

Schlussbericht November 2005

Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz

Hauptbericht

ausgearbeitet durch
Reto Rigassi
Suisse Eole
Wattwerkstrasse 1, 4416 Bubendorf

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie, 3003 Bern

Auftragnehmer:

Suisse Eole, 4416 Bubendorf

Autoren:

Reto Rigassi, Dr. EICHER+PAULI AG, 4410 Liestal

Robert Horbaty, ENCO AG, 4416 Bubendorf

Bruno Brühwiler, Euro Risk Limited, 8022 Zürich

Stellungnahmen/Beiträge:

Ein besonderer Dank gilt den nachfolgenden Institutionen und Personen, welche durch ihre Stellungnahmen und Beiträge, wesentlich zur vorliegenden Arbeit beigetragen haben:

Juvent SA, Jakob Vollenweider

Planair SA, Martin Kernen

Schweizerische Mobiliar Versicherungsgesellschaft

Schweizerisches Institut zur Förderung der Sicherheit

Senn Transport AG

Weisskopf + Partners, Thomas Weisskopf

Inhalt

Vorwort	5
1. Zusammenfassung.....	6
2. Einleitung	7
2.1 Rahmenbedingungen	7
2.2 Zielsetzungen	8
3. Systematik und Berichtsaufbau.....	9
4. Risikomanagement	11
4.1 Normative Grundlagen	11
4.2 Durchführung der Risikobeurteilung.....	12
5. Betriebssicherheit	19
5.1 Gefahrenspektrum.....	19
5.2 Erprobte Technik	19
5.3 Auslegung der WKA	20
5.4 Voraussetzung für die Inbetriebnahme	20
5.5 Transport und Montage	22
5.6 Netzanschluss	23
5.7 Blitzschutz	23
5.8 Brandschutz.....	24
5.9 Eisbildung und Eiswurf	25
5.10 Böswillige Beschädigung.....	27
5.11 Unterhalt und Ersatzteile	27
5.12 Finanzkräftige Hersteller	27
6. Wirtschaftliche Sicherheit	28
6.1 Definition.....	28
6.2 Wesentliche Faktoren.....	28
6.3 Vorgehen bei der Projektplanung.....	30
6.4 Ertragsprognose	31
6.5 Investitionskosten	40
6.6 Nutzungsdauer / Abschreibedauer	42
6.7 Ertrag aus Stromrücklieferung.....	42
6.8 Betriebskosten.....	44
7. Planungssicherheit	47
7.1 Rahmenbedingungen für die Planung.....	47
7.2 Vorgehen bei der Projektplanung.....	47
7.3 Besondere Aspekte	49
7.4 Konzept Windenergie Schweiz.....	50
8. Versicherung von Windkraftanlagen.....	52
8.1 Allgemeines	52
8.2 Versicherungen durch den Hersteller.....	52

8.3	Versicherung des Planers	55
8.4	Versicherungen durch den Betreiber.....	56
9.	Literaturverzeichnis	58
10.	Anhang	59
A.	Anhang 1	60
A.1	Gefahren-Checkliste.....	60
A.2	Risikobeurteilung (Formularsatz)	66
A.3	Unsicherheit der langjährigen Windstatistik	70

Vorwort

Die vorliegenden Empfehlungen und Standards für die Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz verstehen sich als Hilfsmittel für die Umsetzung des Konzepts Windenergie Schweiz. Sie richten sich somit primär an Windparks mit drei und mehr Anlagen und sollen dazu beitragen, mögliche Risiken bei Planung, Bau und Betrieb von Windenergieanlagen zu minimieren. Für kleinere Projekte können die Empfehlungen und Standards wichtige Hinweise liefern. In jedem Fall ist hier aber abzuwägen, inwieweit die Empfehlungen verhältnismässig sind.

Die vorhandene Arbeit versucht, möglichst alle wesentlichen Gefahren und Risiken von Windenergieprojekten zu nennen und entsprechende Massnahmen zu deren Verminderung aufzuzeigen. Dies bedeutet keineswegs, dass bei einem bestimmten Projekt alle Gefahren und Risiken relevant sind. Vielmehr gilt es, für jedes Projekt die wesentlichen Gefahren zu erkennen und mit der notwendigen Sorgfalt zu behandeln.



1. Zusammenfassung

Ausgangslage

Mit der vorliegenden Arbeit wird versucht, alle wesentlichen sicherheitsrelevanten Aspekte von Windenergieprojekten darzustellen und Massnahmen zu empfehlen, um die entsprechenden Risiken zu minimieren.

Dieser Leitfaden richtet sich primär an Bauherren und Betreiber von Windkraftanlagen sowie an Anlagenplaner. Er soll diesen helfen, das Risiko bei Planung, Bau und Betrieb einer Windenergieanlage zu minimieren. Die erarbeiteten Empfehlungen sollen zudem Behörden, Investoren und Versicherern bei der Beurteilung von Projekten helfen.

Der vorliegende Bericht ist wie folgt strukturiert:

Risikomanagement:

Bevor die einzelnen sicherheitsrelevanten Bereiche ausführlich behandelt werden, vermittelt die Arbeit die Grundlagen des Risikomanagements und zeigt auf, wie ein Risikomanagement mit vertretbarem Aufwand konkret durchgeführt werden kann.

Betriebssicherheit:

In diesen Bereich fallen Gefahren, die zu Schadensereignissen führen können, welche Menschen, Umwelt, Anlage und / oder wirtschaftliche Interessen schädigen oder in ihrer Zweckbestimmung beeinträchtigen können.

Wirtschaftliche Sicherheit:

Unsicherheiten bei der Kalkulation oder Umstände, welche im Rahmen der Planung unter Umständen ungenügend berücksichtigt werden, können dazu führen, dass eine Windkraftanlage das erwartete Betriebsergebnis nicht erreicht.

Planungssicherheit:

Windkraftanlagen führen durch Geräuschbildung, Schattenwurf und ihr Erscheinungsbild zwangsläufig zu einer Beeinflussung der Umgebung. Im Rahmen der Anlagenplanung gilt es, diese Umstände so zu berücksichtigen, dass für ein Windenergieprojekt eine optimale Planungssicherheit entsteht und eine Baubewilligung erreicht werden kann.

Versicherung:

Die Versicherung von Windkraftanlagen umfasst Versicherungen, die vom Hersteller, vom Planer und vom Betreiber abgeschlossen werden.

Checkliste:

Die Empfehlungen zu den einzelnen Bereichen in Form einer Checkliste zusammengefasst, welche als separates Dokument herausgegeben wird.

Eine detailliertere Gefahren-Checkliste befindet sich im Anhang A.1.

2. Einleitung

Ende 2003 waren weltweit gut 41'000 MW Windenergiekapazität installiert. Aufgrund der hohen jährlichen Wachstumsraten sowie der bekannten energiepolitischen Ziele vieler Länder darf angenommen werden, dass die Kapazität an Windenergie in den kommenden Jahren noch sehr stark wächst. Die Windenergie wird damit zu einer wichtigen, erneuerbaren Energiequelle, die technisch im grossen Stil verfügbar gemacht werden kann. Sie kann wesentlich dazu beitragen, die das Klima beeinträchtigenden CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Auch die Schweiz hat sich politisch im Rahmen ihrer Möglichkeiten der Windenergie verpflichtet. Für die Förderung der Windenergie ist es deshalb wichtig zu wissen, was es für eine sichere und rentable Nutzung von Windkraftanlagen zu beachten gilt.

2.1 Rahmenbedingungen

Seit Mitte der 90er Jahre beschäftigt sich die Windenergiebranche mit Planungsrichtlinien und Grundlagen für die Raumplanung:

- **Windkraft und Landschaftsschutz**
Schwergewicht dieser Arbeit aus dem Jahre 1996 waren Potentialabschätzungen unter Berücksichtigung der Landschaftsschutzaspekten.
- **Planung von Windenergieanlagen**
Der Leitfaden "Bausteine einer Windenergie-Strategie" vom Mai 1999 führt einerseits die technischen Rahmenbedingungen zur Nutzung der Windenergie auf, andererseits bietet er Informationen über die unterschiedlichen Planungsabläufe in den einzelnen Kantonen.
- **Berücksichtigung der Windenergie in der Richt- und Nutzungsplanung**
Arbeitshilfe für Raumplanungsämter, Projektentwickler und Bewilligungsbehörden für den Einsatz von raumplanerischen Instrumenten (2001)
- **Rechtliches Regime der Windenergie in der Schweiz**
Juristische Abklärungen für den Einsatz der Windenergie in unserem Land (2002)
- **Konzept Windenergie Schweiz**
Umfassende Grundlagen aus der Sicht Natur- und Landschaftsschutz für die Standortwahl von Windparks vom August 2004

Folgende Punkte sind mit obigen Unterlagen noch nicht abgedeckt:

- **Richtlinien für Bewilligungsbehörden**
Knappe Formulierungen zu den Auflagen im Rahmen des Baubewilligungsverfahrens, wie Abstände zu Strassen, bewohnten Häusern, Gefährdung durch Eiswurf, Zertifizierung der Anlage, Schattenwurf, Geräuschmissionen, etc.
- **Unterlagen für Anlagenhersteller**
Mehr und mehr sind diese bereit, Produktions- und Wartungsgarantien abzuliefern. Die Lieferanten sind jedoch darauf angewiesen, verbindliche Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Anlagen in der Schweiz zu erhalten.

- **Risikoanalysen für Versicherungen**

Die Versicherung von Windkraftanlagen ist einfacher, wenn die entsprechenden Risiken identifiziert und nach Möglichkeit reduziert worden sind.

- **Finanzierung**

Auch Bankinstitute sind in der Beurteilung von Projekten auf klare Richtlinien angewiesen.

- **Abgestimmte Zertifizierungskriterien**

Die Zertifizierungskriterien für das Ökostromlabel „naturemade“ orientieren sich immer noch am Leitfaden von 1996, hier bestünde eine Möglichkeit, lenkend in die diversen Projektentwicklungen einzugreifen.

2.2 Zielsetzungen

Ziel des Projektes ist es, alle wesentlichen sicherheitsrelevanten Aspekte von Windenergieprojekten in der Schweiz darzustellen und Massnahmen aufzuzeigen, um die entsprechenden Risiken zu minimieren. Neben Gefahren für Mensch und Umwelt werden auch rein finanzielle Risiken behandelt.

Dieser Leitfaden richtet sich primär an Bauherren und Betreiber von Windkraftanlagen sowie an Anlageplaner. Er soll diesen helfen, das Risiko bei Planung, Bau und Betrieb einer Windenergieanlage zu minimieren.

Die erarbeiteten Empfehlungen sollen Behörden, Investoren und Versicherern bei der Beurteilung von Projekten helfen.

Hersteller von Windkraftanlagen finden in der Arbeit vor allem die in der Schweiz geltenden Normen und Vorschriften.

Dieser Leitfaden bezweckt:

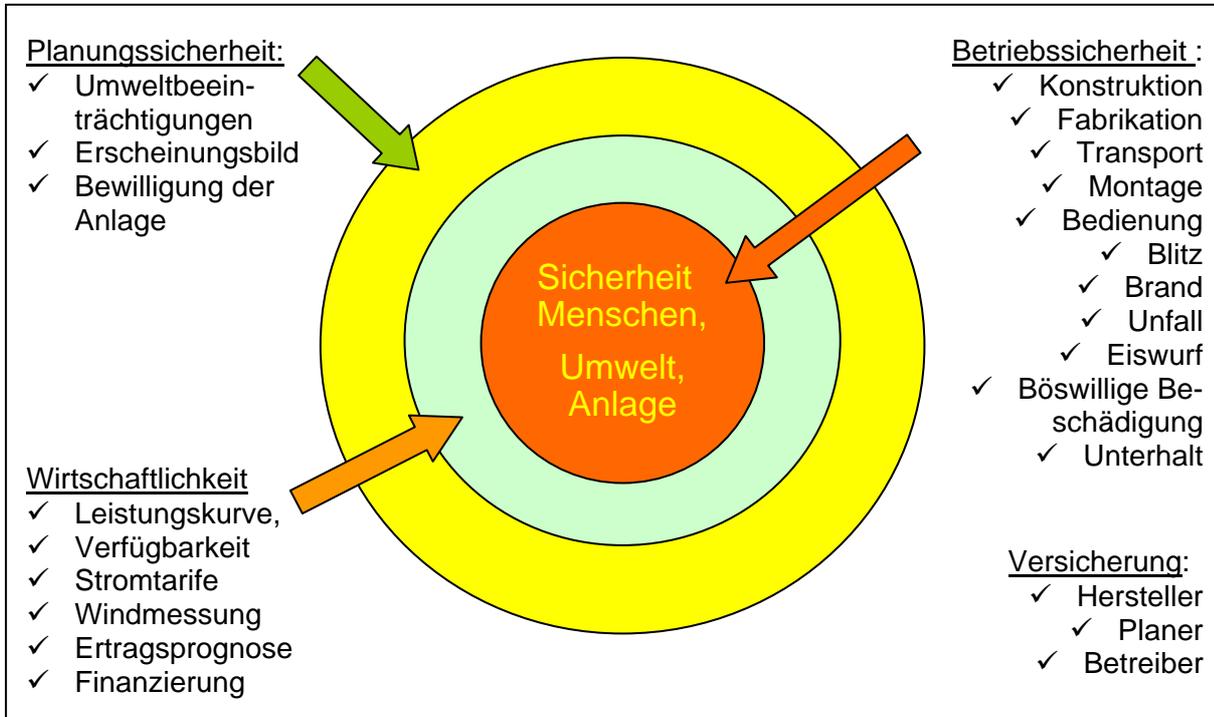
- die Gewährleistung eines sicheren und rentablen Betriebs von Windkraftanlagen für den Investor und den Betreiber,
- die Unterstützung von Planern, Betreibern und Behörden bei der Entwicklung, Erstellung und Inbetriebnahme von Windkraftanlagen,
- die Gewährleistung der Sicherheit für Personen, die mit Windkraftanlagen zu tun haben (einschliesslich Service- und Betriebspersonal),
- die Gewährleistung der Sicherheit und Gesundheit von Menschen, die sich ständig oder vorübergehend in unmittelbarer Nähe von Windkraftanlagen aufhalten und
- die Sicherstellung einer hohen Verfügbarkeit der Windkraftanlage durch Vermeidung von materiellen Schäden und Betriebsunterbrüchen, auch unter extremen Bedingungen.

Dieser Leitfaden hilft, Gefahren zu minimieren:

Wer eine Windkraftanlage plant und später in Betrieb nehmen will, sollte für dieses Projekt eine umfassende Risikobeurteilung vornehmen. Dieser Leitfaden zeigt auf, wie dabei vorzugehen ist. Eine Risikobeurteilung zeigt die kritischen Punkte bei der Planung, Bewilligung, Errichtung und beim Betrieb der Windkraftanlage auf. Risikomanagement hilft somit, die Chancen der Windenergie als erneuerbare Energiequelle optimal zu nutzen.

3. Systematik und Berichtsaufbau

Die Sicherheit von Windkraftanlagen ist ein sehr vielfältiges Thema. Der vorliegende Bericht benutzt folgende Systematik, um die wichtigsten Aspekte zu behandeln.



Entsprechend dieser Systematik ist der Bericht wie folgt aufgebaut:

Risikomanagement:

Bevor die einzelnen sicherheitsrelevanten Bereiche ausführlich behandelt werden, vermittelt die Arbeit die Grundlagen des Risikomanagements und zeigt auf, wie ein Risikomanagement durchgeführt wird.

Betriebssicherheit:

In diesen Bereich fallen Gefahren, die zu Schadensereignissen führen können, welche Menschen, Umwelt, Anlage und / oder wirtschaftliche Interessen schädigen oder in ihrer Zweckbestimmung beeinträchtigen können.

Risiken für Menschen und Umwelt können eine Folge von fehlender Sicherheit der Anlage selbst sein. Sie können zu Unfällen in, an oder um die Windkraftanlage oder zu Ertragseinbußen herum führen.

Die Schäden an der Anlage selbst können einerseits durch plötzliche Ereignisse entstehen wie Blitzschlag, Feuer oder Naturereignisse, deren Ausmass in der Konzeption der Anlage nicht berücksichtigt worden ist oder die durch die Kombination von unbekanntem Umständen oder fehlender Voraussicht nicht erkennbar waren. Andererseits können Schäden auch durch fehlerhafte Konstruktion, Fabrikations-, Montage- oder Bedienungsfehler verursacht werden.

Zudem können eine zu tiefe Verfügbarkeit, unsichere Rücklieferverträge für die produzierte Elektrizität oder falsch kalkulierte Wartungs- und Unterhaltskosten die wirtschaftliche Sicherheit eines Projektes gefährden.

Wirtschaftliche Sicherheit:

In diesen Bereich fallen Unsicherheiten bei der Kalkulation oder im Rahmen der Planung ungenügend berücksichtigte Umstände, welche das Betriebsergebnis einer Windkraftanlage gefährden.

Zu optimistisch beurteilte Erstellungskosten stellen bei investitionsintensiven Technologien ein bekanntes Risiko dar. Spezielle Anforderungen stellt die Ertragsprognose von Windkraftanlagen. Da die Leistung einer Anlage von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, können hier bereits geringe Abweichungen zu empfindlichen Ertragseinbussen führen. Eine wichtige Rolle spielen hier die Windmessung sowie die Näherungsverfahren zur Berechnung der langfristig zu erwartenden Erträge eines bestimmten Anlagentyps an einem bestimmten Standort dar.

Planungssicherheit:

Windkraftanlagen führen durch Geräuschbildung, Schattenwurf und ihr Erscheinungsbild zwangsläufig zu einer Beeinflussung der Umgebung. Im Rahmen der Anlagenplanung gilt es, diese Umstände so zu berücksichtigen, dass für ein Windenergieprojekt eine optimale Planungssicherheit entsteht und eine Baubewilligung erreicht werden kann.

Versicherung:

Die Versicherung von Windkraftanlagen umfasst Versicherungen, die vom Hersteller, vom Planer und vom Betreiber abgeschlossen werden. Im Wesentlichen geht es um die Transport- und Montageversicherung, die Sach- und Betriebsunterbrechungs-Versicherung, die Maschinen- und Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherung sowie die Betriebshaftpflicht-Versicherung.

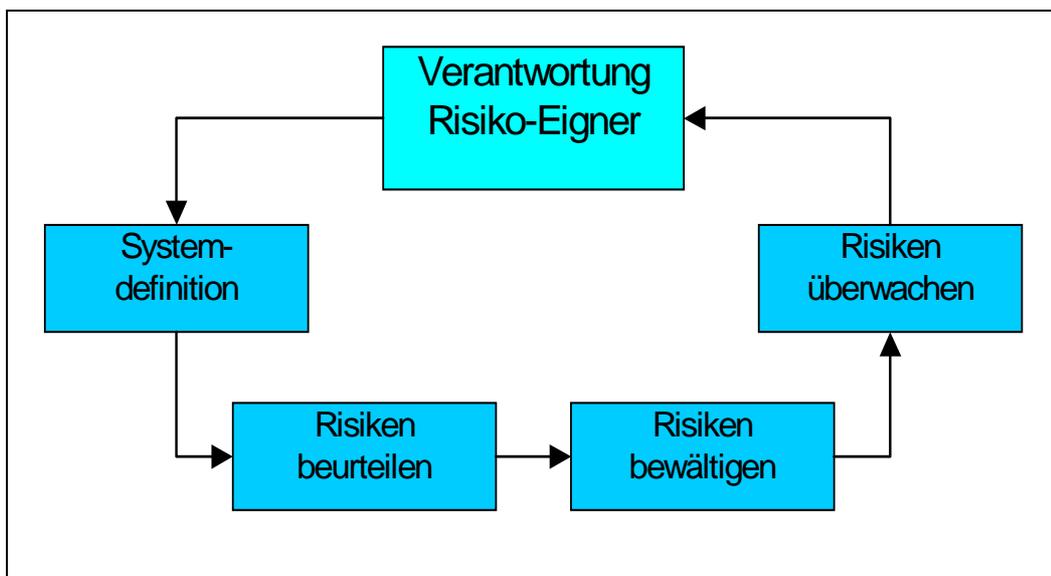
4. Risikomanagement

Das folgende Kapitel umschreibt die Behandlung von Risiken in Rahmen eines Managementsystems. Die Implementierung eines entsprechenden Systems ist zwangsläufig mit einigem Aufwand verbunden und ist daher eher für grosse Projekte (Windparks) oder Projekte mit besonderen Risiken verhältnismässig. Projekte, welche nicht in diese Kategorien fallen, können direkt mit der Gefahren-Checkliste arbeiten. Hier sind primär die Grundsätze der Risikobewältigung (Kap. 4.2.8) zu beachten.

4.1 Normative Grundlagen

Planer, Betreiber, Behörden, Versicherer und Investoren können mit einer rechtzeitig durchgeführten Risikobeurteilung erkennen, welche Risiken eine Windkraftanlage in sich birgt und welche Massnahmen erforderlich sind, diese Risiken zu vermeiden oder zu vermindern.

Eine Vorreiterrolle in der Risikobeurteilung spielt die Norm EN 1050:1996 Sicherheit von Maschinen - Leitsätze für die Risikobeurteilung (neu auch ISO 14121). Weitere Regelwerke für das Risikomanagement sind ISO/IEC 50051:1999 (ISO Guide 51:1999) 'Safety aspects – Guidelines for their inclusion in standards' und ISO/IEC Guide 73:2002 'Risk Management – Vocabulary – Guidelines for use in standards'. Darauf aufbauend wurde kürzlich das ON-Regelwerk 49000:2004 ff. 'Risikomanagement für Organisationen und Systeme' veröffentlicht¹. Diese normative Grundlage stellt einen übergeordneten, allgemeinen Rahmen für das Risikomanagement dar und ist auch für die Risikobeurteilung von Windkraftanlagen hilfreich. Das Regelwerk betrachtet das Risikomanagement als eine Führungsaufgabe. Der Risiko-Eigner ist für Chancen und Risiken eines Vorhabens und damit für das Risikomanagement verantwortlich. Letzteres umfasst die vier Schritte Systemdefinition, Risikobeurteilung (Risikoerkennung und Risikoanalyse), die Risikobewältigung und die Risikoüberwachung.



¹ Es handelt sich dabei um eine normative Grundlage, die durch den Arbeitskreis Risikomanagement des Österreichischen Normungsinstituts (ON) sowie durch die Fachgruppe Risikomanagement der Swiss Association for Quality (SAQ) erarbeitet wurde. Diese ON-Regel ist durch breite Mitwirkung von Vertretern der Industrie und der Versicherung gut abgestützt.

4.2 Durchführung der Risikobeurteilung

Die Durchführung einer individuellen Risikobeurteilung dient dazu, rechtzeitig die neuralgischen Punkte (= Risiken) einer geplanten Windkraftanlage oder eines Windparks zu identifizieren und zu bewerten, damit der Betrieb einer Windkraftanlage später möglichst sicher und rentabel ist. Bei einer Risikobeurteilung geht es nicht darum, möglichst viele Risiken zu finden, sondern die wichtigsten zu lokalisieren und ihrer Vermeidung und Verminderung die entsprechende Aufmerksamkeit zu schenken.

4.2.1 Ziel und Zweck der Risikobeurteilung

Die Bestimmung von Ziel und Zweck der Risikobeurteilung ist abhängig von der Interessenlage einer am Bau und Betrieb engagierten Partei. Planer, Behörde, Betreiber, Versicherer oder Investoren haben eine je eigene Interessenlage und Projektverantwortung, die in der Risikobeurteilung zum Ausdruck kommt.

Risiko-Eigner	Interessenlage, Projektverantwortung
Planer	Gute Windverhältnisse, Zugang zum Standort, Erschliessung des Standortes, kurze Bewilligungsverfahren, Wahl eines technisch ausgereiften Maschinenparks, langfristige Abnahmeverträge, Sicherung der Finanzierung
Behörden	Umweltverträglichkeit, Landschaftsschutz, Erfüllung politischer Ziele (erneuerbare Energien), Rechtssicherheit
Betreiber	Sicherer Betrieb, Vermeidung von Personenschäden, Auslastung und Produktivität, tiefe Unterhaltskosten, lange Lebensdauer der Anlage
Versicherer	Schadenfreiheit in Bezug auf versicherte Ereignisse
Investor	Hohe Verfügbarkeit, Garantien des Planers für die Windberechnung und des Herstellers für die Leistungsfähigkeit der Anlage, langfristig ausreichende Strompreise, Rentabilität der Anlage, Sicherstellung der Fremdkapitalzinsen und ausreichende Verzinsung des Eigenkapitals.

