

DLG-Merkblatt 367

Windräder im Wald



Fachzentrum
Land- und Ernährungswirtschaft

www.DLG.org

DLG Merkblatt 367

Windräder im Wald

Autoren:

Dr.-Ing. Manfred Fallen, Ingenieurberatung Windenergie-Akustik,
Otterberg

Unter Mitwirkung von

- Wolf-Thilo von Trotha, BB Göttingen, Göttingen
- Ingenieur- und Planungsbüro LANGE GbR, Moers
- Dr. Frank Setzer, DLG e. V., Frankfurt a. M.

Alle Informationen und Hinweise ohne jede Gewähr und Haftung

Herausgeber:

DLG e. V.
Fachzentrum Land- und Ernährungswirtschaft
DLG-Ausschuss für Forstwirtschaft
Eschborner Landstraße 122, 60489 Frankfurt/Main

1. Auflage, Stand: 1.11.2011

© 2011

Vervielfältigung und Übertragung einzelner Textabschnitte, Zeichnungen oder Bilder – auch für den Zweck der Unterrichtsgestaltung – nur nach vorheriger Genehmigung durch DLG e. V., Servicebereich Information, Eschborner Landstraße 122, 60489 Frankfurt/Main

Inhalt

Vorwort	4
1. Technische Rahmenbedingungen	5
1.1 Windhöffigkeit	5
1.2 Windverhältnisse über bewaldetem Gebiet	6
1.3 Brandschutz	7
1.4 Windradtürme im Wald	8
1.5 Windbruch	9
2. Rechtliche Aspekte und Standortauswahl	10
2.1 Gebietsausweisungen	10
2.2 Ermittlung potenzieller Gunstflächen	13
2.3 Strategischer Vorschlag für eine erfolgreiche Abwicklung	14
2.4 Standorte im und am Wald für z. B. kleine WEA aktivieren	16
3. Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer Windenergieanlage	17
3.1 Allgemeine Wirtschaftlichkeit	17
3.2 Verpachten oder selbst bauen und betreiben?	19
4. Exemplarischer Standort	22
4.1 Rahmenbedingungen der Studie	22
4.2 Vorarbeiten der Planungsphase	23
4.3 Kostenplanung	27
4.4 Investitionskosten	27
4.5 Betriebskosten	29
4.6 Kostenplan am exemplarischen Standort	29
4.7 Finanzierungsplanung	31
4.8 Wirtschaftlichkeitsrechnung	32
Literaturverzeichnis	35
Besondere Verweise	37

Vorwort

Mit der Energiewende in Deutschland steigt das Interesse, Windräder im Wald zu bauen und zu betreiben. Deshalb gibt es aktuell zahlreiche Veranstaltungen und Fachinformationen zu dem Thema. Zu nennen sind z. B.:

- Technische Universität Kaiserslautern, AG Windenergie: Hinweise zur Planung von Windenergieanlagen auf Waldstandorten. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (aktuell MULEWF).
<http://www.wald-rlp.de/fileadmin/website/fawfseiten/fawf/downloads/Projekte/Seeg/WindmuehlenimWaldEndfassung.pdf>
- Bundesministerium für Umwelt: Fachtagung BMU und DNR: Windenergie im Wald. 13. September 2011, BMU Berlin.
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/47788.php
- Bayerische Staatsforsten: Windenergie im Wald.
http://www.baysf.de/uploads/media/BaySF_Flyer_Windenergie.pdf

Für Waldbesitzer ergeben sich durch den Bau und Betrieb eines Windrades neue Einkommensmöglichkeiten, die im Vergleich zu Erträgen aus der klassischen Forstwirtschaft um ein Vielfaches höher sind. Zuweilen werden Pachten von über 20.000 Euro pro Jahr und Windrad gezahlt. Ist eine Fläche also geeignet für Windenergieanlagen, sollten diese Standorte auch genutzt werden. Dies stärkt das Unternehmertum in der Forstwirtschaft, und es hilft den Waldbesitzern, ihre Einkommen vom volatilen Holzmarkt zu entkoppeln und die Wertschöpfung auf dem Hektar zu erhöhen.

Doch der Bau und der Betrieb von Windrädern im Wald sind an zahlreiche rechtliche Rahmenbedingungen und mit einem erheblichen Planungs- und Kontrollaufwand verbunden. Hinzu kommt, dass das Thema „Windräder“ in der Bevölkerung bereits häufig negativ belegt ist, so dass die Ankündigung des Baus Bürgerproteste auslöst.

Das vorliegende DLG-Merkblatt „Windräder im Wald“ möchte Waldbesitzern deshalb zeigen, welche rechtlichen Anforderungen zu erfüllen sind und wie die wirtschaftliche Kalkulation einer Windenergieanlage aussieht. Deutlich wird dabei besonders, dass eine gemeinsame Herangehensweise der Windanlagenbetreiber zielführender ist als

eine individuelle Strategie. Waldbesitzer, reduzieren den Protest und Widerstand, wenn sie Partner aus der Region mit einbinden und sie auch an den Gewinnen partizipieren lassen. Dies wird beispielsweise im Bürgerwindpark Hilchenbach deutlich, bei dem neben Waldbesitzern auch Bürger aus den umliegenden Gemeinden beteiligt sind.

1. Technische Rahmenbedingungen

1.1 Windhöffigkeit

Für die Windenergienutzung spielt das Windfeld über Grund eine wichtige Rolle. Die bodennahe atmosphärische Strömung weist einen Geschwindigkeitsgradienten auf, der die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe bis zum Erreichen des Geostrophischen Windes¹ ansteigen lässt. In Wirklichkeit handelt es sich allerdings um eine Abnahme der Geschwindigkeit von oben nach unten aufgrund der Haftbedingung am Boden. Bestimmend für die Stärke der Abnahme sind Hindernisse wie Bebauung und Bewuchs, die die Strömung abbremsen. Diese Rauigkeiten sind maßgebend für den Geschwindigkeitsgradienten.

Die bodennahe atmosphärische Strömung kann in zwei dominierende Bereiche unterteilt werden: die Prandtl- und die Ekmanschicht.

Diese Schichten besitzen unterschiedliche Gradienten und werden durch verschiedene Faktoren bestimmt. Die Prandttschicht erstreckt sich je nach Tagesgang und aktueller Schichtung der Atmosphäre vom Boden bis zu einer Höhe von ca. 100 m. In dieser Schicht stellt sich ein logarithmisches Geschwindigkeitsprofil ein, dessen Haupteinflussparameter die Rauigkeit ist. Danach beginnt die Ekmanschicht, die bis zu einer Höhe von ca. 2 km reicht. Der Geschwindigkeitsgradient ist kleiner und hauptsächlich durch die Abbremsung aufgrund der Corioliskraft bestimmt. In dieser Schicht beginnt die Drehung der Windrichtung eine wesentliche Rolle zu spielen.

Die bisher üblichen Methoden der Extrapolation von Messdaten sind auf die Prandttschicht begrenzt. Es zeigt sich aber auch, dass der dabei entstehende Fehler umso größer wird, je größer der Extrapolationsweg ist. Zuverlässigere Aussagemethoden bilden Messungen in entsprechenden Höhen bzw. numerische Berechnungen. Mes-

¹ Der Geostrophische Wind ist die Luftbewegung in ca. 1 km Höhe, die auftritt, wenn zwischen Corioliskraft und Luftdruckunterschieden ein Gleichgewicht herrscht. Die Bewegung verläuft parallel zu den Isobaren; Reibungseinflüsse spielen dabei keine Rolle.

sungen in Höhen von 100 bis 150 m sind mit einem Messmast nur mit erheblichem Aufwand durchführbar. Komfortabler sind Messungen mit einem akustischen Fernmesssystem (SODAR). Allerdings werden einschlägige Erfahrungen im Umgang vorausgesetzt. Für die Berechnung mit numerischen Simulationsmodellen ist die Kenntnis der Rauigkeitsparameter von großer Bedeutung.²

Bewaldete Gebiete können strömungstechnisch durch eine Verdrängungsdicke und eine erhöhte Rauigkeit dargestellt werden. Sowohl Verdrängungsdicke als auch Rauigkeit hängen in starkem Maße von der Natur der Rauigkeitselemente, d. h. der Baumart, den Abständen zwischen den Bäumen, den unterschiedlichen Baumhöhen, der Angriffsfläche und der Dichte des Bewuchses ab. Eine allgemeine Vorschrift zur Bestimmung dieser Parameter existiert allerdings nicht. Daher werden Windmessungen empfohlen, da sie die Verhältnisse am konkreten Standort wiedergeben und dadurch zuverlässige numerische Berechnungen ermöglichen. Die aus der Messung gewonnenen Daten dienen dabei als Randbedingungen bzw. als Evaluierungsparameter.

Eine weitere Möglichkeit, Waldgebiete strömungstechnisch zu modellieren, ist die Darstellung des Waldes durch Schichten unterschiedlicher Porositäten. Dabei müssen die Parameter und die Schichthöhen für jedes Waldgebiet neu bestimmt werden. Hinsichtlich ihrer Porosität sind vor allem Stamm- und Kronenraum zu unterscheiden. Generell können auch diese Parameter nur aus einer vorangegangenen Messung ermittelt werden.

