



# Master Thesis

im Rahmen des  
Universitätslehrganges „Geographical Information Science & Systems“  
(UNIGIS MSc) am Fachbereich für Geoinformatik (Z\_GIS)  
der Paris Lodron-Universität Salzburg

zum Thema

**„Erarbeiten einer vereinfachten Heuristik um Selbstversorgungsgrade durch Solarpotenziale auf Dachflächen in definierten regionalen Abgrenzungen ausweisen zu können“**

vorgelegt von

**Laura Hommelsheim**  
106917, UNIGIS MSc Jahrgang 2021

Betreuer/in:

Dr. Markus Biberacher

Zur Erlangung des Grades

„Master of Science - MSc“

Troisdorf, 30.04.2024

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während des Studiums und der Fertigstellung dieser Masterarbeit unterstützt haben. Besonders bedanken möchte ich mich bei meinem Betreuer Dr. Markus Biberacher für die hilfreichen Anregungen und die Geduld bei der Erstellung der Arbeit. Ebenfalls möchte ich dem UNIGIS-Team für die Unterstützung und die Möglichkeit, dieses Studium zu absolvieren, danken. Ich bin äußerst dankbar für die flexiblen Studienmöglichkeiten, die es mir ermöglicht haben, mich in einem äußerst spannenden Thema weiterzubilden. Ich möchte mich auch für die Unterstützung durch das UNIGIS-Team bedanken, die ich während meiner Masterarbeit erhalten habe. Die gegenseitige Motivation und Unterstützung meiner Kommilitoninnen haben mir geholfen, auch in schwierigen Zeiten durchzuhalten. Nochmals vielen Dank an alle Beteiligten. Ich möchte auch meinem Arbeitgeber meinen Dank aussprechen für die Möglichkeit, dieses Studium berufsbegleitend absolvieren zu können. Außerdem möchte ich mich bei meinen Kolleginnen und Kollegen für ihre Unterstützung bedanken, die es mir ermöglicht hat, Beruf und Studium erfolgreich zu vereinbaren. Ebenso danke ich Moritz, Sebastian und Layla für das Korrekturlesen dieser Arbeit und ihre hilfreichen Anregungen. Vielen Dank auch an meine Familie, ohne eure Unterstützung wäre es mir nicht möglich gewesen, diese Reise erfolgreich zu beenden. Auch meinem Freund Moritz möchte ich von ganzem Herzen für die Unterstützung während meiner Arbeit danken. Deine Ratschläge, Motivation und dein emotionaler Rückhalt waren äußerst wertvoll für mich. Insgesamt bin ich dankbar für die vielfältige Unterstützung, die ich auf meinem Weg erfahren habe. Ohne euch alle wäre diese Leistung nicht möglich gewesen.

## Zusammenfassung

Die Europäische Union hat das Ziel Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen. Zu diesem Zweck wurden umfassende Maßnahmen beschlossen, wie beispielsweise die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch sowie die Steigerung der Solarstromleistung. Um belastbare Aussagen für eine Region oder Gemeinde über den Selbstversorgungsgrad treffen zu können untersucht diese Studie deshalb die Forschungsfrage: „Wie kann über einen einfachen heuristischen Ansatz eine solare Deckungsquote für eine abgegrenzte Region ermittelt werden?“. Die Zielsetzung wurde erreicht, indem die regionalen Selbstversorgungsgrade für private Haushalte anhand von Bedarfs- und Ertragsprofilen abgeleitet wurden. Die Bedarfsprofile wurden mithilfe von frei verfügbaren Daten zu Standardlastprofilen Strom erstellt und auf die abgegrenzte Region, basierend auf der Einwohnerzahl, angewendet. Die täglichen Strahlungsprofilen wurden zur Berechnung des Stromertrags unter Berücksichtigung der Attribute Neigung und Orientierung aus dem Geografischen Informationssystem für Photovoltaik der Europäischen Kommission extrahiert und klassifiziert, in die Analyse übertragen und erfolgreich validiert. Basierend auf dem Strombedarf und Stromertrag wurde der Selbstversorgungsgrad für verschiedene methodische Ansätze und Jahreszeiten berechnet. Die Ergebnisse zeigen unter Berücksichtigung aller Dachflächen in Köln-Bickendorf eine solare Deckungsquote für die in die Analyse einbezogenen Monate zwischen 36,10 und 456,92 %. Je nach Tageszeit variiert der solare Deckungsgrad zwischen 5,30 % in der ersten Tageshälfte im Winter und maximal 531,77 % in der ersten Tageshälfte im Sommer. Auch wenn in dieser Studie nicht alle Einfluss- und Kostenfaktoren berücksichtigt wurden, zeigt sie doch das große Potenzial der Solarenergie sowie die große Chance, wie sich private Haushalte an den Zielsetzungen der Europäischen Union zur Energiewende beteiligen können.

## Abstract

The European Union aims to make Europe the first climate-neutral continent by 2050. To this end, comprehensive measures have been adopted, such as increasing the share of renewable energies in total energy consumption and increasing solar power output. In order to be able to make reliable statements about the degree of self-sufficiency for a region or municipality, this study therefore examines the research question: 'How can a solar coverage rate be determined for a defined region using a simple heuristic approach?'. The objective was achieved by deriving the regional self-sufficiency rates for private households based on demand and yield profiles. The demand profiles were created using freely available data on standard load profiles electricity and applied to the defined region based on the number of inhabitants. The daily radiation profile data was extracted and classified from the European Commission's Photovoltaic Geographical Information System to calculate the electricity yield, taking into account the attributes of Slope and Azimuth, transferred to the analysis, and successfully validated. Based on the electricity demand and electricity yield, the degree of self-sufficiency was calculated for different methodological approaches and seasons. Considering all roof areas in Cologne-Bickendorf, the results show a solar coverage rate of between 36.10 % and 456.92 % for the months included in the analysis. Depending on the time of day, the solar coverage rate varies between 5.30 % in the first half of the day in winter and a maximum of 531.77 % in the first half of the day in summer. Even if not all influencing and cost factors were taken into account in this study, it shows the great potential of solar energy and the great opportunity for private households to participate in the European Union's energy transition objectives.

## Inhaltsverzeichnis

Danksagung .....	I
Zusammenfassung.....	II
Abstract .....	III
Inhaltsverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis .....	VI
1. Einleitung .....	1
1.1. Forschungsstand .....	2
1.2. Zielsetzung.....	4
2. Methodik.....	5
2.1. Software und Programmiersprachen .....	5
2.2. Datengrundlage und Datenaufbereitung.....	5
2.2.1. Definierung des Testgebietes .....	5
2.2.2. Hausumringe .....	7
2.2.3. Digitales Oberflächenmodell .....	7
2.2.4. Geografisches Informationssystem für Photovoltaik .....	7
2.2.5. Solarkataster NRW.....	9
2.3. Klassifikation von Bedarfsprofilen .....	9
2.4. Klassifikation von Ertragsprofilen .....	10
2.4.1. Klassifizierung auf der Grundlage des PVGIS.....	12
2.4.2. Klassifizierung im GIS .....	14
2.4.3. Modellentwurf .....	17
2.4.4. Klassifikation nach Ausschlusskriterien .....	18
2.5. Kalkulation des Strombedarfes .....	19
2.5.1. Standardlastprofile Strom.....	19
2.5.2. Anwendung der SLP auf eine definierte regionale Abgrenzung .....	21
2.6. Kalkulation des Stromertrages .....	22
2.7. Regionale Selbstversorgungsgrade .....	23
3. Ergebnisse und Diskussion .....	24
3.1. Klassifikation der Bedarfsprofile und Strombedarf.....	24
3.2. Klassifikation der Ertragsprofile und Stromertrag .....	27
3.2.1. Klassifikation der Ertragsprofile .....	27
3.2.2. Stromertrag im Monat .....	38
3.2.3. Stromertrag nach Tageszeiten.....	39
3.2.4. Validierung.....	40
3.3. Regionale Selbstversorgungsgrade .....	43

---

3.4. Diskussion der Limitationen und nicht berücksichtigter Einflussfaktoren.....	46
3.5. Diskussion der Heuristik.....	47
3.6. Auswirkungen auf die angestrebte Energiewende .....	48
4. Schlussfolgerungen und Ausblick.....	49
Literaturverzeichnis .....	51
Geodaten und Daten Quellen .....	57
Anhänge .....	58
Python Skripte .....	58
Tabellen zur Klassifizierung von Ertragsprofilen.....	60
Exemplarisches Beispiel im Rasterrechnerausdruck in QGIS .....	64

---

## Abkürzungsverzeichnis

ALKIS	Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
CSV	Comma-separated values
DOM	Digitales Oberflächenmodell
DWD	Deutscher Wetterdienst
ECMWF	Europäisches Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage
EU	Europäische Union
GIS	Geografisches Informationssystem
HU	Hausumringe
kWh	Kilowattstunde
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW
METEOSAT	Meteorologischer Satellit
MEZ	Mitteleuropäische Zeit
MS	Microsoft
MWh	Megawattstunde
NRW	Nordrhein-Westfalen
PVGIS	Geografischen Informationssystem für Photovoltaik
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofile Strom
Wh	Wattstunde

## 1. Einleitung

*“I am pleased that today we reached an agreement with the Council on an ambitious revision of the targets for 2030 and supported a 100% target for 2035. This is crucial to reach climate neutrality by 2050 and make clean driving more affordable” (Huitema 27.10.2022).*

Mit diesen ambitionierten Zielen plant die Europäische Union (EU) ihren Weg in eine klimaneutrale Zukunft. Der anthropogene Klimawandel und seine Auswirkungen auf das Leben der Menschen stellen heute und in Zukunft große Herausforderungen dar. Aus diesem Grund ist es ein wichtiges Ziel der EU, Maßnahmen gegen den Klimawandel zu ergreifen (Europäische Kommission 17.09.2020). Die Europäische Kommission (2021) hat daher beschlossen: „[...] bis 2050 zu einer klimaresilienten und vollständig an die unausweichlichen Auswirkungen des Klimawandels angepassten Gesellschaft zu werden“. Um dieses Ziel zu erreichen wurden im Rahmen des europäischen grünen Deals politische Maßnahmen beschlossen, um Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent der Welt zu machen (Europäische Kommission 08.03.2024). Dazu wurde im Rahmen des ersten europäischen Klimagesetzes beschlossen, die Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren (Europäisches Parlament und Rat 18.10.2023). Das „Fit für 55“ Paket konkretisiert die Klimaziele für Europa folgendermaßen: Bis 2035 sollen im Mobilitätssektor die CO<sub>2</sub>-Emissionen für neue Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge um 100 % reduziert werden (Rat der EU 29.06.2022). Da damit ein steigender Energiebedarf verbunden ist und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland in Folge des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine reduziert werden soll (Europäische Kommission 2024), wurde beschlossen, den Anteil der Energie aus erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis 2030 auf 42,5 % und indikativ auf 45 % zu erhöhen (Rat der EU 09.10.2023). Um dieses Ziel zu erreichen, müsste der derzeitige Anteil erneuerbarer Energien in der EU nahezu verdoppelt werden (Europäische Kommission 2024). Als zusätzliches indikatives Ziel strebt die EU außerdem an, dass mindestens 49 % der Gebäude bis 2030 Träger für erneuerbare Energien sein sollen (Rat der EU 09.10.2023). Gleichzeitig soll der Energieverbrauch, bei einer Steigerung der Energieeffizienz bis 2030 um 11,7 %, gesenkt werden (Rat der EU 25.07.2023). In diesem Zusammenhang soll die Solarstromleistung erhöht und die Installation von Wärmepumpen vorangetrieben werden (Europäische Kommission 2024). In einem weiteren Schritt hat die Europäische Kommission im Februar 2024 die Verringerung der Nettotreibhausgasemissionen um 90 % bis 2040 gegenüber 1990 als neues Etappenziel beschlossen (Europäische Kommission 06.02.2024). Um dieses Ziel zu erreichen, sollen unter anderem die heimischen Produktionskapazitäten für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Solarzellen ausgebaut werden, was jedoch, wie Studien belegen, einen Anstieg des Strombedarfs mit sich bringt (Europäische Kommission

06.02.2024). Kougias et al. (2021) haben in diesem Zusammenhang untersucht welche Rolle Photovoltaik (PV) bei der Umsetzung des grünen Deals spielen könnte. Durch die zunehmende Elektrifizierung, insbesondere im Verkehr, steigt der Strombedarf in allen untersuchten Szenarien an (Kougias et al. 2021). Die Lücke, die durch den steigenden Strombedarf entsteht, könnte durch Technologien wie Windkraft- und Solarphotovoltaik geschlossen werden (Kougias et al. 2021). Insbesondere da diese niedrige Stromerzeugungskosten verursacht (Kougias et al. 2021). Um die Solarpotenziale auf Dachflächen und deren Beitrag zur klimaneutralen Stromerzeugung und damit zur Energie- und Mobilitätswende aufzuzeigen, wird in dieser Studie eine Heuristik zur Ermittlung von Selbstversorgungsgraden für Regionen entwickelt. Ein Selbstversorgungsgrad zeigt das Verhältnis zwischen Strombedarf und Stromertrag an. Anhand der Selbstversorgungsgrade kann der potenzielle Beitrag erneuerbarer Energien im Gebäudebestand abgeschätzt werden.

### 1.1. Forschungsstand

Um zukunftsfähige Analysen zum Solarenergiepotenzial durchzuführen ist es wichtig zu wissen, welche Auswirkungen der Klimawandel auf das globale Solarenergiepotenzial hat. Dutta et al. (2022) haben dies analysiert und eine Zunahme des PV-Potentials von etwa 4 bis 6 % zu allen Jahreszeiten bis 2040 prognostiziert. Laut dieser Studie wird auch der Wolkenanteil über Teilen Europas abnehmen (Dutta et al. 2022). Auch die Prognosen für die ferne Zukunft (2041-2100) stimmen in der Tendenz mit den Prognosen für die nahen Zukunft überein (Dutta et al. 2022). Dabei ist es wichtig, bereits bebaute Flächen mit PV-Anlagen nachzurüsten, um das volle Solarenergiepotenzial insbesondere in sehr dicht bebauten Städten mit wenigen freien Flächen voll auszuschöpfen, da PV in solchen Szenarien oft die einzig verfügbare Quelle für erneuerbare Energien ist (Mutani und Todeschi 2021). Nur so kann der Eigenverbrauch und die Energieautarkie gefördert werden (Mutani und Todeschi 2021). Mutani und Todeschi (2021) haben den Selbstversorgungsgrad von dachintegrierten Photovoltaik-Technologien für sieben Gebäude untersucht, die zwei unterschiedliche Dachausrichtungen zur Stromerzeugung nutzen. Der Selbstversorgungsgrad lag für diese Gebäude bei 35,7 bis 41,8 % (Mutani und Todeschi 2021). Dadurch ergaben sich zusätzliche wirtschaftliche Vorteile bei den Energiekosten und den Kosten für die PV-Installation (Mutani und Todeschi 2021). Im Gegensatz dazu analysierten Torres-Rivas et al. (2022) das Eigenverbrauchspotenzial für ein größeres Testgebiet in Katalonien und ermittelten einen Selbstversorgungsgrad von 8 bis 30 % für Privathaushalte im Testgebiet. Die Fallstudie berücksichtigte das Stromerzeugungspotenzial von PV auf Dachflächen sowie den Energiebedarf einschließlich der Einbeziehung von Gebäudeeigenschaften (Torres-Rivas et al. 2022).

Jurasz et al. (2020) haben in einer Fallstudie für die mittelgroße Stadt Wrocław in Polen einen jährlichen Selbstversorgungsgrad von 29% festgestellt. Ein Batteriespeicher zur Speicherung des Stromüberschusses im Sommer wurde als zu teuer bewertet, da die Auslastung des Batteriespeichers im Sommer zu gering und dafür die Speicherkosten zu hoch wären (Jurasz et al. 2020). In einer Studie von Xu et al. (2019) wurde die solare Einstrahlung auf Gebäude verschiedener Nutzungsarten untersucht. Demnach ist der Stromertrag bei Gebäuden kommerzieller Nutzung am höchsten, gefolgt von Wohnbauten, während PV-Anlagen auf industriell genutzten Gebäuden die geringste Menge an Einstrahlungsenergie aufnehmen können (Xu et al. 2019). Dies liegt insbesondere an den unterschiedlichen Eigenschaften der Gebäudetypen in den spezifischen Untersuchungsgebieten (Xu et al. 2019). Sun et al. (2022) haben eine Potenzialbewertung und Machbarkeitsstudie von PV-Anlagen auf städtischen Dächern in der Stadt Wuhan in China durchgeführt, wobei die Stromautarkie auf der Basis von Daten mit einer Auflösung von 100 m untersucht wurde. Bei einem Modulwirkungsgrad von 15 % konnte eine Deckung des lokalen Energieverbrauchs von 31,84 % erreicht werden (Sun et al. 2022). Zudem wurden die Auswirkungen des Modulwirkungsgrades auf den Selbstversorgungsgrad analysiert (Sun et al. 2022). Eine Erhöhung des Modulwirkungsgrades um 5 % führt bereits zu einer Steigerung der Selbstversorgungsquote um 20 % (Sun et al. 2022). Bei einem Modulwirkungsgrad von 47,13 % würde für die analysierte Region eine Selbstversorgungsquote von 100 % erreicht werden (Sun et al. 2022). Zur Modellierung autarker Regionen haben Biberauer et al. (2008) anhand der Energiepotenziale und der relativen Energieverbrauchsstruktur ein Bilanznetz erstellt. Das lineare Optimierungsmodell wurde in der Modellierungssprache GAMS umgesetzt und ist mit einer Schnittstelle zur GIS-Software ArcGIS ausgestattet. Mit dem Ziel der vollständigen Autarkie beschäftigten sich Harke und Otto (2023) sowie Lokar und Vrtič (2020) in ihren Studien. Dabei zeigten Harke und Otto (2023), dass es unter idealen Bedingungen möglich ist, mit heutiger Speichertechnologie einen autarken Haushalt für Privathaushalte in Deutschland aufzubauen (Harke und Otto 2023). Um dies zu belegen wurde der stündliche Jahresstrombedarf eines durchschnittlichen 4-Personen-Haushalts mithilfe von Fourier-Reihen und einem autoregressiven statistischen Modell simuliert (Harke und Otto 2023). Anschließend wurde dieses Modell mit den stündlichen Sonneneinstrahlungsdaten von ERA5 verglichen (Harke und Otto 2023). Basierend auf diesem Vergleich wurden die Ergebnisse optimiert und es wurde berechnet, wie viel PV-Fläche und Batteriekapazität in den analysierten 20 Jahren (2002-2022) für eine Stromautarkie notwendig gewesen wären (Harke und Otto 2023). Für einen kürzeren Zeitraum von einem Jahr haben Jurasz et al. (2020) in einem Wohnhaus mit installierter PV-Anlage und Pilot-Batteriespeichersystem Daten im 15-Minuten-Takt gesammelt und ausgewertet. Die Studie zeigt, dass durch die Ergänzung von PV-Anlagen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen ein Autarkiegrad von 62,13 % erreicht werden kann. Für eine vollständige Autarkie müsste die PV-Anlage größer sein. Jurasz et al. (2020) kommen zu dem

Ergebnis, dass aus wirtschaftlicher Sicht ein Hybridsystem aus PV-Anlage, Batteriespeicher und Wasserstoff-Brennstoffzellen eine Lösung für eine vollständige Autarkie, bei einer hohen Anfangsinvestition, wäre.

Schließlich müssen im Rahmen der Energiewende alle Möglichkeiten analysiert werden, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte wird insbesondere durch die Mobilitätswende steigen (Kougias et al. 2021). Da PV-Anlagen eine kostengünstige Möglichkeit der Energieerzeugung darstellen (Kougias et al. 2021), ist es sinnvoll, die bestehende Gebäudestruktur zu analysieren. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit die flächendeckende Eigenversorgungsrate von privaten Hausdächern kalkuliert. Diese Analyse soll dazu beitragen, den Ausbau der erneuerbaren Energien abschätzen und unterstützen zu können. Eine solche Analyse kann zu einer wichtigen Unterstützung der Energiewende in der EU werden, da dadurch keine weiteren unbebauten Flächen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt werden und ein Schritt in Richtung Klimaneutralität gemacht werden kann. Die bisher vorliegenden Studien berechnen allgemeine Selbstversorgungsgrade durch Solarpotenziale, berücksichtigen jedoch im Gegensatz zu dieser Studie keinen Zeitfaktor. Da zeitlich aufgelöste Daten vorliegen, soll in Kombination mit weiteren frei verfügbaren Daten eine Heuristik abgeleitet werden, um stündliche Profile in einem Modell für ein Testgebiet in Köln zu berechnen. Bei dieser Heuristik handelt es sich um eine Forschungslücke, die mit dieser Arbeit geschlossen werden kann.

## 1.2. Zielsetzung

In dieser Arbeit wird deshalb die Forschungsfrage behandelt „Wie kann über einen einfachen heuristischen Ansatz eine solare Deckungsquote für eine abgegrenzte Region ermittelt werden?“. Aus dieser Frage heraus ergeben sich die folgenden operativen Teilziele:

1. Definieren der Klassifikationen von Bedarfs- und Ertragsprofilen basierend auf den Attributen Neigung, Orientierung und Nutzung.
2. Modellierung von regionalen Selbstversorgungsgraden basierend auf zeitlich aufgelösten Bilanzanalysen.
3. Validierung des Modells anhand eines oder mehrerer Fallbeispiele in einer definierten regionalen Abgrenzung.

---

## 2. Methodik

In diesem Kapitel wird ein heuristischer Ansatz erarbeitet, um die solare Deckungsquote für eine abgegrenzte Region bestimmen zu können. Dazu werden zunächst die verwendete Software und die Programmiersprachen (Kapitel 2.1.) sowie die Datengrundlagen vorgestellt (Kapitel 2.2.). Neben den Datengrundlagen wird auch die Aufbereitung der Daten für die weitere Analyse beschrieben. Anschließend werden die Bedarfs- und Ertragsprofile klassifiziert (Kapitel 2.3. und 2.4.), um darauf aufbauend im weiteren Verlauf der Arbeit den Strombedarf und den Stromertrag ermitteln zu können (Kapitel 2.5. und 2.6.). Im letzten Abschnitt wird erläutert, wie der regionale Selbstversorgungsgrad berechnet werden kann (Kapitel 2.7.).

### 2.1. Software und Programmiersprachen

In dieser Arbeit wurde die Geoinformationssoftware QGIS, in der Version 3.28.13 „Firenze“, zur methodischen Umsetzung verwendet. Da es sich bei QGIS um ein freies Open-Source-Geographisches-Informationssystem handelt lässt sich die Analyse jederzeit wiederholen, erweitern und verbessern. Darüber hinaus wurde das Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft (MS) Excel zur Klassifizierung und Berechnung der Profile, des Strombedarfs, des Stromertrags sowie der Selbstversorgungsgrade verwendet. Außerdem konnten die Prozesse mit der Programmiersprache Python vereinfacht werden. Der Code wurde in dem Texteditor Sublime Text geschrieben und sowohl für die beschleunigte Aufbereitung der Daten als auch für Abfragen im QGIS verwendet.

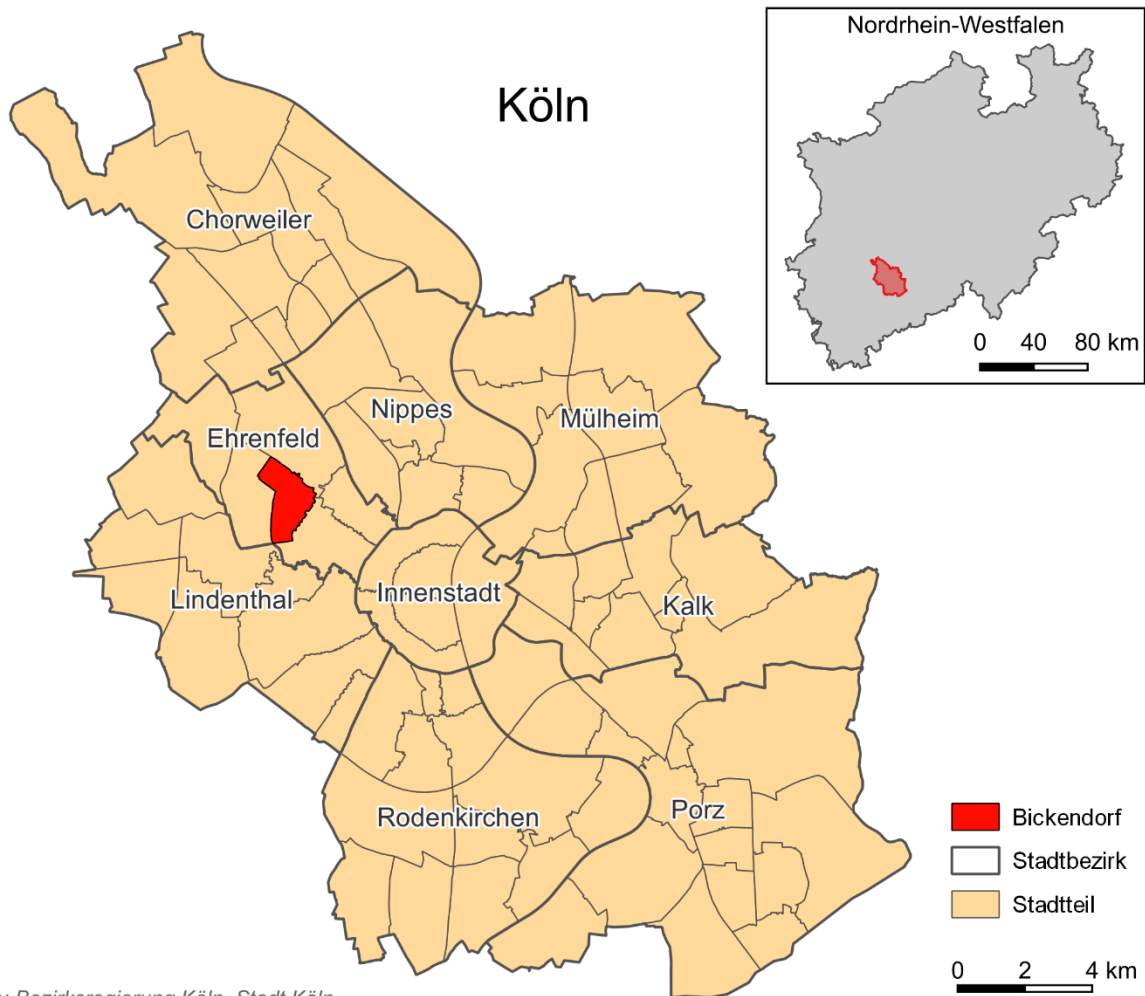
### 2.2. Datengrundlage und Datenaufbereitung

In diesem Kapitel werden die Datengrundlagen und Aufbereitungsmethoden aufgezeigt. Dazu wurde zuerst das Testgebiet festgelegt (Kapitel 2.2.1.) und die frei zugänglichen Geodaten ‚Hausumringe‘ (Kapitel 2.2.2.), ‚Digitales Oberflächenmodell‘ (Kapitel 2.2.3.) und ‚Solarkataster NRW‘ (Kapitel 2.2.5.) wurden aus dem Internet heruntergeladen und aufbereitet. Darüber hinaus wird das Geografische Informationssystem für Photovoltaik (PVGIS), welches als Datengrundlage für die Klassifizierung diente, erklärt (Kapitel 2.2.4.).

#### 2.2.1. Definierung des Testgebietes

Das Testgebiet für diese Studie liegt in der kreisfreien Stadt Köln im Bundesland Nordrhein-Westfalen in Deutschland (vgl. Abbildung 1). Für diese Studie ist dies der Stadtteil Bickendorf im Stadtbezirk Ehrenfeld mit 16.779 Einwohnern (Stand: 12/2022) (Amt für Stadtentwicklung und Statistik 2023). Bei dem Testgebiet handelt es sich um eine räumliche Abgrenzung, der

eindeutig eine Einwohnerzahl zugeordnet werden kann. Das ursprüngliche Bauerndorf (Stadt Köln 2023b) hat sich über Jahrhunderte entwickelt und weist daher eine vielseitige Gebäudestruktur mit sehr unterschiedlichen Dächern auf. Die Wohngebiete sind geprägt von Einfamilien- und Hochhäusern (koeln.de 2024; Stadt Köln 2023b). Um die Heuristik zu entwickeln und testen sind viele verschiedene Dachneigungen und -ausrichtungen sinnvoll, da die Dachflächen anhand der Neigung und Ausrichtung klassifiziert werden.



Quelle: Bezirksregierung Köln, Stadt Köln

Abbildung 1: Räumliche Einordnung des Stadtteils Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

Für die GIS-Analyse wurde eine räumliche Abgrenzung des Testgebietes verwendet. Der Umring des Stadtteils wurde dazu aus dem Datensatz „Stadtteile Köln“ extrahiert. Bei diesem Datensatz handelt es sich um eine Shapefile-Datei, die von der Stadt Köln unter der Datenlizenz Deutschland – Zero – Version 2.0 bereitgestellt wird (Stadt Köln 2023a). Die Daten haben den Stand 08/2023. Zur Extrahierung des Stadtteils Bickendorf wurde dieser im QGIS ausgewählt und die Auswahl als neue Datei für die spätere Analyse gespeichert.

### 2.2.2. Hausumringe

Um die Dachflächen von der übrigen Umgebung abzugrenzen, wurde der Vektordatensatz Hausumringe (HU) der Bezirksregierung Köln verwendet. Die HU werden als Shapefile-Datei bereitgestellt und enthalten flächendeckende und katastergenaue Hausumringe von Nordrhein-Westfalen (Bezirksregierung Köln 2024). Über die Attribute können unter anderem Informationen zur Gebäude- oder Bauwerksfunktion abgerufen werden (Bezirksregierung Köln 2024). Insbesondere das Attribut Gebäudefunktion (GFK) wurde zur Selektion der Gebäudenutzung verwendet. Dieser Datensatz wurde aus den ALKIS-Objekten für Gebäude und flächenförmige Bauwerke hergeleitet (Bezirksregierung Köln 2024). Die Daten haben den aktuellen Stand 01/2023 und dürfen mit der Datenlizenz Deutschland – Zero – Version 2.0 ohne Einschränkungen und Bedingungen verwendet werden (Bezirksregierung Köln 2024). Da in dieser Studie nur die Dachflächen im Testgebiet Bickendorf analysiert werden, wurde dieser Datensatz in QGIS mit dem Werkzeug *Ausschneiden* auf die definierte regionale Abgrenzung zugeschnitten.

