

Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen Standorten

Henry Seifert
Ebertstr. 96
D-26382 Wilhelmshaven
www.dewi.de

Die Windenergienutzung hat in den letzten Jahren weltweit ein starkes Wachstum erfahren. Dabei wurden in den Anfängen der modernen Windenergietechnik zuerst die küstennahen windstarken Gebiete im Norden Europas mit direkt an das Netz gekoppelten Windenergieanlagen (WEA) erschlossen. Insbesondere in Deutschland, das momentan mit mehr als 10.000 MW installierter Leistung [1] an der Spitze der Windenergienutzung weltweit liegt, wuchsen nach und nach Windparks auf den küstennahen Standorten. Die Umgebungsbedingungen, d. h., die Windkonditionen, andere meteorologische Bedingungen sowie die Anschlußbedingungen an das elektrische Netz unterschieden sich nicht sehr von den Anforderungen die von der zu dieser Zeit dominierenden dänischen Windenergieindustrie und den entsprechenden Richtlinien abgedeckt wurden. Dies galt insbesondere auch für die standardisierten Windprognoseverfahren wie z.B. WAsP, das für diese Bedingungen optimiert und teilweise auch verifiziert war. Mit zunehmender Standortverknappung sowie mit zunehmender Nutzung der Windenergie in anderen Gebieten Europas und der Welt, mußten die damaligen Serienanlagen plötzlich gänzlich anderen externen Bedingungen trotzen. Dies reichte vom Betrieb in komplexem Gelände, wie es in Spanien, Griechenland aber auch in den Gebirgen von Deutschland und Österreich zu finden ist, bis hin zu extremen Standorten mit hohen Vereisungsaufkommen im Norden Skandinaviens.

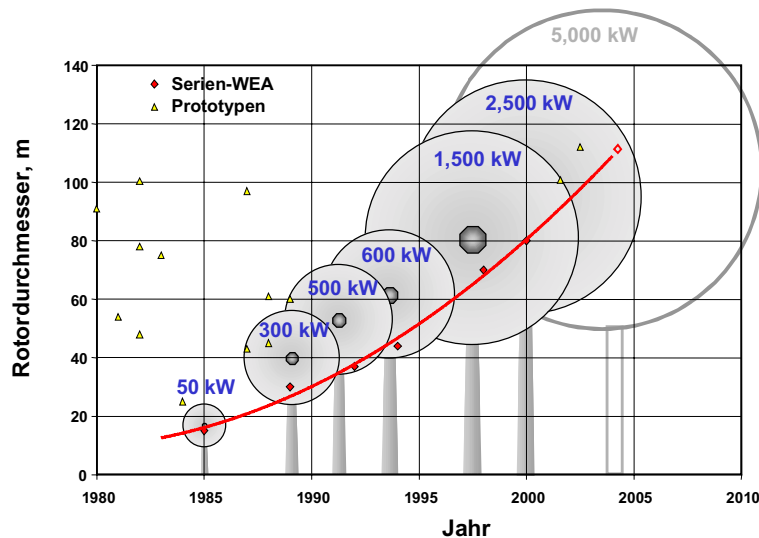


Abbildung 1 Größenwachstum der Serien-WEA und von Prototypen auf dem deutschen Markt von 1980 bis heute.

Die netzeinspeisende Windenergietechnik ist immer noch eine junge Technologie, die, werden nur WEA betrachtet, die in größeren Stückzahlen gebaut wurden, auf Betriebserfahrungen von maximal 10 bis 12 Jahre zurückschauen kann. Das oben genannte starke Wachstum bezieht sich aber nicht nur auf die hergestellten Stückzahlen, sondern auch auf das Größenwachstum, das, allein auf dem deutschen Markt, innerhalb von 12 Jahren Serien - WEA von 300 kW bis heute 2,5 MW hervorgebracht hat. Prototypen bis 4,5 MW werden gerade aufgebaut und in Betrieb genommen. Zusammen mit diesem Größenwachstum ging auch eine technische Entwicklung einher, die nicht nur aus der Forderung der größeren Dimensionen entstand, sondern auch durch die wachsende Erfahrung von immer neueren Anforderungen durch extreme, nicht „standardisierte“