Nach Einreihung der Messdaten in einen langjährigen Zeitraum kann schließlich die Berechnung des sich voraussichtlich einstellenden anlagenspezifischen mittleren Energieertrages erfolgen.

1.2 Windverhältnisse über bewaldetem Gebiet

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erwähnt, stellen Waldgebiete erhöhte Rauigkeiten in der Strömung dar. Zudem wird die Strömung verdrängt, so dass eine Verdrängungsdicke definiert werden muss.³ Diese Parameter sind durch Baumart, Abstände zueinander, Baumhöhen, Dichte und Angriffsfläche vorgegeben. Generell lässt sich jedoch beobachten, dass die Windgeschwindigkeiten in Bodennähe über Waldgebieten einen

² vgl. Seifert: Windprognose für große Windenergieanlagen

³ vgl. Kobayashi et al.: Numerical study of the turbulent flow over and in a model forest on a 2D hill

geringeren Betrag aufweisen. Mit zunehmender Höhe nehmen der Einfluss des Bewuchses ab und die Geschwindigkeiten zu.

Der in Windrichtung vorgelagerte Baumbestand ist maßgeblich dafür verantwortlich, dass die Turbulenzintensität ansteigt. Besonders hohe Turbulenzgrade lassen sich in „Totwasserzonen“ von Waldlücken hinter hohen Beständen und im Leegebiet von Bergkegeln beobachten.

Dies hat Auswirkungen auf die Windenergieanlage selbst, aber auch auf den zu erwartenden Ertrag. Aufgrund der höheren Turbulenz sind die Ertragsschwankungen, aber auch die Belastungen, die auf die Anlage wirken, größer. Es ist somit ratsam, möglichst große Nabenhöhen zu wählen.⁴

Die Qualität von Standorten, die meist auf Bergrücken und Erhöhungen liegen, lässt sich zudem durch Rodung verbessern. Die Windverhältnisse werden dadurch maßgeblich verändert. Die Maximalgeschwindigkeit wird gesteigert, die Turbulenzintensität gesenkt, aber auch Ablösung begünstigt.

1.3 Brandschutz

Heutige Windenergieanlagen WEA sind i. d. R. nicht mit automatischen Feuerlöscheinrichtungen ausgestattet. Die Praxis zeigt, dass im Falle eines Brandes die Feuerwehr im Bereich der Gondel so gut wie nichts ausrichten kann. Sie beschränkt sich im Wesentlichen auf die Absicherung der Umgebung und darauf, dass der Brand nicht übergreift.

Verschiedene Firmen bieten automatische Löscheinrichtungen an, wodurch sich die Investitionskosten für WEA erhöhen. Als Löschmedium kommen Wasser und/oder CO₂ infrage, wobei zu unterscheiden ist zwischen dem eigentlichen Löschvorgang, also dem Ersticken der Flammen, und einer Kühlfunktion.

Die Auftrittswahrscheinlichkeit von Bränden in WEA ist sehr gering. Deswegen kann auf eine Forderung nach einer automatischen Löscheinrichtung verzichtet werden.

In der DIN 14095 wird beschrieben, wie Feuerwehrpläne bzw. Feuerwehreinsatzpläne zu gestalten sind. Es wird also empfohlen, spätestens nach Inbetriebnahme

⁴ vgl. Beger: Windlast an Wäldern in Berg- und Tallagen

von WEA mit der zuständigen Feuerwehr einen FWP auszuarbeiten und die Durchführung ggf. zu proben.

1.4 Windradtürme im Wald

Man kennt vier unterschiedliche Bauarten von Windradtürmen:

- Stahlrohrturm
- Beton-, bzw. Stahlbetonturm
- Hybridturm
- Gitterturm

Stahlrohrtürme haben eine weite Verbreitung gefunden. Sie werden in Segmenten gefertigt, transportiert und vor Ort zusammengeflanscht. Wegen der z. T. großen Abmessungen ergeben sich u. U. Transportprobleme. Ein weiterer Nachteil ist die akustische Abstrahlung wegen des ungünstigen Abstrahlverhaltens von Stahlrohren.

Betontürme werden als Ortbeton oder aus Fertigbetonteilen gefertigt. Die bessere Dämpfung führt zu einem günstigeren akustischen Abstrahlverhalten. Sie sind aber deutlich schwerer als die Stahlrohrtürme.

Werden größere Nabenhöhen angestrebt, verwendet man Hybridtürme, wobei der untere, sperrige Teil aus Stahlbeton hergestellt wird. Darauf werden die Stahlrohrsegmente aufgesetzt und verschraubt.

Gründe, die für Gittermasten sprechen, sind das gute Preis-Leistungsverhältnis, die Möglichkeit der besseren Erschließung von schwer zugänglichem Gelände sowie ihre optische Integration in das Landschaftsbild insbesondere bei guter Sichtbarkeit aus der Ferne.

Gerade in Waldgebieten dürfte die Zuwegung in vielen Fällen ein Problem darstellen. I. d. R. werden Wege mit mindestens 4 m Breite und lichten Weiten von mehr als 4,5 m benötigt. Da Gittermasten zerlegbar sind, schlägt dieser Umstand positiv zu Buche.

Zurzeit sind mit Gittermasten größere Nabenhöhen erreichbar, was gerade in Wäldern von besonderer Bedeutung ist. Dadurch ist normalerweise wegen eines größeren Energieertrages eine bessere Wirtschaftlichkeit gegeben. Für den Investor ergibt sich ein weiterer wirtschaftlicher Vorteil, weil Gittermasten deutlich preiswerter sind als

Rohrtürme. Allerdings entstehen relativ hohe Kosten durch die aufwändige Montage. In Ländern mit hohen Lohnkosten hat sich deshalb der Gitterturm nicht durchgesetzt.

Gittermasten verfügen über Einzelfundamente, wodurch ein leichter Rückbau, ja sogar ein Versatz der WEA möglich ist. Somit ergeben sich überwiegend Vorteile bei Verwendung von Gittermasten in Wäldern.

Eine interessante Alternative zu den genannten Bauarten könnte der Holzturm werden, der von der Firma *timbertower* entwickelt wurde. Der Turm besteht aus einer Vielzahl von rechteckigen, verleimten Holzplatten, die durch ein patentiertes System zu einem achteckigen geschlossenen Turm zusammen gesetzt werden. Eine Kunststoffolie schützt den Turm gegen Witterungseinflüsse, die nach einem Rückbau der Anlage recycelt wird. Im Turm befindet sich eine hölzerne Fachwerkkonstruktion, die aber nur zur Montage und zur Aufnahme von üblichen Installationseinrichtungen wie Leitungen, Leitern etc. dient.

Das äußere Erscheinungsbild unterscheidet sich kaum von Stahlrohr- oder Betontürmen bis auf die achteckige Rohrform.

Nach Herstellerangaben ist der Turm billiger, es können deutlich größere Nabenhöhen realisiert werden. Der Transport ist völlig unproblematisch, da die Holzplatten von normalen LKWs angeliefert werden können. Die ökologische Bilanz ist ausgeglichen, da der Kreislauf in jedem Fall geschlossen ist.

1.5 Windbruch

Die Errichtung von WEA ist nur auf gerodeten oder bereits freien Flächen möglich, wobei nicht nur der Standplatz frei sein muss, sondern auch eine entsprechende Montagefläche. Diese freien Bereiche können je nach Ausrichtung und Größe Angriffsflächen für Böen bei Sturm sein und zu Windbruch in der näheren Umgebung von WEA führen.

Die Kenntnis⁵ über die Phänomene der Entstehung von Windbruchflächen ist bereits weit fortgeschritten, so dass für jeden Standort Montage- und Aufstellungsszenarien gutachterlich festgelegt werden können, die die Gefahr des Windbruchs möglichst gering halten. Es wird also empfohlen, in kritischen Fällen bei der Projektplanung die

⁵ vgl. Agster, W., Ruck, B.: Modellierung der Umströmung von Waldkanten in Windkanaluntersuchungen

Windbruchgefahr abschätzen zu lassen und eine schadenminimierte Aufstellungsplanung vorzunehmen.

2. Rechtliche Aspekte und Standortauswahl

2.1 Gebietsausweisungen

Für die Nutzung von Windenergie mittels WEA sind drei verschiedene Gebietstypen darzustellen: Vorranggebiete, Vorbehaltsgebiete oder Eignungsgebiete.

Vorranggebiete

Vorranggebiete sind für die „Windenergie“ in den Regionalplänen auszuweisen. In so ausgewiesenen Vorranggebieten werden potentielle andere Nutzungen ausgeschlossen, soweit sie mit der gerade vorrangig bestimmten Funktion im Widerspruch stehen (z. B. Erholung, Naturschutz). Eine Festlegung für raumbedeutsame WEA hat nur „innergebietlich“ eine Ausschlusswirkung gegenüber damit unvereinbaren Nutzungen, aber keine Wirkung auf einen „außergebietlichen“ Ausschluss. Der außergebietliche Ausschluss erfolgt, soweit ein Vorranggebiet mit Wirkungen eines „Eignungsgebietes“ (Erläuterung „Eignungsgebiet“ siehe unten) ausgestattet ist.