### 2.2.3. Digitales Oberflächenmodell

Für die Klassifizierung der Dachflächen wurde das digitale Oberflächenmodell (DOM) verwendet. Bei dem DOM handelt es sich um ein digitales, numerisches und auf ein regelmäßiges Raster reduziertes Modell von Höhen und Formen der Erdoberfläche sowie der darauf befindlichen Objekte (Bezirksregierung Köln 2023). Für diese Arbeit wurde das DOM1 mit einer Rasterweite von einem Meter verwendet. Dies sind die genauesten online verfügbaren DOM-Daten für das Testgebiet, die unter der Datenlizenz ‚Deutschland - Zero‘ verfügbar sind. Für das Testgebiet Bickendorf wurden die folgenden Kacheln aus dem Jahr 2022 heruntergeladen und in QGIS mit dem Werkzeug *Verschmelzen* zu einer Kachel zusammengefügt:

- dom1\_32\_351\_5646\_1\_nw\_2022
- dom1\_32\_351\_5647\_1\_nw\_2022
- dom1\_32\_351\_5648\_1\_nw\_2022
- dom1\_32\_352\_5646\_1\_nw\_2022
- dom1\_32\_352\_5647\_1\_nw\_2022
- dom1\_32\_352\_5648\_1\_nw\_2022

### 2.2.4. Geografisches Informationssystem für Photovoltaik

Im PVGIS von der Europäischen Kommission können für jeden Standort, außer am Nord- und Südpol, Informationen zur Sonneneinstrahlung sowie zur Leistung von PV-Anlagen abgerufen werden. Für diese Studie werden die stündlichen Werte der Bestrahlungsstärke in Watt pro Quadratmeter verwendet. Es handelt sich hierbei um die Sonnenenergie, die pro

Flächeneinheit und Zeiteinheit auf eine Fläche fällt. Die im PVGIS verwendeten Sonneneinstrahlungen basieren größtenteils auf den Algorithmen der geostationären Satelliten. Auch wenn die Polargebiete damit nicht abgedeckt werden können, ist die Genauigkeit sehr hoch. Im Gegensatz zu bodengestützten Strahlungsmessungen, deren Daten den höchsten Genauigkeitsgrad aufweisen, liegen für Satellitendaten flächendeckende Daten mit langen Zeitreihen von bis zu 30 Jahren und mehr für Afrika, Europa und den Großteil Asiens vor. Für das PVGIS wurde ein Satellitenbild pro Stunde von den METEOSAT Satelliten verwendet. Da die bodengestützten Messungen am genauesten sind, wurden vorwiegend Daten vom Baseline Surface Radiation Network zur Validierung des PVGIS verwendet. Darüber hinaus werden im PVGIS auch Klima-Reanalysedaten, die mit numerischen Wettervorhersagemodellen für die Vergangenheit kalkuliert wurden, verwendet. Allerdings ist die räumliche Auflösung mit etwa 30 km oder mehr gering. In der verwendeten PVGIS Version wurde der Klima-Reanalyse Datensatz „ECMWF ERA-5“ vom Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) verwendet. (EU Science Hub 2024)

Im PVGIS werden die Methoden von Mueller et al. (2009), Mueller et al. (2012) und Amillo et al. (2014) verwendet. Im ersten Schritt wird der Einfluss der Wolken auf die Sonneneinstrahlung abgeschätzt. Dazu wird jeder Satellitenbildpixel zur gleichen Zeit an jedem Tag des Monats verglichen. Bei dem dunkelsten Pixel im Monat wird angenommen, dass dieser einem klarem Himmel ohne Wolken entspricht (EU Science Hub 2024). Für alle anderen Tage wird die Wolken Reflektivität relativ zu dem Tag bei klarem Himmel berechnet. Dies wird für alle Stunden am Tag berechnet. Auf diese Weise kann ein effektiver Wolkenalbedo kalkuliert werden (EU Science Hub 2024).

Im zweiten Schritt wird die horizontale Einstrahlungsstärke bestimmt (EU Science Hub 2024). Dazu werden die solaren Strahlungswerte bei klarem Himmel mit Einflussfaktoren wie Aerosolen (Staub etc.) in der Atmosphäre, aber auch Ozon und Wasserdampf genutzt (EU Science Hub 2024). Diese werden wiederum mit den Reflektionswerten der Wolkendichte verrechnet, um die finale horizontale Einstrahlungsstärke zu erlangen (EU Science Hub 2024). Bei dieser Methode muss jedoch berücksichtigt werden, dass Schneeflächen oft fälschlicherweise als Wolkenflächen wahrgenommen werden können, wodurch eine niedrigere Einstrahlungsstärke berechnet wird (EU Science Hub 2024). Um die diffuse Bestrahlungsstärke bestimmen zu können wurde im PVGIS das Schätzmodell von Muneer (1990) verwendet. Dieses Modell wird als anisotropes Modell mit zwei Komponenten klassifiziert (EU Science Hub 2024). Es unterscheidet zwischen klarem und bewölktem Himmel sowie zwischen Sonnen- und Schattenseite (EU Science Hub 2024). Darüber hinaus wird der Einfluss von Schatten durch die natürliche Erdoberfläche berücksichtigt. Dazu gehören keine Abschattungen durch Gebäude oder Bäume, sondern nur Abschattungen durch Hügel oder Berge (EU Science Hub 2024). Bei einer

Auflösung von 90m wurde für alle 90m ein Wert in Bodenhöhe berücksichtigt (EU Science Hub 2024).

### 2.2.5. Solarkataster NRW

Für die abschließende Validierung des Stromertrages wurde der Datensatz ‚Potentialdaten Photovoltaik – Dachflächen‘ des LANUV verwendet. Dieser Datensatz basiert auf einer umfassenden Potenzialanalyse für Photovoltaik-Dachflächen und kann mit der ‚Datenlizenz Deutschland – Zero‘ ohne Einschränkungen oder Bedingungen genutzt werden. Neben der Geometrie sind detaillierte Informationen zur Liegenschaft, zur Dachfläche (Richtung, Neigung, Dachtyp), zur mittleren solaren Einstrahlung pro m<sup>2</sup>, zum Stromertrag, zur räumlichen Verortung (Gemeinde, Regierungsbezirk) und weitere Angaben enthalten. (LANUV 2023a)

Da dieser Datensatz das Solarkataster für ganz NRW enthält, mussten die Daten in QGIS zunächst für das Testgebiet extrahiert werden. Hierfür wurde das Werkzeug *Zuschneiden* verwendet. Anschließend wurden die Geometrien mit dem Werkzeug *Geometrien reparieren* überarbeitet, um sicherzustellen, dass der Datensatz keine ungültigen Geometrien enthält.

## 2.3. Klassifikation von Bedarfsprofilen

Die Klassifizierung der Bedarfsprofile anhand frei zugänglicher Daten erfolgte mit den verfügbaren Daten zur Einwohnerzahl und den Standardlastprofilen Strom (SLP). Detaillierte frei zugängliche Daten zum tatsächlichen Stromverbrauch des Testgebiets, differenziert nach der Nutzung, liegen nicht vor. Daher musste der Bedarf anhand der verfügbaren Daten annähernd kalkuliert werden. Da einem Stadtteil eine eindeutige Einwohnerzahl zugeordnet werden kann, ist dies die kleinste Gebietseinheit, für die der Bedarf kalkuliert werden kann. Die Abschätzung der Bedarfsprofile für industriell genutzte Gebäude ist ohne konkrete Daten zum Energieverbrauch nicht sinnvoll möglich. Daher wurde der Fokus auf Wohngebäude in einer abgegrenzten Region gelegt. Anhand der Einwohnerzahl und des durchschnittlichen Stromverbrauchs pro Einwohner konnte ein annähernder Bedarf für die Region für Wohngebäude ermittelt werden.

Zur Identifizierung der Wohnnutzung wurde der Datensatz ‚Hausumringe‘ verwendet. Mit dem Werkzeug *Nach Attributen auswählen* konnte die Wohnnutzung über das Attribut *Gebäudefunktion* ausgewählt werden. Über den ‚ALKIS Objektartenkatalog NRW‘ (AdV 2021) konnten die Werte-Bezeichnungen der Hausumringe entschlüsselt werden. Es wurden alle Gebäude selektiert, die dauerhaftes Wohnen gestatten. Dazu zählen zum Beispiel Wohngebäude, Seniorenheim, Wohn- und Bürogebäude. Nicht dazu zählen, da dort kein (dauerhaftes) Wohnen

gestattet ist, zum Beispiel Wochenendhaus, Gartenhaus, Kaufhaus, Tankstelle sowie viele weitere. Die detaillierte Auflistung der verwendeten Selektion ist im Quelltext 1 dargestellt.

```
"GFK" = '31001_1000' OR
"GFK" = '31001_1010' OR
"GFK" = '31001_1020' OR
"GFK" = '31001_1021' OR
"GFK" = '31001_1022' OR
"GFK" = '31001_1023' OR
"GFK" = '31001_1024' OR
"GFK" = '31001_1100' OR
"GFK" = '31001_1110' OR
"GFK" = '31001_1120' OR
"GFK" = '31001_1121' OR
"GFK" = '31001_1122' OR
"GFK" = '31001_1123' OR
"GFK" = '31001_1130' OR
"GFK" = '31001_1131' OR
"GFK" = '31001_1220' OR
"GFK" = '31001_1221' OR
"GFK" = '31001_1222' OR
"GFK" = '31001_1223' OR
"GFK" = '31001_1020'
```

Quelltext 1: Python Code zur Auswahl der Wohnnutzung mit dem Werkzeug Nach Attributen auswählen

Die graphische Selektion der Wohngebäude ist in Abbildung 2 in gelber Markierung zu sehen. Alle nicht selektierten Gebäude sind grau dargestellt. Diese Auswahl wurde in einem neuen Datensatz gespeichert, um darauf aufbauend weitere Analysen durchzuführen. Der Datensatz dient der Abgrenzung von Dachflächen für Wohngebäude oder Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung.

## 2.4. Klassifikation von Ertragsprofilen

Um die solare Einstrahlung auf Dachflächen anhand der Attribute *Neigung* und *Ausrichtung* klassifizieren zu können, wurden die Einstrahlungswerte über das PVGIS für den Standort Köln (50.938° östliche Länge, 6.960° nördliche Breite) erfasst und klassifiziert (Kapitel 2.4.1.). Darauf aufbauend konnte die Klassifikation mit QGIS auf das Testgebiet angewendet (Kapitel 2.4.2.) und der Prozess anschließend modelliert werden (Kapitel 2.4.3.). Abschließend wurden Dachflächen anhand ausgewählter Kriterien aus der Klassifikation ausgeschlossen (Kapitel 2.4.4.).

## Selektion der Wohnnutzung in Köln-Bickendorf



Abbildung 2: Selektion der Wohnnutzung in Köln-Bickendorf mit QGIS. Quelle: Eigene Darstellung

### 2.4.1. Klassifizierung auf der Grundlage des PVGIS

Mit dem PVGIS konnten die Einstrahlungsprofilen für verschiedene Neigungen und Ausrichtungen ermittelt werden, um die Ertragsprofile von Dachflächen zu klassifizieren. Hierfür wurden die täglichen Strahlungsprofilen (Average Daily Irradiance Data) sowie die Standarddatenbank für Europa *PVGIS-SARAH2* mit Daten von 2005 bis 2020 verwendet. Bei den Monaten Januar, April, Juli und Oktober handelt es sich jeweils um den mittleren Monat einer meteorologischen Jahreszeit (Deutscher Wetterdienst 2024a). Für diese Monate wurden mit den Daten aus dem PVGIS die verschiedenen Strahlungsprofile ermittelt.

Im PVGIS kann die Bestrahlungsstärke (Irradiance) für das Einstrahlungsprofil mit der Einstellung ‚*On fixed plane*‘ berechnet werden. Abhängig von der eingegebenen Neigung und Ausrichtung der festen Ebene werden Dargebotskurven über die tägliche durchschnittliche Einstrahlung des ausgewählten Monats angezeigt. Dabei kann zwischen globaler, direkter und diffuser Einstrahlung unterschieden werden, die im nachfolgenden Absatz voneinander abgegrenzt werden.

Die Globalstrahlung setzt sich aus der Diffus- und Direktstrahlung zusammen (Deutscher Wetterdienst 2024d). Bei beiden Strahlungstypen handelt es sich um kurzwellige solare Strahlung im Wellenlängenbereich von 0,3 bis 4  $\mu\text{m}$  (Deutscher Wetterdienst 2024d). Bei der Direktstrahlung gibt es kein Hindernis zwischen Sonne und Erde, wodurch sie den kürzesten Weg zurücklegt (Deutscher Wetterdienst 2024c). Im Gegensatz dazu ist die Diffusstrahlung eine ungerichtete solare Strahlung, die durch Hindernisse unterbrochen wird, wie zum Beispiel Aerosole oder Wassertropfen (Deutscher Wetterdienst 2024b). Dadurch wird die Strahlung reflektiert, gestreut oder gebrochen (Deutscher Wetterdienst 2024b). Die Direkt- und Diffusstrahlung variiert je nach geografischer Breite und Höhe über dem Meeresspiegel (Deutscher Wetterdienst 2024c, 2024d). Daher ist der Standort, für den die Analyse durchgeführt wird, maßgeblich (Deutscher Wetterdienst 2024c, 2024d). Das Wetter und die Luftverschmutzung haben ebenfalls Einfluss auf die Strahlung (Deutscher Wetterdienst 2024c, 2024d). Da sowohl Diffus- als auch Direktstrahlung auf PV-Anlagen treffen, wird für die weitere Analyse die gesamte Einstrahlung von beiden, die Globalstrahlung, verwendet. Die Globalstrahlung gibt die Energie an, die von der Sonnenstrahlung auf der horizontalen Erdoberfläche ankommt (Deutscher Wetterdienst 2024d). Aus diesem Grund ist die Globalstrahlung eine wichtige Eingangsgröße für PV-Anlagen (Deutscher Wetterdienst 2024d).

Da die Einstrahlung je nach Tageszeit unterschiedlich ist (Deutscher Wetterdienst 2024c), wurde beispielhaft für die Monate Juli und Dezember eine Differenzierung zwischen verschiedenen Uhrzeiten im Tagesverlauf vorgenommen. Dazu sind zwei gleichlange Zeitabschnitte gebildet worden. Der Schnitt zwischen den beiden Zeitspannen erfolgte um 12 Uhr MEZ, da die globale Strahlung um diese Zeit ungefähr ihren Hochpunkt erreicht (Endlicher 2011b).

Dazu wurden die stündlichen Werte in Wattstunden pro Quadratmeter von 0 bis 11 Uhr MEZ und für den zweiten Tagesabschnitt von 12 bis 23 Uhr MEZ kumuliert.

Um die Einstrahlung zu visualisieren und die Klassen zu bestimmen, wurde in MS Excel eine Tabelle für alle analysierten Monate erstellt. In dieser Tabelle werden die Werte der Dachausrichtung im Verhältnis zu den Neigungswinkeln dargestellt. Die Werte für diese Kombinationen wurden zunächst aus dem PVGIS heraus als CSV-Dateien gespeichert und dann mit einem Python Skript für die Verwendung in MS Excel aufbereitet (vgl. Quelltext 2 und 3). Das Python Skript wurde mithilfe der künstlichen Intelligenz ‚ChatGPT‘ erstellt. Durch das Skript wurden alle Werte, außer die der globalen Strahlungsintensität, entfernt und die Tagessummen der globalen Strahlungsintensität erzeugt. Diese Summen wurden abschließend in die Excel-Tabelle übertragen. Die automatische Datenaufbereitung reduziert manuelle Tippfehler und gewährleistet die Nachvollziehbarkeit und Wiederholbarkeit der Tabellen.

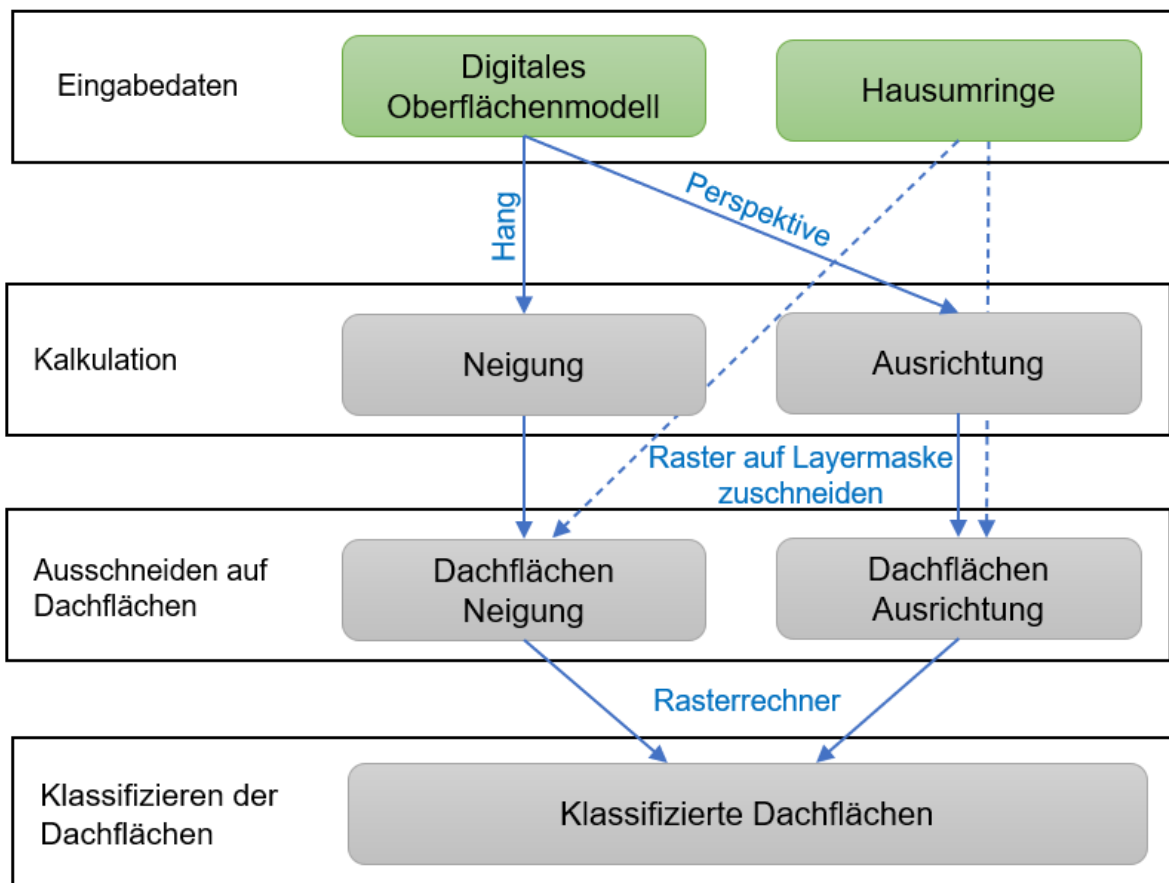
Auf der Grundlage der Minimal- und Maximalwerte der Tabellen wurde eine Kategorisierung vorgenommen. Da die Übergänge zwischen allen Werten fließend sind, können keine „natürlichen Grenzen“ für die Klasseneinteilung gezogen werden. Die Anzahl der Klassen orientiert sich an der empfohlenen Klassenanzahl für quantitative Daten von sieben bis zwölf Klassen (Koch 2001). Um eine bessere Vergleichbarkeit der Werte zu gewährleisten, wurde jeder Klasse der gleiche Wertebereich zugewiesen. Da gerade Klassenstufen übersichtlicher sind, werden die Klassen in 500er Schritten gebildet, sodass sich 11 Klassen ergeben. Diese Klassifizierung erfolgte über die bedingte Formatierung in MS Excel. Dadurch konnten die Klassen automatisch farblich klassifiziert werden (vgl. Abbildung 3).

Regel (in angez. Reihenfolge)	Format
Zellwert zwischen 5000 und 5499,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 4500 und 4999,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 4000 und 4499,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 3500 und 3999,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 3000 und 3499,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 2500 und 2999,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 2000 und 2499,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 1500 und 1999,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 1000 und 1499,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 500 und 999,99	AaBbCcYyZz
Zellwert zwischen 0 und 499,99	AaBbCcYyZz

Abbildung 3: Bedingte Formatierung in MS Excel Quelle: Eigene Darstellung

### 2.4.2. Klassifizierung im GIS

In der nachfolgenden Analyse mit QGIS wurden die Klassen aus Kapitel 2.4.1 übertragen (vgl. Abbildung 4). Dazu wurden zwei Rasterbilder aus dem DOM generiert. Die Neigung wurde mit dem Werkzeug *Hang* und die Ausrichtung mit dem Werkzeug *Perspektive* erstellt. Das Werkzeug *Perspektive* erzeugt einen Richtungslayer mit Werten von 0° bis 360°, wobei die Richtung von 0° im Norden beginnend im Uhrzeigersinn ausgedrückt wird. Zur Ermittlung des Dachflächenpotenzials müssen die Rasterdatensätze für Neigung und Ausrichtung auf die Dachflächen zugeschnitten werden. Dazu wurde der aufbereitete Hausumring-Datensatz aus den Bedarfsprofilen verwendet. Die Hausumringe können manchmal leicht von den tatsächlichen Gegebenheiten, die im DOM zu sehen sind, abweichen. Dies liegt daran, dass die Hausumringe aus dem Kataster entnommen wurden und das Kataster zu einem bestimmten Zeitpunkt aufgenommen wurde. Durch zusätzliche Dämmmaßnahmen oder kleinere Anbauten können diese Daten gelegentlich voneinander abweichen. Das Zuschneiden des Rasterbildes auf die Dachflächen anhand der Hausumringe erfolgte mit dem Werkzeug *Raster auf Layermaske zuschneiden*.



\*Werkzeuge in QGIS

Abbildung 4: Methodische Vorgehensweise zur Klassifizierung der Dachflächen Quelle: Eigene Darstellung

Bei der Klassifizierung muss beachtet werden, dass die Tabellen für fixe Werte, wie zum Beispiel 0°, 10° oder 20° Neigung oder Ausrichtung, aus dem PVGIS erstellt wurden. Für die Übertragung in die Analyse müssen die Wertebereiche dazwischen berücksichtigt werden. Für diese Wertebereiche werden immer die Werte verwendet, die dem berechneten Wert am nächsten sind. Daher wäre der Wertebereich für den Wert 10 zum Beispiel 5 bis <15. Außerdem müssen die Werte für die Dachausrichtung aus dem PVGIS in QGIS konvertiert werden. Dabei entspricht der Wert 0 für die südliche Dachausrichtung im PVGIS dem Wert 180 im QGIS (vgl. Abbildung 5). Eine detaillierte Auflistung der Wertebereiche und Gegenüberstellung der Dachausrichtungswerte ist in Abbildung 5 dargestellt.

April				Neigungswinkel / Slope in °									
				0-<5	5-<15	15-<25	25-<35	35-<45	45-<55	55-<65	65-<75	75-<85	85-90
Dachausrichtung / Azimut in °	PVGIS	QGIS	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
	NO	-180	0	0<5	4272,94	3896,04	3447,57	2938,66	2382,42	1859,82	1569,14	1358,24	1172,08
-170		10	5-<15	4272,96	3902,56	3460,45	2957,49	2410,37	1931,5	1642,05	1418,17	1221,04	1036,56
O	-160	20	15-<25	4272,95	3919,34	3493,75	3011,73	2515,28	2121,44	1827,51	1576,62	1353,22	1154,54
	-150	30	25-<35	4272,95	3945,62	3549,87	3113,4	2699,74	2352,25	2054,66	1790,03	1532,21	1322,14
SO	-140	40	35-<45	4272,95	3980,85	3628,47	3257,84	2907,78	2596,21	2303,91	2026,9	1764,85	1488,43
	-130	50	45-<55	4272,95	4025,09	3728,13	3421,18	3126,87	2845,59	2566,41	2279,24	1994,09	1727,2
S	-120	60	55-<65	4272,95	4075,59	3838,09	3592,52	3348,37	3095,32	2823,2	2544,85	2250,02	1931,43
	-110	70	65-<75	4272,95	4131,14	3954,52	3767,11	3563,97	3334,93	3086,57	2801,76	2484,33	2181,87
SW	-100	80	75-<85	4272,95	4189,57	4072,94	3937,35	3772,91	3574,85	3333,21	3039,99	2740,42	2368,21
	-90	90	85-<95	4272,95	4248,57	4189,37	4100,85	3974,64	3799,58	3555,51	3288,25	2938,72	2611,88
W	-80	100	95-<105	4272,95	4306,82	4299,96	4256,11	4164,19	3997,27	3782,32	3485,01	3170,5	2769,47
	-70	110	105-<115	4272,97	4362,09	4403,45	4402,09	4329,8	4185,78	3967,32	3691,22	3329,56	2959,46
NW	-60	120	115-<125	4272,97	4413,26	4500,92	4529,14	4470,8	4348,66	4136,64	3844,75	3501,23	3068,21
	-50	130	125-<135	4272,98	4458,81	4585,31	4628,21	4604,9	4475,73	4276,16	3987,5	3607,73	3196,73
	-40	140	135-<145	4273	4498,73	4654,07	4721,72	4705,6	4595,75	4384,24	4085,91	3717,48	3254,67
	-30	150	145-<155	4273	4530,53	4702,78	4796,32	4783,37	4672,4	4470,91	4170,39	3769,57	3317,57
	-20	160	155-<165	4273	4553,24	4743,21	4842,37	4843,03	4735,78	4522,65	4209,55	3818,93	3342,95
	-10	170	165-<175	4273,02	4565,86	4768,65	4870,53	4866,32	4761,56	4551,76	4240,26	3834,28	3342,06
	0	180	175-<185	4273,01	4568,85	4774,1	4879,35	4879,92	4771,78	4556,83	4238,76	3827,61	3334,51
	10	190	185-<195	4273,01	4562,18	4762,21	4864,18	4860,54	4748,8	4528,81	4219,1	3816,88	3333,81
	20	200	195-<205	4273	4546,01	4733,61	4822,23	4813,27	4705,56	4492,39	4179,37	3768,86	3305,47
	30	210	205-<215	4273	4520,85	4685,88	4764,09	4749,93	4629,57	4411,68	4114,08	3727,58	3249,2
	40	220	215-<225	4273	4487,5	4624,85	4688,11	4651,41	4535,22	4324,68	4002,24	3643,65	3207,78
	50	230	225-<235	4272,97	4446,49	4552,3	4585,3	4545,65	4415,8	4192,51	3911,67	3542,67	3118,1
	60	240	235-<245	4272,98	4398,44	4468,6	4470,44	4412,82	4267,77	4061,31	3757,93	3419,81	3011,87
	70	250	245-<255	4272,98	4345,43	4370,61	4346	4255,39	4112,44	3884,69	3610,09	3275,77	2881,76
	80	260	255-<265	4272,98	4289	4262,69	4203,7	4091,45	3924,24	3702,8	3424,18	3091,62	2739,35
	90	270	265-<275	4272,95	4230,46	4150,93	4045,65	3910,99	3722,33	3495,88	3210,76	2905,5	2540,65
	100	280	275-<285	4272,95	4171,24	4034,66	3882,48	3711,41	3510,68	3263,04	2994,82	2670,63	2362,55
	110	290	285-<295	4272,95	4113,56	3918,06	3715,04	3505,61	3279,47	3029,4	2742,17	2459,06	2126,54
	120	300	295-<305	4272,93	4059,01	3803,82	3546,02	3294,28	3042,04	2778,48	2504,92	2200,65	1933,14
	130	310	305-<315	4272,93	4010,24	3696,29	3378,04	3080,72	2802,63	2527,3	2248,93	1981,61	1693,61
	140	320	315-<325	4272,94	3969,02	3603,8	3220,45	2870,72	2562,77	2278,04	2008,76	1740,54	1504,89
	150	330	325-<335	4272,74	3936,28	3530,67	3085,23	2669,45	2329,34	2040,18	1778,8	1537,49	1314,42
	160	340	335-<345	4272,94	3912,88	3480,83	2992,71	2493,76	2106,67	1819,47	1577,32	1359,18	1153,47
	170	350	345-<355	4272,94	3899,29	3453,98	2948,06	2398,2	1925,73	1642,45	1422,73	1226,25	1047,48
	180	360	355-<360	4272,94	3896,04	3447,57	2938,66	2382,42	1859,82	1569,14	1358,24	1172,08	1001,16

Abbildung 5: Wertebereiche für die Jahresmittelwerte Quelle: Eigene Darstellung

Für die Klassifizierung der Dachflächen anhand der definierten Klassen wurde in QGIS das Werkzeug *Rasterrechner* verwendet. Über das Feld *Rasterrechnerausdruck* im *Rasterrechner* können Formeln und Ausdrücke zur Manipulation der Daten eingegeben werden. Um die Klassen für die jeweilige Tabelle darzustellen, wurde eine Formel über den *Rasterrechnerausdruck* eingegeben, damit ein neues Raster erstellt werden kann. Dazu wurde die jeweilige Klasse, die in der MS Excel Tabelle generiert wurde, durch eine kombinierte Abfrage aus Neigungs- und Ausrichtungsraster zugewiesen. In der nachfolgend dargestellten Beispielabfrage wurde

allen Rasterzellen, die eine Neigung  $\geq 45^\circ$  und  $< 55^\circ$  sowie eine Ausrichtung  $\geq 0$  und  $< 15$  aufweisen, der Wert 8 zugewiesen.

```
(( "Slope" >= 45 AND "Slope" < 55) AND ( "Aspect" >= 0 AND "Aspect" < 15)) * 8
```

In der obigen Beispielabfrage steht der Wert 8 für eine Klasse der Einstrahlungswerte. Die Klassen beginnen mit dem Wert 1, der den höchsten Einstrahlungswert darstellt, und enden mit dem Wert 11, der die Klasse mit dem niedrigsten Einstrahlungswert darstellt. Der vollständige Rasterrechnerausdruck ist im Anhang zu finden. Die erzeugten Raster bestehen aus der zuvor definierten Klassifikation. Damit im weiteren Verlauf konkrete Ertragsprofile abgeleitet werden können, mussten den Rasterzellen konkrete Werte zugewiesen werden. Da es sich bei den aus dem DOM erzeugten Klassen um Wertebereiche handelt, wurden diesen auch Wertebereiche zugewiesen. Konkret bedeutet dies, dass jeder Klasse ein Minimal- und Maximalwert zugewiesen wurde. Der Minimalwert steht für die geringste kumulative Einstrahlung, die nach dieser Analyse für diesen Monat zu erwarten ist. Der Maximalwert steht für die höchste kumulative Einstrahlung. Der Wertebereich ergibt sich aus der vereinfachten Betrachtungsweise in dieser Studie. Die Zuweisung der Werte erfolgte in QGIS mit dem Werkzeug *Rasterrechner*. Diesmal wird jeder Klasse über das Feld *Rasterrechnerausdruck* ein konkreter Wert zugewiesen. Aus jedem zuvor erzeugten Raster wird ein Raster mit dem Minimalwert und ein Raster mit dem Maximalwert erzeugt. Ein Beispiel dieses Ausdrucks ist in Tabelle 1 für den Monat April dargestellt. Als Ausgabe aus dem Werkzeug *Rasterrechner* wurde ein Raster erzeugt, welches die gesamte Einstrahlung in Wh/m<sup>2</sup> im Jahresmittel in Köln-Bickendorf darstellt.