Standorte gegeben sind. Das Größenwachstum der WEA auf dem deutschen Markt seit 1980 ist in Abbildung 1 dargestellt

Mit zunehmender Anzahl aufgestellter Anlagen und Zunahme der Betriebsstunden traten auch schon Schäden an Einzelkomponenten auf, deren Ursache vielerlei Gründe hatte. Die nationale und internationale Richtlinien- und Normenarbeit, die ebenso mit der Anwendung wuchs und umfangreicher wurde, konnte jedoch nur dem schnellen Wachstum „hinterher hinken“. Messungen der Beanspruchungen waren in der Anfangsphase eher selten und meist nur auf Forschungsprojekte beschränkt. Verifizierungen der Lastannahmen fordern aber solche Messungen, nicht nur, um die Bauvorschriften den aktuellen externen Lasten und Betriebsbedingungen anzupassen, sondern auch um die entsprechenden Simulationsprogramme zur Auslegung der Strukturen zu optimieren. International sind die nachzuweisenden Lastfälle, die sich aus der Kombination von externen Lasten und Betriebsbedingungen ergeben in der IEC 61400-1 ed 2 festgelegt [2]. Dabei weist diese internationale Norm vier WEA-Klassen aus, die im Wesentlichen durch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, den 50-Jahreswind und die Turbulenzintensität bestimmt sind. Die Werte gelten dabei in Nabenhöhe der Anlage. Gleich für alle Klassen ist die Forderung nach einer Betriebsfestigkeit von mindestens 20 Jahren. Die Norm verlangt den Nachweis von sogenannten Maximallasten und Ermüdungs- oder Fatiguelasten. Weitere Vorgaben sind zum Beispiel Windgradienten, Temperaturen, Niederschläge wie Schnee und Eis, aber auch entsprechende Bedingungen des elektrischen Netzes.

Üblicherweise bieten Hersteller ihre Anlagen für eine dieser WEA-Klassen an, so dass die Projektentwickler den entsprechenden Typ nach den Standortbedingungen bestellen können. Für extreme Standorte sieht dies jedoch anders aus. Hier schreibt die IEC 61400-1 ed 2 vor, dass der Konstrukteur die speziellen Anforderungen berücksichtigt und dies in einer S-Klasse mit speziellen externen Bedingungen definiert. Hierunter fallen zum Beispiel per Definition die Off-Shore-Anlagen. Aber auch Standorte mit sehr komplexem Gelände können leicht die „normalen“ Bedingungen überschreiten. Werden an solchen Standorten die Anlagen in Parks auch noch dicht aneinandergestellt, so sind frühzeitige Schäden an Komponenten wie Rotorblätter, Getriebe und Nachführantrieb vorprogrammiert. Beispiele, wie extreme externe Bedingungen die technische Ausstattung von WEA beeinflussen sind im Folgenden dargestellt:

Im alpinen Raum Mitteleuropas, aber auch in den Bergen Nordspaniens sind über die Jahreszeiten große Schwankungen der Temperatur und damit der Luftdichte festzustellen. Eine reine stall-geregelte WEA an diesen Standorten, ist sie für den Betrieb im Winter optimiert und erreicht dort ihre Nennleistung, wird in der Sommerhälfte bei hohen Temperaturen bei weitem nicht die Nennleistung erreichen, und in der sowieso windschwächeren Zeit drohen höhere Ertragsverluste. Wird die Anlage auf den Sommerbetrieb optimiert, so quittiert sie es mit Überleistung bei der hohen Luftdichte im Winterhalbjahr. Dies führt zu Abschaltungen und damit ebenso zu Ertragsverlusten, oder möglicherweise sogar durch Überhitzung des Generators zu Schäden. Auch zweimaliges manuelles „Einstellen“ der Rotorblätter kostet Zeit und Geld, wobei unter Umständen durch das extreme Ent- und Belasten der Verbindungsschrauben Ermüdungsschäden auftreten können. Blattgeregelte WEA, seien es aktiv-pitch oder aktiv-stall Anlagen, stellen sich automatisch auf die geänderte Luftdichte ein. Bei der Standortauswahl ist der saisonale Temperaturgang ein deutliches Indiz und sollte entsprechend beachtet werden, nicht nur durch die entsprechende Korrektur der Leistungskennlinie, die Abschaltungen durch Überhitzung nicht berücksichtigt.

