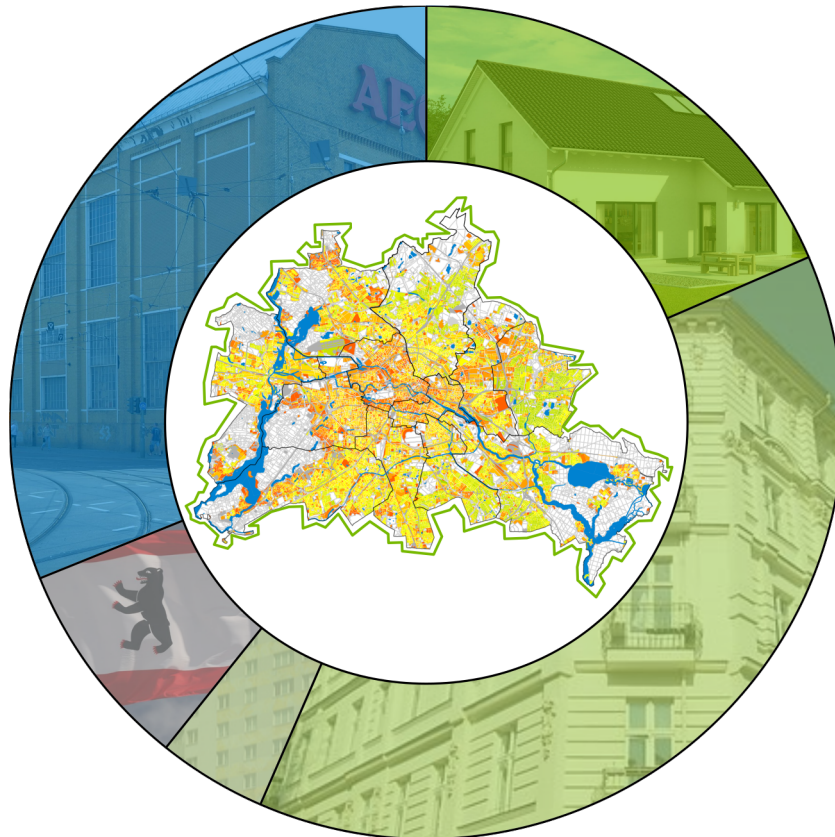


Das Berliner Solarpotenzial



**Kurzstudie zur Verteilung des solaren Dachflächenpotenzials
im Berliner Gebäudebestand.**

htw

**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Kurzstudie

Das Berliner Solarpotenzial

Autoren

Joseph Bergner

Bernhard Siegel

Volker Quaschnig

Mit besonderer Unterstützung durch:

Jennifer Hill, Lena Kranz, Faido Ewald



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Wilhelminenhofstr. 75a
12459 Berlin

Version

Version 1.0 (Oktober 2018)

Webseite

<https://pvspeicher.htw-berlin.de/potenzialstudieberlin>

Förderung

Die Studie entstand im Forschungsprojekt PV2City im Rahmen des Berliner Programms für Nachhaltige Entwicklung (BENE). Gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Förderkennzeichen 1048-B5-0)



EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Fonds für
regionale Entwicklung



Senatsverwaltung
für Umwelt, Verkehr
und Klimaschutz

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	1
1 Einleitung	2
1.1 Motivation und Aufbau der Studie.....	2
1.2 Stand der Wissenschaft.....	4
1.3 Aufbau der Studie und Szenariengenerator.....	5
2 Bestimmung des Solarpotenzials	7
2.1 Dachflächen im Modell RE ³ ASON.....	7
2.2 Berliner Solaratlas.....	8
2.3 Vergleich des Solarpotenzials aus RE ³ ASON und Solaratlas.....	9
2.4 Aktualisierung der Annahmen.....	10
2.5 Diskussion und Zusammenfassung.....	12
3 Räumliche Verteilung des Solarpotenzials	15
3.1 Wohnnutzung.....	15
3.2 Gewerbliche Nutzung.....	21
3.3 Öffentliche Daseinsvorsorge.....	23
3.4 Diskussion und Zusammenfassung.....	25
4 Einschränkungen des Solarpotenzials	27
4.1 Ausnutzung des Solarpotenzials individueller Gebäude.....	27
4.2 Politischer Rahmen.....	29
4.3 Denkmalschutz.....	30
4.4 Flächenkonkurrenz.....	32
4.5 Netzstabilität.....	32
4.6 Zwischenfazit zum technischen Potenzial.....	35
4.7 Wirtschaftliche Einschränkungen des Potenzials.....	36
4.8 Zwischenfazit zur Wirtschaftlichkeit.....	46
4.9 Diskussion und Zusammenfassung.....	48
5 Zusammenfassende Darstellung	51
Literaturverzeichnis	54
Anhang	58

Kurzzusammenfassung

1. Die Klimaschutzziele Berlins beinhalten unter anderem den Masterplan Solarcity. Das Ziel des Masterplans ist es, „möglichst schnell ein Viertel der Berliner Stromversorgung durch Solarenergie zu decken“. Beim heutigen Stromverbrauch entspricht dies einer Steigerung von derzeit 100 Megawatt auf etwa 4 Gigawatt. Aufgrund der steigenden Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeversorgung ist jedoch von einem steigenden Stromverbrauch auszugehen.
2. Das in dieser Studie ermittelte maximale Solarpotenzial liegt bei 6 bis 10 Gigawatt. Die Hälfte davon ist auf Wohngebäuden zu finden, ein Drittel auf Gebäuden mit Gewerbenutzung und 600 Megawatt auf öffentlichen Gebäuden (siehe Abbildung). Das Solarpotenzial wird durch verschiedene Faktoren eingeschränkt. Hierbei sind Gründächer, Eigentumsverhältnisse und Denkmalschutz ebenso entscheidend, wie ökonomische Bewertungskriterien und rechtliche Rahmenbedingungen. Der Masterplan Solarcity muss daher alle Gebäudetypen und Eigentumsstrukturen adressieren, da ansonsten ein Verfehlen der Klimaschutzziele wahrscheinlich ist.
3. Der Ausbau der Solarenergie wird nur mit einfachen Prozessen gelingen. Komplexe Fördermechanismen, wie das Mieterstromgesetz, sind nicht in der Lage, den heutigen Ausbau um den Faktor 10 zu erhöhen und täglich mehr als dreißig Solaranlagen ans Netz zu bringen. Hierbei ist eine klare Kommunikation der politischen Ziele wichtig, damit Handwerk und Wirtschaft auf die Solarenergie als sicheres Geschäftsfeld aufbauen können. Für das Erreichen der langfristigen Klimaziele ist ein Monitoring sinnvoll. Die politischen Konsequenzen für den Fall, dass die Ziele nicht erreicht werden, sollten jedoch bereits heute vermittelt werden. An den Stellen, wo Appell- und Anreizpolitik an ihre Grenzen stoßen, muss auch über eine Verpflichtung von Solaranlagen bei Neubauten und im Gebäudebestand nachgedacht werden. Nur so kann garantiert werden, dass die parteiübergreifende Zustimmung zu den Zielen der Enquete-Kommission „Neue Energie für Berlin“ nicht zum Papiertiger verkommt.

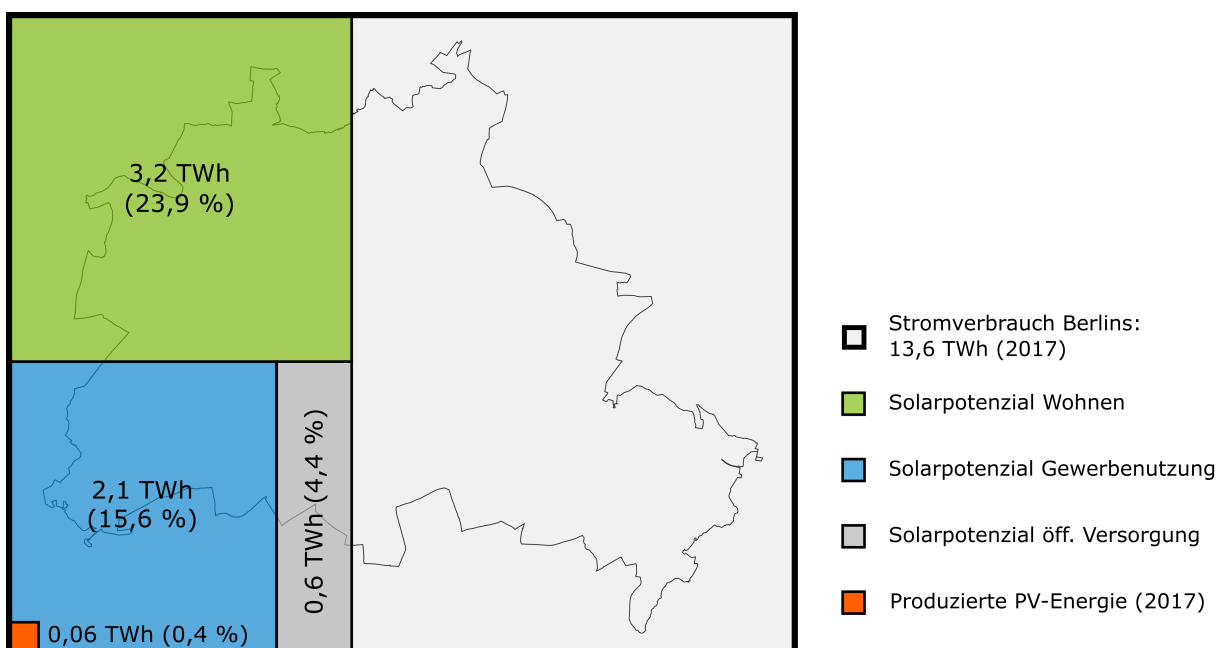


Abbildung: Verhältnisdarstellung des Stromverbrauchs und des Berliner Solarpotenzials für verschiedene Gebäudenutzungen.

1 Einleitung

1.1 Motivation und Aufbau der Studie

Internationale Verpflichtung und Klimaschutzziele in Deutschland

Der Überhitzung des Weltklimas als Folge des anthropogenen Treibhausgasausstoßes ist wissenschaftlicher Konsens [1]. Mit dem **Pariser Klimaschutzabkommen** wurde dies weltpolitisch anerkannt und die Notwendigkeit der CO₂-Reduktion verbindlich festgehalten. Deutschland hat sich im Jahr 2015 mit dem Pariser Klimaabkommen verpflichtet, einen Beitrag zur Begrenzung der globalen **Erderwärmung** auf unter 2° C, **möglichst unter 1,5° C**, zu leisten [2]. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Menge der **emittierten Treibhausgase** (THG) in den einzelnen Staaten schnellstmöglich reduziert werden. Experten gehen von einer **100-prozentigen Reduktion bis spätestens 2040** aus, die nötig ist, um das 1,5° C Ziel einzuhalten [3]. Das Pariser Abkommen selbst schreibt den Staaten zwar keine konkreten Ziele bezüglich Zeitpunkt und zu reduzierender Treibhausgasmenge vor, die Vertragsparteien sind jedoch angehalten „so bald wie möglich den weltweiten Scheitelpunkt der Emissionen von Treibhausgasen zu erreichen“ [2]. Hierbei stehen entwickelte Staaten wie Deutschland besonders stark in der Pflicht.

Auf nationaler Ebene hat sich die **Bundesregierung** mit dem „Klimaschutzbericht 2017“ das Ziel gesetzt, **THG-Emissionen** bis 2020 um mindestens 40 % zu reduzieren [4]. Der „Klimaschutzplan 2050“ sieht des Weiteren eine Reduktion der emittierten Treibhausgase von 55 % bis 2030, sowie von **80 bis 90 % bis 2050** vor [5]. Für 2019 plant die Bundesregierung ein Gesetz, welches die Umsetzung der Klimaschutzziele bis 2030 rechtlich verbindlich gewährleisten soll [6]. Es muss allerdings davon ausgegangen werden, dass mit dem „Klimaschutzplan 2050“ die Pariser **Klimaschutzziele** mit einer Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf möglichst 1,5°C **verfehlt** werden, da das globale CO₂-Budget zum Erreichen dieses Ziels voraussichtlich schon in den 2030er-Jahren erschöpft sein wird [7, S. 63ff]. Die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens stellen einen völkerrechtlich verbindlichen Vertrag dar, der 2016 einstimmig vom deutschen Bundestag verabschiedet wurde.

Da eine **klimaneutrale Energieversorgung** wesentlich **dezentraler** aufgebaut ist als das konventionelle Energiesystem, kann es innerhalb der Politik nicht ausschließlich der Bundesregierung zufallen, Lösungen zu finden, sondern betrifft auch Regional- und Lokalregierungen. Für die einzelnen **Regionen und Städte** Deutschlands bedeutet dies, dass sie eigentlich einen **anteiligen Beitrag** leisten müssten, der **über den „Klimaschutzplan 2050“ deutlich hinaus** geht.

Aktuelle Entwicklung der Emissionen Berlins

Abbildung 1.1 zeigt die historische Entwicklung der **Berliner CO₂-Emissionen** seit 1990, sowie reale und notwendige Trendentwicklungen für die Zukunft. Von 1990 bis 2007 sanken die CO₂-Emissionen in der Hauptstadt um circa 10 Millionen auf etwa 20,5 Millionen Tonnen CO₂. Dieser Trend ist allerdings teilweise mit der deutschen Wiedervereinigung zu erklären. **Seit 2007** gab es eine Abschwächung dieses Effektes, sodass die Emissionen seitdem auf diesem Niveau **stagnieren**. Um die Zielsetzung für die kommenden Jahre zu erfüllen, müssen die aktuelle Entwicklung demnach schnellstmöglich umgekehrt und massiv Emissionen reduziert werden.

Wird der Trend weiter verfolgt, lässt sich bis zum Jahr 2050 nur eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 50 % erreichen (grauer Pfeil). Hierbei ist eine deutliche **Klimaschutzlücke** zur Anforderung der Pariser Klimaschutzziele (blauer Pfeil) zu sehen.

Dies wurde auch Partei übergreifend durch die Enquete-Kommission, den Berliner Senat und das Abgeordnetenhaus erkannt. Sie haben sich in den vergangenen Jahren stets ehrgeizige Ziele gesetzt (grüner Pfeil), die im nächsten Abschnitt kurz beleuchtet werden.

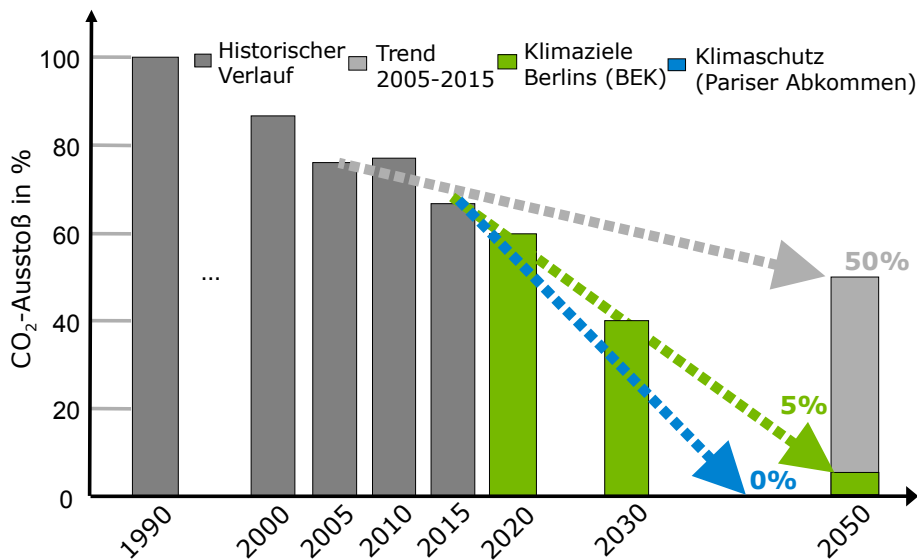


Abbildung 1.1: CO₂-Entwicklung, Trend und Zielpfad zur Klimaneutralität in Berlin nach der Verursacherbilanz [3], [8], [9].

Berliner Klimaschutzziele

Die Berliner Regierung verfolgt, in Übereinstimmung mit den bundesdeutschen Klimaschutzbemühungen, das Ziel, „Berlin bis zum Jahr 2050 zu einer klimaneutralen Stadt zu entwickeln“ [10]. Um dies umzusetzen sieht das „Berliner Energiewendegesetz“ (EWG Bln) aus dem Jahr 2016 folgende Emissionsreduktionen (erfasst als CO₂-Äquivalente) vor: Bis zum Jahr **2020 mindestens 40 %**, bis **2030 mindestens 60 %** und bis zum Jahr **2050 mindestens 85 %** weniger im Vergleich zu 1990 [7, § 3]. Darüber hinaus setzt sich das Land Berlin für die eigene **Landesverwaltung** das Ziel, bis **2030 CO₂-neutral** zu werden, sowie die „vermehrte Erzeugung und Nutzung von erneuerbaren Energien auf öffentlichen Gebäuden sowie auf sonstigen öffentlichen Flächen“ anzustreben [7, §§ 7,16]. Mit der ersten Änderung des EWG Bln vom Oktober 2017 hat Berlin zudem den Ausstieg aus der Energieerzeugung aus Braunkohle bis zum Jahr 2017 und für Steinkohle bis 2030 beschlossen [8, Art.I 4].

Um die gesetzten Ziele zu erreichen, sieht das EWG Bln die Entwicklung eines **Berliner Energie- und Klimaschutzprogramms (BEK)** vor, welches konkrete Strategien und Maßnahmen zum Erreichen der gesetzten Ziele beinhalten soll. Das BEK wurde 2017 und 2018 vom Berliner Senat und vom Berliner Abgeordnetenhaus verabschiedet. Gegenüber dem EWG Bln sieht das BEK einen stärkeren Reduktionsbedarf der CO₂-Emissionen und empfiehlt eine Minderung von **95 % bis zum Jahr 2050**. Das BEK sieht die Erschaffung einer Monitoring-Infrastruktur vor, um die Umsetzung der Ziele zu überprüfen und gegebenenfalls nachzusteuern. Betont wird dabei, dass „entsprechend der Logik des Klimaabkommens von Paris [...] Ziele dabei nur nach oben angepasst werden [dürfen]“ [9].

Das BEK erkennt darüber hinaus mit dem **Masterplan „Solarcity“**, welche besondere Rolle Solarenergie für die Klimaneutralität spielt und gibt als Leitlinie vor, „**möglichst schnell ein Viertel der Berliner Stromversorgung durch Solarenergie zu decken**“ [9, S. 56]. Nach heutigem Stand entspräche das circa 3,5 TWh pro Jahr.

Hierfür hat sich das **Land Berlin folgende Ziele** gesteckt, um der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand gerecht zu werden:

- Bis zum 31.12.2018 sind alle Dachflächen **öffentlicher Gebäude** auf ihre Eignung zur Installation von Solaranlagen zu überprüfen.
- Bis spätestens 2030 sollen möglichst alle geeigneten landeseigenen Dachflächen einer **solaren Nutzung** zugeführt werden.
- Landeseigene Wohnungsbaugesellschaften bzw. Liegenschaften mit Vermietungsanteil haben u.a. Modelle mit **Mieterstromversorgung durch Photovoltaik (PV)** zu nutzen und bekannt zu machen [9, S. 71]
- Im Rahmen der Schulbauoffensive sind bei Neubau und Sanierungen **hohe energetische Standards** anzuwenden und die Nutzung regenerativer Energien vorzusehen [9, S. 71].
- Weitere Maßnahmen sollen erarbeitet werden.

Es ist davon auszugehen, dass der Strombedarf durch die Sektorkopplung perspektivisch ansteigen wird [3], [13]–[17], so dass diese Maßnahmen bei weitem nicht ausreichen werden. Die Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin“ geht für Berlin von einer moderaten **Steigerung des Strombedarfs um 40%** aus [13]. Bundesdeutsche Studien gehen mindestens von einer Verdopplung aus, welche teilweise durch Importe gedeckt werden kann [3], [14]–[17]. Daher ist es unerlässlich, sich auch **über die öffentlichen Gebäude hinaus** das **Solarpotenzial** der Stadt zu vergegenwärtigen und Strategien zur Erreichung des Klimaziels von **25 % Solarenergie** zu entwickeln. Hierfür möchte diese Studie eine Diskussionsgrundlage liefern.

1.2 Stand der Wissenschaft

Bisherige Studien

Untersuchungen zum Solarpotenzial stammen von Edinger et al. (2008) [18], mit Abschätzungen des solar-urbanen **Flächenpotenzials über die Stadtraumtypen**, und von Hirschl et al. (2012) [19]. Hier wurden die Solarpotenziale anhand von **solaren Gütezahlen** bestimmt.

Darüber hinaus wurde von Twele et al. (2012) betrachtet, welche Rolle das **regionale Zusammenspiel** von Berlin und Brandenburg bei der Energiewende haben kann [20].

Grundlage der jüngsten Klimaschutzbemühungen Berlins ist die „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“ [13]. Im Nachgang der Studie wurde das Energiewendegesetz beschlossen und ein Beteiligungsprozess zur Erstellung des BEK angestoßen. Die bottom-up-Studie analysiert detailliert, wie Verbrauch und Erzeugung klimaneutral gestaltet werden können. Grundlage der Solarpotenziale bildet der Solaratlas, der auch Basis dieser Studie sein soll [21].

Bergner et al. (2018) verglichen das Solarpotenzial des Solaratlas mit einem anderen Simulationswerkzeug des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und kamen zu dem Ergebnis, dass der Solaratlas plausible Ergebnisse liefert [22].

Die vorhandene Literatur zeigt zum einen, dass sehr **unterschiedliche Methoden** zur Bestimmung des Solarpotenzials gewählt wurden. Der **Solaratlas** auf Basis eines **dreidimensionalen Stadtmodells** scheint bisher die valideste Datengrundlage. Die grundlegenden Annahmen des Solaratlas sind jedoch aus heutiger Perspektive zu überdenken.

Zum anderen haben die Studien meist keine detaillierte Analyse der Flächen durchgeführt. Daher wird in dieser Studie eine Analyse der Flächennutzung ergänzt, um daraus neue Erkenntnisse zur Verteilung des Potenzials zu gewinnen.

Energetische Grunddaten Berlins

Um die Anstrengungen Berlins im Klimaschutz einordnen zu können, sind wichtige Rahmendaten in Tabelle 1.1 aufgeführt. Da für die Solarenergie Berlins zumeist nur Gebäude in Betracht kommen, ist der Anteil der Gebäudeflächen an der Gesamtfläche interessant. Er liegt mit 11 % relativ hoch

und ist charakteristisch für den Stadtstaat. Weiter gehend ist auch der Endenergieverbrauch und der aktuelle Stromverbrauch von Interesse. Im Zuge der Sektorkopplung werden beide Verbräuche stärker miteinander verknüpft sein: Die Elektrifizierung von Mobilität und der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen wird den **Stromanteil am Gesamtenergiebedarf** weiter steigern. Bereits heute liegt der Anteil des Stromverbrauchs in Berlin mit etwa 21 % höher als im Bundesdurchschnitt.

Die Anstrengungen, die im Bereich der Solarenergie vor uns liegen, werden besonders deutlich, wenn man den heutigen **PV-Anteil an der Stromversorgung** betrachtet. Dieser liegt **aktuell bei nur 0,43 %** und soll, wie im BEK festgelegt, möglichst schnell **auf 25,0 % gesteigert** werden.

Tabelle 1.1: Energetische Grunddaten Berlins

Kategorie	Wert	Quelle	Jahr
Einwohner_innen in Mio.	3,6	[23]	2017
Fläche in km ²	891	[23]	2017
Gebäude	535.695	[24]	2017
Gebäudefläche in km ²	102	[24]	2017
<i>Gebäudefläche am Gesamtfläche</i>	<i>11%</i>		
Endenergieverbrauch in TWh	63,5	[25]	2015
Stromverbrauch in TWh	13,6	[26]	2017
<i>Stromverbrauch an Endenergieverbrauch</i>	<i>21%</i>		
PV-Anlagen	6.662	[27]	2017
Installierte PV-Leistung in MW	91	[27]	2017
Erzeugte PV-Energie in GWh	58	[27]	2017
<i>Erzeugte PV-Energie am Strombedarf</i>	<i>0,43%</i>		
<i>PV-Energie am Strombedarf (Zielsetzung nach BEK)</i>	<i>25,0%</i>	[9]	

1.3 Aufbau der Studie und Szenariengenerator

Die vorliegende Studie hat sich vor diesem Hintergrund das Ziel gesetzt, eine aktuelle und realistische Einschätzung des vorhandenen Berliner Potenzials für Photovoltaik (PV) zu ermitteln. Dabei ist jedes Kapitel mit einer Fazitbox versehen, die die Ergebnisse kurz zusammenfasst.

Nachdem in diesem Kapitel ein Überblick über die politische Zielsetzung und Ausgangslage gegeben wurde, stellt **Kapitel 2** die Datengrundlage detaillierter dar und ermittelt ein maximales **Solarpotenzial**.

Das so ermittelte Solarpotenzial verteilt sich auf den **unterschiedlichen Gebäuden** Berlins, deren **Nutzung in Kapitel 3** näher betrachtet wird. Es wird aufgezeigt, auf welchen Gebäuden das größte Solarpotenzial zu finden ist, und erste Ansatzpunkte zur möglichen Erschließungen dieser Potenziale getroffen.

Das Solarpotenzials hängt in der Praxis jedoch von einer Vielzahl von wirtschaftlichen, regulatorischen und weiteren Faktoren ab. Daher ist zentraler Bestandteil dieser Studie, Berlins PV-Potenzial unter Einbezug dieser unterschiedlichen Rahmenbedingungen für dessen Umsetzung zu analysieren. Ob der erzeugte Strom für Eigenverbrauch, Mieterstrom, Netzeinspeisung mit fester Vergütung oder Direktvermarktung genutzt wird, sorgt für grundlegend unterschiedliche Geschäftsmodelle und damit verbundene Verwaltungsaufwände. Welches Modell zutrifft, hängt wiederum von Faktoren wie Eigentumsverhältnissen, Nutzungsart des Gebäudes und Dachgröße ab. Unter Einbezug der unterschiedlichen Lastprofile der Gebäudetypen werden in **Kapitel 4** letztlich detaillierte Analysen der

Einschränkungen für PV-Anlagen auf Berlins Gebäudebestand im Kontext der existierenden Rahmenbedingungen durchgeführt.

Abgeschlossen wird die Studie mit einem zusammenfassenden **Fazit in Kapitel 5**.

Um einen guten Lesefluss zu ermöglichen, wird im Text gegebenenfalls auf den **Anhang** verwiesen. Da die Studie kurz gehalten werden sollte, sind einige Randuntersuchungen und **detailliertere Beschreibungen** dorthin verschoben worden.

Szenariengenerator

Zusätzlich zu dieser Studie wurden der Berliner Gebäudebestand in einem Tabellendokument zusammengefasst. Dieses ermöglicht durch Variation einzelner Parameter das Erstellen eigener Szenarien zum Berliner Solarpotenzial. Der Szenariengenerator findet sich auf der Webpräsenz der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/potenzialstudieberlin>.

Szenariengenerator (10/2018)
zur Kurzstudie: **Das Berliner Solarpotenzial**

Technische Rahmenbedingung:				
		Szenario	Standard	HTW Max
Wirkungsgrad	<input type="text"/>	16,7%	16,7%	20,00%
Flachdachbelegung	<input type="text"/>	100%	100%	100%
Anteile der Erschließung:				
		Szenario	Standard	HTW Max
Gebäude für Gewerbe	<input type="text"/>	60%	100%	100%
Ein- und Zweifamilienhäuser	<input type="text"/>	60%	100%	100%
Mehrfamilienhäuser	<input type="text"/>	60%	100%	100%
Öffentliche Gebäude	<input type="text"/>	100%	100%	100%
Sonstige Gebäude	<input type="text"/>	0%	100%	100%
Denkmalschutz ignorieren				
		Szenario	Standard	HTW Max
Baudenkmal	<input type="radio"/> Ja <input checked="" type="radio"/> Nein		Ja	Ja
Ensemble	<input type="radio"/> Ja <input checked="" type="radio"/> Nein		Ja	Ja
Gesamtanlage	<input type="radio"/> Ja <input checked="" type="radio"/> Nein		Ja	Ja

Datengrundlage	
<input checked="" type="radio"/> Solaratlas PV	<input type="radio"/> Solaratlas Solarthermie
Bezirke	
<input checked="" type="checkbox"/> Mitte	
<input checked="" type="checkbox"/> Friedrichshain-Kreuzberg	
<input checked="" type="checkbox"/> Pankow	
<input checked="" type="checkbox"/> Charlottenburg-Wilmersdorf	
<input checked="" type="checkbox"/> Spandau	
<input checked="" type="checkbox"/> Steglitz-Zehlendorf	
<input checked="" type="checkbox"/> Tempelhof-Schöneberg	
<input checked="" type="checkbox"/> Neukölln	
<input checked="" type="checkbox"/> Treptow-Köpenick	
<input checked="" type="checkbox"/> Marzahn-Hellersdorf	
<input checked="" type="checkbox"/> Lichtenberg	
<input checked="" type="checkbox"/> Reinickendorf	

Potenzial				
		Szenario	Standard	HTW Max
Anzahl der Anlagen		123.423	227.624	351.393
Leistung	MW	3.349	6.341	10.268
Energieertrag	GWh	3.150	5.969	9.666
Stromverbrauch*	GWh	12.505	12.505	12.505
Anteil PV	%	25,2	47,7	77,3

* ohne Verkehr

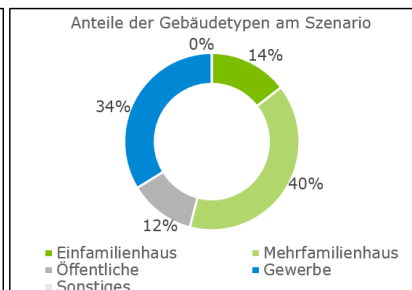
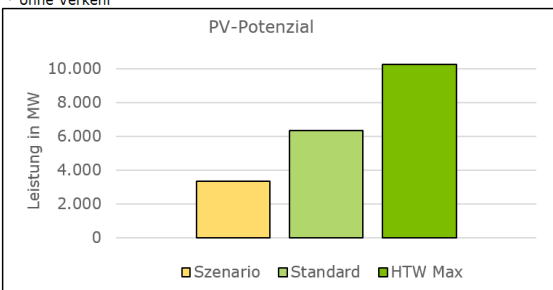


Abbildung 1.2: Bildschirmfoto der Parameter (oben) und der Ergebnisse (unten) des Szenariengenerators.