Tabelle 1: Zuweisung der Klassen in Python mit dem Werkzeug Rasterrechnerausdruck für den Monat April

Minimum	Maximum
("April_Klassen@1" = 11) * 0+	("April_Klassen@1" = 11) * 499.99+
("April_Klassen@1" = 10) * 500+	("April_Klassen@1" = 10) * 999.99+
("April_Klassen@1" = 9) * 1000+	("April_Klassen@1" = 9) * 1499.99+
("April_Klassen@1" = 8) * 1500+	("April_Klassen@1" = 8) * 1999.99+
("April_Klassen@1" = 7) * 2000+	("April_Klassen@1" = 7) * 2499.99+
("April_Klassen@1" = 6) * 2500+	("April_Klassen@1" = 6) * 2999.99+
("April_Klassen@1" = 5) * 3000+	("April_Klassen@1" = 5) * 3499.99+
("April_Klassen@1" = 4) * 3500+	("April_Klassen@1" = 4) * 3999.99+
("April_Klassen@1" = 3) * 4000+	("April_Klassen@1" = 3) * 4499.99+
("April_Klassen@1" = 2) * 4500+	("April_Klassen@1" = 2) * 4999.99+
("April_Klassen@1" = 1) * 5000	("April_Klassen@1" = 1) * 5499.99

Quelle: Eigene Darstellung

Zuletzt wurde für das gesamte Testgebiet die kumulative Sonneneinstrahlung für alle Dachflächen ermittelt. Dazu wurde zunächst der Datensatz der Hausumringe mit dem Werkzeug *Auflösen* bearbeitet. Dies war notwendig, damit jedes Rasterpixel nur einmal verwendet wird. Bei angrenzenden Einzelpolygonen an Hausgrenzen würden die Grenzpixel sonst mehrfach in die Auswertung eingehen. Anschließend wurden die Pixelwerte mit dem Werkzeug *Zonenstatistik* aufsummiert, wobei der aufgelöste Datensatz der Dachflächenpolygone als Eingabelayer diente. Durch die Klassifizierung hat jeder Pixel einen Wertebereich mit einem Minimum und einem Maximum. Folglich hat auch die errechnete Summe einen Wertebereich.

### 2.4.3. Modellentwurf

Für die gesamte Vorgehensweise wurde in QGIS mithilfe des *Modellentwurfs* ein Modell erzeugt. Durch die Analyse mit dem Modell ist es möglich den Arbeitsablauf jederzeit nachzuvollziehen und zu wiederholen. Außerdem können Änderungen leicht umgesetzt werden. Sobald aktuellere Daten zu Verfügung stehen oder die Heuristik in einem anderen Gebiet ähnlicher geografischer Lage angewendet werden soll ist es mit diesem Modell möglich die Eingabedaten zu ändern und ein neues Ergebnis zu erhalten.

In diesem Modell gibt es zwei Eingabeparameter. Der aufbereitete Datensatz mit den HU oder Dachflächen und das DOM. Aus dem DOM wurden Neigungs- und Perspektivraster generiert. Diese Raster werden benötigt, um die Klassifizierung nach Neigung und Ausrichtung zuweisen zu können. Damit nur die Dachflächen in der Analyse verwendet werden, wurden die Neigungs- und Perspektivraster mit dem Eingabedatensatz „Hausumringe/Dachflächen“ zugeschnitten.

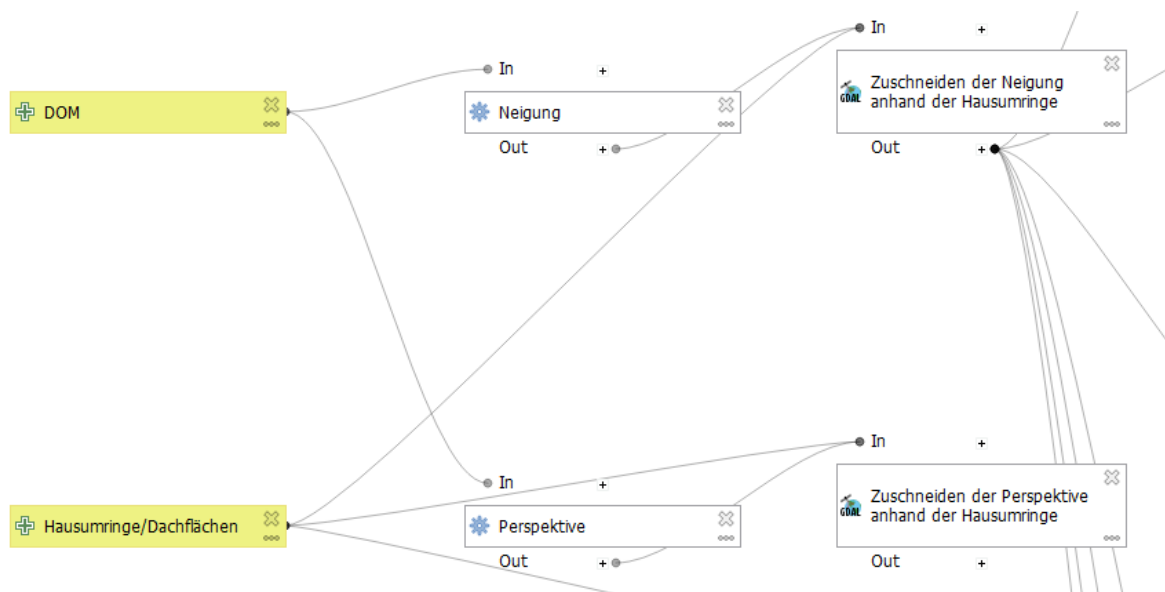


Abbildung 6: Ausschnitt aus dem Modellentwurf in QGIS Quelle: Eigene Darstellung

Im nächsten Teil des Modells wurden die Dachflächen anhand der Neigung und Orientierung klassifiziert. Dazu wurde zunächst das Werkzeug *Rasterrechner* verwendet. In der ersten Stufe wurden den Rasterpixeln Klassen nach Neigung und Orientierung zugeordnet. In der nächsten Stufe wurde jeder Klasse mit Hilfe des *Rasterrechners* ein konkreter Wert zugewiesen. Da es sich um einen Wertebereich handelt, wird zwischen dem niedrigsten (Minimum) und dem höchsten (Maximum) Wert unterschieden. In der letzten Spalte des Modells wird eine *Zonenstatistik* für jedes Raster erstellt. Dazu wurde der Dachflächenlayer mit dem Werkzeug *Auflösen* aufgelöst. Darauf aufbauend konnte mit dem Werkzeug *Zonenstatistik* die Gesamtsumme für das gesamte Gebiet berechnet werden. Die Gesamtsumme enthält die aufsummierten Werte der Dachflächen und gibt an, wie viel Einstrahlung im Gebiet auf die Dachflächen fällt. Dabei wird zwischen den Monaten und dem Wertebereich der Monate unterschieden.

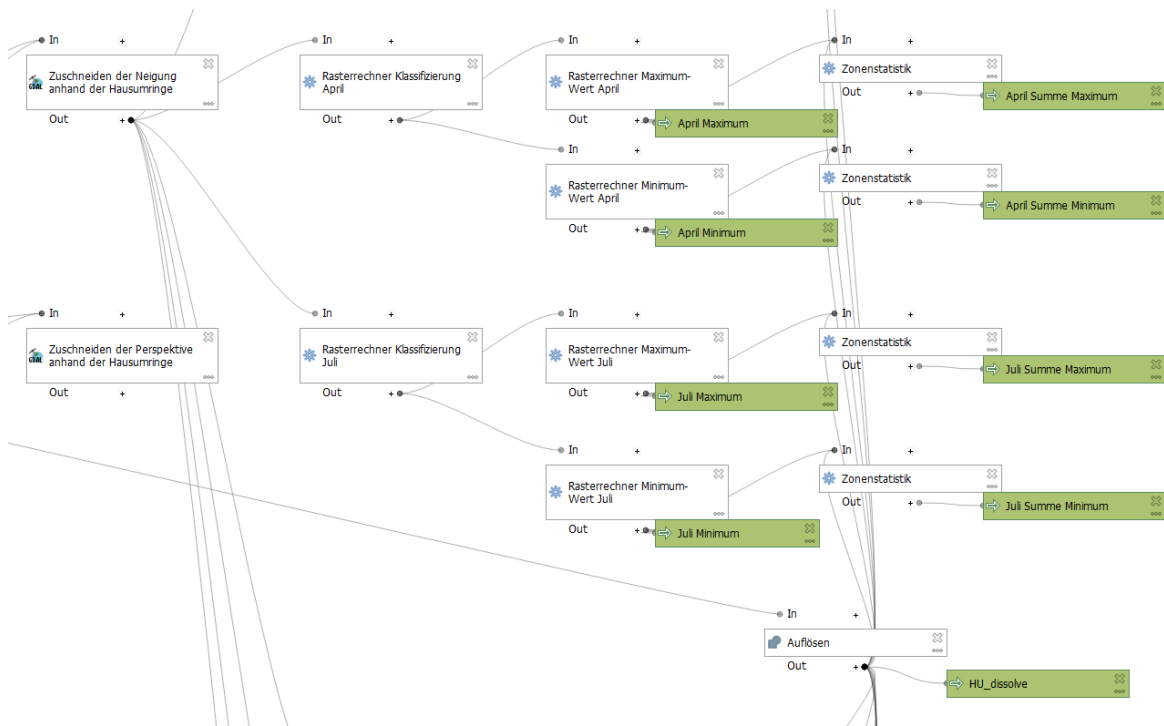


Abbildung 7: Ausschnitt aus dem Modellentwurf in QGIS Quelle: Eigene Darstellung

#### 2.4.4. Klassifikation nach Ausschlusskriterien

In diesem Teil der Arbeit wird die Analyse begrenzt. Als grundsätzlich geeignete Flächen werden in Nordrhein-Westfalen Dachflächen angesehen, die ein Solarenergiepotenzial von 650 Kilowattstunden pro Kilowattpeak aufweisen (LANUV 2018). Dies entspricht einer Strahlungsenergie von ca. 814 Kilowattstunden pro Quadratmeter pro Jahr (LANUV 2018). Umgerechnet entspricht dies ca. 2.230 Wattstunden pro Quadratmeter pro Tag. Damit nur Rasterpixel mit Werten größer als 2.230 Wh/m<sup>2</sup>/Tag in die beschränkte Analyse einfließen wurde das zuvor

erstellte Modell modifiziert. Im neuen Modell wurde im letzten Analyseschritt eine Modifikation vorgenommen. Bei der Zuweisung der Werte mit dem Rasterrechner wurde das Feld *Rasterrechnerausdruck* angepasst und alle Werte unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup>/Tag wurden durch den Wert 0 ersetzt. Dadurch fließen diese Zellen nicht in die weitere Berechnung ein. Ein Beispiel für den Monat April ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Rasterrechnerausdruck in QGIS für den Monat April

Minimum	Maximum
("April_Klassen@1" = 11) * 0+	("April_Klassen@1" = 11) * 0 +
("April_Klassen@1" = 10) * 0+	("April_Klassen@1" = 10) * 0 +
("April_Klassen@1" = 9) * 0+	("April_Klassen@1" = 9) * 0 +
("April_Klassen@1" = 8) * 0+	("April_Klassen@1" = 8) * 0 +
("April_Klassen@1" = 7) * 0+	("April_Klassen@1" = 7) * 2499.99+
("April_Klassen@1" = 6) * 2500+	("April_Klassen@1" = 6) * 2999.99+
("April_Klassen@1" = 5) * 3000+	("April_Klassen@1" = 5) * 3499.99+
("April_Klassen@1" = 4) * 3500+	("April_Klassen@1" = 4) * 3999.99+
("April_Klassen@1" = 3) * 4000+	("April_Klassen@1" = 3) * 4499.99+
("April_Klassen@1" = 2) * 4500+	("April_Klassen@1" = 2) * 4999.99+
("April_Klassen@1" = 1) * 5000	("April_Klassen@1" = 1) * 5499.99

Quelle: Eigene Darstellung

## 2.5. Kalkulation des Strombedarfes

Nachdem die Analyse bei der Klassifikation von Bedarfsprofilen auf die Wohnnutzung beschränkt wurde, wird in diesem Kapitel der Strombedarf der Haushalte ermittelt. Die Kalkulation setzt sich aus zwei Rechnungen zusammen. Zuerst wurde das SLP verwendet, welches das Verbrauchsverhalten der Haushalte zu verschiedenen Uhrzeiten und Jahreszeiten widerspiegelt (Kapitel 2.5.1.). In einem weiteren Schritt wurden diese Werte auf eine definierte regionale Abgrenzung angewendet (Kapitel 2.5.2.).

### 2.5.1. Standardlastprofile Strom

Zur Ermittlung des Strombedarfes wurde das SLP verwendet. Bei Standardlastprofilen handelt es sich um repräsentative Lastprofile für unterschiedliche Kundengruppen, bei denen von einem ähnlichen Verbraucherverhalten ausgegangen werden kann. Neben dem SLP für Haushalte, welches für diese Analyse verwendet wird, gibt es auch SLP für Landwirtschaft und für Gewerbe, die nicht verwendet werden. Die Profile wurden 1999 veröffentlicht und seitdem nicht aktualisiert. (BDEW 2017)

Da der Strombedarf je nach Jahreszeit, Wochentag und Uhrzeit sehr unterschiedlich verteilt ist, musste dies bei der Analyse berücksichtigt werden. Die NEW AG (2014), ein in NRW ansässiges Dienstleistungsunternehmen, hat eine Tabelle veröffentlicht (vgl. Tabelle 3), aus der die unterschiedliche Gewichtung der Monate bei Anwendung der SLP hervorgeht. Diese Gewichtung wurde zur Berechnung des Strombedarfs der Monate Januar, April, Juli und Oktober angewendet. Darauf aufbauend sollen später die regionalen Selbstversorgungsgrade bestimmt werden. Daher wurden dafür in der Kalkulation des Strombedarfs die Werte berechnet.

Tabelle 3: Gewichtung des Stromverbrauchs.

Monat	Haus- halt
Januar	10,30%
Februar	8,90%
März	9,20%
April	8,30%
Mai	7,80%
Juni	7,00%
Juli	6,90%
August	7,10%
September	7,30%
Oktober	8,40%
November	8,70%
Dezember	10,10%
Gesamtergebnis	100,00%

Quelle: In Anlehnung an NEW AG (2014)

Zusätzlich wurde zu der eben aufgeführten monatlichen Gewichtung des Strombedarfs ein detaillierteres SLP verwendet, welches für die Berechnung des stündlichen Strombedarfs angewendet wurde. Das SLP vom BDEW (2017) gibt in dem Lastprofil Haushalt die mittlere Viertelstunden-Leistung in Watt bei einem Jahresverbrauch von 1.000 kWh pro Jahr an. In einer Hilfsmatrix werden die Werte in Winter, Sommer, Übergangszeit sowie Samstag, Sonntag und Werktag untergliedert. Durch Multiplikation des Viertelstundenwertes des Profils der Hilfsmatrix mit dem Dynamisierungsfaktor wurde der resultierende dynamisierte Viertelstundenwert berechnet. Der Dynamisierungsfaktor orientiert sich am Jahreskalender und wurde für jeden Tag im Jahr berechnet. Für diese Studie wurde die Tabelle vom BDEW mit dem dynamisierten Jahresverlauf im Zeitraum 06/1996 bis 05/1997 verwendet. Im ersten Schritt der Kalkulation wurden die viertelstündlichen Werte für jede Stunde gemittelt, indem die Uhrzeiten :15, :30, :45 und :00 summiert und durch vier dividiert wurden. Das Ergebnis ist die mittlere Leistung pro Stunde in Wattstunden bei einem Jahresverbrauch von 1.000 kWh pro Jahr. Um diese Werte auf den durchschnittlichen Verbrauch einer Person von 1.500 kWh pro Jahr (RheinEnergie 2023) umzurechnen wurde der Wert mit 1,5 multipliziert. Tabelle 4 können beispielhafte Werte des stündlichen Strombedarfs für die Monate entnommen werden.

Tabelle 4: Stündlicher Strombedarf pro Person in Wh pro Monat

Stunde	Januar	April	Juli	Oktober	Dezember
6	2601,46	2285,00	2083,99	2281,34	2466,24
12	7959,46	6709,26	5635,86	6808,31	8170,80
18	7854,76	5508,00	4548,79	5508,61	7801,65
24	5147,05	4606,74	4143,84	4608,33	5050,68

Quelle: Eigene Darstellung

## 2.5.2. Anwendung der SLP auf eine definierte regionale Abgrenzung

Die zuvor berechneten Werte auf Basis der SLPs wurden daraufhin auf das Testgebiet hochgerechnet. Für das Testgebiet in Köln-Bickendorf beträgt der durchschnittliche Jahresverbrauch an Strom pro Person 1.500 kWh (RheinEnergie 2023).

In der ersten Berechnung wurde der kumulative Strombedarf in MWh im Monat für die regionale Abgrenzung berechnet. Dazu wurde die Gewichtung des Stromverbrauchs aus den SLPs nach Monaten auf den gesamten Jahresverbrauch pro Person berechnet. Durch die Multiplikation mit der Einwohnerzahl, wurde der gesamte monatliche Stromverbrauch für die regionale Abgrenzung in kWh berechnet. Für das Testgebiet in Köln-Bickendorf liegt die Einwohnerzahl bei 16.779 Einwohnern (Amt für Stadtentwicklung und Statistik 2023). Diese Werte wurden in die nächstgrößere Einheit Megawattstunden umgerechnet.

$$\text{Kumulativer Strombedarf in MWh} = \frac{\left(\frac{1500 \text{ kWh}}{100} * \text{Gewichtung in \%}\right) * \text{Einwohnerzahl}}{1.000}$$

In der zweiten Berechnung wurde mit dem stündlichen Strombedarf pro Person (siehe Tabelle 4) der stündliche Strombedarf für die regionale Abgrenzung kalkuliert. Um den Strombedarf für die regionale Abgrenzung zu bestimmen, wurde der stündliche Strombedarf pro Person mit der Einwohnerzahl multipliziert. Anschließend wurde dieser Wert von Wattstunden in Megawattstunden umgerechnet. Das Ergebnis gibt den stündlichen Strombedarf im Monat in MWh für die definierte regionale Abgrenzung an.

$$\text{Stündlicher Strombedarf in MWh} = \frac{(\text{Strombedarf p. P. in Wh} * \text{Einwohnerzahl})}{1.000.000}$$

Basierend auf dem stündlichen Strombedarf in MWh konnte der gesamte Strombedarf sowohl pro Tag als auch für definierte Tagesabschnitte berechnet werden. Zur Berechnung der ersten und zweiten Tageshälfte in den Monaten Dezember und Juli wurden die stündlichen Werte addiert. Für die erste Tageshälfte wurden die Stunden 0 bis 11 und für die zweite Tageshälfte die Stunden 12 bis 23 summiert.

## 2.6. Kalkulation des Stromertrages

Der Stromertrag gibt an, wie viel Strom auf den Dachflächen gewonnen werden könnte. Da sich die Dachflächen von den tatsächlich bebaubaren Flächen mit Solarmodulen unterscheiden, handelt es sich hierbei um eine vereinfachte Analyse. Bei dieser Analyse wird ermittelt, wie viel Sonnenstrahlung auf den vorhandenen Dachflächen in elektrische Energie umgewandelt werden könnte.

In Kapitel 2.4.2. wurde in QGIS bereits die kumulative Sonneneinstrahlung im Testgebiet ermittelt. Die berechneten Summen der minimalen und maximalen gesamten Einstrahlung wurden in Wattstunden angegeben. Um den Stromertrag zu kalkulieren, muss der Modulwirkungsgrad mit in die Analyse einfließen. Der Modulwirkungsgrad gibt an, wie viel Prozent der Sonneneinstrahlung von den Modulen in Strom umgewandelt werden können (Kümpel 2023). Dieser Wirkungsgrad ist abhängig von dem Material und Aufbau der Solarzelle (Solarwatt GmbH 2023). Die handelsüblichen Zellen erreichen Wirkungsgrade von etwa 20 % (Solarwatt GmbH 2023). Für die aktuelle Analyse vom LANUV im Jahr 2023 wurde laut Metadatenkatalog ein Wirkungsgrad von 20,7 % verwendet (LANUV 2023b). Für die folgende Berechnung des Stromertrags wurde dieser Wirkungsgrad als Richtwert verwendet. Die Ausgangswerte aus der GIS-Analyse zur Ermittlung der Ertragsprofile werden in Wattstunden pro Tag angegeben. Um aus den Einstrahlungswerten den Stromertrag zu berechnen, werden nur 20,7 % für den Stromertrag berücksichtigt. Außerdem wurde der tägliche Strombedarf auf den Monat kumuliert und von Wattstunden in Megawattstunden umgerechnet. Die Berechnung ist nachfolgend dargestellt.

$$\text{Stromertrag in MWh} = \frac{\left( \left( \frac{\text{Stromertrag in Wh}}{100} \right) * 20,7 \right) * \text{Tage im Monat}}{1.000.000}$$

Im Folgenden wird ein Beispiel für den maximalen Stromertrag im Juli präsentiert.

$$\text{maximaler Stromertrag im Juli} = \frac{\left( \left( \frac{1.233.037.001,66 \text{ Wh}}{100} \right) * 20,7 \right) * 31}{1.000.000} = 7.912,40 \text{ MWh}$$

## 2.7. Regionale Selbstversorgungsgrade

Basierend auf den Zahlen des Strombedarfes und Stromertrages wurde der Selbstversorgungsgrad für die definierte regionale Abgrenzung berechnet. Dieser gibt an zu wie viel Prozent dieses Gebiet bei voller Ausnutzung des Energiepotenzials in der Lage wäre, sich autark zu versorgen. Mit der nachfolgenden Berechnung wird der Selbstversorgungsgrad in % berechnet.

$$\text{Selbstversorgungsgrad in \%} = \frac{\text{Stromertrag in MWh}}{\text{Strombedarf in MWh}} * 100$$

Für die Monate Januar, April, Juli und Oktober wurden jeweils die kumulierten stündlichen und monatlichen Stromerträge aus dem SLP mit dem vollständigen Datensatz der Dachflächen sowie mit dem Datensatz nach Ausschluss von Flächen unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup>/d kombiniert. Dies gewährleistet eine Vergleichbarkeit unter den Werten und validiert die Ergebnisse.

Für die Selbstversorgungsgrade nach Tageszeiten der Monate Dezember und Juli wurden die stündlichen SLP und der vollständige Datensatz der Dachflächen verwendet, da die Anwendung der monatlichen SLP zu grob für diese detaillierte Kalkulation wäre.

### 3. Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Klassifikationen von Bedarfs- und Ertragsprofilen und dem daraus abgeleiteten Strombedarf und -ertrag (Kapitel 3.1. und 3.2.) sowie die regionalen Selbstversorgungsgrade (Kapitel 3.3.) anhand zeitlich aufgelöster Bilanzanalysen dargestellt, validiert und diskutiert.

#### 3.1. Klassifikation der Bedarfsprofile und Strombedarf

Für das Testgebiet Bickendorf wurden 2.322 von 3.814 Gebäudeumringen ausgewählt, um die Wohnnutzung für diese Studie passend auszuwählen. Obwohl der Datensatz weitere Nutzungsarten wie Industrie und Gewerbe enthält, konnten diese aufgrund begrenzter Datenverfügbarkeit nicht analysiert werden.

Das Balkendiagramm in Abbildung 8 zeigt den kumulativen Strombedarf der Haushalte im Testgebiet Bickendorf in den Monaten Januar, April, Juli und Oktober in Abhängigkeit vom monatlichen oder stündlichen SLP. Der höchste monatliche SLP-Wert liegt im Januar bei 2.592,36 MWh und der niedrigste im Juli bei 1.736,63 MWh. Der Höchstwert der stündlichen SLP liegt im Juli bei 2.559,78 MWh und der Minimalwert im Januar bei 1.749,21 MWh.

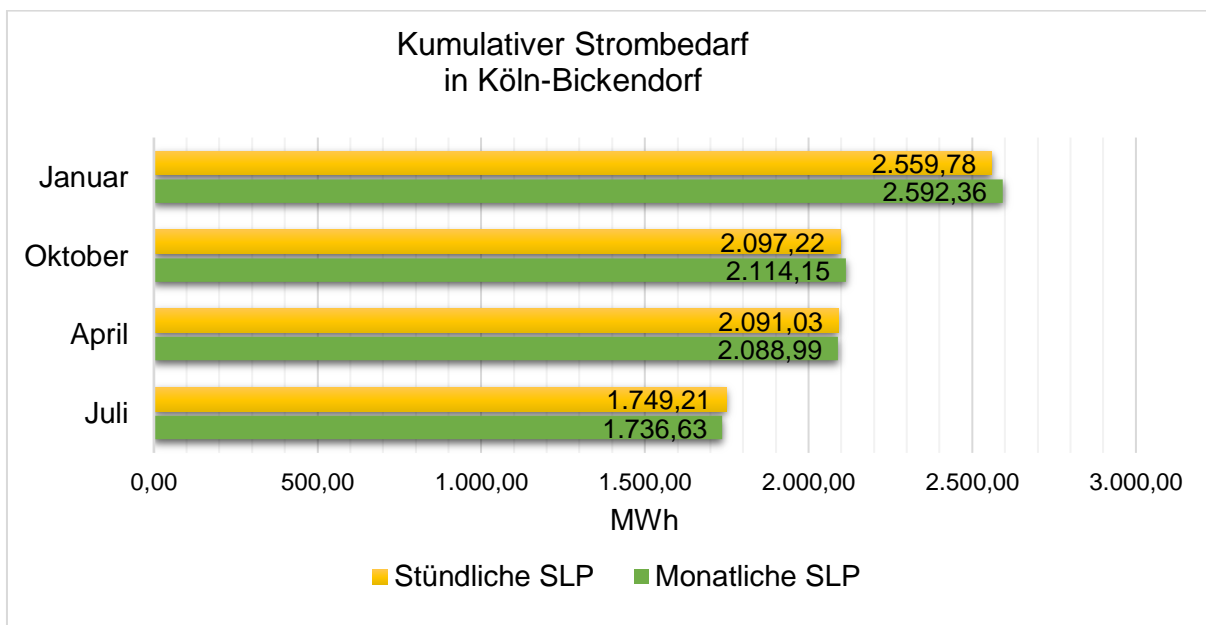


Abbildung 8: Kumulativer Strombedarf in MWh in Köln-Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

Das Diagramm zeigt deutliche jahreszeitliche Unterschiede: Während der Juli den niedrigsten und der Januar den höchsten Stromverbrauch aufweisen, liegen die Übergangsmonate April und Oktober zwischen Sommer und Winter relativ nahe beieinander. Die NEW AG (2014) begründet den höheren Stromverbrauch im Januar damit, dass es früher dunkel wird und darum

früher Lampen eingeschaltet werden müssen. Außerdem werden im Winter in den Abendstunden häufiger Geräte wie Fernseher, Herd usw. verwendet (Top Energy News 2019). Im Gegensatz dazu fallen die langen Sommerferien meist in den Juli, in denen viele Haushalte verreisen. Zusätzlich ist es im Sommer abends länger hell und auch wärmer, weshalb selbst zu späteren Stunden Zeit draußen verbraucht wird. Diese beiden Faktoren tragen dazu bei, dass der Stromverbrauch in dem Monat Juli relativ gering ausfällt (Top Energy News 2019). Da sich die Werte der stündlichen und monatlichen SLP nicht signifikant unterscheiden, können die beiden Berechnungsansätze mit diesem Ergebnis validiert werden.

Abbildung 9 zeigt den stündlichen Stromverbrauch und damit den Strombedarf der Haushalte im Testgebiet Bickendorf in den Monaten Januar, April, Juli und Oktober. Die dargestellte Grafik basiert auf den SLP vom BDEW (2017) sowie der Einwohnerzahl des Amts für Statistik und Stadtentwicklung (2023). Das Liniendiagramm stellt den mittleren Strombedarf pro Stunde in MWh in Abhängigkeit des zeitlichen Verlaufs in Stunden dar. Die Grafik veranschaulicht den Strombedarf im Tagesverlauf mit einem Tagesminimum zwischen 4 und 5 Uhr, einem starken Anstieg zwischen 6 und 8 Uhr, sowie einem erhöhten Anstieg um die Mittagszeit, mit einem Tagesmaximum für den Monat Juli um 13 Uhr und einem Hochpunkt für die anderen Monate. Danach sinkt der Bedarf bis 17 Uhr ab, bevor er um 20 Uhr am Abend für die Monate Januar, April und Oktober das Tagesmaximum und für Juli einen zweiten Hochpunkt erreicht.

