



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

## **Bachelorarbeit**

Sabeer Jawan Shir

# **Projektplanung für die Errichtung und Inbetriebnahme eines onshore Windparks**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Mechanical Engineering and  
Production Management*

**Sabeer Jawan Shir**

**Projektplanung für die Errichtung und  
Inbetriebnahme eines onshore  
Windparks**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Produktionstechnik und -management  
am Department Maschinenbau und Produktion  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer/in: Prof. Dr.-Ing. Birgit Koeppen  
Zweitprüfer/in : Prof. Dipl.-Ing. Peter Dalhoff

Abgabedatum: 18.08.2015

# **Zusammenfassung**

**Sabeer Jawan Shir**

## **Thema der Bachelorthesis**

Projektplanung für die Errichtung und Inbetriebnahme eines onshore Windparks

## **Stichworte**

Projektplanung, onshore, Windenergie, EEG... und viele weitere interessante Stichwörter

## **Kurzzusammenfassung**

Die Planung, Errichtung und Inbetriebnahme eines onshore Windparks mit mindestens 20 WEA kann bis zu 5 Jahren dauern und muss ein förmliches Genehmigungsverfahren nach BImSchG durchlaufen. In dieser Arbeit werden die einzelnen Projektphasen der Planung und Realisierung dargestellt und die Komplexität eines derartig großen Projektes aufgezeigt.

**Sabeer Jawan Shir**

## **Title of the paper**

Project planning for the construction and start-up procedure of an onshore wind farm

## **Keywords**

project planning, onshore, wind energy, ... and other interesting words describing the whole process

## **Abstract**

The planning, construction and startup procedure of an onshore wind farm with at least 20 wind turbines may take up to 5 years and must go through a formal approval process by BImSchG. In this work, the individual phases of the project planning and implementation are presented and demonstrated the complexity of such a large project.

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>1</b>
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Aufbau der Arbeit	2
<b>2</b>	<b>THEORETISCHE GRUNDLAGEN</b>	<b>3</b>
2.1	Potenzial der Windenergie	3
2.2	Annahmen	5
2.3	Projektphasen und Ablauf	6
<b>3</b>	<b>PROJEKTPLANUNG FÜR DIE ERRICHTUNG EINES ONSHORE-WINDPARKS</b>	<b>8</b>
3.1	Standortsuche	8
3.2	Standortanalyse	11
3.2.1	Abschätzung der Windverhältnisse	12
3.2.2	Ertragsprognose	13
3.2.3	Bodentests	14
3.2.4	Grundstückssicherung	15
3.3	Entwurf des Windparklayouts	17
3.3.1	Schallimmission	18
3.3.2	Schattenwurf	20
3.4	Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG	21
3.4.1	Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)	22
3.4.2	Gesetze und Regelwerke	23
3.5	Umfeldbeeinträchtigungen	23
3.5.1	Landschaftspflegerischer Begleitplan (LBP)	24
3.5.2	Öffentlichkeitsarbeit	25

<b>4</b>	<b>REALISIERUNG</b>	<b>26</b>
4.1	Technikauswahl	26
4.1.1	Konstruktiver Aufbau	26
4.1.1.1	Rotor	28
4.1.1.2	Triebstrang	31
4.1.1.3	Hilfsaggregate und sonstige Einrichtungen	37
4.1.1.4	Turm- und Fundamentvarianten	38
4.1.2	Anlagenkonzepte	43
4.2	Logistische Aspekte	47
4.2.1	Transport und Zufahrtswege	47
4.3	Montage und Inbetriebnahme	50
<b>5</b>	<b>PROJEKTPLANUNG</b>	<b>53</b>
5.1	Projektstrukturplan	53
5.2	Arbeitspaketbeschreibung	55
5.3	Zeitplanung	61
<b>6</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>62</b>
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b>	<b>63</b>
<b>8</b>	<b>ANHANG</b>	<b>67</b>
<b>9</b>	<b>SELBSTSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG</b>	<b>71</b>

# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

2.1: Ziele der Bundesregierung	3
2.2: Strommix in Deutschland 2014	4
2.3: Entwicklung der Baugrößen Rotordurchmesser und Nennleistung	6
2.4: Projektphasen eines Windparkprojektes	7
3.1: Flächennutzungsplan	9
3.2: Anforderungen und Einrichtungen zum Netzanschluss von WEA	10
3.3: Leistungsbeiwerte ausgeführter Windkraftanlagen	14
3.4: Abstände zwischen Windkraftanlagen in einem Windpark	18
3.5: Schallimmissionsprognosen für WEA	19
3.6: Schattenwurfprognosen für WEA	21
4.1: Horizontalachsen-Windkraftanlage	27
4.2: Nabenbauformen	29
4.3: Ablösung der Strömung am Rotorblatt ohne Verstellung des Blatteinstellwinkels	30
4.4: Regelung der Rotorleistungsaufnahme durch Verstellen des Blatteinstellwinkels	30
4.5: Exemplarischer Aufbau des Triebstrangs	31
4.6: Baumasse und relative Kosten unterschiedlicher Getriebebauarten	35
4.7: Marktanteil der Generatorbauarten	36
4.8: Konstruktive Konzeption des Hybridturms	41
4.9: Anstieg der Baumasse mit der Höhe für Stahlrohr- und Gittertürme	42
4.10: Anstieg der Kosten mit der Höhe für verschiedene Turmkonzeptionen	42
4.11: Typen von netzeinspeisenden Anlagen	45
4.12: Beispielhafter Aufbau eines Weges	48
5.1: Projektstrukturplan	54
5.2: Ablauf Windparkprojekt	61

# TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3.1: Auszug aus den Abstandsregelungen für WEA in Schleswig-Holstein	11
Tabelle 3.2: Checkliste über den Inhalt eines Pachtvertrages	16
Tabelle 3.3: Zulässige Schalleistungspegel-Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz vor Lärm nach BImSchG §48	19

# ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetzes
WEA	Windenergieanlage
WKA	Windkraftanlage
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BWE	Bundesverband WindEnergie
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
BauGB	Baugesetzbuch
SODAR	Sonic Detecting and Ranging
LIDAR	Light Detecting and Ranging
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Programme
D	Durchmesser
TA Lärm	Technische Anleitung Lärm
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
LBP	Landschaftspflegerischer Begleitplan
StVO	Straßenverkehrsordnung
CFD	Computational Fluid Dynamics



# 1 EINLEITUNG

Angesichts der steigenden Weltbevölkerung und des daraus resultierenden Bedarfs an Energie bei gleichzeitig immer knapper werdenden Ressourcen hat die Bundesregierung im September 2010 ein Energiekonzept beschlossen, welches folgende Aufgabe hat:

*„Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit, ein wirksamer Klima- und Umweltschutz sowie eine wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung sind [...] zentrale Voraussetzungen, dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt.“ [7, S. 3]*

Nach den Ereignissen in Fukushima im März 2011 erfolgte eine umfassende Überarbeitung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die zum 1. Januar 2012 in Kraft trat und die im Energiekonzept genannten Ausbauziele des Stromsektors in einer Rechtsgrundlage verankerte. In Deutschland besteht das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch schrittweise bis 2050 auf mindestens 80 % zu steigern und bis zum Jahr 2022 alle Atomkraftwerke vom Netz zu nehmen.

Eine zentrale Rolle für das Erreichen der Erneuerbare-Energien-Ziele spielt das Repowering. Hierbei werden alte Windenergieanlagen (WEA) durch moderne, effizientere Turbinen ersetzt. Da moderne WEA das Windangebot besser ausnutzen, kann *„bei einer Halbierung der Anlagenzahl und gleichzeitiger Verdopplung der Leistung durch effizientere Nutzung der Standorte eine Verdreifachung des Ertrages“* erreicht werden. [11, S. 8]

Aufgrund der Aktualität und der Bedeutung des Themas hat sich die für diese Arbeit gewählte Aufgabenstellung ergeben.

## 1.1 AUFGABENSTELLUNG

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, eine vollständige Planung für die Errichtung und Inbetriebnahme eines Onshore-Windparks zu erstellen.

Hierzu werden zunächst die Grundlagen der Windenergiegewinnung dargestellt. Anschließend werden alle Projektphasen chronologisch dargestellt und die Anforderungen und Rahmenbedingungen von Windenergieanlagenhersteller, Projektplanungsbüros, Energiekonzernen und Behörden analysiert.

Dabei werden Aspekte wie die Vorklärung, Standortanalyse und rechtliche Rahmenbedingungen oder auch die Technikauswahl sowie logistische und personelle Fragen berücksichtigt.

Abschließend wird ein Projektplan erstellt, welcher neben einem Projektstrukturplan auch eine Arbeitspaketbeschreibung und eine Zeitplanung in Form eines Gantt-Charts enthält.

## 1.2 AUFBAU DER ARBEIT

Der Aufbau der vorliegenden Arbeit spiegelt die aufeinander folgenden Phasen einer Windparkprojekt-Planung wider.

Zu Beginn werden in Kapitel 2 der theoretischen Grundlagen dargelegt, wobei auch alle Projektphasen dargestellt werden.

Im 3. Kapitel, welches die Planungsphase des Projektes diskutiert, werden vorbereitende Maßnahmen beschrieben, die notwendig sind, um einen Bauantrag nach BImSchG zu stellen. Zunächst müssen Projektierer einen geeigneten Standort für den Windpark finden, was in Kapitel 3.1 beschrieben wird. Kapitel 3.2 stellt die einzelnen Punkte der Standortanalyse dar, die vor der endgültigen Standortwahl durchgeführt werden. Die nächste Phase des Projektes ist die Konfiguration und der Entwurf eines Windparklayouts, die in Kapitel 3.3 beschrieben werden. Anschließend folgt in Kapitel 3.4 die Darstellung des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG als ersten Meilenstein des Projektes. Es werden in Kapitel 3.5 ebenfalls Aspekte wie die Akzeptanz und Umfeldbeeinträchtigungen vorgestellt.

Nachdem die Baugenehmigung eingeholt wurde, beginnen die Projektierer mit der Auftragsvergabe und dem Erwerb der WEA. Hierfür wird in Kapitel 4.1 die Technik, die zur Auswahl steht, vorgestellt und die einzelnen Komponenten der WEA werden beschrieben. In Kapitel 4.2 werden die logistischen Aspekte wie Zufahrtswege und Transportmittel präsentiert.

In Kapitel 4.3 wird die letzte Phase, mit der sich diese Arbeit befasst, die Montage und Inbetriebnahme, beschrieben.

Im 5. Kapitel dieser Arbeit wird die Projektplanung in einem Projektstrukturplan und einer Zeitplanung mittels eines Gantt-Charts sowie der Arbeitspaketbeschreibung zusammengefasst.

Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung in Kapitel 6.

## 2 THEORETISCHE GRUNDLAGEN

Im Folgenden werden die theoretischen Grundlagen erläutert, auf die sich die vorliegende Arbeit stützt.

In Kapitel 2.1 werden das Potenzial und die Bedeutung der Windenergie beschrieben. Kapitel 2.2 legt den Fokus auf die Annahmen, auf denen die Projektplanung beruht und die notwendigerweise getroffen werden müssen, um die Komplexität und den Umfang der Planung ausreichend zu begrenzen. Abschließend werden in Kapitel 2.3 die einzelnen Projektphasen von der Planung bis hin zur Inbetriebnahme des Windparks beschrieben.

### 2.1 POTENZIAL DER WINDENERGIE

Laut EEG ist das große Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2050, den Anteil des Stroms aus regenerativen Energiequellen wie in Abbildung 2.1 dargestellt auf 80 % zu erhöhen.

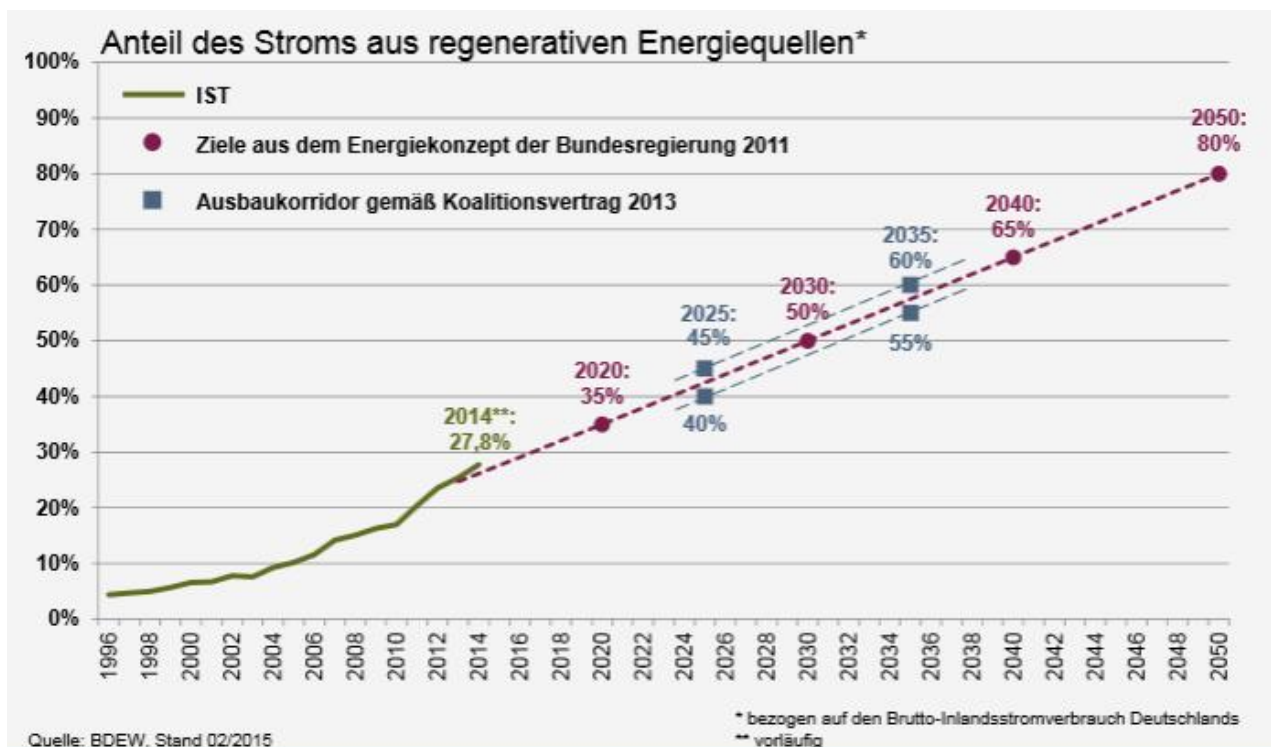


Abbildung 2.1: Ziele der Bundesregierung [8]

Unter erneuerbaren bzw. regenerativen Energien wird die Stromproduktion aus Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse sowie Wind verstanden, wobei sich Letztere in Onshore- und Offshore-Windkraftnutzung unterteilen lässt. Onshore steht für die Windenergiegewinnung an Land und Offshore für die Energiegewinnung auf See. Wie aus Abbildung 2.2 hervorgeht, stellt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 26,2 Prozent den prozentual höchsten Anteil der Energie in Deutschland.

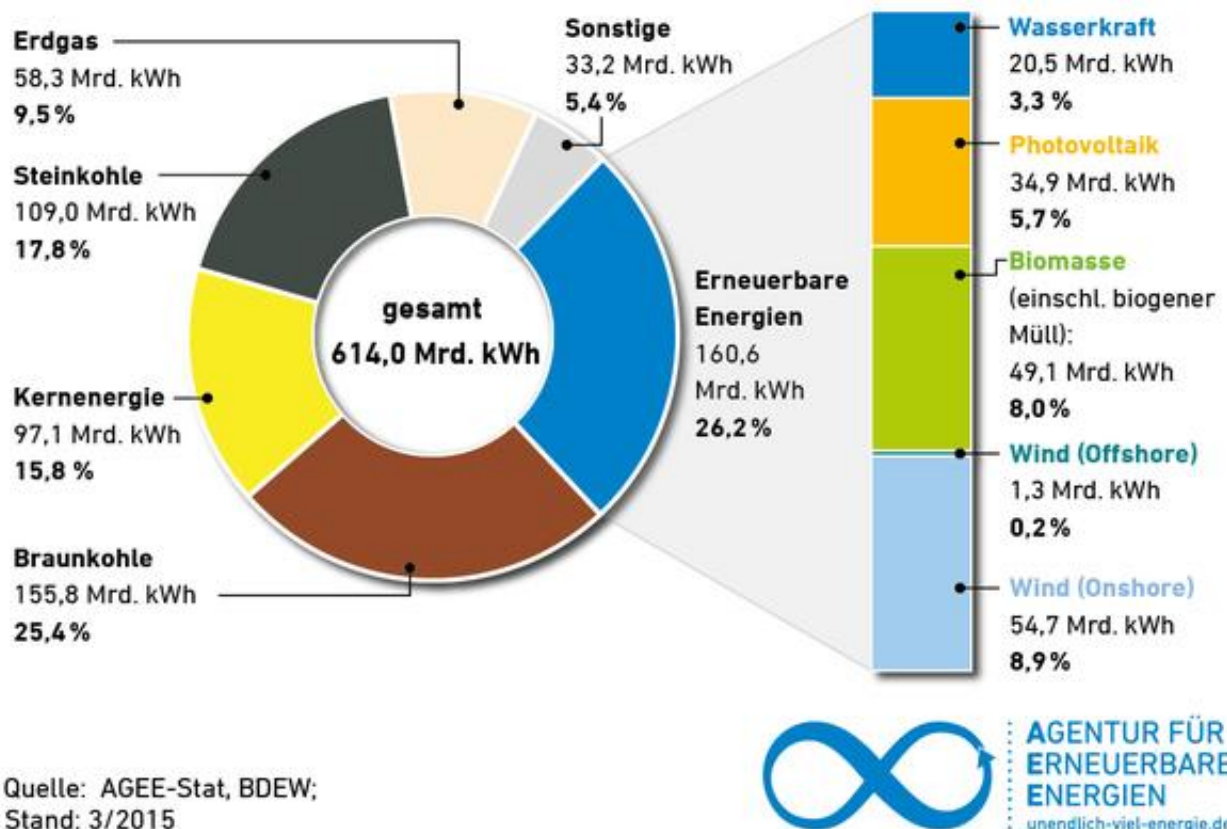


Abbildung 2.2: Strommix in Deutschland 2014 [1]

Die Windenergie ist eine der ältesten der vom Menschen genutzten Energieformen und ist bereits im Jahre 1750 v. Chr. in Babylon genutzt worden, um Musik zu erzeugen, und wurde auch im alten China und in Persien mit Hilfe von Windsegeln und -schaufeln einem wirtschaftlichen Nutzen zugeführt.

Sie galt lange „als grüne, typisch deutsche Spinnerei“. [15]

Das als wirre Vision Abgestempelte ist heute Staatsziel und bis zum Jahr 2020 soll in Deutschland mindestens jede dritte Kilowattstunde aus Sonne, Wind, Wasser und Biomasse kommen. Bereits heute macht die Onshore-Windenergie mit einer installierten Gesamtleistung von 38,115 MW und einem Strommixanteil von über 8 Prozent fast die Hälfte des gesamten erneuerbaren Stroms in Deutschland aus. [13]

Laut dem Bundesverband WindEnergie (BWE) sind die Möglichkeiten der Windenergienutzung an Land noch lange nicht ausgeschöpft. Das Repowering, bei dem unter Halbierung der Anlagenzahl und Verdoppelung der Leistung ein dreifacher Stromertrag erreicht werden kann, erhöht die Chancen, die gesetzten Energieziele zu erreichen. Neue WEA mit moderner Technik nutzen das Windangebot besser aus und verfügen über deutlich geringere Drehzahlen, wodurch sie ruhiger laufen.

Im Auftrag des BWE hat das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES eine Studie zu Onshore-Windpotenzialen und -Windflächen durchgeführt, um das Branchenszenario des BWE, welches eine Nutzung von 2 Prozent der Landesfläche vorsieht, mittels geographischen Informationssystemen auf Plausibilität zu prüfen. [19]

Die wesentlichen Ergebnisse der Studie sind, dass das 2-Prozent-Ziel als realistisch angesehen werden kann und dass in Deutschland auf Basis der Geodaten knapp ein Viertel der Landfläche für die Windenergienutzung zur Verfügung steht. Das bedeutet, dass sich bei Nutzung von 2 Prozent der Landfläche eine installierbare Leistung von 198 GW und ein potenzieller Energiebeitrag von 390 TWh ergeben, der 65 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs entspricht. [10]

## 2.2 ANNAHMEN

Wie in Kapitel 2.1 erwähnt, lässt sich die Windenergie in onshore und offshore unterteilen. Weiterhin lassen sich die WEA in Anlagen mit horizontaler und vertikaler Rotationsachse differenzieren. Die Projektplanung und Genehmigung eines Windparks hängt vom Anlagentyp und von der Projektgröße ab und kann sich unterschiedlich komplex gestalten.

Aufgrund der limitierten Bearbeitungszeit der Bachelorarbeit werden einige Annahmen getroffen, die das Thema konkretisieren und als Grundlage dieser Arbeit dienen.

Die Projektplanung dieser Arbeit bezieht sich auf ein Onshore-Großprojekt mit mindestens 20 WEA und auf Anlagen mit einer horizontalen Rotationsachse und einem dreiflügeligen Rotor. Der Grund für diese getroffenen Annahmen ist, dass bei Projekten ab 20 WEA ein förmliches Genehmigungsverfahren durchgeführt werden muss und eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) besteht, sodass in dieser Arbeit alle Projektphasen dargestellt werden können und bei der Projektdarstellung keine Lücken auftreten.

Ein weiterer Aspekt, der einen großen Einfluss auf die Projektplanung haben kann, ist die Wahl des Standortes, an dem der Windpark errichtet werden soll. Abhängig vom Bundesland kann aufgrund abweichender Regulierung die Projektplanung unterschiedlich verlaufen und daher wird für diese Arbeit beispielhaft das Bundesland Schleswig-Holstein als Standort des Windparks gewählt. Der Grund für die getroffene Auswahl ist, dass Schleswig-Holstein eine führende Rolle in der Energiepolitik spielt.

Der letzte Faktor, der zu berücksichtigen ist und u. a. großen Einfluss auf die Logistik hat, sind die Maße, die die WEA haben können. In den vergangenen 30 Jahren haben sich die Anlagen um das Fünffache vergrößert. Moderne Anlagen weisen heutzutage eine Nabenhöhe von 135 m und einen Rotordurchmesser von 127 m auf, wodurch sie eine Gesamthöhe von ca. 200 m erreichen können.

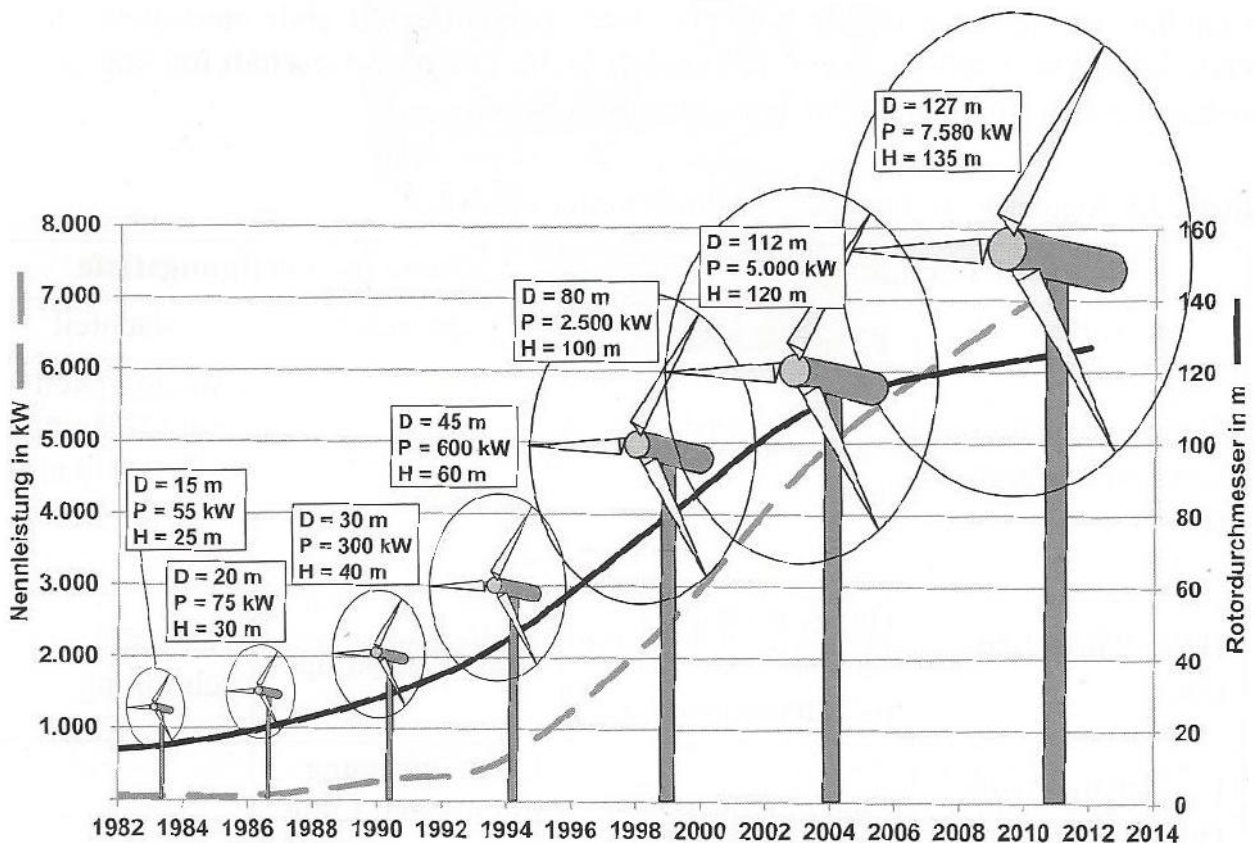


Abbildung 2.3: Entwicklung der Baugrößen Rotordurchmesser und Nennleistung [20]

Abbildung 2.3 stellt die Größenentwicklung von WEA im Zeitverlauf von 1982 bis 2014 dar.

Laut der Agentur für Erneuerbare Energien betrug die durchschnittliche Nabenhöhe neu installierter WEA in Schleswig-Holstein im Jahr 2014 88 m. Die durchschnittliche Nabenhöhe der neu installierten WEA in Deutschland betrug im Jahr 2014 112,4 m. [1]

Die für diese Arbeit verwendeten Beispiele beziehen sich auf WEA mit einer Nabenhöhe von 100 m.

