



**„Auswirkungen dezentraler PV-Einspeisung  
auf die Transformatorauslastung  
im Niederspannungsnetz auf Grundlage  
GIS-gestützter Solarpotentialermittlung“**

**Masterthesis**

Zur Erlangung des Mastergrades

„Master of Science“, abgekürzt „MSc“

im Rahmen des

Universitätslehrganges „Geographical Information Science & Systems“

(UNIGIS MSc) am Fachbereich Geoinformatik (Z\_GIS),

Fakultät für Digitale und Analytische Wissenschaften,

Universität Salzburg

eingereicht von

**Lena Zimmer**

Gutachter:

**Dr. Markus Biberacher**

Hochdorf, August 2025

## **Danksagung**

Ich möchte mich recht herzlich bei den Personen bedanken, die mich während meines gesamten Studiums begleitet haben und mir eine große Unterstützung waren. Ich danke meinem Unternehmen Netze BW für die Bereitstellung der Netzdaten und die fachliche Unterstützung.

Besonderen Dank möchte ich meinem Betreuer Herr Dr. Markus Biberacher aussprechen, der mir während der gesamten Arbeit fachlich immer zur Verfügung stand. Für die unkomplizierte und ideenreiche Unterstützung möchte ich mich herzlichst bedanken.

Zusätzlich möchte ich mich beim gesamten UNIGIS-Team für die professionelle Organisation und die Studieninhalte der einzelnen Module herzlich bedanken. Durch das UNIGIS-Studium konnte ich neues Wissen und neue Erkenntnisse für mein weiteres Berufsleben sammeln.

Einen großen Dank möchte ich meinem Mann Oliver, meinen Kindern und der ganzen Familie aussprechen, die mich mental in sehr intensiven Momenten unterstützt und großes Verständnis für die im Studium benötigte Zeit aufgebracht haben.

## Kurzfassung

Um die Energiewende voranzutreiben hat sich das Bundesland Baden-Württemberg zum Ziel gesetzt, bis 2040 klimaneutral zu sein. Ein zentraler Baustein hierfür ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik. Durch die seit 2022 herrschende Photovoltaikpflicht boomt es aktuell beim Photovoltaikausbau. Der Anschluss von Photovoltaikanlagen an das Verteilnetz bietet viele Vorteile, bringt aber auch einige Herausforderungen mit sich.

Um eine sichere Stromversorgung für die Zukunft sicherzustellen, wird in dieser Arbeit die Frage nach den Auswirkungen des Photovoltaik-Dachflächenpotentials auf die Auslastung eines Transformators in einer Umspannstationen untersucht. Innerhalb eines Untersuchungsgebietes mit 90 Gebäuden wird in ArcGIS Pro anhand der Globalstrahlung je Dachfläche die potenzielle Leistung für verschiedene Ausbauszenarien berechnet, welche zukünftig bei einem möglichen Photovoltaikausbau in das Niederspannungsnetz eingespeist werden kann. Basierend auf diesen Werten und unter Berücksichtigung des Standardlastprofils für Haushalte wird im Programm Powerfactory der Firma DlgSILENT der aktuelle Zustand im Netz analysiert. Anhand von Quasi-Dynamischen Simulationen wird die Auslastung des Transformators einer Umspannstation betrachtet. Es wird ein Vergleich des aktuellen Ausbauszustandes mit vier verschiedenen möglichen Ausbauszenarien hergestellt. Dieser zeigt Erkenntnisse, welche politischen Entscheidungsträgern nützliche Informationen liefern und eine Grundlage für die Netzplanung der Zukunft bieten.

Wird das gesamte Dachflächenpotential für den Photovoltaikausbau genutzt, ohne Betrachtung von Batteriespeichern oder zusätzlichen Lasten durch Elektrofahrzeuge, führt dies im Winter zu einer leichten Entlastung des Transformators, in der Übergangszeit zu einer Auslastung unter 10%, was auf eine ineffiziente Belastung hindeutet und im Sommer zu einer deutlichen Überlastung des Transformators. Da der Transformator die zentrale Schnittstelle für den Energietransport zwischen dem Mittel- und Niederspannungsnetz darstellt, bedeutet dies, dass bei flächendeckendem PV-Ausbau die vorhandene Netzinfrastruktur an ihre technischen Grenzen stößt. Durch die hohe Einspeisung steigt die thermische Belastung des Transformators und führt zu einem beschleunigten Alterungsprozess. Infolgedessen müssten die Transformatoren entweder durch stärkere Transformatoren ersetzt oder zusätzliche Transformatoren installiert werden. Ohne begleitende Maßnahmen wie Batteriespeicher oder Last durch Elektromobilität und Wärmepumpen lässt sich das hohe Potential im Sommer nicht vollständig in das bestehende Stromnetz integrieren.

## Abstract

With the intention to drive forward the energy transition, the federal state of Baden-Württemberg has set itself the goal of becoming climate neutral by 2040. A key component of this is the expansion of renewable energies, especially photovoltaics. Thanks to the photovoltaic mandate in place since 2022, photovoltaic expansion is currently booming. Connecting photovoltaic systems to the distribution grid offers many advantages, but also presents some challenges.

In order to ensure a secure power supply for the future, this thesis examines the impact of photovoltaic roof space potential on the utilization of a transformer in a substation. Within a study area comprising 90 buildings, ArcGIS Pro is used to calculate the potential output for various expansion scenarios based on the global radiation per roof area, which can be fed into the low-voltage grid in the future in the event of a possible photovoltaic expansion. Based on these values and taking into account the standard load profile for households, the current status of the grid is analyzed using the Powerfactory program from DlgSILENT. Quasi-dynamic simulations are used to examine the utilization of the transformer at a substation. A comparison is made between the current expansion status and four different possible expansion scenarios. This provides insights that give policymakers useful information and a basis for future grid planning.

If the entire roof area potential is used for photovoltaic expansion, without considering battery storage or additional loads from electric vehicles, this leads to a slight reduction in the load on the transformer in winter, to a utilization rate of less than 10% in the transition period, which indicates inefficient loading, and to a significant overload of the transformer in summer. Since the transformer is the central interface for energy transport between the medium- and low-voltage grids, this means that with widespread PV expansion, the existing grid infrastructure will reach its technical limits. The high feed-in increases the thermal load on the transformer and leads to an accelerated aging process. As a result, the transformers would either have to be replaced with more powerful ones or additional transformers would have to be installed. Without accompanying measures such as battery storage or load from electric mobility and heat pumps, the high potential in summer cannot be fully integrated into the existing power grid.

## Abkürzungsverzeichnis

ALS	Airborne Laser Scanning
DigSILENT	Digital SIMuLation and Elektrical NeTwork calculation program
DOM	Digitales Oberflächenmodell
DSM	Digital Surface Model
KI	Künstliche Intelligenz
kWp	Kilowatt Peak (Leistung bei einer Einstrahlung von 1.000 W/m <sup>2</sup> )
LAS	Laser Dataset
LiDAR	Light Detection and Ranging
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetztransformator
PV	Photovoltaik
RF	Random Forest
SHP	Shapefile
VN	Verteilnetz
ÜN	Übertragungsnetz

# Inhaltsverzeichnis

<b>Danksagung</b> .....	<b>II</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>III</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>IV</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>V</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Stand der Forschung.....	2
1.2 Zielsetzung und Gliederung.....	4
<b>2 Theoretische Grundlagen</b> .....	<b>5</b>
2.1 Photovoltaik-Ausbau .....	5
2.2 Struktur des Stromversorgungsnetzes.....	7
2.2.1 Netzstruktur .....	7
2.2.2 Netzausbaustrategie.....	9
2.2.3 Gleichzeitigkeitsfaktor.....	10
2.2.4 Transformatoren .....	10
<b>3 Methodik und Daten</b> .....	<b>12</b>
3.1 Untersuchungsgebiet.....	12
3.2 GIS-gestützte Solarpotentialanalyse.....	13
3.2.1 Vektor- und Rasterdaten .....	13
3.2.2 ArcGIS Tool zur Auswertung der Sonneneinstrahlung.....	16
3.2.3 Ausrichtung der Dachflächen.....	20
3.2.5 Berechnung der Sonnenenergie und des Stromertrags .....	22
3.3 Netzmodellierung und Lastflussberechnung.....	25
3.3.1 Netzmodell und Betriebsmittel.....	25
3.3.2 Last- und Einspeisemodellierung.....	26
3.3.3 Lastflussberechnung in DIgSILENT PowerFactory .....	29
<b>4 Ergebnisse und Diskussion</b> .....	<b>33</b>
4.1 Dachflächenpotentiale und Einspeiseprofile .....	33
4.2 Ergebnisse der Lastflussberechnung .....	42
4.2.1 Ist-Ausbau des Netzes.....	42
4.2.2 Verschiedene Ausbauszenarien .....	43

<b>5</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>53</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>54</b>
	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>56</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>57</b>

# 1 Einleitung

In der Verfolgung der Klimaziele spielt die Nutzung erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle. Um die Energiewende voranzutreiben hat das Land Baden-Württemberg in den letzten Jahren starke Dynamik erfahren. Baden-Württemberg hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2040 klimaneutral zu sein. Ein zentraler Baustein hierfür ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik. Seit 2022 gibt es in Baden-Württemberg die Photovoltaikpflicht, welche die Installation von Photovoltaikanlagen auf Neubauten und für grundlegende Dachsanierungen vorschreibt (Nitsch and Magosch 2021). Diese Pflicht ist in Paragraf 23 des Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetzes Baden-Württemberg (KlimaG BW) festgelegt. Bis zum Jahr 2030 soll die Treibhausgasemission um 65% gegenüber dem Jahr 1990 gesenkt werden. Aufgrund von Förderungen und dem Anstieg von Strompreisen hat der Photovoltaikausbau in den letzten Jahren einen starken Aufschwung erlebt.

Die Beurteilung von Dachflächen hinsichtlich ihrer Eignung für Photovoltaik-Anlagen gewinnt somit immer mehr an Bedeutung und stellt eine wertvolle Ressource dar (Koch, Lechner et al. 2022). Laut Lodhi, Tan et al. (2024) bieten Photovoltaiksysteme auf Dachflächen klare Vorteile, da sie zur Netzstabilität beitragen können, indem sie die Bedarfsspitzen reduzieren und für dezentrale Stromerzeugungen sorgen. Bei der Bewertung der Potentiale sind Faktoren wie Dachneigung, Dachausrichtung und Verschattungsgrade ein wichtiger Bestandteil.

Durch die hohe PV-Durchdringung hat die Integration von Photovoltaik in das Stromnetz in den letzten Jahren stark zugenommen. Somit wächst auch die Herausforderung für Energieversorger sowie Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (Dhlamini and Chowdhury 2018), die erzeugte Energie in das bestehende Stromnetz einzuspeisen und Netzüberlastungen zu vermeiden. Da die erneuerbaren Energien von meteorologischen Einflüssen abhängig sind, lassen sie sich nicht beliebig regeln und weisen daher ein fluktuierendes Einspeiseverhalten auf.

## 1.1 Stand der Forschung

Um die Potentiale auf Dachflächen zu erkennen, gibt es mittlerweile verschiedene Ansätze. Durch Kombination von GIS-Analysen, LIDAR-Daten und objektbasierten Algorithmen können die frei verfügbaren Flächen der komplexen Geometrien der Dächer erkannt werden (Gagnon, Margolis et al. 2018, Gassar and Cha 2021).

Martín-Jiménez et al. (2020) setzen eine Kombination aus LiDAR und Orthophotos zur hochwertigen Dachcharakterisierung ein. Hier zeigte sich, dass Standarddaten Ergebnisse mit gleicher Qualität lieferten wie detaillierte Luftbilddaten. Laut Gassar and Cha (2021) ist LiDAR eine der beliebtesten Fernerkundungstechniken mit der eine Probe der zugänglichen Erdoberfläche in Form eines Gitters aus hochauflösenden Höhenpunkten entnommen werden kann. Infolgedessen sind LiDAR-Daten in höherer Auflösung immer besser verfügbar und ihre Verwendung zur Schätzung der Dachfläche sehr gefragt. Um den Ausbau von PV-Anlagen effektiv zu planen, müssen grundsätzlich geeignete Flächen, wie Dach- oder Freiflächen, nach ihrem Potenzial eingestuft werden. (Harrucksteiner, Thakur et al. 2023).

Aktuell werden vermehrt Deep-Learning Methoden zur Ermittlung von PV-Potentialen eingesetzt. Zhong, Zhang et al. (2021) und Ni, Wang et al. (2024) entwickelten auf Deep Learning basierende Methoden, um die Dachflächen anhand semantischer Bildsegmentierung automatisch zu extrahieren. Auch Krapf, Willenborg et al. (2022) kombiniert Deep Learning Methoden mit Gebäudemodellen, um Dachaufbauten möglichst genau zu erkennen. Hierbei werden Gaupen und Schornsteine segmentiert und bei der Analyse als nicht nutzbare Fläche berücksichtigt. Ein neuer Ansatz wurde von Liu, Wu et al. (2023) zur Charakterisierung des Photovoltaikpotentials ist die Schätzung auf dreidimensionalen (3D) ländlichen Flächen entwickelt. Hier werden 3D-Gebäudemodelle aus öffentlich verfügbaren Satellitenbildern und Vektordaten erstellt. Anhand eines Gebäudedatensatzes werden RF-Modelle trainiert und Gebäudehöhen vorhergesagt. Daher ist dieser Ansatz sehr kosteneffizient und eignet sich für die Bewertung des Potentials in ländlichen Gebieten.

Ein wesentlicher Teil der Transformation hin zu erneuerbaren Energien findet laut Reibsch, Blechinger et al. (2023) in den Niederspannungsnetzen statt. Durch einen höheren Strombedarf steigt die Belastung der Transformatoren und Leitungen. Anhand von Lastflussberechnungen wurde ermittelt, welche Lasten durch hohe PV-Dichte entsteht und wie diese Anhand von Batteriespeichern reduziert werden können. Es wurde festgestellt, dass insbesondere die dezentrale PV-Erzeugung Netzprobleme in den Niederspannungsnetzen und Transformatoren verursachen kann. Eine Reduktion der Probleme kann durch Kombinationen aus

Batteriespeichersystemen und verbesserten Steuerungsstrategien möglich werden. In Kombination mit konventionellen Ansätzen, insbesondere der Verstärkung von Transformatorkapazitäten, bestehen keine wesentlichen technischen Hindernisse für eine dezentrale Energiewende in Deutschland.

In einem Artikel von Bat-Orgil, Bayarkhuu et al. (2025) wurden die Auswirkungen netzgekoppelter Photovoltaiksysteme auf das Stromverteilungsnetz bewertet. Hier wurden die Veränderungen der Leistungsverluste und Spannungsabweichungen eines überlasteten Netzes anhand von installierter Gesamtleistung und Anschlussort analysiert. Der Leistungsverlust kann durch optimal gewählte Gesamtleistung und einem Anschluss am Ende des Stromverteilungsnetzes reduziert werden. Auch Gaikwad and Mehta (2025) beschäftigt sich mit der Integration von Photovoltaik in unser Stromnetz. Er untersucht die Auswirkungen auf die Lebensdauer von Verteilungstransformatoren. Auch Pezeshki, Wolfs et al. (2013) beschäftigte sich mit den Auswirkungen hoher PV-Durchdringung für die Lebensdauer der Isolierung und kam zu dem Ergebnis, dass die Lebensdauer durch die Photovoltaik verbessert werden kann. Tritt allerdings eine Leistungsflussumkehrung auf, kommt es zu Wicklungsverlusten und somit zur Alterung des Transformators.

Über die Auslastung der Transformatoren gibt es bisher wenig bis keine Informationen.

## 1.2 Zielsetzung und Gliederung

In dieser Arbeit soll durch die Kombination von einer GIS-gestützten Solarpotentialeermittlung und einem leistungsfähigen Lastflussberechnungsprogramm PowerFactory der Firma DlgSILENT GmbH ermittelt werden, wie viel Photovoltaik-Potential in einem festgelegten Untersuchungsgebiet vorhanden ist und welche Auswirkungen die zunehmend dezentrale Einspeisung durch Photovoltaik auf das Verteilnetz hat. Hier steht die Analyse der Auslastung des Transformators einer Umspannstation im Niederspannungsnetz im Vordergrund. Die Zielsetzung gliedert sich in folgende untergeordnete zentrale Fragestellungen:

- Wie viel Potential ist auf den Dachflächen vorhanden und wie viel elektrische Leistung kann dadurch erzeugt werden?
- Welche Auswirkungen hat die hohe Einspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Auslastung des Transformators in der Umspannstation?

Die Betrachtung beschränkt sich auf das Niederspannungs-Verteilnetz und dabei auf die dezentrale Energiegewinnung auf Privatgebäuden. Batterie-Speicherlösungen und die Integration von Elektromobilität werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Die Erkenntnisse dieser Arbeit sollen dazu beitragen, zukunftsichere Strategien für den Netzbetrieb und Netzausbau zu entwickeln. Aktuell ist der Anlass für Netzausbau immer an den Bedarf in Form von Netzanschlussanfragen gekoppelt. Um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, muss mit Prognosen gerechnet werden. Mit den genauen Prognosen über die Auslastung des Transformators kann eine effiziente und sichere Integration von PV-Anlagen für die Zukunft zielgerichtet geplant werden. In dieser Arbeit werden die potenziellen PV-Leistungen in einem Netzmodell den entsprechenden Gebäuden zugeordnet und anschließend unter Berücksichtigung der Haushaltslasten die Auslastung des Transformators abgebildet.

## 2 Theoretische Grundlagen

Im Folgenden werden die Grundlagen des Photovoltaik Ausbaus und des Verteilnetzes auf Niederspannungsebene beschrieben, um die Auswirkungen des zunehmenden Photovoltaik-Ausbau auf die Netzinfrastruktur zu verstehen.

### 2.1 Photovoltaik-Ausbau

Der Begriff Photovoltaik stammt aus dem Griechischen und leitet sich aus den beiden Wörtern „Phos“ (Licht) und „Volt“ (Einheit für elektrische Spannung) her. Bei einer Photovoltaikanlage wird die Sonnenstrahlung mittels einer Solarzelle direkt in elektrische Energie umgewandelt. Eine Photovoltaik Anlage besteht neben den Solarmodulen zusätzlich aus einem Wechselrichter und optional aus einem Batteriesystem. Die Module setzen sich aus einzelnen Solarzellen zusammen, die durch den Photoeffekt Strahlungsenergie in Gleichstrom umwandeln. Durch einen zusätzlich eingebauten Wechselrichter wird der Gleichstrom in Wechselstrom, meistens auf 230 Volt / 50 Hz, umgewandelt. Somit kann der erzeugte Strom vom Hausbesitzer genutzt oder in das Stromnetz eingespeist werden.

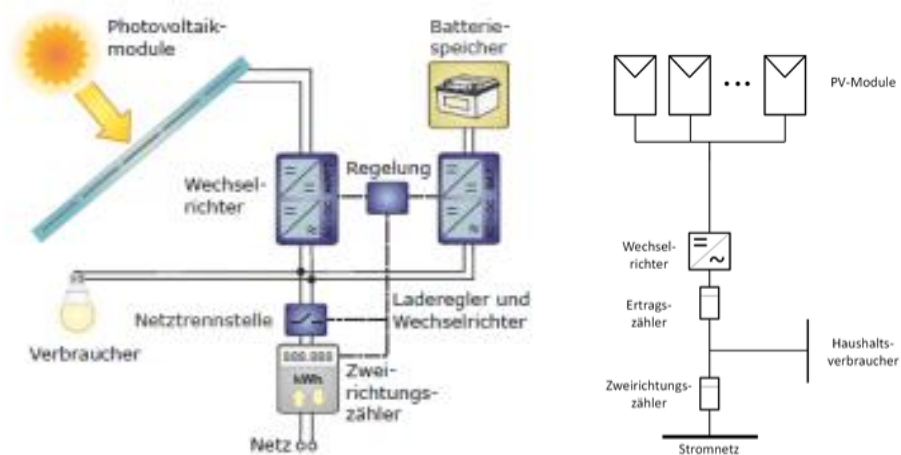


Abbildung 1\_Schemadarstellung einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage (mysolarpower24 2024)

Die Gesamtleistung einer Anlage ist von der Fläche der Solarmodule abhängig. Heutzutage benötigen die Module zwischen 5 und 10 Quadratmeter je installiertem kWp (EWE 2025). Je kWp Anlagenleistung ist in Mitteleuropa bei optimaler Südausrichtung und einem Neigungswinkel der Module von etwa 30° mit einem Jahresertrag zwischen 800 und 1.000 kWh zu rechnen (Ender 2010). Der Wirkungsgrad von aktuellen PV-Modulen beträgt im Schnitt 21,6%.

Aufgrund von Förderungen kommt es seit den 2000er-Jahren zu einem Aufschwung in der Entwicklung und Beschaffung von Photovoltaik-Anlagen für Privatpersonen. Wie in Abbildung 2 dargestellt, betrug die in Baden-Württemberg installierte Photovoltaikleistung im Jahr 2015 164 MWp. Aufgrund von Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen in den letzten Jahren (Fernández, Galan et al. 2020) ist die jährliche globale PV-Installationsrate seitdem deutlich gestiegen. Wie in Abbildung 2 erkennbar, soll bis zum Jahr 2030 eine jährliche Spitzenleistung von ca. 3000 MWp erreicht werden, was auf einen enormen Zuwachs an Photovoltaik hindeutet.

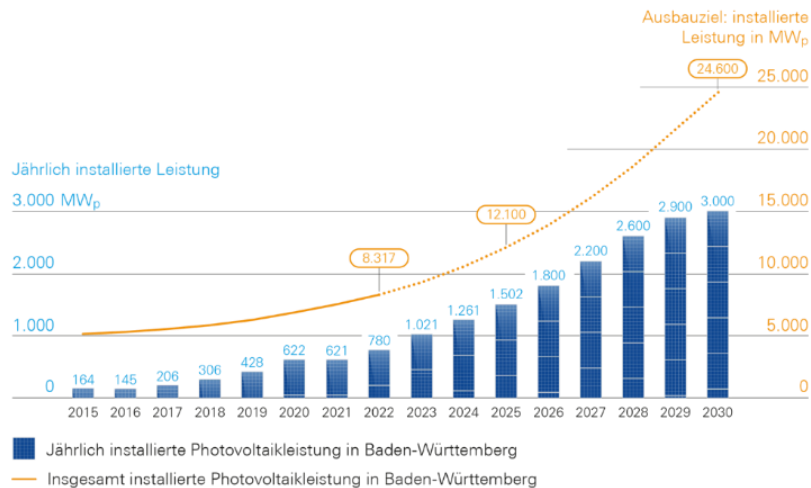


Abbildung 2\_Photovoltaik-Ausbau (photovoltaik-bw, 2024)

In nachfolgender Grafik werden die bereits ausgeschöpften Potenziale für Photovoltaikanlagen auf Dachflächen dargestellt. Im Kreis Esslingen, zu welchem das Untersuchungsgebiet dieser Arbeit gehört, werden demnach aktuell nur 12% der Gebäudeflächen für Photovoltaik genutzt. Um hier den Strombedarf klimafreundlich decken zu können, muss der Photovoltaik Ausbau noch deutlich beschleunigt werden.

