



DIPLOMARBEIT

Regionalisierung erneuerbarer Erzeugungsleistung für die Netzentwicklung in Österreich

ausgeführt zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Masterstudiums

**Elektrische Energietechnik
und nachhaltige Energiesysteme**

unter der Leitung von

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl

eingereicht an der Technischen Universität Wien
am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
im Forschungsbereich Energiesysteme und Netze (E370-01)

von

Michael Satovich, BSc

Matrikelnummer: 01226650

Wien, April 2025

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 30. April 2025

Michael Satovich

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Bernd Klöckl, Leiter des Forschungsbereichs Energiesysteme und Netze, dessen fachliche Expertise sowie engagierte und verständliche Vermittlung komplexer Inhalte zu aktuellen Entwicklungen und Herausforderungen im Stromnetz den Anreiz gaben, mich mit diesem Themenfeld zu befassen. Er hat sowohl die Zusammenarbeit mit dem Projektpartner für dieses konkrete Projekt initiiert als auch den gesamten Arbeitsprozess mit wertvollem Feedback unterstützt.

Ebenso möchte ich allen Kolleginnen und Kollegen bei APG Dank aussprechen, die mir während der mehrmonatigen Zusammenarbeit bei diversen fachlichen Fragen stets mit Rat und Tat zur Seite standen. Besonders hervorheben möchte ich dabei meinen Betreuer DI Dr.techn. Alexander Rainer, der mich mit seinen fundierten Rückmeldungen, seinem Überblick über das Gesamtprojekt und den zahlreichen produktiven Diskussionen entscheidend bei der Entwicklung dieser Arbeit begleitet hat. Auch ein herzliches Dankeschön an DI DI Stephan Österbauer für viele hilfreiche Hinweise und Anregungen sowie die organisatorische Betreuung.

Nicht zuletzt danke ich meinen Studienkolleginnen und -kollegen, die mich während des Studiums begleitet haben, insbesondere Patrick und Timo, für die vielen guten Tipps, das konstruktive Feedback sowie die motivierenden Gespräche während der Entstehung dieser Arbeit.

Kurzfassung

Für Langfriststudien zur Netzentwicklung müssen aus den Mantelzahlen der Erzeugungsleistung für bestimmte Szenarien und Zieljahre Zuordnungen der installierten Leistungen zu Netzknoten vorgenommen werden. Die Energiewende bewirkt aktuell einen stark steigenden Anteil der erneuerbaren Energien an diesen Erzeugungsleistungen. Im Falle von Windkraft und Photovoltaik (PV) betrifft die räumliche Zuordnung durch die flächige Verteilung der Anlagen große Teile des Netzgebiets, was eine genauere Berücksichtigung dieser in verbesserten Regionalisierungsmethoden erfordert.

Ziel dieser Arbeit ist es, eine Methodik zu entwickeln, die eine präzisere Zuordnung der erwarteten installierten Leistungen von Windkraft und PV zu den Netzknoten ermöglicht und zusätzlich den Aufwand der Leistungsverteilung in der Netzmodellierung reduziert. Die wissenschaftliche Weiterentwicklung der derzeit verwendeten Algorithmen für die Regionalisierung soll sich dabei auf die möglichst genaue Analyse von Potenzial- und Bestandsdaten stützen und die spezifischen Datenstrukturen in Österreich berücksichtigen.

Die erarbeiteten Potenzialdaten werden zusammen mit Bestandsdaten und weiteren Parametern eingelesen. Die dazu entwickelten Verteil-Skripts, die auf *Python* basieren und über Input-Dateien konfiguriert werden können, ermöglichen es den Benutzern, den Aufwand für die Regionalisierung durch Automatisierung zu reduzieren und flexibel auf Änderungen bei den Eingangsdaten und Rahmenbedingungen zu reagieren. Die resultierenden Leistungsdaten der Windkraft- und PV-Regionalisierung werden pro Netzknoten zusammengefasst und können anschließend in das entsprechende Netzmodell integriert werden.

Die Ergebnisse der Regionalisierung werden in einer für Beispiel-Parameter durchgeführten Verteilung dargestellt. Die Analysen von Lastflussberechnungen auf Basis der erzeugten Ausgangsdaten zeigen die Auswirkungen der neu entwickelten Regionalisierungsmethode im Netzmodell. Die durch diese Methodik erzeugten Daten ermöglichen eine realistischere Planung der Verteilung des Zubaus an PV- und Windkraftleistung, zeigen aber gleichzeitig weitere Verbesserungspotenziale hinsichtlich Methodik und der Qualität der Eingangsdaten auf.

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energie, Regionalisierung, Netzentwicklung, TYNDP, Photovoltaik, Windenergie, Potenziale, GIS-Daten, QGIS, Python, Netzmodelle, Lastflussberechnung

Abstract

For long-term studies on grid development, it is necessary to break down total installed generation capacities and assign them to grid nodes for specific scenarios and target years. As the energy transition progresses, renewable energy sources make up an increasingly large share of these capacities. In the case of wind power and photovoltaic (PV) systems, spatial allocation affects large parts of the grid area due to the widespread distribution of these installations, which calls for more accurate consideration through improved regionalisation methods.

The aim of this work is to develop a methodology that enables a more precise allocation of the expected installed capacities of wind and PV systems to grid nodes, while also reducing the effort required for capacity distribution in grid modelling. The scientific advancement of the currently used regionalisation algorithms will be based on the most accurate possible analysis of potential and existing data and will take into account the specific data structures in Austria.

The developed potential data is read in together with existing data and other parameters. The distribution scripts developed for this purpose, which are based on *Python* and configurable via input files, allow users to reduce the effort of regionalisation through automation and to flexibly respond to changes in input data and framework conditions. The resulting capacity data for wind and PV regionalisation is aggregated per grid node and can then be integrated into the corresponding grid model.

The results of the regionalisation are presented using a distribution based on sample parameters. Load flow analysis build on on the generated output data illustrates the impact of the newly developed regionalisation method within the grid model. The data produced using this methodology enables more realistic planning of the distribution of PV and wind power expansion, while also highlighting further potential for improvement regarding both the methodology and the quality of the input data.

Keywords: Renewable energy, Regionalisation, Grid development, TYNDP, Photovoltaics, Wind energy, Resource potentials, GIS data, QGIS, Python, Grid models, Power flow analysis

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	1
1.1	Forschungsfrage und Forschungsziele	3
1.2	Methode	3
1.3	Kooperation mit Austrian Power Grid AG	4
1.4	Aufbau der Arbeit	4
2	Grundlagen und Literaturrecherche	5
2.1	Netzentwicklung im Stromnetz	5
2.1.1	Energiewirtschaftliche Szenarien	6
2.1.2	Aufgaben in der Netzplanung	7
2.2	APG-Übertragungsnetz	9
2.3	Netzausbaubedarf aufgrund erneuerbarer Energien	9
2.4	Potenziale erneuerbarer Energien	11
2.4.1	Definition von Potenzialkategorien	11
2.4.2	Photovoltaik-Potenzial	12
2.4.3	Windkraftpotenziale	13
2.4.4	Windkraftzonen der Bundesländer	15
2.5	Regionalisierung des EE-Ausbaus	15
3	Anforderungen an die Regionalisierung	19
3.1	Funktionale Anforderungen	19
3.2	Spezifische Anforderungen an die PV-Regionalisierung	20
3.3	Spezifische Anforderungen an die Windkraft-Regionalisierung	20
4	Verwendete Datenquellen	21
4.1	Gemeindedaten	21
4.2	Digitales Geländemodell	21
4.3	Naturschutzgebiete	21
4.4	Siedlungsgebiete und Wohngebiete	22
4.5	Straßen, Eisenbahntrassen und Stromtrassen	22
4.6	Windkraftanlagen-Bestandsdaten	22
4.7	Windkraft-Vorrangzonen und -Ausschlussflächen	23
4.8	Winddaten	24
4.9	Photovoltaik-Potenzialdaten	24
4.10	Photovoltaik-Bestandsdaten	24
5	Methoden zur Regionalisierung	26
5.1	Verwendete Software	26
5.2	Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung	26
5.2.1	UW-Daten	27
5.2.2	Ergänzung von Gemeindedaten	27
5.2.3	Zuordnung mit <i>QGIS</i>	28
5.3	Photovoltaik-Potenzialdaten	31
5.4	Photovoltaik-Regionalisierung	33
5.4.1	Einlesen von Zielwerten und Parametern	33
5.4.2	Einlesen von PV-Bestandsdaten	34
5.4.3	Einlesen und Aufbereitung der PV-Potenzialdaten	35
5.4.4	Anpassen der PV-Zielwerte	37
5.4.5	PV-Zubauberechnung	37

5.4.6	UW-Zuordnung der PV-Leistung	39
5.5	Windpotenzialflächen	40
5.5.1	Vorgangsweise zur Erstellung der Ausschlussflächen	41
5.5.2	Ergänzung von Flächendaten	43
5.5.3	Bestimmen der Windleistungsdichte pro Potenzialfläche	47
5.6	Windkraft-Regionalisierung	48
5.6.1	Einlesen von Bestands- und Projektdaten	48
5.6.2	Einlesen von Zielwerten und Parametern	48
5.6.3	Anpassen der Windkraft-Zielwerte	50
5.6.4	Einlesen der Potenzialflächen und UW-Zuordnung	50
5.6.5	Kategorisierung und Leistungsberechnung pro Potenzialfläche	51
5.6.6	Auswahl der Windpotenzialflächen	52
5.6.7	UW-Aufteilung der Windkraftleistungen	56
6	Ergebnisse und Diskussion	57
6.1	PV-Regionalisierung anhand von Beispiel-Parametern	57
6.1.1	PV: Input-Daten	57
6.1.2	PV: Output-Daten	60
6.2	Windkraft-Regionalisierung anhand von Beispiel-Parametern	63
6.2.1	Windkraft: Input-Daten	63
6.2.2	Windkraft: Output-Daten	65
6.3	Zusammengefasste Output-Daten	68
6.4	Simulationen und Analysen	69
6.5	Vergleich der Regionalisierungsergebnisse (UW-Leistungen)	72
6.6	Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse	75
7	Schlussfolgerungen und Ausblick	76
	Literaturverzeichnis	78
	Abbildungsverzeichnis	84
	Tabellenverzeichnis	85
	Anhang	86

Abkürzungsverzeichnis

APG Austrian Power Grid AG.

BL Bundesland.

BOKU Universität für Bodenkultur Wien.

CLC Corine Land Cover.

DKM Digitale Katastralmappe.

EAG Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz.

EE Erneuerbare Energien.

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity.

GC Gemeindecode.

GIS Geographische Informationssysteme.

GKZ Gemeindekennzahl.

GPKG GeoPackage.

GW Gigawatt.

GWG Gaswirtschaftsgesetz.

KG Katastralgemeinde.

kWp Kilowatt-Peak.

MW Megawatt.

NEP Netzentwicklungsplan.

NUTS Nomenclature of territorial units for statistics.

OS Freiflächen-Photovoltaik (Openspace).

PV Photovoltaik.

RD Rotordurchmesser.

RT Dachflächen-Photovoltaik (Rooftop).

TYNDP Ten-Year-Network-Development Plan.

UBA Umweltbundesamt.

UW Umspannwerk.

VNB Verteilnetzbetreiber.

WKA Windkraftanlage.

ÖNIP Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan.

1 Einleitung und Motivation

Österreich hat sich das ambitionierte Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden und damit eine Vorreiterrolle in der europäischen Energiewende einzunehmen. Dieses Ziel ist gesetzlich im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und Gaswirtschaftsgesetz (GWG) verankert. Ein zentraler Aspekt in dieser Transformation des Energiesystems ist die zunehmende Elektrifizierung von Energieanwendungen, da elektrische Energie effizient und vielseitig nutzbar ist. Insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird für den Ausstieg aus fossilen Energieträgern eine Schlüsselrolle spielen. Das EAG sieht vor, den Anteil heimischer erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch Österreichs bis 2030 auf 100 % zu steigern. Dies erfordert eine Anpassung der bestehenden Strominfrastruktur an die neuen Rahmenbedingungen. Eine vorausschauende Planung ist außerdem entscheidend, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und Stranded Costs zu vermeiden [1].

Die mit der Transformation des Energiesystems einhergehende Integration erneuerbarer Energien stellen das Stromnetz in Österreich vor erhebliche Herausforderungen. Insbesondere die stark zunehmende Verbreitung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen seit dem Jahr 2010, dargestellt in [Abbildung 1.1](#) und [Abbildung 1.2](#), die aufgrund ihrer dezentralen und flächendeckenden Installation in großen Teilen des Netzgebiets verteilt sind und laut E-Control im Jahr 2030 bereits mehr als 50 % der Engpasseleistung im österreichischen Kraftwerkspark einnehmen werden ([Abbildung 1.3](#)), erfordert neue Ansätze in der Netzplanung.

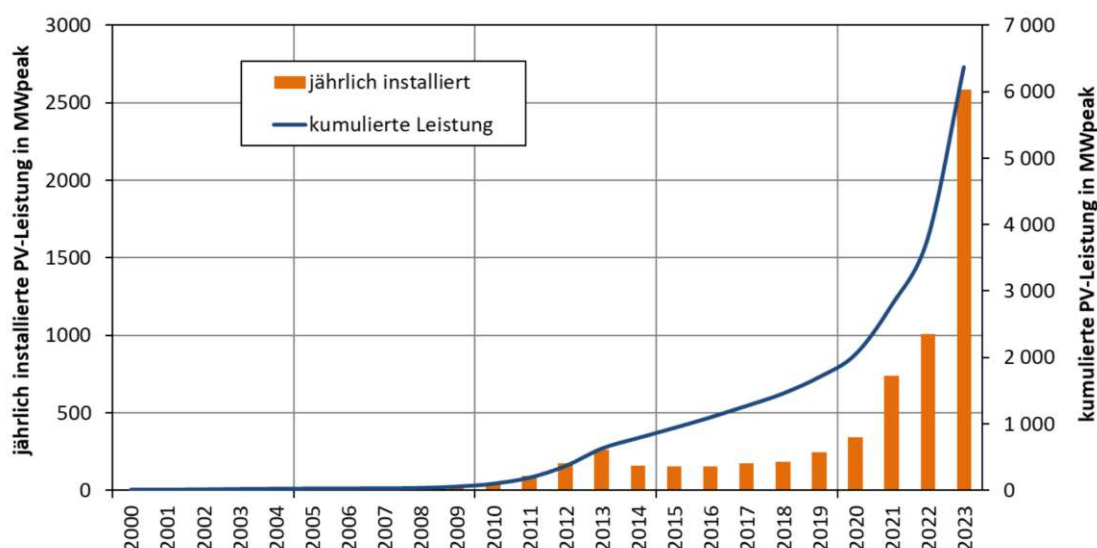


Abbildung 1.1: Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2023 [2].

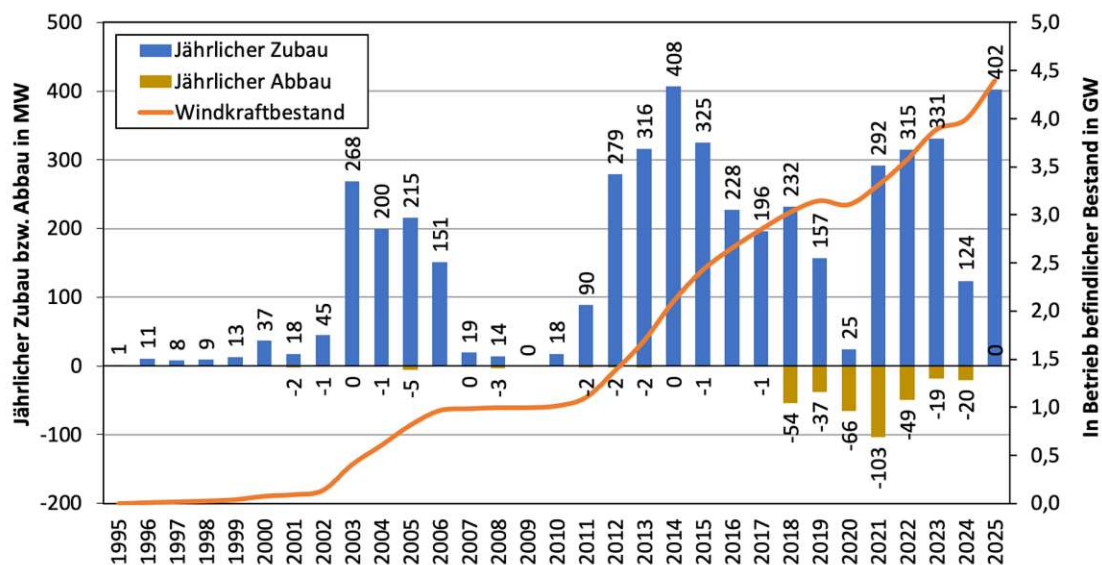


Abbildung 1.2: Marktentwicklung der Windkraft in Österreich bis 2023 [2].

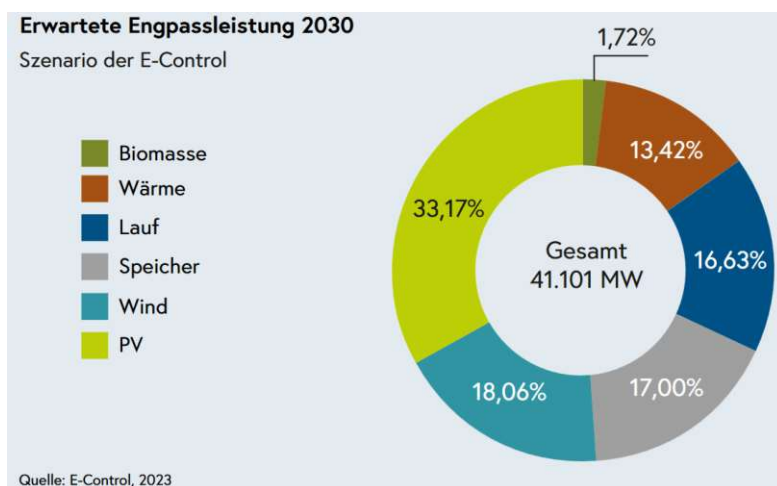


Abbildung 1.3: Erwartete Engpassleistung 2030. Szenario der E-Control [3].

Für eine zukunftsichere Netzentwicklung müssen die erwarteten Erzeugungsleistungen dieser erneuerbaren Energien, mit besonderem Fokus auf Wind und Photovoltaik (PV), mit neuen Regionalisierungsmethoden örtlich möglichst präzise in die Netzplanung integriert werden.

1.1 Forschungsfrage und Forschungsziele

Die zentrale Forschungsfrage, die in dieser Arbeit behandelt wird, lautet daher:

„Wie können die zukünftigen Erzeugungsleistungen von Windkraft und Photovoltaik in Österreich möglichst zutreffend den Netzknoten (Umspannwerken) zugeordnet werden, um die auf Basis der vorhandenen Daten präzisest mögliche Netzentwicklung zu realisieren?“

Auf Basis dessen ergeben sich bei der Durchführung der Arbeit die folgenden Ziele:

- Literaturrecherche zum aktuellen Stand der wissenschaftlichen Praxis im Bereich Regionalisierung von Windkraft und PV sowie zur Identifikation von Weiterentwicklungspotenzialen für die österreichische Situation
- Zuordnung von Gebieten (zB Gemeinden) zu Netzknoten unter Berücksichtigung der zugehörigen Bundeslandgrenzen
- Bestimmung des Potenzials von Windkraft- und PV-Leistung in möglichst genauer Auflösung.
- Bestimmung des aktuellen Bestandes von Windkraft- und PV-Leistung.
- Entwicklung einer Methode zur Regionalisierung des jeweiligen Zubaus, um die angestrebten Leistungszielwerte zu erreichen
- Korrekte Verteilung der berechneten Leistungen auf die zugeordneten Netzknoten
- Umsetzung als Softwaretool mit variablen Parametern und Eingangsdaten

1.2 Methode

In den bisher verwendeten Methoden wird die Leistungsverteilung der zukünftigen Zielwerte der Bundesländer auf Basis von grob geschätzten Potenzialen der Bundesländer durchgeführt. Durch eine verbesserte Methodik soll diese Regionalisierung präziser werden.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurden Algorithmen entwickelt und implementiert, welche, basierend auf detaillierter aufgelösten Potenzialdaten, eine realistischere Abbildung der Leistungsverteilung von Windkraft und Photovoltaik ermöglichen.

Ziel bei der Entwicklung der Algorithmen ist es ebenfalls, den Aufwand für die Leistungsverteilung in der Netzmodellierung zu reduzieren und dadurch den Planungsprozess zu beschleunigen. Deshalb wurde die erarbeitete Methodik in einfach bedienbaren und konfigurierbaren Skripts implementiert. Bundesland-Zielwerte und weitere Parameter können durch Input-Files vorgegeben und angepasst werden.

Für die Regionalisierung der PV-Leistung werden Potenzialdaten einer bereits durchgeführten Studie verwendet. Die Regionalisierung der Windkraft-Leistung basiert auf einer eigens erstellten Potenzialflächenkarte.

Die erstellten Leistungsdaten der Windkraft- und PV-Regionalisierung werden pro Netzknoten zusammengefasst und anschließend in das entsprechende Netzmodell eingelesen, um damit die für die Netzplanung benötigten Lastflussberechnungen durchführen zu können.

Die vorliegende Arbeit bietet einen Überblick über aktuell verfügbare Daten sowie eine darauf aufbauende Methode zur Regionalisierung der Erzeugungsleistung von Wind und PV.

1.3 Kooperation mit Austrian Power Grid AG

Diese Diplomarbeit wurde in Kooperation mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG (APG) erstellt. APG hat für die nationalen bzw. europäischen Netzentwicklungspläne Bedarf an einer Qualitätssteigerung der Einspeisedaten in die zukünftigen Netzmodelle. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Algorithmen und Methoden sollen für die Netzmodellierung und Netzplanung im APG-Netz kompatible Eingangsdaten liefern, welche am Ende auch dafür herangezogen und mit der bisherigen Datengrundlage verglichen werden.

1.4 Aufbau der Arbeit

In [Abschnitt 2](#) werden die Grundlagen des Ablaufs der Netzentwicklung sowie weitere relevante Themen zur Bearbeitung der Aufgabenstellung zusammengefasst.

Die Anforderungen an die Funktionsweise und Bedienung der Verteil-Skripts und die erwarteten Output-Daten sind in [Abschnitt 3](#) aufgelistet.

Die für die Arbeit verwendeten Datenquellen werden in [Abschnitt 4](#) vorgestellt.

In [Abschnitt 5](#) sind die erarbeiteten Methoden für die durchgeführte Regionalisierung beschrieben. Dieser gliedert sich in die Unterabschnitte PV-Regionalisierung, Windkraft-Regionalisierung und zugehörige Potenzialanalysen.

Die Ergebnisse für eine Regionalisierung auf Basis der Bundesland-Zielwerte für 2030 ist in [Abschnitt 6](#) dargestellt und interpretiert. Die mit den dabei erstellten Output-Daten durchgeführten Simulationen bzw. Lastflussberechnungen im entsprechenden Netzmodell sind hier ebenfalls zusammengefasst.

Abschließend beinhaltet [Abschnitt 7](#) eine Schlussfolgerung zu diesen Ergebnissen und bietet einen Ausblick darauf, wie die mit den erarbeiteten Methoden erstellte Regionalisierung und die Erkenntnisse aus der Datenverarbeitung verwertet bzw. verbessert werden können.

2 Grundlagen und Literaturrecherche

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen des Ablaufs der Netzentwicklung sowie weitere relevante Themen zur Bearbeitung der Aufgabenstellung und zur Analyse der Ergebnisse zusammengefasst. Zunächst wird auf Netzentwicklungspläne und energiewirtschaftliche Szenarien eingegangen. Im Anschluss werden die Aufgaben und die Vorgehensweise in der Netzplanung erläutert, wobei der Bezug zur vorliegenden Arbeit hergestellt wird. Darauf folgt eine Übersicht über die Potenziale erneuerbarer Energien (EE) mit dem Fokus auf die Potenziale von Photovoltaik und Windkraft. Abschließend wird ein Überblick über den aktuellen Stand der methodischen wissenschaftlichen Praxis im Bereich der Regionalisierung in der Netzentwicklung gegeben. An diese Praxis knüpft die Vorgehensweise der vorliegenden Arbeit an.

2.1 Netzentwicklung im Stromnetz

Die Netzentwicklung im Stromnetz umfasst die Planung und Umsetzung von Maßnahmen zur Anpassung und Optimierung der Stromnetzinfrastuktural, um eine zuverlässige und effiziente Stromversorgung sicherzustellen. Dieser Prozess ist besonders im Kontext der Energiewende von Bedeutung, da der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien neue Anforderungen an das Stromnetz stellt.

Netzentwicklungsplan Österreich

Zur Sicherstellung einer effektiven strategischen Planung des Netzausbaus entwickeln die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG und VÜN (Vorarlberger Übertragungsnetz) langfristige Szenarien für die Anforderungen und zu erwartenden Gegebenheiten des österreichischen Übertragungsnetzes. Diese Planungen werden auf europäischer Ebene durch die „Regional Investmentplans“ und den Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E (Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber) integriert, welche im Zwei-Jahres-Rhythmus veröffentlicht werden [4]. Die Netzentwicklungspläne (NEP) von APG und VÜN wurden ab 2011 mit einer 10-jährigen Perspektive (bis 2021) jährlich aktualisiert, seither erfolgt die Aktualisierung alle zwei Jahre [5]. Einen Überblick über die verschiedenen Planungshorizonte bietet [Abbildung 2.1](#).

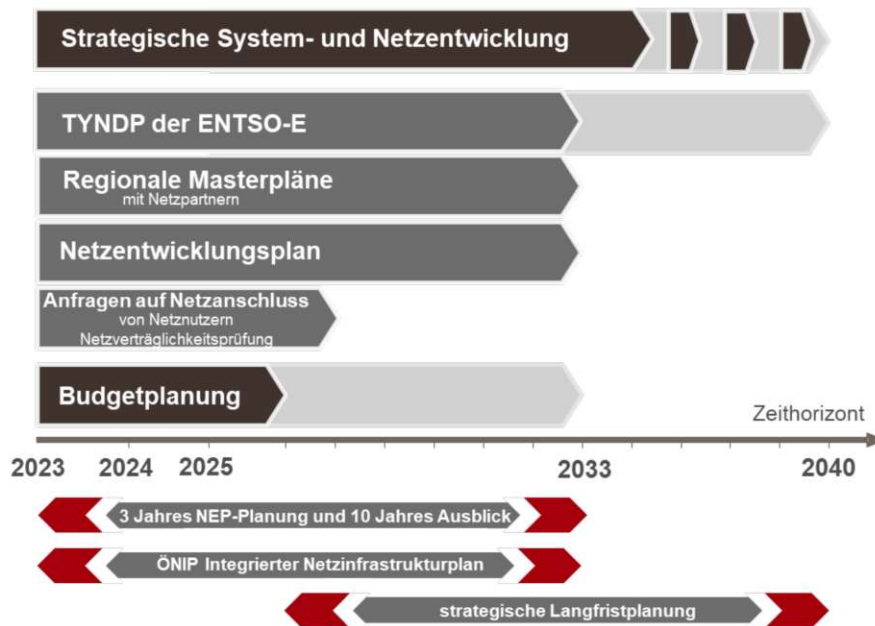


Abbildung 2.1: Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung und Netzausbau-planung [5].

Ten Year Network Development Plan - TYNDP

Zur Förderung der energiepolitischen Ziele, wie der Errichtung einer effizienten Netzinfrasturktur für hohe Versorgungssicherheit, der Eingliederung erneuerbarer Energien und der Weiterentwicklung eines vereinten Strommarktes in ganz Europa, wird auf europäischer Ebene die Netzausbauplanung koordiniert. Diese Koordination erfolgt im Rahmen der Arbeit von ENTSO-E und ENTSO-G, den Gemeinschaften der europäischen Netzbetreiber für Strom und Gas. Die Resultate dieser europäischen Planungsprozesse werden im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) zusammengefasst, der erstmals im Juni 2010 veröffentlicht wurde [4].

2.1.1 Energiewirtschaftliche Szenarien

Übertragungsnetzbetreiber entwickeln verschiedene Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems. Diese Szenarien berücksichtigen Faktoren wie den Ausbau erneuerbarer Energien, den Energieverbrauch und technologische Entwicklungen. Der Szenariorahmen dient als Grundlage für die weitere Netzplanung. Bei APG wird für die Szenariomentwicklung das Energiesystemmodell angewendet.

Das Energiesystemmodell (ESM) ist ein umfassendes Werkzeug, das die gesamte europäische Energieversorgung abbildet und dabei alle Energiequellen sowie Verbrauchssektoren berücksichtigt. Es ermöglicht die Simulation und Optimierung von Energiesystemen mit hoher zeitlicher und geografischer Auflösung. Entwickelt

Die Energiesystemmodellierung gibt für verschiedene Szenarien neben dem Verbrauch unter anderem die Zielwerte pro Bundesland für die Erzeugung pro Technologie für bestimmte Zieljahre vor, welche anschließend in die Netzplanung eingehen.

TU
WIEN

Bibliothek
Your knowledge hub

```

graph TD
    A[Energiewirtschaftliche Szenarien] --> B["(Bundesland-)„Zielwerte“"]
    A --> C[Daten u.a. zu:  
Erzeugungsleistung,  
Stromverbrauch, Sektorkopplung]
    B --> D[Regionalisierung EE  
auf Netzknoten]
    C --> E[Marktsimulationen]
    D --> F[Lastflussberechnungen]
    E --> F
    G[Regionalisierung Last] --> F
    F --> H[Netznutzungsfälle (NNF)  
(zB Auslastungen von Leitungen,  
Umspannwerken,...)]
    H -- Analyse --> I[Netzentwicklungspläne  
(konkrete Ausbauprojekte)]
  
```

The flowchart illustrates the process for developing network expansion projects. It begins with 'Energiewirtschaftliche Szenarien' (Energy-economic scenarios), which leads to '(Bundesland-)„Zielwerte“' (Federal state) "target values" and 'Daten u.a. zu: Erzeugungsleistung, Stromverbrauch, Sektorkopplung' (Data, among others, on: generation capacity, electricity consumption, sector coupling). The 'target values' lead to 'Regionalisierung EE auf Netzknoten' (Regionalization of EE on network nodes), while the 'data' leads to 'Marktsimulationen' (Market simulations). Both 'Regionalisierung EE auf Netzknoten' and 'Marktsimulationen' lead to 'Lastflussberechnungen' (Load flow calculations). Additionally, 'Regionalisierung Last' (Regionalization of load) also leads to 'Lastflussberechnungen'. From 'Lastflussberechnungen', the process moves to 'Netznutzungsfälle (NNF) (zB Auslastungen von Leitungen, Umspannwerken,...)' (Network usage cases (NNF) (e.g., utilization of lines, substations,...)). Finally, an 'Analyse' (Analysis) leads to 'Netzentwicklungspläne (konkrete Ausbauprojekte)' (Network development plans (concrete expansion projects)).

Abbildung 2.2: Ablauf Netzentwicklung. Eigene Darstellung auf Basis der Ausführungen in den Netzentwicklungsplänen Österreichs und Deutschlands [5, 8].

Die Regionalisierung der Erzeugungsleistung erfolgt auf Basis der in den Szenarien festgelegten Zielwerte für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den einzelnen Bundesländern. Hierfür werden Regionalisierungsmodelle genutzt, die sowohl die Leistung bestehender Erzeugungsanlagen als auch die prognostizierten Zubaukapazitäten berücksichtigen und diese den Netzknoten im betrachteten Netzmodell zuweisen.

In Marktsimulationen werden parallel, basierend auf den verwendeten Szenarien, Marktdaten für alle 8760 Stunden eines Zieljahres berechnet. Das Ergebnis ist eine Tabelle, die für jede Stunde die Einspeisung und den Verbrauch an den betrachteten Netzknoten darstellt. Diese Daten werden gemeinsam mit den Regionalisierungsdaten für Erzeugung und Last in das Netzmodell eingelesen und damit werden anschließend Lastflussberechnungen durchgeführt.

Die Lastflussberechnung (oder Leistungsflussberechnung) stellt ein zentrales Werkzeug in der Netzplanung dar. Sie ermöglicht die Bestimmung der thermischen Belastungen sowie der resultierenden Knotenspannungen, basierend auf der vorgegebenen entnommenen und eingespeisten Leistung an den einzelnen Knoten. Die Lastflussberechnung kann in folgende Teilschritte eingeteilt werden: Erstellen des Netzmodells, Vorgeben der Leistungen, Berechnung der Ergebnisse, Auswertung und Interpretation der Ergebnisse [9].

Zunächst wird ein Slack- bzw. Bilanzknoten ausgewählt, der eine feste Spannung und einen definierten Winkel aufweist. Dieser Knoten sorgt für den Leistungsausgleich im Netz, indem er bei ungleicher Leistungseinspeisung und -entnahme die Differenz ausgleicht. Danach werden alle Knoten des Netzes als Entnahme- bzw. Einspeisestellen oder Sammelschienen definiert und entsprechend der realen Netztopologie mit Leitungen verbunden, denen ihre physikalischen Eigenschaften wie Länge, Widerstand und Kapazität zugeordnet werden. Für Kabel und Freileitungen können dafür technische Datenblätter bzw. Richtwerte genutzt werden. Jede Leitung kann mit einer maximalen Belastbarkeit versehen werden. Transformatoren erhalten ihre Schaltgruppen, Leistungswerte und Impedanzen, die zur Berechnung der Netzimpedanzen erforderlich sind. Nach der Modellierung des Netzes können den Knoten ihre Leistungen zugewiesen und verschiedene Netzberechnungen durchgeführt werden. Mit diesen Leistungsvorgaben können die Knotenspannungen und Belastungen der Betriebsmittel für einen bestimmten Netzzustand berechnet werden. Bei Änderungen der entnommenen oder eingespeisten Leistungen oder bei einem anderen Schaltzustand müssen die Berechnungen mit den angepassten Werten oder Impedanzen wiederholt werden [9].

Die Ergebnisse dieser Berechnungen ergeben für jede der 8760 Stunden eines Zieljahres sogenannte Netznutzungsfälle (NNF). Alle diese Betriebszustände werden geprüft und in die Netzplanung miteinbezogen. Identifizierten Engpässen wird durch geeignete Maßnahmen entgegengewirkt. Dies kann den Ausbau von Netzkapazitäten, die Optimierung bestehender Infrastruktur oder den Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement (Demand Side Management) umfassen. Die Planung dieser Maßnahmen erfolgt unter Berücksichtigung von Kosten-Nutzen-Aspekten und der langfristigen Netzstrategie [5].

2.2 APG-Übertragungsnetz

Das überregionale Übertragungsnetz der Austrian Power Grid (APG), dargestellt in [Abbildung 2.3](#), umfasst knapp 7000 System-Kilometer, transportiert elektrische Energie über alle Bundesländer hinweg und ermöglicht den Import bzw. Export, also den Austausch von Energie mit den Nachbarländern. Die nachgelagerten Verteilnetze der Bundesländer werden aus diesem Netz versorgt. Das Stromnetz ist in verschiedene Netzebenen gegliedert. Im APG-Übertragungsnetz erfolgt der Stromtransport auf den Höchstspannungsebenen von 220 kV und 380 kV (Netzebene 1) sowie auf der Hochspannungsebene von 110 kV (Netzebene 3). Die 67 von APG betriebenen Umspannwerke fungieren als zentrale Knotenpunkte und steuern die Energieflüsse zwischen den Leitungen. Über diese Netzknoten ist das APG-Netz mit den 110-kV-Verteilnetzen in Österreich verbunden. Diese regionalen Verteilnetze bringen die elektrische Energie über die Hochspannungsnetze, Mittelspannungsnetze (Netzebene 5) und die Niederspannungsnetze (Netzebene 7) direkt zu den Endverbrauchern [\[10, 11\]](#).

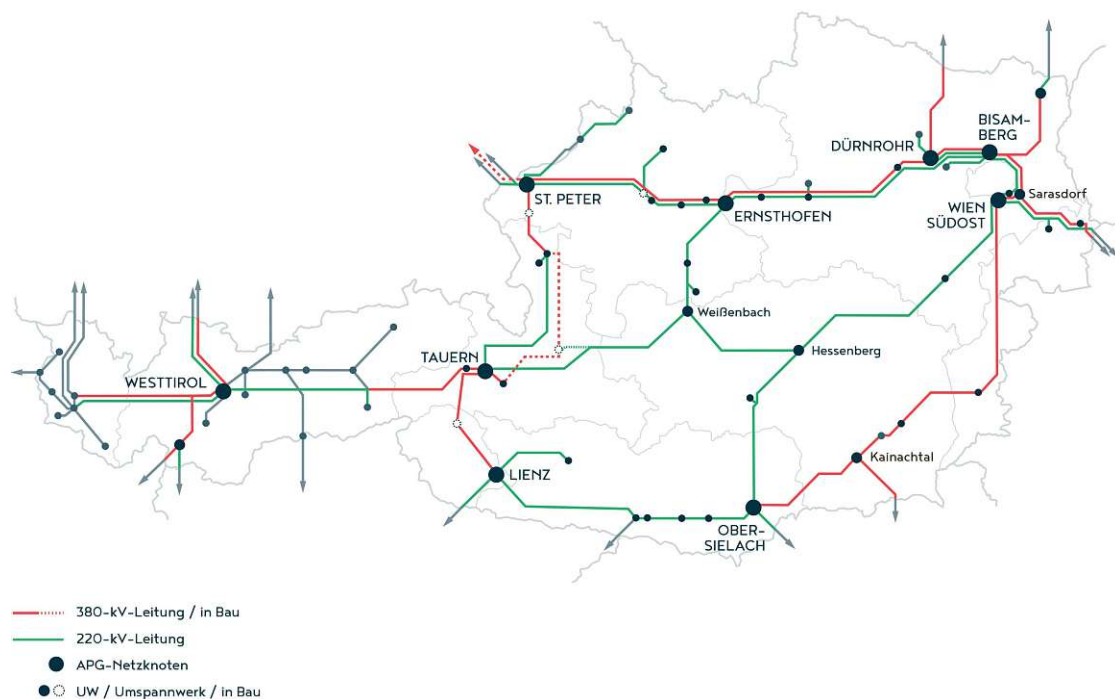


Abbildung 2.3: Stromnetz der APG [\[10\]](#).

