

David Hennecke

**Räumliche Analysen und Optimierungen
zur effizienten Gestaltung
eines nachhaltigen Windenergieausbaus**

München 2025

Verlag der Bayerischen Akademie der Wissenschaften, München



Räumliche Analysen und Optimierungen
zur effizienten Gestaltung
eines nachhaltigen Windenergieausbaus

Dissertation
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)
an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät
der Universität Rostock

vorgelegt von

David Hennecke

München 2025

Verlag der Bayerischen Akademie der Wissenschaften, München

Adresse des Ausschusses Geodäsie (DGK)
der Bayerischen Akademie der Wissenschaften:



Ausschuss Geodäsie (DGK) der Bayerischen Akademie der Wissenschaften

Alfons-Goppel-Straße 11 • D – 80 539 München
Telefon +49 – 89 – 23 031 1113 • Telefax +49 – 89 – 23 031 - 1283 / - 1100
e-mail post@dgk.badw.de • <http://www.dgk.badw.de>

Prüfungskommission

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Henning Bombeck, Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Ralf Bill, Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Dr. rer. pol. Carsten Croonenbroeck, Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Prof. Dr.-Ing. Martina Klärle, Duale Hochschule Baden-Württemberg, Präsidium
Prof. Dr.-Ing. Stefan Taege, Hochschule Osnabrück, Fakultät Agrarwissenschaften und
Landschaftsarchitektur

Tag der Verteidigung: 12.07.2024

Diese Dissertation ist auf dem Server des Ausschusses Geodäsie (DGK)
der Bayerischen Akademie der Wissenschaften unter <http://dgk.badw.de/>
sowie auf dem Server der Universität Rostock unter
https://doi.org/10.18453/rosdok_id00004701 elektronisch publiziert

Danksagung

Die erneuerbaren Energien sind für mich seit über acht Jahren eine Herzensangelegenheit. Ich bin überzeugt, dass sie die Zukunft unserer Energieversorgung sind. Deshalb habe ich mich auch für diese Thematik in meiner Dissertation entschieden. An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Menschen bedanken, die mich auf diesem Weg unterstützt haben.

Zunächst möchte ich Herrn Prof. Dr. Ralf Bill danken. Er hat mir diese Dissertation ermöglicht und mich von Anfang an mit Rat und Tat unterstützt. Seine wertvollen Hinweise und Anregungen haben mir sehr geholfen, diese Arbeit zu realisieren. Ich bin dankbar für seine Geduld und sein Verständnis.

Daneben möchte ich mich auch bei Herrn Dr. Carsten Croonenbroeck bedanken. Er war maßgeblich an der Themenfindung beteiligt und hat mich immer kritisch begleitet. Seine Unterstützung und konstruktive Kritik haben mir sehr geholfen, meine Arbeit zu verbessern.

Von Herzen danke ich meiner Frau Maria. Sie hat mich während der gesamten Zeit stets motiviert und hatte immer ein offenes Ohr für mich. Besonders dankbar bin ich ihr dafür, dass sie mir trotz Schwangerschaft, Kind und Hausbau immer den Rücken freigehalten hat. Es ist schön, sie an meiner Seite zu wissen. Sie ist die stärkste und beeindruckendste Frau, die ich kenne.

In diesem Zuge möchte ich auch meinem Sohn Moritz danken, der gerade in diesem Moment auf meinem Schoß sitzt und auch gerne auf der Tastatur tippen möchte. Sein fröhliches Gemüt hat mich auch in schweren Zeiten immer wieder aufgebaut und ermutigt, weiter zu machen.

Ein ganz besonderer Dank gilt meinen Eltern. Ohne ihre Unterstützung und Förderung wäre ich nicht an diesen Punkt gekommen. Sie haben mich immer ermutigt, meine Ziele zu verfolgen und mir gezeigt, dass alles möglich ist. Ich danke ihnen außerdem dafür, dass sie mir und meiner Schwester in allen Lebenslagen unaufhörlich zur Seite stehen.

Ein ganz großer Dank gilt auch meiner Schwester und meinen Freunden, die mich immer mit guten Ratschlägen unterstützen.

Mein Dank geht ebenso an die zwei weiteren Gutachter: Frau Prof. Dr. Martina Klärle, die mich ermutigt hat, nach dem Masterabschluss eine Promotion unter der Betreuung von Herrn Prof. Dr. Ralf Bill anzustreben, sowie Herrn Prof. Dr. Stefan Taeger, der durch seine Veröffentlichung zum Thema Gemeindeumzingelung mir den Anstoß für einen Teil der Dissertation gegeben hat.

Zuletzt möchte ich mich bei meinen Kollegen für die tolle Zeit und die stetige Bereitschaft zu helfen bedanken.

Zusammenfassung

Die Windenergie ist eine Schlüsseltechnologie der Energiewende und ist somit Teil der Strategie gegen den Klimawandel. Daher wird der Ausbau der Windenergieerzeugung immer weiter vorangetrieben, um die herkömmlichen CO_2 -emittierenden Energiequellen wie Braunkohle und Erdgas schrittweise einzudämmen. Ziel ist es, bis zum Jahr 2030 80 % der Bruttostromnutzung aus Erneuerbaren Energien (EE) zu beziehen. Jedoch ist hierzu ein effizienterer und stärkerer Ausbau der EE notwendig, was im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023) verankert wurde.

Insbesondere bei der in dieser Dissertation thematisierten Windenergie bestehen neben den fördernden Kräften auch hemmende Kräfte (z.B. Effizienz der Prozesse und Akzeptanz der Betroffenen), die Auswirkungen auf den Windenergieausbau haben. Dazu werden drei Analysen bzw. Algorithmen in unterschiedlichen Betrachtungsebenen (Makro- (landesweit), Meso- (regional) und Mikroebene (lokal)) vorgestellt, um eine ganzheitliche Perspektive über die Herausforderungen des Windenergieausbaus zu bekommen.

Begonnen wird mit einer räumlich-wirtschaftlichen Potentialanalyse auf der Makroebene. Sie befasst sich mit dem durch das EEG 2017 eingeführten Korrekturfaktor und seinen wirtschaftlichen Auswirkungen. Aufbauend auf dieser Grundlage soll im Gegensatz zu den herkömmlichen Potentialanalysen eine wirtschaftlich geprägte Analyse auf die gesamte Fläche Deutschlands angewendet werden. Dabei wird die Vorgehensweise detailliert dokumentiert und eine Optimierung der wirtschaftlichen Analyseprozesse vorgeschlagen.

Der zweite Ansatz ist der Mesoebene zugeordnet und zeigt eine regionale Analyse hinsichtlich der Umzingelung von Gemeinden durch Windkraftanlagen (WKA). Anstoß hierfür ist das EEG 2023, welches einen ansteigenden Ausbau der Windenergie anstrebt, wodurch die Umzingelung von Gemeinden durch WKA immer wahrscheinlicher wird. Dieses Thema ist somit der Akzeptanz zuzuordnen und soll mittels eines selbst entwickelten Algorithmus technisch behandelt werden. Das Ergebnis bilden potentielle Bauflächen, eingeschränkt bebaubare Flächen und Verbotsflächen für WKA.

Geschlossen wird mit einer Zusammenführung beider vorangegangenen Ansätze zur Prozessoptimierung und Akzeptanz in einen Optimierungsalgorithmus zur innerparklichen Layout-Optimierung. Die hier durchgeführte Analyse wird somit lokal, also in der Mikroebene, auf die Potentialflächen der räumlich-wirtschaftlichen Potentialanalyse unter Berücksichtigung der Umzingelung von Gemeinden angewandt.

Diese Arbeit schlägt somit einen nachhaltigen und rücksichtsvollen Energieausbau vor, der mittels räumlicher Analysen, der Optimierung von Planungsprozessen und der Berücksichtigung von Akzeptanzaspekten angetrieben werden kann.

Abstract

Wind energy is a key technology in the energy transition and is therefore part of the strategy against climate change. The expansion of wind power is therefore being driven forward in order to gradually phase out conventional CO_2 emitting energy sources such as lignite and natural gas. The aim is to achieve 80 % of gross electricity consumption from renewable energies (RE) by 2030. However, this requires a more efficient and stronger expansion of RE, which has been implemented and initiated in the German Renewable Energy Sources Act 2023 (EEG 2023).

In the case of wind energy in particular, which is subject of this dissertation, there are not only promoting forces but also inhibiting forces that have an impact on the further expansion of wind energy. Two of these inhibiting aspects are more specifically examined below: the efficiency of the processes and the acceptance of the expansion by the affected parties. To this end, three analyses and algorithms are presented as examples at different levels of consideration (macro (nationwide), meso (regional) and micro level (local)) to provide a more holistic perspective of the challenges associated with the expansion of wind energy.

It begins with a spatial and economic potential analysis at the macro level. This analysis delves into the correction factor implemented as part of the EEG 2017 and its economic impacts. Building upon this foundation, in contrast to conventional potential analyses, an economic analysis is to be carried out for the entire area of Germany. The procedure is documented in detail and an optimization of the economic analysis processes is proposed.

The second approach is assigned to the meso level and shows a regional analysis of the encirclement of municipalities by wind turbines. The impetus for this analysis is the EEG 2023, which aims to increase the expansion of wind energy, making the encirclement of communities by wind turbines increasingly likely. This topic addresses the issue of acceptance and is to be dealt with technically using an algorithm developed in-house. The results are potential construction areas, areas with restricted building rights and prohibited areas.

Finally, the two previous approaches to process optimization and acceptance are combined in an optimization algorithm for inner-park layout optimization. The analysis carried out here is thus applied at the local scale, i.e. at the micro level, to the potential areas of the spatial-economic potential analysis, considering the encirclement of municipalities. This dissertation therefore proposes a sustainable and considerate energy expansion that can be driven by optimizing planning processes and taking acceptance aspects into account.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	xi
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	2
1.2 Ziel und Thesen	3
1.3 Aufbau	5
2 Rahmenbedingungen	7
2.1 Politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen	7
2.1.1 Entwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	7
2.1.2 Genehmigungsverfahren	10
2.2 Technische Rahmenbedingungen	13
2.2.1 Laufzeitklassen	13
2.2.2 Komplexitätsklassen	15
2.2.3 Technische Umgebungen und Open Data	16
3 Stand der Forschung	19
3.1 Räumlich-wirtschaftliche Potentialanalyse	19
3.2 Umzingelung durch Windkraftanlagen	21
3.2.1 Methodische Ansätze	22
3.2.2 Thematischer Rahmen	22
3.3 Innerparkliche Layout-Optimierung	24
3.3.1 Nachlauf-Effekt	25
3.3.2 Aktuelle algorithmische Ansätze	32
4 Räumlich-wirtschaftliche Potentialanalyse	39
4.1 Methodik	39
4.1.1 LCOE-Berechnung	40
4.1.2 Statistische Auswertung	42
4.1.3 Räumliche Analyse	43
4.2 Ergebnisse	45
4.3 Fazit	51

5	Umzingelung durch Windkraftanlagen	52
5.1	Methodik	52
5.1.1	Algorithmus	53
5.1.2	Studie Nordrhein-Westfalen	58
5.2	Ergebnisse	61
5.2.1	Ergebnisse der Testphase	62
5.2.2	Umzingelungs-Studie Nordrhein-Westfalen	67
5.3	Fazit	75
6	Innerparkliche Layout-Optimierung	77
6.1	Methodik	78
6.1.1	Aufbau des Algorithmus	78
6.1.2	Aufbau der Fallstudie und Implementierung der Umzingelungs- analyse	87
6.2	Ergebnisse	91
6.2.1	Funktionsfähigkeit des Algorithmus	91
6.2.2	Ergebnisse der Fallstudie	96
6.3	Fazit	100
7	Fazit und Ausblick	102
	Literaturverzeichnis	I
	Abbildungsverzeichnis	XIII
	Tabellenverzeichnis	XVI

Abkürzungsverzeichnis

AEP	Annual energy production
ALCOE	Adjusted Levelized Cost of Electricity
BY	Bayern
CFD	Computational-Fluid-Dynamics
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbaren Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
genoud	GENetic Optimization Using Derivatives
GIS	Geo-Informationssysteme
GeoZG	Geodatenzugangsgesetz
GW	Gigawatt
HE	Hessen
IDW	Inverse distanzgewichtete Interpolation
INSPIRE	Infrastructure for Spatial Information in Europe
kWh	Kilowattstunde
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
LCOE	Levelized Cost of Electricity

MFS	Modular-Full-Stock
MV	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NIMBY	Not in my Backyard
NP	Nichtdeterministisch polynomiell
NRW	Nordrhein-Westfalen
P	Polynomiell
RANS	Reynolds-Averaged Navier-Stokes
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
ST	Sachsen-Anhalt
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
TLCC	Total life-cycle cost
WFLO	Windfarm layout optimization
WCS	Wind farm co-ownership scheme
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

Der Klimawandel ist eine der großen weltpolitischen Herausforderungen unserer Gesellschaft. Die Auswirkungen sind in vielen Bereichen unseres Lebens zu spüren. Ein Beispiel hierfür ist das vermehrte Auftreten von Naturkatastrophen. Spürbar und messbar sind sie anhand unterschiedlicher Kennzahlen. Diese müssen nicht immer auf den ersten Blick die naheliegendsten Belege für den Klimawandel sein, sie können jedoch dennoch einen Beweis für seine Existenz liefern. Ein Beispiel hierfür ist die ansteigende Anzahl an gemeldeten Versicherungsschäden durch Naturkatastrophen [123]. Diese sind wiederum auf die steigende Anzahl der Extremereignisse der Natur zurück zu führen. Ein Grund dafür könnte die sich seit Jahrzehnten in einem Aufwärtstrend befindliche globale Temperatur sein [96]. Ein Motor der steigenden globalen Temperatur ist wiederum die Menge an Treibhausgasen, welche sich in unserer Atmosphäre ansammelt und durch den Menschen beeinflusst wird [27]. Das wohl bekannteste Treibhausgas ist Kohlenstoffdioxid (CO_2). Um die globale Erwärmung zu dämpfen, wurde das Ziel definiert, die Menge an Treibhausgasen in der Atmosphäre zu vermindern [38], jedoch steigen die CO_2 -Emissionen noch immer an [121].

Der Ausstieg aus der Kohleenergie und ein Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) sollen diesem Trend entgegenwirken [16]. Es werden in Deutschland laut dem Statistischen Bundesamt [125] bereits knapp 60,2 % des Stromverbrauchs durch EE abgedeckt. Die Windenergie ist hier einer der bedeutendsten Erzeuger und hat im Jahr 2019 die Braunkohle im deutschen Strommix abgelöst [3]. Dieser Trend deckt sich mit den Zielen des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien 2023 (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023) [42], in dem eine Bruttostromnutzung von 80 % aus EE bis 2030 definiert wurde.

Die Windenergie gilt also für diese Ziele als Schlüsseltechnologie in der Energiewende und macht im Jahr 2022 bereits ein Viertel unserer Stromerzeugung in Deutschland aus [124]. Durch die im EEG 2023 verankerten Ziele ergeben sich zwangsläufig neue Herausforderungen für die Planung und Genehmigung der Windparks. Auch dies wurde bereits erkannt und im EEG 2023 aufgegriffen (siehe im späteren Verlauf dazu Unterabschnitt 2.1.2). Mit neuen Herausforderungen gehen jedoch auch neue Prozesse einher, die in der Planung und den Genehmigungsverfahren verankert sind. Genau an diesem Punkt setzt diese Arbeit an.

1.1 Motivation

Die oben genannten Herausforderungen haben bei neuen Rahmenbedingung häufig eine ganz unterschiedliche Natur. Insbesondere beim Ausbau der Windenergie kristallisieren sich hier zwei Aspekte heraus, einer davon ist die Akzeptanz, der zweite die Ausbaugeschwindigkeit.

In der Gesellschaft wird die Windenergie als ein sehr polarisierendes Thema wahrgenommen. Dies hängt unter anderem mit den Genehmigungskriterien zusammen, die für den Bau einer Windkraftanlage (WKA) einzuhalten sind. Sie stehen für den Schutz der Natur und des Menschen. Beispiele dafür sind Mindestabstände zu Wohngebieten, Flughäfen oder Naturschutzgebieten. Allerdings sind diese Kriterien in Deutschland nur selten einheitlich und klar definiert, was unter anderem der Grund für eine Reihe von Konflikten zwischen den Interessen von Projektentwicklern, Umweltschützern und Anwohnern sein kann (vgl. Unterabschnitt 2.1.2). Dabei treffen viele Blickwinkel aufeinander. Darunter zählen Ängste vor einer möglichen Minderung der eigenen Lebensqualität, Wünsche nach dem Schutz der Natur oder der Steigerung wirtschaftlicher Gewinne sowie generell das Interesse an der Energiewende. Sobald viele unterschiedliche Motive bei einem so polarisierenden Thema aufeinandertreffen, bedarf es strategischer Werkzeuge, um bestehende Konflikte zu lösen. Durch eine Transparenz in den Planungs- und Genehmigungsverfahren kann eine gemeinsame Diskussionsbasis geschaffen werden, wodurch standardisierte Verfahren entwickelt und großflächig angewandt werden können. Denn durch den angekündigten stärkeren Ausbau der Windenergie im EEG 2023 (siehe dazu Unterabschnitt 2.1.1) besteht die Gefahr, dass in der Bevölkerung die Akzeptanz gegenüber diesem Ausbau weiter sinkt. Klar definierte Regeln, transparente Prozesse und ein rücksichtsvoller Ausbau können jedoch helfen, einen von der Gesellschaft größtenteils akzeptierten und gewollten Umbau der Energiewirtschaft zu befeuern.

Neben der Akzeptanz hat sich auch eine langsame Ausbaugeschwindigkeit immer wieder als eine Herausforderung hervorgetan. Ein Grund dafür liegt möglicherweise in dem derzeit bestehenden und weiter steigenden Fachkräftemangel [21, 76]. In Abbildung 1.1 werden diesbezüglich die im Jahresdurchschnitt gemeldeten offenen Stellen im Arbeitsmarkt von 2011 bis 2023 dargestellt. Dort ist ein starker Anstieg an offenen Arbeitsstellen von 2012 bis 2018 zu erkennen. Während der Corona-Pandemie sind die zu besetzenden Stellen auf dem Arbeitsmarkt zwar ein wenig gesunken, seit 2021 ist jedoch wieder ein Anstieg zu beobachten, wobei die Zahlen des Jahres 2023 (bisher nur das halbe Jahr) noch unter dem Niveau des Jahres 2022 liegen.

Digitale Werkzeuge zur Automatisierung von Arbeitsprozessen innerhalb der Planung neuer Windparks können hier Abhilfe schaffen und beide Herausforderungen bedienen. Durch sie lassen sich mögliche Planungsschritte beschleunigen, indem vorab manuell durchgeführte Prozesse auf wenige Eingaben reduziert werden. Ein weiterer Effekt von Automatisierungen ist die daraus resultierende Standardisierung von Prozessen, welche sowohl durch die dafür benötigten, klar definierten Regeln, als auch durch die damit verbundenen Aspekte Transparenz und Vergleichbarkeit eine Steigerung der Akzeptanz

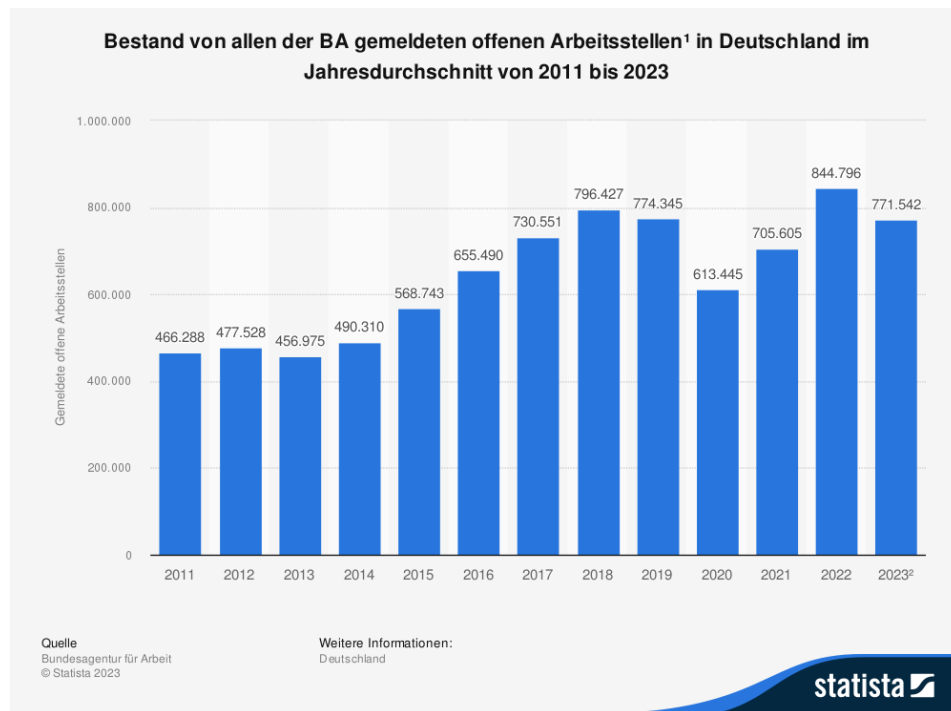


Abbildung 1.1: Statistik aller offenen Arbeitsstellen in Deutschland (2011 - 2023)[123].

für den Ausbau der Windenergie zur Folge haben kann.

Neben der Automatisierung von Prozessen steigert auch eine Optimierung die Qualität und die Geschwindigkeit des Windenergieausbaus. Dies kann sich ganz unterschiedlich äußern. Beispiele hierfür sind Überarbeitungen von Prozessen, die Gestaltung neuer Prozesse oder aber auch eine Optimierung der Windparks als solche. Auch die Automatisierung kann als Optimierung der Prozesse wahrgenommen werden, weshalb in dieser Arbeit die Optimierung bzw. Prozessoptimierung als Sammelbegriffe genutzt werden. Die hier vorliegende Arbeit widmet sich diesem Gedanken. Es werden daher diesbezüglich Ansätze vorgestellt, die eine mögliche Optimierung von Planungsprozessen darstellen und deren Potentiale aufzeigen. Im folgenden Kapitel werden die hier beschriebenen Gedanken aufgegriffen und als Ziele der Arbeit definiert bzw. in Thesen ausformuliert.

1.2 Ziel und Thesen

Ein ganzheitliches Bild aller Planungsprozesse abbilden zu wollen, würde den Rahmen dieser Arbeit deutlich überschreiten. Einzelne Prozesse aus unterschiedlichen Ebenen der Planung eines Windparks können hingegen die mögliche Effizienzsteigerung andeuten, welche durch Prozessoptimierungen geschaffen werden können. Als Orientierung sollen dazu folgende Thesen in der Arbeit untersucht werden:

1. Die durch die EEG eingeführten politischen Werkzeuge können starken Einfluss auf den Ausbau der EEG ausüben.
2. Es kann zwischen wirtschaftlicher und energetischer Attraktivität bei Potentialflächen der Windenergie unterschieden werden.
3. Kriterien der Genehmigungsverfahren können automatisiert und großflächig berechnet werden.
4. Bereits in der Gegenwart liegen einige Umzingelungen von Gemeinden vor.
5. Die Automatisierung von Planungsprozessen kann den Ausbau der EE vorantreiben.
6. Lineare deterministische Optimierungsansätze für die Positionierung von Windkraftanlagen innerhalb eines Windparks können sinnvolle und transparente Layout-Lösungen generieren.
7. In der Planung von Windparks können neben der Gewinnmaximierung auch planerische Anforderungen mit einbezogen werden.

Es werden somit die beiden Planungsphasen Projektidentifikation und Projektentwicklung behandelt. Dabei steht die Projektidentifikation für die Suche nach geeigneten Standorten, wobei hier neben der Flächensuche von Seiten der Windparkprojektierer auch der behördliche Aufgabenbereich (also die Ausschreibung neuer Eignungsgebiete) gedanklich mit eingeschlossen wird. Die Projektidentifikation umfasst die Thesen 1 bis 5. Hier soll der Fokus weniger auf die energetische, sondern auf die wirtschaftliche Maximierung, politische Auswirkungen und Kriterien zur Umsetzung der Projekte gelenkt werden. Hier spielt neben den ökonomischen Aspekten die Akzeptanz der Anwohner eine große Rolle.

Die Projektentwicklung setzt dann zum Zeitpunkt der ersten Parkplanung bzw. der darauf folgenden Genehmigungsphase ein, was hier in den Thesen 6 und 7 behandelt wird. Auf diesem Wege werden wieder Prozessoptimierungen sowie die Akzeptanz der Bevölkerung in den Vordergrund gestellt.

Ziel dieser Arbeit ist es also, technische Ansätze zur Optimierung von Planungsprozessen innerhalb des Windenergieausbaus zu schaffen. Diese sollen aufzeigen, dass ein zügiger

aber auch nachhaltiger und rücksichtsvoller Ausbau möglich ist. Hierzu werden beispielhaft drei Themen bearbeitet und mit Fallbeispielen untermauert. Nachfolgend wird dazu die Struktur der Arbeit erläutert.

1.3 Aufbau

Die Dissertation folgt einem klassischen wissenschaftlichen Aufbau, beginnend bei der Einleitung, über die Methodik bis hin zum Fazit (vgl. dazu Abbildung 1.2). Eingeleitet wird mit einer kurzen Einführung in das Thema und den Rahmenbedingungen, die sich nochmals in einen politischen, gesellschaftlichen und technischen Teil untergliedern. Der weitere Verlauf teilt sich dann durch die drei Ansätze zur Prozessoptimierung in unterschiedliche Stränge auf. Diese sind in sich selbst geschlossene Beiträge, welche jedoch im Planungsprozess aufeinander aufbauen. Daher wird in Kapitel 3 die wissenschaftliche Einordnung für alle behandelten Themen dargelegt, um bereits zu Beginn einen Zusammenhang zwischen ihnen herstellen zu können. Im weiteren Verlauf werden daraufhin die einzelnen Analysen in

- Methodik,
- Ergebnisse,
- Diskussion

gegliedert (vgl. 'Eigene Forschungsansätze' in Abbildung 1.2). Danach folgt ein Fazit, welches die Ergebnisse zusammenträgt und diskutiert.

Hinsichtlich der drei Forschungsansätze wandert die Betrachtung von einer großräumlichen Makroebene über die regionale Mesoebene bis hin zur lokalen Mikroebene. Als Einstieg wird dazu die Detektion von wirtschaftlich ertragreichen Flächen hinsichtlich der Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE, Kosten für die Umwandlung von Energie in elektrischen Strom, meist in Cent/kWh (Kilowattstunde) angegeben), bezogen auf das im EEG 2017 eingeführte politische Werkzeug 'Korrekturfaktor' vorgestellt (vgl. [41, 29]). Es werden die damaligen Auswirkungen dieses Schrittes analysiert und dargelegt. Als Untersuchungsgebiet wird ganz Deutschland herangezogen und auf Bundeslandebene räumlich-statistisch analysiert. Es werden also auf der Makroebene zunächst nach wirtschaftlich-interessanten Windpotentialflächen gesucht.

Auf der Mesoebene wandert die Betrachtung der Analyse auf eine regionale Ebene. Dazu wird die Umzingelung von Gemeinden durch WKA untersucht (eine genaue Erläuterung folgt in Abschnitt 3.2). Hier wird ein Algorithmus zur Berechnung der betroffenen Gebiete vorgestellt. In der Fallstudie wird dieser beispielhaft auf die gesamte Fläche von Nordrhein-Westfalen (NRW) angewandt, was die offenen amtlichen Daten ermöglichen. Zuletzt wird ein weiterer selbst entwickelter Algorithmus vorgestellt, welcher eine innerparkliche Layout-Optimierung durchführt. Der Blick der Dissertation richtet sich damit auf die lokale Ebene (Mikroebene), also auf die zu bebauende Windparkfläche.

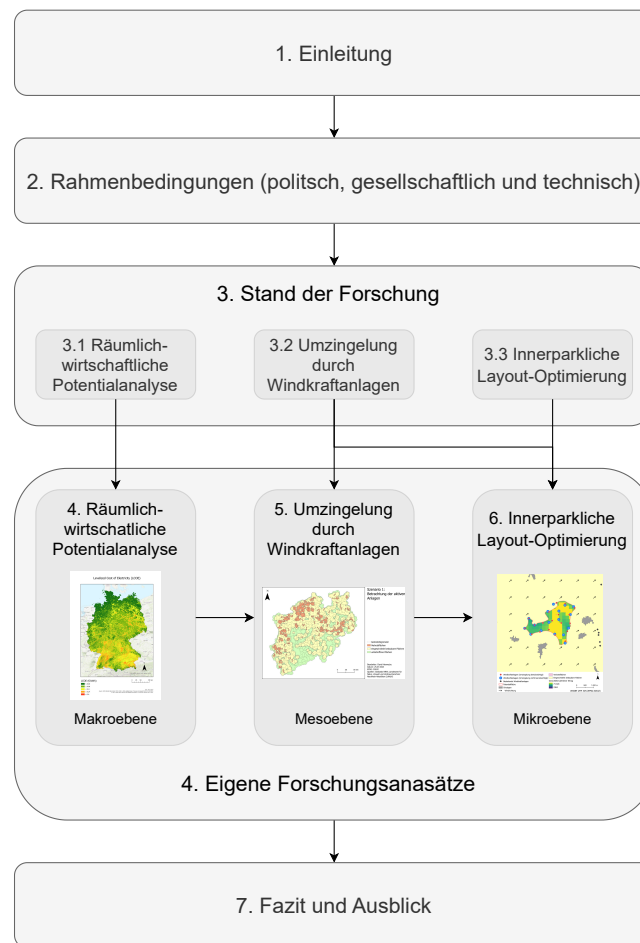


Abbildung 1.2: Gliederung der Dissertation.

In der mit der Layout-Optimierung verbundenen Fallstudie werden abschließend die Ergebnisse aus der Makro- und Mesoebene integriert. Dazu werden die Flächen der räumlich-wirtschaftlichen Analyse als Windparkflächen genutzt und der Algorithmus zur Berechnung der Umzingelung von Gemeinden durch WKA als Erweiterungsmodul in den Algorithmus der Layout-Optimierung eingeflochten.

Teile der Dissertation sind bereits als eigenständige Veröffentlichungen erschienen und wurden in diese Arbeit wortwörtlich mit eingeflochten (dazu bitte [64, 65, 66] vergleichen).

2 Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt werden Grundlagen zu den politischen und gesellschaftlichen sowie zu den technischen Rahmenbedingungen besprochen. Dabei stecken die politischen und gesellschaftlichen Inhalte den thematischen Rahmen ab. Die technischen Rahmenbedingungen beschreiben genutzte Werkzeuge und Umgebungen aus dem methodischen Umfeld.

2.1 Politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden Grundlagen zum Windenergieausbau vermittelt. Begonnen wird mit der Einführung und Entwicklung des EEG, welches für die Unterstützung und den Aufbau der EE seitens der Politik eingeführt wurde. Weiterführend werden dann die Inhalte der Genehmigungsverfahren beschrieben, welche die Kriterien zum Bau von WKA darstellen.

2.1.1 Entwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Mit dem Ziel, die Energiegewinnung klimafreundlich zu gestalten, ist der Ausbau der EE ein wesentlicher Bestandteil der Energiepolitik. In Deutschland hat man dies früh erkannt und konnte mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG, 1990) den ersten Schritt in Richtung einer Förderpolitik unternehmen, die eine verpflichtende Abnahme erneuerbarer Energien durch den Netzbetreiber einführte. Dies hatte eine erste große Zubauwelle zur Folge. Weiterführend wurde im Jahr 2000 das StrEG durch das EEG ersetzt, welches den Beginn für die eigens angestrebte „Energiewende“ darstellte. Die durch das EEG eingeführte Form der Einspeisevergütung gilt weltweit häufig als Vorlage für EE-Gesetzgebungen [140] (vgl. Abbildung 2.1).

Um die Vorgaben des Kyoto-Protokolls (nämlich die Treibhausgasemissionen bis 2010 um 21% zu senken) [108] einzuhalten, war es das Ziel des EEG 2000, die EE gegenüber konventionellen Primärenergiequellen wie Kohle, Öl oder Kernenergie wettbewerbsfähig zu machen und den bereitgestellten Anteil für genutzte Energie bis 2010 gegenüber dem im Jahre 1998 zu verdoppeln. Dazu wurde festgelegt, dass EE die vorrangig zu wählenden Stromquellen für Netzanbieter sind. Durch den Einsatz einer festgelegten schrittweisen Einspeisevergütung für Windenergie, welche durch eine nominal degressive jährliche Absenkung für 20 Jahre geregelt wurde, sollte der Bau von WKA für Investoren finanziell planbar und damit ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz zum Ausbau geschaffen werden.

Zur Finanzierung wurde die Differenz zwischen festgelegter Einspeisevergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber und den im Gegensatz zur Einspeisevergütung niedrigeren Strompreisen an der Börse größtenteils auf die Stromverbraucher umgelegt, nämlich als EEG-Umlage (vgl. [17]).

In den Folgejahren (2000-2002) profitierte die Branche noch von den Genehmigungen der Vorjahre und der Ausbau der EE stieg weiter stark an. Dieser gipfelte im Jahr 2002 in einem jährlichen Zubau von 2328 Anlagen bei bereits 11438 kumulierten Anlagen vom Vorjahr [37]. Erst in den Jahren darauf (2002-2004) waren die Auswirkungen der sogenannten 5%-Klausel (welche die Annahme von Strom auf fünf Prozent deckelte und damit auch den Ausbau bremste) und der stagnierenden Wirtschaft in Deutschland zu spüren.

Dennoch gewannen die EE trotz eines Rückgangs der Zubauzahlen immer mehr an Bedeutung in der Stromversorgung. 2004 wurde eine kumulierte Leistung von 16629 MW (Megawatt) bei einer Anlagenmenge von 16543 in Deutschland verzeichnet [37]. Darauf aufbauend, wurde mit der ersten EEG-Novelle (dem EEG 2004) beschlossen, den Ausbau der EE-Anteile am deutschen Strommix bis 2010 von 7,9 % (im Jahr 2003¹) auf 12,5 % und bis 2020 auf mindestens 20 % zu steigern [16].

Die nächste Novelle im Jahr 2009 hat darauf aufbauend eine Regelung zum so genannten Härteausgleich bei Nichteinspeisung eingeführt, was eine Investition in die EE nochmals absicherte. Dadurch war der Netzbetreiber verpflichtet, bei einer Überschreitung seiner Kapazitäten und dem darauf folgenden Abschalten der WKA dem Anlagenbetreiber eine Ausgleichszahlung zu zahlen. Zudem wurde eine Direktvermarktung an der Börse ermöglicht, wodurch der Energieerzeuger seine Energie selbst vermarkten konnte. In den darauf folgenden Jahren stieg der jährliche Zubau weiter an. Dies nahm das EEG 2012 auf und legte neue Ausbauziele fest. Es sollten bis 2020 35 %, bis 2030 50 %, bis 2040 65 % und bis 2050 80 % des genutzten Stroms aus EE stammen [16].

Durch den Härteausgleich und die günstigen Zinsen, ausgelöst durch die Weltwirtschaftskrise 2008 [122], war der Bau von Windkraftanlagen nicht nur risikoarm, sondern auch noch günstig. Die Auswirkungen waren bis 2017 zu spüren. 2014 gab es einen Zubau von 1766 Anlagen bei einer Leistung von 4750 MW und im Jahr 2017 wurde ein Zubau von 1792 Anlagen bei einer Leistung von 5333 MW verzeichnet [16, 20, 37].

Aufgrund des starken Zubaus stiegen die Förderkosten und damit auch die EEG-Umlage stark an. Daher wurde 2014 eine Novellierung beschlossen, welche die Förderkosten schrittweise senken bzw. den Anstieg bremsen sollte. Außerdem wurden die Netzbetreiber entlastet, indem der Ausbau auf jährlich 2,5 GW (Gigawatt) Windenergie an Land beschränkt und dadurch planbarer gemacht wurde. Ziel war es somit, die EE marktfähiger zu machen. Dazu wurde neben den oben genannten politischen Werkzeugen eine verpflichtende Direktvermarktung beschlossen. Dies galt für Neuanlagen mit einer Leistung von mindestens 500 kW, die zwischen dem 1. August 2014 und dem 1.

¹<https://www.verivox.de/strom/nachrichten/strommix-2004-kohle-und-atom-energie-weit-vorn-8961/>, zugegriffen am 24.01.2024

Januar 2016 gebaut wurden und nach dem 1. Januar 2016 für Anlagen ab 100 kW Leistung [15, 17].

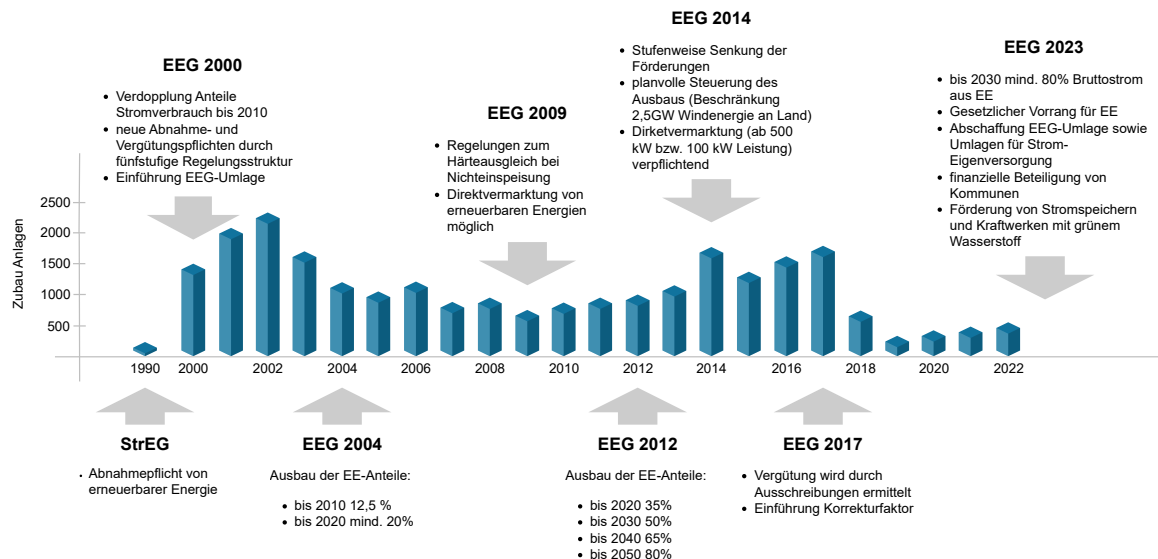


Abbildung 2.1: Entwicklung des EEG und der Zubau von WKA. Eigene Darstellung nach: [17, 20, 37]

Um den EE weiterhin zu mehr Selbstständigkeit zu verhelfen, wurde mit der Veröffentlichung der EEG-Novelle 2017 die feste Einspeisevergütung durch eine Marktpremie (eine durch die EEG-Umlage finanzierte Ausgleichszahlung) in Verbindung mit der Verpflichtung zur Direktvermarktung sowie einem Ausschreibungsmodell, hier in Form einer Rückwärtsauktion, ersetzt. Die Marktpremie soll demnach nun an denjenigen Investor gehen, welcher den niedrigsten Preis (€/kWh) für die Stromerzeugung ansetzt.

Damit auch weniger windreiche Gebiete zukünftig wirtschaftlich interessant werden, wurde ein Korrekturfaktor eingeführt. Dieser steht in Abhängigkeit zum Verhältnis zwischen Referenzertrag ('Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.' EEG 2017 Anlage 2 zu § 36h [41]) der geplanten Turbine einerseits und Standortertrag (der mittlere Stromertrag einer WKA an diesem Standort abzüglich von Verlusten z.B. durch Abschattungseffekte [41]) andererseits. Bei einem höheren Referenzertrag im Vergleich zum Standortertrag liegt der Korrekturfaktor über 1 und umgekehrt liegt er unter 1. Der berechnete Faktor wird danach mit der verhandelten Marktpremie multipliziert. Dies führte dennoch nicht zu einem weiter steigenden jährlichen Zubau.

Im Jahr 2018 lag der jährliche Zubau bei gerade einmal 743 Anlagen in Deutschland, d.h. bei weniger als der Hälfte des Vorjahres. Seit 2017 stagniert nun der Ausbau der Wind-

kraftanlagen an Land (vgl. [17, 37, 20]). Neben den 2014 und 2017 beschlossenen neuen Vergütungsregelungen sammelten sich Regelungen im Genehmigungsverfahren, welche nicht nur die Geschwindigkeit des Ausbaus hemmten, sondern auch gesamte Bauvorhaben verhinderten.

Mit dem 'Osterpaket' 2022 zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland soll der Ausbau wieder angetrieben werden. In diesem Zuge wurde eine Bebauung von 2% der Landesfläche mittels Windkraftanlagen bis 2032 beschlossen. Laut Bundesregierung sind derzeit jedoch lediglich 0,8 % der Landesfläche für den Ausbau von Windenergie ausgewiesen, wovon 0,5 % tatsächlich nutzbar sind [19]. Demzufolge wird also angestrebt, in zehn Jahren die vierfache Fläche bebaut zu haben. Zusätzlich ist festzuhalten, dass es sich in diesem Fall um die Fläche ausgeschriebener Windeignungsgebiete handelt und nicht um die real genutzte Fläche. Einen Ansatz zur Berechnung der absolut genutzten Flächen bieten Koldrack et al. [78] und Klärle [77].

Um den Ausbau zu ermöglichen, wurde ein halbes Jahr später das 'Sommerpaket' 2022 vorgestellt, welches das Vorhaben durch beschleunigte und vereinfachte Genehmigungsverfahren, Förderung von Repowering (neue, leistungsfähigere WKA werden hierbei auf bereits bestehenden Windparkflächen errichtet und die alten WKA werden zurückgebaut) und den Erhalt von Anlagen, Erleichterungen der Logistik, finanzielle Beteiligung der Kommunen, uvm. durchführbar machen soll. Zusammengefasst bilden beide Pakete die Grundlage der EEG 2023, dem aktuell geltenden Gesetz [42].

2.1.2 Genehmigungsverfahren

Durch Genehmigungsverfahren wird geprüft, ob beim Bau von Windkraftanlagen ein Eingriff in die Natur vorliegt oder die Lebensqualität von Menschen beeinflusst wird. Daher gilt es, vor jedem Bau zu prüfen, inwieweit eine Windkraftanlage an dem geplanten Standort Auswirkungen auf die Natur und den Lebensraum der Menschen hat. Zur Überprüfung bzw. Regelung dieser Eingriffe wurden Gesetze und Richtlinien formuliert. Diese Regeln werden in Deutschland auf regionaler Ebene festgelegt und orientieren sich an Vorschlägen seitens der übergeordneten Bundesländer. In der Regel wird zwischen Ausschlusskriterien und Restriktionskriterien unterschieden. Ausschlusskriterien bilden dabei die absoluten Tabuzonen für den Bau von Neuanlagen. Ein Beispiel hierfür sind Bereiche in der Nähe von militärischen Einrichtungen. Restriktionskriterien hingegen sind 'weiche' Kriterien, die berücksichtigt werden müssen, jedoch im Einzelfall nicht immer den Bau von Neuanlagen blockieren (vgl. [92]).

Die Kriterienkataloge der Regionalplanungen können zudem sehr lang und inhomogen sein. Somit ist es schwer, eine allgemeingültige Auflistung zu erstellen, ohne (insbesondere im Fall der Restriktionskriterien) die Liste der Kriterien stark zu generalisieren. Um die aktuellen gesetzlichen Regelungen erfassen und auswerten zu können, muss also eine stetige Literatur- und Datenrecherche durchgeführt werden.

Mit dem 'Sommerpaket' 2022 soll nun (vgl. Unterabschnitt 2.1.1) unter anderem das Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt werden. Abbildung 2.2 stellt ver-



Abbildung 2.2: Inhalte des 'Sommerpakets' 2022. Eigene Darstellung nach [18].

einfacht die Inhalte des 'Sommerpakets' zur Vereinfachung der Genehmigungsverfahren vor. Diese sind grob aufgeteilt in sechs Hauptbestandteile (vgl. dazu [18]).

- Verfahrensbeschleunigung
- Erleichterungen in Industrie- und Gewerbegebieten
- Natur- und Artenschutz
- Erleichterung in Windgebieten
- Zivile Luftfahrt
- Militär

Die Verfahrensbeschleunigung beinhaltet weitere Strukturen und Vereinfachungen bei den Genehmigungsprozessen, um verwaltungsaufwendige Hindernisse zu umgehen. Unterstützend dahingehend wird der Luftfahrt- und Straßenbaubehörde eine Antwortfrist von zwei Monaten auferlegt, wodurch weitere mögliche Hindernisse zwar nicht abgeschafft, aber vermindert werden. Außerdem wird die Genehmigung von Anbaubeschränkungszonen von Bundesfernstraßen vereinfacht, falls lediglich der Rotor in die Zone hineinragt.

In ausgewiesenen Windgebieten soll EU-weit der Bau von WKA und in Industrie- und Gewerbegebieten (deutschlandweit) die Genehmigung von WKA vereinfacht werden.

Bei dem Thema Natur- und Artenschutz sind die Kernelemente die Standardisierung der Methoden zur Erfassung und Bewertung von Artenschutzfragen sowie die Bereitstellung und Zugänglichkeit von Daten. Dadurch erlangt die Bearbeitung von Natur- und Artenschutzthemen größere Transparenz und Reproduzierbarkeit.

Ein weiteres Element des 'Sommerpakets' sind militärische Belange. Um den Ausbau von WKA zu stärken sollen in diesem Fall militärische Prozesse angepasst und auf bestimmte Orte konzentriert werden. Dadurch können weitere Flächen zum WKA-Ausbau bereitgestellt werden, die vorher kategorisch ausgeschlossen wurden.

Zuletzt ist die zivile Luftfahrt zu erwähnen. Auch hier soll, insbesondere im Hinblick auf die Berechnung von potentiellen Störungen des Luftverkehrs, mehr Transparenz geschaffen und Prozesse verbessert werden. Einen Teil dieses Vorhabens stellt das Projekt WERAN plus, welches schon in den vergangenen Jahren für die Erstellung von Berechnungsmethoden zur Bestimmung der Auswirkungen von WKA auf Doppler-Drehfunkfeuer verantwortlich war.

Demnach ist das Genehmigungsverfahren und dessen Kriterien ein Kernthema für den Windenergieausbau, da in dieser Phase die Realisierung beschlossen wird. Zudem sind genau diese Kriterien die politisch und gesellschaftlich aufgeladenen Diskussionsthemen. Besonders im Falle der Einschränkung der Lebensqualität der Menschen setzt das Thema Akzeptanz (vgl. Unterabschnitt 3.2.2) ein.

2.2 Technische Rahmenbedingungen

Da ein Großteil dieser Arbeit die Entwicklung von Algorithmen zur Lösung windkraftspezifischer Frage- und Problemstellungen beinhaltet, werden in diesem Kapitel die Grundlagen aus der theoretischen Informatik beschrieben, mit denen es möglich ist, einen Algorithmus hinsichtlich seiner Komplexität sowie Performance einordnen und vergleichen zu können. Dazu werden zuerst Laufzeitklassen und Komplexitätsklassen beschrieben. Anschließend wird die offene Entwicklungsumgebung und Datenlage dokumentiert.

