftlichen Mehrwertes einer PV-Anlage kann bestehen. Zusätzlich ist potenziell ein Kredit für die Durchführung der entsprechenden Investitionen nötig.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Einfamilienhäusern ermöglicht eine weitere Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs. Aufgrund der zusätzlichen Investitionen kann sich die Amortisationszeit verlängern. Zukünftig könnten E-Pkw diese Funktionalität eines Batteriespeichers durch bidirektionales Laden übernehmen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen einen Mehrwert leisten. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Einfamilienhäuser.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser für Einfamilienhäuser. Aufgrund der verringerten Einsatzmöglichkeiten der thermischen Energie im Vergleich zu elektrischer Energie, sind PV- und PVT-Anlagen zunächst zu empfehlen.



Bürogebäude

(inkl. Geschäftsgebäude)

Rang (Dachfläche): 4 (7,18 %)
Gesamtdachfläche: 5,66 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 559,60 MWp
Anzahl Gebäude: 7 134



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag

7% Schrägdach (≥80% v. Max)	86% Flachdach (82% v. Max) (Max= 889 kWh/kWp)	7% Schrägdach (<80% v. Max)
--	--	--

Randbedingungen

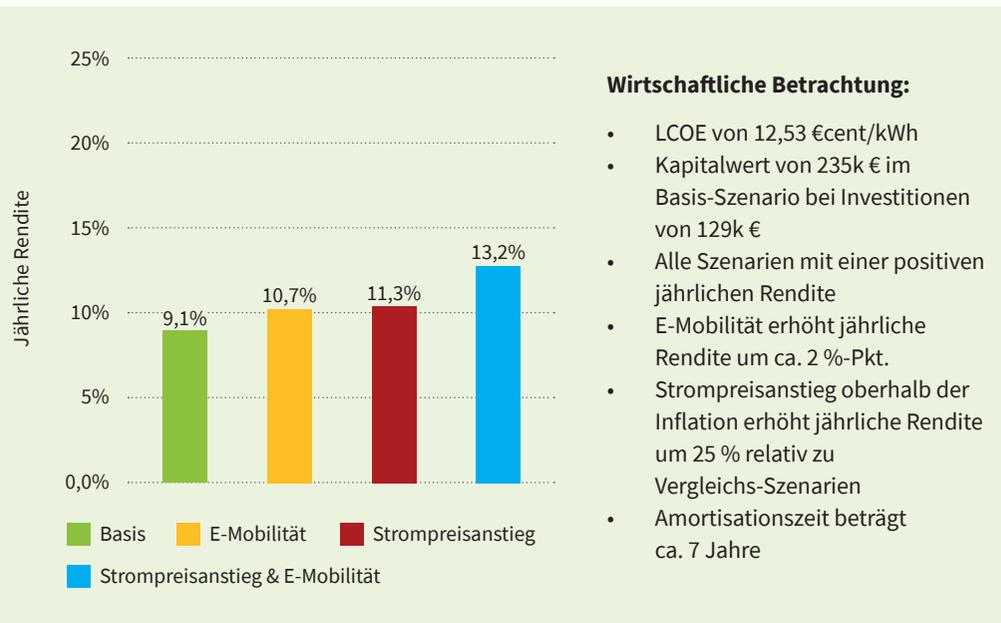
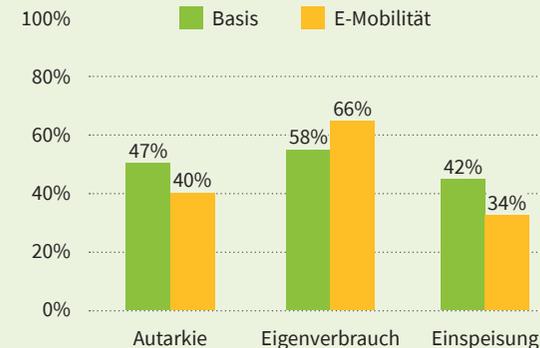
Eigentümer: Immobilienwirtschaft
Aufwand-Nutzen-Disparität: Ja
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: i. d. R. unproblematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: höhere Nachbargebäude, sehr hohe Bäume
Eigenverschattung: Schornstein, Dachaufbauten, Fahrstuhl, Dachausstieg, Attika
Optischer Anspruch: mittel (5. Fassade), ggf. Blendung
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: keine

Beispielgebäude

Dachform: Flachdach
Dachfläche: 800 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 850 m²
Breite: 34 m
Tiefe: 25 m
Höhe: 10 m
Geschosse: 3
BGF: 2 550 m²
Volumen: 8 500 m³
Autos: 32
(1 je 80 m²)
PV-Kapazität: 128 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 91 100 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 1 100 kWh/kW
- Eigenverbrauch ist 11 %-Pkt. höher als die Autarkie
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 8 %-Pkt.



Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 12,53 €cent/kWh
- Kapitalwert von 235k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 129k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um ca. 2 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 25 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 7 Jahre

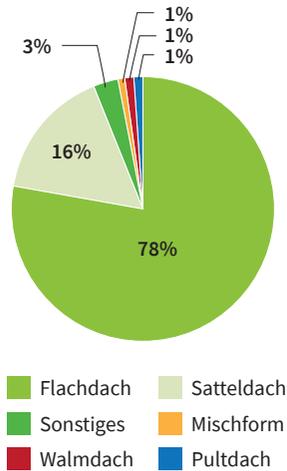
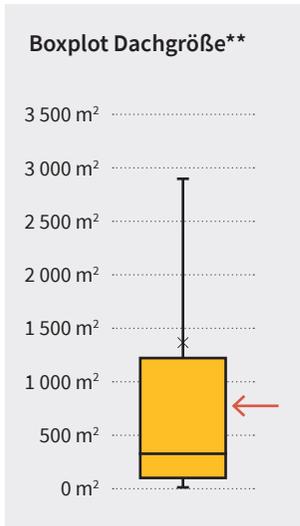
Qualitative Betrachtung:

- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Bürogebäuden können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden, bei einer überdurchschnittlich hohen jährlichen Rendite.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte. Bei mehreren Unternehmen innerhalb eines Bürogebäudes auch eine Aufwand-Nutzen-Disparität möglich.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Bürogebäuden ist aufgrund des benötigten Platzbedarfes sowie der unpassenden Lastprofile (selten Nachfrage in den Abendstunden) nicht zu empfehlen. Eine Steigerung des Eigenverbrauchs durch die Installation einer Ladeinfrastruktur für E-Pkw erscheint vielversprechender.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Bürogebäude.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Bürogebäude zunächst zu empfehlen.



Gebäude zur Vorratshaltung

Rang (Dachfläche): 5 (7,18 %)
Gesamtdachfläche: 4,77 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 725,57 MWp
Anzahl Gebäude: 6 129



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag



Randbedingungen

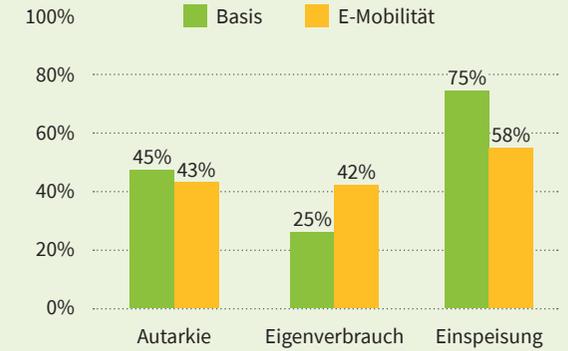
Eigentümer: Unternehmen/Betriebe
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein. Aber ein Pächter benötigt die Zustimmung des Eigentümers.
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: eher problematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: höhere Nachbargebäude, hohe Bäume
Eigenverschattung: selten (TGA), Attika
Optischer Anspruch: gering
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Außenlager, Überdachungen