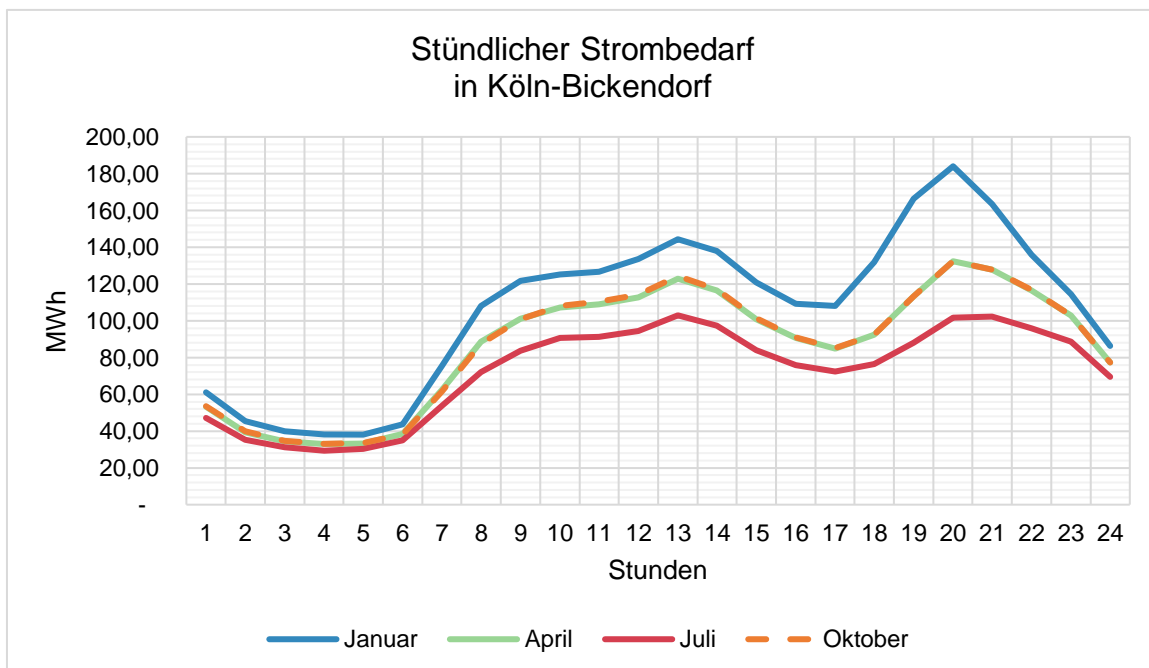


Abbildung 9: Monatlicher Strombedarf in MWh in Köln-Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

Das Liniendiagramm zeigt einen geringen Stromverbrauch in der Nacht, da die meisten Hausbewohner zu dieser Zeit schlafen und hauptsächlich Geräte laufen, die kontinuierlich Strom verbrauchen. Der Januar weist einen geringfügig höheren Stromverbrauch auf als die anderen

Monate. Ab 6 Uhr stehen die meisten Menschen auf, wodurch es zu einem sprunghaften Anstieg des Strombedarfs kommt. In der Mittagszeit wird häufig Essen zubereitet und viele Kinder kommen aus der Schule oder Kita. Infolgedessen ist in dieser Zeit, um 13 Uhr der erste Hochpunkt zu verzeichnen. Nach einem Rückgang des Stromverbrauchs kommt es am Abend erneut zu einer stärkeren Stromnutzung. Im Januar beginnt der Anstieg der Stromnutzung früher, da es früher dunkel wird. Im Gegensatz dazu beginnt dieser im Juli später in einem etwas flacheren Verlauf, da länger natürliches Licht zur Verfügung steht und die Sonne später untergeht. Im Januar ist der Strombedarf am Abend im Vergleich zu anderen Monaten am höchsten. Möglicherweise liegt dies daran, dass im Winter weniger Aktivitäten im Freien stattfinden und stattdessen mehr Zeit im Gebäude verbracht wird, was zu einer häufigeren und längeren Nutzung elektronischer Geräte wie dem Fernseher führen kann (Top Energy News 2019). Im gesamten Tagesverlauf weist der Januar als Wintermonat den höchsten und der Juli den geringsten Strombedarf auf. Dies ist erwartungsgemäß und lässt sich durch die vermehrte Nutzung von Licht und elektronischen Geräten erklären.

Darüber hinaus wurde mit dem mittleren stündlichen Strombedarf die zeitlich aufgelöste Bilanzanalyse erstellt (vgl. Abbildung 10). Die Bilanzanalyse für die Monate Juli und Dezember stellt den Strombedarf des Testgebietes in Megawattstunden in Abhängigkeit zur jeweiligen Tageszeit dar. Dabei stellt der blaue Balken die erste Tageshälfte mit den mittleren Stundenwerten von 0 bis 11 Uhr und der orange Balken die zweite Tageshälfte mit den mittleren Stundenwerten von 12 bis 24 Uhr dar.

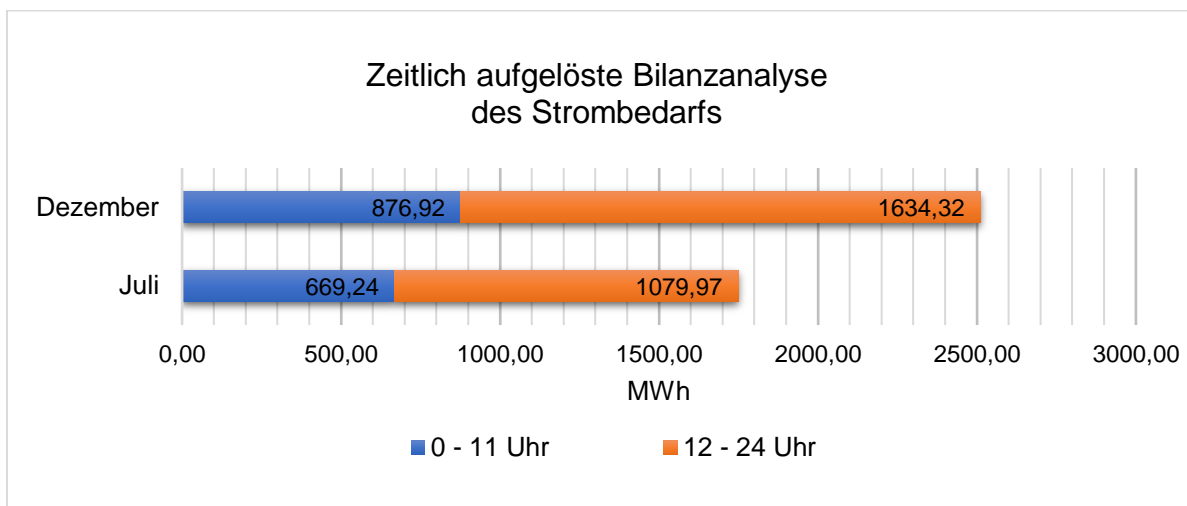


Abbildung 10: Zeitlich aufgelöste Bilanzanalyse des Strombedarfs nach Tageszeiten in Köln-Bickendorf  
Quelle: Eigene Darstellung

Dieses Diagramm spiegelt die Grundsätze der stündlichen SLP wider und stellt dar, dass der Stromverbrauch im Winter (Dezember) höher ist als im Sommer (Juli). Des Weiteren ist der Stromverbrauch zwischen 0 und 11 Uhr deutlich geringer als zwischen 12 und 24 Uhr. Wie bei dem Liniendiagramm in Abbildung 9 bereits erwähnt, ist der Strombedarf zwischen 1 und 6

Uhr sehr gering, steigt ab 6 Uhr an und erreicht um 13 Uhr einen ersten Hochpunkt. Da beide Tageshochpunkte in der zweiten Tageshälfte liegen, wie auch schon in Abbildung 9 dargestellt, ist der Strombedarf von 12 bis 24 Uhr deutlich höher.

### 3.2. Klassifikation der Ertragsprofile und Stromertrag

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Klassifikation der Ertragsprofile (Kapitel 3.2.1.) und die Ergebnisse des Stromertrags nach Monaten (Kapitel 3.2.2.) und Tageszeiten (Kapitel 3.2.3.) präsentiert und diskutiert. Im letzten Schritt werden diese Ergebnisse validiert und die Validierungsergebnisse diskutiert (Kapitel 3.2.4.).

#### 3.2.1. Klassifikation der Ertragsprofile

Eine Gegenüberstellung der Klassifizierung zwischen Januar und Juli, repräsentativ für Winter und Sommer, ist in Abbildung 11 zu sehen. Dargestellt ist jeweils die (Dach-) Ausrichtung in Abhängigkeit des Neigungswinkels in Grad. Die vollständigen Abbildungen der Klassifikationen der Ertragsprofile sind im Anhang in Abbildung 25 bis Abbildung 32 dargestellt. In Tabelle 5 ist das Ergebnis der 11 verschiedenen Klassen mit den jeweiligen Farben und Wertebereichen zu sehen, welche bereits in Kapitel 2.4.1. vorgestellt wurden. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Klassifizierung auf der Grundlage des PVGIS vorgestellt und anschließend jeweils interpretiert.

Tabelle 5: Farbgebung und Wertebereich der Klassifizierung

Farbe	Wertebereich in Wh/m <sup>2</sup>	Klassifizierung
	5000 - 5499,99	Klasse 1
	4500 - 4999,99	Klasse 2
	4000 - 4499,99	Klasse 3
	3500 - 3999,99	Klasse 4
	3000 - 3499,99	Klasse 5
	2500 - 2999,99	Klasse 6
	2000 - 2499,99	Klasse 7
	1500 - 1999,99	Klasse 8
	1000 - 1499,99	Klasse 9
	500 - 999,99	Klasse 10
	0 - 499,99	Klasse 11

Quelle: Eigene Darstellung

Für den Monat Januar wurden bei der Klassifizierung vier Klassen gebildet. Die höchste kumulative Tageseinstrahlung liegt mit 1.699,62 Wh/m<sup>2</sup> bei 70° Neigung und südlicher Ausrichtung, während die niedrigste kumulative Tageseinstrahlung mit einem Wert von 237,74 Wh/m<sup>2</sup> bei 90° Neigung und nördlicher Ausrichtung liegt. In diesem Monat sind mit den Klassen 8 bis 11 die niedrigsten klassifizierten kumulativen Tageseinstrahlungen vertreten. Im April liegt die

höchste kumulative Tageseinstrahlung mit 40° Neigung und südlicher Ausrichtung bei 4.879,92 Wh/m<sup>2</sup> und der niedrigste Einstrahlungswert mit 1.001,16 Wh/m<sup>2</sup> bei 90° Neigung und nördlicher Ausrichtung. Die Wertespanne zwischen dem kleinsten und größten Wert erstreckt sich im April über insgesamt 8 Klassen, wovon die Klasse mit der höchsten, Klasse 1, und die beiden Klassen mit der niedrigsten Einstrahlung, Klassen 10 und 11, nicht vertreten sind. Der Juli zeichnet sich durch hohe kumulative Tageseinstrahlungswerte von 0° bis 40° Neigung aus. Davon können die Werte 0° und 10° Neigung vollständig der Klasse 1 zugewiesen werden. Der maximale Wert der kumulativen Tageseinstrahlung liegt mit 5.411,65 Wh/m<sup>2</sup> bei 20° Dachneigung und 20° südöstlicher Ausrichtung, während der niedrigste Wert mit 1.530,32 Wh/m<sup>2</sup> in Klasse 8 bei 90° Neigung und südlicher Ausrichtung liegt. Im Oktober sind 6 von 11 Klassen vertreten, wobei sich die höchsten Werte insbesondere zwischen 30° und 90° Dachneigung sowie 40° südöstlicher und 40° südwestlicher Ausrichtung befinden. Der maximale Wert der kumulativen Tageseinstrahlung liegt bei 2.966,03 Wh/m<sup>2</sup>, während der minimale Wert bei 481,67 Wh/m<sup>2</sup> liegt.

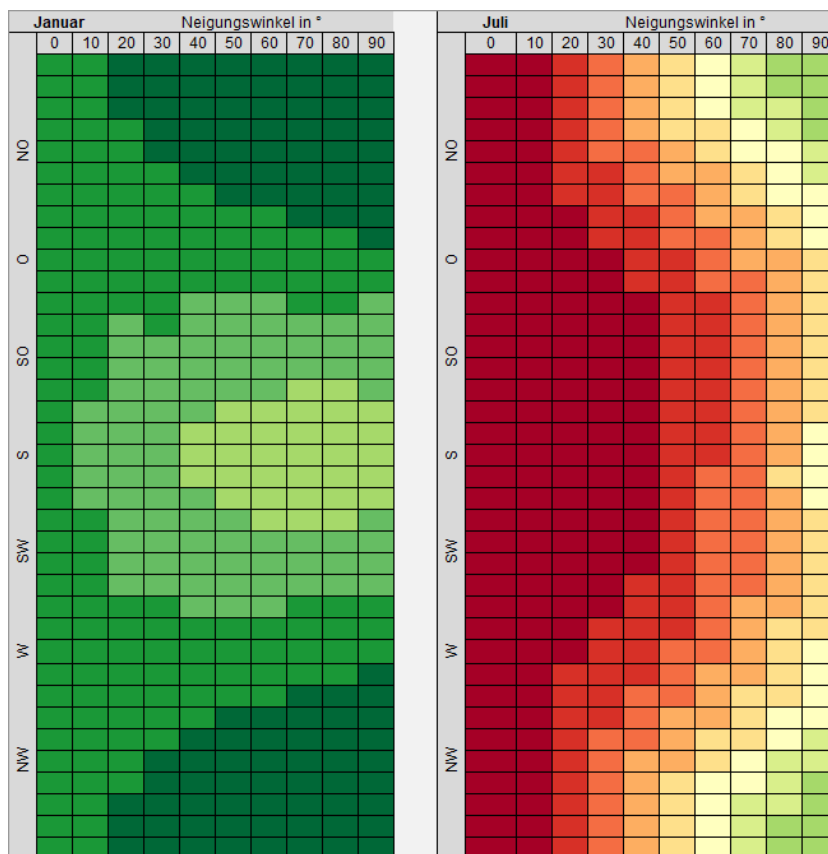


Abbildung 11: Klassifizierung basierend auf Neigung und Ausrichtung für die Monate Januar und Juli  
Quelle: Eigene Darstellung

Neben der gesamten Tageseinstrahlung wurde auch zwischen der kumulativen Gesamteinstrahlung der ersten 12 Tagesstunden (Stunde 0 bis Stunde 11) und der zweiten 12 Tagesstunden (Stunde 12 bis Stunde 23) unterschieden. Die beiden Tagesabschnitte werden im weiteren Verlauf als 0 bis 11 Uhr MEZ und 12 und 23 Uhr MEZ bezeichnet. Abbildung 12 und

Abbildung 13 stellen die 11 Klassen der Neigungswinkel in Abhängigkeit der Ausrichtung dar. Nachfolgend werden zunächst die Ergebnisse der kumulativen Gesamteinstrahlung von 0 bis 11 Uhr MEZ im Juli zusammengefasst. Der maximale Wert liegt mit 2.859,07 Wh/m<sup>2</sup> bei 50° Neigung und 80° östlicher Ausrichtung, während der geringste Wert mit 475,51 Wh/m<sup>2</sup> bei 90° Neigung und 60° bis 160° westlicher Ausrichtung liegt. Es gibt insgesamt 6 Klassen, von denen sich die Klassen 8 bis 11 überwiegend in westlicher Ausrichtung und die Klassen 6 bis 7 überwiegend in östlicher Ausrichtung befinden. Bei der Klassifizierung der kumulativen Gesamteinstrahlung von 12 bis 23 Uhr MEZ liegt die höchste Einstrahlung bei 20° bis 50° Neigung mit südwestlicher Ausrichtung, während die geringste Einstrahlung bei 70° bis 90° Neigung und nord-nordöstlicher Ausrichtung liegt. Der maximale kumulative Einstrahlungswert beträgt 3.659,28 Wh/m<sup>2</sup> bei 40° Neigung mit 70° südwestlicher Ausrichtung und der minimale kumulative Einstellungswert liegt mit 723,37 Wh/m<sup>2</sup> bei 90° Neigung und 110° bis 140° nordöstlicher Ausrichtung. Insgesamt werden für die zweite Tageshälfte im Juli die Klassen 4 bis 10 abgebildet.

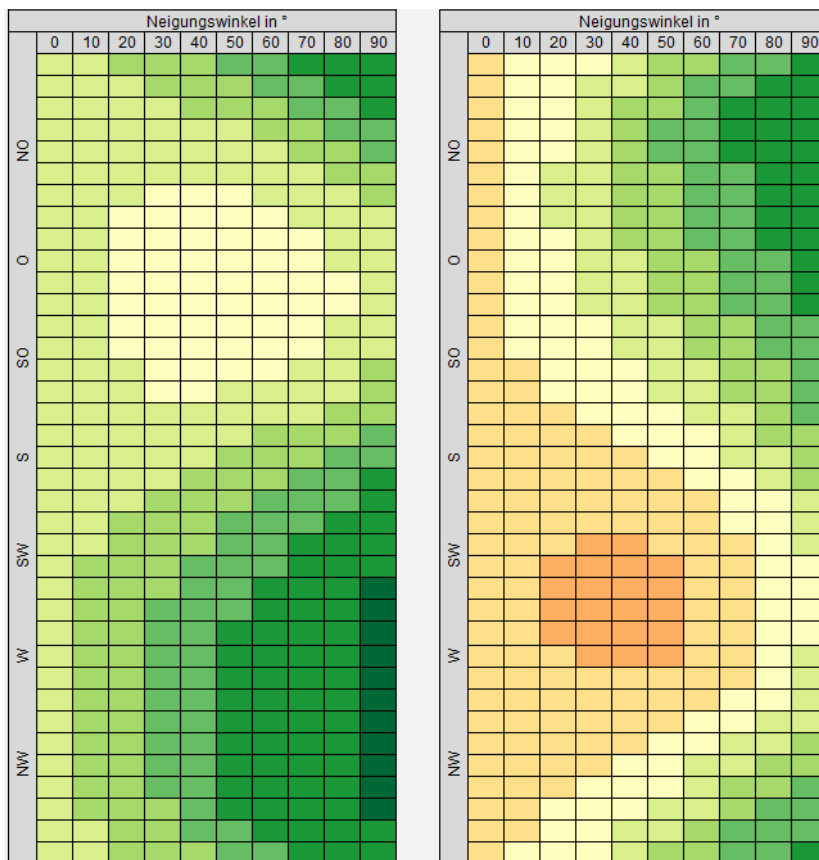


Abbildung 12: Klassifizierung der kumulativen Einstrahlung für den Monat Juli in Wh/m<sup>2</sup>. Links 0 bis 11 Uhr MEZ. Rechts 12 bis 23 Uhr MEZ. Quelle: Eigene Darstellung

Für den Monat Dezember werden bei der kumulativen Gesamteinstrahlung von 0 bis 11 Uhr MEZ nur die beiden Klassen 10 und 11, mit der geringsten Sonneneinstrahlung, in der Tabelle abgebildet. Der kleinste Wert liegt mit 68,64 Wh/m<sup>2</sup> in der Klasse 11 und der höchste mit 575,38 Wh/m<sup>2</sup> in der Klasse 10. Die Werte der Klasse 10 befinden sich bei 50° bis 90°

Dachneigung und 0° bis 60° südöstlicher Dachausrichtung. Bei der kumulativen Gesamteinstrahlung von 12 bis 23 Uhr MEZ im Dezember liegen die höchsten Einstrahlungswerte in der Klasse 10 bei 10° bis 90° Dachneigung sowie zwischen 80° westlicher und rund 50° südöstlicher Dachneigung. Der Maximalwert der kumulativen Einstrahlung liegt bei 970,63 Wh/m<sup>2</sup>, während der Minimalwert bei 126,39 Wh/m<sup>2</sup> liegt. Die restlichen Werte in der Tabelle werden mit der Klasse 11 abgedeckt.

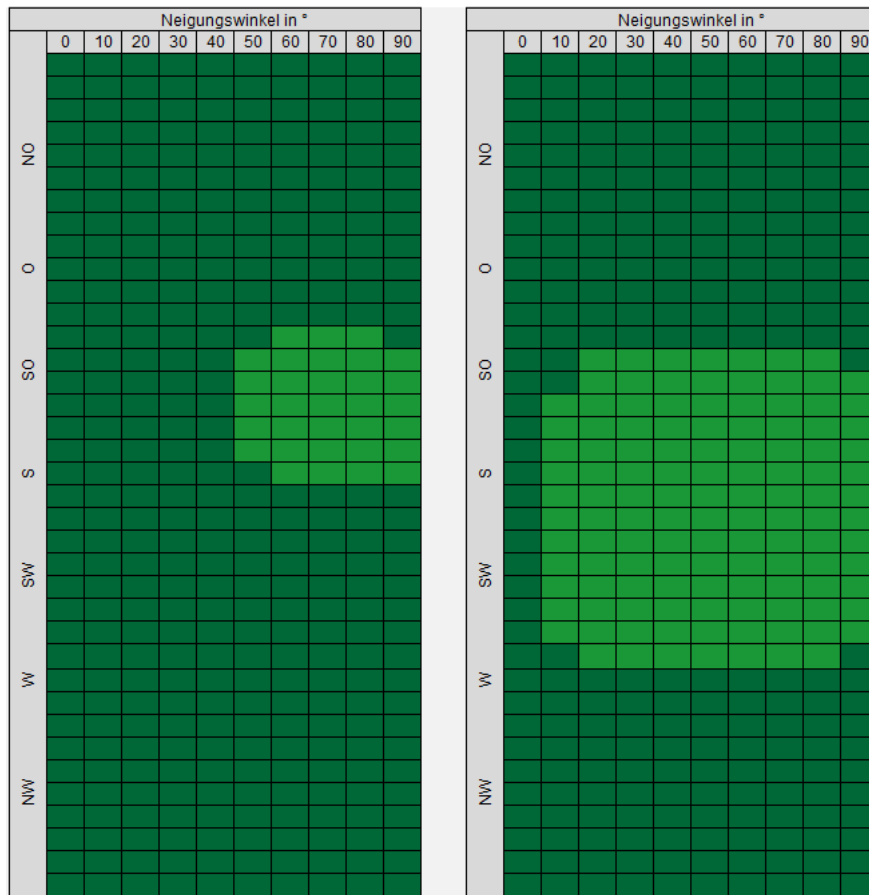


Abbildung 13: Klassifizierung der kumulativen Einstrahlung für den Monat Dezember in Wh/m<sup>2</sup>. Links 0 bis 11 Uhr MEZ. Rechts 12 bis 23 Uhr MEZ. Quelle: Eigene Darstellung

Beim Betrachten der vorgestellten Ergebnisse der kumulativen Tageseinstrahlung im Januar, April, Juli und Oktober lässt sich sagen, dass die Veränderung der Sonneneinstrahlung im Jahresverlauf erkennbar ist. Die Hotspots mit den maximalen Werten liegen bei der gesamten Tageseinstrahlung immer bei südlicher Ausrichtung und bewegen sich im Januar bei steilerem Neigungswinkel von 40° bis 90°, wandern im April in flachere Neigungswinkel von 10° bis 60° und liegen im Juli dann bei 0° bis 40° Neigung. Im Oktober wird der optimale Neigungswinkel wieder steiler bei 30° bis 90°. Die nördliche Dachausrichtung mit steilen Neigungswinkeln weist immer eine sehr geringe gesamte Tageseinstrahlung auf. Diese Erkenntnis ist nicht ungewöhnlich und lässt sich mit dem Sonnenstand erklären, der im Januar am flachsten und im Juli am steilsten ist. Durch den steileren Einstrahlungswinkel im Sommer sind flachere Dachflächen im Juli, bei höherem Einstrahlungswinkel, deutlich ertragsreicher als im Januar. Darüber

hinaus sind im Winter die Tage kürzer als im Sommer. Diese Kombination aus kürzeren Tagen und geändertem Einstrahlungswinkel spiegelt sich auch in der Klassifizierung wider, da der Januar nur geringe Einstrahlungswerte aufweist, während der Juli die höchsten Einstrahlungswerte zeigt.

Im Gegensatz dazu unterscheiden sich beim Betrachten der Ergebnisse verschiedener Tageszeiten die Hotspots. Im Juli liegen für die Stunden 0 bis 11 Uhr MEZ die höchsten Werte der kumulativen Einstrahlung bei östlicher Ausrichtung, da dort die Sonne aufgeht, bei einer Neigung zwischen  $20^\circ$  und  $80^\circ$ . In der zweiten Tageshälfte wandert die Sonne und damit die höchste Einstrahlung nach Westen mit einer flacheren Neigung von  $20^\circ$  bis  $50^\circ$ . Der Gesamtwert der zweiten Tageshälfte ist im Vergleich zur ersten Tageshälfte deutlich höher. Dies liegt daran, dass die Sonneneinstrahlung in der zweiten Tageshälfte höher ist und die Sonne länger scheint. Im Dezember hingegen liegt der tiefste Sonnenstand im Jahr vor und die Ausrichtungen sind in der Kategorisierung nicht so klar abgrenzbar wie im Juli. Die kumulative Sonneneinstrahlung ist insgesamt wesentlich geringer als im Juli, weshalb nur die beiden niedrigsten Klassen vorkommen. In der ersten Tageshälfte liegen die höchsten Werte bei südöstlicher Ausrichtung und steilen Neigungswinkeln von  $50^\circ$  bis  $90^\circ$ . Am Nachmittag ist der Hotspot etwas größer und erstreckt sich von südöstlicher bis hin zur westlichen Ausrichtung bei  $10^\circ$  bis  $90^\circ$  Neigung.

In Kapitel 2.4.2. wurde die Klassifizierung auf Bickendorf angewendet. Abbildung 14 zeigt das Ergebnis der maximalen gesamten Tageseinstrahlung im April in Köln-Bickendorf in Wattstunden pro Quadratmeter. In den nachfolgenden Abbildungen werden Ausschnitte aus Bickendorf dargestellt, die im Folgenden beschrieben werden. Abbildung 15 zeigt die gesamte Tageseinstrahlung in Wattstunden pro Quadratmeter für die Monate Januar, April, Juli und Oktober in einem Detailausschnitt. Im Januar liegt die gesamte Tageseinstrahlung in Bickendorf zwischen 0 und  $1.999,99 \text{ Wh/m}^2$  für die Klassen 8 bis 11. Insbesondere die nach Norden geneigte Fläche weist eine geringe Tageseinstrahlung auf. Im April liegen die Werte zwischen  $1.500$  und  $4.999,99 \text{ Wh/m}^2$ . Bei einer Dachausrichtung nach Norden sind die Werte geringer, während sie bei einer Ausrichtung nach Süden höher sind. Ebenso sind Dachflächen, die nach Osten geneigt sind, einer höheren Tagesstrahlung ausgesetzt als Dachflächen, die nach Westen geneigt sind. Im Juli liegen die Werte zwischen  $1.500$  und  $5.499,99 \text{ Wh/m}^2$ . Flächen mit geringer Neigung sowie nach Süden ausgerichtete Dachflächen weisen die höchsten Werte auf. Dieser Monat weist die höchsten Einstrahlungswerte auf. Der Oktober hat einen Wertebereich von 0 bis  $2.999,99 \text{ Wh/m}^2$ . Die geringste Einstrahlung wird an nordexponierten Flächen gemessen.

Darüber hinaus ist in Abbildung 16 die kumulative Einstrahlung für die Monate Juli und Dezember dargestellt. Dabei wird zwischen den Werten von 0 bis 11 Uhr MEZ und von 12 bis 23 Uhr MEZ unterschieden. Im Juli liegen die Werte zwischen 0 und  $3.500 \text{ Wh/m}^2$ . In der ersten

Tageshälfte ist die Einstrahlung bei östlicher Dachausrichtung höher als bei westlicher Ausrichtung, in der zweiten Tageshälfte ist die Einstrahlung bei westlicher Tageseinstrahlung höher als bei östlicher Einstrahlung. Insgesamt weist die zweite Tageshälfte höhere Werte auf als die erste Tageshälfte. Die Dachfläche mit geringer Neigung hat in der zweiten Tageshälfte eine höhere Einstrahlung als in der ersten Tageshälfte. Im Dezember wurden Werte zwischen 0 und 999,99 Wh/m<sup>2</sup> ermittelt. In der ersten Tageshälfte von 0 bis 11 Uhr MEZ liegen die Werte überwiegend in der Klasse 11, während in der zweiten Tageshälfte von 12 bis 23 Uhr MEZ wenige Flächen der Klasse 10 zugeordnet sind. Die Flächen der Klasse 10 befinden sich auf nach Süden geneigten Dachflächen.

Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Ergebnisse der gesamten Tageseinstrahlung nach Ausschluss der Flächen unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup>. Dabei sind die Flächen unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup> grau dargestellt, während die übrigen Pixel farblich klassifiziert wurden. Da die Klasse 7 bei den Minimalwerten ausgeschlossen und bei den Maximalwerten berücksichtigt wurde, ergeben sich grafische Unterschiede. Aus diesem Grund werden in Abbildung 17 und Abbildung 18 die Minimal- und Maximalwerte gegenübergestellt. Nur im Monat Januar gibt es keine grafischen Unterschiede, da alle dargestellten Pixel Werte unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup> aufweisen und damit von der Analyse ausgeschlossen wurden. Bei der gesamten Tageseinstrahlung im April und Juli gibt es vereinzelt Pixel mit Werten kleiner 2.230 Wh/m<sup>2</sup>, die ausgeschlossen wurden. Im Oktober wurden vor allem nach Norden und Westen ausgerichtete Flächen ausgeschlossen. Bei den Minimalwerten wurden nach Süden ausgerichtete Flächen und bei den Maximalwerten zusätzlich einige nach Osten ausgerichtete Flächen in die Analyse einbezogen.

Angesichts dieser Ergebnisse liegt die Schlussfolgerung nahe, dass die Dachflächen im Frühjahr und Sommer hohe Erträge aufweisen, während die Erträge im Herbst und Winter deutlich geringer sind. Die gesamte Tageseinstrahlung ist in allen Monaten auf den nach Süden ausgerichteten Flächen höher. Die flacheren Flächen weisen im Sommer eine sehr hohe Sonneneinstrahlung auf, während sie in den anderen Monaten eine geringere Sonneneinstrahlung aufweisen als die nach Süden ausgerichteten Flächen. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Sonne im Sommer am höchsten Punkt steht und somit auch die flache Fläche ebenfalls einen hohen Ertrag liefert. Beim Vergleich der Tageszeiten wird der Verlauf der Sonne im Tagesverlauf sichtbar. Da die Sonne morgens im Osten steht, ist auch die Einstrahlung auf den nach Osten ausgerichteten Flächen am höchsten, während die Sonne mittags im Süden und abends im Westen steht. Daher ist die Sonneneinstrahlung zwischen 12 und 23 Uhr MEZ auf süd- und westexponierten Flächen am höchsten. Die flacheren Neigungen weisen in der zweiten Tageshälfte eine höhere kumulative Einstrahlung auf. Der Dezember hingegen weist nur von 12 bis 23 Uhr MEZ eine höhere Einstrahlung auf den nach Süden ausgerichteten Dachflächen auf.