2.3 Netzausbaubedarf aufgrund erneuerbarer Energien

Da erneuerbare Energien wie Photovoltaik und Windkraft nicht kontinuierlich verfügbar sind, erfordert ein hoher Anteil am Endenergieverbrauch eine entsprechend große installierte Leistung. Dies verdeutlicht ein Vergleich in [Abbildung 2.4](#) zwischen einem Windpark und einem Donaukraftwerk: Während das Donaukraftwerk rund 5400 Volllaststunden pro Jahr erreicht, kommt der Windpark nur auf etwa 2000 Stunden. Um dieselbe Jahresenergiemenge zu erzeugen, benötigt der Wind-

park daher fast die dreifache installierte Leistung. Da diese Leistung jederzeit ins Netz eingespeist werden muss, sind für die Netzplanung insbesondere Leistungsanforderungen und nicht nur die transportierte Energiemenge entscheidend [5]. Für Photovoltaikanlagen ist dieser Faktor noch größer, da in Österreich mit PV-Anlagen durchschnittlich 1000 Volllaststunden pro Jahr erreicht werden [12].

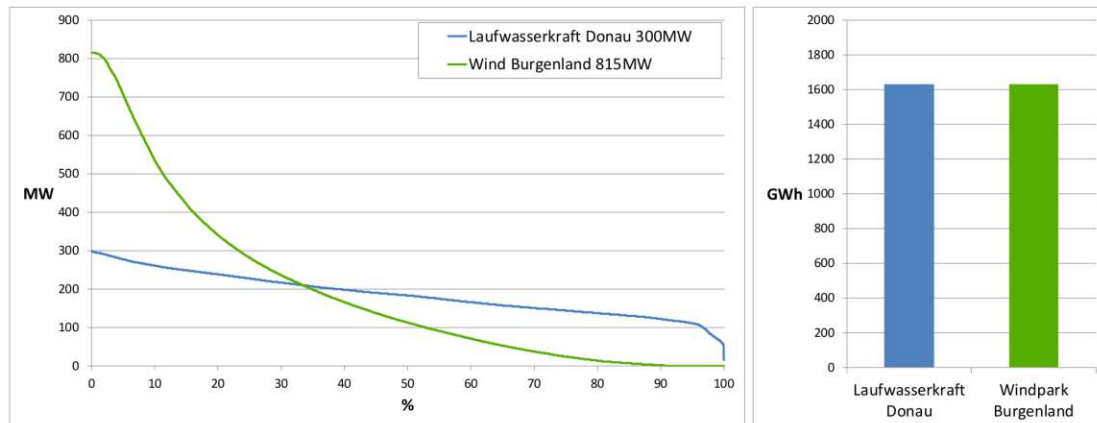


Abbildung 2.4: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie) [5].

Zur Erreichung der Ziele des EAG müssen rund 18 GW an zusätzlichen EE-Erzeugern in Österreich bis 2030 ausgebaut werden (APG-NEP, Stand: September 2023). Die jeweiligen Zielwerte der Bundesländer, bzw. die Anteile am gesamten Ausbauziel, sind im ÖNIP gelistet [1]. Für die geplante Klimaneutralität Österreichs bis 2040 werden, je nach betrachtetem Szenario, noch deutlich höhere Leistungen benötigt.

Zusätzlich zur Steigerung der installierten Engpassleistungen im Netz sind die Erzeugungsanlagen dezentral verteilt und weisen besonders für die Windkraft aktuell einen ausgeprägten Ost-West-Unterschied in der Konzentration von Anlagen auf, was durch die Bundeslandwerte des Bestands an Windkraftleistung im Jahr 2022 in [Abbildung 2.5](#) verdeutlicht wird. Um die erzeugte Energie der in den nächsten Jahren erwarteten zugebauten Anlagen beispielsweise zu den Pumpspeicherkraftwerken im Westen Österreichs zu transportieren, werden in Zukunft deutlich höhere Transportkapazitäten benötigt [5].

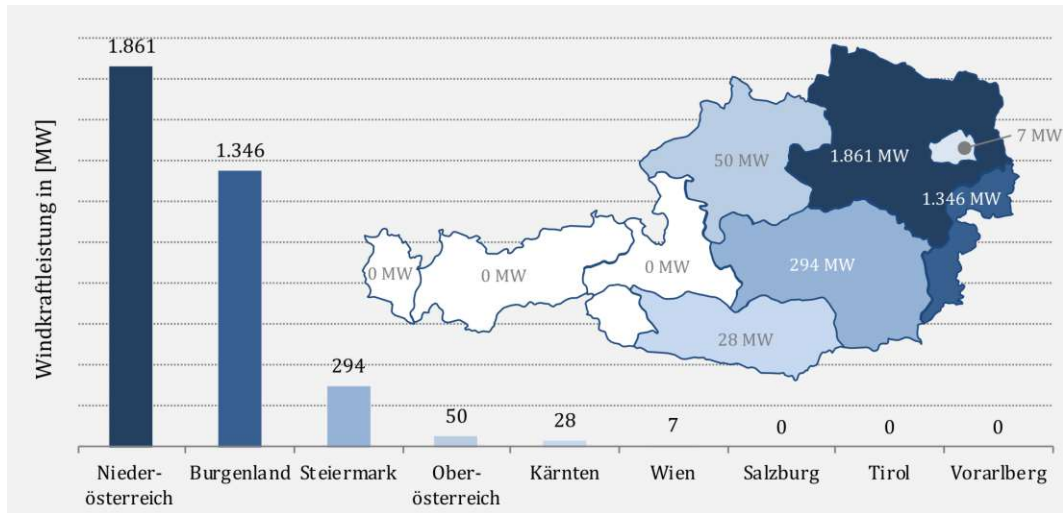


Abbildung 2.5: Regionale Verteilung der Windkraft in Österreich Ende 2022 [13].

Ein weiterer Faktor für den benötigten Netzausbau ist die Weiterentwicklung eines europäischen Strommarktes und der damit einhergehende überregionale EE-Stromtransportbedarf. Höhere Transportkapazitäten erleichtern den Zugang zu erneuerbaren Energiequellen und ermöglichen einen flexiblen Austausch von Strom, besonders in Kombination mit Speichertechnologien. Da die Erzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien in Europa unterschiedlich sind, sorgt der Ausbau für einen besseren Ausgleich von Angebot und Nachfrage [5].

2.4 Potenziale erneuerbarer Energien

2.4.1 Definition von Potenzialkategorien

Die Potenziale erneuerbarer Energien lassen sich in verschiedene Kategorien einteilen, die jeweils unterschiedliche Aspekte der Verfügbarkeit und Nutzbarkeit dieser Ressourcen berücksichtigen. Die gängige Kategorisierung [14, 15] ist im Folgenden gelistet und die Verflechtung dieser Kategorien in [Abbildung 2.6](#) dargestellt.

Theoretisches Potenzial: Dieses bezeichnet die maximale Energiemenge, die unter idealen Bedingungen von einer Energiequelle bereitgestellt werden könnte, ohne Berücksichtigung technischer, ökologischer oder ökonomischer Einschränkungen. Umwandlungsverluste werden ebenfalls nicht in Betracht gezogen. Dieses Potenzial entspricht im Wesentlichen der lokalen Windstärke oder Sonneneinstrahlung.

Technisches Potenzial: Dieses Potenzial berücksichtigt die realisierbare Energiemenge unter Anwendung aktueller technischer Möglichkeiten. Einschränkungen wie technologische Effizienz, Flächenverfügbarkeit und Umweltverträglichkeit spielen hierbei eine Rolle. Das technische Potenzial berücksichtigt sowohl Umwandlungsverluste als auch den Ausschluss von Gebieten aus technischen Gründen, beispielsweise Sicherheitsabstände zu Siedlungen oder zu steiles Gelände.

Wirtschaftliches Potenzial: Hier wird jene Energiemenge betrachtet, die unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen rentabel genutzt werden kann. Faktoren wie Investitionskosten, Betriebskosten, Energiepreise und wirtschaftliche Anreize wie Förderungen beeinflussen dieses Potenzial.

Realisierbares Potenzial: Dieses Potenzial berücksichtigt zusätzlich zu den technischen und wirtschaftlichen Aspekten auch soziale, politische und regulatorische Faktoren. Es stellt die Energiemenge dar, die unter Berücksichtigung aller relevanten Einflussfaktoren tatsächlich genutzt werden kann.

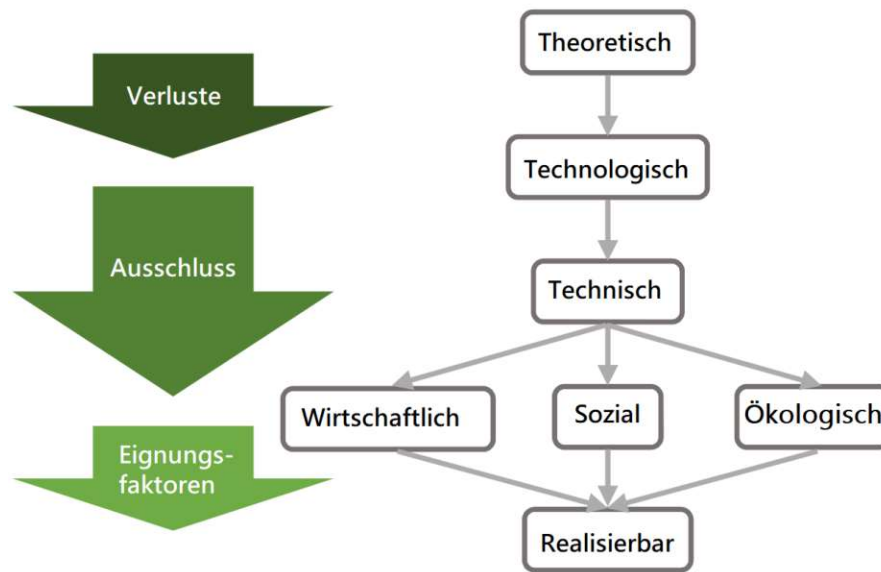


Abbildung 2.6: Verschiedene Potenzialkategorien und ihre Verflechtungen. Grafik angepasst und übersetzt aus [14].

2.4.2 Photovoltaik-Potenzial

Die Bestimmung des Photovoltaik-Potenzials einer Region, sowohl für Dachflächen als auch für Freiflächen, erfordert eine systematische Betrachtung verschiedener Faktoren. Dafür werden u. a. die im Folgenden beschriebenen Datenerhebungen und -analysen eingesetzt.

Dachflächen: Zur Ermittlung von Dachflächen-Potenzialen werden Gebäudedaten benötigt, welche Informationen über Dachflächen von Wohn-, Gewerbe- und Industriegebäuden einschließlich Größe, Neigung und Ausrichtung enthalten. Aus Dachflächenanalysen werden Solarpotenzialkataster, die auf digitalen Oberflächenmodellen basieren und Faktoren wie Exposition, Neigung und Verschattung berücksichtigen, erstellt. Diese geben Auskunft darüber, wie gut einzelne Dachflächen für die PV-Nutzung geeignet sind. Ein Beispiel hierfür ist der Solarpotenzialkataster der Stadt Wien [16]. Solche Kataster stehen auch für alle anderen Bundesländer zur Verfügung. Die bereitgestellten Daten sind in der Regel nicht herunterladbar, sondern können nur online eingesehen werden.

Freiflächen: Um Potenziale zu bestimmen, benötigt man die Identifizierung geeigneter Flächen wie Deponien, Verkehrsflächen und landwirtschaftliche Nutzflächen. In einer Analyse werden diese Flächen hinsichtlich technischer Eignung, gesetzlicher Rahmenbedingungen und wirtschaftlicher Rentabilität bewertet. Dabei werden Flächen mit hoher solarer Einstrahlung bevorzugt. Einen Überblick über die in Österreich verfügbaren Potenziale nach Flächentypen bietet die Studie [15].

Solare Einstrahlung: Zusätzlich werden Messdaten zur jährlichen Globalstrahlung benötigt, um die Energieerzeugungspotenziale für die zur Verfügung stehenden Flächen bewerten zu können. Daten hierzu können aus diversen Datenbanken abgerufen werden. [Abbildung 2.7](#) zeigt eine Übersicht über die regionalen Unterschiede des in Österreich verfügbaren Energieerzeugungspotenzials von Photovoltaikanlagen. In dieser Karte wird das PV-Leistungspotenzial unter Berücksichtigung der Globalstrahlung (Global Horizontal Irradiation, GHI) und anderer klimatischer sowie geografischer Faktoren ermittelt [17].

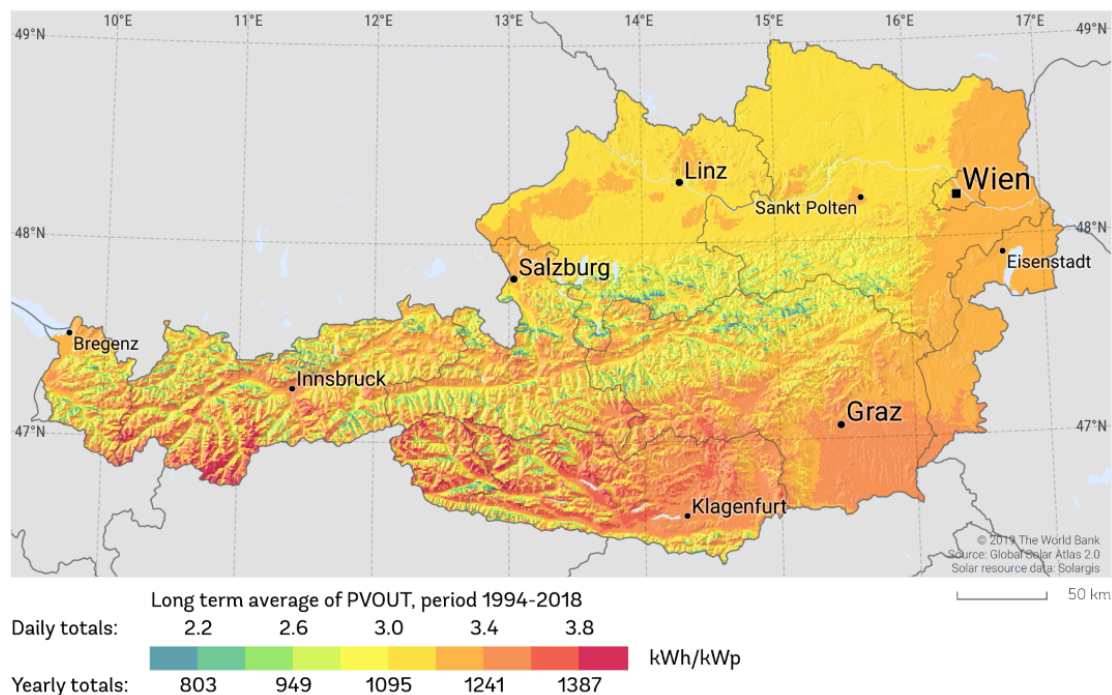


Abbildung 2.7: PV-Leistungspotenzial in Österreich aus *Solargis* [18].

2.4.3 Windkraftpotenziale

Die Ermittlung des Windkraftpotenzials basiert auf einer umfassenden Analyse verschiedener Faktoren. Ein zentraler Aspekt ist die Untersuchung der Windressourcen, wobei auf Basis von Windmessungen und Simulationen Windkarten erstellt werden. Diese Karten zeigen die Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen und Regionen und ermöglichen eine gezielte Nutzung des vorhandenen Windpotenzials. Für Österreich zeigt [Abbildung 2.8](#) einen Überblick über die Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeit im Windatlas [19].

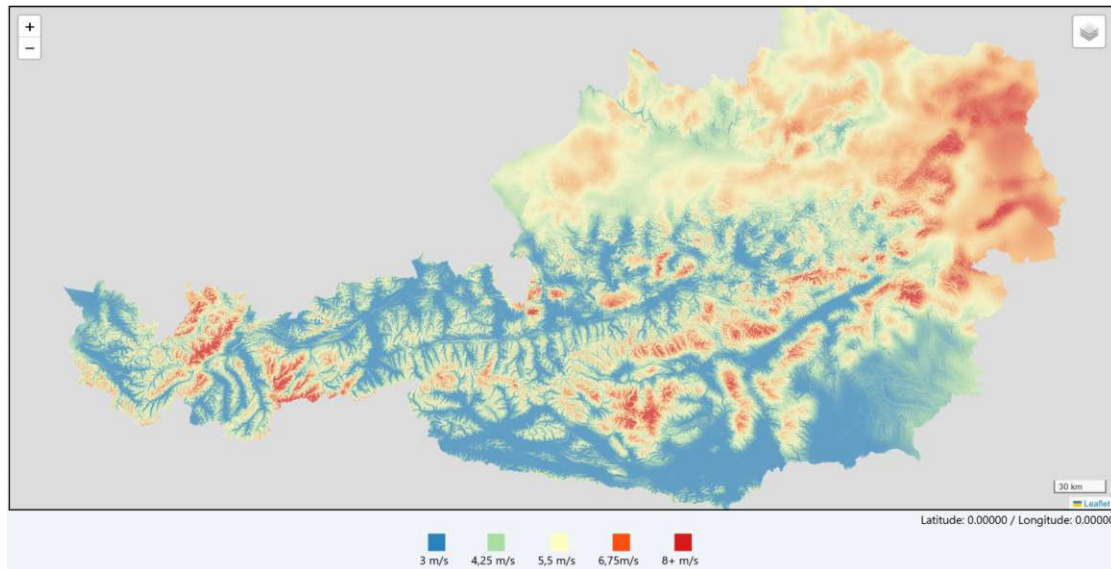


Abbildung 2.8: Mittlere modellierte Jahreswindgeschwindigkeit, Windatlas Österreich [19].

Neben den Windressourcen spielt auch die Topografie und Landnutzung eine entscheidende Rolle. Geländeformen, Vegetation und bestehende Infrastruktur werden analysiert, um geeignete Standorte für Windkraftanlagen (WKA) zu identifizieren. Ebenso werden Umwelt- und Naturschutzaspekte berücksichtigt, insbesondere Schutzgebiete, Vogelzugrouten und andere ökologisch sensible Areale, um negative Auswirkungen auf die Natur möglichst gering zu halten. Weitere wichtige Faktoren in der Flächenanalyse sind Abstandsregelungen zu Wohngebieten bzw. Infrastruktur und Zugänglichkeit [20, 21].

Die auf den verbleibenden Windpotenzialflächen installierbare Leistung hängt von der verfügbaren Fläche und Anlagendichte der Windkraftanlagen ab. Windkraftanlagen werden so platziert, dass sie sich möglichst nicht gegenseitig abschatten, während gleichzeitig eine hohe Anlagendichte angestrebt wird. Bisher lagen die Abstände zwischen den Anlagen bei 4-5 Rotordurchmessern (RD) in Hauptwindrichtung und 3-4 RD in Nebenwindrichtung [20]. Der Flächenbedarf für eine einzelne WKA hängt also von den gewählten Anlagenabständen und vom Rotordurchmesser der Anlagen ab.

Der Rotordurchmesser einer WKA wird durch die verfügbare Windgeschwindigkeit bzw. die mittlere Windleistungsdichte festgelegt. Die mittlere Windleistungsdichte beschreibt die pro Fläche verfügbare kinetische Energie des Windes. Diese hängt von der Luftdichte ab und steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Die Windleistungsdichte wird in W/m^2 angegeben und die Bezugsfläche ist dabei der Rotorwirkungsquerschnitt [22, S. 164]. Diese Größe ist insbesondere für Windkraftanlagen von Bedeutung, da sie Informationen darüber liefert, wie viel Leistung der Wind lokal liefern kann und welcher Rotordurchmesser benötigt werden [23]. An Standorten mit geringerer Windleistungsdichte werden Anlagen mit größeren Rotordurchmessern eingesetzt.

Basierend auf der lokalen Windleistungsdichte wird der geeignete Anlagentyp mit dem entsprechenden Rotordurchmesser bestimmt. In Kombination mit den gewählten Anlagenabständen lässt sich so der Flächenbedarf pro Anlage berechnen. Daraus wiederum kann die maximal installierbare Anzahl an Anlagen ermittelt und das gesamte Leistungspotenzial für die verfügbaren Potenzialflächen abgeschätzt werden.

2.4.4 Windkraftzonen der Bundesländer

In den Bundesländern gibt es zum Teil Entwicklungsprogramme für die Festlegung von überörtlichen Vorgaben zum raumverträglichen Ausbau der Windenergie. Die Festlegung von Gebieten für Windkraftanlagen basiert unter anderem auf Berücksichtigung der Ziele und Grundsätze des Natur- und Landschaftsschutzes, der Raumordnung und der Erhaltung naturnaher Gebiete und Landschaften. Dabei werden folgende Zonen definiert [24]:

- In **Ausschlusszonen** ist die Errichtung von Windkraftanlagen unzulässig.
- In **Vorrangzonen** ist die Neuerrichtung bzw. Erweiterung von Windparks in konzentrierter Form möglich.
- **Eignungszonen** sind als Standorte zweiter Priorität ebenfalls für die Errichtung von Windkraftanlagen vorgesehen.

Verarbeitbare (GIS-)Daten stehen nur für einige Bundesländer zu Verfügung, diese sind in [Abschnitt 4](#) aufgeführt und werden in die Betrachtung von Potenzialflächen miteinbezogen.

2.5 Regionalisierung des EE-Ausbaus

Die Leistungen bestehender Erzeugungsanlagen können im Regionalisierungsmodell leicht einem Netzknoten zugeordnet werden. Schwieriger ist die Prognose von Standort und Leistung von Windparks, PV-Anlagen oder anderer Kraftwerke, die in den für die Netzentwicklung betrachteten Jahren gebaut werden. Dafür werden je nach Erzeugungstechnologie unterschiedliche Regionalisierungsmethoden benötigt. Im Netzentwicklungsplan Strom (Deutschland) werden für erneuerbare Energien zunächst regional ausgewiesene Flächen genutzt. Reichen diese nicht aus, werden weitere geeignete Flächen basierend auf regionalem Potenzial identifiziert. Dabei werden Faktoren wie Nutzungsart, Abstandsvorgaben und Schutzgebiete berücksichtigt. Zusätzlich werden Daten aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur ausgewertet, um Informationen über bestehende und geplante Anlagen zu erhalten. Auch weniger volatile Erzeugungsanlagen wie Biomasse- und Laufwasserkraftwerke werden anhand vorhandener Standorte in die Modellierung einbezogen [8].

Der spanische Netzentwicklungsplan (2021-2026) enthält eine Übersicht der Methodik zur Standorterschätzung für zukünftige Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Das Dokument beschreibt den Ansatz von Red Eléctrica de España zur Planung des nationalen Übertragungsnetzes, um die zunehmende Integration erneuerbarer Energien, insbesondere PV und Windkraft, zu ermöglichen und einen strategischen und nachhaltigen Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Einklang mit den nationalen Energie- und Klimazielen sicherzustellen. Zu den wichtigsten Elementen der Methodik gehören die Kartierung des Potenzials erneuerbarer Energien, die Analyse von Flächenverfügbarkeit und regulatorischen Beschränkungen, die Bewertung der Nähe zu bestehender und geplanter Netzinfrastruktur sowie die Berücksichtigung von Markt- und Politiksignalen. Technische Machbarkeit und Netzstabilität werden neben sozioökonomischen Auswirkungen und der öffentlichen Akzeptanz bewertet. Der Planungsprozess wird durch Szenarioanalysen und Sensitivitätstests unterstützt, um Unsicherheiten zukünftiger Entwicklungen zu berücksichtigen [25].

Der Leitfaden Regionalisierung [26] des Bundesamts für Energie (Schweiz) ergänzt den Szenariorahmen für die Stromnetzplanung (SZR CH) und beschreibt Methoden zur Regionalisierung der darin enthaltenen Kennzahlen. Er zeigt, wie diese auf Netzgebiete und Netzknoten verteilt werden können, um eine Grundlage für die Netzplanung zu schaffen. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) erhalten dabei Spielraum, um regionale Besonderheiten zu berücksichtigen. Für die Verteilung nationaler Kennzahlen auf Netzknoten der Ebenen NE1 und NE3 ist eine individuell angepasste Regionalisierungsmethode nötig, die aktuelle Rahmenbedingungen und regionale Gegebenheiten berücksichtigt. Eine Kombination der gelisteten verschiedenen Ansätze ist möglich und oft sinnvoll.

- Gleichverteilung: Pauschale Aufteilung der Kennzahlen auf alle Netzknoten, ohne regionale Unterschiede zu berücksichtigen
- Skalierung des Ist-Zustands: Fortschreibung bestehender Werte basierend auf aktuellen regionalen Daten und bekannten Beständen
- Verteilungsschlüssel: Nutzung regionaler Indikatoren wie Windpotenzial, verfügbare Flächen, Bevölkerungsdichte oder Gebäudestruktur
- Gewichtung: Ergänzung der Methoden durch Gewichtung, zB nach kantonalen Ausbauzielen
- Mehrstufige Kombination: Kombination mehrerer Ansätze zur besseren Abbildung der komplexen Realität, inkl. Begründung der Auswahl und Gewichtung

Zusätzlich werden Grundsätze zur Regionalisierung der verschiedenen Parameter aus dem Szenariorahmen definiert. Stromerzeugung (und auch -verbrauch) werden nach Kategorien und Größe der Anlagen (Leistung) einem dieser Grundsätze zugeordnet. Konkrete geplante Projekte (> 10 MW) werden erst nach der Baubewilligung in der Netzplanung berücksichtigt. Im Prozess der Regionalisierung verteilen die VNB die Kennzahlen auf ihre Netzknoten unter Berücksichtigung

des spezifischen Bedarfs und melden die aggregierten Daten an Swissgrid (Übertragungsnetzbetreiber). Die Koordination wird in einem separaten Dokument von Swissgrid und den NE3-VNB festgelegt [26].

Die im Folgenden genannten Studien enthalten Methoden zur Regionalisierung erneuerbarer Energien in Verteilnetzen in Deutschland. Die Studie der Bergischen Universität Wuppertal [27] beschreibt eine methodische Regionalisierung über Verteilungsschlüssel (zB Fläche), die den deutschlandweiten Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen wie Wind, PV und Biomasse auf regionale Einheiten herunterbricht. Die Fraunhofer-IEE-Studie zur Verteilnetzplanung in Hessen [28] überträgt Energieszenarien mit hoher räumlicher Auflösung direkt auf Ortslagen. Durch die standortgenaue Zuweisung von Anlagen in verschiedenen Verteilvarianten wird eine detaillierte Netzanalyse über alle Spannungsebenen hinweg ermöglicht. Beide Ansätze verdeutlichen die Relevanz räumlich präziser Daten für eine realistische und effiziente Netzplanung.

Eine Arbeit, welche die PV-Regionalisierung in österreichischen Verteilnetzen behandelt, ist [29]. Diese präsentiert einen datengetriebenen Ansatz zur Regionalisierung von Photovoltaikanlagen (PV) mit dem Ziel, zukünftige Ausbauszenarien realitätsnah auf Netzebenen abzubilden. Durch die Kombination georeferenzierter Daten, etwa zu Dachflächen, Freiflächen und Netzanschlusspunkten, wird ein zukünftiges PV-Szenario für das Jahr 2050 in einem Versorgungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers modelliert. Die wichtigsten Ergebnisse zeigen, dass sich so Anzahl, Größe und Lage zukünftiger PV-Anlagen präzise bestimmen lassen. Dies ermöglicht realistische Lastflussanalysen, da die Anlagen gezielt dem Netz zugeordnet werden. Dabei zeigt sich, dass der Ansatz häufig große PV-Anlagen im MW-Bereich erzeugt, die als „Hotspots“ im Netz eine besondere Berücksichtigung durch den Netzbetreiber erfordern.

Im Folgenden sind noch einige Studien genannt, welche sich mit dem Einfluss der regionalen Verteilung erneuerbarer Energien auf die Stromnetzplanung befassen.

Zwei Arbeiten aus dem Jahr 2013 untersuchen am Beispiel Deutschlands, wie sich die regionale Verteilung erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Solarenergie, auf die Stromnetzplanung auswirkt. Die Arbeit [30] führt verschiedene Regionalisierungsfaktoren ein und zeigt, dass realistische, aber unausgewogene Verteilungsszenarien (zB Nord-Süd-Gefälle von Windkraft und PV) wichtige Auswirkungen auf die Netzplanung haben. In [31] werden zwei Regionalisierungsansätze mithilfe von Lastflusssimulationen verglichen und die Relevanz präziser Eingangsdaten für eine fundierte Planung betont. Gemeinsam verdeutlichen beide Studien die zentrale Rolle der räumlichen Verteilung erneuerbarer Energien für eine zukunftssichere Netzentwicklung.

Die Studie [32] stellt eine dynamische Methode zur Zuordnung von Erzeugungs- und Lastdaten zu Übertragungsnetzen vor, die eine flexible und räumlich detaillierte Eingabe für Energiesystemmodelle ermöglicht. Durch den Einsatz von Kürzeste-Wege-Algorithmen und einer auf Voronoi-Polygone basierenden Regionalisierung können Netzveränderungen wie der Ausbau von Umspannwerken berücksichtigt werden. Angewendet auf das deutsche Stromnetz erfasst der Ansatz regionale Unterschiede bei Stromverbrauch und Einspeisung erneuerbarer Energien und verbessert so die Planungsgenauigkeit, ohne die Modellkomplexität stark zu erhöhen. Die Arbeit betont die Bedeutung der Berücksichtigung sich verändernder Netzstrukturen und empfiehlt eine Weiterentwicklung durch die Einbindung detaillierter Daten aus den Verteilnetzen.

Die in [33] vorgestellte Arbeit untersucht am Beispiel Deutschlands die Auswirkungen verschiedener Regionalisierungsansätze auf den Netzentwicklungsbedarf und betont die Relevanz präziser Eingangsdaten. Gemeinsam verdeutlichen die Studien, dass die geografische Verteilung erneuerbarer Energien entscheidend für eine realistische und effektive Netzplanung auf nationaler wie europäischer Ebene ist.

Die im Artikel [34] beschriebene Arbeit entwickelt ein Framework zur Bewertung europäischer Netzausbaumodelle und zeigt, wie unterschiedlich regionale EE-Potenziale in nationale und EU-weite Planungsstrategien einfließen.

Weitere internationale Studien, die sich mit der Regionalisierung erneuerbarer Energien in den jeweiligen Energiesystemmodellen befassen und länderspezifische Fallstudien enthalten, liegen beispielsweise für Kanada [35], Südafrika [36], Thailand [37] und Irland [38] vor.

Der Deutsche NEP beinhaltet ein zusätzliches Dokument [21], welches konkret die Regionalisierung von Windenergie an Land und Photovoltaik als Grundlage für den Netzentwicklungsplan Strom 2037–2045 beschreibt. Die Leistungsvorgaben für verschiedene Szenarien werden dabei von der Bundesnetzagentur vorgegeben. Für die Windenergie werden Bestandsanlagen, genehmigte Projekte und Anschlussgesuche erfasst. Der Ausbau erfolgt schrittweise auf verfügbaren Flächen wie Repoweringgebieten, ausgewiesenen Windenergiegebieten und Potenzialflächen, bis die vorgegebenen Leistungsziele je Bundesland erreicht sind. Die Photovoltaik-Regionalisierung folgt einem ähnlichen Ansatz: Bestehende Anlagen werden erfasst, geplante Projekte und Anschlussgesuche ergänzt und die Differenz auf Potenzialflächen ausgebaut. Dabei wird zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden, wobei GIS-Analysen zur Flächenbestimmung genutzt werden. Die Ergebnisse der Regionalisierung werden als Karten auf Postleitzahlebene visualisiert und in tabellarischer Form für die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt, um eine detaillierte Modellierung der Leistungszeitreihen zu ermöglichen.

Die in der vorliegenden Arbeit entwickelten Regionalisierungsmethoden sollen an diese Ergebnisse anknüpfen und angepasst an die für Österreich bzw. die bei APG verfügbaren Daten entsprechende Output-Daten und Visualisierungen liefern, welche anschließend in die Netzmodellierung übernommen werden können.

3 Anforderungen an die Regionalisierung

3.1 Funktionale Anforderungen

Die Methoden und Algorithmen werden mit dem definierten Ziel entwickelt, die aktuelle Verteilung des zukünftigen Zubaus von Windkraft und PV mit örtlich möglichst genau aufgelösten Potenzialdaten zu verbessern (Gemeindeebene) und die Automatisierung bei der Berechnung der Verteilung zu erhöhen. Die Berechnung und Ausgabe der entsprechenden Leistungsdaten soll implementiert als Skript verfügbar sein.

Es sollen verschiedene Zielwerte pro Bundesland (BL) als Eingangsdaten vorgegeben werden können. Dafür muss ein geeignetes Eingabeformat vorhanden sein.

Benutzer sollen die Möglichkeit haben, gewisse Gebiete ein- und ausschließen zu können, zB ein bestimmtes Bundesland nicht in die Zubauverteilung miteinzubeziehen.

Osttirol ist wegen der geografischen Eigenständigkeit ein eigener Knoten im Energiesystemmodell. Bei Bedarf soll Osttirol (Bezirk Lienz) als eigenes Bundesland gehandhabt und dies in der Verteilung berücksichtigt werden.

Die Bezirke in Wien sollen als Gemeinden gehandhabt werden, um lokale Unterschiede der Leistungsverteilung über das Stadtgebiet darstellen zu können.

Der Zielwert für Österreich (Summe der BL-Zielwerte) soll eingehalten werden, um mit anderen Verteilungen und Modellen vergleichbar zu sein. D. h., ist in einem Bundesland die Summe aus Bestand und Projekten bereits größer als der gewählte Zielwert, muss diese Differenz (Überschuss) von den anderen Bundesländern proportional zur Höhe von deren Zielwert abgezogen werden.

Die für die Verteilung verwendete Umspannwerk-Standortliste (Netzknoten) soll ergänzbar sein und in der Anwendung auf 110-kV-Standorte beschränkt werden.

Die Regionalisierung soll für variable Potenzialdaten bzw. Datensätze möglich sein. Eingelesene Potenzialdaten sollen visualisiert werden (zB als Bundesland-Übersicht).

Erstellte Output-Daten sollen als CSV- oder Excel-Datei zur Verfügung stehen, um anschließend als Input für Netzmodellierungs-Tools verwendet werden zu können. Zusätzlich soll die erstellte Regionalisierung von Wind- und PV-Leistung bzw. die sich daraus ergebenden Leistungswerte der UW-Standorte anhand von Diagrammen und Karten graphisch dargestellt werden. UW-Leistungsdaten sollen als Megawatt (MW)-Werte ausgegeben werden und dabei in Bestandsleistungen und die verteilten Zubauleistungen aufgeteilt werden.

3.2 Spezifische Anforderungen an die PV-Regionalisierung

Der Zubau der PV-Leistung soll aufgeteilt nach unterschiedlichen Anlagentypen (Freiflächen-PV und Dachflächen-PV) verteilbar sein. Diese Aufteilung auf Freifläche und Dachfläche soll automatisiert und bundeslandgenau durch vorgegebene Werte in einem Input-File erfolgen.

Zur Berechnung des Zubaus der PV-Leistung soll eine eigene Methode entwickelt werden. Dabei sollen Bestandsdaten (bereits installierte PV-Leistung) Einfluss auf die Zubauzahlen haben. Die Berechnung soll pro Gemeinde erfolgen.

Die Verteilung des PV-Zubaus stellt keine Festlegung von Vorzugsgebieten oder spezifischen PV-Flächen dar. Vielmehr zielt die Methodik darauf ab, auf Basis der verfügbaren Daten eine genauere Abschätzung der Leistungsverteilung im gesamten Netzgebiet zu ermöglichen, um eine präzisere Modellierung im Übertragungsnetz zu unterstützen.

3.3 Spezifische Anforderungen an die Windkraft-Regionalisierung

Zur Berechnung des Zubaus der Windkraftleistung soll eine eigene Methode entwickelt werden. Dabei sollen Bestandsdaten (bereits installierte Windkraftleistung) und Projektdaten (bereits geplante Windkraftleistung) berücksichtigt werden. Die Berechnung soll pro Gemeinde erfolgen.

Die Nennleistungen der für den Zubau angenommenen Windkraftanlagen sowie deren Flächenbedarf (Abstände zwischen den Anlagen) sollen vorgegeben werden können, um technologische Entwicklungen der erwarteten Anlagen berücksichtigen zu können.

Verfügbare Potenzialflächen sollen absteigend nach bester Windeignung verteilt werden, bis der jeweilige Zielwert (angestrebte Gesamtleistung) pro Bundesland erreicht ist.

Waldflächen sollen nicht grundsätzlich als Ausschlussflächen für Windkraftanlagen gelten. Der Anteil der genutzten Waldflächen in den Potenzialflächen soll für jedes Bundesland vorgegeben werden können.

