REINER LEMOINE INSTITUT

Studie zum Solarstrompotenzial der Altstadt Spandau

Impressum

Im Auftrag der

Leitstelle für Nachhaltigkeit und Klimaschutz
Corina Weber (Leitung)
Angelika Haaser (Klimaschutzmanagerin)

Bezirksamt Spandau von Berlin
Carl-Schurz-Str. 2/6
13597 Berlin

Erstellt von

Reiner Lemoine Institut
www.reiner-lemoine-institut.de
info@rl-institut.de
Rudower Chaussee 12
12489 Berlin

Autorinnen

Birgit Schachler
Sabine Haas
Sarah Berendes
Mascha Richter

September 2020

Finanziert im Rahmen der Städtebauförderung

STÄDTEBAU-FÖRDERUNG von Bund, Ländern und Gemeinden

Städtebaulicher Denkmalschutz

Bildnachweise

Titelbild: Senat für Stadtentwicklung und Wohnen
Alle weiteren Fotos in der Studie: Reiner Lemoine Institut

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis **II**

Zusammenfassung **III**

1 Ausgangssituation **1**

2 Bestandserfassung **2**
2.1 Methodik . . . 2
2.1.1 Bestimmung des Stromverbrauchs . . . 2
2.1.2 Bestimmung von solar erzeugter Energie . . . 5
2.2 Ergebnisse . . . 6
2.2.1 Stromverbrauch . . . 6
2.2.2 Solar erzeugte Energie . . . 10

3 Potenzialerhebung für die Erzeugung von Solarstrom **16**
3.1 Methodik . . . 16
3.1.1 Erstellung eines Kriterienkatalogs . . . 16
3.1.2 Bestimmung des PV-Potenzials . . . 22
3.2 Ergebnisse . . . 23

4 Ertragsprognose für acht ausgewählte Gebäude **25**
4.1 Methodik . . . 26
4.1.1 Abschätzung von Anlagengröße und erwartetem Ertrag . . . 26
4.1.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung . . . 27
4.2 Ergebnisse der Detailbetrachtungen . . . 32
4.2.1 Mauerstraße 6 (Kulturhaus) . . . 33
4.2.2 Carl-Schurz-Straße 17 (Volkshochschule) . . . 35
4.2.3 Moritzstraße 17 (Musikschule) . . . 36
4.2.4 Lindenufer 29 . . . 37
4.2.5 Ritterstraße 7 . . . 39
4.2.6 Reformationsplatz 6 . . . 41
4.2.7 Reformationsplatz 8 . . . 42
4.2.8 Jüdenstraße 37 . . . 44

5 Ergebnisse und Empfehlungen **45**

A Anhang **i**

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEK	Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GIS	Geoinformationssystem
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs Gesetz
N	Nord
NO	Nord-Ost
NW	Nord-West
O	Ost
OSM	OpenStreetMap
PV	Photovoltaik
S	Süd
SO	Süd-Ost
SW	Süd-West
TLP	tagesparameterabhängige Lastprofile
TRJ	Testreferenzjahr
VHS	Volkshochschule
W	West

Zusammenfassung

Der Bezirk Spandau strebt eine klimaneutrale Altstadt an und leistet damit einen Beitrag für das Ziel, Berlin bis 2050 zu einer klimaneutralen Stadt zu entwickeln (Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm). In der vorliegenden Studie wurde das Potenzial der Altstadt für die Nutzung von solarer Energie zur Erzeugung von Strom und gegebenenfalls Wärme erfasst und bewertet. Die Ergebnisse sollen als Basis genutzt werden, um Gebäudeeigentümer*innen zu ermutigen, auf ihren Dachflächen Photovoltaik- und/oder Solarthermie-Anlagen zu installieren.

Die Altstadt Spandau umfasst ungefähr 108 ha, annähernd 500 Gebäude, deren Bauhistorie teils ins 15. Jahrhundert zurückreicht und einen entsprechend hohen Denkmalschutzanteil aufweist, sowie rund 2.800 Einwohner*innen. 2015 wurde die Altstadt in die Förderkulisse „Städtebaulicher Denkmalschutz aufgenommen". In diesem Rahmen startete die Leitstelle für Nachhaltigkeit und Klimaschutz im Bezirksamt Spandau 2016 das Projekt „Beratung energetische Erneuerung – Maßnahmen für eine klimaneutrale Altstadt 2050“, welches mit der vorgelegten Studie zum Solastrompotenzial der Altstadt abgeschlossen wird.

Die Untersuchungen ergeben einen Gesamtstromverbrauch der Altstadt Spandau von rund 12,2 GWh/a. Für die drei bislang installierten Photovoltaikanlagen ergeben Ertragsberechnungen einen geschätzten Jahresertrag von 9,71 MWh. Damit können aktuell nur knapp 0,1 % des Strombedarfs der Altstadt Spandau aus Photovoltaikanlagen vor Ort gedeckt werden. Zusätzlich wurde die Deckung des Wärmebedarfs eines Gebäudeblocks mit einer bestehenden Solarthermieanlage bestimmt. Bei einem geschätzten Wärmebedarf des Blocks von rund 415 MWh ergibt sich eine Deckung von etwa 1,1 %.

Anhand eines zuvor festgelegten Kriterienkatalogs wurde für jedes Gebäude in der Altstadt das Solarstrompotenzial ermittelt. Dabei wurden technische, wirtschaftliche und gesetzliche Aspekte wie Denkmalschutz berücksichtigt. Auf dieser Basis wurden zusätzlich acht Gebäude – darunter drei im Besitz des Bezirks und vier unter Denkmalschutz – mit gutem oder sehr gutem Potential ausgewählt, um für diese eine vertiefte Detailbetrachtung durchzuführen. Ziel war es, den Eigentümer*innen dieser Gebäude eine Einschätzung zur ungefähren Anlagengröße, dem zu erwartenden Ertrag, möglichen Betriebsmodellen sowie der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage auf dem Dach zu geben und diese somit zu einer Installations- und Investitionsentscheidung zu motivieren.

Insgesamt zeigt die Studie ein signifikantes Potenzial für den Einsatz von Photovoltaikanlagen in der Altstadt Spandau: 51 % der Gebäude sind sehr gut oder gut geeignet, 14 % erwiesen sich als bedingt geeignet. Es konnte ein PV-Gesamtpotenzial von 2,53 MW_{Peak} und eine potenzielle Solarstromerzeugung von 2,1 GWh im Jahr ermittelt werden. Bei Nutzung dieses Potenzials kann der Anteil des vor Ort erzeugten Solarstrom am Gesamtstrombedarfs in der Altstadt Spandau von derzeit 0,1 % auf bis zu 17,5 % erhöht werden. Es konnte gezeigt werden, dass selbst bei erschwerten Bedingungen wie Denkmalschutz und strengen Vorgaben durch das Gestaltungshandbuch für die Altstadt oder kleinem Dach mit hoher Verschattung, ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen unter heutigen Kosten- und Förderbedingungen realisierbar ist.

1 Ausgangssituation

Der Bezirk Spandau leistet einen Beitrag im Rahmen des Ziels Klimaneutrales Berlin 2050 des Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK) und strebt diesbezüglich eine klimaneutrale Altstadt an. Ein Aspekt zum Erreichen dieses Ziels sollen Maßnahmen zum Energiesparen speziell im Quartiers- und Einzelgebäudebereich sein. Dazu zählt der Einsatz und die Stärkung erneuerbarer Energien vor Ort. Besonders hervorzuheben sind gemäß BEK die Potenziale zur Erhöhung erneuerbarer Energien bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Daher werden besonders die solare Strom- und Wärmeerzeugung auf Dächern und Fassaden betrachtet. Dort liegt ein großes Potenzial, welches die bisher identifizierten Möglichkeiten noch nicht ausschöpft. Das Untersuchungsgebiet Altstadt Spandau, dargestellt in Abbildung 1, umfasst ungefähr 108 ha, annähernd 500 Gebäude und rund 2.800 Einwohner*innen. In dieser Studie soll das Potenzial der Altstadt Spandau für die Nutzung von solarer Energie zur Erzeugung von Strom und gegebenenfalls auch Wärme erfasst und bewertet werden. Die Ergebnisse sollen als Basis genutzt werden, Gebäudeeigentümer*innen zu ermutigen, auf ihren Dachflächen Photovoltaik- und/oder Solarthermie-Anlagen zu installieren.

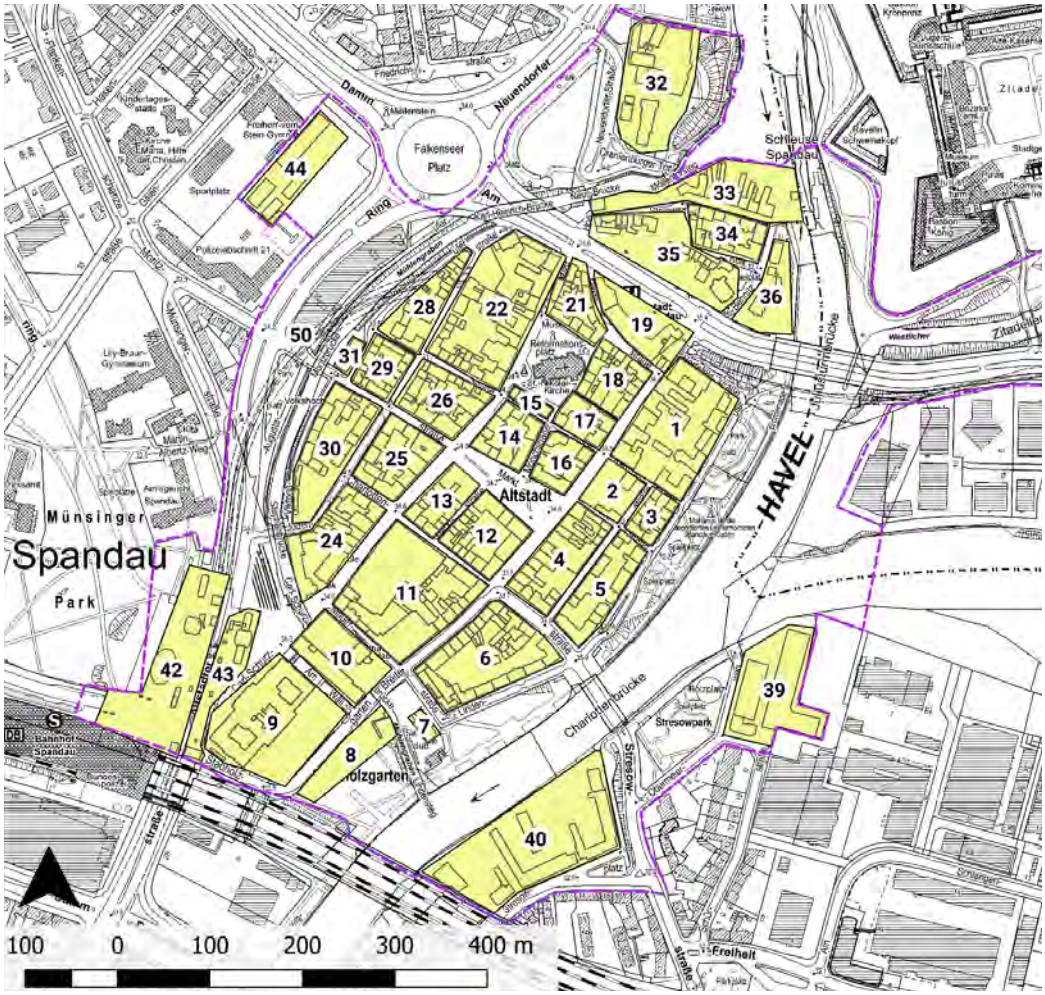


Abbildung 1: Untersuchungsgebiet Altstadt Spandau

2 Bestandserfassung

Ziel der Bestandserfassung ist die Abschätzung des aktuellen Stromverbrauchs sowie des Anteils an solar erzeugtem Strom in der Altstadt Spandau. Der aktuelle Stromverbrauch wird dabei für die Verbrauchssektoren private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) blockscharf bestimmt, wobei kommunale Nicht-Wohngebäude dem GHD-Sektor zugeordnet werden. Aufgrund des erheblichen Einflusses auf den Gesamtstromverbrauch wird zusätzlich der Stromverbrauch durch Nachtspeicherheizungen ermittelt. Mit Hilfe von Standardlastprofilen werden zudem zeitaufgelöste Lastgänge für jeden Gebäudeblock erstellt. Zur Bestimmung des Anteils an solar erzeugtem Strom wird die Energieerzeugung bestehender PV-Anlagen mittels hochaufgelöster Wetterdaten berechnet.

2.1 Methodik

2.1.1 Bestimmung des Stromverbrauchs

Bestimmung des Haushaltsstrombedarfs

Eine Auswertung von 522.000 Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten der Energieagentur NRW [1] ergab, dass der durchschnittliche jährliche Stromverbrauch eines Haushalts maßgeblich von der Haushaltsgröße sowie der Art der Warmwasserbereitung abhängig ist.

Für das Untersuchungsgebiet Altstadt Spandau wurde im Zuge einer von der Leitstelle für Nachhaltigkeit und Klimaschutz des Bezirksamts Spandau beauftragten Untersuchung zu Maßnahmen für eine klimaneutrale Altstadt 2050 [2] eine Befragung durchgeführt, welche ergab, dass die Warmwasserbereitung überwiegend über dezentrale Gas-Durchlauferhitzer umgesetzt wird, zum Teil auch über Strom-Durchlauferhitzer (Siehe Tabelle 6 in [2]). Da die Ergebnisse dieser Befragung allerdings nicht repräsentativ sind, wird für den Anteil an Haushalten mit elektrischer Warmwasserbereitung vom deutschlandweiten Durchschnitt ausgegangen. Es werden gewichtete Verbrauchswerte aus der Auswertung der Energieagentur NRW [1] angesetzt, welche einen durchschnittlichen zusätzlichen Stromverbrauch für elektrische Warmwasserbereitung beinhalten. Die zugrunde liegenden Werte sind in Tabelle 1 gelistet.

Tabelle 1: Gewichteter Jahresstromverbrauch je Haushaltsgröße aus einer Auswertung der Energieagentur NRW [1]. Der Gewichtete Jahresstromverbrauch beinhaltet einen durchschnittlichen zusätzlichen Stromverbrauch für elektrische Warmwasserbereitung.

Haushaltsgröße	Jahresstromverbrauch in kWh
1 Person	2.229
2 Personen	3.202
3 Personen	4.193
4 Personen	4.955
5 Personen	5.928

Der Stromverbrauch jedes Blocks bestimmt sich somit hauptsächlich über die durchschnittliche Haushaltsgröße und die Anzahl der in dem Block lebenden Personen. Die Anzahl der in jedem Block lebenden Personen wird dem Berliner Geodatenportal FIS-Broker [3] (Karte zu Einwohner*innendichte 2018, Umweltatlas) entnommen. Die durchschnittliche Haushaltsgröße wird über die Angabe zu mittlerer Wohnfläche pro Wohnung in Spandau vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg [4] sowie der Angabe zu Wohnfläche je Einwohner*in in Spandau aus dem FIS-Broker [3] (Karte Wohnfläche 2016, Kontext-Indikator 15: Wohnfläche) bestimmt. Es ergibt sich eine durchschnittliche Haushaltsgröße von 2 Personen für die Altstadt, weshalb pro Wohneinheit ein Jahresstromverbrauch von 3.202 kWh angenommen wird.

Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs des Stromverbrauchs werden Lastprofile der Stromnetz Berlin GmbH herangezogen. Verteilnetzbetreiber wenden im Falle nichtleistungsgemessener Kunden synthetische Standardlastprofile des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [5] an. Die Stromnetz Berlin GmbH stellt diese nach dem synthetischen Verfahren erstellten Haushaltslastprofile online zur Verfügung [6].

Bestimmung des Stromverbrauchs des GHD-Sektors

Nach Auswertungen von OpenStreetMap (OSM) [7] sind in der Altstadt Spandau rund 180 dem GHD-Sektor zuzuordnende Betriebe wie Einzelhandelsunternehmen, Gaststättengewerbe und öffentliche Einrichtungen, verzeichnet. Der Stromverbrauch dieses Sektors hat damit einen erheblichen Anteil am Gesamtstromverbrauch der Altstadt.

Zur Bestimmung des Stromverbrauchs des GHD-Sektors wird eine Erhebung zu wesentlichen Verbrauchs- und Strukturdaten dieses Sektors, welche für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [8] erstellt wurde, herangezogen. Diese liefert absolute Stromverbräuche differenziert nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008) des Statistischen Bundesamts [9]. Die Wirtschaftszweige werden insgesamt 44 „Splits“ (Gruppierungen der Wirtschaftszweige mit ähnlichem charakteristischem Stromverbrauch) zugeordnet (siehe Tabelle 2-10 in [8]). Zudem werden durchschnittliche Flächenbestände je Split gegeben (siehe Tabelle 7-8 in [8]). Mittels der durchschnittlichen Flächenbestände wird der flächenspezifische Stromverbrauch je Split bestimmt, über welchen zusammen mit der jeweiligen Fläche des GHD-Betriebs der absolute Stromverbrauch des Betriebs berechnet wird.

Die Zuordnung jedes GHD-Betriebs in der Altstadt zu einem der Splits wird manuell vorgenommen, wobei sich an der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008) des Statistischen Bundesamts [9] orientiert wird. Das Rathaus Spandau wird demnach dem Split „18 - Sonstige betriebliche Dienstleistungen“ und die Stadtbibliothek Spandau dem Split „19 - Organisationen ohne Erwerbszweck und Heime“ zugeordnet. Die Fläche jedes GHD-Betriebs wird über die Gebäudefläche abgeschätzt, welche mittels Gebäude-Shapes aus der OSM [7] bestimmt wird.

Soweit bekannt, wird für reine Nicht-Wohngebäude zusätzlich die Anzahl der Stock-

werke zur Bestimmung der Fläche des GHD-Betriebs berücksichtigt. Im Falle mehrerer GHD-Betriebe in einem Gebäude wird die Fläche zu gleichen Teilen auf die Gewerbe aufgeteilt. Mittels der Fläche jedes GHD-Betriebs und dem oben beschriebenen flächenspezifischen Stromverbrauch nach [8] kann dann der Stromverbrauch jedes Betriebs bestimmt werden. Im nächsten Schritt wird der Stromverbrauch der GHD-Betriebe den jeweiligen Blöcken der Altstadt Spandau, welchen die Betriebe zuzuordnen sind, zugewiesen. Bei einer Mischnutzung eines Blockes wird zur Bestimmung des Gesamtstromverbrauchs des Blocks der GHD-Stromverbrauch mit dem zuvor berechneten Stromverbrauch der privaten Haushalte in dem Block addiert.

Der zeitliche Verlauf des GHD-Stromverbrauchs wird analog zu den Haushalten mit Standardlastprofilen des BDEW [5] abgebildet. Für Betriebe des GHD-Sektors liefert der BDEW sechs repräsentative sowie ein allgemeines Lastprofil, welches den gewichteten Mittelwert der Gesamtgruppe darstellt. Aufgrund der großen Anzahl an GHD-Betrieben in der Altstadt wird dieses allgemeine Lastprofil verwendet, welches ebenfalls durch Stromnetz Berlin zur Verfügung gestellt wird [10].

Bestimmung des Stromverbrauchs für Nachtspeicherheizungen

Einen weiteren maßgeblichen Einfluss auf den Stromverbrauch haben elektrische Heizsysteme. Aus Angaben des FIS-Broker [3] (Karte Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger 2005, Umweltatlas) geht hervor, dass es in der Altstadt Spandau Stand 2005 eine Reihe von Nachtspeicherheizungen gibt. Laut der Untersuchung zu Maßnahmen für eine klimaneutrale Altstadt 2050 [2] ist zu vermuten, dass sich durch mögliche Modernisierungen in der Anlagentechnik Veränderungen im Energiemix ergeben haben. Aufgrund mangelnder aktuellerer Daten wird zunächst von den Zahlen des FIS-Broker aus 2005 ausgegangen. Da die Unsicherheit bzgl. tatsächlich noch vorhandener Nachtspeicherheizungen groß ist und die Datenlage zu statistischen Werten für differenzierte Raumwärmebedarfe gering, wird eine einfache Abschätzung des Stromverbrauchs von Nachtspeicherheizungen in der Altstadt Spandau mittels bundesweiter Zahlen vorgenommen. Nach Umweltbundesamt [11] liegt der Endenergiebedarf für Raumwärme im Schnitt der letzten 10 Jahre bei $135\,\mathrm{kWh/m^2}$. Aus dem FIS-Broker [3] (Karte Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger 2005, Umweltatlas) wird die durch Nachtspeicherheizungen beheizte Fläche pro Block entnommen, worüber der Strombedarf für diese Heizungen pro Block ermittelt wird.

Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs des Strombedarfs für Nachtspeicherheizungen werden tagesparameterabhängige Lastprofile (TLP) für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, ebenfalls von Stromnetz Berlin [12] bereit gestellt, herangezogen. Für die Wahl des anzusetzenden TLP eines jeweiligen Tages wird die Temperaturmaßzahl verwendet, welche abhängig von der Tagesmitteltemperatur der zurückliegenden Tage ist (Näheres siehe Stromnetz Berlin GmbH [13]). Zur Berechnung der Tagesmitteltemperatur wird das Testreferenzjahr (TRJ) des Deutschen Wetterdiensts (DWD) verwendet [14].