### 2.3 PROJEKTPHASEN UND ABLAUF

Die Realisierung von Windenergieprojekten ist ein komplexer Prozess, der sich mit unterschiedlichen Gesichtspunkten befasst. Es müssen sowohl technische als auch genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt und miteinander abgestimmt werden. Die Projektentwicklung ist weniger ein technisches Problem, da das Genehmigungsverfahren von behördlicher Seite formal zu einer Routineangelegenheit geworden ist, als vielmehr die langwierige Bemühung, verschiedene Interessen auszugleichen, um alle Stakeholder mit einer konsensfähigen Lösung zu überzeugen. Windparkprojekte gehen schrittweise vor und dieses Vorgehen ist daher sehr wichtig, da mit Voranschreiten des

Projekt es die aufzuwendenden Mittel stetig ansteigen. So lässt sich besser abschätzen, ob es sich weiterhin lohnt, in ein Projekt Zeit und Kapital zu investieren. Die einzelnen Projektphasen lassen sich zwar nicht klar voneinander abgrenzen, aber sie indizieren den Grad der Konkretisierung und die Realisierungschancen des Projektes. Der Ablauf bei allen Windparkplanungen ist nahezu gleich. Sie unterscheiden sich lediglich in der entsprechenden Ausgestaltung und der damit verbundenen Dauer der einzelnen Schritte. In Abbildung 2.4 sind die einzelnen Phasen dargestellt.

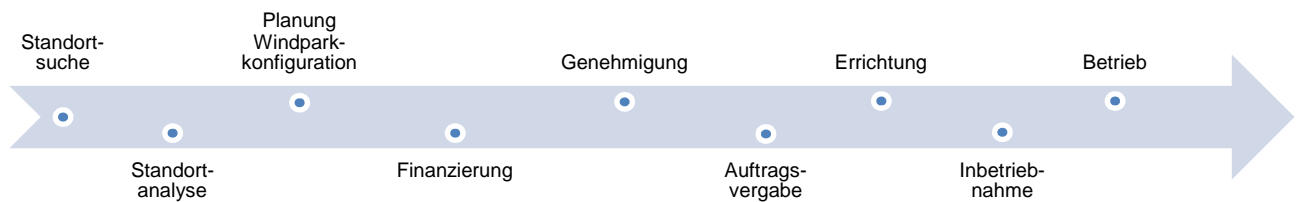


Abbildung 2.4: Projektphasen eines Windparkprojektes

Wie in der obigen Abbildung zu erkennen ist, besteht der Ablauf, von der Standortsuche bis zum Betrieb der Anlage, aus neun Phasen, deren Prozesse zum Teil ineinander übergehen. In den Kapiteln drei und vier der vorliegenden Arbeit werden die einzelnen Phasen mit den dazugehörigen Unteraspekten näher erläutert, wobei sich diese Arbeit nur mit den Phasen bis zur Inbetriebnahme befasst. Der Betrieb als weitere Phase einschließlich der Wartung ist nicht Gegenstand dieser Arbeit.

### **3 PROJEKTPLANUNG FÜR DIE ERRICHTUNG EINES ONSHORE-WINDPARKS**

In diesem Kapitel wird der chronologische Ablauf für die Projektplanung eines Onshore-Windparks dargestellt.

In Kapitel 3.1 wird beschrieben, wie und nach welchen Kriterien Planungsbüros Standorte auswählen, die als Standort für den Windpark geeignet wären. Kapitel 3.2 behandelt alle Vorgänge, die die Standortanalyse, das sogenannte Micrositing, beinhaltet. In dieser Phase des Projektes werden Analysen durchgeführt, die einen potenziellen Standort für den weiteren Ablauf des Projektes endgültig bestätigen oder ausschließen.

Wenn der Standort feststeht, wird ein Windparklayout angefertigt, welches in Kapitel 3.3 näher erläutert wird. Kapitel 3.4 befasst sich mit dem Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), welches der erste große Meilenstein des Projektes ist. In Kapitel 3.5 werden mögliche Umfeldbeeinträchtigungen vorgestellt, die die Errichtung einer WEA mit sich bringt und die die Realisierung des Projektes gefährden könnten.

#### **3.1 STANDORTSUCHE**

Die Projektplanung eines Onshore-Windparks beginnt mit der Suche nach möglichst windhöffigen Flächen, in denen die Realisierbarkeit des Windparks möglich ist. Laut § 35 Baugesetzbuch (BauGB) ist die Errichtung von WKA ein privilegiertes Vorhaben. Daher weisen die Raumordnung und Regionalplanung der einzelnen Bundesländer seit 1998 sogenannte Eignungsgebiete auf (siehe Abbildung 3.1), die auf ihre Genehmigungsfähigkeit positiv geprüft worden sind. Bei der Flächensuche wenden sich Projektplaner daher an die Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, um geeignete Flächen zu finden. [20, S. 510]

Als Alternative zu dieser Vorgehensweise können Projektplaner der Behörde unter Berücksichtigung der Besitzverhältnisse und Abstandsregelungen freie Flächen vorschlagen. Bevor aber eine Auswahl bezüglich des Standortes getroffen werden kann, müssen zahlreiche Faktoren überprüft werden. Ein wichtiger Faktor für die Standortwahl ist die Erreichbarkeit des Standortes und die für ihn relevante Infrastruktur. Es muss von Beginn an untersucht werden, ob genügend Platz für die Krafteinrichtung vorhanden ist und ob der Transport der Komponenten durch Bauungen, Gewässer und vieles mehr behindert wird.

Weiterhin müssen der Ort und die Art des Netzzuganges ermittelt werden und Kontakt zum Netzbetreiber aufgenommen werden. Dies ist besonders wichtig, da die Netzeinspeisung des produzierten Stromes bestimmte Richtlinien einhalten muss. Durch die Kontaktaufnahme mit dem lokalen Netzbetreiber werden Informationen wie mögliche Netzverknüpfungsleistung, die Entfernung zum nächstmöglichen Einspeisepunkt sowie das Spannungsniveau erlangt. Hieraus lassen sich für den Netzanschluss wichtige Erkenntnisse über die zukünftige Windparkgröße und den Anlagentyp ableiten.





Abbildung 3.1: Flächennutzungsplan [2]

Mit der Erkenntnis der maximal anzuschließenden Leistung des Windparks können die Netzanbindungs-Komponenten ausgelegt werden. Die Netzanbindung von Onshore-Windparks besteht aus der internen Verkabelung, der Übergabestation, der Stichleitung und dem Netzanbindungspunkt zur Stromeinspeisung, wobei die Einspeisung bei größeren Windparks in das Hochspannungsnetz (110 kV) erfolgt. [20, S. 509]

Zusätzlich sind für WKA hinsichtlich ihrer Steuerung Vorsichtsmaßnahmen zu treffen, damit Netzfehler, wie Kurzschlüsse im Netz, Spannungsschwankungen oder andere Vorgänge im Netz ihnen keinen Schaden zufügen. Abbildung 3.2 zeigt aus Gründen der Übersicht in vereinfachter Form, welche Anforderungen und Einrichtungen für den Netzanschluss von WKA notwendig sind. [24, S. 197]

Netzkopplung	<i>Trennstelle</i> nach DIN VDE 0 105 jederzeit dem EVU zugänglich
Schalteinrichtungen	<i>Kuppelschalter</i> mit mindestens Lastschaltvermögen (kann bei reinem Parallelbetrieb durch Netzschutz der WKA realisiert sein) <i>Auslegung</i> für maximalen Kurzschlussstrom (WKA, Netz) <i>Wechselrichter</i> : Schaltstelle auf der Netzseite
Schutzeinrichtungen	<i>Synchron- und Asynchrongeneratoren</i> [191] – Spannungsrückgangsschutz, Bereich: $1,0 \dots 0,7 \cdot U_N$ – Spannungssteigerungsschutz, Bereich: $1,0 \dots 1,15 \cdot U_N$ – Frequenzrückgangsschutz, Bereich: $48 \text{ Hz} \dots 50 \text{ Hz} (*)$ – Frequenzsteigerungsschutz, Bereich: $50 \text{ Hz} \dots 52 \text{ Hz} (*)$ <i>Wechselrichter</i> – Spannungsschutz wie bei Generatoren – kein Frequenzschutz erforderlich
Blindleistungskompensation	<i>Leistungsfaktor</i> im Bereich 0,9 kapazitiv bis 0,8 induktiv (*) <i>Anlagen</i> $\leq 4,6 \text{ kVA}$ : pro Außenleiter nicht erforderlich <i>größere Anlagen</i> : Abstimmung mit EVU notwendig <i>selbstgeführte Wechselrichter</i> : im Allgemeinen nicht nötig
Zuschaltbedingungen	Zuschalten nur wenn alle Außenleiterspannungen anstehen <i>Synchrongeneratoren</i> – Synchronisierereinrichtung erforderlich ○ Spannungsdifferenz: $\Delta U \pm 10 \% U_N$ ○ Frequenzdifferenz: $\Delta f \pm 0,5 \text{ Hz}$ ○ Phasendifferenz: $\Delta \varphi \pm 10^\circ$ <i>Asynchrongeneratoren</i> – spannungslos zuschalten im Bereich: $0,95 \dots 1,05 \cdot n_{\text{syn}}$ – bei motorischem Anlauf: Begrenzung des Anlaufstroms <i>Wechselrichter</i> – zuschalten nur wenn die Wechselstromseite spannungslos ist oder die Bedingungen wie beim Synchrongenerator eingehalten werden
Netzurückwirkungen	<i>Einhalten der Verträglichkeitspegel</i> von Störgrößen nach DIN VDE 0 838 / IEC 77A / IEC 61 400 – Spannungsschwankungen und Flicker – Oberschwingungsströme <i>Betrieb von Rundsteueranlagen</i> darf nicht beeinträchtigt werden
Inbetriebnahme	<i>Prüfung</i> : – Trenneinrichtungen – Messeinrichtungen – Schutzeinrichtungen auf 1- bzw. 3-phasigen Netzausfall, Frequenzabweichungen, Kurzunterbrechungen (KU) – Einhaltung der Zuschaltbedingungen

\* abweichende Werte z. B. in E.ON-Richtlinie, s. Abschnitt 4.5

Abbildung 3.2: Anforderungen und Einrichtungen zum Netzanschluss von WEA [24]

Als letzter, aber als einer der wichtigsten Faktoren, an denen ein Windparkprojekt scheitern kann, sind die Abstandsregelungen für WKA zu nennen. Freie Flächen können aufgrund von Bebauungen, Waldgebieten und anderen Objekten in ihrer Nähe als Standort für WKA ungeeignet sein. Tabelle 3.1 zeigt einen Auszug aus den Abstandsregelungen des Runderlasses vom 22.03.2011 für WKA in Schleswig-Holstein. [20,S. 517]

Nutzungsart	Abstände für WKA...		
	mit Gesamthöhe $h < 100\text{m}$ (Runderlass 04.07.1995)	mit Gesamthöhe $h \geq 100\text{m}$ (Runderlass 25.11.2003)	(Runderlass 22.03.2011)
Einzelhäuser und Siedlungssplitter	300 m	$3,5 \times h$	mind. 400 m
Ländliche Siedlungen	500 m	$5 \times h$	mind. 800 m
Städtische Siedlungen, Ferienhausgebiete und Campingplätze	1000 m	$10 \times h$	mind. 800 m
Bundesautobahnen, Bundes-, Landes- und Kreisstraßen sowie Schienenstrecken	ca. 50 m bis 100 m	i.d.R. $1 \times h$	mind. $1 \times h$
Nationalparks, Naturschutzgebiete usw. und sonstige Schutzgebiete	mind. 200 m, im Einzelfall bis 500 m	$4 \times h$ minus 200 m	$300 \text{ m} + R$
Waldgebiete	200 m	i.d.R. 200 m	$100 \text{ m} + R$
Gewässer 1. Ordnung und Gewässer mit Erholungs-schutzstreifen	mind. 50 m	$1 \times h$ minus 50 m	$50 \text{ m} + R$

Tabelle 3.1: Auszug aus den Abstandsregelungen für WEA in Schleswig-Holstein [20]

Diese Werte verwendet, wie bereits erwähnt, ebenfalls die Regionalplanung, um sogenannte Vorrang- und Vorsorgegebiete zu identifizieren. Diese Gebiete schließen eine andere Nutzung aus.

### 3.2 STANDORTANALYSE

Nachdem in der ersten Phase des Projektes eine passende Fläche, welche die Grundvoraussetzungen in Bezug auf Abstände und Netzanschluss erfüllt, ausgewählt wurde, müssen diverse Analysen getätigt werden, von deren Ergebnis abhängt, ob die freie Fläche als Standort für einen Windpark geeignet ist oder nicht.

Bei der Standortanalyse wird ein sogenanntes Micrositing durchgeführt, bei dem diverse Aspekte berücksichtigt und Daten gesammelt werden. Dabei ist die Windgeschwindigkeit nicht der einzige Faktor, der eine wichtige Rolle spielt. Neben den Windverhältnissen spielen z. B. auch die Besitzverhältnisse, die Bodenbeschaffenheit oder auch der mögliche Ertrag eine wichtige Rolle. [28] Basierend auf diesen gesammelten Daten wird eine Vorauswahl des Windenergieanlagentyps getroffen, der für die Errichtung des Windparks verwendet werden soll.

In den folgenden Unterkapiteln werden alle Faktoren näher erläutert, die beim Micrositing analysiert werden und Grundlage für die Standortanalyse sind. Zur deutlicheren Unterscheidung werden die einzelnen Schritte des Microsittings in separaten Kapiteln beschrieben. Tatsächlich aber laufen sie in einem Projekt parallel ab.

Zusätzlich ist zu erwähnen, dass die Software WINDPRO das Hauptwerkzeug bei der Windpark Projektplanung ist. Es ist ein sehr kompaktes Tool, das nahezu alle Funktionen dafür bereitstellt, ein Projekt erfolgreich zu gestalten. Die Software ist einfach zu bedienen, jedoch ist die Handhabung ohne ausreichende Erfahrung auf dem Gebiet der Windverhältnisse und anderer Faktoren nicht ratsam.

### **3.2.1 Abschätzung der Windverhältnisse**

Ist ein Standort gefunden, muss eine verfeinerte Analyse der lokalen Windverhältnisse durchgeführt werden. WKA brauchen Wind, um Energie zu produzieren, und eine Fehlbeurteilung der Windverhältnisse hätte sehr nachteilige Folgen. Denn die von der Turbine erzeugte Leistung ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit, sodass ein Fehler von 10 % in der Erfassung der Windgeschwindigkeit einen Fehler von bis zu 33 % in der Leistungsaussage bedeuten würde. [20, S. 166]

Daher bemühen sich Projektierer darum, die meteorologischen Daten exakt zu bewerten und die Orographie des möglichen Standortes genauestens zu prüfen. Zusätzlich wird durch Messungen vor Ort und bei Geländebegehungen die Windgeschwindigkeit gemessen und es werden Hindernisse und die Geländestruktur erkundet. Zur Sicherheit führen Projektierer beide Varianten, also Vor-Ort-Messungen und Bewertungen der meteorologischen Daten, durch, um die Ergebnisse miteinander vergleichen zu können.

Die Windgeschwindigkeit an einem Standort lässt sich mit verschiedenen Methoden und Messinstrumenten ermitteln. Bei der klassischen Messung kommt ein stationärer Windmaßmast zum Einsatz, der in verschiedenen Höhen mit Anemometern ausgestattet ist. Der Nachteil dieser Methode ist, dass die Genauigkeit der Messgeber häufig nicht ausreicht. In den vergangenen Jahren wurden elektronisch basierte Geräte mit den Namen SODAR (Sonic Detecting and Ranging) und LIDAR (Light Detecting and Ranging) entwickelt. SODAR-Geräte arbeiten mit Schallimpulsen, die in die Höhe gesendet werden und von Luftschichten mit unterschiedlichen Temperatur- und Druckverhältnissen reflektiert werden. LIDAR-Geräte verwenden Laserstrahlen, die an kleinen Luftpartikeln reflektiert werden. Trotz einiger Einschränkungen werden beide Geräte heute verwendet. Z. B. liefern LIDAR-Geräte bei sehr reiner Luft oder bei Regen keine verwertbaren Ergebnisse. Ähnlich ist es bei SODAR-Geräten, die bei Luftzirkulation das zurückgeworfene Signal frequenzverschoben auffangen.

Eine dritte und weitaus verbreitetere Methode ist die Ermittlung der Winddaten nach dem Europäischen Windatlas. Mit der Computer-Software WINDPRO ist der Europäische Windatlas eines der wichtigsten Handwerkzeuge für Windparkprojektierer bei der Standortbestimmung. In Europa werden die Windgutachten ausschließlich nach dieser Methode bestimmt. Der Europäische Windatlas setzt sich aus zwei Teilen zusammen. Im ersten Teil werden die europäischen Windverhältnisse beschrieben, welche im zweiten Teil verwendet werden, um mit Hilfe eines Rechenverfahrens die Energielieferung einer oder mehrerer WKA an einem bestimmten Standort zu bestimmen. Diese Methode eignet sich hervorragend für offene und flache Küstenregionen und für ebene Gebiete im Binnenland, jedoch nicht für bergiges Gelände, da hier die Windverhältnisse durch kleinräumige orographische Gegebenheiten beeinflusst werden. [23]

### 3.2.2 Ertragsprognose

In dieser Phase des Projektes müssen mehrere Aspekte miteinander verknüpft werden. Wenn das Windangebot und die Netzleistung an einem Standort bekannt sind, kann ein geeigneter Anlagentyp ausgewählt werden und schließlich kann die Windenergie-Ertragsprognose berechnet werden.

In den vergangenen zwei Jahrzehnten haben sich zwei Modelltypen durchgesetzt, welche mit einem Terrainmodell eingespeist werden. Beim ersten Modell, dem Wind Atlas Analysis and Application Programme (WAsP) des Europäischen Windatlases, wird anhand der Energie der Leistungskennlinie der vorgesehenen WKA und der Rauigkeit an Referenzpunkten die im Schnitt erzielbare Leistung berechnet. [23]

Mit Leistungskennlinie wird die elektrische Abgabeleistung einer WKA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit bezeichnet. Abbildung 3.3 zeigt einige Kennlinien der heute gängigen WKA-Typen.

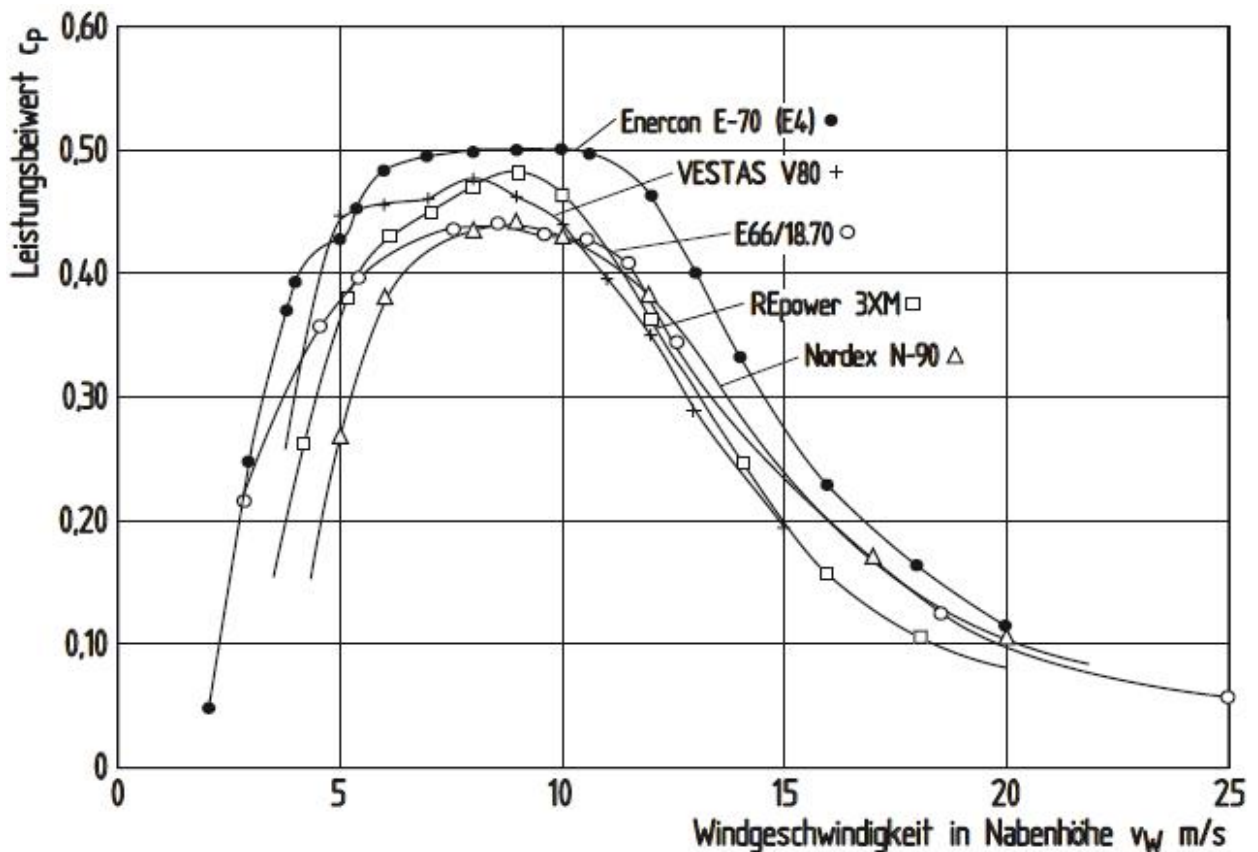


Abbildung 3.3: Leistungsbeiwerte ausgeführter Windkraftanlagen [23]

Beim zweiten Modell werden CFD-Modelle für die Berechnung der Ertragsprognose für Anlagen im komplexen Gelände eingesetzt. Für die Berechnung des Energieertrages wird das METEO-Modul der WINDPRO-Software verwendet. Eine realistische Prognose ist die Grundlage und das maßgebliche Kriterium für die Entscheidung zum Bau des Windparks. Daher werden hohe Ansprüche an die Qualität von Ertragsprognosen gestellt. In der Technischen Richtlinie für WEA – Teil 6 („Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“) wurden Mindestanforderungen an die Datengrundlage, die Ertragsberechnung und die Unsicherheitenanalyse zusammengetragen. [16, S.84]

### 3.2.3 Bodentests

Eine weitere Analyse, die beim Micrositing durchgeführt wird, sind Bodentests. Dem Boden, worauf die WKA später stehen soll, müssen Proben entnommen werden, um zu prüfen, ob die Standsicherheit der Anlage gewährleistet ist. Aus dem Ergebnis des Gutachtens ergibt sich im Nachhinein die Bauform des Fundamentes.

In Kapitel 4.1.1.4 wird beschrieben, welches Fundament für welchen Bodentyp zu verwenden ist. Derartige Analysen werden von Baugrundgutachtern durchgeführt und dienen der Untersuchung des Untergrundes. In einem Gutachten werden Bodenaufbau, Bodenart und -klasse so-

wie Kennwerte für Art und Bemessung der Fundamente und des Grundwasservorkommens angegeben.

Zusätzlich muss der Baugrund auf Kampfmittel untersucht werden, um eine gefahrlose Inbetriebnahme der Baustelle zu gewährleisten, aber auch eine Untersuchung auf archäologische Funde muss erfolgen. Die Durchführung einer Baugrunduntersuchung ist notwendig und zwingend, da sie ein wichtiger Bestandteil des Genehmigungsantrages ist. [3, S. 183]

### **3.2.4 Grundstückssicherung**

Der letzte Aspekt bei der Standortanalyse ist die Grundstückssicherung, denn für eine erfolgreiche Realisierung eines Windenergie-Projektes sind langfristige Pachtverträge mit einer Laufzeit von 20 bis 25 Jahren eine wichtige Voraussetzung.

In dieser Phase muss eine Einigung mit den Grundstückseigentümern erzielt werden und ein richtiges Pachtmodell sowie angemessene Pachthöhen müssen vereinbart werden. Dies ist jedoch problematisch, da aufgrund von bauordnungsrechtlichen Abstandsvorschriften oder der Wettbewerbssituation häufig mehrere Grundstücke gesichert werden müssen und dadurch mit mehreren Eigentümern verhandelt werden muss. Die wenigsten Grundstücke sind groß genug, um mehrere Anlagen darauf zu errichten.

Die rechtlichen Anforderungen an einen Pachtvertrag sind in den letzten Jahren gestiegen, so dass es sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für die Grundstückseigentümer empfehlenswert ist, sich von erfahrenen Anwälten beraten zu lassen.

Tabelle 3.2 stellt eine Checkliste dar, die zusammenfasst, worauf der Betreiber der WEA in einem Pachtvertrag achten muss. Neben den Parteien des Vertrages, der relevanten Grundstücke und der Höhe des Pachtzinses sollten z. B. Regelungen wie die Konkurrenzschutzklausel und eine konkrete Beschreibung des Nutzungsrechtes aufgeführt sein.

Da die Grundstücksnutzungsverträge in einer sehr frühen Phase des Projektes geschlossen werden und die Träger der Regionalplanung oder die Gemeinden den Bau von WEA nur in sog. Eignungsräumen genehmigen, sollte der Anlagenbetreiber besonderen Wert auf den zweiten Punkt der Checkliste legen. Durch das Recht zur optimalen Konfiguration sichert er sich die bestmögliche Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Windvorrangfläche unter windenergetischen Gesichtspunkten.

**Checkliste**

Was muss der Pachtvertrag im Interesse des späteren WEA-Betreibers enthalten?

- ✓ Konkrete Beschreibung des Nutzungsrechts,
- ✓ Recht des Anlagenbetreibers zur optimalen Konfiguration des Windparks, also zur freien Standortwahl auf den angepachteten Grundstücken,
- ✓ langfristige Bindung beider Vertragsparteien unter Ausschluss ordentlicher Kündigungsrechte,
- ✓ Vereinbarung einer sogenannten "Reservierungsphase" bis zum Beginn der Grundstückinanspruchnahme und der Pachtzahlungen,
- ✓ Konkurrenzschutzklausel,
- ✓ Verpflichtung zur Bestellung eventuell erforderlicher Baulasten (Abstands-, Wege- und/oder Vereinigungsbaulasten) und benötigter Wege-Grunddienstbarkeiten,
- ✓ Verpflichtung zur Bestellung der für die grundbuchliche Sicherung des Windenergieanlagenbetriebs, der Nebenanlagen und der Kabel benötigten beschränkten persönlichen Dienstbarkeiten zugunsten des Anlagenbetreibers und ggfs. der finanzierenden Bank,
- ✓ bei Abschluss des Nutzungsvertrages in einer sogenannten Haustürsituation:
  - Widerrufsbelehrung,
- ✓ Verpflichtung des Eigentümers, die Zustimmungserklärung des landwirtschaftlichen Pächters beizubringen,
- ✓ sogenannte "Salvatorische Klausel".