Neben den Output-Daten der verteilten Leistungen pro UW-Standort sollen ausgewählte Potenzialflächen als Geodaten bereitgestellt werden. Dabei soll die jeweils zugewiesene Leistung sowie die Anzahl der installierbaren Windkraftanlagen ersichtlich sein.

Analog zur Verteilung des PV-Zubaus stellt die Verteilung des Windkraft-Zubaus keine Festlegung von Vorzugsgebieten oder spezifischen Windparkflächen dar. Vielmehr zielt die Methodik darauf ab, auf Basis der verfügbaren Daten eine genauere Abschätzung der Leistungsverteilung im gesamten Netzgebiet zu ermöglichen, um eine präzisere Modellierung im Übertragungsnetz zu unterstützen.

4 Verwendete Datenquellen

Die unten angeführten Datenquellen dienen als Grundlage für die im nächsten Schritt durchgeführte Datenverarbeitung im Rahmen der Erstellung der Windpotenzialflächenkarte und der Regionalisierung von Windkraft und Photovoltaik in den dafür erstellten Skripts.

4.1 Gemeindedaten

Für die Zuordnung der Potenziale zu Gemeinden und im Weiteren zu entsprechenden Netzknoten wird eine Gemeindekarte für ganz Österreich als Basis benötigt. Die in dieser Arbeit verwendeten Gemeindedaten und Karten stammen aus der APG-Datenbank, können aber auch öffentlich zugänglich abgerufen werden und sind als Vektordaten (Shapefiles) verfügbar [39]. Um das Wiener Stadtgebiet unterteilen zu können, wird die Gemeindekarte mittels *QGIS* um die Wiener Gemeindebezirke, welche anschließend als eigene Gemeinden im Datensatz aufscheinen, ergänzt. Diese haben alle die gleiche Gemeindekennzahl (GKZ) für die Stadt Wien, aber unterschiedliche Gemeindecodes und können so eindeutig identifiziert werden. Die zugehörigen Daten sind ebenfalls auf der vorher genannten Website verfügbar [40]. Der erstellte Layer wird als GeoPackage [41] abgespeichert und dient Basis für die weitere Datenverarbeitung und diverse Zuordnungen.

Zusätzlich wird aus den genannten Datensätzen eine CSV-Datei als Datenbank erstellt, welche die Zuordnungen zu GKZ, Gemeindecode (GC), Bezirk, Bundesland und NUTS-3-Ebene [42] für jede KG enthält. Damit können fehlende Daten, beispielsweise in den Potenzialdatensätzen, ergänzt werden.

4.2 Digitales Geländemodell

Für die Information zur Seehöhe von Gebieten steht das Digitale Geländemodell (DGM) zur Verfügung. Es enthält Rasterdaten mit einer Auflösung von 10 x 10 m und umfasst Daten aus den österreichischen Bundesländern. Die Grundlage bilden Höhendaten aus Airborne-Laserscan-Befliegungen [43].

4.3 Naturschutzgebiete

Die Daten zur Lage von Naturschutzgebieten stammen aus der APG-Datenbank bzw. vom Umweltbundesamt (UBA) [44]. Die Datengrundlage bilden jeweils die INSPIRE-Services [45] zu den Naturschutzgebieten der Bundesländer. Die Datensätze enthalten naturschutzfachlich geschützte Gebiete, aber auch Prädikatsgebiete wie RAMSAR oder UNESCO sowie die Naturdenkmäler. Sie liegen in Form von Shapefiles (GeoPackage) vor. Eine Übersicht der Naturschutzgebiete in Österreich ist in [Abbildung A1](#) im Anhang dargestellt.

4.4 Siedlungsgebiete und Wohngebiete

Um Siedlungs- und Wohngebiete aus der Potenzialkarte auszuschließen, werden Flächendaten basierend auf Corine Land Cover (CLC) [46] genutzt. Die verfügbaren Flächenkategorien sind hier [47] gelistet. Zusätzlich werden in der APG-Datenbank verfügbare Widmungsdaten der Bundesländer basierend auf DKM-Daten [48] herangezogen.

4.5 Straßen, Eisenbahntrassen und Stromtrassen

Daten zu Straßenflächen bzw. Eisenbahntrassen (nicht vollständig) sind in den CLC-Daten verfügbar (CLC-Code: 122 [47]). Diese werden wieder mit Flächenwidmungsdaten der Bundesländer aus der APG Datenbank bzw. mit öffentlichen Datensätzen der Bundesländer ergänzt [49, 50].

Daten zu Stromtrassen (APG-Netz) stammen aus der APG-Datenbank.

4.6 Windkraftanlagen-Bestandsdaten

Der für die Darstellung der lokalen Verteilung von Windkraftanlagen in Österreich erstellte Datensatz basiert auf bei APG vorliegenden Flächenwidmungsdaten der Bundesländer, welche mit Daten der IG Windkraft [51], Einträgen auf OpenStreetMap und öffentlichen Daten der Bundesländer ergänzt wurden. [Abbildung 4.1](#) zeigt die Standorte der bestehenden Windkraftanlagen in Österreich.

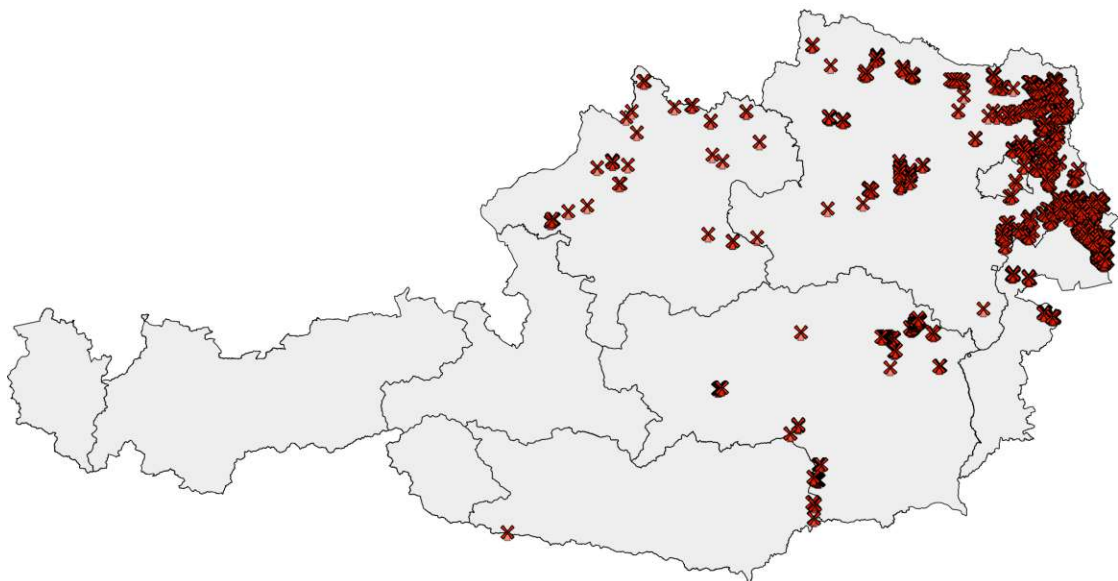


Abbildung 4.1: Windkraftanlagen Bestand Österreich. Quellen: Vorliegende Flächenwidmungsdaten der Bundesländer, IG Windkraft, OpenStreetMap und [52].

4.7 Windkraft-Vorrangzonen und -Ausschlussflächen

Für die Bundesländer Burgenland [53], Niederösterreich [54], Steiermark [24, 55] und Oberösterreich [56] sind Vorrangzonen bzw. Ausschlussflächen für Windkraft als GIS-Daten verfügbar. Diese werden für die Erstellung der Windpotenzialflächen verwendet. [Abbildung 4.2](#) zeigt die verfügbaren Vorrangzonen. Ausschlussflächen sind in [Abbildung A2](#) im Anhang dargestellt.

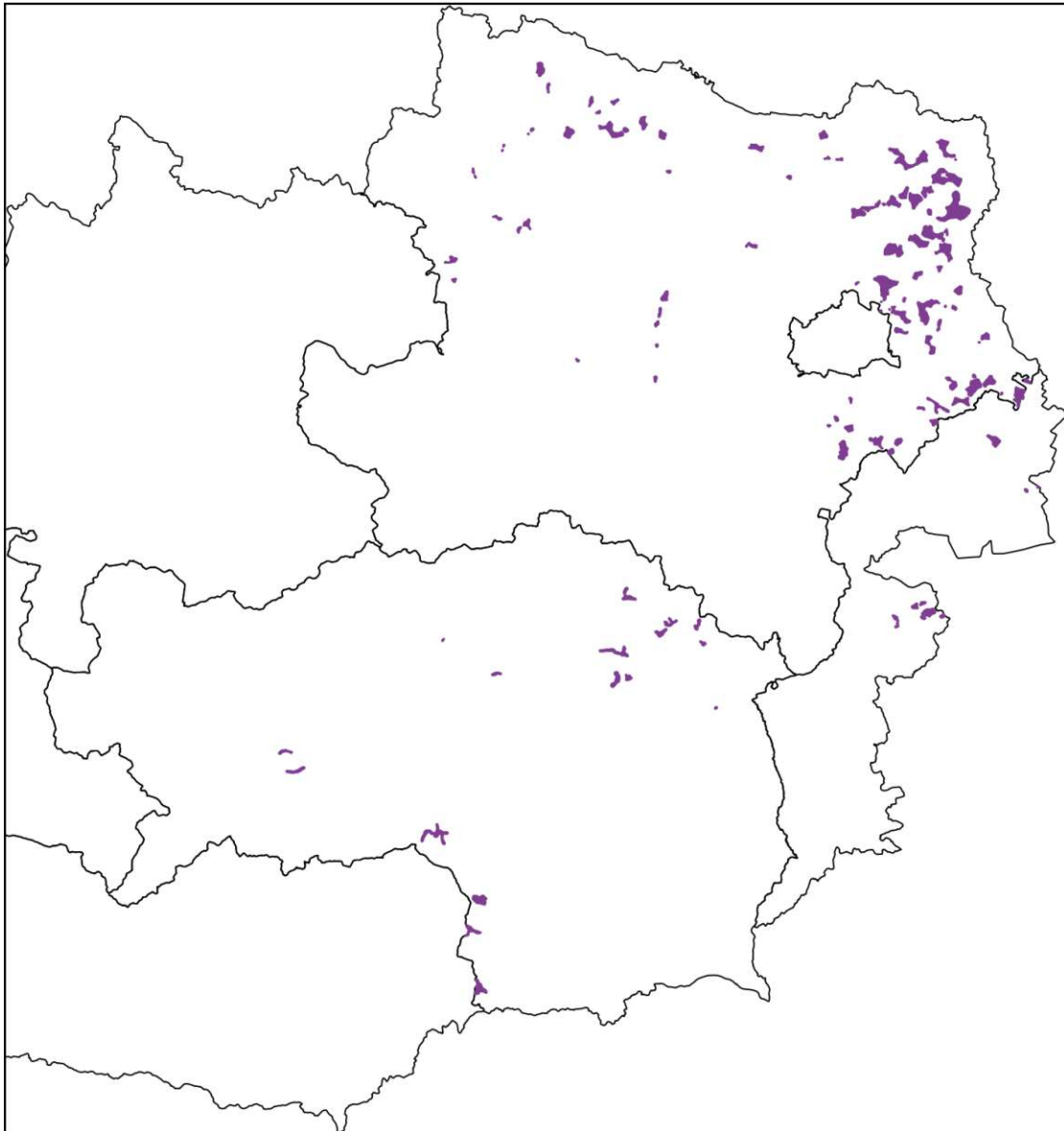


Abbildung 4.2: Windkraft-Vorrangzonen (violett) für Niederösterreich, das Burgenland und die Steiermark.

4.8 Winddaten

Für die Bewertung der Windpotenzialflächen werden Winddaten in möglichst genauer lokaler Auflösung benötigt. [Abbildung 2.8](#) zeigt einen Überblick über die Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeit in Österreich auf Basis des Windatlas Österreich [19]. Die für diese Darstellung verwendeten Daten stehen allerdings nicht zum Download zur Verfügung.

Die für die vorliegende Arbeit verwendeten Winddaten stammen vom Global Wind Atlas (Version 2.1) der Technischen Universität Dänemark [57]. Der verwendete Datensatz beinhaltet die Windleistungsdichte (W/m^2) in einer Höhe von 50 m, 100 m und 200 m über dem Boden. Die Daten liegen als globale Rasterdaten im GeoTIFF-Dateiformat mit einer Auflösung von 250 x 250 m vor und wurden für die Fläche Österreichs mit *Python* ausgeschnitten bzw. mit *QGIS* angepasst.

4.9 Photovoltaik-Potenzialdaten

Für das Photovoltaik-Potenzial in Österreich wird ein Datensatz aus einer Studie der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU) [58] verwendet. Dieser beinhaltet bereits aufbereitete Daten zu Potenzialen von Freiflächen-PV und Dachflächen-PV in Katastralgemeinde-Auflösung. Die Daten sind öffentlich abrufbar und stehen als GeoPackage zur Verfügung [59].

4.10 Photovoltaik-Bestandsdaten

Die verwendeten Bestandsdaten stammen von STATatlas - Photovoltaikanlagen in Österreich [60] (Stand: 31.08.2024). Auf der Website sind die vom Klima- und Energiefonds sowie die von der OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom) geförderten Photovoltaikanlagen nach Gemeinden hinsichtlich spezifischer Anzahl (Anlagen pro 1000 Einwohner), spezifischer Leistung (kWp pro 1000 Einwohner), wie in [Abbildung 4.3](#) dargestellt, als Karte verfügbar. Zusätzlich sind die Daten als absolute Leistungswerte pro Gemeinde in kWp aufbereitet können von der Website als CSV-Dateien exportiert werden.

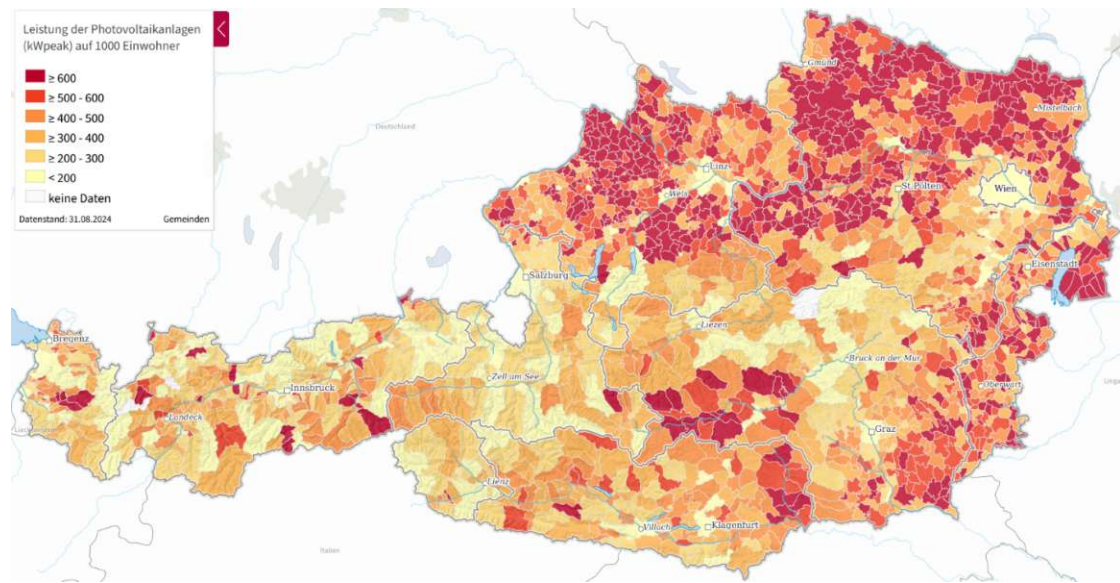


Abbildung 4.3: STATatlas - Photovoltaikanlagen in Österreich. Darstellung der installierten Leistung (kWp) pro Gemeinde, bezogen auf 1000 Einwohner. Screenshot von der Website [60].

5 Methoden zur Regionalisierung

In diesem Abschnitt werden zunächst die Software-Tools vorgestellt, welche für die vorliegende Arbeit verwendet werden. Anschließend werden die Methoden zur Regionalisierung im Detail erläutert. Diese gliedern sich in die Abschnitte Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung, PV-Regionalisierung, Windkraft-Regionalisierung und die zugehörigen Potenzialanalysen.

5.1 Verwendete Software

Für die Verarbeitung der Input-Daten und die Erstellung der Verteil-Skripts wird die Programmiersprache *Python* eingesetzt und dabei insbesondere die Programm-bibliothek *pandas* [61]. Diese enthält Datenstrukturen (DataFrames) und Operatoren für den Zugriff auf numerische Tabellen und ist besonders hilfreich bei der Verarbeitung, Analyse und Darstellung der zu verarbeitenden Daten. Um Geodaten, wie zB Karten, direkt in *Python* einlesen und verarbeiten zu können, wird zusätzlich die Bibliothek *geopandas* [62] verwendet. Diese erweitert die von *pandas* verwendeten Datentypen, um räumliche Operationen auf geometrischen Typen zu ermöglichen und diese in DataFrames für die weitere Verarbeitung umzuwandeln.

Zur Verarbeitung diverser Geodaten und zur Erstellung der Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung bzw. der Windpotenzialflächenkarte wird die Software *QGIS* (Version 3.34) [63] eingesetzt. *QGIS* ist ein Open-Source-Geoinformationssystem (GIS), das zur Analyse und Bearbeitung von Geodaten herangezogen wird. Es ermöglicht, geografische Daten zu visualisieren, zu bearbeiten, zu analysieren und zu interpretieren. Die Software unterstützt eine Vielzahl von Datenformaten, darunter Vektor- und Rasterdaten, und bietet eine breite Palette an Funktionen für deren Analyse und Bearbeitung.

Um die mit den Verteil-Skripts erstellten Daten zu verarbeiten und in die Netzmodellierung zu übernehmen, wird die Software *INTEGRAL* verwendet. Dabei handelt es sich um eine von der Firma FGH entwickelte Netzplanungssoftware, die u. a. von allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie Ingenieurbüros, Hochschulen und Betreibern industrieller Netze genutzt wird [64].

5.2 Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung

Um die verteilte Erzeugungsleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf Grundlage der in den Gemeinden vorhandenen Potenziale und des Anlagenbestandes den jeweiligen Netzknoten (Umspannwerken) zuweisen zu können, ist eine Zuordnung der Gemeinden zu den bestehenden bzw. geplanten Umspannwerken der Netzebene 3 (110 kV) erforderlich. Diese stellen die Anschlusspunkte der Verteilnetze an das APG-Übertragungsnetz dar. Basis für die Zuordnung von Gemeinden wären die Netztopologiedaten der Verteilnetze (vor allem in der Mittelspannung)

der jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNB) pro Bundesland. Da diese Daten aktuell jedoch nicht zur Verfügung stehen, erfolgt die Zuordnung anhand von Geodaten und entsprechenden Algorithmen. Die gewählte Zuordnungsmethode wird in ähnlicher Form für die Zuordnung von Erzeugern und Lasten zu Umspannwerken in der Modellbildung für nationale Energieversorgungsstrukturen in Deutschland [65] oder in den beschriebenen Methoden zur Regionalisierung in [32] angewendet.

5.2.1 UW-Daten

Die in dieser Arbeit verwendete Liste von bestehenden und geplanten Umspannwerken (UW) basiert auf APG-Daten und beinhaltet Standorte, welche für die aktuelle Netzmodellierung herangezogen werden. Die Daten umfassen die geographischen Koordinaten der UW-Standorte, die zugehörigen Bezeichner, die in der Regel den jeweiligen Ortsnamen widerspiegeln, sowie die Spannungsebenen der Schaltanlagen in den Umspannwerken. Vor der Nutzung werden die Daten auf Umspannwerke, welche die Spannungsebene 110 kV beinhalten, gefiltert.

5.2.2 Ergänzung von Gemeindedaten

Um die UW-Standortliste mit den Potenzialdaten zu verknüpfen, sind Gemeindedaten für die einzelnen UW-Standorte erforderlich. Zu diesem Zweck wird die gefilterte Standortliste, einschließlich der Koordinaten, mithilfe eines *Python*-Skripts eingelesen, in eine Punktekarte mit den pro Zeile vorhandenen Attributen umgewandelt und mit der zuvor erstellten und in [Abschnitt 4](#) beschriebenen Gemeindekarte überlagert. Danach werden den jeweiligen Standorten die gewünschten Attribute der Gemeindepolygone zugewiesen, in welchen sie sich befinden. Die fertige Liste mit den Standorten wird als CSV-Datei bzw. als GeoPackage abgespeichert und für die nächsten Schritte als Input-File verwendet. [Abbildung 5.1](#) zeigt die Standorte in der Liste auf der für die Zuordnung verwendeten Gemeindekarte.

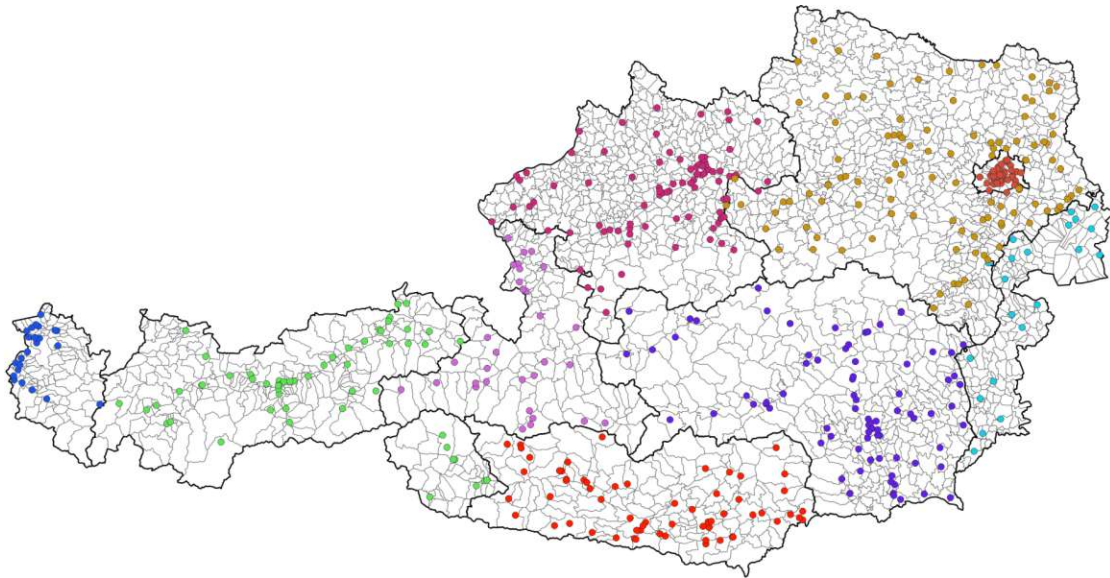


Abbildung 5.1: Gemeindegkarte mit 110-kV-Umspannwerk-Standorten, welche für die Regionalisierung aktuell berücksichtigt werden (Anzahl: 525, farbige Unterscheidung nach Bundesland).

5.2.3 Zuordnung mit *QGIS*

Anzahl der UW pro Gemeinde

Für die Zuordnung von Gemeinden zu Umspannwerken werden die oben genannten GeoPackages der zuvor erstellten Gemeindegkarte (Polygon-Layer) und der UW-Standortliste (Punkt-Layer) als eigene Layer in *QGIS* geladen. Im ersten Schritt wird ermittelt, welche Gemeinden Umspannwerke enthalten und welche nicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass viele Gemeinden mehr als ein Umspannwerk beinhalten. Um die Anzahl der UW pro Gemeinde zu bestimmen, werden diese pro Gemeinde gezählt und als zusätzliches Attribut „*UW_count*“ in einem neu erstellten Layer gespeichert.

Um Gemeinden ohne UW einem Standort zuzuordnen, wird der neu erstellte Layer mit der Filter-Funktion in *QGIS* gefiltert (*UW_count* == 0), ausgewählt und als eigener Layer abgespeichert. Der gleiche Vorgang wird für jene Gemeinden durchgeführt, in denen sich ein oder mehrere UW befinden, allerdings mit folgender Filterbedingung: (*UW_count* != 0).

Gemeinden ohne UW

Die Gemeinden eines Bundeslandes sollen immer dem Verteilnetz des Bundeslandes zugeordnet sein, auch wenn beispielsweise Netzknoten des Nachbarbundeslandes näher liegen. Um also bundeslandübergreifende Zuordnungen zu vermeiden, muss der neu erstellte Layer vor der Zuordnung auf das gewünschte Bundesland gefiltert

und die entsprechenden Gemeinden ausgewählt werden. Dies erfolgt anhand der in der Gemeindekarte hinterlegten Bundeslandzugehörigkeit. Die UW-Standortliste wird ebenfalls auf das gleiche Bundesland gefiltert.

Danach wird die Funktion „Join attributes by Nearest“ verwendet, um Punkte aus dem Punkt-Layer (UW-Standorte) den nächsten benachbarten Polygonen des Polygon-Layers (Gemeinden) zuzuordnen. Dabei muss darauf geachtet werden, ausschließlich die ausgewählten Gemeinden des gefilterten Bundeslandes zu verarbeiten. Der Vorgang der Zuordnung erfolgt auf Basis der räumlichen Nähe, wobei für jedes Polygon (Gemeinde) im Polygon-Layer der nächstgelegene Punkt (UW-Standort) des Punkt-Layers identifiziert wird und die Attribute des UW-Standes dem Polygon der betrachteten Gemeinde hinzugefügt werden.

In [Abbildung 5.2](#) sind innerhalb der dicken schwarzen Linien zusammengefasste und dem beinhalteten UW zugeordnete Gemeinden dargestellt. Der Vergleich mit den auf Basis der UW-Standorte (Punkt-Layer) mit *QGIS* zusätzlich erstellten Voronoi-Polygonen [\[66\]](#) soll die korrekte Zuordnung bestätigen.

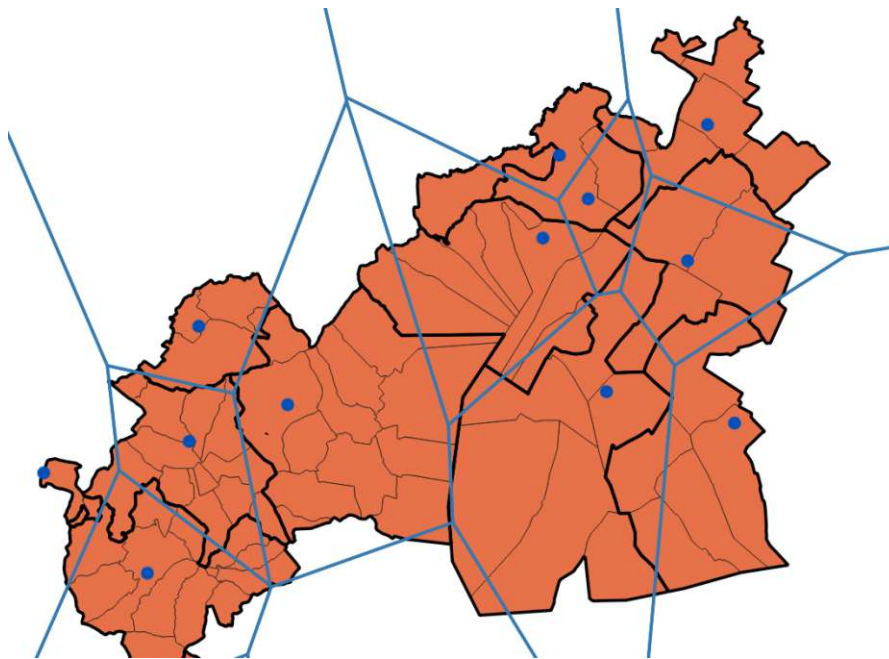


Abbildung 5.2: Pro UW-Standort (blaue Punkte) zusammengefasste Gemeinden am Beispiel Nordburgenland. Die dünnen Linien sind Gemeindegrenzen. Vergleich mit Voronoi-Polygonen (blaue Linien), welche sich aus der Lage der Punkte ergeben.

Dieser Vorgang muss für jedes Bundesland wiederholt werden. Die dabei entstehenden einzelnen Vektor-Layer werden anschließend zu einem einzelnen Layer zusammengefügt.

Gemeinden mit UW

Gemeinden, welche Umspannwerke enthalten, wurden, wie oben beschrieben, in einem eigenen Layer abgespeichert und werden in der hier beschriebenen Vorgangsweise nicht weiter behandelt. Die Unterscheidung, ob eines oder mehrere UW im Gemeindegebiet enthalten sind, und die entsprechende Datenverarbeitung werden in den beiden später beschriebenen Verteil-Skripts vorgenommen.

Zusammenfassung der Layer und Export

Die beiden erstellten Layer für Gemeinden mit und Gemeinden ohne UW werden zusammengefügt und gespeichert. Die entsprechenden Attribute für zugeordnete Standorte in den Gemeinden mit UW, welche, wie bereits erwähnt, nicht zugeordnet werden, werden bei diesem Vorgang automatisch auf *NULL* gesetzt.

Der beim Zusammenfügen erzeugte Layer wird abschließend als GeoPackage und als CSV-Datei exportiert. Letztere dient als Input für die Verteil-Skripts, welche in den nächsten Abschnitten beschrieben werden.

Um zusätzliche UW-Standorte zu ergänzen bzw. um Standorte zu entfernen, müssen diese in der eingangs verwendeten UW-Liste aktualisiert werden und es muss der oben beschriebene Prozess der Zuordnung wiederholt werden.

5.3 Photovoltaik-Potenzialdaten

Für die durchzuführende Regionalisierung der PV-Leistung werden möglichst detaillierte Potenzialdaten benötigt. Die Recherche dazu ergab, dass eine Studie der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU) [58] dafür gut geeignete Daten beinhaltet. Die erstellten Potenzialdaten sind bereits auf Gemeindebasis aufbereitet und als verarbeitbare GIS-Datensätze verfügbar.

Diese Studie präsentiert eine Analyse des Potenzials von Dachflächen-PV (Rooftop, RT) und Freiflächen-PV (Openspace, OS) für ganz Österreich mit sehr hoher räumlicher Auflösung im Kontext der aktuellen politischen Ziele. Die Ergebnisse für Freiflächen-PV können nach verschiedenen Kategorien landwirtschaftlicher Flächen differenziert werden. Die Analyse basiert ausschließlich auf öffentlich zugänglichen Daten. Dadurch lässt sich die Untersuchung auch auf andere Länder übertragen, sofern entsprechende Gebäude- sowie rasterisierte Landnutzungs- und Geländeeignungsdaten vorhanden sind. Die Ergebnisse sind als Open-Access-Datensätze [59] verfügbar und diese werden in der vorliegenden Arbeit als Grundlage für die PV-Potenziale verwendet.

Die Daten liegen als GeoPackages vor und enthalten für alle österreichischen Katastralgemeinden (KG) unter anderem Informationen zu Gemeindedaten, Fläche, PV-Potenzial und PV-Volllaststunden (kWh/kWp). Sie können direkt in *Python* eingelesen und verarbeitet werden.

Für das Dachflächen-PV-Potenzial steht der Datensatz `KGrooftopPV.gpkg` zur Verfügung. Er enthält für jede Katastralgemeinde das verfügbare technische Dachflächenpotenzial, das mithilfe der in der Studie beschriebenen Methodik ermittelt wurde. Dieser Wert wird als Jahresenergiepotenzial (in MWh/a) angegeben und dient als Grundlage für die weitere Verarbeitung.

Das Potenzial für Freiflächen-Photovoltaik wird in der Studie durch die Rasterung verschiedener Eingangsdaten für ganz Österreich ermittelt. Die verfügbaren Flächen für PV-Anlagen sind in Form einer Punktekarte dargestellt. [Abbildung 5.3](#) zeigt einen Beispielausschnitt dieser Karte. Jeder Punkt repräsentiert eine Flächeneinheit, welcher spezifische lokale PV-Daten zugeordnet sind. Gebiete, welche höher als 1950 m liegen, bzw. Flächen mit einer Steigung über 32 % wurden aus der Studie ausgeschlossen.

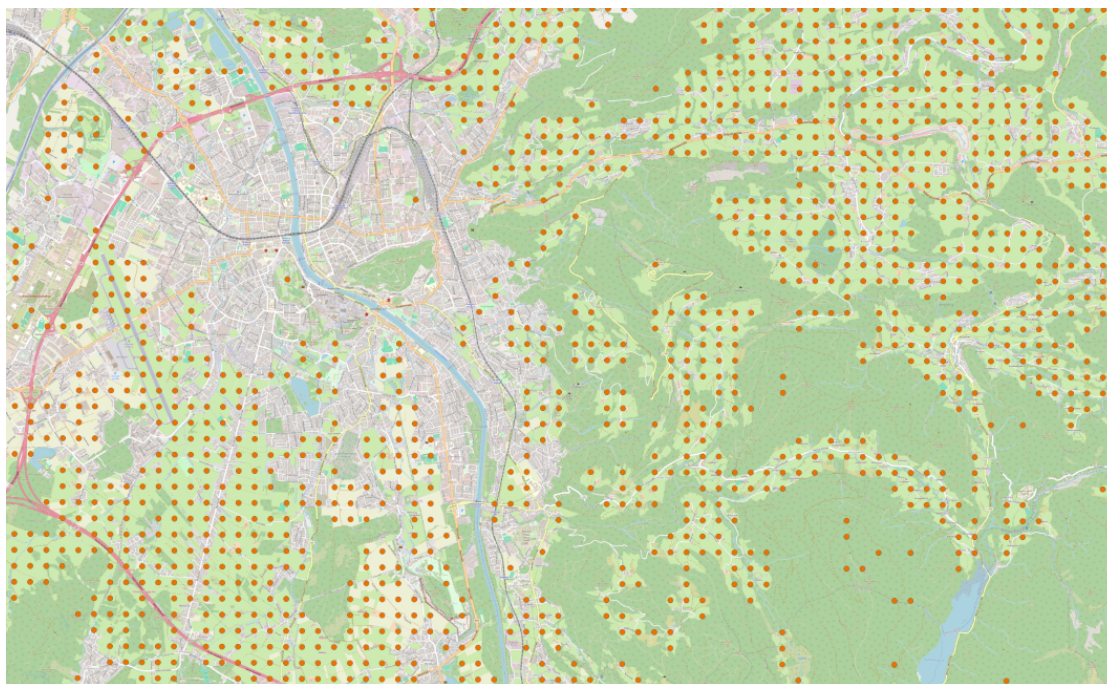


Abbildung 5.3: Rasterkarte für das Freiflächen-PV-Potenzial aus dem *All open*-Datensatz der BOKU-Studie. Darstellung in *QGIS*, Hintergrund: OpenStreetMap.

Die Datenpunkte wurden für jede Katastralgemeinde gezählt und als zusätzlicher Datensatz bereitgestellt. Dieser umfasst weitere ermittelte Attribute wie die durchschnittliche maximale PV-Leistung pro Punkt und die Anzahl der Punkte pro KG. Im Rahmen der Datenverarbeitung im Verteil-Skript wird daraus das Gesamtpotenzial pro Katastralgemeinde berechnet, sowohl als Leistungswerte als auch in Form von Energiewerten.

Für die durchgeführte Beispiel-Regionalisierung wird der Datensatz *All open* (KG *openspacePVallopen.gpkg*) gewählt, da er das maximal mögliche technische Freiflächen-Potenzial abbildet. Die Daten umfassen alle landwirtschaftlich genutzten Flächen. Dieser Datensatz kann durch andere verfügbare Datensätze ersetzt werden, die nach Kulturlächen-Kategorien gefiltert sind, wie zB Nutzpflanzen, Gemüse, Getreide oder Wiesen und Weiden.

5.4 Photovoltaik-Regionalisierung

Die Regionalisierung der PV-Leistung basiert auf den im vorigen Abschnitt beschriebenen Potenzialdaten, der zuvor mit *QGIS* erstellten Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung und einem in *Python* implementierten Verteil-Skript. Außerdem werden Daten zu Bundesland-Zielwerten, Bestandsanlagen und weitere Parameter benötigt, welche aus einem Input-File eingelesen werden. Die Methoden und die Vorgangsweise für die Erstellung des Skripts sind im Folgenden beschrieben. [Abbildung 5.4](#) gibt einen Überblick über den Ablauf.

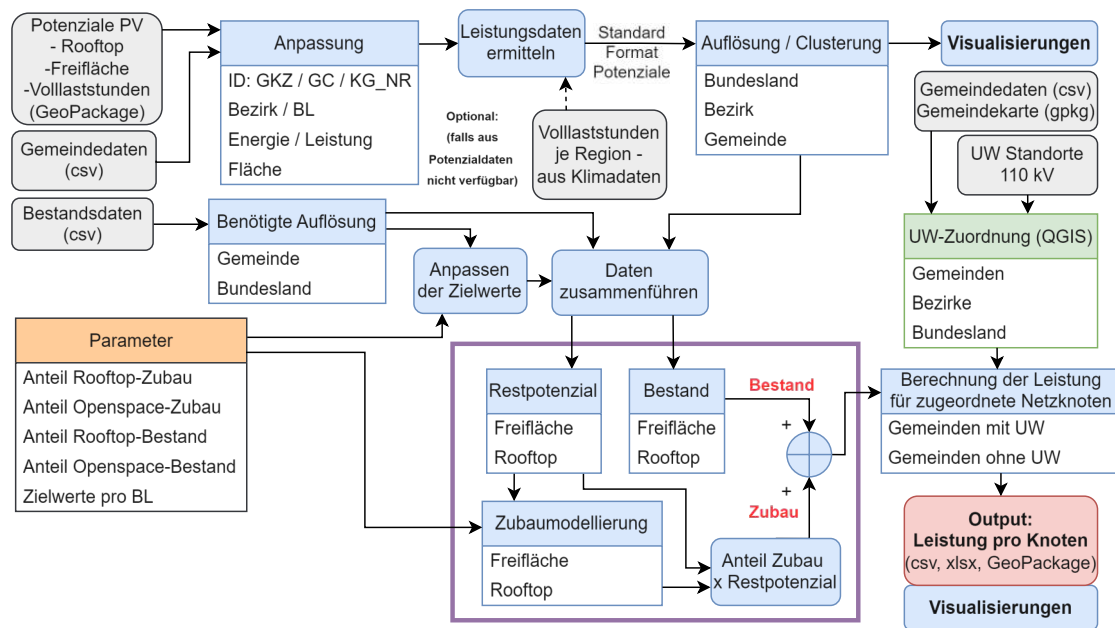


Abbildung 5.4: Flussdiagramm für die Regionalisierung der PV-Leistung. Blaue Elemente: *Python*-Funktionen. Graue Elemente: eingelesene Daten.