Vorbehaltsgebiete

Ein Vorbehaltsgebiet hat keinen „Zielcharakter“ (kein Ziel der Regionalplanung), sondern dient als Vorgabe einer „Gewichtung“ für die regionalplanerischen Belange. Diese Gewichtung kann durch öffentliche oder private Belange, die von höherem Gewicht sind, überwunden werden.

Eignungsgebiete

Eignungsgebiete für raumbedeutsame WEA sind Gebiete, die für bestimmte raumbedeutsame Maßnahmen geeignet sind, die städtebaulich nach § 35 BauGB (Baugesetzbuch) zu beurteilen sind (Bauvorhaben im Außenbereich) und an anderer Stelle ausge-

geschlossen wurden. Falls eine solche Ausschlussfunktion vorliegt, hat das Vorhaben dann einen regionalplanerischen „Zielcharakter“ (siehe oben).

Bereits auf der Ebene der Regionalplanung wird also geprüft, ob der Bau und Betrieb von „raumbedeutsamen Windenergieanlagen“ aufgrund möglicher erheblicher Konflikte nicht möglich ist. Der Schutz des Menschen, der Natur, der Landschaft, der Siedlungstätigkeit und der bestehenden Einrichtungen hat hier einen regionalplanerisch höheren Stellenwert als die Nutzung der Windenergie.

Die durch eine umfassende Untersuchung zu ermittelnden Flächen bieten einerseits entsprechende Möglichkeiten für die Nutzung der Windenergie und entsprechen andererseits auch den Restriktionen. U. a. werden dabei die Erkenntnisse und Daten zu „windhöffigen“ Flächen nach Daten des Deutschen Wetterdienstes (Statistisches Windfeldmodell 1999) herangezogen. Hierbei ist zu beachten, dass die seinerzeit dort besonders für die Nutzung der Windenergie als geeignet dargestellten Flächen in einer Höhe über Flur vorliegen, die heute technisch durch die modernen WEA deutlich überschritten werden (Stichwort: „unbeeinflusstes Windfeld“).

In den vorsorglich freizuhaltenden Bereichen für die Nutzung der Windenergie wird durch den Regionalplan die Windenergienutzung privilegiert. Der Windenergienutzung entgegenstehende Vorhaben werden durch eine Zielformulierung ausgeschlossen. Diese Ausweisung dient mit den entsprechenden regionalplanerischen Festlegungen der Beschleunigung der Entscheidungsprozesse durch mehr Planungssicherheit und der landschaftlichen Verträglichkeit durch eine dezentrale Konzentration der Anlagen.

Durch die planerische Vorgehensweise bei der Ausweisung von vorsorglich freizuhaltenden Bereichen für die Nutzung der Windenergie kann jedoch nicht von vornherein davon ausgegangen werden, dass die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen in diesen Gebieten gesichert ist. Eine solche Ausweisung ersetzt auch keine Genehmigungsverfahren.

Auch bei der Festlegung, was denn die „Raumbedeutsamkeit von Windenergieanlagen“ sein soll, gibt es höchst unterschiedliche Festlegungen in den einzelnen Bundesländern:

- in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz: ab 35 m Höhe
- in Sachsen: ab 60 m Höhe
- in Nordrhein-Westfalen: ab 50 m Höhe
- in der Rechtsprechung: ab 100 m Höhe

Und selbst dort, wo grundsätzlich keine Windenergieanlage errichtet werden sollte, sind die Bundesländer uneinig in den länderspezifischen Vorgaben. So gelten u. a. folgende Flächen als „Tabuflächen“ (beispielhafte Auflistung)

- Nationalparke
- Naturschutzgebiete, Naturdenkmale, geschützte Landschaftsbestandteile
- Flora-Fauna-Habitat- (FFH) und Vogelschutzgebiete
- Avifaunistisch bedeutsame Rast-, Nahrungs-, Mauser- und Brutplätze sowie Zugbahnen und Flugkorridore
- Überschwemmungsbereiche
- Wald

Auf Standorten, auf denen die Errichtung einer Windenergieanlage (WEA) beabsichtigt wird, ist die genehmigungsrechtliche Situation stets differenziert zu betrachten:

- Bei WEA 50 m Gesamthöhe: Baugenehmigungsverfahren (einschl. erforderlicher Einzelgenehmigungen/Erlaubnisse)
- Bei WEA > 50 m Gesamthöhe: Grundsätzlich immissionsschutzrechtliches Verfahren
 - 1 – 2 WEA an einem Standort (außerhalb einer „Windfarm“): Vereinfachtes Verfahren nach BImSchG (Bundesimmissionsschutzgesetz)
 - 3 – 19 WEA an einem Standort (Windfarm): UVP-Vorprüfung (Umweltverträglichkeitsprüfung gem. UVPG); falls negatives Ergebnis: Umweltverträglichkeitsuntersuchung (UVU) erforderlich
 - ≥ 20 WEA an einem Standort: Obligate UVU und förmliches Verfahren nach BImSchG
 - Besonderheit: Berücksichtigung bestehender, genehmigter oder vorher beantragter Anlagen innerhalb Windfarm (Anlagen, die vor dem 14.03.1999 genehmigt wurden) bleiben unberücksichtigt

Es obliegt letztendlich immer der Behörde die Einschätzung, ob erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Die Kriterien für die Vorprüfung sind dazu in der Anlage 2 zum UVPG aufgeführt. Ein Sonderfall kann das sogenannte „Hineinwachsen“ in UVP-Pflicht und die „Kumulierung“ von Vorhaben darstellen, wenn sich bei

mehreren Vorhaben nach und nach die negativen Auswirkungen addieren. Die Addition von WEA im Sinne einer „Salami“-Taktik führt nicht zum Erfolg.

2.2 Ermittlung potenzieller Gunstflächen

Jeder Vorhabenträger, der eine Windenergieanlage errichten will, muss auf Grundlage der oben beschriebenen Rahmenbedingungen die Möglichkeiten auf den eigenen Liegenschaften oder den Liegenschaften Dritter prüfen. Zur Ermittlung potenzieller Standortflächen, oder Gunstflächen, für eine Windenergieanlage hat der Vorhabenträger diverse Flächenprüfungen und genehmigungsrechtliche Ermittlungen durchzuführen.

Wichtige erste Ergebnisse werden für die Überprüfung der Eignung von Liegenschaften dadurch gewonnen, dass die Flächen ausgeschlossen werden, die eindeutig als „Tabu-Fläche“ identifizierbar sind.

Dazu werden die Aussagen und Informationen aus diversen Planwerken und Karten der Kommunen, Kreise und genutzt und geprüft. Dazu zählen u. a.:

- Aussagen des Regionalplanes bzw. des Flächennutzungsplanes (vor dem Hintergrund aktueller Rechtsprechung!)
- Ermittlung der Schutzgebiete (FFH, Vogelschutz, Natur- und Landschaftsschutzgebiete, Wasserschutzgebiete und weitere Schutzgebietskulissen)
- Informelle Planungen / Informationen der Kommune, Verbände oder Dritter
- Landschaftliche Besonderheiten (Naturpark, bedeutsame Kulturlandschaft, etc.)
- Angaben zur Geologie und den Böden (schutzwürdige Böden, seltene Böden etc.)
- Hochspannungsfreileitungen / sonstige Infrastrukturelemente
- Bundes-, Landes-, Kreisstraßen
- Siedlungsbereiche, Gehöfte und Einzelbebauung
- Waldflächen

Für die Standortfindung mit der Besonderheit für „Standorte im Wald“ und die Windenergienutzung im Wald gelten für den Vorhabenträger zunächst die gleichen gesetzlichen Vorgaben wie für Anlagen im unbewaldeten Binnenland. Die Nutzungsmöglichkeiten werden jedoch vom Planungsrecht grundsätzlich bestimmt. Dazu werden die Darstellungen sowie die Ziele/Planungen der Planwerke zur Raumordnung, dem Bau-

planungsrecht, dem Umweltrecht und den weiteren Fachplanungsgesetzen auf abweichende Zielsetzungen abgeglichen.

Für Waldgebiete gelten zusätzlich oft besondere Regelungen. Dazu zählen zum Beispiel Festsetzungen aus Immissionsschutzwald, Klimaschutzwald, Naturwaldzelle oder dergleichen mehr. Entscheidend und unbedingt zu beachten sind die Darstellungen und Ziele aus den oben genannten Planwerken (im Regionalplan, Darstellungen FNP, ...)

Lassen sich eine oder mehrerer Windenergieanlagen im Wald verwirklichen, wird die direkte Flächeninanspruchnahme am Fußpunkt sowie die Bauflächen für die Errichtung der Anlage im Regelfall eine Waldumwandlung darstellen. Hier sind die Zuständigkeiten in jeweiligen Landesgesetzen unterschiedlich geregelt.

In vielen Windenergieerlassen und Regionalplänen ist Wald jedoch weiterhin als Tabufläche ausgewiesen (so in Rheinland-Pfalz: im Wald Abstand Baumkrone (max. 40 m) Rotorblattende 15 m, in Nordrhein-Westfalen generell, ...)

2.3 Strategischer Vorschlag für eine erfolgreiche Abwicklung

Aufgrund der Erfahrungen und der bisherigen weitestgehenden Ausschöpfung der ausgewiesenen Windvorrangflächen ist die Planung und Genehmigung von neuen Windenergieanlagen aufgrund ihrer Komplexität mit der klassischen planerischen Herangehensweise kaum effizient zu bearbeiten.