Tabelle 3.2: Checkliste über den Inhalt eines Pachtvertrages [16]

Die Nutzung des Grundstückes kann sich der Betreiber auf verschiedene Weise sichern, wobei sich der langfristige Pachtvertrag in den letzten Jahren durchgesetzt und bewährt hat. Neben der Möglichkeit der Erbbaurechtbestellung kann der Betreiber die benötigte Fläche auch kaufen. Diese zwei Optionen werden hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt und nicht weiter ausgeführt. Unter den Pachtmodellen kann der Betreiber zwischen einer Einzelpacht der einzelnen Grundstücke und einem Flächenpachtmodell wählen, wobei zu erwähnen ist, dass in den vergangenen 20 Jahren der Trend zu Flächenpachten ging. Dieses Modell hat sowohl für den Betreiber als auch für alle Grundstückseigentümer diverse Vorteile, da meist mehrere Flächen gepachtet werden müssen. Die Vergütung der Eigentümer erfolgt durch eine Aufteilung in einen kleineren Teil des Nutzungsentgelts auf Anlagenstandorte und einen größeren Teil auf alle übrigen Flächen. Durch die gleichmäßigere Verteilung des Nutzungsentgelts wird eine höhere Akzeptanz der Grundstückseigentümer erreicht, da nicht nur Eigentümer der



Grundstücke, auf denen WEA errichtet werden, vergütet werden. Für den Anlagenbetreiber bietet dieses Modell eine größere Flexibilität bei einem konstant bleibenden Nutzungsentgelt. Er kann besser auf notwendige Standortverschiebungen und auf Erfordernisse verschiedener Anlagen reagieren. Die Höhe der Pachtzahlungen liegen während der Finanzierung der Anlagen bei etwa 4 bis 7 Prozent der Einspeisevergütung und sind davon abhängig, ob und in welcher Form sich die Grundstückseigentümer am Betrieb der WEA beteiligen können. [16]

### 3.3 ENTWURF DES WINDPARKLAYOUTS

Im Anschluss an die Standortsuche und eines durchgeführten Microsittings wird eine Investitionsentscheidung für den vorliegenden Standort getroffen. Fällt diese positiv aus, muss mit der Planung der Windparkauslegung begonnen werden, welche auf den in vorherigen Projektphasen festgestellten Randbedingungen aufbaut.

Der Projektplaner erstellt mit Hilfe eines Landschaftsarchitekten unter Anwendung der Software WINDPRO die optimale Windparkauslegung. Dabei wird versucht einen Kompromiss zwischen der Erzielung eines möglichst hohen Energieertrages, leichtem Zugang für Montage-, Wartungs- und Servicefahrzeuge, leichter Verfügbarkeit von Genehmigungen und wirtschaftlicher Rentabilität zu finden. Das Windparklayout wird durch Restriktionen wie Sichtbarkeit, maximal installierbare Leistung, Standortgrenzen, Berücksichtigung von Schallimmissionen und Schattenwurf, welche in den folgenden Kapiteln definiert werden, und weiteren Vorgaben eingeschränkt.

Von besonderer Bedeutung bei der Layoutplanung sind die Mindestabstände zwischen den Anlagen. Diese müssen unbedingt mit dem WEA-Hersteller abgesprochen und eingehalten werden, da sonst Garantieverträge verletzt werden. Zudem kann die Nichteinhaltung der Mindestabstände eine Abschattung verursachen, die den Parkwirkungsgrad senkt. Die gängige Empfehlung ist, die WEA im Windpark in einem Winkel von  $\pm 30^\circ$  zur Achse der Hauptwindrichtung mit einem Anlagenabstand von 6 Rotordurchmessern (D) und in andere Windrichtungen mit 4 Rotordurchmessern anzuordnen, wie in Abbildung 3.4 dargestellt. Darüber hinaus bietet es sich an, Parkoptimierungen von einem Windgutachter durchführen zu lassen. [28]

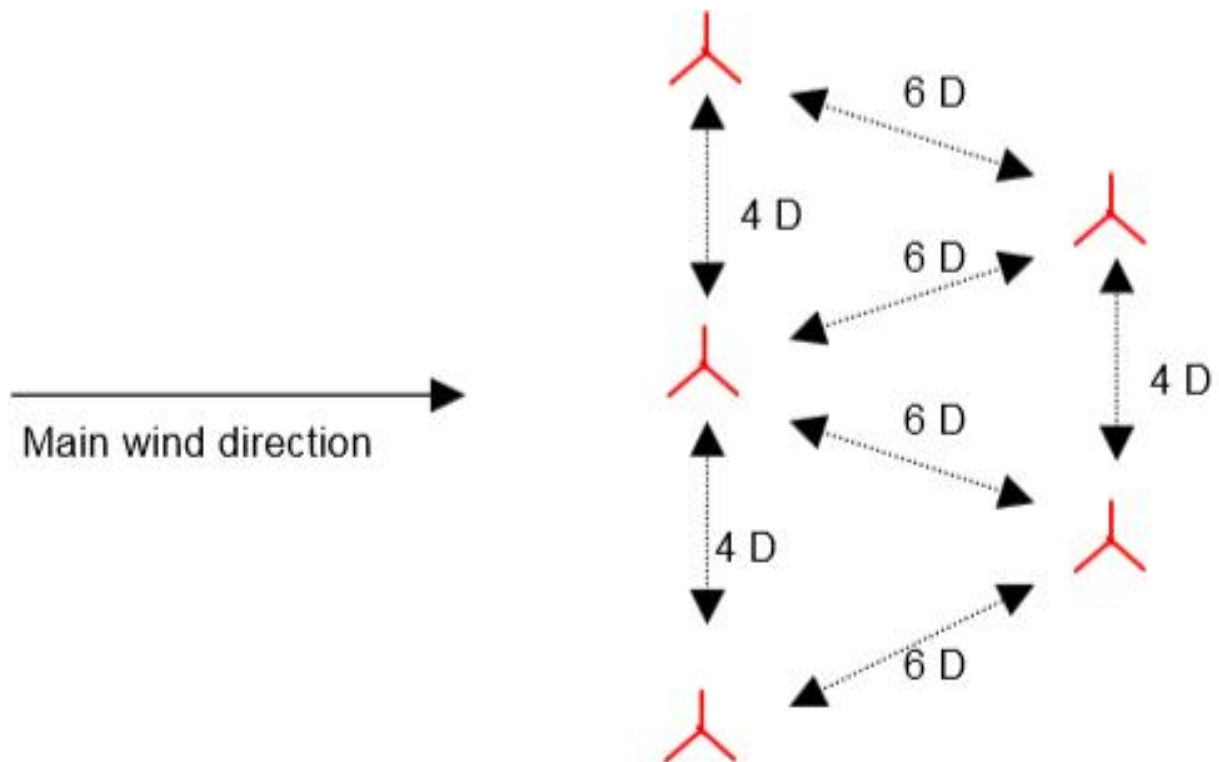


Abbildung 3.4: Abstände zwischen Windkraftanlagen in einem Windpark [28]

### 3.3.1 Schallimmission

Für die Planung des Windparklayouts wird eine sog. Schallimmissionsprognose benötigt. Sie ist nicht nur für die Planung des Windparks relevant, sondern auch ein wichtiger Bestandteil des Genehmigungsantrages.

In der Technischen Anleitung zum Schutz vor Lärm (TA Lärm) sind konkrete Vorgaben für die Geräuschpegel festgelegt, deren Einhaltung mittels Schallgutachten nachgewiesen werden muss, um eine Baugenehmigung für den Windpark zu erhalten. [31]

Aus Tabelle 3.3, einem Auszug aus der TA Lärm, können gesetzliche Grenzwerte an einem Immissionspunkt entnommen werden. Es ist zu erkennen, dass die Grenzwerte abhängig von der Art der Umgebung und der Tageszeit sind. Je nach Standort und den geltenden Abstandsregelungen müssen Projektierer sich zwischen „lauten“ Anlagen mit einem maximalen Schalldruckpegel von 65 dB(A) tagsüber und 50 dB(A) während der Nacht und „leisen“ Anlagen mit niedrigerem Schalldruckpegel entscheiden. Sollten nachts einzelne Grenzwerte, jedoch nicht die Werte für Tageszeiten überschritten werden, wird ggf. eine Nachtabschaltung der Anlage gefordert, was starke Ertragseinbußen zur Folge hätte. Daher werden schon während der Planungsphase mit Hilfe von Standardprogrammen wie WINDPRO Schallimmissionskarten angefertigt.

Hierfür werden die Orographie des umgebenden Geländes sowie relevante Immissionspunkte, wie Wohngebiete, erfasst und die WEA am geplanten Standort eingetragen.

	Tagsüber [dB(A)]	Nachts [dB(A)]
Industriegebiete	70	70
Gewerbegebiete	65	50
Kerngebiete, Dorfgebiete, Mischgebiete	60	45
Wohngebiete, Kleinsied- lungsgebiete	55	40
Reine Wohngebiete	50	35
Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten	45	35

Tabelle 3.3: Zulässige Schalleistungspegel-Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz vor Lärm nach BImSchG §48 [20]

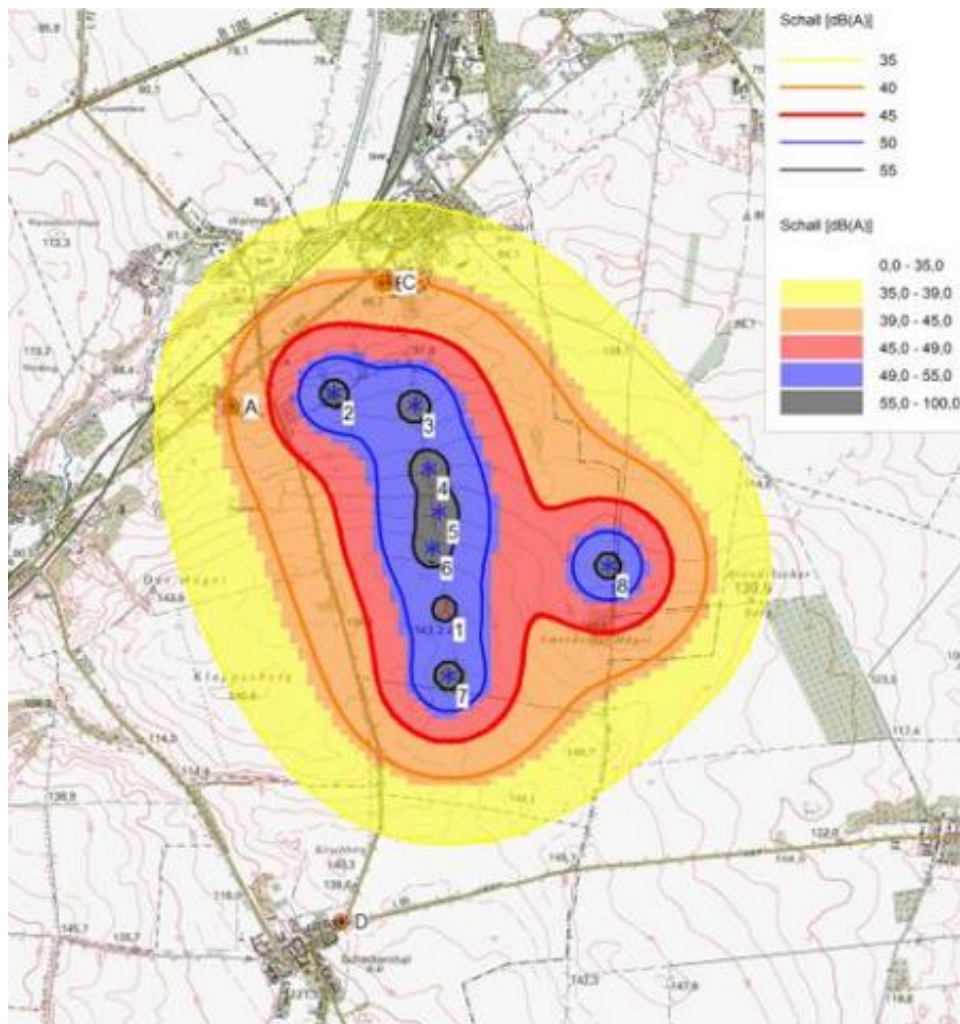


Abbildung 3.5: Schallimmissionsprognosen für WEA [29]

Anschließend wird die Schallimmission nach vorgegebenen Normen berechnet und das Ergebnis in Karten mit Isofonen, wie in Abbildung 3.5 dargestellt, mit den WEA eingezeichnet. Isofone Linien, auch Iso-Linien genannt, sind Linien gleichen Schalleistungspegels. [20, S. 513] Mit dieser Methode analysieren Projektplaner schallkritische Gebiete und nehmen z. B. Änderungen in der Aufstellungsgeometrie oder der Anlagenwahl vor.

### 3.3.2 Schattenwurf

Der Rotor einer WEA verursacht bei klarem Himmel einen bewegten Schattenwurf, auch Schlagschatten genannt. Diese periodischen Helligkeitsschwankungen werden als unangenehm empfunden und dürfen vorgegebene Grenz- oder Richtwerte nicht überschreiten. Die höchstzulässige Schattenwurfdauer für einen bestimmten Standort sollte nicht mehr als 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag betragen. Weil die Schattenwurfproblematik zu einem Genehmigungskriterium geworden ist und daher eine Schattenwurfprognose erforderlich ist, versuchen Projektplaner durch Planungen im Vorfeld und vorausschauende Standortfestlegungen die Schattenwurfzeiten deutlich zu reduzieren.

Hierfür werden Rechenmodelle, wie das in der Software WINDPRO Shadow verwendete, eingesetzt und es werden auf Grundlage der standortbezogenen Sonnenverlaufsbahnen, der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers der Anlage die höchstmöglichen Schattenwurfzeiten berechnet.

Wie bei der Schallimmissionsprognose wird auch bei der Schattenwurfprognose die Unterstützung eines Landschaftsarchitekten und eines Gutachters benötigt. Diese messen dann zum einen die theoretisch maximal mögliche Einwirkzeit, welche den „worst case“ darstellt, und zum anderen die reale Einwirkzeit, welche rund 20 Prozent der theoretisch möglichen Schattenwurfdauer beträgt. Das Ergebnis wird auch hier in eine Karte mit Iso-Linien eingetragen, wie sie in Abbildung 3.6 dargestellt ist. Mit zunehmendem Abstand zu der WEA reduziert sich die Schattenwurfdauer pro Jahr. [20, S. 516]

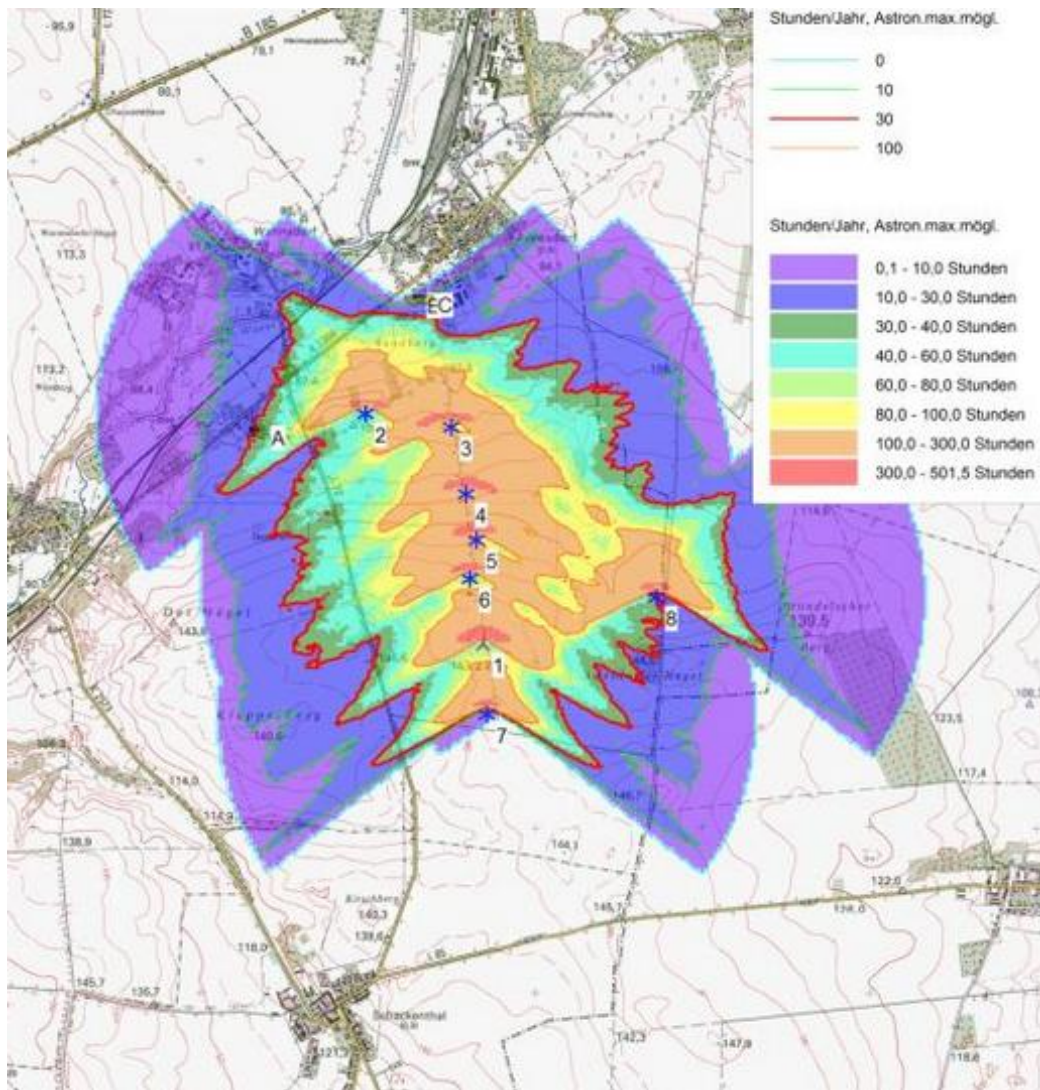


Abbildung 3.6: Schattenwurfprognosen für WEA [29]

### 3.4 GENEHMIGUNGSVERFAHREN NACH DEM BIMSCHG

Seit 2007 ist für die Errichtung von WEA ein Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erforderlich.

*Der „Zweck dieses Gesetzes ist es, Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen.“ [5, § 1]*

Seitdem müssen alle Anlagen eines Windparks einzeln genehmigt werden und eine einheitliche Genehmigung als sogenannte Windfarm ist nicht mehr möglich. Ab einer Anlagenzahl von 20 WEA und mehr muss ein förmliches Verfahren durchgeführt werden und eine UVP wird erforderlich. Das förmliche Verfahren erfolgt mit einer Öffentlichkeitsbeteiligung und wird durch

die daraus sich ergebenden Konsequenzen erschwert. Hierfür muss das Vorhaben öffentlich bekannt gemacht werden und die Unterlagen müssen für einen Monat zur Einsicht öffentlich ausgelegt werden, wodurch die Öffentlichkeit die Möglichkeit bekommt, gegenüber der Genehmigungsbehörde schriftliche Einwendungen vorzubringen.

In dieser Phase des Projektes werden alle in den vorherigen Phasen gewonnenen Erkenntnisse und relevanten Unterlagen einschließlich der Gutachten zusammengetragen und mit einem schriftlichen Antrag bei der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt eingereicht.

Die geforderten Unterlagen werden in zwei Kategorien unterteilt. Der erste technische Teil enthält z. B. Bauunterlagen für die Anlage oder auch eine Kartierung der Grundstücksflächen. Der zweite Teil enthält die verschiedenen UVP, die in Kapitel 3.4.1 näher beschrieben werden. Eine Übersicht aller erforderlichen Unterlagen können der Anlage 1, der Checkliste Windkraftanlagen, entnommen werden.

Das Genehmigungsverfahren ist für Projektplaner sehr komplex und zeitraubend, sodass eine Antragsberatung durch die Genehmigungsbehörde sehr empfehlenswert ist. Da das Natur- und Artenschutzrecht nicht eindeutig geregelt ist, sollte bezüglich des Inhaltes und Umfangs der durchzuführenden Artenschutzprüfung eine Beratung in Anspruch genommen werden. Nach dem Einreichen aller Unterlagen hat die Behörde den Eingang des Antrages unverzüglich zu bestätigen und ihn auf Vollständigkeit zu prüfen. Daraufhin hat die Behörde innerhalb von sieben Monaten über die Erteilung oder Versagung der Genehmigung zu entscheiden. [16]

### 3.4.1 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Bei einem förmlichen Genehmigungsverfahren von WEA besteht eine UVP-Pflicht.

Zweck des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ist es, „*sicherzustellen, dass [...] die Auswirkungen auf die Umwelt im Rahmen von Umweltprüfungen frühzeitig und umfassend ermittelt, beschrieben und bewertet werden.*“ [6, § 1 Abs. 1]

Hierfür werden Unterlagen, wie eigene Untersuchungen, Bewertungen von externen Gutachtern oder Stellungnahmen der zuständigen Behörden, zu emissionsrechtlich oder umweltbezogenen Vorhaben gefordert. Unter anderem sind diese Untersuchungen, wie die Schattenwurf- und die Schallimmissionsprognose, bei der Standortanalyse durchgeführt worden. Außerdem werden zahlreiche andere Unterlagen, wie Angaben zum Blitz- und Brandschutz, zur Anlagensicherheit, Arbeitssicherheit oder zur Abfallbehandlung gefordert.

Zusätzlich müssen zur Berücksichtigung des Artenschutzes sowie der Klassifizierung von Flora und Fauna mehrere Gutachten durchgeführt werden. Beispielsweise werden für ein Vogelgutachten zwei Biologen benötigt, die in einem Zeitraum von ca. 6 Monaten den Bestand der Vögel und die Besiedlung durch Vögel in Karten aufnehmen und eine Risikoabschätzung durchführen.

Genauso verhält es sich mit den Gutachten für Fledermäuse oder für Mollusken oder der Klassifizierung der Flora- und Fauna-Biotopstrukturen. [16]

Alle in der Anlage 1 aufgelisteten Unterlagen sind für das Genehmigungsverfahren notwendig, aber aufgrund der Relevanz und der Komplexität wird nur der achte Punkt der Checkliste, die Eingriffe in Natur und Landschaft, hier beschrieben. Der Aufwand, der dafür im Rahmen des Genehmigungsverfahrens betrieben wird, macht die Bedeutung dieses Punktes deutlich. Daher sollten Projektierer, wie in Kapitel 3.4 erwähnt, unbedingt mit der Genehmigungsbehörde eine Beratung durchführen, um eine spätere Auseinandersetzung über die Vollständigkeit der Antragsunterlagen zu vermeiden.

### **3.4.2 Gesetze und Regelwerke**

Für die Errichtung von WEA muss eine ganze Reihe von Gesetzen und Regelwerken beachtet und eingehalten werden, die von der Bundesebene bis hin zur kommunalen Ebene reichen. Auf höchster Ebene liegt das Bundesbaugesetz, welches die Bebauung von WEA zu einem „privilegierten Vorhaben“ erklärt und die Realisierung von Windenergieprojekten erleichtert.

Von besonderer Bedeutung für das Erhalten der Baugenehmigung ist die sog. Typenzertifizierung, welche bei serienmäßig hergestellten Anlagen in der Regel vorhanden ist und dadurch den Genehmigungsprozess beschleunigt. Bei Selbstbauanlagen, die keine Typenprüfung besitzen, muss eine Zertifizierung z. B. durch den Germanischen Lloyd erfolgen. Diese umfasst im Allgemeinen die Prüfung der Konstruktionsunterlagen. Zusätzlich sind für Erzeugniseinheiten zwei weitere Zertifizierungen notwendig. Auf der einen Seite wird eine Einheitenzertifizierung gefordert, welche durch den Hersteller der Anlage beauftragt wird. Damit wird bescheinigt, dass die gefertigte Erzeugniseinheit für den Betrieb am Spannungsnetz geeignet ist. Auf der anderen Seite benötigen Projektplaner oder Betreiber der Anlage zur Einspeisung der erzeugten Energie an das Stromnetz ein Anlagenzertifikat, welches bereits in der Planungsphase nach der Anlagenwahl angefordert werden sollte. [27]

Außerdem müssen die Vorschriften der Luftverkehrsbehörde hinsichtlich Kennzeichnung, Reflexion und Aufstellort eingehalten werden. WEA ab einer Höhe von 100 m müssen mit zwei roten Farbstreifen gekennzeichnet werden, und um der Reflexion entgegenzuwirken, werden für die Rotorblätter heutzutage matte Lackierungen verwendet. Soll die WEA in der Nähe eines Flughafens aufgestellt werden, so ist die Zustimmung der Luftverkehrsbehörde notwendig. [20, S. 510]

## **3.5 UMFELDBEEINTRÄCHTIGUNGEN**

Die Nutzung der Windenergie ist umweltfreundlich und die Ressource Wind ist unendlich, aber dennoch hat die Errichtung einer WEA in der Natur Auswirkungen, welche sich zunächst auf die

unmittelbare Umgebung der Anlage beschränken. Neben der Schallimmission und dem Schattenwurf, die sich in objektiver Weise berechnen und kontrollieren lassen, haben WEA potenzielle Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt.

Beobachtungen haben gezeigt, dass die Anlagen keine besonderen Störungen in der Vogelwelt verursachen, da die ansässigen Vögel sich schnell an die Hindernisse gewöhnen und diese zu umfliegen lernen. [23, S. 669]

Fast alle Umweltauswirkungen lassen sich planerisch reduzieren. Damit ist die optische Wirkung der am schwierigsten zu behebende Faktor. Aufgrund der optischen Veränderung des Landschaftsbildes wurden in den vergangenen Jahren zahlreiche Bauanträge abgelehnt. Um dieser Problematik zu entgehen, erstellen Projektplaner nach § 15 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) eine Landschaftspflegerische Begleitplanung (LBP), welche in Kapitel 3.5.1 erläutert wird.

Ein weiterer Faktor, welcher ein Windparkprojektes gehört ggfs. stoppen kann, ist ein Mangel an Akzeptanz auf Seiten der betroffenen Parteien, wie der Bevölkerung, der Gemeinden oder der Naturschützer. Um Akzeptanz sicherzustellen, müssen Projektierer viel Öffentlichkeitsarbeit leisten, was in Kapitel 3.5.2 beschrieben wird.