2.1.2 Bestimmung von solar erzeugter Energie

Erfassung der Bestandsanlagen

Für die Recherche zu den bestehenden Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) sowie solarthermischen Anlagen im Untersuchungsgebiet werden drei Quellen herangezogen. Zum einen werden Anlagen im Marktstammdatenregister des Postleitzahlengebiets ausgewertet. Weiterhin wird der Bericht des Projektes „Beratung energetische Erneuerung - Maßnahmen für eine klimaneutrale Altstadt 2050“ [2] herangezogen. Als dritte Quelle dienen Orthofotos von GoogleEarth der Überprüfung und Datenaufnahme des Bestands.

Stromproduktion der PV-Bestandsanlagen

Die zeitaufgelöste Stromproduktion der Bestandsanlagen wird mit dem Pythonpackage *pvlib* [15] berechnet - einem PV-Modellierungsframework, welches Funktionen zur Berechnung der zeitaufgelösten Produktion von Photovoltaikanlagen bereitstellt. Als Wetterdaten wird das aktuelle TRJ des Deutscher Wetterdienst (DWD) [14] verwendet. Dieses wurde 2017 erstellt und basiert auf Mess- und Beobachtungsdaten der Jahre 1995-2012. Der DWD liefert das TRJ sowohl für einen extremen Sommer, einen extremen Winter als auch für ein mittleres Jahr. Für die Berechnung der Stromproduktion der Bestandsanlagen wird das mittlere TRJ verwendet.

Über die Bestandsanlagen ist lediglich die jeweils installierte Leistung bekannt. Zur Berechnung der Stromerzeugung werden daher folgende Annahmen getroffen:

- Optimaler Neigungswinkel für mitteleuropäische Breitengrade von 30° nach Quaschning [16]
- Betrieb im Maximum Power Point (höchste mögliche Leistungsabgabe)
- Polykristallines Modul (Auswahl über installierte Leistung und durchschnittliche Volllaststunden von Berlin)
- Pauschaler Wechselrichterwirkungsgrad von 98 %, SMA Solar Technology AG [17]

Bezüglich der Wahl des jeweiligen Modultypen wird auf die Moduldatenbank der „Sandia National Laboratories“ zurückgegriffen. Diese liefert technische Parameter zahlreicher PV-Module und wird mit der *pvlib* geliefert. Das Modul wird so ausgewählt, dass es mittlere Volllaststunden von Berlin erzielt und der installierten Leistung der jeweiligen Bestandsanlage am nächsten kommt.

Da die Nominalleistung der in der *pvlib* verfügbaren Modultypen nicht vollständig mit der installierten Leistung der Bestandsanlagen (installierte Leistung dividiert durch Modulanzahl, siehe Tabelle 3) übereinstimmt, wird die berechnete Leistung auf die in Tabelle 3 angegebene Leistung skaliert. Verschattung wird zunächst nicht berücksichtigt.

Wärmeerzeugung durch solarthermische Bestandsanlagen

Zur Berechnung der Erzeugungszeitreihen von solarthermischen Anlagen wird das Pythonpackage *oemof* [18] verwendet. Da Informationen über die Bestandsanlage(n) begrenzt sind, werden mit Ausnahme von Neigungswinkel, Ausrichtung und Kollektorfläche Standardparameter zur Berechnung verwendet. Weiterhin wird von doppeltverglasten Flachkollektoren ausgegangen.

Die Ausrichtung wird durch Orthofotos (GoogleEarth) ermittelt. Wie Corradini [19] zeigt, hat der Neigungswinkel von Solarthermieanlagen im Vergleich zur Ausrichtung (Azimuth) einen relativ geringen Einfluss auf den Ertrag (siehe Abbildung 4-12 in [19]). So liegt der Ertrag bei einer süd-westlichen Ausrichtung von -30° für Neigungswinkel zwischen 50° und 75° in einem ähnlichen Bereich. Daher wird für die Ertragsberechnungen ein Neigungswinkel von 50° angenommen.

Weiterhin wird nach Berechnung des Kollektorertrags der nutzbare Kollektorertrag, der zur tatsächlichen Erwärmung des Trinkwassers zur Verfügung steht, ermittelt. Dazu werden Verluste durch Wärmeübertragung zu 15 %, Leitungsverluste zu ebenfalls 15 % und Speicherverluste zu 5 % angenommen. Insgesamt werden also Verluste von 35 % vom berechneten Kollektorertrag abgezogen, was sich mit den Angaben zu durchschnittlichen Kollektorerträgen und nutzbaren Kollektorerträgen in Corradinis Arbeit [20] deckt.

2.2 Ergebnisse

2.2.1 Stromverbrauch

Die Untersuchungen ergeben einen Gesamtstromverbrauch der Altstadt Spandau von rund 12,2 GWh/a. Die jeweiligen Anteile am Gesamtverbrauch der Sektoren private Haushalte und GHD sowie von Nachtspeicherheizungen sind in Abbildung 2 dargestellt, wobei kommunale Nicht-Wohngebäude dem GHD-Sektor zugeordnet sind. Demnach macht der GHD-Stromverbrauch mit rund 47 % den größten Anteil am Gesamtverbrauch aus. Es wurde bereits angemerkt, dass zu vermuten ist, dass durch Modernisierungen in der Anlagentechnik die Anzahl bestehender Nachtspeicherheizungen deutlich geringer ausfällt als angenommen. Bei vollständigem Ersatz der Nachtspeicherheizungen durch nicht elektrische Heizsysteme würde sich der Gesamtstromverbrauch auf rund 10,1 GWh/a reduzieren.

Der Stromverbrauch des GHD-Sektors aufgeteilt nach den verschiedenen Splits ist in Tabelle 2 gelistet. Daraus geht hervor, dass die Splits Gaststättengewerbe, Einzelhandel nonfood sowie sonstige betriebliche Dienstleistungen mit rund 84 % den Hauptanteil des GHD-Stromverbrauchs ausmachen.

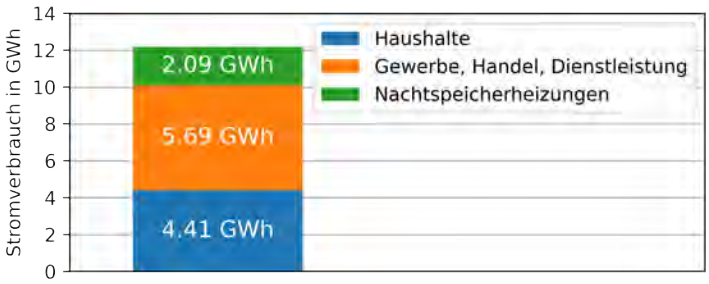
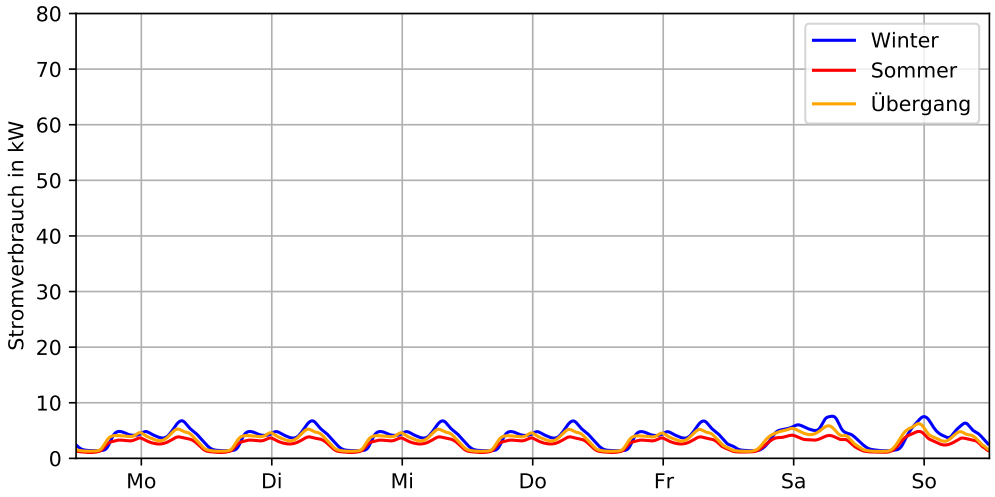


Abbildung 2: Anteile von privaten Haushalten, GHD und Nachtspeicherheizungen am Gesamtstromverbrauch der Altstadt Spandau

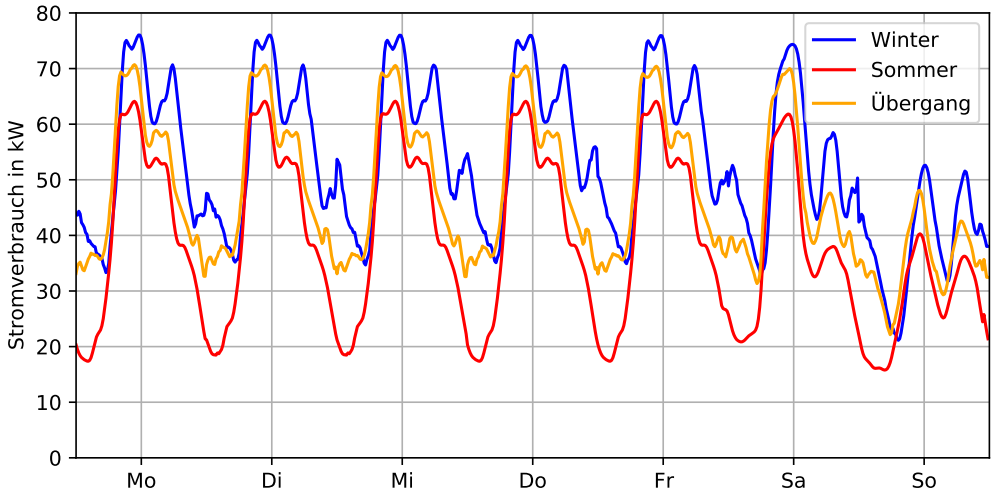
Tabelle 2: Stromverbrauch des GHD-Sektors sowie Anzahl Betriebe und Gesamtfläche je Split

Split Bezeichnung	**Split Nr.**	**Stromverbrauch in MWh**	**Anzahl**	**Fläche in m^2**
KFZ-Gewerbe	2	4,72	1	111
Backgewerbe	5	595,10	13	2.975
Fleischereien	6	29,03	2	290
Restl. Nahrungsmittelgew.	7	46,96	1	704
Beherbergungsgewerbe	15	7,87	1	127
Gaststättengewerbe	16	1.270,31	51	13.016
Sonst. betr. Dienstleistungen	18	1.524,65	32	42.351
Org. ohne Erwerbszweck	19	35,55	1	965
Erziehung und Unterricht	22	78,26	2	4.174
Einzelhandel – food	24	124,10	3	894
Einzelhandel – nonfood	25	1.972,88	73	40.665

Der Stromverbrauch je Block kann den Karten in Anhang A entnommen werden. Der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs ist in den Abbildungen 3 und 4 dargestellt. Hierbei zeigt Abbildung 3 (a) den geringen Verbrauch eines Blocks mit vorwiegender Wohnnutzung und (b) einen Verlauf mit vergleichsweise hohem Verbrauch durch Gewerbenutzung. In Abbildung 4 (a) sind die Unterschiede der zeitlichen Verläufe des Gesamtstromverbrauchs der Altstadt Spandau zu verschiedenen Jahreszeiten zu sehen sowie (b) der Verlauf des Gesamtstromverbrauchs innerhalb eines Jahres.

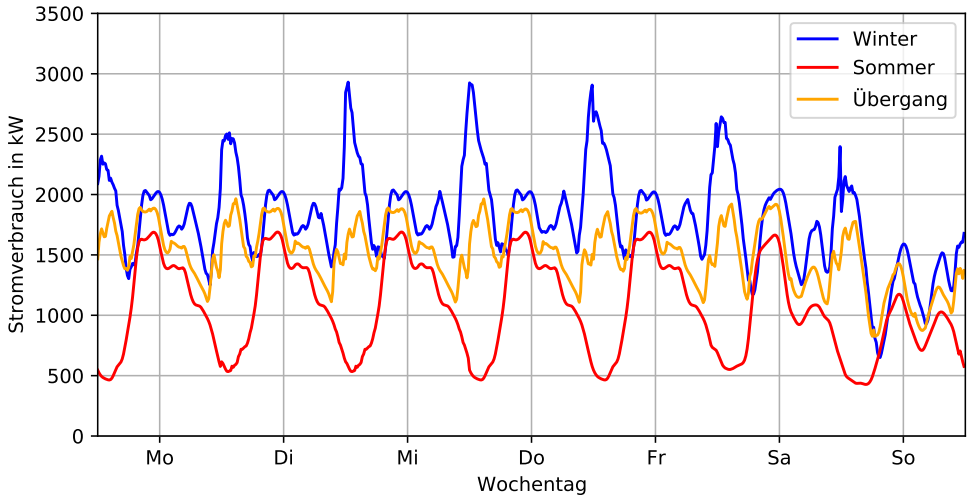


(a) Block mit vorwiegender Wohnnutzung und geringem Verbrauch

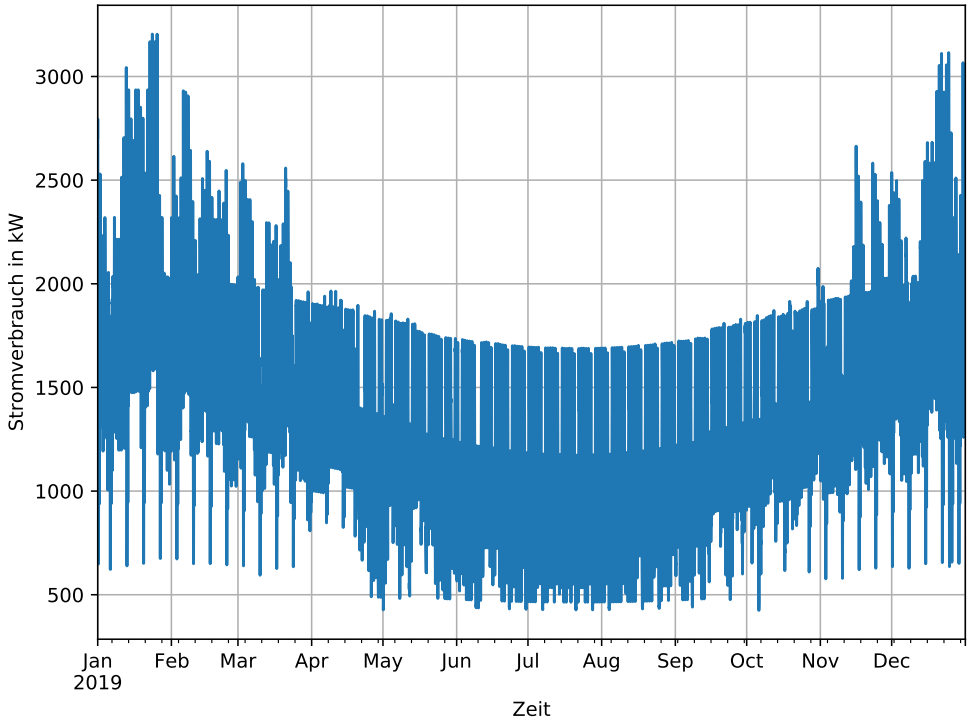


(b) Gewerblich geprägter Block mit hohem Stromverbrauch

Abbildung 3: Stromverbrauchszeitreihen für drei repräsentative Wochen (Winter, Sommer, Übergangszeit). Die Wochentagsbezeichnung markiert Mittags 12 Uhr des jeweiligen Tages.



(a) Repräsentative Wochen (Winter, Sommer, Übergangszeit). Die Wochentagsbezeichnung markiert Mittags 12 Uhr des jeweiligen Tages.



(b) Jahreszeitreihe

Abbildung 4: Kumulierte Stromverbrauchszeitreihe aller Blöcke in der Altstadt Spandau

2.2.2 Solar erzeugte Energie

Aktuelle Bestandsanlagen

Die Auswertung des Marktstammdatenregisters im Postleitzahlengebiet der Altstadt Spandau ergab zum Zeitpunkt dieser Studie keinen Eintrag einer Solaranlage im Untersuchungsgebiet. Die Ergebnisse des Projekts „Beratung energetische Erneuerung - Maßnahmen für eine klimaneutrale Altstadt 2050“ [2] zeigen drei Gebäude mit Photovoltaikbestand in der Altstadt Spandau. Über Orthofotos (GoogleEarth) wurden keine zusätzlichen Anlagen detektiert. Abbildung 5 zeigt die Bestandsanlagen der Altstadt Spandau und Tabellen 3 und 4 ihre Charakteristiken. Die installierten Leistungen der PV-Anlagen und die Kollektorfläche der Solarthermieanlage stammen aus oben genanntem Projektbericht [2], während die Anzahl der installierten Solarmodule pro Anlage sowie die Ausrichtung der PV- bzw. Solarthermiemodule über GoogleEarth ermittelt wurden. Die Jahresenergiemenge bzw. der nutzbare Kollektorertrag pro Jahr errechnet sich aus der Summe der zeitaufgelösten Erzeugung einer Solaranlage bzw. Solarthermieanlage, welche in den folgenden Kapiteln vorgestellt werden.

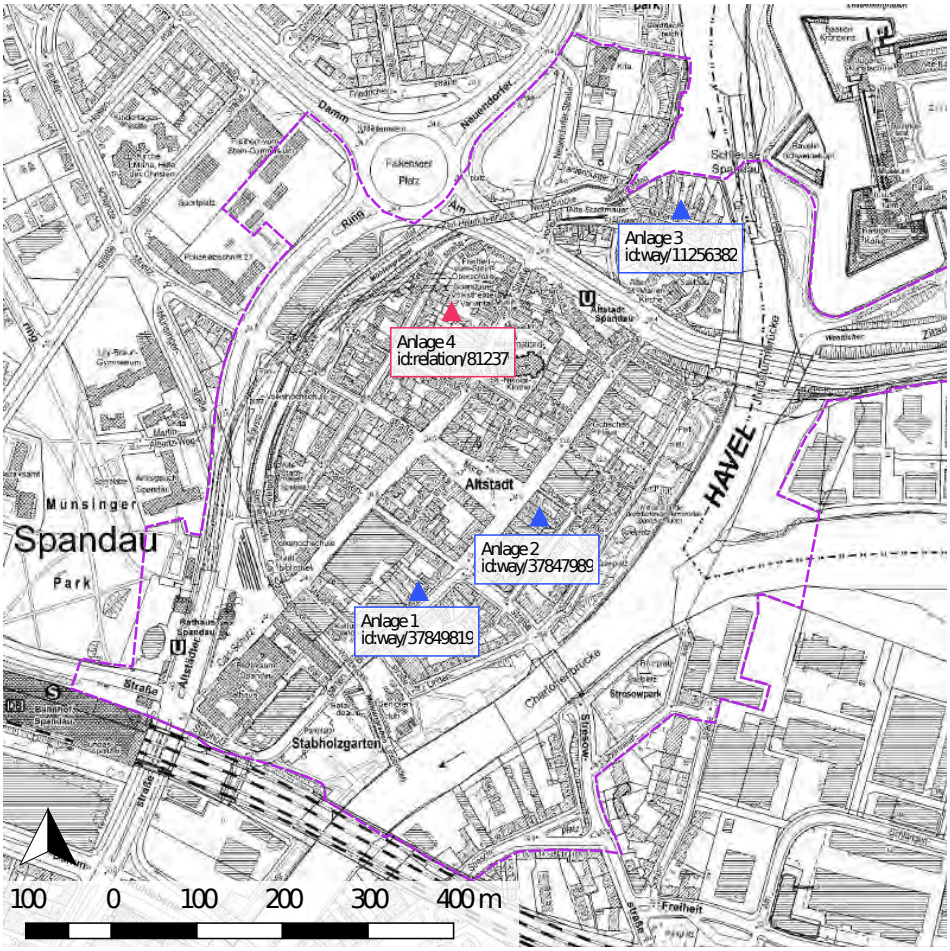


Abbildung 5: Bestandsanlagen der Altstadt Spandau (rot - Solarthermie, blau - Photovoltaik)

Tabelle 3: Charakteristiken der PV-Bestandsanlagen der Altstadt Spandau

Anlage	ID	kWp	Anzahl Module	Ausrichtung	Erwarteter Jahresenergieertrag
1	way/37849819	3,77	28	S (180°)	4,02 MWh/a
2	way/37847989	1,98	6	SO (135°)	1,97 MWh/a
3	way/112563828	3,5	27	SSW (210°)	3,72 MWh/a

Tabelle 4: Charakteristiken der Solarthermie-Bestandsanlage der Altstadt Spandau

Anlage	ID	Kollektorfläche	Ausrichtung	Erwarteter nutzbarer Kollektorertrag
4	relation/812379	11 m^2	SSW (210°)	4,51 MWh/a

Zeitaufgelöste Stromproduktion der PV-Bestandsanlagen

Die zeitaufgelöste Stromproduktion (Zeitreihen) der PV-Bestandsanlagen liegen in stündlicher Auflösung und drei verschiedenen räumlichen Auflösungen vor:

- Solarmodul
- Anlage
- Gesamtgebiet

Abbildung 6 zeigt die Zeitreihen der drei Solaranlagen exemplarisch für die erste Juliwoche. Es ist zu beachten, dass für die Berechnung der jeweilige Wetterdatenpunkt des TRJ verwendet wurde, der dem Standort am nächsten liegt. Standort 2 und 3 gehören zu dem selben Wetterdatenpunkt, weshalb sich die Zeitreihen dieser Standorte ähneln. Unterschiede im Verlauf der Zeitreihen liegen außerdem an den unterschiedlichen Ausrichtungen der Solarmodule und Unterschiede in der Amplitude an den verschiedenen installierten Leistungen pro Anlage bzw. Modul (siehe Tabelle 3). Es ist zu erkennen, dass die Stromproduktion der Anlage 3 generell höher ist als die der Anlage 2, was sich aus der höheren installierten Leistung bei gleichem Wetterdatenpunkt ergibt. Es wird also klar, dass der zeitliche Verlauf der Stromproduktion stark von der Einstrahlung bzw. den verwendeten Wetterdaten abhängt.