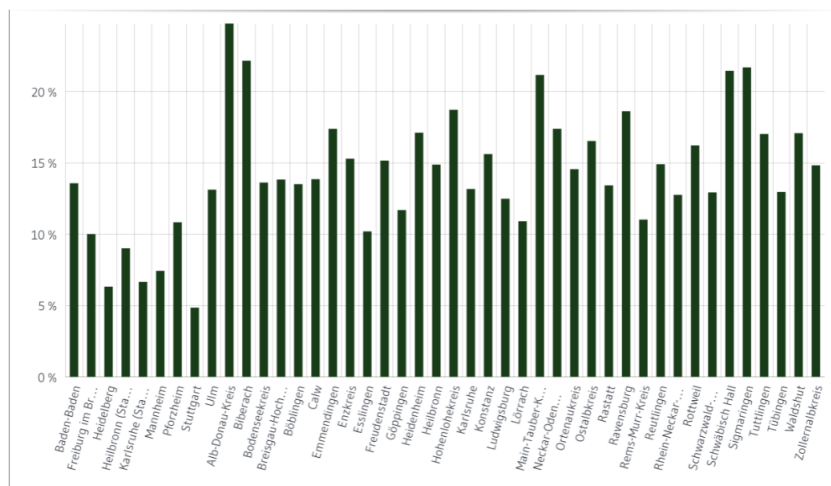


Abbildung 3\_Ausgeschöpftes Potential für Gebäude Photovoltaik Anlagen im Kreis Esslingen (diegemeinde,2024)

Da in Deutschland bis zu 80 % der installierten Photovoltaikkapazität an Niederspannungsnetze angeschlossen, und fast alle Photovoltaikanlagen an das Verteilnetz angeschlossen sind (Braun, Stetz et al. 2012), müssen die Auswirkungen der hohen Photovoltaik Durchdringung untersucht werden.

## 2.2 Struktur des Stromversorgungsnetzes

Um sich im Bereich des Verteilnetzes im lokalen Bereich auszukennen, ist es wichtig hierzu eine Wissensgrundlage zu schaffen. Das Verständnis über den Aufbau des Verteilnetzes ist für die Bearbeitung der Arbeit Voraussetzung.

### 2.2.1 Netzstruktur

Das deutsche Stromnetz ist in vier Spannungsebenen unterteilt. Es besteht aus Niederspannung, Mittelspannung, Hochspannung und Höchstspannung. Das Verteilnetz, welches in ganz Deutschland aus ca. 865 und in Baden-Württemberg aus 10 Betreibern besteht, wird aus den Spannungsebenen Niederspannung, Mittelspannung und Hochspannung gebildet. Im Gegensatz dazu betreiben nur 4 Übertragungsnetzbetreiber das Höchstspannungsnetz. Aufgrund unterschiedlicher Erzeugungen und Lastsituationen sowie elektrischer Widerstände kann die Spannung innerhalb einer Netzebene variieren. Hier ist eine Toleranz von  $\pm 10\%$  der Nennspannung zulässig (DIN EN 50160). (Bayer, Matschoss et al. 2018)

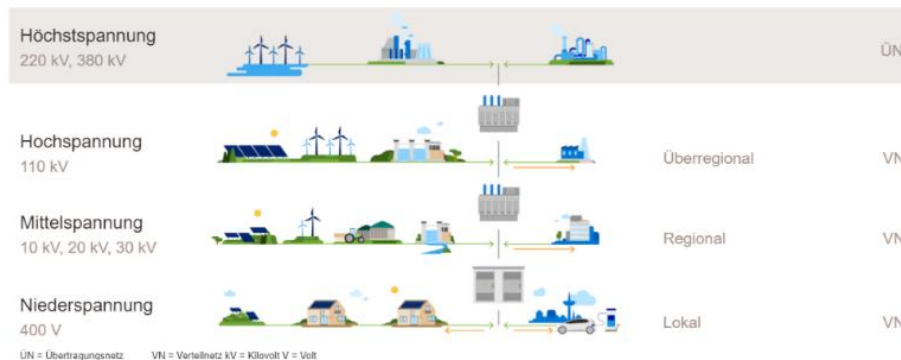


Abbildung 4\_Spannungsebenen (NetzeBW 2024)

Das Niederspannungsnetz, auf lokaler Ebene, ist die niedrigste Spannungsebene und umfasst die Verteilung an die Endverbraucher auf einer Spannungsebene von 400 V. Darüber hinaus sind am Niederspannungsnetz dezentrale Energieerzeugungsanlagen, unter anderem Photovoltaikanlagen, angeschlossen. Die Niederspannungsnetze werden jeweils mit einem oder mehreren, parallel geschalteten Ortsnetztransformatoren von der Mittelspannungsebene aus gespeist und verteilen von dort den Strom an die Endkunden. (Braun, Stetz et al. 2012, FfEMünchen 2023). An

den Ortsnetzstationen erfolgt die Umwandlung der Mittelspannung von 10kV, 20kV oder 30kV auf meist 0,4kV Niederspannung. Die Stationen werden entweder im Freien oder in geschlossenen Räumlichkeiten aufgestellt. In den Stationen sind Transformatoren verbaut, die zur Steuerung und Absicherung des Stromflusses dienen. Zur Anbindung von PV oder Haushaltslasten, werden sowohl Kabel als auch Freileitungen verbaut (Schwab 2022). Neuere Netzanschlüsse tendieren zur Verkabelung, während Freileitungen erfahrungsgemäß immer weiter abgebaut werden.

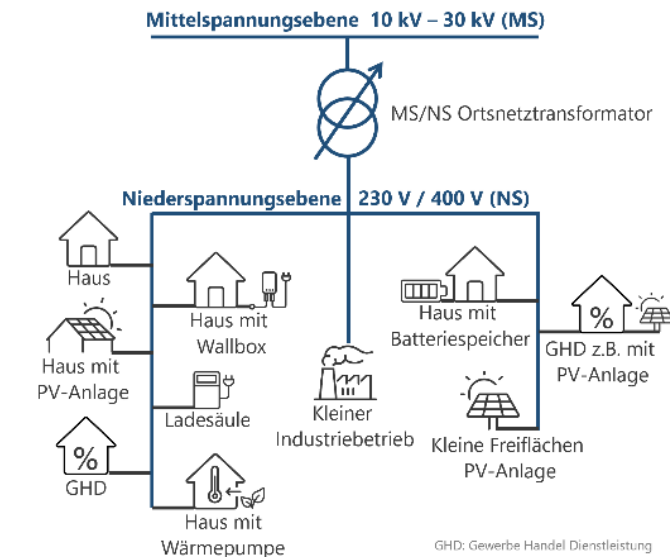


Abbildung 5\_Anbindungen von Verbrauchern und Erzeugern an Niederspannungsnetz (FfEMünchen 2023)

Das Netz kann je nach Verbraucherdichte, Versorgungssicherheit und geographischen Gegebenheiten verschiedene Netztopologien haben. Die Netztopologien werden unterteilt in Strahlennetz, Ringnetz und Maschennetz. Die Leitungen werden in unterschiedlichen Anordnungen zu den Sammelschienen der Transformatoren geführt. Strahlennetze werden meistens bei geringer Verbraucherdichte eingesetzt und breiten sich vom Einspeisepunkt strahlenförmig aus. Im Ringnetz kann ein Punkt von zwei Seiten gespeist werden, wird aber meist wie ein Strahlennetz offen betrieben. Im Falle einer Leistungsunterbrechung kann der Ring geschlossen werden, sodass von der anderen Seite gespeist wird. Bei einem Maschennetz können immer alle Punkte von beiden Seiten gespeist werden, dies bedeutet, dass immer eine Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Ein Maschennetz wird hauptsächlich im Übertragungsnetz betrieben, selten aber in Niederspannungsnetzen. Geografische Gegebenheiten und Lastanforderungen spielen bei der Wahl der Topologie auch eine große Rolle (Richard Marenbach 2020).

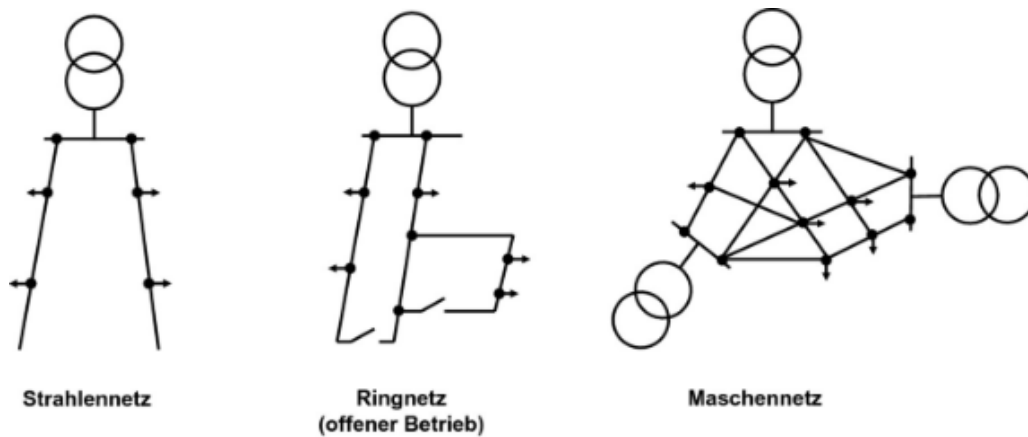


Abbildung 6\_Netzformen (Linnemann 2021)

### 2.2.2 Netzausbaustrategie

Im Juni 2021 wurde vom Bundestag das geänderte Klimaschutzgesetz verabschiedet. Baden-Württemberg hat sich dabei das Ziel gesetzt, bis 2040 klimaneutral zu werden. Hierbei wird vor allem der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien und eine ausgeprägte Nutzung von grünem Strom fokussiert. Für die Energiewende muss das Stromnetz in Baden-Württemberg sehr umfangreich ausgebaut werden, um leistungsfähig zu sein und den Veränderungen und Schwankungen Stand zu halten. Um diese Ziele zu erreichen, muss der Netzbetreiber in den kommenden zwei Jahrzehnten rund 300 Umspannwerke erneuern und 50 bis 100 neue Anlagen bauen. Trafostationen müssen verstärkt oder neu errichtet und einige tausend Kilometer Leitungen neu gelegt werden. Da der Großteil des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien in das Verteilnetz eingespeist wird, wächst die Belastung des Netzes. Bis zum Jahr 2045 wird mit einem Zuwachs von erneuerbaren Energien von 10 auf 66 Gigawatt gerechnet (NetzeBW 2024).

Folgende drei Maßnahmen sind für die Verstärkung des Niederspannungsnetzes üblich:

- Partielle Verlegung von Parallelleitungen, bei lokaler Leitungsüberlastung
- Installation weiterer Ortsnetztransformatoren, bei Instabilität mehrerer Abgänge
- Installation paralleler Ortsnetztransformatoren, bei Überlastung des ONT

### 2.2.3 Gleichzeitigkeitsfaktor

Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist ein wichtiger Faktor für den Verteilnetzbetreiber. Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g(N)$  setzt sich aus der Summe aller Lasten und der Summe der maximalen Leistungen der Lasten zusammen und gibt die Gleichzeitigkeit an, mit dem die erzeugte Energie ins Netz eingespeist wird. In der Niederspannungsebene ist der Effekt entscheidend, dass die einzelnen Haushalte die maximale Leistung nicht zum gleichen Zeitpunkt verbrauchen (GROIS 2016).

$$g(N) = \frac{\max_t \sum_i^N P_i(t)}{\sum_{i=1}^N \max_t P_i(t)}$$

Da es im Verteilnetz eine Vielzahl von Anlagen gibt, die gleichzeitig einspeisen, kommen zu einem gleichen Zeitpunkt große Mengen an Leistung im Netz an. Dadurch müssen Einspeiseleistungen gedrosselt werden, damit das Netz nicht überlastet und der Netzbetreiber den Betrieb weiterhin aufrechterhalten kann.

Mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor wird die zeitliche Versetzung der Volleinspeisung durch die PV-Anlagen bewertet. In dieser Arbeit werden für die Lasten die Standardlastprofile hinterlegt, bei welchen der Gleichzeitigkeitsfaktor bereits mitberücksichtigt ist.

### 2.2.4 Transformatoren

Das Herzstück einer Umspannstation ist der Transformator. Dieser wandelt die aus dem Mittelspannungsnetz höhere Spannung von z.B. 20 kV in die niedrigere Nutzspeisung von 400 Volt um. Dies geschieht durch Erzeugung eines magnetischen Flusses an der Primärseite des Transformators, welcher auf der Sekundärseite eine neue Spannung erzeugt. Um eine Eingangsspannung von 20kV auf 400V zu reduzieren, muss die Wicklung an der Primärseite ca. 50-mal größer sein als die Wicklung an der Sekundärseite. Da ein Transformator keine beweglichen Teile besitzt, hat er einen hohen Wirkungsgrad, im Durchschnitt liegt dieser bei ca. 98%. Verluste entstehen nur durch Stromverbrauch für die Kühlung, Aufrechterhaltung des magnetischen Feldes und Kernverluste.

Um den Zustand des Niederspannungsnetzes zu bewerten, wird die Auslastung des Transformators bestimmt. Die Auslastung des Transformators beschreibt das Verhältnis von der tatsächlichen Last ( $S$  in kVA) zur Nennlast ( $S_n$  in kVA). Eine Überlastung des Transformators kann Verluste erhöhen und die Alterung des

Transformators beschleunigen. Daher sollte die Auslastung regelmäßig überwacht und für neue Lastverhältnisse vorzeitig geprüft werden.

Da die Transformatoren zu den größten und teuersten Komponenten einer Umspannstation zählen, ist ein Ausfall mit Versorgungsunterbrechungen und zusätzlich hohen Kosten für Reparatur und Ersatz verbunden. Standardmäßig werden Öltransformatoren, welche als Isolierung Mineralöl verwenden, verbaut.



*Abbildung 7\_Öltransformator (NetzeBW 2024)*

### 3 Methodik und Daten

Die im Folgenden beschriebenen Methoden für die Berechnung der Solarpotentiale durch die Auswertung der Sonneneinstrahlung in einem Geoinformationssystem und die Netzsimulation für die Analyse des Verteilnetzes sollen eine Vorhersage der potenziellen Energiebilanz und eine Analyse der daraus folgenden Auslastung der Trafostation ermöglichen. Zusätzlich wurden die Programmiersprache Python für die Vereinfachung der Prozesse eingesetzt und mit dem Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft Excel wurden Tabellen zur weiteren Verwendung bearbeitet. Für die Methoden werden Daten vom Open GeoData Portal (LGL 2024) und Netzdaten vom Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Diese Daten werden in Kapitel 3.2.1 und Kapitel 3.3.1 näher beschrieben.

#### 3.1 Untersuchungsgebiet

Das Untersuchungsgebiet, welches in Abbildung 8 dargestellt ist, liegt im Landkreis Esslingen (Baden-Württemberg) in einem Ort mit ca. 5000 Einwohnern. Das Wohngebiet ist geprägt von hauptsächlich Einfamilienhäusern mit unterschiedlichen Dachneigungen, Dachformen und Dachrichtungen. Für die Analyse wird aus DOM1 Daten das Testgebiet zugeschnitten. Dieses gewählte Gebiet wird von einer Trafostation aus versorgt. Es entspricht einer Größe von rund 87.950 m<sup>2</sup>. Innerhalb des Gebietes werden 90 Gebäude von einer Trafostation mit Strom versorgt. 22 dieser Gebäude besitzen bereits eine Photovoltaikanlage und speisen Strom zurück ins Netz ein. Diese 22 PV-Anlagen werden beim Betrachten des IST-Zustandes berücksichtigt und anschließend für den Voll-Ausbau angepasst. Laut Solar (2025) besitzen bereits 12,95% aller Gebäude im ganzen Ort eine PV-Anlage.



Abbildung 8\_Untersuchungsgebiet im Landkreis Esslingen; Quelle: falk (Stand: 26.01.2025)

## 3.2 GIS-gestützte Solarpotentialanalyse

In diesem Kapitel werden die Daten und die Methodik für die GIS-gestützte Solarpotentialanalyse auf Dachflächen von Privathaushalten vorgestellt und die Berechnung der potenziellen Einspeiseleistung für das Niederspannungsstromnetz aufgezeigt.

### 3.2.1 Vektor- und Rasterdaten

Als Quelldaten für die Auswertung der Sonneneinstrahlung sind Raster- und Vektordaten erforderlich. Insbesondere ist hierzu ein DOM erforderlich, um die Sonneneinstrahlung zu modellieren (Kausika and Van Sark 2021). Für die Auswertung der Solarpotentialanalyse werden in dieser Arbeit das digitale Oberflächenmodell (DOM1), welches sich aus Airborne Laserscandaten ableitet, und Hausumringe, welche die Begrenzung der Gebäudeflächen festlegen, verwendet. Die im folgenden beschriebenen Daten bilden die Grundlage für die Solaranalyse und wurden vom Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung (LGL) über das Portal Open Geo-Data: <https://opengeodata.lgl-bw.de/#/> zur Verfügung gestellt.

#### Hausumringe:

In dem Vektordatensatz Hausumringe (HU) sind georeferenzierte Umringspolygone von Gebäudegrundrissen aus dem Liegenschaftskataster im Koordinatenreferenzsystem ETRS98/UTM dargestellt. Diese werden mindestens monatlich aus dem Liegenschaftskataster abgeleitet und haben die Genauigkeit der amtlichen Liegenschaftskarte. Die Daten werden als Shape-Datei bereitgestellt und enthalten keine weiteren Informationen wie Eigentümer, Nutzung etc., sondern nur die Umringslinien der Häuser. Der Datensatz enthält alle Hausumringe von Baden-Württemberg und wurde für die Analyse auf das Untersuchungsgebiet zugeschnitten.

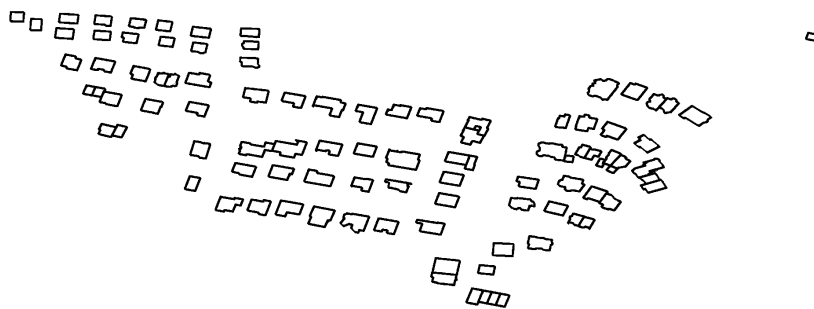


Abbildung 9\_Hausumringe Untersuchungsgebiet LGL (eigene Darstellung in ArcGIS Pro)

## Airborne Laser Scanning

Beim Airborne Laser Scanning wird die Geländeoberfläche von einem Flugzeug aus mit Laserstrahlen vermessen. Hierbei wird das Gelände beim Überfliegen mit Laserimpulsen abgetastet und liefert anschließend große Mengen an 3D Informationen der Erdoberfläche. In den Jahren 2016 bis 2021 wurde das ganze Bundesland befliegen. Die entstandenen Daten liegen mit einer Punktdichte von 8 Punkten pro  $m^2$  vor und werden im Höhensystem NHN mit einem Höhenstatus von 170 gehalten. Aus den ALS-Daten werden die Digitalen Oberflächenmodelle generiert.

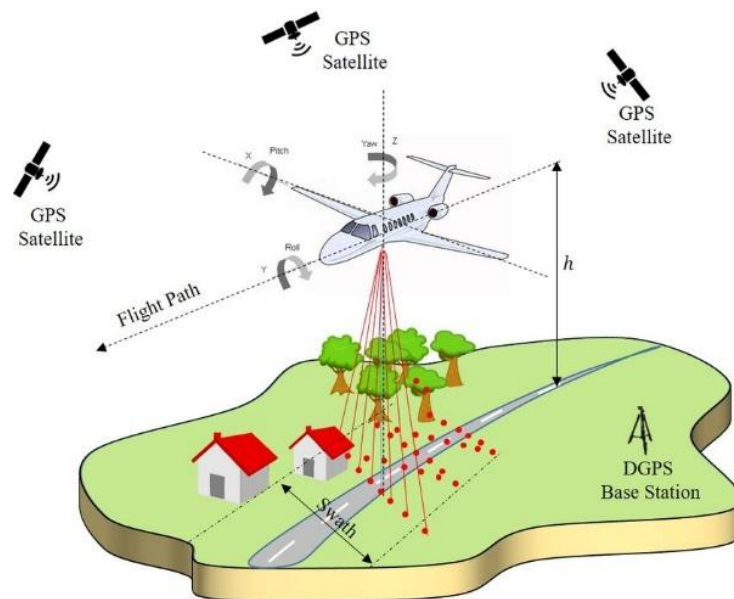


Abbildung 10\_Airborne Laser Scanning (Hoekstra (2024))

## Digitales Oberflächenmodell (DOM1)

Das Digitale Oberflächenmodell mit einer Rasterweite von 1m wird aus den ALS-Daten abgeleitet und liefert wichtige Informationen über die Beschaffenheit der Erdoberfläche. Die Oberflächenmodelle geben, im Vergleich zu Geländemodellen, zusätzlich Informationen zu Gebäuden und der Vegetation. Die Daten wurden zwischen 2016 und 2021 erfasst und sind über das Open GeoData Portal des Landes Baden-Württemberg in einer Rasterweite von 1m verfügbar. Die Rasterpunkte sind im Koordinatenreferenzsystem ETRS89/UTM und die Höhen im Höhensystem NHN geliefert. Die Höhengenaugigkeit liegt hier bei 15cm. Die Daten werden aus den höchsten Punkten der Laserscanaufnahme (ALS) abgeleitet. Bei dem DOM handelt es sich um einen Raster-Layer, bei welchem jede Zelle einen numerischen Wert enthält.

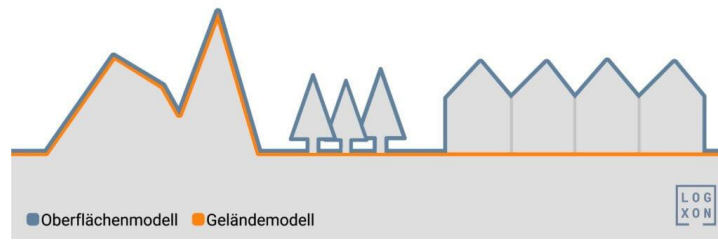


Abbildung 11\_blaue Darstellung des Digitalen Oberflächenmodells (DOM) (Logxon, 2025)

Bei meiner gewählten Symbolisierung weisen Zellen mit dunklem Grau niedrigere und Zellen mit hellem grau bis weiß höhere Höhen auf. Folgende Abbildungen zeigen das Digitale Oberflächenmodell und eine Schummerungsdarstellung, für eine bessere dreidimensionale Erkennung der Höhen, des Untersuchungsgebietes.



Abbildung 12\_DOM des Testgebiets mit Rasterausschnitt (eigene Darstellung in ArcGIS Pro)



Abbildung 13\_Schummerungsdarstellung des DOM (eigene Darstellung in ArcGIS)

### 3.2.2 ArcGIS Tool zur Auswertung der Sonneneinstrahlung

Angesichts der Verfügbarkeit ungenutzter Dachflächen werden diese vermehrt zur Installation von Photovoltaikmodulen genutzt (Gassar and Cha 2021). Je größer die Dachfläche ist, desto mehr Module können installiert werden, was folglich zu einer höheren Stromerzeugung führt. Die Berechnung der jährlichen Sonneneinstrahlungs-/Strahlungswerte für die polygonalen Flächen von Solaranlagen und Dächern ist daher von entscheidender Bedeutung für die Einschätzung ihrer potenziellen Energieerzeugung. Das von Rich (1990) entwickelte und durch Fu (2000) verbesserte Tool „Solar Analyst“, in welchem durch ein Algorithmus die Himmelsbedeckung und die einfallende Strahlung für jedes Rastergitter gemessen wird (Tiwari, Meir et al. 2020), lieferte die Grundlage für das noch genauere „Raster Solar Radiation“ Tool. Das Tool „Raster Solar Radiation“ bietet eine effiziente Möglichkeit, eine Solarpotentialanalyse durchzuführen, um die Potentiale pro Dachfläche im Anwendungsgebiet zu ermitteln. Es berechnet die Sonneneinstrahlung für jede Zelle der Rasteroberfläche eines geographischen Gebietes basierend auf den angegebenen Längen- und Breitengraden mithilfe des Algorithmus für hemisphärische Sichtfelder. Die Sonneneinstrahlung variiert zeitlich, sowohl im Tages-, Monats- als auch im Jahresverlauf, und wird zusätzlich von klimatischen Bedingungen und der Position der Sonne beeinflusst (Kausika and Van Sark, 2021). Daher berücksichtigt das Tool die Sonnenposition über das ganze Jahr und zu verschiedenen Tageszeiten, Hindernisse wie etwa nahe gelegene Bäume oder Gebäude, die das Sonnenlicht blockieren können, sowie die Neigung und Ausrichtung der Oberfläche.