Beispielgebäude

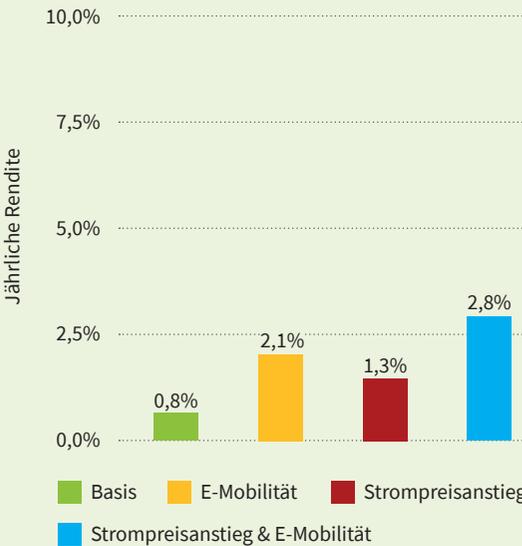
Dachform: Flachdach
Dachfläche: 750 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 800 m²
Breite: 40 m
Tiefe: 20 m
Höhe: 8 m
Geschosse: 1
BGF: 800 m²
Volumen: 6 400 m³
Autos: 4 + 1 LKW
(1 je 200 m²)
PV-Kapazität: 48 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 34 200 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 500 kWh/kW
- Autarkie doppelt so hoch wie der Eigenverbrauch
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 17 %-Pkt.



Wirtschaftliche Betrachtung:

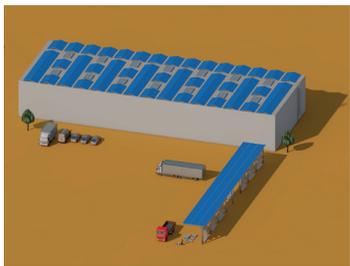


Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 14,28 €cent/kWh
- Kapitalwert von 19k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 122k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um ca. 1,5 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um ca. 50 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 14 Jahre

Qualitative Betrachtung:

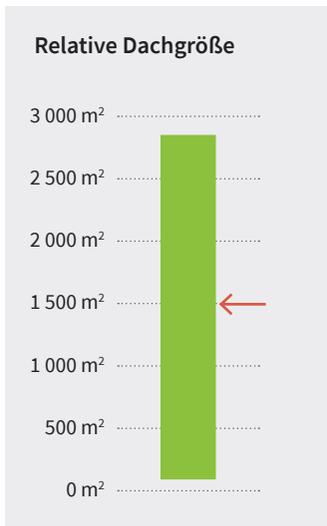
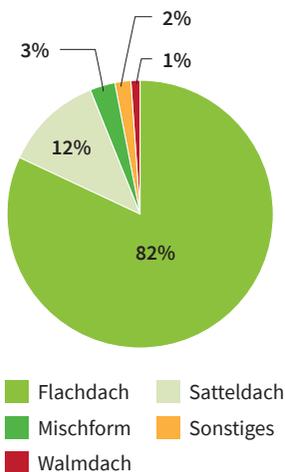
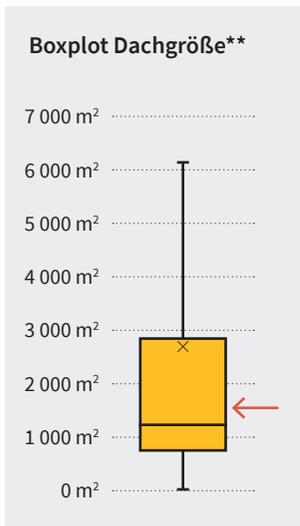
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Gebäuden der Vorratshaltung können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte. Eine Integration der E-Mobilität in die Gebäuden der Vorratshaltung ist für eine relevante jährliche Rendite notwendig.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Gebäuden der Vorratshaltung ist aufgrund der benötigten Speichergröße sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ist eher nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Gebäuden der Vorratshaltung.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Gebäuden der Vorratshaltung zunächst zu empfehlen.



Produktionsgebäude

(inkl. Werften)

Rang (Dachfläche): 6 (4,31 %)
Gesamtdachfläche: 3,40 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 519,05 MWp
Anzahl Gebäude: 2 934



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag

9% Schrägdach (≥80% v. Max)	82% Flachdach (82% v. Max) (Max= 889 kWh/kWp)	9% Schrägdach (<80% v. Max)
--	--	--

Randbedingungen

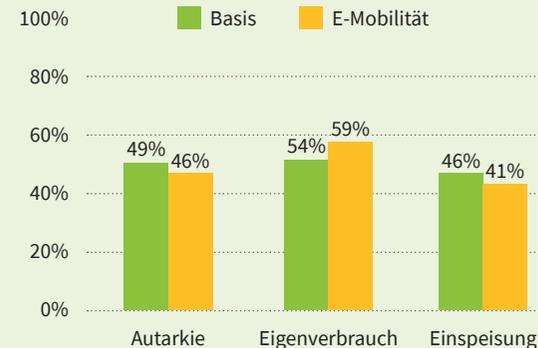
Eigentümer: Unternehmen/Betriebe
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein. Aber ein Pächter benötigt die Zustimmung des Eigentümers.
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: eher problematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: eher selten, sehr hohe Bäume
 höhere Nachbargebäude
 selten (TGA), Attika
Eigenverschattung: gering (ggf. zur Imagebildung)
Optischer Anspruch: gering (ggf. zur Imagebildung)
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Außenlager, Überdachungen

Beispielgebäude

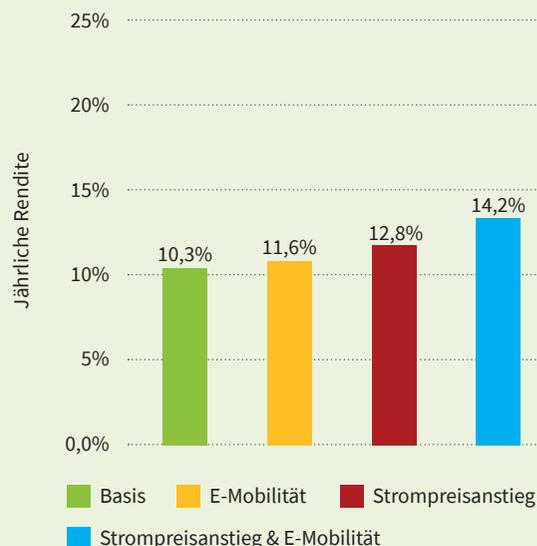
Dachform: Flachdach
Dachfläche: 1 500 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 1 700 m²
Breite: 68 m
Tiefe: 25 m
Höhe: 10 m
Geschosse: 2
BGF: 3 400 m²
Volumen: 17 000 m³
Autos: 34 + 1 LKW
 (1 je 100 m²)
PV-Kapazität: 280 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 199 MWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 970 kWh/kW
- Eigenverbrauch ist 5 %-Pkt. höher als die Autarkie
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 5 %-Pkt.