Unterschiede im zeitlichen Verlauf der Stromproduktion in den verschiedenen Jahreszeiten sind in Abbildung 7 für Anlage 1 zu sehen. Hier ist die Einspeisung der ersten Woche der Monate Januar (Winter), Juli (Sommer) und Oktober (Herbst) gezeigt.

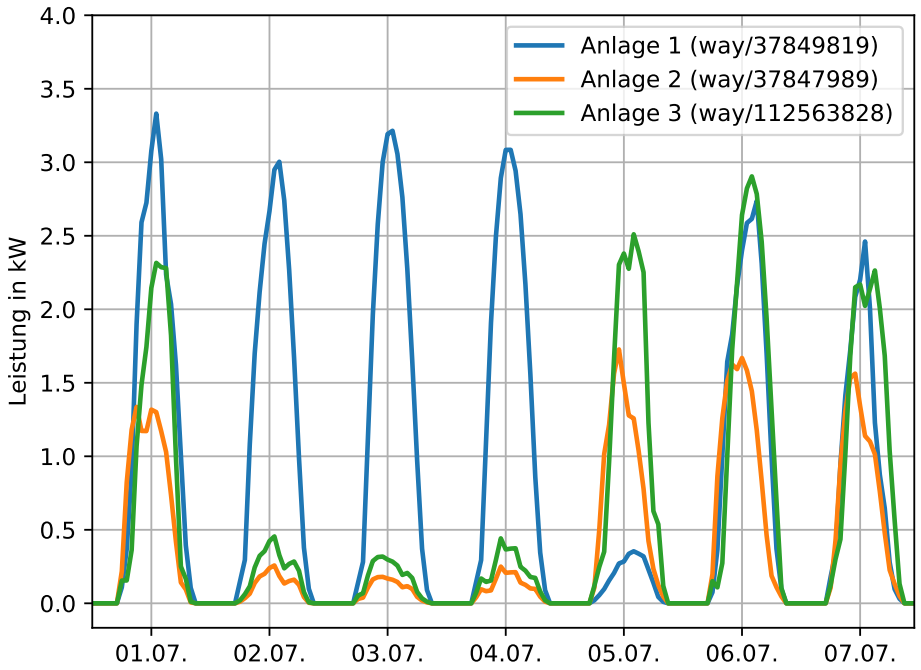


Abbildung 6: Zeitaufgelöste PV Stromproduktion der Solaranlagen, 1. Juliwoche

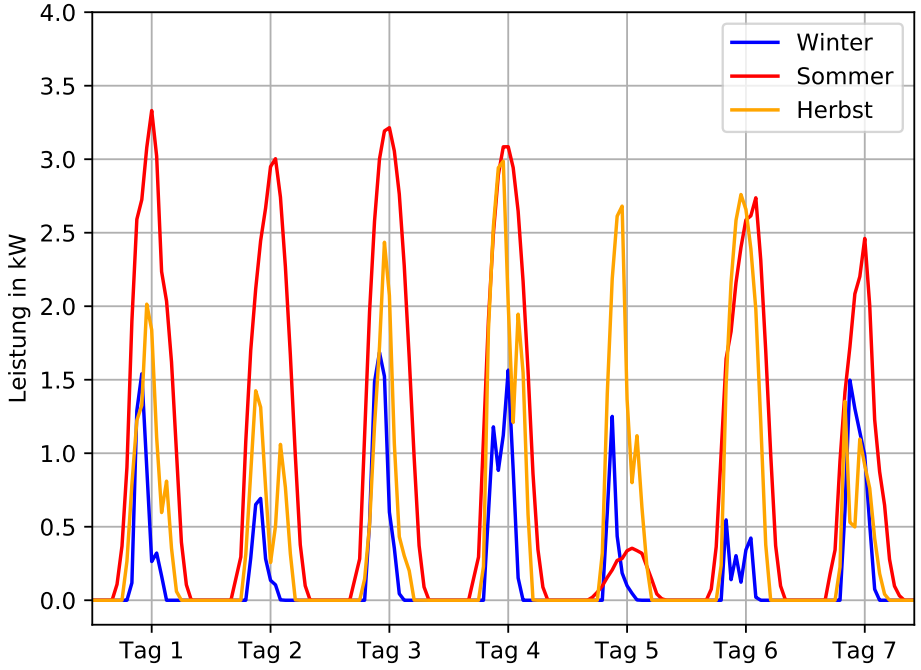


Abbildung 7: Zeitaufgelöste PV Stromproduktion für drei repräsentative Wochen der Anlage 1 (ID: way/37849819)

Sieht man die Jahreszeiten im Vergleich so lässt sich sagen, dass die Produktion im Sommer früher am Tag startet und länger andauert. Weiterhin liegt im Sommer eine tendenziell höhere Einspeisung vor. Wie man sieht, kann aber auch im Sommer die Einstrahlung an manchen Tagen gering sein und umgekehrt. Es ist zu erkennen, dass im Sommer tagsüber tendenziell eine durchgängige Einstrahlung bzw. Stromproduktion vorliegt. Im Winter und Herbst sind einige Spitzen zu erkennen, die aus Bewölkung bzw. Wolkenzug entstehen. Natürlich kann dies auch im Sommer der Fall sein, siehe z.B. Tag 1.

Zeitaufgelöste Erzeugung aus solarthermischen Kollektoren

Die zeitaufgelöste Erzeugung der Solarthermie-Bestandsanlage liegt in stündlicher Auflösung vor. Abbildung 8 zeigt den nutzbaren Kollektorertrag der Anlage für drei verschiedene Jahreszeiten: jeweils eine Woche im Winter (1. Januarwoche), Sommer (1. Juliwoche) und Herbst (1. Oktoberwoche). Es zeigt sich, dass der Ertrag im Sommer tendenziell höher ist als im Herbst und Winter. Wie Tag 5 zeigt, kann jedoch auch die Einstrahlung im Sommer beispielsweise durch starke Bewölkung so gering sein, dass der Ertrag geringer ausfällt als an manchen Tagen im Winter.

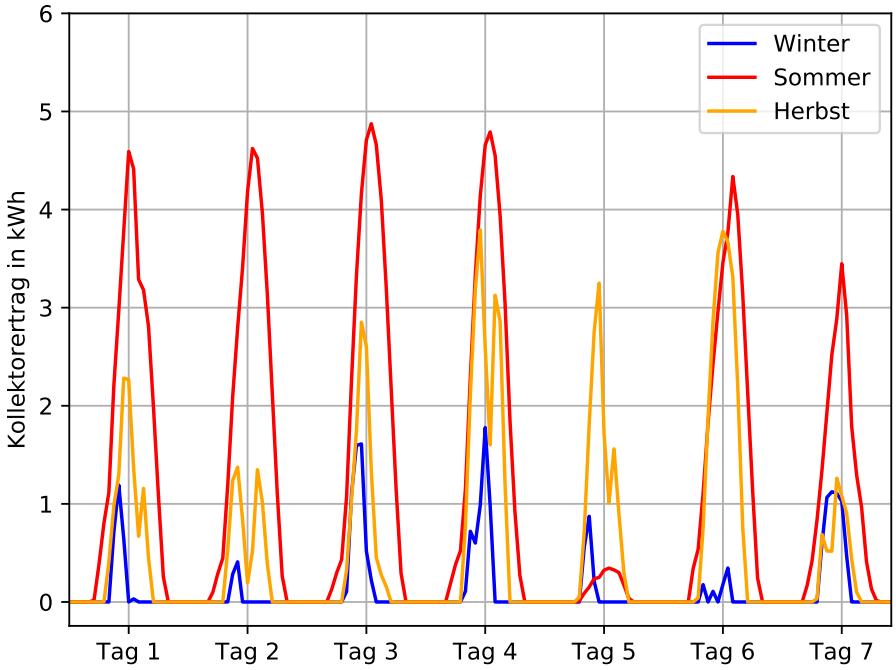


Abbildung 8: Zeitaufgelöster nutzbarer Kollektorertrag der Anlage 4 (ID: relation/812379): eine Woche im Winter, Sommer und der Übergangszeit (Herbst)

Solar erzeugte Anteile von Strom und Wärme in der Altstadt Spandau

Da derzeit wenige Gebäude der Altstadt Spandau mit Solaranlagen ausgestattet sind, ist der Anteil des erzeugten Stroms am Gesamtenergieverbrauch sehr gering. Wie die linke Seite der Abbildung 9 zeigt, beträgt er bei einer solaren Stromerzeugung in der Altstadt Spandau von circa 9,71 MWh im Jahr und einem ermittelten Strombedarf von 12,2 GWh lediglich etwa 0,1 %. Die rechte Seite der Abbildung 9 zeigt den Anteil des solar erzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch derjenigen Blöcke, die Bestandsanlagen aufweisen (Block 4, 11, und 33, siehe Abbildung 1). Es werden ca. 1,1 % der rund 850 MWh pro Jahr gedeckt.

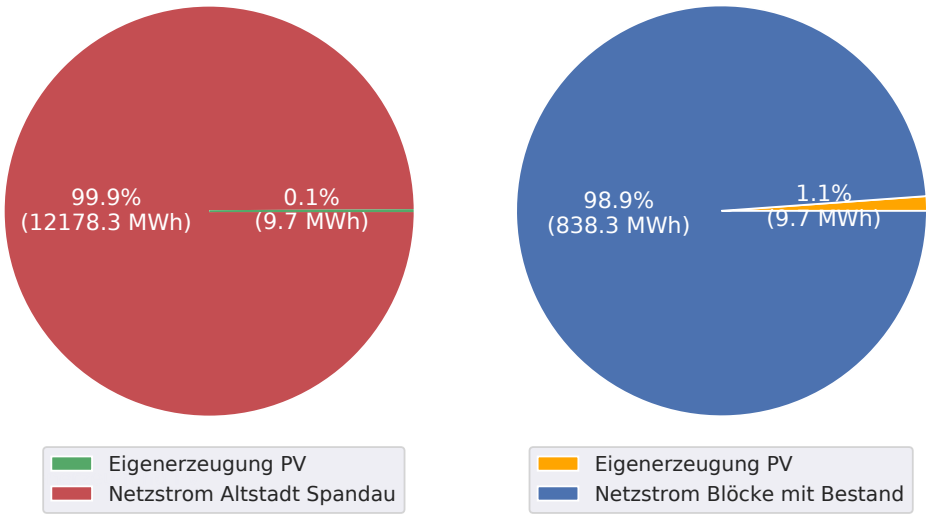


Abbildung 9: Anteil des solar erzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch der Altstadt Spandau von insgesamt 12,2 GWh (links) und am Stromverbrauch der Blöcke mit Bestandsanlagen von insgesamt 850 MWh (rechts)

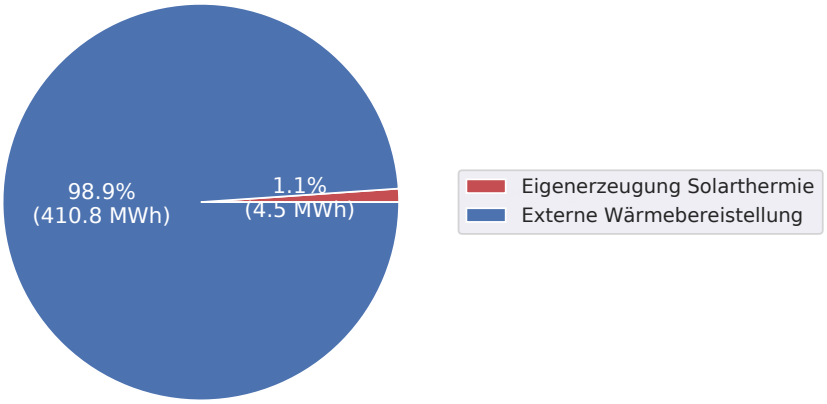


Abbildung 10: Anteil der solar erzeugten Wärme am Wärmebedarf des Gebäudekomplexes von insgesamt 415,26 MWh mit Solarthermieanlage

Die Abschätzung des nutzbaren Kollektorertrags ergibt wie bereits genannt einen Jahreswert von 4,51 MWh. Es ist zu beachten, dass ca. 2 % des Kollektorertrags für die Pumpenleistung aufgewendet werden müssen. Bei einem nach Umweltbundesamt [11] angenommenen Endenergiebedarf für Raumwärme von 135 kWh/m^2 pro Jahr, einem nach Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung [21] angenommenen Wärmebedarf für Trinkwasser von 10 kWh/m^2 pro Jahr und einer Grundfläche des Gebäudes von ca. 1023 m^2 ergibt sich ein Wärmebedarf von 415,26 MWh für den betrachteten Gebäudekomplex (ca. 40 % des Gebäudekomplexes hat 4 Stockwerke, ca. 60 % 2 Stockwerke). Daraus errechnet sich ein Anteil der solaren Wärmeversorgung an der Deckung des Wärmebedarfs von rund 1,1 %, wie Abbildung 10 darstellt. Der solar erzeugte Anteil an Wärme für die gesamte Altstadt Spandau liegt damit deutlich unter 1 %.

3 Potenzialerhebung für die Erzeugung von Solarstrom

Für die Potenzialerhebung zur Erzeugung von Solarstrom in der Altstadt Spandau wird zunächst die Eignung aller Gebäude in der Altstadt für die Installation einer Photovoltaik-Anlage ermittelt. Zu diesem Zweck wird ein Kriterienkatalog erstellt, in welchem die Gebäude hinsichtlich verschiedener relevanter Faktoren klassifiziert werden. Im nächsten Schritt erfolgt auf Basis der zur Erstellung des Kriterienkatalogs zusammengestellten Daten die Erhebung des technischen Potenzials. Das Zusammenführen des Kriterienkatalogs und des technischen Potenzials ermöglicht dann Aussagen dazu, welches Potenzial unter Berücksichtigung baulicher und weiterer Aspekte sinnvoll gehoben werden kann. Das Potenzial wird abschließend dem Strombedarf der Altstadt Spandau gegenüber gestellt.

3.1 Methodik

3.1.1 Erstellung eines Kriterienkatalogs

Die Auswahl der Kriterien für den Katalog erfolgt durch eine umfangreiche Recherche hinsichtlich Faktoren, welche einen Einfluss auf das Potenzial zur Erzeugung von Solarstrom haben. Gesammelt werden dabei allgemeine Kriterien aus z.B. Checklisten der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) [22] und Ratgebern [23] bezüglich Photovoltaik-Dachanlagen. Aber auch Besonderheiten wie die rechtlichen Vorgaben aus dem Leitfaden der DGS [24] sowie speziell für die Altstadt Spandau aus dem entsprechenden Gestaltungshandbuch [25] fließen in den Kriterienkatalog ein. Damit fließen in die Potentialberechunung hier im Vergleich zu der Potentialberechnung im Energieatlas Berlin [26] zusätzliche, lokale Detailinformationen ein. Dazu gehören Informationen zum Denkmalschutz und zu den Nutzungsverhältnissen der Gebäude.

Die Kriterien werden in zwei Kategorien eingeteilt. In der ersten Stufe werden Kriterien berücksichtigt, welche maßgeblich Einfluss auf die generelle Nutzbarkeit von Dachflächen für Photovoltaik haben. Diese umfassen:

- Verfügbare Dachfläche
- Hinderliche Dachelemente
- Dachausrichtung
- Denkmalschutz - Einsehbarkeit
- Dachzustand

Wenn eines dieser Kriterien mit „schlecht“ bewertet wird, wird davon ausgegangen, dass dies ein hartes Ausschlusskriterium darstellt.

In der zweiten Stufe werden weiterführende Kriterien zur Bewertung der verbleibenden Dachflächen ausgewertet. Diese umfassen:

- Nutzungsform
- Dachneigung
- Verschattung
- Denkmalschutz - Bauliche Integration

Die Bewertung der Kriterien wird in den Kategorien „gut“, „neutral“ und „schlecht“ vorgenommen.

Im Folgenden werden zunächst die Kriterien im Detail erläutert sowie deren Bewertung und Erhebung für jedes Gebäude dargelegt. Anschließend wird erläutert, wie sich die Gesamtbewertung jedes Gebäudes zusammensetzt. Eine Übersicht über die Kriterien und deren Bewertungen findet sich in den Tabellen 5 und 6.

Tabelle 5: Bewertung und Gewichtung der Kriterien der Vorauswahl

Kriterium	**Bewertung**			**Gewichtung**
	schlecht (0)	**neutral (1)**	**gut (2)**	
Dachfläche	< 18 m^2	18 m^2 - 55 m^2	> 55 m^2	25 %
Hinderliche Dachaufbauten	Reduktion der Modulfläche um > 55 %	Reduktion der Modulfläche zw. 20 % - 55 %	Reduktion der Modulfläche um < 20 %	18 %
Dachausrichtung	N	NO, NW	S, SO, SW, O, W	35 %
Denkmalschutz - Einsehbarkeit	einsehbar v. Straßen und öffentl. Höfen	Denkmalschutz generell	kein Denkmalschutz	10 %
Dachzustand	-	hoher / umfassender / mittlerer Erneuerungsbedarf	kein / geringer Erneuerungsbedarf	12 %
Summe				100 %

Tabelle 6: Bewertung und Gewichtung der Kriterien der 2. Stufe

Kriterium	**schlecht (0)**	**Bewertung neutral (1)**	**gut (2)**	**Gewichtung**
Nutzungsform	-	Vermietung	Eigennutzung	15 %
Dachneigung	> 35°	< 25°	30°±5°, 0°	40 %
Verschattung	>= 10 % Einstrahlungsverlust	-	< 10 % Einstrahlungsverlust	30 %
Denkmalschutz - bauliche Integration	kein / geringer Erneuerungsbedarf und Denkmalschutz	mittlerer Erneuerungsbedarf und Denkmalschutz	hoher / umfassender Erneuerungsbedarf bzw. kein Denkmalschutz	15 %
Summe				100 %

Kriterien der Vorauswahl

1. Dachfläche

Die Dachfläche ist entscheidend für die Größe der Solaranlage. Je größer die Dachfläche, desto mehr Solarmodule können theoretisch installiert werden, was sich direkt auf den Gesamtertrag auswirkt. Hier wird für eine potenzielle Eignung eines Daches eine Mindestfläche von 18 m^2 angesetzt. Bei Unterschreitung dieses Wertes gilt ein Dach als schlecht geeignet. Oberhalb einer Dachflächengröße von 55 m^2 wird ein Dach hier als gut geeignet erachtet; Dachflächen zwischen 18 m^2 und 55 m^2 werden als neutral eingestuft.

Abgeschätzt wird die Dachfläche über die Gebäudegrundfläche, welche aus den Gebäudeshapes aus der OSM [7] ermittelt wird, sowie der Dachform, welche in einer früheren Untersuchung durch die Brandenburgische Stadterneuerungsgesellschaft [27] erhoben wurde. Dabei wird für Flach- und Mansarddächer ein Faktor von Grundfläche zu Dachfläche von 1 angesetzt, für Berliner- und Pultdächer ein Faktor von 1,05 sowie für alle weiteren Dachformen ein Faktor von 1,15. Im Falle eines Gebäudes mit einem Berliner Dach und einer Grundfläche von 100 m^2 ergibt sich so beispielsweise eine berechnete Dachfläche von $100\,m^2 \cdot 1,05 = 105\,m^2$.

2. Hinderliche Dachaufbauten

Hinderliche Dachelemente umfassen Schornsteine, Dachluken, Antennen, Lüftungsanlagen und andere Dachaufbauten. Zum einen verringern Hindernisse die verfügbare Dachfläche auf der Solarmodule installiert werden können und zum anderen wird bei vielen verteilten Hindernissen die zusammenhängende Dachfläche reduziert, wodurch der Aufwand bei der Installation steigt und die Eignung des Daches sinkt.

Bei der Erfassung der Hindernisse, welche durch Sichtung von Orthofotos (GoogleEarth) für jedes Gebäude erfolgt, wird zwischen großen und kleinen Hindernissen unterschieden.

Für große Hindernisse wird eine pauschale Fläche von 6 m^2 sowie für kleine Hindernisse eine pauschale Fläche von 2,25 m^2 angesetzt. Darin ist bereits der einzuhaltende Abstand einer Solaranlage zu einem Dachaufbau berücksichtigt. Verringern die Hindernisse die potenzielle Modulfläche um mehr als 55 %, so gilt ein Dach als schlecht geeignet, da davon ausgegangen wird, dass die zusammenhängende Dachfläche stark reduziert wird. Bei einer Reduktion der Modulfläche um weniger als 20 % wird ein Dach als gut geeignet eingestuft. Bei Werten zwischen 20 % und 55 % wird ein Dach als neutral eingestuft.