2 Bestimmung des Solarpotenzials

Für die Untersuchung des Berliner Solarpotenzials ist es zunächst wichtig, dass die theoretischen Möglichkeiten bekannt sind. Eine schrittweise **Eingrenzung des theoretischen Potenzials** führt dann zu einem realistischen Bild, dem technischen Potenzial. Diese Eingrenzung erfolgt **aufgrund von aktuellen technischen Rahmenbedingungen**. Da sich der Rahmen mit der Zeit ändert, sollte regelmäßig eine Neubewertung des technischen Potenzials durchgeführt werden. Es werden zwei Methoden zur Potenzialbestimmung untersucht: Das Modell RE³ASON und der Berliner Solaratlas.

2.1 Dachflächen im Modell RE³ASON

Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) der Fraunhofer Gesellschaft wurde für die Bestimmung des Potenzials regenerativer Energien und der wirtschaftlichen Bewertung das Programm RE³ASON entwickelt [28], [29]. Hierbei greift das Programm auf frei verfügbare Geo- und Wetterdaten zurück und ist somit auf der ganzen Welt einsetzbar. Das Programm wurde auch eingesetzt, um das theoretische Solarpotenzial Berlins zu bestimmen.

Mittels **Bilderkennung aus frei verfügbare Satellitendaten** und digitalen Karten (Bingmaps, OpenStreetMap u.a.), werden die zweidimensionalen Teildachflächen der Gebäude erkannt und deren Ausrichtungen bestimmt. Neben dem Flächenpotenzial kann mit der Software das technische Solarpotenzial innerhalb eines Kartenausschnitts bestimmt und ökonomisch bewertet werden. Hierbei werden Unregelmäßigkeiten im Dach als Verschattung erkannt und berücksichtigt. Die Neigungen der einzelnen Dachflächen werden stochastisch angenommen. Eine Interpretation der Ergebnisse einzelner Gebäude ist somit nicht zielführend. Ein Teil der Dachflächen wird als Flachdach berücksichtigt. In Berlin liegt der Anteil der Flachdächer bei etwa 60% [21], [30], [31]. Das Verfahren zur Bestimmung des Solarpotenzials wurde von Mainzer et al. [28] näher beschrieben. Mit RE³ASON können in einem ersten Schritt alle Gebäude Berlins berücksichtigt werden. Da jedoch alle Gebäude individuell betrachtet werden, bleibt die Verschattung, die durch andere Gebäude entsteht, unberücksichtigt.

Als Dachfläche werden etwa 10.600 Hektar angegeben, von denen **4.400 bis 7.000 Hektar** vom Programm als **für PV nutzbare Fläche** klassifiziert werden. Die Spannweite ergibt sich dabei aus der Art der Modulbelegung von Flachdächern (siehe Infokasten). Bei einem Wirkungsgrad¹ von 15 % entspricht dies **etwa 6,5 bis 10 GW** installierbarer PV-Leistung und einem solaren Stromertrag von 4,6 bis 7 TWh. Dies sind knapp **35 % bis 50 % des heutigen Berliner Strombedarfs**.

In der Bestimmung des Solarpotenzials mit RE³ASON werden keine Restriktionen bezüglich minimaler Erträge angenommen. Somit lässt sich das ermittelte Potenzial als eine **Obergrenze** bei der Belegung aller Dächer mit Solartechnik sehen. Die Beschränkung auf aktuell attraktive Flächen reduziert die installierbare Solarleistung deutlich und soll im Folgenden näher betrachtet werden

1 Der Wirkungsgrad von PV-Anlagen wird beständig verbessert. Der Wert von 15 % wurde hier aus Gründen der Vergleichbarkeit mit dem Berliner Solaratlas angenommen.

Infobox: Belegung von Flachdächern

- Im Gegensatz zu Schrägdächern, wo PV-Anlagen aus Kostengründen oft parallel zur Dachfläche angebracht werden, bieten Flachdächer die Möglichkeit, die Module aufzuständern.
- In der Vergangenheit wurde dabei meist der spezifische Ertrag (kWh/kW_p) der PV-Anlage maximiert. Dies bedeutet, dass die PV-Anlagen in Südausrichtung in einer Neigung von 35° aufgeständert wurden. Damit sich die Modulreihen nicht gegenseitig verschatten, muss ein Abstand zwischen den Modulreihen eingehalten werden. Dieser Abstand vermindert die nutzbare Dachfläche.
- Durch historisch niedrige Modulpreise und Nutzung von Direktverbrauch ist mittlerweile auch eine Ost-West-Belegung sinnvoll geworden. Der spezifische Ertrag pro kW_p ist dadurch geringer, aber das Erzeugungsprofil (morgens/abends) passt besser zum Verbrauch. Werden die Module dabei nur flach aufgeständert (10° Neigung) ist die Verschattung nicht so stark, sodass mehr Module auf dem Dach Platz finden. Der Gesamtertrag (kWh) der Dachfläche wird so gesteigert. Die folgende Abbildung veranschaulicht dies.

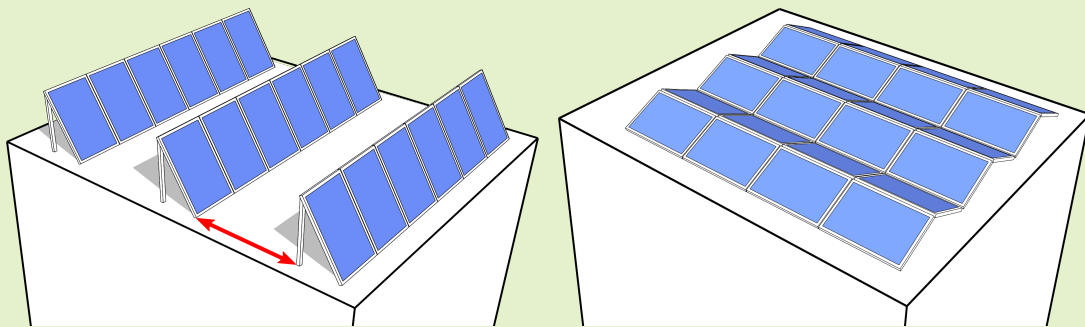


Abbildung 2.1: Die aufgeständerte Süd-Ausrichtung (links) erlaubt im Beispiel 18 Module, die flache Belegung in Ost-West-Richtung (rechts) hingegen 24 Module.

2.2 Berliner Solaratlas

Der Solaratlas wurde im Jahr 2012 aus einem **dreidimensionalen Stadtmodell** von der Firma Simuplan erstellt. Verzeichnet sind in der Solarpotenzialkarte alle Dachflächen Berlins und die mögliche installierbare PV-Leistung. Für die Erstellung wurde eine **Verschattungssimulation** der Gebäudedächer mit einer zeitlichen Auflösung von 5 Minuten durchgeführt und die Dächer entsprechend ihrer Jahreserträge bewertet. Durch einen Vergleich der effektiven und der potenziellen jährlichen Direkteinstrahlung wird das Ausmaß von Verschattungseffekten exakt bestimmt. Bereiche mit Minderungen der jährlichen Direkteinstrahlung von mehr als 10 % wurden für Photovoltaikanlagen als ungeeignet eingestuft. Ebenso wurden Flächen mit weniger als 15 m^2 bei Schrägdächern bzw. 40 m^2 bei Flachdächern kategorisch ausgeschlossen. Darüber hinaus sind Dachflächen ausgeschlossen, deren Globalstrahlung weniger als 80 % der optimal ausgerichteten Fläche (35° Süd) beträgt. Dies entspricht in der Untersuchung ca. $900 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$. Somit wird **etwa der Hälfte der Gebäude ein PV-Potenzial** unterstellt [21], [24]. Es wurde ein Wirkungsgrad der PV von 15 % angenommen.

Der Solaratlas gibt unter diesen Annahmen für die Dächer Berlins ein Potenzial für die Installation von Photovoltaikanlagen von **etwa 3,8 GW** an (Solaratlas PV). Dies entspricht einer solaren Energieerzeugung von etwa $2,9 \text{ GWh}$ pro Jahr [32].

Alternativ enthält der Solaratlas auch die **für Solarthermie** geeigneten Flächen, für die weniger restriktive Annahmen getroffen wurden (Solaratlas ST). Für die Solarthermie wurden bereits Flächen mit 5 m² bzw. 15 m² für geneigte bzw. flache Dächer berücksichtigt, so dass hier oftmals **höhere Flächenpotenziale** ausgewiesen werden. Somit ist ein zentraler Unterschied der beiden Karten der Ausschluss von wenig verschatteten Flächen im Solaratlas ST. Der Solaratlas gibt knapp 34 % mehr Flächen als potenziell für Solarthermie geeignet aus als für PV [32].

2.3 Vergleich des Solarpotenzials aus RE³ASON und Solaratlas

Für einen systematischen Vergleich werden der Solaratlas und RE³ASON auf eine **einheitliche Datenbasis** hinsichtlich der **getroffenen Annahmen** gebracht. Dies betrifft zum einen die Mindestgröße von zu betrachtenden Dachflächen sowie die Mindesteinstrahlung. Zum anderen wird davon ausgegangen, dass PV-Anlagen auf Flachdächern in Richtung Süden aufgeständert werden.

Insgesamt werden mit RE³ASON etwa 640.000 Dachflächen kartiert (RE³ASON maximal), wovon 213.000 den Kriterien des Solaratlas genügen (RE³ASON Solaratlas). Im Solaratlas werden 383.000 bzw. 870.000 Teildachflächen für PV bzw. Solarthermie erfasst. Fasst man diese pro Gebäude zusammen, ergeben sich etwa 250.000 bzw. 580.000 Dachflächen unterschiedlicher Ausrichtung und Neigung. Insbesondere komplexe Dachformen werden durch die Bilderkennung in RE³ASON geometrisch vereinfacht dargestellt, so dass leichte Abweichungen plausibel sind.

Der Vergleich des Solarpotenzials zwischen dem maximalen Potenzial, welches in RE³ASON für Berlin berechnet wurde, und dem Solaratlas ist in Abbildung 2.2 zu sehen. Das zunächst sehr hohe Potenzial aus RE³ASON (grün) wird weniger durch den Ausschluss kleiner Flächen (blau) sondern insbesondere durch das Kriterium der Mindesteinstrahlung stark eingeschränkt (grau).

Unter diesen Annahmen ergeben beide Methoden ein ähnliches Potenzial. Es lässt sich somit konstatieren, dass das **Berliner Solarpotenzial** unter diesen Bedingungen im Bereich **von 3,8 GW bis 4,0 GW** zu verorten ist.

Da der Solaratlas individuelle Gebäudeneigungen und komplexe Dachformen besser erkennt als RE³ASON, wird für diese Studie der Datensatz des Solaratlas als Referenz verwendet.

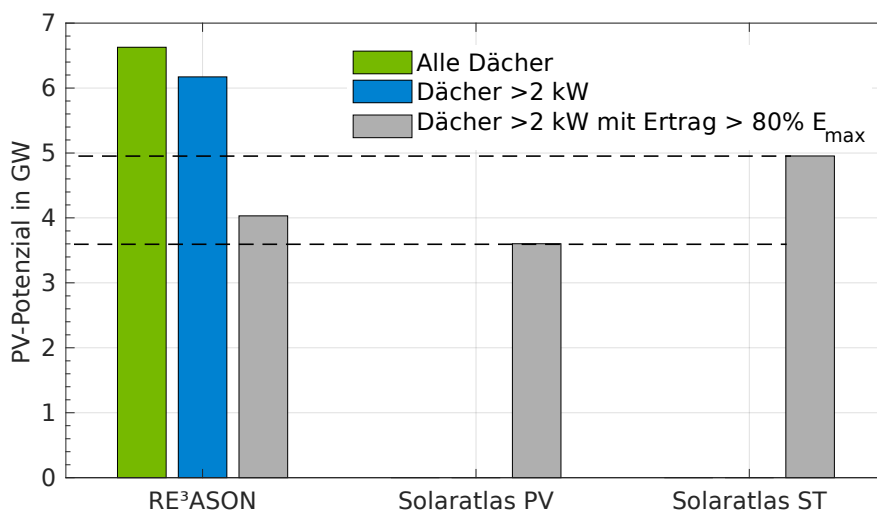


Abbildung 2.2: Vergleich der Solarpotenzialflächen Berlins bei einem Wirkungsgrad von 15%

2.4 Aktualisierung der Annahmen

Vor dem Hintergrund steigender Wirkungsgrade, gesunkener Modulkosten und alternativen Flachdachbelegungen müssen einige der **Annahmen** des Solaratlas heute kritisch bewertet werden. Um den Einfluss dieser Grundannahmen deutlich zu machen, werden verschiedene Szenarien gegenübergestellt. Für die Ausnutzung der **Flachdächer** wird alternativ die zugrundeliegende Dachfläche mit 100 % berücksichtigt. Auch liegt der **Wirkungsgrad** heute eher bei 16,7 % als bei den 2012 angenommenen 15 %. Zur Berechnung der solaren Erträge wird in dieser Studie ein Einstrahlungsdatensatz des niederländischen Wetterdienstes KNMI [33] aus dem Jahr 2016 verwendet. Für die Temperatur wurden die Messdaten des DWD am Standort Berlin Alexanderplatz berücksichtigt und für die ganze Stadt als vergleichbar angenommen [34]. Bei der Aktualisierung der Daten muss auch berücksichtigt werden, dass der Berliner Solaratlas auf einem **Gebäudedatenstand** vom Jahr 2008 basiert. Für diese Studie wurde mit Hilfe des amtlichen digitalen Liegenschaftskatasters (ALKIS) von 2016 [24] eine Annahme zu Neubauten getroffen.

Neubauten

Es wurden für die Dachflächen im Solaratlas jeweils die Mittelpunkt gebildet und dann über die Karte des ALKIS gelegt. Die umgebende Gebäudekontur der ALKIS-Datenbank definiert das zugehörige Gebäude. Hierüber erhalten die im Solaratlas verzeichneten Dachflächen eine eindeutige Gebäude-ID und die in ALKIS gespeicherten Informationen können dem Solarpotenzial zugeordnet werden. Die auftretenden Inkohärenzen zwischen dem Gebäudegrundriss aus ALKIS und der Geometrie der Dachfläche aus dem Solaratlas wurden dabei als Neubauten interpretiert. Durch diese Methodik wurden **31.000 Gebäude** als „Neubauten“ **identifiziert**. Dies entspricht in der Größenordnung den ca. 27.000 Baufertigstellungen im selben Zeitraum [35]. Diesen Neubauten wurde jeweils zufällig ein Solarpotenzial zugewiesen, das ähnliche Gebäude im Solaratlas aufweisen. Nach dieser Zuordnung ergibt sich insgesamt ein **zusätzliches Potenzial von etwa 300 bis 500 MW**.

Aktualisiertes Solarpotenzial

Die solaren Potenziale aus den beiden Datenbanken des Solaratlas sind in Abbildung 2.3 unter den Annahmen dieser Studie dargestellt (HTW realistisch). Dabei wurde der Wirkungsgrad leicht erhöht, die Flachdachbelegung angepasst und Neubauten berücksichtigt. Die Belegung der Flachdächer (Ost-West satt Süd) beeinflusst die installierbare PV-Leistung wesentlich.

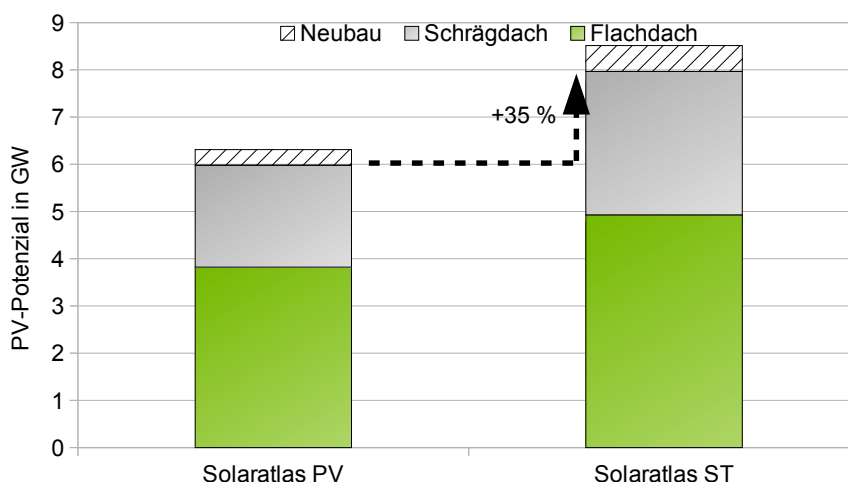


Abbildung 2.3: Solarpotenzial Berlins nach Solaratlas unter den Annahmen dieser Studie (keine Aufständigung auf flachen Dächern, Modulwirkungsgrad 16,67 %, Zuordnung von Neubaupotenzial nach dem „Ähnlichkeitsprinzip“).

Das Potenzial des Solaratlas PV nimmt somit um knapp 85 % zu, das des Solaratlas ST sogar um bis zu 194 %. Insgesamt **erhöht sich das Solarpotenzial auf 6,3 GW**. Der potenzielle jährliche PV-Ertrag liegt demnach bei 6 TWh. Dies entspricht in etwa der **Hälfte des heutigen Berliner Strombedarfs** (46 %).

Wird ein **mittelfristig** realistischer Wirkungsgrad von 20 % angenommen, erhöht sich das Potenzial auf **bis zu 10 GW**. Die 9,7 TWh Solarstrom könnten etwa drei Viertel des aktuellen Strombedarfs Berlins decken (HTW maximal). Künftige Verbrauchssteigerungen sind hierbei nicht berücksichtigt.

Die Tabelle 2.1 fasst die Annahmen in RE³ASON und des Solaratlas noch einmal zusammen und stellt sie denen dieser Studie gegenüber.

Tabelle 2.1: Parameter der untersuchten Szenarien

	RE ³ ASON		Solaratlas		HTW Berlin	
	maximal	Solaratlas	PV	ST	maximal	realistisch
minimale Dachfläche in m ² (geneigt/flach)	0	15 / 40	15 / 40	5 / 15	5 / 15	15 / 40
Flachdach-Belegung	Doppelte Modulhöhe als Abstand, 30° Süd		40 % der Fläche, 35° Süd		100 % der Fläche	
Wirkungsgrad	15 %	15 %	15 %	15 %	20 %	16,67 %
<i>Ergebnisse</i>						
Geeignete Gebäude	637.000	214.000	218.249	352.850	351.470	227.626
Leistung in GW	6,3	4,0	3,8	4,6	10,0	6,3
Abweichung ggü. Solaratlas PV	+85 %	+15 %	./	+47 %	+194 %	+85 %
Wetterdaten	Einstrahlung: CAMS (2016) Temperatur: MERRA-2 (2016)		„repräsentativen Strahlungszeitreihe“, „Stundenwerte der diffusen und direkten Einstrahlung“		Einstrahlung: KNMI (2016) [33] Temperatur: DWD (2016) [34]	
Energie in TWh	4,6	3,1	2,9	4,1	9,7	5,9

2.5 Diskussion und Zusammenfassung

Evaluation des solaren Dachflächenpotenzials

Der Solaratlas bietet aufgrund seiner Methodik aktuell die plausibelste Abschätzung des Berliner Solarpotenzials. Ein anderes Verfahren, mit dem Solarpotenzialkarten erstellt werden können, bietet die Software RE³ASON. Ein Vergleich der beiden Methoden auf der Basis vereinheitlichter Annahmen plausibilisiert das **aktuelle Berliner Dachflächenpotenzial auf 3,8 bis 4,0 GW**.

Neben den Vorzügen der gebäudescharfen Berechnung beinhaltet der Solaratlas aber auch Elemente, die es zu hinterfragen lohnt. Aufgrund der Mindestanforderung an die Größe der Dachfläche einerseits und der schwierigen Erkennung von komplexen Dachformen andererseits sind insbesondere **kleine Flächen oft nicht kartiert**. Gerade im Bereich von Einfamilienhäusern kann dies zu Fehlinformationen bei der Anwendung führen (Dächer zählen fälschlich als „nicht geeignet“). Im Einzelfall bleibt daher stets eine **individuelle Begutachtung** des Standortes **notwendig**.

Unberücksichtigte PV-Potenziale im Stadtgebiet

Das Potenzial für **PV-Freiflächenanlagen** innerhalb Berlins ist begrenzt. Für Berliner Freiflächenanlagen kommen lediglich Flächen infrage, die nicht der Naherholung dienen, wie beispielsweise kontaminierte Flächen, Abfalldeponien oder Sperrgebiete, sowie Brachflächen (als Zwischennutzung). In der wachsenden Stadt erscheint eine rein energetische Nutzung jedoch als **unrealistisch**, da der städtische Wert anderer bzw. künftiger Nutzungsformen (Bebauung, Naherholung) deutlich höher liegt. Das Potenzial für Freiflächenanlagen wird als nicht vorhanden bewertet.

Der Ausbau der Solarenergie ist ein Generationenprojekt. In der wachsenden Metropole spielen **künftige Neubauten** daher eine wichtige Rolle. In der Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin nehmen Reusswig et al. das Potenzial der bis zum Jahr 2050 neu errichteten Gebäude mit bis zu **1,6 GW** an [13]. Dieses Potenzial bleibt in der Studie unberücksichtigt, da sie sich auf den aktuellen Zustand der Stadt fokussiert; Annahmen zu kommenden Veränderungen des Gebäudebestands werden daher nicht vertieft.

Das Potenzial für PV-Anlagen an den **Fassaden** wurde von Hirschl et al. im Jahr 2011 abgeschätzt [30] und von Reusswig et al. 2014 aufgegriffen [13]. Hirschl et al. bestimmten das langfristige Fassadenpotenzial Berlins auf der Basis von solaren Gütezahlen mit **bis zu 1,7 GW**. Dies entspricht bei Fassaden einem Ertrag von 850 GWh bis zu 1,2 TWh. Reusswig et al gehen mit einem pauschalen Abschlag von bis zu 1,3 GW aus. Da die individuelle Gebäudeverschattungen nicht berücksichtigt sind, ist eine Validierung in einer Simulation sinnvoll. Aktuelle Forschung an der Fachhochschule Bielefeld könnte hierbei vielversprechende Erkenntnisse zum PV-Potenzial an Fassaden liefern [31]. Vor dem Hintergrund aktueller Kosten scheint eine Nutzung der Fassaden eher sekundär. Das Fassadenpotenzial für PV-Anlagen wird deshalb in dieser Studie nicht betrachtet.

Neuartige Solaranwendungen wie **solare Straßenbeläge** wurden ebenfalls nicht betrachtet. Eine Abschätzung lässt allerdings kein sehr großes Potenzial erhoffen. Würde auf allen geeigneten Fahrradwegen Berlins Solarmodule verlegt, ergibt sich ein Potenzial von **maximal 140 MW** mit einem Ertrag von 70 GWh. Hierbei sind knapp 1700 km Radwege auf einer Breite von 2 m berücksichtigt, die in Nordsüd-Ausrichtung verlaufen und wenig Baumbewuchs aufweisen [37], [38]. Ebenso beschränkt fällt mit **360 bis 660 MW** das Potenzial **überdachter Parkplätze** aus. Bis zu **100 MW** könnten zusätzlich auf **Solarcarports** installiert werden.

Datengrundlage für diese Studie

Es bleibt festzuhalten, dass der Berliner Solaratlas eine systematische Schwäche im Bereich der Neubauten und der Fassadenpotenziale hat. In dieser Hinsicht bedarf es einer Überarbeitung und Aktualisierung. Weitere Potenzial werden in dieser Studie aufgrund der genannten technischen, strategischen oder konzeptionellen Gründe außer Acht gelassen.

Für die weitere **Untersuchung** wird, sofern nicht anders beschrieben, von den Annahmen des **Szenarios HTW realistisch** ausgegangen. Dies entspricht einer Aktualisierung des Solaratlas für PV auf die heutigen technischen Rahmenbedingungen.

Einordnung des Potenzials

Anhand der im Berliner Solarkataster dokumentierten PV-Anlagen kann das oben bestimmte Solarpotenzial bewertet werden. Im Jahr 2017 waren in Berlin knapp 6.700 PV-Anlagen installiert, deren Leistung sich auf etwa 90 MW summiert [27]. Von den etwa 535.700 Gebäuden in dieser Untersuchung werden etwa 227.600 Gebäude durch den Solaratlas als potenziell geeignet für PV-Anlagen gesehen (Abbildung 2.4). **Das aktualisierte Solarpotenzial von 6,3 GW entspricht somit knapp dem 70-fachen der heute installierten PV-Leistung.**

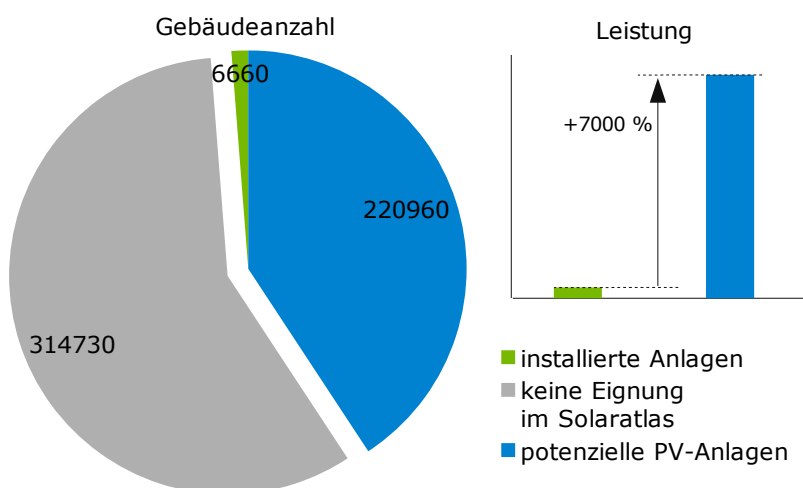


Abbildung 2.4: Anzahl der Gebäude, auf denen PV installiert wurde, die für Solarenergie geeignet erscheinen und bei denen im Solaratlas keine Eignung vorliegt und Verhältnis der installierten Leistung zum Solarpotenzial.

Für die **Klimaschutzziele** des Landes Berlins bedeutet dies, dass die Nutzung der **Solarenergie massiv ausgebaut** werden muss. Soll das Potenzial **bis zum Jahr 2050** erschlossen werden, so sind jährlich über 7.000 PV-Anlagen zu errichten. Das entspricht der Gesamtzahl aller bisher gebauten PV-Anlagen. **Pro Tag** wären demnach fast **30 neue PV-Anlagen** in Berlin zu **installieren**. Bezogen auf die Leistung ergibt sich ein ähnliches Bild: Wurden im Jahr 2017 insgesamt gut 10 MW Solarleistung in Berlin zugebaut, so sind bis zum Jahr 2050 **durchschnittlich über 150 MW pro Jahr** zu errichten.

Diese Zahlen verdeutlichen, dass eine konsequente **Energiewende** ein großes Potenzial für **Wertschöpfung und Beschäftigung** in Berlin **verspricht**. Die Erschließung der für PV geeigneten Flächen in der Stadt führt zu einem starken Wachstum, von der **insbesondere** das **Handwerk** profitieren kann. Es zeichnet sich anhand oben genannter Zahlen ab, dass es **mittelfristig zu einer Verzehnfachung** der gesamten Branche kommt, wenn sich Berlin auf den Weg in Richtung Klimaneutralität begibt.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 2

- Unterschiedliche Methoden zur Bestimmung des Solarpotenzials Berlins führen zu einem Solarpotenzial von 3,8 bis 10 GW.
- Systeminhärente Annahmen, wie die Mindestgröße von Flächen oder die Eignung ab einem bestimmten Einstrahlungswert, sind wesentliche Einflussfaktoren auf die identifizierte Leistung des Solarpotenzials. Weniger beeinflusst von diesen Annahmen ist die Gesamtenergiemenge, die auf diesen Flächen geerntet werden kann.
- Die sich schnell ändernden technischen Rahmenbedingung, wie Art der Dachbelegung, Neubauten, andere Solaranwendungen und Wirkungsgrad müssen bei der Potenzialabschätzung berücksichtigt werden und sollten regelmäßig aktualisiert werden.
- Unter den Annahmen dieser Studie wurde ein theoretisches solares Dachflächenpotenzial von 6,3 bis 10 GW bzw. eine Energieerzeugung von 5,9 bis 9,7 TWh ermittelt. Aus heutiger Sicht können die 6,3 GW als realistisch betrachtet werden.

3 Räumliche Verteilung des Solarpotenzials

Das im vorherigen Kapitel beschriebene Solarpotenzial kann mithilfe zusätzlicher Informationen weiter konkretisiert werden. Aus dem Liegenschaftskataster (ALKIS) und weiteren offenen Daten [39] lassen sich Rückschlüsse auf einzelne Gebäudearten und -nutzungen treffen. Hieraus lässt sich beispielsweise ermitteln, welche Gruppen und Akteure für das Erreichen eines hohen solaren Ausbaus adressiert werden müssen. Aus der Art der Gebäudenutzung folgen auch Implikationen für die Geschäftsmodelle, mit denen PV-Anlagen auf den jeweiligen Gebäude betrieben werden können. Es ist erkennbar, welche Potenziale unerschlossen bleiben, wenn gewisse Gruppen nicht zur Installation einer Solaranlage motiviert werden können.

Die Unterteilung dieses Abschnittes orientiert sich an den Nutzungsklassen im Liegenschaftskataster [24]. Untersucht werden Gebäude zur Wohnnutzung, Gewerbenutzung und zur öffentlichen Daseinsvorsorge.

3.1 Wohnnutzung

Gebäuden mit Wohnnutzung stellen mit 60 % der Gebäude und 55 % des solaren Potenzials die größte untersuchte Nutzungsgruppe dar. Auf den etwa geeigneten 194.000 **Wohngebäuden** könnten insgesamt PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von **etwa 3,5 GW** und einer jährlichen Energieabgabe von 3,2 TWh installiert werden. Dies entspricht etwa 2.000 ha geeigneter Dachfläche.

Die Wohngebäude werden in Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH) und in Mehrfamilienhäuser (MFH) unterteilt. Die Unterteilung erfolgt dabei anhand von Kategorien des Umweltatlas [39]. Hierbei ist zu beachten, dass der Umweltatlas nur eine Zuordnung auf Blockebene zulässt und diese durch die überwiegende Nutzung charakterisiert werden. Daher ergibt sich eine Unschärfe, wenn beispielsweise ein Mehrfamilienhaus innerhalb einer Einfamilienhaussiedlung errichtet wurde.

In Abbildung 3.1 ist die Verteilung des Potenzials auf EFH und MFH dargestellt. Es ist zu erkennen, dass etwa 60 % der potenziellen Flächen im Geschosswohnungsbau flache Dächer sind. Dies entspricht dem mittleren Flachdachanteil Berlins [21], [30], [31]. In der Mieterhauptstadt Berlin machen die Dachflächen des **Geschosswohnungsbaus in etwa drei Viertel des Solarpotenzials der Wohngebäude** aus. Der Rest entfällt auf Ein- und Zweifamilienhäuser.