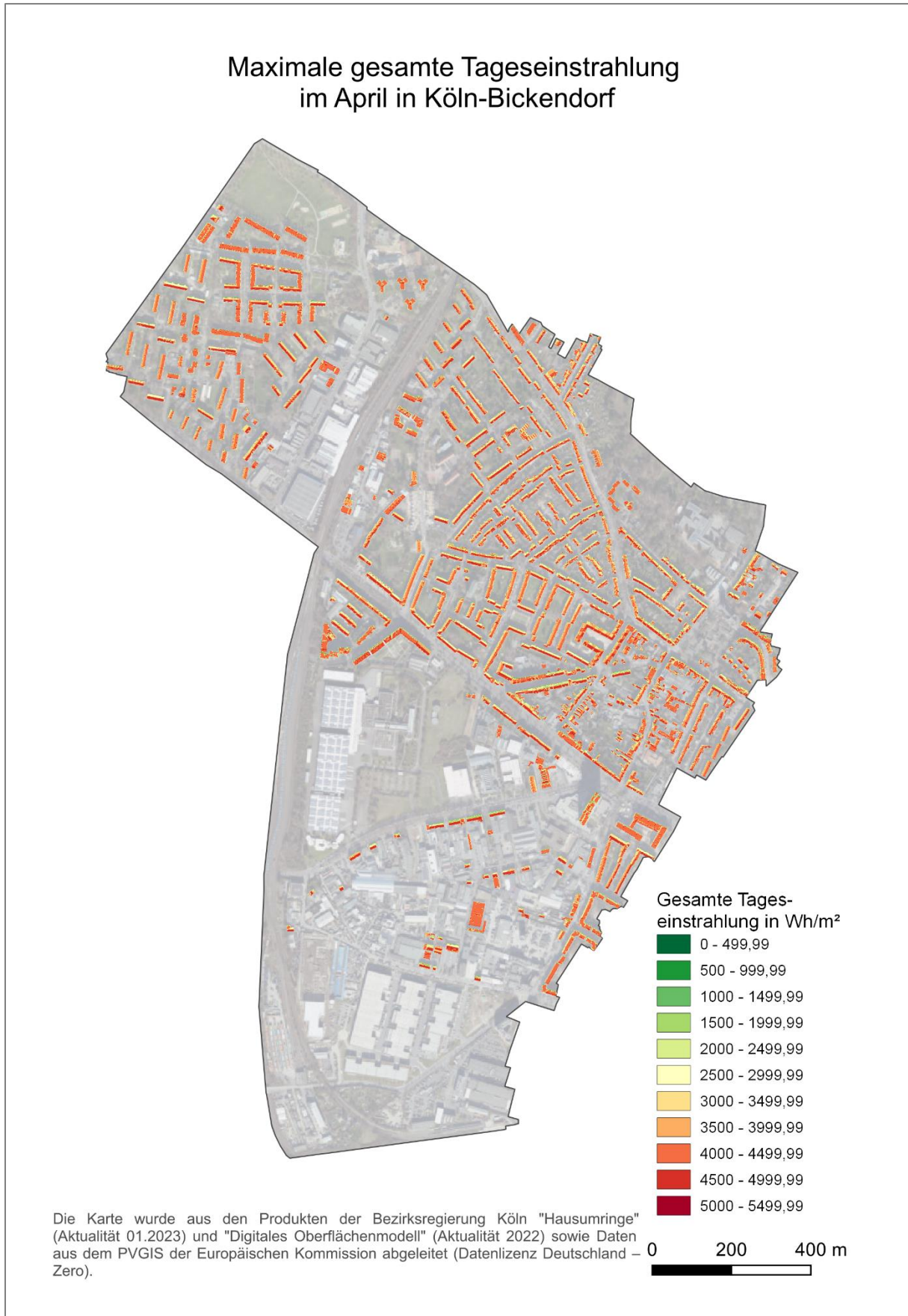
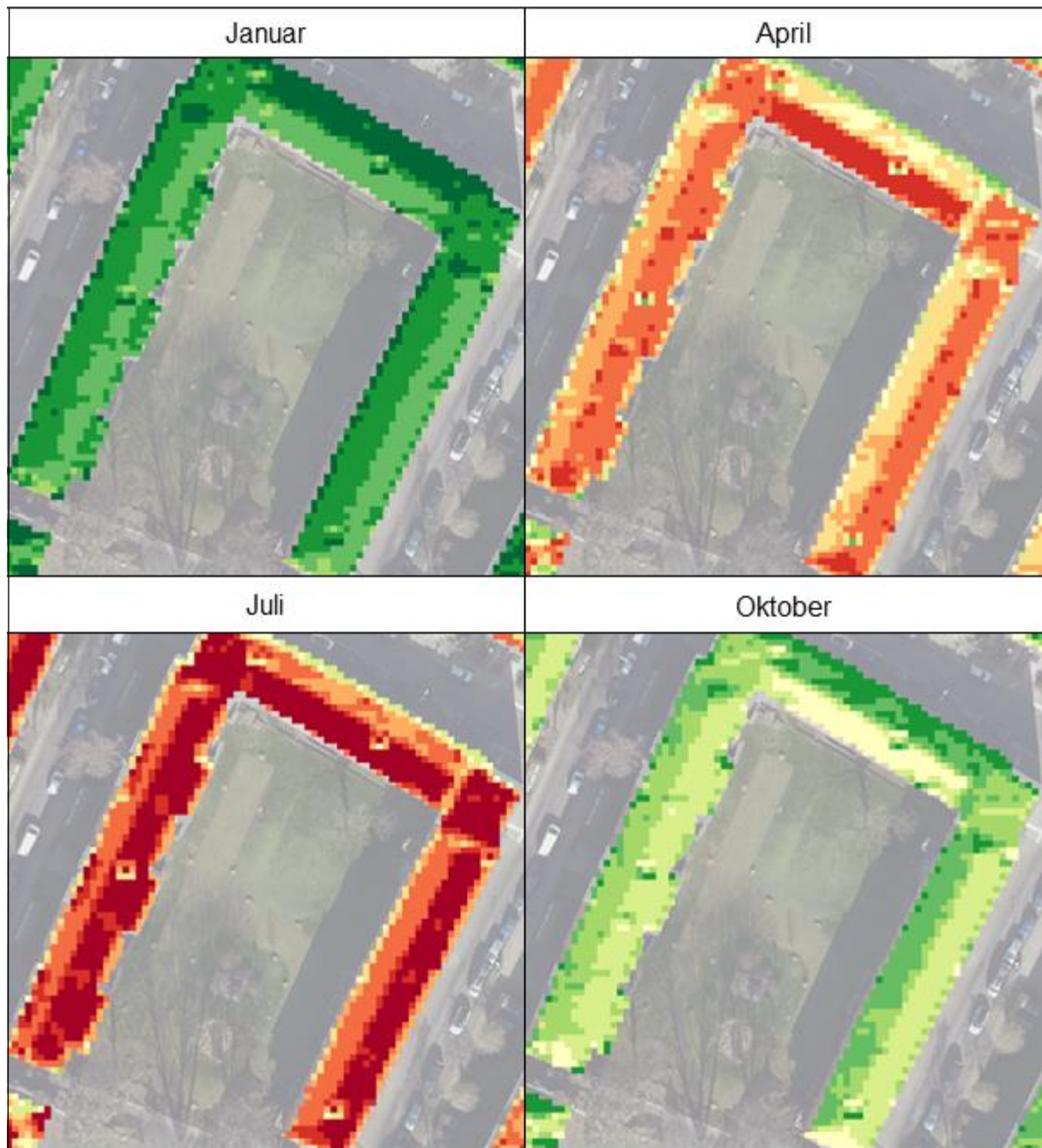


Abbildung 14: Karte über die maximale gesamte Tageseinstrahlung im April in Köln-Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

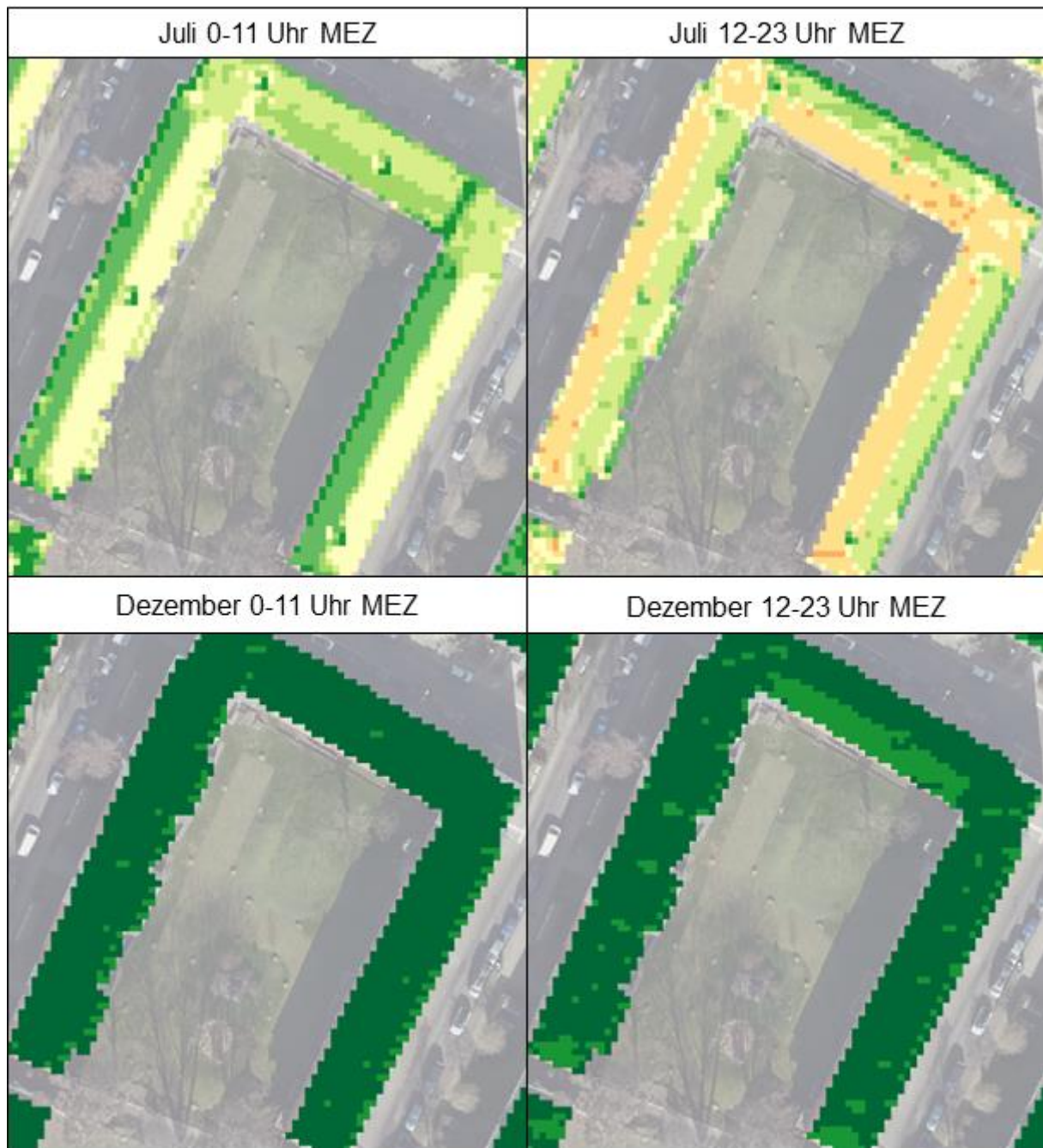
## Gesamte Tageseinstrahlung



Hintergrundkarte: DOP NW  
von der Bezirksregierung Köln

Abbildung 15: Kartenausschnitte der gesamten Tageseinstrahlung in Wh/m<sup>2</sup> Quelle: Eigene Darstellung

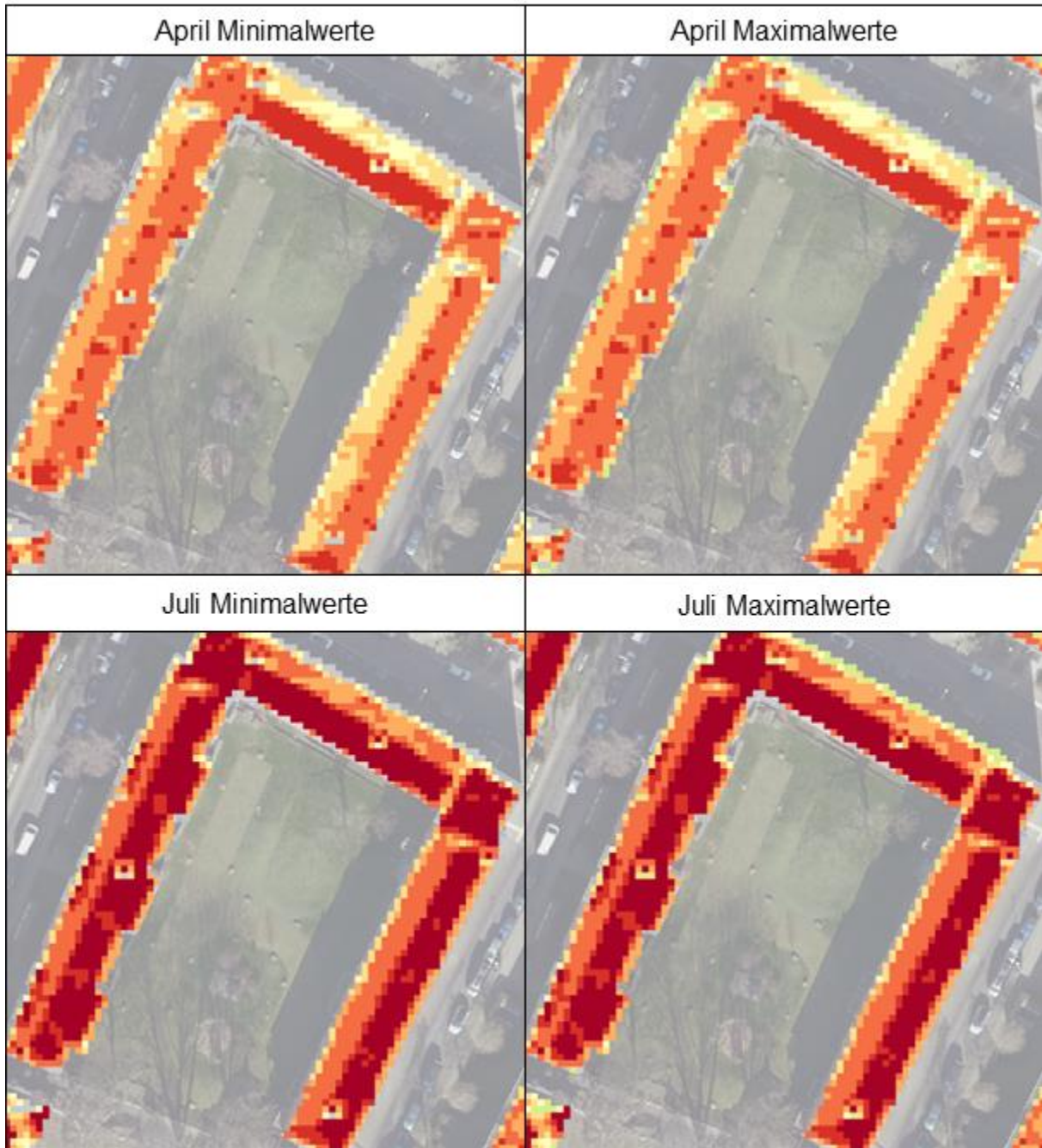
## Kumulative Einstrahlung



Hintergrundkarte: DOP NW  
von der Bezirksregierung Köln

Abbildung 16: Kumulative Einstrahlung im Juli und Dezember Quelle: Eigene Darstellung

## Gesamte Tageseinstrahlung nach Ausschluss von Flächen unter 2230 Wh/m<sup>2</sup>

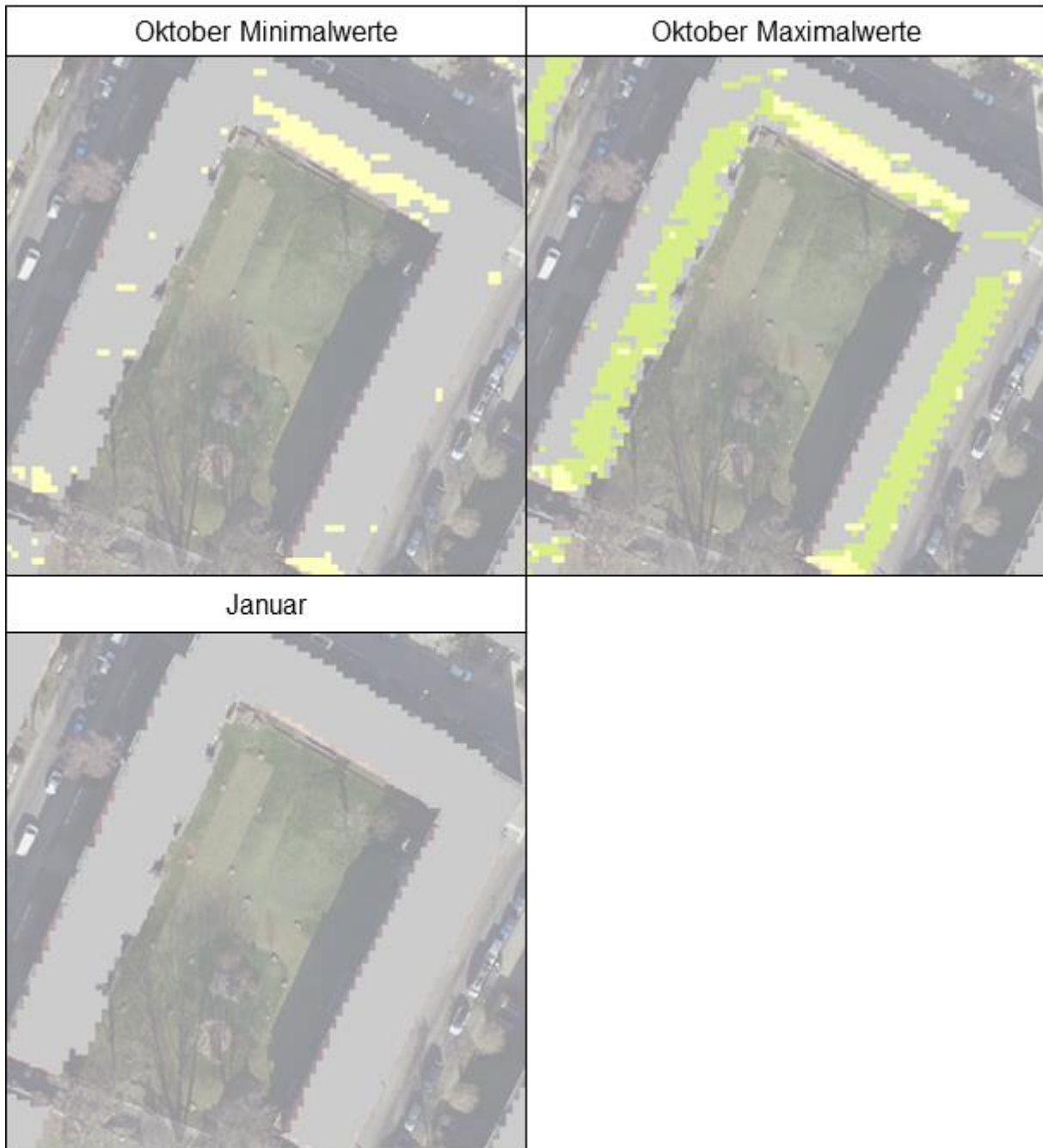


Hintergrundkarte: DOP NW  
von der Bezirksregierung Köln

Abbildung 17: Kartenausschnitte der gesamten Tageseinstrahlung in Wh/m<sup>2</sup> für die Monate April und Juli mit Ausschlusskriterien Quelle: Eigene Darstellung

## Gesamte Tageseinstrahlung

nach Ausschluss von Flächen unter 2230 Wh/m<sup>2</sup>/d



Hintergrundkarte: DOP NW  
von der Bezirksregierung Köln

Abbildung 18: Kartenausschnitte der gesamten Tageseinstrahlung in Wh/m<sup>2</sup> für die Monate Oktober und Januar mit Ausschlusskriterien Quelle: Eigene Darstellung

### 3.2.2. Stromertrag im Monat

Abbildung 19 zeigt die gesamte Tageseinstrahlung in Wattstunden für das Testgebiet Köln-Bickendorf, welche mithilfe der Methode aus Kapitel 2.6. berechnet wurde. Die Monate Januar, April, Juli und Oktober wurden nach den beiden unterschiedlichen methodischen Ansätzen gruppiert und in Abhängigkeit der Wattstunden dargestellt. Dabei wird jeweils zwischen dem minimalen und maximalen Wert des Monats differenziert. Der Juli weist mit maximal 1.236.562.984,01 Wh für alle Dachflächen und maximal 1.233.037.001,66 Wh bei der Methode ohne Dachflächen unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup> die höchste gesamte Tageseinstrahlung auf. Die größte Abweichung ist im Januar zu erkennen, da nach Abzug der Dachflächen unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup> keine Flächen mehr in die Analyse einließen. Auch im Oktober fließen nach Abzug dieser Flächen noch maximal die Hälfte der Flächen in die Analyse ein.

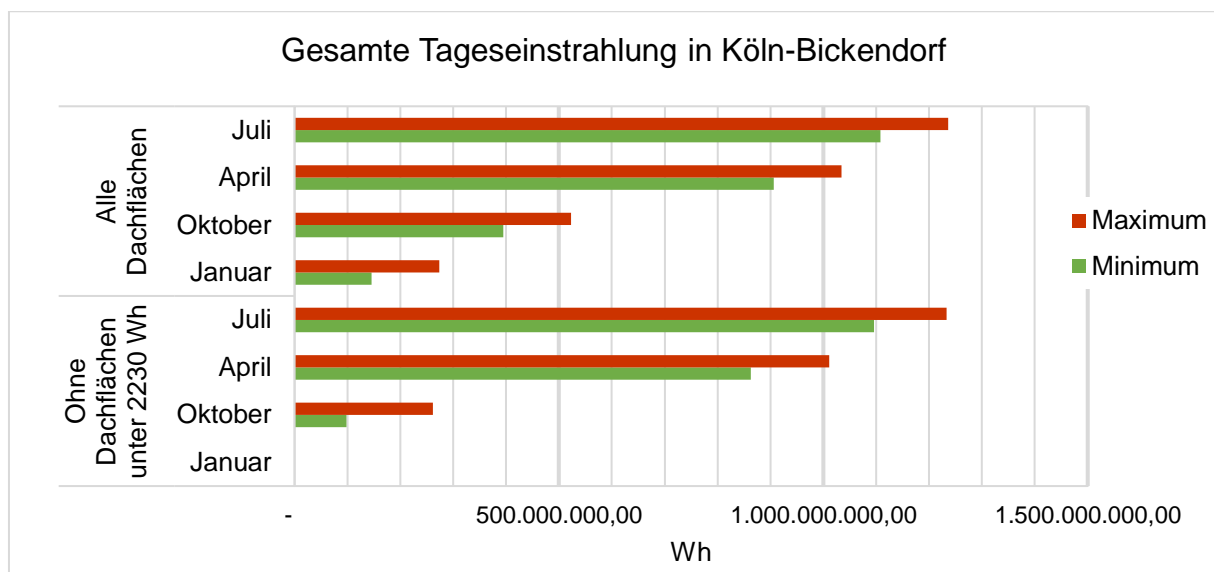


Abbildung 19: Gesamte Tageseinstrahlung auf die Dachflächen in Köln-Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

Diese Ergebnisse bedeuten, dass der Januar eine Tagesstrahlung aufweist, die so gering ist, dass dieser Monat allein nicht sehr effizient ist. Eine wahrscheinliche Erklärung hierfür ist die Veränderung des Sonnenstandes im Jahresverlauf. Im Januar hat die Sonne einen flachen Einstrahlungswinkel auf die Erdoberfläche in Europa, wodurch viel Sonnenstrahlung reflektiert, und wenig Sonnenstrahlung absorbiert wird (Endlicher 2011a). Aus diesem Grund sind steilere Dachneigungen im Winter ertragsreicher als Flachere. Darüber hinaus hat die Sonnenstrahlung im Winter einen längeren Weg durch die Atmosphäre, wodurch viel Strahlung die Dachflächen nicht erreicht (Endlicher 2011a). Im Oktober wird durch den Vergleich der beiden methodischen Ansätze deutlich, dass die Dachflächen im Herbst nur wenig Strom produzieren können. Im Vergleich dazu weisen die Monate Juli und April nur geringe Abzüge durch Ausschlussflächen auf. Folglich haben diese Monate ein hohes Energiepotenzial. Im Juli ist die gesamte Tagesstrahlung am höchsten im Vergleich zu den anderen Monaten. Dies liegt daran,

dass die Tage im Juli am längsten sind, wodurch an viel mehr Stunden am Tag die Sonnenenergie durch die PV-Module aufgenommen und in Strom umgewandelt werden kann. Außerdem trifft die Sonneneinstrahlung im Juli im Vergleich zu den anderen Monaten am steilsten auf die Erdoberfläche auf (Endlicher 2011a). Dadurch sind die Reflexionen und atmosphärischen Einflüsse geringer als in den anderen Monaten (Endlicher 2011a). Die höheren Werte im April im Vergleich zum Oktober lassen sich durch den Sonnenstand erklären, da der Sonnenstand im April höher ist als im Oktober (Endlicher 2011b).

Anhand der gesamten Einstrahlung wurde in Kapitel 2.6. der gesamte Stromertrag in MWh kalkuliert. Das Resultat dieses Gesamtstromertrages wird in Abbildung 20 dargestellt. Ähnlich wie bei Abbildung 19 sind die Monate nach den methodischen Ansätzen in Abhängigkeit der Megawattstunden gruppiert für das Testgebiet dargestellt.

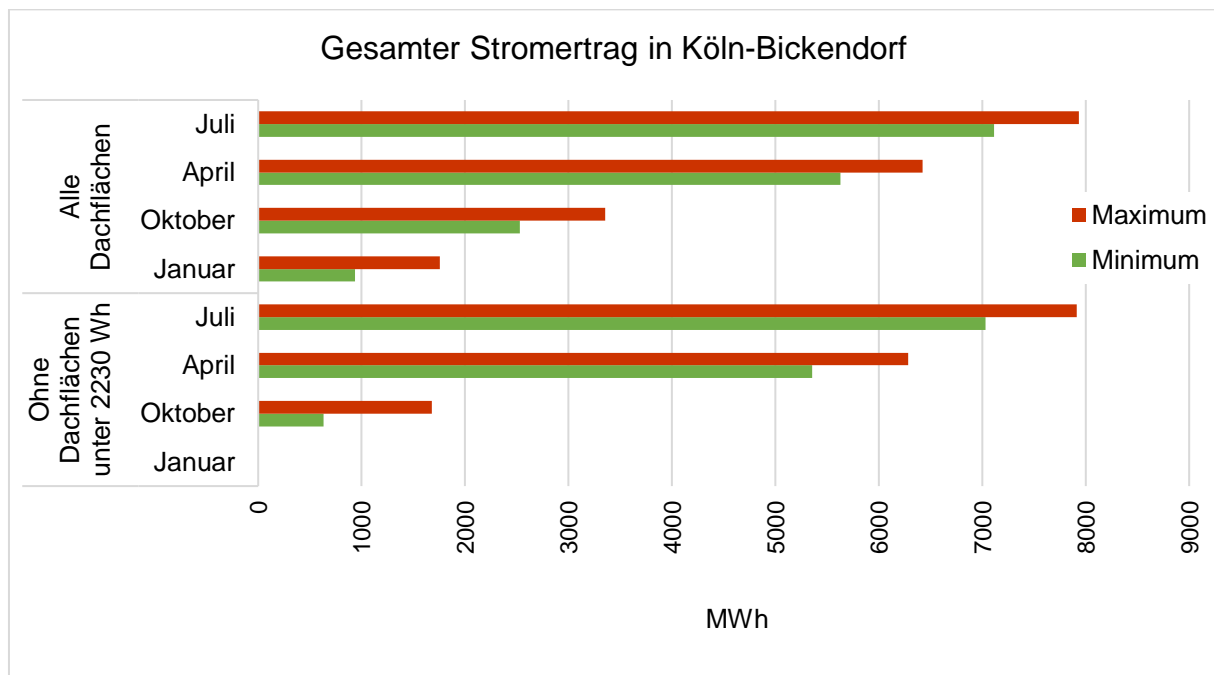


Abbildung 20: Gesamter Stromertrag durch Solarenergie auf Dachflächen in Köln-Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

Da diese Grafik aus den Werten in Abbildung 19 abgeleitet wurde, ist das Verhältnis der Werte gleich. Der höchste Stromertrag aller Dachflächen liegt im Juli bei 7.112,78 MWh bis 7.935,02 MWh und nach Abzug aller Dachflächen unter 2.230 Wh bei 7.032,68 MWh bis 7.912,40 MWh. Bei beiden methodischen Ansätzen weist der Juli den höchsten Stromertrag auf, gefolgt von dem April und Oktober. Der Januar weist den geringsten Stromertrag bei Berücksichtigung aller Dachflächen und keinen Stromertrag nach Abzug der Ausschlussflächen auf.

### 3.2.3. Stromertrag nach Tageszeiten

Abbildung 21 zeigt den minimalen und maximalen Stromertrag der Monate Juli und Dezember in Abhängigkeit der Megawattstunden von 0 bis 11 Uhr MEZ und 12 bis 23 Uhr MEZ. Den

Daten ist zu entnehmen, dass in der Zeitspanne von 0 bis 11 Uhr MEZ im Juli und Dezember geringere Werte erzielt werden. Darüber hinaus weist der Juli deutlich höhere Stromerträge auf als der Dezember.