4.2.2 Systemdefinition

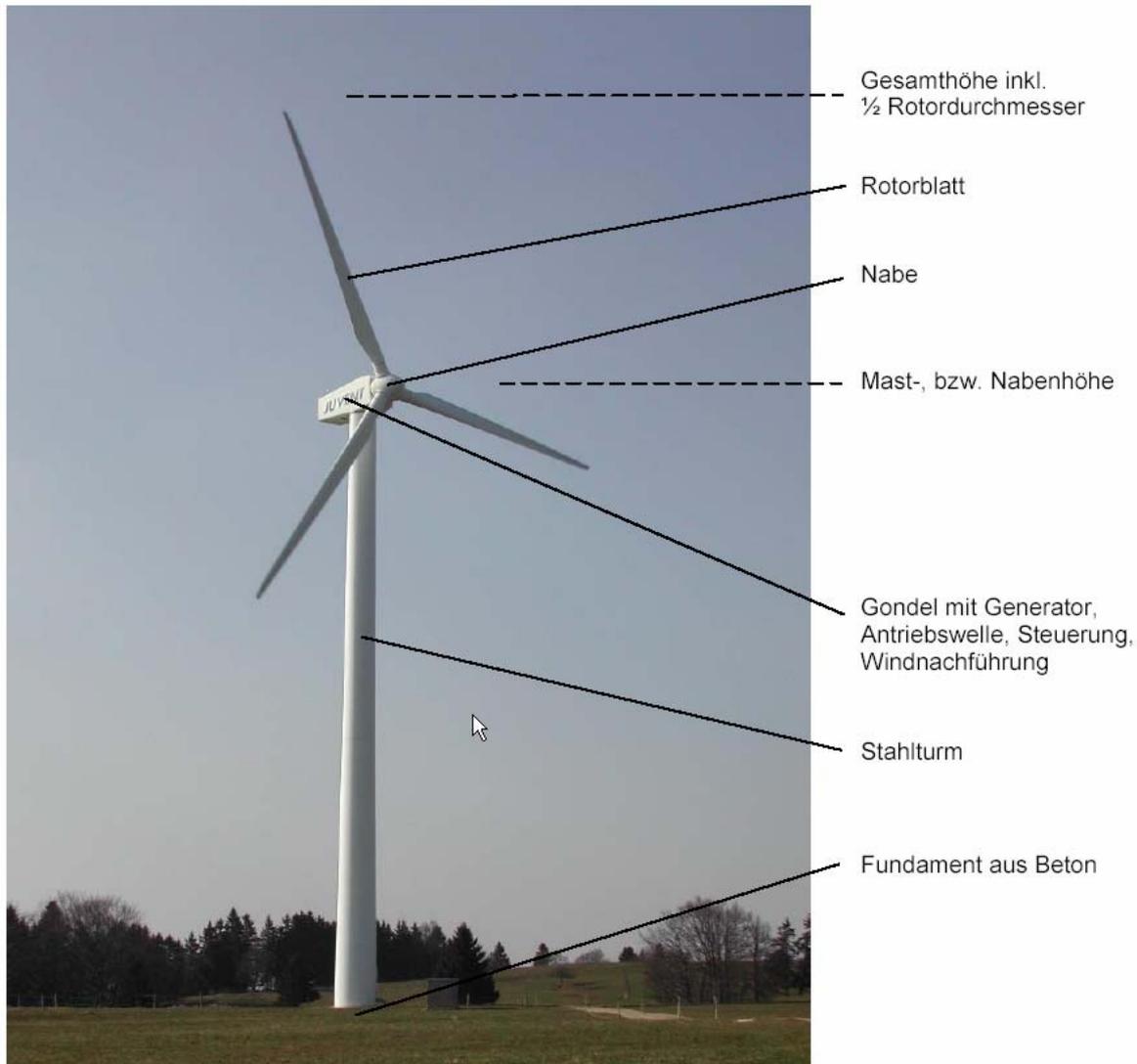
Die Systemdefinition bzw. Systemabgrenzung definiert den Gegenstand der Risikobeurteilung. Sie erstreckt sich auf:

Lebensphasen der Windkraftanlage

- Pflichtenheft, Design und Konstruktion der Anlage
- Prototyping und Nullserie, Qualifikation der Zulieferer
- Windmessung, Standortwahl und Bewilligungsverfahren
- Vermarktung, Finanzierung und Verkauf der Windkraftanlage
- Serienfabrikation und Qualitätsmanagement
- Transport, Montage und Anschluss der Anlage

- Inbetriebnahme, Testbetrieb, Abnahme
- Normalbetrieb und Unterhalt der Windkraftanlage
- Werterhaltung (Ersatzinvestitionen)
- Abbau, Rückbau

Komponenten der Windkraftanlage



- Fundament:
 - Turm
 - Trafo
- Ankerteile:
 - Ankerschrauben
 - Ankerring
 - Sonstige Verankerungen

- Turm:
 - Struktur
 - Kabelführung
 - Treppen
 - Aufzug
- Gondel:
 - Tragstruktur
 - Generator mechanisch
 - Generator elektrisch
 - Windnachführung
 - Begehungseinrichtung
- Rotor:
 - Nabe (Spinner)
 - Flügel
- Elektrotechnik:
 - Umrichter
 - Transformator
 - Netzanbindung
 - Blitzschutz
- Elektronik:
 - Steuerung
 - Überwachung
 - Datenfernübertragung
 - Data Akquisition System
 - Überspannungsschutz
- Infrastruktur:
 - Zufahrtstrasse
 - Kabelführung
 - Netzanschluss

4.2.3 Gefahrenspektrum einer Windkraftanlage

Das Gefahrenspektrum einer Windkraftanlage soll möglichst umfassend erfasst werden und eine Gesamtsicht der Risiken aufzeigen. Im Vordergrund stehen drei Aspekte:

- die Planungssicherheit (Umwelt, Ökologie),
- die wirtschaftliche Sicherheit (rentable Nutzung der Windenergie) und
- die Betriebssicherheit (Vermeidung von Schadenereignissen).

Auflisten der möglichen Gefahren

Gefahren sind potentielle Risikoquellen. Um die wichtigen Risiken einer Windkraftanlage und ihrer Inbetriebnahme zu finden, geht man am besten mit einer Gefahren-Checkliste vor. Sie listet alle möglichen Gefahren auf, die erfahrungsgemäss mit einem Projekt verbunden sein können. Eine umfassende Gefahrenliste für die Sicherheit von Windkraftanlagen ist in Anhang 1 zu finden.

Bevor die Gefahren-Checkliste angewendet wird, muss man sich vergewissern, dass alle für das konkrete Projekt relevanten Eventualitäten und Sonderfaktoren aufgelistet sind, die als potentielle Risikoquellen in Frage kommen.

Die für ein konkretes Projekt relevanten Gefahren werden dann als Risiken identifiziert, beschrieben, nach Wahrscheinlichkeit und Auswirkung eingeschätzt und in der Risikolandschaft dargestellt.

4.2.4 Festlegen des Beurteilungs-Rasters

Für die Durchführung der Risikobeurteilung müssen jetzt noch die Raster mit der Wahrscheinlichkeit und der Auswirkung der Risiken erstellt werden. In der Regel eignet sich die Wahl von je fünf Kategorien für die Wahrscheinlichkeit und für die Auswirkung.

Kategorien der Wahrscheinlichkeit:

häufig	z.B. 50 %	0.5
möglich	z.B. 20 %	0.2
selten	z.B. 5 %	0.05
sehr selten	z.B. 2 %	0.02
unwahrscheinlich	z.B. 1 %	0.01

Die Wahrscheinlichkeiten drücken aus, mit welcher Intensität ein Risiko während der Lebensdauer der Windkraftanlage zu erwarten ist.

Kategorien der Auswirkungen werden projektspezifisch festgelegt, z.B.:

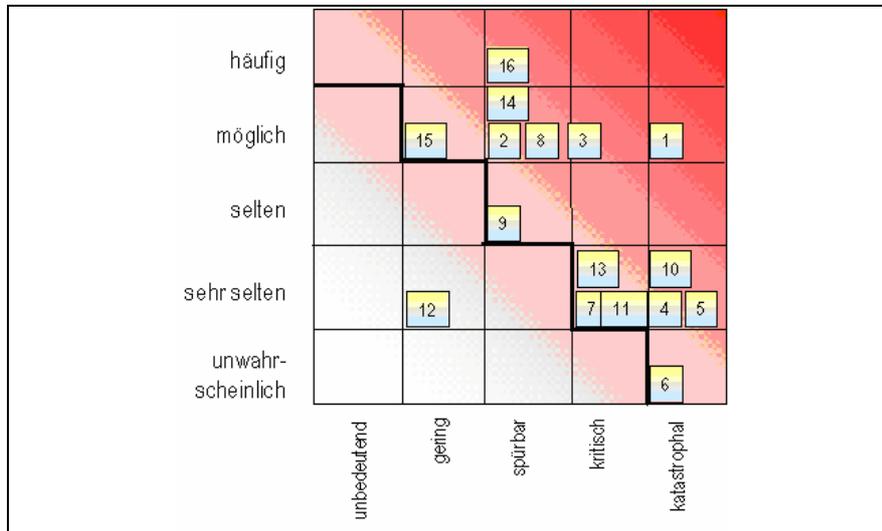
unbedeutend	gefährlicher Zustand	10'000 Fr.
gering	leichte Verletzung	30'000 Fr.
spürbar	schwere Verletzung	100'000 Fr.
kritisch	Invalidität	300'000 Fr.
katastrophal	Todesfall	1'000'000 Fr.

Bei einer Risikobeurteilung ist stets zu unterscheiden zwischen Personenverletzung und materiellem Schaden (= Verlustpotential, Ertragseinbusse). Diese beiden Grössen dürfen einander nicht gleichgestellt werden, sondern sind je selbständig als Risiko aufzufassen².

² Aus Gründen der Ethik und weil Personenschäden und Sachschäden juristisch unterschiedlich behandelt werden.

4.2.5 Das Risikoprofil im Ist-Zustand erstellen

Sind die Vorbereitungen für die Risikobeurteilung getroffen worden, können jetzt die für das individuelle Projekt massgeblichen Risiken ermittelt, beschreiben, eingeschätzt und in die Risikolandschaft eingetragen werden. Im nachfolgenden Bild stehen die Nummern 1 – 15 für die 15 grössten Risiken. Es ergibt sich z.B. folgende Risikolandschaft für eine konkrete Windkraftanlage:



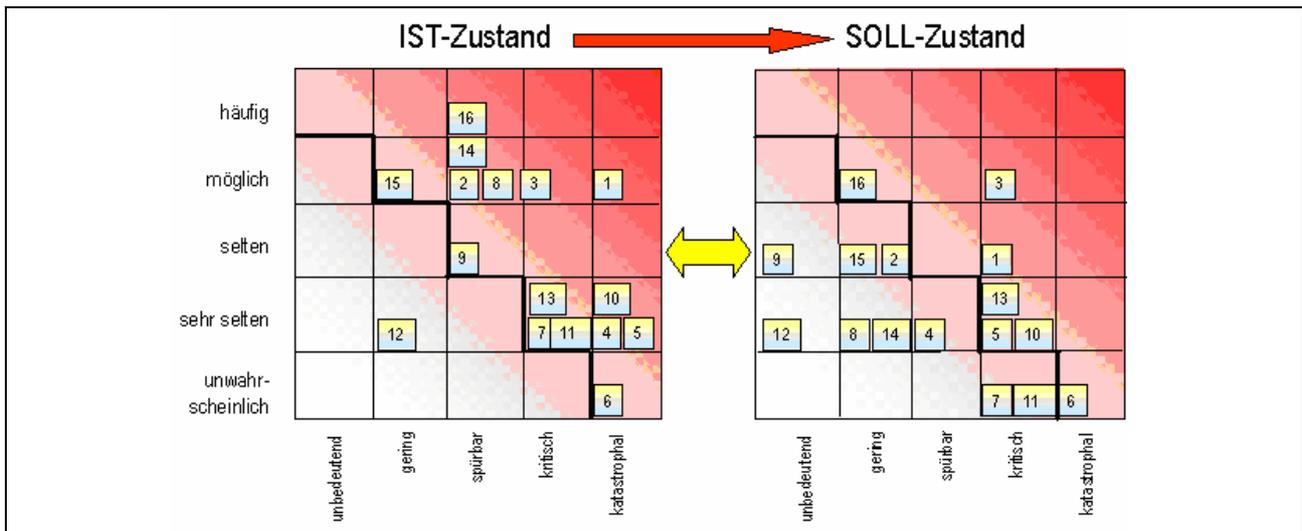
In dieser Risikolandschaft sind oben rechts die grossen Risiken (häufig / katastrophal) und unten links die kleinen Risiken (unwahrscheinlich, unbedeutend) zu finden. Die jeweilige Zahl weist auf ein bestimmtes Risiko hin (z.B. 1 könnte für das Risiko stehen: „Konkurs des Herstellers der Anlage“: hohe Wahrscheinlichkeit mit einem Verlust von bis zu 1 Mio. CHF).

Die fett gezeichnete Linie ist die Risikotoleranz-Grenze. Sie trennt die grossen von den kleinen, weniger bedeutenden Risiken.

4.2.6 Das Risikoprofil im Soll-Zustand erstellen

Ist die Risikolandschaft im Ist-Zustand erstellt, so muss für jedes einzelne Risiko, insbesondere wenn es die Risiko-Toleranzgrenze überschreitet, die Frage gestellt werden nach den Möglichkeiten, seine Wahrscheinlichkeit und/oder seine Auswirkungen zu reduzieren. Lösungswege und konkrete Massnahmen mit Termin, Verantwortung und Kosten werden definiert. Durch Neueinschätzung von Wahrscheinlichkeit und Auswirkung lässt sich die Risikolandschaft im Soll-Zustand erstellen, aus der ersichtlich ist, welche Restrisiken ein bestimmtes Windenergieprojekt – nach Umsetzung der geplanten Massnahmen - noch umfasst.

Im Beispiel könnte das Risiko 1 durch eine Bankgarantie zugunsten des Betreibers der Anlage vermindert werden.



4.2.7 Massnahmen umsetzen und überwachen

Risikomanagement ist nur wirksam, wenn die geplanten Massnahmen der Risikovermeidung und -verminderung auch wirklich umgesetzt werden. Diese Aufgabe kommt bei einem Windanlage-Projekt in der Regel dem Projektmanagement oder der Betriebsleitung zu.

Das Ergebnis einer professionellen Risikobeurteilung zeigt die neuralgischen Punkte eines Projektes und die Massnahmen, dessen Risiken zu reduzieren, auf. Eine Risikobeurteilung erhöht das Vertrauen ins Projekt und unterstützt alle beteiligten Partner in ihren Entscheidungen. Insbesondere legen auch die Versicherer und die Investoren grossen Wert auf Risikotransparenz und Risikokontrolle.

4.2.8 Wichtige Grundsätze der Risikobewältigung

Nicht nur der Hersteller der Windkraftanlage, sondern auch der Planer, die Bewilligungsbehörde und der Betreiber müssen die anerkannten Prinzipien bei der Gestaltung der Sicherheit von technischen Systemen kennen und berücksichtigen. Die Windkraftanlage wird in einer spezifischen Umgebung gebaut. Auch hier können spezifische Gefahren entstehen, die für die Planung, Zulassung und für den Betrieb von Bedeutung sind.

Das für die Bewältigung von erkannten Risiken aus Windkraftanlagen fundamentale Prinzip entstammt der Maschinenrichtlinie³. Es handelt sich dabei um das „Drei-Stufen-Modell“ mit folgendem Inhalt:

Grundsätze für die Integration der Sicherheit

- a) Durch die Bauart der Maschinen muss gewährleistet sein, dass Betrieb, Rüsten und Wartung bei bestimmungsgemässer Verwendung ohne Gefährdung von Personen erfolgen. Die Massnahmen müssen darauf abzielen, Unfallrisiken während der voraussichtlichen Lebensdauer der Maschine, einschliesslich der Zeit, in der die Maschine montiert und demontiert wird, selbst in den Fällen auszuschliessen, in denen sich die Unfallrisiken aus vorhersehbaren, ungewöhnlichen Situationen ergeben.

³ Richtlinie 98/37/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten für Maschinen, Anhang I: Grundlegende Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen bei Konzipierung und Bau von Maschinen, 1.1.2. Grundsätze für die Integration der Sicherheit.

- b) Bei der Wahl der angemessensten Lösungen muss der Hersteller folgende Grundsätze anwenden, und zwar in der angegebenen Reihenfolge:
- Beseitigung oder Minimierung der Gefahren (Integration des Sicherheitskonzepts in die Entwicklung und den Bau der Maschine);
 - Ergreifen von notwendigen Schutzmassnahmen gegen nicht zu beseitigende Gefahren;
 - Unterrichtung der Benutzer über die Restgefahren aufgrund der nicht vollständigen Wirksamkeit der getroffenen Schutzmassnahmen; Hinweis auf eine eventuell erforderliche Spezialausbildung und persönliche Schutzausrüstung“.

Einfach ausgedrückt bedeutet das Drei-Stufen-Modell:

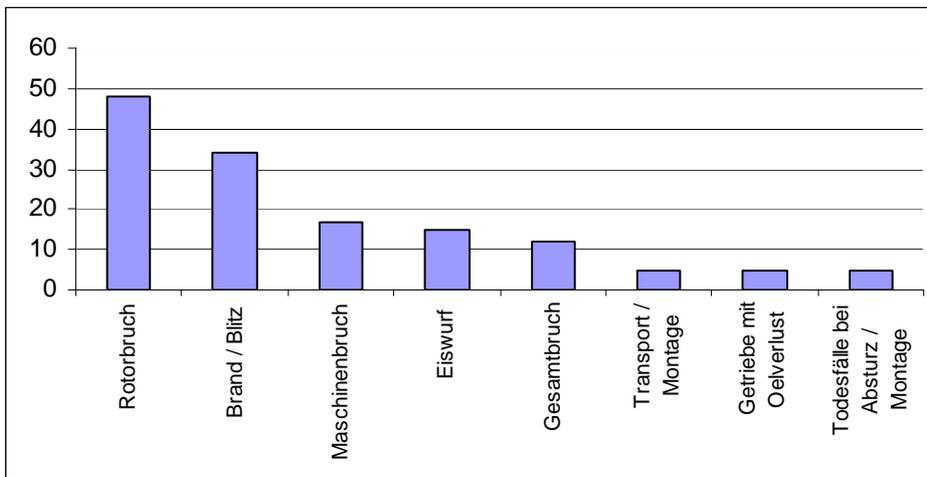
- 1) Alle gängigen konstruktiven Möglichkeiten ausschöpfen,
- 2) Noch vorhandene Gefahren durch Schutzmassnahmen verringern
- 3) Restrisiken durch Instruktion, Warnung, Spezialausbildung etc. reduzieren.

In Anhang A.2 ist ein Formularsatz für die Durchführung einer individuellen Risikobeurteilung zu finden.

5. Betriebssicherheit

5.1 Gefahrenspektrum

Über mögliche Gefahren von Windkraftanlagen gibt es viele Informationen. So findet man z.B. im Internet Daten über rund 140 registrierte Unfällen mit Windkraftanlagen, die aus einer spontanen Sammlung von Presseberichten über die Jahre 1997 bis heute zusammengestellt sind. Auch wenn diese Daten mehr spontan als methodisch zustande kamen, lassen sich gleichwohl einige interessante Schwerpunkte für gewisse Unfalltypen erkennen.



Zudem sind Fachkreisen Informationen bekannt, die in der obigen Statistik kaum Erwähnung finden: Es gab in den vergangenen Jahren mehrere Serien-Maschinenschäden an Getrieben von Windkraftanlagen. Hunderte von Getrieben mussten ausgewechselt und durch neue ersetzt werden. Meist muss dafür der Hersteller mit der Produktgarantie einstehen.

Auch die Versicherer von Windkraftanlagen verfügen über Schadendaten. Aus diesen Statistiken ziehen viele Versicherer Schlussfolgerungen, indem sie klare Empfehlungen für die Schadenminderung und Systemgestaltung abgeben⁴.

Für die Gewährleistung eines sicheren und rentablen Betriebs von Windkraftanlagen können folgende Empfehlungen abgegeben werden:

5.2 Erprobte Technik

Der erfolgreiche Betrieb einer Windkraftanlage bzw. eines Windparks verlangt, dass die Anlagen erprobt und technisch ausgereift sind. Besonders in sehr rasch wachsenden Märkten besteht eine gewisse Gefahr, dass neue Anbieter in den Markt drängen, um am Wettbewerb teilzuhaben. Das drohende Risiko von fehlerhafter oder mangelhafter Konstruktion (faulty design) führt zu Serienschäden, die für eine Produktgeneration und für die dahinter stehende Herstellerfirma katastrophal sein kann, bekanntlich mit Rückwirkungen auf den Betreiber der Anlagen.

⁴ GDV - Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (Hrsg.): Erneuerbare Energien, Gesamtbericht über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotential, März 2003.

Hersteller von Windkraftanlagen müssen deshalb ihre Anlagen ausreichend erproben. Der Entwicklungsprozess muss den Bau von Prototypen, ihren ausreichenden Test, das Reengineering und den Bau einer kleinen Null-Serie mit erneutem Testbetrieb vorsehen, bevor grosse Serien von Windkraftanlagen gebaut, vermarktet und installiert werden.

5.3 Auslegung der WKA

Für die Auslegung von Windkraftanlagen werden in der IEC-Norm 64100-1 entsprechend den äusseren Bedingungen am Standort 4 WKA-Klassen definiert. Massgebend für die Klassen sind im wesentlichen die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, der 50-Jahreswind und die Turbulenzintensität. Der Bestimmung dieser Grössen kommt deshalb eine besondere Bedeutung zu.

Normalerweise bieten die Hersteller ihre Anlagen entsprechend den Bedingungen am Standort für eine dieser Klassen an. Für extreme Standorte schreibt die IEC 64100-1 vor, dass der Konstrukteur die speziellen Anforderungen berücksichtigt und dies in einer S-Klasse mit speziellen externen Bedingungen definiert. Als extreme Standorte gelten per Definition Off-Shore-Anlagen aber auch Standorte mit sehr komplexem Gelände, welche die normalen Bedingungen überschreiten.

An Standorten mit komplexem Gelände muss der Konstrukteur für die Auslegung der WKA auch die vertikalen Komponenten des Windaufkommens kennen. Eine ergänzende Messung mit Ultraschallanemometer oder SODAR kann deshalb notwendig sein.

Zu berücksichtigen sind in diesem Zusammenhang auch die speziellen Anforderungen, welche sich durch Vereisung ergeben. Siehe hierzu auch Kap. 5.9 und [IEA, 2003].

5.4 Voraussetzung für die Inbetriebnahme

Eine Windkraftanlage darf nur in Betrieb genommen werden, wenn sie die geltenden gesetzlichen Anforderungen an die Sicherheit und an den Gesundheitsschutz von Produkten und technischen Systemen erfüllt. Ausgangspunkt der gesetzlichen Anforderungen bildet die „Maschinenrichtlinie“⁵ im „New Approach“ der Europäischen Union. Hier sind die Anforderungen an die Sicherheit und an den Gesundheitsschutz von bestimmten Produkten und Anlagen festgelegt. EU-Richtlinien werden in nationale Gesetze der Mitgliedstaaten übernommen und erlangen dadurch Rechtskraft. Parallel dazu werden die Anforderungen an die Sicherheit und den Gesundheitsschutz der betreffenden Produkte in europäisch harmonisierten Normen spezifiziert, jene wiederum als nationale Normen übernommen.

Produkte und Anlagen, die die Anforderungen an die Sicherheit gemäss dem „New Approach“ bzw. gemäss der Maschinenrichtlinie oder dem entsprechenden schweizerischen Gesetz erfüllen, müssen das Konformitätsverfahren durchlaufen und normalerweise mit dem CE-Kennzeichen versehen werden. Die Konformitätsbewertung ist dreistufig:

- Eine Selbstbewertung bei „normalen“ Maschinen mit Bereitstellung der erforderlichen technischen Dokumentation.
- Eine Selbstbewertung bei bestimmten, namentlich aufgezählten Maschinentypen und für Sicherheitsbauteile, für die es harmonisierte Normen gibt, mit gleichzeitiger Übermittlung der

⁵ Richtlinie 98/37/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten für Maschinen.

Technischen Dokumentation an die Konformitätsbewertungsstelle, die dann prüfen kann, ob die Normen berücksichtigt worden sind. Eine Baumusterprüfung kann freiwillig erfolgen.

- Bei Fehlen oder Abweichung von Normen nimmt die Konformitätsbewertungsstelle immer eine Baumusterprüfung vor.

Windkraftanlagen sind „normale“ Maschinen, für die eine Selbstdeklaration des Herstellers an sich ausreicht. Diese beruht auf der technischen Dokumentation, die der Hersteller bereithalten muss.