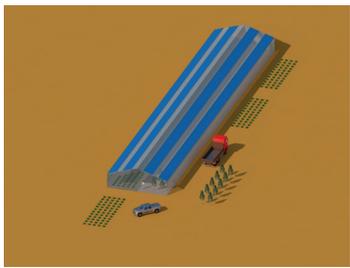
Wirtschaftliche Betrachtung:



- LCOE von 11,14 €cent/kWh
- Kapitalwert von 506k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 245k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um 1,4 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 25 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 5 Jahre

Qualitative Betrachtung:

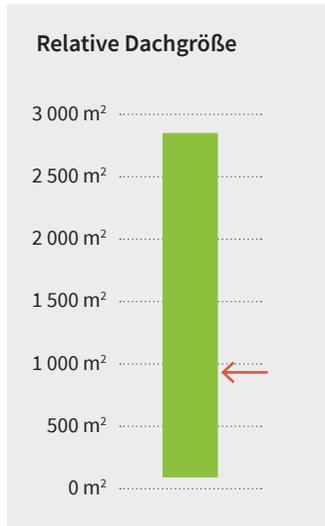
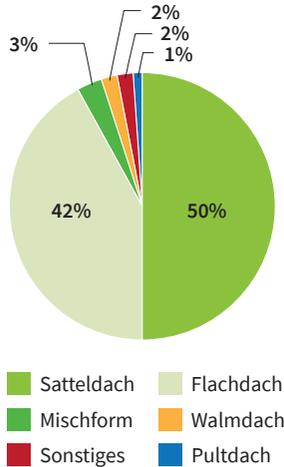
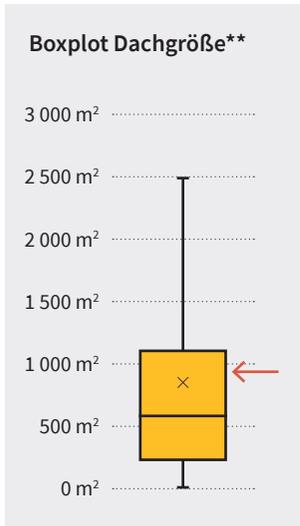
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Produktionsgebäuden können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden, bei einer überdurchschnittlich hohen jährlichen Rendite. Zusätzlich die Option die produzierten Güter als nachhaltiger hergestellt zu bewerben.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Produktionsgebäuden ist aufgrund der benötigten Speichergröße sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Produktionsgebäude.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Produktionsgebäude zunächst zu empfehlen.



Treibhaus

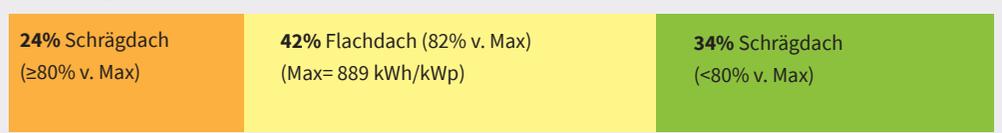
(inkl. Ställe)

Rang (Dachfläche): 7 (3,69 %)
Gesamtdachfläche: 2,91 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 392,80 MWp
Anzahl Gebäude: 7 786



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag



Randbedingungen

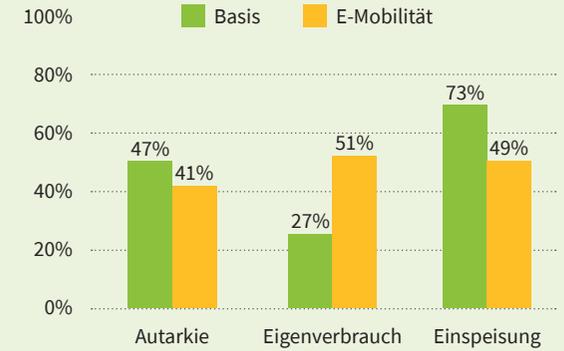
Eigentümer: Landwirtschaftlicher Betrieb
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein. Aber ein Pächter benötigt die Zustimmung des Eigentümers.
Montageart: dachparallel, ggf. Indach
Auflast: 20 – 30 kg/m²
Statik: i. d. R. unproblematisch
Ausrichtung: nicht optimierbar
Flächenkonkurrenz: transluzente Dachanteile
Belegungsgrad: Ø 33%
Fremdverschattung: selten, ggf. Bäume
Eigenverschattung: keine
Optischer Anspruch: eher gering (ggf. Image)
Dachsaniierungszyklus: 50 – 70 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: landwirtsch. Nebengebäude (Scheunen, Ställe, Hallen)

Beispielgebäude

Dachform: Satteldach
Dachfläche: 2 x 488 m²
Neigung: 25°
Ausrichtung: Ost (70°) & West (-110°)
Grundfläche: 875 m²
Breite: 70 m
Tiefe: 12,50 m
Höhe: 5 m
Geschosse: 1
BGF: 875 m²
Volumen: 3 500 m³
Autos: 5 + 1 Traktor (1 je 200 m²)
PV-Kapazität: 53 kWp

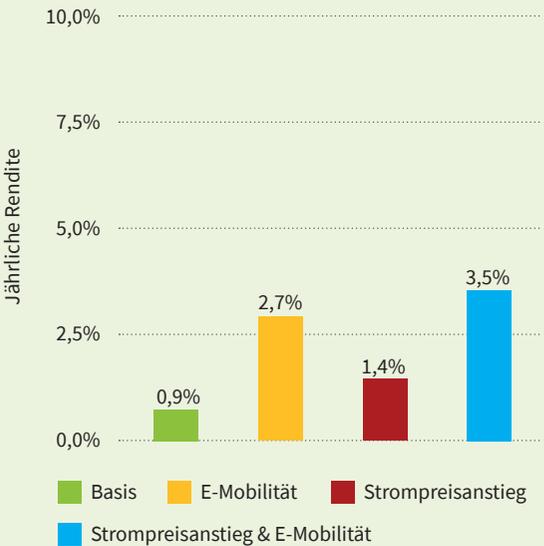
Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 36 800 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 500 kWh/kW
- Autarkie fast doppelt so hoch wie der Eigenverbrauch
- E-Mobilität verdoppelt nahezu den Eigenverbrauch



Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 14,47 €cent/kWh
- Kapitalwert von 23k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 129k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um das Dreifache
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um ca. 40% relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 14 Jahre



Qualitative Betrachtung:

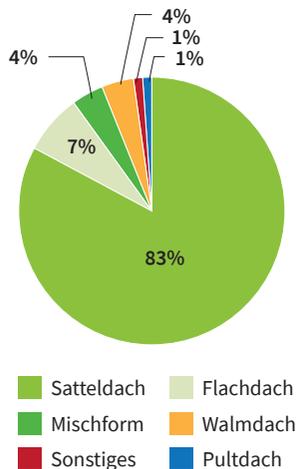
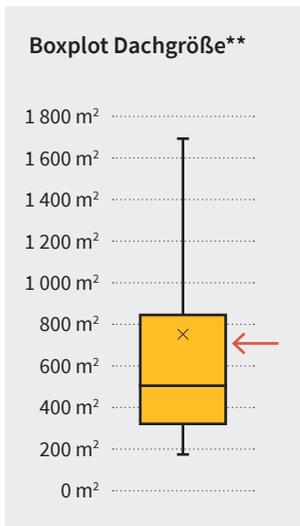
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Treibhäusern können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden, speziell wenn eine zusätzliche Stromnachfrage durch E-Mobilität besteht.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte. Potenzielle negative Auswirkungen auf das Pflanzenwachstum, je nach angebautem Pflanzentyp.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Treibhäusern ist aufgrund des benötigten Platzbedarfes für den Speicher sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ist nur bei einem konstanten Strombedarf in den Nachtstunden zu prüfen und ansonsten eher nicht zu empfehlen. Zusätzlich ist zu prüfen, ob weitere Gebäude durch die lokale Strombereitstellung durch PV-Anlagen versorgt werden können.
- Wärmeversorgung: Eine Prüfung bezüglich einer entsprechenden Wärmenachfrage nach Raumwärme oder Brauchwarmwasser ist zunächst durchzuführen. Solarthermie-Anlagen können diese Wärmenachfrage für Treibhäuser bereitstellen.



