

**Analyse der Spannungsqualität für den
Ausbau und die Netzintegration von
Photovoltaikanlagen**
anhand der Modellkommune Elektromobilität
Garmisch-Partenkirchen

Masterarbeit

im Fachgebiet Renewable Energy Systems



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

vorgelegt von: Christine Gerdiken
Studienbereich: Department Life Science
Matrikelnummer: 2071100
Erstgutachter: Prof. Dr. Juriy Plotkin
Zweitgutachter: Dipl.-Ing. Philipp Nobis

2013

Kurzfassung

Energieverteilungsnetze sind heutzutage klassisch als Verteilungsnetze zur Versorgung von Endverbrauchern ausgelegt. Insbesondere die 2002 in Deutschland im Rahmen des EEG eingeführte Einspeisevergütung führt zu einer stark steigenden Anzahl an nicht direkt steuerbaren und bezüglich der Leistung stark fluktuierenden dezentralen Energieerzeugern – eine entgegengesetzte Leistungsflussrichtung muss bei dafür ursprünglich nicht ausgelegten Netzen eingeführt werden. Eine entsprechende Netzplanung ist durch die Vielzahl der möglichen Einzelfälle potenzieller dezentraler Energieerzeuger sowie durch die schwer prognostizierbaren Ausbaugrade bei Photovoltaik-Anlagen und der tag- sowie jahreszeitabhängigen Einspeiseleistungen ökonomisch nicht realistisch. Des Weiteren kommt hinzu, dass eine gesteuerte (zeitweise) Abschaltung dieser dezentralen Energieerzeuger sich nicht nur aus technischer Sicht komplex gestaltet, sondern insbesondere aus energiepolitischen, wirtschaftlichen sowie auch aus ökologischen Gesichtspunkten nicht vertretbar ist.

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Potential für Photovoltaik-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen analysiert sowie eine Prognose zum weiteren Ausbau erarbeitet. Auf dieser Basis wird die Spannungsqualität im Versorgungsnetz der Gemeinde für einen prognostizierten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen bis zum Jahr 2030 repräsentativ anhand mehrerer Teilnetze simulativ aufgebaut und beurteilt.

Eidesstattliche Erklärung

Ich, Christine Gerdiken, Matrikel-Nr. 2071100, versichere hiermit, dass ich meine Masterarbeit mit dem Thema

Analyse der Spannungsqualität für den Ausbau und die Netzintegration von Photovoltaikanlagen anhand der Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen

selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, wobei ich alle wörtlichen und sinngemäßen Zitate als solche gekennzeichnet habe. Die Arbeit wurde bisher keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

München, den 17. Juni 2013

CHRISTINE GERDIKEN

Danksagung

Diese Abschlussarbeit ist während meines Beschäftigungsverhältnisses bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in München unter Betreuung der Hochschule für Angewandte Wissenschaften in Hamburg entstanden. Ich möchte diese Gelegenheit zum Anlass nehmen, meinen Dank an die Personen zu richten, die zu dem Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Ein herzlicher Dank gebührt Herrn Prof. Dr. Juriy Plotkin für die Übernahme des Gutachtens seitens der Hochschule sowie für die hilfreichen Ratschläge im Laufe des Entstehens dieser Arbeit.

Weiterhin möchte ich meinen Dank an alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft richten. Das stets freundliche Arbeitsklima war ebenso angenehm, wie der offene und familiäre Umgang miteinander. Ich schätzte die Zusammenarbeit mit meinen Kollegen. Über Anregungen und Tipps zum Thema bis hin zu fachlichen Diskussionen und Gesprächen, die durchaus über den Tellerrand hinaus gingen, konnte ich weitreichende Einblicke in die Arbeit der Forschungsstelle gewinnen.

Ich hatte die Freiheit eigene Ideen einzubringen, Alternativen aufzuzeigen und vieles kritisch zu hinterfragen, was ich besonders Herrn Dipl.-Ing. Philipp Nobis verdanke. Ihm möchte ich für die Betreuung des spannenden Themas und für die zahlreichen Ideen danken. Ein weiterer Dank geht auch an Dipl.-Ing Luis Carr, der mich bei der Ideenfindung, Konzeption und Umsetzung dieser Arbeit jederzeit tatkräftig unterstützt und beraten hat.

Zuletzt möchte ich mich bei meiner Familie und meinem Freund Georg bedanken, die mich in den letzten zwei Jahren – und im Speziellen in den letzten Monaten – trotz zahlreicher Entbehrungen immer motiviert und unterstützt haben. Ohne sie wäre mein Studium und die vorliegende Arbeit in diesem Umfang nicht möglich gewesen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	VI
1. Einleitung	1
1.1. Aufbau der Arbeit	2
2. Grundlagen	3
2.1. Arbeiten mit Geoinformationssystemen	3
2.2. Standortfaktoren	5
2.2.1. Strahlungsangebot der Sonne	5
2.2.2. Weglänge durch die Atmosphäre	7
2.2.3. Modulneigung	8
2.2.4. Azimutwinkel	9
2.2.5. Nutzbare Dachfläche	10
2.3. Potenzialanalyse von PV-Anlagen auf Dachflächen	11
3. Untersuchung der Modellkommune Garmisch-Partenkirchen	13
3.1. Bestimmung der Gebäude-Daten	14
3.1.1. Geographische Häusergrundfläche	15
3.1.2. Untergliederung in Dachtypen	18
3.1.3. Bestimmung der Dachausrichtung	18
3.2. Abschätzung der Verschattung durch Berge	20
3.3. Effektiv nutzbare Dachfläche für PV-Anlagen – Fazit	25
4. Analyse des bisherigen Photovoltaik-Ausbaus	26
4.1. Strukturabhängige Indikatoren	28
4.1.1. Untersuchung anhand von Siedlungstypen	28
4.1.2. Untersuchung bezüglich der Flächennutzung	31
4.1.3. Untersuchung bezüglich der Verschattungszonen	38
4.2. Gebäude spezifische Indikatoren	39
4.2.1. Untersuchung bezüglich des Azimutwinkels	39
4.2.2. Untersuchung bezüglich des Dachtyps	43
4.3. Zusammenfassung der Analyse des bisherigen PV-Ausbaus	44

5. Ausbauszenarien mit Ziel 2030	45
5.1. Modellierung des Ausbaus	45
5.2. Gemeinde-Ausbauszenarien	48
5.3. Sektorabhängige Ausbauszenarien	51
6. Zuordnung der installierten Leistung auf einzelne Gebäude im Jahr 2030	54
7. Untersuchung des Niederspannungsnetzes der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen für den Ausbau im Jahr 2030	56
7.1. Richtlinien zur Spannungshaltung in Verteilungsnetzen	56
7.2. Digitalisierung der Netzpläne	58
7.2.1. Aufbereitung und Import in ArcMap	58
7.2.2. Import in die Simulationsumgebung Neplan	60
7.3. Simulation des Netzes	61
7.4. Simulation anhand von repräsentativen Teilnetzen	62
7.4.1. Teilnetz im landwirtschaftlichen Gebiet	63
7.4.2. Teilnetz im Wohnbaugebiet	65
7.4.3. Teilnetz im gemischten Gebiet	67
8. Zusammenfassung	70
9. Kritische Bewertung und Ausblick	72
Literaturverzeichnis	73
A. Anhang	i

Abbildungsverzeichnis

2.1. Union-Funktionalität in GIS (esr)	3
2.2. Intersect-Funktionalität in GIS (esr)	4
2.3. Integrate-Funktionalität in GIS (esr)	5
2.4. Aufbau der Sonne (WV12)	6
2.5. Energieverteilungsspektrum der Sonnenstrahlung vor und nach dem Durchgang durch die Erdatmosphäre (KSW06)	6
2.6. Air-Mass und höchster Sonnenstand in Berlin (Qua08)	7
2.7. Direkt-, Diffus-, und Globalstrahlung in Süddeutschland(KSW06)	8
2.8. Sonnenstandsdiagramm für München (Wik)	8
2.9. Einfluss der der Ausrichtung einer Dachfläche auf die gewonnene Leistung (Sal) . . .	10
2.10. Berechnung von Dachflächen bei Satteldächern	10
2.11. Potenzialbegriffe nach Kaltschmitt (KSW06)	11
3.1. Beispiel einer digitalen Flurkarte (BVV12)	15
3.2. Beispiel einer OpenStreetMap (OSM13)	16
3.3. Ausschnitt eines Orthophotos (Bildflugnummer 106029; Auflösung 317,5 dpi; Boden- auflösung 0,40m) (GAP89)	16
3.4. Ausschnitt von Garmisch-Partenkirchen in Bing (Bin13)	17
3.5. Ausschnitt von Garmisch-Partenkirchen in Google Earth (Goo13)	17
3.6. Unterteilung von Dachflächen in mehrere Abschnitt	17
3.7. Effekt der Ausrichtung des Giebels parallel (links) oder quer (rechts) zur längsten Seite	19
3.8. Prozentuale Häufigkeit der Gebäudeteilflächen inklusiver der Information zur Lage des Giebels	19
3.9. Unterteilung von Garmisch-Partenkirchen in 5 verschiedene Verschattungszonen . . .	20
3.10. Bergpanorama von Garmisch-Partenkirchen in Sonnenstandsdiagramm	21
4.1. Historischer Bestand an PV-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen bis 2012 (Daten- grundlage aus(GP13))	26
4.2. durchschnittliche installierte Leistung pro Jahr	27
4.3. Zuordnung der bestehenden PV-Anlagen zu den Dachflächen	28
4.4. Geographische Aufteilung der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen in verschiedene Siedlungstypen	29
4.5. Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Siedlungstyp	30
4.6. Verhältnis der Gebäude mit PV-Anlage zu allen Gebäuden pro Siedlungstyp	30

4.7. Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels des OSM-Datensatzes	33
4.8. Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels des CLC-Residential und des CLC-Commercial Datensatzes	34
4.9. Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels des Flächennutzungsplanes der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen	35
4.10. Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Sektor	37
4.11. Verhältnis der Gebäude mit PV-Anlage zu allen Gebäuden je Sektor	37
4.12. Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Verschattungszone	38
4.13. Verhältnis der Gebäude mit PV-Anlage zu allen Gebäuden pro Verschattungszone	38
4.14. Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Azimutwinkel	39
4.15. Prozentualer Anteil der PV-Anlagen zu dem Gesamtgebäudebestand je Azimutwinkel	40
4.16. Relative Häufigkeit der PV-Anlagen - eingeteilt in die Sektoren Wohnbau, GHD&Industrie und Landwirtschaft - in Abhängigkeit des Azimutwinkels	40
4.17. Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Grundfläche	41
4.18. Prozentualer Anteil der PV-Anlagen zur dem Gesamtgebäudebestand je Grundfläche	41
4.19. Relative Häufigkeit der Gebäude mit PV-Anlagen – eingeteilt in die Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft und GHD&Industrie – im Bezug zur Gebäudegrundfläche	42
4.20. Abhängigkeit der installierten Leistung von der Gebäudegrundfläche	42
4.21. Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Dachtyp	43
4.22. Prozentualer Anteil der PV-Anlagen zur dem Gesamtgebäudebestand je Dachtyp	43
5.1. Ursprüngliche symmetrische Sigmoidfunktion	46
5.2. Symmetrische Sigmoidfunktion mit $Min > 0$ (rot) im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)	46
5.3. Symmetrische Sigmoidfunktion mit geringem $Max \ 8ROT9$ im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)	47
5.4. Symmetrische Sigmoidfunktion mit verschobenem Anstieg (rot) im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)	47
5.5. Symmetrische Sigmoidfunktion mit großer <i>Breite</i> (rot) im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)	47
5.6. Asymmetrische Sigmoidfunktion (rot) im Vergleich zur symmetrischen Sigmoidfunktion (blau)	48
5.7. Endogene Ausbaukurve	49
5.8. Endogene Ausbaukurve bis Jahr 2050	49
5.9. Gegenüberstellung des endogenen Leistungsausbau der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen sowie der Bundesrepublik Deutschland	49
5.10. Ausbaukurve der installierten Leistung nach <i>Leitszenario 2011A</i>	50
5.11. Historischer und zukünftiger Ausbau nach <i>Leitszenario</i>	51
5.12. Gegenüberstellung des Ausbaugrades der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen mit dem Ausbaugrad der Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft sowie GHD&Industrie	52
5.13. Zeitlicher Ausbau der installierten Leistung, differenziert in den Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft, sowie GHD&Industrie	53

6.1. Vorgehen zur Verteilung der prognostizierten Leistung auf die Gebäudeflächen je Sektor	55
7.1. Unterteilung des Niederspannungsnetzes in Teilnetze aufgrund von offenen Schaltern ((GP), (OSM13))	59
7.2. Ergebnis der Aufbereitung des Niederspannungsnetzplans am Beispiel eines Ausschnitts des landwirtschaftlichen Gebiets((GP), (OSM13))	60
7.3. Auswahl des Netzes im Wohnraum mit ausschließlich Ein- bis Zweifamilienhäusern (GP)	60
7.4. Veränderung des Spannungsprofils in Energieversorgungsnetzen durch dezentrale Erzeugeranlagen (Ker10)	61
7.5. Standardlastprofil eines durchschnittlichen Haushalts an einem Sommertag (GP11) .	62
7.6. Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen im landwirtschaftlichen Gebiet . .	63
7.7. Häufigkeitsverteilung der installierten Leistung der PV-Anlagen im landwirtschaftlichen Gebiet	64
7.8. Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen im Wohnbaugebiet	65
7.9. Häufigkeitsverteilung der installierten Leistung im Wohnbaugebiet	66
7.10. Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen im gemischten Gebiet	67
7.11. Häufigkeitsverteilung der installierten Leistung der PV-Anlagen im gemischten Gebiet	68
A.1. Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 1	i
A.2. Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 3	ii
A.3. Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 4	ii
A.4. Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 5	ii

Tabellenverzeichnis

3.1. Dachtypen mit ihren Abkürzungen und der für PV-Anlagen nutzbare prozentuale Anteil des Daches	18
3.2. Unterteilung der Giebel für die verschiedenen Dachformen	18
3.3. Sonnenauf (\uparrow) - und untergangszeiten (\downarrow) für alle Verschattungszonen	22
3.4. Anteil der stündlichen direkten Sonnenbestrahlung pro m^2 auf eine 21° geneigte Ebene bezüglich der täglichen Globalstrahlung pro m^2 in % für Garmisch-Partenkirchen (Datengrundlage: (EK13))	23
3.5. Anteil der täglichen Einbußen der direkten Sonnenbestrahlung pro m^2 auf eine 21° geneigte Fläche in % für Garmisch-Partenkirchen	23
3.6. Anteil der monatlichen Globalstrahlung $H_{G,21,M}$ von der jährlichen Globalstrahlung $H_{G,21,J}$ für eine um 21° geneigte Fläche von $1m^2$ in% für Garmisch-Partenkirchen (EK13)	24
3.7. jährliche Verluste pro m^2 im Bezug auf die Globalstrahlung auf eine um 21° geneigte Ebene in Garmisch-Partenkirchen	25
3.8. Effektiv nutzbare Dachfläche aufgeteilt in Siedlungsstrukturen	25
4.1. Siedlungstypen in Garmisch-Partenkirchen	29
4.2. Auswertung der Flächennutzungspläne aus dem OSM-Datensatz und aus dem Flächennutzungsplan von Garmisch-Partenkirchen	36
6.1. Ausschnitt aus der Datengrundlage zur Verteilung der potenziellen Leistung	54
7.1. Szenarien für die Simulation des landwirtschaftlichen Netzgebiets	64
7.2. Prozentuale Versorgungsspannung am Hausanschluss bei der Simulation des landwirtschaftlichen Gebiets	64
7.3. Prozentuale Abweichung des Spannungsniveaus am Verknüpfungspunkt bei der Simulation mit PV-Leistung im Verhältnis zur Simulation ohne PV-Leistung	65
7.4. Szenarien für die Simulation des Wohnbaugebiets	66
7.5. Prozentuale Versorgungsspannung am Hausanschluss bei der Simulation des Wohnbaugebiets	66
7.6. Prozentuale Abweichung der Spannungsniveaus am Verknüpfungspunkt bei der Simulation mit PV-Leistung im Verhältnis zur Simulation ohne PV-Leistung	67
7.7. Szenarien für die Simulation des gemischten Netzgebiets	68
7.8. Prozentuale Versorgungsspannung am Haushaltsanschluss bei der Simulation des Wohnbaugebiets	68

7.9. Prozentuale Abweichung der Spannungsniveaus am Verknüpfungspunkt bei der Simulation mit PV-Leistung im Verhältnis zur Simulation ohne PV-Leistung	69
--	----

1. Einleitung

Energieverteilungsnetze sind heutzutage klassisch als Verteilungsnetze zur Versorgung von Endverbrauchern ausgelegt. Bis vor wenigen Jahren war das Aufgabenspektrum dieser Verteilungsnetze sehr einfach darstellbar – die Deckung des zeitlich variablen, elektrischen Leistungsbedarfs von räumlich verteilten Abnehmern, zumeist Endverbraucher im herkömmlichen Sinn, sowie die Leistungsnachführung über (zentral) regelbare, technisch modern ausgestattete Kraftwerke und im Einzelfall die Planung und Berechnung zum Neuanschluss dieser.

Insbesondere durch die Einführung der Einspeisevergütung nach dem EEG, mit der eine dezentrale Energieerzeugung über erneuerbare Energieträger bis zu einem Zielwert von 52GW in Deutschland gefördert wird (Umw12), ändert und erweitert sich das Aufgabenspektrum eines Energieversorgers. Der geförderte Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen führt zu einer Vielzahl von nicht direkt steuerbaren, von der Leistung stark fluktuierenden sowie technisch einfach ausgestatteten Energieerzeugern ohne Fachpersonal sowie folglich auch zu einem verteilten Energieerzeugungs- und -transportsystem – eine entgegengesetzte Leistungsflussrichtung muss bei dafür ursprünglich nicht ausgelegten Netzen eingeführt werden.

Eine Netzplanung mit einer Betrachtung aller möglichen Einzelfälle im Bereich potenzieller dezentraler Energieerzeuger ist jedoch besonders hinsichtlich der fluktuierenden und stark tages-, jahreszeit- sowie standortabhängigen erzeugten elektrischen Leistung von Photovoltaikanlagen ökonomisch nicht vertret- und umsetzbar. Schwerwiegend kommt hinzu, dass eine gesteuerte (zeitweise) Abschaltung dieser dezentralen Energieerzeuger (z.B. bei Überschreitung vorgegebener Kenngrößen) sich nicht nur aus technischer Sicht komplex gestaltet, sondern insbesondere auch aufgrund von Subventionen energiepolitisch und wirtschaftlich sowie auch aus ökologischen Gesichtspunkten nicht vertretbar ist.

Im Rahmen dieser Arbeit soll die Spannungsqualität im Versorgungsnetz der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen für einen prognostizierten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen bis zum Jahr 2030 repräsentativ anhand von drei Teilnetzen beurteilt werden.

1.1. Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 beschreibt Grundlagen für die Arbeit mit Geoinformationssysteme (GIS) und gibt weiters einen Überblick über die relevanten Standortfaktoren sowie zu Potentialanalysen im Bereich von Photovoltaikanlagen und soll so zu einem besseren Verständnis der Arbeit beitragen.

Kapitel 3 veranschaulicht das Vorgehen bei der Bestimmung der nutzbaren Dachflächen und insbesondere auch die für diesen Standort besonderen äußeren Umstände im Bereich der Verschattung durch Berge.

Kapitel 4 gibt einen detaillierten Überblick über den bisherigen Ausbau von Photovoltaik-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen sowie über die Ergebnisse der Analyse begünstigender Faktoren.

Kapitel 5 beschreibt anhand von Szenarien den prognostizierten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen auf Basis der Analysen in Kapitel 4.

Kapitel 6 zeigt das Vorgehen zur Analyse der Spannungsqualität für einen zukünftigen Ausbau von Photovoltaik-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen.

Kapitel 7 fasst die Ergebnisse dieser Arbeit zusammen.

Kapitel 8 betrachtet die Ergebnisse kritisch und gibt einen Ausblick auf Fragestellungen, welche zukünftig von Interesse sein können.

2. Grundlagen

2.1. Arbeiten mit Geoinformationssystemen

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die räumliche Analyse das Geoinformationssystem (GIS) *ArcMap* der Firma *esri* verwendet. Mit dieser Anwendung können Geodaten erstellt, bearbeitet und analysiert sowie diese in Karten dargestellt werden. Geografische Daten (sogenannte *Features*) können in verschiedenen Klassen (i.d.R. Punkte, Linien und Polygone) vorliegen und mit Attributen (z.B. installierte PV-Leistung) verbunden sein. Gemeinsam ergibt sich eine so genannte *Feature-Class*, die in einem Layer abgelegt wird. Auf die Attribute der in einem Layer abgelegten *Features* kann über die Attributtabelle zugegriffen werden. Die Attribute können hier editiert und gelöscht werden. Weiter können auch neue Attribute erzeugt werden.

Nachfolgend sollen die wichtigsten und in dieser Arbeit verwendeten Funktionen kurz erläutert werden.

Union

Mit dieser Funktion wird die geometrische Vereinigung von mindestens zwei *Eingabe-Feature-Classes* berechnet. Hierbei werden alle geometrischen Formen und ihre dazugehörigen Attribute in eine neu erzeugte *Feature-Class* eingetragen. Bedingung für diese Funktion ist, dass alle hierzu verwendeten Geodaten ausschließlich Polygone sind. Abbildung 2.1 zeigt die Funktionsweise schematisch auf.

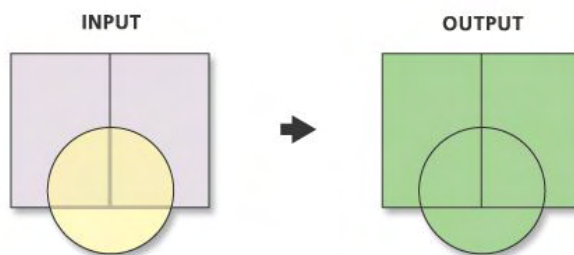


Abbildung 2.1.: Union-Funktionalität in GIS (esr)

Intersect

Die Funktion *Intersect* berechnet einen geometrischen Schnittpunkt zwischen zwei oder mehr *Eingabe-Features-Classes*. Die dabei erzeugte *Ausgabe-Feature-Class* enthält alle geometrischen Formen (inkl. Attribute) oder Teile von diesen, wenn sie sich geometrisch überlappen. Abbildung 2.2 stellt die Funktionsweise dar.



Abbildung 2.2.: Intersect-Funktionalität in GIS (esr)

Define Projection / Project

Die Funktion *Define Projection* weist Geodaten ein Koordinatensystem zu. Die Funktion wird ausschließlich dann verwendet, wenn bereits ein unbekanntes oder falsches Koordinatensystem definiert wurde. Im Gegensatz dazu werden bei der Funktion *Project* die Geodaten von einem Koordinatensystem in ein anderes projiziert. Geometrien können sich je nach Koordinatensystem dadurch verändern.

Georeferncing

Mittels *Georeferenzierung* können geometrische Daten ohne Maßstab oder Koordinaten (z.B. bei gescannten oder fotografierten Bildern) an ein Referenzsystem angepasst und mit Koordinaten versehen werden. Dabei werden die geometrischen Daten so gedreht, verzerrt oder skaliert, bis diese dem Abbild des Referenzsystems entsprechen.

Join

Mittels eines *Joins* können Attribute aus einer Datenbank über eine eindeutige ID Geodaten einer *Feature-Class* zugewiesen werden, wenn diese dieselbe ID aufweisen. Hier entsteht demnach eine Verknüpfung zwischen Attributen, welche z.B. in Excel berechnet wurden und den Attributen in der *Feature-Class*. Die Attribute werden in die Attributtabelle der *Feature-Class* übernommen.

Spatial Join

Unter einem *Spatial Join* wird eine räumliche Verbindung von einer *Eingangs-Feature-Class* basierend auf dessen relativen räumlichen Positionen zu einer *Ziel-Feature-Class* verstanden. Dabei werden standardmäßig alle Attribute eines *Eingangs-Features* an ein *Ziel-Feature* anhängt und in ein *Ausgangs-Feature* kopiert, wenn eine Zuordnungsoption erfüllt ist. Zuordnungsfunktion können unter anderen sein:

- Ein definierter Abstand zwischen *Eingangs-* und *Ziel-Feature* wird unterschritten
- Ein *Eingangs-Feature* berührt oder schneidet das *Ziel-Feature*
- Ein *Eingangs-Feature* wird von einem *Ziel-Feature* enthalten

Integrate

Diese Funktion wird verwendet, um gemeinsame *Feature-Grenzen* aufrechtzuerhalten. *Features* werden dann lagegleich gemacht, wenn sie sich innerhalb einer angegebenen XY-Toleranz befinden. *Fea-*

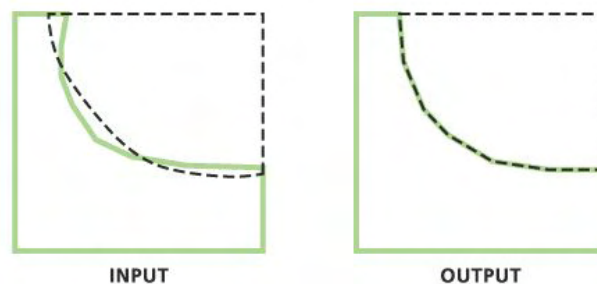


Abbildung 2.3.: Integrate-Funktionalität in GIS (esr)

tures, welche sich in der angegebenen XY-Toleranz befinden werden als identisch oder lagegleich betrachtet. Abbildung 2.3 stellt die Funktionsweise dar.

Die Integration beinhaltet zwei Verarbeitungsschritte. Zuerst werden *Features* gesucht, welche sich innerhalb der angegebenen XY-Toleranz befinden. Danach werden gemeinsame Koordinatenstützpunkte eingefügt und Stützpunkte an Schnittpunkten hinzugefügt.

2.2. Standortfaktoren

Viele Faktoren entscheiden über die Eignung einer Dachfläche für den Einsatz von Photovoltaikanlagen. Im Folgenden wird zunächst das Strahlungsangebot der Sonne als Grundlage für die Einstrahlung auf der Erde erläutert. Daraufhin werden vier Faktoren sowie deren Einfluss auf die Eignung beschrieben.

2.2.1. Strahlungsangebot der Sonne

Fusionsprozesse im Kern der Sonne verursachen Energie in Form von elektromagnetischer Strahlung und Materiestrahlung. Vom Kern aus erfolgt der Energietransport durch Strahlung¹ und turbulente Konvektion bis dicht unter die Sonnenoberfläche, wie in Abbildung 2.4 dargestellt. An der äußersten Sonnenschicht, der Photosphäre, fällt die durchschnittliche Oberflächentemperatur von 1,5 Millionen Kelvin auf ca. 6000 Kelvin ab. Ab dieser Schicht wird die Energie in den Weltraum abgestrahlt.

Da die Photosphäre der Sonne sehr gut durch einen schwarzen Körper abgebildet werden kann, wird mit Hilfe des Planckschen Strahlungsgesetzes das emittierte Strahlungsspektrum der Sonne nachempfunden. Dabei hängt die Energie, die bei einer bestimmten Wellenlänge emittiert wird, nur von der Temperatur des schwarzen Körpers sowie Naturkonstanten ab. Die Strahlungsintensität reduziert sich mit dem Quadrat der Entfernung von der Sonne. (WV12)

Abbildung 2.5 zeigt die außerhalb der Erdatmosphäre messbare sowie die von einem schwarzen Körper mit der Temperatur von 5780 K reproduzierte Strahlungsintensität. Zusätzlich wird die

¹ insbesondere Röntgen- und Gammastrahlung

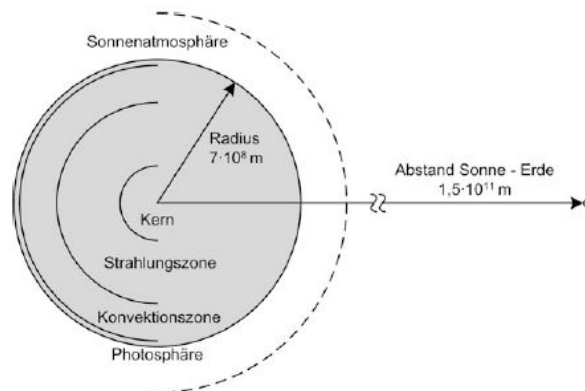


Abbildung 2.4.: Aufbau der Sonne (WV12)

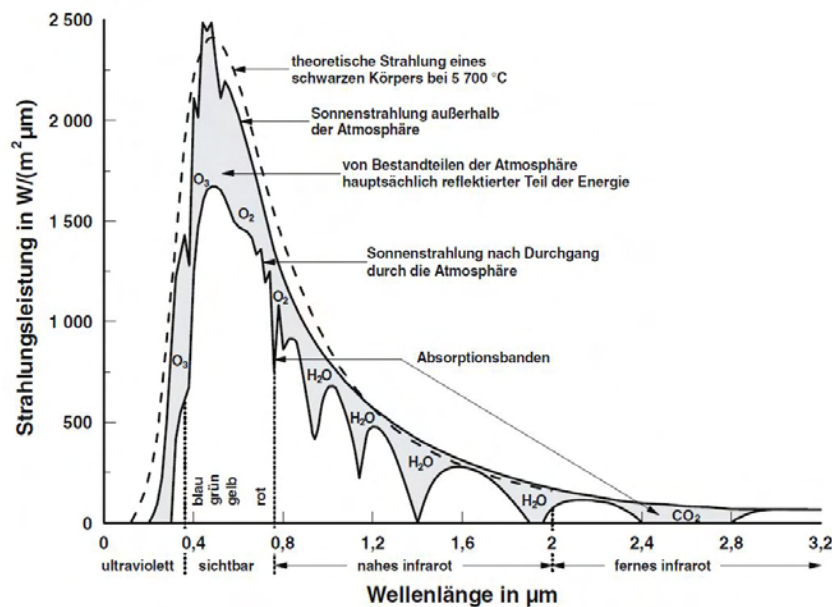


Abbildung 2.5.: Energieverteilungsspektrum der Sonnenstrahlung vor und nach dem Durchgang durch die Erdatmosphäre (KSW06)

Abschwächung der Sonnenenergie durch Wechselwirkungen zwischen Strahlung und Materie nach dem Durchgang durch die Erdatmosphäre dargestellt. Hierbei bewirken Teilchen, welche einen größeren oder gleich großen Durchmesser wie die Wellenlänge des einfallenden Lichts aufweisen – wie z.B. Wasserdampf, Salzkristalle, oder Rußpartikel – die sogenannte Mie-Streuung. Teilchen mit Radien, welche wesentlich kleiner sind als die Wellenlänge des Lichts – i.A. Moleküle – verursachen die Rayleigh-Streuung. Zusätzlich zu Streueffekten kommt es zur Absorption der Sonnenenergie durch Moleküle in der Atmosphäre. Hervorzuheben sind die Absorptionsbänder des Ozons im Bereich des ultravioletten Spektralabschnitts bei 0,1-0,3 μm, sowie des CO₂ im Bereich von 15 μm. Es wird demnach deutlich, dass diese Schwächungsvorgänge und damit die Intensität der Strahlung abhängig sind von der Zusammensetzung der Atmosphäre und von der Weglänge durch diese.