Komplexe Gelände führen auch zu unvorhersehbaren Windstrukturen, die nur mit großem Aufwand rechnerisch oder meßtechnisch ermittelt werden können [3]. Bei Windmessungen in diesen Gebieten ist zu empfehlen, zusätzlich zu den Schalensternanemometern Ultraschallanemometer zu verwenden, um vertikale Komponenten im Bereich des Rotors zu

erkennen. Auch SODAR Messungen liefern neben detaillierten Windprofilen Vertikalkomponenten (Beispiel siehe Abbildung 2) und Windrichtungsänderungen über der Höhe [4]. Für diese Standortbedingungen ist es für den Konstrukteur wichtig, die Turbulenzintensität und die Anströmrichtungen zu kennen, um die Komponenten entsprechend auszulegen.

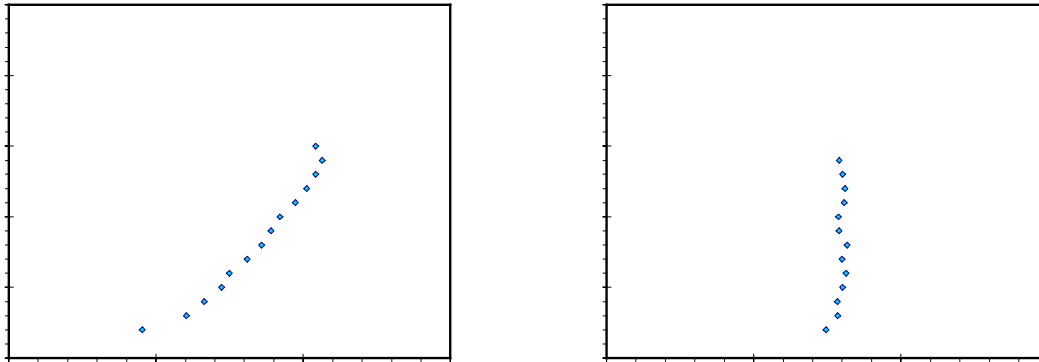


Abbildung 2 Beispiel SODAR Meßkampagne über eine Messung im komplexen Gelände. Zwei exemplarische Windprofile (10 min-Mittelwerte) aus einem Tag zu verschiedenen Zeitpunkten. Meßhöhe bis 150 m.

In vielen gebirgigen Standorten ist auch mit entsprechend häufigen Vereisungsbedingungen zu rechnen. In [5] wird über Ergebnisse eines von der Europäischen Kommission unterstützten Forschungsvorhaben berichtet. In vereisungsgefährdeten Gebieten sind mehrere Randbedingungen zu beachten, die zum größten Teil auch zu technischen Änderungen an der Maschine führen. Auch hier, wie bei Aufstellungen im komplexen Gelände ist eine Analyse des Standorts im Vorfeld der Planung unerlässlich. Schwierigkeiten bestehen in der genauen Vorhersage von Vereisungsbedingungen. Einerseits werden die für das Auftreten von Rotorblattvereisung benötigten meteorologischen Größen nicht an allen Meteorologiestationen aufgezeichnet, andererseits können orographische und kleinklimatische Eigenheiten des Standorts die Eisbildung stark beeinflussen, so dass eine genaue Aussage nicht getroffen werden kann [6]. In den seltensten Fällen wurde an vereisungsgefährdeten Standorten die Langzeitwindmessungen mit heizbaren Anemometern und Windfahnen durchgeführt, wobei meistens nur die Achse, nicht aber die Schalen beziehungsweise die Fahne beheizt wurden. Erkennbar sind Vereisungsbedingungen beispielsweise in monatlichen Windgeschwindigkeitsverteilungen, wenn im Winterhalbjahr die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten unterhalb 1 m/s deutlich zunimmt und das Anemometer nachweislich keine zu große Lagerreibung aufweist. Kriterien zur Standortbeurteilung bezüglich Vereisungsbedingungen sind also gefordert, ebenso wie eine angepasste Ausstattung der meteorologischen Meßgeräte. Ein schalenbeheiztes Anemometer, eine beheizte Windfahne sollten zusätzlich zu den üblichen Instrumenten zur Mindestausstattung einer Windmessung an solchen Standorten gehören.