Ein probates Mittel zur frühen Eingrenzung einer Umsetzbarkeit sind sogenannte „Machbarkeitsstudien“, die unter Einbeziehung technischer, wirtschaftlicher, zeitlicher und genehmigungsrechtlicher Kriterien erarbeitet werden. Die Machbarkeitsstudien zeigen die allgemeinen und spezifischen Raumwiderstände auf und lassen so mögliche Risiken und Kosten erkennen. Hierbei ist diese erste Phase der Planung wesentlich für den Projekterfolg: in dieser Phase werden Terminplanungen, die Standortfindung, das Budget etc. bestimmt. Also ist hier realistische Vorausschau und eine hohe Qualität der Arbeiten gefordert. Werden in der Machbarkeitsstudie „Raumwiderstände“, Probleme und Unklarheiten frühzeitig identifizieren, können gegensteuernde Maßnahmen eingeleitet werden, um die Schwierigkeiten zu Beginn der Planung zu entschärfen und zu lösen. Dabei werden in der Regel etliche Bearbeitungsschritte auf der Zeitachse vorzuziehen sein (z. B. Artenschutz, Wegerechtsverhandlung, Sichtbarkeitsanalysen, Bau-

grund, ...). Die umfassende Auswertung der planungsrechtlichen Gegebenheiten ist dabei vorausgesetzt. Gleiches gilt für die Erfassung und Darstellung der Ist-Situation von Flora und Fauna sowie dem Landschaftsbild etc. und der Identifizierung von Tabuflächen. Parallel dazu sind die Ergebnisse/Untersuchungen der technischen Rahmenbedingungen (Windhöflichkeit, Netzanbindung, Zuwegung, Lärm, etc.) zu erfassen und zu ermitteln.

Darauf aufbauend wird für die anzustrebende Einreichung von Genehmigungsunterlagen der Umgang mit entgegenstehenden Belangen zu entwickeln sein. Hier seien stellvertretend z. B. Sichtbarkeitsanalysen, Verträglichkeitsprüfungen oder Kompensationskonzepte genannt. In diesem Zuge ist es ebenso entscheidend, die wichtigsten Akteure in der Region zu ermitteln und zu kennen. Dies können Ortslandwirte, Eigentümer, Interessengruppen, aber auch kommunale Vertreter sein.

Sobald die ersten positiven Ergebnisse für eine Umsetzung für den Vorhabenträger erkennbar werden, sind in der Regel Vorgespräche mit den wichtigsten Behörden zielführend. Dazu zählen für die Standorte im Wald neben den Baugenehmigungsbehörden von Kommune oder Kreis vor allem die Forstbehörden und die Unteren Naturschutzbehörden. Vorab-Gespräche zu führen ohne hinreichende Kenntnisse über den Standort sind meist nicht zu empfehlen. Die Ergebnisse aus diesen Gesprächen entscheiden letztendlich über die Erarbeitung der Unterlagen durch den Vorhabenträger und die Einleitung des Genehmigungsverfahrens.

Derzeit ist ablesbar, dass vor dem Hintergrund aktueller technischer Entwicklungen die bisher getroffene Aussagen und Festlegungen zu Konzentrationszonen bzw. den Ausschlussflächen häufig nicht mehr aufrecht gehalten werden können. Für Standorte im Wald sind mittlerweile Anlagengrößen umsetzbar, die ein unbeeinflusstes Windfeld erreichen und somit Einzelstandorten technisch und wirtschaftlich gerecht werden. Also gilt es für den Vorhabenträger auch, auf Grundlage der aktuellen Änderungen und Erkenntnisse die bestehenden Ausschluss- und Tabuflächen in den Erlassen, Empfehlungen und Hinweisen zu hinterfragen. Diese gelten stets als Orientierungsrahmen für die behördliche Entscheidung. Abweichungen sind davon im Einzelfall zulässig und möglich.

Selbstverständlich sind auch Standorte im Wald denkbar, die an Schutzgebietskulissen (FFH-/Vogelschutzgebiete etc.) heranrücken und entwickelt werden. In diesem Falle stehen die Erhaltungsziele und der Schutzzweck im Vordergrund. Diese gilt es im

Sinne der Betroffenheiten zu prüfen, wie z. B. Artenspektrum, Vorkommen, Empfindlichkeit, u. d. m. Selbstverständlich können bei Sonderstandorten auch sogenannte „CEF-Maßnahmen“ bzw. vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen oder „Kohärenz-Sicherungsmaßnahmen“ umfassend bei Planung integriert werden. Die Maßnahmen dienen ausschließlich den Erhaltungszielen und dem Schutzzweck der möglicherweise beeinflussten FFH- oder Vogelschutzgebiete.

Ein Vorteil kann sich für den Vorhabenträger auch überall dort ergeben, bei denen die Windenergieanlagen als Bestandteil neuer Bebauungspläne (Sondergebiet, Versorgungsflächen, etc.) ausgewiesen werden. Auch diese Möglichkeit in der kommunalen Bauleitplanung ist verstärkt zu berücksichtigen.

Letztendlich bleibt festzuhalten, dass die aktuellen politischen Zielvorstellungen eine Ausweisung neuer WEA-Zonen verlangen und einfordern. Diesen Prozess wiederum aktiv zu begleiten, wird für den Vorhabenträger ebenfalls von strategischer Bedeutung werden.

2.4 Standorte im und am Wald für z. B. kleine WEA aktivieren

Die Überlegungen der Errichtung einer Windenergieanlage begrenzen sich aber nicht nur auf die Errichtung größerer oder großer Anlagen im MW-Bereich. Ebenso attraktiv können die sogenannten Kleinwindanlagen sein, die in der Größenklasse bis 100 Kilowatt installierter Leistung definiert werden. Diese Kleinwindanlagen werden in der Regel lokal errichtet und dienen der Versorgung von betrieblichen Anlagen an Gehöften, Bauwerken oder Betriebsstätten. Kleinwindanlagen sind immer dann für einen Vorhabenträger von hohem Interesse, wenn er dadurch Kosten für Strom durch eigene Mittel ersetzen kann. Kosten/Nutzen-Berechnungen gestalten sich durch die neueren Techniken immer häufiger positiv.

Für die Suche und Wahl eines Standortes für die Kleinwindanlagen ist zu beachten, dass diese in „überplanten Gebieten“ (§ 30 Abs. 1 BauGB, Baugesetzbuch) als „untergeordnete Nebenanlage“ gelten. Der Aufwand für eine Genehmigung ist damit wesentlich einfacher.

Innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile gilt § 34 Abs. 1 u. 2 BauGB und als Nebenanlage eines privilegierten Betriebes gilt wiederum § 35 Abs. 1 Nr. 1 bis

4 BauGB. Liegt eine Privilegierung vor, so gilt diese auch außerhalb von Eignungsgebieten (§ 35 Abs. 1 bis 5 BauGB; Auffangtatbestand).

Neben den „klassischen“ Handlungsoptionen für die Erarbeitung neuer und weiterer Standorte von Windenergieanlagen ergeben sich jedoch auch erweiterte Handlungsoptionen für die Sonderstandorte im und am Wald, insbesondere wenn die Möglichkeiten der Kleinwindanlagen berücksichtigt werden und die betrieblichen Optimierungen sowie Synergie aus der Kombination der Erzeugung regenerativer Energien in die Kostenkalkulationen einfließen.

Zusätzliche Standorte können sich in windhöffigen Lagen dort ergeben, bei denen die Waldflächen heute einen Aufforstungscharakter besitzen und aufgrund der Wuchsleistung der Bäume mehrere Jahrzehnte ein nutzbares Windfeld existiert. Der Zuwachs und damit die Höhe des Aufwuchses sind hier mit der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlage abzugleichen. Eine innerbetrieblich genutzte Anlage kann bei einer zeitlich begrenzten Installation kostenneutral oder mit geringer Rendite arbeiten. Die Bündelung kleinerer Windenergieanlagen ist damit eine weitere Facette.

Standorte im und am Wald werden sich zudem dort rentieren, wo lokale Windfenster und topographische Gunstwirkungen mit den betrieblichen Anforderungen zusammentreffen. Die Ausnutzung der Windfelder mit „Düseneffekten“ durch Kleinwindanlagen ist dabei eine der Möglichkeiten.

Bei allen Vorüberlegungen ist im Zuge der Genehmigung einer Anlage die Privilegierung unter „Nutzung“ des Begriffes „untergeordnete Nebenanlage“ herauszustellen. Damit werden sich unter Einsatz der richtigen technischen Anlagenkonzeption lokal für betriebliche Lösungen Optimierungen darstellen lassen.

3. Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer Windenergieanlage

3.1 Allgemeine Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs einer Windenergieanlage soll anhand eines Beispiels dargestellt werden. Hierbei handelt es sich um eine Beispielrechnung, die auf Annahmen basiert, welche sich durch den Standort, die verwendete Technik sowie Nabenhöhe etc. verändern können.