2.2.1 Laufzeitklassen

Um Algorithmen hinsichtlich ihrer Effizienz einordnen zu können, werden passende Maßzahlen benötigt. Häufig wird dazu auf die Laufzeit des Algorithmus zurückgegriffen. Dies kann in speziellen Fällen zwar aussagekräftig sein, beschreibt aber nicht die tatsächliche Effizienz. Die Laufzeit korreliert stark mit der Eingabemenge und ist daher nur schlecht vergleichbar.

Aus diesem Grund wird die O-Notation, oder auch Landau-Notation genannt, für die Beschreibung und Abschätzung des Aufwandes bzw. der Schwere des Algorithmus genutzt. Erstmals wurde die Symbolik 1894 von Paul Bachmann mit folgenden Worten eingeführt: "[...]das Zeichen $O(n)$ eine Grösse ausdrücken, deren Ordnung in Bezug auf n die Ordnung von n nicht überschreitet; [...]"

([9], Seite 401). Edmund Landau übernahm später diese Symbolik, um asymptotisches Verhalten (Verhalten am Grenzwert, obere und untere Schranke) beschreiben zu können. Neben O (obere Schranke) führte er o als untere Schranke ein (vgl. [79]). Allgemein gilt dabei:

$$f(x) = O(g(x)) \quad (2.1)$$

$f(x)$ = reelle oder komplexe Funktion von x

O = eine Funktion, die durch $g(x)$ majorisiert wird

$g(x)$ = positive Funktion von x (die tatsächlich bestehende Komplexität)

Dazu gilt grundsätzlich, dass eine Laufzeitklasse $O(g)$ immer den schlimmsten Fall - also die obere Schranke der Komplexität g - bildet. Vereinfacht gilt somit:

$$f \in O(g). \quad (2.2)$$

Die Computerwissenschaft hat diese Vorgehensweise später übernommen. Nach Rutenan [106] wurde die O-Notation erstmalig von Reingold [104] und nachfolgend von Aho et al. [4] zur Analyse von Algorithmen genutzt. Wenn darauf aufbauend also eine Funktion bzw. ein Algorithmus beispielsweise eine quadratische Laufzeit hat, gilt:

$$f \in O(n^2), \quad (2.3)$$

Tabelle 2.1: Laufzeitklassen, verändert nach [12].

Notation	Erklärung	Beispiele
$f \in O(1)$	Konstante Laufzeit	Zugriff auf Index in Liste
$f \in O(\log n)$	Logarithmische Laufzeit	Binäre Suche in sortierter Liste
$f \in O(n)$	Lineare Laufzeit	Lineare Suche
$f \in O(n \cdot \log n)$	Super-lineare Laufzeit	Sortieralgorithmen durch Vergleiche
$f \in O(n^2)$	Quadratische Laufzeit	Einfache Sortieralgorithmen
$f \in O(2^n)$	Exponentielle Laufzeit	Erfüllbarkeitsproblem
$f \in O(n!)$	Faktorielle Laufzeit	Problem des Handlungsreisenden

wobei in diesem Fall n der Eingabemenge entspricht. Auf dieser Basis ist es also möglich, durch die O-Notation eine Aussage hinsichtlich der Effizienz, also der Zeit in Abhängigkeit der Eingabemenge, zu treffen. Es gibt dazu bereits eine Vielzahl definierter Laufzeitklassen. Danach lassen sich die meisten Algorithmen in ein paar wenige einteilen (vgl. Tabelle 2.1 nach [12]).

Diese Laufzeitklassen können beispielsweise ganz einfache Algorithmen wie den Zugriff auf den Index einer Liste darstellen. In diesem Fall würde die Notation $f \in O(1)$ vorliegen. Da diese Notation kein variable Menge n einbezieht, benötigt der Algorithmus immer die selbe Zeit bei variabler Listengröße. Dies ändert sich bereits bei den klassischen Suchalgorithmen. Bei der linearen Suche wird jedes Element untersucht, woraus sich eine Notation von $f \in O(n)$. Bei einer binären Suche wird eine geordnete Liste immer wieder geteilt und dadurch eingegrenzt, bis der gesuchte Wert gefunden wurde. Durch das Teilen der Werte ergibt sich eine logarithmische Laufzeit mit der Basis 2 und damit die Notation $f \in O(\log n)$.

Die Komplexität steigt bis zu einer faktoriellen Laufzeit mit der O-Notation $f \in O(n!)$ an. Das klassische Beispiel hierfür ist das kombinatorische Optimierungsproblem des Handlungsreisenden (engl. traveling salesman problem). Dabei sollen gegebene Standorte bzw. Städte auf dem kürzesten Wege bereist werden, sprich, es soll eine Reihenfolge für die zu bereisenden Orte ermittelt werden. Es darf jedoch keine Stadt doppelt bereist werden, wobei die erste Stadt den Start- und Endpunkt darstellt. Zu Beginn klingt das Problem recht einfach, ist jedoch beim genaueren Hinsehen um ein Vielfaches komplexer. Sobald eine Strecke von einer Stadt zur Anderen gewählt wird, können die zwei Städte in dieser Kombination nicht mehr mit den anderen Orten verknüpft werden. Demnach hat jede Entscheidung Auswirkungen auf den späteren Verlauf. Dadurch wird das Problem mit jeder hinzukommenden Stadt immer komplexer. Einen genauen Abriss über die Geschichte des Problems ist dazu in [68] zu finden.

2.2.2 Komplexitätsklassen

Neben den Algorithmen können auch die zu lösenden Probleme in Klassen eingeteilt werden. In diesem Fall spricht man von Komplexitätsklassen. Es wird zwischen zwei Hauptklassen unterschieden, Probleme die in P (Polynomiell) liegen und Probleme die in NP (Nichtdeterministisch Polynomiell) liegen.

Bei der Klasse P ist die Rede von Problemen, die durch einen Algorithmus in Polynomialzeit deterministisch gelöst werden können (vgl. [54]). Unter einem Algorithmus, der in Polynomialzeit lösbar ist, versteht man einen Algorithmus, der ein Problem mit einer Notation von $O(n^k)$ (wobei $k \in \mathbb{N}$) lösen kann. Der Terminus deterministisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass dieser Algorithmus zusätzlich nachvollziehbare und reproduzierbare bzw. klar festgelegte Rechenschritte durchführen muss. Aufgrund dieser beiden Eigenschaften ist ein Problem in P lösbar und klar strukturiert. Ein Beispiel hierfür ist ein Sortieralgorithmus. Die Vorgehensweise und das Ergebnis sind immer gleich und der Aufwand ist klar berechenbar.

Ein Problem in NP hingegen entspricht Problemen, die zwar auch in Polynomialzeit, aber durch nichtdeterministische Algorithmen gelöst werden (vgl. [54]). Diese versuchen, über das Schätzen möglicher Lösungen zum Ziel zu gelangen. Dabei bewerten sie die Lösungen nach Richtigkeit, also ist die Lösung 'true' oder 'false'. Daher spricht man in diesem Fall von einem Entscheidungsalgorithmus.

Generell ist festzuhalten, dass Probleme der Klasse P immer in NP liegen. Deterministisch lösbare Probleme können also jederzeit künstlich durch einen nichtdeterministischen Ansatz gelöst werden. Dennoch ist die theoretische Informatik und die Mathematik nicht sicher, ob $P = NP$ ist. Diese Frage ist eines der bekanntesten Probleme der Mathematik und wurde daher in die Reihe der Millenniumprobleme des Clay Mathematics Institutes² aufgenommen. Erstmals wurde das Problem Mitte des 20. Jahrhunderts entdeckt. Sipser [116] hat dazu einen historischen Abriss verfasst und Aaronson [1] beschreibt unter anderem, warum das Problem so schwierig ist, und wo die methodischen Entwicklungen hinsichtlich der Debatte stehen.

Neben P und NP gibt es noch die Klassen NP-schwer und NP-vollständig (vgl. Abbildung 2.3). Wie in Abbildung 2.3 zu sehen, liegt P in NP falls $P \neq NP$ vorliegt. Die Klasse NP-schwer definiert Probleme A, auf die alle Probleme B aus NP in deterministischer polynomialer Zeit reduziert werden können. Damit ist gemeint, dass jeder Lösungsansatz eines bestehenden Problems die Probleme aus NP lösen kann. Falls dies der Fall ist, dann besteht eine NP-schweres Problem. Die Probleme aus NP sind also höchstens so schwer wie die Probleme aus NP-schwer ($NP \leq NP\text{-schwer}$). Die Klasse NP-schwer lässt sich zudem noch aufteilen. Die NP-schweren Probleme, die in Polynomialzeit lösbar sind, werden in der Informatik NP-vollständig genannt. Die Probleme aus NP-schwer müssen nicht immer in NP liegen, da es z.B. Optimierungsprobleme gibt, die nicht in Polynomialzeit bzw. gar nicht lösbar sind.

Ist nun aber $P = NP$, dann verschmelzen die Klassen P, NP und NP-vollständig zu ei-

²<https://www.claymath.org/millennium-problems/>, zugegriffen am 21.01.2024.

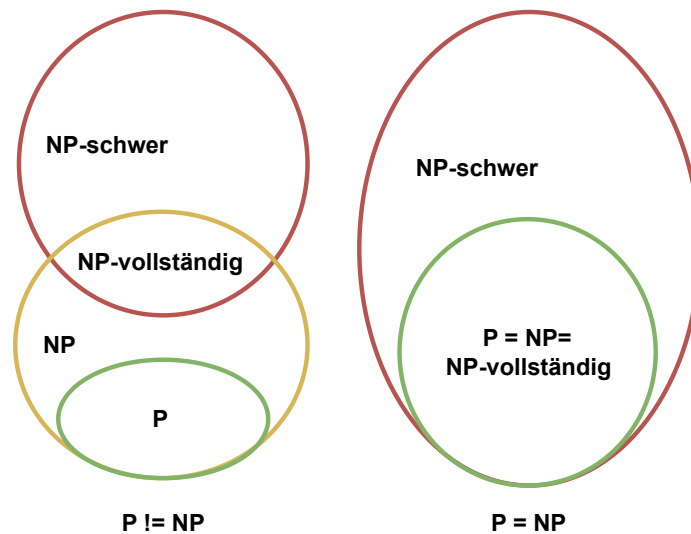


Abbildung 2.3: Schaubild zu Komplexitätsklassen. Vergleich $P \neq NP$ und $P = NP$

ner Klasse und die NP-schweren Probleme stehen diesen gegenüber. Da es bislang noch niemanden gelungen ist, eine der beiden Annahmen zu beweisen, muss weiterhin mit $P \neq NP$ gearbeitet werden.

Vereinfacht gesagt gibt es also drei Komplexitätsklassen, die außerhalb der theoretischen Informatik oder Mathematik interessant sind. Das sind die Probleme, die strukturiert und zeitlich berechenbar sind, also P, sowie Probleme, die unstrukturiert aber in annehmbarer Zeit lösbar sind (NP). Meist sind dies Entscheidungsprobleme. Zuletzt gibt es dann noch die Probleme, die so schwierig sind, dass sie nur näherungsweise gelöst werden können (NP-schwer).

Die Optimierung von Windparklayouts, also die Wahl der Windkraftanlagenstandorte innerhalb eines Windparks, ist eines dieser NP-schweren Probleme, welches nicht in NP liegt [109]. Die Probleme aus NP können zwar auf die WFLO reduziert werden (z.B. durch die Berechnung der Anzahl der möglichen Anlagen), jedoch gibt es noch keinen Ansatz, der die Lösung der WFLO in polynomialer Zeit gefunden hat (vgl. Unterabschnitt 3.3.2).

2.2.3 Technische Umgebungen und Open Data

Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden durch eine größtenteils frei zugängliche technische Umgebung ermöglicht, welche in diesem Abschnitt näher erläutert wird. Dazu spielen neben der Softwareumgebung auch die Programmierung und die Datenverfügbarkeit eine Rolle. Zusätzlich wird die Zugänglichkeit zu den Ergebnissen bzw. den erstellten Skripten der Dissertation beschrieben.

Den Anfang sollen die genutzten Daten darstellen. Zur Berechnung der Energieerträge werden Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten benötigt. Eine flächendeckende Da-

tengrundlage für Deutschland bietet hier der Deutsche Wetterdienst (DWD) an. Entweder liegt sie bereits als vorprozessierter Datensatz, wie im Falle der Windgeschwindigkeiten [39], oder als frei zugängliche Messreihen der Wetterstationen des DWD (siehe dazu den Open Data Server des DWD³) vor. Die Daten für die Durchführung der Fallstudien stammen von dem Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV). Bei der Bereitstellung der Daten ist NRW hervorzuheben. Hier werden in einer Open Data Initiative auch die INSPIRE (Infrastructure for Spatial Information in Europe) Richtlinien seit 2009 per Gesetz, dem Geodatenzugangsgesetz NRW (GeoZG NRW) [81], integriert. INSPIRE ist eine Richtlinie des Europäischen Parlaments zur Bereitstellung von Geodaten. Sie ist 2007 in Kraft getreten und steht für die Erschaffung einer gemeinsamen, homogenen und offenen Geodateninfrastruktur in Europa. Kernelemente der Richtlinie sind standardisierte Metadaten, einheitliche Datenmodelle, die Art des Zugriffs und die offene webbasierte Bereitstellung der Daten (vgl. dazu den Eintrag der GDI-DE zum Thema INSPIRE⁴). NRW ist also bereits zwei Jahre nach der Veröffentlichung der INSPIRE-Richtlinie dem Ruf des Europäischen Parlaments gefolgt und hat diese im Land umgesetzt. Jedoch ist dies bei einigen anderen Bundesländern noch nicht der Fall, wobei durch die 'Durchführungsverordnung zur Festlegung bestimmter hochwertiger Datensätze und der Modalitäten ihrer Veröffentlichung und Weiterverwendung' der Europäischen Kommission im Jahr 2022 [46] eine Durchführung der INSPIRE-Richtlinien bis zum Juni 2024 festgelegt wurde. Somit werden die hier entwickelten Algorithmen in Zukunft in ganz Europa nutzbar sein. Die im Detail genutzten Datenbestände werden im weiteren Verlauf nochmals in den einzelnen Methodiken aufgelistet.

Als Programmiersprache wurde Python gewählt, sie ist die zur Zeit beliebteste Programmiersprache⁵. Gegenwärtig gibt es ein Meer von Möglichkeiten, Prozesse zu automatisieren bzw. eigene Skripte zu erstellen. Dies können unterschiedliche Programmiersprachen sein, welche immer ihre individuelle Stärken haben, oder Software, die ein Visual-Skripting ermöglichen. Dabei muss keine Syntax mehr erlernt und eingehalten werden. Die Nutzer haben vorgegebene Funktionen, die als eine Art Graph aneinander geschaltet werden. Diese ist jedoch oft kostenpflichtig und bietet einen eher eingeschränkten Umfang im Vergleich zum herkömmlichen Programmieren. Die in dieser Arbeit erstellten Lösungen können zwar auch in anderen Programmiersprachen gelöst werden, jedoch bietet Python eine sehr große Bandbreite an Bibliotheken und den damit verbundenen Funktionen, was ein flexibles Arbeiten ermöglicht. Als Skriptsprache bestehen zwar Einbußen in der Geschwindigkeit, jedoch werden diese durch die in C++ geschriebenen Bibliotheken wieder aufgefangen. Zusätzlich sind die Python-Interpreter sowie die meisten Bibliotheken kostenfrei nutzbar und offen zugänglich.

³<https://www.dwd.de/DE/leistungen/opendata/opendata.html;jsessionid=2D0A2ECA65FC778929\6D89E13F764B6C.live21073?nn=16102>, zugegriffen am 21.01.2024.

⁴<https://www.gdi-de.org/INSPIRE>, zugegriffen am 21.01.2024

⁵<https://www.fiveteams.com/ratgeber/programmiersprachen-ranking>, zugegriffen am 22.01.2024

Zur Visualisierung, Verwaltung und Aufbereitung wurden die beiden Geo-Informationssysteme (GIS) genutzt: ArcGIS Pro als einziges kommerzielles Produkt und QGIS als Open-Source-Projekt. Beide Umgebungen gehören zu der Familie der GIS-Softwaretypen und bieten für diese Arbeit die Möglichkeit Geodaten zu lesen, zu verwalten, zu verarbeiten und als Karte zu visualisieren. Die internen Prozessierungswerkzeuge wurden lediglich zur Verwaltung und Aufbereitung genutzt.

Außerdem bauen die hier vorgestellten Forschungen auf eigene vorangegangene und parallel durchgeführte Arbeiten in Zusammenarbeit mit Carsten Croonenbroeck auf. Dabei sind insbesondere die Daten der Simulationsstudie zum §36h des EEG 2017 [29] zu erwähnen, welche die Basis der wirtschaftlich-räumlichen Potentialanalyse darstellen (auch hierauf wird nochmals Bezug genommen). Außerdem werden zur späteren Validierung der innerparklichen Layout-Optimierung das bei CRAN veröffentlichte Package 'wflo' für die Programmiersprache R [30] sowie eine veröffentlichte Vergleichsstudie unterschiedlicher Optimierungsalgorithmen [31] genutzt. Die drei Forschungsergebnisse sind Produkte einer gemeinsamen Forschungszeit, wobei Carsten Croonenbroeck bei diesen genannten Veröffentlichungen federführend war. Die produzierten Daten aus diesen Forschungen und die Ergebnisse der Dissertation sind unter <http://wflo.auf.uni-rostock.de/index.html> frei zugänglich

Die erstellten Skripte der Dissertation werden auf der Plattform GitHub bereitgestellt und weiterentwickelt. Dort ist es möglich, neben den aktuellen Versionen auch die älteren Zustände der Skripte einzusehen und auf den eigenen Speicher zu spiegeln. Gesammelt werden die Skripte unter <https://github.com/DavidHennecke> publiziert und unterliegen der MIT-Lizenz. Eine kommerzielle Nutzung sowie Veränderungen des Codes sind dadurch nicht ausgeschlossen. In der jeweiligen Methodik werden die exakten Repositories (Speicherverzeichnis auf GitHub) nochmals genannt.

3 Stand der Forschung

In diesem Kapitel werden neben weiteren Grundlagen aktuelle und frühere wissenschaftliche Arbeiten vorgestellt. Dabei werden die drei Kernthemen der Arbeit, beginnend bei der räumlich-wirtschaftlichen Potentialanalyse über die Umzingelung von Gemeinden bis hin zur Windpark-Optimierung, als Gliederung genutzt und ggf. in Unterkapitel aufgeteilt.

3.1 Räumlich-wirtschaftliche Potentialanalyse

Wie in Unterabschnitt 2.1.1 beschrieben, ist der Ausbau der Windenergie an Land trotz des Erfolges der EE über die letzten 20 Jahre und der damaligen Einführung des EEG 2017 stark zurückgegangen [53]. FA Wind [47] sieht die Gründe dafür in der immissionschutzrechtlichen Genehmigung sowie Klagen gegen bereits genehmigte Projekte. Weitere Gründe könnten eine fehlende Wirtschaftlichkeit baurechtlich geeigneter Flächen oder eine zu geringe Menge an ausgeschriebenen Flächen sein. Ein wichtiges Merkmal hinsichtlich wirtschaftlicher Potentiale sind die Stromgestehungskosten, da diese ggf. an windarmen Standorten die garantierte Marktprämie übersteigen und demnach solche Standorte nicht rentabel sind.

Nicht nur aus wirtschaftlicher Sicht, sondern auch für die politische Entscheidungsfindung, sind Potentialanalysen von großem Interesse [131]. In der Regel liegt der Fokus dieser Analysen auf dem potentiellen Energieertrag, auf der Menge der stellbaren Anlagen oder der kalkulierten Mindestauslastung, also der Anzahl der Volllaststunden im Jahr. Dabei wird auf Basis von Windgeschwindigkeitsdaten und den Leistungsdaten einer Referenzanlage ein möglicher Energieertrag berechnet. Danach können attraktive Flächen je nach festgelegtem Energieschwellenwert herausgefiltert und dann für die Potentialberechnung, wie z.B. die Turbinenanzahl, verwendet werden [88, 48].

Neben der Ertragsfilterung werden die potentiellen Standorte zudem durch kritische Baubereiche begrenzt. Je nachdem, wie die politische bzw. rechtliche Ausrichtung an den Standorten ist, fallen diese Filterungen häufig unterschiedlich stark oder schwach aus. Allgemeingültig ist jedoch das grundsätzliche Bauen auf Flächen wie Schutzgebieten, Flughäfen und Siedlungsflächen, wodurch diese kritischen Bereiche häufig in großflächige Berechnungen mit einbezogen werden [88].

Dieser Ansatz der Potentialberechnung bildet jedoch nur den energetischen Bereich ab. Ein weiterer wesentlicher Aspekt in der Realisierung eines Windparkprojekts ist hingegen auch seine Wirtschaftlichkeit. Croonenbroeck & Hennecke [29] verbinden beide Ansätze

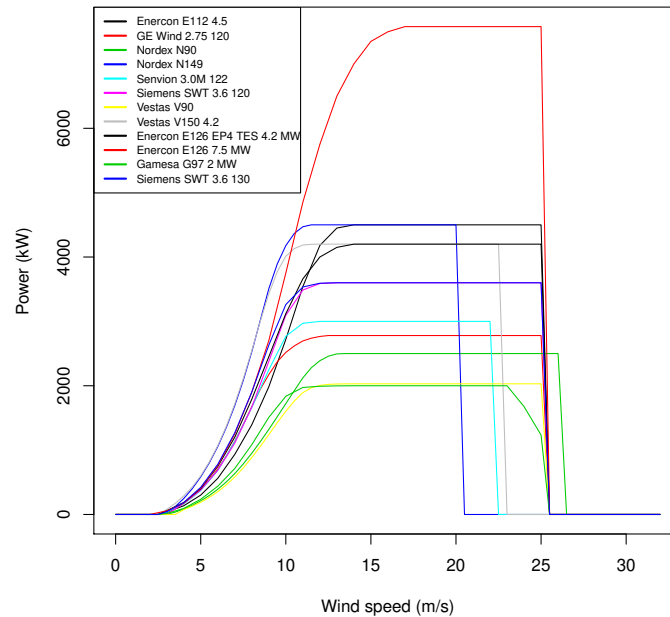


Abbildung 3.1: Leistung (Leistungskurven) von 12 beispielhaft ausgewählten Turbinen in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit [29].

miteinander und errechnen einen wirtschaftlich gewichteten Energieertrag. Hierzu wird ein Rasterdatensatz mit mittleren Windgeschwindigkeiten für ganz Deutschland mit einer Auflösung von 200 m x 200 m genutzt [39]. Auf Basis dieser Daten werden mittels einer Simulationsstudie die Standorterträge jeder Zelle für 84 Turbinentypen (siehe Abbildung 3.1) auf neun unterschiedlichen Nabenhöhen (70 – 150 m in 10-m-Schritten) berechnet. Weiterführend werden die berechneten Standorterträge den Referenzerträgen gegenübergestellt, wodurch die jeweiligen Korrekturfaktoren berechnet werden können. Dadurch ist es möglich, Korrekturfaktor und Standortertrag zu multiplizieren, wodurch der wirtschaftlich gewichtete Energieertrag ermittelt wird. Auch diese Schritte werden für jede Zelle des Windrasters und jede Turbinen-Höhen-Kombination durchgeführt, wodurch abschließend die für jede Zelle beste Turbinen-Höhen-Kombination, Korrekturfaktor, Energieertrag und gewichteter Energieertrag herausgestellt werden können.

Für die Gewinnberechnung eines Investors werden jedoch neben dem Umsatz auch die LCOE benötigt. Diese werden in der Regel als Vergleichsmetrik zwischen Energieerzeugern genutzt. Insbesondere in der Welt der EE kann so der Bezug zu herkömmlichen Erzeugern verständlicher dargestellt und analysiert werden [130, 32]. Auch unter Investoren werden die LCOE häufig für Einschätzungen von Energiepreisen und somit als Entscheidungsbasis in der Wirtschaft genutzt [8]. Mit der Zeit haben sich unterschiedliche Berechnungsweisen etabliert und werden von Shen et al. [112] zusammengetragen.

Short et al. [113] definieren die Grundformel wie folgt:

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_t}{(1+i)^t}}, \quad (3.1)$$

wobei *TLCC* (total life-cycle cost) die diskontierten Gesamtkosten (Investitionsausgaben, Betriebskosten, Wartungskosten und Entsorgungskosten) über den gesamten Nutzungszeitraum N , Q_t die Energieerzeugung des Jahres t sowie i den Abzinsungssatz repräsentiert. Quyang and Lin [99] sowie Bruck et al. [14] stellen den LCOE Einspeisevergütungen gegenüber, um deren Wirtschaftlichkeit verifizieren zu können. Durch die Einführung des EEG 2017, insbesondere die eingeführte Rückwärtsauktion, könnten also die LCOE auch in Deutschland für die wirtschaftliche Einschätzung an Bedeutung gewonnen haben. Auch die Auswirkungen von Lagebeziehungen auf die LCOE sowie Gebietseinteilungen lassen sich bereits in der wissenschaftlichen Literatur finden. Rhodes et al. [105] stellen einen Vergleich unterschiedlicher Energieerzeuger auf Länderebene der USA vor. Vazquez and Iglesias [134] nutzen die LCOE, um das Potential von Gezeitenstromgeneratoren gegenüber Windenergie für bestimmte Standorte darzustellen. Byrne et al. [23] analysieren mit Hilfe von GIS- und LCOE-basierten Methoden die Optionen für eine energetische Absicherung ländlicher Gemeinden in Westchina. Simpson et al. [115] hingegen entwickeln auf Basis des LCOE zwei neue Metriken für die Planung und Optimierung von EE-Systemen.

Zusammengefasst sind die LCOE ein Werkzeug für die wirtschaftliche Vergleichbarkeit von Energieerzeugern. Zudem lässt sich mit dieser Metrik die Wirtschaftlichkeit eines Projekts besser einschätzen, insbesondere in Bezug auf die in Deutschland herrschende Politik bezüglich der Vergütung eingespeister Energiemengen.

3.2 Umzingelung durch Windkraftanlagen

Neben der wirtschaftlichen Rentabilität eines Windparks bzw. potentiellen Standorts, sind, wie bereits in Unterabschnitt 2.1.1 beschrieben, die politisch vorgeschriebenen Baukriterien ausschlaggebend. Sie sind unabdingbar für die Realisierung eines Bauprojektes sowie zur Ausschreibung von Eignungsgebieten seitens der Regionalplanung.

Die Umzingelung von Gemeinden durch WKA ist eines dieser Kriterien. Der Begriff Umzingelung beschreibt in diesem Rahmen das Umstellen von Gemeinden durch Windkraftanlagen. In der Literatur wird der Sachverhalt als Umzingelung bezeichnet, wobei von Seiten der Regionalplanung der Begriff Umfassung genutzt wird (vgl. [126, 103]). Das Kriterium soll also verhindern, dass Einwohner sich von Windkraftanlagen umzingelt bzw. eingeengt fühlen.

Im weiteren Verlauf werden die Begriffe Gemeinde und Ortslage im Zusammenhang mit dem Umzingelungsthema gleichermaßen genutzt. Der Fokus beider Begrifflichkeiten soll in dieser Arbeit auf die bebauten Bereiche einer Gemeinde gerichtet sein.

3.2.1 Methodische Ansätze

Die Anzahl der bestehenden methodischen Ansätze fällt sehr gering aus, was sicherlich zum Teil auf die eher verhaltene Anwendung des Baukriteriums Gemeindeumzingelung zurückzuführen ist. Grundlage für die derzeitige Herangehensweise an die Thematik ist ein Gutachten von 2013 [133]. Hierin wird auf Basis von Rechtssprechungen und psychologischen Studien ein erster Ansatz zum Thema Gemeindeumzingelung vorgestellt. Laut dieser Untersuchung liegt bei einer Bebauung von 120 Grad innerhalb eines Sichtfeldes (180 Grad) ein Gefühl der Umzingelung vor. Daher wird dies als absolute Grenze definiert, wodurch anschließend an diesen Bereich 60 Grad freigehalten werden müssen. Neben dem Gutachten ist in der Literatur nur ein weiterer Ansatz zu finden, der sich auf diese Problemstellung konzentriert. Taeger und Ulferts [126] legen einen methodischen Ansatz zur großflächigen Berechnung der Gemeindeumzingelung vor. Sie analysieren die Umzingelung aller Ortsmittelpunkte Schleswig-Holsteins hinsichtlich der bereits bebauten und geplanten Windeignungsgebiete. Ziel ist es, herauszufinden, welche Orte eine Umzingelung aufweisen und wie stark diese ist. Zudem stellen die Autoren mögliche Entwicklungsmöglichkeiten dar, nämlich die Einbindung von Höhendaten sowie die Umstellung der Berechnungsbasis vom Ortsmittelpunkt auf den Umring der Ortslage. In Nordrhein-Westfalen hingegen wird präventiv die mögliche bebaubare Fläche auf eine Begrenzung von 15 Prozent der Gemeindefläche festgelegt, um eine Umzingelung zu vermeiden [80].

3.2.2 Thematischer Rahmen

Die Ortsumzingelung bzw. Umzingelung von Windkraftanlagen ist zudem einzubetten in das Themenfeld Akzeptanz von infrastrukturellen Bauten. Dies ist insbesondere in den Sozialwissenschaften ein großes Forschungsfeld. Ein Untersuchungsgegenstand hiervon ist das NIMBY-Problem. Schon jetzt ist der Gedanke 'Not in my Backyard' (NIMBY, im deutschen Sprachraum auch als „Sankt-Florians-Prinzip“ bekannt, also das Phänomen, dass Teile der Bevölkerung bestimmte überregional bedeutsame Infrastruktur zwar befürworten und oft auch selbst nutzen wollen, aber deren Errichtung in der Nähe des eigenen Wohnorts abgelehnt wird (vergleiche dazu beispielhaft den Wikipedia-Artikel zum Thema NIMBY¹), ein sehr umstrittenes Thema in der Windenergiebranche. Ein Teil der oppositionellen Argumentationslinien wird die Umzingelung von Gemeinden sein. Aktuelle Umfragen zeigen, dass es einen großen Teil an unentschlossenen Bürgern gibt, welche weder Windkraftbefürworter noch -gegner sind (vgl. Abbildung 3.2 und [117]).

Wolsink [139] untersucht das Themengebiet um die Akzeptanz bzw. in diesem Fall den NIMBYismus bereits vor dem großen Windenergie-Boom, Anfang dieses Jahrhunderts (vgl. dazu Unterabschnitt 2.1.1). Schon damals war zwar die allgemeine Akzeptanz

¹<https://de.wikipedia.org/wiki/NIMBY>, zugegriffen am 21.01.2024.

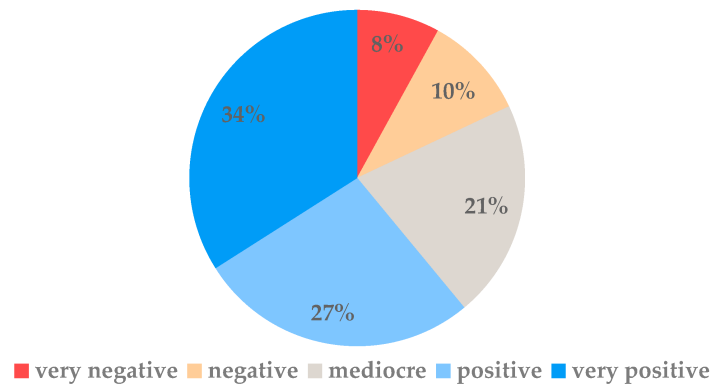


Abbildung 3.2: Einstellung gegenüber Windenergie gemäß einer Studie aus Griechenland [117]

für das Thema Windenergie in der Gesellschaft gegeben, jedoch werden viele Projekte durch das NIMBY-Problem behindert. Zudem wurde der NIMBY-Effekt weiter durch das Web 2.0, also die sozialen Medien, befeuert, was von Wang et al. [137] näher untersucht wird. Wüstenhagen et al. [142] befassen sich mit der sozialen Akzeptanz von EE. Insbesondere im Falle der Windenergie wird hier nochmals der hemmende Faktor eben jener sozialen Akzeptanz herausgestellt. Näher erläutert wird die Thematik anhand von drei Dimensionen, der gesellschaftspolitischen Akzeptanz, kommunalen Akzeptanz und der Marktakzeptanz. Johansen und Emborg [72] befassen sich mit dem Windpark-Miteigentumssystem (wind farm co-ownership scheme - WCS) im dänischen Erneuerbare-Energien-Gesetz (Danish Renewable Energy Act). Hier ist es möglich, in Windkraft-Projekte zu investieren. Mittels einer Befragung von 2000 Probanden beleuchten Johansen und Emborg den Einfluss des Gesetzes auf die soziale Akzeptanz. Die Ergebnisse zeigen, dass neben den wirtschaftlichen Unterschieden auch Alter und Geschlecht Einfluss auf die Auswirkungen des gesetzlichen Werkzeuges haben. Es wird zudem herausgestellt, dass der Anreiz nicht ausreicht, um Windkraftgegner umzustimmen. Devine-Wright [40] beleuchtet die Forschung zum Thema gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie. Es wird eine tiefer gehende empirische Forschung mittels Umfragen vorgeschlagen, um einen Rahmen für spätere Forschungen zu bieten. Boyle et al. [13] hingegen wollen anhand ihrer Studie belegen, dass es das NIMBY-Problem gar nicht gibt. Es wird hier eine ganz klare Linie zwischen Windkraftbefürwortern und -gegnern gezogen. Auch Skiniti et al. [117] sehen den NIMBYismus als eher schwachen Einflussfaktor und präsentieren eine Studie mit 600 befragten Personen zur Ermittlung und Evaluierung weiterer Einflussfaktoren.

Ob es den NIMBY-Effekt nun gibt oder ob er einfach nur wenig Einfluss auf die Akzeptanz von Windkraftprojekten hat, bedarf wohl weiterer Forschung. Jedoch vereint beide Ansätze, dass Aufklärung, sinnvolle Argumente und Regeln benötigt werden, um

einen Ausbau vorantreiben zu können. Ein Schritt in diese Richtung könnte also unter anderem die stärkere Berücksichtigung der Gemeindeumfassung in der Planung sein, um spätere Gegenargumente präventiv zu entkräften.

3.3 Innerparkliche Layout-Optimierung

Neben der Ermittlung von potentiellen Flächen auf der Makro- und Mesoebene, sollten auch im kleineren Maßstab (Mikroebene) Potentiale hinsichtlich lokaler Windgeschwindigkeiten, Windrichtungen oder ähnlichem genutzt und betrachtet werden. Diese lokale Betrachtung und Optimierung der Windpark-Layouts (engl.: Windfarm Layout Optimization - WFLO) wurde erstmalig von Mosetti et al. untersucht [94]. Eine der Kernherausforderungen hierbei ist die Berücksichtigung der Turbulenzen und geringeren Windgeschwindigkeit 'hinter' den Anlagen (vgl. [11, 94]), was die Stromerzeugung anderer WKA beeinflussen kann. Die WKA können also im Windschatten voneinander stehen, und durch den so genannten Nachlauf-Effekt (im englischen Wake-Effekt) beeinflusst werden. Dadurch ist nicht nur die individuelle Lage der WKA von Bedeutung, sondern vielmehr die Lage zueinander. Abbildung 3.3 zeigt beispielhaft diese Problemstellung. Zu sehen ist ein Quadrat, was das mögliche Windeignungsgebiet darstellen soll. Es wurden elf WKA positioniert und durchnummeriert. Die Dreiecke, ausgehend von den WKA, zeigen modellhaft den Einflussbereich der Nachlauf-Effekte, also die Bereiche, in denen der Wind ausgelöst durch die Nachlauf-Effekte der WKA weniger kräftig bläst. In grün sind die Bereiche gekennzeichnet, die keinen Einfluss auf andere WKA ausüben. Anlagen, die einen orangen Bereich aufziehen, haben einen Einfluss auf eine WKA. Der rote Windschatten von Anlage 3 beeinflusst zwei WKA des fingierten Windparks.

Mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus kann nun versucht werden, das beste Layout zu finden. In der Regel ist es das Ziel, den größtmöglichen Energieertrag zu erzielen. Daher würde ein WFLO-Algorithmus danach streben, den Einfluss der Nachlauf-Effekte so gering wie möglich zu halten. Die größte Auswirkung hat in diesem Modell die Anlage 3. Falls die Position von WKA 3 jedoch eine sehr hohe jährliche Energieerzeugung (Annual energy production - AEP) verspricht, würde das Verschieben von WKA 1 oder/und 2 sinnvoller sein. Wenn nun WKA 2 in südlicher Richtung bewegt wird und damit aus dem Einflussbereich der Anlage 3 verschoben wird, besteht die Gefahr, die bisher unberührte WKA 4 zu beeinflussen. Dieses Beispiel soll die Wechselbeziehungen zwischen den WKA innerhalb eines Windparks darstellen. Sobald also eine WKA gesetzt, verschoben oder weggenommen wird, kann dies Auswirkungen auf das gesamte Layout haben. Diese können auch am anderen Ende des Windparks auftreten. Werden die WKA 2,4,5 und 6 in südlicher Richtung verschoben, kann es beispielsweise passieren, dass es nicht mehr möglich ist, die WKA 7 - 10 sinnvoll zu verschieben, wodurch WKA 7 und 9 außerhalb der Windschatten stehen können. In diesem Fall liegt eine einfache Konfiguration vor, da keine individuellen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen vorliegen. Auch die vorgegebene Eignungsfläche ist stark vereinfacht.

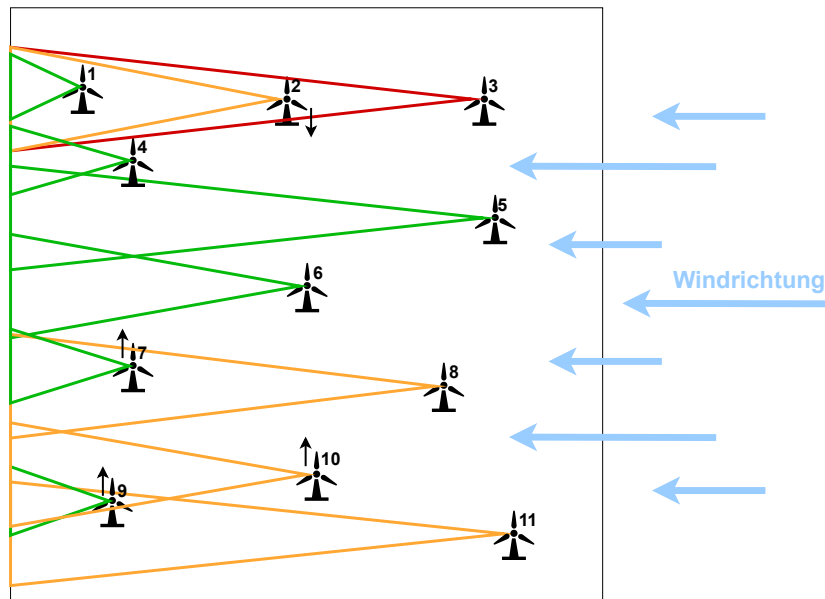


Abbildung 3.3: Schaubild zum Thema WFLO und Wake-Effekte.

Nachdem die theoretischen Grundlagen beleuchtet wurden, wird die Berechnung der Nachlauf-Effekte erläutert. Hier haben sich unterschiedliche Herangehensweisen etabliert. Sie reichen von modellhaften Berechnungen bis hin zu Simulationen. Unterabschnitt 3.3.1 soll einen Überblick über die unterschiedlichen Vorgehensweisen geben und wie sie im Forschungsfeld WFLO genutzt werden. Abschließend werden auf dieser Basis in Unterabschnitt 3.3.2 aktuelle aber auch historische Ansätze diskutiert.

3.3.1 Nachlauf-Effekt

Wie oben beschrieben hat der Nachlauf-Effekt massive Auswirkungen auf die Energieausbeute des Windparks. Daher ist es für die Entwicklung eines WFLO-Algorithmus essenziell, die Berechnung eben jener Effekte zu berücksichtigen. Daher wird in diesem Kapitel zunächst beleuchtet, wie viel Wind überhaupt von einer WKA entnommen wird und nachfolgend, welche Nachlauf-Effekt-Modelle in der WFLO genutzt werden.

3.3.1.1 Das Betz'sche Gesetz

Eine WKA erzeugt Strom durch die Umwandlung von kinetischer in mechanische Energie. Albert Betz übertrug 1926 diesen Umwandlungsprozess auf Windräder und bewies den theoretischen Zusammenhang der Strömungsgeschwindigkeiten und Leistungen (vgl. [62, 11]). Das Ergebnis war das Betz'sche Gesetz. Dieses besagt, dass bei einer Umwandlung von kinetischer in mechanischer Windenergie 59.3 % der Energie erhalten bleiben [11]. Festzuhalten ist jedoch, dass es sich um einen Wert handelt, der unter theoretischen Bedingungen berechnet wurde.

Aufgeschlüsselt nach Hau sowie nach Gasch & Twele [62, 55], beginnt die Herleitung bei der Strömungslehre, im Speziellen bei der Berechnung der kinetischen Energie (siehe Gleichung 3.2).

$$E = \frac{1}{2}mv^2. \quad (3.2)$$

E = kinetische Energie der strömenden Luftmasse (J)

m = Luftmasse (Gewicht)

v = Strömungsgeschwindigkeit (m/s)

Wenn nun aufbauend darauf die kinetische Energie E in Leistung P (also Energiemenge pro Zeit) umgerechnet werden soll, muss die Masse m in einen Massenstrom $\dot{m}$ umgewandelt werden. Dazu wird in der Strömungslehre angenommen, dass der Massenstrom $\dot{m}$ sich durch das Multiplizieren der Luftdichte ρ und des Volumenstroms $\dot{V}$ berechnen lässt (Gleichung 3.3).

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{V}. \quad (3.3)$$

$\dot{m}$ = Massenstrom (kg/s)

ρ = Dichte der Luft (kg/m^3)

$$\dot{V} = v \cdot A. \quad (3.4)$$

$\dot{V}$ = Volumenstrom (m^3/s)

A = Querschnittsfläche (m^2)

$\dot{V}$ hingegen vereint die mittlere Strömungsgeschwindigkeit v mit der Querschnittsfläche A (vgl. Gleichung 3.4) und zeigt das Volumen, welches in einer gewissen Zeit durch den Querschnitt strömt, an. Da $\dot{V}$ in m^3/s und die Dichte ρ in kg/m^3 angegeben wird, ergibt sich für den Massenstrom $\dot{m}$ die Einheit kg/s . Zusammengeführt ergibt sich Gleichung 3.5.

$$P = \frac{1}{2}\rho v^3 A, \quad (3.5)$$

P = Leistung (J/s)

wobei Gleichung 3.3 und Gleichung 3.4 mit Gleichung 3.2 zusammengeführt werden. In diesem Fall würde eine vollständige Umwandlung von kinetischer Energie in mechanische Energie vorliegen. Betz hat daraufhin hinterfragt, wie viel Energie ein Energiewandler tatsächlich in mechanische Energie umwandeln kann. Da der Massenstrom sich selbst nicht verändert, muss sich also die Windgeschwindigkeit verringern. Dadurch kann also auch nicht die gesamte Energie entnommen werden, da hinter einer Anlage immer noch Wind weht. Die Differenz des Zustands vor der WKA und nach der WKA stellt demnach

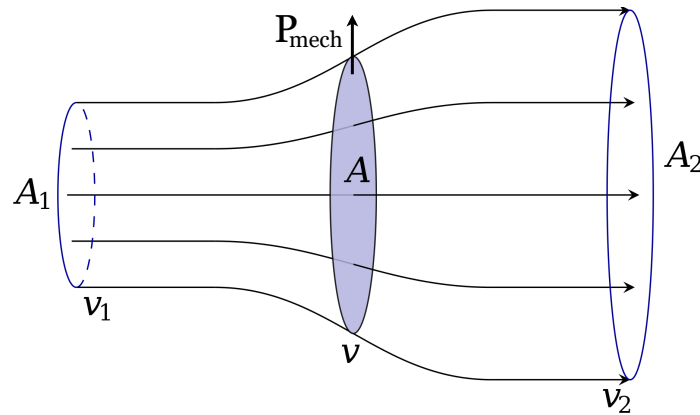


Abbildung 3.4: Strömungsverlauf und Auswirkungen durch eine mechanische Leistungsentnahme nach Betz (verändert nach [62]).

die potentielle entnehmbare Leistung dar (vgl. Gleichung 3.6). Dazu gilt:

$$P_{mech} = \frac{1}{2}\rho v_1^3 A_1 - \frac{1}{2}\rho v_2^3 A_2 = \frac{1}{2}\rho(v_1^3 A_1 - v_2^3 A_2), \quad (3.6)$$

P_{mech} = Entzogene mechanische Leistung (J/s)

A_1 = Querschnitt vor dem Energiewandler (m^2)

v_1 = Windgeschwindigkeit vor dem Energiewandler (m/s)

A_2 = Querschnitt nach dem Energiewandler (m^2)

v_2 = Windgeschwindigkeit nach dem Energiewandler (m/s)

wobei A_1 und v_1 dem Zustand vor der Anlage bzw. dem Energiewandler entsprechen und A_2 sowie v_2 dem Zustand nach der Energieentnahme. Da nun aber der Massenstrom sich nicht verändert, die Windgeschwindigkeit jedoch verringert wird, vergrößert sich zwangsläufig der Querschnitt (vgl. Abbildung 3.4). Daher muss auch Gleichung 3.6 dahingehend umgestellt werden. Also gilt:

$$P_{mech} = \frac{1}{2}\rho v A(v_1^2 - v_2^2). \quad (3.7)$$

Ziel ist es demnach, das Verhältnis zwischen v_1 und v_2 zu ermitteln. Weiterführend wird, nach dem Theorem von Fraude und Rankine, v wie in Gleichung 3.8 definiert. Wird dann Gleichung 3.8 in Gleichung 3.7 eingefügt, ergibt sich Gleichung 3.9.

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2}. \quad (3.8)$$

$$P_{mech} = \frac{1}{2} \rho \frac{v_1 + v_2}{2} A (v_1^2 - v_2^2). \quad (3.9)$$

Darauf aufbauend wird dann die relative Restgeschwindigkeit durch Gleichung 3.10 definiert. Wird diese Definition nun in Gleichung 3.9 berücksichtigt ergibt sich Gleichung 3.11.

$$\begin{aligned} x &= \frac{v_2}{v_1}, \\ v_2 &= v_1 x, \end{aligned} \quad (3.10)$$

x = relative Restgeschwindigkeit.

$$P_{mech} = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A \frac{1+x}{2} (1-x^2). \quad (3.11)$$

Da $\frac{1}{2} \rho v_1^3 A$ die Windleistung vor der Anlage beschreibt und der zweite Teil der Gleichung 3.11 den so genannten Leistungsbeiwert definiert, ergibt sich abschließend:

$$c_p(x) = \frac{1+x}{2} (1-x^2). \quad (3.12)$$

c_p = Leistungsbeiwert

Abbildung 3.5 zeigt dazu den Kurvenverlauf der Gleichung 3.12. Es sind also zwei Kenngrößen durch diese Herleitung hervorgekommen. Zum Einen liegt der maximale Leistungsbeiwert bei 0,5926, also etwa 60 % kinetischer Windenergie kann höchstens in mechanische Energie umgewandelt werden. Zum Anderen gibt Betz durch sein Gesetz einen Richtwert für die Windgeschwindigkeit nach einer WKA an, nämlich dass lediglich $\frac{1}{3}$ der Windgeschwindigkeit erhalten bleibt.