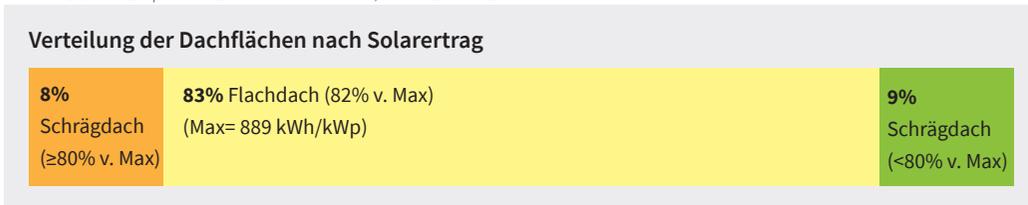
Schulgebäude

(inkl. Bildungsbauten)

Rang (Dachfläche): 8 (3,46 %)
Gesamtdachfläche: 2,72 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 414,85 MWp
Anzahl Gebäude: 3 849



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.



Randbedingungen

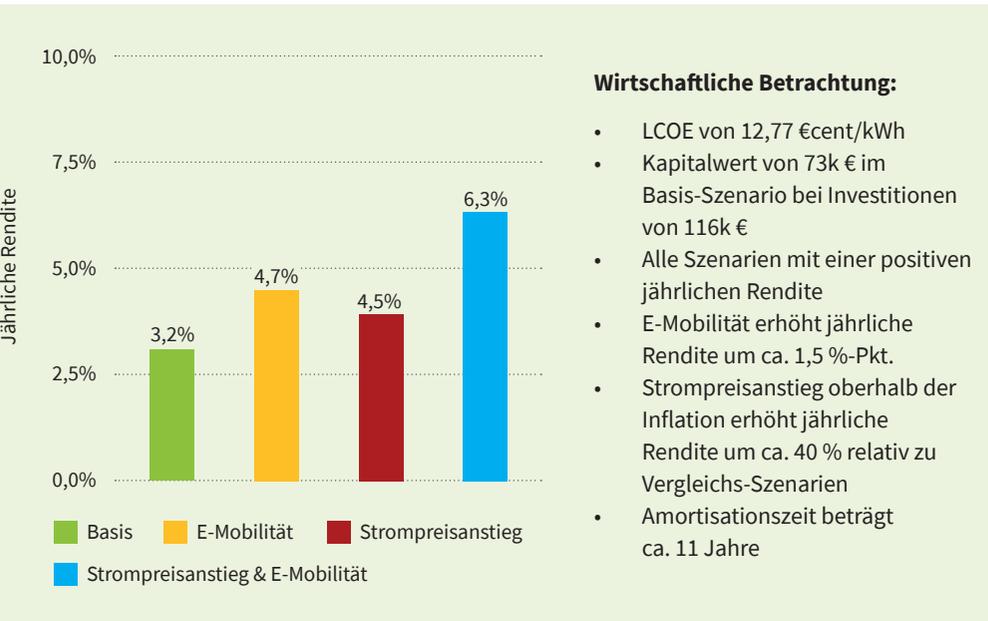
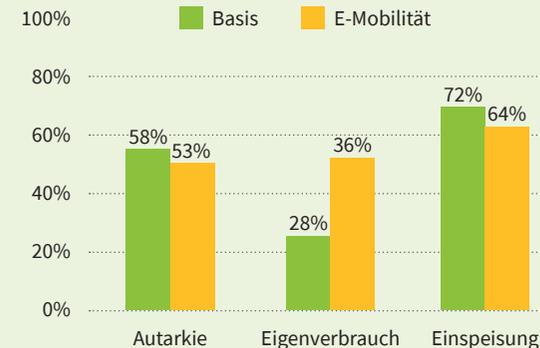
Eigentümer: Öffentliche Hand
Aufwand-Nutzen-Disparität: Ja
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: i. d. R. unproblematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: höhere Nachbargebäude, Bäume
Eigenverschattung: Dachaufbauten, Fahrstuhl, Dachausstieg, Attika
Optischer Anspruch: mittel (5. Fassade, Blendung, ggf. Leuchtturmprojekt)
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Turnhalle, Fahrradüberdachung

Beispielgebäude

Dachform: Flachdach
Dachfläche: 700 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 800 m²
Breite: 50 m
Tiefe: 16 m
Höhe: 8 m
Geschosse: 3
BGF: 2 400 m²
Volumen: 6 400 m³
Autos: 20 (1 je Klasse)
PV-Kapazität: 112 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 79 750 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 430 kWh/kW
- Autarkie doppelt so hoch wie der Eigenverbrauch
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 8 %-Pkt.

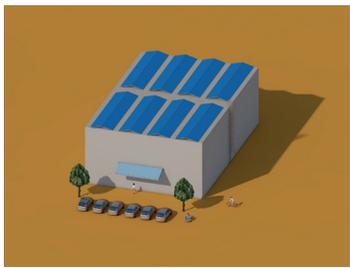


Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 12,77 €cent/kWh
- Kapitalwert von 73k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 116k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um ca. 1,5 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um ca. 40 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 11 Jahre

Qualitative Betrachtung:

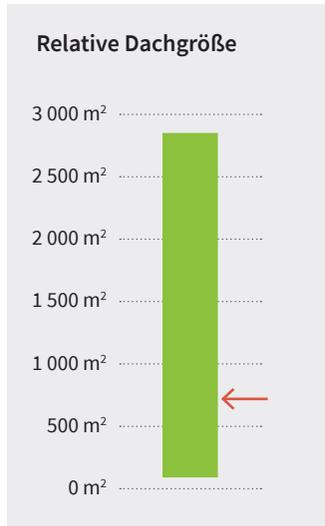
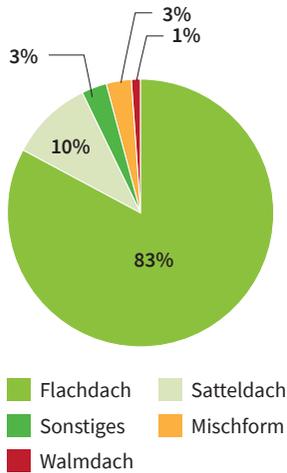
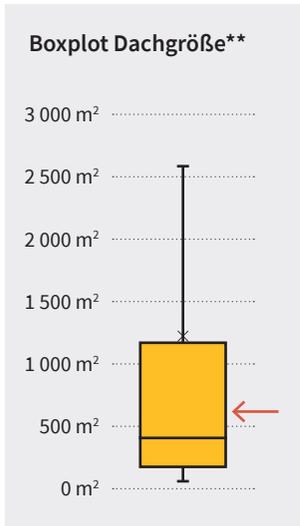
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Schulen können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden. Dies gilt besonders für Schulen mit Kantinen, in denen in den Mittagsstunden eine große Stromnachfrage besteht. Außerdem kann die PV-Anlage bzw. deren nachhaltige Strombereitstellung im Unterricht adressiert werden.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Schulen ist aufgrund der benötigten Speichergröße sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ist ausschließlich bei einer anderweitigen Nutzung des Schulgebäudes in den Abendstunden zu prüfen und ansonsten eher nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Schulen.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Schulen zunächst zu empfehlen.



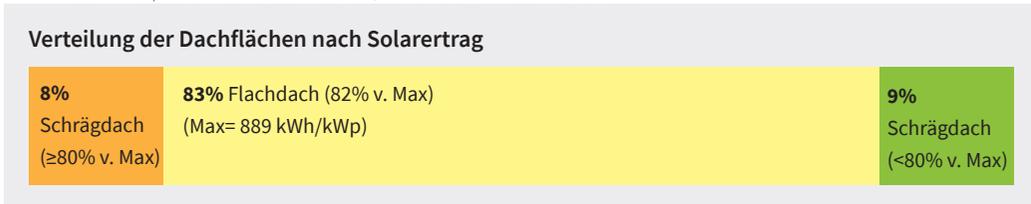
Einzelhandelsgebäude

(inkl. Handel- und Dienstleistung)

Rang (Dachfläche): 9 (3,13 %)
Gesamtdachfläche: 2,47 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 375,64 MWp
Anzahl Gebäude: 3.569



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.