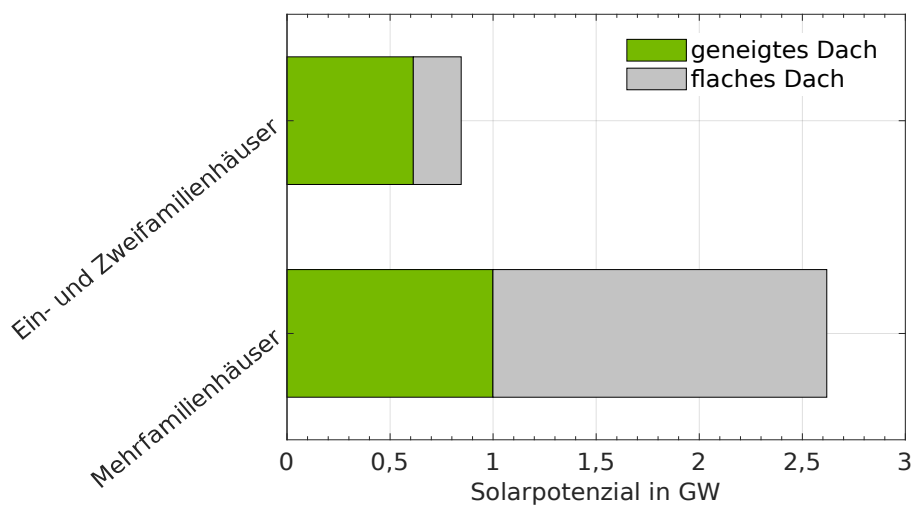


Abbildung 3.1: Solarpotenzial auf flachen und geneigten Dächern auf Gebäuden mit Wohnnutzung unterschieden nach Ein- und Zweifamilienhäusern (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH).

PV-Anlagengrößen

Typische PV-Anlagengrößen bei Einfamilienhäusern lassen sich im Bereich von 3 bis 8 kW verorten. Der Median liegt bei 6 kW.

Bei den **Mehrfamilienhäusern** kann mit einer mittleren Leistung von **etwa 20 kW** gerechnet werden. Ausnahme bilden die Großsiedlungen der Nachkriegszeit, auf denen deutlich größere Flächen vorhanden sind. Ein Potenzial von etwas mehr als **450 MW** entfällt dabei auf **größere PV-Anlagen mit** einer Leistung von jeweils **mehr als 100 kW**. In Summe entspricht dies jedoch lediglich 13 % des PV-Potenzials der Wohngebäude.

In der Praxis sind Mieterstromprojekte mit kleinen Solaranlagen oft nicht wirtschaftlich. Diese **PV-Anlagen mit weniger als 15-20 kW stellen** insgesamt allerdings **300 bis 500 MW** an PV-Leistung zur Verfügung. Dieser Teil des Potenzials ist demnach aufgrund des Mangels an sinnvollen Geschäftsmodellen **nur sehr schwer zu erschließen**.

Eigentumsverhältnisse

Aus den Daten des Zensus 2011 [40] lässt sich in unterschiedlicher geographischer Tiefe die Eigentumsstruktur der Wohngebäude (sowohl EFH und MFH) ermitteln.

Bei den **Ein- und Zweifamilienhäusern** dominiert das Wohneigentum: **94 %** der EFH sind **in Besitz von Privatpersonen**. PV-Anlagen bilden hier einen Massenmarkt, mit über 100.000 Privathaushalten. Bezogen auf das Solarpotenzial aller EFH summiert sich die potenzielle Leistung auf **knapp 800 MW** und stellt damit **fast das Zehnfache der in Berlin bisher installierten PV-Leistung dar**.

Für den Geschosswohnungsbau ist die Situation diverser. In Abbildung 3.2 sind die Eigentumsverhältnisse der MFH in Berlin dargestellt. Es fällt auf, dass lediglich 10 % des Wohngebäudebestands von öffentlichen Wohnungsbaugesellschaften betrieben werden. Dies entspricht anteilig am Berliner Solarpotenzial etwa **260 MW in der öffentlichen Wohnungswirtschaft**. Die im Jahr 2017 ins Leben gerufene „Mieterstrom-Plattform“ [41] kann sich hier also zunächst als ein geeignetes Mittel etablieren, um erste Erfolge zu erzielen. Zur Erreichung größerer Solarpotenziale ist allerdings auch die **private Wohnungswirtschaft intensiv einzubeziehen**.

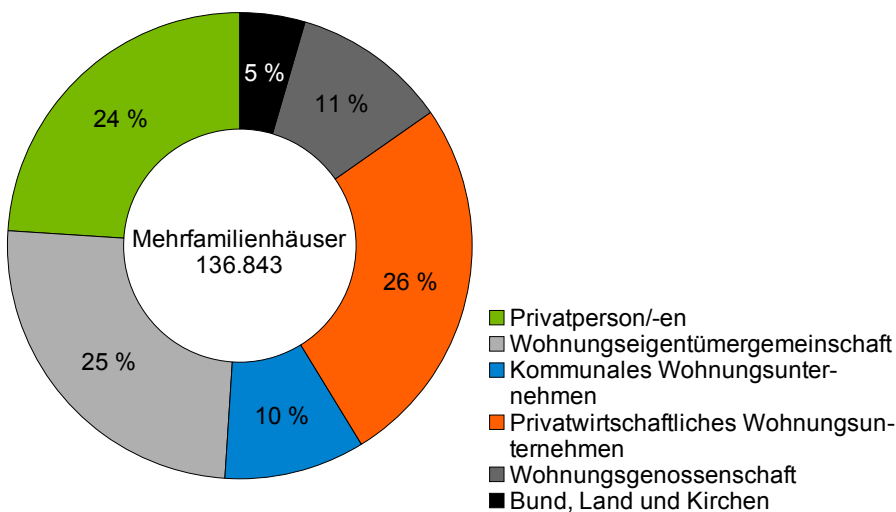


Abbildung 3.2: Eigentumsstruktur der Mehrfamilienhäuser (eigene Darstellung, nach [40]).

Geschäftsmodelle

Aus den **Eigentumsverhältnissen** der Wohngebäude leiten sich wichtige Implikationen für mögliche **Geschäftsmodelle** zur Erschließung des Potenzials ab [42]. Der Solarstrom der Gebäude, der zeitgleich verbraucht wird, wird als **Direktverbrauch** bezeichnet. Da dieser nicht durchs öffentliche Stromnetz geleitet wird, fallen keine Netzentgelte an. Bei PV-Anlagenleistungen, die kleiner als 10 kW sind, entfällt auch die EEG-Umlage. Ab 10 kW ist lediglich eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen, was zu einem lukrativen Geschäftsmodell führt (**Eigenversorgung**). Die Bundesnetzagentur sieht jedoch eine für Berlin folgenreiche **Einschränkung** vor: Die Reduktion bzw. der Erlass der EEG-Umlage gilt nur, wenn PV-Anlagenbetrieb und Stromverbrauch durch dieselbe Person erfolgen („**Personenidentität**“).

In allen anderen Fällen muss die volle EEG-Umlage gezahlt werden, denn es handelt sich um eine **Direktlieferung** [42]. Im Fall von MFH wird diese auch als **Mieterstrom** bezeichnet und erhält unter Umständen Förderung nach dem Mieterstromgesetz [43]. Der Unterschied ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

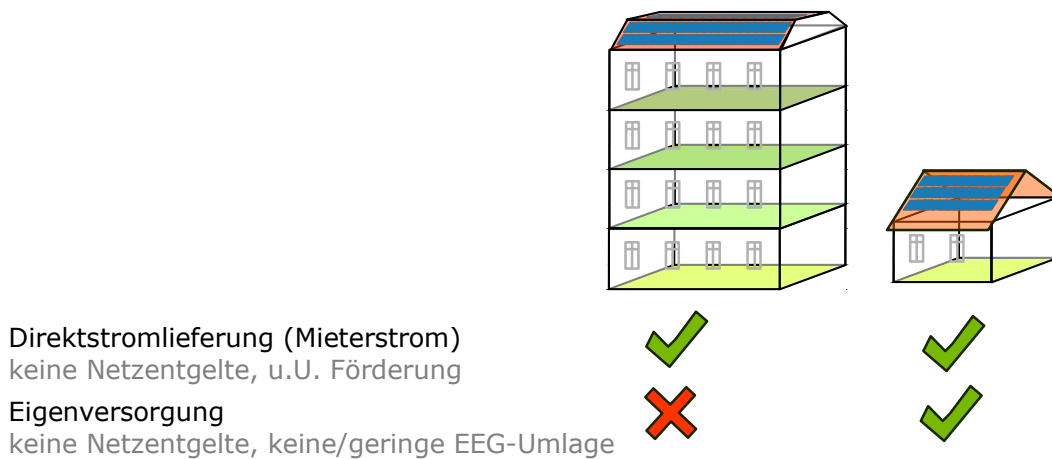


Abbildung 3.3: Unterschiede beim Direktverbrauch: Abgrenzung zwischen Direktstromlieferung und Eigenversorgung im EEG.

Die organisatorischen und rechtlichen Anforderungen an Belieferung mit **Mieterstrom** sind relativ hoch. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen für die Umsetzung solcher Projekte meist institutionelle Anbieter_innen von Wohnungen in Frage kommen (kommunale und private Wohnungsunternehmen, Genossenschaften und öffentliche Träger_innen). Den Daten des Zensus ist zu entnehmen, dass diese **knapp die Hälfte der Mehrfamilienhäuser** Berlins verwalten (vgl. Abbildung 3.2).

Potenzial für Mieterstrom

Im Jahr 2017 wurden Studien zum Potenzial von Mieterstromkonzepten in Deutschland von Prognos [44] und dem Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) verfasst [45]. Sie vermuten anhand der Zensusdaten, dass es in Deutschland ein Potenzial für Mieterstrom von 15 bis 20 GW gibt. Auf Berlin übertragen entspricht dies einer Leistung von 1,8 bis 2,7 GW bei pauschalen Leistungsannahmen pro Gebäude. Werden die Faktoren zur Eignung f_{Eignung} berücksichtigt und mit den Daten des Solaratlas verknüpft, so zeigt sich, dass das **Potenzial für Mieterstrom in Berlin zwischen 1,4 und 1,8 GW** liegen kann. Tabelle 3.1 trägt die Annahmen und resultierenden Potenziale für verschiedene Gebäudegrößen zusammen.

Tabelle 3.1: Potenzial für Mieterstrom nach Anzahl der Wohnungen je Gebäude auf Basis von [44] und [45] unter Berücksichtigung des Solaratlas.

Wohnungen je Geb.	3-6	7-12	>12
Anzahl Zensus	34.339	68.536	37.447
Anzahl HTW ²	36.785	52.286	30.857
Gesamtpotenzial (in MW)	106	914	1.594
f_{Eignung} ³ nach [44]	6%	47%	60%
f_{Eignung} ³ nach [45]	70%	71%	68%
Für Mieterstrom geeignet (in MW)	6 bis 74	430 bis 649	956 bis 1.084

Gebäudetypen

Der Umweltatlas [39] ermöglicht über die Aufschlüsselung von Gebäudestrukturen einen noch detaillierteren Einblick in die reale Art der Nutzung von Mehrfamilienhäusern. Für Ein- und Zweifamilienhäuser enthält die reale Nutzung nur einen geringen Mehrwert, weshalb sie hier nicht näher aufgeschlüsselt ist. Der Datensatz enthält unter anderem Informationen zur Art der Bebauung mit typische Bautypen und z.T. Baualtersklassen. Diese Aufschlüsselung ist in Tabelle 3.2 dargestellt. Darüber hinaus ist in der Tabelle der Median und der Mittelwert der potenziellen PV-Anlagengröße zu sehen. Der Median gibt dabei den Wert an, den die Hälfte aller PV-Anlagen unter- bzw. überschreiten. Liegen die beiden Kennwerte nah beieinander, so deutet dies auf eine schmale Bandbreite möglicher PV-Anlagengrößen hin.

Es ist zu erkennen, dass etwa **ein Drittel der solaren Potenzialflächen von Wohngebäuden auf den Gründerzeitbauten** zu finden sind. Dies **entspricht einem Gigawatt**. Deren Dächer sind unter anderem durch zahlreiche Schornsteine und andere kleine Dachaufbauten zur Be- und Entlüftung gekennzeichnet. Der Solaratlas hat bei der Erkennung dieser kleinen Verschattungen systematische Schwächen. Der Einsatz von Leistungsoptimierern, welche die PV-Leistung auf Modulebene stets optimal anpassen, könnte hier obligatorisch werden, um den Einfluss der Verschattung auf den Ertrag zu reduzieren.

Auf der **Bebauung der 20er bis 40er Jahre** des vergangenen Jahrhunderts könnte eine PV-Leistung von bis zu **340 MW** realisiert werden. Darüber hinaus kann bei den Gebäuden zur Wohnnutzung, die in der **Nachkriegszeit bis 1990** errichtet wurden, ein Solarpotenzial von **etwa 800 MW** gefunden werden. Hierunter fallen die Großsiedlungen und die Zeilenbebauung, die für große Gebiete Berlins prägend sind. Knapp **370 MW** des solaren Dachflächenpotenzials sind auf **Geschosswohnungsbau** der jüngeren Zeit und Bauten mit uneindeutigem Baualter zu finden.

2 Wohneinheiten (WE) in Abhängigkeit der Bruttogeschosßfläche: 3-6 WE bei weniger als 409 m², 7-12 WE bei 410 bis 1750 m², mehr als 12 WE mehr als 1750 m².

3 Zensusdaten mit berücksichtigten Faktoren: Baualtersklasse, Eigentumsstruktur, Wohnungsanzahl.

Tabelle 3.2: Solarpotenzial und mittlere PV-Anlagengröße der Gebäude mit Wohnnutzung bei einem PV-Wirkungsgrad von 16,67%.

Anzahl	Gebäudetyp	Σ Leistung in MW	PV-Anlagengröße in kW		Baujahre
			Median	Durchschn.	
193.704	Wohngebäude	3.415	9	18	
103.052	Ein- und Zweifamilienhäuser	845	6	8	
91.369	Mehrfamilienhäuser	2.618	20	29	
18.712	<i>Geschlossene Blockbebauung, Hinterhof, 5-geschossig</i>	505	22	27	1870-1918
12.628	<i>Freie Zeilenbebauung mit Siedlungsgrün, 2 - 6-geschossig</i>	438	24	35	1950-1970
6.754	<i>Großsiedlung und Punkthochhäuser, 4 - 11-geschossig und mehr</i>	373	45	55	1960-1990
7.664	<i>Blockrandbebauung mit Großhöfen, 2 - 5-geschossig</i>	224	17	29	1920-1940
6.938	<i>Entkernte Blockrandbebauung, Lückenschluss nach 1945</i>	197	22	28	1870-1990
8.585	<i>Gewerbe mit Wohnnutzung</i>	179	-	-	-
7.092	<i>Blockbebauung, Schmuck- und Gartenhof, 4-geschossig</i>	165	19	23	1870-1918
3.626	<i>Geschosswohnungsbau der 1990er Jahre und jünger</i>	122	23	34	1990-2015
4.591	<i>Parallele Zeilenbebauung mit arch. Zeilengrün, 2 - 5-geschossig</i>	113	16	25	1920-1930
3.415	<i>Dichte Blockbebauung, geschlossener Hinterhof, 5 - 6-geschossig</i>	98	25	29	1870-1918
7.295	<i>Villen und Stadtvillen</i>	83	8	11	überwiegend 1870-1945
1.265	<i>Heterogene, innerstädtische Mischbebauung, Lückenschluss nach 1945</i>	38	23	30	-
1.749	<i>Mischbebauung, halboffener und offener Schuppenhof, 2 - 4-geschossig</i>	30	13	17	-

3.2 Gewerbliche Nutzung

Die etwa 26.000 Gebäude mit rein **gewerblicher Nutzung machen** rund **2,3 GW des solaren Dachflächenpotenzials** Berlins aus. Die Gebäude haben eine potenziell geeignete Dachfläche von 1.370 ha und könnten jährlich etwa 2,1 TWh an Solarstrom erzeugen. Sie stellen knapp **ein Drittel der Dachflächen** dar und bilden die zweitgrößte Nutzungsart der Stadt.

Dachflächen

Flachdächer haben unter den Gebäuden der Gewerbe mit **fast 80 %** der gesamten Fläche einen hohen Stellenwert. Daher ist das Solarpotenzial dieses Sektors besonders empfindlich gegenüber Annahmen zur Art der Aufständigung von PV-Anlagen und den damit verbundenen Reihenabständen. Zusätzlich spielt die **Statik** hier eine große Rolle (siehe Infobox: Dachstatik).

Infobox: Dachstatik

- Für genutzte Dächer (z.B. Dachterrassen oder Balkone) und ungenutzte Dächer gibt es Normwerte für eine zulässige Nutzlast. Für genutzte Dächer sind sowohl eine Einzellast von 200 kg/m² sowie eine Flächenlast von 400 kg/m² vorgesehen. Für nicht genutzte Dächer besteht nur die Anforderung an eine Einzellast von 100 kg/m². Werden die Dächer für darüber hinausgehende Lasten ausgelegt, wird von einer **statischen Reserve** gesprochen.
- Durch verbesserte Planung werden heutige Dächer kosteneffizienter und Material sparer gebaut. Die genauere Auslegung der Bauteile führt zu geringeren statischen Reserven der Dachkonstruktion. Noch wird die **Installation einer PV-Anlage** bei der Planung **oft nicht berücksichtigt**, sodass eine nachträgliche Installation erschwert werden kann.
- Die Flächenlast durch eine **PV-Anlage** mitsamt Verankerungen etc. liegt bei Schrägdächern im Bereich von **14 bis 35 kg/m²**. Werden die PV-Module bei einem Flachdach in Richtung Süden aufgeständert, so muss das zusätzliche Gewicht der Ballastierung getragen werden. Dies kann bis zu 130 kg/m² für Gründächer betragen. Eine Aufständigung in Ost-West-Richtung mit reihenübergreifenden Tragstrukturen oder die Vermeidung der Randbereiche des Daches kann die PV-Auflast auf ein Minimum von etwa 15 kg/m² reduzieren.
- Eine **pauschale Aussage** über die statische Eignung eines Daches für eine PV-Anlage ist **nicht möglich**. Einerseits ist der Dachbestand und der individuelle Zusammenbau aus Dachstuhl, Sparren, Dämmung, Dachhaut und Verbindungselementen zu vielfältig. Andererseits ist der aktuelle Zustand des Daches zu berücksichtigen, also zum Beispiel Schädlingsbefall oder Feuchteschäden. Für die tatsächliche Realisierung einer PV-Anlage in Bezug auf die Statik ist deshalb stets die Einschätzung einer Fachkraft bzw. ein Statikgutachten erforderlich.
- Aus wirtschaftlicher und organisatorischer Perspektive ist die Installation einer PV-Anlage **zusammen mit größeren Wartungsarbeiten** oder einer Neudeckung des Daches besonders günstig, da das Baugerüst oder der Dachaufzug gemeinsam genutzt werden können.
- Es ist bei einem regulären Sanierungszyklus davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2050 jedes Dach in Berlin saniert wird und somit für PV-Anlagen ertüchtigt werden könnte.

PV-Anlagengrößen

In Tabelle 3.3 sind die PV-Anlagengrößen der jeweiligen Gebäudekategorien aufgeführt. Es fällt auf, dass der Mittelwert und der Median der PV-Anlagengröße stark von einander abweichen kann. Dies deutet auf sehr unterschiedliche PV-Anlagengrößen hin.

Als besonders attraktiv erscheinen die **Einkaufszentren**, deren Median mit 83 kW sehr hoch liegt. Es lassen sich hier über **1.500 PV-Anlagen mit jeweils über 80 kW** errichten. Ein zusätzlicher Vorteil hierbei ist, dass mehrere Gebäude innerhalb einer Handelskette betrieben werden und sich damit die Anzahl der Ansprechpersonen stark reduziert.

Des Weiteren erscheinen auch die Gebäudekategorie der Gebäude für **Gewerbe und Industrie** mit einem Median der **PV-Anlagengrößen von 43 kW**, sowie Lager und Hallen, Freizeit und Hotelgewerbe mit rund 30 kW interessant. Die spezifischen Investitionskosten sind hier niedriger als bei kleineren PV-Anlagen. Mit einem Volumen von 6 MW sind Tankstellen die kleinste Gruppe, sie weisen jedoch sehr ähnliche Dächer mit im Mittel 20 kW Solarpotenzial auf.

Tabelle 3.3: Solarpotenzial und mittlere PV-Anlagengröße der Gebäude mit Gewerbenutzung.

Anzahl	Gebäudetyp	Σ Leistung in MW	Median in kW	Mittelwert in kW
26.041	Gewerbe	2.272	29	90
5.392	Gewerbe und Industrie	661	43	123
7.143	Büro	417	23	58
1.939	Einkaufszentrum	360	83	185
2.804	Lager und andere Hallen	341	36	122
6.348	Sonstiges Gewerbe	308	15	48
1.813	Freizeit	156	32	86
428	Hotelgewerbe	24	30	55
233	Tankstelle	6	22	27

Geschäftsmodelle

Obwohl in den Gebäuden meist ein hoher Energiebedarf gegeben ist, so dass die Solarenergie dort direkt verbraucht werden könnte, ist es schwierig, ein geeignetes Geschäftsmodell zu finden. Denkbar ist eine **Anlagenpacht**, bei der unter Umständen eine juristische **Personenidentität** vorliegen kann. Die EEG-Umlage würde dann nur reduziert anfallen.

Für Gewerbehöfe und ähnliche Konstellationen gilt auch hier das „Mieter-Vermieter-Dilemma“ der Betriebskosten, sodass Eigentümer_innen von Gewerbeimmobilien grundsätzlich wenig Interesse an einem PV-Projekt haben. Möglichkeiten zur Refinanzierung der PV-Anlage sind einerseits die Vollein- speisung oder Direktvermarktung mit voller EEG-Umlage. Die Direktvermarktung steht allerdings vor dem Hintergrund der oftmals günstigen Gewerbestrompreise unter großen Preisdruck. Es bleibt festzuhalten, dass **die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen** die Umsetzung von **PV-Projekten im Gewerbe behindern**.

Gebäudetypen

Ein näherer Blick in verschiedene Teile dieses Sektors erfolgt in Abbildung 3.4. Hier ist das Potenzial für geneigte und flache Dächer für verschiedene zusammengefasste Kategorien der Nutzungsklassen des Liegenschaftskatasters gesondert dargestellt. Den **größten Anteil der Dachflächen von 28 %** machen Gebäude für **Gewerbe und Industrie** sowie Fabriken und Werkstätten mit etwa 409 ha aus. Dies entspricht einem Solarpotenzial von **660 MW** bei 617 GWh jährlicher Solarstrom-

produktion. Das Solarpotenzial von **Büros, Einkaufszentren** und Einzelhandel, Lagern **und Hallen** sowie sonstigem Gewerbe folgt mit **je 300 bis 400 MW**.

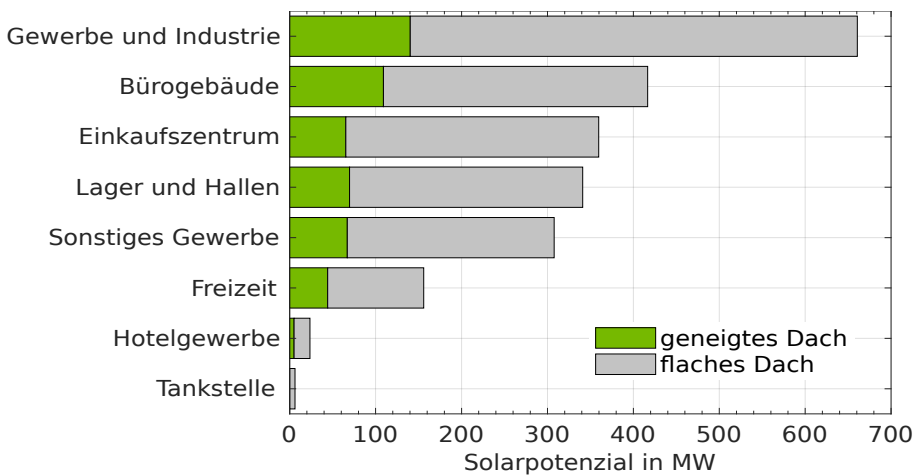


Abbildung 3.4: Solarpotenzial auf flachen und geneigten Dächern der Gebäudekategorien des Gewerbes.

3.3 Öffentliche Daseinsvorsorge

Neben der Wohnnutzung und der gewerblichen Nutzung gibt es weitere für das gesellschaftliche Leben wichtige Nutzungsformen von Gebäuden. In dieser Studie werden sie alle unter dem Begriff der öffentlichen Daseinsvorsorge zusammengefasst. Hierunter fallen beispielsweise auch Krankenhäuser oder Kindergärten, welche sowohl in öffentlicher als auch in privatwirtschaftlicher Trägerschaft sein können.

Die über 7.000 **Gebäude zur öffentlichen Daseinsvorsorge haben ein solares Potenzial von 632 MW** und einen möglichen Solarertrag von 593 GWh jährlich. Die im Solaratlas als geeignet spezifizierten Dächer haben eine Fläche von 1.352 ha. Somit beträgt ihr **Anteil** an den gesamten Flächen insgesamt **knapp 10 %**.

In Abbildung 3.5 ist das solare Potenzial der verschiedenen Nutzungsklassen basierend auf dem Liegenschaftskataster dargestellt. Hierunter zählen die Nutzungsgruppen Bildung und Forschung, Gesundheit und Soziales, Gesundheit und Soziales, Öffentliche Verwaltung, Kultur und Religion, Sicherheit und Ordnung sowie Verkehrsflächen.

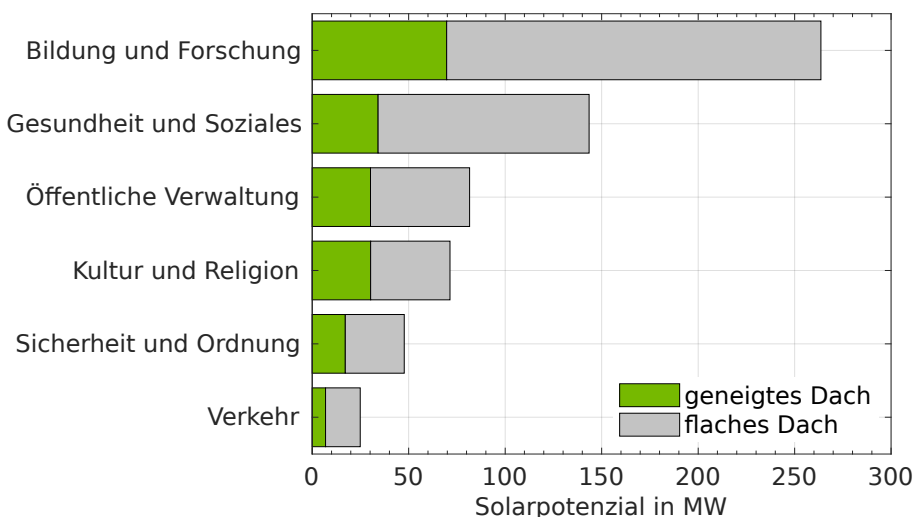


Abbildung 3.5: Solarpotenzial auf flachen und geneigten Dächern auf Gebäuden zur öffentlichen Daseinsvorsorge in verschiedenen Kategorien.

PV-Anlagengrößen

Die mittleren PV-Anlagengrößen der verschiedenen Nutzungsgruppen sowie der öffentlichen Daseinsvorsorge insgesamt sind in Tabelle 3.4 aufgeführt. Sie liegen bei über 20 kW und bis zu knapp 70 kW. Verglichen mit den Gebäuden anderer Nutzung (Wohnen, Gewerbe) sind dies hohe Werte. Das ermöglicht eine vergleichsweise kostengünstige Realisierung.

Tabelle 3.4: Solarpotenzial und mittlere PV-Anlagengröße der Gebäude zur öffentlichen Daseinsvorsorge.

Anzahl	Gebäudetyp	Σ Leistung in MW	Median in kW	Mittelwert in kW
7.313	Öffentliche Daseinsvorsorge	633	48	87
2.515	Bildung und Forschung	264	69	105
2.025	Gesundheit und Soziales	144	44	71
735	Öffentliche Verwaltung	82	61	111
1.277	Kultur und Religion	71	24	56
531	Sicherheit und Ordnung	48	58	90
230	Verkehr	25	21	108

Gebäudenutzungen

Mit **etwa 260 MW** liefern Gebäude, die zur **Bildung und Forschung** genutzt werden den **größten Beitrag** zum Solarpotenzial dieser Gruppe. Hierunter fallen vor allem Schulen, Universitäten und andere Forschungseinrichtungen. Einen ebenfalls nennenswerten Anteil am Gesamtpotenzial von über 2 % haben Gebäude für Gesundheit und Soziales, worunter unter anderem Krankenhäuser und Kindergärten fallen. Auf den Gebäuden des **Gesundheitswesens und Krankenhäusern ist ein Solarpotenzial von 75 MW zu finden.**

Geschäftsmodelle

Für öffentliche Gebäude gelten ähnliche Rahmenbedingungen wie für das Gewerbe. Neben der oben beschriebenen Anlagenpacht kann auch Contracting interessant sein. Dabei werden die Investitionen durch ein Dienstleistungsunternehmen erbracht und durch langfristige Verträge refinanziert. Die belieferte Einrichtung kann mit konstanten Ausgaben für den Strombezug rechnen, während kostenneutral die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Ein Sonderfall stellt das sogenannte **Intracting** dar, bei dem das Dienstleistungsunternehmen ebenfalls in der öffentlichen Hand ist, sodass die **ökonomischen Vorteile dem öffentlichen Haushalt zugutekommen.**

Einfluss der öffentlichen Hand

Mit dem BEK unterstreicht der Senat, dass er seiner Vorbildwirkung gerecht werden will. Bis zum Jahr 2030 sollen alle geeigneten Flächen der **öffentlichen Gebäude** für Solarenergie genutzt werden [9]. Dem Land und den Bezirken können die Schulen, Hochschulen, Gebäude für öffentliche Verwaltung, Polizei, Feuerwehr, Justizvollzug und Kultur direkt zugeordnet werden. Der Solaratlas sieht auf diesen Gebäuden eine Fläche für etwa **400 MW.**

Wird das Potenzial der **öffentlichen Wohnungsbaugesellschaften hinzugezählt** (Abschnitt 3.1), können der **Berliner Senat und die Bezirke** demnach ein **Solarpotenzial von mehr als dem Sechsfachen der heute in Berlin installierten Leistung** adressieren. Die politische Vorbildwirkung und die wirtschaftliche Wirkmächtigkeit dieses Potenzials ist demnach nicht zu unterschätzen. Die öffentliche Hand kann jedoch nur einen Teil des Solarpotenzials erschließen, weshalb eine Beschränkung auf diese Flächen nicht ausreicht.