### **3.5.1 Landschaftspflegerischer Begleitplan (LBP)**

Bei Neubauvorhaben von WEA tritt die naturschutzfachliche Eingriffsregelung des BNatSchG in Kraft. Diese besagt, dass vermeidbare Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft zu unterlassen sind und unvermeidbare Beeinträchtigungen durch Maßnahmen auszugleichen sind. Die Überbauung des Bodens durch Fundamente ist z. B. eine solche unvermeidbare Beeinträchtigung. Vor dem Bauantrag nach BImSchG wird in der Planungsphase während der Layoutplanung mittels eines LBP angestrebt die geplanten Vermeidungs-, Minimierungs- und Kompensationsmaßnahmen durch Pläne und erläuternde Texte darzustellen.

Der Ablauf sieht wie folgt aus. Die Umgebung von WEA wird in einem Gutachten mit Hilfe von Ökologen und Landschaftsplanern in sog. landschaftsästhetische Einheiten eingeteilt und nach ihrer Wertigkeit klassifiziert. Grundsätzlich müssen alle Eingriffe gleichwertig kompensiert werden. Dazu werden anschließend für jede Einheit die Eingriffsintensität und die Eingriffserheblichkeit bestimmt. Unter Berücksichtigung weiterer Faktoren wird abschließend die Größe der Kompensationsfläche ermittelt, die durch Maßnahmen, z. B. Baumpflanzungen, landschaftsästhetisch zu ersetzen ist. [4]

Eine Methode, mit der sich der Kompensationsflächenumfang bestimmen lässt, ist die Landschaftsausgleichsmethode nach W. Nohl.



### 3.5.2 Öffentlichkeitsarbeit

Das letzte Element der Planungsphase beinhaltet die Einflussnahme auf die Akzeptanz von Windenergieprojekten, welche die Projektierer von Beginn an verfolgen. Obwohl der Zuspruch für die Windenergie in Deutschland mit 92 Prozent sehr hoch ist, schwankt die regionale Befürwortung von konkreten Projekten stark. Die Motive hierfür sind unterschiedlich. Zum einen können die Ursachen die visuellen und akustischen Emissionen sein und zum anderen die Wirkung der WEA auf das Landschaftsbild und Naturschutzbedenken. [18]

Daher gehen Projektierer von WEA von Beginn an umsichtig und transparent vor und führen auch bei kleineren Projekten eine UVP durch, die zwar nicht erforderlich ist, aber die Transparenz erhöht. Es empfiehlt sich, dass Projektierer vor Ort eine positive Stimmung schaffen und das Vertrauen aller Beteiligten gewinnen. Um ein Projekt erfolgreich voranzubringen, sollte von Beginn an mit der Gemeinde und der lokalen Presse ein offener Dialog geführt werden. Indem bereits zu Beginn des Projekts Gespräche mit der Genehmigungsbehörde geführt werden, wird diese für das Vorhaben sensibilisiert und in den Planungsprozess mit eingeschlossen. Mit Hilfe von Informationsveranstaltungen und Flyern sollten die Anwohner über den Stand der Anlagentechnik und die Bedeutung der Windenergie informiert werden, da zum Teil ihr Bild von WEA noch von den alten Anlagen mit hohen Rotordrehzahlen bestimmt wird und daher mit negativen Assoziationen besetzt ist.

Meist fühlen sich die Menschen vor Ort aber nur ungerecht behandelt, weil in ihrer unmittelbaren Nähe ein Bauvorhaben stattfinden soll und sie nicht gefragt wurden. Die Akzeptanz der Betroffenen kann gesteigert werden, indem sie finanziell entschädigt oder in die Planungsprozesse eingebunden werden. Mit Hilfe sog. Bürgerwindparks wird der vor Ort lebenden Bevölkerung die Möglichkeit geboten, sich an dem Projekt zu beteiligen. [16]

Es gibt zahlreiche Wege, die Akzeptanz für ein Projekt zu steigern und das Vertrauen der Betroffenen zu gewinnen, aber diese müssen so früh wie möglich mit eingebunden werden.

## **4 REALISIERUNG**

Das vierte Kapitel dieser Arbeit befasst sich mit der Realisierung des Windparks. In dieser Phase des Projekts wird die endgültige Auswahl des WEA-Typs und eines Anlagenkonzeptes diskutiert, worauf in den Kapiteln 4.1 näher eingegangen wird.

Im Anschluss werden in Kapitel 4.2 Aspekte des Transports und der Infrastruktur bearbeitet. Der Ablauf der Montage und die Inbetriebnahme werden in Kapitel 4.3 erläutert, die aus Sicht der vorliegenden Arbeit das Projektende darstellt.

### **4.1 TECHNIKAUSWAHL**

Wie in Kapitel zwei bereits erwähnt, werden die WEA in vertikal- und horizontalachsige Anlagen unterschieden. Horizontalachsige Windräder haben gegenüber den vertikalachsigen eine größere Bedeutung und Verbreitung erreicht, da Letztere viele Nachteile mit sich bringen, wie Schwingungsprobleme, ungünstige Neigungswinkel der Rotorblätter oder auch deren geringe Höhe.

Im Zuge der Projektplanung wird, wie in Kapitel drei beschrieben, basierend auf den während des Microsittings gesammelten Daten eine Vorauswahl bezüglich des WEA-Typs getroffen. In Kapitel vier wird der konstruktive Aufbau einer WEA näher beschrieben und es werden die verschiedenen Anlagenkonzepte vorgestellt, die je nach Art des Einsatzes unterschieden werden. In dieser Phase des Projektes wird die endgültige Auswahl bezüglich des Anlagentyps getroffen und Ausschreibungen zu Wegebau und Logistik getätigt.

Die Maße der in der Vorauswahl gewählten Anlage und der jetzt endgültig ausgewählten dürfen sich jedoch nicht wesentlich unterscheiden, da die erteilte Baugenehmigung bei einer zu großen Differenz ungültig würde und ein neuer Antrag gestellt werden müsste. Geringe Abweichungen sind zulässig, wenn sie in dem von der Behörde vorgegebenen Toleranzbereich liegen.

#### **4.1.1 Konstruktiver Aufbau**

WEA bestehen aus den sechs Hauptkomponenten Rotor, mechanischer Antriebsstrang, elektrisches System und Regelung sowie dem Turm und dem Fundament. Die Hauptkomponenten werden in Abbildung 4.1 dargestellt.

In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Komponenten in Bezug auf Aufbau und Funktion beschrieben.

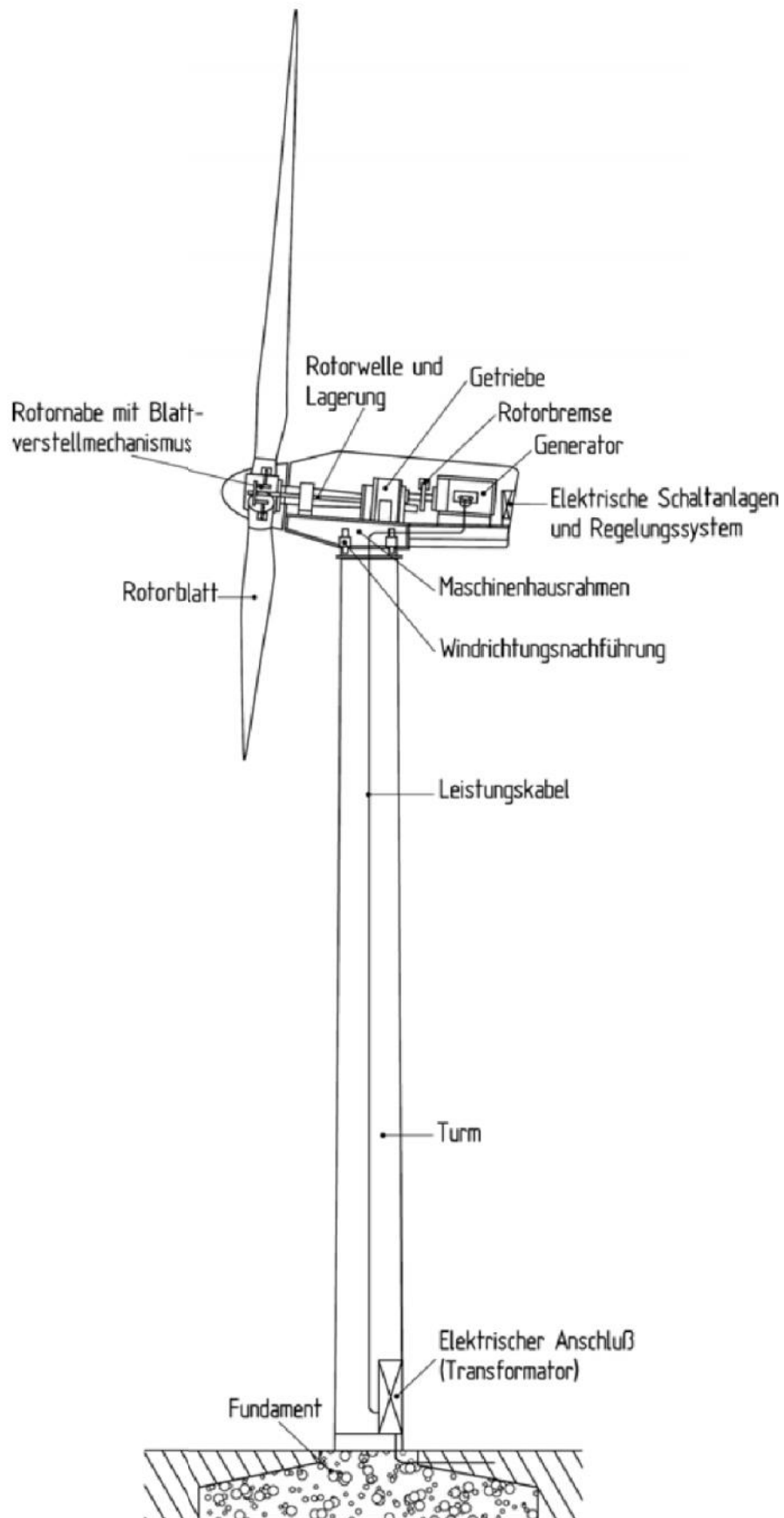


Abbildung 4.1: Horizontalachsen-Windkraftanlage [23]

#### 4.1.1.1 Rotor

Der Rotor ist das Herzstück der WEA und wandelt die kinetische Energie der Luftmasse in mechanische Rotationsenergie um, indem er die Rotationsenergie über die Rotorwelle an das Getriebe weitergibt. Er besteht aus der Rotornabe und den Rotorblättern. Der wichtigste Auslegungsparameter für eine WEA ist die Rotordrehzahl. Die Rotordrehzahlen variieren zwischen 12 Umdrehungen pro Minute bei großen modernen Anlagen und 1000 Umdrehungen pro Minute bei kleinen.

Eine WEA kann zwei Drehzahlkonzepte vorweisen. Die erste Variante wäre, dass sie mit einer konstanten Drehzahl arbeitet, wobei die Anlage direkt ans Netz gekoppelt wird und nur durch mehrere Generatoren mit konstanter Drehzahl für unterschiedliche Drehzahlen mehrere aerodynamische Optima und Leistungen erreichen kann. Die zweite Variante wäre eine variable Drehzahl, wodurch sich für die Anlage eine höhere Effizienz und eine geringere mechanische Belastung ergeben, da sie für viele Drehzahlen einsetzbar ist. Der Nachteil dieser Variante aber ist, dass sie mit hohen Investitionskosten verbunden ist, da keine direkte Netzeinspeisung erfolgen kann und für eine Einspeisung unter anderem ein Umrichter benötigt wird.

Die Rotordrehzahl wird durch zwei Faktoren beeinflusst. Einerseits muss die Blattanzahl aufgrund des hohen Kostenanteils des Rotors so gering wie möglich gehalten werden, da z. B. bereits ein Dreiblatt-Rotor 20–25 Prozent der Gesamtkosten ausmacht. Andererseits werden seit den achtziger Jahren hauptsächlich Dreiblatt-Rotoren anstatt von Zweiblatt-Rotoren verwendet, da sie aufgrund der gleichmäßigen Verteilung der Massen- und Luftkräfte über die Rotorfläche dynamisch ruhiger sind, was eine geringere Belastung aller Komponenten bewirkt.

Die zweite Komponente, aus der der Rotor besteht, ist die Rotornabe. Obwohl sie ein Teil des Rotors ist, ist sie aus konstruktiver und funktionaler Sicht mit dem mechanischen Triebstrang verknüpft und daher dessen erste Komponente. Sie verbindet die Rotorblätter mit dem Rest der WEA und überträgt die mechanische Leistung auf die Rotorwelle. Insgesamt wird zwischen den vier in Abbildung 4.2 dargestellten Nabenbauformen unterschieden.

Ein weiteres Detail, welches für alle WEA relevant ist und dem besondere Aufmerksamkeit zukommen muss, ist die Leistungsbegrenzung durch verstellbare Rotorblätter bei hohen Windgeschwindigkeiten.

Diese Funktion, die bei Überdrehzahl als aerodynamische Bremse dient, soll eine Überlastung der Anlage verhindern. Hierbei wird die aus der Auftriebskraft des Windes an den Rotorblättern resultierende Rotorleistung begrenzt. Diese Leistungsbegrenzung kann auf unterschiedliche vom Anlagentyp abhängige Art und Weise erfolgen.

Für eine Leistungsbegrenzung durch Strömungsabriss, auch Stall-Regelung genannt, wird eine starre Rotornabe verwendet. Hierbei kommt die Strömung bei zunehmender Windgeschwindigkeit und konstant gehaltener Umfangsgeschwindigkeit zum Abreißen.

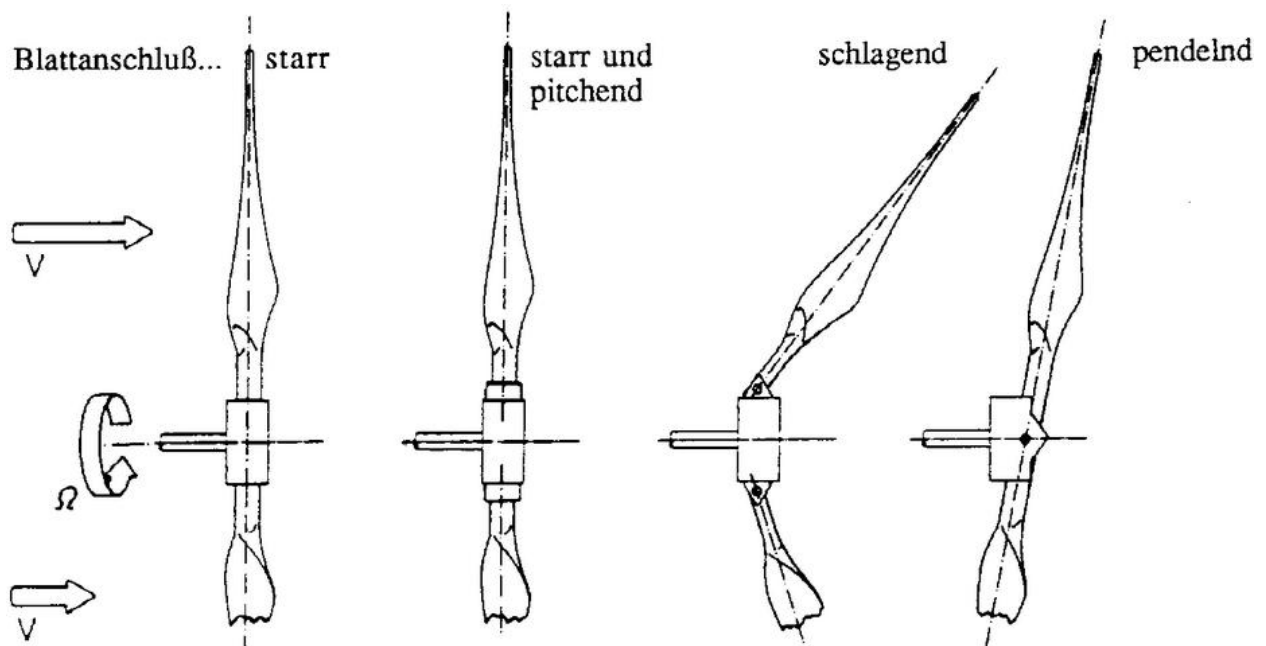


Abbildung 4.2: Nabenbauformen [20]

Bei hohen Windgeschwindigkeiten wird der Anströmungswinkel  $\alpha_{\text{stall}}$  zu groß und die Luftströmung kann der Profilgeometrie auf der Saugseite nicht mehr folgen. Der Zusammenhang wird in Abbildung 4.3 dargestellt. Voraussetzung für dieses einfachste und älteste Regelungssystem ist eine kleine drehzahlkonstante WEA mit einer hohen Generatorleistung. Jedoch beschränkt sich der Einsatzbereich von Anlagen mit diesem System auf den Netzparallelbetrieb an einem frequenzstarken Netz.

Ein zweites Regelungssystem und das bei Weitem effektivste ist die Leistungsbegrenzung durch Verdrehen der Rotorblätter, was auch Pitchen genannt wird (vgl. Abb. 4.2, 2. v. l.). Bei diesen pitchenden Rotornaben werden die Rotorblätter mit Hilfe von Drehwerkgetrieben um die Längsachse verdreht und in „Fahnenstellung“ gebracht, sodass die Vorderkante des Rotorblattes in die Anströmung zeigt (vgl. Abbildung 4.4). Dadurch führt der geringe Anstellwinkel  $\alpha$  zu kleineren Auftriebskräften und somit zu einer geringeren Leistung. Dieser Mechanismus wird außer zur Leistungsregelung auch dafür verwendet, im Falle eines erzwungenen Stillstandes die Rotorblätter aus dem Wind zu bringen.

Außerdem gibt es noch zwei weitere Regelungssysteme, die nur der Vollständigkeit halber erwähnt werden, da sie bei marktfähigen Dreiblattroten keine Anwendung mehr finden. Schlaggelenknaben wurden überwiegend bei Einblattsystemen verwendet und finden aufgrund des hohen konstruktiven Aufwandes und ihres schwer beherrschbaren dynamischen Verhaltens kaum Anwendung. Als letzte Ausführungsform ist die pendelnde Nabe zu nennen, die speziell bei Zweiblattroten eingesetzt wird. [20] [23] [25]

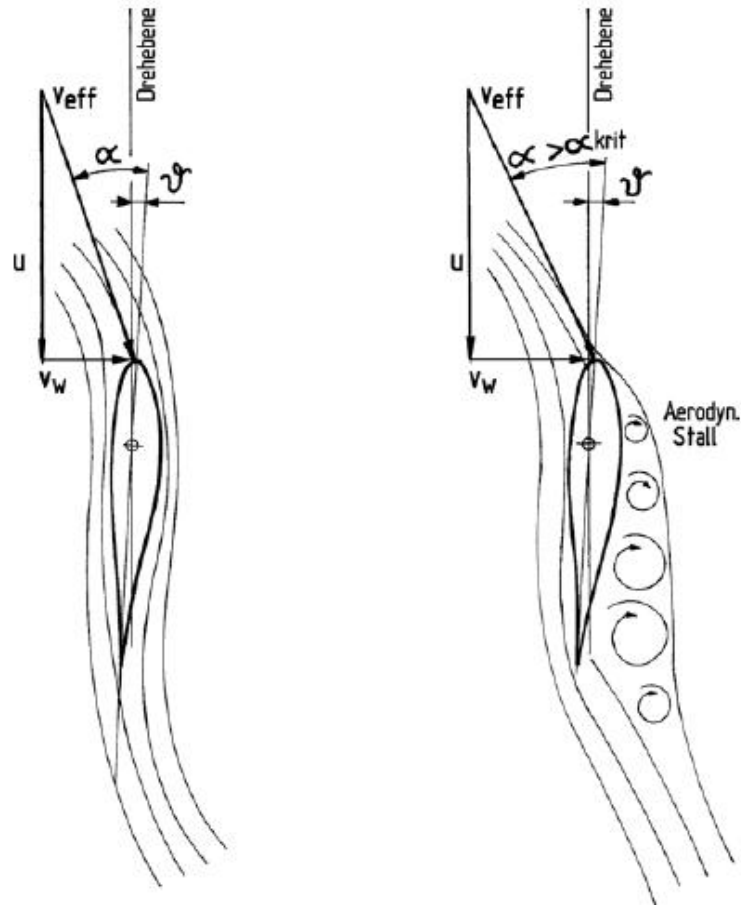


Abbildung 4.3: Ablösung der Strömung am Rotorblatt ohne Verstellung des Blatteinstellwinkels [23]

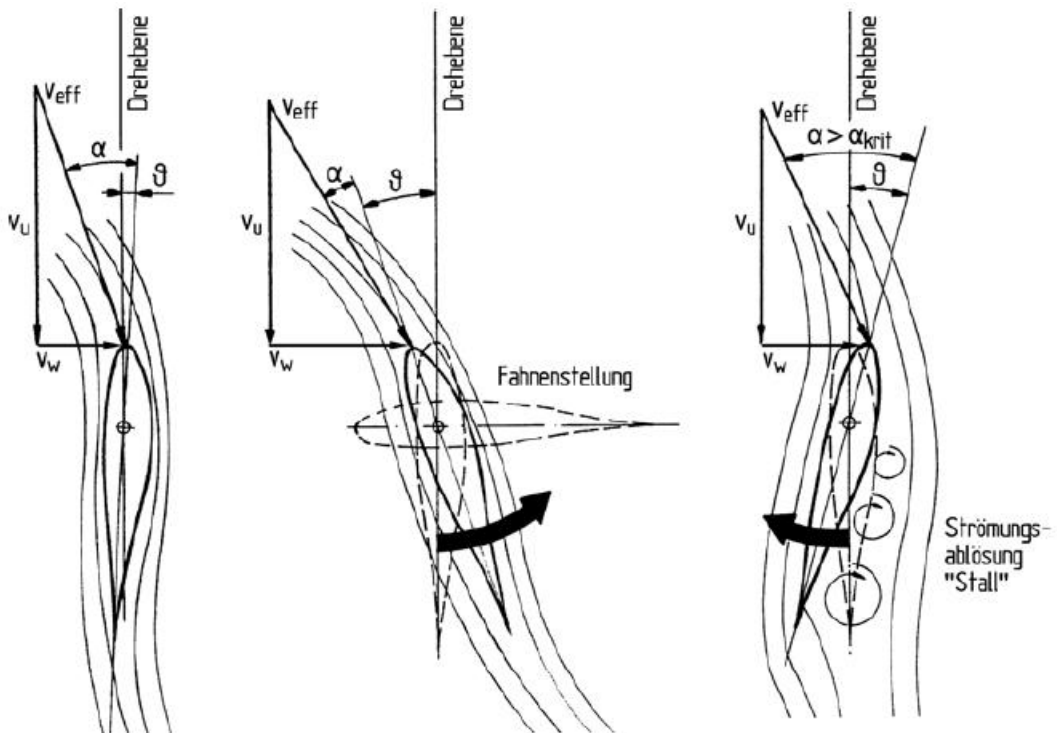


Abbildung 4.4: Regelung der Rotorleistungsaufnahme durch Verstellen des Blatteinstellwinkels [23]

### 4.1.1.2 Triebstrang

Das Herz der Windkraftanlage ist der Triebstrang. Hierunter werden die mechanischen Komponenten der Leistungsübertragung vom Rotor zum Generator zusammengefasst. Je nach Bauform wird er aus fünf Teilstücken gebildet und ist auf der Spitze des Turms in einem Maschinenhaus untergebracht (vgl. Abbildung 4.5).

Der Triebstrang setzt sich neben der Rotorwelle und deren Lagerung aus Getriebe, Kupplung, Bremse und dem Generator zusammen. Die Anordnung der einzelnen Komponenten innerhalb des Triebstrangs wird u. a. dadurch beeinflusst, ob es sich um eine getriebelose oder eine WEA mit Getriebe handelt. Außerdem variieren die Konzepte hinsichtlich der Integration der einzelnen Komponenten. Grundsätzlich wird zwischen den drei Bauformen integriert, aufgelöst und teilintegriert unterschieden. [25]

Bei der integrierten Bauweise wird die Funktion von Rotorwelle, Lager, Bremse und Kupplung in einer Komponente zusammengefasst. Der Triebstrang wird in einer kurzen und kompakten Bauweise ausgeführt, was zu Material- und Kosteneinsparungen führt. Ein weiterer Vorteil dieser Bauweise ist die einfache Montage und der vergleichsweise unproblematische Transport. Nachteil der integrierten Bauform ist der hohe Wartungs- bzw. Instandsetzungsaufwand, da schon bei geringen Schäden der gesamte Maschinenträger demontiert werden muss.

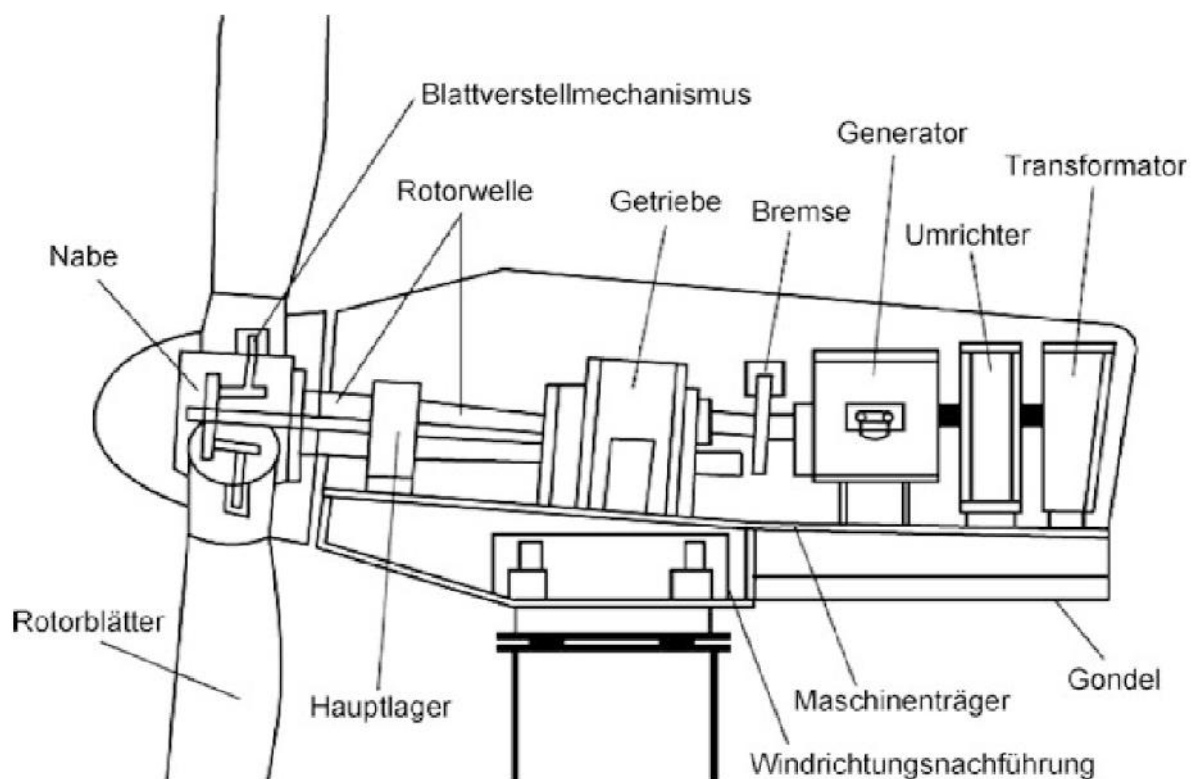


Abbildung 4.5: Exemplarischer Aufbau des Triebstrangs [25]

Ein weiteres Konzept ist die aufgelöste Bauform, bei der alle Komponenten auf dem Maschinenträger separat und leicht zugänglich befestigt werden. Im Gegensatz zur integrierten Bauweise, die ein Einlager-Konzept aufweist, wird bei der aufgelösten Bauweise die Rotorwelle doppelt gelagert, was zu einer Entlastung des Getriebes führt, wobei jedoch der Maschinenträger eine größere Baulänge erreicht. Der große Vorteil dieser Bauweise ist, dass durch den übersichtlichen Aufbau einzelne Triebstrangkomponenten vergleichsweise einfach ausgetauscht werden können und dass standardisierte Lager- und Getriebeeinheiten verwendet werden. Die übersichtliche und leicht zugängliche Bauweise stellt aber auch einen Nachteil dar, da, wie bereits erwähnt, der Maschinenträger eine größere Baulänge erreicht, was zu einem höheren Materialeinsatz und zu einem höheren Gewicht führt.