Eine weitere Forderung ergibt sich aus den immer größer und damit auch immer höher werdenden WEA. Nabenhöhen um die 100 m gehören heute schon zu den „Standardgrößen“, was bedeutet, dass die Rotorblätter durchaus in Kontakt mit niedrigen Wolken bekommen können. Sogenannte Wolkenvereisung ist die Folge. Die Anlagen müssen also mit entsprechenden Ausrüstungen zum Erkennen von Rotorblattvereisung ausgestattet sein und entsprechend reagieren. Während einer Vereisungswetterlage setzt sich Eis an der Rotorblattvorderkante (Blattnase) an. Es gibt nun zwei verschiedenen Strategien, mit dieser Tatsache umzugehen. Entweder die WEA setzt den Betrieb fort, dann muss gesichert sein, dass die WEA für die zusätzlichen Beanspruchungen aus Eislast und geänderter Aerodynamik und Dynamik ausgelegt ist und die Umgebung nicht durch vom Rotorblatt weggeschleuderte Eisstücke gefährdet wird [7], oder die WEA wird bei Vereisungsbeginn stillgesetzt. Beide Strategien verlangen, dass die Betriebsführung der

WEA den Eisansatz erkennt und entsprechende Maßnahmen ergreift. Abbildung 3 zeigt für einen Rotorblattschnitt die prinzipiellen Mechanismen des Eisansatzes im Betrieb, Leerlauf und Stillstand. Erste Erfahrungen mit Rotorblattheizungen liegen vor und zeigen, dass dessen Einsatz an stark vereisungsgefährdeten Standorten zur Erhöhung des Energieertrags und der Sicherheit beitragen kann [6]. Ob der Einsatz von Blattheizungen wirtschaftlich ist, hängt stark von der Häufigkeit der Vereisungswetterlagen ab. Auf dem Markt werden heute zwei Versionen von Rotorblattheizung angeboten. Eine Nasenbeheizung, die während des Betriebs oder im Stillstand die Profilnase durch entsprechende elektrisch gespeiste Heizfolien eisfrei hält, oder eine Aufheizung des stillstehenden Rotorblattes mit entsprechenden Warmluftkanälen und Heizlüftern im Innern des Blattes.

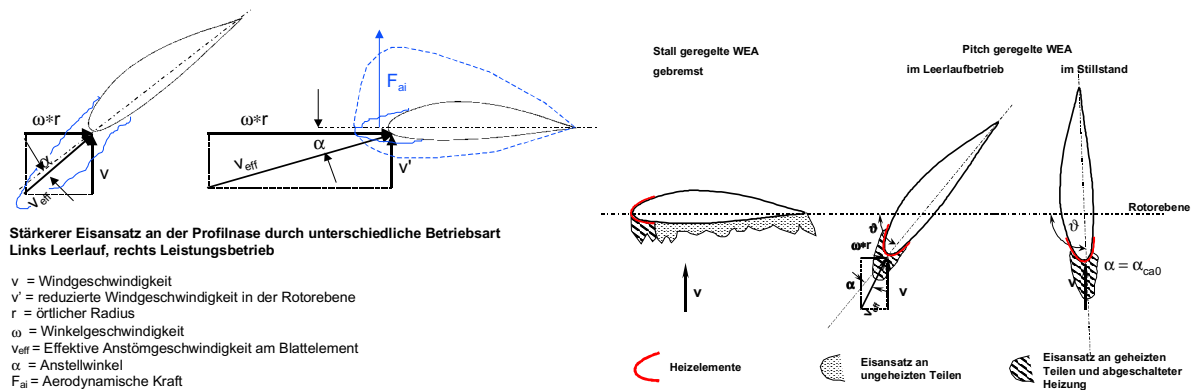


Abbildung 3 Eisansatz an rotierenden WEA (linke Seite) und an abgestellten WEA mit Rotorblattnasenbeheizung.