2.2.2. Weglänge durch die Atmosphäre

Als ein Maß für die Weglänge der direkten Sonnenstrahlung wird die sogenannte Air-Mass-Zahl (AM) verwendet. AM0 gibt hierbei die spektrale Strahlungsintensität außerhalb der Erdatmosphäre an, AM1 diejenige bei senkrechten Durchgang durch die Erdatmosphäre (siehe auch Abbildung 2.6). (Qua08)

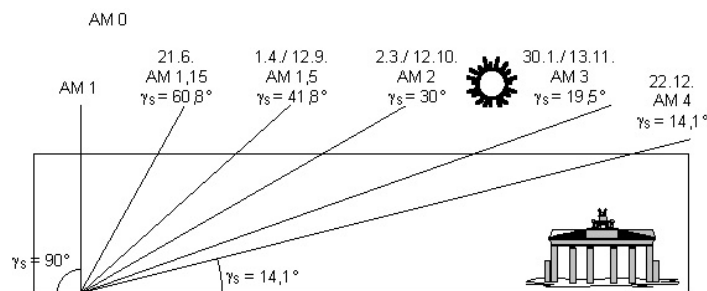


Abbildung 2.6.: Air-Mass und höchster Sonnenstand in Berlin (Qua08)

AM1,5 wird häufig, wie auch in Abbildung 2.5, als Referenzspektrum genutzt. Während für kleinere Höhenwinkel ($\gamma_s < 10^\circ$) die Kugelform der Erde und damit auch der Atmosphäre berücksichtigt werden muss, kann für größere Winkel Gleichung 2.1 angenommen werden.

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (2.1)$$

Allgemein wird der ungerichtete Anteil der Strahlung als Diffusstrahlung bezeichnet, während unter Direktstrahlung die direkt von der Sonne kommende und an einem bestimmten Punkt auftreffende Strahlung verstanden wird. Die Summe aus direkter und diffuser Strahlung wird als Globalstrahlung bezeichnet.

$$\dot{G}_{Global} = \dot{G}_{Diffus} + \dot{G}_{Direkt} \quad (2.2)$$

Der Anteil der diffusen und direkten Strahlung ist tages- und jahreszeitlich veränderlich und vom Standort abhängig. Abbildung 2.7 zeigt beispielhaft den Jahresgang der Direkt-, Diffus- und Globalstrahlung in Süddeutschland (KSW06). Aus dieser wird deutlich, dass der diffuse Anteil der Strahlung durchgängig größer ist als der direkte Strahlungsanteil. In den Wintermonaten sinkt die Direktstrahlung sogar so erheblich ab, sodass die Globalstrahlung fast ausschließlich aus der Diffusstrahlung besteht.

Eine Möglichkeit den Sonnenstand im Tags- und Jahresverlauf für einen durch seinen Längen- und Breitengrad bestimmten Ort darzustellen, ist das Sonnenstandsdiagramm. Die Position der Sonne lässt sich von einem definierten Ort mit Hilfe des Elevationswinkels (Höhenwinkel) und des Azimutwinkels (Auslenkung aus der Südrichtung) beschreiben. Die Sonnenbahn stellt im Tagesverlauf einen Kreisbogen um die Erdachse dar. Die relative Lage des Kreisbogens ergibt sich aus der geographischen Breite des definierten Ortes, sowie der Deklination, welche den Winkel zwischen der Sonne und der Äquatorebene der Erde beschreibt (WV12). Abbildung 2.8 zeigt ein Sonnenstandsdiagramm für München

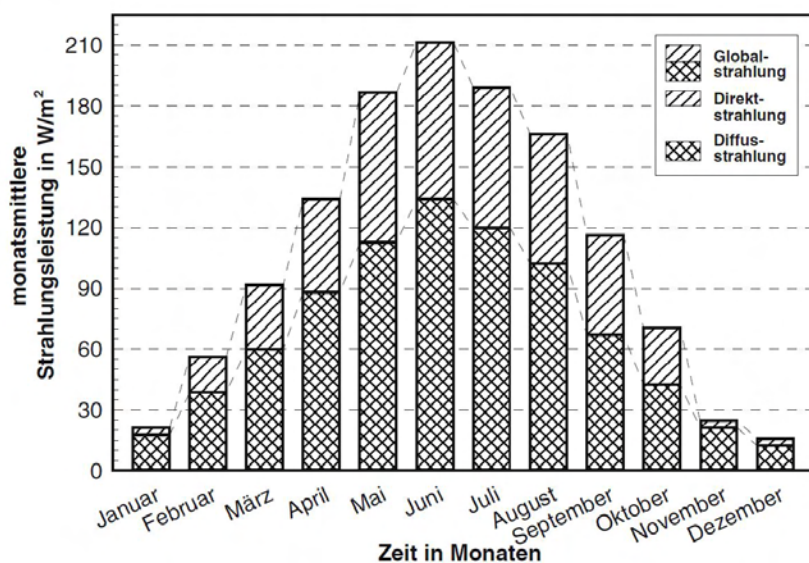


Abbildung 2.7.: Direkt-, Diffus-, und Globalstrahlung in Süddeutschland(KSW06)

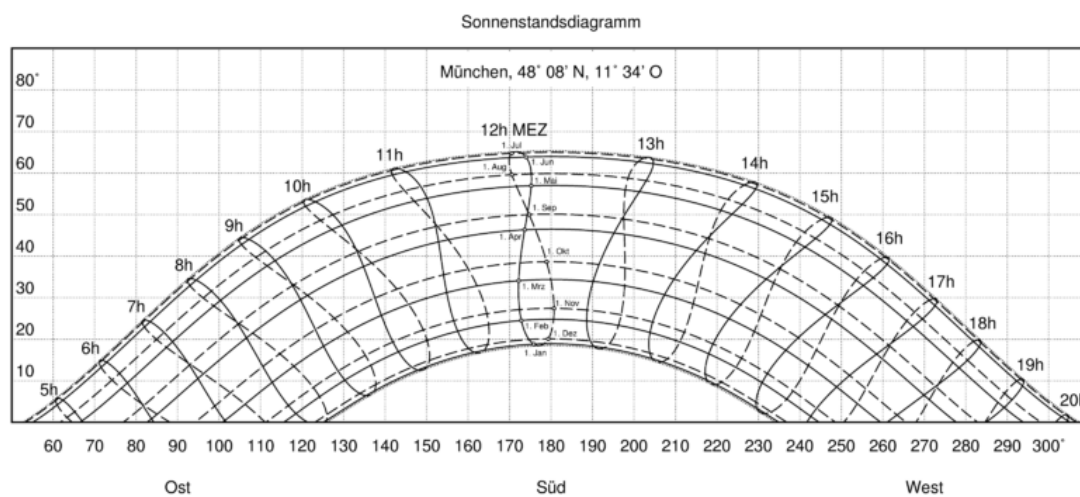


Abbildung 2.8.: Sonnenstandsdiagramm für München (Wik)

Zum einen lässt sich über Sonnenstandsdiagramme die theoretische Sonnenenergie ortsspezifisch errechnen, zum anderen können diese für Verschattungsanalysen eingesetzt werden. Hierzu werden Hindernisse – wie Gebäude oder Bäume – in das Diagramm eingetragen, nachdem sie vor Ort bezüglich Azimut- und Elevationswinkel vermessen wurden.

2.2.3. Modulneigung

Ein weiterer Einflussfaktor auf die mittlere solare Einstrahlung einer PV-Anlage ist die Dachneigung. Um die bestmögliche Sonneneinstrahlung zu erreichen, ergeben sich für die diffuse und direkte Einstrahlung unterschiedliche Anforderungen: Während die PV-Module für die optimale Nutzung der Direktstrahlung kontinuierlich der Sonne nachgeführt werden müssten, kann die Diffusstrahlung bei einer horizontalen Ausrichtung am Besten genutzt werden. (KSW06)

Bei einer Potenzialanalyse ausschließlich für Dachflächen wird die Neigung in fast allen Fällen von der Dachform bestimmt. Die am meisten verbreitete Form des Daches in Deutschland stellt das Satteldach dar. Daraus resultieren vor allem zwei Methoden zur Installation von PV-Modulen: Die beliebteste Methode in Deutschland ist die Aufdach-Methode. Hierbei werden mit Hilfe von Metallkonstruktionen die Module am Dach befestigt. Diese Lösung bietet sich vor allem bei der Aufrüstung von bereits gebauten Häusern an, da die Deckung erhalten bleibt. Zudem ist diese Methode nicht nur kostengünstig, sondern erzielt aufgrund der sehr guten durch Wind gekühlten Eigenschaft optimale Leistung. Eine andere Variante stellt die Indach-Lösung dar. Sie ist im Allgemeinen aufwendiger und dadurch teurer, jedoch auch optisch ansprechender. Hierbei werden Module in das Dach, d.h. auf die Unterkonstruktion, integriert. Indach-Module machen somit Dachpfannen unnötig und sind besser vor Witterung geschützt. Bei beiden Installationsvarianten bestimmt der Dachneigungswinkel auch die Modulneigung. Bei Flachdächern stellt sich das anders dar – hier werden Solarmodule auf Metallträgern montiert, welche die Module tragen und für einen optimalen Neigungswinkel sorgen.

Das Thema einer Nachführung der PV-Module in jeglicher Ausführung wird für die Analyse im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet, da eine Nachführung auf Gebäuden mit Satteldach nur mit sehr großen Aufwand und ohne wirtschaftlichen Erfolg ausgeführt werden kann.

2.2.4. Azimutwinkel

Ein weiteres entscheidendes Kriterium zur Erzielung einer hohen mittleren solaren Einstrahlung sowie einer maximalen Einspeiseleistung ist der Azimutwinkel der Anlage. Dieser Winkel gibt die Ausrichtung des Moduls hinsichtlich der Himmelsrichtung an und ist – mit Ausnahme von Flachdächern – abhängig von der Dachausrichtung, da die PV-Anlagen – wie bereits in Abschnitt 2.2.3 erwähnt – mittels Indach- oder Aufdach-Methodik installiert werden. Die optimale Ausrichtung bezüglich maximaler Einstrahlung(sleistung) einer PV-Anlage ist direkt nach Süden. Abbildung 2.9 zeigt den prozentualen Jahresertrag anhand der Variation des Azimutwinkels und der Dachneigung.

Es ist deutlich zu erkennen, dass auch eine Süd-Ost bzw. Süd-West Ausrichtung der PV-Anlage sehr nah am Optimum liegt. Sogar eine absolute Ausrichtung in Richtung Osten und Westen, kann bei einem in unserem Breitengrad üblichen Dachneigungswinkel noch 85% des mittleren Jahresenergieertrags aufweisen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich Dachflächen mit einer Ausrichtung von $\pm 90^\circ$ um die Südorientierung zugelassen.

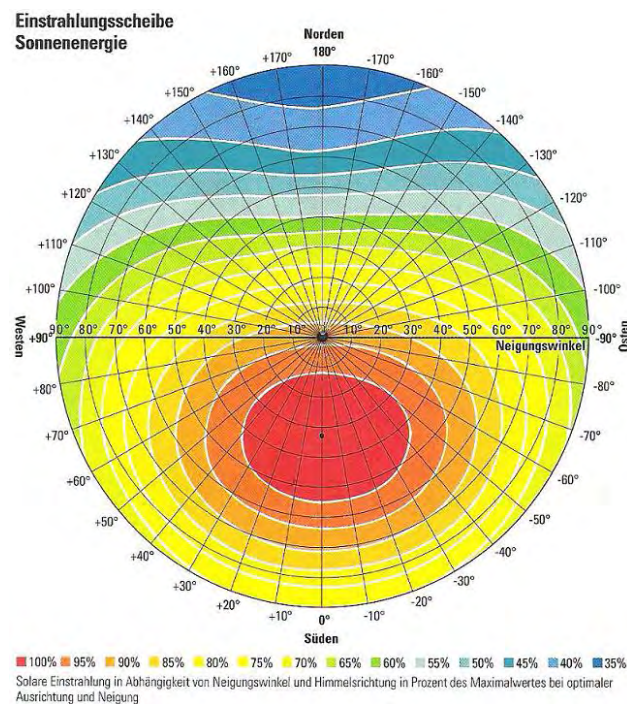


Abbildung 2.9.: Einfluss der der Ausrichtung einer Dachfläche auf die gewonnene Leistung (Sal)

2.2.5. Nutzbare Dachfläche

Ein weiterer wichtiger Faktor ist der für Photovoltaikanlagen nutzbare Anteil der Dachfläche. Dieser kann aus der Gebäudefläche und dem Neigungswinkel des Gebäudes errechnet werden. Zur Veranschaulichung dient Abbildung 2.10.

Aus energiewirtschaftlichen Gründen kann davon ausgegangen werden, dass Satteldächer, welche eine Ausrichtung zwischen -85° und $+85^\circ$ aufweisen, nur auf der südlicheren Dachseite mit PV-Modulen ausgestattet werden. Aus dieser Annahme heraus ergeben sich für die Berechnung der Dachfläche Gleichung 2.3 und 2.4

$$A_{Dach} = a \cdot s \quad (2.3)$$



Abbildung 2.10.: Berechnung von Dachflächen bei Satteldächern

$$A_{Dach} = \frac{a \cdot b}{2} \cdot \frac{1}{\cos(\alpha)} \quad (2.4)$$

Satteldächer, welche eine noch weiter als $\pm 85^\circ$ östliche/westliche Ausrichtung aufweisen, können energiewirtschaftlich sinnvoll auf beiden Seiten des Daches mit PV-Anlagen bestückt werden. Hier entfällt der Faktor $\frac{1}{2}$ in Gleichung 2.4.

Bei Flachdächern entspricht für gewöhnlich die Dachfläche in etwa der Grundfläche eines Gebäudes. Hier werden PV-Module zur optimalen Ausnutzung der Einstrahlung aufgeständert. Um Verschattungen zwischen den Modulreihen zu vermeiden, wird ein abhängig vom Neigungswinkel großer Abstand zwischen den Modulreihen entsprechend eingehalten. Nach (LKW⁺10) ergibt sich ein Verhältnis zwischen der für PV-Anlagen nutzbaren Dachfläche und der Grundfläche von ca. 0,5. Es gilt demnach Gleichung 2.5 für Flachdächer.

$$A_{Dach} = 0,5 \cdot A_{Grund} \quad (2.5)$$

Aufgrund von Dacheinbauten wie Kaminen, Antennen, Dachfenstern, Gauben und Lüftungsschächten und den dazu notwendigen Abständen wird die Dachfläche nach (Sch02) um einen Reduktionsfaktor $\varphi=0,2$ reduziert. Auf diese Weise ergibt sich eine nutzbare Dachfläche nach Gleichung 2.6.

$$A_{PV,nutz} = 0,8 \cdot A_{Dach} \quad (2.6)$$

Die so bestimmten Dachflächen sind direkt proportional zur Fläche der möglichen PV-Anlagen. In Summe ergibt sich demnach das erschließbare Potenzial.

2.3. Potenzialanalyse von PV-Anlagen auf Dachflächen

Unterschiedliche Definitionen des Potenzials im Bereich von Photovoltaikanlagen ermöglichen eine Vergleichbarkeit und die differenzierte Betrachtung von Potenzialuntersuchungen. Kaltschmitt (KSW06) legt hierfür vier Kategorien fest (Abbildung 2.11), welche nachfolgend näher erläutert werden.

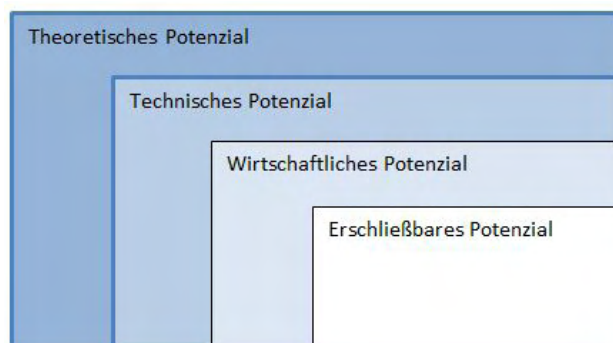


Abbildung 2.11.: Potenzialbegriffe nach Kaltschmitt (KSW06)

Das *theoretische Potenzial* ist festgelegt durch die physikalisch nutzbare Energie innerhalb einer gegebenen Region in einem bestimmten Zeitraum (Gleichung 2.7). Für die Photovoltaik stellt dies z.B. die Sonneneinstrahlung innerhalb eines Jahres in Garmisch-Partenkirchen dar.

$$E_{th} = A_{GAP} \cdot E_0 \quad (2.7)$$

Nach Gleichung 2.7 ergibt sich für die Gemeinde unter Berücksichtigung der Gebäude- und Freiflächen von 597ha (Dat12) und unter der Verwendung der Solarkonstante ($E_0 = 740W/m^2$) ein theoretisches Potenzial von 4417,8 GW. Dieses Potenzial stellt damit die obere Grenze der theoretisch nutzbaren Energie dar. Technische, ökologische, sowie strukturelle Rahmenbedingungen haben zur Folge, dass mit Hilfe des theoretischen Potenzials im Allgemeinen keine Aussage über das tatsächlich nutzbare erneuerbare Energieangebot getroffen werden kann. (KSW06)

Das *technische Potenzial* regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, welcher mit Hilfe der aktuellen Energieumwandlungstechnologien und unter Beachtung der gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann. Das technische Potenzial ist demnach ein veränderliches und von dem aktuellen Stand der Technik abhängiges Potenzial. Hinsichtlich der Bezugsgröße (Primär- oder Sekundärseite der Energieumwandlungstechnologie) gibt es hier unterschiedliche Definitionen des technischen Potenzials.

Das *wirtschaftliche Potenzial* ist der Teil des technischen Potentials, welcher unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sinnvoll genutzt werden kann. (KSW06)

Das *erschließbare Potenzial* gibt die Leistungsgrenze für effektiv nutzbare Dachflächen an. Es schließt dabei die Berücksichtigung von ökologischen Aspekten, Akzeptanzfragen, sowie institutionellen Fragestellungen mit ein. In Deutschland ist das erschließbare Potential derzeit größer als das wirtschaftliche Potenzial, da administrative Maßnahmen (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) die Erschließung von erneuerbaren Energien subventionieren.

3. Untersuchung der Modellkommune Garmisch-Partenkirchen

Um eine Prognose zum potenziellen Ausbau der Photovoltaik abgeben zu können, ist es notwendig das erschließbare Potenzial auf Basis aktueller Daten zu ermitteln. Des Weiteren sollen mögliche zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden. Zur Bestimmung des erschließbaren Potentials werden daher drei Annahmen getroffen, kurz diskutiert und plausibilisiert.

Annahme 1: Stromeinspeisung aus PV-Anlagen wird auch in Zukunft gefördert

Dies ist eine elementare Annahme. Der Betrieb von PV-Anlagen ist ohne gesetzliche Förderung derzeit in Deutschland nicht wirtschaftlich. Ohne eine solche Förderung würde es auch in den nächsten Jahren zu keinem nennenswerten Leistungszubau an Photovoltaik in Deutschland kommen. Infolge der 2012 von der Bundesregierung verabschiedeten PV-Novelle (PV-12) wurden die Fördersätze einmalig um 15% gesenkt sowie an einen linearen jährlichen Ausbaukorridor – zwischen 2500 MW und 2500 MW – geknüpft bis das im EEG verankerte Gesamtbauziel von 52 GW erreicht wird. Die sogenannte Degression der Fördersätze unterstützt durch ihre Variabilität in Abhängigkeit zum Leistungszubau die Einhaltung dieser Ausbaukorridore. Bei Einhaltung des Zubaukorridors beträgt die jährliche Degression ca. 11,4% (monatlich 1% gegenüber dem jeweiligen Vormonat). Bei Überschreitung/Unterschreiten des Ausbaukorridors wird die jährliche Absenkung erhöht/vermindert. Diese Anpassung erfolgt alle 3 Monate und kann so auch jahreszeitliche Schwankungen ausgleichen. (PV-12)

Annahme 2: PV-Anlagen werden überwiegend auf Dachflächen installiert

In der Vergangenheit wurde auch die Aufstellung von Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichem Gebiet gefördert. Diese Förderung wurde mit der Anpassung des EEG im Jahre 2009 auf Konversionsflächen², versiegelte Flächen und Flächen in einem Umkreis von 110 m zu Autobahnen und Schienenwege, beschränkt. In der PV-Novelle 2012 wird weiter festgehalten, dass Anlagen mit einer größeren installierten Leistung als 10 MW zukünftig keine Vergütung mehr erhalten. Anlagen, welche innerhalb von 2 Jahren im Umkreis von 2 km im Gebiet derselben Gemeinde in Betrieb genommen werden, werden zudem als eine Anlage gewertet. Hiermit soll ein Missbrauch durch Aufsplitten von großen Anlagen unterbunden werden. Der gegenwärtige Anteil von Freiflächenanlagen beträgt derzeit 20% des gesamten Anlagenbestandes in Deutschland. Durch die beschränkte Förderung von Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen ist davon auszugehen,

² ehemalige, jetzt brach liegende Militär-, Industrie- oder Gewerbeflächen

dass sich dieser Anteil nicht ausschlaggebend erhöhen wird.

Annahme 3: Es werden in Zukunft keine Gebäude für PV-Anlagen gebaut

Nach der PV-Novelle 2012 werden Dachflächenanlagen auf Gebäuden, die nicht zu Wohnzwecken oder zur Stallung von Tieren genutzt werden oder im Zusammenhang mit einem neu entstandenen landwirtschaftlichen Betrieb stehen, nicht mehr gefördert (PV-12). Darüber hinaus hat der bayrische Verwaltungsgerichtshof beschlossen, dass Stadel mit tief nach Süden abgeschleppten Dachflächen nicht für die Stallung von Tieren oder Lagerung von Maschinen geeignet sind und somit nicht als landwirtschaftliche Gebäude gelten. (Bay12)

Annahme 4: Der Wirkungsgrad der Solarmodule bleibt konstant

Es kann davon ausgegangen werden, dass in jedem Fall der Wirkungsgrad der sowohl Dick- als auch Dünnschichtmodule im Jahr 2030 größer als der heutige Wirkungsgrad ist. Im Vergleich zu gegenwärtigen PV-Modulen wird der Wirkungsgrad um 5-9% gesteigert werden (BEMC10). Für die Auswertung innerhalb dieser Arbeit müsste demnach eine zeitliche Entwicklung des Wirkungsgrades ausgearbeitet werden und innerhalb des jährlichen Ausbaus der Dachflächen berücksichtigt werden. Zusätzlich zu neuen Anlagen mit größeren Wirkungsgraden muss allerdings auch die Tatsache einkalkuliert werden, dass die Wirkungsgrade von den bestehenden Anlagen über die Jahre hin abnimmt. Eine Prognose für die zukünftigen Wirkungsgrade ist daher mit erheblichen zeitlichen Aufwand verbunden. Es wird demzufolge davon ausgegangen, dass sich beide erwähnten Effekte im Mittel ausgleichen und die technischen Rahmenbedingungen konstant bleiben.

Neben den hier festgelegten äußeren Bedingungen bestimmen noch weitere physische und technische Parameter das erschließbare Potenzial. In Abschnitt 3.1 sollen diese Faktoren aufgezeigt, erklärt und quantifiziert werden.

3.1. Bestimmung der Gebäude-Daten

Da einige Kommunen bereits eigene Energienutzungs- und erzeugungspläne aufweisen, welche oft auf einem Ziel in 20 Jahren aufgebaut sind, wird vermehrt auf kommunaler Ebene auch ein so genanntes Solardachkataster erstellt. Dieses zeigt die Potentiale von Dachflächen in Hinsicht auf solare Stromerzeugung. Die Basis für Solardachkataster bilden Gebäudegrundrisse und dreidimensionale Laserscandaten, aus welchen ein Gebäude- und Stadtmodell entwickelt wird. Mit Hilfe der mittleren Einstrahlungsdaten kann so die Eignung von Dachflächen berechnet werden. Auch die Verschattung durch Nachbargebäude oder Vegetation wird auf diese Weise berücksichtigt.

Ein solches Solardachkataster besteht für die Kommune Garmisch-Partenkirchen derzeit nicht. Beschlüsse der Marktgemeinde enthalten jedoch dessen Planung und Entwicklung im Laufe des Jahres 2013. Um für dieses Projekt eine Datengrundlage zur Untersuchung des Netzes zu erschaffen, muss demnach anderweitig eine Abschätzung der solaren Stromerzeugung erfolgen.

Vor allem angesichts der fehlenden Laserscandaten muss im Rahmen dieser Arbeit eine eigene Strategie für die Datenerhebung zur Bestimmung des Potentials für PV-Anlagen auf Dachflächen entwickelt werden. Im Folgenden werden Alternativen mit ihren Vor- und Nachteilen aufgezeigt, welche zur Prüfung der örtlichen Eignung hinsichtlich Solarenergienutzung sowie zur Beurteilung des Energiepotentials für Photovoltaik dienen können. Auf die am Besten geeignete Variante wird daraufhin näher eingegangen und deren Anwendung erläutert.

3.1.1. Geographische Häusergrundfläche

Zunächst muss die senkrechte Projektion der Dachfläche auf die Erdoberfläche bestimmt werden. Hierzu bieten sich verschiedene Vorgehensweisen an:

- **Digitale Flurkarte**

Digitale Flurkarten (DFK) beinhalten sämtliche grafische Informationen zu den Liegenschaften. Darunter werden Grenzen und Nummern der Flurkarten sowie der Gebäude verstanden (siehe dazu auch Abbildung 3.1). Außerdem gibt das Bayerische Vermessungsverwaltung (BVV12) an, dass Lagebezeichnungen, Nutzungsarten des Bodens, Gewässer, ausgewählte topographische Informationen, Verwaltungsgrenzen sowie Orts- und Flurnamen zusätzlich erfasst sind. Diese werden in verschiedenen Ebenen einer Shape-Datei gespeichert und können so einzeln abgerufen werden. Durch die Einbindung in *ArcMap* kann zum Beispiel die Grundfläche eines Hauses durch interne Formeln in der Attributtabelle auf einfache Weise bestimmt werden. Da diese Datei für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen anfänglich nicht vorlag und eine Beschaffung kostspielig ist wurde in dieser Arbeit mit einer anderen Methode gearbeitet.

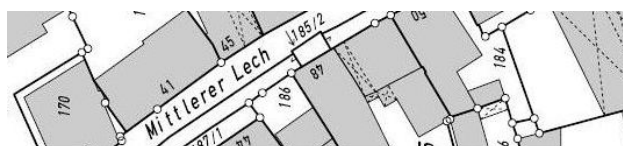


Abbildung 3.1.: Beispiel einer digitalen Flurkarte (BVV12)

- **OSM-Datensatz**

OpenStreetMap(OSM) ist ein Projekt mit dem Ziel eine freie Weltkarte zu erschaffen. Es werden hierbei weltweit Daten über Straßen, Eisenbahnen, Flüsse, Wälder, Häuser etc. gesammelt. Diese Daten können von jedem selbst erhoben werden, indem mit Hilfe eines GPS-Geräts Kartendaten gesammelt und anschließend online allen anderen zur Verfügung gestellt werden. Bei der näheren Betrachtung muss jedoch festgestellt werden, dass Gebäude in Garmisch-Partenkirchen kaum im OSM-Datensatz vorhanden sind und daher der Einsatz als Datengrundlage nicht geeignet ist (siehe auch Abbildung 3.2).

- **Maßstabsgetreue Abbildung der Erdoberfläche**

Eine weitere Möglichkeit besteht darin eine verzerrungsfreie und maßstabsgetreue Abbildung der Erdoberfläche zu verwenden

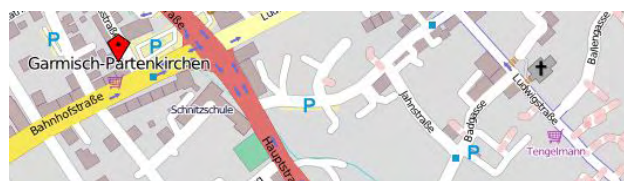


Abbildung 3.2.: Beispiel einer OpenStreetMap (OSM13)

– Orthophotos

Die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen (GAP89) stellt Luftbilder zur Verfügung, welche diese mit hoher Auflösung und detailgetreu abbildet. Garmisch-Partenkirchen wird hierbei in 74 Abschnitte unterteilt, um die Voraussetzungen eines einheitlichen Maßstabs sowie minimale Verzerrungen, zu erfüllen (vgl. Abbildung 3.3). Dennoch kann es aufgrund der fotografischen Zentralprojektion sowie durch Höhenunterschiede des Geländes zu Verzerrungen kommen. Diese Orthophotos können anhand von bereits vorhanden Karten mit geografischen Koordinaten oder Satellitenbilder georeferenziert werden. Anschließend müssen alle Gebäude im Geoinformationssystem abgezeichnet werden. Die Luftbilder stammen aus dem Jahr 2006, sodass zunächst geprüft werden musste, ob sich das Ortsbild in den vergangenen 7 Jahren geändert hat. Tatsächlich zeigen Statistiken jedoch nur einen sehr geringen Anstieg im Bereich von ca. 207 Einwohnern³. Ebenso belegt die kommunale Statistik (Dat12) eine Baufertigstellung von nur 71 errichteten Wohngebäuden zwischen 2006 und 2011, wobei hierunter auch Baumaßnahmen an bestehenden Gebäuden zählen. Von einem sich grundlegend veränderten Ortsbild kann demnach nicht gesprochen werden. Insgesamt ist jedoch der Arbeitsaufwand der genauen und aufeinander abgestimmten Georeferenzierung von 74 Orthofotos nicht zu vernachlässigen.