Die Summe der Sonneneinstrahlung wird durch direkte, diffuse und reflektierende Strahlung gebildet und wird als Flächeneinheit in Kilowattstunden pro Quadratmeter ( $\text{kWh/m}^2$ ) gemessen. Die Sonneneinstrahlung kann für jeden beliebigen Zeitpunkt mit einem maximalen Intervall von einem Jahr berechnet werden. (ArcGISPro 2024).

Um die Analyse auf die im Untersuchungsgebiet stehenden Gebäude zu begrenzen, wird eine Eingabe-Analysemaske erstellt. Zusätzlich werden die Gebäude mit den in Kapitel 3.3.1 genannten Hausanschlussobjekten verschnitten, um eine eindeutige Zuordnung der Dachflächen zu den Strom-Hausanschlüssen herzustellen. Die Analysemaske hat keine Auswirkungen auf die Einflüsse umliegender Hindernisse wie Gebäude Verschattungen oder Vegetation.

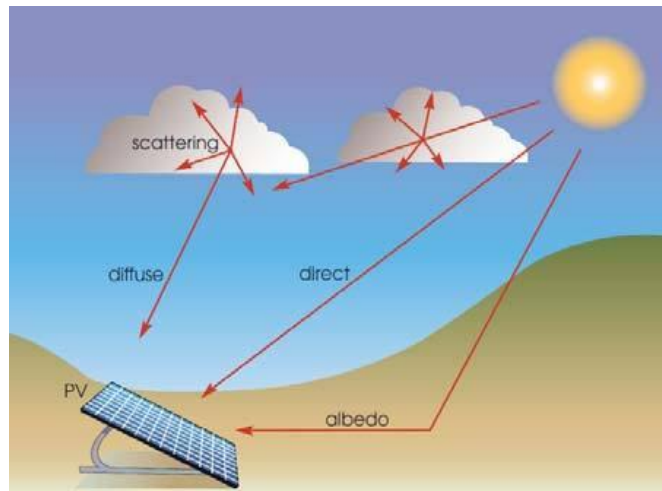


Abbildung 14\_Strahlungsarten der Sonne (Gevers, Pretorius et al. 2015)

Um das Solarpotential einzuschränken und die Neigung sowie die Ausrichtung der Dächer zu berücksichtigen, werden zusätzliche Raster-Layer wie der Neigungs- und Ausrichtungs-Layer erstellt. Der Neigungs-Layer weist für jede Zelle einen Wert im Bereich von 0 bis 90 Grad auf, wobei hellere Farben steilere Neigungen und dunklere Farben schwächere Neigungen darstellen. Der Ausrichtungs-Layer gibt die Orientierung der Flächen in Graden an, wobei 0° den absoluten Norden und 180° den absoluten Süden repräsentieren. Die Ausrichtung wird in Kapitel 3.2.3 nochmals genauer beschrieben, da diese für die verschiedenen Ausbauszenarien sehr wichtig ist.

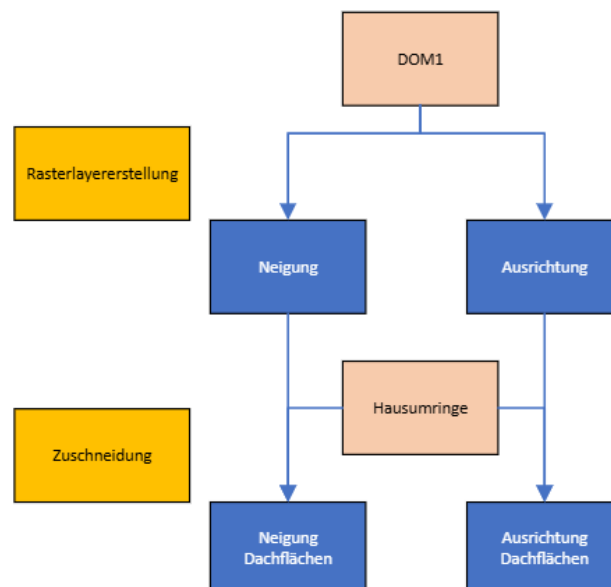


Abbildung 15\_Rasterlayer Erstellung (eigene Darstellung)

In Abbildung 16 werden die Solarerträge in Abhängigkeit von der Dachneigung und der Anlagenausrichtung dargestellt. Es wird visualisiert, wie die Dachneigung (vertikale Achse) und die Ausrichtung der Solaranlage (horizontale Achse) den prozentualen Solarertrag beeinflussen, wobei 100 % dem maximalen Ertrag bei optimaler Südausrichtung und einer Neigung von 30° entsprechen. Abweichungen in Neigung oder Ausrichtung führen zu signifikanten Energieeinbußen. Die Ausrichtung der Module in Ost- oder Westrichtung führt zu geringeren Stromerträgen aufgrund des Neigungswinkels der Sonneneinstrahlung. Durch Verschattung, wie Kamine, Bäume oder Schnee kann weniger Solarstrahlung auf die Module einwirken und deshalb weniger Energie erzeugt werden. Für das Dachflächenpotential sollte ebenso berücksichtigt werden, dass die Module nur in bestimmten Abständen zur Dachkante gebaut werden dürfen, somit also nicht die ganze Fläche nutzbar ist (Fechner 2020). Die Neigung der Dachfläche darf maximal 45 Grad betragen. Bei Dächern mit steilerer Neigung ist die Sonneneinstrahlung sehr gering. Empfohlen sind Ausrichtungen von Dachflächen zwischen 22,5 und 337,5 Grad, da somit die nach Norden ausgerichteten Dächer ausgeschlossen werden (ArcGISPro 2024). Laut Nelson and Grubestic (2020) sind Dächer, die nach Norden ausgerichtet sind, aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung weniger ideal für die Installation von Solarmodulen. Bei einem hohen Ausbaugrad von Photovoltaik-Anlagen können aber auch die nach Norden ausgerichteten Anlagen einen Beitrag zur Entlastung des Verteilnetzes leisten. Da ihre Berücksichtigung hilft, die tatsächliche Netzsituation realistischer abzubilden, werden die nach Norden ausgerichteten Anlagen in dieser Arbeit für weitere Auslastungsuntersuchungen berücksichtigt.

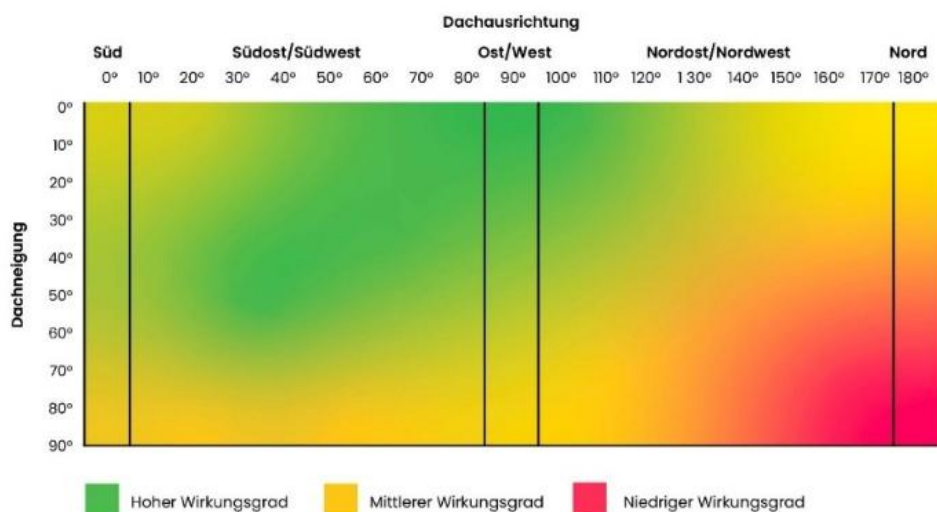


Abbildung 16\_Solarerträge in Abhängigkeit von Dachneigung und Ausrichtung (Enter.de. 2025)

Folgende Abbildungen zeigen die berechneten Neigungen und Ausrichtungen des Untersuchungsgebietes:

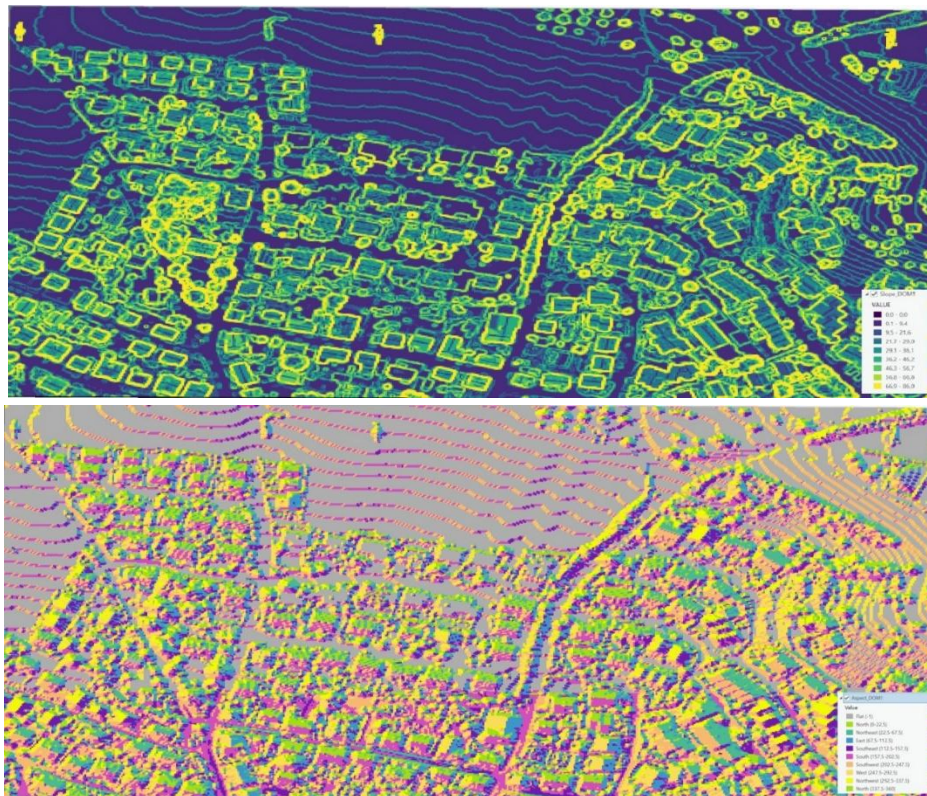
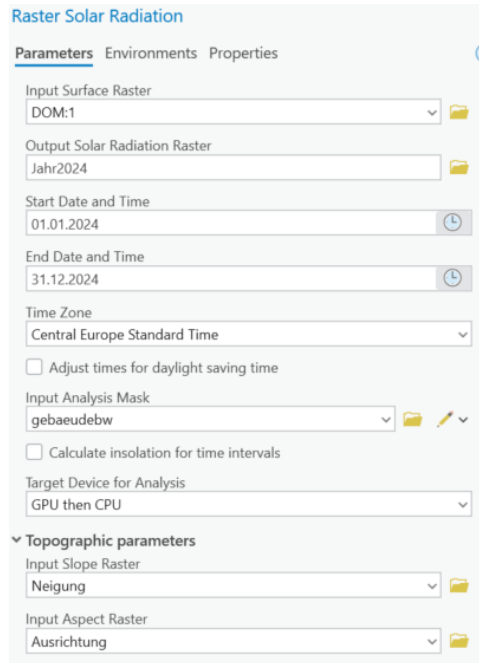


Abbildung 17\_Neigungsraster (oben) und Ausrichtungsraster (unten) auf Basis des Digitalen Oberflächenmodells (eigene Darstellung in ArcGIS)

Für alle Gebäude im Untersuchungsgebiet werden anhand von den festgelegten Werten für Neigungen (max. 45 Grad) und Ausrichtungen (Süd und Nord) die Solarenergie mit Hilfe des Tools „Raster Solar Radiation“ berechnet. Da die Berücksichtigung von typischen saisonalen Schwankungen und verschiedene Wetterbedingungen dabei sehr wichtig ist, wurden verschiedene meteorologische Zeiträume bei der Analyse verglichen. In dieser Arbeit wurden der 1.Januar im Winter, der 1.April in der Übergangszeit und der 1.Juli im Sommer gewählt. Diese Monate liegen in der Mitte der meteorologischen Jahreszeiten (Wetterdienst 2024). Auf die gewählten Zeiträume wird in Kapitel 3.3.2 nochmals genauer eingegangen. Ein Gesamtjahrespotential wird ebenfalls ermittelt. Die erzeugten Rasterdaten werden den einzelnen Dachflächen zugeordnet, somit wird der Rasterdatensatz in einzelne Dachzonen abgegrenzt, für welche anschließend jeweils tatsächlich produktive Sonnenenergie berechnet werden kann.

Als Parametereinstellungen werden die Standardeinstellungen des in ArcGIS verwendeten Tools „Raster Solar Radiation“ verwendet.

Diese Berechnung wird einmal für das ganze Jahr durchgeführt, um den Jahresertrag an Energie auszuwerten und anschließend für die einzelnen Tage in den gewählten Zeiträumen. Als Zeitzone wird die Mitteleuropäische Zeit verwendet.



### 3.2.3 Ausrichtung der Dachflächen

Die Ausrichtung der Gebäudedachflächen wird auf Grundlage des DOM-Rasters mit einem Ausrichtungsraster ausgewertet. Dadurch wird die Ausrichtung jeder einzelnen Dachfläche farblich sichtbar gemacht. Jede Rasterzelle erhält einen Wert zwischen 0° und 360°. Fläche Bereiche werden mit dem Wert -1 bewertet. Dadurch ergeben sich folgende Himmelsrichtungen:

■	≤ -0,000001	Flat (-1)
■	≤ 22,5	North (0-22.5)
■	≤ 67,5	Northeast (22.5-67.5)
■	≤ 112,5	East (67.5-112.5)
■	≤ 157,5	Southeast (112.5-157.5)
■	≤ 202,5	South (157.5-202.5)
■	≤ 247,5	Southwest (202.5-247.5)
■	≤ 292,5	West (247.5-292.5)
■	≤ 337,5	Northwest (292.5-337.5)
■	≤ 360,0	North (337.5-360)



Abbildung 18\_Ausrichtungsrichtungen (ArcGIS,2025)

In dieser Arbeit werden die Ausrichtungen von 67,5 bis 292,5 Grad für die Südausrichtung und 292,5 bis 67,5 Grad für die Nordausrichtung für die Berechnung genutzt. Für den Voll-Ausbau werden alle Ausrichtungen berücksichtigt.

In Abbildung 19 sind die oben klassifizierten Werte visuell anhand von verschiedenen Dachformen im Untersuchungsgebiet dargestellt.

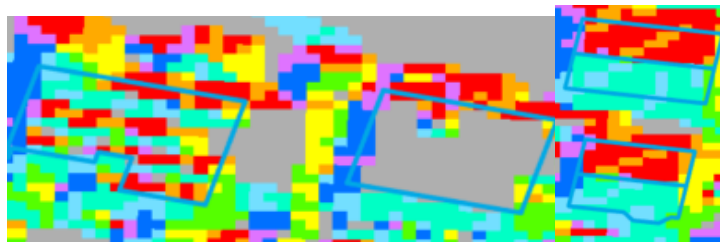


Abbildung 19\_Ausrichtung von Flachdächern (links) und Ausrichtung von Satteldächern (rechts) (eigene Darstellung)

Jede Dachfläche erhält eine klassifizierte Himmelsrichtung durch die Festlegung des am häufigsten vorkommenden Rasterwertes innerhalb einer Dachfläche.

	Shape	OBJECTID	Anschlussnummer	Shape_Length	Shape_Area	Ausrichtung
1	Polygon	1	501641042	46,311016	97,017482	Süd
2	Polygon	2	501647301	38,930233	92,917179	Nord
3	Polygon	3	501948165	25,103248	38,813726	Süd
4	Polygon	4	501654237	28,085162	40,246952	Süd
5	Polygon	5	502200227	25,336138	39,456468	Nordwest
6	Polygon	6	501950298	27,14536	39,98856	Süd
7	Polygon	7	501647676	44,869399	72,900422	Süd
8	Polygon	8	501647756	46,247111	90,618535	Nord
9	Polygon	9	501647747	39,209422	80,543311	Südost
10	Polygon	10	501647928	111,504741	377,4664	Südost

Abbildung 20\_Ausrichtungen der einzelnen Dachflächen (Tabelle aus ArcGIS)

### 3.2.5 Berechnung der Sonnenenergie und des Stromertrags

Die zuvor berechneten Rasterdaten werden nun aggregiert, um die Sonneneinstrahlung pro Gebäude zu berechnen. Zusätzlich wird die Dachfläche mit einem Reduktionsfaktor von 0,6 verkleinert, da die Ränder der Dächer nicht für Solarmodule genutzt werden können.

$$\text{Nutzfläche} = \text{Dachfläche} \times 0,6$$

$$\text{Sonnenenergie [kWh]} = \text{Nutzfläche} \times \text{Mittlere Sonneneinstrahlung}$$

Aus dieser berechneten Sonnenenergie pro Dachfläche wird im nächsten Schritt die elektrische Energie berechnet, die daraus erzeugt werden kann. Hierbei spielt der Modulwirkungsgrad eine große Rolle, da dieser einen linearen Einfluss auf den potenziellen Stromertrag hat. Viele Potenzialabschätzungen nehmen einen Modulwirkungsgrad von 17 % an (Assouline, Mohajeri et al. 2018, Walch, Mohajeri et al. 2019). Allerdings wird sich der Wirkungsgrad neuerer, gewinnorientierender Module weiterhin verbessern. Verfolgt man den linearen Anstieg des Modulwirkungsgrades zwischen den Jahren 2006 und 2018, so könnte bis zum Jahr 2028 ein Modulwirkungsgrad von 20% erreicht werden (Burger et al., 2020). Laut Fraunhofer ISE (2025) stieg der nominelle Wirkungsgrad von Solarzellen auf Basis von Siliziumscheiben auf 21,6% an. Daher wird in dieser Arbeit mit einem Wirkungsgrad von 21,6% und einem Leistungsverhältnis von 83% die potenzielle elektrische Energie berechnet. Unter dem Leistungsverhältnis versteht man, dass 83% der Elektrizität beim Durchleiten durch die Installation erhalten bleiben.

$$\text{Stromertrag (kWh)} = \text{Sonnenenergie (kWh)} \times 0,216 \times 0,83$$

Zusätzlich zu der Sonnenenergie und dem Stromertrag wird der mögliche Kilowatt-Peak, kurz kWp, berechnet. Dieser gibt an, welche Höchstleistung in kW die Photovoltaikanlage erbringen kann. Pro Quadratmeter wird von einer durchschnittlichen Leistung von 0,235 kWp ausgegangen. Private Anlagen haben Modulleistungen zwischen 5 und 15kWp.

$$\text{kWp} = \text{Nutzfläche} \times 0,235$$

Als Ergebnis dieser Methodik erhält man für die zuvor festgelegten Zeiträume die Stromerträge pro Gebäude in kWh. Diese Werte können für die nächste Methode, die Leistungsflussberechnung im Programm PowerFactory verwendet werden, um den Stromertrag der PV-Anlagen in das vorhandene Niederspannungsnetz einzuspeisen.

Um diese Methodik zu vereinfachen, wird mit Hilfe des ModelBuilders in ArcGIS ein Modell zur Berechnung der produktiven Sonnenenergie erstellt. Dieses Modell kann als Python Skript exportiert, der Prozess für weitere Zeiträume angepasst und anschließend automatisiert durchgeführt werden.

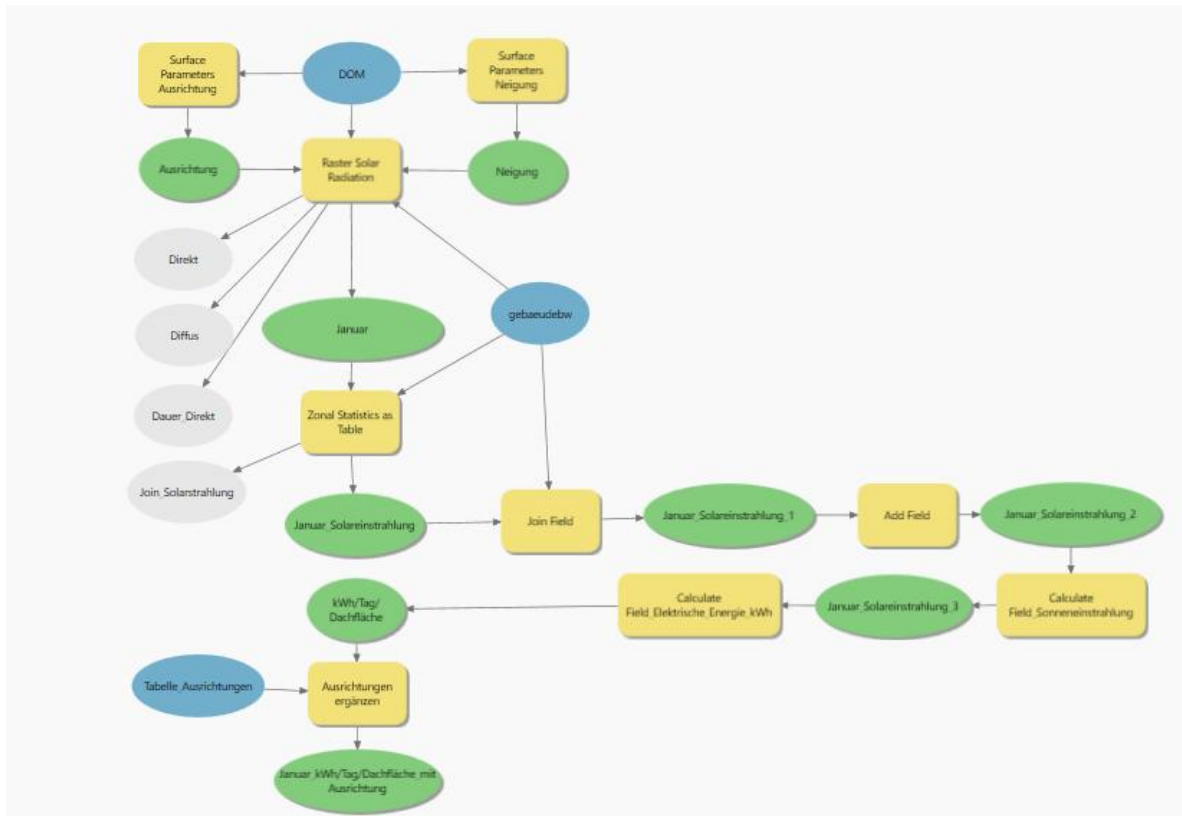


Abbildung 21\_Modell der Solarpotentialanalyse im ModelBuilder (eigene Darstellung)

Dieses Modell wird für die in Kapitel 3.2.2 genannten Zeiträumen jeweils stündlich von 7:00 Uhr bis 19:00 Uhr mit Hilfe des Programms Pyzo durchgeführt und als Ergebnis eine Tabelle mit den einzelnen Werten zu Anschlussnummer, installierbare kWp, Sonneneinstrahlung, elektrische Energie und Dachausrichtung zu jedem Gebäude gespeichert.