3.4 Diskussion und Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde dargestellt, welche Gebäudenutzungsklassen besonders entscheidend für die Erreichung der Klimaschutzziele sind.

Die **Wohngebäude** haben dabei den größten Anteil am Gesamtpotenzial. Auf Basis der **Eigentumsverhältnisse** nach [40] muss davon ausgegangen werden, dass **nur 77 % des Potenzials** dieser Gebäude, also etwa 2 GW, für die ökonomische Installation von PV-Anlagen geeignet sind. Hierbei wurde bereits die optimistische Annahme getroffen, dass sich Vermieter_innen außerhalb des Kerngeschäfts auf die Komplexität der Energielieferung einlassen. Voraussetzung hierbei sind die Etablierung geeigneter Verträge zur Dachnutzung und einfacher **Geschäftsmodelle** sowie die Vermeidung der Gewerbesteuerinfizierung. Dafür braucht es eine starke politische Willensbekundung zur urbanen Nutzung der Solarenergie. Das „Mieterstromgesetz“ ist dafür nicht hinreichend [46], [47].

Das realistische Potenzial der Gebäude mit **gewerblicher Nutzung** kann anhand der Datenlage schwer eingeschätzt werden. Aufgrund der auch hier vorherrschenden Miet- und Pachtverhältnisse kann davon ausgegangen werden, dass nur langfristig orientierte Unternehmen eine PV-Anlage realisieren können. Hierzu können Fabriken, Lager und Hallen, Hotels und auch eingeschränkt Einkaufszentren sowie Tankstellen zählen. Es ist jedoch zu beachten, dass sich der Betrieb einer PV-Anlage meist **außerhalb des Kerngeschäfts** befindet. Die günstigen Stromtarife im Gewerbe und wechselnde Mietverhältnisse machen auch hier einen wirtschaftlichen Betrieb schwierig. Zu Gute kommt diesem Bereich die hohe Zahl der relativ großen Flächen: Immerhin ließen sich insgesamt 1,6 GW mit PV-Anlagengrößen ab 100 kW realisieren. Voraussetzung hierbei ist die Belegung der Dächer mit hoher Flächenausnutzung.

Die **öffentliche Hand** verfügt über ein großes Dachflächenpotenzial, um bereits jetzt durch vielfachen Bau von PV-Anlagen deutliche Marktsignale zu setzen. Zusätzlich bietet die Mieterstromplattform der öffentlichen Wohnungsbaunehmen gute Chancen, Synergie- und Skalierungseffekte auszunutzen. Für einen Anteil von 25 % Solarstrom am Berliner Stromverbrauch ist mit 4 GW jedoch **das Zehnfache des Solarpotenzials der öffentlichen Gebäude vonnöten**. PV-Anlagen auf öffentliche Gebäuden und die Mieterstromplattform können also nur der **Anfang einer groß angelegten Initiative** sein, um den selbst gesteckten Zielen gerecht zu werden. Auf Bezirksebene könnten **Ansprechpersonen** hilfreich sein, die interessierte Unternehmen und Privatpersonen beim Umsetzen ihrer PV-Projekte begleiten oder gar neue Projekte anstoßen. Ferner sollte eine **Solar-dachbörse** aufgebaut werden, die von der allgemeinen Information über eine Analyse des individuellen PV-Potenzials bis hin zur Vermittlung von Planungs- und Handwerksbetrieben, Contracting-Unternehmen und weiteren Energie-Dienstleistungen alle Kompetenzen der Stadt bündelt. Über **gesetzliche Hebel** muss ebenfalls nachgedacht werden, wenn für jede PV-Anlage auf öffentlichen Gebäuden gleichzeitig neun PV-Anlagen auf privaten Gebäuden installiert werden sollen. Das **bürgerschaftliche Engagement** von Vereinen und Genossenschaften dient als Multiplikator für die verbrauchsnahe Anwendung der Technologie und sollte deshalb organisatorisch und finanziell unterstützt werden.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 3

- Das solare Potenzial verteilt sich unterschiedlich auf die Sektoren Wohnen, Gewerbenutzung und öffentliche Daseinsvorsorge.
- Gebäude mit Wohnnutzung haben ein Solarpotenzial von etwa 3,4 GW. Drei Viertel entfallen davon auf den Geschosswohnungsbau.
- Für Gebäude mit Gewerbenutzung ergibt sich ein Potenzial von insgesamt 2,3 GW. Werden nur Dachflächen berücksichtigt, die PV-Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung ermöglichen, sind es 1,7 GW.
- Insgesamt machen die Flächen der öffentlichen Daseinsvorsorge ein Solarpotenzial von 600 MW aus. Das Land Berlin und die Bezirke verfügen nach dem Solaratlas über ein Potenzial von mindestens 400 MW. Die städtischen Wohnungsbaugesellschaften könnten zusätzlich über 200 MW beitragen.
- Das Potenzial kann nicht vollständig erschlossen werden, solange nicht wirtschaftliche Geschäftsmodelle für verschiedene Eigentumskonstellationen ermöglicht werden. Privates Wohneigentum ist hierbei aktuell deutlich privilegiert.

4 Einschränkungen des Solarpotenzials

Das soeben beschriebene Solarpotenzial wird neben den organisatorischen Schwierigkeiten, wie mangelnden Geschäftsmodellen für bestimmte Eigentumskonstellationen, ebenfalls durch technische und ökonomische Einschränkungen reduziert. Es wird in diesem Kapitel untersucht, inwieweit die Vorhersage des Potenzials mit den realisierten PV-Anlagen übereinstimmt, welche Potenziale durch Denkmalschutz und alternative Dachnutzungen verloren gehen könnten und inwieweit politische Rahmenbedingungen Einfluss auf die PV-Anlagenauslegung nehmen.

In einer weiteren Untersuchung wird eine ökonomische Optimierung der möglichen PV-Anlagen vorgenommen. Ferner werden wirtschaftliche Parameter variiert und Schlussfolgerungen für mögliche Förderpolitiken gezogen.

4.1 Ausnutzung des Solarpotenzials individueller Gebäude

Um die Güte der Potenzialabschätzung einzelner Gebäude des Solaratlas zu bestimmen, wird dieser mit den Daten des Berliner Solarkatasters evaluiert [48]. Der Vergleich der realisierten PV-Anlagenleistung $P_{\text{pv,Kataster}}$ mit dem ausgewiesenen Solarpotenzial des Solaratlas $P_{\text{pv,Solaratlas}}$ liefert die Güte der getroffenen solaren Potenzialabschätzung $g_{\text{Solaratlas}}$ (4.1).

$$(4.1)$$

Ist diese nahe Eins, so kann von einer hohen Güte der Potenzialabschätzung ausgegangen werden. Bei Werten kleiner Eins wurde ein größeres Potenzial ermittelt als real auf dem Dach installiert wurde. Bei Werten größer Eins ist die installierte Leistung größer als das angegebene Potenzial.

Auswahl der Strichprobe

Für die Bestimmung der Güte ist nicht der gesamte Datensatz des Solarkatasters geeignet. Dächer mit installierter PV-Anlage, für die im Solaratlas kein Potenzial verzeichnet ist, wurden **nicht berücksichtigt**. Dies trifft auf 16 % der Solaranlagen zu. Bei 3 % ist nicht einmal für Solarthermie ein Potenzial angegeben, obwohl die Voraussetzungen für die Eignung deutlich geringer sind (vgl. Kapitel 2.2). Die Einschränkung auf den Solaratlas PV ist somit als konservativ zu bezeichnen.

Zusätzlich bleiben Solaranlagen unberücksichtigt, die **vor 2010 gebaut** wurden. Ihnen wird unterstellt, dass sie unter dem Kostendruck der hohen Installationskosten die Dächer häufiger nicht vollständig ausnutzen. Diese Annahme gilt ebenfalls für Dächer mit **mehr als dem doppelten Potenzial gegenüber der installierten Leistung**. Auch hier kann davon ausgegangen werden, dass eine größere installierte Leistung möglich gewesen wäre („**Pionieranlagen**“). So zeigen sich bei einer optischen Begutachtung der PV-Anlagen via Luftaufnahmen einige Hindernisse für den direkten Vergleich. Es existieren zahlreiche „Pionieranlagen“, deren Leistung kaum mit dem verfügbaren Solarpotenzial vergleichbar ist (Abbildung 4.1, links). Des Weiteren sind Eigentumsgrößen für die Realisierung entscheidend (Abbildung 4.1, rechts). Obwohl die Potenzialfläche gegebenenfalls das komplette Dach darstellt, verhindert das geteilte Eigentum eine gemeinsame PV-Anlage.

Letztlich ist zu berücksichtigen, dass im Solarkataster nur die tatsächlich installierten PV-Anlagen gemeldet sind. Sollte eine individuelle Prüfung ergeben haben, dass keine PV-Anlage möglich ist, wird diese Informationen natürlich nicht im Kataster aufgenommen. Somit sind z.B. Gebäude mit mangelhafter Dachstatik weiterhin im Solaratlas als geeignet verzeichnet.

Ein direkter Vergleich von installierter Leistung und Solarpotenzial ist somit nur eingeschränkt möglich und führt zu einer breiten Streuung der Ergebnisse. Die größte Aussagekraft hat somit lediglich eine **statistische Beschreibung**, was bedeutet, dass es im Einzelfall immer Abweichungen geben kann.

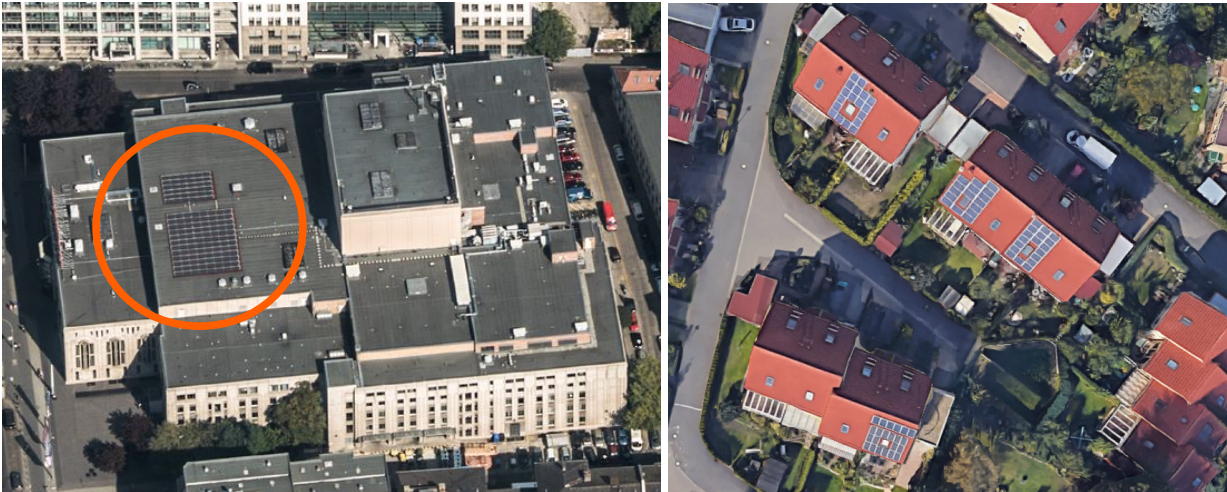


Abbildung 4.1: Luftaufnahmen als Beispiel für nicht genutzte Dachfläche (links, bing.com/maps) und für Eigentums Grenzen (rechts, google.de/maps) als Hindernis für den direkten Vergleich mit dem Potenzial.

Güte des Solaratlas

In Abbildung 4.2 ist die Güte des Solaratlas nach (4.1) für verschiedene Leistungsklassen dargestellt. Unterschieden wird dabei in PV-Anlagen auf flachen und auf geneigten Dächern. Allgemein zeigt sich, dass der Median der **Güte aller Dächer zwischen 70 % und 100 %** liegt (Punkte in der Abbildung). Es zeigt sich jedoch auch, dass der Datensatz trotz Reduzierung immer noch eine hohe Standardabweichung von 30 % bis zu 50 % aufweist, was auf eine **breite Streuung der Ergebnisse** hinweist. Diese ist bei geneigten Dächern geringer als bei flachen Dächern. Zusätzlich ist zu beachten, dass nur wenige Werte für die PV-Anlagen auf geneigten Dächern mit mehr als 30 kW vorhanden sind, so dass die Aussagen hier nur eine Orientierung liefern können. Anders verhält es sich bei den flachen Dächern, wo mehr Werte zur Verfügung stehen. Der Median der Güte der flachen Dächer liegt zwischen 85 % und 98 % und steigt zu größeren PV-Anlagen an. Dies kann damit begründet werden, dass Einzelverschattungen, die im Solaratlas nicht berücksichtigt wurden, einen größeren Einfluss auf die Güte kleinerer Solaranlagen hat.

Für die weitere Untersuchung lässt sich festhalten: **Das Solarpotenzial wird im Mittel zu 90 % ausgeschöpft.**

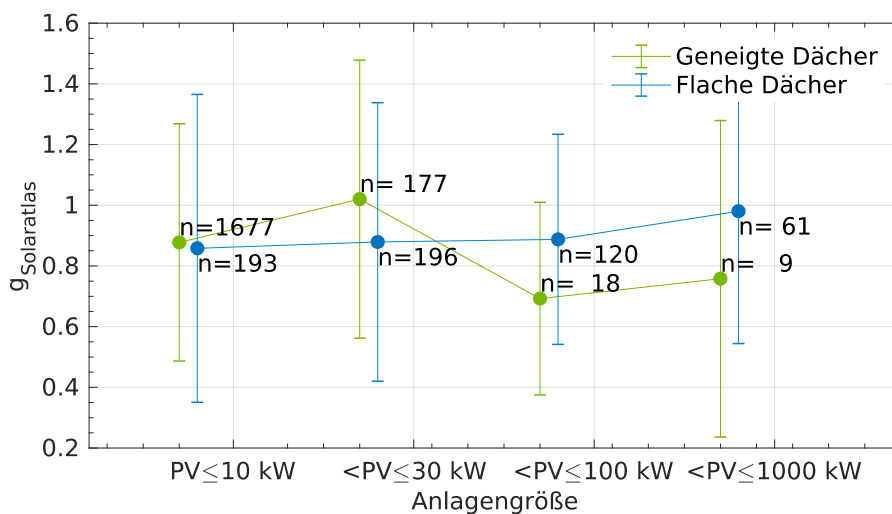


Abbildung 4.2: Median und Standardabweichung der Güte des Solaratlas über verschiedenen PV-Anlagenklassen.

4.2 Politischer Rahmen

Vergleich der realisierten PV-Anlagengröße mit den Potenzialflächen

In Abbildung 4.3 ist die Verteilung der in Berlin installierten PV-Anlagen im Bereich von 1 bis 60 kW nach Jahr der Inbetriebnahme sortiert dargestellt. Es sind zwei wesentliche Aussagen zu erkennen: Erstens ist die Leistung von mehr als **zwei Drittel der installierten PV-Anlagen kleiner als 10 kW**. Kleine PV-Anlagen, zum Beispiel für Einfamilienhäuser, dominieren also den Markt. Gleichzeitig machen diese insgesamt jedoch nur 22 MW aus, also nur **knapp 30 % der installierten PV-Leistung**. Zweitens ist ein **historischer Trend hin zu größeren PV-Anlagen** sichtbar: In den Anfangsjahren der Energiewende wurden fast ausschließlich PV-Kleinanlagen von nur wenigen Kilowatt Leistung gebaut (orange Balken im Diagramm). Mit späteren Jahren geht die Tendenz zu größeren PV-Anlagen (gelb und grün). Dies lässt sich einerseits durch die gefallenen Modulpreise und andererseits durch bessere Wirkungsgrade bei gleicher Dachfläche erklären.

Darüber hinaus ist die Verteilung des Solarpotenzials mit grauen Punkten dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich die Verteilung der **installierten PV-Anlagengrößen von den** zur Verfügung stehenden **Potenzialflächen unterscheidet**.

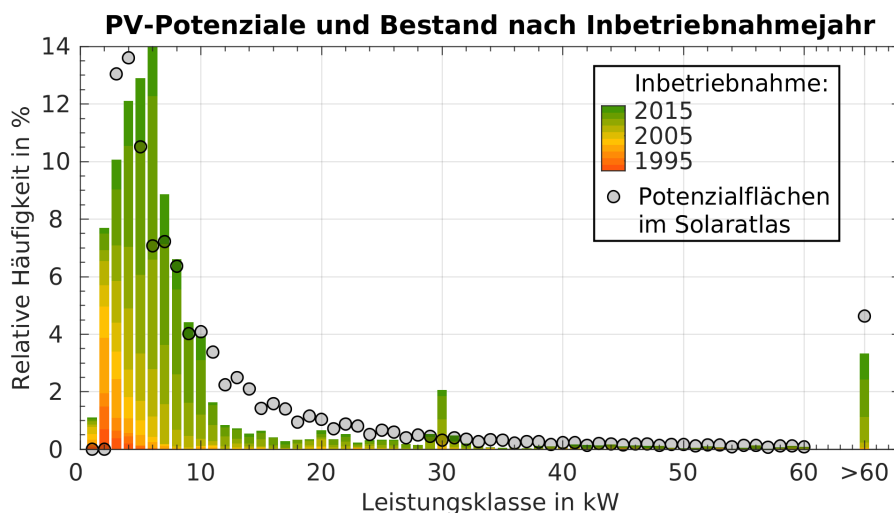


Abbildung 4.3: Installierte PV-Anlagen in Berlin nach Größe und Jahr der Inbetriebnahme (rot bis grün) sowie die Verteilung des Potenzials des Solaratlas in grau.

Gesetzlicher Rahmen bestimmt Anlagengröße

Bei den kleinen Anlagen von 4 bis 6 kW ist die Zahl der Inbetriebnahmen verglichen mit dem vorhandenen Potenzial überproportional hoch. Gegenteilig verhält es sich im Bereich von 11 bis 19 kW. Hier ist das vorhandene Potenzial deutlich größer als die real installierte Leistung.

Dies lässt sich mit den **gesetzlichen Rahmenbedingungen** erklären, die die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinflussen. So kann bei den kleinen Anlagen davon ausgegangen werden, dass die Anlagen auf den **Eigenverbrauch** optimiert gebaut wurden und sie die vorhandene Dachfläche nicht vollständig ausschöpfen. Hinzu kommt, dass mit dem EEG 2014 für Anlagen ab **10 kW** die **EEG-Umlage** auf direkt verbrauchte Solarenergie anfällt (§61a). Dies erklärt die geringe Zahl an Anlagen im Bereich über 10 bis 20 kW. Beides stellt aus ökologischer Sicht eine **Fehlbelegung** dar.

Im EEG § 8 Abs 1 und § 9 Abs 2 wird für Anlagen mit einer Leistung ab **30 kW** höhere Anforderungen an die Netzintegration gestellt, was wiederum mit **zusätzlichen Kosten** verbunden ist. Hinzu kommt ggf. eine Ertüchtigung des Hausanschlusses. Auch dies stellt sich in den Zahlen der realisierten PV-Anlagen dar: Während die Anlagengröße von 30 kW im Potenzial nur 0,3 % der Dachflächen

ausmacht, wurden die 7-fache Menge (2 %) in dieser Leistungsklasse errichtet. PV-Anlagen im angrenzenden Bereich oberhalb dieser Schwelle fehlen hingegen fast gänzlich, obwohl das Potenzial hier vorhanden werde. Viele der 30 kW-Anlagen werden also gemessen an der vorhandenen Dachfläche deutlich **unterdimensioniert**.

Eine weitere PV-Anlagenleistung, die häufiger als erwartet auftritt sind Solaranlagen mit ca. **100 kW**, auch wenn deren Anzahl mit 20 überschaubar bleibt. Nach dem EEG ist das Überschreiten dieser PV-Anlagenleistung mit der Pflicht zur **Direktvermarktung** des eingespeisten Stroms verbunden (EEG § 2 Abs 2 und § 21).

Anhand dieser drei Beispiele kann erkannt werden: Die gesetzlichen Rahmenbedingungen haben eine direkte und in der Regel **bremssende Auswirkung** auf die jeweils installierte PV-Anlagenleistung und damit **auf die städtische Energiewende** insgesamt. Auf den Einfluss dieser gesetzlichen Hemmschwellen wird in Kapitel 4.7 weiter eingegangen.

4.3 Denkmalschutz

Als weitere Einschränkung des Solarpotenzials werden die Gebäude betrachtet, die unter Denkmalschutz stehen. Zwar ist Denkmalschutz **nicht immer ein Ausschlusskriterium** für eine PV-Anlage (siehe z.B. beim Roten Rathaus in Berlin), allerdings ist die Installation einer Solaranlage oftmals nicht mit den Ansprüchen an den Erhalt des geschützten Denkmals vereinbar und erfordert meist **erheblichen Koordinierungsbedarf** mit den Denkmalbehörden. Dieser schlägt sich in der Dauer bis zum Projektabschluss, dem allgemeinen Projektaufwand und somit auch in den **erhöhten Kosten** nieder. Deswegen soll an dieser Stelle aufgezeigt werden, auf welches Volumen an PV-Dachanlagen bei einem kategorischen Ausschluss von denkmalgeschützten Gebäuden und Ensembles verzichtet werden müsste. Grundlage ist hierbei die Denkmalkarte der Senatsverwaltung [49]. Nicht erfasst sind dabei die Gebäude, welche in die weichere Kategorie der „besonders erhaltenswerten Bausubstanz“ fallen und bei denen gegebenenfalls auch eine Einschränkungen des Solarpotenzials aus Sicht der Baukultur denkbar ist.

Betroffenes Dachpotenzial

In Tabelle 4.1 sind die wichtigsten Daten zum Solarpotenzial der denkmalgeschützten Gebäude zusammengefasst. Von den insgesamt etwa 535.000 untersuchten Gebäuden fallen etwa **46.000 Gebäude unter Denkmalschutz**. Hiervon ist knapp ein Drittel den Baudenkmalern zuzuordnen (15.441), also besonders schützenswerte Gebäude. Ein weiteres Drittel entfällt auf den Gebäude im Ensembleschutz (14.717) und 13.898 Gebäude befinden sich in einer schützenswerten Gesamtanlage. Die weiteren Gebäude sind Garten- und Bodendenkmäler.

Die Summe des **Solarpotenzials aller Dächer im Denkmalschutz beträgt 1 GW**. Dies entspricht einer Energieproduktion von 974 GWh pro Jahr. Betrachtet man die Unterkategorien, so fällt auf, dass mit fast 477 MW überproportional viel Leistungspotenzial in den Baudenkmalern zu finden ist. Gebäude im Schutz einer Gesamtanlage machen 321 MW aus. Mit knapp 219 MW sind Gebäude im Ensembleschutz an dritter Stelle, hier sind meist kleinere Anlagen zu finden.

Tabelle 4.1: Solarpotenzial denkmalgeschützter Gebäude in Berlin nach verschiedenen Kategorien.

Anzahl	Gebäudetyp	Σ Leistung in MW	Energieertrag in GWh
46.079	Denkmalschutz	1.032	974
15.372	Baudenkmal	477	452
14.676	Ensemble	219	207
13.831	Gesamtanlage	321	301

Nutzungen denkmalgeschützter Gebäude

Innerhalb der Denkmalkategorie ist auch die Unterscheidung in der Gebäudenutzung von Interesse. Hierbei wird vereinfacht in Anlehnung an Kapitel 3 unterschieden in Gebäude zum Wohnen, zur Gewerbenutzung und zur öffentlichen Daseinsvorsorge. Die Verteilung auf die Gebäudenutzung sowie die Größenklassen des Potenzials ist in Abbildung 4.4 zu sehen. Wie zu erwarten, macht der Anteil der **Wohngebäude** den **größten Anteil** am Potenzial der Denkmäler aus (**439 MW**) und ist gleichmäßig über die drei Denkmalkategorien verteilt. Nur ein geringer Anteil dieser Gebäude sind Ein- und Zweifamilienhäuser. Denkmalgeschützte Gebäude mit Nutzung durch **Gewerbe, Handel und Dienstleistung** sind meistens als Baudenkmal oder in einer Gesamtanlage zu finden. Sie haben ein solares Potenzial von **377 MW**. Gebäude der **öffentlichen Daseinsvorsorge**, die unter Denkmalschutz stehen, machen den geringsten Anteil an den Baudenkmalern aus und summieren sich auf etwa **229 MW**. Bezogen auf das gesamte Potenzial der Nutzungsklasse zeigt sich jedoch, dass der Anteil der denkmalgeschützten Gebäude bei den Gebäuden der öffentlichen Daseinsvorsorge mit knapp 35 % besonders hoch ist. Bei den anderen Nutzungen liegt der Anteil bei etwa 14 %. Das bedeutet, dass die Chance, nennenswerte Teile des Potenzials durch öffentliche Flächen zu erschließen, durch eine strikte Auslegung des Denkmalschutzes zunichte gemacht werden kann.

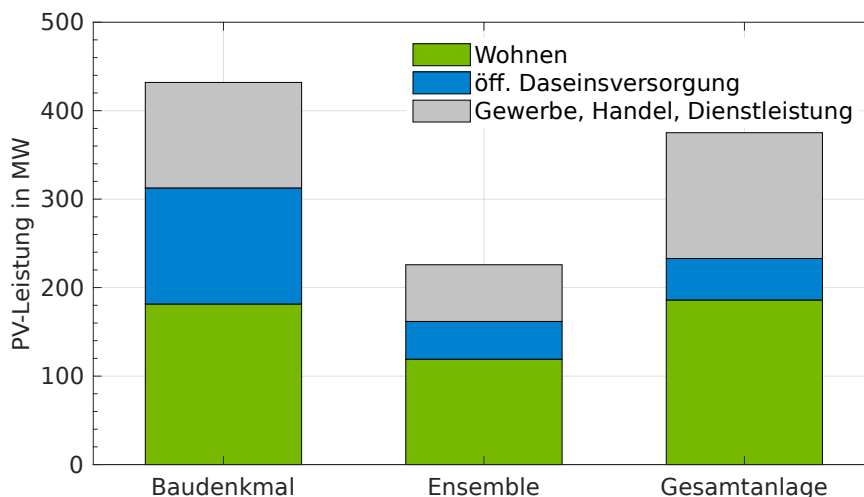


Abbildung 4.4: Solarpotenzial der Bau-, Ensemble und Gesamtanlagendenkmale nach Nutzungskategorie.

Der **Denkmalschutz kann** potenziell eine **große Hürde beim PV-Ausbau darstellen**, wenn er zum Hemmnis für die Realisierung von 16 % des gesamten Solarpotenzials wird. Daher erscheint es zielführend, **gemeinsam mit den Denkmalschutzbehörden klare Richtlinien** zur reibungsfreien Realisierung von PV-Projekten **aufzustellen**. Ein Weißbuch mit Best-Practice-Beispielen könnte helfen, Bedenken zu entgegnen und einen Großteil der Gebäude unter Denkmalschutz für die solare Nutzung zu erschließen.

4.4 Flächenkonkurrenz

Dachflächen sind in der Stadt ein umworbenes Gut. Zum einen wird durch die Entscheidung für eine PV-Anlage die Möglichkeit zur **Aufstockung** einer weiteren Etage oder zum **Ausbau des Dachbodens** vorerst zurückgestellt. Zum anderen gibt es durch **Dachterrassen** oder **Gründächer** alternative Nutzungsmöglichkeiten.

Im Rahmen dieser Untersuchung kann nur bedingt abgeschätzt werden, welches Solarpotenzial durch diese konträren Nutzungen verloren geht. Für Gründächer existiert allerdings eine detaillierte Datenbank, welche von der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen (SenSW) zur Verfügung gestellt wird [50]. Sie werden deshalb im Folgenden näher betrachtet.

Gründächer

Gründächer stellen ein gute Möglichkeit dar, den Anforderungen an das dezentrale Regenwassermanagement gerecht zu werden. Ziel ist hierbei:weniger Versiegelung von Flächen, um so den Rückhalt von Wassermengen bei Starkregenereignissen zu erreichen, sowie die Verminderung der Abwassermenge durch Verdunstung des Regenwassers. Zusätzlich hat die Begrünung einen kühlenden Effekt auf das Mikroklima. Da in Zukunft mehr Starkregenereignisse und Hitzetage erwartet werden, spielen Gründächer bei der städtischen Anpassung an den Klimawandel eine große Rolle [51], [52]. Sie werden deshalb bei Neubauten vermehrt zum Einsatz kommen.

In der Datenbank der SenSW sind bereit heute **18.770 Gebäude mit Gründächern** verzeichnet. Dies entspricht einem Anteil von **etwa 3 % der Gebäude**. Bei der Erstellung des Solaratlas waren die extensiv genutzten Gründächer (niedrige Begrünung wie z.B. Moos) deutlich zu erkennen. Diese Flachdächer ohne große Dachaufbauten oder Verschattungen wären ideal für eine energetische Nutzung, sodass hier ein großes PV-Potenzial ausgewiesen ist. Allein die in Berlin bereits realisierten Gründächer belegen dadurch **10% des gesamten solaren Dachflächenpotenzials**.

Eine vorteilhafte Entwicklung ist, dass für die **Vereinbarkeit von aufgeständerter PV und Gründach** bereits heute Produkte am Markt vorhanden sind. Dabei hat die Technologiekombination ein Doppelnutzen: Einerseits dient das Gründach als Ballastierung der PV-Anlage und hat ggf. einen leicht kühlenden Effekt, der tendenziell den Wirkungsgrad steigern kann. Andererseits bieten die Module dem Bewuchs Schutz vor extremen Wetterverhältnissen und fördern somit Artenvielfalt und Bestand der Begrünung. [53]–[56]

An dieser Stelle sei vereinfachend unterstellt, dass Gründächer nur im Neubau eine Rolle spielen werden. Eine Berücksichtigung neuer Gründächer im Bestand des Solaratlas erscheint daher nicht notwendig, sodass das Solarpotenzial nicht zusätzlich vermindert wird.

4.5 Netzstabilität

Ein umfangreicher Solarausbau führt bereits heute in einigen **Verteilnetzen** zu Problemen in der Spannungshaltung und **Überlastung** von Kabeln und Transformatoren [57]–[60]. Zahlreiche Studien konnten nachweisen, dass dieses **Problem für die Stadt von untergeordneter Rolle** ist, da hier meist vermaschte Netze vorliegen [57], [59], [60], die hinsichtlich der Spannung und Überlastung vorteilhaft sind. Bei einer **maximalen Last** von **heute etwa 3 GW** [26] muss eine künftige **Installation von bis zu 6,3 GW** durch PV-Anlagen jedoch zwangsweise an die Belastungsgrenzen des aktuellen Netzes stoßen. An dieser Stelle seien einige Überlegungen hierzu dargelegt.