Randbedingungen

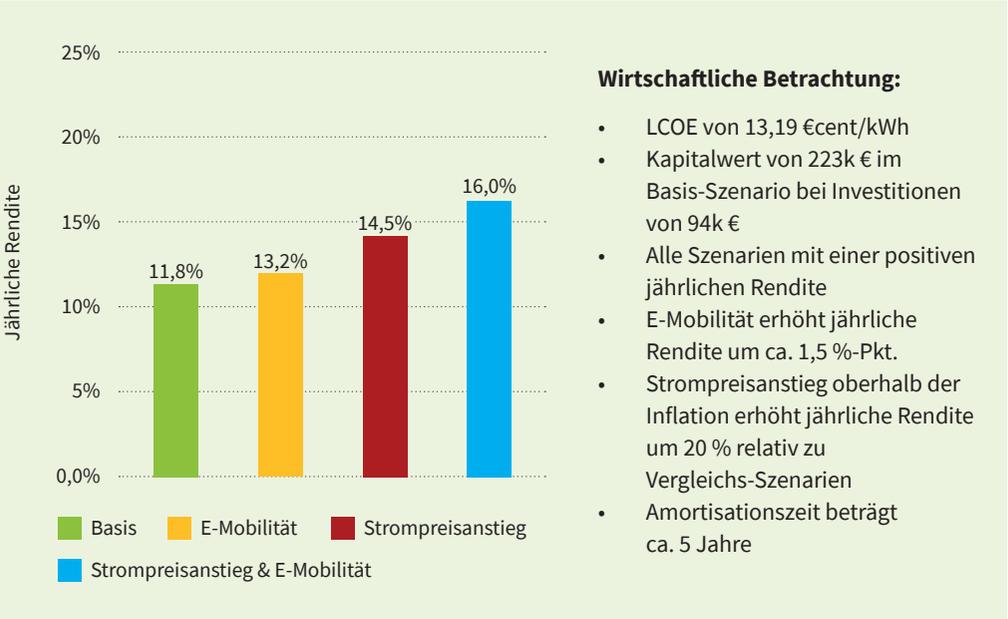
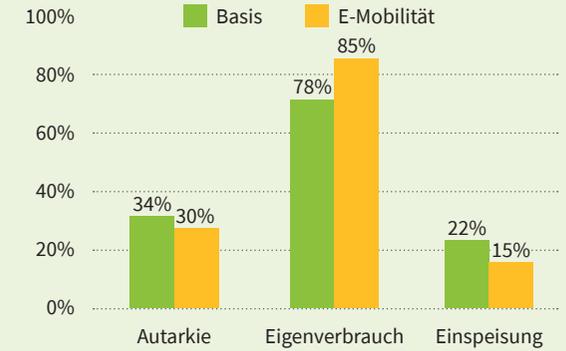
Eigentümer: Handelsunternehmen
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein. Aber ein Pächter benötigt die Zustimmung des Eigentümers.
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: eher problematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: höhere Nachbargebäude, Bäume
Eigenverschattung: selten (TGA), Attika
Optischer Anspruch: mittel (5. Fassade, Blendung, ggf. Image)
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Parkplatzüberdachung

Beispielgebäude

Dachform: Flachdach
Dachfläche: 550 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 600 m²
Breite: 30 m
Tiefe: 20 m
Höhe: 10 m
Geschosse: 2
BGF: 1.200 m²
Volumen: 6.000 m³
Autos: 30 (1 je 40 m²)
PV-Kapazität: 88 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 62.700 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 2.050 kWh/kW
- Eigenverbrauch mehr als doppelt so hoch wie Autarkie
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 7 %-Pkt.

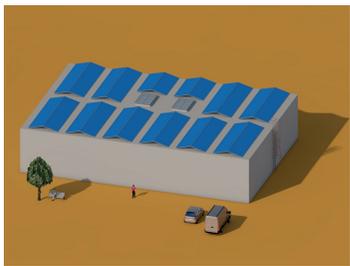


Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 13,19 €cent/kWh
- Kapitalwert von 223k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 94k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um ca. 1,5 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 20 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 5 Jahre

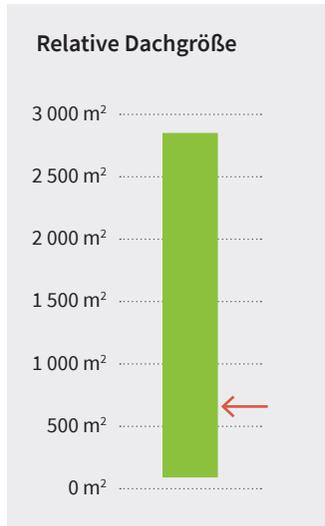
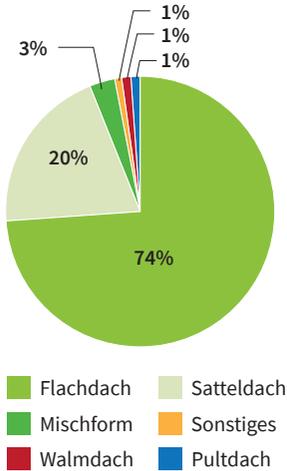
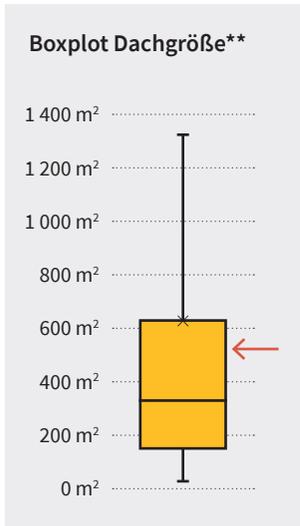
Qualitative Betrachtung:

- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Gebäuden des Einzelhandels können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden, bei einer überdurchschnittlich hohen jährlichen Rendite.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte. Bei mehreren Unternehmen innerhalb eines Gebäudes des Einzelhandels ist eine Aufwand-Nutzen-Disparität möglich.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Gebäuden des Einzelhandels ist aufgrund des benötigten Platzbedarfes für den Speicher sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ausschließlich bei langen Öffnungszeiten in die Abendstunden zu prüfen und ansonsten eher nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Gebäuden des Einzelhandels.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Gebäuden des Einzelhandels zunächst zu empfehlen.

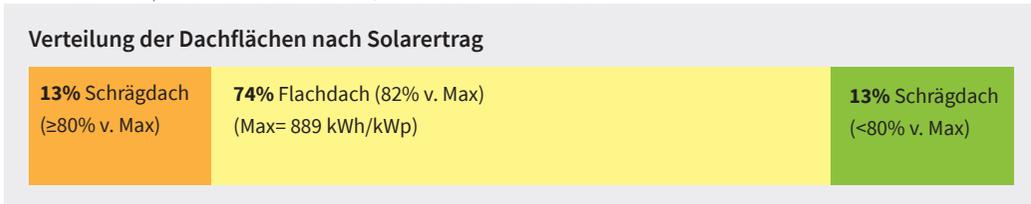


Werkstattgebäude

Rang (Dachfläche): 10 (1,89 %)
Gesamtdachfläche: 1,49 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 222,48 MWp
Anzahl Gebäude: 3 149



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.