Aus diesen Tabellen werden Zeitcharakteristiken pro Gebäude mit Hilfe des Tabellenkalkulationsprogramms Excel erzeugt, welche für die Lastflussberechnung als .csv Datei weiterverwendet werden. Die .csv Datei wird im Format JJJJ-MM-TT hh:mm:ss;Leistung [W] (z.B. 2024-01-01 09:00:00;154,26) gespeichert.

```
# Name: Lena Zimmer
# Date: 30.04.2025
# Purpose: Masterthesis
# -*- coding: utf-8 -*-
'''
Generated by ArcGIS ModelBuilder on : 2025-04-30 08:55:06
'''
import arcpy
from arcpy.sa import *
from sys import argv

#For inline variable substitution, parameters passed as a String are evaluated using locals(), globals() and isinstance(). To override, substitute values directly.
def Masterarbeit(Januar7_Solareinstrahlung="C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Praxisteil_Masterarbeit.gdb\\Januar7_Solar"): # Masterarbeit

    # To allow overwriting outputs change overwriteOutput option to True.
    arcpy.env.overwriteOutput = True

    # Check out any necessary licenses.
    arcpy.CheckOutExtension("3D")
    arcpy.CheckOutExtension("spatial")
    arcpy.CheckOutExtension("ImageExt")
    arcpy.CheckOutExtension("ImageAnalyst")

    gebaudebw = "gebaudebw"
    DOH = arcpy.Raster("C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Praxisteil_Masterarbeit.gdb\\DOH")
    Tabelle_Ausrichtungen = "Tabelle_Ausrichtungen"

    # Process: Surface Parameters Neigung (Surface Parameters) (sa)
    Neigung = "C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Praxisteil_Masterarbeit.gdb\\Neigungsraster"
    Surface_Parameters_Neigung = Neigung
    Neigung = arcpy.sa.SurfaceParameters(DOH, "SLOPE", "QUADRATIC", "1 Meters", "FIXED_NEIGHBORHOOD", "METER", "DEGREE", "GEODESIC_AZIMUTHS", "NORTH_POLE_ASPECT", "")
    Neigung.save(Surface_Parameters_Neigung)

    # Process: Surface Parameters Ausrichtung (Surface Parameters) (sa)
    Ausrichtung = "C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Praxisteil_Masterarbeit.gdb\\Ausrichtungsraster"
    Surface_Parameters_Ausrichtung = Ausrichtung
    Ausrichtung = arcpy.sa.SurfaceParameters(DOH, "ASPECT", "QUADRATIC", "1 Meters", "FIXED_NEIGHBORHOOD", "METER", "DEGREE", "GEODESIC_AZIMUTHS", "NORTH_POLE_ASPECT", "")
    Ausrichtung.save(Surface_Parameters_Ausrichtung)

    # Process: Raster Solar Radiation (Raster Solar Radiation) (sa)
    Januar7 = "C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Januar7"
    Raster_Solar_Radiation = Januar7
    Direkt = ""
    Diffus = ""
    Dauer_Direkt = ""
    Januar7 = arcpy.sa.RasterSolarRadiation(DOH, "01.01.2024 06:45:00", "01.01.2024 07:00:00", gebaudebw, Neigung, Ausrichtung, Direkt, Diffus, Dauer_Direkt, "Central_Europe_Standard_Time", "NOT_ADJUSTED_FOR_DST", "NO_INTERVAL", "HOURL", 1, "1 Meters", "FIXED_NEIGHBORHOOD", "UNIFORM_SKY", 0.3, 0.5, "GPU_THEN_CPU", None)
    Januar7.save(Raster_Solar_Radiation)

    # Process: Zonal Statistics as Table (Zonal Statistics as Table) (sa)
    Join_Solarstrahlung = ""
    arcpy.sa.ZonalStatisticsAsTable(gebaudebw, "C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\gebaudebw.OBJECTID", Januar7, Januar7_Solareinstrahlung, _str_().format(**locals()), **globals()) if isinstance(Januar7_Solareinstrahlung, str) else Januar7_Solareinstrahlung, "NODATA", "MEAN", "CURRENT_SLICE", [90], "AUTO_DETECT", "ARITHMETIC", 360, Join_Solarstrahlung)
    save(Zonal_Statistics_as_Table)

    # Process: Join Field (Join Field) (management)
    Januar7_Solareinstrahlung_1 = arcpy.management.JoinField(in_data=Januar7_Solareinstrahlung, _str_().format(**locals()), **globals()) if isinstance(Januar7_Solareinstrahlung, str) else Januar7_Solareinstrahlung, in_field="VALUE", join_table=gebaudebw, join_field="gebaudebw.OBJECTID", fields=["gebaudebw.Anschlusnummer", "gebaudebw.NutzflaecheDach", "gebaudebw.Kwp"]) [0]

    # Process: Add Field (Add Field) (management)
    Januar7_Solareinstrahlung_2 = arcpy.management.AddField(in_table=Januar7_Solareinstrahlung_1, field_name="Sonneneinstrahlung", field_type="DOUBLE") [0]

    # Process: Calculate Field_Sonneneinstrahlung (Calculate Field) (management)
    Januar7_Solareinstrahlung_3 = arcpy.management.CalculateField(in_table=Januar7_Solareinstrahlung_2, field="Sonneneinstrahlung", expression="(gebaudebw.NutzflaecheDach * !MEAN!)*1000", field_type="DOUBLE") [0]

    # Process: Calculate Field_Elektrische_Energie_kWh (Calculate Field) (management)
    Wh_Tag_Dachflaeche = arcpy.management.CalculateField(in_table=Januar7_Solareinstrahlung_3, field="Elektrische_Energie_kWh", expression="float(!Sonneneinstrahlung!) * 0.216 * 0.85", field_type="DOUBLE") [0]

    # Process: Ausrichtungen ergänzen (Join Field) (management)
    Januar7_Wh_Tag_Dachflaeche_mit_Ausrichtung = arcpy.management.JoinField(in_data=Wh_Tag_Dachflaeche, in_field="VALUE", join_table=Tabelle_Ausrichtungen, join_field="OBJECTID_1", fields=["Ausrichtung"]) [0]

    if name == '_main_':
        Masterarbeit()
        # Global Environment settings
        # with arcpy.EnvManager(scratchWorkspace="C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Praxisteil_Masterarbeit.gdb", workspace="C:\\Users\\lenib\\OneDrive\\Dokumente\\Masterstudium Geoinformatik\\MASTER-THESIS\\Praxisteil\\Praxisteil_Masterarbeit\\Praxisteil_Masterarbeit.gdb"):
        #     Masterarbeit(*argv[1:])
```

Abbildung 22\_Python Skript zur Solaranalyse (eigene Darstellung)

Index	Date	Value
1	2024.01.01	07.00.00;0.00
2	2024.01.01	08.00.00;0.00
3	2024.01.01	09.00.00;0.12
4	2024.01.01	10.00.00;51.56
5	2024.01.01	11.00.00;176.93
6	2024.01.01	12.00.00;279.49
7	2024.01.01	13.00.00;289.40
8	2024.01.01	14.00.00;191.78
9	2024.01.01	15.00.00;63.04
10	2024.01.01	16.00.00;1.01
11	2024.01.01	17.00.00;0.00
12	2024.01.01	18.00.00;0.00
13	2024.01.01	19.00.00;0.00
14	2024.04.01	07.00.00;7.49
15	2024.04.01	08.00.00;183.61
16	2024.04.01	09.00.00;529.07
17	2024.04.01	10.00.00;945.64
18	2024.04.01	11.00.00;1258.69
19	2024.04.01	12.00.00;1447.36
20	2024.04.01	13.00.00;1480.24
21	2024.04.01	14.00.00;1343.07
22	2024.04.01	15.00.00;1062.17
23	2024.04.01	16.00.00;671.55
24	2024.04.01	17.00.00;276.15
25	2024.04.01	18.00.00;26.74
26	2024.04.01	19.00.00;0.00
27	2024.07.01	07.00.00;783.39
28	2024.07.01	08.00.00;2049.66
29	2024.07.01	09.00.00;3526.59
30	2024.07.01	10.00.00;5296.56
31	2024.07.01	11.00.00;6557.20
32	2024.07.01	12.00.00;7351.50
33	2024.07.01	13.00.00;7568.11
34	2024.07.01	14.00.00;7170.20
35	2024.07.01	15.00.00;6187.15

Abbildung 23\_csv-Datei mit Einspeisewerten in W

### 3.3 Netzmodellierung und Lastflussberechnung

In diesem Kapitel werden die Daten und die Methodik zur Analyse des Verteilnetzes beschrieben. Insbesondere wird hier eine Methode zur Lastflussberechnung, insbesondere der Quasi-Dynamischen-Simulation, zur Auslastungsüberprüfung einer Trafostation vorgestellt.

#### 3.3.1 Netzmodell und Betriebsmittel

Die Netzdaten wurden vom örtlichen Netzbetreiber, NetzeBW GmbH, zur Verfügung gestellt. Diese wurden als .shp Datei ausgespielt und in ArcGIS importiert. Zusätzliche Metadaten wie Spannung und Leitungsquerschnitte wurden als Excel-Datei bereitgestellt.

- Leitungsdaten mit Querschnitten und Längen
- Hausanschlüsse
- bereits vorhandene PV-Anlagen
- Transformator Daten

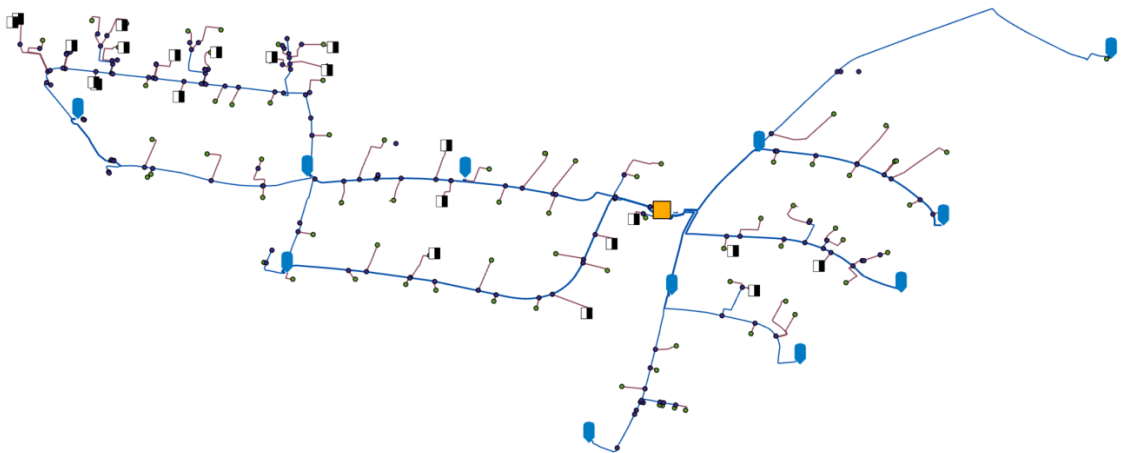


Abbildung 24\_Netzdaten des Untersuchungsgebiets (eigene Darstellung in ArcGIS)

Ausschlaggebend für die Strom -und Spannungsverhältnisse in Verteilnetzen sind die eingesetzten Betriebsmittel. Freileitungen und Kabel verteilen dabei die elektrische Energie, während Transformatoren die effiziente Versorgung im Verteilnetz gewährleisten, indem sie als Bindeglied zwischen den einzelnen Netzebenen fungieren.

Folgende Kenngrößen werden bei der Modellierung eines Niederspannungsnetzes berücksichtigt:

- Leitungstypen mit Querschnitt
- Länge der Leitungen
- Bemessungsgrenze der Transformatoren
- Anzahl der Hausanschlüsse
- Bestehende PV-Anlagen

*Tabelle 1\_Kenngrößen des Untersuchungsnetzes (eigene Darstellung)*

<b>Kenngröße</b>	<b>Untersuchungsnetz</b>
<i>Trafo-Bemessungsgrenze</i>	400 kVA
<i>Leitungstypen</i>	NA2XY-J 4x150 SE NAYCWY 3x150 (3x50) NAYY 4x150 (4x35) NYCWY3x25/25 (3x16/16)
<i>Anzahl der Hausanschlüsse</i>	89
<i>Länge Hausanschlussleitungen</i>	1425,05 m
<i>Länge Niederspannungsleitungen</i>	2803,16 m
<i>Summe bereits installierter PV-Anlagen</i>	20

### 3.3.2 Last- und Einspeisemodellierung

Der zeitliche Verlauf des Verbrauchs bzw. einer abgenommenen Leistung wird in einem Lastprofil dargestellt. Da jeder Verbraucher individuelle Leistungsbezüge hat, ist es ohne messtechnische Verfahren nicht möglich, Lastprofile für jeden Haushalt zu erstellen. Um das Abnahmeverhalten der Haushaltskunden in dieser Arbeit darzustellen, wird das VDEW-Standardlastprofil H0 verwendet (BDEW 1999). Da dies in den 1990er-Jahren erstellt wurde und sich seit dem Verbraucher und Lebensgewohnheiten deutlich verändert haben, kann man annehmen, dass das Lastprofil nicht mehr komplett repräsentativ ist. Da es heutzutage von einigen noch zu Analysen herangezogen wird und die Aufnahme des tatsächlichen Stromverbrauchs der Haushalte den Datenschutzrichtlinien unterliegen, ist es für mich vertretbar das

Standardlastprofil im Rahmen meiner Masterarbeit zu verwenden. Das Standardlastprofil besteht aus einer Reihe von täglichen Lastkurven. Als charakteristische Tage zählen Werktage, Samstage und Sonntage, für welche in jeder Jahreszeit 15-minütige Leistungswerte in Watt angegeben werden. Der hierfür geschätzte Jahresverbrauch liegt bei 1.000kWh.

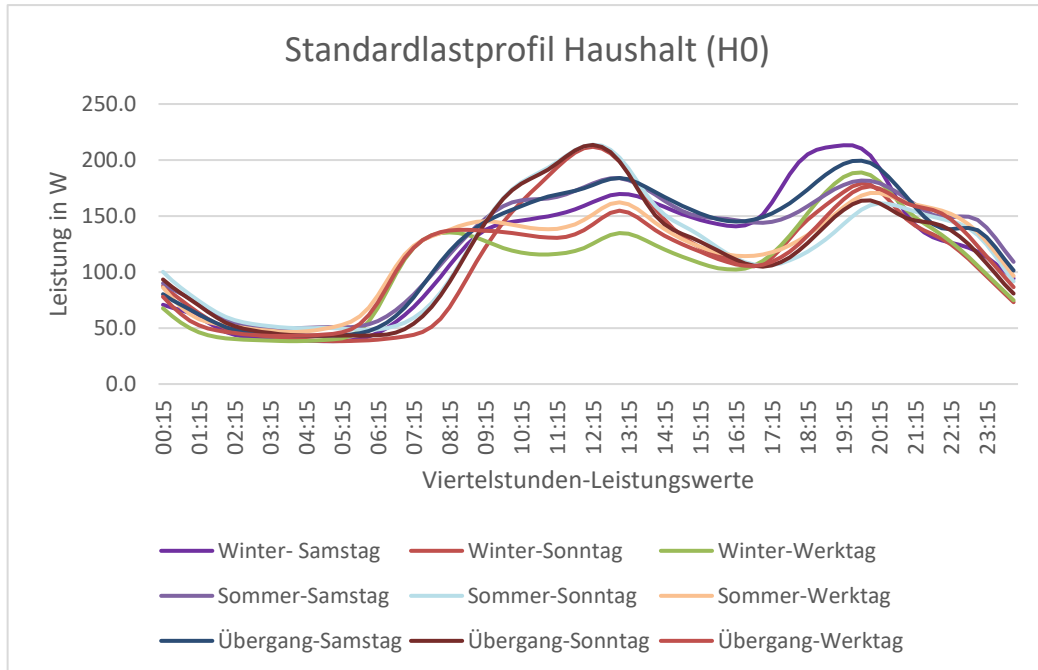


Abbildung 25\_Viertelstunden Standardlastprofil für Haushalte ((BDEW 1999)

Die unterschiedlichen Verbräuche sind in verschiedenen Verbrauchsperioden festgelegt, welche in nachfolgender Tabelle dargestellt sind.

<b>Periode</b>	<b>Dauer</b>
<b>Winter</b>	01.November – 20. März
<b>Übergang</b>	21.März – 14.Mai und 15.September – 31.Oktober
<b>Sommer</b>	15. Mai bis 14. September

In dem oben dargestellten Standardlastprofil erkennt man das typische Verbrauchsverhalten eines Haushaltens an verschiedenen Werktagen in unterschiedlichen Jahreszeiten. Es ist deutlich zu erkennen, dass während der Nacht (1:00 Uhr – 5:30Uhr) wenig Energie verbraucht wird. Hier wird die sogenannte Grundlast der dauerbetriebenen Haushaltsgeräte dargestellt. Der Verbrauch zur Mittagszeit und in den frühen Abendstunden zeichnet die höchsten Werte ab. Auch in Powerfactory ist das

Standardlastprofil H0 für Haushalte hinterlegt und kann als zusammengesetzte Zeitcharakteristik für Berechnungen verwendet werden.

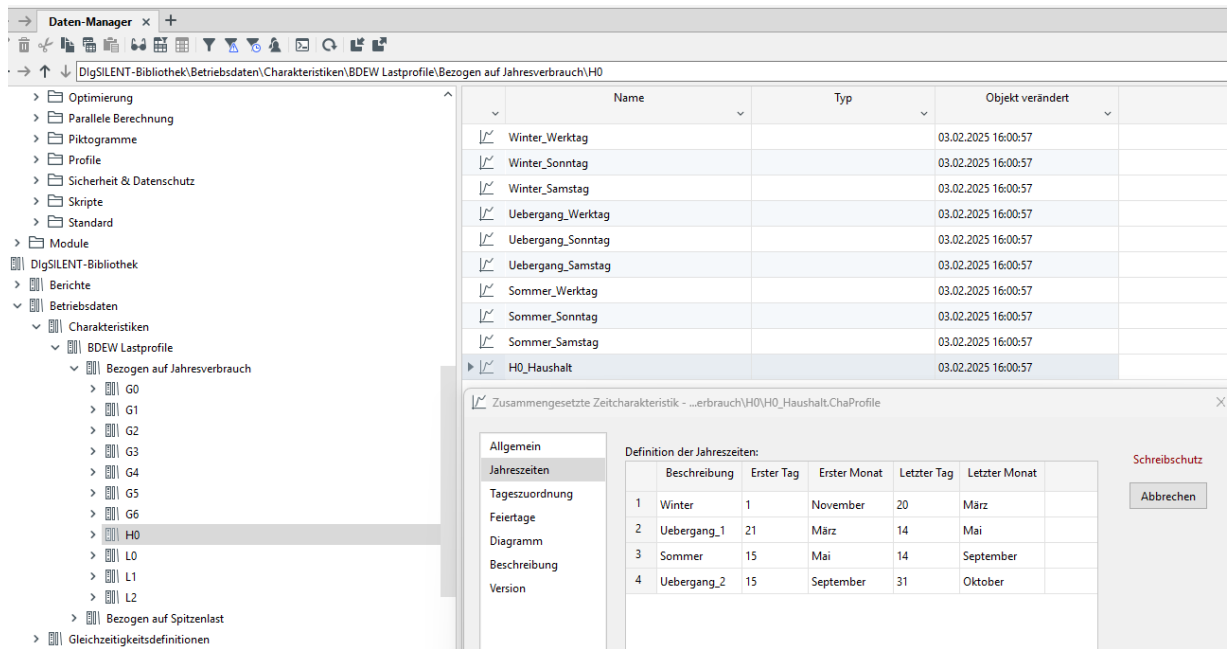


Abbildung 26\_H0 Lastprofile (BDEW) in Powerfactory

Der H0 Haushalts-Verbrauch für das gesamte Jahr wird aus einzelnen Standardlastprofilen zusammengesetzt. Hierbei kann selbst zugeordnet werden, welche Jahre, Tage, Monate oder Feiertage angezeigt werden. In Abbildung 27 wird das Lastprofil des Jahres 2024 für die Gruppe Haushalt H0 dargestellt.

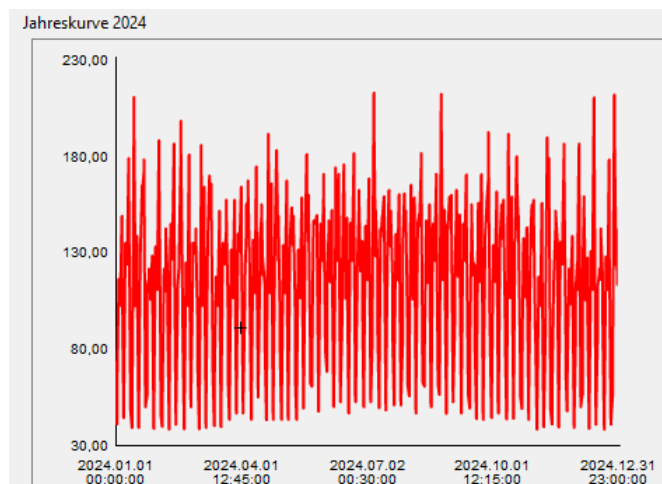


Abbildung 27\_H0 Haushalt Jahresverbrauch 2024

In folgender Abbildung werden die Lastprofile für die einzelnen Jahreszeiten (Winter, Übergang und Sommer) dargestellt. Hier zeigen sich insgesamt Unterschiede unter Einfluss von Heizbedarf und Tageslichtdauer.

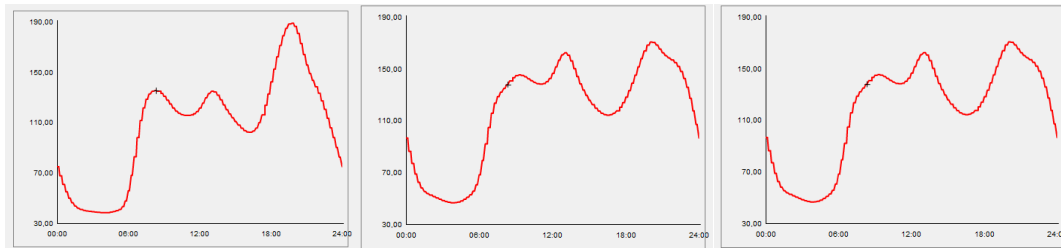


Abbildung 28\_Lastprofile Winter (links), Übergang (Mitte) und Sommer (rechts)

Die zuvor aus ArcGIS erstellten Tabellen zu den elektrischen Leistungen wurden pro Gebäude als .csv Datei gespeichert und dienen als Einspeiseprofile für den weiteren Schritt um die Auslastung des Transformators mithilfe der Lastflussberechnung aufzuzeigen.

### 3.3.3 Lastflussberechnung in DigSILENT PowerFactory

Eine gängige Methode, um mit Hilfe einer Simulation des Stromflusses die Auslastung einer Trafostation zu überprüfen, ist die Lastflussberechnung. Mithilfe der Lastflussberechnung lassen sich verschiedene Lastzustände darstellen, welche Informationen über Leistungsflüsse in den Leitungen und Transformatoren der Trafostationen aufzeigen. Durch die Simulation des Netzes kann das Verhalten des Netzes nach Veränderung der Netzstruktur prognostiziert werden. Das von der Firma DigSILENT („Digital SIMulation and ELEktrical NeTwork calculation program“) entwickelte Berechnungsprogramm PowerFactory dient zur Analyse von Verteilnetzen und wird im Rahmen dieser Arbeit eingesetzt. Beispielsweise kann die Netzstruktur durch Erweiterung eines Abganges mit weiteren Versorgungseinheiten oder der Modifizierung von bereits vorhandenen Elementen verändert werden.