Wenn die Stromversorgung die aktuelle Lastverteilung ohne größere Problem gewährleisten kann, sollte sie auch in der Lage sein, die gleiche Leistung an Solarstrom aufzunehmen. Da Überlastungen und Probleme bei der Spannungshaltung vorrangig in den Niederspannungsnetzen auftreten, ist eine räumliche Betrachtung erforderlich.

Infobox: Methodik zur Simulation des Verbrauchs

- Im Rahmen der Studie wurde für jedes Gebäude individuelle Annahme zum zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs (Lastgang) getroffen. Dazu werden Informationen zur Gebäudenutzung (ALKIS [24]) mit den spezifischen Verbräuchen vergleichbarer Nutzungen [61] verknüpft, um den jeweiligen Jahresenergieverbrauch abzuschätzen.
- Aus einem Pool von verschiedenen Lastprofilen, die der HTW Berlin zur Verfügung stehen, wird anhand der Nutzungsart die geeignete Gruppe von Lastprofilen identifiziert und ein Lastgang ausgewählt.
- Der ausgewählte Lastgang wird nun anhand des individuellen Energieverbrauchs skaliert. Damit sich die Lastspitzen der Profile nicht zu stark summieren können, wird der Lastgang anschließend randomisiert zeitlich um maximal zwei Stunden verschoben.
- Eine Validierung erfolgt anhand der Bezirkslastgänge [62]. Es zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen gemessenem Lastgang und der bezirkweise summierten Simulation.

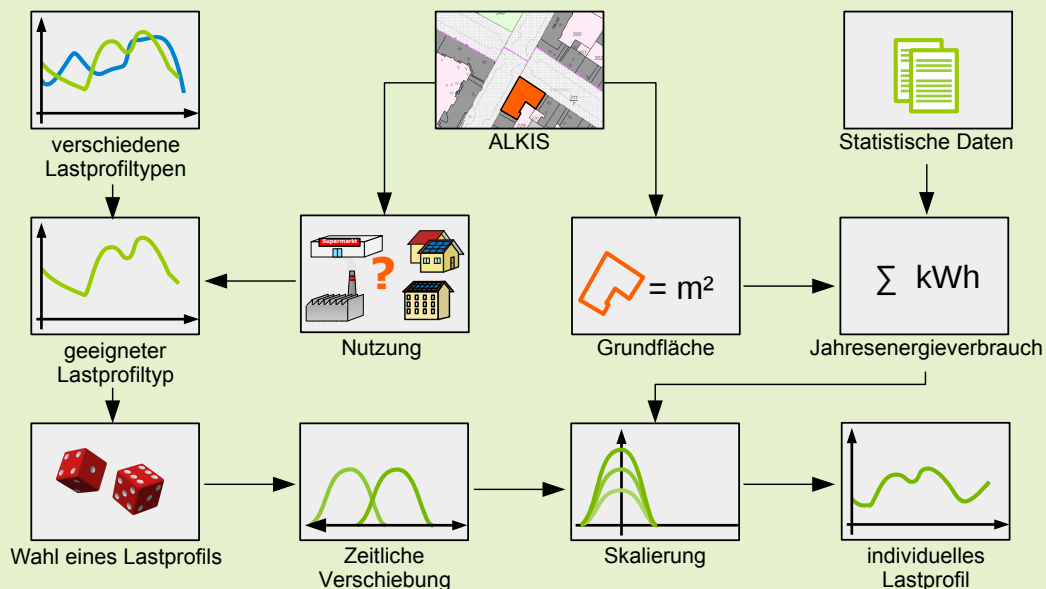


Abbildung 4.5: Methodik zur Simulation des gebäudespezifischen Verbrauchs.

Räumliche Analyse der Netzbelastung

Für jedes Gebäude wird ein Lastgang bestimmt (siehe Infobox: Methodik zur Simulation des Verbrauchs). Um nähräumliche Ausgleichseffekte darzustellen, werden diese anschließend für jeden Häuserblock aufsummiert. Dazu wurde die Karte ISU 5.000 des Informationssystems Stadt und Umwelt (ISU) [63], [64] verwendet. Gemeinsam mit den Erzeugungsdaten dieser Studie kann nun die Überschusseinspeisung ermittelt werden (potenzielle Solarerzeugung abzüglich der angenommenen Last). Anschließend wird untersucht, in welchen der Blocks die Überschusseinspeisung größer ist als die angenommene Spitzenlast ohne die flächendeckende Solarnutzung.

In Abbildung 4.6 ist das Verhältnis beider Leistungen als **netzverträgliches PV-Potenzial** dargestellt. Dieses beträgt 100 %, wenn die maximale Überschusseinspeisung unterhalb der maximalen Last ist. Es zeigt sich, dass **für 6.000 von knapp 19.000 Blocks** auch **bei vollständigem Solar-ausbau mit keinerlei Beeinträchtigungen** des Netzbetriebs zu rechnen ist.

Besonders betroffen von einer **hohen PV-Einspeisung** im Verhältnis zur Last wären bei vollem PV-Ausbau insbesondere die **Ein- und Zweifamilienhausgebiete** am Stadtrand (insgesamt etwa 400 betroffene Blocks). Hierzu ist allerdings anzumerken, dass gerade in diesem Bereich des Solarmarkts häufig PV-Systeme mit Batteriespeichern installiert werden [65]. Die Netzbelastung wird dadurch deutlich vermindert [66]. In Kombination mit der aufkommenden Elektromobilität einerseits und vermehrter Erzeugung von Wärme durch Strom andererseits (Sektorkopplung) scheint das Auftreten von Überschussenergie in diesen Blocks als unrealistisch, da künftig von einer Verdoppelung der Last auszugehen ist [3].

Weitere Blocks mit potenziellen Überschüssen betreffen vor allem Grünflächen, Sportanlagen u.Ä. (900 Blocks) sowie Gewerbegebiete mit geringer Bebauung (400 Blocks). Die mittlere maximale Last dieser knapp 2.000 Blocks liegt bei einem Drittel der mittleren maximale Last aller Blocks. Daher ist für letztgenannte Blocks anzunehmen, dass die Lastannahmen nicht immer zutreffend sind. Der somit unterschätzte Verbrauch führt zu geringen Lastspitzen, die wiederum das netzverträgliche PV-Potenzial reduzieren.

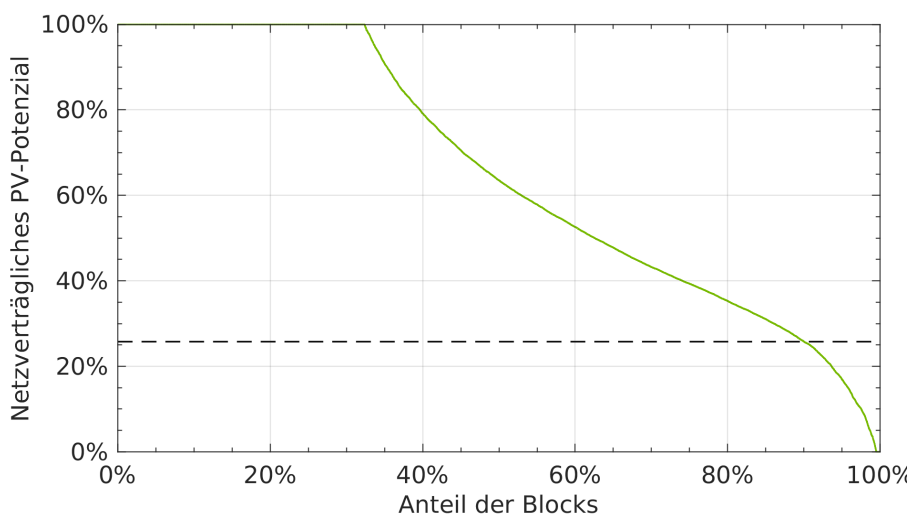


Abbildung 4.6: Netzverträgliches PV-Potenzial in Bezug auf die maximale Netzlast über den Blocks.

Es bleibt festzuhalten, dass **für 90 % der untersuchten Blocks** immer noch 25-30 % des gesamten Solarpotenzials installiert werden können, ohne das Netz zusätzlich zu belasten. In Bezug auf den aktuellen Ausbaustand bedeutet dies, dass **eine Verfünzfachung der aktuellen PV-Leistung unproblematisch** erscheint. Netzengpässen stellen also kurzfristig keine besondere Einschränkung für die Erschließung des Solarpotenzials in Berlin dar.

Durch den Einsatz von Speichern und Lastmanagement kann eine zeitliche Korrelation von Erzeugung und Last erreicht werden, so dass eine höhere Integrationsfähigkeit mittelfristig sehr wahrscheinlich ist.

4.6 Zwischenfazit zum technischen Potenzial

In diesem Kapitel wurden einige technische Einschränkungen des Potenzials betrachtet. Bereits im vorherigen Kapitel wurden aufgrund der räumlichen Verteilung (Nutzung und Geschäftsmodelle) weitere einschränkende Faktoren identifiziert. Diese Einschränkungen sollen hier zusammengeführt und bewertet werden. Sie betreffen im Einzelnen:

- Aktuell werden lediglich 90 % der erkannten Fläche für Solarmodule ausgenutzt (Analyse der Solarkatasterdaten in Abschnitt 4.1).
- Mit den heute bereits installierten Gründächern reduziert sich das Dachflächenpotenzial um weitere 10 % (Abschnitt 4.4).
- Die Hälfte der Mehrfamilienhäuser befindet sich im Eigentum von Privatpersonen und ist deswegen für Kooperationen (Mieterstromprojekte) nur schlecht erreichbar (Abschnitt 3.1)
- Für Gewerbeimmobilien verschlechtert die Belastung mit der EEG-Umlage die Wirtschaftlichkeit. Insbesondere kleine und mittlere PV-Anlagen (hier: Leistung unterhalb von 100 kW) haben deshalb kein attraktives Geschäftsmodell (Abschnitt 3.2).
- Nicht alle Gebäude, die von ihrer Nutzung her in die Kategorie Öffentliche Daseinsvorsorge fallen, sind im Eigentum des Landes oder der Bezirke. Falls diese nicht adressiert werden können, geht ebenfalls Solarpotenzial verloren (Abschnitt 3.3).
- Insbesondere Gebäude, die unter Denkmalschutz stehen, machen einen großen Teil des Potenzials aus (insgesamt 1 GW, Abschnitt 4.3). Für die Gebäude mit Gewerbe und Wohnnutzung ist die Einschränkung durch den Denkmalschutz nicht im vollen Umfang zutreffend, da teilweise bereits durch andere Annahmen (z.B. Größe oder Eigentumsverhältnisse) vorher ausgeschlossen wurden. Für die Gebäude der öffentlichen Daseinsvorsorge erscheint eine vollständige Reduzierung des solaren Potenzials der betroffenen Gebäude plausibel.

In Abbildung 4.7 sind diese Einschränkungen zusammenfassend grafisch dargestellt.

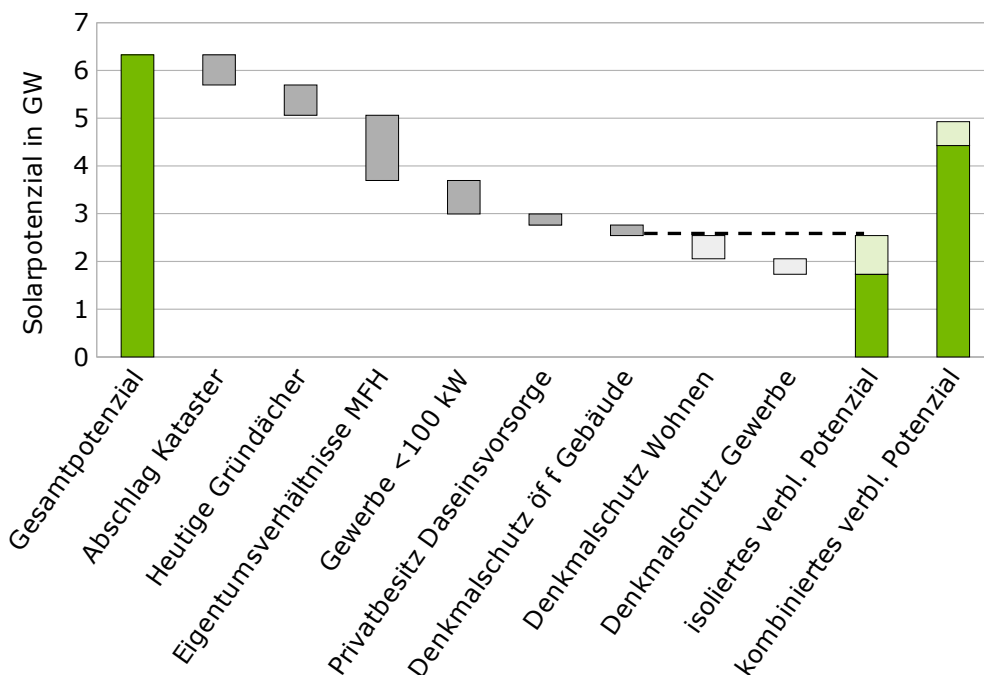


Abbildung 4.7: Technische und organisatorische Einschränkungen des Solarpotenzials.

Es verbleibt nach Abzug aller Einschränkungen ein **minimales** solares **Dachflächenpotenzial von 1,7 bis 2,5 GW** (isoliertes verbleibendes Potenzial). Die verschiedenen Faktoren müssen allerdings nicht additiv sein, denn es kann z.B. ein Gründach auf dem Gebäude einer Privatperson existiert oder ähnliches. In diesem Fall muss die Dachfläche somit auch nur einfach gezählt werden.

Eine Abschätzung für die obere Grenze ergibt ein kombiniertes **verbleibendes Dachflächenpotenzial von 4,9 GW**. Es sei an dieser Stelle noch einmal betont, dass Fassadenanlagen und andere solare Nutzungsformen in dieser Untersuchung vernachlässigt wurden, so dass das langfristige Solarpotenzial auch höher liegen kann (siehe Abschnitt 2.5).

4.7 Wirtschaftliche Einschränkungen des Potenzials

Aus ökologischer Perspektive sind alle Dachflächenpotenziale vollständig zu erschließen. Doch solange Privatpersonen und Unternehmen nicht direkt für ihre eigenen CO₂-Emissionen finanzielle Verantwortung übernehmen, überwiegt die mikroökonomische Perspektive auf die Investition in eine PV-Anlage. Neben den bisher beschriebenen technischen und strukturellen Einschränkungen ist die **Erschließung des Potenzials** deshalb insbesondere **abhängig** von den **wirtschaftlichen Rahmenbedingungen**. Hierfür wurde eine Simulation der Gebäude durchgeführt, um das Solarpotenzial aus einer ökonomischen Perspektive zu bewerten.

Methodik der Simulation

Es wird für alle Gebäude Berlins der Verbrauch und jeweils das solare Einspeiseverhalten in 1 kW-Schritten bis zur maximalen Dachausnutzung simuliert. Die gebäudescharfen Lastprofile stammen dabei aus der in Abschnitt 4.5 beschriebenen Verschneidung der Gebäudenutzungstypen mit statistischen Durchschnittsverbräuchen und einem Pool an typischen Lastgängen. Die Potenzialflächen und die Erzeugungsprofile ergeben sich aus dem Datensatz „HTW realistisch“ (siehe Abschnitt 2.4).

Die technische Auslegung einer PV-Anlagen hängt sehr stark von der Zielgröße der Optimierung ab (vgl. z.B. [67]). Deswegen werden vier verschiedene Szenarien definiert und deren Einfluss auf die Ausschöpfung des Solarpotenzials untersucht. Die jeweiligen **Zielgrößen der Optimierung** sind die

- Maximale Fläche
- Maximale Projektrendite

Referenzszenario und Bezugsgrößen

Die ersten beiden Szenarien stellen die bedeutenden Auslegungskriterien dar. Sie werden deshalb hier ausführlich beschrieben und miteinander verglichen. Zwei weitere Szenarien befinden sich im Anhang. Dort finden sich ebenfalls die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die im wesentlichen auf dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) beruhen. Ebenfalls im Anhang ist eine Diskussion des Simulationsrahmens.

Das Referenzszenario stellt das Szenario „**maximale Fläche**“ dar. Es werden die installierbare PV-Leistung, die durchschnittliche Projektrendite (vgl. Infobox: Kenngrößen der Wirtschaftlichkeit auf Seite 38) und die Strombezugskosten miteinander verglichen.

Szenario: Maximale Fläche

Methodik und erschließbares Potenzial

Es wird als erstes Szenario der ökonomischen Untersuchung die Nutzung der „maximalen Fläche“ analysiert. In diesem Szenario wird stets die größte auf dem jeweiligen Dach mögliche PV-Anlage realisiert. Das Szenario ist dadurch im Wesentlichen deckungsgleich mit einer Optimierung des Barwertes der Investition: Da die Einnahmen der PV-Anlage die Kosten übersteigen, bedeutet eine Maximierung der Einnahmen auch eine Maximierung der PV-Anlagengröße.

Die Summe der in diesem Szenario ermittelten PV-Anlagengrößen entspricht in etwa dem prognostizierten Potenzial des vorherigen Kapitels 2. Insgesamt werden **6,14 GW PV-Leistung** in diesem Szenario installiert. Die Differenz von knapp 3 % ergibt sich aus logischen Prüfungen und Rundungen innerhalb der Simulation.

Im Vergleich zum reinen Netzbezug (ohne PV) reduzieren sich die Gesamtkosten in diesem Szenario im Mittel um 9 %. Aufgrund der unterstellten breiten Beteiligung an der Direktvermarktung überrascht dieses Ergebnis nicht.

Für die Installation aller Solaranlagen auf allen Dächern werden unter Annahme der gegebenen Kosten ungefähr 7,5 Mrd. € notwendig. Diese Summe zeigt auf, welches enorme Potenzial für lokale Wertschöpfung in der städtischen Energiewende steckt.

Stromgestehungskosten

Eine weitere Betrachtung bezieht sich auf die Stromgestehungskosten der Solarenergie. Hierfür werden alle Kosten dem Energieertrag der PV-Anlage gegenübergestellt. Eine kostendeckende Einspeisevergütung würde exakt den Stromgestehungskosten entsprechen. Dies ist nicht immer der Fall.

Der **Wert der PV-Energie** bestimmt sich jedoch auch aus der weiteren Verwendung. Wird die Solarenergie eingespeist, entspricht der Wert der PV-Energie dem Einspeisetarif. Kann ein Teil der PV-Energie jedoch direkt genutzt werden, entspricht er der **Differenz aus Einspeisevergütung und vermiedenen Netzbezug** bzw. im Falle der Direktstromlieferung dem Direktstromtarif. Je nach Höhe des Direktverbrauchs ist der Wert der Solarenergie somit auch dann kostendeckend, wenn die Einspeisevergütung nicht ausreicht, um die Stromgestehungskosten zu decken.

In Abbildung 4.8 ist der Wert der PV-Energie aller PV-Anlagen des Szenarios „maximale Fläche“ den jeweiligen Stromgestehungskosten gegenübergestellt. Hierbei wurde für die Stromgestehungskosten ein kalkulatorischer Zinssatz von 4 % festgelegt. Alle **Solaranlagen** oberhalb der gestrichelten Linie könnten entsprechend der Ausführung bei einer **Renditeerwartung von mindestens 4 % kostendeckend** betrieben werden. Dies trifft auf über **90% des Potenzials** zu.

Die Summe der Leistung der PV-Anlagen, deren PV-Energie nicht zu den Stromgestehungskosten produziert werden kann, beträgt in diesem Szenario etwa 460 MW. Reduzieren sich die Kosten um einen Cent bzw. würde sich der Wert der Solarenergie um einen Cent erhöhen, reduziert sich der Anteil der unrentablen PV-Anlagen auf 38 MW.

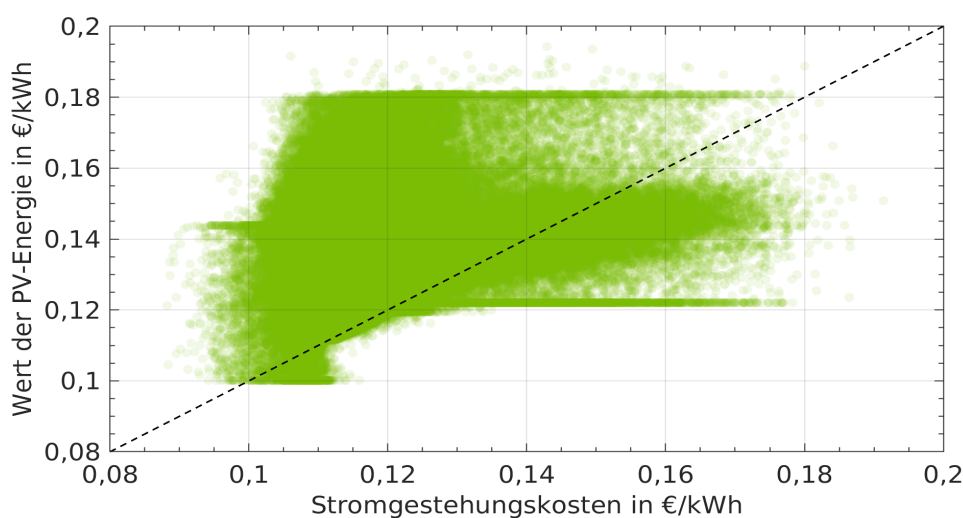


Abbildung 4.8: Wert der PV-Energie über den jeweiligen Stromgestehungskosten (Szenario „maximale Fläche“ bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 4 %).

Infobox: Kenngrößen der Wirtschaftlichkeit

- Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer Investition gibt es verschiedene Kennzahlen. Diese eignen sich unterschiedlich gut zum Vergleich unterschiedlicher Investitionsmöglichkeiten, zur Bestimmung des Profits oder als Kennwert der ökonomischen Attraktivität.
- Aus den erwarteten Geldflüssen in der gesamten Projektlaufzeit (cash flow) kann der **Barwert** der Investition bestimmt werden. Hierzu wird ein Referenzzinssatz angelegt und alle künftigen Einnahmen und Ausgaben entsprechend abgezinst. Ist der Zinssatz 0 %, dann ist der Barwert also schlicht die Summe des cash flows. Ein positiver Barwert bedeutet, dass sich die Investition anhand der Annahmen lohnen wird.
Wird als Referenzzins die erwarteten Inflationsrate angenommen, kann die künftige Geldentwertung berücksichtigt werden. Alternativ kann auch ein Zins gewählt werden, der der Verzinsung des Geldes durch eine Bank repräsentiert. Bei positivem Barwert entspricht die Investition in das Projekt einer Verzinsung einer gleich hohen Einlage durch die Bank. Ist der Barwert jedoch negativ, kann das Projekt weniger Gewinne erwirtschaften, als es die Anlage bei der Bank verspricht.
- Aus dem Barwert kann eine andere Kenngröße ermittelt werden: Der **interne Zinsfuß** (engl. internal rate of return, IRR). Er wird oft auch als **Rendite** eines Projektes bezeichnet und ist genau der Referenzzinssatz, bei dem der Barwert der Investition gerade noch positiv ist. Dieser Wert konkurriert demnach zum Beispiel mit der Verzinsung desselben Betrages durch eine Bank. Aufgrund dieser Vergleichbarkeit wird der interne Zinsfuß oft als Entscheidungskriterium für eine Investition genutzt. Deshalb widmet sich das Szenario „maximale Projektrendite“ dieser Optimierung.
- Obwohl beide Kenngrößen miteinander zusammenhängen, liefern sie **unterschiedliche Ergebnisse**, bei der **Dimensionierung einer PV-Anlage** nach einem der beiden Kriterien. Bei einer Maximierung des Barwertes einer PV-Anlage sollen die Erträge gesteigert werden. Demzufolge wird die PV-Anlage oft möglichst groß ausgelegt.
Auf der anderen Seite bedeutet die Maximierung der Rendite, dass der Wert des PV-Stroms erhöht werden soll. Dies geschieht vor allem bei einem hohen Eigenverbrauchsanteil, was durch kleinere PV-Anlage zu realisieren ist.

Mögliche Projektrenditen

Die Simulation lässt darauf schließen, dass der **Mittelwert der Projektrendite** (interner Zinsfuß) der PV-Projekte in diesem Szenario bei **knapp unter 6 %** liegt. Die Verteilung der Projektrendite auf die PV-Anlagenklassen ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Wie aufgrund der Kostenfunktion (siehe Abbildung A.1 im Anhang) zu vermuten ist, zeichnen sich die Einflüsse der Grenzen bei 10 kW (Eigenverbrauchsprivileg) und 30 kW (Fernabregelung bei 30 kVA) in den Simulationsergebnissen ab. Die Verteilung des internen Zinsfußes bei den PV-Anlagengrößen oberhalb von 30 kW ist somit etwa 1 % geringer.

Es ist auffällig, dass 17 % der Gebäude mit PV-Potenzial jeweils weniger als 4 % Rendite mit den in diesem Szenario dimensionierten PV-Projekten erwirtschaften. Dies trifft insbesondere auf die Gebäude mit sehr kleinen Flächen und geringem Verbrauch zu. Ursächlich hierfür sind die höheren spezifischen Kosten bei geringen PV-Anlagengrößen. Müssen zusätzlich schlechtere Erträge aufgrund einer ungünstig ausgerichteten Fläche in Kauf genommen werden, sind die Voraussetzungen

für eine rentable Solaranlage ungünstig. Der Direktverbrauch und damit die Substitution des vergleichsweise teuren Netzstroms kann die geringen Mengen Solarstrom meist aufwerten.

Wurde den Gebäuden zusätzlich aufgrund ihrer kleinen Fläche auch eine geringe Last zugeordnet, ist der Direktverbrauch jedoch nicht ausreichend, um das PV-Projekt rentabel zu machen.

Auf der anderen Seite sind hohe Projektrenditen möglich, wenn der gesamte PV-Strom vor Ort verbraucht werden kann. Es sind **regelmäßig zwischen 3-9 % Rendite** bei Nutzung des Direktverbrauchs möglich.

Einige Extremwerte (interner Zinsfuß von mehr als 15%) resultieren aus fehlerhaften Datenbankeinträgen (Eigenverbrauchsprivileg mit extrem hohen Stromverbrauch). In Summe betrifft dies jedoch weniger als 0,5 % der potenziell geeigneten Gebäude.

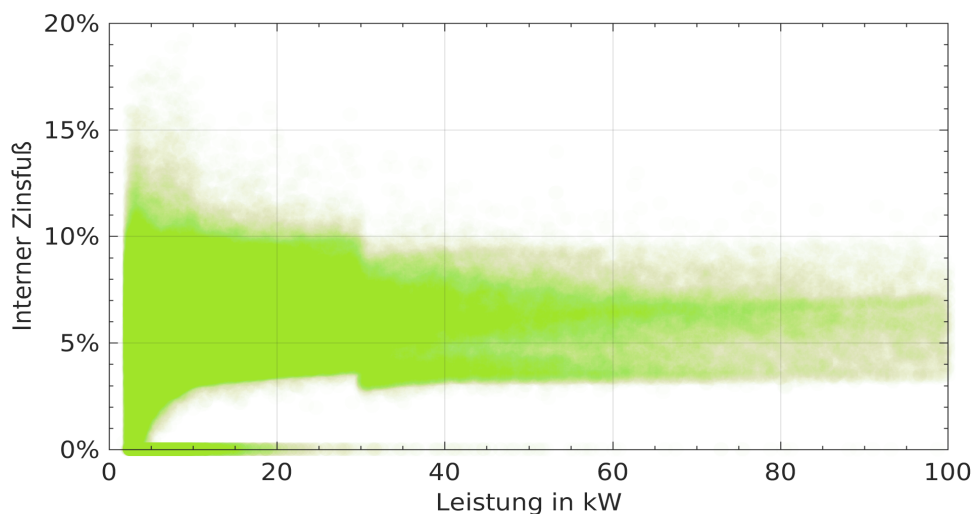


Abbildung 4.9: Projektrendite (interner Zinsfuß) aller PV-Anlagen des Szenarios „maximale Fläche“.

Szenario: Maximale Projektrendite

Methodik

Für diese Optimierung auf den internen Zinsfuß wurde wie folgt vorgegangen: Zunächst wird für jedes Gebäude und für alle möglichen PV-Anlagengrößen der Barwert bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 0 % für die PV-Anlagenlebensdauer von 20 Jahren berechnet. Im Anschluss wird für diejenigen PV-Anlagen, die einen positiven Barwert aufweisen, der interne Zinsfuß kalkuliert. Es wird dann diejenige PV-Anlagengröße ausgewählt, die den **größten internen Zinsfuß** aufweist.

Aus heutiger Sicht ist auch längere PV-Anlagenlebensdauer durchaus plausibel. Nach 20 Jahren ändern sich die Rahmenbedingungen für die Solaranlage jedoch deutlich, da der Vergütungsanspruch nach dem EEG entfällt. Somit handelt es sich bei der Betrachtung eher um einen unteren Wert für die Projektrendite über die gesamte Lebensdauer.

Erschließbares Potenzial

Im Ausbauszenario „maximale Projektrendite“ werden die PV-Anlagen für jedes Gebäude individuell optimiert. Hierbei spielen zum einen die Leistungsgrenzen des EEG und zum anderen die Lastprofile der Gebäude und somit der Direktverbrauch eine wichtige Rolle. Summiert man die gesamte PV-Leistung dieses Ausbauszenarios überschreitet die **installierte PV-Leistung 2,7 GW** nicht. Grund ist meist, dass **Dachflächen nicht vollständig ausgenutzt** und in seltenen Fällen überhaupt nicht genutzt werden. Bei etwa 75.000 der 225.000 potenziellen geeigneten Gebäuden wirkt sich die Optimierung hin zu einer maximalen Rendite nicht auf die installierte PV-Leistung aus.

Das Investitionsvolumen dieses Szenarios entspricht 3,4 Mrd. Euro. Verglichen mit dem Szenario „maximale Fläche“, wird das Investitionsvolumen etwas mehr als halbiert. Die spezifischen Kosten steigen dabei leicht um rund 50 Euro pro Kilowatt. Die höheren spezifischen Kosten durch die häufiger gewählten kleinen PV-Anlagengrößen werden durch die Einsparung der zusätzlichen Kosten für PV-Anlagen über 30 kW kompensiert.