5.4.1 Einlesen von Zielwerten und Parametern

Im ersten Schritt werden die Bundesland-Zielwerte (in MW) eingelesen. Diese sind vorgebar und definieren die angestrebte Mantelzahl für die Verteilung der PV-Leistung auf die einzelnen Bundesländer. Um Bundesländer aus der Verteilung auszunehmen, muss deren Zielwert auf 0 gesetzt werden. Damit wird diesen Ländern kein PV-Zubau zugeordnet und die entsprechenden Gemeinden enthalten nur PV-Bestandsleistungen. Die Eingangsdaten stehen als Excel-Datei zur Verfügung und beinhalten für jedes Bundesland neben dem Zielwert zusätzlich vier weitere festlegbare Faktoren für die Verteilung:

- Zielwert Bundesland in MW (ZW_{BL})
- Anteil von Rooftop-PV (RT) am Gesamtbestand (b_{RT})
- Anteil von Freiflächen-PV (OS) am Gesamtbestand (b_{OS})

- Anteil von Rooftop-PV (RT) am Zubau (z_{RT})
- Anteil von Freiflächen-PV (OS) am Zubau (z_{OS})

Die Verarbeitung dieser Parameter wird im Abschnitt zur PV-Zubauberechnung näher erläutert.

Zusätzlich wird die für die Verarbeitung erforderliche Gemeindedaten-Datei eingelesen. Diese liegt im CSV-Format vor und enthält eine Liste aller Gemeinden in Österreich samt deren Zuordnung zu Bezirk, Bundesland und der NUTS-3-Ebene.

5.4.2 Einlesen von PV-Bestandsdaten

Die verwendeten PV-Bestandsdaten pro Gemeinde sollen als CSV-Datei vorliegen und im gleichen Format wie in der Beispiel-Datei (STATatlas-Daten) formatiert sein.

Für Wien ist nur ein Gesamtwert für die bestehende Leistung für das gesamte Stadtgebiet (entspricht dem Bundesland) verfügbar. Für die Aufteilung des Bestandes auf die Wiener Bezirke wird der Gesamtwert durch die Anzahl der Bezirke dividiert. Falls die Daten zukünftig auf Gemeindebezirksebene vorliegen, muss dies in der Verarbeitung berücksichtigt und angepasst werden.

Anschließend werden die Leistungen pro Gemeinde in MW-Werte umgerechnet, mit den zuvor eingelesenen Gemeindedaten ergänzt und Osttirol als eigenes Bundesland miteinbezogen. [Tabelle 1](#) zeigt die Werte der Ausgabe im Verteil-Skript nach dem Einlesen und Zusammenfassen der Bestandsdaten pro Bundesland.

Bundesland	MW_Bestand		Bundesland	MW_Bestand
Burgenland	466,767		Salzburg	363,173
Kärnten	537,216		Steiermark	1445,118
Niederösterreich	2025,907		Tirol	482,360
Oberösterreich	1792,175		Vorarlberg	275,056
Osttirol	32,669		Wien	146,398

Tabelle 1: Installierte PV-Leistung pro Bundesland - Werte in MW (Stand 31.08.2024). Die Werte werden im Verteil-Skript erstellt aus dem eingelesenen Datensatz exportiert von: STATatlas - Photovoltaikanlagen in Österreich [60].

Die Werte der Bestandsleistungen werden außerdem direkt im Skript, wie in [Abbildung 5.5](#) dargestellt, als Gemeindekarte angezeigt.

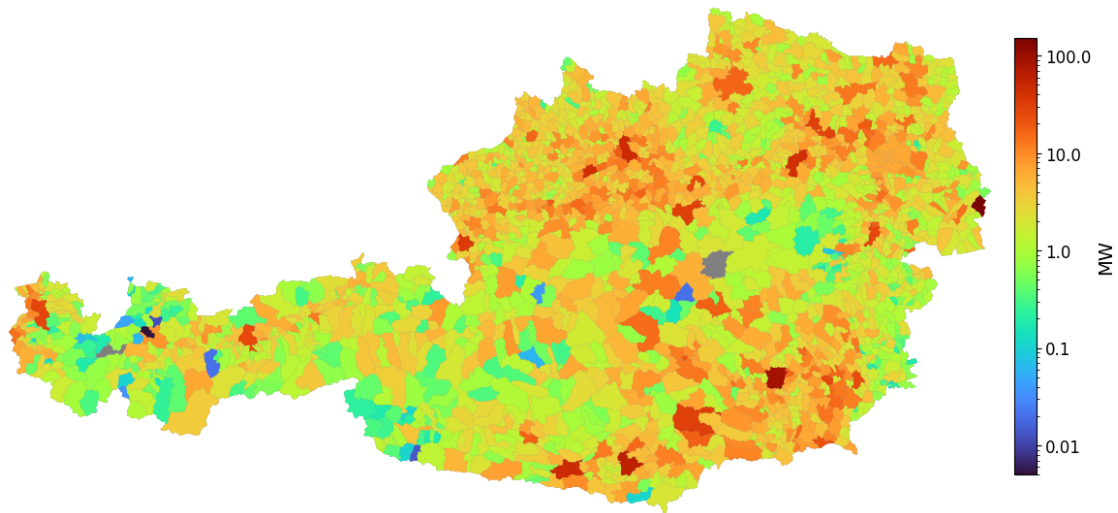


Abbildung 5.5: Installierte PV-Leistung pro Gemeinde, Werte in MW (Stand 31.08.2024). Darstellung aus dem Verteil-Skript erstellt aus dem Datensatz exportiert von: STATatlas - Photovoltaikanlagen in Österreich [60]. Graue Gemeinden: PV-Leistung = 0 oder keine Daten vorhanden.

Der Anteil der Anlagentypen (OS oder RT) an den installierten Leistungen der Bestandsdaten ist aus den verfügbaren Daten nicht bekannt. Deshalb können diese Anteile, wie oben bereits erwähnt, zB auf Basis von aktuellen Marktdaten im Input-File pro Bundesland festgelegt werden.

Projektdaten (geplante PV-Anlagen) werden in der aktuellen Version nicht verarbeitet, da diese nicht auf Gemeindeebene vorliegen. Falls solche Daten verfügbar werden, muss das Skript entsprechend erweitert werden, um sie in die Bestandsdaten zu integrieren und damit die Zubauziele und verbleibende Potenziale korrekt zu berechnen.

5.4.3 Einlesen und Aufbereitung der PV-Potenzialdaten

Zuerst werden die Potenzial-Dateien (GeoPackage), jeweils für Dachfläche (RT) und Freifläche (OS), aus der zuvor genannten Studie geladen und in separaten DataFrames gespeichert.

Im ersten Schritt der Datenverarbeitung werden die Potenzialdaten mit den benötigten Gemeindedaten ergänzt. Dabei wird der Gemeindecode (GC) hinzugefügt, der später als eindeutige ID für die zugeordneten Daten der einzelnen Gemeinden dient. Zusätzlich wird, falls noch nicht vorhanden, das Bundesland (BL) für jede Gemeinde hinzugefügt. Diese Ergänzungen sind notwendig, um die Daten für die folgende Verarbeitung korrekt zu verknüpfen und zu strukturieren.

Im nächsten Schritt werden die Potenzialdaten basierend auf KG (Katastralgemeinde) nach GC gruppiert und zusammengefasst. Danach erfolgt eine weitere Gruppierung nach Bundesländern (BL), wobei die enthaltenen Energiewerte sum-

miert werden. Die maximalen Dachflächen- und Freiflächen-Potenziale werden in einer Gemeindekartendarstellung bzw. in einem Diagramm als Übersicht zum Vergleich zwischen den Bundesländern visualisiert. Diese sind für die eingelesenen Potenzialdatensätze in [Abschnitt 6.1.1](#) dargestellt.

Leistungen aus Energiewerten berechnen

Die PV-Potenziale sind in den verwendeten Datensätzen als Jahresenergiewerte pro Gemeinde bzw. als Anzahl von zur Verfügung stehenden Flächen (Anzahl der Rasterpunkte pro Gemeinde: $n_{OS,G}$) zusammengefasst. Um daraus die entsprechende Leistung zu berechnen, werden die lokalen Volllaststunden ($h_{V,G}$ in kWh/kWp) benötigt. Diese sind im Freiflächen-PV-Datensatz (OS) für jeden Datenpunkt hinterlegt.

In der zu den verwendeten Potenzialdaten gehörenden Studie [58] beträgt der gewählte leistungsspezifische Flächenbedarf (a_{OS}) für Freiflächen-PV 20 m²/kWp und wird auch für die hier durchgeführte Berechnung übernommen. Dieser Wert wird nicht aus dem Input-File eingelesen, kann aber bei Bedarf direkt im Skript geändert werden. Daraus, und zusätzlich aus der sich ergebenden Potenzialfläche, können die maximal möglichen Leistungen pro Gemeinde berechnet werden.

Durch die verwendete Flächenraasterung entspricht jeder Datenpunkt im OS-Datensatz einer Fläche von 250 x 250 m (62500 m²). Basierend auf dieser Fläche und dem leistungsspezifischen Flächenbedarf wird die maximal mögliche Leistung pro Gemeinde ($P_{OS,G}$) berechnet. Aus den über die Datenpunkte gemittelten Volllaststunden können zudem die maximal möglichen Jahresenergiewerte pro Gemeinde ($E_{OS,G}$) ermittelt werden. Für die Berechnung werden folgende Formeln verwendet:

$$P_{OS,G} = \frac{62500 \text{ m}^2 \cdot n_{OS,G}}{a_{OS}} \quad (1)$$

$$E_{OS,G} = P_{OS,G} \cdot h_{V,G} \quad (2)$$

Zur Berechnung der Dachflächen-PV-Leistungswerte (RT) pro Gemeinde werden die gemittelten Volllaststunden ($h_{V,G}$) für die verfügbaren Flächen aus dem Freiflächen-Datensatz herangezogen. Der Dachflächen-Energiewert ($E_{RT,G}$) wird damit pro Gemeinde durchdividiert und man erhält die entsprechende Leistung pro Gemeinde ($P_{RT,G}$).

$$P_{RT,G} = \frac{E_{RT,G}}{h_{V,G}} \quad (3)$$

Im Standard-Format sollen die Daten für OS und RT jeweils in separaten DataFrames vorliegen und darin sollen für jede Gemeinde der GC, Jahresenergiewerte, Volllaststunden und die entsprechende Leistung enthalten sein. Falls andere

Potenzialdatensätze als Grundlage eingesetzt werden, ist es erforderlich, das Einlesen und die Datenanpassung im Verteil-Skript entsprechend zu adaptieren. Sobald die Potenzialdaten im zuvor beschriebenen Format vorliegen, können die weiteren Funktionen des Verteil-Skripts wie im Folgenden erläutert genutzt werden.

5.4.4 Anpassen der PV-Zielwerte

Die Bundesland-Zielwerte werden vor der Zubauberechnung automatisch angepasst, falls die Leistung aus dem zuvor eingelesenen Bestandsdatensatz pro Bundesland (BL) bereits höher als der Zielwert des Bundeslandes ist. Der Zielwert der Bundesländer mit Überschuss wird auf den Bestandswert gesetzt. Um den Gesamtzielwert für Österreich (die Summe der Zielwerte aller Bundesländer) damit nicht zu überschreiten, sondern exakt zu erreichen, wird der Überschuss jener Bundesländer, die ihren Zielwert (mit Bestandsleistungen) bereits überschritten haben, von den Zielwerten der übrigen Bundesländer abgezogen. Dazu wird einerseits der Überschuss der jeweiligen Bundesländer aufsummiert ($\Sigma_{\ddot{U}}$) und andererseits die Summe der Zielwerte der BL gebildet, welche noch Ausbaubedarf haben (Σ_{ZW}). Mit folgenden Formeln wird anschließend der zum jeweiligen BL-Zielwert (ZW_{BL}) proportionale Abzug (A_{BL}) bzw. der neue angepasste BL-Zielwert ($ZW_{BL,neu}$) berechnet:

$$A_{BL} = \frac{ZW_{BL}}{\Sigma_{ZW}} \cdot \Sigma_{\ddot{U}} \quad (4)$$

$$ZW_{BL,neu} = ZW_{BL} - A_{BL} \quad (5)$$

Für Osttirol (Bezirk Lienz) ist ein eigener Zielwert vorgesehen. Ist dieser vorgegeben, wird den entsprechenden Gemeinden Osttirol als Bundesland zugeordnet und dieses in der Verteilung als eigenständiges Bundesland behandelt. Ist der Zielwert 0, wird Osttirol automatisch in die Verteilung für Tirol übernommen und nicht mehr unterschieden.

5.4.5 PV-Zubauberechnung

Aus den Bestandswerten ergeben sich die Mindestwerte pro Gemeinde für die Regionalisierung. Diese Werte müssen noch um den aus den Potenzialdaten berechneten Zubau ergänzt werden. Um aus den angepassten Zielwerten das Zubauziel für die PV-Leistung pro Gemeinde zu berechnen, wird im ersten Schritt die Differenz (Delta) zwischen Bestand und Zielwert pro Bundesland (BL) berechnet. Ist der Bestand pro BL größer als der gewählte Zielwert, dies gilt für die im Absatz oben erwähnten BL mit Überschuss, wird Delta auf 0 gesetzt („Kein Zubau vorgesehen“).

Für die Berechnung des PV-Zubaus wird eine ähnliche Methode wie das Modell 2: „Restpotenzial“ in [67, S. 120] gewählt. Basierend auf der genannten Quelle wird eine weiter verfeinerte Zubaumodellierung für den Netzentwicklungsplan in Deutschland verwendet [21]. Für diese werden allerdings historische PV-Zubauraten pro Gemeinde benötigt, welche für diese Arbeit nicht zur Verfügung stehen.

Das sich pro Bundesland (BL) ergebende Zubauziel (Delta) soll anteilmäßig den jeweiligen Gemeinden zugewiesen werden. Dazu werden die beiden Potenzial-DataFrames (RT und OS) mit dem Bestand-DataFrame zusammengeführt, um jeweils das Restpotenzial pro Gemeinde bestimmen zu können. Diese werden in einer Schleife pro Bundesland gefiltert und der jeweils resultierende DataFrame wird anschließend in der implementierten Funktion für jede Gemeinde ausgewertet. Für die Berechnung des Zubaus pro Gemeinde und Anlagentyp ($x : RT \text{ oder } OS$) wird dabei folgender Ansatz gewählt:

$$Z_{BL,x} = ZW_{BL} - B_{BL} \cdot b_x \quad (6)$$

$$R_{BL,x} = \sum_{G \in BL} P_{G,x} - B_{BL} \cdot b_x \quad (7)$$

$$R_{G,x} = P_{G,x} - B_{G,x} \quad (8)$$

$$z_x = \frac{R_{G,x}}{R_{BL,x}} \quad (9)$$

$$Z_{G,x} = z_x \cdot Z_{BL,x} \quad (10)$$

$Z_{BL,x}$: Zubauziel BL (gesamt), ZW_{BL} : Zielwert BL (gesamt)
 B_{BL} : Bestand BL (gesamt), $B_{G,x}$: Bestand Gemeinde (RT, OS)
 $R_{BL,x}$: Restpotenzial BL (RT, OS), $P_{G,x}$: Potenzial Gemeinde (RT, OS)
 $R_{G,x}$: Restpotenzial Gemeinde (RT, OS), b_x : Anteil Bestand (RT, OS)
 z_x : Anteil Zubau Gemeinde (RT, OS), $Z_{G,x}$: Zubau Gemeinde (RT, OS)

Ist das errechnete Restpotenzial pro Bundesland und Anlagentyp kleiner als das entsprechende Zubauziel, wird im Skript direkt eine Fehlermeldung angezeigt, welche darauf aufmerksam macht, die gewählten Zielwerte bzw. die Anteile pro Anlagentyp auf Korrektheit zu überprüfen. Die Berechnung wird anschließend mit den maximal möglichen Werten (100 % des verfügbaren Potenzials ausgebaut) durchgeführt. Dieser Fall kann beispielsweise durch unrealistische (zu hohe) Zielwertvorgaben bzw. bei zu hoher Wahl des RT-Anteils am Zubau (OS-Potenziale sind in den meisten Gemeinden wesentlich höher als RT-Potenziale) eintreten.

Die beschriebene Funktion wird zweimal durchlaufen, jeweils für den Datensatz und das Zubauziel der beiden Anlagentypen (RT und OS) pro Bundesland. Daraus

ergibt sich die erwartete zugebaute Leistung pro Gemeinde und Anlagentyp. Diese beiden Datensätze werden zusammengeführt und die Zubauleistungen summiert. Die gesamte Zubauleistung wird anschließend direkt im Skript für alle Gemeinden als Karte ausgegeben. Die Visualisierung dieser Karte ist für die durchgeführte Beispiel-Regionalisierung in [Abschnitt 6.1.2](#) dargestellt.

Im letzten Schritt werden die Datensätze mit den berechneten Zubauleistungen mit dem Datensatz der Bestandsleistungen pro Gemeinde zusammengeführt. Der ausgegebene DataFrame enthält pro Gemeinde abschließend die Attribute (Werte in MW): Bestand, Zubau-RT, Zubau-OS und Zubau-gesamt. Addiert man die Leistungen für den gesamten Zubau mit dem Bestandswert, ergibt sich die PV-Gesamtleistung der jeweiligen Gemeinde für die vorgegebenen Eingangsdaten. Der betreffende Vorgang ist im Flussdiagramm in [Abbildung 5.4](#) farblich durch einen violetten Rahmen gekennzeichnet.

5.4.6 UW-Zuordnung der PV-Leistung

Die Summe der Leistungen aus Bestand und Zubau pro Gemeinde soll anschließend den Umspannwerken zugewiesen werden. Dafür werden die in *QGIS* erstellte Gemeinde-UW-Zuordnung und die UW-Liste aus [Abschnitt 5.2](#) geladen. Sind einer Gemeinde mehrere UW zugeordnet, werden diese als Liste im DataFrame für die Zuordnung gespeichert. Anschließend werden auf Basis des GC die beiden DataFrames zusammengeführt und damit die Gemeinden um die UW-Zuordnung erweitert.

Im nächsten Schritt werden die Gemeinden, denen mehrere UW zugeordnet sind, gefiltert. Die zugeordneten Leistungen werden anschließend durch die Anzahl der zugewiesenen UW dividiert, sodass jedem betroffenen UW nur der entsprechende Anteil der Gemeindeleistung zugewiesen wird. Danach wird der resultierende Datensatz mit den Daten der Gemeinden, welchen nur ein UW zugeordnet ist, zusammengefügt. Anschließend erfolgt eine Gruppierung nach Umspannwerken, wobei die Leistungen summiert werden.

Der dabei erzeugte DataFrame beinhaltet die finalen Output-Daten und diese werden automatisch als Excel- bzw. CSV-File abgespeichert. Zusätzlich wird dieser DataFrame mit den Daten der UW-Liste zusammengeführt, um die geografischen Daten pro Standort zu ergänzen. Daraus wird ein GeoPackage erstellt, welches eine Punktekarte aus allen UW-Standorten und die pro UW zugewiesene Leistung (Bestand und Zubau getrennt) auf Basis der durchgeführten Verteilung enthält.

Die Gesamtleistungen bzw. Zubauleistungen, aufgeteilt in RT- und OS-Anteile, werden anschließend pro UW in einzelnen Plots direkt im Skript angezeigt. Visualisierungen dieser Outputs sind für die durchgeführte Beispiel-Regionalisierung in [Abschnitt 6.1.2](#) dargestellt.

5.5 Windpotenzialflächen

Da im Vergleich zu den PV-Potenzialen für die Windkraft keine Potenzialdaten auf Gemeindebasis und vor allem keine verarbeitbaren GIS-Datensätze zur Verfügung stehen, wird für diese Arbeit eine eigens erstellte Windpotenzialflächenkarte verwendet, welche das technisch mögliche Windpotential in Österreich darstellen soll.

Im Folgenden wird die Erstellung der Windpotenzialflächenkarte mit *QGIS* beschrieben, die anschließend als Input-File für das Verteil-Skript verwendet wird. Die Bestimmung der geeigneten Flächen basiert auf einer GIS-Analyse. Die Quellen der hierfür genutzten Daten wurden bereits in [Abschnitt 4](#) aufgeführt. Ausgangspunkt ist eine Grundkarte, die das gesamte österreichische Bundesgebiet abbildet. Flächen, die für Windkraftnutzung aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ungeeignet sind, einschließlich der zugehörigen Pufferzonen, werden zusammengefasst und anschließend von der Grundkarte ausgenommen. Dafür berücksichtigte Flächenkategorien und zugehörige Annahmen zu Mindestabständen sind:

- Naturschutzgebiete
- Wohngebiete und Siedlungsgebiete - 1000 m Abstand
(Jedes Bundesland hat eigene Vorgaben zu Abstandsregeln [\[68\]](#).)
- Sport- und Freizeitflächen (zB Skigebiete) - 500 m Abstand
- Bahntrassen, Straßen, Industrieflächen - 150 m Abstand
- Stromtrassen (APG-Netz) - 150 m Abstand
- Seilbahnen und Lifte - 150 m Abstand
- Flugplätze - 5000 m Abstand
- Gewässer und Moore
- Flächen über 2500 m Seehöhe
- Flächen mit Steigung über 20°
- Flächen mit Windleistungsdichte $< 180 \text{ W/m}^2$ (in 100 m Höhe)
- Windkraft-Ausschlusszonen der Bundesländer

Der Flächenausschluss, gewählte Abstände, Grenzwerte und die Vorgangsweise wurden in Anlehnung an Studien der Energiewerkstatt [\[20\]](#), der TU Graz [\[69\]](#) und der bereits erwähnten Studie aus dem deutschen NEP [\[21\]](#) gewählt.

5.5.1 Vorgangsweise zur Erstellung der Ausschlussflächen

Für die oben gelisteten Flächenkategorien werden die verfügbaren Datensätze in *QGIS* importiert und auf Basis dieser jeweils ein eigener Layer erstellt. Der Prozess umfasst die Auswahl, Filterung und ggf. die Ergänzung von Daten um verschiedene Gebietsarten. Anschließend werden mit der *QGIS*-Funktion „Buffer“ die erstellten Ausschlussflächen-Layer um die gewählten Mindestabstände pro Kategorie erweitert.

Naturschutzgebiete

Die Ausschlussfläche für Naturschutzgebiete wird durch die Zusammenfassung der in [Abschnitt 4.3](#) genannten Vektor-Layer (Shapefiles) erstellt. Diese Layer werden dabei nicht gefiltert oder bearbeitet.

Wohngebiete und Siedlungsgebiete

Für die Erstellung eines Ausschluss-Layers für Wohn- bzw. Siedlungsgebiete werden CLC-Daten (Corine Land Cover, als Shapefiles verfügbar) verwendet. Zunächst werden Elemente mit den CLC-Codes 111 und 112 gefiltert [\[47\]](#), um relevante Flächen zu extrahieren. Diese CLC-Daten decken jedoch nicht alle Siedlungsgebiete vollständig ab, insbesondere kleinere oder nicht erfasste Siedlungen. Um diese Lücken zu schließen, werden die verfügbaren Flächenwidmungsdaten aus der APG-Datenbank verwendet und unter anderem auf die Widmungskategorien Bauland, Dorfgebiet und Wohngebiet gefiltert. Die aus der Filterung hervorgegangenen Layer werden in *QGIS* zusammengefasst und die beinhalteten Flächen (Polygone) anschließend mit der Funktion „Buffer“ um den gewählten Mindestabstand von 1000 m rund um Siedlungsgebiete erweitert. Der Ausschluss-Layer für Wohn- bzw. Siedlungsgebiete ist in [Abbildung A3](#) im Anhang dargestellt.

Gewässer

Für die Berücksichtigung von Gewässern werden ebenfalls die CLC-Daten herangezogen. Dabei wird auf die CLC-Codes 411, 412, 511 und 512 gefiltert [\[47\]](#). Diese Codes repräsentieren die verschiedenen Typen von Gewässern und Feuchtgebieten.

Bahntrassen, Straßen, Industrieflächen und Stromtrassen

Für die Erstellung von Ausschlussflächen für Bahntrassen und Straßen werden wieder CLC-Daten (CLC-Code 122) und zusätzlich Flächenwidmungsdaten (APG-Datenbank oder öffentliche Quellen) genutzt. Für die Straßenkarte als Basis für den Ausschluss werden nur Hauptverkehrswege erfasst (Autobahnen, Bundes- und Landesstraßen). Gemeindestraßen werden nicht berücksichtigt. Industrieflächen werden durch die Verwendung der CLC-Codes 121, 123, 131 und 132 identifiziert [\[47\]](#). Die Daten zu Stromtrassen (APG-Netz) stammen aus der APG-Datenbank und

sind als Vector-Layer vorhanden. Für jede dieser Flächenkategorien wird ein eigener Layer erstellt und die beinhalteten Objekte anschließend mit einem Mindestabstand von 150 m erweitert. Der zusammengefasste Ausschluss-Layer für diese Kategorien wird in [Abbildung A5](#) im Anhang gezeigt.

Flächen über 2500 m Höhe

Für den Ausschluss von zu hoch gelegenen Flächen werden Höhendaten aus dem digitalen Geländemodell verwendet. Dabei handelt es sich um einen Rasterdatensatz, der die Höheninformationen für das gesamte Bundesgebiet darstellt. Dieser wird im ersten Schritt gefiltert, um nur Höhenwerte über 2500 m zu berücksichtigen. Aus den gefilterten Daten wird anschließend mit den Funktionen „Polygonize“ und „Dissolve“ ein Vektor-Layer erstellt, welcher ein zusammenhängendes Polygon für alle Flächen über 2500 m enthält.

Flächen mit Steigung über 20°

Zur Generierung eines Layers für Steigungen über 20° werden wieder die Höhendaten als Grundlage herangezogen. Mit der Funktion „Slope“ werden die Steigungs-Rasterdaten berechnet, die die Steigungswerte für jedes Rasterpixel der Höhenkarte darstellen. Anschließend wird aus diesen Steigungs-Rasterdaten wieder ein Vektor-Layer erstellt, der die Flächen mit Steigungen über 20° in Form von Polygonen zusammenfasst.

Ausschlussflächen mit Steigungen über 20° bzw. mit einer Seehöhe über 2500 m sind in [Abbildung A4](#) im Anhang dargestellt.

Flächen mit zu geringer Windleistungsdichte

Um Flächen mit zu geringer Windleistungsdichte herauszufiltern, wird ein weiterer Ausschluss-Layer erzeugt, der alle Gebiete enthält, in denen die Windleistungsdichte unter 180 W/m² liegt [20]. Dieser wird mit der *QGIS* Funktion „Polygonize“ aus den auf die gewünschte Windleistungsdichte gefilterten Wind-Rasterdaten erstellt. [Abbildung 5.6](#) zeigt die betroffenen Gebiete für den Ausschluss.

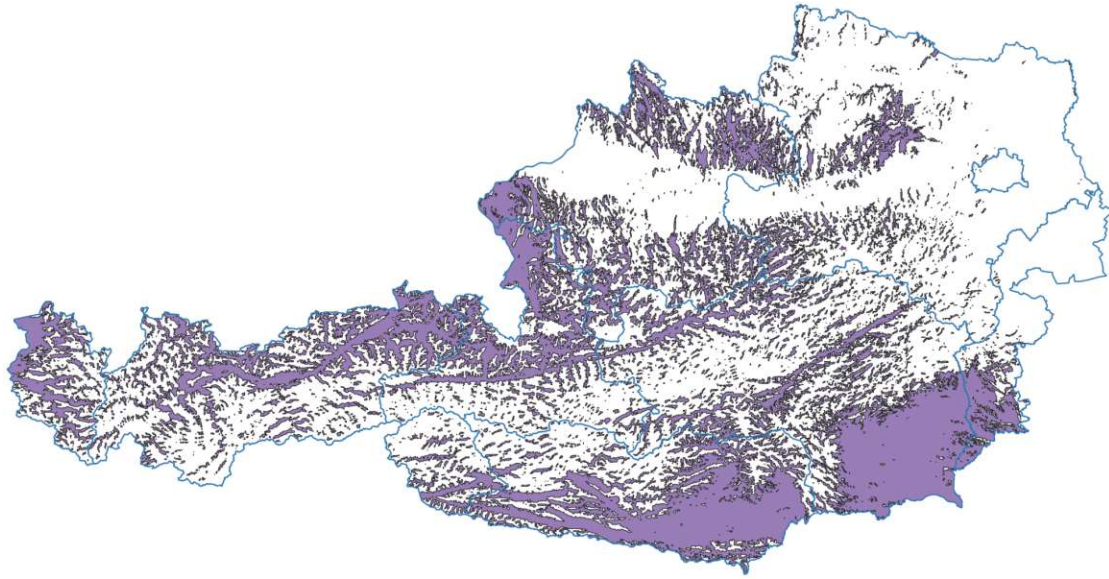


Abbildung 5.6: Flächen mit Windleistungsdichte unter 180 W/m^2 .

Zusammenfassen der Ausschlussflächen

Zuletzt werden alle erzeugten Ausschlussflächen-Layer zu einen gemeinsamen Layer zusammengefasst und mit der Funktion „Difference“ von der Österreich-Karte abgezogen. Diese Funktion berechnet die geometrische Differenz zwischen zwei Geometrien. Das Ergebnis repräsentiert die restlichen für Windkraft verfügbaren Flächen.

Ergänzung von Vorrangzonen

Die aus den angegebenen Datenquellen als Shapefile verfügbaren Vorrangzonen für Niederösterreich, das Burgenland und die Steiermark werden zu einem gemeinsamen Layer zusammengefügt. Um zu vermeiden, dass auf Basis der verwendeten Daten und Methodik bereits definierte Vorrangzonen ganz oder teilweise ausgeschlossen werden, werden diese wieder der Potenzialkarte hinzugefügt.

5.5.2 Ergänzung von Flächendaten

Berechnung der Flächeninhalte und Filtern von zu kleinen Flächen

Mit der Funktion „Field calculator“ werden für den erstellten Potenzialflächen-Layer die Flächeninhalte der Flächenstücke berechnet und in den einzelnen Polygonen (Potenzialflächen) als zusätzliches Attribut (Werte in m^2) ergänzt.

Anschließend werden zu kleine Flächen gefiltert und entfernt. Als Mindestgröße wird ein Flächeninhalt von 300.000 m^2 festgelegt. Dies bedeutet nicht, dass eine

Fläche dieser Größe zu klein ist, um dort eine Windkraftanlage (WKA) zu platzieren. Allerdings wäre aus Abstandsgründen die Errichtung nur einer einzigen WKA möglich, weshalb größere Flächen priorisiert werden. Die Methodik bzw. der Grenzwert wurden gewählt, um vor allem wesentlich kleinere, für den Bau von WKA tatsächlich zu geringe Flächen auszuschließen.

Gebiete, die bei dieser Filterung aussortiert werden, sind beispielhaft in [Abbildung 5.7](#) rot dargestellt. Bei dieser Filterung werden auch Restflächen an Gemeindegrenzen berücksichtigt, die wie Linien erscheinen und bei der Überlagerung mit der Gemeindekarte entstehen. Layer, die miteinander verschnitten werden, können unterschiedliche Genauigkeiten in ihren Koordinaten aufweisen. Dies kann dazu führen, dass sich die Geometrien an den Rändern nicht exakt decken, wodurch kleine Restflächen entstehen.

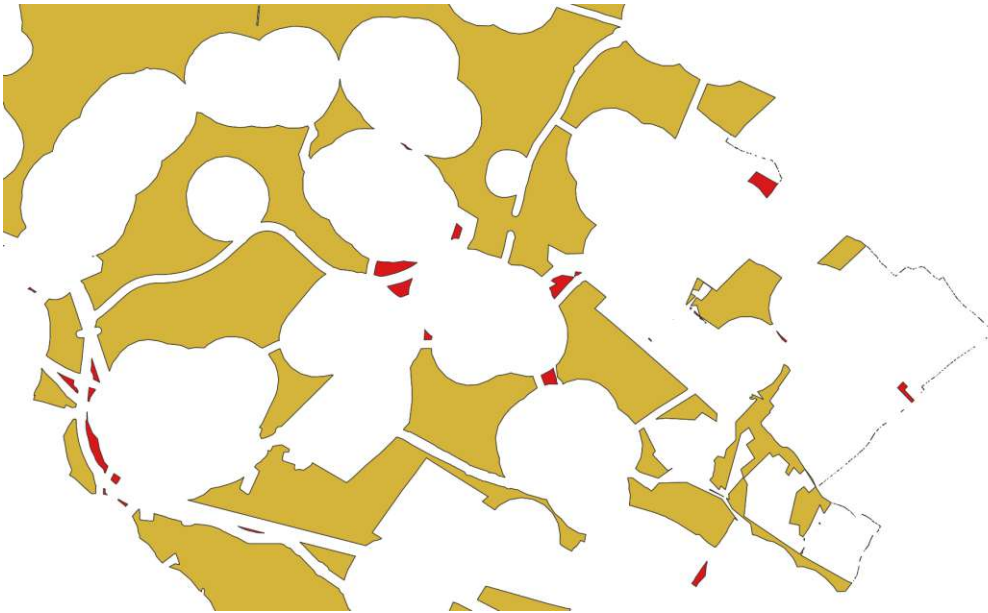


Abbildung 5.7: Filterung zu kleiner Restflächen (rot markiert).

Vergleich der Potenzialflächen mit Vorrangzonen und Bestandsflächen

Zur Plausibilisierung des Ergebnisses bzw. zur Bewertung der Qualität der Potenzialflächenkarte wird diese mit dem Vorrangzonen- und Bestandsanlagen-Layer überlagert. Damit soll überprüft werden, ob die auf Basis der gewählten Methodik erstellten Flächen tatsächliche Windparkflächen bzw. dafür vorgesehene Vorrangzonen auch wirklich abdecken. [Abbildung 5.8](#) zeigt eine gute Übereinstimmung der erstellten Potenzialflächen mit bekannten Vorrangzonen bzw. mit Bestandsflächen für das dargestellte Gebiet.

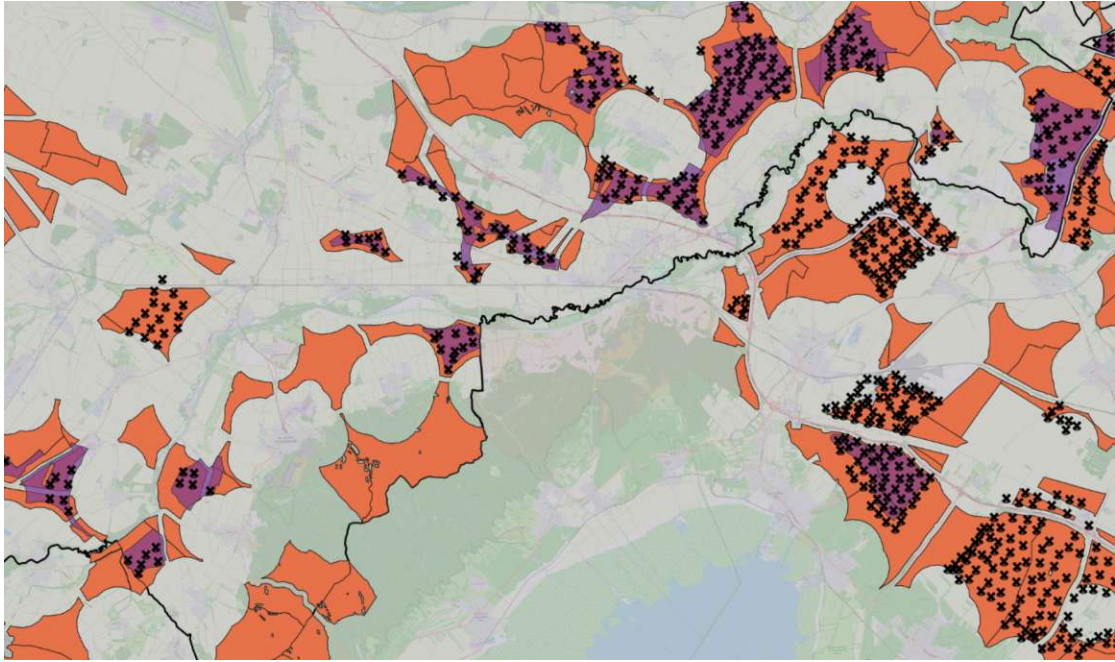


Abbildung 5.8: Überlagerung der erstellten Potenzialflächen (orange) mit den Vorrangzonen (violett) und dem WKA-Bestand (schwarze Kreuze) am Beispiel des nördlichen Burgenlandes bzw. Niederösterreichs, dargestellt in *QGIS*. Hintergrund: OpenStreetMap.