Das eingesetzte Netzmodell für die Lastflussberechnung entspricht dem realen Niederspannungsnetz aus dem Untersuchungsgebiet. Es wurde durch ein Datenanalysetool automatisch aus den Daten des Geoinformationssystems generiert. Die Niederspannungsabgänge besitzen einen Ortsnetztransformator, an welchen alle in dem Untersuchungsgebiet vorhandenen privaten Haushalte angeschlossen sind. Somit ist jedem Verbraucher eine Last und eine PV-Anlage zugeordnet.

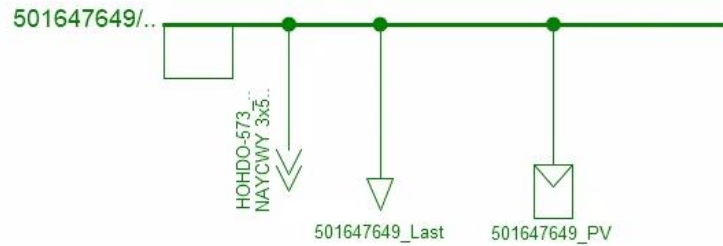


Abbildung 29\_Schematische Darstellung eines Hausanschlusspunktes

Um eine zeitliche Abfolge von Lastflussberechnungen als Ergebnis zu bekommen, wird in Powerfactory die Funktion „Quasi-Dynamische Simulation“ verwendet. Hierbei werden in einem definierten Zeitraum verschiedene Lasten und Erzeuger berücksichtigt, damit zu verschieden gewählten Zeitpunkten die Auswirkung von fluktuierender erneuerbarer Energie auf die Netzstabilität beurteilt werden kann. An den einzelnen Klemmleisten der Hausanschlüsse werden jeweils Generatoren als PV-Anlage erstellt, zu welchen die zeitlichen Einspeisepprofile zugeordnet werden. Somit können bei der Lastflussberechnung Last und Einspeisung der einzelnen Zeiträume für die Berechnung der Auslastung des Transformators berücksichtigt werden.

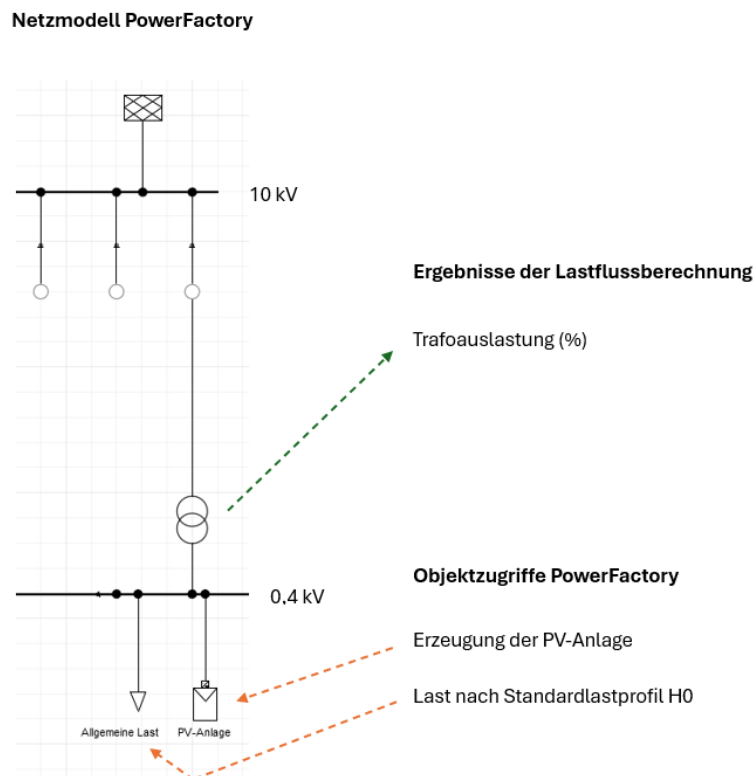


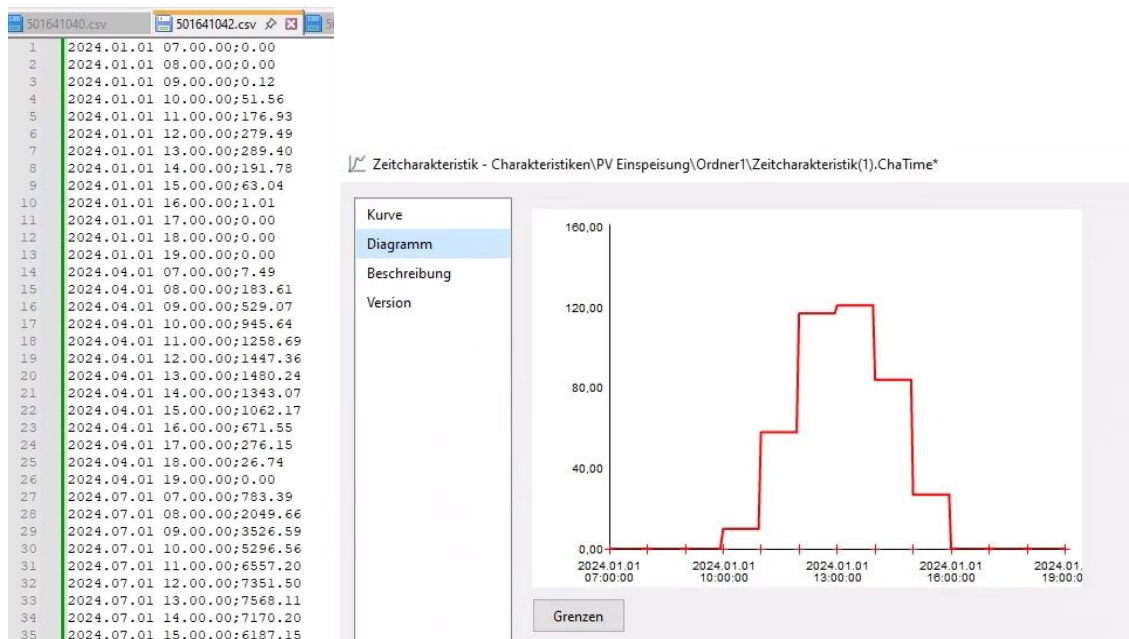
Abbildung 30\_Netzmodell Powerfactory (eigene Darstellung)

In Netzplanungsprogrammen gibt es verschiedene numerische Methoden zur Lastflussberechnung. Das als Standardverfahren bezeichnete Newton-Raphson ist ein Verfahren zur numerischen Lösung von nichtlinearen Gleichungssystemen, die am Ausgangspunkt als linear angenommen werden. Dabei werden die Leistung und der Spannungsverlauf in Prozent entlang der Leitungen und Knoten ausgewertet. Hierbei wird die Idee umgesetzt, die Funktion in einem frei gewählten Punkt als Tangente zu bestimmen. Um die Nullstelle zu bestimmen, setzt man einen Anfangswert in folgende Formel (Iterationsformel):

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \text{ dabei gilt: } n \in \mathbb{N}$$

Das Ergebnis wird wiederholt in die Formel eingesetzt, bis man als Ziel ein immer besseres Ergebnis der Nullstelle erhält.

Um den Voll-Ausbau darzustellen, werden dezentrale Erzeugungsanlagen als neue Elemente, so genannte Generatoren, in das Netzwerk eingefügt. Für die einzelnen Generatoren werden die in ArcGIS erstellten Einspeiseprofile, welche die Zeitinformationen zu Datum und Uhrzeit und die Energiebeträge beinhalten, als Zeitcharakteristiken im Format „YYYY-MM-DD hh:mm:ss;Energiewert“ in Powerfactory geladen.



Daten-Manager x +

zimmele\Masterarbeit\Untersuchungsgebiet\Bibliothek\Betriebsdaten-Bibliothek\Charakteristiken\PV Einspeisung\Einspeiseprofile

Name	Typ	Objekt verändert
501498898		09.05.2025 12:09:40
501635863		09.05.2025 14:30:38
501641040		09.05.2025 14:31:53
501641042		09.05.2025 14:32:36
501641044		09.05.2025 14:35:46
501641067		09.05.2025 14:36:14
501641070		09.05.2025 14:36:36
501641071		09.05.2025 14:37:10
501641075		09.05.2025 14:38:20
501641078		09.05.2025 14:38:58
501641084		09.05.2025 14:39:21
501641086		09.05.2025 14:39:44
501641088		09.05.2025 14:40:13
501641155		09.05.2025 14:40:35
501641158		09.05.2025 14:41:01
501641660		09.05.2025 14:41:27
501641665		09.05.2025 14:41:53
501641684		09.05.2025 14:42:21
501641747		09.05.2025 14:42:46
501647031		09.05.2025 14:43:09
501647069		09.05.2025 14:43:33
501647072		09.05.2025 14:44:16
501647091		09.05.2025 14:44:39

Einstellungen  
 Masterarbeit  
 Untersuchungsgebiet  
 Berechnungsfälle  
 Betriebsfälle  
 Bibliothek  
 Benutzerdefinierte Modelle  
 Berichte  
 Betriebsdaten-Bibliothek  
 Abschaltungen  
 Charakteristiken  
 PV Einspeisung  
 Einspeiseprofile  
 Template  
 Skalierung  
 Fehler  
 Fehlerfälle  
 Fehlergruppen  
 LS-Bemessungsgrößen  
 Lastübertragungen  
 Leistungsdiagramme  
 QP-Kennlinien  
 Schaltkonfigurationen  
 Thermische Bemessungsgrößen  
 U-Regelkennlinien  
 Betriebsmitteltypen-Bibliothek  
 Skripte  
 Vorlagen

## 4 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der GIS-Analyse und die daraus resultierenden elektrischen Energien für die einzelnen Untersuchungstage der verschiedenen Jahreszeiten aufgezeigt und diskutiert. Verschiedene PV-Ausbauszenarien werden vorgestellt und die berechnete Auslastung des Transformators dargestellt. Zusätzlich wird aufgezeigt, welche Konsequenzen diese verschiedenen Ausbauszenarien mit sich bringen.

### 4.1 Dachflächenpotentiale und Einspeiseprofile

Die Berechnung der Solarenergie erfolgte auf Basis der in ArcGIS Pro ermittelten Globalstrahlung, Dachneigung, Ausrichtung und verfügbarer Dachflächen. In Abbildung 31 ist das Jahrespotential an Solarstrahlung für das gesamte Gebiet dargestellt. Aus dieser Solarstrahlung ergibt sich auf einer Gesamt-Dachfläche von 6916 m<sup>2</sup> eine jährliche elektrische Energie von 1099 MWh.

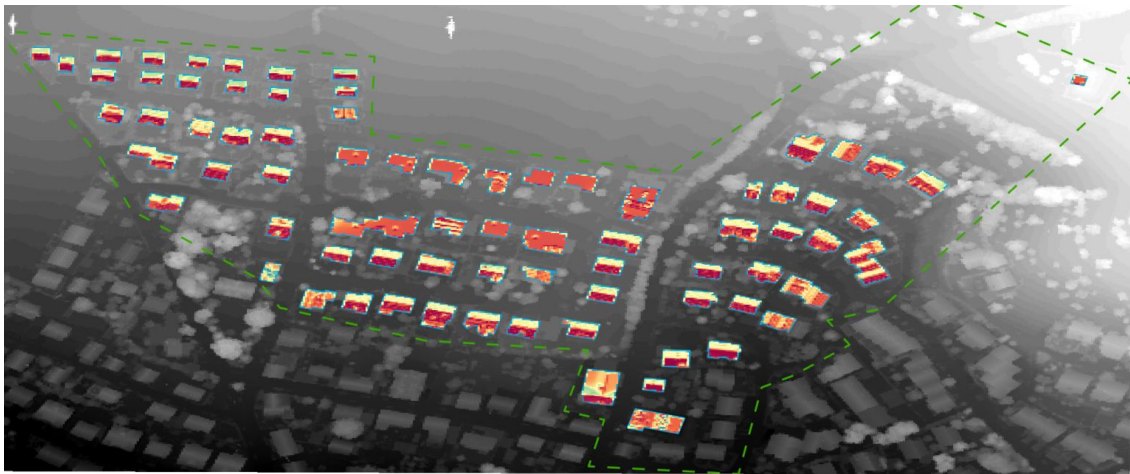


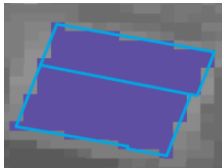
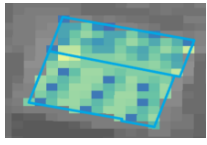

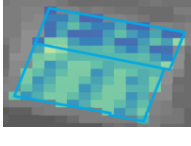
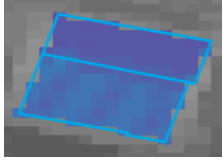

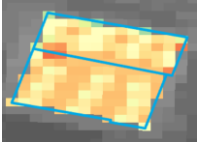
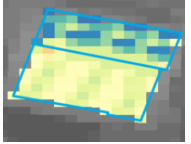
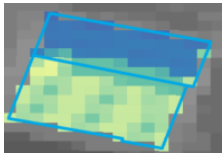
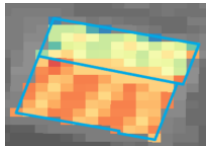
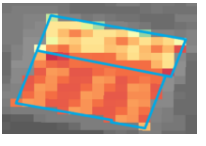
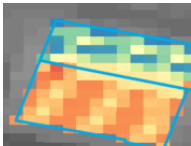
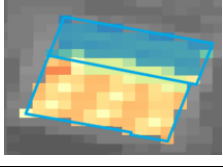
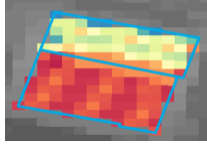
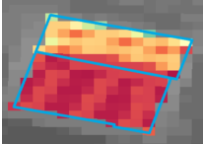
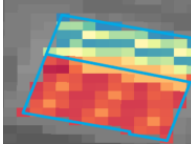
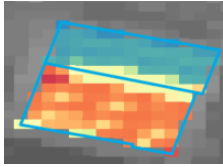
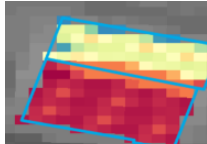
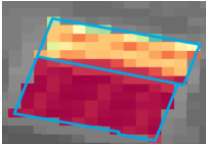
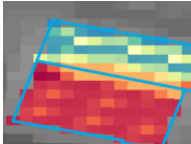
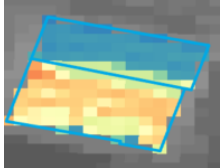
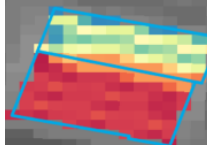
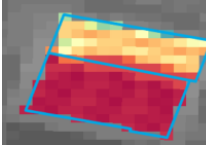
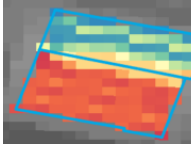
Abbildung 31\_Jahrespotential Solareinstrahlung

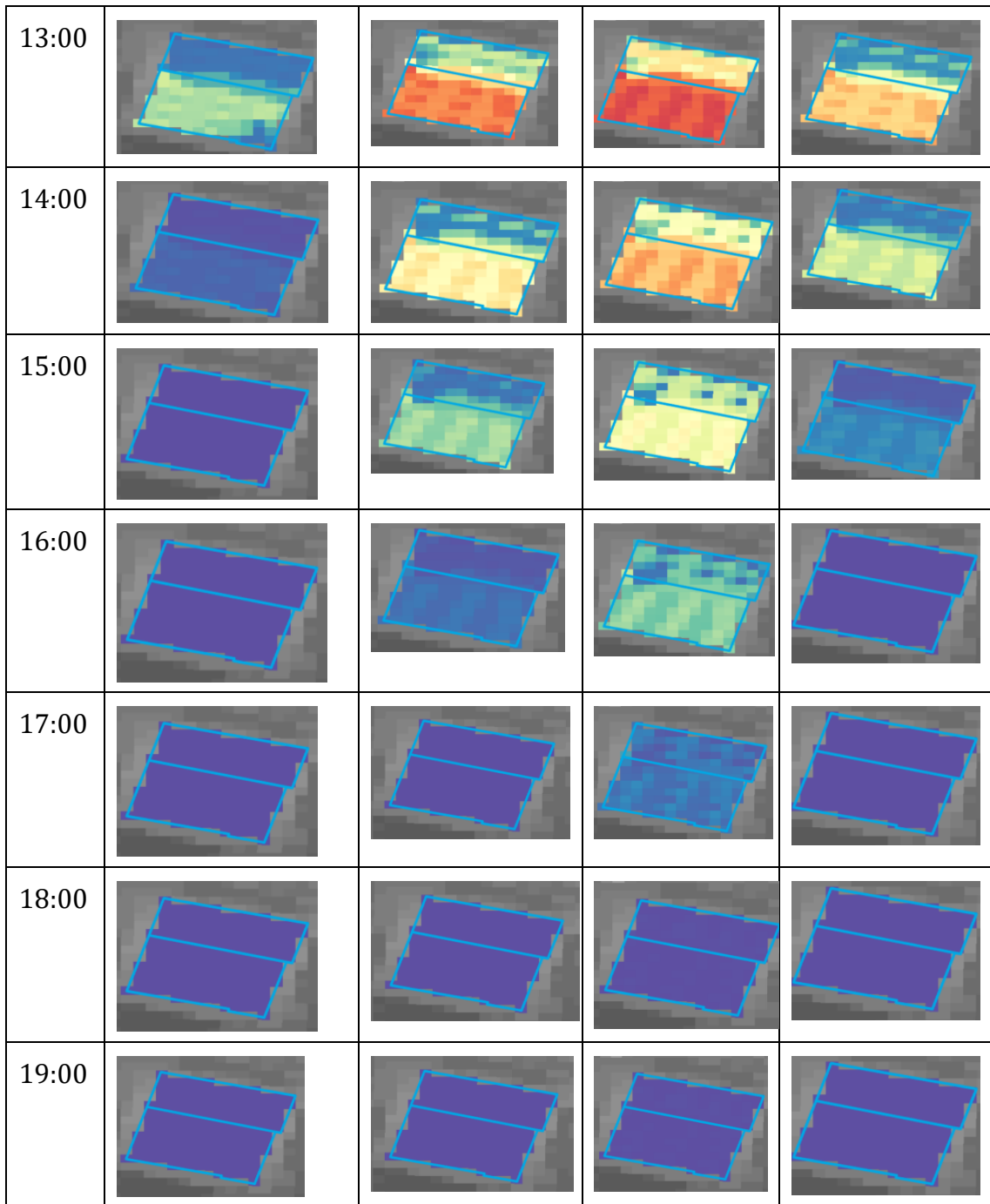
Für die Solarpotentialanalyse wurden insgesamt 3 Tage im Jahr betrachtet, aufgeteilt in drei verschiedene Jahreszeiten. Gewählt wurden die Tage 1. Januar, 1. April, 1. Juli. Diese Monate ermöglichen es, die verschiedenen Bedingungen von durchschnittlich zu extrem zu vergleichen und ein umfassendes Bild des PV-Potenzials über das Jahr hinweg zu erhalten.

Der Januar weist die geringste Sonnenstrahlung auf, hier ist nur ein geringes PV-Potential vorhanden. Da die Sonnenstrahlung im April deutlich zunimmt, ist hier ein Anstieg des PV-Potentials zu beobachten. Im Juli ist die Zeit der höchsten Sonneneinstrahlung und daher ein Monat des maximalen PV-Potentials.

Anhand eines Beispielgebäudes sind in untenstehender Tabelle die stündlichen Sonneneinstrahlung Rasterdaten der verschiedenen Untersuchungszeiträume dargestellt. Die Unterschiede der gewählten Zeiträume zu den verschiedenen Uhrzeiten sind deutlich erkennbar. Als zeitliche Eingrenzung wurden die Uhrzeiten 7:00 Uhr und 19:00 Uhr betrachtet, da die direkte Einstrahlung in Deutschland gegen 7:00 Uhr beginnt und gegen 19:00 Uhr geringer wird. In den Zeiten davor und danach sind die Energieerträge nicht relevant für die Einspeisung.

*Tabelle 2\_Beispiele der Sonneneinstrahlung verschiedener Tage von 7:00 bis 19:00 Uhr*

	1. Januar	1. April	1. Juli	1. Oktober
7:00				
8:00				
9:00				
10:00				
11:00				
12:00				



Da die Raster der Monate April und Oktober sehr ähnlich sind, wird die Lastflussanalyse anschließend nur für den Monat April durchgeführt. Wie in Kapitel 3.3.2 bereits aufgezeigt, zählen beide Monate zu der Übergangszeit und können gleich bewertet werden.

Zusätzlich zu der Berechnung der elektrischen Energien wurden die Dachausrichtungen der einzelnen Dachflächenhälften pro Gebäude berücksichtigt. Vorwiegend kommen im Untersuchungsgebiet Süd- und Nordausrichtungen vor, aber es sind auch andere Himmelsrichtungen vertreten. Durch die Analyse der Dachausrichtungen ist eine spätere Unterscheidung zwischen PV-Südausbau, PV-Nordausbau und dem Vollausbau möglich, um die verschiedenen Ausbauszenarien miteinander zu vergleichen und die Einflüsse von PV auf das Netz zu beurteilen.

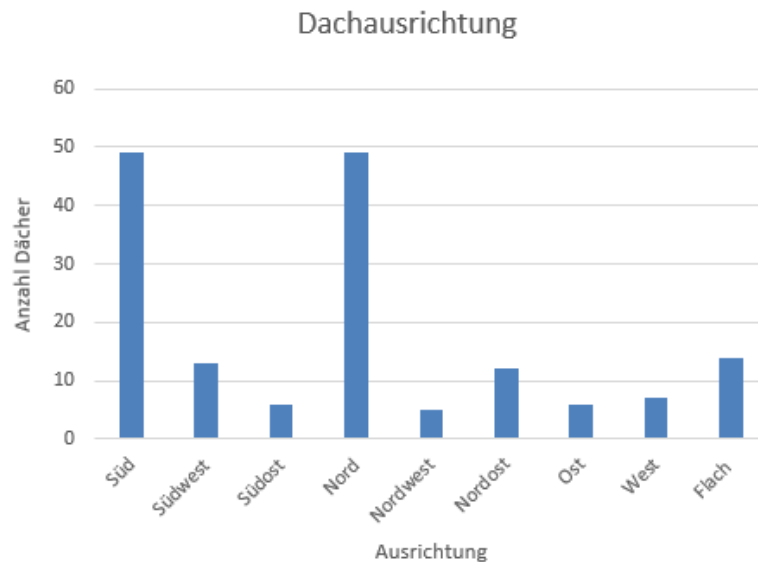


Abbildung 32\_ Dachausrichtungen des Untersuchungsgebietes

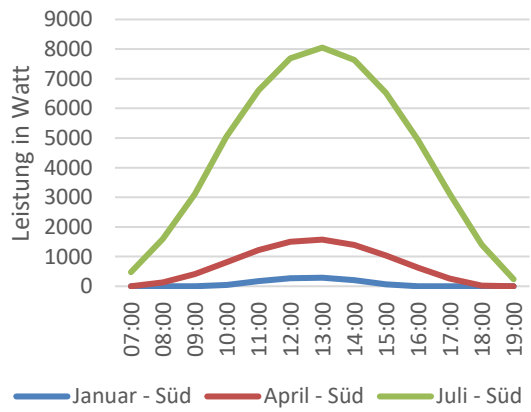
Aus den Daten der Solaranalyse und daraus resultierenden potenziellen Leistungen wurden für jedes Gebäude stundengenaue Einspeiseprofile in Form von Zeitcharakteristiken als .csv Datei erzeugt. Diese Einspeiseprofile dienen als Grundlage für die Netzsimulation und die Bewertung der Transformatorauslastung zu verschiedenen Ausbauszenarien. Nachfolgend sind die Einspeiseprofile für vier Beispielgebäude dargestellt, auf welchen die Unterschiede der Jahreszeiten und die Dachausrichtungen deutlich zu erkennen sind.