Mögliche Projektrenditen

Die **mittlere Projektrendite steigt** bei „maximaler Projektrendite“ verglichen mit der „maximalen Flächennutzung“ **um 0,6 % auf 6,6 %**. In Abbildung 4.10 ist der interne Zinsfuß über der PV-Anlagengröße dargestellt. Der Vergleich zu Abbildung 4.9 zeigt deutlich, dass neben dem allgemein höheren Zinsniveau sowohl PV-Anlagen unter 30 kW und PV-Anlagen zwischen 30 und 60 kW eine Optimierung hin zu kleineren PV-Anlagengrößen erfahren. Dies führt zu einer geringeren Ausnutzung des Dachflächenangebotes. Die Häufung der PV-Anlagenklassen unter 30 kW wurde in den Überlegungen zur Form der Kostenfunktionen (vgl. Abbildung A.1 im Anhang) bereits begründet und findet sich sowohl in den Ergebnissen dieses Szenarios als auch in den realen Daten des Solarkatasters [48] wieder (siehe Abschnitt 4.2). Dies legt den Schluss nahe, dass aktuell in der Realität maßgeblich nach dem internen Zinsfuß optimiert wird und unter den heutigen Rahmenbedingungen sich ein Ausbau entsprechend dieses Szenarios einstellen würde.

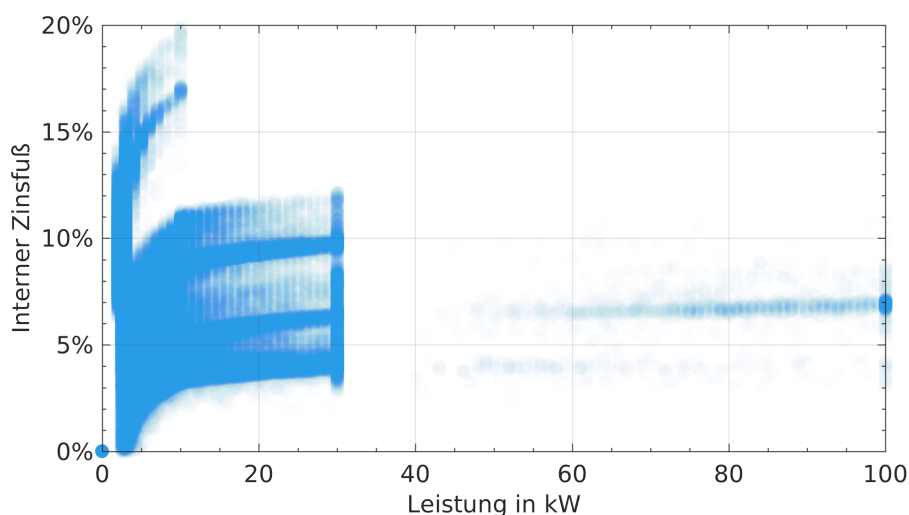


Abbildung 4.10: Projektrendite (interner Zinsfuß) aller PV-Anlagen des Szenarios „maximale Projektrendite“.

Strombezugskosten

Im Vergleich zum Referenzszenario mit Strombezug aus dem Netz **reduzieren sich die Kosten im Mittel auf 91,4 %** und liegen somit leicht über dem Szenario „maximale Fläche“. Aufgrund der unterstellten breiten Beteiligung an der Direktvermarktung und des festgeschriebenen Vermarktungspreises überrascht die geringe Abweichung jedoch nicht. Wie auch bei dem Szenario mit maximaler PV-Leistung zeigt sich, dass ein Teil der möglichen Solaranlagen auch bei Optimierung eine Rendite von 4 % nicht befriedigen kann. Beim Vergleich fällt auch auf, dass sich der Wert der PV-Energie gegenüber der maximalen Flächenausnutzung leicht nach oben verschiebt.

Gegenüberstellung der Szenarien

Anlagengrößen

In Abbildung 4.11 ist die Gesamtleistung der PV-Anlagen nach Leistungsklassen für das Szenario „maximale Fläche“ und „maximale Projektrendite“ dargestellt. Es fällt auf, dass bei maximaler Flächennutzung die PV-Anlagen der größeren Leistungsklassen einen Großteil des Solarpotenzials ausmachen. Bei individueller **Optimierung auf die Projektrendite** verschiebt sich dieser Anteil hin zu den PV-Anlagen **kleiner Anlagengröße**. Augenscheinlich ist, dass die PV-Anlagen bis 10 kW in dem Szenario „maximale Projektrendite“ in Summe 50 % mehr Leistung aufweisen als im Referenzszenario, was knapp **60.000 kleiner dimensionierten Solaranlagen** aus den anderen Kategorien entspricht. Diese Anlagen wurden im Schnitt 10 kW kleiner dimensioniert, als es bei Ausnutzung der gesamten Dachfläche möglich wäre. Maßgeblich dürfte hier die Beschränkung der Eigenverbrauchsprivilegien des EEG sein.

Auch in den anderen Leistungsklassen gibt es eine deutliche Verschiebung hin zu kleineren Solaranlagen. So werden PV-Anlagen zwischen 10 und 30 kW für die wirtschaftliche Optimierung **im Mittel um 50 kW** verkleinert, um die gestiegenen Anforderungen ab 30 kW zu vermeiden. Die Optimierung ist somit stark von den Rahmenbedingungen, wie den Anforderungen ab 30 kW abhängig. Wie aus den Vorüberlegungen zu den Installationskosten deutlich wurde, birgt das PV-Anlagensegment **zwischen 30 und 100 kW** eine **geringe ökonomische Attraktivität** (vgl. Abbildung 1). Somit werden nur wenige PV-Anlagen in dieser Größe gebaut. Ähnliches gilt für die PV-Anlagen mit mehr als 100 kW.

Hierzu ist jedoch anzumerken, dass die **konservativen Annahmen der Modellierung** der Direktvermarktung einen wesentlichen Einfluss haben. Dies ist auch in der PV-Anlagenauslegung zu erkennen. Auch Großanlagen werden weiterhin in diesem Szenario aufgrund des Stromverbrauchs im Gebäude ausgelegt, sodass die PV-Anlagen im Mittel knapp 200 kW kleiner realisiert würden.

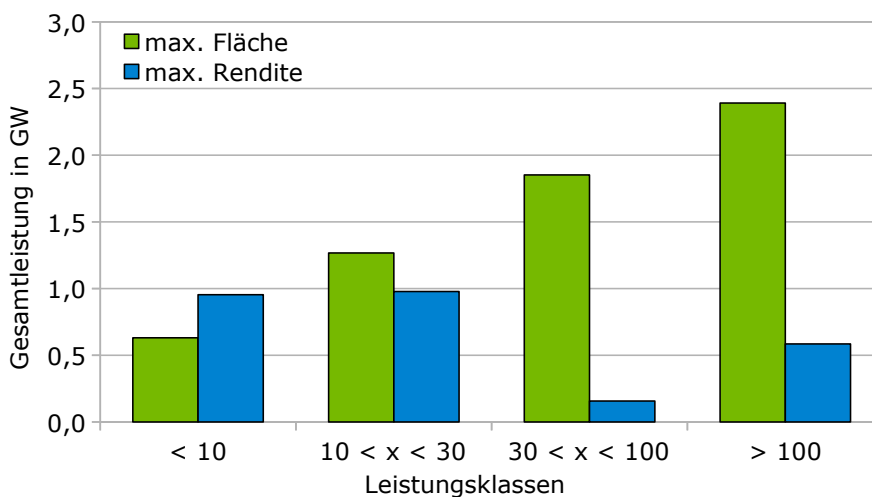


Abbildung 4.11: Gesamtleistung der PV-Anlagen in den Leistungsklassen bis 10 kW, 10 bis 30 kW, 30 bis 100 kW und darüber hinaus für die Szenarien „maximale Fläche“ und „maximale Projektrendite“.

Renditeerwartungen

Im Folgenden soll der Effekt der Zinserwartung noch einmal näher betrachtet werden. In der Abbildung 4.8 ist das realisierbare Solarpotenzial in Abhängigkeit der minimalen Projektrendite (interner Zinsfuß) für die Szenarien „maximale Fläche“ und „maximale Projektrendite“ abgebildet. Dabei sind die realisierbaren Solarpotenziale jeweils für einen Bereich von 0,5 Prozentpunkten aufsummiert. Zunächst sei als Lesehilfe nur der linke blaue Balken betrachtet: Wenn alle Investitionen

getätigt werden bei denen eine positive Rendite entsteht und **jeweils die PV-Anlage mit maximalem internen Zinsfuß** realisiert wird, summieren sich die Ausbaumengen zu etwa **44% des Gesamtpotenzials**. Im Szenario „maximale Fläche“ stehen bei einer Mindestrendite von 0 % das vollständige Potenzial der Solarflächen zur Verfügung (100%).

Ab einer verlangten Mindestrendite von 3,5 % schränkt sich die Auswahl an möglichen Objekten ein. Der insgesamt erreichbare Anteil am maximalen PV-Potenzial sinkt somit in beiden Szenarien ab.

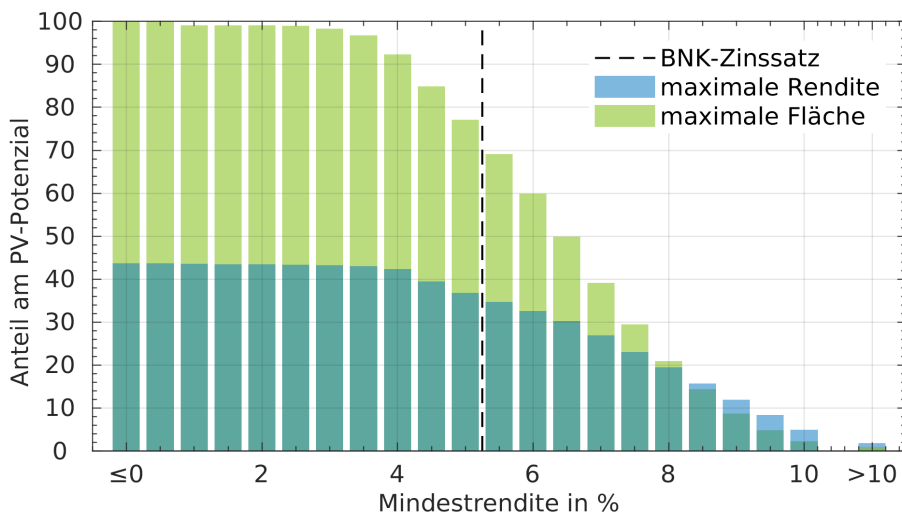


Abbildung 4.12: Anteil am PV-Potenzial in Abhängigkeit der Mindestrendite für die Szenarien „maximale Fläche“ und „maximale Projektrendite“ mit Markierung des Zinses Betriebsnotwendiges Kapital (BNK).

Als Orientierungspunkt ist eine weitere Linie eingezeichnet, die den Zinssatz auf das betriebsnotwendige Kapital (BNK-Zinssatz) markiert. Dieser bestimmt die Mindestrendite, die den öffentlichen Unternehmen BSR und BWB für Investitionen vorgeschrieben wird, und beträgt aktuell 5,1 % [68]. Bei einer Optimierung der PV-Anlagengröße auf die maximale Projektrendite liegt **nur ein Drittel (35%) des Solarpotenzials** oberhalb des BNK-Zinssatzes. Werden die Flächen **stets vollständig** belegt, könnte das **Solarpotenzial** bei dieser Mindestrendite **zu knapp 70 % erschlossen** werden.

Grundsätzlich ist bei einer ökonomischen Optimierung auf den internen Zinsfuß von einer Reduzierung der PV-Anlagengröße und einer Anpassung an den Stromverbrauch auszugehen. Es bleibt festzuhalten, dass eine **individuelle Maximierung des internen Zinsfußes** insgesamt eine **Verminde- rung des Gesamtpotenzials um über 55%** nach sich zieht.

Variation der ökonomischen Parameter

Im Folgenden werden die ökonomischen Annahmen und Rahmenbedingungen noch einmal näher untersucht. Hierbei wird betrachtet, welchen Effekt die Änderung der Investitionskosten, der EEG-Vergütung, die Beteiligung an der Direktstromlieferung oder die Abschaffung der Eigenverbrauchs- umlage auf die insgesamt installierte PV-Leistung haben. Die Ergebnisse der Parametervariation werden hierbei grundsätzlich in den Kontext der Renditeoptimierung gesetzt (Anlagenoptimierung auf maximalen internen Zinsfuß).

Investitionskosten

Die Kostenfunktion der Investitionskosten, die für den PV-Zubau angenommen werden, hat dabei einen deutlichen Einfluss. In der aktuellen Literatur finden sich hierzu unterschiedliche Angaben, die zum Teil stark divergieren [69]–[71]. Für ein **urbanes Umfeld** gelten **besondere ökonomische**

Herausforderungen: So sind vielerorts ein Baugerüst oder geeignete Schutzmaßnahmen gefordert. Für den Vertrieb von Mieterstrom können darüber hinaus der Umbau und die Zusammenlegung von Netzanschlüssen, zusätzliche Zähler und ergänzende Zählkonzepte erforderlich werden. Auch ist der Kommunikations- und Vertriebsaufwand bei Mieterstrom höher als bei der Eigenversorgung. Zusätzlich ist vor dem Hintergrund einer ausgelasteten Baubranche in Berlin [72] mit vergleichsweise hohen Personalkosten zu rechnen. Investitionskosten am oberen Ende der Skala erscheinen deshalb für Berlin realistischer und konnten von einem Praxispartner bestätigt werden.

Verschieden Annahmen zu **spezifischen Investitionskosten** als Funktion der installierten PV-Leistung sind in Abbildung 4.13 in Euro pro Kilowatt installierter PV-Leistung dargestellt. Gemein ist allen Angaben, dass die spezifischen Kosten bei größeren PV-Anlagen sinken. Allerdings sind **unterschiedliche Spannbreiten** angegeben. So können die Investitionskosten laut Kost et al. vom Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE, [70]) auf unter 1.000 €/kW bei einer Projektgröße ab 50 kW absinken. Vom Praxispartner wurde jedoch ein minimaler Wert von 1.250 €/kW als realistischer angegeben.

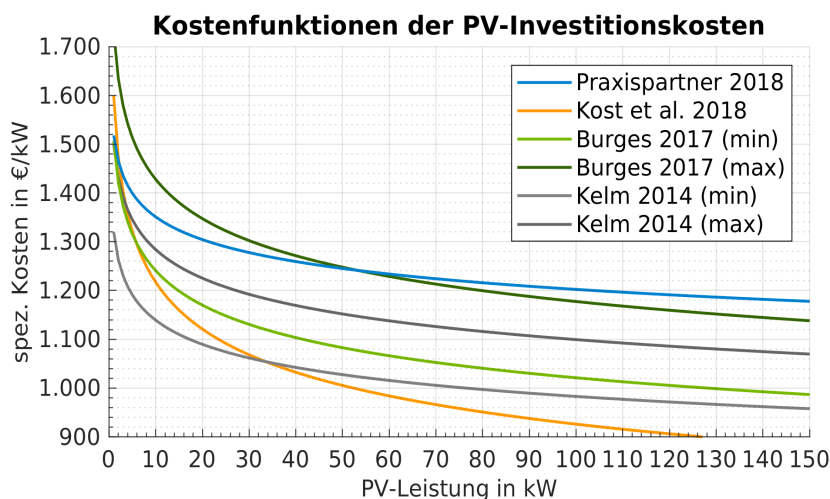


Abbildung 4.13: spezifische Kostenfunktionen der PV-Investitionskosten nach [69]–[71] und Praxispartner.

Die Optimierung auf den internen Zinsfuß folgt auch unter anderen Annahmen grundsätzlich dem Verlauf von Abbildung 4.12: Die Auslegung nach maximaler Rendite führt zu kleiner dimensionierten PV-Anlagen und somit zu einer Verminderung der insgesamt erschlossenen PV-Leistung. Wird eine **Reduktion der Installationskosten** angenommen, wirkt sich dies jedoch positiv auf den erschließbaren Anteil aus.

Beispielsweise liegen die Kosten nach Kost et al. [70] im Bereich von 1 bis 250 kW durchschnittlich 22 % unter den Annahmen des Praxispartners. Dies steigert den Anteil des erschlossenen Potenzials im Extremfall von 44 % auf 61 %. Auch, wenn die **deutliche Kostensenkung** im Vergleich zum Referenzszenario zu einem höheren Anteil an genutzter Dachfläche führt, ist die Optimierung auf die Projektrendite **weiterhin hinderlich für eine vollständige Erschließung** der Solarpotenziale der Stadt.

Einspeisevergütung

Neben den Investitionsausgaben haben auch die **Einnahmen durch die Einspeisevergütung** einen Einfluss auf das Ergebnis einer renditeorientierten Optimierung. Unter Annahme der ursprünglichen Investitionskosten wird die Einspeisevergütung **im Bereich von 70 % bis 170 %** der angesetzten EEG-Vergütung **skaliert** (siehe Tabelle A.3).

Vorweg sei darauf hingewiesen, dass die EEG-Vergütung lediglich eine von vielen Größen in der Wirtschaftlichkeit der Solaranlage darstellt. Die unterstellte Präferenz für den Direktverbrauch reduziert den Einfluss der Einspeisevergütung auf die PV-Anlagendimensionierung deutlich. Gleichzeitig stellt die Einspeisevergütung jedoch auch einen bereits angelegten Rahmen im EEG für die Steuerung des Zubaus dar. Da bei einer Erhöhung der Einspeisevergütung die Einspeisung lukrativer sein kann als die Vermarktung von Direktstromprodukten, ist dies in diesem Abschnitt explizit berücksichtigt.

Wie bereits im vorhergehenden Abschnitt beschrieben kann selbst bei optimistischen Annahmen für den Direktverbrauch bei der aktuellen Einspeisevergütung mit einer Ausschöpfung von 44 % des Solarpotenzials gerechnet werden, wenn die PV-Anlagen individuell nach Rendite optimiert werden. In Abbildung 4.14 ist dargestellt, wie sich dieser Anteil am Solarpotenzial bei Änderung der Einspeisevergütung verhält. Der Balken bei 100 % der EEG-Vergütung fasst dabei die Verteilung der Mindestrendite des Szenarios „maximale Projektrendite“ zusammen (vgl. blaue Balken in Abbildung 4.12).

Bei **höherer Einspeisevergütung steigen** der **Anteil am erschlossenen Solarpotenzial** und die **Rendite der PV-Projekte** an. Interessant dabei ist, dass dieser Effekt nur begrenzt zu beobachten ist. Bei einer Einspeisevergütung, die 40 % über dem heutigen Vergütungsniveau liegt, wird die Direktvermarktung verhältnismäßig unlukrativer, sodass die eine Optimierung der Rendite wieder zu kleineren PV-Anlagen (unter 100 kW) führt. Die insgesamt installierte PV-Leistung nimmt dann wieder ab. Der größte Anteil am Gesamtpotenzial von 53 % wird bei einer leicht erhöhten EEG-Vergütung erreicht (110 % bis 120 %).

Erwartungsgemäß ist die Verringerung der EEG-Vergütung mit einer Reduktion der solar genutzten Flächen verbunden. Je weiter die EEG Vergütung abgesenkt wird, desto weniger wird vom Dachflächenpotenzial erschlossen.

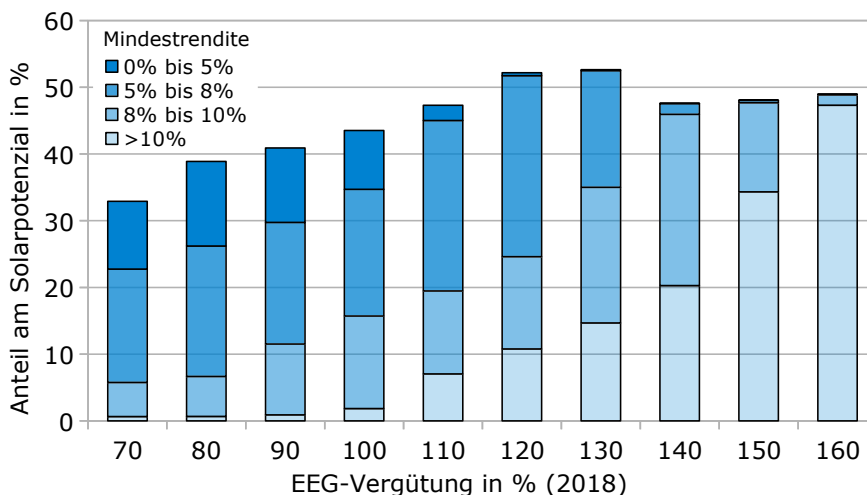


Abbildung 4.14: Anteil am PV-Potenzial in Abhängigkeit der Mindestrendite für das Szenario „maximale Projektrendite“ bei Variation der Einspeisevergütung.

Beteiligung an der Direktstromlieferung

Für diese Studie wurde unterstellt, dass alle Gebäudenutzer auch ein Interesse an einer solaren Direktstromlieferung haben. Dies ist regelmäßig nicht der Fall. Insbesondere im Gebäudebestand ist es zum Teil schwierig, die individuellen Nutzer_innen zum Wechsel des Stromversorgers zu motivieren. Bundesweit bleiben 71 % aller Stromkundinnen und Stromkunden beim Grundversorger und wechseln den Stromanbieter nicht [73]. Daher wird an dieser Stelle untersucht, welchen Einfluss eine **anteilige Direktstromlieferung** auf die Ergebnisse der Simulation hat.

In Abbildung 4.15 ist der Anteil am Solarpotenzial mit der entsprechenden Mindestrendite für das Szenario „maximale Projektrendite“ über dem Anteil am Direktverbrauch dargestellt. Hierbei zeigen sich zwei Phänomene. Zum einen ist zu sehen, dass die Summe der installierten PV-Leistung leicht ansteigt. Bei einer geringeren Renditeerwartung unterhalb von 5 % werden auch größere, voll einspeisende PV-Anlagen interessanter. Das Ausmaß ist jedoch vom Rahmen des EEG abhängig. Es führt in diesem Fall zu einer Realisierung von maximal 50 % des PV-Potenzials. Verglichen mit den anderen Parametern ist dieser Effekt also vernachlässigbar.

Zum anderen **sinkt die Rendite** der Solaranlagen, wenn der Strom nur zum geringen Anteil direkt vermarktet werden kann, da die Erlöse durch die Einspeisevergütung niedriger sind. Es fällt auf, dass nahezu alle PV-Anlagen eine Rendite unter 5 % erzielen. Mit den Ansprüchen an die BNK-Verzinsung der Berliner Betriebe wären solche Projekte demnach **nicht realisierbar**.

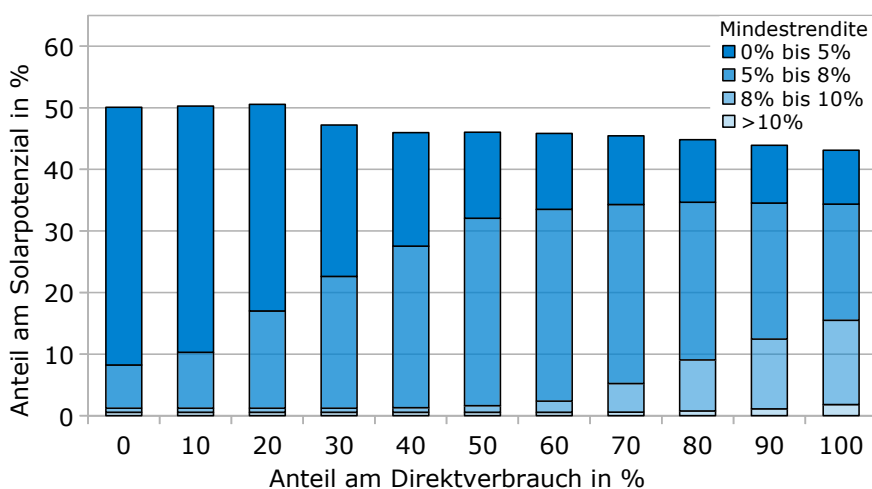


Abbildung 4.15: Anteil am PV-Potenzial in Abhängigkeit der Mindestrendite für das Szenario „maximale Projektrendite“ über dem Anteil am Direktverbrauch.

Abschaffung der Eigenverbrauchsumlage

Die Befreiung der Netzentgelte und der EEG-Umlage führen für den Direktverbrauch zu erheblichen Kostenvorteilen, welche den PV-Ausbau auf Gebäuden stark vorantreiben. Der Direktverbrauch kann die Zukunft der solaren Energieversorgung jenseits des EEG sein, wenn hierfür begrenzende Rahmenbedingungen abgebaut werden [74]. Eine dieser Hürden ist die **ungleiche Behandlung von Direktverbrauch**. Die **vollständige Befreiung** des Direktverbrauchs von der EEG-Umlage ist aktuell bei Eigenversorgung bis 10 kW möglich. Ab diesem Wert ist eine anteilige EEG-Umlage zu zahlen. Im Falle von Direktstromlieferung (Mieterstrom) ist immer die **volle EEG-Umlage** fällig [42]. Trotz gleichem Tatbestand, dem Direktverbrauch von Solarstrom, werden für Eigenversorgung und Direktstromlieferung verschiedene Maßstäbe angesetzt. Dies wird von Branchenverbänden als Diskriminierung kritisiert und die Abschaffung gefordert [75]–[77]. Um zu ermitteln, welchen Einfluss die Zahlung der EEG-Umlage hat, wurde dies ebenfalls in der Simulation untersucht.

Eine Reduzierung der EEG-Umlage auf direktvermarkteten Strom führt an erster Stelle zur Erhöhung der Projektrendite. Unter der Annahme der 100 %-igen Abnahme von zeitgleich verbrauchter Energie ist dies besonders lukrativ und führt im Szenario „maximale Fläche“ zu einer **Steigerung der mittlere Projektrendite um 1,2 % auf 7,8 %**. Im Szenario „maximale Projektrendite“ steigt die mittlere Rendite sogar um 1,8 %. Die deutliche Differenz wird durch eine Optimierung auf die neuen Parameter erreicht und führt zu einer Reduzierung der PV-Anlagengrößen. Der Wegfall der EEG-Umlage für Direktstromprojekte würde somit Investorinnen und Investoren mit höheren Ansprüchen an die Rendite entgegenkommen. Die **konsequente Optimierung auf die Projekt-**

rendite reduziert die Summe der **installierten PV-Leistung auf 2,3 GW**. Dies entspricht 36 % des Solarpotenzials Berlins. Vor dem Hintergrund der individuell optimierten Projektrendite führt die Abschaffung der EEG-Umlage auf Direktstrom lediglich zur gesteigerten Wirtschaftlichkeit, nicht zu mehr PV-Ausbau. Eine Erhöhung der Grenze von 10 kW auf 30 kW bei der Eigenversorgung hat einen vernachlässigbaren Effekt. Der Anteil der direkt verbrauchten Kilowattstunden nimmt mit jedem zusätzlichen Kilowatt installierter PV-Anlagenleistung ab, sodass sich die PV-Leistung, bei der die maximale Rendite erzielt wird, nicht verschiebt.

4.8 Zwischenfazit zur Wirtschaftlichkeit

Vergleich der Szenarien

In diesem Kapitel wurde das PV-Potenzial unter den heutigen ökonomischen Randbedingungen untersucht. Hierbei stellten sich zwei Szenarien als besonders relevant heraus. Das Szenario „maximale Fläche“ das Szenario „maximale Projektrendite“.

Die **Nutzung aller Flächen** wäre mit einem Investitionsvolumen von etwa 7,5 Mrd. Euro verbunden und könnte mit Renditen um 3 % bis 9 % verzinst sein. Das gesamte PV-Potenzial gemäß Kapitel 2 würde ausgeschöpft. Mit einem Bruttoinlandsprodukt Berlins von rund 135 Mrd. Euro pro Jahr (2017) wäre ein langfristiges Ausbauszenario daher mit einem Bruchteil der Wirtschaftsleistung verbunden. Für ein Erreichen der Klimaschutzziele erscheint dies zielführend.

Eine Optimierung auf die Projektrendite führt in Summe zu einer deutlich reduzierten PV-Leistung bei moderater Steigerung der Renditeerwartung. Bei **Optimierung** auf die **Projektrendite** kann **nur 45 % des Potenzials erschlossen** werden, was auch mit einer Reduzierung des Investitionsvolumens in gleicher Höhe verbunden ist.

In Abbildung 4.16 sind die installierbaren PV-Leistung gegenübergestellt. Dabei sind die einzelnen PV-Anlagen nach deren erreichter Projektrendite in vier Gruppen zusammengefasst. Beim Vergleich der beiden Szenarien sind zwei Dinge bemerkenswert:

Erstens wird, trotz gleicher Ausgangslage, im Falle einer renditeoptimierten PV-Anlagenauslegung nur etwas weniger als die Hälfte des solaren Potenzials erschlossen.

Zweitens sind die **PV-Anlagen bei maximaler Flächenausnutzung nicht unwirtschaftlich**. Es ist im Vergleich nur eine geringe Änderung der Wirtschaftlichkeit erkennbar. Das Verschwenken ökologischer Potenziale zum Klimaschutz ist somit nicht auf mangelnde ökonomische Wirtschaftlichkeit zurückzuführen. Vielmehr überwiegt die Wahl der Kenngröße, wie diese bewertet wird.

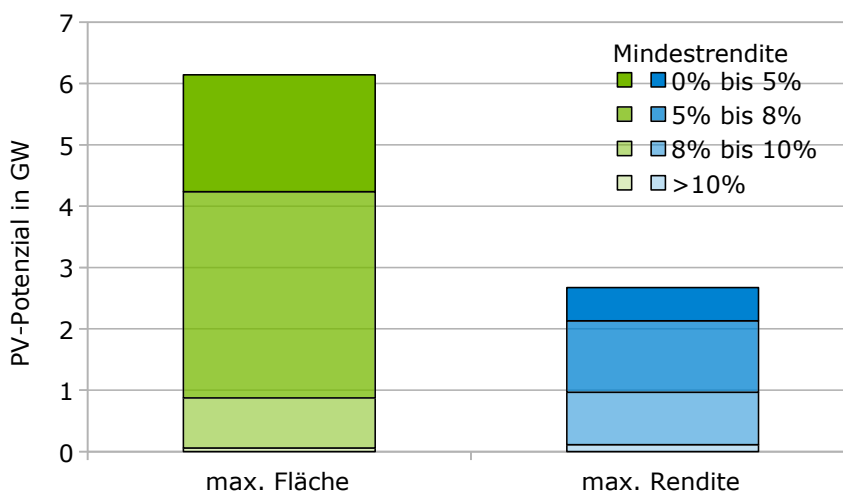


Abbildung 4.16: Vergleich des PV-Potenzials in Abhängigkeit der Mindestrendite für die Szenarien „maximale Fläche“ und „maximale Projektrendite“.

Kombination von einschränkenden Effekten

Abschließend sei auf die Kombination von einschränkenden Effekten hingewiesen. In Abschnitt 4.6 sind die technischen Einschränkungen bei maximaler Flächenausnutzung dargestellt. In Abschnitt 4.8 sind die Verluste durch individuelle Renditeoptimierung beschrieben. Diese beiden Effekte überlagern sich im Extremfall. Dies ist in der folgenden Abbildung 4.17 dargestellt.