Die Umsetzung der Maschinenrichtlinie erfolgt in der mit dem „Bundesgesetz für die Sicherheit von technischen Einrichtungen und Geräten“ (STEG) sowie der „Verordnung über die Sicherheit von technischen Einrichtungen und Geräten“ (STEV). Nach Art. 4b des STEG muss jemand, der eine technische Einrichtung oder ein Gerät in Verkehr bringt, das heisst der Betreiber der Windkraftanlage, nachweisen können, dass die Einrichtung oder das Gerät den grundlegenden Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen entspricht. („Wer eine Maschinen in Verkehr bringt, muss dafür sorgen, dass dem Produkt eine Konformitätserklärung nach Anhang 2 dieser Verordnung beigefügt ist“ Art. 7 Abs. 2 STEV).

Grundsätzlich muss die Konformitätserklärung, sofern sie der Hersteller selbst ausstellen kann, gemäss Anhang 1 der „Verordnung über die Sicherheit von technischen Einrichtungen und Geräten“ (STEV) folgende Angaben enthalten:

1. Name und Anschrift des Herstellers oder seines in der Schweiz niedergelassene Vertreters,
2. Beschreibung des Produkts,
3. alle einschlägigen Bestimmungen, denen das Produkt entspricht,
4. Name und Funktion des Unterzeichners, der bevollmächtigt ist, die Erklärung für den Hersteller oder seiner in der Schweiz niedergelassenen Vertreter rechtverbindlich zu unterzeichnen.

Der Anhang 3 der „Verordnung über die Sicherheit von technischen Einrichtungen und Geräten“ (STEV) formuliert die speziellen Anforderungen an die technische Dokumentation für Maschinen bzw. für die Windkraftanlage:

Für Maschinen muss der Inverkehrbringer (d.h. also der Betreiber der Windkraftanlage) die folgenden der Komplexität der Maschinen entsprechenden Unterlagen innert angemessener Frist verfügbar machen können:

- a) einen Gesamtplan der Maschine sowie die Steuerkreispläne;
- b) detaillierte und vollständige Pläne, eventuell mit Berechnungen, Versuchsergebnisse usw. für die Überprüfung der Übereinstimmung der Maschine mit den grundlegenden Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen;
- c) eine Liste der grundlegenden Anforderungen, der Normen und der anderen technischen Spezifikationen, die bei der Konstruktion der Maschine berücksichtigt wurden;
- d) Eine Beschreibung der Lösungen, die zu Verhütung der von der Maschine ausgehenden Gefahren gewählt wurden;
- e) Wenn die Konformität mit einer Norm nach Artikel 4a des Gesetzes erklärt wird, die dies vorschreibt, jeglichen technischen Bericht über die Ergebnisse der Prüfungen, die der Hersteller nach seiner Wahl selbst durchgeführt hat oder durch eine fachlich kompetente Stelle ausführen liess;
- f) Ein Exemplar der Betriebsanleitung der Maschine;

- g) Bei Serienfertigung eine Zusammenstellung der im Herstellerbetrieb getroffenen Massnahmen zur Gewährleistung der Übereinstimmung der Maschinen mit den Bestimmungen dieser Verordnung;
- h) Wenn die Kenntnisse über die Baugruppen unerlässlich oder notwendig sind, um die Übereinstimmung mit den grundlegenden Sicherheitsanforderung prüfen zu können, detaillierte Pläne und sonstige genaue Angaben über die für die Herstellung der Maschinen verwendeten Baugruppen.

Für Windkraftanlagen, in denen ein Aufzug für die Personenbeförderung (für Montage- und Betriebspersonal) eingebaut ist, sollten auch die Anforderungen gemäss der EU-Aufzugsrichtlinie⁶ zusätzlich – zumindest sinngemäss - erfüllt werden. Eine Europäische Norm, die auf solche Aufzüge Anwendung finden dürfte, ist in Bearbeitung (PR EN 81-43 Besondere Aufzüge für den Transport von Personen und Gütern, Teil 43, Kranführer-Aufzüge).

5.5 Transport und Montage

Die Montage der Windkraftanlage, besonders bei hügeligen oder gebirgigen Standorten, setzt voraus, dass die Rollen und Verantwortlichkeiten der Beteiligten vorweg geklärt wird. Die Hauptkomponenten der Windkraftanlage (Gondel, Flügel, Turm) werden in der Regel mit Spezialtransporten von einem oder mehreren Herstellern angeliefert. Um einen reibungslosen und sicheren Zusammenbau der Windkraftanlage zu gewährleisten, kommen Spezialisten für Schwertransporte und Montage mit ihren besonderen Fahrzeugen und Kranwagen zum Einsatz. Das Zusammenwirken zwischen Komponentenlieferung, Spezialtransporten und Montage muss sorgfältig geplant werden. Die Beteiligten müssen zusammen die Machbarkeitsstudie erarbeiten und einen Ablaufplan mit allen erforderlichen Details erstellen. Es ist auf folgende Gesichtspunkte zu achten:

- Die Fahrstrecken müssen ausreichende Kurvenradien aufweisen, um die längsten Teile (Rotorflügel) zu transportieren. Oft müssen Strassen für den Transport ausgebaut und später wieder zurückgebaut werden.
- Die zu passierenden Brücken müssen die schwersten Lasten, d.h. die Gondel mit ihren oft 40 und mehr Tonnen Gewicht, einschliesslich der Transportmittel, tragen können.
- Unterführungen und Höhenbeschränkungen haben den Teilen mit dem grössten Durchmesser (unterer Turmteil) Rechnung zu tragen.
- Bei Steigung und Gefälle sind Zug- und möglicherweise auch Stossfahrzeuge erforderlich, um die Lasten zu bewegen.
- Hersteller aus nordischen Ländern verfügen oft nicht über Transportfahrzeuge mit der für die Topographie erforderlichen Bodenfreiheit. Dann müssen die Komponenten der Windkraftanlage auf geeignete Fahrzeuge umgeladen werden.
- Auf Anwohner, Passanten und andere Strassenbenützer (Schüler, Velofahrer) ist besonders Rücksicht zu nehmen. Sie sind vor dem Transport zu informieren oder die Strassen während des Transportes polizeilich zu sperren.
- Die Montage einer Windkraftanlage wird von den lokalen Medien verfolgt. Presse, Radio- oder Fernsehreporter sowie Schaulustige sind auf dem Montageplatz einzuweisen und allenfalls zu betreuen.

⁶ RICHTLINIE [95/16/EG](#) DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 29. Juni 1995 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Aufzüge.

- Der Montageplatz muss gross genug sein, um neben dem Hauptkran auch einen Hilfskran aufzustellen. Bei ganz grossen Anlagen sind sogar zwei Krane erforderlich, um die Gondel zu heben.
- Die Montage kann nur bei geeigneten Witterungsbedingungen stattfinden. Starke Winde und Niederschläge erschweren oder verunmöglichen die Montagearbeiten.
- Insbesondere die Rotorblätter können durch unsachgemässes Handling beim Transport oder beim Heben mit dem Kran beschädigt werden. Die entsprechenden Vorgaben des Herstellers für Transport und Handling der Komponenten sind unbedingt zu befolgen.
- Der Hersteller der Komponenten sorgt auch für die passenden Transport- und Anhängervorrichtungen, die nach Abschluss der Montage wieder zurückgeführt werden müssen.

Hinweise über die Transport- und Montageversicherung finden sich unter Ziffer 7.2.1 und 7.2.2)

5.6 Netzanschluss

Windenergieanlagen und das elektrische Netz beeinflussen sich gegenseitig, was unter Umständen zu betrieblichen Problemen im Netz oder in der Anlage selbst und unter Umständen zu gefährlichen Zuständen führen kann. Der Anschluss ist deshalb mit dem Betreiber des elektrischen Netzes genau zu klären. Insbesondere sind dabei folgende Punkte zu beachten:

- Anschlussbedingungen des übergeordneten Netzes (anschliessbare Leistung, maximaler Blindleistungsbezug, Netzschutzeinrichtungen, etc.).
- Das Verhalten der Anlage bei Kurzschlüssen im Netz, Spannungseinbruch und Überspannung sowie bei Frequenzanstieg oder -abfall. Zu beachten ist dabei u.a. auch, dass die Anlage durch den Betrieb die lokale Spannung selbst beeinflusst.

5.7 Blitzschutz

Windkraftanlagen sind dem Blitzschlag ausgesetzt. Rotorblätter ohne Blitzschutz werden im Schadensfall oft total zerstört. Auch die gesamte Elektrik und Elektronik können durch einen geeigneten Überspannungsschutz wirksam abgeschirmt werden. Neue Windkraftanlagen sind heute standardmässig mit Blitzschutzanlagen ausgerüstet⁷.

Auf der Gondel, dem Spinner und in der Blattspitze des Rotors sind Rezeptoren eingebaut, die den Blitzschlag aufnehmen sollen. Im Innern des Rotorblattes wird der Rezeptor über ein Stahlseil mit der Stahlkonstruktion verbunden und darüber der Blitzstrom bis ins Erdreich abgeleitet.

Es muss auch darauf geachtet werden, dass das Getriebe, der Generator, die Welle, die Kuppelung, die Elektrik und die gesamte Elektronik gegen Überspannung geschützt wird. Sind gewisse Komponenten im Fundament oder im oder am Mastfuss untergebracht, müssen auch die in den Blitzschutz einbezogen werden. Das ganze System muss also auch einen inneren Blitzschutz aufweisen.

Trotz eingebautem Blitzschutzsystem müssen weitere Vorsichtsmassnahmen beachtet werden, um keiner Gefährdung durch Blitzschlag ausgesetzt zu sein:

- Der Aufenthalt in einer Windkraftanlage während eines Gewitters ist zu untersagen.

⁷ Siehe: GDV - Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (Hrsg.): Erneuerbare Energien, Gesamtbericht über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotential, März 2003, S. III-17.

- Trotz einer Blitzschutzanlage kann die Windkraftanlage vom Blitz getroffen und dabei Teile beschädigt werden. Der Aufenthalt in der Nähe der Windkraftanlage während eines Gewitters ist wegen des möglichen Absturzes von Rotorteilen gefährlich.
- Bei Anlagen, die über keinen Blitzschutz der Rotoren verfügen, muss nach einem Gewitter mindestens eine Stunde gewartet werden, bevor man sich ihnen nähert. Die Rotorblätter können immer noch elektrisch aufgeladen sein und sich bei der Annäherung einer Person entladen.

Das Betriebspersonal und Passanten sind mit entsprechenden Warnschildern auf die bestehenden Gefahren aufmerksam zu machen.

5.8 Brandschutz

Windkraftanlagen verfügen heute in der Regel nicht über standardmässig eingebaute stationäre Feuerlöscheinrichtungen, um ein Feuer in der Gondel zu bekämpfen. Der Ausbruch eines Brandes führt dann oft dazu, dass die Interventionskräfte zusehen müssen, bis der Brand von selbst erlöscht. Dies bedeutet die totale Zerstörung der Windkraftanlage.

Brände sind vor allem bei Windkraftanlagen bekannt, welche die Rotordrehungen über ein Getriebe auf einen schnell drehenden Generator übertragen. Das Getriebeöl oder der Generator können überhitzen und sich entzünden. Demgegenüber ist die Gefahr eines Brandes in einer getriebelosen Windkraftanlage geringer, weil sie mit einer tiefen Drehzahl kaum eine Überhitzung des Generators zulässt. Weitere Brandursachen können sein: Blitzschlag, Vibrationen, elektrische Störungen, fehlerhafte Unterhaltsarbeiten.

Der Einbau einer automatischen Löschanlage ist deshalb eingehend zu prüfen. In erster Linie kommen Gaslösch- oder auch Wassernebelanlagen in Frage. Mit der Löschanlage kann das Innere der Gondel und die elektrischen Anlagen im Turmfuss geschützt werden.

Damit eine Löschanlage rechtzeitig auslöst, muss in der Gondel rasch ansprechende Brandmelder vorhanden sein, welche die Löschanlage automatisch auslösen. Die Auslösung der Löschanlage darf nur erfolgen, wenn ein effektiver Brand vorhanden ist. Sie darf deshalb nicht von einem einzigen Melder abhängig sein. Dadurch können Fehlauflösungen vermieden werden.

Beim Ansprechen der Brandmelder muss sowohl der Betreiber wie auch die Feuerwehr alarmiert werden.

Wird die Löschanlage ausgelöst, muss die Anlage abgestellt werden. Sie darf erst wieder in Betrieb genommen werden, wenn eine gründliche technische Kontrolle stattgefunden hat und die Betriebsbereitschaft festgestellt wurde. Vor der Kontrolle ist darauf zu achten, dass in der Anlage keine Brand- oder Löschgase vorhanden sind, die das Kontrollpersonal gefährden könnten.

Alle Materialien, die für den Bau der Windkraftanlage verwendet werden, sollten nichtbrennbar oder mindestens schwer entflammbar sein.

Durch einen guten vorbeugenden Unterhalt können viele mögliche Brandursachen eliminiert werden.

5.9 Eisbildung und Eiswurf

5.9.1 Allgemeines⁸

Windenergieanlagen sind zum Teil extremen Witterungsbedingungen ausgesetzt und von ihren direkten Einflüssen betroffen. In Regionen mit kaltem Klima bzw. bei Windkraftanlagen in bestimmten Höhen über Meer stellen sich die Probleme der Eisbildung und des Eiswurfes.

Die Vereisung von Windkraftanlagen oder Messinstrumenten kann durch zwei folgenreiche Vereisungsarten entstehen:

- Raureif (Raufrost) bildet sich immer dann, wenn diese Objekte Temperaturen unter 0 °C ausgesetzt sind und mit unterkühlten Wassertröpfchen aus Nebel oder Wolken in Berührung kommen.
- Klareis (Glatteis) wird durch eine Warmfront verursacht, die auf bodennahe Kaltluft auftrifft. Bei einsetzendem Niederschlag werden die Regentropfen beim Durchfallen der Luftschichten auf Temperaturen unter dem Gefrierpunkt abgekühlt ohne dabei zu gefrieren. Trifft dieser Regen auf gekühlte Gegenstände, deren Temperatur ebenfalls unter 0°C liegt, bildet sich sofort ein Eisbelag, der als Eisregen bekannt ist.

5.9.2 Fehlfunktionen durch Vereisung von Messgeräten

Messgeräte wie Anemometer und Windfahnen dienen der Steuerung der Windkraftanlage. Zugefrorene Messgeräte können verfälschte Messwerte an die Betriebsführung liefern, sodass die planmässige Funktion der Windkraftanlage beeinträchtigt und ihre Produktivität und Verfügbarkeit dadurch erheblich vermindert werden.

5.9.3 Vereisung der Rotoren

Eisablagerungen können sich in grösserer Menge auch an den Rotorblättern bilden und somit statische und dynamische Lasten darstellen, die zu mechanischen Überlastungen oder Funktionsstörungen führen. Die aerodynamischen Eigenschaften der Rotorblätter werden erheblich beeinträchtigt. Ungleichmässig verteilte Eismassen an den Rotorblättern verursachen starke Vibrationen und Notabschaltungen der Windkraftanlage.

5.9.4 Eiswurf

Es sind viele Fälle von Eiswurf durch Windkraftanlagen bekannt und berichtet worden. Tatsächlich handelt es sich bei der Eisbildung und dem nachfolgend möglichen Eiswurf um Gefahren, die bei der Konzeption der Anlagen, ihrer Steuerung, der Standortplanung, der Bewilligung sowie beim Betrieb unbedingt berücksichtigt werden müssen. Die Tatsache, dass bisher keine ernsthaften Unfälle durch Eiswurf verursacht worden sind, darf nicht dazu verleiten, die bestehenden Gefahren zu unterschätzen.

Besonders zu beachten sind die von Eiswurf ausgehenden Gefahren in der Nähe von Strassen, Skiliften und -gebieten, oder ähnlichem. Zu beachten ist aber auch, dass die noch sehr wenigen Anlagen in der Schweiz selbst Besucher anziehen.

⁸ Durstewitz, M.: Windenergie in kalten Klimaregionen, in Erneuerbare Energien, 12/2003 S. 34 ff.

Abhängig von den konstruktiven Massnahmen gegen Eisbildung und der Wahrscheinlichkeit, dass sich Personen im Gefahrenbereich befinden, sind mehr oder weniger umfangreiche Schutzvorkehrungen zu treffen.

Der primäre Sicherheitsbereich bezieht sich auf eine Windkraftanlage im Stillstand. Zu berücksichtigen ist hier, dass herabfallende Eisstücke bei Wind seitlich abgelenkt werden. Die Reichweite für herabfallende Eisstücke kann mit der folgenden Formel grob geschätzt werden:

$$d = v \frac{(D/2 + H)}{15}$$

wobei: d = maximale Reichweite in m
 v = momentane Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in m/s
 D = Rotordurchmesser in m
 H = Nabenhöhe in m

Der sekundäre Sicherheitsbereich bezieht sich auf eine Windkraftanlage in Betrieb. Die maximale Eiswurfweite kann mit folgender Formel geschätzt werden:

$$d = 1.5 \times (D + H)$$

wobei: d = maximale Reichweite in m
 D = Rotordurchmesser in m
 H = Nabenhöhe in m

In erster Näherung handelt es sich beim primären und beim sekundären Sicherheitsbereich jeweils um eine Kreisfläche um die Windkraftanlage. Für kritische Standorte werden nähere Abklärungen empfohlen. Unter Berücksichtigung von der Häufigkeit der Eisbildung, Windgeschwindigkeit und -richtung und der Anzahl Personen, die sich im Gefahrenbereich aufhalten, kann das Risiko quantifiziert und der Gefahrenbereich genauer lokalisiert werden (siehe dazu [DEWI, 2003]).

Ein angepasstes Risikomanagement muss und kann dazu führen, dass die potentiellen Gefahren wirklich auf ein tragbares Restrisiko vermindert werden. Die Betriebsleitung der Windkraftanlage sollte folgendes sicherstellen:

- Die Gefahr der Vereisung der Messinstrumente und der Rotoren muss zuverlässig erkannt und durch technische Massnahmen (Heizung) wenn möglich verhindert werden.
- Kann die Vereisung nicht verhindert werden (weil z.B. die Rotoren nicht beheizt werden können), so ist die Windkraftanlage bei sich bildendem Eisbeschlag abzuschalten, wenn immer sich Menschen in der Wurfweite der Windkraftanlage befinden könnten.
- Beim Auftauen der Rotorblätter können Eisstücke herunterfallen. Während dieser Zeit stellt das Betreten der Umgebung der Windkraftanlage ein erhöhtes Risiko dar. Passanten sind mit entsprechenden Warnungen in sicherer Entfernung der Anlage auf die Gefahr aufmerksam zu machen und dürfen sich der Anlage nicht weiter nähern. Für die Platzierung von Hinweisschildern o.ä. ist zu berücksichtigen ist, dass wenn die meteorologischen Bedingungen für die Eisbildung günstig sind, häufig die Sichtweiten stark eingeschränkt sind (bis 20m).
- Die Einschaltung der Windkraftanlage darf erst wieder erfolgen, wenn die Rotoren eisfrei sind.

5.10 Böswillige Beschädigung

Es kommt zwar selten, aber immer wieder vor, dass Windkraftanlagen böswillig beschädigt werden. Vor allem sind Schüsse aus Handfeuerwaffen auf die Rotorblätter bekannt. Dadurch werden diese beschädigt und müssen ersetzt werden. (Dieser Schadenfall kann und sollte durch den Einschluss in die Versicherungsdeckung abgesichert werden).

5.11 Unterhalt und Ersatzteile

Der Betrieb von Windkraftanlagen erfordert eine hoch-professionelle Überwachung der Anlagen mit einem leistungsfähigen Interventions- und Ersatzteildienst.

Die Betriebsanleitung, die Bestandteil der technischen Dokumentation des Herstellers ist, muss Vorschriften und Anweisungen enthalten, die für eine sichere Ausführung von Unterhaltsarbeiten durch das Betriebspersonal des Betreibers einzuhalten sind. Die Anlage muss auch über die persönlichen Schutzausrüstungen für das Unterhaltspersonal verfügen.

Zustandsorientierte Überwachungssysteme überprüfen die wichtigen Anlagenkomponenten und die Betriebsbedingungen wie:

- Drehzahlen von Rotorblättern
- Schwingungen der Rotoren, Hauptlager, Getriebe, Generator, Chassis und Turm
- Temperaturen von Getriebeöl, Leistungselektronik, Generator
- Öldruck
- Aussentemperatur, Luftfeuchtigkeit (Vereisung)

Durch die Betriebsüberwachung können Schwachstellen ermittelt und behoben werden, notwendige Reparaturen mit ausreichender Vorlaufzeit geplant und in windarmen Zeiten durchgeführt werden. Auch die benötigten Komponenten können zeitgerecht bereitgestellt werden. Insgesamt wird dadurch die Verfügbarkeit und die Lebensdauer der Windkraftanlage erhöht.

5.12 Finanzkräftige Hersteller

In den vergangenen Jahren sind einige Hersteller von Windkraftanlagen oder Komponenten in den Konkurs gefallen. Dann werden laufende Anlagen nicht mehr gewartet und stehen in der Folge bald still. Sie können nicht mehr amortisiert werden und die Investoren erleiden anstelle von Gewinnen aus der Stromproduktion entsprechende Verluste aus der Abschreibung der Investitionen. Es gilt auch zu bedenken, dass nur finanzkräftige Hersteller werthaltigen Garantien für die Leistungskurve, für die Funktionsfähigkeit und für die Wartung der Anlagen abgeben können, die den Investor und Betreiber der Windkraftanlage vor finanziellen Verlusten schützen.

6. Wirtschaftliche Sicherheit

6.1 Definition

Unter der wirtschaftlichen Sicherheit wird hier verstanden, mit welcher Zuverlässigkeit das wirtschaftliche Ergebnis eines Windenergieprojektes prognostiziert werden kann.

Die wirtschaftliche Sicherheit ist also nicht ein Mass für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes, sondern vielmehr ein Mass dafür, wie sicher davon ausgegangen werden kann, dass ein Projekt die wirtschaftlichen Erwartungen auch tatsächlich erfüllt.

Die wirtschaftliche Sicherheit ist insbesondere vor dem Realisierungsentscheid von zentraler Bedeutung. In diesem Sinne ist auch das folgende Kapitel zu verstehen. Natürlich kann die wirtschaftliche Sicherheit auch zu einem späteren Zeitpunkt wichtig sein - z.B. wenn eine Beteiligung an einer bestehenden Windenergieanlage geprüft wird. Dieser Aspekt wird im vorliegenden Bericht nicht speziell behandelt.

6.2 Wesentliche Faktoren

Die wirtschaftliche Sicherheit eines Projektes ist umso grösser, je zuverlässiger die Faktoren, welche das wirtschaftliche Ergebnis spürbar beeinflussen, vorhergesagt werden können. Folgende Faktoren sind dabei von Bedeutung:

- Investitionskosten
- Betriebskosten
- Ertragsprognose mit den wesentlichen Faktoren
 - Windgeschwindigkeit⁹ am Standort und
 - Leistungsfähigkeit der Anlage (Leistungskurve)
- Ertrag aus Stromrücklieferung

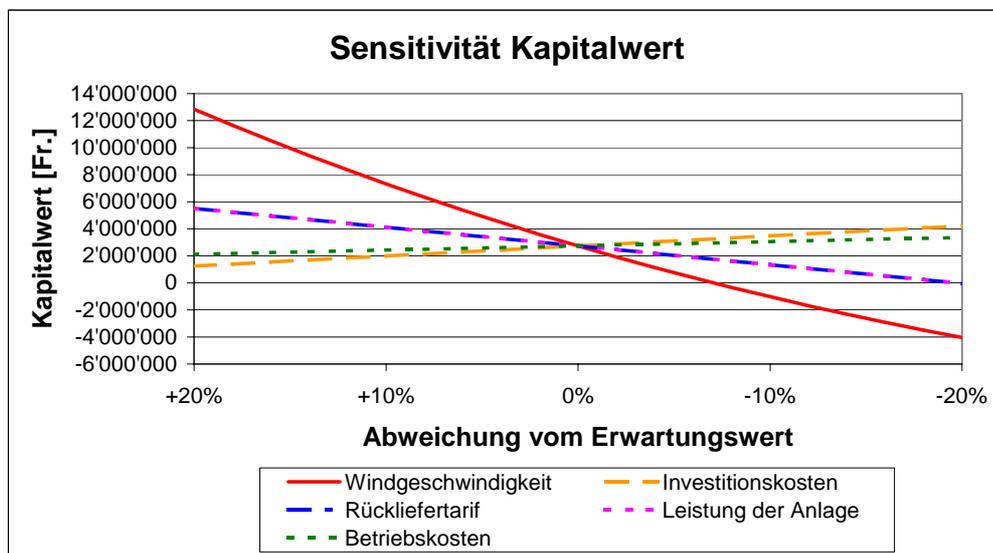
Im Folgenden wird aufgezeigt, welche Sensitivität die Wirtschaftlichkeit einer Muster-Windkraftanlage bezüglich der genannten Faktoren aufweist, wobei die Wirtschaftlichkeit anhand der Kapitalwertes gem. SIA 480/1 beurteilt wird.