Die Bestimmung der Modulfläche erfolgt über die Multiplikation der Dachfläche mit einem Flächennutzungsgrad sowie einem Faktor, welcher die potenzielle Modulfläche ins Verhältnis zur Dachfläche setzt und abhängig von der Dachform ist. Der Flächennutzungsgrad, welcher u.a. der Berücksichtigung einzuhaltender Abstände zum Rand des Daches dient, wird zu 0,6 angesetzt. Der Faktor, welcher die Modulfläche ins Verhältnis zur Dachfläche setzt, berücksichtigt, dass zumeist nicht alle Flächen eines Daches genutzt werden können, da bspw. bei einem Mansarddach üblicherweise die unteren Dachflächen nicht genutzt werden können, da diese zu steil sind und häufig Fenster enthalten oder im Falle eines Satteldaches häufig nur eine Seite des Daches so ausgerichtet ist, dass sie für Photovoltaik genutzt werden kann. Die für die verschiedenen Dachformen angesetzten Faktoren von Dach- zu Modulfläche sind 0,5 für Mansard- und Satteldächer, 0,4 für Flach-, Pult- und Berliner Dächer sowie 0,3 für alle weiteren Dachformen.

3. Dachausrichtung

Die Ausrichtung des Daches und somit der Photovoltaikanlagen hat eine hohe Auswirkung auf den solaren Ertrag. In hiesigen Breitengraden erzielt eine Südausrichtung von Anlagen den höchsten Ertrag.

Die möglichen Ausrichtungen wurden in drei Kategorien eingeteilt. Eine Nordausrichtung des Daches wird als ungeeignet bewertet. Eine Ausrichtung nach Nordost oder Nordwest wird neutral eingestuft. Ist die Dachfläche Richtung Süden, Südost, Südwest, Ost oder West ausgerichtet, wird diese als gut geeignet eingestuft. Die Ausrichtung der Dächer im Untersuchungsgebiet wird mittels Orthofotos (GoogleEarth) bestimmt. Bei Schrägdächern wird stets die für Anlagen günstiger ausgerichtete Dachseite zur Bewertung des Kriteriums herangezogen. Flachdächer werden durchweg mit gut bewertet, da die Ausrichtung der Anlage auf diesen frei wählbar ist (vgl. DGS [24]).

4. Denkmalschutz - Einsehbarkeit

Steht ein Gebäude unter Denkmalschutz, erschwert dies die Installation von Solaranlagen, da bestimmte Auflagen befolgt werden müssen. Gemäß dem Gestaltungshandbuch Altstadt Spandau [25] dürfen Solaranlagen das Erscheinungsbild nicht beeinträchtigen und von der Straße und öffentlichen Höfen nicht einsehbar sein. Geprüft wird mit diesem Kriterium die Einsehbarkeit der Dächer von Objekten die unter Denkmalschutz stehen mit Hilfe von Orthofotos (GoogleEarth). Ist das Dach eines denkmalgeschützten Gebäudes von der Straße oder eines öffentlichen Hofes einsehbar, wird dies negativ

bewertet. Lässt sich keine Aussage über die Einsehbarkeit treffen, wird das Kriterium mit neutral bewertet. Eine positive Bewertung erhält ein Gebäude, wenn dieses nicht unter Denkmalschutz steht, auch wenn diese Gebäude ebenfalls Gestaltungsauflagen unterliegen. Informationen zum Denkmalschutz der einzelnen Gebäude stammen aus einer früheren Untersuchung durch die Brandenburgische Stadterneuerungsgesellschaft [27]. Diese wurden stichprobenartig in der Denkmaldatenbank des Landesdenkmalamtes Berlin [28] kontrolliert.

5. Dachzustand

Bei einem schlechten Dachzustand muss das Dach gegebenenfalls verstärkt/saniert werden, was die Kosten einer Installation steigen lässt. Dies stellt nicht notwendigerweise ein Ausschlusskriterium dar; für die Bewertung der kurzfristig zur Verfügung stehenden Solarpotenziale ist ein guter Dachzustand aber gegenüber einem schlechten Dachzustand von Vorteil und wird daher hier positiv berücksichtigt. Zur Bewertung des Dachzustandes wird der Erneuerungsbedarf der Dächer aus einer Erhebung der Brandenburgischen Stadterneuerungsgesellschaft [27] herangezogen. Als gut geeignet wird eine Dachfläche mit einem geringen bzw. keinem Erneuerungsbedarf bezeichnet. Ein hoher, umfassender oder mittlerer Erneuerungsbedarf wird als neutral gewertet. Im Zusammenhang mit dem Kriterium 4 „Denkmalschutz - bauliche Integration“ in der zweiten Stufe des Kriterienkatalogs ergibt sich eine andere Bedeutung des Erneuerungsbedarfs.

Kriterien der zweiten Stufe

1. Nutzungsform

Die Nutzungsform des Gebäudes hat Einfluss auf mögliche Betriebsmodelle der PV-Anlage. Günstige Investitionskosten sowie sinkende Einspeisevergütungen schaffen zunehmend wirtschaftliche Anreize, um eine PV-Anlage mit einem hohen Eigenverbrauch zu betreiben. Unterschieden wird hier zwischen Eigennutzung und Vermietung des Gebäudes. Die Gebäudenutzung durch die Eigentümer*innen des Gebäudes begünstigt durch Eigenstromnutzung die Wirtschaftlichkeit und wird daher positiv bewertet. Die Gebäudenutzung durch Mietende wird neutral bewertet, da aus wirtschaftlicher Sicht interessante Betriebsmodelle existieren (das sog. Mieterstrommodell), der Organisations- und Kommunikationsaufwand insbesondere im Falle mehrerer Mietparteien jedoch auch höher eingeschätzt wird und somit eine Investitionsentscheidung möglicherweise erschwert wird.

2. Dachneigung

Der optimale Ertrag einer PV-Anlage wird bei einem senkrechtem Einfallswinkel der solaren Einstrahlung auf die Modulflächen erzielt. Jede Abweichung führt zu einer Ertragsminderung, die bei Dachanlagen maßgeblich durch die Dachneigung bestimmt wird. In Abhängigkeit vom Breitengrad und der Ausrichtung der Anlage ergibt sich für den Standort Berlin ein optimaler Neigungswinkel für fest installierte PV-Anlagen von etwa 30°. Dieser optimale Neigungswinkel kann bei geeigneter Ausrichtung auf

Schrägdächern mit einer Neigung nahe dem optimalen Winkel (25° - 35°) sowie bei Flachdächern (0°) bei geeigneter nutzbarer Dachfläche durch Aufständerung realisiert werden und wird in der Analyse dementsprechend positiv bewertet. Für Dächer mit einer Neigung < 25° wird eine neutrale Bewertung vorgenommen, da hier die Möglichkeit einer Aufständerung geprüft werden kann. Steile Dächer, die über 5 % vom optimalen Neigungswinkel abweichen (> 35° Dachneigung), werden negativ bewertet, da es je nach Ausrichtung der Anlage zu signifikanten Ertragsreduktionen (> 10 %) führen kann.

3. Verschattung

Durch Verschattung reduziert sich der erzielte Ertrag einer PV-Anlage, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirkt. Eine partielle Verschattung kann unter Umständen auch zur Beschädigung der Solarmodule beitragen. Demnach werden geringe bis keine Verschattungen mit gut und erhöhte Verschattungen mit schlecht bewertet. Zur Bestimmung der Verschattung der Gebäude wird eine Verschattungsanalyse nach Quaschning [16] und DGS [24] durchgeführt. Dabei werden zunächst lediglich die beiden höchsten Gebäude der Altstadt, das Rathaus sowie die Nikolaikirche, berücksichtigt. Umfassendere Verschattungsanalysen erfolgen erst in den Detailbetrachtungen für ausgewählte Gebäude. Die Turmhöhen von Rathaus- und Nikolaikirchenturm werden zu 80 m bzw. 75,5 m angenommen. Die Turmbreiten werden nach Vermessungen in einem Geoinformationssystem-Programm (GIS) und OSM zu 20 m bzw. 18 m abgeschätzt. Liegen die Verluste der direkten Solareinstrahlung durch direkte Verschattung des Rathaus- oder Nikolaikirchturmes für ein Gebäude bei mehr als 10 %, so wird dies mit schlecht bewertet. Bei geringeren Verlusten wird das Gebäude hinsichtlich des Kriteriums Verschattung als gut geeignet eingestuft.

4. Denkmalschutz - bauliche Integration

Die bauliche Integration der Solaranlage in die Dachfläche, z.B. durch die Verwendung von Solarziegeln, ist der Aufdachmontage bei Gebäuden die unter Denkmalschutz stehen vorzuziehen. Im Falle einer Dachneueindeckung kann mit dieser Lösung eine Synergie erzielt werden. Deshalb wird an dieser Stelle für denkmalgeschützte Gebäude ein schlechter Dachzustand, der eine Sanierung erforderlich macht, positiv, ein mittlerer Erneuerungsbedarf neutral und geringer bis kein Erneuerungsbedarf negativ bewertet. Dennoch muss jedes Dach eines denkmalgeschützten Gebäudes separat durch die Denkmalschutzbehörde geprüft werden. Nicht denkmalgeschützte Gebäude werden stets mit gut bewertet. Informationen zum Denkmalschutz der einzelnen Gebäude stammen aus einer Erhebung der Brandenburgischen Stadterneuerungsgesellschaft [27]. Ob Erneuerungsbedarf besteht, wurde bereits in der ersten Stufe (Kriterium Dachzustand) erfasst.

Anwendung des Kriterienkatalogs

Wie bereits einleitend erläutert, findet die Bewertung jedes Kriteriums in den Kategorien „gut“, „neutral“ und „schlecht“ statt, was den numerischen Bewertungen 2, 1 und 0 gleichgesetzt wird. Es wird zunächst eine numerische Bewertung der Vorauswahl durchgeführt. Dazu wird die in Tabelle 5 gelistete Gewichtung der einzelnen Kriteri-

en verwendet. Es ergibt sich damit eine Bewertung der Vorauswahl für jedes Gebäude zwischen 0 und 2. Gebäude mit einer Bewertung von 0 in der Vorauswahl erhalten eine Gesamtbewertung von 0. Zur Ermittlung der Gesamtbewertung wird eine Bewertung der zweiten Stufe vorgenommen, wozu die in Tabelle 6 gelistete Gewichtung der Kriterien herangezogen wird. Auch hier ergibt sich wiederum eine Bewertung zwischen 0 und 2.

Zur Bestimmung der Gesamtbewertung werden die Bewertungen der Vorauswahl sowie der zweiten Stufe zusammengeführt. Die Vorauswahl geht dabei mit dem Faktor 0,7 und die zweite Stufe mit dem Faktor 0,3 in die Gesamtbewertung ein. Die numerische Bewertung wird abschließend in folgende Eignungsklassen überführt:

- sehr gut geeignet: >1,9
- gut geeignet: >1,7 - 1,9
- bedingt geeignet: >1,0 - 1,7
- nicht geeignet: ≤1,0

3.1.2 Bestimmung des PV-Potenzials

Die installierbare PV-Leistung jedes Gebäudes wird ausgehend von den Erhebungen zum Kriterienkatalog, für welchen bereits auf Basis der Dachform und -fläche sowie hinderlicher Dachaufbauten die potenzielle Modulfläche für jedes Gebäude bestimmt wurde, ermittelt. Dazu wird nach Solaratlas [29] ein durchschnittlicher Wert von 0,146 kW_{Peak} pro m^2 Modulfläche angenommen. Die damit pro Jahr erzielbare Stromerzeugung jeder Anlage wird mit mittleren Jahresvolllaststunden von 822, welche aus Angaben zu mittleren Volllaststunden für PV-Anlagen in Berlin über einen Zeitraum von fünf Jahren aus dem Portal „Föderal Erneuerbar“ [30] ermittelt wurden, abgeschätzt.

3.2 Ergebnisse

Die Eignung jedes Gebäudes der Altstadt Spandau zur Installation einer PV-Anlage, welche sich aus der Auswertung des Kriterienkatalogs ergibt, ist in Abbildung 11 dargestellt. Die vollständige Karte kann im Anhang in Abbildung 25 eingesehen werden. Bei Interesse an detaillierten Ergebissen aus der Anwendung des Kriterienkatalogs können diese bei der Leitstelle für Nachhaltigkeit und Klimaschutz angefragt werden.

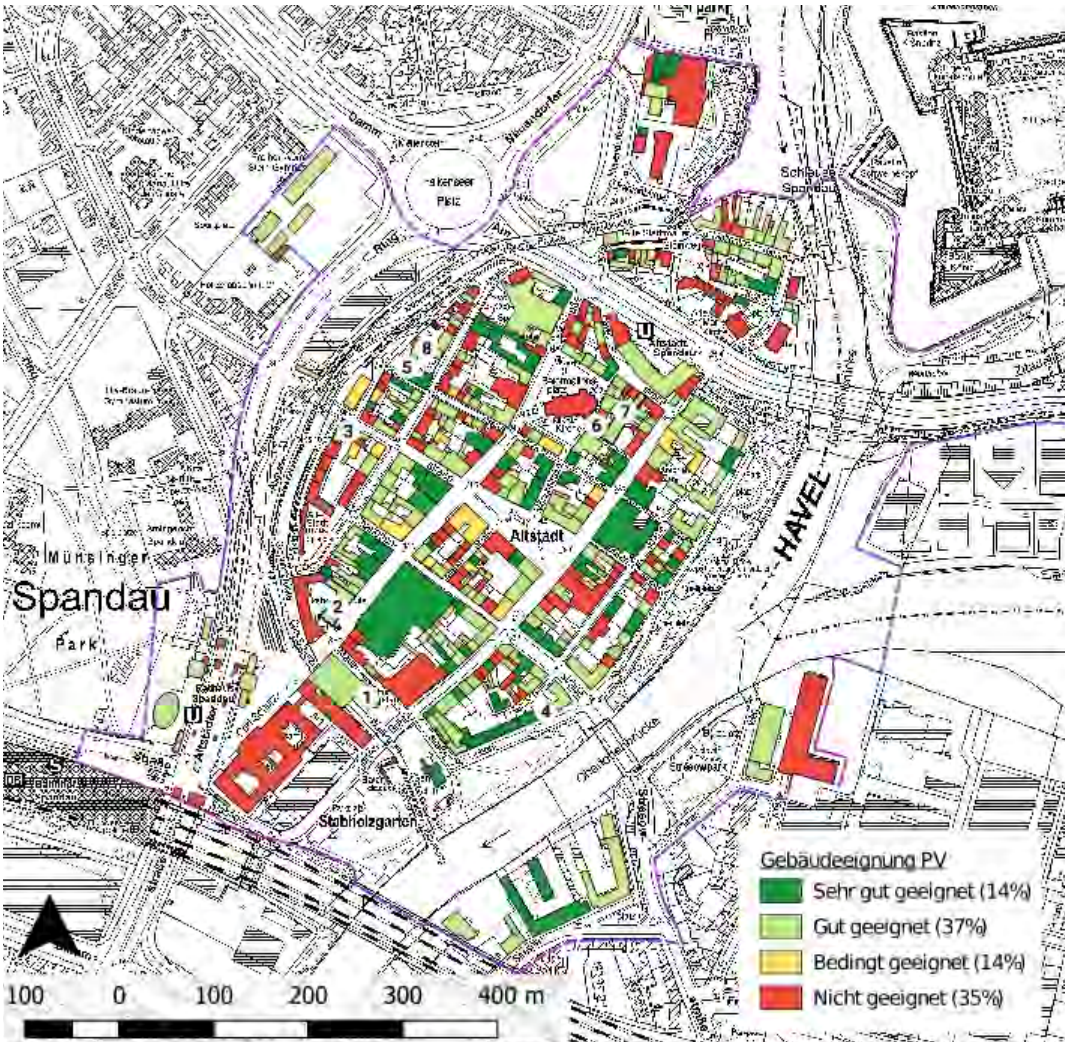


Abbildung 11: Eignung der Gebäude der Altstadt Spandau für solare Stromerzeugung (Dunkelgrün - Sehr gute Eignung, Hellgrün - Gute Eignung, Gelb - Bedingte Eignung, Rot - Keine Eignung)

Die Auswertung des Kriterienkatalogs ergibt, dass rund 14 % der Gebäude der Altstadt sehr gut geeignet, 37 % gut und 14 % bedingt geeignet sind. 35 % der Gebäude sind nicht geeignet. Die Hauptausschlusskriterien stellen dabei die hinderlichen Dachaufbauten sowie der Denkmalschutz dar, die etwa bei der Hälfte bzw. bei einem Drittel der als ungeeignet eingestuften Gebäude zur Nichteignung führen. Eine zu geringe Dachfläche führt zu einer Nichteignung von ca. 40 Gebäuden.

Das gesamte PV-Potenzial der Altstadt Spandau wurde zu 3,54 MW_{Peak} ermittelt. Dies deckt sich in etwa mit dem im Energieatlas [26] für die Altstadt gegebenen Potenzial von 3,7 MW_{Peak}. Mit den mittleren angenommenen Jahresvolllaststunden von 822 ergibt sich bei Ausschöpfung des gesamten technischen Potenzials eine potenzielle PV-Jahresstromerzeugung von rund 2,9 GWh.

Durch das Zusammenführen des technischen Potenzials mit dem Kriterienkatalog lässt sich nun das PV-Potenzial ermitteln, welches unter Berücksichtigung regulatorischer und wirtschaftlicher Faktoren gehoben werden kann. Geht man davon aus, dass als ungeeignet klassifizierte Gebäude aus dem Potenzial ausgeschlossen werden müssen, reduziert sich das technische Potenzial um rund 30 % auf 2,53 MW_{Peak}. Vor allem das Kriterium „Denkmalschutz - Einsehbarkeit“ führt zu einer wesentlichen Reduktion des PV-Potenzials von mehr als 800 kW_{Peak}, was etwas weniger als ein Viertel des Gesamtpotenzials ausmacht. Laut Gestaltungshandbuch der Altstadt Spandau [25] darf auch bei nicht denkmalgeschützten Gebäuden eine Einsehbarkeit aus dem öffentlichen Raum nicht gegeben sein, was das Solarpotenzial weiter deutlich hemmen könnte.

Die bilanziellen Anteile am Stromverbrauch der Altstadt, welche bei Nutzung des Potenzials aller sehr gut, gut und bedingt geeigneten Gebäude gedeckt werden können, sind in Abbildung 12 dargestellt. Daraus geht hervor, dass mit einer potenziellen Stromerzeugung auf den Dächern dieser Gebäude von ca. 2,1 GWh im Jahr rund 17,5 % des Gesamtstrombedarfs von 12,2 GWh gedeckt werden könnte.

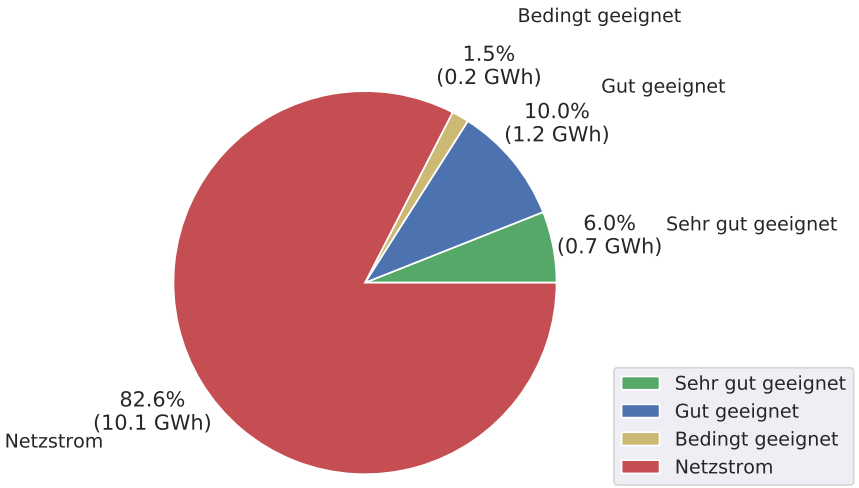


Abbildung 12: Potenzielle Eigenstromerzeugung durch PV für die verschiedenen Eignungsklassen anteilig am Gesamtstrombedarf von 12,2 GWh

4 Ertragsprognose für acht ausgewählte Gebäude

Das Ziel der Ertragsprognose für ausgewählte Gebäude ist es, den Eigentümer*innen dieser Gebäude eine Einschätzung zur ungefähren Anlagengröße, dem erwarteten Ertrag, möglichen Betriebsmodellen sowie, daraus abgleitet, zur Wirtschaftlichkeit einer möglichen Investitionsentscheidung in eine PV-Anlage auf dem Gebäudedach zu geben. Letztlich soll diese Analyse dazu beitragen die Eigentümer*innen zu einer Installation einer Photovoltaikanlage zu ermutigen. Zur Auswahl der acht Gebäude, welche in diesem Abschnitt untersucht werden, wurden zusätzlich zum Kriterienkatalog weitere Kriterien definiert, welche erfüllt sein mussten, um ein Gebäude als geeignet für die Detailbetrachtungen einzustufen. Bei der Auswahl der Gebäude kamen nur Gebäude in Frage, welche bei der Bewertung im zuvor erstellten Kriterienkatalog gut oder sehr gut abgeschnitten hatten. Zudem sollten sowohl öffentliche als auch nicht-öffentliche Gebäude in der Auswahl berücksichtigt werden. Ebenso sollen denkmalgeschützte Gebäude in der Auswahl enthalten sein, um zu zeigen, dass der Denkmalschutz nicht unbedingt, wie möglicherweise vorschnell angenommen, ein Ausschlusskriterium für die Installation von PV-Anlagen darstellt und die hier vorliegende Analyse somit als Inspiration dienen kann, um ebenso das Potenzial der unter Denkmalschutz stehenden Gebäude zu Gunsten einer erfolgreichen Energiewende detailliert zu überprüfen und auszuschöpfen. Da als Datengrundlage für die Ertragsprognose diverse Angaben der Gebäudeeigentümer*innen sowie eine Inaugenscheinnahme des Daches notwendig sind, war eine grundlegende Bereitschaft der Eigentümer*innen der ausgewählten Gebäude eine weitere Voraussetzung für die Wahl eines Gebäudes. Um diese zu identifizieren, wurden eine Reihe von Gebäudeeigentümer*innen von der Bezirksverwaltung angeschrieben und über das Projekt informiert. Bei Bereitschaft zur Teilnahme konnte diese mit einer einfachen Rückmeldung mitgeteilt werden. Idealerweise wurde im Zuge der Interessensbekundung der beigelegte Fragebogen ausgefüllt mitgeliefert, welcher grundlegende Angaben, bspw. zum Stromverbrauch, dem Dach sowie zu vorhandenen Bauplänen abfragt. Im nächsten Schritt wurde dann die Bereitschaft zur Inaugenscheinnahme des Daches vor Ort abgefragt. Diese dient zur näheren Prüfung u.a. der realen Dachgegebenheiten, der Einsehbarkeit von Straßen und öffentlichen Plätzen und weiteren Faktoren, welche Auswirkungen auf den Ertrag sowie die Wirtschaftlichkeit einer Anlagen haben. Die final ausgewählten und hier präsentierten Gebäude stellen somit nicht notwendigerweise die Gebäude mit dem höchsten Potenzial dar, sondern mit interessierten Gebäudeeigentümer*innen unter Berücksichtigung der weiteren oben genannten Kriterien.