In vielen Fällen reicht es allerdings aus, die WEA bei beginnender Vereisung abzuschalten. Die Betriebsführung der WEA muß dies aber erkennen und die Anlage stillsetzen, bevor sich Eisstücke vom drehenden Rotor lösen und weggeschleudert werden. Eine nicht in Betrieb befindliche, vereiste WEA unterscheidet sich prinzipiell nicht von anderen Strukturen mit Eisansatz, wie zum Beispiel Türme oder Masten von Hochspannungsfreileitungen. Je nach Rotorstellung der stillstehenden Anlage ergeben sich für die beim einsetzenden Tauwetter abfallenden Eisstücke verschiedene Flugweiten in Lee-Richtung der Anlage. Es muss von der WEA-Betriebsführung her gewährleistet sein, dass die Anlage schon bei geringstem Eisansatz abschaltet und stillgesetzt wird bzw. nicht in Betrieb geht. Nach einer Abschaltung wegen Eisansatzes darf die WEA nicht wieder automatisch in Betrieb gehen, sondern nur nach visueller Inspektion, wenn sicher ist, dass kein Eis mehr an den Rotorblättern haftet und durch die erneute Inbetriebnahme jegliche Gefährdung der benachbarten Objekte ausgeschlossen ist. Dies kann beispielsweise eine ständige Überwachung der Leistungskurve sein, die einen Eisansatz an den Rotorblättern im Anfangsstadium erkennen kann. Rotorblätter von benutzen aerodynamisch hochwertige Profile, die die Leistung des Windes nur effektiv umsetzen können, wenn sie bei hohen Auftriebsbeiwerten geringe Widerstandsbeiwerte aufweisen. In [6] wurde der Einfluß verschiedener Vereisungsstadien auf genau diese Profileigenschaften im Windkanal untersucht. Eine Grundvoraussetzung für diese Methode der automatischen Eiserkennung ist die Verwendung von eisfreien, das heißt, heizbaren Anemometern (Schalenheizung, nicht nur Achsenheizung) und Windfahnen, um sicherzustellen, dass die WEA sich immer richtig in den Wind stellt. Beobachtungen zeigten, dass sich erst ein nennenswerter Eisansatz an der Rotorblattnase ansetzen muss, ehe sich einzelne Stücke vom Rotor lösen und weggeschleudert werden. Die Leistung des Rotors ist aber schon bei einem Eisansatz von etwa 3% (bezogen auf die örtliche Profiltiefe) deutlich vermindert.

Ein eindeutiges Anzeichen von beginnender Rotorblattvereisung kann auch eine Zunahme des aerodynamischen Geräuschs sein, aber auch ein Verschieben des Geräuschspektrums

hin zu höheren Frequenzen. Eine Messung an einer WEA mit minimaler Rotorblattnasenvereisung und – bei sonst gleichen Wetterbedingungen – anschließendem Betrieb ohne Eisansatz zeigt diese Effekte deutlich (siehe Abbildung 4).