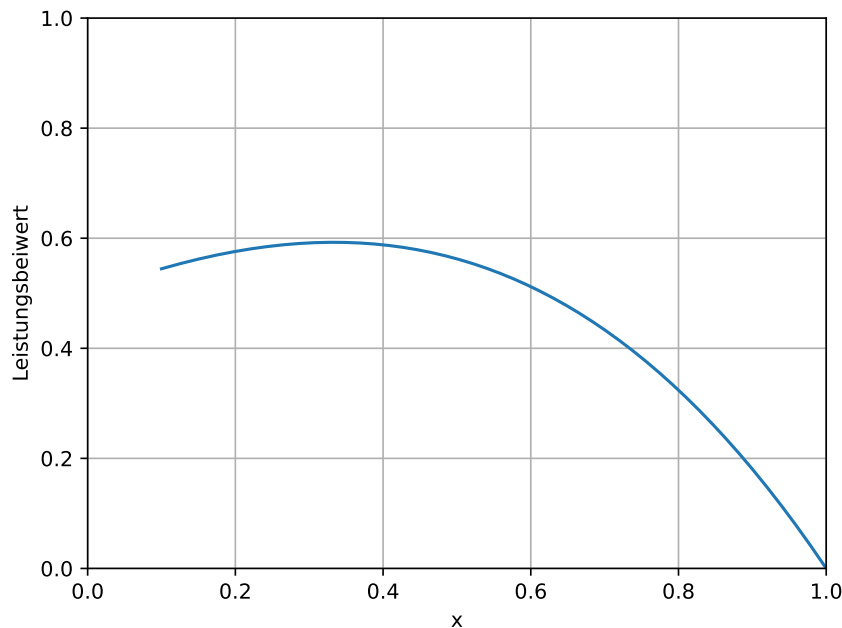


Abbildung 3.5: Leistungsbeiwert in Abhängigkeit zu x ($\frac{v_2}{v_1}$).

3.3.1.2 Nachlauf-Effekt-Modelle

Die Modellierung des Nachlauf-Effekts ist bereits ein eigenständiges Thema in der Wissenschaft. Es gibt zahlreiche Veröffentlichungen und die unterschiedlichsten Ansätze, die von einfachen empirischen Modellen (vgl. [71, 52]) bis zu Computer-Fluid-Dynamics (CFD) Simulationen auf Basis der Reynolds-Averaged Navier-Stoke (RANS)-Gleichung (vgl. [83, 5, 98]) reichen. Letztere können aufgrund ihrer Modelleigenschaft, das Strömungsverhalten von beispielsweise Luft darzustellen, bereits sehr gut Turbulenzen o.ä. berechnen. Jedoch sind diese Modellberechnungen sehr rechenintensiv.

Da die Optimierung von Windparks ein NP-schweres Problem (vgl. Unterabschnitt 2.2.2) ist und dadurch viele Iterationen von möglichen Parklayouts durchläuft und vergleicht, muss auf die zeitliche Ausdehnung der einzelnen Optimierungskomponenten Rücksicht genommen werden. Daher bezieht sich die Forschung um die WFLO häufig auf die schnell zu berechnenden Nachlauf-Modelle.

Das zeigen auch die Studien von Xiaoxia et al., Archer et al. und Neiva et al. [7, 143, 95]. Neiva et al. untersucht insbesondere die Genauigkeit der Nachlauf-Modelle. Daher sind die CFDs die Favoriten im Studienergebnis. Xiaoxia et al. bauen ihre Untersuchung auf einen Optimierungsalgorithmus auf, wo hingegen Archer et al. die Nachlauf-Modelle anhand drei realer Windparks untersucht. Bei beiden Studien steht die WFLO im Zentrum, wobei die empirischen Modelle hervorstechen. Darunter zählen bspw. das Jensen-

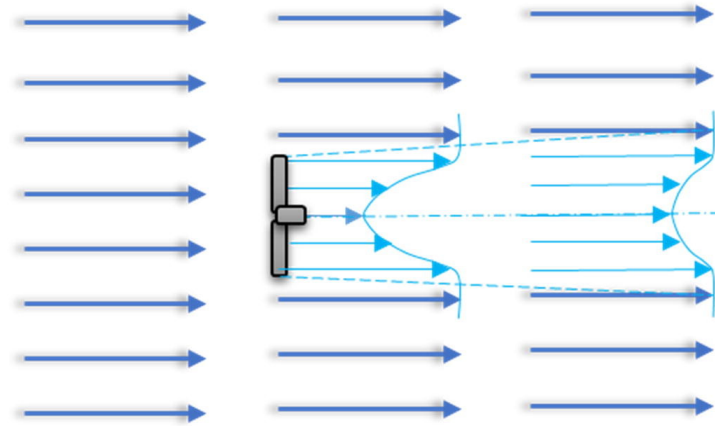


Abbildung 3.6: Visualisierung des Nachlauf-Effekts nach Jensen unter Einbezug der Gaußschen Verteilung des Windprofils [60].

Modell und das Frandsen-Modell. Aber auch Modelle, die eine Gaußsche Verteilung des Windnachlaufs hinter der WKA berücksichtigen und diese Erkenntnisse auf bspw. das Jensen-Modell aufsetzen, werden untersucht. Bereits Jensen hat die Windverteilung eher als glockenförmig angesehen (vgl. dazu Abbildung 3.6). Dabei hat er 1983 in der Veröffentlichung seines Modells kritisiert, dass die 'Verteilung' des Windstroms eher einer Gauß-Verteilung als einer '[...]top-hat distribution[...]' ([71] S. 8) ähnelt.

In beiden Studien schnitt das wohl bekannteste und meistgenutzte Modell [7, 143], in der Literatur als Park-Modell bezeichnet, das Jensen-Modell [71] aufgrund seines Verhältnis von Effizienz und Genauigkeit gut ab. Archer et al. empfehlen zudem ausdrücklich die Nutzung dieses Modells in der WFLO [7]. Aus diesem Grund konzentriert diese Arbeit sich im weiteren Verlauf auf eben jenes Jensen-Modell.

Dabei wird angenommen, dass sich der Windschatten proportional zur Entfernung wie ein Trapez aufzieht (siehe Abbildung 3.7). Ziel ist es, die Windgeschwindigkeit v in einer gegebenen Entfernung x hinter der WKA zu berechnen. Dabei sind zusätzlich r_0 als Rotorradius und die Windgeschwindigkeit vor der WKA u von Beginn an gegeben. Bei der Windgeschwindigkeit nach der WKA v_0 richtet sich Jensen nach dem Betz'schen Gesetz (er selbst nennt es "[...]klassische Theorie[...]" [71] S. 6), weshalb

$$v_0 = \frac{1}{3}u \quad (3.13)$$

gilt. Die Breite ($2r$) des Windschattentrapezes wird durch Gleichung 3.14 berechnet (vgl. [71, 11]). Für die Berechnung von r wird zusätzlich noch der axiale Induktionsfaktor α benötigt. Dieser beschreibt das Verhältnis der Windgeschwindigkeit vor dem Rotor u und der wirklich im Rotorfeld ankommenden Windgeschwindigkeit. Jensen legt für sein Modell eine Nachlaufabklingkonstante $\alpha = 0.1$ fest [71]. Shakoore et al. [111], Croonenbroeck & Hennecke [31] und Chen et al. [25] hingegen nutzen die laut Frandsen [52]

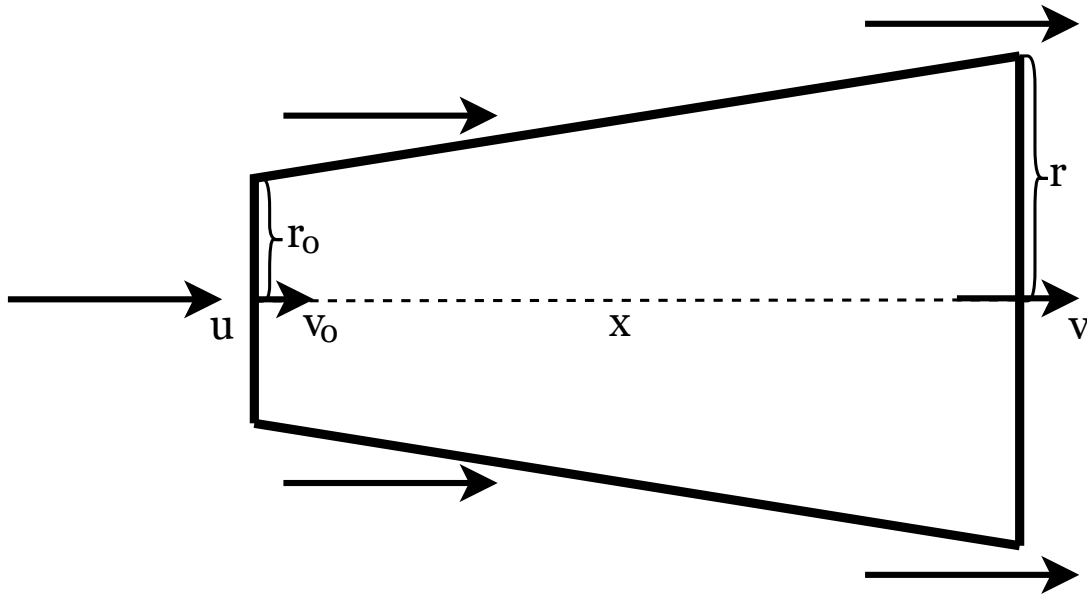


Abbildung 3.7: Visualisierung der im Jensen-Modell genutzten Variablen sowie dem Windschattentrapez (vgl. Gleichung 3.16).

anerkannte und empirisch erhobene Formel zur Berechnung von α als axialen Induktionsfaktor auf Basis der Nabenhöhe z und Rauigkeitslänge z_0 (siehe Gleichung 3.15).

$$r = r_0 + \alpha x. \quad (3.14)$$

r = Breite ($2r$) des Windschattentrapezes bezogen auf den Radius des WKA-Rotors

r_0 = Radius des WKA-Rotors

α = Axialer Induktionsfaktor

x = Entfernung zur WKA

$$\alpha = \frac{0,5}{\ln \frac{z}{z_0}}. \quad (3.15)$$

z = Nabenhöhe

z_0 = Rauigkeitslänge

Darauf aufbauend kann durch Gleichung 3.16 die Windgeschwindigkeit in einer vorgegebenen Entfernung hinter der WKA berechnet werden. Nachfolgend haben Katic und Jensen das Modell nochmals überarbeitet und Eigenschaften der WKA sowie Nachlaufverluste mit einbezogen (vgl. [95, 73]).

$$v = u \left(1 - \frac{2}{3} \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \right). \quad (3.16)$$

Der Vorteil dieses Modells liegt besonders in seiner Performance innerhalb von Optimierungsalgorithmen (vgl. [7, 26]). Der Nachteil liegt hier jedoch in der Genauigkeit. Xiaoxia et al. [143] vergleichen in ihrem Review vier Nachlauf-Effekt-Modelle innerhalb eines Optimierungsalgorithmus und stellen eine höhere prognostizierte Stromerzeugung bei dem Jensen-Modell fest. Auch Archer et al. [7] heben diesen Nachteil hervor und verweisen zudem auf die Nutzung der festgelegten Nachlaufabklingkonstante hin.

Die Entscheidung, welches Modell genutzt wird, bleibt also weiterhin offen und korreliert stark mit der Rechenleistung der ausführenden Hardware sowie der Fragestellung. Xiaoxia et al. heben dazu die Anzahl der Anlagen hervor [143]. Bei wenigen (in etwa 15) WKA scheint ein Jensen-Gauß-Ansatz bessere Ergebnisse zu liefern, wo hingegen das reine Jensen-Modell bei vielen zu setzenden WKA die besseren Ergebnisse vorzuweisen scheint.

3.3.2 Aktuelle algorithmische Ansätze

In der Forschung zur WFLO gibt es ein breites Spektrum an Lösungsansätzen. Dies äußert sich in den genutzten Algorithmen, der Berechnung des Wake-Effekts, der Nutzung von Realdaten oder modellierten Daten, variablen oder festen Nabenhöhen bis hin zur Zielfunktion der Optimierung (z.B. AEP) (vgl. [2, 10, 25, 59, 60, 74, 102, 111, 129, 141, 145, 22, 67, 110, 132, 128, 84]).

Guirguis et al. [61] haben beispielsweise einen neuen mathematischen Optimierungsansatz entwickelt, der zusätzlich neben der Energieerzeugung weitere Kriterien wie Verkabelung und Einflüsse auf die Umwelt mit einbezieht. Auch Wu et al. [141] befassen sich in der WFLO mit der Verkabelung und beziehen dies auf den wirtschaftlichen Profit. Auch Mittal & Mitra [93] widmen sich multiplen Kriterien in ihrer Optimierung. Prada et al. [101] nutzen einen vorhandenen Optimierungsansatz, um die Effizienz ihres auf Gauß basierenden Nachlaufmodells zu überprüfen. Durch ihren Beitrag wird klar, dass die zu stellende Anzahl der WKA eine zusätzliche interessante Fragestellung ist. Gualtieri [59] hat die WFLO auf Basis unterschiedlicher Anlagenvarianten durchgeführt und nicht auf das Energiemaximum, sondern auf die Stromgestehungskosten optimiert. Er kommt dabei zu dem Schluss, dass nicht unbedingt die maximal mögliche Anzahl der Anlagen wirtschaftlich sinnvoll ist. Xiaoxia et al. [144] betten in früheren Forschungen eine von ihnen entwickelte Nachlauf-Berechnung in einen vorhandenen Optimierungsalgorithmus ein. Auch Song et al. [118] haben einen eigenen Ansatz zur Nachlauf-Berechnung in einen Optimierungsalgorithmus eingeflochten. Ihr Ziel war es, im dreidimensionalen Raum die Auswirkungen des Nachlauf-Effekts zu beachten. Ihre Ergebnisse zeigen, dass je nach Terrain unterschiedlich hohe WKA energetisch sinnvoll erscheinen. Auch in der Planung von Offshore-Windparks ist die WFLO interessant. Tao et al. [127] haben sich mit diesem Thema auseinandergesetzt und die Stromgestehungskosten auf eine bestimmte Anzahl an Anlagen minimiert. Cazzaro et al. untersuchen ebenfalls Offshore-Windparks und optimieren die Verkabelung zwischen den WKA. Neben der Minimierung der Stromgestehungskosten haben Li et al. [86] einen neuen Optimierungsansatz beschrieben, welcher

in der Recherche zu dieser Forschung bisher einzigartig ist. Sie nutzen einen Pathfinder-Algorithmus, welcher eine Art Entscheidungsalgorithmus darstellt.

Die Ansätze sind also ganz individuell und auf die jeweilige Fragestellung aus Projekten oder ähnlichem angepasst. Dadurch lassen sie sich häufig nur schwer vergleichen. Was jedoch sehr gut vergleichbar ist, sind die genutzten Algorithmen, da das Grundproblem (also das Setzen der WKA) immer gleich bleibt. Ganz im Sinne des 'No-Free-Lunch-Theorems' (kein Optimierungsverfahren kann allen anderen Verfahren übergeordnet sein. Jedem Problem muss somit ein Verfahren zugeordnet werden.) [138] haben Croonenbroeck & Hennecke [31] unterschiedliche Optimierer hinsichtlich ihrer Performance bei der WFLO untersucht. Es liegen zwei grundlegende Gruppen von Optimierungsalgorithmen vor. Zum einen deterministische Ansätze und zum anderen stochastische (bzw. heuristische) Ansätze. Neben den klassischen Optimierungsansätzen, halten auch Verfahren aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz Einzug in das Forschungsfeld WFLO (siehe beispielhaft [146]). Jedoch ist dieser Bereich noch im Aufbau, weshalb sich dieses Kapitel auf die klassischen Optimierungsverfahren konzentriert und sich daher auch in diese gliedert.

3.3.2.1 Heuristische Optimierungsansätze

Da die WFLO ein NP-schweres Problem ist (vgl. Unterabschnitt 2.2.2), bieten sich heuristische Optimierungsverfahren zur Lösung des Problems an. Durch ihre Eigenschaft sich näherungsweise an das Optimum heranzutasten, gelten sie als sinnvolle Auswahl für nicht oder nur schwer zu lösende Probleme (vgl. [119]).

Der Wortstamm der Heuristik liegt im griechischen Wort 'heurískein' und bedeutet, etwas finden bzw. entdecken (siehe Duden zum Thema Heuristik²). Heuristische Algorithmen versuchen in der Optimierung jedoch nicht, das Optimum zu finden, sondern eine Lösung, die nahe am Optimum liegt, um dann über eben jenes Aussagen treffen zu können.

Zudem wird bei Optimierungen häufig von der Metaheuristik gesprochen. Diese beschreibt heuristische Verfahren, die nicht auf einzelne Probleme zugeschnitten, sondern allgemeingültig anwendbar sind. Häufig bestehen sie in ihrer Struktur aus mehreren heuristischen Verfahren [119]. Durch diese allgemeingültige Anwendbarkeit werden metaheuristische Algorithmen zur Optimierung von NP-schweren Problemen genutzt [89]. Es gibt bereits sehr viele metaheuristische Algorithmen, die nach Glover und Sörensen [57] in die drei grundlegenden Klassen lokale Suche, konstruktive Metaheuristiken und populationsbasierende Metaheuristiken sortiert werden. Wobei die Algorithmen der lokalen Suche immer nur kleine Änderungen vornehmen und über Iterationen näher an ihr Ziel gelangen. Die konstruktiven Algorithmen hingegen bauen sich schrittweise auf und generieren nicht direkt gesamte Lösungsansätze. Die populationsbasierenden Algorithmen versuchen, bei jedem Schritt Erbgut einer Menge von Lösungen neuen Populationen von Lösungen mitzugeben [57]. Glover und Sörensen [57] haben zu den Klassen Beispiele

²<https://www.duden.de/rechtschreibung/Heuristik>, zugegriffen am 03.11.2023.

Tabelle 3.1: Beispiele zu den Klassen der metaheuristischen Algorithmen (Verändert nach Glover und Sörensen [57]).

Klasse	Beispiele
Lokale Suche	Hill-Climbing, Simulated Annealing, Iterated Local Search, Tabu Search
Konstruktive Algorithmen	Greedy-Algorithmen, Large Neighborhood Search, Ant Colony Optimization
Populationsbasierende Algorithmen	Genetischer Algorithmus, Particle Swarm, Scatter Search

geliefert, welche in Tabelle 3.1 zusammengetragen und reduziert wurden.

Jeder dieser Optimierer hat seine Daseinsberechtigung und seine Stärken, welche je nach Problemstellung gut oder weniger gut genutzt werden können. Auch in der WFLO hat sich ein Algorithmus hervorgehoben, welcher, zumindest bislang, die besten Ergebnisse liefert, der genetische Algorithmus (vgl. [31, 110, 67]). Er wird häufig als Basis für weitere Ansätze genutzt, die sich eher auf die Nachlauf-Berechnungsformen oder eine andere Zielfunktion (wie Energieerzeugung, finanzieller Gewinn, Kabellänge, usw.) (vgl. [75, 74, 87, 25, 143, 58, 90, 94, 102, 141]) konzentrieren.

Wie bei vielen anderen Optimierungsalgorithmen ist die Funktionsweise des genetischen Algorithmus angelehnt an die Biologie bzw. hier im Speziellen an die Evolutionstheorie nach Darwin [51]. Zu Beginn wird eine willkürlich erstellte valide Basis-Population initialisiert, von der aus die Entwicklung bzw. die Optimierung starten soll. Danach wird ihr Fitnesslevel berechnet. Was übertragen bedeutet, dass eine Population von unterschiedlichen Windpark-Layouts auf ihre Leistung hin (welche sich je nach Zielfunktion ändern kann) überprüft wird. Wäre also das Ziel eine hohe AEP, dann wird diese für jedes Layout der Population berechnet und bewertet.

Darauf aufbauend filtert die Selektion nach dem Ergebnis der Zielfunktion (also der Fitnessberechnung) die oberen 50 % der Population. Im nächsten Schritt, der Kreuzung, werden diese Informationen weiter verarbeitet. Dazu vermischt der Algorithmus die Eigenschaften der selektierten Layouts (beispielsweise valide Positionen) miteinander. Also ähnlich wie es in der Biologie der Fall ist, werden die 'Gene' der Eltern-Layouts kombiniert, damit sich die Population entwickeln kann. Der nächste Schritt ist das Hinzufügen von Mutationen innerhalb der Population. Dabei werden die Ergebnisse aus der gekreuzten Population nochmal im geringen Maße verändert. Dadurch können neue Layoutansätze generiert und lokale Maxima umgangen werden. Die Mutation wird bei-

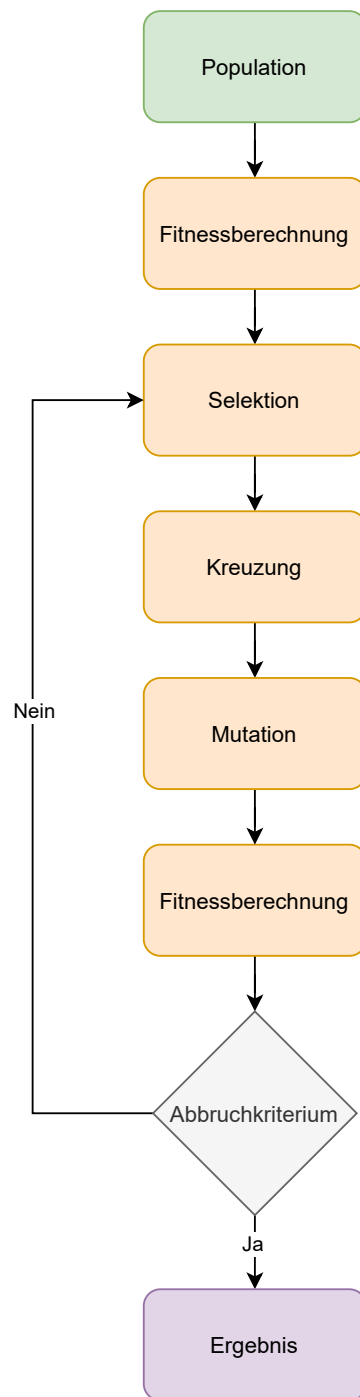


Abbildung 3.8: Konzeptionelle Abbildung des Grundprinzips eines genetischen Algorithmus (Ablaufdiagramm einer eigenen Umsetzung).

spielsweise als Bewegungen der einzelnen Anlagen in x- oder/und y-Richtung umgesetzt. Danach wird wieder die Fitness der Population bzw. der einzelnen Layouts berechnet. Der Prozess von Selektion bis Fitnessberechnung wird so lange iteriert, bis ein bestimmtes Abbruchkriterium erfüllt ist. Dies kann z.B. eine maximale Anzahl von Generationen (also Iterationen) sein. Wenn dies erfüllt ist, kann das Layout mit der maximalen Fitness als Ergebnis ausgegeben werden.

Es ist also nicht möglich, bei einer Maximierung die Fitnessfunktion als Abbruchkriterium zu wählen, da das Maximum nicht bekannt ist. Zudem kann ein heuristischer Ansatz nie das gleiche Ergebnis erzielen, da er auf Zufall basiert. Deterministische Algorithmen hingegen können genau das versprechen und bilden daher das genaue Gegenteil zu den heuristischen Algorithmen.

3.3.2.2 Deterministische Optimierungsansätze

Durch ihre klar definierten Regeln und den geplanten Ablauf der Berechnungsprozesse, können deterministische Optimierungsansätze jeder Zeit das gleiche Ergebnis erzielen (vgl. [107, 100]). Dieser Aspekt ist ihr großer Vorteil gegenüber den heuristischen Verfahren, da dadurch eine Planbarkeit entsteht. Sie gelten häufig in der WFLO als weniger performant im Vergleich zu den heuristischen Verfahren [31, 61].

Ein Beispiel für eine deterministische Optimierung ist ein gradientenbasiertes Optimierungsverfahren. Dabei wird die Zielfunktion abgeleitet und in genau dieser steilsten Abstiegsrichtung minimiert bzw. optimiert [100]. Auch in der WFLO wird dieser Ansatz genutzt. Guirguis et al. zeigen, dass ihr mathematischer gradientenbasierter Ansatz einem genetischen Algorithmus in ihrem Beispiel überlegen ist [60]. Dabei werden die Auswirkungen des Nachlauf-Effekts minimiert. In einem weiteren Beitrag entwickeln Guirguis et al. diesen Ansatz weiter und beziehen weitere Ziele wie Energieertrag, Umwelt und Verkabelung mit ein [61]. Antonini et al. wenden auch ein gradientenbasiertes Verfahren an und halten fest, dass sie insbesondere in hochdimensionalen (in diesem Fall komplexe Geländesituationen und Windprofile) Räumen eine bessere Leistung aufweisen, als es bei metaheuristischen Verfahren der Fall ist [6]. Da bei deterministischen Ansätzen die Anzahl der Iterationen berechnet und minimiert werden können, war es in diesem Fall möglich, als Nachlauf-Modell auf ein CFD zurück zugreifen, wodurch die Nachlaufsituation sehr nah an die reale Welt heranrückt [6].

Das Gegenteil von den minimierenden gradientenbasierenden Optimierungsverfahren sind die so genannten Greedy-Algorithmen (gierige Algorithmen). Eine Annäherung an ein globales Maximum soll hierbei schrittweise durch das Ermitteln lokaler Maxima gefunden werden [28]. Es ist also ein Algorithmus der lokal nach dem Optimum sucht. Diese Gruppe von Algorithmen werden unter dem Begriff 'Local-Search-Algorithmen' zusammengefasst.

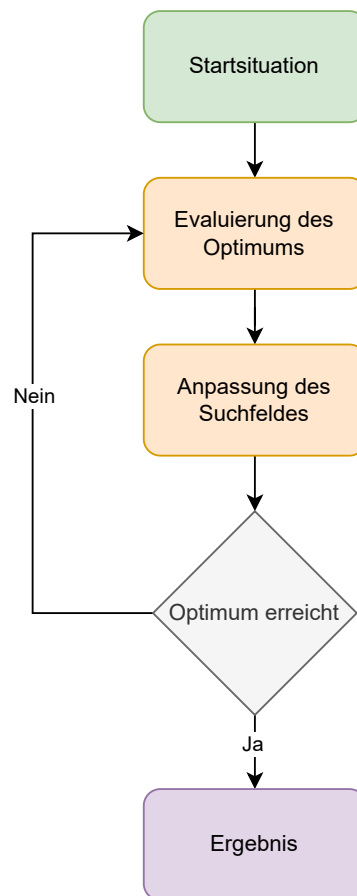


Abbildung 3.9: Konzeptionelle Abbildung eines Greedy-Algorithmus (Ablaufdiagramm einer eigenen Umsetzung).

In der Regel sind sie heuristische Verfahren und wurden auch auf dieser Basis entwickelt, jedoch gibt es auch deterministische Ansätze [69, 63, 56]. Der Ablauf eines Local-Search bzw. in diesem Fall eines Greedy-Algorithmus ist in Abbildung 3.9 zu sehen.

Begonnen wird mit einer Startsituation. Daraus wird anhand von Regeln das derzeitige Optimum im Feld der Startsituation gesucht. Dies kann beispielsweise im Falle der WFLO die höchste AEP, die einer bestimmten Position zugeordnet ist, sein. Danach wird das Suchfeld neu berechnet, also an die neuen Gegebenheiten angepasst. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis das empfundene Optimum erreicht oder eine Abbruchbedingung vorliegt. Wenn daher im Beispiel oben keine Anlage mehr gestellt werden kann, dann wurde das empfundene Optimum bzw. die Abbruchbedingung erreicht. Daher rührt der Name des Algorithmus. Es wird also immer die laut Zielfunktion beste Variante des herrschenden Status gewählt, auch wenn es im Nachgang eine weniger gute Variante ist, dass sie vom Gesamtergebnis her die bessere gewesen wäre. Genau diese Problematik zeigt Abbildung 3.10, erstellt von Simmons et al. [114]. Dort ist in a) ein Graph, welcher

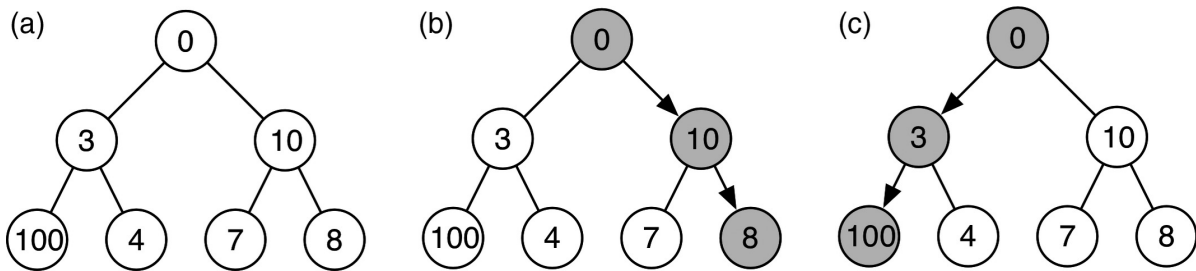


Abbildung 3.10: Problematik des Greedy-Algorithmus. a) Ein Graph als Basisproblem, b) der Lösungsweg eines Greedy-Algorithmus, c) der ideale Weg [114].

das zu lösende Problem darstellt, zu sehen. In einer Baumstruktur sind Zahlenwerte angeordnet, oben beginnend bei 0. Ein Greedy-Algorithmus würde den Weg, dargestellt in b), gehen um ein Optimum zu finden, auch wenn wie in c) dargestellt, das wahre Optimum über einen anderen Weg zu erreichen wäre. Dies ist die größte Schwäche des Algorithmus und hat in einem so kleinen Maßstab massive Auswirkungen. Diese müssen bei der Implementierung und Interpretation der Ergebnisse beachtet werden.

Einer der wohl bekanntesten Greedy-Algorithmen, ist der Hill-Climbing-Algorithmus (vgl. [136, 85]). Zur Beschreibung dient (ansetzend am führenden Namen) das Bergsteigen. Man stelle sich einen Bergsteiger vor, der einen Berg erklimmen will. Er wählt stets den Teil des Berges für seine nächste Etappe aus, welche ihm am höchsten erscheint. Jedoch darf er niemals wieder zurück in ein Tal, sondern nur weiter nach oben. Er erklimmt sich Schritt für Schritt den Berg hinauf, bis er nicht mehr weiter nach oben kann. Der erreichte mutmaßliche Gipfel muss jedoch nicht der höchste Punkt am Berg sein.

Dennoch bieten Greedy-Algorithmen aufgrund ihrer Eigenschaft, lokale Maxima zu finden, eine gute Voraussetzung, sinnvolle Ergebnisse zu erzielen. Kombiniert mit seiner schnellen Laufzeit und Nachvollziehbarkeit ist er für die unterschiedlichsten Forschungsvorhaben die bevorzugte Wahl (vgl. [136, 91, 49]). Chen et al. [24] haben bereits im Jahr 2016 einen Greedy-Algorithmus auf das WFLO-Problem angewandt. Zur Optimierung werden dort Rasterzellen genutzt, welche der Algorithmus hinsichtlich der Zielfunktion auswertet. Zusätzlich lassen sie unterschiedliche Nabenhöhen und Geländehöhen mit einfließen und können dadurch ein besseres Ergebnis als ein genetischer Algorithmus hinsichtlich der wirtschaftlichen Effizienz erzielen.

4 Räumlich-wirtschaftliche Potentialanalyse

Die räumlich-wirtschaftliche Potentialanalyse zeigt eine Windenergieanalyse in der Makroebene. Hier liegt das Ziel darin, großräumig aus wirtschaftlicher Sicht interessante Flächen zu finden. Diese Analyse kann somit in die marktübliche Weißflächenkartierung eingeordnet werden. In der Regel ist die Verschneidung der unterschiedlichen Baukriterien als Flächenobjekte mit der Landesfläche Inhalt dieser Analyse. Die übrig bleibenden Bereiche bilden dann die potentiell für Windenergie bebaubaren Flächen.

Wie bereits in Abschnitt 1.1 beschrieben, spielen bei dem Ausbau der Windenergie die zwei Themen Akzeptanz und Prozessoptimierung eine tragende Rolle. Bei der Berücksichtigung einer räumlich-wirtschaftlichen Potentialanalyse werden neben den herkömmlichen Baukriterien, welche zum Schutz der Menschen und der Natur dienen, auch die Interessen der Windenergie-Projektierer mit einbezogen. Hierzu wird beschrieben, wie die Wirtschaftlichkeit anhand der LCOE großflächig berechnet und verglichen werden kann (vgl. dazu Abschnitt 3.1). Darauf aufbauend soll der politische Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der ausgeschriebenen Flächen dargelegt werden. Dieser Ansatz zeigt somit einen Weg, neben der herkömmlichen Analyse auch wirtschaftliche Interessen sowie politische Vorgaben mit in die Entscheidungsprozesse in einem Projekt einfließen zu lassen. Daher ist dieser Ansatz in die Prozessoptimierung einzuordnen.

In diesem Kapitel wird daher eine landesweite Potentialanalyse auf Basis der LCOE aufgestellt. Dazu wird Deutschland als Beispiel für den folgenden Analyseansatz herangezogen. Es besteht jedoch das Potential, diesen an andere Länder und ihre politischen Rahmenbedingungen individuell anzupassen. Zusätzlich ermöglicht die Nutzung des LCOE-Maßes eine Vergleichbarkeit zwischen den Ländern und deren Energiepolitik. Die Analyse erfolgt zunächst auf nationaler Ebene und wird dann disaggregierend auf die Bundesländerebene übertragen und räumlich-statistisch ausgewertet (vgl. [64, 65]).

4.1 Methodik

Die LCOE werden anhand der Energieerzeugung und der Gesamtkosten über die Zeit N berechnet (vgl. Gleichung 3.1). Ersteres ist abhängig von der Windgeschwindigkeit an den potentiellen Standorten. Basisdaten mit Informationen zu den Windgeschwindigkeiten liefert der DWD als frei verfügbaren Rasterdatensatz [39]. Dieser wurde auf Basis von 218 Bodenstationen unter Berücksichtigung der geografischen Lage, Höhe, Geländeform

Tabelle 4.1: Installationskosten in €/kW installierter Leistung [34].

Nabenhöhe	2 bis 3 MW	3 bis 4 MW
Weniger 100 m NH	980 €	990 €
100 bis 120 m NH	1.160 €	1.120 €
120 bis 140 m NH	1.280 €	1.180 €
Mehr als 140 m NH	1.380 €	1.230 €

und Landnutzung mit Hilfe eines statistischen Windfeldmodells berechnet. Die Abdeckung umfasst ein Mittel aus den Daten vom 01.01.1981 bis zum 31.12.2000 [39]. Zudem werden Kennzahlen der Referenzturbinen benötigt, um den daraus folgenden Energieertrag berechnen zu können. Dazu wird in dieser Arbeit auf die Simulationsanalyse von Croonenbroeck & Hennecke [29] zurückgegriffen.

Die Methodik ist in zwei Ebenen aufgeteilt. Die erste Ebene stellt die großflächige Berechnung der LCOE bezogen auf den gesamtdeutschen Raum dar, die zweite Ebene befasst sich darauf aufbauend mit der Berechnung der potentiellen Flächen innerhalb der einzelnen Bundesländer, wodurch eine statistische Auswertung auf Bundesländerebene ermöglicht wird. (vgl. [64, 65])

4.1.1 LCOE-Berechnung

Zur Vorbereitung wird eine Tabelle aus den Winddaten erzeugt, die für jede Windgeschwindigkeit eine ganz bestimmte Turbinen-Nabenhöhen-Kombination [29] bereithält. Dadurch ist es möglich, die Windgeschwindigkeit als Verknüpfungs-ID der Informationen zu nutzen. Demnach können Nabenhöhe, Turbinentyp, Ertrag und Korrekturfaktor innerhalb dieser einen Tabelle gespeichert werden. Um zusätzlich die Auswirkungen des Korrekturfaktors auf die LCOE analysieren zu können, werden nicht nur die mit dem Korrekturfaktor gewichteten, sondern auch die einfachen Energieerträge mit übernommen. Dadurch ist es möglich, die LCOE-Berechnungen auf Basis beider Energieertragswerte durchzuführen.

Wie in Kapitel 2.1 diskutiert, werden zur Bestimmung der LCOE vereinfacht die Gesamtkosten durch die gesamte diskontierte Stromerzeugung geteilt. Die Stromerzeugung ist durch den vorhandenen Datensatz bereits gegeben und muss nur noch für jedes Jahr t mit dem Diskontfaktor $(1 + i)^{(-t)}$ multipliziert und aufsummiert werden. Die Kostenkalkulation hingegen ist das Herzstück dieser Berechnung und kann in vier Schritten durchgeführt werden.

Schritt 1 – Installationskosten: Im ersten Schritt werden die Installationskosten für eine Anlage bestimmt. Nach Windguard [34] werden diese in zwei Leistungsgruppen gegliedert. Je nach Turmhöhe steigen die Kosten an, vgl. Tabelle 4.1.

Für jede Windgeschwindigkeit können mittels der hinterlegten Turbinen und Nabenhöhen die passenden Installationskosten angefügt werden. Die Installationsnebenkosten (wie

z.B. die Logistik) werden als Durchschnittswert auf 387 € pro kW [33] geschätzt, da bspw. der Transport je nach Bundesland und Entfernung zum entsprechenden Anlagenhersteller für jede Planung unterschiedlich ausfällt. Daraus ergibt sich folgende Berechnung:

$$a_{gesamt} = (a + a_n) \cdot p, \quad (4.1)$$

wobei a_{gesamt} die gesamten Installationskosten, a die Installationskosten pro kW, a_n die Installationsnebenkosten und p die installierte Leistung in kW abbildet.

Schritt 2 – Rückbaukosten: Bei einer Kostenkalkulation reduziert der Restverkaufserlös (RW) die Kosten. Da Turbinen nach ihrer Nutzdauer abgebaut und entsorgt werden müssen, ist hier eher mit einem negativen Restverkaufserlös, also mit Rückbaukosten, zu rechnen. Nach Energieagentur NRW GmbH [43] sind diese mit 6,5 Prozent der Installationskosten (a_{gesamt}) anzusetzen (vgl. Gleichung 4.2).

$$RW = 0,65 \cdot a_{gesamt}, \quad (4.2)$$

Schritt 3 – Diskontierte Betriebskosten: Für die Berechnung der Summe der diskontierten Betriebskosten (Gleichung 4.4) einer 20-jährigen Lebensdauer der WKA werden neben dem Zinssatz ($i = 3,80\%$ [33]) die jährlichen Betriebskosten (Gleichung 4.3) benötigt:

$$R_D = E \cdot R_{kWh}, \quad (4.3)$$

wobei R_D die jährlichen Betriebskosten einer Dekade, E der Energieertrag in kWh/a und R_{kWh} die durchschnittlichen Betriebskosten pro erzeugter kWh repräsentieren. Nach Deutsche Windguard GmbH [34] liegen die Betriebskosten in der ersten Dekade bei 0,0241 €/kWh und in der zweiten Dekade bei 0,0268 €/kWh.

Häufig werden diese pauschal ohne Einbezug der Abschreibung berechnet [67]. In dieser Arbeit werden jedoch zwei Dekaden (R_{D1} , R_{D2}) angenommen und ein Durchschnitt der jährlichen Betriebskosten R_t aus R_{D1} und R_{D2} gebildet.

Die Summe der diskontierten Betriebskosten (D) aller Perioden t kann daraufhin wie folgt berechnet werden:

$$D = \sum_N^{t=1} R_t \cdot q^{-t}. \quad (4.4)$$

Schritt 4 – Jährliche Durchschnittskosten: Abschließend werden aus den vorher gewonnenen Ergebnissen die jährlichen Durchschnittskosten (DK) wie in (Gleichung 4.5) ermittelt:

$$DK = (a_{gesamt} - RW \cdot (1 + i)^{-N} + D) \cdot WGF, \quad (4.5)$$

wobei WGF der Wiedergewinnungsfaktor ist. Dieser wird auf Basis des Zinssatzes (i) und der Gesamtlaufzeit (N) berechnet. Durch diesen Faktor wird die Summe der diskontierten Gesamtkosten unter Berücksichtigung der Abzinsung wieder zurück auf einen jährlichen Wert gerechnet. Nach der Kostenberechnung können mittels (Gleichung 4.6)

die LCOE ermittelt werden:

$$LCOE = DK/E, \quad (4.6)$$

Für eine deutschlandweite Darstellung wird abschließend aus dem DWD-Datensatz und den Berechnungsergebnissen ein LCOE-Raster mit ca. 14.3 Millionen Zellen erstellt. (vgl. [64, 65])

4.1.2 Statistische Auswertung

Die Ergebnisse werden für die statistische Auswertung auf Bundesländerebene wieder in Verbindung mit Geodaten gebracht. Der Windgeschwindigkeits-Rasterdatensatz wird dazu in einen Vektordatensatz umgewandelt und als Shape-Datei abgespeichert, wobei die Rasterwerte, also die Windgeschwindigkeiten, in den Vektordatensatz überführt werden. Die LCOE-Ergebnistabelle kann dadurch über die Windgeschwindigkeiten mit den Geometrien verknüpft werden, wodurch alle generierten Informationen innerhalb der Shapedatei für weitere Analysen gebündelt werden können.

Um eine Übersicht über die potentiellen Flächen zu erhalten, muss darauf aufbauend der Datensatz nach wirtschaftlich sinnvollen Flächen gefiltert werden. Da laut Statista [120] eine durchschnittliche Marktprämie von 0,088 €/kWh für das Jahr 2021 prognostiziert wird, wird für die Stromgestehungskosten ein Schwellenwert von 0,06 €/kWh angenommen, um einen Gewinn zu garantieren. Alle Flächen, die unter diesem Schwellenwert liegen, werden als wirtschaftlich attraktiv bzw. rentabel angesehen. Für die weiterführende statistische Auswertung werden daraufhin die Ergebnisflächen mit Hilfe der Verwaltungsgrenzen nach Bundesländern getrennt. Die statistische Analyse wird aufgeteilt in eine deskriptive und eine räumlich-statistische Analyse.

In der deskriptiven Analyse werden die Bundesländer hinsichtlich folgender Werte in Bezug auf die berechneten LCOE untersucht (siehe dazu die Formeln aus Unterabschnitt 5.1.2):

- Grundgesamtheit M (also die Anzahl der Flächen)
- Mittelwert

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (4.7)$$

- Minimum
- Maximum

- Median

$$x_p = \begin{cases} \frac{1}{2}(x_{(np)} + x_{(np+1)}), & \text{falls } n \cdot p \text{ ganzzahlig} \\ x_{(\lceil np \rceil + 1)}, & \text{falls } n \cdot p \text{ nicht ganzzahlig} \end{cases} \quad (4.8)$$

- Standardabweichung

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.9)$$

- Empirische Schiefe

$$v = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{\sigma} \right)^3 \quad (4.10)$$

- Empirische Wölbung (hier als Exzess berechnet)

$$w = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{\sigma} \right)^4 - 3 \quad (4.11)$$

n = Anzahl der Datenpunkte

x_i = i -ter Datenpunkt

$\bar{x}$ = arithmetisches Mittel

p = p-Quantil

Die räumlich-statistische Analyse fokussiert sich auf die wirtschaftlich attraktiven Flächen der Gesamtfläche jedes Bundeslandes. Dazu werden die prozentualen Anteile der jeweiligen Gesamtflächen untereinander in Bezug gesetzt. (vgl. [64, 65])

4.1.3 Räumliche Analyse

Die räumliche Analyse soll die flächenhafte Abdeckung von attraktiven unzerschnittenen Flächen innerhalb der einzelnen Bundesländer untersuchen. Hierzu wird eine Mindestgröße von 25 Hektar angenommen. Dadurch sind vier Anlagen auf einer Fläche von 500m x 500m, bei einem Mindestabstand der Anlagen untereinander von 500m, der kleinste angenommene Windpark, wobei die Annahmen hier sehr konservativ gewählt sind. Häufig werden Mindestabstände von drei bis fünf Rotordurchmessern empfohlen [88].

Zudem ist neben der Größe einer Fläche auch die Geometrie ausschlaggebend für die reale Nutzbarkeit einer Fläche. Eine zum Beispiel eher „längliche“ Fläche ist für den Bau eines Windparks eher ungeeignet. Da hier das Parklayout auf in einer Reihe stehende Windkraftanlagen beschränkt ist, können Windabschattungen innerhalb des Layouts nicht berücksichtigt werden. Jedoch ist im erstellten Datensatz genau diese Form des Öfteren aufzufinden (vgl. Abbildung 4.1). Nutzbar sind also nur die hier in grün gekennzeichneten Flächen, die länglichen Flächen jedoch nicht.

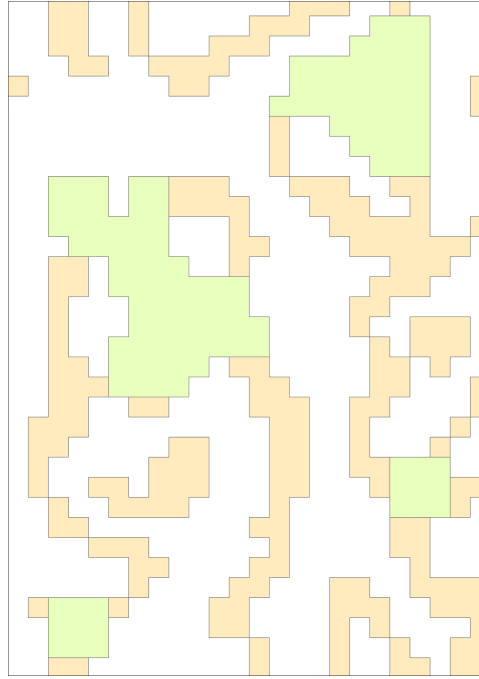


Abbildung 4.1: Längliche Formen der wirtschaftlich potentiellen Flächen.