Verschneidung mit der Gemeindekarte

Um die resultierenden Potenzialflächen den Gemeinden, in welchen sie sich befinden, zuzuordnen bzw. gemeindeübergreifende Flächen auf diese aufzuteilen, wird die QGIS-Funktion „Intersection“ verwendet. Diese ist ein geografisches Analysewerkzeug, um die Schnittmengen zweier Geodaten-Layer zu ermitteln. Die Funktion erzeugt einen neuen Layer, der nur die Geometrien enthält, die in beiden ursprünglichen Layern vorhanden sind. Die beiden Input-Layer sind hierbei die Potenzialflächen und die Gemeindekarte erstellt in [Abschnitt 4](#). Gleichzeitig werden im neuen Potenzialflächen-Layer pro Fläche die Attribute der jeweiligen Gemeinde (GC, GKZ, BL, Bezirk, NUTS-3) ergänzt.

Anschließend werden durch die Gemeindefaufteilung zerschnittene Flächen mit der Funktion „Multipart to Singleparts“ in individuelle Flächen getrennt. Diese Funktion teilt jede mehrteilige Geometrie in ihre individuellen Bestandteile und erstellt für jedes Teil eine separate Geometrie. Anschließend werden die Flächeninhalte der getrennten Flächen neu berechnet und zu kleine Flächen, nach dem oben beschriebenen Kriterium, nochmals aussortiert.

Bestimmen des Vorrangzonen-Anteils pro Potenzialfläche

Die aus den angegebenen Datenquellen als Shapefile verfügbaren Vorrangzonen für Niederösterreich, das Burgenland und die Steiermark werden zu einem gemeinsa-

men Layer zusammengefasst. Um diese zusammengefassten Vorrangzonen in die Potenzialkarte zu integrieren, damit diese später in der Auswertung berücksichtigt werden können, werden die Überlappungen der Vorrangzonen mit den Flächen der Potenzialkarte berechnet und in den jeweiligen Flächen gespeichert. Dieser Prozess wird mithilfe der *QGIS*-Funktion „Overlap Analysis“ durchgeführt. Dabei werden in den Polygonen der Potenzialkarte die Werte der Überlappungsbereiche sowie der Anteil der Überlappung als neue Attribute automatisch hinterlegt.

Zusätzlich wird die Funktion „Count points in polygon“ eingesetzt, um die Anzahl der Bestandsanlagen in den Potenzialflächen zu ermitteln und als Attribut zu ergänzen. Befinden sich Bestandsanlagen in einer Fläche, wird diese bei der Verarbeitung im Verteil-Skript als Vorrangzone behandelt und bei der Verteilung entsprechend priorisiert. Die Visualisierung des für diese Ergänzung verwendeten Datensatzes ist in [Abbildung 4.1](#) dargestellt.

Die ergänzten Attribute für den Vorrangzonen-Anteil bzw. die Anzahl der Bestandsanlagen sind beispielhaft für eine Potenzialfläche in [Abbildung 5.10](#) visualisiert.

Bestimmen des Waldanteils pro Potenzialfläche

Waldflächen sollen keine Ausschlussflächen für Windkraft sein, ihr Anteil an Potenzialflächen soll allerdings vorgegeben werden können. Aus dem CLC-Datensatz können mit den CLC-Codes 311, 312 und 313 die Waldgebiete in Österreich gefiltert werden. Diese sind in [Abbildung 5.9](#) dargestellt. Um die Waldflächenanteile in den Potenzialflächen zu bestimmen, wird der Waldflächen-Layer anschließend mit dem Potenzialflächen-Layer überlagert. Dabei wird die gleiche Methode wie bei der Bestimmung des Vorrangzonen-Anteils verwendet.

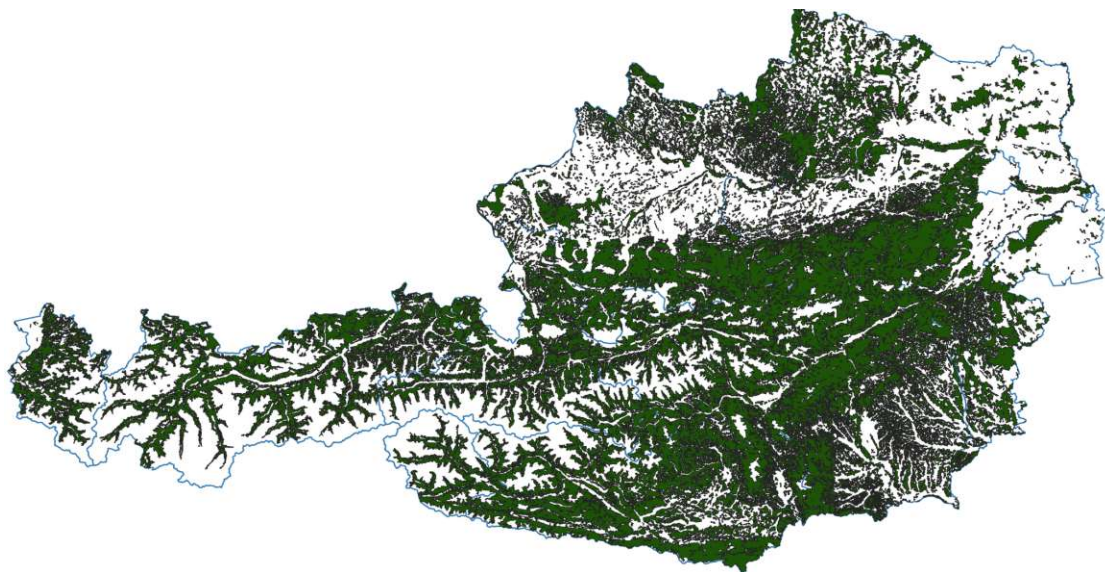


Abbildung 5.9: Waldgebiete in Österreich. Eigene Darstellung auf Basis von CLC-Daten in *QGIS*.

5.5.3 Bestimmen der Windleistungsdichte pro Potenzialfläche

In *QGIS* wird die Funktion „Zonal statistics“ verwendet, um Raster-Werte, wie zum Beispiel die Windleistungsdichte, mit einem überlagerten Polygon-Layer, etwa den Potenzialflächen, zu verknüpfen. Diese Funktion berechnet statistische Kennwerte (wie Mittelwert, Maximalwert oder Summe) der Raster-Werte innerhalb jedes Elements des Polygon-Layers. Um die Funktion anzuwenden, wird zunächst der Polygon-Layer (Potenzialflächen) und dann der Raster-Layer (Windleistungsdichte) ausgewählt. Dabei kann angegeben werden, welche statistischen Kennzahlen berechnet werden sollen. Nach der Ausführung werden die berechneten Werte als neue Attribute in den Polygon-Layer übernommen. Auf diese Weise wird die mittlere Windleistungsdichte als Attribut für jede Potenzialfläche ergänzt, um die Flächen später anhand dieses Wertes sortieren zu können. In [Abbildung 5.10](#) ist eine Potenzialfläche mit den ergänzten Attributen dargestellt.

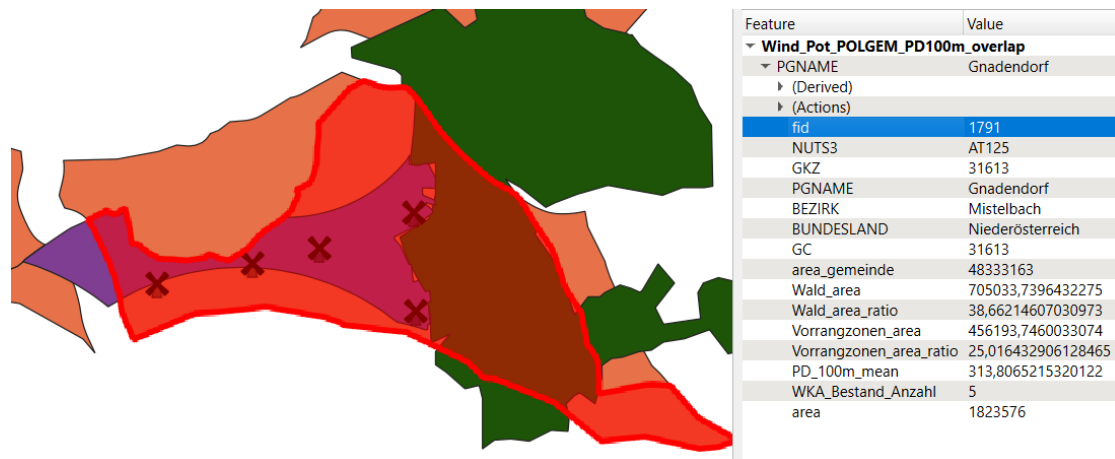


Abbildung 5.10: Attribute einer in *QGIS* markierten Windpotenzialfläche (rot). Potenzialflächen sind orange dargestellt. Die Zerteilung der Fläche ergibt sich aufgrund der Gemeindegrenzen. Waldflächen sind grün dargestellt, Vorrangzonen violett. Das Info-Fenster rechts zeigt die berechneten Waldanteile bzw. Vorrangzonenanteile und die Anzahl der beinhalteten Bestands-WKA (schwarze Kreuze).

Der Datensatz wird als GeoPackage abgespeichert und dient im Folgenden als Input-File für das Verteil-Skript in *Python*. Das *QGIS*-Projekt für die hier beschriebene Erstellung der Windpotenzialflächenkarte steht weiter zur Verfügung und diese kann damit nach Bedarf bearbeitet (zB um neue Vorrangzonen ergänzt) und weiter verfeinert werden. Die erstellte Windpotenzialflächenkarte für ganz Österreich ist in [Abbildung A6](#) im Anhang dargestellt. Der gesamte Flächeninhalt der ermittelten Potenzialflächen beträgt rund 5594 km², was 6,67 % der Fläche Österreichs entspricht (Fläche AT: 83.883 km²).

5.6 Windkraft-Regionalisierung

Die Regionalisierung der Windkraftleistung basiert auf der im vorigen Abschnitt eigens mit *QGIS* erstellten Windpotenzialflächenkarte, der Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung und einem in *Python* implementierten Verteil-Skript. Außerdem werden Daten zu Bundesland-Zielwerten, Bestandsanlagen, Projekten und weitere Parameter benötigt, welche aus Input-Files eingelesen werden. Die Methoden und die Vorgangsweise für die Erstellung des Skripts sind im Folgenden beschrieben. [Abbildung 5.11](#) gibt einen Überblick über den Ablauf.

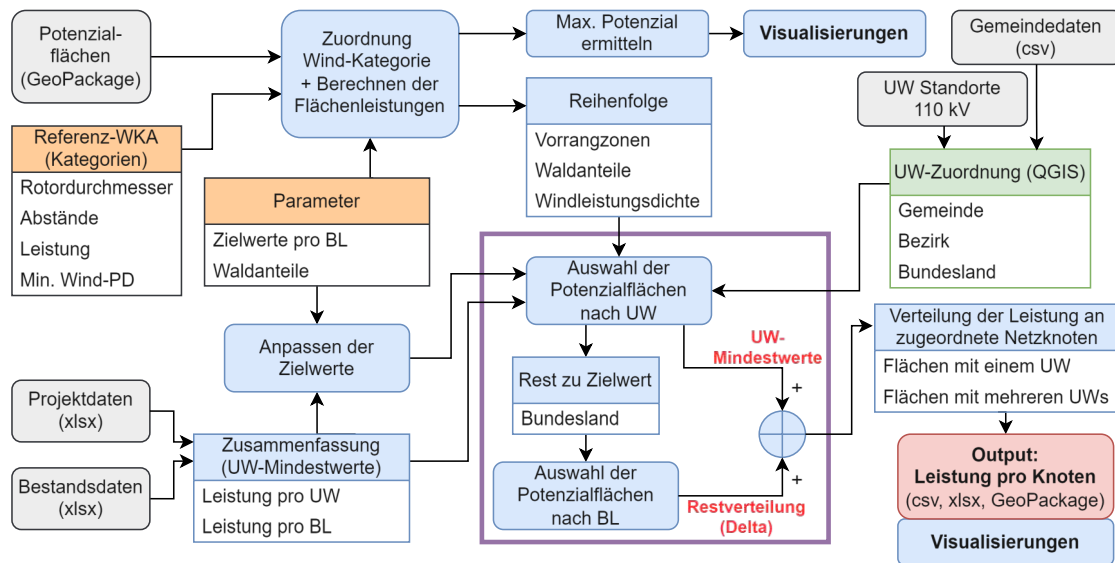


Abbildung 5.11: Flussdiagramm für die Windkraft-Regionalisierung. Blaue Elemente: *Python*-Funktionen. Graue Elemente: eingelesene Daten.

5.6.1 Einlesen von Bestands- und Projektdaten

Die Daten zu Bestandsanlagen und Projekten (geplante Anlagen für das gewünschte Zieljahr) sollen jeweils in einer Excel-Tabelle im entsprechenden Format wie in der Beispieldatei vorliegen und Informationen zur Engpassleistung (Gesamtleistung in kW pro Windpark bzw. Anlage) sowie die Umspannwerk-Zuordnung enthalten. Diese Daten werden bei der Ausführung des Skripts automatisch eingelesen und die Leistungen in MW-Werte umgerechnet. Bestands- und Projektdaten werden in einem DataFrame zusammengefügt und stehen anschließend für die Verteilung und Berechnung der UW-Leistungswerte zur Verfügung.

5.6.2 Einlesen von Zielwerten und Parametern

Im nächsten Schritt werden die Bundesland-Zielwerte (in MW) eingelesen. Diese sind vorgebar und definieren die angestrebte Mantelzahl für die Regionalisierung der Windkraftleistung auf die einzelnen Bundesländer. Um Bundesländer aus der

Verteilung auszunehmen, muss deren Zielwert auf 0 gesetzt werden. Damit wird diesen Ländern kein Windkraft-Zubau zugeordnet und sie enthalten nur Bestandsleistungen. Die Eingangsdaten stehen als Excel-Datei zur Verfügung und enthalten für jedes Bundesland zusätzlich einen Faktor, der den zu verwendenden Waldanteil (W) der Potenzialflächen angibt und für die Verteilung berücksichtigt werden kann. Die Verarbeitung dieser Parameter wird im Abschnitt zur Leistungsberechnung näher erläutert.

Für die Berechnung der installierbaren Leistung auf jeder Potenzialfläche werden Daten zu angenommenen Referenz-Windkraftanlagen (WKA) benötigt, welche als Grundlage für die Regionalisierung der Windkraft-Erzeugungsleistung dienen. Diese werden anpassbar gewählt, um flexibel auf technologische Änderungen der branchenüblichen Anlagentypen reagieren zu können, da davon auszugehen ist, dass diese in Zukunft größere Nabenhöhen und höhere Nennleistungen aufweisen werden [70, 71]. Zusätzlich sind Abstände zwischen Windkraftanlagen (jeweils pro Kategorie in Haupt- und Nebenwindrichtung) in einem Windpark als Parameter vorgebar. [Abbildung 5.12](#) zeigt die sich daraus ergebende benötigte Fläche pro WKA. Diese Parameter für die drei Kategorien von Windkraftanlagen stehen in einem zweiten Input-File zur Verfügung und beinhalten pro Wind-Kategorie (Cat1, Cat2, Cat3):

- Minimale Windleistungsdichte in W/m^2 (in 100 m Höhe)
- Nennleistung (P_N) der WKA in MW
- Rotordurchmesser (RD) der WKA in m
- Faktor für den Abstand in Hauptwindrichtung (d_H)
- Faktor für den Abstand in Nebenwindrichtung (d_D)

Aus diesen Angaben wird der leistungsspezifische Flächenverbrauch ($area_{MW}$ in m^2/MW) pro Windkategorie berechnet:

$$area_{MW} = \frac{RD^2 \cdot d_H \cdot d_N}{P_N} \quad (11)$$

Dieser Wert wird zusammen mit den eingelesenen Parametern für die drei Kategorien in einem DataFrame abgespeichert und dient als Grundlage für die Berechnung der maximal installierbaren Leistung pro Potenzialfläche.

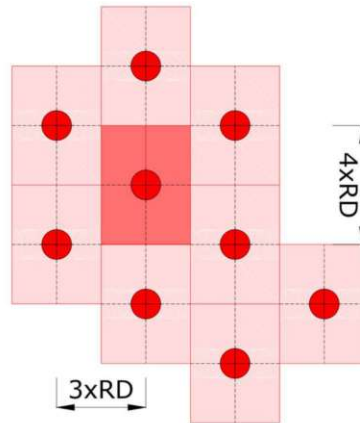


Abbildung 5.12: Anlagenabstände in Windparks (in diesem Beispiel: 4xRD Hauptwindrichtung, 3xRD Nebenwindrichtung). Auf Basis der gewählten Faktoren ergibt sich die benötigte Fläche pro Anlage [20].

5.6.3 Anpassen der Windkraft-Zielwerte

Die Bundesland-Zielwerte werden nach dem Einlesen im Skript automatisch angepasst, falls die Summenleistung aus den zuvor eingelesen Datensätzen für Bestand und Projekte pro Bundesland bereits höher als der Zielwert des Bundeslandes ist. Der Zielwert der Bundesländer mit Überschuss wird auf den Bestandwert gesetzt. Um den Gesamtzielwert für Österreich (die Summe der Zielwerte aller Bundesländer) damit nicht zu überschreiten, sondern exakt zu erreichen, wird der Überschuss jener Bundesländer, die ihren Zielwert (mit Leistungen aus Bestand und Projekten) bereits überschritten haben, proportional zur Höhe der jeweiligen Zielwerte von den Zielwerten der übrigen Bundesländer abgezogen, welche noch Ausbaubedarf haben. Die Berechnung der angepassten Zielwerte erfolgt dabei analog zu der in [Abschnitt 5.4.4](#) durchgeführten Anpassung der PV-Zielwerte.

5.6.4 Einlesen der Potenzialflächen und UW-Zuordnung

Die Windpotenzialflächenkarte, welche das technisch mögliche Windkraftpotenzial in Österreich darstellen soll, ist als GeoPackage verfügbar. Sie wird im Verteil-Skript eingelesen und in einem DataFrame gespeichert.

Um Potenzialflächen bestimmter Gemeinden oder Bezirke bei Bedarf auszunehmen, kann der erstellte DataFrame durch Anpassen des Skripts sehr einfach direkt in *Python* gefiltert werden. Dabei werden diese Potenzialflächen gelöscht und stehen für die folgende Windkraft-Regionalisierung nicht mehr zur Verfügung. Die Windpotenzialflächenkarte kann auch vor dem Einlesen mit *QGIS* bearbeitet werden.

Zusätzlich wird die zuvor erstellte Gemeinde-UW-Zuordnung geladen. Sind einer Gemeinde mehrere UW zugeordnet, werden diese als Liste im DataFrame für die Zuordnung gespeichert. Anschließend werden auf Basis des Gemeindecodes die beiden DataFrames zusammengeführt und damit die Potenzialflächendaten um die UW-Zuordnung erweitert.

5.6.5 Kategorisierung und Leistungsberechnung pro Potenzialfläche

Im nächsten Schritt wird die maximal mögliche installierbare Leistung für alle Potenzialflächen berechnet. In diesen sind die jeweiligen mittleren Windleistungsdichten hinterlegt, welche auf Basis der wählbaren Mindestwerte in drei Kategorien eingeteilt werden. Zur Bestimmung der Kategorien kann im Input-File die Mindest-Windleistungsdichte (in W/m^2 , 100 m über dem Boden) pro Kategorie festgelegt werden. Auf Grundlage dieser definierten Parameter wird den Potenzialflächen eine Kategorie und damit eine Referenz-Windkraftanlage zugewiesen und es wird die maximal installierbare Leistung unter Berücksichtigung des verfügbaren Flächeninhalts und der Nennleistung der entsprechenden Referenz-WKA berechnet.

Bei der Leistungsberechnung wird neben dem vorhandenen gesamten Flächeninhalt auch der Waldanteil pro Potenzialfläche berücksichtigt. Waldflächen sind nicht grundsätzlich von der Windkraftnutzung ausgeschlossen, sondern sollen in der Verteilung angemessen eingeplant werden. Da jedoch davon auszugehen ist, dass Windkraftanlagen bevorzugt auf freien Flächen errichtet werden, wird die Methodik so gewählt, dass der verfügbare Waldanteil in den Potenzialflächen für jedes Bundesland festgelegt werden kann. Potenzialflächen werden dabei nicht weiter in Flächen mit oder ohne Wald unterteilt, sondern es werden die bereits berechneten und hinterlegten Waldanteile (a_w) für die Leistungsberechnung herangezogen. Im Input-File kann, wie oben bereits erwähnt, pro Bundesland der zu verwendende Waldanteil (W) für die Potenzialflächen gewählt werden (zB 0,3). Enthält eine Potenzialflächen einen Waldanteil, werden von dieser Anteilsfläche nur 30 % als Potenzialfläche für die Verteilung berechnet. Potenzialflächen ohne bzw. mit kleinerem Waldanteil werden aufgrund der aufsteigenden Sortierung (nach Waldanteil) in der Verteilung bevorzugt. Die Vorgangsweise der Sortierung wird bei der Verteilung näher erläutert.

Die verfügbaren Flächen pro Potenzialfläche (A_{Pot} in m^2) und die sich daraus ergebenden maximal installierbaren Leistungen pro Fläche (P_{Pot} in MW) werden mithilfe der folgenden Formeln berechnet:

$$A_{Pot} = A_{ges} \cdot ((1 - a_w) + a_w \cdot W) \quad (12)$$

$$P_{Pot} = \frac{A_{Pot}}{area_{MW}} \quad (13)$$

Vom gesamten Flächeninhalt jeder Potenzialfläche (A_{ges}) wird, sofern vorhanden, der Waldanteil abgezogen. Anschließend wird der festgelegte zu verwendende Waldanteil wieder hinzugefügt. Dadurch ergibt sich die verfügbare Fläche für jede Potenzialfläche. Auf Grundlage dieser Fläche wird unter Berücksichtigung des zuvor berechneten leistungsspezifischen Flächenverbrauchs ($area_{MW}$) für die jeweilige Kategorie die maximal mögliche Leistung ermittelt. Da es sich bei der hier beschriebenen Methodik nur um eine Abschätzung von möglichen Maximalleistungen handelt, werden Formen von Flächen nicht berücksichtigt und es wird auf Basis des durchschnittlichen Flächenbedarfs gerechnet.

Parallel zur Leistungsberechnung wird in der dafür implementierten Funktion auch die Anzahl der für diese Leistung benötigten WKA (N_{WKA}) eruiert. Um die Anzahl dieser zu bestimmen, wird das Ergebnis der Leistungsberechnung pro Potenzialfläche (P_{Pot}) durch die vorgesehene WKA-Nennleistung der Kategorie (P_N) dividiert ([Gleichung 14](#)) und abgerundet. Anschließend wird die berechnete Anzahl der WKA wieder mit der vorgesehenen Leistung der WKA multipliziert. Damit ergibt sich die pro Fläche zu installierende Leistung gerundet auf WKA-Nennleistungswerte (Mindestanzahl an WKA = 1).

$$N_{WKA} = \frac{P_{Pot}}{P_N} \quad (14)$$

Die berechneten Werte werden im Datensatz für jede Potenzialfläche abgespeichert. Das berechnete maximale Potenzial wird im Skript automatisch für die zugeordneten Umspannwerke summiert und als UW-Übersichtskarte bzw. als summierte Bundesland- und Bezirkswerte ausgegeben. Für Beispiel-Parameter sind diese Grafiken im [Abschnitt 6.2.1](#) dargestellt.

5.6.6 Auswahl der Windpotenzialflächen

Um die Zielwerte pro Bundesland mit den Windkraftleistungen der am besten geeigneten Potenzialflächen zu befüllen, müssen die Potenzialflächen für jedes Bundesland nach Eignung sortiert und ausgewählt werden. Die installierbaren Leistungen pro gewählter Fläche werden dabei sukzessive aufsummiert, bis der gewünschte Zielwert erreicht ist.

Dabei ist zu beachten, dass die Bestandsdaten als Gesamtleistungen pro Umspannwerk vorliegen und genauere Daten zu Lage und Anzahl der WKA und damit die Information über den Bestandsdaten zugeordnete Potenzialflächen nicht zur Verfügung stehen. Deshalb müssen von den verfügbaren Potenzialflächen diese Bestandsflächen zuerst zugeordnet („verbraucht“) werden, bevor die vorgegebene Zubauleistung auf weitere Flächen verteilt wird.

Für Osttirol (Bezirk Lienz) ist ein eigener Zielwert vorgesehen. Ist dieser vorgegeben, wird den entsprechenden Potenzialflächen Osttirol als Bundesland zugeordnet und die Verteilung als eigenständiges Bundesland durchgeführt. Ist der Zielwert 0,

wird Osttirol automatisch in die Verteilung für Tirol übernommen und nicht mehr unterschieden.

Die Potenzialflächen werden im ersten Schritt pro Bundesland gefiltert und absteigend nach Vorrangzonenanteil, aufsteigend nach Waldanteil und absteigend nach Windleistungsdichte (in 100 m Höhe) sortiert. Der resultierende nach bester Eignung sortierte Datensatz wird anschließend pro Bundesland in einer Schleife verarbeitet.

Da die Bestands- und Projektdaten auf UW-Basis vorliegen, erfolgt die Verteilung der Potenzialflächen im ersten Schritt anhand der aus diesen Daten ermittelten UW-Mindestwerte. Zu diesem Zweck wird der nach BL gefilterte Potenzialflächen-Datensatz in einer Schleife für jedes UW erneut gefiltert und es werden die zugeordneten Flächen absteigend nach der oben beschriebenen Sortierung ausgewählt, bis der gewünschte UW-Mindestwert erreicht ist. Sobald dieser Wert erreicht ist, wird die Iteration beendet und es erfolgt die Verteilung der Flächen für das nächste UW. Da viele Potenzialflächen aufgrund der Gemeindezuordnung mehreren UW zugeordnet sind, werden bereits verwendete Flächen während dieses Vorgangs in einer Liste gespeichert und in jeder Iteration geprüft, um doppelte Zuordnungen zu vermeiden. Die beschriebene Vorgangsweise im *Python*-Skript ist in [Algorithmus 1](#) als Pseudocode skizziert und die Einordnung in den gesamten Regionalisierungsprozess zusätzlich im Flussdiagramm in [Abbildung 5.11](#) farblich durch einen violetten Rahmen gekennzeichnet dargestellt.

Die Leistung der während der UW-Iterationen ausgewählten Potenzialflächen wird aufsummiert und mit dem Zielwert des jeweiligen Bundeslandes verglichen. Falls der Zielwert des Bundeslandes nach der Verteilung entsprechend der UW-Mindestwerte noch nicht erreicht ist, wird im zweiten Schritt der verbleibende Bedarf bis zum Erreichen des Bundesland-Zielwertes mit den noch verfügbaren Potenzialflächen aufgefüllt, welche nach bester Eignung innerhalb des Bundeslandes sortiert sind. Die bei diesem Vorgang ausgewählten Flächen entsprechen dem benötigten Zubau an Windkraftleistung pro Bundesland, der bislang noch nicht geplant wurde. Der Pseudocode zur implementierten Vorgangsweise wird in [Algorithmus 2](#) gezeigt.

Algorithmus 1: Auswahl der Windpotenzialflächen nach UW-Zielwerten

Input: `df_wind_pot` - wind potential areas (DataFrame)
 `uw_zielwerte` - substation target values (DataFrame)
 `BL_zielwerte` - bundesland target values (Dictionary)
 `bundeslaender` - list of bundeslaender to process
Output: `wind_pot_result` - list of result DataFrames for each BL

```

1  foreach bundesland in bundeslaender do
2      zielwert_BL ← value from BL_zielwerte for current bundesland
3      filtered_BL ← rows in df_wind_pot where 'bundesland' matches
        bundesland
4      initialize empty list rows_to_keep
5      set cumulative_power_BL ← 0
6      uw_BL ← values in column 'uw_bezeichner' where 'bundesland'
        matches bundesland
       // ### Substation (UW) Loop ###
7      foreach uw_temp in uw_BL do
8          uw_zielwert ← value from uw_zielwerte for current uw_temp
9          filtered_UW ← rows in filtered_BL where 'uw_bezeichner'
            contains uw_temp
10         df_sorted_UW ← filtered_UW sorted by ['vorrang', 'wald',
            'windpower']
11         set cumulative_power_UW ← 0
12         foreach row in df_sorted_UW do
13             if row index not in rows_to_keep then
14                 if cumulative_power_UW < uw_zielwert then
15                     cumulative_power_UW += row['MW']
16                     cumulative_power_BL += row['MW']
17                     append index to rows_to_keep
18                 else
19                     adjust row['MW'] to fit remaining uw_delta
20                     cumulative_power_UW += adjusted MW
21                     cumulative_power_BL += adjusted MW
22                 break
23         // #####
        Run „Algorithmus 2“ here (remaining allocation for BL)
        // #####
24         df_sorted_BL_result ← rows in df_sorted_BL with indices in
            rows_to_keep
25         append df_sorted_BL_result to wind_pot_result

```

Algorithmus 2: Auswahl der Windpotenzialflächen nach BL-Zielwerten

```

// ### remaining allocation for bundesland Loop ###
1 df_sorted_BL ← filtered_BL sorted by ['vorrang', 'wald',
    'windpower']
2 foreach row in df_sorted_BL do
3     if row index not in rows_to_keep then
4         if cumulative_power_BL < zielwert_BL then
5             cumulative_power_BL += row['MW']
6             append index to rows_to_keep
7         else
8             adjust row['MW'] to fit remaining BL_delta
9             cumulative_power_BL += adjusted MW
10        break

```

Die Wahl dieser zweistufigen Vorgangsweise, wie bereits oben erläutert, dient dem Zweck sicherzustellen, dass Potenzialflächen, die bereits für bestehende Anlagen oder Projekte erforderlich sind, durch ihre UW-Zuordnung reserviert werden und daher nicht erneut für die Zubau-Verteilung genutzt werden können.

Die pro Bundesland erstellten Datensätze mit den ausgewählten Potenzialflächen werden am Ende der Funktion in einem Datensatz zusammengefügt. Dieser enthält pro Potenzialfläche die folgenden ergänzten Attribute: Bezeichner des bzw. der zugeordneten UW, zugeordnete Leistung (MW), WKA-Anzahl und Wind-Kategorie. [Abbildung 5.13](#) zeigt beispielhaft die Attribute einer ausgewählten Potenzialfläche, dargestellt in *QGIS*. Diese Potenzialfläche ist einem einzelnen UW zugeordnet und umfasst derzeit zehn Bestands-WKA. Aufgrund der in den Input-Parametern festgelegten Werte für WKA-Leistung und Abstände ergibt sich in der Leistungsbeziehung für diese Fläche die Anzahl von elf installierbaren WKA. Mit der bestehenden Anlagendichte, könnten auf der konkreten Potenzialfläche offensichtlich deutlich mehr als elf Anlagen errichtet werden. Die im Skript verwendete Nennleistung zur Berechnung der Anlagenanzahl (Referenz-WKA) ist jedoch höher, wodurch sich ein größerer Flächenbedarf pro Anlage und entsprechend eine geringere Anlagendichte ergibt.

Die für die Regionalisierung insgesamt „verbrauchten“ Flächen werden anschließend als Plot im Skript ausgegeben und als GeoPackage abgespeichert. Visualisierungen dieser Outputs sind für die durchgeführte Beispiel-Regionalisierung in [Abschnitt 6.2.2](#) dargestellt.

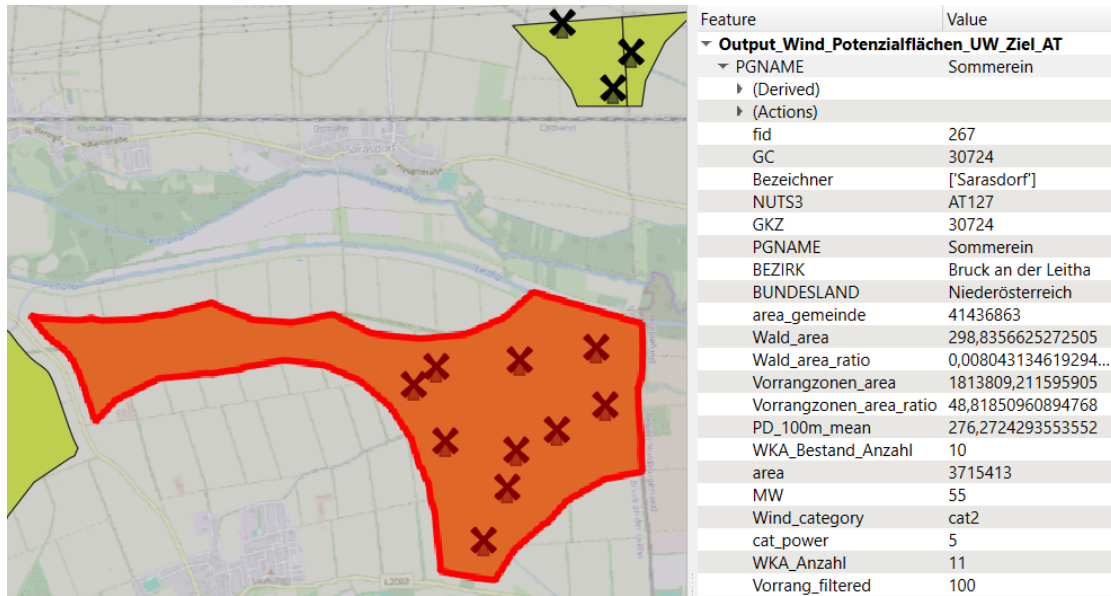


Abbildung 5.13: Daten einer durch die Methodik ausgewählten Windpotenzialfläche (rot markiert) im Output-Geopackage. Die schwarzen Kreuze sind Bestandsanlagen. Darstellung in *QGIS*. Hintergrund: OpenStreetMap.

5.6.7 UW-Aufteilung der Windkraftleistungen

Nachdem die Potenzialflächen auf Basis der Sortierung und der Zielwerte pro Umspannwerk (UW) und Bundesland (BL) ausgewählt sind, müssen die entsprechenden Leistungen noch auf die zugeordneten UW aufgeteilt werden. Dabei ist zu beachten, dass Potenzialflächen aufgrund der Zuordnung auf Gemeindebasis mehreren UW zugeordnet sein können. Um diese Mehrfachzuordnung aufzulösen, wird ein zusätzlicher Algorithmus implementiert, der während des Durchlaufes des Skripts automatisch ausgeführt wird. Dabei werden die Flächen nach der Anzahl der zugeordneten UW gefiltert. Die verbleibenden Leistungen zum BL-Zielwert für Flächen, die mehreren UW zugewiesen sind und noch keinem UW-Mindestzielwert zugeteilt wurden, werden gleichmäßig auf die betreffenden UW verteilt. Anschließend werden die so berechneten Leistungen je UW in einem DataFrame zusammengeführt, in Bestands- und Zubauleistung (Delta) unterteilt und in einer Tabelle ausgegeben.

Aus diesem DataFrame werden die Output-Daten als Excel- und CSV-Datei exportiert. Zusätzlich wird dieser Datensatz automatisch mit den Daten der UW-Liste zusammengefügt, um die geografischen Daten pro Standort zu ergänzen. Daraus wird ein GeoPackage erstellt und ebenfalls exportiert. Dieses enthält eine Punktekarte aus allen UW-Standorten, welche pro UW die zugewiesene Leistung (Bestand und Zubau getrennt) sowie die Anzahl der Bestandsanlagen-WKA und die zugebauten WKA auf Basis der durchgeführten Regionalisierung beinhaltet.

6 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Abschnitt wird die Anwendung der beiden zuvor beschriebenen Verteil-Skripts zur Regionalisierung jeweils betreffend PV und Windkraft für Beispiel-Zielwerte bzw. Beispiel-Eingangsdaten und -Parameter skizziert und die dabei erstellten und ausgegebenen Ergebnisse werden dargestellt und interpretiert.

Anschließend wird die Anwendung der erzeugten Output-Daten aus den Verteil-Skripts in der Netzmodellierung und Lastflussberechnung des APG-Netzes beschrieben und mit den Ergebnissen von Lastflussberechnungen auf Basis der bestehenden Regionalisierung verglichen. Zusätzlich werden die jeweiligen Regionalisierungsergebnisse einander gegenübergestellt und die Ergebnisse der neu erstellten Methodik bewertet.

6.1 PV-Regionalisierung anhand von Beispiel-Parametern

6.1.1 PV: Input-Daten

Als Eingangsdatensatz für Potenziale werden die in [Abschnitt 5.3](#) beschriebenen Datensätze für Freiflächen- und Dachflächen-PV der BOKU-Studie [58] verwendet. Diese werden beim Ausführen des Skripts automatisch eingelesen und angepasst.

Die folgenden Karten und Diagramme werden im *Python*-Skript automatisch auf Basis der eingelesenen Potenzialdaten erstellt und während der Ausführung ausgegeben. [Abbildung 6.1](#) zeigt die mittleren Volllaststunden pro Gemeinde basierend auf den hinterlegten Daten für verfügbare Flächen (Rasterpunkte) des Freiflächen-Datensatzes.