Leistungsdaten:

- Installierte Leistung: 2 MW
- Volllaststunden: 2.400 h/a
- Energieproduktion: 4.800.000 kWh/a
- Einspeisevergütung: 9,2 Cent/kWh
- Umsatz: 441.600 €/a

Finanzierung:

- Gesamtinvest inkl. Planungskosten: 3,2 Mio. €
- 20 % Eigenkapital = > 640.000 €
- Annuitätendarlehen mit 12-jähriger Laufzeit
- Zinssatz bis Jahr 10: 5 %
- Zinssatz Restlaufzeit: 7 %

Der jährliche Kapitaldienst beläuft sich in den ersten 10 Jahren auf 288.833 €. Nach Ende der Zinsbindung steigt er auf 297.034 € in den letzten beiden Jahren des Finanzierungszeitraums.

Laufende Kosten:

- Betreuung, Verwaltung, Versicherung: 6,5 % der Erträge
- Fremdstrom: 3,0 % der Erträge
- Wartung und Reparaturrücklage: 10,0 % der Erträge
- Pacht bis Jahr 12: 5,0 % der Erträge
- Pacht Restlaufzeit: 7,0 % der Erträge
- Inflation mit Ausnahme der Pacht: 2,0 %

Die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlagen liegen folglich im ersten Jahr bei rund 108.000 € und am Ende der 20-jährigen Kalkulation bei 146.000 €.

Ergebnisse vor Steuern:

- Es wird ein Barwert (Zins: 5 %) von 803.244 € errechnet
- Die interne Verzinsung liegt bei 12,9 %
- Die jährlich endliche Rente (Zins: 5 %) beträgt 64.454 €

3.2 Verpachten oder selbst bauen und betreiben?

Für den Grundstückseigentümer stellt sich insgesamt die Frage, an welcher Stelle und in welcher Form er an der Wertschöpfung durch die Windenergie beteiligt ist, sofern ein Windvorranggebiet auf seinem Grund und Boden ausgewiesen wird. Hierbei sind unterschiedliche Varianten möglich. Man kann selbst in das unternehmerische Risiko gehen und die Anlage selbst bauen und betreiben. Weiterhin ist die eigene Projektentwicklung und Vermarktung der Standorte möglich. Dies setzt jedoch einiges Fachwissen voraus und kostet Geld. Für die Entwicklung eines Standortes inkl. Gutachten, Genehmigungen und Rechtsbeistand können bis zu 100.000 € anfallen. Der risikoaverse Unternehmer wird die Verpachtung eines oder mehrerer Standorte vorziehen.

Bauen und Verpachten:

Es sind jedoch auch Mischformen dieser Varianten möglich. So besteht für den Grundeigentümer eines Windvorranggebietes mit mehreren potenziellen Standorten die Möglichkeit, den größeren Teil der Standorte zu verpachten und selbst eine oder mehrere Anlagen zu bauen. Hierbei kann der Planungs- und Projektierungsaufwand für die selbst realisierten Anlagen an den Pächter der übrigen Standorte abgewälzt werden. In der Praxis wurde in derartigen Fällen auch vereinbart, dass der Pächter die Anlage(n) des Grundeigentümers zu denselben Konditionen erstellt wie die eigenen.

Auch hierzu eine kurze Beispielrechnung, die auf den Leistungsdaten der oben durchgeführten Kalkulation basiert (Tabelle 1).

Tabelle 1: Beispielrechnung zur Herleitung der Anzahl der zu verpachtenden WEA zur Finanzierung einer eigenen WEA

Bau einer eigenen WEA	
20 % EK	640.000 €
Zinssatz	6 %
Laufzeit	12
Annuität	-76.337 €
Pacht für eine WEA Jahre 1 – 12	22.080 €
Anzahl verpachteter WEA zur Finanzierung	3,5

- Das benötigte Eigenkapital von 640.000 € finanziert der Grundeigentümer über ein 12-jähriges Annuitätendarlehen bei einem Zins von 6 %.
- Der jährliche Kapitaldienst beträgt 76.337 €.
- Der Grundeigentümer kann unter den getroffenen Annahmen das Eigenkapital für die eigene Windenergieanlage aus der Verpachtung von 3,5 Windstandorten finanzieren.
- Die oben berechnete jährlich endliche Rente von 64.454 € erhöht sich für den Grundeigentümer, der eine Anlage selbst betreibt, um die Pacht.

Verpachten

Die reine Verpachtung eines Standortes verringert das technische, aber auch das naturale Risiko des Grundeigentümers. Hierbei sollte aus Sicht des Grundeigentümers neben einer an den tatsächlichen Erträgen orientierten Pacht auch eine Basispachten als Sockelbetrag unabhängig vom tatsächlichen Ertrag vereinbart werden. Damit wird eine bestimmte Pacht auch für windschwache Jahre garantiert. Diese Sockelpacht kann über den gutachterlich ermittelten Energieertrag berechnet werden. In der folgenden Tabelle 2 ist eine denkbare Staffellung einer Pacht in Abhängigkeit von den Erträgen dargestellt.

Tabelle 2: Beispiel zur Ermittlung der Pachthöhe in Abhängigkeit vom Energieertrag

Energieertrag [kWh]	Einspeisevergütung	Anteil	variable Pacht	fixe Mindestvergütung (85 %)
3.500.000	322.000 €	4,0 %	12.880 €	10.948 €
3.600.000	331.200 €	4,2 %	13.910 €	11.824 €
3.700.000	340.400 €	4,4 %	14.978 €	12.731 €
3.800.000	349.600 €	4,6 %	16.082 €	13.669 €
3.900.000	358.800 €	4,8 %	17.222 €	14.639 €
4.000.000	368.000 €	5,0 %	18.400 €	15.640 €
4.100.000	377.200 €	5,2 %	19.614 €	16.672 €
4.200.000	386.400 €	5,4 %	20.866 €	17.736 €
4.300.000	395.600 €	5,6 %	22.154 €	18.831 €
4.400.000	404.800 €	5,8 %	23.478 €	19.957 €
4.500.000	414.000 €	6,0 %	24.840 €	21.114 €
4.600.000	423.200 €	6,1 %	25.815 €	21.943 €
4.700.000	432.400 €	6,2 %	26.809 €	22.787 €
4.800.000	441.600 €	6,3 %	27.821 €	23.648 €
4.900.000	450.800 €	6,4 %	28.851 €	24.524 €
5.000.000	460.000 €	6,5 %	29.900 €	25.415 €
5.100.000	469.200 €	6,6 %	30.967 €	26.322 €
5.200.000	478.400 €	6,7 %	32.053 €	27.245 €
5.300.000	487.600 €	6,8 %	33.157 €	28.183 €
5.400.000	496.800 €	6,9 %	34.279 €	29.137 €
5.500.000	506.000 €	7,0 %	35.420 €	30.107 €

Beispiel:

- Das oder die Windgutachten ermitteln einen Ertrag von 4.000.000 kWh p. a.
- Für diesen Ertrag wird eine Pacht von 5 % des Ertrags oder 18.400 € p. a. vereinbart.
- Als Sockelpacht werden 85 % dieses Wertes also 15.640 € vereinbart.
- Tatsächlicher Energieertrag liegt bei 3.800.000 kWh => Pacht von 15.640 €.
- Tatsächlicher Energieertrag liegt bei 4.500.000 kWh => Pacht von 24.840 €.

Diese Tabelle dient der Darstellung eines möglichen Vorgehens bei der Pachtpreisermittlung. Insgesamt sind Pachten in Höhe von 5 % bis 8 % der Erträge üblich. Eine wei-

tere Staffelung nach Ende des Finanzierungszeitraums bzw. nach dem 20 Jahr sollte bedacht werden.

4. Exemplarischer Standort

4.1 Rahmenbedingungen der Studie

Exemplarisch soll untersucht werden, inwieweit Windenergie auf großen Waldflächen genutzt werden kann. Wald wurde bisher in den entsprechenden Verordnungen, Erläsen oder sonstigen Vorschriften der Bundesländer als Gebiet gekennzeichnet, in dem die Errichtung von Windenergieanlagen nur sehr eingeschränkt zulässig ist. Inzwischen überdenken wegen der Konsequenzen aus dem Atomunfall in Japan alle zuständigen Länderinstanzen ihre Regelungen mit der Zielrichtung, WEA in Waldgebieten vermehrt zuzulassen. Konkrete Angaben fehlen zurzeit, da noch alles im Fluss ist.

Bei dem betrachteten Standort handelt es sich um eine Konversionsfläche, die von der US-Armee genutzt wurde. Es besteht dadurch bereits eine asphaltierte Zuwegung und eine 20 kV-Mittelspannungsleitung. Der Standort weist eine unbewaldete Fläche von ca. 190 m x 100 m auf und liegt auf einem Berg in einer Höhe von 485 m ü. NN. Der Berg stellt die höchste Erhebung in der Umgebung dar. Eine Eignung für Windenergienutzung kann vermutet werden.