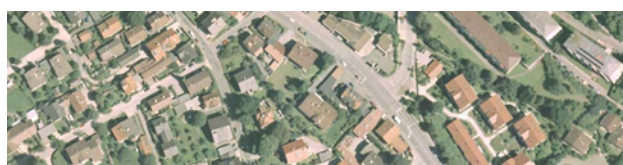


Abbildung 3.3.: Ausschnitt eines Orthophotos (Bildflugnummer 106029; Auflösung 317,5 dpi; Bodenauflösung 0,40m) (GAP89)

– Satellitenbilder

Eine Alternative zu Orthophotos stellen Satellitenkarten von einem beliebigen Kartendienst dar. Hier liegen die Karten im Gegensatz zu Orthophotos bereits georeferenziert vor. In Geoinformationssystemen können Karten oftmals als *Basemap* geladen werden, woraufhin die Gebäude in einem neuen Layer mit Polygonen nachgebildet werden können. Die in dem *ArcMap* vorliegende *Basemap* von *Bing*⁴ besitzt jedoch im Raum des Landkreises Garmisch-Partenkirchen keine hinreichend gute Auflösung, sodass ein detailreiches Nachzeichnen der Gebäude nicht möglich ist. (vgl. Abbildung 3.4)

³ 31.12.2006: 26117 Einwohner (Dat12) ; 30.06.2012: 26324 Einwohner (Ein12)

⁴Ein Internet-Kartendienst von Microsoft, durch den sich verschiedene raumbezogene Daten betrachten lassen



Abbildung 3.4.: Ausschnitt von Garmisch-Partenkirchen in Bing (Bin13)

Alternativ können die Gebäude in *Google Earth* abgezeichnet werden. Diese Karte ist viel höher aufgelöst. Die nachgezeichneten Gebäude können daraufhin als .kml-Datei⁵

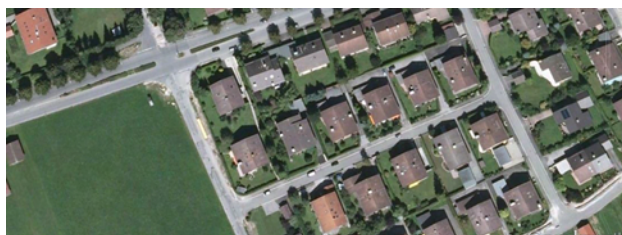


Abbildung 3.5.: Ausschnitt von Garmisch-Partenkirchen in Google Earth (Goo13)

exportiert werden und durch die Software *ArcMap* importiert werden.

Die Untersuchung dieser Methoden auf Verfügbarkeit, Durchführbarkeit und Arbeitsaufwand zeigt, dass das Einzeichnen der Gebäude in *Google Earth* die für dieses Projekt beste Variante darstellt, eine detailreiche und aktuelle Datenerhebung zu erfassen.

Für die Modellkommune Garmisch-Partenkirchen wurde im Rahmen dieser Arbeit anhand dieser Vorgehensweise eine Datenbank mit 7893 Gebäudeteilflächen erstellt. Diese Zahl entspricht nicht der Gebäudeanzahl von Garmisch-Partenkirchen, da zum einen Garagen mit eingezeichnet wurden, welche zur Nutzung von Photovoltaikanlagen geeignet sein können, und zum anderen Gebäude für die korrekte Erfassung der Dachausrichtung aufgeteilt werden mussten. Als Beispiel dient Abbildung 3.6



Abbildung 3.6.: Unterteilung von Dachflächen in mehrere Abschnitte

⁵.kml Dateien können Geodaten sowohl in Vektor- sowie in Rasterform beinhalten

3.1.2. Untergliederung in Dachtypen

Ein wichtiges Kriterium zur Bestimmung der geeigneten und für Solarmodule zur Verfügung stehenden Dachflächen ist die Dachform selbst. Je nach Dachform ergeben sich unterschiedliche Anteile des Daches, welche für Photovoltaik genutzt werden können (vgl. Kapitel 2.3). In *ArcMap* wird die Attributtabelle des Layers, welche alle Teilflächen der Gebäude beinhaltet, mit dem Attribut *Dachform* ergänzt. Hierbei wird unter vier verschiedenen Dachtypen unterschieden (Tabelle 3.1.2).

Dachbezeichnung	Kurzzeichen	nutzbare Dachfläche
Satteldach	S	50% oder 100%
Walmdach	W	40%
Flachdach	F	50%
Pultdach	N	100%

Tabelle 3.1.: Dachtypen mit ihren Abkürzungen und der für PV-Anlagen nutzbare prozentuale Anteil des Daches

Bei einer Gebäudeteilfläche mit Satteldach wird demnach nur 50% der geeigneten Dachfläche mit PV-Modulen bestückt, bei einem Haus mit Walmdach verringert sich die nutzbare Fläche sogar auf hier angenommene 40%. Bei landwirtschaftlichen Hallen sowie mittleren und großen Industriegebäuden häufig Flachdächer zu finden. Aber auch Garagen sind häufig mit Flachdächern aufgebaut. Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt, liegt das Optimum zwischen nutzbarer PV-Fläche und Dachfläche bei ca. 50%. Hier ergibt sich ein Höchstmaß an nutzbarer PV-Fläche sowie ein Minimum an gegenseitiger Verschattung.

3.1.3. Bestimmung der Dachausrichtung

Ein weiteres wichtiges Kriterium zur Ermittlung der Dachausrichtung ist der Giebel des Hauses. Dieser gibt an, in welche Richtung die geeigneten Dachflächen zeigen. Abbildung 3.7 zeigt den Unterschied der Dachausrichtung für den Fall, dass der Giebel parallel/quer zur längsten Seite des Hauses verläuft. Eine Missachtung der Giebelausrichtung würde eine um 90° gedrehte (sowohl in Ost- als auch West-Richtung) Ausrichtung der Dachfläche erzeugen. Dies führt zu schwerwiegenden Fehlern in der Potenzialanalyse. Daher wurde im Gebäude-Layer eine weitere Attributspalte hinzugefügt, welche folgende Information für alle Gebäudeteilflächen beinhaltet (Tabelle 3.2). Mit Hilfe

Giebelausrichtung	Kurzzeichen	Dachform
Parallel zur längsten Seite	1	S,W,N
Quer zur längsten Seite	2	S,W,N
keine Angabe	0	F

Tabelle 3.2.: Unterteilung der Giebel für die verschiedenen Dachformen

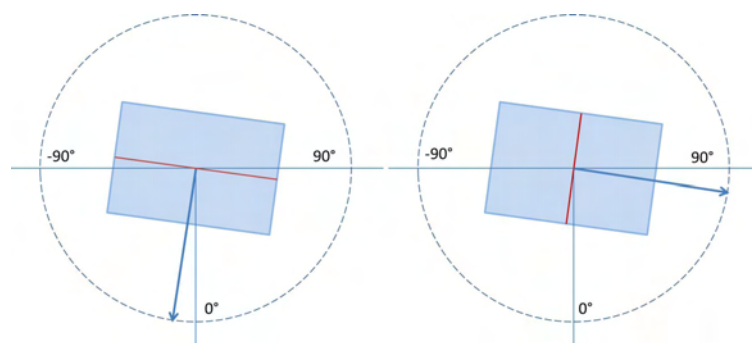


Abbildung 3.7.: Effekt der Ausrichtung des Giebels parallel (links) oder quer (rechts) zur längsten Seite

dieses Attributs kann für alle Dachflächen die Ausrichtung bestimmt werden. Abbildung 3.8 zeigt die relativen Häufigkeiten der Gebäudeteilflächen inklusive der Unterteilung der Giebel parallel und quer zur längsten Seite.

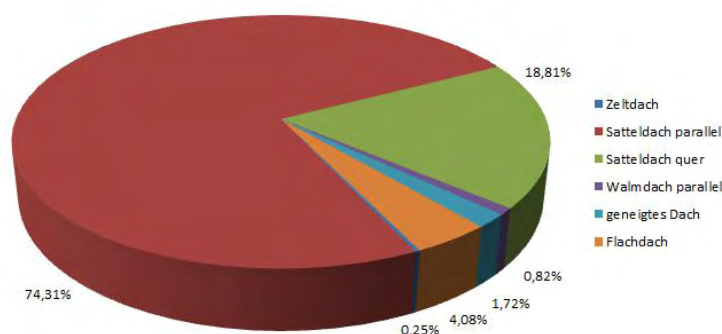


Abbildung 3.8.: Prozentuale Häufigkeit der Gebäudeteilflächen inklusiver der Information zur Lage des Giebels

Mit über 74% Anteil ist das Satteldach, welches den Giebel des Daches parallel zur längsten Seite aufweist, gefolgt von dem Satteldach mit quer verlaufenden Giebel (über 18%) die häufigste Dachform in Garmisch-Partenkirchen. Insgesamt besitzen so über 92% aller Gebäudeteilflächen ein Satteldach. Dies spiegelt auch die Ortsgestaltungssatzung der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen wider, welche als grundlegende Anforderung an Hauptgebäude ein Satteldach vorgibt (GP02).

3.2. Abschätzung der Verschattung durch Berge

Beim Markt Garmisch-Partenkirchen bedarf es aufgrund der besonderen geografischen Lage nahe der Alpen eine Untersuchung auf Verschattung durch Berge. Hierzu dienen eigens für diese Arbeit erstellte Panorama-Bilder, welche in den Einklang mit den Sonnenstandsdiagrammen gebracht werden. Vorab werden Luftbilder des Markts analysiert, wobei auffällt, dass der Markt aufgrund der topographischen Umgebung sternförmig im Tal liegt. Um zumindest eine Abschätzung der Verschattung zu erstellen, wird Garmisch-Partenkirchen in 5 Zonen unterteilt, welche unterschiedliche Bedingungen in Hinsicht auf die Umgebung und die Lage zu den Bergen besitzen:

- Verschattungszone 1: Norden
- Verschattungszone 2: Süd-Westen
- Verschattungszone 3: Süd-Mitte
- Verschattungszone 4: Süd-Osten
- Verschattungszone 5: Mitte

In jeder dieser Zone wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Panoramabild erstellt, welches repräsentativ die Umgebung mit ihrem Bergpanorama für alle Gebäude innerhalb dieser Zone widerspiegelt. Abbildung 3.9 zeigt diese Unterteilung sowie den jeweiligen Aufnahmeort der Bilder.

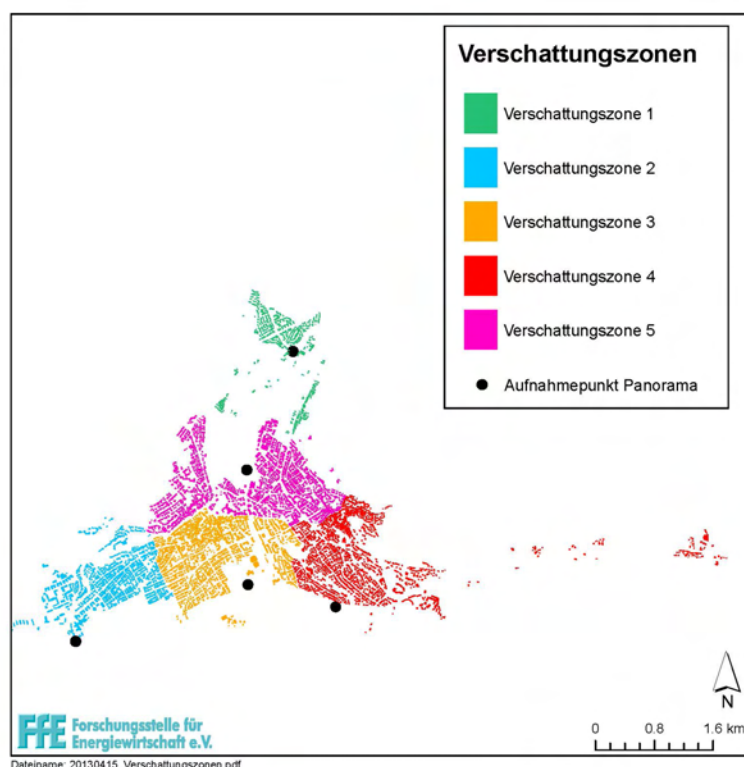


Abbildung 3.9.: Unterteilung von Garmisch-Partenkirchen in 5 verschiedene Verschattungszone

Im nächsten Schritt werden die Panoramabilder so zu skaliert, dass sie den wahren Höhenwinkel der Bergkette aufzeigen. Hierzu wird zum einen der Abstand zwischen der Bergkette und dem Aufnahmeort benötigt sowie zum anderen die Höhe der Bergkette (Gleichung 3.1).

$$\tan \alpha = \frac{H_{Berg}}{Abstand} \quad (3.1)$$

Mit Hilfe eines per GPS festgehaltenen Aufnahmepunktes und den geografisch eindeutig zuordbaren Koordinaten eines auf dem Bild festgehaltenen Gipfels kann der Abstand zwischen dem Aufnahmepunkt und der Bergkette bestimmt werden. Die Höhe des Gipfels sowie die Höhe des Aufnahmepunktes ist mittels Google Earth leicht bestimmbar. Auf diese Weise wird das Höhenverhältnis des Bildes an das Sonnenstandsdiagramm angepasst. Das Bild wird daraufhin in die Software *meteonorm*⁶ eingebunden, in welcher die Sonnenverläufe für die Monate März, Juni, September und Dezember hinterlegt sind. In Abbildung 3.10 wird exemplarisch das Ergebnis für die Verschattungszone 2 dargestellt. Die Sonnenstandsdiagramme der anderen Verschattungszone sind dem Anhang zu entnehmen. Mit diesen so entstehenden Sonnenstandsdiagrammen, welche die Ho-

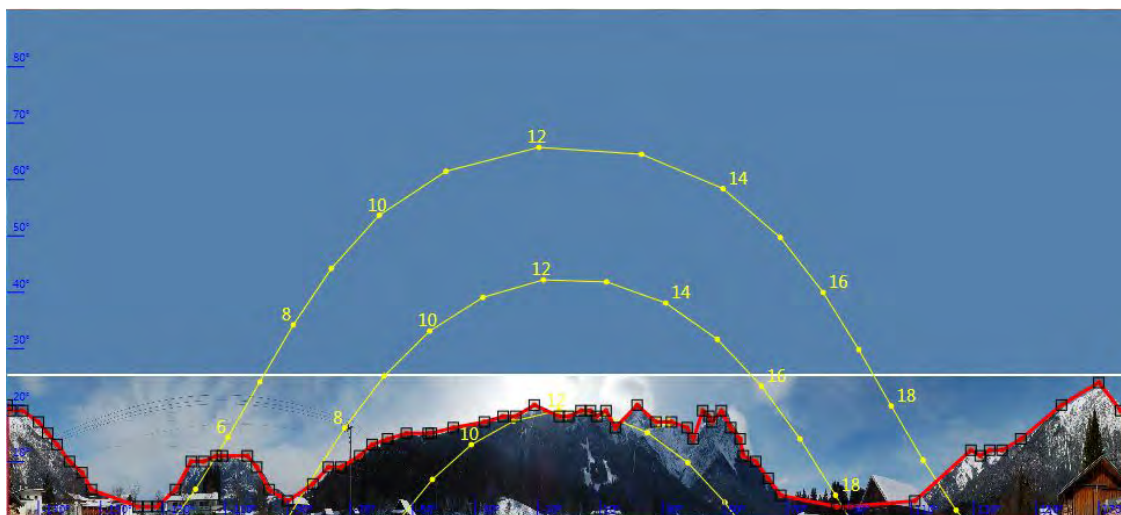


Abbildung 3.10.: Bergpanorama von Garmisch-Partenkirchen in Sonnenstandsdiagramm

izontlinie (rot) beinhalten, können die Uhrzeiten des Sonnenauf- und untergangs für die Monate März, Juni, September und Dezember bestimmt werden. Mittels Interpolation werden die übrigen Monate anschließend errechnet und ergänzt. Tabelle 3.3 gibt einen Überblick.

⁶ meteonorm ist eine umfassende Datenbank, welche den Zugriff auf meteorologische Daten wie z.B. Einstrahlungsdaten oder Sonnenstandsdiagramme für jeden beliebigen Ort ermöglicht

Datum	Standort 1		Standort 2		Standort 3		Standort 4		Standort 5	
	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓
21. Jan	9:53	16:14	9:46	15:20	8:54	15:23	9:05	15:08	8:20	16:09
21. Feb	8:50	17:04	8:04	16:52	8:03	16:34	8:14	16:10	7:44	17:03
21. Mrz	7:50	17:40	6:50	18:00	7:20	17:30	7:30	17:00	7:15	17:40
21. Apr	6:47	18:16	6:00	18:49	6:43	18:14	6:51	17:43	6:51	18:02
21. Mai	5:44	18:38	5:37	19:15	6:13	18:44	6:17	18:16	6:32	18:06
21. Jun	4:40	18:50	5:40	19:20	5:50	19:00	5:50	18:40	6:20	17:55
21. Jul	5:44	18:39	5:37	19:15	6:13	18:44	6:17	18:16	6:32	18:06
21. Aug	6:47	18:16	6:00	18:49	6:43	18:14	6:51	17:43	6:51	18:02
21. Sep	7:50	17:40	6:50	18:00	7:20	17:30	7:30	17:00	7:15	17:40
21. Okt	8:50	17:04	8:04	16:52	8:03	16:34	8:14	16:10	7:44	17:03
21. Nov	9:53	16:14	9:46	15:20	8:54	15:23	9:05	15:08	8:20	16:09
21. Dez	10:50	15:10	11:50	13:30	9:50	14:00	10:00	14:00	9:00	15:00

Tabelle 3.3.: Sonnenauf (↑) - und untergangszeiten (↓) für alle Verschattungszonen

Mit Hilfe eines Verfahrens nach Quaschnig und Hanitsch wird darauf folgend ein Verfahren zur Abschätzung der Bestrahlungseinbußen aus Tabellen eingesetzt (QH95). Hierbei wird angenommen, dass Hindernisse in der Umgebung einer PV-Anlage nur einen kleinen Teil des Einstrahlungsraumes bedecken. In diesem Fall können die Abschattungsverluste der diffusen Strahlung vernachlässigt werden. Diese Annahme ist einerseits zwar nicht vollständig mit der Bergverschattung vereinbar, da die Berge ein großes Hindernis darstellen, andererseits kann die Verschattung auf einfache Weise abgebildet und grob abgeschätzt werden. Ausgangsbasis ist dabei wiederum Tabelle 3.3, welche durch die Sonnenauf- und untergangszeit die Zeiträume beschreibt, in denen die Sonnenbahn die Umgebungssilhouette schneidet. In diesen Momenten wird die direkte Sonneneinstrahlung für den Standort ausgeschlossen. Mit Hilfe von *PVGIS*⁷ wird für jeden Monat jeweils eine Tabelle mit der durchschnittlichen täglichen Global- und Diffusstrahlung in ca. 20 minütiger Auflösung analysiert. Ergebnis ist Tabelle 3.4, welche den Anteil der stündlichen direkten Sonnenbestrahlung $H_{Dir,21,T}$ bezüglich der täglichen Globalstrahlung $H_{G,21,M}$ auf einer 21°⁸ geneigten Ebene in % Garmisch-Partenkirchen angibt.

Anhand von Abbildung 3.10 sollen die Strahlungsverluste beispielhaft berechnet werden. Für die Verschattungszone 2 kann aus dem Sonnenstandsdiagramm entnommen werden, dass im Dezember lediglich zwischen 11:50 Uhr und 13:30 Uhr der Standort ungehindert bestrahlt wird. Zu den anderen Zeitpunkten wird die direkte Strahlung von der Bergkette abgehalten. Es berechnen sich die Bestrahlungsverluste für einen Tag im Dezember nach Tabelle 3.2 wie folgt:

⁷ Photovoltaik Geographical Information System: eine Datenbank, die Strahlungsdaten für Europa, Afrika und Südwest-Asien enthält. Diese wurden über Jahre gemessen, sodass belastbare Durchschnittswerte ermittelt werden konnten.

⁸ angepasst an das Mittel des Neigungswinkels nach (GP02). Diese Vorgabe sieht für Hauptgebäude einen Dachneigungswinkel zwischen 18°-25° vor

3. Untersuchung der Modellkommune Garmisch-Partenkirchen

	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
04-05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05-06	0,00	0,00	0,00	0,02	0,11	0,11	0,12	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00
06-07	0,00	0,00	0,70	0,85	1,10	1,10	1,14	0,85	0,44	0,00	0,00	0,00
07-08	0,00	1,42	2,10	2,39	2,42	2,42	2,46	2,28	2,06	1,32	0,00	0,00
08-09	1,21	4,25	4,11	4,04	3,79	3,78	3,84	3,89	4,03	3,95	2,79	0,02
09-10	6,68	6,86	5,88	5,51	4,98	4,97	5,06	5,33	5,85	6,32	6,25	5,38
10-11	9,04	3,90	7,20	6,59	5,85	5,99	5,96	6,40	7,22	8,13	8,46	9,34
11-12	10,26	9,82	7,89	7,16	6,31	6,30	6,43	6,98	7,94	9,09	9,64	10,66
12-13	10,26	9,82	7,89	7,16	6,31	6,30	6,43	6,98	7,94	9,09	9,64	10,66
13-14	9,04	8,80	7,20	6,59	5,85	5,84	6,12	6,40	7,22	8,13	8,46	9,34
14-15	6,68	6,86	5,88	5,51	4,98	4,97	5,06	5,33	5,85	6,32	6,25	5,38
15-16	0,01	4,25	4,11	4,04	3,79	3,78	3,84	3,89	4,03	3,31	2,79	0,02
16-17	0,00	1,07	2,10	2,39	2,42	2,42	2,46	2,28	2,06	1,48	0,34	0,00
17-18	0,00	0,00	0,27	0,85	1,10	1,10	1,14	0,85	0,44	0,11	0,00	0,00
18-19	0,00	0,00	0,00	0,01	0,11	0,11	0,12	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
19-20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle 3.4.: Anteil der stündlichen direkten Sonnenbestrahlung pro m^2 auf eine 21° geneigte Ebene bezüglich der täglichen Globalstrahlung pro m^2 in % für Garmisch-Partenkirchen (Datengrundlage: (EK13))

$$H_{Verlust,Dez} = 0,02\% + 5,38\% + 9,34\% + \frac{50min}{60min} \cdot 10,66\% + \frac{30min}{60min} \cdot 9,34\% + 5,38\% + 0,02\% = 33,707\% \quad (3.2)$$

Für die restlichen Monate können die Verluste pro Tag analog ermittelt werden. Es ergibt sich Tabelle 3.5.

	Standort 1	Standort 2	Standort 3	Standort 4	Standort 5
Januar	7,11	6,34	1,10	1,78	0,40
Februar	4,96	1,85	2,09	3,30	1,04
März	2,54	0,58	1,53	2,02	1,31
April	0,70	0,02	0,64	1,00	0,76
Mai	0,12	0,07	0,05	0,50	0,80
Juni	0,02	0,07	0,09	0,13	0,68
Juli	0,44	0,16	0,51	0,64	0,95
August	0,74	0,07	0,68	1,04	0,79
September	2,31	0,37	1,35	1,92	1,11
Oktober	4,71	1,89	2,27	3,58	1,07
November	8,58	9,79	4,57	6,07	1,22
Dezember	13,21	33,71	9,91	10,81	0,04

Tabelle 3.5.: Anteil der täglichen Einbußen der direkten Sonnenbestrahlung pro m^2 auf eine 21° geneigte Fläche in % für Garmisch-Partenkirchen

Tabelle 3.6 gibt die Gewichtung der Globalstrahlung pro Monat im Verhältnis zur jährlichen Globalstrahlung an. Diese werden anhand der durchschnittlichen Tagesstrahlung je Monat $H_{G,21,T}$ von (EK13) erstellt und an die Anzahl der Tage pro Monat geknüpft (Gleichung 3.3).

$$\frac{H_{G,21,M}}{H_{G,21,J}} = \frac{H_{G,21,T} \cdot \text{AnzahlTage}_M}{\sum_{M=Jan}^{Dez} H_{G,21,M}} \quad (3.3)$$

	$\frac{H_{G,21,M}}{H_{G,21,J}}$
Jan	3,92
Feb	5,76
Mrz	8,92
Apr	10,61
Mai	12,32
Jun	11,77
Jul	12,68
Aug	11,31
Sep	8,85
Okt	6,76
Nov	4,05
Dez	3,06

Tabelle 3.6.: Anteil der monatlichen Globalstrahlung $H_{G,21,M}$ von der jährlichen Globalstrahlung $H_{G,21,J}$ für eine um 21° geneigte Fläche von $1m^2$ in% für Garmisch-Partenkirchen (EK13)

Für die Berechnung der jährlichen Verluste durch Verschattung wird der Anteil der monatlichen Globalstrahlung von der jährlichen Globalstrahlung erfordert und mit den Verlusten pro Tag je Monat multipliziert werden (Gleichung 3.4).

$$H_{Verlust,Jahr,Z2} = \sum_{M=Jan}^{Dez} (H_{G,21,M} \cdot H_{Verlust,M}) \quad (3.4)$$

Für das obige Beispiel aus Abbildung 3.10 berechnet sich der jährlichen Bestrahlungsverlust pro m^2 für die Verschattungszone 2 wie folgt:

$$\begin{aligned} H_{Verlust,Jahr,Z2} &= 3,92\% \cdot 6,34\% + 5,76\% \cdot 1,85\% + 8,92\% \cdot 0,58\% + 10,61\% \cdot 0,02\% \\ &+ 12,32\% \cdot 0,07\% + 11,77\% \cdot 0,07\% + 12,68\% \cdot 0,16\% + 11,31\% \cdot 0,07\% \\ &+ 8,85\% \cdot 0,37\% + 6,76\% \cdot 1,89\% + 4,05\% \cdot 9,97\% + 3,06\% \cdot 33,71\% \\ &= 2,03\% \end{aligned} \quad (3.5)$$

Für die anderen Verschattungszone kann der Verlust analog dazu gerechnet werden. Für alle Verschattungszone innerhalb von Garmisch-Partenkirchen ergibt sich damit Tabelle 3.7.

	Standort 1	Standort 2	Standort 3	Standort 4	Standort 5
Verluste	2,28	2,03	1,27	1,73	0,70

Tabelle 3.7.: jährliche Verluste pro m^2 im Bezug auf die Globalstrahlung auf eine um 21° geneigte Ebene in Garmisch-Partenkirchen

Die Ergebnisse zeigen, dass auf ein ganzes Jahr gerechnet in Garmisch-Partenkirchen nur minimale Verluste aufgrund der Bergverschattung zu erwarten sind. Maximal 2,28% der Globalstrahlung pro m^2 können in Garmisch-Partenkirchen nicht für die Erzeugung elektrischer Energie berücksichtigt werden. Dies entspricht 31,35 kWh/ m^2 pro Jahr und ist so gering, dass diese vernachlässigbar sind. Doch gerade in den Wintermonaten können die Verluste bei Inselanlagen von großer Bedeutung sein. Beispielsweise betragen die täglichen Globalstrahlungseinbußen im Dezember für die Verschattungszone 2 über 33%. Das entspricht einer um 458 Wh/ m^2 kleineren Einstrahlungsleistung am Tag. Zusätzlich kommt es in Garmisch-Partenkirchen aufgrund der Alpenrand Nähe im Winter vermehrt zu Schneefall, sodass der Einfluss der Bergverschattung dann nicht mehr zu tragen kommt.

3.3. Effektiv nutzbare Dachfläche für PV-Anlagen – Fazit

Basierend auf den erzeugten Gebäudedaten kann die Summe aller Dachflächen, welche für Photovoltaikanlagen geeignet sind berechnet, werden. Nach der Analyse von Solardachkataster andere Städte und Gemeinden hinsichtlich der Verschattung durch Bäume von (Mio12) wird für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen ein Reduktionsfaktor von 35% der Dachfläche angenommen. Es ergibt sich damit eine nutzbare Dachfläche von insgesamt 47,16ha, die sich nach Kapitel 4 auf die Flächennutzungsarten wie folgt verteilt (Tabelle 3.8).

Flächennutzungsart	Dachfläche in m^2	PV-Leistung in kW
Wohnbau	390.438,48	57706,8
Landwirtschaft	16.576,70	2459,28
GHD & Industrie	36.677,75	5469,6
Militär	19.447,94	2903,04
Grünfläche	6.396,94	948
Forstwirtschaft	2.106,63	312,72
Gesamt	471.644,43	69799,44

Tabelle 3.8.: Effektiv nutzbare Dachfläche aufgeteilt in Siedlungsstrukturen

Über die Annahme von einer durchschnittlichen Leistungsdichte einer Photovoltaikanlage von $150 \frac{W}{m^2}$ ergibt sich für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen ein erschließbares Potenzial von etwa 70MW.

4. Analyse des bisherigen Photovoltaik-Ausbaus

Hinsichtlich des Ziels eines Ausbauszenarios auf Gemeindeebene für die nächsten 20 Jahre, welches nachfolgend adressgenau auf Gebäude verteilt werden soll, muss untersucht werden, ob bestimmte Typen von Gebäude(teil)flächen bevorzugt mit PV-Anlagen bestückt werden. Der bisherige Ausbau der PV-Anlagen kann dem EEG-Anlagenstamm der Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen entnommen werden (REF). Allgemein sind Netzbetreiber zur Veröffentlichung der Einspeiser nach dem EEG (REF) dazueistung verpflichtet und geben damit Daten zu Energieträgern (z.B. Wasserkraft, Wind,, Inbetriebnahmedatum und weitere Informationen frei. Die im Folgenden beschriebenen Betrachtungen erfolgen auf Basis des Anlagenstamms der Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen mit dem Stand Dezember 2012.

Abbildung 4.1 zeigt den bisherigen Ausbau der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen. Es ist deutlich das in Kraft Treten des EEG im Jahr 2002 zu erkennen: Die aufgrund der EEG einher gehende Einspeisevergütung verursacht einen Zuwachs an Ausbau und Installation von Photovoltaik-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen. Im Jahr 2012 sind in der Gemeinde 294 PV-Anlagen auf Dachflächen und 2 Freiflächen-Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von $3437,908\text{kW} + 1756,52\text{ kW} = 5194,428\text{ kW}$ in Betrieb (GP13).

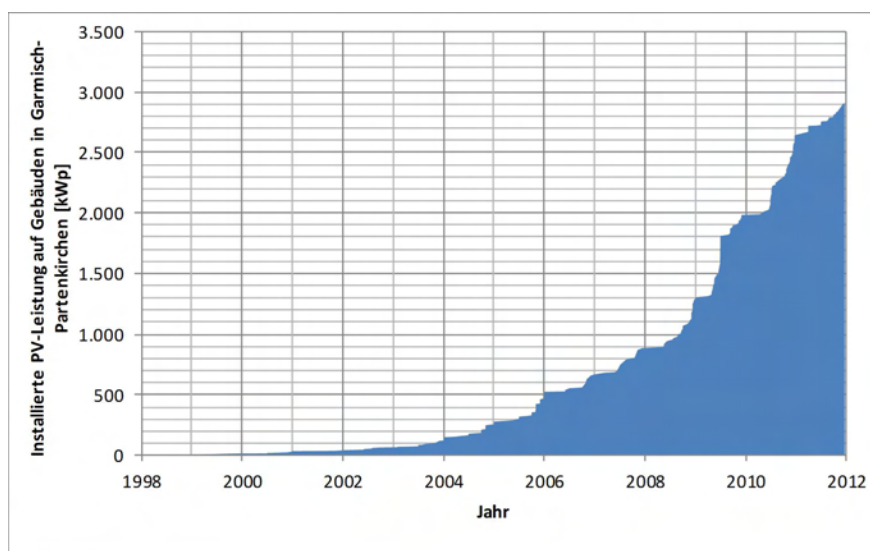


Abbildung 4.1.: Historischer Bestand an PV-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen bis 2012 (Datengrundlage aus(GP13))

Dabei ist zu beobachten, dass die durchschnittliche PV-Anlagengröße bzw. die installierte Moduleleistung bei STC (standard test conditions) im Laufe der Jahre in Garmisch-Partenkirchen zugenommen hat, wie auch in Abbildung 4.2 ersichtlich ist. Während ursprünglich die Größe einer

Anlage ca. 3 kWp betrug, hat sich inzwischen eine installierte Leistung bei durchschnittlich etwa 12-13 kWp eingependelt. Hierbei spielt der sinkende Modulpreis eine wesentliche Rolle.