Randbedingungen

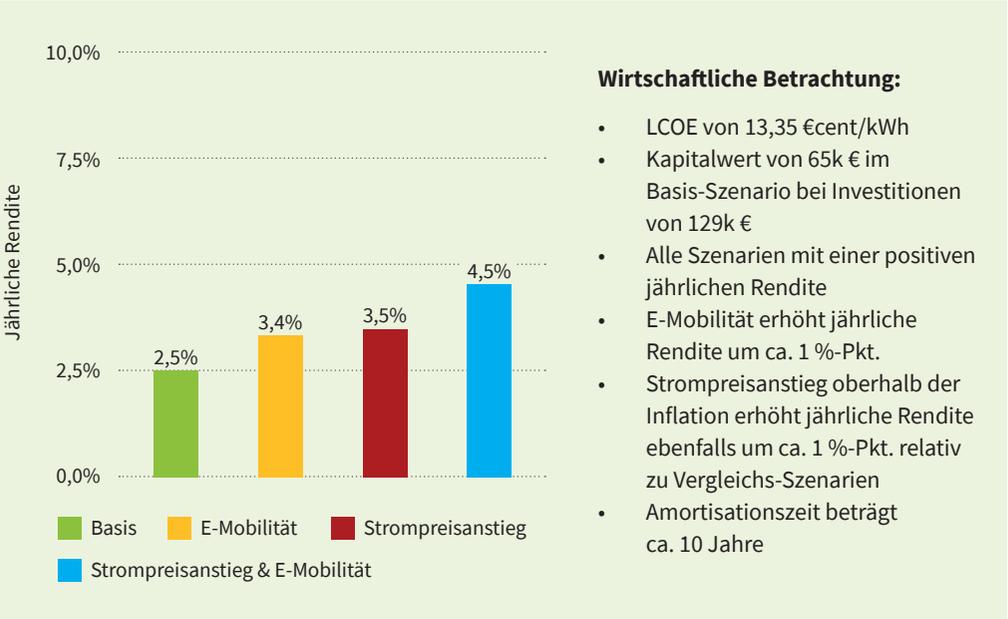
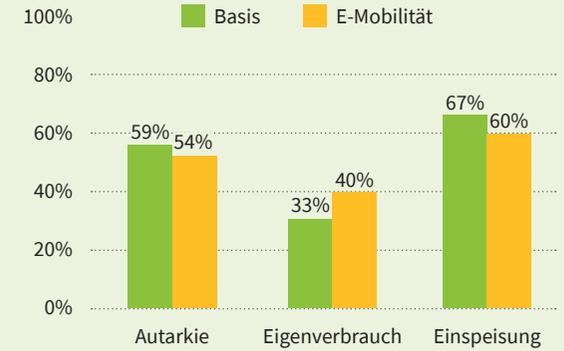
Eigentümer: Unternehmen/Betriebe
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein. Aber ein Pächter benötigt die Zustimmung des Eigentümers.
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: eher unproblematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: höhere Nachbargebäude, sehr hohe Bäume
Eigenverschattung: selten (TGA), Attika
Optischer Anspruch: gering (ggf. zur Imagebildung)
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Außenlager, Überdachungen

Beispielgebäude

Dachform: Flachdach
Dachfläche: 550 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 600 m²
Breite: 30 m
Tiefe: 20 m
Höhe: 6 m
Geschosse: 1,5
BGF: 900 m²
Volumen: 3 600 m³
Autos: 9 (1 je 100 m²)
PV-Kapazität: 81 kWp

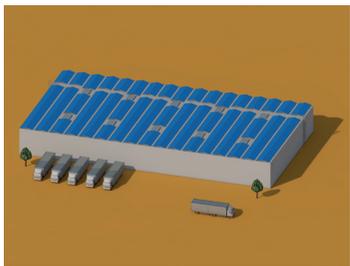
Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 57 700 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 500 kWh/kW
- Autarkie fast doppelt so hoch wie Eigenverbrauch
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 7 %-Pkt.



Qualitative Betrachtung:

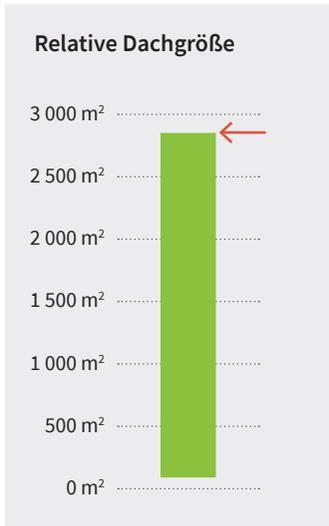
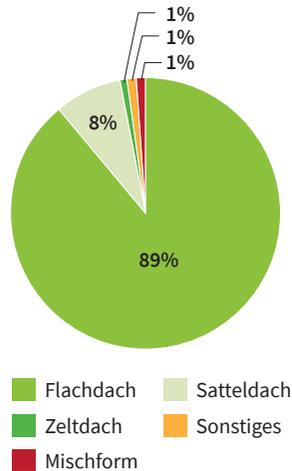
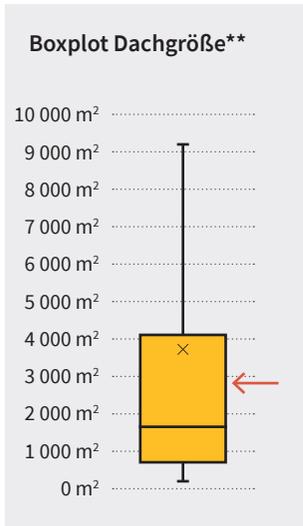
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Werkstätten können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Werkstätten ist aufgrund der benötigten Speichergröße sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ist ausschließlich bei langen Öffnungszeiten in die Abendstunden zu prüfen und ansonsten eher nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Werkstätten.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Werkstätten zunächst zu empfehlen.



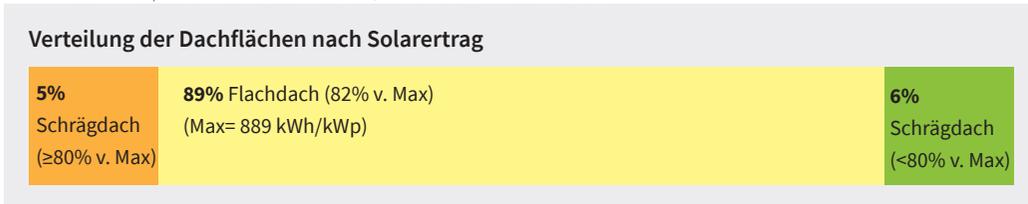
Speditionsgebäude

(inkl. Logistikhallen)

Rang (Dachfläche): 11 (1,83 %)
Gesamtdachfläche: 1,44 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 224,90 MWp
Anzahl Gebäude: 482



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.



Randbedingungen

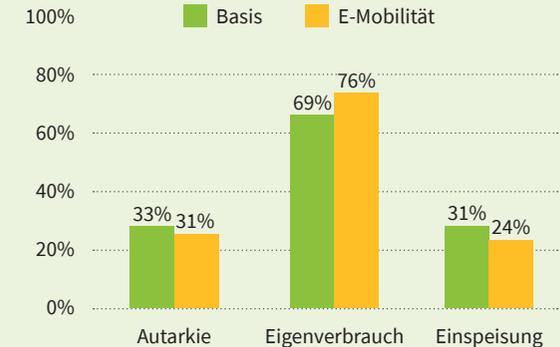
Eigentümer: Speditions-/Logistikunternehmen
Aufwand-Nutzen-Disparität: Nein. Aber ein Pächter benötigt die Zustimmung des Eigentümers.
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: eher problematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: selten, höhere Nachbargebäude
Eigenverschattung: selten (TGA), Attika
Optischer Anspruch: gering (ggf. zur Imagebildung)
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Außenlager, Überdachungen

Beispielgebäude

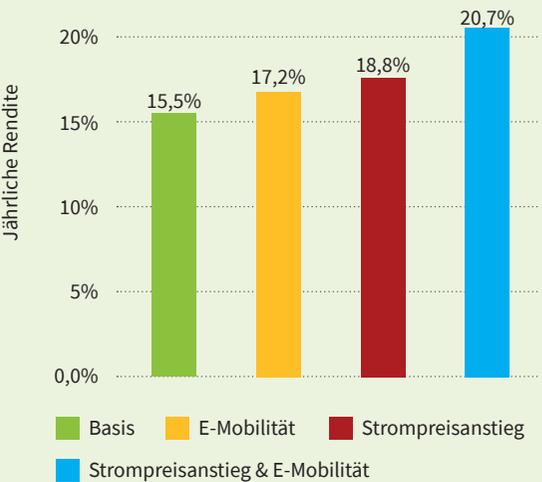
Dachform: Flachdach
Dachfläche: 2 800 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 3 000 m²
Breite: 75 m
Tiefe: 40 m
Höhe: 8 m
Geschosse: 2
BGF: 6 000 m²
Volumen: 24 000 m³
Autos: 30 + 6 LKW (1 je 200 m²)
PV-Kapazität: 448 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 319 MWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 1 880 kWh/kW
- Eigenverbrauch doppelt so hoch wie die Autarkie
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 7 %-Pkt.