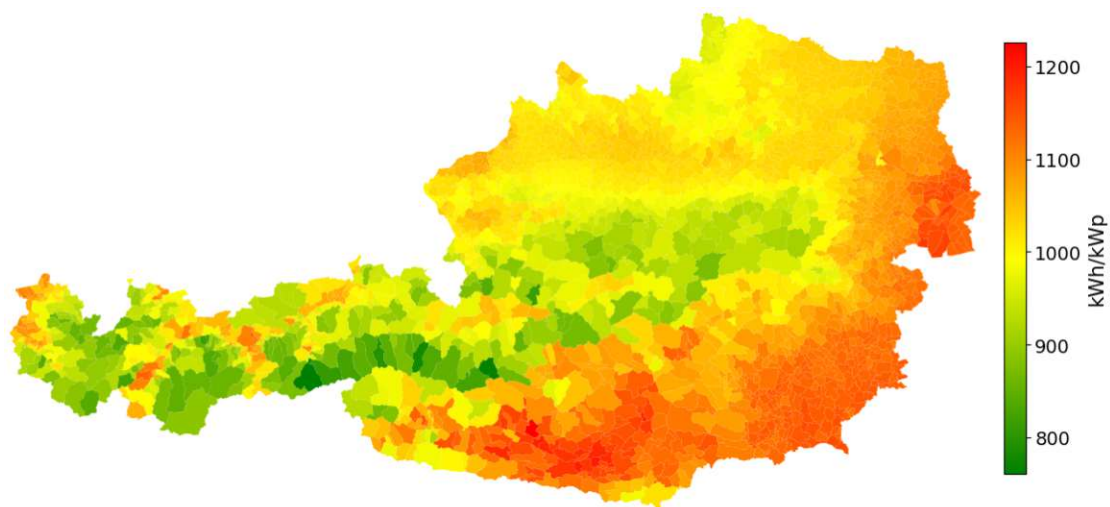


Abbildung 6.1: PV-Volllaststunden pro Gemeinde (eigene Darstellung aus dem eingelesenen Freiflächen-Potenzialdatensatz).

Die maximalen Dachflächen-Potenziale werden pro Gemeinde als Energiewerte in [Abbildung 6.2](#) gezeigt. Darin sind u. a. die Potenzialunterschiede zwischen ländlichen und städtischen Gebieten deutlich erkennbar. In [Abbildung 6.3](#) ist das maximale Freiflächen-Potenzial als Energiedichte pro Gemeinde bezogen auf die Gemeindefläche dargestellt.

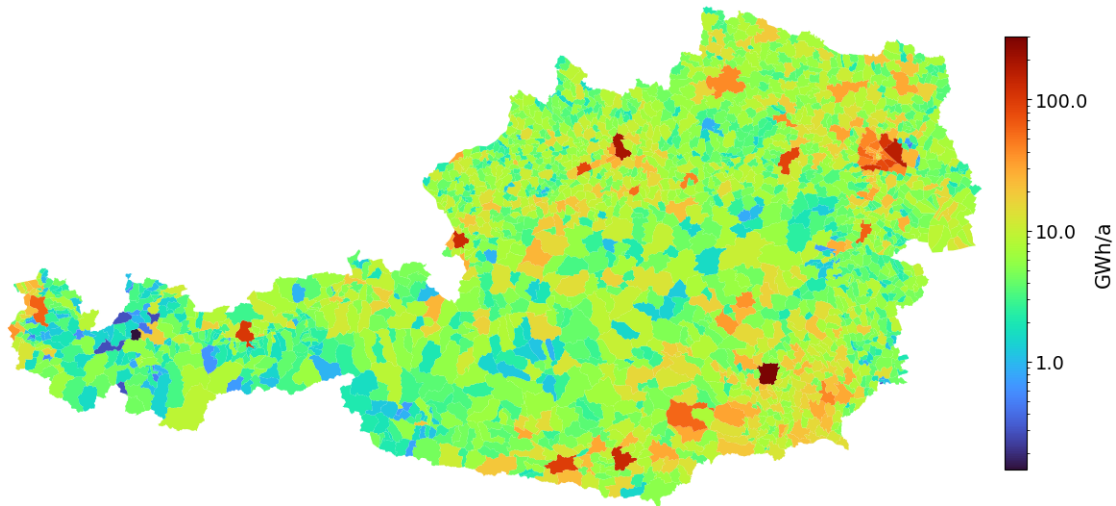


Abbildung 6.2: Maximales Dachflächen-PV-Potenzial (Energie) pro Gemeinde.

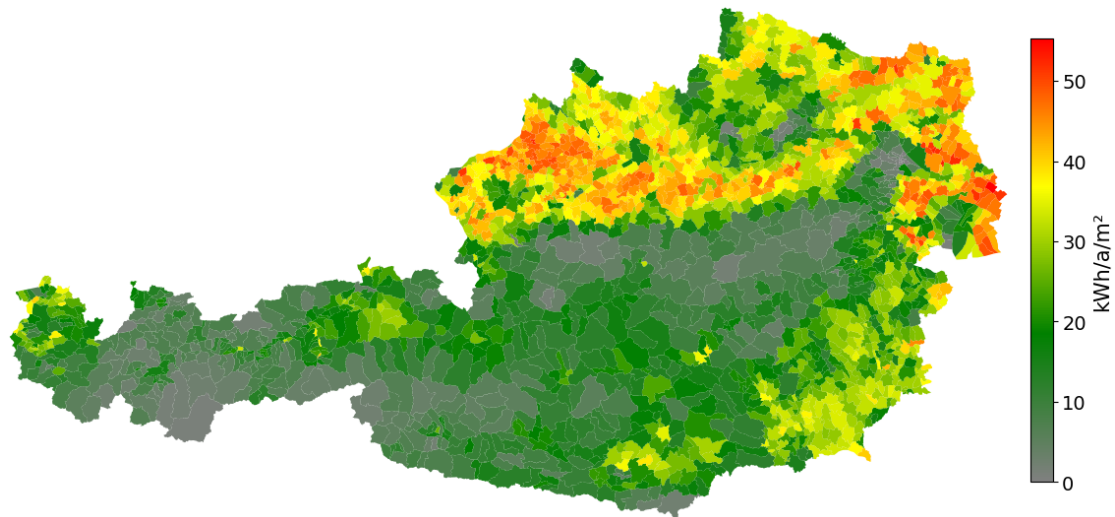


Abbildung 6.3: Maximales Freiflächen-PV-Potenzial (Energiedichte) pro Gemeinde.

Die beiden Diagramme in [Abbildung 6.4](#) zeigen die Daten der Potenzialdatensätze für Freiflächen- und Dachflächen-PV jeweils aufsummiert und im Bundesland-Vergleich.

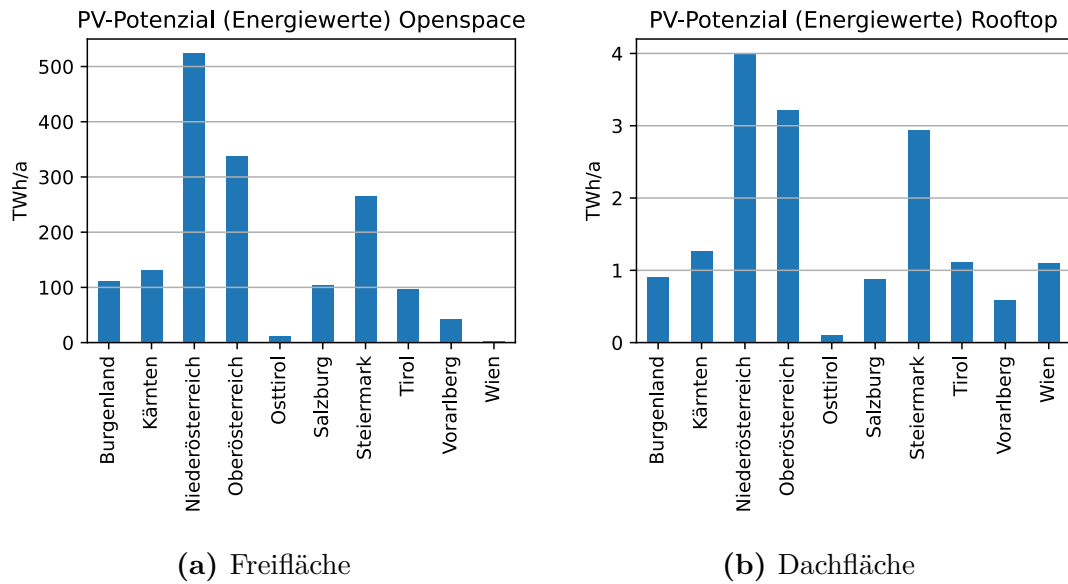


Abbildung 6.4: Maximales PV-Potenzial (Energiewerte) pro Bundesland und Anlagentyp. Berechnet aus den eingelesenen Potenzialdatensätzen.

Für das Freiflächen-Potenzial ergibt sich insgesamt ein Wert von 1614 TWh für ganz Österreich und damit ein unrealistisch großer Energiewert. Dieser basiert auf dem eingelesenen Freiflächen-Potenzialdatensatz, der alle verfügbaren Flächen miteinbezieht, ohne dabei Einschränkungen zu berücksichtigen. Obwohl die (unrealistischen) absoluten Potenzialwerte für die Analyse keine Relevanz haben, ermöglicht der Vergleich der daraus abgeleiteten relativen Werte eine Skalierung des angenommenen Zubaus pro Gemeinde in der implementierten Zubauberechnung.

Als Eingangsdatensatz für PV-Bestandsdaten wird die in [Abschnitt 5](#) beschriebene CSV-Datei verwendet (exportierte STATatlas-Daten [60]). Die pro Bundesland zusammengefassten Leistungswerte sind in [Tabelle 1](#) gelistet. Die Anteile der jeweiligen Anlagentypen sind aus diesem Datensatz nicht bekannt. Um die Leistungen für die Zubauberechnung den beiden Anlagentypen zuzuordnen, werden die Bestands-Anteile für die Beispiel-Regionalisierung auf Basis der Informationen in [15, S. 14] für alle Bundesländer auf 12 % (OS) und 88 % (RT) festgelegt.

Projektdaten (geplante PV-Anlagen) werden in dieser Auswertung nicht berücksichtigt, da die Daten nicht auf Gemeindebasis zur Verfügung stehen.

Für die Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung wird der in [Abschnitt 5.2](#) beschriebene Datensatz geladen.

Die gewählten Zielwerte pro Bundesland basieren auf den Angaben zu Ausbauzielen für 2030 im ÖNIP [1, S. 51]. Die dort gelisteten Energiewerte wurden mit angenommenen 1000 Volllaststunden in die entsprechenden Leistungswerte umgerechnet.

Die Zubau-Anteile für RT und OS werden beispielhaft für alle Bundesländer, außer für das Burgenland, auf 50 % festgelegt. D. h., der berechnete Zubau an PV-Leistung soll zu gleichen Anteilen auf Dachflächen- und Freiflächen-PV aufgeteilt sein. Für das Burgenland ist im ÖNIP ein vergleichsweise hoher Zielwert festgelegt, für welchen ein Anteil von 50 % im Zubau das RT-Restpotenzial laut Potenzialdatensatz bereits übersteigt. Deshalb wurde der RT-Anteil am Zubau in den Input-Parametern deutlich kleiner gewählt. Dies unterstreicht die Notwendigkeit von Freiflächenanlagen neben dem Ausbau von Dachflächen-PV, um den gewünschten Zielwert zu erreichen.

Die für die Beispiel-Regionalisierung im Input-File festgelegten Zielwerte und Parameter sind in [Tabelle 2](#) zusammengefasst. Auf Basis dieser Werte wurde die Zubauberechnung im Skript durchgeführt und es wurden daraus die Output-Daten erstellt, welche im folgenden Abschnitt beschrieben sind.

Bundesland	Zielwert	RT-Anteil Zubau	OS-Anteil Zubau	RT-Anteil Bestand	OS-Anteil Bestand
Burgenland	2400	0,20	0,80	0,88	0,12
Kärnten	200	0,50	0,50	0,88	0,12
Niederösterreich	3000	0,50	0,50	0,88	0,12
Oberösterreich	3500	0,50	0,50	0,88	0,12
Osttirol	0	0,50	0,50	0,88	0,12
Salzburg	600	0,50	0,50	0,88	0,12
Steiermark	1100	0,50	0,50	0,88	0,12
Tirol	1500	0,50	0,50	0,88	0,12
Vorarlberg	300	0,50	0,50	0,88	0,12
Wien	800	0,50	0,50	0,88	0,12
AT gesamt	13400				

Tabelle 2: Beispiel-Parameter aus dem Input-File für die PV-Regionalisierung, Zielwerte in MW.

6.1.2 PV: Output-Daten

Nach dem Einlesen der oben beschriebenen Input-Daten wird im *Python*-Skript der Zubau an PV-Leistung pro Gemeinde berechnet. Das Ergebnis wird automatisch ausgegeben und ist in [Abbildung 6.5](#) dargestellt. Für Kärnten und die Steiermark erkennt man, dass kein Zubau zugewiesen wird. Dies liegt daran, dass der Bestand für die beiden Bundesländer bereits größer als der vorgegebene Zielwert ist. D. h., die Vorgaben für das Ausbauziel für das Jahr 2030 aus dem ÖNIP sind für diese Bundesländer bereits erfüllt. Dies bedeutet natürlich nicht, dass hier kein Zubau mehr stattfinden wird. Das Beispiel soll aber diesen Aspekt der Funktionsweise des Verteil-Skripts verdeutlichen.

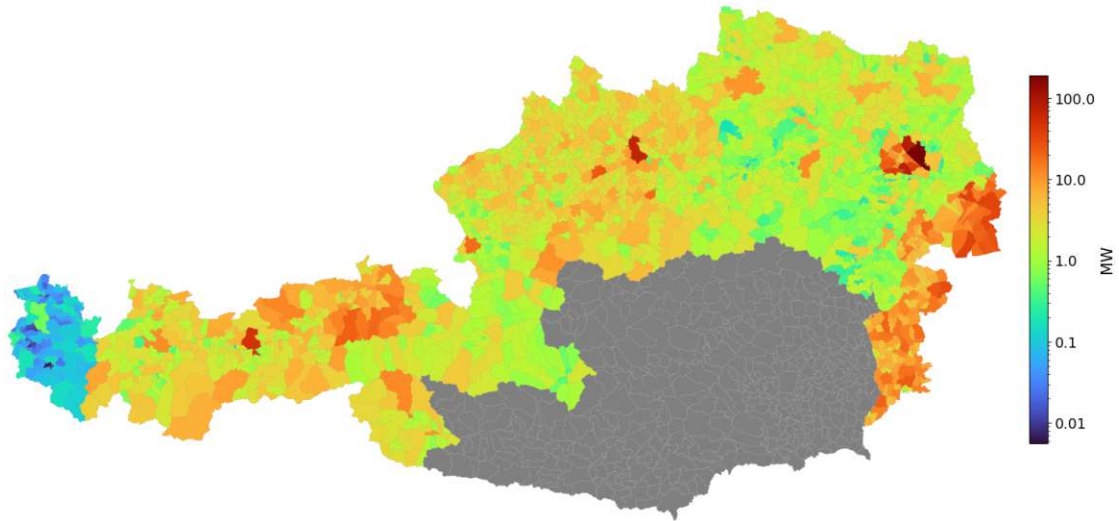


Abbildung 6.5: PV-Zubau pro Gemeinde. Graue Gemeinden: kein Zubau.

Der berechnete Zubau pro Gemeinde wird anschließend mit den Bestandsdaten zusammengeführt und nach der UW-Zuordnung als Gesamtdatensatz ausgegeben. Die Gesamt- bzw. Zubauleistungen, aufgeteilt in RT- und OS-Anteile, werden anschließend pro Umspannwerk in einzelnen Plots direkt im Skript angezeigt. Visualisierungen dieser Werte sind in [Abbildung 6.6](#) und [Abbildung 6.7](#) dargestellt. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht dabei der dem Umspannwerk zugewiesenen Leistung.

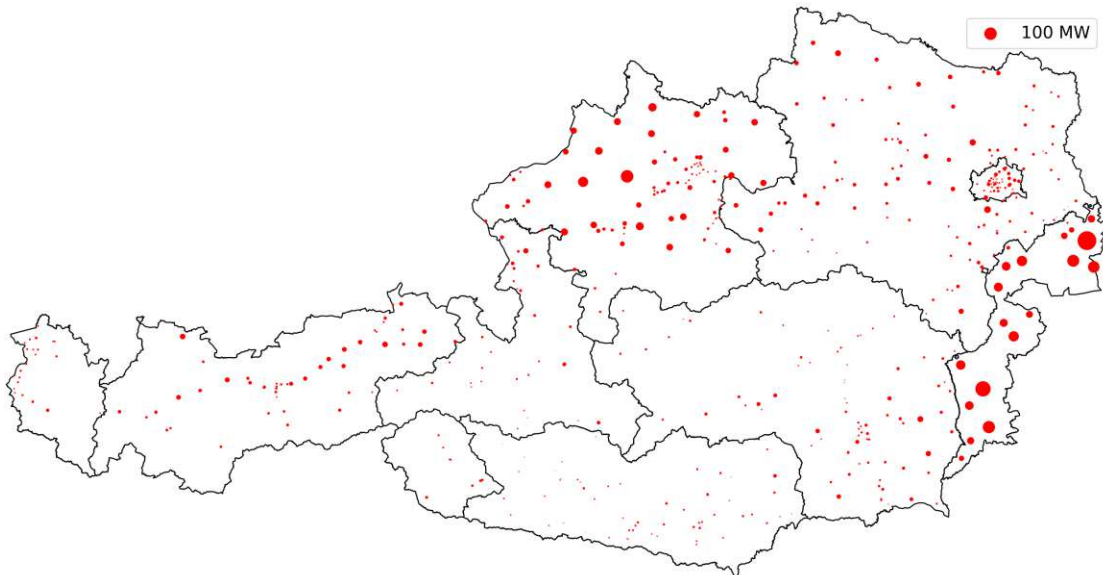


Abbildung 6.6: PV-Leistung gesamt pro UW. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der zugewiesenen Leistung.

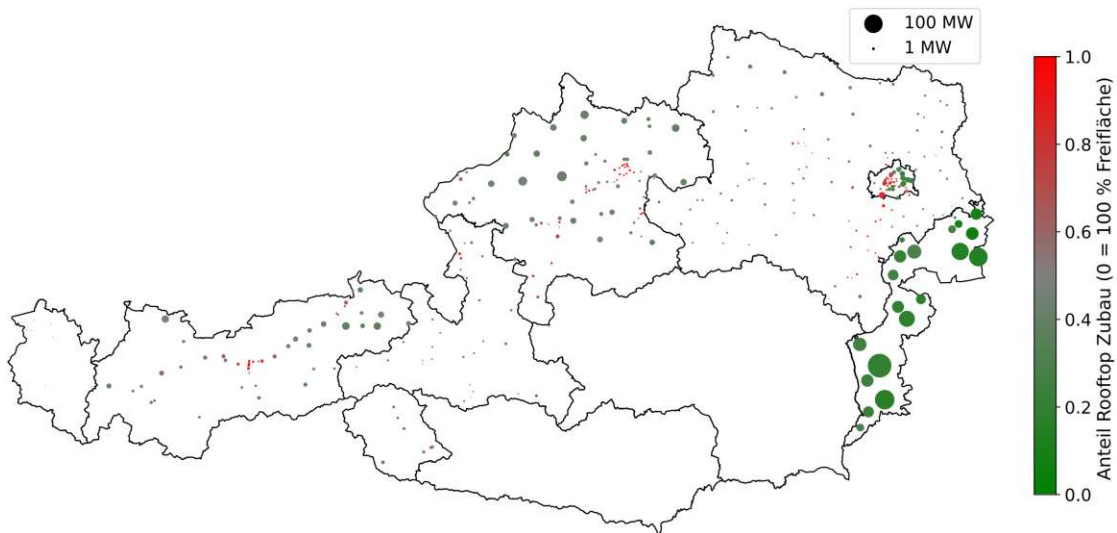


Abbildung 6.7: PV-Zubauleistung pro UW. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der zugewiesenen Leistung. Die Farbe der Punkte zeigt die Aufteilung der Leistung in RT- oder OS-Anteile laut Skala.

Der erstellte UW-Datensatz wird automatisch als Excel- bzw. CSV-File abgespeichert. Zusätzlich wird daraus ein GeoPackage erstellt, welches eine Punktekarte aus allen UW-Standorten und deren zugewiesene Leistung (Bestand und Zubau) enthält. Die pro Datenpunkt enthaltenen Attribute sind für ein Beispiel-UW in [Abbildung 6.8](#) dargestellt.

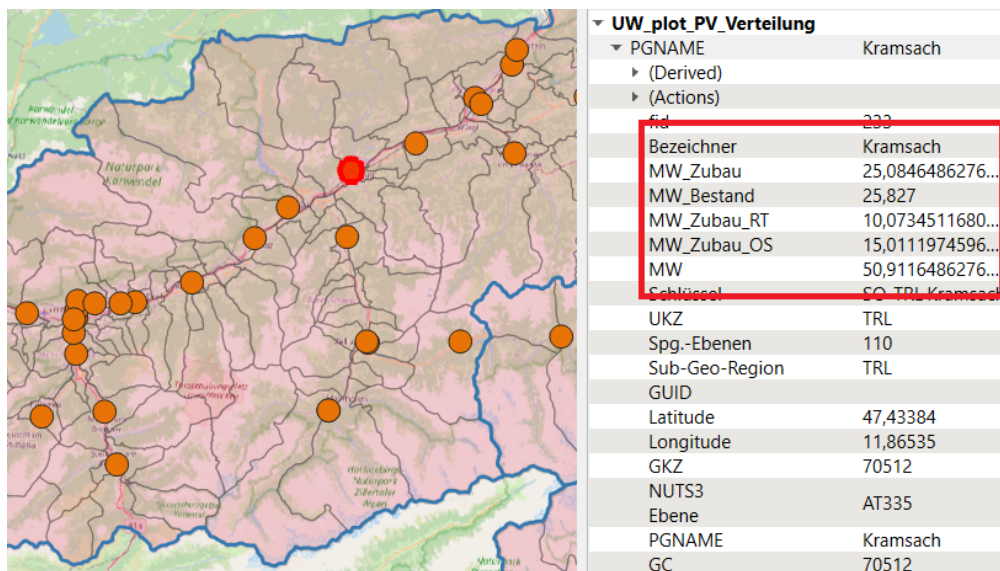


Abbildung 6.8: UW-Parameter im Output-GeoPackage für ein UW in Tirol. Auf der rechten Seite sind die im Verteil-Skript ergänzten Leistungen in MW abzulesen (roter Rahmen). Screenshot aus *QGIS*. Hintergrund: OpenStreetMap.

6.2 Windkraft-Regionalisierung anhand von Beispiel-Parametern

6.2.1 Windkraft: Input-Daten

Als Eingangsdatensatz für Potenziale wird die in [Abschnitt 5.5](#) erstellte Windpotenzialflächenkarte verwendet, dargestellt in [Abbildung A6](#) im Anhang. Diese ist als GeoPackage verfügbar und wird beim Ausführen des Skripts automatisch importiert.

Windkraft-Bestandsdaten und -Projektdaten (geplante Anlagen bis 2030) werden aus den in [Abschnitt 5.6](#) beschriebenen Dateien eingelesen.

Die Gemeinde-Umspannwerk-Zuordnung wird aus dem in [Abschnitt 5.2](#) beschriebenen Datensatz geladen.

Die gewählten Zielwerte pro Bundesland basieren auf den Angaben zu Ausbauzielen für 2030 im ÖNIP [1, S. 48]. Diese Energiewerte wurden mit angenommenen 1850 Volllaststunden in die entsprechenden Leistungswerte umgerechnet und gerundet. Die für die Leistungsberechnung zu verwendenden Waldanteile pro Potenzialfläche wurden für alle Bundesländer mit 30 % festgelegt, mit Ausnahme von Niederösterreich und dem Burgenland. Für diese beiden Bundesländer wurde der Wert auf 0 gesetzt, da hier vergleichsweise große Potenzialflächen ohne Waldanteil zur Verfügung stehen. Diese für die Beispiel-Regionalisierung im Input-File festgelegten Zielwerte und Parameter sind in [Tabelle 3](#) zusammengefasst. Mit diesen Werten wird die Leistungsberechnung und Flächenverteilung im Skript im Folgenden erstellt.

Bundesland	Zielwert	Wald_Pot_Anteil
Burgenland	2900	0
Kärnten	400	0,30
Niederösterreich	4300	0
Oberösterreich	200	0,30
Osttirol	0	0,30
Salzburg	200	0,30
Steiermark	900	0,30
Tirol	200	0,30
Vorarlberg	100	0,30
Wien	10	0
AT gesamt	9210	

Tabelle 3: Beispiel-Parameter aus dem Input-File für die Windkraft-Regionalisierung, Zielwerte in MW.

Um die Regionalisierung der Windkraft-Erzeugungsleistung durchführen zu können, werden zusätzlich Daten zu Referenz-Windkraftanlagen für die Berechnung der installierbaren Leistung pro Potenzialfläche benötigt. Die Werte für die minimale Windleistungsdichte (Wind PD) pro Kategorie in [Tabelle 4](#) wurden in Anlehnung an die Güteklassen in der Studie zu Österreichs Windpotential der Energiewerkstatt [20] gewählt. Nennleistungen und Rotordurchmesser (RD) für die Referenz-WKA wurden für die drei Kategorien wie gelistet in [72, S. 11] gewählt.

Wind Kategorie	Minimum Wind PD @100m	RD_m	Leistung MW	Abstand Haupt-WR xRD	Abstand Neben-WR xRD
Cat3	180	152	5	5	4
Cat2	220	129	5	5	4
Cat1	350	117	5	5	4

Tabelle 4: Beispiel-Parameter aus dem Referenz-WKA-Input-File.

Diese Parameter werden im Skript eingelesen und basierend auf der jeweiligen mittleren Windleistungsdichte den Potenzialflächen die entsprechende Kategorie zugeordnet. Damit werden der leistungsspezifische Flächenverbrauch und die installierbaren Leistungen für die einzelnen Potenzialflächen berechnet und im Datensatz für jede Potenzialfläche abgespeichert. Die gesamten verfügbaren und im Skript kategorisierten und ausgegebenen Flächen werden in [Abbildung A7](#) gezeigt. Das berechnete maximale Potenzial wird automatisch für die zugeordneten Bezirke bzw. Umspannwerke summiert und als Karten visualisiert. Außerdem werden die summierten Bundeslandwerte ausgegeben, dargestellt in [Abbildung 6.9](#).

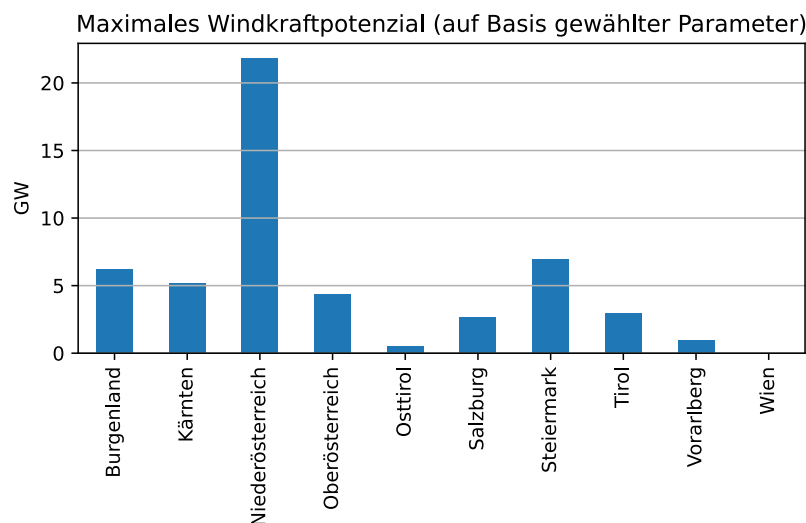


Abbildung 6.9: Maximales Windkraftpotenzial (Leistung in GW) pro Bundesland berechnet für die eingelesenen Potenzialflächen und die gewählten Parameter.

Die Übersichtskarte in [Abbildung 6.10](#) zeigt das maximale Windkraftpotenzial als Leistung pro Bezirk. Darin sind die Potenzialkonzentrationen im Osten aufgrund der dort verfügbaren relativ großen Flächen deutlich erkennbar. Dieses maximale Leistungspotenzial ist in [Abbildung 6.11](#) entsprechend der Gemeindedaten der Potenzialflächen den Umspannwerken zugeordnet als Standortübersicht dargestellt.

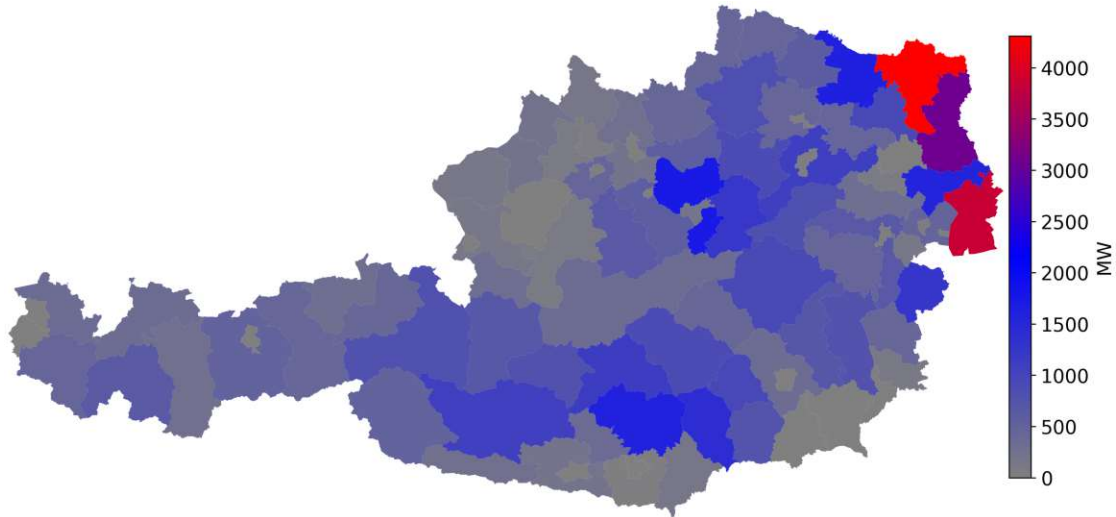


Abbildung 6.10: Maximale Windkraftleistung pro Bezirk.

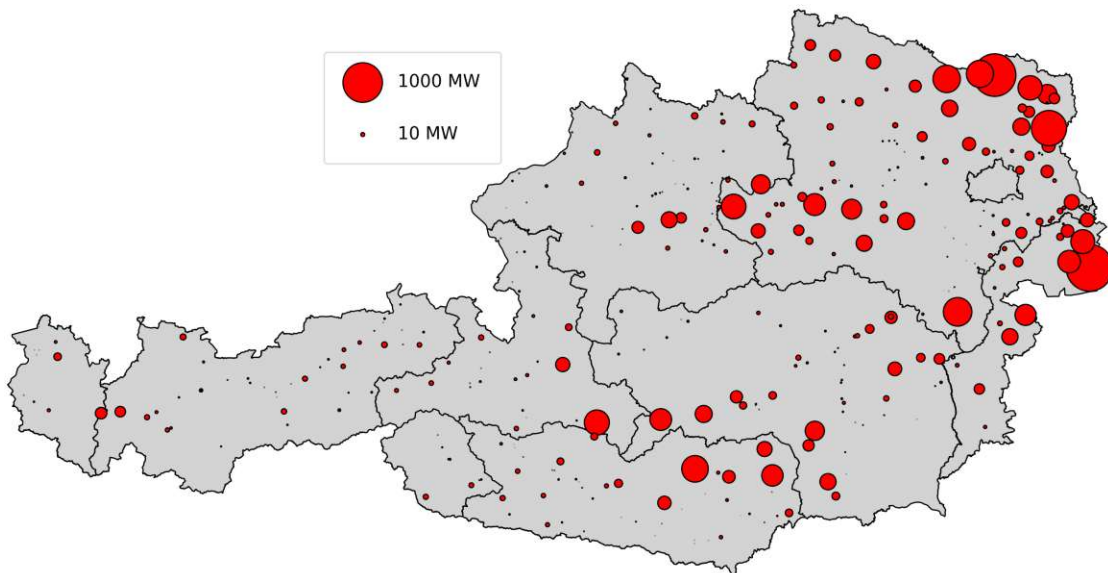


Abbildung 6.11: Maximale Windkraftleistung pro UW. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der zugewiesenen Leistung.

6.2.2 Windkraft: Output-Daten

Nach dem Einlesen der oben beschriebenen Input-Daten und der Berechnung der Leistungen pro Potenzialfläche werden diese Flächen entsprechend der Methodik

beschrieben in [Abschnitt 5.6](#) für die gegebenen Bundesland- und UW-Zielwerte basierend auf den eingelesenen Daten verteilt. Das Ergebnis der Zubauberechnungen und der UW-Zuordnung wird im Skript automatisch angezeigt. Die für die Regionalisierung insgesamt „verbrauchten“ Flächen werden als Karte ausgegeben und als GeoPackage abgespeichert. Diese kategorisierten Flächen sind in [Abbildung 6.12](#) ersichtlich.

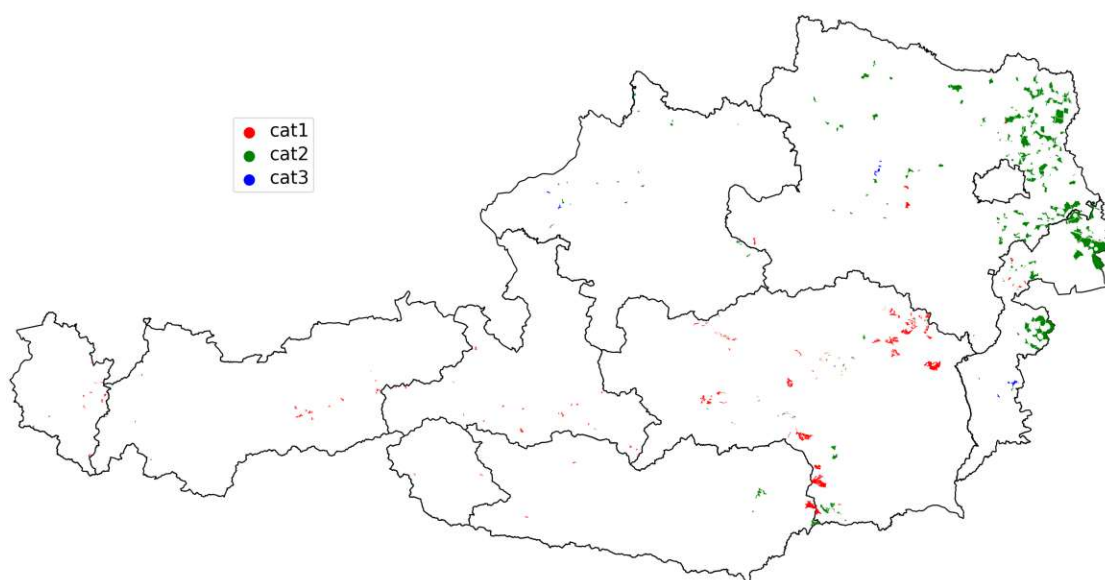


Abbildung 6.12: Für die gewählten Zielwerte und Parameter verteilte und kategorisierte Windpotenzialflächen. Karte erstellt im Verteil-Skript.

Zusätzlich werden die für die Regionalisierung benötigten Flächen in km² pro Bundesland (area_used) berechnet und deren Anteil (area_used_%) an der Gesamtpotenzialfläche pro Bundesland (area_pot) im Skript angezeigt. Für die Beispiel-Regionalisierung sind diese Flächenwerte in [Tabelle 5](#) gelistet.

Bundesland	area_used_km ²	area_pot_km ²	area_used_%
Burgenland	268,37	666,69	40,3
Kärnten	27,58	547,52	5
Niederösterreich	404,72	2576,35	15,7
Oberösterreich	16,88	387,16	4,4
Salzburg	13,44	254,62	5,3
Steiermark	184,51	835,98	22,1
Tirol	12,54	223,11	5,6
Vorarlberg	7,31	67,41	10,8
Wien	0,21	0,21	100

Tabelle 5: Für die gewählten Zielwerte und Parameter benötigte Flächen, verglichen mit der verfügbaren Gesamtpotenzialfläche pro Bundesland. Werte aus dem Verteil-Skript.

Der berechnete Zubau pro UW-Standort wird anschließend mit den Bestandsdaten zusammengeführt und nach der UW-Zuordnung als Gesamtdatensatz ausgegeben. Die Gesamt- bzw. Zubauleistungen werden zusätzlich pro Umspannwerk in zwei Plots direkt im Skript angezeigt. Diese sind in [Abbildung 6.13](#) und [Abbildung 6.14](#) dargestellt. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht dabei der zugewiesenen Leistung. Der erstellte UW-Datensatz wird automatisch als Excel- bzw. CSV-File exportiert. Zusätzlich wird aus diesen Daten ein GeoPackage erstellt und exportiert, welches eine Punktekarte mit allen UW-Standorten und deren zugewiesene Leistungen (Bestand, Projekte und Zubau) enthält.