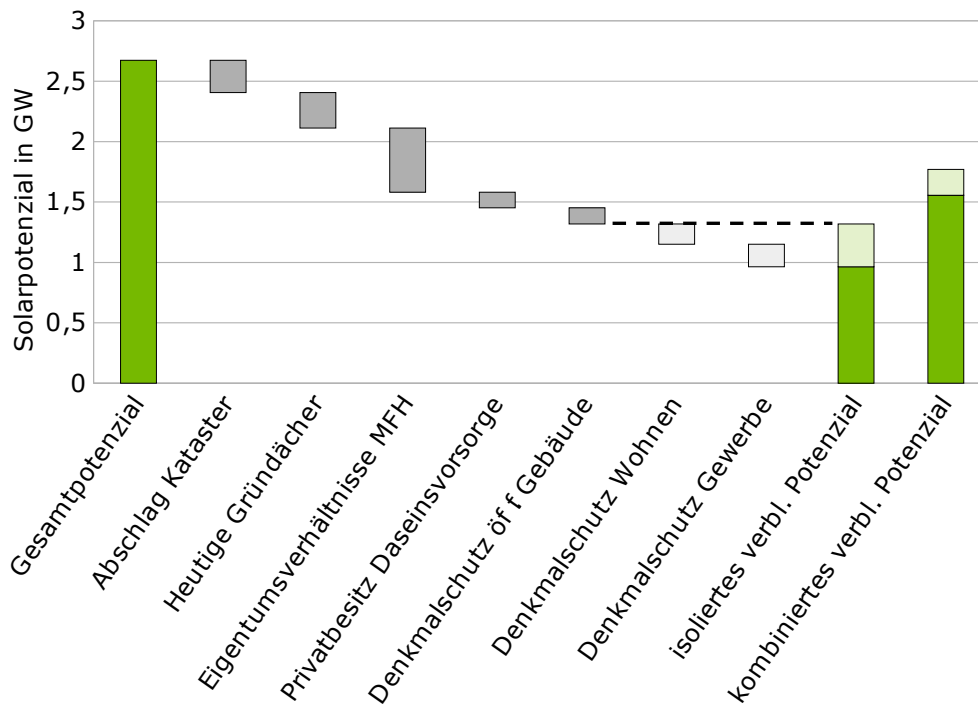


Abbildung 4.17: Technische und organisatorische Einschränkungen des Solarpotenzials bei Optimierung auf „maximale Projektrendite“.

Das bereits zu Beginn auf 2,7 GW reduzierte Potenzial wird weiter vermindert. Es ergibt sich ein isoliertes verbleibendes Potenzial von 1,0 GW bis 1,3 GW, falls die technisch-organisatorischen Kriterien einzeln Anwendung finden. Aber auch im günstigeren Fall ist das **kombinierte verbleibende Potenzial** mit **1,6 GW bis 1,8 GW** nur ein Bruchteil des möglichen Solarpotenzials.

Wirkung von Förderungen auf die Potenzialerschließung

Förderungen im klassischen Rahmen (Einspeisevergütung, Anschubfinanzierung, zinsfreie Darlehen, etc.) zielen darauf ab, die Ökonomie zu verbessern. Im Falle einer renditeoptimierten Auslegung von PV-Anlagen führt eine erhöhte Rendite jedoch nicht zu größeren PV-Anlagen. Es werden allenfalls mehr Solaranlagen gebaut, sofern sie vorher unwirtschaftlich waren. Diese **Förderungen adressieren also die Quantität der PV-Anlagen**.

Die Diskrepanz zwischen geringfügig ausgeschöpftem Solarpotenzial einerseits und klimapolitischer Notwendigkeit zur Nutzung weitestgehend aller regenerativen Potenziale andererseits wird dadurch nicht aufgelöst. Hier ist die **Qualität entscheidend**: Die **bestmögliche Nutzung der verfügbaren Flächen**, welche auf längere Sicht ein begrenztes Gut darstellen.

Das Berliner Abgeordnetenhaus sieht es mit EWG Berlin und BEK als **notwendig** an, sich insgesamt dem **Szenario „maximale Fläche“ zu nähern**, da ein Anteil von 25 % am Stromverbrauch angestrebt wird. Es sind somit **Maßnahmen zu ergreifen, die über eine reine Verbesserung der Ökonomie der PV-Anlagen hinausgehen**.

4.9 Diskussion und Zusammenfassung

Eine Reduzierung auf **etwa ein Viertel des Solarpotenzials** durch technische, organisatorische und ökonomische Einschränkungen verdeutlicht den dringenden politischen Gestaltungsbedarf. Will Berlin seine Klimaschutzziele erreichen, sind klare Rahmenbedingungen erforderlich, die das Erschließen eines Großteils des Solarpotenzials ermöglichen.

Politischer Rahmen auf Bundesebene

An erster Stelle muss hierfür ein starkes Bekenntnis zur Energiewende insgesamt und damit in Berlin insbesondere zur Solarenergie stehen. Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen wirken bremsend auf den Ausbau der Solarenergie, anstatt diesen weiter zu fördern. Das „Mieterstromgesetz“ verfehlte hierbei wesentliche Kritikpunkte am status quo und vermag es nicht, nennenswerte PV-Potenziale zu heben. Mehrfamilienhäuser bilden in Berlin künftig den Kernmarkt für PV-Aufdachanlagen: Ohne sie sind die Berliner Klimaschutzziele nicht zu erreichen. Es bedarf demnach einer **Berliner Bundesratsinitiative** zur Änderung des **Erneuerbare-Energien-Gesetzes**, des **Energiewirtschaftsgesetzes**, des **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes** und weiterer Regularien, die die Installationen kleiner und mittlerer PV-Anlagen bürokratiefrei und wirtschaftlich ermöglichen.

Politische Handlungsoptionen auf Berliner Ebene

Die Maßnahmen zur Förderung können nur fruchten, wenn die gesamte Stadtgesellschaft angesprochen und zur solaren Nutzung aufgefordert wird. Klimapartnerschaften mit einzelnen Unternehmen sind ein Anfang, aber letztlich kein skalierbares Mittel. Es bedarf einer **öffentlichen Kampagne**, die die **unterschiedlichen Zielgruppen** besonders **anspricht**.

Die **Mieterstromplattform** sollte als Instrument **weiterentwickelt werden**. Ein einfacher Zugang zu allgemeinen Informationen sowie zur Eignung des eigenen Dachs, zu standardisierten Verträgen, zu Beratungsstellen und letztlich Unternehmen der ausführenden Gewerke und Dienstleistungsunternehmen sollten das Angebot erweitern. So könnten auch die Potenziale im **Eigentum von Privatpersonen** erreicht werden. Hierbei sollte zusätzlich auf die Wirkung der **Verbände als Multiplikatoren** gesetzt werden. Es bedarf einer „**Solardachbörse 2.0**“.

Die Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen durch Änderung des Gesetzesrahmens kann mit **regulatorischen Maßnahmen** kombiniert werden. Zur Erreichung der Klimaschutzziele kann eine Verpflichtung zur Solarenergie zielführend sein. Diese Idee könnte an die Berliner SolVO aus dem Jahr 1996 anknüpfen [78]. Als sinnvoller erster Schritt kann eine ausreichend große statische Reserve insbesondere für Flachdächer gefordert werden, die eine anschließende Installation einer PV-Anlage ermöglicht.

Eine Solaranlagenverordnung ist hier immer im Spannungsfeld zwischen Aufbau regenerativer Erzeugung, kostengünstigen Mieten und dem Erreichen der Sanierungsquoten zu verorten. Anhand des Vergleiches der statistischen Daten von Baukostenindex [79] und Bodenmarkt [80] lässt sich jedoch leicht erkennen, dass die stetig steigenden Bauanforderungen nur zu einem geringen Anteil für steigende Mieten verantwortlich sind. So stiegen die Baukosten seit 2010 auf 120 %, während die Bodenpreise für Bauland in Berlin um fast 300 % anstiegen.

Der Denkmalschutz kann sich als großes Hemmnis für die städtische Energiewende herausstellen. Hier sollten **klare Richtlinien** anhand von Beispielen guter Praxis entwickelt werden. Die bis zu **25.000 PV-Anlagen im Denkmalschutz** könnten im Einzelfallverfahren nicht in überschaubaren Zeiträumen bearbeitet werden. Der erforderliche Ausbau würde verzögert und die Kosten der Projektentwicklung unnötig erhöht. Angesichts der Datenlage erscheinen Lösungen für Wohngebäude besonders notwendig (siehe Abschnitt 4.3). **Denkmalschutz und Klimaschutz** müssen künftig **gemeinsam umgesetzt** werden.

Die Wirtschaft vorbereiten

Die Prozesse müssen einfach werden. Allein die reine Anzahl der nötigen Installation von 100.000 PV-Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern und weiteren 100.000 PV-Anlagen auf anderen Gebäuden zeigt, dass der Zeitaufwand pro PV-Anlage nicht hoch sein darf. Sollen in den nächsten dreißig Jahren alle aktuell geeigneten Dächer Berlins mit Solaranlagen ausstatten werden, so müssen **pro Tag knapp 30 PV-Anlagen** ans Netz gehen. Hierbei kann die Digitalisierung einzelner Prozesse helfen. Dennoch bedarf es mittelfristig einer Vielzahl von Arbeitskräften, um die Energiewende in Berlin zu realisieren. Dies muss als wirtschaftliche Chance erkannt und gefördert werden.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 4

- Das vorher bestimmte Solarpotenzial Berlins von 6,3 GW wird durch verschiedene technische, soziale, rechtliche und ökonomische Einschränkungen reduziert.
- Das Bruttoinlandsprodukt Berlins beträgt rund 135 Mrd. Euro pro Jahr (2017). Das gesamte Solarpotenzial zu erschließen wäre mit einem Investitionsvolumen von etwa 7,5 Mrd. Euro verbunden und könnte Renditen um 3 % bis 9 % erwirtschaften. Ein langfristiges Ausbauszenario wäre daher nur mit einem Bruchteil des Bruttoinlandsprodukts verbunden
- Ein Abgleich mit den bereits installierten PV-Anlagen zeigt, dass im Mittel je Dach 90 % des Solarpotenzials erschlossen werden können.
- Der Denkmalschutz kann mittelfristig zu einem Hemmschuh des PV-Ausbaus werden. Es ist deshalb notwendig, aus Positivbeispielen standardisierte Abläufe zur Integration von PV-Anlagen in geschütztem Gebäudebestand herauszuarbeiten. Es ist andernfalls ein Dachflächenpotenzial von etwa 1 GW von Restriktionen betroffen.
- Die Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsformen wird in der wachsenden Stadt immer größer. Vorgaben des dezentralen Regenwassermanagements sollten als Chance für eine gemeinsame PV-Installation begriffen werden. Im aktuellen Berliner Solaratlas sind 10 % des Potenzials bereits mit Gründächern belegt.
- Der Netzausbau scheint in Berlin mittelfristig kein Hindernis für den PV-Zubau zu sein. Eine Steigerung des PV-Bestands um den Faktor 15 sollte im allgemeinen ohne größere Investitionen möglich sein.
- Der Einfluss des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist markant. Bei den realisierten PV-Anlagen sind Häufungen von kleiner dimensionierten PV-Anlagen bei den Leistungsklassen 10 kW und 30 kW klar erkennbar. Dies weist auf eine begrenzende Wirkung der Gesetzgebung hin. Das EEG sowie weitere Rahmenbedingungen wurden in einer Simulation zur Erschließung des Potenzials entsprechend berücksichtigt.
- Bei einer Dimensionierung, die sich am Maximum der zur Verfügung stehenden Fläche orientiert, ergeben sich wirtschaftlich attraktive PV-Anlagengrößen (Rendite von 3 bis 9 %). Eine Fokussierung auf die Maximierung der Projektrendite führt hingegen zu deutlich kleineren PV-Anlagen. Dies läuft der Abschöpfung des maximalen geldwerten Vorteils durch die Investition zuwider. Renditeoptimierung ist deshalb aus ökologischen und ökonomischen Gründen nachteilig.
- Die Optimierung der Projektrendite führt zu einer Reduktion der installierten PV-Leistung auf 2,7 GW. Wesentliche Potenziale bleiben somit weiterhin unerschlossen.
- Die Annahmen zu den Investitionskosten beeinflussen das Optimierungsergebnis deutlich, während die Einspeisevergütung und der Anteil am Direktverbrauch wenig Einfluss auf die Ergebnisse haben.
- Die Abschaffung der EEG-Umlage auf den Direktverbrauch innerhalb eines Direktstromprojektes führt bei Optimierung der Projektrendite zu einer Verkleinerung der PV-Anlagen bei steigenden Projektrenditen.

5 Zusammenfassende Darstellung

Gesetzliche Verankerung von Klimaschutz

Sowohl auf Landes- als auch auf Bundesebene ist man sich der dramatischen gesellschaftlichen Auswirkungen des Klimawandels bewusst und tritt ihnen mit verbindlichen Klimaziele und Anpassungsstrategien entgegen. Ein politisches Ziel ist, die Energieversorgung Deutschlands aber auch Berlins **bis zur Mitte des Jahrhunderts auf erneuerbare Energien umzustellen**. Hiervon soll ein Viertel aus Solarenergie bereitgestellt werden. Vor dem Hintergrund der Sektorkopplung kann davon ausgegangen werden, dass sich der Strombedarf verdoppeln wird. Somit entspricht diese Zielsetzung in Berlin der Energiemenge von 6 TWh Solarenergie.

Berliner Solarpotenzial

Als aktuelle **Obergrenze des solaren Potenzials der Berliner Dachflächen** kann **6 bis 10 GW** angesetzt werden. Hinzu kommt ein Potenzial von 1,0 bis 3,8 GW unkonventionelle Solaranwendungen. In dieser Studie konnte gezeigt werden, dass zahlreiche techno-ökonomischen **Einschränkungen** das Solarpotenzial unter heutigen Gesichtspunkten **auf 33 bis 66 %** reduzieren. Insbesondere die betriebswirtschaftliche Optimierung auf die maximale Projektrendite führt unter heutigen Rahmenbedingungen zu deutlich kleineren PV-Anlagen als es das Solarpotenzial zulassen würde. Förderungen im klassischen Rahmen (Einspeisevergütung, zinsfreie Darlehen etc.) zielen darauf ab, die Ökonomie der PV-Anlagen zu verbessern. Im Falle einer auf **maximale Rendite** optimierte PV-Anlagenauslegung führt eine erhöhte Rendite im ersten Schritt nur zu mehr, jedoch **nicht zu größeren PV-Anlagen**. Dies kann langfristig bei der Erreichung der Klimaschutzziele hinderlich sein.

Alternativen zu Berliner Dachflächen

Wie diese Studie aufzeigt, ist das Solarpotenzial zur Erreichung der Klimaziele auf den Dächern der Hauptstadt zwar technisch vorhanden, jedoch unter Berücksichtigung der ökonomischen und organisatorischen Rahmenbedingungen nur schwer zu heben. Daher stellt sich die Frage, ob die benötigte Leistung auf **Freiflächenanlagen** im **umliegenden Brandenburg** eine günstigere Alternative darstellt.

Alleine auf die Investitionskosten der PV bezogen wäre dies der Fall, da bei Freiflächenanlagen geringere spezifische Kosten entstehen und größere Leistungen pro Standort installiert werden könnten. Dennoch gibt es starke Argumente gegen die Versorgung des Berliner Energiebedarfs aus dem Umland. Ein wesentlicher Punkt ist dabei die **Akzeptanz** in der Brandenburgischen Bevölkerung. Die aktuelle politische Zielsetzung des Landes Brandenburg sieht vor, bis zum Jahr 2030 insgesamt 3,5 GW PV-Leistung zu installieren [81, S. 39]. Sollte Brandenburg auch den solaren Strombedarf für Berlin decken, müsste der geplante **Ausbau** also **um 200 % erhöht** werden. Es ist fraglich, ob die entsprechende Bereitschaft in der Bevölkerung und Politik zu finden ist.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass bei einem Anteil von 25 % Solarstrom immer noch 75 % des Berliner Strombedarfs aus anderen erneuerbaren Energien gedeckt werden müssen. Diese müssen aufgrund des begrenzten Angebots ebenfalls im Wesentlichen aus dem Umland bezogen werden (Windkraft oder Biomasse zur Kraft-Wärme-Kopplung).

Des Weiteren sprechen auch technische Argumente dafür, den Solarausbau in der Stadt voranzutreiben. Wie bereits geschildert, ist beim urbanen Solarausbau mittelfristig nicht von Netzengpässen auszugehen. Zusätzlich können Netzverluste allgemein reduziert werden, wenn die Erzeugung bedarfsnah erfolgt.

Lokale Wertschöpfung

Abschließend sei angemerkt, dass neben den Herausforderungen bei der solar-urbanen Energiewende auch enorme Möglichkeiten für Klimaschutz und Wirtschaft bestehen. So setzt der Masterplan Solarcity **Investitionen** in Höhe des Flughafenbaus des BER frei. Dabei ermöglicht er es Unternehmen und Privatpersonen ihre **Stromkosten langfristig zu stabilisieren** oder zu reduzieren und **spart dabei** beträchtliche Mengen an **CO₂-Emissionen ein**.

Allein die Berliner Solarbranche muss in der Lage sein, ab heute jeden Tag mehr als 28 neue PV-Anlagen ans Netz zu bringen. Eine **Ausbildungsoffensive** muss die dafür notwendige Zahl an Fachpersonal entwickeln. Die Erschließung des Solarpotenzials schafft **langfristig sichere Arbeitsplätze und lokale Wertschöpfung**.

Trends wie **Elektromobilität** und **Wärmepumpen**-Heizungssysteme lassen sich hervorragend mit PV-Energie kombinieren. Sie können der **weiteren Marktöffnung für PV-Installationen** dienen. Verlässliche Rahmenbedingungen vorausgesetzt ist dies eine hervorragende Grundlage sowohl für die Berliner Energiewirtschaft als auch die Start-Up-Community neue Geschäftsmodelle und moderne Dienstleistungen zu entwickeln.

Politischer Handlungsbedarf

Berlin muss somit trotz schwieriger Ausgangslage eigene politische Maßnahmen ergreifen, um die langfristigen Ziele für die solare Deckung des Energiebedarfs zu verwirklichen. Hierbei muss sowohl auf die Quantität der PV-Anlagen als auch auf die Qualität der Potenzialnutzung geachtet werden.

Zahlreiche Angriffspunkte, die die Quantität des PV-Ausbaus beeinflussen, sind auf **Bundesebene** zu beheben. So muss das **EEG** vor allem einfacher werden, um die Mehrzahl der Bevölkerung für Solarenergie zu bewegen. Größte Unsicherheit aus heutiger Sicht stellt der **52 GW-Deckel** dar, ab dem die EEG-Vergütung für ins Netz eingespeisten Solarstrom eingestellt wird. Diese Rückfalloption der Einspeisevergütung ist insbesondere für die Finanzierung der PV-Anlagen von größter Wichtigkeit. Ferner sind die bürokratischen Hürden, die das „**Mieterstromgesetz**“ mit sich bringt, nur bedingt geeignet, der Solarenergie in der Mieterhauptstadt zum Durchbruch zu verhelfen. Grundsatz muss hier die Regulierung bis zum Zähler sein, damit sich Direktstromlieferung als wirkliche Alternative zur Einspeisung entwickelt. Berlin sollte deshalb entsprechende **Bundesratsinitiativen einbringen**.

Neben der Bundesebene kann Berlin aber auch den **eigenen Masterplan Solarcity ausgestalten**. Hierbei sollte nicht zu viel Hoffnung in den freien Markt gesetzt werden. Es konnte gezeigt werden, dass ökonomische Kennzahlen die PV-Anlagendimensionierung stark beeinflussen und somit Potenziale verschenkt werden. Langfristig muss also ein Wechsel zur **verpflichtenden Solarnutzung** erfolgen. Auch müssen auf Landesebene qualitative Kriterien ermittelt werden, die eine hohe Ausnutzung des Solarpotenzials ermöglichen.

Das **bürgerschaftliche Engagement** von Vereinen und Genossenschaften sollte als Multiplikator für verbrauchsnahe Energiewende gefördert werden.

Eine langfristig kommunizierte Eskalationskaskade könnte den Solarausbau nachhaltig anschieben. Wie diese Maßnahmen innerhalb eines weitreichenden Masterplans Solarcity aussehen könnten, ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Die angedachten **Eskalationsstufen** auf Landesebene sind:

1. Informieren und Werben als Imagekampagne für die Solarhauptstadt.
2. Förderung von Solaranlagen unter Beachtung der EU-Beihilferegelungen.
3. Koordinierte Selbstverpflichtung mit großen Flächeneignern auf Bezirksebene.
4. Verpflichtung zur Solarenergie im Neubau.
5. Verpflichtung zur Solarenergie im Bestand durch Nachrüstpflicht bei Sanierung.

Für die einzelnen Stufen sind verbindliche Ziele zu definieren (maximaler Zeitraum, angestrebter PV-Bestand etc). Nur so kann geprüft werden, wann in die nächste Stufe gewechselt werden muss, um die langfristigen Meilensteine auf dem Weg zum Klimaschutz noch erreichen zu können.

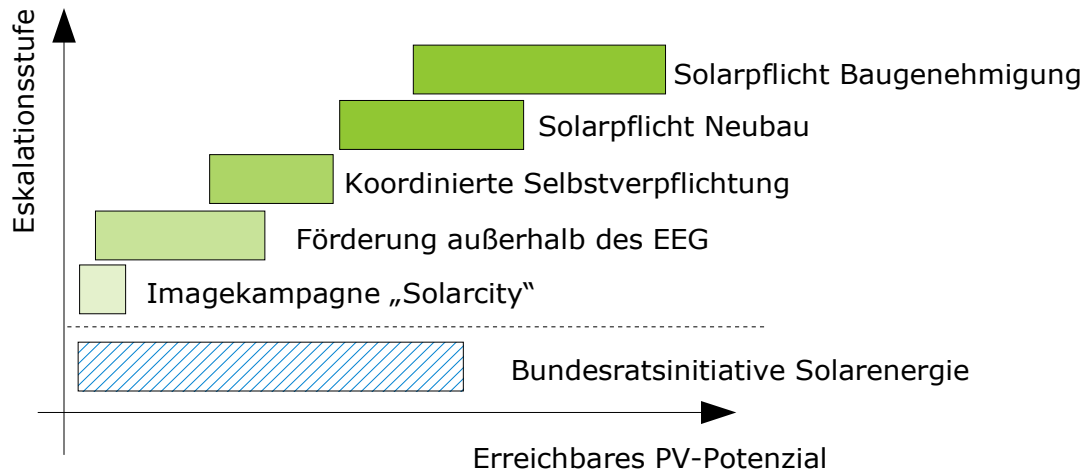


Abbildung 5.1: Eskalationsstufen zur Erschließung des Gesamtpotenzials.

Es konnte gezeigt werden, dass die im EEG angelegten Fördermechanismen nicht zu einer vollständigen Erschließung des Dachflächenpotenzials führen. Eine Reformierung des EEG erscheint komplex und zeitintensiv. Es lohnt deshalb die Überlegung, das bisherige EEG auslaufen zu lassen und in einem **neuen „EEG 2.0“** zielgerichtet bürgerschaftliche Teilhabe, Akzeptanz und die Ausnutzung der gegebenen regenerativen Energieressourcen zu fördern. Ansatzpunkt für die vollständige Dachnutzung könnte die Förderung pro Kilowatt sein.

Fest steht: Es gibt ein **enormes Potenzial** für Solarenergie in Berlin. Ohne weitere politische Maßnahmen wird es aber nur zu einem unwesentlichen Anteil erschlossen werden. Es ist so nicht von einem nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz auszugehen. Ein Abwarten und „Weiter-So“ kann deshalb keine Option sein.

Es bedarf einer **breit angelegten Kampagne**, um Berlin zur „Solarcity“ zu entwickeln. Hierbei müssen städtische Unternehmen, die Privatwirtschaft, der Bildungssektor, die engagierte Öffentlichkeit und die politisch Verantwortlichen zusammenarbeiten.

Literaturverzeichnis

- [1] I. P. on C. C. IPCC, Hrsg., *Climate Change 2013, The Physical Science Basis*. New York: Cambridge University Press, 2013.
- [2] Vereinte Nationen, *Übereinkommen von Paris*. 2015, S. 15.
- [3] V. Quaschnig, „Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, Juni 2016.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit(BMU), „Klimaschutzbericht 2017“, Berlin, Juni 2018.
- [5] Bundesregierung, „Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, Nov. 2016.
- [6] Bundesregierung, „Kabinettschließt Klimaschutzbericht“, 13-Juni-2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2018/06/2018-06-13-klimaschutzbericht-2017.html>.
- [7] V. Quaschnig, *Erneuerbare Energien und Klimaschutz*, 4. Auflage. München: Hanser, 2018.
- [8] Länderarbeitskreis Energiebilanzen, „CO₂-Emissionen nach Emittentensektoren 2015 – Länderarbeitskreis Energiebilanzen“. .
- [9] *Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK) 2030 – Umsetzungszeitraum 2017-2021*, Bd. Konsolidierte Fassung. 2018.
- [10] Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz, „Klimaschutzpolitik in Berlin - Ziele / Land Berlin“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.berlin.de/senuvk/klimaschutz/politik/de/ziele.shtml>. [Zugegriffen: 29-Juni-2018].
- [11] Abgeordnetenhaus Berlin, *Berliner Energiewendegesetz (EWG Bln)*, Bd. 754–1. 2016.
- [12] Senatsverwaltung für Justiz, Verbraucherschutz und Antidiskriminierung, *Erstes Gesetz zur Änderung des Berliner Energiewendegesetzes*. 2017.
- [13] F. Reuswig, B. Hirschl, W. Lass, C. Becker, L. Bölling, und W. Clausen, „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“, Potsdamer institut für Klimafolgenforschung (PIK), Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und Andere, Berlin und Potsdam, Machbarkeitsstudie, 2014.
- [14] H.-M. Henning und A. Palzer, „Energiesystem Deutschland 2050“, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Nov. 2013.
- [15] N. Gerhardt, F. Sandau, A. Scholz, H. Hahn, P. Schumacher, und C. Sager, „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“, Fraunhofer IWES/IBP, Kassel, Endbericht, Sep. 2015.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [17] P. Gebert, P. Herhold, J. Burchhardt, und et al., „Klimapfade für Deutschland“, im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) durch The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos, München, 2018.
- [18] Ecofys Berlin, „Solare Flächenpotenziale Berlin - Stadtraumtypenkatalog“, Berlin, 2008.
- [19] B. Hirschl, A. Aretz, E. Dunkelberg, A. Neumann, und J. Weiß, „Potenziale erneuerbarer Energien in Berlin 2020 und langfristig - Quantifizierung und Maßnahmengenerierung zur Erreichung ambitionierter Ausbauziele“, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin, Schriftenreihe des IÖW 198/11, Apr. 2011.
- [20] J. Twele, B. Müller, C. Möller, M. Hlusiak, U. Krien, und M. Kastner, „Szenarioberechnung einer Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis erneuerbarer Energien“, Reiner Lemoine Institut, Berlin, Aug. 2012.
- [21] simuPLAN, „Solaratlas Berlin“.
- [22] J. Bergner, B. Siegel, K. Mainzer, und R. McKenna, „Städtische Solarpotenzial-Karten im Vergleich“, in *PV-Symposium 2018*, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2018, S. 10.
- [23] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, „Amt für Statistik Berlin Brandenburg - Statistiken“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/Statistiken/inhalt-statistiken.asp>. [Zugegriffen: 25-Sep-2018].
- [24] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen und Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Geoportal Berlin / ALKIS Berlin“.

- [25] Länderarbeitskreis Energiebilanzen, „Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen in Terajoule: 2015 – Länderarbeitskreis Energiebilanzen“.
- [26] Stromnetz Berlin GmbH, „Zahlen, Daten, Fakten“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stromnetz.berlin/de/zahlen-daten-fakten.htm>. [Zugegriffen: 16-Aug-2018].
- [27] 50Hertz Transmission GmbH, „EEG Jahresabrechnung - Veröffentlichung EEG-Daten - EEG - 50Hertz“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.50hertz.com/de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/EEG-Jahresabrechnung>. [Zugegriffen: 25-Sep-2018].
- [28] K. Mainzer, K. Fath, R. McKenna, J. Stengel, W. Fichtner, und F. Schultmann, „A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany“, *Sol. Energy*, Bd. 105, S. 715–731, Juli 2014.
- [29] K. Mainzer, S. Killinger, R. McKenna, und W. Fichtner, „Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques“, *Sol. Energy*, Bd. 155, S. 561–573, Okt. 2017.
- [30] „Wuhle alles im Fluss' - Ökologische Entwicklung der Wuhle“, Berlin, 2013.
- [31] M. Thiele, „Klimaschutzpotenzialanalyse von Dach-, Fassaden- und Straßenbaumbegrüpfung“, Masterthesis, Hochschule für Nachhaltige Entwicklung Eberswalde (FH), Eberswalde, 2015.
- [32] simuPLAN, „Datendokumentation Solaratlas“, Berlin, Datendokumentation, Feb. 2011.
- [33] Dr. Jan Fokke Meirink, „MSG Cloud Physical Properties (CPP)“. [Online]. Verfügbar unter: <http://msgcpp.knmi.nl>.
- [34] Deutscher Wetterdienst (DWD), „Lufttemperatur Alexanderplatz (2016)“. [Online]. Verfügbar unter: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate_urban/hourly/air_temperature/recent/.
- [35] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, „Tabelle: Baufertigstellungen in den Ländern Berlin und Brandenburg“, *statistik-berlin-brandenburg.de*, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/webapi/jsf/tableView/tableView.xhtml>. [Zugegriffen: 15-Aug-2018].
- [36] „FH Bielefeld - 3 D-Geländedaten aus der Luft“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fh-bielefeld.de/presse/campus-minden/3-d-gelaendedaten-aus-der-luft>. [Zugegriffen: 10-Aug-2018].
- [37] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Geoportal Berlin / Radverkehrsanlagen“.
- [38] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, „Geoportal Berlin / Klimamodell Berlin: Planungshinweise Stadtklima 2015 - Maßnahmen (Umweltatlas)“.
- [39] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Geoportal Berlin / Solaranlagen - Reale Nutzung (Umweltatlas)“.
- [40] Amt für Statistik Berlin Brandenburg, „Zensus 2011 - Datenbank“, 09-Mai-2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/datenbank/zensus.asp>. [Zugegriffen: 14-März-2018].
- [41] Berliner Stadtwerke GmbH, „Sieben auf einen Streich: Sonnenstrom vom Dach“, Berlin, 20-Nov-2017.
- [42] „Leitfaden zur Eigenversorgung“, Bonn, 2016.
- [43] Bundesregierung, *Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes*. 2017.
- [44] M. Koepp, L. Krampe, und M. Wunsch, „Schlussbericht Mieterstrom - rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)“, Berlin, Projekt Nr. 17/16 - Fachlos 9 1, Jan. 2017.
- [45] A. Aretz und J. Knoefel, „Mieterstrom - Hindernisse und Potenziale“, IÖW- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin, Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Juni 2017.
- [46] BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Mieterstrommodell noch weitgehend unbekannt“, *sonneteilen - Solarstrom für Mieter & Nachbarn*, 2017. .
- [47] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) e. V., „Auswertung der BSW-Befragung zum Thema ‚Mieterstrom‘“, Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Berlin, 2018.
- [48] IP SYSCON GmbH, „Solaranlagenkataster Berlin - Ergebnisbericht Datenstand Januar 2016“, Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Berlin, Jan. 2016.
- [49] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Geoportal Berlin / Denkmalkarte Berlin“, Berlin.