⁹ Gemeint ist hier die für den Ertrag relevante Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (üblicherweise mit einer Weibull-Verteilung beschrieben). Dies entspricht nicht der mittleren Windgeschwindigkeit.

Für die Muster-Windkraftanlage werden folgende Annahmen getroffen:

Anlagegrösse	3 Anlagen je 1'300 kW
Investitionskosten - nur Windkraftanlage - Total	5.5 Mio Fr. (Fr. 1'400.--/kW) 7.8 Mio Fr. (Fr. 2'000.--/kW)
Nutzungsdauer	20 Jahre
Betriebskosten: 1. - 10. Betriebsjahr 11. - 20. Betriebsjahr	4.8 % der WKA-Kosten 6.6 % der WKA-Kosten ¹⁰
Windgeschwindigkeit	5 m/s
Stromproduktion	4'680 MWh/a (1'200 Vollbetriebsstunden/a)
Kapitalzinssatz	5 %
Ertrag aus Stromrücklieferung	25 Rp./kWh

Der Kapitalwert ist die Summe aller auf den Referenzzeitpunkt diskontierten zukünftigen Ausgaben und Einnahmen (Barwerte) über die Betrachtungsperiode. Für das vorliegende Beispiel wurde die Betrachtungsperiode entsprechend der Nutzungsdauer auf 20 Jahre festgelegt. Ein positiver Kapitalwert entspricht einem Gewinn - ein negativer Kapitalwert einem Verlust.



G:\2004\1011\3-Bearb\Wirtsch-2.xls\Rendite Ber1

Bild 1 Sensitivität des Kapitalwertes

Lesebeispiel: liegt die Leistung der Anlage 20 % tiefer wie erwartet, resultiert ein Kapitalwert von 0 Fr.

Die Grafik zeigt klar, dass die Sensitivität des Kapitalwertes bezüglich der Windgeschwindigkeit weitaus am ausgeprägtesten ist.

Bei der Interpretation der Kurven ist zu berücksichtigen, dass in der Praxis die einzelnen Faktoren mit sehr unterschiedlichen Unsicherheiten behaftet sind. D.h. Abweichungen von $\pm 20\%$ können

¹⁰ inklusive erwartete Ersatzinvestitionen

bei der Ertragsprognose durchaus im Bereich des Möglichen liegen, die Unsicherheit z.B. bei den Investitionskosten ist in der Regel jedoch deutlich geringer.

6.3 Vorgehen bei der Projektplanung

Um für ein Windenergie-Projekt eine möglichst optimale wirtschaftliche Sicherheit zu erreichen, wird folgendes Vorgehen empfohlen:

6.3.1 Ertragsprognose

Ertragsprognosen sind je nach Art des Projektes, der Art der verwendeten Eingangsdaten und der Berechnungsverfahren mit teilweise sehr grossen Unsicherheiten behaftet (bis über 30 %).

Es ist deshalb für die wirtschaftliche Sicherheit eines Projektes von zentraler Bedeutung, dass

- mit angemessenen Verfahren und Methoden die Unsicherheit der Ertragsprognose auf ein akzeptables Niveau reduziert wird
- die verbleibende Unsicherheit bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Projektes entsprechend berücksichtigt wird.

Vielfach wird bei Projekten pauschal eine Unsicherheit von 10 % angenommen und in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung als Sicherheitsabschlag eingesetzt. Teilweise werden auch zwei unabhängige Windgutachten erstellt. Beides ist indes wenig geeignet, um die wirtschaftliche Sicherheit eines Projektes ausreichend zu gewährleisten.

Es wird deshalb empfohlen:

- die Unsicherheiten zu bewerten und
- im Rahmen eines Risiko-Managements zu behandeln.

Wie eine entsprechende Ertragsprognose mit Unsicherheitsanalyse und Risiko-Management durchgeführt werden kann, ist im folgenden Kapitel beschrieben.

6.3.2 Weitere Faktoren

Eine besondere Beachtung ist zudem den Investitionskosten und dem Rücklieferntarif zu schenken. Nach Möglichkeit sind wesentliche Risiken durch frühzeitige vertragliche Regelungen zu begrenzen.

Die Betriebskosten stellen in der Regel ein beschränktes Risiko dar. Ein besonderes Augenmerk ist auf die Erhaltungskosten für die Hauptkomponenten in der zweiten Hälfte der erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren zu richten.

6.4 Ertragsprognose

6.4.1 Ablauf einer Ertragsprognose

Voraussetzung für eine aussagekräftige Ertragsprognose ist eine präzise Bestimmung der langjährigen Windstatistik in Nabenhöhe der WKA im Rahmen eines Windgutachtens. Je nach topografischer Lage und Anzahl der geplanten WKA sind dafür verschiedene Verfahren anzuwenden, die jeweils eine Kombination aus Messungen und Berechnungen beinhalten. Auf Grundlage der resultierenden langjährigen Windstatistik wird die Ertragsprognose berechnet.

Nur durch eine frühzeitige Analyse eines Standortes lässt sich ein angepasstes Konzept für die Ertragsprognose bestimmen, welches einen ökonomischen Einsatz der Mittel und eine hohe Präzision der Resultate mit möglichst frühzeitigen Aussagen verbindet.

Anemometer-Messung

Eine Messung von Windgeschwindigkeit und -richtung an einem Messmast vor Ort während mindestens 1 Jahr ist die Grundvoraussetzung des Windgutachtens. Ansätze, bei denen versucht wird, Windstatistiken von ausserhalb des Projektgebiets für den Standort umzurechnen, sind für das kleinräumig strukturierte Gelände der Schweiz zu ungenau.

Die Messung sollte in möglichst grosser Höhe über Grund erfolgen. Optimal, aber aus Kostengründen meist nicht möglich, ist eine Messung auf Nabenhöhe der geplanten WKA. Messungen auf 10 m über Grund (oder darunter), wie sie z.B. von permanenten meteorologischen Stationen bekannt sind, werden oft stark von der kleinräumigen Topografie und Hindernissen wie Bäumen oder Gebäuden beeinflusst. Das Ausmass dieses Einflusses ist im Einzelfall oft kaum zu quantifizieren, was zu hohen Unsicherheiten bei der Extrapolation der Messung auf Nabenhöhe der WKA führt.

Oft wird die Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen gemessen, um Informationen über das vertikale Windgeschwindigkeits-Profil zu erlangen.

Folgende Punkte sind bei einer Anemometer-Messung zu beachten (vgl. auch [IEA 1999]):

- Es sind geeignete, geeichte¹¹ Anemometer einzusetzen.
- Die Messung erfolgt in 2-Sekunden-Intervallen. Daraus werden 10-Minuten-Mittelwerte gebildet und gespeichert.¹²
- Die Windsensoren werden genau senkrecht und ausserhalb des Einflusses von Abspannungen montiert.
- Auslegearme sollten eine Länge von mindestens 7fachem Mastdurchmesser aufweisen, um Masteinflüsse zu minimieren.
- Auslegearme sind so zu montieren, dass Störungen des Windfelds durch den Mast in den Hauptwindrichtungen ausgeschlossen sind.
- Die Ausrichtung des Windrichtungssensors wird genau überprüft.
- Datenausfälle werden durch folgende Vorkehrungen vermieden oder minimiert:
 - Ausreichender Blitzschutz
 - Ausreichende, gesicherte Stromversorgung

¹¹ In measnet, 1997 ist ein standardisiertes Kalibrierungsverfahren für Schalenanemometer beschrieben.

¹² Für die Auslegung der WKA sind zusätzliche Daten zu ermitteln, i.d.R. Höchstwert (2 s-Böenspitze) und Standardabweichung

- Einsatz kälteresistenter oder beheizbarer Sensoren, vor allem in grösseren Höhen¹³
- Gewährleistung schneller Reaktionszeit durch regelmässige Datenkontrollen (z.B. durch GSM-Überwachung der Messung)
- Redundante Sensorik

SODAR-Messung

Eine ergänzende SODAR-Messung kann für die Genauigkeit eines Windgutachtens dann entscheidend sein, wenn auf Basis der Mastmessung keine ausreichend genaue Extrapolation der Windverhältnisse auf Nabenhöhe der geplanten WKA möglich ist.

SODAR ("sound detecting and ranging") ist eine berührungslose Messung vom Erdboden aus auf der Basis von Schallwellen. Die ausgesandten Schallwellen werden an Inhomogenitäten der Atmosphäre zurückgestreut. Aus der Dopplerverschiebung der reflektierten Signale werden Windgeschwindigkeit und Windrichtung zwischen 20 und 150 m über Grund berechnet.

Aus den SODAR-Messungen werden in Abhängigkeit der Windrichtung und Windgeschwindigkeit standardisierte vertikale Windprofile berechnet. Auf der Basis dieser Profile wird die Mastmessung auf Nabenhöhe extrapoliert.

Folgende Punkte sind bei einer SODAR-Messung zu beachten:

- Geringer Umgebungslärm
- Keine grossen Hindernisse in unmittelbarer Nähe
- Stabile Stromversorgung
- Genügend lange Messperiode, die alle wesentlichen Windregimes abdeckt (in der Regel reicht ein Monat)
- Sorgfältige Bereinigung und Auswertung der Daten: SODAR zeichnet viele Fehlwerte auf (verursacht durch Lärm sowie besondere Wetterbedingungen), die herausgefiltert werden müssen.

Berechnung einer langjährigen Windstatistik

Die Mastmessung deckt in der Regel einen relativ kurzen Zeitraum von 1 – 2 Jahren ab, der klimatologisch nicht relevant ist. Deshalb muss die Mastmessung mittels Korrelationsverfahren an die langjährigen Windverhältnisse angepasst werden. Dazu wird die Mastmessung mit Messungen verschiedener permanenter meteorologischer Stationen verglichen, wobei wenn möglich sowohl Windgeschwindigkeit als auch Windrichtung berücksichtigt werden. Die Korrekturfunktionen werden anhand der am besten korrelierenden Station(en) bestimmt.

Folgende Punkte sind bei der Berechnung der langjährigen Windstatistik zu beachten:

- Gute Korrelation zwischen Mastmessung und Referenzmessung (Korrelationskoeffizienten von mindestens 0.7, besser 0.8 bezüglich Tagesmittelwerte)
- Berücksichtigung von Messlücken der Mastmessung als auch der Referenzmessung
- Einsatz geeigneter Korrelationsverfahren zur Bestimmung der Korrekturfunktionen

¹³ siehe dazu auch International Energy Agency (IEA), R&D Wind Annex XIX "Windenergy in cold climates" <http://arcticwind.vtt.fi/>

- Prüfung der Konsistenz der Referenzmessung: Verschiebung der Messstationen sowie Änderung der Instrumentation oder des Messprogramms führen zu inkonsistenten Datensätzen, die ungeeignet sind
- Genügende Länge der Referenzperiode (mindestens 10 Jahre, besser 20 Jahre)

Transfer der Windstatistik auf Nabenhöhe des WKA-Standorts

In flachem und offenem Gelände folgt das vertikale Profil der Windgeschwindigkeit näherungsweise einer Potenzfunktion. Befindet sich die geplante WKA in solchem Gelände und am Standort des Messmasts oder in ähnlicher Lage in unmittelbarer Nähe davon, kann die Windstatistik mittels Potenzfunktion auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Voraussetzung ist, dass die Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen gemessen wurde. Aus diesen Messungen wird das Windprofil (unter Umständen in Abhängigkeit der Windrichtung) als Potenzfunktion berechnet. Ihre Form lautet:

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad \text{mit} \quad \alpha = \frac{\log \frac{v_2}{v_1}}{\log \frac{z_2}{z_1}}$$

wobei z : Höhe [m]
 v : Windgeschwindigkeit [m/s]

Ist das Gelände nicht flach und offen, darf die Extrapolation auf Nabenhöhe nicht mit diesem Verfahren erfolgen. Das Windprofil können in diesem Fall mittels SODAR-Messung bestimmt werden (s. oben), oder die Extrapolation auf Nabenhöhe erfolgt mittels Modellrechnung.

Als Industrie-Standard-Modell hat sich WAsP¹⁴ etabliert. Allerdings wurde WAsP für flache Küstengebiete entwickelt und ist für komplexes Gelände ungeeignet. Ist die RIX-Zahl¹⁵ für den Standort 0 %, so ist der Standort grundsätzlich geeignet für eine Modellrechnung mit WAsP. Ist die RIX-Zahl kleiner als 30 %, so kann eine WAsP-Modellierung in Betracht gezogen werden, allerdings ist von einer erhöhten Unsicherheit des Resultats auszugehen [Pedersen, 1997].

Für komplexes Gelände ist eine Modellrechnung mit einem CFD-Modell (Computational Fluid Dynamics) geeignet. Als Beispiel sei hier das für die Windenergie entwickelte WindSim¹⁶ erwähnt, das als Software erhältlich ist.

Folgende Punkte sind bei der Extrapolation bzw. Modellrechnung zu beachten:

- Wahl eines für den Standort geeigneten Verfahrens/Modells
- Genaue Grundlagendaten in hoher Auflösung für die Modellrechnung (Geländemodell, Rauheitskarte)
- Festlegen geeigneter Modell-Rahmenbedingungen

¹⁴ siehe www.wasp.dk

¹⁵ Die RIX-Zahl ist ein Mass für die Rauheit des Geländes. In unserem Fall bezeichnet sie den Anteil des Geländes, dessen Neigung grösser als 0.3 bzw. 20% ist.

¹⁶ siehe www.windsim.com

Berechnung des Energieertrags

Für die Prognose des WKA-Ertrags wird die für den WKA-Standort in Nabenhöhe berechnete langjährige Windstatistik mit der vom Anlagenhersteller spezifizierten Leistungskurve verknüpft, unter Berücksichtigung der Luftdichte.

Der Energiegehalt der bewegten Luftmasse ist proportional zur Luftdichte, die ihrerseits von Temperatur, Druck und Luftfeuchtigkeit abhängt. Für die Ertragsprognose muss die mittlere Luftdichte am WKA-Standort berechnet werden. Die Schweiz verfügt dazu über ein ausreichend dichtes meteorologisches Messnetz, so dass auf entsprechende Messungen am Messmast verzichtet werden kann.

Für Windparks muss der Abschattungseffekt der Windturbinen untereinander berücksichtigt werden. Dazu wird in der Regel das Risø-Windparkmodell¹⁷ angewendet, das in Software wie WASP oder WindPRO verfügbar ist.

Zu berücksichtigen sind zudem elektrische Übertragungsverluste durch Transformatoren oder Kabel bis zum Zähler, welcher für die Verrechnung der Stromrücklieferung zuständig ist. Der Strombedarf der Hilfsbetriebe der Windkraftanlage wird unter den Betriebskosten berücksichtigt.

Verfügbarkeit der WKA

Vom Resultat der Ertragsprognose wird ein Abschlag gemäss der erwarteten Verfügbarkeit der Anlage gemacht.

Technische Verfügbarkeit

Die technische Verfügbarkeit einer Windkraftanlage ergibt sich aus den Ausfallzeiten durch Schäden und Wartungsmassnahmen.

Belastbare Aussagen über die Verfügbarkeit moderner Windkraftanlagen während deren Lebensdauer sind durch den rasanten technischen Fortschritt nicht ohne weiteres möglich. Jedoch bestehen durch ein umfangreiches Mess- und Evaluierungsprogramm in Deutschland aussagekräftige Erfahrungswerte für ältere Anlagen [Hahn, 2003]. Im Rahmen des erwähnten Programms erreichten die untersuchten Anlagen, welche ein Betriebsalter zwischen 8 und 13 Jahren aufwiesen, eine Verfügbarkeit von 98 %.

Dies bedeutet, dass eine WKA durchschnittlich rund eine Woche pro Jahr für Wartungen und Reparaturen stillgesetzt wird. Bei den Anlagen mit einer Leistung grösser 1 MW wurden in den ersten Jahren deutlich mehr wie drei Schadensfälle pro Jahr registriert, wobei die Anzahl der Schadensfälle mit zunehmendem Betriebsalter sinkt. Am häufigsten sind Schäden an der Elektrik und Elektronik, welche vergleichsweise kurze Stillstandszeiten zur Folge haben. Da an schwer zugänglichen Standorten auch kleinere Schäden längere Betriebsunterbrüche verursachen können, muss dort mit einer geringeren Verfügbarkeit gerechnet werden.

Ausfälle durch Vereisung

Bei Eisablagerungen an den Rotorblättern ist es i.d.R. notwendig, die Anlage abzustellen, um eine Beschädigung der Anlage zu verhindern oder um der Gefahr vorzubeugen, welche in der Nähe der Anlage durch Eiswurf hervorgerufen werden kann, (siehe auch Kap. 5.9).

17 siehe auch <http://www.risoe.dk/vea/projects/nimo/wasphelp/Wasp8.htm#parkmodel.htm>

In der Schweiz ist an praktisch allen Lagen mit Ausfällen wegen Vereisung zu rechnen, falls die Eisbildung an den Rotorblättern nicht durch spezielle Massnahmen verhindert wird (z.B. mit Blattheizungen). Die nachstehende Grafik zeigt die Häufigkeit der Stunden auf der Alpennordseite, an denen Bedingungen mit Vereisungsgefahr herrschen [Cattin, 2004].

Ab ca. 800 m.ü.M. sollte eine Studie am Standort erfolgen, um die Ausfälle durch Vereisung genauer zu bestimmen, da die tatsächlich auftretende Vereisung stark von der Exposition des Standorts abhängt. Auch wenn die Rotorblätter beheizt sind, werden diese Daten gebraucht, um die Verluste bzw. die Kosten durch die Heizung zu berechnen. Perioden mit Vereisungsgefahr können über eine Messung der Temperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit bestimmt werden.

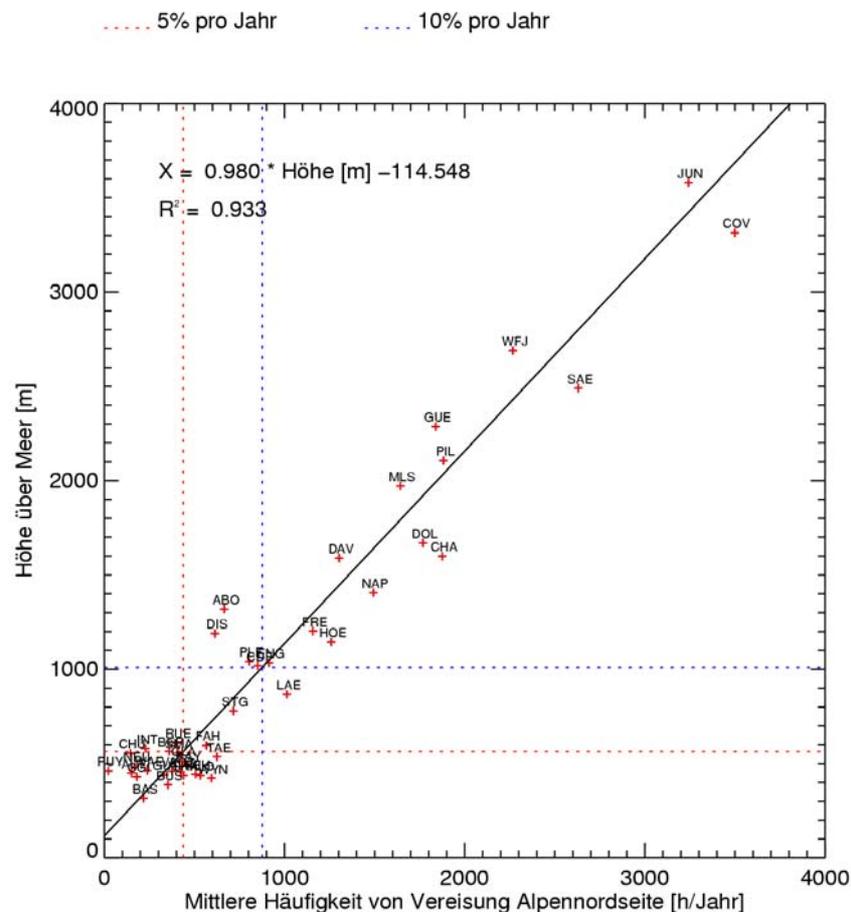


Bild 2 Die mittlere Vereisungshäufigkeit an Stationen der MeteoSchweiz auf der Alpennordseite 1999 – 2003 in Abhängigkeit der Höhe. Die rote Linie markiert eine Häufigkeit von 5 % pro Jahr (438 h/a), die blaue Linie eine Häufigkeit von 10 % pro Jahr (876 h/a).

6.4.2 Unsicherheit der Ertragsprognose

Die Ermittlung der Unsicherheit der Ertragsprognose setzt die Identifizierung und Quantifizierung der verschiedenen Unsicherheitskomponenten voraus. Die folgenden Abschnitte erläutern die wesentlichen Unsicherheitskomponenten. Für die Quantifizierung der Unsicherheiten der einzelnen Komponenten werden entweder statistische Verfahren angewendet oder es werden Erfahrungswerte aus Studien übernommen.

Die hier angegebenen Unsicherheiten sind stets im Sinne von Standardabweichungen zu verstehen.

Unsicherheit der Messung vor Ort

Bei einer in allen Punkten optimalen Messung und Aufbereitung der Daten beschränkt sich die Unsicherheit der Messung vor Ort im Wesentlichen auf die bei der Anemometer-Eichung ermittelte Unsicherheit und beträgt in der Regel 1 – 2 % bezüglich der Windgeschwindigkeit.

Die entsprechende Unsicherheit bezüglich des Energieertrags wird über die Leistungskurve der WKA ermittelt, indem die Windstatistik einmal zuzüglich und einmal abzüglich die Unsicherheit mit der Leistungskurve verknüpft wird, um eine "best case" bzw. eine "worst case" Prognose zu erhalten. Die relative Unsicherheit in Prozent kann dann aus diesen Werten wieder gerechnet werden.

Unsicherheit der langjährigen Windstatistik

Eine Möglichkeit, diese Unsicherheit abzuschätzen, besteht darin, Erfahrungswerte und Resultate aus Studien zu übernehmen. Diese Methode ist unbefriedigend, denn sie berücksichtigt die spezifischen Gegebenheiten der benutzten Messungen nicht. Deshalb sollte diese Unsicherheit mittels statistischer Verfahren berechnet werden.

In Anhang A.3 wird eine Möglichkeit dargelegt, diese Unsicherheit zu berechnen.

Die ermittelte Unsicherheit bezüglich der Windgeschwindigkeit muss wie bei der Messung vor Ort wieder in eine Unsicherheit bezüglich des Energieertrags umgerechnet werden.

Extrapolation/Modellrechnung

Die Unsicherheit einer Extrapolation mittels vertikaler Windprofile, die aus SODAR-Messungen oder mittels angenäherter Potenzfunktion berechnet werden, entspricht dem mittleren Fehler der Profile, der statistisch aus den einzelnen Profilen berechnet wird.

Die Unsicherheit einer Modellrechnung lässt sich in zwei Komponenten aufteilen:

- Die Ungenauigkeit der Digitalisierung der Eingangsdaten (Geländemodell, Rauigkeitskarte, Hindernisse)
- Die Ungenauigkeit der Modellierungsmethode

Beide Komponenten lassen sich in der Praxis oft nicht trennen und kaum mit einer einfachen Methode quantifizieren, weshalb man hier in der Regel auf Literaturangaben aus Validierungsstudien angewiesen ist.

In [Pedersen, 1997] wird für eine Modellrechnung mit WAsP für beide Komponenten eine Unsicherheit von je 5% hinsichtlich des Energieertrags angegeben, falls die RIX-Zahl 0% beträgt. Ist RIX grösser 0 %, wird die Unsicherheit der Modellierungsmethode um den RIX-Betrag erhöht; d.h. bei einer RIX-Zahl von 3 % beträgt die Unsicherheit der Modellierungsmethode 8 %.

Ein Fehler von 5 % (bezogen auf den Energieertrag) scheint auch für CFD-Modellrechnungen in der Regel realistisch. Bei Modellrechnungen in komplexem Gelände empfiehlt es sich aber, die Modellresultate anhand von Mastmessungen an einem zusätzlichen Standort im Modellgebiet oder mit SODAR-Messungen punktuell zu verifizieren.