Abbildung 1: Windenergieanlagen im Wald (Quelle: BWE)

4.2 Vorarbeiten der Planungsphase

Bei der Realisierung von WEA-Projekten sind in der Planungsphase Informationen zum Windpotenzial zu beschaffen, die die Basis für ein Windgutachten und eine Wirtschaftlichkeitsrechnung darstellen. Neben der Vor- und Endauswahl der Anlage(n) müssen Nutzungs- bzw. Pachtverträge ausgehandelt werden, und es erfolgt eine Konfigurierung des Standortes. Die Bauvoranfrage bzw. der Bauantrag müssen gestellt werden. Bezüglich der Zuwegung ist in der Planungsphase eine Ist-Analyse zu machen, das Anforderungsprofil ist zu ermitteln, und die eventuell benötigten Verträge zum Wegerecht sind zu schließen. Für die Auswahl des Fundaments ist in der Planungsphase eine Baugrunduntersuchung erforderlich, und das Anforderungsprofil muss ermittelt werden. Für die Übergabestation wird in dieser Phase lediglich ein Anforderungsprofil ermittelt. Weiterhin werden zunächst die Netzanbindungskosten abgeschätzt und später eine Einspeisezusage beantragt.

Zum genaueren Verständnis dessen, was unter den genannten Arbeitspaketen zu verstehen ist, werden diese im Folgenden kurz erläutert:

Ein Windgutachten liefert aussagekräftige Daten über das Windpotenzial zur Berechnung der zu erwartenden Energieerträge und der Wirtschaftlichkeit und ist Voraussetzung für die Finanzierung des Windenergieprojekts. Prinzipiell gibt es zwei Wege zur Erstellung eines Windgutachtens, die rechnerische Ermittlung und die Windmessung kombiniert mit einer Rechnung.

Das am häufigsten angewendete Rechenverfahren ist unter dem Namen WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) bekannt. WAsP bildet auch heute noch die Grundlage vieler Windgutachten. Kritischer Punkt ist die richtige Einschätzung der Rauigkeitskennwerte an den betrachteten Standorten, was insbesondere in Mittelgebirgen mit einer komplexen Orographie (Höhenverlauf des Geländes) schwierig ist und dadurch zu ungenauen Ergebnissen führt. Dazu wird eine Digitalisierung der betrachteten Standorte unter Berücksichtigung der Topographie und der Rauigkeiten vorgenommen. Leider liegen für Waldstandorte wenige Erfahrungswerte vor.

Darüber hinaus ist eine Reihe von meteorologischen, mesoskaligen Verfahren bekannt, die wesentlich aufwendiger sind und hier nicht näher erläutert werden.

Alternativ zur Berechnung des Windpotenzials oder als Ergänzung kann auch direkt am Standort gemessen werden. Dazu ist im Allgemeinen das Errichten von Windmessstationen mit entsprechender Höhe erforderlich. Je genauer die Messhöhe mit der Nabenhöhe der Windenergieanlage übereinstimmt, desto genauer wird das Windgutachten. Die Errichtung eines Messmastes ist allerdings mit erheblichen Kosten verbunden, die mit der Höhe des Mastes zunehmen. In der Praxis wird daher meist deutlich unter der vorgesehenen Nabenhöhe gemessen. Es ist somit unmittelbar klar, dass diese Messungen nicht das tatsächliche Windpotenzial widerspiegeln und hochgerechnet werden müssen, was wiederum mit Unsicherheiten verbunden ist. Als Alternative bieten sich akustische Verfahren zur Messung der Windgeschwindigkeit wie beispielsweise SODAR (Sonic Detection And Ranging)⁶ an. Bei diesem Verfahren werden akustische Signale in die Atmosphäre ausgesendet, die an Inhomogenitäten in der Temperaturverteilung reflektiert werden. Die Doppler-verschobenen, reflektierten Signale werden empfangen und ausgewertet. Als Ergebnis erhält man Informationen über Windgeschwindigkeit und Turbulenz in Abhängigkeit von der Höhe. Vorteil dieser Verfahren ist einerseits, dass kein Windmessmast errichtet werden muss, andererseits, dass in Nabenhöhe gemessen werden kann, da die Messhöhe im Bereich bis zu 1.000 m liegt.

Mit Hilfe einer ersten Abschätzung des Windpotenzials, der Netzanschlusskosten und der Fundamentkosten muss eine erste Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Projekt erstellt werden. Nur ein überzeugend positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung ermöglicht es, Eigenkapital (durch Investoren) bzw. Fremdkapital (durch Banken und Kreditinstitute) zu erlangen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird während des Projektablaufs wiederholt mit genauer werdenden Annahmen durchgeführt. Das Ergebnis der Rechnung wird somit immer sicherer, das Projektrisiko wird dadurch gesenkt.

Die Vorauswahl der Anlage bzw. der Anlagen hat prinzipiell eine Vielzahl von Einflussfaktoren. Denkbare Kriterien sind Leistung, Abmessungen insbesondere Anlagenhöhe, Ertrag und Preis.

In der Regel ist der Betreiber einer Windenergieanlage nicht gleichzeitig auch der Besitzer des Baugrundes bzw. der Zuwegung. Im Rahmen der Planung sind zunächst die Eigentumsverhältnisse an dem geplanten Standort festzustellen. Parallel zum Genehmigungsverfahren müssen dann erste Anfragen bei den ermittelten Eigentümern

⁶ vgl. Emeis, S.: Vertikalprofile des Windes und seiner Häufigkeitsverteilung in der unteren Ekman-Schicht

durchgeführt werden und die Verträge vorbereitet werden. Solche Verträge beinhalten u. a. folgende Elemente⁷:

- Lageplan der zu nutzenden Fläche,
- Grundbuchauszüge bzw. Beschreibung des Grundstücks laut Katasteramt mit detaillierter Nutzungsform (Die Beschreibung muss den genauen Standort der Windenergieanlage(n) und der Trafostation ausweisen und den Verlauf der Zuwegung enthalten.),
- Genehmigung des Grundstückseigentümers für die Überleitung des Netzanschlusskabels,
- Beginn und Dauer des Nutzungsvertrages (z. B. Beginn bei Erteilung der Baugenehmigung, Dauer 25 Jahre).

Stehen an dem gewählten Standort Art und Anzahl der Windenergieanlagen fest, kann der Standort konfiguriert werden. Bei der Konfiguration geht es darum, den genauen Platz der jeweiligen WEA auf dem Gelände zu finden. Ev. muss ein Bebauungsplan berücksichtigt werden. Vorgaben können auch im Flächennutzungsplan enthalten sein. Zunächst müssen zahlreiche behördliche Vorgaben bezüglich Mindestabständen, die in den jeweiligen Verordnungen der Länder geregelt sind, eingehalten werden. Einheitliche Regelungen auf Bundesebene liegen nicht vor, so dass sich die vorgegebenen Mindestabstände zum Teil erheblich unterscheiden.

Zu den behördlichen Vorgaben kommen betriebsbedingte Mindestabstände wegen aerodynamischer Abschattung hinzu. Windenergieanlagen im Verbund beeinflussen sich gegenseitig aufgrund von Nachlaufströmungen hinter dem Rotor. Turbulenzen können den Wirkungsgrad der Einzelanlage deutlich verringern. Außerdem wird aufgrund von vorgelagerten WEA die Windgeschwindigkeit verringert, so dass die im Nachlauf stehenden Anlagen einen geringeren Ertrag aufweisen. Als Empfehlung galten früher die Mindestabstände aus Tabelle 3.

⁷ vgl. Ihde, S.: Die Planung eines Windenergieprojektes, in: Interessenverband Windkraft Binnenland e. V. (Hrsg.): Windkraftanlagen: Marktübersicht 1996, Osnabrück 1996, S. 89f

Tabelle 3: Turbulenz- und ertragsbedingte Mindestabstände⁸

Richtung	Mindestabstand
längs zur Hauptwindrichtung	8 – 10-facher Rotordurchmesser
quer zur Hauptwindrichtung	3 – 5-facher Rotordurchmesser

Mittlerweile bieten die WEA-Hersteller optimierte Aufstellungskonzepte auf der Basis von Parkberechnungen an.

Mit der formlosen Bauvoranfrage wird die prinzipielle Genehmigungsfähigkeit des geplanten Windenergieprojekts von der unteren Bauaufsichtsbehörde festgestellt.

Sind die Voraussetzungen für den Bau der WEA geklärt, bzw. liegt eine positive Bauvoranfrage vor, wird der Bauantrag bei der Bauaufsichtsbehörde (Gemeinde, Landratsamt) gestellt. Die zuständige Behörde gibt den Umfang der einzureichenden Unterlagen vor. Für die Errichtung, die Wartung, Reparaturen und den Rückbau der Windenergieanlage wird eine geeignete Zuwegung bzw. eine geeignete Arbeitsfläche benötigt. Die Zuwegung muss so beschaffen sein, dass ein problemloser Transport der Windenergieanlage mit Schwerlastkraftwagen möglich ist. Die Arbeitsfläche muss das Aufstellen eines Autokrans in benötigter Größe erlauben. Im Rahmen der Planung wird ein Anforderungsprofil der Zuwegung für die ausgewählte Anlage erstellt. Einige Hersteller halten solche Anforderungsprofile speziell für ihre Anlagen bereit.

Zur Berechnung des Fundaments muss die Bodenbeschaffenheit ermittelt werden. In einer ersten Abschätzung wird zunächst eine grobe Aussage für eine erste Kostenabschätzung getroffen. Besonders ungünstige Verhältnisse findet man auf Moorstandorten, in Überschwemmungsgebieten oder bei besonders weichen, sandigen Böden.

Bei solchen Bodenverhältnissen sind in der Regel Spezialfundamente (Pfahlgründungen) notwendig. Liegen dagegen feste bzw. felsige Böden vor, ist davon auszugehen, dass herkömmliche Blockfundamente verwendet werden können.