Um also eine Vergleichbarkeit hinsichtlich einer praktischen Realisierbarkeit herstellen zu können, werden Kennzahlen benötigt. Eine Lösung hierfür bieten Landschaftsstrukturmaße. Sie werden genutzt um eine Landschaft und ihre Formen mathematisch beschreiben zu können. In der Literatur findet man eine Vielzahl von Maßzahlen (vgl. [135]). Auch die Beschreibung der Komplexität einer Fläche, in diesem Forschungsfeld auch Patch genannt, wird thematisiert. Da die oben angesprochenen länglichen Formen mehrere Flächen miteinander verbinden (vgl. Abbildung 4.1), entstehen komplexe Flächen, welche mit eben diesen Maßen beschrieben werden können. Eines der Komplexitätsmaße ist der Shape-Index (Gleichung 4.12) [50]:

$$SHAPE = \frac{0,25p_{ij}}{\sqrt{a_{ij}}}, \quad (4.12)$$

wobei p_{ij} der Umfang der Fläche ij und a_{ij} der Flächeninhalt der Fläche ij sind. Das Maß $SHAPE$ beschreibt den Unterschied des Formumfangs zu dem einer Standardform mit gleichem Flächeninhalt. In Abhängigkeit von der genutzten Software (oder Programmierbibliothek) ist der Vergleichswert 1 bezogen auf ein Quadrat (Gleichung 4.12) oder aber auf einen Kreis (Gleichung 4.13):

$$SHAPE = \frac{p_{ij}}{\sqrt{\pi \cdot a_{ij}}}, \quad (4.13)$$

Der Shape-Index ist zudem größenunabhängig und zusätzlich gut auf die hier vorgestellte Problemstellung übertragbar. Insbesondere der Vergleich mit einem Quadrat ist ein ideales Maß, da bei einer Fläche von 25 ha auf einem Quadrat die größtmögliche Menge an Anlagen gebaut werden können. Die Berechnungen werden auf Basis des Vektordatensatzes durchgeführt. Alle Flächen, die unterhalb des oben genannten Schwellenwertes von 0,06 €/kWh liegen, werden auf ihre Größe kontrolliert. Falls eine Fläche kleiner als 25 ha ist wird sie für die weitere Berechnung entfernt. Im weiteren Verlauf wird danach der Umfang berechnet. Die Summen der Flächeninhalte und Umfänge der Flächen innerhalb der Bundesländer werden abschließend als Werte für die Berechnung des Shape-Index genutzt, um eine gesamtheitliche Aussage zu treffen. (vgl. [64, 65])

4.2 Ergebnisse

Da der Basisdatensatz sowie die Berechnungen zwischen Energieerträgen und gewichteten Energieerträgen getrennt werden, kann nun ein Vergleich zwischen beiden Werten gezogen werden, um die Auswirkungen des eingeführten Korrekturfaktors nochmals zu verdeutlichen. In Abbildung 4.2 sind die LCOE (a) sowie die gewichteten LCOE (adjusted LCOE, ALCOE) (b) in Kartenform dargestellt. Die Wertebereiche wurden in fünf Klassen eingeteilt. Diese liegen zwischen kleiner gleich 0,06 € (grün) und 2,60 € (rot). Bei den ungewichteten Ergebnissen lässt sich schnell eine Bevorzugung der nördlichen, küstennahen Bundesländer ausmachen. Dies liegt natürlicherweise an den dort herrschenden günstigen Windverhältnissen, was eine hohe Energieausbeute zur Folge hat. Jedoch ist die restliche Fläche Deutschlands diesbezüglich stark benachteiligt, insbesondere der Süden weist ein sehr geringes Maß an wirtschaftlich potentiellen Flächen auf. Die gewichteten Ergebnisse hingegen zeigen ein stark verändertes Bild. Der Korrekturfaktor mindert die Heterogenität der LCOE und bewirkt damit einen deutschlandweiten Zuwachs an attraktiven Flächen. Dabei verlieren zwar die norddeutschen Länder relativ an Attraktivität, jedoch stagniert hier der Ausbau ohnehin seit Jahren, da viele geeignete Flächen bereits bebaut sind [53]. Mitteldeutschland hingegen profitiert vom Korrekturfaktor, wodurch insbesondere Flächen in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt hervorgehoben werden. In ihrer Gesamtheit wird die Streuung der LCOE innerhalb Deutschlands gemindert. Dennoch gibt es starke Unterschiede innerhalb der Bundesländer. Um diese genauer untersuchen zu können, wird ein Blick auf die Bundesländerebene benötigt.

Die deskriptive Analyse der gewichteten LCOE zeigt die obigen Veränderungen in Zahlen (vgl. Tabelle 4.2). Dabei soll ein besonderes Augenmerk auf Schleswig-Holstein (SH), Sachsen-Anhalt (ST) und NRW gelegt werden. Bei diesen Bundesländern kam der Einfluss der wirtschaftlichen Gewichtung am stärksten zum Tragen. Im Mittel scheint SH weiterhin bevorzugt zu sein. Da jedoch die LCOE-Werte, insbesondere im Falle von ST, sehr stark voneinander abweichen, ist der Mittelwert nicht sehr aussagekräftig. Der Median hingegen gleicht diese Ausreißer ein wenig aus und zeichnet ST mit einem Wert von

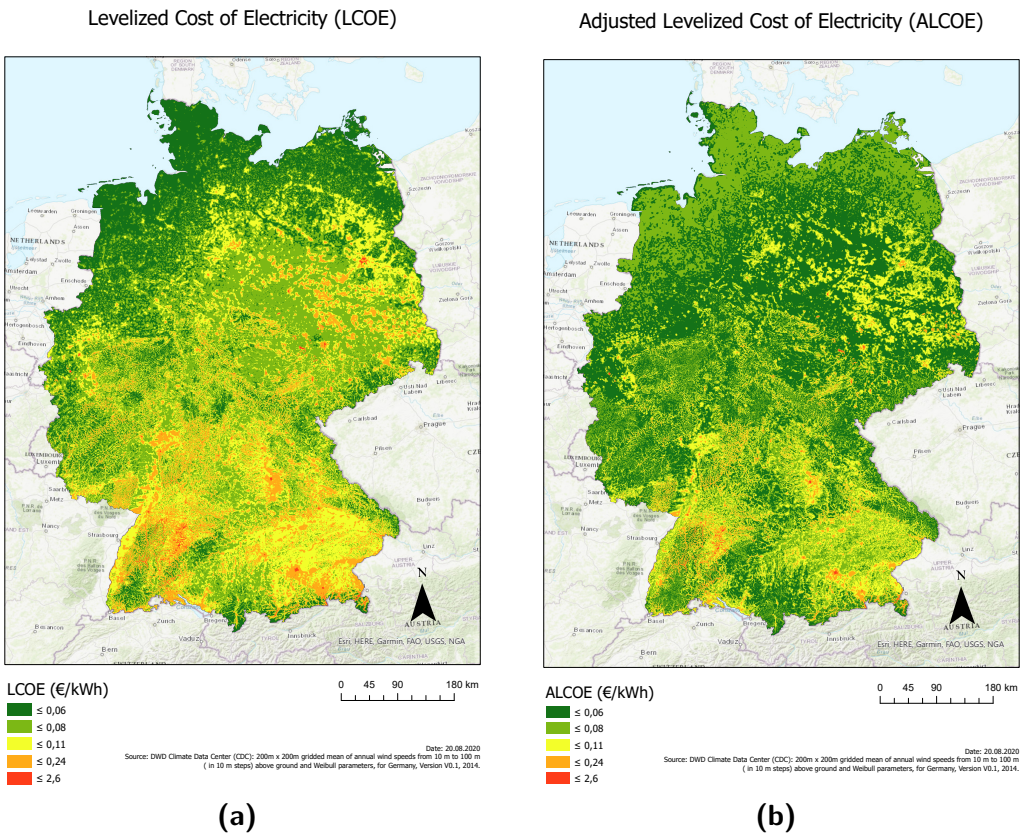


Abbildung 4.2: Berechnete LCOE (a) und ALCOE (b) in Deutschland.

Tabelle 4.2: Deskriptive Analyse der ALCOE aufgeschlüsselt nach Bundesländern (Stichprobenumfang (n) je Bundesland).

Bundesland	Min	Mittelwert	Max	Median	SD	Schiefe	Wölbung	n
Baden-Württemberg	0,0481	0,0833	2,0233	0,0761	0,0398	7,7112	151,2408	892435
Bayern	0,0475	0,0775	0,7664	0,0758	0,0275	8,9490	180,8449	1760482
Berlin	0,0541	0,0868	0,2080	0,0812	0,0331	2,6511	9,8326	22349
Brandenburg	0,0541	0,0663	0,2471	0,0578	0,0138	1,4902	7,4002	742211
Bremen	0,0517	0,0617	0,0814	0,0607	0,0071	0,8590	3,0493	10518
Hamburg	0,0499	0,0653	0,1099	0,0631	0,0104	0,6249	2,3215	18827
Hessen	0,0499	0,0702	0,9466	0,0607	0,0200	5,2926	134,2796	527947
Mecklenburg-Vorpommern	0,0499	0,0611	0,1218	0,0631	0,0059	1,2735	5,0887	581538
Niedersachsen	0,0493	0,0618	0,2471	0,0578	0,0090	2,5168	18,8112	1193176
Nordrhein-Westfalen	0,0531	0,0625	0,7664	0,0560	0,0153	17,8221	723,2602	851400
Rheinland-Pfalz	0,0536	0,0682	0,2471	0,0607	0,0183	2,0389	7,9481	496157
Saarland	0,0541	0,0689	0,1781	0,0607	0,0156	1,3041	5,1145	64012
Sachsen	0,0478	0,0657	0,7664	0,0578	0,0193	8,6660	194,8548	460352
Sachsen-Anhalt	0,0471	0,0661	1,5322	0,0559	0,0263	14,6607	396,9082	514291
Schleswig-Holstein	0,0475	0,0612	0,1099	0,0631	0,0047	-0,0813	6,3198	395301
Thüringen	0,0536	0,0678	0,6306	0,0578	0,0197	5,0664	88,9488	405311

0,0559 €/kWh im Gegensatz zu SH mit 0,0631 €/kWh als das attraktivere Bundesland aus. Zusätzlich lässt dieser Wert erkennen, dass im Falle von NRW (0,0560 €/kWh) und ST mindestens 50 Prozent der Gesamtfläche unter einem LCOE-Wert von 0,06 €/kWh liegen müssen. Dieser Gedanke wird in der räumlich-statistischen Analyse weiter aufgeschlüsselt. In Abbildung 4.3 wird der Prozentsatz der Gesamtfläche der Bundesländer unter einem LCOE-Wert von 0,06 €/kWh dargestellt. In diesem Fall sind über 80 Prozent der Fläche von SH unterhalb des Schwellenwertes. NRW und ST liegen hingegen bei unter 30 Prozent bzw. unter 10 Prozent.

Betrachtet man jedoch die ALCOE-Flächen (vgl. Abbildung 4.4), sieht man einen starken Zuwachs, insbesondere bei ST. Hier scheinen NRW und ST vom prozentualen Flächenanteil her führend in Deutschland zu sein. Die Anzahl attraktiver Flächen in den nördlichen Ländern wie z.B. SH sinkt im Vergleich zum einfachen LCOE drastisch um gut 50 Prozentpunkte. Zusätzlich ist jedoch auch hier zu erkennen, dass die Bundesländer insgesamt näher zusammenrücken (vgl. die Skalierung der Ordinaten der beiden Abbildungen) und sich der Großteil bei 40 bis 50 Prozent der Landesfläche einpendelt.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen sollte jedoch auch die Komplexität der herausgearbeiteten Flächen untersucht werden. In Tabelle 4.3 sind die Maßzahlen der Komplexitätsanalyse, wieder auf Bundesländerebene, aufgeschlüsselt. Die wirtschaftlich-potenzialen Flächen sind in ihrer Komplexität sehr unterschiedlich, wobei die Stadtstaaten (Bremen, Berlin und Hamburg) aufgrund ihrer sehr kleinen Grundfläche wenige Möglichkeiten zur Komplexitätsausprägung einer Fläche lassen. Bayern (BY) weist die höchste Komplexität der Flächen mit einem von 100,62 auf, was bei genauerer Betrachtung der Ergebnisse auf die Alpenregionen zurückzuführen ist, da im restlichen Teil des

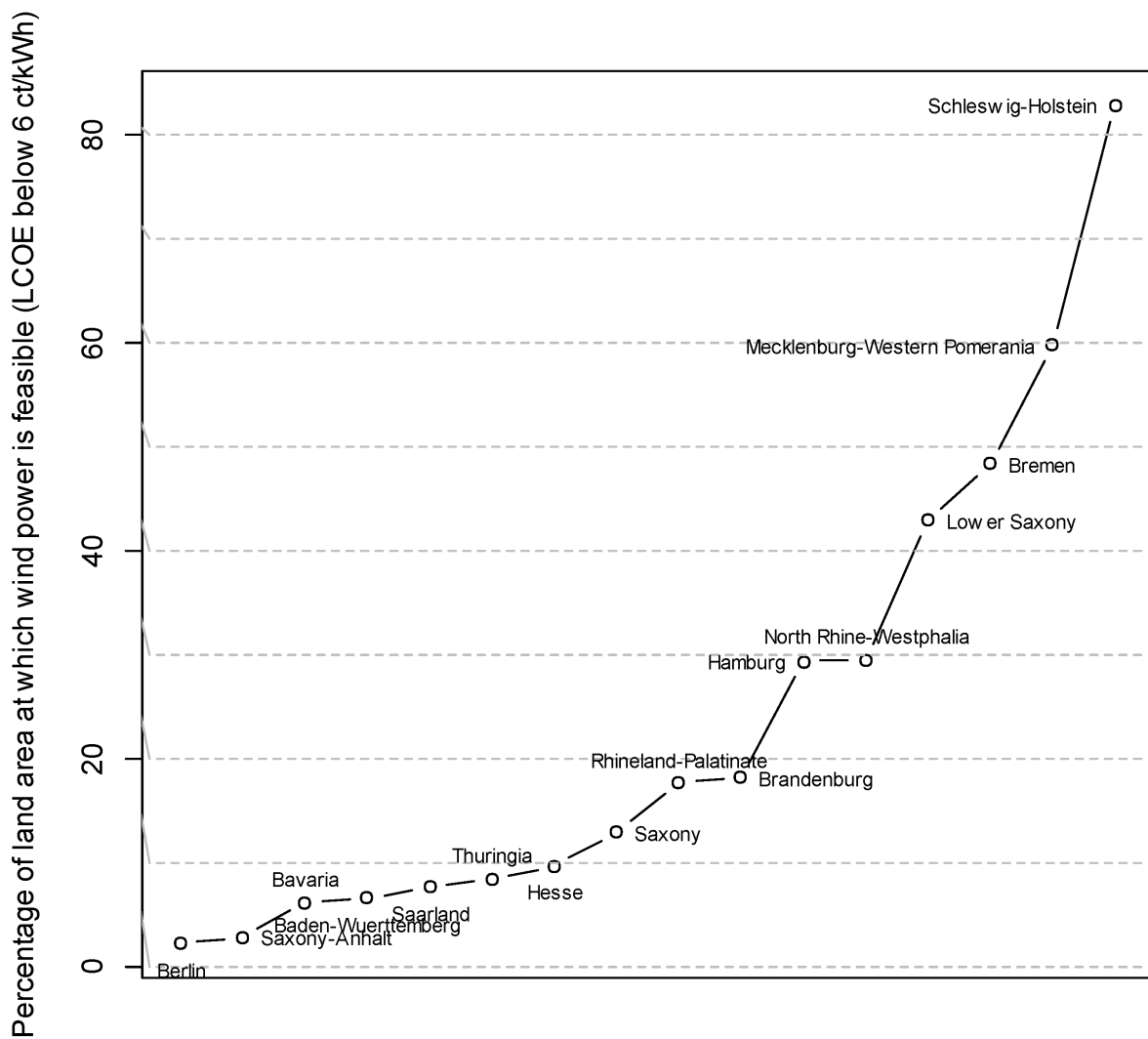


Abbildung 4.3: Prozentsatz der Landfläche (Bundesländer) attraktiver Flächen (LCOE) [64].

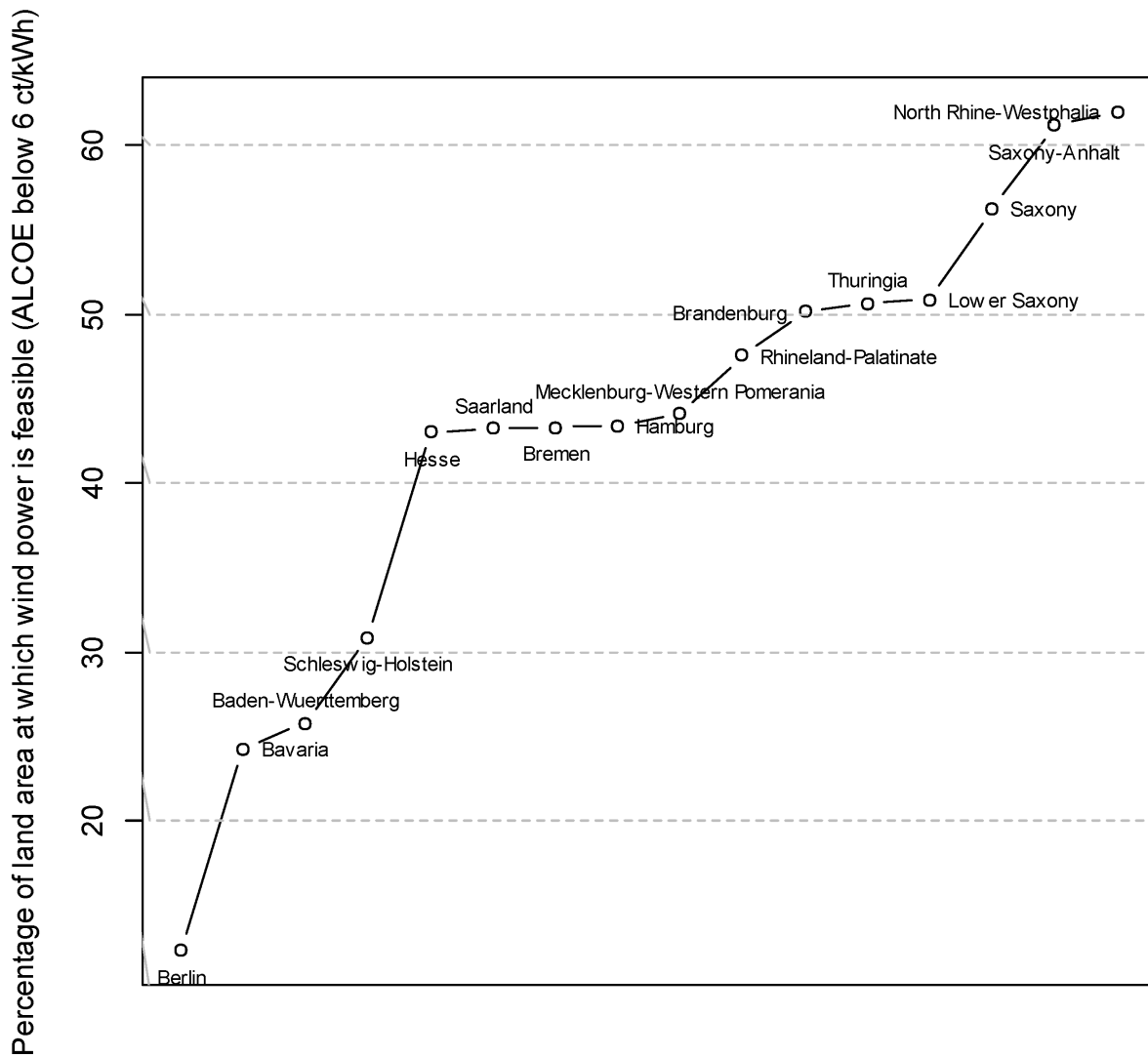


Abbildung 4.4: Prozentsatz der Landfläche (Bundesländer) attraktiver Flächen (ALCOE) [64].

Tabelle 4.3: Ergebnisse der Komplexitätsanalyse mittels Shape-Index.

Bundesland	Anzahl der Patches	Umfang (km)	Fläche (km ²)	Shape-Index
Bremen	19	361,60	182,28	6,70
Berlin	42	308,80	110,28	7,35
Hamburg	36	570,00	326,88	7,88
Saarland	171	2611,60	1107,48	19,62
Sachsen-Anhalt	415	10348,00	12595,60	23,05
Schleswig-Holstein	392	7289,20	4881,96	26,08
Brandenburg	451	12920,00	14895,48	26,47
Mecklenburg-Vorpommern	504	13537,60	10260,36	33,41
Sachsen	502	14696,40	10362,40	36,09
Niedersachsen	722	24126,40	24278,12	38,71
Thüringen	1293	19138,80	8217,56	52,78
Nordrhein-Westfalen	1375	32300,00	21125,00	55,56
Hessen	1728	25594,40	9089,36	67,11
Rheinland-Pfalz	1175	28073,20	9445,24	72,21
Baden-Württemberg	3524	31114,00	9216,16	81,03
Bayern	5944	52634,80	17102,92	100,62

Landes nur kleine vereinzelte Flächen nutzbar sind. Anfangs scheinen die Anzahl der Flächen und die Gesamtflächengröße ausschlaggebend für die hohe Komplexität zu sein. Hinsichtlich der Gesamtflächengröße zeigt sich am Beispiel NRW, dass diese Annahme jedoch eher nebensächlicher Natur ist. Die Anzahl der Flächen hingegen ist auf den ersten Blick ein größerer Einflussfaktor. Das Beispiel Hessen (HE) mit 1728 Flächen und einem Shape-Index von 67,11 im Vergleich zu Rheinland-Pfalz (RP) mit 1175 Flächen und einem Shape-Index von 72,21 bei ähnlichen Umfangs- und Flächeninhaltswerten zeigt jedoch, dass auch mehrere kleinere Flächen zu einem geringeren Shape-Index führen können.

Die in der obigen Analyse untersuchten Bundesländer spannen sich im Mittelfeld auf. Hier ist zu erkennen, dass NRW mit einem Wert von 55,56 einen doppelt so hohen Wert gegenüber ST und SH aufweist. ST liegt mit einem Wert von 23,05 noch vor SH (26,08). Daher haben die Flächen von ST nicht nur an Attraktivität gewonnen, sondern sind in vielen Fällen besser nutzbar. Auch die gesamte Flächengröße der gefilterten potentiellen Eignungsgebiete ist knapp das Dreifache von der Sachsen-Anhalts.

Natürlich ist nicht die gesamte wirtschaftlich potentiell sinnvolle Fläche auch wirklich nutzbar. Dennoch zeigt diese Analyse die starken Auswirkungen des Korrekturfaktors. Eine Potentialanalyse hinsichtlich der Energieausbeute spiegelt daher nicht unbedingt die Verteilung des wirtschaftlichen Potentials wider. Daraus ergibt sich neben der wirtschaftlichen Analyse der von der Politik ausgeschriebenen Flächen ein Nutzen hinsichtlich der Menge der ausgeschriebenen Flächen. Durch den oben beschriebenen starken Einfluss des Korrekturfaktors werden Flächen interessant, welche bisher eher als windärmer gelten und damit nicht unbedingt als Eignungsgebiet von der Regional-

planung wahrgenommen werden. Durch eine räumlich-wirtschaftliche Analyse seitens der Politik könnte also ihr eigenes Werkzeug Korrekturfaktor auch bei ihren Prozessen, nämlich der Suche nach weiteren Eignungsgebieten, helfen.

4.3 Fazit

Die in Abschnitt 4.2 aufgeführten Ergebnisse zeigen, wie stark sich die wirtschaftlichen EE-Potentiale durch den Einsatz von politischen Werkzeugen wie dem Korrekturfaktor verändern bzw. voneinander wegbewegen können. Neben der reinen Energiepotentialanalyse ist es also auch wichtig, den wirtschaftlichen Hintergrund zu beleuchten, da es sonst zwischen Wirtschaft und Politik zu Missverständnissen kommen kann. Durch steigende ALCOE steigt die finanzielle Schwelle für Investoren bei den Rückwärtsauktionen. Dadurch könnten Projekte zum Teil schwieriger realisierbar sein, da sie finanziell nicht rentabel sind. Die Planbarkeit kann jedoch durch eine wirtschaftliche Potentialanalyse mittels ALCOE erhöht werden.

Zudem lassen sich durch eine räumlich-wirtschaftliche Analyse nicht nur windreiche Gebiete in der Suche nach neuen Eignungsgebieten herausfiltern, sondern auch windarme Gebiete, die wirtschaftlich dennoch rentabel sind. Dies ließe die Menge der politisch ausgeschriebenen Flächen erhöhen, wodurch der Ausbau der Windenergie an Land weiteren Aufwind bekommen würde.

Zusätzlich zeigt die hier vorgestellte Analyse, dass der Einsatz des Korrekturfaktors durchaus seine geplante Wirkung erzielt. Die wirtschaftliche Attraktivität der gesamten Bundesrepublik Deutschland steigt, was einen Ausbau der Windkraft weiter fördern sollte. Ein wieder etwas steigender Zubau im Jahr 2020 (1431 MW im Vergleich zu 1078 MW im Jahr 2019) scheint diese Vermutung zu bestätigen (vgl. Deutsche Windguard [35] und Deutsche Windguard [36]). Die Folgejahre setzen diesen Trend fort (siehe Abbildung 2.1). Insbesondere die in Abbildung 4.4 zu erkennenden Spitzenreiter NRW und ST verzeichnen einen ansteigenden Ausbau und steigen in der Ausbaurangfolge auf (NRW von Platz 3 auf 1 und ST von Platz 6 auf 4).

Zuletzt ist festzuhalten, dass ein Blick auf die Makroebene sehr wichtig ist, da insbesondere politische Entscheidungen auf dieser Ebene deutlicher zu erkennen sind. Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass eine räumliche Analyse helfen kann, die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Planungsprozesse und die Wirtschaftlichkeit von Projekten besser verstehen und analysieren zu können. Dadurch lassen sich im Nachgang die Planungen optimieren.

5 Umzingelung durch Windkraftanlagen

Die Umzingelung von Gemeinden durch WKA ist von seiner Natur aus ein eher subjektives Thema, da es sich um eine individuelle Wahrnehmung handelt. Fühlen sich Anwohner in der Nähe von Windparks durch die WKA eingeengt, kann es zu Ablehnungen gegenüber dem Bau weiterer WKA kommen. Insbesondere die Herausforderungen im Themenfeld NIMBY können hier möglicherweise ihren Einfluss haben (vgl. dazu Unterabschnitt 3.2.2). Aus diesem Grund ist diese Analyse der Akzeptanz zuzuordnen. Auch wenn eine Umzingelungswirkung von jedem Menschen in gewisser Weise unterschiedlich wahrgenommen wird, soll dennoch versucht werden, sie zu analysieren und einen standardisierten Prozess auf Basis von bereits bestehenden Ansätzen zu entwickeln.

Dieser Herausforderung widmet sich dieses Kapitel. Dabei wird, wie bereits in Abschnitt 3.2, auch hier zwischen dem generellen methodischem Ansatz und einem thematischen Rahmen unterschieden. In der Methodik wird zunächst der entwickelte Algorithmus anhand von Testdaten erläutert und dann als Fallstudie auf NRW angewandt. Auch die danach gezeigten Ergebnisse sind nach diesem Schema aufgebaut.

Da die Umzingelungswirkung auf Gemeindeebene berechnet wird und alle in der Umgebung stehenden WKA zwangsläufig mit in die Analyse einfließen, muss die Berechnung immer von den Gemeinden ausgehen und nicht wie üblich von den Windparkflächen oder den geplanten WKA. Soll nun also ein Windpark hinsichtlich seiner Umzingelungswirkung analysiert werden, müssen Windparks in der Umgebung mit einbezogen werden. Es handelt sich daher um eine regionale Ausdehnung der Analyse, wodurch dieser Teil der Arbeit der Mesoebene zuzuordnen ist.

5.1 Methodik

Die Ausführungen zur Methodik sind unterteilt in zwei Teilbereiche: Zum Einen wird der Algorithmus beleuchtet und zum Anderen die Vorgehensweise zur statistischen Auswertungen der NRW-Studie. Zu Beginn wird daher der analytische Hintergrund erläutert, auf dessen Basis dann beispielhaft eine großflächige Studie durchgeführt wird.

5.1.1 Algorithmus

In diesem Kapitel wird die Herangehensweise an die Berechnung der Umzingelungswirkung beschrieben. Zur Erklärung werden UML-Ablaufdiagramme genutzt. Abbildung 5.1 zeigt einen ersten Überblick über den Ablauf des Algorithmus, beginnend bei der Initialisierung der Daten. Entlang des Umrings einer Ortslage (Location) werden in einem durch den Anwender zu wählenden Abstand Punkte (Observer) gesetzt und in die Liste `ObserverList` geschrieben (`GetObserverList`). Je geringer der Abstand zwischen den Observern gewählt wird, desto höher ist die Auflösung der Ergebnisse. Im Zuge der Validierung hat sich ein Abstand von 200 m als gutes Maß zwischen Genauigkeit und Rechengeschwindigkeit herausgestellt. Ein geringerer Abstand kann zwar bei Einzelfallentscheidungen interessant sein, hat jedoch bei den durchgeführten Tests keine großen Unterschiede hervorgebracht.

Neben der Liste der Observer wird eine Liste der im Umkreis liegenden Turbinen benötigt, hier als Stock bezeichnet. Diese wird mithilfe des Geoprocessing-Tools Buffer auf Basis des Ortslagepolygons und einer darauf folgenden Within-Abfrage selektiert (`GetStock`). Diese Reduktion der Anlagen bewirkt eine schnellere Bearbeitung der darauffolgenden Ermittlung (`GetObserverStock`) der observernahen Anlagen (`ObserverStock`), da weniger WKA überprüft werden müssen. Dazu werden alle Anlagen ermittelt, welche in einem bestimmten Umkreis und danach in einer direkten Sichtverbindung zum Observer stehen.

Für die Berechnung der Sichtverbindungen zwischen Observer und Turbinen werden die Punkte mittels einer Linie verbunden. Danach können Punkte entlang der jeweiligen Linie gesetzt und die dortigen Höhen interpoliert werden. Ist für jeden Punkt eine Höhe vorhanden, wird die Höhe des Punktes mit der Höhe des darunterliegenden DGM-Rasters (Ground Heights) verglichen. Liegt die Punkthöhe über der Rasterhöhe, so ist von einer Sichtverbindung auszugehen. Die Distanz zwischen den Punkten der Linie wird dynamisch an die Zellgröße des Rasters angepasst und entspricht stets dem Wert der Zellengröße. Dadurch ist eine Überprüfung jeder Zelle gewährleistet.

Zusammengefasst wird der Turbinen-Datensatz also in drei Schritten (Umkreis Ortslage, Umkreis Beobachter, Sichtbarkeit der Anlage vom Beobachter) gefiltert, um insbesondere für bundeslandweite Berechnungen eine höhere Rechengeschwindigkeit erzielen zu können.

Die Ermittlung von `ObserverStock` geschieht bereits innerhalb der Iteration über die Liste `ObserverList`, welche mittels Winkelberechnung (`CalculateAzimuth`) zwischen den einzelnen Observer und den jeweils selektierten Anlagen eine Liste von Winkeln (`BearingList`) erstellt. Diese werden im Nachgang in Winkel-Gruppen (`Groups`) zusammenfasst (`GenerateAngleGroups`) und analysiert (`EvaluateGroups`).

Der Kern des Algorithmus liegt in den Funktionen `GenerateAngleGroups` und `EvaluateGroups`. Die Funktion `GenerateAngleGroups` beschreibt die Ermittlung der Anlagengruppierungen im Umfeld der einzelnen Observer. Relevant sind also nicht die Windparks selbst, sondern in welchen Winkeln sich die Anlagen gruppieren.

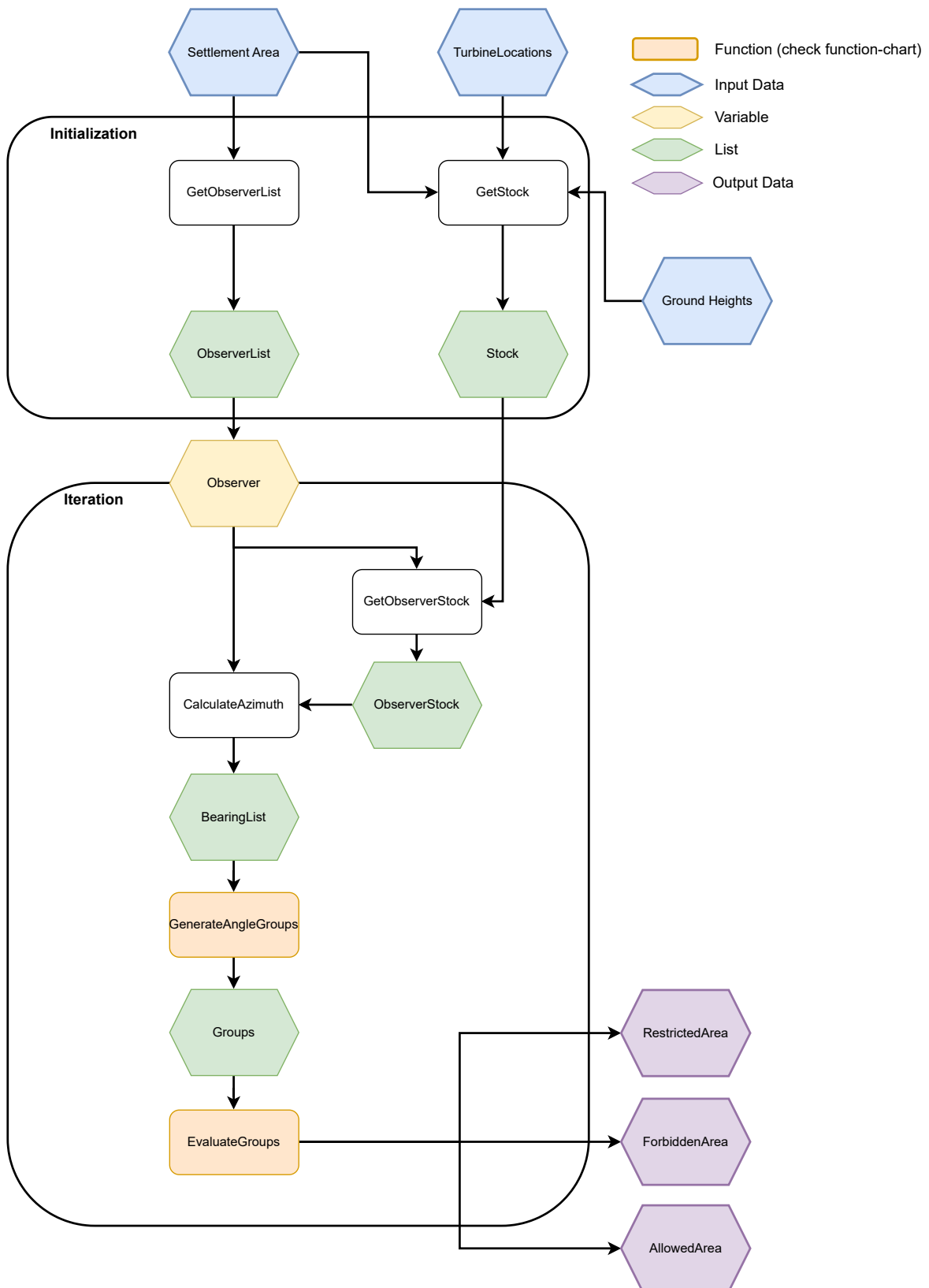


Abbildung 5.1: UML-Ablaufdiagramm zur Berechnung der Umzingelung von Gemeinden (gesamter Prozess).

Abbildung 5.2 zeigt die Funktionsweise von `GenerateAngleGroups` und ist ausgehend von den Eingabedaten zu lesen, also der Liste der Observer-Turbinen-Winkel (`BearingList`) und der noch leeren Winkel-Gruppen-Liste (`Groups`). Die hier verwendete `BearingList` wird vorab neu sortiert. Dazu werden alle Winkel über 180 Grad mit 360 subtrahiert. Dadurch liegen sie in einem Wertebereich von -179 bis 180, wodurch der Scheitelpunkt 360 bzw. 0 umgangen wird. Den Rahmen der Funktion bildet daraufhin die Iteration durch die neu geordnete `BearingList`, in der die einzelnen Winkel (`Angle`) überprüft und in die jeweils passende Gruppe geschrieben werden. Durch die erste Bedingung (`Groups empty`), ganz links in Abbildung 5.2 zu sehen, wird mit dem ersten Winkel der `BearingList` eine neue Winkel-Gruppe eröffnet. Die darauf folgenden Winkel werden dann entweder in die gleiche Gruppe oder in eine neue Gruppe geschrieben.

Dazu wird in der Winkeliteration eine weitere Schleife geöffnet, nämlich Iterationen über die Winkel-Gruppen. Dadurch können Winkel-Gruppen und Winkel abgeglichen werden. Die Winkel werden vom kleinsten bis zum größten Wert durchlaufen. Sobald zwischen Winkel und dem Maximalwert der einzelnen Winkel-Gruppen ein Freihaltewinkel von 60 Grad (vgl. [133]) oder mehr liegen, wird eine neue Gruppe eröffnet. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis alle Winkel der `BearingList` abgearbeitet und zugewiesen sind.

Danach kann mit der Evaluierung der Winkel-Gruppen begonnen werden. Dies übernimmt die Funktion `EvaluateGroups` (vgl. Abbildung 5.3). Dazu wird durch die Liste der Winkel-Gruppen iteriert, um jede Winkel-Gruppe auf ihre Ausdehnung bewerten zu können. Zu Beginn werden die Minimal- und die Maximalwerte der gebildeten Winkel-Gruppen berechnet. Danach wird der Wertebereich hinsichtlich seiner Ausdehnung überprüft. Falls diese größer oder gleich 120 Grad ist, wird der 60-Grad-Freihaltewinkel berechnet. Der Freihaltewinkel kennzeichnet somit einen verbotenen Bereich, der strikt nicht bebaut werden darf (`forbiddenArea`). Im Anschluss werden mit den Winkelinformationen die Flächen aufgezogen (`CalcForbiddenAreas`). Dies bedeutet, dass der Observer den Startpunkt (und damit nach den Regeln für geschlossene Polygone auch den Endpunkt) des Polygonzugs bildet. Danach werden mittels polarem Anhängen (vgl. Gleichung 5.1 und Gleichung 5.2) die weiteren Punkte des Polygonzugs auf Basis der Winkel und der vorgeschriebenen Maximalentfernung des Überprüfungsbereichs berechnet.

$$x_T = x_O + s \cdot \cos t_{TO}, \quad (5.1)$$

$$y_T = y_O + s \cdot \sin t_{TO}, \quad (5.2)$$

wobei x_T und y_T die Punktkoordinaten des Zielpunkts (Target) sind. Diese werden mittels einer Addition der Punktkoordinaten des Observers (x_O , y_O) und dem Delta des Observers zu den neuen Koordinaten berechnet. Im Falle des x -Wertes wird dazu die Strecke s mit dem Kosinus des Richtungswinkels t_{TO} und für den y -Wert mit dem Sinus des Richtungswinkels t_{TO} multipliziert.

Dieses Vorgehen wird für den gesamten Bereich des Freihaltewinkels - also der `ForbiddenAreas` - durchgeführt. Dazu werden alle Winkel in einem Abstand von einem Grad

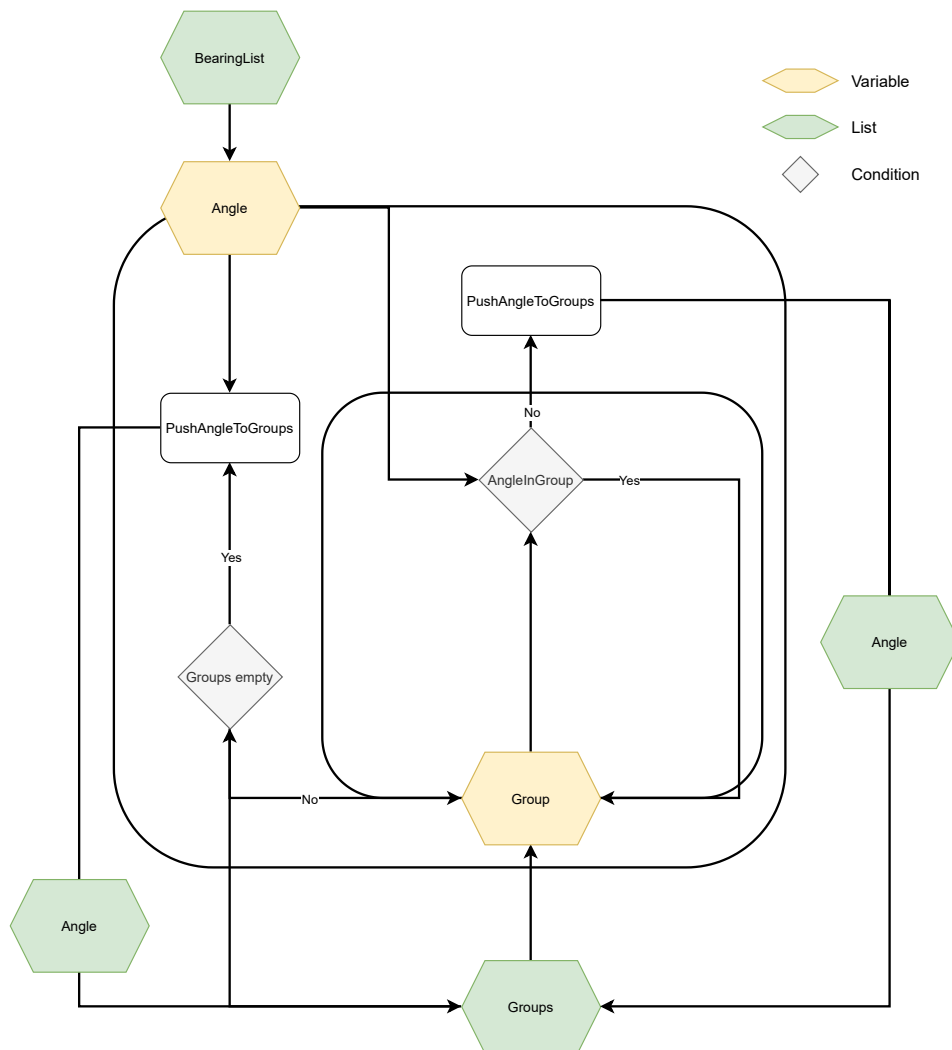


Abbildung 5.2: UML-Ablaufdiagramm der Funktion `GenerateAngleGroups`.

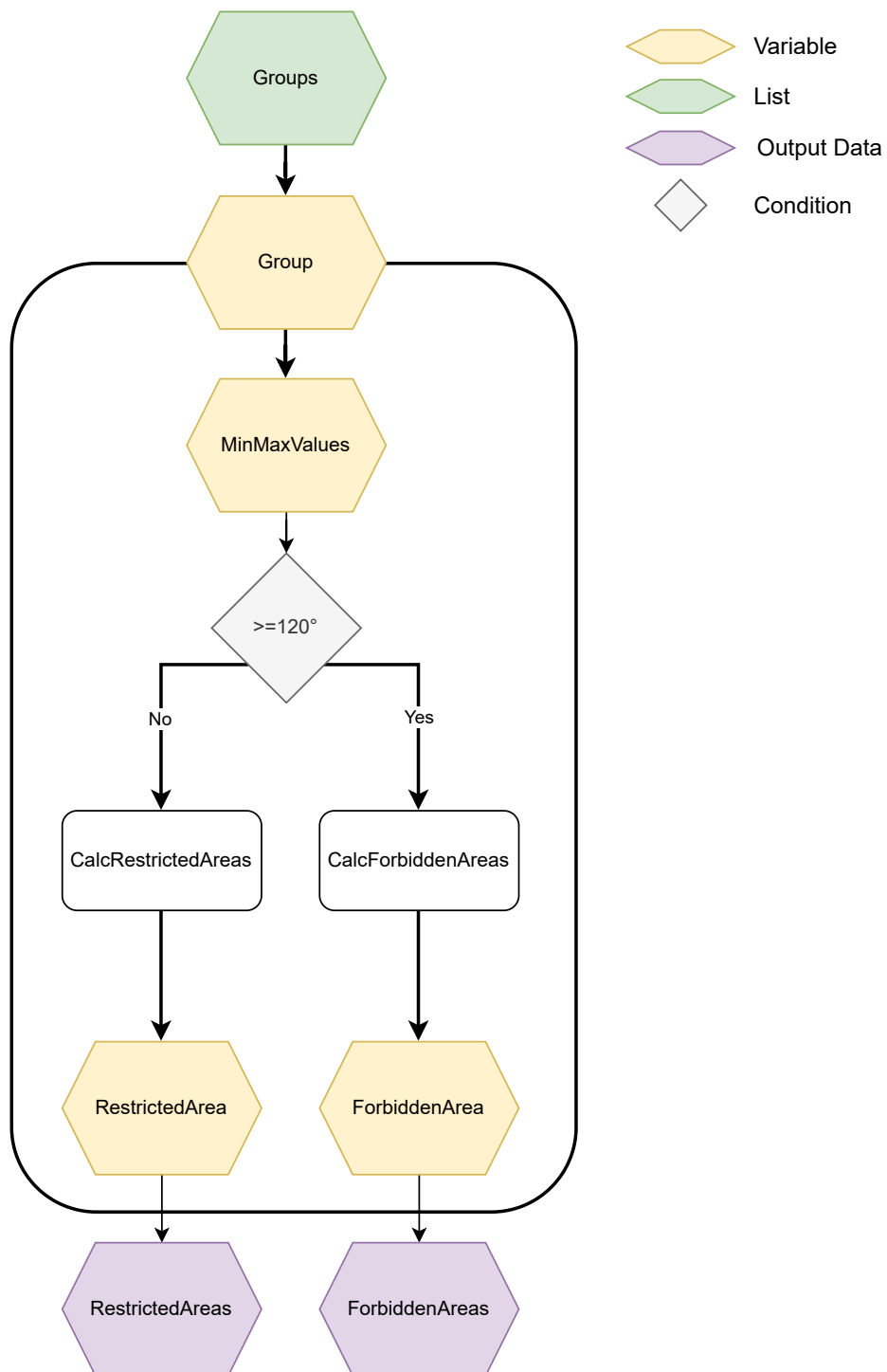


Abbildung 5.3: UML-Ablaufdiagramm der Funktion `EvaluateGroups`.

abgetastet und die dazugehörigen Punkte berechnet. Der rechte Freihaltbereich tastet gegen den Uhrzeigersinn vom Ende des Freihaltewinkels bis zum nächsten Wert der Winkel-Gruppe ab und im linken Bereich vice versa. Es wird also nur der Freihaltewinkel und nicht der Wertebereich der Winkel-Gruppe in die Flächen mit aufgenommen. Für jede Seite des Wertebereichs wird ein alleinstehendes Polygon im Rahmen des jeweiligen Freihaltewinkels ermittelt, um mögliche Topologiefehler zu vermeiden.

Bei einer Ausdehnung des Wertebereichs, die unterhalb der 120-Grad-Grenze liegt, werden Vorbehaltsflächen (RestrictedAreas) berechnet. Diese bilden die Differenzen zwischen der vorliegenden Ausdehnung und der erlaubten Ausdehnung von 120 Grad. Sobald die Winkelbereiche der Vorbehaltsflächen vorliegen, werden wieder durch polares Anhängen die Punkte des Polygonzugs berechnet (CalcRestrictedAreas). Abschließend werden alle Bereiche zu jeweils einem einzelnen Polygon vereint und exportiert. Darunter zählen auch die durch dieses Kriterium unbetroffenen Bereiche, also die bebaubaren Flächen (AllowedAreas).