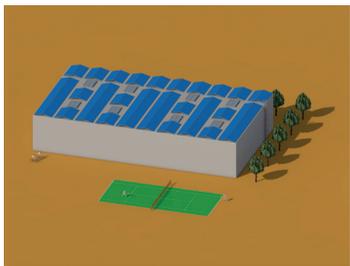
Wirtschaftliche Betrachtung:



- LCOE von 10,30 €cent/kWh
- Kapitalwert von 1,1 Mio. € im Basis-Szenario bei Investitionen von 355k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um fast 2 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um 20 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 4 Jahre

Qualitative Betrachtung:

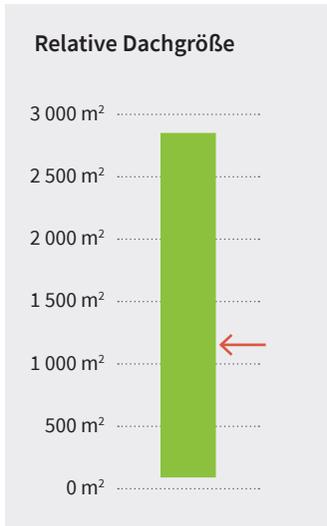
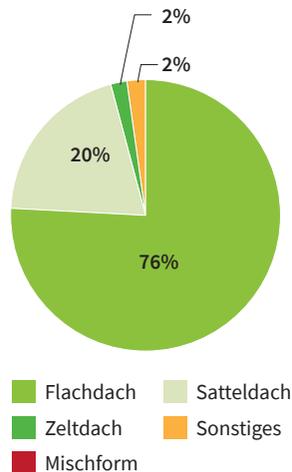
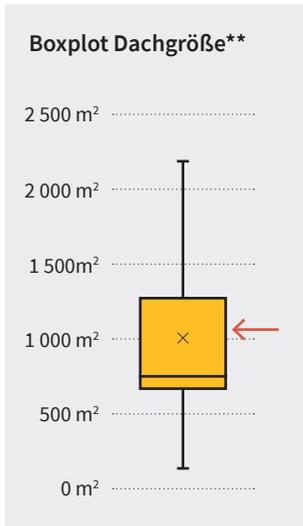
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Speditionsgebäuden können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden, bei einer überdurchschnittlich hohen jährliche Rendite. Durch den Einsatz von E-Lkw kann die Rendite zusätzlich gesteigert werden.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte. Abhängig von der verfügbaren Dachlast bei Speditionsgebäuden ist ein zusätzlicher Aufwand in der Installation der PV-Anlage einzuplanen.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Speditionsgebäuden ist aufgrund der benötigten Speichergröße sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen eher nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Speditionsgebäuden.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV- und PVT-Anlagen für Speditionsgebäuden zunächst zu empfehlen.



Sporthalle

(inkl. Hallenbäder)

Rang (Dachfläche): 12 (1,09 %)
Gesamtdachfläche: 0,85 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 126,14 MWp
Anzahl Gebäude: 1 372



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.

Verteilung der Dachflächen nach Solarertrag

12% Schrägdach (≥80% v. Max)
76% Flachdach (82% v. Max) (Max= 889 kWh/kWp)
12% Schrägdach (<80% v. Max)

Randbedingungen

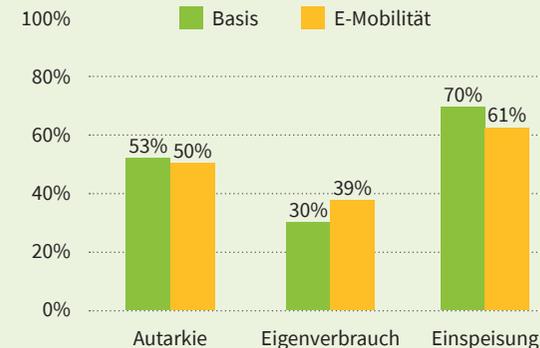
Eigentümer: Öffentliche Hand / Sportverein
Aufwand-Nutzen-Disparität: Ja
Montageart: aufgeständert
Auflast: 50 – 150 kg/m²
Statik: meist problematisch
Ausrichtung: optimierbar
Flächenkonkurrenz: Technische Gebäudeausrüstung, Oberlichter
Belegungsgrad: Ø 80%
Fremdverschattung: selten, höhere Nachbargebäude
Eigenverschattung: selten (TGA), Attika
Optischer Anspruch: gering bis mittel (5. Fassade, Blendung, Leuchtturmprojekt)
Dachsanierungszyklus: 20 – 30 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: Parkplatzüberdachungen

Beispielgebäude

Dachform: Flachdach
Dachfläche: 1 100 m²
Neigung: 0°
Ausrichtung: -
Grundfläche: 1 100 m²
Breite: 44 m
Tiefe: 25 m
Höhe: 8 m
Geschosse: 1
BGF: 1 100 m²
Volumen: 8 800 m³
Autos: 22 (1 je 50 m²)
PV-Kapazität: 66 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 47 000 kWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 500 kWh/kW
- Autarkie fast doppelt so hoch wie der Eigenverbrauch
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 9 %-Pkt.



Wirtschaftliche Betrachtung:

- LCOE von 13,71 €cent/kWh
- Kapitalwert von 42k € im Basis-Szenario bei Investitionen von 168k €
- Alle Szenarien mit einer positiven jährlichen Rendite
- E-Mobilität erhöht jährliche Rendite um 0,8 %-Pkt.
- Strompreisanstieg oberhalb der Inflation erhöht jährliche Rendite um ca. 40 % relativ zu Vergleichs-Szenarien
- Amortisationszeit beträgt ca. 12 Jahre

Qualitative Betrachtung:

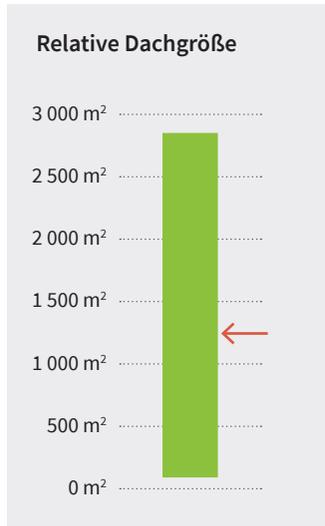
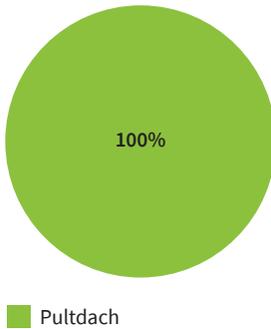
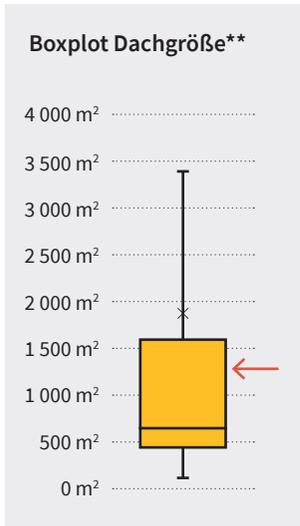
- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Sporthallen können die Strombezugskosten und somit die laufenden Betriebskosten aktiv gesenkt werden. Je nach Ausgestaltung der Nutzungszeiten der jeweiligen Sporthalle, kann der Eigenverbrauch und damit auch die Wirtschaftlichkeit stark erhöht werden.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Sporthallen ist aufgrund des benötigten Platzbedarfes für den Speicher sowie der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ist ausschließlich bei einer intensiven Nutzung der Sporthalle in die Abendstunden zu prüfen und ansonsten eher nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung:
 - Bei einer Wärmeversorgung durch Wärmepumpen können PVT-Anlagen eine Alternative darstellen. Eine Effizienzsteigerung der Wärmepumpen durch die Nutzung der PVT-Niedertemperaturwärme ermöglicht eine zusätzliche Integration erneuerbarer Energien in Sporthallen.
 - Solarthermie-Anlagen ermöglichen eine Bereitstellung von Brauchwarmwasser. Bei einer intensiven Nutzung der Sporthalle in den Abendstunden kann eine Solarthermie-Anlage potenziell wirtschaftliche Vorteile im Vergleich zu PV-Anlagen aufweisen.