Die Übergabestation stellt die Verbindung zwischen der Windenergieanlage mit dem zugehörigen Transformator auf der einen Seite und der Umspannstation oder Mittelspannungsleitung auf der anderen Seite dar. Sie ist eine bauliche Einheit, die vorgeschriebene Schutz-, Entkopplungs- und Zähleinrichtungen vereint. Für den Bau der

⁸ vgl. Hau, S. 518

Übergabestation gibt es technische Richtlinien.⁹ Im Rahmen der Planung muss geprüft werden, welche Anforderungen die zu bauende Übergabestation zu erfüllen hat, um später Angebote einholen zu können. Die Anforderungen resultieren vor allem aus den entsprechenden technischen Richtlinien, aber auch aus der Größe und Anzahl der anzuschließenden Anlagen und persönlichen Wünschen des Betreibers bezüglich Schaltungskomfort, eigener Zählung etc.

4.3 Kostenplanung

Im Rahmen der Kostenplanung ist zunächst zwischen Investitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten zu unterscheiden. Unter den Investitionskosten sind die unmittelbaren Anschaffungskosten der Anlage zu verstehen. Diese Kosten werden ergänzt durch die Investitionsnebenkosten. Unter Investitionsnebenkosten wird alles erfasst, was zusätzlich in Verbindung mit der Anschaffung der Windenergieanlage erbracht werden muss und einmalig anfällt. Die Betriebskosten sind dagegen Kosten, die dem Erhalt und der Nutzung der Investition dienen und regelmäßig anfallen.¹⁰

Durch die Kostenplanung wird die Kostenkontrolle ermöglicht. Kostentreiber werden ersichtlich und effizientere Lösungen können gesucht werden. Außerdem bietet die Kostenplanung die Möglichkeit, Kostenabweichungen und deren Folgen für das Gesamtprojekt zu erkennen und zu beurteilen.¹¹

4.4 Investitionskosten

Die Anschaffungskosten für Windenergieanlagen liegen bei 1.200 – 1.600 €/kW installierter Nennleistung (bei ca. 13 – 15 m/s Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe), wobei darin zum Teil schon Kosten für die Infrastruktur enthalten sind. Konkrete Angebote der Herstellerfirmen liefern die zuverlässigsten Werte.

⁹ vgl.: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

¹⁰ vgl. Neumann, T., Ender, C., Molly, J. P.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, in: DEWI Magazin, Heft 21, August 2002, S. 6 – 8

¹¹ vgl. Kessler, H., Winkelhofer, G., S. 244

Investitionsnebenkosten

In Verbindung mit der Anschaffung der Windenergieanlagen fallen gegebenenfalls zusätzliche Kosten für die folgenden Gewerke bzw. Leistungen an:

- Fundament,
- Übergabestation (inklusive elektrische Anbindung an das Mittelspannungsnetz),
- Trafostation,
- Mittelspannungsverkabelung,
- Zuwegung,
- Windgutachten,
- Windbruchgutachten,
- Baugrunduntersuchung,
- Kosten für Baugenehmigung (Gebühren, Ausgleichsmaßnahmen und Ersatzmaßnahmen),
- Kosten für den gegebenenfalls erforderlichen Grunderwerb,
- sonstige Nebenkosten (Prospektmaterial etc.) und
- Planungskosten

Liegen keine genauen Daten vor, können die Investitionsnebenkosten mit ca. 28 % des Kaufpreises der Windenergieanlage abgeschätzt werden.¹² Mit dieser Abschätzung kann eine erste Kostenplanung erfolgen. Genauere Abschätzungen der Investitionsnebenkosten können mit Erfahrungswerten von früheren Projekten oder vorliegenden Angeboten gemacht werden. Im Laufe des Projekts werden die dann vorliegenden tatsächlichen Kosten eingeplant. Im konkreten Einzelfall können die tatsächlichen Investitionsnebenkosten erheblich von den Schätzungen abweichen.

¹² vgl. Neumann, T., Ender, C., Molly, J. P., S. 7

4.5 Betriebskosten

Durch den Betrieb der Anlage fallen jährliche Kosten an für:

- Wartung,
- Versicherung,
- Pacht,
- Betreuung,
- Strombezug,
- Rücklagen für Reparatur,
- Rücklagen für Rückbau,
- Buchhaltung und Abrechnung,
- Rücklagen für Notar, Anwalt etc.

Die meisten WEA-Hersteller bieten komplette Pakete für Wartung, Maschinenversicherung und Reparaturen aller Bauelemente der Windenergieanlage für einen längeren Zeitraum (z. B. 6 bis 12 Jahre) an, wodurch die damit zusammenhängenden Kosten überschaubar werden. Diese Option wird bei den folgenden Betrachtungen, insbesondere bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung, mit einbezogen.

Die Kosten für Buchhaltung, Abrechnung und die Rücklagen für Notar und Anwalt werden dagegen in den folgenden Betrachtungen nicht berücksichtigt. Durch die Vielfalt der Organisationsstrukturen potenzieller Investoren sind diese nicht sinnvoll allgemein erfassbar.

4.6 Kostenplan am exemplarischen Standort

Die eingeschränkten Platzverhältnisse am Standort begrenzen die Anlagenanzahl zunächst auf eine Anlage. Neben dieser Begrenzung ist das zentrale Kriterium die Einspeisungsmöglichkeit. Aufgrund der weiten Entfernung zu möglichen Einspeisungspunkten, ist es wirtschaftlich nicht möglich, eine Netzverstärkung für eine einzige Anlage zu realisieren. Die vorhandene 20 kV Mittelspannungsleitung bestimmt demnach die Höhe der Einspeiseleistung.

Die Anforderungen für die Zuwegung am Standort werden vom Hersteller vorgegeben. Am Standort besteht bereits eine Zuwegung aufgrund der ehemals militäri-

schen Nutzung. Eine Ist-Analyse des Zustands und der Beschaffenheit der Zuwegung ergab, dass die vorhandene Zuwegung nutzbar ist.

Am Standort weist die Bodenkarte anstehenden Fels und dünne sandige Auffüllflächen aus. Aufgrund dieser Angaben wurde davon ausgegangen, dass eine Flachgründung mit hoher Wahrscheinlichkeit ausreichend ist. Es wurde daraus geschlossen, dass ein Standardfundament mit Flachgründung eingesetzt werden kann bzw. dass die geforderten Mindestwerte der Bodenkennwerte vom vorhandenen Boden eingehalten werden (Tabelle 4).

Tabelle 4: Mindestwerte der Bodenkennwerte für das Standardfundament als Flachgründung

Bodenkennwert	Mindestwert
Zulässige Bodenpressung	186 kN/m ² (mittlere Pressung) 265 kN/m ² (Kantenpressung)
dynamischer Steifemodul	Esdyn = 196 MN/m ² (für bindige Böden) Esdyn = 59 MN/m ² (für nichtbindige Böden)

Zum Anschluss der WEA an das Netz des EVUs wird eine Übergabestation benötigt. Die Anforderungen an die Übergabestation ergeben sich aus der technischen Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz¹³ und der technischen Richtlinie Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz.¹⁴

Mit den konkret für diesen Standort ermittelten Bedingungen kann der in Tabelle 5 gezeigte Kostenplan aufgestellt werden.

¹³ vgl.: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

¹⁴ vgl. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M.

Tabelle 5: Kostenplan für die Windenergiestudie

Investionskosten	
3.000 kW-WEA (getriebeelos) 135 m Nabenhöhe	4.350.000 €
Investitionsnebenkosten	
Fundament (Flachgründung)	Im o. a. Preis enthalten
EVU-Anschluss	100.000 €
Mittelspannungsverkabelung	40 €/m * 1.500 m = 60.000 €
Zuwegung im Wald: Baustellenzufahrtsweg, Kranstellplatz	250.000 €
2 Windgutachten	10.000 €
Windmessungen mit SODAR (optional)	ca. 20. 000 € für 3 Monate in Nabenhöhe Wird hier weiter nicht berücksichtigt
Planungskosten	50.000 €
Sonstige Kosten (z. B. Umweltverträglich- keitsgutachten und sonstige Gutachten)	250.000 €
Betriebskosten/a	
Wartung (Paket) für die ersten 15 Jahre	95.000 €
Pacht (5 % der Einspeisevergütung)	35.000 €
Verwaltungskosten (3 % der Einspeise- vergütung)	20.000 €
Sonstiges	30.000 €

Die Beträge beruhen zum Teil auf groben Annahmen und können in der Realität nach oben und unten erheblich abweichen.

4.7 Finanzierungsplanung

Die ermittelte Investitionssumme muss finanziert werden. Dies kann einerseits durch Fördermittel, andererseits durch Eigen- und Fremdkapital geschehen. Bei Fördermitteln ist zwischen nicht zurückzahlbaren Zuschüssen und zinsgünstigen Darlehen zu unterscheiden. Zuschüsse stehen im Allgemeinen für Windenergie nicht mehr zur Verfügung, so dass die gesamte Investitionssumme durch Eigen- und Fremdkapital aufgebracht werden muss. Beim Fremdkapital kann jedoch auf zinsgünstige Darlehen (z. B. KfW) zurückgegriffen werden. Der Eigenkapitalanteil muss in der Regel mindestens 25 % betragen.