Leistungskurve der WKA

Das allgemein anerkannte Verfahren zur Ermittlung einer Leistungskennlinie wird in IEC 61400-12 beschrieben. Auch wenn diese Norm eingehalten wird, besteht durch die realen Bedingungen am Standort und durch Toleranzen bei der Serienfertigung eine gewisse Unsicherheit. Bei einer gemäss IEC 61400-12 aufgenommenen Leistungskennlinie sollte die Unsicherheit im Bereich von 6 – 8 % liegen [Strack, 2002]. Die Unsicherheit kann wesentlich geringer beurteilt werden, wenn mit dem Hersteller eine geeignete Leistungsgarantie vereinbart wird (siehe Kap. 6.4.4).

Unsicherheit der Prognose der Verfügbarkeit der WKA

Wird die Verfügbarkeit einer Anlage vom Hersteller garantiert und sind für den Garantiefall entsprechende Ausgleichszahlungen oder Preisnachlässe (siehe Kap. 6.4.4) festgelegt, kann die Unsicherheit sehr niedrig angenommen werden (um 1 % bezogen auf die Verfügbarkeit). Positiv zu berücksichtigen sind auch Betriebsausfallversicherungen (siehe Kap. 6). Ohne derartige Massnahmen sollte die Unsicherheit um ein Mehrfaches höher angenommen werden.

Die Unsicherheit der Prognose der Ausfälle durch Vereisung kann über Klimastatistiken geschätzt werden. Phänomene wie die globale Klimaänderung sind für einzelne Standorte nicht vorauszusagen und können nicht berücksichtigt werden.

Gesamt-Unsicherheit der Ertragsprognose

Die aufgezählten Unsicherheits-Komponenten sind in erster Näherung unabhängig. Die Gesamt-Unsicherheit s_{tot} lässt sich also als Wurzel der Summe der Quadrate der einzelnen Unsicherheiten s_i darstellen:

$$s_{tot} = \sqrt{\sum s_i^2}$$

Mit hochwertigen Prognosen sind auch unter topografisch anspruchsvollen Bedingungen Gesamtunsicherheiten bezogen auf die Windgeschwindigkeit von ca. 10 % zu erzielen. Verrechnet mit der Leistungskennlinie der WKA entspricht dies einer Gesamtunsicherheit im Ertrag von gut 20 %. In Deutschland werden bei günstiger Topografie Gesamtunsicherheiten von unter 10 % im Ertrag erzielt.

6.4.3 Risiko-Management

Risiko-Bewertung

Näherungsweise darf davon ausgegangen werden, dass die Wahrscheinlichkeit, einen bestimmten Energieertrag zu erzielen, normal verteilt ist. Die ermittelte Ertragsprognose E_{p50} entspricht dem wahrscheinlichsten Ergebnis und die Gesamt-Unsicherheit s_{tot} der Schwankungsbreite des zu erwartenden Ergebnisses um das wahrscheinlichste Ergebnis im Sinne einer Standardabweichung.

Der Ertrag lässt sich dann als Funktion seiner Unterschreitungswahrscheinlichkeit angeben. Legt man z.B. ein tolerierbares Risiko von 10 % fest, dass die Ertragsprognose unterschritten wird (bzw. 90 % Sicherheit, dass die Ertragsprognose eintritt oder überschritten wird), berechnet sich der Ertrag E_{p10} wie folgt:

$$E_{P10} = E_{P50} - 1.282 \cdot s_{tot}$$

Der für die geforderte Planungssicherheit benötigte Abschlag im Energieertrag lässt sich so bestimmen. Bei einer grösseren/kleinere Risikobereitschaft wird der entsprechende Ertrag folgendermassen berechnet:

tolerierbares Risiko	Ertrag
5 %	$E_{P5} = E_{P50} - 1.645 \cdot s_{tot}$
10 %	$E_{P10} = E_{P50} - 1.282 \cdot s_{tot}$
15 %	$E_{P15} = E_{P50} - 1.036 \cdot s_{tot}$
20 %	$E_{P20} = E_{P50} - 0.842 \cdot s_{tot}$
25 %	$E_{P25} = E_{P50} - 0.674 \cdot s_{tot}$
30 %	$E_{P30} = E_{P50} - 0.524 \cdot s_{tot}$

Grafisch lässt sich das Verfahren folgendermassen darstellen:

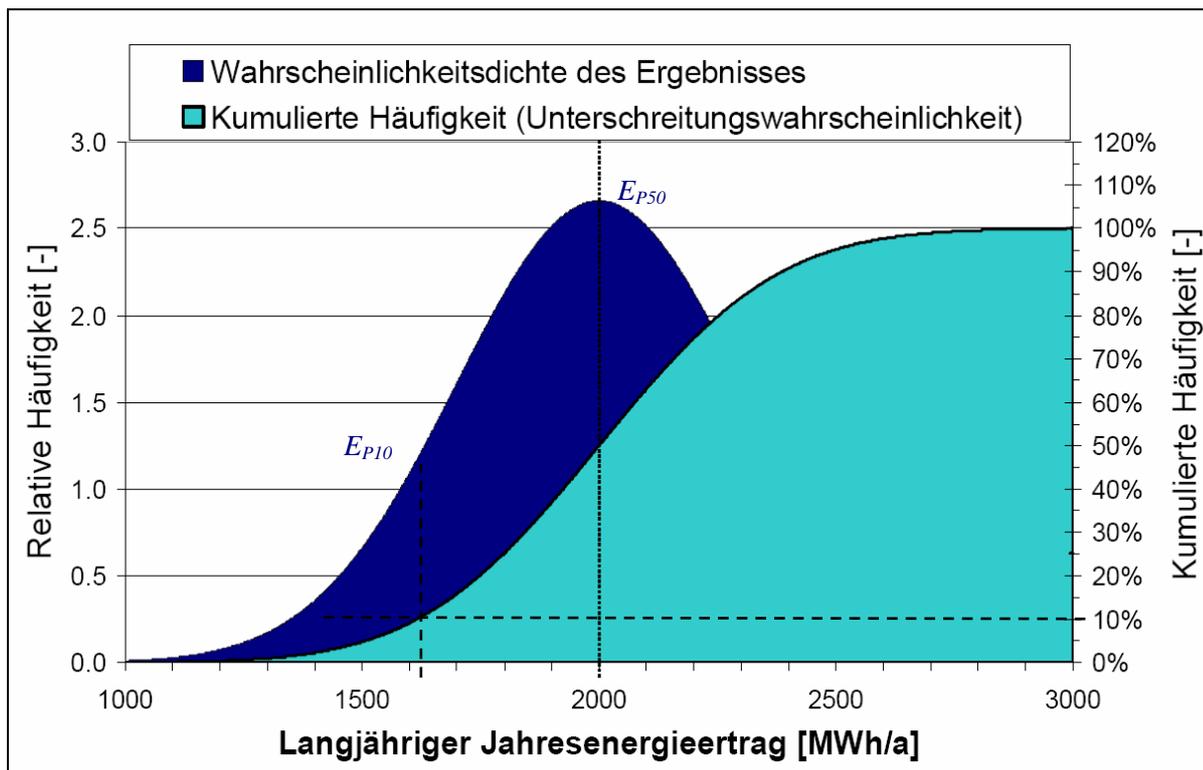


Bild 3 Darstellung der Ertragsprognose als Funktion ihrer Unterschreitungswahrscheinlichkeit (aus [Strack, 2002]).

Massnahmen zur Risikominderung

Können bei einem bestimmten Projekt aufgrund der Ertragsprognose der notwendige Ertrag und das tolerierbare Risiko nicht miteinander vereinbart werden, so ist zu prüfen, wie die bestehenden Unsicherheiten minimiert werden können.

Dazu bieten sich insbesondere folgende Massnahmen an:

- Zusätzliche Massnahmen im Rahmen der Ertragsprognose an (z.B. Durchführen einer SODAR-Messung zur genaueren Bestimmung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe oder Durchführen einer geeigneten Wind-Modellrechnung für die Ertragsprognose eines Windparks).
- Vereinbarung einer Leistungsgarantie mit dem Hersteller (siehe folgendes Kapitel)

6.4.4 Leistungsgarantie

Was die Performance der Windkraftanlage betrifft (Verfügbarkeit und Leistungskurve), so kann die Unsicherheit auch durch eine Garantie des Herstellers deutlich verringert werden. Wichtig ist, dass eine solche bereits mit der Erstellung des Kaufvertrages vereinbart wird und dort auch sämtliche Rahmenbedingungen festgelegt werden. Dies betrifft insbesondere folgende Punkte:

- Wie wird entschieden, ob eine Nachmessung durchgeführt wird?
- Wie werden Leistungskurve und Verfügbarkeit nachgemessen?
- Welche Fristen werden dem Hersteller bei Nichteinhaltung für eine Nachbesserung eingeräumt?
- Wer übernimmt die Kosten für die Nachmessung und welche (unabhängige) Institution wird von beiden Seiten anerkannt?
- Wie werden die Messunsicherheiten der Nachmessung berücksichtigt?

Welcher Ausgleich im Garantiefall im Kaufvertrag festgehalten wird, ist natürlich Verhandlungssache. Für die Leistungskennlinie kann man sich z.B. auf eine langjährig für den Standort zu erwartende Windverteilung in Nabenhöhe einigen. Mit Hilfe der Windverteilung und der garantierten Leistungskurve wird ein Jahresenergieertrag A ermittelt. Mit Hilfe der Windverteilung und der nachgemessenen Leistungskurve wird ebenfalls ein Jahresenergieertrag B ermittelt. Falls sich diese Jahresenergieerträge um mehr als x (Verhandlungssache) Prozent unterscheiden, wird eine entsprechende Ausgleichszahlung geleistet oder der Kaufpreis gemindert. Es sollte festgehalten werden, ob die Toleranz x die Messunsicherheiten der Nachmessung beinhaltet, so dass die gemessene Leistungskennlinie ohne einen weiteren Abzug zur Ermittlung des Jahresenergieertrages B herangezogen werden kann.

Für die Nachmessung der Leistungskurve steht aus Kostengründen die Verwendung des Gondelanemometers im Vordergrund. Die Vermessung der Leistungskurve nach IEC 61400-12 mit Hilfe eines Messmastes in Nabenhöhe oder einer SODAR-Messung ist demgegenüber wesentlich teurer.

Da das Gondelanemometer durch die Umströmung der Rotorblätter und der Gondel beeinflusst wird, ist eine Korrektur des Gondelanemometersignals erforderlich. Eine solche Korrektur kann von einem unabhängigen Institut durch die zeitgleiche Aufzeichnung des Gondelanemometers und der Windgeschwindigkeit in der ungestörten Strömung auf Nabenhöhe mit Hilfe eines Windmessmastes bei der Messung der Leistungskurve der WEA an einem anderen Standort ermittelt und vom Hersteller zur Verfügung gestellt werden. Diese Korrektur kann dann auf andere Anla-

gen dieses Typs übertragen werden, wenn eine ganze Reihe von Voraussetzungen erfüllt sind. Zu beachten ist u.a., dass nach wie vor Aufzeichnungen der Temperatur, des Luftdruckes erforderlich sind und die gesamte Messkette nachkalibriert werden muss. Da dieses Verfahren in keiner Messnorm (IEC oder IEA) festgelegt ist, bleibt nichts anderes übrig, als im Kaufvertrag alle Details über eine eventuell erforderliche Nachvermessung festzuhalten.

Weitere Angaben siehe auch [Klug, 1999].

6.5 Investitionskosten

6.5.1 Grundsätzliches

Wie bei allen Bauvorhaben sind auch die Investitionskosten von Windkraftprojekten mit Unsicherheiten behaftet. Die Tatsache, dass der grösste Teil der Investition auf die Anlagekosten (also auf einen einzigen Lieferanten) entfällt, vereinfacht den Umgang mit den bestehenden Unsicherheiten jedoch wesentlich.

Um eine optimale wirtschaftliche Sicherheit für ein Windkraftprojekt zu erzielen, sind die Erstellungskosten im Voraus mit angemessener Genauigkeit zu bestimmen. Art und Weise sowie Genauigkeit der Kostenermittlung im Rahmen von Machbarkeitsstudie, Vorprojekt oder Bauprojekt sind mit der Bauherrschaft zu vereinbaren¹⁸. Vor dem Realisierungsentscheid wird i.d.R. eine Genauigkeit von $\pm 10\%$ angestrebt.

6.5.2 Anlage

Wie erwähnt entfällt ein grosser Teil der Gesamtinvestitionen auf die Anlage (Turm, Gondel, Rotorblätter, Steuerung, etc.). Üblicherweise beträgt der Anteil an den Gesamtinvestitionen 60 – 80 %. An gut erschlossenen Standorten mit einfachen Bedingungen liegt der Anteil am oberen Ende des angegebenen Bereichs. An schwer zugänglichen Standorten mit schwierigen Bedingungen kann der Anteil auch weniger wie 60 % betragen.

Den Anlagekosten ist deshalb besondere Beachtung zu schenken, z.B. indem bereits sehr früh eine oder mehrere Richtofferten eingeholt werden. Zu beachten ist, dass Preisanfragen ausreichend spezifiziert werden. Welche Klasse der WKA ist am Standort erforderlich? Sind Kosten für Transport/Montage einzurechnen? Soll der Hersteller die Leistungskurve und/oder die Verfügbarkeit garantieren? Werden spezielle Anforderungen gestellt (z.B. Rotorblattheizung)?

6.5.3 Fundament

Das Fundament macht üblicherweise rund 5 % der Gesamterstellungskosten aus [DEWI, 2002]. Die effektiven Kosten an einem bestimmten Standort sind allerdings stark abhängig von den Eigenschaften des Untergrunds. Ob ein Flachfundament oder eine Verankerung direkt auf dem Fels möglich ist oder ob eine Tiefengründung notwendig wird, kann im Rahmen einer Bodenuntersuchung mit einer Rammkernsondierung ermittelt werden. Die definitive Festlegung von Typ und Aufbau des Fundaments erfolgt in Absprache mit dem Anlagenhersteller. An schwer zugänglichen Standorten sind bei der Abschätzung der Kosten für das Fundament die Aufwendungen für den Transport nicht zu vernachlässigen.

¹⁸ siehe dazu auch SIA-Norm 108 "Leistungen"

6.5.4 Erschliessung

Die Erschliessung eines Standortes kann zu ganz unterschiedlichen Kosten führen resp. den Bau einer Anlage an einem sonst geeigneten Standort völlig verunmöglichen. Die Geländeerschliessung ist deshalb massgebendes Kriterium für die Wahl eines geeigneten Standortes. Allgemeingültige Richtwerte für die Erschliessungskosten lassen sich nicht angeben. Immerhin kann erwähnt werden, dass gemäss systematischen Kostenanalysen von europäischen Projekten der durchschnittliche Anteil der Erschliessungskosten 5 % und weniger beträgt [DEWI, 2002; EWEA, 2003].

Auch an gut erschlossenen Standorten sind in der Regel zusätzliche Massnahmen notwendig, indem bestehende Zufahrtswege für den Transport der Anlage temporär oder fest angepasst werden oder (insbesondere auf den letzten Metern) neu zu erstellen sind. Der Transport der Anlage und somit auch die notwendigen baulichen Massnahmen für die Erschliessung sind i.d.R. bereits im Rahmen einer Machbarkeitsstudie genau zu untersuchen (siehe Kap. 5.5).

6.5.5 Netzanschluss

Unter den Netzanschlusskosten werden die Kosten verstanden, die aufzuwenden sind, um die Windenergieanlage an das elektrische Netz (i.d.R. Mittelspannung) anzuschliessen und falls nötig um dieses zu verstärken.

Für den Netzanschluss gilt Ähnliches wie für die Erschliessung. Auch hier können die Kosten je nach Standort enorm variieren, so dass keine allgemeingültigen Richtwerte angegeben werden können. Der durchschnittliche Anteil der Netzanschlusskosten beträgt gemäss systematischen Kostenanalysen von europäischen Projekten rund 10 % [DEWI, 2002; EWEA, 2003]. Bei realisierten Projekten mit erschwerten Bedingungen für einen Netzanschluss liegt der Anteil aber auch im Bereich von 20 %.

Eine Verstärkung des bestehenden Mittelspannungsnetzes ist relativ häufig notwendig, da sich Windenergieanlagen oft in dessen Endverzweigungsbereich befinden, wo die Anschlusskapazität entsprechend gering ist. Auf alle Fälle ist für den Anschluss eine Bewilligung des zuständigen Elektrizitätswerks notwendig. Die Kosten für den Netzanschluss ergeben sich im Wesentlichen aus den Vorgaben des Elektrizitätswerkes betreffend Anschlusspunkt, Anschlussbedingungen und Anschlusskosten. Eine frühzeitige Kontaktaufnahme mit dem zuständigen EW ist deshalb unabdingbar. Erste Abklärungen sollten bereits im Rahmen einer Machbarkeitsstudie erfolgen.

6.5.6 Planung

Die Planungskosten betragen bei europäischen Projekten durchschnittlich um die 3 % der Gesamterstellungskosten [DEWI, 2002; EWEA, 2003].

Allerdings ist zu beachten, dass die Kosten für die Planung sehr abhängig vom Standort sind. Im komplexen Terrain ist mit einem erhöhtem Aufwand für die Bestimmung des Windaufkommens zu rechnen (z.B. für eine SODAR-Messung). Auch die Abklärungen bezüglich Schattenwurf, Schall, Natur- und Landschaftsschutz sind standortabhängig. Um die Planungskosten mit vernünftiger Genauigkeit bestimmen zu können, ist der Umfang der Abklärungen frühzeitig mit den Bewilligungsbehörden zu klären. Für Projekte in der Schweiz sind zudem die im Vergleich zum europäischen Ausland deutlich höheren Aufwändungen zum Erlangen der Baubewilligung zu berücksichtigen.

6.5.7 Sonstiges

Unter 'Sonstiges' sind die Kosten für allfällige Ausgleichsmassnahmen, Informationseinrichtungen, Betriebsführungseinrichtungen, Baustelleneinrichtungen, Baunebenkosten und Unvorhergesehenes zu verstehen, soweit diese nicht bereits in den oben erwähnten Positionen enthalten sind.

6.6 Nutzungsdauer / Abschreibedauer

Die jährlichen Kapitalkosten, welche für Verzinsung und Amortisation der Investitionskosten aufzuwenden sind, hängen neben der Höhe der Investitionskosten auch von der Abschreibedauer ab.

In der Regel werden die Investitionskosten über die erwartete Nutzungsdauer der Anlage abgeschrieben, d.h. die Abschreibedauer wird der Nutzungsdauer gleichgesetzt. Die Nutzungsdauer einer Windkraftanlage wird i.d.R. durch die Lebensdauer begrenzt. Gemäss IEC 61400-1 sind Windkraftanlagen der Klassen I bis III auf eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren auszulegen. Anlagen der Klasse S, welche u.a. an komplexen Standorten eingesetzt werden, können auch auf eine kürzere (oder längere) Lebensdauer ausgelegt werden. Zu berücksichtigen ist ferner, dass der Aufwand für Wartung, Unterhalt und insbesondere für notwendige Ersatzinvestitionen gegen Ende der Lebensdauer schwer abzuschätzen ist, da bisher keine entsprechenden Erfahrungen vorhanden sind. Auch wenn in Kap. 6.8.2 nach dem 10. Betriebsjahr mit höheren Aufwendungen für Ersatzinvestitionen gerechnet wird, kann sich ein Ersatz oder Rückbau der Anlage bereits vor Ablauf der erwarteten Lebensdauer als sinnvoll erweisen. Wir empfehlen daher, ohne genauere Abklärungen für eine bestimmte Anlage, die Abschreibedauer auf 15 Jahre fest zu legen.

6.7 Ertrag aus Stromrücklieferung

6.7.1 Grundsätzliches

Der Ertrag aus der Stromrücklieferung ist abhängig von der produzierten Strommenge und von der Höhe der Vergütung (Rücklieferariff). Mit der Vergütung wird die Entschädigung für die gelieferte physikalische Elektrizität und für den ökologischen Mehrwert, der sich gegenüber einer herkömmlichen Stromproduktion ergibt, geregelt.

Die Art und Weise, wie Elektrizität und physikalische Elektrizität gehandelt wird, hängt wesentlich von der Gesetzgebung und von den vorhandenen Marktstrukturen ab. In beiden Bereichen zeichnen sich erhebliche Veränderungen ab (Marktöffnung), wobei für den weiteren Verlauf das gegenwärtig diskutierte Stromversorgungsgesetz eine zentrale Rolle spielt.

Die nachfolgenden Ausführungen widerspiegeln im Wesentlichen den aktuellen Stand und gehen nur in wesentlichen Punkten auf absehbare oder mögliche Veränderungen ein.

6.7.2 Vergütung der gelieferten Elektrizität

Artikel 7 des Energiegesetzes verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen (EVU) dazu, den von unabhängigen Produzenten aus erneuerbaren Energien gewonnenen Strom abzunehmen.

Die Vergütung ist grundsätzlich zwischen den Beteiligten zu regeln, jedoch muss der durchschnittliche Abnahmepreis mindestens 15 Rappen pro Kilowattstunde betragen. Für die Zukunft sind folgende Veränderungen möglich:

- Der erwähnte Vergütungssatz von 15 Rp./kWh ist zum 30. Juni 2008 gültig und kann dann neu festgelegt werden. Im Prinzip ist also ab Mitte 2008 auch eine Reduktion des Mindesttarifes möglich. In Anbetracht der Tatsache, dass sich der Vergütungssatz nach den "Kosten für gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen" richtet, scheint dies allerdings eher unwahrscheinlich.
- Im Rahmen des Stromversorgungsgesetzes wird gegenwärtig u.a. auch eine kostenorientierte Einspeisevergütung diskutiert. Dies würde bedeuten, dass der Vergütungssatz für neue Windkraftwerke wesentlich erhöht würde. Damit würden sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für neue Windkraftwerke fundamental verbessern. Ob eine entsprechende Regelung tatsächlich eingeführt wird, ist jedoch völlig offen.

Die EVU werden dadurch mit Mehrkosten belastet, die sich aus der Differenz zwischen dem garantierten Abnahmepreis von durchschnittlich 15 Rappen pro Kilowattstunde und dem marktorientierten Bezugspreis ergeben. Die vom Bundesrat am 10. Dez. 2004 beschlossene Revision der Energieverordnung schafft nun einen neuen Finanzierungsmechanismus für diese Mehrkosten. Bereits heute müssen die inländischen Endverbraucher diese Mehrkosten in der Grössenordnung von durchschnittlich 0,05 Rappen pro Kilowattstunde tragen. Bisher wurden EVU und Endverbraucher in Regionen mit einer überproportional hohen Stromeinspeisung von unabhängigen Produzenten überdurchschnittlich stark belastet. Mit dem neuen Finanzierungsmechanismus werden die Mehrkosten solidarisiert, d.h. gleichmässig auf alle Endverbraucher verteilt. Damit sollte auch sichergestellt werden können, dass unabhängige Produzenten den garantierten Rücklieferarif von 15 Rp./kWh auch tatsächlich erhalten. In der Vergangenheit musste dieser u.U. erstritten werden.

Mit dem Rücklieferarif - auch wenn er gemäss Energiegesetz auf 15 Rp./kWh angehoben wird - wird lediglich sichergestellt, dass unabhängige Produzenten im (noch monopolisierten) Strommarkt nicht diskriminiert werden. Der ökologische Mehrwert, wie er bei der Windenergie gegenüber der herkömmlichen Stromerzeugung vorhanden ist, kann davon unabhängig zusätzlich gehandelt werden.

6.7.3 Vergütung des ökologischen Mehrwertes

Der ökologische Mehrwert kann sowohl an das Elektrizitätswerk, welches den Strom auch physikalisch abnimmt, als auch an ein anderes EW oder einen anderen Ökostromanbieter verkauft werden. Diese vermarkten den ökologischen Mehrwert i.d.R. in der Form von Ökostromprodukten an ihre Kunden.

Oft wird der ökologische Mehrwert zusammen mit der physikalischen Elektrizität dem regionalen EVU verkauft. Es wird dann i.d.R. ein Rücklieferarif festgelegt, welcher beide Komponenten gemeinsam berücksichtigt.

Bei einer Öffnung des Elektrizitätsmarktes können physikalische Elektrizität und ökologischer Mehrwert gemeinsam an jedes beliebige Elektrizitätswerk geliefert werden. Zu berücksichtigen ist, dass in diesem Fall Durchleitungsgebühren anfallen. Es ist deshalb nicht wahrscheinlich, dass sich mit der Marktöffnung die wirtschaftlichen Bedingungen für erneuerbare Energien wesentlich verbessern.