Tabelle 3\_Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501635863 mit Süd- und Nordausrichtung

Gebäude 501635863



Süd



Nord

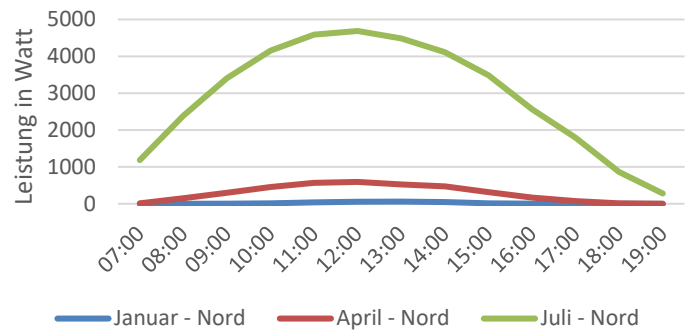


Tabelle 4\_Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501641158 mit Ost- und Westausrichtung

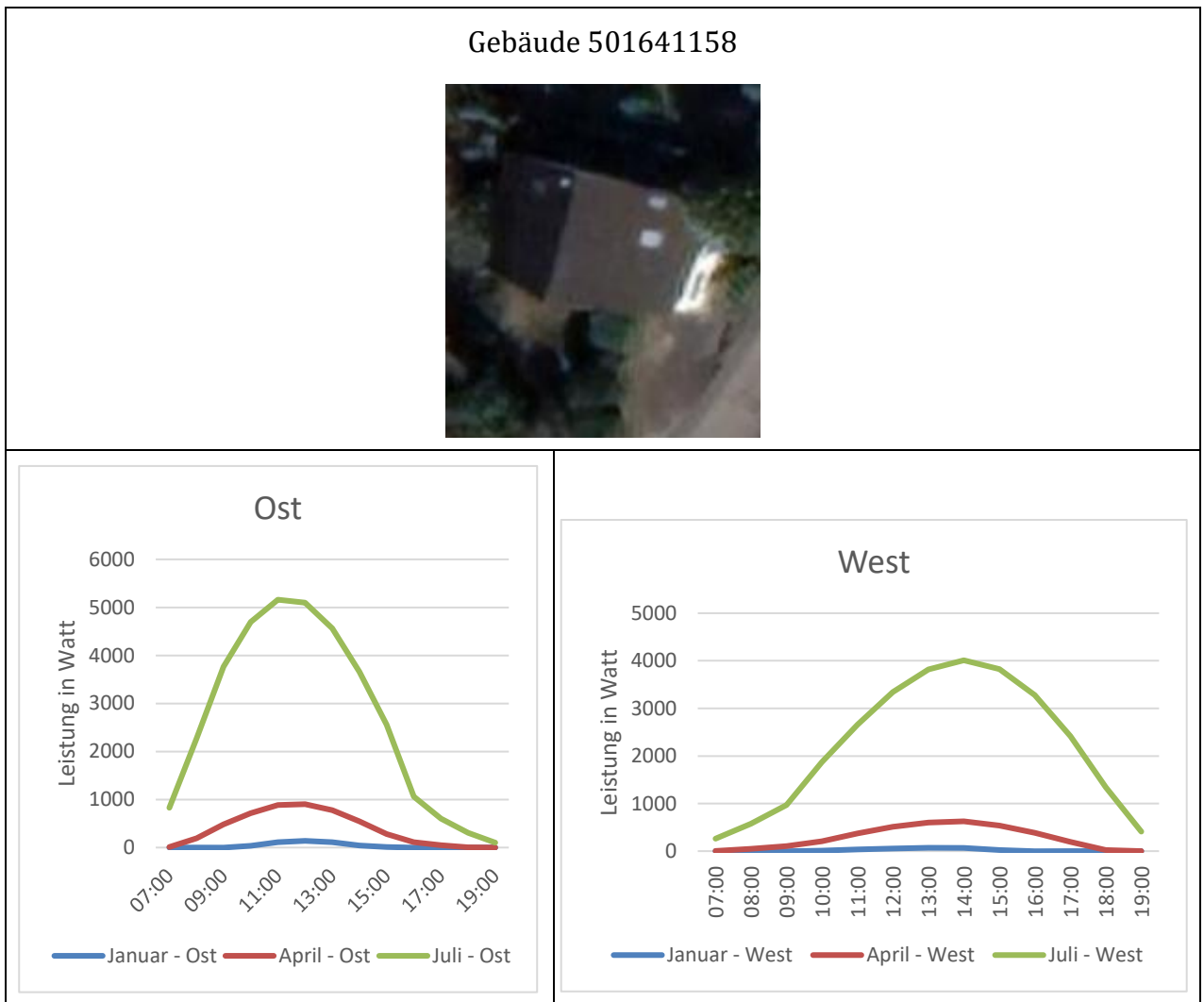


Tabelle 5\_ Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501647207 mit Flachdach

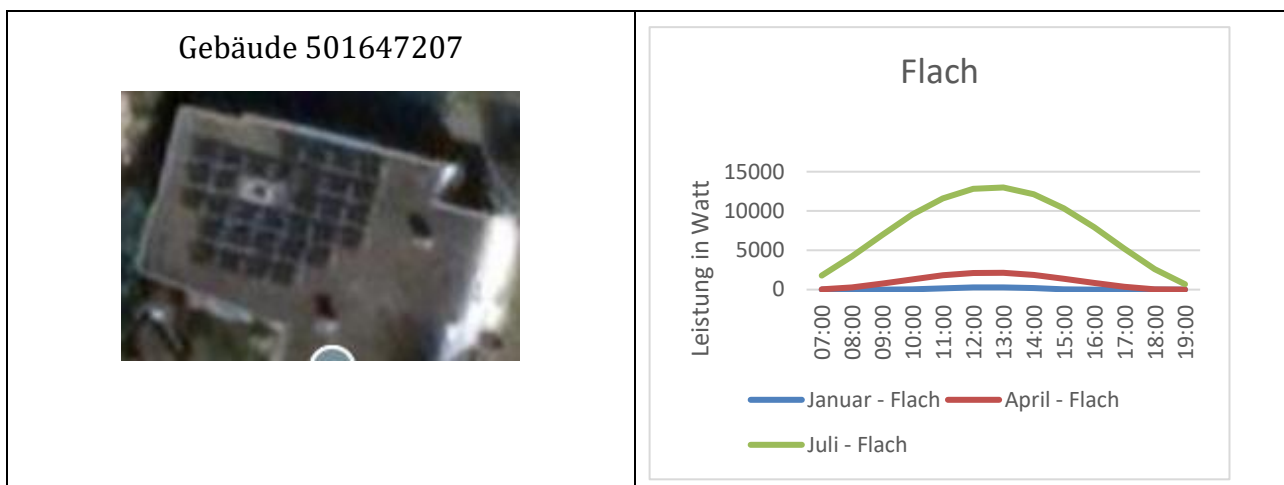
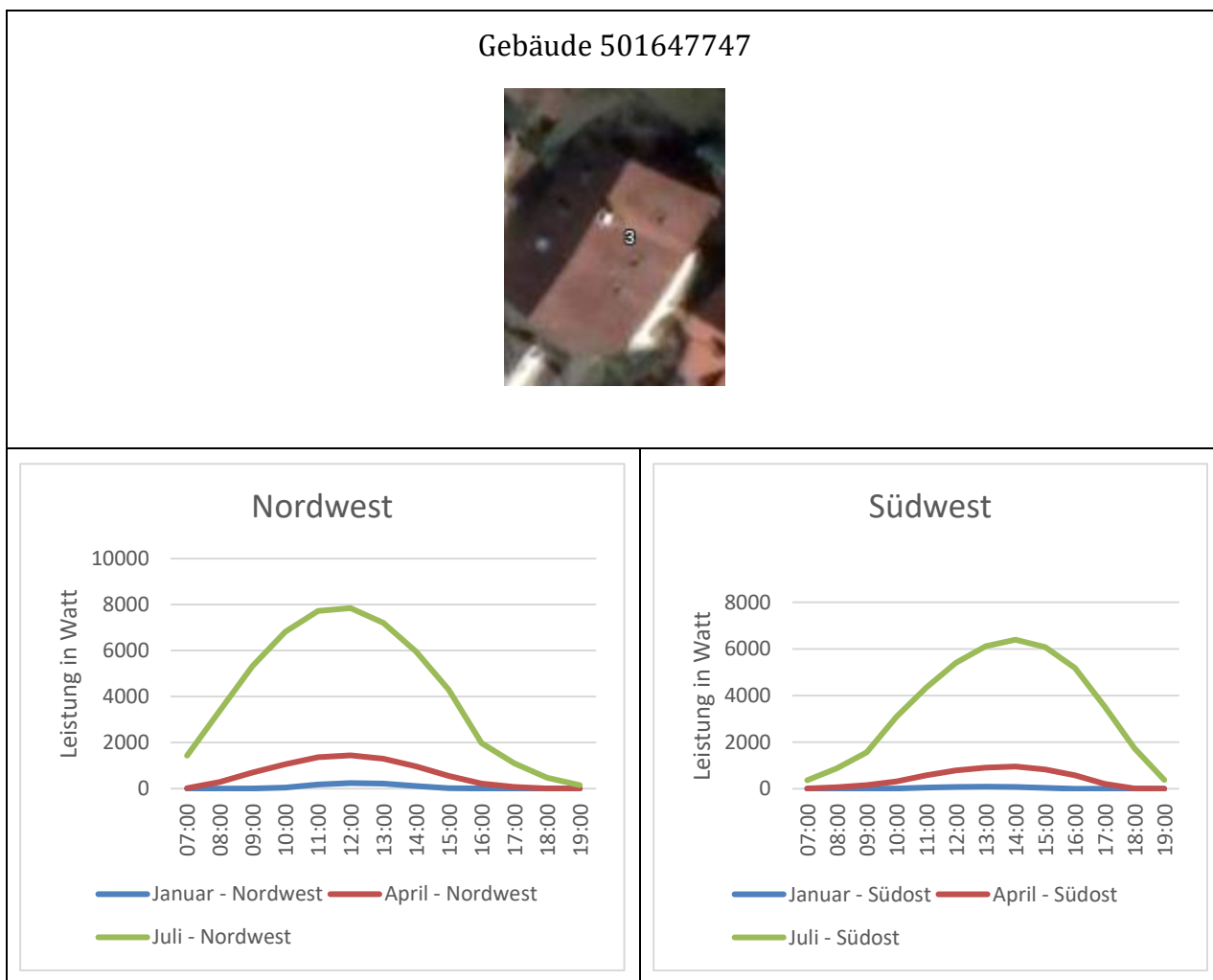
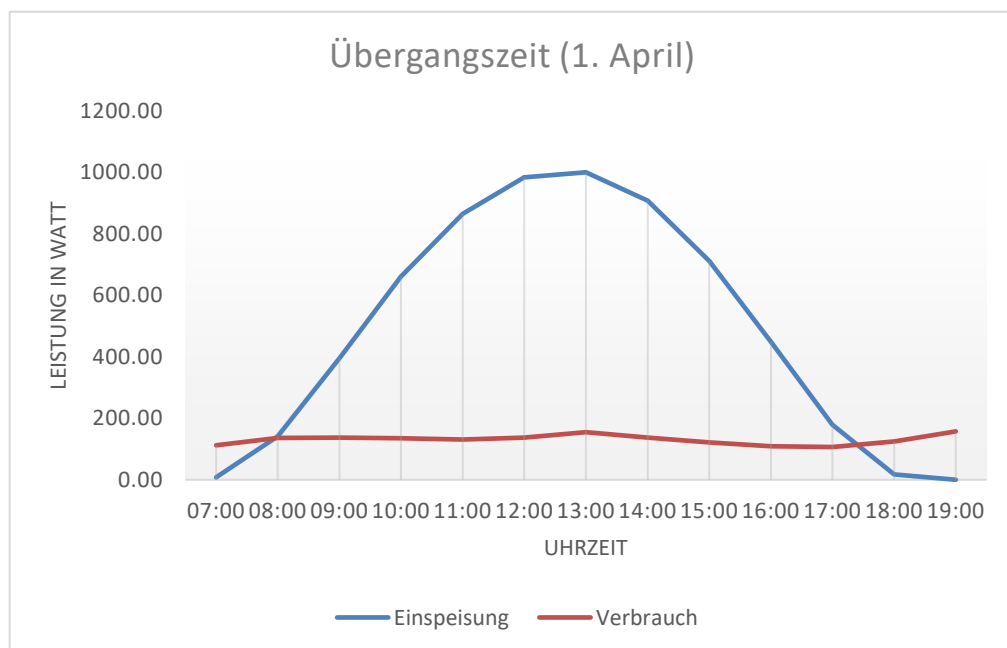
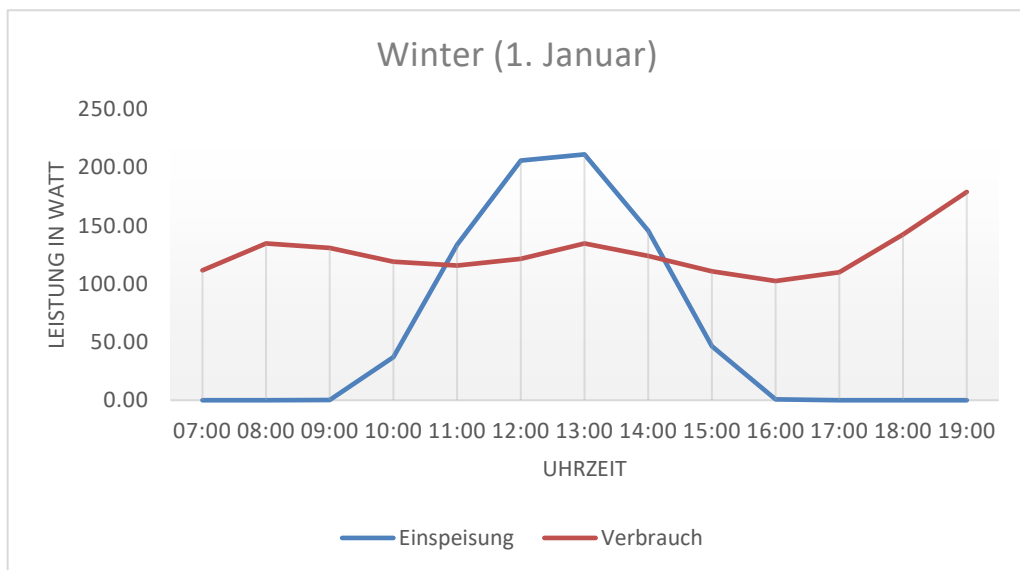
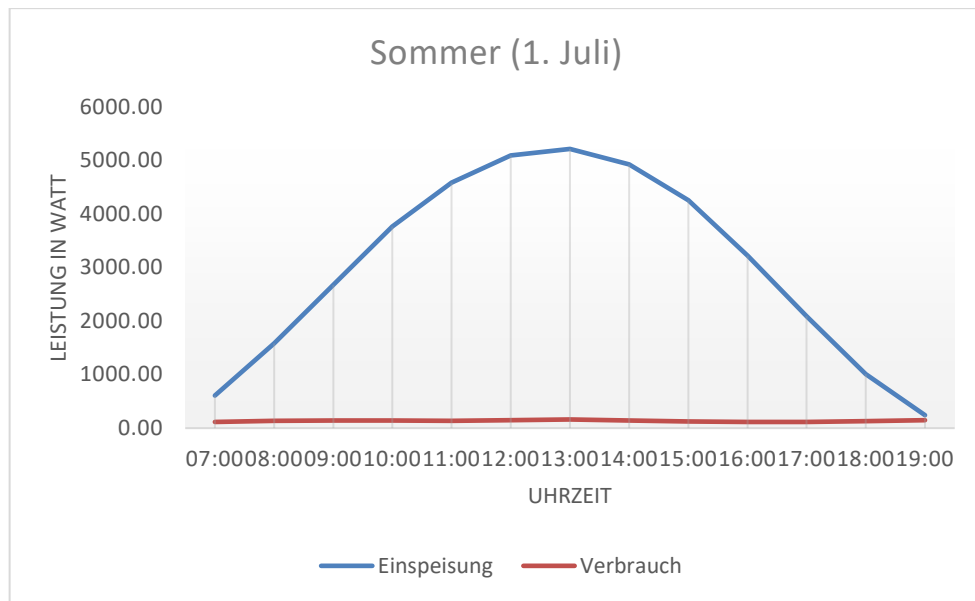


Tabelle 6\_ Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501647747 mit Nordwest- und Südwestausrichtung



Nachfolgend wurden anhand eines Gebäudes die Last und Erzeugung in einem Diagramm zur Veranschaulichung dargestellt. Die Diagramme zeigen deutlich den Einfluss der Jahreszeit auf die solare Energieerzeugung. Im Winter kann die erzeugte Leistung kaum den Verbrauch decken. Hier ist lediglich von 11:00 Uhr bis 14:00 Uhr ein kleiner Überschuss an Leistung. Im April ist die elektrische Leistung der Einspeisung deutlich höher und länger anhaltend während die PV-Anlage im Sommer einen deutlichen Überschuss an Leistung erzeugt. Diese Profile wurden in dieser Arbeit für jedes Gebäude erstellt und stellen die Grundlage für die in Kapitel 4.2.2 aufgeführten Ergebnisse.





Wie die Ergebnisse zeigen, können durch die GIS-Analyse mittels DOM-Daten die potenziellen Dachflächen und daraus resultierenden elektrischen Leistungen ermittelt werden. Diese Methode weist allerdings Verbesserungsbedarf im Hinblick auf die automatische Erkennung von Dachfenstern, Gaupen oder andern Dachelementen. Da PV-Module auf diesen Elementen nicht angebracht werden können, müssten diese bei der Berechnung der nutzbaren Dachfläche berücksichtigt werden. In den letzten Jahren wurden einige Methoden zum Thema Deep Learning für den Bereich entwickelt (Zhong, Zhang et al. 2021). Insbesondere Convolutional Neural Network (CNN), die Art eines künstlichen neuronalen Netzwerkes, kann Bilder sehr gut verarbeiten und bestimmte Elemente, wie bereits installierte PV-Anlagen, erkennen (Castello, Roquette et al. 2019).

## 4.2 Ergebnisse der Lastflussberechnung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen des aktuellen IST-Zustandes der Transformatorauslastung und die durch die PV-Dachflächenpotentiale entstehenden Auslastungen am Transformator anhand verschiedener Ausbauszenarien aufgezeigt.

### 4.2.1 Ist-Ausbau des Netzes

Um ein Verständnis für den aktuellen Ausbauzustand zu bekommen, wird zuerst der Ist-Ausbau im Untersuchungsgebiet anhand einer Lastflussanalyse zu Zeiten der Hochlast (eingetragene Maximallast) und der Schwachlast (eingetragene Minimallast) betrachtet. Im gesamten Untersuchungsgebiet sind derzeit auf 20 von 89 Gebäuden PV-Anlagen verbaut. Anhand dieses Ausbauzustands wurde die aktuelle Auslastung der Trafostation im Untersuchungsgebiet überprüft.

Auf Grundlage des aktuellen PV-Ausbaus auf 20 Gebäuden und den verschiedenen Dachausrichtungen, beträgt die Auslastung des Transformators zu Hoch- und Schwachlastzeiten zwischen 28,7% und 65,8%. Bei diesen Ergebnissen wurden Zeitpunkte der maximalen und minimalen Last jeweils mit und ohne Einspeisung betrachtet, da der IST-Zustand der Last ohne Zeitcharakteristiken im Ausgangszustand in Powerfactory angelegt ist.

*Tabelle 7\_Transformatorauslastung des aktuellen Ausbauzustandes im Untersuchungsgebiet*

	<b>Mit PV</b>	<b>Ohne PV</b>
<b>Hochlast</b>	37,1%	65,8%
<b>Schwachlast</b>	28,7%	58,8%

Die Tabelle verdeutlicht, dass dezentrale Einspeisung durch PV-Anlagen die Transformatorauslastung deutlich senkt. Die PV-Anlagen decken einen Großteil des Verbrauchs lokal ab. Im Falle der Schwachlast kann die Auslastung mithilfe der Einspeisung sogar um 30 Prozent reduziert werden. Ohne Einspeisung ist die Auslastung zwischen 58,8 % und 65,8 %, dies bedeutet, dass der Transformator Strom aus dem vorgelagerten Netz, dem Mittelspannungsnetz, zieht.

## 4.2.2 Verschiedene Ausbauszenarien

Anschließend wurden verschiedene Ausbauszenarien für das Untersuchungsgebiet erstellt, zu welchen jeweils die nachfolgenden Diagramme die prozentuale Auslastung des Transformators aufzeigen. Die Auslastung gibt hierbei an, wie stark der Transformator im Verhältnis zu seiner Nennleistung beansprucht wird. Jedes Szenario wird für die in Kapitel 4.1 genannten Jahreszeiten simuliert.