4.1 Methodik

Im Folgenden wird das Vorgehen bei der Abschätzung der Anlagengröße und dem erwarteten Ertrag sowie bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beschrieben.

4.1.1 Abschätzung von Anlagengröße und erwartetem Ertrag

In der Detailanalyse wird für jedes der ausgewählten Gebäude die mögliche Anlagengröße ermittelt und deren erwarteter Ertrag berechnet. Dazu wird zunächst die für die Installation von Solarmodulen nutzbare Dachfläche ermittelt. Bei den Dachbegehungen wurden die Dächer vermessen, Hindernisse und deren Größe aufgenommen sowie Besonderheiten des Daches notiert, sofern diese nicht aus den von den Gebäudeeingetümer*innen mitgelieferten Plänen hervor gingen. Die nutzbare Dachfläche ergibt sich aus der Gesamtfläche des Daches bzw. der geeignet ausgerichteten Fläche des Daches, abzüglich der Hindernisse und gegebenenfalls Besonderheiten, wie z.B. dauerhafte Verschattung hinter einem hohen Dachaufbau. Aus der nutzbaren Dachfläche und einem Platzbedarf von ca. $8\,\mathrm{m}^2$ pro kW_{Peak} (bzw. $16\,\mathrm{m}^2$ pro kW_{Peak} bei Flachdächern) ergibt sich die Anlagengröße.

Die erwartete zeitaufgelöste Stromproduktion der Anlage wird wie bei der Bestandserfassung (siehe Kapitel 2.1.2 mit dem Pythonpackage *pvlib* [15] berechnet. Als Wetterdaten wird ebenfalls das aktuelle mittlere TRJ des DWD [14] verwendet. Als Modultyp wird ein typisches polykristallines Modul mit einer Nominalleistung von 240 W und einer Fläche von ca. $1{,}6\,\mathrm{m}^2$ verwendet. Bei den Berechnungen werden folgende Annahmen getroffen:

- Dachparallele Installation der Solarmodule auf geneigten Dächern: Neigungswinkel entspricht Dachneigung, Ausrichtung entspricht Dachausrichtung
- Südausrichtung und 15° Neigung auf Flachdächern
- Betrieb im Maximum Power Point, dem Betriebspunkt in dem die Solarzelle ihre maximale Leistung bringt
- Pauschaler Wechselrichterwirkungsgrad von 98 % [17]

Verluste durch Verschattung umstehender Gebäude werden durch eine Verschattungsanalyse mit Daten aus dem 3D-Modell der Wunderlich Stadtentwicklung Berlin GmbH, die ihren Sitz in der Altstadt Spandau hat, ermittelt. In Abbildung 13 wird exemplarisch die Verschattungssituation des Gebäudes in der Carl-Schurz-Str. 17 (Volkshochschule) für zwei Typtage in Form zweier aus dem 3D-Modell extrahierter Bilder dargestellt. Zur Abschätzung der Verschattung wird für jedes Gebäude der prozentuale Anteil der verschatteten nutzbaren Dachfläche in Relation zur gesamten nutzbaren Dachfläche an vier repräsentativen Typtagen des Jahres in stündlicher Auflösung graphisch ermittelt. Die so ermittelten Verschattungsverluste werden von der zeitaufgelösten Stromproduktion der Anlagen abgezogen. Es wird die Annahme getroffen, dass die Verschattungsverluste an den Typtagen repräsentativ für einen bestimmten Zeitraum sind und sich über diesen nicht ändern. Tabelle 7 zeigt die Zeiträume, für welche die Verschattungsverluste

der repräsentativen Tage angenommen werden.

Tabelle 7: Repräsentative Typtage für die Verschattungsanalyse

Typtag	Zeitraum	Anzahl Tage
21. März	06.02. - 05.05.	89
21. Juni	06.05. - 06.08.	93
23. September	07.08. - 04.11.	90
21. Dezember	05.11. - 05.02.	93

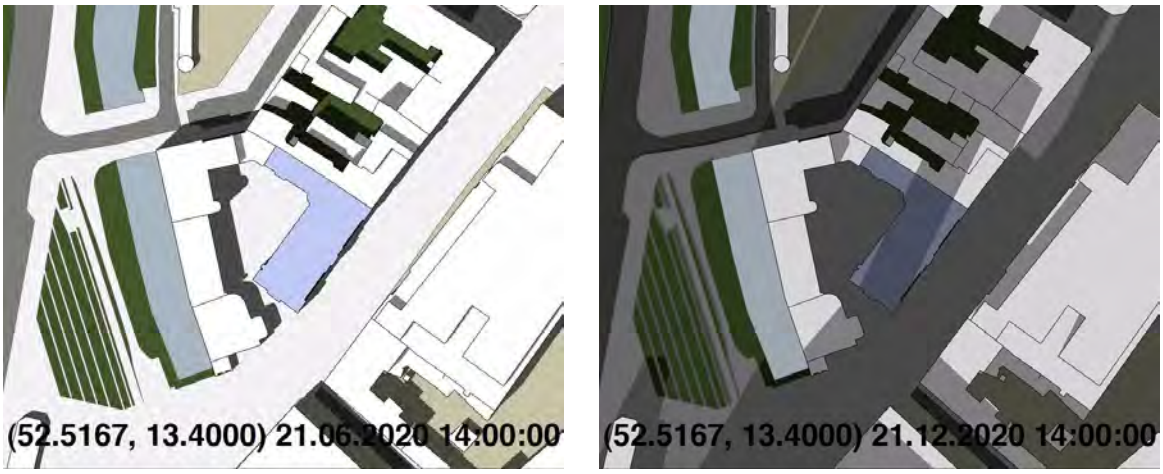


Abbildung 13: Beispielhafte Darstellung der Verschattungssituation der Carl-Schurz-Str. 17 an zwei Typtagen (21. Juni und 21. Dezember) um 14 Uhr [31]

4.1.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Investitionsentscheidung in eine PV-Anlage ist natürlich dann besonders attraktiv, wenn sie gleichzeitig einen ökonomischen Mehrwert für die Betreibenden liefert. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist daher ein wichtiger Bestandteil der vorliegenden Detailbetrachtungen. Die Rentabilität einer PV-Anlage hängt von mehreren Faktoren wie der durchschnittlich erzeugten Jahresenergiemenge, den Investitions-, Betriebs und Wartungskosten, den möglichen zusätzlichen Kosten für ein Stromspeichersystem, den aktuellen Fördermöglichkeiten und dem Betriebsmodell ab.

Welche Betriebsmodelle in Frage kommen, wird durch die Nutzungsform der Gebäude, die Anlagengröße, die Eigentumsverhältnisse und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme bestimmt. Für die hier angestellten Detailbetrachtungen kommen insgesamt drei Betriebsmodelle in Frage, welche je nach individueller Eignung der Gebäude in der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigt und miteinander verglichen werden. Diese sind die Volleinspeisung, der Eigenverbrauch sowie der Mieterstrom.

Für jedes geeignete Betriebsmodell wird die Wirtschaftlichkeit mit Hilfe eines Excel-Tools bestimmt. Zusätzlich wird die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage in Kombination mit einem Stromspeicher vergleichend berechnet. Für alle Berechnungen werden möglichst aktuelle Kosten und Fördersätze angenommen, die in Tabelle 8 gelistet sind.

Tabelle 8: Parameter und Annahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Parameter	**Wert**
Jährliche Betriebskosten	2 % der Investitionskosten
EEG-Umlage	6,756 ct/kWh
Kosten Strombezug *	29 ct/kWh
Kosten Speicher	900 €/kWh
Förderung Speicher EnergiespeicherPLUS	300 €/kWh
Zusätzliche Investitionskosten Mieterstrom (Smartmeter und Zählerumbau)	1000 €
Grundpreis Stromlieferant (Mieterstrom)	150 €/a
Grundpreis Mietparteien (Mieterstrom)	80 €/a
Einnahmen Stromtarif (Mieterstrom)	26,10 ct/kWh
Jährliche Degradation der PV-Anlage	0,50 %
Kalkulatorischer Zins	1,03 %
* Strombezugskosten für Bezirksgebäude sind durch einen eigenen Vertrag günstiger	

Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten der Komponenten der PV-Anlage

Komponente	**Kosten**
Module	600 €/kW$_{Peak}$
Unterkonstruktion, Flachdach	200 €/kW$_{Peak}$
Unterkonstruktion, Schrägdach	150 €/kW$_{Peak}$
Wechselrichter	200 €/kW$_{Peak}$
Kabel und Stecker	50 €/kW$_{Peak}$
Zähler / Netzanschluss	750 € pro Installation
Montage / Projektierung	200 €/kW$_{Peak}$

Die spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage werden in Abhängigkeit der Anlagengröße berechnet und setzen sich aus den Modulkosten, den Kosten für die Unterkonstruktion sowie Kosten für Verkabelung, Montage, Wechselrichter, Netzanschluss und Zähler zusammen. Die spezifischen Kosten der einzelnen Komponenten sowie die Netzanschlusskosten, für welche ein pauschaler Wert angenommen wird, können Tabelle 9 entnommen werden.

Betriebsmodelle

Im Folgenden werden die für die in dieser Studie betrachteten Gebäude in Frage kommenden Betriebsmodelle vorgestellt.

1. Volleinspeisung

Bei der Volleinspeisung wird die gesamte von der PV-Anlage erzeugte Strommenge direkt in das öffentliche Netz eingespeist. Für jede eingespeiste Kilowattstunde erhält der/die Anlagenbetreibende eine feste Vergütung die abhängig von der Anlagengröße und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme bestimmt wird. Die geltenden Vergütungsätze werden quartalsweise von der Bundesnetzagentur [32] veröffentlicht. In Tabelle 10 sind die Fördersätze für Photovoltaik-Anlagen mit fester Einspeisevergütung dargestellt, auf Basis derer die vorliegenden Berechnungen durchgeführt werden. Einmal festgelegt, gilt der geltende Vergütungssatz für die kommenden 20 Jahre.

Tabelle 10: EEG-Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen mit fester Einspeisevergütung [32]

Inbetriebnahme	**bis 10 kW$_{Peak}$**	**bis 40 kW$_{Peak}$**	**bis 100 kW$_{Peak}$**
am 01.07.2020	9,03 ct/kWh	8,78 ct/kWh	6,89 ct/kWh

Bei durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 10,2 ct/kWh für Anlagenkosten von 1.250 €/kW$_{Peak}$ und einer jährlichen Einstrahlung von 1.000 kWh/m^2 wird deutlich, dass eine Armortisation einer Anlage bei den aktuellen Vergütungssätzen, siehe Tabelle 10, nur schwer möglich ist [33]. Rentabler ist das Betriebsmodell des Eigenverbrauchs, welches im Folgenden beschrieben wird.

2. Eigenverbrauch

Beim Eigenverbrauchsmodell wird der erzeugte Strom der Dachanlage unmittelbar vor Ort (ohne Einspeisung und Leitung über das Netz) genutzt, um einen Teil des Strombedarfs der/des Anlagenbetreibenden zu decken. Zwingende Voraussetzung dafür ist die Personenidentität zwischen Produzent*in und Verbraucher*in, die sowohl als natürliche als auch juristische Person auftreten können. Durch den Betrieb einer PV-Anlage mit hohem Eigenverbrauch können steuerliche Abgaben und Umlagen reduziert oder vermieden werden, was sich seit der erreichten Wettbewerbsfähigkeit im Zuge der stetig stark sinkenden Preisentwicklung von PV-Systemen zu einem lukrativen Betriebsmodell entwickelt hat. So können die Energiekosten (inklusive der Marge des Energiever-

sorgers), die Netzentgelte, die Stromsteuer und die KWKG-Umlage für den eigenverbrauchten Strom gespart werden. Die EEG-Umlage entfällt für Anlagen bis 10 kW_{Peak} und reduziert sich auf 40 % für Anlagengrößen 10 kW_{Peak}. Überschüssig erzeugter Strom von Anlagen bis 750 kW_{Peak} wird über einen Netzanschlusspunkt direkt ins Versorgungsnetz eingespeist, wofür der/die Anlagenbetreibende eine Einspeisevergütung (vgl. Tabelle 10) erhält [34].

Zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote können Batteriespeicher eingesetzt werden, welche den erzeugten Strom zwischenspeichern. Zur Förderung von Batteriespeichern gibt es eine Reihe von Förderprogrammen. Für das Land Berlin gibt es bspw. das Förderprogramm *EnergiespeicherPLUS* (https://www.energiespeicherplus.de/), das von der Berliner Senatsverwaltung initiiert wurde und die Anschaffung von Stromspeichern in Kombination mit PV-Anlagen mit bis zu 300 €/kWh bezuschusst.

3. Mieterstrom

Besteht keine Personenidentität zwischen Produzent*in und Verbraucher*in, kann das Mieterstrommodell zur Anwendung kommen. Beim Mieterstrommodell übernimmt der/die Anlagenbetreibende die vollständige Stromversorgung der teilnehmenden Mietparteien. Für den eigenverbrauchten Anteil der Stromerzeugung, also für die Strommenge, welche unmittelbar vor Ort an die Mietparteien gespeist wird, erhält der/die Anlagenbetreibende zusätzlich zum vertraglich geregelten Strombezugspreis der Mietparteien den Mieterstromzuschlag, eine Sonderform der EEG-Vergütung. Auch hier kann wie bei dem Eigenverbrauchs-Modell ein Batteriespeicher zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote eingesetzt werden.

Der Mieterstromzuschlag berechnet sich aus dem aktuellen Vergütungssatz für Volleinspeisung nach EEG (vgl. Tabelle 10), abzüglich einer Abschlagsrate von 8,5 ct/kWh (8,0 ct/kWh für Anlagengrößen über 40 kW_{Peak}). Der Strombezugspreis der Mietparteien darf 90 % des aktuellen Basisstromtarifs des lokalen Netzbetreibers nicht übersteigen. Den überschüssig produzierten Strom kann der/die Anlagenbetreibende ins Netz einspeisen und erhält dafür den aktuellen Vergütungssatz für Volleinspeisung des EEG. Die zusätzliche Strommenge, die nicht aus der Anlage kommt, kauft der/die Anlagenbetreibende von einem Stromversorgungsunternehmen ein. Er hat die EEG-Umlage für die gesamte Strommenge, die zur Vollversorgung der Mietparteien notwendig ist, zu entrichten.

Das Mieterstrommodell gilt nur für Anlagen welche nach dem 24. Juli 2017 in Betrieb genommen wurden. Ein Risiko dieses Betriebsmodells stellt die Planungsunsicherheit dar, da die Abnahme durch die Mietparteien nicht verbindlich gewährleistet ist, da diese frei das von ihnen bevorzugte Stromversorgungsunternehmen wählen können.

Bestimmung der Eigenverbrauchsquote

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Betriebsmodelle Eigenverbrauch und Mieterstrom ist die Bestimmung der erwarteten Eigenverbrauchsquote, sprich dem Anteil an dem von der PV-Anlage produzierten Strom, welcher direkt vor Ort ohne Durchleitung durch das Netz verbraucht wird, notwendig. Die Bestimmung der erzielbaren Eigenverbrauchsquote erfolgt auf Basis einer viertelstündlichen Betrachtung für ein Jahr. Dazu wird zum einen die zeitaufgelöste Stromerzeugungszeitreihe, deren Generierung in Kapitel 4.1.1 beschrieben ist, herangezogen; zum anderen wird eine zeitaufgelöste Strombedarfszeitreihe benötigt, für welche Standardlastprofile des BDEW [5] verwendet werden. Für Gebäude mit ausschließlicher Wohnnutzung werden wie bereits bei der Bestimmung des zeitaufgelösten Strombedarfs der Blöcke der Altstadt Spandau (vgl. Kapitel 4.1) verwendeten Haushaltslastprofile, welche von Stromnetz Berlin [6] zur Verfügung gestellt werden, verwendet. Für Nicht-Wohngebäude werden BDEW Gewerbelastprofile herangezogen, wobei verschiedene Abnahmeverhalten wie Wochenendbetrieb oder Betrieb hauptsächlich werktags von 8 bis 18 Uhr unterschieden werden. Dazu wird die Open Source Software demandlib [35] herangezogen. Die normierten BDEW-Zeitreihen werden auf die von den Gebäudeeigentümer*innen angegebenen Jahresbedarfe skaliert.

Die Berechnung der Eigenverbrauchsquote erfolgt mittels eines Python-Tools, welches mit Hilfe der Open-Source-Software oemof [18] aufgesetzt wird. Dieses führt bei gegebener PV-Anlagengröße und gegebenem Stromverbrauch, unter Berücksichtigung der Einnahmen und anfallenden Kosten in dem jeweiligen Betriebsmodell (siehe Tabellen 8 und 10), eine wirtschaftliche Optimierung der Stromversorgung des Gebäudes durch. Da für beide betrachteten Betriebsmodelle der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms wirtschaftlicher ist als die Einspeisung und der Strombezug aus dem Netz, führt die Optimierung dazu, dass der erzeugte Strom maximal zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt wird und somit die maximal mögliche Eigenverbrauchsquote bestimmt wird.

Optimierung der Speichergröße

Um zu prüfen, ob der Einsatz eines Speichers zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote wirtschaftlich darstellbar ist, wird das genannte python Tool zur Bestimmung der Eigenverbrauchsquote um eine Speicherkomponente erweitert. Mittels einer linearen Optimierung wird die optimale Speichergröße ermittelt, welche die geringsten Kosten für die Stromversorgung des jeweiligen Gebäudes mit sich bringt. Bei den Speicherkosten werden dabei ebenfalls die in Tabelle 8 genannten Fördermöglichkeiten von 300 €/kWh Speicherkapazität berücksichtigt.

Kennzahlen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Investitionskosten, mittlere jährliche Cashflows, Stromgestehungskosten sowie die Amortisationszeit angegeben. Die mittleren jährlichen Cashflows berücksichtigen alle Einnahmen und variablen Kosten. Für alle Betriebsmodelle sind dies die Betriebskosten der PV-Anlage sowie die Einnahmen durch die Einspeisevergütung für den eingespeisten PV-Strom. Im Falle des

Eigenverbrauchs und Mieterstroms sind zudem die etwaig anteilig bzw. voll abzuführende EEG-Umlage sowie Erlöse durch eigenverbrauchte Energie enthalten. Für den Mieterstrom kommen zusätzlich Erträge aus dem Verkauf von Strom an die Mietparteien sowie Kosten für den Einkauf von Strom hinzu.

Die Stromgestehungskosten bezeichnen alle Kosten, die für die PV-Stromerzeugung anfallen. Hier werden die Investitions- und Betriebskosten der PV-Anlage sowie die etwaig abzuführende EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom berücksichtigt. Die Amortisationszeit gibt an, nach welcher Zeit die Investitionskosten für die Anlage durch entstehende Erträge gedeckt werden und ergibt sich aus dem Quotienten von Investitionskosten zu mittleren jährlichen Cashflows.

4.2 Ergebnisse der Detailbetrachtungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Ertragsprognose sowie der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für acht ausgewählte Gebäude präsentiert. Wie bereits angemerkt, sollten die betrachteten Gebäude diverse Kriterien erfüllen. Zum einen sollten sie nach Auswertungen des Kriterienkatalogs gut bis sehr gut für die Nutzung von Solarstrom geeignet sein. Zum anderen sollten sowohl öffentliche als auch nicht-öffentliche sowie denkmalgeschützte Gebäude enthalten sein und die Eigentümer*innen der Gebäude an der Installation einer Anlage interessiert sein. Die final ausgewählten Gebäude umfassen:

- Mauerstraße 6 (Kulturhaus)
- Carl-Schurz-Straße 17 (Volkshochschule)
- Moritzstraße 17 (Musikschule)
- Lindenufer 29
- Ritterstraße 7
- Reformationsplatz 6
- Reformationsplatz 8
- Jüdenstraße 37

Dabei handelt es sich bei den ersten drei Gebäuden um Gebäude der öffentlichen Hand. Unter Denkmalschutz stehen das Kulturhaus, die Volkshochschule sowie die beiden Gebäude am Reformationsplatz. Für diese vier Gebäude gibt es relevante Dachflächen, auf denen PV-Anlagen so installiert werden können, dass keine Einsehbarkeit von öffentlichen Straßen und Plätzen gegeben ist, weshalb die Nutzung für die solare Stromerzeugung prinzipiell möglich ist. Zwei der Gebäude, das Gebäude am Lindenufer 29 sowie das Gebäude in der Ritterstraße 7, werden vermietet, sodass für diese das Mieterstrommodell in Frage kommt; bei den anderen Gebäuden sind Eigentümer*in und Nutzende die selbe juristische Person, weshalb für diese das Betriebsmodell Eigenverbrauch

anwendbar ist. Für das Gebäude am Lindenufer 29 ist zusätzlich das Betriebsmodell Eigenverbrauch möglich, da die Besitzerin im Gebäude wohnt.