6.7.4 Lieferverträge

Die Vergütung der gelieferten Elektrizität und des ökologischen Mehrwerts wird mit Lieferverträgen geregelt. Werden Elektrizität und ökologischer Mehrwert an unterschiedliche Unternehmen geliefert, sind zwei Lieferverträge nötig.

Die Ausgestaltung der Lieferverträge kann entscheidenden Einfluss auf die wirtschaftliche Sicherheit eines Windenergieprojektes haben. Von zentraler Bedeutung sind insbesondere folgende Punkte:

- Preise inkl. Regelungen für künftige Preisanpassungen
- Laufzeit des Vertrages
- Abnahmegarantie
- Kündigung resp. Kündigungsgründe

6.8 Betriebskosten

6.8.1 Grundsätzliches

Als jährliche wiederkehrende Betriebskosten fallen i.d.R. Kosten für Wartung und Unterhalt der Windkraftanlage, Grundstück (bzw. Grundstückspacht), Versicherung, Geschäftsführung, Strombezug sowie Sonstiges an. Die Betriebskosten werden üblicherweise als Prozentsatz der Investitionen der Windkraftanlage angegeben.

Die folgende Darstellung zeigt die Ergebnisse einer Umfrage bei Betreibern von Windenergieanlagen in Deutschland [DEWI, 2002]. Sie widerspiegelt mit einem Zeitraum von sechs Jahren den heutigen Erfahrungsstand für grosse Windenergieanlagen.

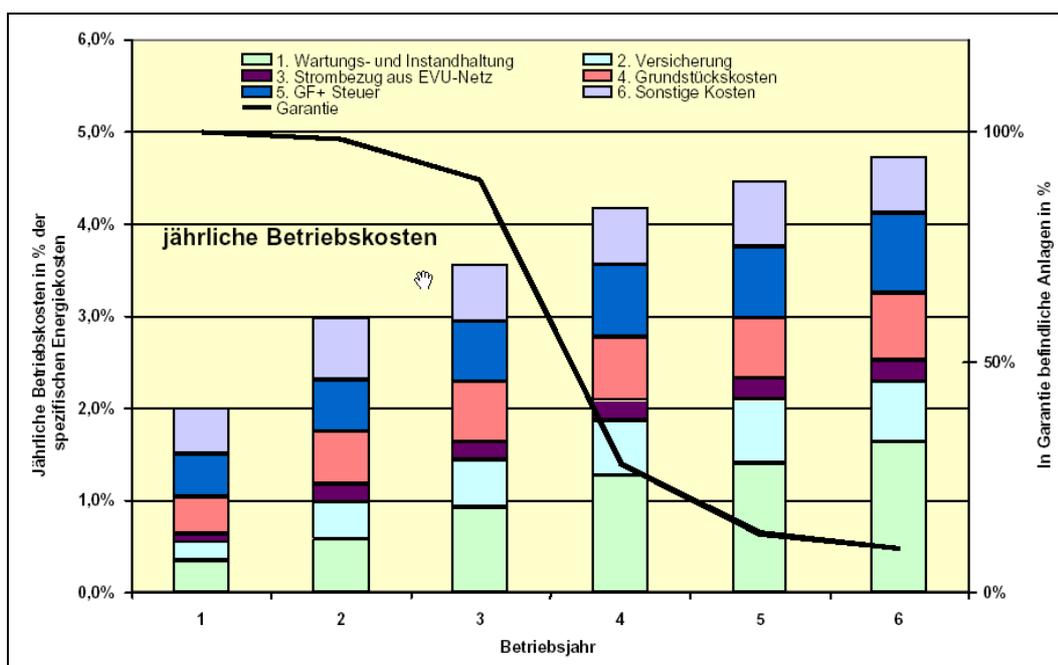


Bild 4 Jährliche Betriebskosten 1997 - 2001, aufgeteilt nach Betriebsjahr der Windkraftanlage. Zu beachten ist, dass die Kosten für Wartung und Instandhaltung ab dem 2. Betriebsjahr durch die auslaufenden Garantieleistungen der Hersteller beeinflusst werden [DEWI, 2002].

Gemäss verschiedenen Studien aus Deutschland, werden die Betriebskosten häufig deutlich zu niedrig angesetzt [BWE, 2002; Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, 2004]. Insbesondere werden offensichtlich die Kosten für Wartung und Unterhalt in der zweiten Hälfte der erwarteten Lebensdauer unrealistisch tief angesetzt.

Zwei Drittel der Betriebskosten entfallen auf Wartung und Unterhalt, Geschäftsführung und Grundstückpacht [DEWI, 2002]. Um die Betriebskosten mit ausreichender Sicherheit beziffern zu können, sollten deshalb vor allem diese Punkte näher beurteilt werden (siehe dazu die folgenden Abschnitte).

Auf Basis der 'Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergie in Deutschland' [DEWI, 2002] wird in den ersten zehn Jahren mit Betriebskosten von durchschnittlich 4.8 % der WKA-Kosten gerechnet. Für die zweite Hälfte der erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren wird von 6.6 % ausgegangen, da mit zunehmender Lebensdauer mit grösseren Reparaturarbeiten resp. mit dem Ersatz einzelner Komponenten zu rechnen ist.

6.8.2 **Wartung und Unterhalt**

Die Wartungs- und Unterhaltskosten können durch Vollwartungsverträge für die erste Lebenshälfte der Anlagen vertraglich fixiert werden. Diese werden inzwischen von der Mehrheit der Hersteller angeboten. Wichtig bei der Beurteilung der Angebote sind folgende Punkte:

- **Vollständigkeit:**
Das Vollwartungsangebot sollte möglichst vollständig sein und auch Materialkosten, Datenauswertungen, notwendige Zusatzversicherungen, etc. enthalten. Wichtig ist, dass auch die Insolvenz des Herstellers abgesichert ist.
- **Laufzeit:**
Wie sinnvoll ein angebotener Vollwartungsvertrag ist, hängt entscheidend von der Laufzeit ab. In den ersten Jahren fallen eventuelle Schäden ohnehin unter die Gewährleistung der Hersteller. Grössere Schäden resp. der Ersatz einzelner Komponenten sollten erst ab dem zehnten Betriebsjahr auftreten. Sinnvoll aus Betreibersicht sind daher Vollwartungsverträge mit einer möglichst langen Laufzeit. Längere Laufzeiten wie zwölf Jahre werden aber von den Herstellern i.d.R. nicht angeboten.
- **Check-up vor dem Vertragsende:**
Einige Monate vor dem Vertragsende sollte ein Check-up mit einem unabhängigen Sachverständigen vorgesehen sein. Allenfalls vorhandene Mängel sollten vor Vertragsende behoben werden, damit der Allgemeinzustand der Anlage dem jeweiligen Alter entspricht, wenn der Betreiber selbst für den Unterhalt verantwortlich wird.

Schwierig ist insbesondere die Bezifferung der Kosten für Wartung und Unterhalt inklusive Ersatzinvestitionen für Komponenten ab dem 10. Betriebsjahr, da bisher für grosse Anlagen keine entsprechenden Erfahrungen vorhanden sind. Klar erscheint, dass für die zweite Hälfte der erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren damit zu rechnen ist, dass zunehmend auch Hauptkomponenten ersetzt oder umfassend revidiert werden müssen.

Die folgende Grafik zeigt die Ergebnisse einer Gutachterumfrage aus Deutschland, welche im Rahmen der 'Studie zur aktuellen Kostensituation der Windeenergie in Deutschland' [DEWI, 2002] durchgeführt wurde:

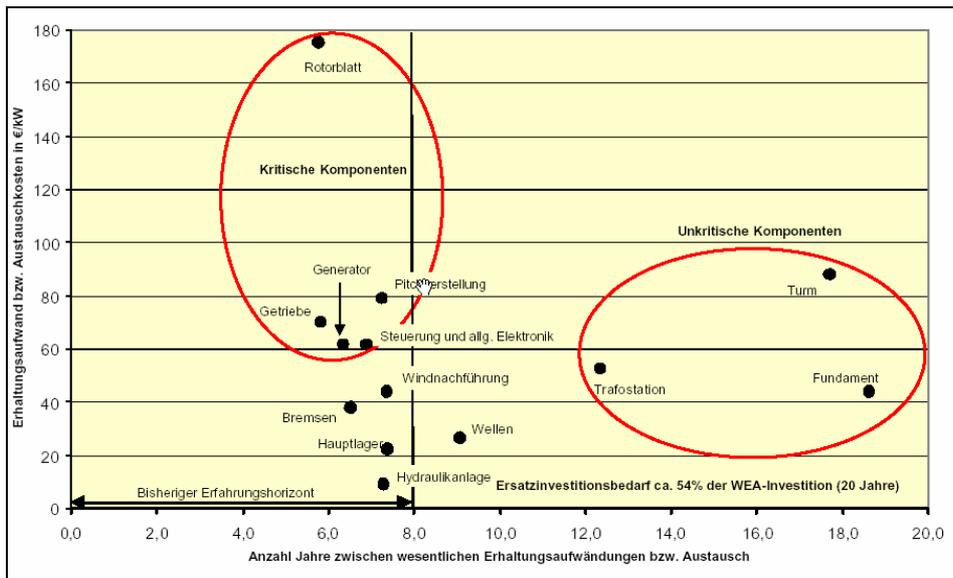


Bild 5 Darstellung der geschätzten Lebensdauern und Bauteil-Ersatzkosten [DEWI, 2002]

Aus den obigen Werten ergeben sich zusammengefasst die folgenden Ansätze für Ersatzinvestitionen:

- vom 1. bis zum 10. Betriebsjahr: jährlich 1.8 % der WKA-Kosten
- vom 11. bis zum 20. Betriebsjahr: jährlich 3.6 % der WKA-Kosten

Diese Werte können als Anhaltspunkt verwendet werden, um die Betriebskosten längerfristig zu schätzen. Entsprechend ist in der zweiten Hälfte der Lebensdauer davon auszugehen, dass die Betriebskosten um 1.8 % höher liegen wie in der ersten Hälfte.

6.8.3 Geschäftsführung und Grundstückspacht

Die Aufwendungen für Grundstückspacht sowie Geschäftsführung und Verwaltung werden in der Regel vertraglich geregelt. Die Höhe ist von den lokalen Gegebenheiten und allenfalls vom privaten Engagement des Betreibers abhängig. Zu Pacht- oder Dienstbarkeitsverträgen siehe auch [Meteotest, 1999].

In Deutschland beträgt der Anteil der Kosten für Geschäftsführung und Grundstückspacht durchschnittlich je ca. 20 % der gesamten Betriebskosten [DEWI, 2002].

6.8.4 Übrige Kosten

Weiter sind noch die Kosten für Strombedarf der Hilfsbetriebe, Versicherung, Rücklagenbildung für den Rückbau der Anlage, allenfalls notwendige Ausgleichsmaßnahmen und sonstige Kosten zu berücksichtigen.

7. Planungssicherheit

Der Bau einer Windkraftanlage an einem bestimmten Standort ist einerseits von technisch/meteorologischen Rahmenbedingungen, andererseits aber auch von Akzeptanzfragen abhängig. Es versteht sich von selbst, dass die umfassende Abklärung der technischen Machbarkeit eine zwingende Voraussetzung für die Planungssicherheit ist. Das Vorgehen zur Abklärung der technischen Machbarkeit ist im Handbuch 'Planung von Windkraftanlagen' [Metetotest, 1999] ausführlich beschrieben und wird hier nicht behandelt¹⁹. Die folgenden Abschnitte befassen sich ausschliesslich mit dem Aspekt der Akzeptanz eines Projektes.

7.1 Rahmenbedingungen für die Planung

Windkraftanlagen führen durch ihr Erscheinungsbild, durch Geräuschbildung und Schattenwurf zwangsläufig zu einer Beeinflussung der Umgebung, welche ganz unterschiedlich beurteilt wird. Tatsache ist, dass die bestehenden Anlagen in der Schweiz von der überwiegenden Mehrheit der Bevölkerung positiv aufgenommen und als sinnvolle Bereicherung empfunden werden. In der Regel ist der Bau einer Windkraftanlage weder in den kantonalen noch in den kommunalen Raumplanungsinstrumenten vorgesehen. Es bestehen daher zahlreiche Möglichkeiten, um ein Windenergieprojekt durch Einsprachen zu verzögern oder gar zu verhindern.

Im Rahmen des Baubewilligungsverfahrens für ein Windenergieprojekt wird entweder eine Ausnahmebewilligung gem. Art. 24 des RPG²⁰ oder eine Anpassung der Nutzungsplanung gem. Art. 22 RPG angestrebt. Entscheidendes Kriterium für eine Ausnahmenbewilligung resp. eine Anpassung des Nutzungsplanes ist, dass keine überwiegenden Interessen gegen den Bau der Anlage sprechen resp. dass eine Interessensabwägung für die Errichtung einer Anlage ausfällt. Dabei werden insbesondere auch die Interessen von Landschafts-, Heimat-, Natur- und Umweltschutz berücksichtigt.

Im Rahmen der Anlagenplanung gilt es, diese Umstände so zu berücksichtigen, dass für ein Windenergieprojekt eine optimale Planungssicherheit entsteht und eine Baubewilligung erreicht werden kann. In diesem Sinne geht es auch darum, dass Projekte mit geringen Realisierungschancen zu einem möglichst frühen Zeitpunkt entsprechend angepasst oder aber aufgegeben werden - noch bevor unnötige hohe Planungskosten angefallen sind.

7.2 Vorgehen bei der Projektplanung

Wie bei einem konkreten Projekt vorzugehen ist, um möglichst grosse Erfolgchancen zu erzielen, hängt von einer ganzen Anzahl von standortspezifischen Faktoren ab. Dabei spielen neben sachlichen Aspekten (wie z.B. Sichtbarkeit) auch emotionale Gesichtspunkte eine wesentliche Rolle (z.B. Image von Windkraftanlagen resp. Landschaft). Einheitliche Empfehlungen für die Gestaltung eines optimalen Planungsprozesses sind daher nicht möglich. Die folgenden Punkte sind im Sinne von Anregungen zu verstehen, um projektspezifisch ein optimales Vorgehen zu gestalten.

¹⁹ Dies betrifft insbesondere auch die Planungsaufgaben des Schweizerischen Starkstrominspektorats (siehe www.esti.ch).

²⁰ Raumplanungsgesetz

7.2.1 Frühzeitige Kontaktaufnahme / Dialog

Ein frühzeitiger Dialog mit lokalen Interessenvertretern (Behörden, Naturschutz-, Tourismusorganisationen, etc.) erlaubt es, mögliche Einwände früh zu erkennen. Um spezifische Fragen zu klären (z.B. Vogelzug), können nähere Abklärungen oder Studien notwendig sein. Unter Umständen kann es sinnvoll sein, den Umfang der Arbeiten und die damit beauftragte Firma oder Institution mit kritischen Interessensvertretern abzusprechen.

Mit der Standortgemeinde resp. den kantonalen Amtsstellen sollten auch die Verfahrensfragen bereits im Rahmen einer Vorabklärung geklärt werden.

7.2.2 Baubewilligung für Messmasten

Ein beträchtlicher Teil der Planungskosten entfällt auf die in der Schweiz unumgängliche Windmessung. Bereits das Aufstellen des dafür notwendigen Messmastes ist in der Schweiz baubewilligungspflichtig, da dieser in der Regel $\frac{1}{2}$ bis 1 Jahr stehen bleibt. Es empfiehlt sich deshalb, die öffentliche Diskussion vor oder parallel mit dem Baubewilligungsverfahren für die Windmessung durchzuführen.

Bei einem Baubewilligungsverfahren nach Art. 24 des Raumplanungsgesetzes (nur für Einzelanlagen möglich) können parallel zum Gesuch für die Errichtung eines Messmastes Gemeinde, Kanton und Bevölkerung über das Projekt orientiert werden. Dies ermöglicht einer allfälligen Gegnerschaft, bereits gegen die Baubewilligung des Messmastes Einsprache zu erheben.

Bei einem Verfahren mit Nutzungsplanung (Art. 22 des RPG) ist es angezeigt, mit der Baubewilligung für die Messung das Mitwirkungsverfahren für die Nutzungsplanung durchzuführen.

Zeigen das Baubewilligungsverfahren für den Messmast resp. das Mitwirkungsverfahren, dass Widerstand gegen die Anlage zu erwarten ist, kann das Projekt allenfalls frühzeitig angepasst werden.

Siehe dazu auch [Metron, 2001].

7.2.3 Aktive Kommunikation

An der Errichtung einer Windenergieanlage sind sehr viele Personen und Institutionen direkt oder indirekt interessiert: Anlageplaner, Investoren, Grundeigentümer, die lokale Bevölkerung mit ihren Behörden, Kantone und der Bund, die Stromwirtschaft und Interessenvertretungen der Regionalwirtschaft, des Tourismus, des Natur- und Landschaftsschutzes und der Energiekonsumenten.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, auf allen Stufen der Projektentwicklung den interessierten Kreisen die für sie wichtigen Unterlagen bereitzustellen und aktiv über das Projekt inkl. dessen Auswirkungen zu informieren. Eine offene, proaktive Kommunikation eines Projektes kann wesentlich dazu beitragen, dass eventuelle Ängste früh relativiert werden resp. gar nicht erst entstehen.

7.3 Besondere Aspekte

Im Rahmen der Planung einer Windkraftanlage können sich zahlreiche Aspekte als besonders relevant für einen bestimmten Standort herausstellen. Der Leitfaden 'Planung von Windenergieanlagen [Meteotest, 1999] behandelt die in Frage kommenden Aspekte. Die folgenden Ausführungen sind lediglich als Ergänzung zum genannten Leitfaden zu verstehen.

7.3.1 Landschaftsbild

Zweifelsohne gehören die Auswirkungen von Windkraftanlagen auf das Landschaftsbild zu den umstrittensten Aspekten der Windenergienutzung. Die Wahrnehmung von bestehenden Windkraftanlagen schwankt zwischen Begeisterung und Ablehnung, wobei gemäss einer im Auftrag des Bundesamtes für Energie durchgeführten Umfrage eine überwiegende Mehrheit die Anlagen positiv beurteilt [BFE, 2003]. Hervorzuheben ist, dass im näheren Umkreis der bestehenden Anlagen der Zuspruch besonders gross ist. Demgegenüber ist festzustellen, dass bei geplanten Projekten oft Zweifel und Ängste bezüglich der Auswirkungen auf das Landschaftsbild bestehen.

Wichtig erscheint in diesem Zusammenhang, dass eine allfällige Diskussion um die Auswirkungen auf das Landschaftsbild soweit wie möglich versachlicht werden kann. Dazu können u.a. folgende Mittel eingesetzt werden:

- **Fotomontage**
Die öffentliche Diskussion geplanter Standorte kann durch Fotomontagen im negativen wie im positiven Sinne deutlich geprägt werden. Gezielt manipulierte Bilder können die optische Wirkung von Windkraftanlagen massiv überzeichnen. Es kann deshalb sehr wichtig für ein Projekt sein, bereits möglichst frühzeitig realistische Fotomontagen zu erstellen. Eine realistische Darstellung wird nur erreicht, wenn die Grösse der WKA, das Landschaftsbild (Aufnahmestandort, verwendete Optik, Wetter, etc.) und Standort der Anlage im Landschaftsbild richtig gewählt werden. Da die Rotorbewegung die visuelle Wahrnehmung der WKA in der Landschaft verstärkt, sollte diese angedeutet werden (z.B. durch eine Kreislinie um das Rotorblatt).
- **Besichtigung bestehender Anlagen**
Eine Besichtigung einer bestehenden Anlage stellt sicher die beste Möglichkeit dar, um einen realistischen Eindruck vom optischen (und evtl. auch vom akustischen) Erscheinungsbild einer WKA zu erhalten. Durch den zeitlichen Aufwand für die Teilnehmer werden damit i.d.R. vor allem Vertreter von Behörden und Organisationen erreicht.
- **Sichtbarkeitsanalyse**
In der Regel ist es sehr nützlich zu wissen, von welchen bedeutenden Punkten (z.B. Ortschaften) eine Anlage ganz oder teilweise einsehbar ist. Besonders bei Windparks in einer komplexen Umgebung kann dazu eine Sichtbarkeitsanalyse erstellt werden, welche basierend auf einem digitalen Geländemodell zeigt, wo die Windkraftanlagen gesehen werden und wo sie sich im Sichtschatten des Geländes befinden. Um den mit steigender Entfernung abnehmenden Effekt der ästhetischen Wirksamkeit räumlich zu analysieren, kann eine Zoneneinteilung vorgenommen werden.

7.3.2 Periodischer Schattenwurf

Neben den Auswirkungen auf das Landschaftsbild können Windenergieanlagen optische Beeinträchtigung der Umgebung durch Lichtreflexe des bewegten Rotors oder durch periodischen Schattenwurf verursachen.

Die Rotorblätter moderner Windkraftanlagen weisen Reflexionseigenschaften auf, welche störende Wirkungen durch Lichtreflexe wirkungsvoll verhindern.

Schattenwurf tritt bei ausreichendem Sonnenschein hinter dem Baukörper einer Windenergieanlage grundsätzlich ebenso wie bei jedem anderen angestrahlten Körper auf. Eine besondere Wirkung kann deshalb nur vom bewegten Rotor ausgehen. Dass es sich dabei um eine erhebliche Belästigung handeln kann, wurde in Deutschland im Rahmen diverser Gerichtsbeschlüssen und -urteilen bestätigt [Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, 2002]. Für die Schweiz besteht bislang keine entsprechende Rechtspraxis. Als Basis für eine umsichtige Anlagenplanung kann die deutsche Rechtsprechung dienen, auch wenn diese bei uns natürlich keine Verbindlichkeit besitzt. Diese lässt sich folgendermassen zusammenfassen [siehe auch Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, 2002]:

Für die Belästigungswirkung durch Schattenwurf ist dessen zeitliche Einwirkdauer an betreffenden Immissionsorten massgebend. Diese ist an schutzwürdigen Wohn- und Arbeitsbereichen deshalb sicher zu begrenzen. Als Grenzwert wird in Deutschland eine maximal mögliche Einwirkdauer von 30 Stunden/Jahr und 30 Minuten/Tag gefordert. Die maximal mögliche Einwirkdauer versteht sich unter der Annahme, dass die Sonne an allen Tagen des Jahres scheint (fortwährend wolkenfreier Himmel) und die Windenergieanlage kontinuierlich in Betrieb ist, wobei die Rotorkreisfläche stets senkrecht zur Einfallrichtung der direkten Sonnenstrahlung steht. In der Realität sind diese Bedingungen nur während ca. 25 % der Tageszeit gegeben, sodass eine maximal mögliche Einwirkdauer von 30 Stunden/Jahr einer realen Einwirkdauer von ca. 8 Stunden/pro Jahr entspricht.

Um die geforderten Werte einzuhalten ist entweder der Standort der Anlage entsprechend zu wählen oder eine Abschaltautomatik vorzusehen, welche die Anlage bei kritischen Bedingungen (Sonnenstand, Windangebot) ausser Betrieb nimmt.

Mit zunehmender Distanz zur Windkraftanlage nimmt die Einwirkdauer zwar deutlich ab, jedoch reicht bei rein geometrischer Betrachtung der Schattenwurf bei Sonnenaufgang resp. Sonnenuntergang zunächst einmal unendlich weit. Zu berücksichtigen ist diesbezüglich, dass bei sehr niedrigen Sonnenständen das Verhältnis der Intensitäten von direkter Sonnenstrahlung und diffuser Strahlung aufgrund der Trübung der Atmosphäre in der Regel nicht ausreicht, um deutliche Schatten zu erzeugen. Hinzu kommt, dass mit zunehmender Entfernung nur noch ein kleiner werdender Bruchteil der Sonnenfläche durch die Passage eines Rotorblattes verdeckt wird [DEWI, 1998].

7.4 Konzept Windenergie Schweiz

Auf Anregung der Landschaftsschutzorganisationen haben die Bundesämter für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), für Raumentwicklung (ARE) und für Energie (BFE) eine konzeptionelle Grundlage für den Ausbau der Windenergie in der Schweiz in Auftrag gegeben.

Das Konzept nennt die Rahmenbedingungen für Planung und Bau von Windparks und folgt dem Prinzip, Windenergieanlagen an akzeptablen Standorten zu konzentrieren. Zu den Kriterien für die Identifikation guter Standorte gehören das Windaufkommen, der Siedlungsabstand sowie die

Verträglichkeit mit Natur und Landschaft (z.B. keine Windturbinen im Wald oder in Schutzgebieten). Kantonen und Gemeinden soll das Konzept als Planungsgrundlage dienen.

Aus dem Konzept resultieren einerseits bevorzugte Standorte für Windparks (mit je 3 bis max. 13 Anlagen) sowie Kriterien für die Standortwahl, welche für die Suche nach weiteren Standorten (inkl. für Einzelanlagen) geeignet sind.