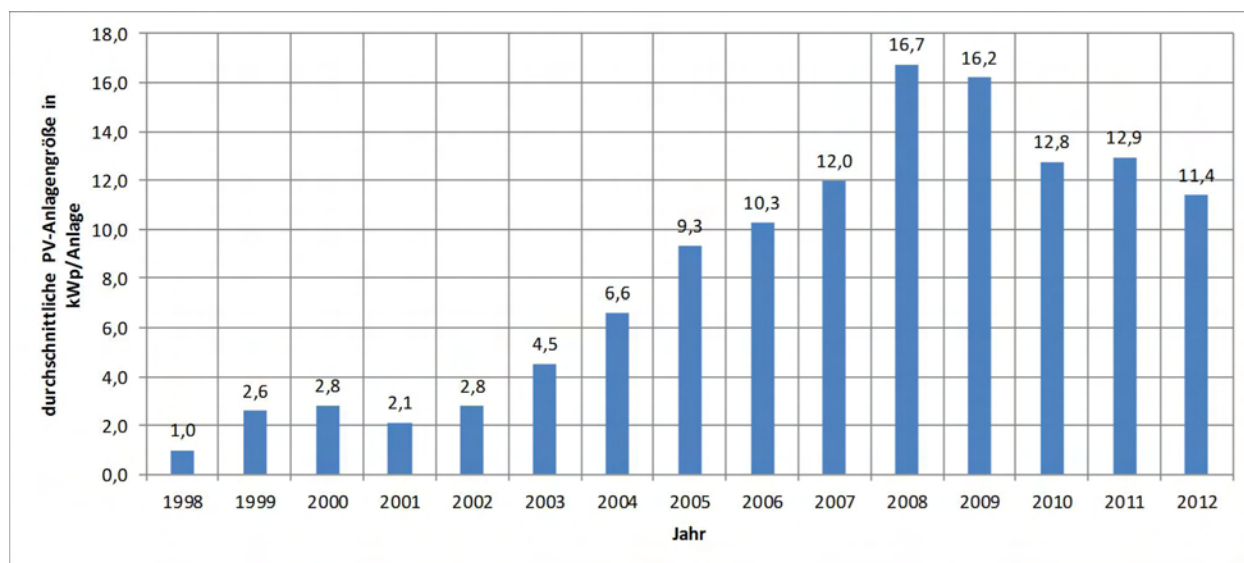


Abbildung 4.2.: durchschnittliche installierte Leistung pro Jahr

Im Folgenden soll der Bestand an PV-Anlagen im Jahr 2012 auf Indikatoren untersucht werden, welche für einen besonders großen Ausbau von Photovoltaik sprechen können. Diese Indikatoren lassen sich hierbei in gebäudespezifische sowie strukturabhängige Parameter untergliedern.

Als Grundlage dazu muss zunächst eine Zuordnung der bestehenden PV-Anlagen zu den Dachflächen erstellt werden. Das Vorgehen dazu ist in Abbildung 4.3 ersichtlich.

Die Problematik der Zuordnung liegt in der unterschiedlichen Formaten der Dachflächen und der bisherigen PV-Anlagen. Während die Dachflächen zunächst als Geometrien vorliegen, werden die PV-Anlagen mittels Koordinaten bestimmt. Daher werden für die Dachflächen zunächst die Flächenschwerpunkte berechnet. Diese x,y-Koordinaten können dann mit Hilfe eines Reverse Geocoders⁹ in Adressen konvertiert werden. Da sich diese Adressen aufgrund der unterschiedlichen Formatierung von denen der PV-Anlagen grundsätzlich unterscheiden und diese so nur schwer voneinander differenzierbar sind, werden sowohl die Gebäudeadressen als auch die PV-Anlagen Adressen mittels eines Geocoders¹⁰ umgewandelt. Diese Koordinaten können nun miteinander verglichen werden. Entspricht eine PV-Anlagen-Koordinate einer Gebäudekoordinate, so kann diese PV-Anlage mit ihren Attributen dem Gebäude zugeordnet werden. Ein Nachteil dieses Verfahrens ist, dass durch die Teilung eines Gebäudes in mehrere Gebäudeteilflächen (siehe Abschnitt 3.1.1) diese Gebäudeteilflächen dieselbe x,y-Koordinaten über den Geocoder zugewiesen bekommen. In einem solchen Fall wird die PV-Anlage einer der Teilflächen zufällig zugewiesen.

⁹ Ein Reverse Geocoder gibt für eine x,y-Koordinate die Adresse in Form von Adresse,Hausnummer und Ort an

¹⁰ Ein Geocoder wandelt eine Adresse (Straße,Hausnummer,Ort) in eine x,y-Koordinate

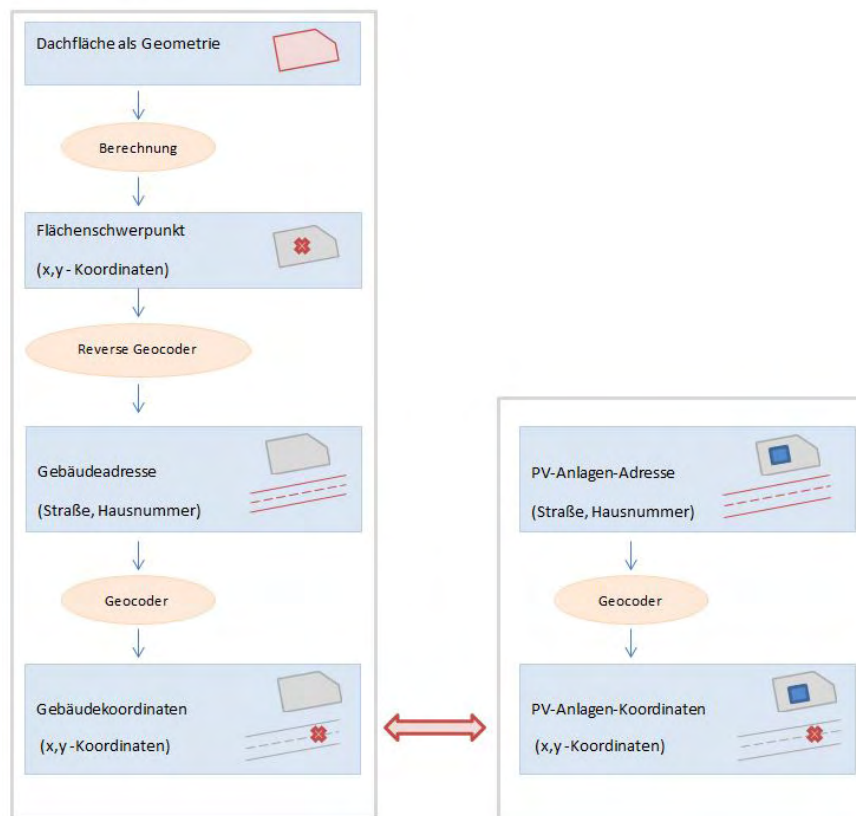


Abbildung 4.3.: Zuordnung der bestehenden PV-Anlagen zu den Dachflächen

4.1. Strukturabhängige Indikatoren

Die Struktur abhängigen Indikatoren beschreiben Parameter, welche sich nicht nur auf ein Haus, sondern auf eine Region beziehen. Diese Regionen können Siedlungstypen, Flächennutzungen, aber auch Verschattungszonen darstellen. Zumeist stellen Struktur abhängige Indikatoren historisch lang zurückgehende Entwicklungen eines Ortes dar oder entstehen aus topografische Gegebenheiten des Umfelds.

4.1.1. Untersuchung anhand von Siedlungstypen

Eine Siedlungsstruktur beschreibt bauliche und nutzungsbezogene Eigenschaften besiedelter Flächen. Diese umfassen neben den Bruttobaugebieten (Grundstücksflächen, Flächen für laufenden und ruhenden Verkehr, öffentliche Grünflächen sowie Flächen für Gemeinbedarfseinrichtung) auch Erholungs- und Freiflächen sowie Flächen für Versorgungsanlagen. (Sch02) Je nach Ausprägung der Eigenschaften und Zielstellungen werden Siedlungsstrukturen in verschiedene Siedlungstypen eingeteilt. Für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen werden entsprechende Siedlungstypen in Tabelle 4.1.1 definiert und die Gebäude(teil)flächen in Garmisch-Partenkirchen diesen Siedlungstypen über Luftbilder zugeordnet. Abbildung 4.4 zeigt die Gebäude von Garmisch-Partenkirchen unterteilt in die definierten Siedlungstypen.

A	Streusiedlungen
B	Ein- und Zweifamilienhäuser niedriger Dichte
C	Ein- und Zweifamilienhäuser mittlerer Dichte
D	Ein- und Zweifamilienhäuser hoher Dichte
E	Reihenhaussiedlung
F	Zeilenbau(3-5 stöckig) und Mehrfamilienhäuser
G	Hochhäuser
H	Öffentliche Gebäude (z.B. Kirchen, Schulen,...)
I	Industrie
J	Blockbebauung

Tabelle 4.1.: Siedlungstypen in Garmisch-Partenkirchen

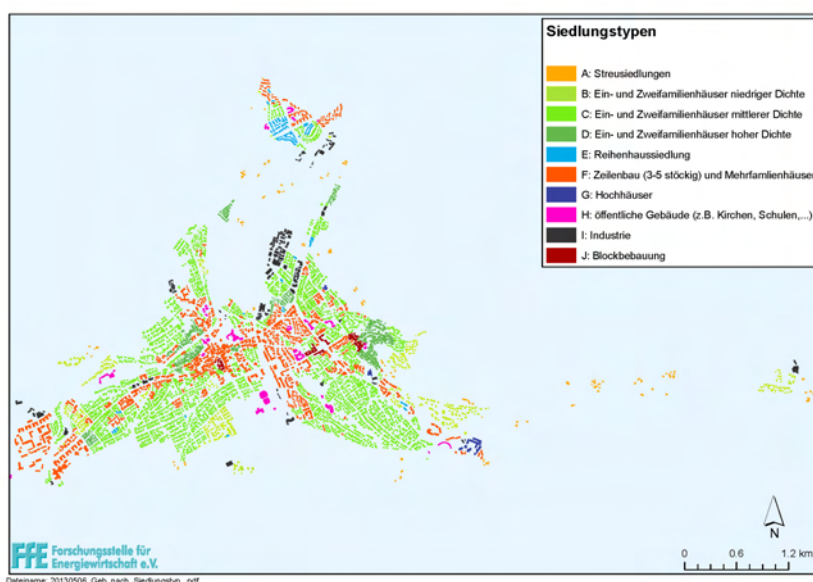


Abbildung 4.4.: Geographische Aufteilung der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen in verschiedene Siedlungstypen

Anhand dieser Abbildung ist deutlich zu erkennen, dass der Hauptanteil aller Gebäude Ein- bis Zweifamilienhäuser darstellen (Grüntöne). Vor allem in Richtung Ortszentrum und nahe der Hauptverkehrsstraßen in Garmisch-Partenkirchen verändert sich der Wohnraum hin zu dichter besiedelten Wohnstrukturen (v.a. in den Zeilenbau sowie Mehrfamilienhäuser). Zudem ist ein Industriegebiet zu erkennen, welches in nördlichen Mittel von Garmisch-Partenkirchen liegt. Die Quantifikation der Anteile pro Siedlungstyp erfolgt in Abbildung 4.5.

Diese Grafik zeigt die relative Häufigkeit der Siedlungstypen aller Gebäudeflächen (rot), sowie die relative Häufigkeit der Siedlungstypen auf den Gebäuden, welche eine PV-Anlage auf dem Dach, vorweisen (blau). Die Grafik zeigt, dass mit 65% der Hauptanteil an Gebäudeflächen Ein- bis Zweifamilienhäusern darstellen, sowie der dichter besiedelte Ortskern mit einem Anteil von 21% der Gebäude. Ein weiteres Augenmerk muss auch auf den im Osten von Garmisch-Partenkirchen

4. Analyse des bisherigen Photovoltaik-Ausbaus

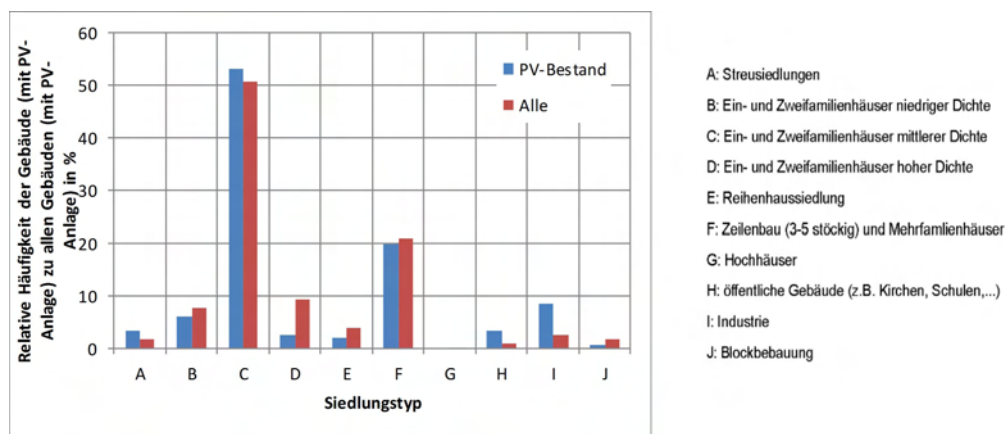


Abbildung 4.5.: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Siedlungstyp

gelegenen Ort Schlattan gelegt werden, welcher nur aus dem Siedlungstyp der Streusiedlungen besteht.

Abbildung 4.6 zeigt deutlich den Zusammenhang zwischen dem bisherigen Ausbau von PV-Anlagen sowie dem Siedlungstyp deutlich gemacht. Der prozentuale Anteil schwankt hierbei zwischen etwa 1-12%. Bei der genauen Betrachtung der Siedlungstypen H und I wird der Unterschied zu den

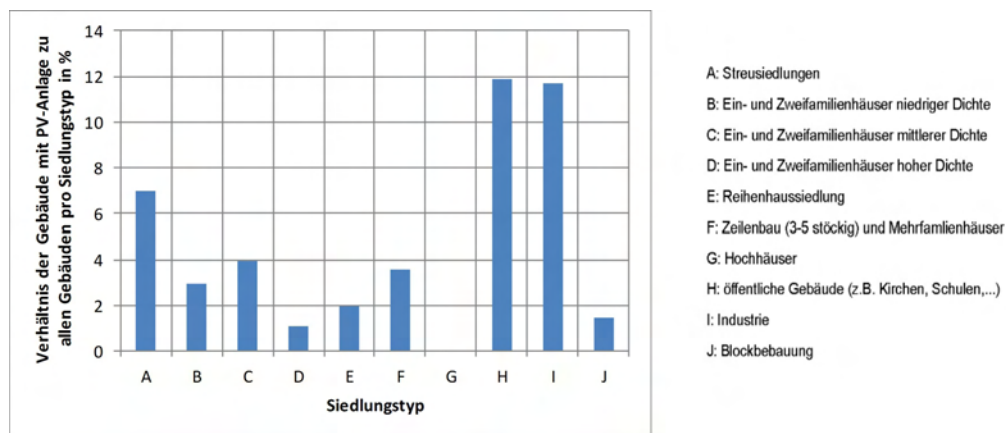


Abbildung 4.6.: Verhältnis der Gebäude mit PV-Anlage zu allen Gebäuden pro Siedlungstyp

Ein- bis Zweifamilienhäusern besonders deutlich. In absoluten Zahlen ausgedrückt, sind 10 von 84 öffentlichen Gebäudeflächen bzw. 25 von 214 Industriegebäudeflächen mit Photovoltaik-Anlagen bestückt. Damit werden öffentliche Gebäude und Industriegebäude etwa 3-4 mal so häufig mit PV-Anlagen bestückt, wie Ein- bis Zweifamilienhäuser. Bei der Betrachtung der Streusiedlungen kann in Vergleich trotz der oftmals großen Dachfläche nur eine leichte Erhöhung der relativen Häufigkeit festgestellt werden. Diese fällt im Mittel etwa doppelt so groß aus wie die der Ein- bis Zweifamilienhäuser. Das hat den Grund, dass in diesem Fall zumeist private Leute hinter den Höfen stehen. Der Anteil an Hochhäusern in Garmisch-Partenkirchen ist sehr gering ist, und dort wurden bisher auch keine PV-Anlagen installiert. Die Anzahl der Hochhäuser ist mit dem kleinstädtischen bis dörflichen Aufbau des Ortes begründbar. Zwar kann aufgrund der kleinen Stichprobenzahl von 16 Hochhäusern keine allgemeine Abschätzung des zukünftigen Ausbaus getroffen werden, dennoch

lässt die allgemeine Problematik der Befugnis und der Zugehörigkeit des Daches zu einer Person darauf schließen, dass auch in Zukunft keine Anlagen auf Hochhäusern gebaut werden.

Eine Behauptung, dass erhöhte Wahrscheinlichkeit von Industriegebäude oder öffentliche Gebäude, liegt nahe, muss jedoch aufgrund der zugrunde liegenden Zahlen zunächst mit Skepsis behandelt werden.

4.1.2. Untersuchung bezüglich der Flächennutzung

Ein Flächennutzungsplan beinhaltet nach dem Baugesetzbuch (Bau11) die sich aus der beabsichtigten städtebaulichen Entwicklung ergebende Art der Bodennutzung auf Gemeindeebene. Ein solcher Plan beschreibt unter anderem Bauflächen, Anlagen und Einrichtungen zur zentralen und dezentralen Energieerzeugung, -verteilung, oder -speicherung), Verkehrswege, Grünflächen sowie landwirtschaftliche Flächen und Wälder.

Ein solcher Flächennutzungsplan wird im Rahmen dieses Projekts durch die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen zur Verfügung gestellt (GP95). Diese maßstabgetreue Abbildung liegt in Form eines digitalen Fotos bereit. Durch die Georeferenzierung dieser Karte in ArcMap können die Gebäude in die Hauptbestandteile der Flächennutzung unterteilt werden:

- Wohnbauflächen
- gemischte Bauflächen (Bauflächen für GHD und Wohnbau)
- gewerbliche Bauflächen (Bauflächen für GHD und Industrie)
- Sondergebiet (z.B. Hotels, Militäranlagen)
- Flächen für Gemeinbedarf (z.B öffentliche Gebäude wie Schulen, Kirchen, usw.)
- Flächen für Versorgungsanlagen
- Grünfläche gemäß dem Baugesetzbuch
- Flächen für Landwirtschaft
- Flächen für Forstwirtschaft
- Flächen für Bahnanlagen

Auffällig ist, dass der Flächennutzungsplan zuletzt im Oktober 1995 aktualisiert wurde und die Einteilung keine Industrieflächen beinhaltet. Es muss jedoch aufgrund der in Kapitel 4 festgestellten Ergebnisse davon ausgegangen werden, dass der industrielle PV-Ausbau nicht dem von privaten Haushalten entspricht. Daher werden im Rahmen dieser Arbeit auch andere Datenquellen für die Beurteilung der Flächennutzung verwendet.

Eine Alternative stellt der OSM-Datensatz dar. Neben der für die OSM-Karte notwendigen geographischen Daten der Grundelemente (Punkte, Linien und Flächen) können verschiedenste Attribute

zur Beschreibung dieser hinzugefügt werden. Mit einem dieser Attribute, der im Englisch beschriebene Schlüssel "landuse", können über 30 verschiedene Werte zur Charakterisierung der Flächennutzung an das Grundelement übergeben werden.(Ope13) Bei der Untersuchung der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen sind jedoch weniger von Relevanz. Allerdings weist der OSM-Datensatz keine flächendeckende Abbildung der Flächennutzung auf, sodass die OSM-Datenquelle nur als Ergänzung heran gezogen werden kann. Wichtig ist, dass auch Industrie und Gewerbe erfasst werden, sodass der OSM-Datensatz als Ergänzung des Flächennutzungsplans von Garmisch-Partenkirchen bedeutsam ist.

Eine weitere Datenquelle ergibt sich durch den CORINE Land Cover (CLC). Hierbei handelt es sich um ein von der EU-Kommission angestoßenes Projekt zur einheitlichen Klassifizierung der wichtigsten Formen der Landnutzung und Bodenbedeckung. Die Kartierung der Bodenbedeckung und Landnutzung wurde europaweit von Satellitendaten durchgeführt. Dabei werden die Karten in 13 Hauptklassen eingeordnet und weiter je nach Nutzungsart unterteilt, sodass insgesamt 44 europaeinheitliche Nutzungsklassen umfasst (37 Klassen davon sind in Deutschland relevant).(DLR13) Die CLC-Daten sind in zwei Datensätze, der 'CLC - Commercial' und der 'CLC - Residential' - Datensatz, unterteilt. Jedoch ergeben auch diese zusammengesamt keine flächendeckende Abbildung der Modellkommune Garmisch-Partenkirchen, sodass auch dieser Datensatz nur zur Ergänzung benutzt werden können.

Aus den Eigenschaften der drei Datenquellen resultiert, dass eine Zusammenfassung der Datensätze notwendig ist, um eine flächendeckende und in Wohnraum und Industrie differenzierte Unterteilung vorzunehmen.

Zunächst wird nach dem Schema in Abbildung 4.7 der OSM-Datensatz ausgewertet. Hierzu wird der genannte OSM-Landuse Datensatz zuerst auf die Landesgrenzen von Garmisch-Partenkirchen begrenzt, da der gesamte Datensatz sehr groß ist und zum Rechnen viel Kapazität benötigen würde. Anschließend werden die Daten mit den Dachflächen über die geographische Lage verknüpft. Hierbei kommt es zu verschiedenen Szenarien:

- *Fall 1: Die Dachfläche liegt vollständig in der Fläche mit Landuse-Attribut*
Dies entspricht dem Idealfall. Der Dachfläche wird eindeutig ein Attribut der Flächennutzung zugewiesen. In der Gebäudetabelle bedeutet dies, dass der Gebäude-ID eindeutig in einer neuen Spalte eine Flächennutzungsart zugeordnet wird.
- *Fall 2: Die Gebäudefläche liegt teilweise in der Fläche mit Landuse-Attribut*
In diesem Fall wird die Dachfläche geteilt. Verläuft z.B. eine Grenze zwischen Industrie und Wohnbau durch ein Gebäude, wird die Gebäudefläche zweigeteilt und jeweils zugeordnet. In der Gebäudetabelle hat das zur Folge, dass die Gebäude-ID nicht mehr eindeutig ist, sondern mehrmalig vorkommen kann. Zu jeder dieser IDs kann dann eine andere Flächennutzung zugeteilt sein.
- *Fall 3: Die Dachfläche liegt in keiner Fläche mit Landuse-Attribut*
Aufgrund des unvollständigen Datensatzes, kann es dazu kommen, dass einer Dachfläche kein

Landuse-Attribut zugewiesen werden kann. Damit ist die Gebäude-ID in der Tabelle weiterhin vorhanden, die Spalte für die Flächennutzung ist jedoch leer.

- *Fall 4: Kein Gebäude liegt in einer der Fläche mit Landuse-Attribut*

Die Fläche mit dem Attribut der Flächennutzung wird zusätzlich aufgelistet, jedoch ohne eine Zuordnung zu einem Gebäude. Es gibt demnach Zeileneinträge in der Gebäudetabelle, welche keine Gebäude-ID enthalten.

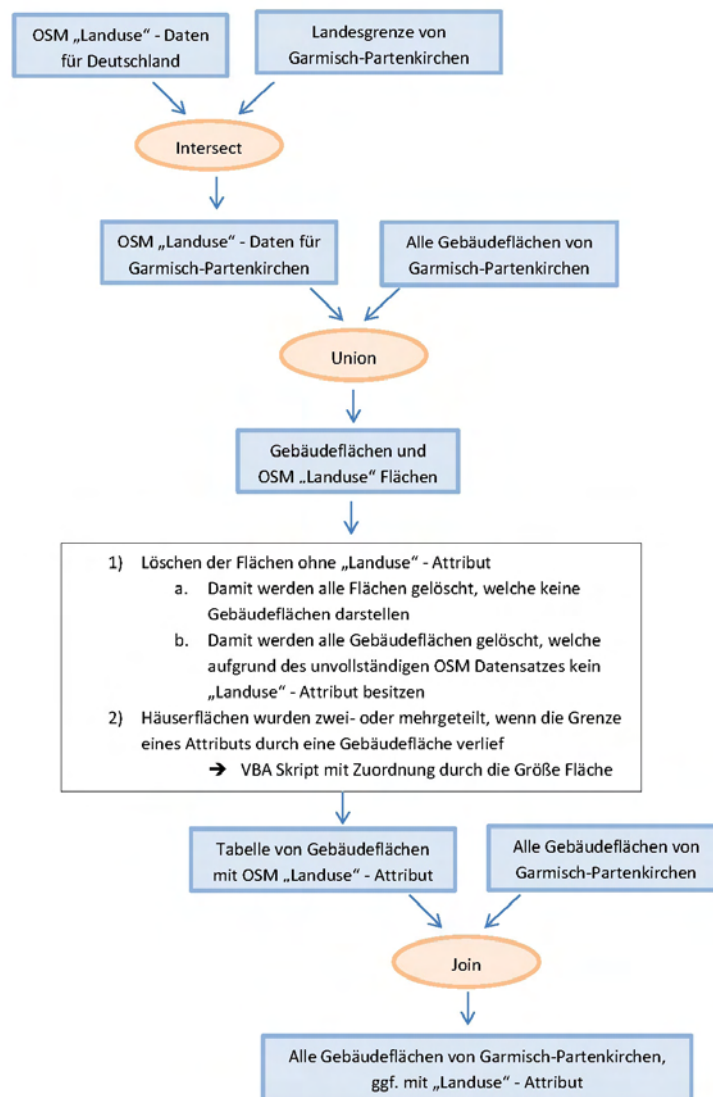


Abbildung 4.7.: Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels des OSM-Datensatzes

Da ein Gebäude nicht mehrere Flächennutzungsarten aufweisen kann, wird weitergehend wird die so entstehende Liste von Gebäuden mit/ohne Flächennutzungs-Attribut sowie an Nutzungsflächen ohne Gebäudezuordnung mittels einem Visual Basic Skript insofern bearbeitet, dass jeder Gebäu-

defläche maximal eine Flächennutzungsart zugewiesen ist. Dazu werden zum einen die in Fall 4 beschriebenen Flächen gelöscht, sowie die im Fall 2 erwähnten geteilten Gebäudeflächen der Nutzungsart mit der größten Gebäudeteilfläche zugeordnet. Anschließend wird die Tabelle mit einem 'Join' wiederum an die Gebäudeflächen geknüpft, sodass nun eine Tabelle mit Gebäuden existiert, welche je nach Verfügung ein Attribut in einer neuen Spalte aufweist.

Dieses Verfahren wird auch für CLC-Datensätze angewandt (Abbildung 4.8).

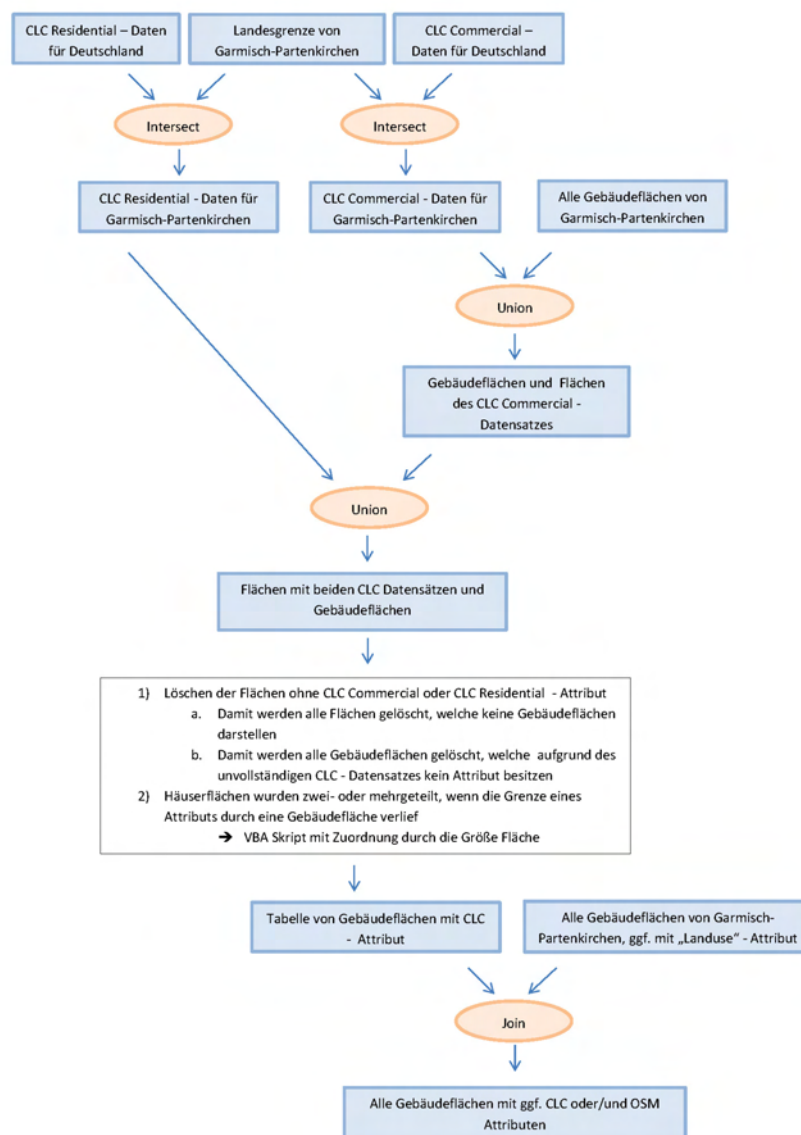


Abbildung 4.8.: Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels des CLC-Residential und des CLC-Commercial Datensatzes

Zunächst werden zwar sowohl der CLC Commercial- als auch der CLC Residential- Datensatz getrennt voneinander verarbeitet, das Vorgehen entspricht jedoch dem beim OSM-Datensatz angewandten. Auch bei dieser Datenaufbereitung ergibt sich so eine Gebäudetabelle, welche doppelte,

leere oder im Idealfall eindeutige Einträge beinhaltet. Ein angepasstes VBA-Skript berichtigt auch in diesem Fall die Tabelle. Eine anschließende Verknüpfung der Gebäudetabelle sowie dem Layer in ArcGis mittels einem 'Join' ergibt eine Tabelle mit den geografischen Flächenattributen sowie jeweils einer Spalte für die OSM-Flächennutzung und für die CLC-Flächennutzung.