5.1.2 Studie Nordrhein-Westfalen

In diesem Kapitel wird der Algorithmus auf einen realen Datensatz angewendet. Aufgrund der sehr guten und offenen Datenlage wird Nordrhein-Westfalen als Untersuchungsgebiet herangezogen. Das LANUV stellt einen detaillierten Datensatz über die Energiestandorte in NRW frei zur Verfügung. Sie unterliegen der Datenlizenz Deutschland - Zero - Version 2.0, wodurch 'jede Nutzung [...] ohne Einschränkungen oder Bedingungen zulässig' ist (siehe dazu die Beschreibung durch GOVDATA¹). Zusätzlich bieten Geobasis NRW ihre Geobasisdaten vollständig und INSPIRE-konform an. Es wäre alternativ auch möglich gewesen, Open-Source-Daten wie die von der Plattform Open Street Map zu nutzen, jedoch sind diese häufig nicht auf dem qualitativen Level, wie es bei den amtlichen Daten in der Regel der Fall ist. Als Eingangsdaten werden folgende Daten benötigt:

- Ortslagen als Polygon (Shapefile),
- WKA-Standorte (Shapefile),
- Digitales Geländemodell (GeoTIFF).

Als Digitales Geländemodell wird das SRTM-Geländemodell (Shuttle Radar Topography Mission) mit einer Auflösung von 25 Metern genutzt. Diese Auflösung ist für diese Fragestellung vollkommen ausreichend, da die Geländehöhen für die Sichtverbindung benötigt werden und diese eher großskalige Objekte wie Berge berücksichtigen soll.

Für die Ermittlung der Ortslagen wurden die Hausumringe der Geobasis NRW mittels eines DBSCAN-Algorithmus (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) bearbeitet. Dieser gruppiert Punkte, die in einer bestimmten euklidischen Distanz

¹<https://www.govdata.de/dl-de/zero-2-0>, zugegriffen am 30.11.2023.

zueinander stehen [45]. Dabei wird eine minimale Samplegröße festgelegt, also wie viele Punkte für eine Gruppierung benötigt werden. Hier wurde eine maximale Distanz zwischen den Häusern von 100 Meter und eine minimale Samplegröße von 3 gewählt.

Durch diese Vorgehensweise ist es möglich, auch kleinere Hausgruppierungen zu erfassen, die zum Teil nicht in den üblichen Ortslagen berücksichtigt werden. Da jede Ortslage im Einzelnen separat berechnet werden kann, lässt sich eine Parallelisierung gut realisieren. Die Ergebnisse der Ortslagen werden danach zusammengetragen.

Für die Standorte der WKA wird die Höhe als Attribut benötigt, ansonsten ist keine Standardisierung der Daten notwendig. Es werden lediglich die Geometrien für die Berechnung genutzt. NRW stellt im Zuge dessen Datensätze mit Informationen zu dem Status der Anlagen bereit. Daraus lassen sich vier Szenarien ableiten, die im Nachgang miteinander verglichen werden können:

1. Aktive WKA
2. Aktive und in Genehmigungsphase befindliche WKA
3. Aktive und stillgelegte WKA
4. Aktive, stillgelegte und in Genehmigungsphase befindliche WKA

Dadurch ist es möglich, Auswirkungen von Neubauten oder Abbauten zu detektieren. Dabei stellt Szenario 3 die derzeitige Ist-Situation dar. Szenario 1 hingegen, zeigt eine Situation, wie sie nach einem Abbau der nicht in Betrieb befindlichen Anlagen sein würde. Die Szenarien 2 und 4 schauen in die Zukunft und beschreiben ein Bild nach dem Bau der geplanten Anlagen. Nachdem die eingeschränkt bebaubaren Flächen, die Verbotsflächen und die ohne Einschränkungen bebaubaren Flächen für alle Szenarien berechnet wurden, konnte die Auswertung durchgeführt werden. Diese kann in drei Teilbereiche gegliedert werden:

1. Auswertung der Gesamtsituation
2. Auswertung auf Gemeindeebene
3. Auswirkungen der Turbinen- und Ortslagenanzahl

Die Auswertung der Gesamtsituation beläuft sich auf eine einfache Auswertung der berechneten Flächen in Bezug auf die Gesamtfläche. Es wird ermittelt, wie viel Fläche bereits als Verbotsfläche definiert sein müsste, und wo noch Baupotential (im Bezug auf die Umfassung) besteht.

Die Auswertung auf Gemeindeebene wird mittels Methoden der deskriptiven Statistik durchgeführt. Dazu werden die Ergebnisflächen zu Beginn mit den Gemeindeflächen verschnitten, um nachfolgend den prozentualen Flächenanteil der Ergebnisflächen an den Gemeindeflächen berechnen zu können. Auf dieser Basis wird die statistische Auswertung durchgeführt. Berechnet werden wie in Unterabschnitt 4.1.2 folgende Maße (erweitert um Quartile und Varianz):

- Mittelwert
- Minimum
- Maximum
- Erstes Quartil²
- Median
- Drittes Quartil²
- Varianz

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (5.3)$$

n = Anzahl der Datenpunkte

x_i = i -ter Datenpunkt

$\bar{x}$ = arithmetisches Mittel

σ = Standardabweichung

- Standardabweichung
- Empirische Schiefe
- Empirische Wölbung

Auf diese Weise lässt sich die Verteilung der Flächen auf Gemeindeebene gesamtheitlich darstellen und zwischen den Szenarien vergleichen. Insbesondere die Werte Maximum, Median und Standardabweichung werden hier von Interesse sein. Das Maximum kommt insbesondere bei den Verbotsflächen zum Tragen, da durch diesen Wert eine mögliche Überbauung detektiert werden kann. Der Median und die Varianz lassen erste Schlüsse auf die Verteilung im Allgemeinen, aber auch auf die Streuung zu. Zusätzlich werden noch die empirische Schiefe und Wölbung betrachtet. Diese Werte lassen einen Vergleich mit einer Normalverteilung zu, was übertragen auf die hier behandelte Problemstellung Aussagen über die Tendenz der prozentualen Flächenanteile treffen lässt.

² siehe Gleichung 4.8

Die Auswirkungen der Turbinen- und Ortslagenanzahl stellt die letzte Säule der statistischen Auswertung und damit auch der NRW-Studie dar. Hier wird untersucht, wie stark die Turbinenanzahl oder/und die Ortslagenanzahl Auswirkungen auf die Ergebnisflächen haben. Dazu werden alle Ortslagen und die Anzahl der Turbinen innerhalb der oben vorgestellten Szenarien gezählt, gegenübergestellt und tabellarisch aufgearbeitet. Dies ist dann die Basis für eine abschließende Korrelationsanalyse. Gleichung 5.4 und Gleichung 5.5 zeigen die dafür genutzten statistischen Korrelationsmaße, die Kovarianz und den Pearson-Korrelations-Koeffizienten.

- Kovarianz

$$\text{cov}(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n} \quad (5.4)$$

- Pearson-Korrelations-Koeffizient

$$\rho(x, y) = \frac{\text{cov}(x, y)}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (5.5)$$

Die Kovarianz ist ein Maß zur Bewertung eines tendenziellen Zusammenhangs zweier Zufallsvariablen. Jedoch kann durch sie die Ausprägung der Korrelation nicht bestimmt werden. Dazu wird eine Standardisierung benötigt, die mittels der Pearson-Korrelation durchgeführt werden kann. Hierzu wird die Kovarianz durch die Standardabweichungen der Wertegruppen dividiert und als Korrelation interpretiert. Das Ergebnis sind Werte zwischen 1 und -1. Die Ausprägung der Korrelation kann nun anhand der Abweichung zum Wert 0 bestimmt werden. Dadurch lassen sich Korrelationen beschreiben und miteinander vergleichen.

Durchgeführt wurden beide Auswertungen, die der Gemeindeebene sowie die Auswirkungen von Turbinen- und Ortslagenanzahl, mittels eines Skripts (zu finden auf Github³). Dieses Skript fasst die Daten zusammen und wertet sie im Nachgang aus. Der Export erfolgt schließlich als Excel-Datei mit mehreren Blättern. Zudem werden diverse Abbildungen ausgegeben.

5.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse des Umfassungsalgorithmus sind in zwei Teile gegliedert. Zu Beginn wird die Komplexität, die Performance und die Validierung des Algorithmus evaluiert. Danach werden die Ergebnisse des Praxisbeispiels, der NRW-Studie, vorgestellt.

³<https://github.com/DavidHennecke/ResultEvaluationMunicipalEncirclement>, zugegriffen am 21.01.2024.

5.2.1 Ergebnisse der Testphase

Bevor ein Algorithmus großflächig angewandt werden kann, sollte er auf seine Funktionsweise und Performance validiert werden. Dazu sind Testdaten nötig, die klein, aber aussagekräftig sein sollten, damit die Rechenzeiten der Tests soweit wie möglich minimiert wird. Dadurch lassen sich mehrere Durchläufe in kurzer Zeit realisieren, was eine Überprüfung des Algorithmus erleichtert. Die in dieser Testphase genutzten Daten sind fingiert, sie entsprechen also nicht der Realität, sondern dienen lediglich der Validierung. Es werden dazu 36 Anlagen und die Gemeindefläche von Blankenhagen in Mecklenburg-Vorpommern (MV), welche eine Fläche von ca. 25 km² aufweist, genutzt.

Der Algorithmus benötigt für die gesamte Berechnung (inkl. Sichtlinienberechnung) eine Zeit von 1 Minute und 11 Sekunden, bzw. ohne Sichtlinienberechnung eine Zeit von nur 6 Sekunden. Der große Zeitunterschied hängt mit der Anzahl der Sichtbarkeitspunkte und den Distanzberechnungen bzw. Interpolationen zusammen. Beispielhaft sind es bei einer Distanz zwischen Observer und Turbine von 2000 m und einer Zellauflösung von 20 m 100 Punkte, die analysiert werden müssen.

Ein weiterer Zeitfaktor ist die Anzahl der Observer. Diese variiert je nach Wahl der Abstandsgröße zueinander. Mit Hilfe des Testdatensatzes konnten die Ergebnisse von vier Observer-Abständen (50 m, 100 m, 200 m, 300 m) gegenübergestellt werden. Ein Abstand von 200 Metern hat sich dabei als eine gute Mischung aus Genauigkeit und Geschwindigkeit herausgestellt. Abbildung 5.4 visualisiert dazu die Ergebnisse der Berechnungen. In rot werden die Verbotsflächen, in orange die eingeschränkt bebaubaren Flächen und in grün die unbetroffenen Flächen dargestellt. Das graue Polygon kennzeichnet die betrachtete Ortslage, und die Punkte stellen die zu analysierenden WKA dar. Die größten Veränderungen zwischen den Ergebnissen sind bei den Verbotsflächen zu erkennen. Hier weist die Berechnung mit einem Observerabstand von 50 Metern eine größere Fläche auf, als es bei den anderen Abständen der Fall ist. Bei den Abständen 100 Meter und 200 Meter ist keine große Veränderung auf den ersten Blick zu erkennen. Tabelle 5.1 zeigt die Flächengrößen sowie die jeweilige Berechnungszeit. Zum einen ist die lineare Veränderung der Rechenzeit zu erkennen. Zum Anderen werden auch hier die eher kleinen Unterschiede zwischen der 100-Meter-Abstand-Variante und der mit 200-Meter-Abstand aufgezeigt. Besonders zeigt jedoch Tabelle 5.2 die Auswirkungen der Observerabstandswahl. Hier werden die prozentualen Veränderungen der unterschiedlichen Varianten zum 50-Meter-Abstand dargestellt. Da die 50-Meter-Variante zu große Rechenzeiten und die 300-Meter-Abstand zwischen den Observern zu große qualitative Unterschiede aufweisen, werden diese zwei Varianten schon zu Beginn ausgeschlossen. Besonders auffallend sind bei der 200-Meter-Variante die massive Verringerung der Rechenzeit von 78,35 % und die eher geringen Veränderungen der Verbotsflächen und baulich eingeschränkten Flächen im Gegensatz zur 100-Meter-Variante. Insbesondere die baulich eingeschränkten Flächen zeigen nahezu keine Veränderungen. Damit ist die vergleichsweise große prozentuale Veränderung der nicht betroffenen Flächen zu erklären. Die gesamte unbetroffene Fläche fällt nämlich im Vergleich zu den anderen Flächen eher

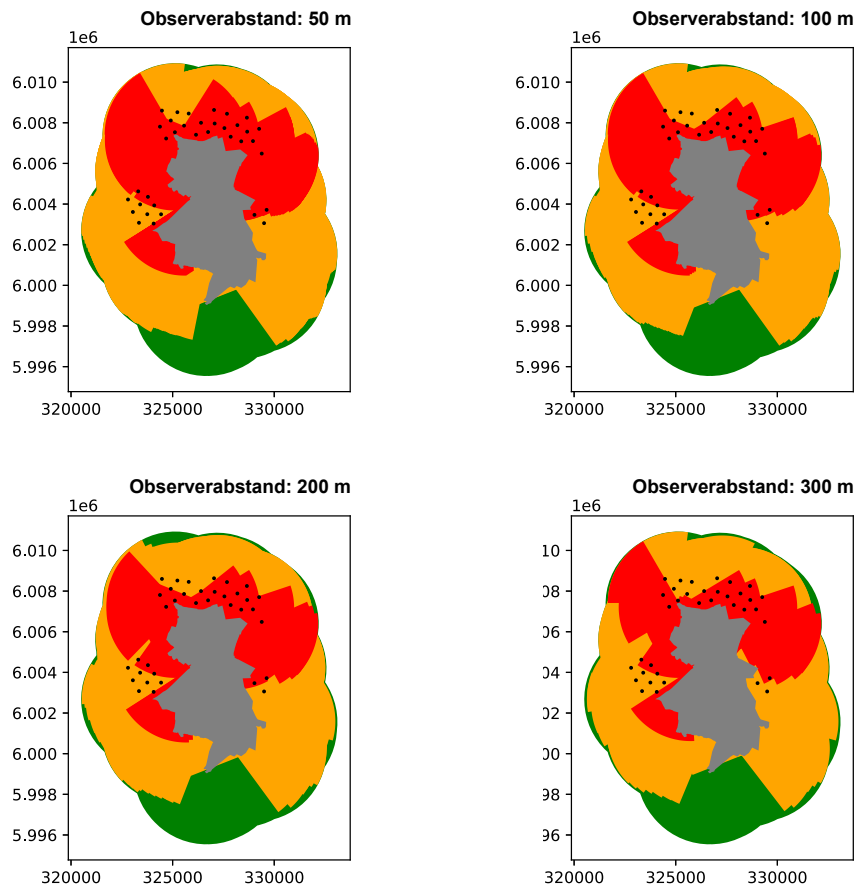


Abbildung 5.4: Test-Ergebnisse zur Ermittlung eines sinnvollen Observerabstands.
 Rot: Verbotsflächen; Orange: eingeschränkt bebaubare Flächen; Grün: unbetroffene Flächen; Grau: Ortslage; Punkte: Windkraftanlagen (Koordinatensystem: WGS84 UTM 32N EPSG: 32632).

Tabelle 5.1: Evaluierung Observerabstand.

	50 Meter	100 Meter	200 Meter	300 Meter
unbetroffene Fläche (km ²)	17,30	18,56	21,11	21,92
eingeschränkt bebaubare Fläche (km ²)	72,79	74,91	74,78	79,57
Verbotsfläche(km ²)	59,05	55,67	53,25	47,65
Rechenzeit (min)	04:48	02:19	01:11	00:49

klein aus, wodurch die geringe Flächenverschiebung der Verbotflächen zu unbetroffenen Flächen hier stark ins Gewicht fällt. Es zeichnen sich bei diesen Zahlen zwei Varianten ab, die ein gutes Verhältnis zwischen Ergebnis und Rechenzeit aufweisen. Die 100-Meter-Variante scheint qualitativ hochwertige Ergebnisse zu erzielen. Jedoch fällt der Mehrwert der Rechenzeithalbierung, bezogen auf die Fläche von NRW, der 200 Meter-Variante so stark ins Gewicht, dass die geringe qualitative Veränderung aufgewogen wird. Die Validierung wurde aufgrund mangelnder Vergleichsdaten auf eine Durchsicht be-

Tabelle 5.2: Prozentuale Abweichung der Ergebnisse der Observerabstände (100 m, 200 m, 300 m) zu den Ergebnissen des 50 m Observerabstands.

	50 Meter	100 Meter	200 Meter	300 Meter
unbetroffene Fläche (%)	0,00	7,28	22,02	26,71
eingeschränkt bebaubare Fläche (%)	0,00	2,91	2,73	9,31
Verbotfläche(%)	0,00	-5,72	-9,82	-19,31
Rechenzeitreduktion (%)	0,00	-51,74	-78,35	-82,99

schränkt. Abbildung 5.5 zeigt beispielhaft die einzelnen Polygone der eingeschränkt bebaubaren Flächen (orange) und der Verbotflächen (rot) für mehrere Observer entlang des Umrings der Ortslage. Die schwarzen Punkte sind die in der Umgebung liegenden Anlagen, welche vorab aus dem Gesamtbestand gefiltert wurden. Die graue Fläche ist die gesamte Ortslage, auf deren Rand der Observer entlangschreitet. Diese Form der Überprüfung wurde für alle Observer und Flächen durchgeführt. Insgesamt sind es für das Testgebiet bei einem Observerabstand von 200 Metern 125 Observer, die überprüft und bewertet wurden.

Auf den direkten Blick ist zu erkennen, dass der äußere Rand der eingeschränkt bebaubaren Flächen immer einen Schnittpunkt mit dem äußersten Anlagenpunkt hat und der gesamte Aufspannwinkel immer gleichbleibend ist. Auch die Filterung der berücksichtigten WKA zeigt hier seine Wirkung, da immer nur die betroffenen WKA in der Analyse mit einbezogen und hier abgebildet werden. Auf den Darstellungen 1 bis 3 der Abbildung 5.5 ist dies gut zu erkennen, da jeweils nur eine Gruppierung an Windkraftanlagen besteht. Anders ist dies im weiteren Verlauf unter anderem auf den Darstellungen 4 bis 6 und 10. Diese weisen für den jeweiligen Observer jeweils zwei Gruppen auf, welche dementsprechend mindestens 60 Grad Entfernung zueinander haben. Zusätzlich zeigen die Darstellungen, dass der 'Rundumblick' bzw. die Überprüfung der gesamten 360 Grad vom Algorithmus ohne Einschränkungen durchgeführt wird. Die Darstellung 8 präsentiert ein

Beispiel mit drei Gruppierungen, wobei zwei Gruppen jeweils nur aus einer Anlage bestehen. Da diese dennoch als Gruppe bewertet werden, wird in beide Richtungen ausgehend von der WKA ein Winkel von 120 Grad als eingeschränkt bebaubar eingestuft. Daher sind am Ende die gesamten 360 Grad um den Observer herum als eingeschränkt bebaubar deklariert. Zuletzt sei die Darstellung 7 zu erwähnen. Diese belegt die Funktionalität der Verbotsflächenberechnung. Die aufgezogenen Winkel, in rot dargestellt, zeigen den einzuhaltenden 60-Grad-Freihaltewinkel nach Gruppen, die eine Winkelfläche von 120 Grad oder mehr abdecken.

Abbildung 5.6 zeigt nochmals das Ergebnis der Berechnung als eigenständige Abbildung und fasst am Ende alle Flächen zusammen. Es werden die Ortslage (grau), Verbotsflächen (rot), eingeschränkt bebaubaren Flächen (orange) und unbetroffene Flächen (grün) dargestellt. Der Export geschieht als Multipolygon, dadurch ist es im Nachgang besser möglich, die Flächen zu verschneiden. Die unbetroffenen Flächen sind ein Buffer (als Radius wird hier die gesetzlich vorgeschriebene Betrachtungsweite von 3500 Metern genutzt) um die Ortslage. Dieser ist daher als Gesamtfläche die größte Fläche und wird durch die höher priorisierten Bereiche - die eingeschränkt bebaubaren Flächen und die Verbotsflächen - verkleinert. Die eingeschränkt bebaubaren Flächen werden wiederum durch die Verbotsflächen beschnitten.

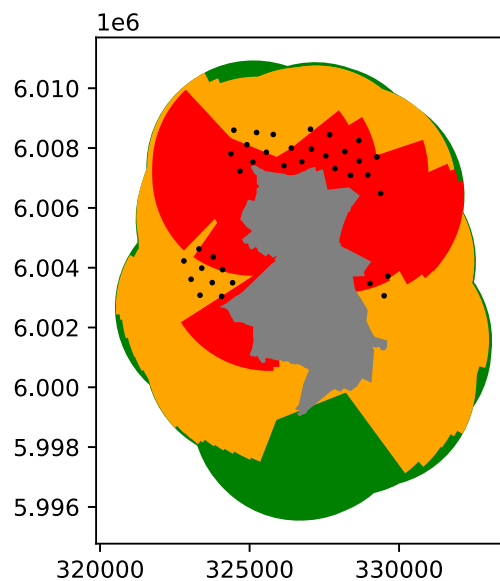


Abbildung 5.6: Ergebnis der Testberechnung (bestehende Windkraftanlagen (Punkte), Ortslage (grau), mögliche Baufläche ohne bisherigem Umgebungseinfluss (grün), eingeschränkt bebaubare Flächen (orange), Verbotsflächen hinsichtlich der Umsfassung (rot)).

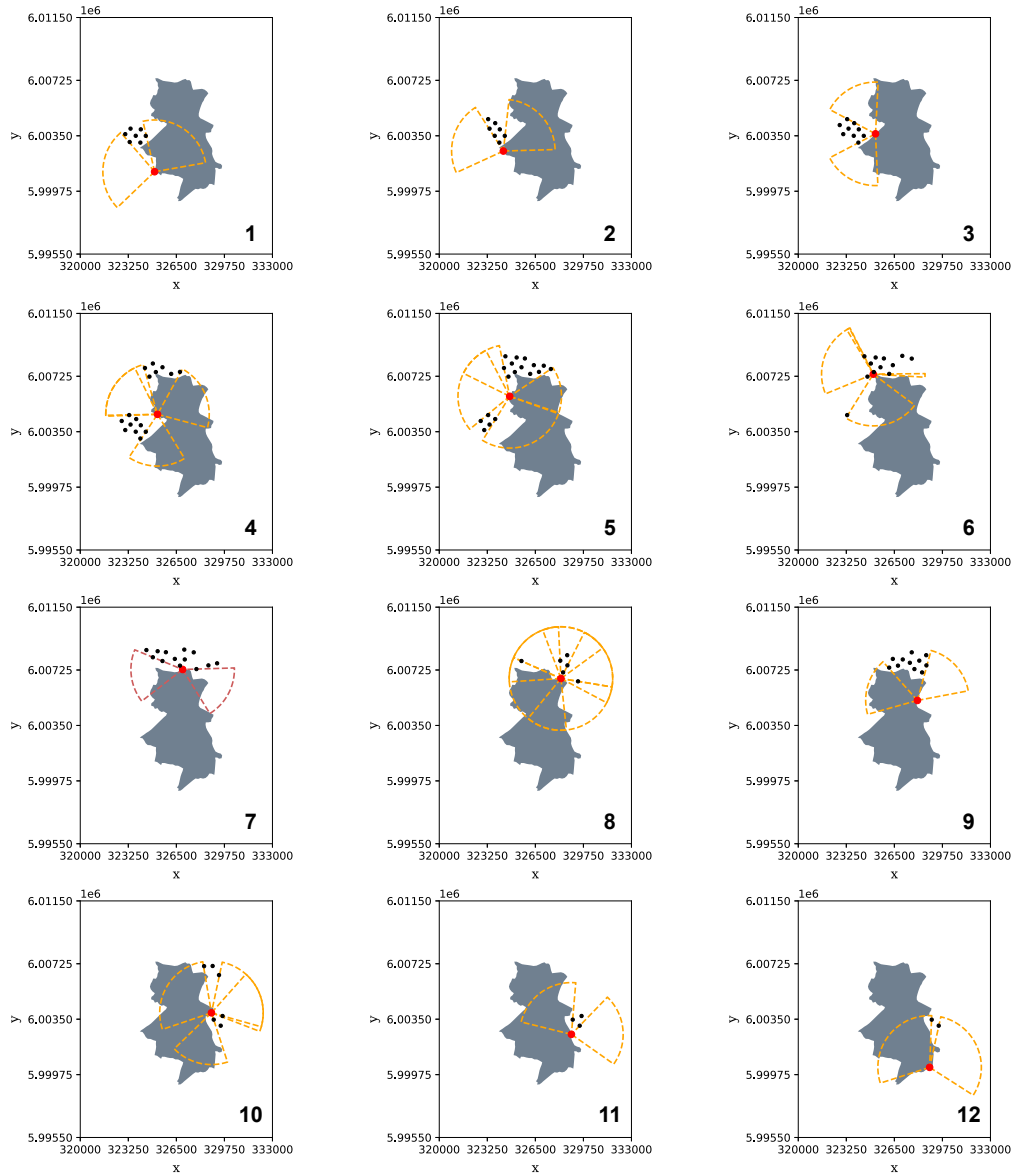


Abbildung 5.5: Beispiel für die Validierung der eingeschränkt bebaubaren Flächen und Verbotsflächen (Ortslage (grau), Windkraftanlagenstandorte (Punkte), eingeschränkt bebaubare Flächen (orange), Verbotsflächen(rot)).

Bereits dieses Testergebnis zeigt, dass die Auswirkungen der Anlagen nicht nur in der unmittelbaren Umgebung zu spüren sind, sondern auch in größerer Entfernung. Dies ist an der südlichen Hälfte der Ortslage zu erkennen, die trotz weniger bis keiner Bebauung einige eingeschränkt bebaubare Gebiete und sogar Verbotsflächen aufweist.

Des Weiteren ist in diesem Beispiel die Funktion der Sichtlinie zu erkennen. Nordöstlich der Gemeinde sind Punkte innerhalb der Verbotsflächen zu finden. Dies sind Anlagen, die nicht mehr im Sichtbereich von Observern und somit nicht immer mit im Wertebereich lagen, auch wenn sie in der vorgeschriebenen Entfernung lagen.

Die in diesem Kapitel folgenden Ergebnisse wurden auf einem Prozessor vom Typ AMD Ryzen 7 5700U erzielt. Dieser hat eine vergleichsweise geringe Taktfrequenz, weshalb schnellere Bearbeitungszeiten durchaus möglich sind. Um jedoch unabhängig von der Hardware Aussagen über die Performance bzw. die Komplexität tätigen zu können, wird die O-Notation herangezogen (vgl. Unterabschnitt 2.2.1). Hier wird lediglich der Zusammenhang zwischen Rechenzeit und Eingabemenge beschrieben. Die Eingabemengen sind in diesem Fall die Observer. Wie bereits in Tabelle 5.1 und Tabelle 5.2 zu sehen ist, steigert sich die Rechenzeit linear zur Eingabemenge der Observer. Dadurch ergibt sich eine O-Notation von $O(n)$. Verdoppelt sich also die Observer-Menge n , dann verdoppelt sich auch die Rechenzeit, wodurch sich eine lineare Komplexitätsklasse O ergibt. Das liegt daran, dass jeder Observer abgearbeitet und bewertet werden muss. Durchaus können durch unterschiedliche Mengen an WKA auch Abweichungen entstehen, diese haben jedoch nur geringe Auswirkungen auf die Berechnung, weshalb keine polynomielle Komplexität von $O(n^k)$ besteht. Abschließend ist festzuhalten, dass es mit diesem Algorithmus möglich ist, potentielle Bebauungsflächen in einer berechenbaren sowie effizienten Zeit zu ermitteln.

5.2.2 Umzingelungs-Studie Nordrhein-Westfalen

Die Ergebnisse der Studie für NRW sind in mehrere Teile aufgeteilt. Es lassen sich nicht nur Erkenntnisse mittels Szenario-Vergleich gewinnen, sondern auch bezüglich der Anlagenmenge und Ortslagenmenge sowie Vergleiche mit weiteren Berechnungsformen. Die Ergebnisse liegen als Geodaten und als statistische Auswertung vor.

Das Ziel des Szenarien-Vergleichs ist es, mögliche Auswirkungen von Zubauten und Rückbauten von stillgelegten Anlagen zu ermitteln. Zum besseren Verständnis sollen zu Beginn die Geodaten in Kartenform aufbereitet werden. Abbildung 5.7 zeigt die Ergebnisse des Szenarios 1, also die Betrachtung der aktiven Anlagen. Die Verbotsflächen sind rot, die eingeschränkt bebaubaren Flächen in gelb und die unbetroffenen Flächen in grün gekennzeichnet. Die Gemeinden sind mit einem leichten Grauton umrandet. Diese Farbgebung wird auch in den nachfolgenden Abbildungen bzw. Karten beibehalten, um eine bessere Vergleichbarkeit herstellen zu können. Die Ortslagen werden auf Grund der Übersichtlichkeit nicht mit abgebildet.

Auf Landesebene betrachtet, scheinen die eingeschränkt bebaubaren Flächen den größten Flächenanteil einzunehmen. Durch den eher schwachen Ausbau im mittleren und süd-

lichen Bereich von NRW, was an dem Ruhrgebiet und dem Rheinland liegen mag, folgt der Anteil der nicht betroffenen Flächen in grün. Auch die sehr ländlichen Gebiete Sauer- und Siegerland weisen einen großen Teil nicht betroffener Flächen auf. Durch die Verbotsflächen sind Ballungsgebiete zu erkennen, welche sich zum Einen als Linie an der westlichen Landesgrenze vom Süden bis in den Norden ziehen und zum Anderen im südwestlichen Münsterland sowie im Osten von NRW (im Paderborner Raum) auffällig ausgeprägt sind. Szenario 2 (vgl. Abbildung 5.8) zeigt nur kleine Veränderungen der Flächenaufteilung. Der Zubau der Anlagen scheint daher in den meisten Fällen innerhalb der bereits bebauten Korridore zu liegen. Auch Szenario 3 und 4 (vgl. Abbildung 5.9 und Abbildung 5.10) weisen diesbezüglich auf den ersten Blick keine großen Veränderungen auf.

Ein Blick in die deskriptive Statistik beider Szenarien stärkt das Ergebnis der Sichtanalyse. Tabelle 5.3 zeigt die vier Szenarien und die Ergebnisflächen. Darauf aufbauend zeigt sie die Maße aus Unterabschnitt 5.1.2. Als Basis wurden statt der absoluten Flächenzahlen die prozentualen Anteile der Flächen an der gesamten Fläche der Gemeinden genutzt. Dies hat zwei Vorteile, die Ergebnisse sind vergleichbar bzw. greifbarer und die Auslastung der Gemeinden kann besser abgeschätzt werden.

Unter den Gemeinden gibt es sowohl Beispiele, in denen 100 % der Fläche noch bebaubar sind, als auch Beispiele, in denen keine Fläche mehr unbelastet ist (also 0 % unbetroffene Fläche). Die Quartile 1 bis 3 weisen mit ihren Ergebnissen (2,40 %, 14,42 % und 40,98 % im Szenario 1) bereits auf eine rechtsschiefe Verteilung hin, was durch eine empirische Schiefe von 1,14 (Szenario 1) nochmal untermauert wird. Über 75 % der Gemeinden haben demnach weniger als 40,98 % unbetroffene Fläche bzw. lediglich 25 % der Gemeinden liegen zwischen 14,42 % und 40,98 % unbetroffene Fläche. Zwischen den Szenarien sind, wie bereits in den Karten ersichtlich, nur geringe Unterschiede zu erkennen. Wie zu erwarten verändert sich die Verteilung bei den Szenarien 2 bis 4 in Richtung 0 %, wodurch die rechtsschiefe Verteilung weiter verstärkt wird. Der Exzess liegt knapp über Null. Daher verläuft die Dichte der Werte im Vergleich zur Normalverteilung ein wenig leptokurtisch. Übersetzt bedeutet dies, dass die Flanken der Dichte stärker besetzt sind als bei der Normalverteilung und weniger Wahrscheinlichkeitsmasse um den Erwartungswert konzentriert ist. Häufig ist dies die Folge von Extremwerten bzw. Ausreißern. Auch dieser Wert steigt in den Szenarien 2-4 weiter an. Da trotz der leptokurtischen Verteilung die Spanne des prozentualen Flächenanteils der unbetroffenen Fläche an den Gemeindeflächen in allen Szenarien den gesamten Wertebereich von 0 % - 100 % abdecken, ist auch die Standardabweichung mit etwa 31 % relativ hoch.

Die eingeschränkt bebaubaren Flächen bilden fast schon den Gegenpol zu den unbelasteten Flächen. Hier liegt eine linksschiefe Verteilung (-0,67 im Szenario 1) und eine platykurtische Verteilung, also ein negativer Exzess von -0,37 vor. Auch hier liegt der gesamte Wertebereich zwischen 0 % und 100 %, jedoch ist der Quartilsabstand mit 40,41 % ein wenig breiter, als es bei den nicht betroffenen Flächen der Fall ist. Dieser lag im Vergleich dazu bei 38,58 %. Da also weniger Ausreißer in Richtung 0 % vorliegen, weisen die eingeschränkt bebaubaren Flächen weniger Streuung (also eine geringere Standard-

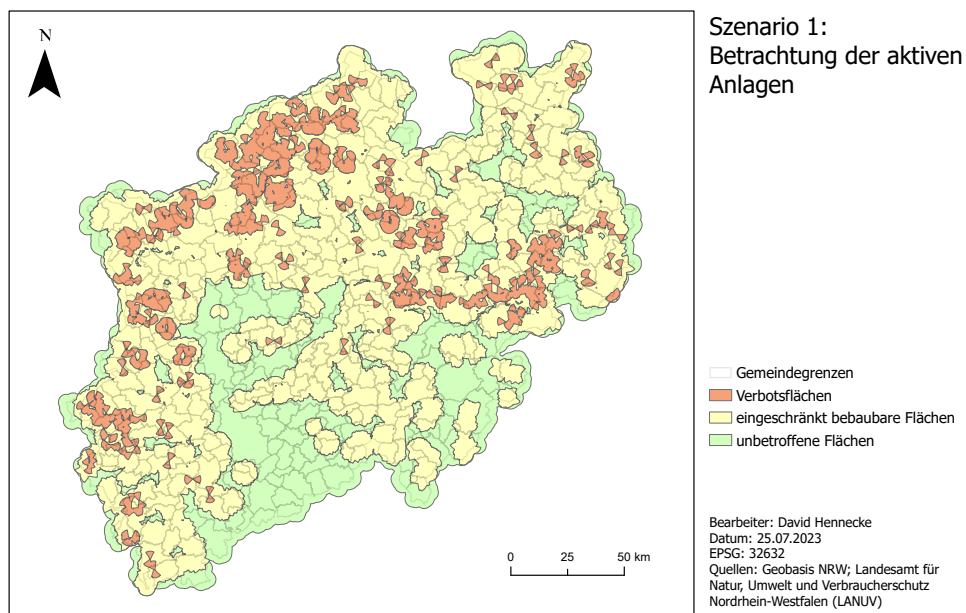


Abbildung 5.7: Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 1 für die gesamte Fläche von NRW.

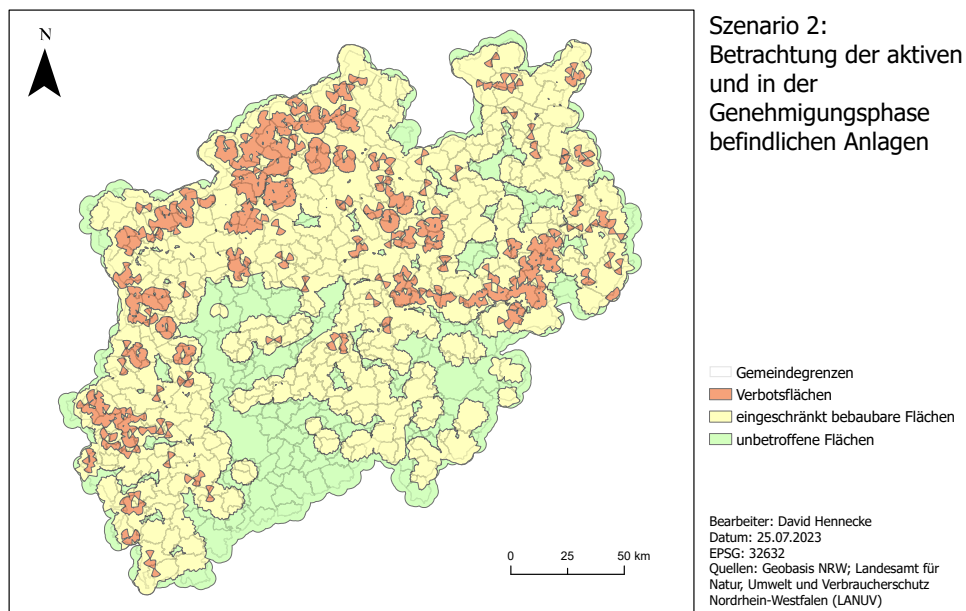


Abbildung 5.8: Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 2 für die gesamte Fläche von NRW.

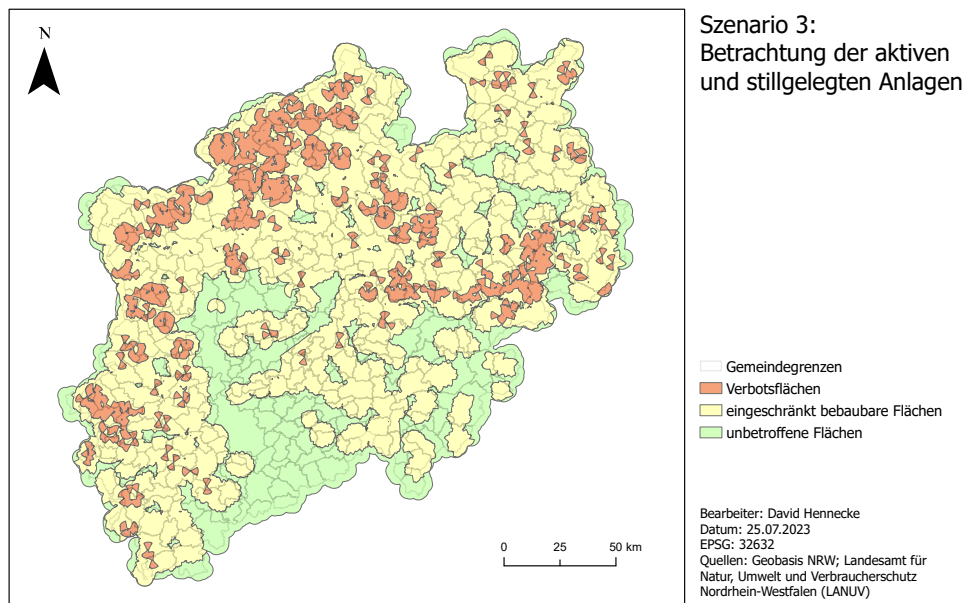


Abbildung 5.9: Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 3 für die gesamte Fläche von NRW.

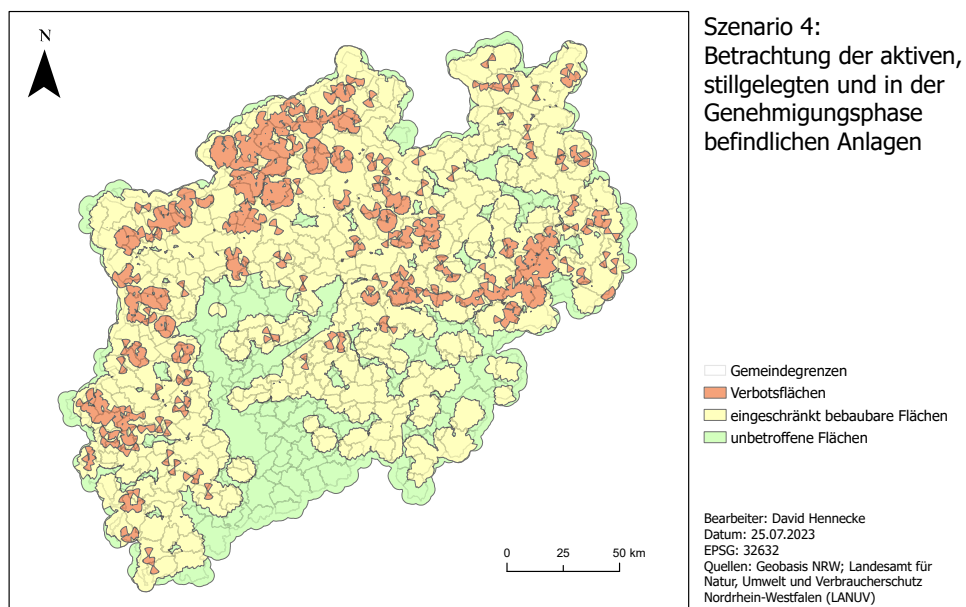


Abbildung 5.10: Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 4 für die gesamte Fläche von NRW.

Tabelle 5.3: Deskriptive Statistik der vier Szenarienergebnisse auf Basis der prozentualen Anteile der Flächen.

Nicht betroffene Flächen				
Statistische Kenngrößen	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Mittelwert	27.98	27.29	27.44	26.79
Minimum	0.00	0.00	0.00	0.00
Maximum	100.00	100.00	100.00	100.00
1. Quartil	2.40	2.18	1.91	1.89
Median	14.42	14.19	14.06	13.77
3. Quartil	40.98	39.38	39.79	38.26
Standardabweichung	31.44	31.32	31.41	31.23
Varianz	988.45	980.98	986.60	975.55
Schiefe	1.14	1.20	1.16	1.22
Exzess	0.11	0.26	0.14	0.31

Eingeschränkt bebaubare Flächen				
Statistische Kenngrößen	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Mittelwert	67.10	66.88	67.22	66.82
Minimum	0.00	0.00	0.00	0.00
Maximum	100.00	100.00	100.00	100.00
1. Quartil	49.58	51.03	48.52	50.76
Median	70.86	70.73	71.93	70.97
3. Quartil	89.99	89.90	89.51	89.41
Standardabweichung	26.54	26.58	26.37	26.32
Varianz	704.48	706.46	695.37	692.54
Schiefe	-0.67	-0.67	-0.68	-0.68
Exzess	-0.37	-0.38	-0.40	-0.39

Verbotsflächen				
Statistische Kenngrößen	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Mittelwert	26.18	26.92	26.64	27.62
Minimum	0.00	0.00	0.00	0.00
Maximum	88.30	91.67	88.30	91.67
1. Quartil	7.82	7.65	7.73	8.50
Median	19.31	19.88	18.41	19.96
3. Quartil	41.84	42.25	41.27	42.22
Standardabweichung	22.80	23.26	23.47	23.78
Varianz	519.76	541.06	550.82	565.48
Schiefe	0.86	0.83	0.89	0.85
Exzess	-0.29	-0.33	-0.30	-0.35

abweichung) auf. Innerhalb der Szenarien zeigen sich wie bei den unbetroffenen Flächen wenig Veränderung.

Die Verbotsflächen zeigen die kritischen Gegenden auf und können die Auswirkung von Rückbau und Zubau gut darstellen. Hier spannt sich der Wertebereich zwischen 0 % und etwa 90 % auf. Dieses Ergebnis zeigt, dass sich einige Gemeinden in einem kritischen Zustand hinsichtlich der Umzingelung befinden. Dennoch ist die Verteilung der Verbotsflächen rechtsschief (zwischen 0.83 und 0.89), wobei der Exzess auf eine platykurtische Verteilung hinweist. Die Quartile ordnen sich ca. in den Bereichen 8 % bis 41.5 %, mit einem Median von etwa 19.5 %, an. Die Standardabweichung ist ein wenig geringer, als es bei den anderen Ergebnisflächen der Fall ist. Auch hier zeigt sich im Vergleich der Szenarien kein sehr großer Unterschied.

Daher werden lediglich die errechneten Verbotsflächen der einzelnen Szenarien in Abbildung 5.11 übereinander gelegt, um die Unterschiede besser wahrnehmen zu können. Szenario 4 bietet die meisten Verbotsflächen und vereint alle weiteren Szenarien miteinander. Daher bildet Szenario 4 den untersten Layer. Szenario 2 und 3 beinhalten jeweils Szenario 1, unterscheiden sich jedoch in stillgelegten und neu geplanten Anlagen. Der oberste Layer ist Szenario 1, da diese Anlagen in jedem Szenario enthalten sind und daher von allen Szenarien abgedeckt werden.

Alle grünen Bereiche stellen somit Verbotsflächen dar, welche durch die neu geplanten Anlagen hinzukommen werden. Die gelben Flächen hingegen würden bei einem Rückbau der stillgelegten Anlagen wegfallen. Außerdem sind rote Flächen, also Flächen des 4. Szenarios, zu sehen. Diese kommen erst zustande, falls kein Rückbau, jedoch ein Zubau der geplanten Anlagen durchgeführt wird (durch rote Kreise markiert). Auffallend ist, dass sich mehr Bereiche verändern, als die deskriptive Statistik vermuten lässt. Der Grund dafür liegt jedoch nicht immer in der Menge der neuen oder stillgelegten WKA, sondern an ihrer Positionierung. Dieses Thema wird in Abbildung 5.12 anhand eines Einzelfalls behandelt.

Abgebildet ist ein Bereich in allen vier Szenarien. Der Großteil der analysierten WKA sind aktive Anlagen. Die stillgelegten und auch die in der Genehmigungsphase befindlichen Anlagen weisen jeweils nur eine WKA auf. Beide Anlagen liegen jedoch so ungünstig, dass sie beide Male für einen Zuwachs der Verbotsflächen sorgen. Dies zeigt, wie wichtig genaue Planungen beim weiteren Ausbau sind. Insbesondere bei Repowering-Vorhaben können hier weitere Umzingelungen verhindert und sogar vermindert werden. Zudem zeigt Abbildung 5.12, dass bereits wenig WKA große Auswirkungen auf die Verbotsflächen auslösen können. In diesem Fall wächst die Verbotsfläche um gut 100 % durch lediglich zwei Anlagen. Dies wirft die Frage auf: Welchen Einfluss hat die Menge der gebauten WKA auf die Menge bzw. Größe der Verbotsflächen?