Das Konzept Windenergie Schweiz ist kein Konzept nach Art. 13 des Bundesgesetzes über die Raumplanung. Geeignete Standorte sind deshalb auf kantonaler oder kommunaler Ebene weiter zu bearbeiten. Insbesondere sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass die landschaftliche Bewertung vor Ort durchzuführen ist.

8. Versicherung von Windkraftanlagen

8.1 Allgemeines

Viele Risiken, besonders wenn sie die Sicherheit von Menschen, der Umwelt und der Anlage selbst betreffen, sind versicherbar. Dadurch können die an der Windkraftanlage beteiligten Partner, insbesondere der Hersteller und der Betreiber, finanziellen Schaden abwenden, der sich aus den Restrisiken der Anlage ergibt.

Die Bedingungen und Prämien für die Versicherung von Windkraftanlagen sind zunehmend vom Risikomanagement abhängig, das der Hersteller und der Betreiber der Windkraftanlage im Vorfeld durchgeführt haben. Je kleiner dadurch die Risiken geworden sind, desto umfassender und günstiger fällt die Versicherungsdeckung aus. Dies wird sich in naher Zukunft kaum ändern.

Die Versicherungen für Windkraftwerke werden entweder vom Hersteller oder vom Betreiber veranlasst. Der Hersteller der Windkraftanlage, der in der Regel auch für den Transport, die Montage und den Testbetrieb bis zur Übergabe verantwortlich zeichnet, versichert das Produkt (Produkthaftung), Transport und Montage und Testbetrieb. Dann geht die Verantwortung an den Betreiber bzw. an die Betriebsgesellschaft über. Sie ist für die dann erforderlichen Versicherungen zuständig.

Die Versicherungen setzen sich aus einer Menge von einzelnen Komponenten zusammen, die nachfolgend individuell dargestellt sind. Es ist durchaus möglich, dass diese Komponenten in passenden Vertragsmodellen zusammengefasst und dabei Schnittstellen ausgemerzt werden. Dabei gibt es viele Kombinationsmöglichkeiten.

Die Versicherungsdeckungen kennen länderspezifische Besonderheiten. Die nachstehenden Ausführungen basieren auf den in der Schweiz üblichen Versicherungsdeckungen.

8.2 Versicherungen durch den Hersteller

Der Hersteller entwickelt, fabriziert, liefert, montiert und unterhält die Windkraftanlage. In der Regel werden einzelne Komponenten, wie z. B. der Rotor, von einem Zulieferer beigestellt. Die meisten Komponenten werden direkt auf den Montageplatz geliefert und dort zusammengebaut.

8.2.1 Transportversicherung

Welcher Partei die Gefahrentragung und – evtl. damit verbunden – auch die Pflicht zum Anschluss einer Transportversicherung obliegt, richtet sich nach den vereinbarten, kaufrechtlichen Bestimmungen. Nutzen und Gefahr gehen in der Regel erst mit der Abnahme der gesamten Anlage durch den Betreiber auf ihn über. Allerdings sind auch hierbei vertraglich fixierte Abweichungen davon möglich.

Der Hersteller der Windkraftanlage oder der Lieferant von Grosskomponenten engagiert in der Regel spezialisierte Transport- und Montageunternehmen, die über die entsprechenden Einrichtungen und Erfahrungen verfügen. Oft ist es der Hersteller bzw. der Lieferant, der die Transportversicherung besorgt. Das Auftragsverhältnis zum Transportunternehmen entsteht aus der Liefervereinbarung zwischen den Vertragsparteien, in der Regel dem Käufer und dem Verkäufer. Oftmals verfügen die Transporteure über eine Frachtführer-Haftpflichtversicherung. Diejenige Partei, die das Risiko zu tragen hat, ist aber gut beraten, sich nicht nur auf die Haftpflicht des Transport-

unternehmens zu verlassen. Sie sollte selbst eine Transportversicherung für die entsprechender Güter abschliessen.

Anfang und Ende einer Transportversicherung ist üblicherweise der unmittelbare Auflad am Abgangsort resp. der Ablad am Bestimmungsort. Besteht eine Montageversicherung, fällt das Risiko eines Verlustes oder einer Beschädigung auf dem Montageplatz in aller Regel in den Bereich der Montageversicherung. Transportbedingte Lagerungen unterwegs fallen jedoch unter die Transportversicherung. Beim Abschluss solcher Versicherungen sollte man einen Versicherungsspezialisten hinzuziehen, insbesondere auch zwecks Koordination zwischen Transport- und Montageversicherung.

Die Transportversicherung wird meist „gegen alle Risiken“ abschlossen. Versichert sind Verlust und Beschädigung der versicherten Güter. Auch eine Allgefahren-Deckung gewährt jedoch keinen absoluten Versicherungsschutz gegen jeglichen Schaden. Ausgeschlossen sind z.B. Schäden infolge Luftfeuchtigkeit und Temperatur, ungeeignetem Zustand der Güter für den Transport, ungeeignete oder ungenügende oder ungeeignete Verpackung sowie – nebst den mittelbaren Schäden - u.a. auch gewisse politische und soziale Risiken. Selbstverständlich müssen die Transportmittel behördlich zugelassen sein und für besondere Transportwege entsprechende Bewilligungen vorliegen.

8.2.2 Bau- resp. Montageversicherung

Die Windkraftanlage wird auf einem Fundament befestigt und montiert. Sind die Fundamente fertig gestellt und übergeben, so kann mit der Montage der Windkraftanlage begonnen werden. Die Montage obliegt i.d.R. dem Hersteller der Hauptkomponenten (Turm, Gondel, Generator) als Generalunternehmer. Er beauftragt bestimmte Arbeiten spezialisierte Montageunternehmen.

Für den Bau dieses Fundamentes und die Montage der Windkraftanlage ist eine Montageversicherung empfehlenswert. Die Versicherung beginnt mit dem in der Police vereinbarten Datum und erlischt ebenfalls mit dem in der Police vereinbarten Datum oder spätestens mit der Übergabe bzw. mit dem Abnahme des Bauwerkes durch den Bauherrn. Bauherr kann der Hersteller der Anlage, oder auch der spätere Betreiber oder der Planer sein.

Die Montageversicherung deckt während der Vertragsdauer unvorhergesehen und plötzlich eintretende Beschädigungen, Zerstörungen oder Verluste während der Montage und Inbetriebnahme an den versicherten Sachen. Nicht versichert sind Schäden als Folge von voraussehbaren Einflüssen, Abnutzung ebenso Aufwendungen zur Behebung von Mängeln, Veränderungen und Verbesserungen sowie reine Vermögensschäden wie Leistungsmängel, Vertragsstrafen und dergleichen.

Inwieweit in der Montageversicherung auch Feuer- und Elementarschäden (Hochwasser, Überschwemmung, Erdbeben etc.) mit eingeschlossen sind, ist im Einzelfall abzuklären. In jedem Fall empfiehlt es sich, bereits während der Bau- resp. Montagezeit über einen solchen Versicherungsschutz (sei es im Rahmen einer Montageversicherung oder im Rahmen einer Feuer-Bau-Versicherung) zu verfügen.

Eine separate Bauversicherung hingegen ist nicht notwendig, da das Baurisiko in die Montageversicherung integriert werden kann.

8.2.3 Bauherren-Haftpflichtversicherung

Sie ist dann abzuschliessen wenn *fremde Werke auf fremden Parzellen* durch die Erstellung der Windkraftanlagen gefährdet sind wie z. B. bei deren Einsturz auf Strassen, Bahnanlagen oder sogar auf Nachbargebäude. Die Bauherren-Haftpflicht-Versicherung läuft nur während der Bau- und Montagedauer und mündet nach Abnahme der Anlagen in die Betriebs-Haftpflichtversicherung des Betreibers.

8.2.4 Haftung des Herstellers für fehlerhaftes Produkt

Befindet sich eine Windkraftanlage in Betrieb, so kann sie an Personen oder Sachen und Tieren Schaden anrichten, z. B. durch Eiswurf oder durch den Abbruch und Absturz eines Rotorblattes etc. Richtet eine Windkraftanlage Personen- und / oder Sachschäden an fremdem Eigentum an, so stellt sich die Frage, ob der Schaden durch den Betrieb der Anlage (vgl. unten Ziff. 545) oder allenfalls durch einen Fehler des Herstellers entstanden ist. In diesem Fall kann eine Haftpflicht entstehen, deren Grundlagen im Gesetz festgelegt sind. Der Hersteller der Windkraftanlage hat bei Erfüllung der gesetzlichen Erfordernisse für den entstandenen Schaden ein zu stehen. Gegen solche Ansprüche kann er sich versichern, indem er eine Haftpflichtversicherung für Produktrisiken abschliesst. Diese Haftpflichtversicherung des Herstellers ist nicht zu verwechseln mit der Betriebshaftpflicht des Betreibers der Anlage (Anlage- und Betriebsrisiko, vgl. Ziff. 7.4.5).

Die Produkthaftpflicht des Herstellers umfasst folgende Deckungen und Ausschlüssen:

Deckung	Ausschluss
Haftpflicht für Personen-, Sach- und damit verbundene Folgeschäden (Vermögensschäden wie z. B. Verdienstaufschlag einer verletzten Person)	Reine Vermögensschäden, denen keine Personen- oder Sachschäden vorangehen (z. B. Minderertrag für landwirtschaftliche Nutzung durch Flächenbedarf für Mast und Zuwegung)
Haftpflicht, soweit sie im Gesetz und/oder nach Gerichtspraxis verankert ist (z. B. nach Produkthaftpflichtgesetz oder Obligationenrecht OR)	Haftpflicht, wenn sie unter den Parteien vertraglich vereinbart über jene der Gesetzesbestimmungen hinausgeht, wie z. B. Ersatzpflicht für Minderleistung, Konventionalstrafen etc.
Abwehr unbegründeter Ansprüche, d. h. z. B., wenn der Schadenfall grundsätzlich gedeckt wäre, aber die Schadenforderung übersetzt ist.	Abwehr unbegründeter Ansprüche, wenn grundsätzlich keine Deckung für den Schadenfall besteht (z. B. bei unversicherbaren Risiken)
Schäden, die Drittpersonen oder ihr Eigentum betreffen	Eigenschäden, d. h. Sachschäden an der Anlage selbst (Haftpflichtiger ist gleichzeitig auch Eigentümer der geschädigten Sachen/Anlagen).

Die Haftung nach dem Produkthaftpflichtgesetz ist bei Windkraftanlagen vor allem bei Personenschäden von Bedeutung (nicht aber bei Sachschäden, welche hier vorwiegend nach OR geregelt werden) und ist zeitlich auf 3 Jahre nach Bekanntwerden des Schadens, spätestens aber auf 10 Jahre nach der Inverkehrsetzung der Anlage, begrenzt. Die Lebensdauer einer Windkraftanlage wird somit die Haftungsdauer zulasten des Herstellers nach Produkthaftpflichtgesetz deutlich übersteigen. Der Betreiber der Anlage kann also nach Ablauf von 3, bzw. 10 Jahren nicht mehr auf den Hersteller der fehlerhaften Anlage bzw. auf seine Produkthaftungs-Versicherung zurückgrei-

fen. Er ist für den Schaden selbst verantwortlich. Seine Betriebshaftpflichtversicherung übernimmt dann die Schadenabwehr oder leistet die Entschädigung (siehe Ziff. 7.4.5).

8.2.5 Garantie des Herstellers, Bankgarantien

Mit der Haftpflichtversicherung nicht zu verwechseln sind die vertraglichen Gewährleistungspflichten des Herstellers oder Werkerstellers. Eine solche Gewährleistung ist eine zwischen Hersteller und Besteller vereinbarte, oftmals über die im Gesetz vorgesehenen Mindestanforderungen hinausgehende Leistung. Die üblichen Gewährleistungen beziehen sich häufig auf die Leistungsdaten der Anlage, vor allem die Leistungskurve und allenfalls Angaben über die Verfügbarkeit der Anlage bzw. über die Interventionszeit bei Betriebsunterbrechungen infolge technischer Mängel.

Es ist bei der Bestellung einer Windkraftanlage anzustreben, vom Hersteller diese Garantien einzufordern. Oft wird auch eine Bankgarantie verlangt, die dann den Schaden ersetzen würde, wenn der Hersteller nicht in der Lage wäre, die vertraglich versprochene Leistung zu erbringen. Allerdings ist eine solche Garantie (oder auch etwa „Kautions“ genannt) in der Regel betraglich limitiert (z. B. max. die Auftragssumme etc.). Über die Gewährleistungspflichten hinausgehende Schadenersatzforderungen sind nicht mehr Gegenstand von Garantien/Kautionen sondern von Berufs- und Betriebshaftpflichtversicherungen (vgl. dazu auch die Abgrenzungen zwischen Deckung und Ausschluss in Ziff. 7.3 und 7.4.5).

Die wichtigsten Garantien von Banken oder Versicherungen betreffen:

- Die Anzahlungsgarantie (Advanced payment bond)
- Die Leistungsgarantie (Performance Bond - siehe Kap. 6.4.4)
- Die Unterhaltsgarantie (Maintenance Bond)

8.3 Versicherung des Planers

Die Versicherungswirtschaft gewährt Ingenieuren und Architekten für ihre Planungsarbeiten oft eine Berufshaftpflicht- oder Planungshaftpflicht-Versicherung. Diese deckt nebst Personen- und Sachschäden gegen Zuschlag auch reine Vermögensschäden, die sich aus falscher oder mangelhafter Planungstätigkeit ergeben.

Im Zusammenhang mit der Planung von Windparks ist die Berufshaftpflicht-Versicherung insbesondere für die Ergebnisse der Windmessungen und daraus abgeleiteten Leistungsparameter für die mögliche Energieproduktion nützlich. In der Praxis ist es jedoch schwierig, dafür passenden Versicherungsschutz zu erhalten. Die Deckungssummen für solche reinen Vermögensschäden wegen zu geringer Leistung infolge Planungsfehler von Architekten und Ingenieuren sind in aller Regel eingeschränkt.

8.4 Versicherungen durch den Betreiber

8.4.1 Sachversicherung

Windkraftanlagen sind den Ereignissen, die die Sachversicherung deckt, besonders ausgesetzt. Es sind dies im besonderen die drei folgenden:

- Feuer: Obwohl eine Windkraftanlage aus scheinbar nicht brennbarem Material besteht, zeigt die Schadenerfahrung, dass anscheinend kleine Brandgefahren die Windkraftanlage oft total vernichten. Brennbar sind vor allem Öle (Getriebeöl, Schmierfette) und Isoliermaterial für elektrische Einrichtungen.
- Blitzschlag: Der Einschlag eines Blitzes kann trotz Blitzschutzanlage die Rotoren zerstören und Maschinenteile beschädigen. Oft sind Brände eine Folge des vorangehenden Blitzschlags.
- Sturm: In der Sachversicherung ist ein Sturm definiert als ein Wind mit einer Geschwindigkeit von mindestens 75 km/h (oder 20.8 m/s), der in der Umgebung Bäume umwirft oder Gebäude abdeckt. Windkraftanlagen halten dieser Windgeschwindigkeit problemlos stand. Verursachen also Stürme Schäden an der Windkraftanlage, wäre entsprechender Versicherungsschutz über eine Feuerversicherung gegeben.

Weiter umfasst der Versicherungsschutz in der Schweiz in aller Regel im Rahmen der Grunddeckung „Feuer“ auch die folgenden Deckungen:

- nebst Feuer auch plötzlich und unfallmässige Raucheinwirkungen
- Explosion und Implosion
- abstürzende und notlandende Luft- und Raumfahrzeuge oder Teile davon
- nebst dem Elementarereignis Sturm auch die Elementarereignisse Hochwasser, Überschwemmung, Hagel, Lawine, Schneedruck, Felssturz, Steinschlag und Erdbeben.

Zudem können im Rahmen einer Sachversicherung auf Wunsch auch weitere Gefahren versichert werden, wie z.B.

- Einbruchdiebstahl und Beraubung
- Wasserschäden (Ausfliessen von Wasser und anderen Flüssigkeiten aus Leitungen, Frostschäden an Wasserleitungsanlagen usw.)
- Böswillige Beschädigung

8.4.2 Sach-Betriebsunterbrechungs-Versicherung

Die Sach-Betriebsunterbrechungs-Versicherung entschädigt den Betreiber der Windkraftanlage für den Produktionsausfall (resp. für die zur Aufrechterhaltung der Produktion anfallenden Mehrkosten), der als Folge eines (versicherten) Sachschadens (siehe oben) eingetreten ist. Der Produktionsausfall kann in einem Windpark mit mehreren Anlagen gleicher Bauart leicht mit dem arithmetischen Mittel der Gesamtproduktion bestimmt werden. Bei einer Einzelanlage muss der Produktionsausfall vom Betreiber glaubwürdig nachgewiesen werden. Der Einspeisepreis in Fr./kWh ist bekannt. So lässt sich der Betriebsunterbrechungs-Schaden leicht berechnen.

Die Höhe des Sach-Betriebsunterbrechungs-Schadens hängt massgeblich von der Zeit für die Instandstellung ab. Wenn der Hersteller über die erforderlichen Komponenten verfügt, diese

rasch beschafft und montiert werden können, so verringert sich der Betriebsunterbrechungsschaden entsprechend. Die örtliche Zugänglichkeit der Anlage wie auch die Verfügbarkeit von mobilen Krananlagen spielt dabei eine Rolle.

8.4.3 Maschinenversicherung

Die Maschinenversicherung ermöglicht es, sämtliche Komponenten, also auch die Fundamente einer Windkraftanlage zu versichern. Im Vordergrund stehen Stromwirkungsschäden und mechanische Schäden der Kraftübertragung oder Überbelastung. Versichert sind dabei unvorhergesehen und plötzlich eintretende Beschädigungen oder Zerstörungen aus den technischen Risiken wie Materialfehler, Überbelastungen, Kurzschluss, Überstrom oder Überspannung, Versagen von Mess-, Regel- und Sicherheitseinrichtungen sowie Schäden infolge von Frost- und Eisbildung. Auch menschliche Einflüsse wie falsche Bedienung, Fahrlässigkeit oder Sabotage sind versichert.

Nicht versichert sind Schäden aus bekannten Mängeln aus fehlerhafter Konstruktion, bekannte Reparaturanfälligkeit, betriebsbedingte oder vorzeitige Abnutzung (Verschleiss) sowie Schäden für die der Hersteller oder Verkäufer haftet (Garantie/Gewährleistung).

8.4.4 Maschinen-Betriebsunterbruch-Versicherung

Fällt ein Schaden unter die Deckung der Maschinenversicherung, so schliesst auch die Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherung direkt an den versicherten Tatbestand an. Die Entschädigung wird gleich berechnet wie bei der Sach-Betriebsunterbrechungs-Versicherung.

8.4.5 Betriebshaftpflicht-Versicherung

Die Betriebshaftpflicht-Versicherung des Betreibers der Windkraftanlage kommt für Schäden auf, die Drittpersonen durch den Betrieb der Anlage oder durch die Tätigkeit von Personen, für die der Betreiber verantwortlich ist, erleiden. Es muss sich aber um Personen-, Sach- und darauf zurückgehende Vermögensschäden handeln. Wenn also beispielsweise ein Eisbrocken vom Rotor auf ein vorbeifahrendes Auto geschleudert wird und dabei auch noch der Fahrer verletzt wird, so ist dies ein typischer Fall für die Haftpflichtversicherung. Solche Haftpflichtfälle sind in der Betriebshaftpflichtversicherung ebenso gedeckt wie auch Schäden durch Betriebsunfälle (geschädigte Arbeitnehmer oder Besucher) und in beschränktem Umfang Umweltschäden. Anlagen die zum eigentlichen Betrieb gehören (z. B. Stromleitungen, Transformatoren etc.) sind ebenfalls im Grundrisiko eingeschlossen. Gegen Prämienzuschlag können diverse Zusatzrisiken in die Versicherung mit eingeschlossen werden (z. B. Rechtsschutz im Strafverfahren etc.).

Es darf nicht vergessen werden, dass eine Betriebshaftpflicht-Versicherung zwar Schäden bezahlt, aber gleichwohl Strafverfahren wegen fahrlässiger Tötung und Körperverletzung gegen den Hersteller, Planer oder Betreiber geführt werden können.

9. Literaturverzeichnis

- Bundesverband Windenergie (BWE), Ahmeln Peter, 'Mit einer grünen Anlage schwarze Zahlen schreiben', 2002
- DEWI, Klug Helmut, 'Gewährleistungsfragen in Kaufverträgen von Windenergieanlagen', 1999, erschienen in Zeitschrift 'Erneuerbare Energien 02/99'
- DEWI, Neumann Thomas, 'Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland', im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie (BWE), 2002
- DEWI, Osten Tjado, et al., 'Schattenwurf von Windenergieanlagen: Wird die Geräuschabstrahlung der MW-Anlagen in den Schatten gestellt?', 1998
- DEWI, Seifert Henry, et al., 'Risk analysis of ice throw from wind turbines', 2003
- DEWI, Strack Martin, 'Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks', 2002
- European Windenergy Association (EWEA), Morthorst Erik, 'Wind energy -the facts, Volume 2 Costs and Prices', 2003
- International Energy Agency (IEA), Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1999
- International Energy Agency (IEA), T. Laakso et. al., 'State-of-the-art of wind energy in cold climate', 2003
- ISSET Uni Kassel, Hahn Berthold, 'Zuverlässigkeit, Wartung und Betriebskosten von Windkraftanlagen', 2003
- Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, 'Sachinformation optische Immissionen von Windenergieanlagen', 2002
- Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, 'Windenergie XV - Praxisergebnisse 2003', 2004
- MEASNET: Measurement Procedure Cup Anemometer Calibrations, 1997
- METEOTEST, Cattin René, 'Häufigkeit von Vereisung und Extremtemperaturen in der Schweiz', 2004.
- METEOTEST, Kunz Stefan et. al., 'Planung von Windkraftanlagen', 1999.
- METRON, Henz Hans-Rudolf et.al., 'Die Berücksichtigung der Windenergie in der Richt- und Nutzungsplanung', 2001
- Neue Energie, 'Vollwartungskonzepte - Hängematte mit Fallstricken', Sept. 2003
- Pedersen E.L. et al, 'Influence of topographical input data on the accuracy of wind flow modelling in complex terrain', 1997

10. Anhang

Verzeichnis der Anhänge

A. Anhang 1	60
A.1 Gefahren-Checkliste.....	60
A.2 Risikobeurteilung (Formularsatz)	66
A.3 Unsicherheit der langjährigen Windstatistik	70

A. Anhang 1

A.1 Gefahren-Checkliste

Betriebssicherheit (Kap. 5)

Erprobte Technik (Kap. 5.2)

- Die Hauptkomponenten der WKA werden von Herstellern geliefert, die in der angewendeten Technologie über ausreichende Erfahrung verfügen.
- Neue Hersteller von wichtigen Teilkomponenten haben die Anlage mit einem Prototypen und mit einer Null-Serie ausreichend erprobt.
- Die eingesetzten neuen Technologien (Elektronik, Umformung etc.) werden von den Herstellern beherrscht.
- Der Hersteller der Hauptkomponenten verfügt über eine Versicherung für Konstruktionsmängel (Faulty Design), oder er ist so solide finanziert, dass er Garantieleistungen selbstständig erbringen kann.

Auslegung der WKA (Kap. 5.3)

- Die Auslegung von Windkraftanlagen geschieht nach IEC 64100-1. entsprechend den äusseren Bedingungen am Standort.
- Zusätzlich werden allfällige spezielle Anforderungen betreffend Vereisung berücksichtigt.

Voraussetzung für die Inbetriebnahme (Kap. 5.4)

- Der Hersteller kann nachweisen, dass die Windkraftanlage den grundlegenden Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen entspricht (Konformitätserklärung).
- Der Hersteller kann innert 2 Wochen alle notwendigen technischen Unterlagen (gem. STEV) zur Verfügung stellen.

Transport und Montage (Kap. 5.5)

- Die beauftragten Spezialisten haben die nötige Erfahrung; Sie klären gemeinsam die Machbarkeit von Transport und Montage und erstellen einen Ablaufplan mit allen erforderlichen Details. Zu berücksichtigen sind insbesondere:
 - Kurvenradien der Fahrstrecken sind ausreichend;
 - Brücken sind auf die Belastungen ausgelegt;
 - Unterführungen und Höhenbeschränkungen (Brücken, Stromleitungen) sind für grösste Teile ausreichend;
 - Zug-/Stossfahrzeuge bewältigen die Lasten bei Steigung/Gefälle;
 - Transportfahrzeuge haben eine ausreichende Bodenfreiheit;
 - Platzverhältnisse am Bauplatz (inkl. Baupiste);

- Montageplatz ist geeignet und genügend gross (Montage des Rotors, Hauptkran, ev. Hilfskran, Transportfahrzeuge, etc.)
- Anwohner/Passanten/andere Strassenbenützer sind informiert.
- Presse/Schaulustige werden eingewiesen und betreut.
- Die Witterung gestattet die Montage (insb. der Rotorblätter).
- Transport- und Anhängervorrichtungen werden nach der Montage zurückgeführt.