Abschließend wird der von der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen zur Verfügung gestellte Flächennutzungsplan verwendet. Da dieser nicht mit geografischen Daten hinterlegt ist und nur als maßstabsgetreue Bilddatei vorliegt, wird zunächst eine Georeferenzierung anhand von Satellitenbildern durchgeführt. Darauf folgend werden die Geometrien des Flächennutzungsplans nachgezeichnet und mit dem Attribut der Flächennutzung versehen. Der auf diese Weise digitalisierte Flächennutzungsplan der Gemeinde kann nun weiter verwendet werden.

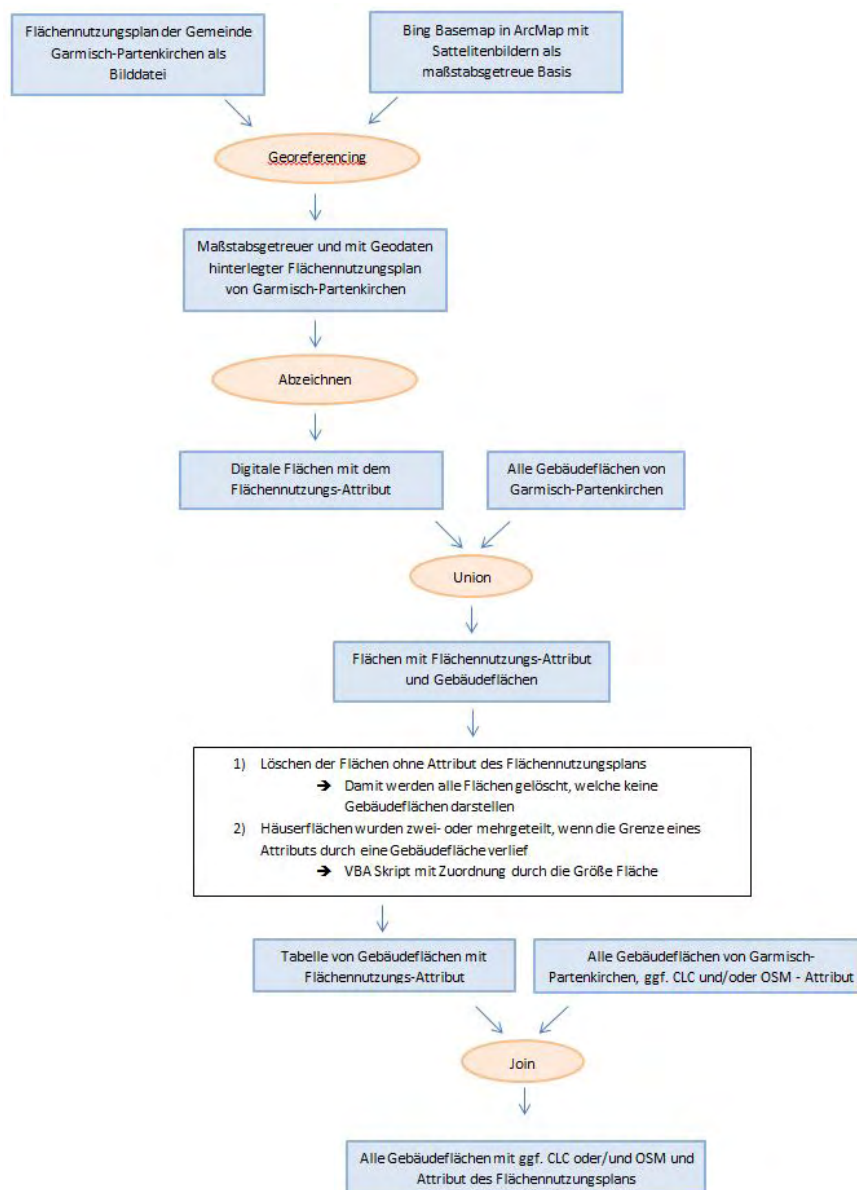


Abbildung 4.9.: Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels des Flächennutzungsplanes der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen

Abbildung 4.9 zeigt den Arbeitsablauf für die Zuordnung der Flächennutzungsart mittels Flächennutzungsplan. Dieser folgt dem Schema der OSM- und CLC- Datensätze. Aufgrund der Tatsache, dass dieser Flächennutzungsplan vollständig ist, kommt es zu keinen Einträgen in der Gebäudetabelle, welche keine Flächennutzung aufweisen. Doppelte Einträge und leere Flächen ohne Gebäudeeinträge müssen mittels VBA jedoch auch berücksichtigt werden.

Nach den drei vorgehend beschriebenen Verfahren entsteht eine Tabelle, welche jeder Hausfläche – wenn vorhanden – je ein Attribut der Flächennutzung zuordnet. Diese (maximal drei) Attribute müssen daraufhin so vereint werden, dass für jede der Gebäudeflächen eine Flächennutzung garantiert werden kann, welche auch der Richtigkeit und der Aktualität entspricht. Aufgrund der Vor- und Nachteile der drei Datenquellen ergibt sich folgende Hierarchie zur Auswahl der Flächennutzungsart:

- Die CLC-Daten werden nur genutzt, wenn eine Gebäudefläche mit keinem anderen Datensatz zugeordnet werden kann.
- Da der Flächennutzungsplan keine Angaben über die Nutzung der Industrie vorsieht wird im Fall, in dem der OSM-Datensatz eine Gebäudefläche die Industrie zuweist, der OSM-Datensatz bevorzugt.

Alle anderen nicht eindeutigen Möglichkeiten wurden mit Hilfe von Satellitenbildern untersucht und in Tabelle 4.2 zur Zuordnung der Flächennutzung festgehalten.

OSM/FNP	Wohnbau	GHD	Sondergebiet	Grünfläche	Landwirtschaft	Wald
Wohnbau	Wohnbau	-	GHD	Gruenfläche	-	-
GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD
Militär	-	-	Militär	-	-	-
Grünfläche	Wohnbau	-	GHD	Grünfläche	-	-
Landwirtschaft	Wohnbau	-	-	-	Landwirtschaft	-
Wald	Wohnbau	-	GHD	Grünfläche	-	Wald

Tabelle 4.2.: Auswertung der Flächennutzungspläne aus dem OSM-Datensatz und aus dem Flächennutzungsplan von Garmisch-Partenkirchen

Für die weitere Untersuchung werden die Flächennutzungsarten Grünfläche, Landwirtschaft und Wald zusammengefasst zu dem Sektor Landwirtschaft. Des Weiteren wird auch die Flächennutzung 'Militär' vernachlässigt, da aus Gründen der rechtlichen EEG-Vergütung keine Unterstützung der Photovoltaikanlagen für Amerikanische Militäranlagen besteht. Im Zuge dieser Vereinfachungen wird der Bestand PV-Anlagen von Garmisch-Partenkirchen nur noch in den Sektoren Landwirtschaft, GHD&Industrie (Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsunternehmen sowie Industrie) und Wohnbau analysiert.

Abbildung 4.10 zeigt die prozentuale Verteilung der Gebäude mit und ohne PV-Anlagen aufgeteilt auf diese drei Sektoren. Hierbei ist zu erkennen, dass - ähnlich wie die Analyse der Siedlungstypen ergeben hat - ca. 95% aller Gebäude in Garmisch-Partenkirchen Wohngebäude sind. Zudem werden etwa 85% der PV-Anlagen auch auf diesen gebaut. Bei der relativen Betrachtung zwischen den

4. Analyse des bisherigen Photovoltaik-Ausbaus

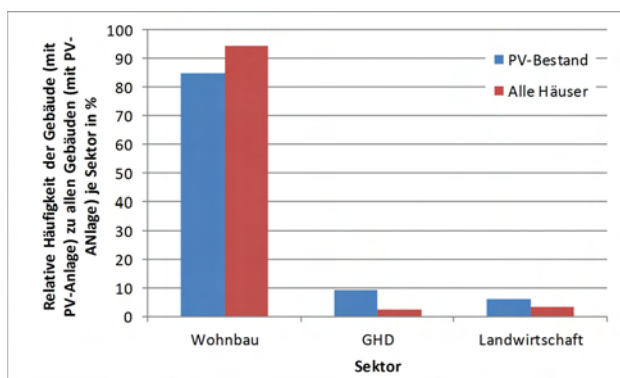


Abbildung 4.10.: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Sektor

Gebäuden mit PV-Anlagen und den Gebäuden ohne eine solche, wie sie in Abbildung 4.11 zu sehen ist, fällt auf, dass Gebäude des Sektors GHD&Industrie mehr als vier mal so häufig bebaut werden als Häuser für Wohnzwecke.

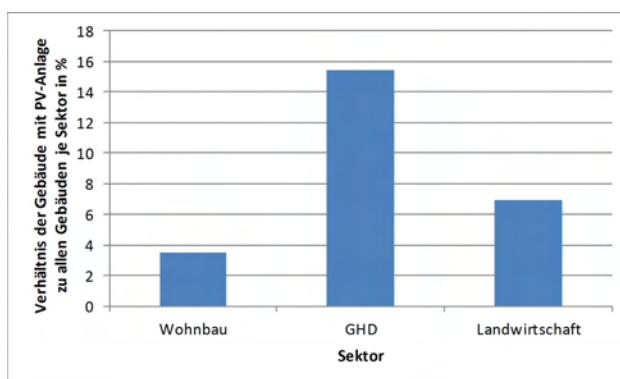


Abbildung 4.11.: Verhältnis der Gebäude mit PV-Anlage zu allen Gebäuden je Sektor

Dies hat auch bereits die Analyse anhand der Siedlungstypen ergeben (siehe auch Abschnitt 4.1.1). Dieser markante Zusammenhang kann deshalb auch für den zukünftigen Ausbau nicht vernachlässigt werden. Ebenso wird auch die Aussage aus der Analyse der Siedlungstypen im Bezug auf die Streusiedlungen bestärkt. Das Ergebnis, dass Streusiedlungen in etwa doppelt so oft bebaut werden wie Ein- bis Zweifamilienhäuser spiegelt sich auch in der Abbildung 4.11 wider. Dieser Zusammenhang ist darin begründet, dass Streusiedlungen zumeist in dem Sektor Landwirtschaft auftreten.

4.1.3. Untersuchung bezüglich der Verschattungszone

Einen weiteren geographischen Parameter stellen die in Kapitel eingeführten Verschattungszone dar. Auch wenn keine erhebliche Benachteiligung innerhalb einer der Verschattungszone vorliegt, so soll dennoch untersucht werden, ob eine ungleichmäßige Verteilung der PV-Anlagen aufgrund unterschiedlicher subjektiver Empfindungen vorliegt.

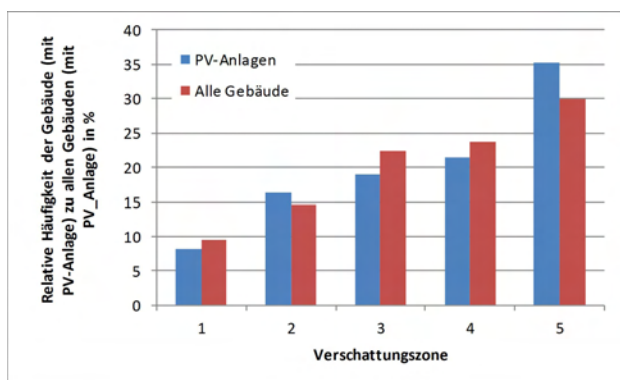


Abbildung 4.12.: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Verschattungszone

Die Abbildung 4.12 zeigt die relative Häufigkeit der Gebäude in der jeweiligen Verschattungszone auf, sowie die relative Häufigkeit der Gebäude mit PV-Anlage. Es ist deutlich zu sehen, dass in der ersten Zone weniger Gebäude stehen, als in den übrigen. Dies liegt an der eher außerhalb liegenden Zone von Garmisch-Partenkirchen und dem im Vergleich kleinen eingeschlossenen Wohngebiet. Eine quantitative Aussage über die Dichte der Häuser kann jedoch nicht getroffen werden, da sich die Verschattungszone in der Größe unterscheiden und allein der Bergumgebung unterliegen. Deutlich zu erkennen ist jedoch die Korrelation zwischen der Häufigkeit der PV-Anlagen und der Gebäudehäufigkeit. Diese wird in Abbildung 4.11 nochmal genauer demonstriert. Das Ver-

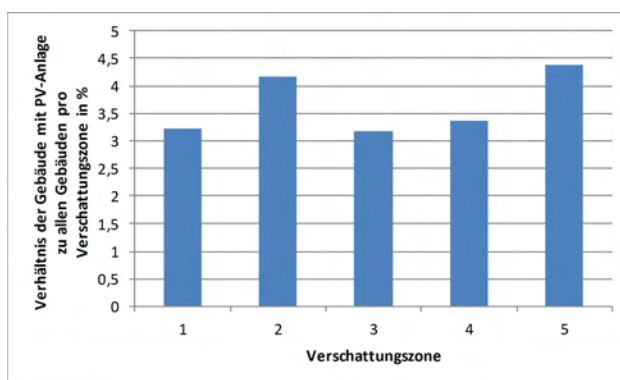


Abbildung 4.13.: Verhältnis der Gebäude mit PV-Anlage zu allen Gebäuden pro Verschattungszone

hältnis der Gebäude mit PV-Anlage im Vergleich zu allen Gebäuden unterscheidet sich in den fünf Verschattungszone maximal um 1,2%. Es gibt demnach keine signifikante Abstufung zwischen den Verschattungszone, sodass davon ausgegangen werden muss, dass sich in Garmisch-Partenkirchen der Ausbau von Photovoltaik unabhängig von diesen entwickelt.

4.2. Gebäude spezifische Indikatoren

Hierunter werden Parameter verstanden, welche für jedes einzelne Haus und seinen Aufbau, d.h. Ausrichtung, Dachtyp, Gebäudegröße und der damit verbundenen Dachgröße, bestimmt werden können. Die technischen Indikatoren unterliegen zumeist Regelungen der Kommune oder dem Bauherrn des Hauses selbst.

4.2.1. Untersuchung bezüglich des Azimutwinkels

Da, siehe dazu auch Kapitel 2.3, der Azimutwinkel des Daches einen Einfluss auf die mittlere jährlich erzeugte Leistung hat, kann angenommen werden, dass in der Vergangenheit vor allem südlich ausgerichtete Dachflächen mit PV-Anlagen bestückt wurden. Abbildung 4.14 zeigt zum einen die prozentuale Häufigkeit aller Gebäude (rot) unterteilt in 15° Azimutwinkel-Abschnitte (zwischen Westen und Osten). $\left(\frac{\text{Anzahl}_{\text{Flächen,Segment}}}{\text{Anzahl}_{\text{Flächen,gesamt}}}\right)$. Zum anderen wird die Häufigkeit der Dachflächen mit PV-Anlage (blau) im Bezug auf die Anzahl der der im Segment zugehörigen Dachflächen aufgezeigt $\left(\frac{\text{Anzahl}_{\text{Flächen,PV,Segment}}}{\text{Anzahl}_{\text{Flächen}_{\text{segment}}}}\right)$.

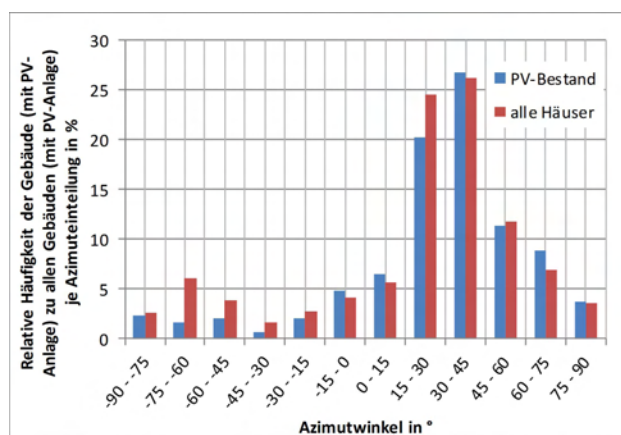


Abbildung 4.14.: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Azimutwinkel

Im Gesamtbetracht fällt besonders der hohe Anteil an Gebäuden mit einer Dachausrichtung zwischen 15°-30° und 30°-45° auf. Zusammen ergeben diese bereits etwa 50% aller Gebäude. Dies liegt an dem geografischen und historischen Aufbau der Gemeinde. Ebenso ist zu erkennen, dass die Häufigkeit der PV-Anlagen ähnlich die der Gebäude ist. Dies spiegelt sich auch in Abbildung 4.15 wider. Der prozentuale Anteil der PV-Anlagen zu dem Gesamtgebäudebestand je Azimutwinkel zeigt eine relativ gleiche Verteilung der Anlagen. Ein kleiner Peak ist jedoch im Bereich der südlichen Ausrichtung zu erkennen, was für eine Bevorzugung des Anlagenbaus in Südausrichtung spricht. Ein weiterer Peak ist in bei den Gebäuden in Richtung Osten (60°-75°) zu erkennen. Der Grund dafür, warum östliche Gebäude eher bebaut werden als westliche liegt an der geografischen Lage von Garmisch-Partenkirchen. Während im Westen direkt ein Berg an die Gemeinde anschließt, ist im Osten ein gewisser Abstand zum nächsten Berg vorhanden. Bei näherer Betrachtung (Abbildung 4.16) kann weiter festgestellt werden, dass es sich bei den nach Osten geneigten Photovoltaikanlagen zumeist um Anlagen auf Industriedächern und landwirtschaftlichen Dachflächen handelt

4. Analyse des bisherigen Photovoltaik-Ausbaus

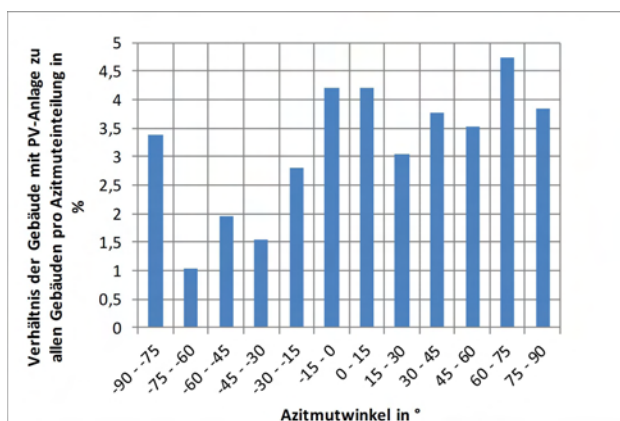


Abbildung 4.15.: Prozentualer Anteil der PV-Anlagen zu dem Gesamtgebäudebestand je Azimutwinkel

(insgesamt ca 75%). Besonders hier lohnt sich die Stromgenerierung für den Eigenverbrauch und hinsichtlich der oftmals größeren Dachfläche gegenüber Wohngebäuden.

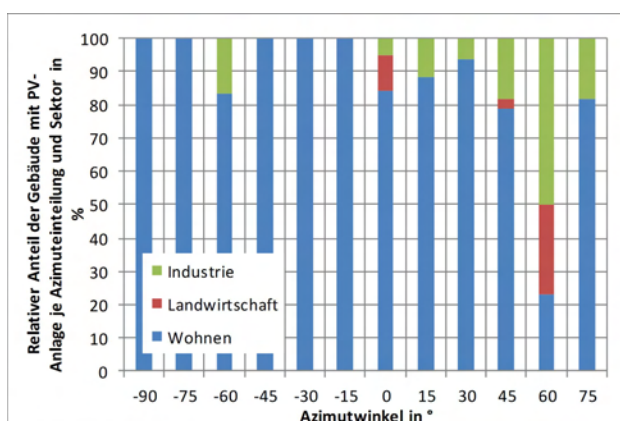


Abbildung 4.16.: Relative Häufigkeit der PV-Anlagen - eingeteilt in die Sektoren Wohnbau, GHD&Industrie und Landwirtschaft - in Abhängigkeit des Azimutwinkels

Insgesamt muss jedoch festgestellt werden, dass es nur geringe Unterschiede in der Häufigkeit von PV-Anlagen je Azimutwinkel gibt. Vor allem auch, da der zukünftige Trend zum Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie geht, wird davon ausgegangen, dass sich der Ausbau der PV-Anlagen unabhängig von der Ausrichtung entwickeln wird.

Untersuchung bezüglich der Grund- und Dachfläche

Aufgrund der direkten Proportionalität der Grundfläche mit der Dachfläche und der damit möglichen installierbaren Leistung soll untersucht werden, ob die Größe der Fläche die Installation einer Photovoltaik-Anlage (un)wahrscheinlicher macht. Hierzu werden, wie in Abbildung 4.17 dargestellt, zunächst alle Gebäude (rot) mit ihrer relativen Häufigkeit in verschiedene Grundflächengrößen eingeordnet. Gegenübergestellt werden zudem die bisherigen PV-Anlagen, mit den zugeordneten Gebäudegrundflächen. Man erkennt, dass die relative Häufigkeit Anlagen der Häufigkeit der Ge-

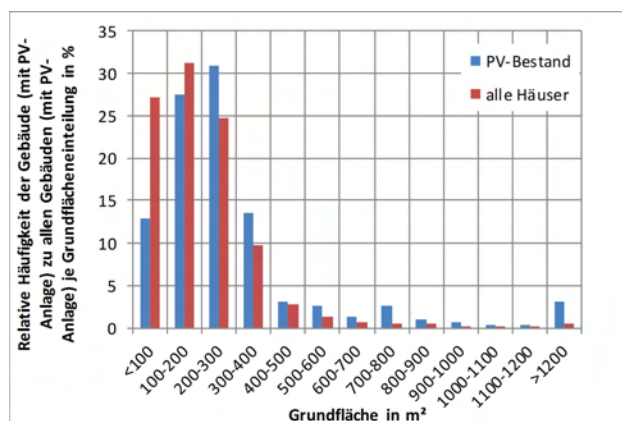


Abbildung 4.17.: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Grundfläche

bäudegrundflächen grundsätzlich folgt. Lediglich sehr kleine Gebäudegrundflächen werden weniger mit Modulen bestückt. Dies zeigt auch Abbildung 4.18.

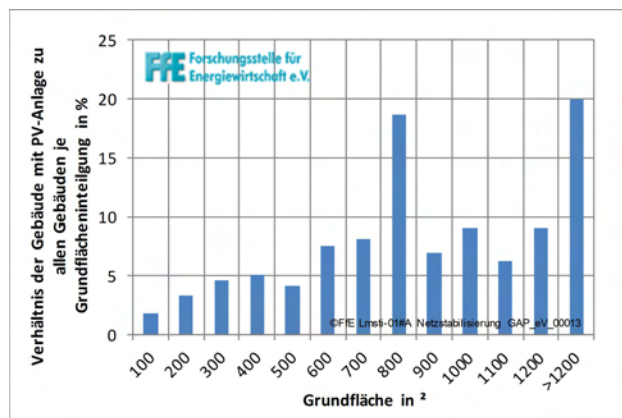


Abbildung 4.18.: Prozentualer Anteil der PV-Anlagen zur dem Gesamtgebäudebestand je Grundfläche

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Haus mit einer Grundfläche von ca. 300-400 m² bebaut ist, ist drei mal so groß als die Wahrscheinlichkeit, dass ein Gebäude mit einer Grundfläche mit weniger als 100m² mit Modulen ausgestattet wird. Zudem kann erkannt werden, dass gerade bei Gebäuden mit einer Grundfläche ab 500 m² vermehrt Photovoltaik eingesetzt wird. Abbildung 4.19 zeigt, dass die Gebäude mit Gebäudeflächen ab 400 m² vorrangig Gebäude der Industrie, dem Dienstleistungsge- werbe oder öffentliche Gebäude sind.

4. Analyse des bisherigen Photovoltaik-Ausbaus

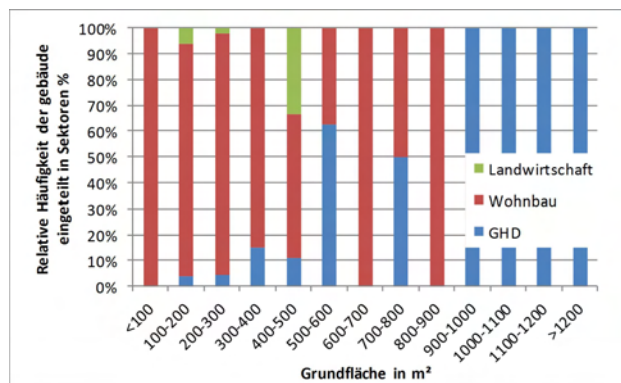


Abbildung 4.19.: Relative Häufigkeit der Gebäude mit PV-Anlagen – eingeteilt in die Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft und GHD&Industrie – im Bezug zur Gebäudegrundfläche

Aus diesem Hintergrund soll untersucht werden, ob ein Zusammenhang zwischen der Grundfläche und der installierten Leistung besteht, denn theoretisch ist die Dachfläche mit der möglichen installierten Leistung direkt proportional. Abbildung 4.20 zeigt jedoch deutlich, dass keine Abhängigkeit zwischen der installierten Leistung und der Grundfläche vorliegt. Sowohl kleinere Gebäude weisen große installierte Leistungen auf, sowie auch bei großen Gebäuden teilweise nur kleine Anlagen gebaut werden. Ein direkter Zusammenhang liegt demnach nicht vor.

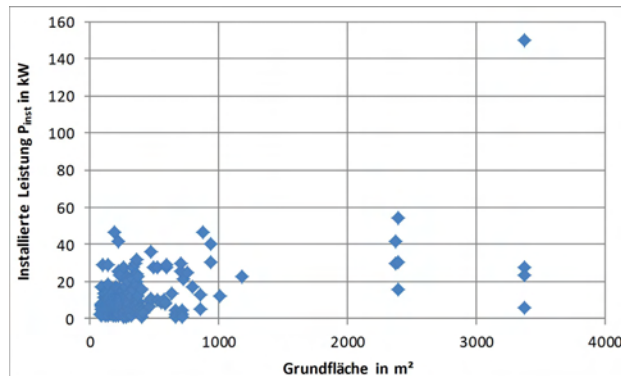


Abbildung 4.20.: Abhängigkeit der installierten Leistung von der Gebäudegrundfläche

4.2.2. Untersuchung bezüglich des Dachtyps

Über 90% aller Dächer in der Modellkommune Garmisch-Partenkirchen sind Satteldächer, nur knapp 5% Flachdächer (Abbildung 4.21).

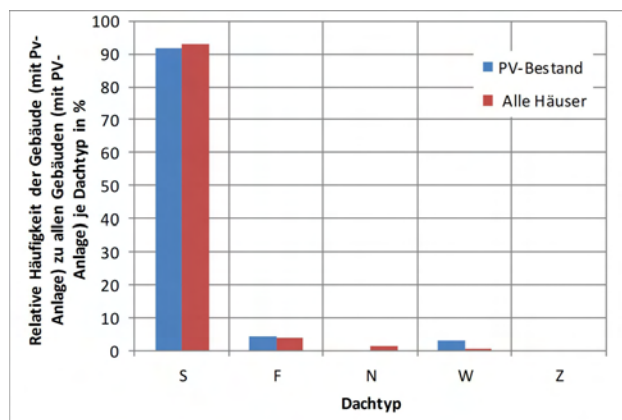


Abbildung 4.21.: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit/ohne PV-Anlage je Dachtyp

Der Rest teilt sich zwischen geeigneten Dächern, Walmdächern und Zeltdächern auf. Vor allem Walm- und Zeltdächer bieten eine kleinere Dachfläche für die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen. Es gilt demnach zu untersuchen, ob daher diese seltener bebaut werden, als andere Dachtypen.

Abbildung 4.22 zeigt die relative Häufigkeit von PV-Anlagen je Dachtyp. Es ist deutlich zu erkennen,

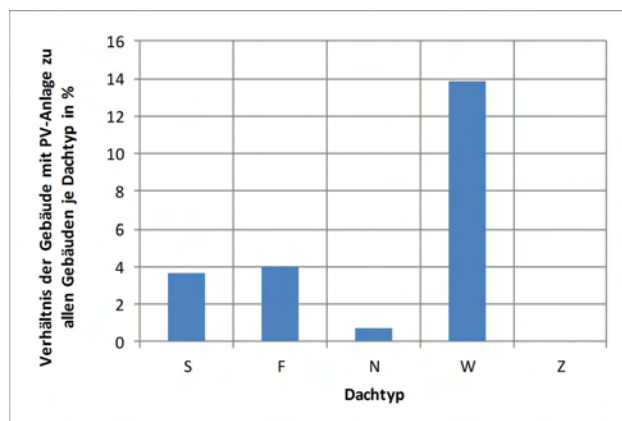


Abbildung 4.22.: Prozentualer Anteil der PV-Anlagen zur dem Gesamtgebäudebestand je Dachtyp

dass Zeltdächer bis 2012 noch gar nicht mit Modulen bebaut wurden. Zudem zeigt die Grafik, dass Walmdächer besonders beliebt sind, um Photovoltaik-Anlagen zu betreiben. Dies muss jedoch auf Grund der nur sehr kleinen Stichprobe – insgesamt 20 Häuser mit einem Zeltdach sowie 65 Gebäude mit Walmdach – relativiert werden. Eine kleine Anzahl von PV-Anlagen auf Gebäuden mit Walmdach hat eine große Wirkung auf die relative Häufigkeit, wie sie in Abbildung 4.22 dargestellt ist. Ebenso kann auch nicht darauf geschlossen werden, dass auch in Zukunft keine Module auf Zeltdächern eingesetzt werden. Somit ist eine Bevorzugung von Dachtypen für den Ausbau von Photovoltaik-Anlagen nicht zu erkennen.

4.3. Zusammenfassung der Analyse des bisherigen PV-Ausbaus

Zusammenfassend ist für den bisherigen Ausbau von PV-Anlagen festzuhalten, dass die Ausrichtung der Gebäude nur eine sehr kleine Rolle als Entscheidungskriterium für oder gegen eine Anlage spielt. Vor allem in Hinsicht auf die sinkende Einspeisevergütung und die damit immer ökonomischer werdende Alternative des Eigenverbrauchs wird in Zukunft die Ausrichtung der Gebäude nur noch ein zweitrangiger Parameter für den PV-Ausbau darstellen. Die Untersuchung der in der Vergangenheit installierten Anlagen ergab zudem, dass der Dachtyp nicht mit der Wahrscheinlichkeit für den Erbau einer solchen Anlage korreliert. Ein anderes Ergebnis ergibt sich bei der Analyse der Grund- und Dachfläche. Hier gilt: Je größer die Gebäude, desto wahrscheinlicher ein Aufbau. Eine nähere Betrachtung zeigt hier einen Zusammenhang zwischen der Nutzungsart des Gebäudes und der Gebäudefläche auf. Gebäude mit einer Fläche bis zu $500m^2$ besitzen eine im Durchschnitt nur knapp halb so große Wahrscheinlichkeit mit einer PV-Anlagen bestückt zu werden, als Gebäude die größer sind. Diese stellen in der Regel Gebäude im Sektor GHD&Industrie oder Gebäude aus der Landwirtschaft dar. Eine Unterscheidung anhand der Gebäudegröße kann demnach durch eine Differenzierung in der Gebäudenutzung ersetzt werden. Dieser Kontext wurde explizit mit der Untersuchung bezüglich der Siedlungstypen und der Flächennutzung analysiert. Beiden Fälle zeigen das gleiche Ergebnis: Gebäude, welche in der Siedlungsstruktur als Streusiedlungen beschrieben werden und gleichzeitig im Flächennutzungsplan der Landwirtschaft entsprechen, weisen eine doppelt so hohe Wahrscheinlichkeit auf, mit PV-Anlagen bebaut zu werden als andere Gebäude. Die dem Sektor GHD&Industrie zugeordneten Gebäude wurden sogar vier mal so oft bebaut.