- Szenario 1: Nur Last (reiner Haushaltsverbrauch) ohne PV
- Szenario 2: Last und Einspeisung der Südausrichtung
- Szenario 3: Last und Einspeisung der Nordausrichtung
- Szenario 4: Last und Einspeisung bei Vollausbau

### Winter 01.01.2024

#### Szenario 1

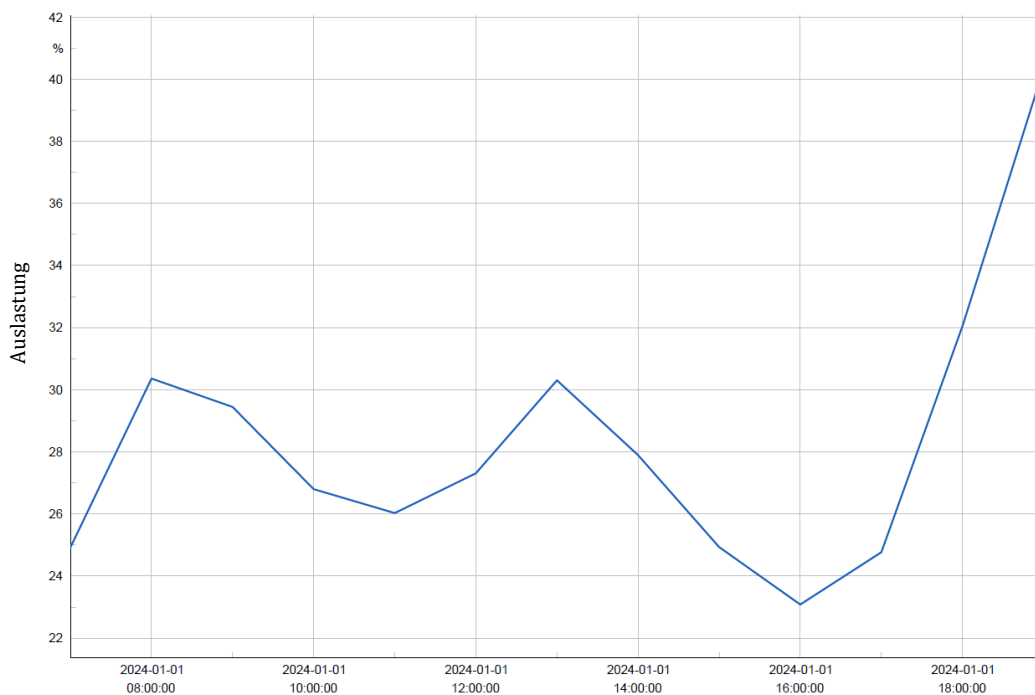


Abbildung 33\_Auslastung Transformator\_Winter\_nur Last (ohne PV)

### Szenario 2

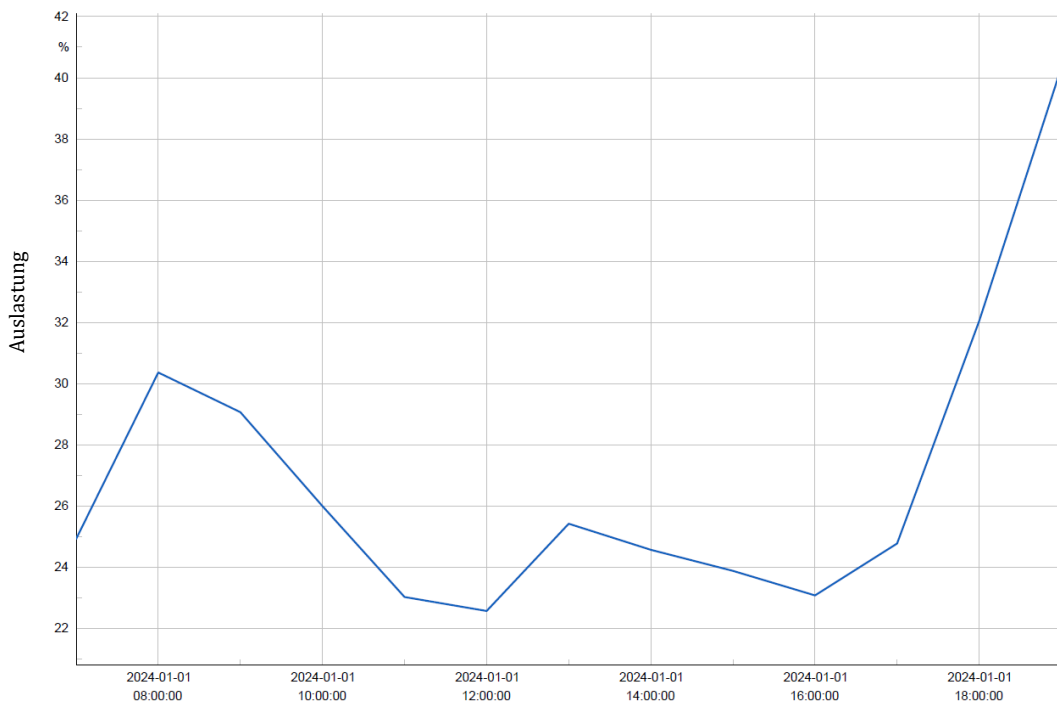


Abbildung 34\_ Auslastung Transformator\_Winter\_Last und Einspeisung (Südausrichtung)

### Szenario 3

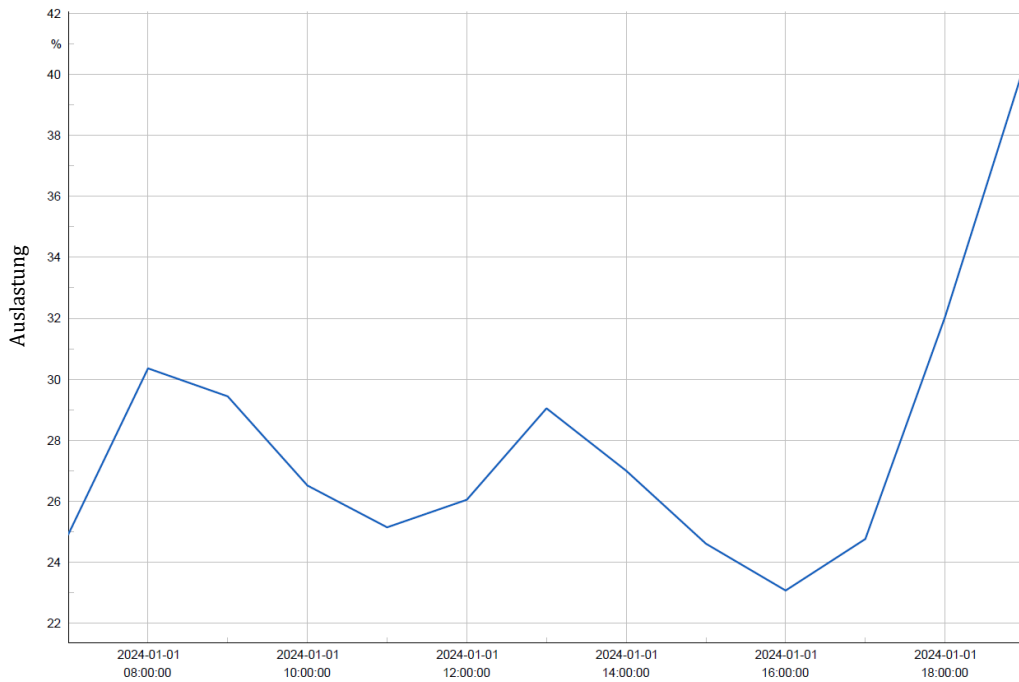


Abbildung 35\_ Auslastung Transformator\_Winter\_Last und Einspeisung (Nordsausrichtung)

## Szenario 4

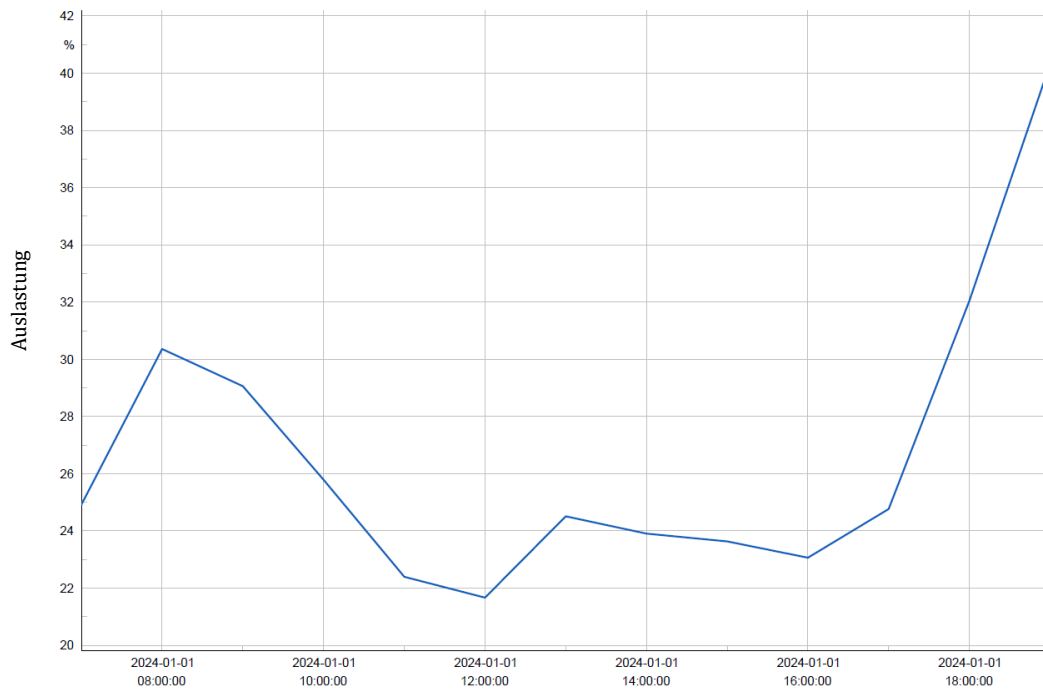


Abbildung 36\_ Auslastung Transformator\_Winter\_Last und Einspeisung (Vollausbau)

Die Diagramme zeigen die prozentuale Auslastung des Transformators im Tagesverlauf des 01.01.2024. Der Vergleich der einzelnen Fälle ermöglicht eine direkte Bewertung der Einflüsse von dezentraler Erzeugung – in diesem Falle PV- auf die Auslastung eines Transformators im Niederspannungsnetz. Die Auslastung des Transformators befindet sich in jedem Ausbauszenario des Winters mit maximaler Auslastung von 42% in einem guten Zustand. Durch die Einspeisung von PV wird die Trafoauslastung von dem frühen Vormittag bis zu den Abendstunden signifikant reduziert.

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass PV-Anlagen tagsüber zur Entlastung des Transformators beitragen können. Besonders in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung wie z.B. um die Mittagszeit, wird die Last durch die PV-Stromerzeugung reduziert. Die maximale Auslastung im Winter in den Abendstunden bleibt jedoch bestehen, da um 18:00 Uhr kaum Sonneneinstrahlung vorhanden ist. Dies zeigt, dass PV allein nicht ausreicht, um die Lastspitzen zu verringern. Hier wird die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen wie Lastverschiebung, Integration von Batteriespeichern und intelligentes Lademanagement unterstrichen, um auch zu den Zeitpunkten von weniger Sonneneinstrahlung eine netzdienliche Wirkung zu erzielen. Für den Winter stellen dennoch alle Ausbauszenarien im Hinblick auf die Auslastung des Transformators kein Problem dar. In der durchgeführten Analyse zeigen sich zwischen der

Süd- und Nordausrichtung der PV-Anlagen keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Trafoauslastung.

*Tabelle 8\_Auslastung des Transformators im Winter zu verschiedenen Uhrzeiten und Ausbauszenarien. Die grün markierten Felder zeigen eine Reduzierung der Transformatorauslastung.*

Uhrzeit	Nur Last	Südausrichtung	Nordausrichtung	Vollausbau
8:00	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%
10:00	27%	26%	26,5%	25,8%
12:00	27,3%	22,4%	26%	21,8%
13:00	30,2%	25,5%	29%	24,5%
15:00	25%	23,8%	24,4%	23,8%
17:00	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%

## Übergangszeit 01.04.2024

### Szenario 1

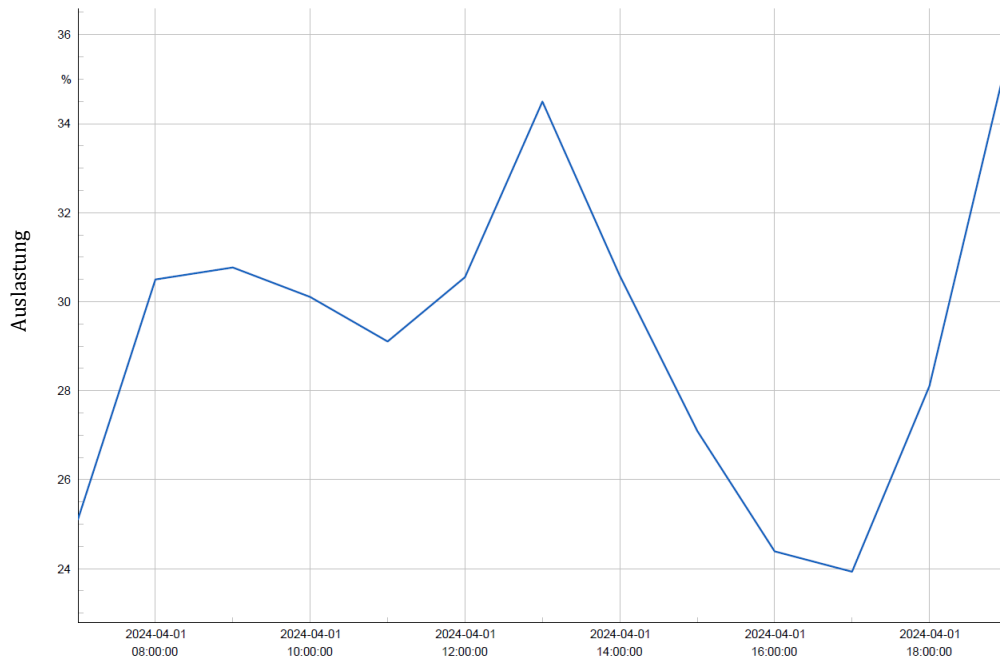


Abbildung 37\_ Auslastung Transformator\_Übergang\_nur Last (ohne PV)

### Szenario 2

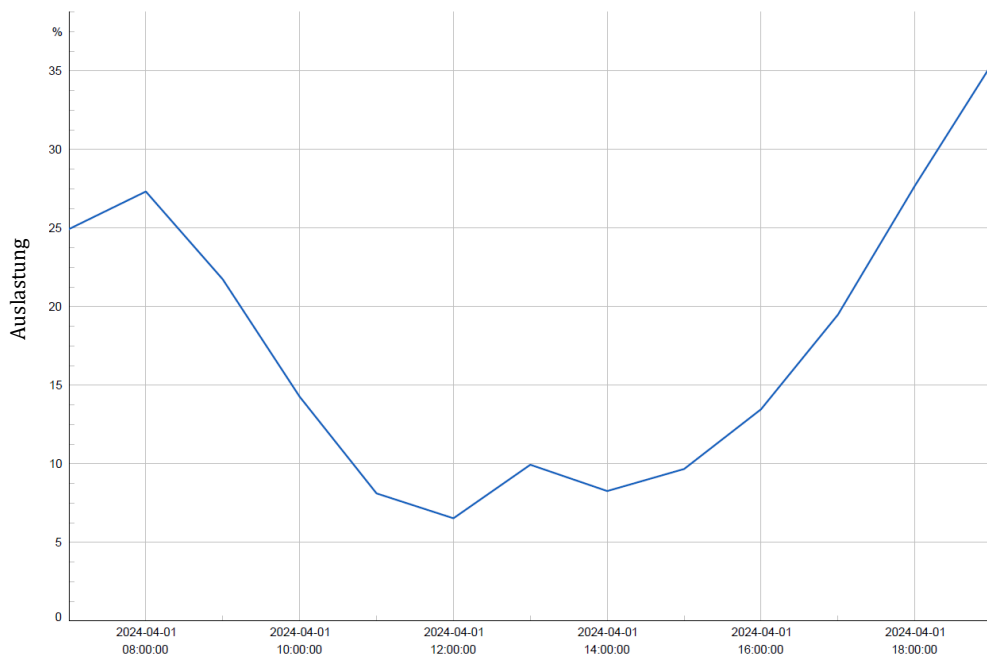


Abbildung 38\_ Auslastung Transformator\_Übergang\_Last und Einspeisung (Südausrichtung)

### Szenario 3

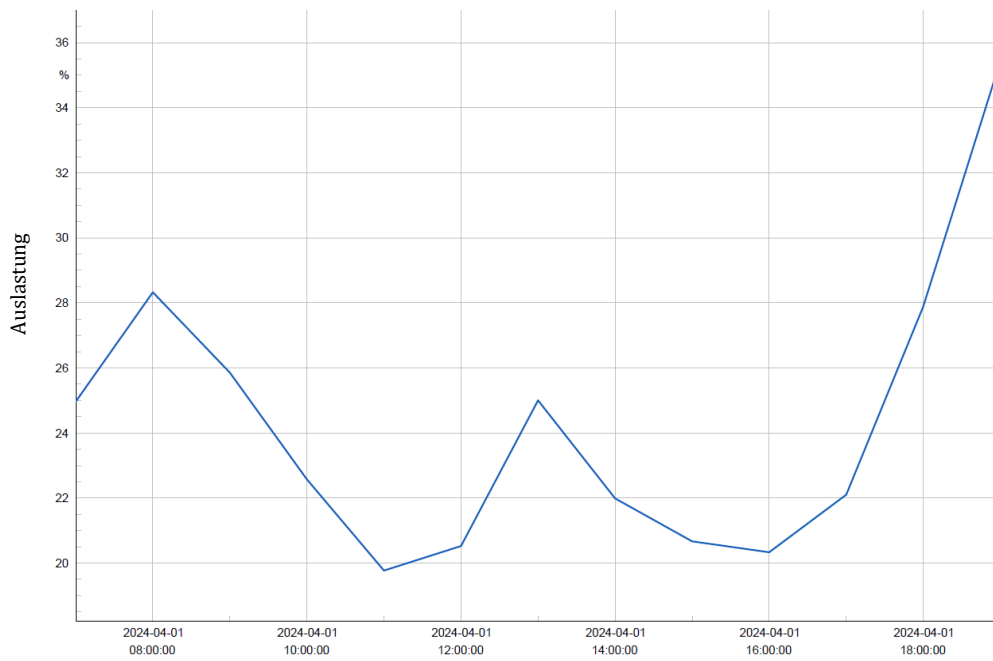


Abbildung 39\_ Auslastung Transformator\_Übergang\_Last und Einspeisung (Nordausrichtung)

### Szenario 4

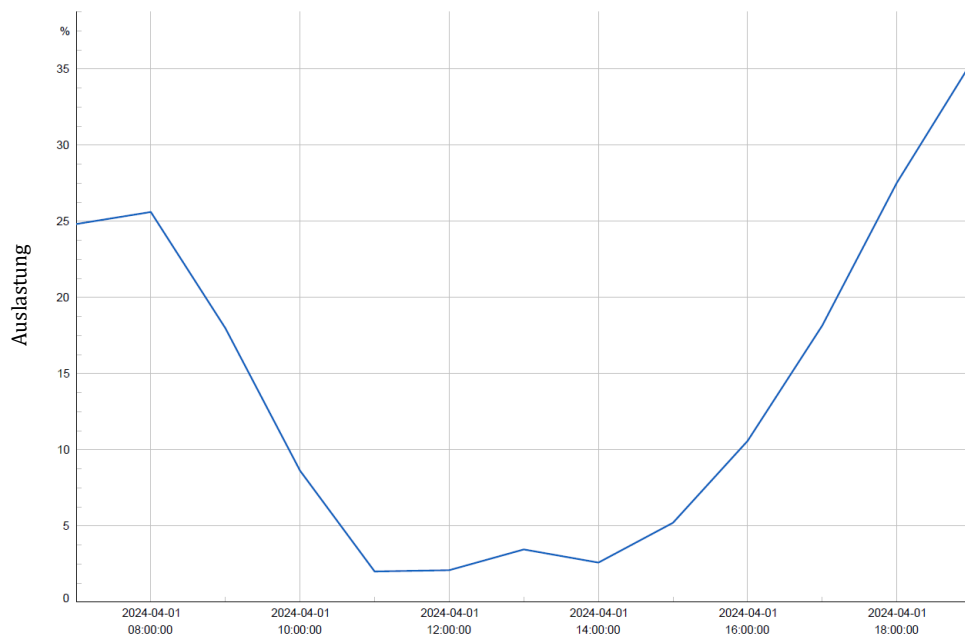


Abbildung 40\_ Auslastung Transformator\_Übergang Last und Einspeisung (Vollausbau)

Tabelle 9\_Auslastung des Transformators im Übergang zu verschiedenen Uhrzeiten und Ausbauszenarien. Die grün markierten Felder zeigen eine Reduzierung der Transformatorauslastung, die rot markierten Felder eine zu niedrige Belastung.

Uhrzeit	Nur Last	Südausrichtung	Nordausrichtung	Vollausbau
8:00	30,5%	27,4%	28,4%	26,1%
10:00	30,2%	14,1%	22,6%	8,7%
12:00	30,6%	6,8%	20,6%	3,3%
13:00	34,5%	10,0%	25,0%	4,0%
15:00	27,0%	9,1%	20,8%	5,0%
17:00	23,9%	18,8%	22,2%	17,8%

Auch in der Übergangszeit tragen die PV-Anlagen insbesondere zur Mittagszeit zur Entlastung des Trafos bei. Die grün markierten Felder zeigen wieder eine Reduzierung der Auslastung des Transformators. Aus der Tabelle wird deutlich, dass bereits in den frühen Morgenstunden und in den Abendstunden die PV-Einspeisung ebenfalls zu reduzierter Auslastung beiträgt.

In Zeiten hoher PV-Einspeisung und gleichzeitig hoher Last wird der Transformator sehr stark entlastet. Hier fällt beispielsweise um 13:00 Uhr die Auslastung von 34,5% auf nur 4% ab. Dies erscheint im ersten Augenblick positiv, bringt aber Herausforderungen mit sich. Eine Auslastung unter 10% deutet auf Rückleistungsflüsse hin. In diesem Fall wird vom Transformator Solarstrom zurück ins Mittelspannungsnetz transportiert und sorgt für zusätzliche Belastungen. Dies führt zu einem atypischen Betriebszustand, der die Lebensdauer von älteren oder nicht rückspeisefähigen Transformatoren beeinträchtigen könnte.

In diesem Fall wäre der Ausbau von Photovoltaik auf der Nordseite am effizientesten für das Netz, da hier die Auslastung nicht unter 20% absinkt und trotzdem zur Entlastung beiträgt. Im Vergleich zur Südseite ist die Nordseite zwar weniger ertragreich, jedoch netztechnisch vorteilhafter. In der Übergangszeit würden Ausbauszenarien mit hoher PV-Dichte, wie die Südausrichtung oder der Vollausbau, mit potenziellen Netzproblemen verbunden sein. Die Netzstabilität wäre ohne Batteriespeicher oder Netzausbau in diesem Fall sehr gefährdet. Nur durch eine Kombination von PV und Netzausbaumaßnahmen könnte ein stabiles Netz gewährleistet werden.