Die dritte und letzte Bauweise ist die teilintegrierte, welche eine Mischform der beiden zuvor erwähnten ist. Bei dieser Konstruktion wird eine Dreipunkt-Lagerung verwendet. Es kann beispielsweise die Rotorwellenlagerung teilweise in das Getriebe integriert werden. Der Vorteil dieser Variante ist eine verkürzte Rotorwelle und die damit verbundene Material- und Gewichtseinsparung. Ein wesentlicher Nachteil neben der aufwendigen Fertigung ist, dass zusätzlich ein Biegemoment zu der herkömmlichen Beanspruchung des Getriebes durch das Drehmoment hinzukommt. [23]

Nachfolgend werden die einzelnen Triebstrangkomponenten näher beschrieben. Die Rotorwelle ist die Verbindung zwischen Nabe und Getriebe (vgl. Abbildung 4.5). Die Konstruktion und Länge der Welle, die hohen Belastungen standhalten muss, wird durch die Faktoren Triebstrangkonzzept und Materialaufwand beeinflusst. Diese bestimmen das Gewicht, das der Turm zu tragen hat. Aus diesem Grund werden bei den neuen Multimegawatt-Anlagen zunehmend Hohlwellen verwendet. Hohlwellen zeichnen sich gegenüber Vollwellen durch eine deutliche Gewichtseinsparung und durch eine einfache Durchführung der nötigen Versorgungsleitungen für die Blattverstellung aus.

Wie bereits erwähnt, kann die Rotorwellenlagerung unterschiedlich gestaltet werden. Im Gegensatz zum elektrischen Generator und zum Getriebe, die im Prinzip Standardkomponenten darstellen, wird die Rotorlagerung individuell ausgelegt und ist ein Unterscheidungsmerkmal einer Windkraftanlage. Die Rotorwelle mit zwei separaten Lagern, die sogenannte fliegende Welle, ist die klassische Lagerungslösung. Bei dieser Konstruktion werden die Rotorkräfte über die Plattform in den Turm eingeleitet, wodurch das Getriebe außer dem Drehmoment keine Rotorlasten aufnehmen muss. Bei dieser Bauart wird der Rotor nur durch die Welle gehalten, was eine Demontage des Getriebes ohne großen Aufwand möglich macht. Einige Hersteller für große Anlagen sehen diesen Vorzug als besonders wichtig an. Eine weitere Lagerkonzeption, die Dreipunkt-Lagerung von Rotorwelle und Getriebe, hat sich in den letzten Jahren bei größeren Windkraftanlagen durchgesetzt. Die Bauart ist durch die Integration des hinteren Rotorwellenlagers in das Getriebe gekennzeichnet. Rotorwelle und Getriebe werden vom vorderen Rotorla-



ger und den beiden Getriebeauflagen unterstützt und daher wird diese Konzeption als Dreipunkt-Lagerung bezeichnet. Vorteilhaft wirkt sich diese Bauweise in dem Sinne aus, dass eine Verkürzung der Rotorwelle und damit auch der Struktur des Maschinenhauses erreicht wird. Nachteilig fällt ins Gewicht, dass das Getriebe einer Doppelbelastung durch Dreh- und Biegemoment der Rotorwelle ausgesetzt wird. [23]

Die aufgezählten Beispiele der Lagerung zeigen nur einen Teil der heute verwendeten Konstruktionen. Tatsächlich ist die Breite der technischen Lösungen viel größer.

Eine weitere Komponente, die jede Windkraftanlage haben muss und die von Zertifizierungsrichtlinien des Germanischen Lloyd vorgeschrieben ist, sind zwei unabhängige Bremssysteme. Im Stillstand, u. a. für Wartungs- und Reparaturarbeiten oder im Schadensfall, muss aus Sicherheitsgründen ein sicheres Feststellen des Rotors möglich sein. Für längere Stillstandzeiten oder für Instandhaltungsarbeiten kommt eine Haltebremse zum Einsatz. Hierzu werden neben einer formschlüssigen Arretierung, die in Form eines Haltebolzens zwischen Rotornabe und Maschinenhaus installiert wird, auch eine Scheibenbremse integriert, die an der schnellen Welle, d. h. zwischen Generator und Getriebe, eingebaut wird.

Bei großen Anlagen mit einem Rotordurchmesser mit 80 m oder mehr erfolgt das eigentliche Abbremsen des Rotors während des Betriebes über die Blattwinkelverstellung, also mittels der sogenannten hydraulischen Bremse. Obwohl die Rotorbremsen ausschließlich als Scheibenbremsen ausgeführt werden und diese oft aus Serienfertigungen der Automobilindustrie unproblematisch übernommen werden können, werden sie bei großen Anlagen nur als Haltebremse eingesetzt und nicht als Betriebsbremse. Grund hierfür ist, dass sie im Einsatz das Bremsmoment und die thermische Beanspruchung aushalten muss. Diese Forderung ist bei zunehmender Größe schwieriger zu erfüllen. Daher ist die Aufgabe der Rotorbremse bei großen Windkraftanlagen auf die Funktion als reine Haltebremse beschränkt. Neben der Funktion der Rotorbremse ist auch der Einbauort im Triebstrang ausschlaggebend. Diese kann sowohl auf der langsamen als auch auf der schnellen Welle angebracht werden, wobei das Hauptziel der Anlagenbauer darin besteht, den Bremsscheibendurchmesser möglichst klein zu halten. Bei modernen großen Anlagen sind die Rotorbremsen nur auf der schnellen Welle zwischen Generator und Getriebe zu finden, da dort das Drehmoment wegen der höheren Drehzahl um eine oder zwei Größenordnungen geringer ist als auf der langsameren Rotorwelle. Die Installation der Rotorbremse auf der schnellen Welle hat aber auch mindestens zwei Nachteile. Zum einen fällt die Bremsfunktion bei einem Bruch der langsamen Welle oder des Getriebes aus und zum anderen muss im Stillstand das Getriebe den Rotor halten, was zu einem erhöhten Verschleiß der Zahnflanken führt. [23]

Um die Rotor- auf die Generatordrehzahl transformieren zu können, benötigt die Windkraftanlage ein Getriebe, es sei denn, der Generator wird so gewählt, dass kein Getriebe mehr benötigt wird. Das Getriebe ist eine weitere Komponente des Triebstrangs, dient häufig auch als Haupt-

lager für den Rotor und bildet die Verbindung zwischen der langsamen Rotorwelle und der schnellen Generatorwelle.

Windenergieanlagen im Multimegawattbereich haben derzeit eine Rotordrehzahl von 6 bis 20  $U/min$  und der Generator eine Drehzahl von 900 bis 2000  $U/min$ . Diese Drehzahlen liegen mehr oder weniger fest, da sich die Rotordrehzahlen aus der Baugröße der Windenergieanlage ergeben und die Generatordrehzahlen aus der Netzfrequenz und der Polzahl des Generators resultieren.

Sie sind Grundlage für das notwendige Übersetzungsverhältnis und bestimmen die Baugröße eines Getriebes. Heute gängige Windkraftanlagen mit Standardgeneratoren benötigen Getriebe mit einem Übersetzungsverhältnis bis 1:100, welches nur mit einem mehrstufigen Getriebe realisierbar ist. Hierfür werden Stirnradgetriebe oder Planetengetriebe mit einem Übersetzungsverhältnis bis 1:5 bzw. bis 1:12 verwendet. Es kann auch eine mehrstufige Bauweise als Kombination beider Getriebearten verwendet werden. [23] [25]

Abbildung 4.6 zeigt einen Vergleich von Abmessungen, Gewicht und Kosten einzelner Getriebebauarten. Außerdem ist zu erkennen, dass mehrstufige Planetengetriebe einen Bruchteil der Baumasse und der relativen Kosten eines vergleichbaren Stirnradgetriebes aufweisen.

Unter anderem aus diesen Gründen ist das mehrstufige Planetengetriebe in der MW-Leistungsklasse überlegen. Weitere Vorteile des Planetengetriebes gegenüber anderen Lösungen sind z. B. auch der bessere Wirkungsgrad und geringere Geräuschemissionen. Zusätzlich bietet der Wellenversatz für Wartungszwecke einen problemlosen Zugang zur Rotorachse. Bei Planetengetrieben liegt der Wirkungsgrad pro Stufe bei 99 %. Dieser hängt vom Übersetzungsverhältnis, der Getriebebauart und der Viskosität des Schmiermittels ab. Die Energieverluste resultieren aus der Reibung der Zahnräder aufeinander, wodurch Wärmeabgabe und Schallemission entstehen.

Die Konstrukteure versuchen dem Problem über eine Kühlung des Schmieröls und durch konstruktive Maßnahmen entgegenzuwirken. Insbesondere ist der Übergang der Schallwellen vom Getriebe auf den Turm zu vermeiden, um die Schallwellen nicht zu verstärken. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass für Windenergieanlagen bis 500 kW aus Kostengründen die Stirnradbauart vorgezogen wird. Kleine Windkraftanlagen bis 100 kW sind in der Regel mit Stirnradgetrieben ausgerüstet und bei größeren neuen Anlagen herrscht die Planetenbauart vor. [23]

Konfiguration:		Masse (t)	rel. Kosten (%)
2 Stufen: Stirnrad		70	180
2 Stufen: Stirnrad mit Drehmomenten- verzweigung		56	164
3 Stufen: Stirnrad		77	192
2 Stufen: Stirnrad und Planetenstufe		41	169
3 Stufen: 2 Planeten 1 Stirnrad		17	110
3 Stufen: Planeten		11	100

Abbildung 4.6: Baumasse und relative Kosten unterschiedlicher Getriebeararten [23]

Bei WKA mit Getriebe wird zusätzlich noch eine Kupplung benötigt, um eine elastische Verbindung zwischen Getriebe und Generator zu schaffen. Die Aufgabe der Kupplung ist es, mögliche Fluchtungsfehler zwischen diesen beiden Triebstrangkomponenten sowie eventuelle Dämpfungsunterschiede auszugleichen. Ein direktes Anflanschen des Generators an das Getriebe ist möglich, jedoch nicht unproblematisch. Durch den Einbau einer flexiblen Verbindungskupplung wird die Triebstrangkette vor Verformungen geschützt und die Montage wird wesentlich erleich-

tert. Außerdem wird eine bessere Zugänglichkeit durch einen gewissen Abstand zwischen Generator und Getriebe erreicht.

Heutzutage werden hierfür größtenteils drehsteife und biegeelastische Lamellen- oder Scheibenkupplungen eingesetzt. Um eine genaue Auswahl einer Kupplung treffen zu können, müssen die Anforderungen an die Kupplungsfunktion möglichst exakt definiert sein und der Konstrukteur der WEA muss sich von den Herstellerfirmen diesbezüglich beraten lassen. Hierzu einen systematischen Überblick zu vermitteln, liegt nicht im Fokus der vorliegenden Arbeit. [23] Für die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische benötigt die Windkraftanlage einen Generator. Dieser ist die letzte Komponente im Triebstrang und hat besonderen Einfluss auf die Kosten und die Maße der Anlage. Windkraftanlagen können entweder mit einem Synchrongenerator oder einem Asynchrongenerator ausgestattet sein und die Netzanbindung kann direkt oder indirekt erfolgen, wobei für die letztere Art der Anbindung weitere elektrische Bauteile benötigt werden. [25]

Die einzelnen Unterschiede und Funktionen der Bauarten werden in Kapitel 4.1.2 näher beschrieben. In Windenergieanlagen ab einer Leistung von 600 kW wird mit einer Spannung von 690 V ein 3-Phasen-Wechselstrom produziert. Mit Hilfe eines Transformators wird diese Spannung in Abhängigkeit von der lokalen Netzspannung bis auf 110 kV hochgespannt. Je nachdem, welcher Generatortyp gewählt wird, können der Aufbau und die Funktion der Windenergieanlage variieren. Windkraftanlagen mit einem Synchrongenerator, sogenannte Direktantriebe, kommen ohne Getriebe aus. Der Generator wird direkt mit dem Rotor verbunden und hat eine niedrige Drehzahl. Seit 1996 gibt es das Konzept mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator, der mit Getriebe und Frequenzumrichter arbeitet.

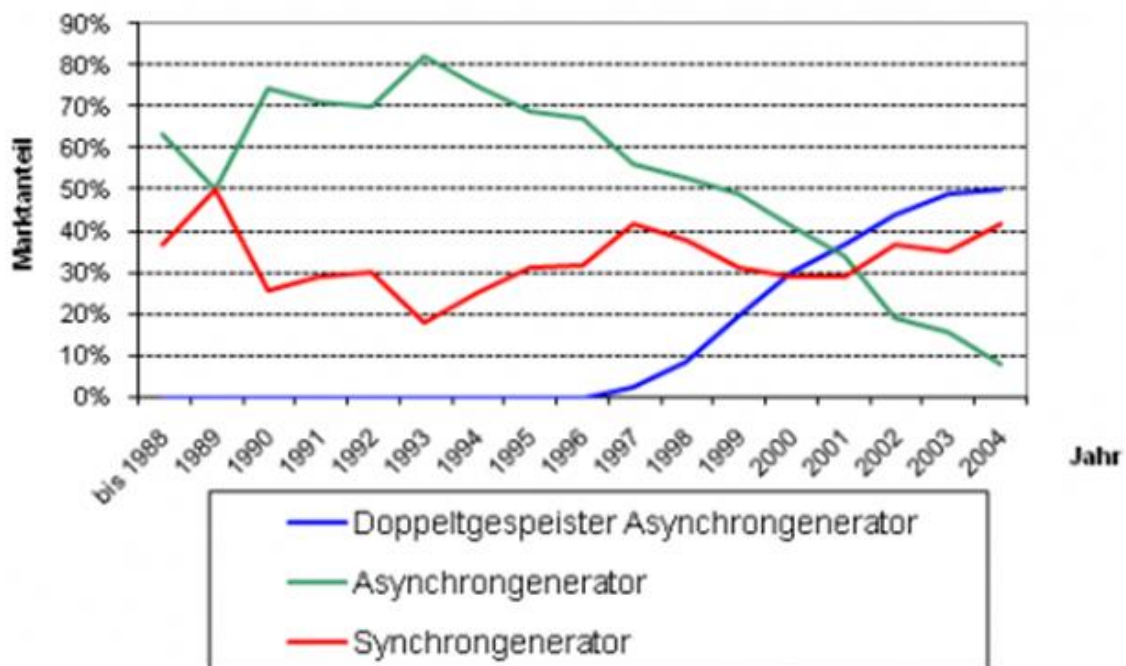


Abbildung 4.7: Marktanteil der Generatorbauarten [13]

Abbildung 4.7 ist zu entnehmen, dass der doppeltgespeiste Asynchrongenerator die heute am häufigsten verwendete Bauart ist, während es bis 1996 noch billige, robuste und wartungsarme, aber auch drehzahlstarre Anlagen mit direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator waren. Grund hierfür ist, dass Anlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator über einen weiten Drehzahlbereich geregelt werden können und einen hohen Wirkungsgrad haben. Der Wirkungsgrad drehzahlvariabler Anlagen liegt zwischen 96 und 98 Prozent. Die entstehenden Verluste, meist in Form von Wärme, müssen abgeführt werden, was bei kleinen Anlagen mit einer Leistung von bis zu 1 MW durch Luftkühlung geschieht. Bei größeren Leistungen muss dies wassergekühlt erfolgen, und da der Generator die meiste Wärme abgibt, befindet sich der Kühler auf dem Generator. [13]

#### 4.1.1.3 Hilfsaggregate und sonstige Einrichtungen

Neben den Hauptkomponenten des Triebstranges und dem elektrischen Generator, die im letzten Kapitel beschrieben worden sind, verfügt eine Windenergieanlage über eine Reihe von Hilfsaggregaten und Einbauten, die ebenfalls im Maschinenhaus untergebracht sind.

Unter anderem zählt die motorische Windrichtungsnachführung des Maschinenhauses, das Azimutverstellsystem, dazu. Das System richtet den Rotor und das Maschinenhaus automatisch nach der Windrichtung aus und bildet den Übergang des Maschinenhauses zum Turmkopf. Bei größeren Anlagen wird das Maschinenhaus auf einer Gleitbahn gelagert. Es kann zwischen einem hydraulischen und elektrischen Stellantrieb gewählt werden. Vorteile des hydraulischen Antriebs im Vergleich zum elektrischen sind geringere Kosten, die kleinere Baugröße und seine einfache Regelbarkeit. Demgegenüber stehen aber Steifigkeitsprobleme. In letzter Zeit aber lässt sich die Tendenz erkennen, dass regelbare elektrische Stellmotoren, sogenannte Drehwerkgetriebe, die hydraulischen Antriebe verdrängen. Grund hierfür ist, dass die Zulieferindustrie komplette Einheiten anbietet und zum Teil elektrische Stellantriebe mit integrierter Bremse verwendet, was Azimutbremsen überflüssig macht.

Weitere Systeme, welche besonderen Einfluss auf die Minimierung der Geräuschentwicklung und der Luftschallübertragung haben, sind die thermischen Betriebssysteme Kühlung und Heizung. Wo noch eine Oberflächenkühlung des Generators bei kleineren Anlagen ausgereicht hat, benötigen modernere Anlagen mit einer höheren Leistung aufwendigere Kühler in Form von geschlossenen Kühlkreisläufen mit entsprechenden Luft-Luft-Wärmetauschern. Bei neueren Onshore-Anlagen werden sogenannte passive Kühler eingesetzt, die nur durch den natürlichen Wind ohne zusätzliche Ventilatoren kühlen. Bei diesem Prinzip wird der Wärmetauscher unmittelbar vom Wind angeströmt. Durch den Einsatz von passiven Kühlsystemen wird Energie gespart und eventuelle Geräusche werden durch den Ventilator vermieden.

Aufgrund ihrer Bauhöhe und dem Aufbau an ungeschützten Standorten sind Windkraftanlagen besonders durch Blitzeinschläge gefährdet. Häufig treten die Blitzeinschläge an der höchsten Stelle auf, d. h. an der Blattspitze, bei Megawatt-Anlagen tritt aber auch das Phänomen des Aufwärtsblitzes von der Anlage in die Wolken auf. Um unkontrollierte Blitzeinschläge zu verhindern, werden die Blitze an den Rotorblattspitzen mit sogenannten Rezeptoren gezielt eingefangen. Anschließend werden die hohen Ströme im Inneren des Rotorblattes durch metallische Leiter abgeleitet. Zum Schutz der gesamten Windkraftanlage vor Blitzschäden müssen die Ströme weiter abgeführt werden, was mit Hilfe von Funkenstrecken geschieht, die verhindern, dass ein Punktschweißen von Wälzkörper und Lauffläche auftritt. In der Windkraftanlage befinden sich drei Punkte, an denen der Strom weitergeleitet werden muss, ohne wesentliche Probleme zu verursachen. Der erste Punkt befindet sich am Blattlager, der zweite ist das Rotorhauptlager zwischen Nabe und Maschinenträger. Anschließend überbrückt der Strom das Turmkopflager und wird vom Maschinenträger zum Turm abgeleitet.

Für die heute übliche Zustandsüberwachung werden zahlreiche Betriebs- und Umgebungsdaten gesammelt, wofür eine Vielzahl von Sensoren und Datenspeichergeräte erforderlich sind. Während des Betriebes müssen laufend die Windgeschwindigkeit und -richtung, die Drehzahl des Rotors und des Generators, diverse Temperaturen und Drücke und viele weitere Werte erfasst werden. [23]

In diesem Kapitel konnten nur einige Einrichtungen beschrieben werden.

Alle weiteren Komponenten, die nicht aufgezählt worden sind, sind Standardkomponenten, die in jeder WEA vorkommen, und sind daher nicht entscheidungsrelevant.

#### **4.1.1.4 Turm- und Fundamentvarianten**

Nachdem in den vergangenen Kapiteln die einzelnen Komponenten des Rotors und des Triebstranges und sonstige Einrichtungen erläutert wurden, befasst sich dieses Kapitel mit den verschiedenen Turm- und Fundamentvarianten.

Der Turm hat die Aufgabe, die Windenergienutzung in einer ausreichenden Höhe über dem Boden zu ermöglichen sowie die statischen und dynamischen Belastungen aufzunehmen und in das Fundament abzuleiten. Je nach Anlagenkonzept können bei größeren Anlagen zusätzliche elektrische Komponenten im Turm integriert werden. Der Turm kann einen beträchtlichen Teil der Gesamtkosten ausmachen, welcher mit der Höhe ansteigt. Bei moderneren Anlagen werden die Kosten für einen höheren Turm dadurch zumindest teilweise kompensiert, dass mit zunehmender Turmhöhe die spezifische Energielieferung ansteigt. Ein entscheidender Faktor für die Turmhöhe ist der Aufstellort der Anlage.

Wie in Kapitel 2.3 erklärt, behandelt diese Arbeit als Aufstellort des Windparks beispielhaft das Bundesland Schleswig-Holstein. An der Küste werden aufgrund der mit der Höhe zunehmenden

Windgeschwindigkeit und des relativ homogenen Windprofils etwas niedrigere Türme installiert als z. B. in Bayern, wo Nabenhöhen von 130 m und mehr erreicht werden. Bei der Turmauslegung wird versucht, die gewünschte Turmhöhe mit der notwendigen Steifigkeit zu möglichst geringen Baukosten zu kombinieren, denn der Turm hat entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die Turmhöhe kann nicht nur finanzielle Probleme verursachen, sondern auch logistische, denn mit zunehmender Höhe stellt der Transport des Turmes zum Aufstellort ein größer werdendes Problem dar. Daher können die für den Transport zu berücksichtigenden Abmessungen und Gewichte den Ausschlag dafür geben, welche Turmvariante für den Bau der Windkraftanlage verwendet wird. Weiterhin muss auf das Verhältnis der Nabenhöhe zum Rotordurchmesser geachtet werden. Bei Küsten-Anlagen liegt es im Bereich von 1,0 bis 1,4, wobei der niedrige Wert für Anlagen im Megawatt-Bereich steht. Strukturell wird zwischen weicher und steifer Turmauslegung unterschieden, wobei bei großen Anlagen aus Material- und Kostengründen fast immer auf die weiche Auslegung zurückgegriffen wird. Als Materialien werden Stahl oder Beton verwendet. [13]

Konstruktiv wird zwischen freitragenden Türmen und abgespannten Masten gewählt, wobei die abgespannten Masten wie die steife Auslegung nur für kleine Windkraftanlagen eingesetzt werden. Für größere Windkraftanlagen wird die freitragende Bauweise angewendet, da sie eine hohe Nick- und Torsionssteifigkeit hat, was aber mit einem hohen Materialeinsatz verbunden ist. Unter den freitragenden Türmen wird zwischen vier Turmartentypen unterschieden. Mit dem geringsten Materialeinsatz für eine steife Auslegung kommen Gittertürme aus, wodurch sie im Vergleich zu den Stahlrohtürmen leichter und einfacher zu transportieren sind. Die Gitterbauweise wurde in der Anfangsphase des Windkraftanlagenbaus eingesetzt, doch aufgrund des hohen Montageaufwandes und des damit verbundenen Lohnkostenanteils wird sie in Ländern mit niedrigen Lohnkosten verwendet. In Europa werden üblicherweise freitragende Stahlrohtürme in geschlossener und konischer Form verwendet. Die Stahlrohtürme sind in bis zu fünf Segmente, in sogenannte Turmschüsse, von je 20 bis 30 m Länge unterteilt. Diese Segmente bestehen aus einzelnen Stahlplatten und sind einfach zu fertigen. Sie werden relativ günstig im industriellen Maßstab gerollt und schließlich zusammengeschweißt, zum Aufstellort transportiert und mit entsprechenden Flanschen verschraubt.

Wie bereits erwähnt, haben die Türme meist eine konische Form und bei Anlagen der Megawatt-Klasse beträgt der Turmfußdurchmesser bei einem 80-Meter-Turm ca. 4,0 m. Hier stoßen die Windenergieanlagenhersteller an die Grenzen der Transportmöglichkeiten, da z. B. Brückendurchfahrten in der Höhe üblicherweise auf 4,0 bis 4,2 m limitiert sind oder Stahltürme einer 100-Meter-Multimegawatt-Anlage bis zu 200 Tonnen wiegen können. Daher kommt bei sehr großen Anlagen, die höher als 100 m sind, die Gitterbauweise wieder in Betracht. Der spezifische Massenvorteil, ein Baukastensystem sowie die Montage der Turmsegmente vor Ort zeigen die Vorzüge gegenüber der Stahlrohrbauweise.