Tabelle 5.4 beschreibt die Korrelation der Siedlungsflächen und der WKA mit den prozentualen Anteilen der Verbotsflächen und schlüsselt diese in die vier Szenarien auf. Als Maß dient dazu der Korrelationskoeffizient. Auch hier ist zu erkennen, dass zwar ein Zusammenhang zwischen der Anzahl der WKA und den Verbotsflächen vorliegt und dieser auch positiv ist, jedoch liegt er laut Korrelationskoeffizient nur bei etwa 0.36. Dennoch

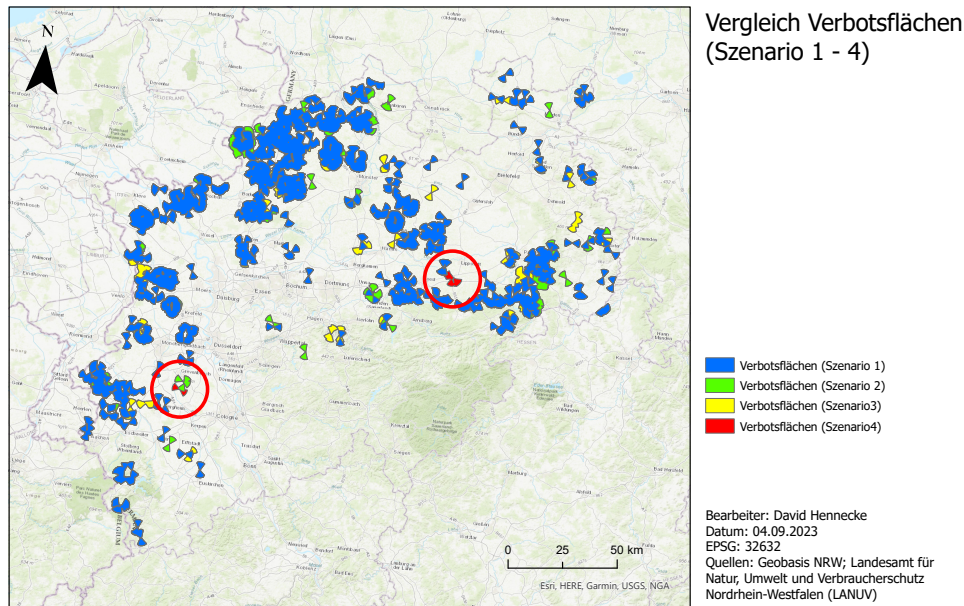


Abbildung 5.11: Vergleich der Verbotsflächen zwischen den vier Szenarien.

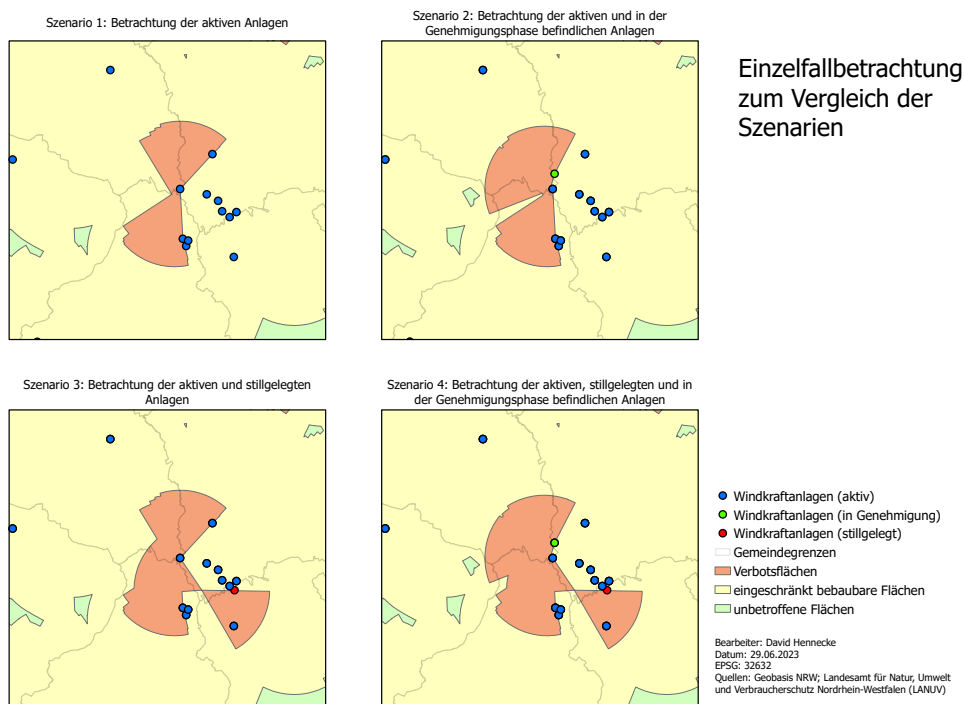


Abbildung 5.12: Einzelfallbetrachtung zum Vergleich der Szenarien. Untersuchung der potenziellen Auswirkungen eines Rückbaus bzw. Zubaus von Anlagen.

ist die Korrelation zur WKA-Anzahl größer, als es bei den Siedlungsflächen der Fall ist. Hier beläuft sich der Korrelationskoeffizient auf etwa 0.03, also gegen 0. Daher liegt hier nahezu keine Korrelation vor. Dies ist auch in Abbildung 5.13 zu erkennen. Beispielfhaft sind hier die Gemeinden Ense (links) und Gescher (rechts) im Szenario 1 inklusive der Ortslagen abgebildet. Beide haben eine anteilige Verbotfläche von über 88 %. Allerdings weist Gescher im Gegensatz zu Ense weit mehr Siedlungsflächen auf. Somit ist weder die Anzahl der Ortslagen noch die Anzahl der WKA ein Indiz für Verbotflächen. Zwischen den Szenarien gibt es zudem auch keine großen Unterschiede, was das Ergebnis nochmals festigt.

Tabelle 5.4: Korrelationskoeffizient der Siedlungsflächen und WKA mit den prozentualen Anteilen der Verbotflächen, aufgeschlüsselt auf die vier Szenarien.

Korrelationskoeffizient	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Siedlungsflächen	0.033	0.024	0.036	0.036
WKA	0.357	0.369	0.368	0.360

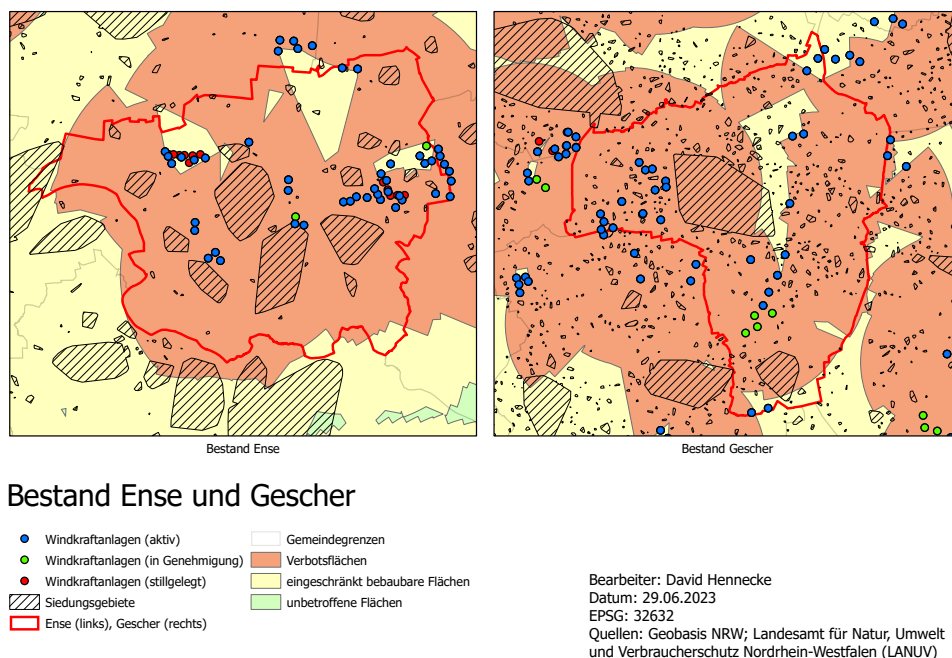


Abbildung 5.13: Ergebnisse der Gemeinden Ense und Gescher. Zusammenhänge Verteilung bzw. Menge der Siedlungsgebiete (Ortslagen) und die der Turbinen mit den Umfassungsergebnissen.

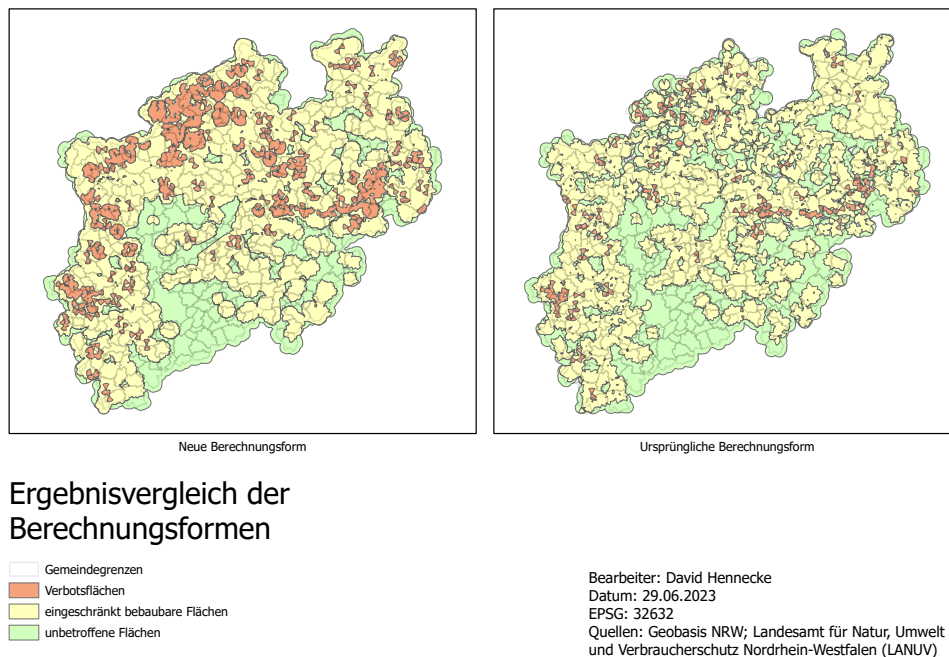


Abbildung 5.14: Ergebnisvergleich der Berechnungsformen.

Die Anzahl der Ortslagen kommt bei der ursprünglichen Berechnungsweise [133] noch weniger zum Tragen. Hier werden die Berechnungen vom Mittelpunkt aus und ohne Sichtverbindungen durchgeführt, wodurch weit weniger Verbotflächen und eingeschränkt bebaubare Flächen ermittelt werden. Abbildung 5.14 zeigt den Unterschied zwischen beiden Berechnungsmethoden recht deutlich. Links stehen die Ergebnisflächen der neuen, hier vorgestellten Berechnungsform, und rechts sind die Ergebnisse nach der ursprünglichen Berechnungsform. Schnell fallen hier die deutlich geringer vorkommenden Verbotflächen auf. Die Lage bleibt gleich, also an der westlichen Landesgrenze und im Osten von NRW. Jedoch wirken die Gebiete ausgedünnt. Dies wird an der Observer-Wahl liegen, da bei der alten Berechnungsform nur ein Observer pro Siedlungsfläche genutzt wird, anstatt am Umring der Siedlungsfläche entlang zu wandern. Die neue Berechnungsform lässt daher im Gegensatz zur herkömmlichen Berechnung nur wenig Spielraum zu. Dennoch können durchaus viele Gebiete ausgeschrieben bzw. viele WKA gebaut werden. Es wird jedoch wichtiger, diese Planung zu optimieren und auf die örtlichen Gegebenheiten anzupassen.

5.3 Fazit

Im Zuge dieses Kapitels wurde ein Algorithmus entwickelt, der es ermöglicht, präzise, schnell und großflächig eine Umzingelung durch Windkraftanlagen zu berechnen. Auch wenn im Vergleich zu anderen oder älteren Berechnungsformen die Ergebnisse einschränkend wirken, birgt diese Herangehensweise einige Vorteile. Es kann durch genauere

und transparente Berechnungen zum Einen größeres Vertrauen in der Gesellschaft erlangt werden und zum Anderen so geplant werden, dass die Lebensqualität der Menschen in der Umgebung von Windparks nicht gemindert wird. Ohne eine Rücksichtnahme auf Natur und Mensch sollte und kann der politisch gewünschte Ausbau in der geplanten Größenordnung nicht erreicht werden.

Die Ergebnisse der Studie belegen zudem die Dringlichkeit der vermehrten Berücksichtigung dieses Kriteriums. Einige Teile bzw. Gemeinden von NRW sind bereits sehr stark bebaut und schneiden das Kriterium Umzingelung. Es wurde außerdem gezeigt, dass nicht die Anzahl der Turbinen und Siedlungsflächen, sondern die Lage zueinander ausschlaggebend ist. Insbesondere beim Repowering ist es somit möglich, Strategien zu wählen, die einen Ausbau ohne Umzingelungswirkung zulassen.

Dennoch sind die Auswirkungen häufig nur im kleinen Rahmen zu spüren. Das Gesamtbild lässt nur wenig Aussagen zu. Helfen könnte eine zweistufige Herangehensweise, in der zu Beginn eine großflächige Berechnung durchgeführt wird und im Nachgang spezielle Einzelfälle detailliert untersucht werden. Dies kann durchaus auch mit einer höheren Genauigkeit hinsichtlich der Observer-Abstände durchgeführt werden.

Dieser Algorithmus löst nicht nur das Problem der Umzingelungsberechnung, sondern er dient auch als Beispiel für weitere Aspekte aus den Genehmigungsverfahren. Die Ergebnisse zeigen, dass bei Planungsprozessen neben der Makro- und Mikroebene (lokale Ebene) auch die Mesoebene betrachtet werden sollte. Oftmals haben Auswirkungen durch den Bau von WKA eine regionale Ausdehnung und sollten daher auch in dieser betrachtet werden.

6 Innerparkliche Layout-Optimierung

Zuletzt wird in diesem Kapitel die innerparkliche Layout-Optimierung untersucht. Sie ist ein lokales Problem, da die Analyse sich einzig auf die Windparkfläche konzentriert und die umliegenden Bereiche im Normalfall nicht mit einbezieht. Der hier entwickelte Algorithmus und die anschließende Analyse sind somit der Mikroebene zuzuordnen.

Der thematische Rahmen dieses Abschnitts ist ein Teil der Prozessoptimierung, in der nicht nur ein Prozess automatisiert sondern auch im klassischen Sinne optimiert wird. Zudem werden in der Fallstudie, mit der Integration der Umzingelungsanalyse aus Kapitel 5, die Akzeptanzbetrachtung mit der Prozessoptimierung vereint.

Beim Quellenvergleich aus Abschnitt 3.3 mit der in der Praxis genutzten Fachsoftware wird deutlich, dass einige Forschungsergebnisse nicht immer praxistauglich sind. Daher zielt die nachfolgende Erläuterung auf einen nutzbaren und praxisnahen Algorithmus zur Optimierung der innerparklichen Standortfindung. Häufig bedarf die Berechnung wissenschaftlicher Ansätze mehrere Tage (vgl. [31, 6]), wohingegen die WFLO-Algorithmen der Fachsoftware Layouts in wenigen Sekunden ausgeben um ein zügiges Arbeiten zu gewährleisten. Daher ist eine Anforderung des entwickelten Algorithmus die Berechnungszeit. Diese soll so kurz und damit praktikabel wie möglich sein.

Weiterführend soll der Ansatz erweiterbar sein und ähnlich wie Wu et al. [141] oder Mittal & Mitra [93] multiple Kriterien zulassen. Diese sollen sich jedoch nicht auf infrastrukturelle Aspekte beziehen, sondern auf Kriterien der Genehmigungsphase zielen. Beispielhaft wird in diesem Fall die in Kapitel 5 beschriebene Umzingelung von Gemeinden in den WFLO-Algorithmus integriert.

Eine weitere Voraussetzung ist die Ermittlung einer sinnvollen Anzahl von aufstellbaren WKA. Häufig wird bei der Entwicklung eines WFLO-Algorithmus von einer bereits vorab bestimmten Anzahl an Anlagen ausgegangen. Dies liegt unter anderem daran, dass einige Algorithmen wie z.B. der genetische Algorithmus eine vorab definierte Anzahl benötigen. Jedoch ist dies nur in wenigen Fällen praktikabel, da ein Investor viel mehr auf die Gewinnmaximierung oder Energiemaximierung zielt. Wie bereits in Unterabschnitt 3.3.2 erwähnt, ist dies neben der eigentlichen Aufstellung ein weiteres komplexes Problem (vgl. [101]).

Aufbauend auf den Erkenntnissen aus Abschnitt 3.3, werden auch in diesem Kapitel die Methodik und Ergebnisse erläutert und am Ende in einem Fazit zusammengefasst. Die Methodik ist untergliedert in zwei Teile. Zum Einen wird der Aufbau des Algorithmus erläutert und zum Anderen die Implementierung der Gemeinde-Umzingelung als weite-

res Analyse-Kriterium (Modul) inklusive dem damit verbundenen Anwendungsbeispiel beschrieben. Als Ergebnisse dienen die Resultate der Validierung und des Anwendungsbeispiels.

6.1 Methodik

Zur Beschreibung des Algorithmus wird, wie bereits in Abschnitt 5.1, ein UML-Diagramm genutzt. Nachfolgend wird die Validierung, die Implementierung der Umzingelung und zuletzt die Durchführung des Fallbeispiels erläutert.

6.1.1 Aufbau des Algorithmus

Wie in Unterabschnitt 3.3.2 beschrieben gibt es unterschiedliche algorithmische Ansätze, dieses Problem zu lösen. Die genetischen Algorithmen scheinen die bislang erfolgreichsten Ansätze zur Optimierung eines Windpark-Layouts zu sein. Jedoch benötigen sie immer eine vorab festgelegte Anzahl an Turbinen, um Populationen (also Sammlungen von validen Layouts) generieren zu können. Dennoch wird der genetische Algorithmus im Großteil der Forschungen zur WFLO genutzt. Ihm wird also vertraut, wodurch der Blick auf andere wichtige Aspekte, wie die Optimierung der Nachlauf-Berechnung, gelenkt werden kann.

Jedoch soll der Ausbau der Windenergie voranschreiten, weshalb ein sinnvoller Vollbesatz das Ziel der Praxis sein sollte. Mit einem genetischen Algorithmus ist es möglich, die Anzahl der Anlagen schrittweise zu erhöhen, um dann schlussendlich zu einer Ziellösung zu gelangen. Die genetischen Algorithmen versprechen zwar ein gutes Ergebnis, sie benötigen jedoch viel Rechenzeit, da sie einige Tage in Anspruch nehmen können [31]. Zusätzlich ist sowohl die Zeit, als auch die Ergebnisqualität aufgrund des heuristischen Kerns der genetischen Algorithmen variabel und damit nicht planbar. Eine Berechnung kann unbegrenzt lange durchgeführt werden, sie kommt also nicht zu einem definierten Ende. Zusätzlich kann nicht sicher davon ausgegangen werden, dass ein besseres Ergebnis im Laufe der Zeit gefunden wird. Dies liegt wie oben erwähnt an den variablen Ergebnissen. Durch das Erstellen willkürlicher Populationen kann nur ein in eine Richtung gelenktes (durch bspw. Mutationen) zufälliges Ergebnis entstehen. Hinzu kommt ein weiterer Effekt des heuristischen Verfahrens, die geringe Nachvollziehbarkeit. Der Entwicklungsplan innerhalb der Optimierung ist definiert durch die Mutation und das Ziel (also der Ziel- bzw. hier der Fitnessfunktion). Die Evolution bleibt jedoch eine Art zufällige Orientierung. Nicht jeder Schritt in der Optimierung ergibt demnach Sinn oder kommt dem Ergebnis näher. Daher ist es auch nicht möglich einzuschätzen, wie nah der Algorithmus zu einer gewissen Zeit am eigenen möglichen Optimum liegt.

Anders hingegen ist es bei deterministischen Verfahren. Sie sind völlig transparent. Es liegt eine klar festgelegte Laufzeit vor, in der immer das gleiche Ergebnis erzielt wird. Jede Iteration des Algorithmus ist nachvollziehbar und erklärbar. Dadurch kann für die

praktische Anwendung bei der WFLO eine Planungssicherheit gewährleistet werden, unter der Bedingung, womöglich weiter vom Optimum entfernt zu sein, als es bei einem genetischen Algorithmus irgendwann der Fall sein könnte.

Da sich die WFLO auf berechnete oder gemessene Winddaten der letzten Jahre bezieht, entsteht eine künstliche Genauigkeit, welche das unter 'Laborbedingungen' ermittelte Optimum der genetischen Algorithmen ohnehin im gewissen Maße relativiert. Die Daten können lediglich Auftrittswahrscheinlichkeiten widerspiegeln und damit auch nicht die, für den Nachlauf-Effekt relevante, Windrichtung exakt voraussagen. Es sollten daher eher hervorstechende Positionen und Formationen von Anlagengruppen gefunden werden, welche durch ihre räumliche Ausrichtung sinnvolle Eigenschaften für das finale Windpark-Layout aufweisen.

Genau dieses Ziel wird im Folgenden vorgestellten Algorithmus verfolgt und im weiterführenden Verlauf als 'Modular Full Stock' (MFS)-Algorithmus¹ bezeichnet. Auf Basis der Vorgehensweise eines deterministischen Greedy-Algorithmus soll schrittweise ein Layout gefunden werden. Wie bereits in Unterunterabschnitt 3.3.2.2 und Abbildung 3.9 erläutert, versucht ein Greedy-Algorithmus stets, das lokale Optimum zu finden und erhofft sich dadurch das globale Optimum zu ermitteln. Bezogen auf die WFLO werden also mögliche Standorte innerhalb des Windparks miteinander verglichen und dann bewertet. Die allgemeine Vorgehensweise wird zunächst in Abbildung 6.1 grafisch beschrieben.

Hierin bilden die Windparkflächen als Vektor-Geodatenatz und der Energieertrag [29], die Windrichtungen [29] sowie die Windgeschwindigkeiten [39] als Raster-Geodatenätze die Datenbasis. Die Daten zu den Windgeschwindigkeiten und dem Energieertrag sind je nach Zielsetzung im Algorithmus zur Bestimmung des Maximalertrags von Bedeutung und können sich gegenseitig ersetzen. Im folgenden Verlauf wird die Berechnung auf Basis des lokalen Energieertrags durchgeführt und vorgestellt. Die Iteration durch den Datensatz der Windparkflächen ermöglicht die Analyse aller gespeicherten Flächen, was den Algorithmus großflächig anwendbar macht. Zusätzlich wurde auf dieser Basis eine Parallelisierung durchgeführt, wodurch mehrere Windparkflächen parallel untersucht werden können.

Für jede Fläche wird zunächst eine Initialisierung der Daten durchgeführt. Dazu wird die kleinste mögliche rechteckige Fläche ermittelt, welche die jeweilige Windparkfläche umschließen kann (also eine sogenannte Bounding Box). Diese wird danach als Maske beim Zuschneiden der Rasterdaten genutzt. Da nun nicht immer auf die gesamte Ausdehnung der Rasterdaten zugegriffen werden muss, hat dies starke Auswirkungen auf die Performance hinsichtlich der Rechengeschwindigkeit und des genutzten Arbeitsspeichers. Um die zugeschnittenen Daten weiterhin richtig verorten zu können, werden die Parameter der affinen Transformation (Transformations-Informationen) mitgeführt. Dadurch stehen dem Algorithmus im weiteren Verlauf Pixelgröße und die Koordinaten der unteren linken Ecke zur Verfügung. Weitere Produkte der Initialisierung sind die für sich

¹<https://github.com/DavidHennecke/ModularFullStock>, zugegriffen am 21.01.2024

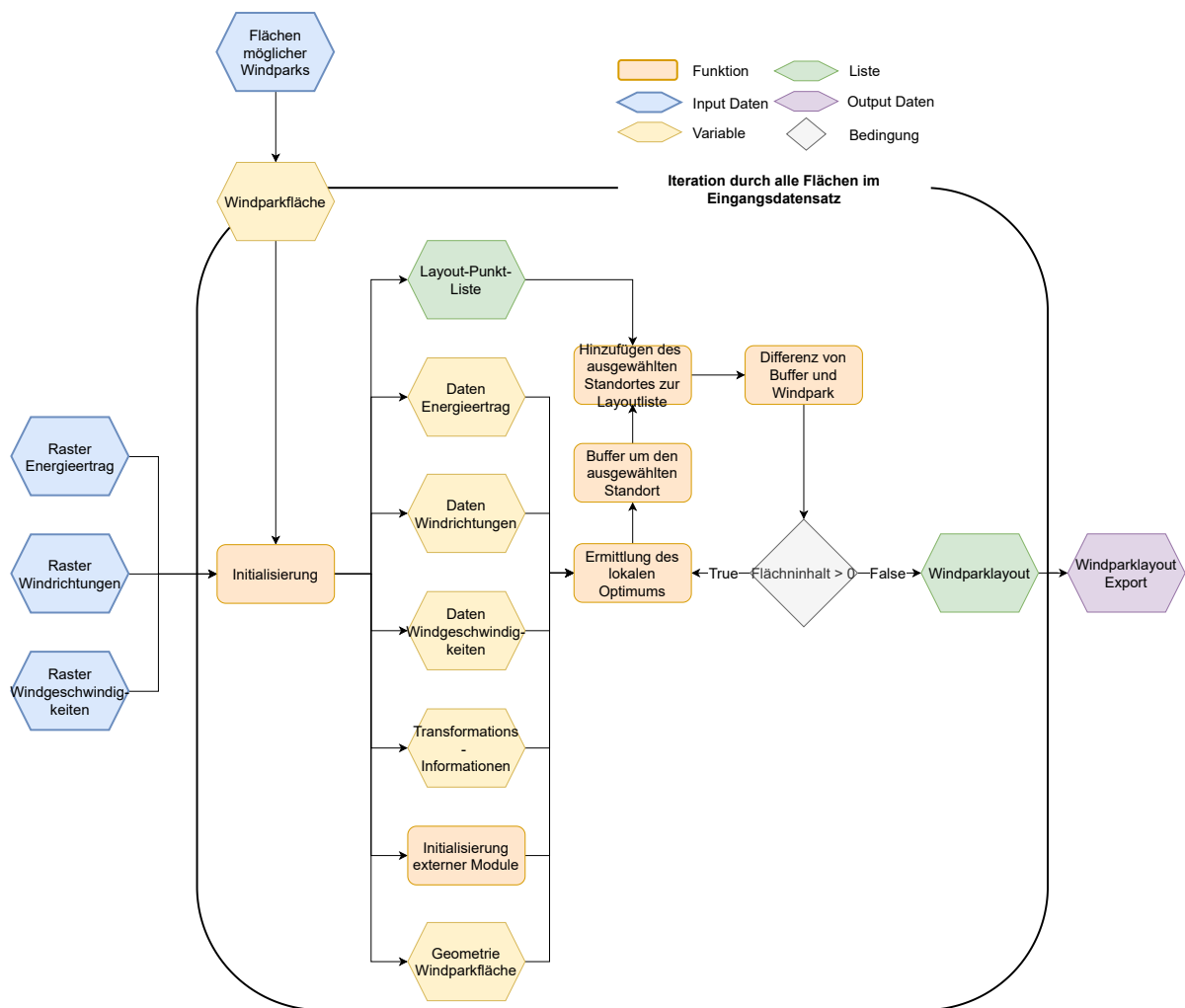


Abbildung 6.1: UML-Diagramm des WFLO-Algorithmus.

allein stehende, also ohne Sachattribute versehene, Geometrie der Windparkfläche und eine leere Layout-Punkt-Liste, die am Ende eine Liste von Punktkoordinaten beinhaltet, welche die Standorte der WKA im berechneten Windparklayout darstellen. Zusätzlich werden an dieser Stelle neben den Grundinformationen auch die Voraussetzungen für externe Analysemodule geschaffen.

Alle Daten münden daraufhin in eine Bedingungsschleife. Zu Beginn jedes Durchlaufs wird, wie für einen Greedy-Algorithmus üblich, das lokale Optimum gesucht (d.h. der performanteste WKA-Standort). Dieser Vorgang wird im späteren Verlauf nochmal detaillierter beschrieben (vgl. außerdem Abbildung 6.2). Um den ermittelten Standort wird dann ein Buffer aufgespannt, welcher als Radius den Mindestabstand der WKA zueinander innehat. Danach wird der gefundene Standort als Geometrie in die Layout-Liste übertragen. Der zuvor erzeugte Buffer dient dann als Maske für das Ausschneiden der nicht mehr validen Fläche. Es wird also eine geometrische Differenz der Windparkfläche und des Buffers erzeugt. Weiterführend wird die Schleifenbedingung abgefragt. Diese untersucht, ob der Flächeninhalt der Windparkfläche noch größer 0 ist. Falls dies der Fall ist, dann beginnt die Schleife erneut und berechnet auf Basis der neuen Fläche und des bereits ausgewählten Standortes das nächste lokale Optimum. Sobald keine zu besetzende Fläche mehr vorhanden ist, wird das ermittelte Windparklayout exportiert.

Das zentrale Element des Optimierungsalgorithmus ist die Suche nach dem lokalen Optimum. Die Vorgehensweise ist in Abbildung 6.2 ebenfalls grafisch aufbereitet. Es wird neben der Ermittlung des lokalen Optimums auch das Eintragen des gefundenen Standortes in die Layout-Punkt-Liste behandelt. Die zur Berechnung benötigten Eingangsdaten sind die Bounding Box der Windparkfläche, die zugeschnittenen Rasterdaten des Energieertrags und der Windrichtungen sowie die Geometrie der jeweiligen Windparkfläche.

Die Analyse ist gekapselt in zwei Schleifen, die ein vektorbasiertes Abtasten der Bounding-Box-Fläche erlauben. Sie werden in Abbildung 6.2 gebündelt in grau dargestellt und sind als Iteration über die potentiellen Standorte anzusehen. Dabei werden, in Abhängigkeit zu einer vorab definierten Distanz, streifenweise entlang der y-Achse jeweils über alle Werte (ebenfalls abhängig von der vorab definierten Distanz) auf der x-Achse iteriert. Für die Abtastdistanz wird hier ein dynamischer Wert verwendet, nämlich $\frac{1}{25}$ der Strecke zwischen dem jeweiligen Minimum und Maximum der Bounding-Box-Ausdehnung. Daraus ergeben sich:

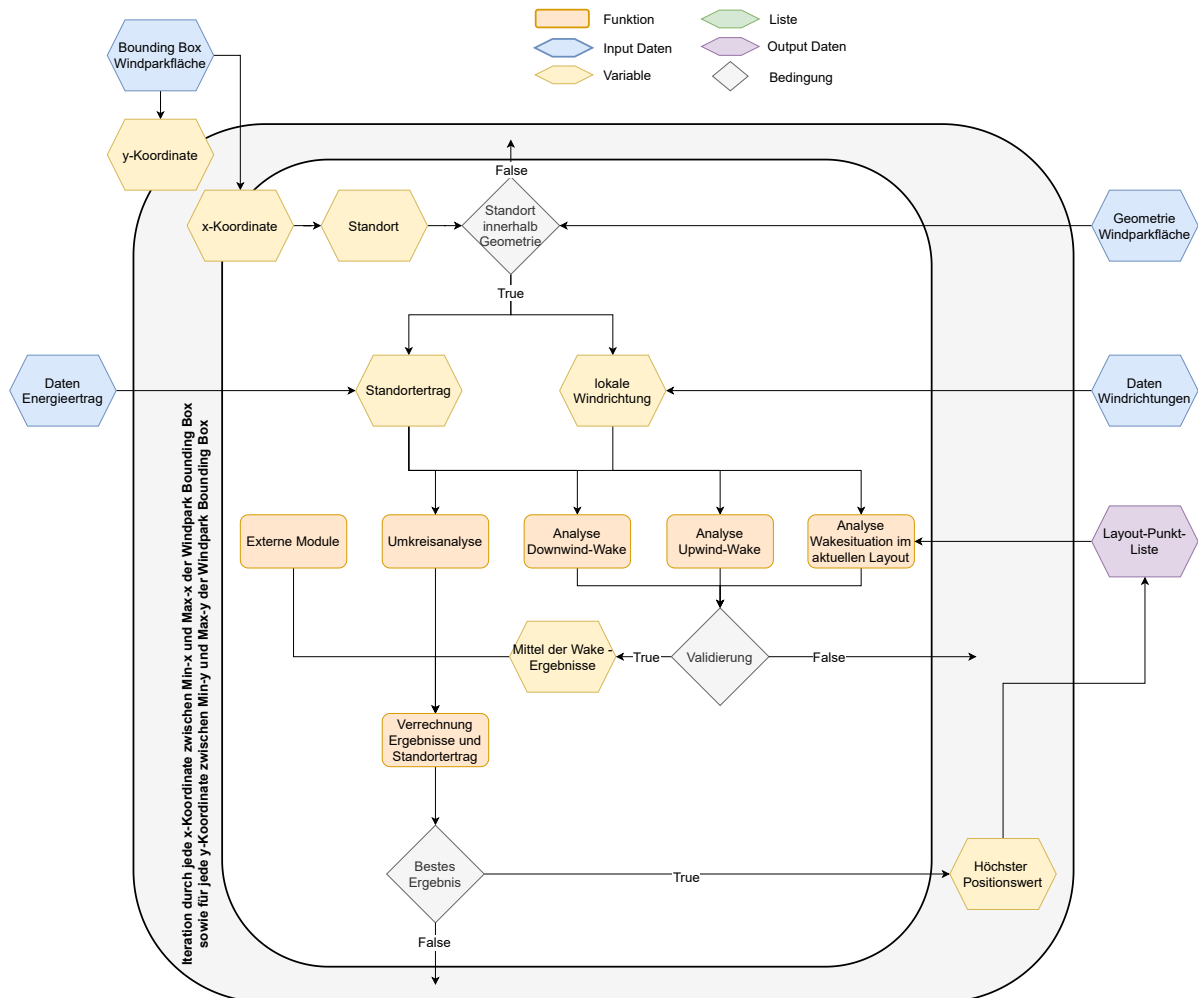


Abbildung 6.2: UML-Diagramm der Funktion zur Ermittlung des lokalen Optimums.

$$d_x = \frac{1}{25} \cdot (x_{max} - x_{min}). \quad (6.1)$$

$$d_y = \frac{1}{25} \cdot (y_{max} - y_{min}). \quad (6.2)$$

x_{min} = x-Koordinate der linken unteren Ecke

x_{max} = x-Koordinate der rechten oberen Ecke

y_{min} = y-Koordinate der linken unteren Ecke

y_{max} = y-Koordinate der rechten oberen Ecke

d_y = Abtastdistanz y

Die Abtastdistanz ist durch diesen Schritt dynamisch und passt sich der Größe der Windparkfläche an. Daraus ergeben sich vier wichtige Eigenschaften. Eine dieser Eigenschaften bewirkt, dass selbst nach vielen Iterationen des Hauptalgorithmus und demnach bei kleinsten Restbeständen des Windparks noch Standorte untersucht und gefunden werden. Hinzu kommt, dass jede beliebige Form einer Windparkfläche analysiert werden kann, was bereits in anderen Forschungen als Alleinstellungsmerkmal angebracht wurde [60]. Außerdem startet der Algorithmus eher grobmaschig und wird mit der Zeit jedoch sehr detailliert und kann die bereits bestehenden Nachlauf-Effekte intensiver untersuchen. Und zuletzt wird die Auswirkung der Windparkgröße auf die Berechnungszeit ein wenig abgemindert, da bei statischen Abtastdistanzen geringe Entfernungen auf großen Flächen massive Auswirkungen auf die Berechnungszeit haben. Durch die dynamischen Entfernungen bleibt lediglich die Anzahl der zu suchenden Standorte der ausschlaggebende Zeitfaktor.

Jedes in der Schleife entstehende Koordinatenpaar wird als potentieller Standort zu Beginn auf seine Lage innerhalb der Windparkfläche überprüft. Anfangs betrifft dies lediglich Punkte, welche innerhalb der kleinen Überreste der Differenz zwischen Bounding-Box und wirklicher Windparkfläche positioniert sind. Im späteren Verlauf kann die zu bebauende Fläche auch als Multipolygon vorliegen, wodurch eine größere Flächendifferenz entsteht. Falls die Bedingung nicht eingehalten wird, beginnt eine weitere Iteration der Schleife, und ein weiteres Koordinatenpaar wird geprüft. Bei einer Einhaltung der Bedingung werden daraufhin die an dieser Position bestehenden Werte Standortertrag und Windrichtung aus den Rasterdaten entnommen.

Danach folgt die eigentliche Analyse. Diese ist gegliedert in unterschiedliche Module und kann daher beliebig erweitert werden. Die Basisversion beinhaltet Nachlauf-Analysen und die Umkreisanalyse. Sie arbeiten auf Basis sogenannter NumPy-Arrays. NumPy ist eine Python-Bibliothek, die der schnellen Berechnung von Matrizen und mehrdimensionalen Arrays dient [97]. Innerhalb der Analysen werden die Berechnungsergebnisse mittels Vektordaten zwischenzeitlich als zweidimensionale Arrays abgelegt, um darauffolgende Prozesse auf Basis der NumPy-Bibliothek zu vektorisieren. Bildlich gesehen ist es also

möglich, die zweidimensionalen Arrays übereinander zu legen. Dabei hält jeder zweidimensionale Array eine Information der Berechnung bereit. Diese übereinanderliegenden Informationen können dann miteinander verrechnet werden, solange sie die gleiche Anzahl an Spalten und Zeilen haben. Das Interessante im Falle der NumPy-Vektorisierung ist, dass diese Berechnung in der xy-Ebene gleichzeitig für alle Einträge durchgeführt wird. Durch diese Vorgehensweise wird eine schnelle und effiziente Performance sichergestellt.

In der Umkreisanalyse wird ein Buffer erzeugt, welcher als Untersuchungsmaske für eine Zonale Statistik der jährlichen Erträge dient. Auf diesem Wege kann der mittlere jährliche Energieertrag, der durch den Mindestabstand der WKA zueinander entsteht, die nicht mehr nutzbare Fläche erfassen.

Die Analyse der zu erwartenden Nachlaufsituation ist hingegen ein wenig komplexer. Neben den Auswirkungen auf das aktuelle Layout werden noch die Auswirkungen auf potentielle weitere Standorte sowie die Auswirkungen weiterer potentieller Standorte auf den derzeit zu analysierenden Standort berechnet (in Abbildung 6.2 als Downwind-Wake und Upwind-Wake bezeichnet).

Bei allen Nachlauf-Analysen wird zu Beginn das in Unterunterabschnitt 3.3.1.2 beschriebene Trapez nach Jensen [71] modelliert und in einen zweidimensionalen Array umgewandelt. Im Falle der Auswirkungen auf das aktuelle Layout wird für jeden vorhandenen Standort im bereits bestehenden Layout der Nachlauf-Effekt nach Jensen [71] berechnet. Dieser bezieht sich in diesem Fall jedoch nicht auf die Windgeschwindigkeit, sondern lediglich auf den Faktor des Windgeschwindigkeitsverlustes (nachfolgend als Jensen-Faktor bezeichnet). Dieser Jensen-Faktor kann im Nachgang mit den jeweils im bereits bestehenden Layout herrschenden jährlichen Energieerträgen multipliziert werden. Da jedoch die Energieerzeugung einer WKA nicht linear zur Windgeschwindigkeit ansteigt, sondern mit der dritten Potenz, muss diese vorab mit dem Jensen-Faktor verrechnet werden [62]. Darauf aufbauend wird der Verlust aller bereits in der Layout-Liste bestehenden Standorte summiert. Zusätzlich wird auf Basis dieser Berechnung eine Validierung durchgeführt, welche überprüft, ob der Standort selber oder andere in eine wirtschaftlich nicht sinnvolle Situation bringt. Falls also ein Standort unter den hier genutzten Schwellenwert von 1000 MWh/a (Megawattstunden pro Jahr) (vgl. Kosten in Abschnitt 4.1) fällt, wird der analysierte Standort nicht weiter behandelt und die Schleife geht in die nächste Iteration über.

Die Berechnung der Auswirkungen des Downwind- und Upwind-Nachlaufs ist in seiner Durchführung sehr ähnlich. Der wohl wichtigste Unterschied ist die Drehung der Windrichtung. Danach wird bei beiden Varianten der Jensen-Nachlauf-Effekt für alle Pixel im Trapez berechnet. Bei der Downwind-Variante wird der Jensen-Faktor mit den betroffenen Pixel-Werten verrechnet. Die daraus entstehenden Verluste werden dann gemittelt. Für die Berechnung des mittleren Verlustes bei der Upwind-Variante wird der Jensen-Faktor jeder Rasterzelle mit dem jährlichen Energieertrag des zu analysierenden Standortes multipliziert. Aus den Ergebnissen der Nachlaufanalysen wird im Nachgang nochmals ein Mittelwert gebildet. Schlussendlich liegen in der Basisversion des Algorith-

mus zwei mittlere Verluste vor, die aus der Umkreisanalyse und der Nachlaufanalyse. Diese werden im weiteren Verlauf von dem aktuellen jährlichen Energieertrag (unter Berücksichtigung der aktuellen Nachlaufsituation) subtrahiert, woraus sich ein Positionswert ergibt. Der höchste Positionswert wird nach Ablauf aller Koordinatenpaare am Ende in die Layout-Liste übertragen.

Die Validierung des Algorithmus wird als Performancevergleich dem genetischen Algorithmus 'GENetic Optimization Using Derivatives' (genoud) aus der Vergleichsstudie von Croonenbroeck & Hennecke [31] gegenübergestellt. Ziel ist es, die Geschwindigkeit, aber auch das Ergebnis hinsichtlich seiner Plausibilität einschätzen zu können. Jedoch ist ein direkter Vergleich nicht möglich, da ein genetischer Algorithmus bereits zur Analyse eine vorgegebene Anzahl an WKA und ein valides Eingangs-Layout als Vorlage benötigt. Zusätzlich wird ein genetischer Algorithmus hinsichtlich seiner Generationen zeitlich begrenzt. Weil bei diesem recht großen Areal für eine Generationsberechnung bereits etwa 117 Stunden benötigt wird und diese jedoch keine relevante Veränderung zum Eingabe-Layout zeigt, hat sich eine Begrenzung auf zwei Generationen herauskristallisiert. Dadurch ist auch ein zeitlicher Vergleich hinfällig.

Als gemeinsame Datenbasis dient hier dennoch ein quadratisches Testareal. Es ist Teil des R-Packages wflo zur Validierung und Berechnung von Windpark-Layouts [30].

Das Testareal misst 5000 m · 5000 m und ist sehr heterogen in seinen Windgeschwindigkeiten und den damit einhergehenden jährlichen Energieerträgen. Da es ein Ausschnitt aus der realen Welt ist (was jedoch bezogen auf andere Kriterien in diesem Fall nicht von Bedeutung ist), können die Rasterdaten aus dem Realdatenbestand bezogen werden. Der Energieertrag ist das Produkt der Studie von Croonenbroeck & Hennecke [29], welches bereits in Kapitel 4 genutzt wurde. Die Windrichtungen stammen aus den Aufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes und wurden bereits in der Vergleichsstudie von Croonenbroeck & Hennecke genutzt [31]. Diese liegen als punktuelle Messungen an einzelnen Stationen verteilt in Deutschland vor. Um die Daten flächenhaft nutzbar zu machen, wurden sie mittels IDW-Interpolation (Inverse Distanzgewichtete Interpolation) mit der Software ArcGIS Pro interpoliert. 'Bei der inversen distanzgewichteten (IDW-) Interpolation wird ausdrücklich davon ausgegangen, dass Dinge, die nahe beieinander liegen, einander ähnlicher sind als solche, die weiter auseinander liegen' [44]. Bei der Interpolation wird somit die Entfernung zu den Messpunkten beachtet, wodurch das Ergebnis plausibel erscheint und Strömungsrichtungen zu erkennen sind (vgl. Abbildung 6.3).

Wie bereits oben beschrieben benötigt der genetische Algorithmus eine festgelegte Anzahl an Turbinen und eine erste valide Lösung. Auch sein Zeitbudget kann nicht auf die des hier gezeigten Ansatzes angepasst werden, da die Abbruchbedingung an die Anzahl der Generationen gekoppelt ist. Dies bedeutet, dass zu Beginn der deterministische Greedy-Ansatz seine Lösung berechnet. Darauf aufbauend wird dann die ermittelte Anzahl an setzbaren WKA in ein geordnetes Raster an Standorten überführt und als erste valide Lösung dem genetischen Algorithmus zur Verfügung gestellt. Daneben werden zwei Generationen als Abbruchbedingung definiert.

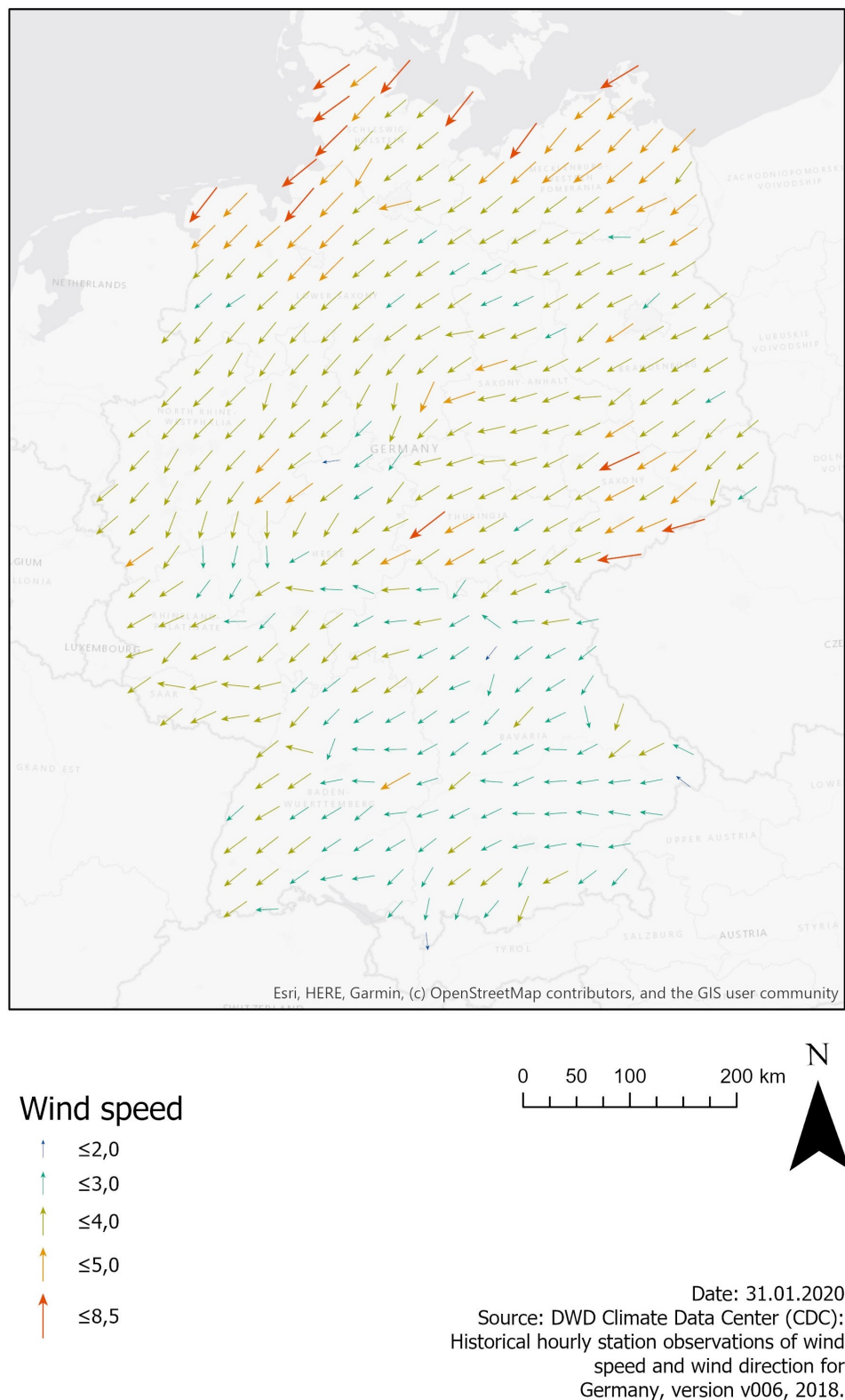


Abbildung 6.3: Interpolierte Hauptwindrichtungen in Deutschland, kombiniert mit den Windgeschwindigkeiten des Deutschen Wetterdienstes. Entnommen aus Croonenbroeck & Hennecke [31].