**Sommer 01.07.2024**

Szenario 1

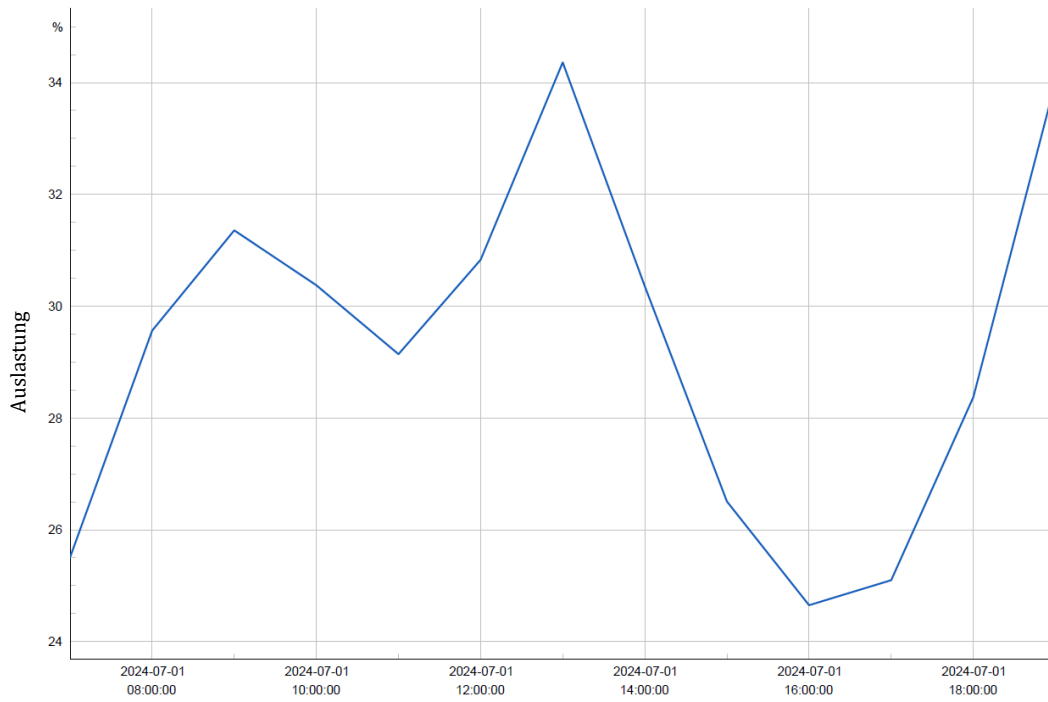


Abbildung 41\_ Auslastung Transformator\_Sommer\_nur Last (ohne PV)

Szenario 2

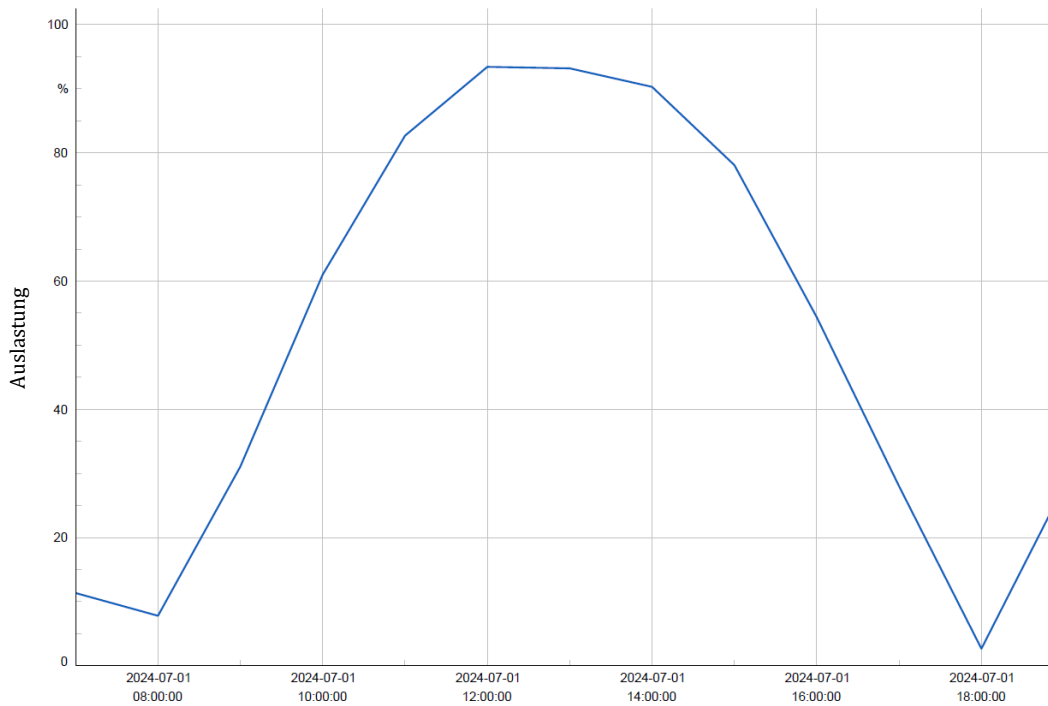


Abbildung 42\_ Auslastung Transformator\_Sommer\_Last und Einspeisung (Südausrichtung)

### Szenario 3

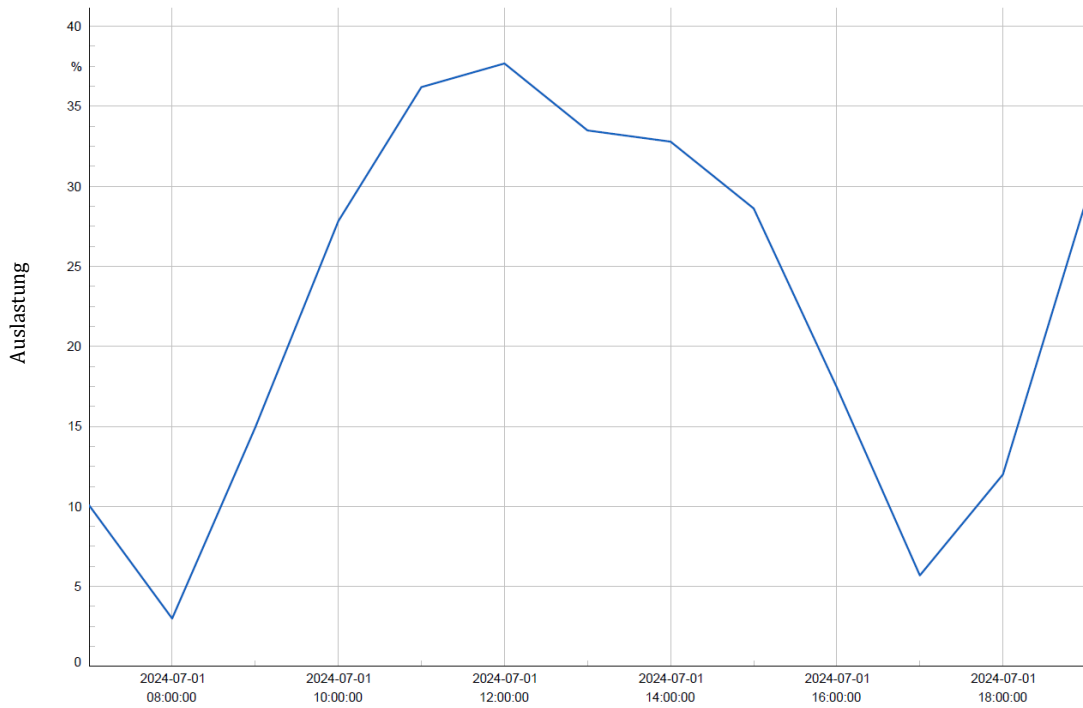


Abbildung 43\_ Auslastung Transformator\_Sommer\_Last und Einspeisung (Nordausrichtung)

### Szenario 4

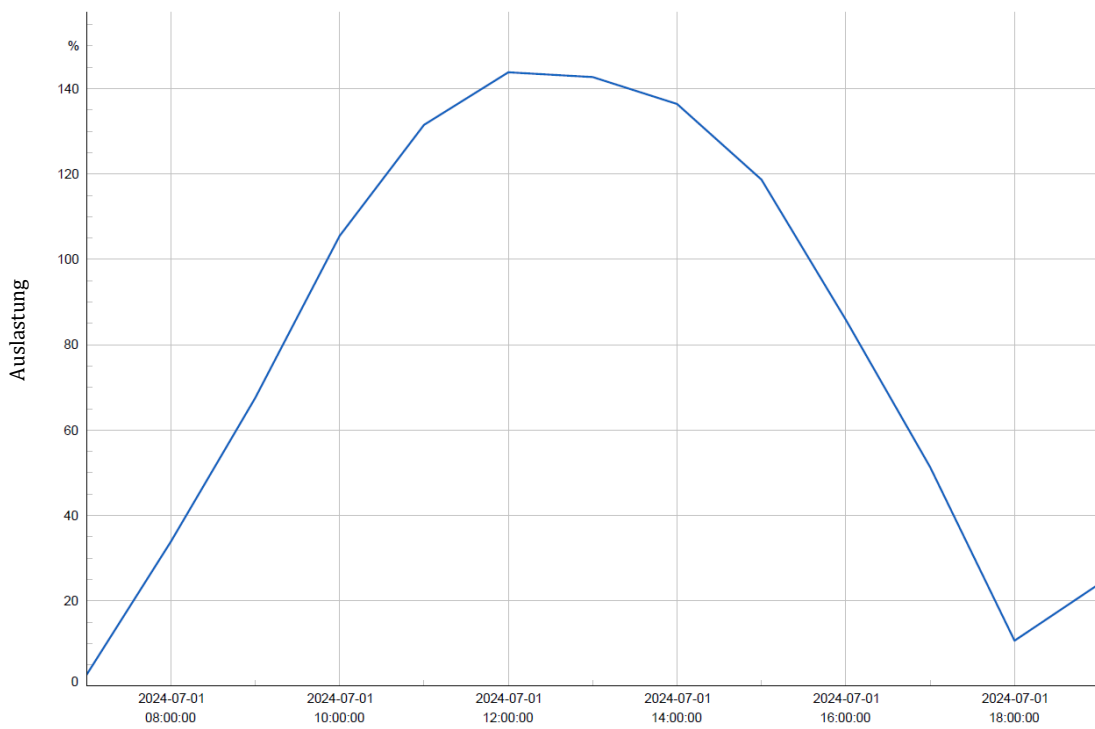


Abbildung 44\_ Auslastung Transformator\_Sommer\_Last und Einspeisung (Vollausbau)

Tabelle 10\_Auslastung des Transformators im Sommer zu verschiedenen Uhrzeiten und Ausbauszenarien. Die grün markierten Felder zeigen eine Reduzierung der Transformatorauslastung, die rot markierten Felder eine zu hohe Belastung.

Uhrzeit	Nur Last	Südausrichtung	Nordausrichtung	Vollausbau
8:00	29,5%	8,0%	3,25%	35%
10:00	30,5%	60,0%	27,5%	107,0%
12:00	30,7%	94,0%	37,5%	145,0%
13:00	34,5%	93,0%	33,2%	143,0%
15:00	26,7%	77,0%	27,7%	118,0%
17:00	25,2%	27%	5,5%	50%

Für Szenario 4, welches den Vollausbau beschreibt, lässt sich aus Tabelle 10 eine kritische Transformatorauslastung ablesen. Bereits ab 10:00 Uhr ist die Nennleistung überschritten und steigt bis zur Mittagszeit auf den Maximalwert an.

Während ohne PV eine gleichmäßige und unkritische Netzauslastung vorliegt, entstehen in den verschiedenen Ausbauszenarien mit PV erhebliche Auslastungsspitzen. Diese Werte deuten auf eine Überdimensionierung des PV-Ausbaus im Verhältnis zur Aufnahmefähigkeit des Transformators hin. Diese Überdimensionierung wäre nicht nur eine Herausforderung für den Transformator, sondern für die ganze Netzstruktur.

Die Nordausrichtung hingegen zeigt ein entspannteres Einspeiseverhalten. Lediglich am Morgen und am Abend gibt es zwei Werte, die auf einen Leerlauf des Transformators hinweisen. Da hier Werte unter 10% auftreten, bedeutet dies, dass der Transformator nur einen kleinen Teil der möglichen Leistung überträgt und deutlich unter der Nennleistung arbeitet. Auch in diesem Fall zeigt sich wieder, dass die Norddächer zwar weniger Leistung erzeugen, aber im Falle der Einspeisung netzdienlicher sind.

## 5 Fazit

Die vorliegende Arbeit hatte zum Ziel, durch eine Solarpotenzialanalyse in Kombination mit einem digitalen Oberflächenmodell das Photovoltaikpotenzial auf Gebäudedachflächen zu bestimmen und die daraus resultierende elektrische Leistung zu berechnen. Zur Umsetzung wurde das Tool „Area Solar Radiation“ in ArcGIS verwendet, welches auf Basis von Dachneigung, Ausrichtung und Abschattung durch umliegende Bebauung und Vegetation präzise Ergebnisse ermöglichte. Daraus konnten für jedes einzelne Dach Einspeiseprofile in Form stündlicher PV-Leistungswerte erstellt werden.

Diese Einspeiseprofile wurden in Kombination mit standardisierten, frei zur Verfügung stehenden Standardlastprofilen H0 im Netzberechnungstool von Powerfactory angewendet. Dadurch war es möglich, die Auslastung des Transformators unter verschiedenen PV-Ausbauszenarien - ohne PV, mit PV in Südausrichtung, mit PV in Nordausrichtung und der PV-Vollausbau zu simulieren. Die Berechnungen erfolgten für verschiedene Tages- und Jahreszeiten (Winter, Übergang, Sommer). Die erzielten Ergebnisse bieten eine gute Grundlage für Netzbetreiber, um den zukünftigen PV-Ausbau im Niederspannungsnetz fundiert bewerten zu können.

Die angewandten Methodiken lassen sich unkompliziert auf andere Untersuchungsgebiete übertragen, wenn der Zugriff auf die Netzdaten gewährleistet ist. Eine mögliche Weiterentwicklung wäre die Anwendung von Deep-Learning-Methoden zur genaueren Detektion der Dachformen, wodurch das Potential besser abgeschätzt werden könnte. Es wäre hierbei von Interesse zu untersuchen, in welchem Ausmaß sich die potenziell erzeugbare elektrische Leistung durch eine verbesserte Erkennung der Dach-Freiflächen verändert.

Für die zukünftige Netzplanung wäre es sinnvoll weitere Einflussfaktoren wie Batteriespeicher, Lasten von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen mit zu berücksichtigen. Auch die Berücksichtigung intelligenter Messsysteme, sogenannter Smart Meter, könnte den Stromverbrauch pro Haushalt besser aufzeigen und dadurch zu genaueren Ergebnissen im Hinblick auf die Auslastung des Transformators führen.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1_Schemadarstellung einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage (mysolarpower24 2024)	5
Abbildung 2_Photovoltaik-Ausbau (photovoltaik-bw, 2024)	6
Abbildung 3_Ausgeschöpftes Potential für Gebäude Photovoltaik Anlagen im Kreis Esslingen (diegemeinde,2024)	6
Abbildung 4_Spannungsebenen (NetzeBW 2024)	7
Abbildung 5_Anbindungen von Verbrauchern und Erzeugern an Niederspannungsnetz (FfEMünchen 2023)	8
Abbildung 6_Netzformen (Linnemann 2021)	9
Abbildung 7_Öltransformator (NetzeBW 2024)	11
Abbildung 8_Untersuchungsgebiet im Landkreis Esslingen; Quelle: falk (Stand: 26.01.2025)	12
Abbildung 9_Hausumringe Untersuchungsgebiet LGL (eigene Darstellung in ArcGIS Pro)	13
Abbildung 10_Airborne Laser Scanning (Hoekstra (2024))	14
Abbildung 11_blaue Darstellung des Digitalen Oberflächenmodells (DOM) (Logxon, 2025)	15
Abbildung 12_DOM des Testgebiets mit Rasterausschnitt (eigene Darstellung in ArcGIS Pro)	15
Abbildung 13_Schummerungsdarstellung des DOM (eigene Darstellung in ArcGIS)	15
Abbildung 14_Strahlungsarten der Sonne (Gevers, Pretorius et al. 2015)	17
Abbildung 15_Rasterlayer Erstellung (eigene Darstellung)	17
Abbildung 16_Solarerträge in Abhängigkeit von Dachneigung und Ausrichtung (Enter.de. 2025)	18
Abbildung 17_Neigungsraster (oben) und Ausrichtungsraster (unten) auf Basis des Digitalen Oberflächenmodells (eigene Darstellung in ArcGIS)	19
Abbildung 19_Ausrichtungsrichtungen (ArcGIS ,2025)	20
Abbildung 20_Ausrichtung von Flachdächern (links) und Ausrichtung von Satteldächern (rechts) (eigene Darstellung)	21
Abbildung 21_Ausrichtungen der einzelnen Dachflächen (Tabelle aus ArcGIS)	21
Abbildung 22_Modell der Solarpotentialanalyse im ModelBuilder (eigene Darstellung)	23
Abbildung 23_Python Skript zur Solaranalyse (eigene Darstellung)	24
Abbildung 24_csv-Datei mit Einspeisewerten in W	24
Abbildung 25_Netzdaten des Untersuchungsgebiets (eigene Darstellung in ArcGIS)	25
Abbildung 26_Viertelstunden Standardlastprofil für Haushalte ((BDEW 1999)	27
Abbildung 27_H0 Lastprofile (BDEW) in Powerfactory	28
Abbildung 28_H0 Haushalt Jahresverbrauch 2024	28

---

Abbildung 29_Lastprofile Winter (links), Übergang (Mitte) und Sommer (rechts)	29
Abbildung 30_Schematische Darstellung eines Hausanschlusspunktes	30
Abbildung 31_Netzmodell Powerfactory (eigene Darstellung)	30
Abbildung 32_Jahrespotential Solareinstrahlung	33
Abbildung 33_Dachausrichtungen des Untersuchungsgebietes	36
Abbildung 34_Auslastung Transformator_Winter_nur Last (ohne PV)	43
Abbildung 35_Auslastung Transformator_Winter_Last und Einspeisung (Südausrichtung)	44
Abbildung 36_Auslastung Transformator_Winter_Last und Einspeisung (Nordausrichtung)	44
Abbildung 37_Auslastung Transformator_Winter_Last und Einspeisung (Vollausbau)	45
Abbildung 38_Auslastung Transformator_Übergang_nur Last (ohne PV)	47
Abbildung 39_Auslastung Transformator_Übergang_Last und Einspeisung (Südausrichtung)	47
Abbildung 40_Auslastung Transformator_Übergang_Last und Einspeisung (Nordausrichtung)	48
Abbildung 41_Auslastung Transformator_Übergang_Last und Einspeisung (Vollausbau)	48
Abbildung 42_Auslastung Transformator_Sommer_nur Last (ohne PV)	50
Abbildung 43_Auslastung Transformator_Sommer_Last und Einspeisung (Südausrichtung)	50
Abbildung 44_Auslastung Transformator_Sommer_Last und Einspeisung (Nordausrichtung)	51
Abbildung 45_Auslastung Transformator_Sommer_Last und Einspeisung (Vollausbau)	51

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1_Kenngrößen des Untersuchungsnetzes (eigene Darstellung)	26
Tabelle 2_Beispiele der Sonneneinstrahlung verschiedener Tage von 7:00 bis 19:00 Uhr	34
Tabelle 3_Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501635863 mit Süd- und Nordausrichtung	37
Tabelle 4_Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501641158 mit Ost- und Westausrichtung	38
Tabelle 5_Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501647207 mit Flachdach	39
Tabelle 6_Leistungen in Watt am Beispiel von Gebäude 501647747 mit Nordwest- und Südwestausrichtung	39
Tabelle 7_Transformatorauslastung des aktuellen Ausbauszustandes im Untersuchungsgebiet	42
Tabelle 8_Auslastung des Transformators im Winter zu verschiedenen Uhrzeiten und Ausbauszenarien. Die grün markierten Felder zeigen eine Reduzierung der Transformatorauslastung.	46
Tabelle 9_Auslastung des Transformators im Übergang zu verschiedenen Uhrzeiten und Ausbauszenarien. Die grün markierten Felder zeigen eine Reduzierung der Transformatorauslastung, die rot markierten Felder eine zu niedrige Belastung.	49
Tabelle 10_Auslastung des Transformators im Sommer zu verschiedenen Uhrzeiten und Ausbauszenarien. Die grün markierten Felder zeigen eine Reduzierung der Transformatorauslastung, die rot markierten Felder eine zu hohe Belastung.	52

## Literaturverzeichnis

ArcGISPro, E. (2024). "Modellierung der Sonneneinstrahlung." Retrieved 07.12.2024, 2024, from <https://pro.arcgis.com/de/pro-app/latest/tool-reference/spatial-analyst/modeling-solar-radiation.htm>.

Assouline, D., et al. (2018). "Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests." Applied Energy **217**: 189-211.

Bat-Orgil, T., et al. (2025). "Impact Assessment of Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems on Power Distribution Grid: A Case Study on a Highly Loaded Feeder in Ulaanbaatar Ger District." Energies **18**(2): 440.

Bayer, B., et al. (2018). "The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids." Renewable Energy **119**: 129-141.

BDEW (1999). "Repräsentative VDEW-Lastprofil." Retrieved 28.11.2024, from <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofil-strom/>.

Braun, M., et al. (2012). "Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects." Progress in photovoltaics: Research and applications **20**(6): 681-697.

Castello, R., et al. (2019). Deep learning in the built environment: Automatic detection of rooftop solar panels using Convolutional Neural Networks. Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing.

Dhlamini, N. and S. D. Chowdhury (2018). Solar photovoltaic generation and its integration impact on the existing power grid. 2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, IEEE.

Ender, W. H. S. u. F. (2010). "Ist eine Deponieeigenversorgung mittels Deponiegas und Sonne für den Strom - und Wärmebedarf möglich und wirtschaftlich." from [https://www.das-ib.de/mitteilungen/Deponieeigenversorgung\\_WasteConsult\\_27.pdf](https://www.das-ib.de/mitteilungen/Deponieeigenversorgung_WasteConsult_27.pdf).

EWE (2025). "Leistung von PV-Anlagen." from <https://www.ewe.de/solar/ratgeber/pv-leistung>.

Fechner, H. (2020). "Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer

Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können." Sudie im Auftrag von Österreichs Energie, Endbericht.

Fernández, G., et al. (2020). "Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids." Energies **13**(17): 4347.

FfEMünchen (2023, 19.07.2023). "Niederspannungsnetze in Deutschland." from <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-zur-charakterisierung-von-niederspannungsnetzen-und-netzrepraesentanten-niederspannungsnetze-in-deutschland/>.

Fu, P. (2000). "The Solar Analyst 1. 0 User Manual." Helios Environmental Modeling Institute, LLC **53**.

Gagnon, P., et al. (2018). "Estimating rooftop solar technical potential across the US using a combination of GIS-based methods, lidar data, and statistical modeling." Environmental Research Letters **13**(2): 024027.

Gaikwad, S. and H. Mehta (2025). "Mitigating distribution transformer loss of life through combined integration of rooftop solar photovoltaic installations and electric vehicle charging." e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy **11**: 100867.

Gassar, A. A. A. and S. H. Cha (2021). "Review of geographic information systems-based rooftop solar photovoltaic potential estimation approaches at urban scales." Applied Energy **291**: 116817.

Gevers, R., et al. (2015). "Novel approach for concentrating and harvesting solar radiation in hybrid transparent photovoltaic façade's in Southern Africa." Renew. Energy Power Qual. J **1**: 245-250.

GROIS, C. (2016). "Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumerhaushalten mit Elektrofahrzeugen." Vortrag beim **14**.

Hoekstra, F. (2024). "Observing changes of the Hargen dunes using annual LiDAR data."

ISE, F. (2025). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Koch, H., et al. (2022). "Assessing the Potential of Rooftop Photovoltaics by Processing High-Resolution Irradiation Data, as Applied to Giessen, Germany." Energies **15**(19): 6991.

Krapf, S., et al. (2022). "Deep learning for semantic 3D city model extension: Modeling roof superstructures using aerial images for solar potential analysis." ISPRS Annals of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences **10**: 161-168.

LGL (2024). "OpenGeoData Portal." from <https://opengeodata.lgl-bw.de/#/>.

Linnemann, M. (2021). Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger: Einmaleins der Stromwirtschaft. Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden - Springer Vieweg.

Liu, J., et al. (2023). "A novel approach for assessing rooftop-and-facade solar photovoltaic potential in rural areas using three-dimensional (3D) building models constructed with GIS." Energy **282**: 128920.

Lodhi, M. K., et al. (2024). "Harnessing rooftop solar photovoltaic potential in Islamabad, Pakistan: A remote sensing and deep learning approach." Energy **304**: 132256.

mysolarpower24 (2024). "Stromspeicher & Energiemanager." Retrieved 07.12.2024, from <https://www.solarstromgarage.de/batterietechnologie/>.

Nelson, J. R. and T. H. Grubestic (2020). "The use of LiDAR versus unmanned aerial systems (UAS) to assess rooftop solar energy potential." Sustainable Cities and Society **61**: 102353.

NetzeBW (2024). Retrieved 17.11.2024, from <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzausbau>.

Ni, H., et al. (2024). "Enhancing rooftop solar energy potential evaluation in high-density cities: A Deep Learning and GIS based approach." Energy and Buildings **309**: 113743.

Nitsch, J. and M. Magosch (2021). "Baden-Württemberg klimaneutral 2040: Erforderlicher Ausbau der erneuerbaren Energien." URL: [bit.ly/3sNYepc](https://bit.ly/3sNYepc), geprüft am **18**: 2022.

Pezeshki, H., et al. (2013). "Impact of high PV penetration on distribution transformer insulation life." IEEE Transactions on Power Delivery **29**(3): 1212-1220.

Reibsch, R., et al. (2023). "The importance of battery storage systems in reducing grid issues in sector-coupled and renewable low-voltage grids." Journal of Energy Storage **72**: 108726.

Rich, P. M. (1990). "Characterizing plant canopies with hemispherical photographs." Remote sensing reviews **5**(1): 13-29.

Richard Marenbach , J. J., Dieter Nelles (2020). Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik. Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden - Springer Vieweg.

Schwab, A. J. (2022). Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende, Springer Berlin.

Solar, E. (2025). "EO Solar ". from <https://eosolar.dlr.de/#/home>.

Tiwari, A., et al. (2020). "Object-based image procedures for assessing the solar energy photovoltaic potential of heterogeneous rooftops using airborne LiDAR and orthophoto." Remote Sensing **12**(2): 223.

Walch, A., et al. (2019). A critical comparison of methods to estimate solar rooftop photovoltaic potential in Switzerland. Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing.

Wetterdienst (2024). "Meteorologischer Sommerbeginn." from <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv3=101752&lv2=101640#:~:text=In%20der%20Meteorologie%20beginnen%20die,und%20niedrigsten%20Punktes%20der%20Sonnenbahn>.

Zhong, T., et al. (2021). "A city-scale estimation of rooftop solar photovoltaic potential based on deep learning." Applied Energy **298**: 117132.