Netzanschluss (Kap. 5.6)

Der Anschluss an das elektrische Netz ist mit dem Betreiber genau zu klären. Insbesondere sind dabei folgende Punkte zu beachten:

- Anschlussbedingungen des übergeordneten Netzes (anschliessbare Leistung, maximaler Blindleistungsbezug, Netzschutzeinrichtungen, etc.).
- Das Verhalten der Anlage bei Kurzschlüssen im Netz, Spannungseinbruch und Überspannung sowie bei Frequenzanstieg oder -abfall.

Blitzschutz (Kap. 5.7)

- In Gondel, Spinner und Rotorblattspitzen sind Rezeptoren eingebaut. Sie sind mit einem Stahlseil mit der Stahlkonstruktion verbunden, der Blitzstrom wird ins Erdreich abgeleitet.
- Getriebe, Generator, Welle, Kuppelung, Elektrik und Elektronik sind gegen Überspannung geschützt.
- Komponenten im Fundament oder im Mastfuss sind ebenfalls in den Blitzschutz einbezogen.
- Der Eingang in die WKA ist während eines Gewitters untersagt, die berechtigten Personen sind entsprechend informiert und instruiert.
- Der Aufenthalt in der Nähe der WKA während eines Gewitters ist wegen herabfallender Teile gefährlich, Passanten (Landwirte, Wanderer, Skifahrer) sind davor zu warnen.
- Bei Windkraftanlage ohne Blitzschutz der Rotoren müssen Personen, die sich in der Nähe der Windkraftanlage aufhalten können, u.a. durch Warntafeln informiert werden, dass bis eine Stunde nach dem Gewitter die Gefahr einer unkontrollierten Entladung der Rotoren besteht.

Brandschutz (Kap. 5.8)

- Die für den Bau verwendeten Materialien sollten nicht brennbar oder schwer entflammbar sein.
- Eine Windkraftanlage, die in Brand geraten ist, darf nicht betreten werden, auch ein Annähern wegen herabfallender Teile ist gefährlich.
- Der Einbau einer automatischen Gaslösch- oder Wassernebelanlage ist eingehend zu prüfen (insb. bei Anlagen mit Getriebe).
- Die Feuerlöschanlage muss durch die Ansprache mehrerer installierter Brandmelder ausgelöst werden, damit Fehlalarme vermieden werden.
- Beim Ansprechen der Feuerlöschanlage müssen sowohl die Feuerwehr als auch der Betreiber alarmiert werden.

- Nach dem Auslösen der Löschanlage muss die Anlage abgestellt werden. Die Wiederinbetriebnahme erfolgt erst nach einer gründlichen technischen Kontrolle.
- Brand- oder Löschgase können bei fehlenden Schutzmassnahmen das Kontrollpersonal gefährden.

Eiswurf (Kap. 5.9)

- Die Gefahr der Vereisung der Rotoren kann durch konstruktive Massnahmen (Beheizung) reduziert werden.
- Die Vereisung der Rotoren sollte durch entsprechende Mess- oder Überwachungsgeräte erkannt werden. Auch diese dürfen nicht vereisen.
- Lässt sich die Vereisung nicht verhindern, so ist die Anlage abzuschalten, wenn immer sich Menschen in der Wurfweite der WKA befinden könnten.
- Beim Auftauen der mit Eis beschlagenen Rotoren oder anderer Teile der Windkraftanlagen ist die Annäherung wegen herabfallender Eisbrocken gefährlich. Es sind Informationen und Warnungen anzubringen.

Unterhalt und Ersatzteile (Kap. 5.11)

- Zustandsorientierte Überwachungssysteme melden unübliche Schwingungen und Betriebstemperaturen.
- Rechtzeitig erkannte Schwachstellen können in windarmen Zeiten repariert werden.
- Die Hersteller halten ausreichende Vorräte an Original-Ersatzteilen während der Lebensdauer der Anlage bereit, um Reparaturen rasch durchzuführen.

Finanzkräftige Hersteller (Kap. 5.12)

- Die finanziellen Verhältnisse des Herstellers von Hauptkomponenten sind bekannt und gesund.
- Aufgrund der Finanzlage des Herstellers kann davon ausgegangen werden, dass er in der Lage ist, Garantieleistungen zu erbringen und Ersatzteile vorrätig zu halten.
- Der Hersteller oder seine Bank können eine Anzahlungsgarantie, eine Leistungsgarantie oder eine Unterhaltsgarantie abgeben.

Wirtschaftliche Sicherheit (Kap. 6)

Ertragsprognose (Kap. 6.4)

- Im Rahmen eines Risiko-Managements wird:
 - die Gesamt-Unsicherheit der Ertragsprognose berechnet, welche sich aufgrund der einzelnen Unsicherheitskomponenten ergibt,
 - das Risiko, welches sich aus der Gesamt-Unsicherheit der Ertragsprognose ergibt, bewertet und
 - entsprechende Massnahmen ergriffen, wenn das Risiko ausserhalb des tolerierbaren Bereiches liegt.
- Windgeschwindigkeit und -richtung werden über mindestens 1 Jahr vor Ort gemessen.

- Anemometer-Messungen erfolgen entsprechend den Empfehlungen der IEA (siehe Kap. 6.4.1 und [IEA, 1999]). Die Messung erfolgt in möglichst grosser Höhe über Grund (bis Nabenhöhe).
- Ist das Gelände nicht flach und offen, wird für die Bestimmung des vertikalen Windprofils zusätzlich eine SODAR-Messung oder eine geeignete Windmodell-Rechnung durchgeführt.
- Für die Berechnung der langjährigen Windstatistik wird eine gut korrelierende Referenzmessung verwendet (Korrelationskoeffizient > 0.7) und eine geeignete Korrekturfunktion verwendet.
- Die Leistungskurve, welche zur Berechnung des Energieertrages verwendet wird, entspricht mindestens der Norm IEC 61400-12.
- In Windparks wird der Abschattungseffekt der Windturbinen untereinander berücksichtigt.
- Zu berücksichtigen sind zudem elektrische Übertragungsverluste durch Transformatoren oder Kabel bis zum Zähler, welcher für die Verrechnung der Stromrücklieferung zuständig ist (der Strombedarf der Hilfsbetriebe der Windkraftanlage wird unter den Betriebskosten berücksichtigt).
- Die Verfügbarkeit der WKA durch Schäden und Wartungsarbeiten sowie durch Ausfälle infolge Vereisung wird berücksichtigt.
- Mit dem Hersteller der WKA wird eine Leistungs- und/oder eine Verfügbarkeitsgarantie abgeschlossen, wenn dies aufgrund des Risikos, welches sich aus der Gesamt-Unsicherheit der Ertragsprognose ergibt, notwendig erscheint. Die Garantie wird mit der Erstellung des Kaufvertrages erstellt und regelt alle wichtigen Modalitäten.

Investitionskosten (Kap. 6.5)

- Die Kosten für die Windkraftanlage werden frühzeitig beim Hersteller ermittelt und soweit möglich vereinbart. Preisanfragen/Vereinbarungen werden ausreichend spezifiziert.
- Die Art des Fundaments wird aufgrund einer Bodenuntersuchung und in Absprache mit dem Hersteller festgelegt.
- Die für die Erschliessung notwendigen Massnahmen inkl. Kosten werden frühzeitig ermittelt.
- Massnahmen und Kosten für den Netzanschluss werden in Absprache mit dem zuständigen EW frühzeitig ermittelt.

Ertrag aus Stromrücklieferung (Kap. 6.7)

- Die Vergütung der gelieferten Elektrizität und des ökologischen Mehrwerts werden mit Lieferverträgen geregelt. Die entsprechenden Verhandlungen werden frühzeitig aufgenommen.

Betriebskosten (Kap. 6.8)

- Wartungs- und Unterhaltskosten werden umfassend kalkuliert (inkl. Materialkosten, Datenauswertungen, notwendige Zusatzversicherungen, etc.). Der Abschluss eines Vollwartungsvertrages mit langer Laufzeit (10 Jahre) wird empfohlen.
- Für die zweite Hälfte der erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren werden deutlich zunehmende Ersatzinvestitionen für Komponenten einkalkuliert.
- Die Betriebskosten umfassen auch die Stromkosten für den Strombedarf der Hilfsbetriebe der Anlage (inkl. Blattheizung).

Planungssicherheit²¹ (Kap. 7)

Vorgehen bei der Projektplanung (Kap. 7.2)

- Der Dialog mit den lokalen Interessensvertretern wird frühzeitig aufgenommen. Die Abklärung kritischer Gesichtspunkte (z.B. Vogelzug) erfolgt soweit sinnvoll unter Berücksichtigung der Anliegen der betroffenen Interessensvertreter.
- Es wird empfohlen, die öffentliche Diskussion bereits vor oder parallel zum Baubewilligungsverfahren für den Messmasten durchzuführen.
- Die wesentlichen Aspekte des Projektes werden aktiv kommuniziert. Für die interessierten Kreise werden die wichtigen Unterlagen bereitgestellt.

Besondere Aspekte (Kap. 7.3)

- Diskussionen über die Auswirkungen auf das Landschaftsbild werden durch die Bereitstellung von Fotomontagen und Sichtbarkeitsanalysen und evtl. durch Besichtigung bestehender Anlagen soweit möglich und erforderlich versachlicht.
- Eine mögliche Beeinträchtigung von Wohn- und Arbeitsbereichen durch Schattenwurf und Lärm wird berücksichtigt.

Versicherungen (Kap. 8)

Versicherung durch den Hersteller (Kap. 8.2)

- Der Hersteller der Hauptkomponenten verfügt über die erforderliche Transport- und Montageversicherung.
- Die Bauherrenhaftpflicht-Versicherung ersetzt Schäden, die während der Errichtung der WKA an fremden Sachen und auf fremden Parzellen entstehen.

Versicherung durch den Planer (Kap. 8.3)

- Der Planer der Windkraftanlage kann für Planungsfehler (Windmessungen) einstehen, es besteht eine Berufshaftpflicht-Versicherung für Vermögensschäden.

Versicherung durch den Betreiber (Kap. 8.4)

- Der Betreiber der WKA verfügt über eine Sachversicherung, die Feuer, Elementarschäden, Blitzschlag und Sturm versichert.
- Der Betreiber der WKA verfügt über eine Betriebsunterbrechungs-Versicherung, die den Ertragsausfall nach einem Sachschaden übernimmt.
- Der Betreiber der WKA verfügt über eine Maschinenversicherung, die Maschinenschäden, auch wenn sie durch fehlerhafte Bedienung entstehen, versichert.

²¹ In diesem Abschnitt werden ausschliesslich Aspekte der Akzeptanz behandelt. Betreffend der technischen Machbarkeit wird auf das Handbuch Planung von Windenergieanlagen [Meteotest, 1999] verwiesen.

- Der Betreiber der WKA hat eine Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherung abgeschlossen, die den Ertragsausfall nach einem Maschinenschaden übernimmt.
- Der Betreiber der WKA verfügt über eine Betriebshaftpflicht-Versicherung, die Personen- und Sachschäden, einschliesslich damit verbundene Vermögensschäden von geschädigten „Dritten“ (Passanten, Anwohner) übernimmt.

A.2 Risikobeurteilung (Formularsatz)

Windkraftprojekt.....

Organisation (Planer, Betreiber)	
Projektbeschreibung	
Ziel und Zweck der Beurteilung:	
Risiko Manager (Ersteller der Risikobeurteilung)	
Risiko-Eigner (Verantwortlicher Planer, Betreiber)	
Umfang der Risikoanalyse (Einschlüsse, Ausschlüsse)	
Status der Risikobeurteilung:	
In Bearbeitung seit.....	Freigegeben am.....
Durch.....	Durch

Definitionen

Häufigkeit, Wahrscheinlichkeit (W)

Häufig	einmal in	Jahren	%
Möglich	einmal in	Jahren	%
Selten	einmal in	Jahren	%
Sehr selten	einmal in	Jahren	%
Unwahrscheinlich	einmal in	Jahren	%

Auswirkungen (A)

Unbedeutend	CHF / leichte Verletzung
gering	CHF / schwere Verletzung
Spürbar	CHF / Spitalaufenthalt
Kritisch	CHF / Invalidität
Katastrophal	CHF / Todesfall

Übersicht über die Risiken und ihre Einschätzung

Nr.	Szenario	W	A	W	A
		IST-Zustand		SOLL-Zustand	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Datum Unterschrift

A.3 Unsicherheit der langjährigen Windstatistik

Statistisches Verfahren

Bearbeitung: Beat Schaffner, Meteotest

1. Einleitung

Eine zentrale Aussage eines Windgutachtens ist das langjährige Windpotenzial für einen Standort, an dem eine kurze Messreihe besteht (normalerweise wenige Monate bis ein Jahr). Die Abschätzung der Unsicherheit dieser langjährigen Angabe ist ein wesentlicher Baustein der Fehlerabschätzung einer Ertragsprognose eines Windparks.

Eine Möglichkeit, diese Unsicherheit abzuschätzen, besteht darin, Erfahrungswerte und Resultate aus Studien zu übernehmen. Diese Methode ist unbefriedigend, denn sie berücksichtigt die spezifischen Gegebenheiten der benutzten Messungen nicht. Deshalb schlagen wir hier eine Methode zur Berechnung der Unsicherheit vor, die allein auf statistischen Berechnungen abstützt.

2. Konzept

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Unsicherheit einer langjährigen Aussage an einem Messstandort in Abhängigkeit der Messperiode an diesem Standort.

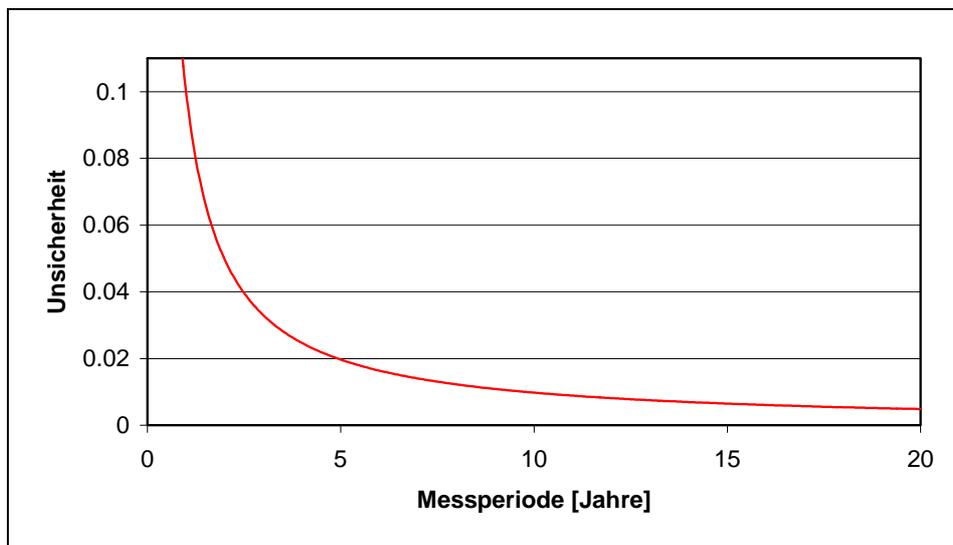


Abb. 1: Unsicherheit der Angabe eines langjährigen Mittelwerts in Funktion der Messperiode.

Wir nehmen an, dass in der Nähe des Messstandortes eine konsistente 20-jährige Referenzmessung besteht. Für den Standort dieser Referenzmessung kann das langjährige Windpotenzial mit einer gewissen Unsicherheit bestimmt werden. Falls sich die Messstation der kurzen Messreihe unmittelbar neben dem Standort der Referenzmessung befindet, erwarten wir eine sehr hohe Korrelation mit einem Korrelationskoeffizienten r von gegen 1 zwischen den beiden Messreihen. Bei einer perfekten Korrelation (Korrelationskoeffizient $r = 1$), kann die kurzfristige Messung bereits nach einer kurzen Messperiode durch eine Regression mit den langfristigen Messwerten derselben Periode perfekt auf 20 Jahre ergänzt werden. Diese langjährige Aussage ist aufgrund der perfekten Korrelation mit derselben Unsicherheit behaftet wie die Referenzmessung.

Wenn wir davon ausgehen, dass die langjährige Abschätzung einer kurzen Messreihe mit Hilfe einer gut korrelierenden Referenzmessung die Unsicherheit in der langjährigen Aussage verbessert, liegen wir bei der Unsicherheit dieser Abschätzung also immer in einem Bereich zwischen den beiden in Abbildung 2 dargestellten Kurven. Wie sehr sich die resultierende Unsicherheit der Unsicherheit der Referenzmessung nähert, hängt von der Korrelation der beiden Messreihen ab.

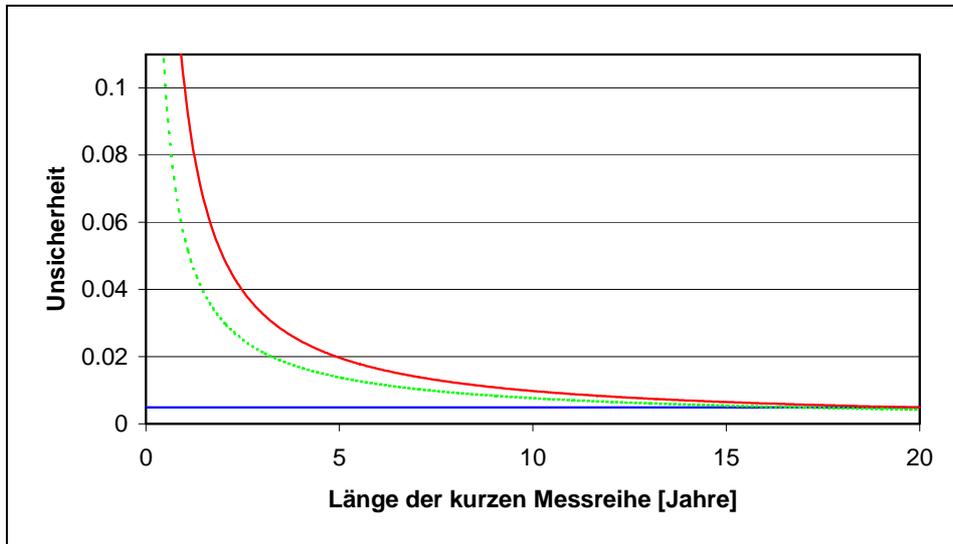


Abb. 2: Unsicherheiten der langjährigen Aussage: rot ohne Korrelation, blau mit perfekter Korrelation und grün bei Korrelation mit Korrelationskoeffizient zwischen 0 und 1.

3. Berechnung der Unsicherheit

Die Unsicherheit der langjährigen Aussage u_{tot} lässt sich also ausdrücken als:

$$u_{tot} = (u_{kurz} - u_{lang}) \cdot f(r) + u_{lang}$$

mit folgenden Parametern:

u_{kurz} : Unsicherheit der kurzen Messreihe

u_{lang} : Unsicherheit der Referenzmessung

r : Korrelationskoeffizient

$f(r)$: Funktion des Bestimmtheitsmasses, beziffert den Einfluss des Langzeitabgleichs auf die Unsicherheit der langjährigen Aussage. Für $r=1$ ist $f(r)=0$.

In den folgenden Abschnitten schlagen wir für die einzelnen Komponenten der Formel eine Möglichkeit der Berechnung vor. Wir betrachten dabei die Unsicherheit stets als empirische Standardabweichung. Wenn man von einer Gauss'schen Wahrscheinlichkeitsverteilung ausgeht, deckt die resultierende Unsicherheit u_{tot} ein Konfidenzintervall von 68% ab.

3.1

Berechnung von u_{kurz}

Der Standort der Referenzmessung und der Standort der kurzen Messung liegen in der Regel in einem klimatologisch ähnlichen Gebiet, mit ähnlicher Verteilung der Windbedingungen über die Zeit (sonst bestünde keine gute Korrelation zwischen den beiden Datenreihen).

Um die Unsicherheit der kurzen Messung zu bestimmen, kann deshalb auf die Referenzmessung wie folgt zurückgegriffen werden: Die Unsicherheit der kurzen Messung entspricht der empirischen Standardabweichung einer (statistisch relevanten) Anzahl Perioden gleicher Länge der Referenzmessung.

In der Praxis bildet man n (z.B. 20) Perioden der Länge der kurzen Messung mit den Daten der Referenzmessung und bestimmt gemäss folgender Formel die empirische Standardabweichung:

$$u_{\text{kurz}} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2}$$

mit den Parametern:

n : Anzahl Perioden

u_i : Mittelwert der Periode i

u : Mittelwert der Referenzmessung

3.2 Berechnung von u_{lang}

Die Unsicherheit der Referenzmessung entspricht dem mittleren Fehler des Mittelwerts der Referenzmessung und lässt sich berechnen mit:

$$u_{\text{lang}} = \frac{s_{\text{lang}}}{\sqrt{m}}$$

mit den Parametern:

s_{lang} : empirische Standardabweichung der Jahresmittelwerte der Referenzmessung

m : Anzahl Jahre, die die Referenzmessung abdeckt

s_{lang} berechnet sich wie folgt:

$$s_{\text{lang}} = \sqrt{\frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (v_i - \bar{v})^2}$$

mit den Parametern:

m : Anzahl Jahre

v_i : Mittelwert des Jahres i

v : Mittelwert der Referenzmessung

3.3

Abschätzung von $f(r)$

$f(r)$ bezieht den Einfluss des Langzeitabgleichs auf die Unsicherheit der langjährigen Aussage. $f(r)$ liegt zwischen 0 und 1 und ist abhängig von der Korrelation zwischen der kurzen und der langen Messreihe. Um diese Abhängigkeit zu bestimmen, haben wir anhand von Daten (Tagesmittelwerte 1994–2002) von 54 meteorologischen Stationen in Frankreich bestimmt, wie sich der Pearson'schen Korrelationskoeffizient r der Korrelation zwischen kurzer und langer Messreihe auf die Genauigkeit der langjährigen Aussage auswirkt. Für alle Stationen wurde ausgehend von einem einjährigen Datensatz mit sämtlichen anderen Stationen langjährig korrigierte Mittelwerte gebildet. Diese wurden mit den effektiv gemessenen langjährigen Mittelwerten an der entsprechenden Station verglichen. Abbildung 3 illustriert das Resultat der Untersuchung.

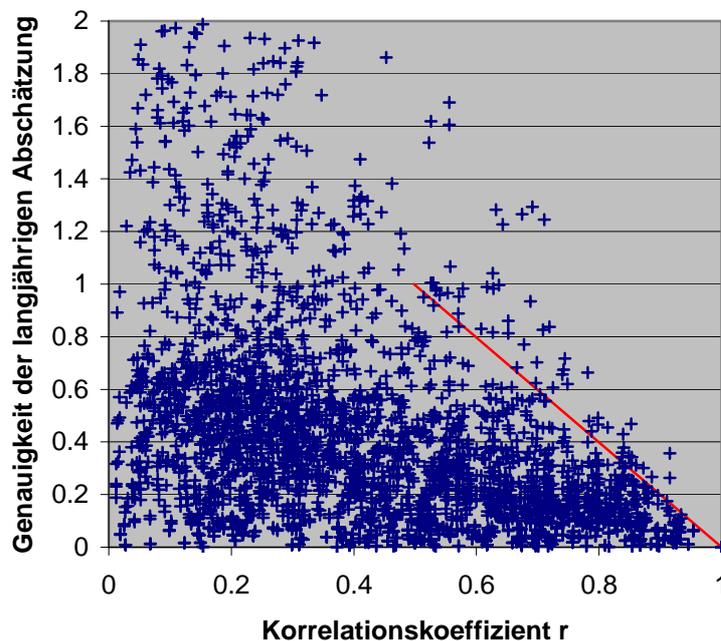


Abb. 3: Resultat der Untersuchung von 54 meteorologischen Stationen in Frankreich.

Es ist zu sehen, dass die Genauigkeit der langjährigen Abschätzung nicht sehr gut mit dem Korrelationskoeffizienten r korreliert. Trotzdem ist ein eindeutiger Trend feststellbar: Ab einem relevanten Korrelationskoeffizienten von 0.5 liegen weniger als 1% der Punkte über der Linie. Es kann also mit sehr hoher Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die Sicherheit der Resultate der langjährigen Abschätzung mindestens gemäss folgender Funktion mit dem Pearson'schen Korrelationskoeffizient zunimmt:

$$f(r) = -2r + 2$$