6.1.2 Aufbau der Fallstudie und Implementierung der Umzingelungsanalyse

Bei der Fallstudie soll nun der Algorithmus an einem realen Datensatz getestet werden. Zudem wird ein weiteres Modul hinzugefügt, die Umzingelungsanalyse aus Kapitel 5. Dazu muss neben der Datenvorbereitung auch der Programmcode der Umzingelungsanalyse auf den WFLO-Algorithmus angepasst und integriert werden.

Für die Fallstudie werden, wie bereits in Kapitel 5, Daten vom LANUV NRW genutzt. In diesem Fall sind es Daten der Planungskarte Wind². Dieser Datensatz wurde zudem vom LANUV NRW für eine Windenergiepotentialanalyse genutzt, dessen Ergebnisse im Verbund dieses Datensatzes³ angeboten werden und ist daher das, was einem von amtlicher Seite offiziellen Datensatz am nächsten kommt. Enthalten sind neben Windenergiestandorten Informationen zu Siedlungen, Gewässern, Natur und Landschaft, Infrastruktur, Verkehr, Artenschutz, Wald sowie Verwaltungsgrenzen. Aus diesen Informationen wurden die in Tabelle 6.1 aufgelisteten Kriterien selektiert. Bei Sonderregelungen für Teilgebiete wurden die gesamten Flächen genutzt. Ein Beispiel hierfür sind die Waldflächen. Seit Dezember 2022 können WKA in Kalamitätsflächen von Nadelwäldern, also Wald-Ausfallflächen, die durch Sturm oder Baumkrankheiten geprägt sind, gebaut werden [82]. Diese sind zwar mittels Fernerkundungstechniken gut zu erkennen und zu filtern, jedoch soll dies der Fokus späterer Forschungen sein. Herausgefiltert wurden jedoch Kriterien wie z.B. Drehfunkfeueranlagen (inkl. Abstandsbuffer) zur Luftfahrtnavigation, die als Restriktionskriterien nicht unbedingt einen Bau verhindern. Mit Hilfe dieser Informationen kann schlussendlich eine Weißflächenkartierung durchgeführt werden. Das Ergebnis sind Potentialflächen, die als Analyseobjekte dieses Fallbeispiels dienen sollen.

Parallel dazu wird das Ergebnis aus Abschnitt 4.2 genutzt, um wirtschaftlich interessante Flächen zu filtern. Wie bereits in Unterabschnitt 4.1.3 erläutert, enthält der Ergebnisdatsatz 'längliche' Flächen, die für ein sinnvolles innerparkliches Layout ungünstig geformt sind. Zur Bereinigung wurde ein Algorithmus entwickelt, der diese Flächen erkennt und bereinigt.

Zur Erläuterung der Vorgehensweise soll Abbildung 6.4 dienen. Dort ist eine potentielle Fläche in einem Raster abgebildet. Zur Orientierung werden Schachbrettbezeichnungen genutzt. Die weißen Zellen beinhalten keine Werte und stellen daher keinen Teil einer Fläche dar. In blau sind valide Rasterzellen einer Untersuchungsfläche gekennzeichnet und in rot die für einen Windpark ungünstigen Rasterzellen. Der Algorithmus bereinigt die Flächen in zwei Phasen, mit einer groben Untersuchung und einer feinen Nachbearbeitung. Vor den Phasen wird ein Ergebnistraster erzeugt, welches eine Art Kopie des Eingangsrasters ist. In der ersten Phase werden alle Bereiche gefiltert, die eine Breite von zwei Rasterzellen aufweisen. Grund dafür ist der Basisdatensatz mit einer Zellgröße von 200 m. Falls also unter diesen Voraussetzungen eine Fläche nur ein Maß von $2 \cdot n$

²www.planungwind.nrw.de

³<https://open.nrw/dataset/8064e6bf-ba97-4ba1-a82e-08dd64bfa69a>,
zugegriffen am 21.01.2024.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1																			
2																			
3																			
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			
9																			
10																			

Abbildung 6.4: Erklärungsbeispiel für den Algorithmus zur Detektion und Bereinigung von länglichen Flächen.

Rasterzellen aufweist, können bei einem (in dieser Arbeit genutzten) Mindestabstand von 500 m die WKA nur der Länge nach positioniert werden. Dadurch können massive Nachlauf-Effekte entstehen, was verhindert werden soll. Beispielhaft hierfür ist der Bereich von E bis G. Dabei schreitet der Algorithmus schrittweise durch den gesamten Ausschnitt und überprüft, ob sich Werte in der Zielzelle befinden. Falls dies der Fall ist, wie bspw. in Zelle E5, dann werden im nächsten Schritt die Nachbarn in x- und y-Richtung hinsichtlich ihrer Werte überprüft. Dem aufgegriffenen Beispiel folgend, wird durch den Algorithmus erkannt, dass in den x-Richtungen mind. zwei oder mehr Zellen Werte beinhalten, jedoch in den y-Richtungen nur in E6 ein weiterer Wert hinterlegt ist. Damit werden beide Zellen aus dem Ergebnisraster gelöscht. In der darauffolgenden zweiten Phase wird das Ergebnis dann aus Phase 1 nochmals hinsichtlich den Aneinanderreihungen einzelner Zellen (Überreste) bereinigt. In diesem Beispiel löscht Phase 1 lediglich die Spalten E bis G und lässt H bis P stehen. Jedoch sind diese Bereiche noch weniger nutzbar und werden daraufhin im Nachgang ebenfalls gelöscht. Zurück bleiben die blauen Flächen als wirtschaftlich potentielle Windenergiegebiete.

Um schlussendlich Gebiete zu ermitteln, welche bebaubar und gleichzeitig wirtschaftlich sinnvoll sind, werden die gemeinsamen Bereiche beider zuvor generierten Daten (Energieertrag und Potentialflächen) berechnet. Da der Fokus hier auf dem Testen des Algorithmus liegt, wird eine qualitative Analyse bevorzugt. Daher werden sechs Gebiete ausgewählt, in denen der Einsatz des Umzingelungsmoduls Wirkung zeigen kann.

Da das Standortpotential im MFS durch einen jährlichen Energieertrag dargestellt wird, benötigt der weitere Vorgang einen passenden Rasterdatensatz. Da die Potentialflächen unter anderem durch den ALCOE-Datensatz des Kapitel 4 ausgewiesen wurden, werden daher auch gewichtete jährliche Energieerträge aus Croonenbroeck & Hennecke [29] für

das Fallbeispiel genutzt.

Da sich die gewichteten jährlichen Energieerträge auf eine zuvor ermittelte Turbinen-Höhen-Kombination beziehen (vgl. Abschnitt 3.1) besteht die Annahme, dass eine Verwendung dieser Informationen auch in der Layout-Optimierung berücksichtigt werden sollte. Jedoch wird in der Praxis lediglich ein Korrekturfaktor für die gesamte Fläche angenommen. Daher wird eine variable Turbinentypen- und Höhen-Definition für den MFS ausgeschlossen. Es kann zu Beginn also eine bestimmte Nabenhöhe und ein Rotorradius festgelegt werden. Da gegenwärtig der Korrekturfaktor, aufgrund der hohen Energiepreise an der Börse, nur noch selten Wirkung zeigt, wird für alle weiteren Berechnungen des MFS eine Nabenhöhe von 150 Metern und ein Rotorradius von 70 Metern angenommen. Der Code zur Berechnung der Umzingelungswirkung muss vorab angepasst werden, da die eigentliche Analyse Ergebnisflächen ausgibt, welche bei dem hier vorgestellten WFLO-Algorithmus nicht nutzbar sind. Beim Algorithmus hingegen müssen die Standorte bewertet werden, damit das Modul bei der Verrechnung der Modulergebnisse mit dem Standortertrag berücksichtigt wird (vgl. Abbildung 6.2). Realisiert wurde diese Voraussetzung durch eine vorab definierte Winkel-Gruppe, welche dann bei der Optimierung berücksichtigt werden konnte. Sie werden in einem dreidimensionalen Array gespeichert und nach Ortschaften sortiert. Falls der Algorithmus dann eine Position auswählt, die eine oder mehrere dieser Gruppen beeinflusst, kommt es zur Berechnung des Umzingelungsfaktors. Falls bspw. ein Standort in eine Verbotszone jener Gruppen untersucht wird, dann wird ein Faktor für die Umzingelung von 0 angenommen und dann im Nachgang mit dem Standortpotential multipliziert. Im Falle einer Position innerhalb einer eingeschränkt bebaubaren Fläche wird der Abstand zwischen dem Winkel des möglichen neuen Standortes und dem nächsten Winkel der jeweiligen Gruppe berechnet. Mithilfe der daraus berechneten größten Distanz kann daraufhin ein Faktor wie folgt berechnet werden:

$$u = (100 - d)/100. \quad (6.3)$$

u = Umzingelungsfaktor

d = Distanz zwischen analysiertem Standort und am nächsten liegenden Winkel

Wenn also der Winkelabstand 0 ist, dann besteht vom Umzingelungsfaktor kein Einfluss auf das Standortpotential. Je größer jedoch die Distanz wird, desto stärker wirkt der Umzingelungsfaktor auf das Standortpotential ein. Maximal kann ein Abstand von 60 Grad erzielt werden, da ansonsten eine neue Gruppe erstellt werden muss. Demnach liegt der Wertebereich des Umzingelungsfaktors bei 1 - 0,4 bzw. 0.

Tabelle 6.1: Genutzte Kriterien zur Ermittlung der Windpotentialflächen in NRW auf Basis des Windenergie-Datensatzes der Planungskarte Wind des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW.

Thema	Abstand
Siedlungen	
Siedlungen	700m Buffer
Wohgebäude im Außenbereich	500m Buffer
Kur-und Erholungsgebiet	500m Buffer
Industrie und Gewerbeflächen	-
Gewässer	
Gewässer	50m Buffer
Fließgewässer	-
Natur und Landschaft	
Naturschutzgebiete	-
FFH-Gebiete	-
gesetzlich geschützte Biotope	-
Nationalpark	-
Wald	-
Infrastruktur	
Freileitungen	100m Buffer
seismologische Messstationen	kA
Wetterradare	5000m Buffer
Verkehr	
elektrische Bahnstrecken	100m Buffer
nicht elektrische Bahnstrecken	20m Buffer
Bundesautobahnen	40m Buffer
Bundesstraßen	20m Buffer
Land- und Kreisstraßen	20m Buffer
Flughäfen/-plätze	-
Artenschutz	
Schwerpunktvorkommen Brutvögel	-
Schwerpunktvorkommen Zugvögel	-
Vogelschutzgebiete	-

6.2 Ergebnisse

Die Ergebnisbetrachtungen des WFLO-Algorithmus teilen sich in zwei Themenfelder auf. Zum Einen wird der Algorithmus hinsichtlich seiner Funktion überprüft, was die Komplexität, Performance und die Validierung abdeckt. Dabei wird auf die Einstufungen aus Unterabschnitt 2.2.2 und die damit einhergehenden Klassen aus Unterabschnitt 2.2.1 zurückgegriffen. Zum Anderen werden die Ergebnisse der Fallstudie und damit die Auswirkungen des Umzingelungsmoduls beschrieben.

6.2.1 Funktionsfähigkeit des Algorithmus

Wie es bereits in Unterabschnitt 2.2.1 beschrieben wurde, sollte jeder Lösungs- oder Optimierungsalgorithmus hinsichtlich seiner Laufzeit bezogen auf die Komplexität des zu lösenden Problems eingestuft und überprüft werden. Dadurch lässt sich im Nachgang ein Vergleich der Lösungsansätze besser nachvollziehen.

Das Ziel des MFS liegt darin, so transparent und schnell wie möglich, bei gleichzeitig guten Ergebnissen zu sein. Daher sollte auch die Laufzeitklasse dementsprechend angesetzt werden. Übertragen bedeutet dies, dass die Laufzeit an Komplexität so gering wie möglich ausfallen sollte. Für den MFS besteht eine lineare Laufzeit, welche wie folgt mathematisch darzustellen ist:

$$f \in O(n \cdot (x \cdot y)). \quad (6.4)$$

n = Anzahl der möglichen WKA

x = Anzahl aller $x/25$ (in Meterschritten) der Windpark-Bounding-Box

y = Anzahl aller $y/25$ (in Meterschritten) der Windpark-Bounding-Box

Es wird also lediglich eine bestimmte Menge an möglichen Standorten pro potentieller WKA überprüft. Dies ermöglicht die Division der x- und y-Ausdehnung durch einen festgelegten Wert (hier 25) den Algorithmus.

Der Nachteil liegt bei dieser Herangehensweise in der Vereinfachung des Problems. Die WFLO ist ein NP-schweres Problem, also ist es nicht deterministisch in polynomialer Zeit lösbar. Da hier jedoch ein deterministischer Ansatz genutzt wird (der nicht beweist dass $P = NP$ ist, also $P \neq NP$ annimmt), muss zwangsläufig eine Vereinfachung durchgeführt werden.

Im nächsten Schritt wird dieser deterministisch lineare Ansatz anhand seiner Ergebnisse an einem Testgebiet validiert. Dazu wurden die Kriterien der R-Bibliothek (R ist eine Skript-Sprache, die ursprünglich für statistische Analysen entwickelt worden ist [70]) 'wflo' [30] genutzt. Diese Bibliothek wurde explizit für den Zweck der Validierung von WFLO-Algorithmen entwickelt. Sie stellt neben einem Testgebiet auch Werkzeuge zur Auswertung des finalen Layouts zur Verfügung und berechnet den möglichen wirtschaftlichen Gewinn.

Das Testgebiet umfasst $5000 \text{ m} \cdot 5000 \text{ m}$ und hat demnach eine Fläche von 2500 ha . Wenn ein Anlagenabstand von 500 m angenommen wird, dann liegt die größtmögliche Anzahl an setzbaren WKA bei 100. Dies ist jedoch kein realistischer Wert, da dadurch viele Anlagen durch den Nachlauf-Effekt keine Energieerzeugung mehr gewährleisten können. Der MFS hat in diesem Gebiet 79 WKA als effiziente Anzahl ermittelt, und sie wie in Abbildung 6.5 positioniert. Die dargestellten Pfeile zeigen die Windrichtung aus Süd-West an. Die genutzte Datengrundlage für den Algorithmus zeigt in dem Testgebiet keine Veränderungen, die Windrichtung ist also flächendeckend gleich. Die Berechnungsgrundlage für den MFS, also der auf Basis der Studien aus Croonenbroeck & Hennecke [31] erstellte Datensatz des gewichteten jährlichen Ertrags, wird hier in der Ausdehnung des Testgebietes dargestellt. Gelbe Bereiche stehen für einen hohen Energieertrag, während dunkelblaue Zonen einen niedrigen Ertrag ausweisen.

Es wird schnell deutlich, dass die gesetzten WKA (rote Punkte) die dunkelblauen Flächen meiden und die Nähe der helleren Flächen suchen. Zusätzlich vermeidet der Algorithmus bei der Positionierung der WKA die Nachlauf-Effekte-Anlagen. Diese Thematik ist

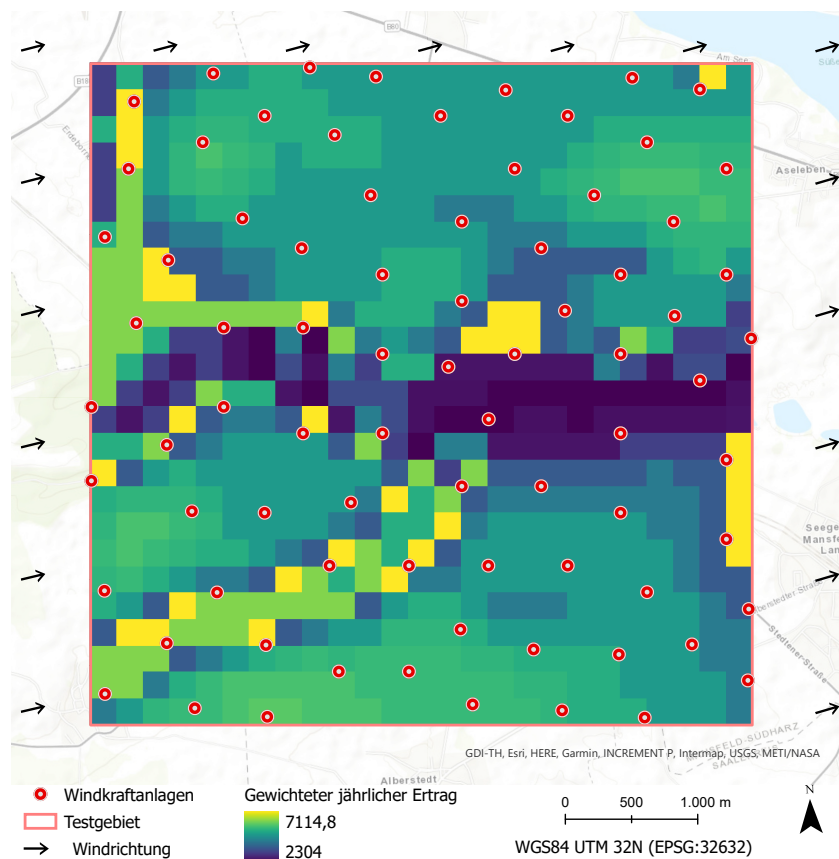


Abbildung 6.5: Ergebnis des MFS, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke [30] zur Validierung von Algorithmen der WFLO.

besonders gut in Abbildung 6.6 zu erkennen. Dort liegt ebenfalls die Farbpalette Vidris (lila/dunkelblau bis gelb) vor. Thematisiert werden in dieser Abbildung der schrittweise Verlauf des Algorithmus hinsichtlich der gesetzten WKA sowie die Auswirkungen der Nachlauf-Effekte auf den jährlichen Energieertrag. Begonnen oben-links und dann reihenweise gelesen, werden die Zustände 1 Anlage (a), 20 (b), 60 (c) und 79 (d) dargestellt. Hervorstechend sind die Trapeze der Nachlauf-Effekte nach Jensen, da sie sich auf die zu erwartenden jährlichen Erträge auswirken. Auch die starke Windabnahme (vgl. Unterabschnitt 3.3.1) und der damit verbundene Energieertragsverlust direkt nach einer WKA ist farblich sehr gut erkennbar. Insbesondere in (b) wird die Vermeidung von Nachlauf-Effekten deutlich. Lediglich ein paar wenige Standorte nehmen einen Einfluss anderer WKA in Kauf. Jedoch liegen diese so weit hinter der jeweiligen einflussnehmenden Anlage, dass die Auswirkungen des Nachlaufs nur noch geringe Ausmaße vorweisen. Ein weiterer spannender Aspekt ist die räumliche Verteilung der Anlagen während der Optimierung. Es scheint, als ob der Algorithmus potentielle WKA-Standorte beginnend von der Mitte in östlicher Richtung ausbreitet, und dann im späteren Verlauf den westlichen Teil des Testgebietes mit Anlagen bespickt. Der Grund dafür könnten die geringeren Differenzen der Nachlauf-Auswirkung und der Umkreisanalyse sein, da im östlichen Teil des Testgebietes weniger ertragreiche Bereiche zu finden sind, als es im westlichen Teil der Fall ist. Dies liegt daran, dass der Nachlauf-Effekt stärkere Auswirkungen auf Bereiche mit höherem Potential hat, da das Ergebnis des Jensen-Nachlauf-Effekts als Faktor in die Berechnung des Standortpotentials einfließt. Daher wird bei höheren Startwerten des gewichteten jährlichen Ertrags, durch den stärkeren Einfluss des Faktors, eine größere Differenz hervorgebracht. Diese größere Differenz wirkt sich wiederum auf die Bewertung des Standortes aus, weshalb scheinbar die östlichen (weniger ertragsreichen) Bereiche zu Beginn besser bewertet werden. Hier kann die Befürchtung eintreten, dass der Algorithmus Bereiche mit hohen Potentialen meidet. Jedoch ist in Abbildung 6.5 zu sehen, dass nahezu alle gelben Bereiche besetzt wurden. Durch die Umkreisberechnung werden bei größeren Bereichen immer am Rand der Fläche liegende Positionen ausgewählt, wodurch eine weitere Anlage trotz der 500m Anlagenabstand positioniert werden kann.

Das Ergebnis der zur weiteren Validierung durchgeführten Optimierung mittels des genetischen Algorithmus genoud wird zum Vergleich in Abbildung 6.7 dargestellt. Markant ist die nach Osten gewandte Verteilung der Standorte. Dieses Phänomen ist jedoch nicht wie im MFS-Ergebnis auf die Verteilung der Energieerträge zurückzuführen, sondern auf das Eingangs-Layout, welches ein geordnetes Punkt-Raster im östlichen Bereich des Testareals ist.

Genoud hat also in den zwei Generationen nur leichte Veränderungen durchführen können, welche jedoch bereits massive Auswirkungen auf den potentiellen Profit hatten. In Tabelle 6.2 wird dazu ein Vergleich mit dem MFS und dem Eingangs-Layout durchgeführt: Für die Berechnung beider Generationen wurden 233 Stunden, 58 Minuten und 43 Sekunden (also fast 10 Tage) benötigt. Im Vergleich dazu hat die Optimierung mittels MFS gerade einmal 23 Minuten und 36 Sekunden für ein Ergebnis in Anspruch genommen.

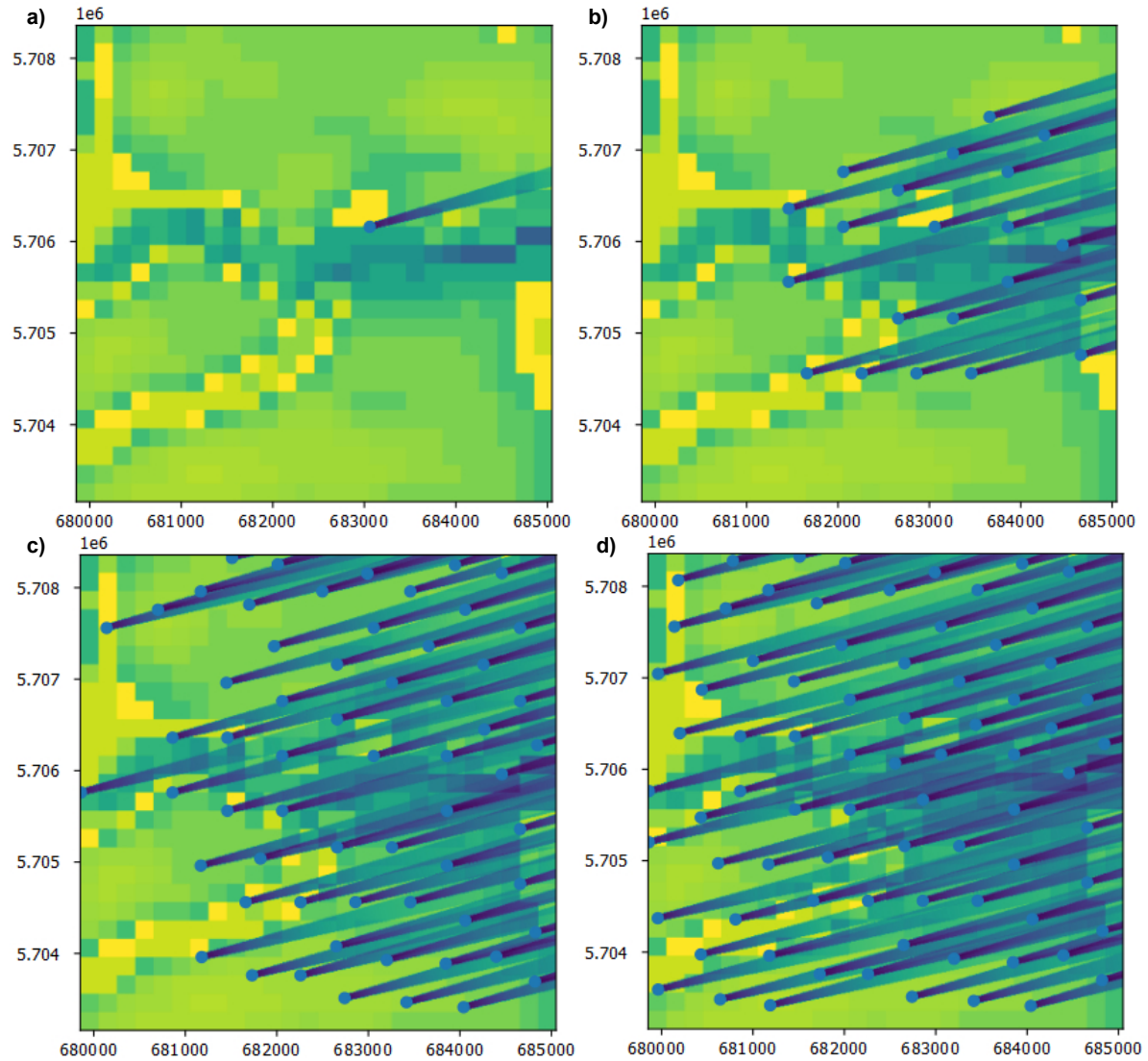


Abbildung 6.6: Schrittweise Ergebnisse des MFS, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke [30] zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Abgebildet sind die Berechnungsstände 1, 20, 60 und 79 nach Anzahl der Turbinen. Die x- und y-Achsen bilden die Koordinaten im WGS84 UTM 32N Koordinatensystem (EPSG:32632) ab, wo sich das Testgebiet aufspannt.

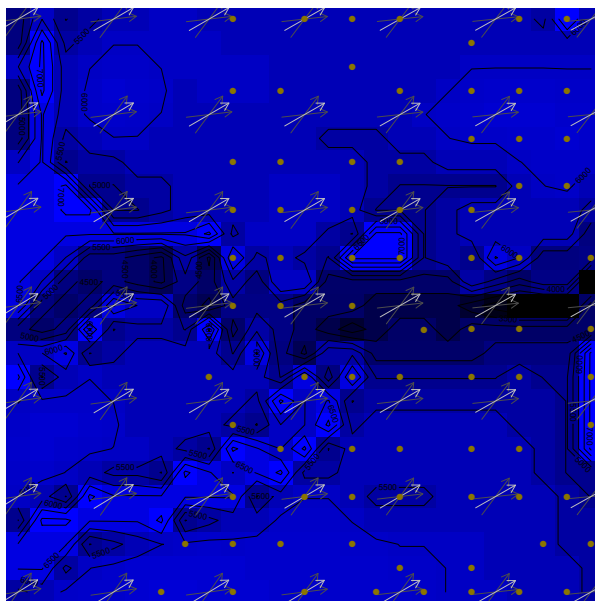


Abbildung 6.7: Ergebnis des genoud WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke [30] zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Tabelle 6.2: Vergleich der WFLO-Algorithmen.

Ansatz	Potentieller Profit	Rechenzeit	Math. Verfahren	Algorithmus	Bemerkung
Geordnetes Punktraster	26.558.277 EUR	-	-	-	Ein einfaches Raster an Punkten
MFS	29.961.776 EUR	23,60 min	Deterministisch	Greedy	Findet eine sinnvolle Anzahl an WKA
genoud	31.355.064 EUR	233,97 h	Heuristisch	Genetischer	zeitintensiv Standardverfahren

Hinzu kommt, dass der genetische Algorithmus bereits die zu optimierende Anzahl der potentiellen WKA 'kennt'. Es ist auch nicht möglich, vorherzusagen, wie viele WKA ein genetischer Algorithmus bei einer schrittweisen Optimierung finden würde. Wenn also genoud schrittweise bspw. von 90 potentiellen Anlagen runterzählend bis 70 potentiellen Anlagen immer wieder optimiert und das beste Ergebnis als optimale Anzahl an WKA herausfiltert, kann bei einem erneuten Durchlauf ein komplett anderes Ergebnis herauskommen. Dies liegt an der willkürlichen Auswahl an Populationen, also der gestellten Anlagen. Um hier ein genaueres Ergebnis erzielen zu können, muss die Anzahl der Generationen drastisch nach oben korrigiert werden. Denn je größer die Anzahl der Generationen, desto wahrscheinlicher ist die Nähe am Optimum. Wenn jedoch, wie in diesem Beispiel, bereits eine Generation mehrere Tage in Anspruch nimmt, befindet sich

die Optimierung außerhalb einer praktikablen Lösung.

Dennoch wurde bereits nach zwei Generationen ein potentieller Jahresgewinn des Parks von 31.355.064 Euro erzielt. Vergleichsweise dazu lag das Ergebnis des MFS bei 29.961.776 Euro und des geordneten Punktrasters bei 26.558.277 Euro. Der Unterschied zwischen genoud und MFS liegt also bei etwa 2,5 Mio Euro und zwischen MFS und dem geordneten Punktraster bei etwa 3,5 Mio Euro.

Zusammengefasst, lässt sich also festhalten, dass ein genetischer Algorithmus mit genügend Zeit immer ein sehr gutes Ergebnis erzielen wird. Jedoch ist der Einsatz aufgrund seiner zeitlichen Intensität (insbesondere für große Gebiete) nicht unbedingt praktikabel. Der MFS hingegen kann durch seine Schnelligkeit und Fähigkeit, eine sinnvolle Anzahl an WKA zu finden, glänzen. Auch das Ergebnis ist im Vergleich zum geordneten Raster überzeugend und kann eine jährliche Gewinnsteigerung von 3,5 Mio. Euro von der Rechenzeit betrachtet schnell erreichen.

6.2.2 Ergebnisse der Fallstudie

Aufbauend auf den Ergebnissen des Testgebietes kann nun die Fallstudie betrachtet werden. Teil der Studie sind sechs Fallbeispiele, die zum Einen die Anwendbarkeit auf realen unregelmäßigen Daten belegt und zum Anderen die Integration der Umzingelung von Gemeinden beinhalten. Zwei der sechs Beispiele werden genauer betrachtet, da sich ansonsten die Aussagen weitestgehend wiederholen würden. In den Ergebnisabbildungen werden die unter Berücksichtigung der Umzingelung gesetzten WKA-Standorte in rot dargestellt, wobei die mit der Basisversion des MFS errechneten Positionen in blau gekennzeichnet sind. Letztere sind in ihrer Symbolik größer gewählt, damit bei einer Überlagerung beide Positionen erkannt werden können. Außerdem sind die Windrichtungen als Pfeil, die Ortslagen in grau sowie bereits bestehende, stillgelegte und geplante WKA in schwarz dargestellt. Die Potentialfläche wird rot umrandet und zeigt in ihrem Inneren den gewichteten jährlichen Ertrag. Zudem werden Ergebnisse aus Abschnitt 5.2 gezeigt, um die bereits bestehende Umzingelungssituation darzustellen.

In Tabelle 6.3 werden erste Ergebnisse der Fallstudie zu allen Fallbeispielen in Zahlen aufgelistet. Das Gesamtbild zeigt auf den ersten Blick keine großen Veränderungen, wobei in Fallbeispiel 4 und 5 jeweils eine WKA weniger positioniert wird, jedoch in Fallbeispiel 3 zwei weitere Standorte im Layout Platz finden. Um jedoch genauer erkennen zu können, wo die räumlichen Unterschiede liegen, werden im Nachgang die Fallbeispiele 3 und 4 in Kartenform betrachtet.

Abbildung 6.8 zeigt eine potentielle Fläche von 344,12 ha. Der gewichtete jährliche Ertrag erstreckt sich von einem mittleren hin zu einem hohen Wert und scheint daher heterogen zu sein. Bereits bestehende Anlagen liegen im Südosten der Fläche und die Hauptwindrichtung ist aus Südwesten kommend. Um die Potentialfläche herum liegen mehrere Ortslagen, wobei der Süden hier ausgeprägter bebaut ist als der Norden. Wie bereits oben erwähnt werden bei der Optimierung mittels des Basis-MFS 17 WKA-Standorte gefunden und bei der Berücksichtigung der Gemeindeumzingelung 19 Positionen ermit-

Tabelle 6.3: Informationen zu den Potentialflächen und den Ergebnissen der Fallstudie.

Fallbeispiel	Fläche (in ha)	Anzahl WKA (Basis-MFS)	Anzahl WKA (Umzingelung berücksichtigt)
1	168,99	10	10
2	265,02	12	12
3	344,12	17	19
4	344,98	17	16
5	156,02	10	9
6	152,37	8	8

telt. An den Rändern und besonders im westlichen Bereich der Fläche liegen die Positionen nahezu übereinander und zeigen keine großen Veränderungen. Ausschlaggebend für die Unterschiede der WKA-Anzahl scheint also der mittlere Bereich zu sein. Durch den Einfluss der Winkelabstände des Umzingelungs-Moduls werden die WKA kompakter positioniert, wodurch weniger Fläche durch die bereits positionierten Anlagen blockiert wird und mehr Raum für weitere Standorte vorhanden ist. Um diese Annahme jedoch belegen zu können, müsste ohne eine passende Ausgabe von Zwischenschritten, der Algorithmus nach jedem gefundenen Standort angehalten und die Ergebnisse kontrolliert werden.

Auch das Fallbeispiel 4, in Abbildung 6.9 dargestellt, scheint diese Annahme zu bestätigen, da im Gegensatz zum Basis-MFS das integrierte Umzingelungsmodul eine kompaktere Lösung findet. Es liegt eine Fläche von 344,98 ha vor und der MFS hat in seiner Basisversion 17 Positionen ermittelt, wobei die Berücksichtigung der Umzingelung von Gemeinden eine WKA-Anzahl von 16 empfiehlt. Dabei führt die kompaktere Ausrichtung zu weniger möglichen Positionen. Grund dafür sind hier die Standorte im Süden. Die WKA-Standorte des Basisalgorithmus scheinen dort weiter auseinander gezogen zu sein, weshalb eine weitere Anlage positioniert werden kann. Ansonsten sind wenig Unterschiede beider Ergebnisse auszumachen, was auf die Positionen der Ortslagen und Bestandsanlagen zurückzuführen ist. Die betrachtete Fläche liegt regelrecht im Schatten der bereits bestehenden WKA, wobei die Ortslagen in dieser Metapher die Lichtquelle sind. Zusätzlich zeigt dieses Ergebnis, dass auch komplexere Polygone (in diesem Fall mit Loch) verarbeitet werden können und Sonderfälle berücksichtigt werden.

Ein weiterer Aspekt dieses Beispiels ist die benachbarte Verbotsfläche, die zuvor eine Schnittmenge mit den Potentialflächen aufwies. Eine Vermeidung der Verbotsbereiche ist zwar im Programmcode berücksichtigt, jedoch sollten die bereits bestehenden Verbotsflächen vorab von den Potentialflächen abgezogen werden. Der Grund dafür ist die Performance. Es muss durch die Vorberechnung lediglich die zulässige Fläche analysiert werden.

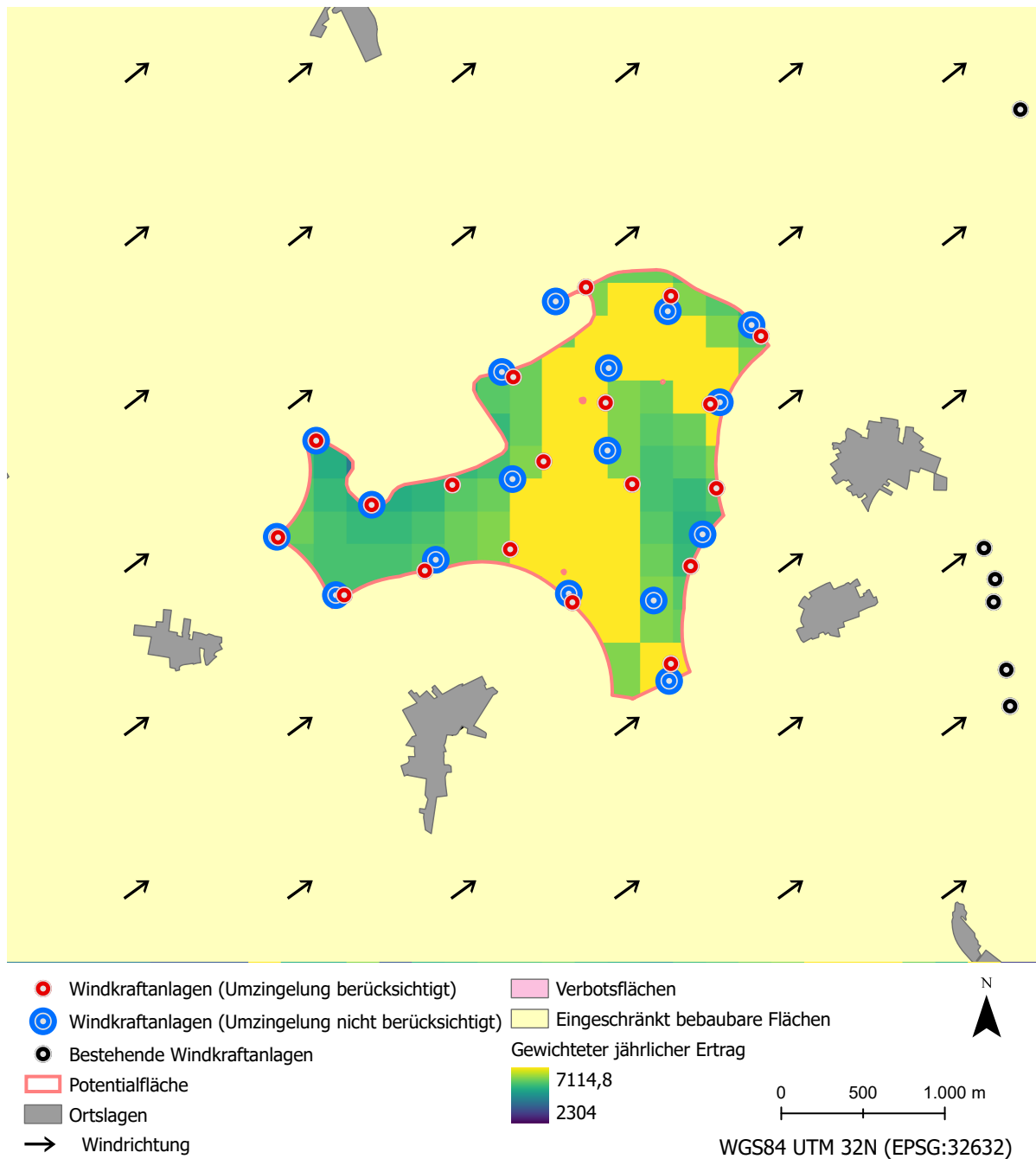


Abbildung 6.8: Vergleich der Fallstudien-Ergebnisse hinsichtlich der Unterschiede zwischen dem Basis-MFS und dem MFS inkl. der Erweiterung zu Berechnung der Umzingelungswirkung durch WKA (Fallbeispiel 3).

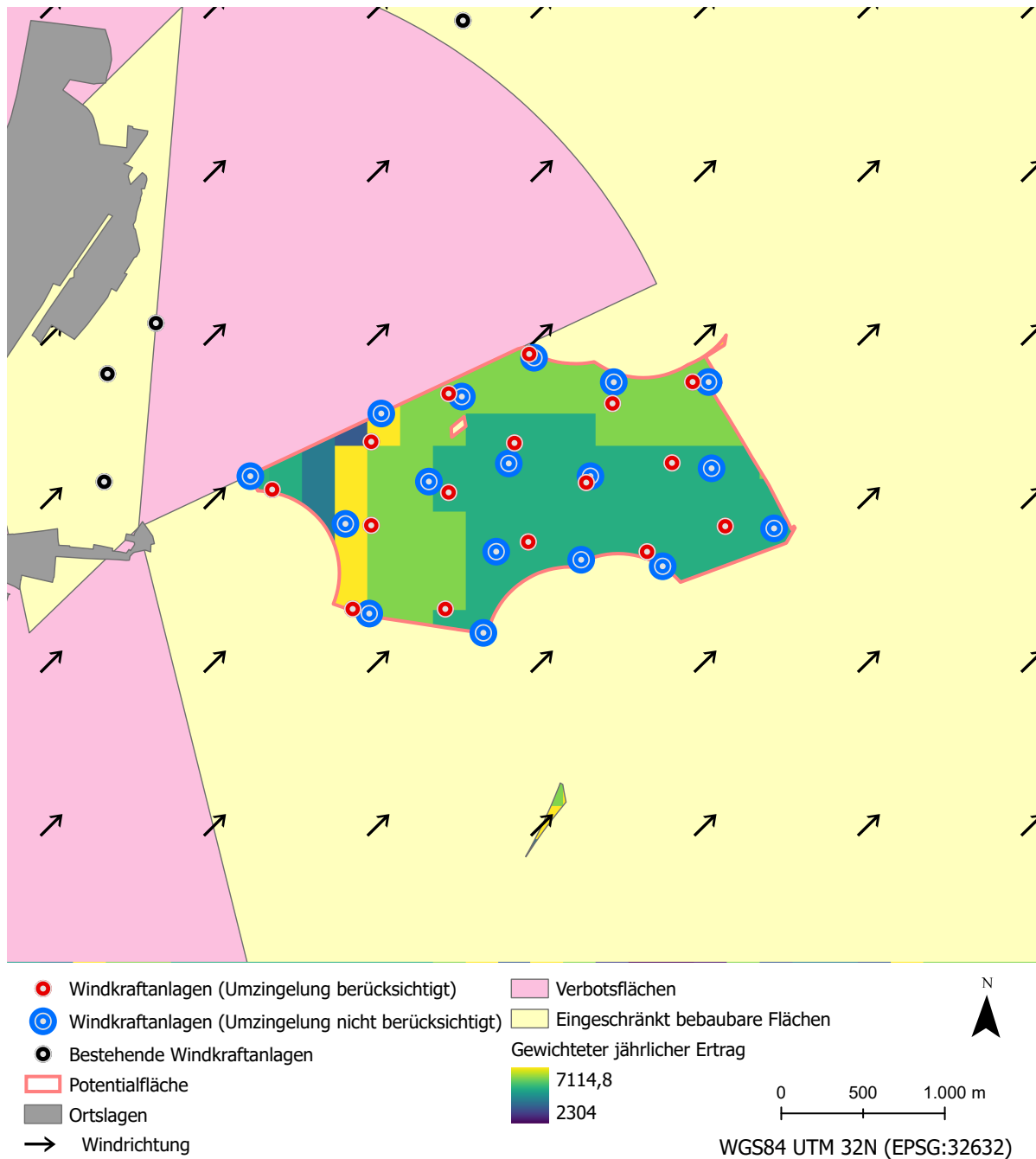


Abbildung 6.9: Vergleich der Fallstudien-Ergebnisse hinsichtlich der Unterschiede zwischen dem Basis-MFS und dem MFS inkl. der Erweiterung zu Berechnung der Umzingelungswirkung durch WKA (Fallbeispiel 4).

Zusammengefasst lassen sich an den Ergebnissen die Auswirkungen des Umzingelungsmoduls gut ablesen. Die Positionen der WKA werden auf Basis der Winkelabstände, wie gewollt, näher aneinander gerückt, wodurch weniger Umzingelungswirkung erreicht werden kann. Dennoch versucht der Algorithmus weiterhin, den maximalen Energieertrag zu erreichen, weshalb neu geschaffene Räume nicht freigelassen, sondern weiter besetzt werden.

6.3 Fazit

In diesem Kapitel wurde das Verfahren MFS vorgestellt, ein Algorithmus zur WFLO. Er ist ein praxisbezogener Ansatz, der trotz gewisser Einschränkungen gute Optimierungsergebnisse erzielt. Seine Stärken liegen in der Geschwindigkeit, Transparenz und seiner Fähigkeit, eine sinnvolle Anzahl an WKA für eine Windeignungsfläche zu ermitteln. Diese Eigenschaften konnte der MFS in seiner Validierung erfolgreich unter Beweis stellen. Dabei wurde der MFS und ein Vergleichsalgorithmus, in diesem Fall ein genetischer Algorithmus (genoud), auf ein Testgebiet der R-Bibliothek 'wflo' angewandt.

Hervorstechend sind die Berechnungszeiten, da hier die Algorithmen die größten Unterschiede aufweisen. Es hat sich dabei herausgestellt, dass der MFS in kurzer Zeit praktikable Ergebnisse liefert, jedoch niemals an eine Optimierung eines genetischen Algorithmus heranreichen wird. Hier liegt sehr stark die Zielsetzung im Fokus. Wird alleine die Optimierung ins Auge gefasst, dann ist ein heuristischer Ansatz, wie es beim genetischen Algorithmus der Fall ist, immer die bessere Wahl. Geht es jedoch um transparente, schnelle und praktikable Ergebnisse, dann stellt der MFS als deterministischer Ansatz durchaus eine attraktive Alternative dar. Er kann als Werkzeug für einen Planungsingenieur sehr wertvoll sein, da die Ergebnisse nachvollziehbar sind und damit auch die Auswirkungen unterschiedlicher Parameter offensichtlicher werden, als es bei Heuristiken der Fall ist. Übertragen gesehen, können Planungsideen des Ingenieurs, durch die Modularität des MFS, umgesetzt und überprüft werden.

Ein Beispiel dafür wird im zweiten Teil dieses Kapitels behandelt, nämlich die Integration des Umzingelungsalgorithmus. Dabei wird der Ansatz aus Kapitel 5 als Modul in den MFS integriert. Zusätzlich wurden reale Daten aus NRW für die Erzeugung von Fallbeispielen herangezogen. Die Ergebnisse zeigen klare Auswirkungen des Umzingelungsmoduls und validieren damit die Funktionalität des modularen Aufbaus. Jedoch bleibt die Integration der Module individuell, da die Ergebnisse der Module unterschiedlicher Natur sein können. Im Falle der Umzingelung musste das Modul vorab initialisiert werden und das Ergebnis konnte als Faktor umgesetzt werden.

Um einen Anstoß für einen effizienteren Ausbau der Windenergie zu wagen, ist die Implementierung weiterer Genehmigungskriterien für nachfolgende Forschungen interessant. Dabei sollte jedoch aufbauend auf den hier gewonnenen Erkenntnissen eine Ausgabe zur Erklärung der Ergebnisse generiert werden. Auf diesem Wege bleibt die Transparenz des Algorithmus erhalten. Zudem ist eine Untersuchung der Implementierung von variablen

Höhen naheliegend, was durchaus bereits in Forschungen gezeigt wurde [2]. Jedoch steigt bei jedem neuen Modul bzw. jedem neuen Aspekt die Berechnungszeit des MFS weiter an. Der Algorithmus in seiner Basisausführung hat eine lineare Laufzeit, jedoch hat jede Erweiterung bzw. jedes Modul seine eigene Laufzeitklasse. Dies beeinflusst im Nachgang selbstverständlich die gesamte Laufzeit.