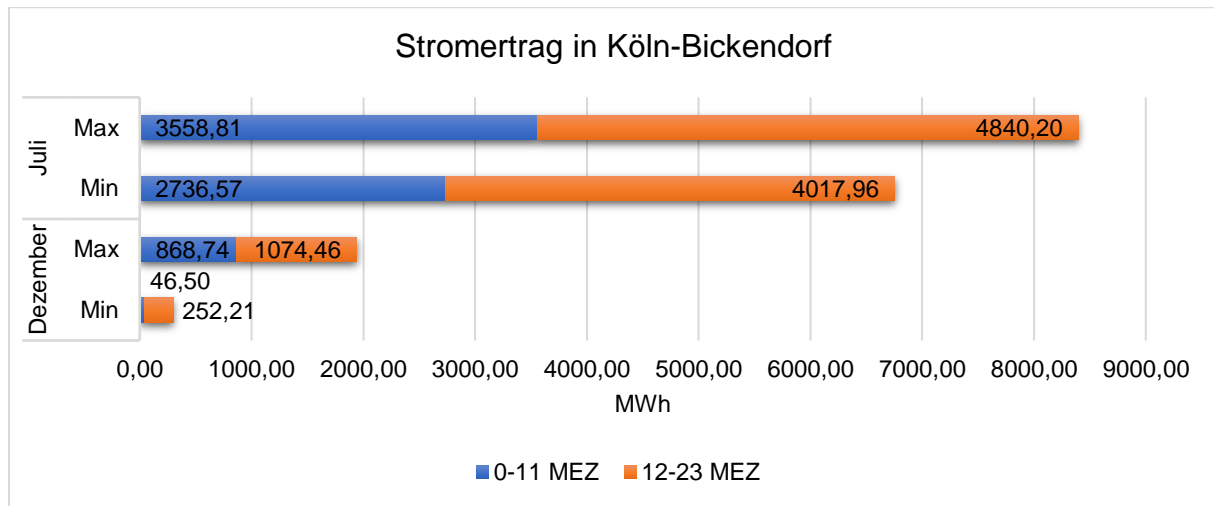


Abbildung 21: Stromertrag nach Tageszeiten in Köln-Bickendorf Quelle: Eigene Darstellung

Ein Einflussfaktor ist die Tageslänge, diese liegt im Juli bei 0 bis 11 Uhr MEZ bei etwa 7,5 Stunden und von 12 bis 23 Uhr MEZ bei etwa 8,5 Stunden (Sonnenuntergang-sonnenaufgang.info 2024). Außerdem steht die Sonne mittags am höchsten Punkt mit der höchsten Einstrahlung und damit dem höchsten Stromertrag. Folglich ist es nachvollziehbar, dass die Zeitspanne 12 bis 23 Uhr MEZ höhere Werte aufweist. Auch im Monat Dezember ist die Tageslänge bei der ersten Tageshälfte von 0 bis 11 Uhr MEZ mit etwa 3,5 Stunden kürzer und von 12 bis 23 Uhr MEZ mit etwa 4,5 Stunden länger (Sonnenuntergang-sonnenaufgang.info 2024).

### 3.2.4. Validierung

Um die Heuristik zur Klassifizierung von Dachflächen anhand der Attribute Neigung und Ausrichtung zu validieren, wurde das berechnete Ertragsprofil mit dem Solarkataster NRW verglichen. Im Solarkataster NRW ist der Median der mittleren täglichen solaren Einstrahlung pro Quadratmeter angegeben. Da der Median den Wert angibt, der in der Mitte liegt ist dies ein guter statistischer Parameter, um die Heuristik zu validieren. Bei einer sehr starken Abweichung und gar keiner Übereinstimmung der Wertebereiche würde der Ansatz widerlegt werden. Außerdem ist der Median der einzige vorhandene Vergleichswert und wird daher für die Validierung verwendet.

Die Validierung in QGIS erfolgte mit dem Werkzeug *Zonale Statistik*. Mit diesem Werkzeug konnten dem Solarkataster für das Testgebiet zusätzliche Spalten hinzugefügt werden, die den Median für die Rasterzellen enthalten, die innerhalb der Polygone des Solarkatasters liegen. Hierbei wurde immer der jeweilige Raster-Layer ausgewählt und die Statistik *Median* angewendet. Da sich im Solarkataster mehr Datensätze befinden als im Ertragsprofil

berücksichtigt wurden, fließen nur die Polygone in die Validierung ein, bei denen der Median berechnet werden konnte. Das Zwischenergebnis besteht aus drei Spalten, die miteinander verglichen werden können. Der Median des Solarkatasters, sowie der minimale und maximale Median des berechneten Ertragsprofils.

### Erste Validierung

Zur Validierung der Heuristik, sollten die Mediane geringe Abweichungen aufweisen. Für eine erste grobe Validierung werden die direkt angrenzenden Klassen mit einbezogen. Damit kann überprüft werden, ob die Werte grundsätzlich in einem ähnlichen Wertebereich liegen. Um dies zu erreichen, wurden mithilfe des Werkzeugs *Objekte anhand eines Ausdrucks auswählen*, die Werte ausgewählt, bei denen sich der Median aus dem Solarkataster NRW innerhalb des berechneten Wertebereichs befindet. Zudem wurde die angrenzende Klasse mit einbezogen, um auch Werte in der Nähe der Klassengrenze zu validieren. Diese erweiterte Validierung prüft, ob der Wertebereich grob mit den Werten aus dem Solarkataster übereinstimmt.

Ausdruckbeispiel:

```
"jan_median" > ("_JanuarMinmedian" - 500) AND
"jan_median" < ("_JanuarMaxmedian" + 500)
```

In Tabelle 6 sind die Ergebnisse der ersten Validierung dargestellt. Diese zeigen die Anzahl der validierten Flächen aus der Grundgesamtheit in Zahlen sowie in Prozentangaben bezogen auf die Monate Januar, April, Juli und Oktober. Die höchste Übereinstimmung in der Validierung erreicht der Januar mit 98,81 % während der Monat April mit 82,41 % die geringste Übereinstimmung aus der Grundgesamtheit zeigt.

Tabelle 6: Ergebnisse der ersten Validierung

	Anzahl der validierten Flächen	Prozentzahl der validierten Flächen
<b>Januar</b>	3815 von 1861	98,81%
<b>April</b>	3182 von 1861	82,41%
<b>Juli</b>	3580 von 1861	92,72%
<b>Oktober</b>	3657 von 1861	94,72%

Quelle: Eigene Darstellung

### Zweite Validierung

Anschließend wird eine feinere Validierung durchgeführt, um die Genauigkeit besser abschätzen zu können. Da der Median des Solarkatasters idealerweise zwischen dem minimalen und maximalen Median liegen sollte, wurde eine Abfrage erstellt, um die Anzahl der Datensätze zu

ermitteln, die genau in diesem Bereich liegen. Diese Abfrage wurde mit dem Werkzeug *Objekte anhand eines Ausdrucks auswählen* wie folgt aufgebaut.

Ausdruckbeispiel:

```
"jan_median" > "_JanuarMinmedian" AND
"jan_median" < "_JanuarMaxmedian"
```

Die Ergebnisse der detaillierteren zweiten Validierung sind in Tabelle 7 aufgeführt. Die höchste Übereinstimmung der validierten Flächen wurde im Januar mit 67,60 % erreicht, während im April mit 11,68 % die geringste Übereinstimmung festgestellt wurde. Nach dem Januar wies der Oktober mit 44,26 % die höchste Übereinstimmung auf.

Tabelle 7: Ergebnisse der zweiten Validierung

	Anzahl der validierten Flächen	Prozentzahl der validierten Flächen
<b>Januar</b>	2610 von 1861	67,60%
<b>April</b>	451 von 1861	11,68%
<b>Juli</b>	1019 von 1861	26,40%
<b>Oktober</b>	1709 von 1861	44,26%

Quelle: Eigene Darstellung

Mit den Ergebnissen der ersten Validierung wurde die methodische Vorgehensweise zur Ermittlung des Strombedarfs erfolgreich validiert. Insbesondere im Januar wurde mit einer Trefferquote von 98,81 % eine hohe Genauigkeit erreicht, was den heuristischen Ansatz dieser Methode bestätigt. Die niedrige Übereinstimmung in der Grundgesamtheit der zweiten Validierung lässt Rückschlüsse auf die Genauigkeit der Methode zu. Da die Prozentzahlen aus der zweiten Validierung niedrige bis sehr niedrige Werte aufweisen, kann daraus geschlossen werden, dass die konkreten Klassenwerte sehr ungenau sind und viel Spielraum aufzeigen. Da es sich bei dieser Methode um eine vereinfachte Heuristik handelt, war zu erwarten, dass die Ergebnisse vereinfacht und ungenau sind. Beim Vergleich der Monate untereinander weist der Januar bei beiden Validierungen die höchste Übereinstimmung bei der Validierung der Grundgesamtheit auf, während der April am ungenauesten ist. Eine mögliche Erklärung könnte die Anzahl der Klassen in den verschiedenen Monaten sein. Während der Monat Januar vier Klassen aufweist, gibt es im Juli und April insgesamt acht Klassen. Im April zeigt sich in der Klassifizierung eine Vielzahl an schmalen Grenzen zwischen den acht Klassen, wobei weder die höchste noch die niedrigste Klasse abgebildet wird. Durch die vielen Klassengrenzen im April können Flächen leichter falsch klassifiziert werden. Im Vergleich dazu hat der Monat Juli zwar die gleiche Anzahl an Klassen wie der Monat April, jedoch verlaufen die Übergänge zwischen den Klassen etwas breiter, insbesondere in Richtung der Neigungswinkel, während die Übergänge zwischen den Klassen im April sowohl in Bezug auf die Dachausrichtung als auch

auf die Dachneigung sehr fließend sind. Im Monat Oktober sind insgesamt 6 Klassen vertreten. Dies spiegelt sich entsprechend in der Validierung wider, da der Monat Oktober die zweitbeste Validierung und die zweitgeringste Klassenanzahl aufweist. Abschließend lässt sich feststellen, dass die vereinfachte Heuristik erfolgreich validiert wurde, wenn auch mit Abstrichen in der Genauigkeit. Es ist zu beachten, dass die Abweichungen mit einer zunehmenden Anzahl der Klassifizierungen immer ungenauer werden.

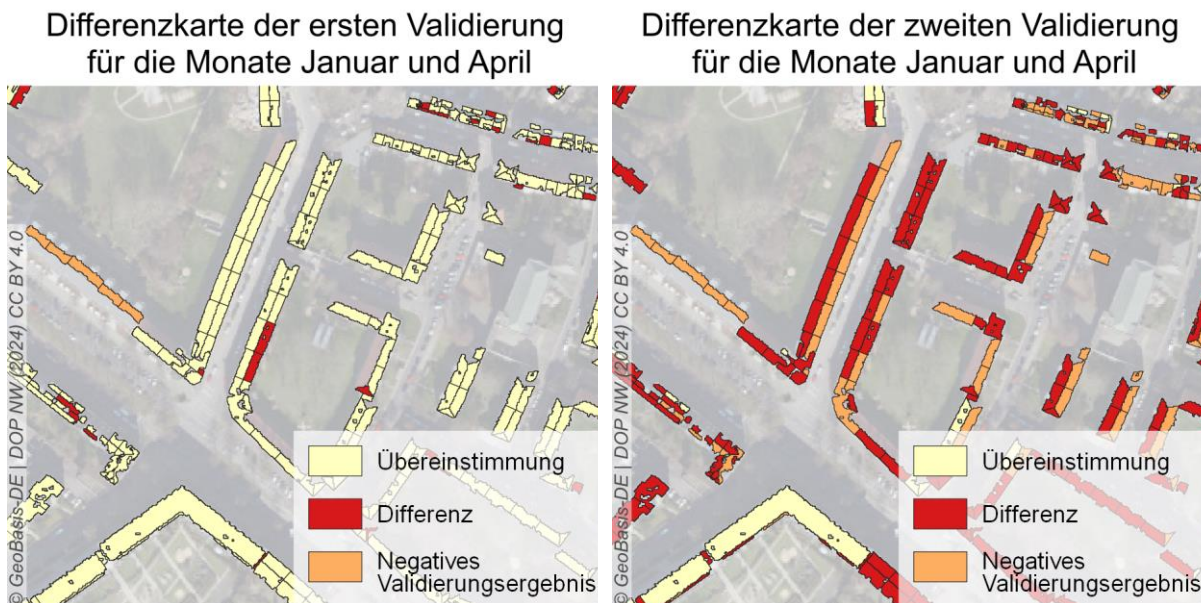


Abbildung 22: Differenzkarte der ersten Validierung der Monate Januar und April Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 23: Differenzkarte der zweiten Validierung der Monate Januar und April Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildungen 22 und 23 zeigen den Ausschnitt einer Differenzkarte der beiden Validierungen zwischen den Monaten Januar und April. Dies dient der Veranschaulichung der Differenzen zwischen dem Monat mit der höchsten Validierung (Januar) und dem Monat mit der niedrigsten Validierung (April). Bei der ersten Validierung gibt es eine hohe Übereinstimmung zwischen den Monaten Januar und April mit vereinzelt Abweichungen oder negativ validierten Dachflächen. Bei der zweiten Validierung nehmen die Differenzen und negativen Validierungsergebnisse jedoch deutlich zu.

### 3.3. Regionale Selbstversorgungsgrade

In Abbildung 24 ist in einem Liniendiagramm eine Bilanzanalyse zwischen dem Strombedarf und Stromertrag dargestellt. Dazu wird der Strombedarf und Stromertrag der Monate in Abhängigkeit der Megawattstunden dargestellt. Dabei besteht der Strombedarf aus einem Wertebereich, der in die Linie *Stromertrag Min* für den Minimalwert des Stromertrages sowie den *Stromertrag Max* für den Maximalwert des Stromertrages, untergliedert wurde. Der Strombedarf ist im Monat Januar höher als der Stromertrag. In allen anderen Monaten ist der

Stromertrag höher als der Strombedarf. Die Monate April und Juli stellen deutliche Abweichungen zum Strombedarf dar.

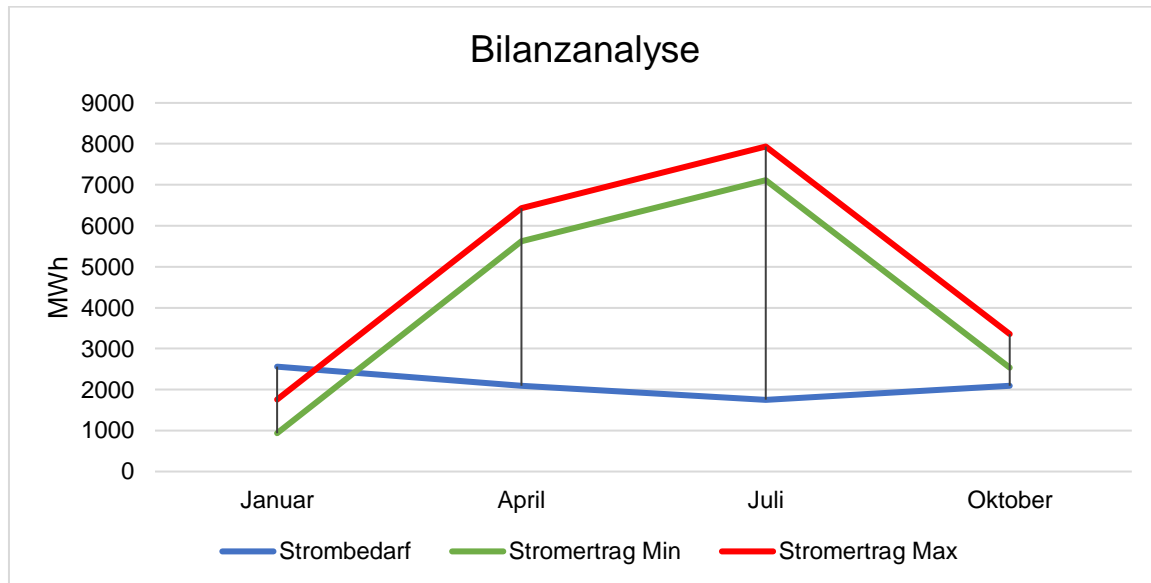


Abbildung 24: Bilanzanalyse Strombedarf und Stromertrag Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 8 bis 10 sind die Ergebnisse der Selbstversorgungsgrade dargestellt, die mit der Methode aus Kapitel 2.7. berechnet wurden. In den Monaten, in denen der Selbstversorgungsgrad unter 100 % liegt, wäre es den Haushalten aufgrund des zuvor berechneten Strombedarfs und -ertrags nicht möglich, den Strombedarf zu decken. Diese Monate sind in orangener Farbe hervorgehoben. Ein Wert von mindestens 100 % zeigt eine vollständige Deckung des Strombedarfs an und wird daher grün hervorgehoben. In Tabelle 8 sind im Januar geringere Selbstversorgungswerte zu sehen, während in den anderen Monaten bei der Nutzung aller Dachflächen für die Stromerzeugung ein Selbstversorgungsgrad von mindestens 100 % möglich wäre. Der höchste potenzielle Selbstversorgungsgrad liegt im Juli bei 456,92 %.

Tabelle 8: Selbstversorgungsgrad aller Dachflächen

%		Januar	April	Juli	Oktober
Monatliche SLP	Min	36,10	269,40	409,57	119,72
	Max	67,82	307,49	456,92	158,61
Stündliche SLP	Min	36,56	269,13	406,63	120,68
	Max	68,68	307,19	453,64	159,89

Quelle: Eigene Darstellung

Wenn die Dachflächen mit weniger als 2.230 Wh/m<sup>2</sup>/d aus der Berechnung ausgeschlossen werden (vgl. Tabelle 9), erreichen die Monate April und Juli einen Selbstversorgungsgrad von mindestens 100 %. Im Oktober variiert der Selbstversorgungsgrad je nach Datengrundlage zwischen 29,77 % und 80,13 %. Im Januar gibt es bei Anwendung dieser Methode keinen Stromertrag, wodurch der Selbstversorgungsgrad bei 0 % im Testgebiet liegt.

Tabelle 9: Selbstversorgungsgrad bei Ausschluss von Flächen unter 2.230Wh/m²/d

%		Januar	April	Juli	Oktober
Monatliche SLP	Min	0,00	206,63	404,96	29,77
	Max	0,00	242,34	455,62	79,48
Stündliche SLP	Min	0,00	256,17	402,05	30,01
	Max	0,00	300,44	452,34	80,13

Quelle: Eigene Darstellung

Beim Vergleich dieser beiden Herangehensweisen zeigt sich, dass im Juli die geringsten Abweichungen auftreten, da dort die höchsten Einstrahlungswerte vorliegen. Im April sind die Abweichungen etwas größer, haben jedoch keine Auswirkungen auf den vollständigen Selbstversorgungsgrad von über 100 %. Insbesondere beim Vergleich der Monate Oktober und Januar sind die Unterschiede beim Ausschluss der Flächen sehr groß. Folglich scheint der Monat Oktober sehr viele Flächen aufzuweisen, die geringe Stromerträge liefern. Einzig durch die große Menge an Dachflächen wäre es theoretisch möglich, dass der Oktober einen hohen Selbstversorgungsgrad erzielt. Es ist jedoch kritisch zu hinterfragen, ob dies wirtschaftlich sinnvoll wäre. Im Januar ist es sehr unwahrscheinlich, dass kein Stromertrag erzielt wird, wie in Tabelle 9 dargestellt wird. Aus diesem Grund erscheint die Methode, Dachflächen pauschal auszuschließen, nicht sinnvoll. Möglicherweise wäre es sinnvoller, die Flächen über den gesamten Jahresverlauf zu beurteilen und anhand der Mittelwerte auszuschließen oder gar keine Flächen auszuschließen. Dabei sollte eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung immer individuell entschieden werden (LANUV 2023b). Schließlich zeigen diese Ergebnisse das hohe Potenzial der Solarenergie, da der Strombedarf, bei vollständiger Ausschöpfung der Dachflächen, an vielen Tagen im Jahr gedeckt werden könnte. Mithilfe geeigneter Speichertechnologien könnte die Leistung sogar für Tage oder Monate genutzt werden, in der die Erträge nicht zur vollständigen Deckung beitragen können.

In Tabelle 10 sind für die Monate Juli und Dezember jeweils repräsentativ für einen hohen und einen niedrigen Sonnenstand die verschiedenen Tageszeiten nebeneinander dargestellt. Die erste Tageshälfte umfasst die Werte von 0 bis 11 Uhr MEZ, während die zweite Tageshälfte die Werte zwischen 12 und 23 Uhr MEZ enthält. In der ersten Tageshälfte weist der Monat Juli höhere Selbstversorgungsgrade auf als in der zweiten Tageshälfte. Wobei der Selbstversorgungsgrad in beiden Tageshälften mindestens 100 % beträgt. Im Vergleich dazu erreicht der Selbstversorgungsgrad im Dezember zu keiner Tageszeit eine vollständige Deckung des Strombedarfs. Die solare Deckungsquote liegt im Dezember in der ersten Tageshälfte zwischen 5,30 % und 99,07 %. In der zweiten Tageshälfte liegt der niedrigste Wert mit 15,43 % etwas höher als am Vormittag und erreicht dabei einen maximalen Selbstversorgungsgrad von 65,74 %.

Tabelle 10: Selbstversorgungsgrad aller Dachflächen nach Tageszeiten

%		0-11 (Uhr MEZ)	12-23 (Uhr MEZ)
Juli	Min	408,91	372,04
	Max	531,77	448,18
Dezember	Min	5,30	15,43
	Max	99,07	65,74

Quelle: Eigene Darstellung

Folglich liegt im Dezember in der ersten Tageshälfte vor 12 Uhr MEZ ein sehr großer Wertebereich, zwischen fast keiner und fast vollständiger Bedarfsdeckung, vor. Dies lässt auf ein potenziell eher geringes Solarpotenzial im Dezember schließen. Außerdem scheint die Selbstversorgung im Dezember ähnlich wie im Juli in der ersten Tageshälfte einen höheren Selbstversorgungsgrad aufzuweisen.

Im Vergleich zu dieser Studie haben vorherige Studien den Selbstversorgungsgrad für ein Jahr berechnet. Dabei ergaben sich für Privathaushalte Selbstversorgungsgrade zwischen 8 % und 41,8 % (Mutani und Todeschi 2021; Torres-Rivas et al. 2022). Die Werte dieser Studie liegen im Durchschnitt deutlich über den Vergleichswerten. Eine mögliche Erklärung hierfür ist die vereinfachte Herangehensweise aufgrund begrenzter Datenverfügbarkeit. Zudem wurden bei diesem linearen Ansatz nicht alle Einflussfaktoren berücksichtigt. Diese Kriterien werden in Kapitel 3.4. näher erläutert.

### 3.4. Diskussion der Limitationen und nicht berücksichtigter Einflussfaktoren

Damit der heuristische Ansatz leicht auf andere Gebiete übertragen werden kann, wurde ein besonderer Fokus auf die Nutzung frei verfügbarer Daten gelegt. Insbesondere beim Stromverbrauch gibt es keine konkreten öffentlichen Daten, sodass der Strombedarf anhand der wenigen verfügbaren Parameter kalkuliert werden musste. Aufgrund der fehlenden freien Datenverfügbarkeit konnte in dieser Studie daher keine Analyse für die Bereiche Industrie, Verkehr und Sonstiges durchgeführt werden. Da Haushalte etwa ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs ausmachen, war es in dieser Studie nicht möglich, den gesamten Stromverbrauch zu analysieren (BDEW 2024).

Der heuristische Ansatz umfasst zudem eine vereinfachte Analyse des Stromertrags, die auf der Sonneneinstrahlung basiert. Da die Dachflächen für die Analyse durch eine Verschneidung der Hausumringe und des DOMs extrahiert wurden, kommt es zu Abweichungen zu den tatsächlichen Dachflächen. Dies liegt daran, dass das Kataster zum Teil von der Realität abweicht und es unterschiedliche Genauigkeitsstufen aufweist. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die Dachfläche auf geneigten Dächern eine zusammenhängende Fläche von sieben Quadratmetern und bei Flachdächern eine Fläche von 17,5 Quadratmetern aufweisen

muss, um als geeignet für PV-Anlagen zu gelten (LANUV 2018). Eine weitere zu berücksichtigende Komponente ist die Bausubstanz, welche im Einzelfall zu prüfen ist und in dieser Studie nicht analysiert werden konnte (LANUV 2018). Darüber hinaus kommt es durch die gewählte Klassifizierung zu erheblichen Genauigkeitsverlusten bei der Kalkulation des Stromertrages, sodass diese Analyse nur für eine erste grobe Einschätzung sinnvoll genutzt werden kann. Zudem gibt es zahlreiche Einflussfaktoren auf den Ertrag einer PV-Anlage, die in dieser Studie nicht berücksichtigt wurden, und nachfolgend benannt werden. Jordan und Kurtz (2013) haben in ihrer Studie die Stromleistung von PV-Anlagen analysiert und festgestellt, dass PV-Module in der Regel 0,5 % Leistung pro Betriebsjahr verlieren. Folglich wird die Stromerzeugung schlechter, je älter die Anlage ist. Außerdem liegt der Verlust durch die Reflexion im flachen Winkel bei 2 bis 4 % (EU Science Hub 2024). Neben diesen technischen Einflussfaktoren gibt es natürliche Einflussfaktoren, welche den Stromertrag von PV-Modulen beeinflussen. Dazu gehören Temperatur, Staub und Schmutz, Verschattung und Schnee (EU Science Hub 2024). Diese Einflussfaktoren können dazu führen, dass der Stromertrag niedriger ist oder ganz ausbleibt. Zuletzt muss der Einfluss des Sonnenlichtspektrums beachtet werden, welches sich im Tagesverlauf ändert (EU Science Hub 2024). Hier kann in Mitteleuropa mit einem langfristigen Anstieg von +2 % gerechnet werden (EU Science Hub 2024).

### 3.5. Diskussion der Heuristik

In der Studie wird die Forschungsfrage: ‚Wie kann über einen einfachen heuristischen Ansatz eine solare Deckungsquote für eine abgegrenzte Region ermittelt werden?‘ beantwortet. Aus den Ergebnissen lässt sich folgern, dass die Klassifizierung der Dachflächen anhand der Neigung und Orientierung ein möglicher Ansatz ist, um den Stromertrag für eine Region zu kalkulieren. Für die Klassifizierung kann die Sonneneinstrahlung anhand stündlicher Werte aus dem PVGIS kumuliert und anschließend in einer Tabelle klassifiziert werden. Hier ist es möglich, je nach Wertebereich und Testgebiet, andere Klassengrenzen und Klassengrößen zu verwenden, um beispielsweise detailliertere Ergebnisse zu erhalten. Da mit dem PVGIS flächendeckende Abfragen für Europa und teilweise auch darüber hinaus möglich sind (EU Science Hub 2024), kann die Heuristik ebenfalls auf weitere Regionen angewendet werden. Da die geografische Lage Einfluss auf die Einstrahlung hat, ist es bei größeren räumlichen Abweichungen zum Testgebiet möglich und sinnvoll die Tabellen zur Klassifikation der Dachflächen mit neuen Werten aus dem PVGIS anzupassen. Die darauf aufbauende GIS-Analyse ist ebenfalls auf andere Gebiete übertragbar. Für Regionen ähnlicher geografischer Eigenschaften, wie beispielsweise einem anderen Stadtteil von Köln, wäre es möglich die Analyse mit dem Modell in QGIS oder einer anderen GIS- Software genauso zu übertragen.

Das Resultat der GIS-Analyse ist die kumulative Einstrahlung in der abgegrenzten Region. Hierbei ist wichtig zu erwähnen, dass die abgegrenzte Region so gewählt werden muss, dass innerhalb dieser Abgrenzung Daten zum Stromverbrauch verfügbar oder zumindest kalkulierbar sind. Anhand der kumulativen Einstrahlung und des Stromverbrauchs und damit eingehend des Strombedarfs kann abschließend die solare Deckungsquote für die abgegrenzte Region ermittelt werden.

### 3.6. Auswirkungen auf die angestrebte Energiewende

Um die EU unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu machen und Klimaneutralität zu erreichen, werden erneuerbare Energien gefördert, um deren Ausbau zu beschleunigen. In dieser Studie wurde ein heuristischer Ansatz entwickelt, um den Selbstversorgungsgrad für abgegrenzte Regionen bestimmen zu können. Das Ergebnis für das Testgebiet zeigt, dass der Ausbau von PV-Modulen in privaten Haushalten einen großen Beitrag zur Klimaneutralität leisten kann, da der Selbstversorgungsgrad, außer in den Wintermonaten, sehr hoch ist und ein hohes Potenzial zur Deckung des steigenden Strombedarfs aufweist. Der geringe Selbstversorgungsgrad in den Wintermonaten muss derzeit durch den Rückgriff auf andere Energieträger kompensiert werden. Im Vergleich zum Jahresmittelwert aus anderen Studien liegt der Selbstversorgungsgrad in den einzelnen Monaten dieser Studie deutlich höher. Dies liegt insbesondere daran, dass viele Einflussfaktoren, die in Kapitel 3.4. diskutiert wurden, nicht berücksichtigt wurden.

## 4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die vorliegende Arbeit hatte zum Ziel, einen einfachen heuristischen Ansatz zu entwickeln, der eine solare Deckungsquote für eine abgegrenzte Region ermittelt. Diese Zielsetzung wurde erreicht, indem mithilfe der Erstellung von Bedarfs- und Ertragsprofilen die regionalen Selbstversorgungsgrade für private Haushalte abgeleitet wurden. Die Bedarfsprofile konnten anhand von frei verfügbaren Daten zu Standardlastprofilen Strom erstellt und anhand der Einwohnerzahl auf die abgegrenzte Region angewendet werden. Zur Ermittlung der Ertragsprofile wurden die täglichen Strahlungsprofilaten mit den Attributen Neigung und Orientierung aus dem PVGIS der Europäischen Kommission verwendet. Diese Einstrahlungsdaten wurden kumuliert und klassifiziert, um anschließend im GIS in die Analyse übertragen zu werden. Mit den definierten Wertebereichen der Klassen erfolgte die Klassifizierung der Dachflächen. Als Datengrundlage dienten das digitale Oberflächenmodell und Gebäudepolygone. Die Einstrahlungswerte auf den Dachflächen anhand der Klassifikation konnten durch einen Vergleich mit Daten aus dem Solarkataster erfolgreich validiert werden. Anschließend wurde mit dem Bedarfsprofil der stündliche und kumulative Strombedarf für das Testgebiet Bickendorf kalkuliert. Mit dem Ertragsprofil und einem Wirkungsgrad von 20,7 % wurde der kumulative Stromertrag berechnet. Die Berechnung des Selbstversorgungsgrades für verschiedene methodische Ansätze und Jahreszeiten erfolgte auf der Basis des Strombedarfes und Stromertrages. Das Ergebnis dieses einfachen heuristischen Ansatzes ist die solare Deckungsquote für das Testgebiet.

Der Strombedarf wurde kumulativ für die Nutzung *private Haushalte* oder *Wohnen* im Testgebiet Köln-Bickendorf berechnet. Dieser ist im Winter höher als im Sommer mit Schwankungen im Tagesverlauf. Im Winter ist der Bedarf am Abend deutlich höher als im Sommer oder in den Übergangsjahreszeiten. Infolgedessen ist der Strombedarf in der ersten Tageshälfte von 0 bis 11 Uhr MEZ geringer als in der zweiten Tageshälfte von 12 bis 24 Uhr MEZ. Im Winter ist der Strombedarf in der zweiten Tageshälfte deutlich höher als im Sommer.