Eine Alternative, die den Transport und die Montage vereinfachen kann, sind Betontürme. Sie werden am Standort aufgebaut, daher der Name „Ort-Beton“, weisen bessere Schwingungseigenschaften auf und führen zu einer Reduktion der Schallemission. Dadurch, dass das Material für Ortbetontürme vor Ort angemischt und verbaut wird, minimiert sich der Transportaufwand. Im Gegenzug ist aber die Bauzeit relativ lang und die Qualitätskontrolle ist problematisch, da Qualitätsschwankungen des Materials nicht vermieden werden können. Alternativ bieten Anlagenhersteller eine Spannbeton-Bauweise an, bei der Türme aus vorgefertigten Segmenten aufgebaut werden. Jedoch ist eine derartige Serienfertigung erst bei Großprojekten wirtschaftlich. Eine weitere Möglichkeit, die Logistikprobleme zu umgehen, bieten sogenannte Beton-Stahl-Hybridtürme. Da extreme Turmhöhen weder als reine Stahlrohrkonstruktion noch in der Betonbauweise realisierbar sind, bleiben nur Gittertürme oder hybride Bauweisen zur Auswahl. Die Hybrid-Türme verbinden die Vorteile der Stahlrohrtürme mit denen der Ortbetontürme. Wie in Abbildung 4.8 zu erkennen ist, sind sie im unteren Teil betoniert, während der obere Teil aus Stahlrohstücken besteht. Die Betonsegmente werden mit Stahlseilen verspannt. Die Bauweise derartiger Türme ist zwar komplex, bringt aber Vorteile mit sich mit. Zum einen verringert der obere Stahlurmteil den Anstieg der Turmmasse mit zunehmender Höhe und zum anderen sinken die Eigenfrequenzen nicht so stark ab. [13] [23]



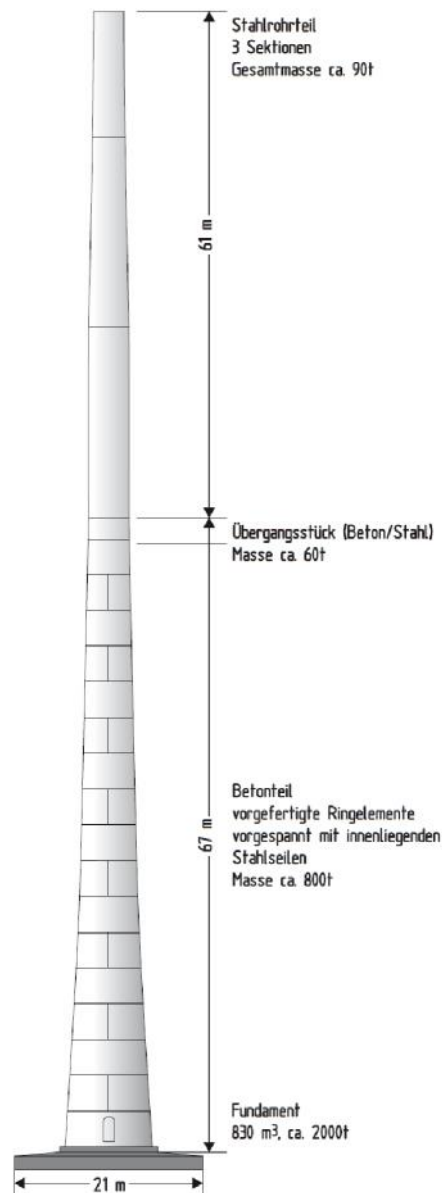


Abbildung 4.8: Konstruktive Konzeption des Hybridturms [23]

Abschließend kann festgehalten werden, dass alle Turmvarianten Vor- und Nachteile haben und die Kosten mit zunehmender Turmhöhe je nach Bauweise unterschiedlich ansteigen.

Wie in Abbildung 4.9 zu erkennen ist, nimmt die Baumasse freitragender Stahlrohrkonstruktionen stark zu. Ab einer Höhe von 100 m stoßen Spediteure an die Grenzen der Transportierfähigkeit und die Türme werden unverhältnismäßig schwer und teuer. Daher eignet sich für Turmhöhen ab 100 m die Gitterbauweise, da die Baumasse des Gitterturms generell 60 Prozent derjenigen eines vergleichbaren Stahlrohrturms beträgt. Das Hauptargument gegen eine derartige Bauweise ist das Akzeptanzproblem bei der Bevölkerung, da Gittertürme als unansehnlich gelten. Eine Alternative bietet der Hybridturm aus Beton und Stahl, durch den sich der Anstieg der Kosten begrenzen lässt, wie Abbildung 4.10 zu entnehmen ist. [23]

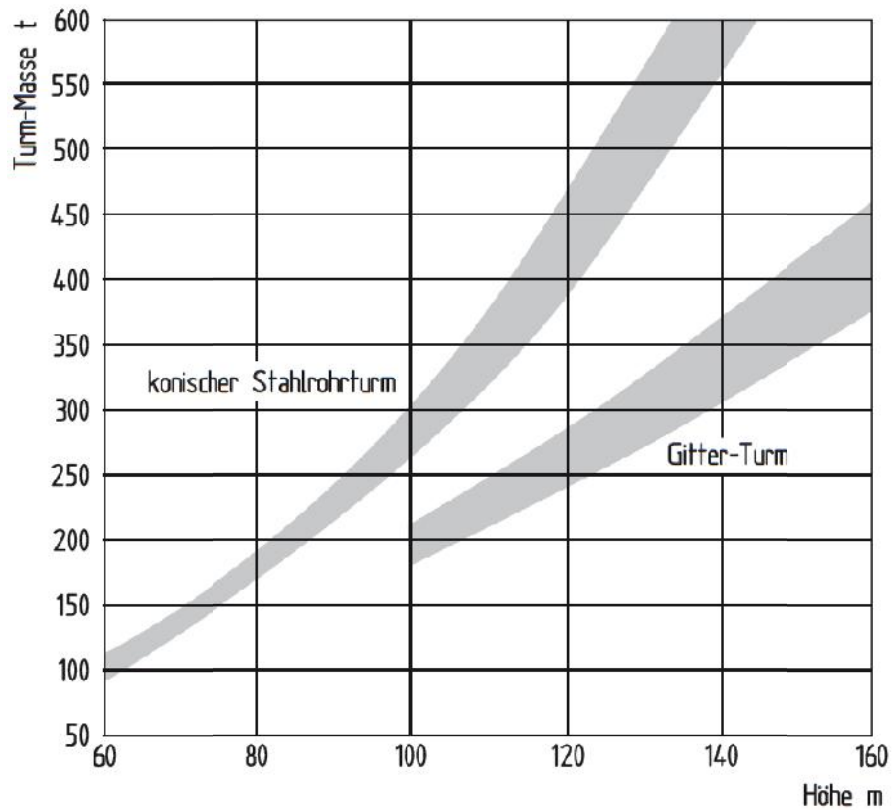


Abbildung 4.9: Anstieg der Baumasse mit der Höhe für Stahlrohr- und Gittertürme [23]

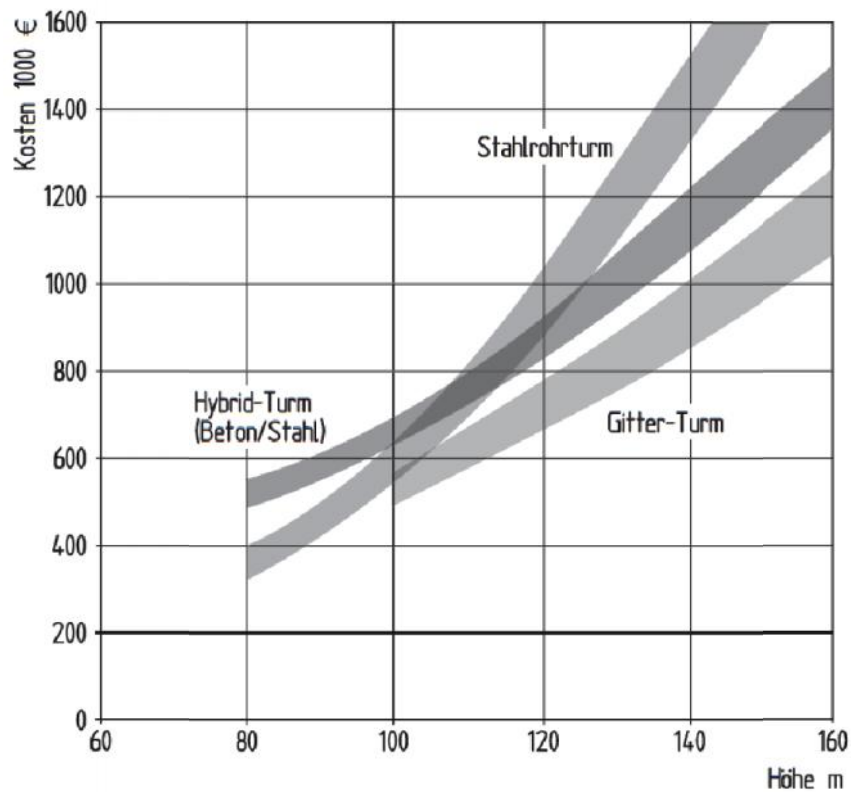


Abbildung 4.10: Anstieg der Kosten mit der Höhe für verschiedene Turmkonzeptionen [23]

Die Gestaltung des Fundaments, mit dem die Windkraftanlage im Untergrund verankert wird, hängt von der Anlagengröße, der Bauart des Turmes sowie der Beschaffenheit des Bodens ab. Bei Onshore-Windkraftanlagen ist das Schwerkraftfundament verbreitet, dessen Masse und räumliche Ausdehnung so ausgelegt sein müssen, dass die Standfestigkeit im Hinblick auf die Kippmomente gewährleistet ist. Da die Bodenbeschaffenheit ausschlaggebend für ein Projekt ist, wird als Grundlage für den Fundamententwurf ein Bodengutachten gefordert, welches unter Verwendung Bohrproben vom Aufstellort erstellt wird. Bei Onshore-Anlagen wird abhängig von den Bodenverhältnissen das Fundament als Flach- oder Tiefgründung ausgeführt. In Abhängigkeit vom Ergebnis des Bodengutachtens wird ein Fundament ausgewählt.

Bei festem Baugrund wird im Allgemeinen die Flachgründung gewählt, bei der es sich um rechteck- oder mehreckige Plattenfundamente handelt. Die Eigenschaften und Anforderungen des Fundaments werden durch die WEA-Hersteller vorgegeben. Bei weniger tragfähigem Untergrund, der vor allem im norddeutschen Küstenvorfeld, dem Marschland, vorkommt, kommt die sog. Tiefgründung zur Anwendung, bei der die Fundamentplatten mit Pfählen versehen werden, welche die auftretenden Lasten bis in tragfähige Bodenschichten ableiten. Hierfür werden sog. Bohrpfähle oder vorgefertigte Rammpfähle verwendet, weil die festen Sandschichten erst in einer Tiefe von 25 m liegen. Die Kosten der Fundamentierung werden dadurch um bis zu 50 Prozent erhöht, da bis zu 20 solcher Pfähle erforderlich sind.

Die Einbindung des Turmes in das Fundament muss bestimmten Anforderungen gerecht werden und darf nicht oberflächlich erfolgen. Um die Turmlasten tief in die Struktur des Fundaments zu leiten, wird hauptsächlich zwischen zwei Strukturbauteilen ausgewählt. Die erste Variante ist die sog. Fundamentsektion, die als Verlängerung der unteren Turmsektion in das Fundament hineinführt. Eine preisgünstigere Alternative hierzu wäre ein Ankerkorb, wobei Ankerstreben zwischen den Flanschen gegen den harten Boden vorgespannt werden. [23]

#### **4.1.2 Anlagenkonzepte**

Windkraftanlagen können auf verschiedene Weise für die Energiegewinnung eingesetzt werden. Dabei spielt die Größe der Anlage eine wichtige Rolle. Die Anwendungsbereiche von kleinen Anlagen sind andere als für größere Anlagen im Megawatt-Leistungsbereich. Da diese Arbeit sich mit großen Anlagen befasst, sind die Anwendungsbereiche und -konzepte von Kleinanlagen für die weitere Bearbeitung nicht von Bedeutung.

Die größeren Windkraftanlagen zur Stromerzeugung lassen sich je nach Art des Einsatzes in drei Gruppen einteilen. Unterschieden wird zwischen netzeinspeisenden Anlagen, Anlagen für den Inselbetrieb und Anlagen für den Verbundbetrieb. [20]

Bei netzeinspeisenden Anlagen wird für den produzierten Strom kein Speicher benötigt, da sie die Elektrizität jederzeit ableiten können. Je nach Windvorkommen produzieren sie Strom ohne

dass Maßnahmen zur Vermeidung von Über- oder Unterproduktion ergriffen werden müssen. Im Gegenzug müssen sie nach dem Hochfahren unter bestimmten Voraussetzungen, was die Spannung, Phase und Frequenz betrifft, sanft eingeklinkt werden, was mit erheblichem Aufwand an Regelung und Steuerung durch die Leistungselektronik verbunden ist. Diese Anforderungen werden nicht an Anlagen für den Inselbetrieb gestellt und diese müssen auch nicht mit der vom elektrischen Netz vorgegebenen Frequenz von 50 Hz arbeiten. Bei diesen Anlagen muss die Frage nach dem Abnehmer gelöst werden. Sollte kein Abnehmer vorhanden sein, so werden „Totlasten“ aufgeschaltet, um den Überschuss zu verbrauchen, während bei geringem Windstromangebot weniger wichtige Lasten, wie z.B. eine Waschmaschine, abgeworfen werden. Bei Anlagen für den Inselbetrieb oder Verbundbetrieb werden Speicher und Akkumulatoren benötigt, um Reserven zu speichern und bei Windflaute wieder abzurufen. Der Unterschied dieser beiden Konzepte besteht darin, dass bei leeren Speichern und weiterhin bestehender Windflaute Verbraucher bei Verbundanlagen z. B. auf das Dieselsystem umschalten können und durch dieses mit Energie versorgt werden.

Da sich die vorliegende Arbeit mit der Errichtung eines Onshore-Windparks befasst, werden im Folgenden nur die verschiedenen Varianten von netzeinspeisenden Anlagen beschrieben und es wird nicht näher auf Anlagen für den Insel- oder Verbundbetrieb eingegangen. Inselanlagen führen aufgrund des elektrischen Netzes in Westeuropa ein Nischendasein und werden nur für die Versorgung entlegener Nutzer wie Berghütten oder ländlicher Dorfgemeinschaften in der Dritten Welt verwendet; sie sind daher für den Standort Schleswig-Holstein nicht relevant. Bei den Verbundanlagen stellt sich die Lage ähnlich dar, da sie für Dörfer und Kleinstädte, denen eine verlässliche Stromversorgung fehlt, konzipiert wurden.

Die netzeinspeisenden Anlagen werden insgesamt in vier Anlagentypen unterteilt, wie in Abbildung 4.11 zu sehen ist.

Die Windturbine mit direkt einspeisendem Asynchrongenerator, das sogenannte „Dänische Konzept“, arbeitet mit einer festen Drehzahl, was eine Anpassung an die Windverhältnisse nicht zulässt. Die Anlage kann nur bei einer Windgeschwindigkeit die maximale Leistungsausbeute liefern und hat bei anderen Windgeschwindigkeiten nicht den bestmöglichen Wirkungsgrad. Diese Leistungsbegrenzung wird durch die Stall-Regelung realisiert. Jedoch ist es möglich, den Energieertrag der Anlage durch die Verwendung eines zweiten Generators zu verbessern, auf den bei einem anderen Arbeitsbereich umgeschaltet wird. Somit ergeben sich zwei Arbeitsbereiche mit je einer optimalen Windgeschwindigkeit. Anlagen des Dänischen Konzepts sind zwar einfach und robust gebaut, finden aber aufgrund diverser Nachteile im netzgekoppelten Betrieb keine Anwendung mehr. Neben der festen Drehzahl und den zwei Generatoren, die nur bei zwei Windgeschwindigkeiten einen optimalen Energieertrag erzeugen, sind die Rotorblätter und die Komponenten im Triebstrang besonders bei böigem Wind einer hohen Belastung ausgesetzt. Das dritte Problem besteht darin, dass die Asynchrongeneratoren

	Direkt ins Netz drehzahlsteif Blindleistungsbedarf	Über Umrichter ins Netz drehzahlvariabel $n_{max}/n_{min} = 2:1$ Blindleistung regelbar mit Pitchverstellung	
	dynamische Schlupf- regelung mit/ ohne Pitchen	Stall- gesteuert kein Pitchen	
Asynchrongenerator	<p><math>n_{max}/n_{sync} = 1:1,05</math></p>	<p><math>n_{max}/n_{sync} = 1:(1,10 - 1,20)</math></p>	
Synchrongenerator	+	+	<p>wie oben, jedoch permanent magnetisch erregt</p>

Abbildung 4.11: Typen von netzeinspeisenden Anlagen [20]

und die direkte Einspeisung einen Blindleistungsbedarf verursachen und nicht mehr die Anforderungen an die Netzverträglichkeit erfüllen.

Um diese Nachteile zu reduzieren, wurde das Dänische Konzept mit einer dynamischen Schlupfregelung verfeinert (s. Abbildung 4.11 rechts oben). Diese Erweiterung entlastet die Struktur und verlängert die Lebensdauer der Anlage, indem sie eine Variation der Drehzahl möglich macht. Hierfür wird bei Böen im Starkwindbereich kurzzeitig ein größerer Schlupf zugelassen, wozu der Asynchrongenerator mit Schleifringen versehen sein muss, welche es erlauben, im Betrieb Vorwiderstände in den Läuferkreis zu- und abzuschalten. Dieses Konzept eignet sich nur für den kurzen Einsatz, da die entstehende Verlustleistung nicht als Energieertrag genutzt werden kann, sondern an die Umgebung abgegeben wird. Bei den zwei genannten drehzahlsteifen Konzepten mit dem Asynchrongenerator wird der Strom direkt ins Netz eingespeist. [20]

Die folgenden zwei Konzepte jedoch arbeiten, wie die Mehrzahl der heutigen WEA, drehzahlvariabel und benötigen ein Umrichtersystem, um elektrische Energie mit der angepassten Netzfrequenz von 50 Hz einzuspeisen. Dieses Umrichtersystem ist ein AC-DC-AC-Konverter mit den zwei Hauptkomponenten Gleichrichter und Wechselrichter. Der Gleichrichter wird für das Gleichrichten der frequenzvariablen Wechselspannung benötigt und der Wechselrichter zum Wechselrichten der Gleichspannung auf eine Frequenz.

Anfang der 90er Jahre wurde das Konzept des Synchrongenerators mit einem Umrichter entwickelt, um die oben beschriebenen Probleme des Dänischen Konzepts zu vermeiden. Dieser Anlagentyp arbeitet drehzahlvariabel und mit einer Pitch-Nabe, wodurch im Vergleich zur Stall-Regelung die Lasten auf die Blätter sowie Schallemissionen vermindert werden. Die Netzanbindung erfolgt mit einem Umrichter, der die Generatorleistung an die gewünschte Spannung und Frequenz anpasst. Grundsätzlich können Anlagen dieses Konzepts in zwei Varianten gebaut werden. Bei der klassischen Variante ist ein Getriebe zwischen Rotor und Synchrongenerator verbaut, wodurch der Generator eine höhere Drehzahl hat und relativ klein ausfällt. Bei der getriebelosen Anlage wird der Synchrongenerator, in Form eines Ringgenerators, direkt an die Nabe gekoppelt und dreht sich mit der langsamen Rotordrehzahl. Der Vorteil dieser Variante gegenüber der klassischen ist, dass sie sehr kompakt ist und mit weniger Bauteilen und wenigen mechanischen Komponenten auskommt. Beide Konzepte haben als Nachteil hohe Investitionskosten. Auf der einen Seite fallen bei der Verwendung eines Getriebes fast 10 Prozent der Gesamtkosten einer WEA auf diese Komponente, die zudem Verluste und Wärme produziert, abnutzt und Wartung benötigt. Auf der anderen Seite ist ein Ringgenerator viel teurer, größer und schwerer als ein klassischer Synchrongenerator, was sich bei WEA der Megawatt-Leistungsklasse trotz der geringeren Anzahl an Bauteilen bemerkbar macht.

Aufgrund dieser Tatsachen wurde Mitte der 90er Jahre das Konzept des drehzahlvariablen Rotors mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator entwickelt, welches sich seitdem auf dem Markt durchgesetzt hat. Bei diesem System werden die Vorteile des Konzepts mit dem Synchrongenerator übernommen und weiter verbessert. Die Anlage arbeitet mit einem drehzahlvariablen Rotor und ermöglicht ebenfalls eine Verstellung der Rotorblätter. Der Unterschied besteht darin, dass die WEA mit einem Getriebe und einem doppelt gespeistem Asynchrongenerator ausgerüstet ist, welcher durch einen Umrichter an das elektrische Netz angebunden ist. Daraus resultiert ein finanzieller Vorteil, da ein Asynchrongenerator billiger ist und verlustärmer arbeitet, weil nur etwa 20 Prozent der erzeugten Leistung umgesetzt werden müssen. Damit erreicht das System einen besseren Wirkungsgrad. [20]

Der Vergleich des drehsteifen Dänischen Konzepts mit den drehzahlvariablen zeigt in den Leistungskurven oder beim Gesamtwirkungsgrad eine erstaunliche Ähnlichkeit. Grundsätzlich zeichnen die modernen Konzepte nicht durch ihren Wirkungsgrad positiv aus, sondern durch ihre Flexibilität gegenüber den Bedingungen vor Ort. Ihre Vorteile liegen u. a. in der Verringerung der Leistungsschwankungen bei Böen oder in der Anpassbarkeit der Blattgeschwindigkeit an die lokalen Verhältnisse. Die stetige Weiterentwicklung hat weniger Einfluss auf den Leistungsertrag als vielmehr auf die Lebensdauer und die Leistungskonstanz der Anlagen.

## **4.2 LOGISTISCHE ASPEKTE**

Wie in den vorherigen Kapiteln bereits erwähnt, stoßen Windenergieanlagenhersteller bei neuen modernen Anlagen an die Grenzen der Transportierbarkeit, da diese immer größere Ausmaße erreichen.

In diesem Kapitel werden im ersten Teil, also in Kapitel 4.2.1, die Anforderungen beschrieben, die an die Infrastruktur gestellt werden, und es wird erklärt, welche Vorbereitungen getroffen werden müssen, bis die Anlage zum Aufstellort geliefert werden kann.

Im zweiten Teil, in Kapitel 4.2.2, werden Transportfahrzeuge und Hilfsmittel für den Aufbau beschrieben.

### **4.2.1 Transport und Zufahrtswege**

Für den Transport der WEA zum Aufstellort werden Spezialfahrzeuge benötigt, die die normalen Fahrzeugabmessungen und -gewichte laut Straßenverkehrsordnung (StVO) überschreiten. Außerdem ist für gewöhnlich nicht die komplette Strecke vom Werk zum endgültigen Standort ausgebaut und befahrbar. Zumindest müssen auf dem letzten Stück auf den landwirtschaftlichen Flächen Stichwege zu den Aufstellorten der WEA und Stellflächen für die Montagekräne angelegt werden.

Chronologisch sieht der Ablauf wie folgt aus: Nachdem die Anlage gewählt und beim Hersteller bestellt wurde, müssen eine Streckenbegehung durchgeführt und alle Vorbereitungen für den Transport getroffen werden. Diese Begehung wird von einem Experten der Speditionsfirma, dem Projektplaner und einem Verantwortlichen des Anlagenherstellers durchgeführt. Auf der für den Transport gewählten Strecke müssen alle Kurvenradien, Straßen und Brückenhöhen geprüft werden. Aufgrund der Blattlänge der Rotorblätter, die bis zu 35 m lang sein können, benötigen die Lastkraftwagen z. B. sehr große Lenkradien.

Bei vielen Windparkprojekten muss auf dem letzten Stück zum Errichtungsort eine Straße gebaut werden. Häufig müssen vorhandene Wirtschaftswege für den Transport der schweren Einzelteile der WEA ausgebaut werden. Die Wege bestehen aus vier Schichten, die sich, wie in Abbildung 4.12 dargestellt, aus Sand, Geogitter, Schotter und Asphalt zusammensetzen, um den hohen Lasten Stand zu halten.

Nachdem die Transportstrecke gewählt und vorbereitet ist, müssen diverse Genehmigungen eingeholt werden. Bei dem Transport von WKA-Komponenten handelt es sich um Lang- und Schwertransporte, welche eine Genehmigung nach § 29 Abs. 3 StVO bedürfen. Zudem muss eine Ausnahmegenehmigung nach § 70 StVO eingeholt werden, welche die Überschreitung der

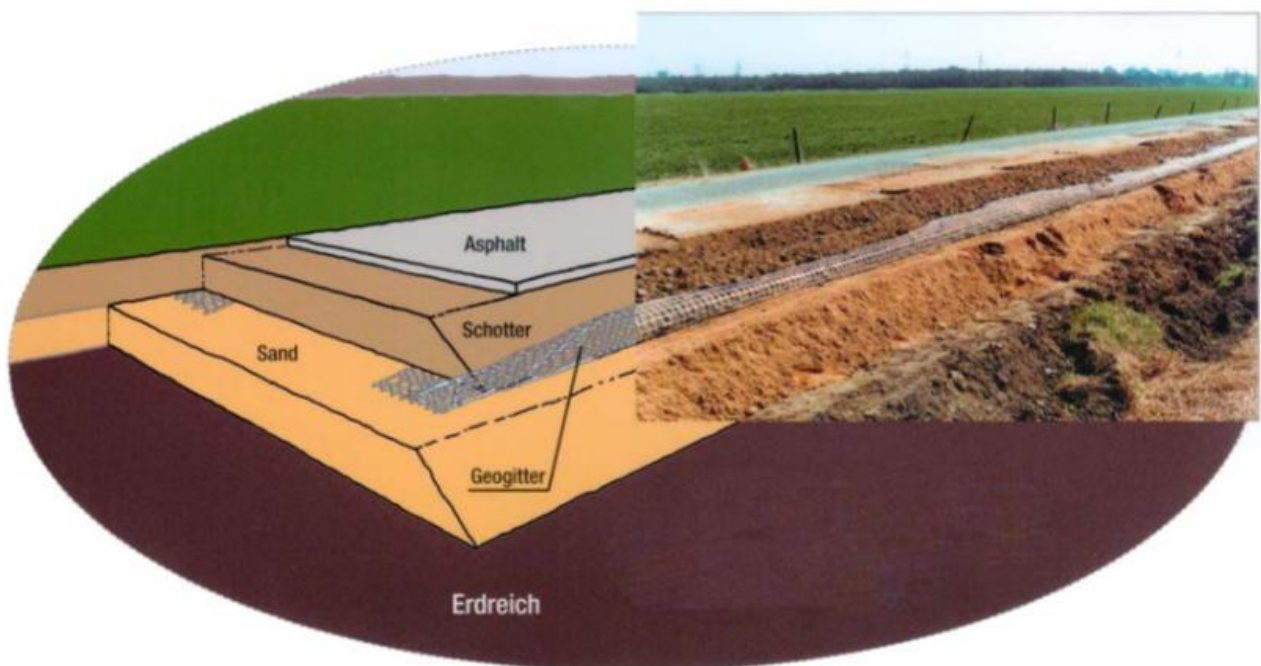


Abbildung 4.12: Beispielhafter Aufbau eines Weges [12]

Fahrzeugabmessungen und -gewichte genehmigt. Zusätzlich muss eine Genehmigung beim zuständigen Ordnungsamt eingeholt werden und der Transport darf nur unter bestimmten Voraussetzungen erfolgen. Zum Beispiel dürfen derartige Sondertransporte nur während der Nacht zwischen 22 und 6 Uhr in Begleitung von Begleitfahrzeugen und der Polizei erfolgen. [26]



Je nachdem, um welchen Anlagentyp und welche Leistungsklasse es sich handelt, variiert der Transportweg. Sollte der Transport auf der Straße nicht vollständig möglich sein, so wird versucht, auf den Schifftransport umzusteigen.