Im Falle der variablen Höhen liegt eine exponentielle Laufzeit vor, da alle möglichen Standorte mit allen definierten Nabenhöhen und Rotorradien verglichen werden müssen. Ein weiterer zukünftiger Schritt ist die Entwicklung von Algorithmen der künstlichen Intelligenz im Bereich der WFLO. Diese steht noch am Anfang und hat in der Literaturrecherche wenig wissenschaftliche Veröffentlichungen geliefert, weshalb hier noch viel Raum für neue Ansätze besteht.

Durch die mögliche Integration der Genehmigungskriterien lassen sich also die Interessen der Wirtschaft mit denen der Gesellschaft vereinen und dahingehend optimieren. Es wird somit die eher wirtschaftlich geprägte Prozessoptimierung mit der Akzeptanz verschmolzen, wodurch in Richtung eines nachhaltigen und rücksichtsvollen Windenergieausbaus optimiert werden kann.

Außerdem ist festzuhalten, dass die WFLO in der Wissenschaft sehr stark auf die Optimierung als Kerndisziplin ausgelegt ist und die Praxis leider zu selten den Blick in die Wissenschaftswelt wagt. Der MFS versucht, beide Welten zu vereinen und bietet einen deterministischen Optimierungsansatz, der zusätzlich modular erweiterbar ist.

7 Fazit und Ausblick

Erneuerbare Energien sind schon lange ein Thema in der Gesellschaft und Politik. Mit dem EEG 2023 wird nun die Energiewende mit großem Schub vorangetrieben. In dieser Arbeit wurden dazu drei algorithmische Ansätze zur Effizienzsteigerung bzw. der Prozessoptimierung beim Ausbau der Windenergie vorgestellt und in jeweils eine Ausdehnungsebene der Berechnungen gegliedert. Dazu zählt die Makroebene, in der ganz Deutschland hinsichtlich seiner wirtschaftlichen Potentiale auf Basis des politischen Werkzeugs Korrekturfaktor analysiert wird. Dann die Mesoebene, welche eine Untersuchung des Genehmigungskriteriums 'Umzingelung von Gemeinden' zeigt, die auf Bundeslandebene (hier als Beispiel wegen der offenen Datenlage NRW) ihre Anwendung findet. Zuletzt die Mikroebene, in der ein Windpark hinsichtlich seines Layouts optimiert wird.

Die Akzeptanz der Gesellschaft hinsichtlich des Windenergie-Ausbaus ist ein weiteres Themenfeld. Dieses ist in dieser Arbeit insbesondere an die Meso- und Mikroebenen sowie an das Thema Umzingelung von Gemeinden gekoppelt und zeigt sich nicht von der sozialwissenschaftlichen Seite, sondern wird stattdessen aus technischer Sicht mit in die Arbeit integriert.

Am ersten Beispiel, der Potentialflächen-Analyse mittels gewichteten Stromgestehungskosten, wird gezeigt, dass die Politik durchaus in der Lage ist, den Ausbau mit den unterschiedlichsten Veränderungen drastisch zu steuern und räumlich zu verlagern. Hier wurden die Thesen 1 und 2 aus Abschnitt 1.2 behandelt und belegt.

1. Die durch die EEG eingeführten politischen Werkzeuge können starken Einfluss auf den Ausbau der EEG ausüben.
2. Es kann zwischen wirtschaftlicher und energetischer Attraktivität bei Potentialflächen der Windenergie unterschieden werden.

Durch die Einführung des Korrekturfaktors wurde die Rentabilität der Windenergie-Potentialflächen weg von der Küste Deutschlands in Richtung Inland verschoben. Flächen in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen wurden wirtschaftlich interessant. Auch wenn durch die sich in den letzten Jahren entwickelte weltpolitische Lage der Energiemarkt einen massiven Wandel erleben durfte, zeigen diese Auswirkungen dennoch den Einfluss, den politische Werkzeuge auf den Ausbau haben können. Zusätzlich beweisen die gleichen Erkenntnisse die These 2, da je nach Voraussetzungen, in diesem

Fall geringe Energiepreise, ein hoher energetischer Ertrag nicht immer die attraktivsten wirtschaftlichen Szenarien sein müssen. Neben reinen monetären Unterschieden kann auch das Thema WKA-Auslastung ein wirtschaftlicher Anreiz sein, um daraus folgende Profite erzielen zu können und gleichzeitig das Stromnetz bei abflachendem Wind aus der Hauptwindrichtung ausgleichen zu können. Dieser Gedanke ist nicht unbedingt neu, jedoch wird er in der Wissenschaft nur selten behandelt. Hier könnte für zukünftige Arbeiten ein guter Ansatzpunkt sein. Interessant wäre hier eine großflächige Analyse, die nicht auf eine Maximierung des Energieertrags zielt, sondern viel mehr auf die Laufzeit und demnach auf die Stromversorgung ausgerichtet ist. Weiter könnten daraus Gebiete ermittelt werden, die entweder hohe Spitzen liefern oder aber auch Gebiete, die zwar eher schwachen Wind aufweisen, jedoch über lange Zeiträume Wind liefern.

Bereits bei diesem ersten Fallbeispiel wird also gezeigt, dass ein starrer Blick beim Ausbau der WKA weder die Gesellschaft noch die Wirtschaft weiter bringt. Weitergeführt wird dieser Gedanke durch den zweiten vorgestellten Ansatz, dem Algorithmus zur großflächigen Erfassung von Umzingelungen von Gemeinden und den noch herrschenden baulichen Möglichkeiten. Dabei wurden die Thesen 3 bis 5 untersucht und belegt.

3. Kriterien der Genehmigungsverfahren können automatisiert und großflächig berechnet werden.
4. Bereits in der Gegenwart liegen einige Umzingelungen von Gemeinden vor.
5. Die Automatisierung von Planungsprozessen kann den Ausbau der EE vorantreiben.

Der hier behandelte Rahmen gilt weniger der wirtschaftlichen Seite, sondern vielmehr den verwaltenden Akteuren, in der Regel die Regionalplanung. Die Umzingelung von Gemeinden ist sehr eng mit der Anwohner-Akzeptanz verbunden. Selbstverständlich nicht als alleinstehendes Merkmal, da durchaus auch weitere Aspekte (wie bspw. finanzielle Beteiligungen) eine Rolle spielen. Dennoch kann sich eine Umzingelung durch WKA auf die Lebensqualität der Menschen auswirken, weshalb dieses Kriterium in immer mehr Regionalplanungen auf unterschiedlichste Art und Weise Einzug hält. Bisher müssen Windparkplaner die Umzingelung von Gemeinden nur bedingt mit in ihre Planung einbeziehen. Es ist also ein Aspekt der Planung, wie es auch die Berücksichtigung von Schallemissionen ist. Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein sind hier bereits neue Wege gegangen. Sie haben begonnen, diese Thematik in ihre Planungen mit einzubeziehen. Im Falle von Schleswig-Holstein war dies eine erste Bestandsaufnahme und in Nordrhein-Westfalen wurde eine bauliche Begrenzung festgelegt, um eine Umzingelung bereits im Vorfeld zu vermeiden. Jedoch wird in keinem der beiden Fälle aufgezeigt, welche Flächen

noch bebaubar sind, ohne eine Umzingelung hervorzurufen. Der zweite thematische Teil dieser Arbeit zeigt in seiner Fallstudie, am Beispiel Nordrhein-Westfalens, dass es durchaus möglich ist, solche Flächen automatisiert und großflächig zu ermitteln. Außerdem wurde aufgezeigt, dass dieses Kriterium in der frühen Ausbauphase der 2000er Jahre entweder nicht bekannt war oder aber bewusst nicht berücksichtigt wurde, da schon heute einige Gemeinden nach dieser Studie umzingelt sind. Es besteht also Handlungsbedarf, der durch Automatisierungen, wie sie hier vorgestellt wurden, umgesetzt werden kann. Zudem kann die Berücksichtigung von potentiellen Umzingelungen bereits bei der Ausschreibung von Windeignungsgebieten die Genehmigungsphase verkürzen, da dieses Kriterium im Nachgang nicht mehr untersucht werden muss.

Dennoch kann die Umzingelung in der Windparkplanung durchaus berücksichtigt werden. Wie bereits oben erläutert, sollte das Ziel nicht immer nur die Ertragsmaximierung sein, sondern vielfältiger aufgestellt werden. Dieses Thema wird mit den Thesen 6 und 7 im letzten thematischen Teil der Arbeit untersucht und belegt.

6. Lineare deterministische WFLO-Ansätze können sinnvolle und transparente Layout-Lösungen generieren.
7. In der Planung von Windparks können neben der Gewinnmaximierung auch planerische Voraussetzungen mit einbezogen werden.

Auf der Mikroebene wird ein neuer WFLO-Ansatz vorgestellt, der neben nachvollziehbaren Lösungen eine Anbindung weiterer Optimierungskriterien erlaubt. Im ersten Schritt wurde der analytische Hintergrund beleuchtet. Es wurde herausgestellt, dass ein deterministischer Ansatz zwar eventuell weiter von dem Maximum entfernt ist, als es bei heuristischen Ansätzen der Fall ist, jedoch die Geschwindigkeit und Transparenz der Berechnung hervorstechen. Die Ergebnisse sind zudem klar berechenbare Lösungen, die bei jedem Durchlauf immer gleich sind. Dadurch lassen sich mögliche Entscheidungskriterien auf den Algorithmus übertragen.

Ein Beispiel hierfür ist die Einbindung der Umzingelung in den Algorithmus. Auch wenn zuvor vorgeschlagen wurde, die Umzingelung der Gemeinden als ein Arbeitspaket der Regionalplanung vorab zu definieren, kann sie dennoch in einer anderen Form in der Windparkplanung also Projektentwicklung berücksichtigt werden. Hier sind weniger die Flächen betroffen, die eine Umzingelung vermeiden sollen, sondern viel mehr die Positionen der geplanten Anlagen innerhalb des herrschenden Umzingelungsbilds interessant. Es können also zusätzlich zu den standardisierten Planungsprozessen die Auswirkungen auf den Menschen in die Planungen mit einbezogen werden.

Genau diese Vorgehensweise kann dem Ausbau der Windenergie helfen, da auf diesem Wege Vertrauen geschaffen wird, woraus im Nachgang eine Akzeptanzsteigerung resultiert. Zusätzlich können Automatisierungen Raum schaffen für individuelle Analysen.

Wenn also die allgemeingültigen Kriterien automatisiert werden, wird in der Genehmigungsphase Zeit gewonnen, die effizienter eingesetzt werden kann.

Wie bereits zu Beginn dieser Arbeit erwähnt wurde, soll die Menge der bestehenden WKA in Deutschland vervierfacht werden. Ohne eine transparente und nachhaltige Ausbaustrategie wird es schwer möglich, eine Akzeptanz gegenüber dem Ausbau der Windenergie in der Gesellschaft zu erhalten bzw. erzeugen. Da mit dieser Arbeit gezeigt wurde, dass eine Berechnung der Genehmigungskriterien sowohl großflächig auf Makroebene (Regionalplanung) als auch in der Mikroebene (Windparkplaner) innerhalb eines Windparks umgesetzt werden kann, wäre für nachfolgende Arbeiten eine Studie zur Einordnung der bestehenden Genehmigungskriterien in die jeweilige Ebene der nächste Schritt.

Zusätzlich kann durch eine klare Verteilung der Aufgabenpakete der Ausbau nicht nur hinsichtlich der Effizienz, sondern auch der Qualität verbessert werden. Um dies jedoch im letzten Schritt realisierbar machen zu können, wird eine transparente bzw. offene Datenverwaltung, -verarbeitung und Kommunikation notwendig sein. Erst dann sind alle Prozesse einer Planung, beginnend bei der Regionalplanung bis hin zur Projektentwicklung, miteinander kompatibel.

Literaturverzeichnis

- [1] S. Aaronson. $P = ? NP$. *Open Problems in Mathematics*, pages 1–122, 2016.
- [2] M. Abdulrahman and D. Wood. Investigating the Power-COE trade-off for wind farm layout optimization considering commercial turbine selection and hub height variation. *Renewable Energy*, 102:267–278, 2017.
- [3] AG-Energiebilanzen. Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Technical report, Umweltbundesamt, 2020.
- [4] A. Aho, J. Hopcroft, and J. Ullman. *The design and analysis of computer algorithms*. Addison-Wesley Publishing Company, 1974.
- [5] J. F. Ainslie. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27(1):213–224, 1988.
- [6] E. G. A. Antonini, D. A. Romero, and C. H. Amon. Optimal design of wind farms in complex terrains using computational fluid dynamics and adjoint methods. *Applied Energy*, 261:1–12, 2020.
- [7] C. L. Archer, A. Vassel-Be-Hagh, C. Yan, S. Wu, Y. Pan, J. F. Brodie, and A. E. Maguire. Review and evaluation of wake loss models for wind energy applications. *Applied Energy*, 226:1187–1207, 2018.
- [8] Australien Energy Regulator. Wholesale electricity market performance report 2018. Technical report, Australian Energy Regulator, 2018.
- [9] P. Bachmann. *Zahlentheorie - Zweiter Teil - Die Analytische Zahlentheorie*. B. G. Teubner, Leipzig, 1894.
- [10] N. Baker, A. Stanley, J. Thomas, A. Ning, and K. Dykes. Best Practices for Wake Model and Optimization Algorithm Selection in Wind Farm Layout Optimization. In *Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory*, 2019.
- [11] A. Betz. *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen, 1926.
- [12] BMU Verlag. Die O-Notation. <https://bmu-verlag.de/die-o-notation/>. zugegriffen am 22.12.2023, 2023.

- [13] K. Boyle, J. Boatwright, S. Brahma, and W. Xu. NIMBY, not, in siting community wind farms. *Resource and Energy Economics*, 57:85–100, 2019.
- [14] M. Bruck, P. Sandborn, and N. Goudarzi. A levelized cost of energy (lcoe) model for wind farms that include power purchase agreements (ppas). *Renewable Energy*, 122:131–139, 2018.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Die wichtigsten EEG-Neuerungen auf einen Blick. <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/20/Meldung/die-wichtigsten-neuerungen-auf-einen-blick.html>, zugegriffen am 23.12.2023, 2014.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Klimaschutzbericht 2022. Technical report, 2022.
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html>, zugegriffen am 23.12.2023, 2023.
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Eckpunkte einer Windenergie-an-Land-Strategie. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023.
- [19] Bundesregierung. Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310>, zugegriffen am 22.12.2023, 2023.
- [20] Bundesverband Windenergie. Windenergie in Deutschland - Zahlen und Fakten. <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/>, zugegriffen am 21.12.2023, 2022.
- [21] A. Burstedde, P. Risius, and D. Werner. IW-Kurzbericht 39/2021: Fachkräftemangel bei Hochqualifizierten wieder über Vor-Corona-Niveau. Technical Report 39, Institut der deutschen Wirtschaft, 2021.
- [22] R. H. Byrd, P. Lu, J. Nocedal, and C. Zhu. A limited memory algorithm for bound constrained optimization. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 16:1190–1208, 1995.
- [23] J. Byrne, A. Zhou, B. Shen, and K. Hughes. Evaluating the potential of small-scale renewable energy options to meet rural livelihoods needs: A gis- and lifecycle cost-based assessment of western china’s options. *Energy Policy*, 35(8):4391–4401, 2007.

- [24] K. Chen, M. X. Song, X. Zhang, and S. F. Wang. Wind turbine layout optimization with multiple hub height wind turbines using greedy algorithm. *Renewable Energy*, 96:676–686, 2016.
- [25] Y. Chen, H. Li, K. Jin, and Q. Song. Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines. *Energy Conversion and Management*, 70:56–65, 2013.
- [26] M. Churchfield and S. Srinivas. On the effects of wind turbine wake skew caused by wind veer. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2018.
- [27] J. Cook, D. Nuccitelli, S. A. Green, M. Richardson, B. Winkler, R. Painting, R. Way, P. Jacobs, and A. Skuce. Quantifying the consensus on anthropogenic global warming in the scientific literature. *Environmental Research Letters*, 8(2), 2013.
- [28] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, R. L. Rivest, and C. Stein. *Introduction to Algorithms*. The MIT Press, 2 edition, 2001.
- [29] C. Croonenbroeck and D. Hennecke. Does the german renewable energy act provide a fair incentive system for onshore wind power? - A simulation analysis. *Energy Policy*, 144, 2020.
- [30] C. Croonenbroeck and D. Hennecke. *wflo: A new standard for wind farm layout optimization in R*, 2020.
- [31] C. Croonenbroeck and D. Hennecke. A comparison of optimizers in a unified standard for optimization on wind farm layout optimization. *Energy*, 216:119–244, 2021.
- [32] A. de Andres, A. Medina-Lopez, D. Crooks, O. Roberts, and H. Jeffrey. On the reversed lcoe calculation: Design constraints for wave energy commercialization. *International Journal of Marine Energy*, 18:88–108, 2017.
- [33] Deutsche Windguard. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Technical report, Bundesverband WindEnergie e.V., 2013.
- [34] Deutsche Windguard. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland: Update. Technical report, Bundesverband WindEnergie e.V., 2015.
- [35] Deutsche Windguard. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Technical report, Deutsche Windguard, 2019.
- [36] Deutsche Windguard. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Technical report, Deutsche Windguard, 2020.

- [37] Deutsche Windguard. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Technical report, Deutsche Windguard, 2023.
- [38] Deutscher Bundestag. Aktuelle Klimaschutzziele auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene. Technical Report WD 8 - 3000 - 009/18, WD 8: Fachbereich für Umwelt, Forschung, Reaktorsicherheit Bildung und Forschung, 2018.
- [39] Deutscher Wetterdienst. 200 m x 200 m Rasterdaten der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in 10 m bis 100 m Höhe (in 10 m stufen) und Weibullparameter für Deutschland (Version V0.1). Technical report, Deutscher Wetterdienst, 2014.
- [40] P. Devine-Wright. Beyond NIMBYism: towards an integrated framework for understanding public perceptions of wind energy. *Wind Energy*, 8(2):125–139, 2005.
- [41] EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, zugegriffen am 28.01.2024, 2017.
- [42] EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014, zugegriffen am 23.12.2023, 2023.
- [43] Energie Agentur NRW. Das Fundament von Windenergieanlagen: Was passiert beim Rückbau? Technical report, Energie Agentur NRW, 2018.
- [44] esri. Funktionsweise von IDW-Interpolation. <https://pro.arcgis.com/de/pro-app/latest/help/analysis/geostatistical-analyst/how-inverse-distance-weighted-interpolation-works.htm>, Zugriff am 23.12.2023, 2023.
- [45] M. Ester, H. Kriegel, J. Sander, and X. Xu. A density-based algorithm for discovering clusters in large spatial databases with noise. In *Proceedings of 2nd International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining (KDD-96)*, 1996.
- [46] Europäische Union. Durchführungsverordnung (EU 2023/138 der Kommission vom 21. Dezember 2022 zur Festlegung bestimmter hochwertiger Datensätze und der Modalitäten ihrer Veröffentlichung und Weiterverwendung. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R0138>, zugegriffen am 21.01.2024, 2022.
- [47] Fachagentur Windenergie an Land. Ausbausituation der Windenergie an Land im Frühjahr 2020: Resreport. Technical report, Fachagentur Windenergie an Land, 2020.

- [48] J. Feng, L. Feng, J. Wang, and C. King. Evaluation of the onshore wind energy potential in mainland China—Based on GIS modeling and EROI analysis. *Resources, Conservation and Recycling*, 152, 2020.
- [49] X. Feng, F. Zhao, G. Jiang, T. Tao, and X. Mei. A tabu memory based iterated greedy algorithm for the distributed heterogeneous permutation flowshop scheduling problem with the total tardiness criterion. *Expert Systems with Applications*, 238, 2024.
- [50] R. Forman and M. Godron. *Landscape Ecology*. John Wiley & Sons, New York, 1986.
- [51] S. Forrest. Genetic algorithms. *ACM Computing Surveys*, 28(1):77–80, 1996.
- [52] S. Frandsen. On the wind speed reduction in the center of large clusters of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39(1–3):251–265, 1992.
- [53] Fraunhofer. Windenergieausbau stagniert. <https://www.iese.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2019/windenergie-ausbau-stagniert.html>, zugegriffen am 23.12.2023, 2019.
- [54] M. Garey and D. Johnson. *Computers and intractability: A guide to the theory of NP-completeness*. W. H. Freeman and Company, 1979.
- [55] R. Gasch and J. Twele. *Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. Teubner, Wiesbaden, 4 edition, 2005.
- [56] M.-A. Gil-Rios, I. Cruz-Aceves, F. Cervantes-Sanchez, I. Guryev, and J.-M. López-Hernández. Automatic enhancement of coronary arteries using convolutional gray-level templates and path-based metaheuristics. In *Recent Trends in Computational Intelligence Enabled Research*, pages 129–153. Elsevier, 2021.
- [57] F. Glover and K. Sörensen. Metaheuristics. <http://www.scholarpedia.org/article/Metaheuristics>, Zugriff am 23.12.2023, 2015.
- [58] S. A. Grady, M. Y. Hussaini, and M. M. Abdullah. Placement of wind turbines using genetic algorithms. *Renewable Energy*, 30(2):259–270, 2005.
- [59] G. Gualtieri. A novel method for wind farm layout optimization based on wind turbine selection. *Energy Conversion and Management*, 193:106–123, 2019.
- [60] D. Guirguis, D. A. Romero, and C. H. Amon. Toward efficient optimization of wind farm layouts: Utilizing exact gradient information. *Applied Energy*, 179:110–123, 2016.

- [61] D. Guirguis, D. A. Romero, and C. H. Amon. Gradient-based multidisciplinary design of wind farms with continuous-variable formulations. *Applied Energy*, 197:279–291, 2017.
- [62] E. Hau. *Windkraftanlagen: Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit*. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 6 edition, 2016.
- [63] V. Henaux, A. Goeffon, and F. Saubion. Evolution of deterministic hill-climbers. In *2020 IEEE 32nd International Conference on Tools with Artificial Intelligence (ICTAI)*. IEEE, 2020.
- [64] D. Hennecke and C. Croonenbroeck. Räumlich-wirtschaftliche Potenzialanalyse von Windkraftanlagen in Deutschland. In *AGIT – Journal für Angewandte Geoinformatik*, volume 7, pages 46–56. Wichmann Verlag, 2021.
- [65] D. Hennecke and C. Croonenbroeck. Spatial-Economic Potential Analysis of Wind Power Plants in Germany. *Wind*, 1(1):77–89, 2021.
- [66] D. Hennecke and C. Croonenbroeck. Gemeindeumfassung beim kommenden Ausbau der Windenergie - ein Ansatz zur Berechnung der potenziellen und bestehenden Umfassung. In *AGIT – Journal für Angewandte Geoinformatik*, volume 9, pages 60–71. Wichmann Verlag, 2023.
- [67] J. Herbert-Acero, O. Probst, P.-E. Réthoré, G. Larsen, and K. Castillo-Villar. A review of methodological approaches for the design and optimization of wind farms. *energies*, 7(11):6930–7016, 2014.
- [68] A. Hoffman and P. Wolfe. “History” in *The Traveling Salesman Problem*. John Wiley, 1985.
- [69] H. H. Hoos and E. Tsang. Local search methods. In *Handbook of Constraint Programming*, pages 135–167. Elsevier, 2006.
- [70] R. Ihaka and R. Gentleman. R: A language for data analysis and graphics. *Journal of Computational and Graphical Statistics*, 5(3):299–314, 1996.
- [71] N. Jensen. A note on wind generator interaction. Technical report Riso-M-2411. Technical report, 1983.
- [72] K. Johansen and J. Emborg. Wind farm acceptance for sale? Evidence from the Danish wind farm co-ownership scheme. *Energy Policy*, 117:413–422, 2018.
- [73] I. Katic, J. Højstrup, and N. Jensen. A simple model for cluster efficiency. *Environmental Science*, 1987.

- [74] N. Kirchner-Bossi and F. Porte-Agel. Realistic wind farm layout optimization through genetic algorithms using a gaussian wake model. *energies*, 11(3268):1–26, 2018.
- [75] N. Kirchner-Bossi and F. Porté-Agel. Wind farm power density optimization according to the area size using a novel self-adaptive genetic algorithm. *Renewable Energy*, 2023.
- [76] A. Klaus and R. Beckmann. Fachkräfteengpassanalyse 2022. Technical report, Bundesagentur für Arbeit, 2023.
- [77] M. Klärle. Rechnen für den Klimaschutz - Teil 4: Wie viel Fläche brauchen die erneuerbaren Energien? *VDV magazin*, 6:494–495, 2022.
- [78] N. Koldrack, R. Bill, and U. Walz. GIS-basierte Ermittlung der Flächeninanspruchnahme für Energieinfrastrukturen in Deutschland. *gis.Science*, 2:55–63, 2014.
- [79] E. Landau. *Handbuch der Lehre von der Verteilung der Primzahlen*. B. G. Teubner, 1909.
- [80] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Flächenanalyse Windenergie NRW - Zwischenbericht. Technical report, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, 2023.
- [81] Landesregierung Nordrhein-Westfalen. Gesetz über den Zugang zu digitalen Geodaten Nordrhein-Westfalen (Geodatenzugangsgesetz - GeoZG NRW). https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_text_anzeigen?v_id=100000000000000000408, zugegriffen am 21.01.2024, 2009.
- [82] Landesregierung Nordrhein-Westfalen. Klima- und Energieministerium erweitert Möglichkeiten zum Ausbau der Wind-, der Freiflächen-Solar- und der Bio-Energie. <https://www.land.nrw/pressemitteilung/klima-und-energieministerium-erweitert-moeglichkeiten-zum-ausbau-der-wind-der>, zugegriffen am 01.12.2023, 2022.
- [83] G. Larsen. *A Simple Wake Calculation Procedure*. Number M-2760. Riso National Laboratory, 1988.
- [84] Z. Lei, S. Gao, Y. Wang, Y. Yu, and L. Guo. An adaptive replacement strategy-incorporated particle swarm optimizer for wind farm layout optimization. *Energy Conversion and Management*, 269, 2022.
- [85] M. Li, M. Lou, S. Deng, and L. Wang. TRF-WGHC—Top-Ranking filter and wrapper-based greedy hill-climbing gene selection for microarray-based cancer classification. *Biomedical Signal Processing and Control*, 86, 2023.

- [86] N. Li, Y. Zhou, Q. Luo, and H. Huang. Discrete complex-valued code pathfinder algorithm for wind farm layout optimization problem. *Energy Conversion and Management: X*, 16, 2022.
- [87] W. Li, E. Özcan, and R. John. Multi-objective evolutionary algorithms and hyper-heuristics for wind farm layout optimisation. *Renewable Energy*, 105:473–482, 2017.
- [88] I. Lütkehus, H. Salecker, and K. Adlunger. Potential der Windenergie an Land. Technical report, Umweltbundesamt, 2013.
- [89] D. Mack. *Metaheuristiken zur Lösung von Standardproblemen des Cutting and Packing*. phdthesis, FernUniversität in Hagen, Hagen, 2010.
- [90] W. Mebane and J. S. Sekhon. Genetic optimization using derivatives: The rgenoud package for R. *Journal of Statistical Software*, 42(11):1–26, 2011.
- [91] N. Minamikawa. Geodesic property of greedy algorithms for optimization problems on jump systems and delta-matroids. *Discrete Applied Mathematics*, 344:43–67, 2024.
- [92] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung. Anlage 3 der Richtlinie zum Zwecke der Neuaufstellung, Änderung und Ergänzung Regionaler Raumentwicklungsprogramme in Mecklenburg-Vorpommern. Technical report, Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung, 2012.
- [93] P. Mittal and K. Mitra. Decomposition based multi-objective optimization to simultaneously determine the number and the optimum locations of wind turbines in a wind farm. *IFAC-PapersOnLine*, 50(1):159–164, 2017.
- [94] G. Mosetti, C. Poloni, and B. Diviacco. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 51(1):105–116, 1994.
- [95] A. Neiva, V. Guedes, C. Massa, and D. de Freitas. A review of wind turbine wake models for microscale wind park simulations. In *25th ABCM International Congress of Mechanical Engineering - COBEM*, Uberlândia, 2019.
- [96] C. Nikendei, T. J. Bugaj, F. Nikendei, S. J. Kühl, and M. Kühl. Klimawandel: Ursachen, Folgen, Lösungsansätze und Implikationen für das Gesundheitswesen. *Zeitschrift für Evidenz, Fortbildung und Qualität im Gesundheitswesen*, 156-157:59–67, 2020.
- [97] NumPy. NumPy documentation. <https://numpy.org/doc/stable/>, Zugriff am 28.11.2023, 2023.

- [98] S. Ott and M. Nielsen. Developments of the offshore wind turbine wake model Fuga. *DTU Wind Energy E*, (0046), 2014.
- [99] X. Ouyang and B. Lin. Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*, 70:64–73, 2014.
- [100] M. Papageorgiou, M. Leibold, and M. Buss. *Optimierung*. Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [101] L. Parada, C. Herrera, P. Flores, and V. Parada. Wind farm layout optimization using a Gaussian-based wake model. *Renewable Energy*, 107:531–541, 2017.
- [102] J. W. Park, B. S. An, Y. S. Lee, H. Jung, and I. Lee. Wind farm layout optimization using genetic algorithm and its application to Daegwallyeong wind farm. *JMST Advances*, 1:249–257, 2019.
- [103] Regionaler Planungsverband Vorpommern. Regionalen Raumentwicklungsprogramms Vorpommern. Technical report, Regionaler Planungsverband Vorpommern, 2022.
- [104] E. Reingold. On the optimality of some set algorithms. *J. ACM*, 19(4):649–659, 1972.
- [105] J. D. Rhodes, C. King, G. Gulen, S. M. Olmstead, J. S. Dyer, R. E. Hebner, F. C. Beach, T. F. Edgar, and M. E. Webber. A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. *Energy Policy*, 102:491–499, 2017.
- [106] K. Rutanen. O-notation in algorithm analysis. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1309.3210>, zugegriffen am 22.12.2023, 2013.
- [107] A. Schumacher. *Optimierung mechanischer Strukturen*. Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [108] Sekretariat der Klimarahmenkonvention. Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Technical report, Vereinte Nationen, 1998.
- [109] A. Senderovich, J. Zhang, E. Cohen, and J. C. Beck. Exploiting hardware and software advances for quadratic models of windfarm layout optimization. *IEEE Access*, 10:78044–78055, 2022.
- [110] J. Serrano González, M. Burgos Payán, J. M. R. Santos, and F. González-Longatt. A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:133–144, 2014.

- [111] R. Shakoor, M. Y. Hassan, A. Raheem, and Y.-K. Wu. Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen’s model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58:1048–1059, 2016.
- [112] W. Shen, X. Chen, J. Qiu, J. Hayward, S. Sayeef, P. Osman, K. Meng, and Z. Dong. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 2020.
- [113] W. Short, D. Packey, and T. Holt. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies.
- [114] B. I. Simmons, C. Hoeppeke, and W. J. Sutherland. Beware greedy algorithms. *Journal of Animal Ecology*, 88(5):804–807, 2019.
- [115] J. Simpson, E. Loth, and K. Dykes. Cost of valued energy for design of renewable energy systems. *Renewable Energy*, 153:290–300, 2020.
- [116] M. Sipser. The history and the status of the P versus NP Question. In *24. STOC Proc.*, 1992.
- [117] G. Skinitis, T. Daras, and T. Tsoutsos. Analysis of the community acceptance factors for potential wind energy projects in greece. *Sustainability*, 14(23), 2022.
- [118] Z. Song, Z. Zhang, and X. Chen. The decision model of 3-dimensional wind farm layout design. *Renewable Energy*, 85:248–258, 2016.
- [119] K. Sorensen, M. Sevaux, and F. Glover. *Handbook of Heuristics*, chapter A history of metaheuristics, pages 791–808. arXiv, 2017.
- [120] Statista. Durchschnittliche EEG-Vergütung von Onshore-Windenergieanlagen in den Jahren 2000 bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/173266/umfrage/durchschnittliche-eeg-verguetung-von-wind-onshore-bis-2015/>, zugegriffen am 23.12.2023, 2021.
- [121] Statista. CO2-Emissionen weltweit in den Jahren 1960 bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37187/umfrage/der-weltweite-co2-ausstoss-seit-1751/>, zugegriffen am 16.12.2023, 2023.
- [122] Statista. Entwicklung des Zinssatzes der Europäischen Zentralbank für das Hauptrefinanzierungsgeschäft von 1999 bis 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/201216/umfrage/ezb-zinssatz-fuer-das-hauptrefinanzierungsgeschaefte-seit-1999/>, zugegriffen am 24.01.2024, 2023.

- [123] Statista. Weltweite Versicherungsschäden verursacht durch Naturkatastrophen von 1970 bis 2021. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/241142/umfrage/versicherungsschaeden-von-naturkatastrophen-weltweit/>, zugegriffen am 16.12.2023, 2023.
- [124] Statistisches Bundesamt. Pressemitteilung: Stromerzeugung 2022: Ein Drittel aus Kohle, ein Viertel aus Windkraft. Technical Report 090, Statistisches Bundesamt, 2023.
- [125] Statistisches Bundesamt. Pressemitteilung: Stromerzeugung im 3. Quartal 2023: Ein Fünftel weniger Strom als im Vorjahresquartal. Technical Report 462, Statistisches Bundesamt, 2023.
- [126] S. Taeger and L. Ulferts. Von Windparks umzingelt – oder nicht? – ein GIS-gestützter Ansatz zur Ermittlung der optisch bedrängenden Wirkung von Windenergieanlagen im Zuge der Regionalplanung. In *AGIT – Journal für Angewandte Geoinformatik*, volume 3, pages 130–139. Wichmann Verlag, 2017.
- [127] S. Tao, S. Kuenzel, Q. Xu, and Z. Chen. Optimal micro-siting of wind turbines in an offshore wind farm using frandsen–gaussian wake model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(6):4944–4954, 2019.
- [128] S. Tao, Q. Xu, A. Feijoo, P. Hou, and G. Zheng. Bi-hierarchy optimization of a wind farm considering environmental impact. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(4):2515–2524, 2020.
- [129] J. J. Thomas and A. Ning. A method for reducing multi-modality in the wind farm layout optimization problem. *IOP Conf. Series: Journal of Physics*, 1037:1–11, 2018.
- [130] Tran, T. & Smith, A. Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into lcoe calculations for emerging renewable energy technologies. *Applied Energy*, 216:157–171, 2018.
- [131] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, and O. Edenhofer. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63:61–75, 2013.
- [132] I. Ulku and C. Alabas-Uslu. A new mathematical programming approach to wind farm layout problem under multiple wake effects. *Renewable Energy*, 136:1190–1201, 2019.
- [133] Umwelt Plan. Gutachten zur „Umfassung von Ortschaften durch Windenergieanlagen“. Technical report, Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern, 2013.

- [134] A. Vazquez and G. Iglesias. Capital costs in tidal stream energy projects – a spatial approach. *Energy*, 107:215–226, 2016.
- [135] U. Walz. *Landschaftsstrukturmaße und Indikatorensysteme zur Erfassung und Bewertung des Landschaftswandels und seiner Umweltauswirkungen – unter besonderer Berücksichtigung der biologischen Vielfalt*. Habilitationsschrift, Universität Rostock, Rostock, 2013.
- [136] J. Wang, G. Zhou, D. Lin, Y. Hong, Z. Liang, R. Dong, and L. Yang. An autofocusing method for dynamic surface-enhanced Raman spectroscopy detection realized by optimized hill-climbing algorithm with long time stable hotspots. *Spectrochimica Acta Part A: Molecular and Biomolecular Spectroscopy*, 299, 2023.
- [137] Y. Wang, Y. Tang, J. Zuo, and K. Bartsch. Exploring rumor combating behavior of social media on NIMBY conflict: Temporal modes, frameworks and strategies. *Environmental Impact Assessment Review*, 96, 2022.
- [138] D. Wolpert and W. Macready. What is important about the no free lunch theorems? *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 1:373–388, 1997.
- [139] M. Wolsink. Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support. *Renewable Energy*, 21(1):49–64, 2000.
- [140] S. L. Wong, N. Ngadi, T. A. T. Abdullah, and I. M. Inuwa. Recent advances of feed-in tariff in malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41:42–52, 2015.
- [141] Y. Wu, S. Zhang, R. Wang, Y. Wang, and X. Feng. A design methodology for wind farm layout considering cable routing and economic benefit based on genetic algorithm and GeoSteiner. *Renewable Energy*, 146:687–698, 2020.
- [142] R. Wustenhagen, M. Wolsink, and M. Burer. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 35(5):2683–2691, 2007.
- [143] G. Xiaoxia, Y. Li, F. Zhao, and H. Sun. Comparisons of the accuracy of different wake models in wind farm layout optimization. *Energy Exploration & Exploitation*, 38(5):1725–1741, 2020.
- [144] G. Xiaoxia, H. Yang, and L. Lu. Optimization of wind turbine layout position in a wind farm using a newly-developed two-dimensional wake model. *Applied Energy*, 174:192–200, 2016.
- [145] K. Yang, G. Kwak, K. Cho, and J. Huh. Wind farm layout optimization for wake effect uniformity. *Energy*, 183:983–995, 2019.
- [146] X. Yu and Y. Lu. Reinforcement learning-based multi-objective differential evolution for wind farm layout optimization. *Energy*, 284, 2023.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Statistik aller offenen Arbeitsstellen in Deutschland (2011 - 2023)[123].	3
1.2	Gliederung der Dissertation.	6
2.1	Entwicklung des EEG und der Zubau von WKA. Eigene Darstellung nach: [17, 20, 37]	9
2.2	Inhalte des 'Sommerpakets' 2022. Eigene Darstellung nach [18].	11
2.3	Schaubild zu Komplexitätsklassen. Vergleich $P \neq NP$ und $P = NP$	16
3.1	Leistung (Leistungskurven) von 12 beispielhaft ausgewählten Turbinen in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit [29].	20
3.2	Einstellung gegenüber Windenergie gemäß einer Studie aus Griechenland [117]	23
3.3	Schaubild zum Thema WFLO und Wake-Effekte.	25
3.4	Strömungsverlauf und Auswirkungen durch eine mechanische Leistungs- entnahme nach Betz (verändert nach [62]).	27
3.5	Leistungsbeiwert in Abhängigkeit zu x ($\frac{v_2}{v_1}$).	29
3.6	Visualisierung des Nachlauf-Effekts nach Jensen unter Einbezug der Gauß- schen Verteilung des Windprofils [60].	30
3.7	Visualisierung der im Jensen-Modell genutzten Variablen sowie dem Wind- schattentrapez (vgl. Gleichung 3.16).	31
3.8	Konzeptionelle Abbildung des Grundprinzips eines genetischen Algorith- mus (Ablaufdiagramm einer eigenen Umsetzung).	35
3.9	Konzeptionelle Abbildung eines Greedy-Algorithmus (Ablaufdiagramm einer eigenen Umsetzung).	37
3.10	Problematik des Greedy-Algorithmus. a) Ein Graph als Basisproblem, b) der Lösungsweg eines Greedy-Algorithmus, c) der ideale Weg [114].	38
4.1	Längliche Formen der wirtschaftlich potentiellen Flächen.	44
4.2	Berechnete LCOE (a) und ALCOE (b) in Deutschland.	46
4.3	Prozentsatz der Landfläche (Bundesländer) attraktiver Flächen (LCOE) [64].	48
4.4	Prozentsatz der Landfläche (Bundesländer) attraktiver Flächen (ALCOE) [64].	49

5.1	UML-Ablaufdiagramm zur Berechnung der Umzingelung von Gemeinden (gesamter Prozess).	54
5.2	UML-Ablaufdiagramm der Funktion GenerateAngleGroups.	56
5.3	UML-Ablaufdiagramm der Funktion EvaluateGroups.	57
5.4	Test-Ergebnisse zur Ermittlung eines sinnvollen Observerabstands. Rot: Verbotsflächen; Orange: eingeschränkt bebaubare Flächen; Grün: unbetroffene Flächen; Grau: Ortslage; Punkte: Windkraftanlagen (Koordinatensystem: WGS84 UTM 32N EPSG: 32632).	63
5.6	Ergebnis der Testberechnung (bestehende Windkraftanlagen (Punkte), Ortslage (grau), mögliche Baufläche ohne bisherigem Umfassungseinfluss (grün), eingeschränkt bebaubare Flächen (orange), Verbotsflächen hinsichtlich der Umfassung (rot)).	65
5.5	Beispiel für die Validierung der eingeschränkt bebaubaren Flächen und Verbotsflächen (Ortslage (grau), Windkraftanlagenstandorte (Punkte), eingeschränkt bebaubare Flächen (orange), Verbotsflächen(rot)).	66
5.7	Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 1 für die gesamte Fläche von NRW.	69
5.8	Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 2 für die gesamte Fläche von NRW.	69
5.9	Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 3 für die gesamte Fläche von NRW.	70
5.10	Ergebnisse der Umzingelungsberechnung des Szenario 4 für die gesamte Fläche von NRW.	70
5.11	Vergleich der Verbotsflächen zwischen den vier Szenarien.	73
5.12	Einzelfallbetrachtung zum Vergleich der Szenarien. Untersuchung der potenziellen Auswirkungen eines Rückbaus bzw. Zubaus von Anlagen.	73
5.13	Ergebnisse der Gemeinden Ense und Gescher. Zusammenhänge Verteilung bzw. Menge der Siedlungsgebiete (Ortslagen) und die der Turbinen mit den Umfassungsergebnissen.	74
5.14	Ergebnisvergleich der Berechnungsformen.	75
6.1	UML-Diagramm des WFLO-Algorithmus.	80
6.2	UML-Diagramm der Funktion zur Ermittlung des lokalen Optimums.	82
6.3	Interpolierte Hauptwindrichtungen in Deutschland, kombiniert mit den Windgeschwindigkeiten des Deutschen Wetterdienstes. Entnommen aus Croonenbroeck & Hennecke [31].	86
6.4	Erklärungsbeispiel für den Algorithmus zur Detektion und Bereinigung von länglichen Flächen.	88
6.5	Ergebnis des MFS, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke [30] zur Validierung von Algorithmen der WFLO.	92

6.6	Schrittweise Ergebnisse des MFS, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke [30] zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Abgebildet sind die Berechnungsstände 1, 20, 60 und 79 nach Anzahl der Turbinen. Die x- und y-Achsen bilden die Koordinaten im WGS84 UTM 32N Koordinatensystem (EPSG:32632) ab, wo sich das Testgebiet aufspannt.	94
6.7	Ergebnis des genoud WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke [30] zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.	95
6.8	Vergleich der Fallstudien-Ergebnisse hinsichtlich der Unterschiede zwischen dem Basis-MFS und dem MFS inkl. der Erweiterung zu Berechnung der Umzingelungswirkung durch WKA (Fallbeispiel 3).	98
6.9	Vergleich der Fallstudien-Ergebnisse hinsichtlich der Unterschiede zwischen dem Basis-MFS und dem MFS inkl. der Erweiterung zu Berechnung der Umzingelungswirkung durch WKA (Fallbeispiel 4).	99

Tabellenverzeichnis

2.1	Laufzeitklassen, verändert nach [12].	14
3.1	Beispiele zu den Klassen der metaheuristischen Algorithmen (Verändert nach Glover und Sörensen [57].	34
4.1	Installationskosten in €/kW installierter Leistung [34].	40
4.2	Deskriptive Analyse der ALCOE aufgeschlüsselt nach Bundesländern (Stichprobenumfang (n) je Bundesland).	47
4.3	Ergebnisse der Komplexitätsanalyse mittels Shape-Index.	50
5.1	Evaluierung Observerabstand.	63
5.2	Prozentuale Abweichung der Ergebnisse der Observerabstände (100 m, 200 m, 300 m) zu den Ergebnissen des 50 m Observerabstands.	64
5.3	Deskriptive Statistik der vier Szenarienergebnisse auf Basis der prozentualen Anteile der Flächen.	71
5.4	Korrelationskoeffizient der Siedlungsflächen und WKA mit den prozentualen Anteilen der Verbotsflächen, aufgeschlüsselt auf die vier Szenarien.	74
6.1	Genutzte Kriterien zur Ermittlung der Windpotentialflächen in NRW auf Basis des Windenergie-Datensatzes der Planungskarte Wind des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW.	90
6.2	Vergleich der WFLO-Algorithmen.	95
6.3	Informationen zu den Potentialflächen und den Ergebnissen der Fallstudie.	97

Eidesstattliche Versicherung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, alle Ausführungen, die anderen Schriften wörtlich oder sinngemäß entnommen wurden, kenntlich gemacht sind und die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Fassung noch nicht Bestandteil einer Studien- oder Prüfungsleistung war.

Rostock, 31. Januar 2024

M.Eng. David Hennecke



David Hennecke

Geboren am 12. Juni 1988
in Stuttgart – Deutschland

Dorfstraße 27
18182 Rövershagen

✉ david.hennecke@googlemail.com

☎ 0170 4725027

Interessen

- Familie
- Fitness
- Freunde
- Musik
- Bergsport
- Pen & Paper

Ausbildung

2024. Dr. Ing. Geoinformatik

Universität Rostock

**2015. M. Eng. Geoinformation
und Kommunaltechnik**

Frankfurt University of Applied
Sciences

2013. B. Sc. Geographie

Universität Innsbruck

Aktuelle berufliche Situation

seit Sep. 2018 **Wissenschaftlicher Mitarbeiter**

Universität Rostock – Professur für Geodäsie und Geoinformatik

Lehre: Übungen für die Module Geoinformatik (ArcGIS) und
Umweltinformatik (QGIS, Datenanalyse mittels Python)

Wissenschaft: Datenmodellierung, Prozessautomatisierung
und Optimierungen im Bereich Windenergiepotentiale

Sonstiges: Programmierung diverser Web(GIS)-Applikationen
inkl. Datenbankbindung (PostGIS), Visual-Skripting Software
für Anwendungen aus der Geoinformatik

Werdegang

Jan. 2017 – Aug. 2018 **Sachbearbeiter NOUN3D**

imp GmbH

Erstellung von 3D-Szenen für die Strom-Trassenplanung;

Fotomontagen; CAD-Arbeiten; Autodesk-Produkte;

OpenSceneGraph; MicroStation; Global Mapper; Gimp

Feb. 2016 — Sept. 2016 **Projektmitarbeiter**

Frankfurt University of Applied Sciences

Erstellung eines Solardachkatasters für das Land Hessen;

Erfassung, Verwaltung und Analyse von Geodaten; (Esri)

GIS-Produkte; Blender; FME; Agisoft PhotoScan

Programmierung

Python ● ● ● ●

Javaskript ● ● ● ○

SQL ● ● ○ ○

C-Sharp ● ● ○ ○

PHP ● ○ ○ ○

Sprachen

Deutsch ● ● ● ●

Englisch ● ● ○ ○

Sonstiges

IT-Kleinunternehmen (VOR-Analysis.com GmbH & Co. KG)

Snowboardlehrer