Bei der Klassifikation der Ertragsprofile wurden 11 Klassen gebildet, die im GIS anhand der Neigung und Ausrichtung aus dem Digitalen Oberflächenmodell auf die Dachflächen angewendet wurden. Der Juli zeigte den höchsten Stromertrag, gefolgt von den Monaten April und Oktober, während der Januar den geringsten Stromertrag aufweist. Der maximale Stromertrag für den Juli liegt bei 7.935,02 MWh. Darüber hinaus ist der Stromertrag im Sommer und Winter in der zweiten Tageshälfte deutlich höher als in der ersten Tageshälfte. Bei der Validierung des Stromertrages wurde festgestellt, dass der heuristische Ansatz korrekte Werte liefert, wengleich die Werte durch die vereinfachte Herangehensweise Ungenauigkeiten aufweisen. Außerdem wurden bei der Berechnung des Stromertrages nicht alle Faktoren mit in die Analyse einbezogen, wodurch die Heuristik nur für die Vorhersage eines Trends und nicht zur

Ableitung konkreter Werte herangezogen werden sollte. Innerhalb der Monate April, Juli und Oktober werden höhere Stromerträge generiert als der Strombedarf erfordert. Dies resultiert in einer Bedarfsdeckung. Den geringsten Wert liefert der Januar mit 36,10 % und den höchsten der Juli mit 456,92 %. Durch den Ausschluss von Flächen unter 2.230 Wh/m<sup>2</sup>/Tag sind insbesondere im Januar und Oktober Flächen weggefallen, wodurch diese Monate Selbstversorgungsgrade zwischen 0 und 80,13 % erreichen. Im Juli liegt eine geringe Abweichung vom Maximalwert mit einer Selbstversorgungsquote von 455,62 % vor. Die Ergebnisse der Selbstversorgungsgrade nach Tagesflächen zeigen im Sommer in der ersten Tageshälfte höhere Selbstversorgungsquoten als in der zweiten Tageshälfte, während die Werte im Dezember größeren Schwankungen unterliegen.

Für zukünftige Studien wäre es denkbar, umfangreiche Skripte zur automatisierten Berechnung des Stromertrags in Abhängigkeit von Neigung und Orientierung sowie zur Klassifizierung zu erstellen, um die Heuristik zu optimieren. Außerdem könnte die Heuristik bei Verfügbarkeit von Stromverbrauchsdaten aus anderen Sektoren auch auf andere Gebäudenutzungen übertragen werden. Eine Analyse dieses vereinfachten Ansatzes auf kleinere und größere Gebiete ist möglich, sofern die Daten verfügbar sind. Zukünftig müssen außerdem die Kosten und die damit verbundene Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

Im Vergleich zu früheren Studien zeigt diese Untersuchung deutlich höhere Selbstversorgungsquoten. Frühere Analysen ergaben Selbstversorgungsgrade für Privathaushalte zwischen 8 % und 41,8 % (Mutani und Todeschi 2021; Torres-Rivas et al. 2022). Dies deutet darauf hin, dass nicht berücksichtigte Einflussfaktoren einen großen Einfluss auf die Ergebnisse haben könnten, die in zukünftigen Analysen berücksichtigt werden sollten. Außerdem wurde deutlich, dass der Modulwirkungsgrad einen großen Einfluss auf den Stromertrag und damit auf die Selbstversorgungsquote hat (Sun et al. 2022). In dieser Studie wurde ein Modulwirkungsgrad von 20,7 % verwendet. Ein möglicher technischer Fortschritt könnte in Zukunft zu höheren Modulwirkungsgraden führen, was für zukünftige Analysen von großem Interesse sein könnte. Im Rahmen dessen präsentierte das Fraunhofer ISE im Jahr 2022 die bis dahin effizienteste Solarzelle der Welt mit einem Modulwirkungsgrad von 47,6 % (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 30.05.2022).

Abschließend zeigt diese Analyse das hohe Potenzial der Solarenergie auf Dachflächen auf. Die Förderungsmaßnahmen und Ziele der Europäischen Union bieten eine Möglichkeit, private Haushalte in die Energiewende einzubeziehen, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.

---

## Literaturverzeichnis

AdV (2021): ALKIS®- Objektartenkatalog NRW 7.1. basierend auf dem AFIS-ALKIS-AT-KIS®-Anwendungsschema 7.1.0. Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland, zuletzt geprüft am 28.12.2023.

Amillo, Ana; Huld, Thomas; Müller, Richard (2014): A New Database of Global and Direct Solar Radiation Using the Eastern Meteosat Satellite, Models and Validation. In: Remote Sensing 6 (9), S. 8165–8189. DOI: 10.3390/rs6098165.

Amt für Stadtentwicklung und Statistik (2023): Kölner Stadtteilinformationen - Bevölkerungszahlen 2022. Unter Mitarbeit von Cremer. Online verfügbar unter [https://www.stadt-koeln.de/mediaasset/content/pdf15/statistik-einwohner-und-haushalte/koelner\\_stadtteilinformationen\\_zahlen\\_2022\\_einwohner.pdf](https://www.stadt-koeln.de/mediaasset/content/pdf15/statistik-einwohner-und-haushalte/koelner_stadtteilinformationen_zahlen_2022_einwohner.pdf).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017): Standardlastprofile Strom. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt geprüft am 17.02.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2024): Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern. Letztverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen in Deutschland. Unter Mitarbeit von Florentine Kiesel. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch\\_nach\\_Verbrauchergruppen\\_Entw\\_10J\\_online\\_o\\_dw\\_jaehrlich\\_FS\\_24012024.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_Entw_10J_online_o_dw_jaehrlich_FS_24012024.pdf), zuletzt aktualisiert am 01/2024, zuletzt geprüft am 11.03.2024.

Bezirksregierung Köln (2023): Digitales Oberflächenmodell. Online verfügbar unter <https://www.bezreg-koeln.nrw.de/geobasis-nrw/produkte-und-dienste/hoehenmodelle/digitale-oberflaechenmodelle/digitales>, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

Bezirksregierung Köln, Geobasis NRW (2024): Hausumringe. Online verfügbar unter <https://www.bezreg-koeln.nrw.de/geobasis-nrw/produkte-und-dienste/liegenschaftskataster/aktuelles-liegenschaftskataster/hausumringe>, zuletzt aktualisiert am 28.02.2024, zuletzt geprüft am 28.02.2024.

Biberacher, M.; Gadocha, S.; Zocher, D. (2008): GIS based Model to optimize possible self sustaining regions in the context of a renewable energy supply. In: International Congress on Environmental Modelling and Software, S. 1306–1313.

Deutscher Wetterdienst (2024a): Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Glossar - J - Jahreszeiten. Online verfügbar unter

<https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv3=101324&lv2=101304>, zuletzt aktualisiert am 01.04.2024, zuletzt geprüft am 01.04.2024.

Deutscher Wetterdienst (2024b): Wetter- und Klimalexikon. Diffusstrahlung. Online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=100578&lv3=784690>, zuletzt geprüft am 29.12.2023.

Deutscher Wetterdienst (2024c): Wetter- und Klimalexikon. Direktstrahlung. Online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=100578&lv3=784688>, zuletzt geprüft am 29.12.2023.

Deutscher Wetterdienst (2024d): Wetter- und Klimalexikon. Globalstrahlung. Online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?jsessionid=FCFCB8556288ED94F8DB552CA5F5BA43.live21074?lv2=100932&lv3=101042>, zuletzt geprüft am 29.12.2023.

Dutta, Riya; Chanda, Kironmala; Maity, Rajib (2022): Future of solar energy potential in a changing climate across the world: A CMIP6 multi-model ensemble analysis. In: *Renewable Energy* 188, S. 819–829. DOI: 10.1016/j.renene.2022.02.023.

Endlicher, Wilfried (2011a): 9.4 Strahlungs- und Wärmehaushalt der Erde. Astronomische und physikalische Grundlagen. In: Hans Gebhardt, Rüdiger Glaser, Ulrich Radtke und Paul Reuber (Hg.): *Geographie. Physische Geographie und Humangeographie*. 2. Aufl. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag, S. 240–242.

Endlicher, Wilfried (2011b): 9.4 Strahlungs- und Wärmehaushalt der Erde. Strahlungshaushalt. In: Hans Gebhardt, Rüdiger Glaser, Ulrich Radtke und Paul Reuber (Hg.): *Geographie. Physische Geographie und Humangeographie*. 2. Aufl. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag, S. 243–248.

EU Science Hub (2024): PVGIS data sources & calculation methods. Europäische Kommission (Hg.). Online verfügbar unter [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en), zuletzt aktualisiert am 04.02.2024, zuletzt geprüft am 04.02.2024.

Europäische Kommission (17.09.2020): Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030. In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel, zuletzt geprüft am 21.04.2024.

Europäische Kommission (2021): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der

Regionen. Ein klimaresilientes Europa aufbauen - die neue EU-Strategie für die Anpassung an den Klimawandel, zuletzt geprüft am 10.03.2024.

Europäische Kommission (2024): Umsetzung des europäischen Grünen Deals. Online verfügbar unter [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_de](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de), zuletzt aktualisiert am 10.03.2024, zuletzt geprüft am 10.03.2024.

Europäische Kommission (06.02.2024): Neues Ziel für 2040: Empfehlung zur Verwirklichung der Klimaneutralität bis 2050. Generaldirektion Kommunikation. Online verfügbar unter [https://commission.europa.eu/news/recommendation-2040-target-reach-climate-neutrality-2050-2024-02-06\\_de](https://commission.europa.eu/news/recommendation-2040-target-reach-climate-neutrality-2050-2024-02-06_de), zuletzt geprüft am 10.03.2024.

Europäische Kommission (08.03.2024): The European Green Deal. Achievements of the von der Leyen Commission. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS\\_24\\_1391](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_24_1391), zuletzt geprüft am 09.03.2024.

Europäisches Parlament und Rat (18.10.2023): Richtlinie (EU) zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. Richtlinie (EU) 2023/2413. Online verfügbar unter <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>, zuletzt geprüft am 10.03.2024.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (30.05.2022): Fraunhofer ISE entwickelt effizienteste Solarzelle der Welt mit 47,6 Prozent Wirkungsgrad. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/fraunhofer-ise-entwickelt-effizienteste-solarzelle-der-welt-mit-47-komma-6-prozent-wirkungsgrad.html>, zuletzt geprüft am 15.03.2024.

Harke, Franz; Otto, Philipp (2023): Solar Self-Sufficient Households as a Driving Factor for Sustainability Transformation. In: *Sustainability* 15 (3), S. 2734. DOI: 10.3390/su15032734.

Huitema, Jan (27.10.2022): Deal confirms zero-emissions target for new cars and vans in 2035. Online verfügbar unter <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221024IPR45734/deal-confirms-zero-emissions-target-for-new-cars-and-vans-in-2035>, zuletzt geprüft am 11.02.2024.

Jordan, D. C.; Kurtz, S. R. (2013): Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. In: *Progress in Photovoltaics* 21 (1), S. 12–29. DOI: 10.1002/pip.1182.

Jurasz, Jakub K.; Dąbek, Paweł B.; Campana, Pietro E. (2020): Can a city reach energy self-sufficiency by means of rooftop photovoltaics? Case study from Poland. In: *Journal of Cleaner Production* 245, S. 118813. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118813.

Koch, Wolf Günther Prof. Dr. (2001): Klassenbildung. In: Lexikon der Kartographie und Geomatik. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag. Online verfügbar unter <https://www.spektrum.de/lexikon/kartographie-geomatik/klassenbildung/2821>, zuletzt geprüft am 13.03.2024.

koeln.de (2024): Bickendorf - Alles Wissenswerte zum Stadtteil. Online verfügbar unter [https://www.koeln.de/veedel/ehrenfeld/bickendorf/bickendorf-in-koeln\\_7108.html](https://www.koeln.de/veedel/ehrenfeld/bickendorf/bickendorf-in-koeln_7108.html), zuletzt aktualisiert am 11.03.2024, zuletzt geprüft am 11.03.2024.

Kougias, Ioannis; Taylor, Nigel; Kakoulaki, Georgia; Jäger-Waldau, Arnulf (2021): The role of photovoltaics for the European Green Deal and the recovery plan. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 144, S. 111017. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111017.

Kümpel (2023): Photovoltaik Wirkungsgrad – Das leisten moderne Photovoltaikanlagen. Wegatech (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/wirkungsgrad/>, zuletzt aktualisiert am 05.10.2023, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2018): Das landesweite Solarkataster Nordrhein-Westfalen. Ein Instrument zum Ausbau der Solarenergie. Unter Mitarbeit von Christina Seidenstücker Ellen Grothues. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, zuletzt geprüft am 03.02.2024.

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2023a): Potentialdaten Photovoltaik - Dachflächen. OpenGeodata.NRW. Online verfügbar unter [https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/umwelt\\_klima/klima/solarkataster/photovoltaik/](https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/umwelt_klima/klima/solarkataster/photovoltaik/), zuletzt aktualisiert am 28.08.2023, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2023b): Potentialdaten Photovoltaik - Dachflächen. Solarkataster NRW. Online verfügbar unter [https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/umwelt\\_klima/klima/solarkataster/photovoltaik/](https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/umwelt_klima/klima/solarkataster/photovoltaik/), zuletzt aktualisiert am 08.2023, zuletzt geprüft am 03.02.2024.

Lokar, Jan; Vrtič, Peter (2020): The potential for integration of hydrogen for complete energy self-sufficiency in residential buildings with photovoltaic and battery storage systems. In: International Journal of Hydrogen Energy 45 (60), S. 34566–34578. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.04.170.

Mueller, R. W.; Matsoukas, C.; Gratzki, A.; Behr, H. D.; Hollmann, R. (2009): The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance — A LUT based eigenvector hybrid approach. In: Remote Sensing of Environment 113 (5), S. 1012–1024. DOI: 10.1016/j.rse.2009.01.012.

Mueller, Richard; Behrendt, Tanja; Hammer, Annette; Kemper, Axel (2012): A New Algorithm for the Satellite-Based Retrieval of Solar Surface Irradiance in Spectral Bands. In: Remote Sensing 4 (3), S. 622–647. DOI: 10.3390/rs4030622.

Muneer, T. (1990): Solar radiation model for Europe. In: Building Services Engineering Research and Technology 11 (4), S. 153–163. DOI: 10.1177/014362449001100405.

Mutani, Guglielmina; Todeschi, Valeria (2021): Optimization of Costs and Self-Sufficiency for Roof Integrated Photovoltaic Technologies on Residential Buildings. In: Energies 14 (13), S. 4018. DOI: 10.3390/en14134018.

NEW AG (2014): Mengenaufteilung innerhalb eines Abrechnungszeitraums für Stromkunden. Online verfügbar unter [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahU-KEwiQ37yvmrODAxU3i\\_0HHY-nCsQQFnOECBMQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.new.de%2Ffileadmin%2Fuser\\_upload%2Fnew.de%2FDokumente%2FService%2FMengenaufteilung\\_fuer\\_Stromkunden\\_bei\\_Preisaenderungen\\_x.pdf&usg=AOvVaw1XX-YzpPflvmpHpW6zPlj&opi=89978449](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahU-KEwiQ37yvmrODAxU3i_0HHY-nCsQQFnOECBMQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.new.de%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2Fnew.de%2FDokumente%2FService%2FMengenaufteilung_fuer_Stromkunden_bei_Preisaenderungen_x.pdf&usg=AOvVaw1XX-YzpPflvmpHpW6zPlj&opi=89978449), zuletzt geprüft am 28.12.2023.

Rat der EU (29.06.2022): Paket „Fit für 55“: Allgemeine Ausrichtungen des Rates zu Emissionsreduktionen und ihren sozialen Auswirkungen. Carlo Zarcone. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2022/06/29/fit-for-55-council-reaches-general-approaches-relating-to-emissions-reductions-and-removals-and-their-social-impacts/>, zuletzt geprüft am 10.03.2024.

Rat der EU (25.07.2023): Rat nimmt Energieeffizienz-Richtlinie an. Johanna Store. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/07/25/council-adopts-energy-efficiency-directive/>, zuletzt geprüft am 10.03.2024.

Rat der EU (09.10.2023): Energie aus erneuerbaren Quellen: Rat nimmt neue Vorschriften an. Valeria Cozza. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>, zuletzt geprüft am 10.03.2024.

RheinEnergie (2023): Tarif-Berater. Online verfügbar unter [https://www.rheinenergie.com/de/privatkunden/strom\\_\\_\\_erdgas/strom/oekostrom/oekostrom.html](https://www.rheinenergie.com/de/privatkunden/strom___erdgas/strom/oekostrom/oekostrom.html), zuletzt geprüft am 06.12.2023.

Solarwatt GmbH (2023): Wirkungsgrade von Photovoltaik und Solarzellen. Online verfügbar unter <https://www.solarwatt.de/ratgeber/wirkungsgrad-solarzelle-und-pv>, zuletzt geprüft am 03.02.2024.

Sonnenuntergang-sonnenaufgang.info (2024): Sonnenuntergang in Köln. Online verfügbar unter <https://sonnenuntergang-sonnenaufgang.info/koeln/>, zuletzt aktualisiert am 14.03.2024, zuletzt geprüft am 14.03.2024.

Stadt Köln (2023a): Stadtteile Köln. Online verfügbar unter <https://www.offenedaten-koeln.de/dataset/stadtteile-k%C3%B6ln>.

Stadt Köln (2023b): Bickendorf. Online verfügbar unter <https://www.stadt-koeln.de/artikel/06761/index.html>, zuletzt aktualisiert am 29.03.2023, zuletzt geprüft am 11.03.2024.

Sun, Lijian; Chang, Yinghui; Wu, Yuxuan; Sun, Yiming; Su, Deguo (2022): Potential estimation of rooftop photovoltaic with the spatialization of energy self-sufficiency in urban areas. In: *Energy Reports* 8, S. 3982–3994. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.035.

Top Energy News (2019): Höherer Stromverbrauch im Winter, 26.09.2019. Online verfügbar unter <https://www.top-energy-news.de/hoeherer-stromverbrauch-im-winter/>, zuletzt geprüft am 13.03.2024.

Torres-Rivas, Alba; Palumbo, Mariana; Jiménez, Laureano; Boer, Dieter (2022): Self-consumption possibilities by rooftop PV and building retrofit requirements for a regional building stock: The case of Catalonia. In: *Solar Energy* 238, S. 150–161. DOI: 10.1016/j.solener.2022.04.036.

Xu, Shen; Huang, Zhaojian; Wang, Jianghua; Mendis, Thushini; Huang, Jing (2019): Evaluation of photovoltaic potential by urban block typology: A case study of Wuhan, China. In: *Renewable Energy Focus* 29, S. 141–147. DOI: 10.1016/j.ref.2019.03.002.

## Geodaten und Daten Quellen

Stadt Köln (2023): Stadtteile Köln. Stand 08.23. Datensatz „Stadtteil Shapefile“. Online verfügbar unter <https://www.offenedaten-koeln.de/dataset/stadtteile-koeln>, zuletzt geprüft am 01.09.2023

Stadt Köln (2023): Stadtbezirke Köln. Stand 01.24. Datensatz „Stadtbezirke Shapefile“. Online verfügbar unter <https://www.offenedaten-koeln.de/dataset/stadtbezirke-koeln>, zuletzt geprüft am 30.01.2024

Bezirksregierung Köln (2024): Hausumringe. Stand 01.23. Datensatz „hu\_EPSG25832\_Shape.zip“. Online verfügbar unter [https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/lk/akt/hu\\_shp/](https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/lk/akt/hu_shp/), zuletzt geprüft am 16.03.2024

Bezirksregierung Köln (2024): Digitales Oberflächenmodell. Stand 2022. Datensatz „Digitales Oberflächenmodell – Rasterweite 1 m – Paketierung: Einzelkacheln“. Online verfügbar unter [https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/hm/dom1\\_tiff/dom1\\_tiff/](https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/hm/dom1_tiff/dom1_tiff/), zuletzt geprüft am 16.03.2024

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017): Standardlastprofile Strom. Stand 1999. Datensatz „Profile.zip“. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt geprüft am 17.03.2024

## Anhänge

### Python Skripte

```
import os

import pandas as pd

# Ordnerpfade
input_folder = r'C:\Users\Laura\Downloads'
output_folder = r'C:\Users\Laura\Downloads\Output'

# Alle CSV-Dateien im Eingabeordner verarbeiten
for filename in os.listdir(input_folder):
    if filename.endswith('.csv'):
        input_path = os.path.join(input_folder, filename)

        # Lese die CSV-Datei mit Pandas ein, überspringe die ersten 7 Zeilen
        df = pd.read_csv(input_path, delimiter='\t', skiprows=7, engine='python',
skipinitialspace=True)

        # Entferne die Zeilen 24-30
        df = df.drop(index=range(24, 30), errors='ignore')

        # Behalte nur die Spalten 'time(UTC)' und 'G(i)'
        df = df[['time(UTC)', 'G(i)']]

        # Berechne die Summe der Spalte 'G(i)'
        sum_Gi = df['G(i)'].sum()

        # Füge die Verkettung am Ende der Spalte 'G(i)' hinzu
        df.loc[df.index.max() + 1, 'G(i)'] = f'Summe: {sum_Gi}'

        # Speichere die DataFrame-Daten in einer neuen Excel-Datei im Ausgabeordner
        output_file = os.path.join(output_folder, f"{os.path.splitext(filename)[0]}_processed.xlsx")
        df.to_excel(output_file, index=False)

print("Verarbeitung abgeschlossen.")
```

Quelltext 2: Python-Skript zur Aufbereitung der CSV-Dateien aus dem PVGIS für die Werte aus den Monaten Januar, April, Juli, Oktober und Dezember

```
import pandas as pd
import os

# Setze den Dateipfad für den Download-Ordner und den Ausgabe-Ordner
download_ordner = os.path.expanduser('~') + '\\Downloads\\'
output_ordner = 'C:\\Users\\Laura\\Downloads\\Output\\'

# Liste aller Dateien im Download-Ordner mit der Endung .xlsx
alle_xlsx_dateien = [datei for datei in os.listdir(download_ordner) if datei.endswith('.xlsx')]

# Iteriere über jede XLSX-Datei
for datei in alle_xlsx_dateien:

    # Pfade erstellen
    excel_datei = os.path.join(download_ordner, datei)

    # Lade die Excel-Datei
    df = pd.read_excel(excel_datei)

    # Konvertiere die zweite Spalte in numerische Werte (falls notwendig)
    df.iloc[:, 1] = pd.to_numeric(df.iloc[:, 1], errors='coerce')

    # Summiere die Werte für die erste und zweite Tageshälfte
    vormittags = df.iloc[1:11, 1].sum() #Erste Tageshälfte 0-11 Uhr MEZ
    nachmittags = df.iloc[11:26, 1].sum() #Zweite Tageshälfte 12-23 Uhr MEZ

    # Erstelle ein DataFrame für die Ergebnisse
    ergebnisse_df = pd.DataFrame({
        'Summe Vormittags': [vormittags],
        'Summe Nachmittags': [nachmittags]
    })

    # Erstelle den Ausgabepfad
    ausgabepfad = os.path.join(output_ordner, f"ergebnis_{os.path.splitext(datei)[0]}.xlsx")

    # Speichere das DataFrame in eine neue Excel-Datei
    ergebnisse_df.to_excel(ausgabepfad, index=False)

    print(f"Ergebnisse für {datei} wurden in {ausgabepfad} gespeichert.")
```

Quelltext 3: Python-Skript zur Aufbereitung der aus Quelltext 1 erstellten XLSX Datei und Aufteilung der Werte in Vor- und Nachmittagswerte

## Tabellen zur Klassifizierung von Ertragsprofilen

Januar		Neigungswinkel / Slope in °										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Dachausrichtung / Azimut in °	NO	-180	813,72	595,45	493,5	471,87	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74
		-170	813,75	599,12	493,31	471,87	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74
		-160	813,75	609,92	493,69	471,87	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74
		-150	813,75	627,69	505,81	471,94	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74
		-140	813,72	650,77	539,92	412,76	445,8	405,04	363,11	320,32	278,35	238,85
		-130	813,72	677,94	582,16	526,41	480,7	436,58	391,66	344,98	299,2	238,85
	O	-120	813,72	708,36	634,29	583,44	539,08	495,66	447,99	397,86	352,45	308,81
		-110	813,72	741,65	689,83	651,49	615,33	575,85	528,4	481,82	433,67	382,28
		-100	813,73	777,46	752,04	729,18	704,68	670,82	632,9	587,87	531,45	467,23
		-90	813,73	813,62	814,57	813,9	803,13	784,44	751,84	701,97	648	590,45
		-80	813,73	849,78	879,74	902,29	912,05	902,75	876,47	841,17	789,87	724,17
		-70	813,73	885,03	947,11	991,55	1019,47	1030,53	1020,21	988,26	934,96	1013,57
	SO	-60	813,74	918,67	1009,67	991,55	1133,29	1158,83	1157,99	1129	1083,11	1013,57
		-50	813,74	950,14	1068,51	1165,49	1237,96	1283,41	1299,46	1285,31	1241,21	1168,44
		-40	813,75	977,27	1121,94	1242,99	1336,37	1398,88	1428,32	1423,64	1384,74	1312,73
		-30	813,75	999,22	1165,21	1306,22	1417,64	1495,73	1437,84	1542,46	1509,26	1439,17
		-20	813,75	1015,34	1196,94	1352,61	1477,27	1566,81	1618,2	1629,63	1600,64	1531,95
		-10	813,75	1025,12	1216,19	1380,77	1513,49	1609,94	1666,96	1682,57	1656,1	1588,27
S	0	813,75	1028,27	1222,4	1389,83	1525,14	1623,84	1682,68	1699,62	1673,98	1606,4	
	10	813,75	1024,7	1215,35	1379,54	1511,93	1608,07	1664,86	1680,28	1553,69	1585,83	
	20	813,75	1014,51	1195,27	1350,21	1474,17	1563,1	1614,03	1625,11	1595,89	1527,13	
	30	813,75	998,01	1162,8	1302,69	1413,1	1490,33	1531,73	1535,84	1502,32	1432,11	
	40	813,73	975,68	1118,85	1238,47	1330,54	1391,94	1420,5	1415,13	1375,83	1302,88	
	50	813,73	948,26	1064,82	1160,34	1232,62	1276,94	1291,94	1276,92	1232,24	1159,15	
SW	60	813,73	916,53	1007,55	1079,24	1128,11	1152,36	1151,08	1121,65	1074,6	1004,39	
	70	813,73	883,25	944,98	987,77	1014,88	1024,78	1013	979,8	923,37	846,21	
	80	813,73	849,12	877,36	900,17	907,52	896,81	869,89	833,57	781,53	715,35	
	90	813,73	813,55	813,2	811,02	799,19	779,75	745,06	690,38	641,09	582,65	
	100	813,73	777,28	751,15	727,13	702	664,99	627,84	581,42	527,23	459,91	
	110	813,73	741,68	688,12	650,6	613,16	572,02	521,38	476,89	428,13	376,75	
V	120	813,73	707,81	633,81	582,23	536,48	493,59	446,45	393,58	349,23	304,98	
	130	813,73	677,13	583,99	525,76	479,69	435,64	390,8	341,01	296,54	257,16	
	140	813,72	650,6	540,83	485,99	445,73	405,19	362,88	319,51	276,64	237,74	
	150	813,72	627,82	505,71	471,55	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74	
	160	813,72	610,08	493,77	471,87	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74	
	170	813,72	599,43	470,74	471,87	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74	
NW	180	813,72	595,45	493,5	471,87	438,44	400,05	358,84	316,86	275,97	237,74	

Abbildung 25: Klassifizierung Ertrag im Januar

April		Neigungswinkel / Slope in °										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Dachausrichtung / Azimut in °	NO	-180	4272,94	3896,04	3447,57	2938,66	2382,42	1859,82	1569,14	1358,24	1172,08	1001,16
		-170	4272,96	3902,56	3460,45	2957,49	2410,37	1931,5	1642,05	1418,17	1221,04	1036,56
		-160	4272,95	3919,34	3493,75	3011,73	2515,28	2121,44	1827,51	1576,62	1363,22	1154,54
		-150	4272,95	3945,62	3549,87	3113,4	2699,74	2352,25	2054,66	1790,03	1532,21	1322,14
		-140	4272,95	3980,85	3628,47	3257,84	2907,78	2596,21	2303,91	2026,9	1764,85	1488,43
		-130	4272,95	4025,09	3728,13	3421,18	3126,87	2845,59	2566,41	2279,24	1994,09	1727,2
	O	-120	4272,95	4075,59	3838,09	3592,52	3348,37	3095,32	2823,2	2544,85	2250,02	1931,43
		-110	4272,95	4131,14	3954,52	3767,11	3563,97	3334,93	3086,57	2801,76	2484,33	2181,87
		-100	4272,95	4189,57	4072,94	3937,35	3772,91	3574,85	3333,21	3039,99	2740,42	2368,21
		-90	4272,95	4248,57	4189,37	4100,85	3974,64	3799,58	3555,51	3288,25	2938,72	2611,88
		-80	4272,95	4306,82	4299,96	4256,11	4164,19	3997,27	3782,32	3485,01	3170,5	2769,47
		-70	4272,97	4362,09	4403,45	4402,09	4329,8	4185,78	3967,32	3691,22	3329,56	2959,46
	SO	-60	4272,97	4413,26	4500,92	4529,14	4470,8	4348,66	4136,64	3844,75	3501,23	3068,21
		-50	4272,98	4458,81	4585,31	4628,21	4604,9	4475,73	4276,16	3987,5	3607,73	3196,73
		-40	4273	4498,73	4654,07	4721,72	4705,6	4595,75	4384,24	4085,91	3717,48	3254,67
		-30	4273	4530,53	4702,78	4796,32	4783,37	4672,4	4470,91	4170,39	3769,57	3317,57
		-20	4273	4553,24	4743,21	4842,37	4843,03	4735,78	4522,65	4209,55	3818,93	3342,95
		-10	4273,02	4565,86	4768,65	4870,53	4866,32	4761,56	4551,76	4240,26	3834,28	3342,06
S	0	4273,01	4568,85	4774,1	4879,35	4879,92	4771,78	4556,83	4238,76	3827,61	3334,51	
	10	4273,01	4562,18	4762,21	4864,18	4860,54	4748,8	4528,81	4219,1	3816,88	3333,81	
	20	4273	4546,01	4733,61	4822,23	4813,27	4705,56	4492,39	4179,37	3768,86	3305,47	
	30	4273	4520,85	4685,88	4764,09	4749,93	4629,57	4411,68	4114,08	3727,58	3249,2	
	40	4273	4487,5	4624,85	4688,11	4651,41	4535,22	4324,68	4002,24	3643,65	3207,78	
	50	4272,97	4446,49	4552,3	4585,3	4545,65	4415,8	4192,51	3911,67	3542,67	3118,1	
SW	60	4272,98	4398,44	4468,6	4470,44	4412,82	4267,77	4061,31	3757,93	3419,81	3011,87	
	70	4272,98	4345,43	4370,61	4346	4255,39	4112,44	3884,69	3610,09	3275,77	2881,76	
	80	4272,98	4289	4262,69	4203,7	4091,45	3924,24	3702,8	3424,18	3091,62	2739,35	
	90	4272,95	4230,46	4150,93	4045,65	3910,99	3722,33	3495,88	3210,76	2905,5	2540,65	
	100	4272,95	4171,24	4034,66	3882,48	3711,41	3510,68	3263,04	2994,82	2670,63	2362,55	
	110	4272,95	4113,56	3918,06	3715,04	3505,61	3279,47	3029,4	2742,17	2459,06	2126,54	
V	120	4272,93	4059,01	3803,82	3546,02	3294,28	3042,04	2778,48	2504,92	2200,65	1933,14	
	130	4272,93	4010,24	3696,29	3378,04	3080,72	2802,63	2527,3	2248,93	1981,61	1693,61	
	140	4272,94	3969,02	3603,8	3220,45	2870,72	2562,77	2278,04	2008,76	1740,54	1504,89	
	150	4272,74	3936,28	3530,67	3085,23	2669,45	2329,34	2040,18	1778,8	1537,49	1314,42	
	160	4272,94	3912,88	3480,83	2992,71	2493,76	2106,67	1819,47	1577,32	1359,18	1153,47	
	170	4272,94	3899,29	3453,98	2948,06	2398,2	1925,73	1642,45	1422,73	1226,25	1047,48	
NW	180	4272,94	3896,04	3447,57	2938,66	2382,42	1859,82	1569,14	1358,24	1172,08	1001,16	