Die einzelnen Komponenten werden in einer bestimmten Reihenfolge beim Aufbau benötigt und entsprechend zum Aufstellort geliefert. Der Transport der einzelnen Komponenten wird zum einen von der technischen Konzeption und zum anderen vom Herstellungsverfahren der WKA bestimmt.

Als Erstes werden die Turmsegmente von je 20 bis 30 m Länge für den Aufbau benötigt. Die Mehrheit der installierten Türme sind Stahlrohrtürme. Bei einem 100-Meter-Turm dieser Variante beträgt der Durchmesser der untersten Sektion 5,0 m, wodurch ein Transport dieses Teils als Ganzes auf der Straße unmöglich wird. Der einzige Ausweg für den Hersteller ist, diese Sektion in Halbschalen zu fertigen und diese am Aufstellort zu verschweißen oder den Seeweg zu wählen.

Als Nächstes muss die Maschinengondel angeliefert werden. Bei dieser Komponente variieren die Maße und das Gewicht in Abhängigkeit davon, ob es sich um eine getriebelose Anlage handelt oder nicht. Bei einer 2,0-MW-Anlage mit Getriebe stellen nicht die Maße das Spediti-  
onsunternehmen vor Probleme, sondern das Gewicht, denn eine Gondel dieser Leistungsklasse kann bis zu 70 Tonnen wiegen. Noch problematischer ist der Transport von getriebelosen Anlagen, weil die Abmessungen sowie das Gondelgewicht viel größer sind. Bei diesem Anlagentyp wiegt die Gondel ca. 109 Tonnen. Die WKA-Hersteller versuchen daher die Gondel so weit wie möglich in der Fertigungshalle vorzumontieren, um zeit- und kostenaufwendige Montagetarbeiten am Aufstellort zu vermeiden, wobei sie aber das Gewicht für den Transport berücksichtigen müssen.

Als Letztes werden die Rotorblätter zum Aufstellort transportiert. Die Bauteillänge der Blätter stellt die Transportfahrzeuge vor eine große Herausforderung, da sie nicht mehr so manövrierfähig sind. Bei kleineren Anlagen können noch alle drei Blätter einer WKA auf einem LKW transportiert werden, was bei größeren Anlagen nicht mehr möglich ist. Bei leistungsstärkeren Anlagen wird neben den längeren Rotorblättern auch noch die maximale Blatttiefe zu einem kritischen Faktor, was dazu führt, dass die Blätter einzeln transportiert werden müssen. [20, S. 527]

Für den Transport und den Aufbau der WKA werden diverse Spezialfahrzeuge und Hilfsmittel benötigt, welche im nächsten Kapitel beschrieben werden.

#### **4.2.2. Transportmittel und Kräne**

Für den Transport und die Errichtung der WKA werden Spezialfahrzeuge benötigt. Es müssen neben den Turmsegmenten eine Maschinengondel und die Rotorblätter sowie die Rotornabe

vom Werk zum Aufstellort befördert werden. Jede dieser Komponenten benötigt aufgrund ihrer Maße und ihres Gewichtes ein anderes Fahrzeug für den Transport.

Für den Transport der Turmsegmente eignen sich sogenannte Rohradapter mit bis zu einer Nutzlast von 180 t und einem Rohrdurchmesser von bis zu 5,7 m. Diese Fahrzeuge bieten den Vorteil, dass sie das Rangieren auf engstem Raum möglich machen.

Um das Maschinenhaus und die Rotornabe zum Aufstellort zu schaffen, werden meist Satteltiefelader verwendet. Diese weisen mit nur 220 mm eine geringe Bauhöhe auf, sind robust und besonders dazu geeignet, schwere Komponenten zu transportieren.

Als letzte Komponente für die Errichtung werden die Rotorblätter benötigt und daher auch als Letztes geliefert. Für deren Transport werden je nach Bedarf 3- bis 4-achsige Pritschenaufleger eingesetzt. Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, hängt der Logistikaufwand dieser Bauteile von deren Abmessungen ab. Kleinere Rotorblätter können mit einer LKW-Ladung geliefert werden, während größere Blätter mit größerer Blatttiefe einzeln transportiert werden müssen. [22]

Befinden sich die Einzelteile am Aufstellort, so kann die Errichtung der WKA beginnen. Hierzu werden mobile Autokräne bis zur 650-t-Klasse eingesetzt. Der Nachteil dieser Hebezeuge ist jedoch, dass sie an jedem Standort auf- und abgebaut werden müssen und eine sehr ebene Kranaufstellfläche benötigen, deren Gefälle nicht über 1 % liegen darf.

Aufgrund dieser und zahlreicher weiterer Restriktionen hat Liebherr ein innovatives Aufstellverfahren entwickelt. Hierzu wird meist eine Kombination aus einem Hauptkran in Form eines Turmdrehkrans und einem kleineren Hilfskran verwendet. Der Turmdrehkran benötigt keine eigene große Kranstellfläche, da er auf der Fundamentplatte der WKA steht. Da der Kranturm gemeinsam mit dem Turm der WKA errichtet wird und sich an ihn abstützt, hat er den Vorteil, auch bei höheren Windgeschwindigkeiten montieren zu können. Hilfskräne sind unverzichtbar, da sie für das Entladen der Bauteile vom LKW oder für deren richtige Positionierung für den Hauptkran eingesetzt werden. Außerdem werden sie benötigt, um den Hauptkran aufzubauen. Der Hauptkran muss dafür ausgelegt sein, die 70 Tonnen schwere Gondel, die das am schwierigsten zu bewegend Bauteil ist, auf eine Höhe von 100 m zu heben. [23, S. 811]

### **4.3 MONTAGE UND INBETRIEBNAHME**

Nachdem im vorherigen Kapitel die für die Errichtung der WKA benötigten Hilfsmittel vorgestellt wurden, befasst sich dieses Kapitel mit dem Montageprozess und der anschließenden Inbetriebnahme. Die Errichtung der WKA stellt den Höhepunkt eines Projektes dar. Im Allgemeinen trägt der Hersteller der Anlage die Verantwortung für die Errichtung und den Transport. Je nachdem, um welchen Anlagentyp es sich handelt, kann die Errichtung mehrere Wochen in Anspruch nehmen.

Bevor der Turm aufgebaut werden kann, muss das Fundament mit dem Fundamenteinbauteil fertiggestellt sein. Anschließend wird der Turm montiert. Dieser Schritt dauert bei der Ortsbetonbauweise mehrere Wochen. Bei einem Stahlrohturm aber, der je nach Höhe aus 3 bis 5 Sektionen besteht, dauert der Aufbau nur wenige Stunden. Hierzu wird die untere Sektion mit dem Fundament verschraubt und die weiteren Sektionen werden mit einem Kran angehoben und ebenfalls miteinander verschraubt.

Im nächsten Schritt wird die 60–80 t schwere Gondel angehoben und auf dem Turm montiert. Dies kann auf zwei Arten geschehen. Entweder wird das Maschinenhaus in einem Stück, also mit vormontiertem Triebstrang, angehoben oder das Maschinenhaus und der Generator werden nacheinander installiert.

Als letzte Komponente müssen die Rotorblätter angebracht werden, was ebenfalls auf verschiedene Arten möglich ist. Zum einen kann der komplette Rotor schon am Boden vormontiert werden und anschließend erfolgt das Hochziehen des Rotorsterns in einem Stück. Es ist jedoch auch möglich, erst die Nabe an die Gondel anzuflanschen und danach die Rotorblätter einzeln an die Nabe zu montieren.

Der gesamte Prozess ist für die Hersteller zur Routine geworden und sie sind so eingeübt, dass sie eine 2-MW-Anlage in etwa 10–15 Stunden errichten können. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine ruhige Wetterlage ohne viel Wind. Sobald die WKA aufgebaut ist, kann der Innenausbau beginnen. In dieser Phase müssen Schaltanlagen, Kommunikation, Anlagenrechner und anderes installiert werden, der Anschluss der elektrischen Verkabelung muss erfolgen und Einstellarbeiten an den mechanischen Komponenten sind durchzuführen. Nachdem die WKA komplett errichtet und verkabelt ist, muss sie in Betrieb genommen werden. Die Inbetriebnahme einer WKA ist ein längerer Prozess in mehreren Phasen und sollte im Interesse des Betreibers gründlich durchgeführt werden. Der Prozess beginnt damit, dass der Hersteller die Montage überprüft und die elektrischen und hydraulischen Aggregate sowie der elektronischen Systeme aktiviert. Der Betreiber erhält Prüfprotokolle über die durchgeführten Funktionstests und kann die Anlage in Probetrieb nehmen. In dieser Probephase, deren Länge mit dem Hersteller ausgehandelt wird, überprüft der Betreiber die Qualität der Anlage. D. h., dass z. B. für die Dauer von 250 Stunden die technische Funktionstüchtigkeit der Anlage überprüft wird. Mögliche Bedingungen, die vertraglich festgeschrieben werden können, könnten sein, dass die Anlage z. B. nicht mehr als 6 h unverfügbar ist oder die technische Verfügbarkeit einen Mindestwert von 95 % nicht unterschreiten darf. Zusätzlich sollte der Betreiber eine unabhängige technische Begutachtung des technischen Zustandes der Anlage durchführen, um vor der rechtsverbindlichen Übernahme eventuelle Montagefehler oder Mängel aufzudecken. Sind alle diese Phasen durchlaufen, vereinbart der Betreiber einen Abnahmetermin. Mit der Unterzeichnung des Abnahmeprotokolls geht die WKA in seinen Besitz über und der Gewährleistungszeitraum sowie der reguläre Betrieb beginnen. [23]

Die damit beginnenden Phasen und Tätigkeiten, wie Betrieb und Instandhaltung, sind nicht mehr Gegenstand dieser Arbeit, da die Projektplanung hiermit endet.

## **5 PROJEKTPLANUNG**

Nachdem in den vergangenen Kapiteln die einzelnen Phasen der Projektplanung von der Standortsuche bis zur Inbetriebnahme der WEA beschrieben wurden, werden in Kapitel 5.1 die Ergebnisse zur besseren Übersichtlichkeit in einem Projektstrukturplan zusammengefasst. Anschließend werden in Kapitel 5.2 die einzelnen Schritte zur Durchführung eines Onshore-Projektes mit Hilfe von Arbeitspaketen beschrieben.

Abschließend wird in Kapitel 5.3 mittels eines Gantt-Charts ein Überblick darüber gegeben, wie viel Zeit für die Umsetzung eines derartig umfangreichen Projektes benötigt wird.

### **5.1 PROJEKTSTRUKTURPLAN**

Die Umsetzung von der Planung bis zur Inbetriebnahme eines Onshore-Windparks umfasst, wie aus Abbildung 5.1 zu entnehmen ist, insgesamt acht Schritte. In den Kapiteln drei und vier dieser Arbeit werden zu fast allen Schritten nähere Informationen zum Ablauf gegeben. Lediglich zur Wirtschaftlichkeitsberechnung und dem vierten Schritt, der Finanzierung des Windparkprojekts, können keine näheren Informationen gegeben werden. Hierfür werden die genauen WEA-Preise benötigt, welche die Anlagenhersteller nicht preisgeben, um konkurrenzfähig zu bleiben.

Alle Hersteller arbeiten nach demselben Prinzip, wobei Projektierer eine konkrete Anfrage mit Angaben zur Größe, zur Leistung sowie zum Standort des geplanten Windparks stellen und vom Hersteller einen Gesamtpreis genannt bekommen.

Die Projektplanung der Anlage endet mit der Inbetriebnahme, welche der letzte Schritt des Projektstrukturplans ist, mit dem sie in die Verantwortung des Betreibers übergeht.

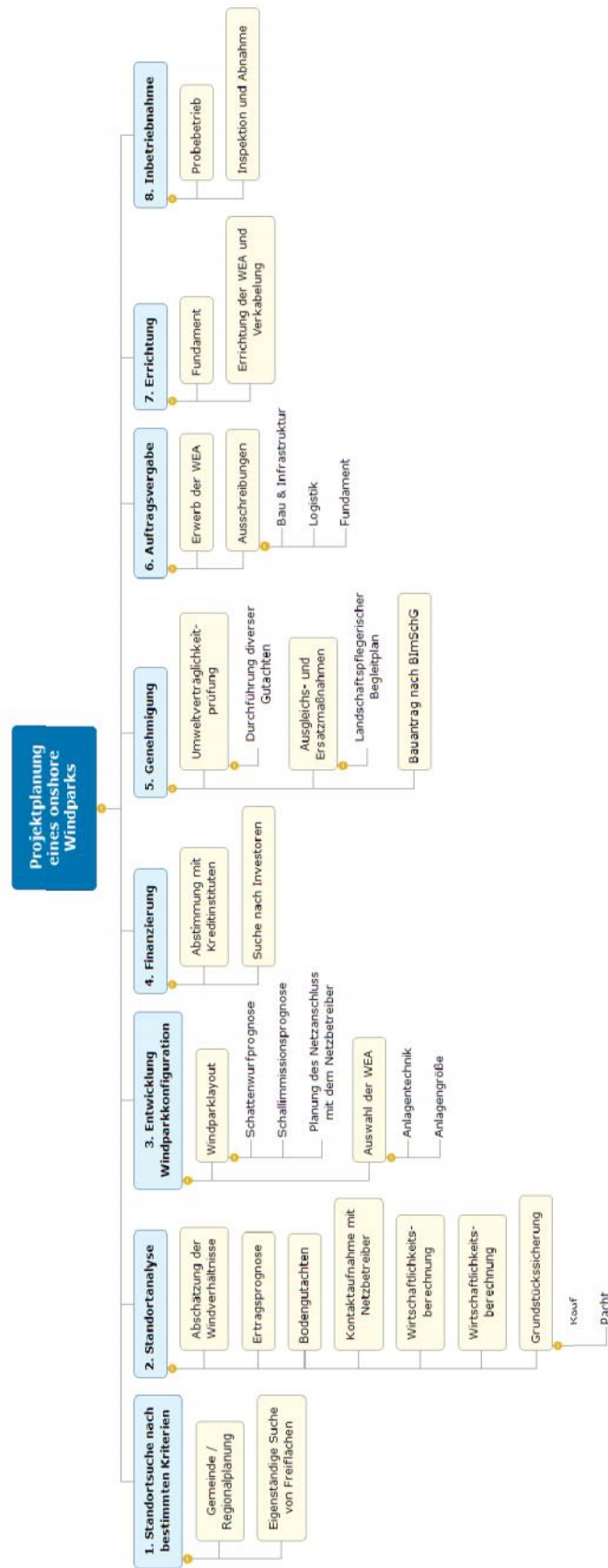


Abbildung 5.1: Projektstrukturplan

## 5.2 ARBEITSPAKETBESCHREIBUNG

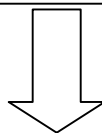
Im folgenden Teil der Arbeit wird anhand von sogenannten Arbeitspaketen eine Anleitung für die Durchführung eines Windparkprojektes erläutert. Diese Arbeitspakete spiegeln den Inhalt dieser Arbeit und den Prozessverlauf der Projektplanung in einer kompakten und komprimierten Darstellung wider. Sie beinhalten Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Projektphasen oder benennen wichtige Fakten wie Ressourcen, Dauer und Ergebnisdokumente.

Im Groben sieht die Darstellung wie folgt aus:

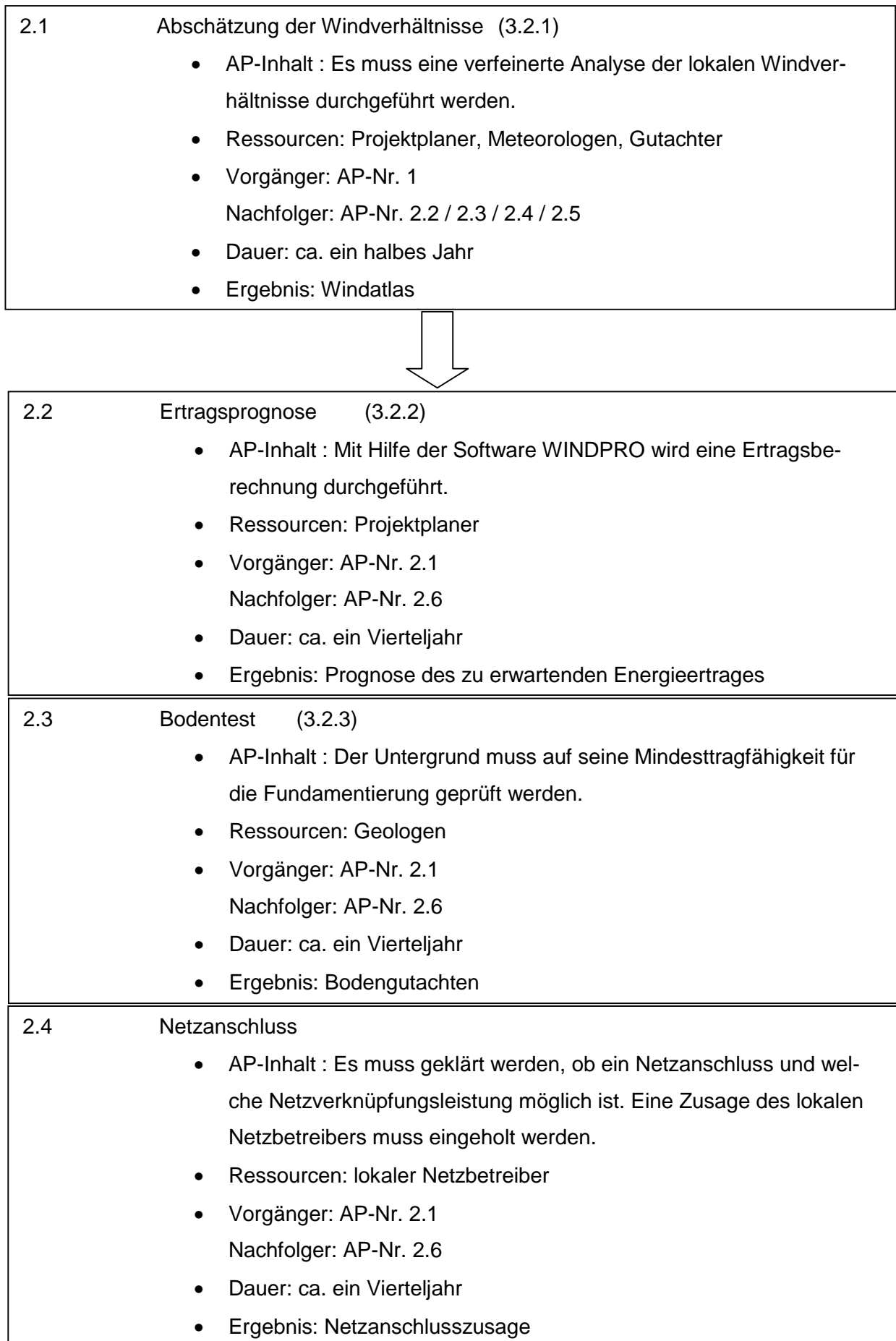
AP-Nr.	Arbeitspaketname (Kapitel)
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AP-Inhalt</li> <li>• Ressourcen bzw. Beteiligte</li> <li>• Vorgänger und Nachfolger</li> <li>• Dauer</li> <li>• Ergebnis</li> </ul>

Der zeitliche Ablauf der Projektphasen ist zusätzlich aus Abbildung 5.2 zu entnehmen. Die in diesem Kapitel aufgeführten Arbeitspaket-Nummern (AP-Nr.) sind dort ebenfalls abgebildet. Die Angaben in der Klammer neben dem Arbeitspaketnamen beziehen sich auf das jeweilige Kapitel, in dem näher auf das Thema eingegangen wird.

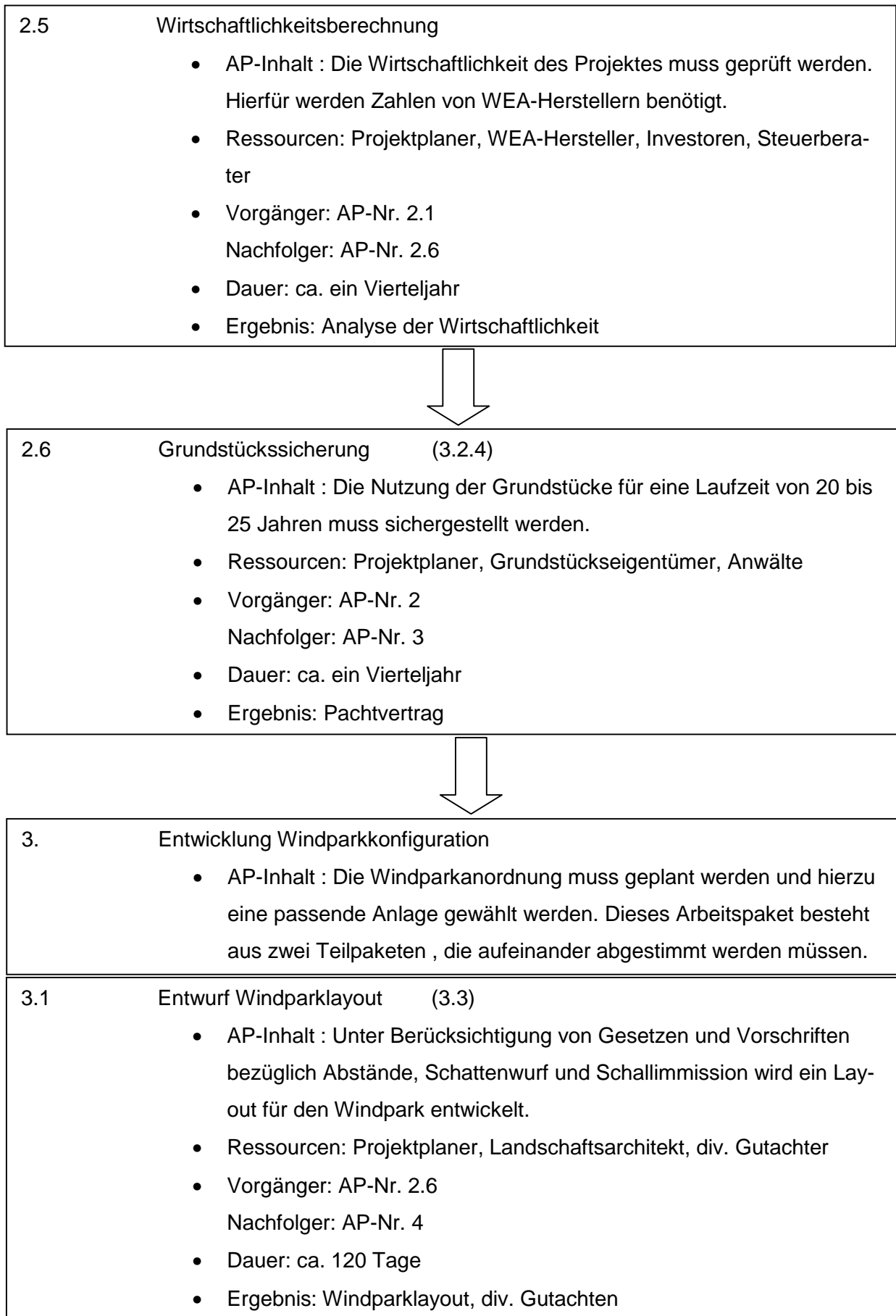
1.	Standortsuche (3.1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AP-Inhalt : Das Projekt beginnt mit der Suche nach einem geeigneten Standort für den Windpark.</li> <li>• Ressourcen: Projektplaner, Gemeinde / Regionalplanung</li> <li>• Nachfolger: AP-Nr. 2</li> <li>• Dauer: ca. ein halbes Jahr</li> <li>• Ergebnis: Eignungsgebiet als Windparkstandort</li> </ul>
----	---------------------	--