Wie die Ergebnisse hier zeigen, ist die Volleinspeisung des erzeugten PV-Stroms für keine der untersuchten Anlagen wirtschaftlich darstellbar. Dies bestätigt die Aussagen einer aktuellen Studie des Fraunhofer ISE [33]. Die Ergebnisse für dieses Betriebsmodell werden dennoch gezeigt und können für das Betriebsmodell Eigenverbrauch als Vergleichsfall für eine Eigenverbrauchsquote von 0 % herangezogen werden. Mit den Betriebsmodellen Eigenverbrauch und Mieterstrom ist für alle hier untersuchten Gebäude die Amortisation einer PV-Anlage in 7 bis 14 Jahren möglich, was innerhalb der Lebensdauer der Anlage von 20 Jahren liegt und somit wirtschaftlich ist. Im Falle des Eigenverbrauchs ist die Amortisation der Anlage stark von der erzielbaren Eigenverbrauchsquote abhängig. Bei dem Mieterstrommodell ist die Wirtschaftlichkeit davon abhängig, ob und wie viele Mietparteien sich beteiligen. Der Einsatz eines Speichers kann nur in einem Fall die Amortisationszeit geringfügig senken. Für alle anderen Gebäude ist der Einsatz eines Speichers trotz der hier durch das EnergiespeicherPLUS Programm berücksichtigten Förderung nicht wirtschaftlich darstellbar. Im Folgenden werden die Ergebnisse der acht betrachteten Gebäude detailliert dargestellt.

4.2.1 Mauerstraße 6 (Kulturhaus)

Abbildung 14: Mauerstraße 6: Dach- und Fassadenansicht

Bei dem Dach des Kulturhauses handelt es sich um ein Satteldach mit mehreren Ebenen, welches nach Nordosten und Südwesten ausgerichtet ist. Für die Installation von Solarmodulen kommt die nach Nordosten gerichtete Seite des Daches nicht in Frage und entfällt somit. Da das Gebäude unter Denkmalschutz steht, muss die Einsehbarkeit beachtet werden. Die nach Südwesten ausgerichtete Seite ist nur bedingt aus einiger Entfernung einsehbar, weshalb sie hier als geeignet angesehen wird. Dies müsste aber im Vorfeld einer konkreten Anlagenplanung noch einmal von der Denkmalschutzbehörde geprüft werden.

Das Dach besteht aus vier Schrägen mit unterschiedlichen Neigungswinkeln. Es konnte aufgrund der Neigung nicht begangen werden, weshalb einige Maße und Neigungen abgeschätzt werden müssen. Die oberste und unterste Stufe hat jeweils eine Neigung von ca. 45°, die Gaube schätzungsweise 40° und die Schräge zwischen der Gaube und der

obersten Stufe ca. 49°. Da die Schrägen relativ schmal sind, wird für dieses Dach die Anlagengröße für jede Schräge einzeln ermittelt. Insgesamt summiert sich die ermittelte Dachfläche zu rund 210 m^2. Bei der angenommenen Standardgröße von Modulen entspricht dies einer Modulanzahl von insgesamt ca. 106 Modulen und einer installierbaren Leistung von ca. 25 kW_{Peak}. Das Kulturhaus wird wenig verschattet. Die Verschattungsverluste über das Jahr addieren sich zu knapp 650 kWh. Die erwartete Jahresenergiemenge beträgt damit ca. 25.500 kWh. Die genauen Ergebnisse der Auswertung befinden sich in Tabelle 11.

Tabelle 11: Mauerstraße 6: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	212 m^2
Installierbare PV-Leistung	25,4 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	25.460 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 12 gelistet. Bei den mittleren angenommenen spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage amortisiert sich die Anlage im Falle von Volleinspeisung nicht über deren Lebensdauer. Erst ab spezifischen Investitionskosten von ca. 1.100 €/kW, was bereits an der unteren Grenze typischer Anlagenpreise liegt, ist eine Amortisation nach 20 Jahren bei Volleinspeisung möglich. Da das Gebäude in öffentlicher Hand liegt und von einer öffentlichen Einrichtung genutzt wird, ist als weiteres Betriebsmodell der Eigenverbrauch möglich. Für dieses Betriebsmodell ist eine Amortisation schon nach 6 bis 7 Jahren möglich. Dies begründet sich in der sehr hohen erzielbaren Eigenverbrauchsquote von rund 97 % aufgrund des hohen Stromverbrauchs des Kulturhauses im Verhältnis zur Größe der PV-Anlage. Damit kann der Strombezug um etwa 25.000 kWh im Jahr reduziert werden. Der zusätzliche Einsatz eines Speichers ist bei der bereits sehr hohen Eigenverbrauchsquote nicht sinnvoll.

Tabelle 12: Mauerstraße 6: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Eigenverbrauch**
Investitionskosten	31.280 €	
Eigenverbrauchsquote	-	97 %
Jährliche Cashflows	1.370 €/a	5.030 €/a
Amortisationszeit	22,8 a	6,2 a
Stromgestehungskosten	8,7 ct/kWh	11,3 ct/kWh

Da eine Grundsanierung des Gebäudes geplant ist, die auch eine Dachsanierung beinhalten wird, werden für eine Dachverstärkung zur Installation einer PV-Anlage keine zusätzlichen Kosten angenommen. Allerdings könnte nach der Sanierung eine andere Nutzung als bisher durch das Kulturhaus möglich sein, was sich auf den Gesamtstromverbrauch und den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs auswirken würde und die Eigenverbrauchsquote deutlich beeinflussen kann. In dem Falle eines Nutzungswechsels müsste erneut eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit dem geänderten Stromverbrauch durchgeführt werden.

4.2.2 Carl-Schurz-Straße 17 (Volkshochschule)

Abbildung 15: Carl-Schurz-Straße 17: Dach- und Fassadenansicht

Das Dach der Volkshochschule (VHS) in der Carl-Schurz-Straße 17 hat eine sehr geringe Neigung von ca. 7° und wird daher als Flachdach behandelt. Das Gebäude steht unter Denkmalschutz. Aufgrund der geringen Neigung ist das Dach von der Straße aus nicht einsehbar, sodass dies keinen Hinderungsgrund für die Installation einer PV-Anlage darstellt. Da Solarmodule auf Flachdächern aber überlicherweise aufgeständert werden, muss die Einsehbarkeit weiterhin beachtet werden.

Zu dem Dach liegen detaillierte Dachzeichnungen vor. Vor Ort wurden die Gegebenheiten überprüft und die Verschattung durch Hindernisse aufgenommen. Von der nutzbaren Dachfläche wird die durch zwei größere Hindernisse verschattete Fläche abgezogen. Es ergibt sich eine nutzbare Dachfläche von ca. 550 m^2. Bei der angenommenen Standardgröße von Modulen kann eine Modulanzahl von ca. 138 Modulen auf dem Dach installiert werden. Daraus ergibt sich eine installierbare PV-Leistung von rund 33 kW_{Peak}. Bei einer Aufständerung der Module nach Süden ergibt sich eine erwartete Jahresenergiemenge von 32.800 kWh. Hierbei sind Verschattungsverluste von ca. 2.320 kWh bereits berücksichtigt. Die genauen Ergebnisse der Auswertung befinden sich in Tabelle 13.

Tabelle 13: Carl-Schurz-Straße 17: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	553 m^2
Installierbare PV-Leistung	33,1 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	32.800 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 14 gelistet. Auch hier ist bei den mittleren angenommenen spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage die Volleinspeisung nicht wirtschaftlich darstellbar. Da das Gebäude in öffentlicher Hand ist und von einer öffentlichen Einrichtung genutzt wird, kommt als weiteres Betriebsmodells das Eigenverbrauchsmodell in Frage. Für dieses ist eine Amortisation der Anlage nach bereits rund 10 Jahren möglich, was auch hier an der hohen erzielbaren Eigenverbrauchsquote von 54 % liegt. Die Eigenverbrauchserhöhung durch einen Speicher erwies sich nicht als wirtschaftlich. Da das Dach vor wenigen Jahren erneuert wurde, werden keine zusätzlichen Kosten für eine notwendige Dachverstärkung erwartet.

Tabelle 14: Carl-Schurz-Straße 17: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Eigenverbrauch**
Investitionskosten	42.150 €	
Eigenverbrauchsquote	-	54 %
Jährliche Cashflows	1.730 €/a	4.380 €/a
Amortisationszeit	24,4 a	9,6 a
Stromgestehungskosten	9,1 ct/kWh	10,6 ct/kWh

4.2.3 Moritzstraße 17 (Musikschule)

Abbildung 16: Moritzstraße 17: Fassadenansicht

Da das Dach der Musikschule wegen laufender Baumaßnahmen nicht besichtigt werden konnte und keine Pläne des Daches vorlagen, wurden ausschließlich die zur Straßenseite liegenden Gebäudelängen vermessen und das Dach von der Hofeinfahrt der Moritzstr. 20 in Augenschein genommen. Die von dieser Einfahrt sichtbare Dachkante (Südosten) weist eine geringe Neigung, schätzungsweise zwischen 5° und 10° auf. Aus den Grundrissplänen kann über Winkelbeziehungen eine Neigung von weniger als 9° ermittelt werden. Aufgrund der schwachen Neigung wird für diesen Teil des Daches angenommen, dass Solarmodule wie auf einem Flachdach aufgeständert und nach Süden ausgerichtet werden können. Aus den Plänen kann außerdem eine Neigung von ca. 16° für das Dach des im Nordwesten gelegenen Gebäudeteils abgeschätzt werden, dessen für PV relevante Dachseite nach Südosten zeigt. Für Hindernisse, die auf Orthofotos betrachtet wurden, werden 2,5 m^2 von der nutzbaren Dachfläche abgezogen. In Summe ergibt sich für beide Gebäudeteile eine für Solarmodule nutzbare Fläche von knapp 290 m^2 und eine installierbare Leistung von ca. 19 kW_{Peak}. Bei der angenommenen Standardgröße von Modulen entspricht dies einer Anzahl von ca. 80 Solarmodulen. Das Dach der Musikschule wird laut 3D-Modell zu keiner Zeit des Jahres verschattet und es wird eine mögliche Jahresenergiemenge von 20.130 kWh ermittelt. Eine Übersicht der Ergebnisse der Auswertung findet sich in Tabelle 15.

Tabelle 15: Moritzstraße 17: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	289 m^2
Installierbare PV-Leistung	19,2 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	20.130 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 16 gelistet. Auch hier ist bei den mittleren angenommenen spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage die Volleinspeisung nicht wirtschaftlich darstellbar. Da das Gebäude in öffentlicher Hand ist und von einer öffentlichen Einrichtung genutzt wird, kommt als weiteres Betriebsmodell das Eigenverbrauchsmodell in Frage. Doch auch für dieses ergibt sich eine Amortisation der Anlage nach erst rund 16 Jahren. Dies ist zum einen in der recht niedrigen Eigenverbrauchsquote von 17 % begründet; zum anderen ist die Einspeisevergütung für Anlagen größer 10 kW_{Peak} noch geringer als für Anlagen bis 10 kW_{Peak} und es muss zudem eine anteilige EEG-Umlage abgeführt werden. Aus diesem Grund wird die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zusätzlich für eine 10 kW_{Peak}-Anlage durchgeführt. In diesem Fall ist eine Amortisation der Anlage bereits nach 12 Jahren möglich. Die Eigenverbrauchsquote kann auf 30 % angehoben werden. Die Eigenverbrauchserhöhung durch einen Speicher erwies sich für beide Anlagengrößen nicht als wirtschaftlich. Da das Gebäude nicht besichtigt werden konnte, kann keine Aussage dazu getroffen werden, ob zusätzliche Kosten für bspw. eine Dachverstärkung berücksichtigt werden müssen.

Tabelle 16: Moritzstraße 17: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Eigenverbrauch**	**Eigenverbrauch (Anlagengröße 10 kW)**
Investitionskosten	24.750 €		13.250 €
Eigenverbrauchsquote	-	17 %	30 %
Jährliche Cashflows	1.090 €/a	1.600 €/a	1.100 €/a
Amortisationszeit	22,7 a	15,5 a	12,1 a
Stromgestehungskosten	8,7 ct/kWh	9,2 ct/kWh	9,0 ct/kWh

4.2.4 Lindenufer 29

Das Dach des Gebäudes am Lindenufer 29 hat eine Neigung von etwa 6° und wird daher als Flachdach behandelt, sodass Solarmodule wie auf einem Flachdach aufgeständert und nach Süden ausgerichtet werden. Aus den Vermessungen des Daches ergibt sich unter Abzug der aufgenommenen Hindernisse eine nutzbare Dachfläche von ca. 226 m^2. Bei der angenommenen Standardgröße von Modulen entspricht dies einer Modulanzahl von ca. 57 Modulen. Daraus ergibt sich eine installierbare PV-Leistung von knapp 14 kW_{Peak}. Die hierfür erwartete Jahresenergiemenge beträgt rund 12.500 kWh.

Abbildung 17: Lindenufer 29: Dach- und Fassadenansicht

Hierbei sind Verschattungsverluste von ca. 2.000 kWh, welche mittels des 3D-Modells abgeschätzt werden, bereits berücksichtigt. Südlich des Gebäudes, auf der gegenüberliegenden Straßenseite, befinden sich zudem Bäume, welche bei der Abschätzung der Verschattungsverluste mit Hilfe des 3D-Modells nicht berücksichtigt werden. Bei dem Vor-Ort-Termin wurden die Verschattungsverluste bei der derzeitigen Höhe der Bäume aber als gering und hauptsächlich im Winter auftretend eingeschätzt. Hier ist der Sonnenstand im Winter maßgebend, nicht der Zustand der Bäume (Laub/kein Laub). Eine Übersicht der Ergebnisse der Ertragsauswertung findet sich in Tabelle 17.

Die Besitzerin des Gebäudes am Lindenufer 29 wünscht sich, Solarmodule aus ästhetischen Gründen parallel zur Dachkante und stark angestellt zu installieren. So soll das vergleichsweise niedrige Gebäude höher wirken und sich besser in die umstehenden Gebäude einfügen. Mit dieser Anforderung (Neigungswinkel 60 °) kann ein Jahresenergieertrag von ca. 10.150 kWh erlangt werden. Es ist jedoch schwierig, den gewünschten ästhetischen Effekt zu erzielen, da die Solarmodule auf dem Flachdach aufgrund der wirkenden Windlasten mit einem Abstand von 1,5 m zur Dachkante zu installieren sind [24]. Sollten die Module näher an der Kante installiert werden, sollte unbedingt ein*e Tragwerksplaner*in zu Rate gezogen werden. Zudem ist fraglich, ob dies mit dem Gestaltungshandbuch für die Altstadt Spandau in Einklang zu bringen ist. Die weiteren Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit werden daher für die ideal aufgeständerte Anlage durchgeführt.

Tabelle 17: Lindenufer 29: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	226 m^2
Installierbare PV-Leistung	13,7 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	12.510 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung finden sich in Tabelle 18. Die Volleinspeisung ist hier aufgrund der Verschattung durch die nebenstehenden Gebäuden und die damit geringer ausfallenden Volllaststunden noch unwirtschaftlicher als bei den bisher betrachteten Gebäuden. Das Gebäude wird als Mehrfamilienhaus genutzt, weshalb als Betriebsmodell der Mieterstrom möglich ist. Wird für das Mieterstrommodell

eine Beteiligung aller Mietparteien angenommen, kann eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote erzielt werden. Eine Amortisation der Anlage ist damit nach ca. 12-13 Jahren möglich. Bei geringerer Beteiligung von der Hälfte der Mietparteien ergibt sich eine Amortisation nach erst ca. 17 Jahren. Das Mieterstrommodell stellt also nur bei hoher Bereitschaft der Mietparteien an einer Teilnahme eine wirtschaftliche Option dar. Die Nutzung eines Speichers ist bei diesem Modell nicht wirtschaftlich darstellbar, da auf den Eigenverbrauch die volle EEG-Umlage gezahlt werden muss und somit der Nutzen der Eigenverbrauchserhöhung deutlich geringer ausfällt. Da auch die Gebäudeeigentümer*innen in dem Gebäude wohnen, ist es möglich, dass diese den erzeugten Strom lediglich selbst nutzen und somit Eigenverbrauch betreiben. Allerdings fällt bei einer Anlagengröße von 13,7 kW die Eigenverbrauchsquote so gering aus, dass auch dies kaum wirtschaftlich darstellbar ist. Wird eine Anlage unter 10 kW installiert, entfällt die anteilige EEG-Umlage am Eigenverbrauch, sodass eine Amortisation der Anlage in unter 20 Jahren möglich ist. Die optimale Anlagengröße für diesen Fall müsste in Abhängigkeit des Stromverbrauchs der Gebäudeeigentümer*innen bestimmt werden. Gegenwärtig wird der Zustand des Daches nicht als geeignet für die Installation einer Solaranlage eingeschätzt, allerdings ist eine baldige Sanierung des Daches geplant, die die Nutzung des Daches für eine Anlage ermöglichen sollte.

Tabelle 18: Lindenufer 29: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Mieterstrom**	
		alle Mietparteien	**Hälfte der Mietparteien**
Investitionskosten	17.850 €	18.850 €	
Eigenverbrauchsquote	-	71 %	45 %
Jährliche Cashflows	640 €/a	1.530 €/a	1.100 €/a
Amortisationszeit	28,0 a	12,3 a	17,1 a
Stromgestehungskosten	10,1 ct/kWh	16,8 ct/kWh	15,0 ct/kWh

4.2.5 Ritterstraße 7

Das Gebäude in der Ritterstraße 7 hat ein Satteldach mit einer Südost/Nordwest-Ausrichtung und einer Neigung von 39°. Für das Gebäude liegen ein Grundriss sowie eine Zeichnung des Daches vor, aus welchen alle relevanten Maße entnommen werden können. Vor dem Gebäude stehen zwei Bäume. Da sie das Dach nur in den Morgenstunden teilweise verschatten, wird die Veschattung bei den Ertragsberechnungen vernachlässigt. Aus dem 3D-Modell folgt eine auch sonst nur geringe Verschattung des Daches durch umliegende Gebäude, welche über das Jahr zu Ertragsverlusten von ca. 400 kWh führt. Für die ermittelte nutzbare Dachfläche von knapp 100 m^2 ergibt sich eine installierbare Leistung von 12 kW_{Peak}. Bei der angenommenen Standardgröße von Modulen entspricht dies einer Anzahl von ca. 50 Modulen, mit denen eine Jahresstromerzeugung von rund 13.000 kWh erreicht werden kann. Die genauen Ergebnisse der Auswertung befinden sich in Tabelle 19.

Abbildung 18: Ritterstraße 7: Dach- und Fassadenansicht

Tabelle 19: Ritterstraße 7: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	98 m^2
Installierbare PV-Leistung	12,0 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	13.190 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 20 gelistet. Die Volleinspeisung ist auch hier nicht wirtschaftlich darstellbar. Das Gebäude wird durch das Kreiskirchliche Verwaltungsamt Spandau genutzt und befindet sich in Händen der Kirchengemeinde St. Nikolai. Damit kommt als weiteres Betriebsmodell das Mieterstrommodell in Frage. Bei Bereitschaft des Verwaltungsamtes, an einem Mieterstrommodell teilzunehmen, kann bei dem angenommenen Stromverbrauch eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote erzielt werden. Da für den Stromverbrauch hier keine Angaben vorlagen, wurde dieser analog zu der in Kapitel 2.1.1 für den GHD-Sektor beschriebenen Methodik über die Fläche und Nutzung des Gebäudes abgeschätzt. Eine Amortisation der Anlage ist damit nach ca. 12-13 Jahren möglich. Die Nutzung eines Speichers ist bei diesem Modell nicht wirtschaftlich darstellbar, da auf den Eigenverbrauch die volle EEG-Umlage gezahlt werden muss und somit der Nutzen der Eigenverbrauchserhöhung gering ausfällt. Da Gebäude und Dach momentan renoviert werden, wird davon ausgegangen, dass keine zusätzlichen Kosten für eine notwendige Dachverstärkung anfallen.