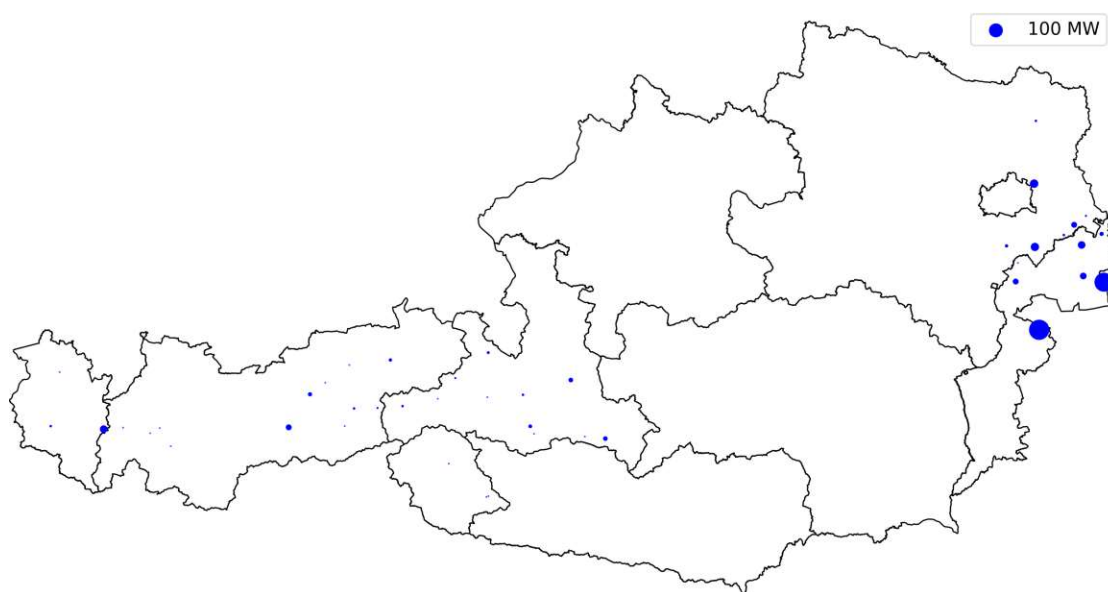


Abbildung 6.13: Windkraft-Zubauleistung pro UW. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der zugewiesenen Leistung.

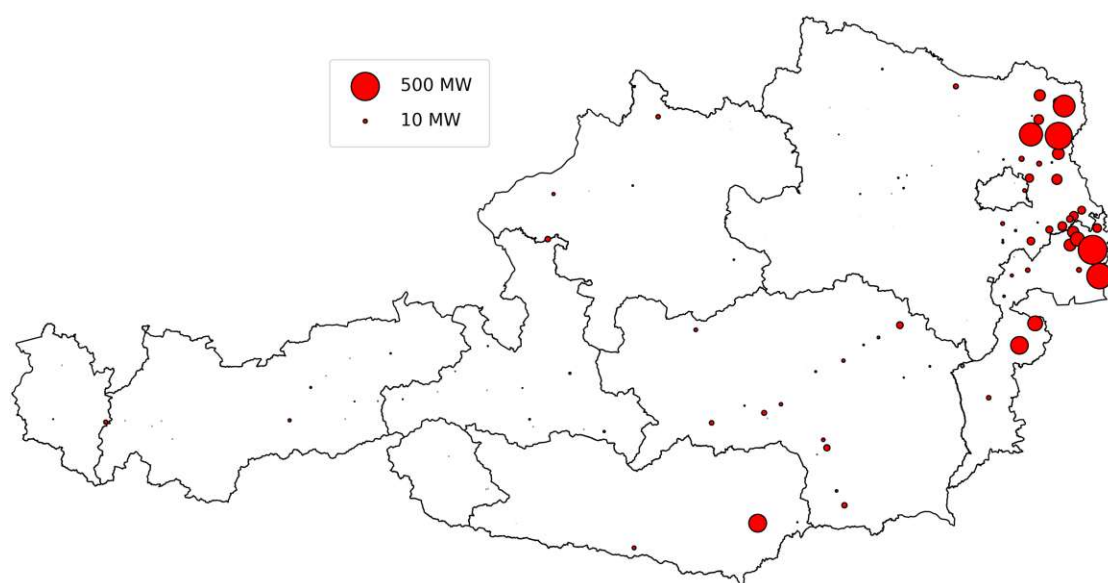


Abbildung 6.14: Gesamte verteilte Windkraftleistung pro UW. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der zugewiesenen Leistung.

6.3 Zusammengefasste Output-Daten

Die Output-Daten der beiden Skripts für PV- und Windkraft-Regionalisierung werden anschließend in einer Datei zusammengefasst. Diese enthält für alle eingangs eingelesenen Umspannwerke die zugeordneten Leistungen für PV und Windkraft, jeweils aufgeteilt in Bestands- und berechnete Zubauleistung. Für zwei UW-Standorte sind die enthaltenen Daten beispielhaft in [Tabelle 6](#) dargestellt.

UW Bez.	PV Delta MW	PV Bestand MW	Zubau RT MW	Zubau OS MW	PV MW	Wind Delta MW	Wind Bestand MW	Wind Projekt MW	Wind MW
UW1	8,2	26,5	3,8	4,5	34,7	0	0	0	0
UW2	132,5	10,7	19,8	112,6	143,1	210	253,4	0	463,4
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Tabelle 6: Der Output-Datensatz enthält eine Tabelle mit Wind- und PV-Leistung für jedes Umspannwerk der eingelesenen UW-Liste. Die Werte in den Spalten „Delta“ entsprechen dem berechneten Zubau pro Standort.

Der Datensatz in dieser Form ist das Endergebnis der durchgeführten Regionalisierung der Bundesland-Zielwerte der Erzeugungsleistung von Windkraft und PV auf Netzknoten und dient als Input für die Lastflussberechnungen und Analysen zur Netzplanung im APG-Netzmodell für das gewünschte Zieljahr. Über die UW-Bezeichner können die zugeordneten Leistungen mit den entsprechenden Netzknoten in der Berechnung verknüpft werden.

6.4 Simulationen und Analysen

Die mit den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Methoden erstellten Netzelemente für PV und Windkraft werden im weiteren Verlauf in Netzmodellen verwendet. Die Netzelemente werden im Modell an den entsprechenden Umspannwerken mit den ermittelten Werten eingefügt. Diese Werte stellen dabei die installierte Leistung für das ausgewählte Szenario dar. In einem vorgelagerten Schritt werden Marktsimulationen berechnet, die eine stundengenaue Auflösung aller Marktteilnehmer (Erzeuger, Lasten, Marktmechanismen usw.) zum Ergebnis haben. Über eine Zuordnung dieser Ergebnisse zu den dazugehörigen Elementen im Netzmodell ist es möglich, Lastflüsse zu berechnen und komplexere Analysen wie die Bewertung der (n-1)-Sicherheit oder Stabilitätskriterien für jede Stunde im Jahr durchzuführen. Diese Berechnungen dienen dann dazu, die vorhandene Infrastruktur und geplante Ausbaumaßnahmen zu bewerten.

Um die Ergebnisse der in dieser Arbeit beschriebenen Regionalisierungsmethode mit der bestehenden Regionalisierung vergleichen zu können, wurden die im vorigen Abschnitt erläuterten Regionalisierungs-Skripts erneut ausgeführt, jedoch mit abweichenden Eingangsdaten. Diese enthalten gegenüber den ÖNIP-Daten leicht angepasste Zielwerte des Szenarios „National Trends 2030“ (NT 2030), wie sie in der Regionalisierung in den aktuellen Netzentwicklungsplänen verwendet werden [5] (Dokument: Grundlagen für die Netzentwicklung, S. 13). Damit ein Vergleich mit der bisherigen Methode möglich ist, kommen in den beiden durchgeführten Lastflusssimulationen identische Bundesland-Zielwerte zum Einsatz.

Für die Simulation wurde ein Netzmodell verwendet, welches das österreichische Übertragungsnetz einschließlich der 110-kV-Verteilnetze abbildet. Umliegende Länder wie Deutschland oder Slowenien sind als Randnetzeinspeisungen modelliert, welche den grenzüberschreitenden Austausch darstellen und auf die entsprechenden Leitungen verteilt werden. Das Modell repräsentiert den Netzausbauzustand für das Jahr 2030 und berücksichtigt alle bis dahin laut Planung umgesetzten Netzausbaumaßnahmen. Ergänzend liegen Marktdaten in Form von Jahreszeitreihen vor. Auf Basis des Szenarios NT 2030 wurden Lastflusssimulationen mit identischen Szenariodaten, jedoch unterschiedlicher Regionalisierung, durchgeführt. Dabei bleiben die erzeugten Energiemengen aus Photovoltaik und Windkraft in beiden Varianten gleich, lediglich ihre regionale Verteilung ist unterschiedlich.

Zur Analyse der Auswirkungen der neu entwickelten Regionalisierungsmethode wird das Ergebnis der Lastflussberechnung, basierend auf den mit den Verteil-Skripts generierten Eingangsdaten zur Leistungsverteilung, mit den bestehenden Ergebnissen der derzeit verwendeten Regionalisierungsmethode verglichen. In den Simulationsergebnissen des verwendeten Netzmodells werden dabei die jeweiligen Auslastungen der 380-kV- und 220-kV-Leitungen im APG-Übertragungsnetz gegenübergestellt. Das Netzmodell beinhaltet, wie bereits oben erwähnt, auch die 110-kV-Leitungen der Verteilnetze, deren Auslastungen werden allerdings nicht berechnet und betrachtet. Der Fokus der Analyse liegt auf jenen Leitungen, bei denen die größten Abweichungen in der Auslastung festgestellt wurden. Diese

Änderungen sind für vier Leitungen als Prozentwerte für jede Stunde im simulierten Jahr 2030 in [Abbildung 6.15](#) dargestellt. Leitung 3 ist eine 380-kV-Leitung, bei den restlichen handelt es sich um 220-kV-Leitungen.

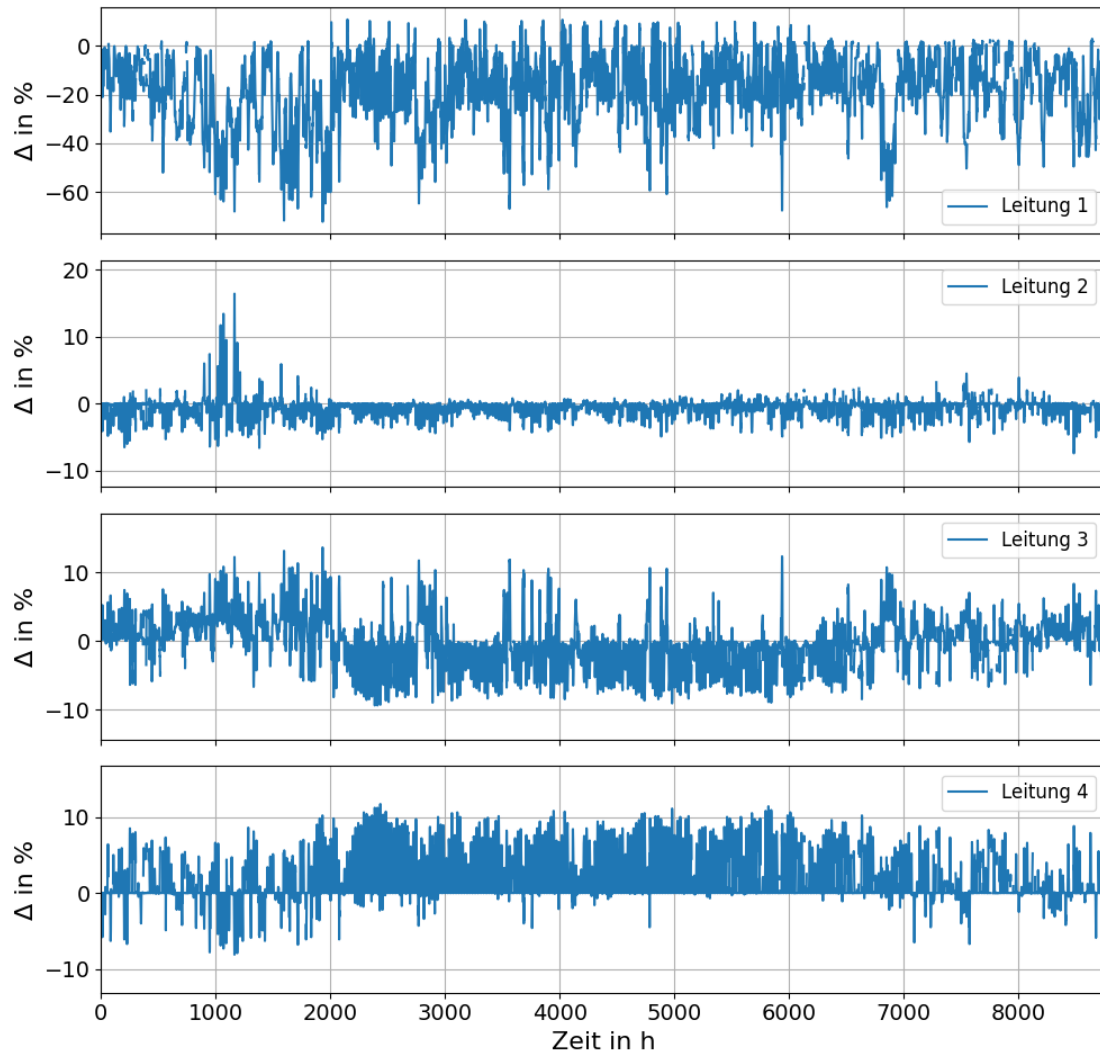


Abbildung 6.15: Prozentuelle Änderung der Leitungsauslastungen (Δ) über ein Jahr. Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen aktueller und neu erstellter Regionalisierung der Windkraft- und PV-Leistung im Netzmodell für das Jahr 2030.

Da höhere Leitungsauslastungen in verschiedenen Simulationsergebnissen grundsätzlich bedeutender für die Analyse und Identifizierung potenzieller Engpässe in der Netzplanung sind als niedrigere Auslastungen, werden diese zusätzlich hervorgehoben und visualisiert. Die folgenden Abbildungen zeigen die Änderungen in den Leitungsauslastungen dargestellt als Dichtefunktion der Normalverteilung der Mittelwerte bzw. Standardabweichungen der Auslastungsänderungen, berechnet für alle Stunden des betrachteten Jahres. In [Abbildung 6.16](#) wurden die Leitungen nach dem maximalen Mittelwert der Auslastungsänderung (höhere Auslastung) sortiert und die ersten sechs Leitungen dieser Liste dargestellt. Hierbei fällt

Leitung 1 mit vergleichsweise hohen Abweichungen auf. Es handelt sich dabei um eine 220-kV-Leitung in Oberösterreich. Leitung 2 ist ebenfalls eine 220-kV-Leitung, bei den restlichen handelt es sich um 380-kV-Leitungen im Großraum Wien.

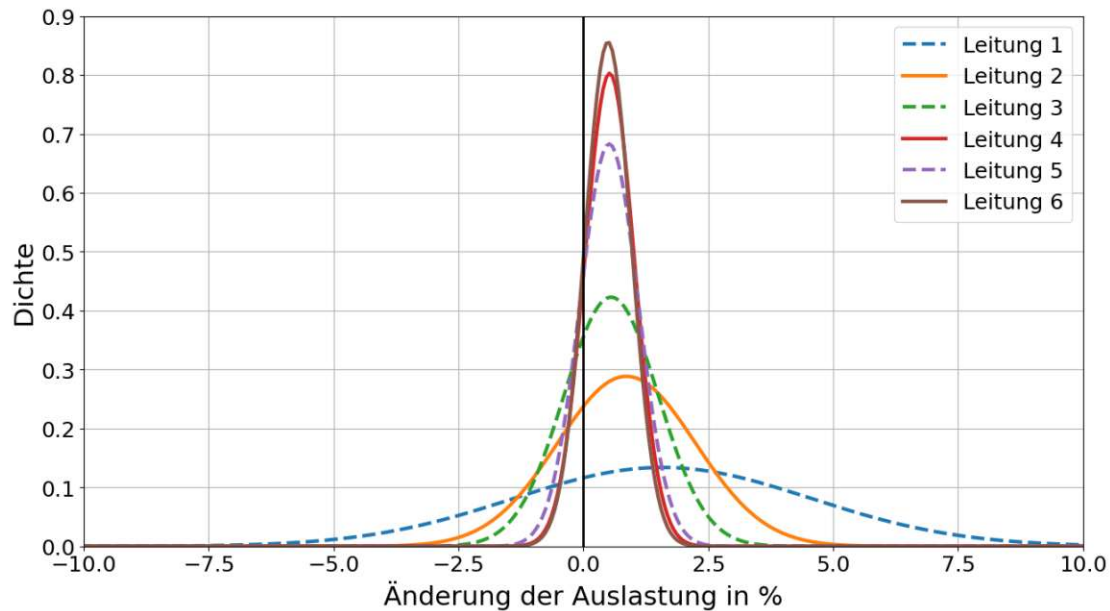


Abbildung 6.16: Änderung der Leitungsauslastungen über ein Jahr, dargestellt als Dichtefunktionen. Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen aktueller und neu erstellter Regionalisierung der Windkraft- und PV-Leistung für die Leitungen mit den größten Mittelwerten der Auslastungsänderung.

In [Abbildung 6.17](#) wurden zusätzlich die Leitungen nach dem minimalen Mittelwert (niedrigere Auslastung), also dem maximal negativen Mittelwert, der Auslastungsänderung sortiert und die ersten sechs Leitungen dieser Liste dargestellt. Die Leitungsamen wurden zufällig vergeben und es handelt sich dabei nicht um die gleichen Leitungen wie in der Darstellung darüber. In dieser Grafik fällt Leitung 1 mit vergleichsweise großer Änderung in der Leitungsauslastung auf. Dabei handelt es sich um eine 220-kV-Leitung im nördlichen Burgenland, die gleiche Leitung wie im Jahreslauf in [Abbildung 6.15](#) ganz oben dargestellt (Leitung 1). Diese große Abweichung ist vermutlich auf die in der entwickelten Methode verwendete, im Vergleich zur bestehenden Regionalisierung abweichende Priorisierung der Windpotenzialflächen für den Zubau zurückzuführen. Möglicherweise liegt die Ursache aber auch in einer fehlerhaften Gemeinde-UW-Zuordnung von Potenzialflächen im Rahmen der Leistungsverteilung. Dies muss im Netzmodell näher untersucht werden. Die mit der entwickelten Methodik durchgeführte Zuordnung entspricht nicht zwingend den tatsächlichen elektrischen Anbindungen der Gemeinden an die Netzknoten. Da derzeit keine detaillierten Daten zu den Verteilnetzen vorliegen, kann die Korrektheit der Zuordnungen derzeit nicht vollständig bewertet werden.

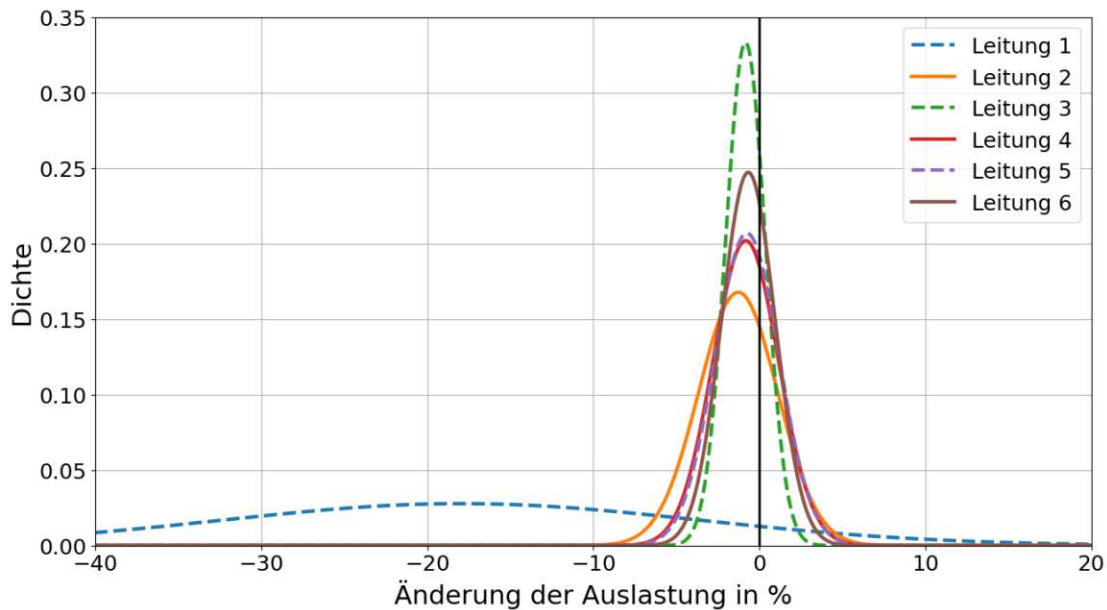


Abbildung 6.17: Änderung der Leitungsauslastungen über ein Jahr, dargestellt als Dichtefunktionen. Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen aktueller und neu erstellter Regionalisierung der Windkraft- und PV-Leistung für die Leitungen mit den kleinsten Mittelwerten der Auslastungsänderung.

6.5 Vergleich der Regionalisierungsergebnisse (UW-Leistungen)

Um die Ergebnisse der Lastflusssimulationen nachvollziehen und bewerten zu können, werden im Folgenden die Umspannwerks-Leistungswerte (UW-Leistungen) der beiden Regionalisierungsmethoden (bestehende und neu erstellte), jeweils für Windkraft und PV, miteinander verglichen.

Die Differenzen der UW-Leistungen aus den Ergebnissen der beiden Windkraft-Regionalisierungen sind in [Abbildung 6.18](#) ersichtlich. Sie zeigen Unterschiede in der Verteilung des Zubaupotenzials, die auf eine abweichende Priorisierung der Windpotenzialflächen zurückzuführen sind, insbesondere im östlichen Niederösterreich und im nördlichen Burgenland. Diese Unterschiede erklären u. a. die oben beschriebenen Veränderungen in der Auslastung einzelner Leitungen. Die auffällige Abweichung der UW-Werte im Mittelburgenland stammt vermutlich von einer fehlerhaften Zuordnung von Potenzialflächen zu Umspannwerken (Gemeinde-UW-Zuordnung). Diese wirkt sich jedoch nicht signifikant auf die betrachteten Leitungsauslastungen aus, da die betroffenen Umspannwerke an derselben 110-kV-Leitung im Verteilnetz angeschlossen sind und somit auf denselben Netzknoten bzw. dieselbe Leitung im Übertragungsnetz wirken. In den übrigen Bundesländern sind kaum Veränderungen erkennbar, da die jeweiligen Zielwerte dort bereits durch Bestandsanlagen oder geplante Projekte abgedeckt werden.

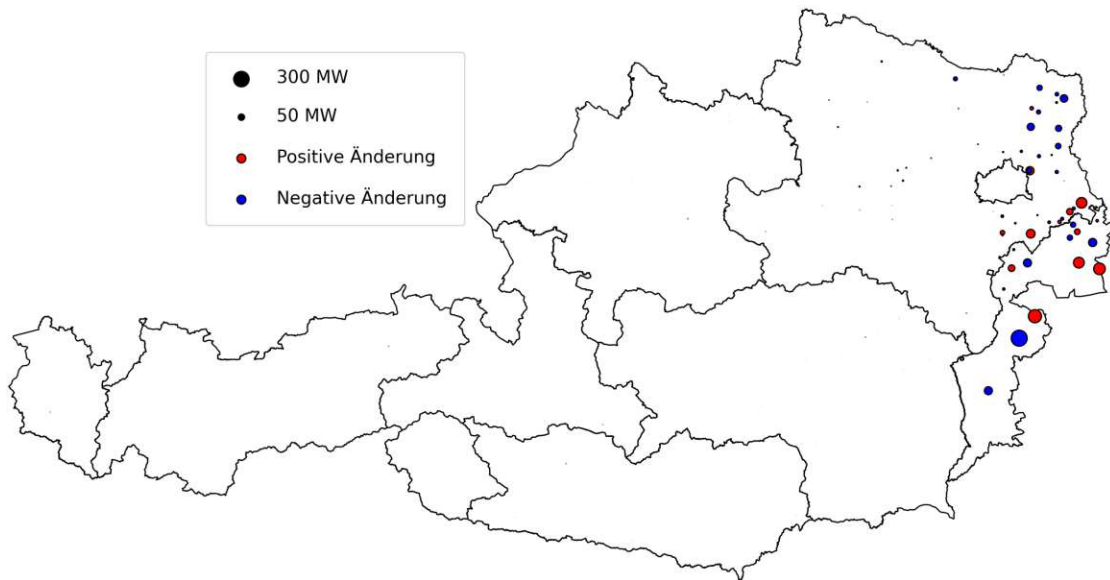


Abbildung 6.18: Vergleich der UW-Leistungen zwischen aktueller und neu erstellter Windkraft-Regionalisierung. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der Leistungsänderung pro UW. Rote Punkte zeigen UW-Standorte mit höherer Leistung in der neuen Regionalisierung. Blaue Punkte zeigen Standorte mit niedrigerer Leistung im Vergleich.

Der Vergleich der beiden Methoden zur PV-Regionalisierung zeigt (im Vergleich mit der Windkraft-Regionalisierung) weiter verstreute und teils deutlich ausgeprägte Unterschiede, wie in [Abbildung 6.19](#) visualisiert. Dabei stechen einige Standorte in Oberösterreich, Tirol, Kärnten und im Großraum Wien besonders heraus. Diese lokalen, erheblichen Unterschiede spiegeln sich teilweise in den oben beschriebenen Änderungen der Leitungsauslastungen in den durchgeführten Simulationen wider. Die in der Abbildung ersichtlichen Abweichungen ergeben sich im Allgemeinen daraus, dass in der neu entwickelten Methodik Projektdaten (geplante PV-Anlagen) nicht berücksichtigt werden, da diese nicht auf Gemeindeebene verfügbar sind. Zudem fließen in der neuen Methode Bestandsdaten auf Gemeindebasis ein, was in der bisherigen Regionalisierungsmethodik nicht der Fall ist.

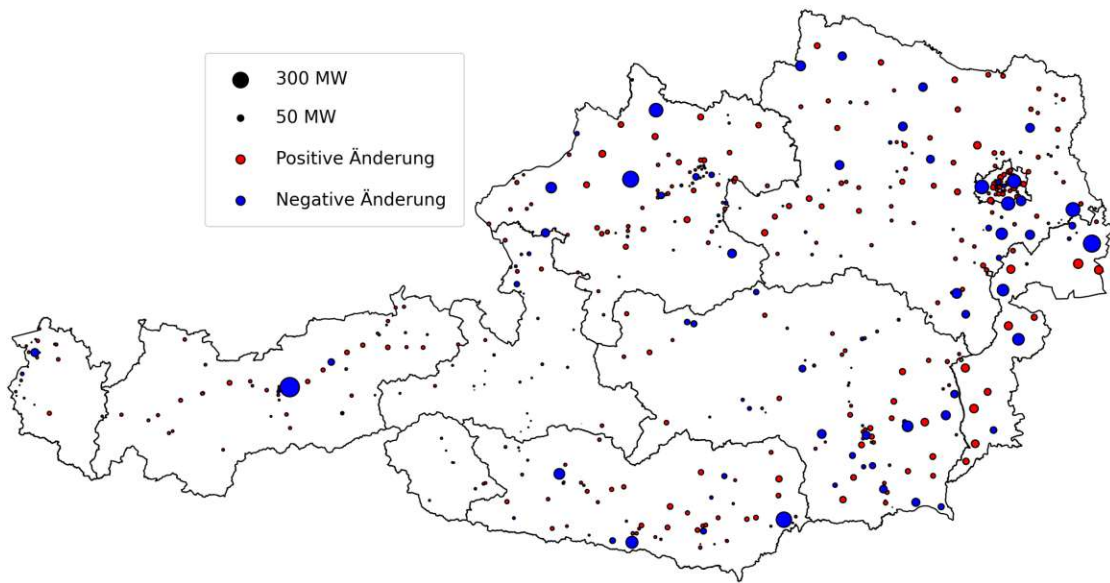


Abbildung 6.19: Vergleich der UW-Leistungen zwischen aktueller und neu erstellter PV-Regionalisierung. Die Größe der Punkte der einzelnen Standorte entspricht der Leistungsänderung pro UW. Rote Punkte zeigen UW-Standorte mit höherer Leistung in der neuen Regionalisierung. Blaue Punkte zeigen Standorte mit niedrigerer Leistung im Vergleich.

Für die genannten Regionen und die betroffenen Leitungen führen die Regionalisierungen für Windkraft und PV nach der in dieser Arbeit entwickelten Methode zu deutlichen Unterschieden im Vergleich zur bestehenden Regionalisierung. Diese Differenzen lassen möglicherweise Rückschlüsse auf die aktuelle Netzplanung zu und sollten daher näher analysiert werden.

6.6 Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse

Abschließend werden im Folgenden die wesentlichen Unterschiede und Fortschritte der neu entwickelten Regionalisierungsmethodik im Vergleich zur bisherigen Vorgehensweise zusammenfassend dargestellt.

Die im Rahmen dieser Arbeit entstandene Regionalisierungsmethodik stellt eine Verbesserung gegenüber der bislang verwendeten Verteilmethode dar. Während die bisherige Vorgehensweise auf einer pauschalen Aufteilung der Zubauleistung basierend auf Bundesland-Potenzialen beruhte, wobei die Leistung gleichmäßig bzw. gewichtet nach bekannten Bestands- und Projektdaten auf Umspannwerke innerhalb der jeweiligen Bundesländer verteilt wurde, ermöglicht die neue Methodik eine deutlich differenziertere und realitätsnähere Regionalisierung. Grundlage hierfür ist eine gemeindebasierte Potenzialerhebung, welche physikalische und räumliche Gegebenheiten wie Windpotenzial, Sonneneinstrahlung, verfügbare Flächen oder Gebäudestrukturen berücksichtigt. Die Regionalisierung erfolgt somit nicht mehr auf Basis politischer Zielwerte oder aggregierter Bundeslandstudien, sondern orientiert sich an objektiven, lokal verfügbaren Daten. Diese feiner aufgelöste Betrachtung führt zu einer höheren Genauigkeit in der regionalen Leistungsverteilung und verbessert die Nachvollziehbarkeit potenzieller Auswirkungen auf das Stromnetz. So werden lokale Schwerpunkte oder Konzentrationen im Zubau, beispielsweise in bereits stark ausgebauten Regionen, sichtbar, was eine präzisere Analyse von Netzingpässen ermöglicht.

Ein weiterer Fortschritt besteht in der technischen Implementierung. Die neue Methodik wurde als automatisiertes Softwaretool in Form von *Python*-Skripts umgesetzt. Diese ermöglichen eine effiziente und reproduzierbare Berechnung der Leistungsverteilung, inklusive Visualisierung und Ausgabe kompatibler Datenformate für Simulationen in Netzmodellen, insbesondere Lastflussanalysen. Die hohe Flexibilität der Skripts erlaubt eine einfache Anpassung an unterschiedliche Eingangsdaten, Zieljahre oder Szenarien und reduziert gleichzeitig den manuellen Aufwand erheblich.

Trotz dieser Verbesserungen bestehen weiterhin einige Einschränkungen. Die derzeitige Methodik basiert auf einer georeferenzierten, aber nicht physikalisch validierten Zuordnung von Gemeinden (Potenzialflächen) zu Umspannwerken (Netzknoten). Aufgrund fehlender Detailinformationen zu den Verteilnetzen ist eine Überprüfung der tatsächlichen elektrischen Anbindung aktuell nicht möglich. Darüber hinaus ist die Datenlage im Bereich Photovoltaik nach wie vor unzureichend. Zwar liegen Bestandsdaten auf Gemeindeebene vor, diese sind jedoch unvollständig. Zudem fehlen bislang Informationen zu geplanten PV-Projekten mit entsprechender räumlicher Auflösung. Um diese Lücken zu schließen, sind aktuell Projekte in Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) in Vorbereitung, die eine genauere Datenbasis schaffen sollen.

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Energiewende erfordert aktuell eine genauere Berücksichtigung der erneuerbaren Energien für die Regionalisierung der Erzeugungsleistung im Zuge der Netzentwicklung. In dieser Arbeit wurden Methoden entwickelt, die eine Verbesserung der Umsetzung der Verteilung des erwarteten Zubaus hinsichtlich der Genauigkeit in der Zuordnung zu Netzknoten auf Basis von lokalen Potenzialdaten ermöglichen.

Die zu Beginn der Arbeit durchgeführte Anforderungsanalyse ermöglichte eine gezielte Reduktion und Präzisierung der umfangreichen Teilaufgaben sowie der vielfältigen Eingangsparameter, sodass der Fokus auf die wesentlichen Aspekte gelegt werden konnte. Durch die auf *Python* basierenden Verteil-Skripts sind Anwender in der Lage, mittels Automatisierung der Berechnung, der Visualisierung und der Datenausgabe (als kompatibles Datenformat für die Netzmodellierung) den Aufwand der Regionalisierung zu reduzieren und flexibel auf geänderte Eingangsdaten und Voraussetzungen zu reagieren. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen zeigen teils deutliche Auswirkungen der neu entwickelten Regionalisierungsmethode, dies konnte durch die in [Abschnitt 6](#) präsentierten Simulationsergebnisse und Vergleiche verdeutlicht werden.

Die Verteil-Skripts lassen sich über die Input-Dateien einfach für neue Zielwerte und Parameter konfigurieren und können zudem unkompliziert an aktualisierte (Potenzial-)Datensätze angepasst werden. Mit der entwickelten Methodik können neue Umspannwerk-Standortlisten oder Änderungen in der Gemeinde-UW-Zuordnung durch Austausch dieser Eingangsdateien übernommen werden.

Die basierend auf einer GIS-Analyse erstellte Windpotenzialflächenkarte lässt sich mittels *QGIS* oder *Python* einfach anpassen und filtern (zB nach Gemeinden oder Bezirken). So kann auf politische Entscheidungen bezüglich neuer Ausschlussflächen oder Vorrangzonen eingegangen werden. Durch weitere Analysen, beispielsweise von Flächenwidmungsdaten, können die Potenzialflächen noch präziser definiert werden. Außerdem können durch die entwickelte Methodik aktualisierte Winddaten übernommen werden, um die Windleistungsdichte für die Potenzialflächen zu bestimmen.

Die Anpassung der Leistungsberechnung durch ausgewählte Referenzwindkraftanlagen und deren spezifischen Flächenbedarf ermöglicht es, technologische Entwicklungen bei den erwarteten Anlagen einfach zu berücksichtigen. Zudem können die nutzbaren Waldflächenanteile in den Potenzialflächen pro Bundesland durch die implementierten Berechnungsmethoden flexibel festgelegt werden. Bei der Regionalisierung der Windkraft werden vorzugsweise Potenzialflächen mit bestehenden Windkraftanlagen genutzt. Ein Nebeneffekt davon ist die mögliche Repowering-Analyse. Da die erstellten Windpotenzialflächen sowohl die Anzahl der bestehenden als auch der neu berechneten Windkraftanlagen umfassen, könnte daraus das Repoweringpotenzial abgeschätzt werden. Dazu werden neben den Standortdaten jedoch genauere Daten wie Leistungsdaten der bestehenden Anlagen benötigt, welche aktuell nicht zur Verfügung stehen.

Um die Ergebnisse der Regionalisierung weiter zu präzisieren, sind zusätzliche Daten erforderlich. Die wichtigste Maßnahme zur Verbesserung der Ergebnisse ist, wie auch die Simulationsergebnisse zeigen, die exakte Zuordnung von Gemeinden zu Umspannwerken. Die verwendete Methode auf Basis geografischer Nähe ist nicht unbedingt korrekt und muss mit den tatsächlichen elektrischen Verbindungen abgeglichen werden. Dazu braucht es Daten von Verteilnetzbetreibern, die derzeit noch nicht verfügbar sind.

Zur Weiterentwicklung der PV-Potenzialanalyse für eine noch präzisere Zubauberechnung sind genauere PV-Potenzialdaten, insbesondere für Freiflächen, vonnöten. Durch eine Kategorisierung der vorhandenen Flächen können optimierte Auswahl- und Filtermöglichkeiten geschaffen werden. Wichtige Daten umfassen u. a. die Distanz zum nächsten Transformator bzw. Umspannwerk, die damit verbundenen Kabelkosten, die Flächengrößen sowie weitere wirtschaftliche Faktoren, die zur Einstufung der Priorisierung von Potenzialflächen beitragen. Zu diesem Thema wird derzeit eine entsprechende Studie erarbeitet. Auch in Bezug auf aktuelle PV-Bestandsdaten ist eine höhere Datenqualität wünschenswert. Um diese genauer zu erfassen, sind zurzeit Projekte mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) in Arbeit. Zudem sollten Daten zu PV-Projekten (geplante Anlagen) auf Gemeindebasis verfügbar sein, um in die entwickelte Methodik integriert werden zu können.

Neben den Verbesserungen in Form höherer Datenqualität kann die Genauigkeit der Ergebnisse auch durch eine Anpassung der Methodik weiter optimiert werden. So könnten beispielsweise Ergebnisse von Regionalisierungsansätzen oder Studien in Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern als wertvolle Eingangsdaten dienen, wie bereits in Artikel [\[29\]](#) veröffentlicht.

Die Verteil-Skripts der entwickelten Regionalisierungsmethode für Windkraft und PV sollen in der Netzmodellierung bei APG eingesetzt werden und zur Erstellung zukünftiger Netzentwicklungspläne, wie zum Beispiel im TYNDP, beitragen. Die dabei generierten Daten ermöglichen eine realistischere Planung der Verteilung des Zubaus an PV- und Windkraftleistung. Die in dieser Arbeit erstellten Methoden bieten außerdem eine solide Grundlage für die weitere Optimierung der Regionalisierung und leisten somit einen wichtigen Beitrag zu einer effizienteren Netzplanung und dem Gelingen der Energiewende.