- [50] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Umweltatlas Berlin / Gründächer“, 2017. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/i611.htm>.
- [51] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, „Anpassung an die Folgen des Klimawandels in Berlin – AFOK“, Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Berlin, Juli 2016.
- [52] Projekt KURAS, „Zukunftsorientierte Anpassung der urbanen Abwasserinfrastruktur – Einzelmaßnahmen“, Berlin, Okt. 2016.
- [53] H.-C. Zebe, „Gründach und Solar – Energetisch sinnvolle Ergänzung“, *BundesBauBlatt (BBB)*, März-2010.
- [54] „PERFORMANCE ANALYSIS OF PV GREEN ROOF SYSTEMS“.
- [55] „Solarenergie und Dachbegrünung“, Nürtingen, Planungshilfe, Juli 2018.
- [56] S. C. M. Hui und S. C. Chan, „Integration of green roof and solar photovoltaic systems“, in *Proceedings of Joint Symposium 2011: Integrated Building Design in the New Era of Sustainability*, Hong Kong, 2011, S. 12.
- [57] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, Dissertation, Technische Universität München, München, 2011.
- [58] J. Büchner u. a., „Moderne Verteilernetze für Deutschland' (Verteilernetzstudie)“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, Abschlussbericht, Sep. 2014.
- [59] T. Stetz, „Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems - Technical and Economic Assessment“, Dissertation, University of Kassel, Kassel, 2013.
- [60] D. Mende und D. Premm, „Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen - Grenzen und Potentiale“, in *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2013.
- [61] B. Schlomann, K. Wohlfarth, H. Kleeberger, L. Hardi, und et al., „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013“, Fraunhofer ISI, TUM, GfK, IREES, Karlsruhe, München, Nürnberg, Feb. 2015.
- [62] Vattenfall Europe Information Services, „Web Service ‚Berlin StromApp‘“, Hamburg, Handbuch, Juni 2013.
- [63] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Daten des Informationssystems Stadt und Umwelt – Raumbezug ISU5 / ISU50 Stand 2015, Dokumentation V 2.0 Stand September 2017“, Berlin, Daten des Informationssystems Stadt und Umwelt, Mai 2018.
- [64] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Geoportal Berlin / Blockkarte 1 : 5.000 (ISU5, Raumbezug Umweltatlas 2015)“.
- [65] BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Detail BSW-Solar - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.“, 28-Aug-2018. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen-im-detail/news/meilenstein-der-energiewende-10000ster-solarstromspeicher-installiert.html>.
[Zugegriffen: 18-Sep-2018].
- [66] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [67] B. Hemmann, „Vereinfachte Herangehensweise an komplexe Systeme - Simulation zur Bestimmung von Grenzbedingungen sowie der Wirtschaftlichkeit von PV- Anlagen mit Speichern anhand weniger Eingabeparameter“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018, S. 690–691.
- [68] Der Senat von Berlin, *Verordnung über die angemessene Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals der Berliner Stadtreinigungsbetriebe (BSR) und der Berliner Wasserbetriebe (BWB) für das Jahr 2017*. 2017.
- [69] K. Burges, M. Döring, D. Beier, F. Lobas-Funck, und C. Reinhold, „Residential PV Systems - Technology Trends, Regulation and Their Impact on Market Development (SIW17-228)“, in *7th Solar Integration Workshop*, Berlin, 2017, S. 18.
- [70] C. Kost, S. Shammungam, V. Jülch, H.-T. Nguyen, und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, März 2018.
- [71] T. Kelm, „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IIC Solare Strahlungsenergie“, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart, Mai 2014.

- [72] Bauindustrieverband Ost e.V., „Baukonjunktur Juni 2018 Berlin/Brandenburg“, Bauindustrieverband Ost e.V., Potsdam, Konjunkturbericht, 2018.
- [73] „Monitoringbericht 2017“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2017.
- [74] „Vor-Ort-Strom: Wege zur Dezentralisierung der Stromversorgung“, Haleakala-Stiftung, Bochum, Juni 2017.
- [75] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) e. V., „Zehn Empfehlungen zur neuen Legislaturperiode für Solarstrom, Solarwärme und Speicher“, Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Berlin, 2017.
- [76] Solarförderverein (SFV) e.V., „Abschaffung der EEG-Umlage auf Eigenversorgung und Mieterstrom“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.sfv.de/artikel/9_abschaffung_der_eeg-umlage_auf_eigenversorgung_und_mieterstrom_.htm. [Zugegriffen: 04-Okt-2018].
- [77] J. Sutter, „Das EEG ist Reformierbar“, *Sonnenenergie*, Nr. 1|2017, 2017.
- [78] Holger Rogall, „Warten statt Taten, Solaranlagenverordnung: Warum Berlin scheiterte“, *Sonnenenergie*, Nr. 09|2003, 2003.
- [79] Amt für Statistik Berlin Brandenburg, „Baukostenindex Berlin Brandenburg“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/BasisZeitreiheGrafik/Bas-Baupreise.asp?Ptyp=300&Sageb=61002&creg=BBB&anzwer=5>. [Zugegriffen: 04-Okt-2018].
- [80] Amt für Statistik Berlin Brandenburg, „Lange Reihe: Bodenmarkt Statistik Berlin Brandenburg“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/statistiken/langereihen.asp?Ptyp=450&Sageb=61005&creg=BBB&anzwer=6>. [Zugegriffen: 04-Okt-2018].
- [81] Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg, „Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“, Potsdam, Feb. 2012.
- [82] DE[NK]ZENTRALE ENERGIE, „Kurzstudie: Eigenverbrauchsoptimierung ja, aber nicht über die Anlagengröße!“, Kurzstudie im Auftrag der Photovoltaikforum GmbH, 2017.
- [83] Photovoltaik.org, „Photovoltaik Kosten“, *Photovoltaik.org*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik.org/betrieb/photovoltaik-kosten>. [Zugegriffen: 04-Okt-2018].
- [84] <https://www.solaranlage-ratgeber.de>, „Betriebskosten von Photovoltaikanlagen“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-betriebskosten>. [Zugegriffen: 04-Okt-2018].
- [85] Deutscher Bundestag, „*Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist*“ - EEG 2017. 2014.
- [86] 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, und Amprion GmbH, „netztransparenz.de“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de/index.htm>. [Zugegriffen: 20-Okt-2014].

Anhang

Ergänzungen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In Abschnitt 4.7 sind bereits die wesentlichen Erkenntnisse der durchgeführten Simulation dargestellt. Ergänzend dazu sind hier Details zu den getroffenen Annahmen und weniger relevante Szenarien aufgeführt. Im Anschluss erfolgt eine Diskussion des Simulationsrahmens.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Angewendete Geschäftsmodelle

Sofern sich PV-Erzeugung und Lastverlauf zeitlich überlagern, wird bei allen Szenarien von einer direkten Nutzung der PV-Energie im Gebäude ausgegangen (**Direktverbrauch**). Dies impliziert, dass alle Verbraucher_innen eines Gebäudes an einer Direktstromlieferung Interesse haben. Dabei ist es jedoch wichtig, zwischen der energetischen und der wirtschaftlichen Ebene zu differenzieren. Während Direktverbrauch aus energetischer Sicht ohnehin automatisch passiert, liegen aus wirtschaftlicher Sicht sehr unterschiedliche Modelle vor, in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen Anlagenbetreiber_in und Verbraucher_in (vgl. Kapitel 3).

Für die Auswertung muss also unterschieden werden: Gebäude, in denen wahrscheinlich Personenidentität zwischen dem Betrieb der PV-Anlage und dem Stromverbrauch besteht, wie beispielsweise in Ein- und Zweifamilienhäusern (**Eigenversorgung**) oder Gebäude, in denen lediglich eine **Direktstromlieferung** möglich ist, wie Mehrfamilienhäuser oder meist Gewerbeeinheiten („Mieterstrom“). Da es sich auch bei Gebäuden mit städtischer Nutzung z.T. um Mietsgebäude handelt, wird an dieser Stelle auch eine Direktstromlieferung für öffentliche Gebäude unterstellt.

Bei Eigenversorgung wird die Investition der PV-Anlage oft von den Verbraucherinnen und Verbrauchern getragen, so dass eine gemeinsame Kosten-Nutzen-Rechnung erfolgen kann. Die spezifischen **Stromkosten** eines **eigenversorgten** Gebäudes ändern sich in Abhängigkeit von den Investitionskosten und damit von der **Größe der PV-Anlage**. Dies ist bei der **Direktstromlieferung** nicht der Fall. Es müssen hier getrennte Ein- und Ausgabenströme betrachtet werden. Der Strompreis ist deshalb nur vom angebotenen **Tarif** abhängig.

Potenziell besteht bei der Abnahme großer Strommengen oft die Möglichkeit, diesen zu günstigen Tarifen zu beziehen. Es ist aber auf Basis der Datenlage nicht zu erkennen, ob es sich bei den Gebäuden um Kleingewerbe oder Industrie handelt. Deswegen werden die Strombezugskosten für Gewerbe gleich denen der Haushalte angenommen.

Wirtschaftliche Rahmenbedingung

In Anlehnung an das Mieterstromgesetz wird vereinfachend angenommen, dass für eine funktionierende Direktstromlieferung ein Tarif notwendig ist, der maximal **90% der regulären Strombezugskosten** beträgt. Hierzu wird unterstellt, dass dies auch dann möglich ist, wenn Strom kostendeckend von der Börse direkt an den Endkunden weitergereicht wird. Die Projektrendite eines PV-Projektes bestimmt sich somit nicht aus dem Handel an der Strombörse, sondern nur anhand der Einspeisevergütung, dem Direktverbrauch und dessen Wertigkeit. Für den Direktverbrauch gelten die in der Tabelle A.1 beschriebenen Parameter. Es wird von einem konstanten Strompreis über die kommenden 20 Jahre ausgegangen.

Tabelle A.1: Wirtschaftlicher Rahmen für die Geschäftsmodelle.

	EFH	MFH	Gewerbe
Strombezugskosten	0,28 €/kWh	0,28 €/kWh	0,28 €/kWh
Jährliche Zählermiete	100 €	100 € je Haushalt	100 €
EEG-Umlage 2017	bis 10 kW: 0 % ab 10 kW: 40 %	100 %	100 %
Mieterstromzuschuss [43]	nein	ja	nein
Stromkosten aus Direktvermarktung	100 %	90 %	90 %

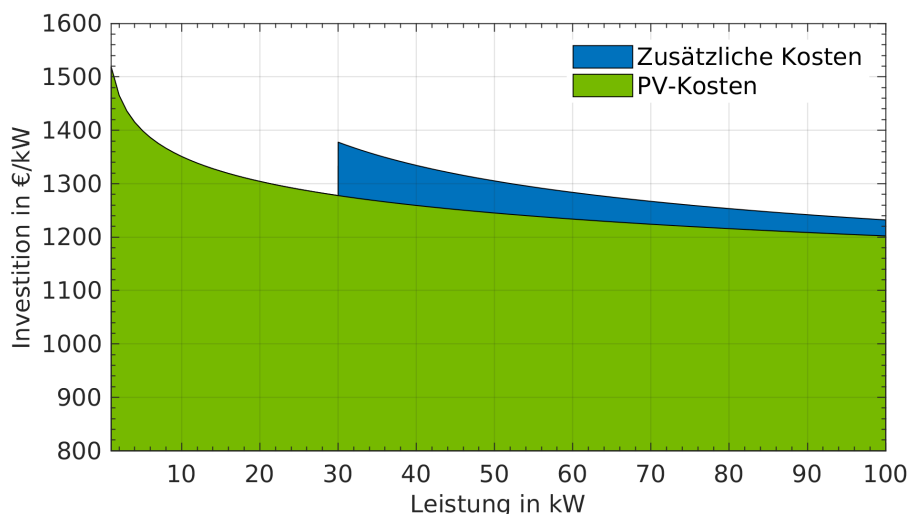
Des Weiteren sind die spezifischen Investitionskosten sowie die Betriebskosten einer PV-Anlage für die Wirtschaftlichkeit relevant. Diese sind in Tabelle A.2 aufgeführt.

Tabelle A.2: Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten der PV.

Ökonomische Parameter	Wert	Quelle
Finanzierung und Betriebskosten		
Spezifische Investitionskosten <i>als Funktion der installierten PV-Leistung P_{pv} in kW</i>	$1518 \text{ €/kW} \cdot P_{pv}^{-0,05065}$	Interview Praxispartner
Zusatzkosten ab 30 kW	3.000 €	
Wartungskosten	10 €/(kW·a)	
Sonstige Fixkosten (Zählermiete u.a.)	40 €/a [82] [83], [84]	
Versicherung PV	$\max(60 \text{ €/a}, 6 \text{ €/kW} \cdot \text{a})$	

Die Kostenfunktion der spezifischen Investitionskosten ist in Abbildung A.1 dargestellt. Zu sehen sind die Installationskosten für die PV-Anlage in grün und zusätzliche Kosten in blau.

Mit zunehmender PV-Anlagengröße sinken die spezifischen Installationskosten. Bei einer PV-Anlagenleistung von mehr als 30 kW entstehen jedoch zusätzliche Kosten, die beispielsweise durch einen Rundfunksteuerempfänger oder weitere Umbauarbeit am Netzanschluss anfallen.

**Abbildung A.1:** Investitionskosten in €/kW nach Interview mit Praxispartner 2018

Sofern nicht anders angegeben, wird für die Berechnung ökonomischer Kennzahlen ein kalkulatorischer Zinssatz von 4 % angenommen. Für die Einspeisung werden die Rahmenbedingungen des EEG (2017) in Tabelle A.3 zugrunde gelegt.

Einspeisevergütung

Trotz der ökologischen Sinnhaftigkeit einer vollen Dachausnutzung, ergeben sich aufgrund der Rahmenbedingungen im EEG bestimmte „Schwellwerte“, bei denen die Ökonomie eine größeren Anlage oft nicht rechtfertigt. Beispielsweise ist die Installation von **mehr als 10 kW** mit dem **Verlust** bei der **Privilegierung im Eigenverbrauch** sowie einer **sinkenden Einspeisevergütung** verbunden. Eine ökonomisch gleichwertige PV-Anlage müsste **etwa 18 kW** oder mehr aufweisen, um diese beiden Effekte aufzuwiegen.

Ein weiterer wichtiger „Leistungsschwellwert“ ist die bereits erwähnte 30 kW- bzw. **30 kVA-Grenze**, über die hinaus eine größere PV-Anlage die Installation verteuern (vgl. Abbildung A.1). Mit der gegebenen Kostenkurve bedeutet dies, dass eine PV-Anlage bei sinkenden Vergütungsätzen mit weniger als 30 kW **ökonomische gleichwertig** mit einer **90 kW** PV-Anlage ist.

Als dritter Sprung sind **100 kW** zu nennen. Ab dieser Leistung muss die PV-Anlage **verpflichtend** an der **Direktvermarktung** teilnehmen. Die PV-Anlage hat also keinen Anspruch auf eine Einspeisevergütung. Der damit verbundene Mehraufwand und die Komplexität der Thematik hat eine abschreckende Wirkung. Für die Direktvermarktung wurden in dieser Studie konservative Annahmen hinsichtlich der Einnahmemöglichkeiten getroffen.

Tabelle A.3: Einspeisevergütung nach EEG 2017

Ökonomische Parameter	Wert	Quelle
Einspeisevergütung:		
Bis 10 kW	0,1220 €/kWh	[85] (01.07.2017- bis 01.07.2018)
Bis 40 kW	0,1187 €/kWh	
Bis 100 kW	0,1061 €/kWh	
Ab 100 kW bis 750 kW ⁴	0,1001 €/kWh	[85], [86]

Szenario: Maximaler Eigenverbrauch

Im Szenario „maximaler Eigenverbrauch“ werden PV-Anlagenauslegungen unterstellt, die auf maximalen Eigenverbrauch optimiert sind. Die Solaranlagen sind so dimensioniert, dass es **keine Überschusseinspeisung** gibt. Das Szenario soll somit der Vorstellung von „100 % Eigenverbrauch“ als Zielwert der Optimierung gerecht werden, wie er teilweise bei Stadtwerken und anderen technischen Planer_innen zu finden ist. Hinter dieser Dimensionierungsempfehlung steckt die Maximierung des Wertes der Solarenergie. Da keine Kilowattstunde ins Netz eingespeist wird, bestimmt sich der Wert stets als Differenz zwischen Einspeisevergütung und Netzbezugskosten bzw. dem Direktstromtarif.

In Abbildung A.2 ist das Auslegungskriterium schematisch dargestellt. Bei einem gegebenen Lastgang wird die PV-Anlage solange schrittweise vergrößert, bis die PV-Erzeugung die Last überschreitet. Im Beispiel könnte nach diesem Schema eine 5 kW Solaranlage realisiert werden (gestrichelter Verlauf).

⁴ Direktvermarktung mit mittlerem Börsenstrompreis (2017) von 3,5 ct/kWh, Erlös von 2,5 ct/kWh (geringster Marktwert 2017) und 0,4 ct/kWh Managementprämie

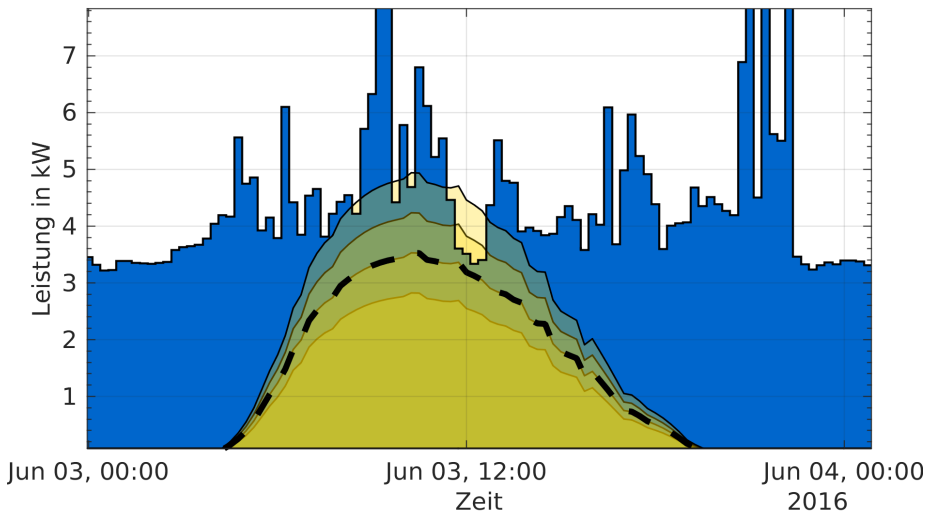


Abbildung A.2: Schematische Darstellung zur Auslegung im Szenario „maximaler Eigenverbrauch“

Erschließbares Potenzial

Die Untersuchung zeigt, dass sich die Anzahl der erschlossenen Dächer auf 60.000 Dächer reduziert. Dies entspricht einem Drittel des Gesamtpotenzials. Durch eine kleinere Dimensionierung der Solaranlage sind **höhere spezifische Investitionskosten** zu zahlen, weshalb viele PV-Anlagen gar nicht mehr wirtschaftlich realisierbar sind. Deshalb **sinkt** auch der **mittlere interne Zinsfuß** in dieser Betrachtung **um knapp 1,5 %** auf 4,6 %.

Für den Klimaschutz noch gravierender ist jedoch, dass die PV-Anlagen **insgesamt nur 900 MW (15%) des Solarpotenzials** ausschöpfen, wenn sie auf den individuellen Eigenverbrauch optimiert sind.

Insbesondere im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser verringert sich das Potenzial enorm. Grund ist hier, dass die Urlaubszeit in der Regel zu einem sehr geringen elektrischen Stromverbrauch in den Sommermonaten führt, während die Solaranlagen hier den meisten Strom abgeben, sodass diese Form der Optimierung zu geringen PV-Anlagengrößen führt. Entsprechend der geringen Gesamtleistung sinkt auch das Investitionsvolumen auf etwa 1,1 Mrd. Euro.

Auch wenn dieses Szenario einen Extremfall darstellt, ist die Signalwirkung klar: Der Eigenverbrauch ist als Zielgröße einer Optimierung ungeeignet. Weder werden alle Dachflächen vollständig genutzt noch wird nach ökonomischen Gesichtspunkten eine optimale Solaranlage realisiert. Es ist insofern wichtig, **andere Zielgrößen** (wie z.B. den Autarkiegrad) zu **kommunizieren**, um einer solcher Entwicklung schnellstmöglich entgegenzuwirken.

Szenario: Niedrigste Gesamtstrombezugskosten

Für Haushalte ist die Rendite oftmals nicht das entscheidende Kriterium zum Bau einer Solaranlage. Vielmehr sind Fragen zur **Energiekosteneinsparung** oder zur Absicherung vor steigenden Energiekosten von höherer Bedeutung. Bezieht man die Strombezugskosten sowie die Kosten und Erlöse der PV-Anlage auf den Jahresstromverbrauch, lassen sich die Gesamtstrombezugskosten in Cent pro Kilowattstunde ermitteln. Der so entstandene „Gesamtstrompreis“ gibt Auskunft darüber, inwieweit die Kosten für den Strombezug durch den Einsatz einer PV-Anlage gesenkt werden können, und bietet eine praxisnahe Optimierungsgröße.

Die Betrachtung in diesem Szenario erfolgt **nur für** Gebäude, die als **Ein- oder Zweifamilienhaus** klassifiziert sind (**Personenidentität**). Im Falle von Mehrfamilienhäusern kann der Kostenvorteil auf diese Weise nicht bestimmt werden, da sich der zu zahlende Strompreis aus der Mischkalkulation des Direktstromanbieters ergibt.

Die Ergebnisse der Betrachtung für Ein- und Zweifamilienhäuser sind in Abbildung 3 visualisiert. Der resultierende Gesamtstrompreis ist hierbei als sortierte Reihe über dem Anteil am Strombedarf aller Ein- und Zweifamilienhäuser aufgetragen (Abbildung A.3 oben). Zusätzlich wird der jeweilige Strompreis ohne PV angezeigt. Dieser variiert, da die Grundgebühren auf den individuellen Jahresstrombedarf verteilt werden. Er liegt somit höher bei geringem und niedriger bei hohem Energiebedarf. Da nur bei etwa 60 % der Gebäude ein PV-Potenzial vorhanden ist, ist die Darstellung auf diese Gebäude begrenzt. In Abbildung A.3 (unten) sind separat die erreichbaren Preisvorteile durch die PV als sortierte Reihe dargestellt.

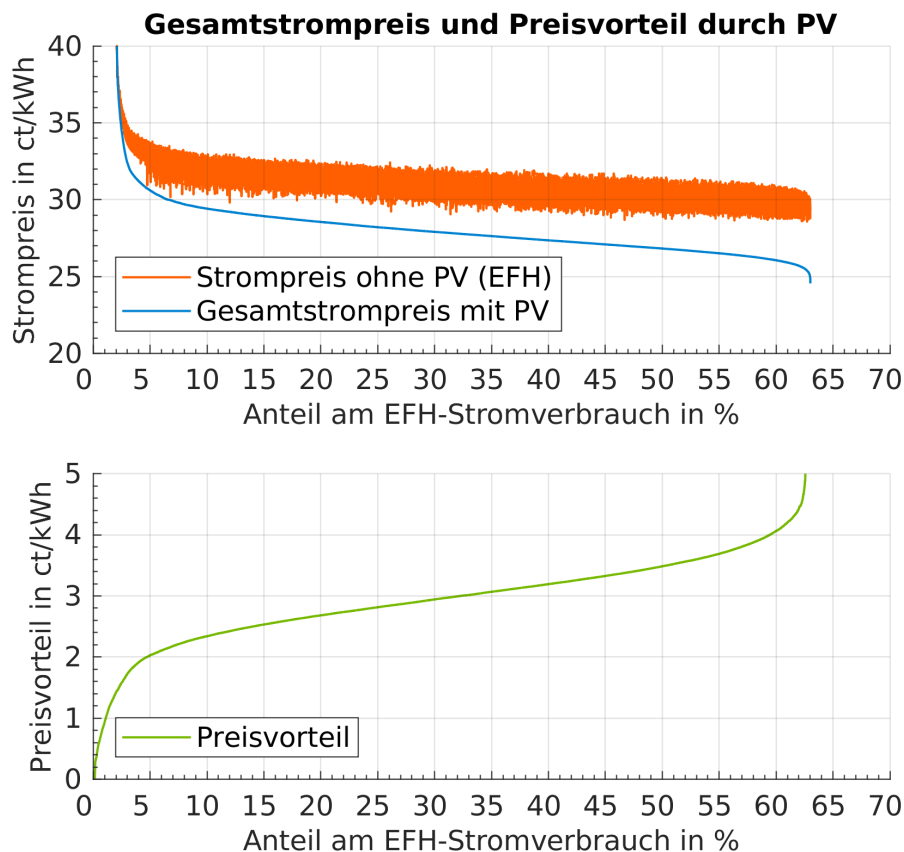


Abbildung A.3: Resultierende Gesamtstromkosten der EFH mit solarem Eigenverbrauch über dem Anteil dieser Gebäude am Strombedarf aller EFH (oben) sowie sortierte Reihe des Preisvorteils durch PV (unten).

Kostenvorteil durch PV

Es sind Kostenvorteile von 3 bis 5 ct/kWh für etwa 60 % der Ein- und Zweifamilienhäuser mit Solarpotenzial zu erreichen. Diese repräsentieren 35 % des Verbrauchs aller Ein- und Zweifamilienhäuser. Für 60% der Ein- und Zweifamilienhäuser mit Solarpotenzial sind Gesamtstrompreise von unter 28 ct/kWh realisierbar, also Preise unter dem aktuellen Durchschnittspreis für den reinen Netzbzug. Für 90 % der EFH liegt der Gesamtstrompreis mit PV immerhin unter 30 ct/kWh. Der hohe Bruttostrompreis entsteht hierbei durch einen relativ geringen Jahresstromverbrauch bei festen monatlichen Grundgebühren. Zumindest für die Ein- und Zweifamilienhäuser zeigt sich, dass der aktive Beitrag zum Klimaschutz durch den Wechsel auf eine **CO₂-arme Energieversorgung** mit einer Reduktion oder zumindest einer Stabilisierung **der Strombezugskosten** zu vereinbaren ist.

Diskussion des Simulationsrahmens

Die Simulation von wirtschaftlichen Szenarien ist vor dem Hintergrund hoher Sensitivitäten kritisch zu bewerten. Insbesondere **Kostennahmen**, die weit in die Zukunft reichen, können nur mit **großen Unsicherheiten** getroffen werden. Aus diesem Grund wurde sich in diesem Kapitel darauf beschränkt, den jetzigen Rahmen abzubilden.

Hierbei mussten zahlreiche Annahmen getroffen werden, welche den einzelnen Gebäuden im Zweifel nicht gerecht werden können. Wie bereits an anderer Stelle erwähnt, wird jedoch davon ausgegangen, dass **statistische Zusammenhänge** mit der Untersuchung **hinreichend genau beschrieben** werden können, um Tendenzen abzuleiten und ein für größere räumliche Zusammenhänge gültiges Bild darzustellen.

Sensitivitäten und Annahmen

Als wesentliche Unsicherheit dieser Untersuchung bleibt die Annahme der **Eigentumsverhältnisse** der Gebäude. So wurde jedem Ein- und Zweifamilienhaus unterstellt, dass sie für den Eigenverbrauch geeignet sind, während allen anderen Gebäuden eine Direktstromlieferung zugeordnet wurde. Eigenversorgungsanlagen auf Gewerbedächern oder öffentlichen Gebäuden wurden dabei vernachlässigt, obwohl somit ein sehr viel ökonomischer Betrieb möglich wäre. Auf der anderen Seite wurde mit der Vorwegnahme einer hohen Beteiligungsquote für Direktversorgung ein eher optimistisches Szenario entworfen.

Aussagekraft der Renditeoptimierung

Eine grundsätzliche Kritik soll an dieser Stelle der Ermittlung mikro-ökonomischen Optima gewidmet werden. Bei der Optimierung wurde nach dem Wert gesucht, der die meiste Rendite ermöglicht. Dieser ist jedoch erstens von zahlreichen Annahmen abhängig und zweitens besteht oftmals **kein stark ausgeprägtes Maximum**. So führt beispielsweise eine Differenz von 0,1 % Rendite zum Teil bereits dazu, dass ein Dach nur zur Hälfte für Solarenergie genutzt wird. Der absolute Rückfluss (in Euro) halbiert sich allerdings dabei nahezu. Dies kann nur toleriert werden, solange Dächer und andere Investitionsmöglichkeiten in beliebigem Umfang für eine Investition zur Verfügung stehen.

Schon leichte Änderungen der Annahmen zur Wirtschaftlichkeit, wie auch der Internalisierung von Klimafolgekosten, verschieben die gesamte Renditefunktion deutlich. Investitionsentscheidungen alleine auf Basis der Rendite zu treffen ist heute übliche Praxis, deren Sinnhaftigkeit jedoch vor dem Hintergrund des Klimaschutzes und volkswirtschaftlicher Überlegungen hinterfragt werden kann und muss (vgl. Kapitel 5).

Künftiger Stromverbrauch

Die vermutlich größte Unsicherheit, die es zu diskutieren gilt, liegt in der Energiewende selbst. Bislang ist der Einfluss der Sektorkopplung auf den Stromverbrauch wenig untersucht. Studien gehen davon aus, dass sich der Stromverbrauch in Deutschland mehr als verdoppeln wird [3], [14]–[17]. Dabei werden sich neue Verbraucher jedoch nicht nur auf die Energie, sondern auch auf die zeitlichen Bedarfsprofile auswirken. Speicher sind geeignet, den zeitlichen Bedarf von der Erzeugung zu entkoppeln, sie sind jedoch auch mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Wie stark neue Technologien und Verhaltensmuster die ökonomischen Parameter verschieben, konnte an dieser Stelle nicht untersucht werden. Fest steht jedoch, dass eine Verdopplung des Strombedarfs sich anteilig auf den Direktverbrauch auswirkt. Ein höherer Direktverbrauch wiederum macht größere PV-Anlagen lukrativer, so dass in der Sektorkopplung ein Anreiz für die Ausnutzung der Dachflächen gesehen werden muss.