5. Ausbauszenarien mit Ziel 2030

Basierend auf dem bisherigen Ausbau von PV-Anlagen auf der Ebene von Garmisch-Partenkirchen und dem in Kapitel 2.3 soll ein Ausbaupfad bis zum Jahr 2030 ermittelt werden. Zur Entwicklung der Ausbauszenarien auf Gemeindeebene werden der Korridor für den Ausbau von PV-Anlagen nach EEG (Umw12) und die Leitstudie zu *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (Umw11) zur Aufbereitung des Aufbaus herangezogen. Weitergehend wird dieser Ausbaupfad in die Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft sowie GHD&Industrie unterteilt. Anschließend wird eine adressgenaue Verteilung der prognostizierten PV-Einspeisung erfolgen, um den Einfluss von zukünftigen PV-Ausbauszenarien und Ausbaustrukturen auf das Niederspannungsnetz untersuchen zu können.

5.1. Modellierung des Ausbaus

Basierend auf dem im Kapitel 2.3 bestimmten erschließbaren Potenzial soll für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen ein Ausbaupfad bis zum Jahr 2030 ermittelt werden. Hierzu wird die Aufbereitung des Aufbaus und die Modellierungstechnik nach der *Prognose der Versorgungsaufgaben* der Forschungsstelle für Energiewirtschaft verwendet (SSCM12).

Zur Modellierung des PV-Ausbaus auf Gemeindeebene wird eine asymmetrische Sigmoidfunktion verwendet, mit welcher der zeitliche Ausbau der installierten Leistung beschrieben werden kann. Abbildung 5.1 zeigt eine solche Sigmoidkurve. Hierbei symbolisiert die geringe Steigung am Anfang der Kurve das langsame Aufkommen von PV-Anlagen in der Vergangenheit. Durch die im EEG verankerte Einspeisevergütung wurde der Ausbau gefördert, sodass der Zubau verstärkt wird (größere Steigung). Die Annahme, dass die Installation von neuen Anlagen zu einem bestimmten Zeitpunkt abnimmt (abknicken der Kurve) geht aus der Überlegung hervor, dass zum einen die günstig gelegenen Gebäude schon bebaut sind und zum anderen die Unterstützung vom Staat beim Erreichen des Ausbauziels von bundesweit 52GW in Deutschland ganz entfällt.

Wie in Gleichung 5.1 zu erkennen, besitzt die Sigmoidfunktion fünf zunächst frei wählbare Parameter, dessen Bedeutungen im Folgenden kurz beschrieben und im Vergleich zu Abbildung 5.1 verdeutlicht werden.

$$P_{inst} = f(t) = Min + Max * \frac{1}{(1 + \exp(-\frac{t - Mitte}{Breite}))^{Asymmetrie}} \quad (5.1)$$

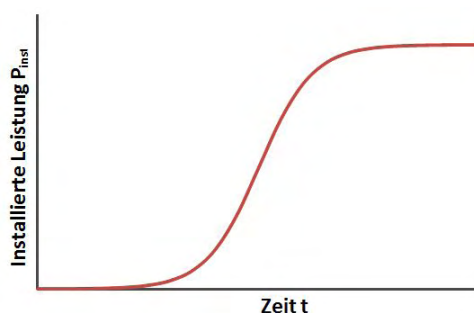
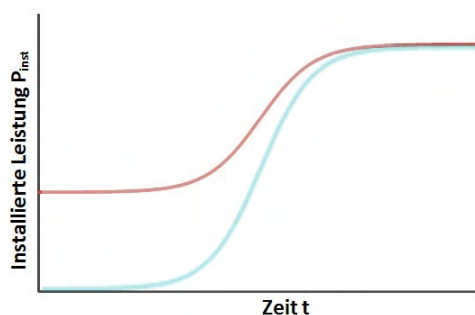


Abbildung 5.1.: Ursprüngliche symmetrische Sigmoidfunktion

Min Der Parameter *Min* stellt den Anfangswert der Sigmoidfunktion und damit die geringste installierte Leistung der gemeindespezifischen Ausbaukurve dar. Durch die Variation dieses Parameters ist es möglich, den PV-Bestand zu Beginn des Betrachtungszeitraums zu modellieren, sollte dieser entscheidend größer Null sein. Durch die Änderung von *Min* ändert sich auch die Ausbaukurve in Form ihres Wachstums. Die Steigung fällt im Wesentlichen geringer aus, die zeitliche Entwicklung bleibt jedoch unberührt. (Abbildung 5.2)

Abbildung 5.2.: Symmetrische Sigmoidfunktion mit $Min > 0$ (rot) im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)

Max Über den Parameter *Max* kann das Ausbauziel in Form der möglichen installierten Leistung einer Gemeinde gesteuert werden. Sowohl die ursprüngliche (blau), als auch die neu generierte Funktion (rot) in Abbildung 5.3, erreichen in der gleichen Zeit die Sättigung. Lediglich das Niveau der Sättigung wird verändert, was einer Erhöhung/Verminderung des Ausbaus je nach Anpassung des Parameters *Max* entspricht.

Mitte Mit dem Parameter *Mitte* kann der Zeitpunkt des Anstiegs und damit in diesem Fall die Zeit des Ausbaus von Photovoltaikanlagen variiert werden. Beide Kurven in Abbildung 5.4 erreichen das gleiche Niveau, allerdings erreicht die ursprüngliche Ausbaufunktion das maximale Potential zu einem früheren Zeitpunkt. Mit Hilfe dieses Parameters lässt sich demnach eine zeitliche Verschiebung der installierten Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt darstellen.

Breite Die *Breite* kann bestimmt in der Ausbaukurve die Zeitdauer des Ausbaus von PV-Anlagen. Vergleicht man die ursprüngliche Ausbaukurve mit einer Ausbaukurve einer größeren Breite (Abbildung 5.5), wird in beiden Kurven das gleiche Niveau erreicht. Jedoch unterscheidet sich hier die

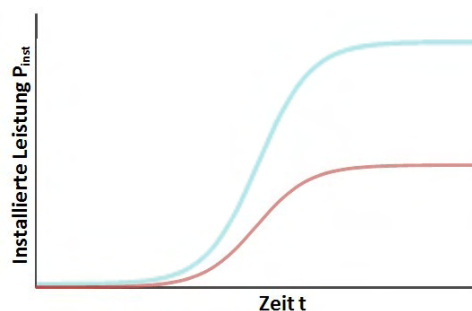


Abbildung 5.3.: Symmetrische Sigmoidfunktion mit geringem $Max\ 8ROT9$ im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)

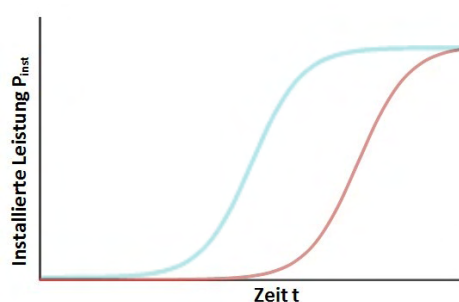


Abbildung 5.4.: Symmetrische Sigmoidfunktion mit verschobenem Anstieg (rot) im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)

benötigte Zeitspanne. Die Breite gibt demnach die Geschwindigkeit an, wie schnell das Ausbauziel erreicht wird.

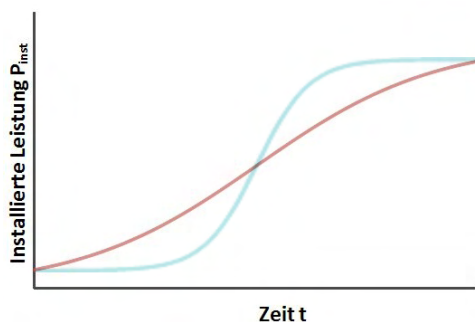


Abbildung 5.5.: Symmetrische Sigmoidfunktion mit großer $Breite$ (rot) im Vergleich zur ursprünglichen Sigmoidfunktion (blau)

Asymmetrie Die ursprüngliche Ausbaukurve ist punktsymmetrisch. Um einen unterschiedlich ausgeprägten Anstieg der Kurve im Vergleich zur Sättigungsphase zu modellieren, kann der *Symmetriefaktor* verändert werden. Im Gegensatz dazu kann, wie die rote Kurve zeigt, beispielsweise ein zunächst rasanter Anstieg der installierten Leistung und eine später langsame Annäherung an das Potenzial erreicht werden.

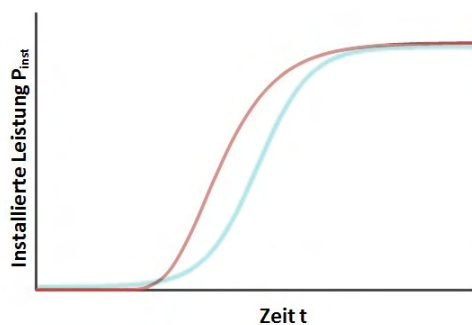


Abbildung 5.6.: Asymmetrische Sigmoidfunktion (rot) im Vergleich zur symmetrischen Sigmoidfunktion (blau)

5.2. Gemeinde-Ausbauszenarien

Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Ausbauszenarien für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen erstellt.

Bottom-Up

Bei diesem Ausbauszenario handelt es sich um ein Szenario frei von dämpfenden Effekten, wie zum Beispiel einer Kürzung der garantierten Einspeisevergütung nach EEG. Auch wird der in der EEG festgelegte Ausbaukorridor nicht berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Ausbaukurve nach dem Bottom-Up-Prinzip wird die in Kapitel 5.1 vorgestellte Sigmoidfunktion mittels Curve Fitting an den bisherigen Ausbau der Modellkommune Garmisch-Partenkirchen und an das erschließbare Potenzial modelliert. Die asymmetrische Sigmoidfunktion enthält hierbei grundsätzlich die fünf diskutierten frei wählbaren Parameter. Durch verschiedene Annahmen, kann die Anzahl der freien Parameter reduziert werden.

Die Ausbaukurve soll ab Beginn des Ausbaus der Photovoltaik in Garmisch-Partenkirchen abgebildet werden, womit sich ein Minimum der Kurve von Null ergibt. Das Maximum dagegen entspricht dem in Kapitel 2.3 berechneten erschließbaren Potenzial der Dachflächen. Somit erreicht die Gemeinde irgendwann den maximalen PV-Ausbau. Die Asymmetrie wird aus der Ausbaukurve des Leitszenarios 2011 entnommen.

Damit verbleiben als freie Parameter noch *Mitte* und *Breite*. Diese werden mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus in der Matlab Curve Fitting Toolbox so bestimmt, dass der modellierte PV-Ausbau möglichst genau der bisherigen Entwicklung entspricht. Die resultierende Ausbaukurve ist bis zum Erreichen des Maximums in Abbildung 5.7 und jene für den Zeitraum bis 2050 in Abbildung 5.8 zu sehen.

Die Ausbaukurve weist für den Zeitraum zwischen den Jahren 2020 und 2040 ein annähernd lineares Verhalten auf. Der jährliche Zubau von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen liegt in diesem Zeitraum bei ca. 1,41 bis 1,79 MW pro Jahr. Das ist annähernd doppelt so viel, wie der Zubau der letzten zwei Jahre, welcher für 2012 0,63 MW und für 2011 0,54 MW betrug.

5. Ausbauszenarien mit Ziel 2030

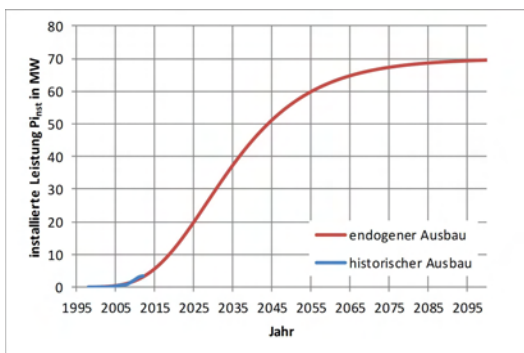


Abbildung 5.7.: Endogene Ausbaukurve

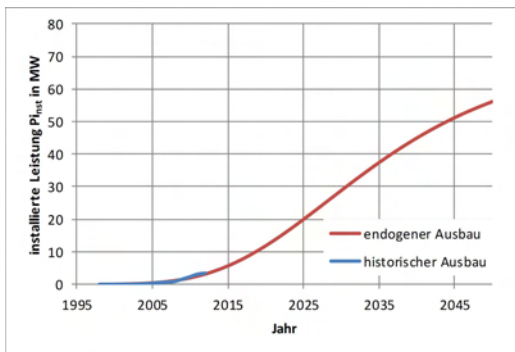


Abbildung 5.8.: Endogene Ausbaukurve bis Jahr 2050

Das Jahr 2029 ist der Zeitpunkt der maximalen Zubaurate. Ab diesem Jahr verringert sich der Ausbau stetig und geht in die Sättigung über. Mittels dieser so genannten endogenen Ausbaukurve kann für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von ca. 29 MW und längerfristig für das Jahr 2050 eine Leistung von 56 MW prognostiziert werden.

Szenario nach Leitstudie

Da das zuvor beschriebene Bottom-Up Szenario aufgrund der getroffenen Annahmen nicht die Realität abbildet, wird ein weiteres Ausbauszenario, angepasst an die Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt (Umw11), erstellt. Hierzu wird zunächst Abbildung 5.9 erstellt, welche die jährliche installierte Leistung der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen die der Bundesrepublik Deutschland gegenüberstellt.

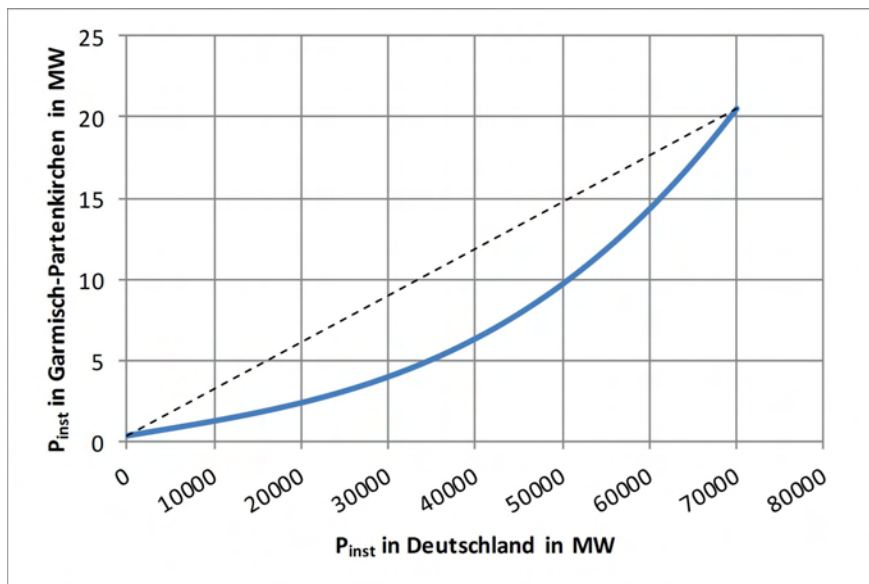


Abbildung 5.9.: Gegenüberstellung des endogenen Leistungsaubaus der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen sowie der Bundesrepublik Deutschland

Zum einen ist in dieser Abbildung der lineare Ausbau zwischen Bundes- und Gemeindeebene eingezeichnet (gestrichelt). Dieser Zusammenhang ergibt sich, wenn der Ausbau von Photovoltaik An-

lagen in Garmisch-Partenkirchen dieselbe Anbaurrate aufweist, wie in der Bundesrepublik Deutschland. Der tatsächliche Relation zueinander ist in blau eingezeichnet. Diese Kurve verläuft deutlich unterhalb der linearen Kennlinie. Das bedeutet, dass der Ausbau von Garmisch-Partenkirchen im Allgemeinen langsamer verläuft als der bundesweite. Dieser funktionale Zusammenhang kann mit Formel 5.2 mathematisch beschrieben werden.

$$P_{instGarmisch-Partenkirchen} = f(P_{instDeutschland}) \quad (5.2)$$

Dies hat den Vorteil, dass für jeden beliebigen Zeitpunkt der Anteil der installierten Leistung in Garmisch-Partenkirchen an der bundesweit installierten Leistung bestimmt werden kann.

Die Leitstudie 2011 des Bundesministeriums für Umwelt veröffentlicht mit dem *Leitszenario 2011A* (Umw11) eine Abschätzung der jährlich installierten Leistung auf Dachflächen im Bundesgebiet. Hierbei wird zwischen der Photovoltaik auf Dächern sowie Fassaden und der Photovoltaik auf Freiflächen unterschieden. Aus der Abbildung 5.10 kann die installierte Leistung nach Jahren für Dachflächen entnommen werden.

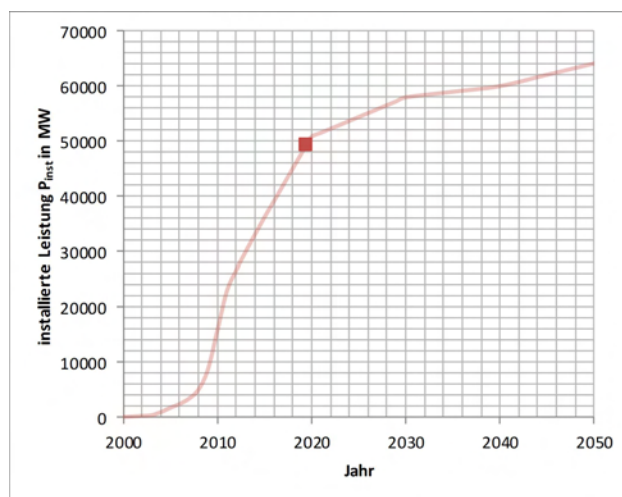


Abbildung 5.10.: Ausbaukurve der installierten Leistung nach *Leitszenario 2011A*

Zusätzlich ist zwischen 2019 und 2020 der Zeitpunkt eingezeichnet, an welchem der Zielausbau von 52GW¹¹ in Deutschland erreicht wird. Nach dessen Erreichung wird von einer weiteren Förderung von Neuanlagen in Deutschland abgesehen, was den Knick in der Kurve begründet.

Funktional kann die Abbildung mit Hilfe von Gleichung 5.3 ausgedrückt werden.

$$P_{instDeutschland} = f(t_{Leitstudie}) \quad (5.3)$$

Mit Hilfe der in den Gleichungen 5.2 und 5.3 beschriebenen Abhängigkeiten kann somit die installierte Leistung von Garmisch-Partenkirchen nach dem Leitszenario ermittelt werden. (Gleichung 5.4)

¹¹ zusammengesetzt aus 49,4GW auf Dachflächen/Fassaden und 2,6GW auf Freiflächen

$$P_{inst_{Garmisch-Partenkirch}} = f(P_{inst_{Deutschland}}) = f(f(t_{Leitstudie})) \quad (5.4)$$

Daraus ergibt sich die in Abbildung 5.11 dargestellte resultierende Ausbaukurve für Garmisch-Partenkirchen.

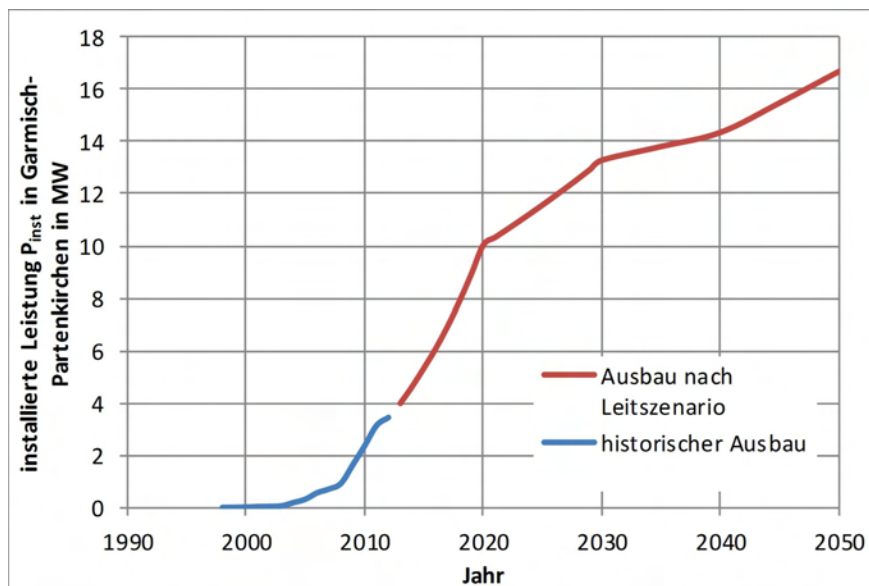


Abbildung 5.11.: Historischer und zukünftiger Ausbau nach Leitszenario

Für das Jahr 2030 ergibt sich auf diese Weise eine installierte Leistung von 13,3 MW. Das entspricht ca. 19% des gesamten erschließbaren Potentials.

5.3. Sektorabhängige Ausbauszenarien

Die Analyse des bisherigen Ausbaus von Photovoltaikanlagen im Kapitel 4 hat ergeben, dass eine Differenzierung des Ausbaupfades in die Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft sowie GHD&Industrie erfolgen muss, um die jeweiligen unterschiedlichen Entwicklungsgeschwindigkeiten zu berücksichtigen.

Es wird hierbei angenommen, dass die Summe der Ausbaupfade der drei Sektoren dem Ausbaupfad der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen entspricht. Um die sektorabhängigen Ausbaupfade ermitteln zu können, wird genannte Ausbaugrad im jeweiligen Sektor, dem der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen gegenübergestellt. Der Ausbaugrad ist definiert durch die installierte Leistung im Verhältnis zum erschließbaren Potenzial. Außerdem gelten folgende Randbedingungen:

- Beträgt der Ausbaugrad der Gemeinde 0%, so muss auch der Ausbaugrad des jeweiligen Sektors 0% betragen

- Ist der volle Ausbaugrad der Gemeinde erreicht (100%), d.h. das gesamte erschließbare Potenzial wurde mit Anlagen bebaut, so muss auch der Ausbaugrad des jeweiligen Sektors voll ausgeschöpft sein

Diese Ausbaugrade des bisherigen Ausbaus werden sowohl auf Gemeindeebene, als auch auf Sektorebene erfasst und mit Hilfe eines funktionellen Zusammenhangs (Gleichung 5.5) erweitert. Abbildung 5.12 stellt die Ausbaugrade gegenüber.

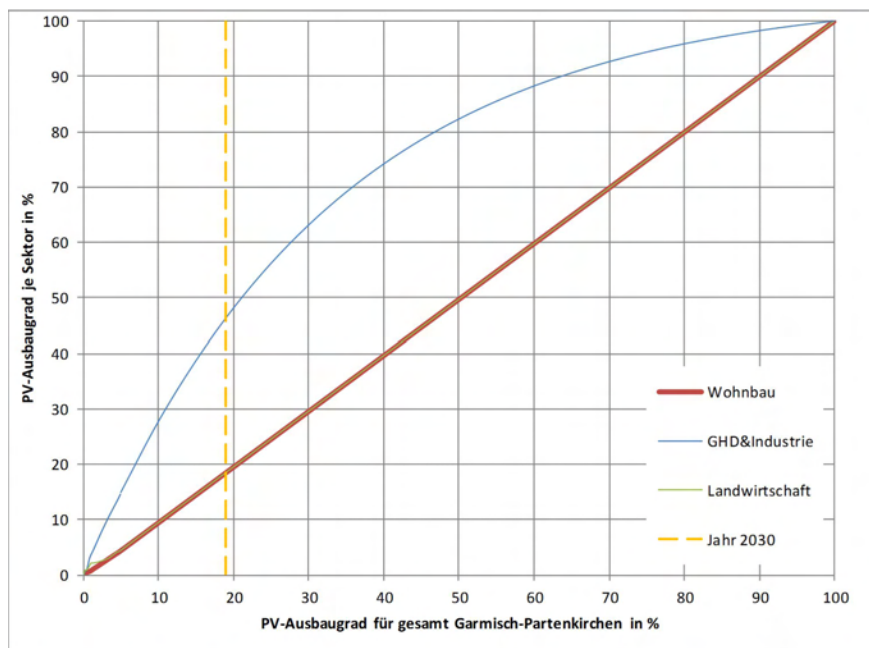


Abbildung 5.12.: Gegenüberstellung des Ausbaugrades der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen mit dem Ausbaugrad der Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft sowie GHD&Industrie

$$Ausbaugrad_{Sektor} = f(Ausbaugrad_{Gemeinde}) \quad (5.5)$$

Es ist zu erkennen, dass der Ausbaugrad für Wohnbau und Landwirtschaft (in der Abbildung teilweise überlagert) im Allgemeinen dem der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen folgt. Der Ausbau für GHD&Industrie erfolgt hingegen zunächst schneller, flacht dann ab ca. 40% des Ausbaugrades der Gemeinde ab und verhält sich fortan langsamer als die anderen Sektoren.

Um den zeitlichen Zusammenhang des Ausbaugrades zu erstellen, wird zunächst Gleichung 5.5 mit Hilfe der Leistung ausgedrückt. Es ergibt sich Gleichung 5.6

$$\frac{P_{instSektor}}{P_{erschliessbarSektor}} = f\left(\frac{P_{instGemeinde}}{P_{erschliessbarGemeinde}}\right) \quad (5.6)$$

Da der Ausbaupfad der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen als Funktion der installierten Leistung über die Zeit ($P_{instGemeinde}(t)$) vorliegt, kann die sektorabhängige Leistung mittels Gleichung 5.6 direkt in Verbindung gebracht werden. Für das Jahr 2030 bedeutet dies, dass der Ausbaugrad im Sektor Wohnbau und Landwirtschaft dem Ausbaugrad der Gemeinde von ca. 19% entspricht (siehe

Abschnitt 5.2). Dahingegen erreicht der Ausbau in GHD und Industrie im Jahr 2030 bereits ca. 46%.

Es ergibt sich auf diese Weise für jeden Sektor der zeitliche Verlauf der installierten Leistung. Abbildung 5.13 zeigt sowohl den bisherigen Ausbau bis 2012 als auch den zukünftigen Ausbau übereinander gestapelt.

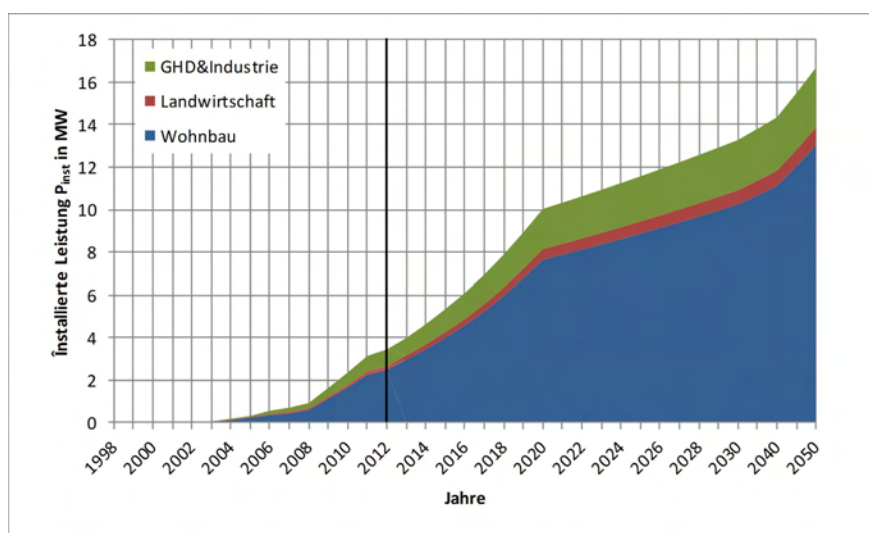


Abbildung 5.13.: Zeitlicher Ausbau der installierten Leistung, differenziert in den Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft, sowie GHD&Industrie

Für den Sektor der Landwirtschaft ergibt sich so für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von 661 kW. Dagegen weist der Sektor GHD&Industrie eine PV-Leistung von 2,372 MW auf. Den größten Zuwachs, trotz kleinem Ausbaugrad, erfährt der Sektor Wohnbau aufgrund des hohen erschließbaren Potentials in diesem Sektor. Hier wird im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 10,246 MW auf den Gebäuden erwartet.

6. Zuordnung der installierten Leistung auf einzelne Gebäude im Jahr 2030

Begründet auf den Zahlen der installierten Leistung je Sektor aus soll diese auf die Gebäude in Garmisch-Partenkirchen verteilt werden. Angesichts der Ergebnisse der Analyse des bisherigen Photovoltaik Ausbaus wird die prognostizierte Leistung auf die Gebäude mit gleicher Wahrscheinlichkeit je Sektor zufällig verteilt.

Die Verteilung der Leistung erfolgt auf Basis einer Tabelle, welche alle Dachflächen eines Sektors beinhaltet und die zur Auswertung wichtigen Attribute enthält. Hierunter zählen neben der eindeutigen ID unter anderen auch das erschließbare Potenzial je Dachfläche und die Informationen über eine eventuell bereits errichtete PV-Anlage. Tabelle 6.1 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt.

Gebäude-ID	Sektor-ID	Sektor	$P_{erschliessbar}$	$P_{installiert}$	Anzahl PV-Anlagen
173	168	Wohnbau	4,8	0	0
177	169	Wohnbau	3,36	0	0
178	170	Wohnbau	7,92	8	1
179	171	Wohnbau	4,08	7,43	2
180	172	Wohnbau	9,6	0	0
181	173	Wohnbau	4,32	0	0
182	174	Wohnbau	4,8	0	0

Tabelle 6.1.: Ausschnitt aus der Datengrundlage zur Verteilung der potenziellen Leistung

Da die Dachflächenflächen zu Beginn der Arbeit unabhängig von den Sektoren aufgenommen wurden, entsteht eine nicht nacheinander folgende Auflistung der *Gebäude-ID*. Um eine fortlaufende ID ohne Lücken zu erreichen, wird die *Sektor-ID* erzeugt. Diese gibt auch die Anzahl der Dachflächen in einem Sektor an. Zusätzlich ist zu jeder Gebäudefläche das erschließbare Leistungspotenzial angegeben. Ebenso wurde die Anzahl der bereits installierten Anlagen und deren installierte Leistung ($P_{installiert}$) in der Tabelle aufgenommen.