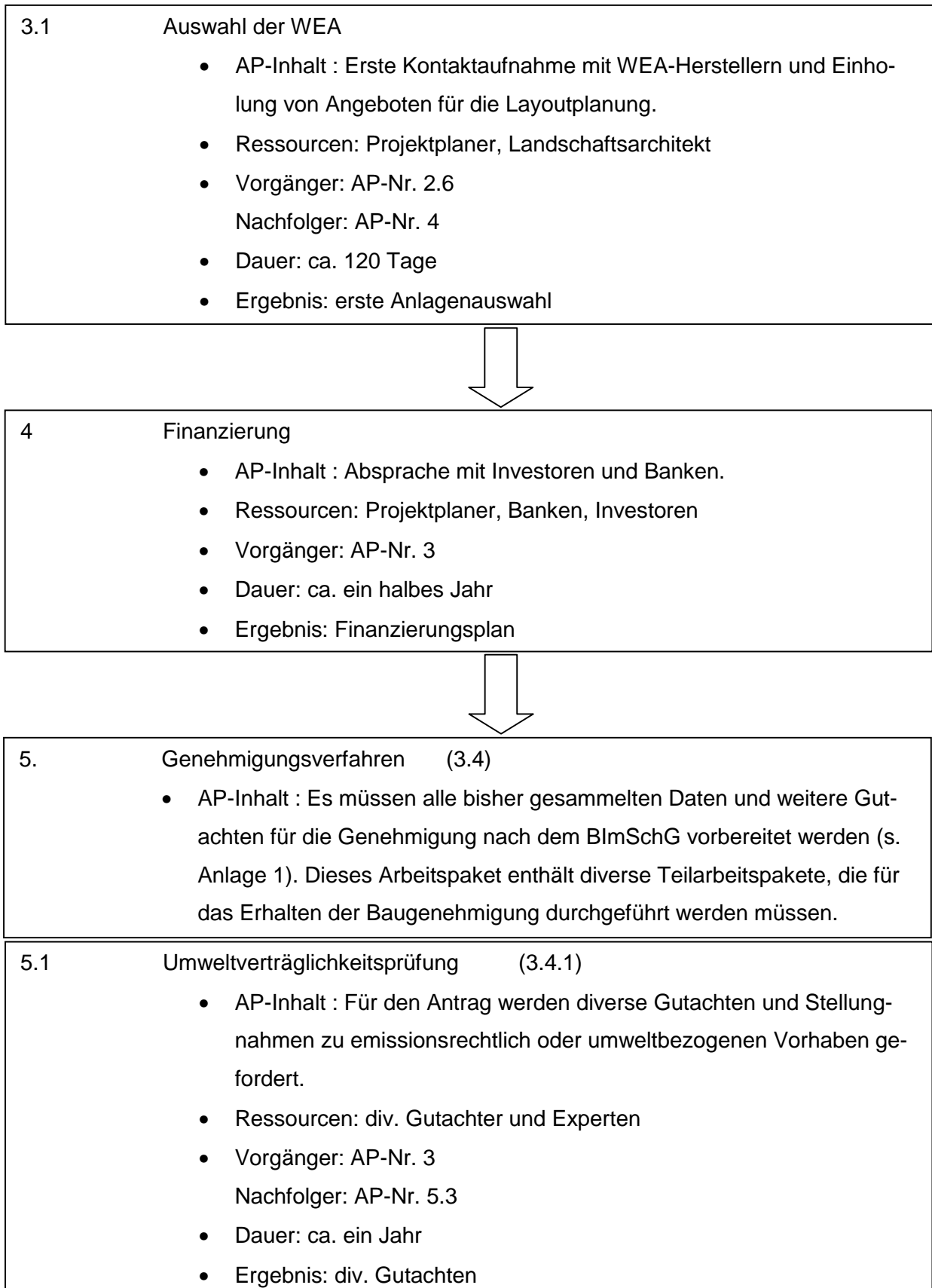


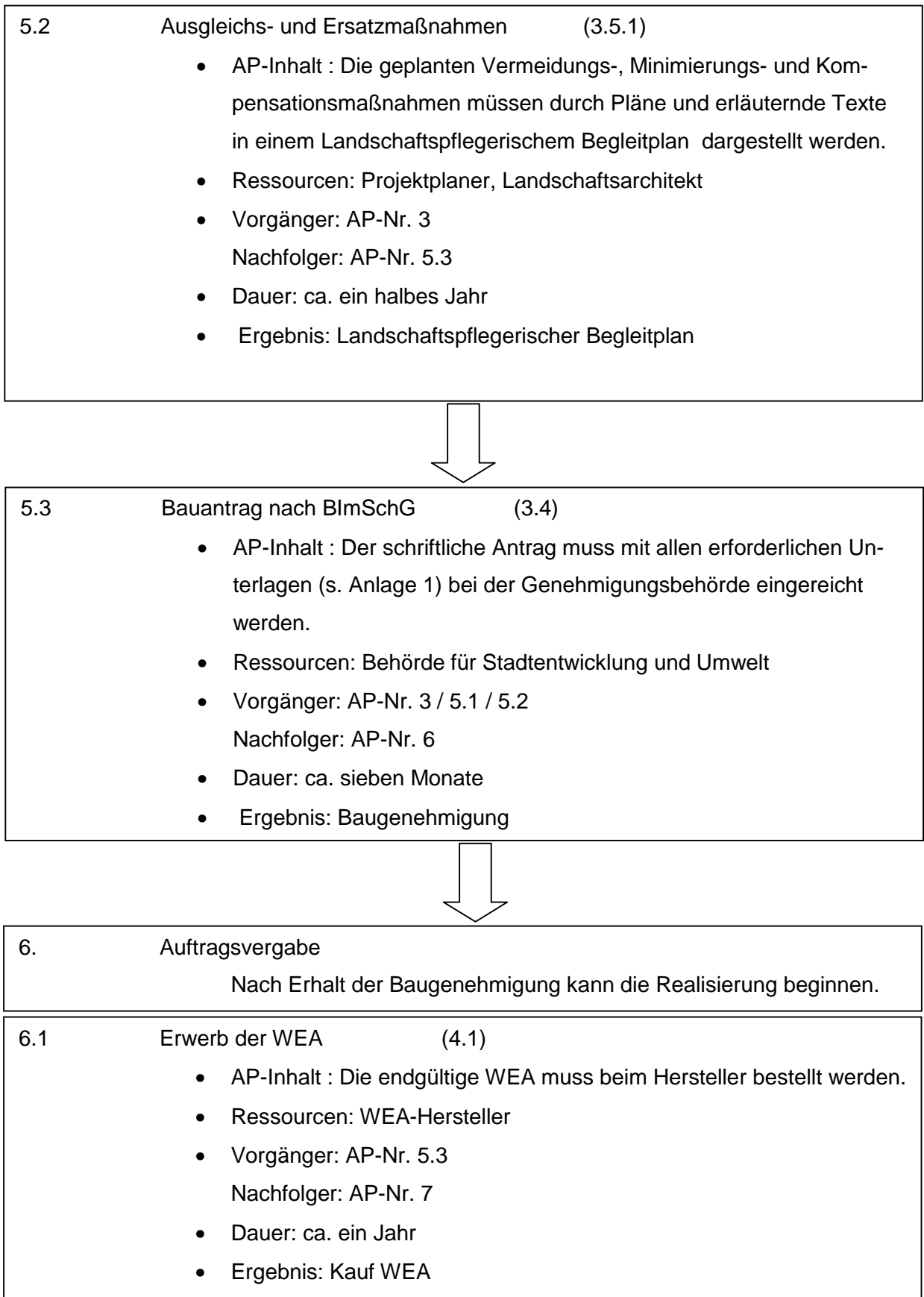
2.	Standortanalyse (3.2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AP-Inhalt : In dieser Phase müssen mehrere Faktoren analysiert werden um die Eignung des Standortes als Windparkfläche zu prüfen. Dieses Arbeitspaket setzt sich aus fünf Teilarbeitspaketen zusammen, die zum Teil parallel verlaufen.</li> </ul>
----	-----------------------	---



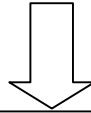




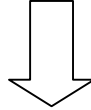




- 6.2 Ausschreibungen
- AP-Inhalt : Für alle Tätigkeiten erfolgen Ausschreibungen und Angebote müssen miteinander verglichen werden.
  - Ressourcen: Spediteure, Straßenbauer, usw.
  - Vorgänger: AP-Nr. 5.3  
Nachfolger: AP-Nr. 7
  - Dauer: ca. ein Vierteljahr
  - Ergebnis: Auftragsvergabe



7. Errichtung (4.3)
- AP-Inhalt : Sobald der WEA-Hersteller die Anlage liefern kann, kann der Bau des Fundaments und die Errichtung der Anlage beginnen.
  - Ressourcen: WEA-Hersteller
  - Vorgänger: AP-Nr. 6.1  
Nachfolger: AP-Nr. 8
  - Dauer: ca. drei Wochen
  - Ergebnis: Anlage ist Errichtet



8. Inbetriebnahme (4.3)
- AP-Inhalt : Nachdem die Anlage aufgebaut ist, muss der Betreiber diese Abnehmen und einen Probetrieb durchführen.
  - Ressourcen: WEA-Hersteller, Betreiber
  - Vorgänger: AP-Nr.7
  - Dauer: ca. zwei Wochen
  - Ergebnis: Anlage wandert in die Verantwortung des Betreibers

### 5.3 ZEITPLANUNG

Je nachdem, welche Komplikationen sich während der Planung ergeben und für welche Anlagentechnik sich Betreiber entscheiden, kann der Prozess der Windparkplanung und Realisierung zwischen zwei und fünf Jahren dauern.

In Abbildung 5.2 ist der zeitliche Ablauf abgebildet, wobei von einer längeren Dauer als unbedingt notwendig ausgegangen wird. Beispielhaft kann Punkt 40 betrachtet werden, denn je nach Wahl des Turms und Triebstranges kann die Errichtungsdauer der WEA zwischen einem Tag und mehreren Wochen betragen. Ein Stahlrohrturm lässt sich in 7 Stunden aufbauen, während bei einem Betonturm knapp drei Wochen benötigt werden. Genauso verhält es sich auch bei den anderen Aufgaben.

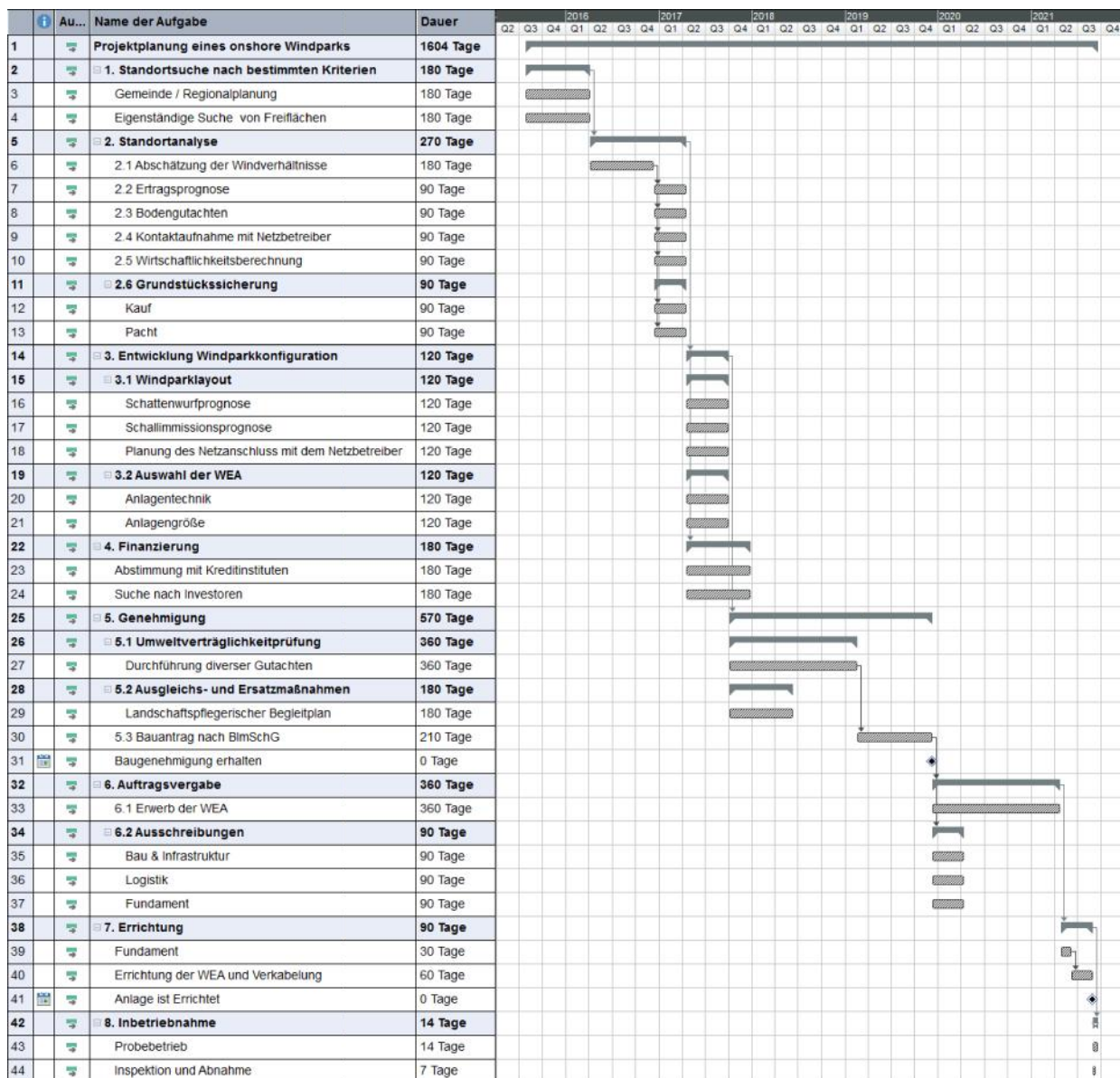


Abbildung 5.2: Ablauf Windparkprojekt

## 6 ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Arbeit wurde die Projektplanung für die Errichtung und Inbetriebnahme eines Onshore-Windparks mit mindestens 20 WEA für den Standort Schleswig-Holstein vorgestellt.

Es wurden die Bedeutung der Windkraft für die deutsche Energiepolitik sowie ihr bei Weitem noch nicht ausgeschöpftes Potenzial aufgezeigt und es wurden Annahmen getroffen, die die in der vorliegenden Arbeit dargestellte Planung konkretisierten und einschränkten.

Der Prozessablauf für ein förmliches Genehmigungsverfahren wurde vorgestellt und vorbereitende Maßnahmen sowie Beispiele für benötigte Unterlagen wurden präsentiert. Außerdem wurden einige mögliche Störfälle und Umweltbeeinträchtigungen aufgezählt, um die Komplexität des Planungsvorhabens zu verdeutlichen.

Zusätzlich wurde für die WEA-Komponenten der Stand der Technik beschrieben, wobei hervorzuheben ist, dass es die für alle Verwendungen und Standorte optimale Anlage nicht gibt, sondern das Optimum von Projekt zu Projekt variiert.

Die Grenzen der Logistik und der Infrastruktur wurden aufgezeigt und mögliche Transport- und Hilfsmittel vorgestellt, die für die Realisierung des Projektes notwendig oder hilfreich sind.

Abschließend wurde der Planungsprozess visualisiert, um einen besseren Einblick in den Umfang zu erhalten, und es wurde mit Hilfe von Arbeitspaketen ein Ablaufplan erstellt.

Bei der Realisierung von Windparkprojekten sollte immer bedacht werden, dass kein Projekt dem anderen ähnelt. Sehr viele Faktoren beeinflussen den Ablauf, sodass eine Rücksprache mit Experten sehr ratsam ist.

## 7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] *Agentur für Erneuerbare Energien*: Mediathek. [Zugriff am: 23. Juli 2015]. Verfügbar unter: [http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek?searchstring=&s\\_tags%5B%5D=22](http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek?searchstring=&s_tags%5B%5D=22)
- [2] *Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt*: Änderungen des Flächennutzungsplans und des Landschaftsprogramms. [Zugriff am: 01. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.hamburg.de/contentblob/2639906/data/f-xx-xx-windenergieanlagen-praesentation.pdf>
- [3] BÖTTCHER, Jörg: *Handbuch Windenergie: Onshore-Projekte: Realisierung, Finanzierung, Recht Und Technik*. 1. Auflage. München : De Gruyter Oldenbourg, 2011.
- [4] *Bundesanstalt für Gewässerkunde*: Landschaftspflegerische Begleitplanung. [Zugriff am: 31. Juli 2015]. Verfügbar unter: [\[http://www.bafg.de/DE/08\\_Ref/U3/03\\_LBP/lbp\\_node.html](http://www.bafg.de/DE/08_Ref/U3/03_LBP/lbp_node.html)
- [5] *Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz*: BImSchG. [Zugriff am: 22. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bimSchg/>
- [6] *Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz*: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung. [Zugriff am: 09. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.gesetzesrechtsprechung.sh.juris.de/jportal/?quelle=jlink&query=VVSH-2320.7-StK-20121226-SF&psml=bsshoprod.psml&max=true#ivz2>
- [7] *Bundesregierung*: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. [Zugriff am: 03. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- [8] *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.*: Erneuerbare Energien und das EEG. [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/\\$file/Energie-Info\\_Erneuerbare\\_Energien\\_und\\_das\\_EEG\\_2015\\_11.05.2015\\_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf)
- [9] *Bundesverband WindEnergie e.V.*: Antragsverzeichnis / Checkliste-Windkraftanlagen. [Zugriff am: 22. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind->

energie.de/sites/default/files/attachments/region/schleswig-holstein/antragsverzeichnis-checklistewka-melur.pdf

- [10] *Bundesverband WindEnergie e.V.*: Potenzial der Windenergienutzung an Land. [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: [https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe\\_potenzialstudie\\_kurzfassung\\_2012-03.pdf](https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf)
- [11] *Bundesverband WindEnergie e.V.*: Repowering von Windenergieanlagen. [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: [https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/repowering-von-windenergieanlagen/repoweringbroschuere\\_2012\\_web.pdf](https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/repowering-von-windenergieanlagen/repoweringbroschuere_2012_web.pdf)
- [12] *Bundesverband WindEnergie e.V.*: Standortvoraussetzungen und rechtliche Vorgaben für Planung, Errichtung und Betrieb einer Windenergieanlage. [Zugriff am: 10. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.gemeindezeitung.de/archiv/EFB10/ErrichtungundBetriebeinerWindenergieanlage.pdf>
- [13] *Bundesverband WindEnergie e.V.*: Technik. [Zugriff am: 08. Juni 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/technik-anlagen>
- [14] *Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.*: Genehmigungsrecht von Windenergieanlagen. [Zugriff am: 09. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/windenergie/genuehmigung/369-genehmigungsrecht-und-windkraft>
- [15] *Die Zeit*: Geschichte der Windenergie: Die Kraft aus der Luft. Herausgegeben von Manfred Kriener. 6 Februar 2012 [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.zeit.de/2012/06/Windkraft>
- [16] E.V, Bundesverband Windenergie; THÜRING, Hildegard: *Windenergie im Binnenland: Handbuch der Wirtschaftlichkeit und Projektplanung an Binnenlandstandorten*. 1.Auflage. Berlin : Bundesverband Windenergie, 2013.



- [17] *Fachagentur Windenergie an Land e.V.*: Akzeptanz. FA Wind, © 2015 [Zugriff am: 30. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.fachagentur-windenergie.de/themen/akzeptanz.html>
- [18] *Fachagentur Windenergie an Land e.V.*: Beteiligung. FA Wind, © 2015 [Zugriff am: 31. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.fachagentur-windenergie.de/themen/beteiligung.html>
- [19] *Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.*: Windenergie-report Deutschland 2011. [Zugriff am: 31. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Windreport-2011-de.pdf>
- [20] GASCH, Robert; TWELE, Jochen. *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. 8. überarbeitete Auflage. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2013.
- [21] *Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH*: Zertifizierung von Windenergieanlagen. Zugriff am: 24. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.rotortechnik.at/Downloads/Allgemeines/GL%20zertif%20von%20WEA.pdf>
- [22] *Goldhofer AG*: Spezialanwendungen Windkraftanlagen. [Zugriff am: 22. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.goldhofer.de/gh-de/sattelfahrzeuge/spezialanwendungen-windkraft.php>
- [23] HAU, Erich. *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5. neu bearb. Auflage. Berlin : Springer Vieweg, 2014.
- [24] HEIER, Siegfried. *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. 5. überarb. und aktuelle. Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2009
- [25] KALTSCHMITT, Martin; STREICHER, Wolfgang; WIESE, Andreas: *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013
- [26] *LKW-Recht*. LKW Schwertransport Bedingungen d. Genehmigung. [Zugriff am: 10. Juli 2015]. Verfügbar unter: [http://www.lkw-recht.de/Schwertransport/LKW\\_Schwertransport\\_Bedingungen\\_d\\_Genehmigung](http://www.lkw-recht.de/Schwertransport/LKW_Schwertransport_Bedingungen_d_Genehmigung)

- [27] *M.O.E. Moeller Operating*: Einheitenzertifizierung & Anlagenzertifizierung. MOE Moeller Operating Engineering, © 2015 [Zugriff am: 13. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://moe-service.net/de/einheitenzertifizierung-anlagenzertifizierung>
- [28] *Nordex SE*: Micrositing. [Zugriff am: 08. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://docs.wind-watch.org/nordex\\_nxx-1-micrositing-en.pdf](http://docs.wind-watch.org/nordex_nxx-1-micrositing-en.pdf)
- [29] *plan-GIS GmbH*: Gutachtenerstellung für Schallimmissionen und Schattenwurf durch Windenergieanlagen. [Zugriff am: 22. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.plan-gis.de/dienstleistungen-up/immissionsschutz>
- [30] *TÜV NORD CERT GmbH*: Einheitenzertifikat. [Zugriff am: 13. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.tuev-nord.de/de/hersteller-netzanschluss/einheitenzertifizierung-111561.htm>
- [31] *Umweltbundesamt*: Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm. [Zugriff am: 01. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/481/dokumente/talaerm.pdf>
- [32] *Wikipedia*: Bürgerwindpark. [Zugriff am: 31. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=B%C3%BCrgerwindpark&oldid=139015433>
- [33] *Wikipedia*: Landschaftspflegerischer Begleitplan. [Zugriff am: 30. Juli 2015]. Verfügbar unter: [https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Landschaftspflegerischer\\_Begleitplan&oldid=126706081](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Landschaftspflegerischer_Begleitplan&oldid=126706081)
- [34] *Wikipedia*: Schattenwurf von Windenergieanlagen. [Zugriff am: 21. Juli 2015]. Verfügbar unter: [https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Schattenwurf\\_von\\_Windenergieanlagen&oldid=120628846](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Schattenwurf_von_Windenergieanlagen&oldid=120628846)
- [35] *Wikipedia*: Schwertransport. [Zugriff am: 10. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Schwertransport&oldid=143580974>

## 8 ANHANG

## 9 SELBSTSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG

# Antragsverzeichnis / Checkliste - Windkraftanlagen:

<b>Antragsteller:</b>	<b>Antragsdatum</b>
<b>Genehmigungsnummer:</b>	

Zutreffendes bitte ankreuzen			Bezeichnung der Unterlage	Kapitel der Antragsunterlagen
Unterlagen komplett (UK) ( -fach)	Unterlagen reduziert (UR) ( -fach)	Unterlage beigefügt Antragsteller UK UR		
			<b>1. Allgemeines</b>	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Antrag - Formular 1 mit Checkliste	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Allgemeine Kurzbeschreibung über das beantragte Projekt (max. 5 S.)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Allgemeine Kurzbeschreibung gem. § 4 Abs. 3 - <b>9. BlmSchV</b>	
			<b>2. Beschreibung des Standortes und Angaben zur bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit</b>	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Amtlich-topographische Karte (Original/1:25.000)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben zu Standortkoordinaten	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Gauß-Krüger Koordinaten (Datum Potsdam/Rauenberg)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Geographische Koordinaten (WGS 84/UTM)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	ETRS89/UTM-Koordinaten	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Rechtsverbindlicher Flächennutzungsplan mit Begründung/Umweltbericht	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Genehmigung	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Bekanntmachung	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	maßgebliche Änderungen	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Rechtsverbindlicher Bebauungsplan mit Begründung/Umweltbericht	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Bekanntmachung	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	maßgebliche Änderungen	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	ggf. Anträge zu Ausnahmen.	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Auszug aus dem Regionalplan für den Planungsraum Nr.	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> nur Lageplan	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben zur Erschließung (Straßen, Gewässerkreuzungen bis zur nächsten <b>öffentlichen</b> Straße bzw. Weg), insbesondere mit Lageplan mit Angabe der Entfernung zur Wohnbebauung bzw., soweit betroffen, anderen schutzwürdigen Nutzungen (Straßen, Biotope, Schienenwege etc.) und die Einverständniserklärung der Grundstückseigentümer sowie der Nachweis über die Eigentumsverhältnisse, z. B. durch Grundbuchauszug Abteilung 1 und 2 (Muster einer Exceltabelle zur Erschließung u. Abstände LBO u. a. ist beigefügt)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Städtebaulicher Vertrag	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Landesplanerische Stellungnahme zum Zielabweichungsverfahren	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>		
			<b>3. Bauvorlagen</b>	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Übersichtsplan (1:5.000)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Lageplan (1:2.000)	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Bauantragsformular	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Bauzeichnungen	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Baubeschreibung	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Nachweis der Standsicherheit/Typenprüfung	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Baugrunduntersuchung	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Abstandsberechnung nach § 71 LBO	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>		

			4. Angaben zur Anlage und zum Anlagenbetrieb		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Anlagen- und Betriebsbeschreibung		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Anlagendaten		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Aufstellungsplan mit Kranfläche		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Bedarf an Grund und Boden (Pachtverträge oder Erklärung)		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Sicherheitsdatenblätter mit Mengenübersicht		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<b>Angaben zu den Maßnahmen bei der Betriebseinstellung</b> mit Rückbauverpflichtungserklärung und Angaben zur Sicherung des Rückbaus.		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Emissionen: - insbesondere beantragte Schalleistungspegel Tags, nachts, Reduzierung bis Einmessung:		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
			5. Angaben zu den Schutzmaßnahmen		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben zum Arbeitsschutz		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Brandschutzkonzept mit Feuerwehrplan nach DIN 14095		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<b>Sonstige Gefahren</b>		
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Blitzschutz		
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Eisabwurf		
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
			6. Angaben zu den Immissionen		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Lärm – Gutachten/Prognose – ggf. Datenblätter (3-fach Vermessung)		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Licht/periodischer Schattenwurf – Gutachten/Prognose		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	„Turbulenzgutachten“ (gutachterlicher Nachweis der Einhaltung der Auslegungsbedingungen und der Standsicherheit aller betroffenen Anlagen in Bezug auf die Turbulenzbelastung – ab < 5*RD)		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
			7. Angaben zur Vermeidung, Verwertung und Beseitigung von Abfällen		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben zu Abfällen		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben zum Verbleib des Abfalls		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
			8. Eingriffe in Natur und Landschaft		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Landschaftspflegerischer Begleitplan, Eingriffs- und Ausgleichsbilanzierung		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	ggf. Fachgutachten Vögel und Fledermäuse		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben nach § 34 und § 44 BNatSchG		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
			9. Angaben zur Prüfung der Umweltverträglichkeit		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Screeningunterlagen (incl. ausgefüllter Screeningcheckliste und Abstände zu Schutzgebieten )		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<b>Unterlagen zur Umweltverträglichkeitsuntersuchung gem. 9.BlmSchV wenn erforderlich.</b> (soweit eine UVU durchzuführen ist, kann der Untersuchungsrahmen üblicherweise vorher, z. B. in Rahmen eines Scopings, festgelegt werden)		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			

			10. Sonstiges		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Datenblatt für Luftverkehrsbehörde (beantragte und abzubauen Anlagen), Angaben zur Kennzeichnung der Anlage mit Koordinaten und Geländehöhen.		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Angaben über Glanz und Reflexionswerte der Rotorblätter		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<b>Angaben bei Repowering</b> bezogen auf die jeweilige beantragte Anlage verbindliche Festlegung: welche Anlagen rückzubauen sind / Eigentümer und Anlagendaten der WEA / Az.: Gen. Datum: Typ Gemeinde / Gemarkung / Flur und Flurstück: Gauß-Krüger Koordinaten:		
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Verpflichtungserklärungen der Alteigentümer zum Rückbau		
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Nachweis, dass die rückzubauende Anlage keine privilegierte ist.		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Eingeholte Vorabstellungen mit Erklärung zum Planungsstand		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>			