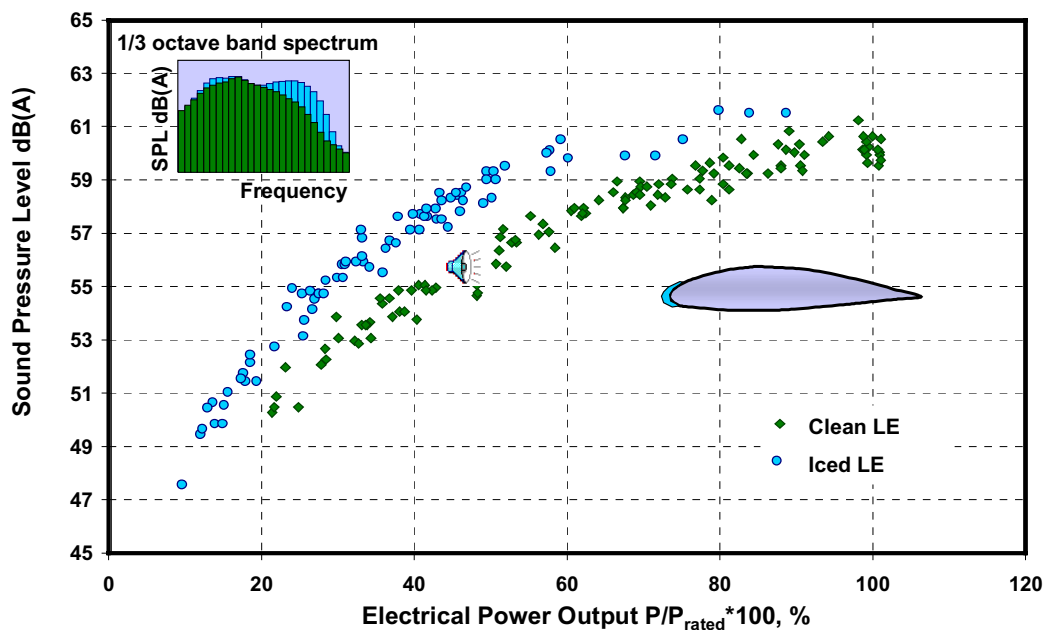


Abbildung 4 Geräuschmessung bei leichter Rotorblattnasenvereisung und unvereistem Rotorblatt.

Mit zunehmender Erschließung von Inlandsstandorten und Ländern, in denen Vereisungsbedingungen vorkommen, müssen die WEA mit entsprechender Instrumentierung ausgestattet sein.

Die wachsenden Rotordurchmesser und Turmhöhen, der Anstieg der Massen der einzelnen Komponenten stellen nicht nur geänderte Anforderungen an die Fertigungsmethoden und Auslegungsstrategien der WEA-Komponenten, sondern auch an die Infrastruktur, den Transport und die Aufstellung. Kräne und Hubbühnen sind mit den WEA gewachsen, Turmkonzepte wurden angepaßt. Unter den großen WEA mit Durchmessern von 45 m und mehr ist heute beispielsweise eine deutlich Entwicklung weg von den reinen stall-geregelten WEA mit fester Drehzahl zu verzeichnen, wie in Abbildung 5 zu sehen ist. Das Bild zeigt die im Jahr 2002 auf dem deutschen Markt angebotenen WEA, aufgeteilt nach den technischen Ausstattungen [8].

Eine weitere große Herausforderung wird die Anpassung der heutigen Anlagen und der nächsten Generation der Multimegawatt-Anlagen an die extremen Bedingungen des Offshore-Einsatzes sein. Die entfernte Lage der Standorte in der offenen See und die an ihnen anzutreffenden Wind- und Wellenbedingungen verlangen eine entsprechende technische Anpassung der Windenergieanlage. Durch die aufwendige und zeitlich begrenzte Zugänglichkeit bedingt müssen Offshore-WEA eine deutlich höhere Zuverlässigkeit im Betrieb erreichen, als es bei heutigen Anlagen erreicht wird. Ebenso länger müssen aus den gleichen Gründen die Wartungsintervalle sein. Die korrosive und erosive maritime Umgebung erfordert entsprechende Schutzmaßnahmen und Abdichtungen. Mit größerer Wassertiefe wächst der Aufwand für die Gründung. Da die Nabenhöhe über dem Wasserspiegel unabhängig von der Wassertiefe am Standort ist, muss die gesamte Tragkonstruktion entsprechend der Wassertiefe wachsen. Die wegen des langen Hebelarmes wirkenden Kippmomente sowie die durch Wellen angeregten zusätzlichen Belastungen müssen statisch und dynamisch beherrscht werden.