Um die prognostizierte Leistung zu verteilen, wurden zusätzlich folgende Annahmen getroffen:

- Eine Dachfläche wird nicht öfter als zwei mal beplant
- Eine Dachfläche wird mit einer im Sektor spezifischen Leistung bebaut, wenn die Dachfläche diese bereitstellen kann. Die spezifischen Leistungen betragen nach (QUELLE: FFE)
 - Wohnbau: 10 kW
 - Landwirtschaft: 30 kW
 - GHD&Industrie: 75 kW

- Ist das erschließbare Potenzial kleiner als die im Sektor spezifischen Leistung wird eine kleinere Anlage gebaut, wenn sie folgende Mindestgrößen einhält:
 - Wohnbau: 3 kW
 - Landwirtschaft: 10 kW
 - GHD&Industrie: 20 kW
- Die Anlagengröße aus der voran gegangenen Annahme bestimmt sich dann aus dem ganzzahlig abgerundeten erschließbaren Potenzial.

Abbildung 6.1 zeigt, wie die Verteilung der Leistung auf die Gebäudeflächen via VBA Skript implementiert wird. Nach einem solchen Ergebnis wird der Prozess von neuem gestartet. Dies geschieht solange bis das Abbruchkriterium – das Erreichen der prognostizierten Leistung – erfüllt ist.

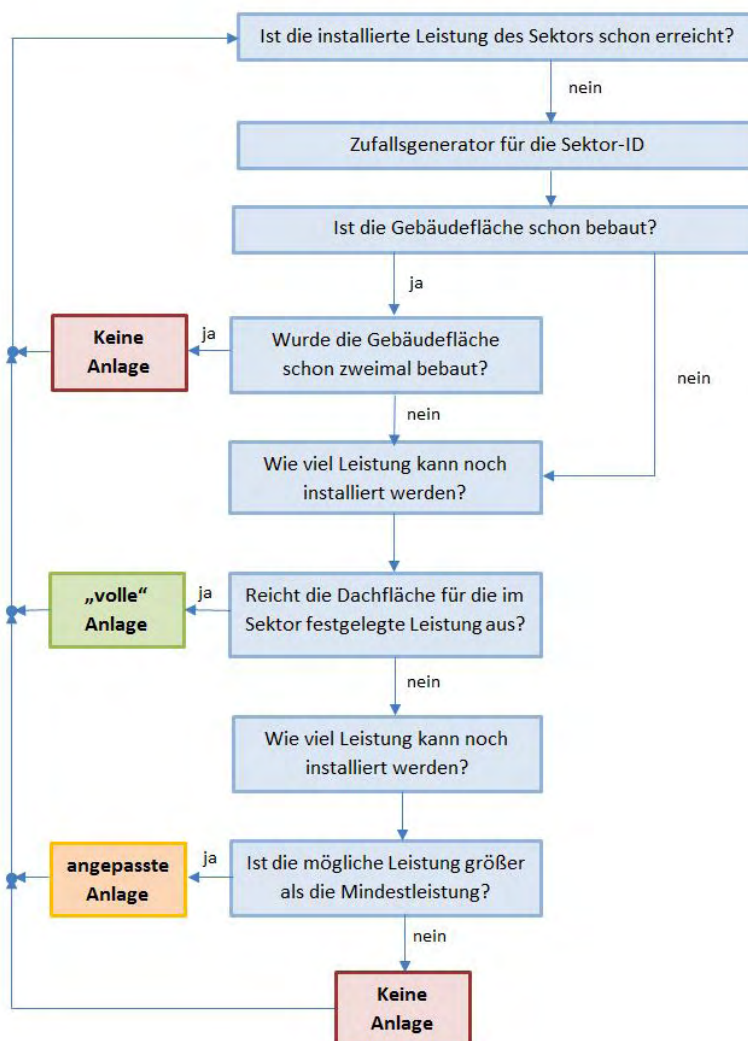


Abbildung 6.1.: Vorgehen zur Verteilung der prognostizierten Leistung auf die Gebäudeflächen je Sektor

7. Untersuchung des Niederspannungsnetzes der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen für den Ausbau im Jahr 2030

Die gegenwärtige Netzstruktur der elektrischen Energieversorgung wurde für einige wenige leistungsstarke, konventionelle Einspeiser in die Höchst- und Hochspannungsebene des Übertragungsnetzes ausgelegt, von wo aus die Energie zu den unterschiedlichen Verbrauchergruppen transportiert wird. Durch den stetigen Ausbau dezentraler Energieerzeugungsanlagen wird heutzutage jedoch vermehrt elektrische Energie in Mittel- und Niederspannungsnetze eingespeist. Für die damit verbundenen Anforderungen wurden die derzeitigen Netze jedoch nicht ausgelegt. So sind beispielsweise die Leitungsquerschnitte, die Transformatorenleistungen und das Netzschutzkonzept nicht auf einen Energiefluss von den dezentralen Energieerzeugern hin zum Verteilungsnetz ausgelegt.

Basierend auf der für das Jahr 2030 prognostizierten Einspeisung von PV-Anlagen in Garmisch-Partenkirchen, welche durch den Algorithmus aus Kapitel 6 zufällig auf die Dachflächen verteilt werden können, soll das lokale Netz der Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen für den Ausbau der dezentralen Einspeiser mit Hilfe von Simulationen untersucht werden. Mit der Ausnahme von Freiflächenanlagen wird in der Prognose davon ausgegangen, dass die Einspeisung auf der Niederspannungsebene (400V/230V) erfolgt. Somit begrenzt sich die Analyse auf das Niederspannungsnetz. Die maximale Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes für Photovoltaikanlagen ergibt sich zum einen aus der Belastbarkeit der Betriebsmittel (z.B. Transformatoren, Kabel, etc.) und zum anderen aus den einzuhaltenden Anforderungen an die Spannungsqualität.

7.1. Richtlinien zur Spannungshaltung in Verteilungsnetzen

Im Falle der dezentralen Einspeisung elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen wird die erzeugte Wirkleistung über den Ortsnetztransformator in das Mittelspannungsnetz zurückgespeist, wenn diese die Verbraucherlast übersteigt. Das Ziel liegt in der Haltung der Spannungsqualität im Nieder-, Mittel-, und Hochspannungsverteilungsnetz. Maßgeblich sind hierbei unter anderem die Merkmale bezüglich Höhe und Frequenz der Spannung, Spannungsänderungen, Flicker¹² sowie Einbrüche oder Unterbrechungen und der Oberschwingungsgehalt¹³ der Spannung. Studien belegen, dass auch bei einer hohen Durchdringung der Netze mit PV-Anlagen im Regelfall keine

¹² Flicker sind Netzspannungsschwankungen. Sind am gleichen Netz Beleuchtungsanlagen angeschlossen so kommt es zu unerwünschten Helligkeitsschwankungen. Besonders störend werden diese für das menschliche Auge in einem Frequenzbereich um 10Hz empfunden. (Hag06b)

¹³ Als Oberschwingungen werden Schwingungen der Spannung bezeichnet, welche ein ganzzahliges vielfaches der Netzfrequenz aufweisen und dieser überlagert sind. (Hag06a)

Überschreitung der Flickerstärke¹⁴ und des Oberschwingungspegels zu erwarten ist (Ker10). Daher wurde dies im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Ein Einfluss auf die Frequenzerhaltung durch PV-Anlagen kann bei der prognostizierten Leistung von 13,3 MW in Garmisch-Partenkirchen für das Jahr 2030 eine Rolle spielen. Diese steht jedoch in direkter Verbindung mit der Höhe der Spannung, sodass in dieser Arbeit primär auf die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes eingegangen wird.

Norm DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Die Norm DIN EN 50160 stellt im Allgemeinen Anforderungen an die Spannungsqualität öffentlicher Energieversorger im Nieder-, Mittel-, und Hochspannungsverteilungsnetz. Dieser Standard ist am Hausanschluss durch den Netzbetreiber sicher zu stellen. Nach der DIN EN 50160 (DIN) ist die folgende Spannungscharakteristik für Niederspannungsnetze vorgeschrieben:

- Langsame Spannungsänderungen
 - 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls sollen innerhalb von $\pm 10\%$ der Versorgungsspannung liegen. Das bedeutet, dass in Deutschland bei einer Versorgungsspannung von 230V/400V eine Spannung an der Übergabestelle (i.d.R. Hausanschlusskasten) zwischen 360V und 400V sichergestellt werden muss.
 - 100% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung müssen innerhalb von $\pm 15\%$ liegen.
- Schnelle Spannungsänderungen
 - Bei normalen Betriebsbedingungen sind Änderungen $\leq 5\%$ erlaubt
 - Bei bestimmten Umständen sind Änderungen $\leq 10\%$ mehrmals am Tag erlaubt
- Spannungseinbrüche
 - Eine Restspannung von 40% der Versorgungsspannung muss erhalten bleiben (20 bis 1000 mal pro Jahr mit einer Dauer $< 1s$; vereinzelt auch länger, niedriger oder häufiger zulassungsfähig)

VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugeranlagen am Niederspannungsnetz

Erzeugungsanlagen sind an einem vom Netzbetreiber als geeignet beurteilten Netzanschlusspunkt anzuschließen. Dieser muss unter Berücksichtigung der Erzeugungsanlage einen sicheren Netzbetrieb sowie die Aufnahme der Übertragung der Leistung gewährleisten. Grundsätzlich werden Erzeugungsanlagen an die Übergabestelle der Haushalts angeschossen. Die Beurteilung der Anschluss-

¹⁴ Flickerstärke bezeichnet die Intensität der Flicker

möglichkeit erfolgt anhand der Impedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt¹⁵, der maximalen Anschlussscheinleistung sowie der Art und Betriebsweise der Erzeugungsanlage. Dabei wird als Bezugsgröße zur Berechnung der ungestörte Betrieb des Netzes zugrunde gelegt. Für den Fall, dass mehrere Erzeugungsanlagen im gleichen Niederspannungsnetz angeschlossen sind, muss die Gesamtwirkung betrachtet werden.(VDE)

Die technische Mindestanforderung an die zulässige Spannungsänderung ist beschrieben durch: *Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Netzananschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3% gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.* (VDE)

7.2. Digitalisierung der Netzpläne

Als Vorbereitung für die Simulation müssen zunächst die Pläne des Niederspannungsnetzes der Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen in das richtige Format konvertiert werden. Hierzu liegen zwei verschiedene Netzpläne der Gemeindewerke (GP) als .dwg-files¹⁶ vor:

- **Netzplan ohne Schalterzustände**

Dieser Netzplan liegt lagerichtig vor und besitzt somit maßstabsgetreue Längen der Hausanschluss- sowie sonstiger Leitungen. Ebenso enthalten sind die Kabeltypen sowie Kabelmaterialien. Die Betriebsmittel im Netz (z.B. Ortsnetzstransformatoren (ONT), Hausanschlüsse, Leitungen, etc.) werden in separaten Layern abgespeichert.

- **Netzplan mit Schalterzuständen**

Dieser Netzplan enthält neben den Informationen zu den Kabeln auch die Zustände der Schalter sowie Sicherungen – welche im Netz integriert sind – in separaten Layern. Allerdings ist dieser Plan nicht maßstabsgetreu und kann nicht für die Bestimmung der Leitungslängen herangezogen werden.

Beide Pläne haben durch ihre Eigenschaften Vor- und Nachteile in der Verwendung. Daher wird die Digitalisierung der Netzpläne unterteilt in die Aufbereitung für die Software *ArcMap* und in jene für die Simulationssoftware *Neplan*.

7.2.1. Aufbereitung und Import in ArcMap

Um nicht jedes der knapp 7900 Gebäude einzeln einem Ortsnetztransformator zuordnen zu müssen soll der Netzplan mit Schalterzuständen so bearbeitet werden, dass diese Zuordnung automatisch

¹⁵ Der Verknüpfungspunkt ist die dem Einpeiser am nächsten gelegene Stelle im Versorgungsnetz. In der Regel handelt es sich hierbei um den Knotenpunkt, an welchem der Hausanschluss an das in der Erde verlegte Erdkabel angeschlossen ist

¹⁶ dwg steht für *Drawing*. Das Dateiformat ist ein von AutoDesk selbst definiertes Format zum Austausch von CAD-Daten

generiert werden kann. Hierzu muss zunächst der Netzplan – aufgrund der fehlenden Lage- und Winkeltreue – so georeferenziert werden, dass nur ein Minimum an Fehlern entsteht und ein späterer Bezug zu den Dachflächen der Gebäude (siehe dazu Kapitel 3) möglich ist.

Ein weiterer Umstand ist die Norm zur Zeichnung von Leitungen, da diese in Netzplänen nicht durchgezogen gezeichnet werden. Das hat zur Folge, dass Leitungen in *ArcMap* nicht automatisch miteinander verbunden werden können. Abhilfe schafft hier die *Integration* des Leitungs-Layers. Anschließend können die Leitungen und die weiteren Layer des Netzplans (Sicherungen, Schalter und Hausanschlussleitungen) mit einem *Union* miteinander geometrisch verknüpft werden. Auf diese Weise entstehen Teilabschnitte des Niederspannungsnetzes mit dem jeweils zugehörigen Ortsnetztransformator und den (Hausanschluss-)Leitungen. Die resultierenden Abschnitte sind in Abbildung 7.1 dargestellt.

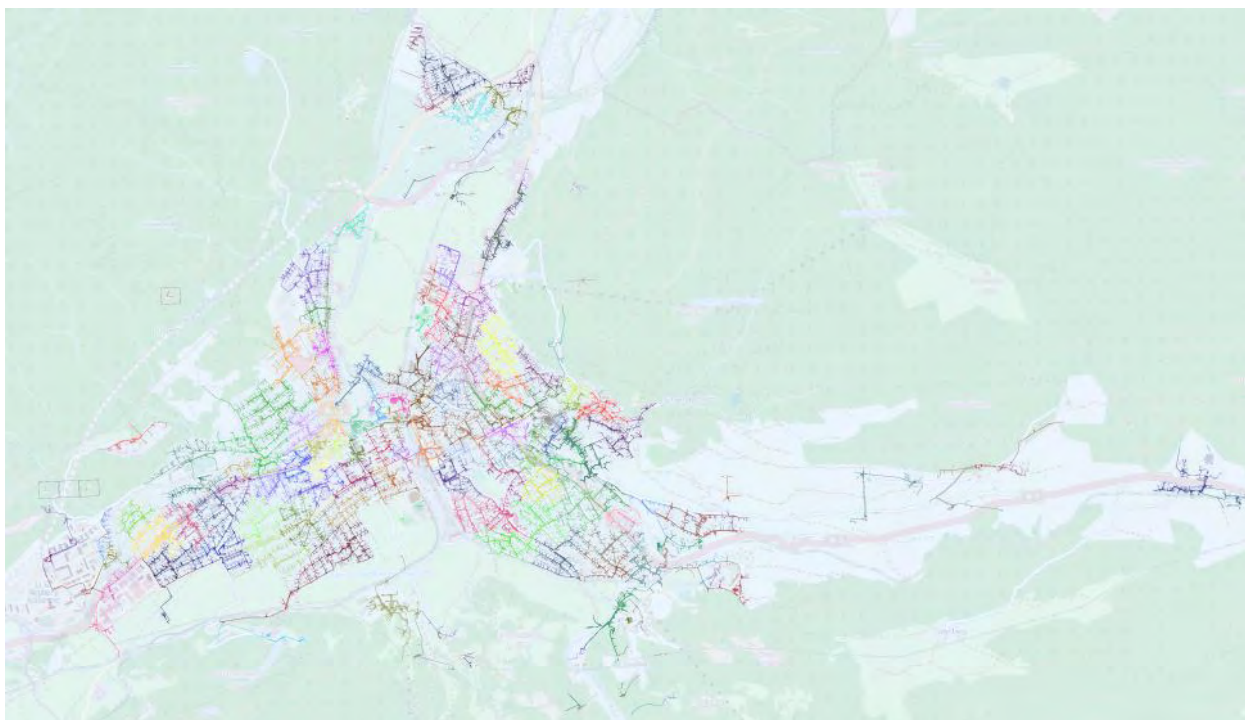


Abbildung 7.1.: Unterteilung des Niederspannungsnetzes in Teilnetze aufgrund von offenen Schaltern ((GP), (OSM13))

Nachdem das Niederspannungsnetz durch die Aufbereitung in *ArcMap* in Netzteilabschnitte unterteilt wurde, können die Dachflächen mittels *Spatial Join* mit der nächstgelegenen Leitung verbunden werden. Das Ergebnis ist die bereits bestehende Tabelle mit allen Dachflächen erweitert um das zusätzliche Attribut des zugehörigen Ortsnetztransformators. Beispielhaft wird in Abbildung 7.2 das zur Simulation genutzte Teilnetz des landwirtschaftlichen Gebiets mit der Zuordnung zu den Gebäudeflächen dargestellt.



Abbildung 7.2.: Ergebnis der Aufbereitung des Niederspannungsnetzplans am Beispiel eines Ausschnitts des landwirtschaftlichen Gebiets((GP), (OSM13))

7.2.2. Import in die Simulationsumgebung Neplan

Für die Simulation des Niederspannungsnetzes ist eine maßstabsgetreue Abbildung des Netzes notwendig, weshalb in *Neplan* der Netzplan ohne Schalterzustände verwendet wird. Innerhalb von *Neplan* kann ein Bild mit bekanntem Maßstab in die Arbeitsumgebung integriert werden, um auf dessen Grundlage das Netz entsprechend der Vorlage mit den Betriebsmitteln nachzubilden. Als Beispiel dient der im folgenden Abschnitt verwendete Teilnetzplan des reinen Wohngebiets (Abbildung 7.3).

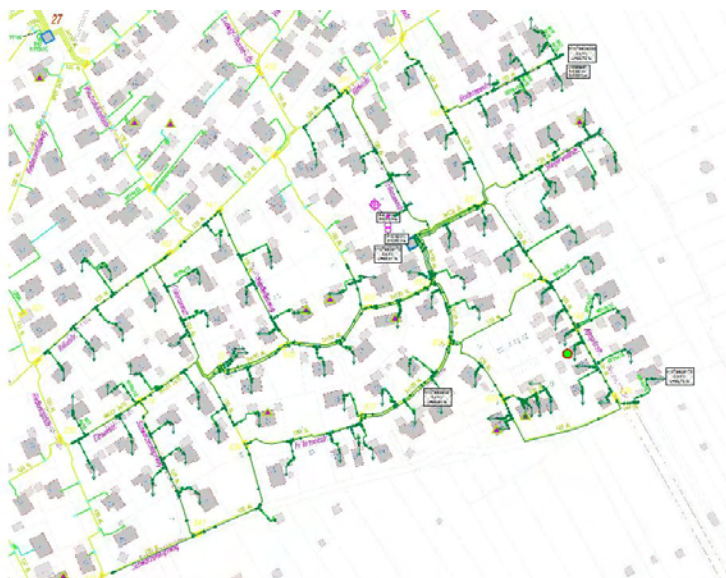


Abbildung 7.3.: Auswahl des Netzes im Wohnraum mit ausschließlich Ein- bis Zweifamilienhäusern (GP)

7.3. Simulation des Netzes

Die Integration von Photovoltaik-Anlagen verändert das Spannungsprofil in Energieversorgungsnetzen – es kommt hierbei zu einer Anhebung der Spannung an der Erzeugeranlage (Abbildung 7.4). Ist die Einspeisung an einem Netzstrang zu hoch, kann es zu einer Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzen nach DIN EN 50160 kommen (vgl. Abschnitt 7.1).

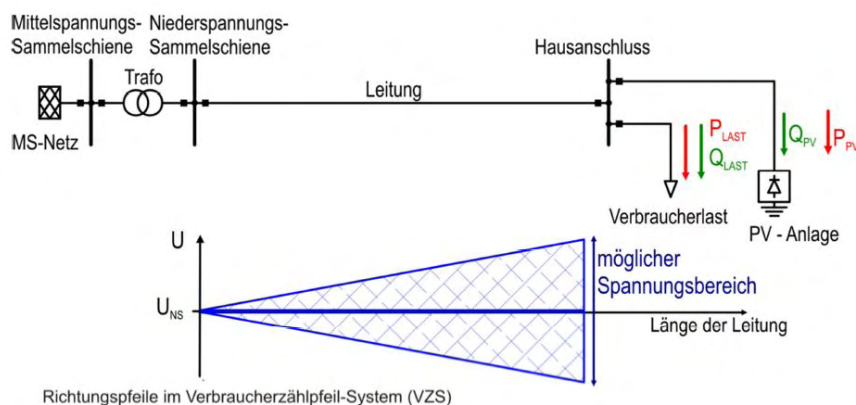


Abbildung 7.4.: Veränderung des Spannungsprofils in Energieversorgungsnetzen durch dezentrale Erzeugeranlagen (Ker10)

Mit Hilfe von Lastflussberechnungen können elektrische Energieversorgungsnetze im Normalbetrieb simuliert werden. Hierbei wird die Stromverteilung des Netzes im ungestörten symmetrischen Betrieb berechnet. Als Ergebnis einer Lastflusssimulation erhält man das Spannungsprofil, welches sich an den Netzknoten und bei den Haushaltsanschlüssen bei einer bestimmten Belastung einstellt.

Eine geringe Last in einem Teilnetz begünstigt die Spannungsanhebung durch dezentrale Einspeisung. Daher ist für die Worst-Case Simulation bei maximaler Einspeisung eine Abschätzung der Verbraucherlastgänge notwendig – hierzu können Standardlastprofile verwendet werden. Standardlastprofile sind im Allgemeinen repräsentative Lastprofile, mit denen der Lastgang eines Energieverbrauchers prognostiziert und bilanziert werden kann. Es wird bei Standardlastprofilen unter 11 Varianten differenziert, unter anderem:

- Gewerbe allgemein
- Mobilfunkstation
- Landwirtschaftsbetriebe
- Haushalt

Aufgrund der Gebäudestruktur und deren Beschaffenheit wird für die Teilnetze angenommen, dass es sich ausschließlich um Haushalte handelt. Eine weitere Vereinfachung ist die Behauptung, dass an einem Haushaltsanschluss nur ein Haushalt angeschlossen ist. Dies geht aus den Siedlungstypen der Teilnetze hervor, bei denen es sich hauptsächlich um Ein- bis Zweifamilienhäuser handelt. Im Rahmen dieser Arbeit werden die von den Gemeindewerken bereitgestellten Standardlastprofile von

Garmisch-Partenkirchen herangezogen (GP11). Diese sind auf einen Jahresverbrauch von 1GWh normiert und geben den Energieverbrauch in 15-minütiger Auflösung in kWh wider. Da für eine maximale Einspeisung von PV-Anlagen die Einstrahlung der Sommermonate notwendig sind, wird dieser Zeitraum explizit analysiert. Abbildung 7.5 zeigt das Standardlastprofil eines durchschnittlichen Haushalts in Garmisch-Partenkirchen an einem Sommertag.

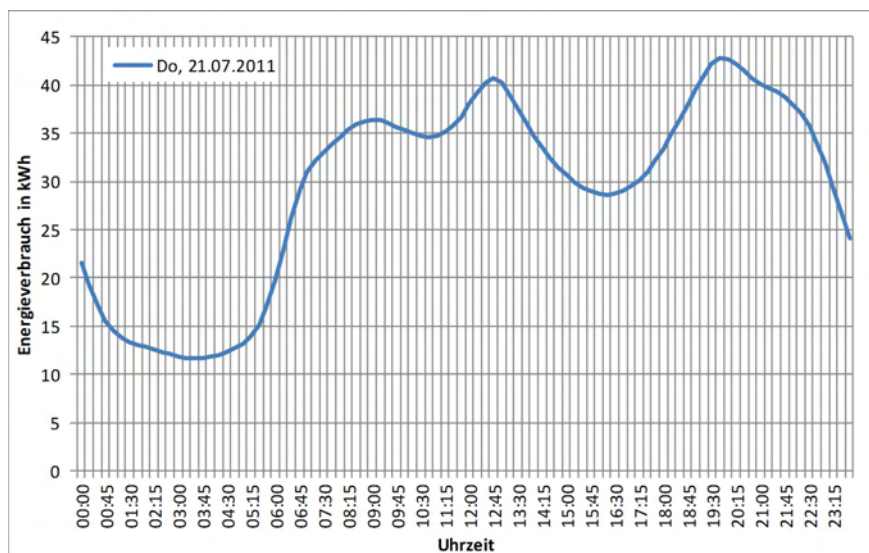


Abbildung 7.5.: Standardlastprofil eines durchschnittlichen Haushalts an einem Sommertag (GP11)

Die Untersuchung über die Sommermonate zwischen 12-14 Uhr – wenn eine maximale Einspeisung der PV-Anlagen zu erwartet ist – ergibt einen minimalen Verbrauch von 34,66kWh. Ausgehend von der Normierung und einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 4000kWh pro Haushalt, wird der aus den Standardlastprofil entnommene minimale Verbrauch für einen Haushalt skaliert. Der minimale Energieverbrauch eines Haushalts beträgt dann 0,1389kWh in einem Zeitraum von 15min. Es ergibt sich demnach für die Mittagszeit eine minimale Verbrauchsleistung von 555W pro Haushalt. Dieser minimale Verbrauch wird nachfolgend für die Simulation als geringste Last je Haushalt angenommen, d.h. Gebäude, für welche im Jahr 2030 keine PV-Anlage geplant ist, treten im Teilnetz als Verbraucher auf, während Gebäude mit geplanter PV-Anlage als Einspeiser mit der jeweiligen installierten Leistung abzüglich des Eigenverbrauchs angenommen werden.

7.4. Simulation anhand von repräsentativen Teilnetzen

Da das Niederspannungsnetz von Garmisch-Partenkirchen zunächst selbst in *Neplan* aufgebaut werden muss und eine vollständige Digitalisierung in den nächsten Monaten von den Gemeindewerken vorgesehen ist, wird die Lastflussberechnung des Niederspannungsnetzes im Rahmen dieser Arbeit auf drei Teilnetze (drei Ortsnetztransformatoren) beschränkt. Nach (Sch02) wird der Aufbau eines Netzbezirks stark von der Siedlungsstruktur geprägt. Anhand dieser Erkenntnis wurden die drei Teilnetze wie folgt ausgewählt:

- **Teilnetz im landwirtschaftlichen Gebiet**

Dieses Teilnetz liegt im Osten von Garmisch-Partenkirchen und weist durchgängig Streusiedlungen auf. Im Verhältnis zu anderen Teilnetzen sind hier lange Leitungen zu den Gebäuden zu erwarten. Dies kann im Fall der Integration von PV-Anlagen eine hohe Spannungsanhebung am jeweiligen Hausanschluss bedeuten.

- **Teilnetz im Wohnbaugebiet**

Dieses Teilnetz befindet sich im Süden von Garmisch-Partenkirchen und ist ausschließlich von Ein- bis Zweifamilienhäusern durchsetzt. Gerade der Sektor Wohnbau erwartet bis zum Jahr 2030 die größte prognostizierte Einspeiseleistung. Im Fall einer hohen Anzahl von PV-Anlagen im Netzgebiet kann es zu einer Spannungsanhebung kommen.

- **Teilnetz im gemischten Gebiet**

Dieses Teilnetz befindet sich am nordöstlichen Ortsrand von Garmisch-Partenkirchen und stellt einen repräsentativen Bezirk der Sektoren Landwirtschaft und Wohnbau dar. Vor allem durch den Sektor Landwirtschaft können große PV-Anlagen entstehen, für dessen Einspeisung das Niederspannungsnetz derzeit nicht ausgelegt ist.

Die in dieser Arbeit durchzuführenden Lastflusssimulationen sollen Worst-Case-Szenarien darstellen. Hinsichtlich des Niederspannungsnetzes bedeutet dies die volle Einspeisung der PV-Anlagen und zugleich eine minimale Last an den Hausanschlüssen.

Basierend auf der Verteilung der prognostizierten Leistung auf Garmisch-Partenkirchen (vgl. Kapitel 6) werden die Teilnetze auf installierte Leistung und Anzahl der PV-Anlagen untersucht. Diese Analyse wird 1000 mal wiederholt, sodass sich eine Häufigkeitsverteilung der Leistung und der Anzahl der PV-Anlagen ergibt.

7.4.1. Teilnetz im landwirtschaftlichen Gebiet

Abbildung 7.6 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen, welche im Jahr 2030 – basierend auf der zufälligen Verteilung – in diesem ausgewählten Teilnetz voraussichtlich möglich sind.

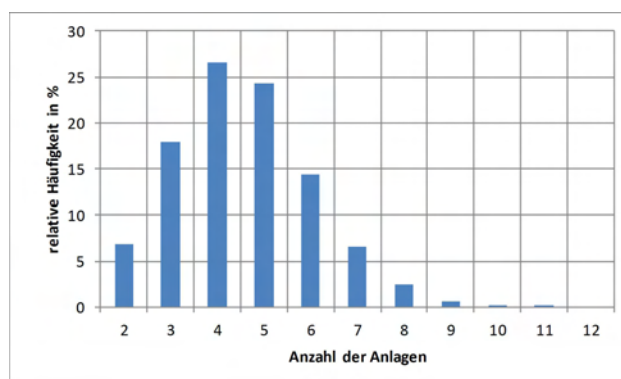


Abbildung 7.6.: Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen im landwirtschaftlichen Gebiet

Bis Dezember 2012 sind in diesem Teilnetzgebiet 2 PV-Anlagen installiert. Bis 2030 erstreckt sich die Häufigkeitsverteilung von keiner neuen bis zu 7 neuen Anlagen. Dabei können installierte Leistungen von 11,55 kW bis zu 140 kW im Gebiet erfolgt sein (siehe dazu Abbildung 7.7).

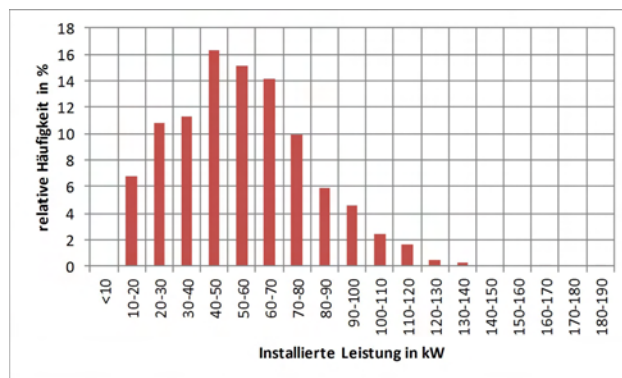


Abbildung 7.7.: Häufigkeitsverteilung der installierten Leistung der PV-Anlagen im landwirtschaftliches Gebiet

Es werden nun drei Szenarien mittels der Verteilung der prognostizierten Leistung aus Kapitel 6 erstellt, welche anhand der Häufigkeitsverteilung in ein minimales und maximales Szenario unterschieden werden können, sowie in eines mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit. Tabelle 7.1 zeigt diese auf. Für jedes dieser Szenarien liegt eine Tabelle vor, welche die installierte Leistung im Teilnetzgebiet auf die Gebäude verteilt.