Abbildung 26: Klassifizierung Ertrag im April

Juli		Neigungswinkel / Slope in °										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Dachausrichtung / Azimut in °	NO	-180	5254,09	5031,35	4714,73	4310,75	3828,67	3280,44	2671,28	2162,29	1829,74	1520,32
		-170	5254,08	5036,82	4725,56	4326,56	3849,03	3304,7	2699,06	2218,87	1878,9	1571,24
		-160	5254,07	5047,77	4747,11	4358,12	3889,57	3353,02	2799,53	2377,21	2018,03	1716,31
		-150	5254,07	5063,51	4778,11	4403,41	3948,23	3455,44	3016,01	2613,94	2243,89	1883,67
		-140	5254,08	5083,52	4817,57	4465,52	4063,91	3664,65	3270,38	2877,53	2505,86	2136,14
		-130	5254,08	5107,29	4868,54	4563,17	4228,75	3881,63	3516,59	3134,84	2738,84	2328,06
	O	-120	5254,09	5135,19	4934,16	4678,36	4396,5	4089,51	3743,28	3359,71	2970,22	2578,85
		-110	5254,09	5164,81	5001,64	4794,74	4559,84	4279,93	3944,92	3590,4	3188,88	2748,28
		-100	5254,1	5195,63	5071,92	4909,12	4707,63	4448,22	4141,04	3777,31	3352,77	2943,89
		-90	5254,1	5227,17	5140,71	5014,17	4834,02	4597,31	4298,08	3922,81	3525,4	3065,65
		-80	5254,1	5258,09	5204,61	5102,88	4944,14	4722,88	4418,35	4057,6	3631,92	3139,12
		-70	5254,1	5284,07	5260,18	5178,89	5039,1	4817,08	4508,63	4144,25	3689,25	3235,82
	SO	-60	5254,11	5313,01	5308,1	5246	5109,85	4877,01	4579,31	4184,38	3753,98	3242,27
		-50	5254,11	5335,16	5349,44	5296,38	5154,19	4924,71	4606,32	4218,9	3746,06	3221,51
		-40	5254,11	5353,91	5381,28	5328,58	5175,76	4944,51	4615,87	4203,09	3732,05	3190,27
		-30	5254,11	5368,27	5402,02	5334,49	5192,46	4935,33	4600,24	4176,7	3670,06	3112,39
		-20	5254,11	5377,62	5411,65	5347,88	5186,3	4928,42	4568,68	4123,64	3616,9	3028,04
		-10	5254,11	5381,84	5409,67	5347,79	5173,73	4894,05	4529,49	4080,14	3537,3	2968,03
S	0	5254,11	5381,46	5408,53	5327,83	5159,8	4884	4507,75	4034,77	3502,67	2926,78	
	10	5254,12	5375,92	5397,4	5323,88	5142,72	4855,1	4485,85	4033,82	3490,57	2910,92	
	20	5254,11	5365,53	5381,55	5306,15	5122,6	4856,14	4487,92	4029,53	3522,58	2924,51	
	30	5254,12	5350,53	5361,48	5273,24	5108,41	4836,5	4483,03	4053,92	3540,03	3012,93	
	40	5254,12	5331,04	5329,82	5246,47	5072	4815,9	4475,98	4051,2	3587,32	3049	
	50	5254,12	5307,67	5288,81	5201,3	5023,19	4779,31	4442,14	4055,02	3581,12	3104,37	
SW	60	5254,11	5281,09	5239,67	5140,67	4971,47	4714,02	4407,85	4004,84	3589,93	3090,39	
	70	5254,11	5252,35	5185	5066,39	4893,53	4648,19	4336,82	3969,32	3519,79	3093,76	
	80	5254,11	5221,88	5125,51	4982,7	4795,19	4554,74	4240,67	3891,04	3476,03	3001,07	
	90	5254,11	5190,64	5061,66	4892,03	4681,93	4433,54	4131,26	3760,23	3386,52	2947,33	
	100	5254,11	5160,01	4994,9	4791,75	4558,49	4290,58	3987,91	3633,78	3225,38	2848,49	
	110	5254,1	5130,63	4930,26	4685,35	4420,14	4132,61	3811,75	3470,12	3086,59	2666,05	
V	120	5254,09	5102,92	4866,93	4579,92	4271,01	3957,36	3620,17	3256,37	2907,72	2522,11	
	130	5254,09	5079,12	4812,48	4477,58	4119,5	3767,31	3415,37	3055,19	2679,84	2323,31	
	140	5254,11	5059,8	4770,98	4396,57	3973,44	3568,98	3192,64	2827,02	2476,59	2121,79	
	150	5254,11	5045,04	4741,77	4350,26	3879,67	3378,5	2958,7	2578,68	2229,65	1908,19	
	160	5254,1	5035,16	4722,25	4321,75	3842,84	3297,34	2758,88	2366,36	2030,51	1726,77	
	170	5254,09	5030,4	4712,93	4308,13	3825,3	3276,44	2671,45	2211,93	1887,34	1579,22	
180	5254,09	5031,35	4714,73	4310,75	3828,67	3280,44	2671,28	2162,29	1829,74	1520,32		

Abbildung 27: Klassifizierung Ertrag im Juli

Oktober		Neigungswinkel / Slope in °										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Dachausrichtung / Azimut in °	NO	-180	1906,32	1557,78	1198,71	953,85	888,28	810,49	726,97	641,91	559,07	481,67
		-170	1906,32	1562,13	1216,1	973,42	889,61	811	727,33	642,02	559,07	481,67
		-160	1906,32	1577,92	1259,65	1029,77	915,53	825,61	737,35	649,18	564,63	487,04
		-150	1906,32	1603,56	1322,16	1115,39	984,26	878,71	779,9	684,32	595,09	511,54
		-140	1906,32	1638,22	1397,48	1215,92	1084,09	971,87	864,14	759,87	662,14	564,5
		-130	1906,34	1680,01	1482,14	1329,75	1205,67	1092,62	982,4	873,39	760,12	655,41
	O	-120	1906,34	1727,58	1574,39	1451,41	1343,49	1236,77	1127,57	1010,71	892,22	783,57
		-110	1906,34	1779,09	1671,17	1580,37	1493,37	1398,31	1290,79	1173,4	1056,72	912,7
		-100	1906,34	1833,4	1771,89	1715,08	1651,18	1569,51	1471,58	1360,45	1216,23	1087,28
		-90	1906,36	1889,07	1873,79	1852,24	1810,74	1750,95	1663,35	1542,04	1418,02	1270,75
		-80	1906,36	1944,39	1975,03	1986,6	1977,4	1929,03	1853,53	1750,8	1608,2	1443,51
		-70	1906,36	1998,64	2072,09	2121,87	2134,29	2114,29	2050,38	1934,89	1805,8	1642,31
	SO	-60	1906,37	2049,63	2164,65	2249,84	2291,98	2283,84	2234,94	2143,39	2005,52	1806,83
		-50	1906,38	2096,04	2252,57	2365	2435,72	2455	2418,91	2328,09	2180,27	2002,81
		-40	1906,4	2136,5	2330,16	2475,91	2567,21	2600,33	2577,77	2500,46	2365,61	2177,07
		-30	1906,4	2170,89	2393,09	2566,96	2684,45	2740,19	2731,84	2659,14	2523,81	2325,15
		-20	1906,4	2196,99	2443,85	2638,33	2773,53	2844,43	2848,14	2783,59	2654,21	2462,09
		-10	1906,39	2213,76	2476,84	2686,56	2835,54	2918,35	2931,68	2874,54	2748,14	2556,07
S	0	1906,38	2220,65	2490,42	2706,4	2861,03	2948,73	2966,03	2911,8	2787,22	2595,74	
	10	1906,38	2217,48	2484,16	2697,26	2849,26	2934,73	2950,2	2894,61	2769,18	2577,43	
	20	1906,38	2204,32	2458,26	2659,47	2801,52	2878,14	2886,53	2825,79	2697,33	2504,76	
	30	1906,37	2181,61	2415,26	2597,26	2721,21	2782,46	2778,35	2707,3	2572,54	2380,42	
	40	1906,37	2150,73	2354,94	2509,09	2608,22	2654,85	2640,5	2564,65	2429,19	2232,81	
	50	1906,36	2112,43	2279,15	2406,91	2486,89	2510,84	2477,72	2386,68	2255,25	2073,85	
SW	60	1906,36	2066,96	2195,15	2292,3	2339,19	2343,74	2303,58	2212,3	2064,56	1887,46	
	70	1906,35	2016,14	2105,81	2160,84	2188,55	2172,91	2109,31	2011,63	1880,61	1704,87	
	80	1906,35	1962,33	2006,2	2029,05	2025,51	1985,04	1919,87	1815,53	1666,7	1516,51	
	90	1906,35	1906,51	1902,13	1892,1	1857,46	1804,89	1714,27	1609,82	1482,07	1307,86	
	100	1906,35	1850,21	1797,78	1749,03	1694,32	1616,27	1526,78	1407,79	1279,89	1148,28	
	110	1906,35	1794,72	1695,78	1611,45	1529,02	1441,11	1333,95	1226,59	1101,31	965,5	
V	120	1906,34	1741,78	1595,01	1477,39	1374,94	1271,49	1166,28	1045,01	937,83	822,41	
	130	1906,34	1692,56	1499,15	1351,25	1230,13	1119,95	1010,36	900,49	786,21	688,94	
	140	1906,33	1648,79	1410,62	1232,59	1101,75	988,75	882,51	780,4	677,51	580,84	
	150	1906,33	1612,46	1331,89	1126,12	993,22	888,28	789,93	694,59	603,97	516,31	
	160	1906,33	1584,12	1265,75	1034,36	919,01	828,66	740,31	652,59	568,86	490,21	
	170	1906,33	1565,43	1217,52	974,42	889,62	810,94	726,97	641,91	559,07	481,67	
180	1906,32	1557,78	1198,71	953,85	888,28	810,94	726,97	641,91	559,07	481,67		

Abbildung 28: Klassifizierung Ertrag im Oktober

		Neigungswinkel / Slope in °									
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
NO	-180	2146,49	2069,67	1953,59	1800,51	1613,84	1398,13	1157,2	928,25	778,17	638,46
	-170	2146,49	2112,45	2037,89	1923,73	1772,26	1586,93	1372,44	1131,16	942,28	781,63
	-160	2146,49	2160,35	2132,23	2061,68	1949,58	1798,26	1611,33	1383,92	1154,87	977,72
	-150	2146,49	2207,21	2224,53	2196,61	2123,06	2004,99	1845,06	1647,31	1401,75	1157,97
	-140	2146,5	2251,62	2312	2324,46	2287,42	2200,87	2066,5	1887,6	1666,23	1412,77
	-130	2146,5	2292,2	2391,93	2441,32	2437,68	2379,93	2268,92	2107,23	1899,21	1604,69
	-120	2146,5	2327,75	2461,93	2543,68	2569,24	2536,73	2446,18	2299,59	2100,79	1855,48
	-110	2146,5	2357,17	2519,89	2628,38	2678,14	2666,5	2592,9	2458,78	2267,62	2024,91
	-100	2146,51	2379,57	2563,99	2692,88	2761,05	2765,31	2704,61	2579,99	2394,66	2153,91
	-90	2146,51	2394,24	2592,95	2735,2	2815,46	2830,16	2777,92	2659,52	2478,02	2238,54
O	-80	2146,51	2400,82	2605,86	2754,07	2839,71	2859,07	2810,6	2694,99	2515,17	2276,28
	-70	2146,51	2399,02	2602,33	2748,91	2833,07	2851,17	2801,66	2685,29	2505,02	2265,96
	-60	2146,51	2388,94	2582,47	2719,88	2795,76	2806,68	2751,37	2630,72	2447,83	2207,89
	-50	2146,51	2370,86	2546,89	2667,85	2728,86	2726,98	2661,26	2532,94	2345,37	2103,84
	-40	2146,51	2345,38	2496,64	2594,41	2634,45	2614,46	2534,07	2394,93	2200,71	1956,98
SO	-30	2146,5	2313,2	2433,29	2501,8	2515,4	2472,57	2373,66	2220,87	2018,32	1770,58
	-20	2146,5	2275,35	2358,86	2394,2	2377,65	2308,82	2188,9	2020,72	1808,88	1559,44
	-10	2146,49	2233,09	2278,04	2275,75	2225,37	2127,34	1983,39	1803,92	1587,59	1340,66
	0	2146,48	2188,42	2190,46	2147,74	2069,42	1949,62	1789,68	1593,73	1367	1132,39
	10	2146,48	2142,46	2099	2027,66	1917,12	1768,15	1595,91	1400,31	1166,37	944,22
S	20	2146,47	2095,48	2012,19	1906,2	1763,63	1610,03	1424,49	1214,12	1013,85	776,48
	30	2146,47	2049,34	1931,6	1785,41	1636,79	1456,41	1268,47	1075,2	860,14	686,86
	40	2146,47	2005,47	1851,95	1688,44	1510,15	1328,28	1139,72	939,97	768,77	582,35
	50	2146,47	1965,22	1777,71	1594,68	1398,86	1217,23	1021,71	852,47	666,86	540,52
	60	2146,46	1929,78	1711,1	1508,51	1314,34	1112,85	943,22	745,31	625,38	475,51
SW	70	2146,46	1900,46	1655,29	1432,58	1234,25	1044,43	869,28	715,66	551,95	475,51
	80	2146,46	1877,71	1611	1371,1	1164,46	985,03	811,62	679,13	551,95	475,51
	90	2146,46	1862,26	1578,23	1325,87	1109,63	933,44	780,91	633,72	551,95	475,51
	100	2146,46	1854,98	1557,48	1292,87	1072,71	893,57	754,1	633,72	551,95	475,51
	110	2146,45	1855,83	1552,41	1273,55	1046,29	869,03	728,78	633,72	551,95	475,51
W	120	2146,45	1864,34	1560,39	1272,37	1031,16	853,48	717,72	633,72	551,95	475,51
	130	2146,45	1881,61	1586,81	1288,24	1031,62	844,54	717,72	633,72	551,95	475,51
	140	2146,48	1906,94	1633,28	1335,84	1050,89	843,25	717,72	633,72	551,95	475,51
	150	2146,48	1939,1	1696,46	1424,62	1130,8	859,75	720,39	633,72	554,19	477,14
	160	2146,48	1976,96	1771,01	1533,6	1270,71	989,2	757,83	660,51	572,28	484,93
NW	170	2146,48	2019,33	1854,49	1655,63	1427,6	1176,17	906,78	743,54	637,24	531,77
	180	2146,49	2069,67	1953,59	1800,51	1613,84	1398,13	1157,2	928,25	778,17	638,46

Abbildung 29: Klassifizierung der kumulativen Einstrahlung im Juli von 0 bis 11 Uhr MEZ

		Neigungswinkel / Slope in °									
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
NO	-180	3107,6	2961,68	2761,14	2510,24	2214,83	1882,31	1514,08	1234,04	1051,57	881,86
	-170	3107,59	2924,37	2687,67	2402,83	2076,77	1717,77	1326,62	1087,71	936,62	789,61
	-160	3107,58	2887,42	2614,88	2296,44	1939,99	1554,76	1188,2	993,29	863,16	738,59
	-150	3107,58	2856,3	2553,58	2206,8	1825,17	1450,45	1170,95	966,63	842,14	725,7
	-140	3107,58	2831,9	2505,57	2141,06	1776,49	1463,78	1203,88	989,93	839,63	723,37
	-130	3107,58	2815,09	2476,61	2121,85	1791,07	1501,7	1247,67	1027,61	839,63	723,37
	-120	3107,59	2807,44	2472,23	2134,68	1827,26	1552,78	1297,1	1060,12	869,43	723,37
	-110	3107,59	2807,64	2481,75	2166,36	1881,7	1613,43	1352,02	1131,62	921,26	723,37
	-100	3107,59	2816,06	2507,93	2216,24	1946,58	1682,91	1436,43	1197,32	958,11	789,98
	-90	3107,59	2832,93	2547,76	2278,97	2018,56	1767,15	1520,16	1263,29	1047,38	827,11
O	-80	3107,59	2857,27	2598,75	2348,81	2104,43	1863,81	1607,75	1362,61	1116,75	862,84
	-70	3107,59	2888,05	2657,85	2429,98	2206,03	1965,91	1706,97	1458,96	1184,23	969,86
	-60	3107,6	2924,07	2725,63	2526,12	2314,09	2070,33	1827,94	1553,66	1306,15	1034,38
	-50	3107,6	2964,3	2802,55	2628,53	2428,86	2197,73	1945,06	1685,96	1400,69	1117,67
	-40	3107,6	3008,53	2884,64	2734,15	2541,31	2330,05	2081,8	1808,16	1531,34	1233,29
SO	-30	3107,61	3055,07	2968,91	2832,69	2677,06	2462,76	2226,58	1955,83	1651,74	1341,81
	-20	3107,61	3102,27	3052,79	2953,68	2808,65	2619,6	2379,78	2102,92	1808,02	1468,6
	-10	3107,62	3148,75	3131,63	3072,04	2948,36	2766,71	2546,1	2276,22	1949,71	1627,37
	0	3107,63	3193,04	3218,07	3180,09	3090,38	2934,38	2718,07	2441,04	2135,67	1794,39
	10	3107,64	3233,46	3298,4	3296,22	3225,6	3086,95	2889,94	2633,51	2324,2	1966,7
S	20	3107,64	3270,05	3369,36	3399,95	3358,97	3246,11	3063,43	2815,41	2508,73	2148,03
	30	3107,65	3301,19	3429,88	3487,83	3471,62	3380,09	3214,56	2978,72	2679,89	2326,07
	40	3107,65	3325,57	3477,87	3558,03	3561,85	3457,62	3336,26	3111,23	2818,55	2466,65
	50	3107,65	3342,45	3511,1	3606,62	3624,33	3562,08	3420,43	3202,55	2914,26	2563,85
	60	3107,65	3351,31	3528,57	3632,16	3657,13	3601,17	3464,63	3250,53	2964,55	2614,88
SW	70	3107,65	3351,89	3529,71	3633,81	3659,28	3603,76	3467,54	3253,66	2967,84	2618,25
	80	3107,65	3344,17	3514,51	3611,6	3630,73	3569,71	3429,05	3211,91	2924,08	2525,56
	90	3107,65	3328,38	3483,43	3566,16	3572,3	3500,1	3350,35	3126,51	2834,57	2471,82
	100	3107,65	3305,03	3437,42	3498,88	3485,78	3397,01	3233,81	3000,06	2673,43	2372,98
	110	3107,65	3274,8	3377,85	3411,8	3373,85	3263,58	3082,97	2836,4	2534,64	2190,54
W	120	3107,64	3238,58	3306,54	3307,55	3239,85	3103,88	2902,45	2622,65	2355,77	2046,6
	130	3107,64	3197,51	3225,67	3189,34	3087,88	2922,77	2697,65	2421,47	2127,89	1847,8
	140	3107,63	3152,86	3137,7	3060,73	2922,55	2725,73	2474,92	2193,3	1924,64	1646,28
	150	3107,63	3105,94	3045,31	2925,64	2748,87	2518,75	2238,31	1942,41	1675,46	1431,05
	160	3107,62	3058,2	2951,24	2788,15	2572,13	2308,14	2001,05	1705,85	1458,23	1241,84
NW	170	3107,61	3011,07	2858,44	2652,5	2397,7	2100,27	1764,67	1468,39	1250,1	1047,45
	180	3107,6	2961,68	2761,14	2510,24	2214,83	1882,31	1514,08	1234,04	1051,57	881,86

Abbildung 30: Klassifizierung der kumulativen Einstrahlung im Juli von 12 bis 23 Uhr MEZ

		Neigungswinkel / Slope in °										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Dachausrichtung / Azimut in °	NO	-180	220,64	156,39	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64
		-170	220,64	161,34	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64
		-160	220,64	167,76	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64
		-150	220,64	177,39	137,5	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64
		-140	220,64	190,01	156,7	136,46	126,64	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64
		-130	220,65	203,52	183,3	160,49	145,03	130,36	115,78	103,82	91,73	79,97
	-120	220,65	217,49	210,82	200,72	187,41	171,21	156,05	142,97	128,43	112,87	
	-110	220,65	231,5	238,42	241,07	239,29	233,04	222,42	207,72	187,33	159,97	
	-100	220,66	245,15	265,27	280,31	289,73	293,16	290,39	281,47	266,62	246,27	
	-90	220,66	257,97	290,55	317,26	337,23	349,76	354,38	350,91	339,39	320,15	
	-80	220,66	269,61	313,47	350,79	380,32	401,12	412,46	413,91	405,42	387,2	
	-70	220,66	279,72	333,37	379,87	417,73	445,68	462,83	468,57	462,71	445,38	
	-60	220,66	287,97	349,62	403,63	448,27	482,1	503,99	513,24	509,51	492,9	
	-50	220,66	294,13	361,74	421,36	471,06	509,24	534,68	546,54	544,41	528,34	
	-40	220,66	297,98	369,36	432,49	485,36	526,29	553,96	567,47	566,34	550,6	
	-30	220,66	299,45	372,24	436,7	490,78	532,75	561,27	575,38	574,64	559,03	
	-20	220,66	298,47	370,3	433,86	487,14	528,4	556,35	570,05	569,07	553,36	
	-10	220,66	295,07	363,59	424,07	474,54	513,4	539,38	551,64	549,75	533,76	
0	220,66	289,35	352,34	407,6	453,37	488,17	510,86	520,7	517,33	500,84		
10	220,66	281,48	336,85	384,98	424,28	453,5	471,66	478,16	472,75	455,58		
20	220,66	271,73	317,64	356,86	388,14	410,43	422,98	425,34	417,4	399,36		
30	220,66	260,36	295,25	324,13	346,06	360,29	366,28	363,82	352,93	333,9		
40	220,65	247,73	270,37	287,77	299,32	304,58	303,31	295,48	281,3	261,18		
50	220,64	234,23	243,76	248,89	249,8	246,03	237,44	224,89	208,19	187,85		
60	220,64	220,25	219,31	215,93	208,5	197,48	183,2	166,03	143,9	121,28		
70	220,64	207,78	197,8	184,1	168,65	153,89	138,92	122,52	105,25	87,68		
80	220,64	197,33	176,34	160,52	145,2	128,02	108,28	91,48	79,67	68,64		
90	220,64	187,02	161,67	144,11	127,09	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
100	220,64	177,42	151,66	135,72	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
110	220,64	168,91	142	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
120	220,64	161,77	142,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
130	220,64	158	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
140	220,64	155,71	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
150	220,64	154,13	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
160	220,64	153,31	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
170	220,64	152,19	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		
180	220,64	156,39	143,83	136,24	126,59	115,5	103,6	91,48	79,67	68,64		

Abbildung 31: Klassifizierung der kumulativen Einstrahlung im Dezember von 0 bis 11 Uhr MEZ

		Neigungswinkel / Slope in °										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Dachausrichtung / Azimut in °	NO	-180	428,24	301,98	264,84	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39
		-170	428,24	301,55	264,84	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39
		-160	428,24	303,31	264,84	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39
		-150	428,24	308,19	264,37	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39
		-140	428,24	316,06	261,8	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39
		-130	428,24	326,68	269,21	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39
	-120	428,24	339,72	282,64	252,27	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39	
	-110	428,25	354,64	304,96	269,45	241,17	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39	
	-100	428,25	368,7	326,86	297,2	264,29	237,99	209,15	174,8	146,69	126,39	
	-90	428,25	390,08	361,71	333,23	308,16	278,07	242,49	214,05	185,74	157,34	
	-80	428,25	412,52	397,6	381	357,96	334,65	308,49	278,05	244,31	202,04	
	-70	428,26	435,32	434,89	433,39	425,31	409,36	385,99	353,46	315,52	280,66	
	-60	428,26	457,8	479,17	491,53	494,3	468,03	473,82	451,16	419,73	380,47	
	-50	428,26	479,26	521,48	553,36	573,81	581,99	577,48	560,33	530,97	490,23	
	-40	428,26	499,09	560,51	610,42	647,15	669,39	676,32	667,59	643,37	604,36	
	-30	428,26	516,65	595,09	660,99	712,15	746,85	763,88	762,59	742,93	705,46	
	-20	428,26	531,42	624,16	703,49	766,81	811,97	837,5	842,49	826,66	790,48	
	-10	428,26	542,93	646,85	736,67	809,45	862,8	894,96	904,84	892	856,83	
0	428,26	550,86	662,47	759,5	838,81	897,78	934,5	947,73	936,97	902,48		
10	428,26	554,95	670,53	771,28	853,96	915,85	954,93	969,89	960,19	926,08		
20	428,26	555,1	670,81	771,68	854,46	916,46	955,61	970,63	960,97	926,86		
30	428,26	551,26	663,27	760,67	840,3	899,58	936,54	949,94	939,28	904,84		
40	428,26	543,59	648,16	738,59	811,91	865,74	898,28	908,44	895,77	860,67		
50	428,26	532,31	625,95	706,1	770,15	815,96	842,01	847,38	831,79	795,68		
60	428,26	517,76	597,28	664,18	716,28	751,77	769,4	768,61	749,26	711,88		
70	428,26	500,37	563,05	614,13	651,94	675,1	682,75	674,56	650,68	611,79		
80	428,26	480,7	524,28	557,48	579,09	588,27	584,6	568,06	539,07	498,46		
90	428,26	459,32	482,17	495,91	499,94	493,94	477,96	452,37	411,54	375,28		
100	428,25	436,89	437,97	431,31	416,9	395,65	374,06	348,81	318,04	277,41		
110	428,24	414,08	393,06	365,66	343,08	319,23	289,35	262,62	236,21	208,09		
120	428,24	391,59	349,79	312,9	283,86	259,99	233,62	202,85	177,51	154,49		
130	428,24	370,12	306,48	271,83	246,2	223,08	198,85	172,32	147,9	126,39		
140	428,24	350,31	275,86	250,61	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39		
150	428,24	332,75	259,76	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39		
160	428,24	317,98	264,84	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39		
170	428,24	306,47	264,84	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39		
180	428,24	301,98	264,84	250,86	233,09	212,68	190,76	168,45	146,69	126,39		

Abbildung 32: Klassifizierung der kumulativen Einstrahlung im Dezember von 12 bis 23 Uhr MEZ

## Exemplarisches Beispiel im Rasterrechnerausdruck in QGIS

Dies ist der vollständige Rasterrechnerausdruck für den Monat Januar. Der Code lässt sich in der gleichen Vorgehensweise auf die anderen Monate übertragen.

```
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 35 AND "Slope_Dachflaechen@1" <45 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 165 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 195)) * 8 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 45 AND "Slope_Dachflaechen@1" <55 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 155 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 205)) * 8 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 55 AND "Slope_Dachflaechen@1" <65 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 155 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 215)) * 8 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 65 AND "Slope_Dachflaechen@1" <85 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 145 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 215)) * 8 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 85 AND "Slope_Dachflaechen@1" <90 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 155 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 205)) * 8 +

(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 5 AND "Slope_Dachflaechen@1" <15 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 155 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 205)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 15 AND "Slope_Dachflaechen@1" <25 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 115 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 245)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 25 AND "Slope_Dachflaechen@1" <35 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 125 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 245)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 35 AND "Slope_Dachflaechen@1" <45 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 105 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 165)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 35 AND "Slope_Dachflaechen@1" <45 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 195 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 255)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 45 AND "Slope_Dachflaechen@1" <65 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 105 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 155)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 45 AND "Slope_Dachflaechen@1" <55 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 205 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 255)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 55 AND "Slope_Dachflaechen@1" <65 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 215 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 255)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 65 AND "Slope_Dachflaechen@1" <75 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 115 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 145)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 65 AND "Slope_Dachflaechen@1" <75 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 215 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 245)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 75 AND "Slope_Dachflaechen@1" <85 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 115 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 145)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 75 AND "Slope_Dachflaechen@1" <85 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 215 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 245)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 85 AND "Slope_Dachflaechen@1" <90 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 105 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 155)) * 9 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 85 AND "Slope_Dachflaechen@1" <90 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 205 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 245)) * 9 +

( "Slope_Dachflaechen@1" >= 0 AND "Slope_Dachflaechen@1" < 5 ) *10 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 5 AND "Slope_Dachflaechen@1" <15 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 0 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 155)) * 10 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 5 AND "Slope_Dachflaechen@1" <15 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 205 AND "Aspect_Dachflaechen@1" <= 360)) * 10 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 15 AND "Slope_Dachflaechen@1" <25 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 25 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 115)) * 10 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 15 AND "Slope_Dachflaechen@1" <25 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 245 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 335)) * 10 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 25 AND "Slope_Dachflaechen@1" <35 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 45 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 125)) * 10 +
(( "Slope_Dachflaechen@1" >= 25 AND "Slope_Dachflaechen@1" <35 ) AND ( "Aspect_Dachflaechen@1" >= 245 AND "Aspect_Dachflaechen@1" < 315)) * 10 +
```