Tabelle 20: Ritterstraße 7: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Mieterstrom**
Investitionskosten	15.150 €	16.150 €
Eigenverbrauchsquote	-	62 %
Jährliche Cashflows	740 €/a	1.260 €/a
Amortisationszeit	20,4 a	12,8 a
Stromgestehungskosten	8,2 ct/kWh	14,1 ct/kWh

4.2.6 Reformationsplatz 6

Abbildung 19: Reformationsplatz 6: Dach- und Fassadenansicht

Bei dem Dach des Gebäudes am Reformationsplatz 6 handelt es sich um ein Satteldach mit einer Neigung von 20°. Die der Kirche zugewandte Seite des Daches kommt aufgrund des Denkmalschutzes sowie der Westnordwest-Ausrichtung nicht für eine PV-Anlage in Frage. Der andere Teil des Daches ist nach Ostsüdost ausgerichtet. Pläne des Daches liegen keine vor, die Maße des Daches sowie der hinderlichen Dachaufbauten konnten aber teilweise durch Vermessung und teilweise durch Auszählen der Schindeln ermittelt werden. Die daraus berechnete nutzbare Dachfläche beträgt rund 45 m^2, welches eine installierbare Leistung von knapp 6 kW_{Peak} ermöglicht. Bei der angenommenen Standardgröße von Modulen entspricht dies einer Anzahl von ca. 24 Solarmodulen. Mit diesen kann ein Jahresertrag von rund 6.000 kWh erzielt werden. Das Dach ist nur zu sehr wenigen Stunden des Tages verschattet und weist somit geringe Verschattungsverluste von ca. 130 kWh auf. Die genauen Ergebnisse der Auswertung befinden sich in Tabelle 21.

Tabelle 21: Reformationsplatz 6: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	47 m^2
Installierbare PV-Leistung	5,8 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	6.010 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 22 gelistet. Neben der Volleinspeisung, welche auch hier nicht wirtschaftlich darstellbar ist, kommt für das Gebäude das Betriebsmodell Eigenverbrauch in Frage, da es in Händen der Kirchengemeinde St. Nikolai liegt und von dieser als Gemeindehaus genutzt wird. Der Stromverbrauch fällt hauptsächlich in den Nachmittags- und Abendstunden an, wodurch sich eine mögliche Eigenverbrauchsquote von rund einem Viertel des erzeugten PV-Stroms ergibt. Eine Amortisation der 5,8 kW_{Peak}-Anlage ist nach rund 13 Jahren möglich. Die Speicheroptimierung ergab, dass der Einsatz eines Speichers zur Eigenverbrauchserhöhung die Amortisationszeit nicht deutlich senken kann, aber bei einer Speichergröße von ca. 3 kWh bei etwa gleicher Amortisationszeit zur Erhöhung des Eigenverbrauchs auf ca. 40 % genutzt werden. Eine Förderung des Speichers im Rahmen des Förderprogramm EnergiespeicherPLUS ist darin bereits berücksichtigt. Erneuert

wurde des Dach des Gebäudes innerhalb der letzten 20 Jahre. Vor der Installation einer Anlage muss daher eine Statikprüfung und evtl. Dachverstärkung durchgeführt werden, was die Wirtschaftlichkeit verringert.

Die Kirche ist neben einer Nutzung der Dachflächen für Photovoltaik auch an der Nutzung für Solarthermie interessiert. Aufgrund des bei derzeitiger Nutzung kaum vorhandenen Warmwasserbedarfs kann allerdings angenommen werden, dass eine Solarthermieanlage für das Gebäude nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Neben Solarthermie könnten auch die Photovoltaikanlagen in Kombination mit einer Wärmepumpe einen Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung des Gebäudes leisten. Gerade im Winter können Strom-Erzeugungsspitzen an sonnigen Tagen genutzt werden, um die Wärmepumpe mit Solarstrom zu betreiben und Heizwärme zur Verfügung zu stellen. Dies würde auch die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage erhöhen und damit positiv auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage wirken. Ein Gutachten zur zukünftigen Wärmeversorgung des Refomationsplatz 6 wird derzeit an anderer Stelle erarbeitet.

Tabelle 22: Reformationsplatz 6: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Eigenverbrauch**	**Eigenverbrauch mit Speicher**
Investitionskosten	7.660 €		9.420 €
Eigenverbrauchsquote	-	26 %	40 %
Jährliche Cashflows	325 €/a	590 €/a	735 €/a
Amortisationszeit	23,5 a	12,9 a	12,8 a
Stromgestehungskosten	9,1 ct/kWh	10,6 ct/kWh	10,5 ct/kWh

4.2.7 Reformationsplatz 8

Abbildung 20: Reformationsplatz 8: Dach- und Fassadenansicht

Bei dem Dach des Gebäudes am Reformationsplatz 8 handelt es sich um ein Satteldach mit einer Neigung von 45°. Die der Kirche zugewandte Seite des Daches kommt aufgrund des Denkmalschutzes sowie der Westnordwest-Ausrichtung nicht in Frage. Der

andere Teil des Daches ist nach Ostsüdost ausgerichtet. Pläne des Daches liegen keine vor, die Maße des Daches sowie der hinderlichen Dachaufbauten konnten jedoch durch Vermessung sowie durch Auszählen der Dachziegel ermittelt werden. Durch umliegende Gebäude wird das Dach kaum verschattet, jedoch werfen in den Mittags- und Abendstunden die Schornsteine einen Schatten. Die verschattete Fläche wird bei der Ermittlung der nutzbaren Dachfläche abgezogen. Insgesamt ergibt sich die nutzbare Dachfläche damit zu ca. 95 m^2, womit knapp 12 kW_{Peak} installiert werden können. Bei der angenommenen Standardgröße von Solarmodulen entspricht dies einer Anzahl von ca. 49 Modulen. Durch die geringe Verschattung gehen lediglich ca. 90 kWh im Jahr verloren und es kann ein Ertrag von knapp 12.500 kWh erzielt werden. Eine Übersicht der Ergebnisse der Auswertung findet sich in Tabelle 23.

Tabelle 23: Reformationsplatz 8: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	96 m^2
Installierbare PV-Leistung	11,8 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	12.440 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 24 gelistet. Neben der Volleinspeisung, welche auch hier nicht wirtschaftlich darstellbar ist, kommt für das Gebäude das Betriebsmodell Eigenverbrauch in Frage, da es ebenfalls in Händen der Kirchengemeinde St. Nikolai liegt und von dieser als Gemeindehaus genutzt wird. Zudem befindet sich in dem Gebäude die Wohnung sowie das Büro des Pfarrers. Da der Pfarrer ein Mieter der Pfarrerswohnung ist, gilt es zu prüfen, ob der Stromverbrauch der Wohnung auch über Eigenverbrauch gedeckt werden kann. Geht man davon aus, dass dies nicht möglich ist, kann eine Eigenverbrauchsquote von rund ein Viertel des erzeugten PV-Stroms erreicht werden, was zu einer Amortisation der Anlage nach rund 13 Jahren führt. Wird die Anlagengröße auf 10 kW beschränkt, sodass die Einspeisevergütung steigt und keine anteilige EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch gezahlt werden muss, kann eine Amortisation der Anlage nach 11 bis 12 Jahren erreicht werden. Der Einsatz eines Speichers zur Eigenverbrauchserhöhung ist für beide Anlagengrößen nicht wirtschaftlich darstellbar.

Tabelle 24: Reformationsplatz 8: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Eigenverbrauch**	**Eigenverbrauch (Anlagengröße 10 kW)**
Investitionskosten	14.860 €		12.750 €
Eigenverbrauchsquote	-	26 %	29 %
Jährliche Cashflows	690 €/a	1.170 €/a	1.115 €/a
Amortisationszeit	21,6 a	12,7 a	11,4 a
Stromgestehungskosten	8,5 ct/kWh	9,2 ct/kWh	8,6 ct/kWh

Für den Fall, dass auch die Wohnung des Pfarrers über Eigenverbrauch gedeckt werden kann, kann die Eigenverbrauchsquote der 11,8 kW Anlage auf 34 % erhöht werden, was

die Amortisation auf 11,3 Jahre verringert. Da geplant ist, das Dach im nächsten Jahr zu erneuern, werden keine zusätzlichen Kosten für eine Dachverstärkung erwartet.

4.2.8 Jüdenstraße 37

Dieses Gebäude wurde nicht begangen, aber die Eigentümerin stellte einen Grundriss bereit, durch welchen die nutzbare Dachfläche abgeschätzt werden konnte. Es handelt sich um ein Satteldach, dessen für PV relevante Seite nach Südwesten ausgerichtet ist. Die Neigung des Daches wird auf ca. 15 ° geschätzt. Es handelt sich um ein vergleichsweise kleines Dach mit einer nutzbaren Dachfläche von ca. 40 m^2. Auf dieser können ca. 5 kW_{Peak} PV installiert werden, was bei der angenommenen Standardgröße von Solarmodulen ca. 21 Modulen enspricht. Da das Gebäude niedriger ist als die umliegenden Gebäude, wird das Dach zu jeder Jahreszeit relativ stark verschattet. Dadurch entstehen Verluste von ca. 1.880 kWh und es ergibt sich ein Jahresenergieertrag von ca. 3.000 kWh. Eine Übersicht der Ergebnisse der Dachauswertung findet sich in Tabelle 25.

Tabelle 25: Jüdenstraße 37: Ergebnisse der Dachauswertung

Nutzbare Dachfläche	41 m^2
Installierbare PV-Leistung	5 kW_{Peak}
Erwartete Jahresenergiemenge	3.060 kWh

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 26 gelistet. Die sehr hohe Amortisationszeit der Anlage im Falle der Volleinspeisung begründet sich durch die hohe Verschattung des Gebäudes und den daraus resultierenden geringen Volllaststunden der PV-Anlage. Neben der Volleinspeisung kommt aber auch das Betriebsmodell Eigenverbrauch in Frage, da das Gebäude in Händen der Kirchengemeinde St. Nikolai liegt und von dem Kirchenkreis Spandau genutzt wird. Im Falle des Eigenverbrauchs ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage aufgrund der hohen erzielbaren Eigenverbrauchsquote von rund 70% möglich. In diesem Fall beträgt die statische Amortisationszeit rund 14 Jahre. Ein Speicher ist aufgrund der ohnehin hohen Eigenverbrauchsquote nicht wirtschaftlich darstellbar.

Tabelle 26: Jüdenstraße 37: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Volleinspeisung	**Eigenverbrauch**
Investitionskosten	6.800 €	
Eigenverbrauchsquote	-	73 %
Jährliche Cashflows	115 €/a	490 €/a
Amortisationszeit	60 a	13,8 a
Stromgestehungskosten	15,8 ct/kWh	15,8 ct/kWh

5 Ergebnisse und Empfehlungen

Die Untersuchungen ergeben einen Gesamtstromverbrauch der Altstadt Spandau von rund 12,2 GWh/a. Die bekannten Solaranlagen haben gemäß Ertragsberechnungen einen Jahresertrag von rund 9,7 MWh. Damit kann aktuell knapp 0,1% des Gesamtstrombedarfs der Altstadt Spandau aus Photovoltaik-Anlagen vor Ort gedeckt werden.

Für jedes Gebäude der Altstadt Spandau wurde die Eignung des Daches zur Installation einer PV-Anlage anhand des für diese Studie erstellten Kriterienkatalogs evaluiert. Zudem wurde das technische Potenzial aller Gebäude abgeschätzt. Das gesamte technische Photovoltaik-Potenzial der Altstadt Spandau wurde demnach zu 3,54 MW_{Peak} und die damit mögliche Jahresstromerzeugung aus den Anlagen zu rund 2,9 GWh ermittelt. Bei der vollen Ausschöpfung dieses Potenzials kann der Anteil von vor-Ort-erzeugtem Solarstrom am Strombedarf auf bis zu 24 % erhöht werden. Geht man davon aus, dass als ungeeignet klassifizierte Gebäude aus dem Potenzial ausgeschlossen werden müssen, da diese aus regulatorischen sowie wirtschaftlichen Gründen nicht zur Nutzung für die solare Stromerzeugung geeignet sind, reduziert sich das Photovoltaik-Potenzial auf 2,53 MW_{Peak}, womit bilanziell rund 2,1 GWh des Strombedarfs der Altstadt Spandau gedeckt werden können, was einem Anteil von 17,5 % entspricht. Hauptgrund für die Nichteignung von Gebäuden und damit die größte Herausforderung liegt im hohen Anteil an denkmalgeschützten Gebäuden in der Altstadt Spandau, deren äußeres Erscheinungsbild nicht durch eine Solaranlage verändert oder beeinflusst werden darf, zudem gibt es Einschränkungen durch die Vorgaben des erwähnten Gestaltungshandbuchs für die Altstadt Spandau zu beachten.

Für acht ausgewählte Gebäude wurde eine Detailbetrachtung durchgeführt, in der technische Parameter wie Anlagengröße und zu erwartende Erträge ermittelt wurden sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für verschiedene Betriebsmodelle mit und ohne Speicher durchgeführt wurden. Dabei konnte das Betriebsmodell Volleinspeisung in keinem der Fälle eine Wirtschaftlichkeit erreichen. Bei den Betriebsmodellen Eigenverbrauch bzw. Mieterstrom konnte in allen acht Fällen eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Besonders hervorzuheben ist hier die Jüdenstraße 37. Selbst bei einem kleinem Dach und hoher Verschattung kann mit dem Betriebsmodell Eigenverbrauch und einer entsprechend hohen Eigennutzung des Stroms eine Amortisationszeit von 14 Jahren realisiert werden.

Aufgrund der geringeren Einspeisevergütung für Anlagen $>10\,kW_{Peak}$, sowie der anteilig abzuführenden EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch amortisiert sich in manchen Fällen eine Anlage $\leq 10\,kW_{Peak}$ in kürzerer Zeit als eine Anlage, die die verfügbare Dachfläche voll ausnutzt. Dies ist insbesondere zu überprüfen, wenn gemäß Auslegung eine Anlage nur geringfügig größer als 10 kW_{Peak} wäre. Generell empfiehlt es sich, einen möglichst hohen Anteil an Eigennutzung des Stroms zu erreichen. Bei dem Betriebsmodell Eigenverbrauch ist dieser Effekt stärker ausgeprägt als bei dem Mieterstrommodell, da im Falle des Mieterstrom die volle EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom abzuführen ist. Dadurch wird die wirtschaftliche Nutzung eines Speichers im Mieterstrom-Modell erschwert. Bei den acht Gebäuden der Detailbetrachtung erwies

sich der Betrieb eines Speichers als nicht bzw. nur sehr geringfügig wirtschaftlich. Generell lohnt sich ein Speicher trotz Förderung in Form von Investitionszuschüssen eher nicht, wenn ein Großteil des Stroms, der tagsüber gewonnen wird, auch gleich verbraucht wird, wie zum Beispiel in den öffentlich genutzten, kommunalen Gebäuden oder dem Gemeindehaus. Da insbesondere das Mieterstrommodell für Gebäudeeigentümer*innen oft als sehr komplex und risikobehaftet wahrgenommen wird, soll an dieser Stelle auf die Möglichkeit verwiesen werden die Dachfläche an externe Anlagenbetreibende, wie beispielsweise die Stadtwerke, zu verpachten. Hierzu sowie für Gebäude mit besonderen Stromliefervertragsbedingungen können weitere Betrachtungen angestellt werden.

Insgesamt zeigt diese Studie ein signifikantes Potenzial für den Einsatz von Photovoltaikanlagen in der Altstadt Spandau. Es konnte gezeigt werden, dass auch bei erschwerten Bedingungen, wie Denkmalschutz oder kleinem Dach mit hoher Verschattung, ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen unter heutigen Kosten- und Förderbedingungen realisierbar ist.

Literatur

[1] Energieagentur NRW. Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?": Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereichein Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich. https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/Erhebung_Wo_im_Haushalt_bleibt_der_Strom_20151126.pdf, 2015.

[2] Andreas Henning. Projekt "Beratung energetische Erneuerung- Maßnahmen für eine klimaneutrale Altstadt 2050": Endbericht Akquise von Gebäudeeigentümern und Gewerbetreibenden in der Altstadt Spandau, die an energetischen Sanierungs- bzw. Optimierungsmaßnahmen interessiert sind. (Modul 1). Technical report, Henning Energie- und Umweltberatung, 2018.

[3] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen. Geoportal Berlin (FIS-Broker). https://fbinter.stadt-berlin.de/fb/index.jsp, 2019.

[4] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. Wohnfläche je Einwohner in m^2 2018. https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/regionalstatistiken/r-gesamt_neu.asp?Sageb=31000&creg=BBB, 2019.

[5] Christian Fünfgeld and Remo Tiedemann. Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step by step. http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Anwendung+der+repräsentativen+VDEW+Lastprofile+step+by+step#0, 2000.

[6] Stromnetz Berlin GmbH. Standardlastprofil Haushalt 2019. https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/netz-nutzen/lastprofile/standardlastprofil-haushalt-2019.xlsx, 2019.

[7] OpenStreetMap Foundation (OSM). OpenStreetMap. http://www.openstreetmap.org/, 2019.

[8] Barbara Schlomann, Katharina Wohlfarth, Heinrich Kleeberger, Lukas Hardi, Bernd Geiger, Antje Pich, Edelgard Gruber, Andreas Gerspacher, Edith Holländer, and Annette Roser. Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Schlussbericht-GHD_2006-2013_Februar2015.pdf, 2015.

[9] Destatis. Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008). Technical report, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2008.

[10] Stromnetz Berlin GmbH. Standardlastprofil Gewerbe allgemein 2019, 2019.

[11] Umweltbundesamt. Energieverbrauch privater Haushalte. https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#textpart-4, 2018.

[12] Stromnetz Berlin GmbH. TLP Speicherheizung ab 2013. https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/netz-nutzen/lastprofile/tlp-speicherheizung-b-ab-2013.xls, 2013.

[13] Stromnetz Berlin GmbH. Tagesparameterabhängige Lastprofile (TLP) für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/netz-nutzen/lastprofile/informationen-tlp-b-2013.pdf, 2013.

[14] Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html, 2017.

[15] William Holmgren, Clifford Hansen, and Mark Mikofski. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 2018.

[16] Volker Quaschning. *Regenerative Energiesysteme Kapitel 6-12*. Hanser Verlag, München, 7 edition, 2011.

[17] SMA Solar Technology AG. Solar-wechselrichter. https://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter.html, 2019.

[18] Oemof Developer Group. Open energy modelling framework (oemof) - a modular open source framework to model energy supply systems., 2019.

[19] Roger Corradini. *Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit*. PhD thesis, Ruhr-Universität Bochum, 2013.

[20] Roger Corradini, Manuel Sutter, Timo Leukefeld, Corina Prutti, Hans Joseph Wagner, Timo Eickelkamp, and Vincent Rosner. Solarthermie. Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern. http://www.solarthermie-potenziale.de/cms/wp-content/uploads/2014/05/Solarthermie_in_Einfamilienhausern_Wuestenrot_Stiftung_2014.pdf, 2014.

[21] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Nutzenergiebedarf für Warmwasser and in Wohngebäuden. BBSR-Online-Publikation 17/2017. September 2017.

[22] Landesverband Berlin Brandenburg e.V. DGS Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. *Checkliste zur Standortaufnahme für eine PV-Anlage*, 2012.

[23] Carla Lützeler. Ratgeber photovoltaik - infos und tipps für die eigene photovoltaikanlage. 2019.

[24] Landesverband Berlin Brandenburg e.V. DGS-Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. Photovoltaische anlagen - leitfaden für das elektro- und dachdeckerhandwerk, fachplaner, architekten, ingeniuere, bauherren und weiterbildungsinstitutionen. 2012.

[25] Stadtentwicklungsamt Bezirksamt Spandau von Berlin. *Altstadt Spandau - Gestaltungshandbuch*, 2017.

[26] Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe. Energieatlas Berlin. https://energieatlas.berlin.de/, 2019.

[27] Brandenburgische Stadterneuerungsgesellschaft mbH (BSG). Bestandsaufnahme Altstadt Spandau. Technical report, 2015.

[28] Landesdenkmalamt Berlin. Denkmaldatenbank. https://www.stadtentwicklung.berlin.de/denkmal/liste_karte_datenbank/de/denkmaldatenbank/https://www.stadtentwicklung.berlin.de/denkmal/liste_karte_datenbank/de/denkmaldatenbank/, 2019.

[29] Berlin Business Location Center. Solarpotentialanalyse Berlin – Datendokumentation . Technical report, 2011.

[30] Agentur für Erneuerbare Energien. Föderal erneuerbar: Bundesländer-Übersicht zu erneuerbaren energien. https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW%7CBY%7CB%7CBB%7CHB%7CHH%7CHE%7CMV%7CNI%7CNRW%7CRLP%7CSL%7CSN%7CST%7CSH%7CTH%7CD/kategorie/solar/auswahl/813-durchschnittliche_ja/, 2019.

[31] Wunderlich Stadtentwicklung Berlin GmbH. Verschattungsdaten aus dem 3D-Modell, 2020.

[32] Bundesnetzagentur. Fördersätze für PV Anlagen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=B73938926A567A6AD68A6DEC4114A5D3, 2020.

[33] Wirth, Dr. Harry and Frauenhofer ISE. Aktuelle Fakten zu Photovoltaik in Deutschland. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf, 2020.

[34] Energieagentur RLP. Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen. https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschueren_zum_Download/Solarinitiative_Brosch_170526.pdf, 2017.

[35] Oemof Developer Group. demandlib. https://github.com/oemof/demandlib, 2020.

A Anhang

Im Anhang der vorliegenden Studie befindet sich das erstellte Kartenmaterial für den ermittelten Strombedarf pro Gebäudeblöcke sowie der Eignung für Solarstrom pro Gebäude. In Tabelle 27 ist eine Übersicht über die folgenden Karten zusammengestellt.