Literaturverzeichnis

- [1] *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (NIP)*, de, 2024. Adresse: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastrukturplan.html> (besucht am 16.01.2025).
- [2] „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2023,“ de, 2024. Adresse: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe-2024-17a-marktbericht-energietechnologien-lf_bf.pdf.
- [3] BMK, „Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie,“ de, 2024. Adresse: <https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:151bfc8d-7ec6-49ab-8c5a-970374612fb1/Elektrizitaets-Versorgungssicherheitsstrategie.pdf>.
- [4] ENTSO-E, *Planning the future grid - TYNDP*, en. Adresse: <https://tyndp.entsoe.eu/> (besucht am 27.01.2025).
- [5] APG und VÜN, *Netzentwicklungsplan 2023*, de. Adresse: <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/> (besucht am 21.01.2025).
- [6] T. Brown u. a., *PyPSA: Python for Power System Analysis*, Feb. 2025. DOI: 10.5281/ZENODO.3946412. Adresse: <https://zenodo.org/doi/10.5281/zenodo.3946412> (besucht am 17.02.2025).
- [7] *zusammEn2040*, de. Adresse: <https://www.apg.at/projekte/zusammen-2040/> (besucht am 17.02.2025).
- [8] *Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) | Netzentwicklungsplan*, 2023. Adresse: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023> (besucht am 08.03.2025).
- [9] T. Werth, *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen*, de. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, ISBN: 978-3-658-12728-2. DOI: 10.1007/978-3-658-12728-2. Adresse: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-12728-2> (besucht am 19.03.2025).
- [10] APG, *Stromnetz Österreich*, de, 2024. Adresse: <https://www.apg.at/stromnetz/stromnetz-oesterreich/> (besucht am 16.01.2025).
- [11] *Das Österreichische Stromnetz*, de. Adresse: <https://positionen.wienenergie.at/wissenshub/einfach-erklart/rund-um-die-energie/wende/oesterreichisches-stromnetz/> (besucht am 22.03.2025).
- [12] PVAUSTRIA, *Technische Grundlagen*, de, Jan. 2021. Adresse: <https://pvaustria.at/technische-grundlagen/> (besucht am 19.03.2025).
- [13] J. Neubarth, *Windenergiepotenzial in Tirol*, 2023. Adresse: https://www.tirol.gv.at/fileadmin/themen/landesentwicklung/raumordnung/ueberoertl_ro/Energie/Windenergiepotenzial_Studie.pdf (besucht am 15.01.2025).

- [14] M.-A. Dupré la Tour, „Photovoltaic and wind energy potential in Europe – A systematic review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 179, S. 113 189, Juni 2023, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/j.rser.2023.113189](https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113189). Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212300045X> (besucht am 17. 03. 2025).
- [15] H. Fechner, „Photovoltaik-Potentiale im Gebäudesektor in Österreich bis 2040 und Abschätzung der Photovoltaik- Potentiale auf weiteren Infrastrukturen“, de, 2024. Adresse: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/2024_09_05_PV_Potential_2024_Finalversion.pdf.
- [16] S. Wien, *Solarpotenzialkataster - Dachflächen für Solarenergie*, de. Adresse: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/solarpotenzial/> (besucht am 17. 03. 2025).
- [17] Solargis, *Methodology*, en. Adresse: <https://kb.solargis.com/docs/methodology> (besucht am 17. 03. 2025).
- [18] *Solar resource maps & GIS data for 200+ countries* / Solargis, en. Adresse: <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=austria> (besucht am 04. 02. 2025).
- [19] Energiewerkstatt, *Windatlas Österreich*. Adresse: <https://windatlas.energiwerkstatt.org/> (besucht am 01. 12. 2024).
- [20] Energiewerkstatt, *Studie der Energiewerkstatt: Österreichs Windpotential bei unterschiedlichem Ausmaß der Flächennutzung* - *energiwerkstatt.org*, DE, Section: Allgemein, Nov. 2023. Adresse: <https://energiwerkstatt.org/studie-der-energiwerkstatt-oesterreichs-windpotential-bei-unterschiedlichem-ausmass-der-flaechennutzung/> (besucht am 27. 11. 2024).
- [21] C. Pape und D. Geiger, „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“, de, 2023, Publisher: Fraunhofer IEE. DOI: [10.24406/publica-1093](https://doi.org/10.24406/publica-1093). Adresse: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/437935> (besucht am 20. 02. 2025).
- [22] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, de. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022, ISBN: 978-3-662-64773-8. DOI: [10.1007/978-3-662-64774-5](https://doi.org/10.1007/978-3-662-64774-5). Adresse: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-662-64774-5> (besucht am 18. 03. 2025).
- [23] *Windleistungsdichte*, de, Page Version ID: 253824341, März 2025. Adresse: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Windleistungsdichte&oldid=253824341> (besucht am 18. 03. 2025).
- [24] L.-L. S. Volgger Tamara, *Entwicklungsprogramm für den Sachbereich Windenergie*, de. Adresse: <https://www.landesentwicklung.steiermark.at/cms/beitrag/12636051/154267170/> (besucht am 29. 01. 2025).
- [25] RedEléctrica, „Transmission network development plan. 2021-2026 period.“, en, Adresse: https://www.planificacionelectrica.es/sites/default/files/2024-01/REE_PLAN_DESARROLLO_EN_0.pdf.

- [26] *Szenariorahmen für die Stromnetzplanung*, de. Adresse: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze/szenariorahmen.html> (besucht am 06.04.2025).
- [27] *Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze*, de, Archive Location: Wuppertal. Adresse: <http://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/neue-planungs-und-betriebsgrundsätze-fuer-laendliche-verteilungsnetze/> (besucht am 07.04.2025).
- [28] *Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034*, de. Adresse: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/anwendungsfelder/energienetze/verteilnetzstudie-hessen.html> (besucht am 05.04.2025).
- [29] P. Zehetbauer, C. Korner, T. Wieland, S. Brandl und M. Ortner, „Data driven photovoltaic regionalization approach for distribution system operator supply areas,“ in *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Bd. 2023, Juni 2023, S. 1653–1657. DOI: [10.1049/icp.2023.0979](https://doi.org/10.1049/icp.2023.0979). Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10267454> (besucht am 30.01.2025).
- [30] J. Teuwsen, V. Liebenau und C. Rehtanz, „Comparison of regionalization methods for network development planning,“ in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, ISSN: 2165-4824, Okt. 2013, S. 1–5. DOI: [10.1109/ISGTEurope.2013.6695386](https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695386). Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6695386> (besucht am 14.06.2024).
- [31] V. Liebenau, J. Teuwsen und C. Rehtanz, „Impact of regionalization methods on network development planning,“ in *2013 IEEE Energytech*, Mai 2013, S. 1–6. DOI: [10.1109/EnergyTech.2013.6645323](https://doi.org/10.1109/EnergyTech.2013.6645323). Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6645323> (besucht am 14.06.2024).
- [32] V. Slednev u. a., „Regionalizing Input Data for Generation and Transmission Expansion Planning Models,“ in *Advances in Energy System Optimization*, V. Bertsch, W. Fichtner, V. Heuveline und T. Leibfried, Hrsg., Series Title: Trends in Mathematics, Cham: Springer International Publishing, 2017, S. 205–217, ISBN: 978-3-319-51794-0. DOI: [10.1007/978-3-319-51795-7_13](https://doi.org/10.1007/978-3-319-51795-7_13). Adresse: http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-51795-7_13 (besucht am 09.04.2025).
- [33] O. Raventós, T. Dengiz, W. Medjroubi, C. Unaichi, A. Bruckmeier und R. Finck, „Comparison of different methods of spatial disaggregation of electricity generation and consumption time series,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 163, S. 112186, Juli 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/j.rser.2022.112186](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112186). Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001101> (besucht am 08.04.2025).
- [34] C. Syranidou u. a., „Development of an open framework for a qualitative and quantitative comparison of power system and electricity grid models for Europe,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 159, S. 112055, Mai 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/j.rser.2021.112055](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112055). Adresse:

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121013174> (besucht am 06.04.2025).
- [35] J. Schnidrig, X. Li, A. Slaymaker, T.-V. Nguyen und F. Maréchal, „Regionalisation in high share renewable energy system modelling,“ in *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, ISSN: 1944-9933, Juli 2022, S. 1–5. DOI: [10.1109/PESGM48719.2022.9917062](https://doi.org/10.1109/PESGM48719.2022.9917062). Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9917062> (besucht am 14.06.2024).
- [36] M. Kueppers u. a., „Data-Driven Regionalization of Decarbonized Energy Systems for Reflecting Their Changing Topologies in Planning and Optimization,“ en, *Energies*, Jg. 13, Nr. 16, S. 4076, Jan. 2020, Number: 16 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en13164076](https://doi.org/10.3390/en13164076). Adresse: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4076> (besucht am 05.04.2025).
- [37] R. Diewvilai und K. Audomvongseeree, „Regionalized Generation Expansion Planning: Integrating Spatial Constraints,“ *IEEE Access*, Jg. 12, S. 163 856–163 882, 2024, ISSN: 2169-3536. DOI: [10.1109/ACCESS.2024.3488006](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3488006). Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10738787/> (besucht am 05.04.2025).
- [38] V. Slednev, V. Bertsch, M. Ruppert und W. Fichtner, „Highly resolved optimal renewable allocation planning in power systems under consideration of dynamic grid topology,“ *Computers & Operations Research*, Jg. 96, S. 281–293, Aug. 2018, ISSN: 0305-0548. DOI: [10.1016/j.cor.2017.12.008](https://doi.org/10.1016/j.cor.2017.12.008). Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305054817303088> (besucht am 04.02.2025).
- [39] *Gliederung Österreichs in Gemeinden - data.gv.at*, de, 2025. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/566c99be-b436-365e-af4f-27be6c536358> (besucht am 04.02.2025).
- [40] *Gliederung Österreichs in Politische Bezirke - data.gv.at*, de, 2025. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/81f390f9-9b42-3a72-ad9b-e11a4dbebab0> (besucht am 04.02.2025).
- [41] *OGC GeoPackage*. Adresse: <https://www.geopackage.org/> (besucht am 24.01.2025).
- [42] *NUTS - Nomenclature of territorial units for statistics - Eurostat*. Adresse: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts> (besucht am 27.01.2025).
- [43] *Digitales Geländemodell (DGM) Österreich - data.gv.at*, de. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/d88a1246-9684-480b-a480-ff63286b35b7#additional-info> (besucht am 30.11.2024).
- [44] *Naturschutzgebiete Österreich 2023 - data.gv.at*, de. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/naturschutzgebietesterreich#resources> (besucht am 27.11.2024).
- [45] *INSPIRE Österreich, Inspire*. Adresse: <https://www.inspire.gv.at/> (besucht am 24.02.2025).
- [46] *CLC 2018 - data.gv.at*, de, 2018. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/clc2018> (besucht am 27.11.2024).

- [47] *Corine Land Cover classes*, 2024. Adresse: <https://land.copernicus.eu/content/corine-land-cover-nomenclature-guidelines/html/> (besucht am 30. 11. 2024).
- [48] *Digitale Katastralmappe (DKM)*, de. Adresse: <https://www.bev.gv.at/Services/Dienstleistungen/Glossar-Woerterbuch/Digitale-Katastralmappe.html> (besucht am 29. 01. 2025).
- [49] *Hochrangiges Straßennetz Tirol - data.gv.at*, de. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/39f52e88-77ad-4bc6-b78d-0b2da4393404#additional-info> (besucht am 06. 12. 2024).
- [50] *Intermodales Verkehrsreferenzsystem (GIP.at) Ortsstraßen Vorarlberg - data.gv.at*, de. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/9e578bc5-25d9-4614-8a62-a02ad3ef8b9c#additional-info> (besucht am 06. 12. 2024).
- [51] *Windrad-Karte*, de. Adresse: <https://www.igwindkraft.at/aktuelles/windrad-karte> (besucht am 10. 04. 2025).
- [52] *Windenergie in der Steiermark*, de, Page Version ID: 245433622, Mai 2024. Adresse: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Windenergie_in_der_Steiermark&oldid=245433622 (besucht am 30. 11. 2024).
- [53] *Windkraftanlagen Eignungszonen Burgenland - data.gv.at*, de. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/windkraftanlagen-eignungszonen-burgenland> (besucht am 12. 12. 2024).
- [54] *Sektorales Raumordnungsprogramm über Windkraftnutzung in NÖ / Raumordnung in NÖ*, de. Adresse: <https://www.raumordnung-noe.at/land/ueberoertliche-raumordnung/raumordnungsprogramme/raumordnungsprogramme-fuer-sachbereiche/sektorales-raumordnungsprogramm-ueber-windkraftnutzung-in-noe-1> (besucht am 29. 01. 2025).
- [55] *Sachprogramm Windenergie Bereich (SAPRO Windenergie) Steiermark - data.gv.at*, de. Adresse: <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/e9f7cc00-d032-11e3-9c1a-0800200c9a66> (besucht am 29. 01. 2025).
- [56] *Windkraftmasterplan Ausschlusszone Oberösterreich - data.gv.at*, de. Adresse: https://www.data.gv.at/katalog/dataset/land-ooe_windkraftmasterplan-ausschlusszone-oberoesterreich (besucht am 29. 01. 2025).
- [57] T. U. of Denmark (DTU) und N. Davis, *GWA 2.1*, 2020. Adresse: <https://silol1.sciencedata.dk/shared/cf5a3255eb87ca25b79aedd8afcaf570?path=%2FGWA2.1> (besucht am 05. 12. 2024).
- [58] C. Mikovits u. a., „A Spatially Highly Resolved Ground Mounted and Rooftop Potential Analysis for Photovoltaics in Austria,“ en, *ISPRS International Journal of Geo-Information*, Jg. 10, Nr. 6, S. 418, Juni 2021, Number: 6 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN: 2220-9964. DOI: [10.3390/ijgi10060418](https://www.mdpi.com/2220-9964/10/6/418). Adresse: <https://www.mdpi.com/2220-9964/10/6/418> (besucht am 06. 06. 2024).
- [59] C. Mikovits, *rooftop and open space PV data for Austria*, März 2021. DOI: [10.5281/zenodo.4475469](https://zenodo.org/records/4475469). Adresse: <https://zenodo.org/records/4475469> (besucht am 06. 06. 2024).

- [60] *STATatlas - Photovoltaikanlagen in Österreich*, 2025. Adresse: https://www.statistik.at/atlas/?mapid=them_energie_klimafonds (besucht am 20.01.2025).
- [61] *pandas - Python Data Analysis Library*. Adresse: <https://pandas.pydata.org/> (besucht am 22.01.2025).
- [62] *GeoPandas 1.0.1*. Adresse: <https://geopandas.org/en/stable/> (besucht am 24.01.2025).
- [63] QGIS, *Spatial without Compromise · QGIS Web Site*, en, 2025. Adresse: <https://qgis.org/> (besucht am 22.01.2025).
- [64] *INTEGRAL - Netzplanungssoftware der FGH*. Adresse: <https://www.fgh-ma.de/de/portfolio-produkte/software/netzberechnung-mit-integral> (besucht am 04.03.2025).
- [65] D. Böttger u. a., „SYSTEMKONTEXT: Modellbildung für nationale Energieversorgungsstrukturen im europäischen Kontext unter besonderer Berücksichtigung der Zulässigkeit von Vereinfachungen und Aggregationen“, de, 2019, Publisher: Fraunhofer IEE. DOI: [10.24406/publica-fhg-300439](https://doi.org/10.24406/publica-fhg-300439). Adresse: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/300439> (besucht am 20.02.2025).
- [66] *Voronoi-Diagramm*, de, Page Version ID: 244136159, Apr. 2024. Adresse: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Voronoi-Diagramm&oldid=244136159> (besucht am 14.01.2025).
- [67] T. Schmid, „Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“, Diss., Technische Universität München, 2019. Adresse: <https://mediatum.ub.tum.de/1438975> (besucht am 12.06.2024).
- [68] IG_Windkraft, *Windfakten - Abstandsregelung*, 2025. Adresse: https://www.igwindkraft.at/fakten/?mdoc_id=1030050 (besucht am 29.01.2025).
- [69] R. Gaugl, T. Klatzer, U. Bachhiesl, S. Wogrin und S. Jodl, „GIS-based optimization – achieving Austria’s 2030 wind energy target“, en, *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 138, Nr. 8, S. 590–596, Dez. 2021, ISSN: 1613-7620. DOI: [10.1007/s00502-021-00932-y](https://doi.org/10.1007/s00502-021-00932-y). Adresse: <https://doi.org/10.1007/s00502-021-00932-y>.
- [70] IRENA, *Future of wind*, en, Okt. 2019. Adresse: <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind> (besucht am 13.02.2025).
- [71] *Experts Forecast the Wind Plant of the Future to Be Taller and More Economical*, en. Adresse: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/experts-forecast-wind-plant-future-be-taller-and-more-economical> (besucht am 13.02.2025).
- [72] K. Matti und G. Aldrigo, „First version of energy conversion models, including software“, en, Sep. 2023. Adresse: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/C3S2_D412.2.1.1_202211_Energy_conversion_models_software_v3.pdf.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Marktentwicklung der PV in Österreich	1
1.2	Marktentwicklung der Windkraft in Österreich	2
1.3	Erwartete Engpassleistung 2030	2
2.1	Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung	6
2.2	Ablauf Netzentwicklung	7
2.3	Stromnetz der APG	9
2.4	Volllaststunden Laufwasserkraftwerk vs. Windpark	10
2.5	Windkraft in Österreich Ende 2022	11
2.6	Potenzialkategorien	12
2.7	PV-Leistungspotenzial in Österreich	13
2.8	Windatlas Österreich	14
4.1	Windkraftanlagen Bestand Österreich	22
4.2	Windkraft-Vorrangzonen	23
4.3	STATatlas PV-Anlagen in Österreich	25
5.1	110-kV-Umspannwerke	28
5.2	Gemeinde-UW-Zuordnung Nordburgenland	29
5.3	Rasterkarte Freiflächen-PV-Potenzial BOKU	32
5.4	Flussdiagramm PV-Regionalisierung.	33
5.5	Installierte PV-Leistung pro Gemeinde	35
5.6	Flächen mit geringer Windleistungsdichte	43
5.7	Filterung kleiner Restflächen	44
5.8	Vergleich Potenzialflächen mit WKA-Bestand	45
5.9	Waldgebiete in Österreich	46
5.10	Attribute einer Windpotenzialfläche	47
5.11	Flussdiagramm Regionalisierung Windkraft	48
5.12	Anlagenabstände in Windparks	50
5.13	Daten einer ausgewählten Windpotenzialfläche	56
6.1	PV-Volllaststunden pro Gemeinde	57
6.2	Maximales Dachflächen-PV-Potenzial pro Gemeinde	58
6.3	Maximales Freiflächen-PV-Potenzial pro Gemeinde	58
6.4	Maximales PV-Potenzial pro Bundesland	59
6.5	PV-Zubau Gemeinden	61
6.6	PV-Leistung gesamt pro UW	61
6.7	PV-Zubauleistung pro UW.	62
6.8	UW-Parameter PV-Output <i>QGIS</i>	62
6.9	Maximales Windkraftpotenzial pro Bundesland	64
6.10	Maximale Windkraftleistung pro Bezirk	65
6.11	Maximale Windkraftleistung pro UW	65
6.12	Verteilte Windpotenzialflächen	66
6.13	Windkraft-Zubauleistung pro UW	67
6.14	Verteilte Windkraftleistung pro UW gesamt	67
6.15	Vergleich Leitungsauslastung Jahreslauf 2030	70
6.16	Vergleich pos. Leitungsauslastung mit Dichtefunktionen	71
6.17	Vergleich neg. Leitungsauslastung mit Dichtefunktionen	72
6.18	Vergleich UW-Leistungen Windkraft-Regionalisierung	73

6.19	Vergleich UW-Leistungen PV-Regionalisierung	74
A1	Naturschutzgebiete in Österreich	86
A2	Windkraft Ausschlusszonen der Bundesländer	86
A3	Ausschlussfläche Wohngebiete	87
A4	Ausschlussfläche Höhe/Steigung	87
A5	Ausschlussfläche Infrastruktur	88
A6	Ermittelte Windpotenzialflächen	88
A7	Kategorisierte Windpotenzialflächen gesamt	89

Tabellenverzeichnis

1	Installierte PV-Leistung pro Bundesland	34
2	Beispiel-Parameter aus dem PV-Input-File	60
3	Beispiel-Parameter aus dem Wind-Input-File	63
4	Beispiel-Parameter aus dem Referenz-WKA-Input-File.	64
5	Wind Regionalisierung Flächenverbrauch	66
6	Output Regionalisierung gesamt	68

Anhang

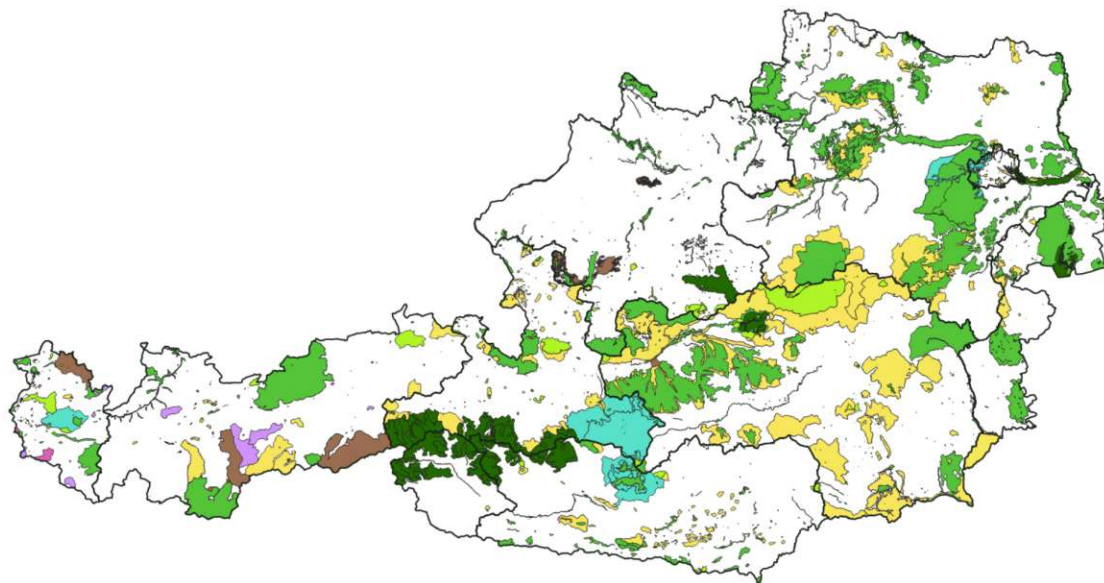


Abbildung A1: Naturschutzgebiete in Österreich - Gesamtdatensatz [44].

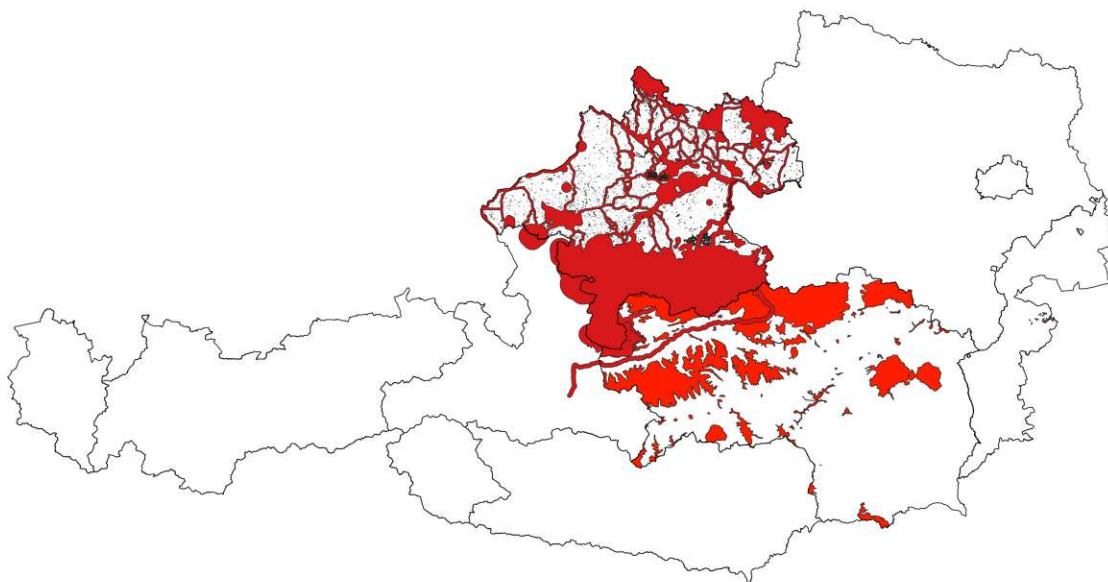


Abbildung A2: Definierte Windkraft-Ausschlusszonen der Bundesländer (Oberösterreich, Steiermark, Burgenland).

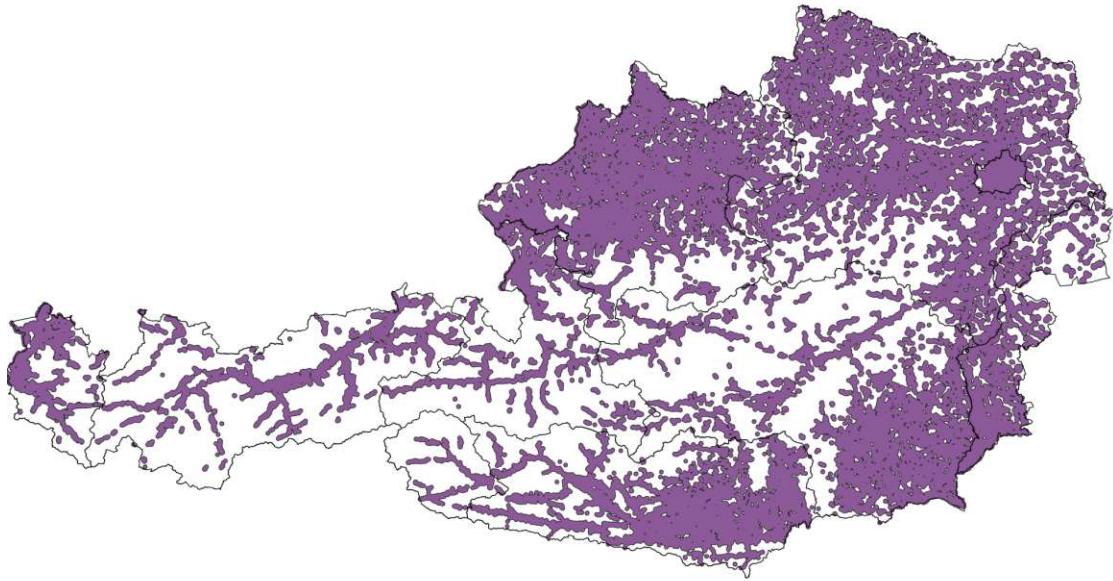


Abbildung A3: Windkraft-Ausschlussfläche: Wohn- und Siedlungsgebiete mit 1000 m Puffer.

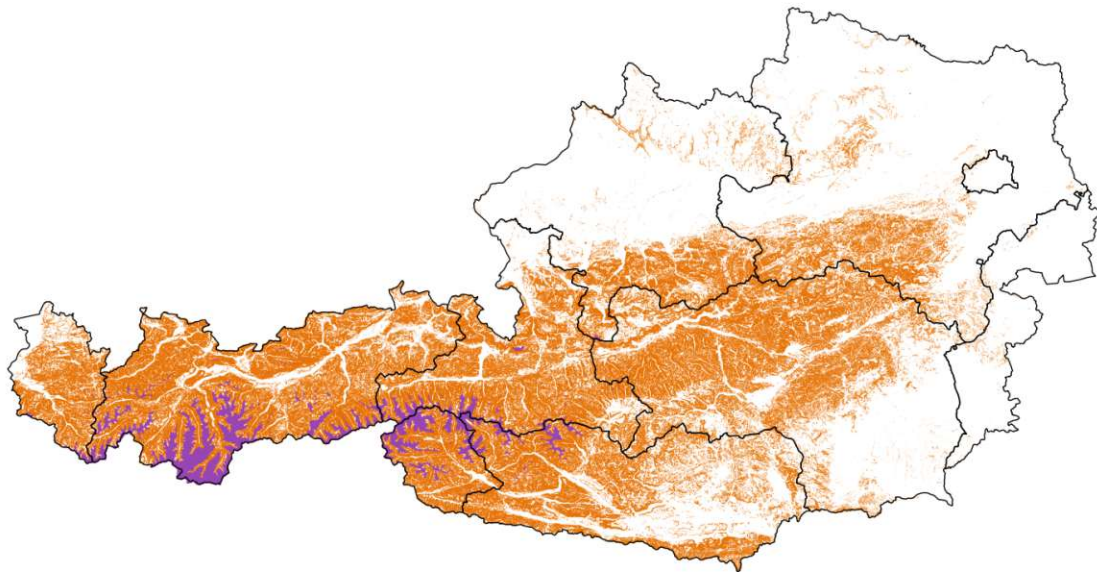


Abbildung A4: Windkraft-Ausschlussfläche: Höhe größer 2500 m (violett), Steigung größer 20° (orange).

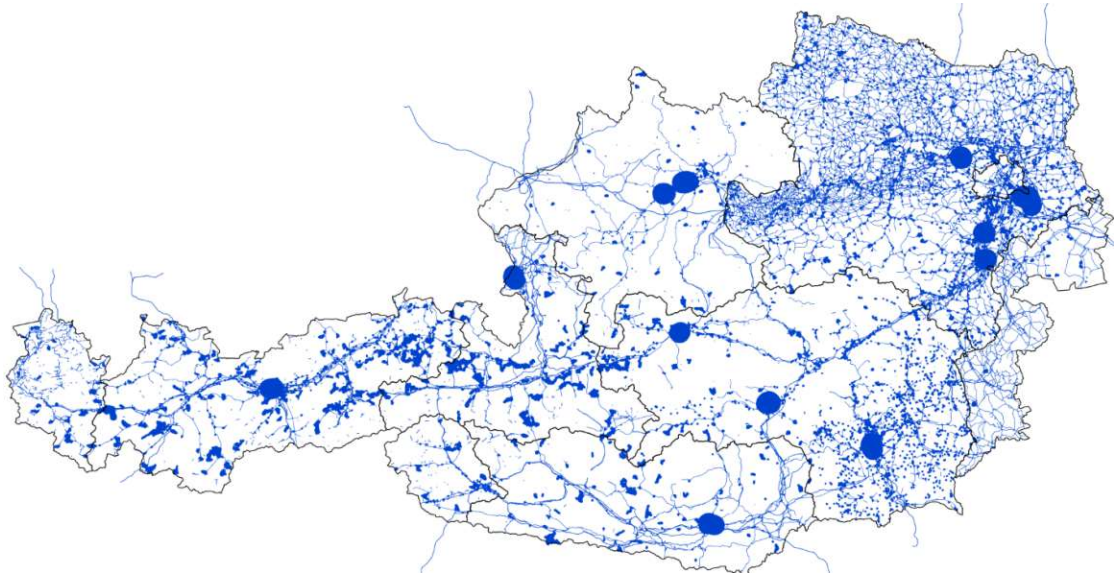


Abbildung A5: Windkraft-Ausschlussfläche: Infrastruktur inkl. Pufferabstände (Bahntrassen, Straßen, Stromtrassen, Lifte, Sportgebiete, Industrie, Flugplätze).

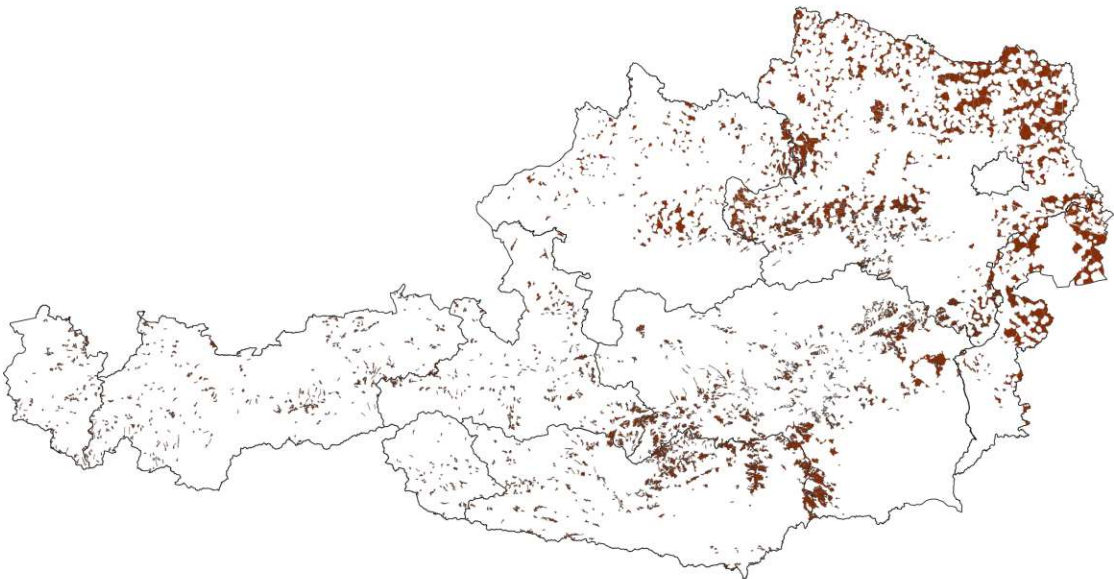


Abbildung A6: Auf Basis der beschriebenen Daten und Methoden ermittelte Windpotenzialflächen in Österreich. Export aus *QGIS*.

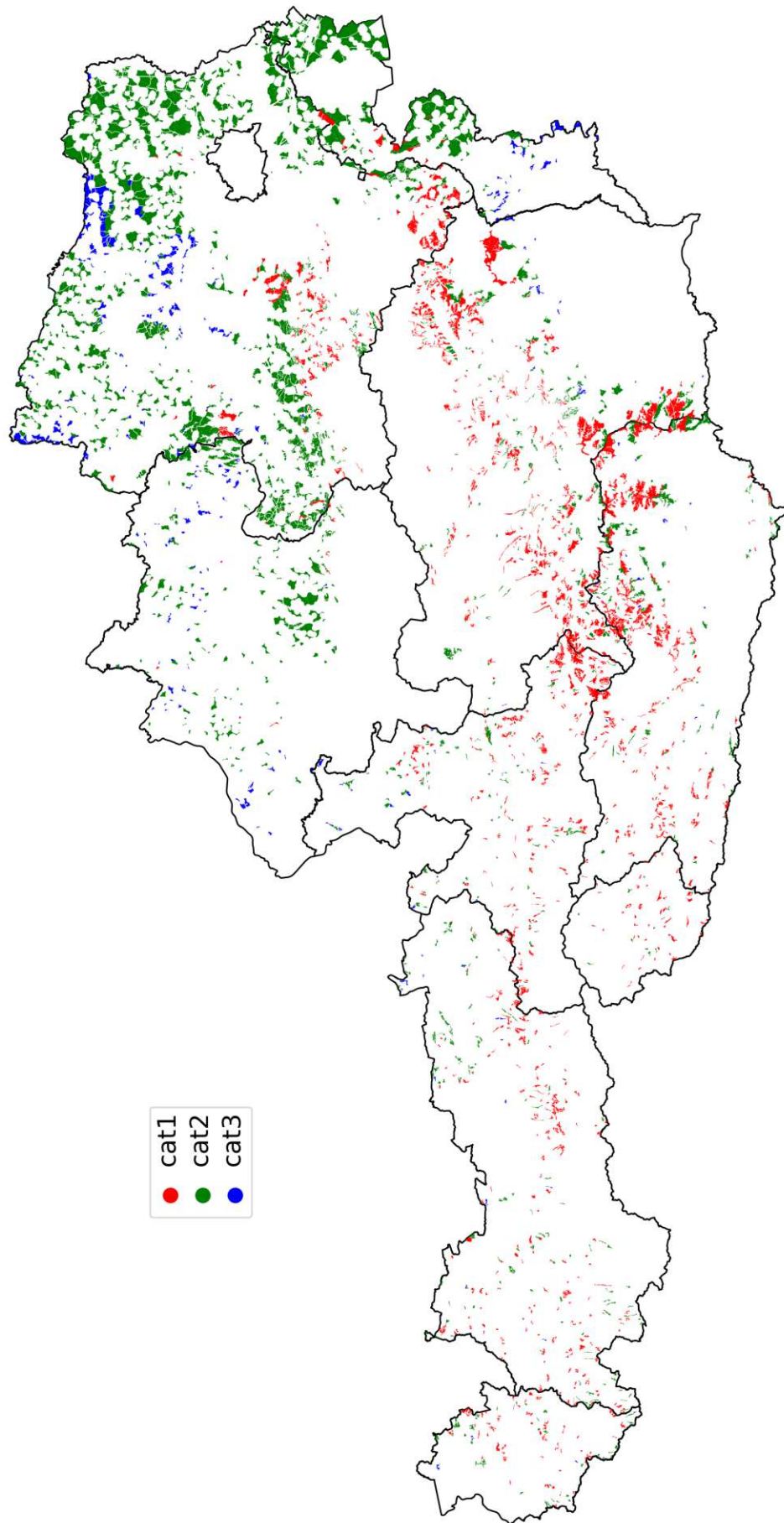


Abbildung A7: Nach gewählter Mindest-Windleistungsdichte kategorisierte Windpotenzialflächen (gesamt). Erstellt mit dem *Python*-Verteil-Skript.