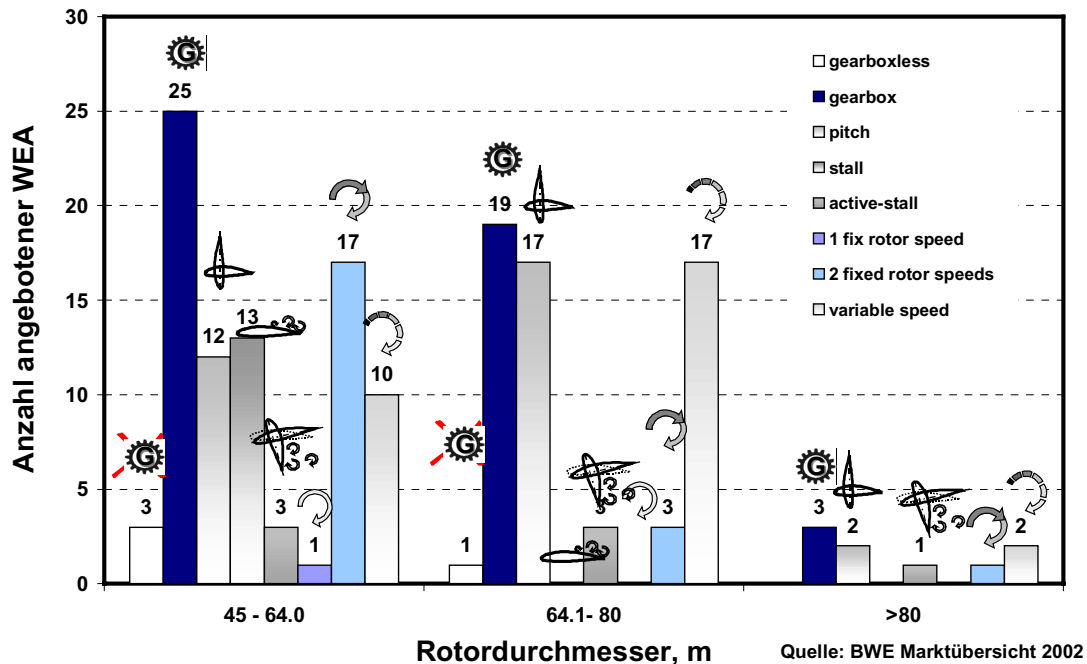


Abbildung 5 Heute auf dem deutschen Markt angebotenen Serien-WEA

Windenergieanlagen werden heute schon an vielen extremen Standorten weltweit aufgebaut, vom Einsatz im kalten Klima der Antarktis, Nordskandiaviens und im alpinen Raum Europas, im komplexen Gelände Südeuropas bis zum Off-Shore-Einsatz. Jeder extreme Standort erfordert spezielle technische Anpassungen an die Komponenten der Windenergieanlage, die hier nur exemplarisch angeführt werden konnten. Betriebserfahrungen, Vermessungen aber auch aufgetretene Schäden, die an solchen extremen Standorten auftreten können, fließen in die Neuentwicklungen der WEA-Industrie ein, so dass immer mehr „nicht der Norm entsprechende“ Standort in Zukunft sicher und wirtschaftlich genutzt werden können.

Literatur

- [1] Ender, Carsten: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland - Stand 30.06.2002. DEWI-Magazin (2002) Nr. 21, S. 10 - 23.
- [2] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-1 ed 2, Safety Requirements for Wind Turbines
- [3] M. Strack, e.a.; Wind Potential Assessment in Complex Terrain: Verification of WASP and Investigation of Improvements by Integration of Flow Models of Different Complexity; DEWEK 2000, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Oktober 2000.
- [4] Mellinghoff, H.; Strack, M.; Erfahrungen aus dem Meßbetrieb mit SODAR; DEWEK 2002, Wilhelmshaven, Germany, 23.-24. Oktober 2002.
- [5] Tammelin, B., Seifert, H.; WECO, Wind Energy production in COLD climate, DEWEK 2000, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Oktober 2000.
- [6] B. Tammelin; e.a.; Wind Energy Production in Cold Climate; Final Report, Meteorological Publications 41; Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, 2000.
- [7] H. Seifert: Betrieb von Windenergieanlagen unter Vereisungsbedingungen – Ergebnisse und Empfehlungen aus einem EU – Forschungsprojekt. 5. Österreichisches Wind Energie Symposium, St. Pölten 21. Oktober 1999, Energiewerkstatt, Friedburg, Österreich; S. 51 – 61.
- [8] Windenergie 2002 Marktübersicht, Bundesverband Windenergie, ISBN 3-9808-236-0-1.