Szenario	Minimum	Wahrscheinlich	Maximum
Anlagenanzahl	2	5	9
Installierte Leistung in kW	11,55	58,55	127,55

Tabelle 7.1.: Szenarien für die Simulation des landwirtschaftlichen Netzgebiets

Diese Szenarien werden in *Neplan* generiert und simuliert. Zunächst werden die Hausanschlüsse nach DIN EN 15060 betrachtet. Tabelle 7.2 zeigt die minimale und maximale prozentuale Versorgungsspannung aller Hausanschlüsse bezüglich 400V. Das Szenario mit der minimalen PV-Leistung entspricht in diesem Fall dem derzeitigen Zustand. Es ist zu erkennen, dass die derzeit installierten PV-Anlagen nur einen minimalen Einfluss auf das Niederspannungsnetz haben. Bei der Betrachtung des maximalen Szenarios wird jedoch deutlich, dass auch eine installierte Leistung von knapp 130kW nur einen geringen Einfluss auf das Teilnetz hat. Mehr als eine Spannungsanhebung von 1,09% – was einer absoluten Spannung von 4,36V entspricht – ist nicht zu erwarten. Das Spannungsband wird demnach nicht verletzt.

	ohne PV-Leistung	min. PV-Leistung	real. PV-Leistung	max. PV-Leistung
U_{Min}	99,47	99,52	100	100
U_{Max}	100,00	100,02	100,65	101,09

Tabelle 7.2.: Prozentuale Versorgungsspannung am Hausanschluss bei der Simulation des landwirtschaftlichen Gebiets

Zusätzlich werden nun auch die Spannungsänderungen am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage mit dem Niederspannungsnetz nach VDE-AR-N 4105 betrachtet. Der relative Bezug der Spannung am Verknüpfungspunkt mit PV-Anlagen und der Spannung ohne dezentrale Einspeisung wird in Tabelle 7.3 gezeigt.

	min. PV-Leistung	real. PV-Leistung	max. PV-Leistung
ΔU_{max}	0,261	0,9747764	1,427

Tabelle 7.3.: Prozentuale Abweichung des Spannungsniveaus am Verknüpfungspunkt bei der Simulation mit PV-Leistung im Verhältnis zur Simulation ohne PV-Leistung

Es wird deutlich, dass die maximale Spannungsanhebung an den Verknüpfungspunkten mit steigender PV-Leistung im Teilnetz zunimmt. Dennoch ist festzuhalten, dass das Verhältnis mit maximal 1,427% noch deutlich unter der Grenze von 3% liegt.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen demnach, dass eine signifikante Verringerung der Spannungsqualität in diesem Teilnetz bis zum Jahr 2030 mit der angenommen prognostizierten Leistung nicht zu erwarten ist.

7.4.2. Teilnetz im Wohnbaugebiet

Analog zum Teilnetz im landwirtschaftlichen Gebiet werden drei Szenarien anhand der Häufigkeitsverteilung für das Teilnetz im Wohnbaugebiet bestimmt. Nach Abbildung 7.8 variiert die Anzahl der PV-Anlagen zwischen 17 und 42. Am wahrscheinlichsten sind in diesem Teilnetz 27 Anlagen.

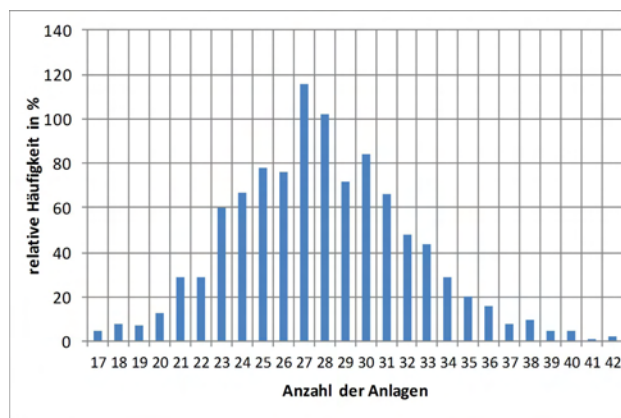


Abbildung 7.8.: Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen im Wohnbaugebiet

Bis Dezember 2012 wurden bereits 8 PV-Anlagen mit insgesamt 36,22kW installiert. Im Jahr 2030 wird nach der Prognose mindestens 100kW installierte PV-Leistung im Teilnetz vorliegen. Maximal sind jedoch nicht mehr als 340kW zu erwarten(vgl. Abbildung 7.9).

Es ergeben sich folgende drei Szenarien für das Teilnetz im Wohnbaugebiet, welche die Extrema der Häufigkeitsverteilung in etwa entsprechen. (Tabelle 7.4):

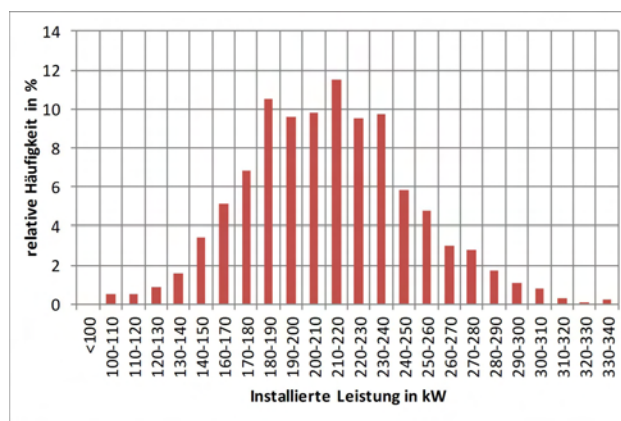


Abbildung 7.9.: Häufigkeitsverteilung der installierten Leistung im Wohnbaugebiet

Szenario	Minimum	Wahrscheinlich	Maximum
Anlagenanzahl	17	27	40
Installierte Leistung in kW	112,22	204,22	320,22

Tabelle 7.4.: Szenarien für die Simulation des Wohnbaugebiets

Im Gegensatz zum landwirtschaftlichen Teilnetz wird für das Jahr 2030 eine wesentlich höhere PV-Leistung in allen drei Szenarien prognostiziert. Die Transformatoren beider Teilnetze sind jedoch die gleichen. Das lässt eine höhere Belastung des Netzes vermuten. Tabelle 7.5 zeigt die minimale und maximale prozentuale Versorgungsspannung der Hausanschlüssen in diesen Szenarien.

	ohne PV-Leistung	min. PV-Leistung	real. PV-Leistung	max. PV-Leistung
U_{Min}	99,42	99,97	100	100
U_{Max}	100	101,3	101,37	102,38

Tabelle 7.5.: Prozentuale Versorgungsspannung am Hausanschluss bei der Simulation des Wohnbaugebiets

Im Allgemeinen ist aus den Ergebnissen dieser Simulation erkennen, dass das Teilnetz im Wohnbaugebiet – wie zu erwarten war – eine höheren Spannungsanhebung aufweist als das landwirtschaftliche Teilnetz. Im maximalen Szenario erstreckt sich das Spannungsband zwischen 400V und 409,52V. Jedoch ist damit die maximale Spannung noch um ein Wesentliches niedriger als die maximal nach DIN EN 50160 erlaubte Spannung von 440V. Demnach ist auch für dieses Teilnetz keine signifikante Einschränkung der Spannungsqualität zu erwarten.

Betrachtet man allerdings die das relative Verhältnis der Spannung aller Verknüpfungspunkte des Teilnetzes nach VDE-AR-N 4105, so fällt auf, dass diese im Allgemeinen die des landwirtschaftlichen Gebiets übersteigen. Tabelle 7.6 zeigt die maximalen Spannungsanhebungen an den Verknüpfungspunkten.

Es wird deutlich, dass im Vergleich zum landwirtschaftlichen Gebiet die relative Änderung der Versorgungsspannung höher ausfällt. In diesem Teilnetz wird sogar bei dem Szenario mit der minimalen PV-Leistung eine Abweichung von 1,589% erreicht. Beim maximalen Szenario ist die Spannungsan-

	min. PV-Leistung	real. PV-Leistung	max. PV-Leistung
ΔU_{max}	1,589	1,533	2,91

Tabelle 7.6.: Prozentuale Abweichung der Spannungsniveaus am Verknüpfungspunkt bei der Simulation mit PV-Leistung im Verhältnis zur Simulation ohne PV-Leistung

hebung um 2,91% im Vergleich zur Versorgungsspannung ohne PV-Einspeisung erhöht. Dies liegt nur knapp unter der erlaubten 3%-Grenze.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Einhaltung des Spannungsbandes auch im Jahr 2030 unter der Betrachtung des hier prognostizierten PV-Ausbaus kein Problem darstellen wird. Bei der technischen Mindestanforderung nach VDE-AR-N 4105 wird es allerdings bereits kritisch. Während das realistische Szenario noch unter der erlaubten Spannungsänderung liegt, kommt diese im maximalen Szenario schon in den grenznahen Bereich. Ein andere Verteilung der prognostizierten PV-Leistung kann hier schon zu Problemen führen.

7.4.3. Teilnetz im gemischten Gebiet

Auch für Teilnetz des aus Wohnbau und landwirtschaftlichen Anteilen zusammengesetzten Gebiets werden drei Szenarien geschaffen, welche über die Häufigkeitsverteilung der Anzahl sowie der installierten Leistung festgelegt werden. Abbildung 7.10 und 7.11 zeigen ein Minimum von 16 Anlagen sowie ein Maximum von 41 Anlagen. Dabei kann von installierten Leistungen zwischen 90-310kW ausgegangen werden. Am wahrscheinlichsten ist jedoch eine Anzahl von ca. 28 Anlagen und eine Leistung von 200kW.

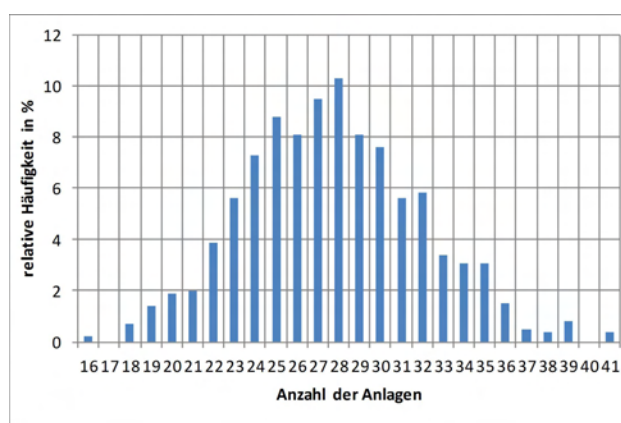


Abbildung 7.10.: Häufigkeitsverteilung der Anzahl der PV-Anlagen im gemischten Gebiet

Resultierend werden Szenarien, welche nahe der Extrma der Häufigkeitsverteilung sind (vgl. Tabelle 7.7) zur Simulation herangezogen.

Das gemischte Teilnetz ähnelt dem des Wohnbaugebiets bezüglich der zukünftigen prognostizierten PV-Leistung. Analog zu den vorhergehenden Ergebnissen wird zunächst in Tabelle 7.8 die minimale und maximale Änderung der Versorgungsspannung an den Hausanschlüssen aufgezeigt.

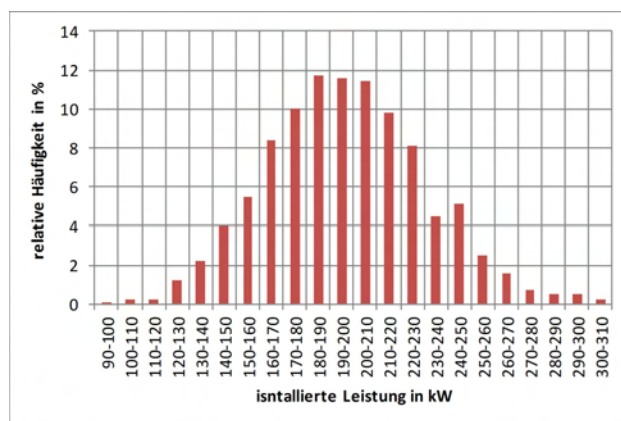


Abbildung 7.11.: Häufigkeitsverteilung der installierten Leistung der PV-Anlagen im gemischten Gebiet

Szenario	Minimum	Wahrscheinlich	Maximum
Anlagenanzahl	19	28	37
Installierte Leistung in kW	130,72	200,72	300,72

Tabelle 7.7.: Szenarien für die Simulation des gemischten Netzgebiets

In diesem Teilnetzgebiet ist bereits im Szenario ohne Einspeisung von PV-Leistung der Einfluss der minimalen Last von 555W je Hausanschluss erkennbar. Aufgrund dieser minimalen Last reduziert sich die Versorgungsspannung um 2,87%, was einer resultierenden Spannung von 388,92V entspricht. Dieses Teilnetz ist demnach schwächer als die anderen zwei Teilnetze einzuschätzen. Wie auch bei dem Teilnetz des Wohnbaugebiets steigt die Versorgungsspannung mit der Zunahme von PV-Leistung im Teilnetz an. Allerdings sind alle Maxima dieses Teilnetzes geringer. Das ist vor allem auf dem hohen Spannungsabfall ohne Einspeisung zurückzuführen.

Bei der Betrachtung des relativen Spannungsunterschiedes zwischen den drei Szenarien mit PV-Leistung und dem Szenario ohne dezentrale Einspeisung ist in Tabelle 7.9 jedoch ein deutlicher Unterschied zu den anderen Teilnetzes zu sehen. Bereits bei dem realistischen Szenario mit PV-Einspeisung kommt es zur Überschreitung der maximal erlaubten Spannungsänderung nach VDE-AR-N 4105. Die maximale Änderung der Versorgungsspannung an einem Verknüpfungspunkt bei der realen PV-Einspeisung beträgt 3,655% im Vergleich zur Versorgungsspannung ohne dezentrale Einspeiser. Beim maximalen Szenario beträgt diese sogar 4,108%.

Es kann in diesem Teilnetz demnach damit gerechnet werden, dass bis zum Jahr 2030 die technischen Mindestanforderungen nach VDE-AR-N 4105 nicht gewährleistet werden können. Dies

	ohne PV-Leistung	min. PV-Leistung	real. PV-Leistung	max. PV-Leistung
U_{Min}	97,13	98,79	99,23	99,52
U_{Max}	100	100	101,7	101,16

Tabelle 7.8.: Prozentuale Versorgungsspannung am Haushaltsanschluss bei der Simulation des Wohnbaugebiets

	min. PV-Leistung	real. PV-Leistung	max. PV-Leistung
ΔU_{max}	2,471	3,655	4,108

Tabelle 7.9.: Prozentuale Abweichung der Spannungsniveaus am Verknüpfungspunkt bei der Simulation mit PV-Leistung im Verhältnis zur Simulation ohne PV-Leistung

kann zur Folge haben, dass die Gemeindewerke von Garmisch-Partenkirchen den Anschluss von PV-Anlagen an eine separate Übergabestelle mit einer separaten Netzanschlussleitung und damit unabhängig vom Verknüpfungspunkt erstellen muss. In begründeten Einzelfall kann jedoch nach Maßgabe des Netzbetreibers von der Grenze von 3% abgewichen werden.

8. Zusammenfassung

Die Marktdurchdringung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, insbesondere in Bereich der Photovoltaik, steigt vor allem seit der technischen Entwicklung und der Einführung der Einspeisevergütung nach dem EEG. Die dadurch entstehenden Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze können in Zukunft ein Problem darstellen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Spannungsqualität im Versorgungsnetz der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen für einen prognostizierten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen bis zum Jahr 2030 repräsentativ anhand von drei Teilnetzen beurteilt. Die Ergebnisse der Analysen und Simulationen sowie daraus resultierende Schlussfolgerungen werden nachfolgend zusammengefasst.

Zunächst wurde eine umfangreiche Datengrundlage über Gebäude in der Gemeinde in Hinsicht auf die effektiv nutzbare Dachfläche und damit auf das erschließbare Potenzial erstellt. Dieser Teil der Arbeit stellt die Basis aller weiteren Arbeitsschritte dar und bedarf daher höchster Präzision und Aufmerksamkeit. Das Ergebnis zeigt ein enormes Potenzial in der Höhe von 70MW an erschließbarer Photovoltaikleistung in Garmisch-Partenkirchen.

Um ein realistisches Ausbauszenario abzuschätzen, wurde – anhand der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktortechnik veröffentlichten Leitstudie für den Ausbau erneuerbarer Energien – ein Ausbaupfad für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen erstellt. Im Jahr 2030 wird nach diesem Ausbauszenario eine PV-Leistung von 13,3MW erwartet. Weitergehend wurde aufgrund der Betrachtung des bisherigen Ausbaus festgestellt, dass sich der bisherige Zubau von Photovoltaik-Anlagen in den Sektoren Wohnbau, Landwirtschaft sowie Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungsunternehmen und Industrie (kurz: GHD&Industrie) unterschiedlich verhält. Daher wurde das Ausbauszenario in die drei Sektoren differenziert. Den größten Ausbau erwartet in Garmisch-Partenkirchen der Sektor Wohnbau mit einer im Jahr 2030 installierten Leistung von 10,246MW, gefolgt von den Sektor GHD&Industrie mit einer Leistung von 2,372MW und Landwirtschaft mit 661kW.

Anschließend werden diese Ergebnisse für die Simulation des Niederspannungsnetzes verwendet. Die im Jahr 2030 prognostizierte installierte PV-Leistung wird anhand des Ausbauszenarios auf die Dachflächen verteilt und nachfolgend über drei Teilnetze des Niederspannungsnetzes bei voller Einspeisung und minimaler Verbraucherlast im Haushalt simuliert. Es zeigt sich, dass die Einhaltung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160 auch im Jahr 2030 bei Betrachtung des prognostizierten PV-Ausbaus kein Problem darstellen wird. Dahingegen kann es zu Überschreitungen der technischen Mindestanforderungen an den Anschluss von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz nach VDE-AR-N 4105 kommen.

Abschließend kann festgestellt werden, dass der zukünftige Ausbau von Photovoltaik-Anlagen eine Mehrbelastung und unter Umständen eine Überlastung des Niederspannungsnetzes verursachen kann. Dies kann die Notwendigkeit eines Netzausbaus oder einer Netzumstrukturierung zur Folge haben.

9. Kritische Bewertung und Ausblick

Die in dem Rahmen dieser Arbeit erarbeiteten Resultate basieren auf der Annahme, dass auch im Jahr 2030 eine durchschnittliche Leistungsdichte einer Photovoltaik-Anlage von $150 \frac{W}{m^2}$ Stand der Technik ist. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich der technische Wirkungsgrad eines PV-Moduls in den kommenden 17 Jahren verbessern wird. Damit ist auch das erschließbare Potenzial in der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen höher anzusetzen als die hier berechneten 70MW. Eine Analyse des zukünftigen Wirkungsgrades kann hier zu einer genaueren Abschätzung führen.

Weitergehend wird das Versorgungsnetz der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen von den Gemeindegewerken für die Simulationsumgebung Neplan digitalisiert werden. Auf diese Weise können umfassendere Untersuchungen betrieben werden und das Niederspannungsnetz sowie das Mittelspannungsnetz als Gesamteinheit simuliert und analysiert werden. Von besonderem Interesse können hier Tages- oder Jahreslastgänge der zukünftigen PV-Anlagen im Niederspannungsnetz sein. So können schnelle Spannungsänderungen, z.B. aufgrund der Bergverschattung, untersucht werden.

Garmisch-Partenkirchen ist zudem seit 2010 bayerische Modellkommune für Elektromobilität. Nicht nur die dezentralen Energieanlagen können das Netz belasten, sondern auch Elektrofahrzeuge können aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit am Netz Auswirkungen haben, jedoch potentiell auch zum Lastausgleich beitragen. Neue Steuerungen und Regelungen im Netz können in diesem Zuge modelliert und anhand des digitalisierten Netzes simuliert werden.

Literaturverzeichnis

- Bau11** *Baugesetzbuch (BauGB), §5 Inhalt des Flächennutzungsplans.* Bundesministerium der Justiz, 2011 <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbaug/gesamt.pdf> 4.1.2
- Bay12** BAYERN, Bundesanwaltschaft: Beseitigungsanordnung für eeine Stadel mit auf dem Dach aufgebrachten Solarmodulen. In: *Bauplanungs- und Bauordnungsrecht* (2012), Juli. <http://www.landesanwaltschaft.bayern.de/images/PDFs/2012/15a1660b.pdf> 3
- BEMC10** BEHRENDT, Siegfried ; ERDMANN, Lorenz ; MARWEDE, Max ; CAPORAL, Sophie: *Roadmap: Ressourceneffiziente Photovoltaik 2020+.* IZT - Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, gemeinnützige GmbH, 2010 http://ressourcen.wupperinst.org/downloads/MaRess_AP9_1.pdf 3
- Bin13** BingMaps. (2013). www.bing.de (document), 3.4
- BVV12** Bayerische Vermessungsverwaltung. (10.01.2012). <http://www.vermessung.bayern.de> (document), 3.1.1, 3.1
- Dat12** DATENERHEBUNG, Bayerisches L. u.: *Statistik kommunal 2011 - Eine Auswahl wichtiger statistischer Daten für den Markt Garmisch-Partenkirchen.* Mai 2012 2.3, 3.1.1, 3
- DIN** DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. 7.1
- DLR13** Corine Landcover - Bodenbedeckungsdaten für Deutschland. In: *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt* (2013). http://www.corine.dfd.dlr.de/intro_de.html 4.1.2
- Ein12** Einwohnerzahl Garmisch-Partenkirchen. (2012). <http://www.lra-gap.de/fileadmin/lkr/files/informationen/einwohner/einwohnerzahlen.pdf> 3
- EK13** EUROPÄISCHEN KOMMISSION, Joint Research C.: PVGIS: Photovoltaik Geographical Information System. (2013). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (document), 3.4, 3.2, 3.6
- esr** ESRI: ArcGIS-Hilfebibliothek. In: *ArcGIS Resources* <http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.1/> (document), 2.1, 2.2, 2.3
- GAP89** *74 Orthophotos der Gemeinde Garmisch-Partenkirchen.* 1989 (document), 3.1.1, 3.3
- Goo13** Google Earth. (2013). www.google.earth.de (document), 3.5

- GP** GARMISCH-PARTENKIRCHEN, Gemeindewerke: *Niederspannungsnetzpläne* (document), 7.2, 7.1, 7.2, 7.3
- GP95** GARMISCH-PARTENKIRCHEN, Markt: Flächennutzung Markt Garmisch-Partenkirchen. (1995) 4.1.2
- GP02** GARMISCH-PARTENKIRCHEN, Markt: Ortgestaltungssatz Garmisch-Partenkirchen zur Gestaltung baulicher Anlagen, Einfriedungen und Vorgärten sowie zur Zuverlässigkeit von Stellplätzen, Carports und Garagen. (2002). <http://buergerservice.gapa.de/download.php?artid=-162ccc4c-287a-7c73-6518-edcc63951ca5-> 3.1.3, 8
- GP11** GARMISCH-PARTENKIRCHEN, Gemeindewerke: *Standardlastprofile für die Gemeinde Garmisch-Partenkirchen*. http://www.gemeindewerke-garmisch-partenkirchen.de/cms/index.php?option=com_content&task=view&id=184&Itemid=234. Version: 2011 (document), 7.3, 7.5
- GP13** GARMISCH-PARTENKIRCHEN, Gemeindewerke: *Anlagenstamm*. Jan 2013 (document), 4, 4.1
- Hag06a** HAGMAN, Gert: *Grundlagen der Elektrotechnik*. AULA-Verlag GmbH, Verlag für Wissenschaft und Forschung, 2006 13
- Hag06b** HAGMAN, Gert: *Leistungselektronik*. AULA-Verlag GmbH, Verlag für Wissenschaft und Forschung, 2006 12
- Ker10** KERBER, Georg: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsystemen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, Technische Universität München, Diplomarbeit, 2010 (document), 7.1, 7.4
- KSW06** KALTSCHMITT, Martin ; STREICHER, Wolfgang ; WIESE, Andreas: *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer Verlag, 2006 (document), 2.5, 2.2.2, 2.7, 2.2.3, 2.3, 2.11, 2.3
- LKW⁺10** LÖDL, Martin ; KERBER, Georg ; WITZMANN, Prof. Dr. R. ; HOFFMANN, Dr. C. ; METZGER, Dr. M.: Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. In: *Symposium Energieinnovation* (2010), Februar. http://www.hsa.ei.tum.de/Publikationen/2010/2010_Loedl_Kerber_Wi_Graz.pdf 2.2.5
- Mio12** MIOSGA, Anne-Katharina: *Diskussion und Modellierung siedlungsspezifischer PV-Ausbauszenarien und Topologien des Niederspannungsnetzes*, Technische Universität München, Diplomarbeit, 2012 3.3
- Ope13** OPENSTREETMAP: Wikipedia OpenStreetMap. (2013). <http://wiki.openstreetmap.org> 4.1.2
- OSM13** OpenStreetMap. (2013). <http://www.openstreetmap.de> (document), 3.2, 7.1, 7.2

- PV-12** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (*Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG*) 2012 - mit den Änderungen durch das Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien? (sog. PV-Novelle). 2012 3
- QH95** QUASCHNING, Volker ; HANITSCH, Rolf: Der Einfluss von Abschattungen auf Photovoltaik in der Landwirtschaft. In: *19. Konferenz CIGR Sektion IV, Stuttgart Hohenheim* (1995) 3.2
- Qua08** QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. Hanser Verlag, 2007/2008 (document), 2.2.2, 2.6
- Sal** SALWA: Standortwahl - Geographische Lage / Neigungswinkel des Daches. <http://www.salwa.de/photovoltaik/photovoltaik8.htm> (document), 2.9
- Sch02** SCHEFFLER, Dr. J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebiet. In: *Dissertation der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz* (2002) 2.2.5, 4.1.1, 7.4
- SSCM12** SCHMID, Tobias ; STEINERT, Corinna ; CARR, Luis ; MIOSGA, Anne-Katharina: Prognose der Versorgungsaufgaben - Update 2012. In: *Forschungsstelle für Energiewirtschaft* (2012) 5.1
- Umw11** UMWELT, Naturschutz und R. f.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (2011). http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf 5, 5.2, 5.2
- Umw12** UMWELT, Naturschutz und R. f.: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012. (2012). <http://www.erneuerbare-energien.de/unsere-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/erneuerbare-energien-gesetz-eeg-2012/> 1, 5
- VDE** VDE: VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. In: *VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.* 7.1
- Wik** WIKIPEDIA: Sonnenstandsdiagramm. http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Sonnenstandsdiagramm_Muenchen_300dpi.png (document), 2.8
- WV12** WESSELAK, Viktor ; VOSWINCKEL, Sebastian: *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*. Springer Vieweg, 2012 (document), 2.2.1, 2.4, 2.2.2

A. Anhang

Beim Markt Garmisch-Partenkirchen bedarf es aufgrund der besonderen geografischen Lage nahe der Alpen eine Untersuchung auf Verschattung durch Berge. Hierzu dienen eigens für diese Arbeit erstellte Panorama-Bilder, welche in den Einklang mit den Sonnenstandsdiagrammen gebracht werden. Vorab werden Luftbilder des Markts analysiert, wobei auffällt, dass der Markt aufgrund der topographischen Umgebung sternförmig im Tal liegt. Um zumindest eine Abschätzung der Verschattung zu erstellen, wird Garmisch-Partenkirchen in 5 Zonen unterteilt, welche unterschiedliche Bedingungen in Hinsicht auf die Umgebung und die Lage zu den Bergen besitzen.

- Verschattungszone 1: Norden
- Verschattungszone 2: Süd-Westen
- Verschattungszone 3: Süd-Mitte
- Verschattungszone 4: Süd-Osten
- Verschattungszone 5: Mitte

Auf die Verschattungszone 2 wurde im Rahmen der Arbeit bereits das Sonnenstandsdiagramm intensiv behandeln und ausgewertet. Nachfolgend werden die Diagramme der anderen Verschattungs-zonen aufgezeigt.

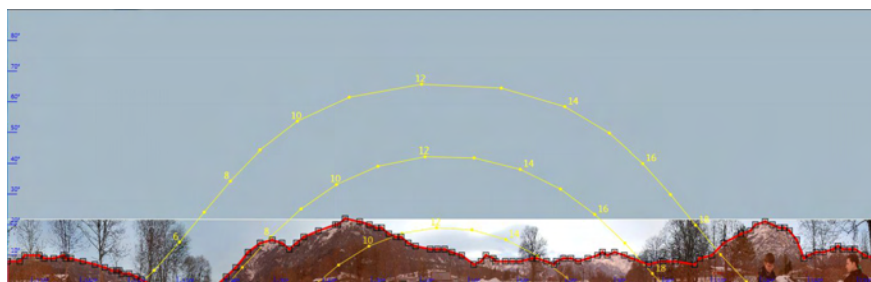


Abbildung A.1.: Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 1

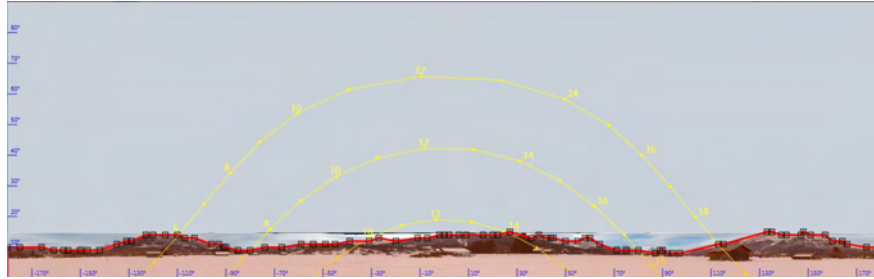


Abbildung A.2.: Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 3

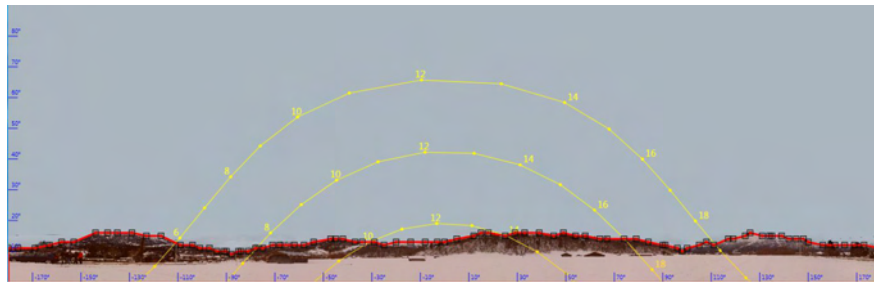


Abbildung A.3.: Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 4



Abbildung A.4.: Sonnenstandsdiagramm der Verschattungszone 5