Bei eventuellen Finanzlücken kann es möglich sein, dass weitere Bankdarlehen zur Überbrückung in Anspruch genommen werden müssen. Sie sind jeweils individuell mit dem Kreditinstitut auszuhandeln.

Bei Beanspruchung öffentlicher Mittel ist zu beachten, dass die meisten nur bewilligt werden können, wenn vor Antragstellung nicht mit dem Bau begonnen wurde.

4.8 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Hauptproblem der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die Ermittlung zuverlässiger Eingangsgrößen in einem Projektstadium, in dem noch keine Verträge abgeschlossen sind und noch keine realen Ausgaben getätigt wurden. Die eigentliche Schwierigkeit besteht in der realistischen Ermittlung der zukünftigen Kosten und Erträge. Dazu wird zunächst der bereits erstellte Kostenplan (Tabelle 5) herangezogen. Aus diesem folgen unmittelbar die Investitionskosten, die Investitionsnebenkosten und die Gesamtinvestitionskosten.¹⁵

Tabelle 6: Berechnung der Gesamtinvestitionskosten

Investitionskosten	
WEA	4.350.000 €
Investitionsnebenkosten	
Tabelle 5	720.000 €
Gesamtinvestitionskosten	5.070.000 €

Die Betriebskosten und die Erlöse sind dagegen nicht unmittelbar ersichtlich. Beide hängen von dem tatsächlich herrschenden Windpotenzial ab. Da für den Standort kein Windgutachten vorliegt, können bezüglich des Windpotenzials noch keine zuverlässigen Aussagen getroffen werden. Exemplarisch wird für die WEA ein mittlerer Energieertrag von **9.384.000 kWh/a** angenommen, der dem Referenzertrag der Anlage (siehe EEG ErneuerbareEnergienGesetz) entspricht.

Im EEG wird ein virtueller Standort definiert, der bestimmte charakteristische Eigenschaften hat und eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 m Höhe aufweist. Der Referenzertrag ist also eine Größe, die jeder WEA zugeordnet werden

¹⁵ vgl. Tabelle 6: Berechnung der Gesamtinvestitionskosten

kann und angibt, welchen Energieertrag welche WEA am selben Standort, nämlich am Referenzstandort bringen würde. Damit werden die Anlagen vergleichbar.

Die durchschnittlichen Betriebskosten werden anschließend neben den bereits ermittelten Investitionskosten und Investitionsnebenkosten als Eingaben für die Wirtschaftlichkeits-Rechnung verwendet. Für die Ermittlung der betriebswirtschaftlichen Daten wird ein dynamisches Berechnungsverfahren eingesetzt, das neben dem Kapitalwert und den Stromgestehungskosten auch den internen Zinsfuß als Hauptergebnisgrößen berechnet. Außerdem wird die durchschnittlich zu erwartende Einspeisevergütung pro kWh elektrischer Energie berechnet, die ebenfalls vom Ertrag abhängt. Hierzu wird nochmals auf das EEG in seiner aktuellen Fassung verwiesen, worauf in diesem Leitfaden nicht näher eingegangen werden kann. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind in Tabelle 7 aufgelistet.

DLG-Merkblatt 367: Windräder im Wald

Tabelle 7: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Abhängigkeit des Energieertrags

Energieertrag	80 % Referenzertrag	90 % Referenzertrag	100 % Referenzertrag
Nabenhöhe [m]	135		
Angenommener Referenzertrag kWh/a	9.384.000		
Erwirtschafteter Ertrag kWh/a	7.507.200	8.445.600	9.384.000
Anschaffungskosten €	5.070.000		
Mittlere jährliche Kosten €	180.000		
Kalkulationszins	5,5 %		
Fremdkapitalzinssatz	4,25 %		
Kreditlaufzeit a	20	20	20
Tilgungsfreie Jahre	3	3	3
Eigenkapitalquote	25 %		
Kapitalwert €	1.341.318	2.162.211	2.829.232
Wirtschaftlichkeitsindex	105,82 %	170,59 %	223,21 %
Annuität €/a	112.241	180.932	236.748
(in % der Anschaffungskosten (ges. Inv.vol.))	2,21 %	3,57 %	4,67 %
(in % der Anschaffungskosten (Eigenkapital))	8,86 %	14,27 %	18,68 %
interner Zinsfuß	18,63 %	27,26 %	35,52 %
Überrendite	13,13 %	21,76 %	30,02 %
Stromgestehungskosten €/kWh	0,0805	0,0715	0,0644
Ø Einspeisevergütung €/kWh	0,0905	0,0871	0,0826
Bruttohandelsspanne (gross margin ratio)	11,09 %	17,90 %	22,02 %
Sparbuchrendite ¹⁶	6,24 %	7,49 %	8,22 %

Es zeigt sich, dass für alle angenommenen Erträge positive Ergebnisse resultieren und für eine gute Rendite auch ein guter Standort mit hohem Windenergiepotenzial erforderlich ist. Die Kosten können noch optimiert werden, wenn statt einer Einzelanlage ein Windpark mit mehreren Anlagen errichtet wird, wodurch die spezifischen Kosten für die Infrastruktur gesenkt werden können. Außerdem können mit dem WEA-Hersteller andere Preise ausgehandelt werden.

¹⁶ Sparbuchzinssatz für dieselben Rückflüsse nach 20 Jahren Laufzeit entsprechend Lebensdauer WEA

Literaturverzeichnis

Agster, W., Ruck, B.: Modellierung der Umströmung von Waldkanten in Windkanaluntersuchungen, Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik, 10. Fachtagung 2002, GALA e. V.

Beger, G.: Windlast an Wäldern in Berg- und Tallagen, in: Zeitschrift für Meteorologie, Band 38, Heft 3, 1988

BWE Service GmbH (HRSG.): Windenergie 2002, Osnabrück 2002

Emeis, S.: Vertikalprofile des Windes und seiner Häufigkeitsverteilung in der unteren Ekman-Schicht, Deutsch-Österreichisch-Schweizerische Meteorologen-Tagung, DACH-MT 2001, Tagungsbeitrag

Fischer, R.: Elektrische Maschinen, 8. überarb. und erw. Auflage, München, Wien 1992

Gasch, R. (Hrsg.): Windkraftanlagen, 3. Auflage, Stuttgart 1996

Hau, E.: Windkraftanlagen, 2. Aufl., Berlin, Heidelberg, New York 1996

Heier, S.: Windkraftanlagen im Netzbetrieb, 2. Auflage, Stuttgart 1996

Hormann, W., Just, W., Schlabbach, J., Cichowski, R. (Hrsg.): Netzurückwirkungen, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Band 14, Frankfurt a. M. 2000

Ihde, S.: Die Planung eines Windenergieprojektes, in: Interessenverband Windkraft Binnenland e. V. (Hrsg.): Windkraftanlagen: Marktübersicht 1996, Osnabrück 1996

Institut für Meteorologie der Universität Leipzig, Raabe, A., Arnold, K.: Ein experimentelles Verfahren zur Akustischen Tomographie im Bereich der atmosphärischen Grenzschicht, Leipzig 2000

Kämmerer, E.: Netzurückwirkungen beim Einsatz von regenerativen Energiequellen – Beurteilung und Begrenzung, in: Netzanbindung von regenerativen Energiequellen, ETG-Fachbericht, Berlin, Offenbach 1992, Band 38

Kessler, H., Winkelhofer, G.: Projektmanagement, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg 2002

Knies, W., Schierack, K.: Elektrische Anlagentechnik, 2. Auflage, München, Wien 1998

Kobayashi, M. H., Pereira, J. C. F., Siqueira, M. B. B.: Numerical study of the turbulent flow over and in a model forest on a 2D hill, in: Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 53, 1994

Ministerium der Finanzen, Ministerium der Inneren und für Sport, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau, Ministerium für Umwelt und Forsten von Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen, 1999 und 2006

Lehner, M. J.: Projekte und ihr Lebenszyklus in verschiedenen Kontexten, in Lehner, M. J. (Hrsg.): Praxisorientiertes Projektmanagement, Wiesbaden 2001

Neumann, T., Ender, C., Molly, J. P.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, in: DEWI Magazin, Heft 21, August 2002

Seifert, M.: Windprognose für große Windenergieanlagen, in: Erneuerbare Energien, 07/2002

Troen, I., Petersen, E.: The European Wind Atlas, Riso National Laboratory, Roskilde, Dänemark 1989

Turner, J. R., Cochrane, R. A.: The goals and methods matrix, in: International Journal of Project Management, Heft 11, 1993

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

Besondere Verweise

Technische Universität Kaiserslautern, AG Windenergie: *Hinweise zur Planung von Windenergieanlagen auf Waldstandorten*. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (aktuell MULEWF)

www.wald-rlp.de/fileadmin/website/fawfseiten/fawf/downloads/Projekte/Seeg/WindmuehlenimWaldEndfassung.pdf

Bundesministerium für Umwelt: Fachtagung BMU und DNR: Windenergie im Wald. 13. September 2011, BMU Berlin.

http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/47788.php

Bayerische Staatsforsten: Windenergie im Wald.

http://www.baysf.de/uploads/media/BaySF_Flyer_Windenergie.pdf

Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I, S. 2074 – 2100