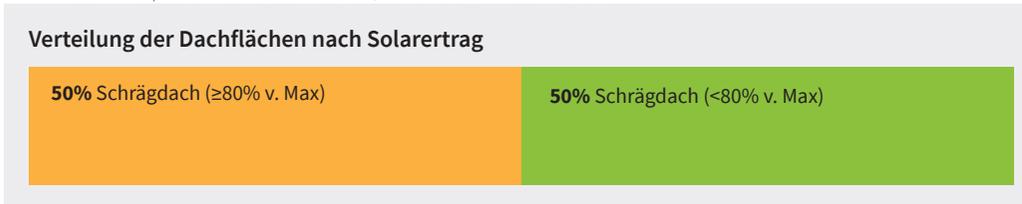
Parkplatzüberdachung

(nur öffentliche Parkplätze)

Flächenpotenzial: 0,42 Mio. m²
Techn. Leistungspotenzial: 84 MWp
Anzahl Stellplätze: 22 669



→ Der rote Pfeil markiert jeweils die Größe des Beispielgebäudes.
 ** Das X im Boxplot kennzeichnet den Mittelwert, die horizontale Linie den Medianwert.



Randbedingungen

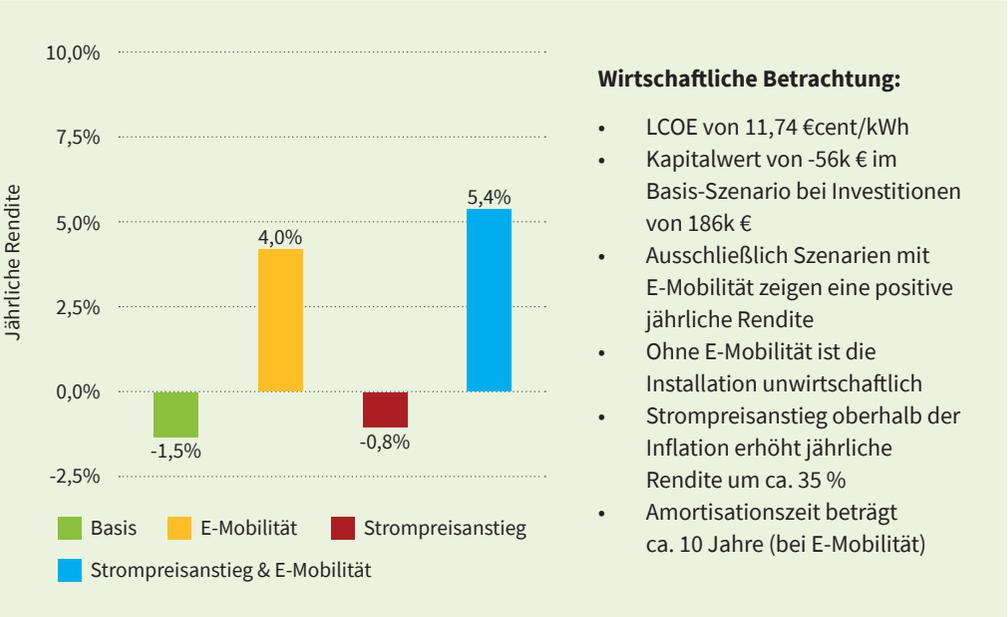
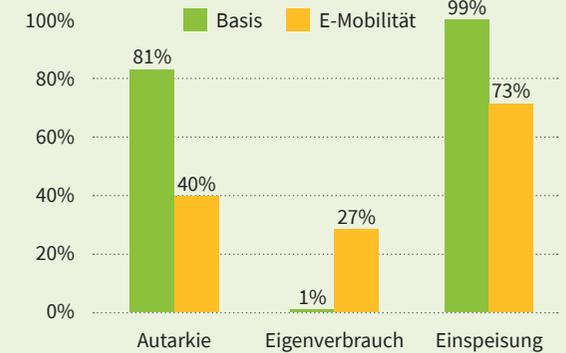
Eigentümer: Öffentliche Hand / Unternehmen
Aufwand-Nutzen-Disparität: Ja
Montageart: dachparallel
Auflast: 20 – 30 kg/m²
Statik: unproblematisch
Ausrichtung: nicht optimierbar
Flächenkonkurrenz: keine
Belegungsgrad: Ø 100%
Fremdverschattung: Nachbargebäude, Bäume
Eigenverschattung: keine
Optischer Anspruch: mittel bis hoch
 Imagebildung, Blendung
Dachsanierungszyklus: 30 – 40 Jahre
PV-Erweiterungsflächen: weitere Überdachungen

Beispielgebäude

Dachform: Pultdach
Dachfläche: 1 250 m²
Neigung: 15°
Ausrichtung: Ost & West
Grundfläche: 3 000 m²
Breite: 50 m
Tiefe: 50 m
Höhe: 3 m
Geschosse: 1
BGF: 3 000 m²
Volumen: 9 000 m³
Autos: 100
 (1 je 30 m²)
PV-Kapazität: 200 kWp

Energetische Bewertung:

- PV-Ertrag von 142 MWh/a
- Verhältnis aus Stromnachfrage zu PV-Kapazität von 10 kWh/kW
- Ohne E-Mobilität kaum Eigenverbrauch, aber hohe Autarkie vorhanden
- E-Mobilität erhöht den Eigenverbrauch um 26 %-Pkt.



Qualitative Betrachtung:

- Motiv einer PV-Installation: Durch die Installation einer PV-Anlage auf Parkplätzen kann die elektrische Nachfrage der E-Mobilität lokal und nachhaltig bereitgestellt werden. Durch den preislichen Vorteil des PV-Stroms im Vergleich mit einem Netzstrombezug kann eine solche PV-Anlage bei ausreichender Nachfrage durch die E-Mobilität eine Wirtschaftlichkeit aufweisen.
- Hindernisse: Ein Informationsdefizit bezüglich des wirtschaftlichen Mehrwertes von PV-Anlagen sowie der notwendigen regulatorischen Schritte. Potenzielle Herausforderung der Abrechnung der „getankten“ elektrischen Energie bei dem gleichzeitigen Laden mehrerer E-Pkw. Ein intelligentes Lade- und Abrechnungsmanagement ist bei der Installation von PV-Anlagen auf Parkplätzen zu berücksichtigen.
- Batteriespeicher: Die Installation von Batteriespeichern in Parkplätzen ist aufgrund der benötigten Speichergröße und der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen ist nicht zu empfehlen.
- Wärmeversorgung: Aufgrund einer unklaren Nachfrage der thermischen Energie sind PV-Anlagen für Parkplätze zu empfehlen.