Tabelle 27: Übersicht über das bereitgestellte Kartenmaterial

Strombedarf pro Gebäudeblock	
Abbildung 21	Haushaltsstrombedarf je Block
Abbildung 22	Strombedarf Nachtspeicherheizungen je Block
Abbildung 23	Strombedarf Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) je Block
Abbildung 24	Gesamtstrombedarf je Block
Ergebnisse Eignung PV pro Gebäude	
Abbildung 25	Eignung PV je Gebäude inkl. ausgewählte Gebäude

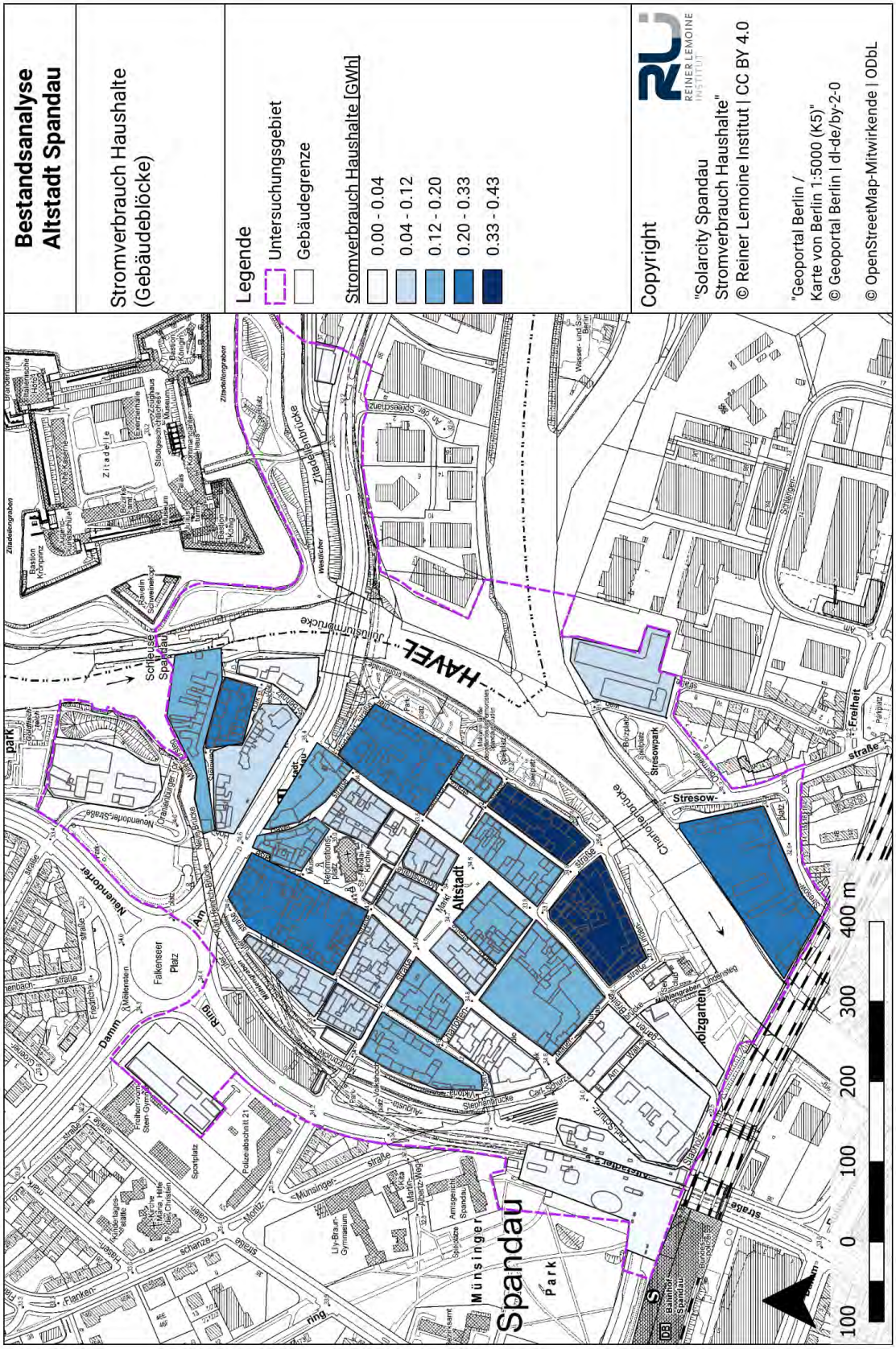


Abbildung 21: Haushaltsstrombedarf je Block

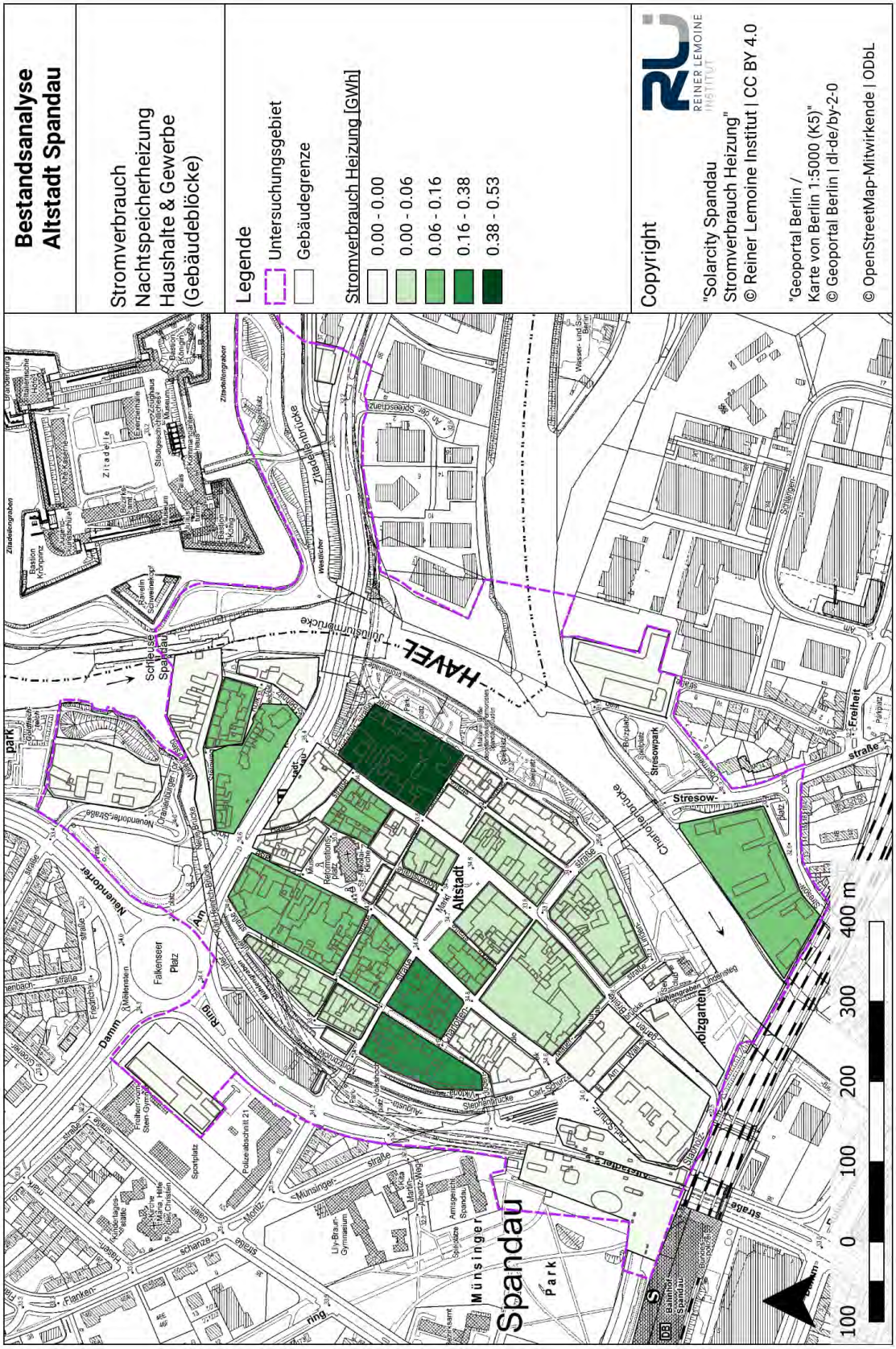


Abbildung 22: Strombedarf Nachtspeicherheizungen je Block

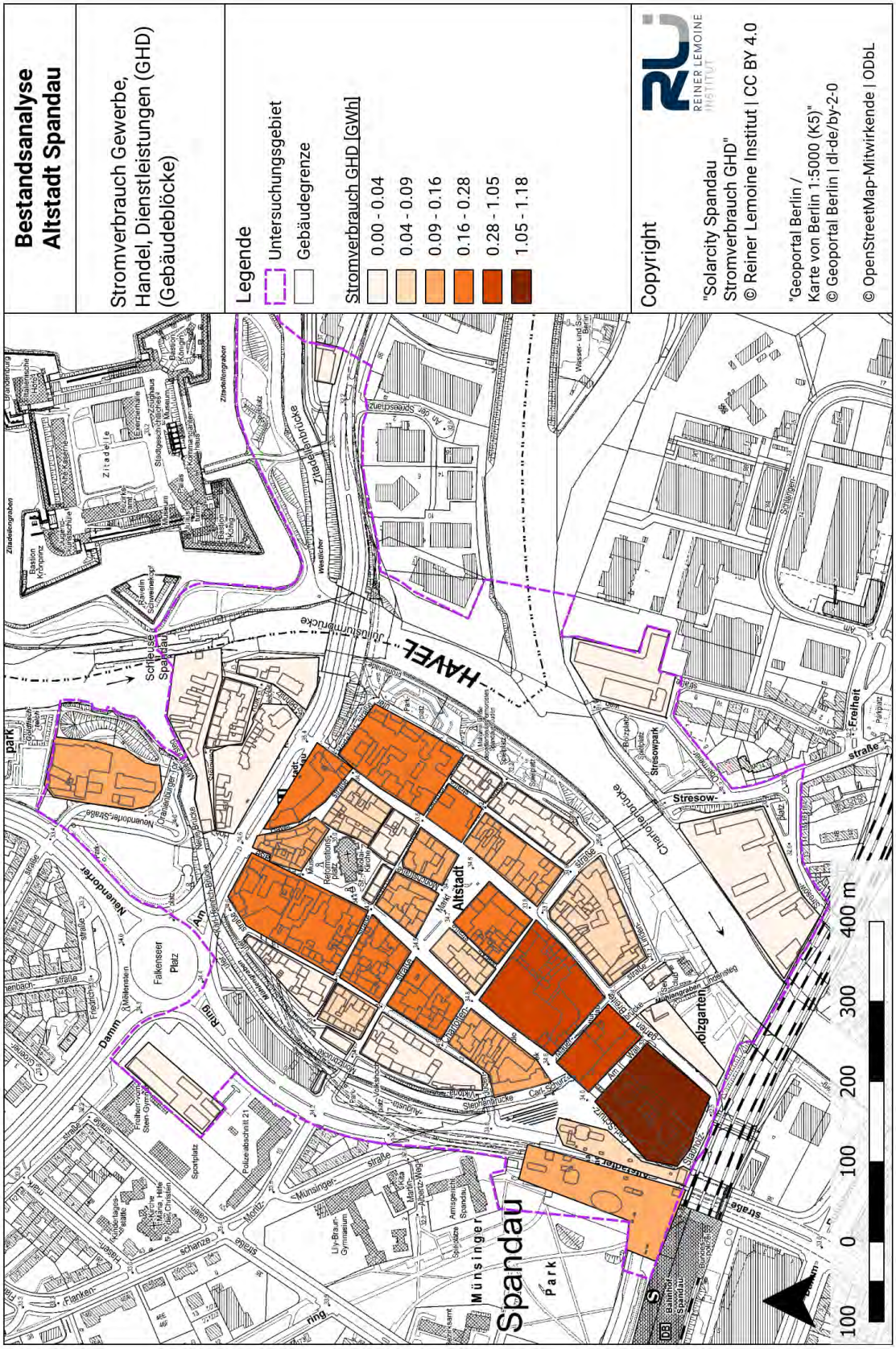


Abbildung 23: Strombedarf Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) je Block

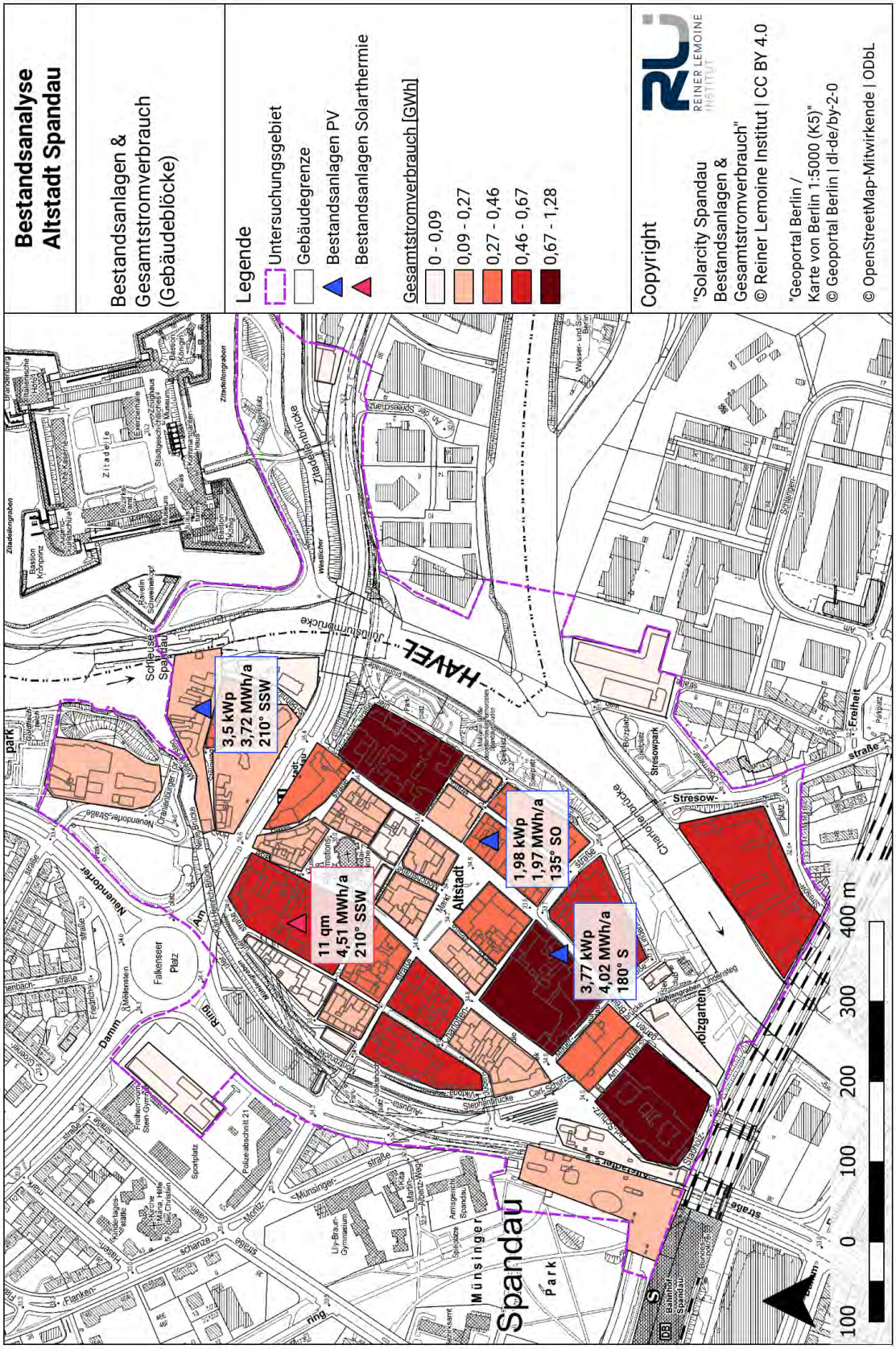
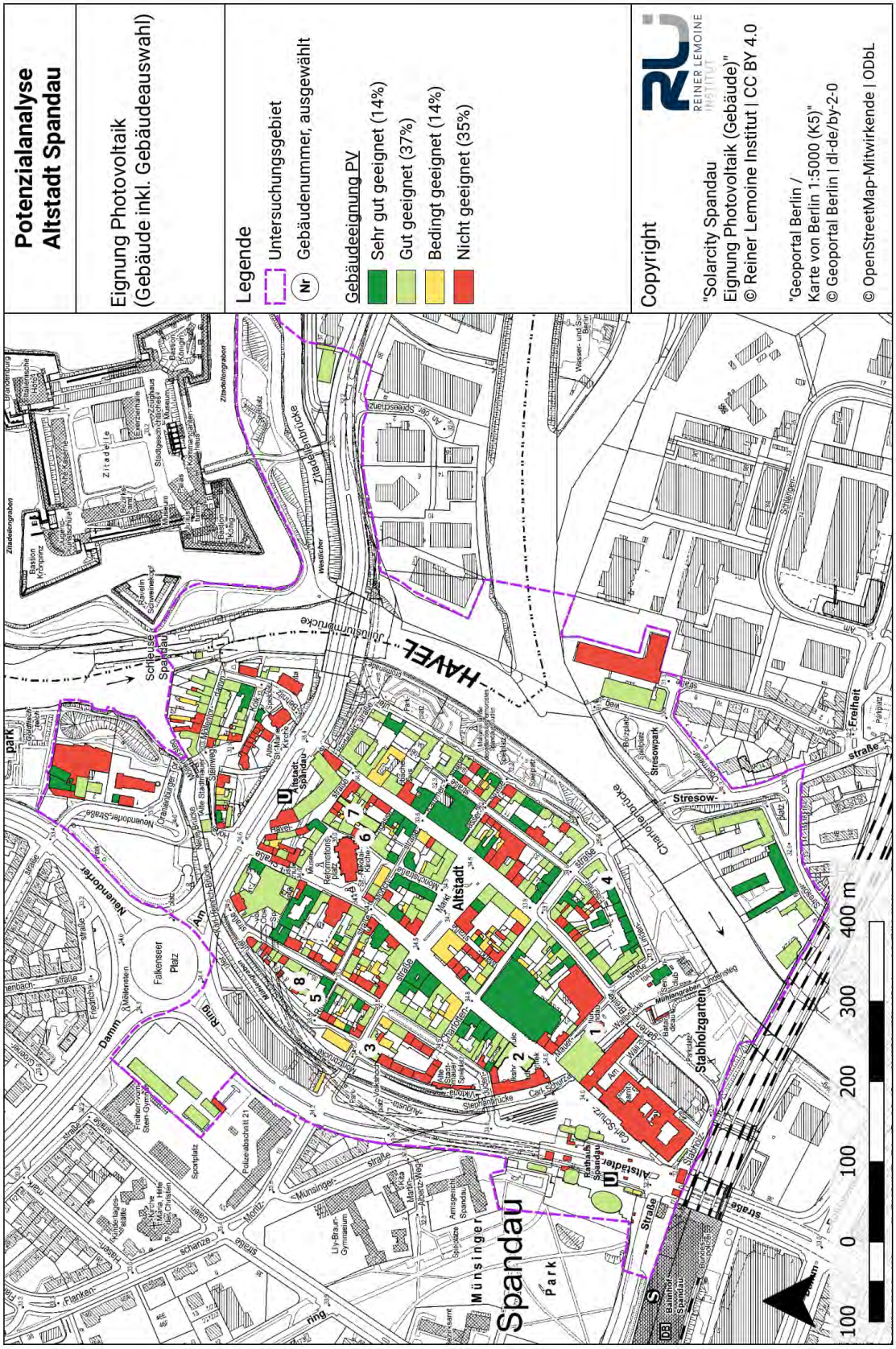


Abbildung 24: Gesamtstrombedarf je Block


Potenzialanalyse
Altstadt Spandau
Eignung Photovoltaik
(Gebäude inkl. Gebäudeauswahl)
Legende
Untersuchungsgebiet
Nr
Gebäudenummer, ausgewählt
Gebäudeeignung PV
Sehr gut geeignet (14%)
Gut geeignet (37%)
Bedingt geeignet (14%)
Nicht geeignet (35%)
Copyright
REINER LEMOINE INSTITUT
"Solarcity Spandau
Eignung Photovoltaik (Gebäude)"
© Reiner Lemoine Institut | CC BY 4.0
"Geoportal Berlin /
Karte von Berlin 1:5000 (K5)"
© Geoportal Berlin | dl-de/by-2-0
© OpenStreetMap-Mitwirkende | ODbL
HAVEL
Altstadt
Spandau
Park
Zitadelle
Falkenseer Platz
Stresow-
Stresowpark
Stabholzgarten
Freiheit
Charlottenbrücke
Zitadellenbrücke
Julius-Rathenau-Brücke
Schleuse Spandau
Bahnhof Spandau
Rathaus Spandau
Altstadt Spandau
Rathenauplatz
Ring
Damm
Neuendorfer
Münsinger
Flanken-
Moritz-
Carl-Schurz-
Straße
Stresow-straße
Freiheit-straße
Am Juliusturm
Am Ring
Am Speicherplatz
Westlicher
Zitadellengraben
Wasser- und Schiffahrtsamt Berlin
Sportplatz
Polizeiabschnitt 21
Uly-Braun-Gymnasium
Amtsgericht Spandau
Kinderklinik Maria Hilfe
Bastion Kronprinz
Bastion Königin
Bastion Kolberg
Bastion Schwerin
Bastion Prinz Eugen
Stadtgeschichtliches Museum
Kommandantenhaus
Exerzierhalle
Kasernen
Kulturzentrum Bürgerhaus Spandau
Kulturhaus Spandau
Kulturhaus Spandau
Kultur